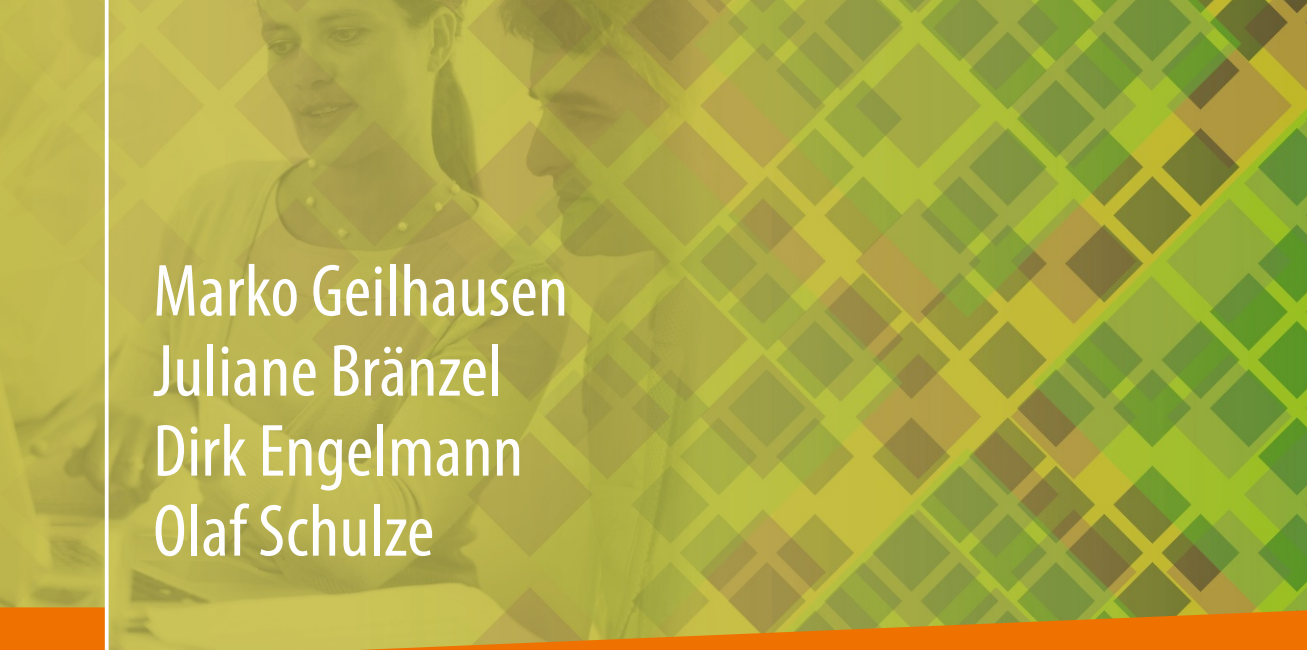




Marko Geilhausen
Juliane Bränzel
Dirk Engelmann
Olaf Schulze

Energie- management

Für Fachkräfte, Beauftragte und Manager

Energiemanagement

Marko Geilhausen · Juliane Bränzel ·
Dirk Engelmann · Olaf Schulze

Energiemanagement

Für Fachkräfte, Beauftragte und Manager



Springer Vieweg

Marko Geilhausen
Weil im Schönbuch, Deutschland

Juliane Bränzel
Görlitz, Deutschland

Dirk Engelmann
INEKON
Stuttgart, Deutschland

Olaf Schulze
Erfurt, Deutschland

ISBN 978-3-658-02833-6
DOI 10.1007/978-3-658-02834-3

ISBN 978-3-658-02834-3 (eBook)

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Springer Vieweg

© Springer Fachmedien Wiesbaden 2015

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die nicht ausdrücklich vom Urheberrechtsgesetz zugelassen ist, bedarf der vorherigen Zustimmung des Verlags. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Bearbeitungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Die Wiedergabe von Gebrauchsnamen, Handelsnamen, Warenbezeichnungen usw. in diesem Werk berechtigt auch ohne besondere Kennzeichnung nicht zu der Annahme, dass solche Namen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und daher von jedermann benutzt werden dürften.

Der Verlag, die Autoren und die Herausgeber gehen davon aus, dass die Angaben und Informationen in diesem Werk zum Zeitpunkt der Veröffentlichung vollständig und korrekt sind. Weder der Verlag noch die Autoren oder die Herausgeber übernehmen, ausdrücklich oder implizit, Gewähr für den Inhalt des Werkes, etwaige Fehler oder Äußerungen.

Lektorat: Dr. Daniel Fröhlich

Gedruckt auf säurefreiem und chlorfrei gebleichtem Papier.

Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH ist Teil der Fachverlagsgruppe Springer Science+Business Media (www.springer.com)

Inhaltsverzeichnis

Teil I Grundlagen und Anforderungen

1	Einleitung	3
2	Energiemanagementsysteme nach DIN EN ISO 50001:2011	7
2.1	Gründe und Motivation	7
2.2	Grundlagen und Aufbau der ISO 50001	10
2.2.1	Gründe und Ablauf der Normung	10
2.2.2	Entwicklung aus der DIN EN 16001	11
2.2.3	Grundlegender Aufbau der ISO 50001	11
2.3	Allgemeine Anforderungen an die Organisation	13
2.4	Anforderungen an das Management und die Geschäftsführung	15
2.4.1	Selbstverpflichtung der Geschäftsführung	15
2.4.2	Benennung eines Energiemanagementbeauftragten (EnMB)	16
2.5	Energiepolitik der Geschäftsführung	19
2.6	Energieplanung	21
2.6.1	Ermittlung der Anforderungen	22
2.6.2	Energetische Bewertung der Organisation	23
2.6.3	Ausgangsbasis	31
2.6.4	Bildung von Energiekennzahlen	33
2.6.5	Ableitung von Zielen und Aktionsplänen	35
2.7	Einführung und Umsetzung eines EnMS	41
2.7.1	Mitarbeiter	42
2.7.2	Kommunikation	45
2.7.3	Dokumentation des EnMS	46
2.7.4	Ablauflenkung	50
2.7.5	Auslegung bei Änderungen	53
2.7.6	Beschaffung von Energie, Technik und Dienstleistungen	55
2.8	Überprüfung innerhalb des Energiemanagementsystems	57
2.8.1	Messungen	58
2.8.2	Einhaltung rechtlicher Anforderungen	60

2.8.3	Überwachung durch Auditierung	60
2.8.4	Vorbeugungs- und Korrekturmaßnahmen	62
2.8.5	Aufzeichnungen	64
2.9	Management-Bewertung	65
2.10	Anhang	67
2.10.1	Prozesse und Verfahren nach ISO 50001	67
2.10.2	Dokumentation nach ISO 50001	67
2.10.3	Änderungen zur DIN EN 16001	68
2.10.4	Integrierte Managementsysteme	68
2.10.5	Integration in ein Qualitätsmanagement	70
2.10.6	Integration in ein Umweltmanagementsystem	71
2.10.7	Begriffe und Definitionen	73

Teil II Wirtschaftlicher Rahmen

3	Energiebeschaffung für Unternehmen	77
3.1	Übersicht Energiemanagement – Energiebeschaffung	77
3.2	Elektrizität und Erdgas	82
3.2.1	Grundsätze und Preiselemente	82
3.2.2	Umsatzsteuer	85
3.2.3	EEG-Umlage – Elektrizität	86
3.2.4	Stromsteuer und Energiesteuer	96
3.2.5	Offshore-Haftungsumlage	102
3.2.6	KWK-Umlage	104
3.2.7	Sondernetzentgeltumlage	106
3.2.8	Netzentgelte	109
3.2.9	ResKV-Sonderumlage nach der Reservekraftwerksverordnung für Stromnetzentgelte	119
3.2.10	AblV-Umlage nach Verordnung über abschaltbare Lasten für Strom	121
3.2.11	Konzessionsabgabe	122
3.2.12	Sonderumlagen Erdgas	125
3.2.13	CO ₂ -Umlage	128
3.2.14	Zusammensetzung der Energiepreise in Deutschland	130
3.3	Commoditybeschaffung	135
3.3.1	Marktbeobachtung – Preisbeeinflussungsfaktoren	136
3.3.2	Energiebeschaffung im engeren Sinne	148
3.3.3	Ausschreibungsverfahren und „Last-Call“	172
3.3.4	Beschaffung durch Beteiligung an Energie-Auktionen	173
3.3.5	Beschaffung von Öko- oder Grün-Strom	176
3.3.6	BioErdgas	186

3.3.7	Risikopolicy – Risikomanagement	188
3.4	Heizölbeschaffung	198
3.4.1	Commodity „Heizöl“	199
3.4.2	Grundsätze der Heizöl-Beschaffung	200
3.4.3	Bioheizöl	205
3.4.4	Fixpreisbeschaffung	205
3.4.5	Indexbeschaffung	207
3.5	Strom-Eigenproduktion	209
3.5.1	Bedeutung der Eigenproduktion, Kosten- und Emissionsvorteile	209
3.5.2	KWK-Zulage und Abnahmepflicht	213
3.5.3	Neubeaufschlagung der Eigenerzeugung mit EEG-Umlage	216
3.6	Internetquellen	217
	Literatur	233
4	Wirtschaftlichkeitsberechnung	235
4.1	Grundlagen	235
4.1.1	Die Bedeutung von Wirtschaftlichkeitsberechnungen	235
4.1.2	Statische und dynamische Methoden der Wirtschaftlichkeitsberechnung	236
4.1.3	Was ist eine Investition?	237
4.1.4	Absolute und relative Wirtschaftlichkeit	238
4.1.5	Fixe und variable Kosten	238
4.1.6	Abschreibung und Nutzungsdauer	238
4.1.7	Zinsberechnung	239
4.1.8	Barwert und Endwert	242
4.1.9	Annuität	245
4.1.10	Preissteigerungen	246
4.2	Statische Methoden der Wirtschaftlichkeitsberechnung	246
4.2.1	Einleitung	246
4.2.2	Kostenvergleichsrechnung	247
4.2.3	Gewinnvergleichsrechnung	248
4.2.4	Rentabilität	250
4.2.5	(Statische) Amortisationsrechnung	252
4.2.6	Lebenszykluskosten	254
4.2.7	CO ₂ -Vermeidungskosten	258
4.3	Dynamische Methoden der Wirtschaftlichkeitsberechnung	260
4.3.1	Einleitung	260
4.3.2	Kapitalwertmethode	261
4.3.3	Annuitätenmethode	266
4.3.4	Dynamische Amortisationsrechnung	270
4.3.5	Interner Zinsfuß	271
4.3.6	Stromgestehungskosten/Wärmegestehungskosten	274

4.4	Die Bedeutung von Sensitivitätsanalysen	275
4.5	Zusammenfassung: Welche Methode ist die richtige?	277
	Literatur	280

Teil III Technik und Praxis

5	Energiedatenmanagement	285
5.1	Einleitung	285
5.1.1	Grundlagen des Energiedatenmanagementsystems	287
5.1.2	Datenerfassung	290
5.1.3	Datenanalyse	292
5.1.4	Energie-Monitoring	295
5.2	Zusammenhang EDMS und EMS	296
5.3	Erfassung/Messung	300
5.4	Auswertung/Analyse	301
5.4.1	Kennzahlen	305
5.4.2	Bilanzraum	310
5.5	Monitoring	310
5.6	Entwicklung eines Messkonzeptes	312
5.7	Praktische Hinweise für den Betrieb eines EDMS	318
	Literatur	319
6	Contracting	321
6.1	Einleitung	321
6.2	Energieliefer-Contracting	322
6.2.1	Vorteile beim Energieliefer-Contracting	323
6.3	Einspar-Contracting	323
6.3.1	Kostenverteilung und Beteiligung an den Einsparungen	325
6.3.2	Allgemeines zum Erfolgsgarantie-Vertrag	326
6.3.3	Wesentliche Vertragsbestandteile	326
6.4	Weitere Contracting-Arten	329
6.4.1	Intracting	329
6.4.2	Vergleich Intracting und Contracting	329
6.4.3	Finanzierungs-Contracting	330
6.4.4	Technisches Anlagenmanagement	331
6.5	Rechtliche Aspekte	331
6.5.1	DIN 8930 Teil 5 Contracting	331
6.5.2	Verdingungsordnung für Leistungen (VOL)	331
6.5.3	Vergabe- und Vertragsordnung für Bauleistungen (VOB)	332
6.5.4	Energieeinsparverordnung (EnEV)	332

6.5.5	Verordnung über die Allgemeinen Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV)	332
6.5.6	Bestimmungen des Bürgerlichen Gesetzbuches (BGB)	332
6.5.7	Regelungen zur Betreiberverantwortung	333
6.6	Bilanzierung	334
6.6.1	Bilanzierung beim Contracting-Nehmer	334
6.6.2	Bilanzierung der Anlagen beim Contractor	335
Glossar		337
Sachverzeichnis		343

Teil I

Grundlagen und Anforderungen

Die Themen Ressourcenschonung und Nachhaltigkeit sind aktuelle Schlagworte in der Wirtschaft.

Nachhaltigkeit bedeutet dabei die langfristig effiziente Nutzung der verfügbaren Ressourcen und die Reduzierung von Treibhausgasemissionen sowie anderer negativer Umweltauswirkungen von Unternehmen und Geschäftsprozessen. Dabei werden die Langzeitfolgen von Entscheidungen in den Vordergrund gerückt und Maßnahmen nicht ausschließlich auf der Grundlage kurzfristiger Kosteneffekte durchgeführt.

Besonders vor dem Hintergrund der stetig steigenden Energiepreise, neuer gesetzlicher Anforderungen zum nachhaltigen Umgang mit Ressourcen und dem steigenden öffentlichen Interesse an den Umweltauswirkungen von Unternehmen rückt auch Energiemanagement in der öffentlichen Diskussion stärker in den Fokus.

Die Einführung eines Energiemanagement (EM) kann einen wesentlichen Beitrag zur Erhöhung der Nachhaltigkeit und somit zur Erhaltung der Umwelt und durch Reduzierung der Energiekosten auch zur Erhöhung der Wirtschaftlichkeit eines Unternehmens leisten.

Für Energiemanagement (EM) gibt es verschiedenste Ansätze und Gestaltungsmöglichkeiten. Das Energiemanagement kann dabei grundsätzlich aus zwei Perspektiven betrachtet werden:

- (1) technisch und
- (2) organisatorisch.

Der technische Ansatz ist hierbei sicherlich der Gebräuchlichste. Bei der technischen Betrachtung des Energiemanagements liegt der Schwerpunkt der Betrachtung auf den Anlagen, die Energie verbrauchen. Maßnahmen werden rein technisch ausgearbeitet und gehen mit Änderungen und Neuerungen in den Anlagen einher.

Der organisatorische Ansatz berücksichtigt stärker die Prozesse, Verfahren und Abläufe, die mit dem Themenfeld Energie zu tun haben, wie z. B. den Energieeinkauf, die Instandhaltung und die Betriebsweise. Ebenso findet auch die Bewusstseinsentwicklung für Energieeffizienz und Ressourcenschutz im organisatorischen Energiemanagement Berücksichtigung, wie z. B. das Anhalten der Mitarbeiter das Licht bei Verlassen von Räumen auszuschalten.

Dieses Fachbuch stellt den organisatorischen Ansatz für Energiemanagement in den Vordergrund und möchte innerhalb einer dreiteiligen Struktur Unternehmen in die Lage versetzen, gelebtes Energiemanagement auch außerhalb der technischen Abteilungen zu integrieren. Dabei steht der Fokus auf den grundlegenden Bestandteilen eines erfolgreichen Energiemanagements. Der Bereich Energierecht wurde aufgrund seiner Schnelllebigkeit bewusst außen vor gehalten um Fachkräften, Energiemanagementbeauftragten und Energiemanagern ein möglichst lange aktuelles Grundlagenwerk für ihr tägliches Arbeiten an die Hand zu geben.

Einer der gebräuchlichsten und auch vom Gesetzgeber geforderte organisatorische Ansatz ist die Einführung eines Energiemanagementsystems auf Basis der internationalen Norm ISO 50001:2011. Deren Einführung wird im Teil 1 dieses Buches innerhalb des Kap. 2 aufgegriffen und mit Bezug auf die Anforderungen der Normierung erläutert. Hierbei wird strukturiert und Anhand der Anforderungen erklärt, welche Aufgaben auf ein Unternehmen mit der Entwicklung eines zertifizierbaren Energiemanagementsystems zukommen und welche Lösungen sich in der Praxis etabliert haben. Diese Lösungen werden durch zahlreiche Beispiele erklärt.

Teil 2 dieses Fachbuches behandelt den wirtschaftlichen Rahmen dem trotz aller ehrenwerter Motivation zur Schonung natürlicher Ressourcen auch innerhalb des Energiemanagements im Unternehmensumfeld Rechnung getragen werden muss. In Kap. 3 werden in diesem Kontext Ansätze für einen strukturierten Energieeinkauf und die damit erzielbaren Kosteneffekte betrachtet. Die Energiebeschaffung, egal ob Strom, Erdgas oder Heizöl, erfordert zunächst eine Analyse der einzelnen Preisbestandteile, die jedoch zum Teil einer starken gesetzlichen Regulierung unterliegen. Untersucht werden die Möglichkeiten, diese Preiselemente durch aktive Beschaffungsprozesshandlungen zu optimieren. Im Wesentlichen ist jedoch nur die reine Commodity, d. h. der handelbare Preis, durch intelligentes Beschaffungsmanagement beeinflussbar, so dass zum einen die verschiedenen Preisindikatoren, von politischen Risiken bis hin zu technischen Verfügbarkeiten, die üblichen und tauglichen Beschaffungsmethoden und die möglichen Risikostrategien, von der Fixpreisbeschaffung bis zur Tranchenbeschaffung, untersucht und erläutert werden. Spätestens bei einer Tranchenforward-Beschaffung, und hier werden die notwendigen Prozessschritte erläutert und dargestellt, ist eine nachhaltige Risikostrategie unerlässlich. Daher wird im Rahmen der Energiebeschaffung auch das Thema Risikomanagement betrachtet. Vertieft werden auch die im Markt vorhandenen Ökostrom- und Bioerdgasprodukte vorgestellt. Wegen der Unterschiede der Marktsysteme werden einerseits Strom und Erdgas und andererseits die Heizölbeschaffung untersucht und dargestellt. Zuletzt wird die immer wichtiger werdende Eigenerzeugung von Strom als Ergänzung zum Energie-

einkauf am Markt vorgestellt. Soweit möglich sind konkrete Kalkulationsbeispiele und Marktanalysen, auch mit Verweis auf benachbarte nationale Märkte, vorgenommen worden. Als zweiter Baustein des wirtschaftlichen Rahmens beschäftigt sich Kap. 4 mit der Wirtschaftlichkeit von Investitionen in energiesparende Technologien. Dabei bietet das Kapitel eine kompakte und leicht verständliche Einführung in die wichtigsten Methoden zur ökonomischen Beurteilung von Investitionsprojekten. Auch ohne wirtschaftliches Vorwissen versetzen die Erläuterungen in die Lage, die in der Praxis gebräuchlichsten Ansätze nachzuvollziehen und anzuwenden. Dazu gehören neben der Amortisationszeit oder der Rentabilität beispielsweise auch der Kapitalwert, der Interne Zinsfuß oder die Stromgestehungskosten. Jede Methode wird übersichtlich anhand einer Beschreibung und einer Formel vorgestellt sowie anschließend in einer einfachen Beispielrechnung angewendet. Ergänzende Erläuterungen zu den Vor- und Nachteilen jeder Methode schulen das individuelle Urteilsvermögen. Damit wird die Auswahl eines geeigneten Ansatzes zur Wirtschaftlichkeitsberechnung für jeden Praxisfall möglich. Abschließend führt das Kapitel in die Anwendung von Sensitivitätsanalysen ein, einem unerlässlichen Werkzeug für eine fachlich fundierte Handlungsempfehlung.

Der dritte und letzte Teil dient der Betrachtung einzelner Aspekte zur Bereitstellung von Daten für ein erfolgreiches Energiemanagement und der Finanzierung von Maßnahmen zur Realisierung von Energieeinsparungen und Effizienzsteigerungen in der Energieversorgung. Das Energiedatenmanagementsystem (EDMS), das als Grundlage für alle Aktivitäten innerhalb eines geplanten Energiemanagements unersetzlich ist, wird in Kap. 5 betrachtet. Dabei handelt es sich bei einem Energiedatenmanagement keineswegs um ein System zur Erfassung von Messwerten, das eher dem technischen Energiemanagement zuzuordnen wäre. Ein EDMS umfasst vielmehr die strukturierte Aufbereitung von Informationen für weitergehende Analysen sowie die Ermittlung von Kennzahlen im Zuge eines Energie-Monitorings. Somit schließt sich hier der Kreis zum vom Gesetzgeber geforderten und in Kap. 2 beschriebenen Energiemanagementsystem, das auf einer fundierten Datengrundlage aufbaut. Abgeschlossen wird die organisatorische Betrachtung des Energiemanagements durch das Kap. 6, das sich mit den Finanzierungsmöglichkeiten durch Contracting beschäftigt. Contracting behandelt hierbei das Ausgliedern wesentlicher Bereiche der Energieversorgung eines Unternehmens hin zu einem spezialisierten Dienstleister, der durch sein Know-How und gezielte Investitionen, die Versorgungssicherheit und Effizienz der Anlagen zur Energiebereitstellung in nicht unerheblichem Maße verbessern kann.

Marko Geilhausen

2.1 Gründe und Motivation

Die Gründe für die Einführung eines Energiemanagementsystems nach ISO 50001 sind ebenso vielfältig wie die Unternehmen, die sich für ein solches System entscheiden.

Folgende Aspekte können eine Motivation für die Einführung eines EnMS darstellen:

- Einsparungen in den Energiekosten
 - Erfahrungswerten zu Folge sind innerhalb der ersten 5 Jahre durch ein EnMS bis zu 30 % Einsparungen in den Energiekosten möglich.
 - Ein Drittel davon können ohne größere Investitionen durch verbesserten Betrieb der technischen Anlagen und Erhöhung des Bewusstseins für Energieeffizienz bei den Mitarbeitern realisiert werden.
- Nutzung von Steuerermäßigungen und -entlastungen
 - Möglichkeiten zu Ermäßigungen bei Energie- und Stromsteuern können in Teilen von Unternehmen des produzierenden Gewerbes nur noch durch die Einführung eines Systems zur Reduzierung der Energieverbräuche genutzt werden.
 - Eine Reduzierung der EEG-Umlage ist möglich, wenn der Gesamtstromverbrauch über 1 GWh pro Jahr liegt und die Energiekosten einen Anteil an der Bruttowertschöpfung von 16 bzw. 20 % übersteigen. Für die Ermäßigung muss ein System zur Energieeinsparung eingeführt sein.
 - Der Spitzenausgleich ist möglich, wenn die Mehrbelastung durch die Einführung der Ökosteuer den Entlastungsbetrag in der Rentenversicherung übersteigt. Dies ist der Fall für energieintensive Unternehmen, die nur eine geringe Anzahl Mitarbeiter beschäftigen. Dieser Spitzenausgleich ist an die Einführung eines Systems zur Reduzierung der Energieverbräuche gekoppelt.
- Beitrag zum Umweltschutz
 - Emissionen können durch die Reduzierung des Energieverbrauches und die Steigerung der Energieeffizienz verringert werden.

- Durch Einsparungen, die Verbesserung der Effizienz und den eventuellen Einsatz erneuerbarer Energien werden natürliche Ressourcen geschont.
- Steigerung der Nachhaltigkeit
 - Durch den Ansatz der kontinuierlichen Verbesserung werden die Effizienz der genutzten Energie und die Reduzierung des Verbrauches nicht aufgrund kurzfristiger Kosteneinsparungen sondern langfristig betrachtet.
- Verbesserung des Images
 - Die Außenwahrnehmung des Unternehmens im Bereich Umweltschutz verbessert sich, wenn ein durch eine unabhängige Stelle zertifiziertes EnMS eingeführt wird.

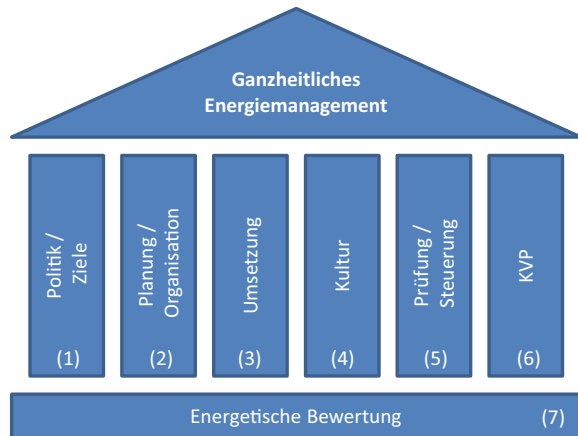
Der Ansatz eines Energiemanagementsystems (EnMS), wie ihn die ISO 50001 vorgibt, verbindet technische und organisatorische Ansätze zu einer ganzheitlichen Betrachtungsweise.

Ein ganzheitliches Energiemanagement, wie es die ISO 50001 anstrebt, betrachtet alle Aspekte des Umgangs mit Energie gleichermaßen und integriert das Energiemanagement in die Strategie und die Organisation des Unternehmens. Dabei werden sowohl aus der technischen, als auch aus der organisatorischen Perspektive heraus mehrere Ziele verfolgt: die Senkung des Energieverbrauches, die Senkung der Energiekosten und die Steigerung der Energieeffizienz.

Dabei stößt das Energiemanagement in der Praxis oft auf Hindernisse im Unternehmen, durch die Fokussierung bei Investitionsentscheidungen auf die Produktionsbereiche sowie durch allgemein fehlendes Kapital für Investitionen.

Um diese Barrieren zu mildern oder zu umgehen, muss ein ganzheitliches Energiemanagement mehrere Handlungsfelder zugleich betrachten und in Verbindung setzen. Abbildung 2.1 zeigt diese Felder in ihrem Zusammenhang.

Abb. 2.1 Ganzheitliches Energiemanagement



1. Politik und Ziele

- Diese Säule des Energiemanagements dient der Einbindung energetischer Entscheidungen in die Strategie des Unternehmens. In der ISO 50001 sind dieser Ebene zwei Kapitel gewidmet.

2. Planung und Organisation

- Die Integration des Energiemanagements in die Organisation des Unternehmens und die konkrete Planung des Umgangs mit Energie sowie die Schaffung der Stelle eines Energiemanagers sind wesentliche Erfolgsfaktoren im Energiemanagement. Die ISO 50001 greift diese Anforderungen auf und formuliert sie in den Abschn. 4.2.2 und 4.4.

3. Umsetzung

- Die Umsetzung von Maßnahmen innerhalb des Energiemanagements ist von entscheidender Bedeutung für dessen Erfolg. Aber auch die Umsetzung der organisatorischen Planung und die Entwicklung einer entsprechenden EM-Dokumentation wie von der Norm in Abschn. 4.5 gefordert, führen zu geringeren Energiekosten.

4. Kultur

- Kein Energiemanagement kann ohne die Mitwirkung und Kompetenz der Mitarbeiter langfristigen Erfolg generieren. Daher ist insbesondere die Kultur in Bezug auf den Umgang mit Energie ein Garant für erfolgreiches Energiemanagement. Die Norm widmet diesem Baustein den Abschn. 4.5.2 und setzt die Aufgabe der Bewusstseinsentwicklung für Energieeffizienz in den Verantwortungsbereich des Energiemanagementbeauftragten. Auch muss gemäß ISO 50001 Abschn. 4.5.3 den Mitarbeitern die Möglichkeit geschaffen werden, Verbesserungsvorschläge zum Energiemanagement abzugeben.

5. Prüfung und Steuerung

- Kein Energiemanagement kann ohne regelmäßige Überwachung der Kennwerte und ohne regelmäßige Messungen funktionieren. Daher ist diese Säule im ganzheitlichen Energiemanagement wesentlich für eine stetige und dauerhafte Senkung des Energieverbrauches bzw. die langfristige Steigerung der Energieeffizienz. Die Norm gibt hierzu klare Anforderungen in Abschn. 4.6.

6. Kontinuierlicher Verbesserungsprozess (KVP)

- Ein nachhaltiges und ganzheitliches Energiemanagement soll die energetische Leistung (Verbrauch und Effizienz) eines Unternehmens langfristig und kontinuierlich verbessern. Hierzu ist es notwendig, Erkenntnisse aus Planung, Umsetzung und Prüfung zu bewerten und in neue Planungen und Umsetzungen einfließen zu lassen. Dieser Kreislauf ist wesentlicher Bestandteil eines Energiemanagementsystems nach ISO 50001 und wird durchgängig in der Norm gefordert. Ein Instrument, das die ISO 50001 für die Erfüllung dieser Anforderung vorgibt, ist die Managementbewertung in Abschn. 4.7 sowie die Steuerung von Korrektur- und Vorbeugungsmaßnahmen im Abschn. 4.6.4.

7. Energetische Bewertung

- Grundlage eines jeden Energiemanagements ist das Wissen über die energetische Gesamtsituation im Unternehmen. Ohne fundierte Zahlen, Daten und Fakten ist es nur punktuell möglich, Potenziale für Einsparungen oder Effizienzsteigerungen zu erkennen. Daher gibt die ISO 50001 im Abschn. 4.4.3 einen Prozess zur Ermittlung der wesentlichen Energiestrukturen vor.

Dabei darf der Zeitbedarf für die Entwicklung und Einführung eines Energiemanagementsystems nicht unterschätzt werden. Erfahrungsgemäß dauert die Einführung abhängig von der Unternehmensgröße und der Anzahl an Standorten zwischen 6 Monaten und 1,5 Jahren.

2.2 Grundlagen und Aufbau der ISO 50001

Im vorliegenden Kapitel wird erläutert wie eine Norm entsteht und welche Gründe die Vereinheitlichung von Standards hat sowie die Entwicklungen, die zur Entstehung der DIN EN ISO 50001:2011 geführt haben. Abschließend enthält dieses Kapitel einen Überblick über den allgemeinen Aufbau der Norm.

2.2.1 Gründe und Ablauf der Normung

Die Hintergründe für Normen sind die nationale und internationale Vereinheitlichung von Standards und die Festlegung des aktuellen Standes der Technik. Dabei fördern vor allem Normen im technischen Bereich die Komptabilität von Produkten unterschiedlicher Hersteller und schreiben klare Mindeststandards zur am Markt geforderten Qualität fest.

Aber auch im Bereich der Unternehmensführung, unterstützen Normen bei der Ausgestaltung von Organisationsstrukturen mit dem Ziel einzelne Themenfelder innerhalb des Unternehmens systematischer zu betrachten und in der Wahrnehmung zu stärken. Dies hat vermehrt zur Anwendung von Normen aus der Reihe der Managementsysteme, allen voran der Bereich des Qualitätsmanagements mit der DIN EN ISO 9001, geführt.

Heute gibt es Management-Normen auch für die Bereiche Umwelt- und Arbeitsschutzmanagement, Risikomanagement, Lebensmittelsicherheit sowie als eines der neuesten Themenfelder der Normung für das Energiemanagement.

Bei der Normung gibt es dabei unterschiedliche Ebenen:

- national
 - Deutsche Standards werden durch das DIN, das Deutsche Institut für Normung e. V., in Berlin erarbeitet.
- international
 - Auf europäischer Ebene werden Normen durch das europäische Komitee für Normung, das CEN, herausgegeben. Diese werden mit dem Kürzel EN gekennzeichnet.

- Weltweit gültige Normen, werden durch die ISO, die Internationale Organisation für Normung, in Zusammenarbeit mit den Normungsinstituten der einzelnen Länder ausgefertigt.

Die DIN EN ISO 50001:2011 wurde durch das technische Komitee der ISO für den Bereich Energiemanagement erarbeitet und durch das technische Komitee der CEN in eine europäische Norm überführt. Das DIN übernahm diese Norm als nationalen Standard gemäß den Vorgaben der ISO. Zuständig innerhalb des DIN ist der Arbeitsausschuss „Energieeffizienz und Energiemanagement“ im „Normenausschusses zu den Grundlagen des Umweltschutzes“ (NAGUS).

Die am Ende der Bezeichnung einer Norm angeführte Jahreszahl gibt das Jahr der aktuellsten Fassung bzw. der letzten Überarbeitung wieder, d. h. die ISO 50001:2011 wurde zuletzt im Jahr 2011 geändert.

Alle nationalen und europäischen Normen im Bereich Energiemanagementsysteme wurden mit Gültigkeit der ISO 50001 zurückgezogen. Dies betraf in Europa mit einer Übergangsfrist bis April 2012 nur die DIN EN 16001:2009.

2.2.2 Entwicklung aus der DIN EN 16001

Vorgänger der ISO 50001 war in Europa, die durch das CEN entwickelte DIN EN 16001:2009 (nachfolgend kurz EN 16001).

Innerhalb des später gegründeten Komitees für Energiemanagement der ISO war das DIN ebenfalls vertreten. Da beide Normen viele Parallelen aufwiesen, wurden wesentliche Bestandteile der EN 16001 in die neue ISO-Norm überführt.

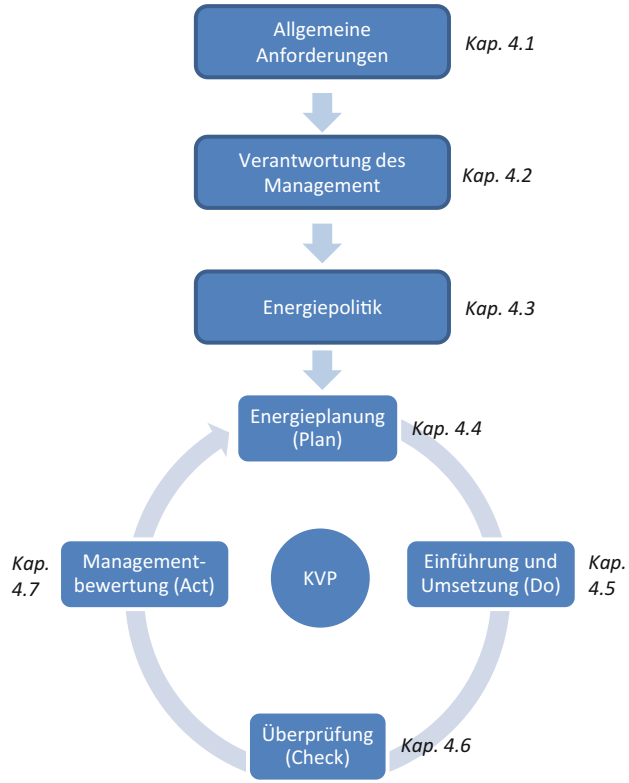
Wesentliche Änderungen ergaben sich durch den bereits vorangetriebenen Entwurf der USA und Brasiliens vor allem in den Begrifflichkeiten sowie in der Ausweitung der Anforderungen an den Prozess der energetischen Bewertung und die Einführung von Kennzahlen zur Erfassung der energetischen Leistung (siehe Abschn. [2.10.3](#)).

Beide Normen, die neue ISO 50001 sowie die EN 16001, fügen sich nahtlos in das Konzept integrierter Managementsysteme ein und lassen sich mit den weiteren Normen für Managementsysteme (ISO 9001 – Qualität und ISO 140001 – Umwelt) zu einem ganzheitlichen System verbinden (siehe Abschn. [2.10.4](#) ff.). Größter Vorteil beim Bestehen eines integrierten Managementsystems sind die verringerten Kosten für Betrieb und Auditierung im Vergleich zu mehreren nicht zusammengeführten Systemen.

2.2.3 Grundlegender Aufbau der ISO 50001

Der Aufbau der ISO 50001 wurde aus der Norm für Umweltmanagementsysteme DIN EN ISO 14001:2009 übernommen.

Abb. 2.2 Aufbau Kap. 4 der ISO 50001 in Verbindung mit dem Deming-Regelkreis



Die Kap. 1 bis 3 enthalten allgemeine Grundlagen, wie den Anwendungsbereich der Norm, Verweise auf weitere gültige Normen sowie ein Glossar der wichtigsten Begrifflichkeiten in einem Energiemanagementsystem nach ISO.

Innerhalb des Kap. 4 „Anforderungen an ein Energiemanagementsystem“ gliedert sich die ISO 50001 nach dem Deming-Kreis oder auch PDCA-Regelkreis. Dieser beinhaltet die Schritte Planung (Plan), Umsetzung (Do), Prüfung (Check) und Korrekturen (Act) zur Verwirklichung eines kontinuierlichen Verbesserungsprozesses (KVP).

Abbildung 2.2 gibt einen Überblick über den Zusammenhang zwischen dem Kap. 4 der Norm und dem PDCA-Regelkreis.

Neben dieser Gliederung an den PDCA-Zyklus lassen sich innerhalb der Norm unterschiedliche Vorgehensweisen für die Durchführung des kontinuierlichen Verbesserungsprozesses (KVP) ableiten. Diese KVP-Ketten bauen auf logisch aufeinander folgenden Normenkapiteln auf.

Grundlage aller KVP-Ketten ist die Durchführung der energetischen Bewertung (siehe Abschn. 2.6.2). Bei dieser werden die Anlagen und Prozesse mit dem höchsten Anteil oder Einfluss auf den Gesamtenergieverbrauch und die Energieeffizienz des Unternehmens identifiziert. Diese werden unter dem Begriff Energieeinsatz zusammengeführt.

Darauf aufbauend, lassen sich drei KVP-Ketten identifizieren, die zu einer dauerhaften Verbesserung des Energieeinsatzes beitragen:

1. Ableitung von Zielen und Maßnahmen auf Grundlage der in der energetischen Bewertung festgelegten Anlagen mit dem höchsten Energieeinsatz, d. h. den wesentlichen Energieeinsatzbereichen des Unternehmens (siehe Abschn. 2.6.5).
2. Auslegung neuer Anlagen in den wesentlichen Energieeinsatzbereichen nach Energieeffizienzkriterien und deren Beschaffung (siehe Abschn. 2.7.5 und 2.7.6).
3. Steuerung der Prozesse, die Einfluss auf die wesentlichen Energieeinsatzbereiche haben (siehe Abschn. 2.7.4) sowie Betrachtung der Auswirkungen auf den Energieeinsatz bei wesentlichen Änderungen der Abläufe (siehe Abschn. 2.7.5).

Alle drei KVP-Ketten enden in der Überwachung und Messung der erreichten Ergebnisse (siehe Abschn. 2.8).

2.3 Allgemeine Anforderungen an die Organisation

Abschnitt 4.1 der ISO 50001 gibt die allgemeinen Anforderungen an Unternehmen, die ein Energiemanagementsystem einführen wollen vor.

Hierbei ist vor allem der erste Punkt besonders zu erwähnen:

- Das Unternehmen muss ein EnMS im Sinne der ISO 50001 definieren, dokumentieren, einführen, aufrecht erhalten und weiterentwickeln.

Dieser Punkt wird allgemein auch als Leitsatz für Auditoren verstanden. Am Ende eines jeden Audits, insbesondere nach einem Zertifizierungsaudit, muss der Auditor der Überzeugung sein, dass dieser Satz auf das Unternehmen zutrifft.

Der allgemeine Sinn dieses Anforderungspunktes ist einfach: Ein Unternehmen muss ein Energiemanagementsystem nicht nur entwickeln und einführen, sondern auch leben. Nur ein gelebtes System kann langfristig Vorteile schaffen. Daher ist eine Langfristigkeit auch im Sinne der Norm.

Des Weiteren muss ein Unternehmen:

- Den Anwendungsbereich und die Grenzen des EnMS festlegen und dokumentieren.
- Definieren, wie das Unternehmen die stetige Verbesserung der energetischen Leistung im Sinne eines kontinuierlichen Verbesserungsprozesses (KVP) realisieren will.

Das Konzept, dass ein Unternehmen die eigenen Grenzen des EnMS festlegt, gibt einen flexiblen Spielraum bei der Einführung eines Energiemanagementsystems nach ISO 50001. Der Anwendungsbereich gibt an, welche Prozesse, Strukturen und Organisationseinheiten unter dem Dach des Energiemanagementsystems abgebildet werden.

Hier kann ein Unternehmen die Komplexität des Systems mitbestimmen. Allerdings ist darauf zu achten, dass der Anwendungsbereich, wie vom Unternehmen definiert, auf dem erteilten Zertifikat abgedruckt wird. Das heißt es muss darauf geachtet werden, die wesentlichen energiebestimmenden Bereiche mit einzubeziehen, um die gewünschte Wirkung nach außen darzustellen. Eine unzureichende Einbeziehung von Bereichen, die den Energieverbrauch des Unternehmens mitbestimmen, führt nicht zu den gewünschten Ergebnissen und ist in der negativen Außenwirkung nicht zu unterschätzen.

Zum Beispiel bezieht ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes den Anwendungsbereich seines EnMS aufgrund mangelnder Ressourcen zur Umsetzung des Systems nur auf den Verwaltungsbereich. In der Außendarstellung wird somit ausgedrückt, dass alle Prozesse, Verfahren und Anlagen in der Produktion, dem wahrscheinlich am stärksten energiebestimmenden Bereich des Unternehmens, nicht unter das EnMS fallen und somit hier auch keine Verbesserungen angestrebt werden. Die Wirkung gegenüber Kunden und der Öffentlichkeit eines solchen EnMS läuft sicherlich den Zielen, die mit der Einführung verknüpft sind, entgegen.

Die Definition, wie die kontinuierliche Verbesserung des EnMS und der energiebezogenen Leistung realisiert werden soll, ist ein ebenfalls wichtiger Anforderungspunkt. Hier gilt es einen angepassten und mit den Strukturen des Unternehmens einhergehenden Zielfindungs- und Zielerreichungsprozess aufzubauen (vgl. Abschn. 2.6.5). Hierbei geht es vornehmlich um die stetige Wirksamkeitsprüfung von umgesetzten Maßnahmen, um durch Lerneffekte und Erfahrungen eine dauerhafte Verbesserung in der energetischen Leistung, d. h. sowohl im Verbrauch als auch in der Effizienz, zu erreichen.

Auch der Umgang mit Fehlern sowie Prüfmechanismen dienen der Erreichung dieser Normenanforderung zur kontinuierlichen Verbesserung. Ziel ist es, durch Ursachenanalysen bei entstandenen Abweichungen sowie durch Risikoanalysen und die dauerhafte Überwachung der wichtigsten Energiekennzahlen Fehler und Energieverluste dauerhaft zu vermeiden. Hierzu wird an dieser Stelle auf Abschn. 2.8 und 2.9 verwiesen.

Der kontinuierliche Verbesserungsprozess (KVP) ist dabei dauerhafte und wichtige Aufgabe in einem Managementsystem. Im Mittelpunkt stehen die Optimierung aller energierelevanten Abläufe und die Schonung der energetischen Ressourcen. Hinsichtlich eines erfolgreichen KVP ist die Anwendung von Korrektur- und Vorbeugungsmaßnahmen unabdingbar, wodurch tatsächliche und potenzielle Fehlerursachen in den Abläufen, an den technischen Anlagen oder am Managementsystem selbst wirksam beseitigt werden (siehe auch Abschn. 2.8.4). Berücksichtigt werden müssen dabei Verbesserungsvorschläge und Anregungen sowie Kritik, die aus dem eigenen Unternehmen, von Kunden oder sonstigen interessierten Kreisen kommen können.

Interessierte Kreise werden auch als Stakeholder benannt. Im Unterschied zu Shareholdern, die einen Anteil am Unternehmen haben und daher vor allem eine gewisse Renditeerwartung hegen, haben Stakeholder meist eher ein Interesse an einem langfristigen und stabilen Wert des Unternehmens sowie an nachhaltigem Wachstum durch nachhaltiges Wirtschaften. Interessierte Kreise können die direkte Nachbarschaft des Unternehmens sein, die unmittelbar die Umweltauswirkungen eines Unternehmensstandortes zu spüren

bekommen. Auch Verbände und Vereine, in denen das Unternehmen aktiv ist, können ein Interesse an den Bemühungen des Unternehmens, energieeffizienter und ressourcenschonender zu werden, haben. Das Gesagte gilt ebenfalls für Organisationen und Initiativen für oder gegen Themen, in die das Unternehmen involviert ist. Dies können z. B. Initiativen für erneuerbare Energien, Bürgerbewegungen gegen den Bau von Nahversorgungskraftwerken oder für den Erhalt von besonders schützenswerten Naturgebieten sein.

2.4 Anforderungen an das Management und die Geschäftsführung

Da es sich bei einem EnMS im Sinne der ISO 50001 um ein „Management“-System handelt, werden im Normenabschn. 4.2 klare Vorgaben für die Rolle des Top-Managements definiert. Das heißt die Geschäftsführung und die oberen Managementebenen haben eine Verpflichtung innerhalb des EnMS, deren Einhaltung bewiesen werden müssen.

Innerhalb eines Managementsystems hat die oberste Führungsebene eine Vorbildfunktion inne. Sie beeinflusst alle Mitarbeiter durch ihr Verhalten und ihre Einstellung zu bestimmten Themen. Dieser Top-Down-Ansatz, d. h. die Durchsetzung bzw. Durchdringung von oben nach unten durch eine Hierarchie, muss insbesondere in einem Managementsystem in Bezug auf das Bewusstsein der Mitarbeiter für das Thema sowie den Umgang der Mitarbeiter im Unternehmen mit den Vorgaben und Anforderungen berücksichtigt werden. Nur wenn die Geschäftsführung und alle Mitarbeiter ein System leben und sich so ein Thema wie Energieeffizienz in die Kultur des Unternehmens integriert, können langfristige Erfolge durch das Managementsystem erreicht werden.

2.4.1 Selbstverpflichtung der Geschäftsführung

Die Norm fordert, dass sich die Geschäftsführung eine Selbstverpflichtung zum EnMS auferlegt und einhält. Dies geschieht im Regelfall innerhalb der Energiepolitik eines Unternehmens (siehe Abschn. 2.5).

Der Nachweis über die Einhaltung dieser Verpflichtung erfolgt im Sinne der Norm durch mehrere Punkte:

- die Festlegung des Anwendungsbereiches des EnMS (siehe Abschn. 2.3),
- die Ernennung eines Managementbeauftragten und eventuell Bildung eines Energieteams (siehe Abschn. 2.4.2),
- die Festlegung einer Energiepolitik (siehe Abschn. 2.5),
- die Sicherstellung der Angemessenheit der Energieleistungskennzahlen (EnPIs) (siehe Abschn. 2.6.4),
- die Festlegung von Zielen (siehe Abschn. 2.6.5),
- die Kommunikation der Bedeutung von Energiemanagement (siehe Abschn. 2.7.2),

- die Sicherstellung der Messungen der Leistung des EnMS und der Berichterstattung über die Ergebnisse an die Geschäftsführung (siehe Abschn. 2.8),
- die Durchführung von Bewertungen, auch Management-Review genannt (siehe Abschn. 2.9),

sowie durch

- die Bereitstellung der notwendigen Ressourcen für das EnMS und
- die Einbeziehung der energiebezogenen Leistung in die langfristige Geschäftsplanung.

Bei der Bereitstellung der notwendigen Ressourcen sind nicht nur die Entwicklung und Einführung des EnMS, sondern auch die Aufrechterhaltung und kontinuierliche Weiterentwicklung zu beachten. Des Weiteren müssen hier die Anforderungen an die Qualifikation und das Bewusstsein der Mitarbeiter gemäß der ISO 50001 (siehe Abschn. 2.7.1) und die Anforderungen an die Beschaffung technischer Mittel (siehe Abschn. 2.7.6) sowie die notwendigen finanziellen und zeitlichen Ressourcen in die Ressourcenplanung einbezogen werden.

Die Ergebnisse der energetischen Bewertung (siehe Abschn. 2.6.2) sowie die gesetzten Ziele, müssen in die langfristige Geschäftsplanung einfließen. Das heißt langfristige strategische Unternehmensziele müssen auch Aussagen über die gewünschte Entwicklung im energetischen Bereich und im EnMS enthalten. Ebenfalls kann sich die Geschäftsführung entschließen, wesentliche Trends in den EnPI als Kennzahlen der allgemeinen Unternehmensentwicklung aufzugreifen.

2.4.2 Benennung eines Energiemanagementbeauftragten (EnMB)

Ein Nachweis, den die Geschäftsführung im Zuge ihrer Selbstverpflichtung zum EnMS erbringen muss, ist die Benennung eines oder mehrerer Beauftragter, die die Verantwortung und die Befugnisse für folgende Tätigkeiten im Unternehmen haben:

- die Aufrechterhaltung der Konformität des EnMS zur ISO 50001,
- die Einbeziehung weiterer Personen aus der Geschäftsführung und anderen Teilen des Unternehmens,
- die Berichterstattung an die Geschäftsführung über die energiebezogene Leistung,
- die Berichterstattung an die Geschäftsführung über die Leistung des EnMS,
- die Aufrechterhaltung der Konformität der Planung zur Energiepolitik,
- die Festlegung von Verantwortlichkeiten und Befugnissen im EnMS und deren Kommunikation,
- die Festlegung von Prüfkriterien und -verfahren zur Wirksamkeitsprüfung des EnMS,
- die Förderung des Bewusstseins für Energiemanagement im Unternehmen.

Der Beauftragte ist somit der Hauptverantwortliche für die Aufrechterhaltung des EnMS im Sinne der ISO 50001 im Unternehmen. Er stellt sicher, dass innerhalb des Systems keine Abweichungen von den Normenanforderungen auftreten, bzw. falls Abweichungen auftreten, diese zeitnah korrigiert werden. Je nach Unternehmen, kann der Umfang des Energiemanagements eine Größe erreichen, die nicht mehr von einer Person abgewickelt werden kann. Daher hat der Beauftragte die Befugnis, weitere Personen zu benennen, die mit ihm zusammen ein schlagkräftiges Team für die wesentlichen Themen im Energiemanagement bilden. Das Energieteam unter der Leitung des Energiemanagementbeauftragten berichtet durch die regelmäßige Erstellung von Übersichten zu den wichtigsten Parametern und Kennzahlen in den Bereichen Energieverbrauch, Energieeffizienz und Energieeinsatz sowie über Einsparpotenziale oder negative Entwicklungen direkt an die Geschäftsführung. Weitere wesentliche Inhalte dieser Berichterstattung sind Angaben welche Verbesserungen und Einsparungen generiert werden konnten und ob Abweichungen zu den Anforderungen der ISO 50001 und den selbst festgelegten Auflagen vorliegen.

Bei allen Festlegungen müssen der Beauftragte und sein Team sicherstellen, dass die Umsetzung des EnMS und die geplanten Ziele den Rahmen, den die Energiepolitik vorgibt, nicht verlassen.

Zur weiteren Unterstützung des Energieteams ist es notwendig, dass der Beauftragte die Aufgaben innerhalb des EnMS auf Bereiche im Unternehmen, deren Unterstützung er benötigt, z. B. die Abteilung Technischer Service, verteilt. Er ist dabei auch für die Mitteilung an alle betreffenden Personen im Unternehmen und eventuellen externen Stellen, z. B. Behörden, verantwortlich.

Zur kontinuierlichen Überwachung des EnMS plant der Energiemanagementbeauftragte Audits und andere Überwachungsmechanismen und legt die Kriterien und Methoden fest, nach denen diese Prüfungen stattfinden.

Als eine der wesentlichsten Aufgabe soll der Beauftragte mit seinem Team die Mitarbeiter im Unternehmen für den effizienten und schonenden Umgang mit der Ressource Energie sensibilisieren. Hierzu kann er verschiedenste Methoden nutzen, z. B. Schulungen, Workshops, Newsletter, Flyer oder Plakate. Ein gängiges Beispiel sind Aufkleber über den Lichtschaltern, die an das Ausschalten des Lichtes bei Verlassen des Raumes erinnern.

Dabei können der Beauftragte und die Mitglieder des Energieteams auch weitere Funktionen im Unternehmen inne haben. Allerdings sollte im Sinne der Bereitstellung notwendiger Ressourcen für das EnMS darauf geachtet werden, dass genügend Arbeitszeit für die Tätigkeiten im EnMS zur Verfügung steht. Ein Beauftragter, der nur 20 % seiner Zeit für das EnMS aufwenden kann, ist sicherlich nicht in der Lage, alle Aufgaben in hoher Qualität zu erfüllen.

Das Unternehmen muss ebenfalls nachweisen, dass die entsprechenden Kompetenzen und Qualifikationen für diese Position bei der ausgewählten Person oder dem Personenkreis vorhanden sind, bzw. wie diese angeeignet werden, z. B. durch Schulungen und Seminare (siehe Abschn. 2.7.1).

Nachfolgendes Beispiel gibt die Inhalte einer Stellenbeschreibung eines Energiemanagementbeauftragten wieder.

Stellenbezeichnung: Energiemanagement-Beauftragter nach ISO 50001

Stelleninhaber: Frau B. Beispiel **seit:** XX.XX.2014

Aufgaben:

- Sicherstellung der Konformität des EnMS zur ISO 50001 und zur Energiepolitik der Geschäftsleitung
- Führen des Energieteams und Festlegung sowie Kommunikation der wesentlichen Verantwortlichkeiten innerhalb des EnMS in Abstimmung mit der Geschäftsleitung
- Berichterstattung an die Geschäftsführung über die energiebezogene Leistung und die Leistung des EnMS
- Durchführung von Wirksamkeitsprüfungen innerhalb der Verfahren des EnMS
- Sensibilisierung und Schulung der Mitarbeiter zum Thema Energieeinsparung und Energieeffizienz

Benötigte Kompetenzen/Qualifikationen:

- Kenntnisse über die Inhalte und die Anwendung der DIN EN ISO 50001:2011
- Kenntnisse der DIN EN ISO 19011
- Kenntnisse über die Grundlagen der Energietechnik
- Kenntnisse über die Grundlagen des Energierechts
- Kenntnisse des Projektmanagement
- Kenntnisse in der Personalführung
- Kommunikative Fähigkeiten
- Kenntnisse im Umgang mit folgenden EDV-Systemen:
 - MS Office
 - _____
 - _____
- Sprachenkenntnisse
 - Deutsch verhandlungssicher in Wort und Schrift
 - Englisch fließend in Wort und Schrift
 - _____

Zur Darstellung der Positionierung im Unternehmen siehe Organigramm vom XX.XX.2014

Der Stelleninhaber nimmt diese Stellenbeschreibung zur Kenntnis und erklärt sich mit der damit übertragenen Aufgabe einverstanden. Mit der Unterschrift bestätigen die Geschäftsleitung und der Stelleninhaber das Vorhandensein der benötigten Kompetenzen und Qualifikationen, bzw. die Aneignung innerhalb der nächsten 6 Monate.

Datum XX.XX.2014

Datum XX.XX.2014

Geschäftsleitung

Stelleninhaber

In der Praxis hat sich gezeigt, dass die Bildung eines interdisziplinären Energieteams mit Mitgliedern der wichtigsten Unternehmensbereiche Produktion, Technik, Einkauf und Controlling zu wesentlichen Vorteilen bei der Optimierung der energetischen Prozesse führt.

2.5 Energiepolitik der Geschäftsführung

Zur Darstellung der strategischen Ausrichtung des EnMS und um einen Rahmen für die Planung und Zielgestaltung der energiebezogenen Aktivitäten zu bilden, muss die Geschäftsführung eine Politik zum Themenfeld des Energiemanagements festlegen.

Solch eine Energiepolitik ist ähnlich der allgemeinen Unternehmenspolitik Ausdruck der Unternehmenskultur in Bezug auf das Thema Energie. Sie stellt dar, wie das Unternehmen mit der Ressource Energie umgehen möchte und welche Strategie zum Energiesparen verfolgt wird. In die Politik wird meist auch die Selbstverpflichtung der obersten Leitungsebene (siehe Abschn. 2.4.1) eingebunden.

Die ISO 50001 stellt einige Anforderungen an die Energiepolitik, die nachfolgend erläutert werden.

- a) Angemessenheit
Größe, Komplexität und Kultur eines Unternehmens spielen bei der Ausgestaltung eines Managementsystems eine wesentliche Rolle. Eine allzu hochtrabende Politik entspricht sicherlich nicht der Kultur in einem kleineren Handwerksbetrieb, während eine eher kurz und schlicht formulierte Politik nicht für eine Aktiengesellschaft geeignet ist.
- b) Verpflichtung zur Verbesserung
Die Geschäftsführung verpflichtet sich und das Unternehmen, mit der Politik die gemeinsame energiebezogene Leistung stetig zu verbessern. Dabei kann bereits in der Politik umrissen werden, die der KVP im Sinne der ISO 50001 innerhalb des Unternehmens umgesetzt wird.
- c) Verpflichtung zur Bereitstellung von Ressourcen und Informationen
Die Geschäftsführung muss sich dazu verpflichten, ausreichend Ressourcen und Informationen für den Betrieb des EnMS bereitzustellen. Die Bereitstellung erfolgt durch die Entscheidungen, die die oberste Managementebene im Zuge der Management-Bewertung trifft. Diese werden in Abschn. 2.9 dargestellt.
- d) Verpflichtung zur Einhaltung von rechtlichen und anderen Anforderungen
Die Geschäftsführung verpflichtet sich und das Unternehmen, alle rechtlichen und selbst festgelegten Anforderungen im Themenfeld Energie einzuhalten. Hierbei ist darauf zu achten, diese Verpflichtung, die bereits durch die geltende Gesetzgebung obligatorisch ist, so zu formulieren, dass keine rechtsverbindliche Aussage entsteht. Die Aussage, dass alle Gesetze zu jeder Zeit vollständig eingehalten werden, kann in Bezug auf die haftungsrechtliche Absicherung der Geschäftsführung problematisch sein.
- e) Rahmen für Ziele
Eine Unternehmenspolitik gilt immer auch als strategischer Rahmen für die Ziele im Unternehmen. Daher muss innerhalb der Energiepolitik eine auf die Zukunft des Unternehmens ausgerichtete Strategie für den Umgang mit Energie ausformuliert sein.

- f) Unterstützung bei der Beschaffung effizienter Produkte
Die Energiepolitik soll neben einem strategischen Rahmen für Energiemanagement auch eine Motivation zur Beschaffung von Produkten und Dienstleistungen, die eine Verbesserung der energiebezogenen Leistung herbeiführen, bieten. Dies kann im strengsten Fall durch eine Verpflichtung aller Mitarbeiter zum Einsatz solcher effizienter Techniken erfolgen, oder weicher dargestellt, durch die Formulierung, dass der Austausch der aktuellen Technik durch hocheffiziente Entwicklungen, ein langfristiges strategisches Ziel im Energiemanagement darstellt.
- g) Die Politik muss dokumentiert und kommuniziert werden
Die Geschäftsführung muss die Politik in schriftlicher oder anderer Form festhalten und den Mitarbeitern im Unternehmen aktiv erläutern. Dies kann z. B. durch Abteilungsworkshops oder Betriebsversammlungen erfolgen. Ein schlichter Aushang der Politik ist keine aktive Kommunikation und daher im Sinne der Norm nicht ausreichend.
- h) Regelmäßige Prüfung und Aktualisierung der Politik
Die Politik muss regelmäßig auf die o. g. Punkte und Inhalte geprüft werden. Dies kann z. B. im Zuge der Managementbewertung realisiert werden (siehe Abschn. 2.9).

Folgendes Beispiel für eine Energiepolitik gibt Anregungen zur Gestaltung.

Politik zum Energiemanagementsystem

Nachhaltigkeit ist für unser Unternehmen von entscheidender Bedeutung.

Daher ist unser Ziel, durch die systematische Analyse des Energieverbrauches und die Entwicklung und Umsetzung von technischen und organisatorischen Konzepten zur Energieeinsparung die Nachhaltigkeit unseres Handelns gegenüber unseren Kunden und unserer Umwelt kontinuierlich zu verbessern.

Aus diesen Gründen verpflichtet die Unternehmensleitung sich und alle Mitarbeiter, die im Managementsystem festgelegte Organisation aktiv anzuwenden und laufend zu verbessern.

Die Einhaltung der rechtlichen Verpflichtungen ist für uns dabei ein Mindeststandard. Die Geschäftsleitung informiert die Mitarbeiter über bestehende Forderungen unserer Kunden und des Gesetzgebers. Sie formuliert und lebt eine klare Energiepolitik, konkretisiert diese durch Ziele und legt eindeutige Strategien zur Zielerreichung fest. Sie stellt die für die Anwendung des Energiemanagementsystems notwendigen Mittel zur Verfügung und führt regelmäßige Bewertungen der Wirksamkeit des Managementsystems durch.

Datum XX.XX.2014

Geschäftsleitung

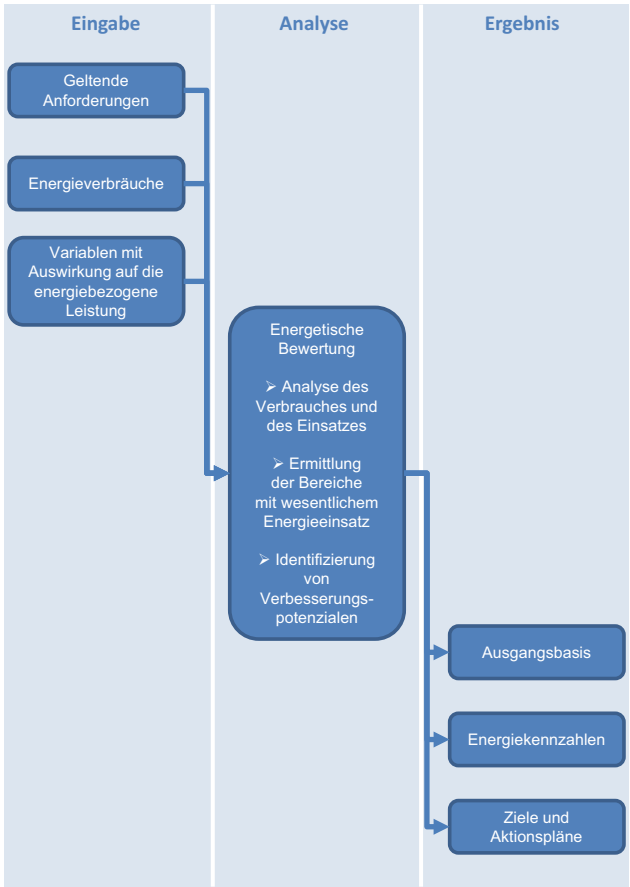
2.6 Energieplanung

Das Unternehmen muss einen Prozess einführen, um energiebezogene Aktivitäten zu planen. Dieser muss im Einklang mit der Politik stehen, der kontinuierlichen Verbesserung dienen und eine Prüfung der energiebezogenen Aktivitäten beinhalten.

In dieser Normenanforderung geht es um die organisatorische Ausgestaltung des Energiemanagementsystems. Bei der Entwicklung des Planungsprozesses müssen sowohl die strategische Ausrichtung, die in der Energiepolitik festgeschrieben ist, als auch das Ziel, stetig die Energieeffizienz zu verbessern, vom Unternehmen berücksichtigt werden. Des Weiteren wird bereits in der Planung definiert, wie das Unternehmen Abläufe, Tätigkeiten und die Nutzung technischer Einrichtungen, die einen Einfluss auf den Energieverbrauch und die Energieeffizienz haben, auf die Hebung von Verbesserungspotenzialen und Entwicklungen der energetischen Leistung hin analysieren und überwachen wird.

Abbildung 2.3 zeigt die wesentlichen Bestandteile der Energieplanung gemäß ISO 50001.

Abb. 2.3 Energieplanungsprozess



Wesentlicher Bestandteil der Energieplanung ist der Aufbau und die Durchführung der energetischen Bewertung (siehe Abschn. 2.6.2). Diese dient der Schaffung einer klaren Sicht auf die energetische Struktur des Unternehmens und sollte nicht nur technische Daten sondern auch organisatorische Themen beleuchten. Weiterhin führt die Energieplanung zur Schaffung einer einheitlichen Datengrundlage für die weitere Umsetzung des EnMS. Wesentlicher Inhalt sind neben dem aktuellen Stand der Energieverbräuche auch Angaben zur Energieeffizienz sowie zu geltenden und einzuhaltenden Anforderungen und der aktuellen Gesetzeslage. Im Zuge dieser Betrachtung muss das Unternehmen alle den Energieverbrauch und die Energieeffizienz beeinflussende Größen, die durch das Unternehmen beeinflusst werden können, wie z. B. Betriebszeiten der Anlagen oder Kompetenzgrad der Mitarbeiter, sowie Variablen, die nicht beeinflussbar sind, wie z. B. Witterungsfaktoren oder kundenspezifische Vorgaben an Fertigungszeiten, ermitteln.

Ziel der Energieplanung ist, strategische und operative Ziele für das Energiemanagement abzuleiten.

2.6.1 Ermittlung der Anforderungen

Im Zuge der Energieplanung muss eine Aufnahme aller geltenden Anforderungen erfolgen. Dadurch regelt die ISO 50001 die Einhaltung der Selbstverpflichtung, die innerhalb der Energiepolitik gefordert ist (siehe Abschn. 2.5). Zu den geltenden Anforderungen zählen rechtliche Vorgaben, Forderungen anderer im Umfeld des Unternehmens stehender Kreise, z. B. Kunden oder Muttergesellschaften, und selbstauferlegte Verpflichtungen aus der Unternehmenspolitik und -strategie.

Alle Anforderungen zu denen das Unternehmen verpflichtet ist oder sich selbst verpflichtet hat, müssen ermittelt und umgesetzt werden. Dabei gelten die Anforderungen selbst als Information. Damit ist der Zugang zu den relevanten Dokumenten innerhalb des Energiemanagementsystems zwingend erforderlich. Die ermittelten Anforderungen sind bei der Energieplanung zu berücksichtigen. Des Weiteren sind die Verpflichtungen regelmäßig, z. B. im Zuge der Managementbewertung, auf Aktualität zu prüfen.

Bei der Ermittlung geltender Anforderungen müssen auch rechtliche Regelungen zu Entlastungen, z. B. gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) oder Stromsteuergesetz (StromStG) und Energiesteuergesetz (EnergieStG) aufgenommen werden, um Möglichkeiten nicht investiver Maßnahmen zur Generierung von Energiekosteneinsparungen betrachten zu können.

Die Kenntnis über rechtliche Anforderungen und Möglichkeiten ist Voraussetzung für ein adäquates und erfolgreiches Energiemanagement, da das Thema Energie stark durch Gesetze beeinflusst ist. Diese können aus drei Rechtsbereichen mit unterschiedlichen Wirkungen und Geltungsbereichen kommen:

1. Europarecht

a) Richtlinien

Diese müssen von den Mitgliedsstaaten in geltendes Recht umgewandelt werden und haben somit einen Leitbildcharakter für zukünftige Gesetzesentwicklungen. Aus diesem Grund kann es Sinn machen, diese bei der Planung zu berücksichtigen noch bevor sie in geltendes Recht umgesetzt werden.

b) Verordnungen

Diese gelten sofort und unmittelbar für alle Mitgliedsstaaten und müssen daher als eigenständige Gesetze betrachtet werden.

2. Bundesrecht

a) Gesetze

Grundlegende einzuhaltende Regelungen, die durch ein entsprechendes Gesetzgebungsverfahren entstanden sind.

b) Verordnungen

Verordnungen regeln Einzelheiten zu Gesetzen und dienen der Präzisierung der einzuhaltenden Anforderungen und Verpflichtungen. Sie sollten daher separat aufgenommen werden, da sie meist die konkreteren Anforderungen an Unternehmen beinhalten.

3. Verwaltungsvorschriften

a) Satzungen

Diese werden durch Gemeinden oder Anstalten des öffentlichen Rechts, wie z. B. Kammern, erlassen, z. B. Abfallsatzungen oder Abwassersatzungen.

b) Verwaltungsakte

Mit Verwaltungsakten werden Einzelfälle geregelt, z. B. Bescheide oder Genehmigungen, die bei der entsprechenden Behörde beantragt werden müssen, z. B. Genehmigungsbescheid zu Errichtung und Betrieb einer nach Bundesimmissionschutzgesetz (BImSchG) genehmigungsbedürftigen Anlage.

Die Anforderungen, die für das Unternehmen im Zuge des EnMS gelten, sollten übersichtlich und mit Verantwortlichkeitsbereichen sowie den Zyklen zur Prüfung auf Vollständigkeit dargestellt werden. Eine Möglichkeit ist das Rechtsverzeichnis. Dieses bezeichnet eine tabellarische Aufstellung aller Anforderungen mit den wesentlichsten Inhalten und den Bereichen im Unternehmen, für die diese gelten.

Tabelle 2.1 zeigt einen beispielhaften Auszug aus einem Rechtsverzeichnis.

2.6.2 Energetische Bewertung der Organisation

Die Norm fordert ein Verfahren zur Schaffung einer Datengrundlage für das EnMS. Die Ansprüche sind die Identifikation von Bereichen mit wesentlichem Energieeinsatz und die Aufzeichnung der Ergebnisse. Dieses als energetische Bewertung benannte Verfahren muss nach definierten Kriterien und Methoden erfolgen.

Tab. 2.1 Auszug eines Rechtsverzeichnisses

Rechtsvorschrift/Anforderung	Verantwortlich	Letzte Prüfung	Nächste Prüfung
Energiesteuergesetz 18.07.2014 – Abgabe von Steueranmeldungen zum 31. Mai für das vorangegangene Kalenderjahr – Einhaltung der Pflichten im Zusammenhang mit der Eigenschaft als Erdgaslieferer, z. B. Führen eines Belegheftes, Mitteilung von Änderungen	Abteilungsleiter Recht	01.08.2014	01.12.2014
Energiewirtschaftsgesetz 21.07.2014 – Anzeige der Aufnahme und Beendigung der Belieferung von Haushaltskunden mit Energie sowie Anzeige der Änderung der Firma bei der BNetzA – Regelung der Offshore-Umlage – Pflicht zum Einbau von Smart-Metern bei Neubauten und Totalsanierungen sowie Haushalte mit > 6000 kWh/a und PV-Anlagen > 7 kW	Abteilungsleiter Beschaffung	23.08.2014	23.01.2015
....			

Die energetische Bewertung dient dazu, die Energieflüsse im Unternehmen, die Einflussmöglichkeiten sowie potenzielle Einsparmöglichkeiten festzustellen.

Die energetische Bewertung muss gemäß ISO 50001 beinhalten:

- a) Die Analyse des Energieeinsatzes und des Energieverbrauches, d. h.
 - die Ermittlung der aktuellen Energiequellen und
 - die Bewertung des aktuellen und bisherigen Verbrauchs sowie der Leistung.
- b) Die Identifikation der Bereiche mit wesentlichem Energieeinsatz, sowie
 - aller Einflussfaktoren, die den Energieeinsatz wesentlich beeinflussen,
 - z. B. Anlagen, Prozesse, Systeme, internes und externes Personal, Regelungsvariablen, Witterung etc.,
 - eine Bewertung der aktuellen energiebezogenen Leistung (Verbrauch und Effizienz) und
 - die Erstellung von Prognosen über den zukünftigen Energieeinsatz und die Verbräuche.
- c) Das Identifizieren, Priorisieren und Aufzeichnen von Verbesserungspotenzialen.

Diese Bewertung muss in festgelegten Abständen und bei größeren Änderungen der ermittelten Einflussfaktoren erfolgen. Spricht die Norm von regelmäßig oder festgelegten Abständen wird in der Praxis der Zertifizierer die Interpretation mindestens jährlich angewendet.

Die energetische Bewertung stellt den wichtigsten Schritt bei der Entwicklung und Einführung eines EnMS nach ISO 50001 dar. Sie ist somit wesentliches Kernelement

des entstehenden Systems und die Grundlage für weitere Anforderungen der Norm, z. B. die Entwicklung von Zielen (siehe Abschn. 2.6.5) und die Ablauflenkung (siehe Abschn. 2.7.4). Die energetische Bewertung dient der Untersuchung des Unternehmens, um die Basis für energetische Verbesserungen und die Formulierung von Zielen zu bilden. Eine strategische Richtung kann nur klar definiert werden, wenn der aktuelle Bestand und die Entwicklungen der Vergangenheit bekannt sind.

Die Norm fordert die Identifizierung und Betrachtung der Bereiche mit wesentlichem Energieeinsatz, d. h. die Anlagen und Prozesse mit dem größten Einfluss auf den Energieverbrauch und die Energieeffizienz des Unternehmens sowie das in diesen Bereichen tätige interne und externe Personal. Dieser Ansatz ist sehr sinnvoll, da auch im Bereich der Energienutzung das Pareto-Prinzip Anwendung finden kann. Dieses Prinzip besagt, dass 80 % eines Ergebnisses auf 20 % der Eingaben zurückzuführen sind.

Auf den Energiebereich bezogen bedeutet dies, dass 20 % aller technischen Anlagen 80 % des Gesamtenergieverbrauches verursachen. Diese 20 % sollen nun im Zuge der energetischen Bewertung identifiziert werden, da Maßnahmen in diesen Bereichen, bzw. an diesen Anlagen die größten Effekte auf den Gesamtverbrauch haben.

Maßnahmen in anderen Bereichen führen auch zu Einsparungen, die sich aber im Gesamtenergieverbrauch nur sehr gering niederschlagen und somit nicht zu klaren Verbesserungen führen. Zum Beispiel eine Maßnahme an der Deckenbeleuchtung einer Produktionshalle hat nicht den gleichen Effekt, wie eine Investition in die Produktionsanlagen selber, da die Beleuchtung nicht zu den 20 % der Anlagen gehört, die wesentlichen Anteil am Gesamtverbrauch haben.

Hinter der energetischen Bewertung steht das Prinzip einer Potenzialanalyse für Energieeinsparungen mit drei klar von der Norm vorgegebenen Zielen:

- a) Feststellung des Energieflusses im Unternehmen,
- b) Bewertung des aktuellen Status aus energetischer Sicht,
- c) Definition von Maßnahmen zur Verbesserung.

Die Vorgehensweise ist wie folgt:

1. Datenaufnahme

Es sollten die Verbräuche der letzten 3 Jahre getrennt nach Energieträgern gesammelt und tabellarisch dargestellt werden. Als Grundlage für die Analyse wie sich die Verbräuche zusammensetzen, muss anschließend eine Aufnahme aller größeren Verbraucher erfolgen. Es ist von Vorteil diese nach den einzelnen Unternehmensbereichen, z. B. Produktion, Verwaltung, allgemeine technische Gebäudeausrüstung etc., zu gliedern. Die Aufnahme beinhaltet alle wesentlichen Parameter der technischen Anlagen, z. B. Leistung, Baujahr, Zustand, Steuerungsparameter, Betriebszeiten, An- und Abfahrverhalten. Auch wichtige Gebäudeparameter, wie z. B. Dämmung, Bauweise und die Anzahl und Größe der Fensterflächen sollten mit aufgenommen werden. Neben technischen Daten gibt es weitere relevante Faktoren für den Energieverbrauch und die Effizienz, wie z. B. Wetterdaten, die

sich in Form von Gradtagszahlen (siehe Abschn. 2.6.3) abbilden lassen, Instandhaltungsabläufe, Energieverträge und Betriebsabläufe. Diese sollten ebenso wie bereits geplante Maßnahmen und bekannte Probleme, z. B. Zugluft, Temperaturschwankungen insbesondere im Sommer usw., in die Datensammlung einfließen.

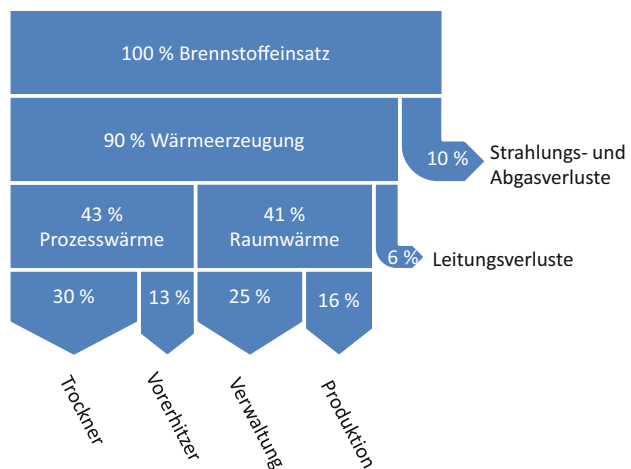
2. Datenanalyse

Ein wesentlicher Bestandteil der Datenauswertung ist die Analyse von Trends und Entwicklungen in den Energieverbräuchen sowie ein Vergleich mit Branchenstandards oder anderen Unternehmensteilen in Form von Benchmarks. Eine Benchmark dient zum Vergleich der eigenen Daten mit vergleichbaren Werten. Dies kann z. B. ein Vergleich unter einzelnen Unternehmensteilen oder Standorten sein, eine interne Benchmark, sowie ein Vergleich innerhalb der Branche, auch externe Benchmark genannt. Solche Vergleichswerte kann man über Bundesämter, z. B. Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, oder Energieagenturen, z. B. Sächsische Energieagentur SAENA GmbH, erhalten. Sind belastbare und vor allem wirklich vergleichbare Werte zugänglich, hilft die Benchmark die eigenen Daten realistisch bewerten zu können. Somit kann die Benchmark einen wertvollen Teil zur energetischen Bewertung beitragen und die objektive und konsequente Vorgabe von Zielen fördern.

Zum besseren Verständnis der Energieverbräuche empfiehlt es sich, ein Energieflussdiagramm zu erstellen (auch Sankey-Diagramm genannt), wie in Abb. 2.4 dargestellt. Dieses zeigt graphisch auf, wie die eingesetzte Energie im Unternehmen genutzt wird.

Anhand des Diagramms und der Erkenntnisse aus der Datenaufnahme können die Bereiche, Anlagen und Prozesse mit den wesentlichsten Anteilen am Gesamtenergieverbrauch des Unternehmens festgestellt werden. Diese werden als wesentliche Energieeinsatzbereiche gekennzeichnet. In Abb. 2.4 sind der Trockner im Bereich der Prozesstechnik und im Bereich Raumwärme die Verwaltung, als wesentlich zu kennzeichnen.

Abb. 2.4 Energieflussdiagramm



Nun müssen auch die einzelnen Prozesse, die im Zusammenhang mit den festgestellten Großverbrauchern stehen, hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf den Gesamtenergieeinsatz des Unternehmens bewertet werden. Diese Prozesse können z. B. Instandhaltungsabläufe, Betriebsabläufe und Tätigkeiten in Bezug auf An- und Abfahrverhalten, z. B. bei Schichtwechsel, sein. Eine Schnittstellenanalyse hilft, die Tätigkeiten zu identifizieren, die einen Bezug zu den Bereichen mit wesentlichem Energieeinsatz haben.

Die Analyse von Prozessen hinsichtlich ihrer energetischen Wirtschaftlichkeit ist sicherlich eine der schwierigsten Anforderungen der ISO 50001. Eine Möglichkeit ist die Bewertung der Prozesse ähnlich einer Fehler-Möglichkeiten-und-Einfluss-Analyse (FMEA; siehe Abschn. 2.8.4). Die identifizierten Tätigkeiten und Prozesse werden dabei hinsichtlich folgender Kriterien gewichtet. Die Gewichtung erfolgt mittels einer Punktevergabe von 1 bis 10 je nachfolgendem Kriterium.

- Wie direkt nimmt die Tätigkeit Einfluss auf den Energieeinsatz?
- Wie groß sind die Auswirkungen der Tätigkeit auf den Energieeinsatz?
- Ist die Tätigkeit abhängig vom Energieeinsatz durchführbar?

Da eine Bewertung von Prozessen subjektiv geprägt ist, muss diese Aufgabe innerhalb eines Teams aus Prozessspezialisten und Prozessmitarbeitern durchgeführt werden.

Die Punkte der einzelnen Kriterien werden durch Aufsummieren zu einer Gesamtaussage verbunden. Dieser Energieeffizienzfaktor (EEF) ist vergleichbar mit der Risikoprioritätszahl aus der FMEA und dient der Identifizierung besonders energierelevanter Verfahren innerhalb eines Prozesses. Durch Darstellung des Mittelwertes und dem höchsten vorkommenden EEF wird ein gesamter Prozess bewertet.

Daraus ergibt sich eine nach ihrem Einfluss auf den wesentlichen Energieeinsatz des Unternehmens bewertete Prozessmatrix. Diese dient als Ausgangsbasis für die Ablauflenkung (siehe Abschn. 2.7.4) und somit für eine der KVP-Ketten (siehe Abschn. 2.2.3) innerhalb der Norm.

Folgendes Beispiel verdeutlicht diese Bewertung:

Beispiel

Als ein wesentlicher Energieeinsatzbereich wurde aufgrund des Anteils am Gesamtwärmeverbrauch die Trocknungsanlage in der Produktion festgelegt.

Folgende Prozesse wurden an dieser Anlage identifiziert:

- Betrieb,
- Wartung,
- Notabschaltung.

Die EEF-Bewertung erfolgt am Beispiel des Betriebsprozesses. Dieser gliedert sich in folgende Verfahren:

- 1) Anschalten der Anlage,
- 2) Einstellen der Betriebsparameter Temperatur und Bandlaufgeschwindigkeit in Abhängigkeit der geplanten zu produzierenden Stückzahl,
- 3) Überwachen der Betriebsparameter im laufenden Betrieb,
- 4) Stoppen des Bandes während der Pausenzeiten,
- 5) Übergabe bei Schichtwechsel,
- 6) Abschalten der Anlage.

Im ersten Schritt werden die einzelnen Verfahren innerhalb des Prozesses Betrieb des Trockners anhand der drei Kriterien, Direktheit und Ausmaß des Einflusses sowie Abhängigkeit der Tätigkeit von energetischen Gesichtspunkten bewertet.

- 1) Das Anschalten der Anlage hat einen direkten Einfluss auf den Energieeinsatz und somit den Faktor 10. Das Ausmaß auf den Energieverbrauch ist relativ groß, auch wenn das reine Einschalten noch nicht den Energieverbrauch maßgeblich erhöht, da der Verbrauch wesentlich von den Betriebsparametern und der Betriebsdauer abhängt. Daher wird hier der Faktor 6 vergeben. Das Anschalten der Anlage ist nicht abhängig von energetischen Gesichtspunkten sondern wird durch den zeitlichen Ablauf des Produktionsbetriebes bestimmt. Daher wird hier eine 1 vergeben. Somit ergibt sich für das Verfahren des Anschaltens ein EEF von 17.
- 2) Das Einstellen der Betriebsparameter bedingt sofort eine Änderung des Energieeinsatzes und hat somit unmittelbaren Einfluss. Daher wird auch für diese Tätigkeit ein Faktor von 10 vergeben. Das Ausmaß der Betriebsparameter auf den Energieverbrauch ist sehr hoch und hat daher einen Faktor von 10. Allerdings werden auch die Betriebsparameter an den Anforderungen der Produktion orientiert. Daher ist der Faktor für die Abhängigkeit von energetischen Kriterien ebenfalls 1. Der EEF beträgt somit 21.
- 3) Die Überwachung der Betriebsparameter hat nur noch einen unmittelbaren Einfluss auf den Energieeinsatz, da diese bereits definiert und eingestellt worden sind. Daher ist der Faktor 7. Das Ausmaß der Tätigkeit auf den Energieverbrauch ist dabei groß, da eine Überwachung sicherstellt, dass einzelne Parameter nicht ausreißten und die Anlage somit im Optimalzustand betrieben werden kann. Der Ausmaß-Faktor beträgt 9. Die reine Überwachung der Betriebsparameter geschieht wie das Einstellen aufgrund von produktionsspezifischen Vorgaben und hat somit einen Abhängigkeits-Faktor von 1. Daher hat die Überwachung der Anlage einen EEF von 17.
- 4) Das Stoppen des Laufbandes hat einen unmittelbaren Einfluss auf den Energieeinsatz und somit einen Faktor von 10. Das Ausmaß auf den Energieverbrauch ist hoch und bedingt daher einen Faktor von 10. Das Abschalten während der Pausen geschieht zu einem Großteil aus energetischer Sicht, daher ist hier der Faktor 8. Der EEF für das Abschalten während der Pausen beträgt 28.

- 5) Die Übergabe der Anlage während des Schichtwechsels hat keinen direkten Einfluss auf den Energieeinsatz. Auch ist das Ausmaß der Veränderung des Energieverbrauches durch diese Tätigkeit eher gering. Beide Kriterien haben den Faktor 1. Die Übergabe erfolgt auch nicht aufgrund energetischer Gesichtspunkte daher ebenfalls Faktor 1. Der EEF beträgt somit 3.
- 6) Das Abschalten der Anlage ist gleich anzusehen wie das Anschalten und hat daher ebenfalls einen EEF von 17.

In der Gesamtbewertung hat der Betriebsprozess des Trockners in der Produktion durch Bildung des Mittelwertes und Darstellung des Maximums einen Energieeinflussfaktor von 17/28.

Für den Trockner ergibt sich nach Bewertung der weiteren identifizierten Prozesse eine Prozessmatrix (siehe Tab. 2.2). Aus dieser Matrix ist ersichtlich, dass der Prozess Wartung am Trockner die höchste energetische Wesentlichkeit hat und somit innerhalb des Energiemanagementsystems eine detaillierten Betrachtung bedarf.

Tab. 2.2 Prozessmatrix Trockner

	Trockner
Betrieb	17/28
Wartung	22/25
Notabschaltung	17/20

Durch diese Analysen können die Bereiche mit wesentlichem Energieeinsatz, d. h. mit dem größten Anteil am oder dem höchsten Einfluss auf den Gesamtverbrauch, bzw. mit den meisten Möglichkeiten der Einflussnahme durch das Unternehmen, abgeleitet werden. Anschließend werden die Personen oder Stellen im Unternehmen aufgenommen, die in diesen Bereichen tätig sind.

