

VDE-Studie



Dezentrale Energieversorgung 2020

VDE

Titel

VDE-Studie Dezentrale Energieversorgung 2020

Autoren

ETG-Taskforce Dezentrale Energieversorgung 2020

Dipl.-Ing. Willi Horenkamp	Universität Dortmund
Dipl.-Ing. Wilfried Hube	EWE AG, Oldenburg
Prof. Dr.-Ing. Johann Jäger	Universität Erlangen-Nürnberg
Dr. Ing. Martin Kleimaier	vormals RWE Essen
Prof. Dr. Ing. Walter Kühn	Fachhochschule Frankfurt am Main
Dipl.-Ing. David Nestle	ISET Kassel
Dipl.-Ing. (FH) Roland Pickhan	MVV Energie AG, Mannheim
Dipl.-Ing. Martin Pokojski (Leiter)	Vattenfall Europe Berlin AG & CO. KG, Berlin
Dipl.-Ing. Thomas Raphael	Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), Frankfurt
Prof. Dr.-Ing. Jörg Scheffler	Hochschule Merseburg (FH)
Dipl.-Ing. Christian Schulz	Technische Universität Braunschweig
Dr.-Ing. Christine Schwaegerl	Siemens AG, Erlangen
Dipl.-Ing. Detlef Wielsch	E.ON Engineering, Gelsenkirchen
Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann	Technische Universität München

Herausgeber

Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG)

Stresemannallee 15

60596 Frankfurt

Telefon 069 6308-346

Telefax 069 6308-9836

etg@vde.com

www.vde.com/etg

Zusätzlich zu dieser Studie wurde die Publikation "VDE-Studie Dezentrale Energieversorgung 2020 - Gesamttext" herausgegeben.

© 2007

Inhalt

Vorwort	4
1 Einleitung	5
2 Definitionen, Rahmenbedingungen und Systemansatz.....	6
3 Bedarfsentwicklung	7
3.1 Strombedarf	7
3.2 Heizwärmebedarf	7
3.3 Brauchwasserwärmebedarf.....	7
3.4 Klimatisierung.....	8
4 Beschreibung dezentraler Systeme	9
4.1 Betriebsweisen	9
4.2 Qualitätskriterien dezentraler KWK-Systeme	10
5 Dezentrale Versorgungsstrukturen.....	11
5.1 Bilanzkreis	13
5.2 Mikro-Netze (Microgrids).....	13
5.3 Virtuelles Kraftwerk	14
5.4 Umsetzung dezentraler Versorgungskonzept	14
6 Unterstützung durch IT- und TK-Technologien	15
6.1 Optimierungssysteme.....	15
6.2 Kommunikationssysteme	17
7 Auswirkungen auf das Stromnetz.....	18
7.1 Kurzschlussleistung.....	18
7.2 Netzverluste	18
7.3 Anlagen- und Netzschutz	19
7.4 Systemdienstleistungen	19
7.5 Netzplanung und Investition	20
8 Betrieb eines Gesamtsystems.....	21
8.1 Einfluss dezentraler Systeme auf den Betrieb von Großkraftwerken	22
8.2 Wirkungsgrade	22
8.3 Betriebsführung	22
8.4 Bedeutung der Netze in einem Gesamtsystem	23
9 Wirtschaftlichkeit dezentraler Systeme.....	24
9.1 Interessenlage der Akteure	24
9.2 Rahmenbedingungen	24
9.3 Betriebswirtschaftliche Größen	25
9.4 Netzinvestitionen und Kosten für die Netznutzung	26
9.5 Einfluss von Tarifen.....	27
9.6 Erlöse	27
9.7 Wettbewerbssituation im Strommarkt.....	28
9.8 Wettbewerbssituation im Wärmemarkt.....	28
10 Szenarien	29
10.1 Beschreibung der Gebiete / Versorgungskonzepte	29
10.2 Ergebnisse	31
10.2.1 Primärenergieverbrauch	31
10.2.2 CO ₂ -Emission	32
10.2.3 Investition.....	32
10.2.4 Gesamtkosten.....	33
11 Zusammenfassung und Ausblick	35

Vorwort

Die Energiewirtschaft befindet sich weltweit in einer Umbruchphase. Sie ist gekennzeichnet durch die absehbare Verknappung fossiler Energieträger, verstärkt durch den dramatisch steigenden Energiebedarf der aufstrebenden Länder, insbesondere China und Indien. Die damit verbundene zunehmende Nachfrage auf den Energiemärkten hat bereits zu deutlichen Preissteigerungen geführt. Die Abhängigkeit Europas von Energieimporten wurde gerade in letzter Zeit wieder offensichtlich. Immer häufiger werden vor allem leitungsgebundene Energieträger als Druckmittel zur Durchsetzung wirtschaftlicher oder politischer Interessen eingesetzt. Darüber hinaus zwingt die rasante Klimaveränderung zu umgehendem Handeln.

Für Industrienationen wie Deutschland steht daher die Sicherstellung einer zuverlässigen, nachhaltigen, umweltverträglichen und zugleich preisgünstigen Energieversorgung an erster Stelle. Hierzu gehören ein sinnvoller Energiemix und eine Verbesserung der Energieeffizienz bei Erzeugung, Übertragung und Verbrauch. Insbesondere die erneuerbaren heimischen Energien wie Sonne, Wind, Wasser, Biomasse, Geothermie usw. müssen langfristig einen höheren Stellenwert einnehmen. Neben der Deckung des Strombedarfs ist auch der Wärmebedarf in ein ganzheitliches und tragfähiges Energiekonzept einzubeziehen.

Die Nutzung fossiler Energieträger, auf die wir als ein wichtiger Pfeiler unserer Energieversorgung auf absehbare Zeit nicht verzichten können, erfordert einen ressourcen- und umweltschonenden Umgang. Hierzu zählen die Entwicklung hocheffizienter Kraftwerkstechnologien und Verfahren zur CO₂-Sequestrierung. Besonders sinnvoll ist jedoch die gleichzeitige Auskopplung und Nutzung von Strom und Wärme aus dem Energieumwandlungsprozess durch Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Anlagen). Dies bietet sich vor allem bei dezentralen Versorgungskonzepten an, da eine Wärmeverteilung über größere Distanzen nicht wirtschaftlich ist. Derzeit vorwiegend noch mit Erdgas betrieben, können KWK-Anlagen langfristig auf Biogas oder andere Biotreibstoffe umgerüstet werden. Dezentrale Versorgungskonzepte können auch dazu beitragen, die Netzverluste zu reduzieren, indem ein möglichst großer Teil des lokal erzeugten Stroms dort genutzt wird. Eine ausschließlich dezentrale Versorgung ist allerdings weder technisch noch wirtschaftlich sinnvoll, da das unetliche und nicht flächendeckend verfügbare Dargebot der erneuerbaren Energieträger entsprechende Speicherkapazitäten und leistungsfähige Netze erfordert, um eine bedarfsorientierte Versorgung zu ermöglichen.

Auch auf der Verbraucherseite kann durch effizientere Prozesse und ressourcenschonende Bauweisen ein wertvoller Beitrag zur Energieeinsparung geleistet werden. Durch ein geeignetes Lastmanagement lässt sich der Verbrauch besser an das aktuell vorhandene Energiedargebot anpassen. Mit Hilfe von Wärmepumpen kann die in der Erde gespeicherte Wärmeenergie nutzbar gemacht werden, und solarthermische Anlagen werden im Wärmemarkt fossile Energieträger ersetzen.

Die Qualität der Energieversorgung gewinnt zunehmend an Bedeutung. In letzter Zeit aufgetretene Großstörungen haben uns dies wieder verdeutlicht. Hier können dezentrale Versorgungskonzepte dazu beitragen, dass besonders wichtige Prozesse auch in solchen Fällen sicher weiterversorgt werden können.

In zukünftigen Szenarien können dezentrale Versorgungskonzepte also einen wertvollen Beitrag leisten und die überregionale, mehr oder weniger zentrale Energieversorgung sinnvoll ergänzen. Im Rahmen der Studie werden technische und wirtschaftliche Aspekte der dezentralen Versorgungssysteme dargestellt.

1 Einleitung

In den Jahren 2003 und 2004 entstand unter Verantwortung des VDE eine Studie zur Energieversorgung 2020 in Deutschland. Die Arbeit hatte zum Ziel, die energetischen, ökologischen und ökonomischen Konsequenzen zu bewerten, die bei einer Umsetzung der bestehenden Energiepolitik zu erwarten sind.

Drei Szenarien dienten zur Bewertung der energiewirtschaftlichen Auswirkungen. Der Schwerpunkt des „regierungsnahen“ Szenarios lag bei einer Entwicklung entsprechend den politischen Vorgaben, die Alternativszenarien zielten auf eine „kostenoptimale“ Entwicklung sowie einer Entwicklung mit minimalen CO₂-Emissionen. Die Ergebnisse der Szenarien bestätigten, dass unabhängig vom gewählten Szenario ein Erreichen der CO₂-Ziele entsprechend Kyoto möglich ist. Die Ergebnisse der alternativen Szenarien zeigten aber auch, dass sie in Bezug auf Investition und Energiekosten deutliche Vorteile erwarten lassen. Weiterhin wurde deutlich, dass zukünftig von einem größeren Anteil an dezentralen Erzeugungsanlagen auszugehen ist. Dies betrifft die Möglichkeiten der gekoppelten Strom- und Wärmeversorgung (KWK) genauso wie die Nutzung erneuerbarer Energieträger in Form von Windenergie, Photovoltaik (PV) und Biomasse. Da KWK-Systeme in den Wärmemarkt eingreifen, wurden hier zusätzlich zur Stromversorgung auch alternative Systeme zur Wärmeversorgung mit in die Betrachtungen aufgenommen. Hierzu zählen insbesondere solarthermische Anlagen aber auch Wärmepumpen.

Die vorliegende Studie versucht, diese Entwicklung und deren Einfluss auf die Versorgungsstrukturen zu beschreiben und zu bewerten. Um die Vergleichbarkeit mit den Ergebnissen der o.g. VDE-Studie sicherzustellen, finden die gleichen Ansätze Verwendung, sowohl hinsichtlich des Zuwachses beim Strombedarf als auch hinsichtlich des unterstellten Netzausbaus.

Die Erarbeitung dieser Studie erfolgte im Rahmen einer interdisziplinären Arbeitsgruppe von Vertretern der Industrie, Verwaltung, Verbänden, Forschung und Energiewirtschaft. Mit dieser Zusammensetzung ist eine fachlich fundierte Bearbeitung gewährleistet. Sie ist die Voraussetzung, dass dieses für die Gesellschaft wichtige Thema möglichst ausgewogen und unabhängig von Unternehmensinteressen Würdigung findet.

2 Definitionen, Rahmenbedingungen und Systemansatz

Die Erschließung erneuerbarer Energiequellen sowie eine möglichst effiziente Nutzung der fossilen Primärenergieträger werden in den nächsten Jahren zu einem wachsenden Stromerzeugungsanteil aus dezentralen Systemen führen. Den Zielen der EU zufolge soll im Jahr 2010 der Anteil der Erneuerbaren Energien 22 % und der von Kraft-Wärme-Kopplungs-(KWK)-Anlagen 18 % betragen.

Die Ausführungen dieser Studie beschränken sich auf Anlagen und Systeme, die in Verteilungsnetze (0,4 ... 30 kV) eingebunden werden. Aufgrund der flächendeckend vorhandenen Netze in Deutschland werden reine Inselösungen nicht betrachtet. Große Windparks on- und offshore sind ebenfalls nicht Bestandteil der vorliegenden Untersuchungen, müssen aber aufgrund der hohen erreichten bzw. noch zu erwartenden Anteile bei der Betrachtung des Gesamtsystems mit berücksichtigt werden.

Neben der dargebotsabhängigen und damit fluktuierenden Erzeugung aus regenerativen Quellen wird im Rahmen der Studie vor allem die regelbare Erzeugung aus KWK-Anlagen betrachtet. Während bei thermischen Großkraftwerken die Abwärme aufgrund der üblicherweise großen Entfernung zu den Bedarfszentren nicht genutzt wird, bieten sich dezentrale System für eine kombinierte Nutzung an und ermöglichen hierdurch einen hohen Gesamtnutzungsgrad.

Zu den regenerativen Energieträgern zählen auch Biogas bzw. Biomasse. Aufgrund der relativ einfachen Speicherung lassen sich darauf basierende Systeme bedarfsgerecht einsetzen.

Die Komplexität der dezentralen Versorgung mit ihren vielfältigen Einflüssen erfordert einen Systemansatz, der alle wichtigen Komponenten berücksichtigt. Dies betrifft nicht nur die Erzeugungssysteme, sondern auch das großflächig vernetzte Gesamtsystem und letztlich auch den Verbraucher selbst, der durch sein Verhalten zur Optimierung beitragen kann.

Im Sinne eines ganzheitlichen Ansatzes zur ressourcenschonenden, wirtschaftlichen Nutzung der Primärenergien werden in der vorliegenden Studie neben den Möglichkeiten zur Stromversorgung auch unterschiedliche Konzepte zur Wärmeversorgung mit in die Betrachtungen einbezogen. Hierzu gehören z.B. auch Holzpellet-Heizungen, solarthermische Systeme ebenso wie Wärmepumpen.

Eine netzverträgliche und kostenoptimale Integration der dezentralen Erzeugungssysteme, sowie ein energieeffizienter Betrieb, der den Randbedingungen von Dargebot und Bedarf gerecht wird, werden in der Studie ebenfalls berücksichtigt.

Bau und Betrieb dezentraler Systeme stehen im Prinzip allen Parteien offen, so dass hierdurch eine weitere Liberalisierung möglich wird. Unterstützt wird dies durch ein im Vergleich zu Großkraftwerken relativ geringes Investitionsrisiko. Für Dienstleister werden Möglichkeiten eröffnet, die Versorgung mit Strom und Wärme als Komplettpaket anzubieten.

3 Bedarfsentwicklung

Dezentrale Versorgungssysteme haben - neben der Nutzung erneuerbarer Energieträger - zum Ziel, mit verbrauchernah errichteten Systemen die Effizienz und Sicherheit der Energieversorgung zu verbessern. Dies erfordert eine am Bedarf orientierte Auslegung der Systeme. Im Vergleich zur zentralen Versorgung ist damit die Kenntnis des vor Ort bestehenden Energiebedarfs Voraussetzung für eine optimale Versorgungskonzeption. Das Verbrauchsverhalten ist damit eine wichtige Größe, da es die Auslegung und damit die Wirtschaftlichkeit dezentraler Systeme maßgeblich beeinflusst.

