

**Zeitschrift:** bulletin.ch / Electrosuisse  
**Herausgeber:** Electrosuisse  
**Band:** 98 (2007)  
**Heft:** 17

**Artikel:** Die dezentrale Energieversorgung 2020  
**Autor:** Kleimaier, Martin  
**DOI:** <https://doi.org/10.5169/seals-857474>

### **Nutzungsbedingungen**

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

### **Conditions d'utilisation**

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

### **Terms of use**

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

**Download PDF:** 15.01.2026

**ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>**

# Die dezentrale Energieversorgung 2020

## Zusammenfassung der wirtschaftlichen Aspekte der VDE-Studie «Dezentrale Energieversorgung 2020»

In einer Taskforce der Energietechnischen Gesellschaft im VDE wurden Möglichkeiten und Konzepte für eine dezentrale Energieversorgung für das Jahr 2020 untersucht [1]. In einem ersten im Bulletin SEV/VSE veröffentlichten Fachbeitrag [2] wurden insbesondere die technischen Aspekte beschrieben. Neben den politisch gesetzten Zielen wie Zuverlässigkeit, Effizienz, Ökologie und der Reduzierung der Importabhängigkeit ist der Erfolg von dezentralen Energieversorgungskonzepten abhängig von deren Wirtschaftlichkeit. Im Sinne der Nachhaltigkeit müssen sich dezentrale Konzepte möglichst kurzfristig auch ohne Subventionen oder andere Sonderbehandlungen dem Markt stellen. Die Ergebnisse der Studie sind hier zusammengefasst.

Der einfache Vergleich dezentraler Systeme mit der bestehenden Struktur greift wegen der vielfältigen Wechselwirkungen zu kurz, er wird den neuen Versorgungs-

*Martin Kleimaier*

optionen 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 (inkl. On- und Offshore-Windparks) Rechnung trägt. Neben einer betriebswirtschaftlichen Optimierung dürfen hierbei volkswirtschaftliche Konsequenzen nicht ausser Acht gelassen werden.

Bei der volkswirtschaftlichen Betrachtung ist zu bewerten, inwieweit das be-

trachtete System den Ansprüchen an Ökologie, Nachhaltigkeit, Versorgungszuverlässigkeit, Arbeitsplätze und weitgehende Unabhängigkeit von Energieimporten gerecht wird. Weiter ist der Effekt von Anreizsystemen wie beispielsweise Investitionszulagen, Einspeisevergütungen, Steuervorteilen, Abschreibungsmöglichkeiten oder 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.

### Umsetzung dezentraler Versorgungskonzepte

Die Umsetzung dezentraler Versorgungskonzepte ist prinzipiell keinen Einschränkungen unterworfen. Bau und Betrieb dezentraler Systeme stehen im Prinzip allen Parteien offen, sodass hierdurch eine weitere Liberalisierung möglich wird. Unterstützt wird dies durch ein im Vergleich zu Grosskraftwerken relativ geringes Investitionsrisiko. Entsprechende Projekte lassen sich also durch Privatpersonen, Betriebe, Energie- und Contracting-Gesellschaften, aber auch durch die etablierten Energieversorger realisieren. Das Interesse der unterschiedlichen Marktteilnehmer orientiert sich 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 usw.). Die Versorgung über einen Contractor bietet die Chance, Strom und Wärme als Komplettpaket anzubieten und so die Versorgungsaufgabe zu optimieren. Durch Bündelung mehrerer Kunden kommt es zu einer Vergleichsmässigung der Stromnachfrage und damit zu einem geringeren spezifischen Leistungsbedarf der Einzelkunden. Als Grosskunde erhält ein Contractor zudem günstigere Einkaufskonditionen für Energie und Geräte.

