



Prof. Dr. Christian Jänig
Stadtwerke Unna GmbH

Das virtuelle Kraftwerk – Steuerung der Energieerzeugung durch dezentrale Anlagen

1. Grundlagen

Sowohl die jetzt schon existenten gravierenden Auswirkungen des Klimawandels bei einer Temperaturerhöhung von 2°C als auch die kurzfristige Endlichkeit fossiler Energieressourcen¹ (bei einem pro-Kopf-Rohölverbrauch der chinesischen Bevölkerung analog zur nordamerikanischen wären die bekannten Ressourcen in 12 Jahren aufgezehrt) erzwingt auf Grund des Erfordernisses einer stringenten Effizienzerhöhung eine andere Konzeption der bisherigen Energiesysteme und -strukturen. Plakativ kann dies mit dem Paradigmenwechsel vom fossilen zum solaren Energiezeitalter definiert werden (sog. **Decarbonisierung**). Dieser „Umstieg“ auf die regenerative und größtenteils dezentrale Energieerzeugung impliziert zwangsläufig andere, nämlich dezentrale Energiesysteme.

Die in Monopolzeiten entwickelte und heute noch weitgehend bestehende Philosophie bzw. Ideologie der nationalen Energieversorgung fokussiert überwiegend darauf, mittels großer Kraftwerkseinheiten zentral die Grund-, Mittel- und Spitzenlast zu erzeugen und über Hochspannungsnetze zu den Lastschwerpunkten zu übertragen, dort zu transformieren und über Mittel- bzw. Niederspannungsnetze bis zum Endverbraucher zu verteilen. Diese zentralistisch-hierarchische, **erzeugungsdominierte Struktur** beinhaltet sowohl auf der Erzeugungsebene als auch auf den jeweiligen Verteilungsebenen jeweils für sich getrennte, eigenständige Regelungssysteme, die überwiegend ökonomisch fokussierte Erfahrungswerte bzw. -quoten berücksichtigen, wobei das Sicherheits- und Reservedenken im Vordergrund steht.

Diese **angebotsorientierte** Erzeugung und Übertragung hatte bis vor kurzem einerseits ihre Berechtigung aufgrund der sich hieraus ergebenden günstigeren Kostenstrukturen (sog. economies of scale) im Rahmen demarkierter Gebiets- bzw. Monopolstrukturen. Die implizit zu Grunde liegende „Angebotsorientierung“ basierte andererseits darauf, dass aufgrund des Fehlens der notwendigen Informations- und Kommunikationstechnologien und -strukturen die Vielzahl der Endverbraucher bei ihrem individuellen und unkorrelierten sowie nicht koordinierten energetischen Abnahmeverhalten weder direkt erfasst noch „geregelt“ werden konnte. Infolgedessen mussten große Kraftwerksleistungen zentral vorgehalten werden, um sowohl extreme Lastspitzen „auffangen“ als auch die Reserveleistung für Störfälle vorhalten zu können.

In den letzten zwei Jahrzehnten sind allerdings dezentrale, kleinteilige Erzeugungssysteme – teilweise auch aus ökologischen Gründen heraus – zur technologischen „Marktreife“ weiterentwickelt worden: neben der „lokalisierten“ Kraft-Wärme-Kopplung (Motoren-BHKW, Microgasturbine, Brennstoffzelle etc.) sind hier vor allem Windenergieanlagen, kleinere Wasserkraftwerke, Erzeugungseinheiten auf der Grundlage von Biomasse sowie die Photovoltaik zu nennen. Aufgrund dieser ökologisch und/oder ökonomisch induzierten Entwicklung dezentraler Erzeugungseinheiten muss davon ausgegangen werden, dass die Energieerzeugung mit einem entsprechend hohen Anteil fluktuierender Quellen dezentrale Strukturen annehmen

¹ derzeit „verbrennen“ wir jährlich diejenigen Ressourcen, deren Genese 1 Million Jahre erforderte

wird. Dies führt zwangsläufig zu einer Verlagerung der Systemführung und Überwachung auf die unteren Netzebenen und erfordert daher die „intelligente“, informationstechnologisch gestützte Einbindung und Steuerung dieser dezentralen Einheiten im Rahmen dezentraler Energieversorgungskonzepte sowie die Beeinflussung des Verbraucherverhaltens.

Dieser Paradigmenwechsel von zentralen zu **dezentralen** (lokalen) **Energiesystemen** kann „plakativ“ mit dem Wandel von der zentralen, angebotsorientierten Energieversorgung „von oben nach unten“ mit getrennten, jeweils für sich geregelten Erzeugungs- und Verteilungsstrukturen zur dezentralen, **nachfragefokussierten** Energieversorgung „von unten nach oben“ bei gleichzeitiger Optimierung dezentraler und zentraler Erzeugung sowie dezentralem Verbrauch auf der Grundlage hierarchischer, vermaschter Regelkreissysteme unter Berücksichtigung ökonomischer und ökologischer Parameter gekennzeichnet werden.