3.1 Strombedarf

Die Höhe des Energieverbrauchs eines Gerätes ist heute eine wichtige Einflussgröße für die Kaufentscheidung. Kennzeichnend hierfür ist die Ausweisung des Bedarfs mit Energieverbrauchslabels. Verbrauchsgeräte weisen in allen Sektoren immer höhere Wirkungsgrade auf; weiteres Einsparpotential wird in Zukunft möglich sein.

Umgekehrt ist davon auszugehen, dass zusätzliche Geräte den Strombedarf insgesamt steigern werden. Neben der fortschreitenden Nutzung moderner Informations- und Kommunikationsgeräte in Gewerbe und Haushalt ist auch in unseren Regionen ein Trend zum Einsatz von Klimageräten zu beobachten, deren nachteilige Auswirkungen auf die Stromversorgung insbesondere aus den USA bekannt sind. Systeme zur Zwangslüftung mit Wärmerückgewinnung, die in modernen Gebäuden zum Standard werden können, werden durch ihren elektrischen Antrieb ebenfalls zu einem Anstieg des Verbrauchs beitragen. Ähnliches gilt für Wärmepumpen.

Zusammenfassend ist davon auszugehen, dass der Stromverbrauch in den nächsten Jahren weiter leicht ansteigen wird. Bis 2020 ist im Mittel von einem Verbrauchsanstieg um 0,5 % pro Jahr auszugehen.

3.2 Heizwärmebedarf

Im Gebäudebestand ist seit vielen Jahren eine kontinuierliche Abnahme des Heizwärmebedarfs, insbesondere bei Neubauten, zu beobachten. Zurückzuführen ist dies auf verschiedene Verordnungen zur Ausführung von Gebäuden, die eine sukzessive Verbesserung der energetischen Qualität zur Folge haben (Bild 1).

Unter der Voraussetzung geeigneter politischer Rahmenbedingungen ist auch von einer Nachrüstung älterer Gebäude auszugehen, so dass zukünftig ein größerer Teil des Gebäudebestands dem „Energiesparhaus“ zuzurechnen ist. Dies hat bereits heute dazu geführt, dass in vielen Neubaugebieten aus wirtschaftlichen Gründen keine Erdgasnetze mehr verlegt werden.

Großzügigere Wohnungsaufteilung und der Trend zu Single-Haushalten führt andererseits zu einer zunehmenden Wohnfläche pro Einwohner. In Summe ist aber davon auszugehen, dass der damit verbundene Heizenergiemehrbedarf durch eine rückläufige Bevölkerungsentwicklung größtenteils kompensiert wird.

3.3 Brauchwasserwärmebedarf

Der Brauchwasserverbrauch ist in der Vergangenheit durch gesteigerte Hygienebedürfnisse drastisch angestiegen, wobei dieser Bedarf kaum jahreszeitliche Schwankungen aufweist. Er liegt bei ca. 45 Litern Warmwasserverbrauch je Person und Tag bei einer Aufwärmungsspanne von 35 °C.

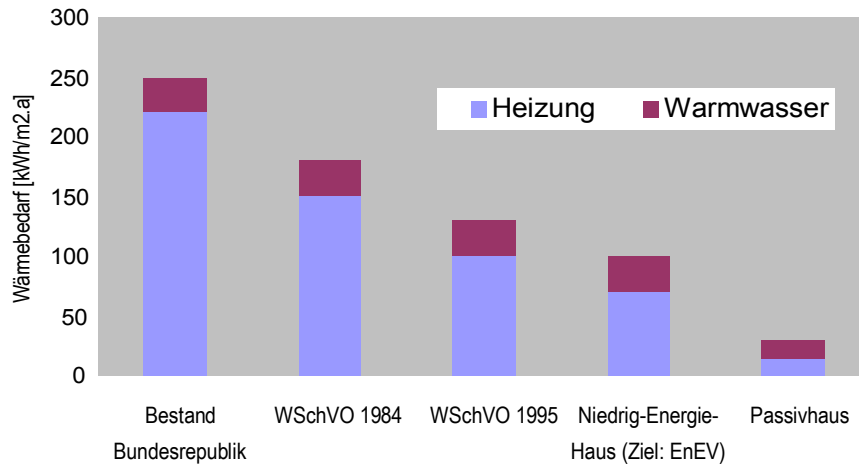


Bild 1: Auswirkung der Wärmeschutzverordnungen
Quelle: AGFW

Umgekehrt zum Verbrauch wird sich der Primärenergiebedarf als Folge einer höheren Effizienz moderner Brauchwassersysteme verringern. Insbesondere ist von einem wachsenden Beitrag solarthermischer Warmwassersysteme auszugehen, die mit bis zu 60 % zur Deckung des Energiebedarfs bei der Brauchwasserversorgung beitragen können. Dieser abnehmende Energiebedarf zur Brauchwasserversorgung führt andererseits jedoch zu einem Verlust an Grundlastversorgung für KWK-Anlagen. Die Kombination eines solarthermischen Systems mit einer KWK-Anlage ist daher aus wirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll.

3.4 Klimatisierung

Für den Bereich der Gebäudeklimatisierung ist festzustellen, dass der Wunsch nach Komfort einen steigenden Stellenwert einnimmt. So werden zunehmend auch im privaten Bereich Klimaanlage nachgefragt. Ob die Entwicklung allerdings vergleichbar stürmisch wie im Fahrzeugsektor ablaufen wird, bleibt abzuwarten. Eine angepasste Bauweise könnte diesem Trend zumindest teilweise entgegenwirken.

Unabhängig von der allgemeinen Entwicklung ist von einem zunehmenden Bedarf an Klimatisierung im Büroktor auszugehen. Der Trend zum Bau von Glasgebäuden in Verbindung mit zunehmenden internen Wärmelasten (elektronische Geräte wie PCs) ist hierfür entscheidend.

4 Beschreibung dezentraler Systeme

Die Optimierung von Erzeugung und Bedarf ist bei der Planung dezentraler Versorgungssysteme von Bedeutung. Es ist abzuwägen zwischen ökonomischen und ökologischen Zielen sowie Ansprüchen an die Versorgungssicherheit. Insbesondere die Versorgungssicherheit gewinnt in Deutschland als Folge der in letzter Zeit aufgetretenen Großstörungen zunehmend an Bedeutung.

Die Deckung des Wärmebedarfs erfolgt heute im Regelfall über im Haus installierte öl- oder gasversorgte Wärmeerzeuger. Denkbar sind aber auch Anlagen auf Basis nachwachsender Rohstoffe, z. B. Holzpellets. Der Strombedarf wird normalerweise über Stromlieferungen aus dem öffentlichen Netz gedeckt.

4.1 Betriebsweisen

Bei dezentralen Energieversorgungssystemen kann die Deckung des Strombedarfs zu einem gewissen Anteil über im Haus installierte KWK-Anlagen erfolgen. Die gleichzeitig erzeugte Wärme wird vorzugsweise im Gebäude zur Wärmeversorgung verwendet. Unterschiedliche Betriebsweisen sind denkbar:

- **Wärmegeführter Betrieb:** Der Betrieb erfolgt entsprechend dem lokalen Wärmebedarf. Der Strom ist Nebenprodukt und wird je nach Lastsituation entweder lokal verbraucht oder ins Netz eingespeist. Da die Wärmenachfrage im Vergleich zum Strom relativ statisch ist, stellt dieser Betrieb keine speziellen Anforderungen an die Dynamik.
- **Stromgeführter Betrieb:** Der Betrieb orientiert sich an der Stromnachfrage (lokal oder im Netz). Die Wärme ist das Nebenprodukt und möglichst lokal zu verwerten. Aufgrund eines rückläufigen Wärmebedarfs sind hierbei Systeme mit einer hohen Stromkennziffer (Verhältnis von Strom- zu Wärmeerzeugung) von Vorteil. Ein Wärmeüberschuss kann zwar prinzipiell über Rückkühlwerke an die Umgebung abgeführt werden. Dies erfordert allerdings zusätzlichen Aufwand und ist im Sinne eines effizienten Betriebs nicht zielführend.

Aus wirtschaftlichen Gründen kommen KWK-Anlagen vorrangig in der Grundlast (z.B. Brauchwassererwärmung) zum Einsatz. Zur Abdeckung der Wärmebedarfspitze sind ergänzend Spitzenlastkessel vorzusehen (Bild 2). Durch den Einsatz von Wärmespeichern lässt sich die Nachfrage von der Erzeugung bis zu einem gewissen Grad entkoppeln.

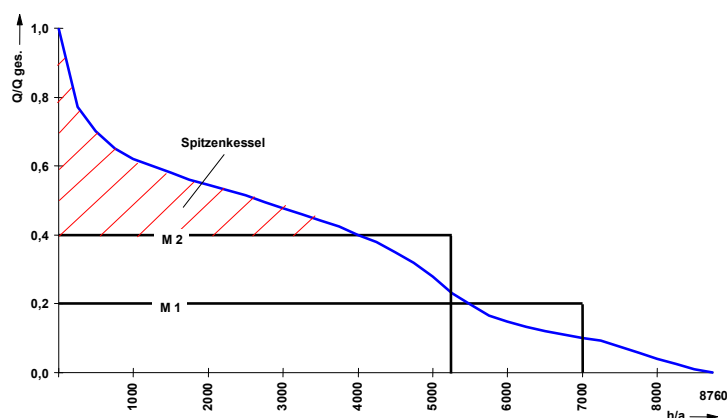


Bild 2: Kombination aus KWK-Anlage und Spitzenlastkessel

4.2 Qualitätskriterien dezentraler KWK-Systeme

Eine verbrauchernahe und wirtschaftliche Deckung des Bedarfs setzt die Einhaltung bestimmter Qualitätskriterien voraus. Hierzu zählen:

- **Kosten:** Die Stromgestehungskosten sind entscheidend für die Akzeptanz durch den Verbraucher. Sie werden beeinflusst durch die Höhe der Kosten für Investition, Finanzierung, Wartung, Personal und Energie. Die Kosten für das Gesamtsystem können deutlich höher liegen als die des reinen Erzeugungsaggregats, da zusätzlich periphere Kosten und Aufwendungen für die Installation zu berücksichtigen sind. U.a. gehören hierzu Brennstoff- und Heizungsanbindung etc. aber auch Schallschutzmaßnahmen. Gegenüber Großkraftwerken haben dezentrale KWK-Anlagen durch ihren modularen Aufbau den Vorteil, dass sich ihre Leistungsgröße am Bedarf ausrichten lässt und Überkapazitäten so vermieden werden. Erweiterungen sind bei Bedarf relativ einfach möglich. Trotz spezifisch höherer Kosten resultiert hieraus ein insgesamt geringeres Investitionsrisiko.
- **Wirkungsgrade:** Sie beschreiben die Effizienz der Umsetzung der eingesetzten Primärenergie in Strom und Wärme. Der elektrische Wirkungsgrad bezieht sich hierbei nur auf den Strom, während der Gesamtnutzungsgrad die Summe aus Strom und nutzbarer Wärme berücksichtigt. Beim elektrischen Wirkungsgrad ist zu unterscheiden zwischen Brutto und Netto-Werten. Nur der Nettowert berücksichtigt auch den Energieverbrauch interner Verbraucher einer Erzeugungseinrichtung und ist damit repräsentativ für die Qualität der Anlage. Bei entsprechender Betriebsweise können auch die jeweiligen Wirkungsgrade im Teillastbereich relevant werden.
- **Regelbarkeit/Dynamik von KWK-Anlagen:** Der bedarfsorientierte Einsatz der Anlage erfordert, dass sich die Erzeugungssysteme schnell dem Bedarf nachführen lassen. Hierbei können bei schnellen Regelvorgängen auch Laständerungsgeschwindigkeiten von einigen %/s erforderlich sein. Ist dies durch das Erzeugungssystem allein nicht zu gewährleisten, sind ergänzend Speicher einzusetzen. Im Falle einer Störung müssen sich die Anlagen aus Sicherheitsgründen schnell abschalten lassen.
- **Potenzial:** Für die Verbreitung dezentraler KWK-Anlagen ist die Verfügbarkeit der Energieträger von Bedeutung. Wegen der flächendeckenden Verbreitung ist Erdgas derzeit der am meisten verwendete Brennstoff. Zukünftig kann auch ein verstärkter Einsatz nachwachsender Energien (Biomasse und Biogas) möglich sein. Die Frage des möglichen Beitrags sowie der lokalen Verfügbarkeit dieser Energieträger wird derzeit allerdings noch sehr kontrovers diskutiert.
- **Emissionen:** Die Emissionen sind abhängig vom eingesetzten Energieträger und der eingesetzten Technologie. Innovative Technologien wie Brennstoffzellen weisen in der Regel eindeutige Vorteile gegenüber konventionellen Technologien auf. Emissionen wie NO_x und SO_2 sind dort weitgehend vernachlässigbar. Für alle Technologien gilt in gleichem Maße: Je höher der Wirkungsgrad bzw. der Gesamtnutzungsgrad, desto kleiner die spezifischen Emissionen. CO_2 -Emissionen lassen sich jedoch auch mit Brennstoffzellen nicht vermeiden, solange fossile, kohlenstoffhaltige Primärenergieträger, wie z. B. Erdgas, zum Einsatz kommen. Nur Energieträger auf Basis nachwachsender Rohstoffe sind als CO_2 -neutral zu betrachten.

5 Dezentrale Versorgungsstrukturen

Dezentrale Versorgungsstrukturen lassen sich in einer großen Bandbreite definieren. Angefangen von der kleinsten Einheit, einem Einfamilienhaus, lassen sich die Systemgrenzen bis zu ganzen Städten erweitert.

Die Auslegung der dezentralen Systeme setzt die Kenntnis des zeitabhängigen Bedarfs von Strom und Wärme voraus. Hierzu finden Lastganglinien Verwendung. Sie beschreiben den Energiebedarf einzelner Gebäude oder Gebiete in Abhängigkeit von der Tages- und Jahreszeit.

Während der Lastgang eines einzelnen Kunden bei Strom und Wärme sehr hohe Bedarfsspitzen aufweist, führt eine Überlagerung der Einzellastgänge mehrerer Kunden (z.B. in einem Wohnblock oder in einer Siedlung) zu einer gewissen Vergleichmäßigung. Beim Wärmebedarf ist jedoch die Morgenspitze aufgrund eines hohen Gleichzeitigkeitsfaktors auch dann noch deutlich ausgeprägt. Insgesamt bietet die dezentrale Versorgung eines größeren Kollektivs - insbesondere eine Durchmischung von Wohnbebauung, Bürogebäuden und Gewerbebetrieben - eindeutige Vorteile gegenüber einer Einzelversorgung. Die Nutzung der Möglichkeiten einer Laststeuerung kann zu einer weiteren Vergleichmäßigung bzw. zu einer Anpassung an die jeweilige Situation auf der Erzeugungsseite beitragen.