### Rahmenbedingungen

Der deutsche Staat fördert umweltfreundliche Technologien für eine dezentrale Energieversorgung in der Markteinführungsphase über Steuervergünstigungen oder finanzielle Anreizprogramme wie z.B. das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG<sup>1)</sup>) und das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG<sup>2)</sup>). Aber auch dirigistische Massnahmen zur Energieeinsparung wie etwa die Stromsteuer sollen hier Unterstützung leisten. Die Einführung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten – derzeit allerdings beschränkt auf Anlagen grösser als 20 MW – soll ebenfalls zu einer umweltfreundlichen Energieerzeugung beitragen.

Die Gestehungskosten für Strom und Wärme sind entscheidend für die Akzeptanz durch den Verbraucher. Sie werden beeinflusst durch die Höhe der Kosten für Investition, Finanzierung, Wartung, Personal und Energie.

### Investitionen

Im Vergleich zu Grosskraftwerken ist bei dezentralen Energieerzeugungsanlagen (DEA) von spezifisch höheren Investitionen auszugehen. Für einen einzelnen Investor sind die zu finanzierenden Aufwendungen allerdings deutlich geringer. Als vorteilhaft erweisen sich zudem der modulare Aufbau, die wesentlich kürzeren Realisierungszeiten sowie der meist nur geringe Genehmigungsaufwand.

Entwicklung 2020 [%]	
Wärmebedarf (Heizung)	-50
Strombedarf	+10
Investitionsbedarf	-10
Gaspreis	+50
Strompreis	+30
Kraftwerkswirkungsgrad	+10

Tabelle I Zusammenstellung der in der Studie getroffenen Annahmen.



Bei der Bewertung der Wirtschaftlichkeit ist von Systemkosten auszugehen. Neben den Anlagenkosten sind auch die Kosten für Aufstellung, Anbindung und Integration zu berücksichtigen. 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 werden hier alle Aufwendungen verstanden, die nicht dem Kapitaldienst und den Energiekosten zuzurechnen sind. Dies sind beispielsweise Wartungskosten oder Versicherungen.

Es wird angenommen, dass dezentrale Systeme personalfrei laufen. Für die Betreuung empfehlen sich in der Regel Serviceverträge. Es ist davon auszugehen, dass zukünftig auch kleinere DEA in Fernüberwachungssysteme eingebunden werden können.

### Einfluss der Ausnutzungsdauer (Vollastbenutzungsstunden)

Die Ausnutzungsdauern von DEA auf Basis regenerativer Energien werden vom örtlichen Dargebot bestimmt. Man rechnet bei Windenergieanlagen mit Werten zwischen 1500 und 2500 Stunden pro Jahr, bei Solaranlagen zwischen 800 und 1200 Stunden pro Jahr.

Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen (WKK-Anlagen) mit wärmegeführter Fahrweise erreichen maximal 4500 Stunden pro Jahr, wenn sie nur in der Heizperiode zum Einsatz kommen. Mit Brauchwassererwärmung ausserhalb der Heizperiode können Werte über 5000 Stunden pro Jahr erreicht werden.

Bei stromgeführter Fahrweise von WKK-Anlagen 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 WKK-Strom erhöhen.

### Einfluss der Betriebsweise

Damit DEA konventionelle Kraftwerke ersetzen können, müssen sie sich in die Netzregelung einbinden lassen. Stromgeführter Betrieb, entsprechende Dynamik der Anlagen sowie Kommunikationseinrichtungen sind hierfür die Voraussetzung. Die dadurch erzielbaren möglichen Mehrein-

nahmen werden erkaufte durch einen erhöhten Anlagenverschleiss und durch einen zeitweilig geringeren elektrischen Wirkungsgrad im Teillastbetrieb. Ein Einsatz als unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) ist bei Bedarf möglich, erfordert aber ebenfalls zusätzlichen Aufwand.

Im wärmegeführten Betrieb lässt sich die WKK-Anlage bei richtiger Dimensionierung mit hoher Benutzungsdauer in der Grundlast betreiben. Eine Regelbarkeit der Anlage ist damit praktisch aber nicht gegeben.