Derartige **dezentrale Systeme** basieren auf drei „Säulen“ bzw. beinhalten folgende Module:

- intelligente, lokale Managementsysteme (sog. **Virtuelle Kraftwerke**)
- intelligente Verteilnetze (**Smart Grids**)
- intelligente Mess- und Steuerungssysteme (**Smart Metering**).

Erforderlich im Rahmen eines derartigen ganzheitlichen Ansatzes sind einerseits intelligente lokale Energiemanagementsysteme, um zentrale und dezentrale Erzeugungseinheiten nachfrageabhängig miteinander zu vernetzen – dies impliziert ein Informations- und Wissensmanagement.

Notwendig sind des Weiteren integrierte, durchgängige Energie-, Informations- und Kommunikationsstrukturen, um die Energieversorgung von der Erzeugung über Übertragung und Verteilung bis zum Endverbrauch mittels hierarchischer, vermaschter Regelkreissysteme zu optimieren, den Energieverbrauch an die momentan verfügbare (zentrale und dezentrale) Erzeugerleistung nach ökonomischen und ökologischen Kriterien auszurichten sowie „intelligente“ Verteilnetzstrukturen zu generieren. Integraler Bestandteil ist schließlich auch ein intelligentes Mess- und Steuerungssystem bei den Endverbrauchern, das auf standardisierten, automatisierten Programmen basiert, um gezielt und situativ die Last zu verschieben. Ergänzt werden muss dies um entsprechende Produkte und Dienstleistungen, um den Verbrauchern neben den ökologischen auch ökonomische Anreize zu geben.

Ein derart konzipiertes dezentrales Energiesystem beinhaltet u. a.

- die Vernetzung, Aggregation und zentrale Steuerung dezentraler Stromerzeugungsanlagen, um disponible zentrale Kraftwerksleistung ökonomisch und ökologisch nachhaltig zu ersetzen
- die integrierte und intelligente Einsatzoptimierung unterschiedlicher dezentraler Erzeugungseinheiten und somit die regelungstechnische Aggregation sowie ökonomische und ökologische Optimierung auf lokaler Ebene
- das kategorisierte und kaskadierte „Clustering“ sowohl der Erzeugungsanlagen als auch der Verbrauchseinrichtungen
- die Anpassung des Energieverbrauches an die momentan verfügbare (regenerative) Erzeugerleistung
- die Transformation statischer Netzstrukturen und -konzepte in intelligente Smart Grids

- die Erhöhung der individuellen Energieeffizienz bei den Endverbrauchern durch den Einsatz intelligenter Mess- und Steuerungssysteme

Die damit verbundene Aggregation bzw. Integration der Energie-, Netz-, Informations- sowie Kommunikationsstrukturen soll die Energieversorgung von der Erzeugung über Übertragung und Verteilung bis zum Endverbrauch mittels hierarchischer, vermaschter Regelkreissysteme optimieren sowie den Energieverbrauch an die momentan verfügbare (zentrale und dezentrale) Erzeugerleistung nach ökonomischen und ökologischen Kriterien ausrichten. Hierdurch ist es möglich, dezentrale Energieanlagen zu vernetzen, zu aggregieren und zentral zu optimieren, um Energieerzeugung und -verbrauch einander anzupassen.

Die grundlegende **Erhöhung der Energieeffizienz** wird bei dezentralen Energieversorgungssystemen daher realisiert durch

- die Optimierung sowie regelungstechnische Beeinflussung von dezentraler/zentraler Erzeugung sowie lokalem Energieverbrauch
- die Einsatzoptimierung regenerativer Erzeugungsanlagen sowie der Kraft-Wärme-Kopplung
- die „Linearisierung“ der Erzeugungsfahrpläne stochastischer (regenerativer) Anlagen und somit des fluktuierenden Angebotes.

Derart dezentral strukturierte Energie-(versorgungs-)systeme werden demnach plakativ durch die nachfolgenden Determinanten charakterisiert:

1. den Paradigmenwechsel von der zentralisierten, angebotsorientierten Erzeugung zum dezentralen, nachfragefokussierten Energiesystem
2. die Aggregation und Optimierung lokaler, dezentraler Erzeugungseinheiten (KWK, Wind, Solarthermie, PV etc.) sowie deren Vorrangstellung gegenüber fossilen, zentralen Einheiten
3. die Implementierung hierarchisch strukturierter, vermaschter Regelkreissysteme
4. die Konzeption integrierter, durchgängiger Energie- sowie „neuronaler“ Informations- und Kommunikationsstrukturen bzw. -systeme
5. die „intelligente“ Optimierung der Verteilnetzstrukturen (sog. Smart Grid)
6. den Einsatz intelligenter Mess- und Steuerungssysteme beim Endverbraucher (sog. Smart Metering), damit dieser in die Lage versetzt wird, seinen Energieverbrauch individuell zu steuern und ökonomisch als auch ökologisch seine Energieeffizienz zu erhöhen
7. die Entwicklung und Implementierung „anderer“ Reserve- und Versorgungssicherheitsstrategien
8. die grundlegende Erhöhung der „Energieeffizienz“ sowohl im Gesamtsystem als auch bei der Nutzung regenerativer Energiequellen
9. die Reduzierung ökonomischer und ökologischer Kosten.