Die betrachteten Erzeugersysteme, sowohl für Strom als auch für Wärme, unterscheiden sich in Bezug auf die Verfügbarkeit der Energieträger und damit hinsichtlich der Planbarkeit ihres Einsatzes. Während Systeme auf der Basis von Sonne und Wind dem fluktuierenden Dargebot folgen müssen, orientiert sich der Einsatz anderer Systeme weitgehend am jeweiligen Bedarf.

	Fluktuierendes Dargebot	Planbar
Wärme	Solarthermie	Brennwertkessel Biomasse (z.B. Holzpellets) Wärmepumpen
Strom	Photovoltaik (PV)-Anlagen Windenergieanlagen kleine Laufwasserkraftwerke	geothermische Anlagen
KWK		Verbrennungsmotoren Microturbinen Brennstoffzellen Biogasanlagen

Speichersysteme können in beiden Fällen unterstützend zum Einsatz kommen und die Betriebsweise dadurch optimieren. In der vorliegenden Studie werden aber ausschließlich Heißwasserspeicher im Zusammenhang mit KWK-Systemen berücksichtigt. Im Rahmen einer weiteren Task Force untersucht die ETG derzeit die Potenziale unterschiedlicher zentraler und dezentraler Speichersysteme. Die Studie soll Ende 2007 fertig gestellt sein.

Die durchschnittlichen Jahresverbräuche an thermischer und elektrischer Energie je Wohneinheit unterscheiden sich für verschiedene Siedlungsgebiete grundlegend. Bei Gewerbeeinheiten unterscheiden sich Höhe und der zeitliche Verlauf des Energieverbrauches nach der Branche der gewerblichen Nutzung. Eine Abschätzung wird darüber hinaus auf Grundlage der genutzten Fläche getroffen. Verschiedene Fakto-

ren beeinflussen die Höhe und den zeitlichen Verlauf des Energieverbrauches für verschiedene Zeithorizonte (Bild 3).

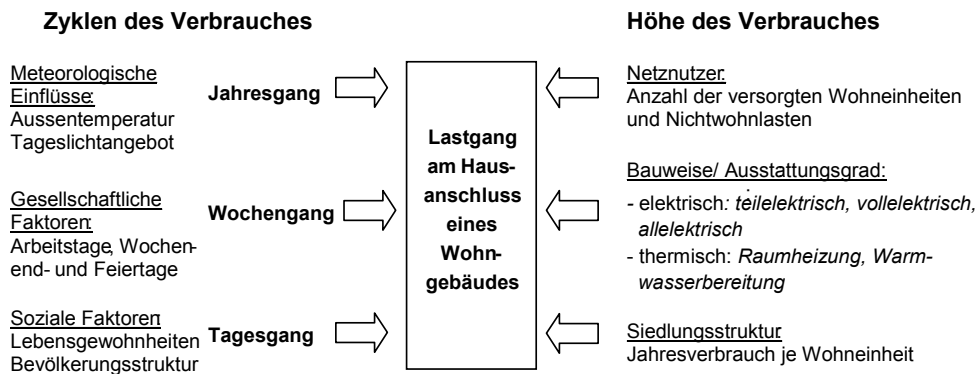


Bild 3: Einflussfaktoren auf den elektrischen und den thermischen Energieverbrauch in Wohngebäuden

Die Potenziale zur Erzeugung elektrischer Energie und thermischer Energie in Siedlungsgebieten sind von einer Reihe von Faktoren abhängig: Zur Nutzung des solaren Strahlungsangebotes wird eine dem Gebäude zugeordnete Fläche zur Aufstellung der Module benötigt. Kriterien für die wirtschaftliche Eignung der Fläche sind eine über den Tagesverlauf geringe Verschattung, eine Südost- bis Südwestausrichtung. Bei Wohngebäuden sind dies vorwiegend die Dachflächen.

Innerhalb von Siedlungen summiert sich das zu einem bestimmten Zeitpunkt nutzbare solarenergetische Potenzial. Schwankungen des Potenzials durch den Durchzug von Wolkenfronten überlagern sich - im Gegensatz zu Schwankungen des Energieverbrauches innerhalb der Siedlung - gleichsinnig. Da Photovoltaikanlagen in Deutschland überwiegend in das öffentliche Stromversorgungsnetz einspeisen und thermische Systeme eine ausreichende Trägheit aufweisen, spielt diese lokale Korrelation aber in der Praxis keine Rolle, kann aber bei schwachen elektrischen Verteilnetzen zu erheblichen Schwankungen der Höhe der Versorgungsspannung führen.

Ebenso wie bei solarthermischen Systemen ist bei wärmegeführten KWK-Anlagen ein zeitgleicher Wärmeverbrauch nötig. Eine zeitliche Entkoppelung vom Wärmebedarf setzt den Einsatz eines thermischen Speichers voraus. Die in Siedlungen üblichen Lösungen zur Speicherung, - ein zentraler Speicher für Warmwasser je Gebäude mit teilelektrischer Versorgung und kein Speicher für Heizwasser -, sind derzeit noch auf die Systemgrenzen "Einfamilienhaus" bzw. "Mehrfamilienhaus" beschränkt.

Die Vernetzung thermischer Verbraucher zu so genannten Nahwärmenetzen eröffnet die Möglichkeit, ein für den Gesamtverbrauch an thermischer Energie (Raumheizung und Brauchwasser) optimiertes System aus Wärmeerzeugern und -speichern einzusetzen. Bei Einsatz einer KWK-Anlage ist über die Größe des Wärmespeichers die Stromerzeugung mehr oder weniger frei steuerbar. Sie lässt sich für verschiedene Zielstellungen wie z.B. die Minimierung der Spitzenlast oder der Netzverluste innerhalb definierter Versorgungsgebiete optimieren. Zur Vermeidung von Leitungsverlusten kommen jedoch Wärmenetze nur in Gebieten mit relativ kurzen Verbindungen zwischen den Verbrauchern zur Anwendung bzw. in Gebieten mit hohen Wärmebedarfsdichten. Aufgrund des relativ hohen Investitionsvolumens ist eine möglichst hohe Anschlussdichte anzustreben.

5.1 Bilanzkreis

In einem Bilanzkreis (BK) werden eine beliebige Anzahl von Einspeise- und/oder Entnahmestellen zusammengefasst. Der BK-Verantwortliche (BKV) hat auf der Grundlage möglichst exakter Prognosen dafür zu sorgen, dass innerhalb jeder Viertelstunde die Leistungsbilanz seines Bilanzkreises ausgeglichen ist. Abweichungen aufgrund von Prognoseungenauigkeiten werden dem BKV durch den zuständigen ÜNB bei einer Unterspeisung in Rechnung gestellt oder bei einer Überspeisung vergütet. Die Abrechnung erfolgt auf Basis der Kosten, die dem ÜNB durch den Einsatz von Regelenergie entstehen. Hat der BKV eigene DEA unter Vertrag, so kann er diese einsetzen um die Fahrplanabweichungen möglichst gering zu halten. Die Wirtschaftlichkeit von DEA kann somit verbessert werden.

5.2 Mikro-Netze (Microgrids)

Abgeschlossene dezentral versorgte Gebiete, die im Normalbetrieb mit dem öffentlichen Netz durch definierte Schnittstellen verbunden sind, lassen sich bei entsprechender technischer Ausstattung netzunabhängig betreiben. Sie sind vergleichbar mit konventionellen Verbundnetzen und werden Microgrids genannt.

Betreiber von Microgrids sind im gleichen Umfang für die Netzsicherheit verantwortlich wie die heutigen Netzbetreiber. Im Normalfall decken die dezentralen Erzeugungseinheiten den jeweiligen Bedarf. Die Verbindung zu einem überlagerten Netz sorgt ergänzend dafür, dass auch bei Ausfall oder Nichtverfügbarkeit eines Teils der dezentralen Erzeugung die Versorgung des Microgrids gewährleistet ist (Bild 4).

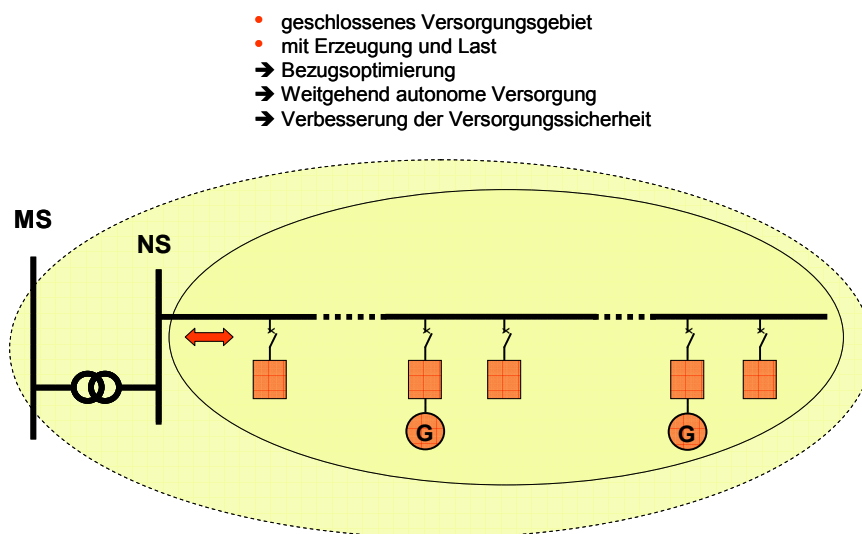


Bild 4: Microgrid

Umgekehrt sieht dieses Konzept vor, dass sich bei Störungen im überlagerten Netz ein Microgrid vom Restnetz abkoppelt und sich zumindest vorübergehend durch vorhandene dezentrale Erzeuger selbst versorgen kann. Neben einer ausreichenden Erzeugungskapazität erfordert dies eine hochdynamische Regelfähigkeit der DEA und neue dezentrale Regelkonzepte, unter Einbeziehung der Möglichkeiten moderner Informations- und Kommunikationstechnik.

5.3 Virtuelles Kraftwerk

Dezentrale Stromerzeuger können sich wegen ihrer geringen Leistung derzeit nicht wirtschaftlich am Stromhandel beteiligen. Mit einem Energiemanagementsystem lassen sich dezentrale Erzeugungssysteme aber bündeln und um Bedien- und Beobachtungsfunktionen so ergänzen, dass sie ein virtuelles Kraftwerk bilden (Bild 5). Sie werden vergleichbar mit großen Kraftwerken und können beim Stromhandel mitwirken und netzverträglich zur allgemeinen Energieversorgung beitragen. Zusätzlich lässt sich durch die Zusammenfassung von DEA mit fluktuierendem Dargebot und steuerbaren DEA eine gleichmäßige Energielieferung erreichen.

Zweckmäßig werden die dezentralen Betriebsmittel von einem Energiemanagementsystem (EMS) gesteuert. Eine Beschränkung auf lokale Gegebenheiten ist aufgrund der Möglichkeiten der Informations- und Kommunikationstechnologien jedoch nicht erforderlich. Entsprechend den technischen Eigenschaften der DEA könnte ein virtuelles Kraftwerk auch Regelenergie auf dem Markt anbieten.

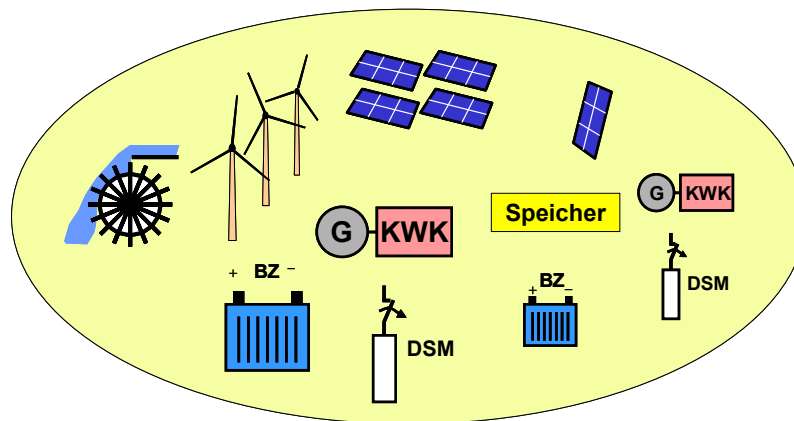


Bild 5: Virtuelles Kraftwerk - Betrieb vieler kleiner Einheiten wie ein großes Kraftwerk

Zusätzliche Optionen bestehen in verbraucherseitigen Maßnahmen. Über Lastabschaltungen oder -verschiebungen sowie gegebenenfalls auch Nutzung von Speichern lassen sich zusätzliche Optimierungspotentiale generieren.

5.4 Umsetzung dezentraler Versorgungskonzept

Für die Umsetzung dezentraler Versorgungskonzepte gibt es prinzipiell keine Einschränkungen. Entsprechende Projekte lassen sich durch Privatpersonen, Betriebe, Energie- und Contracting-Gesellschaften, aber auch durch die etablierten Energieversorger realisieren. Das Interesse der unterschiedlichen Marktteilnehmer orientiert sich hierbei an der betriebswirtschaftlichen Optimierung und erfolgt unter Ausnutzung der gesetzlich und marktwirtschaftlich vorgegebenen Spielräume (Tarifsysteme, Einspeisevergütung, Steuerbefreiung bzw. -ermäßigung, Abschreibungsmöglichkeiten, Subventionen, Kreditkonditionen, Konzessionsabgaben, Netznutzungsentgelte, Stromhandel, Zertifikatehandel,...). Die Versorgung über einen Contractor bietet die Chance, die Versorgungsaufgabe zu optimieren. Durch Bündelung des Bedarfs kommt es zu einer Vergleichmäßigung der Stromnachfrage und zu einem geringeren spezifischen Bedarf der Einzelkunden. Als Großkunde erhält er zudem günstigere Einkaufskonditionen für Energie und Geräte.

6 Unterstützung durch IT- und TK-Technologien

Der flächendeckende Einsatz von DEA im Verteilnetz setzt eine informationstechnische Einbindung voraus. Sie stellt eine wesentliche Herausforderung dar (Bild 6). Bisher existieren nur wenige Kommunikationseinrichtungen zur Steuerung und Überwachung der Verteilnetze. Zu berücksichtigen ist hierbei, dass Innovationen bei Informations- und Telekommunikationstechnologien in wesentlich kürzeren Zeitabständen stattfinden als im energietechnischen Bereich. Diese Aspekte sind insbesondere zukünftig vor dem Hintergrund eines wirtschaftlichen Betriebes von DEA zu beachten.

