

PRIMÄRENERGIEEINSPARUNG DEZENTRALER BLOCKHEIZKRAFTWERKE IM VERGLEICH ZU GU D-KRAFTWERKEN UNTER BERÜCKSICHTIGUNG ÜBERREGIONALER VERSORUNGSAUFGABEN

Dipl. Ing. Dr. techn. Jürgen Neubarth¹

¹ e3 consult, Andreas-Hofer-Straße 28a, 6020 Innsbruck
Tel: +43 512 908892, j.neubarth@e3-consult.at; www.e3-consult.at

Kurzfassung: Der dezentralen Stromerzeugung wird zur Erreichung der Effizienz- und Klimaschutzziele i. Allg. ein hoher Stellenwert zugeschrieben. Vielfach wird die dezentrale Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern in kleinen KWK-Anlagen in diesem Zusammenhang als mögliche Alternative zu einer Stromerzeugung in großen GuD-Kraftwerken gesehen. Diese wird energiewirtschaftlich allerdings nur dann sinnvoll sein, wenn die eingesetzten fossilen Energieträger effizienter und damit klimaschonender genutzt und darüber Kostenvorteile erzielt werden können. Zusätzlich muss sie die Stromnachfrage in selber Art und Weise bedienen können wie die zentrale Erzeugung (d. h. gleiche Erzeugungscharakteristik), um das Niveau der Versorgungszuverlässigkeit nicht negativ zu beeinflussen.

Die vorliegende Analyse zeigt dabei, dass dezentrale KWK-Anlagen im wärmegeführten Betrieb Strom und Wärme gegenüber GuD-Kraftwerken in Kombination mit einer dezentralen Wärmeerzeugung zwar deutlich effizienter bereitstellen können. Allerdings ist hier das Potenzial zur Verdrängung von Erzeugungsleistung im konventionellen Kraftwerkspark vergleichsweise gering. Umgekehrt sinkt mit zunehmender Ausrichtung des BHKW-Betriebs auf die Anforderungen des Strommarktes die Energieeffizienz, da die Abwärme dann nicht immer vollständig genutzt werden kann. Diese grundsätzliche Problematik, dass eine parallele Optimierung von zwei nur eingeschränkt korrelierenden Systemen (öffentliche Stromversorgung bzw. Wärmeversorgung eines Objektes) nur bedingt darstellbar ist, lässt sich durch größere Wärmespeicher zwar zum Teil verringern, eine vollständige Substitution von GuD-Kraftwerken durch Klein- und Kleinst-BHKWs ist energiewirtschaftlich jedoch nicht zielführend.

Keywords: Blockheizkraftwerk, GuD-Kraftwerk, dezentrale Erzeugung, Energieeffizienz, Versorgungssicherheit

1 Einleitung und Fragestellung

Der dezentralen Stromerzeugung wird zur Erreichung der Effizienz- und Klimaschutzziele i. Allg. ein hoher Stellenwert zugeschrieben. Dies trifft insbesondere auf eine dezentrale Stromerzeugung aus erneuerbaren zunehmend aber auch aus fossilen Energieträgern zu. Es sind jedoch nicht nur Effizienz- und Klimaschutzgründe, die eine dezentrale Stromerzeugung heute sehr häufig als vorteilhaft gegenüber einer zentralen Stromerzeugung in Großkraftwerken erscheinen lassen. Auch aus emotionalen Gründen wird eine vom gefühlten „Diktat“ der Großkonzerne unabhängige Erzeugung positiv bewertet. Beispielsweise wünschen sich nach einer von der Unternehmensberatung Accenture [1] in Deutschland durchgeführten Umfrage 84 % der Teilnehmer eine stärker dezentrale Energieerzeugung; 12 % der Befragten überlegen dabei sogar, selbst ein Mini-Blockheizkraftwerk zu installieren. Für Österreich kann davon ausgegangen werden, dass dezentrale Erzeugungstechnologien einen ähnlich hohen Zuspruch innerhalb der Bevölkerung finden.

Diese zunehmend pauschale Bewertung im Sinne „dezentral ist besser als zentral“ erfordert aus energiewirtschaftlicher Sicht jedoch eine differenziertere Betrachtung, um die dezentrale Stromerzeugung innerhalb des Zielsystems der österreichischen Energiepolitik (Abb. 1) entsprechend ihres Beitrags zu den Dimensionen Umwelt-/Klimaschutz, Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Kosteneffizienz (Wirtschaftlichkeit) sowie soziale Verträglichkeit einordnen zu können.

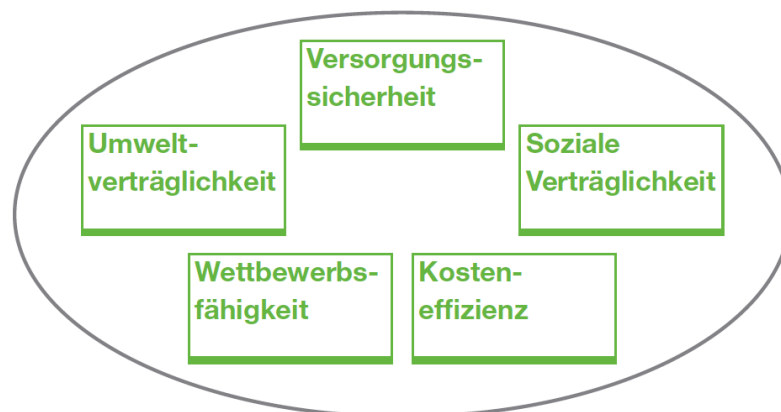


Abb. 1: Ziele der österreichischen Energiepolitik [2]