Um den letzten Punkt der energetischen Bewertung einzuleiten, die Ableitung von Zielen und Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz bzw. zur Senkung des Energieverbrauches, muss nun ein Vergleich mit dem aktuellen Stand der Technik erfolgen.

Der aktuelle Stand der Technik sind nach aktuellen Stand der Wissenschaft und Praxis machbare technische Lösungen, die im Allgemeinen durch die Verbände, z. B. VDI – Verein deutscher Ingenieure, VDE – Verband der Elektrotechnik und VDMA – Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau, festgelegt werden. Diese Verbände sind zum Großteil in der Dachorganisation DVT – Deutscher Verband technisch-wissenschaftlicher Vereine Mitglied.

Der „Stand der Technik“ ist nicht gleichzustellen mit den „anerkannten Regeln der Technik“, da Letztgenannte in der Praxis erprobte und bewährte Techniken und Verfahren bezeichnen, während der „Stand der Technik“ die aus der Forschung kommenden Entwicklungen bezeichnet, wie sie z. B. auf Messen vorgestellt werden. Im Vergleich dazu stellte der „Stand der Wissenschaft und Technik“ Entwicklungen dar, die wissenschaftlich

als richtig und unanfechtbar gelten, auch wenn sie noch nicht in der Praxis genutzt werden. Daher ergibt sich eine Abstufung der Begriffe, wobei die Vorstufen ebenfalls erfüllt sein müssen:

Stand der Wissenschaft und Technik:	Stand der Technik,
Stand der Forschung:	in der Forschung und Praxis bekannt,
anerkannte Regeln der Technik:	in der Praxis langjährig bewährt.

Vor allem im Bereich der Energieeffizienz wurden in den letzten Jahren enorme Fortschritte in den Bereichen Anlagentechnik, wie z. B. Antriebsmotoren oder Pumpentechnik, Gebäudetechnik, wie z. B. Leuchtmittel oder Dämmmaterialien, und Konsumgütern, wie z. B. Kühlschränken, gemacht.

Der Vergleich mit dem aktuellen Stand der Technik ermöglicht einen Blick auf die effizientesten Lösungsmöglichkeiten nach den modernsten Standards. Diese Ansätze sind zwar aufgrund ihrer meist noch nicht gegebenen Wirtschaftlichkeit eher utopisch anzusehen, geben aber wertvolle Hinweise wohin die Entwicklung im eigenen Unternehmen gehen kann und sollte somit als langfristiger Entwicklungs-Leitfaden betrachtet werden. Operative Ziele, die aufgrund solcher Vergleiche festgeschrieben werden, sind Teilschritte hin zu einer möglichst hohen und zukunftssicheren Energieeffizienz im Unternehmen.

3. Ausarbeitung von Maßnahmen

Durch den Vergleich mit dem Bestmöglichen und den Erkenntnissen welche Faktoren den Energieeinsatz beeinflussen, lassen sich technische und organisatorische Maßnahmen formulieren, die zu Verbesserungen führen (siehe Abschn. 2.6.5). Anschließend wird jede Maßnahme im Detail auf die Höhe der jährlichen Einsparungen, die Kosten und die Wirtschaftlichkeit untersucht. Diese Maßnahmen werden anschließend nach einem von dem Unternehmen selbst festzulegenden Schema (z. B. statische Amortisationszeit oder einer anderen Wirtschaftlichkeitskennzahl) priorisiert und festgehalten. Bei der Ausarbeitung von Maßnahmen muss der Energiemanagementbeauftragte eng mit den technischen Abteilungen und den für den Betrieb der Anlagen verantwortlichen Bereichen des Unternehmens zusammenarbeiten. Schließlich sind dort das technische Know-how und die Erfahrungen mit der Anlagentechnik vorhanden. Auch kann an dieser Stelle eine externe Unterstützung durch einen erfahrenen Energieberater hilfreich sein.

4. Erstellung von Prognosen

Als letzten Schritt erfordert die Norm eine Darstellung des zukünftigen Verbrauches mit und ohne Durchführung der Maßnahmen. Die Prognose ermöglicht einen Trendvergleich für die Zukunft und hilft bei der Argumentation über die Notwendigkeit von Verbesserungsdurchführungen. Prognosen können durch eine einfache Fortschreibung der Verbrauchsentwicklungen aus der Vergangenheit auf die Zukunft erarbeitet werden. Eine kompliziertere aber auch genauere Variante ist die Detailplanung anhand von Planzahlen für die Produktion und die Hochrechnung mit spezifischen Energiekennzahlen je Produkt,

Tab. 2.3 Auszug einer energetischen Bewertung

Bereich	Energieträger	Verbraucher	Verbrauch letzte Periode	Bewertung
Produktion	Strom	Beleuchtung Halle	1.478.883 kWh	C
Produktion	Strom	Klimatisierung Halle	729.478 kWh	B
Produktion	Wärme	Trockner	1.186.537 kWh	B
Produktion	Wärme	Vorerhitzer	514.166 kWh	B
Verwaltung	Strom	Beleuchtung Büroräume	183.455 kWh	A
Verwaltung	Strom	Beleuchtung Büroräume	183.455 kWh	A
Allgemein	Wärme	Heiz-Zentrale	3.955.124 kWh	C
...	...	...	...	...

Bewertungsschema: **A** Verbrauch Strom < 250 MWh, Verbrauch Wärme < 500 MWh, **B** Verbrauch Strom 250–1000 MWh, Verbrauch Wärme 500–1100 MWh, **C** Verbrauch Strom > 1000 MWh, Verbrauch Wärme > 1100 MWh, **B** und **C** → als wesentlicher Energieeinsatzbereich eingestuft

bereinigt um Einsparungseffekte durch in Umsetzung befindliche oder geplante Maßnahmen.

Tabelle 2.3 zeigt den Auszug einer energetischen Bewertung eines Produktionsbetriebes.

2.6.3 Ausgangsbasis

Das Unternehmen muss für die Betrachtung seiner Energieverbräuche und Entwicklungen eine feste Basis, auch Baseline genannt, definieren. An dieser Basis werden alle nachfolgenden Zeiträume verglichen.

Als Basis für Analysen im Energiemanagement kann z. B. ein bestimmtes Geschäftsjahr definiert werden. Bei der Auswahl ist kritisch zu beachten, dass als Basis ein möglichst aussagefähiger Zeitraum gewählt werden muss. Das heißt der Zeitraum sollte lang genug sein, um aussagekräftige Daten zu liefern, z. B. nicht unbedingt monatlich. Innerhalb des Basiszeitraumes sollten auch keine den Energieverbrauch außerordentlich beeinflussenden Ereignisse, z. B. größere Umbauten oder Produktionsausfälle, stattgefunden haben.

Die Ausgangsbasis sollte jährlich auf ihre Aussagefähigkeit im Zuge der energetischen Bewertung beurteilt werden.

Im Sinne der ISO 50001 ist die Basis unter bestimmten Voraussetzungen anzupassen, vor allem, wenn ein Vergleich zwischen aktueller Periode und Baseline nicht mehr aussagekräftig wäre.

Dies tritt unter folgenden Situationen auf:

- Die Kennzahlen (EnPI) sind nicht länger aussagekräftig, bzw. es wurden Neue eingeführt. Dies kann erforderlich sein, wenn im Betrieb des Energiemanagements festgestellt wird, dass bestehende Kennzahlen nicht den Steuerungseffekt haben, der ursprünglich mit ihnen verknüpft wurde oder bei einzelnen Prozessen das Fehlen von Kennzahlen festgestellt wird.
- Prozesse oder Anlagen wurden verändert, was zu größeren Verbrauchsänderungen oder Verschiebungen im Energiefluss führte.
- Es wurde vorab festgelegt, die Basis regelmäßig oder unter definierten Umständen neu festzulegen.

Die Basis muss dokumentiert werden und es ist sicherzustellen, dass die Daten auch in Zukunft zur Verfügung stehen.

Alle Folgedaten werden auf diese Ausgangsbasis bereinigt. Dies geschieht, um z. B. Witterungsfaktoren oder Veränderungen in den Produktionsprozessen auszuschließen. Das heißt, h. die Daten des aktuellen Betrachtungszeitraumes werden mithilfe von Kennzahlen geglättet, z. B. um mithilfe von Gradtagszahlen die Auswirkungen des Wetters oder mithilfe von Produktionsmengen die Schwankungen in der Produktionsauslastung aus dem Vergleich auszuschließen.

Gradtagszahlen (GTZ) dienen der Berücksichtigung der Witterung in einem Betrachtungszeitraum. Hierzu wird auf einen festgelegten Basiszeitraum oder auf das langjährige Mittel bereinigt.

Gradtagszahlen werden durch die Summierung der Differenz der Außentemperatur zu einer definierten Innentemperatur, multipliziert mit der Anzahl an Heiztagen, d. h. Tage an denen die Außentemperatur unter der Grenztemperatur liegt, errechnet.

Folgendes Beispiel verdeutlicht diese Berechnungen.

An 2 Tagen lagen die Temperaturen Außen bei 2 °C und an 4 Tagen bei -4 °C. Beides bei einer Innentemperatur von 20 Grad.

$$2 * (20 - 2) + 4 * (20 - (-4)) = 36 + 96 = 132 \text{ GTZ}$$

Je kleiner die Gradtagszahl, desto wärmer war das Wetter im Betrachtungszeitraum.

Gradtagszahlen können aufgrund der definierten Innentemperatur und der (Heiz-) Grenztemperatur, d. h. ab welcher Außentemperatur wird die Heizungsanlage eingeschaltet, unterschieden werden:

Innentemperatur 20 °C – nach VDI 2067

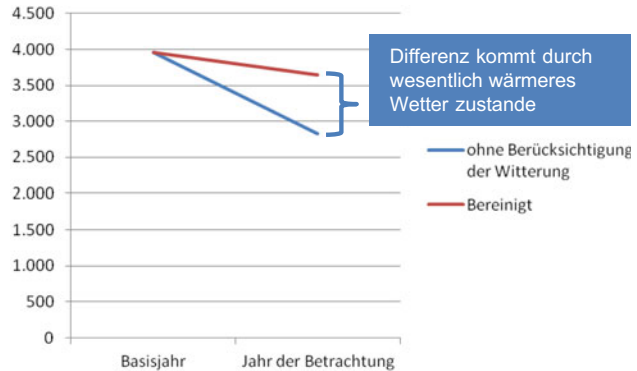
Innentemperatur 19 °C – nach EnEV (mindestens)

Innentemperatur xx °C – z. B. nach Tabellenwerk der DIN V 18599

Grenztemperatur 15 °C – Bestandsgebäude

Grenztemperatur 12 °C – Neubau oder sanierter Altbau

Grenztemperatur 10 °C – Passivhaus

Abb. 2.5 Gradtagszahlen-Bereinigung

Welche Werte angenommen werden, wird in der Bezeichnung der Gradtagszahl angegeben: z. B. Gradtagszahl bei Innentemperatur 20 °C und Heizgrenze von 15 °C = GTZ 20/15

Der Einfluss der Witterung auf den Wärmeverbrauch, ist bei Vergleichen unterschiedlicher Betrachtungszeiträume nicht zu vernachlässigen. Folgendes Beispiel soll dies verdeutlichen:

Energieverbrauch für Wärme im Basisjahr:	3.955 MWh
GTZ 20/15 Basisjahr:	3.982 Kd
Energieverbrauch für Wärme im Jahr der Betrachtung:	2.830 MWh
GTZ 20/15 Jahr der Betrachtung:	3.192 Kd
Bereinigter Verbrauch im Jahr der Betrachtung:	$3.982 / 3.192 \times 2.830 = 3.650$ MWh

Abbildung 2.5 zeigt diese Bereinigung nochmals graphisch.

2.6.4 Bildung von Energiekennzahlen

Zur besseren Darstellung der Entwicklungen des Energieeinsatzes und der Möglichkeit der Steuerung, werden Energieleistungskennzahlen, auch als EnPI bezeichnet, (aus dem Englischen von energy performance indicator), benötigt. Für die Ermittlung und Aktualisierung dieser Kennzahlen muss das Unternehmen ein Verfahren entwickelt und die Ergebnisse hierzu aufzeichnen. Die eingeführten EnPI sind gemäß ISO 50001 regelmäßig auf ihre Aussagekraft zu überprüfen und der festgelegten Ausgangsbasis gegenüber zu stellen.

Solche Kennzahlen können einfach gestaltet sein, z. B. Verbrauch pro Fläche oder eingesetzte Energie je produzierter Einheit, oder aber detailliertere Berechnungen erfordern, wie beispielsweise Kennzahlen in der Erfassung der CO₂-Emissionen nach Treibhausgas-Emissionshandels-Gesetz (TEHG). Generell wird zwischen absoluten Werten und Verhältniszahlen unterschieden. Absolute Werte, z. B. der Gesamtstromverbrauch pro Jahr können nur sehr gering zur Steuerung des Energiemanagement beitragen. Sie sind relevant für Anschlussverträge, Bezugsverträge und die Ausgestaltung von Leitungen, geben aber keinen Aufschluss über die Effizienz der Energienutzung.

Verhältniszahlen hingegen beziehen sich auf eine bestimmte Größe, wie z. B. Anzahl Mitarbeiter, Menge produzierter Einheiten oder andere Output-Größen (u. a. Menge erzeugter Wärme). Somit können Verhältniskennzahlen Vergleiche ermöglichen und Aussagen zur Effizienz beinhalten.

Tabelle 2.4 stellt einige Beispiele für Energieleistungskennzahlen und ihren Verwendungszweck dar.

Tab. 2.4 Beispiele Energieleistungskennzahlen

Kennzahl	Berechnung	Verwendung
Gesamtenergieverbrauch	Verbrauchter Wert in kWh	Energieeinkauf; Dimensionierung des Netzanschlusses
Gesamtenergiekosten	Kosten in €	Finanzbuchhaltung; Controlling
Spezifischer Energiepreis	Kosten in € je verbrauchter Einheit in kWh je Unternehmensteil (wenn kein zentraler Einkauf besteht)	Energieeinkauf; Finanzbuchhaltung; Controlling; Benchmarks im Energiemanagement
Spezifischer Energieverbrauch (1)	Energieverbrauch in kWh je Produktionsmenge	Unternehmens- oder standortübergreifende Vergleiche oder Trendbetrachtungen
Spezifischer Energieverbrauch (2)	Energieverbrauch in kWh je Fläche	Unternehmens- oder standortübergreifende Vergleiche oder Trendbetrachtungen
Energieträgeranteil	Verbrauch pro Energieträger als Anteil am Gesamtverbrauch in %	Festlegung der wesentlichen Energieeinsatzbereiche
CO ₂ -Effizienz	CO ₂ -Emissionen in kg je Produktionsmenge	Darstellung der Nachhaltigkeit; Betrachtung der Treibhausgas-Emissionen
Anteil Wärmerückgewinnung (WRG)	Energie aus WRG als Anteil am Gesamtwärmeverbrauch in %	Darstellung der Nutzung regenerativer Energie
Energiekostenanteil	Anteil der Energiekosten an der Bruttowertschöpfung in %	Relevante Kenngröße für die Begrenzung der EEG-Umlage
Energieverbrauchsanteil	Verhältnis Energieverbrauch zu Bruttowertschöpfung	Etablierte Kennzahl für Nachhaltigkeit, die auch im Dow Jones Sustainability Index genutzt wird.

Tab. 2.5 Auszug einer Kennzahlenmatrix

Energiebereich	Verantwortlichkeit	Kennzahl	Ausgangsbasis	Nächste Prüfung
Strom Beleuchtung	Abteilung Haus-technik	Verbrauch pro m ² Hallenfläche	113,76 kWh/m ²	XX.XX.14
Strom Klimatisierung	Abteilung Haus-technik	Verbrauch pro Betriebsstunde	720,12 kWh/h	XX.XX.14
Wärme Trocknung	Produktions-leitung	Verbrauch pro ge-trockneter Einheit je 1000 Stück	1483,17 kWh/ Einheit	XX.XX.14
Wärme Vorerhit-zer	Produktions-leitung	Verbrauch pro ge-trockneter Einheit je 1000 Stück	642,70 kWh/ Einheit	XX.XX.14
Strom Beleuchtung	Abteilung Haus-technik	Verbrauch pro m ² Bürofläche	73,38 kWh m ²	XX.XX.14
Wärme Raumhei-zung	Abteilung Haus-technik	Verbrauch für Raumwärme je m ² beheizte Fläche	Verwaltung 395,51 kWh/m ² Produktion 48,81 kWh/m ²	XX.XX.14

Es empfiehlt sich, die definierten Energiekennzahlen übersichtlich in einer Matrix dar-zustellen. Dabei sollte die Struktur der energetischen Bewertung angeglichen sein.

Ein Auszug aus einer Kennzahlenmatrix ist in Tab. 2.5 dargestellt.

2.6.5 Ableitung von Zielen und Aktionsplänen

Ziele sind die Grundlage für Verbesserungen im Management. Ohne eine klare Zieldefi-nition ist die Überwachung möglicher Erfolge nicht machbar.

Die ISO 50001 fordert vom Unternehmen die Festlegung von strategischen und ope-rativen Zielen. Diese sollten mindestens einen Großteil der Bereiche mit wesentlichem Energieeinsatz, wie sie im Zuge der energetischen Bewertung festgelegt wurden, umfas-sen.

Bei der Zielentwicklung müssen gemäß der Norm folgende Punkte berücksichtigt wer-den:

- Festlegung eines Zeitrahmens für die Zielerreichung.
- Ziele müssen mit der Politik in Einklang stehen, d. h. sie dürfen der Energiestrategie des Unternehmens nicht entgegenlaufen.
- Rechtliche und andere Anforderungen und die Bewertung deren Einhaltung (siehe Abschn. 2.6.1 und 2.8.2) müssen in die Zieldefinition einfließen.
- Verbesserungsmöglichkeiten, die im Zuge der energetischen Bewertung ermittelt wur-den (siehe Abschn. 2.6.2), sollten abhängig ihrer Priorität in der Ausgestaltung der Ziele berücksichtigt werden.

- Finanzielle, betriebliche und technische Randbedingungen sowie die Erwartungen interessierter Kreise, sind ebenfalls zu berücksichtigen. D. h. das Budgetentwicklungen, geplante Ersatzinvestitionen, geplante Änderungen an Prozessen und Betriebsabläufen, ein geplanter Standortausbau oder Erwartungen von Stakeholdern bei der Zielgestaltung einfließen sollten.

Die nach den o. g. Kriterien definierten Ziele müssen festgeschrieben und regelmäßig auf den Erreichungsgrad und die Übereinstimmung mit der Unternehmensstrategie geprüft werden.

Auch im Energiemanagement sollten Ziele nach der SMART-Regel gewählt werden, d. h., dass sie spezifisch, messbar, akzeptiert, realisierbar und terminierbar sind.

Die Gestaltungsmöglichkeiten für Ziele sind ebenso vielfältig, wie die Möglichkeiten ein Energiemanagementsystem aufzubauen. Generell sollten strategische und operative Ziele in übergeordneter Form festgelegt und von der Geschäftsführung unterzeichnet werden, um zu signalisieren, dass die oberste Leitung hinter dem Energiemanagementsystem steht und auch ihrer Selbstverpflichtung und ihrer Vorbildfunktion durch Mitarbeit im Energiemanagement (siehe Abschn. 2.4.1) nachkommt.

Ein Muster für eine Zielliste zeigt folgendes Beispiel.

Ziele zum Energiemanagementsystem

➤ Strategische Ziele

- Reduzierung des Endenergieverbrauches um 20 % bis 2020 auf Basis des Verbrauches von 2010
 - Nutzung von 15 % regenerativer Energie im Bereich Wärme bis 2015
 - Nutzung von 25 % regenerativer Energie im Bereich Strom bis 2018
 - Einführung und Weiterentwicklung eines zertifizierten Energiemanagement-Systems bis 2014

➤ Operative Ziele

- Reduzierung des Stromverbrauches für Beleuchtung in der Produktion um 25 % bis 2014
- Reduzierung des Gesamtstromverbrauches um 15 % bis 2014
- Reduzierung des Wärmeverbrauches in der Produktion um 30 % bis 2014
- Reduzierung des Gesamtwärmeverbrauches um 10 % bis 2014

Datum XX.XX.2014

Geschäftsleitung

Für die Realisierung der operativen Ziele müssen Maßnahmen ausgearbeitet werden, die in der Lage sind diese Erfolge zu generieren. Als Grundlage dienen die in der energetischen Bewertung festgehaltenen Optimierungspotenziale aus den technischen und organisatorischen Bereichen.

Die festgelegten Maßnahmen werden den operativen Zielen zugeordnet und in Aktionsplänen dokumentiert.

Aktionspläne haben als Vorgabe der ISO 50001 folgende Mindestinhalte:

- Verantwortlichkeiten für die Zielerreichung bzw. Maßnahmenumsetzung, z. B. welcher Unternehmensbereich oder welche Person die Erreichung des Zieles gewährleisten muss.
- Mittel und Ressourcen, die für die Umsetzung der Maßnahmen benötigt werden. Dies können Personal, Budget, Anlagentechnik oder Zeit sein.
- Termine, zu denen die Umsetzung der Maßnahme erfolgt, bzw. das Ziel erreicht sein soll.
- Methoden zur Messung der zu verbessernden Leistung, d. h. die Darstellung wie der zu reduzierende Wert erfasst werden soll, um die Zielerreichung prüfen zu können.
- Methoden zur Prüfung der Ergebnisse, insbesondere, ob das Ziel erreicht wurde, bzw. wie groß bestehende Abweichung zur Planung sind.

Bei der Festlegung, welche Maßnahmen umgesetzt werden sollen, darf eine Betrachtung der Wirtschaftlichkeit von Maßnahmen nicht fehlen. Hierzu bedient man sich in den im Controlling üblichen Berechnungen.

Die Höhe der Investition ist ebenfalls ein wesentlicher Faktor. Hier lohnt der Blick auf staatliche Förderungen im Bereich der Energieeinsparungen. Der Staat und die Länder fördern durch Zuschüsse oder niedrigverzinsten Darlehen Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz und Senkung des Energieverbrauches. Einen guten Überblick zu passenden Förderprogrammen und die Möglichkeit die entsprechenden Voraussetzungen und Antragsverfahren zu recherchieren bietet die Förderdatenbank des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (www.foerderdatenbank.de).

Nachfolgend einige Beispiele zu bisher geförderte Maßnahmen:

- Erneuerung der technischen Anlagen für die Produktionsprozesse einschließlich der Hilfstechiken wie elektrische Antriebe, Pumpen und Druckluft usw.,
- Sanierung der technischen Gebäudeausrüstung (TGA) wie Heizung, Klimaanlage und Lüftungstechnik usw.,
- Sanierung oder Neubau von Gebäuden mit Erfüllung der Standards der EnEV 2009,
- Installation einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage (KWK) oder eines Blockheizkraftwerkes (BHKW),
- Investitionen in Prozesskälte oder -wärme, in Wärmerückgewinnungsverfahren oder Abwärmenutzung sowie in Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik (MSR) und IT- oder Kommunikationstechnik (IKT) im Energiemanagement,

- Installationen von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien, wie z. B. Photovoltaik, Solar- oder Geothermie, Biomasse-Anlagen.
- Für KMUs (kleine und mittlere Unternehmen gemäß Definition der EU) werden insbesondere Maßnahmen im Zuge eines EnMS gefördert:
 - Erstzertifizierung eine EnMS nach ISO 50001,
 - Zertifizierung eines Energiecontrollings,
 - Erwerb von Messtechnik und Datenverarbeitungssoftware.

Neben finanziellen Mitteln, die als Budget bereitgestellt werden, können bei der Erstellung der Aktionspläne auch weitere benötigte Ressourcen geplant werden. Dies können z. B. das notwendige Personal sowie die Einrichtungen für Messungen und andere technische Hilfsmittel, wie z. B. Software für das Energiemonitoring, sein.

Wichtig bei der Erstellung der Aktionspläne ist die Darstellung, wie die Ergebnisse gemessen und überwacht werden sollen. Ausgangspunkt ist die Quelle aus der das Einsparpotenzial abgeleitet wurde. Ist bereits eine Messstelle vorhanden, bzw. wurden Kurzzeitmessungen durchgeführt, erfolgt die Prüfung über einen Abgleich der Messwerte vor und nach der Maßnahmenumsetzung. Für den Fall, dass das Einsparpotenzial auf Grundlage berechneter Werte ausgearbeitet wurde, liegt die Entscheidung an, ob und in welcher Form eventuell Messeinrichtungen im Zuge der Maßnahmenumsetzung installiert werden sollen. Anschließend kann der berechnete Ausgangswert mit den Messwerten nach Umsetzung der Maßnahme abgeglichen werden. Bei Vergleichen zwischen den Vorher- und Nachher-Messwerten sind insbesondere gleich gewählte Mess-Intervalle und die Ablesegenauigkeiten, d. h. welcher Zählerwert wird zu welchem Zeitpunkt mit welcher Genauigkeit abgelesen, zu beachten. Ablesegenauigkeiten verfälschen sonst das Ergebnis. Vor- und Nachteile sowie Möglichkeiten für Messeinrichtungen und die Besonderheiten, die bei Ablesungen zu beachten sind, werden in Abschn. 2.8.1 betrachtet.

Fällt die Entscheidung, keine Messeinrichtungen zu installieren erfolgt der Abgleich vor und nach der Maßnahme durch die Berechnungen, die bereits im Vorfeld im Zuge der Maßnahmenplanung erfolgten. Da ohne Messwerte eine wirkliche Prüfung, ob die umgesetzte Maßnahmen den geplanten Erfolg brachte nicht möglich ist, sollte hier auf jeden Fall ein Abgleich über die Abrechnungen des Versorgers, d. h. den Gesamtverbrauch, erfolgen. Eine Falle liegt bei diesem Vorgehen in anderen, den Gesamtverbrauch beeinflussenden Effekten. Es muss sichergestellt werden, dass weitere Maßnahmen oder Prozessumstellungen, entsprechend ihrer Auswirkungen ausschließbar sind. Dies ist nur möglich, wenn für andere Maßnahmen Messeinrichtungen installiert wurden oder eine Maßnahme eine Demontage ohne Ersatzinstallation umfasst. Über die Messungen lassen sich die Effekte auf den Gesamtverbrauch bereinigen und der Erfolg oder Misserfolg nicht gemessener Maßnahmen kann herausgearbeitet werden.

Diese Vorgehensweise wird durch nachfolgendes Beispiel verdeutlicht.

Beispiel

In einem hypothetischen Fall wurden folgende Maßnahmen durchgeführt und über entsprechende Messungen nachgehalten:

- Austausch der Leuchtmittel und Einbau LED-Beleuchtung in der Produktionshalle,
- Demontage eines beleuchteten Firmenschildes in Richtung eines benachbarten Vogelschutzgebietes,
- Verkleinerung der elektrischen Nacherhitzer in der Warmwasserbereitung (hier wurden nur temporäre Messungen durchgeführt und von der Installation dauerhafter Stromzähler abgesehen, da die Investitionskosten für die Zähler nicht im Verhältnis zu den Kosten der Maßnahme standen).

Des Weiteren wurden Maßnahmen ohne Einrichtung von Mess-Systemen umgesetzt.

- Einbau von Bewegungssensoren zur Lichtsteuerung in den Lagerbereichen und Nebenräumen mit einer berechneten Einsparung von 20.000 kWh pro Jahr.

Für einen Zeitraum von 6 Monaten vor Umsetzung der Maßnahmen liegen im Beispiel folgende Verbrauchswerte vor:

Gesamtstromverbrauch laut Abrechnung: 1.614.475,80 kWh

Stromverbrauch Beleuchtung Produktionshalle: 739.441,50 kWh

Berechneter Stromverbrauch Firmenschild: 17.520,00 kWh

Temporär gemessener und hochgerechneter Verbrauch Nacherhitzer: 12.500,00 kWh

Diese Verbrauchswerte liegen für einen vergleichbaren Zeitraum nach der Umsetzung vor:

Gesamtstromverbrauch laut Abrechnung: 1.363.653,60 kWh

Stromverbrauch Beleuchtung Produktionshalle: 517.609,05 kWh

Firmenschild: 0,00 kWh

Verbrauch Nacherhitzer: 11.009,00 kWh

Einsparung im Gesamtverbrauch: 250.822,20 kWh

Einsparung aus gemessenen Maßnahmen: 240.843,45 kWh

Einsparung aus nicht gemessener Maßnahme entspricht der Differenz der Einsparungen: 9978,75 kWh

Abb. 2.6 Beispiel Berechnung – Entwicklung Gesamtstromverbrauch

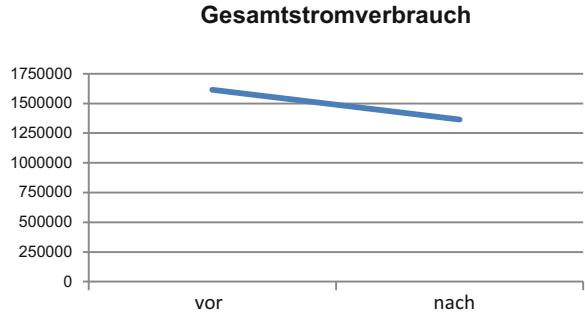
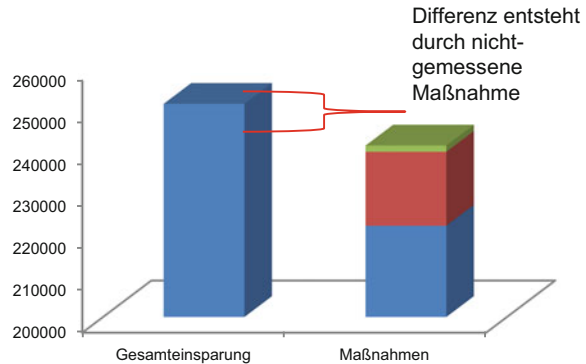


Abb. 2.7 Beispiel Berechnung – Differenz der Einsparung



Die Ergebnisse der Berechnungen zeigen Abb. 2.6 und 2.7 in Form der Entwicklung des Gesamtstromverbrauches und der Aufteilung der in diesem Beispiel erzielten Einsparung auf die Maßnahmen.

Die berechnete Einsparung der nichtgemessenen Maßnahmen liegt in vorgenanntem Beispiel bei ca. 19.960 kWh. Da dies gerundet dem geplanten Wert von 20.000 kWh entspricht, kann die Maßnahme als Erfolg verbucht werden.

In der Praxis zeigt sich, dass zufällige Effekte wie z. B. das Mitarbeiterverhalten beim Abschalten technischer Geräte, die den Gesamtstromverbrauch positiv beeinflussen, auch über solch eine Berechnung nicht vollständig ausschließen lassen. Solche Effekte würden das Ergebnis der Maßnahme schmälern und somit die geplante Einsparung infrage stellen. Allerdings kann bei so genauen Ergebnissen (d. h. Abweichung unter 5 %) davon ausgegangen werden, dass die geplanten Maßnahmen gegriffen haben.

In Tab. 2.6 ist beispielhaft ein Auszug eines Aktionsplans dargestellt.

Tab. 2.6 Auszug aus einem Aktionsplan

Operatives Ziel	Verantwortlich	Maßnahme	Termin	Mittel	Methoden zur Messung und Prüfung
Reduzierung Stromverbrauchs für Beleuchtung in der Produktion um 25 % bis 2014	Abteilung Haustechnik	Umstellung der Vorschaltgeräte auf EVG und teilweiser Einsatz von LED	XX.XX.14		Einbau einer Messeinrichtung im Zuge der Umrüstung und Vergleich mit den berechneten Werten
Reduzierung Stromverbrauch gesamt um 15 % bis 2014	Abteilung Haustechnik	Änderung der Außenluftansaugung und Einbau Frequenzumformer an den elektr. Antrieben	XX.XX.14		Vergleich der Messungen über bestehenden Stromzähler
Reduzierung Stromverbrauch gesamt um 15 % bis 2014	Abteilung Haustechnik	Einsatz von Bewegungsmeldern in Nebenbereichen in der Verwaltung	XX.XX.14		Schätzung, keine Messung möglich Hauptziel wird über Abrechnung Energieversorger geprüft
Reduzierung Wärmeverbrauch in der Produktion um 30 % bis 2014	Produktionsleitung	Umstellung auf Direktbefeuerung im Trocknungsprozess	XX.XX.14		Vergleich der Messungen über bestehenden Wärmemengenzähler
Reduzierung Wärmeverbrauch gesamt um 10 % bis 2014	Leiter Energiemanagement	Erneuerung der Lüftungsanlagen und Anbindung Abwärmenutzung aus Produktion	XX.XX.14		Vergleich der Abrechnung Energieversorger

Die Ziele und Aktionspläne müssen regelmäßig aktualisiert werden. Dies sollte am Besten im Zuge der Management-Bewertung (siehe Abschn. 2.9) erfolgen, da die Zielerreichung als wesentlicher und von der Norm geforderter Eingangsparameter vorzusehen ist.

2.7 Einführung und Umsetzung eines EnMS

Ein Unternehmen muss bei der Einführung eines EnMS die Ergebnisse der Planung berücksichtigen, d. h. alle weiteren Schritte erfolgen auf Grundlage der in der Planung festgelegten und festgestellten Sachverhalte. Als Grundlage für die Umsetzung sind zu nennen, die Selbstverpflichtung der obersten Leitung und die Energiepolitik, die Benennung eines Energiemanagementbeauftragten, die Festlegung der einzuhaltenden rechtlichen und

anderen Anforderungen, die durchgeführten energetischen Bewertung, die Festlegung der Ausgangsbasis und der Energiekennzahlen sowie die definierten Ziele und Maßnahmen.

2.7.1 Mitarbeiter

Personalqualifikation gehört zu den Kernaufgaben des Managements. Die Qualifikation für bestimmte Aufgaben wird durch Berufsausbildung, Erfahrungen in der Praxis sowie interne und externe Bildungsmaßnahmen erworben.

Durch gezielte Aus- und Weiterbildung der Mitarbeiter wird sichergestellt, dass an allen Arbeitsplätzen qualifizierte Mitarbeiter mit dem erforderlichen Fachwissen tätig sind. Der erreichte bzw. vorgegebene Qualifizierungsstand wird mithilfe von Weiterbildungsmaßnahmen aufrechterhalten und soweit als möglich verbessert, um eine Steigerung der Effizienz zu gewährleisten.

Innerhalb eines EnMS ist es Aufgabe des Unternehmens die Befähigung der internen und externen Mitarbeiter sowie der Lieferanten und Dienstleister, die mit den wesentlichen Energieeinsatzbereichen und dem Betrieb des EnMS zu tun haben, sicherzustellen.

Dies erfolgt u. a. durch diese Tätigkeiten:

- 1. Festlegung der Mitarbeiter oder Stellen, die wesentlichen Einfluss auf die Energiebereiche des Unternehmens haben oder innerhalb des Energiemanagementsystems wesentliche Funktionen erfüllen. Dies ist bereits im Zuge der energetischen Bewertung erfolgt (siehe Abschn. 2.6.2) bzw. wurde durch den Energiemanagementbeauftragten definiert (siehe Abschn. 2.4.2).
- 2. Definition der benötigten Kompetenzen und Fähigkeiten,
- 3. Ermittlung der erforderlichen Bildungsmaßnahmen,

Tab. 2.7 Verantwortungsmatrix

Arbeitsbereich	Tätigkeit	Verantwortlichkeit
Maschine XY	An- und Abfahren, Überwachung des Produktionsbetriebs	Maschinenführer
Maschine XY	Wartung	Wartungsdienstleister ABC
Energieeinkauf	Datensammlung und Hochrechnung	Mitarbeiter Energiemanagement
Energieeinkauf	Ausschreibung und Beschaffung	Mitarbeiter Einkaufsabteilung
Einkauf technischer Komponenten	Auslegung, Auswahl und Beschaffung	Mitarbeiter Einkaufsabteilung
Energiemanagementsystem	Energetische Bewertung	Energiemanagement-Beauftragter
Energiemanagementsystem	Management-Bewertung	Geschäftsleitung
Gebäudetechnik	Inspektion	Haustechniker
....		

- 4. Durchführung von oder Teilnahme an Schulungen, Seminaren oder Veranstaltungen zum Erfahrungsaustausch,
- 5. Dokumentation des gesamten Vorgangs.

Aus der energetischen Bewertung sind die Bereiche und Anlagen bekannt, die wesentlich für den Energieverbrauch und die Energieeffizienz des Unternehmens verantwortlich sind. Zur Planung der Mitarbeiterqualifikation wurde im Zuge der energetischen Bewertung ausgearbeitet, welche Stellen, Positionen und Mitarbeiter mit diesen wesentlichen Energieeinsatzbereichen innerhalb der allgemeinen Betriebsabläufe und Instandhaltungstätigkeiten zu tun haben. Mitarbeiter mit Aufgaben innerhalb des Energiemanagementsystems im Allgemeinen werden durch den Energiemanagementbeauftragten im Zuge seiner Verantwortung zur Regelung der Befugnisse festgelegt.

Eine Vorgehensweise zur Analyse ist eine Verantwortungsmatrix (vgl. Tab. 2.7). In dieser werden alle wesentlichen Tätigkeiten an den Anlagen sowie innerhalb des EnMS

Tab. 2.8 Kompetenzmatrix

Stelle	Kompetenzen Ausbildung	Weiterführende Kompetenzen
Maschinenführer	Technische Ausbildung	Einarbeitung auf entsprechende Maschinen
Wartungsdienstleiter ABC	Technische Ausbildung	Sachkunde über die zu wartende Maschine Kenntnisse der anlagenspezifischen Normen und Herstellervorgaben
Mitarbeiter Energiemanagement	Ausbildung oder Studium im Bereich Energiemanagement oder Energietechnik	Wissen der ISO 50001 Grundlagenwissen Energierecht
Mitarbeiter Einkaufsabteilung Energie	Studium der Betriebswirtschaft oder des Ingenieurwesens mit der Fachrichtung Energie-/Versorgungswirtschaft	Kenntnisse der Energiebeschaffungsmärkte Kenntnis der aktuellen Energiegesetzgebung Kenntnisse im Energiehandel und Vergaberecht
Mitarbeiter Einkaufsabteilung Technische Komponenten	Kaufmännische Ausbildung	Wissen über den aktuellen Stand der Technik
Energiemanagementbeauftragter	Technisches oder Wirtschaftsingenieur- Studium	Wissen der ISO 50001 Wissen der ISO 19011 Wissen des Prozessmanagements Kommunikative Fähigkeiten Grundlagenwissen Energierecht Grundlagenwissen Personalführung
Geschäftsleitung		Grundlagenwissen der ISO 50001
Haustechniker	Elektrotechnische Ausbildung	Grundlagen Energiemanagement
....		

Tab. 2.9 Schulungsplan

Mitarbeiter	Kompetenz	Schulung	Ort/Termin
Maschinenführer Herr Alt	Bedienung Trockner	Einarbeitung durch Schichtleitung	In-House Oktober 2014
Mitarbeiter Energiemanagement Herr Neu	Grundlagen Ener- gierecht	Grundlagenschulung Energerecht	Musterstadt 13.–15. November 2014
Mitarbeiter Ein- kauf technische Komponenten Herr Technik	Wissen über aktuellen Stand der Technik	Besuch einer Fachmesse für elektrische Antriebe	Technikhausen 18. + 19. November 2014
Energiemanagement- beauftragter Herr Energie	Wissen ISO 19011	Energiemanagement- Auditoren-Schulung	Wissensdorf 16.–20. Dezember 2014
Haustechniker Herr Inspekt	LED-Technik	Erfahrungsaustausch LED in Produktionsbe- trieben	Schulheim 18. November 2014
....			

aufgelistet und definiert, welche Stelle für die Durchführung verantwortlich, bzw. aufgrund der Organisationsstruktur des Unternehmens mit der Abwicklung betraut ist. Des Weiteren lässt sich in der Verantwortungsmatrix ebenfalls festlegen, welche Stellen bei entsprechenden Tätigkeiten mit einbezogen bzw. informiert werden müssen.

Im zweiten Schritt der Schulungsplanung folgt die Festlegung, welche Anforderungen an die Kompetenz der Mitarbeiter gestellt werden. Hierzu kann eine Kompetenzmatrix analog Tab. 2.8 entworfen werden. In dieser wird übersichtlich dargestellt, welche Anforderungen an einzelne Stellen im Unternehmen erfüllt werden müssen.

Bei Abweichungen zu den benötigten Kompetenzen werden die jeweiligen Mitarbeiter zu Fortbildungsmaßnahmen oder Erfahrungsaustauschen eingeplant. Zu berücksichtigen sind auch Anforderungen an die Qualifikation, die regelmäßig aktuell gehalten werden müssen, z. B. durch kontinuierliche Fortbildungen oder den Besuch von Messen. Diese werden übersichtlich in einem Schulungsplan wie in Tab. 2.9 dargestellt.

Vorgabe der ISO 50001 ist weiter, dass alle internen und externen Mitarbeiter, Lieferanten und Dienstleister über folgende Themen Kenntnis haben:

- die Bedeutung der Konformität ihrer Tätigkeit mit der Energiepolitik, den Verfahren im EnMS und den in der Planung ermittelten Anforderungen,
- ihre Aufgaben, Verantwortlichkeiten und Befugnisse innerhalb des EnMS,
- die Vorteile einer Verbesserung der energetischen Leistung für das Unternehmen,
- den Einfluss ihrer Tätigkeit auf die energetische Leistung und den Verbrauch sowie ihren Beitrag zur Erreichung der Ziele und die Folgen, wenn die ermittelten Anforderungen nicht eingehalten werden.

Die nötigen Kenntnisse können durch interne Workshops, Informationsveranstaltungen, Aushänge am schwarzen Brett und Newsletter vermittelt werden. Zu beachten ist, dass insbesondere die Energiepolitik aktiv kommuniziert werden muss, d. h. es ist erforderlich, dass die Geschäftsführung oder der Energiemanagementbeauftragte den Mitarbeitern des Unternehmens die Politik vorstellt und wenn notwendig erklärt.

Die Information der externen Mitarbeiter, Lieferanten und Dienstleister kann bei bestehenden Verträgen durch ein formelles Schreiben oder ebenfalls durch eine Informationsveranstaltung geschehen. Bei neu abzuschließenden Verträgen sind folgende Punkte in die Beauftragung zu integrieren: die Energiepolitik, die Vorgaben an die zu erfüllenden Abläufe und die zu erstellende Dokumentation. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, einen Informationsflyer zu erstellen und diesen bei Anmeldung an der Pforte jeder externen Person auszuhändigen.

2.7.2 Kommunikation

Die Kommunikation innerhalb eines EnMS bezeichnet die interne und externe Darstellung des Unternehmens im Bereich Energie. Neben der reinen Information über Erfolge und Vorgaben dienen Kommunikationsprozesse auch der Einbeziehung der Mitarbeiter und interessierten Kreise in das Energiemanagement.

Die allgemeinen Themen des EnMS, wie die Energiepolitik, die Ziele und die Verfahrensanweisungen werden durch das Unternehmen intern kommuniziert, um die erfolgreiche Umsetzung des EnMS in der betrieblichen Praxis sicherzustellen.

Intern bedeutet im Sinne der ISO 50001, alle internen und externen Mitarbeiter, Lieferanten und Dienstleister, die im Auftrag des Unternehmens durch ihre Tätigkeiten auf den Energieverbrauch und die Energieeffizienz Einfluss nehmen oder nehmen können. Dies sind insbesondere alle Personen, die an den technischen Anlagen Arbeiten durchführen, Lieferanten von Energieträgern, wie Heizöl oder Gas sowie Mitarbeiter in den Bereichen Energieeinkauf und Controlling. Aber auch eine regelmäßige Information der Mitarbeiter aus anderen Bereichen führt langfristig zu einer höheren Sensibilisierung für die Themen Energieeffizienz und Ressourcenschonung und dadurch zu einer besseren Integration des EnMS in die Kultur des Unternehmens.

Zur Einbindung aller Beteiligten in die Verbesserung der Energienutzung, ist es im Sinne der ISO 50001 erforderlich, ein Verfahren für die Abgabe von Verbesserungsvorschlägen und Kommentaren zum EnMS und dem Themenfeld Energie zu entwickeln und einzuführen. Dieses Verfahren muss von allen internen und externen Mitarbeitern, Lieferanten und Dienstleistern nutzbar sein.

Eine mögliche Ausgestaltung sind Ideen-Briefkästen, regelmäßige anonyme Umfragen oder interaktive Software-Lösungen im Inter- oder Intranet.

Neben Regelungen für die interne Kommunikation ist von der Geschäftsführung zu entscheiden, ob und wie sie die Politik und andere Bestandteile des EnMS extern kommunizieren will. Zur externen Kommunikation gibt es keine konkreten Vorgaben in der

ISO 50001, außer dass die Entscheidung in Form einer Aufzeichnung zu dokumentieren ist. Daher sollte jedes Unternehmen für sich entscheiden, in wie weit es die Themen des EnMS nach außen darstellen möchte.

Allerdings gibt es parallel zu dieser Grundsatzentscheidung für ein Unternehmen energierelevante Themen, deren externe Kommunikation in einigen Fällen erforderlich ist. Externe Adressaten der Kommunikation können aus den verschiedensten Sparten und Umfeldern des Unternehmens kommen. Nachfolgende Auflistung gibt Beispiele für mögliche Themen:

- Darstellung des eigenen Engagements im Bereich Energiemanagement und Nachhaltigkeit durch Bekanntmachung der Energiepolitik, der gesetzten Ziele und der generierten Erfolge zu Marketing-Zwecken,
- Kommunikation von Verbräuchen und installierten Kapazitäten im Rahmen der Beschaffung von Energie,
- mögliche Nutzung von Beratungskapazitäten,
- Kommunikation mit Energieagenturen, Behörden und Zollämtern in Bezug auf mögliche Förderungen und Steuerentlastungen,
- Anfragen von Kunden zur Nachhaltigkeit des Unternehmens,
- Information von Anteilseigner über Kostenreduktionen durch Einsparmaßnahmen und der damit zusammenhängende Steigerung des Unternehmensgewinns,
- Banken und Kapitalgeber müssen unter Umständen in die Finanzierung von Investitionen im EnMS eingebunden werden und wollen über die Fortschritte und Ergebnisse informiert sein.

Sind alle möglichen und gewollten Kommunikationswege festgelegt, obliegt es dem Unternehmen, sowohl die Struktur und Form der Kommunikation zu definieren als auch zu regeln, wer für die Kommunikation verantwortlich ist, welche Themen für welchen Adressaten bestimmt sind und in welcher Regelmäßigkeit die Kommunikation stattfinden soll.

Zur übersichtlichen Darstellung der Regelungen aller Kommunikationswege innerhalb des EnMS sowie als Verfahrensanweisung für diese Vorgänge kann eine Kommunikationsmatrix erstellt werden. Ein Beispiel einer solchen Matrix gibt Tab. 2.10.

2.7.3 Dokumentation des EnMS

Wesentlich für eine erfolgreiche Organisation des EnMS ist die Dokumentation der Systembausteine. Die Norm gibt einzig die Mindestanforderung der zu dokumentierenden Inhalte vor, diese sind:

- a) der Geltungsbereich des EnMS,
- b) die Energiepolitik,

Tab. 2.10 Kommunikationsmatrix

Interne Kommunikation			
Adressat	Verantwortlich	Themen der Kommunikation	Turnus
Mitarbeiter Energiemanagement	Energiemanagement-Beauftragter	Aktuelle Entwicklungen EnMS; Tagesgeschäft	Monatlich
Alle Mitarbeiter	Energiemanagement-Beauftragter und Geschäftsleitung	Energiepolitik, Ziele im EnMS und aktuelle Entwicklungen EnMS	Jährlich
Geschäftsleitung	Energiemanagement-Beauftragter	Management-Bewertung des EnMS	Jährlich
Neue Mitarbeiter	Energiemanagement-Beauftragter und Vorgesetzte	Einweisung in EnMS und Energierelevanz der Tätigkeit	Bei Bedarf
....			
Externe Kommunikation			
Adressat	Verantwortlich	Themen der Kommunikation	Turnus
Behörden/ Hauptzollamt (HZA)	Geschäftsleitung und Leiter Rechtsabteilung	Genehmigungen, Überwachung, kommunale Einrichtungen; Steuerliche Themen	Bei Bedarf; HZA jährlich
Lieferanten	Energiemanagement-Beauftragter und Leiter Beschaffung	Einweisung in EnMS und Energierelevanz der Tätigkeit	Bei Auftrag
....			

- c) die Ziele und Aktionspläne,
- d) alle Verfahren und Aufzeichnungen die von der Norm gefordert werden (siehe Abschn. 2.10.2).

Des Weiteren, darf das Unternehmen alle Dokumente, die das Unternehmen für ihr EnMS als relevant einstuft, z. B. Energieverträge, Unterlagen im Zusammenhang mit nicht wesentlichen Energieeinsatzbereichen, Wartungsverträge usw. in die Dokumentation im Sinne der ISO 50001 einbinden.

Dieser Punkt führt allerdings bei fehlender detaillierter Betrachtung der Notwendigkeit zu einer umfangreichen und unter Umständen unübersichtlichen Struktur. Alle in die Dokumentation nach ISO 50001 eingebundenen Unterlagen, müssen nach Normenvorgaben gelenkt und zwingend eingehalten werden. Daher empfiehlt es sich, genau zu prüfen, in wie weit die Einbindung nicht zwingender Unterlagen in die EnMS-Dokumentation für das Unternehmen und den Umgang mit dem Thema Energie Sinn macht.

Ein Handbuch ist im Energiemanagementsystem im Vergleich zur Managementsystem Norm ISO 9001 „Qualitätsmanagement“ nicht explizit gefordert, trotzdem wird in den meisten Fällen die Dokumentation eines EnMS wie in Abb. 2.8 strukturiert.

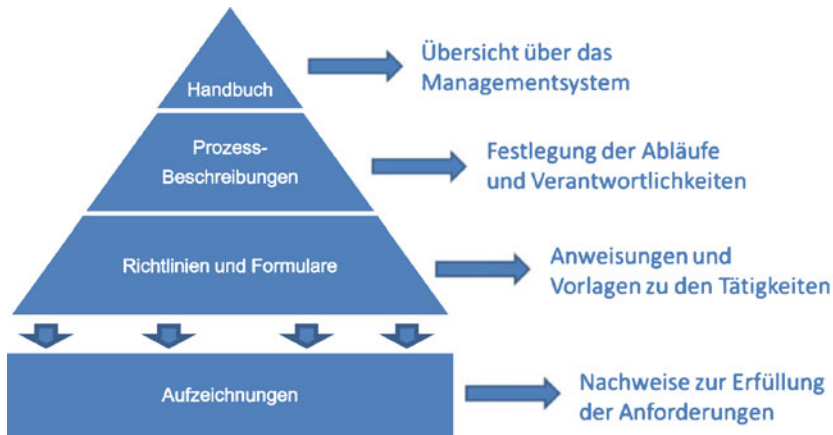


Abb. 2.8 Dokumentationsstruktur

Das Handbuch beschreibt allgemein den Geltungsbereich des Systems und enthält eine Übersicht über alle Prozesse und deren Verknüpfung. Es kann zusätzlich Aussagen zur Politik, zur Festlegung von grundsätzlichen Verantwortlichkeiten und der Organisationsstruktur enthalten. Außerdem können Regelungen zur Überwachung der Prozesse und des Managementsystems festgelegt werden. Die Regelungen im Handbuch werden konkretisiert und unterstützt durch weitergehende Dokumente wie Prozessbeschreibungen, Richtlinien und Formulare.

In Prozessbeschreibungen sind die Abläufe der internen Prozesse bzw. Verfahren dargestellt. Dazu gehören die Darlegung der Prozessschritte und deren Zuständigkeiten, sowie die zu berücksichtigenden Dokumente und Aufzeichnungen. Die Beschreibungen in der Prozessübersicht können durch Ablaufschemen und Richtlinien ergänzt werden. Richtlinien sind Arbeitsanweisungen, die Festlegungen zu wichtigen Tätigkeiten enthalten. Dies können Betriebs-, Arbeits- oder Prüfanweisungen sein. Ergänzend sind Formulare innerhalb des Durchlaufes bestimmter Prozesse oder Tätigkeiten zu nutzende Vorlagen.

Aufzeichnungen dienen dem Nachweis von Dienstleistungs- und Prozessqualität, dem Nachweis der Einhaltung von Anforderungen der Norm sowie von Kunden, Behörden, Mitarbeitern und sonstigen interessierten Kreisen und dem Nachweis der Wirksamkeit des Managementsystems und dessen kontinuierlichen Verbesserung. Die Archivierung und Erstellung wird häufig in einer Aufzeichnungsmatrix geregelt (siehe Abschn. 2.8.5).

Alle Ebenen der Dokumentationsstruktur enthalten Vorgaben, die zwingend in der täglichen Arbeit zu beachten und einzuhalten sind. Daher müssen sie strukturiert gelenkt werden. Das heißt alle Tätigkeiten rund um die Erstellung, Nutzung und Archivierung sollten klar definiert sein.

Gemäß der ISO 50001 gehört zur Lenkung der Dokumentation ein Verfahren, das die regelmäßige Kontrolle der Dokumente auf Angemessenheit und Wirksamkeit sicherstellt. Innerhalb des Verfahrens sind folgende Schritte zu regeln:

- a) Prüfung und erstmalige Freigabe der Dokumente,
- b) Regelmäßig Prüfung, gegebenenfalls Aktualisierung und erneute Freigabe,
- c) Kennzeichnung des Status (in Bearbeitung, Freigegeben, Zurückgezogen, Ungültig usw.) sowie der Aktualität (Revisionsstand und Freigabedatum),
- d) Sicherstellung der Verfügbarkeit der aktuellen Dokumente für alle internen und externen Mitarbeiter,
- e) Garantie der dauerhaften Lesbarkeit und Erkennbarkeit,
- f) Umgang mit externen Dokumenten,
- g) Umgang mit veralteten bzw. ungültigen Dokumenten und Sicherstellung, dass diese nicht mehr genutzt werden.

Es kann sinnvoll sein, technische Dokumente, wie z. B. Anlagenschemen und Instandhaltungsvorgaben in das Verfahren zu integrieren.

Nachfolgendes Beispiel zeigt eine Verfahrensweisung zur Dokumentenlenkung.

Verfahrensweisung Dokumentenlenkung

Diese VA dient der Regelung der Erstellung, Prüfung, Freigabe und Änderung von Dokumenten. Dokumente bezeichnen Vorgaben, Richtlinien und Anweisungen.

Alle Dokumente sind in folgender Weise zu Nummerieren:

EnMS	-XXXXXX	-XX
Managementsystem	fortlaufende Nummerierung	Revisionsnummer

In allen Dokumenten sind in der Kopfzeile die Dokumenten-Nummer, der Dokumenten-Name und der aktuelle Stand in der Form TT.MM.JJJJ anzugeben.

Die Fußzeile gibt die entsprechenden Personen, die nach folgender Tabelle für die Erstellung und Freigabe zuständig sind sowie die Seitenanzahl wieder.

Dokument	Nummer	Erstellung	Freigabe
Stellenbeschreibung EnMB	000001	Leiter Personal	Geschäftsleitung
Energiepolitik	000002	Geschäftsleitung	Energiemanagement-Beauftragter
Rechtsverzeichnis	000003	Energiemanagement-Beauftragter	Leiter Rechtsabteilung
Bestandsaufnahme	000004	Leiter Haustechnik	Energiemanagement-Beauftragter
Energetische Bewertung	000005	Energiemanagement-Beauftragter	Geschäftsleitung
Kennzahlenmatrix	000006	Energiemanagement-Beauftragter	Geschäftsleitung
Ziele	000007	Geschäftsleitung	Energiemanagement-Beauftragter
....			

Alle Dokumente sind im Dokumentencenter im Intranet hinterlegt. Dieses ist zu finden unter:

➤ [Intranet \ Arbeitshilfen \ Energie \ Dokumente](#)

Externe Dokumente sind nach Arbeitsfreigabe durch die Geschäftsleitung ebenfalls im Intranet zu hinterlegen.

Für die Pflege und regelmäßige Aktualisierung des Dokumentencenter ist der Energiemanagement-Beauftragte zuständig.

Ungültige Dokumente werden dauerhaft gelöscht.

2.7.4 Abflauflenkung

Die Abflauflenkung dient der Steuerung sowohl energieintensiver Prozesse und Abläufe in den wesentlichen Energieeinsatzbereichen als auch der organisatorischen Verfahren des EnMS. Die Abläufe im Unternehmen, die im Zusammenhang mit den wesentlichen Energiethemen stehen, wurden bereits im Zuge der energetischen Bewertung ermittelt (siehe Abschn. 2.6.2) und sollen in der Abflauflenkung in Bezug auf bestehende bzw. fehlende Regelungen betrachten werden. Ebenfalls die von der ISO 50001 geforderten Verfahren (siehe Abschn. 2.10.1) sind zwingend zu regeln.

Grundlage für diese Regelungen ist in der Praxis das Prozessmanagement. Dieses wird betrieben, um die Prozesse im Unternehmen zu verbessern oder neu zu entwickeln.

Eine Prozessoptimierung läuft nach folgenden Schritten ab:

1. Ist-Aufnahme der Prozesse und deren Analyse,
2. Erstellung eines Soll-Konzeptes mit Verbesserungen der Prozesse,
3. Implementierung und ständige Kontrolle der Soll-Prozesse.

Um Prozesse verständlicher analysieren zu können ist es hilfreich, komplexere Prozesse in Teilprozesse zu zerlegen. Die Teilschritte eines Prozesses werden als eigenständige Prozesse betrachtet und anschließend zu einem großen Ganzen zusammengefügt.

Abbildung 2.9 zeigt beispielhaft den Prozess der Energieplanung in seinen Teilprozessen.

Bei der Analyse von Prozessen ist die Darstellung in grafischer Form von großer Bedeutung, um die Prozesse leichter verstehen zu können. Solch eine Prozessdarstellung beinhaltet den Kern- oder Hauptprozess und seine Teilprozesse. Daneben gibt es auch



Abb. 2.9 Teilprozesse der Energieplanung

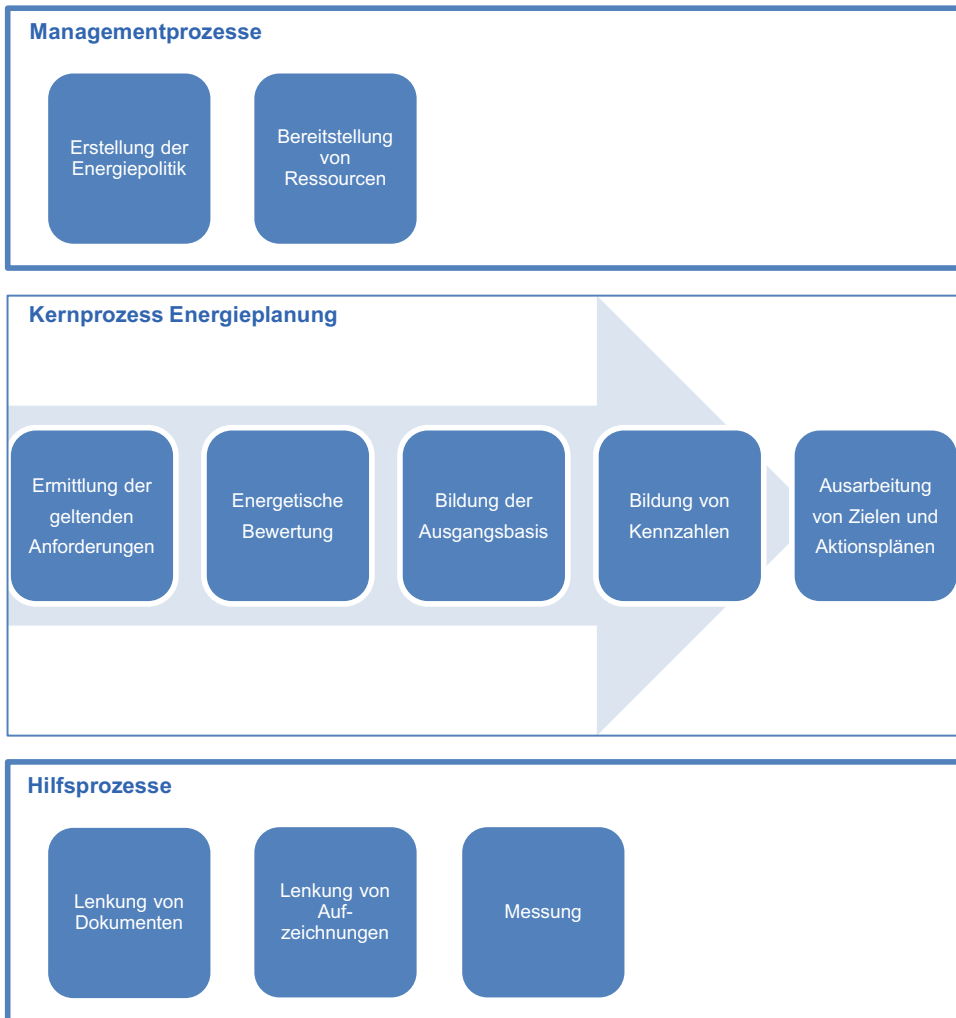


Abb. 2.10 Prozess der Energieplanung inkl. Hilfs- und Managementprozesse

parallel ablaufende Tätigkeiten, die den Prozess unterstützen oder leiten. Die sogenannten Hilfs- und Managementprozesse. Abbildung 2.10 zeigt das Beispiel der Energieplanung ergänzt um die Hilfs- und Managementprozesse.

Das Prozessmanagement führt zu einem kontinuierlichen Verbesserungsprozess, in dem durch regelmäßige Soll-Ist-Vergleiche der Abläufe und Kennzahlen die Prozesse im Unternehmen auf Optimierungspotenziale hin analysiert und an veränderte Umweltbedingungen angepasst werden können.

Für die Abläufe und Tätigkeiten mit wesentlichem Einfluss auf Energieverbrauch und -effizienz ist es erforderlich, diese mit konkreten Vorgaben zu belegen, um eine dauerhafte

Sicherstellung der aktuellen Energieeffizienz zu gewährleisten. Ein anderer Aspekt ist, durch die kontinuierliche Verbesserung der Prozesse eine Steigerung der Energieeffizienz oder eine Verringerung des Energieverbrauches zu erreichen.

Beispiele für solche Prozesse und Abläufe sind:

- die Betriebsabläufe bzgl. Betriebszeiten, Betriebszustände und Testläufen an den technischen Anlagen. Dies bedeutet konkret wann wird eine technische Anlage eingeschaltet, wie ist ihre Auslastung (Volllast oder Teillast/optimale Betriebsweise), wird in Pausen oder Stillstandszeiten abgeschaltet oder heruntergefahren bzw. zu welchen Zeiten werden Tests unter Volllast durchgeführt (Lastspitzen),
- Instandhaltungsabläufe für Wartung, Inspektion und Instandsetzung der relevanten technischen Anlagen, wie z. B. Produktionsanlagen, Gebäudetechnik, aber auch Fahrzeuge und andere Transporttechnik, falls diese in das EnMS integriert wurden. Hierbei ist wichtig, den unterschiedlichen Einfluss der Tätigkeiten innerhalb der Instandhaltung auf den Energieeinsatz bei der Ablauflenkung zu berücksichtigen,
- Energiebeschaffung, d. h. welche Beschaffungsstrategie wird ausgeführt (Vollversorungsvertrag, Tranchenbeschaffung oder Handel über die Börse),
- Beschaffung von technischen Anlagen und deren Auslegung, d. h. werden Effizienzkriterien bei der Auswahl berücksichtigt,
- alle Verfahren der ISO 50001, d. h. Energieplanung, Energetische Bewertung, Methodik zur Definition und Aktualisierung der Energiekennzahlen, Verfahren zur Einreichung von Verbesserungsvorschlägen, Lenkung von Dokumenten und Messverfahren.
- Bei der Festlegung von Abläufen für Notfallsituationen und anderen außerordentlichen Ereignissen darf das Unternehmen entscheiden, ob die festgelegten wesentlichen Energieeinsatzbereiche gesondert betrachtet werden.

Für diese Prozesse und Verfahren sind klare Rahmenbedingungen zu schaffen. Dies erfolgt nach Vorgabe der ISO 50001 durch:

- die Festlegung von Kriterien und Vorgaben,
- die Umsetzung der Kriterien und Vorgaben,
- die interne und externe Kommunikation dieser Kriterien.

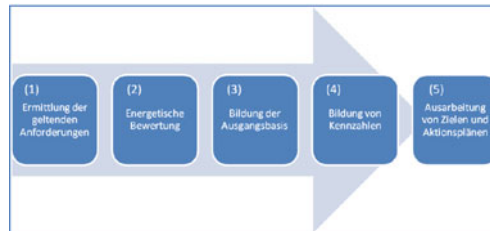
Kriterien und Vorgaben können neben der Verantwortlichkeit für die Durchführung des Prozesses auch zu nutzende Dokumente und zu erstellende Aufzeichnungen sein. Des Weiteren enthalten Regelungen zu Prozessen und Verfahren Angaben zu nutzbarer Software und anderen Hilfsmitteln sowie wichtige Einstellparameter an den Anlagen. Solche Parameter umfassen z. B. An- und Ausschaltzeiten, Druck, Volumenströme, Schwellenwerte und Kennlinien.

Die Umsetzung der Kriterien und Vorgaben wird durch Verfahrensanweisungen und die Kommunikation der vorgegebenen Abläufe gegenüber den internen und externen Mitarbeitern, Dienstleistern und Lieferanten, die an den entsprechenden Anlagen, bzw. mit

den jeweiligen Prozessen, beauftragt sind, erreicht. Folgendes Beispiel zeigt eine Prozessanweisung für den Prozess der Energieplanung.

Verantwortlichkeit:

Energiemanagement-Beauftragter



- (1) Ermittlung der geltenden Anforderungen
 - a. Alle für das Energiemanagement geltenden Anforderungen sind zu ermitteln, umzusetzen und als Information zugänglich zu machen. Die Anforderungen sind im Formular Rechtsverzeichnis einzutragen und Verantwortliche für die Prüfung der Anforderungen sind zu benennen.
- (2) Energetische Bewertung
 - a. Sie dient der Schaffung für die Datengrundlage des EnMS. Es muss ein Energiefluss des Unternehmens dargestellt werden und die Verbrauchsbereiche sind zu bewerten.
 - b. Siehe hierzu die Verfahrensanweisung VA Energetische Bewertung
 - c. Die Bewertung ist im Formular Energetische Bewertung vorzunehmen.
- (3) Bildung der Ausgangsbasis
 - a. In Abstimmung mit der Geschäftsleitung muss die Basis für Ziele und Trendvergleiche definiert werden. Hier ist auf ein Geschäftsjahr abzustellen, in dem keine außerordentlichen Veränderungen an Prozessen und Anlagen vorgenommen wurden.
- (4) Bildung von Kennzahlen
 - a. Zur Steuerung der energierelevanten Prozesse sind Kennzahlen in Abstimmung mit der Geschäftsleitung und den Prozessverantwortlichen zu definieren. Diese sind im Formular Kennzahlenmatrix abzubilden.
- (5) Ausarbeitung von Zielen und Aktionsplänen
 - a. Ausgehend von der strategischen Ausrichtung der Energiepolitik und den wesentlichen Energieeinsatzbereichen müssen strategische und operative Ziele in Abstimmung mit der Geschäftsleitung definiert werden. Diese werden in das Formular Ziele eingetragen.
 - b. Zur Zielerreichung müssen in Zusammenarbeit mit der Abteilung Haustechnik Maßnahmen mit Verantwortlichkeiten, Mitteln, Terminen und Methodik der Prüfung definiert werden. Diese sind in das Formular Aktionsplan einzutragen.

2.7.5 Auslegung bei Änderungen

Bei jeglichen Veränderungen an den Ressourcen (Anlagen, Standorten, Einrichtungen) oder innerhalb der Struktur eines Unternehmens, die den wesentlichen Energieeinsatz des Unternehmens beeinflussen können, ist es erforderlich im Vorfeld die Auswirkungen auf den Energieverbrauch und/oder die Energieeffizienz zu bewerten und versuchen diese zu optimieren. Diese Betrachtungen sind wenn möglich in die Beschreibung der Änderungen oder der zu beschaffenden Ressourcen einzubeziehen. Diese von der Norm geforderte Bewertung der energetischen Auswirkungen bereits vor der Beschaffung muss vom Unternehmen dokumentiert werden.

Die Auslegung von Anlagen wird durch die technischen Parameter des Betriebes bestimmt. Daher muss bei der Neu- oder Ersatzbeschaffung von technischen Ressourcen vor der Einleitung des Einkaufes eine Planung durch die technische Abteilung erfolgen. In der Planung werden die wichtigsten Daten zum Betrieb der Anlage ermittelt. Diese Daten umfassen z. B. die geplante Auslastung, die benötigte Leistung, vom Unternehmen oder dem Kunden formulierte Anforderungen an die zu liefernde Qualität und Angaben zum

Umfeld der Anlage, also Platzverhältnisse, Besonderheiten des Aufstellortes, wie z. B. Explosionsschutz, vibrationssensible Umgebung und Lärmschutz,.

Aus den ermittelten Betriebsdaten ergibt sich ein Anforderungskatalog für die Beschaffung, der meist durch Budgetvorgaben, vorgegebene Amortisationszeiten und geplante Termine für Errichtung und Inbetriebnahme ergänzt wird.

Die ISO 50001 fordert, dass zusätzlich zu diesen Parametern, die oft stark produktionspezifisch oder kostenbezogen sind, Anforderungen an die Energieeffizienz gestellt werden. Dazu ist bei einer Ersatzbeschaffung notwendig, den Energieeinsatz der bisherigen Anlage zu kennen. Falls keine Messungen vorhanden sind, ist eine Berechnung über die installierte Leistung und die Betriebszeiten nötig. Nur wenn entsprechende Energiekennwerte vorliegen, kann eine Neuanlage gegenüber der Altanlage aus energetischer Sicht bewertet werden.

Folgendes Beispiel zeigt die Auslegung einer Beleuchtungsanlage:

Beispiel

Vor der Beschaffung von Leuchtmitteln, sollte geprüft werden, ob für die vorgesehene Nutzung energieeffizientere Systeme am Markt vorhanden sind. Erforderlich ist hierfür eine Recherche des Stands der Technik.

Bisher wurden beispielsweise als Leuchtmittel Leuchtstoffröhren mit 58 W und verlustarmen Vorschaltgerät (VVG) genutzt. Solch ein Leuchtmittel benötigt im Betrieb durch Verluste am Vorschaltgerät eine Gesamtbetriebsleistung von 66 W. Der Stand der Technik ist der Einsatz effizienterer und baugleicher 51 W-Modelle. Der Austausch würde zu einer Betriebsleistung ohne Austausch des Vorschaltgerätes von ca. 60 W führen. Ergebnis wäre eine Einsparung von 10 % durch den Einbau effizienterer Lampen ohne technische Umbauten. Bei gleichzeitigem Austausch der Vorschaltgeräte auf elektronische Systeme (EVG) könnte die Betriebsleistung nochmals gesenkt werden. Somit wären bei einem Austausch der Leuchtmittel mit gleichzeitigem Tausch der Vorschaltgeräte Einsparungen von ca. 20 % möglich. Allerdings sind vor allem die elektronischen Vorschaltgeräte teurer und nicht so langlebig, wie die bereits verbauten VVG. Aus diesem Grund sollte an dieser Stelle mit den recherchierten Varianten eine Wirtschaftlichkeitsberechnung durchgeführt werden.

Bei der Planung neuer Anlagen liegen oft keine belastbaren Vergleichswerte für den Energieeinsatz bisheriger Anlagen aufgrund des Alters und unterschiedlicher Anforderungen an die Produktqualität sowie anforderungsspezifischer Planungen vor.

In solchen Fällen erfolgt mit einem Fachplaner zusammen eine genaue Berechnung der Kosten und Erlöse über die geplante Nutzungsdauer, um eine Entscheidung zugunsten einer Anlagenvariante treffen zu können.

Die Vorgaben an den Energieeinsatz der neuen Anlagen werden der Einkaufsabteilung mitgeteilt. Diese Mitteilung sollte schriftlich erfolgen, um neben den durchgeführten Berechnungen dem Nachweis der Erfüllung der Normenanforderung zur Auslegung technischer Ressourcen zu dienen.

Schwierig ist die Umsetzung der Auslegungsanforderung der Norm bei organisatorischen Änderungen innerhalb des Unternehmens und bei Arbeitsabläufen z. B. bei der Umstellung auf Mehrschichtbetrieb.

Hierzu wird im ersten Schritt betrachtet, ob der Prozess oder die Prozesse, die von den geplanten Änderungen betroffen sind, Einfluss auf die wesentlichen Energieeinsatzbereiche des Unternehmens haben. Ist ein Einfluss vorhanden, sind diese Prozesse bereits durch die energetische Bewertung identifiziert, hinsichtlich ihres Einflusses auf den Energieeinsatz bewertet und in der Ablauflenkung berücksichtigt und beschrieben worden.

Anschließend muss im Zuge der Auslegung betrachtet werden, in wie weit sich die geplanten Änderungen auf den Prozess aus energetischer Sicht auswirken. Eine Möglichkeit der Auswirkungsanalyse ist, den geplanten Soll-Prozess zu beschreiben und mit der Energieeinflussfaktor-Methode (siehe Abschn. 2.6.2) zu analysieren. Ergeben sich Änderungen im Gesamt-EEF des Prozesses, werden die einzelnen Teilschritte miteinander verglichen, um herauszufinden wo die maßgeblichen Verschiebungen im Energieeinfluss entstehen. Sind die betroffenen Tätigkeiten identifiziert, muss eine Prüfung erfolgen, in welchem Ausmaß sich der Energieeinsatz durch die Änderung in der Tätigkeit verändert. Diese Prüfung erfolgt durch Messung oder Berechnung der bisherigen Tätigkeit und Abschätzung der geplanten Tätigkeit.

Ergibt der Vergleich eine Verschlechterung im Energieeinsatz, ist es erforderlich, dass in den Fachabteilungen Überlegungen angestellt werden, wie die geplante Änderung umgestaltet werden könnten, damit sich zumindest eine gleichbleibende Auswirkung einstellt.

2.7.6 Beschaffung von Energie, Technik und Dienstleistungen

Vorgabe der ISO 50001 ist, dass innerhalb des Unternehmens Vorgaben für den Einkauf von Energie, technischen Ressourcen und Energiedienstleistungen festgelegt und ausgezeichnet werden. Daher wird auch die Beschaffung in die Ablauflenkung integriert (siehe Abschn. 2.7.4).

Beispiele solcher Vorgaben im Bereich Einkauf von Energie sind:

- Anteil regenerativer Energie am Gesamtbeschaffungsvolumen, z. B. 15 % Ökostrom oder 25 % Biogas,
- Vergabe von Energielieferung und -dienstleistungen wird an eine anschließende Effizienzberatung geknüpft.

Beim Einkauf technischer Anlagen ist nach Maßgabe der Norm die Energieeffizienz, bzw. der Energieverbrauch der einzukaufenden Anlage über die gesamte Nutzungsdauer als Kriterium einzubeziehen. Eine Betrachtung über den Teil des Lebenszyklus, in dem die Anlage sich im Unternehmen befindet, zeigt oft, dass vermeintlich günstigere Anschaffungen über einen gewissen Zeitraum teurer sind als hoch- oder höherinvestive Maßnahmen.

Dies wird bedingt durch eine meist schlechtere Energieeffizienz und den damit verbundenen höheren Energie- und Betriebskosten. Um solch eine Betrachtung durchführen zu können, ist es Aufgabe des Einkaufs bei der Einholung von Angeboten, neben der Einhaltung der Anforderungen aus der Auslegung, auch Informationen zum Energieverbrauch der Anlage in Bezug zu den geplanten Betriebsparametern abzurufen.

Auf Grundlage der von den Lieferanten zurückgemeldeten Daten werden dann die Total-Costs-of-Ownership (TCO) berechnet. Die TCO stellen eine Summierung der Investitionskosten und der Betriebskosten über die geplante Nutzungsdauer dar. Dieser Wert soll dem Unternehmen zur Entscheidungsfindung dienen und die Anschaffung energieeffizienter Technik forcieren.

Hierzu ein Beispiel aus dem Bereich Kältetechnik:

Beispiel

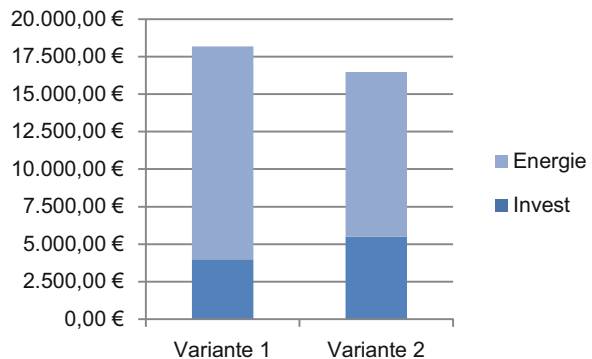
Eine neue Umwälzpumpe für den Betrieb der Kühlwasseranlage muss angeschafft werden. Zur Auswahl stehen zwei Alternativen:

1. Pumpe der am Markt vorhandenen Standard-Effizienzklasse:
Klasse IE 2, d. h. Wirkungsgrad 87 %, mit 5,5 kW und geplanter Auslastung von 2100 Vollnutzungsstunden pro Jahr und einer Lebensdauer von 8 Jahren.
Anschaffungspreis: 4000 €,
2. Eine hocheffiziente Pumpe: Klasse IE 4, d. h. Wirkungsgrad 92 %, mit 4,5 kW.
Gleiche Auslastung und Lebensdauer.
Anschaffungspreis: 5500 €.

Die Montage- und Wartungskosten sind bei beiden Pumpentypen gleich und werden daher nicht in die Rechnung einbezogen. Der zugrunde liegende Strompreis liegt bei 13,35 ct/kWh.

Anhand des Vergleiches der TCO in Abb. 2.11 ist deutlich erkennbar, dass die hocheffiziente Pumpe trotz höherer Anschaffungskosten über die Nutzungsdauer in Summe geringere Kosten verursacht und somit die wirtschaftlichere Alternative darstellt. Der

Abb. 2.11 Vergleich TCO-
Beispiel Pumpe



hier feststellbare Effekt vergrößert sich noch, wenn von steigenden Energiepreisen ausgegangen wird.

Im Bereich der Beschaffung von Energiedienstleistungen fällt die Bewertung aufgrund energetischer Gesichtspunkte weit schwieriger aus. Hier können Vorgaben zu bestehenden Managementsystemen aus den Bereichen Energie (ISO 50001), Umwelt (ISO 14001) und Qualität (ISO 9001) beim Dienstleister sowie Vorgaben zur Qualifikation der Mitarbeiter ausgearbeitet werden. Die Forderungen können z. B. beinhalten, dass vom Dienstleister eingesetzte Mitarbeiter eine Fortbildung zur ISO 50001 erfolgreich abgeschlossen haben müssen sowie weitere Qualifikationsvorgaben aus der Kompetenzmatrix aus Tab. 2.8 in Abschn. 2.7.1. Eine weitere Vorgehensweise der Bewertung ist, Prozesse, in die der Dienstleister eingreifen wird, mithilfe des Energieeffizienzfaktors (siehe Abschn. 2.6.2) zu analysieren. Es wird dann der Dienstleister ausgewählt, dessen Eingreifen den vielleicht positivsten Effekt haben wird.

Das Unternehmen muss im Zuge der Ausschreibung seine Lieferanten informieren, dass die Bewertung der Energieeffizienz in die Auswahl bei der Ausschreibung einfließt.

2.8 Überprüfung innerhalb des Energiemanagementsystems

Die ISO 50001 fordert eine Überwachung, Messung und Analyse von folgenden Merkmalen innerhalb des EnMS, da diese den Energieeinsatz des Unternehmens wesentlich mitbestimmen:

- Bereiche mit wesentlichem Energieeinsatz und weitere Ergebnisse der energetischen Bewertung,
- Variablen mit Einfluss auf den wesentlichen Energieeinsatz,
- durch die Unternehmen definierten energetischen Kennzahlen,
- Wirksamkeit der Aktionspläne und die damit erreichte Zielerreichung,
- Bewertung aktueller Verbräuche und deren Vergleich mit den Prognosen.

Die Analysen dieser energetischen Hauptmerkmale sind gemäß Normenforderung aufzuzeichnen.

Die Aufnahme der Daten für die o. g. Analysen sollte wenn möglich durch Messungen erfolgen. Dies kann insbesondere bei kleineren Unternehmen durch die Hauptzähler der Energieversorgungsunternehmen geschehen und die Aufteilung dieser Gesamtverbräuche erfolgt rechnerisch oder es werden unternehmenseigene Messeinrichtungen mit Zählern und eventuell spezieller Auswertungssoftware eingerichtet. Dieser zweite Ansatz ist vor allem bei größeren Unternehmen sinnvoll, liegt aber immer im Ermessen des Unternehmens und seiner wirtschaftlichen Möglichkeiten.

Neben der Überwachung energetischer Kennzahlen und Daten durch Messungen ist es innerhalb eines Energiemanagementsystems nach ISO 50001 erforderlich, auch das

Managementsystem regelmäßig zu überwachen. Für diese Systemprüfung nennt die Norm die Verfahren des internen Audits und der Management-Bewertung als vorgeschriebene Prüfschritte.

2.8.1 Messungen

Bei der Entwicklung und Einführung eines Energiemanagementsystems nach ISO 50001 wird unter Berücksichtigung der Mindestvorgaben gemäß Abschn. 2.8 geplant, ob und wie gemessen wird und die Messungen werden entsprechend den festgelegten Vorgaben durchgeführt. Über die Planung und Durchführung der Messungen sowie über die Mess- und Prüfmittel selbst sind Aufzeichnungen zu führen.

Bei allen zu überwachenden Werten sollte entschieden werden, ob eine klassische Messung notwendig ist, oder ob eine reine Berechnung eventuell gestützt durch zeitlich begrenzte Messungen ausreichend ist.

Im Folgenden werden die Vor- und Nachteile sowie die Möglichkeiten für die Überwachung von energetischen Merkmalen näher erläutert:

- Berechnung
 - Bei der reinen Berechnung von Werten für das Energiemanagement muss im Vorfeld durch eine detaillierte Aufnahme der technischen Daten sowie der Betriebszeiten je Leistungsstufe eine möglichst exakte Grundlage geschaffen werden. In dieser Aufnahme liegt die Hauptschwierigkeit bei dieser Methode, da oft nicht alle benötigten Daten vorliegen und/oder in der Praxis nur schwer abschätzbar sind, bzw. mit jeder Schätzung die Fehlerfreiheit und Reproduzierbarkeit der Ergebnisse leidet.
 - Der Vorteil der reinen Berechnung liegt in der Kostengünstigkeit, da keine Messgeräte angeschafft werden müssen.
 - Nachteil ist, dass oft auf externes Know-how für die Datenaufnahme und die Ausführung der Berechnungen zurückgegriffen werden muss. Insbesondere wenn die Rechenmethoden, wie z. B. bei der Gebäudeenergiebedarfsanalyse wie sie für Energieausweise erfolgt, nicht mehr ohne Spezialsoftware erfolgen können.
- Temporäre Messung
 - Temporäre Messungen dienen zur besseren Abschätzung von Verbräuchen und tragen zu einer verbesserten Datengrundlage für Berechnungen bei.
 - Vorteil sind ebenfalls die geringeren Kosten als bei festeingebauten Messeinrichtungen, da ein Messgerät für mehrere Anwendungen einsetzbar ist.
 - Nachteil ist der erhöhte Pflegeaufwand für die Instandhaltung der Geräte sowie der Schulungsaufwand für die Verwendung, da diese oft durch mehrere Personen genutzt werden und dabei der sorgsame und richtige Umgang sichergestellt werden muss.
 - Des Weiteren gelten in entschärfter Form auch die allgemeinen Nachteile von Berechnungen.

- Fest installierte Messeinrichtung
 - Dauerhaft verbaute Messungsanlage liefert in beliebig wählbaren zeitlichen Intervallen Werte. Diese dienen als Grundlage für weitergehende Analysen.
 - Vorteile sind die Automatisierungsmöglichkeiten und die Genauigkeit der erfassten Werte, da hier meist nicht auf Berechnungen zurückgegriffen werden muss.
 - Nachteil sind die Kosten für Installation und eventuelle Kalibrierung der Messeinrichtungen.

Die Wahl der Messeinrichtungen obliegt hierbei dem Unternehmen. Dabei muss sichergestellt werden, dass die erhobenen Daten und die Ergebnisse von Prüfungen reproduzierbare und fehlerfreie Werte liefern. Bei Zähleinrichtungen erfolgt dies über die regelmäßige Kalibrierung gegenüber einer Messnormalen. Diese Kalibrierungen erfolgen durch von der Physikalischen-Technischen Bundesanstalt (PTB) zugelassenen Prüfstellen. Allerdings ist die Kalibrierung von Messeinrichtungen recht kostenintensiv. Werden die Zähler zu Abrechnungszwecken genutzt, ist rechtlich eine Eichung durch die staatlichen Eichämter vorgeschrieben.