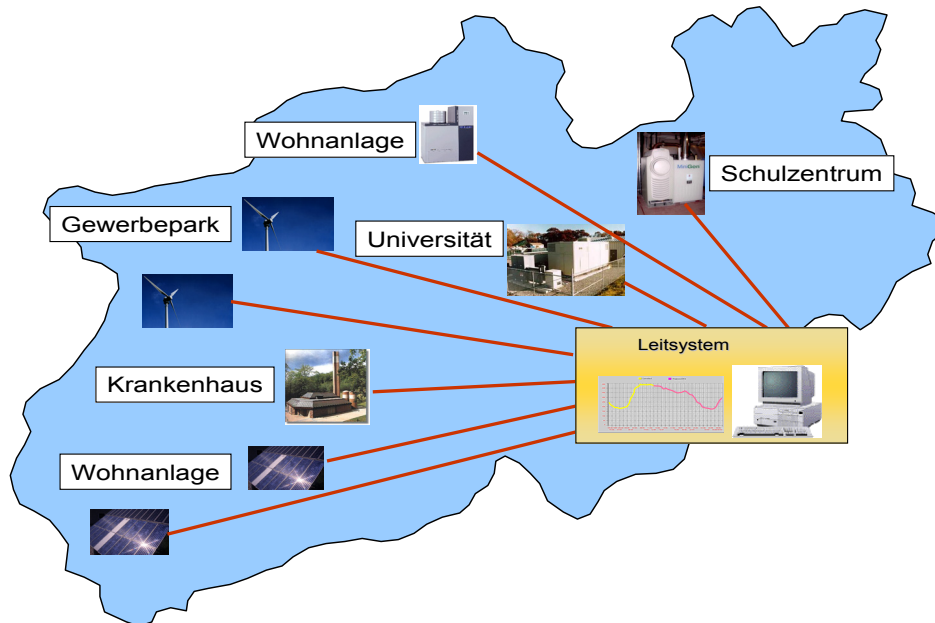


Bild 6: Informationstechnische Vernetzung von DEA

Folgende Größen sind von wesentlichem Einfluss auf die Anforderungen an die zu verwendenden Optimierungs- und Kommunikationssysteme von DEA:

- Weiträumige Verteilung im Netz
- Unterschiedliche Erzeugungscharakteristika
- Unterschiedliche Aufgabenstellung der Anlagen

6.1 Optimierungssysteme

Eine optimierte, d.h. energieeffiziente und kostenminimale, Betriebsführung der DEA erfordert ein Energiemanagement. Dafür bestehen verschiedene Realisierungsmöglichkeiten mit jeweils unterschiedlichem Automatisierungsgrad: von der einfachen Erzeugungsmessung bzw. Überwachung der Anlagen bis zu höchst komplexen Managementsystemen.

Die für das Energiemanagement erforderliche Intelligenz kann zentral, aber auch dezentral zur Verfügung stehen, jeweils mit unterschiedlichen Auswirkungen hinsichtlich Wirtschaftlichkeit, Verfügbarkeit und Kommunikationsanforderungen. Die Entscheidungsstrategien berücksichtigen unterschiedliche Geschäftsmodelle zur Betriebsführung der DEA und stellen jeweils andere Anforderungen an die Kommunikationssysteme. Während bei dezentraler Entscheidung lokale Kommunikationsgeräte einfacher und kostengünstiger werden, ist bei zentralen Lösungen von höheren

Kommunikationsanforderungen auszugehen, aber auch weiterreichenden Freiheitsgraden bei der Optimierung.

Bei leistungsmäßig größeren Anlagen ist die zentrale Entscheidungsstrategie i.d.R. effizienter. Bei kleineren Anlagen hingegen kann eine dezentrale Entscheidungsstrategie mit Beschränkung der Kommunikation auf die Übermittlung von Preis- und Abrechnungsdaten Vorteile bieten. In einem Energiemanagementsystem können sowohl zentrale als auch dezentrale Entscheidungsstrategien ermöglicht werden, um unterschiedliche Anlagen einzubinden.

Aufgabe des Energiemanagementsystems (EMS) ist es, innerhalb eines vorgegebenen Randintegrals mit den parametrisierten Randbedingungen eine Optimierungsaufgabe kostenoptimal zu lösen. Das Energiemanagement ermöglicht dabei auch bei fluktuierender regenerativer Erzeugung eine beschränkte Planbarkeit der Energiebereitstellung. Berücksichtigt werden Erzeuger, Speicher- und Verbrauchereinheiten sowie bestehende Verträge. Die Optimierung umfasst dabei die Schritte:

- Erfassung und Prognose des elektrischen und thermischen Energiebedarfs und der regenerativen Erzeugung.
- Berechnung von Einsatzfahrplänen für die steuerbaren Betriebsmittel (Heizwerke, KWK - Anlagen wie Brennstoffzelle oder Gasturbinen - BHKW, beeinflussbare Lasten, Import/Export-Verträge, Speicher) unter Berücksichtigung technischer Randbedingungen.
- Online-Dispatch der steuerbaren Betriebsmittel durch Regelung der Übergabe auf ihren jeweiligen Planwert.

Bei einer zentralen Entscheidungsstrategie ist für eine Einbeziehung in ein Energiemanagement eine ständige Überwachung notwendig, die ggf. auch eine kurzfristige Fahrplananpassung vornehmen kann, z. B. bei dem Einsatz von KWK-Anlagen.

Bei kleineren Anlagen sind aufgrund des unverhältnismäßig großen Kommunikationsaufwands dezentrale Entscheidungsstrategien sinnvoller. Das zentrale EMS stellt in diesem Fall auf Basis des aktuellen Strompreises am Markt sowie ggf. vertraglich vereinbarter Korrekturen ein Preissignal zur Verfügung. Daraus wird dann dezentral ein optimierter Einsatzplan berechnet, der bei Änderung lokaler Erfordernisse oder auch durch den Kunden selbst angepasst werden kann. Hierbei erfordert die Einbeziehung einer großen Zahl von leistungsmäßig kleinen Einzelanlagen bei jeweils unabhängigen Kunden ein effizientes Kommunikations- und Handelssystem zwischen den Marktteilnehmern des Strommarktes.

Die Kommunikationsinhalte für das Energiemanagement umfassen folgende Informationen:

- Sollwerte und Schaltbefehle für die Erzeuger und gegebenenfalls die Verbraucher (bei zentraler Entscheidung).
- Preisvorgaben und ggf. Temperaturprognosen (bei dezentraler Entscheidung)
- Leistungsmesswerte und Zählwerte.

6.2 Kommunikationssysteme

Um die Aufgaben des Energiemanagements zu erfüllen, ist ein durchgängiger Kommunikationsfluss zwischen den berücksichtigten Betriebsmitteln und dem Managementsystem erforderlich. Gegenwärtig erfolgt die Kommunikation in Verteilnetzen jedoch nur in beschränktem Ausmaß. Mit zunehmender Verbreitung der dezentralen Anlagen und zunehmender Einbindung in die Netzbetriebsführung nimmt dagegen der zu kommunizierende Datenumfang deutlich zu. Es muss daher eine sorgfältige Auswahl getroffen werden, welche Informationen wo und in welchem Umfang verfügbar sein müssen. Nachfolgend werden einige informationstechnische Aspekte in Abhängigkeit vom DEA-Typ beschrieben.

Stochastisch einspeisende DEA können in der Regel mit einer uni-direktionalen Kommunikation, welche keine permanente Datenverbindung voraussetzt, in das Gesamtsystem eingebunden werden. Es werden nur die jeweiligen Betriebszustände bzw. Leistungsmesswerte übermittelt. Diese Daten können dann z.B. zur Verbesserung der Prognosen genutzt werden, oder als Datenbasis für den koordinierten Einsatz der DEA dienen. Sollte zukünftig, wie bereits im Bereich der Windenergie üblich, eine Abregelung von DEA erforderlich oder Blindleistungsregelung durch DEA erwartet werden, wird ergänzend eine bidirektionale Kommunikation benötigt.

Deterministisch einspeisende DEA sind in ihrem Einspeiseverhalten prinzipiell beeinflussbar; die Zugriffsmöglichkeiten unterliegen jedoch gewissen Einschränkungen. Die Anforderungen an das Kommunikationsmedium hängen hier von der gewählten Strategie der Beeinflussung ab. Zum einen kann man solche Anlagen steuern, d.h. Führungsgrößen übermitteln, denen die Anlage folgt, wobei der aktuelle Betriebszustand in die Generierung der Führungsgröße nicht mit einfließt. Hierzu zählt z.B. die Vorab-Übermittlung von Fahrplänen der einzuspeisenden Leistung. Vorteil dieser Variante ist, dass die Daten nicht permanent übertragen werden müssen. Nachteil ist, dass auf eventuelle Abweichungen der Anlage vom Fahrplan oder auch auf das Verhalten anderer Anlagen nicht direkt reagiert wird.

Für einen koordinierten Betrieb der DEA ist ein bidirektionaler Datenaustausch in Steuer- und Überwachungsrichtung erforderlich. Die Führungsgrößen werden hierbei auf Basis des aktuellen Betriebszustandes der DEA generiert oder im Falle einer dezentralen Entscheidung vor Ort in Abhängigkeit lokaler Parameter und der aktuellen Preisvorgabe bestimmt. Daraus ergibt sich der Vorteil, jederzeit auf Ereignisse reagieren zu können indem das Verhalten der geregelten Anlagen daran anpasst wird. Nachteil sind die hohen Anforderungen an die Kommunikation, vor allem an die erforderliche Performance wie notwendiger Datendurchsatzgeschwindigkeit, Fehler-toleranz, Verfügbarkeit und Redundanz. Während Schutzinformationen innerhalb weniger Millisekunden übertragen und verarbeitet werden müssen, liegt die Zeitspanne für Steuerung und Überwachung der Anlagen im Sekunden- bis Minutenbereich, gegebenenfalls auch im Stundenbereich.

Für die Datenübertragung über größere Entfernungen sind verschiedene Technologien verfügbar - abhängig von der geforderten Performance, dem Datenvolumen sowie der bereits vorhandenen Kommunikationsinfrastruktur. Die Kosten für den Betrieb und die Installation der Kommunikationseinrichtungen dürfen dabei jedoch nicht die Optimierungspotenziale durch das Managementsystem übersteigen.

7 Auswirkungen auf das Stromnetz

Die heutigen Übertragungs- und Verteilungsnetze sind auf der Grundlage eines gerichteten Lastflusses, von den Kraftwerken hin zu den Verbrauchern, geplant und errichtet worden. Mit steigender verbrauchsnahe Einspeisung elektrischer Energie aus DEA könnte sich dies ändern. Eine Rückspeisung in das überlagerte Netz ist denkbar. Es ist damit von einem Einfluss der DEA auf das gesamte Netz in allen Spannungsebenen auszugehen (Bild 7).

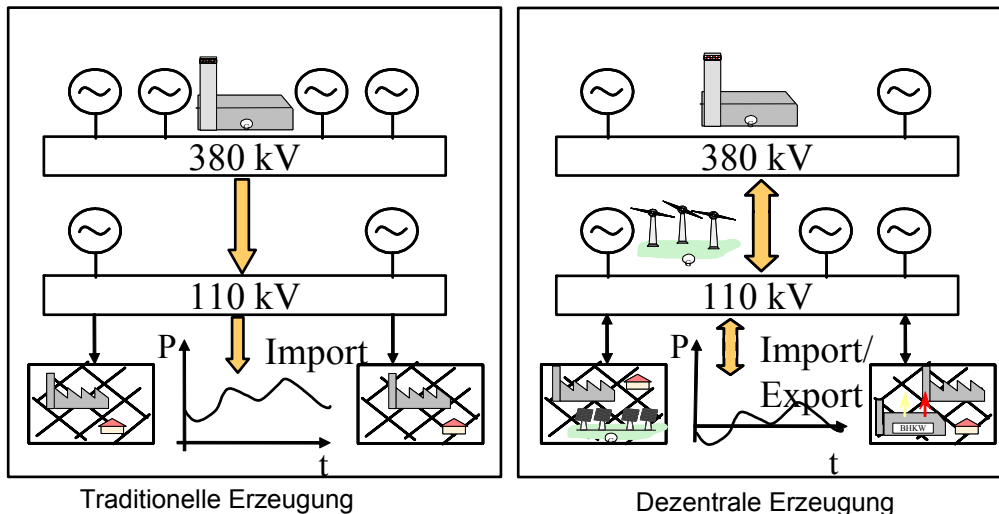


Bild 7: Lastfluss mit und ohne DEA

Der flächendeckende Einsatz von DEA hat Auswirkungen auf die Planung und den Betrieb der elektrischen Energieversorgungsnetze. Die hierfür bisher gebräuchlichen Grundsätze sind an die zukünftigen Anforderungen anzupassen. Die Auswirkungen einzelner DEA sind zwar bekannt. Zu einem möglichen großflächigen Einsatz von DEA gibt es hingegen bisher keine bewährten Planungsgrundlagen und Betriebserfahrungen. Insbesondere zu betrachten sind folgende Aspekte.

7.1 Kurzschlussleistung

Die an einem Netzknoten anstehende Kurzschlussleistung ist maßgebend für die elektrische und mechanische Auslegung der Netzkomponenten. Sie ist gleichzeitig ein Maß für die Spannungsstabilität und die Parametrierung der Schutzsysteme.

DEA mit konventionellen Generatoren erhöhen die Kurzschlussleistung; sie können sogar dazu führen, dass vorhandene Netzkomponenten an ihre Auslegungsgrenzen kommen. Über Umrichter an das Verteilnetz angekoppelte DEA - z.B. PV-Anlagen - liefern hingegen nur einen geringen Beitrag zur Kurzschlussleistung. Dies hat Auswirkungen auf die Schutzkonzepte und kann die Anschlussmöglichkeiten leistungsstarker Verbraucher und ggf. anderer DEA begrenzen.

7.2 Netzverluste

DEA haben einen positiven Einfluss auf die Netzverluste, da die Entfernungen zwischen Erzeuger und Verbraucher in der Regel kurz sind. Die Netzverluste sind minimal, wenn Stromerzeugung und -bedarf an jedem Knoten idealerweise exakt gleich sind (Bild 8). Bei einem massiven Zubau von DEA kommt es aber zu einer Rückspei-

sung in das Übertragungsnetz und damit zu einem Anstieg der Verluste. In der Praxis variieren die Verluste in Abhängigkeit von der Erzeugungs- und Lastsituation.