Während heute weitgehend gesellschaftlicher Konsens darüber besteht, dass dezentrale erneuerbare Technologien in Zukunft eine größere Rolle im österreichischen Stromversorgungssystem spielen sollen, ist die mögliche Rolle der dezentralen Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern noch nicht klar definiert. Grundsätzlich geht die Energiestrategie Österreich davon aus, dass fossile Kohlenwasserstoffe weiterhin einen wichtigen Beitrag zur österreichischen Energieversorgung leisten werden. Die dezentrale Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern in Klein- und Kleinst-Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird dabei vielfach als mögliche Alternative zu einer Stromerzeugung in großen GuD(Gas- und Dampfturbinen)-Kraftwerken gesehen. So sieht etwa die Energiestrategie Österreich nicht nur allgemeine Vorteile in der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung, sondern im Speziellen in der dezentralen Stromerzeugung - „Keine Kraftwerke ohne KWK – Kraftwerksbau immer wärmebedarfsgesteuert, mittels dezentraler KWK-Anlagen“ ([2], vgl. Maßnahmenliste Punkt 86). Diese wird energiewirtschaftlich allerdings nur dann sinnvoll sein, wenn die einge-

setzten fossilen Energieträger effizienter genutzt und darüber Kostenvorteile generiert werden können. Andererseits sollte über eine dezentrale Stromerzeugung auf Basis fossiler Brennstoffe auch eine Minderung der Klimagasemissionen erreicht bzw. ein Beitrag zu den österreichischen Klimaschutzzielen geleistet werden. Zusätzlich muss sie die Stromnachfrage in selber Art und Weise bedienen können wie die zentrale Erzeugung (d. h. gleiche Erzeugungscharakteristik), um das Niveau der Versorgungszuverlässigkeit nicht negativ zu beeinflussen.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass eine „positive“ energiewirtschaftliche Gesamtbewertung der dezentralen Stromerzeugung nicht zwangsläufig in allen Dimensionen des Zielsystems der österreichischen Energiepolitik einen Vorteil gegenüber der zentralen Stromerzeugung erfordert. Durch die dezentrale Stromerzeugung muss vielmehr insgesamt, über alle Wertschöpfungsstufen des Stromversorgungssystems betrachtet, ein positiver Effekt erzielt werden. Für die energiewirtschaftliche Bewertung der dezentralen Erzeugung bedeutet dies, dass die Systemgrenze bspw. nicht am Verknüpfungspunkt mit dem öffentlichen Stromnetz gezogen werden darf, sondern auch die Wechselwirkungen mit dem zentralen Stromversorgungssystem zu berücksichtigen sind.

Vor diesem Hintergrund wurden im Rahmen einer von der Energie-Control Austria beauftragten Studie „Dezentrale Erzeugung in Österreich“ insbesondere auch die energiewirtschaftlichen Aspekte Effizienz, Klimaschutz, Stromgestehungskosten sowie Beitrag zur Versorgungssicherheit dezentraler KWK-Anlagen analysiert [3]. Der vorliegende Beitrag stellt dabei die Ergebnisse eines dort beschriebenen Fallbeispiels dar, in dem die Aspekte Energieeffizienz und Versorgungssicherheit der dezentralen im Vergleich zu einer zentralen Stromerzeugung anhand eines Vergleichs der Stromerzeugung aus Erdgas in einem GuD-Kraftwerk und einem Mikro-/Kleinst-BHKW diskutiert werden.

2 Methodik und Ergebnisse

Ausgangspunkt des in [3] analysierten Fallbeispiels ist die Fragestellung, ob eine zentrale Stromerzeugung in einem Erdgas-GuD-Kraftwerk durch ein Kollektiv aus dezentralen Erdgas-Mikro- und/oder Kleinst-BHKWs ersetzt werden kann, so dass einerseits dieselbe Versorgungsaufgabe wahrgenommen und andererseits eine Primärenergieeinsparung erzielt werden kann. An dieser Stelle nicht betrachtet werden demgegenüber die unterschiedlichen wirtschaftlichen Aspekte der beiden Erzeugungsoptionen. Folgende Vorgehensweise wird zur Beantwortung der o. a. Fragestellung gewählt:

1. Modellierung des Einsatzes eines erdgasbefeueten GuD-Kraftwerks für die Jahre 2008 bis 2009 anhand der EXAA-Spotmarktnotierungen sowie der entsprechenden Erdgas- und CO₂-Zertifikatspreise.
2. Ermittlung der Einsatzcharakteristik wärmegeführter BHKWs für zwei exemplarische Versorgungsaufgaben.
3. Überlagerung der Einsatzcharakteristik des wärmegeführten Betriebs aus Punkt 2 mit dem GuD-Einsatzprofil aus Punkt 1 zu einer strom-/wärmegeführten Betriebsweise der BHKWs.

2.1 Einsatzcharakteristik eines GuD-Kraftwerks am Strommarkt

Die Entscheidung über den Einsatz eines GuD-Kraftwerks am Strommarkt hängt im Wesentlichen von zwei Randbedingungen ab - dem Strompreis (Erlös) sowie den variablen Einsatzkosten. Sind dabei die variablen Kosten der Erzeugung geringer als der zu erzielende Erlös kann ein positiver Deckungsbeitrag erzielt werden und der Einsatz der Erzeugungsanlage ist wirtschaftlich sinnvoll. Die Investitions- und sonstigen Fixkosten sind für die Einsatzentscheidung nicht relevant, da diese unabhängig vom tatsächlichen Einsatz anfallen. Allerdings müssen Investitions- und sonstigen Fixkosten über die Lebensdauer des Kraftwerks aus den Deckungsbeiträgen erwirtschaftet werden können.

Für die Ermittlung der Erzeugungscharakteristik und damit der Einsatzdauer eines österreichischen Erdgas-GuD-Kraftwerks wird von einem vereinfachten Ansatz ausgegangen. Der Einsatz wird ausschließlich gegen die Spotmarktpreise an der österreichischen Strombörse EXAA optimiert. Eine alternative Vermarktung an der deutschen Strombörse EEX (European Energy Exchange) sowie an den österreichischen und deutschen Regenergiemärkten wird hier nicht betrachtet. Als variable Kosten des Kraftwerkseinsatzes werden die in Tabelle 1 angeführten Kostenelemente sowie zusätzliche An- und Abfahrkosten in Höhe von 27 €/MW*Start berücksichtigt.