2. Das Virtuelle Kraftwerk als lokales Energiemanagementsystem

Das lokale Energiemanagementsystem „**Virtuelles Kraftwerk**“ impliziert ein hierarchisch strukturiertes, vermaschtes Regelkreissystem, bestehend aus

- autonomen Regelkreissystemen zur Aufrechterhaltung der Homöostase auf der Grundlage der Sekundärregelung (**Selbstkoordination** bzw. dezentrale Koordination)
- überlagerten Regelungssystemen auf Grundlage der Primärregelung zur **zentralen Koordination** der unteren autonomen Regelungssysteme
- dem sog. „controlling overlayer“ zur Koordination der mittleren und unteren Regelsysteme im Rahmen der **Durchgriffsregelung** (Primärregelung)

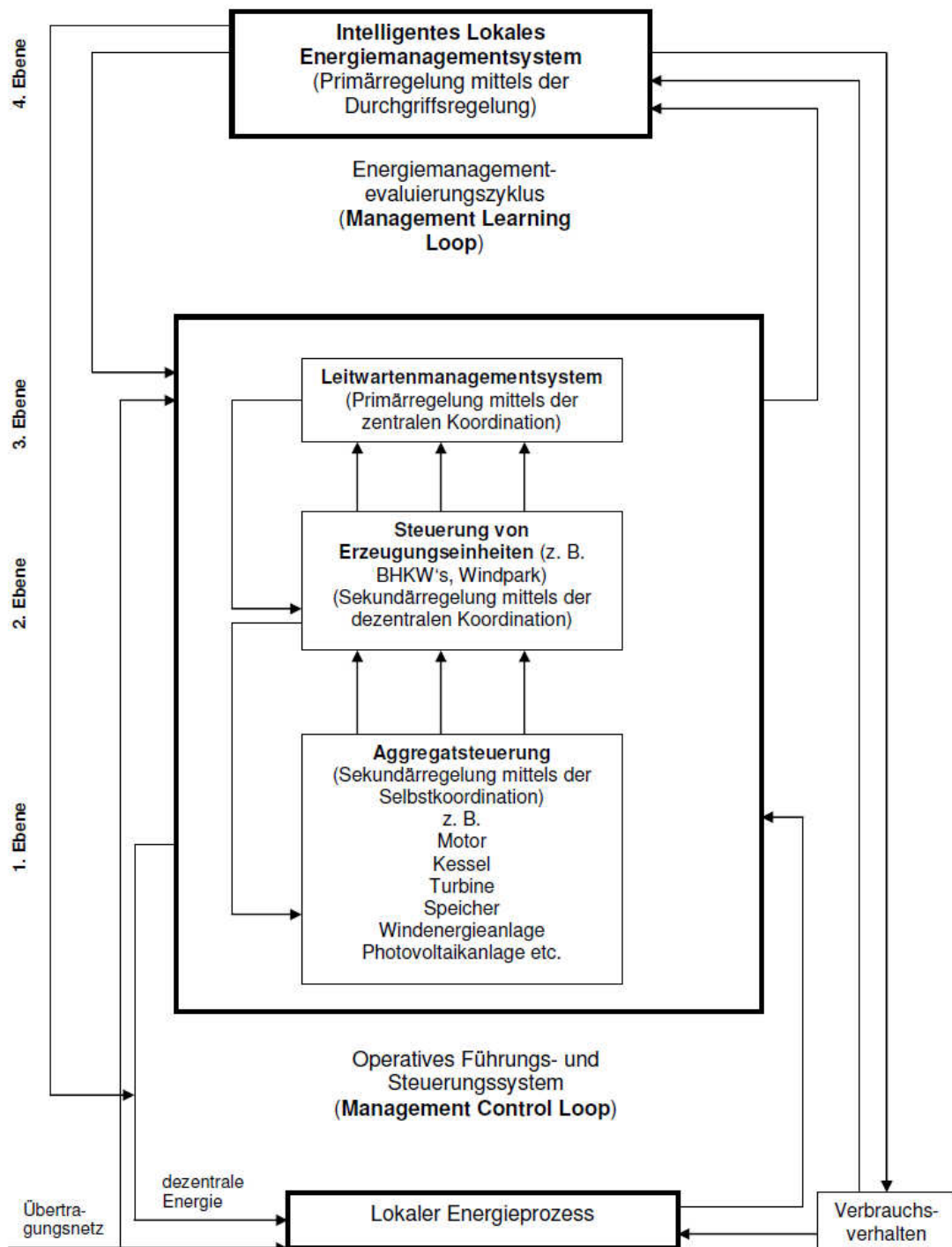
Ein „Virtuelles Kraftwerk“ repräsentiert aus kybernetischer Sicht ein hierarchisches, vermaschtes Regelkreissystem. Hierbei „funktionieren“ beispielsweise die jeweiligen Regelkreissysteme der einzelnen KWK-Module bzw. Windenergie- oder Photovoltaikanlagen aus kybernetischer Sicht in Relation zum Gesamtsystem als Steuerungs- und Regelungssysteme niedrigerer Ordnung, die in ihrem jeweiligen Wirkungsbereich aufgrund vorgegebener „Soll-Werte“ (z. B. Betriebsstunden, Wirkungsgrad, Fahrplan etc.) „autonom“ arbeiten. Autonome (griech.: Selbstgesetzgebung) Systeme steuern bzw. regeln lateral spezifische Funktionen sowie repetitive Abläufe (Routineprozesse etc.), ohne dass Einwirkungsmöglichkeiten höherer Regelsysteme erfolgen bzw. erforderlich werden; diese Autonomie dient zur Aufrechterhaltung der sog. Homöostase (Gleichgewichtszustand wichtiger Funktionen und Bedingungen) und somit zum Erhalt einer stabilen „inneren Umwelt“. Diesbezüglich wird dem Regler laufend der tatsächliche Systemzustand (d. h. die Regelstrecke) durch den ersten Rezeptor zurückgemeldet. Auf der Grundlage vorgegebener Führungsgrößen greift der Regler dann so lange mit kompensierenden, kontrollierten Maßnahmen in den Prozessablauf der Regelstrecke ein, bis der gemeldete Ist-Zustand mit dem Soll der Führungsgröße übereinstimmt. Im Rahmen dieser als **sekundäre Regelung** bezeichneten Störungskompensation werden