

Systemdienlicher Einsatz von EE-Stromüberschüssen in thermischen Anwendungen – eine Forschungsfrage mit politischer Relevanz

Die Bundesrepublik Deutschland hat sich im Rahmen der gemeinsamen europäischen Verpflichtungen zur Umsetzung der Klimaschutzziele das verbindliche Ziel gesetzt, im Jahr 2020 18% ihres gesamten Bruttoendenergieverbrauches aus erneuerbaren Energien (EE) zu decken. Dieses 18%-Ziel sollte dadurch erreicht werden, dass im Stromsektor 35%, im Wärmesektor 14% und Verkehrssektor 10% EE-Anteil erzielt werden.¹

Bei der Redaktion des Nationalen Aktionsplans für erneuerbare Energie, der im August 2010 verabschiedet wurde, wird auf der Basis der damaligen Entwicklung von einer Übererfüllung dieser EE-Ziele durch Deutschland ausgegangen, so dass bis zum Jahr 2020 sogar 19,6% erreicht werden und diese Mehrmengen dann im Rahmen der sog. flexiblen Kooperationsmechanismen zur Verfügung gestellt werden könnten.² Dabei bescheinigt jedoch die Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“, dass bereits das 18%-Ziel „anspruchsvoll“ bleibe. Der 35%-Anteil EE-Strom sei „kein Selbstläufer“; der 14%-Anteil bei der Wärme sei möglich bei einer weiteren Fortsetzung des Zubaus.³

Damit sind in allen Sektoren noch wesentliche Anstrengungen zur Erreichung des Mindestzieles von 18% notwendig und es erscheint durchaus geboten, die Interdependenzen der verschiedenen Formen der Energienutzung miteinander abzustimmen.

Die Umsetzung der Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung wird dazu führen, dass bei zukünftig sehr hohen Anteilen von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien (= FEE) Stunden auftreten werden, in denen bereits allein das Dargebot der FEE die Lastanforderung im bundesdeutschen Stromnetz übersteigen wird.

Diese FEE-Überschüsse gelten als hervorragend geeignet zur Wandlung in erneuerbare Wärme:

- FEE-Überschüsse erhalten so einen Nutzungsmöglichkeit für das Gesamtsystem
- Zumeist fossile Brennstoffe zur Wärmeerzeugung können so ersetzt und die mit ihnen verbundenen CO₂-Emissionen eingespart werden.

Im Folgenden soll der Frage nachgegangen werden, inwieweit dies heute schon gilt und nach welchen

Kriterien zukünftig die Nutzung von FEE-Überschüssen im Verhältnis zur bundesdeutschen Gesamtlast beurteilt werden kann.

Prinzipiell bieten sich für die thermische Nutzung von FEE-Stromüberschüssen drei Varianten flexibler Stromsenken an:

1. Große Power-to-heat-Anlagen in Fernwärmenetzen und industriellen Prozesswärmeanwendungen
2. Dezentrale Heizstäbe in Heizungspufferspeichern
3. Wärmepumpen

Möglichkeit (1) erwies sich als die vielseitigste und ökonomisch am einfachsten zu hebende Option:

- Diese Anlagen können in größeren Mengen negative Regelleistung zur Frequenzhaltung erbringen und hierdurch Must-run-Kapazitäten ersetzen.
- Weiterhin können sie zur Flexibilisierung der Stromerzeugung von KWK und damit zur Vermeidung negativer Strommarktpreise beitragen.
- Außerdem können sie eine (noch detaillierter zu untersuchende) Rolle beim Einspeisemanagement und Redispatch spielen.

Dezentral eingesetzte Heizstäbe in Heizungspufferspeichern (2) weisen zumeist hohe Kosten für die IKT-Infrastruktur und die organisatorische Abwicklung auf, weswegen die Teilnahme an den Märkten für Regelleistung von geringerem energiewirtschaftlichem Interesse ist.