Tabelle 1: Eingangsparameter zur Ermittlung der variablen Einsatzkosten eines Erdgas-GuD-Kraftwerks in Oberösterreich (u. a.[5], [6], [7] und [8])

		2008	2009
Wirkungsgrad	%	56	56
CO ₂ -Emissionsfaktor	t _{CO2} /MWh _{Hu}	0,2	0,2
CO ₂ -Zertifikatspreis	€/t _{CO2}	EEX CARBIX	
Gaspreis	€/MWh _{Ho}	EEX Spotpreis	
Netznutzung Gas	€/MWh _{Ho}	0,429	0,425
Netzverlustentgelt Strom (Netzebene 3)	€/MWh _{el}	0	0,7
Systemdienstleistungsentgelt Strom	€/MWh _{el}	1,1	1,55
Sonstige variable Betriebskosten	€/MWh _{el}	4,0	4,0
An- und Abfahrkosten	€/MW _{el} *Start	27	27

Da die langfristigen Erdgasbezugspreise der Kraftwerksbetreiber nicht bekannt sind, werden für die Modellierung die tagesscharfen Spotgaspreise der EEX herangezogen, da an der österreichischen Erdgasbörse (Central European Gas Hub, CEGH) die Spotpreise erst seit Dezember 2009 notiert werden. Der Fehler aus der Projektion deutscher Spotgaspreise auf Österreich ist allerdings vergleichsweise gering. Beispielsweise lagen im ersten Halbjahr 2010 die Spotgaspreise an der CEGH im Mittel nur etwa 7 % über der EEX [5], [7]. Die Preise der CO₂-Zertifikate werden tagesscharf aus den Veröffentlichungen der EEX entnommen und für das Gasnetznutzungsentgelt sowie Netzverlustentgelt ein Standort in Oberösterreich unterstellt. In die „Sonstigen variablen Betriebskosten“ geht neben den Kosten für u. a. Rauchgasreinigung auch eine Mindestmarge für den Betrieb der Anlage ein. Die Erdgasabgabe fließt hingegen nicht in die variablen Kosten ein, da diese bei der Erzeugung von Elektrizität rückerstattet wird.

Aus der Summe der variablen Kosten kann nun für jede Stunde der Einsatz des modellierten GuD-Kraftwerks an der EXAA abgeleitet werden. In Abb. 2 ist dies beispielhaft für den Zeit-

raum 1.- bis 7. Jänner 2008 dargestellt. Auf Grund der zu berücksichtigenden An- und Abfahrkosten wird dabei die Anlage bspw. am Samstag nicht in der schwach ausgeprägten Mittagsspitze sondern nur in der Abendspitze eingesetzt.

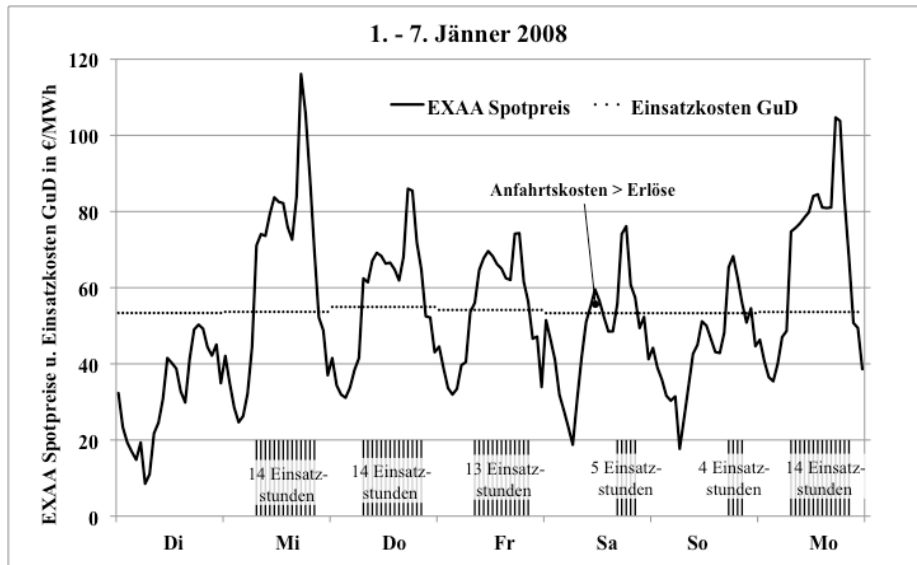


Abb. 2: Prinzip der Einsatzplanung eines GuD-Kraftwerks am Strommarkt

In Summe ergeben sich für das Jahr 2008 rd. 4.300 und für das Jahr 2009 ca. 4.800 Einsatzstunden mit jeweils knapp 330 An- und Abfahrvorgängen. Nicht berücksichtigt wurden dabei allerdings geplante und nicht geplante Nichtverfügbarkeiten auf Grund von Revisionen und Kraftwerksausfällen, sodass die tatsächlichen Einsatzstunden etwa 5 - 8 % unter den ermittelten theoretischen Einsatzstunden liegen. Dies wird bei den weiteren Betrachtungen vernachlässigt, sodass sich für 2008 und 2009 die in Abb. 3 dargestellte Verteilung der täglichen Einsatzstunden für das modellierte GuD-Kraftwerk ergibt.