Sollen die Werte rein für das interne Energiemanagement genutzt werden, reicht eine regelmäßige Plausibilisierung der Daten und das eventuelle Justieren der Messeinrichtungen in der Regel aus. Auch eine Gruppenkalibrierung ist eine Variante, für die Fehlerfreiheit der Daten Sorge zu tragen. Hierbei wird nur ein bestimmter Prozentsatz, mindestens 10 %, der installierten Zähler in festgelegten Abständen nachkalibriert. Werden dabei keine größeren Abweichungen in der Messgenauigkeit festgestellt, kann die Genauigkeit auf die restlichen Zähler übertragen werden.

Bei berechneten Daten erfolgt die Prüfung der Werte über eine Plausibilisierung anhand der EVU-Verbrauchswerte, die in der Abrechnung aufgenommen werden sowie über statistische Methoden.

Alle verwendeten Methoden müssen in einem Messplan, wie in Tab. 2.11 dargestellt, geplant werden.

Bei Abweichungen zu Zielvorgaben und bei nicht plausiblen Werten müssen die Messungen überprüft und die Abweichungen bzw. Nicht-Plausibilitäten bewertet werden. Hierbei geht es um die Feststellung, ob es sich um einen systemischen Fehler handelt, d. h. ob die Abweichung regelmäßig durch eine eindeutig definierbare Ursache auftritt und durch Änderungen in der Mess- und/oder Berechnungsmethode berücksichtigt werden kann. Eine weitere Fehlervariante sind zufällige Einflüsse, mit denen nur individuell durch Mittelwertbildungen oder einmalige Korrekturen umzugehen ist. Die bereinigten Werte bei zufälligen Fehlern sind zwingend zu kennzeichnen, um eine Rückverfolgbarkeit der Korrektur zu ermöglichen. Die Berücksichtigung von systematischen Fehlern sollte bereits in der Messplanung Beachtung finden.

Tab. 2.11 Messplan

Messpunkt	Messwert	Instrument	Kalibrierung	Intervall	Verantwortlich
Beleuchtung Produktion	Lux-Wert	Mobiler Luxmesser	XX.XX.2014	Halbjährlich	Haustechnik
Klimatisierung Produktion	Stromaufnahme	Stromzähler	XX.XX.2014	Monatlich	Haustechnik
Klimatisierung Produktion	Betriebsstunden	Betriebsstundenzähler	XX.XX.2014	Monatlich	Haustechnik
Trocknung Produktion	Wärmeaufnahme	Wärmemengenzähler	XX.XX.2014	Monatlich	Haustechnik
Trocknung Produktion	Getrocknete Einheiten	Mengenzähler	XX.XX.2014	Monatlich	Produktion
Beleuchtung Verwaltung	Lux-Wert	Mobiler Luxmesser	XX.XX.2014	Halbjährlich	Haustechnik
Heiz-Zentrale	Brennstoffverbrauch	Gaszähler	XX.XX.2014	Monatlich	Haustechnik
Trafo-Station	Stromverbrauch	EVU-Zähler	XX.XX.2014	Pro Schicht	Haustechnik

2.8.2 Einhaltung rechtlicher Anforderungen

Das Unternehmen muss regelmäßig prüfen, ob die ermittelten Anforderungen (siehe Abschn. 2.6.1) eingehalten werden. Eine Möglichkeit der Prüfung auf Einhaltung aller rechtlichen Aspekte im Energiemanagement stellt das Compliance-Audit dar. Hierbei wird durch einen Juristen im Zuge einer Vor-Ort im Unternehmen durchgeführten Dokumentenprüfung, Befragung und Begehung überprüft, in wie weit das Unternehmen von gesetzlichen Vorgaben abweicht und welche Maßnahmen zur Abstellung dieser Nichtkonformitäten zu treffen sind. Eine weitere Variante ist, die Anforderungen direkt durch den Rechtsgebietsverantwortlichen, der im Zuge der Ermittlung und Aufnahme der Verpflichtungen im Rechtsverzeichnis definiert wurde, prüfen zu lassen.

Über die Prüfung der Anforderungen auf ihre Einhaltung sind in Bezug auf die ISO 50001 Aufzeichnungen zu führen. Dies kann z.B. über Eintragung der Prüfungsergebnisse in das Rechtsverzeichnis sichergestellt werden.

2.8.3 Überwachung durch Auditierung

Zur Aufrechterhaltung eines Energiemanagementsystems werden in geplanten Abständen interne Audits durchgeführt. Dies ist aus Normensicht erforderlich, um das System regelmäßig auf folgende Punkte zu prüfen:

- die Konformität mit den Anforderungen der ISO 50001,
- die Übereinstimmung der Ausgestaltung des Systems mit den geplanten Zielen,
- die Wirksamkeit des EnMS und die kontinuierliche Verbesserung der energetischen Leistung.

Tab. 2.12 Auditplan

Abteilung	Termin	Dauer	Themen	Auditoren
Wareneingang/ Lager	XX.XX.2014	1 d	Ablauflenkung, Schulung, Ziele	Herr Energie
Trocknung/ Vorbereitung	XX.XX.2014	1 d	Ablauflenkung, Schulung, Ziele	Herr Energie
Hauptproduktion	XX.XX.2014	1 d	Ablauflenkung, Schulung, Ziele	Herr Energie
Produktions- leitung	XX.XX.2014	0,5 d	Ablauflenkung, Ziele, Aktionsplan, Kennzahlen	Herr Energie
Rechtsabteilung	XX.XX.2014	0,5 d	Rechtsverzeichnis	Herr Prüfer
Haustechnik	XX.XX.2014	1 d	Messungen, Ziele, Aktionsplan	Herr Energie
Geschäftsleitung	XX.XX.2014	0,5 d	Politik, Ziele, Personal, Management-Bewertung	Herr Energie
Energiemanage- ment	XX.XX.2014	1 d	Dokumentenlenkung, Energetische Bewertung, Auditplanung,	Herr Prüfer

Zur Planung von internen Audits ist es notwendig, einen Auditplan wie beispielhaft in Tab. 2.12 dargestellt unter Berücksichtigung der Energierelevanz der Bereiche und der Ergebnisse der letzten Audits zu erstellen. Dabei werden der Termin und die Dauer des Audits in einzelnen Unternehmensbereichen festgelegt. Bereiche mit hoher Energierelevanz und negativen Auditergebnissen in der Vergangenheit werden dabei häufiger und länger auditiert als Bereich ohne direkten Bezug zum Energiemanagement bzw. mit positiven Ergebnissen bisheriger Audits.

Bei der Festlegung der Auditoren ist zwingend darauf zu achten, dass diese objektiv und unparteiisch sind. Dies kann durch Auswahl von Personen erreicht werden, die organisatorisch unabhängig vom auditierten Bereich beschäftigt werden. In Tab. 2.12 ist z. B. ersichtlich, dass alle Bereiche, die in die Verantwortung des Energiemanagementbeauftragten Herrn Energie fallen, bzw. der Rechtsbereich, in dem das von Herrn Energie mit erstellte Rechtsverzeichnis auditiert wird, durch einen anderen Auditor erarbeitet werden. Alle Bereiche, in denen Herr Energie keine Verantwortlichkeiten hat, können von ihm als Energiemanagementbeauftragter auditiert werden.

Für jeden zu auditierenden Unternehmensbereich wird ein Audittagesplan erstellt. Dieser bildet den zeitlichen Ablauf des Audits, die anzusprechenden Themen und die Ansprechpartner ab. Hier wird gezielt auf die definierten Auditkriterien abgestellt, d. h. welche Anforderungen im Bereich geprüft werden können. Nicht jeder Unternehmensbereich ist gleichermaßen von den Vorgaben der ISO 50001 betroffen.

Über die Auditergebnisse muss gemäß ISO 50001 ein Bericht an die Geschäftsführung erfolgen. Dieser stellt nochmals die wesentlichen Inhalte des Audits und die festgestellten Ergebnisse dar. Die Ergebnisse werden im Zuge der Berichterstattung bewertet, ob ein Verbesserungspotenzial besteht oder ein definitiver Handlungsbedarf, da Anforderungen der Norm nicht erfüllt werden.

Als Leitfaden zum Aufbau eines Auditwesens kann die internationale Norm ISO 19011 herangezogen werden. Die ISO 19011 ist die zentrale Norm im Bereich Auditierung und dient Unternehmen als Leitfaden zur Planung und Durchführung von Audits.

Die ISO 19011 fordert neben der Wahrung der Objektivität und Unabhängigkeit bei der Durchführung von Audits weitere grundlegende Prinzipien wie Integrität, Sachlichkeit, Sorgfalt, Vertraulichkeit und Beweisbarkeit.

In der Auditplanung nach ISO 19011 sollte neben dem reinen Auditplan auch die Planung der Auditoren-Qualifikation in Bezug auf Auditprinzipien und -methoden sowie weitergehender Kompetenzen berücksichtigt werden.

Ein Audit läuft nach ISO 19011 in folgenden Schritten ab:

1. Prüfung der Dokumentation,
2. Auditvorbereitung,
3. Vor-Ort: Eröffnungsgespräch,
4. Vor-Ort: Sammlung und Nachweis von Informationen,
5. Vor-Ort: Abschlussbesprechung,
6. Berichterstellung,
7. Einleitung von Auditfolgemassnahmen.

2.8.4 Vorbeugungs- und Korrekturmaßnahmen

Korrekturmaßnahmen dienen der Eingrenzung und Behebung erkannter Mängel und Fehler.

Die Erarbeitung von Korrekturmaßnahmen, die Festlegung von Prioritäten und Verantwortlichkeiten, sowie die Überwachung und Verifizierung der Wirksamkeit der durchgeführten Maßnahmen erfolgt in Abhängigkeit der Bedeutung des Problemumfangs. Korrekturmaßnahmen müssen bei einem Energiemanagementsystem nach ISO 50001 in einer Prozessbeschreibung festgelegt werden. Diese Prozessbeschreibung beinhaltet folgende Arbeitsschritte:

1. die Bewertung der Fehler (tatsächliche und potenzielle) bzgl. ihrer Auswirkungen auf die energetische Leistung,
2. die Durchführung einer Ursachenermittlung,
3. die Ermittlung, ob sofortiger Handlungsbedarf besteht,
4. das Ergreifen angemessener Maßnahmen,
5. das Führen von Aufzeichnungen,
6. die Wirksamkeitsprüfung der umgesetzten Maßnahmen.

Wesentlichster Baustein der Tätigkeiten um Zuge des Umgangs mit Fehlern ist die in Punkt 2 genannte Ursachenermittlung. Diese kann z. B. durch ein Ursachen-Wirkungs-Diagramm erfolgen.

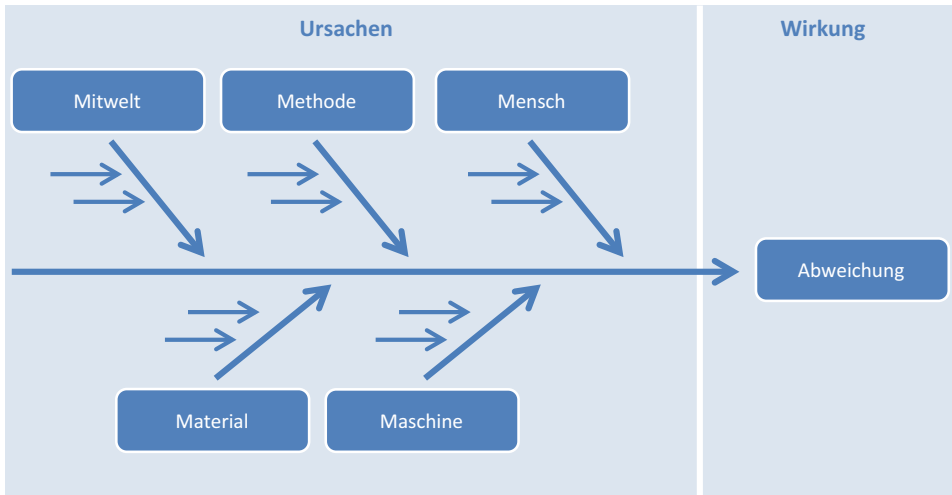


Abb. 2.12 Ursache-Wirkungs-Diagramm

Ein Ursache-Wirkungs-Diagramm, auch Ishikawa-Diagramm genannt, dient der Darstellung von Ursachen von Fehlern, die am Besten im Zuge eines Brainstorming gesammelt werden. Dazu werden alle möglichen Bereiche für die Ursache beleuchtet. Abbildung 2.12 zeigt den allgemeinen Aufbau des Ursache-Wirkungs-Diagramm und zeigt, warum es auch Fischgräten-Diagramm genannt wird.

Neben dem Verfahren zum Umgang mit bereits erkannten Abweichungen, sollte im Unternehmen auch eine Betrachtung auf potenzielle Fehlerquellen erfolgen. Im Rahmen einer ständigen Verbesserung des Managementsystems und der Energienutzung werden potenzielle Fehlerursachen frühzeitig analysiert und beseitigt. Zu diesem Zweck werden Vorbeugungsmaßnahmen geplant und durchgeführt. Die Analyse von möglichen Abweichungen und die Festlegung von Vorbeugungsmaßnahmen wird im Zuge der Beschreibung operativer Prozessen durchgeführt. Bei der erstmaligen Planung und Ausführung neuer Projekte erfolgt diese Risikobetrachtung im Rahmen der Auslegung (siehe Abschn. 2.7.5).

Eine Möglichkeit der Analyse potenzieller Fehlerquellen ist die Fehler-Möglichkeits- und Einfluss-Analyse (FMEA). Bei der FMEA wird durch die Analyse in einem interdisziplinärischen Team jedem möglichen Fehler eine Risikoprioritätszahl (RPZ) zugeordnet. Diese bildet sich aus den Faktoren Bedeutung des Fehlers, Wahrscheinlichkeit des Auftretens und der Wahrscheinlichkeit, dass der Fehler innerhalb des Unternehmens entdeckt wird. Somit wird jeder Fehler gewichtet und zur Senkung der RPZ mit Maßnahmen belegt. Die FMEA kann zur Untersuchung verschiedenster Anwendungsbereiche genutzt werden. Somit wird zwischen System-, Konstruktions- und Prozess-FMEA unterschieden.

Eine mögliche Korrekturmaßnahme zur Beseitigung der Ursache von Abweichungen bzw. eine vorbeugende Maßnahme innerhalb eines Energiemanagementsystems ist die Anpassung von Dokumenten unter Einbindung einer Risikoanalyse.

2.8.5 Aufzeichnungen

In normierten Managementsystemen dienen Aufzeichnungen dem Nachweis über die Konformität mit den festgelegten Anforderungen (siehe Abschn. 2.6.1) sowie in Bezug auf die Anforderungen der ISO 50001. Aufzeichnungen werden analog der Dokumentation (siehe Abschn. 2.7.3) gelenkt.

Hierzu wird im Unternehmen ein Verfahren eingeführt, das folgende Punkte regelt:

- die Erstellung und Pflege von Aufzeichnungen,
- welche Aufzeichnungen im Zuge des EnMS gelenkt werden müssen,
- die Aufbewahrung und Wiederauffindbarkeit sowie
- die dauerhafte Lesbarkeit, Identifizierbarkeit und Rückverfolgbarkeit von Aufzeichnungen.

Für die Aufzeichnungslenkung bietet eine Aufzeichnungsmatrix wie in Tab. 2.13 dargestellt eine praktikable Lösung.

Tab. 2.13 Aufzeichnungsmatrix

Aufzeichnung	Ersteller	Ablageform	Ablageort	Frist
Stellenbeschreibung Energiemanagement- Beauftragter	Personalabteilung	Papier	Personalordner	5 Jahre
Energiepolitik	Geschäftsleitung	Papier und Elektronisch	Büro Geschäfts- leitung und EnMS-Verzeichnis	Dauer des EnMS plus 3 Jahre
Rechtsverzeichnis	Rechtsabteilung, Energiemanagement- Beauftragter, Rechtsverantwortliche	Elektronisch	EnMS-Verzeichnis	Dauer des EnMS plus 3 Jahre
Energetische Bewertung	Energiemanagement- Beauftragter	Elektronisch	EnMS-Verzeichnis	Dauer des EnMS plus 3 Jahre
Kennzahlenmatrix	Energiemanagement- Beauftragter	Elektronisch	EnMS-Verzeichnis	Dauer des EnMS plus 3 Jahre
Ziele	Geschäftsleitung, Energiemanagement- Beauftragter	Papier und Elektronisch	Büro Geschäfts- leitung und EnMS-Verzeichnis	Dauer des EnMS plus 3 Jahre

Aufzeichnungen können in elektronischer Form vorliegen und bedürfen daher besonderer Formen des Schutzes bei Zugriff und Speicherung. Für sensible Daten mit Mitarbeiter- oder Kundeninformationen sowie sonstigen wichtigen Daten der Auftragsabwicklung und Unternehmensführung, ist der Zugriff nur einem speziell autorisierten Personenkreis möglich zu machen.

2.9 Management-Bewertung

Als letztes Glied im PDCA-Zyklus eines Energiemanagementsystems nach ISO 50001 (siehe Abschn. 2.2.3) erfolgt eine Überprüfung des Managementsystems auf seine Wirksamkeit durch die Geschäftsführung. Grundlegendes Ziel dieser mindestens jährlich durchzuführenden Prüfung ist eine klare Bewertung, ob das EnMS in der Lage ist die gesetzten Ziele zu erreichen und ob die in das System gesetzten Erwartungen erreicht wurden. Solch eine Aussage zeigt das nachfolgende Beispiel als Auszug aus einem Management-Bericht. Weitere Inhalte sind die Überprüfung der Strategie und Politik auf ihre Angemessenheit sowie die Erreichung der strategischen und operativen Ziele. In der ISO 50001 werden für die regelmäßige Management-Bewertung folgende Mindestinhalte gefordert:

- a) Maßnahmen aus der letzten Bewertung,
- b) Energiepolitik,
- c) energetische Leistung und EnPI,
- d) rechtliche und andere Anforderungen,
- e) Ziele und Aktionspläne,
- f) Ergebnisse der internen Audits,
- g) Korrektur- und Vorbeugungsmaßnahmen,
- h) Prognosen der energetischen Leistung,
- i) Verbesserungsempfehlungen.

Beispiel: Management-Bewertung 2014

Die Entwicklung der Gesamtverbräuche wird als durchweg positiv bewertet. Die Verbräuche im Bereich Strom und Wärme konnten im Vergleich zum Basisjahr gesenkt werden. Auch die Prognose für das kommende Jahr zeigt eine weitere Reduzierung der Verbräuche und somit einen wichtigen Beitrag zu den gesetzten Zielen.

Änderungen in der Energiepolitik werden im kommenden Jahr im Zuge der Entwicklung und Einführung neuer Geschäftsfelder vorgenommen.

Die allgemeine Entwicklung der EnPIs wird als positiv bewertet, wobei hier dennoch eine regelmäßige Prüfung über die Aussagefähigkeit der Kennzahlen zur Energieeffizienz erfolgen muss. Im Geschäftsleitungs-Meeting wurde hierzu die Verbesserung, bzw. Überarbeitung der EnPIs als ein Ziel für das kommende Jahr definiert.

Die Energieziele werden in den Formularen Ziele und Aktionsplan definiert.

Der Bedarf an Ressourcen zur Umsetzung wird ebenfalls im entsprechenden Aktionsplan festgelegt.

Mit der Einführung eines Energiemanagementsystems wurden verschiedene strategische Ziele verknüpft:

- Energietransparenz schaffen.
- Energiebewusstsein verbessern.
- Energieeffizienz erhöhen.
- Anforderungen unserer Kunden erfüllen.

Ein Jahr nach erfolgreicher Einführung und Zertifizierung unseres Managementsystems auf Basis der ISO 50001 stellen wir fest, dass die Erwartungen an das System zum Großteil erfüllt, in manchen Bereichen sogar übertroffen worden sind. Wir haben durch unser System die erforderlichen Tools und das erforderliche Umfeld geschaffen, damit wir unsere strategischen Ziele im kommenden Jahr und darüber hinaus erreichen und unsere Energieeffizienz weiter steigern können.

Auch mit den nun erforderlichen Anpassungen unseres Systems an die neuen Geschäftsfelder und den Standortumbau verknüpfen wir neue Chancen, unserem Anspruch, unsere Energieeffizienz zu verbessern und zu einem stärkeren Energiebewusstsein beizutragen, noch besser gerecht zu werden.

Datum XX.XX.2014

Geschäftsleitung

Der vollständige Bericht der Management-Bewertung gilt als Aufzeichnung im Sinne der ISO 50001 und muss entsprechend den Normenvorgaben gelenkt werden (siehe Abschn. 2.8.5). Als Aufzeichnung der Ergebnisse der Bewertung kann auch eine Maßnahmenliste mit Regelung zu Verantwortlichkeiten, Terminen und Mitteln dienen.

Durch diesen detaillierten Blick auf das Energiemanagementsystem, wird die Geschäftsführung in die Lage versetzt, wichtige Entscheidungen zu Themen wie die Anpassung der Energiepolitik, Veränderungen in den Kennzahlen und der energetischen Leistung des Unternehmens sowie zu den Zielen und den benötigten Ressourcen zu treffen.

Um diese Entscheidungsgrundlage noch fundierter zu gestalten und wichtige Erkenntnisse nicht erst am Jahresende zu treffen, kann die Bewertung auf mehrere unterjährig Prüfungen aufgeteilt werden, z. B. in regelmäßig stattfindenden Geschäftsführungssitzungen. Die getroffenen Entscheidungen dienen dabei als Grundlage für einen erneuten Durchlauf der Energieplanung innerhalb des Energiemanagementsystems und stoßen somit einen neuen kontinuierlichen Verbesserungsprozess an. Das Energiemanagementsystem und dessen Entwicklung und Aufrechterhaltung starten damit von Neuem.

2.10 Anhang

2.10.1 Prozesse und Verfahren nach ISO 50001

In folgenden Bereichen fordert die ISO 50001 eine klare Methodik bzw. ein festgelegtes Verfahren oder einen definierten Prozess:

- Energieplanung,
- energetische Bewertung,
- Methodik zur Definition und Aktualisierung der Energiekennzahlen,
- Verfahren zur Einreichung von Verbesserungsvorschlägen zum EnMS,
- Lenkung von Dokumenten,
- Lenkung aller Aktivitäten (Betrieb und Instandhaltung) in Bereichen mit wesentlichem Energieeinsatz.

2.10.2 Dokumentation nach ISO 50001

Folgende Punkte müssen gemäß ISO 50001 als Bestandteil der Dokumentation, in einer dem Unternehmen überlassenen Form, vorliegen:

- Anwendungsbereich und Grenzen des EnMS,
- Energiepolitik,
- Energieplanungsprozess,
- rechtliche Vorschriften und andere Anforderungen,
- energetische Bewertung und deren Ergebnisse,
- energetische Ausgangsbasis,
- energiekenzahlen,
- Ziele,
- Aktionspläne,
- Aufzeichnungen über Qualifikation und Schulung der internen und externen Mitarbeiter,
- Entscheidung, ob die Energiepolitik oder andere Themen des EnMS extern kommuniziert werden sollen und wenn ja, wie,
- Auslegung bei Veränderungen an Anlagen, Prozesse etc.,
- Anforderungen an die Beschaffung sowie die Kommunikation gegenüber Lieferanten,
- Überwachung und Messung der wesentlichen Hauptmerkmale des EnMS,
- Planung von Messungen,
- Aufzeichnung über Kalibrierung der Messeinrichtungen,
- Bewertung der Einhaltung der rechtlichen und anderer Anforderungen,
- Berichte von internen Audits,
- Auditplan,

- Aufzeichnungen über Korrektur- und Vorbeugungsmaßnahmen,
- Bericht über die Management-Bewertung.

2.10.3 Änderungen zur DIN EN 16001

Die ISO 50001:2011 entstand parallel zur bis 2012 gültigen DIN EN 16001. Daher sind viele Anforderungen vergleichbar und die Umstellung des EnMS auf die seit April 2012 allein gültige ISO 50001 kann relativ leicht erfolgen.

Folgende Änderungen am EnMS nach DIN EN 16601 sind vorzunehmen:

- Begriffsänderungen:
 - Energieaspekte werden zu Energieeinsatz,
 - Zielprogramme werden zu Aktionsplänen,
 - Bewertung der Energieaspekte wird zu Energetischer Bewertung.
- Der Energiemanagementbeauftragte kann ein Management-Team koordinieren.
- Die Energiepolitik muss zwar allen Mitarbeitern bekannt sein, aber nicht mehr veröffentlicht werden.
- Die Aktionspläne müssen eine Aussage zu der Methode, mit der eine Verbesserung der energiebezogenen Leistung und die Zielerreichung überprüft werden, enthalten.
- Ein Energieplanungsprozess ist einzuführen, mit folgenden wesentlichen zusätzlichen Merkmalen:
 - Definition einer Ausgangsbasis,
 - stärkerer Fokus auf die Energieeffizienz als bei der DIN EN 16001.
 - Es müssen Energiekennzahlen eingeführt werden.
- Bei der Beschaffung muss der Energieeinsatz von technischen Anlagen über die gesamte Nutzungsdauer berücksichtigt werden.
- Bei der Auswahl von Energielieferanten sollen auch Themen wie z. B. Anteil regenerativer Energie einfließen.
- Die Energieziele und ihre Möglichkeiten zur Beeinflussung sind an die Mitarbeiter zu kommunizieren.
- Die Energiepolitik muss den Einsatz energieeffizienter Technik fördern.

2.10.4 Integrierte Managementsysteme

Da alle Managementsystem-Normen der ISO auf gemeinsamen Elementen basieren, ist eine Integration der ISO 50001 in bestehende Systeme durch den hohen Grad an übereinstimmenden Anforderungen ohne größeren Aufwand möglich. Von einem integrierten Managementsystem kann erst gesprochen werden, wenn wesentliche Bestandteile der Systeme nicht parallel sondern gemeinschaftlich bestehen. Ein wesentlicher Vorteil eines solchen integrierten Managementsystems (IMS) ist vor allem der geringere Aufwand zum

Betrieb und für die Auditierung im Vergleich zu mehreren separat bestehenden Systemen. Dies führt bei der Zertifizierung zu Kosteneinsparungen, da bei einem IMS ein geringerer Aufwand für die Auditoren der Zertifizierungsstelle besteht.

Folgende Anforderungen finden sich in allen Management-System-Normen:

- Aufstellen einer Politik durch die Geschäftsführung,
- Selbstverpflichtung der Geschäftsführung,
- Benennung eines Management-Beauftragten,
- Regelung von Verantwortlichkeiten und Befugnissen,
- Aufstellen von Zielen und Maßnahmen,
- Aufbau eines Bewusstseins für das jeweilige Themenfeld,
- Erarbeitung von Kennzahlen,
- Durchführung interner Audits,
- Durchführung einer Management-Bewertung,
- Lenkung von Dokumenten und Aufzeichnungen,
- Lenkung relevanter Abläufe,
- Planung und Durchführung von Messungen,
- Regelung von Korrektur- und Vorbeugungsmaßnahmen,
- Überprüfung der Qualifikation des Personals und Planung von Schulungsmaßnahmen,
- Regelung der internen und externen Kommunikation,
- Anforderungen an die ständige Verbesserung (KVP).

Durch die vielen Gemeinsamkeiten von Managementsystemen sollte zur Minimierung des Arbeitsaufwandes bei der Entwicklung und Einführung sowie zur Vereinfachung und Reduktion des Dokumentationsaufwandes vermieden werden, einzelne Systeme nebeneinander bestehen zu lassen.

Eine Integration einzelner Managementsysteme in einem System bietet viele Vorteile:

- Verringerung des Aufwandes bei der Entwicklung und Einführung der Systeme durch Überschneidungen in den allgemeinen Anforderungen zu Politik, Beauftragtenwesen, Ablauflenkung, Dokumentation, Regelung von Verantwortlichkeiten und Befugnissen etc.,
- geringerer Verwaltungsaufwand bei Dokumenten und Aufzeichnungen,
- umfassende Betrachtungsweise des Unternehmens wird gefördert,
- besseres Verständnis der Zusammenhänge einzelner Abläufe im Produktions- bzw. Dienstleistungserbringungsprozess,
- keine Überbewertung einzelner Aspekte im Unternehmen, sondern Gleichstellung wichtiger Themenfelder,
- höhere Akzeptanz des Managementsystem bei den Mitarbeitern, da die Mitarbeiter einen Zusammenhang der Themenfelder erkennen und die einheitlichen Vorgaben leichter in ihr Tagesgeschäft integrieren können, als wenn mehrere Anweisungen zu den gleichen Punkten, wie z. B. Dokumentenlenkung, zu berücksichtigen sind,

- größere Effektivität im kontinuierlichen Verbesserungsprozess bei gemeinschaftlicher Betrachtung aller Themenkomplexe.

Dennoch müssen auch Nachteile bei der Entscheidungsfindung für oder gegen ein integriertes Managementsystem betrachtet werden:

- höherer Aufwand der Anpassung des Systems bei Änderungen und Neuerung in den einzelnen Normen,
- höherer Pflegeaufwand der Dokumentation bei Änderungen in nur einem Themenfeld, d. h. auch Dokumente, die ursprünglich aus den anderen Themenfeldern kommen, müssen unter Umständen geändert werden,
- mögliche Entstehung von Zielkonflikten.

2.10.5 Integration in ein Qualitätsmanagement

Die ISO 9001 gibt Anforderungen an Qualitätsmanagementsysteme vor. Dabei überschneiden sich viele allgemeine Anforderungen an ein Managementsystem mit der ISO 50001.

Die ISO 9001 rückt den prozessorientierten Ansatz in den Fokus und basiert wie die ISO 50001 auf dem PDCA-Zyklus.

Dennoch sind einige Abweichungen bzw. zusätzliche Anforderungen gegenüber der ISO 50001 zu beachten:

- Der Managementbeauftragte eines Qualitätsmanagementsystems muss Mitglied der Geschäftsführung sein.
- Die ISO 9001 fordert explizit ein Handbuch für das Managementsystem. Sie gibt Mindestinhalte an dieses Handbuch vor. Die ISO 50001 nennt nur Mindestinhalte der Dokumentation.
- In der ISO 9001 wird die konkrete Steuerung ausgegliederter Prozesse, d. h. von Prozessen, die im Auftrag des Unternehmens durch Externe ausgeführt werden, gefordert. Die ISO 50001 nennt nur die Schaffung von Rahmenbedingungen für Abläufe in den wesentlichen Energieeinsatzbereichen, die auch von externen Stellen durchgeführt werden können, als Anforderung an die Ablauflenkung.
- In der ISO 9001 können in bestimmten Fällen, Anforderungen ausgeschlossen werden. Dies ist in einem EnMS nach ISO 50001 nicht möglich.
- Die ISO 9001 fordert die Beschreibung der Wechselwirkungen und Schnittstellen von Prozessen. Hier erkennt man die stärkere Prozessausrichtung der ISO 9001 gegenüber der ISO 50001.
- Die ISO 9001 definiert als ein Kernelement eines Qualitätsmanagementsystems die Ausrichtung aller Tätigkeiten auf die Erfüllung der Kundenanforderungen, dies schließt konkrete Anforderungen an die Lenkung von kundenbezogenen Prozessen,

den Umgang mit Kundeneigentum und die Messung der Kundenzufriedenheit ein. Da ein EnMS eher intern motiviert aufgebaut wird, fällt diese Anforderung in der ISO 50001 weg.

- Die ISO 9001 fordert die konkrete Wirksamkeitsprüfung von ergriffenen Schulungs- und Weiterbildungsmaßnahmen.
- Da die ISO 9001 aufgrund des allgemeinen Qualitätsverständnisses neben der Prozess- und Kundenorientierung auch die Produktqualität als Fokus hat, werden Anforderungen an die Bereitstellung der Infrastruktur und der Arbeitsumgebung, der Produktentwicklung, Produktionsplanung, Produktionsdurchführung, Ermittlung der Kundenanforderung an das Produkt, die Produkterhaltung während der Produktion, den Umgang mit fehlerhaften Produkten und die Messungen der Produktqualität definiert.
- Die ISO 9001 fordert eine Bewertung der Lieferanten.
- Die ISO 9001 fordert wie die ISO 50001 eine Überwachung der Mess- und Prüfmittel. Sie gibt allerdings konkretere Vorgaben an die Lenkung vor.
- Die ISO 9001 enthält keine Forderung zur Entscheidung, ob Teile des Managementsystems gegenüber der Öffentlichkeit, d. h. extern, kommuniziert werden sollen.

2.10.6 Integration in ein Umweltmanagementsystem

Die ISO 14001 und die europäische Verordnung 1221/2009 „Eco-Management and Audit Scheme“, kurz EMAS genannt, geben Anforderungen an Umweltmanagementsysteme (UMS) vor. EMAS ist eine freiwillige EU-Rechtsvorschrift und basiert inhaltlich auf der ISO 14001.

Wesentliche Unterschiede zwischen EMAS und der ISO 14001 sind:

- Unterschiedliche Begrifflichkeiten, z. B. Ein Audit heißt bei EMAS Gutachten.
- Es wird bei EMAS eine Bestandsaufnahme vor Einführung eines UMS gefordert.
- Bei EMAS muss die Umwelterklärung veröffentlicht werden.
- Ein UMS nach EMAS wird nicht zertifiziert, sondern von einem Umweltgutachter abgenommen.
- Bei Einführung eines UMS nach EMAS müssen allen gesetzlichen und andere festgelegte Vorgaben erfüllt sein. Die ISO 14001 fordert nur eine Ermittlung und Prüfung der Vorgaben.
- Die Zulassungsstelle für Zertifizierungsstellen nach EMAS ist nicht wie bei Managementsystemnormen der ISO die DAkkS (Deutsche Akkreditierungsstelle), sondern die DAU (Deutsche Akkreditierungs- und Zulassungsgesellschaft für Umweltgutachter).

Die Integration eines EnMS nach ISO 50001 in ein bestehendes Umweltmanagementsystem nach ISO 14001 oder EMAS ist relativ einfach möglich, da die Vorgängernorm für Energiemanagementsysteme DIN EN 16001 und die ISO 14001, die auch Grundlage für EMAS ist, inhaltlich sehr ähnlich waren.

Dennoch sind Unterschiede zu beachten:

- Die Umweltpolitik muss der Öffentlichkeit zugänglich gemacht werden.
- Die ISO 14001 basiert noch auf den Begrifflichkeiten der DIN EN 16001. Somit müssen bei der Integration eines EnMS in ein UMS die Unterschiede der ISO 50001 zur DIN EN 16001 ebenfalls berücksichtigt werden (siehe Kap. 11).
- Die externe Kommunikation befasst sich mit der Steuerung der Entgegennahme, Dokumentation und der Bearbeitung von Äußerungen und Anfragen externer Stellen.
- Die ISO 14001 fordert als Bestandteil der Dokumentation, ähnlich wie die ISO 9001, die Beschreibung der Wechselwirkungen der wesentlichen Abläufe und Kernelemente des UMS.
- In die Management-Bewertung nach ISO 14001 müssen auch externe Beschwerden einbezogen werden.
- Während in der ISO 50001 die Einbeziehung von Notfallsituationen und anderen außergewöhnlichen Ereignissen in der Ablauflenkung freiwillig ist, ist die konkrete Planung und Steuerung von Notfällen und Erarbeitung von Maßnahmen zur Vorbeugung von schädlichen Umweltauswirkungen und Gefahren im Zuge eines Notfallmanagements wichtiger Bestandteil der Forderungen der ISO 14001.

Das Notfallmanagement kommt vornehmlich aus dem Bereich Arbeitsschutz. In diesem Rahmen werden mögliche Situationen, von denen Gefahren für die Mitarbeiter, die Umwelt und das Unternehmen ausgehen können, analysiert und Verfahren entwickelt, mit diesen Situationen umzugehen. Das Ziel dabei ist, die negativen Auswirkungen, bzw. die Eintrittswahrscheinlichkeit solcher Notfälle zu minimieren.

Ein wesentlicher Bestandteil des Notfallmanagements ist die Ausarbeitung von Gefährdungsbeurteilungen, in denen zu jeder Tätigkeit im Unternehmen von einer Fachkraft dargestellt wird, welche Gefahren entstehen können und welche Sicherheitsvorkehrungen zur Minimierung der Eintrittswahrscheinlichkeit und der negativen Auswirkungen getroffen werden. Dabei wird nach dem TOP-Prinzip vorgegangen:

Technische Maßnahmen haben Vorrang und müssen in erster Linie geprüft werden. Zu diesen Maßnahmen zählen auch Substitutionsprüfungen beim Umgang mit Gefahrstoffen.

Organisatorische Maßnahmen bezeichnen Änderungen an den Arbeitsabläufen, um die Gefährdungen für Mensch und Umwelt auszuschließen oder zu verkleinern.

Persönliche Maßnahmen sind nur dann zulässig, wenn technische und organisatorische Maßnahmen bereits ausgereizt oder nicht machbar sind. Zu den persönlichen Maßnahmen zählt das Tragen einer persönlichen Schutzausrüstung (PSA), wie z. B. Schutzkleidung, Brille, Handschuhe usw.

Die Pflicht zur Erstellung solcher Gefährdungsbeurteilungen ist in der Arbeitsschutzgesetzgebung verankert.

2.10.7 Begriffe und Definitionen

Analog dem Kap. 3 der ISO 50001 sind im Glossar am Ende des Buches die wesentlichen Begrifflichkeiten erläutert. Anders als in der ISO 50001 sind die Begriffe in alphabetischer Reihenfolge aufgelistet. Ferner werden weitere im Allgemeinen für Managementsysteme relevante Begriffe erklärt und durch Beispiele aus der Praxis veranschaulicht.

Teil II

Wirtschaftlicher Rahmen

3.1 Übersicht Energiemanagement – Energiebeschaffung

- Ohne Energie funktioniert nichts in der modernen Industriegesellschaft!

Energie wird für sämtliche Produktionsprozesse, im Haushalt, im Handel und im Gewerbe, in der Verwaltung sowie für unsere Mobilität benötigt. Des Weiteren findet sie Verwendung für mechanische Energie, zur Beleuchtung, Klimatisierung und als Prozess- und Raumwärme.

Elektrizität ist dabei der Energieträger, der aus Primärenergie, insbesondere Stein- oder Braunkohle und Kernkraft oder aus erneuerbaren Energiequellen gewonnen wird. Sie muss deshalb in jedem Unternehmen wie andere Rohstoffe, Waren und Dienstleistungen, beschafft werden.

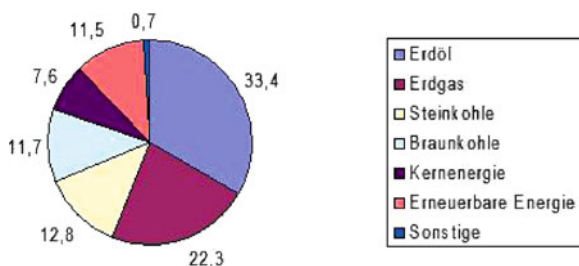
Im Kalenderjahr 2013 verbrauchte die gesamte Bundesrepublik Deutschland, wie in Abb. 3.1 zu sehen, 14.005 PJ, umgerechnet 3.863.333 GWh Primärenergie, davon

- 33,4 % Erdöl,
- 22,3 % Erdgas,
- 12,8 % Steinkohle,
- 11,7 % Braunkohle,
- 7,6 % Kernkraft,

immerhin 11,5 % erneuerbare Energie und im Übrigen sonstige Quellen¹, und damit 2,6 % mehr als im Vorjahr 2012 = 13.643 PJ.

¹ Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB), Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik AGEE-Stat, <http://www.ag-energiebilanzen.de/-Energieverbrauch> in Deutschland im Jahr 2013, Seite 4, Abruf 26.10.2014.

Abb. 3.1 Energieverbrauch nach Energieträger 2013



Erdgas, Erdöl und Steinkohle werden größtenteils nach Deutschland importiert, wobei wiederum das (strom)preisrelevante Erdgas vor allem zu 38 % aus Russland, zu 20 % aus Norwegen und zu 26 % aus den Niederlanden² eingeführt wird.

Die ebenfalls (strom)preisrelevante Steinkohle wird derzeit zu 14 % aus anderen EU-Staaten, davon mehr als die Hälfte aus Polen, zu 24 % aus Russland, zu 20 % aus den USA, zu weiteren 20 % aus Kolumbien und zu 9 % aus Australien eingeführt³. Schon 2014 wird Südafrika zum für Deutschland drittbedeutendsten Lieferland aufsteigen (vgl. Verkehrsrundschau 2014).

Im Kalenderjahr 2013 wurden in Deutschland ca. 629.600 GWh Elektrizität produziert, davon 10,5 % aus Erdgas, 19,7 % aus Steinkohle, 25,8 % aus heimischer Braunkohle, immerhin noch 15,4 % aus Kernkraft, 23,4 % aus erneuerbaren Energien, weiterhin stark ansteigend, nachdem im Kalenderjahr 2012 schon 22 % aus erneuerbaren Energiequellen produziert wurden, und 5 % aus sonstigen Quellen, und gut 599.800 GWh Elektrizität verbraucht⁴, siehe dazu Abb. 3.2.

Somit erfolgen nur 20 % des Primärenergieverbrauchs der Bundesrepublik Deutschland durch Elektrizität. Die langfristige Umstellung der Stromerzeugung auf erneuerbare Energie hat also nur einen geringen Anteil am Primärenergieverbrauch, sodass diese Umstellung anstatt „Energiewende“ semantisch trefflicher als „Stromwende“ bezeichnet werden muss.

² Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/monitoring-bericht-nach-51-enwg-zur-versorgungssicherheit-bei-erdgas,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Abruf 07.03.2014. ARGE Energiebilanzen, <http://www.ag-energiebilanzen.de> – Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2013, Seite 17, Abruf 26.10.2014.

³ Verein der Kohleimporteure e. V., http://www.verein-kohlenimporteure.de/download/2013/VDKI_Jahresbericht_2013.pdf?navid=18, Abruf 25.10.2014.

⁴ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), <http://bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/energiedaten.html>, Stand Juli 2014, Seite 38, Abruf 09.11.2014. ARGE Energiebilanzen, <http://www.ag-energiebilanzen.de/Energieverbrauch> in Deutschland im Jahr 2013, Seite 28, Abruf 25.10.2014. Umweltbundesamt, http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/climate_change_07_2013_icha_co2emissionen_des_dt_strommixes_webfassung_barrierefrei.pdf, Abruf 09.11.2014.

Abb. 3.2 Zusammensetzung Strommix nach Energieträger 2013

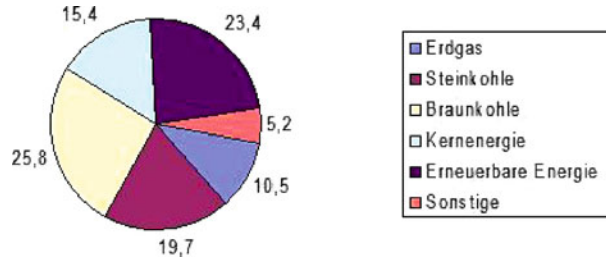
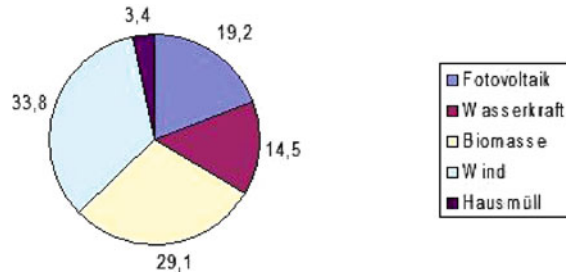


Abb. 3.3 Zusammensetzung Erneuerbare Energie – Anteil am Strommix 2013



Die 23,4 % erneuerbare Elektrizitätserzeugung in 2013 erfolgten zu 4,5 % aus Fotovoltaik, zu 3,4 % aus Wasserkraft, zu 6,8 % aus Biomasse und zu 7,9 % aus Windkraft sowie 0,8 % aus Hausmüll⁵, siehe dazu Abb. 3.3.

Die erneuerbaren Energien sollen im Jahr 2020 zu 35 %⁶, sodann im Jahr 2025 auf einen Anteil von 40 bis 45 % und im Jahr 2035 von 55 bis 60 %⁷ an der Elektrizitätserzeugung in Deutschland beteiligt sein.

Umgekehrt geht schon 2022 das letzte Kernkraftwerk vom Netz und wird seine Stromproduktion einstellen⁸.

Wenn 2022 die Kernkrafterzeugung ausläuft, müsste der durch die Kernkraft erzeugte Strom wenigstens mengengleich und zur Vermeidung von Kapazitätsengpässen nach Möglichkeit auch zeitgleich aus erneuerbaren Energien erzeugt oder aus gefüllten Energiespeichern ausgepuffert werden.

Da in nahezu jedem Unternehmen oder jeder Verwaltung Elektrizität und in den meisten Unternehmen Wärme, entweder als Prozess- oder Raumwärme, benötigt wird, muss diese am Markt wie jedes andere Vorprodukt bzw. Dienstleistung beschafft werden. Die

⁵ BMWi, Energiedaten Gesamtausgabe, Stand Juli 2014, <http://bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/gesamtausgabe,did=476134.html>, Seite 38, Abruf 09.11.2014.

⁶ Vgl. § 1 Abs. 2 EEG = Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25.10.2008 (BGBl. I S. 2074).

⁷ BMWi, EEG-Reform: Planbar. Bezahlbar. Effizient., <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/eeg-reform.html>; Abruf 25.06.2014; § 1 Abs. 2 EEG 2014 vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066) i. d. F. vom 22.07.2014 (BGBl. I S. 1218).

⁸ Vgl. § 7 Abs. 1a AtomG = Atomgesetz vom 15.07.1985 (BGBl. I S. 1565) i. d. F. vom 28.08.2013 (BGBl. I S. 3313).

Raumwärme wird zum Heizen benötigt. Die Prozesswärme wird zur Produktion, etwa für Schmelzen, Glühen, zum industriellen Backen und zur Wurstproduktion, oder zur Stromerzeugung verwendet.

Physikalisch kommt der Strom leitungsgebunden aus der berühmten „Steckdose“ und das Erdgas aus dem Hausanschluss. Daran ändert auch der Energiemarkt nichts. Bei allen leitungsgebundenen Medien gibt es einen physischen Netzbetreiber und einen in der Regel personenverschiedenen Energielieferanten, der die Netze der Netzbetreiber für die Strom- und Erdgaslieferung zur Durchleitung benutzt.

Allerdings ist entscheidend, zu welchem Preis und von welchem Lieferanten die Energie im Unternehmen oder beim Verbraucher ankommt.

Die Lieferung erfolgt durch einen Lieferanten in der Regel über einen längeren Zeitraum. Meist beträgt die Vertragsdauer ein Kalenderjahr. Dies ist dadurch begründet, dass an den Großhandelsmärkten, z. B. EEX⁹ oder TTF¹⁰ als Strom- oder Erdgas-Forward Jahreskontrakte gehandelt werden. Ein Forward ist ein Produkt, das in der Zukunft erfüllt wird, etwa im Kalenderjahr 2017, wenn im Jahr 2014 die Energie für 2017 eingekauft wird.

Ein Jahreskontrakt ist ein gleichmäßiges vordefiniertes Strom- oder Erdgasband für ein komplettes Kalenderjahr.

Im Wärmemarkt erfolgt die Erdgasbeschaffung ähnlich der Elektrizitätsbeschaffung, da Erdgas auch als (Jahres-)Forward an den Großhandelsmärkten gehandelt wird.

Anders ist es dagegen beim Heizöl. Hier liefert der Vertragspartner direkt in den notwendigen Vorratstank, sodass diese Beschaffungen in der Regel Fixgeschäfte sind. Der Lieferant kann mit jeder Lieferung ausgewechselt werden. Wenn der Tank erst ein Mal gefüllt worden ist, wird für die Zeit bis zur Nachfüllung, die abhängig vom Heizölverbrauch und dem vorhandenen Tankvolumen ist, kein weiterer Vertragspartner benötigt.

Bei der Fernwärme bestehen üblicherweise sehr langfristige mehrjährige Wärmelieferungsverträge, da der Lieferant hier auch der Leitungsbetreiber ist und seine Investitionen in das Heiz(kraft)werk und die lokale Netzinfrastruktur amortisiert haben möchte. Als Fernwärme wird die von einem Dritten nach unternehmenswirtschaftlichen Gesichtspunkten eigenständige Produktion und Lieferung von Wärme bezeichnet, wobei es nicht auf die Nähe der Erzeugungsanlage zu dem versorgenden Gebäude oder das Vorhandensein eines größeren Leitungsnetzes ankommt¹¹.

Der Unterschied zwischen einem Heizwerk und einem Heizkraftwerk besteht darin, dass das Heizkraftwerk neben Wärme auch Strom produziert, sodass die Heizkraftwerke in der Praxis die Mehrzahl darstellen. Für die Stromproduktion können Heizkraftwerksbetreiber auch eine Förderung nach dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz¹² erhalten.

⁹ European Energy Exchange, www.eex.de.

¹⁰ Title Transfer Facility, www.iceendex.com.

¹¹ BGH-Urteil vom 25.10.1989, NJW 1990, 1181.

¹² KWKG = Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz vom 19.03.2002 (BGBl. I S. 1092) i.d.F. vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066).

Fernwärmelieferanten sind, insbesondere wenn ein Anschluss- und Benutzungszwang¹³ besteht, klassische Monopolisten und nicht austauschbar. Durchleitungen bestehen in der Fernwärmelieferung praktisch nicht.

Ein Wechsel zu einem anderen Wärmelieferanten ist nicht möglich und umgekehrt sind die Lieferanten nicht geneigt, ihren Wärmepreis am Markt, d. h. gegen Erdgas, Heizöl oder andere Wärmeträger anzulegen¹⁴. Sie unterliegen daher einer qualifizierten Überwachung durch die Kartellbehörden nach §§ 19 ff. GWB¹⁵. Die Lieferung erfolgt sehr standardisiert entweder nach der AVBFernwärmeV¹⁶, oder zu ähnlichen nahezu gleichlautenden Sonderbedingungen für Industriekunden, da die unmittelbare Anwendung der AVBFernwärmeV nach deren § 1 Abs. 2 gerade nicht vorgesehen ist.

In Deutschland existieren mehr als 1000 Elektrizitätsanbieter und circa 800 Erdgasanbieter. Nicht alle Anbieter sind regional oder sogar deutschlandweit vertriebllich aktiv.

Die Energiekosten stellen im privaten und geschäftlichen Bereich die in den letzten Jahren am steilsten gestiegenen Kostengruppen dar. Vom Kalenderjahr 2012 auf 2013 stiegen die Energiekosten für Industriekunden um 4 %, für Gewerbe und Handel um 11,7 % und für Haushalte um 11,6 % vorrangig durch den Anstieg der EEG-Umlage und anderer nicht verhandelbarer Umlagen und Abgaben!¹⁷

Diese spezifischen Kostensteigerungen können im Ergebnis nur durch Verbrauchseinsparungen kompensiert bzw. reduziert werden.

Ein professionelles Beschaffungsmanagement kann nicht verhindern, dass Markttrends und Volatilitäten, auch steigende Preise, sich in den Beschaffungskosten widerspiegeln. Allerdings kann das Energiebeschaffungsmanagement den Kostenanstieg moderieren, indem es einen fallenden Markttrend, so wie in 2012 und 2013 für die EEX-Stromforwards 2014 ff., zur Auswahl entsprechend günstigerer Beschaffungszeitpunkte ausnutzt.

Die Energiepreise sind und bleiben deshalb das Sorgenkind der deutschen Wirtschaft¹⁸.

An diesem Befund hat sich auch 2013/2014 und wird sich in 2015 ff. nichts ändern. Hohe Energiepreise gewinnen mit steigender Energieintensität an Bedeutung.

Diese Entwicklung wird in den Kalenderjahren 2014 ff. auch nicht dadurch nachhaltig beeinflusst, dass die zum Teil extreme Erhöhung von Strompreisbestandteilen in Form

¹³ Vgl. § 16 EEGWärme = Erneuerbare-Energien-Wärme-gesetz vom 07.08.2008 (BGBl. I S. 1658) i. d. F. vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066).

¹⁴ Bundeskartellamt, Abschlussbericht Sektor Fernwärme 2012, <http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Fernwaerme%20-%20Abschlussbericht.html?nn=3591568>, Abruf 26.10.2014.

¹⁵ GWB = Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen in der Bekanntmachung vom 26.06.2013 (BGBl. I S. 1750, 3245) i. d. F. vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066).

¹⁶ AVBFernwärmeV = Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme vom 20.06.1980 (BGBl. I S. 742) i. d. F. vom 25.07.2013 (BGBl. I S. 2722).

¹⁷ Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V., <http://www.ag-energiebilanzen.de> – Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2013, S. 32, 33, Abruf 26.10.2014.

¹⁸ Deutscher Industrie- und Handelskammertag Energiewende-Barometer <http://www.dihk.de/presse/meldungen/2014-09-11-energiewende-barometer>, Abruf 26.10.2014.

der Umlagen, etwa EEG-Umlage und der § 19 Abs. 2 StromNEV¹⁹-Umlage bei einigen Unternehmen durch eine günstige Commoditybeschaffung kompensiert werden kann²⁰.

Als Commodity wird hierbei die reine „Energie“ bzw. „Rohstoff“, also der handelbare Strom oder das Erdgas bezeichnet.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass lediglich bei drei von zehn Unternehmen die Energiekosten kleiner als 2 % des Umsatzes sind. Wenn man nur auf die Stromkosten abstellt, ist festzustellen, dass 40 % der deutschen Unternehmen einen Stromkostenanteil am Umsatz von 2 % und mehr haben. Jedes fünfte Unternehmen, ist mit einem Anteil der Stromkosten am Umsatz von mehr als 4 % sogar als stromintensiv zu bezeichnen²¹.

Selbst Supermärkte und Warenhäuser, bei denen eine Umsatzrendite von allenfalls 2 bis 3 %, ausnahmsweise auch 4 % besteht²², beträgt der Anteil der Stromkosten am Umsatz in 2012 immerhin ca. 1,2 %, bei Lebensmitteleinzelhändlern sogar 1,73 %!²³

Zur Umsetzung der Energiebeschaffung einerseits und der Ausnutzung und Berücksichtigung der Energiemarktmechanismen ist es erforderlich, die preisbildenden und im Markt verhandelbaren Elemente der Energiepreise zu erkennen. Die regulatorischen Steuern, Umlagen und Abgaben sind nicht verhandelbar und nur in eng begrenztem Umfang durch technische Maßnahmen optimierbar. Sie haben aber bei den Unternehmen mittlerweile einen Energieendkostenanteil von mehr als zwei Dritteln der Strom- und circa 50 % der Erdgaskosten erreicht.

3.2 Elektrizität und Erdgas

3.2.1 Grundsätze und Preiselemente

Die Elektrizitäts- und Erdgasbeschaffung ist dadurch gekennzeichnet, dass wesentliche Preiselemente entweder in Steuern und Abgaben oder in regulierten Preisbestandteilen, d. h. von der Bundesnetzagentur²⁴ oder den Landeskartellbehörden preis- und konditio-

¹⁹ StromNEV = Stromnetzentgeltverordnung vom 25.07.2005 (BGBl. I S. 2225), i. d. F. vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066).

²⁰ Frankfurter Rundschau, Strompreis steigt 2014 kaum, <http://www.fr-online.de/energie/strompreis-strompreis-steigt-2014-kaum,1473634,25076978.html>; Abruf 25.10.2014; z. B. WEMAG AG Schwerin – <https://www.wemio.de/?referer=adwords&gclid=CLeFwJHB-LsCFQZf3godmHIAqA>, Abruf 29.12.2013.

²¹ Deutscher Industrie- und Handelskammertag, Unternehmen packen's an – Skepsis bleibt IHK-Energiewende-Barometer 2013, <http://www.dihk.de/presse/meldungen/2012-12-17-energiewende-barometer>, Abruf 20.12.2013. <http://www.dihk.de/presse/meldungen/2014-09-11-energiewende-barometer>, Abruf 26.10.2014.

²² EDEKA Zentrale AG & CO. KG, <http://www.presseportal.de/pm/51907/993768/edeka-gruppe-legt-spitzenergebnis-vor>, Abruf 26.10.2014.

²³ EHI Retail Institute, Köln 11/2013 – Staatliche Abgaben treiben Strompreis, http://www.ehi.org/?2277&tx_ttnews%5Btt_news%5D=852&L=&tx_calendar_pi1%5Bf1%5D=&print=1&type=98&no_cache=1, Abruf 26.10.2014.

²⁴ Bundesnetzagentur Bonn (BNA), Vgl. www.bundesnetzagentur.de.

nenüberwachten Preiselementen bestehen. Diese können in der Energiebeschaffung nicht ohne weiteres beeinflusst oder optimiert werden.

So ist Deutschland bei Strom in vier verschiedene Übertragungsnetzbetreiber, nämlich TransnetBW²⁵, 50Hertz²⁶, TenneT²⁷ und Amprion²⁸ und beim Erdgasnetz in die Marktgebiete Gaspool und NetConnect Germany (Vgl. § 21 Abs. 1 GasNZV²⁹) aufgeteilt. Dies sind per se natürliche und von der Bundesnetzagentur überwachte Monopole³⁰.

Die Bedeutung der reinen Commodity als einzig handelbares Preiselement tritt in Relation zu den anderen Preiselementen zunehmend in den Hintergrund.

Deshalb gilt grundsätzlich, dass jede nicht verbrauchte Kilowattstunde Energie auch nicht beschafft werden muss und das Energie-Verbrauchsmanagement die beste und absolut priorisierte Beschaffungsoptimierung darstellt.

Dieser Grundsatz ist bei der Energiebeschaffung wegen gesetzlicher Lenkungsmechanismen aber nicht immer uneingeschränkt gültig. Deutlich wird dies, weil nicht unbedingt der absolute Verbrauch entscheidend ist, sondern genauso wichtig ist, wann, d. h. zu welchem Zeitpunkt eine Kilowattstunde verbraucht wird. Bei sehr hoher Beschaffungs- und Verbrauchsflexibilität kann z. B. das Phänomen ausgenutzt werden, dass die Elektrizitätspreise an der Strombörse im Spotmarkt, also im Kurzfristmarkt, an einigen Tagen bzw. dort zu einigen Stunden negativ sind, also Geld mit dem Energiebezug verdient werden kann. Dies bedeutet, der Kunde erhält für den Strombezug, wenn er am Spotmarkt einkauft, ein Entgelt für den Commodity Strom, weil viel zu viel Energie in den Netzen vorhanden ist und für deren „Vernichtung“ ein finanzieller Aufwand entsteht. Der Spotmarkt ist die Resterampe des Energiehandels, bei dem der Strom oder Erdgas Day-ahead, also kurzfristig heute für den morgigen Verbrauch oder Intraday, innerhalb eines Liefertages, die Energie gehandelt und verkauft wird.

In solchen Extremfällen kann die Energieeffizienz im Einzelfall für einige Stunden in den Hintergrund treten, weil ein „Mehr“ an Energieverbrauch hier immer einen Preisvorteil bedeutet. In diesen Ausnahmefällen könnte sogar ein Entgelt mit einem Energieverbrauch verdient werden. Je mehr im Netz vorhandene überschüssige Energie verbraucht wird, umso höher sind die Einnahmen des hier flexibel einkaufenden Kunden.

Allerdings sind diese Tage bzw. Stunden negativer Preise begrenzt, aber bei hoher Flexibilität im Verbrauch durch Unternehmen gut nutzbar (siehe dazu Abb. 3.4).

²⁵ TransnetBW GmbH, Stuttgart, www.transnetbw.de.

²⁶ 50Hertz Transmission GmbH, Berlin, www.50hertz.com.

²⁷ TenneT TSO GmbH, Bayreuth, www.tennet.eu/de.

²⁸ Amprion GmbH, Dortmund, www.amprion.net.

²⁹ GasNZV = Gasnetz Zugangsverordnung vom 03.09.2010 (BGBl. I S. 1261) i. d. F. vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066).

³⁰ Bundesnetzagentur Bonn (BNA), [http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1422/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/UeberunsereAufgaben/ueberunsereaufgaben-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1422/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/UeberunsereAufgaben/ueberunsereaufgaben-node.html?jsessionid=BCE0B1B2376A02737DB83416E5752716); jsessionid=BCE0B1B2376A02737DB83416E5752716, Abruf 26.10.2014.

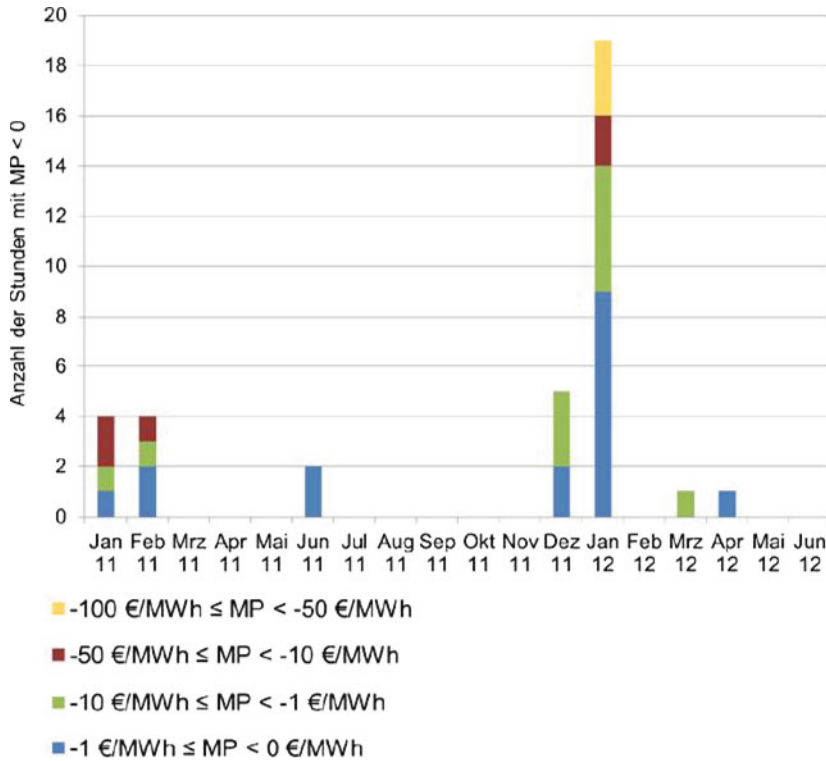


Abb. 3.4 Entwicklung negative Spotpreise EEX 2011/2012

Mittlerweile fast planbar ist das negative Preisgefüge an der EPEX³¹ an jedem 03. Oktober. Da am Nationalfeiertag der Deutschen Einheit wenig Abnahme aus dem Stromnetz besteht, aber wegen des üblichen Herbstwetters eine hohe Windeinspeisung erfolgt und die Sonne immer noch hoch genug steht, um genug Fotovoltaikstrom erzeugen zu können³², besteht ein Überangebot im Stromnetz. An der Strombörse EPEX kam es zwischen Dezember 2012 und Dezember 2013 an 97 Stunden zu negativen Strompreisen mit einem durchschnittlichen Preis von minus 41 €/MWh³³.

Eine Hauptursache der negativen Strompreise liegt vor allem in der Inflexibilität der Braunkohle- und Kernkraftwerke, aber auch beim wärmeorientierten Betrieb von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Diese Anlagen haben trotz des negativen Preissignals von der

³¹ European Power Exchange Paris (EPEX). Vgl. <http://www.epexspot.com/de/>.

³² Handelsblatt vom 07.10.2013, Wetterprognosen sollen Strompreise stabil halten, <http://www.handelsblatt.com/technologie/das-technologie-update/energie/erneuerbare-energien-wetterprognosen-sollen-Elektrizitätspreise-stabil-halten/8894656.html>, Abruf 04.11.2014.

³³ Smart Energy for Europe Plattform (SEFEP) gGmbH, <http://www.agora-energiewende.de/themen/strommarkt-versorgungssicherheit/detailansicht/article/negative-strompreise-werden-haeufiger/>, Abruf 26.10.2014.

Börse Strom produziert. Dies hat gemeinsam mit dem Strom aus den erneuerbaren Energien zu einem Stromüberschuss geführt. Falls konventionelle Erzeugungsanlagen weiterhin so inflexibel bleiben, werden im Jahre 2022 wegen des weiteren Zubaus von erneuerbarer Energieerzeugung voraussichtlich an 1000 Stunden im Jahr negative Strompreisen zu verzeichnen sein³⁴.

Umso wichtiger ist es demzufolge, vor dem Start der Beschaffung die Marktmechanismen, die Chancen und die Risiken der einzelnen Beschaffungsmethoden sowie die Einflussfaktoren der einzelnen Elektrizitäts-, Erdgas- und anderen Energiepreisbestandteile zu kennen. Letztlich ist nur die „reine“ an der Börse oder anderen Großhandelsmärkten angebotene Commodity auch verhandelbar und im Beschaffungszeitpunkt beeinflussbar.

3.2.2 Umsatzsteuer

Sämtliche Energieverbraucher, welche nicht vorsteuerabzugsberechtigt sind, insbesondere die öffentliche Verwaltung und die Privathaushalte müssen auf die Energiekosten, d. h. auf alle darin enthaltenen Steuern, Umlagen und Abgaben sowie die Commodity noch die gesetzliche Umsatzsteuer in Höhe von derzeit 19 % gemäß § 12 Abs. 1 UStG³⁵ vergüten. Diese allein führt im Kalenderjahr 2014 gegenüber 2012 zu Mehreinnahmen an Umsatzsteuerzahlungen in Höhe von 1,6 Mrd. €³⁶.

Energie als ein gesellschaftliches Grundbedürfnis, insbesondere jedoch die in jedem Haushalt benötigte Elektrizität, ist also nicht etwa mit dem ermäßigten Umsatzsteuersatz von 7 % i. S. Anlage 2 zu § 12 UStG – anders als z. B. den Grundnahrungsmitteln, Schnittblumen, oder Büchern und Silbermünzen³⁷ (bis 31.12.2013)! – privilegiert.

Unter Berücksichtigung des starken Anstiegs der spezifischen Energiekosten in den vergangenen Jahren wird von Verbraucher- sowie einigen Unternehmensverbänden gefordert, Energie ermäßigt mit 7 % Umsatz zu besteuern³⁸.

Im Koalitionsvertrag 2013³⁹ der CDU/CSU und SPD für die 18. Bundestags-Legislaturperiode fand diese Forderung keinerlei Berücksichtigung.

³⁴ Photovoltaik, Negative Strompreise werden häufiger, <http://www.photovoltaikeu/Negative-Strompreise-werden-haeufiger,QUIEPTU5MzgXOSZNSUQ9MzAwMjE.html>, Abruf 26.10.2014.

³⁵ UStG = Umsatzsteuergesetz i. d. F. vom 25.07.2014 (BGBl. I S. 1266).

³⁶ Focus vom 16.04.2014, Energiewende: Umsatzsteuer bringt Bund satte Einnahmen, http://www.focus.de/politik/deutschland/energie-energiewende-umsatzsteuer-bringt-bund-satte-einnahmen_id_3777872.html, Abruf 26.10.2014.

³⁷ Bis 31.12.2013 wurden Silbermünzen mit 7 % umsatzbesteuert, Goldmünzen bleiben als Vermögensanlage auch in Zukunft umsatzsteuerfrei.

³⁸ Handelsverband Deutschland, Eckpunktepapier des HDE für eine erfolgreiche Energiewende, HDE Berlin vom 23.09.2013, <http://www.einzelhandel.de/index.php/component/k2/item/140-aktion.html>, Abruf 26.10.2014.

³⁹ Vgl. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD 2013; Deutschlands Zukunft gestalten, http://www.spd.de/linkableblob/112790/data/20131127_koalitionsvertrag.pdf, Abruf 07.03.2014.

3.2.3 EEG-Umlage – Elektrizität

Die EEG-Umlage ist eine mit dem Erneuerbare Energien Gesetz im Jahr 2000 eingeführte Vergütung, welche – nur bei Elektrizität, nicht für Erdgas – die Übertragungsnetzbetreiber von allen Netznutzern je abgenommene Kilowattstunde verlangen. Denn die Übertragungsnetzbetreiber sind ihrerseits verpflichtet, von den einspeisenden Betreibern der erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen deren „grüne“ Energie abzunehmen und mit dem im EEG festgelegten Vergütungssatz zu vergüten.

Das Ziel des Erneuerbare Energien Gesetz ist es nach § 1 Abs. 2 EEG, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung mindestens:

- auf 40 bis 45 % bis zum Jahr 2025,
- auf 55 bis 60 % bis zum Jahr 2035,
- auf mindestens 80 % bis zum Jahr 2050

und nach § 1 Abs. 3 EEG den Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Bruttoendenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 auf mindestens 18 % zu erhöhen⁴⁰.

Im Kalenderjahr 2012 konnten immerhin schon 22 % des Bruttostroms⁴¹ und 11,6 % am Bruttoendenergieverbrauch⁴² aus erneuerbaren Energien erzeugt werden. 2013 ist der Anteil auf 23,4 % Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gestiegen⁴³.

Die EEG-Einspeiser erhalten je nach Erzeugungstechnik eine Vergütung vom den Strom aufnehmenden Netzbetreiber gemäß §§ 19 ff. EEG.

Die höchste Einspeisevergütung gibt es je Kilowattstunde für Offshore-Winderzeugung. In den ersten acht Jahren nach § 50 EEG in Höhe von 19,0 ct/kWh und für Biogaserzeugung, etwa bei Vergärung von Gülle, von immerhin ca. 15 ct/kWh.

Die durchschnittliche Vergütung über alle Technologien hinweg beträgt ca. 17 ct/kWh und soll mit der EEG-Novelle 2014 für Neuanlagen auf durchschnittlich 12 ct/kWh reduziert werden⁴⁴.

Die den erneuerbaren Strom aufnehmenden Netzbetreiber haben den EEG-Strom an den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber weiterzugeben und diese von dem aufnehmenden Netzbetreiber an die Erzeuger vergütete EEG-Strommenge zu bezahlen. Das führt aber dazu, dass die Übertragungsnetzbetreiber zunächst, abhängig von der Erzeugungs-

⁴⁰ EEG 2014 = Erneuerbare Energien Gesetz vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066) i. d. F. vom 22.07.2014 (BGBl. I S. 1218).

⁴¹ BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Energie-Info-EE-und-das-EEG2013, https://www.bdew.de/internet.nsf/id/17DF3FA36BF264EBC1257B0A003EE8B8file/Foliensatz_Energie-Info-EE-und-das-EEG2013_31.01.2013.pdf, Abruf 26.03.2014.

⁴² Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energietraeger/erneuerbare-energien,did=20918.html>, Abruf 07.03.2014.

⁴³ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, <http://bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/energiedaten.html>, Seite 38, Abruf 26.10.2014.

⁴⁴ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/eeg-reform.html>, Abruf 26.10.2014.

technik und sodann wieder von der eingespeisten EEG-Menge unterschiedliche spezifische Vergütungen zahlen.

So ist es nahe liegend, dass die Übertragungsnetzbetreiber unterschiedliche Aufwendungen haben, insbesondere weil Offshore-Vergütung für die Windstromerzeugung auf dem offenen Meer etwa nur in den Übertragungsnetzen von 50Hertz und Tennet im Norden Deutschlands stattfindet, und Solar-Vergütung bei den Übertragungsnetzbetreibern TransnetBW und Tennet im Süden Deutschlands einen relativ höheren Anteil verursacht.

Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln sodann bis zum 31. Juli eines jeden Jahres die Strommenge, die sie im vorangegangenen Kalenderjahr nach jeweiliger EEG-Erzeugung abgenommen und vergütet haben, und den Anteil dieser Menge an der gesamten Strommenge, die Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Bereich des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers im vorangegangenen Kalenderjahr an die Letztverbraucher geliefert haben.

Diejenigen Übertragungsnetzbetreiber, die größere Mengen abzunehmen hatten, als es diesem durchschnittlichen Anteil entspricht, haben gegen die anderen Übertragungsnetzbetreiber einen Anspruch auf Abnahme und Vergütung, bis auch diese Netzbetreiber eine Strommenge abnehmen, die dem Durchschnittswert entspricht.

Dadurch entsteht die EEG-Umlage, denn die Übertragungsnetzbetreiber sind gemäß § 3 Abs. 2 AusglMechV⁴⁵ verpflichtet, bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres die EEG-Umlage für das folgende Kalenderjahr zu ermitteln und zu veröffentlichen. Die Veröffentlichung erfolgt auf der Internetseite der Übertragungsnetzbetreiber unter www.netztransparenz.de⁴⁶.

Die EEG-Umlage für den nicht privilegierten Letztverbraucherabsatz, also für den normalen Klein- oder Großverbraucher, betrug schon für das Jahr 2013 = 5,277 ct/kWh und dürfte daher, je nach Lastprofil und Energiebeschaffungsmethode, als Einzelposition größer geworden sein als die eigentliche Commodity „Elektrizität“. Die Verfassungsmäßigkeit der EEG-Umlage, die wegen ihrer enormen absoluten Höhe und Steigerung von vielen Verbrauchern infrage gestellt wird, ist mittlerweile allerdings höchstrichterlich bestätigt worden⁴⁷.

In 2014 stieg die EEG-Umlage um ca. 18 % gegenüber dem Vorjahr auf 6,24 ct/kWh und sollte im Kalenderjahr 2015 erstmals gegenüber dem Vorjahr auf 5,86 ct/kWh wegen Überschüssen auf den EEG-Konten der Übertragungsnetzbetreiber im laufenden Kalenderjahr sinken⁴⁸, tatsächlich beträgt sie im Jahr 2015 6,17 ct/kWh, und soll erst 2016/2017

⁴⁵ AusglMechV = Ausgleichsmechanismusverordnung vom 17.07.2009 (BGBl. I S. 2101), i. d. F. vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066).

⁴⁶ www.netztransparenz.de.

⁴⁷ BGH Urteil vom 25.06.2014 Az: VIII ZR 169/13 Textilveredlung Drechsel GmbH.

⁴⁸ Agora Energiewende, EEG-Umlage kann leicht sinken, <http://www.agora-energiewende.de/themen/die-energiewende/detailansicht/article/eeg-umlage-kann-2015-leicht-sinken>, Abruf 07.09.2014; Handelsblatt vom 05.09.2014, EEG-Umlage könnte 2015 erstmals sinken, <http://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/oekostromausbau-eeg-umlage-koennte-2015-erstmal-sinken/10661286.html> vom 05.09.2014, Abruf 07.09.2014.

Abb. 3.5 Entwicklung EEG-Umlage seit 2010

Entwicklung EEG- Umlage seit 2010

Kalenderjahr	EEG-Umlage in ct/kWh	Abweichung zum Vorjahr	Abweichung zu 2010
2010	2,047		
2011	3,530	172,4%	172,4%
2012	3,592	101,8%	175,5%
2013	5,277	146,9%	257,8%
2014	6,240	118,2%	304,8%
2015	6,170	98,9%	301,4%

wieder teurer werden als die 6,24 ct/kWh aus 2014⁴⁹. Die Überschüsse bedeuten, dass von den Stromkunden mehr an EEG-Umlage eingenommen wurde, als bisher an die Einspeiser von Strom aus EEG-Erzeugungsanlagen vergütet wurde, bis Ende September August 2014 waren dies im laufenden Jahr ca. 1,8 Mrd. €⁵⁰ und bis Ende September 2014 ca. 1,4 Mrd. €, die sodann auch in die EEG-Umlagekalkulation 2015 eingegangen sind.⁵¹

Im Kalenderjahr 2000 betrug die EEG-Umlage noch 0,2 ct/kWh und 2007 nur 1,02 ct/kWh. Sie hat sich allein seit 2010 mehr als verdreifacht (siehe Abb. 3.5) und ist derzeit bei den meisten Stromkunden der absolut größte Stromkostenbestandteil.

Die EEG-Umlage ist in den vergangenen Jahren deshalb sehr deutlich gestiegen, weil immer mehr EEG-Erzeugungsanlagen errichtet und an die Netze angeschlossen wurden.

So erhöhte sich die Einspeisung von Windstrom von 2011 = 37.789 GWh auf 2013 = 46.000 GWh und bei Fotovoltaikstrom von 2011 = 11.683 GWh auf 2013 = 27.600 GWh.

Sodann sinken die Erlöse der Übertragungsnetzbetreiber aus der Vermarktung des EEG-Stroms. Der EEG-Strom wird an der Spot-Börse von den diesen Strom aufnehmenden Übertragungsnetzbetreibern verkauft. Da die Spot-Großhandelspreise an der EPEX, ebenso wie die Forwardpreise, gegenüber den Vorjahren sehr deutlich zurückgegangen sind, sanken diese Erlöse zum Teil dramatisch. Der teuer vergütete EEG-Strom von bisher durchschnittlich 17 ct/kWh konnte im Kalenderjahr 2013 durchschnittlich nur für 3 ct/kWh an der Strombörse verkauft werden, während 2012 noch ca. 3,6 ct/kWh und in 2011 sogar noch 4,2 ct/kWh Erlöst werden konnten.⁵²

⁴⁹ Agora Energiewende, EEG-Umlage kann leicht sinken, <http://www.agora-energiewende.de/themen/die-energiewende/detailansicht/article/eeg-umlage-kann-2015-leicht-sinken/>, Abruf 07.09.2014.

⁵⁰ Strommagazin vom 10.09.2014, http://www.strom-magazin.de/strommarkt/eeg-umlage-soll-zum-ersten-mal-sinken_34584.html?utm_source=nl_strom-magazin&utm_medium=emailmarketing&utm_campaign=2014-09-10, Abruf 14.09.2014.

⁵¹ Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber http://www.netztransparenz.de/de/file/20141015-Pressemitteilung_zur_EEG-Umlage_2015.pdf, Abruf 26.10.2014.

⁵² Fraunhofer ISE, <http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/data-nivc-/kurzstudie-zur-historischen-entwicklung-der-eeg-umlage.pdf>, Abruf 24.08.2014.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind gemäß § 3 Abs. 3 AusglMechV⁵³ verpflichtet, bis zum 15. November eines Kalenderjahres die realistische Bandbreite der EEG-Umlage des übernächsten Jahres (d. h. in 2014 für 2016) zu prognostizieren und die Prognose zu veröffentlichen.

Weiterhin haben die Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 3 Abs. 4 AusglMechV die Verpflichtung, eine Prognose für die folgenden 5 Kalenderjahre (d. h. in 2012 eine Mittelfristprognose für die Jahre 2013 bis 2017) zu erstellen und zu veröffentlichen⁵⁴.

Am 15.11.2012 wurde die prognostizierte Bandbreite für die EEG-Umlage 2014 für den nicht privilegierten Letztverbraucherabsatz zwischen 4,89 und 5,74 ct/kWh angegeben, die nun deutlich durch die tatsächliche EEG-Umlage im Kalenderjahr 2014 von 6,24 ct/kWh⁵⁵, und das zum wiederholten Male, abweicht. Die von den Übertragungsnetzbetreibern im November 2013 veröffentlichte Bandbreite für die EEG-Umlage 2015 liegt zwischen 5,85 und 6,86 ct/kWh⁵⁶ und ist mit der nunmehr tatsächlichen Umlagehöhe von 6,17 ct/kWh auch eingetreten.

Insbesondere die außer Kontrolle geratene Steigerung der EEG-Umlage, die mittlerweile der größte Kostenbestandteil der Stromkosten geworden ist, jedenfalls weit höher als die Kosten der Commodity, waren besonderer Anlass, dass sich die Regierungsparteien der aktuellen 18. Bundestags-Legislaturperiode zu einer Novellierung des EEG verpflichtet haben⁵⁷, die nunmehr in dem EEG 2014⁵⁸ ab 01.08.2014 auch umgesetzt wurde.

Andererseits gibt es immer mehr Stromabnehmer, die eben nicht die volle EEG-Umlage von 6,24 ct/kWh im Kalenderjahr 2014 zahlen, sondern sich ganz oder teilweise privilegieren lassen.

Dies führt wiederum im Kreislauf dazu, dass die Summe der Vergütung auf immer weniger nichtprivilegierte Strommengen umgelegt wird. Das trifft dann wiederum die Verbraucher, die Verwaltung, und alle Unternehmen, die nicht dem privilegierten produzierenden Gewerbe zuzuordnen sind.

Im Ergebnis ist die EEG-Umlage für die meisten Stromkunden nicht reduzierbar, sie ist generell nicht verhandelbar.

Die Strom- und Energieerzeugung durch regenerative Energien ist allerdings kein deutsches Phänomen, sondern in vielen Industrie- und Entwicklungsländern sowohl hinsichtlich des Emissionsschutzes als auch zur Konjunkturförderung ein mehr oder weniger kopiertes Regelungsmodell (vgl. Clinton 2012).

⁵³ AusglMechV = Ausgleichsmechanismusverordnung vom 17. 07.2009 (BGBl. I S. 2101), i. d. F. vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066).

⁵⁴ Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber <http://www.netztransparenz.de/de/Jahres-Mittelfristprognosen.htm>, Abruf 26.10.2014.

⁵⁵ Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber <http://www.netztransparenz.de/de/1089.htm>, Abruf 26.10.2014.

⁵⁶ Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber <http://www.netztransparenz.de/de/Jahres-Mittelfristprognosen.htm>, Abruf 26.10.2014.

⁵⁷ Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD 2013, S. 50; http://www.spd.de/linkableblob/112790/data/20131127_koalitionsvertrag.pdf, Abruf 10.01.2014.

⁵⁸ EEG 2014 = Erneuerbare Energien Gesetz vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066) i. d. F. vom 22.07.2014 (BGBl. I S. 1218).

3.2.3.1 EEG-Reduktion für Unternehmen des produzierenden Gewerbes EEG (alt) bis 31.12.2014

In § 40 ff. EEG (alt), d. h. der seit 2012 geltenden Fassung des Erneuerbare Energien Gesetzes, ist eine Begrenzung der EEG-Umlage vorgesehen, um die Stromkosten der Unternehmen des produzierenden Gewerbes – also nicht für Gewerbe und Privatkunden – zu senken und so ihre internationale und intermodale Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten. Allerdings sollte dies nur insoweit gelten, als hierdurch die Ziele des EEG nicht gefährdet werden und diese Begrenzung mit den Interessen der Gesamtheit der Stromverbraucher vereinbar ist.

Bei einem Unternehmen des produzierenden Gewerbes erfolgt die Begrenzung der EEG-Umlage nach § 42 EEG (alt), wenn es nachweist, dass und inwieweit

- a) im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr der von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen bezogene und selbst verbrauchte Strom an einer Abnahmestelle mindestens eine GWh betragen hat. Es muss also mindestens die Energiemenge an der Abnahmestelle von 1000 MWh abgenommen worden sein,
- b) das Verhältnis der von dem Unternehmen zu tragenden Stromkosten zur Bruttowertschöpfung des Unternehmens nach der Definition des Statistischen Bundesamtes, Fachserie 4, Reihe 4.3, Wiesbaden 2007⁵⁹, mindestens 14 % betragen hat,
- c) die EEG-Umlage anteilig an das Unternehmen weitergereicht wurde, **und** eine Zertifizierung erfolgt ist, mit der der Energieverbrauch und die Potenziale zur Verminderung des Energieverbrauchs erhoben und bewertet worden sind.

Diese Zertifizierungspflicht gilt nicht für Unternehmen mit einem Elektrizitätsverbrauch von unter 10 GWh pro Jahr.

Diese Voraussetzungen sind durch einen Wirtschaftsprüfer nachzuweisen.

Zunächst ist die EEG-Umlage-Privilegierung ausschließlich nur für Unternehmen des produzierenden Gewerbes bestimmt. Dies ist nach § 3 Nr. 14 EEG (alt) jedes Unternehmen, das an der zu begünstigenden Abnahmestelle dem Bergbau, der Gewinnung von Steinen und Erden oder dem verarbeitenden Gewerbe in entsprechender Anwendung der Abschnitte B und C der Klassifikation der Wirtschaftszweige des Statistischen Bundesamtes, Ausgabe 2008⁶⁰ zuzuordnen ist.

Nach § 3 Nr. 13 EEG (alt) kommt es dabei auf die kleinste rechtliche selbständige Unternehmenseinheit an. Zum einen kann hier – was von den Energieabnehmern, die keine Privilegierung erhalten, zu Recht kritisiert wird – gestaltet werden, dass z. B. eine Verwaltungseinheit mit in die Produktionseinheit integriert wird, damit der Strom, den die allein

⁵⁹ Statistisches Bundesamt, Fachserie 4 Reihe 4.3. vom 04.06.2012 https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/IndustrieVerarbeitendesGewerbe/Strukturdaten/Kostenstruktur2040430107004.pdf?__blob=publicationFile, Abruf 04.11.2014.

⁶⁰ Statistisches Bundesamt, Klassifikation der Wirtschaftszweige 2008, https://www.destatis.de/DE/Methoden/Klassifikationen/GueterWirtschaftsklassifikationen/klassifikationwz2008_erl.pdf?__blob=publicationFile, Abruf 04.07.2014.

nicht privilegierte Verwaltungseinheit benötigt, ebenfalls EEG-Umlage reduziert werden kann. Nicht abänderbar ist jedoch die gesetzliche Bedingung, dass das Unternehmen als solches enumerativ der Klassifikation der Wirtschaftszweige entsprechen muss.