Wärmepumpen (3) weisen demgegenüber aufgrund der besseren Arbeitszahlen ökologische Vorteile auf. Daher können sie zukünftig eine wichtige Rolle zur Bereitstellung von Wärme im Niedertemperaturbereich einnehmen. Aber auch hier ist darauf zu achten, dass die Wärmepumpen aufgrund ihrer Thermosensibilität (d. h. der Laststeigerung pro Grad Kelvin sinkender Außentemperatur) nicht zu einer Steigerung



IZES gGmbH
Eva Hauser
hauser@izes.de

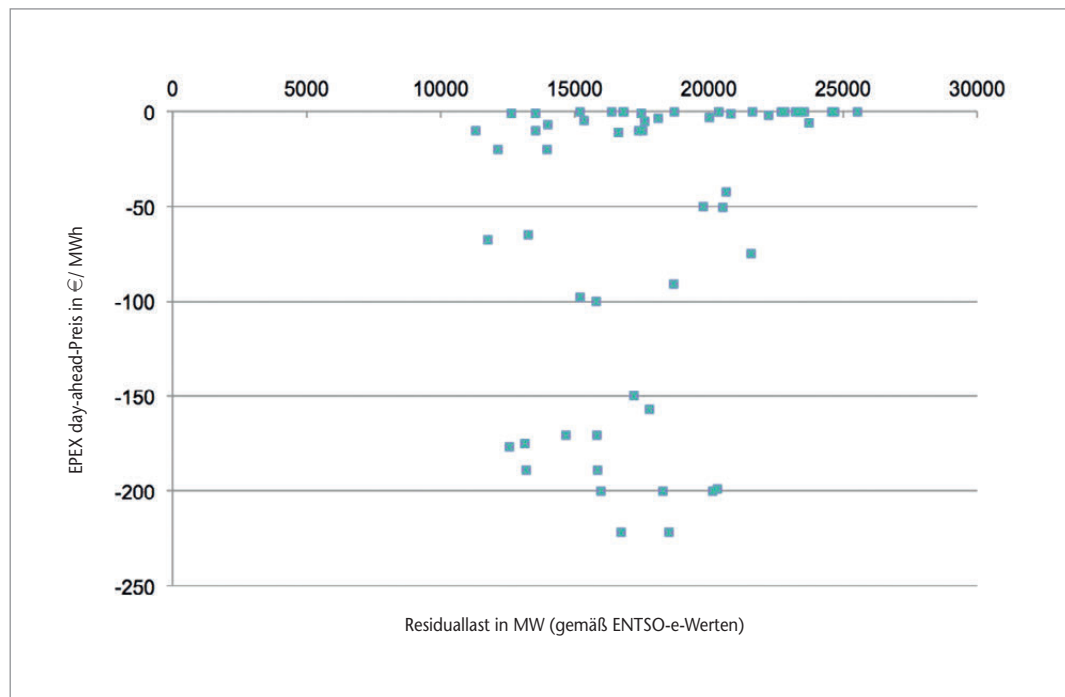
Fraunhofer IWES
Norman Gerhardt
Norman.Gerhardt@iwes.fraunhofer.de

1 Vgl. Energie der Zukunft 2012, Monitoring-Prozess, S. Z–5, unter: <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=543190.html> (Abruf am 13.12.2013)

2 Vgl. BRD 2010, S. 6: Die 19,6% entstehen dadurch, dass im Stromsektor 38,6%, im Wärmebereich 15,5% und Verkehrssektor 13,2% EE-Anteil erreicht werden.

3 Vgl. Energie der Zukunft 2012, Monitoring-Prozess, S. Z–5f. Auch die Zielsetzung von 10% im Verkehrsbereich sei erreichbar, bedürfe aber der Entwicklung zusätzlicher regenerativer Alternativen zu fossilen Kraftstoffen.