Steuerstrecke und/oder Führungsgröße mit einer gewissen „Bandbreite“ ausgelegt, so dass das System bzw. der Regler auf eine spezifische Anzahl definierter Störgrößen autonom reagieren kann – auf der Grundlage von Rückkopplungen verändert das System sein Verhalten selbstständig. Nehmen die Störgrößen jedoch in qualitativer und/oder quantitativer Dimension Werte an, die außerhalb dieser Bandbreite liegen, so ist eine Störungskompensation durch die sekundäre Regelung nicht mehr möglich. In diesem Fall findet eine „Rückkopplung“ mit der nächsthöheren Regelungsebene statt, die eine Abstimmung und Störungskompensation durch die zentrale Koordination der „unteren Regelungssysteme“ herbeiführt (sog. **primäre Regelung**). Ein weiterer Grund für das Auftreten und Wirken dieser Primärregelung ist auch darin zu sehen, dass sich die unteren autonomen Regelsysteme antagonistisch verhalten (können) – die Tätigkeit des einen Systems kann negative Auswirkungen auf die Funktionsfähigkeit bzw. den Regelungsprozess des anderen implizieren. Die primäre Regelung führt meistens zu Strukturveränderungen; diese können entweder aus der Umwelt initiiert (ein oder mehrere Elemente der Systemumwelt sind Teil des Reglers) oder durch das System selbst erfolgen. Im letzteren Fall spricht man von sog. adaptiven (lernfähigen) Systemen, bei denen im Rahmen der Störungskompensation die Elemente, Ressourcen und Potenziale des Systems (äquifinale Art) oder zusätzlich auch die Ziele (ultrastabile Art) verändert, d. h. angepasst werden können. Eine Vielzahl von Führungsgrößen bedingt zwangsläufig auch eine Vielzahl von hierarchischen Steuerungs- und Regelungssystemen. Dies setzt jedoch neben der Operationalisierung der Regelstrecken, d. h. der quantitativen Analyse von Informationsbeziehungen, auch eine effiziente Gestaltung der Koordinationsmechanismen voraus. Hierdurch entsteht neben dem Problem der Selbstkoordination auch das der horizontalen und vertikalen Verankerung von Informationen und Führungsprinzipien. Diese hierarchisch „vernetzten“ Steuerungs- und Regelungssysteme bedürfen daher bestimmter