### Primärenergiekosten

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

Bei WKK-Systemen – auch solchen auf Basis von Biomasse – bestimmen 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

Für die Erfassung der Einspeisemengen ins Netz werden separate Zähler benötigt. Für Kunden, die Sondertarife nutzen – z.B. für den Betrieb einer Wärmepumpe – oder die Steuerermässigungen für das in WKK-Anlagen eingesetzte Erdgas in Anspruch nehmen, sind zusätzliche Zähler erforderlich.

Eine mögliche Lieferung von Systemdienstleistungen aus DEA erfordert erhöhten Messaufwand und die Übermittlung der hierfür erforderlichen Daten an ein Management- und Abrechnungssystem. Dies können moderne elektronische Zähler heute bereits leisten.

### Netzinvestitionen und Kosten für die Netznutzung

Dezentrale Systeme werden stromseitig vorrangig parallel zum Netz betrieben. Der Betreiber einer DEA trägt die Kosten für den Anschluss der Anlage an einen geeigneten Verknüpfungspunkt im Netz. Kosten für die Energieeinspeisung fallen in Deutschland nicht an. Die Netznutzung wird über die abgenommene Energie bezahlt.

Insbesondere der Anschluss von Anlagen auf Basis regenerativer Energien setzt eine adäquate Netzausgestaltung voraus und löst häufig Investitionen im Netz aus. Durch steuerbare DEA möglichen Einsparungen durch geringeren Netzausbau und vermiedenen Netzverlusten stehen Zusatzinvestitionen für neue Schutzsysteme sowie

für Informations- und Kommunikationstechnik gegenüber.

Bei der Bewertung möglicher Einsparpotenziale ist auch zu beachten, dass beispielsweise bei Kabeln die Verlegungskosten dominieren. In der Summe ist deshalb davon auszugehen, dass die Einsparpotenziale begrenzt sind und nur in Einzelfallbetrachtungen belastbar darstellbar sind.

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

### 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 in Deutschland heute bereits etwa 40% aus.

Politische Vorgaben sehen vor, dass durch einen geringen Grundpreis und einen hohen 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 erzeugten 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 WKK-Nutzung wird dies mittelfristig zu einer Veränderung der Tarifstruktur führen müssen.

### Erlöse

Fiktive Erlöse werden bei WKK-Systemen heute insbesondere durch Eigenverbrauch des selbst erzeugten 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 im Allgemeinen 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. Nach dem Auslaufen von EEG und KWKG wird eine zeitgerechte Erfassung und Vergütung entscheidend dafür sein, 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. Aus wirtschaftlichen Gründen werden DEA nur dann Systemdienstleistungen liefern, wenn der Anlagenbetreiber dadurch einen höheren Ertrag erzielen kann.

Zukünftige Vergütungsmodelle müssen daher Umfang und Art der erbrachten Leistung (z.B. Spitzenleistung oder Regelleistung) berücksichtigen. Die Höhe der Vergütung wird sich am Markt an entsprechenden Alternativen orientieren. Abschaltbare Lasten sind dabei ähnlich wie einschaltbare Erzeuger zu behandeln.

## Wettbewerbssituation im Wärmemarkt

In Fernwärmegebieten kann der Ausbau dezentraler WKK-Anlagen dazu führen, dass sich die Auslastung und Wirtschaftlichkeit der vorhandenen zentralen Systeme verschlechtert. Dies beeinträchtigt nicht nur betriebswirtschaftliche Ziele, sondern auch volkswirtschaftliche. Die dezentrale WKK-Technologie sollte daher aus gesamtökono-

nomischer und -ökologischer Sicht am besten dort gefördert werden, wo eine Konkurrenz zur Fernwärme nicht gegeben ist.

Die WKK steht auch in Konkurrenz zu regenerativen Wärmeerzeugungstechnologien wie Solarthermie und Wärmepumpen. Obwohl sich diese Systeme theoretisch gut ergänzen würden – im Sommer Solarthermie, im Winter WKK –, gilt generell, dass solarthermische Anlagen die Wirtschaftlichkeit von WKK-Anlagen negativ beeinflussen.