Abbildung 1
EPEX day-ahead-Preis
und jeweilige
Residuallast im
Jahr 2012
Darstellung IZES auf Basis
von Daten von ENTSO-E
und EPEXSPOT



der gesamten Nachfragelast an Strom führen, insbesondere nicht dann, wenn sehr hohe Wärmebedarfe auf ein temporär niedriges FEE-Dargebot treffen.⁴

Kriterien zur ökologischen Bewertung von Strom-Wärme-Anwendungen

a) Exergetische Bewertung

Strom stellt generell eine sehr hochwertige Energieform dar, da sie in alle weiteren Nutzenergieformen umgewandelt werden kann. Dies gilt nicht für Raum- oder sonstige Niedertemperaturwärme, die nicht in mechanische Energie umgewandelt oder zur Steuerung elektronischer Geräte genutzt werden kann. Auch eine Rückwandlung einmal in Niedertemperaturwärme umgewandelten Stroms ist (zumindest nach heutigem Kenntnisstand) nicht möglich. Generell lässt sich hieraus ableiten, dass zuerst die Nutzungsformen des Stroms privilegiert werden sollten, die eben nicht auf einer Umwandlung in Niedertemperaturwärme beruhen, gerade weil diese anderweitig hergestellt werden kann.

Nach einer erfolgten Ausschöpfung der prioritären Nutzungsformen der elektrischen Energie kann der FEE-Überschussstrom dennoch eine interessante Flexibilitätsoption im zukünftigen erneuerbaren Stromsystem darstellen.

b) CO₂-Bilanz

Hier existieren sowohl Argumente für eine tendenziell positive als auch für eine tendenziell negative CO₂-Bilanz heutiger Strom-Wärme-Anwendungen:

- **Argumente für tendenziell positive CO₂-Bilanz:**
Gemäß dieser Argumentationskette wird zwischen Emissionen im Stromsektor und im Wärmesektor unterschieden. Die Emissionen im Stromsektor werden durch den europäischen CO₂-Zertifikatehandel gedeckelt; ein höherer Stromverbrauch bringt somit keine weiteren Emissionen mit sich.⁵ Anders verhält es sich beim Ersatz von Erdgas im Wärmemarkt, das nicht vom Emissionshandel abgedeckt wird. Weiterhin kann durch den Fall der Bereitstellung negativer Regelleistung der Anteil der konventionellen Kraftwerke im Strommarkt verdrängt werden. Auch beim Einsatz von Strom-Wärme-Anwendungen bei vorübergehenden oder auch längeren Netzengpässen können diese anderweitig abzuregelnden „Einspeisemanagement-Strom“ aufnehmen, also FEE-Strom, der im Rahmen des Einspeisemanagements gemäß § 13 EEG nicht ins öffentliche Netz eingespeist werden dürfte.
- **Argumente für tendenziell negative CO₂-Bilanz:**
Ausgehend von der empirischen Untersuchung des Auftretens negativer Preise lässt sich die fol-

4 Vgl. Hauser et al. 2012, unter http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2012-2/th2012_06_04.pdf, Abruf am 06.12.2013

5 Vgl. hierzu die (durchaus differenzierte) Betrachtung des Zusammenspiels der europäischen und deutschen Klimapolitik in Energie der Zukunft 2012, Monitoring-Prozess, S. 114–119.