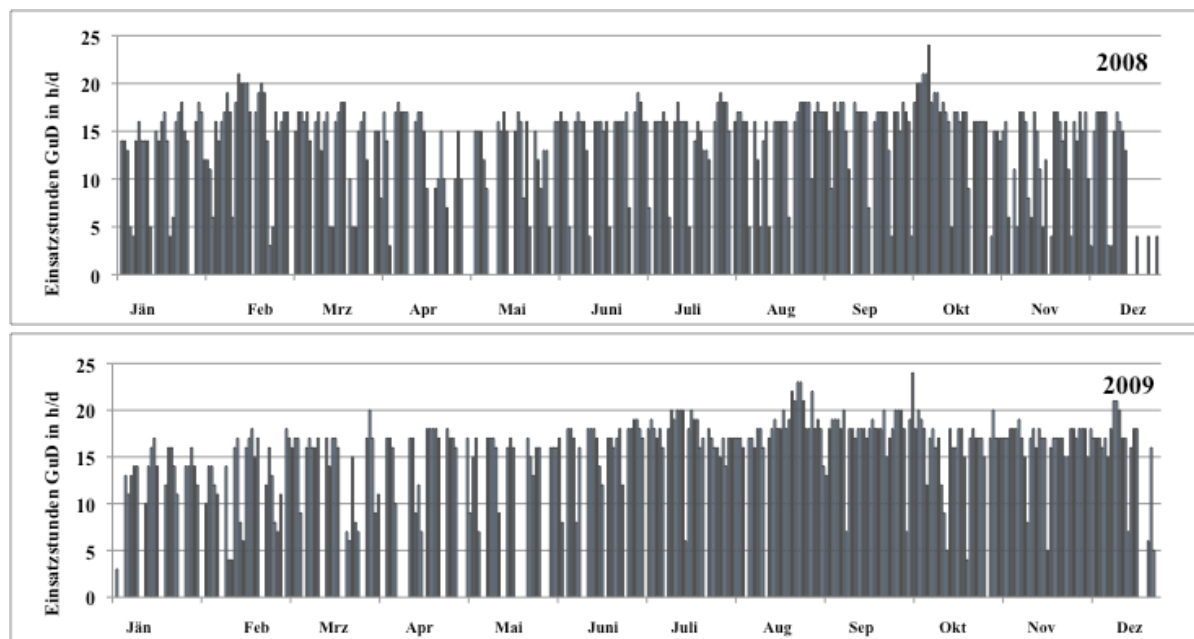


Abb. 3: Tägliche Einsatzstunden GuD-Kraftwerk im Jahr 2008 und 2009

Deutlich zu erkennen ist ein meist ausgeprägtes Einsatzmuster im Wochenverlauf, d. h. die Anlage ist hauptsächlich an Wochentagen in den Peak-Zeiten (8 - 20 Uhr) und z. T. auch

unmittelbar angrenzenden Stunden in Betrieb. Zusätzlich läuft die GuD-Anlage häufig an Samstagen in einzelnen Stunden (meist weniger als 6 Stunden) und teilweise auch an Sonntagen (z. B. August bis Mitte Dezember 2009). Demgegenüber können ausgeprägte Phasen mit niedrigen Strompreisen (z. B. Mitte bis Ende Dezember 2008, April und Mai 2009) dazu führen, dass GuD-Kraftwerke nur in sehr wenig Stunden einen positiven Deckungsbeitrag erzielen können und damit kaum eingesetzt werden.

2.2 Wärmegeführter Betrieb Erdgas-BHKW

Entsprechend der Modellierung des Einsatzes eines GuD-Kraftwerks wird im Folgenden die Einsatzcharakteristik für zwei exemplarische Referenzsysteme mit erdgasbefeuerten BHKWs ermittelt. Die Versorgungsaufgabe der BHKWs lehnt sich an den Wärmebedarf eines „typischen“ Ein- (EFH) und Mehrfamilienhauses (MFH) mit mittlerem Wärmedämmstandard an, wobei das Einfamilienhaus ohne und das Mehrfamilienhaus mit Spitzenlastkessel ausgestattet ist (Tabelle 2). Die dargestellte Vorgehensweise lässt sich grundsätzlich auch auf andere Versorgungsaufgaben übertragen (z. B. Industrie- und Gewerbe).

Tabelle 2: Referenzsystem Ein- und Mehrfamilienhaus mit BHKW-Kennwerten

		EFH	MFH
Wärmebedarf			
Heizung	kWh/a	15.000	250.000
Warmwasser	kWh/a	4.000	50.000
Gesamt	kWh/a	19.000	300.000
BHKW			
Elektrische Leistung	kW _{el}	3	20
Thermische Leistung	kW _{th}	8	35
Wirkungsgrad elektrisch	%	25	32
Wirkungsgrad thermisch	%	67	56
Wirkungsgrad gesamt	%	92	88
Spitzenlastkessel			
Thermische Leistung	kW _{th}	-	150
Wirkungsgrad thermisch	%	-	90

Für die Herleitung des täglichen Heizwärmebedarfs wird vereinfachend unterstellt, dass dieser entsprechend der täglichen Gradtagzahlen in ein kalendertägliches Raster übergeführt werden kann¹. Da die Summen der Gradtagzahlen der Jahre 2008 und 2009 nur sehr geringfügig voneinander abweichen (1,5 %), muss der in Tabelle 2 angeführte Heizwärmebedarf nicht temperaturbereinigt sondern kann im Rahmen dieser Analyse für beide Jahre unverändert herangezogen werden. Auf eine Differenzierung unterschiedlicher Gebäudetypen bzw. Wärmedämmstandards kann dabei ebenfalls verzichtet werden, da Ergebnisse aus anderen Studien zeigen, dass der jahreszeitliche Verlauf des normierten Raumwärmebedarfes (mittlerer Tageswärmebedarf bezogen auf den Jahreswärmebedarf) für die unterschiedlichen Gebäudegrößen und Energiekennzahlen sehr ähnlich ist (Abb. 4). D. h. der Wärmebedarf der

¹ Es wird hierzu auf das arithmetische Mittel der Gradtagzahlen der Messstationen Wien-Hohe Warte, Wien-Innere Stadt, Linz, Salzburg-Freisaal, Innsbruck-Universität und Graz-Universität gebildet [9].

Gebäude unterscheidet sich nur durch die Höhe und nicht im Zeitverlauf. Der Zeitverlauf des Wärmebedarfs wird dabei im Wesentlichen durch das saisonabhängige Benutzerverhalten bestimmt, das in diesem Fallbeispiel über die Gradtagzahlen abgebildet wird.