Schliesslich bedingt der immer bessere Wärmestandard von Gebäuden, dass der Einsatz heutiger WKK-Anlagen mit geringer Stromkennzahl beispielsweise in Niedrigstenergiehäusern wegen des nicht nutzbaren Abwärmeaufkommens wirtschaftlich und energetisch nicht sinnvoll ist. Zur Erschliessung dieser Potenziale sind Anlagen mit kleinerer Leistung und grösserer Stromkennzahl zu entwickeln. Alternativ bietet sich dort der Einsatz von Wärmepumpen an.

## Szenarien

Voraussetzung für eine positive Entwicklung ist die energetische, ökologische und wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit dezentraler Systeme gegenüber einer zentralen Versorgung. Im Rahmen der Studie wurden diese Aspekte anhand fiktiver gemischtwirtschaftlicher Siedlungsgebiete bewertet.

## Beschreibung der Gebiete

Die Betrachtungsgebiete besitzen eine Fläche von jeweils 1 km<sup>2</sup>. Zwei unterschied-

liche Siedlungsstrukturen werden betrachtet:

- HV: Innenstadtbereich mit hoch verdichteter Bebauung und bis zu 4 Stockwerken
- DB: Vorstadtbereich, dünn besiedelt, Bebauung bis zu 2 Stockwerken

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

## Versorgungskonzepte

Im Rahmen von Szenarien werden für die Versorgung der beiden Gebiete je 5 unterschiedliche Versorgungskonzepte mit Nahwärmenetz und grossen Erzeugungseinheiten verglichen:

- A: Konventionelle Versorgung mit Strombezug aus dem Netz und Erdgaskessel
- B: Wärmegeführte Blockheizkraftwerke (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.

Alle Varianten wurden auch ohne Einbindung in Nahwärmenetze untersucht (Varianten VA–VE). Ist kein Nahwärmenetz vorhanden, ist eine entsprechend grosse Anzahl von kleineren Erzeugungseinrichtungen erforderlich. Dies wurde durch spezifisch höhere Investitionen berücksichtigt.

Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien wurde nur indirekt berücksichtigt, indem angenommen wurde, dass Biogas in Zukunft Erdgas zumindest teilweise ersetzen wird.

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen vernachlässigen die derzeit noch möglichen wirtschaftlichen 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.

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 auch Aufwendungen für den Unterhalt des Netzes sowie für Stromzähler.