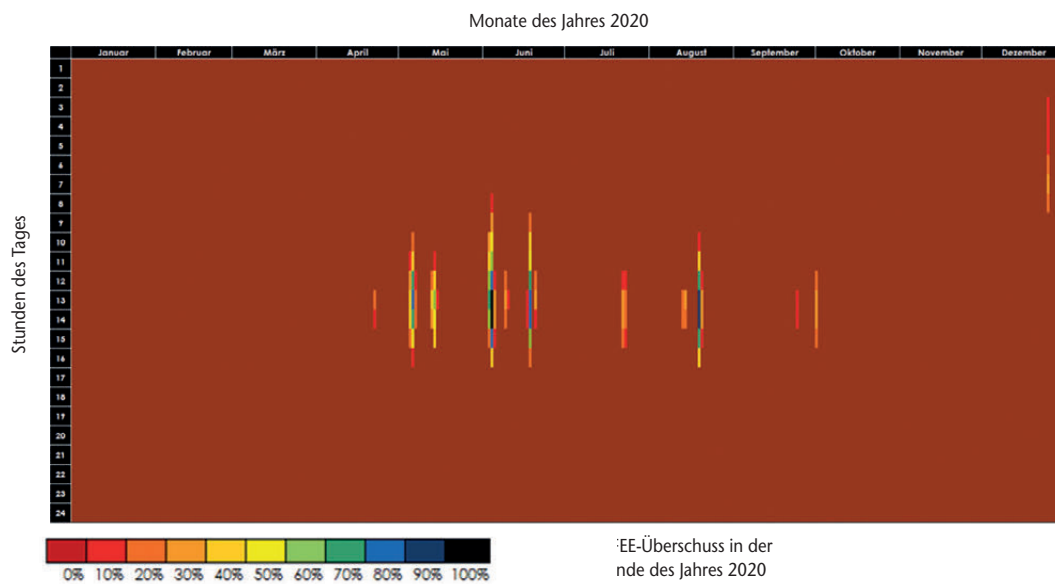


Abbildung 2

Prognose zukünftiger Stunden mit FEE-Überschüssen im Rahmen des BEE-Szenarios von 47%-EE-Anteil im Jahr 2020. In allen ziegelrot unterlegten Stunden (8666 Stunden) gibt es keine FEE-Überschüsse. Diese treten nur in den 94 andersfarbig unterlegten Stunden auf.

Darstellung IZES auf Basis von BET 2013

gende Argumentation entwickeln: Zum heutigen Zeitpunkt treten negative Preise an der EPEX nicht wegen bestehender Überschüsse an FEE im Vergleich zur Gesamtlast, sondern durch das Gebotsverhalten konventioneller Kraftwerkstypen auf. (vgl. *Abbildung 1*) Bei negativen Preisen am Spotmarkt ließen sich im Jahr 2012 Residuallasten von ~10 bis 27 GW⁶ feststellen. Im Day-ahead-Markt der EPEX bildet sich (stark vereinfacht ausgedrückt) der Preis aus einer Merit Order der Abschaltfähigkeit vorab vermarkteter konventioneller Kraftwerke. Da FEE keine Grenzkosten besitzen – weder positive noch negative, sind negative Preise folglich ein Indiz für die „Zahlungsbereitschaft“ dieser konventionellen Kraftwerke für die Nichtabschaltung.

Dabei lassen sich vier Gründe für das Must-Run-Verhalten konventioneller Kraftwerke identifizieren:

1. einzelwirtschaftliche Optimierungskalküle eines einzelnen Kraftwerks oder eines Kraftwerkportfolios, die zu einer Nichtabschaltung oder unzureichenden Drosselung der Leistung führen
2. Gewährleistung der Wärmeversorgung durch KWK-Anlagen
3. Aus dem Lastfolgebetrieb (und ggf. mangelnder Flexibilität) resultierende Mindestleistungen oder durch technische und betriebswirtschaftliche Restriktionen hervorgerufene flache Leistungsänderungsgradienten