Die Voraussetzungen für die EEG-Privilegierung werden vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Eschborn (BAFA)⁶¹ genehmigt.

Wenn an der Abnahmestelle mindestens 1000 MWh als Sockelmindeststrommenge abgenommen werden müssen, so kann dies dazu führen, dass es wirtschaftlich Sinn macht, den Energieverbrauch willkürlich auf die 1000 MWh nach oben zu steuern.

Umgekehrt sind z. B. der Einzel- und Großhandel, Gewerbe, die Verwaltung von Schulen, Kindergärten, Theatern, Krankenhäusern, Altenheimen etc. und die Privatverbraucher gerade nicht EEG-Umlage privilegiert und müssen diese vollständig vergüten.

Die Stromkosten müssen als weitere Bedingung mindestens 14 % der Bruttowertschöpfung des Unternehmens betragen. Die Bruttowertschöpfung umfasst – nach Abzug sämtlicher Vorleistungen – die insgesamt produzierten Güter und Dienstleistungen zu den am Markt erzielten Preisen und ist somit der Wert, der den Vorleistungen durch Bearbeitung im Unternehmen hinzugefügt wurde⁶².

Die Bruttowertschöpfung unterscheidet sich per Definition von dem in anderen Rechtsvorschriften, z. B. für die KWK-Umlage nach dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz oder die Offshore-Umlage nach § 17 f EnWG⁶³, für eine Privilegierung notwendigen Anteil der Stromkosten am Gesamtumsatz.

Außerdem muss für Unternehmen, die mehr als 10.000 MWh an der Abnahmestelle Elektrizität abnehmen, eine Energiemanagement-Zertifizierung durchgeführt worden sein⁶⁴.

Diese Privilegierung ist bei der BAFA elektronisch zu beantragen⁶⁵ und sodann beim Netzbetreiber einzureichen, sodass dieser nur die reduzierte EEG-Umlage abrechnet.

Die Reduzierung erfolgt in mehreren Schritten, und zwar nach § 41 Abs. 3 Nr. 1 EEG (alt):

- bis eine GWh ist die EEG vollumfänglich zu leisten,
- für eine bis zehn GWh auf 10 % der jeweiligen EEG-Umlage,
- von zehn bis 100 GWh auf 1 % der jeweiligen EEG-Umlage,

⁶¹ BAFA = Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Eschborn, <http://www.bafa.de>.

⁶² Statistisches Bundesamt, Ermittlung der Bruttowertschöpfung, Wiesbaden 2007, http://www.bafa.de/bafa/de/energie/besondere_ausgleichsregelung_eeg/publikationen/stabua/energie_eeg_bruttowertschoepfung.pdf, Abruf 04.11.2014.

⁶³ Vgl. KWKG = Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz vom 19.03.2002 (BGBl. I S. 1092) i. d. F. vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066); EnWG = Energiewirtschaftsgesetz vom 07.07.2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), i. d. F. vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066).

⁶⁴ BAFA, Merkblatt für stromintensive Unternehmen, http://www.bafa.de/bafa/de/energie/besondere_ausgleichsregelung_eeg/merkblaetter/merkbblatt_stromkostenintensive_unternehmen.pdf, Abruf 04.11.2014.

⁶⁵ BAFA, Merkblatt für stromintensive Unternehmen, a. a. O. S. 23. ff., Abruf 04.11.2014/.

- und über 100 GWh sowie immer dann, wenn eine Mindestabnahme von 100 GWh, und eine Bruttowertschöpfung von mehr als 20 % nach § 41 Abs. 3 Nr. 2 EEG (alt) besteht, auf 0,05 ct/kWh.

EEG 2014 ab 01.01.2015

Ab 01.01.2015 gilt nunmehr die neue Rechtslage nach dem EEG 2014.

Die Kasuistik der Ausnahmetatbestände ist allerdings noch komplexer geworden, um die besonderen Ausgleichsregelungsvorteile zu erhalten.

Die privilegierten Industrieunternehmen müssen zunächst nach § 64 EEG einer Branche nach Anlage 4 zuzuordnen sein und nachweisen,

- a) dass mehr als eine GWh an der Abnahmestelle verbraucht werden und
- b) die Stromkostenintensität bei Unternehmen, welches einer Branche nach Liste 1 der Anlage 4 zugehört, in 2015 größer als 16 % und ab 2016 größer als 17 % beträgt und bei Unternehmen, welches einer Branche nach Liste 2 der Anlage 4 zugehört, mindestens 20 % betragen hat und
- c) das Unternehmen ein zertifiziertes Energie- oder Umweltmanagementsystem oder, sofern das Unternehmen im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr weniger als 5 GWh verbrauchte, ein alternatives System zur Verbesserung der Energieeffizienz nach § 3 SpaEfV⁶⁶ betreibt.

Wenn die Unternehmen der Branchenliste zuzuordnen sind und die Stromkostenintensität erreichen, wird die EEG-Umlage für die Verbräuche über eine GWh auf 15 % der EEG-Umlage begrenzt. Bis zur Höhe von einer GWh ist die EEG-Umlage in vollem Umfang als Selbstbehalt zu leisten.

Die Höhe der vom Unternehmen zu zahlenden EEG-Umlage wird in Summe aller Abnahmestellen begrenzt auf höchstens

- a) 0,5 % der Bruttowertschöpfung, sofern die Stromkostenintensität mindestens 20 % betragen hat, oder
- b) 4,0 % der Bruttowertschöpfung, sofern die Stromkostenintensität weniger als 20 % betragen hat.

Die Begrenzung erfolgt weiterhin nur so weit, dass die von dem Unternehmen zu zahlende EEG-Umlage für den Stromanteil über eine GWh

- a) 0,05 ct/kWh an Abnahmestellen, an denen das Unternehmen einer Branche mit der laufenden Nummer 130, 131 oder 132 nach Anlage 4 zuzuordnen ist, oder
- b) 0,1 ct/kWh an sonstigen Abnahmestellen nicht unterschreitet.

Allerdings stellt diese Kasuistik einen enormen Kostenhebel dar, die EEG-Umlage für die Unternehmen des produzierenden Gewerbes zu reduzieren.

⁶⁶ SpAEfVO = Spitzenausgleich-Effizienzsystemverordnung vom 06.08.2013 (BGBl. I S. 2858).

3.2.3.2 Auswirkungen der EEG-Privilegierung auf die Höhe der EEG-Umlage

Im Kalenderjahr 2012 wurden 616.000 GWh Elektrizität in Deutschland erzeugt und ca. 550.000 GWh⁶⁷ verbraucht.

Davon erfolgte die Einspeisung von 118.300 GWh über das EEG. Im Kalenderjahr 2013 waren dies bereits 132.400 GWh.⁶⁸

Die EEG-Vergütung an alle erneuerbare Energieproduzenten betrug 2013 unglaubliche 22,9 Mrd. €, davor 2012 noch 21,1 Mrd. €⁶⁹. Die Erlöse aus der Vermarktung des EEG-Stroms beliefen sich an der EPEX auf – lediglich – 6,7 Mrd. €, was überschlägig bedeutet, dass der EEG-Strom auf dem Kurzfristmarkt nur 30 % der Einspeisevergütung Wert ist. Denn was für 22,9 Mrd. € an EEG-Strom von den Übertragungsnetzbetreibern „eingekauft“ wurde, hatte an der Strombörse nur einen Wert von 6,7 Mrd. € realisiert. Weitere 501 Mio. € waren sogenannte vermiedene Netzentgelte und 32 Mio. € Erlöse von den privilegierten Unternehmen des produzierenden Gewerbes. Der durchschnittliche Erlös je kWh EEG-Strom, die am Spotmarkt verkauft wurde, betrug 2011 somit noch 4,2 ct/kWh und 2012 nur noch 3,6 kWh.⁷⁰

Das bedeutet: 2012 waren ca. 16 Mrd. € und 2013 = 16,3 Mrd. € EEG-Vergütung auf alle nichtprivilegierten Stromkunden, d. h. alle Kunden, die sich nicht wegen ihrer Eigenschaft als Unternehmen des produzierenden Gewerbes und der Erfüllung der anderen Voraussetzungen nach §§ 64 ff. EEG der EEG-Umlagepflicht unterliegen, zu verteilen⁷¹.

Da diese nichtprivilegierten Stromkunden eine Energiemenge von nur 385.000 GWh verbrauchten, bezifferte sich die EEG-Umlage 2013 auf 5,377 ct/kWh und in 2014 auf 6,24 ct/kWh.

Von den 42.865 Industriebetrieben in Deutschland, die 2013 = 243.100 GWh Strom verbrauchten, nahmen 4 %, d. h. 1663 Unternehmen und 53 Schienenbahnen mit insgesamt 2295 Abnahmestellen⁷² die EEG-Privilegierung in Anspruch.

Gemessen am Elektrizitätsverbrauch ausschließlich der deutschen Industrie wurden 2013 95.318 GWh oder 47 % davon vollständig mit EEG-Umlage beaufschlagt, d. h. sie erhielten keine Privilegien, 60.780 GWh oder 25 % wurden mit 0,05 ct/kWh beaufschlagt, weitere 19.440 GWh oder 8 % wurden mit einer Umlage von 0,05277 ct/kWh, weitere 4 % oder 9720 GWh wurden mit geminderter EEG-Umlage und weitere 16 % oder

⁶⁷ Umweltbundesamt, Dessau-Rosslau, Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommixes in den Jahren 1990 bis 2012, <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-spezifischen-kohlendioxid-emissionen-0>, Abruf 04.11.2014.

⁶⁸ Deutscher Bundestag, BT-Drucksache 18/242 vom 27.12.2013, Seite 1.

⁶⁹ Deutscher Bundestag, BT-Drucksache 18/242 vom 27.12.2013, Seite 2.

⁷⁰ Fraunhofer ISE, Kurzstudie zur historischen Entwicklung der EEG-Umlage vom 21.05.2014, <http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/data-nivc-/kurzstudie-zur-historischen-entwicklung-der-eeg-umlage.pdf>, Abruf 04.11.2014.

⁷¹ Deutscher Bundestag, BT-Drucksache 18/242 vom 27.12.2013, Seite 2 und 3.

⁷² BAFA, http://www.bafa.de/bafa/de/energie/besondere_ausgleichsregelung_eeg/publikationen/statistische_auswertungen/besar_2013.xls, Abruf 07.03.2014.

38.900 GWh wurden nach § 40 Abs. 3 Nr. 2 EEG (alt) mit Ausnahme des Sockelbetrages von 0,05 ct/kWh umlagebefreit.

Im Kalenderjahr 2012 waren es nur 734 Unternehmen, davon 51 Schienenbahnen, mit insgesamt 979 Abnahmestellen und 85.402 GWh Stromverbrauch⁷³, in 2011 sogar nur 592 Unternehmen und 72.589 GWh⁷⁴, die eine EEG-Privilegierung in Anspruch nehmen konnten, sodass ersichtlich ist, dass sich immer mehr Strommengen der EEG-Umlagepflicht entziehen, oder umgekehrt, dass die Stromabnehmer, die keine Privilegierung in Anspruch nehmen können, anteilig überproportional mit EEG-Umlage belastet werden.

Die Ende 2013 von der BAFA genehmigten EEG-Umlage-Privilegierungen sind für das Kalenderjahr 2014 auf 3485 Abnahmestellen bzw. 119.300 GWh⁷⁵ (!) gestiegen, sodass weitere Strommengen sich aus der vollen EEG-Umlage stehlen können, oder umgekehrt, für die nichtprivilegierten Stromverbraucher steigt die anteilige EEG-Umlage dadurch überproportional weiter.

So werden dann 2015 leicht rückgängig nur noch 3391 Abnahmestellen mit einem Stromverbrauch von 117.800 GWh privilegierter Letztverbrauch von der EEG-Umlage privilegiert⁷⁶, und davon müssen ca. 66 % sogar nur den absoluten Mindestbetrag von 0,05 ct/kWh tragen⁷⁷!

Diese generelle Entwicklung ist jedoch logisch und nicht wirklich überraschend, denn da die Energiekosten wesentlich schneller als andere Rohstoffe, Vorprodukte und Dienstleistungen steigen, übersteigt bei immer mehr Unternehmen des produzierenden Gewerbes der Anteil der Energiekosten an der Bruttowertschöpfung jährlich die Schwelle von 14 % (EEG alt) bzw. 15 % (EEG 2014), sodass diese Unternehmen des produzierenden Gewerbes, aber eben nur diese, dann unter die Privilegierungstatbestände fallen.

Außerdem versuchen natürlich immer mehr Unternehmen, durch gewillkürte strukturelle Gestaltungen die Bruttowertschöpfungs-Schwelle von 14 % (EEG alt) bzw. 15 % (EEG 2014) zu erreichen, in dem sie, beispielsweise wie in der deutschen Lebensmittelindustrie⁷⁸ massenhaft, Leiharbeitnehmer anstatt fest angestellte Mitarbeiter beschäftigen.

⁷³ BAFA, http://www.bafa.de/bafa/de/energie/besondere_ausgleichsregelung_eeg/publikationen/statistische_auswertungen/besar_2012.xls, Abruf 07.03.2014.

⁷⁴ Bundesministerium für Umwelt, http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hg_ausgleichsregelung_2011_bf.pdf Abruf 20.10.2013.

⁷⁵ BAFA vom 15.10.2014 Ausgleichsregelung: Rückgang der beantragten privilegierten Strommengen; http://www.bafa.de/bafa/de/presse/pressemitteilungen/2014/18_eeg.html; Abruf 26.10.2014.

⁷⁶ BAFA vom 15.10.2014 Ausgleichsregelung: Rückgang der beantragten privilegierten Strommengen http://www.bafa.de/bafa/de/presse/pressemitteilungen/2014/18_eeg.html, Abruf 26.10.2014.

⁷⁷ Netztransparenz.de Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, <http://www.netztransparenz.de/de/Jahres-Mittelfristprognosen.htm>, Abruf 26.10.2014.

⁷⁸ Deutsche Wirtschaftsnachrichten vom 19.08.2013, Steuer-Erleichterung dank Leiharbeit: Fleisch-Industrie spart Millionen, <http://deutsche-wirtschafts-nachrichten.de/2013/08/19/steuer-erleichterung-dank-leiharbeit-fleisch-industrie-spart-millionen/>, Abruf 04.11.2014.

Die Kosten der Leiharbeiter müssen nicht bei der Berechnung der Bruttowertschöpfung berücksichtigt werden⁷⁹.

Die privilegierten Unternehmen des produzierenden Gewerbes erhalten durch die besondere Ausgleichsregelung eine Entlastung, die 2012=2,5 Mrd. € und 2013=ca. 4 Mrd. € betrug.

Umgekehrt sind dies allesamt Kosten, die in der Summe auf die nichtprivilegierten Stromabnehmer umgelegt werden und im Kalenderjahr 2012 zu einem Anstieg der EEG-Umlage um 0,09 ct/kWh und im Kalenderjahr 2013 um 0,11 ct/kWh bzw. 7 % führten.⁸⁰

3.2.3.3 Grünstromprivileg

Eine weitere Möglichkeit, die EEG-Umlage um 2,0 ct/kWh zu reduzieren ist theoretisch gegeben⁸¹, wenn – der in EEG-Anlagen produzierte – sogenannte Grünstrom – direkt eingekauft wird. Aus Sicht des Energielieferanten handelt sich um eine Direktvermarktung.

Nach § 39 EEG (alt) verringert sich die EEG-Umlage für Elektrizitätsversorgungsunternehmen in einem Kalenderjahr um 2,0 ct/kWh, höchstens jedoch in Höhe der EEG-Umlage, wenn ein Lieferant einen bestimmten im EEG definierten Strommix aus erneuerbaren Energien einhält.

Die verringerte EEG-Umlage, die der Lieferant um 2,0 ct/kWh reduzieren kann, stellen sich für diesen als geringere Vorbeschaffungskosten dar, die sich im Strombeschaffungspreis des sich beim Lieferanten eindeckenden Unternehmen niederschlagen können und müssen, und somit zu einer Strompreisoptimierung in der Beschaffung des Kunden führen können.

Das Grünstromprivileg ist allerdings mit der EEG-Novelle 2014 vollständig gestrichen worden.⁸²

Alternative Marktmechanismen, welche es erlauben, deutschen EEG-Strom ohne Einspeisung nach dem EEG direkt an Endkunden zu liefern, die dann für diesen Strom keine EEG-Umlage bezahlen müssen, werden noch diskutiert⁸³. In § 95 Nr. 6 EEG 2014 ist insoweit eine Verordnungsermächtigung bereits vorgesehen.

- **Merke** Die EEG-Umlage wird am 15.10. eines Kalenderjahres für das Folgejahr bekannt gegeben. Sie ist **nicht** verhandelbar.

⁷⁹ BAFA, http://www.bafa.de/bafa/de/energie/besondere_ausgleichsregelung_eeg/publikationen/stabua/energie_eeg_bruttowertschoepfung.pdf, Seite 3; Abruf 07.03.2014.

⁸⁰ Deutscher Bundestag, BT-Drucksache 18/242 vom 27.12.2013, Seite 4, 6 und 7.

⁸¹ Netztransparenz.de Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber; <http://www.netztransparenz.de/de/Gruenstromprivileg-Pruefungstool.htm>, Abruf 26.10.2014.

⁸² BMWi, Eckpunktepapier des BMWi für die Reform des EEG vom 17.01.2014, S. 8, <http://www.bmw.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-reform-eckpunkte,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Abruf 09.11.2014.

⁸³ Clean Energy Sourcing AG Leipzig, Versorgung von Stromkunden aus Erneuerbaren Energien, Vorschlag für ein optionales Direktvermarktungsmodell, 4. MCC Kongress Erneuerbare Energien, Berlin, 06.05.2014, http://www.clens.eu/fileadmin/Daten/Mediathek/Termine/Versorgung_Gruenstrom_Hoelder_4MCC.pdf; Abruf 04.11.2014.

Ausschließlich die Unternehmen des produzierenden Gewerbes mit einer Mindestabnahme von mindestens 1000 MWh im Kalenderjahr je Abnahmestelle und mindestens 15 % Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung können bei der BAFA eine Reduktion der EEG-Umlage genehmigt erhalten.

Unternehmen mit einer Mindestabnahme über 5000 MWh müssen als weitere Voraussetzung für diese Privilegierung ein Energiemanagement- oder Umweltmanagementsystem implementieren.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind gemäß § 3 Abs. 2 AusglMechV⁸⁴ verpflichtet, bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres die EEG-Umlage für das folgende Kalenderjahr zu ermitteln und zu veröffentlichen. Die EEG-Umlage für den nicht privilegierten Letztverbraucherabsatz, also alle Gewerbe-, Verwaltungs- und Privatkunden, beträgt für das Kalenderjahr 2014 = 6,24 ct/kWh und für das Kalenderjahr 2015 = 6,17 ct/kWh.

3.2.4 Stromsteuer und Energiesteuer

3.2.4.1 Stromsteuer

- **Merke** Die Stromsteuer auf vom Energielieferanten abgegebenen, d. h. an den Kunden gelieferten Strom, beträgt gemäß § 3 StromSteuerG⁸⁵ einheitlich 2,05 ct/kWh und ist **nicht** verhandelbar

Steuerschuldner ist nach § 5 StromSteuerG der Lieferant, der den Strom an den Kunden leistet und somit vom Lieferanten an den Stromkunden vereinbart und abgerechnet wird. Die Stromsteuer ist damit einerseits Preisbestandteil der Stromlieferung des Lieferanten, andererseits jedoch wird zunächst nur dieser, abgesehen von Eigenerzeugern, gegenüber dem für die Steuererhebung zuständigen Hauptzollamt Steuerschuldner.

Allerdings kann bei der Strombeschaffung die Stromsteuer durch gewisse Gestaltungen bzw. Voraussetzungen optimiert werden.

3.2.4.2 Stromsteuerprivilegierung

Stromsteuerbefreiung

Nach § 9 Abs. 1 StromSteuerG sind von der Steuer komplett befreit und somit entfällt die Vergütungspflicht in Höhe von 2,05 ct/kWh vollständig für Strom aus erneuerbaren Energieträgern, wenn dieser aus einem ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wird.

Dies bedeutet, dass ebenso die Abnahme aus einer Direktleitung von einem benachbarten Wasserkraftwerk, Windrad oder Fotovoltaik-Anlage stromsteuerbefreit ist.

⁸⁴ AusglMechV = Ausgleichsmechanismusverordnung vom 17.07.2009 (BGBl. I S. 2101), i. d. F. vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066).

⁸⁵ StromSteuerG – Stromsteuergesetz vom 24.03.1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147) i. d. F. vom 05.12.2012 (BGBl. I S. 2436, 2725).

Weiterhin ist dann folgerichtig der Strom stromsteuerbefreit,

- der zur Stromerzeugung entnommen wird,
- Strom, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu zwei MW erzeugt wird und vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zu der Erzeugungsanlage zum Selbstverbrauch entnommen oder von demjenigen, der die Stromerzeugungsanlage betreibt oder betreiben lässt, an Letztverbraucher geleistet wird, die den Strom im räumlichen Zusammenhang zu der Erzeugungsanlage entnehmen.

Somit ist die Stromerzeugung in Kleinblockheizkraftwerken bis zu einer Nennleistung von zwei MW vollständig stromsteuerbefreit.

- Strom, der in Notstromanlagen erzeugt wird, soweit diese der vorübergehenden Stromversorgung im Falle des Ausfalls oder der Störung der sonst üblichen Stromversorgung dienen,
- Strom, der auf Wasserfahrzeugen oder in Luftfahrzeugen erzeugt und eben dort verbraucht wird, sowie Strom, der in Schienenfahrzeugen im Schienenbahnverkehr erzeugt und zu begünstigten Zwecken entnommen wird.

Für alle diese Stromerzeugung fällt **keinerlei** Stromsteuer an.

Stromsteuerreduktion

Fahrbetriebe

Strom unterliegt sodann nach § 9 Abs. 2 StromSteuerG einem ermäßigten Steuersatz von 1,142 ct/kWh anstatt der üblichen 2,05 ct/kWh, wenn er im Verkehr mit Oberleitungsomnibussen oder für den Fahrbetrieb im Schienenbahnverkehr, mit Ausnahme der betriebsinternen Werkverkehre und Bergbahnen, entnommen wird und nicht aus anderen Tatbeständen des § 9 Abs. 1 von der Steuer befreit ist.

Industrielle energieintensive Prozesse

Weiterhin wird nach § 9a StromSteuerG auf Antrag an das dafür zuständige Hauptzollamt die Steuer für nachweislich versteuerten Strom für bestimmte Industrieprozesse erlassen, erstattet oder vergütet. Das bedeutet, dass, je nach Antrags- und Erlaubnislage entweder die Steuer nicht bezahlt werden muss oder die vormals bezahlte Stromsteuer im Nachhinein erstattet wird.

Dies erfolgt nur für Unternehmen des produzierenden Gewerbes für folgende enumerativen Industrieprozesse

1. für die Elektrolyse,
2. für die Herstellung von Glas, Keramik, Zement, Kalk, Asphalt, Beton und Düngemitteln zum Trocknen, Brennen, Schmelzen, Erwärmen, Warmhalten, Entspannen, Tempern oder Sintern der vorgenannten Erzeugnisse oder der zu ihrer Herstellung verwendeten Vorprodukte,

3. für die Metallerzeugung und -bearbeitung sowie im Rahmen der Herstellung von Metallerzeugnissen für die Herstellung von Schmiede-, Press-, Zieh- und Stanzteilen, gewalzten Ringen und pulvermetallurgischen Erzeugnissen und zur Oberflächenveredlung und Wärmebehandlung jeweils zum Schmelzen, Erwärmen, Warmhalten, Entspannen oder sonstigen Wärmebehandlung oder
4. für chemische Reduktionsverfahren.

Unternehmen des produzierenden Gewerbes – Grundentlastung Stufe 1

Sodann wird nach § 9b StromSteuerG eine Steuerentlastung von 0,513 ct/kWh auf Antrag des Unternehmens beim Hauptzollamt gewährt für nachweislich versteuerten Strom, den ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes oder ein Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft für betriebliche Zwecke entnommen hat und der nicht schon nach § 9 Abs. 1 StromSteuerG von der Steuer befreit ist.

Die Steuerentlastung wird jedoch für die Entnahme von Strom zur Erzeugung von Licht, Wärme, Kälte, Druckluft und mechanischer Energie nur gewährt, soweit die vorgenannten Erzeugnisse nachweislich durch ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes oder ein Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft genutzt worden sind.

Dies ist die erste Stufe der Steuerentlastung, die umgekehrt eben keinen anderen gewerblichen Unternehmen, dem Handel, der Verwaltung oder den Privatkunden zukommt.

Die Steuerentlastung beträgt 0,513 ct/kWh und wird nur eingeräumt, soweit der Entlastungsbetrag im Kalenderjahr den Betrag von 250 € übersteigt. Diese Unternehmen des produzierenden Gewerbes müssen also anstatt 2,05 ct/kWh nur einen Betrag von 1,537 ct/kWh an Stromsteuer zahlen.

Der Entlastungsbetrag muss 250 € übersteigen.

Unternehmen des produzierenden Gewerbes – Spitzenentlastung Stufe 2

Weiterhin gibt es nach § 10 Abs. 1 StromSteuerG in einer zweiten Stufe eine Erstattungsmöglichkeit für nachweislich versteuerten Strom, den ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes für betriebliche Zwecke entnommen hat, und zwar bis zu 90 % der Stromsteuer nach Stufe 1, also bis 90 % des Steuersatzes von 1,537 ct/kWh, sodass dann höchstens 0,1537 ct/kWh an Stromsteuern zu bezahlen sind.

Dieser Erstattungsbetrag beträgt nach § 10 Abs. 2 StromSteuerG maximal 90 % des Betrags, um den die zu zahlende Stromsteuer im Kalenderjahr den Unterschiedsbetrag zwischen dem Arbeitgeberanteil an den Rentenversicherungsbeiträgen, der sich für das Unternehmen errechnet, wenn in dem Kalenderjahr, für das der Erstattungsantrag gestellt wird, der Beitragssatz in der allgemeinen Rentenversicherung 20,3 % (in der knappschaftlichen Rentenversicherung 26,9 %) betragen hätte, und dem Arbeitgeberanteil an den Rentenversicherungsbeiträgen, der sich für das Unternehmen errechnet, wenn im Antragsjahr der Beitragssatz in der allgemeinen Rentenversicherung 19,5 % (in der knappschaftlichen Rentenversicherung 25,9 %) betragen hätte. Damit ist eine Abhängigkeit der Stromsteuer von den Arbeitgeberanteilen an der Rentenversicherung evident, um die Arbeitgeber so zu stellen, als würden sie nur eine Arbeitnehmerbeitragspflicht von 19,5 % haben.

Die zu zahlende Stromsteuer im Kalenderjahr muss den Sockelbetrag von 1000 € übersteigen, erst dann kommt es zur Entlastung.

Die Steuer wird allerdings nur unter der Voraussetzung erlassen, erstattet oder vergütet, wenn das Unternehmen des produzierenden Gewerbes für das Antragsjahr nachweist, dass es entweder ein Energiemanagementsystem betrieben hat, welches den Anforderungen der DIN EN ISO 50001, Ausgabe Dezember 2011, entspricht, oder eine registrierte Organisation nach Artikel 13 der EMAS-Verordnung über die freiwillige Teilnahme von Organisationen an einem Gemeinschaftssystem für Umweltmanagement und Umweltbetriebsprüfung ist⁸⁶, und kumulativ die Bundesregierung festgestellt hat, dass mindestens der nach der Anlage zu § 10 StromSteuerG für das Antragsjahr vorgesehene Zielwert für eine Reduzierung der Energieintensität erreicht wurde sowie diese Feststellung auch im Bundesgesetzblatt bekannt gemacht hat.

Dies ist zuletzt für den Zeitraum von 2013 bis 2022 durch die Spitzenausgleichs-Effizienzverordnung⁸⁷ am 06.08.2013 erfolgt.

Die Feststellung erfolgt auf der Grundlage des Berichts, den ein unabhängiges wissenschaftliches Institut im Rahmen des Monitorings nach der Vereinbarung zwischen der Regierung der Bundesrepublik Deutschland und der deutschen Wirtschaft zur Steigerung der Energieeffizienz vom 01.08.2012⁸⁸ erstellt hat.

Damit soll erreicht werden, dass die gesamten Unternehmen des produzierenden Gewerbes möglichst große Energieeinsparungen vornehmen und die Energieintensität verringern, und entweder alle Unternehmen des produzierenden Gewerbes die Stromsteuerreduktion in Anspruch nehmen können oder keines dieser Unternehmen. So haben sich die Unternehmen verpflichtet, im Kalenderjahr 2015 gegenüber dem Bezugsjahr 2013 die Energieintensität um 1,3 % zu reduzieren.⁸⁹

Kleine und mittlere Unternehmen⁹⁰ können anstelle der in § 10 S. 1 Nr. 1 StromSteuerG genannten Energie- und Umweltmanagementsysteme alternative Systeme zur

⁸⁶ Verordnung (EG) Nr. 1221/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25.11.2009 vom 25.11.2009, ABl. L 342/1; <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:342:0001:0045:de:PDF>, Abruf 26.10.2014.

⁸⁷ SpaEfV = Spitzenausgleich-Effizienzsystemverordnung vom 06.08.2013 (BGBl. I S. 2858).

⁸⁸ Bundesanzeiger AT vom 16.10.2012 B 1.

⁸⁹ Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Bekanntmachung der Vereinbarung zwischen der Regierung der Bundesrepublik Deutschland und der deutschen Wirtschaft zur Steigerung der Energieeffizienz vom 28.09.2012, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/V/vereinbarung-zwischen-der-regierung-der-bundesrepublik-deutschland-und-der-deutschen-wirtschaft-zur-steigerung-der-energieeffizienz,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Abruf 26.10.2014.

⁹⁰ Empfehlung 2003/361/EG der Kommission vom 06.05.2003 betreffend die Definition der Kleinunternehmen sowie der kleinen und mittleren Unternehmen (ABl. L 124 vom 20.05.2003, S. 36); http://europa.eu/legislation_summaries/enterprise/business_environment/n26026_de.htm, Abruf 26.10.2014.

Stromsteuer Musterberechnung

Jahresverbrauch Abnahme stelle in kWh	sonstige Letzt verbraucher Betrag in €/p.a.	Aufwand je kWh in ct/kWh	UdpG Stufe 1 § 9b StromSteuerG	Aufwand je kWh in ct/kWh	UdpG Stufe 1+2 § 10 StromSteuerG	Aufwand je kWh in ct/kWh	UdpG bestimmte Industrieprozesse und Verfahren § 9a StromSteuerG	Aufwand je kWh in ct/kWh
Steuerlast		2,0500						
10.000	205	2,0500	205	2,0500	205	2,0500	0	0
100.000	2.050	2,0500	1.787	1,7870	1.079	1,0787	0	0
500.000	10.250	2,0500	7.935	1,5870	1.694	0,3387	0	0
1.000.000	20.500	2,0500	15.620	1,5620	2.462	0,2462	0	0
2.000.000	41.000	2,0500	30.990	1,5495	3.999	0,2000	0	0
5.000.000	102.500	2,0500	77.100	1,5420	8.610	0,1722	0	0

UdpG = Unternehmen des produzierenden Gewerbes

Abb. 3.6 Musterberechnung Stromsteuer und Privilegierung

Verbesserung der Energieeffizienz betreiben, die den Anforderungen der DIN EN 16247-1, Ausgabe Oktober 2012⁹¹, entsprechen.

Kleinstunternehmen, kleine und mittlere Unternehmen werden entsprechend ihrer Mitarbeiterzahl und ihres Umsatzes bzw. der Bilanzsumme definiert. Ein mittleres Unternehmen wird definiert als ein Unternehmen, das weniger als 250 Mitarbeiter beschäftigt und dessen Umsatz 50 Mio. € oder dessen Jahresbilanz 43 Mio. € nicht überschreitet. Ein kleines Unternehmen wird definiert als ein Unternehmen, das weniger als 50 Mitarbeiter beschäftigt und dessen Umsatz oder Jahresbilanz 10 Mio. € nicht übersteigt.

Für kleine und mittlere Unternehmen gibt es somit Vereinfachungsregeln.

Die Definition weicht hier von der Legaldefinition der kleinen und mittelgroßen Kapitalgesellschaften in § 267 HGB⁹² ab.

Die Entlastung erfolgt im Hinblick auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft, sodass dem Gewerbe, dem Handel und der Verwaltung keine Entlastungsmöglichkeit eingeräumt wird, siehe dazu Abb. 3.6.

Jährlich werden ca. 7 Mrd. € Stromsteuer auf Bundesebene eingenommen⁹³. Ca. 100.000 Unternehmen haben im Kalenderjahr 2012 die Entlastungsstufe 1 und davon ca. 23.500 Unternehmen auch die Entlastungsstufe 2 in Anspruch genommen.

- **Merke** Die Stromsteuer kann für Unternehmen des produzierenden Gewerbes und für landwirtschaftliche Unternehmen in mehreren Zwischenschritten auf

⁹¹ Vgl. Energieversorgung Mittelrhein, <http://www.energiemanagementsystem.net/energieaudit/>, Abruf 26.10.2014.

⁹² HGB = Handelsgesetzbuch vom 10.05.1897 i. d. F. vom 15.07.2014 (BGBl. I S. 934).

⁹³ Statistisches Bundesamt, 57,5 Milliarden Euro umweltbezogene Steuereinnahmen für das Jahr 2013, <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/OeffentlicheFinanzenSteuern/Steuern/Steuerhaushalt/Tabellen/KassenmaessigeSteuereinnahmen.html>, Abruf 26.10.2014.

0,1537 ct/kWh und für einzelne Industrieprozesse auf null, jeweils unter Beachtung von Sockelbeträgen, reduziert werden.

3.2.4.3 Energiesteuer

Auf Erdgas und Heizöl ist gemäß § 2 EnergieSteuerG⁹⁴ eine Energiesteuer, die sich nach dem Verbrauch berechnet, fällig.

Erdgas zum Verheizen und für den Betrieb von Blockheizkraftwerken ist mit einer Energiesteuer von 5,50 €/MWh gemäß § 2 Abs. 3 EnergieSteuerG belastet, für andere Zwecke beträgt die Energiesteuer für Erdgas bis zum 31.12.2018 13,90 €/MWh nach § 2 Abs. 2 Nr. 1 EnergieSteuerG, und danach erhöht sie sich auf 31,80 €/MWh.

Unternehmen des produzierenden Gewerbes – Grundentlastung Stufe 1

Ähnlich wie bei der Stromsteuer kann eine Steuerentlastung für Energieerzeugnisse, die nachweislich nach § 2 Abs. 3 S. 1 Nummer 1, 3 bis 5 EnergieSteuerG versteuert worden sind und von einem Unternehmen des produzierenden Gewerbes im Sinne des § 2 Nr. 3 StromSteuerG oder von einem Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft zu betrieblichen Zwecken verheizt oder in begünstigten Anlagen nach § 3 EnergieSteuerG verwendet worden sind, beantragt werden.

Eine Steuerentlastung für Energieerzeugnisse, die zur Erzeugung von Wärme verwendet worden sind, wird jedoch nur gewährt, soweit die erzeugte Wärme nachweislich durch ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes oder ein Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft genutzt worden ist.

Die Steuerentlastung beträgt gemäß § 54 Abs. 2 Nr. 2 EnergieSteuerG 1,38 €/MWh, sodass anstatt der vollen Steuer von 5,50 €/MWh für Unternehmen des produzierenden Gewerbes nur diese 4,12 €/MWh Steuern zu entrichten sind. Es werden 1,38 €/MWh unter Berücksichtigung des wie bei der Stromsteuer anfallenden Sockelbetrages von 250 € auf Antrag an das Unternehmen erstattet.

Unternehmen des produzierenden Gewerbes – Spitzenentlastung Stufe 2

Die Steuerentlastung beträgt in einer zweiten Stufe nach § 55 EnergieSteuerG für ein Kalenderjahr wie bei der Stromsteuer 90 % des Steueranteils, jedoch höchstens 90 % des Betrags, um den die Summe aus dem Energie-Steueranteil und der Stromsteuer nach § 10 Abs. 1 StromSteuerG im Kalenderjahr den Unterschiedsbetrag übersteigt zwischen dem Arbeitgeberanteil an den Rentenversicherungsbeiträgen, der sich für das Unternehmen errechnet, wenn in dem Kalenderjahr, für das der Antrag gestellt wird (Antragsjahr), der Beitragssatz in der allgemeinen Rentenversicherung 20,3 % (in der knappschaftlichen Rentenversicherung 26,9 %) betragen hätte, und dem Arbeitgeberanteil an den Rentenversicherungsbeiträgen, der sich für das Unternehmen errechnet, wenn im Antragsjahr der Beitragssatz in der allgemeinen Rentenversicherung 19,5 % (in der knappschaftlichen Rentenversicherung 25,9 %) betragen hätte.

⁹⁴ EnergieSteuerG – Energiesteuergesetz vom 15.07.2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007) i. d. F. vom 18.07.2014 (BGBl. I S. 1042).

Eine Steuerentlastung wird unter denselben Voraussetzungen wie bei der Stromsteuer, erst gewährt, wenn das Unternehmen für das Antragsjahr nachweist, dass es ein Energiemanagementsystem betrieben hat oder eine EMAS-Organisation ist und die Bundesregierung festgestellt hat, dass mindestens der nach der Anlage zu § 55 EnergieSteuerG für das Antragsjahr vorgesehene Zielwert für eine Reduzierung der Energieintensität erreicht wurde.

- **Merke** Die Energiesteuer auf Erdgas zum Verheizen beträgt grundsätzlich 0,55 ct/kWh und ist nicht verhandelbar.
Die Energiesteuer ist für Unternehmen des produzierenden Gewerbes in zwei Stufen nach Grundentlastung und Spitzenentlastung, wie bei der Stromsteuer, reduzierbar.

Jährlich werden ca. 40 Mrd. € Energiesteuer, allerdings vorwiegend aus dem Kraftstoffverkauf in der Bundesrepublik eingenommen.⁹⁵

3.2.5 Offshore-Haftungsumlage

Die Offshore-Haftungsumlage wurde im Kalenderjahr 2012 für das Kalenderjahr 2013 gemäß § 17 f EnWG⁹⁶ erstmals eingeführt.

Danach sind Netzbetreiber berechtigt, die Kosten für geleistete Entschädigungszahlungen an Offshore-Windbetreiber, also im Meer entfernt von der Küste, wegen der Unterbrechung der Verbindung zum Übertragungsnetz onshore an Land auf die Letztverbraucher umzulegen, soweit diese Kosten dem Belastungsausgleich unterliegen und nicht erstattet worden sind.

Die Offshore-Umlage ist ein Sonderaufschlag auf die Netzentgelte und nur gegenüber Letztverbrauchern geltend zu machen.

Im Kalenderjahr 2014 werden diese Kosten, die auf alle Netznutzer umgelegt werden, mit ca. 760 Mio. € veranschlagt.⁹⁷

Im Kalenderjahr 2015 werden diese Kosten deutlich reduziert nur mit ca. 421,6 Mio. € erwartet.

⁹⁵ Statistisches Bundesamt, Statistisches Bundesamt, 57,5 Milliarden Euro umweltbezogene Steuereinnahmen für das Jahr 2013, <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/OeffentlicheFinanzenSteuern/Steuerhaushalt/Tabellen/KassenmaessigeSteuereinnahmen.html>, Abruf 26.10.2014.

⁹⁶ EnWG = Energiewirtschaftsgesetz vom 07.07.2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), i. d. F. vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066).

⁹⁷ Handelsblatt vom 23.06.2014, Offshore-Windpark liefert keinen Strom, <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/offshore-windkraft-abgeklemmte-windparks-kosten-verbraucher-millionen/9809466.html>; <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/nordsee-offshore-windpark-liefert-keinen-strom/10086888.html>, vom 23.06.2014, Abruf 26.10.2014.

Offshore- Haftungsumlage 2014

Jahresverbrauch Abnahmestelle in kWh	Letztverbraucher Betrag in €/p.a.	Aufwand je kWh in ct/kWh	UdpG* >4% Strom am Gesamtumsatz Betrag in €/p.a.	Aufwand je kWh in ct/kWh
10.000	25	0,2500	25	0,2500
100.000	250	0,2500	250	0,2500
500.000	1.250	0,2500	1.250	0,2500
1.000.000	2.500	0,2500	2.500	0,2500
2.000.000	3.000	0,1500	2.750	0,1375
5.000.000	4.500	0,0900	3.500	0,0700

*Unternehmen des produzierenden Gewerbes

Abb. 3.7 Offshore Haftungsumlage 2014

Da sich schon im Kalenderjahr 2013 eine negative Differenz zwischen den tatsächlichen wälzbaren Kosten und den tatsächlichen Offshore-Haftungs-Umlageerlösen eingestellt hat, ergibt sich für die Summe der Verbraucher in 2015 eine höhere Entlastung in Höhe von –467,8 Mio. €⁹⁸.

Deshalb haben die Übertragungsnetzbetreiber eine Erstattung für Verbraucher bis zu 1.000.000 kWh in Höhe von –0,051 ct/kWh für 2015 kalkuliert und veröffentlicht⁹⁹, nachdem die Offshore-Haftungsumlage im Kalenderjahr 2014 (Abb. 3.7) noch 0,25 ct/kWh für den Verbrauch bis 1.000.000 kWh betrug¹⁰⁰. Es wird also bis zum Jahresverbrauch je Abnahmestelle von 1.000.000 kWh im Kalenderjahr 2015 sogar eine Gutschrift auf die Netznutzungsentgelte erfolgen.

Für die allgemeine Versorgung an einer Abnahmestelle über 1.000.000 kWh hinausgehende Strombezüge beträgt die Umlage 0,05 ct/kWh.

Sind die Letztverbraucher auch Unternehmen des produzierenden Gewerbes, deren Stromkosten im vorangegangenen Kalenderjahr 4 % des Umsatzes überstiegen, darf sich das Netzentgelt durch die Offshore-Umlage für über 1.000.000 kWh hinausgehende Lieferungen gemäß § 17 f Abs. 5 EnWG höchstens um die Hälfte, also um 0,025 ct/kWh, erhöhen.

Dies führt in 2015 (Abb. 3.8) je nach Stromverbrauch entweder zu Erstattungen oder mindestens spürbaren Reduktionen der Offshore-Haftungsumlage.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind nach § 17 f Abs. 7 EnWG verpflichtet, die für den Belastungsausgleich erforderlichen Aufschläge auf die Netzentgelte sowie die für die Berechnung maßgeblichen Daten spätestens zum 15. Oktober eines Jahres für das Folgejahr im Internet zu veröffentlichen, was jeweils unter www.netztransparenz.de erfolgt.

⁹⁸ Netztransparenz.de, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, http://www.netztransparenz.de/de/Umlage_17f.htm, Abruf 26.10.2014.

⁹⁹ Netztransparenz.de, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, http://www.netztransparenz.de/de/Umlage_17f.htm, Abruf 26.10.2014.

¹⁰⁰ Netztransparenz.de, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, http://www.netztransparenz.de/de/Umlage_17f_2014.htm, Abruf 26.10.2014.

Offshore- Haftungsumlage 2015

Jahresverbrauch Abnahmestelle in kWh	Letztverbraucher Betrag in €/p.a.	Aufwand je kWh in ct/kWh	UdpG* >4% Strom am Gesamtumsatz Betrag in €/p.a.	Aufwand je kWh in ct/kWh
10.000	-	5	-	5
100.000	-	51	-	51
500.000	-	255	-	255
1.000.000	-	510	-	510
2.000.000	-	10	-	260
5.000.000	-	1.490	-	490

*Unternehmen des produzierenden Gewerbes

Abb. 3.8 Offshore Haftungsumlage 2015

- **Merke** Die Offshore-Umlage beträgt grundsätzlich bis zu einem Jahresverbrauch je Abnahmestelle von 1000 MWh im Kalenderjahr 2014 = 0,25 ct/kWh, und Kalenderjahr 2015 = -0,051 ct/kWh, was zu einer Erstattung führt und für den darüber hinausgehenden Verbrauch = 0,05 ct/kWh.
- Die Offshore-Umlage ist für Unternehmen des produzierenden Gewerbes auf 0,025 ct/kWh ab einem Verbrauch je Abnahmestelle von 1000 MWh p.a. reduzierbar, wenn der Anteil der Stromkosten am Gesamtumsatz 4 % übersteigt.
- Die Offshore-Umlage ist **nicht** verhandelbar.

3.2.6 KWK-Umlage

Das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz¹⁰¹ hat den Zweck, im Interesse der Energieeinsparung, des Umweltschutzes und der Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung einen Beitrag zur Erhöhung der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung in der Bundesrepublik Deutschland auf 25 % bis zum Jahr 2020 durch die Förderung der Modernisierung und des Neubaus von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen), die Unterstützung der Markteinführung der Brennstoffzelle und die Förderung des Neu- und Ausbaus von Wärme- und Kältenetzen sowie des Neu- und Ausbaus von Wärme- und Kältespeichern, in die Wärme oder Kälte aus KWK-Anlagen eingespeist werden, zu leisten.

Dazu erhalten die Erzeuger von KWK-Strom eine Vergütung, die anteilig über einen Belastungsausgleich der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber nach § 9 Abs. 7 KWKG auf die einzelnen Netznutzer umgelegt wird. KWK-Strom wird als Abfall aus der Produktion von Wärme oder Kälte hergestellt und durch diese Kopplung die eingesetzte Primärenergie besonders effizient ausgenutzt. Als Primärenergie werden oft Kohle oder Erdgas eingesetzt.

¹⁰¹ KWKG = Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz vom 19.03.2002 (BGBl. I S. 1092) i.d.F. vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066).

KWK- Umlage 2014

Jahresverbrauch Abnahmestelle in kWh	Letztverbraucher Betrag in €/p.a	Aufwand je kWh in ct/kWh	UdpG* >4% Strom am Gesamtumsatz Betrag in €/p.a	Aufwand je kWh in ct/kWh
10.000	18	0,1780	18	0,1780
100.000	178	0,1780	178	0,1780
500.000	398	0,0796	278	0,0556
1.000.000	673	0,0673	403	0,0403
2.000.000	1.223	0,0612	653	0,0327
5.000.000	2.873	0,0575	1.403	0,0281

*Unternehmen des produzierenden Gewerbes

Abb. 3.9 KWK-Umlage 2014

Für Letztverbraucher, deren Jahresverbrauch an einer Abnahmestelle mehr als 100.000 kWh Strom beträgt, darf sich das Netznutzungsentgelt für über 100.000 kWh hinausgehende Strombezüge aus dem Netz für die allgemeine Versorgung an dieser Abnahmestelle höchstens um 0,05 ct/kWh erhöhen.

Sind die Letztverbraucher Unternehmen des produzierenden Gewerbes, deren Stromkosten im vorangegangenen Kalenderjahr 4 % des Umsatzes überstiegen, darf sich das Netznutzungsentgelt für über 100.000 Kilowattstunden hinausgehende Lieferungen an der Abnahmestelle höchstens um 0,025 ct/kWh erhöhen.

Auf Basis der bei den Übertragungsnetzbetreibern vorliegenden Prognosedaten über die Höhe der für 2014 erwarteten förderfähigen KWK-Strommengen, der Wärme- und Kältenetz-Förderzahlungen, der Wärme- und Kältespeicher-Förderzahlungen sowie der Stromabgabe an Letztverbraucher aus den Netzen für die allgemeine Versorgung, auf die die Belastungen aus dem KWKG umgelegt werden, ergab sich für das Jahr 2014 (siehe Abb. 3.9) ein Aufschlag auf die Netzentgelte für alle Letztverbräuche der sog. Letztverbrauchskategorien A, d. h. bis 100.000 kWh je Abnahmestelle, in Höhe von 0,178 ct/kWh, für die darüber hinausgehenden Verbräuche von 0,055 ct/kWh. Dabei stellt der rechnerische Anteil von 0,005 ct/kWh eine Nachholung aus 2012 dar, sodass rechnerisch 0,05 ct/kWh KWK-Umlage für 2014 und weitere 0,005 ct/kWh KWK-Umlage-Nachholung, zusammen also 0,055 ct/kWh KWK-Umlage für die Verbräuche von mehr als 100.000 kWh zu zahlen sind.

Für das Kalenderjahr 2015 (siehe Abb. 3.10) beträgt die KWK-Umlage für den Verbrauch bis 100.000 kWh je Abnahmestelle = 0,254 ct/kWh, davon 0,033 ct/kWh für Korrekturen aus den Vorjahren, für die darüber hinausgehenden Verbräuche für normale Verbraucher von 0,051 ct/kWh, davon ein Betrag von 0,001 ct/kWh als Korrektur aus den Vorjahren 2013, und für die energieintensiven Unternehmen jeweils ab einem Jahresverbrauch über 100.000 kWh von 0,025 ct/kWh¹⁰².

¹⁰² Netztransparenz.de, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, http://www.netztransparenz.de/de/file/2014-10-22_AG13_BV129_PG_HoBA_KWKG_Prognose_2015_Internettext.pdf, Abruf 25.10.2014.

KWK- Umlage 2015

Jahresverbrauch Abnahmestelle in kWh	Letztverbraucher Betrag in €/p.a.	Aufwand je kWh in ct/kWh	UdpG* >4% Strom am Gesamtumsatz Betrag in €/p.a.	Aufwand je kWh in ct/kWh
10.000	25	0,2540	25	0,2540
100.000	254	0,1780	254	0,2540
500.000	458	0,0916	354	0,0708
1.000.000	713	0,0713	479	0,0479
2.000.000	1.223	0,0612	729	0,0365
5.000.000	2.753	0,0551	1.479	0,0296

*Unternehmen des produzierenden Gewerbes

Abb. 3.10 KWK-Umlage 2015

Damit nimmt die KWK-Umlage 2015 für die energieintensiven Unternehmen leicht zu, bei einem Jahresstromverbrauch von 5000 MWh allerdings nur zu 76 € und für die normalen Verbraucher bei gleichem Jahresverbrauch leicht um 120 € gegenüber dem Vorjahr ab. Insgesamt werden die Kostenwälzungen aus den KWK-Zahlungen an die Endkunden auf 561 Mio. € für 2015 geschätzt¹⁰³, nachdem diese im Kalenderjahr noch mit 489 Mio. € angesetzt wurden¹⁰⁴.

- **Merke** Die KWK-Umlage ändert sich jährlich und beträgt im Kalenderjahr 2014 grundsätzlich bis zu einem Jahresverbrauch je Abnahmestelle von 100.000 kWh = 0,178 ct/kWh¹⁰⁵ und für die darüber hinausgehenden Verbräuche 0,055 ct/kWh und im Kalenderjahr 2015 bis zum einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh = 0,254 ct/kWh und für den darüber hinausgehenden Verbrauch von 0,051 ct/kWh. Die KWK-Umlage ist für Unternehmen des produzierenden Gewerbes auf 0,025 ct/kWh ab 100.000 kWh p. a. reduzierbar, wenn der Anteil der Stromkosten am Gesamtumsatz 4 % übersteigt. Die KWK-Umlage ist nicht verhandelbar.

3.2.7 Sondernetzentgeltumlage

Letztverbraucher können ein individuelles Stromnetzentgelt unter den Voraussetzungen des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV¹⁰⁶ bzw. sogar eine Netzentgeltbefreiung gemäß § 19

¹⁰³ Netztransparenz.de, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Datenbasis zum KWK-Aufschlag 2015 http://www.netztransparenz.de/de/file/KWKG_Prognose_2015_HoBA-Matrix_und_Zahlungen_2015_Veroeffentlichung.pdf, Abruf 28.10.2014.

¹⁰⁴ Netztransparenz.de, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Datenbasis zum KWK-Aufschlag 2014, [http://www.netztransparenz.de/de/file/Datenbasis\(1\).pdf](http://www.netztransparenz.de/de/file/Datenbasis(1).pdf), Abruf 28.10.2014.

¹⁰⁵ Netztransparenz.de, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, http://www.netztransparenz.de/de/file/KWK-Aufschlag_2014.pdf, Abruf 26.10.2014.

¹⁰⁶ StromNEV = Stromnetzentgeltverordnung vom 25.07.2005, i. d. F. vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066).

Abs. 2 S. 2 StromNEV bei der Bundesnetzagentur oder der Landesregulierungsbehörde beantragen.

Diese privilegierten Stromkunden müssen also gegenüber den anderen normalen Kunden aus der Industrie, Gewerbe, Handel, Verwaltung oder private Verbraucher wesentlich geringere Netznutzungsentgelte zahlen.

Da die Summe der zu zahlenden Netznutzungsentgelte dadurch sinken würde, haben die nicht privilegierten Netznutzer diese Netzentgeltreduktionen anteilig im Wege der Sondernetzentgeltumlage zu zahlen und zu kompensieren. Sie fällt nur beim Strombezug an. Für Erdgas fehlt eine vergleichbare Regelung.

Mit Rechtsverordnung vom 14.08.2013¹⁰⁷ wurde diese Umlage sogar auf Veranlassung des Bundesrates mittelbar erhöht, da die volle Umlage vormals nur für die ersten 100.000 kWh Jahresverbrauch je Abnahmestelle erhoben wurde und nunmehr – rückwirkend umgerechnet ab 01.01.2012 – diese volle Umlage für die ersten 1.000.000 kWh des Jahresverbrauchs je Abnahmestelle zu erheben ist.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, entgangene Erlöse, die aus individuellen Netzentgelten und Befreiungen von Netzentgelten resultieren, nachgelagerten Betreibern von Stromverteilernetzen zu erstatten.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben diese Zahlungen sowie eigene entgangene Erlöse untereinander auszugleichen.

Die entgangenen Erlöse werden gemäß § 19 Abs. 2 S. 7 StromNEV entsprechend § 9 KWKG auf alle Letztverbraucher umgelegt.

Diese § 19-Umlage betrifft auch diejenigen Letztverbraucher, die selbst die Sondernetznutzungsentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV oder § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV erhalten und damit der Kostenverursacher dieser Umlage sind. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen die Umlage auf Grundlage der Festlegung der Bundesnetzagentur vom 14.12.2011 in Verbindung mit der dazugehörigen Internetveröffentlichung¹⁰⁸.

Für Strombezüge aus dem Netz für die allgemeine Versorgung beträgt die § 19-Umlage im Kalenderjahr 2014 wegen der vom Verordnungsgeber¹⁰⁹ eingeführten Nachholung aus 2012 und 2013 für den Jahresverbrauch bis 100.000 kWh = 0,092 ct/kWh, sodann bis 1.000.000 kWh = 0,482 ct/kWh und für darüber hinausgehende Strombezüge höchstens 0,05 ct/kWh¹¹⁰.

Im Kalenderjahr 2015 wird die § 19-Umlage für einen Jahresverbrauch bis 100.000 kWh auf 0,237 ct/kWh steigen, sodann in der Stufe bis 1.000.000 kWh auf 0,227 ct/kWh sin-

¹⁰⁷ Änderung der StromNEV vom 02.08.2013 (BGBl. I S. 3250).

¹⁰⁸ Bundesnetzagentur Bonn, http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/IBK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK8Z/2011/2011_001bis100/BK8-11-024/BK8-11-024_Entscheidung.html?nn=81596, Abruf 25.10.2014.

¹⁰⁹ Änderung der StromNEV vom 02.08.2013 (BGBl. I S. 3250).

¹¹⁰ Netztransparenz.de, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, http://www.netztransparenz.de/de/umlage_19-2_2014.htm, Abruf 25.10.2014.

§ 19 Umlage 2014

Jahresverbrauch Abnahmestelle in kWh	Letztverbraucher Betrag in €/p.a.	Aufwand je kWh in ct/kWh	UdpG* >4% Strom am Gesamtumsatz Betrag in €/p.a.	Aufwand je kWh in ct/kWh
10.000	9	0,0920	9	0,0920
100.000	92	0,0920	92	0,0920
500.000	2.060	0,4120	2.220	0,4440
1.000.000	4.520	0,4520	4.880	0,4880
2.000.000	5.020	0,2510	5.130	0,2565
5.000.000	6.520	0,1304	5.880	0,1176

*Unternehmen des produzierenden Gewerbes

Abb. 3.11 § 19 StromNEV-Umlage 2014

ken¹¹¹. Die Summe der Netzentgeltreduzierungen wird für das Jahr 2015 auf immerhin 798 Mio. € geschätzt, was einem Anstieg von fast 27 % entspricht¹¹².

Für den über 1.000.000 kWh hinausgehenden Verbrauch ist die Umlage auf 0,05 ct/kWh begrenzt.

Die § 19-Umlage wird daher insgesamt sinken, für die Verbraucher mit Abnahmestellen bis 100.000 kWh Jahresverbrauch aber deutlich steigen.

Die Unternehmen des produzierenden Gewerbes, deren Stromkosten 4 % des Umsatzes übersteigen, müssen im Jahr 2014 (siehe Abb. 3.11) für die ersten 100.000 kWh ebenfalls 0,092 ct/kWh, für die Jahresabnahme von 100.000 kWh bis 1.000.000 kWh = 0,532 ct/kWh und für darüber hinaus gehende Lieferungen höchstens 0,025 ct/kWh zahlen.

Im Kalenderjahr 2015 (siehe Abb. 3.12) wird diese Umlage bis zum Jahresverbrauch von 1.000.000 kWh für diese energieintensiven Unternehmen nicht von der Höhe für die anderen Verbraucher abweichen, also bis 100.000 kWh = 0,237 ct/kWh, bis 1.000.000 kWh für den über 100.000 kWh hinausgehenden Verbrauch = 0,227 ct/kWh und für den über 1.000.000 kWh hinausgehenden Verbrauch dann nur noch 0,025 ct/kWh betragen.

- **Merke** Die § 19-Sondernetzentgeltumlage beträgt im Kalenderjahr 2014 grundsätzlich bis zu einem Jahresverbrauch je Abnahmestelle von 100.000 kWh = 0,092 ct/kWh, für den Verbrauch von 100.000 kWh bis 1.000.000 kWh = 0,482 ct/kWh, im Kalenderjahr 2015 grundsätzlich bis zu einem Jahresverbrauch je Abnahmestelle von 100.000 kWh = 0,237 ct/kWh, für den Verbrauch von 100.000 kWh bis 1.000.000 kWh = 0,227 ct/kWh und für die darüber hinausgehenden Verbräuche jeweils 0,05 ct/kWh.

¹¹¹ Netztransparenz.de, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, https://www.netztransparenz.de/de/umlage_19-2.htm, Abruf 25.10.2014.

¹¹² Netztransparenz.de, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, [http://www.netztransparenz.de/de/file/2014-10-16_Paragraph19\(2\)StromNEV_2015_Internet.pdf](http://www.netztransparenz.de/de/file/2014-10-16_Paragraph19(2)StromNEV_2015_Internet.pdf), Abruf 28.10.2014.

§ 19 Umlage 2015

Jahresverbrauch Abnahmestelle in kWh	Letztverbraucher Betrag in €/p.a.	Aufwand je kWh in ct/kWh	UdpG* >4% Strom am Gesamtumsatz Betrag in €/p.a.	Aufwand je kWh in ct/kWh
10.000	24	0,2370	24	0,2370
100.000	237	0,2370	237	0,2370
500.000	1.145	0,2290	1.145	0,2290
1.000.000	2.280	0,2280	2.280	0,2280
2.000.000	2.780	0,1390	2.530	0,1265
5.000.000	4.280	0,0856	3.280	0,0656

*Unternehmen des produzierenden Gewerbes

Abb. 3.12 § 19 StromNEV-Umlage 2015

Die § 19-Umlage ist für Unternehmen des produzierenden Gewerbes auf 0,025 ct/kWh ab einem Verbrauch von 1.000.000 kWh p.a. reduzierbar, wenn der Anteil der Stromkosten am Gesamtumsatz 4 % übersteigt.

Sie wird jährlich neu veröffentlicht.

Die § 19-Umlage ist **nicht** verhandelbar.

3.2.8 Netzentgelte

Die Netzentgelte sind nach § 23a EnWG¹¹³ von der Regulierungsbehörde genehmigte Entgelte für die Benutzung des Netzes und sind nicht verhandelbar.

Sie sind Höchstpreise und dürfen nur überschritten werden, soweit die Überschreitung ausschließlich aufgrund der Weitergabe nach Erteilung der Genehmigung erhöhter Kostenwälzungssätze einer vorgelagerten Netz- oder Umspannstufe erfolgt. Eine Überschreitung ist der Regulierungsbehörde, also der Bundesnetzagentur oder den Landesregulierungsbehörden, unverzüglich anzuzeigen.

Die Netznutzungsentgelte sind in der Praxis bei Strom nach der EEG-Umlage und Commodity der drittgrößte Kostenblock, teilweise auch der viertgrößte Kostenblock nach der Stromsteuer, bei Erdgas nach der Commodity der zweitgrößte Kostenblock in den Preisbestandteilen.

3.2.8.1 Stromnetzentgelte

Die von Netznutzern zu entrichtenden Stromnetzentgelte sind nach § 17 StromNEV¹¹⁴ ihrer Höhe nach unabhängig von der räumlichen Entfernung zwischen dem Ort der Einspeisung elektrischer Energie und dem Ort der Entnahme. Die Netzentgelte richten sich nach

¹¹³ EnWG = Energiewirtschaftsgesetz vom 07.07.2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), i.d.F. vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066).

¹¹⁴ StromNEV = Stromnetzentgeltverordnung vom 25.07.2005 i.d.F. vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066).

der Anschlussnetzebene der Entnahmestelle, den jeweils vorhandenen Messvorrichtungen an der Entnahmestelle sowie der jeweiligen Benutzungsstundenzahl der Entnahmestelle.

Sie berechnen sich je Abnahmestelle und setzen sich

- a) aus einem Jahresleistungspreis in €/kW pro Jahr und
- b) einem Arbeitspreis in ct/kWh zusammen.

Deshalb gilt, je höher die Spannungsebene und die Benutzungsstunden, die sich aus dem Quotienten der Jahresarbeit/Jahreshöchstleistung also kWh/kW berechnet, umso günstiger ist das Netzentgelt je kWh.

Als Entnahmespannungsebene wird das Netz bezeichnet, an dem der Abnehmer angeschlossen ist, und zwar Niederspannung, Mittelspannung, Hochspannung oder, was allenfalls bei sehr großen Industrieunternehmen zutrifft, etwa Elektrostahlwerke, die Höchstspannung. Als Höchstspannung wird eine Spannung von 220 kV und 380 kV bezeichnet, als Hochspannung diejenige von 110 kV, als Mittelspannung die von größer 1 kV bis ausschließlich 110 kV, und als Niederspannung gelten Spannungen bis 1 kV¹¹⁵.

Leistungsentgelt

Das Jahresleistungsentgelt ist das Produkt aus dem jeweiligen Jahresleistungspreis und der Jahreshöchstleistung in Kilowatt der Entnahme im Abrechnungsjahr. Die Jahreshöchstlast nach § 2 Nr. 4 StromNEV ist der höchste Leistungswert einer oder mehrerer Entnahmen aus einer Netz- oder Umspannebene oder einer oder mehrerer Einspeisungen im Verlauf eines Jahres.

Sie ist durch aktives Energiemanagement, jedenfalls etwa durch Lastbegrenzer, Energiespeicher oder Produktionsprozessoptimierung beeinflussbar. Denn die höchste innerhalb einer Viertelstunde im Kalenderjahr in Anspruch genommene Last ist maßgeblich für den Jahresleistungspreis.

Je niedriger die Höchstlast umso geringer der Jahresleistungspreis. Deshalb kann durch ein aktives Lastmanagement des Verbrauchers ohne weiteres auch direkt auf die Höhe der absoluten Leistungsentgelte Einfluss genommen werden.

Arbeitsentgelt

Das Arbeitsentgelt ist das Produkt aus dem jeweiligen Arbeitspreis und der im Abrechnungsjahr jeweils entnommenen elektrischen Arbeit in Kilowattstunden, d. h. $\text{ct/kWh} \times \text{kWh} = \text{€}$.

¹¹⁵ Bundeskartellamt, Datendefinitionen zu Anlage 1 der Entscheidung über die Datenerhebung für das Vergleichsverfahren und die Anreizregulierung bei den Netzbetreibern der Elektrizitätswirtschaft vom 21.09.2005, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/BNetzA/Areas/ElectricityGas/CollectionCompanySpecificData/Decisions/DefinitionOfDataAnnex1Id3319pdf.pdf?__blob=publicationFile, Abruf 04.11.2014.

Je nach in Anspruch genommener Jahresarbeit ist das Arbeitsentgelt der Netznutzungsentgelte beeinflussbar. Umso weniger Energie aus dem Netz entnommen wird, umso geringer ist das Arbeitsentgelt.

Insbesondere bei der Entnahme aus dem Niederspannungsnetz und aus dem Mittelspannungsnetz bei geringer Benutzungsstundenzahl ist der Arbeitsentgeltanteil evident.

Stromabnahme ohne Leistungsmessung

Für Entnahmen ohne Leistungsmessung mittels Lastgangmessung im Niederspannungsnetz, also sogenannte Standardlastprofilmessungen, ist anstelle des Leistungs- und Arbeitspreises ein Arbeitspreis in ct/kWh festzulegen.

Soweit vom Netzbetreiber zusätzlich ein monatlicher Grundpreis in €/Monat verlangt wird, haben Grundpreis und Arbeitspreis in einem angemessenen Verhältnis zueinander und auch zu jenem Entgelt zu stehen, das bei einer leistungsgemessenen Entnahme im Niederspannungsnetz auf der Grundlage der Arbeits- und Leistungswerte nach dem Standardlastprofil des Netznutzers entstehen würde.

Standardlastprofile (SLP) sind repräsentative Lastprofile, die für die unterschiedlichen Kundengruppen (Haushalt, Landwirtschaft und Gewerbe) angewendet werden, bei denen jeweils ein ähnliches Abnahmeverhalten anzunehmen ist¹¹⁶.

In der Regel finden Standardlastprofile für Strom mit einem voraussichtlichen Jahresverbrauch unter 100.000 kWh Anwendung.

Allerdings kann es sich hier für einzelne Abnahmestellen durchaus rechnen, vom Standardlastprofil durch Einbau einer registrierenden Lastprofilmessung zum gemessenen Leistungskunden (RLM) zu werden, wenn und weil die Netzentgelte für leistungsgemessene Kunden günstiger als für Standardlastprofilkunden sind.

Dies ist im Einzelfall zu prüfen und hat Auswirkungen sowohl beim Netznutzungsentgelt und als auch bei der Commoditybeschaffung.

Messung, Abrechnung und Messstellenbetrieb

Ferner ist vom Netzbetreiber für jede Entnahmestelle und getrennt nach Netz- und Umspannebenen jeweils ein Entgelt für den Messstellenbetrieb, ein Entgelt für die Messung und ein Entgelt für die Abrechnung festzulegen. Die nach § 14 Abs. 4 StromNEV auf die Netz- und Umspannebenen verteilten Kosten, sind jeweils vollständig durch die Summe der pro Entnahmestelle entrichteten Entgelte der jeweiligen Netz- oder Umspannebene zu decken.

Die Entgelte sind nach § 14 Abs. 4 S. 1 StromNEV für jede Entnahmestelle einer Netz- oder Umspannebene zu erheben.

In der Niederspannung werden davon abweichend Entgelte für leistungs- und für nicht leistungsgemessene Entnahmestellen gebildet.

Andere als in der StromNEV genannte Entgelte sind nicht zulässig.

¹¹⁶ BDEW e. V., Standardlastprofile Strom, http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Standartlast-profile; Abruf 26.10.2014.

Die Messentgelte für eine Leistungsmessung und -abrechnung beziffern sich auf mehrere hundert Euro pro Jahr, während die Entgelte für eine Standardlastprofil-Messung und -abrechnung dafür nur wenige Euro pro Jahr kosten.

- **Merke** Die Netzentgelte bestehen aus einem Leistungspreis in €/kW und einem Arbeitspreis in ct/kWh und werden von der Bundesnetzagentur oder zuständigen Regulierungsbehörde überwacht.
Sie sind grundsätzlich nicht verhandelbar.
Insbesondere der Leistungspreis lässt sich durch aktive Energiemanagementmaßnahmen und die Reduktion der höchsten im Kalenderjahr innerhalb einer Viertelstunde in Anspruch genommenen Leistungsspitze begrenzen bzw. reduzieren.

3.2.8.2 Erdgasnetzentgelte

Grundlage des Systems der Entgeltbildung für den Netzzugang zu örtlichen Verteilernetzen ist nach § 18 GasNEV¹¹⁷ ein sogenanntes transaktionsunabhängiges Punktmodell.

Die für das jeweilige Verteilernetz nach § 4 ermittelten Netzkosten werden über ein jährliches Netzentgelt gedeckt. Für die Einspeisung von Gas in das örtliche Verteilernetz sind keine Netzentgelte zu entrichten. Die von den Netznutzern zu entrichtenden Netzentgelte sind ihrer Höhe nach unabhängig von der Druckstufe und von der räumlichen Entfernung zwischen dem Ort der Einspeisung des Gases und dem Ort der Entnahme.

Das Netzentgelt pro Entnahmepunkt (Ausspeisepunkt) besteht aus einem

- a) Jahresleistungspreis in €/kW und einem
- b) Arbeitspreis in ct/kWh

und unterscheidet sich insoweit nicht von der Berechnung der Stromnetzentgelte.

Leistungsentgelt

Das Jahresleistungsentgelt ist das Produkt aus dem jeweiligen Jahresleistungspreis und der Jahreshöchstleistung in Kilowatt der jeweiligen Entnahme im Abrechnungsjahr. Es ist somit dadurch beeinflussbar, dass die Leistungsentnahme beschränkt wird. Maßgeblich ist die höchste Leistung innerhalb einer Stunde/a.

Arbeitsentgelt

Das Arbeitsentgelt ist das Produkt aus dem jeweiligen Arbeitspreis und der im Abrechnungsjahr entnommenen gaswirtschaftlichen Arbeit in Kilowattstunden.

Gasabnahme ohne Leistungsmessung

Für Erdgasabnahmen ohne Leistungsmessung, d. h. Verbrauchsstellen mit einer Abnahme unter 1500 MWh/Jahr und weniger als 500 kW Leistungsabnahme ist anstelle des

¹¹⁷ GasNEV = Gasnetzentgeltverordnung vom 25.07.2005 (BGBl. I S. 2197), i. d. F. vom 14.08.2013 (BGBl. I S. 3250).

Leistungs- und Arbeitspreises nur ein Arbeitspreis in ct/kWh festzulegen. Der Leistungspreis entfällt.

Verteilnetzbetreiber haben nach § 24 Abs. 1 GasNZV¹¹⁸ für die Allokation der Ausspeisemengen von Letztverbrauchern bis zu einer maximalen stündlichen Ausspeiseleistung von 500 kWh/Stunde und bis zu einer maximalen jährlichen Entnahme von 1500 MWh Standardlastprofile anzuwenden.

Soweit zusätzlich ein monatlicher Grundpreis in Euro pro Monat festgelegt wird, haben Grundpreis und Arbeitspreis in angemessenem Verhältnis zueinander zu stehen. Das sich aus dem Grundpreis und dem Arbeitspreis ergebende Entgelt hat in einem angemessenen Verhältnis zu jenem Entgelt zu stehen, das bei einer leistungsgemessenen Entnahme auf Grundlage der Arbeits- und Leistungswerte nach dem Standardlastprofil des Netznutzers entstehen würde.

Gasentnahme mit Leistungsmessung

Für leistungsgemessene Entnahmepunkte, die auch als RLM bzw. Registrierende Leistungsmessungs-Abnahmestellen bezeichnet werden, sind nach § 15 Abs. 7 GasNEV – hier jeweils getrennt nach Hoch-, Mittel- und Niederdruck – ein Entgelt für den Messstellenbetrieb, ein Entgelt jeweils für die Messung und ein Entgelt für die Abrechnung festzulegen.

Der Gasdruck bestimmt sich nach der Summe der Kräfte eines Gases oder eines Gasgemisches, die auf eine Gefäßwand einwirken. Immer dann, wenn ein Teilchen des Gases an eine Gasrohrwand anstößt, werden die notwendigen Impulse ausgetauscht und der Druck des Gases verändert. Als Niederdruck wird ein Gasdruck unter 0,1 bar, als Mitteldruck von 0,1 bis 1,0 bar und Hochdruck ein Gasdruck über 1,0 bar bezeichnet.

Für SLP-Entnahmepunkte ohne Leistungsmessung, also die Endkunden mit Ausspeisemengen bis zu einer maximalen Ausspeiseleistung von 500 kWh/Stunde und bis zu einer maximalen jährlichen Entnahme von 1500 MWh, ist ebenso ein Entgelt für den Messstellenbetrieb, ein Entgelt für die Messung und ein Entgelt für die Abrechnung festzulegen.

Die Entgelte sind für jeden Ausspeisepunkt zu erheben.

- **Merke** Die Erdgasnetzentgelte bestehen aus einem Leistungspreis in €/kW und einem Arbeitspreis in ct/kWh und werden von der Bundesnetzagentur oder zuständigen Landesregulierungsbehörde überwacht.
Sie sind grundsätzlich nicht verhandelbar.
Insbesondere der Leistungspreis lässt sich durch aktive Energiemanagementmaßnahmen und die Reduktion der höchsten im Kalenderjahr innerhalb einer Stunde in Anspruch genommene Leistungsspitze begrenzen bzw. reduzieren.

¹¹⁸ GasNZV = Gasnetzzugangsverordnung vom 03.09.2010 (BGBl. I S. 1261), i.d.F. vom 25.07.2013 (BGBl. I S. 2722).

3.2.8.3 Sonderformen der Netzentgelte – Reduktionsmöglichkeiten

Sonder-Stromnetzentgelt für besondere Netzlasten

Jeder Strombeschaffer sollte prüfen, ob es für seine Abnahmestelle die Möglichkeit gibt, die Netznutzungsentgelte durch die Vereinbarung eines Sondernutzungsentgeltes mit dem Netzbetreiber, die der Regulierungsbehörde, also der Bundesnetzagentur oder der zuständigen Landesregulierungsbehörden anzuzeigen ist, zu reduzieren.

Grundsätzlich werden die von Lieferanten und Letztverbrauchern zu zahlenden allgemeinen Netzentgelte ausgehend vom Prinzip der Verursachungsgerechtigkeit auf der Basis der sogenannten Gleichzeitigkeitsfunktion nach § 16 Abs. 2 i. V. m. Anlage 4 StromNEV¹¹⁹ ermittelt.

Abweichend hiervon eröffnet § 19 Abs. 2 StromNEV die Möglichkeit des Angebots individueller Netzentgelte, sofern die dort genannten Bedingungen erfüllt sind.

Da sich nach § 19 Abs. 1 S. 1 und S. 2 StromNEV viele Unternehmen von den Netzentgelten befreien lassen oder nur reduzierte Netzentgelte bezahlen, erhöht sich allerdings, ebenso wie bei der EEG-Umlage anteilig das zu tragende Netzentgelt der übrigen „normalen“ Netznutzer, welches mit der Sondernetzentgeltumlage erhoben wird.

Sonderentgelt für Sondernetznutzung

Nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV haben Betreiber von Stromversorgungsnetzen dem Letztverbraucher in Abweichung von § 16 StromNEV ein individuelles Netzentgelt anzubieten, das dem besonderen Nutzungsverhalten des Netzkunden angemessen Rechnung zu tragen hat und nicht weniger als 20 % des veröffentlichten Netzentgelts betragen darf, wenn aufgrund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder aufgrund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht.

Hierzu hat die Bundesnetzagentur ein Eckpunktepapier entwickelt, in welchem die Abweichungen erläutert sind¹²⁰, sowie mit Beschluss vom 11.12.2013 die Voraussetzungen für die Inanspruchnahme des Sondernetzentgeltes und deren Vereinbarungen und Anzeigepflichten neu für alle Anträge, die ab 01.01.2014 wirken, geregelt¹²¹.

¹¹⁹ StromNEV = Stromnetzentgeltverordnung vom 25.07.2005 (BGBl. I S. 2225), i. d. F. vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066).

¹²⁰ Bundesnetzagentur, Leitfaden Bundesnetzagentur – Eckpunkte für die Festlegung sachgerechter Entgelte im Rahmen der Genehmigung von individuellen Netzentgeltvereinbarungen, http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/IBK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK4-GZ/2013/bis_0999/2013_700bis799/BK4-13-739_BKV/BK4-13-739_Konsultation_Eckpunkte_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=2, Abruf 26.10.2014.

¹²¹ Beschluss Bundesnetzagentur vom 12.11.2013 Az: BK4-3-739, http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/IBK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK4-GZ/2013/bis_0999/2013_700bis799/BK4-13-739_BKV/BK4-13-739_Entscheidung_BF.pdf?jsessionid=A749E7665E6C0F650F21CD6A44E6DF7E?__blob=publicationFile&v=3, Abruf 26.10.2014.

Abb. 3.13 Schwellenwerte für Lastverlagerung**Mindestverlagerung Strom nach § 19 Abs.2 Satz 1 StromNEV**

Netzebene/ Umspannebene	Erheblichkeits- schwelle in %
Höchstspannung	5
Höchstspannung/ Hochspannung	10
Hochspannung	10
Hochspannung/ Mittelspannung	20
Mittelspannung	20
Mittelspannung/ Niederspannung	30
Niederspannung	30

Unter der Voraussetzung, dass zwischen dem Netzbetreiber und dem Letztverbraucher ein Sondernetznutzungsvertrag geschlossen wird und, abhängig von der Spannungsebene eine erhebliche aktive Lastverlagerung stattfindet, darf das Sondernetznutzungsentgelt vertraglich zwischen dem letztverbrauchenden Netzkunden und dem Netzbetreiber vereinbart werden. Die notwendige Mindestverlagerung beträgt 100 kW als Bagatellschwelle. Bei einem Höchstspannungsnetzanschluss müssen die Lastkurven in der Hauptlastzeit 5 %, bei einem Hochspannungsnetzanschluss 10 %, bei einem Mittelspannungsnetzanschluss 20 % und in der Niederspannung 30 % zwischen Netzkunden und dem Netzbetreiber voneinander dergestalt abweichen, dass der Letztverbraucher die Höchstlast des Netzbetreibers entlastet (siehe Abb. 3.13).

Danach werden die Netznutzer, die einen Beitrag zur Reduktion der Höchstlast im Höchstlastfenster des Netzbetreibers und damit zur besseren Auslastung der Stromnetze haben, mit einem Bonus bedacht, wenn der Letztverbraucher einen Beitrag zur Minderung der Höchstlast der Spannungsebene durch signifikante Lastverschiebung des Letztverbrauchers innerhalb der Jahreszeiten mit Hochlastfenstern des Netzbetreibers stattfindet. Damit wird außerdem ein gegebenenfalls erforderlicher Netzausbau vermieden.

Liegen Hochlastfenster des Netzbetreibers in mehreren Zeiten des Kalenderjahres vor, so muss die Erheblichkeit in allen Jahreszeiten mit den dann jeweils gültigen Hochlastzeitfenstern separat berechnet und deren Einhaltung nachgewiesen werden, wobei diese nicht die kalendarischen Jahreszeiten darstellen, sondern

01.01. bis 28./29.02. = Winter,

01.03. bis 31.05. = Frühling,

01.06. bis 31.08. = Sommer,

01.09. bis 30.11. = Herbst,

01.12. bis 31.12. = Winter.

Die Hochlastfenster der Netzbetreiber sind auf deren Internetseite gemäß § 27 StromNEV veröffentlicht¹²².

Die Bagatellschwelle der Netzentgeltreduktion beträgt 500 €, d. h. die Netzentgelte müssen durch die Vereinbarung der Sondernetzentgelte um mindestens jährlich 500 € gesenkt werden; geringere Beiträge sind nicht erheblich.

Für Letztverbraucher mit weniger als 2500 Benutzungsstunden kann als Wahloption der Netzleistungs- und Netzarbeitspreis der jeweiligen Netzebene oberhalb von 2500 Benutzungsstunden herangezogen werden¹²³.

Ansonsten kann nach § 19 Abs. 1 S. 1 StromNEV nur das Leistungsentgelt der Netzentgeltes reduziert werden, nicht jedoch der Arbeitspreis oder andere Entgeltbestandteile.¹²⁴

Sonderentgelt für energieintensive Netznutzer

Erreicht die Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle sogar die Benutzungsstundenzahl von mindestens 7000 Stunden und übersteigt der Stromverbrauch an dieser Abnahmestelle 10 GWh, kann sich dieser energieintensive Letztverbraucher nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV insoweit nahezu vollständig von den Netzentgelten befreien lassen.

Das individuelle und reduzierte Netzentgelt nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV beträgt bei einer Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle von mehr als 10 GWh pro Kalenderjahr nicht weniger als

- 20 % des veröffentlichten Netzentgeltes im Falle einer Benutzungsstundenzahl von mindestens 7000 Stunden/Jahr,
- 15 % des veröffentlichten Netzentgeltes, im Falle einer Benutzungsstundenzahl von mindestens 7500 Stunden/Jahr oder
- 10 % des veröffentlichten Netzentgeltes, im Falle einer Benutzungsstundenzahl von mindestens 8000 Stunden/Jahr. Die Benutzungsstunden werden aus dem Quotienten von elektrischer Arbeit geteilt durch die Jahreshöchstlast berechnet. Die Benutzungsstundenzahl ist umso höher, je gleichmäßiger der Strombezug erfolgt und Leistungsspitzen vermieden werden.

Die Bemessung des individuellen Netzentgeltes hat den Beitrag des Stromkunden zu einer Senkung oder zu einer Vermeidung der Erhöhung der Kosten der Netz- oder Umspannebene, an die der Letztverbraucher angeschlossen ist, widerzuspiegeln.

¹²² Zum B. Stadtwerke Erfurt, http://www.swe-netz.de/pb/site/netz/get/documents/netz/Dokumente/Elektrizitätsnetz/Netzstrukturdaten/%2419_ElektrizitätNEV_Sonderformen_der_Netznutzung_2013.pdf, Abruf 07.03.2014.

¹²³ Beschluss Bundesnetzagentur vom 12.11.2013 Az: BK4-3-739, http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/IBK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK4-GZ/2013/bis_0999/2013_700bis799/BK4-13-739_BKV/BK4-13-739_Entscheidung_BF.pdf;jsessionid=A749E7665E6C0F650F21CD6A44E6DF7E?__blob=publicationFile&v=3, S. 31, Abruf 26.10.2014.

¹²⁴ BGH Beschluss vom 09.10.2012 Az: En VR 42/11.

Maßgeblich ist die Erreichung dieser technischen Kriterien im jeweiligen Vorjahr.¹²⁵

Die jeweiligen schon wegen der gesetzlichen Voraussetzungen notwendigerweise energieintensiven Unternehmen, welche die Netzentgeltprivilegierung erhalten, sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur transparent veröffentlicht.¹²⁶

Sonder-Erdgasnetzentgelt für abschaltbare Netzlasten

Für Gasnetznutzer gibt es die Möglichkeit, bei Unterbrechbarkeit der Belieferung nach § 13 Abs. 3 i. V. m. § 20 Abs. 2 GasNEV¹²⁷ ein Sondernetznutzungsentgelt zu vereinbaren.

Wenn Gasnetznutzer bei hoher Netzlast, z. B. extremen Winter, in dem ein hoher Heizlastbedarf aus dem Erdgasnetz besteht, die Gasnutzung abschalten können, etwa weil die Produktion gestoppt (Ziegel- und Baustoffproduktion) oder auf die Nutzung von Heizöl oder einen anderen Heizträger umgestellt wird, entstehen Vorteile für alle anderen Gasnutzer. Denn die Gasnetze müssen nicht unnötig für die Extremsituationen kostenintensiv erweitert werden. Sie werden optimiert genutzt, weil nach der vereinbarten Abschaltung die anderen nicht abschaltbaren Gasnetznutzer die freien Kapazitäten für ihre extreme Situation im nötigen physischen Gasbezug werden können. Diese flexiblen Nutzungsmöglichkeiten der abschaltbaren Erdgasnetzkunden sind somit insgesamt Netzentgelt reduzierend und führen zu deutlich geringeren Erdgasnetznutzungsentgelten beim abschaltbaren Netznutzer.

Die Abschaltverträge werden bei 7 % aller Gasnetzbetreiber verwendet. Sie führen zu durchschnittlichen Netzentgeltreduktionen von 48 %¹²⁸.

- **Merke** Die Netzentgelte sind von der Bundesnetzagentur oder zuständigen Landesregulierungsbehörde regulierte Preise und nicht verhandelbar. Sie sind in der Regel lediglich durch Reduktion der Jahreshöchstlast oder Reduktion des Verbrauchs beeinflussbar. Letztverbraucher können ihre Strom-Netznutzungsentgelte reduzieren, wenn ihre Höchstlast, je nach Spannungsebene, z. B. 20 % bei Mittelspannung, mindestens aber 100 KW, von der Höchstlast des Netzbetreibers abweicht. Die Netzentgelte reduzieren sich dadurch um mindestens 20 %.

¹²⁵ Beschluss Bundesnetzagentur vom 12.11.2013 Az: BK4-3-739, http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK4-GZ/2013/bis_0999/2013_700bis799/BK4-13-739_BKV/BK4-13-739_Entscheidung_BF.pdf;jsessionid=A749E7665E6C0F650F21CD6A44E6DF7E?__blob=publicationFile&v=3, S. 36, Abruf 26.10.2014.