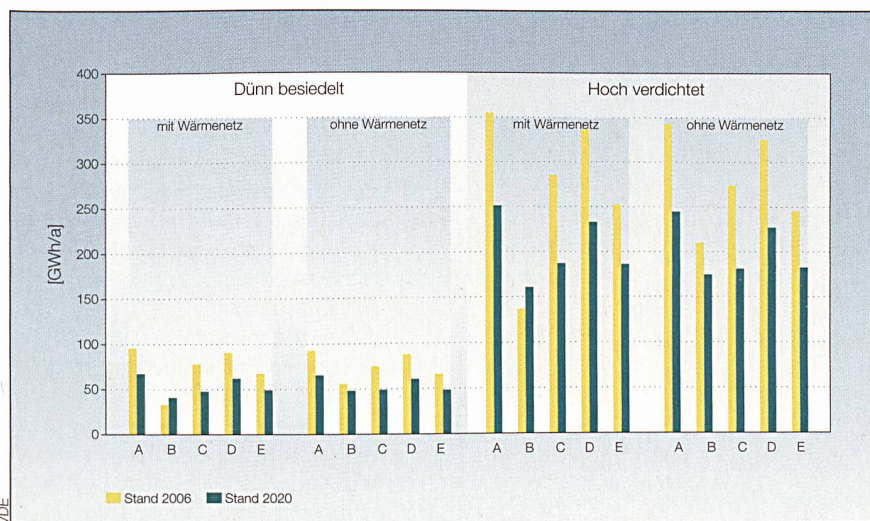
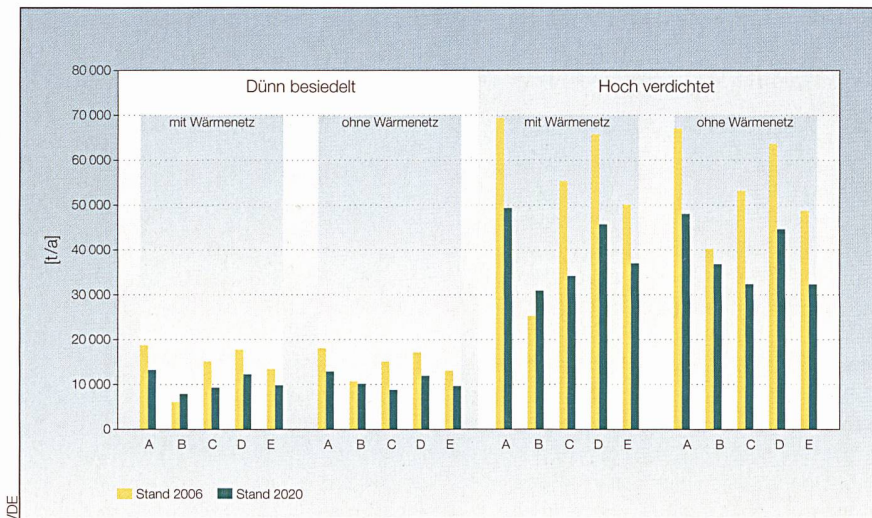


Bild 1 Vergleich des Primärenergieverbrauchs.

- A = Konventionelle Versorgung mit Strombezug aus dem Netz und Erdgaskessel  
 B = Wärmegeführte Blockheizkraftwerke (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





**Bild 2 Vergleich der CO<sub>2</sub>-Emissionen.**

A = Konventionelle Versorgung mit Strombezug aus dem Netz und Erdgaskessel  
 B = Wärmegeführte Blockheizkraftwerke (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 hier dargestellten Ergebnisse wird für das Jahr 2020 von den in Tabelle I angegebenen Annahmen ausgegangen, die von den Mitgliedern der Arbeitsgruppe für wahrscheinlich gehalten werden (Veränderungen relativ zu 2006).

## Ergebnisse

### Primärenergieverbrauch

Die Ergebnisse (Bild 1) bestätigen, dass dezentrale Systeme unabhängig von der Besiedlungsstruktur gegenüber der zentralen Versorgung energetische Vorteile er-

warten 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 WKK erzeugte Strom verdrängt entsprechende Mengen elektrischer Energie aus Grosskraftwerken mit schlechterer Energieausnutzung. Mit abnehmendem Wärmebedarf im Jahr 2020 und entsprechend geringerer Stromerzeu-

gung verringert sich allerdings dieser Effekt. Die Ergebnisse zeigen auch, dass Nahwärmenetze nur in Kombination mit wärmegeführten BHKW energetisch sinnvoll sind.

### CO<sub>2</sub>-Emissionen

Basis für die Bewertung der Emission ist der durchschnittliche CO<sub>2</sub>-Ausstoss der Kraftwerke. Neben dem hohen Energienutzungsgrad bei WKK wirkt sich bei der dezentralen Erzeugung vorteilhaft aus, dass hier Erdgas zum Einsatz kommt, während die zentrale Stromerzeugung zum grossen Teil auf der Nutzung von Braun- und Steinkohle beruht. Diese führt damit zu entsprechend höheren spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen. Entsprechend dem Primärenergieverbrauch profitieren derzeit insbesondere wärmegeführte WKK-Systeme von der emissionsseitigen Entlastung (Bild 2). Allerdings verschiebt sich das Bild für 2020 aufgrund des angenommenen geringeren Wärmebedarfs teilweise zugunsten der stromgeführten WKK-Systeme. Wärmenetze bieten nur in Kombination mit wärmegeführten WKK-Systemen gewisse Vorteile bei den Emissionen. Mit stromgeführten WKK-Systemen ohne Wärmenetz lassen sich mit Blick auf 2020 allerdings nahezu ebenso geringe Emissionen erreichen.