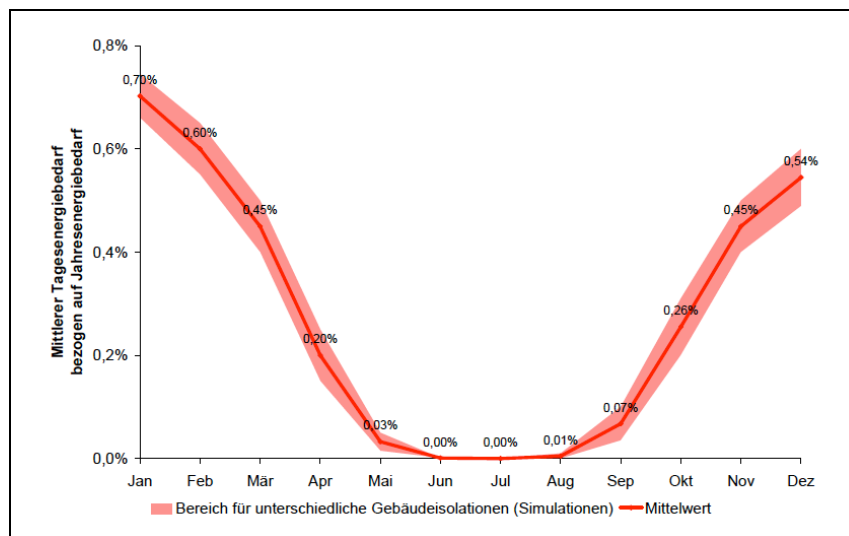


Abb. 4: Normierter Raumwärmebedarf (Tagesenergiebedarf) für Wohngebäude mit unterschiedlichen thermischen Isolationszuständen [4]

Zusätzlich zum Heizwärmebedarf wird der Wärmebedarf zur Warmwasserbereitung dadurch berücksichtigt, dass der jährliche Warmwasserverbrauch gleichmäßig über alle Tage eines Jahres verteilt wird. Auf eine stundenscharfe Betrachtung kann unter der Annahme eines ausreichend dimensionierten Wärmespeichers verzichtet werden, wobei hier unterstellt wird, dass die für die Wärmebereitstellung erforderlichen täglichen Einsatzstunden der BHKWs im wärmegeführten Betrieb flexibel innerhalb eines Kalendertags erbracht werden können. Mit diesen Randbedingungen kann nun die Einsatzcharakteristik der BHKWs im wärmegeführten Betrieb ermittelt werden, die in Abb. 5 für die beiden Referenzsysteme EFH und MFH dargestellt ist.

Der Einsatz des BHKW im Einfamilienhaus folgt dabei dem Verlauf der Gradtagzahlen mit einer dem täglichen Warmwasserbedarf überlagerten Grundlast. Mit durchschnittlich 2.380 Jahresvolllaststunden läuft die Anlage nur etwa halb so lange wie das in Abb. 3 dargestellte GuD-Kraftwerk, wobei das BHKW in rd. 2.800 Stunden nicht in Betrieb ist, in denen die GuD-Anlage Strom erzeugt. Umgekehrt erzeugt das BHKW in rd. 600 Stunden Strom, in denen das GuD-Kraftwerk nicht am Netz ist.

Anders stellt sich die Situation bei dem betrachteten Referenzsystem MFH dar, wo das BHKW die Wärmegrundlast und nicht den gesamten Wärmebedarf abdeckt. Dadurch erreicht das BHKW 5.500 (2008) bzw. 5.000 (2009) Volllaststunden und deckt damit 65 bzw. 58 % des Gesamtwärmebedarfs ab. Das BHKW läuft dabei während dem Winterhalbjahr praktisch ohne Unterbrechung mit Volllast. Umgekehrt muss im Sommerhalbjahr durch das BHKW im Wesentlichen nur der Warmwasserbedarf abgedeckt werden, wodurch die Betriebsstunden vergleichsweise gering sind. Dadurch ergeben sich gegenüber der Einsatzcharakteristik einer GuD-Anlage rd. 1.700 Stunden, in denen das BHKW nicht in Betrieb ist bzw. 2.300 Stunden in denen die dezentrale Anlage Strom erzeugt, nicht aber das GuD-Kraftwerk.

Aus Sicht der Energieeffizienz liefert dieser wärmegeführte Betrieb der BHKWs die höchsten Energieeinsparungen gegenüber einer getrennten Strom- und Wärmeerzeugung. Für den Vergleich mit einer ungekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung wird im folgenden unter-

stellt, dass die alternative Wärmebereitstellung in einem Gasbrennwertkessel mit 90 % Wirkungsgrad erfolgt und durch die GuD-Anlage dieselbe Strommenge bereitgestellt wird, wie die dezentralen Anlagen erzeugen. Zusätzlich werden die, im Vergleich zur Stromerzeugung in einem Großkraftwerk vermiedenen Netzverluste der dezentralen Erzeugung mit 5 % berücksichtigt. Für das Referenzsystem EFH liegt der gesamtenergetische Wirkungsgrad der dezentralen Variante bei 91,5 %, wohingegen die Stromerzeugung in einer GuD-Anlage mit getrennter Wärmeerzeugung eine Gesamteffizienz von ca. 76 % zeigt. Demgegenüber erreicht im Referenzsystem MFH die Variante BHKW + Spitzenlastkessel eine Gesamteffizienz von ca. 89 % und die Variante GuD + Gas-Brennwertkessel von rd. 76 %.