¹²⁶ Bundesnetzagentur, http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammer4/BK4_71_Individuelle_Netzentgelte_Strom/Pargra_19Abs2Satz2/2012/NetzentgelteParagr19Abs2_Satz2_2012_bkv_node.html, Abruf 26.10.2014.

¹²⁷ GasNEV = Gasnetzentgeltverordnung vom 25.07.2005 (BGBl. I S. 2197), i. d. F. vom 14.08.2013 (BGBl. I S. 3250).

¹²⁸ Monitoringsbericht Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur 2013, S. 200 http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Energie-Monitoring-2013.pdf?__blob=publicationFile, Abruf 04.11.2014.

Eine Sonderregelung besteht für Großverbraucher. Denn erreicht die Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle die Benutzungsstundenzahl von mindestens 7000 Stunden und übersteigt der Stromverbrauch an dieser Abnahmestelle 10 Gigawattstunden, erfolgt eine Befreiung von den Netzentgelten bis zu 90 %.

Die Vereinbarung eines individuellen Netzentgelts bedarf der Anzeige an die Bundesnetzagentur oder die zuständige Landesregulierungsbehörde.

Für abschaltbare Gasnetznutzer können ebenfalls günstigere Sondernetznutzungsentgelte vereinbart werden.

Sonder-Stromnetzentgelt durch Pooling

Die Reduktion der Strom-Netzentgelte ist durch Pooling, also virtuelles Zusammenfassen mehrerer physikalischer Abnahmestellen auf eine virtuelle Abnahmestelle möglich. Dadurch wird der Leistungspreis mehrerer Abnahmestellen so zusammengestellt, als wäre es eine Abnahmestelle.

Bei Erdgas besteht diese Möglichkeit nicht.

Das Pooling ist in § 17 Abs. 2a StromNEV¹²⁹ legal als eine zeitgleiche Zusammenführung mehrerer Entnahmestellen zu einer Entnahmestelle zum Zwecke der Ermittlung des Jahresleistungsentgeltes (Pooling) definiert und wird unabhängig von einem entsprechenden Verlangen des jeweiligen Netznutzers durchgeführt, wenn

- all diese Entnahmestellen durch denselben Netznutzer genutzt werden,
- mit dem Elektrizitätsversorgungsnetz desselben Netzbetreibers verbunden sind,
- sich auf der gleichen Netz- oder Umspannebene befinden
- und entweder Bestandteil desselben Netzknotens oder bei Vorliegen einer kundenseitigen galvanischen Verbindung an das Elektrizitätsversorgungsnetz angeschlossen sind.

Im Übrigen ist ein Pooling mehrerer Entnahmestellen unzulässig.

Das Vorliegen der Pooling-Voraussetzungen hat der Netznutzer, also der Stromabnehmer, nachzuweisen. Das Pooling erfolgt durch eine zeitgleiche und vorzeichengerechte Addition (Saldierung) der Lastgangzeitreihen der Entnahmestellen innerhalb des zeitgleichen Messintervalls der Lastgangzählung oder durch eine zeitgleiche Addition der richtungsgleichen Lastgangzeitreihen der einzelnen Entnahmestellen innerhalb des zeitgleichen Messintervalls der Lastgangzählung.

- **Merke** Durch Pooling kann der Strom-Netzleistungspreis reduziert werden. Die Voraussetzungen hat der Abnehmer dem Verteilnetzbetreiber nachzuweisen.

¹²⁹ StromNEV = Stromnetzentgeltverordnung vom 25.07.2005 (BGBl. I S. 2225), i. d. F. vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066).

3.2.9 ResKV-Sonderumlage nach der Reservekraftwerksverordnung für Stromnetzentgelte

Weitere Kosten, die allerdings direkt auf die Stromnetznutzungsentgelte umgelegt und von allen Netznutzern zu zahlen sind, resultieren aus der bis Ende 2017 befristeten Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung einer Netzreserve sowie zur Regelung des Umgangs mit geplanten Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Stromversorgungssystems (Reservekraftwerksverordnung – ResKV)¹³⁰.

Diese bestimmt das Verfahren der Übertragungsnetzbetreiber zur Beschaffung einer Netzreserve aus bestehenden Anlagen für die Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie und in begründeten Ausnahmefällen aus neu zu errichtenden Anlagen zum Zwecke der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Stromversorgungssystems auf Grundlage von § 13b Abs. 1 Nr. 2 EnWG.

Sie präzisiert zudem die Bestimmungen zum Umgang mit geplanten Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen, damit Kraftwerke nicht endgültig abgeschaltet werden, obwohl sie noch als Netzreserve benötigt und damit in Kaltreserve bleiben müssen. Dies ist beispielsweise mit dem Genehmigungsbescheid der Bundesnetzagentur vom 19.12.2013, Az: 608-12-003 zur geplanten Abschaltung der konventionellen EnBW-Kraftwerke in Marbach und Walheim erfolgt¹³¹. Dazu werden schuldrechtliche Netzreserveverträge zwischen den Übertragungsnetz- und den Erzeugungsanlagenbetreibern nach Abstimmung mit der Bundesnetzagentur geschlossen.

Die durch die Nutzung der existierenden Erzeugungsanlagen für die Netzreserve entstehenden Kosten werden den Erzeugungsanlagenbetreibern von den Übertragungsnetzbetreibern erstattet.

Die durch den Reservekraftwerks-Vertrag entstehenden Kosten der Übertragungsnetzbetreiber werden durch Festlegung der Bundesnetzagentur zu einer freiwilligen Selbstverpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 11 Abs. 2 S. 4 und § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV¹³² als verfahrensregulierte Kosten nach Maßgabe der hierfür geltenden Vorgaben in den Netzentgelten anerkannt.

So bestand für den Winter 2013/2014 nach den Feststellungen der Bundesnetzagentur vom 16.09.2013 ein Reservebedarf von (nur) 2540 MW¹³³, der für den Winter 2014/15

¹³⁰ ResKV = Reservekraftwerksverordnung vom 27.06.2013 (BGBl. I S. 1947).

¹³¹ Bundesnetzagentur, Bescheid vom 19.12.2013 Az: 608-12-003; http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/systemrelevante_KW/Bescheid_Transnet_13_12_2013.pdf?__blob=publicationFile&v=1, Abruf 25.10.2014.

¹³² ARegV = Anreizregulierungsverordnung vom 29.10.2007 (BGBl. I S. 2529), i. d. F. vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066).

¹³³ Bundesnetzagentur, Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2013/14 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalyse vom 16.09.2013, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_

nach den Feststellungen der Bundesnetzagentur vom 02.05.2014 auf 3091 MW und so-
dann im Winter 2015/16 auf 6000 MW und im Winter 2017/2018 auf 7000 MW¹³⁴ an-
steigt. Das wird zu weiteren Kostenerhöhungen für Reservekraftwerke in den Netzentgel-
ten der Folgejahre führen.

Die Mehrkosten sollten nach einer Auffassung nur etwa 80 Mio. € jährlich¹³⁵ be-
tragen, was ab 2014 zu einer kalkulatorischen Erhöhung der Netznutzungsentgelte um
0,024 ct/kWh geführt hat. Nicht viel realistischer ist der stark abweichende Betrag von
6 Mrd. €¹³⁶, der eine Netzkostenerhöhung von mehr als 1 ct/kWh bedeuten würde. Die
Kostenszenarien sind sehr diffus und bisher unklar¹³⁷.

Ein nahezu dreifacher Reservekraftwerksbedarf in 2017/2018 gegenüber 2013/2014
zieht folgerichtig einen spürbaren Anstieg der Kosten der Kaltreserve nach sich.

Es ist jedoch nicht zu übersehen, dass die Kraftwerksbetreiber zur Absicherung ihrer
Investitionen neben dem energy-only-Markt, der bisher nur Megawatt je Stunde handelt,
einen Kraftwerkskapazitätsmarkt, der für die Bereitstellung von – auch unrentabler –
Kraftwerksleistung ein Entgelt entrichtet, etablieren wollen.

Diese führt, im Ergebnis nicht anders als die ResKV, dazu, dass vorgehaltene Kapa-
zitäten vergütet werden, egal, ob diese Energie produzieren oder nicht. Aber andererseits
werden dadurch wohl weitere Ineffizienzen wie in vergangenen Zeiten vor der Liberali-
sierung des Energiemarktes verursacht.¹³⁸

- **Merke** Die Kosten nach der Reservekraftwerksverordnung sind Teil der – von
der Bundesnetzagentur regulierten – Netzentgelte und betrugen 2014 = 0,024 ct/kWh.
Sie sind nicht verhandelbar und werden für alle Netznutzer gleichmäßig auf die
Netzentgelte umgelegt.

[Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Bericht_20130916.pdf?__blob=publicationFile&v=1](#), Abruf 20.12.2013.

¹³⁴ Bundesnetzagentur, Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2014/2015 sowie
die Jahre 2015/2016 und 2017/2018 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der
Systemanalysen vom 02.05.2014, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/FeststellungReservekraftwerksbedarf2014_2015_2016_2017_2018.pdf?__blob=publicationFile&v=4, <http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/>, Abruf 04.11.2014.

¹³⁵ Deutschlandfunk vom 17.07.2013 Abschalten verboten, <http://www.dradio.de/dlf/sendungen/umwelt/2181169/> Abruf 26.10.2014; Formulierungshilfe für einen Änderungsantrag der Fraktionen
der CDU/CSU und FDP zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung für ein Drittes Gesetz
zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften in http://www.bundesgerichtshof.de/SharedDocs/Downloads/DE/Bibliothek/Gesetzesmaterialien/17_wp/NeuregEnergVorschr3/formulierungsh.pdf?__blob=publicationFile, Abruf 04.11.2014.

¹³⁶ Science skeptical blog vom 20.10.2013, <http://www.science-skeptical.de/energieerzeugung/nrw-wirtschaftsminister-beziffert-kosten-fuer-reservekraftwerke-auf-sechs-milliarden-euro-im-jahr/0010994/>, Abruf 25.10.2014.

¹³⁷ Handelsblatt vom 04.10.2013, Schon bald mehr Reservekraftwerke nötig, <http://www.handelsblatt.com/technologie/das-technologie-update/energie/bundesnetzagentur-schon-bald-mehr-reservekraftwerke-noetig/8870862.html>, Abruf 25.10.2014.

¹³⁸ BDEW, Der Weg zu neuen marktlichen Strukturen für das Gelingen der Energiewende, <http://www.bdew.de/internet.nsf/id/marktdesign-de>, Abruf 25.10.2014.

3.2.10 AbLaV-Umlage nach Verordnung über abschaltbare Lasten für Strom

Zur Sicherung der Netzstabilität wurde 2012 die bis Ende 2015 befristet geltende Verordnung über abschaltbare Lasten (AbLaV)¹³⁹ erlassen, wonach Netznutzer ihre Stromlasten bis zu insgesamt 3000 MW auf Abruf abschalten, somit kein Strom aus dem Netz verbraucht wird, damit das Netz stabilisieren und hierfür eine Vergütung erhalten.

Als abschaltbare Lasten gelten nach § 2 AbLaV eine oder mehrere Anlagen zum Verbrauch elektrischer Energie, wobei der Strom auf einer Netzebene von 110 kV oder höher erfolgt und an der Verbrauchseinrichtung die Verbrauchsleistung auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers zuverlässig, d. h. auf Knopfdruck, um eine bestimmte Abschaltleistung reduziert werden kann.

Die Anbieter von Abschaltleistung aus abschaltbaren Lasten erhalten eine Vergütung, wenn sie sich in Vereinbarungen mit Übertragungsnetzbetreibern zu diesen Leistungen, bestehend aus einem Leistungs- und Arbeitspreis, verpflichtet haben.

Der monatliche Leistungspreis beträgt 2500 €/MW Abschaltleistung für die Bereitstellung der Abschaltleistung und einen Arbeitspreis zwischen 100 €/MWh und 400 €/MWh.

Der Leistungspreis wird für die Bereitstellung unabhängig vom Abruf der Abschaltleistung fällig.

Die Anbieter müssen gemäß § 5 AbLaV sehr strenge technische Anforderungen an abschaltbare Lasten erfüllen, nämlich eine Präqualifikation nach § 9 durchlaufen und an Ausschreibungsverfahren gemäß § 8 teilnehmen.

Die Voraussetzung dafür ist, dass die insgesamt angebotene Abschaltleistung nachweisbar mindestens 50 MW beträgt (Mindestleistung) und die Abschaltleistung nachweisbar innerhalb von einer Sekunde automatisch frequenzgesteuert bei Unterschreiten einer vorgegebenen Netzfrequenz und unverzüglich ferngesteuert durch den Übertragungsnetzbetreiber (sofort abschaltbare Lasten) oder innerhalb von 15 Minuten ferngesteuert durch den Übertragungsnetzbetreiber (schnell abschaltbare Lasten) im notwendigen Umfang herbeigeführt werden kann (technische Verfügbarkeit) **und** die technische Mindestverfügbarkeit gegeben ist und vom Anbieter sichergestellt werden kann, dass die Einspeiseleistung von Erzeugungseinrichtungen im Bilanzkreis der abschaltbaren Last infolge des Abrufs der Abschaltleistung nicht verringert wird.

Als technische Mindestverfügbarkeit wird in § 5 Nr. 1 AbLaV als der Abruf der Abschaltleistung nachweisbar für die Dauer von mindestens jeweils 15 Minuten zu einem beliebigen Zeitpunkt mehrmals am Tag in beliebigen Abständen bis zur Dauer von einer Stunde pro Tag mindestens viermal die Woche erfolgen kann. Bei Erreichen der Dauer von einer Stunde pro Tag zwischen den Abschaltungen an zwei Folgetagen müssen mindestens zwölf Stunden liegen, oder mindestens vier Stunden am Stück zu einem beliebigen Zeitpunkt einmal alle sieben Tage, wobei zwischen den Abschaltungen mindestens 48 Stunden liegen müssen, oder mindestens acht Stunden am Stück zu einem beliebigen Zeitpunkt

¹³⁹ AbLaV = Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 28.12.2012 (BGBl. I S. 2998).

einmal alle 14 Tage, wobei zwischen den Abschaltungen mindestens sieben Tage liegen müssen, und der Abruf nachweisbar für mindestens 16 Stunden im Erbringungszeitraum herbeigeführt werden kann und die Abschaltleistung grundsätzlich an allen Tagen bis auf maximal vier Tage pro Monat zur Verfügung gestellt werden kann.

Die Übertragungsbetreiber sind verpflichtet, ihre Zahlungen und Aufwendungen an die Anbieter der abschaltbaren Lasten über eine finanzielle Verrechnung monatlich untereinander auszugleichen.

Die entstehenden Kosten werden ab 2014 nachträglich über eine Umlage auf die Netzkunden umgelegt, die mit anderen Entgeltbestandteilen durch Festlegung nach § 30 Abs. 2 Nr. 6 der StromNEV zusammen erhoben wird.

Insgesamt rechnet der Verordnungsgeber damit, dass jährlich hierfür Aufwendungen von 348 Mio. € entstehen, davon 60 Mio. € Leistungspreis und 288 Mio. € Arbeitspreis, die von den Übertragungsnetzbetreibern über eine Umlage auf die Netznutzungsentgelte an die Netznutzer umgelegt werden.¹⁴⁰ Kalkulatorisch hätte dies bei einem Stromverbrauch durch alle Letztverbraucher von 500.000 GWh in Deutschland zu einer Umlage von 0,06 ct/kWh geführt. Dieses Szenario ist bisher offensichtlich nicht eingetreten.

Für 2014 betrug die AbLaV-Umlage nur 0,009 ct/kWh¹⁴¹, davon 0,007 ct/kWh aus der Prognose 2014 und weitere 0,002 ct/kWh als Nachholaufschlag aus der Prognose 2013, da die Zahlung an die Anbieter abschaltbarer Lasten in 2014 nur 34,66 Mio. € betragen sollen.¹⁴² Für das Kalenderjahr 2015 ist die AbLaV-Umlage mit 0,006 ct/kWh veröffentlicht worden¹⁴³ und daher weiter gesunken.

Vormals war sie allerdings schon mit 0,12 ct/kWh von der Bundesregierung prognostiziert worden (vgl. VIK-Mitteilungen 2013).

- **Merke** Die AbLaV-Umlage betrug für 2014 = 0,009 ct/kWh und für 2015 = 0,006 ct/kWh. Sie wird von allen Netznutzern, d. h. allen Stromkunden, erhoben. Sie ist nicht verhandel- oder reduzierbar.

3.2.11 Konzessionsabgabe

Die Konzessionsabgabe wird vom Netzbetreiber als Teil der Netznutzungsentgelte erhoben. Sie ist nach § 2 Abs. 1 KAV¹⁴⁴ ein Entgelt, welches die Netzbetreiber an die Gemein-

¹⁴⁰ Deutscher Bundestag, BT-Drucksache 17/11671 vom 28.11.2012, http://www.bundestag.de/presse/hib/2012_12/2012_564/01.html, Abruf 07.03.2014.

¹⁴¹ Netztransparenz.de Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, http://www.netztransparenz.de/de/Umlage_18_AbLaV-2014.htm, Abruf 26.10.2014; http://www.eeg-kwk.net/de/file/abLa_-_Berechnung_HoBA-Matrix_und_-Zahlungen_v3_Anlage_3_Internet.pdf, Abruf 20.12.2013.

¹⁴² http://www.eeg-kwk.net/de/file/abLa_-_Berechnung_HoBA-Matrix_und_-Zahlungen_v3_Anlage_3_Internet.pdf, Abruf 20.12.2013.

¹⁴³ Netztransparenz.de Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber http://www.netztransparenz.de/de/file/AbLaV_Prognose_2015_Veroeffentlichung.pdf Abruf 26.10.2014.

¹⁴⁴ KAV = Konzessionsabgabenverordnung vom 09.01.1992 (BGBl. I S. 12, 407) i. d. F. vom 01.11.2006 (BGBl. I S. 2477).

den und Städte für die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Strom und Gas dienen, zu zahlen haben.

Dieser Betrag der Strom- und Erdgaspreise kommt ausschließlich den Städten und Gemeinden zu Gute, in denen sich die Strom- und Erdgasleitungen zu den Endkunden befinden.

Die Konzessionsabgabe ist nicht verhandelbar und einerseits abhängig von der Größe der Stadt nach Einwohnern und davon, ob es sich um einen in der Konzessionsabgabenverordnung (KAV) immer noch sogenannten Tarifikunden oder einen Sondervertragskunden handelt.

Beispielsweise beträgt für Strom in einer Stadt mit mehr als 100.000 und bis 500.000 Einwohnern die Konzessionsabgabe bei Tarifikunden 1,99 ct/kWh, bei Sonderkunden nur 0,11 ct/kWh und für Gas zum Verheizen bei Tarifikunden 0,33 ct/kWh, bei Sonderkunden nur 0,03 ct/kWh.

Allerdings besteht für die Energiebeschaffung nach § 2 Abs. 4 KAV die Möglichkeit, die Konzessionsabgabe durch einige Konstellationen zu reduzieren.

3.2.11.1 Strom

Bei Stromlieferungen dürfen Konzessionsabgaben für Lieferungen an Sondervertragskunden nicht vereinbart oder gezahlt werden, deren Durchschnittspreis im Kalenderjahr je Kilowattstunde unter dem Durchschnittserlös je Kilowattstunde aus der Lieferung von Strom an alle Sondervertragskunden liegt. Maßgeblich ist der in der amtlichen Statistik des Bundes jeweils für das vorletzte Kalenderjahr veröffentlichte Wert ohne Umsatzsteuer.

Für 2013 ist folglich der Grenzpreis für das Kalenderjahr 2011 und in 2014 der Grenzpreis für das Kalenderjahr 2012 maßgeblich. Der Durchschnittserlös beinhaltet alle Kostenbestandteile, also insbesondere den Energiepreis sowie das Netznutzungsentgelt, die Stromsteuer, die Abgaben nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG).

Das Energieversorgungsunternehmen muss die übliche Strom-Konzessions-Abgabe in Höhe von 0,11 ct/kWh dann erheben und an die betreffende Gemeinde auf der Grundlage eines Konzessionsvertrages oder gleichwertigen Rechtsverhältnisses abführen, wenn der aktuelle Durchschnittspreis des Sonderkunden den für das Lieferjahr gültigen Grenzpreis überschreitet.

Für Strom beziffert sich der Grenzpreis für 2013/2011 auf 11,57 ct/kWh¹⁴⁵, für 2014/2012 auf 11,89 ct/kWh¹⁴⁶ und für 2015/2013 auf 12,84 ct/kWh¹⁴⁷.

¹⁴⁵ Statistisches Bundesamt, Pressemitteilung 424 vom 06.12.2012, https://www.destatis.de/DE/PresseService/Presse/Pressemitteilungen/2012/12/PD12_424_433.html, Abruf 04.11.2014.

¹⁴⁶ Statistisches Bundesamt, Pressemitteilung 395 vom 22.11.2013, https://www.destatis.de/DE/PresseService/Presse/Pressemitteilungen/2013/11/PD13_395_433.html, Abruf 04.11.2014.

¹⁴⁷ Statistisches Bundesamt, Pressemitteilung 385 vom 04.11.2014, https://www.destatis.de/DE/PresseService/Presse/Pressemitteilungen/2014/11/PD14_385_433.html;jsessionid=5A1C8F0F01E9C1634516C2BC72F5F3CC.cae4, Abruf 04.11.2014.

3.2.11.2 Erdgas

Gemäß § 2 Abs. 5 KAV dürfen bei Gas Konzessionsabgaben für Lieferungen an Sondervertragskunden nicht vereinbart oder gezahlt werden, die pro Jahr und Abnahmestelle 5000 MWh übersteigen **oder** deren Durchschnittspreis im Kalenderjahr unter 1,50 ct/kWh liegt. Dieser Preis ist im Verhältnis der Durchschnittserlöse des Versorgungsunternehmens aus der Belieferung von Sondervertragskunden im Jahr 1989 und im jeweiligen Kalenderjahr zu verändern. Für nach dem 01.01.1992 abgeschlossene Verträge, wovon bei allen Kunden mittlerweile ausgegangen werden kann, ist der Durchschnittserlös je kWh aus den Lieferungen von Gas an alle Letztverbraucher zugrunde zu legen und entsprechend zu verändern. Maßgeblich ist der in der amtlichen Statistik des Bundes für das Jahr des Vertragsabschlusses veröffentlichte Wert ohne Umsatzsteuer.

Für die Gas-Lieferung in 2013 ist der Durchschnittserlös 2011 maßgeblich, der sich auf 3,88 ct/kWh¹⁴⁸ und für 2014 aus dem Durchschnittserlös 2012 in Höhe von 4,16 ct/kWh¹⁴⁹ beläuft.

In diesem Fall steht das theoretische Potenzial der Reduktion der Konzessionsabgabe auf Null.

Ansonsten beträgt die Erdgas-Konzessions-Abgabe für Sondervertragskunden gemäß § 2 Abs. 3 Nr. 2 KAV 0,03 ct/kWh.

Da der Netzbetreiber im liberalisierten Markt üblicherweise nicht die Beschaffungspreise der Netzkunden, d. h. neben dem Netznutzungsentgelt den Energiepreis, die konkrete Strom- oder Energiesteuerlast, die die Abgaben nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) kennen kann und darf, muss die Energiebeschaffung hier streng kalkulieren und ggf. die Reduktion der Konzessionsabgabe bei seinem Verteilnetzbetreiber oder Lieferanten anmelden und einfordern.

Es muss daher jährlich überprüft werden, ob die im vorletzten Kalenderjahr maßgeblichen Grenzpreise für Strom und Gas unterschritten worden, damit vom Netzbetreiber die Reduktion bzw. der Erlass der Konzessionsabgabe auf Antrag und Nachweis erfolgt.

Netzbetreiber und Gemeinde können aber auch höhere Grenzpreise, umgekehrt jedoch keine niedrigeren Grenzpreise gemäß § 2 Abs. 4 und Abs. 5 KAV vereinbaren, die dann maßgeblich und für den Netzkunden förderlich sind.

Allerdings ist bisher kein Fall bekannt, dass eine Gemeinde auf die Konzessionsabgabe verzichtete oder in deren Kürzung gegenüber dem Netzbetreiber einwilligte.

Ansonsten kann die Konzessionsabgabe für Sondervertragskunden auf 0,11 ct/kWh bei Strom und auf 0,03 ct/kWh bei Gas reduziert werden.

¹⁴⁸ Statistisches Bundesamt, Pressemitteilung 439 vom 13.12.2012; https://www.destatis.de/DE/PresseService/Presse/Pressemitteilungen/2012/12/PD12_439_433.html, Abruf 04.11.2014.

¹⁴⁹ Statistisches Bundesamt, Pressemitteilung 398 vom 26.11.2013; https://www.destatis.de/DE/PresseService/Presse/Pressemitteilungen/2013/11/PD13_398_433.html, Abruf 04.11.2014.

- **Merke** Die Konzessionsabgabe für Strom und Gas ist nicht verhandelbar. Es ist jedoch bei Unterschreiten der im vorletzten Kalenderjahr maßgeblichen Grenzpreise eine Reduktion oder Erlass der Konzessionsabgabe durch den Netzbetreiber möglich.

3.2.12 Sonderumlagen Erdgas

3.2.12.1 Biogasumlage

Nach § 20b 4. Anstrich GasNEV i. V. m. § 7 Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen vom 28.06.2013¹⁵⁰ werden die Mehrkosten für den Biogastransport bundesweit auf die Netznutzer über eine Umlage umgelegt. Diese beträgt 2014 bundeseinheitlich 0,51 €/kWh/h/Jahr.¹⁵¹

Bis 2013 wurde diese Umlage nicht bundeseinheitlich, sondern nach Marktgebiet verschieden erhoben.

- **Merke** Die Biogas-Umlage betrug 2014 = 0,51 €/kWh/h/Jahr. Sie ist nicht verhandelbar und Teil der Erdgasnetznutzungsentgelte.

3.2.12.2 Regelernergieumlage

Der Erdgas-Marktgebietsverantwortliche (GASPOOL und NCG NetConnectGermany) ist verpflichtet, die Kosten und die Erlöse für Regel- und Ausgleichsenergie auf einem separaten Umlagekonto zu verbuchen und den Saldo des Umlagekontos in monatlichen Abständen zu veröffentlichen.

Falls die prognostizierten Kosten die erwarteten Einnahmen übersteigen, erhebt der Marktgebietsverantwortliche eine Regel- und Ausgleichsenergieumlage in ct/kWh auf relevante Ausspeisemengen, die der Netzbetreiber seinen Netzkunden als Bestandteil der Netzentgelte ebenfalls weiterverrechnet.

Die Regel- und Ausgleichsenergieumlage bei dem Marktgebietsverantwortlichen „Gaspool“ vom 01.04.2013 bis 01.10.2013 betrug 0,08 ct/kWh, davor vom 01.04.2012 bis 01.04.2013 0,12 ct/kWh und vom 01.10.2011 bis 01.04.2012 0,062 ct/kWh¹⁵² und kann somit durchaus bei Großkundenerdgaspreisen von ca. 4 ct/kWh bis zu 3 % betragen. Sie ist daher insoweit erheblich und beachtlich.

Sie betrug bei dem zweiten Marktgebietsverantwortlichen NCG im Zeitraum vom 01.04.2013 bis 01.10.2013 0,02 ct/kWh, im Zeitraum 01.10.2012 bis 01.04.2013 0,06 ct/kWh, im Zeitraum 01.04.2012 bis 01.10.2012 0,08 ct/kWh, im Zeitraum 01.10.2011

¹⁵⁰ BDEW e. V. Kooperationsvereinbarung Gas, http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Kooperationsvereinbaru-Gas, Abruf 24.10.2014.

¹⁵¹ Open Grid Europe, Biogaswälzungsbetrag ab 2014, <https://www.open-grid-europe.com/cps/rde/xchg/SID-01683007-779CE258/open-grid-europe-internet/hs.xsl/3416.htm>, Abruf 25.10.2014.

¹⁵² Gaspool Balancing Service GmbH, Berlin, http://www.gaspool.de/index.php?id=regelernergie_umlage_archiv, Abruf 25.10.2014.

bis 01.04.2012 0,08 ct/kWh und davor im Zeitraum 01.04.2011 bis 01.10.2011 0,12 ct/kWh¹⁵³.

Die Regelenenergieumlage ändert sich quartalsweise bzw. halbjährlich und beträgt bei NCG seit 01.10.2013 und auch derzeit, mindestens bis zum 01.04.2015 = 0,00 ct/kWh¹⁵⁴.

Bei Gaspool beträgt die Regelenenergieumlage vom 01.10.2014 bis 01.04.2015 = 0,09 ct/kWh¹⁵⁵.

Diese Umlage fließt, wenn sie erhoben wird, in die Erdgasentgelte der Lieferanten ein.

Für den Zeitraum von 01.04.2013 zunächst bis 01.10.2013 und sodann weiter bis 01.04.2014 erhielten die Rechnungsbilanzkreisverantwortlichen, also die Erdgaslieferanten der Erdgaskunden allerdings eine Rückerstattung auf die von diesen an die Marktgebietsverantwortlichen gezahlte Regel- und Ausgleichsenergieumlage, die je nach Vertragslage von den Erdgaskunden von ihren Lieferanten zurückerstattet verlangt werden können¹⁵⁶.

Bilanzkreisverantwortliche, die in der Zeit von April 2013 bis einschließlich März 2014 die Regel- und Ausgleichsenergieumlage gezahlt und vorher von ihren Erdgaskunden eingenommen haben, erhielten also eine vollständige Erstattung.

Das bedeutet eine Rückzahlung von 0,08 ct/kWh von Gaspool und 0,02 ct/kWh von NCG sowie die weiteren entstandenen Überschüsse.

Dies sind insgesamt mehrere hundert Mio. €.

Von daher müssen die Energiebeschaffungsverantwortlichen entweder vertraglich prüfen oder bei den Vertragsverhandlungen für die Folgeperiode des Erdgasbezugs bemühen, dass diese Sondererstattungen auch an die Kunden zurückgezahlt werden und nicht zu einem Windfallprofit des Lieferanten führen.

- **Merke** Die Erdgas-Regelenenergieumlage ist nicht verhandelbar und Teil der Erdgasentgelte. Sie beträgt vom 01.10.2014 bis 01.04.2015 im Marktgebiet NCG zurzeit 0,00 ct/kWh und im Marktgebiet Gaspool 0,09 ct/kWh.

3.2.12.3 Konvertierungsumlage

Stellt der Betreiber eines Gasversorgungsnetzes die in seinem Netz einzuhaltende Gasqualität aufgrund eines vom marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber oder Marktgebietsverantwortlichen veranlassten und netztechnisch erforderlichen Umstellungsprozesses dauerhaft von L-Gas, d. h. low caloric gas mit einem Energiegehalt von 8,2–8,9 kWh/m³, auf

¹⁵³ Netconnect Germany GmbH & Co. KG, Ratingen, <http://www.net-connect-germany.de/cps/rde/xchg/ngc/hs.xml/810.htm>, Abruf 26.10.2014.

¹⁵⁴ Netconnect Germany GmbH & Co. KG, Ratingen, <http://www.net-connect-germany.de/cps/rde/xchg/ngc/hs.xml/810.htm>, Abruf 26.10.2014.

¹⁵⁵ Gaspool Balancing Service GmbH, Berlin, <http://www.gaspool.de/index.php?id=regelenenergieumlage&L=-1>, Abruf 26.10.2014.

¹⁵⁶ Netconnect Germany GmbH & Co. KG, Ratingen, http://www.net-connect-germany.de/cps/rde/xbc/SID-CBD61F34-169E6F2D/ngc/PM_16.05.2014_RUK2.pdf; <http://www.gaspool.de/pi-140217.html>, Abruf 26.10.2014.

H-Gas, d. h. mit einem Energiegehalt von 10,0 bis 11,1 kWh/m³¹⁵⁷, um, hat er die notwendigen technischen Anpassungen der Netzanschlüsse, Kundenanlagen und Verbrauchsgeräte auf eigene Kosten vorzunehmen.

Diese Kosten werden allerdings als Konvertierungsumlage § 19a EnWG i. V. m. §§ 11, 12 KoV¹⁵⁸ auf alle Gasversorgungsnetze innerhalb des Marktgebiets umgelegt, in dem sich das Gasversorgungsnetz befindet und in ct/kWh bemessen und sind dann von den Gaskunden zu bezahlen.

Die Konvertierungsumlage beträgt derzeit für beide Marktgebiete bis 30.09.2014, das heißt sowohl für Gaspool als auch für NCG, 0,0 ct/kWh¹⁵⁹, und kann sich quartalsweise ändern.

- **Merke** Die Erdgas-Konvertierungsumlage ist nicht verhandelbar und Teil der Erdgasnetznutzungsentgelte. Sie wird derzeit bis 01.04.2015 aber nicht erhoben.

3.2.12.4 Konvertierungsentgelt

Auf der Grundlage des Beschlusses der Bundesnetzagentur vom 24.03.2012 (Az: BK7-11-0029¹⁶⁰) erheben die Marktgebietsverantwortlichen NCG und Gaspool noch ein Konvertierungsentgelt für die qualitätsübergreifende Bilanzierung von H- und L-Gas, um mit der Einführung der zusätzlichen Entgeltkomponente für den Gastransport große einheitliche qualitätsübergreifende Marktgebiete zu schaffen, so dass heute die gesamte Bundesrepublik in (nur) die beiden Marktgebiete NCG NetConnectGermany und Gaspool aufgeteilt ist. Ab 01.10.2016 soll das Konvertierungsentgelt nicht mehr erhoben und bis dahin stufenweise abgesenkt werden.

Für die Konvertierung von NCG H-Gas in NCG L-Gas hat NetConnect Germany im Zeitraum 01.04.2014 bis 01.10.2014 und sodann weiter bis 01.04.2015 ein Konvertierungsentgelt in Höhe von 0,4 €/MWh erhoben, welches in die Gaspreise des Lieferanten entsprechend einfließ¹⁶¹. Bis zum 01.04.2014 wurde noch ein um 50 % höheres Konvertie-

¹⁵⁷ Gibgas medien, <http://www.gibgas.de/Fakten/Mobilit%C3%A4t/H%20und%20L-Gas>, Abruf, 26.10.2014.

¹⁵⁸ BDEW e. V. Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland betriebenen Gasversorgungsnetzen vom 30.06.2014, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/33EEC2362FA39C3AC1257D04004ED1C2/\\$file/14-06-30_KoV%20VII_Gesamtdokument_final2_clean.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/33EEC2362FA39C3AC1257D04004ED1C2/$file/14-06-30_KoV%20VII_Gesamtdokument_final2_clean.pdf), Abruf 26.10.2014.

¹⁵⁹ Gaspool Balancing Service GmbH, Berlin, <http://www.gaspool.de/index.php?id=konvertierungsentgelt> Abruf 26.10.2014; Netconnect Germany GmbH & Co. KG, Ratingen, <http://www.net-connect-germany.de/cps/rde/xchg/SID-EBD05019-36967663/ncg/hs.xsl/2832.htm>, Abruf 26.10.2014.

¹⁶⁰ Bundesnetzagentur Beschluss vom 24.08.2011 Az: BK7-11-002-E2, http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK7-GZ/2011/2011_001bis100/BK7-11-002_BKV/BK7-11-002-E2_Beschluss_24.08.2011.pdf?__blob=publicationFile&v=2, Abruf 26.10.2014.

¹⁶¹ Netconnect Germany GmbH & Co. KG, Ratingen, <http://www.net-connect-germany.de/cps/rde/xchg/SID-791FF3D5-31B0B249/ncg/hs.xsl/2557.htm?rdeCOQ=SID-85FFB8A8-15B40683>, Abruf 26.10.2014.

rungsentgelt von 0,6 €/MWh erhoben. Davor hat es bis 01.04.2011 beispielsweise enorme 2,0 €/MWh betragen.

Für die Konvertierung von H- in L-Gas und umgekehrt hat Gaspool im Zeitraum 01.04.2014 bis 01.10.2014 ein Konvertierungsentgelt in Höhe von 1,18 €/MWh erhoben und bis zum 01.04.2015 in Höhe von 0,88 €/MWh¹⁶².

Bei TTF-Commodity-Forwardpreisen Call5 von ca. 24,5 €/MWh sind diese Entgeltkomponenten nicht unerheblich, und betragen bei Gaspool gemessen an der Commodity immerhin 5 %.

- **Merke** Das Erdgas-Konvertierungsentgelt für den Gastransport ist nicht verhandelbar und Teil der Erdgasnetznutzungsentgelte. Sie betrug bei NCG bis 01.04.2015 = 0,4 €/MWh und bei Gaspool 1,18 €/MWh.

3.2.13 CO₂-Umlage

In Deutschland gibt es keine direkte CO₂-Umlage, -Abgabe oder -Steuer, sondern nur eine mittelbare Beaufschlagung der Stromerzeugung mit CO₂-Kosten nach dem Treibhausgasemissionshandelsgesetz¹⁶³.

Allerdings erhalten die in Anhang II der Beihilferichtlinie¹⁶⁴, aufgeführten energieintensiven Industrien¹⁶⁵ mit Ausnahme der Nichteisenmetall-Industrie die Möglichkeit, in den Jahren 2013 bis 2020 die in den Strompreisen enthaltenen CO₂-Kosten über eine staatliche Beihilfe teilweise zu kompensieren.

Damit soll ein Carbon Leakage verhindert werden, dass energieintensive Unternehmen wegen hoher Energiekosten – welche durch die CO₂-Kosten getrieben sind – aus Wettbewerbsgründen ihre Produktion außerhalb Deutschlands bzw. des EU-Auslands verlagern, sodass dann die Emissionen der verlagerten EU-Auslandsproduktion die gleichen wären oder sogar wegen schlechterer Umweltstandards im Ausland erhöht werden würden.

¹⁶² Gaspool Balancing Service GmbH, Berlin, <http://www.gaspool.de/index.php?id=konvertierungsentgelt>, Abruf 26.10.2014.

¹⁶³ TEHG – Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz vom 21.07.2011 (BGBl. I S. 1475) i. d. F. vom 07.08.2013 (BGBl. I S. 3154).

¹⁶⁴ Richtlinie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie für Beihilfen für Unternehmen in Sektoren bzw. Teilsektoren, bei denen angenommen wird, dass angesichts der mit den EU-ETS-Zertifikaten verbundenen Kosten, die auf den Strompreis abgewälzt werden, ein erhebliches Risiko der Verlagerung von CO₂-Emissionen besteht (Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten) vom 30. 01.2013 BAnz AT 07.02.2013 B1.

¹⁶⁵ Umweltbundesamt, Deutsche Emissionshandelsstelle, Leitfaden zur Erstellung von Anträgen auf Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten für das Jahr 2013 http://www.dehst.de/SPK/SharedDocs/Downloads/Antragstellung/SPK-Leitfaden.pdf?__blob=publicationFile, Seite 8 ff. Abruf 26.10.2014.



Abb. 3.14 Entwicklung Kosten CO₂ Zertifikate EUA

Die energieintensiven enumerativen Unternehmen werden im Ergebnis nahezu so gestellt, als hätten sie keinen wesentlichen CO₂-Kostenbestandteil in der Commodity Strom enthalten.

Diese wird durch die abnehmende Beihilfeintensität, die 2013 bis 2015 = 85 %, von 2016 bis 2018 = 80 % und in 2019 und 2020 = 75 % beträgt, umgesetzt und gewährleistet.

Die CO₂ Kosten ergeben sich aus den EUA Zertifikaten¹⁶⁶ (siehe Abb. 3.14), die auch an der EEX, derzeit mit 6,22 €/to¹⁶⁷ historisch günstig, gehandelt werden, und somit gegenwärtig relativ geringe Kosten aufweisen.

Pro Tonne CO₂-Emissionsrechte, die in den Strompreis von den emittierenden Stromerzeugern eingepreist sind, musste in 2005 und 2008 noch ca. 30 €/to für das EUA-Zertifikat vergütet werden, Ende Juni 2014 kostete das Zertifikat Cal15 nur ca. 6 €/to.

Das beihilfeberechtigte enumerativ in den Richtlinien aufgeführte Unternehmen hat einen Selbstbehalt von 6034,40 € pro Produktionsanlage in 2013 zu zahlen und musste den Beihilfeantrag bis zum 30.05. für das Vorjahr stellen.

► **Merke** In Deutschland wird keine CO₂-Umlage erhoben, sondern die Kosten des Erwerbs der EUA-Zertifikate werden in die Stromerzeugung eingepreist und von den Stromkunden mit der Commodity vergütet.

Die enumerativ in den Beihilfe-Richtlinien aufgeführten energieintensiven Unternehmen können bis zu 85 % der im Strompreis enthaltenen CO₂-Kosten über eine staatliche Beihilfe zurückerstattet erhalten.

¹⁶⁶ EUA-EU Emission allowance; Vgl. <https://www.eex.com/de/marktdaten/emissionsrechte/spotmarkt/european-emission-allowances#!/2014/11/04> Abruf 04.11.2014.

¹⁶⁷ <https://www.eex.com/de/marktdaten/emissionsrechte/spotmarkt/european-emission-allowances#!/2014/09/05> Abruf 05.09.2014.

3.2.14 Zusammensetzung der Energiepreise in Deutschland

Die spezifischen Energiepreise je Kilowattstunde sind insbesondere bei Strom von mindestens neun verschiedenen Komponenten abhängig, von denen acht Bestandteile entweder reguliert oder staatlich festgelegte Abgaben sind.

Die Netzentgelte können in Abhängigkeit vom Netzbetreiber zum Teil deutlich variieren. Die einzig verhandelbare und beeinflussbare Commodity fließt nur zu etwa 30 % in die Kosten der Strombeschaffung ein.

Strompreisbestandteile 2014 Handelsunternehmen, sonstige Verwaltung
Mittelspannung, SWE Netz GmbH, Erfurt

Jahresverbrauch in kWh 2.000.000
Jahreshöchstleistung in kW 400

Stromentgeltkomponente	Subkomponente	Betrag in ct/kWh	Betrag in ct/kWh	Anteil	Quelle
Netzentgelt			2,0032	13,03%	
	Leistungsentgelt	1,8962			www.swe-netz.de
	Arbeitsentgelt	0,0570			www.swe-netz.de
	Entgelt für Abrechnung	0,0077			www.swe-netz.de
	Entgelt für Messung	0,0140			www.swe-netz.de
	Entgelt für Messstellenbetrieb	0,0283			www.swe-netz.de
Konzessionsabgabe			0,1100	0,72%	KAV
EEG- Umlage			6,2400	40,59%	EEG/BDEW
§19 StromNEV Umlage			0,2510	1,63%	EEG/BDEW
KWK Umlage			0,0612	0,40%	EEG/BDEW
Offshore Umlage			0,1500	0,98%	EEG/BDEW
AbLav Umlage			0,0090	0,06%	EEG/BDEW
Stromsteuer			2,0500	13,33%	StromSteuerG
Energiebeschaffung inkl. Marge/Risiko Lieferant			4,5000	29,27%	Schätzung
Gesamt			15,3744	100,00%	
Gesamtkosten	307.488,20 €				

Strompreisbestandteile 2014 Industrieunternehmen produzierendes Gewerbe >4% Stromkosten/Umsatz
Mittelspannung, SWE Netz GmbH, Erfurt

Jahresverbrauch in kWh 2.000.000
Jahreshöchstleistung in kW 400

Stromentgeltkomponente	Subkomponente	Betrag in ct/kWh	Betrag in ct/kWh	Anteil	Quelle
Netzentgelt			2,0032	13,51%	
	Leistungsentgelt	1,8962			www.swe-netz.de
	Arbeitsentgelt	0,0570			www.swe-netz.de
	Entgelt für Abrechnung	0,0077			www.swe-netz.de
	Entgelt für Messung	0,0140			www.swe-netz.de
	Entgelt für Messstellenbetrieb	0,0283			www.swe-netz.de
Konzessionsabgabe			0,1100	0,74%	KAV
EEG- Umlage			6,2400	42,09%	EEG/BDEW
§19 StromNEV Umlage			0,2566	1,73%	EEG/BDEW
KWK Umlage			0,0327	0,22%	EEG/BDEW
Offshore Umlage			0,1375	0,93%	EEG/BDEW
AbLav Umlage			0,0090	0,06%	EEG/BDEW
Stromsteuer			1,5370	10,37%	StromSteuerG, Entlastungsstufe 1
Energiebeschaffung inkl. Marge/Risiko Lieferant			4,5000	30,35%	Schätzung
Gesamt			14,8259	100,00%	
Gesamtkosten	296.518,20 €				

Abb. 3.15 Musterberechnung Stromkosten Mittelspannung Gewerbe vs. produzierendes Gewerbe

Insgesamt bleibt somit festzustellen, dass bei Strom ca. 70 % staatlich festgelegte oder regulierte Preiskomponenten bestehen und nur ca. 30 % aus der Commodity sowie Kosten für Risiko, Abwicklung und Gewinn des Lieferanten bestehen.

Unternehmen des produzierenden Gewerbes können, wenn sie stromintensiv sind, also mehr als 4 % Stromkosten am Umsatz aufweisen, ca. 0,5 ct/kWh günstiger Strom beschaffen als andere nicht privilegierte Stromkunden bei gleichem Abnahmeverhalten sowie weitere Reduktionsmöglichkeiten in Anspruch nehmen, die von der Energiebeschaffung des Unternehmens bzw. Verbrauchers zu prüfen und umzusetzen sind.

3.2.14.1 Berechnungsbeispiel Strom Mittelspannung

Bei gleicher Abnahme hat ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes gegenüber einem normalen Abnehmer bei Entnahmeebene Strom, Mittelspannung, Jahreshöchstlast 400 kW und 5000 Benutzungsstunden ca. 11.000 € oder 3,5 % geringere Kosten (siehe Abb. 3.15).

Sollte die EEG-Umlage sogar nach § 41 EEG (alt) dergestalt reduziert werden können, dass der Verbrauch ab einer GWh nur mit 10 % der EEG-Umlage beaufschlagt wird, so reduziert sich der Strompreis bei gleicher physikalischer Stromentnahme sogar um ca. 67.000 € oder 22 % (siehe Abb. 3.16).

An diesem Beispiel ist auch ersichtlich, dass der Stromkunde nur noch wenig Abstand zum maßgeblichen Grenzpreis von 2012 in Höhe von 11,89 ct/kWh aufweist, sodass bei Erreichen eines Strompreises von nur 11,89 ct/kWh, etwa durch eine Verringerung der Jahreshöchstleistung mittels technischer Maßnahmen auch die Konzessionsabgabe bezah-

Strompreisbestandteile 2014 Industrieunternehmen produzierendes Gewerbe >4% Stromkosten/Umsatz
EEG-Umlage reduziert § 41 EEG (alt)
Mittelspannung, SWE Netz GmbH, Erfurt
Jahresverbrauch in kWh 2.000.000
Jahreshöchstleistung in kW 400

Stromentgeltkomponente	Subkomponente	Betrag in ct/kWh	Betrag in ct/kWh	Anteil	Quelle
Netzentgelt			2,0032	16,67%	
	Leistungsentgelt	1,8962			www.swe-netz.de
	Arbeitsentgelt	0,0570			www.swe-netz.de
	Entgelt für Abrechnung	0,0077			www.swe-netz.de
	Entgelt für Messung	0,0140			www.swe-netz.de
	Entgelt für Messstellenbetrieb	0,0283			www.swe-netz.de
Konzessionsabgabe			0,1100	0,92%	Grenzpreis 2012 11,89 ct/kWh
EEG- Umlage			3,4320	23,56%	EEG/BDEW
§19 StromNEV Umlage			0,2565	2,13%	EEG/BDEW
KWK Umlage			0,0327	0,27%	EEG/BDEW
Offshore Umlage			0,1375	1,14%	EEG/BDEW
AbLav Umlage			0,0090	0,07%	EEG/BDEW
Stromsteuer			1,5370	12,79%	StromSteuerG, Entlastungsstufe 1
Energiebeschaffung inkl. Marge/Risiko Lieferant			4,5000	37,44%	Schätzung
Gesamt			12,0179	100,00%	
Gesamtkosten	240.358,20 €				

Abb. 3.16 Musterberechnung Stromkosten Mittelspannung Gewerbe mit EEG-Privilegierung

lungspflicht von 0,11 ct/kWh optimierbar wäre. Diese führt in diesem Beispiel allein zu Einsparungen in Höhe von 2200 €, d. h. 0,11 ct/kWh × 2.000.000 kWh Jahresverbrauch.

Die Einsparungen der EEG-Umlage beziffern sich am Beispiel auf ca. 56.000 € pro Jahr!

3.2.14.2 Berechnungsbeispiel Strom Niederspannung

Bei diesem Niederspannungskunden mit 4000 Benutzungsstunden kann das Unternehmen des produzierenden Gewerbes ca. 4000 € bzw. 3 % geringere Energiekosten gegenüber dem Normalkunden mit gleicher physischer Abnahme erhalten (siehe Abb. 3.17).

Strompreisbestandteile 2014 Handelsunternehmen, sonstige Verwaltung
Niederspannung, SWE Netz GmbH, Erfurt

Jahresverbrauch in kWh 300.000
Jahreshöchstleistung in kW 200

Stromentgeltkomponente	Subkomponente	Betrag in ct/kWh	Betrag in ct/kWh	Anteil	Quelle
Netzentgelt			3,5200	20,24%	
	Leistungsentgelt	2,5035			www.swe-netz.de
	Arbeitsentgelt	0,9300			www.swe-netz.de
	Entgelt für Abrechnung	0,0193			www.swe-netz.de
	Entgelt für Messung	0,0308			www.swe-netz.de
	Entgelt für Messstellenbetrieb	0,0365			www.swe-netz.de
Konzessionsabgabe			0,1100	0,63%	KAV
EEG- Umlage			6,2400	35,88%	EEG/BDEW
§19 StromNEV Umlage			0,4420	2,54%	EEG/BDEW
KWK Umlage			0,0704	0,40%	EEG/BDEW
Offshore Umlage			0,2500	1,44%	EEG/BDEW
AbLav Umlage			0,0090	0,05%	EEG/BDEW
Stromsteuer			2,0500	11,79%	StromSteuerG
Energiebeschaffung inkl. Marge/Risiko Lieferant			4,7000	27,02%	Schätzung
Gesamt			17,3914	100,00%	
Gesamtkosten	139.131,24 €				

Strompreisbestandteile 2014 Industrieunternehmen produzierendes Gewerbe >4% Stromkosten/Umsatz
Niederspannung, SWE Netz GmbH, Erfurt

Jahresverbrauch in kWh 300.000
Jahreshöchstleistung in kW 200

Stromentgeltkomponente	Subkomponente	Betrag in ct/kWh	Betrag in ct/kWh	Anteil	Quelle
Netzentgelt			3,5200	20,84%	
	Leistungsentgelt	2,5035			www.swe-netz.de
	Arbeitsentgelt	0,9300			www.swe-netz.de
	Entgelt für Abrechnung	0,0193			www.swe-netz.de
	Entgelt für Messung	0,0308			www.swe-netz.de
	Entgelt für Messstellenbetrieb	0,0365			www.swe-netz.de
Konzessionsabgabe			0,1100	0,65%	KAV
EEG- Umlage			6,2400	36,95%	EEG/BDEW
§19 StromNEV Umlage			0,4770	2,82%	EEG/BDEW
KWK Umlage			0,0441	0,26%	EEG/BDEW
Offshore Umlage			0,2500	1,48%	EEG/BDEW
AbLav Umlage			0,0090	0,05%	EEG/BDEW
Stromsteuer			1,5370	9,10%	StromSteuerG, Entlastungsstufe 1
Energiebeschaffung inkl. Marge/Risiko Lieferant			4,5000	27,83%	Schätzung
Gesamt			16,8871	100,00%	
Gesamtkosten	135.096,84 €				

Abb. 3.17 Musterberechnung Stromkosten Niederspannung mit Leistungsmessung

Strompreisbestandteile 2014 Handelsunternehmen, sonstige Verwaltung
Niederspannung, SWE Netz GmbH, Erfurt

Jahresverbrauch in kWh 80.000
Jahreshöchstleistung in kW SLP

Stromentgeltkomponente	Subkomponente	Betrag in ct/kWh	Betrag in ct/kWh	Anteil	Quelle
Netzentgelt			5,5651	26,04%	
	Grundpreis	0,0200			www.swe-netz.de
	Arbeitsentgelt	5,5200			www.swe-netz.de
	Entgelt für Abrechnung	0,0144			www.swe-netz.de
	Entgelt für Messung	0,0036			www.swe-netz.de
	Entgelt für Messstellenbetrieb	0,0071			www.swe-netz.de
Konzessionsabgabe			1,9900	9,31%	KAV > 100.000 Einwohner
EEG- Umlage			6,2400	29,19%	EEG/BDEW
§19 StromNEV Umlage			0,0920	0,43%	EEG/BDEW
KWK Umlage			0,1780	0,83%	EEG/BDEW
Offshore Umlage			0,2500	1,17%	EEG/BDEW
AbLav Umlage			0,0090	0,04%	EEG/BDEW
Stromsteuer			2,0500	9,59%	StromSteuerG
Energiebeschaffung inkl. Marge/Risiko Lieferant			5,0000	23,39%	Schätzung
Gesamt			21,3741	100,00%	
Gesamtkosten		17.099,25 €			

Abb. 3.18 Musterberechnung Stromkosten Niederspannung ohne Leistungsmessung

Erdgaspreisbestandteile 2014 Handelsunternehmen, sonstige Verwaltung, Erdgas zum Verheizen
SWE Netz GmbH, Erfurt

Jahresverbrauch in kWh 1.600.000
Jahreshöchstleistung in kW 700

Erdgasentgeltkomponente	Subkomponente	Betrag in ct/kWh	Betrag in ct/kWh	Anteil	Quelle
Netzentgelt			1,1585	23,46%	
	Leistungsentgelt	0,7088			www.swe-netz.de
	Arbeitsentgelt	0,4120			www.swe-netz.de
	Entgelt für Abrechnung	0,0096			www.swe-netz.de
	Entgelt für Messung	0,0159			www.swe-netz.de
	Entgelt für Messstellenbetrieb	0,0123			www.swe-netz.de
Konzessionsabgabe			0,0300	0,61%	KAV
Erdgassteuer			0,5500	11,14%	ErdgasSteuerG
Energiebeschaffung inkl. Marge/Risiko Lieferant			3,2000	64,80%	Schätzung
Gesamt			4,9385	100,00%	
Gesamtkosten		79.015,60 €			

Erdgaspreisbestandteile 2014 Industrieunternehmen produzierendes Gewerbe, Erdgas zum Verheizen
SWE Netz GmbH, Erfurt

Jahresverbrauch in kWh 1.600.000
Jahreshöchstleistung in kW 700

Erdgasentgeltkomponente	Subkomponente	Betrag in ct/kWh	Betrag in ct/kWh	Anteil	Quelle
Netzentgelt			1,1585	24,13%	
	Leistungsentgelt	0,7088			www.swe-netz.de
	Arbeitsentgelt	0,4120			www.swe-netz.de
	Entgelt für Abrechnung	0,0096			www.swe-netz.de
	Entgelt für Messung	0,0159			www.swe-netz.de
	Entgelt für Messstellenbetrieb	0,0123			www.swe-netz.de
Konzessionsabgabe			0,0300	0,62%	KAV
Erdgassteuer			0,4120	8,58%	ErdgasSteuerG, Entlastungsstufe 1
Energiebeschaffung inkl. Marge/Risiko Lieferant			3,2000	66,66%	Schätzung
Gesamt			4,8005	100,00%	
Gesamtkosten		76.807,60 €			

Abb. 3.19 Erdgas Registrierende Leistungsmessung > 1500 MWh; > 500 kW

Die EEG-Umlage ist nicht reduzierbar, da auch für stromintensive Unternehmen nach § 41 EEG (alt) bis zur Abnahme von einer GWh die volle Umlage gezahlt werden muss (siehe Abb. 3.18).

Bei dem SLP-Abnehmer fallen insbesondere die Netzentgelte ins Gewicht, die hier sogar größer sind als die Commodity. Auch die Konzessionsabgabe wird mit einem Anteil von 9 % am Endenergiepreis ein wichtiger Kostenfaktor, sodass die Commodity Strom nur noch einen Anteil von weniger als 25 % am Gesamtenergiepreis ausmacht.

3.2.14.3 Berechnungsbeispiel Erdgas

Beim Erdgas fallen nur vier wesentliche Entgeltkomponenten an, die Commodity nimmt mit ca. 60 % Anteil den größten Anteil ein.

Einzig diese Commodity kann durch die Energiebeschaffung aktiv beeinflusst werden (siehe Abb. 3.19).

Die Unternehmen des produzierenden Gewerbes haben als RLM-Kunde mit registrierender Lastmessung bei gleicher physikalischer Abnahme einen Kostenvorteil von ca. 2200 € bzw. 2,8 % (siehe Abb. 3.20).

Erdgaspreisbestandteile 2014 Handelsunternehmen, sonstige Verwaltung, Erdgas zum Verheizen
SWE Netz GmbH, Erfurt

Jahresverbrauch in kWh 800.000
Jahreshöchstleistung in kW nicht relevant

Erdgasentgeltkomponente	Subkomponente	Betrag in ct/kWh	Betrag in ct/kWh	Anteil	Quelle
Netzentgelt			1,3126	25,78%	
	Grundpreis	0,0306			www.swe-netz.de
	Arbeitsentgelt	1,2550			www.swe-netz.de
	Entgelt für Abrechnung	0,0153			www.swe-netz.de, monatlich
	Entgelt für Messung	0,0075			www.swe-netz.de, monatlich
	Entgelt für Messstellenbetrieb	0,0043			www.swe-netz.de
Konzessionsabgabe			0,0300	0,59%	KAV
Erdgassteuer			0,5500	10,80%	ErdgasSteuerG
Energiebeschaffung inkl. Marge/Risiko Lieferant			3,2000	62,84%	Schätzung
Gesamt			5,0926	100,00%	
Gesamtkosten	40.741,14 €				

Erdgaspreisbestandteile 2014 Industrieunternehmen produzierendes Gewerbe, Erdgas zum Verheizen
SWE Netz GmbH, Erfurt

Jahresverbrauch in kWh 800.000
Jahreshöchstleistung in kW nicht relevant

Erdgasentgeltkomponente	Subkomponente	Betrag in ct/kWh	Betrag in ct/kWh	Anteil	Quelle
Netzentgelt			1,3126	26,49%	
	Grundpreis	0,0306			www.swe-netz.de
	Arbeitsentgelt	1,2560			www.swe-netz.de
	Entgelt für Abrechnung	0,0153			www.swe-netz.de, monatlich
	Entgelt für Messung	0,0075			www.swe-netz.de, monatlich
	Entgelt für Messstellenbetrieb	0,0043			www.swe-netz.de
Konzessionsabgabe			0,0300	0,61%	KAV
Erdgassteuer			0,4120	8,32%	ErdgasSteuerG, Entlastungsstufe 1
Energiebeschaffung inkl. Marge/Risiko Lieferant			3,2000	64,59%	Schätzung
Gesamt			4,9546	100,00%	
Gesamtkosten	39.637,14 €				

Abb. 3.20 Erdgas Standardlastprofilkunde

Erdgaspreisbestandteile 2014 Handelsunternehmen, sonstige Verwaltung, Erdgas zum Verheizen
SWE Netz GmbH, Erfurt

Jahresverbrauch in kWh 100.000
Jahreshöchstleistung in kW nicht relevant

Erdgasentgeltkomponente	Subkomponente	Betrag in ct/kWh	Betrag in ct/kWh	Anteil	Quelle
Netzentgelt			1,4075	24,32%	
	Grundpreis	0,0671			www.swe-netz.de
	Arbeitsentgelt	1,3140			www.swe-netz.de
	Entgelt für Abrechnung	0,0120			www.swe-netz.de, monatlich
	Entgelt für Messung	0,0036			www.swe-netz.de, monatlich
	Entgelt für Messstellenbetrieb	0,0107			www.swe-netz.de
Konzessionsabgabe			0,0300	5,70%	KAV
Erdgassteuer			0,5500	9,50%	ErdgasSteuerG
Energiebeschaffung inkl. Marge/Risiko Lieferant			3,5000	60,48%	Schätzung
Gesamt			5,7875	100,00%	
Gesamtkosten	5.787,48 €				

Abb. 3.21 Erdgas Standardlastprofil, Gewerbekunde

Gegenüber einem SLP-Kunden, hier wegen der Jahresabnahme von weniger als 1500 MWh oder weniger als 500 kW Leistung pro Stunde, besteht ein evidenter Vorteil in den spezifischen Netznutzungsentgelten. Der SLP-Kunde muss ca. 10 % höhere Netzentgelte zahlen (siehe Abb. 3.21).

Bei einem normalen Gewerbekunden mit einem relativ geringen Heizgasbedarf von hier 100.000 kWh werden die Netzentgelte und die Konzessionsabgabe in Relation zu den Leistungskunden oder Sonderkunden ohne Leistungsmessung noch deutlich teurer. In dem Beispiel hat der normale Gewerbekunde mit einem Heizgasbedarf von lediglich 100.000 kWh gegenüber dem Sonderkunden mit 800.000 kWh Heizgasbedarf ca. 13 % höhere spezifische Erdgaskosten.

Somit kann die Energiebeschaffung, außer über den Verbrauch, nur über die Preiskomponente Commodity sowie Marge und Vertriebs- und Abwicklungskosten des Lieferanten, welche dieser in die Commodity-Lieferung einpreist, aktiv eine Beschaffungspreisoptimierung herbeiführen.

3.3 Commoditybeschaffung

Die „reine“ Energie, die auch als „Commodity“ bezeichnet wird, macht letztlich nur einen relativen Teil der spezifischen Kosten je kWh aus.

Bei Strom, je nach der Möglichkeit und Umsetzung, die Netzentgelte und relevanten Umlagen, Abgaben und Steuern zu reduzieren, beträgt der Kostenanteil der reinen Commodity zwischen 30 und 40 %

Bei Erdgas beträgt der Anteil der Commodity etwas mehr als 60 % am spezifischen kWh-Preis, denn hier fallen wesentlich geringere Steuern und Umlagen in Relation zum Strom an.

Nach der EEG-Umlage ist die Commodity bei den gegenwärtigen Großhandelspreisen im Strom der zweitgrößte Kostenbestandteil je kWh, aber generell bei Strom und Erdgas der einzige Bestandteil, der wirklich verhandelbar und durch die Beschaffung abgesehen vom Verbrauchsmanagement aktiv beeinflussbar ist. In der Commodity-Bepreisung des Lieferanten sind dann auch die Marge und die Abgeltung des Risikos, insbesondere Mengen-, Preis- und Bonitätsrisiken, die der Lieferant gegenüber dem Kunden absichern muss, enthalten.

3.3.1 Marktbeobachtung – Preisbeeinflussungsfaktoren

Da die Großhandelspreise und damit die Beschaffungspreise für Strom und Erdgas u. a. von Angebot und Nachfrage, bei Strom dann die Kraftwerksverfügbarkeiten und den Preisen für die Stromproduktion, d. h. Rohöl, Erdgas, Kraftwerkskohle frei Kraftwerk und CO₂-Zertifikaten abhängig sind, muss für eine vor der Beschaffungshandlung notwendige Markteinschätzung auch die Entwicklung der einzelnen Einflussfaktoren für die Commodity vorgenommen werden.

Beim Erdgas sind neben den Produktions- und Ferntransportkosten auch die Speicherefüllstände und das Wetter, d. h. Temperaturen, welche Nachfrage indizieren oder auf Förderrisiken verweisen, Indikatoren für Preisveränderungen.

Die Commodity als solche kann in Deutschland sehr transparent an der European Energy Exchange (EEX)¹⁶⁸, Leipzig, zu deren Börsenhandelszeiten an Börsentagen, d. h. wochentags ohne Wochenfeiertage, von 08.00 bis 18.00 Uhr, sowohl für Handelspreise als auch Handelsmengen, verfolgt werden.

Die Großhandels-Strom- und Erdgaspreise für die einzelnen Produkte sind mittelbar an der EEX oder anderen Großhandelsindizes und -märkten ersichtlich. Daneben gibt es noch andere Handelsplätze und Handelsplattformen, an denen die Commodity gehandelt werden.

Diese Marktbeobachtung ist unabhängig davon notwendig und tunlich, ob von der Energiebeschaffung Großhandelsprodukte direkt oder indirekt, dass heißt vom Lieferanten über Preisformeln, welche auf die Großhandelspreise verweisen, erworben und eingedeckt werden.

An den Großhandelsplätzen sind verschiedene Produkte, die beschafft werden müssen oder können, handelbar, aber eben nur diese Produkte, keine Fahrpläne. Ein Fahrplan ist eine Verbrauchsprognose mit einem Leistungsbedarf je Viertelstunde, der, anders als bei Stromprodukten, vom Lieferant geliefert wird. Diese Fahrpläne beinhalten jedoch die standardisierten Großhandelsprodukte anteilig.

Grundsätzlich wird zwischen dem Forwardprodukt und dem Spotprodukt unterschieden.

¹⁶⁸ European Energy Exchange, www.eex.de.

Spotprodukte sind Stundenkontrakte day ahead, sie werden also kurzfristig heute für den nächsten Liefertag bzw. Freitag für die Liefertage Samstag bis Montag eingekauft.

In Deutschland sind zwei Stromprodukte als Forward erhältlich, nämlich Peak, d. h. Strom wochentags von 08.00 bis 20.00 Uhr und Base, sieben Tage/Woche, 24 Stunden von 00.00 bis 24.00 Uhr.

Ein MW Peak ist somit in Normaljahren 3120 Stunden = 3,12-GWh Strommenge, in Schaltjahren 3132 Stunden.

Ein MW Base sind 8760 Stunden (365 Kalendertage $\times$ 24 Stunden) = 8,76 GWh Strommenge, in Schaltjahren 8784 Stunden.

Die kleinste Handelsmenge Strom an der EEX beträgt jeweils ein Megawatt.

Der Gasjahresforward dagegen ist eine Bandlieferung, d. h. nur Base, somit ein $\text{MW} \times 8.760 \text{ h} = 8,76 \text{ GWh}$.

Daneben ist es möglich, auch Quartals, Monats- oder Wochenprodukte und beim Erdgas Saisonprodukte (Sommer versus Winter) einzudecken.

Die EEX veröffentlicht mit einem Zeitverzug von 15 Minuten die jeweiligen Börsenpreise unter www.eex.de. An der EEX oder anderen Energiebörsen selbst sind, ebenso wie bei Aktienhandel an den Aktienbörsen, nur zugelassene Händler aktiv. Da für die allermeisten Unternehmen und Energieverbraucher die zu beschaffenden Handelsmengen viel zu gering sind, als dass sich ein direkter Zugang zu einem Großhandelsmarkt wegen der Restriktionen und notwendigen Sicherheitshinterlegungen lohnt, werden nur die Preisfindungsprinzipien für die Stromprodukte in der Beschaffung von den Lieferanten vereinbart. Die Lieferanten decken sich physisch ggf. über Börsenhändler, direkte Beschaffung oder Eigenerzeugung ein. Für die Strom- und Erdgasbeschaffung für Unternehmen ist es wesentlich, die Preisentwicklung und Marktmechanismen zu kennen und zu verfolgen, auch wenn die meisten Unternehmen keinesfalls an den Energiebörsen ihre Energie eindecken, sondern nur und allenfalls nach dessen Prinzipien die Energie beim Vorlieferanten eindecken.

Wichtig ist, dass vor der Eindeckung der Commodity sowohl die Strom- und Erdgaspreise an der EEX oder anderen Großhandelsindizes als auch deren Kostenbestandteile bzw. preisbildende Einflussfaktoren beobachtet werden müssen, denn bei der Beschaffung der Commodity ist der Zeitpunkt der Eindeckung entscheidend.

3.3.1.1 Politische Risiken

Politische Risiken spielen in der Commoditybeschaffung eine wichtige Rolle und haben in der Vergangenheit die Commodity-Märkte, auch den Strom- und Gasmarkt, stark beeinflusst (vgl. Brökelmann 2010).

Wichtige politische Risiken, welche den Rohölpreis und damit auch den Strompreis hoch hielten waren in der Vergangenheit etwa das Iran-Risiko (2007/2009). Damals stand die Welt ständig kurz vor dem bewaffneten Konflikt der USA mit dem Iran, was dazu

geführt hätte, dass sich Rohölkapazitäten verknappten und die Straße von Hormus, über die 40 % des weltweiten Transports von Erdöl führen, blockiert wäre¹⁶⁹.

Dann folgte der arabische Frühling in Ägypten und Libyen (2010/2011) und z. B. sehr aktuell im September 2013 die Kriegsgefahr in Syrien, nachdem ein Vergeltungsschlag der USA gegen Syrien wegen des Sarin-Angriffs in der syrischen Provinz Ghuta mit vielen zivilen Opfern¹⁷⁰ bevor stand.

So ist der Basepreis EEX Cal14 vom 02.09. bis zum 13.09.2013 von 37,23 €/MWh um deutlich mehr als 2 €/MWh auf 39,63 €/MWh insbesondere wegen der Unsicherheit, ob ein Militärschlag gegen Syrien nach dem Giftgasangriff vom 21.08.2013 stattfindet, gestiegen – obwohl grundsätzlich das rohstoffarme Syrien keinen Einfluss auf die Verfügbarkeit und Abbaukosten der für die Stromproduktion maßgeblichen deutschen Braunkohle oder den Preis europäischer CO₂-Zertifikate hat.

Mit dem Vormarsch der ISIS-Armee auf Bagdad und der Übernahme einiger Raffinerien im Irak ist gleichsam der Rohölpreis angestiegen, sodass er am 13.06.2014 bei BRENT auf 114,60 \$/Barrel und bei WTI auf den höchsten Preis seit September 2013 von 107,68 \$/Barrel angestiegen war.¹⁷¹

3.3.1.2 Rohölpreis

Der Rohölpreis ist generell im Energiemarkt immer noch eine bzw. die Leitwährung, wobei dort im Wesentlichen zwischen BRENT- und WTI-Preisen als Indikator für Europa unterschieden wird.

Brent ist die für Europa wichtigste und bemerkenswerteste Rohölsorte. Sie ist ein leichtes mit niedrigem Schwefelgehalt versehenes Rohöl, welches an der Warenterminbörse ICE (Inter Continental Exchange) in London¹⁷² gehandelt wird. Das Rohöl stammt aus der Nordsee zwischen den Shetlandinseln und Norwegen. Von dort gelangt es über eine Unterwasser-Pipeline zum größten Ölterminal Europas, Sullom Voe auf Mainland, Shetland (vgl. Stern-Magazin 2014).

Es werden allerdings dort täglich nur etwa 170.000 Barrel produziert, was bei einem weltweiten Verbrauch von derzeit ca. 87 Mio. Barrel täglich nur etwa 0,2 % Markttiefe entspricht, aber trotzdem die Öl-Leitwährung für Europa darstellt.

Über diese Preisentwicklung von Rohöl kann über verschiedene frei zugängliche Internetticker immer eine Beobachtung stattfinden.¹⁷³ Hierbei ist noch wichtig, dass an der ICE

¹⁶⁹ Deutsche Wirtschaftsnachrichten vom 23.06.2014, Öl-Krise: Ungewöhnlich viele Tanker im Persischen Golf beobachtet, <http://deutsche-wirtschafts-nachrichten.de/2014/06/23/oel-krise-ungewoehnlich-viele-tanker-im-persischen-golf-beobachtet/>, Abruf 25.10.2014; Scholl-Latour (2014)

¹⁷⁰ Zeitonline vom 16.09.2013, UN haben klare Beweise für Einsatz von Sarin, <http://www.zeit.de/politik/ausland/2013-09/vereinte-nationen-chemiewaffen-syrien-beweise>, Abruf 25.10.2014.

¹⁷¹ Tagesspiegel vom 13.06.2014 <http://www.tagesspiegel.de/wirtschaft/irak-krise-isis-treibt-den-oelpreis/10040640.html>, Abruf 25.10.2014.

¹⁷² www.theice.com.

¹⁷³ Börse online, <http://rohstoffe.boerse-online.de/oel-brent/xc0009677409.html>, Abruf 25.10.2014. https://www.theice.com/publicdocs/futures/ICE_Monthly_Oil_Report.pdf, Abruf 25.10.2014.

Wareterminbörse Monatsforwards für BRENT gehandelt werden, die jedoch mittelbar Einfluss auf die Jahresforwards im Stromterminmarkt an der EEX haben. Die Korrelation nimmt aber insgesamt ab und beträgt nur ca. 15 %.

Die für Amerika wichtigste Ölsorte ist WTI (West Texas Intermediate) ist ein leichtes, süßliches Rohöl aus den USA. Sein Preis entspricht in der Regel dem der leichten Nordseesorte BRENT, kann aber geringfügig abweichen. Ende April 2011 erreichten die Preise für WTI den höchsten Stand seit September 2008, als der Preis infolge der Wirtschaftskrise einbrach. WTI schloss am 29. April 2011 mit 113,93 \$.

Seit dem Einsetzen des Winters 2010/2011 stieg der Preis für die Nordseesorte Brent teilweise deutlich höher an als der Preis für Öl der Sorte WTI, was sehr ungewöhnlich ist. Der Preisunterschied weitete sich bis Juni 2011 auf bis zu 22 \$, im November 2012 lag er bei 23 \$, am 17.01.2014 bei 12 \$, Ende Juni 2014 bei 7,50 \$ und am 24.10.2014 bei 4,95 \$¹⁷⁴.

Mit fundamentalen Daten lässt sich dies nicht erklären, da beide Sorten von etwa gleicher Qualität sind. BRENT besitzt zudem den Vorteil, dass es geografisch sehr nahe am europäischen Markt liegt, der für die Preisfindung in London eigentlich maßgeblich sein sollte. Der Hauptgrund für den hohen Preisunterschied dürften Sorgen um die wirtschaftliche Erholung der USA sein, aber auch der Umstand, dass die USA durch ihre Shale-Gase-Gewinnung zunehmend ihre Importabhängigkeit verlieren und die Energiepreise deshalb sinken.

Das Shale-Gas ist ein in Tonsteinen gespeichertes Erdgas und wird durch Fracking¹⁷⁵, also unter Einsatz eines flüssigen Gemisches aus Wasser, Sand und Chemikalien mit hohem hydraulischen Druck aufgebrochen. Das Fracking erfolgt durch Bohrungen in Tiefen bis 5000 m, bei denen erst nach unten gebohrt wird und dann im Untergrund Querböhrungen stattfinden und mit hohem Druck die Gemische eingepresst werden, um das Erdgas zu lösen. In den USA hat das Verfahren zu einem Boom dieser unkonventionellen Förderung geführt¹⁷⁶.

Bisher gibt es in Deutschland keine klare gesetzliche Regelung für die unkonventionelle Förderung durch Fracking aus tiefen Gesteinsschichten. Im Koalitionsvertrag¹⁷⁷ von CDU/CSU und SPD für die 18. Legislaturperiode ist vereinbart, dass es erst dann eine Fracking-Erlaubnis geben soll, wenn diese ohne Einsatz giftiger und umweltgefährdender Stoffe und bei Einhaltung des Besorgnisgrundsatzes im deutschen Wasserhaushaltsrecht möglich ist.

¹⁷⁴ Finanzen net. Vgl. <http://www.finanzen.net/rohstoffe/oelpreis>, Abruf 25.10.2014.

¹⁷⁵ Fracking = hydraulic Fracturing = hydraulisches Aufbrechen.

¹⁷⁶ Die Welt vom 27.06.2014, USA exportieren wieder Öl in großem Stil, <http://www.welt.de/wirtschaft/energie/article129496586/USA-exportieren-wieder-Oel-in-groessem-Stil.html>, Abruf 25.10.2014. Zeitonline vom 17.06.2014, USA produzieren so viel Öl wie noch nie, <http://www.zeit.de/wirtschaft/2014-06/usa-oelproduktion-rekord-fracking>, Abruf 25.10.2014.

¹⁷⁷ Vgl. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD 2013; http://www.spd.de/linkableblob/112790/data/20131127_koalitionsvertrag.pdf, S. 61, Abruf 25.10.2014.

Wie andere Ölpreise auch ist der Preis von WTI und Brent ein maßgeblicher Anhaltspunkt für die Entwicklung der Treibstoffpreise und hat einen großen Einfluss auf die Weltwirtschaft. Und dies, obwohl die physische Bedeutung beider Sorten schwindend ist: WTI kommt physisch nicht in den europäischen Markt und in Europa wird viel Erdöl aus Russland, Nordafrika und dem Mittleren Osten verarbeitet und verbraucht.

Zum anderen wegen der stark sinkenden Fördermenge und aus politischen Motiven, vor allem aufgrund von Erklärungen einiger OPEC¹⁷⁸-Mitglieder sich zukünftig wegen der starken Preisschwankungen weniger am Preis von WTI oder Brent orientieren zu wollen¹⁷⁹, dürfte dem BRENT künftig weniger Bedeutung zukommen. Der BRENT-Ölpreis beträgt Anfang September 2014 ca. 102 \$/Barrel und ist in den letzten fünf Jahren gewichtet um 40 % gestiegen.

3.3.1.3 Öl-Gas-Preis-Kopplung

Durch die nach wie vor international noch bestehende Öl-Gas-Preis-Koppelung gibt es eine weitere mittelbare Abhängigkeit des Strompreises von der Entwicklung des Ölpreises¹⁸⁰. Bei Steigen des Ölpreises steigt jedenfalls mittelbar der Gaspreis (vgl. Roth 2014). Dies wiederum verteuert die Brennstoffkosten der gasgefeuerten Kraftwerke.

Soweit als Ersatz für Gaskraftwerke die kohlegefeuerten Erzeugungsanlagen in den Markt gebracht werden, führt dies zu einem vermehrten Verzehr von CO₂-Emissions-Verschmutzungsrechten, die im Strompreis treibend eingepreist sind.

3.3.1.4 Kohlepreis

Ein wichtiger Indikator für die Commodity Strom ist der Kohlepreis für Kraftwerkskohle, der auch über die EEX ersichtlich ist. Dort werden Futures auf den ARA-Index (Handelsplatz Antwerpen – Rotterdam – Amsterdam) gehandelt, und zwar API#2 Preisindex für Steinkohle mit einem Brennwert von 6000 kcal/kg mit Auslieferung innerhalb des ARA Raums. Die Handelsnotierung wird inklusive CIF (Cost, Insurance and Freight)¹⁸¹ in US\$ je Tonne gehandelt, oder API#4, Preisindex für Steinkohlelieferungen FOB (free on board)¹⁸² Richards Bay (Südafrika), sodass hier noch die Fracht usw. für eine Preiserwartungsprognose hinzu kommt.

Steigt der Kohlepreis ist dies Indikator für steigende Strompreise an der EEX.

¹⁷⁸ OPEC-Organization of the Petroleum Exporting Countries http://www.opec.org/opec_web/en/, Abruf 25.10.2014.

¹⁷⁹ www.commodityonline.com.

¹⁸⁰ Claudia Kemfert, LNG-Bedeutung für den europäischen Erdgasmarkt, http://www.claudiakemfert.de/fileadmin/user_upload/pdf/pdf_publicationen/et_Expertengespraech_LNG_11_07.pdf, Abruf 04.11.2014.

¹⁸¹ CIF = cost insurance freight = enthält die Kosten für Verladung, Fracht, Versicherung, nicht jedoch für das Entladen im Entladehafen ARA.

¹⁸² FOB = free on board = enthält die Kosten für Verladung im Verladehafen, nicht jedoch für die Fracht und das Entladen im Entladehafen ARA.

3.3.1.5 Frachtraten

Somit sind auch Frachtraten und, soweit es Kohle betrifft, damit einhergehende Kapazitäten für Schüttgutfrachter, welche die Steinkohle über die Weltmeere transportieren, ebenfalls preisbildend, wobei diese derzeit praktisch keine entscheidende Rolle spielen. Allerdings waren Frachtraten zu Engpasszeiten, etwa Ende 2007/Anfang 2008 sehr deutliche Treiber des Strompreises.

Bei Erdgas kommt hinzu, dass das verflüssigte Gas als LNG (Liquidified Natural Gas)¹⁸³ immer mehr über die Weltmeere, auch nach Europa, transportiert wird und neben der Erdgasförderung die Frachtraten für LNG-Tanker bis zum entsprechenden europäischen LNG-Terminal, wo das Flüssiggas in das normale Ferngasnetz eingespeist wird, preisrelevant werden.

In 2020 sollen 20 % des europäischen Erdgases aus LNG kommen¹⁸⁴, sodass es nahe liegend ist, dass die Frachtraten für LNG-Tanker keine unwesentlichen Preisindikatoren sind. Derzeit fahren ca. 80 % des LNG-Welttransports vom Mittleren Osten nach Japan, Taiwan und Südkorea, da die Abhängigkeit Japans vom LNG nach dem Fukushima-Unfall im März 2011 und dem Abschalten aller Kernkraftwerke für deutlich erhöhte und feste LNG-Preise sorgt. Doch einerseits spätestens seit der Entscheidung der japanischen Atomaufsicht im Sommer 2014, die Kernkraftwerke wieder in Betrieb zu nehmen¹⁸⁵, und andererseits die Fokussierung von russischem Erdgas in der Ukraine-Krise 2014 als politisches Druckmittel, dürfte für die nächsten Jahre eine zunehmende Relevanz von LNG mittels Tankeranlieferung gegeben sein.

3.3.1.6 Emissionsrechte

Jede fossile Stromproduktion führt zu CO₂ Emissionen, für die Emissionsrechte verbraucht werden. Diese Emissionsrechte, EU Emission Allowances, werden im Emission-Trading-System in der EU gehandelt.

Je teurer der Emissionspreis, umso mehr werden emissionsärmere Kraftwerke betrieben. Der Preis für EUA-CO₂-Zertifikate ist an der EEX jederzeit ersichtlich und betrug im September 2014 lediglich etwa 6 €/to für die Emissionsrechte Cal15, leicht steigend. Der außerordentliche Einfluss der Preisentwicklung der Emissionsrechte auf die Strompreise war zunächst mit der Einführung in 2005 für die Forwards 2006 ff. spürbar, in dem sich die Commodity binnen weniger Wochen deutlich verteuerte.

¹⁸³ LNG – Liquidified Natural Gas – verflüssigtes Erdgas.

¹⁸⁴ BMWi, Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit bei Erdgas vom Juli 2014, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/monitoring-bericht-nach-51-enwg-zur-versorgungssicherheit-bei-erdgas,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Abruf 25.10.2014.

¹⁸⁵ Deutschlandfunk vom 19.07.2014, Japans Atomaufsicht erlaubt Wiederinbetriebnahme, http://www.deutschlandfunk.de/rueckkehr-zur-kernkraft-japans-atomaufsicht-erlaubt.799.de.html?dram:article_id=292266, Abruf 25.10.2014.

Im Kalenderjahr 2009, in mitten der zweiten Handelsperiode des Treibhausgasemissionshandels-Gesetz (TEHG)¹⁸⁶, befand sich der EUA-Preis noch fest auf einer Marke über 20 €/to und zwar mit einer Abwärts-Entwicklung von ca. 25 €/to kommend seit Juni 2009.

Noch 2008 zu Beginn der zweiten Handelsperiode gingen viele Prognosen davon aus, dass bis 2020 der Preis auf ca. 30 €/to CO₂ treiben wird¹⁸⁷, sodass auch Emissionsrechte sehr volatil bepreist worden sind.

Beim CO₂-Handel in der EU wird in drei verschiedene Handelsperioden unterschieden, zunächst mit Inkrafttreten des TEHG von 2005 bis 2007, die zweite Periode von 2008 bis 2012 und die dritte bisher anstehende Periode von 2013 bis 2020, die durch eine unterschiedliche, abnehmende Anzahl von Emissionszertifikaten gekennzeichnet ist. Je weniger Zertifikate im Handelssystem vorhanden sind, aber zum Kraftwerksbetrieb benötigt werden, umso teurer werden diese Zertifikate, getrieben von Nachfrage, gehandelt.

Der Preis für CO₂-Zertifikate kann in Zukunft wieder ein wesentlicher Preisindikator und Preistreiber sein. Derzeit ist der absolute Preiseinfluss wegen seines relativ geringen Preises vernachlässigbar, allerdings muss auch hier die Entwicklung sorgfältig beobachtet werden.

So kostete die Tonne CO₂-Verschmutzungsrechte EUA am 09.01.2014 an der EEX noch 4,51 €/to und ist bis zum 17.01. innerhalb einer Woche um 12 % auf 5,07 €/to und bis zum 05.09.2014 auf 6,28 €/to gestiegen¹⁸⁸.

Der vormalige Preisverfall der CO₂ Emissionsrechte führte dazu, dass die EU Kommission in der 3. Allokationsperiode bis 2020 insgesamt 600 Mio. Zertifikate zurückhalten, das heißt nicht ausgeben will, um die CO₂ Einsparungen in der Europäischen Union zu erreichen¹⁸⁹. Denn je billiger die CO₂ Zertifikate, umso geringer ist das Bestreben der Kraftwerksemittenten, Emissionen einzusparen, da die Kosten dazu den Preis für die Zertifikate übersteigen.