Mechanismen, die eine Koordination der interdependenten Regler sowie deren „Entscheidungen“ herbeiführen, um eine effiziente Störungskompensation zu gewährleisten. Interdependenz als wechselseitige Abhängigkeit bedeutet, dass die Verhaltensweisen (z. B. Entscheidungen) des einen Reglers vor- als auch nachteilige Auswirkungen auf den anderen Regler hervorrufen können. Die Koordination der Regler soll nun einen „Interessenausgleich“ herbeiführen, der im Endeffekt (theoretisch zumindest) pareto-optimal ist. Diese Koordination zwischen mehreren Reglern kann „nicht kontrolliert“ erfolgen, indem zwischen den betreffenden Reglern „Abstimmungsmechanismen“ und „-prozesse“ ablaufen, ohne dass eine übergeordnete Systemebene als Regler eines entsprechend vermaschten Regelsystems auftritt. Eine dementsprechende Störungskompensation würde auf „nicht-kontrollierten“ Rückkopplungen basieren.

Neben dieser „Selbstkoordination“ besteht jedoch auch die Möglichkeit, dass die Koordination durch ein übergeordnetes Führungssystem, dem „**controlling overlayer**“, herbeigeführt wird. Dieses Führungssystem impliziert die Existenz eines Steuerungs- und Regelungssystems höherer Ordnung, das die Koordinationsmechanismen und Entscheidungsstrukturen der niedrigeren Regelkreise „beherrscht“; der „controlling overlayer“, d. h. das virtuelle Kraftwerk, nimmt hierbei demnach die Funktion des übergeordneten Reglers ein. Er kann in abgestuften Formen eine Koordination der niederen Regler(-systeme) herbeiführen:

- (1) **dezentral**: durch Vorgabe von Normen, Regeln etc. sowie durch die Änderung spezifischer Randbedingungen, die das Aktionsfeld der niederen Regler begrenzen und damit deren Verhalten determinieren
- (2) **zentral**: durch die direkte Beeinflussung der Regler niederer Systeme
- (3) **Durchgriffsregelung**: durch das direkte Eingreifen auf die Regelstrecke der unteren Regelsysteme

Diese kurz erläuterten „einfachen“ Steuerungs- und Regelmechanismen können in gewisser Beziehung beliebig in komplexen Steuerungs- und Regelungssystemen kombiniert werden. Hierbei spricht man von einer **Vermaschung**, d. h. die Regelgröße des einen Regelkreises repräsentiert den Sollwert (die Führungsgröße) des anderen. Diese Vermaschung kann sowohl einseitig als auch wechselseitig bestehen; hierdurch entstehen Steuerungs- und Regelungssysteme höherer Ordnung, bei denen die Steuer- bzw. Regelstrecke ein oder mehrere Steuerungs- und Regelungssysteme niedriger Ordnung umfasst. Demzufolge kann dann jede Komponente der Steuerungs- und Regelsysteme niedrigerer Ordnung zur Sollgröße des Steuerungs- und Regelungssystems höherer Ordnung werden. Letzteres wiederum kann einzelne Komponenten des Systems niedrigerer Ordnung beeinflussen oder gar dessen Kopplungsstruktur verändern. Eine derartige Störungskompensation im Rahmen vermaschter Regelkreissysteme kann im Endeffekt beinhalten, dass die Struktur des Reglers nicht von vornherein festgelegt ist, sondern sich aus den jeweiligen Störungsdimensionen ergibt.



Hierarchische Struktur des Regelkreissystems in dezentralen Energieversorgungssystemen

Hierdurch wird es ermöglicht, durch die kaskadierte Clusterung der (lokalen) regenerativen Erzeugungsanlagen eine integrierte, intelligente Einsatzoptimierung zu erreichen.

Das Konzept des **Virtuellen Kraftwerks** ermöglicht dadurch die Generierung linearer Fahrplangestaltungen unter dem Fokus einer energetischen und ökologischen Optimierung der großräumig verteilten dezentralen Erzeugungseinheiten auf KWK-Basis (z. B. Verbrennungsmotoren, Expansionsmotoren, Turbinen, Brennstoffzellen etc.). Problematischer ist dagegen die fahrplanmäßige Integration von regenerativen Erzeugungssystemen auf Wind-

und Sonnenbasis aufgrund ihrer stochastischen Verfügbarkeit und Leistungsbereitstellung. Die Integration eines derartigen regenerativen, fluktuierenden Erzeugungsangebotes erfordert die strukturierte Generierung eines Erzeugungsfahrplanes, der regelbare sowie zu- und abschaltbare und nicht beeinflussbare (nur prognostizierbare) Komponenten enthält. Nur hierdurch ist es möglich, diese stochastisch sich verhaltenden Erzeugungskapazitäten auf der Grundlage entsprechender Betriebs- und Reservestrategien zu „linearisieren“ und unter Einbeziehung von Prognose- und Simulationsverfahren sowie korrespondierender Leistungsfahrpläne als „virtuelle Erzeugungseinheit“ in das dezentrale Energieversorgungssystem bzw. -konzept zu integrieren sowie netzverträglich unter Berücksichtigung der Blindleistungsregelung zu implementieren. Dies führt andererseits zwangsläufig sowohl zu einer wesentlichen Steigerung der energiewirtschaftlichen und ökologischen Effizienz der regenerativen Energieerzeugung als auch zur Erhöhung der Energieeffizienz des Gesamtsystems.