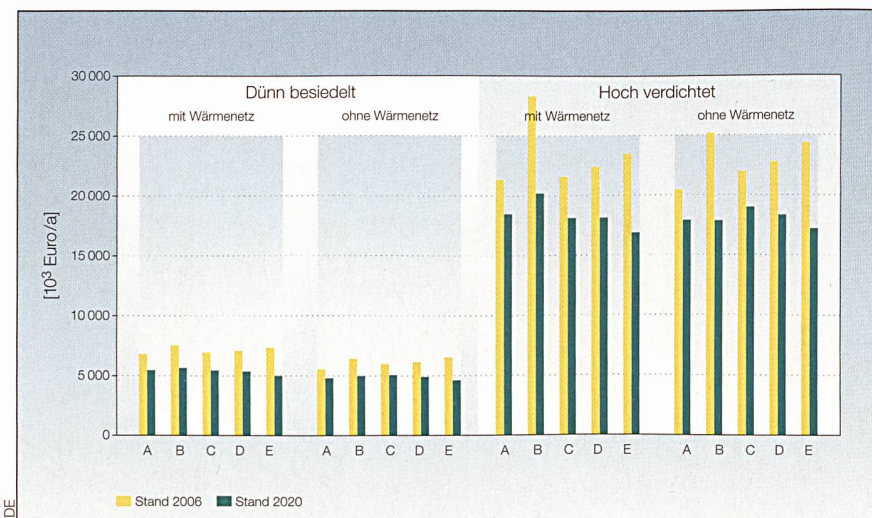
### Gesamtkosten

In den Gesamtkosten (Bild 3) sind neben den Investitionen auch Energie- und Strompreise sowie weitere Betriebskosten enthalten. Hierbei bestätigt sich, dass die stromgeführte Betriebsart bei WKK-Systemen gegenüber einer wärmegeführten derzeit wirtschaftliche Vorteile bietet. Mit sinkendem Wärmebedarf – wie für 2020 unterstellt wird – ist von einer kostenmässigen Annäherung der WKK-Systeme auszugehen.

Obwohl die Wärmepumpe bei den reinen Investitionen allen anderen Varianten unterlegen ist, zeigt sich bei den Gesamtkosten der Vorteil der Erdwärmenutzung: Bereits heute liegt die Wärmepumpe bei der Versorgung dünn besiedelter Gebiete mit den anderen Varianten etwa auf gleichem Niveau. Bis 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 konventionellen Versorgung und bei wärmegeführten WKK-Systemen führen Nahwärmenetze zu höheren Kosten. Einzelfallbetrachtungen können jedoch zu anderen Ergebnissen führen.

Die Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate wurden bei den Gesamtkosten noch nicht berücksichtigt, da der Preis für CO<sub>2</sub>-Zertifikate derzeit



**Bild 3 Vergleich der Gesamtkosten**

A = Konventionelle Versorgung mit Strombezug aus dem Netz und Erdgaskessel  
 B = Wärmegeführte Blockheizkraftwerke (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



sehr volatil ist und nicht einheitlich zur Anwendung kommt. Bei einer Berücksichtigung ist davon auszugehen, dass insbesondere die konventionelle Versorgung mit entsprechenden Mehrkosten belastet wird.

## Ausblick

Die Studie hat gezeigt, dass die technologischen Entwicklungen und die sich verändernden Energiemärkte eine zunehmende Wettbewerbsfähigkeit dezentraler Versorgungssysteme erwarten lassen.