4. Erbringung verschiedener Systemdienstleistungen zum Erhalt der Netzstabilität

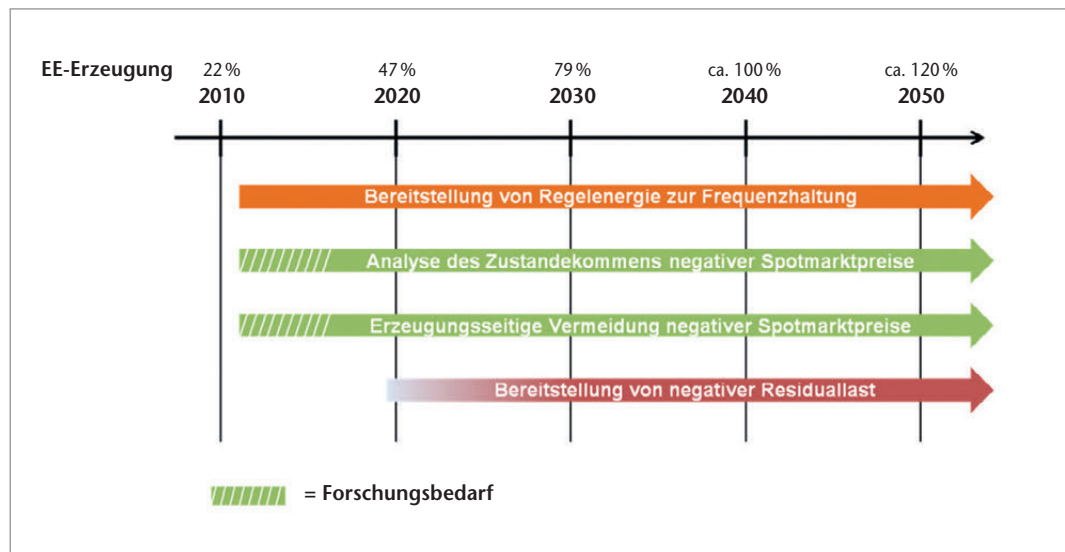
Dabei spielt auch die aktuelle Konfiguration des Spotmarktes eine Rolle: Im Day-ahead-Markt wird für jede Stunde des Folgetages ein einheitlicher Markträumungspreis aus allen Geboten gebildet, zu dem alle Mengen ge- bzw. verkauft werden. Dies bedeutet, dass Strom-Wärme-Anwendungen, die im Day-ahead-Markt aufgrund ihrer Erwartungen niedriger Strompreise (auf dem Niveau von Braunkohlekraftwerken liegen oder darunter) als Nachfrager auftreten, für eine zusätzliche Nachfrage sorgen.

Im Rahmen dieser Argumentationskette hätte dies zwei Konsequenzen auf die CO₂-Bilanz von zusätzlichen Strom-Wärme-Anwendungen: Diese nehmen keinen FEE-Strom auf, sondern den in dieser konkreten Stunde vorherrschenden Strommix.⁷ Gemäß dieser situativen Betrachtung findet keine vollständige Substitution des fossilen Brennstoffes statt, sondern dieser fossile Brennstoff wird durch den zu diesem Zeitpunkt genutzten Strommix ersetzt. Folglich steht zum heutigen Zeitpunkt zu erwarten, dass in der CO₂-Bilanz der jeweiligen Stromwärmeanwendung eher Erdgas gegen einen durchschnittlichen Strommix mit einer beträchtlichen Menge Wind und/oder PV, aber auch Atomstrom und Braunkohle als Grenzkraftwerk steht. Alternativ kann auch nur das zusätzliche Grenzkraftwerk bilanziert werden, dass durch den zusätzlichen Stromverbrauch mehr Strom erzeugt.

⁶ Berechnet aus den Werten der ENTSO-e der bundesdeutschen Last (vgl. <https://www.entsoe.eu/db-query/country-packages/production-consumption-exchange-package/>; Abruf am 13.12.2013) und den von EPEXSpot angegebenen Einspeisedaten von Wind und PV. Eine Berechnung auf der Basis der erwarteten Einspeisung von Wind und PV würde stundenweise andere Werte aufzeigen, ergibt jedoch vergleichbare Residuallast-Werte.