¹⁸⁶ TEHG = Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz vom 21.07.2011 (BGBl. I S. 1475), i. d. F. vom 07.08.2013 (BGBl. I S. 3154).

¹⁸⁷ BET Aachen, Kritische Würdigung der dena-Kurzanalyse zur Kraftwerks- und Netzplanung bis 2020 vom 15.12.2008, S. 16, http://www.bet-aachen.de/service/studien-gutachten/detail-studien.html%3Fjumpurl%3Duploads%252Fmedia%252FBET-Studie_Versorgungssicherheit_Strom.pdf%26juSecure%3D1%26locationData%3D521%253Att_news%253A75%26juHash%3D37cb397a5a698a65a17a54ed0a6ec545a2763e9b&rct=j&frm=1&q=&esrc=s&sa=U&ei=hjVZVIVIXcA54PeB2Ac&ved=0CBQQFjAA&usg=AFQjCNHTk0RGDu8_hjgMiWWbxSIagmWsyw, Abruf 04.11.2014.

¹⁸⁸ <http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Emissionsrechte/EU%20Emission%20Allowances%20%7C%20Spotmarkt> Abruf 06.09.2014.

¹⁸⁹ Europäische Kommission vom 09.01.2014 – Backloading beschlossen: EU stärkt Handel mit CO₂ Emissionen, http://ec.europa.eu/deutschland/press/pr_releases/11960_de.htm, Abruf 26.10.2014.

Das Zurückhalten von Zertifikaten, das als Backloading bezeichnet wird, startete bereits im 1. Quartal 2014 mit einer Kürzung um 400 Mio. Zertifikate in diesem Jahr, einer Kürzung um 300 Mio. in 2015 und weiteren 200 Mio. Zertifikaten in 2016¹⁹⁰.

Die deutsche Auktionsmenge für das Jahr 2014 betrug nun insgesamt nur noch rund 127,1 Mio. Zertifikate anstatt der ursprünglich vorgesehenen 205 Mio. Zertifikate.

Im Kalenderjahr 2012 wurden in Deutschland durchschnittlich 562 kg CO₂/MWh bei der Stromproduktion emittiert¹⁹¹, sodass gewichtet bei einem Emissionszertifikatepreis von 5 €/to immerhin noch eine Preissensitivität von ca. 2,81 €/MWh Strom bzw. ca. 8 % beim Basepreis von ca. 35 €/MWh Ende Juni 2014 EEX für den Stromforward Cal15 bestand.

Diese Preissensitivität berechnet sich aus dem Produkt des Emissionsfaktors fossiler Kraftwerke × Zertifikatepreis:

$$0,562 \text{ to CO}_2/\text{MWh} \times 5 \text{ €/to CO}_2 = 2,81 \text{ €/MWh} \quad (3.1)$$

Der Emissionsfaktor ist 2013 in Deutschland leicht auf 559 kg CO₂/MWh Stromerzeugung gesunken¹⁹².

3.3.1.7 Wetterprognose

Die Wetterprognose ist zwar im Spotmarkt dominant, beeinflusst aber auf jeden Fall auch den Forwardmarkt. So verursachen Windstille im Winter bei starkem Frost und somit hohem Strombedarf hohe Spot-Preise, welche auch auf die Forwardpreise einwirken und anziehen.

Das gleiche gilt natürlich ebenso für Erdgas, denn bei kalten Temperaturen wird Erdgas und Erdgasleistung physisch benötigt.

Im Sommer kann umgekehrt bei extremer Hitze und niedrigem zur Kühlung zur Verfügung stehenden Wasserstand in den Flüssen dieser Kurzfristzustand dazu führen, dass Kraftwerke gedrosselt werden müssen, sodass die zur Verfügung stehende Leistung sinkt. Dies beeinflusst zwar zunächst nur den Spotmarkt, hat aber auch mittelbare Auswirkung auf das Preisgefüge im Forwardmarkt.

¹⁹⁰ Ee-news vom 19.03.2014, <http://www.ee-news.ch/de/article/28364/eu-emissionshandel-backloading-fuer-co2-zertifikate-startet>, Abruf 26.10.2014.

¹⁹¹ Statista GmbH, Entwicklung des CO₂-Emissionsfaktors für den Strommix in Deutschland in den Jahren 1990 bis 2012, <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/38897/umfrage/co2-emissionsfaktor-fuer-den-Elektrizität-mix-in-deutschland-seit-1990/>, Abruf 26.10.2014.

¹⁹² Statista GmbH, Entwicklung des CO₂-Emissionsfaktors für den Strommix in Deutschland in den Jahren 1990 bis 2012, <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/38897/umfrage/co2-emissionsfaktor-fuer-den-strommix-in-deutschland-seit-1990/> Abruf 26.10.2014; 576 kg/MWh nach Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommixes in den Jahren 1990 bis 2012; Umweltbundesamt, http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/climate_change_07_2013_icha_co2emissionen_des_dt_strommixes_webfassung_barrierefrei.pdf, Abruf 26.10.2014.

Extreme Wetter, etwa die Hurrikan-Saison im Golf von Mexiko, lassen das Risiko von längerfristigem Ausfall der Erdöl-Förderanlagen der USA steigen, was in der Regel zu festeren Preisen führt, selbst wenn sich im Nachhinein herausstellt, dass keine wesentlichen Förder- und Verarbeitungsunterbrechungen eingetreten sind.

3.3.1.8 Füllstand und Verfügbarkeit Erdgasspeicher

Hinzu kommt, dass der Füllstand und die Verfügbarkeit der Erdgasspeicher preisrelevant für die Commodity Erdgas ist. Wenn die Speicher geleert werden, jedoch noch ein hoher Gasbedarf besteht, etwa zum Ende der Winterperiode, steigen die Gaspreise. Umgekehrt können vor Beginn der Heizperiode unterplanmäßige Füllstände der Erdgasspeicher oder technische Probleme zu Preisindikationen führen¹⁹³. Deshalb muss diese Entwicklung vor der Energiebeschaffung ebenfalls beobachtet werden, weil im Zweifel höhere Preise für die Commodity Erdgas dann auch zu höheren Strompreisen führen können.

3.3.1.9 Technische Kraftwerksverfügbarkeit

Die technische Kraftwerksverfügbarkeit hat ebenfalls Einfluss auf die Strompreise. Wenn billig produzierende Großkraftwerke ausfallen, weil sie eine Havarie haben, oder einer technischen Revision unterliegen oder etwa bei langanhaltender Trockenheit und sinkenden Flusspegeln nicht mehr mit Volllast fahren dürfen, rückt die sog. Merit Order¹⁹⁴ nach rechts, d. h. es werden andere, weniger wirtschaftliche Kraftwerke an das Netz gebracht. Dies führt zu steigenden Preisen. Als Merit Order wird der Preis bezeichnet, zu dem das letzte, also teuerste Kraftwerk, das für die Energieerzeugung notwendig ist und daher gebraucht wird, produziert. Alle anderen Kraftwerke, die teurer sind als die Merit Order (siehe Abb. 3.22), werden nicht benötigt und können daher keine Energie produzieren.

Alle Kraftwerke, welche weder für die Deckung des Strombedarfs N1 noch für N2 benötigt werden, stehen rechts von der Merit-Order. Sie sind zu teuer, werden nicht benötigt und können deshalb keinen Strom produzieren.

Wenn jedoch billig produzierende Kraftwerke, die normalerweise in der Strommenge N1 produzieren, entfallen, müssen und können die bisher nicht in der Merit-Order berücksichtigten Kraftwerke diese Produktion übernehmen, dann allerdings nicht zu den bisherigen Produktionskosten P1, sondern zu den höheren Produktionskosten.

Der Zustand könnte eintreten, wenn sowohl planmäßig die Kernkraftwerke vom Netz gehen und gleichzeitig bei hohem Strombedarf noch andere Großkraftwerke ausfallen.

Deshalb muss beobachtet werden, wie der Markt den Ausstieg der nächsten Kernkraftwerke (Grafenrheinfeld 2015) nach dem Atomausstiegsprogramm der Bundesrepublik

¹⁹³ Verivox vom 08.04.2013, Deutsche Erdgasspeicher: Füllstand auf historischem Tief, <http://www.verivox.de/nachrichten/deutsche-erdgasspeicher-fuellstand-auf-historischem-tief-92993.aspx>, Abruf 26.10.2014.

¹⁹⁴ Der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien-Analyse der kurzen und langen Fristen, Michaela Fürsch, Raimund Malischek, Dietmar Lindenberger; http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Working_Paper/EWI_WP_12_14_Merit-Order-Effekt-der-Erneuerbaren.pdf, Abruf 06.11.2014.

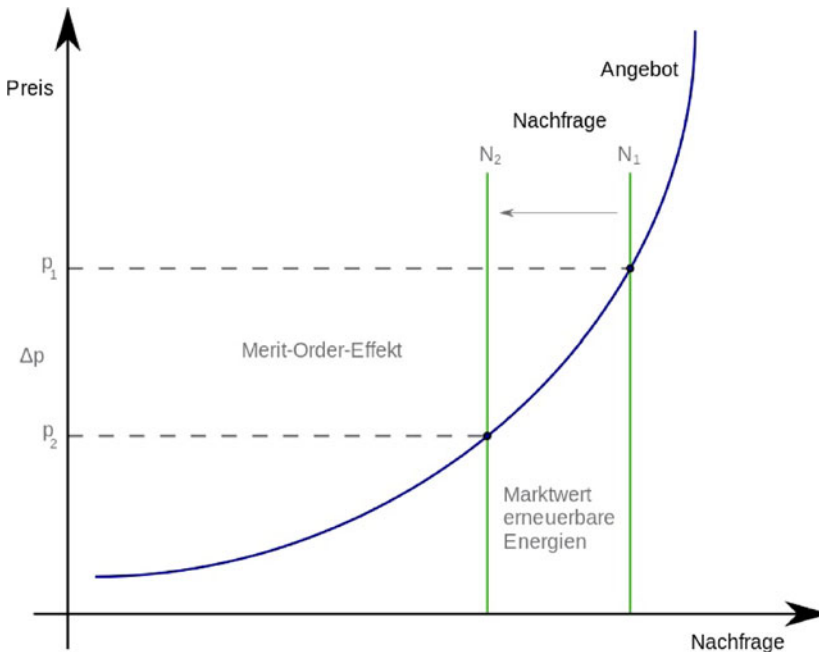


Abb. 3.22 Merrit Order Schema (Quelle Wikipedia, Anonymus)

reflektiert. Soweit ersichtlich, wird in den nächsten Jahren sowohl durch Gas als auch durch Kohle weiterhin ein höherer Kraftwerksleistungszubau erfolgen, als Stilllegungen geplant sind, sodass dieser Preiseinfluss insgesamt wohl vernachlässigbar ist¹⁹⁵.

Der Marktmechanismus des Kraftwerksausfalls ist jedoch evident spürbar:

So ist, nachdem Ende März 2014 in Belgien die Kernkraftwerke Tihange 2 und Doel 3 außerplanmäßig vom Netz genommen wurden und der von den Kernkraftwerken erzeugte Strom nun zukünftig von teuren Gaskraftwerken produziert werden muss, und dieser Kraftwerksgasbezug u. a. wegen der Ukraine- und Krim-Krise mit einem Risikoaufschlag belastet ist, der Forwardpreis in Belgien sehr deutlich angestiegen. Dadurch sind die Strompreise für Cal15 an der ENDEX¹⁹⁶ von 42,40 €/MWh am 25.03.2014 bis zum 01.04.2014 auf 44,38 €/MWh und dann weiter bis zum 02.06.2014 auf 49,11 €/MWh gestiegen, also um mehr als 15 %¹⁹⁷. Am 12.08.2014 ist sodann sogar noch der Reaktor Doel 4 außerplanmäßig wegen eines Schadens abgeschaltet worden, sodass in Belgien

¹⁹⁵ Handelsblatt vom 23.06.2014, Unter zu viel Strom, <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/neue-kraftwerke-unter-zu-viel-strom/10088916.html>, Abruf 26.10.2014.

¹⁹⁶ www.iceindex.com.

¹⁹⁷ www.iceindex.com.

3000 MW Kraftwerksleistung nicht mehr verfügbar ist¹⁹⁸, was zu weiteren Preissteigerungen in den Forwardpreisen der Energiebörse führte¹⁹⁹.

Genauso wie die LNG-Frachtraten preisrelevant sind, muss entsprechend der technischen Kraftwerksverfügbarkeit auch als Preisindikator für die Commodity Erdgas die Verfügbarkeit der LNG Terminals in den Förderländern, derzeit insbesondere Katar, als weltgrößtem Exporteur von LNG²⁰⁰, und Oman, beobachtet werden. Sind die Lade-Terminals in Revision oder gar ausgefallen, kann kein LNG verladen werden. Dies impliziert entsprechende Preisreaktionen am Großhandelsmarkt wegen Angebotsverknappung, zumindest wegen des etwa bestehenden Risikos der Verknappung.

3.3.1.10 Währungsrisiko

Die Währungsveränderungsrisiken beeinflussen die Energiepreise ebenfalls. So wird Rohöl und Kraftwerkssteinkohle an den Großhandelsmärkten in US-Dollar gehandelt, aber Strom und Erdgas an der EEX in Euro.

Tendenziell wird also ein starkes Euro-Dollar-Verhältnis den Energiepreis in Deutschland stützen. So weisen Euro/Dollar zum BRENT-Rohöl eine Korrelation von 84 %, berechnet auf ein Jahr, auf (Stand 30.09.2013)²⁰¹.

Deshalb muss in der Marktbeobachtung auch die jeweilige Währungsentwicklung einfließen.

3.3.1.11 Risiko der Einspeisung erneuerbarer Energien

Nicht zu übersehen ist ein Einfluss der erneuerbaren Energien auf die Energiepreise²⁰². Im Spotmarkt besteht eine direkte preissenkende Wirkung, weil die EEG-Mengen von den Übertragungsnetzbetreiber aufgenommen und gemäß § 37 Abs. 1 EEG i. V. m. § 2 Ausgl-MechV bestmöglich am Day-ahead oder Intraday-Markt mit der Sorgfalt eines ordentlichen und gewissenhaften Händlers unter Beachtung der Vorgaben der Bundesnetzagentur insbesondere zu Vermarktung, Handelsplatz, Prognoseerstellung, Beschaffung der Ausgleichsenergie, Transparenz- und Übermittlungspflichten zu vermarkten und verkaufen sind. Am Day-ahead-Markt wird der Strom oder eine andere Commodity für den nächsten Tag gehandelt. Im Intraday-Markt können Energiemengen innerhalb eines Tages gehan-

¹⁹⁸ Spiegel online vom 15.08.2014, Stromproduktion: Belgien schaltet dritten Atomreaktor ab, <http://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/belgien-reaktor-4-im-atomkraftwerk-doel-wurde-abgeschaltet-a-986219.html>, Abruf 26.10.2014.

¹⁹⁹ Vgl. Aachener Zeitung vom 22.08.2014 Seite 9.

²⁰⁰ US Energy Information Administration vom 30.01.2014, <http://www.eia.gov/countries/analysisbriefs/Qatar/qatar.pdf>, Abruf 26.10.2014.

²⁰¹ Godmode trader, <http://www.godmode-trader.de/profil/korrelationen/instrumentId/134000>, Abruf 30.09.2013.

²⁰² Der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien-Analyse der kurzen und langen Frist, Michaela Fürsch, Raimund Malischek, Dietmar Lindenberger; http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Working_Paper/EWI_WP_12_14_Merit-Order-Effekt-der-Erneuerbaren.pdf, Abruf 06.11.2014.

delt werden, insbesondere wenn kurzfristige Abweichungen von Prognosen eintreten und vermieden werden sollen.

Am Spotmarkt sinken bei hoher Windproduktion und starker Sonneneinstrahlung mit einhergehender Fotovoltaikstromproduktion die Spotpreise, da Strom im Überfluss vorhanden ist. Dies hat auch Auswirkungen auf den Forwardmarkt²⁰³, zumal tendenziell in Deutschland irgendwo immer Wind weht und somit die Windräder insgesamt teilweise „grundlastfähig“ sind. Dies bedeutet, dass der deutliche Zubau von EEG-Anlagen zur Reduktion der Forwardpreise führt.

Abzulehnen ist jedoch die Bewertung, dass die Reduktion der Börsen-Forwardpreise maßgeblich durch die – nur oder überwiegend in den Spotmarkt verkauften – erneuerbaren Energien seit 2012 erfolgt²⁰⁴. Denn diese Bewertung blendet vollständig aus, dass in allen Stromhandelsplätzen in Europa, also auch in Spanien, Italien, Benelux und Osteuropa wegen sinkender Nachfrage durch Wirtschaftskrisen, Kraftwerksverfügbarkeiten, Rohstoffpreise usw. die Stromterminpreise deutlich rückläufig sind, was mit den deutschen EEG-Einspeisungen, die aus europäischer Sicht marginal bleiben, nichts zu tun hat.

3.3.1.12 Regulatorisches Risiko

Der Gesetzgeber hat in der Vergangenheit immer wieder für Überraschungen gesorgt und zum Teil Regelungen erlassen, die wirtschaftlich rückwirkende Folgen haben.

Mittelfristig will der Gesetzgeber neben dem Energy-only-Markt einen zweiten Markt für das Vorhalten von Kraftwerkskapazitäten schaffen, weil die Gefahr nicht ausreichender Kraftwerkskapazitäten in Zeiten hoher Nachfrage bestehe und somit auch die ResKV ablösen.

Denn gegenwärtig können am Großhandel die Forward 2015 ff. an der EEX zu ca. 35 €/MWh gehandelt werden. Die Vollkosten eines neuen Steinkohle- oder Gaskraftwerkes liegen dagegen bei 70 bis 110 €/MWh²⁰⁵.

Deshalb bestehen erhebliche eher kurzfristige Risiken aus dem Handeln des Gesetzgebers und des von ihm gesetzlich geprägten Marktdesigns, was zu einer Erhöhung der Preise der Commodity nur wegen der Änderung der Marktstruktur um 30 € bis zu 70 €/MWh führen könnte.

²⁰³ Monopolkommission, Sondergutachten 65: Energie 2013 – Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, September 2013 S. 128; http://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s65_volltext.pdf, Abruf 26.10.2014.

²⁰⁴ BSW Solar, <http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/2013-Entwicklung-Boersenstrompreis.pdf>, Abruf 26.10.2014;.

²⁰⁵ BMWi, Eckpunktepapier des BMWi für die Reform des EEG vom 21.01.2014, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-reform-eckpunkte,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Seite 3, Abruf 26.10.2014.

3.3.2 Energiebeschaffung im engeren Sinne

3.3.2.1 Energiebedarf – Fahrplan und Lastprognose

Da die Energie, egal ob Strom oder Erdgas, für die Zukunft beschafft wird, muss eine Beschaffungsprognose angestellt werden, also wann und wie viel Energie benötigt wird.

Optimal wäre, den Strombedarf für jede viertel Stunde und für Erdgas für jede Stunde des Lieferjahres im Voraus zu kennen. Dann könnte dieser Fahrplan über handelsfähige Produkte oder als Vollversorgung, d. h. den vollständig benötigten Strom bzw. das benötigte Erdgas, unabhängig von der Struktur, beschafft werden. Diese Zeiteinheit wird nach § 8 Abs. 2 Nr. 1 StromNZV²⁰⁶ bzw. § 25 Abs. 3 GasNZV²⁰⁷ vorgegeben. Die Ausgleichsenergie und deren Kosten werden vom Übertragungsnetzbetreiber an den jeweiligen Lieferanten im Rahmen der monatlichen Bilanzkreisabrechnung nach diesen Zeitintervallen berechnet²⁰⁸. Diese Kosten werden wiederum vom Lieferanten als sein Risiko für die Belieferung an den Kunden kalkuliert und abgerechnet.

Diese Prognose wird durch eine Rückschau des Ist-Verbrauchs der Vergangenheit und sodann Berücksichtigung der Einflussfaktoren auf den Verbrauch für die Zukunft vorgenommen.

Zu den notwendigen Daten für die Prognose und später für die Ausschreibung des Energiebedarfs gehören auch die Identifikation der zu beliefernden Abnahmestellen, der Strom- bzw. Erdgasverbrauch der Abnahmestellen für die vergangenen Jahre, die Lastprofile, soweit es sich um RLM-Standorte, also Abnahmestellen mit einer registrierenden Leistungsmessung handelt, sowie die Bezeichnung der Abnahmestellen mit Postanschrift und vor allem dem DE Code = Zählpunktbezeichnung.

Die Zählpunktbezeichnung ist eine 33-stellige Codenummer zur absolut eindeutigen Bezeichnung einer Strom- oder Gas-Verbrauchsstelle, da alle An- und Abmeldeprozesse nach dem GPKE-Prozess der Bundesnetzagentur²⁰⁹ nur und ausschließlich systemisch erfolgen.

Im deutschen Strom- und Erdgasnetz ist jeder Netzanschluss bzw. Zählpunkt somit eindeutig identifizierbar. Die Zählpunktbezeichnung sichert, dass der Verbrauchsstandort vom Lieferanten bei dem ausspeisenden Netzbetreiber richtig identifiziert und der verbrauchte Strom oder Erdgas bilanziert und abgerechnet wird.

Der Lieferantenwechsel, d. h. die Anmeldung des Lieferanten für die Belieferung einer Abnahmestelle des Kunden beim Netzbetreiber erfolgt vollelektronisch nach einem im Ergebnis von der Bundesnetzagentur gemäß § 50 Abs. 1 Nr. 15 i. V. m. § 41 Abs. 3 GasNZV bzw. § 27 Abs. 1 Nr. 18 i. V. m. § 14 Abs. 3 StromNZV vorgegebenen Prozess, Eine

²⁰⁶ StromNZV = Stromnetzzugangsverordnung vom 25.07.2005 (BGBl. I S. 2243), i. d. F. vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066).

²⁰⁷ GasNZV = Gasnetzzugangsverordnung vom 03.09.2010 (BGBl. I S. 1261) i. d. F. vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066).

²⁰⁸ LG Düsseldorf, Urteil vom 11.09.2014, Az: 14d O 8/14.

²⁰⁹ Et al: BDEW e. V., Lieferantenwechsel Strom und Gas (GPKE/GeLi Gas), http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_GPKE-GeLi-Gas-Umsetzungsfragen, Abruf 06.11.2014.

Entnahmestelle ist anhand von nicht mehr als drei mitgeteilten Daten zu identifizieren und zwar Zählpunkt oder Zählpunkt-Aggregation und Name oder Firma des Kunden sowie Straße, Postleitzahl und Ort der Entnahmestelle, die Zählernummer und Name oder Firma des Kunden sowie Straße, Postleitzahl und Ort der Entnahmestelle oder Name des bisherigen Lieferanten, Kundennummer des bisherigen Lieferanten und Name oder Firma des Kunden sowie Straße, Postleitzahl und Ort der Entnahmestelle.

Die Verbrauchsdaten sollen möglichst aktuell sein, sodass empfohlen wird, zum einen die Vorjahresdaten und auch die aktuellen Kalenderjahresmonatsdaten bis zum Zeitpunkt der Ausschreibung bereit zu stellen. Damit kann der Bieter auch Trends, etwa Verbrauchsveränderungen aus Energieeffizienz und Energiesuffizienz, erkennen und in der Kalkulation berücksichtigen. Energieeffizienz bedeutet hier die Einsparung von Strom oder Erdgas durch technische Maßnahmen bei gleichem Output. Energiesuffizienz bedeutet die Reduktion von Energieverbrauch durch echten Verzicht und Awareness²¹⁰. Aus Beschaffungssicht sind beide Gesichtspunkte gleichwertig, weil sie zu einer Bedarfsreduktion führen.

Die Bereitstellung der historischen Verbrauchsdaten erfolgt durch Übermittlung des Lastprofils aller zur Belieferung anstehenden Verbrauchsstellen an den Bieter. Das Lastprofil ist die einzelne Abnahme in Kilowatt je 15 Minuten bei Strom bzw. je Stunde bei Erdgas. Somit sind je Abnahmestelle insgesamt je Kalenderjahr 35.040 (4 Leistungswerte $\times$ 8760 Stunden) und im Schaltjahr 35.136 (4 Leistungswerte $\times$ 8784 Stunden) Leistungswerte je Abnahmestelle bei Strom bzw. 8760 Stundenwerte/8784 Stundenwerte bei Erdgas zusammen zu stellen.

Die meisten Abnahmestellen haben registrierende Lastgangmessung (RLM) installiert, welche diese Leistungswerte der Vergangenheit in elektronischer Form nach diesem Format registrieren und bereitstellen lassen.

Abnahmestellen, die jährlich weniger als 100.000 kWh Strom oder 1.500.000 kWh und 500 kW stündlicher Leistung bei Erdgas verbrauchen, haben bzw. benötigen keine registrierende Lastgangmessung und werden daher als Standardlastprofil (SLP) bezeichnet²¹¹.

Bei einer Standardlastprofilmessung existiert im Ergebnis nur ein normaler Zähler wie in jedem Haushalt, welcher die verbrauchten Mengen zählt und eben keine Werte außer der reinen verbrauchten Strommenge zählt.

Bei einer RLM-Messung entsteht somit durch die Zeitreihung der Verbrauchswerte auch ein Lastprofilendiagramm, welches vollständig für die Lastprognose des Ausschreibungszeitraums verwendet wird (siehe Abb. 3.23).

Da die Anmeldung des Lieferanten am Netzanschlusspunkt elektronisch erfolgt und genau identifiziert werden muss, würde jede vom Kunden falsch angegebene Netzan-

²¹⁰ Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Energiesuffizienz im Kontext der Nachhaltigkeit, Definition und Theorie, Seite 3; http://www.ifeu.de/energie/pdf/Energiesuffizienz_und_Nachhaltigkeit_ifeu_WI_140428_final.pdf, Abruf 02.11.2014.

²¹¹ Vgl. § 12 StromNZV = Stromnetzzugangsverordnung vom 25.07.2005 (BGBl. I S. 2243), i. d. F. vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066). § 24 GasNZV = Gasnetzzugangsverordnung vom 03.09.2010 (BGBl. I S. 1261), i. d. F. vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066).

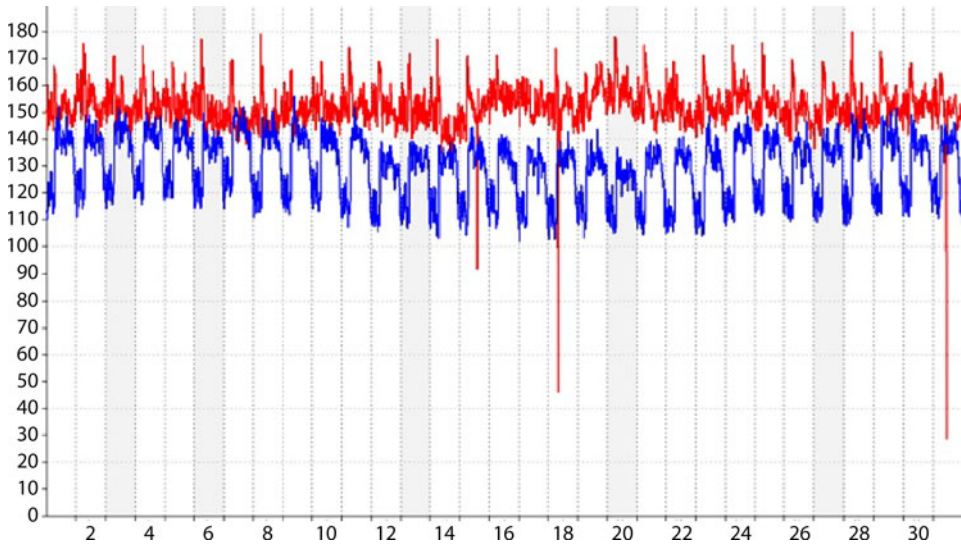


Abb. 3.23 Beispiel zweier Lastprofile Strom

schlussbezeichnung dazu führen, dass entweder die Energie an den falschen Anschluss oder gar nicht geliefert wird. Der Kunde würde bis zur Klärung vom Verteilnetzbetreiber nur in der teureren Grund- bzw. Ersatzversorgung des Grundversorgers beliefert werden.

Die Grundversorgung ist die Basisbelieferung, mit der jeder Netzkunde beliefert wird und die für den Netzbetreiber nicht planbar ist. Sie ist deshalb die teuerste Art der Belieferung mit Energie.

Hierbei gilt der Grundsatz: Je besser die Datenlage umso günstiger wird die Energiebeschaffung. Denn durch gute Daten lässt sich eine gute Verbrauchsprognose erreichen, sodass weniger Risiko, etwa zu berücksichtigende hohe Mengenabweichungen oder Aufwand für die Anmeldung der Lieferstellen beim Verteilnetzbetreiber, in die Offerte vom Lieferanten einkalkuliert werden muss.

Der Bieter bzw. potenzielle Lieferant, der die Verbrauchsdaten für die Angebotserstellung vom Kunden erhält, erstellt sodann aus den Lastprofilen der einzelnen Abnahmestellen das Summenlastprofil. Er kann daraus eine Lastprognose für das Lieferjahr entwickeln und bepreist diese mit seiner Hourly-Price-Forward-Curve (HPFC). Dies ist also seine Einschätzung, welchen Preis die Stunden des Lieferjahres der Zukunft an den Strombörsen, wo er sich selbst eindeckt, haben werden²¹².

Die HPFC ist ein mathematisches Hilfsmittel der Lieferanten, um die Entwicklung von Bezugs- und Lieferperioden aufzuzeichnen. Sie wird beispielsweise basierend auf den aktuellen Großhandelspreisen an der Strombörse EEX gebildet.

²¹² Hourly price forward curve, <http://www.prognoseforum.de/elektrizitaet/HPFC.htm>, Abruf 06.11.2014.

- **Merke** Je vollständiger und aktueller die Datenlage und umso günstiger die Lastprognose, umso günstiger das Risiko und seine Bewertung durch den Lieferanten.

3.3.2.2 Bieter- und Lieferantenauswahl, Beschaffungslosbildung

Generell soll jede Vergabe an einen Energielieferanten nach einem Ausschreibungswettbewerb vergeben werden.

Für die Ausschreibung sind immer mehrere potenzielle Lieferanten auszuwählen und anzusprechen.

Da auch die Beteiligung an der Ausschreibung für den Lieferanten einen nicht unerheblichen Arbeitsaufwand bedeutet ist es wichtig, den Anbieter und potenziellen Lieferanten für die Belieferung des Kunden zu interessieren.

Zunächst wird empfohlen, eine Ausschreibungsdokumentation vorzubereiten und nur an potenzielle Lieferanten zu senden, die auch ein wirkliches Bieterinteresse haben. Diese potenziellen Bieter sind auf jeden Fall vor Zusendung der Ausschreibungsunterlagen anzusprechen und vorzubereiten.

Somit findet eine Vorauswahl der potenziellen Bieter statt.

Hinzu kommt, dass es z. B. Spezialisten unter den Lieferanten für die Standardlastprofil-Massengeschäft-Belieferung gibt. Bei SLP-Abnahmestellen sind die Kosten für die Massenabwicklung, von der Anmeldung beim Netzbetreiber bis zur Abrechnung evident und die Commodity-Kosten treten relativ in den Hintergrund.

Wenn beispielsweise 1000 Standardlastprofil Lieferstellen mit einer Gesamtenergiemenge von (nur) 10.000 MWh vergeben werden sollen, wird es im Zweifel wichtiger sein, ob und dass der Lieferant das Lieferstellenmanagement rationell und prozesssicher bewerkstelligt, als den letzten ct/MWh im Commoditypreis in den Vertragsverhandlungen mit dem Bieter zu optimieren.

Bei der Bieterauswahl muss berücksichtigt werden, ob der Bieter hier eindeutige Erfahrungen hat und entsprechende Lieferstellenmanagementsysteme vorhält.

Die potenziellen Lieferanten sollten, in Abhängigkeit von Anzahl der Lieferstellen und Liefervolumen selektiert werden. So macht es wenig Sinn, mit 20.000 MWh Strombedarf und vier Abnahmestellen das Key Account Management eines überregionalen Anbieters anzusprechen, ohne dass von dort Absichten der Beteiligung an der Ausschreibung kommen. Diese Energiemenge ist in der Regel einfach zu gering.

Umgekehrt wird angeregt, immer den bisherigen Lieferanten, nach dem Kriterium „alt und bewährt“, den lokalen Anbieter, soweit er bei mehreren nationalen Lieferstellen auch lieferfähig ist, und je nach zu bewirtschaftenden Einkaufsportfolio regionale und überregionale Lieferanten anzusprechen.

Deshalb sollte auch grundsätzlich die Beschaffung der Standardlastprofil- und der registrierenden Lastgang-Messung-Lieferstellen in verschiedene Beschaffungslose eingeteilt werden, die im Zweifel auch von verschiedenen Lieferanten beliefert werden.

Das Prognoserisiko ist bei Messstellen, welche auch historisch gute und prozesssichere Lastwerte je Viertelstunde (Strom) bzw. je Stunde (Erdgas) haben, viel besser zu

prognostizieren. Damit können preisrelevante Risiken ausgeschlossen werden. Ein relevantes Risiko ist etwa die Ausgleichsenergie, nämlich dass bei Abweichen des Ist-Verbrauchs von der Prognose vom Lieferanten teure Ausgleichsenergie beim Übertragungsnetzbetreiber nachgekauft werden muss, um diese Differenz zwischen Prognose und IST-Verbrauch auszugleichen. Jenes Ausgleichsenergie-Risiko ist nach Preis und Menge in der Ausschreibungsdokumentation dem Lieferanten aufzuerlegen und daher von ihm zu tragen²¹³. Andernfalls würde der Kunde dieses Risiko tragen, obwohl der Lieferant wesentlich marktnäher ist und etwaige Risiken durch Gleichzeitigkeiten mit seinen anderen Kunden ausgleichen könnte.

Weiterhin macht es Sinn, bestimmte Abnahmeverhältnisse zur Preisoptimierung in verschiedene Beschaffungslose einzuteilen, etwa Gasverbrauchsstandorte in Lose zu trennen, die entweder nur Heizgas und jene, die nur Prozessgas benötigen.

Ein Heizgasstandort benötigt nur in der Winterperiode, also i. d. R. von Ende Oktober bis Mitte März essentielle Gasmengen. Ein Prozessgaskunde, z. B. eine Großwäscherei oder bei der Verwendung von Erdgas zum Backen in einer Großbäckerei, benötigt das Gas durchgängig das gesamte Jahr, insbesondere auch im Sommer, wenn ansonsten gerade kein Heizgas verkauft wird. Hier lassen sich also die jeweiligen Risiken besonders gut prognostizieren und evaluieren, sodass die separaten Lose einzeln und insgesamt trefflicher zu bewerten sind, als wenn alle Standorte durchgemengt als ein Los im Markt vergeben werden. Wegen des besseren Verbrauchsprofils wird das Prozessgas-Beschaffungslos also einen günstigeren Erdgaspreis erzielen als das Heizgas-Beschaffungslos (siehe Abb. 3.24).

Eine sinnvolle Loseinteilung kann auch wegen der Besonderheiten der Mengenbilanzierung während der physischen Vertragserfüllung vom Lieferanten nach Strom-Regelzonen oder Erdgas-Marktgebieten eingeteilt werden (siehe Abb. 3.25).

Grundsätzlich muss vor dem Start der Ausschreibung vom Kunden entschieden werden, ob, wenn mehrere Lieferstellen mit Energie zu beliefern sind, eine Einzelvergabe oder eine gebündelte Vergabe mehrerer Abnahmestellen erfolgen soll.

Bei der Einzelvergabe würde jede Abnahmestelle einzeln vom Lieferanten angeboten, bepreist, verhandelt und dann vergeben werden. Jede Abnahmestelle hat ihr eigenes Risi-

Beispiel: Los aufteilung Erdgas

Los	Marktgebiet	Lieferstellen	Verbrauchsmenge in GWh/Lieferjahr	Tranchen- anzahl
Los 1	NCG H-Gas	56	200.75	8
Los 2	NCG L-Gas	24	70.16	6
Los 3	Gaspool H-Gas	67	325.42	8
Los 4	Gaspool L-Gas	12	36.89	4
Los 5	Prozessgas BHKW	9	175.04	6
Los 6	Prozessgas Produktion	3	75.64	6
	Gesamt	171	883.90	38

Abb. 3.24 Vorschlag Aufteilung Beschaffungslose Erdgas

²¹³ Vgl. LG Düsseldorf Urteil vom 11.09.2014 Az: 14d O 8/14.

Beispiel: Los aufteilung Elektrizität

Los	Regelzone	Lieferstellen	Verbrauchsmenge in GWh/Lieferjahr	Tranchen- anzahl
Los 1	Tennet	213	754.60	18
Los 2	50Hertz	59	165.30	8
Los 3	Amprion	110	259.30	10
Los 4	Transnet	12	40.40	4
Los 5	SLP	318	4.61	1
	Gesamt	712	1.224.21	41

Abb. 3.25 Vorschlag Aufteilung Beschaffungslose Elektrizität

ko. Unabhängig vom hohen Vergabe- und Administrationsaufwand würde anteilig das zu bewertende Residualastrisiko, also die jeweils mögliche Abweichung des Verbrauchs von der angestellten Prognose wesentlich teurer werden. Bei einer Vielzahl von Lieferstellen heben sich Einzelrisiken möglicherweise umgekehrt auf.

Es wird generell empfohlen, mehrere Lieferstellen, insbesondere wenn jede nur wenige GWh Jahresbedarf oder weniger haben, gebündelt zu vergeben.

Nur bei ausreichend kritischer Menge kommt überhaupt eine Energiebeschaffung in einem Tranchenmodell infrage, weil die Energiemenge jeder einzelner Tranche auch am Markt gehandelt werden muss. Die Tranchenbeschaffung bedeutet, dass bei dem vertraglich gebundenen Lieferanten zu verschiedenen Zeitpunkten vor der Lieferung eine bestimmte vorher definierte Energiemenge eingekauft oder im Preis bestimmt wird.

Bei großen Lieferstellen, die mehrere dutzend GWh Jahresbedarf haben, ist diese kritische Menge, die bei ca. 30.000 bis 40.000 MWh Verbrauch p. a. liegen dürfte, allein erreicht, sodass dann wiederum eine Einzelvergabe möglich und auch sinnfällig erscheint (siehe Abb. 3.26).

Mit der Vergabe der einzelnen Lose an mindestens zwei verschiedene Bieter wird dann einerseits das Ausfallsrisiko der Lieferanten minimiert. Während der Lieferzeit können die Lieferanten in ihrer gesamten Abwicklungsperformance in ein Benchmarking geführt werden. Während der Bieterphase werden viele Bieter für die einzelnen Lose interessiert und ein wirklicher Wettbewerb durchgeführt.

Andererseits bewertet der Lieferant das Ausfallsrisiko des Kunden, sodass das Risiko höher bewertet und teurer bepreist wird, je höher die Abnahmemenge ist.

Abb. 3.26 Beispiel Losaufteilung große Lieferstellen

Los	Lieferstelle	Verbrauchsmenge in GWh/Lieferjahr	Tranchen- anzahl
Los 1	Standort A	32.60	3
Los 2	Standort B	87.50	8
Los 3	Standort C	60.90	4
Los 4	Standort D	45.80	4
Los 5	Standort E	134.10	7
	Gesamt	360.90	26

Deshalb würden manche potenzielle und leistungsfähige Lieferanten schon gar nicht an der Ausschreibung teilnehmen, wenn, wie hier am Beispiel sogleich 883 GWh Erdgas oder 1224 GWh Strom an nur einen Lieferanten vergeben werden sollen.

Eine Ursache hierfür ist oftmals, dass die Verkaufspolicy des Lieferanten vorsieht, dass beim Kunden nur ein bestimmtes Mengen-/Preisrisiko eingegangen werden darf, also nur eine limitierte Lieferverpflichtung eingegangen werden darf. Auch der Lieferant möchte ein Klumpenrisiko vermeiden und sein Verkaufsportfolio deshalb nicht nur mit einigen wenigen großen Kunden befüllen, sondern entsprechend diversifizieren. Sein Ziel ist es, sich nicht wesentlich im Abnahme- oder im Zahlungsverhalten von einigen wenigen Großkunden abhängig zu machen. Der Lieferant muss täglich die vereinbarte Energie liefern, kann sie aber erst nach dem Monatsende abrechnen und muss darüber hinaus noch die zu vereinbarende Zahlungsfrist abwarten. Er muss nicht unerhebliche Vorleistungsfristen im Risiko tragen, berücksichtigen und bewerten, die übrigens allesamt in den Lieferangebotspreis einfließen.

Die Anzahl der ausgelobten Lose bedeutet im Zweifel auch die Anzahl der verschiedenen Lieferanten.

Bei der Ausschreibung muss natürlich das angefragte Energieprodukt, also das Lieferjahr, die Beschaffungsmethode, Fixpreis oder Preisformel für die Tranchenbeschaffung, Tranchenbeschaffung in Teilen des Summenfahrplans oder virtuelle Base- und Peak-Blöcke mit Bewertung des Residuallastprofils, die gewünschte oder sogar unternehmensnotwendige Form der Abrechnung und natürlich ein Zahlungsziel vorgegeben werden.

Da bei dem Großteil der Unternehmen und Kunden nicht etwa Base und Peak an der Energiebörse oder anderen Großhandelsplätzen eingekauft wird, kann jedoch für die Bestimmung der Beschaffungszeitpunkte und für die Bepreisung das Summenlastprofil in virtuelle Base- und Peak-Blöcke zerlegt werden, die dann zu bepreisen sind.

Dies kann zum Beispiel durch Zerlegung des Summenlastprofils für das Lieferjahr in

$$x \text{ MW Base} + y \text{ MW Peak} + z \text{ Faktor} \quad (3.2)$$

erfolgen. Mit dem z -Faktor werden das Residuallastprofil, das Risiko, die Marge und die Abrechnung bepreist.

3.3.2.3 Beschaffungsmethoden

Das Beschaffungsmodell muss vor dem Beginn der Ausschreibung in den Ausschreibungsunterlagen festgelegt werden. Es entscheidet darüber, welche Produkte mit der Beschaffungsmethode eingedeckt und wie die Beschaffungsrisiken abgesichert werden.

Die Beschaffungsmethode muss im Liefervertrag formell abgebildet, aber auch beim Lieferanten und in der eigenen Beschaffungsabteilung umgesetzt werden.

Für Endkunden unterhalb der Großindustrie oder Unternehmen mit etablierten Energiebeschaffungsbereichen wird grundsätzlich empfohlen, ein Vollversorgungsportfolio einzudecken.

Das Vollversorgungsportfolio bedeutet, dass der gesamte Strom bzw. das gesamte Gas in der Struktur als Fahrplan beschafft und vom Lieferanten beliefert wird. Damit steht vor der Lieferung der Beschaffungspreis fest. Hierbei bleiben keine wesentlichen Mengenrisiken oder Preisrisiken beim Energieabnehmen, etwa weil sich die Preise für Ausgleichsenergie etwa unterjährig ändern.

Große Energiebereiche der Industrieverbraucher oder der Energieversorgungsunternehmen decken, u. a. wegen implementierter kompletter Risikosysteme kein Vollversorgungsportfolio ein. Sondern in diesen Fällen werden i. d. R. neben Jahresforwards auch Quartals-, Monats und Wochenprodukte sowie Tages- bzw. Stundenanpassungen im Spotmarkt eingedeckt. Dieses Vorgehen wird als Portfoliomanagement bezeichnet (vgl. Horstmann und Cislarczyk 2006).

Diese Unternehmen strukturieren ihren Energiebedarf zum Verbrauch oder zum Weiterverkauf vollständig in handelbare Produkte.

Fixpreisbeschaffung

Bei der Fixpreisbeschaffung wird der Commoditypreis bei Vertragsabschluss fixiert und damit fest für den gesamten Belieferungszeitraum vereinbart.

Dies bedeutet konkret, dass er für die Vertragslaufzeit nicht mehr verändert werden kann. Bei steigenden Commodity-Preisen an den Großhandelsmärkten ist der Fixpreis sicher eine gute Entscheidung, bei fallenden Preisen jedoch das Gegenteil.

Da sich der Strommarkt volatil verhält und von vielen Einflussfaktoren abhängig ist, sollte die Fixpreisbeschaffung die Ausnahme sein. Jene stellt aber auch ein Rundrumsorgelpaket dar, weil der Fixpreis nach der Fixierung sich auch nicht mehr einseitig für den gesamten Vertrags- und Lieferzeitraum verändern kann.

Eine Fixpreisbeschaffung ist opportun bei Strommengen, die etwa einer tranchierten Beschaffung nur bedingt zugänglich sind, also Strommengen für Standorte mit Standardlastprofilen (SLP). Hier ist das absolute Veränderungsrisiko während der Vertragslaufzeit per sé relativ gering, da SLP per Definition als Einzelstandorte nach § 12 StromNZV nur einen geringen Energiebedarf von bis zu 100.000 kWh p. a. für Strom bzw. nach § 24 GasNZV von bis zu 1.500.000 kWh p. a. und nicht mehr als 500 kW Leistung für Erdgas haben²¹⁴.

Allerdings würde sich bei einer Vielzahl von SLP-Abnahmestellen auch eine entsprechend große Energiemenge einstellen, die risikonäheren Beschaffungsmethoden zugänglich sind. Wenn also nur Einzelstandorte vergeben werden, welche im Energievolumen nicht einmal handelsfähige Mengen ergeben, ist eine andere Beschaffung als der Fixpreis kaum möglich. Generell ist eine Energiemenge von ca. 30 GWh je Einzelstandort bzw. je Bündelportfolio ein Schwellenwert, bei dem es sich auch lohnt, tranchiert einzukaufen und keine Fixpreise zu vereinbaren.

²¹⁴ Vgl. § 12 StromNZV = Stromnetzzugangsverordnung vom 25.07.2005 (BGBl. I S. 2243), i. d. F. vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066). § 24 GasNZV = Gasnetzzugangsverordnung vom 03.09.2010 (BGBl. I S. 1261), i. d. F. vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066).

Eine Fixpreisbeschaffung ist auch tunlich und ratsam für die Beschaffung des Energiebedarfs in isolierten Märkten, etwa im Verteilnetzgebiet Flensburg, da dieses nicht über das deutsche Netz, sondern nur über das dänische Übertragungsnetz²¹⁵ zu erreichen ist.

Darüber hinaus kann eine Fixpreisbeschaffung gefällig sein, wenn ausnahmsweise durch lokale Anbieter für Einzelabnahmestellen besonders günstige Strom- oder Erdgaspreise angeboten werden, die deutlich unter dem Preis des übrigen Portfolios und unter Marktpreisniveau liegen. Voraussetzung ist allerdings, dass dadurch insgesamt der Rest-Portfoliopreis und das Beschaffungsrisiko nicht ansteigen.

Eine Fixpreisbeschaffung drängt sich umgekehrt bei unterjähriger Beschaffung für Neuanmeldungen auf, wenn diese nur mit besonderem Aufwand in die existierenden (Tranchen-)Portfolios integriert werden können. Wird zum Beispiel ein neuer Produktionsstandort in der Mitte des Jahres eröffnet, so kann dieser bis zum Beginn des nächsten Vertragsjahres in einem Fixpreisvertrag geführt und erst mit dem nächsten Vertragsjahr in das Beschaffungsportfolio aufgenommen werden. Unterstützt wird dieser Ansatz, da sich während der Bauphase und in der Inbetriebnahmephase eines Produktionsstandortes noch Verbrauchsvolatilitäten einstellen.

Mit der Fixpreisbeschaffung ist es nur theoretisch möglich, genau an dem Tag die Fixierung vorzunehmen, an dem die EEX den günstigsten Preis für das Lieferprodukt hat. Dies ist allenfalls Zufall.

Die Vergleiche der Politik oder Verbraucherschützer, dass die Energiepreise von 2011 auf 2013 etwa für das Produkt Cal14 deutlich sanken und für die Unternehmen günstigere Einkaufsbedingungen darstellen, ist nur dann und insoweit richtig, wenn kein Fixpreis für das Lieferjahr 2014 im Beschaffungsjahr 2011 eingedeckt worden ist.

Da der im Beschaffungsjahr 2011 für die Zukunft 2014 günstigste Preis der EEX nicht vorhersehbar war, werden größere Portfolios zum einen aus Risikogründen nicht mit dem Fixpreis eingedeckt. Der Fixpreis wird auch nicht ex post am Tag des günstigen Preisgefüges fixiert, sondern am Tag des insoweit zufälligen Vertragsabschlusses.

Indexpreisbeschaffung

Weiterhin gibt es die Möglichkeit, die Energiebeschaffung durch Indexprodukte einzudecken.

Dies bedeutet, dass der Commoditypreis von der Entwicklung von Indices, etwa vom Ölpreis oder der Entwicklung der EEX abhängt und unterjährig schwankt. Hierbei kommt es aber auf die Einzelheiten der Indexabrede an, insbesondere ob sie nur für die Beschaffungsperiode oder auch für die Lieferperiode gilt.

Es ist zu unterscheiden, ob der Index von der Beschaffung beeinflusst werden kann oder nicht.

Ein besonderer Indexpreis ist die Abhängigkeit vom Forward der EEX. Dies kann dadurch geschehen, dass sich der Beschaffungspreis in Abhängigkeit des Forwardpreises

²¹⁵ Stadtwerke Flensburg, <http://www.stadtwerke-flensburg.de/fileadmin/pdf/Vertraege/Bilanz-kreisvertrag.pdf>, Abruf 26.03.2014.

vom Vergabezeitpunkt bis zum Start des Lieferjahres entsprechend entwickelt. Das bedeutet dementsprechend, dass fiktiv an jedem Börsentag zum Settlementpreis, also zum Börsenschlusspreis, ein n -tel der prognostizierten Strommenge nach der vereinbarten Preisformel eingedeckt wird. Im Großhandel wird der Preis, der von der Börse am Ende eines jeden Börsentages zur Kontraktbewertung festgestellt wird, als Settlementpreis, oder auch Schlusspreis, bezeichnet.

Wenn bis zum Lieferbeginn zum Beispiel noch 100 Börsenhandelstage bestehen, könnte sich der Lieferpreis nach dem Mittel des Settlementpreises dieser 100 Börsentage in der Beschaffungsperiode, der in die zu vereinbarende Preisformel eingesetzt wird, wie folgt berechnen.

$$\text{Preis/KWh} = x \text{ MW Base}_{\text{AverageEEX}} + y \text{ MW Peak}_{\text{AverageEEX}} + z \quad (3.3)$$

Diese Produkte haben den formellen Nachteil, dass zum einen keine Budgetsicherheit bis zum letzten Börsenhandelstag, also dem Handelstag vor Beginn der Lieferung gegeben ist, da sich die Indices immer weiter ändern können. Zum anderen beeinflussen allein exogene Faktoren die Entwicklung des eigenen Energiepreises. Die Beschaffungsabteilung kann nicht mehr aktiv eingreifen und erkannte Beschaffungsrisiken eliminieren.

Eine weitere Möglichkeit besteht darin, dass ein Index in Form einer Preisformel vereinbart wird, bei der in Abhängigkeit, etwa vom Index EEX-Settlementpreis die Beschaffungsabteilung durch eine einmalige Entscheidung nach Vertragsschluss, aber vor Lieferbeginn, einen Preis fixen kann.

Ein Beispiel wäre:

$$\text{Preis/MWh} = 1,28 \times \text{Base EEX}_{\text{Settlement Entscheidung}} + 0,5 \text{ Zuschlag} \quad (3.4)$$

Konkret bedeutet dies, dass in die Preisformel über den Faktor 1,28 das Base-/Peak-Verhältnis des Lastprofils eingepreist wird und über den fixen Summanden 0,5 die Kosten des Lieferanten für Risiko, Abwicklung, Abrechnung etc. bepreist werden.

Der Lieferant, der zum Zeitpunkt P_0 , also bei Vergabe, unter Einbeziehung des Settlementpreises der EEX den günstigsten Preis bietet, erhält den Zuschlag.

Das Risiko, dass sich der Spread zwischen Base und Peak verändert, insbesondere breiter wird, trägt hier der Lieferant. Der Kunde muss sich nur entscheiden, zu welchem Zeitpunkt er auf der Grundlage der im Liefervertrag vereinbarten Preisformel durch seine Entscheidung diese Preisformel in einen fixen Preis verwandelt.

Anfang September 2014 betrug an der EEX der Spread zwischen Base und Peak für das Lieferjahr 2015 = 1,25, sodass diese beispielhafte Preisformel mit dem Faktor 1,28 die ungünstigere Bepreisung gegenüber einem Tranchenmodell, in dem Base und Peak separat eingedeckt werden, darstellt.

Der Lieferpreis steht allerdings erst dann fest, wenn die Beschaffungsabteilung innerhalb der vertraglich zu vereinbarenden Beschaffungsperiode durch eine Fixierungsentscheidung den Preis fixiert (siehe Abb. 3.27).

Beispiel: Index in Fix Beschaffung Cal15

Lieferant	Preisformel	Summand	Commoditypreis Vergabe 14.10.2013 €/MWh	Commoditypreis Fixierung 15.01.2014 €/MWh
A	1.30	0.50	48.41	48.67
B	1.32	0.40	49.04	49.31
C	1.28	0.45	47.62	47.87
D	1.29	0.47	48.01	48.26
E	1.34	0.40	49.78	50.05
F	1.40	0.34	51.93	52.21

Settlementpreis EEX bei Vertragschluss	14.10.2013	36.85
Settlementpreis EEX bei Fixierung	15.01.2014	37.05

Abb. 3.27 Preisbewertung Index

Dieses Beispiel bedeutet, dass die Preisformel anhand der EEX indexiert worden ist. Seit Vertragsschluss am 14.10.2013 ist der EEX-Preis Base Cal15 leicht um 0,20 €/MWh gestiegen. Die Beschaffungsabteilung hat nach Marktbeobachtung entschieden, das Risiko zu schließen und beim Lieferanten am 15.01.2014 zu den dort an der EEX erreichten Settlementpreisen die offene Position auch geschlossen. Somit ist der Strompreis nunmehr für 2015 fix und nicht mehr veränderlich.

Lieferant C hatte am 14.10.2013 die günstigste Preisformel, sodass der P_0 bei ihm vertraglich gebunden ist. Wäre der Strompreis bereits am 14.10.2013 fixiert worden, würde der Strompreis 47,62 €/MWh betragen.

Der Lieferant C ist auch bei der marginalen Preisentwicklung bis zur Entscheidung am 15.01.2014 der günstigste Bieter geblieben. Allerdings hätte der Lieferant im gegenteiligen Fall auch nicht mehr gewechselt werden können, da er bereits vertraglich gebunden war. In der Energiebeschaffung gilt, wie in jedem anderen Geschäft, dass geschlossene Verträge einzuhalten sind. Der Strompreis für 2015 ist dann bei der tatsächlichen Fixierung, nach Vertragsschluss und vor Lieferbeginn, am 15.01.2014 mit 47,87 €/MWh durch die freie Entscheidung des Beschaffungsmanagements über die Preisformel mit 47,87 €/MWh fixiert worden, nachdem der EEX Base Cal15 auf 37,05 €/MWh gestiegen ist.

Hätte sich das Beschaffungsmanagement übrigens erst am 05.09.2014 entschieden, die Fixierung vorzunehmen, hätte bei einem Settlement-Basepreis Cal15 von 35,46 €/MWh der Strompreis 2015 nur 45,89 €/MWh betragen. Dieses Beispiel belegt auch, dass der Beschaffungszeitpunkt das wichtigste Entscheidungskriterium ist, wenn der Lieferant einmal gebunden ist.

Tranchenbeschaffung

Mittlerweile marktüblich wird Strom als Forward für die Zukunft eingekauft. Dies erfolgt dadurch, dass in einer Beschaffungsperiode vor der Lieferperiode die Energieverträge geschlossen und in der späteren Lieferperiode vom Lieferanten zu den vereinbarten Bedingungen erfüllt werden.

Die Commodity Strom wird an der EEX und anderen Handelsplätzen, z. B. in Polen an der PolPX²¹⁶, in der Tschechischen Republik, Slowakei und Ungarn an der PXE²¹⁷, an der OMIP²¹⁸ für Spanien und Portugal oder an der Endex/TTF für die Niederlande und Belgien gehandelt²¹⁹. Für die Commodity Erdgas sind ebenfalls internationale Handelsplätze und Börsen vorhanden.

Die eingekauften Produkte im Vollversorgungsportfolio Strom oder Erdgas ermöglichen es, im Wege eines Trancheneinkaufs entweder einen Teil des Summenlastgangs mit mehreren Entscheidungen oder als virtuelle Großhandelsprodukte einzudecken.

Wenn nach der Ausschreibung ein Summenlastgang vom Lieferanten zu bepreisen ist, kann diese Preisformel lauten:

$$\text{Preis je Tranche} = \text{EEX Base Cal15} + \text{Zuschlag (€/MWh)} \quad (3.5)$$

Der Kunde hat dann die Möglichkeit, wenn z. B. 10 Einkaufsentscheidungen vertraglich getroffen werden können, zu den 10 verschiedenen Zeitpunkten jeweils 10 % des Summenlastgangs einzudecken, sodass sich der tatsächliche Lieferpreis aus dem arithmetischen Mittelwert der EEX Base₂₀₁₅ der zehn Entscheidungen ergibt.

Generell ist mit dem Lieferanten zu vereinbaren, welcher EEX- oder andere vereinbarte maßgebliche Großhandelspreis für die Tranchenpreisfindung maßgeblich ist. Anzusetzen wäre der Settlementpreis, d. h. der Schlusspreis des Börsentages, oder ein Intradaypreis, d. h. der Livepreis, der zum Zeitpunkt der Beschaffungsentscheidung an der EEX vorhanden ist.

Denn zwischen Intradaypreis, z. B. 10.39 Uhr des Beschaffungstages und dem Settlementpreis 18.00 Uhr des Beschaffungstages können sich die EEX-Preise noch deutlich verändern.

Wenn der Settlementpreis für die Tranchenbeschaffung vereinbart wird, dann muss auch geregelt werden, wie lange dieser gültig ist. Denn der Settlementpreis des Vortages verändert sich im Laufe des Folgetages, zum Teil massiv.

Deshalb sollte mit dem Lieferanten eine Regelung vereinbart werden, dass der Settlementpreis des Börsentages z. B. bis 09.00 Uhr des Folgetages gültig ist und die Beschaffungsabteilung zu diesen Vortagspreisen eine offene Position schließen kann. Allerdings kann umgekehrt der Lieferant zu den Vortagspreisen seine Positionen nicht mehr schließen, wenn sich der Kunde bis 09.00 Uhr entscheidet, zum Settlementpreis des Vortages zu schließen.

Von Börseneröffnung an bis 09.00 Uhr kann an der EEX je nach Liquidität schon wieder eine deutliche Preisveränderung eingetreten sein, sodass dieses Risiko vom Lieferanten in die vereinbarte Preisformel eingepreist wird.

²¹⁶ Polish Power Exchange, www.tge.pl, Abruf 02.11.2014.

²¹⁷ Power Exchange Central Europe, www.pxe.cz, Abruf 02.11.2014.

²¹⁸ OMIP The Iberian Energy Derivatives Exchange, www.omip.pt, Abruf 02.11.2014.

²¹⁹ The intercontinental commodity exchange, www.iceendex.com, Abruf 02.11.2014.

Deshalb wird empfohlen, die Tranchenbeschaffung durch Intradaypreise zu vereinbaren. Der Preis, der an der EEX in live ersichtlich ist, ist der Maßstab der Beschaffungssentscheidung und wird deshalb zur Preisbestimmung verwendet.

Es wird angeraten, immer auf Intradaypreise abzustellen. Hier können stets die aktuellen Veränderungen, die auch innerhalb eines Tages viele zehntel €/MWh und im Extremfall sogar mehrere €/MWh betragen, ausgenutzt werden.

Nach dem Fukushima-Ereignis im März 2011 stieg beispielsweise binnen Tagesfrist der Strompreis um 5 €/MWh. So ist das Stromprodukt Base Cal14 mit einem Settlementpreis am 09.03.2013 von 54,78 €/MWh im Markt bepreist worden. Am 11.03.2013, einem Freitag, als am Morgen die ersten Bilder vom Tsunami Deutschland erreichten, ist der Basepreis auf 54,00 €/MWh zunächst sehr deutlich in der Marktpreisentwicklung gesunken. Am Montag, dem 14.03.2013, nachdem über das Wochenende das Kernkraftwerk explodiert war, ist hingegen der Preis auf 55,73 €/MWh, am 15.03.2011 sogar auf 59,20 €/MWh(!) gestiegen und sodann am 16.03.2013 auf 58,93 €/MWh wieder leicht gesunken. Dies bedeutete einen Anstieg um mehr als 9,6 % oder 5,20 €/MWh innerhalb von wenigen Handelstagen!

Im Stromprodukt Peak Cal14 war der Anstieg sogar noch extremer. Am 09.03.2013 betrug der Settlementpreis 66,75 €/MWh, am Tag des Tsunamis, dem 11.03. 66,28 €/MWh, am 14.03. dann 67,60 €/MWh, am 15.03. 73,35 €/MWh und am 16.03.2013 sogar 75 €/MWh.

Dies war ein Anstieg um 12,3 % bzw. 8,25 €/MWh binnen weniger Tage. Wenn nur die Beschaffung zum Settlementpreis vertraglich möglich gewesen wäre, bliebe nur, sich auf die extremen Tagesschlusspreise einzustellen. Ende 2013 war dieser Preis für die 2014er-Produkte allerdings etwa 40 %(!) geringer.

Wer also in seiner Betroffenheit bei diesem Preisanstieg alle Positionen am 16. und 17.03.2011 für das Lieferjahr 2014 geschlossen hat oder nach seiner Beschaffungspolitik sogar schließen musste, spürte noch Jahre später die Auswirkungen des Fukushima-Unfalls in seinen Strompreisen.

Die Preisbildung sollte daher zum Energiepreis Forward Intradayhandelspreise des vereinbarten Großhandelsprodukts, z. B. EEX Base oder EEX Peak, erfolgen.

Eine Tranchenbeschaffung kann jedoch auch derart vorgenommen werden, dass an Stelle des Teiles des Summenlastgangs virtuelle Megawatt Base und Peak bepreist werden. Dadurch ist es möglich, die an der EEX oder anderen Großhandelsplätzen gehandelten Produkte Base und bei Strom auch Peak in der Mindestgröße von einem Megawatt zu verschiedenen Zeitpunkten, d. h. sowohl zu verschiedenen Tageszeiten, Wochentagen oder auch Monaten, variabel einzukaufen.

$$\begin{aligned}
 \text{Preis} = & \text{Tranchen-Durchschnitt MW EEX}_{\text{BaseCal15}} \\
 & + \text{Tranchen-Durchschnitt MW EEX}_{\text{PeakCal15}} \\
 & + \text{Zuschlag €/MWh.}
 \end{aligned}
 \tag{3.6}$$

Hierbei ist das Summenlastprofil in die benötigten virtuellen Produkte x Megawatt Base und y Megawatt Peak zu zerlegen, wobei der Zuschlag entweder das Residuallastprofil und dessen Kosten abbildet oder die sich aus dem Quotienten der vereinbarten Beschaffungsmenge durch die festzulegende Vertragsmenge, die dann wirklich benötigt wird, zu dividieren. Das Residuallastprofil sind diejenigen Energiemengen, die nicht durch Großhandelsprodukte Strom und Erdgas abgebildet werden können, sondern am Spotmarkt hätten eingedeckt werden müssen.

Derjenige Bieter, der das Summenlastprofil in die günstigste Formel bei der Vergabeentscheidung zerlegt, erhält als preisgünstigster Bieter den Zuschlag.

Letztendlich wird der Lieferpreis über die Eindeckung der einzelnen virtuellen Megawatt Base und Peak berechnet.

Da an der EEX nur Produkte ab ein Megawatt gehandelt werden, sind mit jeder Tranche Base oder Peak mindestens ein Megawatt und in der Regel höchstens fünf Megawatt zu kaufen (bzw. umgekehrt zu verkaufen). Ein Megawatt Peak sind immerhin 3120 MWh Strom, ein Megawatt Base sind 8760 MWh Energiemenge.

Die Baselieferung an der EEX ist eine Band-Energielieferung 24/7, d. h. jeden Kalendertag von 00.00 bis 24.00 Uhr. Die Peaklieferung ist eine Bandlieferung wochentags von 08.00 bis 20.00 Uhr.

Damit keine Preissignale auf erhöhte Nachfrage in den Markt gegeben werden, sollen zeitgleich keine größeren Mengen als übliche fünf Megawatt eingedeckt werden.

Hierbei ist es hinsichtlich der Preissignale günstiger, bei benötigtem Bedarf zeitgleich oder noch besser, innerhalb weniger Stunden am Handelstag drei Mal fünf Megawatt einzudecken anstatt die benötigten ein Mal 15 Megawatt des jeweiligen Produktes. Die Beschränkung auf eine Tranchengröße von fünf Megawatt ist also geboten, um im Markt keine nachfragegesteuerten Preistendenzen zu offenbaren oder anzukündigen. Auch wenn der Kunde selbst nicht am Großhandel tätig ist, so muss sich sein Lieferant anhand der Trancheneindeckung selbst eindecken. Wenn also der Kunde ein Mal fünfzehn Megawatt bestellt, muss der Lieferant diese fünfzehn Megawatt arbitragefrei an der Börse oder im Großhandel einkaufen, was spätestens dann zu Preissignalen führen kann. Es besteht also die Gefahr, dass der Markt bei einem zeitlichen Erwerb einer Tranche von über fünf Megawatt eine hohe Nachfrage indiziert, die zu Preissteigerungen führt. Umgekehrt können aber mehrere Blöcke zwischen einem und fünf Megawatt zur gleichen Zeit eingedeckt werden.

Da sich der Lieferant entweder am Großhandel oder bei seiner eigenen Beschaffungsabteilung dann virtuell rückerdecken muss, ist die Trancheneindeckung auch von der Liquidität des Großhandels abhängig. Ebenso wie beim Aktienmarkt gibt es zwar immer einen am Markt ersichtlichen Großhandelspreis, aber nicht unbedingt immer eine ausreichende Liquidität.

Bisher waren keine wesentlichen bzw. lang andauernden Liquiditätsbeschränkungen im Bereich bis fünf Megawatt ersichtlich. Doch auch in der Vergangenheit, etwa zum Jahreswechsel 2010/2011, als durch den Arabischen Frühling und die Demonstrationen u. a. in Ägypten verstärkt Druck auf die Energiepreise an der EEX ausgeübt wurde, wa-

ren teilweise keine ausreichenden Großhandelsmengen zur sofortigen Eindeckung in der Größenordnung bis fünf Megawatt verfügbar.

Hierbei muss allerdings mit dem Lieferanten konkret seine zeitliche Verfügbarkeit vereinbart werden, nämlich dass er auch in der Lage ist, die Order des Kunden zur Eindeckung einer oder mehrerer Positionen anzunehmen.

In den Beschaffungsverträgen ist das genaue Procedere, aber auch die zeitlichen Verfügbarkeiten des Lieferanten der Trancheneindeckung zu verabreden. Dadurch muss der Lieferant, wenn vertraglich z. B. Intraday bis 17.00 Uhr gehandelt werden darf, auch bis zu diesem Zeitpunkt noch Personal und auch seine Systeme vorhalten, um eine Tranche des Kunden einzudecken.

Die Preisbildung des Gesamtstrompreises wird neben den gewichteten Preisen für die eingedeckten Megawatt Base und Peak zum jeweiligen Beschaffungszeitpunkt auch eine Abwicklungs- und Risikopauschale für das Residuallastprofil, also die Energiemengen, die nicht durch Base- oder Peak-Produkte abgebildet werden können, d. h. entweder als fester Servicezuschlag oder Zuschlag in €/MWh vereinbart. Diese Beträge und Prozessschritte sind in dem Bezugsvertrag mit dem Vollversorgungslieferanten zu vereinbaren.

Beim Tranchenmodell wird somit mit dem Lieferanten nur eine Formel, bestehend aus

$$x \text{ MW Base} + y \text{ MW Peak} + z\text{-Faktor} \quad (3.7)$$

vereinbart. Die einzelnen virtuellen Megawatt Base und bei Strom auch Peak werden dann im Laufe des Beschaffungsjahres gemeinsam oder einzeln als Tranchen eingedeckt. Ob der Lieferant diese Megawatt wirklich physisch am Markt rückeindecken und selbst beschaffen muss und kann, ist dann ausschließlich sein Risiko.

Diese Preisformel für virtuelle Großhandelsprodukte könnte z. B. sein:

$$10 \text{ MW Base} + 14 \text{ MW Peak} + 1,20 \text{ €/MWh } Z \quad (3.8)$$

Die Eindeckung kann so im Verhältnis zum Lieferanten „frei“ – nach der Entscheidung des Beschaffungsmanagement des Kunden erfolgen.

Möglichkeiten wären, etwa zu vier verschiedenen Zeitpunkten 2 + 2 + 3 + 3 Megawatt Base und zu vier verschiedenen Zeitpunkten 3 + 3 + 4 + 4 Megawatt Peak-Produkte zu schließen. Der Mittelwert der virtuell beschafften Base- und Peak-Preise ist dann jeweils in der Preisformel maßgeblich.

Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die einzelnen potenziellen Lieferanten das Lastprofil des Kunden unterschiedlich bewerten und daher unterschiedliche Produkte hieraus entwickeln, die zum Zeitpunkt der Vergabe dann den jeweils günstigsten Preis P_0 ergeben. Dies bedeutet umgekehrt nicht, dass alle Lieferanten die gleiche Anzahl von Megawatt Base + Peak aus dem Summenlastprofil des Kunden berechnen müssen.

Die Angebote der Lieferanten sind mit dem P_0 , also dem jeweils gleichen Base und Peak-Preis/MWh am Tage der Bewertung bei Vergabe in der Preisformel einzusetzen.

Ausführung der Einkaufsentscheidung

Da es sich bei den Tranchen oder Fixierungen, solange sie nicht ausgeführt sind, um Risikopositionen handelt, sind alle Entscheidungen über das Beschaffungsmanagement des Kunden zu treffen.

Nach dem Risikovermeidungsgrundsatz wird empfohlen, die Einkaufsentscheidung immer im Vieraugenprinzip von zwei Entscheidern zu treffen.

Die Beschaffungsabteilung, welche

- einerseits die Verträge verhandelt,
- die Ausschreibung ausübt und danach
- die Fixierungen der Energiemengen vornimmt, und
- andererseits das unternehmerische Risikomanagement, welches die Risiken bewertet,

muss unterschiedlichen Reportinglinien im Unternehmen folgen.

Es wird dringend empfohlen, die Beschaffung in der unternehmerischen Beschaffungspolitik und die Eindeckung der Risikopositionen und deren Risikomanagement in einer unternehmerischen Risikodokumentation zu regeln. Oftmals müssen Einkaufsentscheidungen innerhalb weniger Minuten erfolgen, wenn sich Märkte, etwa wegen politischer Risiken, stark preisverändern. Daher muss von vornherein klar sein, welcher Mitarbeiter bzw. welche Gremien die Beschaffungsentscheidungen im Unternehmen treffen können.

Wenn z. B. fünf Megawatt Strom Base₂₀₁₅ eingedeckt werden, deren Settlementpreis EEX am 20.09.2013 = 38,24 €/MWh waren, so ergibt sich ein Risikowert dieser Stromposition bzw. dieser Beschaffungsentscheidung von

$$= 5 \text{ MW} \times 8760 \text{ h} \times 38,24 \text{ €/MWh} = 1.674.912 \text{ €}. \quad (3.9)$$

Für drei Megawatt Strom Peak₂₀₁₅, dessen Settlementpreis EEX am 20.09.2013 = 48,40 €/MWh betrug, ergibt sich ein Wert der Risikoposition von

$$= 3 \text{ MW} \times 3120 \text{ h} \times 48,40 \text{ €/MWh} = 453.024 \text{ €}. \quad (3.10)$$

Im Gegensatz zum gegebenenfalls sonst üblichen Einkaufsvolumen müssen die Entscheider bei der Energiebeschaffung mitunter mit einer Beschaffungsentscheidung sogleich über mehrere hunderttausend Euro Wert befinden. Dies macht eine vorherige ausdrückliche Regelung der internen Bevollmächtigungen zwingend erforderlich. Falls umgekehrt zunächst noch verschiedene Gremien, bis hin zur Geschäftsführung des Unternehmens, informiert und deren Entscheidung eingeholt werden muss, sollte dies durch das Energiebeschaffungsmanagement unternehmensintern vorbereitet sein. Dies muss sehr zügig erfolgen, weil der volatile Markt hier zu schnellen Veränderungen in Preis und Handelsmenge innerhalb weniger Stunden, teilweise in noch kürzeren Zeitabständen, führen kann.

Die Einkaufsentscheidungen werden vom Beschaffungsmanager entweder telefonisch, per Email oder per Fax an den Lieferanten mitgeteilt, von diesem ggf. mit dem gleichen

Medium angenommen und schnellstmöglich ausgeführt. Danach wird die Ausführung vom Lieferanten per Email oder per Fax Retoure an das Beschaffungsmanagement bestätigt.

Die geeignetste Form einer Tranchenfixierung ist die Bestellung per Telefonorder direkt zum Beschaffungsbüro des Lieferanten. Damit kommt noch am Telefon der Deal über die Beschaffung und Fixierung der Tranche zustande.

Sodann muss der Beschaffungsmanager diese Beschaffung auf dem internen Orderbeleg eintragen und von einem weiteren Beschaffungsmanager im Wege des Vieraugenprinzips gegenzeichnen lassen.

Jeder Beschaffungsvorgang muss dann unverzüglich an das Risikomanagement berichtet werden, damit dieses auch die Bestätigung des Lieferanten nach Produkt, Menge und Preis rückbestätigen kann. Danach ist unternehmensintern der Stand der Beschaffungsportfolien in einer Reportingübersicht zu berichten und das Risiko, insbesondere das Preisrisiko der offenen Positionen, zu bewerten.

Das jeweilige Energie-Portfolio ist erst dann vollständig beschafft, wenn alle Tranchen eingedeckt sind, sodass erst zu diesem Zeitpunkt der Preis der Commodity der Lieferperiode feststeht.

Portfoliomanagementvertrag

Weiterhin besteht die Möglichkeit, die Energiebeschaffung durch einen Portfoliomanagement-Vertrag abzuschließen.

Hier trägt der Kunde das gesamte Risiko der Mengen- und Preisveränderung allein.

Er muss seinen Hedge berechnen, also die benötigten Megawatt je Stunde im Lieferjahr, und dann die hierzu erforderlichen Forwardprodukte stundengenau eindecken. Gerade im Portfoliomanagementvertrag bietet sich an, neben Jahresforwards auch Quartals-, Monats- und ggf. auch Wochenforwards zu kaufen.

Sodann muss der Kunde im Lieferjahr die in den jeweiligen Stunden des Lieferjahres nicht benötigten oder etwa zu viel beschafften Mengen Strom oder Erdgas an der Spotbörse eindecken oder verkaufen.

Aus Risikogründen wird ein wertneutraler Hedge empfohlen. Dies bedeutet, dass die in die Zukunft nach der Hourly-Price-Forward-Curve berechneten Kosten für die Menge der an der Spotbörse verkauften MWh und der zu kaufenden MWh sich ausgleichen.

Die Spotbörse ist ein day-ahead-Markt, also die sog. Resterampe am Energiemarkt. Es wird jeweils für den nächsten Tag im Kurzfristmarkt die Energie ge- oder verkauft, freitags dann für das folgende Wochenende einschließlich für den Montag. Für den Zugang zum Spotmarkt benötigt man einen Marktzugang, der entweder direkt oder über einen anderen Spotmarktteilnehmer erreicht wird. Für den Spotzugang ist ein Entgelt, das sich in der Regel in €/MWh je gehandelter, d. h. ge- und verkaufter Energiemenge berechnet, zu zahlen.

Beim Portfoliomanagement trägt das Unternehmen das komplette Mengen- und Preisrisiko selbst, insbesondere wenn seine Prognosen nicht mit dem tatsächlichen IST-Verbrauch je Stunde des Jahres übereinstimmen. Dies bedeutet, dass etwaige Ab-

weichungen zwischen Prognose und Verbrauch als Ausgleichsenergie an den Übertragungsnetzbetreiber vergütet werden müssen. Theoretisch werden positive Abweichungen, also ein geringerer tatsächlicher Stundenverbrauch als im Bilanzkreis des Kunden zur Verfügung gestellt wurde, auch vom Übertragungsnetzbetreiber vergütet. Dies ist allerdings ein geringerer Betrag als bei negativen Abweichungen. Diese Abweichungen können ihre Ursache in Produktionsauslastung, in Energieeffizienzerfolgen, in der Veränderung von Produktions- und Öffnungszeiten oder unerwartete Veränderung der Außentemperaturen haben. Der Marktzugang erfordert entsprechende Melde- und Prognosesysteme sowie entsprechendes Handelspersonal, es sei denn, es werden diese als Servicedienstleistungen mit eingekauft.

Die Beschaffungsmethode des Portfoliomanagements ist sehr professionell und erfordert entweder die Absicherung über entsprechende Dienstleister oder eine vollintegrierte Beschaffungsabteilung für Energie. Diese muss sowohl den Spot- und Forwardmarkt, das Messstellen- und Fahrplanmanagement und die Berechnung der kurzfristigen Verbrauchsprognosen abbilden. Sie wird deshalb nur bei großen Unternehmen oder größeren Energieversorgungsunternehmen angewendet, damit sich die entsprechend hohen Prozesskosten für den Energiehandel auch lohnen.

3.3.2.4 Sonstige notwendige Abreden zur Absicherung der Energiebeschaffung

Behandlung der Mehr-/Mindermengen, Mengenkorridor

Der Fixpreis oder die Preisformel für die Tranchierungen sind nur ein Teil des Ausschreibungsergebnisses.

Essentiell sind darüber hinaus auch die Abreden über die Behandlung von Mehr- oder Mindermengen. Im Liefervertrag ist eine Preisformel vereinbart, welche den Summenlastgang bewertet, der eine bestimmte prognostizierte zu beschaffende und zu beliefernde Energiemenge enthält. Der IST-Verbrauch kann im Lieferjahr sehr deutlich von der Prognose abweichen. Wenn z. B. in 2012 der Tranchenvertrag für die Belieferung im Kalenderjahr 2015 vereinbart wird, werden die historischen IST-Lastgänge von 2011 herangezogen. In den Jahren 2011 bis einschließlich 2014 können jedoch Mengenschwankungen durch Veränderungen der Produktionsabläufe und insbesondere durch Energieeffizienzmaßnahmen eintreten.

Deshalb sollte im Liefervertrag vereinbart werden, dass die Möglichkeit für den Kunden besteht, die Vertragsmenge bis zu einem Stichtag im Beschaffungsjahr vor Aufnahme der Lieferung, zum Beispiel bis zum 30.09.2014 für den Energiebezug 2015, neu zu bewerten. Wenn das Portfolio noch nicht vollständig eingedeckt ist, würden somit noch ausstehende Tranchen nicht mehr geschlossen. Wenn schon mehr Megawatt-Tranchen geschlossen wurden, als nach der Mengenadjustierung benötigt werden, so sind die nicht mehr benötigten Tranchen gleichsam zu den dann aktuellen Großhandelspreisen wegen physischer Bedarfsanpassung zu defixieren und zu verkaufen.

Diese Defixierung der physisch nicht benötigten Energiemenge erfolgt nach den umgekehrten Grundsätzen wie bei der Fixierung. Während es bei der Tranchenfixierung darauf

ankommt, möglichst günstige Großhandelspreise zu erhalten, müssen bei der Defixierung möglichst hohe Verkaufspreise erzielt werden. Deshalb muss dann zur Defixierung der Forwardmarkt nach kurzfristigen Preissteigerungen beobachtet werden, wenn nicht die Risikopolitik vorschreibt, dass diese Verkaufspositionen wegen Anpassung des physischen Bedarfs unverzüglich zu bereinigen sind. Die Defixierung darf nicht vorrangig für spekulative Beschaffungspreisoptimierungen, d. h. die günstig eingedeckte Tranche möglichst teuer wieder verkaufen, verwendet werden.

Hierbei ist noch zu beachten, dass an den Großhandelsplätzen die Bid- und Ask-Seite besteht. Die Ask-Seite ist der Preis für den Kauf eines Börsenprodukts aus Kundensicht, der höher ist, als der Bid-Verkaufspreis des identischen Großhandelsprodukts zeitgleich an der Energiebörse. Diese Differenz zwischen Bid und Ask, die einige Zehntel €/MWh betragen kann, wird auch als Spread bezeichnet.

Wenn bei der Mengeninventur vor Abschluss des Beschaffungszeitraumes und vor Lieferbeginn in einem Portfolio ein Produkt defixiert und in einem anderen Portfolio, das vom gleichen Lieferanten beliefert wird, noch die gleichen Produkte einzudecken oder mehr einzudecken sind, so ist es tunlich, im Liefervertrag vorzusehen und zu vereinbaren, dass die Energieprodukte von dem einen in das andere Portfolio verschoben werden können. Andernfalls würde bei zeitgleichem Eindecken und Ausdecken dieser Spread offenbar und unnötige Mehrkosten entstehen: Das gleiche Produkt würde in dem einen Beschaffungsportfolio defixiert und im nächsten wieder fixiert.

Beispielsweise entstehen bei einem Spread zwischen Bid und Ask 0,20 €/MWh und der notwendigen Umdeckung von zwei Megawatt Base =

$$2 \text{ MW Base} \times 8760 \text{ h} \times 0,20 \text{ €/MWh} = 3504 \text{ €} \quad (3.11)$$

vermeidbarer Verlust.

Sodann ist für den Lieferzeitraum ein Mengenkorridor zu vereinbaren, welcher vom Lieferanten vollständig und ohne irgendwelche Preiswirkungen zu liefern ist.

Je kleiner der Abweichungskorridor, umso geringer ist die in der vereinbarten Preisformel enthaltene Risikoprämie. Diese Mengenflexibilität des Kunden ist abhängig von dem Lastverhalten des Kunden und kann etwa bei Heizgas wegen der Witterungsabhängigkeit von +10 %/–20 % der Vertragsmenge je Los und Jahr oder +5 %/–5 % bei Strom verabredet werden. Je stärker die Energiemenge in einem Los von externen Faktoren, etwa dem Wetter abhängig ist, umso größer sollte ein Toleranzband gewählt werden. Hierbei müssen insbesondere die Ergebnisse von Lastprognose und IST-Verbrauch in den Portfolien der Vorjahre bewertet und berücksichtigt werden.

Es wird empfohlen, bei der Vergabe von mehreren Beschaffungslosen an einen Lieferanten die vereinbarte Mengenflexibilität über alle an den Lieferanten vergebenen Lose zu vereinbaren. Die Beschaffungslose werden virtuell zusammengefasst. Damit kann ein etwa gegebenes Unterschreiten unter die Mengentoleranzgrenzen in dem einen Los mit dem Mengenverbrauch in den anderen Losen kompensiert werden.

Solange der Kunde im vereinbarten Mengenkorridor verbleibt, gilt der Vertragspreis. Nur wenn der Kunde aus dem Mengenkorridor abweicht, etwa bei Heizgas mit einem Mengenkorridor von +10 %/–20 % statt der vereinbarten Vertragsmenge nur davon 75 % verbraucht, muss im Liefervertrag geregelt werden, welche Konsequenzen dies hat. Innerhalb des Mengenkorridors gibt es keine Preisveränderung. Dieses Risiko trägt der Lieferant.

Nur für die über die jeweilige Mehr- oder Mindermengen hinausgehenden Mengen, ist eine Preisfindungs- bzw. -anpassungsabrede zu treffen. Da der Lieferant diese Mehr- oder Mindermengen im Sportmarkt unterjährig ein- oder verkaufen muss, wird dieser dem Kunden das Spotrisiko für die Mengen außerhalb des vereinbarten Toleranzbandes auferlegen wollen. Oftmals werden Mehrmengen, die am Spotmarkt eingedeckt werden müssen, mit einem täglichen Durchschnittspreis Spot im Lieferjahr plus einem Aufpreis von z. B. 5 % und Mindermengen, die in den Spotmarkt verkauft werden, mit einem Abschlag von z. B. 5 % bewertet und vergütet. Der Kunde erhält also bei Mindermengen nur den Spoterlös der nicht benötigten Mengen minus 5 % vergütet. Er muss also das Delta zwischen der Toleranzgrenzmenge und tatsächlicher Menge multipliziert mit dem Erlös am Spotmarkt bzw. den Spotmarktkosten zuzüglich des Ab- bzw. Zuschlages vergüten.

Jene Vergütung kann letztlich nach Mengen und Preis erst am Ende des Lieferjahres feststehen und stellt ein Risiko dar.

In der Praxis ist wichtig, darauf zu achten, dass alle Bieter in der Ausschreibung insbesondere die gleichen Abreden und Konditionen für die Behandlung der Mehr- und Mindermengen anbieten. Andernfalls würden am Ende die sogenannten „Äpfel mit Birnen“ verglichen werden.