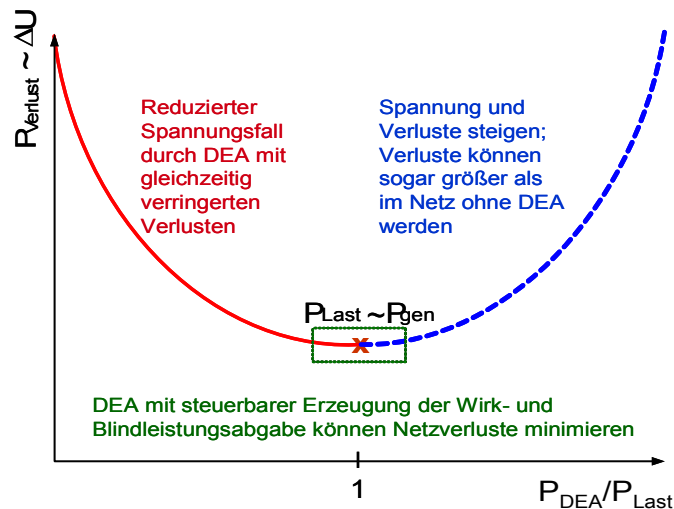


Bild 8: Netzverluste

7.3 Anlagen- und Netzschutz

Schutztechnik soll Schäden für Personen und Betriebsmittel - incl. DEA - im Fehlerfall ausschließen oder zumindest minimieren. Hierfür ist eine schnelle, sichere und selektive Klärung oder Freischaltung fehlerhafter Netzbereiche oder Anlagen zu gewährleisten. Die heute eingesetzten, einfachen Schutzeinrichtungen sind für einen unidirektionalen Energiefluss und ausreichend hohe Kurzschlussströme ausgelegt. Fehlerfälle werden so zumeist sicher erfasst und schnell und selektiv abgeschaltet.

Der vermehrte Einsatz von DEA auf der Mittel und Niederspannungsebene führt zu tief greifenden und mannigfaltigen Auswirkungen auf das stationäre und dynamische Netzverhalten. An die Netzschutzkonzepte sind daher neue Anforderungen hinsichtlich Prinzipien und Parametrierung zu stellen. Dies erfordert eingehende Untersuchungen der Leistungsgrenzen bisheriger Schutzkonzepte; gegebenenfalls sind Schutzstrategien und -geräte an die veränderten Einspeisestrukturen anzupassen.

Technologisch sind Schutzstrategien ohne und mit Kommunikationseinrichtungen zu unterscheiden. Schutzkonzepte ohne Kommunikation sind auf neue Analysemöglichkeit von Netzinformationen am Einbauort des Schutzes angewiesen, um so eine bessere Sensitivität gegenüber sich ändernden Einspeiseverhältnissen zu gewährleisten. Bei Lösungen mit Kommunikation stehen signalvergleichende Schutzprinzipien im Vordergrund. Hierfür ist eine ausreichend leistungsfähige, zuverlässige und kostengünstige Kommunikationstechnologie erforderlich.

7.4 Systemdienstleistungen

Die elektrischen Versorgungsbereiche sind in Regelzonen unterteilt. Verantwortlich für die Netzregelung sind hierbei die Netzbetreiber. Die Aufgaben des Netzbetreibers umfassen die Regelung von Frequenz und Spannung, Blind- und Kurzschlussleistung, den Austausch von Versorgungsleistung mit anderen Versorgungsbezirken sowie die Ausführung aller anderen mit der Netzsicherheit verbundenen Aufgabenstellungen. Diese Aufgaben werden auch als Systemdienstleistung bezeichnet.

Mit steigender Netzdurchdringung müssen für einen sicheren Netzbetrieb auch DEA Systemdienstleistungen erbringen. Folgende Leistungen sind vorstellbar:

- Fahrplanlieferungen und Leistungsglättung
- Engpassmanagement
- Spannungshaltung und Spannungsqualität
- Blindleistungsbereitstellung
- Regelleistung und Frequenzhaltung
- Reservebereitstellung und Versorgungssicherheit
- Versorgungswiederaufbau nach Störungen

Technisch stellt die Bereitstellung von Systemdienstleistungen hohe Ansprüche an die DEA. Dies betrifft insbesondere die Dynamik der Stromerzeugung, die den jeweiligen Anforderungen genügen muss. Die Einbindung in ein geeignetes Managementsystem ist in der Regel unabdingbar.

Letztlich ist davon auszugehen, dass DEA nur dann Systemdienstleistungen liefern werden, wenn es für den Anlagenbetreiber aus wirtschaftlichen Gründen von Interesse ist. Er muss einen höheren Ertrag erzielen können, als dies mit der reinen Wirkleistungseinspeisung bzw. Wärmelieferung der Fall ist. Dabei ist der technische Mehraufwand zu berücksichtigen.

7.5 Netzplanung und Investition

In einem dezentralen Versorgungsbereich könnte bei dauerhaft lokal ausgeglichenen Leistungsbilanzen theoretisch auf übergeordnete Netze verzichtet werden. De facto wird jedoch in Europa (mit Ausnahme von Inseln oder abgelegenen Einzelversorgungen) immer ein Anschluss an ein Netz der öffentlichen Versorgung als Redundanz vorhanden sein. Dies gilt insbesondere für Gebiete mit einem hohen Anteil an fluktuierenden erneuerbaren Energien. Bleibt die Frage, ob sich dann die Netzbetriebsmittel für kleinere Leistungen dimensionieren lassen.

Netzentlastungen sind möglich, wenn DEA zeitlich und örtlich zur Bedarfsdeckung beitragen. Unterstützt werden kann dies durch eine entsprechende Einsatzkoordination mittels eines Energiemanagementsystems. Falls es möglich ist, die Netzverknüpfungspunkte und die Betriebsweise der DEA geeignet zu wählen, lassen sich bei lokalen Lastzuwächsen ggf. auftretende Netzengpässe und der damit erforderliche Netzausbau vermeiden oder verzögern.

Umgekehrt kann ein hoher Anteil an ungesteuert einspeisenden DEA zu Netzbelastungen führen. Ein Netzausbau kann hierdurch erforderlich werden. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass Netze generell für den worst-case, d.h. maximale Last bei minimaler Erzeugung oder maximale Erzeugung bei minimaler Last, auszulegen sind. Dies beinhaltet auch die Berücksichtigung von möglichen Ausfällen.

Bei der Bewertung möglicher Einsparpotentiale sind die langen Lebensdauerzyklen bei Betriebsmitteln der Energieversorgung zu beachten. Investitionen in neue Betriebsmittel erfolgen i.d.R. erst nach Ablauf der Lebensdauer. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass sich die Investitionskosten für eine Netzstation nicht entscheidend verringern, wenn ein kleinerer Transformator zum Einsatz kommt. Kleinere Kabel- und Leitungsquerschnitte haben ebenfalls keinen wesentlichen Einfluss auf die Investitionskosten, da die Verlegungskosten dominieren. In Summe ist deshalb davon auszugehen, dass die Einsparpotentiale begrenzt sind und nur in Einzelfallbetrachtungen belastbar darstellbar sind.

8 Betrieb eines Gesamtsystems

Bei der Stromversorgung ist zu beachten, dass für eine ausreichende Qualität der Versorgung die Erzeugung in jedem Augenblick dem Bedarf entsprechen muss. Neben einer hinreichenden Redundanz in der Erzeugung bedarf es hierfür eines ausgefeilten Regelsystems. War früher der Ausfall eines großen Kraftwerks dimensionierend, so bestimmt heute die Windenergie maßgeblich den Regelbedarf. Das ungleichmäßige Windaufkommens führt zu fluktuierender Stromerzeugung mit erheblichen Leistungsschwankungen. Der Netzbetreiber muss die Abweichungen zwischen Erzeugung und Bedarf ausregeln und hat hierfür geeignete Kraftwerksleistung unter Vertrag. Neben zentralen Kraftwerken – incl. Onshore- und geplanten Offshore-Windparks - und verschiedenen DEA-Technologien sind zukünftig auch steuer- und schaltbare Lasten sowie Speicher bei der Netzführung eines Gesamtsystems zu berücksichtigen (Bild 9). Des Weiteren wird die Netzführung von den bestehenden Verträgen zwischen der Energielieferung, Energieabnahme und der erforderlichen Reserveleistung beeinflusst.

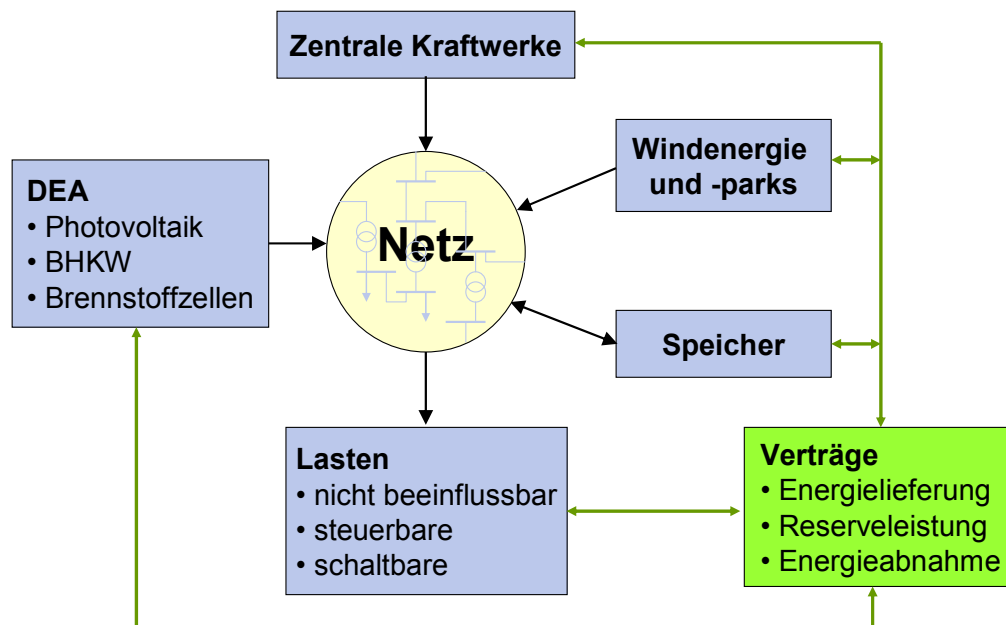


Bild 9 Einflussgrößen auf die Netzbetriebsführung

Auch unter günstigsten Bedingungen wird einem lokalen Energiebedarf nur selten ein entsprechendes lokales, also dezentrales Energieangebot gegenüber stehen. In Zukunft ist daher von einem Nebeneinander von zentralen und dezentralen Versorgungssystemen - unter möglichst breiter Nutzung der verteilten regenerativen Energieressourcen - auszugehen. Ermöglicht wird dies durch ein über alle Spannungsebenen gut ausgebautes Stromnetz, das den sich unter wechselnden Betriebszuständen ergebenden Energiefluss zuverlässig gewährleisten kann.

Trotz verbesserter Prognosesysteme ist es unerlässlich, dass für die Dauer der Nichtverfügbarkeit erneuerbarer Energieträger das Leistungsdefizit durch planbare und steuerbare Kraftwerke ausgeglichen wird. Hierfür kommen im Betrachtungszeitraum aufgrund des rasanten Windkraftausbaus nur konventionelle Kraftwerke, steuerbare DEA und Speichersysteme in Frage.

Neben einer Regelung über Erzeugungssysteme ist prinzipiell - zumindest partiell - eine Anpassung des Verbrauchs an die verfügbaren Erzeugungskapazitäten per Verbrauchsanpassung (Demand Side Management - DSM) möglich. Dabei geht es nicht nur um Verbrauchsreduzierungen bei Erzeugungsmangel, sondern auch um zeitliche Verbrauchsverlagerungen z. B. bei stark fluktuierender Erzeugung.

Wirtschaftlich kann DSM dann von Interesse sein, wenn hierdurch der Bau neuer Regelkraftwerke eingespart wird. Hierfür bieten sich insbesondere Wärme- bzw. Kälteerzeuger an, die sich aufgrund der relativ trägen Wärme-/Kälteflüsse und der systembedingt vorhandenen Wärme- und Kältespeicherkapazitäten für gewisse Zeitdauern abschalten lassen. U. a. zählen hierzu auch Wärmepumpensysteme.

Zum Lastmanagement zählt letztendlich auch das Aufladen von zentralen Energiespeichern wie Pump- und Druckluftspeicher oder von dezentralen Batteriespeichern. Betrachtet man zukünftige Wasserstoff-Szenarien, so ließen sich auch geeignete Elektrolyseure in dieses Regelregime einbeziehen.

Der Betrieb eines Gesamtsystems muss also einerseits den verschiedenen Gegebenheiten und Anforderungen der unterschiedlichen Teilsysteme und andererseits den Anforderungen der Kunden gerecht werden. Er muss deshalb so erfolgen, dass sich die Anforderungen aus Zuverlässigkeit, Effizienz, Ökologie, Nachhaltigkeit, Sozialverträglichkeit, Volkswirtschaft und einer Reduzierung der Importabhängigkeit in einem europäischen Energieverbund soweit wie möglich erfüllen lassen.

8.1 Einfluss dezentraler Systeme auf den Betrieb von Großkraftwerken

Kraftwerke werden für bestimmte Einsatzfälle geplant. Hierbei ist zu unterscheiden zwischen Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerk, wobei sich der Einsatz vorrangig an den Preisen der eingesetzten Primärenergieträger Braunkohle, Steinkohle, Öl, Gas oder Kernbrennstoffe orientiert.

Die Auslegung des heutigen Kraftwerksparks entspricht den bisher gültigen Anforderungen. Die intensive Nutzung fluktuierender, regenerativer Energieträger und der Einsatz kleinerer, dezentraler Erzeuger fand hierbei noch keine Berücksichtigung. Mit dem Ausbau der neuen Technologien ist von einer Beeinflussung von Wirkungsgrad und Betrieb der thermischen Kraftwerke auszugehen. Bei dem geplanten Neubau von Kraftwerken ist deshalb darauf zu achten, dass diesem Umstand durch Errichtung geeigneter teillastfähiger und schnell regelnder Erzeugungssysteme Rechnung getragen wird.

8.2 Wirkungsgrade

Thermische Kraftwerke haben ihren höchsten Wirkungsgrad im sog. Bestpunkt, in der Regel nahe der maximalen Leistung. Mit zunehmendem Teillastbetrieb nimmt der Wirkungsgrad rapide ab.

Das fluktuierende Dargebot der regenerativen Energieträger und die notwendige Vorhaltung entsprechender Leistungsreserven führen zu einer Veränderung des Einsatzbereiches der Erzeugungsanlagen. Die Kraftwerke kommen verstärkt außerhalb ihres Optimums zum Einsatz. Die Konsequenz ist ein erhöhter spezifischer Primärenergiebedarf sowie erhöhter spezifischer CO₂-Ausstoß.

8.3 Betriebsführung

Mit zunehmendem fluktuierendem Energieangebot und verstärkter dezentraler KWK-Erzeugung ergibt sich der Zwang, Kraftwerksblöcke bei geringerer Nachfrage

(Schwachlast) häufiger an- und abzufahren. Hieraus resultieren Konsequenzen in Form eines zusätzlichen Energieverbrauches, erhöhten Materialverschleißes, geringerer Volllaststundenzahl, und damit höheren Stromgestehungskosten.