Die bisherigen Ausführungen definieren vor allem die operativen Module bzw. Komponenten des „Virtuellen Kraftwerks“. Neben diesen „taktischen“ Elementen muss ein derartiges Konzept bzw. System jedoch auch strategische besitzen, um dynamisch und flexibel zukünftige Veränderungen zu antizipieren bzw. sich im Sinne eines ultrastabilen Systems selbstständig an diese anpassen zu können. Auf „lokaler Ebene“ sind hierbei die mittel- und langfristigen Bezugsmöglichkeiten und Preisveränderungen der Energieträger (Kohle, Erdgas, Wind, Sonne, Heizöl) einzubeziehen. Aus wirtschaftlicher Sicht sind hierbei nicht nur die Kosten- und Preisbestandteile zu optimieren, sondern beispielsweise auch die sich mittelfristig aus dem Handel mit Emissionszertifikaten ergebenden zusätzlichen Deckungsbeiträge zu berücksichtigen. Des Weiteren sind die Verfügbarkeiten der regenerativen Energieträger (Biomasse, Wind, Sonne etc.) unter Berücksichtigung ihrer Rahmenbedingungen (Windstärke, Sonneneinstrahlung, Klima- bzw. Wetterveränderungen sowie deren Prognosegenauigkeiten aufgrund verbesserter Modellrechnungen etc.) zu integrieren. Schließlich sind auch demographische Faktoren (Altersstruktur, Haushaltsstruktur, Bevölkerungswachstum etc.) sowie technologische Veränderungen (neue Erzeugungssysteme, Wirkungsgradverbesserung der vorhandenen Systeme etc.) zu involvieren. Hieraus ergeben sich zwangsläufig Handlungsszenarien mit unterschiedlichen Entscheidungsalternativen. Sinnvoll erscheint es daher, sog. „Korridore“ bzw. Bandbreiten zu definieren, für die jeweils spezifische Entscheidungs- und Handlungsalternativen als sinnvoll bzw. andere ausgeschlossen werden. Diese „Bandbreiten“ wesentlicher Rahmenbedingungen bzw. Faktoren „fließen“ dann in die Simulationen der Systemzustände sowie deren Bewertung ein. Hierdurch soll die Ermittlung spezifischer technischer, ökonomischer und ökologischer Grenzwerte ermöglicht werden, die den Übergang von einer zur anderen Handlungsalternative (z. B. Übergang von einem Energieträger zum anderen) definieren. Erforderlich sind hierbei die Online-Simulation und der Test unterschiedlicher Strukturen und Situationen des dezentralen Energieversorgungssystems, um im Rahmen von Szenarien mit unterschiedlichen Strategien und Zielfunktionen verschiedene Konzeptalternativen beschreiben, analysieren und ökonomisch sowie ökologisch bewerten zu können.

Derartige kybernetische Systeme

- generieren die Existenz „ultrastabiler“ Systeme
- ermöglichen den im Rahmen von Simulationen unter Einbeziehung ökonomischer und ökologischer Rahmenbedingungen sowie Grenzwerten definierten Übergang von einer Handlungsalternative zur anderen (z. B. Übergang von einem Energieträger zum anderen)
- optimieren die kontrahierten (Eigen-)Erzeugungs- und Bezugsleistungen bei gleichzeitiger Beeinflussung des Verbraucherverhaltens.

3. Smart Grids

Die Begriffsdefinition für „intelligente“ Verteilnetze (sog. Smart Grids) sowie deren unterschiedlichen Inhalten haben mittlerweile schon fast inflationären Charakter angenommen. Je nach Interesse, Gegenstand und Zielrichtung des häufig damit verbundenen normativen Anspruches der jeweiligen „Urheber“ (Energiewirtschaft, Politik, Regulierungsbehörden, Informationstechnik etc.) wird nur auf die physikalische Struktur, das übergelagerte Informations- und Kommunikationssystem, Regulierungsziel usw. fokussiert. „Holzschnittartig“ kann man daher von einer „weiten“ bzw. einer „engen“ Definition sprechen.

Im Rahmen der „**weiten**“ Fassung, dem „Smart Poly Grid“, existiert ein strategischer Ansatz für sämtliche Energienetze und -träger und umfasst die gesamten Wertschöpfungsketten von der Erzeugung bzw. Exploration bis zum Verbraucher. Zielsetzung ist somit die ganzheitliche Integration und Optimierung sämtlicher Energienetze. Hier existiert daher ein systemischer Ansatz, um die Ziele der Versorgungssicherheit, Ressourcen- und Energieeffizienz sowie die Emissionsreduzierung klimaschädlicher Gase zu aggregieren, optimieren und beim Design zu berücksichtigen. Kernelemente bis -aussagen dieser Definition sind u. a. daher:

- intelligente Nutzung aller Ressourcen
- Technologieoffenheit
- Hohe Prognosequalität der Energiemanagementsysteme
- Generierung neuer Netzknoten durch die Aggregation von Gas-, Strom-, Wärme- und Wassernetze
- Horizontale und vertikale Integration der Steuerungs- und Dispatchingprozesse
- Entwicklung neuer Produkte und Dienstleistungen als verbraucherspezifische Anwendungen
- Bildung von „virtuellen Unternehmen“ durch die Kooperation spezifischer (Teil-) Leistungsanbieter, da die hochkomplexen Energiedienstleistungen aus Skalengründen heraus nicht „aus einer Hand“ angeboten werden können (sog. economies of scope)

Smart Grids dieser Ausprägung fokussieren deshalb nicht nur auf die physikalische Leitungsstruktur, sondern auch auf neue Markt-, Produkt- und Dienstleistungsmodule. Sie basieren auf komplexen Informations- und Kommunikationsstrukturen (-netzen), um alle Marktteilnehmer sowie deren Verhalten zu aggregieren und im Rahmen der Zielsetzungen des Gesamtsystems zu optimieren. Neben dem Auftreten neuer, bislang „energieferner“ Marktteilnehmer impliziert dies zwangsläufig auch die ganzheitliche Re-Integration der Netz- und Vertriebsbereiche, zumindest auf der informationellen und kommunikativen Ebene.