Wenn beispielsweise die Preisformel des Bieters für das Tranchenmodell und die darin enthaltene Preisformel besonders günstig ist, aber wegen des geringen Toleranzbandes sich das Spotrisiko, welches wiederum zwischen den einzelnen Bietern völlig verschieden angeboten wird, kurzfristig realisiert, können hier erhebliche nachträgliche Sonderaufwendungen auf den Kunden zukommen.

Wenn im Lieferjahr nicht benötigte Mengen nicht verkauft werden können, was physisch immer vom Lieferanten vorgenommen wird, liegt ein take-or-pay-Vertrag vor. Dieser sollte vermieden werden, es sei denn, es besteht eine extrem hohe Prognosesicherheit des Energieverbrauchs. Mit diesen take-or-pay-Abreden verpflichtet sich der Kunde, die vertraglich festgelegte Menge zu bezahlen, unabhängig davon, ob er diese Menge auch tatsächlich nachfragt und abnimmt. Zwar sind solche take-or-pay-Klauseln in den Allgemeinen Geschäftsbedingungen der Energielieferanten unwirksam²²⁰, sie können allerdings einzelvertraglich sehr wohl vereinbart werden.

Theoretisch besteht die Möglichkeit, dass, je nach Spotkosten oder Spoterlösen die Mehr- oder Mindermengen zu (Mehr-)Erlösen des Kunden führen können. Dies kann dann geschehen, wenn in einem preisstiegenden Markt die billig eingekauften Forwardmengen, also etwa die im Kalenderjahr 2013 eingekauften Mengen für das Lieferjahr 2015 dann

²²⁰ BGH Urteil vom 22.11.2012, Az: VII ZR 222/12.

wegen Minderbedarf im Lieferjahr 2015 virtuell an den Lieferanten zu höheren Spotkosten verkauft werden müssen. Dies ist allerdings sehr spekulativ.

Anpassung der Veränderung der Lieferstellen

Im Liefervertrag sind auch Abreden über das Lieferstellenmanagement zu treffen, insbesondere wenn – ggf. mit bestimmten Schwellwerten – der Kunde die Möglichkeit haben soll, die Aufnahme neuer Lieferstellen für die physische Belieferung durch den Lieferanten zu verlangen. Der Lieferant verpflichtet sich dann zu Anmeldung, Administration und Belieferung dieser neuen Lieferstellen in den von ihm beim Übertragungsnetzbetreiber geführten Bilanzkreisen zu den gleichen vertraglichen Bedingungen.

Eine Mengenanpassung für neue bzw. abgehende Lieferstellen vor Lieferbeginn wäre wohl über die Abreden zur Mengenanpassung eingeschlossen, sollte jedoch ausdrücklich vereinbart werden.

Noch benötigte Prognosemengen, die durch die neuen Abnahmestellen verursacht werden, müssen dann zusätzlich beschafft werden.

Freie Mengen, welche durch den Wegfall einer Abnahmestelle nicht mehr benötigt werden, können, wenn dies vereinbart ist, vor Lieferbeginn an den Lieferanten defixiert werden. Die Mengenanpassung für neue oder abgehende Lieferstellen während des Lieferzeitraums werden über die Spotklausel vergütet, wenn die Schwellwerte des vereinbarten Mengenkorridors über- oder unterschritten werden.

Wenn während des Beschaffungszeitraumes sehr günstige Preise eingedeckt wurden, die bei einer Neueindeckung während des Lieferzeitraumes für die hinzukommenden neuen Abnahmestellen nicht mehr erzielbar sind, ist der Kunde bestrebt, diese neuen Abnahmestellen in den bestehenden Liefervertrag einzubinden.

Wenn sich die Preise umgekehrt entwickeln, also in der Lieferzeit günstiger sind als die im Beschaffungszeitraum eingedeckten Tranchen, wird der Kunde anstatt der Aufnahme dieser Lieferstellen in den Liefervertrag die neuen zusätzlichen Abnahmestellen besser, hier gegebenenfalls sogar zum Fixpreis, bei einem anderen Lieferanten für die Restlaufzeit des Portfolios eindecken.

Abrechnung

Weiterhin muss der Liefervertrag Abreden über Form, Inhalt und Format der Abrechnung vorsehen. Während bei RLM-Standorten die Messwerte täglich vorliegen und somit monatlich verbrauchsscharfe Mengenabrechnungen erfolgen können, so werden bei SLP-Standorten, da deren Zähler gerade nicht monatlich, sondern in der Regel nur ein Mal jährlich abgelesen werden, nur Abschlagszahlungen erfolgen.

Weil im Vollversorgungsportfolio der Lieferant bezüglich der Abnahmestellen des Kunden

- für das Bilanzkreismanagement,
- die täglichen Verbrauchsprognosen und Fahrplannominierungen,
- das tägliche Spotpreis- und Ausgleichsenergieisiko,

- die Netznutzung und Anmeldung der Abnahmestellen beim Verteilnetzbetreiber und
- alle mit der Lieferung zusammen hängenden Tätigkeiten verantwortlich ist,

sind in einer Rechnung sowohl die Commodity als auch die gesamten anderen Kosten und Abgaben, insbesondere auch die Netznutzungsentgelte, abzurechnen.

Bei der Belieferung von mehreren bis zu massenhaften Lieferstellen des Kunden sollte eine elektronische Abrechnung stattfinden, weil diese mit viel weniger Personal- und Papieraufwand erfolgen kann. Das wiederum führt gegenüber einer Papierabrechnung zu einem günstigeren Servicezuschlag in der Preisformel, da der Lieferant geringere Kosten für die Abrechnung hat. Diese Details des EDI electronic data interchanges-Abrechnungsprozesses²²¹, verdienen besondere Aufmerksamkeit und sind daher zu vereinbaren. Die Unterschiede zwischen den Kosten der Abrechnung des Lieferanten für Papierabrechnung oder der elektronischen Abrechnung spiegeln sich im Z-Faktor der Preisformel wider.

Der Kunde hat den Vorteil, dass er die elektronischen Verbrauchsdaten für die SLP-Standorte sogleich in seinen Datenbanken, etwa zum Zwecke des Energieverbrauchsmanagements verwenden kann.

Gesonderte Abreden bzw. Vorgaben in den Ausschreibungsdokumenten sind zu treffen, etwa ob bei SLP-Standorten elf Abschlüsse und eine verbrauchsscharfe Schlussrechnung oder sogar zwölf Abschlüsse und die Jahresschlussrechnung als 13. Rechnung des Lieferjahres zu erstellen sind.

Es bedarf genauso einer Abrede, ob die Mehrkosten oder gegebenenfalls eine Kostenerstattung für die Mehr- oder Mindermengen, die während des Lieferjahres entstanden sind, als Einmalbetrag oder nach einem Algorithmus auf die einzelnen Lieferstandorte mit einer gesonderten Abrechnung abzurechnen sind. Die technischen Abreden über die Art und Weise der Abrechnung und Rechnungsformate sollten nicht unterschätzt werden. Sie sind deshalb explizit im Liefervertrag als Teil der Energiebeschaffung zu vereinbaren.

Die Vereinbarung eines Zahlungszieles abweichend von der gesetzlichen Regelung von 14 Tagen nach Rechnungszugang gemäß § 17 Abs. 1 StromGVV bzw. GasGVV²²² muss für alle Bieter zur Vergleichbarkeit der Angebote vorgegeben und bewertet werden. Kürzere Zahlungsziele führen tendenziell zu günstigeren Energiepreisen und längere Zahlungsziele, etwa von sehr oft von Kunden verlangten dreißig Tagen, zu Preisaufschlägen. Das Zahlungsziel wird ebenfalls in der Bepreisung im Z-Faktor berücksichtigt.

Da der Lieferant täglich die Messdaten über den Ist-Verbrauch der RLM-Lieferstellen vom Verteilnetzbetreiber erhält, ist zu verabreden, dass entweder ebenfalls täglich oder mindestens monatlich die Messdatenreihen dem Kunden in einem für ihn lesbaren Datenformat zur Verfügung gestellt werden. Dies dient zum einen der Rechnungsprüfung der ab-

²²¹ GXS GmbH, EDI Leitfaden, <http://www.edileitfaden.de/what-is-edi/?g=ppc&gclid=CKTptdPyrwCFQkd3godHrcAHA>, Abruf 06.11.2014.

²²² StromGVV = Stromgrundversorgungsverordnung vom 26.10.2006 (BGBl. I S. 2391) i. d. F. vom 22.10.2014 (BGBl. I S. 1631); GasGVV = Gasgrundversorgungsverordnung vom 26.10.2006 (BGBl. I S. 2391, 2396), i. d. F. vom 22.10.2014 (BGBl. I S. 1631).

gerechneten Energiemenge und ggf. für die Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen. Diese Messdaten sind wertvolles Datenmaterial für das Energie- und Verbrauchsmanagement an den Lieferstellen. Auch hier ist wiederum eine Abrede zu treffen, zu welchem Zeitpunkt und ob nur geprüfte oder auch ungeprüfte Messdatenreihen vom Lieferanten dem Kunden zur Verfügung gestellt werden müssen. Ungeprüfte Messdatenreihen werden später überschrieben und somit ein zweites Mal zur Verfügung gestellt.

Im Liefervertrag ist ebenso eine Abrede über etwaige Sicherheiten zu treffen. Die Gestaltung von Sicherheiten wird vorwiegend von den Lieferanten verlangt, da diese die Energiemengen mindestens über den Abrechnungszeitraum und das Zahlungsziel vor zu leisten haben. Während der Lieferant nur die Commodity liefert, die je nach Medium nur einen Teil des Gesamtenergiepreises beträgt, muss der Lieferant auch das Kundenrisiko für die anderen von ihm im Volllieferungsvertrag abgerechneten Preisbestandteile des Strom- bzw. Erdgaspreises einerseits tragen und andererseits auch tatsächlich etwa gegenüber dem Hauptzollamt für die Strom- und die Energiesteuer oder hinsichtlich der Netznutzungsentgelte an die Verteilnetzbetreiber und hinsichtlich der EEG-Umlage an die Übertragungsnetzbetreiber vorleisten.

Umgekehrt muss Berücksichtigung finden, dass der Lieferant die von ihm im Laufe des Monats gelieferte und an seine Vorlieferanten bezahlte Energie immer erst nach Ablauf des Liefermonats abrechnen und zuzüglich der vereinbarten Zahlungsfristen, die allesamt im Z-Faktor Berücksichtigung finden, mit einem Zahlungseingang des Kunden rechnen kann.

Hierzu benötigt er, sofern die RLM-Standorte beliefert werden, noch die Messdaten des Messstellenbetreibers. Auch wenn diese Messdaten nach Beendigung des Abrechnungszeitraums, etwa des Liefermonats, eingehen und verarbeitet sind, vergeht noch die Zeit für die Rechnungserstellung und Zusendung. Deshalb kann und muss bei der Vereinbarung des Zahlungsziels berücksichtigt werden, dass effektiv bei einem Zahlungsziel von 30 Tagen ab Rechnungseingang beim Kunden mehr als 40 Tage nach Ablauf des Liefermonats vergehen. Die Lieferung für den Monat Januar wird folglich bei 30 Tagen Zahlungsziel erst gegen Mitte März fällig. Diese gesamte Zeit muss der Lieferant vor- bzw. zwischenfinanzieren.

Hierbei gilt der Grundsatz, dass je einfacher die Abrechnung und je kürzer das Zahlungsziel sind, um so günstiger ist der spezifische Gesamtenergiepreis.

Deshalb muss jedem Kunden klar sein, dass auch die Lieferanten neben der Bewertung des Kontrahentenrisikos für die Belieferung mit Energie und einem Zahlungsziel von 14 oder ggf. 30 Tagen eine Ausfallsicherheit verlangen möchten. Aus diesem Grund sollten schon mit der Ausschreibung ggf. Sicherheiten des Bieters von vornherein offeriert oder negativ ausgeschlossen werden.

So verlangen die Lieferanten oftmals Patronatserklärungen oder sogar Bürgschaften.

Sonstige Nebenleistungen, Wechselmanagement

Bei Standorten mit registrierender Leistungsmessung verfügt der Lieferant mindestens monatlich, normalerweise sogar täglich, über die Viertelstundenverbräuche beim Strom bzw. Stundenverbräuche beim Erdgas, aus denen sich das Lastprofil erstellt.

Daher sollte der Lieferant verpflichtet werden, monatlich oder in kürzeren Abständen den Lastgang jedes Standortes mit registrierender Leistungsmessung in einem vorgegebenen Datenformat zur Verfügung zu stellen. Hierbei ist auch zu vereinbaren, ob dies durch Versenden per E-Mail oder mittels Bereitstellung in einem Online-Portal erfolgen muss. Bei der Bereitstellung des Zugangs zu einem Online-Portal kann sich der Kunde seine Lastgangdaten herunterladen.

Diese Daten können zum einen für das Energieeffizienzmanagement verwendet werden. Zum anderen stellen sie gleichsam die Datengrundlage für die Energiebeschaffung und Ausschreibung der nächsten Beschaffungsperiode bzw. für die Berechnung der Mengenanpassung vor Lieferbeginn, sowie für die Rechnungsprüfung dar.

Im Volllieferungsportfolio ist nur der Lieferant bezüglich der Abnahmestellen des Kunden

- für die An- und Abmeldung von Abnahmestellen vor Beginn und innerhalb des Lieferzeitraums,
- für das Bilanzkreismanagement,
- für die täglichen Verbrauchsprognosen und Fahrplannominierungen,
- für das tägliche Spotpreis- und das Ausgleichsenergieerisiko sowie
- für die Netznutzung

verantwortlich. Beim Erdgas kann noch der marktgebietsübergreifende Transport in andere Marktgebiete hinzukommen. Dies alles sind Tätigkeiten, die im Volllieferungsportfolio letztlich dafür sorgen, dass die Energie am Verbrauchsort des Kunden zu den vereinbarten Preisen ankommt.

Das Wechselmanagement vom bisherigen Lieferanten zum neuen Lieferanten geschieht dergestalt, dass der bisherige Lieferant die Abnahmestelle beim Verteilnetzbetreiber abmeldet und der neue die Abnahmestelle für sich anmeldet. Wenn der alte Lieferant nicht abmeldet, kann der neue Lieferant wegen Lieferantenkonkurrenz nicht anmelden. Wenn der alte Lieferant die Abnahmestelle beim Netzbetreiber abmeldet und der neue Lieferant nicht anmeldet, fällt die Abnahmestelle in die sogenannte Ersatzversorgung nach § 3 der StromGVV bzw. GasGVV²²³, was wegen der hohen Grundversorgungsstarife zu erheblichen Mehrkosten beim Kunden führen würde.

Der Wechselprozess als solcher beim Verteilnetzbetreiber darf höchstens drei Wochen dauern und ist von der Bundesnetzagentur im Geschäftsprozess zur Belieferung der Kunden mit Elektrizität (GPKE)²²⁴ bzw. in dem Geschäftsprozess Lieferantenwechsel Gas

²²³ StromGVV = Stromgrundversorgungsverordnung vom 26.10.2006 (BGBl. I S. 2391) i. d. F. vom 22.10.2014 (BGBl. I S. 1631); GasGVV = Gasgrundversorgungsverordnung vom 26.10.2006 (BGBl. I S. 2391, 2396), i. d. F. vom 22.10.2014 (BGBl. I S. 1631).

²²⁴ Vgl. Bundesnetzagentur GPKE-Beschluss vom 01.04.2012 Az: BK 6-06-009; http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2011/BK6-11-101bis200/BK6-11-150/BK6-11-150_Beschluss.html?nn=265794, Abruf 06.11.2014.

(GELI GAS)²²⁵ geregelt. Maßgeblich für diese Frist ist dabei die Anmeldung des Wechsels beim Netzbetreiber, für die der neue Lieferant verantwortlich ist.

Diese Schnittstelle zwischen Kunde und Lieferant muss aber vorher eindeutig vereinbart werden. Der Lieferant muss den Wechselmanagementprozess als Teil der Energiebeschaffungstätigkeiten umsetzen.

3.3.3 Ausschreibungsverfahren und „Last-Call“

Das Energiebeschaffungsmanagement kann in einer für die Bieter geheimen Ausschreibung erfolgen. D. h. die Bieter kennen sich nicht und bieten „blind“, ohne den anderen Bieter und dessen Angebotspreise zu kennen. Unabhängig von der gesetzlichen Regelung, dass Preisabsprachen nach § 1 GWB²²⁶ verboten sind wird damit auch methodisch erreicht, dass ein tatsächlich abgestimmtes Verhalten der Bieter unterbleibt. Dies ist insbesondere dann wichtig, wenn mehrere Tochterunternehmen eines Energiekonzerns als Bieter infrage kommen.

Nach einer vorherigen Anfrage an die potenziellen Bieter, ob diese an der Ausschreibung teilnehmen wollen, wird empfohlen, dass der Kunde die Ausschreibungsunterlagen mit allen erforderlichen Daten erstellt und an die Bieter versendet.

Für jede Ausschreibung ist eine Abgabefrist anzugeben, bis zu der die Bieter die Angebote einreichen müssen. Angebote, die verspätet eingehen, verfallen dementsprechend. Dies fördert die Disziplin und Anstrengungen der Bieter, auch für die zukünftigen Ausschreibungen anderer Lieferjahre.

Zuvor kann eine technische Klärung erfolgen. Insbesondere sind die Vertragsabreden über die Trancheneindeckung oder andere technische Prozedere, etwa Abrechnungsmodalitäten, eindeutig zu klären. Etwaige Preisangebote sind während der technischen Klärung insoweit noch nicht bindend. Die Angebote sind nur indikativ.

Sodann muss nach den Ausschreibungsbedingungen ein letztes, dann bindendes Angebot des Lieferanten erfolgen. Die Bieter geben ein zeitbefristetes gültiges Angebot ab, welches vom Kunden bewertet wird. Der günstigste Bieter erhält den Zuschlag. Diese Bindefrist soll möglichst kurz bemessen sein, weil die Lieferanten im Falle des Zuschlages entweder die gesamte Vertragsmenge oder beim Tranchenmodell das Residuallastprofil rückendecken müssen.

Je länger die Bindefrist für den Lieferanten ist, umso teurer wird der Risikoanteil in der angebotenen Preisformel bzw. Festpreis. Denn die Bieter müssen in dem Bindungszeitraum die Veränderung des Börsenpreises absichern, ohne sich selbst rückabsichern zu können.

²²⁵ Vgl. Bundesnetzagentur, GELI Gas-Beschluss vom 20.08.2007 Az: BK 7-06-067; [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/BBDE5740233A837FC1257830004D9AC0/\\$file/2011_12_23_Konsolidierte_Lesefassung-GeLi_Gas.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/BBDE5740233A837FC1257830004D9AC0/$file/2011_12_23_Konsolidierte_Lesefassung-GeLi_Gas.pdf), Abruf 06.11.2014.

²²⁶ GWB = Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen vom 26.06.2013 (BGBl. I S. 1750, 3245), i. d. F. vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066).

Die Bindefrist sollte deshalb nur wenige Stunden, muss aber freilich für alle Bieter gleich, sein. So sollte die letzte bindende Preisformel etwa bis 10.00 Uhr des Vergabetages mit einer Bindefrist bis 15.00 Uhr eingefordert werden. Dann können die Bieter am Vergabetag einerseits die Großhandelsentwicklung am Morgen des Vergabetages berücksichtigen und andererseits noch im laufenden Börsentag ihre Rückdeckung vornehmen, wenn sie den Zuschlag für die an den Kunden zu liefernden Energiemengen erhalten.

Bewährt hat sich eine letzte Preisrunde im Last-Call-Verfahren. Alle beteiligten Bieter werden in der Reihenfolge ihrer Preisgebote vom schlechtesten Angebot zum besten Angebot aufgerufen, diese im Live-Call zu verbessern. Dieser Last-Call kann in mehreren Runden erfolgen, und zwar dergestalt, dass jeder Bieter, der in der ersten Runde ein Mal ein bestes Preisgebot erteilt, in der nächsten Runde nochmals beteiligt wird.

Hier empfiehlt sich, das Prozedere der Bietergespräche, nicht jedoch deren Inhalt, transparent zu gestalten, um den Bieterwettbewerb zu eröffnen. Nach dem Last-Call wird dann die Vergabe an den besten Bieter vorgenommen.

Zwischen dem Abschluss der Bietergespräche im Last Call und dem Vertragsschluss können üblicherweise noch einige Wochen vergehen. Erst nach dem physischen Vertragsschluss kann nach Prüfung der Beschaffungssysteme, also eines empfohlenen fiktiven Beschaffungsvorganges, die Eindeckung der Strom- oder Erdgaspositionen beginnen.

3.3.4 Beschaffung durch Beteiligung an Energie-Auktionen

3.3.4.1 Beschaffungsauktion

Die Optimierung der Commodity-Beschaffungskosten kann auch in Form einer Beschaffungs-Auktion erfolgen.

Bei einer Auktion bieten mehrere Bieter auf das gleiche Energie-Produkt nach bestimmten vorher vereinbarten bzw. ausgelobten Konditionen und Prozedere. Mit dem Zuschlag kommt zwischen dem jeweiligen Kunden und dem Lieferanten ein Liefervertrag zu den vereinbarten bzw. ausgelobten Konditionen zustande.

Das Ziel der Auktion ist eine preisgünstigere Eindeckung des gesamten Energie-Portfolios als auf dem Großhandelsmarkt. Streng genommen handelt es sich um eine Reverse-Auktion, bei dem der aus Kundensicht günstigste Bieter den Zuschlag erhält.

Hierbei sind natürlich die Auktionsbedingungen maßgeblich. Letztlich muss über alle Lieferbedingungen zuvor Klarheit herrschen. Die Vergabe an den Bieter erfolgt ausschließlich über den Preis, der in der Auktion am günstigsten angeboten wird.

Dies ist sowohl für einen Fixpreis als auch für eine Preisformel oder andere Indexierung möglich.

Der Vorteil der Auktion gegenüber den „normalen“ Vertrags- und Beschaffungsverhandlungen besteht auch darin, dass alle Bieter oder potenziellen Bieter eine extrem hohe Preistransparenz erkennen können. Jeder Bieter weiß, welcher Preis gerade das Bestgebot darstellt, sodass dadurch etwa durch mehrere Bieterunden der Wettbewerb der Bieter an-

gefacht wird. Bei normalen Vertragsverhandlungen ist der Preis des jeweils besten Bieters gerade nicht transparent!

Außerdem dürften sich die internen Prozesskosten des beschaffenden Energieverbrauchers für den Vertragsschluss und dessen Verhandlungen durch die Form der Beschaffungsauction verringern, da diese Bedingungen vom Verbraucher als „Herr der Auktion“ vorgegeben werden.

Dass ein Bieter die Commodity Strom oder Erdgas als Standardprodukt unter dem Marktpreis der EEX etwa wegen „Übermengen“ anbietet, hält sich am Markt hartnäckig als Märchen. Es macht für einen Lieferanten allerdings keinen Sinn, den Strom oder das Erdgas unter dem Preisniveau der EEX zu verkaufen. Denn er kann den Börsenpreis für Standardprodukte immer an der transparenten Commodity-Börse ebenfalls erzielen, wenn er zu diesen Bedingungen seine Mengen verkaufen möchte. Außerdem verringert sich durch einen Verkauf zu Börsenpreisen an den Großhandelsplätzen statt zu Unterbörsenpreisen an den Kunden auch das Bonitätsrisiko. Der Lieferant muss dann nicht die Bonität des Kunden absichern, was ihm wiederum Geld spart und Risiken minimiert. Im Großhandel sind wesentlich kürzere Zahlungsziele üblich, als im Endkundengeschäft²²⁷. Deshalb würde ein Lieferant seine Übermengen immer sicherer mit frühzeitigem Liquiditätszufluss im Großhandel verkaufen.

Der Lieferant kann folglich an der Börse seine Energie teurer verkaufen als an den Kunden, der meint, es gäbe auch Preise unterhalb der Börse für Börsenprodukte zu erzielen.

Deshalb erscheint die Beschaffung von Energieprodukten im Wege der Beschaffungsauction für ein Portfoliomanagement, bei dem standardisierte Großhandelsprodukte eingedeckt werden, wenig sinnhaft. Diese Auktion wird an der EEX schon bei der Börsenpreisfindung antizipiert vorweggenommen.

Die Auktion ist deshalb für die Beschaffung eines Fahrplans bzw. Lastprofils, von nicht börsengehandelten Produkten, oder für eine Summe von SLP-Abnahmestellen tunlich, weil der Lieferant hier eben keine Standardprodukte liefern kann.

Somit besteht die Möglichkeit, dass der (Industrie-)Kunde eine bei der Beschaffung von Stückgütern bereits übliche Bieterauktion startet, wonach der billigste Bieter für die zu beschaffende Energie den Zuschlag erhält und Vertragspartner des Kunden wird.

Bei einem Fixpreisvertrag für ein Lastprofil, bei dem der Lieferant sowohl Base als auch Peak und das Residuallastprofil bewerten muss, macht es daher Sinn, eine Auktion zu starten, da sich alle Bieter durch den Fixpreis gut vergleichen lassen.

Beim Tranchenmodell dagegen, kann über die Auktion nur eine Preisformel angeboten werden. Dabei können bei den einzelnen Bietern die einzelnen Lastprofilbewertungen und Zerlegungen in Produkte variieren.

²²⁷ Vgl. § 13 Nr. 2 Rahmenvertrag über die Lieferung und Abnahme von Strom der EFET European Federation of Energy Traders, [http://www.efet-d.org/Cms_Data/Contents/EFETDeutschlandDatabase/Folders/Documents/Rahmenvertrage/Strom/~contents/T922KEQYND56G9XZ/Sept_21_2007_General_Agreement_Elec_2.1\(a\)_German.pdf](http://www.efet-d.org/Cms_Data/Contents/EFETDeutschlandDatabase/Folders/Documents/Rahmenvertrage/Strom/~contents/T922KEQYND56G9XZ/Sept_21_2007_General_Agreement_Elec_2.1(a)_German.pdf), Abruf 08.11.2014.

Wichtig ist deshalb, dass bei der Auktion die kompletten Vertragskonditionen also

- der Vertragstext,
- die Preise (vom Produktfixpreis oder Preisformel über den Preis, z. B. Vorgabe eines Startpreises),
- eventuelle Nebenabreden (etwa bei Mengenanpassungen und Zahlungsbedingungen)

feststehen müssen. Der Liefervertrag ist nach Zuschlag nicht mehr einseitig abdingbar.

Es kann davon ausgegangen werden, dass sich der Energiemarkt in der Zukunft immer weiter, auch vertraglich, standardisiert. Die Bedingungen für Auktionen werden jedenfalls für diejenigen Energieverbraucher, die über eine hervorragende Verbrauchsdatenlage verfügen, immer schlüssiger und stringenter.

Allerdings steht der Bieterauktion teilweise entgegen, dass derzeit wegen ihrer Marktmacht die Vertragsbedingungen noch vom Lieferanten geprägt werden. Doch auch hier ergeben sich Möglichkeiten, den Marktzugang und die Auktionsinfrastruktur von Dienstleistern für die Kunden nutzbar zu machen.

3.3.4.2 Reverse-Auktion-Lieferantenverkaufsauktion

Die Auktion kann aber auch umgekehrt dergestalt erfolgen, dass ein Lieferant eine Auktion anbietet und der Kunde mit dem höchsten Gebot, das dann aber immer noch unter dem Großhandelsmarkt sein muss, ohne sinnfällig zu sein, den Zuschlag erhält. In der Vergangenheit ist nur die RWE-Stromauktion für die Lieferjahre von 2009 bis 2012²²⁸ bekannt, die über vier Jahre als eine Verpflichtung von RWE aus einer Auseinandersetzung mit dem Bundeskartellamt mit dem Angebot von verschiedenen Nichtgroßhandelsstandardprodukten vorgenommen wurde.

Die RWE verpflichtete sich gegenüber dem Bundeskartellamt für den Lieferzeitraum 2009 bis 2012, zwei Stromprodukte – einerseits aus abgeschriebenen Braunkohlekraftwerksblöcken und andererseits aus abgeschriebener Steinkohlestromerzeugung – leistungsgemessenen Industriekunden zur Versteigerung anzubieten. Dabei sollte der Startpreis des Arbeitspreises des jeweiligen Produkts den tatsächlichen Erzeugungskosten der spezifischen Kraftwerke entsprechen. Das heißt, den Erzeugungskosten ohne Einpreisung der im Kalenderjahr 2005 im Zusammenhang mit dem TEHG²²⁹ unentgeltlich zugeteilten CO₂-Emissionszertifikate. Die Versteigerung war auf leistungsgemessene Stromendkunden, auch kleinere Industriekunden begrenzt. Damit sollte eine geschäftsmäßige Arbitrierung der verauktionierten RWE-Strommengen durch Wiederverkauf von Händlern oder Kunden unterbleiben. Denn wenn der Auktionspreis geringer ist als der

²²⁸ Bundeskartellamt, Beschluss vom 26.09.2007, Az: B 8-88/05-2, <http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Kartell/Kartell07/B8-88-05-2.pdf> Abruf 26.03.2014; RWE AG, <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4005040>; Abruf 06.11.2014.

²²⁹ TEHG = Treibhausgasemissionshandels-Gesetz vom 21.07.2011 (BGBl. I S. 1475) i. d. F. vom 07.08.2013 (BGBl. I S. 3154).

entsprechende EEX-Börsenpreis, besteht das Bestreben von Händlern, die gekauften Mengen zum höheren Preis an der Börse gleich wieder zu verkaufen.

Die RWE verpflichtete sich, insgesamt eine Gesamtkapazität von 6300 MW bzw. ca. 46.000 GWh(!!!) jeweils in 2008 bis 2011 mit vier Quartalsauktionen für Lieferungen in den Jahren 2009 bis 2012 zu versteigern.

3.3.5 Beschaffung von Öko- oder Grün-Strom

Eine Nachfrage nach Öko-Strom ist bei vielen Unternehmen und anderen Letztverbrauchern vorhanden²³⁰. Mittlerweile bezieht fast jeder fünfte Betrieb Öko-Strom²³¹.

Die Beschaffung von Öko-Strom ist oftmals Teil der Nachhaltigkeitsstrategie, um den eigenen Corporate-Carbon-Footprint, der die CO₂-Emissionen aus dem Geschäftsbetrieb widerspiegelt, zu reduzieren (vgl. AT Kearney 2013). Sie ist Teil des Marketings für die Bewerbung und den Vertrieb eigener Produkte, die aus Öko-Strom hergestellt werden, und insbesondere bei Privatkunden wesentlicher Teil des eigenen Umweltbewusstseins.

Im Kalenderjahr 2012 wurden insgesamt 44.600 GWh Öko-Strom an 7,2 Mio. Letztverbraucher geliefert, was mittlerweile einem Anteil von 10 % an der gesamten Stromabgabemenge entspricht²³².

Hierbei werden

- bei Haushaltskunden 14,4 % vom Gesamtbedarf und
- bei den anderen Letztverbrauchern, also Handel, Gewerbe und Industrie, an immerhin 800.000 Zählpunkten bzw. 8,2 % der Gesamtstrommenge mit Öko-Strom geliefert.

3.3.5.1 Öko-Strom – Begriff und Verwendung

Mit dem Begriff **Öko-Strom** wird üblicherweise Strom bezeichnet, welcher aus erneuerbaren Energiequellen, d. h. Wind, Wasserkraft, Biomasse oder Fotovoltaik hergestellt wird. Bei der Wortwahl scheinen Öko-Strom und Grün-Strom synonym verwendet zu werden, jedenfalls ist ein über die Semantik hinausgehender Unterschied nicht auszumachen. Die physikalischen Eigenschaften sind natürlich bei herkömmlichen in konventionellen Kraftwerken erzeugten Grau- und bei Öko-Strom gleich.

Weder der Begriff noch der Inhalt von Öko-Strom oder Grün-Strom ist in Deutschland gesetzlich geregelt.

²³⁰ REWE Group, <http://www.rewe-group.com/nachhaltigkeit/saeulen/energie-klima-und-umwelt/klimaschutz/gruenstrom/> Abruf 06.11.2014. DIHK Energiewendebarmeter 2014 Seite 4, <http://www.dihk.de/presse/meldungen/2014-09-11-energiewende-barometer>, Abruf 26.10.2014.

²³¹ DIHK Energiewendebarmeter 2014 Seite 4, <http://www.dihk.de/presse/meldungen/2014-09-11-energiewende-barometer>, Abruf 26.10.2014.

²³² Monitoringbericht Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur 2013, S. 200 http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217_Monitoringbericht2013.pdf?__blob=publicationFile&v=14, Seite 161, 162, Abruf 06.11.2014.

Allein in § 39 EEG 2012, der mit dem Inkrafttreten des EEG 2014 gestrichen wurde, findet sich eine Regelung über die Senkung der EEG-Umlage um 2 ct/kWh beim Lieferanten, wenn er in Summe an alle seine Letztverbraucher unter den im Gesetz genannten Voraussetzungen zeitgleich Strom aus EEG-Anlagen, d. h. erneuerbare Energie, liefert.

Allerdings gibt es neben EEG-Anlagen auch Anlagen, die nicht nach dem EEG gegen Garantievergütung in das Netz einspeisen und die EEG-Konten belasten. Dies gilt insbesondere, wenn die EEG-Förderungsfrist von 20 Jahren ausgelaufen ist, aber trotzdem Strom aus Wasser, Wind, Biomasse oder Fotovoltaik hergestellt wird, oder Strom aus erneuerbarer Produktion aus dem Ausland importiert wird.

Insgesamt soll ein Drittel der deutschen Unternehmen bereit sein, gegenüber einem Grau-Strompreis mehr für zertifizierten inländischen bzw. regionalen Strom zu bezahlen²³³, und zwar bis zu 2,50 €/MWh²³⁴. Dies sind weit mehr als 5 % des Commoditypreises, sodass die Marktakzeptanz und die Preisspanne nur mit den verschiedenen Öko-Stromqualitäten begründet werden kann.

Es ist deshalb wichtig, sich bei der Beschaffung von Öko-Strom festzulegen, welches Produkt eingedeckt werden soll, denn Öko-Strom ist offensichtlich nicht gleich Öko-Strom.

Auf Abnehmerseite ist jedenfalls ein Trend zur Öko-Strombeschaffung als Teil der Nachhaltigkeitsstrategie zu beobachten. So scheint es, dass Unternehmen, die Endkundenkontakt haben oder ein gewisses soziales und Umweltbewusstsein unterstreichen möchten, sich hierbei besonders engagieren.

Zum Beispiel:

- Deutsche Bahn – Öko-Strom für 5 Mio. Bahncard- und Streckenkartenbesitzer²³⁵, aber ohne nähere Angaben,
- REWE – Öko-Strom EE01 für alle REWE-Märkte²³⁶,
- IKEA, bis 2020 will Ikea so viel Strom mit regenerativen Energieträgern erzeugen, wie das Unternehmen selbst verbraucht und fokussiert sich dabei offensichtlich auf Wind und Fotovoltaik²³⁷.

²³³ DIHK Energiewendebarometer 2014 Seite 4, <http://www.dihk.de/presse/meldungen/2014-09-11-energiewende-barometer>, Abruf 26.10.2014.

²³⁴ AT Kearney Kurzumfrage unter Großunternehmen „Bedeutung von Grünstrom für große Stromverbraucher in Deutschland“ vom 14.08.2013, Chart 7; Vgl. Auch Umweltbundesamt, Marktanalyse Grünstrom vom März 2014, http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/texte_04_2014_marktanalyse_oekostrom_0.pdf, Seite 6 – Aufschlag sogar 3 ct/kWh, Abruf 09.11.2014.

²³⁵ Deutsche Bahn, http://www.bahn.de/micro/view/nachhaltiges_reisen/index.shtml, Abruf 06.11.2014.

²³⁶ REWE Group, <http://www.rewe-group.com/nachhaltigkeit/energie-klima-umwelt/emissions-reduktion/gruenElektrizität/> Abruf 06.11.2014.

²³⁷ Handelsblatt vom 13.08.2013, Ikea kauft Windpark in Irland, <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/handel-dienstleister/moebelriese-gibt-sich-gruen-ikea-kauft-windpark-in-irland/8632730.html>, Abruf 16.11.2014. Forbes vom 10.04.2014, IKEA Continues Trend Of Supply-

3.3.5.2 Öko-Stromqualität

Es gibt verschiedene Öko-Stromqualitäten, die durch Zertifikate bestimmter Umwelt- oder Technik-Verbände, z. B. dem TÜV Rheinland oder dem Öko-Institut²³⁸, bestätigt werden.

Die Zertifikate sollen die ökologische Wertigkeit und damit die Preiswürdigkeit eines Stromangebotes bestätigen und gehen oft über die sprachlich zu erwartenden Mindestanforderungen von Öko-Strom, nämlich allein aus „erneuerbaren“ Energiequellen zu stammen, hinaus.

Deshalb ist es grundsätzlich nachvollziehbar, dass Öko-Strom teurer sein kann als herkömmlicher Grau-Strom, mit einer weiten Streuung der Preise bzw. Mehrkosten.

Je nachdem, ob die Erzeugung oder der Verbrauch des Stroms zertifiziert werden soll, werden zwei Arten von Zertifizierungen unterschieden, nämlich

1. die Erzeugungszertifizierung und
2. die Öko-Stromproduktzertifizierung.

Um ein Stromprodukt als „Öko-Strom“ verkaufen zu dürfen, hat der Stromlieferant mehrere Möglichkeiten:

- den Öko-Strom selbst zu produzieren,
- ihn direkt beim Betreiber von erneuerbaren Energien einzukaufen²³⁹ oder
- handelbare Erzeugungszertifikate²⁴⁰ zu erwerben.

Öko-Stromerzeugungs-Zertifikate

Die Erzeugungszertifizierung bezieht sich immer auf Erzeugungsquellen und garantiert dem Abnehmer die Herkunft der Energie aus erneuerbaren Energien. Diese Art der Zertifizierung wird in der Regel auf der Handelsebene verwendet. Abnehmer sind meist Endkundenlieferanten von Öko-Stromprodukten, die wiederum an die Letztverbraucher aus Industrie, Gewerbe oder an Privatkunden liefern.

Die wichtigsten Erzeugungszertifizierungen sind TÜV SÜD Erzeugung EE und das European Energy Certificate System (EECS), welches die Erzeugung von Öko-Strom ohne weitergehende Anforderungen nachweist.

ing Its Own Renewable Energy, <http://www.forbes.com/sites/peterdetwiler/2014/04/10/ikea-purchases-98-mw-us-wind-farm-continues-trend-of-supplying-its-own-renewable-energy/>, Abruf 09.11.2014.

²³⁸ Öko-Institut e. V., Freiburg, <http://www.oeko.de/>, Abruf 06.11.2014.

²³⁹ Clean Energy Sourcing AG, Leipzig, <http://www.clens.eu/index.php?id=25>, Abruf 06.11.2014. Lichtblick SE, Hamburg, <http://www.lichtblick.de/privatkunden/Elektrizität/>, Abruf 06.11.2014.

²⁴⁰ EHA GmbH, Hamburg, <http://www.eha.net/produkte-beratung/gruenElektrizität/>, Abruf 06.03.2014.

TÜV Süd Erzeugung EE

Das Erzeugungszertifikat „TÜV SÜD Erzeugung EE“²⁴¹ stellt ein Qualitätszeichen für Strom aus 100 % erneuerbaren Energiequellen dar.

Die Voraussetzungen für den Erhalt des Zertifikates sind

- Produktion von Strom ausschließlich aus erneuerbaren Energiequellen,
- Einhaltung der Legal Compliance,
- Zertifizierung der Nettostrommenge bei allen Energiesystemen,
- Vorliegen einer Herkunftsdeklaration mit genauen Angaben zu den Kraftwerken,
- Vorliegen einer Energiebilanzierung des produzierten und weiterverkauften Stromes,
- Verpflichtung zu einer nachhaltigen Unternehmenspolitik, und als ökologische Kriterien,
- die Einhaltung der national geltenden Regelungen.

Bei „EE“ gibt es optionale Anforderungen, nämlich:

Die Zertifizierung des Moduls „Erzeugung EE+“ nach Zusicherung von Arbeits- und Leistungszusagen kann im Normalfall nur für einen Anlagenpool erfolgen.

Mit dem zertifizierten Anlagenpool ist der Zertifikatnehmer, also i. d. R. der Energielieferant des Endkunden, in der Lage, dem belieferten Kunden zuzusichern, dass der angefragte Fahrplan (Lastprofil) zu jedem Zeitpunkt mit dem Anlagenpool produziert werden kann. Die Einhaltung des Moduls „Erzeugung EE+“ ist insbesondere für die Belieferung von Öko-Stromprodukten geeignet, die nach dem TÜV SÜD Stromproduktstandard „EE02“ zertifiziert sind, d. h. Zertifizierung von Stromprodukten aus erneuerbaren Energien mit zeitgleicher Lieferung.

Die Zertifizierung des Moduls „Erzeugung EEnu“ mit Neuanlagenkriterien für Wasserkraftanlagen ist möglich, sofern es sich bei der zu zertifizierenden Erzeugungsanlage

- um ein neu erschlossenes Wasserkraftpotenzial handelt oder
- eine umfassende Anlagenüberholung oder ein Anlagenersatz vorgenommen wurde oder
- eine Kapazitätserhöhung mit einer Jahresmehrproduktion durchgeführt wurde.

Mit der Zertifizierung der Erzeugungsanlage verfügt der Zertifikatnehmer über einen Nachweis, dass seine Erzeugungsanlage eine Neuanlage im Sinne des TÜV SÜD Standards ist, deren Inbetriebnahme nicht länger als 36 Monate zurückliegt. Die Zertifizierung des Moduls „Erzeugung EEnu“ ist insbesondere für die Belieferung von Öko-Stromprodukten geeignet, die nach dem TÜV SÜD Stromproduktstandard „EE01“ zertifiziert sind. Aber letztendlich bleibt es überwiegend bei einer Erzeugungsanlage im Ausland, da in Deutschland keine Wasserkrafterzeugungsanlagen neu errichtet werden

²⁴¹ TÜV Süd, Zertifizierung der Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien (Erzeugung EE), Version 08/2013. <http://www.tuev-sued.de/uploads/images/1304059558208964410126/kriterkat-ee.pdf>, Abruf 09.11.2014.

können, abgesehen von den Anlagenüberholungen oder Anlagenersatz, die dann sicher auch zu höherer Erzeugungseffizienz führen werden.

RECS- und EECS-Zertifikate

RECS- und EECS-Zertifikate werden europaweit gehandelt. Der physische Strom und die Stromqualität werden getrennt gehandelt. Der Strom wird über den Großhandel gehandelt, z. B. die EEX, und die Öko-Stromqualität wird über ein RECS- (Renewable Energy Certificate System) oder EECS-Zertifikat (European Energy Certificate System) perpetuiert. Dies kann dazu führen, dass skandinavische Wasserkraft mit dem RECS-/EECS-Zertifikat nach Deutschland verkauft wird. Umgekehrt erhöht sich der Anteil von CO₂ im Strommix im abgebenden Land, da virtuell durch den Verkauf des Zertifikats der Anteil von Öko-Strom in dem abgebenden Land sinkt. Dieses Zertifikatesystem führt zu einem Zusatzgewinn des regenerativen Kraftwerksbetreibers und hat oftmals keine Lenkungswirkung auf die Errichtung weiterer erneuerbarer Erzeugungsanlagen.

Das Ziel des RECS ist allerdings die freiwillige europaweite Förderung regenerativer Energien. Als größte europäische Vereinigung im Energiesektor soll das RECS in über 15 europäischen Ländern anhand national harmonisierter und international kompatibler Kriterien die Produktion von und den Handel mit Öko-Stromzertifikaten (RECS-Zertifikaten) ermöglichen. Die RECS-Zertifikate dienen dabei als Nachweis über eine umweltfreundliche Stromerzeugung.

In Hamburg gibt es seit 2003 den Verein RECS Deutschland e. V. mit Mitgliedern aus den unterschiedlichsten Bereichen, davon natürlich viele Energiemarktteilnehmer. Den Mitgliedern bietet das RECS die Möglichkeit, mit Öko-Stromzertifikaten zu handeln, wobei eine Trennung zwischen physisch geliefertem Strom und der Stromqualität vorgenommen wird. Die Ausgabe der RECS-Zertifikate erfolgt über einen sogenannten "Issuing Body", der für ein bestimmtes Gebiet dieses Systems (Domäne) bestellt ist und den gesamten Prozess der Zertifizierung überwacht und verwaltet. Der Issuing Body stellt dem jeweiligen Erzeuger die RECS-Zertifikate pro Einheit umweltfreundlich erzeugten Stroms aus, verwaltet den Bestand und entwertet diese im Falle des Verkaufs von grünem Strom an einen Endverbraucher. Die Ausgabe, Verwaltung und Entwertung der RECS-Zertifikate erfolgt ausschließlich auf elektronischem Wege.

Der Endverbraucher kann RECS-Zertifikate nicht selbst erwerben. Sofern er grünen Strom beziehen möchte, erwirbt sein Energielieferant, der gleichzeitig Mitglied des Systems sein muss, die entsprechende Menge RECS-Zertifikate und lässt diese Menge durch den Issuing Body entwerten. Durch diesen Vorgang wird dem Endverbraucher vom Lieferanten die Produktion der entsprechenden Menge Stroms aus erneuerbaren Energiequellen nachgewiesen. Der umweltfreundlich erzeugte Strom, welcher aufgrund der Einspeisung in das allgemeine Stromnetz jedoch nicht physisch von sonstigem "Strom" getrennt geliefert werden kann, wird durch die Kopplung von RECS-Zertifikat und physikalischer Stromlieferung beim Kunden eindeutig einer bestimmten Erzeugungsart und Menge zugeordnet, hat jedoch allein noch keine Lenkungswirkung. Das RECS-Zertifikat steht nach der Entwertung nicht mehr für den weiteren Handel zur Verfügung. Der Im- oder Export

von RECS-Zertifikaten verschiedener Domänen kann durch den für die jeweilige Domäne zuständigen Issuing Body erfolgen, wenn ein Marktteilnehmer beabsichtigt, RECS-Zertifikate einer anderen Domäne zu handeln. Der Handel selbst soll in der Weise geschehen, dass zwischen den Marktteilnehmern oder Vermittlern Verträge zur Übertragung der RECS-Zertifikate geschlossen werden. Die RECS-Zertifikate stellen somit ein Substitut für den Spot-Markt für regenerative Energie dar. Der Preis ist abhängig von der Erzeugung nach Menge und vorhandenen Erzeugungsanlagen. Er steigt nahe liegend, wenn z. B. skandinavische Wasserkraftwerke nach einem schneearmen Winter weniger Strom produzieren oder sich die Nachfrage nach RECS-Zertifikaten, wie etwa nach dem Fukushima-Unfall im März 2011, erhöht²⁴².

Ein elektronisches RECS-Zertifikat enthält die folgenden Informationen:

- individuelle Nummer, zugeteilt durch einen bestimmten Issuing Body für das Kalenderjahr, in dem das RECS-Zertifikat ausgestellt wurde,
- Quelle der Stromproduktion unter Angabe der Produktionsform, Angabe des Landes und der Domäne in dem der Strom produziert wurde,
- Kennzeichnung, ob die Stromproduktion öffentlich gefördert wird oder wurde,
- vierstelliger Hinweis auf den Issuing Body oder dessen Agenten, der für die Ausgabe des RECS-Zertifikats zuständig ist,
- Monat und Jahr der Ausgabe des RECS-Zertifikats.

Das RECS diene als Vorlage für die Gestaltung des EECS European Energy Certificate System.

Aus diesem Grund entspricht das EECS in weiten Teilen dem zuvor entwickelten RECS. Insbesondere wird die gleiche technische Infrastruktur genutzt und beide Systeme werden von der AIB Association of issuing bodies²⁴³ verwaltet. Der wesentliche Unterschied zwischen den beiden Systemen besteht darin, dass das RECS von Marktteilnehmern auf freiwilliger Basis gegründet wurde, während Herkunftsnachweise des EECS, sog. Guarantee of Origin (GoO) für Öko-Strom im EECS auf EU-Direktiven²⁴⁴ und nationaler Gesetzgebung basieren. Durch diese historischen Begebenheiten existierten zwei Arten von Herkunftsnachweisen für Öko-Strom parallel: RECS-Zertifikate und EECS-GoOs. Mittlerweile ist das RECS in dem EECS vollständig aufgegangen.²⁴⁵

²⁴² Umweltbundesamt, Marktanalyse Grünstrom vom März 2014, http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/texte_04_2014_marktanalyse_oekostrom_0.pdf, S. 142, Abruf 09.11.2014.

²⁴³ AIB Association of issuing bodies, http://www.aib-net.org/portal/page/portal/AIB_HOME, Abruf 09.11.2014.

²⁴⁴ Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC, AB L 211/55.

²⁴⁵ Umweltbundesamt, Marktanalyse Grünstrom vom März 2014, http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/texte_04_2014_marktanalyse_oekostrom_0.pdf, Seite 37 ff., Abruf 09.11.2014.

Diese beiden Arten von Herkunftsnachweisen unterscheiden sich, wie die zu Grunde liegenden Systeme, lediglich in ihrem Rechtsstatus. Langfristig ist geplant, das EECS europaweit einzuführen und das RECS vollständig abzulösen.

Öko-Stromprodukt-Zertifikate

Im Energiemarkt kann jeder Kunde und Verbraucher entscheiden, von welchem Anbieter er seinen Strom bezieht. Entscheidet er sich für Öko-Strom, so kann er ein entsprechendes Angebot von Öko-Stromanbietern nutzen. Hierbei verpflichtet sich der Anbieter, genauso viel Öko-Strom in das Stromnetz einzuspeisen oder anzukaufen, wie seine Kunden entnehmen. Weil alle Verbraucher Strom aus demselben Verbundnetz beziehen und Strom physikalisch immer gleich ist, hat der Bezug von Öko-Strom keine direkte physische Auswirkung auf den an den einzelnen Kunden gelieferten Strom.

Stattdessen werden die Liefer- und Zahlungsströme am Energiemarkt und womöglich der Strommix des gesamten Landes verändert.

Wenn beispielsweise schwedische Wasserkraft nach Deutschland geliefert wird, wird in Schweden der Strom produziert und auch verbraucht. Die Qualität erneuerbaren Stroms wird jedoch vom physischen Strom getrennt und nach Deutschland verkauft. Wenn also 20 GWh schwedische Wasserkraft nach Deutschland verkauft werden, wird in Deutschland der Strommix um 20 GWh mehr Wasserkraft erhöht und in Schweden um 20 GWh Wasserkraft verringert bzw. 20 GWh Grau-Strom erhöht. Solange mehr Kapazität aus sowieso schon existierenden erneuerbaren Energieanlagen vorhanden ist als nachgefragt wird, kommt es durch direkte oder indirekte Lieferverträge alleine zu keiner ökologischen Verbesserung. Ein zusätzlicher Umweltnutzen wird erst durch Zertifikate, die unter anderem zusätzliche Ausbauwirkungen einfordern oder eben Neuanlagen, etwa jünger als 36 Monate beinhalten, sichergestellt.

Im Fall des Zertifikatehandels betreibt der Öko-Stromanbieter etwa konventionelle Kraftwerke oder kauft Grau-Strom am Strommarkt ein. Sodann erwirbt er separat und losgelöst davon von Öko-Stromproduzenten das Zertifikat, seinen Strom als „Öko-Strom“ bezeichnen zu dürfen. Der eigentliche Öko-Stromproduzent darf dann seinen Strom natürlich nicht mehr als „Öko-Strom“ verkaufen, weil er das Öko-Stromzertifikat bereits veräußert hat. Die Zertifizierungsverbände müssen deshalb auch sicherstellen, dass die Zertifikate nicht mehrfach verwendet werden. So etwas wäre schlichter Betrug.

Beim Kauf von Öko-Strom aus bereits vorhandenen umweltfreundlichen Quellen erhalten andere Stromkunden einen höheren Anteil an fossilem und Kernkraftstrom. Damit allein entsteht kein zusätzlicher Umwelteffekt. Es ist also fatal, wenn grüner Strom, der in Schweden seit Jahren in das öffentliche Netz eingespeist wird, nun durch den Hype auf Öko-Strom in Deutschland seine Öko-Stromqualität zertifizieren lässt, das Zertifikat nach verkauft, der deutsche Stromkunde einen Mehrbetrag für Öko-Strom freiwillig leistet, aber am Ende kein Umweltmehrwert entstehen würde. Dies kann nur erreicht werden, wenn neue regenerative Erzeugungsanlagen gebaut und betrieben und so die konventionellen Kraftwerke zurückgedrängt würden.

Idealerweise verpflichten sich daher zertifizierte Anbieter, nicht nur „schlichten“ Öko-Strom zu liefern, sondern zusätzliche Produktionskapazitäten aufzubauen. Der Mehrbetrag für Öko-Strom führt zu einer Lenkungswirkung.

Beispielsweise hat sich Greenpeace Energy verpflichtet, die pro Jahr an eigene Kunden abgesetzte elektrische Energie spätestens nach fünf Jahren aus in dieser Zeit neu gebauten Kraftwerken zu beziehen. So soll der Strom von Greenpeace Energy²⁴⁶, Hamburg, ausschließlich aus Wasserkraftwerken und Windenergieanlagen in Österreich und Deutschland stammen. Das Unternehmen etikettiert nicht Strom aus Kohle- oder Atomkraft zu Öko-Strom um und verzichtet daher auf handelbare Zertifikate wie zum Beispiel RECS. Es legt alle Lieferantenkraftwerke offen und Neukunden werden nach spätestens fünf Jahren zu 100 % mit Strom aus Erzeugungsanlagen versorgt, die nicht älter als fünf Jahre sind.

Auch bei der Bewertung von Öko-Stromqualitätssiegeln ist die Anforderung der Ausbauleitung neuer Erzeugungsanlagen ein zentraler Aspekt.

Sodann gibt es noch Öko-Stromprodukte, die nicht nur mengengleich liefern, also genauso viel Strom liefern, wie von den Kunden verbraucht wird, sondern auch zeitgleich.

Mengengleich bedeutet bei einem Öko-Stromprodukt, dass der Lieferant über ein Jahr verteilt, jene Menge Öko-Strom ins Netz einspeist oder einkauft, die seine Öko-Stromkunden insgesamt im Jahr verbrauchen. Ein Kunde eines Versorgers, der z. B. einen Strommix von „100 % Wasserkraft“ angibt, welcher mengengleich eingespeist wird, bekommt in Wirklichkeit zu Spitzenzeiten einen gewissen Anteil Strom unbekannter Herkunft, i. d. R. Grau-Strom. Dafür wird zu anderen Zeiten Wasserkraftstrom an andere Verbraucher geliefert, ohne dass es bei diesen deklariert wäre. In Summe stimmen die deklarierten mit den verbrauchten Mengen überein, nur eben nicht in jeder Viertelstunde.

Wenn keine näheren Angaben gemacht werden, handelt es sich üblicherweise um die wesentlich billigere mengengleiche Einspeisung, da zeitgleiche Einspeisung technisch aufwändiger und deshalb teurer ist.

Bei einem Öko-Stromprodukt mit zeitgleicher Einspeisung liefert der Lieferant zu jedem Zeitpunkt die Menge Öko-Strom, die seine Kunden momentan verbrauchen. Die benötigte Menge Öko-Strom kann in eigenen Kraftwerken erzeugt oder zugekauft werden. Der Verbrauch wird bei kleinen Kunden über ein statistisch ermitteltes durchschnittliches Lastprofil angenommen und bei RLM-Lastprofilkunden über fernauslesbare Lastgangzähler ermittelt. Nur ein zeitgleich einspeisender Öko-Stromanbieter, der zu jeder Zeit die gleiche Energie in das Netz einspeist, die der Kunde aus dem Netz entnimmt, kann weitgehend garantieren, dass der Kunde mit der Begleichung seiner Stromrechnung ausschließlich jene Arten von Stromerzeugung unterstützt, die im Strommix seines gewählten Produktes deklariert sind. Außerdem werden keine fossilen oder gar nuklearen Backup-Kraftwerke benötigt.

²⁴⁶ Greenpeace Energy e. G. Hamburg, <http://www.greenpeace-energy.de/oekostrom.html>, Abruf 09.11.2014.

Beispiele für Angebote von Öko-Stromprodukt-Zertifikaten

TÜV Nord

Das TÜV Nord Zertifikat kann eine zeitgleiche Einspeisung gerechnet auf 15-Minuten-Ebene zertifizieren. Es kommt aber bei den Zertifikaten des TÜV Nord immer auf die konkreten Testatinhalte an.

Es gibt auch Öko-Stromzertifikate vom TÜV Nord, die keine zeitgleiche Einspeisung dokumentieren.

So zertifiziert etwa der TÜV Nord separat das Vattenfall Produkt „easy natur“²⁴⁷ einerseits die CO₂-freie Erzeugung und andererseits die Lenkung auf Kraftwerke, die zu einem Drittel jünger als sechs Jahre sind, zu einem weiteren Drittel zwischen sechs und zwölf Jahre alt sind und sodann im letzten Drittel älter als zwölf Jahre sein werden.

Soweit ersichtlich wird bei dem WEMAG-Produkt „WEMIO“ vom TÜV Nord bescheinigt, dass der Strom für wemio zu 100 % in Anlagen regenerativer Erzeugung hergestellt wird. Bei der Stromerzeugung entstehen keine CO₂-Emissionen. Die Erfüllung weiterer Kriterien ist nicht ersichtlich.²⁴⁸

TÜV SÜD EE02²⁴⁹

Der Standard EE02 fordert, dass 100 % der Stromlieferungen aus erneuerbaren Energien stammen. Des Weiteren fordert er die Gleichzeitigkeit zwischen Erzeugung und Verbrauch auf 15-Minuten-Ebene. Ein etwaiger Preisaufschlag muss mindestens zu zwei Dritteln zur Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energie genutzt werden.

TÜV SÜD EE01²⁵⁰

Der Standard EE01 fordert, dass 100 % der Stromlieferungen aus erneuerbaren Energien stammen. Von diesen 100 % müssen 30 % der Stromlieferungen aus Erzeugungskapazitäten stammen, deren Erzeugungsmengen: zum Zeitpunkt der erstmaligen Zertifikatserteilung nach diesem Standard aus Anlagen stammen, deren Inbetriebnahme nicht länger als 36 Monate zurückliegt; und zu jedem Zeitpunkt in Erzeugungsanlagen produziert werden, deren Inbetriebnahme nicht länger als 120 Monate zurückliegt.

Ein etwaiger Preisaufschlag muss mindestens zu zwei Dritteln für die Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energie genutzt werden. Bei diesem Standard handelt es sich um ein Händler- und Fonds-Modell.

²⁴⁷ Vattenfall Europe Sales GmbH, Hamburg, <http://www.vattenfall.de/de/natur12.htm>, Abruf 09.11.2014.

²⁴⁸ WEMAG AG, Schwerin, <https://www.wemio.de/produkte/wemio-oekostrom.html>, Abruf 09.11.2014.

²⁴⁹ TÜV Süd, http://www.tuev-sued.de/uploads/images/1134986964291406245120/kriterkat_ee02.pdf, Abruf 09.11.2014.

²⁵⁰ TÜV Süd, http://www.tuev-sued.de/uploads/images/1134986964399810103754/kriterkat_ee01.pdf, Abruf 09.11.2014.

Ok-power²⁵¹

Das Gütesiegel wird vom Verein EnergieVision e. V., welcher vom Öko-Institut und der Verbraucherzentrale NRW getragen wird, vergeben. Das Öko-Institut führt wiederum im Auftrag von EnergieVision die Zertifizierung von Produkten für das *ok-power*-Label durch. Es ist ebenfalls ein Siegel mit dem Fokus auf hoher Ausbauwirkung.

Bestätigt wird eine 100 %ige regenerative Erzeugung. Allerdings war vor 2013 ein Anteil von Kraft-Wärme-Kopplung mit maximal 50 % erlaubt, sowie die Erzeugung in Anlagen mit ökologischen Zusatzanforderungen (z. B. geringer Eingriff ins Ökosystem)

Mindestens ein Drittel des Stroms muss aus Anlagen kommen, die nicht älter als sechs Jahre sind. Ein weiteres Drittel muss aus Anlagen kommen, die nicht älter als zwölf Jahre sind. Die Erzeugungsanlagen beider Kategorien müssen außerhalb des Förderbereichs des Erneuerbare-Energien-Gesetzes entstehen.

Es gibt darüber hinaus noch viele andere Labels oder Formen der Lieferung von erneuerbarer Energie, deren Qualitätsaussagen dann im Einzelfall von einer Zertifizierungsstelle bestätigt werden.

So liefert etwa ClEnS Clean Energy Sourcing, Leipzig²⁵², physischen Grünstrom, der vollständig zu 100 % des innerhalb eines Jahres verbrauchten Stroms, also mengengleich, aus erneuerbaren Quellen, die zu mehr als 50 % direkt aus EEG-förderfähigen Anlagen in Deutschland und im Übrigen aus dem angrenzenden Ausland, überwiegend aus Österreich und der Schweiz, stammen. Hierdurch sollen dezentrale erneuerbare Erzeugungsanlagen in den deutschen Strommarkt integriert werden.

Weiterhin existiert z. B. das Zertifikat RenewablePLUS²⁵³, das ebenfalls 100 % Erzeugung aus erneuerbaren Energien, mit einer Mengengleichheit auf Monatsbasis mit Investitionsgarantie der Erträge entweder in komplett neue Anlagen oder in den Ausbau und die Erweiterung bestehender Anlagen oder in ökologische Maßnahmen im Rahmen der Erzeugung von erneuerbaren Energien, garantiert. Die Lieferanten lassen dann ihre Produktversprechen durch den TÜV Rheinland zertifizieren.

Grüner Strom Label Gold²⁵⁴

Das Grüner Strom Label Gold (GSL Gold) kennzeichnet regenerativ erzeugten Strom aus Anlagen mit ökologischen Zusatzanforderungen, z. B. geringer Eingriff ins Ökosystem. Der Stromanbieter muss den zusätzlichen Ausbau erneuerbarer Energien oder Maßnahmen, die die dafür notwendige Infrastruktur voranbringen, beispielsweise die Entwicklung

²⁵¹ EnergieVision e. V., Kriterien für das Gütesiegel *ök-power* für Ökostrom Version 7.3, Stand: 30. Oktober 2013, http://www.ok-power.de/fileadmin/download/Kriterienkataloge/ok-power-Kriterien_7-2.pdf, Abruf 09.11.2014.

²⁵² Clean Energy Sourcing AG, Leipzig, <http://www.clens.eu/gruenstrom/qualitaet/>, Abruf 09.11.2014.

²⁵³ Bischoff & Ditze Energy GmbH, Hamburg, <http://www.renewable-plus.de/unser-produkt.html>, Abruf 09.11.2014.

²⁵⁴ Grüner Strom Label e. V., Bonn, <http://www.gruenerstromlabel.de/gruener-strom/>, Abruf 09.11.2014.

von virtuellen Kraftwerken oder den Einsatz von Smart Metern und Stromspeichern, und mit einem festen Betrag je verkaufter Kilowattstunde fördern.

Im Privatkundengeschäft liegt der Mindestförderbetrag bei 1 ct/kWh. Bei Kunden mit einem Verbrauch zwischen 20.000 und 100.000 kWh/Jahr beträgt dieser pauschal mindestens 200 €/Jahr. Für Gewerbekunden ab 100.000 kWh Jahresverbrauch beträgt der Mindestförderbetrag 0,2 ct/kWh.

Die RECS-Zertifikate sind als Nachweis der Lieferverpflichtung nicht zugelassen. Nach GSL Gold ist beispielsweise Naturstrom²⁵⁵ zertifiziert.

3.3.6 BioErdgas

3.3.6.1 BioErdgas-Begriff

So wie es beim Strom die Erzeugung aus erneuerbaren Energien anstatt aus fossilen Rohstoffen gibt, so erfolgt dies gleichsam im Erdgasmarkt, in dem Erdgas aus Biomasse produziert wird. Auch hier kann es Ziel des Beschaffungsmanagements sein, einerseits die eigenen Nachhaltigkeitsmaßnahmen zu unterstreichen, aber auch die vom Gesetzgeber gegebenen Pflichten zu erfüllen.

Das Biogas lässt sich mit entsprechender Aufbereitung auf Erdgasqualität veredeln und in vorhandene Erdgasnetze einspeisen. Das ist eine besonders rationelle Möglichkeit, regenerative Energien zu nutzen.

Im Gegensatz zu verschiedenen anderen erneuerbaren Energien lässt sich Bio-Erdgas gut speichern, dem Bedarf entsprechend einsetzen und umweltschonend über das bestehende Erdgasnetz zum Nutzer transportieren. Bei der Verbrennung von Bio-Erdgas wird nur so viel Kohlendioxid freigesetzt, wie die zu ihrer Herstellung genutzte Biomasse zuvor der Atmosphäre entzogen hat. Biogas ist zunächst ein Mischgas, dessen Hauptkomponenten bei fermentativer Entstehung Methan und Kohlendioxid sind. Dabei entsteht aus dem Abbau von organischen Stoffen unter Luftabschluss anaerob aufbereitetes Biogas mit Erdgasqualität. Der Methananteil beträgt mehr als 96 %.

Das aufbereitete Biogas, nun Biomethan oder Bioerdgas genannt, wird durch die Infrastruktur des Gasnetzes transportiert. Außerdem kann das Biomethan im vorhandenen umfangreichen Gasnetz mit den unterirdischen Kavernen, d. h. natürliche oder künstlich geschaffene Hohlräume, gespeichert werden. Zu Bioerdgas aufbereitetes Biogas kann überall dort genutzt werden, wo auch Erdgas zum Einsatz kommt. Dazu zählen die gekoppelte Wärme- und Stromerzeugung in Gas-Heizkraftwerken mit kommunalen Wärmenetzen oder in Mikro-Blockheizkraftwerken. Der Einsatz ist auch für die direkte Wärmenutzung, zum Beispiel in Gasbrennwertthermen sowie der Einsatz als Kraftstoff in Erdgas-Fahrzeugen, möglich.

²⁵⁵ Naturstrom AG, Düsseldorf, <https://www.naturstrom.de/privatkunden/strom/naturstrom/>, Abruf 09.11.2014.

Privathaushalte und Gewerbekunden können Bioerdgas zur alleinigen Wärmeerzeugung problemlos in Gasheizkesseln einsetzen.

Zu Beginn des Jahres 2012 wurden in Deutschland 83 Biogasaufbereitungsanlagen mit einer rechnerischen Aufbereitungskapazität von ca. 57.000 Norm-m³ Biomethan je Stunde betrieben. Es wurden 275 Mio. m³ Biogas produziert.

Zum 31.12.2013 waren bereits neue 144 Biogaserzeugungsanlagen an das Netz angeschlossen, also ein Zuwachs von 33 % gegenüber dem Vorjahr. Die Biogas-Anlagen speisten im Kalenderjahr 2013 insgesamt 520 Mio. m³ Biogas in die Gasnetze ein, was einen Zuwachs von 26 % gegenüber dem Vorjahr darstellt²⁵⁶.

Die Bundesregierung hat sich das Ziel gesetzt, bis 2020 jährlich sechs Mrd. m³ und sodann 10 Mrd. m³ Erdgas jährlich bis zum Jahr 2030 durch Biogas zu ersetzen²⁵⁷. Zur Erreichung dieses Zieles müssten jedes Jahr 110 neue Anlagen mit der derzeitigen durchschnittlichen Aufbereitungskapazität neu in Betrieb genommen werden²⁵⁸. Im Jahre 2030 könnten somit rund 17 % des Gesamtenergiebedarfs durch Bioenergie (Holz, Stroh, Energiepflanzen und Biogas) gedeckt werden²⁵⁹.

3.3.6.2 BioErdgas-EEG und EEG-Wärme

Das Bioerdgas lässt sich als Brennstoff zum Heizen oder zum Betrieb eines Blockheizkraftwerkes verwenden, sodass hieraus Strom erzeugt wird.

Dieser Strom ist ein EEG-Strom. Dessen Einspeisung wird, gemessen an der Einspeisevergütung, nach § 44 ff. EEG²⁶⁰, je nach Anlagengröße und eingesetzter Biomasse, mit bis zu 23,73 ct/kWh vergütet.

Außerdem fällt weder bei der Stromerzeugung noch beim Verheizen gemäß § 28 i. V. m. § 2 Abs. 3 EnergieSteuerG die Energiesteuer an.

Nach § 3 Abs. 1 i. V. m. § 5 Abs. 2 Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetzes (EE-WärmeG)²⁶¹ kann Bioerdgas in einer Beimischung von mind. 30 % in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen eingesetzt werden. Bei Nutzung von gasförmiger Biomasse nach

²⁵⁶ Bundesnetzagentur, Biogas-Monitoringbericht 2014 http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Biogas/Biogas_Monitoring/Biogas_Monitoringbericht_2014.pdf?__blob=publicationFile&v=1, S. 20 ff., Abruf 09.11.2014.

²⁵⁷ § 31 GasNZV = Gasnetzzugangsverordnung vom 03.09.2010 (BGBl. I S. 1261), i. d. F. vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066).

²⁵⁸ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., Gülzow-Prützen; <http://biogas.fnr.de/biogas-nutzung/biogasnutzung/> Abruf 09.11.2014.

²⁵⁹ ARGE für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V., Berlin, Bio-Erdgas Regenerative Energie mit Zukunft – Standortbestimmung für Energieversorger Ausgabe 2011, <http://asue.de/cms/upload/broschueren/2011/bioerdgas/asue-bioerdgas-regenerative-energie.pdf>, Abruf 09.11.2014.

²⁶⁰ EEG = Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066) i. d. F. vom 22.07.2014 (BGBl. I S. 1218).

²⁶¹ EEWärmeG = Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz vom 07.08.2008 (BGBl. I S. 1658), i. d. F. vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066).

Maßgabe der Nummer II. Ziffer 1 der Anlage zum EEWärmeG wird die Pflicht nach § 3 Abs. 1 dadurch erfüllt, dass der Wärme- und Kälteenergiebedarf zu mindestens 30 % hieraus gedeckt wird. Die Nutzung von gasförmiger Biomasse gilt nur dann als Erfüllung der Pflicht nach § 3 Abs. 2, wenn die Nutzung in einem Heizkessel, der der besten verfügbaren Technik entspricht, oder in einer KWK-Anlage erfolgt.

Allerdings ist Bioerdgas sehr teuer und deshalb in der Regel viel zu wertvoll, als zum schlichten Verheizen genutzt zu werden. Wenn jedoch der besondere Rechtsrahmen aus dem EEWärmeG zu erfüllen ist, kann sich Bioerdgas als zu beschaffende Heizenergieform als vorteilhaft darstellen. Dann wiederum muss diese Bezugsquelle auf Dauer erfolgen. Die Anbieter von Bioerdgas sind auch weniger diversifiziert als normale Erdgaslieferanten.

3.3.7 Risikopolicy – Risikomanagement

Bei der Energiebeschaffung ist die Beschaffungspolicy das eine Instrument, welches bestimmt, in welcher Art und Weise, mit welchem Beschaffungshorizont, welches Energieprodukt und mit welcher Beschaffungsmethode erworben werden soll.

Jedenfalls soweit tranchiert oder via Portfoliomanagement eingekauft wird, ist mit dem Abschluss des Liefervertrages zunächst nur entschieden, bei welchem Lieferanten zu welchen (Rahmen-)Bedingungen die Tranchen und Energieprodukte eingedeckt werden können.

Die konkrete Eindeckung der Tranchen durch Base- und ggf. auch Peak-Produkte, ist dann zum Gegenstand einer kundeneigenen Risikopolicy zu machen.

Diese gibt den internen Handlungsrahmen für die Energiebeschaffung vor. Sie überprüft, wie das Risiko, dass sich während des Trancheneindeckungszeitraumes die Großhandelspreise verändern, vor allem ein Steigen, abzusichern ist. Sie gibt außerdem die Reportingpflichten für das Beschaffungsmanagement, aber auch für das Risikomanagement selbst, vor.

Denn wenn an der EEX- oder anderen vereinbarten Handelsplätzen die Commoditypreise sinken oder steigen, muss eine oft innerhalb von wenigen Minuten zu treffende Entscheidung erfolgen, dass und wie viel Menge des jeweiligen Produktes eingedeckt werden, damit einerseits vor Lieferbeginn alle notwendigen Mengen fixiert sind und die Budgets eingehalten werden.

Die Risikopolicy gibt den Entscheidungsrahmen und Reportingpflichten für die Beschaffung, und das Risikomanagement vor. Damit sollen Risiken aus der ex post Perspektive gegenüber den Marktbedingungen ungünstigen Beschaffung und vor allem sog. „Zocken“, das heißt undeterminiertes Hoffen und Warten auf die gewünschten Preisveränderungen am Großhandelsmarkt, unterbleiben.

Da es sich bei dem Strom- und Erdgasprodukten an der EEX bzw. zu diesen Bedingungen am Großhandelsmarkt zu erwerbende virtuelle Produkte um Termingeschäfte handelt, wird empfohlen, auch adäquate Risikomanagementsysteme aufzustellen.

Das Risiko ist handelstglich zu bewerten und darf keinesfalls dem Zufall überlassen bleiben.

- **Merke** Die Risikopolicy gibt den Handlungsrahmen für die Energiebeschaffung vor, um Risiken zu minimieren, aber auch Chancen bei sinkenden Preisen zu nutzen.

3.3.7.1 Risikoüberwachung

Grundsätzlich ist das Risikomanagement zur Risikoüberwachung der Energiebeschaffung von der Energiebeschaffung personell zu trennen und soll als weitere Absicherung im Vieraugenprinzip erfolgen.

Die Energiebeschaffung kauft die Energie ein und trifft die Einkaufsentscheidungen, das Risikomanagement überwacht diese Entscheidungen und reportet diese an die vorgeetzten Berichtslinien. Deshalb darf das Beschaffungsmanagement nicht auch noch das eigene Risiko überwachen.

Weiterhin muss der Grundsatz des Vier-Augen-Prinzips gelten.

Nie soll bzw. darf eine Person allein entscheiden. Wenn allein die Entscheidung für den Einkauf von 5 MW Base Call getroffen werden muss, so handelt es sich um dahinter stehende Kosten von

$$5 \text{ MW} \times 8760 \text{ h} \times 35,00 \text{ €/MWh} = 1.553.000 \text{ €}. \quad (3.12)$$

Deshalb muss die Risikopolicy namentlich vorgeben, welche MitarbeiterInnen für die Energiebeschaffung und welche personenverschieden für das Risikomanagement verantwortlich sind.

Die Risikopolicy muss ebenfalls vorsehen, welche Maßnahmen von welchen Personen zu befinden sind, wenn sich Risiken – trotz bzw. wegen der Risikopolicy – realisieren. Da es sich dann meist um finanzielle Risiken handelt, sollte, falls je nach Unternehmensgröße nicht sogleich die Geschäftsführung mit der Angelegenheit befasst ist, ein namentlich benanntes Risiko-Committee aufgestellt wird, dem das Risikomanagement, die Beschaffung, und die jeweiligen Vorgesetzten angehören, die gemeinsam über die Behandlung des Risikos entscheiden können.

3.3.7.2 Risikopolicy

Die Risikopolicy soll vorgeben, dass nur die physisch benötigten Mengen eingedeckt werden dürfen. Vom Risikomanagement sind also die Mengenberechnung der Beschaffung zu prüfen und in das Reporting zu übernehmen. Wenn z. B. feststeht oder vorhersehbar ist, dass wegen Energieeffizienz oder dem Verkauf einzelner Standorte bereits eingedeckte Energiemengen nicht mehr benötigt werden, sind diese nach einem vorgegebenen Risiko-rahmen zu bewerten und zügig zu verkaufen.

Sollten nach der Risikopolicy auch Defixierungen erlaubt sein, was gesondert festzulegen ist, dürfen nur bereits eingedeckte Mengen defixiert werden. Leerverkäufe, und nichts

anderes wäre der Verkauf einer Menge, ohne diese im Portfolio vorher eingedeckt zu haben, sind wegen Spekulation unzulässig.

In der Risikopolicy sind auch Sonderinstrumente zur Eindeckung vorzusehen, sofern diese nach der Unternehmenspolitik erlaubt sind. So ist anzugeben, ob neben den Orderentscheidungen, d. h. Einkaufsentscheidung per Anruf oder Email beim Lieferanten auch Limit-Order, d. h. Vorgaben eines Zielpreises, möglich sein dürfen.

Dies bedeutet, dass dem Lieferanten für die Eindeckung einer Tranche ein Zielpreis mit Menge und Laufzeit vorgegeben wird, z. B. Zielpreis 35,00 €/MWh, max. fünf Megawatt Base, Laufzeit bis 31.10. Das wäre sinnvoll, wenn z. B. bis zum 31.10. nach der Risikopolicy eine bestimmte Menge eingedeckt werden muss und der Preis gegenwärtig bei über 35,00 €/MWh seitwärts gehandelt wird, aber eben bei 35,00 €/MWh eine Position Base geschlossen werden könnte.

An der EEX und OTC werden nur bzw. überwiegend Verkaufsorders eingestellt. Wenn sodann der Käufer eine Kauforder in OTC im Brokerscreen einstellt, ist es möglich, dass ein Verkäufer auf dieses Kaufgebot eingeht, obwohl zu keinem Zeitpunkt des Tages an der EEX der durch die limitierte Order erreichte Preis angezeigt wird.

Wenn an der EEX während der Laufzeit das Limit von 35,00 €/MWh unterschritten wird, wird die Menge, soweit dies möglich ist, mindestens die zu diesem Preis erhältliche Strommenge, eingedeckt. Falls eben nur zwei Megawatt erhältlich sind, werden diese zwei Megawatt auch eingedeckt. Wenn der Basepreis bis zum 31.10. den Zielpreis von 35,00 €/MWh nicht erreicht, verfällt die Limit-Order und die Beschaffungsabteilung muss dann ggf. zu dem dann möglichen Preis diese Stromposition eindecken.

Diese Limit-Order-Erlaubnis muss die Risikopolicy vorsehen, weil die Beschaffung in gewisser Weise das Schließen der Tranche in einen Automatismus der Marktentwicklung stellt.

3.3.7.3 Markteinschätzung

Die Risikopolicy soll vorsehen, dass **keine** Kaufentscheidung ohne ausreichende und zu perpetuierende Markteinschätzung der Beschaffung erfolgen darf.

Es ist durchaus möglich, dass sich der Marktpreis innerhalb einer Woche um mehrere €/MWh verändert. Wenn mit einer Kaufentscheidung z. B. Tranche 5 MW Base = 43.800 MWh eingedeckt werden, dann können mit einer ex post „falschen“ Entscheidung bei einer Tranche schnell 40.000 € Chance entgehen, weil eine Tranche in einer fallenden Marktentwicklung zu früh, oder im steigenden Markt zu spät eingedeckt wird.

Deshalb müsste die Risikopolicy vorsehen, dass der Energiebeschaffungsentscheider mit dem Lieferanten oder Dritten, insbesondere Energiebrokern, regelmäßige Abstimmungen, insbesondere vor Eindeckung vorzunehmen hat, um ein Gefühl für die Marktrisiken zu erhalten. Dabei ist nicht immer ein Zugang zu einem Realtime-Ticker- oder -Screen erforderlich, allerdings wird auch dies bei der Eindeckung größerer Volumina vorgeschlagen.

In der Praxis erfolgt die Beschaffung von Energie als sogenannte Nichtverkaufsware durch einen Beschaffungsmanager, der am volatilen Energiemarkt sehr wichtige Entschei-

dungen trifft. Die Preise am Großhandel verändern sich fortlaufend, Preisindikationen müssen erkannt und gehandelt werden. Innerhalb weniger Minuten können Preisänderungen von 10telEuro auftreten. Wenn z. B. 100.000 MWh Jahresmenge beschafft werden müssen, kann diese Deviation bereits mehrere 10.000 € Mehrkosten verursachen.

Daher ist eine Markteinschätzung die notwendige Basisverpflichtung.

Den Lieferanten ist es oftmals aus eigenem Risiko oder in Ermangelung einer öffentlich-rechtlichen Erlaubnis nach dem Kreditwesengesetz²⁶² nicht gestattet, Kauf- und Eindeckungsempfehlungen zu geben. Allerdings kann aus den Marktdaten, die etwa von Reuters²⁶³ gegen Entgelt angeboten werden, eine Markteinschätzung ohne weiteres gebildet werden.

3.3.7.4 Beschaffungspotfolio-Bericht

Für alle gekauften bzw. noch offenen Tranchen je Beschaffungspotfolio ist vom Risikomanagement ein Portfoliobericht zu führen, der die eingedeckten Tranchen einerseits und nach der Value-at-Risk-Bewertung die offenen Tranchen andererseits bewertet, um das Risiko der Preisveränderung auf einen Blick und die Bewertung der Veränderung aus der Vergangenheit an den Großhandelsplätzen für die noch offenen Tranchen auch monetär für einen vorgegebenen Zeitraum zu bezeichnen²⁶⁴. Damit die Beschaffung nicht etwa ihre eigenen Risiken bewertet, muss dies vom Risikomanagement vorgenommen werden.

Da sich die Energiepreise an der EEX und gleichsam im OTC ständig in Abhängigkeit von der Marktentwicklung verändern, bei hoher Volatilität binnen weniger Tage sogar um mehrere €/MWh sinken oder steigen können, sollte zum Zeitpunkt des Starts der Eindeckung der Tranchen nach Unterzeichnung der Verträge und Implementierung aller Risikosysteme grundsätzlich festgelegt werden, wann die Beschaffung der Energiemengen für das Lieferjahr endet und abgeschlossen sein soll. Das Risikomanagement gibt also vor, zu welchem Zeitpunkt alle Preisrisiken für das Beschaffungsjahr eliminiert sein müssen.

Kriterium des Zeithorizonts könnte die Budgetplanung des Unternehmens sein. Wenn also am 01.01. das Geschäftsjahr startet und das Budget am 31.10. des Vorjahres festgelegt wird, macht es Sinn, die Beschaffung der Energie für das Lieferjahr spätestens am 31.10. des Vorjahres abzuschließen, oder festzulegen, dass am 30.09. mindestens 75 % des Energiebedarfs des folgenden Geschäftsjahres eingedeckt sein muss, sodass nur noch 25 % der benötigten Energiemenge im Risiko liegt.

Weiterhin soll das Risikomanagement vorgeben, dass und welche Formulare für die Beschaffung zu verwenden sind, damit prozess- und insoweit auch fälschungssicher die Energiemengenbestellung oder -preisfixierung perpetuiert ist. So bietet sich an, dass die Energiebeschaffung für die jeweils beschaffte Tranche ein vom Risikomanagement vor-

²⁶² KWG = Kreditwesengesetz vom 09.09.1998 (BGBl. I S. 2776) i. d. F. vom 15.07.2014 (BGBl. I S. 934).

²⁶³ Thomson Reuters, <http://thomsonreuters.com/>.

²⁶⁴ Hans Rau-Bredow, Überwachung von Marktpreisrisiken durch Value at Risk, <http://www.risknet.de/fileadmin/eLibrary/Bredow-Marktpreisrisiken-2001.pdf>, Abruf 09.11.2014.

gegebenes und vorgeschriebenes Beschaffungsprotokoll erstellt. Das Risikomanagement kann und muss dann überwachen, ob die Bestellung im Beschaffungsprotokoll und die entsprechende Bestätigung vom Lieferanten übereinstimmen.

Allerdings müssen die Art und Weise der Bestell- und Bestätigungswege im Verhältnis Beschaffung, Lieferant und eigenes Risikomanagement, und auch selbst die Angabe der handelnden Personen im Liefervertrag mit dem Lieferanten vereinbart werden. Da sich die Energiemärkte zum Teil sehr volatil verhalten, muss die Energiebeschaffung somit auch jederzeit funktionieren.

3.3.7.5 Beschaffungsregeln

Es bietet sich an, der Energiebeschaffung durch das Risikomanagement bestimmte Beschaffungsregeln zur Risikolimitierung vorzugeben, die dann vom Energiebeschaffungsmanagement umzusetzen und vom Risikomanagement nur noch zu überwachen und in einem in der Risikopolicy vorgegebene Modus zu berichten sind.

Bewährt haben sich folgende Regeln:

Risikoregel 1 – Step-Hedge-Timing

Die einzudeckenden Energiemengen oder -produkte sind sinnvoll auf den Zeitraum ab Vertragsschluss bis zum Eindeckungsende aufzuteilen.

Wenn, was nur theoretisch zutrifft, der Preis stur seitwärts geht, würden in vordefinierten Zeiträumen, etwa monatlich ein Prozentsatz der virtuellen Base- und Peak-Produkte oder des Summenlastprofils eingedeckt.

Ist der Vertragsschluss des Liefervertrags zum Beispiel im August 2013 für die Belieferung im Kalenderjahr 2015 erfolgt, und soll die Beschaffung aller benötigter Energiemengen bis zum 31.10.2014 abgeschlossen sein, was vom Risikomanagement zu überwachen ist, dann ergäben sich im Grundsatz von August 2013 bis Oktober 2014 15 Beschaffungsmonate, sodass in jedem Monat ein Fünfzehntel der benötigten Menge beschafft werden kann. Dies ist dann entweder, je nach zu beschaffendem Produkt, in einen Prozentsatz der Tranchen oder in Großhandelsprodukte in Megawatt umzurechnen und umzusetzen.