Diese Effekte sind bei der Bewertung der Vorteile der dezentralen Einspeisung zu berücksichtigen. Weiterhin ist bei der Errichtung neuer Kraftwerke den Anforderungen an eine dezentrale Einspeisung angemessen Rechnung zu tragen. Ansonsten ist ein Zielkonflikt zwischen verstärkter Nutzung erneuerbarer Energien, Wirkungsgradsteigerung, Emissionsminderung und Kostensenkung vorprogrammiert.

8.4 Bedeutung der Netze in einem Gesamtsystem

Die Netze dienen dazu, den in Kraftwerken (von Großkraftwerken bis zu kleinen dezentralen Einheiten) erzeugten Strom bis zum Endverbraucher zu übertragen bzw. zu verteilen. Das Verbundnetz hilft hierbei, die Stromerzeugung technisch/wirtschaftlich zu optimieren und die Anforderungen an eine ökologische und nachhaltige Energieversorgung zu erfüllen. Erst mit Hilfe eines leistungsfähigen Netzes über alle Spannungsebenen lassen sich zudem manche, nur bedarfsfern verfügbare Primärenergieträger erschließen. Der dadurch mögliche Energiemix ist die Basis für stabilere Strompreise.

Das heutige Übertragungsnetz wurde für eine verbrauchsorientierte Stromerzeugung konzipiert; d.h. die Kraftwerke wurden möglichst in der Nähe der Lastzentren errichtet. Die Strommarkt-Liberalisierung hat jedoch zu gravierenden Änderungen geführt. Inzwischen treten regelmäßig weiträumige Transporte großer Leistungen auf. Den Lastflüssen von Norden nach Süden, bedingt durch Windenergieeinspeisung, überlagern sich durch den Stromhandel Lastflüsse von Ost nach West oder umgekehrt. Die betrieblichen Reserven im Netz werden dadurch bereits heute vollständig in Anspruch genommen, zu Lasten der Sicherheit, der Stabilität und der Netzverluste im Verbundsystem.

Die übergeordnete Netzplanung sowie der Netzausbau und der Netzbetrieb müssen sich deshalb an den verschiedenen zukünftigen Erzeugungsszenarien orientieren. Dies beinhaltet auch die Berücksichtigung der durch Handel oder extreme Klimabedingungen vorgegebenen Randbedingungen.

9 Wirtschaftlichkeit dezentraler Systeme

Der einfache Vergleich dezentraler Systeme mit der bestehenden Struktur greift wegen der vielfältigen Wechselwirkungen zu kurz. Er wird den neuen Versorgungsoptionen nicht gerecht. Vielmehr ist ein Gesamtsystem zu bewerten, das eine optimierte Energieversorgung ermöglicht und dabei den Möglichkeiten und Gegebenheiten sowohl der dezentralen Systeme als auch der zentralen Systeme (incl. Windparks on- und offshore) Rechnung trägt. Neben einer betriebswirtschaftlichen Optimierung dürfen hierbei volkswirtschaftliche Konsequenzen nicht außer Acht gelassen werden.

Bei der volkswirtschaftlichen Betrachtung ist zu bewerten, inwieweit das betrachtete System den Ansprüchen an Ökologie, Nachhaltigkeit, Versorgungszuverlässigkeit, Arbeitsplätze und weitgehende Unabhängigkeit von Energieimporten gerecht wird. Weiterhin ist der Effekt von Anreizsystemen (Investitionszulagen, Einspeisevergütungen, Steuervorteilen, Abschreibungsmöglichkeiten, Emissionszertifikaten, ...) zu berücksichtigen. Diese sind für eine Markteinführung sicherlich wichtig; es ist jedoch auch von Interesse, unter welchen Randbedingungen auf die Förderung der betrachteten Technologien verzichtet werden kann.

9.1 Interessenlage der Akteure

Die am Markt tätigen Akteure haben unterschiedliche Interessen.

- Für den **Anlagenhersteller** beschränkt sich der Beitrag auf die Lieferung der Anlage. Sein Ziel ist es, möglichst viele Anlagen mit einem hohen Ertrag zu verkaufen.
- Der **Anlagenbesitzer** und -betreiber erwartet in erster Linie eine Reduzierung seiner Energiekosten, ggf. auch eine Verbesserung seiner Versorgungssicherheit.
- Der **Contractor** agiert als Investor und Betreiber. Indem er Strom und Wärme an seine Kunden verkauft, erzielt er Erlöse zur Finanzierung seiner Aufwendungen.
- Der **Netzbetreiber** ist für den Netzanschluss und den Netzbetrieb verantwortlich. DEA sollen den Netzbetrieb nicht negativ beeinflussen sondern ggf. unterstützen.
- Der **Bilanzkreisverantwortliche** ist an der Optimierung seines Strombezuges interessiert. Mittels steuerbarer DEA könnte er seine Bezugskosten senken und den Aufwand für Regelernergie aufgrund von Fahrplanabweichungen mindern.
- Der **Kunde** erwartet, dass der Betrieb der DEA zu einer Senkung seiner Energiekosten führt, ohne die gewohnte Energiequalität und Versorgungssicherheit nachteilig zu verändern.

9.2 Rahmenbedingungen

Der Staat fördert umweltfreundliche DEA-Technologien in der Markteinführungsphase über Steuervergünstigungen oder finanzielle Anreizprogramme wie das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) und das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG). Aber auch ordnungspolitische Maßnahmen zur Energieeinsparung, wie z.B. die Stromsteuer, sollen hier Unterstützung leisten. Die Einführung von CO₂-Zertifikaten, - derzeit beschränkt auf Anlagen > 20 MW -, soll ebenfalls zu einer umweltfreundlichen Energieerzeugung beitragen.

9.3 Betriebswirtschaftliche Größen

Die Höhe der Strom- und Wärmegestehungskosten dezentraler Systeme ist von verschiedenen Faktoren abhängig:

Investitionen: Im Vergleich zu Großkraftwerken ist bei DEA von spezifisch höheren Investitionen auszugehen, auch wenn für den Einzelnen die zu finanzierenden Aufwendungen deutlich geringer sind. Als vorteilhaft erweisen sich zudem die wesentlich kürzeren Realisierungszeiten sowie der meist nur geringe Genehmigungsaufwand.

Bei der Bewertung der Wirtschaftlichkeit ist von Systemkosten auszugehen. Neben den Kosten für die Stromerzeugungsanlage und ggf. Spitzenlastkessel sind hierbei die Kosten für Aufstellung, Anbindung und Integration zu berücksichtigen. Hierzu zählen:

- Fundamentierung und Gebäude,
- Abgasführung,
- Strom- und Wärmeanbindung,
- Brennstoffversorgung,
- Schallschutz sowie
- Planungs- und Genehmigungskosten.

Generell gilt, dass die hieraus resultierenden Mehrkosten mit mind. 30 % der Investitionen der Stromerzeugungsanlage zu veranschlagen sind. Bei der Einbindung in ein Managementsystem fallen zusätzliche Kosten an; die Technologie- und Preisentwicklung auf diesem Sektor wird jedoch zukünftig zu geringeren Kosten führen.

Betriebskosten: Als Betriebskosten sind die Aufwendungen zu verstehen, die nicht dem Kapitaldienst und den Energiekosten zuzurechnen sind, z.B. Wartungskosten oder Versicherungen. Hierbei ist in Bezug auf die Betriebsführung davon auszugehen, dass dezentrale Systeme weitgehend personalfrei laufen. Die Betreuung erfolgt i.d.R. über Serviceverträge. Durch Einbindung der kleineren DEA in ein Fernüberwachungssystem ist eine kontinuierliche Überwachung des Betriebes gewährleistet.

Einfluss der Ausnutzungsdauer (Vollastbenutzungsstunden): Die Ausnutzungsdauern von DEA auf Basis regenerativer Energien werden vom örtlichen Dargebot bestimmt. Man rechnet bei Windenergieanlagen mit Werten zwischen 1.500 und 2.500 h/a, bei Solaranlagen zwischen 800 und 1.200 h/a.

KWK-Anlagen mit wärmegeführter Fahrweise erreichen i.d.R. nur 4.500 h/a, wenn sie nur in der Heizperiode zum Einsatz kommen. Mit Brauchwassererwärmung außerhalb der Heizperiode können Werte über 5.000 h erreicht werden.

Bei stromgeführter Fahrweise von KWK ist die Auslastung des Systems vom jeweiligen Lastprofil abhängig. Um eine möglichst hohe Ausnutzungsdauer zu erreichen, ist eine Dimensionierung für die Grundlast anzustreben. Durch Bündelung unterschiedlicher Verbrauchergruppen, wie Haushalte, Gewerbebetriebe und Büros lässt sich ein hoher Grundlastanteil erreichen und damit der Anteil an KWK-Strom erhöhen.

Einfluss der Betriebsweise: DEA sollen konventionelle Kraftwerke ersetzen. Dies setzt voraus, dass sie sich in die Netzregelung einbinden lassen. Vorbedingungen hierzu sind ein stromgeführter Betrieb, eine entsprechende Dynamik der Anlagen sowie Kommunikationseinrichtungen. Mit dieser Betriebsweise verbundene Mehreinnahmen werden erkaufte durch erhöhten Anlagenverschleiß und zeitweilig geringeren elektrischen Wirkungsgrad im Teillastbetrieb. Ein Einsatz als unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) ist bei Bedarf möglich, erfordert aber ebenfalls zusätzlichen Aufwand.

KWK-Anlage im wärmegeführten Betrieb lassen sich dagegen bei richtiger Dimensionierung mit hoher Benutzungsdauer in der Grundlast betreiben, bei gleichzeitig geringem Verschleiß. Eine Regelbarkeit der Anlage ist aber praktisch nicht gegeben.

Durch den Parallelbetrieb mit einer KWK-Anlage bekommt auch ein Spitzenlastkessel im Vergleich zu einer reinen Heizungsanlage ein verändertes Betriebsverhalten. Dies ist bei den Gestehungskosten für die Wärme zu beachten.

Primärenergiekosten: Bei DEA auf Basis von Sonne, Wind oder Wasser fallen keine Energiekosten an. Die Erzeugung ist aber von dem fluktuierenden natürlichen Dargebot abhängig.

Bei KWK-Systemen, auch solchen auf Basis von Biomasse, bestimmen demgegenüber die Brennstoffkosten maßgeblich die Höhe der Strom- und Wärmegestehungskosten. Obwohl Biomasse in der Regel dezentral anfällt, wird sich der Preis hierfür am Markt und damit am Erdgaspreis orientieren.

Kosten für Zählung und Verrechnung: Im Tarifikunden-Bereich (Privatkunden) finden heute zur Erfassung der bezogenen oder gelieferten Energie (Strom, Gas oder Wärme) einfache Zähler Verwendung. Sie werden i.d.R. einmal im Jahr abgelesen. Abrechnungstechnisch ist diese Vorgehensweise einfach, sie bietet dem jeweiligen Kunden aber keinerlei Anreiz, seinen Bedarf in nachfrageschwächere Zeiten zu verlagern. Für Kunden, die Sondertarife nutzen, z.B. für den Betrieb einer Wärmepumpe, sind zusätzliche Zähler erforderlich. Auch für die Erfassung der Einspeisemengen ins Netz werden separate Zähler benötigt.

Im gewerblichen Bereich (Sondervertragskunden) kommen bei der Strom- und Gasversorgung zunehmend sog. Lastgangzähler zum Einsatz. Die Abrechnung erfolgt bei Strom getrennt nach Wirk- und Blindleistung und wird gleichzeitig zur Leistungserfassung genutzt.

Die Kosten für Zählung und Verrechnung werden in der Regel vom Netzbetreiber erhoben und sind daher Bestandteil der Netznutzungsentgelte.

Eine mögliche Lieferung von Systemdienstleistungen aus DEA erfordert einen erhöhten Messaufwand und die Übermittlung der hierfür erforderlichen Daten an ein Management- und Abrechnungssystem. Ggf. sind die Daten online zur Verfügung zu stellen.

9.4 Netzinvestitionen und Kosten für die Netznutzung

Dezentrale Systeme werden vorrangig stromseitig netzparallel betrieben. Der Betreiber einer DEA trägt die Kosten für den Anschluss der Anlage an einen geeigneten Verknüpfungspunkt im Netz. Die Kosten für ggf. erforderliche Maßnahmen im Netz trägt der Netzbetreiber. Die Finanzierung der Netzkosten erfolgt über Netznutzungsentgelte, die sich der Netzbetreiber vom Regulator genehmigen lassen muss. Kosten für die Energieeinspeisung fallen in Deutschland nicht an.

Insbesondere der Anschluss von Anlagen auf Basis regenerativer Energien setzt eine adäquate Netzausgestaltung voraus und löst häufig Investitionen im Netz aus. Den durch steuerbare DEA ggf. möglichen Einsparungen durch geringeren Netzausbau und vermiedenen Netzverlusten stehen Zusatzinvestitionen für neue Schutzsysteme sowie für Informations- und Kommunikationstechnik gegenüber. Volkswirtschaftlich sind auch die externen Kosten wie z.B. Treibhausgasemissionen zu berücksichtigen.

Bei der Planung von Gas- und Wärmenetzen ist zu beachten, dass ein rückläufiger Heizenergiebedarf zu einer geringeren Auslastung dieser Netze führen wird.

9.5 Einfluss von Tarifen

Der Preis für Energielieferungen (Strom, Gas, Wärme) setzt sich heute aus mindestens zwei Komponenten zusammen: einem energieabhängigen Preis für die gelieferte Energie und die Netznutzung (einschließlich Konzessionsabgaben) sowie einem Grundpreis für die Bereitstellung der notwendigen Erfassungseinrichtung und für die hiermit verbundene Abrechnung. Hinzu kommen Steuern (Stromsteuer und Mehrwertsteuer) sowie Umlagen gemäß EEG und KWKG. Die gesetzlich bedingten Anteile im Strompreis machen heute bereits etwa 40 % aus.

Politische Vorgaben sehen vor, dass durch einen geringen Grundpreis und einen linearen Arbeitspreis ein Beitrag zum Energiesparen geleistet wird. Dadurch herrscht heute eine große Diskrepanz zwischen Kosten und Preisen: obwohl ein Stromnetz, abgesehen von den Verlusten, quasi nur energieunabhängige Fixkosten verursacht, muss das Netznutzungsentgelt zum allergrößten Teil über einen energieabhängigen Preis erhoben werden. Für eigenerzeugten und eigengenutzten Strom werden dadurch keine Netznutzungsentgelte bezahlt, obwohl die Kosten für das Netz auch weiterhin anfallen. Außerdem resultieren daraus Einnahmeausfälle bei Konzessionsabgaben und Steuern. Bei massiver KWK-Nutzung wird dies mittelfristig zu einer Veränderung der Tarifstruktur führen müssen. Für Industriekunden mit Eigenerzeugung gelten bereits heute spezielle Konditionen für den Bezug von Reserveleistung, da i.d.R. aus Kostengründen darauf verzichtet wird, eigene Reserve vorzuhalten.