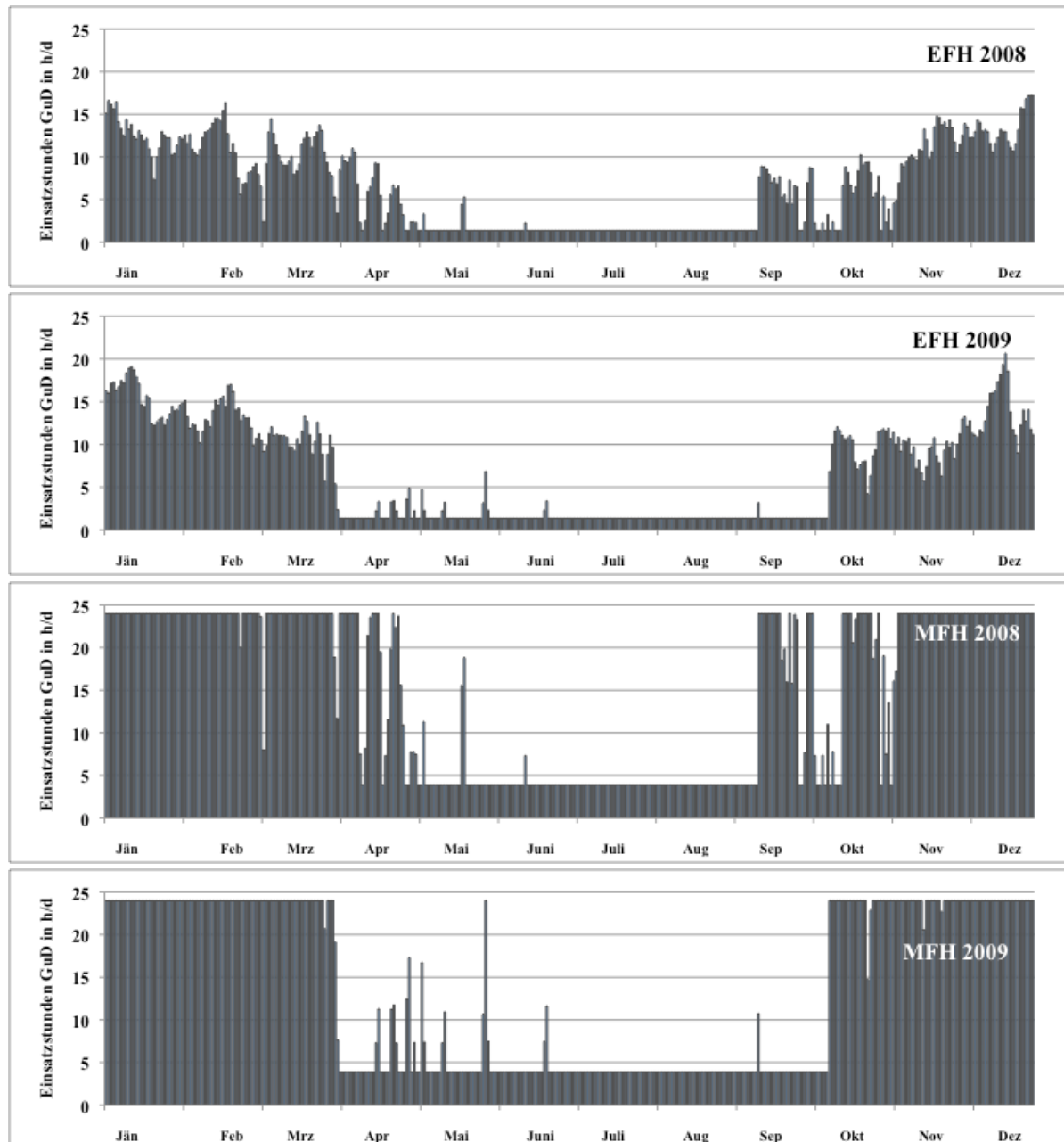


Abb. 5: Einsatzcharakteristik BHKW im wärmegeführten Betrieb für die Referenzsysteme EFH und MFH in den Jahren 2008 und 2009

Aus Sicht der Versorgungssicherheit können die Varianten dezentral und zentral allerdings nicht unmittelbar miteinander verglichen werden. Während das GuD-Kraftwerk bedarfsorientiert Strom erzeugt, wird die Stromerzeugung der dezentralen Anlagen vom Wärmebedarf

der zu versorgenden Gebäude bestimmt. Werden beispielsweise die Spotpreise als Indikator für die vom konventionellen Kraftwerkspark zu deckende Nachfrage herangezogen, zeigt sich in den Jahren 2008 und 2009 keine einheitliche Beziehung zwischen Strom- und Wärmebedarf (Abb. 6). Während 2008 die EXAA Spotpreise (Tagesmittelwert) mit zunehmendem Wärmebedarf tendenziell abnahmen, kann für 2009 eine umgekehrte Tendenz festgestellt werden. Dies bestätigt damit die in Abb. 3 dargestellten täglichen Einsatzstunden eines GuD-Kraftwerks, wo auch während der Sommermonate ein häufiger Einsatz festzustellen ist.

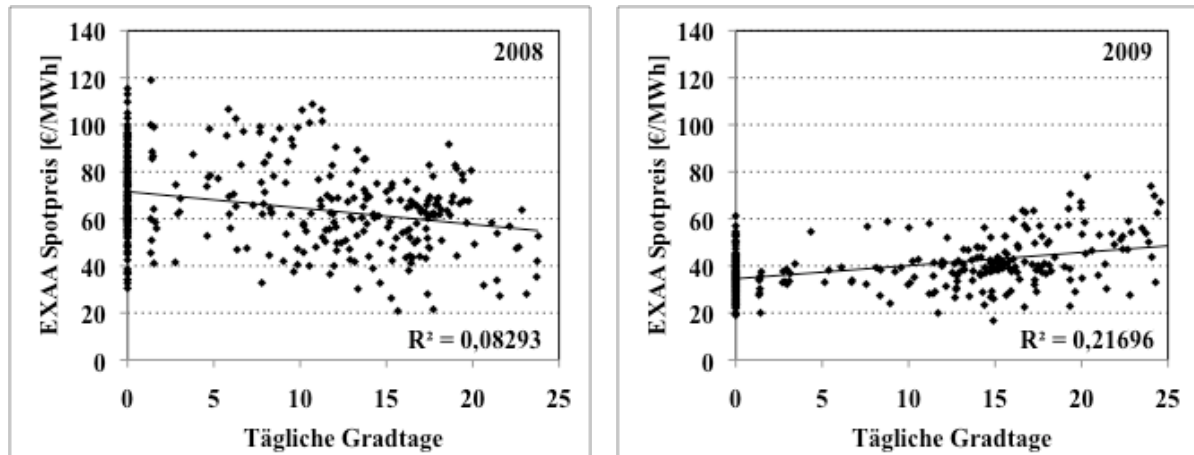


Abb. 6: Korrelation EXAA Spotpreise (Tagesmittelwert) und tägliche Gradtagzahlen ausgewählter österreichischer Messstationen im Jahr 2008 und 2009 (Daten: [6], [9])