⁷ Vgl. FhG-ISE unter <http://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/news/electricity-prices-and-production-data-2013.pdf>; so z. B. die Folien zum 6. Juni 2013 auf den S. 48 und 81. (Abruf am 13.12.2013)

Abbildung 3
Meilensteine eines systemdienlichen Einsatzes von Stromwärmeeinwendungen
Darstellung IZES in (graphischer)
Anlehnung an BET 2013



c) Bewertung in der zeitlichen Perspektive der Systemtransformation

Die Bundesrepublik weist durch ihre klimatischen Bedingungen im Winter höhere Energieverbräuche und damit auch eine höhere elektrische Lastanforderung als im Sommer auf. Dementsprechend sind in den Sommermonaten wegen der geringeren Last tendenziell höhere Abdeckungsgrade durch FEE anzutreffen. Dieses Muster sollte sich auch in der Zukunft fortsetzen. (Vgl. *Abbildung 2*⁸) Dies bedeutet aber auch, dass die FEE-Überschüsse zeitlich nicht unbedingt mit den Heizwärmebedarfen korrelieren werden.

Dies wirft die Frage nach einem möglichst nah an die Bedürfnisse der Transformation des Stromsystems angepassten, zeitlich gestaffelten Einsatz der verschiedenen Strom-Wärme-Anwendungen auf. (vgl. *Abbildung 3*) Solange negative Strompreise an der EPEX eher das Ergebnis der Zahlungsbereitschaft konventioneller Kraftwerke sind und solange diese Zahlungsbereitschaft aus den verschiedenen Motiven des Must-Run-Verhalten resultiert, erscheint es angemessen, dass Strom-Wärme-Anwendungen hier ansetzen, um das Must-Run-Verhalten der konventionellen Kraftwerke zu reduzieren. Ein wesentlicher Einsatzzweck der Strom-Wärme-Anwendungen könnte dann die Bereitstellung von Regelenergie zur Frequenzhaltung sein.

Forschungsfragen

In Bezug auf einen systemdienlichen Einsatz von Strom-Wärme-Anwendungen ergeben sich daher die folgenden Forschungsfragen, die auch von politischer Relevanz sind, wenn es darum geht, die richtigen Rahmenbedingungen für den Einsatz der diversen

Technologien zur Nutzung von FEE-Überschussstrom zu setzen:

1. Welcher Einsatz von Strom-Wärme-Anwendungen als Flexibilitätsoptionen ist zu welchen Zeitpunkten für die Systemtransformation förderlich?
2. Ist der Strom in Stunden mit negativen Preisen im Spotmarkt CO₂-frei?
3. Substituieren große Power-to-heat-Anlagen in Situationen mit negativen Börsenpreisen fossile Brennstoffe? In welchem Ausmaß?
4. Ist eine finanzielle Förderung von Strom-Wärme-Anwendungen (über eine Reduktion verschiedener Strompreiskomponenten) mit der Begründung des Ersatzes von fossilen Brennstoffen heute angemessen? Handelt es sich um eine einzelwirtschaftliche Optimierung, die aufgrund des Preisniveaus an den Teilmärkten des Stromsektors (insbesondere der Regelenergieerbringung) ohnehin so getätigt würde?
5. Wie muss mit dem Einsatz von Strom-Wärme-Anwendungen aufgrund des stochastischen Auftretens von FEE-Überschüssen umgegangen werden? Wie fügt sich diese Flexibilitätsoption in die Maßnahmen zur Förderung der Bereitstellung von erneuerbarer Wärme ein?

⁸ Diese zeigt auf der Basis des für den BEE entwickelten Szenarios (s. http://www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/studien/2013/130327_BET_Studie_Ausgleichsmoeglichkeiten.pdf, Abruf am 13.12.2013) mit einer EE-Abdeckung von 47% im Jahr 2020 die Stunden mit FEE-Überschüssen und ihren jeweiligen Ausprägungen auf. Die (zahlenmäßig weit überwiegenderen) Stunden ohne FEE-Überschüsse sind rostrot eingefärbt; die Mengen an FEE-Überschüssen sind umso höher, je weiter rechts der entsprechende Farbton auf der Skala unten eingeordnet ist. Dabei sind die meisten Überschuss-Situationen tagsüber im Sommerhalbjahr anzutreffen, während im Vergleich hierzu tendenziell nur wenige Stunden mit FEE-Überschüssen im Winter zu erwarten sind.