9.6 Erlöse

Fiktive Erlöse werden bei KWK-Systemen heute insbesondere durch Eigenverbrauch des selbsterzeugten Stroms und damit durch Substitution von teurerem Strombezug aus dem Netz erwirtschaftet. Überschüssiger Strom wird ins Netz eingespeist und entsprechend KWKG vergütet. Bei regenerativ erzeugtem Strom sind die Vergütungssätze nach EEG i. A. so hoch, dass die gesamte Menge ins Netz eingespeist wird. Diese Vergütungssätze sind konstant für alle Lastsituationen.

Tatsächlich hängt der Wert des erzeugten Stroms jedoch vom jeweils aktuellen Marktpreis sowie von der jeweiligen Situation im Netz ab und ist damit zeitvariabel. Ohne EEG und KWKG wäre eine zeitgerechte Erfassung und Vergütung entscheidend dafür, dass in einem liberalisierten Strommarkt ein optimierter Einsatz der Geräte erfolgen kann. Dies gilt insbesondere unter dem Aspekt, dass sich DEA an der Lieferung von Systemdienstleistungen beteiligen sollen, um so den Netzbetrieb zu unterstützen. Vor allem DEA auf Basis von Biomasse als Primärrohstoff könnten ihre Energieproduktion durch Zwischenspeicherung dem Bedarf anpassen. Zukünftige Vergütungsmodelle müssen daher Umfang und Art der erbrachten Leistung (z.B. Spitzenleistung oder Regelenergie) berücksichtigen. Die Höhe der Vergütung wird sich am Markt an entsprechenden Alternativen orientieren. Abschaltbare Lasten sind dabei ähnlich wie einschaltbare Erzeuger zu behandeln.

Fiktive Erlöse resultieren auch aus der Wärmeerzeugung (Wärmegutschrift) im Vergleich zu den Energiekosten, die bei einer entsprechenden Wärmeerzeugung über Heizkesselsysteme (z.B. Erdgas) entstehen würden.

9.7 Wettbewerbssituation im Strommarkt

Betriebswirtschaftliche Vorteile für KWK-Systeme resultieren u.a. aus der heutigen Struktur der Netznutzungsentgelte sowie den Kosten für Regelenergie zum Ausgleich der Defizite eines Bilanzkreises. Gerade der Aspekt der Energiebezugsoptimierung und die Möglichkeit, mit dezentralen Energieerzeugungsanlagen kostengünstig Regelenergie lokal erzeugen zu können, macht die dezentrale Energieerzeugung für örtliche Energieversorger wie z.B. Stadtwerke zukünftig interessant. Dies setzt jedoch eine zentral gesteuerte netzkonforme Einspeisung entsprechend dem jeweiligen Bedarf eines Bilanzkreises voraus. Umgekehrt könnte eine ungesteuerte Einspeisung negative Auswirkungen für das Netz zur Folge haben.

Diese Entwicklungen bedingen, dass sich das elektrische Netz immer mehr zu einem Systemdienstleistungsnetz entwickeln wird. Die primäre Aufgabe ist nicht mehr der Transport von Energie, sondern die Bereitstellung von Ausgleichsenergie, Blindleistung und Frequenzstabilität. Dafür sind neue Tarifstrukturen einzuführen.

9.8 Wettbewerbssituation im Wärmemarkt

KWK-Anlagen produzieren neben Strom auch Wärme. In Fernwärmegebieten kann dies dazu führen, dass sich mit dem Abwerben von Kunden die Auslastung und Wirtschaftlichkeit der zentralen Systeme verschlechtert. Hinzu kommt, dass Fernwärme viele Abnehmer benötigen, um gerade im Sommer über einen Grundlastbedarf die speisenden Heizkraftwerke effizienter fahren zu können.

Dies beeinträchtigt nicht nur betriebswirtschaftliche Ziele, sondern auch volkswirtschaftliche. Die dezentrale KWK-Technologie sollte daher aus gesamtwirtschaftlicher und -ökologischer Sicht am besten dort gefördert werden, wo eine Konkurrenz zur Fernwärme nicht gegeben ist. Dies sind vorrangig Gebiete, in denen eine Erschließung mit Fernwärme oder ein Neubau eines kompletten Fernwärmenetzes aus wirtschaftlichen Gründen nicht in Frage kommt.

Die KWK steht auch in Konkurrenz zu regenerativen Wärmeerzeugungstechnologien wie Solarthermie und Wärmepumpen. Obwohl sich diese Systeme theoretisch gut ergänzen würden - im Sommer Solarthermie, im Winter KWK - gilt generell, dass solarthermische Anlagen die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen negativ beeinflussen. Begründen lässt sich dies durch die hohen Investitionen für zwei Systeme sowie durch eine geringere Ausnutzungsdauer der KWK, verbunden mit geringeren Erlösen auf der Stromseite.

Schließlich bedingt der immer bessere Wärmestandard von Gebäuden, dass der Einsatz verfügbarer KWK-Anlagen z. B. in Niedrigstenergiehäusern wegen des nicht nutzbaren Abwärmeaufkommens wirtschaftlich und energetisch nicht sinnvoll ist. Zur Erschließung dieser Potentiale sind neue Anlagen mit kleinerer Leistung und größerer Stromkennzahl zu entwickeln. Alternativ bietet sich der Einsatz von Wärmepumpen an.

10 Szenarien

Die vorstehenden Kapitel haben gezeigt, dass die technologischen Entwicklungen und die sich verändernden Energiemärkte eine zunehmende Wettbewerbsfähigkeit dezentraler Versorgungssysteme erwarten lassen. In vielen Fällen sollte es möglich sein, heute zentral geregelte Versorgungsaufgaben zukünftig dezentral zu bewältigen.

Voraussetzung für eine positive Entwicklung ist die energetische, ökologische und wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit dezentraler Systeme gegenüber einer zentralen Versorgung. Im Rahmen der folgenden Ausführungen werden diese Aspekte an Hand fiktiver gemischtwirtschaftlicher Siedlungsgebiete bewertet.

10.1 Beschreibung der Gebiete / Versorgungskonzepte

Die Betrachtungsgebiete besitzen eine Fläche von jeweils 1 km². Zwei unterschiedliche Siedlungsstrukturen werden betrachtet:

- HV: Innenstadtbereich mit hoch verdichteter Bebauung und bis zu 4 Stockwerke.
- DB: Vorstadtbereich, dünn besiedelt, Bebauung bis zu zwei Stockwerke.

Für beide betrachtete Gebiete wird eine gemischte Nutzung angenommen, mit 60 % Wohnungen, 10 % Gewerbe, 10 % Büros und 20 % Handel.

Im Rahmen von Szenarien werden für die Versorgung der beiden Gebiete je 5 unterschiedliche Versorgungskonzepte verglichen:

A - E Versorgung mit Nahwärmenetz und großen Erzeugungseinheiten

- A: Konventionelle Versorgung mit Strombezug aus dem Netz und Erdgaskessel
- B: Wärmegeführte BHKW in Verbindung mit Erdgasspitzenkesseln
- C: Stromgeführte BHKW in Verbindung mit Erdgasspitzenkesseln
- D: Warmwasser über Solarthermie, Erdgasheizkessel und Strombezug
- E: Vollwärmeversorgung über Wärmepumpen, Strombezug aus dem Netz

Für die Varianten gelten folgende Annahmen:

- Variante A: entspricht einer konventionellen Versorgung.
- Variante B: Die Auslegung berücksichtigt einen BHKW-Deckungsanteil an der Wärmeleistung von 30 %, der Anteil an der erzeugten Arbeit wird auf 80 % begrenzt. Überschussstrom wird in das öffentliche Netz eingespeist; die Vergütung erfolgt zu Konditionen, wie sie an der Börse gehandelt werden.
- Variante C: Der Betrieb der Anlagen sieht eine weitgehende Deckung des lokalen Strombedarfs durch Eigenerzeugung vor. Zur Speicherung der Überschusswärme dienen Warmwasserspeicher.
- Variante D: 60 % des Brauchwasser-Wärmebedarfs werden über solarthermische Anlagen gedeckt. Die hierfür benötigte solarthermische Heizleistung (Investition) wird mit rd. 10 % der installierten Heizleistung veranschlagt. Eine zusätzliche Bereitstellung von Heizwärme per Solarthermie wird vernachlässigt.
- Variante E: unterstellt eine Wärmeversorgung mit elektrisch angetriebenen Wärmepumpen, monovalenter Betrieb mit bis zu 2-stündiger Unterbrechung der Stromversorgung.

Durch die Kopplung über ein Nahwärmenetz kann eine geringere Anzahl größerer, aber spezifisch kostengünstigerer Systeme zum Einsatz kommen als bei einer Einzelversorgung. Aus Redundanzgründen wurden hier jedoch mindestens 8 Systeme mit jeweils mind. 2 Erzeugungseinheiten gewählt, so dass bei den im Verbund betriebenen KWK-Systemen der Bezug von Reserveleistung aus dem öffentlichen Netz entfallen kann (Bild 10).

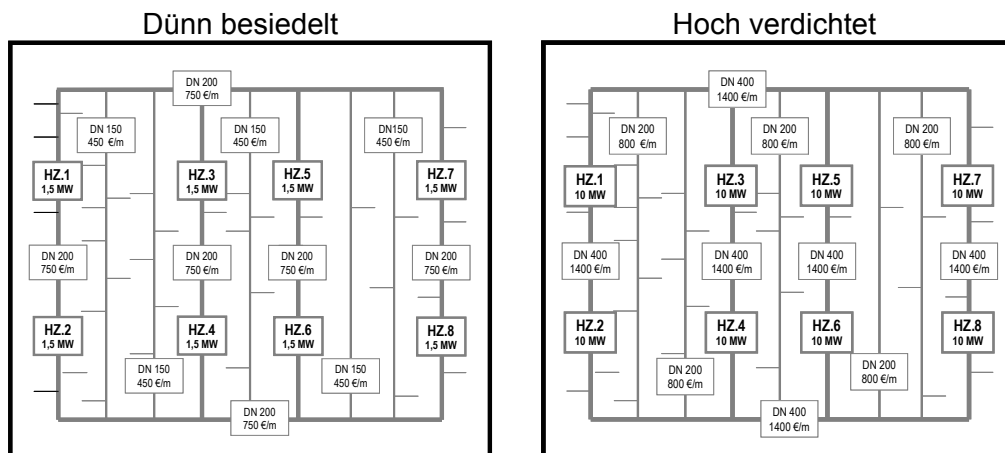


Bild 10: Nahwärmeerschließung der Versorgungsgebiete

Bei den Investitionen für die Wärmenetze wurde eine Verlegung im Straßenbereich zugrunde gelegt. Hierbei ist zu unterscheiden zwischen Haupttransportleitungen, Verteilungssystemen, Anschlussleitungen der Gebäude und zugehörigen Übergabestationen. Die Leitungsverluste des Nahwärmeverteilungssystems werden pauschal mit 5 % berücksichtigt.

Alle Varianten wurden auch ohne Einbindung in Nahwärmenetze untersucht (Varianten VA – VE). Hierbei wurde von einer entsprechend großen Anzahl von kleineren Erzeugungseinrichtungen ausgegangen. Dies findet Berücksichtigung in spezifisch höheren Investitionen.

Insgesamt wurden also 20 Varianten betrachtet: 2 unterschiedliche Versorgungsgebiete mit jeweils 5 Versorgungskonzepten, die nochmals unterteilt in Varianten mit und ohne Nahwärmenetz. Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien ist nur indirekt berücksichtigt, indem angenommen werden kann, dass Biogas in Zukunft Erdgas zumindest teilweise ersetzen wird.

Für den Strombezug aus dem öffentlichen Netz wird im Basisjahr 2006 ein durchschnittlicher Erzeugungswirkungsgrad von 38 % sowie 5 % Netzverluste angenommen.

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen vernachlässigen derzeit noch mögliche wirtschaftliche Vorteile, wie sie aus dem Erhalt von Subventionen, Steuern oder Zuschüssen resultieren. Dies gilt auch für die Strom- und Erdgasbezugspreise: beim Strom wird von Nettowerten (d.h. Strompreise ohne Steuern und Abgaben) ausgegangen; beim Erdgas bleiben die Vorteile aus der Mineralölsteuerbefreiung unberücksichtigt.

Für die Stromversorgung der Wärmepumpen (WP) gilt ein Sondertarif, wie ihn die Energieversorger derzeit anbieten. Er berücksichtigt die Versorgung über abschaltbare Stromlieferverträge, die einen entsprechenden Preisnachlass rechtfertigen.

Netznutzungsentgelte sind bei Strombezug in den Strompreisen enthalten. Bei der Gebietsversorgung durch Betreibergesellschaften werden stattdessen Aufwendungen berücksichtigt, die entstehen, wenn sie das Gebiet selbst mit eigenen Leitungssystemen erschließen. Hierzu zählen neben den Kapitalkosten Aufwendungen für den Unterhalt des Netzes sowie für Stromzähler.

Für Betreibergesellschaften wurde eine Gewinnmarge von 10 % angesetzt. Für den Strombezug aus dem öffentlichen Netz ist dies bereits im Strompreis enthalten.

Ausgangspunkt für die Betrachtungen ist das Bezugsjahr 2006. Durch Hochrechnung werden die Auswirkungen für das Jahr 2020 ermittelt. In der Studie wurden die Auswirkungen von unterschiedlichen Entwicklungen im Detail untersucht. Beim Wärmebedarf für Heizung werden als Folge energiesparender Maßnahmen bis 2020 Reduzierungen um bis zu 50 % für möglich gehalten. Bezüglich der CO₂-Emissionen aus Großkraftwerken wird angenommen, dass sich Effekte aus der Stilllegung von Kernkraftwerken und Neubau von effizienteren Kraftwerken zumindest zum Teil kompensieren.