Smart Grids in der „**engeren**“ Begriffsdefinition beinhalten beispielsweise im Bereich der Gasnetze folgende Kriterien:

- Einspeisung von Erdgas, Biomethan sowie Wasserstoff in das vermaschte Leitungssystem an unterschiedlichen Punkten
- bidirektionaler Gasfluss über alle Netzebenen hinweg bei variablem Betriebsdruck
- Speicherfunktionalität der Netze etc.
- Einbindung und Steuerung dezentraler Speicher

Sowohl die multivariable, dezentrale Einspeisung unterschiedlicher gasförmiger Energieträger als auch die Implementierung neuer Technologien (z. B. Micro-BHKW, Wärmepumpen etc.) sowie unterschiedlicher Speicherformen haben zwangsläufig erhebliche Auswirkungen auf Netztopologie, Netzelemente (z. B. Regelerstationen, Druckerhöhungsstationen) und Netzbetrieb.

Aus thematischen Gründen sollen abschließend die Kernelemente des elektrischen Smart Grid in der „engen“ Fassung kurz skizziert werden; diese „intelligenten“ Smart Grids

- werden durch die Aggregation der physikalischen Übertragungsnetze (Mittel- und Niederspannung) mit „neuronalen“ Informations- und Kommunikationsnetzen determiniert
- ermöglichen die Einsatzoptimierung der jeweils ökologisch und ökonomisch „günstigsten“ dezentralen Erzeugungseinheiten unter Berücksichtigung der spezifischen System- und Ressourcenverfügbarkeit
- implizieren die Vermeidung punktuell und situativ notwendiger Vergrößerungen der Netz-Übertragungskapazität durch die gezielte Installation und Integration dezentraler Erzeugungseinheiten
- können (teilweise) den Kostendruck durch das Benchmarking (Anreizregulierung) der Netznutzungsentgelte kompensieren
- optimieren den (Aus-)Nutzungsgrad regenerativer Ressourcen
- gewährleisten die ausreichende Versorgungsqualität.

4. Smart Metering

„Intelligente“ Mess- und Steuerungssysteme als sog. „Smart Meter“ sollen, um sowohl die Verwendung der – häufig stochastischen – regenerativen Energien zu optimieren bzw. deren Effizienz zu erhöhen als auch die Stabilität der Netze zu gewährleisten, die vorhandenen Flexibilitätspotenziale – vor allem auf der Verbraucherseite – besser nutzen. Hier bieten sich intelligente Lastmanagementprogramme als Ergänzung der „intelligenten“ Messeinrichtungen an, um die situativ gezielte Verschiebung von Lasten zu ermöglichen (sog. Smart Metering). Diese Programme sollten automatisiert und standardisiert sein, da Programme unter Berücksichtigung der täglichen Verhaltensänderungen der Endverbraucher nicht die notwendige Zuverlässigkeit der Reaktionszeiten garantieren können. Ergänzend hierzu sind flexible Stromprodukte (-tarife) erforderlich, um den Wandel von passiven zu aktiven, lastvariabel reagierenden Endverbrauchern zu generieren. Derartige zeit- und lastvariable Preisstrukturen sind die Grundlage für den ökonomischen Anreiz von Lastverschiebungen. Letztlich sind auf der Endverbraucherseite auch Speichersysteme notwendig, um die Lastkurven entsprechend der Strompreisschwankungen zu optimieren (beispielsweise auf Grundlage der E-Mobilität); derartige Speichersysteme werden zu Niedrigpreisen ge- und zu Hochpreisen entladen – Letzteres erfolgt überwiegend zur Deckung des eigenen Bedarfes, weniger zum Verkauf am Markt. Voraussetzung hierfür ist zwangsläufig nicht nur die Kenntnis der Verbrauchswerte, Lastverläufe etc. der einzelnen Geräte, sondern auch deren direkte Steuerbarkeit. Zielsetzung hierbei ist letztendlich die Transformation des Endverbrauchers zum Prosumer.

Repräsentative Umfragen ergaben, dass ungefähr ein Drittel aller Stromkunden an innovativen Produkten sowie an der Kontrolle ihrer Verbrauchsdaten vor dem Hintergrund einer größeren Kostenkontrolle (intendiert zwangsläufig eine Effizienzerhöhung) interessiert sind.