Durch diese unterschiedlichen jahreszeitlichen Anforderungen an die Strom- und Wärmebereitstellung müssen die Erzeugungsschwankungen dezentraler KWK-Anlagen vom Kraftwerkspark der öffentlichen Versorgung ausgeglichen werden. Während es im Winter vor allem in den Nachtstunden zu Rückspeisungen in das Netz kommen kann, muss im Sommer ein Großteil des benötigten Stroms von außen bezogen werden. Die wärmegeführte Betriebsweise von dezentralen KWK-Anlagen führt damit insbesondere bei Anlagen mit ausgeprägter saisonaler Einspeisecharakteristik, wie sie typischerweise bei der Heizwärmebereitstellung zu finden ist, zu einer geringeren Auslastung des konventionellen Kraftwerksparks.

2.3 Strom-/Wärmegeführter Betrieb Erdgas-BHKW

Die in 2.2 diskutierte wärmegeführte Betriebsweise der BHKWs liefert zwar die höchsten Primärenergieeinsparungen gegenüber einer ungekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung, kann die Versorgungsaufgabe eines GuD-Kraftwerks allerdings nicht ersetzen. Im folgenden Abschnitt wird daher analysiert, wie sich eine zusätzliche übergeordnete stromgeführte Betriebsweise der BHKW auf die Gesamteffizienz auswirkt. Hierzu wird das ex post modellierte Einsatzprofil der GuD-Anlage auf die dezentralen Anlagen übertragen, d. h. die dezentralen Anlagen sollen zusätzlich zu dem vom Wärmebedarf abhängigen Betrieb auch in den selben Stunden wie das Großkraftwerk Strom erzeugen, um dadurch dessen Versorgungsaufgabe übernehmen zu können. Abb. 7 zeigt die entsprechende Einsatzcharakteristik der BHKWs für die Referenzsysteme EFH und MFH.

Deutlich zu erkennen ist dabei die Überlagerung der Einsatzprofile aus dem strom- (Abb. 3) und wärmegeführten Betrieb (Abb. 5). Durch diese geänderte Betriebsweise kann die Abwärme der BHKWs jedoch nicht mehr vollständig genutzt und muss daher teilweise über den Notkühler abgeführt werden. Entsprechend sinkt damit auch die Gesamteffizienz der dezentralen Varianten auf etwa rd. 56 % (EFH) bzw. rd. 78 % (MFH). Gegenüber einer ungekoppel-

ten Strom- und Wärmeerzeugung zeigt das Referenzsystem MFH im Mittel der Jahre 2008 und 2009 eine um knapp 3 %-Punkte höhere, das Referenzsystem EFH hingegen eine um rd. 15 %-Punkte geringere Gesamteffizienz.