Für die hier dargestellten Ergebnisse wird für das Jahr 2020 von folgenden Annahmen ausgegangen, die von den Mitgliedern der Arbeitsgruppe für wahrscheinlich gehalten werden (Veränderungen relativ zu 2006):

	Entwicklung 2020
Wärmebedarf	-50 %
Strombedarf	+10 %
Investitionsbedarf	-10 %
Gaspreis	+50 %
Strompreis	+30 %
Kraftwerkswirkungsgrad	+10 %

10.2 Ergebnisse

10.2.1 Primärenergieverbrauch

Die Ergebnisse (Bild 11) bestätigen, dass dezentrale Systeme unabhängig von der Besiedlungsstruktur gegenüber der zentralen Versorgung energetische Vorteile erwarten lassen. Diese Vorteile resultieren zum einen aus der gekoppelten Strom- und Wärmeversorgung, zum anderen aus der Nutzung von Umweltenergien, entweder über die solarthermische Wärmeversorgung oder den Einsatz von Wärmepumpen.

Der energetische Vorteil wird bei dem wärmegeführten BHKW besonders deutlich. Der dezentral in KWK erzeugte Strom verdrängt entsprechende Mengen elektrischer Energie aus Großkraftwerken mit schlechterer Energieausnutzung. Mit abnehmendem Wärmebedarf im Jahr 2020 und entsprechend geringerer Stromerzeugung verringert sich allerdings dieser Effekt. Hierbei zeigen die Ergebnisse auch, dass Nahwärmenetze nur in Kombination mit wärmegeführten BHKW energetisch sinnvoll sind.

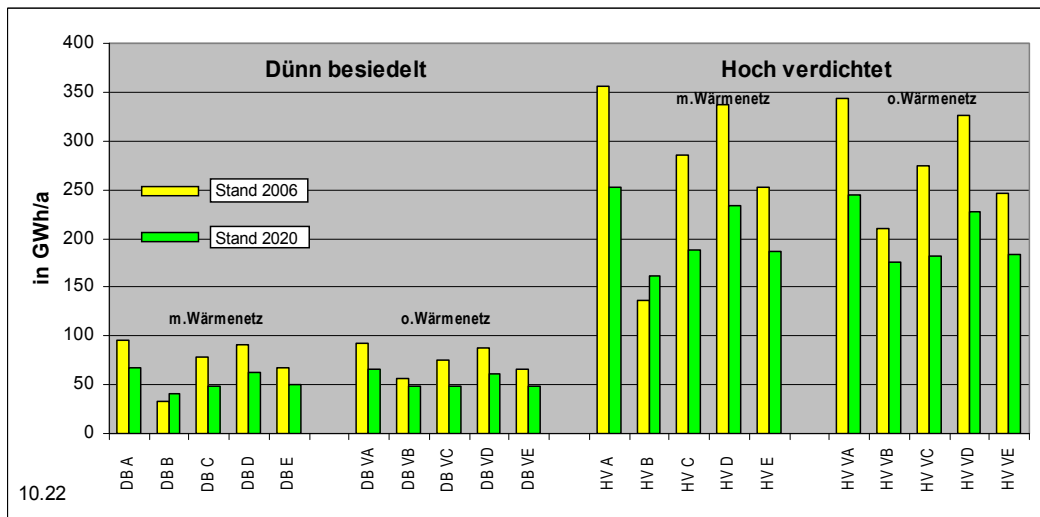
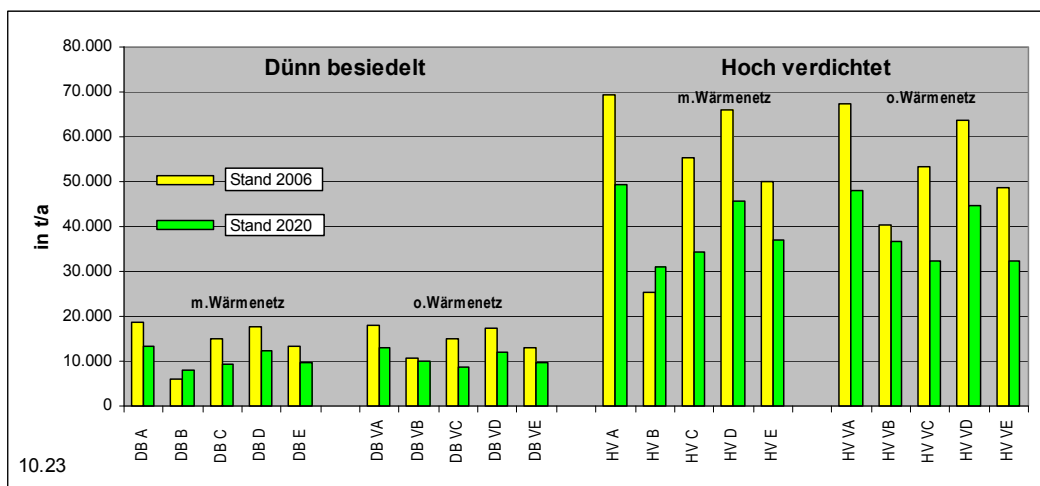


Bild 11: Primärenergieverbrauch

10.2.2 CO₂-Emission

Basis für die Bewertung der Emission in 2006 ist der durchschnittliche CO₂-Ausstoß der Kraftwerke. Neben dem hohen Energienutzungsgrad bei KWK wirkt sich bei der Emission der dezentralen Erzeugung zusätzlich vorteilhaft aus, dass Erdgas zum Einsatz kommt, während die zentrale Stromerzeugung zum großen Teil auf der Nutzung von Braun- und Steinkohle beruht. Entsprechend dem Primärenergieverbrauch profitieren hiervon in besonderem Maße wärmegeführte KWK-Systeme (Bild 12).

Bild 12: CO₂-Emission

Mit sinkendem Wärmebedarfs verschiebt sich dieses Bild. Für das Jahr 2020 ist von Vorteilen zugunsten der stromgeführten KWK-Systeme auszugehen.

10.2.3 Investition

Systembedingt sind die Investitionen für die konventionelle Versorgung (Varianten A) am geringsten (Bild 13), da die Aufwendungen für die dezentrale Stromerzeugung entfallen. Bei KWK-Systemen ist der Stromerzeugungsanteil bei wärmegeführten Anlagen am höchsten; entsprechend hoch fallen auch die Gesamtinvestitionen aus.

Ein abnehmender Wärmebedarf in 2020 führt bei allen Systemen zu entsprechend geringeren Investitionen, auch wenn bei Wärmepumpen die Aufwendungen für die Wärmesonden im Erdboden weiterhin die Aufwendungen deutlich belasten. Bei hoch verdichteter Bebauung lassen sich diese Investitionen durch eine wärmeseitige Vernetzung reduzieren ohne allerdings die grundsätzlich hohen Aufwendungen nachhaltig zu beeinflussen. Ansonsten zeigen Nahwärmenetze nur bei stromgeführten KWK-Systemen und hochverdichteter Bebauung Vorteile bei den Investitionen.

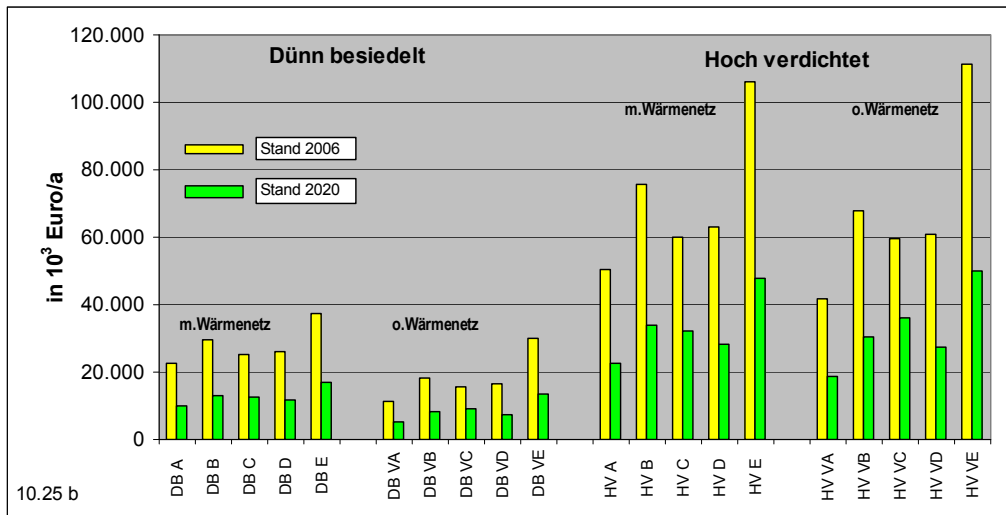


Bild 13: Investition

10.2.4 Gesamtkosten

In den Gesamtkosten (Bild 14) sind neben den Investitionen auch Energie- und Strompreise sowie weitere Betriebskosten enthalten. Hierbei bestätigt sich, dass die stromgeführte Betriebsart bei KWK-Systemen gegenüber einer wärmegeführten derzeit wirtschaftliche Vorteile bietet. Mit sinkendem Wärmebedarf, wie für 2020 unterstellt, ist von einer kostenmäßigen Annäherung der KWK-Systeme auszugehen.

Obwohl die Wärmepumpe bei den reinen Investitionen allen anderen Varianten unterlegen ist, zeigt sich bei den Gesamtkosten der Vorteil der Erdwärmennutzung:

Bereits heute liegt die Wärmepumpe bei der Versorgung dünn besiedelter Gebiete mit den anderen Varianten etwa auf gleichem Niveau. In 2020 ist unter den getroffenen Annahmen von einem konkurrenzfähigen Betrieb auszugehen.

Die Ergebnisse bestätigen, dass Nahwärmenetze allenfalls in Gebieten mit dichter Bebauung Vorteile bieten. Dies gilt aber auch nicht in jedem Fall: Insbesondere bei einer konventioneller Versorgung und bei wärmegeführten KWK-Systemen führen Nahwärmenetze zu höheren Kosten. Einzelfallbetrachtungen können jedoch zu anderen Ergebnissen führen.

Die Kosten für CO₂-Zerifikate wurden bei den Gesamtkosten noch nicht berücksichtigt, da der Preis für CO₂-Zertifikate derzeit sehr volatil ist und nicht einheitlich zur Anwendung kommt. Bei einer Berücksichtigung sollte insbesondere die konventionelle Versorgung mit entsprechenden Mehrkosten belastet werden.

11 Zusammenfassung und Ausblick

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden die Optionen einer verstärkten dezentralen Energieversorgung untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass die dezentrale Versorgung nicht nur einen Beitrag zur Optimierung der vor Ort bestehenden Versorgung leisten kann. Eine Ausschöpfung der zukünftig verfügbaren Technologien wird vielmehr dazu beitragen, dass sich dezentrale und zentrale Technologien ergänzen, im Erzeugungsbereich genauso wie im Netzbereich.

Die wichtigsten Ergebnisse zeigen:

- Zentrale und dezentrale Versorgungskonzepte müssen sich sinnvoll ergänzen; nur so können bedarfsfern verfügbare Energieträger (z.B. Wind) und Potenziale zum großräumigen Ausgleich schwankender Erzeugungsleistung genutzt werden.
- Bei der Betrachtung dezentraler Versorgungskonzepte sind der Wärmebedarf und alternative Konzepte zur Wärmebereitstellung mit zu berücksichtigen.
- Die Nutzung erneuerbarer Energien sowie die hocheffiziente, kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme in KWK-Anlagen bieten ein hohes Potential zur Einsparung von Primärenergie und CO₂-Emissionen.
- Die lokale Nutzung dezentral erzeugten Stroms reduziert die Netzverluste.
- Nahwärmenetze weisen allenfalls bei dicht besiedelten Innenstadtgebieten Vorteile auf.
- Eine Vergleichmäßigung des Wärmebedarfs im Jahresverlauf begünstigt die Installation von KWK-Anlagen. Ein abnehmender Raumwärmebedarf vermindert den Investitionsbedarf und begünstigt die Wirtschaftlichkeit. KWK-Systeme mit hohen Stromkennziffern sind zukünftig vorteilhafter.
- Überschusswärme könnte in den Sommermonaten in Absorptionskälteanlagen genutzt werden.
- Die Abhängigkeit von Gasimporten sowie steigenden Gaspreisen kann langfristig durch Alternativen auf Basis von Biomasse kompensiert werden.
- Unterschiedliche Konzepte zur dezentralen Energieversorgung treten zueinander in Konkurrenz.
- Strompreise und deren Struktur haben einen großen Einfluss auf die Wettbewerbsposition unterschiedlicher Versorgungskonzepte.
- Energiemanagementsysteme können den Einsatz unterschiedlicher Systeme mit Hinblick auf den jeweiligen Bedarf und den erzielbaren Erlös optimieren. Die Möglichkeiten zur Laststeuerung sind in derartige Konzepte mit einzubeziehen.
- Die Stromversorgungsnetze sind an eine zunehmende Einspeisung aus DEA anzupassen. Möglichen Einsparungen steht jedoch auch ein zusätzlicher Mehraufwand gegenüber.
- Von DEA wird erwartet, dass sie sich zukünftig an der Lieferung von Netzdienstleistungen beteiligen. Hierfür sind geeignete Vergütungssysteme zu entwickeln.
- Der Betrieb und die Planung von Großkraftwerken muss einem zunehmenden Anteil fluktuierender Energieerzeugung Rechnung tragen (mehr Regelleistung statt Grundlast).

- Die Rolle von Speichersystemen und die verfügbaren technischen Möglichkeiten wurden hier nur am Rande betrachtet. Diese Themenstellungen sind Gegenstand einer neuen Task Force der ETG.
- Dezentrale Versorgungskonzepte eröffnen Möglichkeiten für neue Geschäftsmodelle. Insbesondere im Contracting-Bereich werden die größten Chancen gesehen, sich durch die Lieferung von Energiedienstleistungen am Markt zu beteiligen.
- In der derzeitigen Markteinführungsphase sind dezentrale Versorgungssysteme in der Regel noch nicht konkurrenzfähig und benötigen effiziente Fördermaßnahmen.

Der VDE ist mit 34.000 Mitgliedern, davon 1.250 Unternehmen und 7.000 Studenten, einer der großen technisch-wissenschaftlichen Verbände Europas. Sein System ist weltweit einmalig: Der VDE vereint Wissenschaft, Normung und Produktprüfung unter einem Dach. VDE-Tätigkeitsfelder sind der Technikwissenstransfer, die Forschungs- und Nachwuchsförderung der Schlüsseltechnologien Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik und ihrer Anwendungen. Der VDE engagiert sich für ein besseres Innovationsklima, eine moderne Ingenieurausbildung und eine hohe Technikakzeptanz.

Die Sicherheit in der Elektrotechnik, die Erarbeitung anerkannter Regeln der Technik als nationale und internationale Normen, Prüfung und Zertifizierung von Geräten und Systemen sind weitere Schwerpunkte. Das VDE-Zeichen, das 68 Prozent der Bundesbürger kennen, gilt als Synonym für höchste Sicherheitsstandards.

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.

Stresemannallee 15

60596 Frankfurt am Main

Tel. 069 6308-0

Fax: 069 6312926

service@vde.com

www.vde.com