Derartige Produkte dürfen jedoch keine „Spielereien“ beinhalten, sondern die Gewissheit vermitteln, die notwendige Energie effizient, transparent und kostengünstig einzukaufen und zu verwenden. Unstrittig ist allerdings auch, dass die (gesetzlichen) Mindestanforderungen des Datenschutzes und der Datensicherheit eingehalten werden müssen - das Facebook- bzw. Google-Syndrom ist auch aus Akzeptanzgründen heraus unbedingt zu vermeiden. Die durch ein Smart Meteringsystem gesammelten individuellen Verbrauchsdaten ermöglichen spezifische Erkenntnisse sowohl über die installierten elektrischen Betriebsmittel und deren Nutzungszeiten als auch über die persönlichen Lebensverhältnisse des jeweiligen Nutzers und daher über sein individuelles Nutzungsprofil; des Weiteren können aus dem Grundmuster des Stromverbrauches Rückschlüsse auf An- und Abwesenheitszeiten gezogen werden. Erforderlich ist daher einerseits, den unerlaubten Zugriff auf die Datenbanksysteme, Webserver und Applikationen (fast) unmöglich zu machen. Notwendig sind daher im Rahmen einer unternehmensspezifischen Sicherheitsarchitektur neben Firewalls und Sicherheitpatches auch Maßnahmen, um „logische Angriffe“ (z. B. 5 QL-Injection, Cross-Site-Scripting, automatisierte Manipulation von Passwörtern etc.) bei der Kopplung von Webdiensten mit Datenbank- und Applikationssysteme zu verhindern.

Neben rigiden Zugangs- und Zugriffsberechtigungen sind jedoch auch die Kommunikationsprozesse zwischen dem Smart-Metering-System, den Versorgungsunternehmen sowie den Verbrauchern zu sichern bzw. zu schützen. Da die derzeitigen MUC-Systeme (**M**ulti **U**tility **C**ommunication) zur Datenübertragung zwischen Zählern und Servern hierzu (noch) nicht fähig sind, müssen die einzelnen IT-Netze und -Systeme (Verbraucher, Energieversorger, Internet etc.) individuell gesichert bzw. logisch getrennt werden. Darüber hinaus müssen im Rahmen der Kommunikationsprozesse Verschlüsselungs- und Signaturtechniken implementiert werden, um die personenbezogenen, personenbeziehbaren sowie abrechnungsrelevanten Informationen bzw. Daten abzusichern.

Schließlich dürfen einerseits die durch die Smart Metering-Systeme implizierten zusätzlichen Kostenbelastungen für den Endverbraucher nicht höher als der ökonomische Kostenreduzierungseffekt sein. Zum anderen sollte aus ökologischen Gründen der durch die IT-Systeme erforderliche zusätzliche Energieverbrauch die Energieeinsparung nicht überkompensieren.

Um diesem Anspruch gerecht werden zu können, ist allerdings eine entsprechende IT-Infrastruktur beim Lieferanten erforderlich, um zumindest einmal täglich alle relevanten Messdaten abzurufen, aufzubereiten und den Kunden „internetfähig“ zur Verfügung zu stellen. Des Weiteren müssen diese Daten in die eigenen Geschäftsprozesse integriert werden. Notwendig zum Management dieser IT-Strukturen sowie der entsprechenden Informationsverarbeitungsprozesse ist somit quasi ein „Smart-Metering-Operator“, der nicht nur die (Kommunikations-)Schnittstelle zum Kunden wahrnimmt, sondern auch für die Erhöhung der unternehmensspezifischen Prozesseffizienz zuständig ist. Derzeit sind allerdings noch Engpassfaktoren in den Bereichen IT-Infrastruktur (vom vollautomatischen Zähler über die bilaterale Kommunikation bis zur einfachen Internetanbindung) sowie Anpassung bzw. Restrukturierung der Geschäftsprozesse vorhanden.

5. Zusammenfassung

Ein derart konzipiertes „dezentrales Energiesystem“ unter Einbeziehung von „Virtuellen Kraftwerken“ als lokale Energiemanagementsysteme, intelligenter Netzstrukturen (Smart Grids) sowie verbrauchsbeeinflussende Mess- und Steuerungssysteme (Smart Metering) können sowohl die ökonomischen Kosten des individuellen Energieverbrauches senken als auch die durch Energieerzeugung und -verwendung implizierte ökologische Klimabelastung reduzieren.

Die Reduzierung der **ökonomischen Kosten** des Energiesystems wird zum Einen durch die Verringerung der Bezugskosten (Energieeinstandspreis, Regelenergiekosten, Netznut-

zungsentgelt) auf Grund der Einsatzoptimierung der dezentralen Eigenerzeugungskapazitäten sowie der Verringerung der Kapazitätserweiterungskosten auf der Höchst- und Hochspannungsebene erreicht. Zum anderen erfolgt die Verringerung der Investitionskosten auf der Verteilebene durch die Vermeidung von redundanten Leitungsführungen (n-1-Prinzip) sowie der Reduzierung der Kapazitätserweiterungen.

Weitere synergetische Kostensenkungspotenziale ergeben sich durch die Verringerung der Instandhaltungskosten bei Vermeidung von Überlastungen (Asset Management) sowie der Reduzierung der Netzverluste auf der Höchst- und Hochspannungsebene. Zusätzliche Deckungsbeiträge können durch die situative Vermarktung der lokalen „Überschussenergie“ und dem Emissionszertifikatehandel erzielt werden.

Die Reduzierung „**ökologischer Kosten**“ auf lokaler und letztlich auf nationaler/globaler Ebene wird durch die höhere Energieeffizienz des Gesamtsystems, dem höheren (Aus-) Nutzungsgrad regenerativer Energiequellen und letztlich durch die gravierende Reduzierung der klimaschädlichen Schadstoffemissionen generiert.