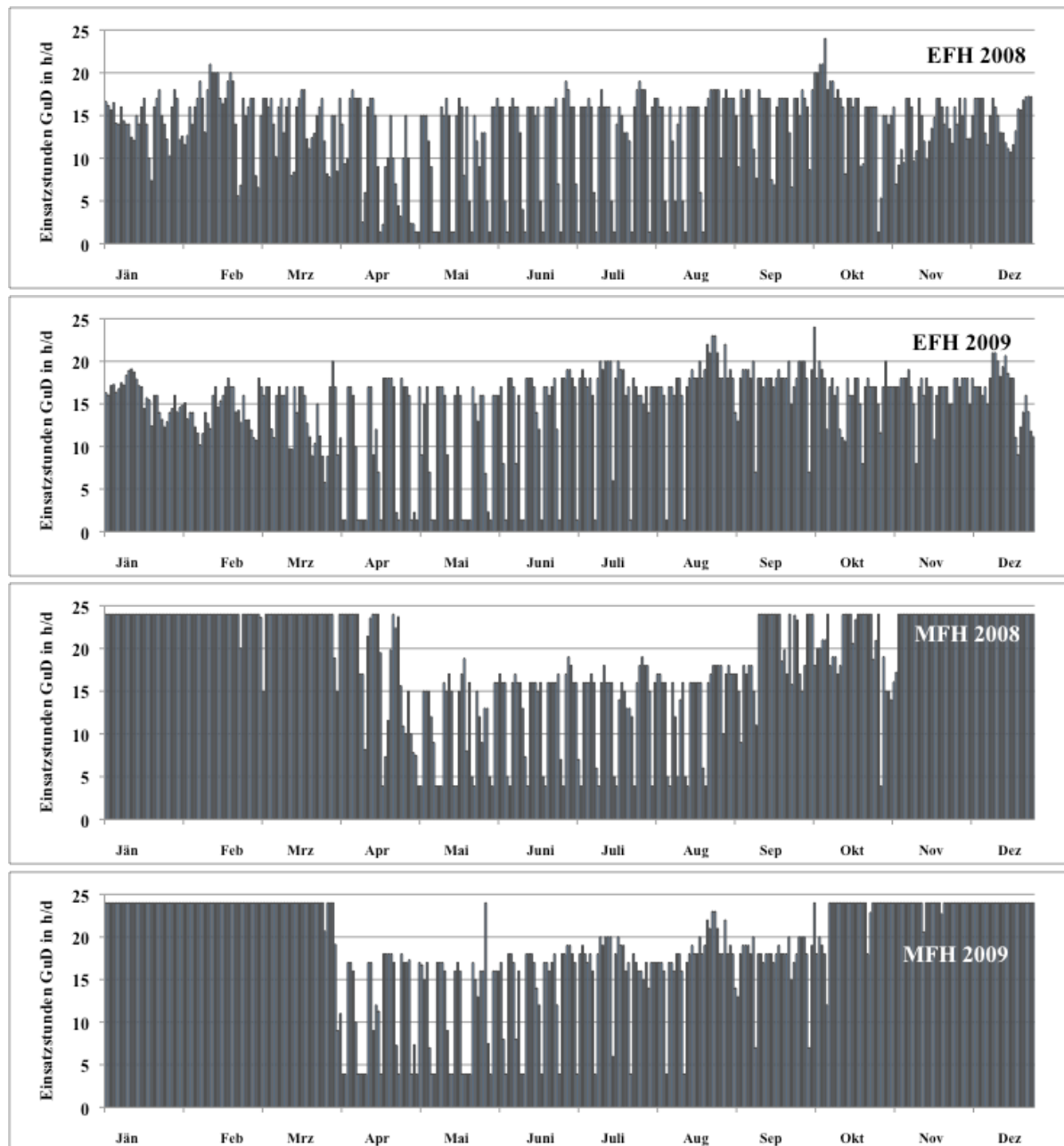


Abb. 7: Einsatzcharakteristik BHKW im strom-/wärmegeführten Betrieb für die Referenzsysteme EFH und MFH in den Jahren 2008 und 2009

3 Bewertung der Ergebnisse

Im wärmegeführten Betrieb können dezentrale KWK-Anlagen Strom und Wärme deutlich effizienter bereitstellen. Allerdings ist das Potenzial zur Verdrängung von Erzeugungsleistung im konventionellen Kraftwerkspark im wärmegeführten BHKW-Betrieb vergleichsweise gering. Mit zunehmender Ausrichtung des BHKW-Betriebs auf die Anforderungen des Strommarktes sinkt jedoch die Energieeffizienz, da die Abwärme dann nicht immer vollständig genutzt werden kann. Diese grundsätzliche Problematik, dass eine parallele Optimierung von

zwei nur eingeschränkt korrelierenden Systemen (öffentliche Stromversorgung bzw. Wärmeversorgung eines Objektes) nur bedingt darstellbar ist, lässt sich durch größere Wärmespeicher zwar zum Teil verringern, eine vollständige Substitution von GuD-Kraftwerken durch Klein- und Kleinst-BHKWs ist energiewirtschaftlich jedoch nicht zielführend.

BHKW-Systeme mit Spitzenlastkessel sind dabei deutlich flexibler als Systeme ohne zusätzlichen Wärmeerzeuger, d. h. die Wärmeerzeugung kann unabhängig vom Stromverbrauch des zu versorgenden Objektes bzw. von den Randbedingungen am Strommarkt erfolgen. Durch die zu erwartende weitere Zunahme der Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien kann es unter dem Aspekt CO₂-Minimierung zukünftig daher durchaus sinnvoll sein, ein BHKW nur dann zu betreiben, wenn der Strom aus dem öffentlichen Netz nicht aus erneuerbaren Energien kommt. Anderenfalls würde das BHKW indirekt Strom aus erneuerbaren Energien verdrängen und damit eine Abschaltung von Wind- oder PV-Anlagen erzwingen. Neben der höheren Flexibilität haben BHKW-Systeme mit Spitzenlastkessel einen weiteren energiewirtschaftlichen Vorteil: Die Erzeugung ist konstanter und damit langfristiger planbar, da aus dem BHKW in solchen Systemen i. Allg. nur die Wärmegrundlast abgedeckt wird und dadurch hohe Jahresvolllaststunden erreicht.

Grundsätzlich kann die dezentrale Stromerzeugung damit zu einer Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Energieimporten sowie einer Reduzierung der CO₂-Emissionen einen Beitrag leisten. Ein Ausbau der dezentralen Stromerzeugung in Österreich führt auf Grund der engen Einbindung des österreichischen in das europäische Elektrizitätsversorgungssystem jedoch kaum zu einer Verdrängung fossiler Stromerzeugung in Österreich selbst. Vielmehr werden die Erzeugung und damit die CO₂-Emissionen fossiler Kraftwerke an einer anderen Stelle in Europa substituiert. Auch ist in der Diskussion über den Ausbau der dezentralen KWK zu berücksichtigen, dass die dezentrale Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern einen negativen Effekt auf die von der EU vorgegebenen nationalen Klimaschutzziele haben kann, da die CO₂-Emissionen dezentraler Anlagen nicht vom EU-weiten Emissionshandelssystem erfasst werden und damit die österreichische Treibhausgasbilanz belasten.

4 Literatur

- [1] ACCENTURE: *Ausbau von dezentraler Energieerzeugung*, Pressemitteilung vom 20.1.2010.
- [2] BUNDESMINISTERIUM FÜR LAND- UND FORSTWIRTSCHAFT, UMWELT UND WASSERWIRTSCHAFT, BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, FAMILIE UND JUGEND: *Energiestrategie Österreich – Maßnahmenvorschläge*, Wien, 2010.
- [3] NEUBARTH, J.; WOLTER, M.: *Dezentrale Erzeugung in Österreich*, Studie im Auftrag der Energie-Control Austria (Veröffentlichung für Q1/2012 vorgesehen), Wien (2012)
- [4] BRAUNER, G. ET AL: *Verbraucher als virtuelles Kraftwerk*, Projektbericht im Rahmen der Programmlinie Energiesysteme der Zukunft, Berichte aus Energie- und Umweltforschung 44/2006, BMVIT, 2006.
- [5] CENTRAL EUROPEAN GAS HUB: *Natural Gas Spot Market Data*, www.cegh.at/index.php?id=116, 2010.
- [6] ENERGY EXCHANGE AUSTRIA: *Marktinformationen*, www.exaa.at/market/, 2010.
- [7] EUROPEAN ENERGY EXCHANGE: *Marktdaten*, www.eex.com/de/Downloads, 2010.
- [8] SNT-VO 2010: *Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Tarife für die Systemnutzung bestimmt werden (Systemnutzungstarife-Verordnung 2010)*.
- [9] ZENTRALANSTALT FÜR METEOROLOGIE UND GEODYNAMIK: *Heizgradtage für verschiedene Messstationen in Österreich (kostenpflichtige Daten)*, Wien, 2010.