Dabei sind sowohl der Strom- als auch der Wärmebedarf sowie die hierfür infrage kommenden Erzeugungsmöglichkeiten zu betrachten. Die unterschiedlichen Anforderungen an eine zukünftige Erzeugungsstruktur führen jedoch häufig zu widersprüchlichen Lösungsansätzen. Kostengünstige Energieversorgung, Zuverlässigkeit, Umweltfreundlichkeit und Reduzierung der Importabhängigkeit sind in der Regel nicht auf einen Nenner zu bringen. Um auch in Zukunft eine zuverlässige, kostengünstige und ökologisch verträgliche Energieversorgung zu gewährleisten, müssen de-

zentrale Systeme auch einen Beitrag zur Optimierung des Gesamtsystems leisten. Eine Ausschöpfung der zukünftig verfügbaren Technologien wird dazu beitragen, dass sich dezentrale und zentrale Technologien sowohl im Erzeugungsbereich als auch im Netzbereich sinnvoll ergänzen.

## Referenzen

- [1] Dezentrale Energieversorgung 2020. VDE-Studie, 2007, Bezug: [www.vde.com/VDE/Fachgesellschaften/ETG](http://www.vde.com/VDE/Fachgesellschaften/ETG).
- [2] Martin Kleimaier: Die dezentrale Energieversorgung 2020 – Zusammenfassung der technischen Aspekte der VDE-Studie «Dezentrale Energieversorgung 2020». Bulletin SEV/VSE Nr. 9/2007.

## Angaben zum Autor

Dr.-Ing. **Martin Kleimaier** war bis 2004 bei RWE Energy in Dortmund verantwortlich für Forschung und Entwicklung. Er ist als freier Berater Mitglied der Taskforce «Dezentrale Energieversorgung» der ETG im VDE.  
Tuchmachersteig 10, D-45239 Essen,  
[martin.kleimaier@t-online.de](mailto:martin.kleimaier@t-online.de)

## Résumé

### L'approvisionnement décentralisé en énergie en 2020

Résumé des aspects économiques de l'étude du VDE «Dezentrale Energieversorgung 2020». Dans le cadre d'une taskforce de la Société pour les techniques de l'énergie du VDE, on a analysé des possibilités et concepts en vue d'un approvisionnement décentralisé en énergie pour l'an 2020 [1]. Un premier article publié au Bulletin SEV/AES [2] a décrit en particulier les aspects techniques. Outre les objectifs politiques tels que la fiabilité, l'efficacité, l'écologie et la réduction de la dépendance à l'égard des importations, le succès des concepts d'approvisionnement décentralisé en énergie dépend de leur rentabilité. Sur le plan de la durabilité, les concepts décentralisés doivent se présenter au marché dès que possible sans subventions ni autres traitements particuliers. Les résultats de l'étude sont résumés ici.

<sup>1)</sup> Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (Gesetz zur Neuordnung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich, EEG) ist am 1. August 2004 in Kraft getreten.

<sup>2)</sup> Das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung, KWKG) ist am 1. April 2002 in Kraft getreten.

## Das Stromversorgungs-Gesetz (Strom VG) fordert vom Netzbetreiber die Ermittlung erweiterter Netz-Basisdaten:

**Stromversorgungs-Gesetz (Strom VG):**  
**Endtermin für**  
**Kommunikation der**  
**Kennwerte:**  
**30. Juni 2008 !**

Bestimmung Netzwert

Berechnung der netzebenen gerechten  
Durchleitungskosten

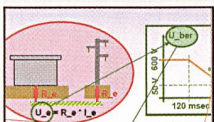
Festlegung Tarifstruktur

Netzausbau- und  
Netzinvestitionsplanung

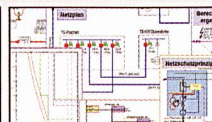
Effizienzsteigerungspotential des  
Netzbetriebes

**Wir bieten Ihnen eine effiziente Unterstützung in den entsprechenden Themenbereichen.**  
**Fragen Sie uns an, gerne erläutern wir Ihnen Details im persönlichen Gespräch.**

### Unser Leistungsspektrum allgemein:



Engineering



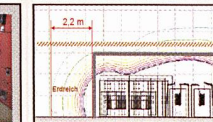
Netzanalysen



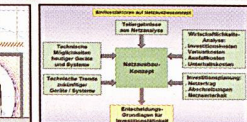
Schutzprüfungen



Schalterprüfungen



NISV-Analysen

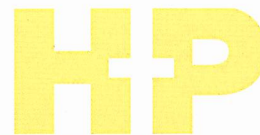


Beratung





## Stromversorgung aus kompetenter Hand

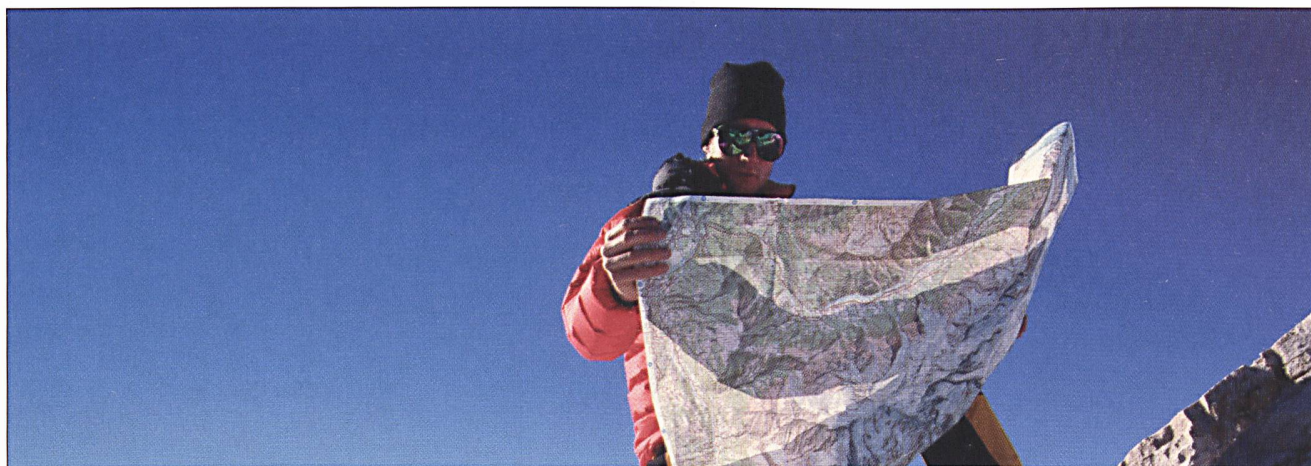


Huser+Peyer AG Energietechnik

### Leistungsprogramm:

- Transformatorenstationen
- Mittelspannungsschaltanlagen in luftisolierter und kompakter Bauweise
- Mittelspannungsschaltanlagen in Einschubtechnik
- Niederspannungsverteilanlagen für die individuelle Anwendung
- Verteil- und Steuerkabinen
- Sicherheitsgeräte für den Umgang mit Strom
- Tiefenerdungen mit Messung
- HS-Prüfungen aller Art
- Revisionen, Umbauten, Sanierungen

Huser+Peyer AG Energietechnik  
Hauptstrasse 29  
Postfach 150  
CH-8370 Busswil TG  
Tel. +41(0)71 929 58 58  
Fax +41(0)71 929 58 59  
info@huser-peyer.com  
www.huser-peyer.com



## Wie finden Sie nach oben?

Sind die Wege nicht mehr vorgespurt, sind die Grundwerte des Erfolgs richtungsweisend: Partnerschaft. Erfahrung. Vertrauen. Schweizerische Gründlichkeit.

Eben all jene Qualitäten, die uns in den letzten 110 Jahren als Orientierungspunkt dienten und zu einem führenden Energiedienstleister machten. Und die Ihnen erlauben, auch

dort Ihren Weg zu machen, wo keiner zu orten ist.

www.atel.eu

**atel**

Energy is our business