Die Beschaffung erhält also als Handlungsrahmen die einzudeckende Menge im Kalendermonat und kann dann in diesem vorgegebenen Handlungsrahmen frei nach Marktverlauf entscheiden, an welchem Tag im Monat sie die jeweilige Tranche oder Energieprodukte schließt. Dies kann auf ein Mal oder bei der Eindeckung von Base- und Peak-Produkten mit mehreren Käufen erfolgen.

Risikoregel 2 – High-Price-Level

Zunächst kann eine absolute Preisobergrenze für den gesamten Beschaffungszeitraum festgelegt werden. Wenn also die Energie für das Beschaffungsjahr nicht teurer als ein bestimmter Betrag sein soll, so wird dieser als Preisobergrenze, empfohlen für jedes Produkt Base und Peak getrennt, in der Risikopolicy festgelegt.

Falls also der Basepreis bei Vertragsschluss 37,50 €/MWh beträgt, könnte festgelegt werden, dass bei einer Preissteigerung im Markt auf 40 €/MWh alle offenen Positionen

zu schließen sind, um auszuschließen, dass der Energiepreis Base größer als 4,0 ct/kWh wird.

Der Wert Δ für den High-Price-Level beträgt hier statisch 2,5 €/MWh.

In diesem Rahmen bei sinkenden und steigenden Preisen ist die Beschaffung frei, die offenen Positionen zu schließen. Die Preisobergrenze sollte und kann das Risikomanagement verobjektiviert festlegen.

Die Preisobergrenze errechnet sich z. B. bei Strom, getrennt für die Energieprodukte Base und Peak, soweit beide Produkte einzudecken sind.

Der Preis, den jede Tranche maximal kosten darf (Maximalpreis = $P_{\max}$), wird am Tag des Vertragsschlusses festgelegt ($P_{\max,0}$).

Der Maximalpreis kann verobjektiviert mit dem Settlementpreis (Tagesabschlusspreis) des entsprechenden Jahresterminkontraktes (Base oder Peak) an der EEX, erhöht um einen verobjektivierten Wert Δ sein. Dieser Wert Δ wird durch die jeweilige „at the money-Prämie“, die sich auf der Grundlage der Settlementpreise für Base und Peak aus dem Optionsbrokersheet des gleichen Handelstages für den Kauf eines Calls (Base und Peak) ergibt, berechnet²⁶⁵.

Er kann sich aber auch gerade in fallenden Märkten aus dem Vorjahrespreis ergeben, sodass abgesichert wird, dass der Energiepreis nicht höher wird als im laufenden Jahr. Der Vorjahrespreis für Strom war 40,00 €/MWh, der Markttrend ist fallend. Der High-Price-Level wird somit auf 40,00 €/MWh festgelegt, sodass abgesichert ist, dass der Strom im Folgejahr nicht teurer beschafft wird als diese 40,00 €/MWh.

Möglich wäre aber auch, dass er sich aus einer Preisspanne, z. B. einer vorgegebenen Differenz von 5 % des Settlementpreises bei Vertragsschluss, ergibt. Damit ist formal abgesichert, dass wenn die Preise am Großhandel sprunghaft steigen, bei einem Überschreiten der Marke von 5 % über dem Settlementpreis am Tag des Vertragsschluss oder etwa am Tag der Eindeckung der vorherigen Tranche alle offenen Mengen zu schließen sind.

Nur, diese Obergrenze darf sich nicht die Beschaffung selbst vorgeben, sondern sie muss vom unabhängig tätigen Risikomanagement kommen, welche die Unternehmensziele abbildet.

Damit wird u. a. gesichert, dass nicht gleich bei jeder Preissteigerung nach dem Vertragsschluss alle Positionen zu schließen sind, weil die Energiepreise volatil steigen und auch wieder sinken können.

Wird der sog. High-Price-Level erreicht, wären dann folglich von der Beschaffung grundsätzlich alle offenen Positionen des zu beschaffenden Lieferjahres zu schließen.

Risikoregel 3 – Moving Target – Schleppzeiger

Im Falle des Kaufs einer Tranche wird $P_{\max}$ in der Weise neu festgelegt ($P_{\max,t}$), dass der Settlementpreis des Produktes, das gekauft wurde, von dem Tag des Kaufs um den Wert Δ erhöht wird.

²⁶⁵ EEX, Vgl. etwa <http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Strom/Phelix%20Options%20%7C%20Terminmarkt>.

Dabei ist zu beachten, dass das neu festzulegende $P_{\max}$ vom Tag des Kaufs nicht größer sein darf als das $P_{\max}$, welches am Tag davor Gültigkeit hatte.

Mit diesem Moving Target-Schleppzeiger soll gewährleistet werden, dass die Risikopolitik bei einer günstiger eingedeckten Tranche als $P_{\max,0}$ bzw. $= P_{t-1}$ ebenfalls den High-Price-Level in gleichem Maße nach unten setzt. Erreichte Preissenkungen verringern den High-Price-Level und werden nicht mehr durch nachfolgende Preissteigerungen gefährdet.

Mathematisch bedeutet dies:

$$\begin{aligned} P_{\max,t} &= P_{\text{Settlement Produkt}} + \Delta_{\text{Wert}} && \text{wenn } P_{\text{Settlement Produkt}} + \Delta_{\text{Wert}} \leq P_{\max,t-1} \\ P_{\max,t} &= P_{\max,t-1} && \text{wenn } P_{\text{Settlement Produkt}} + \Delta_{\text{Wert}} > P_{\max,t-1} \end{aligned} \quad (3.13)$$

Die Festlegung, dass jede Tranche höchstens den Maximalpreis (Maximalpreis $= P_{\max,0}$) kosten darf, ist aber soweit einzuschränken, dass bei einer Marktlage, bei der nur Preise über dem Maximalpreis, also über $P_{\max,t} = P_{\text{Settlement Produkt}} + \Delta_{\text{Wert}}$ angeboten werden, zu diesen Preisen die offenen Positionen eingedeckt werden müssen. Dies ist als eindeutiges Kaufsignal aller Restmengen für das entsprechende Produkt zu werten, auch wenn damit für die noch zu kaufenden Mengen nur höhere Preise als $P_{\max}$ erzielt werden können.

Dieser Zustand kann eintreten, wenn der Preis der letzten Tranche beispielsweise 0,50 €/MWh unter dem High-Price-Level liegt und plötzlich der Preis steigt, den High-Price-Level durchschreitet und in diesem Prozess nach Durchschreiten die Eindeckung der offenen Positionen beginnt. Die Eindeckung erfolgt dann leider über dem High-Price-Level, allerdings dann auch so schnell wie möglich. Wichtig bleibt der Zweck, die offenen Positionen aus dem Preissteigerungsrisiko zu nehmen.

Die Preisobergrenze ist somit im weiteren Verlauf an die Entwicklung der Großhandelsmarktpreise gekoppelt. Bei steigenden Großhandelsmarktpreisen bleibt die Preisobergrenze stabil und wird nicht angepasst. Wenn die Preise über die Preisobergrenze steigen, müssen alle offenen Positionen eingedeckt werden.

Bei Sinken der Großhandels-Beschaffungspreise erfolgt die Eindeckung einer Tranche, wenn und sobald der Vortages-Settlementpreis EEX nach einer Phase des Sinkens seit der Vortranche dreht und insgesamt steigt. In diesem Fall wird somit solange mit der Eindeckung der Folgetranche gewartet, bis der Energiepreis nach einem Sinken wieder steigt (Schleppzeiger) oder eine andere Regel, etwa das Timing durch Zeitablauf, greift. Im sinkenden Markt wird die Chance der niedrigen Preise für die Großhandelsprodukte genutzt.

Der High-Preis-Level wird sodann im gleichen Verhältnis wie beim Vertragsschluss aus der Differenz zwischen EEX-Settlementpreis und High-Preis-Level nunmehr zwischen Tranchenpreis und diesem Wert Δ nachgezogen und jeweils nach jeder entsprechenden Tranche ein neuer High-Price-Level berechnet und in den Risikomanagement-Report implementiert. Damit ist gesichert, dass Chancen nicht wieder aufgegeben werden. Der High-Price-Level wird dann gleichsam nach unten adjustiert.

Risikoregel 4 – Exit der Policy

Bei gravierenden Änderungen des Marktes, insbesondere

- Verschlechterung der Fundamentaldaten (z. B. Fukushima-Szenario, als innerhalb weniger Tage die Großhandelspreise um mehrere €/MWh stiegen),
- Gefahr des stochastischen Erreichens des High-Preis-Levels durch Preissprünge innerhalb weniger Tage, die nicht durch Marktdaten begründet sind,
- eine wesentliche Erhöhung des Spreads zwischen Base und Peak, z. B. über einen Faktor 1,4 hinaus, d. h. wenn Peak mehr als einen üblichen Faktor, hier 40 % teurer wird, was ungewöhnlich ist und eher auf Engpässe hindeutet (gegenwärtig, z. B. am 17.01.2014 war der Peak Cal15 Settlementpreis mit 47,55 €/MW gegenüber Base Cal15 mit 36,88 €/MWh nur 28,9 % teurer²⁶⁶),

könnte mit einer EXIT-Klausel die Beschaffungspolitik überarbeitet werden, weil es sich um echte Sondersituationen handelt. Derartige atypische Fälle sollen und können durch die Risikopolicy nicht abgebildet werden.

Beispielsweise hätte jede vernünftige Risikopolicy entsprechend den vorgenannten Regeln nach dem Fukushima-Ereignis im März 2011 sofort alle offenen Mengen für die nächsten Beschaffungsjahre eindecken lassen müssen. Denn kein anzunehmendes Marktszenario konnte vorhersehen, dass wegen eines, allerdings in Japan, der Region und den Emotionen extrem beachtlichen Kernkraftwerksausfall mit Strahlungsfreisetzung die Strompreise in ganz Europa nahezu explodierten. Dieser extreme Preisanstieg erfolgte nicht nur in Deutschland, wo letztlich auch der vorfristige Kernenergieausstieg²⁶⁷ bzw. die Herstellung der vorherigen bis 2010 existierenden Gesetzeslage beschlossen wurde und zunächst offen blieb, wie der von den Kernkraftwerken produzierte Strom produziert werden soll.

Eine sklavische Exekution der Eindeckung aller offener Positionen wegen eines binnen ein bis zwei Handelstagen erreichten High-Preis-Levels hätte die Nachfrage nach Stromprodukten und damit den Commoditypreis noch weiter getrieben. Es erschien absehbar, dass dieses gravierende Ereignis auf lange Sicht keinen dauerhaften Einfluss auf die Strompreise in Deutschland haben kann. Heute sind die Forward-Strompreise wieder sehr deutlich niedriger als im März 2011.

So kostete das MW Base Cal15 am 11.03.2011 54,63 €/MWh, verteuerte sich nach dem Reaktorunfall in Fukushima am 14./15.03.2011 auf 60,05 €/MWh, also um 10 %, und kostete am 10.01.2014 nur noch 35,93 €/MWh, ist also innerhalb von weniger als

²⁶⁶ EEX, <http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Strom/Phelix%20Futures%20%7C%20Terminmarkt#y>.

²⁶⁷ Vgl. § 7 Abs. 1a AtomG = Atomgesetz vom 15.07.1985 (BGBl. I S. 1565) i. d. F. Art. 5 des Gesetzes vom 28.08.2013 (BGBl. I S. 3313).

drei Jahren um 40 %(!) gefallen²⁶⁸. Der bis dahin günstigste Settlementpreis für Cal15 Base hatte sich zuvor schon am 06.08.2013 mit 35,72 €/MWh eingestellt und pendelte im September 2014 bei ca. 35,00 €/MWh.

Deshalb sollte auch vorgesehen werden, dass das vorher definierte Risiko-Komitee in solch grob atypischen Marktentwicklungen dann entscheidet, wie die Eindeckung – in Abweichung von den allgemeinen Risikoregeln erfolgen soll. Es kann also auch angezeigt sein, durch die Entscheidung des Risiko-Komitees, keinesfalls der Energiebeschaffungsabteilung allein, die Risikopolicy auszusetzen.

3.3.7.6 Defixierungen

Soweit in der Risikopolicy auch Defixierungen, also der Verkauf von Tranchen, erlaubt sind, müssen diese, wenn sie der Portfoliopreisoptimierung und nicht der Anpassung des physischen Bedarfs dienen, nach den gleichen Grundsätzen erfolgen.

Eine Defixierung kann einerseits immer zur Anpassung des physischen Bedarfs erfolgen, wenn sich während der Beschaffungsperiode und vor Beginn der Lieferperiode ergibt, dass eingedeckte Mengen nicht mehr benötigt werden. Denn wenn feststeht, dass wegen des Verkaufs einer Abnahmestelle, wegen erfolgreicher Energieeinsparungen nach Energieeffizienzmaßnahmen oder durch schlichte Veränderung von Produktionsprozessen einige Produkte oder Mengen des bereits beschafften Stromes oder Erdgases nicht mehr benötigt werden, müssen diese Positionen aufgelöst und wieder verkauft werden.

Eine Defixierung ist andererseits durch Verkauf von Großhandelsprodukten an Dritte oder zur Preisfindung via Lieferant zur reinen Preisoptimierung möglich und enthält damit ein deutliches Risikoelement, nämlich auf eine dem Beschaffungsportfolio günstige Preisentwicklung zu spekulieren. Aus Sicht der Beschaffung muss gemessen am Markt möglichst billig eingedeckt, entsprechend zu höheren Preisen verkauft und sodann wieder günstiger die geöffnete Position eingedeckt werden.

Allerdings ist hierbei zu berücksichtigen, dass bei Unternehmen, die nach dem International Accounting Standard²⁶⁹ bewerten, das Stromportfolio nach dem fair value zu bewerten ist, was u. U. zu einem bilanziellen Finanzaufwand führen kann, wenn der Portfoliopreis den Settlementpreis am letzten Handelstag des Geschäftsjahres übersteigt.

Außerdem müssen die am Großhandelsmarkt agierenden Kunden, jedenfalls wenn mehr als 600 GWh nach Art. 2 Nr. 5 der REMIT-Verordnung²⁷⁰ eingedeckt und verbraucht

²⁶⁸ EEX, <http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Strom/Phelix%20Futures%20%7C%20Terminmarkt/Phelix%20Futures%20Historie%20%7C%20Terminmarkt/futures-historic/2014-01/FIBY/2015.01/>.

²⁶⁹ Verordnung (EG) Nr. 1126/2008 der Kommission vom 03.11.2008 zur Übernahme bestimmter internationaler Rechnungslegungsstandards gemäß der Verordnung (EG) Nr. 1606/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates ABI Nr. L 320 vom 29/11/2008 S. 0001–0481 – hier IAS 39; AB LÖ 320/1; <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2008:320:0001:0481:de:PDF>, Abruf 09.11.2014.

²⁷⁰ REMIT = Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des europäischen Parlaments und des Rates vom 25.10.2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts, AB

werden, auch die anderen umfassenden Transparenz und Reporting-Verpflichtungen der REMIT- und EMIR-Verordnung²⁷¹ einhalten.

3.3.7.7 Kontrahentenausfall-Risiko

Die Risikopolicy sollte auch das Kontrahentenausfallrisiko bewerten und Maßnahmen vorsehen, falls der Lieferant ausfällt, weil er lieferunfähig oder insolvent ist (Vgl. ENRON-Szenario 2001 (vgl. Eichenwald 2007), Teldafax 2011²⁷², FlexStrom 2013²⁷³) oder dies werden könnte²⁷⁴.

Dies gilt freilich völlig unabhängig von der in der Risikopolicy überwachten Beschaffungsmethode.

Das Kontrahentenrisiko muss auf Lieferantenseite vor Vergabe und auch vor Aufnahme und während der Belieferung regelmäßig bewertet werden.

Es scheint schon unangebracht, potenzielle Bieter an einer Ausschreibung zu beteiligen, bei denen das Risiko keine Vergabe zulässt. Das Kontrahentenrisiko ist deshalb zum einen vor Auswahl eines potenziellen Bieters und sodann vom Risikomanagement vor Vergabe zu bewerten.

Sollte der Lieferant vor der Lieferung insolvent gehen und der Insolvenzverwalter keine Vertragserfüllung wählen, besteht für den Kunden das Risiko, dass er wegen Kurzfristigkeit oder Marktveränderung z. T. wesentlich höhere Commodity-Beschaffungskosten hat. Die Ausschreibung muss nochmals komplett vorgenommen werden, wobei, je nach Beschaffungspolitik, z. B. im Wege einer verkürzten Ausschreibung der zweitbeste Bieter den Zuschlag erhalten kann, wenn sich dieser noch an sein Angebot hält.

Wenn der Lieferant während der Lieferung in Insolvenz gerät, tritt zwar zunächst eine sog. Ersatzversorgung nach § 3 der Grundversorgungsverordnung Strom²⁷⁵ bzw. Erdgas²⁷⁶ ein.

Nach § 3 GVV gilt für die Ersatzversorgung nach § 38 des EnWG die §§ 4 bis 8, 10 bis 19 und 22 sowie für die Beendigung der Ersatzversorgung nach § 38 Abs. 2 S. 1 des EnWG § 20 Abs. 3 GVV entsprechend. § 11 Abs. 2 GVV gilt mit der Maßgabe, dass der

L 326/1; <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2011:326:0001:0016:DE:PDF>, Abruf 09.11.2014.

²⁷¹ EMIR – Verordnung (EU) Nr. 648/2012 des europäischen Parlaments und des Rates vom 04.07.2012 über OTC-Derivate, zentrale Gegenparteien und Transaktionsregister, AB L 201/1; <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:201:0001:0059:DE:PDF>, Abruf 09.11.2014.

²⁷² AG Bonn Az: 98 IN 164/11.

²⁷³ AG Charlottenburg Az: 36 f IN 1569/13.

²⁷⁴ MDR vom 27.06.2014, Stadtwerke Gera beantragen Insolvenz, http://www.mdr.de/nachrichten/stadtwerke_gera104_zc-e9a9d57e_zs-6c4417e7.html Abruf 09.11.2014; FAZ vom 08.07.2014, Seite 26, Kraftwerke schlagen Städten und Gemeinden auf Gemüt, Abruf 09.11.2014.

²⁷⁵ StromGVV = Stromgrundversorgungsverordnung vom 26.10.2006 (BGBl. I S. 2391) i. d. F. vom 22.10.2014 (BGBl. I S. 1631).

²⁷⁶ GasGVV = Gasgrundversorgungsverordnung vom 26.10.2006 (BGBl. I S. 2391, 2396), i. d. F. vom 22.10.2014 (BGBl. I S. 1631).

Grundversorger den Energieverbrauch aufgrund einer rechnerischen Abgrenzung schätzen und den anteiligen Verbrauch in Rechnung stellen darf. Der Grundversorger hat dem Kunden unverzüglich nach Kenntnisnahme den Zeitpunkt des Beginns und des Endes der Ersatzversorgung in Textform mitzuteilen. Dabei hat er ebenfalls anzugeben, dass spätestens nach dem Ende der Ersatzversorgung zur Fortsetzung des Strombezugs der Abschluss eines Bezugsvertrages durch den Kunden erforderlich ist; auf § 2 Abs. 2 ist hinzuweisen.

Der Grundversorger ist sogar nach § 38 Abs. 2 S. 2 EnWG berechtigt, den Energieverbrauch, der auf die durch Grundversorgung vom Kunden bezogenen Energiemengen entfällt, aufgrund einer rechnerischen Abgrenzung zu schätzen und den ermittelten anteiligen Verbrauch in Rechnung zu stellen. Von Gesetzes wegen wird der Kunde vom Ersatzversorger, also in der Regel der örtliche Netzbetreiber nach der GVV zu in Verhältnis sehr hohen Preisen und auch nur für längstens drei Monate beliefert.

Die Grundversorgung ist sehr teuer und muss dringendst auf das notwendige Maß reduziert und vermieden werden. Deshalb empfiehlt sich in diesem Fall, eine kurze Fixpreisausschreibung für das laufende Lieferjahr vorzunehmen.

Die Fälle der Ersatzversorgung sind jedoch in der Praxis aus anderen Gründen nicht so selten: Sie treten dann auf, wenn ein Lieferantenwechselmanagement an der Lieferstelle des Kunden, ggf. durch fehlerhafte Abmeldung des alten Lieferanten, durch fehlerhafte Anmeldung des neuen Lieferanten, oder durch limitiertes Lieferstellenmanagement des Verteilnetzbetreibers scheitert.

Wenn der Lieferant während der Lieferperiode insolvent wird, wird ihm meistens in Ermangelung seiner Zahlungsleistungen der Bilanzkreisvertrag vom Übertragungsnetzbetreiber gekündigt²⁷⁷. Dann kann der Lieferant folglich nicht mehr liefern, egal welcher Preis mit dem Kunden vereinbart wurde.

Im laufenden Lieferjahr muss dann von der Beschaffung sehr schnell ein neuer Lieferant, entweder bis zum Jahresende oder bis zum Ende des nächsten Kalenderjahres gebunden werden.

Ggf. kann dann sogar auf Wochen-, Monats- oder Quartalsprodukte bei einer unterjährigen Tranchenbeschaffung ausgewichen werden.

Auf jeden Fall muss ein kurzfristiger Handlungsrahmen für die Beschaffung in der Risikopolitik vorgesehen werden, denn grundsätzlich kann nie ausgeschlossen werden, dass ein gebundener Lieferant lieferunfähig wird, was in der Regel durch Insolvenz passiert.

3.4 Heizölbeschaffung

Neben dem Erdgas, das auf einen vorhandenen physischen Erdgasanschluss angewiesen ist, stellt Heizöl im Wärmemarkt ein weiteres wichtiges zu beschaffendes Produkt dar.

²⁷⁷ Handelsblatt vom 19.04.2013, Flexstrom kann nicht mehr liefern, <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/insolventer-energiehaendler-flexElektrizität-kann-nicht-mehr-liefern/8094990.html>, Abruf 09.11.2014.

Teilweise wird für das Heizen auch noch Flüssiggas und natürlich die leitungsgebundene Fernwärme verwendet.

Das Heizöl deckt einen großen Teil unseres Wärmebedarfs ab. Der Anteil von Heizöl am Wärmemarkt liegt in Deutschland bei mehr als 30 %, davon werden etwa 60 % des Heizöls in privaten Haushalten für die Raumwärme- oder Warmwassererzeugung verbrannt. Weitere ca. 25–30 % werden für dieselben Zwecke in gewerblichen Räumen (Büros, Läden, Werkstätten, Lagehallen) eingesetzt. Der Rest (10–15 %) wird in der Industrie für eine breite Palette von Anwendungen verwendet.²⁷⁸

Das Heizöl hat derzeit den Nachteil, dass es bei vergleichbarem Energiegehalt mehr als 20 % teurer ist als Erdgas²⁷⁹.

Im Gegensatz zu Elektrizität und i. d. R. Erdgas wird Heizöl nicht leitungsgebunden geliefert, sondern in Tanks am Verbrauchsstandort vorgehalten und somit zwischengelagert.

3.4.1 Commodity „Heizöl“

Der Begriff Heizöl bezeichnet flüssige, brennbare Energieträger, die zur Wärmeversorgung eingesetzt werden.

Als Standard wird Heizöl EL, die Bezeichnung „EL“ steht für „extra leichtflüssig“, regelmäßig in die Vorrattanks am Verbrauchsstandort eingedeckt.

Die technischen Daten von „Heizöl“ ergeben sich aus der DIN 51603²⁸⁰, welche bei der Ausschreibung als technischer Standard für die Beschreibung des zu beschaffenden Produkts verwendet werden muss.

Für die Heizölbeschaffung werden grundsätzlich drei verschiedene Qualitäten am Markt angeboten. Hierbei wird, abgesehen von teuren Premiumheizöl mit Additiven, das im Normalbetrieb nicht notwendigerweise beschafft werden muss, solange keine wirklichen Kostenvorteile bestehen, unterschieden:

Standardheizöl mit einem maximalen Schwefelgehalt von 1000 mg/kg. Es kann in allen gängigen Ölheizungen eingesetzt werden, gemäß DIN 51603 Teil 1.

²⁷⁸ Steffen Bukold, Verheizt? Heizöl im deutschen Wärmemarkt Preisrisiken und Alternativen Kurzstudie im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen, Hamburg 2013; <http://www.energycomment.de/verheizt-heizol-im-deutschen-warmemarkt-preisrisiken-und-alternativen/>, Abruf 09.11.2014.

²⁷⁹ Verivox vom 30.09.2013, Heizungsvergleich: Heizöl 28 Prozent teurer als Erdgas, http://www.verivox.de/nachrichten/heizungsvergleich-heizoel-28-prozent-teurer-als-erdgas-95491.aspx?utm_medium=emailmarketing&utm_campaign=Newsletter20131003&utm_source=newsletter, Abruf 09.11.2014.

²⁸⁰ Institut für Wärme- und Öltechnik e. V., Hamburg, <http://www.zukunftsheizen.de/heizoel/heizoelsorten/fachwissen-heizoelsorten.html>, Abruf 09.11.2014.

Schwefelarmes Heizöl mit einem Schwefelgehalt von nur maximal 50 mg/kg. Es verbrennt nahezu rückstandsfrei und erhöht somit die Lebensdauer der Heizung und hat geringere Emissionen gemäß DIN 51603 Teil 1, was in dem Corporate Carbon Footprint eines Unternehmens Berücksichtigung findet. Als Corporate Carbon Footprint wird allgemein der CO₂-Abdruck eines Unternehmens, also die vom Unternehmen verursachten CO₂-Emissionen bezeichnet.

Bioheizöl Schwefelarmes Heizöl und Bioheizöl sind umweltgerecht, effizient, sicher, schadstoffarm und wirtschaftlich.

3.4.2 Grundsätze der Heizöl-Beschaffung

Heizöl am Endverbrauchermarkt ist für Letztverbraucher grundsätzlich ein Spotprodukt.

Deshalb ist für die Beschaffung neben der Auswahl des Lieferanten vor allem die Findung des Beschaffungszeitpunkts entscheidend.

3.4.2.1 Preisbildungsfaktoren

Der Heizölpreis weist eine sehr hohe Korrelation zum Rohölpreis auf. So ist eine starke Korrelation zur Rohölsorte BRENT von größer 0,85 festzustellen. Dies bedeutet, dass eine Veränderung der BRENT Monatsforward-Notierungen zur nahezu gleich starken Veränderung der Heizölnotierungen führt. Der Heizölpreis ist in der Vergangenheit deshalb zum Teil extrem volatil gewesen und befindet sich seit 2011 durchweg historisch, abgesehen von dem Preispeak im Sommer 2008, der alle Commodities betraf, auf einem sehr hohen Niveau (siehe Abb. 3.28).

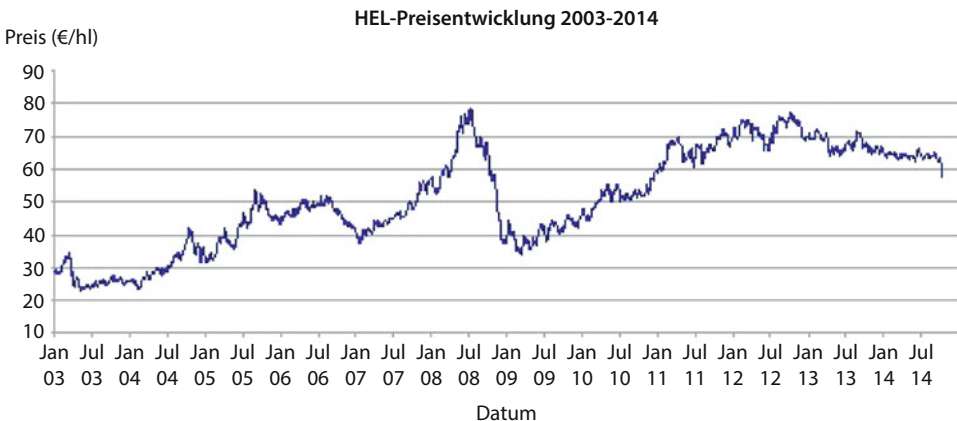


Abb. 3.28 Heizölpreisentwicklung seit 2003

Daneben ist eine hohe Abhängigkeit des Heizölpreises von Angebot und Nachfrage festzustellen.

Da Heizöl generell in der Winterperiode benötigt wird, liegt grundsätzlich im Winteranfang eine hohe Nachfrage vor, sodass dort mindestens sehr feste Preise auftreten. Allerdings ist der Heizölpreis im Gegenteil im Oktober 2014 vor der Heizperiode deutlich gesunken und beträgt derzeit ca. 10 €/hl niedriger als vor einem Jahr im Oktober 2013.

In extremen Wintern kommt hinzu, dass zu Zeiten, wenn nachgetankt werden muss, neben der Nachfrage auch die Transportkapazitäten, welche in Gefahrgut-Lkws erfolgen, und andere Verfügbarkeiten sehr preisbildend werden. Gefahrguttransporte wie Heizöl²⁸¹ müssen sich bei Schnee- und Eisglätte an besonderen Verhaltens- und Arbeitsweisen messen lassen. Es erscheint durchaus wirtschaftlich sinnvoll, entgegen der Nachfragetrends, die gewöhnlich mit Beginn der Heizperiode einsetzen, bei einem insgesamt günstigen Heizölpreinsniveau bereits im Sommer die Tanks ganz oder teilweise zu füllen und die Tankvolumen als Depot zu nutzen. Es kann dann wiederum noch fixpreissenkend wirken, falls der Bieter im Sommer die Wahl hat, wann er die Tanks füllt. Da im Sommer kein Heizöl beim Verbraucher benötigt wird, ist für den Verbraucher einerseits der Preis gefixt, und der Lieferant kann andererseits, da der Heizölpreis die Frachtkosten beinhaltet, über sein Tourenmanagement seine eigenen Kosten optimieren, was sich im Fixpreisgebot niederschlagen sollte.

Schwefelarmes und Bioheizöl sind wegen der besonderen Herstellung zwar teurer als das Standardheizöl. Allerdings wird schwefelarmes Heizöl mit dem Schwefelanteil von maximal 50 mg/kg nach § 2 Abs. 3 Nr. 1 lit.b EnergieSteuerG²⁸² mit 61,35 €/1000 Liter besteuert, während Standardheizöl mit 76,35 €/1000 Liter nach § 2 Abs. 3 Nr. 1 lit.a EnergieSteuerG besteuert wird. Es besteht somit ein Energiesteuerunterschied von 1,50 €/hl zugunsten von schwefelarmen Heizöl. Der Energiesteueranteil ist also fix und beträgt immer ca. 10 % des Heizölpreises.

Wenn Standardheizöl gegenüber dem schwefelarmen Heizöl nicht weniger als 1,50 €/hl günstiger ist, drängt sich die Beschaffung von schwefelarmen Heizöl sogar aus Kostengründen auf.

Da der Lieferant die Energiesteuer als Bestandteil seines Lieferpreises erhebt, sollte grundsätzlich schwefelarmes Heizöl in der Ausschreibung allein oder als Alternative zum Standardheizöl mit angefragt werden.

Der Lieferant hat als Energiesteuerschuldner gegenüber dem Fiskus bei der Belieferung von schwefelarmen Heizöl einen Steuervorteil. Deshalb muss es grundsätzlich Beschaffungsziel sein, dass schwefelarmes Heizöl nicht teurer beschafft wird als das Standardheizöl.

²⁸¹ GGV = Gefahrgutverordnung Straße, Eisenbahn und Binnenschifffahrt i. d. F. vom 22.01.2013 (BGBl. I S. 110).

²⁸² EnergieSteuerG = Energiesteuergesetz vom 15.07.2006 (BGBl. I S. 1534) i. d. F. 18.07.2014 (BGBl. I S. 1042).

Im Heizölpreis sind die Erdölbevorratungsumlage (EBV-Umlage) und ggf. auch die Umlage für den Betrieb des Instituts für Wärme- und Öltechnik Hamburg (IWO-Umlage) als Preisbestandteil enthalten.

Die EBV ist die Umlage, die alle Heizölkunden gemäß § 23 ErdölBeVG²⁸³ an den Erdölbevorratungsverband²⁸⁴ bezahlen müssen, damit dieser die strategische Reserve Deutschlands an Erdölprodukten verwaltet und lagert. Sie beträgt seit 01.04.2012 3,00 €/1000 Liter bzw. 0,30 €/hl²⁸⁵. Sie ist nicht verhandelbar.

Die IWO-Umlage ist der Beitrag des Heizöllieferanten für den Betrieb des Instituts für Wärme und Ölheizung e. V., Hamburg²⁸⁶, und beträgt seit 01.01.2014 0,40 €/1000 Liter²⁸⁷, davor seit 01.11.2007 0,70 €/1000 Liter bzw. 0,07 €/hl. Es handelt sich allerdings nicht um eine regulatorisch vorgegebene Umlage, sondern um den Beitrag des Lieferanten an das IWO-Institut, der sich nach der abgesetzten Heizölmenge bemisst. Das IWO ist im Wärmemarkt mit dem Ziel tätig, die effiziente und emissionsarme Heiztechnik im Interesse des Klimaschutzes und der Ressourcenschonung zu verbreiten, damit die Vorteile des Energieträgers Heizöl langfristig im Wärmemarkt genutzt werden können.

Dieser IWO-Umlage-Preisbestandteil ist insoweit verhandelbar und im OMR-Heizölreport bereits eingepreist. Allerdings muss der Lieferant seinen Mitgliedsbeitrag an die IWO nicht aus den Erlösen vom Kunden, sondern kann sie auch aus seinem Gewinn bezahlen.

Die EBV und die IWO betragen zusammen etwa 0,5 % des Heizölpreises frei Tank.

3.4.2.2 Preisreferenz OMR Oil Market Report

Soweit Fixpreise vereinbart werden sollen, werden die Bieter in der Ausschreibung für die einmalige kurzfristige Belieferung einen Fixpreis offerieren. Der günstigste Bieter erhält den Zuschlag. Dies ist in der Energiebeschaffung nicht anders als bei anderen notwendigen Verbrauchsgütern.

Bei Verträgen über wiederholte Lieferungen, d. h. Jahreskontrakte für die Lieferung wenn jeweils der Tankfüllzustand es erfordert, kann ein Index vereinbart werden. Als Referenzpreise für Heizöl in Deutschland sind der OMR Report²⁸⁸ und die sog. Rheinschiene²⁸⁹ geeignet.

²⁸³ ErdölBeVG = Gesetz über die Bevorratung mit Erdöl und Erdölzeugnissen vom 16.01.2012 (BGBl. I S. 74).

²⁸⁴ Erdölbevorratungsverband, Körperschaft des öffentlichen Rechts, Hamburg, <http://www.ebv-oil.org>.

²⁸⁵ Erdölbevorratungsverband, <http://www.ebv-oil.org/cms/cms2.asp?sid=77&nid=&cof=75>, Abruf 09.11.2014.

²⁸⁶ IWO Institut für Wärme- und Öltechnik e. V., Hamburg, <http://www.zukunftsheizen.de/startseite.html>, Abruf 09.11.2014.

²⁸⁷ IWO, Grundlagen und Richtlinien zur Ermittlung der Preisnotierungen für Mineralölprodukte, <http://www.omr.de/in-erl.htm>, Abruf 09.11.2014.

²⁸⁸ OMR Oil Market Report, Kellinghusen, <http://www.omr.de/>, Abruf 09.11.2014.

²⁸⁹ Statistisches Bundesamt, Preise Erzeugerpreise gewerblicher Produkte (Inlandsabsatz) Preise für leichtes Heizöl, schweres Heizöl, Motorenbenzin und Dieselmotorenkraftstoff, Lange Reihen ab 1976

Die Rheinschiene referiert hierbei einmal auf Großhandelspreise 500 t an den Großhandel ab Lager, also ohne Transport, und sodann an den Verbraucher mit LKW Transport auf 40–50 hl. Diese Preisstellungen differieren um gut 2 €/hl.

Industrieunternehmen und große Gebäudebetreiber haben jedoch überwiegend Tanks an den Heizungsstandorten, die wesentlich mehr als die 50 hl, bis zu kompletten Tankzügen mit 300 hl, aufnehmen können. Deshalb sollte bei der Preisbemessung für Heizöl ein Index gewählt werden, der diesem Umstand Rechnung trägt.

Der OMR Report (Oil Market Report) wiederum ist ein Preisgefüge, dass generell ohne Fracht bemessen wird und daher besser geeignet erscheint, den Marktpreis für Endkunden abzubilden.

Bevor ein Index für eine Preisreferenz gewählt wird, ist immer essentiell, dessen Feststellung und Inhalte zu kennen.

Die Bemessung des OMR erfolgt auf der Basis täglicher Telefongespräche und Interviews des OMR-Plattformbetreibers mit aktiven Marktteilnehmern²⁹⁰. Die tägliche Auswahl der angesprochenen Firmen bzw. Gesprächspartner richtet sich in Anzahl und Zusammensetzung nach der aktuellen Marktsituation. Dabei wird bewusst auf eine variable Auswahl der Informanten geachtet. Starre oder gar einseitige Informationsstrukturen werden vermieden, um ein Höchstmaß an Objektivität der Marktpreise sicherzustellen.

Darüber hinaus meldet eine Anzahl von Marktteilnehmern Preisinformationen, darunter auch Listenpreise direkt per Fax oder Email an OMR. Der Grundstock der Informanten beträgt über 100 inländische Firmen und umfasst Raffinerie- und Handelsgesellschaften.

Beim OMR wird außerdem noch nach der Erhebung zwischen einem unteren Grenzwert „low“ und einem oberen Grenzwert „high“ unterschieden. Der arithmetische Mittelwert ist häufig Anhaltspunkt für Preisfestlegungen, um Ausreißer zu vermeiden, und wird als „mean“ bezeichnet (siehe Abb. 3.29).

Die für die OMR-Heizöl-Inlandsnotierungen gewählten Regionalbezeichnungen entsprechen den sieben großen deutschen Raffinerie- und Lagerzentren (Marktorte) sowie Basel, die auch gleichzeitig als Zentren der Preisbildung wirken. Dies sind Norden, Osten, Seefeld, Süd-Osten, Westen, Rhein-Main, Süd-Westen und Süden.

Bei der Offerte für Heizöl werden neben der Commodity Heizöl auch die EBV-Umlage und die IWO-Umlage üblicherweise mit eingepreist. Sie sind echte Kosten der Lieferanten und daher nicht verhandelbar.

3.4.2.3 Lieferantenauswahl

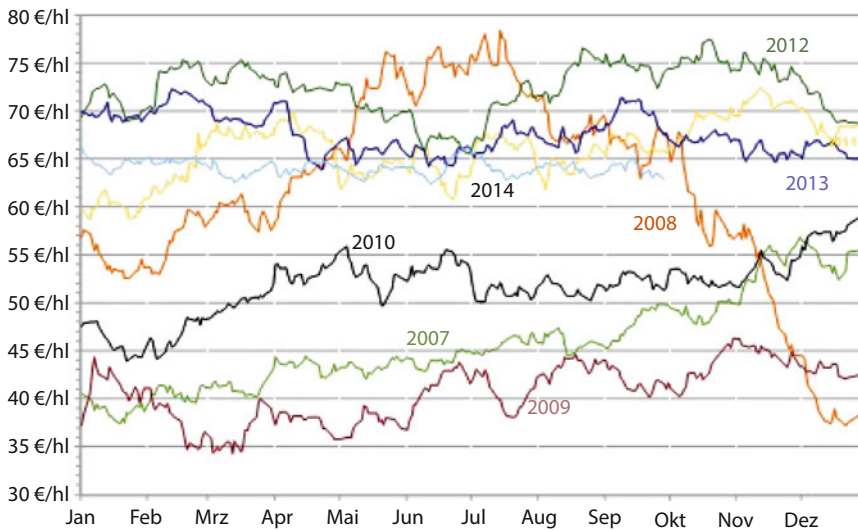
In der Endkundenbelieferung ist im Heizölmarkt typisch, dass die Heizöllieferanten sehr weit diversifiziert und überaus mittelständisch geprägt sind.

Es gibt einige große Anbieter, die mehr oder weniger deutschlandweit anbieten können, aber auch und gerade sehr viele lokale Anbieter, die aus verschiedenen Gründen, etwa

bis September 2014, https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Erzeugerpreise/ErzeugerpreisePreisreiheHeizoePDF_5612402.pdf?__blob=publicationFile, Abruf 09.11.2014.

²⁹⁰ Vgl. OMR Oil Market Report, Kellinghusen, <http://www.omr.de/>, Abruf 09.11.2014.

Übersicht Preisentwicklung HEL über alle OMR-Regionen der letzten 7 Jahre und 2014

**Abb. 3.29** Heizölpreise OMR nach Jahren

Auftragslage, Auslastung der Tankfahrzeugflotte, Lagerbestände usw. im Einzelfall auch sehr günstige (Spotliefer-)Preise anbieten können.

Aus diesem Grunde sind bei mehreren Heizöl-Lieferstellen, insbesondere bei einer Fixpreisausschreibung, entsprechend der jeweiligen Bieterlage passende Lose zu bilden.

Die Bonität der Lieferanten kann in Relation zum Dauerschuldverhältnis der Strom- oder leitungsgebundenen Erdgaslieferung in den Hintergrund treten, wenn der Lieferant vorleistungspflichtig ist. Denn sollte eine Lieferung in den Tank des Endkunden geliefert worden sein und der Lieferant danach ausfallen, kann sehr kurzfristig ein anderer Lieferant ausgewählt und für die nächste Fixlieferung gebunden werden.

Da der OMR-Report keine FRACHT enthält, muss die Fracht mit dem Lieferanten zusätzlich verhandelt werden, z. B.

$$\text{OMR} + \text{Fracht per Lieferstandort €/hl} \quad (3.14)$$

3.4.2.4 Anlieferung Fracht frei Tank

Es ist davon auszugehen, dass grundsätzlich ein Lieferant seine Preisangebote wegen der allgemein üblichen Indizierung inklusive Transport anbietet, also z. B. OMR weekly average mean, ein veränderbarer Index im Verlauf des Jahres plus Frachtrate je Standort, die entweder auch fix je Anlieferung oder in einem Betrag in €/hl angeboten wird.

Deshalb ist bei einer Ausschreibung eines Jahreskontraktes für die Heizölbeflieferung immer frei Tank anzufragen.

Wichtig ist es daher auch, die zu beschaffende Menge und das vorhandene Tankvolumen zu kennen, insbesondere wenn mehrere Lieferstellen vorhanden sind. Sollte der Lieferant ganze Tankzüge anliefern können und dürfen und muss demnach nicht mit einem Tankzug mehrere Lieferstellen anfahren, ist die Frachtrate entsprechend günstiger verhandelbar.

Besonders vorteilhaft für die Flexibilisierung der Beschaffung und das Ausnutzen von Preisveränderungen ist ein elektronisches Messen des freien Tankinhalts.

Empfohlen wird, eine Tankvolumenmessung zu installieren, die einerseits den freien Tankinhalt als potenzielles Depot, aber auch die Reichweite des Verbrauchs und den Verbrauch als solchen je Zeiteinheit (Tag, Monat, Jahr) misst. Die Heizölbeschaffung hat dann eine gewisse Vorwarnzeit für die Auslösung der Beschaffungsentscheidung. Denn wenn der Heizöltank leer zu laufen droht, kann, sofern keine Jahresverträge bestehen, nur fix mit einer kurzen Preisabfrage und -verhandlung bei einigen Bietern als einfachste Form der Heizöl-Ausschreibung mit geringer Nachfragemacht geordert werden. Erfahrungsgemäß sollte bei einer Reichweite des verbleibenden Tankinhalts für Heizzwecke unter 14 Tagen die Bestellung ausgelöst werden.

3.4.3 Bioheizöl

Neben dem klassischen Standard- oder schwefelarmen Heizöl aus der Rohölverarbeitung gibt es im Markt als Sonderprodukt, ähnlich wie Bioerdgas oder Öko-Strom, auch Bioheizöl²⁹¹.

Bioheizöl besteht anteilig aus nachwachsenden Rohstoffen. Nach DIN SPEC 51603 Teil 6²⁹² wird es korrekt als Heizöl EL A Bio (alternativ) bezeichnet. Bioheizöl ist ein schwefelarmes Heizöl, dem mindestens drei Volumenprozent flüssiger Brennstoff aus nachwachsenden Rohstoffen beigemischt ist.

3.4.4 Fixpreisbeschaffung

Bei Heizöl ist generell eine Fixbeschaffung oder der Abruf nach Abstellen auf einen Index üblich.

Bei der Fixbeschaffung wird der Heizölbedarf über die einzelnen Abnahmestellen an die Lieferanten abgefragt, welche dann mit einer in der Regel sehr kurzen Bindefrist anbieten. Die Bindefrist muss für alle Lieferanten gleich sein. Je kürzer diese ist, desto weniger Preisrisiko muss in das Heizöl vom Lieferanten eingepreist werden.

²⁹¹ Interaid GmbH, Berlin, <http://www.bio-heizoele.de/>, Abruf 09.11.2014.

²⁹² Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e. V., Köln, Informationsblatt Nr. 41 Juni 2012, Heizöle nach DIN 51603-1 und DIN SPEC 51603-6, http://www.bdh-koeln.de/fileadmin/user_upload/informationsblaetter/Infoblatt_Nr_42_Juni_2012_Heizoele_nach_DIN_51603-1_und_DIN_SPEC_51603-6.pdf, Abruf 09.11.2014.

Beispiel

Angebots-Anfrage – Lieferung nach freier Wahl bis zum ... (Zeitpunkt)

Abnahmestelle 1 = 50.000 Liter

Abnahmestelle 2 = 100.000 Liter

Abnahmestelle 3 = 7000 Liter

Lieferung nach Entscheidung des Lieferanten

Angebot:

Bieter 1 = 76,50 €/hl fix

Bieter 2 = 77,10 €/hl fix

Bieter 3 = **76,40 €/hl fix**

Der günstige Bieter 3 erhält somit den Zuschlag für die Befüllung der Tanks.

Diese Fixbeschaffung hat jedoch, je nach Marktlage und Befüllungszustand den Nachteil, dass Marktbewegungen nicht genutzt werden können.

Allerdings ist es mit einer Fixbeschaffung möglich, z. B. bei der Einschätzung eines günstigen Marktpreisniveaus für Heizöl, sogleich für die verschiedenen Abnahmestellen einen Tender für mehrere 100.000 Liter die Nachfragemacht zu nutzen und dann den günstigsten Bieter zu beauftragen. Die Tanks sind vor der Heizperiode gefüllt und werden als natürliches Depot genutzt.

Umgekehrt kann im Falle einer unklaren Marktsituation nicht das vollständig freie Tankvolumen, sondern eben nur ein Teil befüllt werden. Das Preisveränderungsrisiko wird über das verfügbare Tankvolumen gesteuert.

Da zum Index, etwa OMR, eigentlich jeder Lieferant liefern kann, muss der Fixpreis bei Belieferung mehrerer Lieferstellen und hohem Liefervolumen unter dem Tagespreis-Index liegen.

Jedenfalls wenn nur wenige Lieferstellen vorhanden sind und diese auch nur wenige Male innerhalb eines Jahres beliefert werden müssen, und diese Belieferung zeitlich und volumenmäßig planbar ist, ist eine Fixbeschaffung von Heizöl tunlich und vorteilhaft.

Da letztlich das Heizöl in Tanklastzügen geliefert wird, ist die Abnahme von kompletten Tanklastzügen preisgünstiger als wenn mehrmals kleinere Tanks angefahren werden müssen.

Da die Rheinschiene auf 40–50 hl indiziert, dürfte die Grenze auch bei 5000 Liter je Abnahmestelle liegen. Wenn also entweder mehr als 5000 Liter je Abnahmestelle oder nacheinander an verschiedenen Abnahmestellen der gesamte Lastzug mit Heizöl abgenommen wird, muss sich diese Prozesskostensenkung auch in Preissenkungen beim Abnehmer gegenüber den transparenten Preisen der Rheinschiene-Indices niederschlagen.

3.4.5 Indexbeschaffung

Bei revolvierenden Lieferungen, etwa an Wäschereien, die auch im Sommer viel Wärme zur Warmwasser- und Dampfaufbereitung benötigen, oder Gebäuden, die mehrere Tankfüllungen in der Heizperiode verbrauchen, erscheint das Abstellen, auf einen Index, etwa dem OMR-Report, sinnvoller als ein Fixpreis. Dazu bietet sich der Abschluss von Jahres- oder sogar Mehrjahresverträgen an.

Der Index hat außerdem den Vorteil, dass die internen Prozesskosten des Kunden reduziert werden. Anstatt regelmäßiger Fixpreisausschreibungen und -bestellungen erfolgt somit der Abschluss eines einmaligen Jahres- oder Mehrjahresvertrages. Die Abwicklung der physischen Belieferung erfolgt durch die Abrufe auf diesen Vertrag.

Abgerufen wird folglich zunächst immer zum rahmenvertraglich vereinbarten Index. Hierbei muss freilich der Index so konkret wie möglich vereinbart werden.

Die Differenzierung der Lieferanten erfolgt dergestalt, dass jeder Bieter zwar zum Index, etwa dem OMR, liefert, jedoch eine Rückvergütung zahlt.

Der Bieter, der die höchste Rückvergütung auf den OMR-Index an den Kunden zahlt, erhält den Zuschlag zur Belieferung.

Wenn und soweit Staffelpreise vereinbar sind, was in dem Heizöl-Spotmarkt üblich ist, lässt sich über die Bewirtschaftung der Tanks unter Berücksichtigung von Marktentwicklungen die Bezugsmenge, der Bezugspreis und die Rabatthöhe steuern.

Sollte der Index Rheinschiene vereinbart worden sein, der für Verbraucher auf 40 bis 50 hl referiert, muss, insbesondere wenn ganze Lastzüge mit 300 hl abgenommen und in die Tank geleitet werden können, natürlich ein deutlicher Rabatt auf den Index anfallen. Der Bieter mit dem höchsten Rabatt vom Index erhält den Zuschlag.

3.4.5.1 Durchschnittspreisindex

Da sich der Heizölpreis im Großhandel mindestens täglich ändert, lässt sich eine Risikostreuung dadurch erreichen, dass z. B. für die Preisfindung ein Wochendurchschnitt des Indexes vereinbart wird.

Dies bedeutet, dass, egal an welchem Wochentag der Kalenderwoche der Abruf des Heizöls erfolgt, der Wochendurchschnittspreis des Indexes abgerechnet wird. Da bei der Bewirtschaftung verschiedener Lieferstellen und mehreren Tankungen im Jahr es zufällig erscheint, an welchem Wochentag die Order ausgelöst wird, kann im Wochenkurzfristgeschäft ein Durchschnitt preisgebend gebildet werden. Das Risiko der Preisschwankungen verteilt sich demnach auf den Durchschnitt einer Kalenderwoche.

Der Heizölpreis kann sich auch innerhalb der Woche um mehrere €/hl verändern. So ist z. B. der OMR low Region Nord vom 09.12. bis 13.12.2013 von 65,10 €/hl auf 63,80 €/hl gesunken und sodann bis 20.12.2013 auf außerordentliche 65,80 €/hl gestiegen. Wer als Kunde einen 30.000 Liter-Heizöltank mit einem Fixpreis am 13.12. anstatt am 20.12. volltankte, hat dafür 600 € weniger bezahlt. Wie jeder Fixpreis hat dieser den Nachteil, ex post am falschen Zeitpunkt gerade in volatilen Märkten die Beschaffungsentscheidung getroffen zu haben.

Dagegen erfolgt beim Indexpreis eine gewisse Risikostreuung, weil es über den Indexzeitraum dann mehr oder weniger zufällig ist, wann der Tank nachgefüllt wird.

Beim OMR wird etwa ein solcher weekly average, also Wochendurchschnitt, ausgewiesen.

Mit dem Lieferanten muss bei der Preisfixierung nach dem OMR-Report auch vereinbart werden, ob nun OMR „low“, „high“ oder „mean“ gelten soll.

3.4.5.2 Lieferflexibilität

Da die Commodity Heizöl im Index abgebildet ist, lässt sich sowohl der Fixpreis als auch und vor allem der Indexpreisrabatt gestalten, wenn der Lieferant gewisse Lieferflexibilitäten hat, also seine Touren planen und insoweit seine Transportkosten, die im Index enthalten sind, moderieren kann. Insofern beispielsweise die Reichweite des Tankinhalts noch 14 Tage beträgt, wird die Order nach der internen Beschaffungspolicy auf den Index der Woche (weekly average) ausgelöst, der Lieferant kann jedoch frei planen, ob er sofort oder eben innerhalb der nächsten 14 Tage liefert.

Soll weniger als ein kompletter Lastzug angeliefert werden, z. B. 100 hl bei 300 hl Lastzug, kann diese Flexibilität zu einer relativen Preisvergünstigung des Verbrauchers führen.

Hierbei sollte, falls mehrere große und kleine Lieferstellen vorhanden sind, darauf geachtet werden, dass die Lieferanten umgekehrt keine Zuschläge verlangen, wenn sog. Mindermengen unter 50 hl anfallen. Dies wird jedenfalls oft von Lieferanten in Geboten mit Rückvergütungsrabatten verlangt, weil eine Lieferung je Lieferstelle unter 50 hl dem Bedarf eines Privatverbrauchers ähnelt.

Wenn auch abgesichert werden muss, dass der Lieferant umgekehrt sehr kurzfristig liefern soll, so ist dies im Vertrag gesondert zu behandeln und zu vereinbaren. Denn wenn im strengen Winter die Reichweite sehr kurzfristig wegen des starken Verbrauchs sinkt, muss abgesichert werden, dass auch kurzfristig, etwa innerhalb von 48 Stunden, das Heizöl ohne Fracht- und Flexibilitätskostenaufschlag an die Verbrauchsstelle geliefert wird.

► **Merke** Heizöl ist ein Spotprodukt.

Wenn ein Index vereinbart wird, sollten im Liefervertrag mindestens eine Rückvergütung als Staffelrabatt, die Frachtraten und ggf. Zuschlagsvergütung bei definierten Mindermengen und Anlieferzeiten vereinbart werden.

Die Energiesteuer und die Erdölbevorratungsabgabe sind nicht verhandelbare Bestandteile des Heizölpreises.

3.5 Strom-Eigenproduktion

3.5.1 Bedeutung der Eigenproduktion, Kosten- und Emissionsvorteile

Die Eigenerzeugung von Strom beträgt mittlerweile ca. 10 % der Nettostromproduktion in Deutschland und ist daher von einer gewissen Erheblichkeit. Dies bedeutet, dass der Strom nicht etwa zielgerichtet in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeist, sondern am Produktionsort, etwa im Wohnhaus, Industriestandort oder in dem Schulgebäude oder Krankenhaus, wo es produziert wird, auch verbraucht wird.

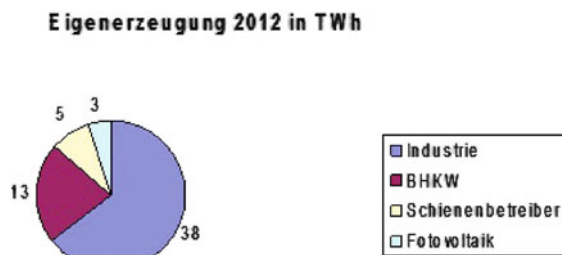
Der Großteil des im Kalenderjahr 2012 (siehe Abb. 3.30) eigenverbrauchten Stroms wird von Industrieunternehmen produziert, nämlich ca. 38 TWh, weitere 3 TWh – allerdings stark steigend – durch Fotovoltaikanlagen, sodann 13 TWh durch Blockheizkraftwerke sowie 5 TWh durch Schienenbahnbetreiber, wobei die Eigenerzeugung von 2013 bis 2017 von 53,9 TWh auf 62,4 TWh, also um 15 %(!) steigen soll²⁹³.

Diese Steigerung beträgt ohne Fotovoltaik-Eigenerzeugung, die allein von 2011 bis 2017 von 0,2 TWh um 6,7 TWh auf 6,9 TWh steigen soll, nur ca. 3 %. Damit ist offensichtlich, dass allein die Fotovoltaikinstallation zum Eigenverbrauch die Ursache und Quelle des bis 2017 prognostizierten Eigenproduktionsanstiegs ist.

Da nach dem EEG 2014 der Verbrauch von selbst erzeugten Solarstrom aus einer neuen Fotovoltaikanlage zunächst bis 2015 mit 30 % der EEG-Umlage, in 2016 mit 35 % und ab 2017 mit 40 % der EEG-Umlage beaufschlagt wird, ist diese Prognose mittlerweile überholt. Denn die hohe Beaufschlagung des Eigenverbrauchs macht die Fotovoltaikanlagen in Industrie- und Gewerbeanwendungen, die Strompreise von ca. 12–17 ct/kWh haben entsprechend unwirtschaftlich, wenn ab 2017, gemessen an der gegenwärtigen allgemeinen EEG-Umlage von 6,24 ct/kWh ein Eigenanteil für Eigenproduktion von 40 % = 2,5 ct/kWh vergütet werden muss.

Treiber der Investition in die Eigenerzeugung sind vor allem Kostenvorteile durch Vermeidung des teureren Fremdstrombezugs und die Netzunabhängigkeit sowie günstigere dem Unternehmen bzw. Eigenstromproduzenten zurechenbare CO₂-Emissionen.

Abb. 3.30 Anteil an Eigenerzeugung Jahr 2012 (in TWh)



²⁹³ Jens Hobohm, Prognos AG Berlin, Impulsvortrag Eigenverbrauch, DENA Dialogforum Berlin 18.09.2013, http://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/130918_Prognos_Vortrag_Jens_Hobohm_Eigenverbrauch.pdf, Abruf 09.11.2014.

Der Strom-Fremdbezug aus dem öffentlichen Netz führt dazu, dass sich insoweit die Beschaffung, in Abhängigkeit von dem Beschaffungshorizont, von der Entwicklung der Commodity-Preise, der Entwicklung der Umlagen sowie der Energie- und Stromsteuern, und insgesamt auch von der physikalischen Stabilität der Energienetze, unabhängig macht.

An der EEX sind gegenwärtig Strompreise für die Commodity bis 2020 handelbar, wenn auch mit nach hinten verminderter Liquidität, sodass dies zumindest gewichtige Anhaltspunkte sind, wie hoch die Eigenerzeugungskosten werden dürfen, um den Fremdstrom zu verdrängen. Es ist bisher nicht absehbar, dass die spezifischen Gesamtstrompreise, auch unabhängig von Inflationseinflüssen, in den nächsten Jahren deutlich sinken werden. Denn neben den Risiken der Commodity-Preisentwicklung werden vor allem die EEG-Umlage und auch die Netzentgelte, bedingt durch den Netzausbau und die damit verbundenen Kosten, weiter steigen.

Die spezifischen Energiekosten je kWh haben sich innerhalb von 15 Jahren seit der Liberalisierung des deutschen Energiemarktes weit mehr als verdoppelt und betragen derzeit ca. 250 % der Energiekosten des Jahres 2000(!)²⁹⁴.

Aus diesem Grunde ist es neben der Kosten- und Emissionsreduktion durch Energieeffizienz, d. h. der nachhaltigen dauerhaften Reduktion des Energieverbrauchs durch eine Verhaltensänderung oder durch energiesparende Technik sinnvoll, die benötigte Energie am Verbrauchsstandort ganz oder teilweise selbst zu produzieren und damit die Energiekosten zu moderieren. Die Eigenerzeugung ersetzt dann den Fremdbezug! Die Volatilität der Preisentwicklung über alle Komponenten wird möglicherweise entkoppelt!

Zunächst werden die variablen Kosten der Energiebeschaffung am Markt durch fixe Kosten der Investition in eine Eigenerzeugungsanlage und gegebenenfalls teilweise variable Kosten ersetzt. Diese variablen Kostenpositionen sind die Erdgasbeschaffung und -verwendung in einem Blockheizkraftwerk und die dafür notwendige Wartung und Instandsetzung sowie ggf. Personalkosten. Das wesentliche Element für die Entscheidung, auf eine Eigenerzeugungsanlage an Stelle des Fremdstrombezugs aus dem Netz umzustellen ist die ungünstigere Prognose der Fremdenergiekostenentwicklung. Diese besteht im Wesentlichen aus Commodity, Netzkosten und EEG-Umlage sowie Stromsteuer während des Betriebszeitraumes der Eigenerzeugungsanlagen.

Die Energieerzeugung erfolgt dann unabhängig vom Zustand des öffentlichen Versorgungsnetzes am Verbrauchsort und nicht in zentralen Großkraftwerken. Diese Großkraftwerke sind historisch entweder am Platz der Tagebaue bei Braunkohle oder an Flüssen zur Kernkraftwerkskühlung bzw. an Flüssen und Häfen wegen der möglichen Anlieferung von Steinkohle errichtet worden. Die Elektrifizierung Deutschlands startete um die vorherige Jahrhundertwende zunächst mit dezentralen Kraftwerken in den Städten. Erst die umfassende Elektrifizierung und Technikentwicklung machte Großkraftwerke, wie sie heute bestehen und derzeit noch nicht wegdenkbar sind, möglich und wirtschaftlich.

²⁹⁴ BDEW, BDEW-Strompreisanalyse Juni 2014 Haushalte und Industrie vom 20.06.2014, [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140702-pi-steuern-und-abgaben-am-strompreis-steigen-weiter-de/\\$file/140702%20BDEW%20Strompreisanalyse%202014%20Chartsatz.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140702-pi-steuern-und-abgaben-am-strompreis-steigen-weiter-de/$file/140702%20BDEW%20Strompreisanalyse%202014%20Chartsatz.pdf), insbesondere Chart 3, Abruf 09.11.2014.

Mit der dezentralen Energieerzeugung am Verbrauchsstandort können Netzausbaukosten verhindert oder minimiert werden, die Netzübertragungsverluste werden ebenfalls reduziert, und soweit es Blockheizkraftwerke angeht, kann eine höchst flexible und bedarfsgerechte wärmegeführte Energieerzeugung errichtet werden. Die gekoppelte Kraft-Wärme-Produktion und -Nutzung führt außerdem zu einem höheren Wirkungsgrad und damit auch zu höherer Primärenergieausnutzung als in Großkraftwerken.

Wenn nun am Verbrauchsstandort der benötigte Strom durch KWK- oder Fotovoltaikanlagen ganz oder teilweise produziert werden kann, ist bei der Energiebeschaffung insoweit das Risiko der Steigerung der EEG-Umlage oder Netznutzungsentgelte oder die Entwicklung der Commodity Strom anteilig entkoppelt. Denn die Strom-Eigenproduktion macht ganz oder anteilig die Netznutzung entbehrlich, da das öffentliche Stromnetz nicht mehr in Anspruch genommen wird. Die Umlagen und Abgaben auf Strom müssen nur auf die etwa noch bezogene Reststrommenge gezahlt werden, da diese nur nach beim Verteilnetzbetreiber bezogener Strommenge zu vergüten sind.

Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist die gleichzeitige Gewinnung von mechanischer Energie, die in der Regel unmittelbar in Strom umgewandelt wird, und Heizwärme oder Wärme für Produktionsprozesse in einem Heizkraftwerk. Diese Nutzwärme wird aus dem Stromerzeugungsprozess ausgekoppelt und damit besonders effektiv genutzt. Diese KWK wird vor allem in kompakten Blockheizkraftwerken (BHKW) angewandt.

Für die Eigenerzeugung von Strom fällt die Stromnetz-Netznutzung nur teilweise an, weil zumindest die elektrische Arbeit in Höhe der eigenerzeugten Strommenge nicht mehr aus dem öffentlichen Netz genommen wird. Das Netzentgelt pro Entnahmestelle besteht aus einem Jahresleistungspreis in €/kW und einem Arbeitspreis in ct/kWh²⁹⁵.

Das Jahresleistungsentgelt wird sich allerdings nur reduzieren, wenn durch die Eigenerzeugungsanlage auch die Jahreshöchstleistung reduziert wird, denn der Jahresleistungspreis bemisst sich aus dem mathematischen Produkt des jeweiligen Jahresleistungspreises $\times$ der Jahreshöchstleistung in Kilowatt der jeweiligen Entnahme im Abrechnungsjahr gemäß § 17 Abs. 2 StromNEV.

Da eine Fotovoltaikanlage nur bei Sonnenschein und ein Windrad nur bei Wind Energie produzieren, muss zu den anderen Perioden, d. h. nachts, im Winter oder bei Windstille, die ansonsten produzierte Leistung deshalb noch vollständig aus dem Stromnetz bezogen werden, die dann auch zu bezahlen sein wird. Deshalb reduzieren Eigenproduktionsanlagen oft nur den Netzarbeitspreis, nicht jedoch den Netzleistungspreis.

Allerdings wird vollständig die auf die Eigenproduktionsmenge ansonsten entfallende KWK-Umlage, die Konzessionsabgabe, die Offshore- und § 19 StromNEV-Umlage, die AbLaV- und die ResKV-Umlage entfallen, weil das Stromnetz in Höhe der eigenproduzierten Elektrizität eben nicht in Anspruch genommen wird und diese Energiepreiselemente nur auf den Verbrauch und nicht jedoch auf die in Anspruch genommene elektrische Leistung zu bezahlen sind.

²⁹⁵ Vgl. § 17 Abs. 1 StromNEV = Stromnetzentgeltverordnung vom 25.07.2005 (BGBl. I S. 2225), i. d. F. vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066).

Bei EEG-Stromerzeugungsanlagen wie Fotovoltaik und Windkraftanlagen entfällt für die Eigenproduktion nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromSteuerG²⁹⁶ die Pflicht zur Entrichtung der Stromsteuer von derzeit 2,05 ct/kWh, da Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie stromsteuerbefreit sind, wenn, was bei der Erzeugung am Verbrauchsort gegeben ist, dieser Strom ausschließlich aus einem mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wird.

Wenn die Stromerzeugung in Anlagen mit einer Generatorleistung von weniger als zwei MW erfolgt, so ist diese Produktion ebenfalls nach § 2 Abs. 1 Nr. 3 StromSteuerG stromsteuerbefreit, insofern der Strom vom Betreiber der Anlagen als Eigenerzeuger(!) in räumlichem Zusammenhang zu der Produktionsanlage zum Selbstverbrauch entnommen wird oder von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, an Letztverbraucher geleistet wird, die wiederum den Strom im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage entnehmen.

Das Erdgas für den Betrieb von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen ist daneben nach § 3 Abs. 1 Nr. 2 EnergieSteuerG²⁹⁷ energiesteuernbefreit, wenn es ausschließlich der gekoppelten Erzeugung von Kraft und Wärme dient und einen Jahresnutzungsgrad von mindestens 60 % erreicht und die Erzeugungsanlagen ortsfest sind.

Ortsfest sind nach § 3 Abs. 2 EnergieSteuerG Anlagen, die während des Betriebs ausschließlich an ihrem geografischen Standort verbleiben und nicht auch dem Antrieb von Fahrzeugen dienen.

Auch die EEG-Umlage muss für die Eigenproduktion von Strom nur anteilig entrichtet werden. Bis zum 31.12.2015 sind dies nach § 61 EEG 2014 bei Neuanlagen 30 % der gesetzlichen Umlage in Höhe von 6,17 ct/kWh. Lediglich Eigenversorger mit neuen Kleinstfotovoltaikanlagen mit einer Leistung von maximal zehn Kilowatt und zehn MWh Jahresproduktion, sind von der Beaufschlagung der EEG-Umlage vollständig ausgenommen.

Für die Inanspruchnahme des Erdgasnetzes fällt nach § 2 Abs. 5 Nr. 1 KAV²⁹⁸ keine Konzessionsabgabe an, wenn die Gasentnahme pro Jahr fünf Millionen kWh übersteigt. Dies kann bei einer entsprechend dimensionierten Kraft-Wärme-Produktion möglicherweise gelingen.

Außerdem dürfte das Erdgas für den Betrieb eines Blockheizkraftwerkes als Prozessgas zu beschaffen sein. Da es für die ganzjährige Produktion mit möglichst hohen Benutzungsstunden benötigt wird, dürfte Prozessgas auch als Commodity billiger als das Heizgas einzudecken sein. Denn Heizgas wird nur saisonal im Winter benötigt, sodass hier Vorteile für den Ganzjahresbezug von Prozessgas entstehen können. Das Heizgas verursacht ein relativ stochastisches Lastprofil, da die Abnahme nur in der Heizperiode erfolgt, im Sommer

²⁹⁶ StromSteuerG = Stromsteuergesetz vom 24.03.1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), i. d. F. vom 05.12.2012 (BGBl. I S. 2436, 2725).

²⁹⁷ EnergieSteuerG = Energiesteuergesetz vom 15.07.2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), i. d. F. vom 18.07.2014 (BGBl. I S. 1042).

²⁹⁸ KAV = Konzessionsabgabenverordnung vom 09.01.1992 (BGBl. I S. 12, 407), i. d. F. vom 01.11.2006 (BGBl. I S. 2477).

dagegen überhaupt nicht. Durch das BHKW kann, insbesondere wenn die Gasentnahme im Sommer erfolgt, eine Glättung des Lastprofils entstehen, was zu spezifischen Preisvorzeichen führt.

Wichtig bleibt allerdings, dass die Entwicklung des Erdgaspreises für das Blockheizkraftwerk einzuschätzen und entsprechend nach Beschaffungshorizont und Mengen zu prognostizieren und auch zu beschaffen bzw. abzusichern. An der EEX jedenfalls sind Erdgasforwards nur für drei Jahre erhältlich, sodass durch den Betrieb einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage zumindest ein Prognoserisiko entsteht.

Denn wenn der Preisabstand zwischen Strom und Erdgas zusammen geht, also Strom relativ billiger oder Erdgas relativ teuer wird, besteht das Risiko, dass der BHKW-Betrieb in der Zukunft unwirtschaftlich werden kann, weil der relativ billigere Strom dann mit dem relativ teureren Erdgas produziert werden muss.

Diese leidvolle Erfahrung haben Kraftwerkserichter, welche die BHKW um 2000 errichteten, bereits hinter sich gebracht. Danach ist der Strompreis für einige Jahre durch das Greifen der Marktmechanismen des liberalisierten Energiemarktes zum Teil deutlich gesunken. Die Produktionskosten blieben jedoch hoch, zu hoch für eine wirtschaftliche Stromproduktion.

Für die Eigenerzeugung wird deshalb neben der Investitions- und Kapitaldienstplanung eine Preisprognose der einzelnen dann noch benötigten Waren und Dienstleistungen, also etwa Erdgas und der Wartungsdienstleistungen, Zusatzkosten für Versicherung und Reparatur für ein BHKW, eine Fotovoltaikanlage oder ein Windrad besonders kostensensibel.

All das sind Faktoren, welche den Betrieb einer Eigenerzeugungsanlage auf Dauer wirtschaftlicher machen können als einen Stromfremdbezug.

Allerdings verursachen Eigenerzeugungsanlagen eine lange Kapitalbindung für den Zeitraum, bis die Investitionskosten mindestens erwirtschaftet werden.

Der europäische Markt für dezentrale Energieerzeugung im Jahr 2020 wird mit ca. 80 Mrd. € eingeschätzt und wird gegenüber 2014 um 300 % steigen (vgl. Wirtschaftswoche 2014).

3.5.2 KWK-Zulage und Abnahmepflicht

Ein Großteil der Eigenerzeugung am Verbrauchsstandort erfolgt flexibel durch Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen. Diese haben den Vorteil einer sehr hohen Gesamtenergienutzung, weil gleichzeitig die Umwandlung der eingesetzten Primärenergie in Elektrizität und Nutzwärme bzw. weiter von Nutzwärme in Nutzkälte erfolgt.

Im Interesse der Energieeinsparung, des Umweltschutzes und der Erreichung der Klimaschutzziele fördert der Gesetzgeber mit dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG)²⁹⁹ die Errichtung von KWK-Anlagen, die er allerdings dann auf der Grundlage des EEG 2014 wieder mit EEG-Umlage beaufschlagt.

²⁹⁹ KWKG = Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 19.03.2002 (BGBl. I S. 1092) i. d. F. vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066).

Ziel ist die Erhöhung der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung in der Bundesrepublik Deutschland auf einen Anteil von 25 % bis zum Jahr 2020, und zwar durch die Förderung der Modernisierung und des Neubaus von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die Unterstützung der Markteinführung der Brennstoffzelle und die Förderung des Neu- und Ausbaus von Wärme- und Kältenetzen sowie des Neu- und Ausbaus von Wärme- und Kältespeichern, in die Wärme oder Kälte aus KWK-Anlagen eingespeist wird.

3.5.2.1 Abnahmepflicht für KWK-Strom

Grundsätzlich sind die Netzbetreiber verpflichtet, den KWK-Strom aufzunehmen und einen Preis, den der Betreiber der KWK-Anlage und der Netzbetreiber vereinbaren, sowie einen Zuschlag zu entrichten. Kommt eine Vereinbarung nicht zustande, gilt der übliche Preis als vereinbart, zuzüglich dem nach den maßgeblichen Rechtsvorschriften, ansonsten nach den anerkannten Regeln der Technik berechneten Teil der Netznutzungsentgelte, der durch die dezentrale Einspeisung durch diese KWK-Anlage vermieden wird. Wenn nichts anderes vereinbart ist, gilt als üblicher Preis nach § 4 Abs. 3 KWKG für KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von bis zu zwei MW der durchschnittliche Preis für Grundlaststrom an der Strombörse EEX im jeweils vorangegangenen Quartal.

Für den Eigenerzeuger gilt, dass der Zuschlag auch für KWK-Strom zu entrichten ist, der nicht in ein Netz für die allgemeine Versorgung eingespeist wird, sondern eben selbst verbraucht wird.

Die Verpflichtung zur Zahlung des Zuschlags trifft den Netzbetreiber, mit dessen Netz die KWK-Anlage unmittelbar oder mittelbar verbunden ist.

Besonders relevant wird dies, wenn durch eine hohe Wärmeproduktion beim Eigenerzeuger so viel Strom erzeugt wird, dass er nicht vollständig am Produktionsstandort verbraucht, sondern an den Netzbetreiber als Überschuss über den eigenen Bedarf hinaus verkauft und von diesem vergütet wird.

3.5.2.2 KWK-Zulage

Die Betreiber von hocheffizienten KWK-Anlagen erhalten vom Verteilnetzbetreiber eine Zulage für den Zeitraum von zehn Jahren oder 30.000 Volllaststunden ab Aufnahme des Dauerbetriebes bei Anlagen bis 50 kW Leistung, bei höherer Leistung nur bis zur Erfüllung des Kriteriums von 30.000 Volllaststunden, die abhängig von der Generatorleistung ist.

Gemäß § 3 Nr. 12 KWKG berechnet sich die Anzahl der Vollbenutzungsstunden nach dem Quotienten aus der jährlichen KWK-Nettostromerzeugung und der maximalen KWK-Nettostromerzeugung im Auslegungszustand während einer Betriebsstunde. Eine Volllaststunde ist die mathematische Berechnung des Betriebs des BHKW mit der höchsten Generatorleistung, auch wenn tatsächlich das BHKW nur in Teillast betrieben wird oder zeitweise stillsteht. Ein BHKW kann also bei einer Generatorleistung von 500 kW und 30.000 Volllaststunden für insgesamt 15.000.000 kWh die KWK-Zulage erhalten.

Die Hocheffizienz ist allerdings Voraussetzung für diese Zulage und muss der BAFA nachgewiesen und von dieser bescheinigt werden. Eine KWK-Anlage ist nach § 3

Erzeugungsanlage i.S. KWKG	Leistung in kW	Zulage in ct/kWh	Zulagedauer
kleinere KWK	50	5,41	30.000 Stunden oder 10 Jahre, je nach Antrag
Brennstoffzelle	unbeschränkt	5,41	30.000 Stunden oder 10 Jahre, je nach Antrag
kleinere KWK	Anteil bis 50	5,41	30.000 Stunden
	Anteil bis 250	4,00	30.000 Stunden
	Anteil über 250	2,40	30.000 Stunden
KWK > 2 MW	Anteil bis 50	5,41	30.000 Stunden
	Anteil bis 250	4,00	30.000 Stunden
	Anteil bis 2 MW	2,40	30.000 Stunden
	Anteil über 2 MW	1,80	30.000 Stunden

Beispiel: Zulageberechnung mit KWK Produktion bei 5.000 Volllaststunden p.a.

KWK 40 kW, Energieproduktion = 200.000 kWh p.a. 10.820 €

KWK 250 kW, Energieproduktion = 1.250.000 kWh p.a. 53.525 €

KWK 3 MW, Energieproduktion = 15.000.000 kWh p.a. 308.525 €

Abb. 3.31 Berechnung KWK-Zulage

Nr. 11 KWKG hocheffizient, sofern sie diese Voraussetzung im Sinne der Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11.02.2004 über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG³⁰⁰ erfüllt.

Die Zulage beträgt für Betreiber kleiner KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis 50 kW sowie für Betreiber von Brennstoffzellen 5,41 ct/kWh(!).

Betreiber kleiner KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 50 kW haben ab Aufnahme des Dauerbetriebs einen Anspruch auf Zahlung eines Zuschlags für KWK-Strom für 30.000 Vollbenutzungsstunden, und zwar von mehr als 50 kW bis zu zwei MW erhalten für den Leistungsanteil bis 50 kW einen Zuschlag in Höhe von 5,41 ct/kWh, für den Leistungsanteil zwischen 50 und 250 kW einen Zuschlag in Höhe von 4 ct/kWh und für den Leistungsanteil über 250 kW einen Zuschlag von 2,4 ct/kWh.

Betreiber von hocheffizienten KWK-Anlagen mit fabrikneuen Hauptbestandteilen mit einer elektrischen Leistung von mehr als zwei MW haben, wenn sie keine bestehende Fernwärmeversorgung aus KWK-Anlagen verdrängen, ab Aufnahme des Dauerbetriebs einen Anspruch auf Zahlung eines Zuschlags für KWK-Strom für 30.000 Vollbenutzungsstunden (siehe Abb. 3.31).

Der Zuschlag beträgt für den Leistungsanteil bis 50 kW 5,41 ct/kWh, für den Leistungsanteil zwischen 50 und 250 kW 4 ct/kWh, für den Leistungsanteil von 250 kW bis 2 MW 2,4 ct/kWh und für den Leistungsanteil über 2 MW 1,8 ct/kWh.

Die Zuschlagszahlungen für KWK-Strom aus KWK-Anlagen dürfen nach § 7 Abs. 7 KWKG insgesamt 750 Mio. € pro Kalenderjahr abzüglich des Jahresbetrags der Zu-

³⁰⁰ Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11.02.2004 über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG, ABl. L 52 S. 50; <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2004:052:0050:0060:DE:PDF>, Abruf 09.11.2014.

schlagzahlungen für Wärme- und Kältenetze sowie Wärme- und Kältespeicher nach § 7a Abs. 5 KWKG nicht überschreiten. Überschreiten die Zuschlagzahlungen diese Obergrenze, werden die Zuschlagzahlungen für KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 10 MW entsprechend gekürzt.

Damit wird wiederholt deutlich, dass vor allem kleine KWK-Anlagen und die Markteinführung der Brennstoffzelle vor den Groß-KWK-Anlagen privilegiert werden sollen.

Allerdings hat der Eigenerzeuger das technische Risiko des Anlagenbetriebs, was bei Fremdbezug auf deren Energieerzeuger verlagert bleibt.

3.5.3 Neubeaufschlagung der Eigenerzeugung mit EEG-Umlage

Da die EEG-Umlage in den vergangenen Jahren auch deshalb so stark gestiegen ist, weil sich immer mehr Stromverbraucher aus der EEG-Umlage-Kostentragung durch Gestaltungen für energieintensive Unternehmen nach § 40 ff. EEG 2012 oder eine Eigenversorgung ihrer Abnahmestellen verabschiedeten, führte der Gesetzgeber die teilweise Beaufschlagung des eigenerzeugten Stroms mit EEG-Umlage mit dem EEG 2014 ein.

Schon der Vorschlag der Strompreissbremse von Bundesumwelt- und Bundeswirtschaftsministerium vom 13.02.2013³⁰¹ sah vor, Eigenerzeugung und Selbstverbrauch mit einer EEG-Mindestumlage für alle Anlagen zu versehen.

In § 61 EEG 2014³⁰² ist dies nun auch zum Gesetz erhoben worden.

Die Bestandsanlagen erhalten bis 2017 keine Beaufschlagung mit einer EEG-Umlage.

Die Neuanlagen werden ab 01.08.2014 bis Ende 2015 mit 30 %, in 2016 mit 35 % und in 2017 mit 40 % der jeweiligen EEG-Umlage beaufschlagt, wenn sie hocheffizient sind, ansonsten fällt die volle EEG-Umlage an. Ausgenommen sind nur der Betrieb von Kleinanlagen bis 10 kW Leistung und 10 MWh jährlicher Stromproduktion, bei Inselbetrieb oder wenn der Produzent sich vollständig nach § 61 Abs. 2 Nr. 3 EEG 2014 mit erneuerbarer Energie versorgt.

Diese Beaufschlagung der Eigenerzeugung mit der sachfremden EEG-Umlage wird dazu führen, dass dezentrale Erzeugungsanlagen in vielen Fällen unwirtschaftlich werden und deshalb nicht errichtet werden. Geplante Maßnahmen zur Errichtung der Eigenerzeugung gehen allerdings bisher nur leicht zurück.³⁰³

Dies kann zum absurden Umstand führen, dass der Gesetzgeber die KWK-Anlagen, die einsatzflexibel sind und zu einer Netzentlastung führen auf der einen Seite mit der KWK-Zulage gefördert und bezuschusst und auf der anderen Seite gleichsam über den EEG-Sockelbetrag beschwert werden, ganz zu schweigen, dass Anlagen zur Produktion

³⁰¹ Eckpunktepapier Strompreissicherung des BMWi und BMU vom 13.02.2013, http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Erneuerbare_Energien/20130213_Eckpunktepapier_Strompreissicherung_bf.pdf, Abruf 04.03.2014.

³⁰² EEG 2014 = Erneuerbare Energien Gesetz 2014 vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066).

³⁰³ DIHK Energiewende Barometer 2014, <http://www.dihk.de/presse/meldungen/2014-09-11-energiewende-barometer>, IHK Energiewende Barometer 2014 Seite 4, Abruf 26.10.2014.

erneuerbarer Energien emissionsfrei und BHKW, vor allem bei Hocheffizienz, wesentlich emissionsärmer sind als der Strombezug aus dem öffentlichen Netz mit derzeit 576 g CO₂/KWh, Stand 2012.³⁰⁴

3.6 Internetquellen

Agora Energiewende

EEG-Umlage kann leicht sinken, <http://www.agora-energiewende.de/themen/die-energiewende/detailansicht/article/eeg-umlage-kann-2015-leicht-sinken>, Abruf 07.09.2014

AIB Association of issuing bodies

http://www.aib-net.org/portal/page/portal/AIB_HOME, Abruf 09.11.2014

Amprion GmbH

www.amprion.net

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB)

Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik AGEE-Stat, <http://www.ag-energiebilanzen.de/>, Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2013, Abruf 26.10.2014

ARGE für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V.

Bio-Erdgas Regenerative Energie mit Zukunft – Standortbestimmung für Energieversorger Ausgabe 2011, <http://asue.de/cms/upload/broschueren/2011/bioerdgas/asue-bioerdgas-regenerative-energie.pdf>, Abruf 09.11.2014

ARGE Energiebilanzen

<http://www.ag-energiebilanzen.de/Energieverbrauch> in Deutschland im Jahr 2013, Seite 28, Abruf 25.10.2014

BAFA

Ausgleichsregelung: Rückgang der beantragten privilegierten Strommenge http://www.bafa.de/bafa/de/presse/pressemitteilungen/2014/18_eeg.html, Abruf 26.10.2014

Merkblatt für stromintensive Unternehmen, http://www.bafa.de/bafa/de/energie/besondere_ausgleichsregelung_eeg/merkblaetter/merkblatt_stromkostenintensive_unternehmen.pdf, Abruf 04.11.2014

http://www.bafa.de/bafa/de/energie/besondere_ausgleichsregelung_eeg/publikationen/stabua/energie_eeg_bruttowertschoepfung.pdf, Seite 3; Abruf 04.11.2014

http://www.bafa.de/bafa/de/energie/besondere_ausgleichsregelung_eeg/publikationen/statistische_auswertungen/besar_2013.xls, Abruf 07.03.2014

³⁰⁴ Umweltbundesamt, http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/climate_change_07_2013_icha_co2emissionen_des_dt_strommixes_webfassung_barrierefrei.pdf, Abruf 25.10.2014.

BET Aachen

Kritische Würdigung der dena-Kurzanalyse zur Kraftwerks- und Netzplanung bis 2020 vom 15.12.2008, S. 16, http://www.bet-aachen.de/service/studien-gutachten/detail-studien.html%3Fjumpurl%3Duploads%252Fmedia%252FBET-Studie_Versorgungssicherheit_Strom.pdf%26juSecure%3D1%26locationData%3D521%253Att_news%253A75%26ju-Hash%3D37cb397a5a698a65a17a54ed0a6ec545a2763e9b&rct=j&frm=1&q=&esrc=s&sa=U&ei=hjVZVIVIxcA54PeB2Ac&ved=0CBQQFjAA&usg=AFQjCNHTk0RGDu8_hjgMiWWbxSIAGmWsyw, Abruf 04.11.2014

BDEW

BDEW-Strompreisanalyse Juni 2014 Haushalte und Industrie vom 20.06.2014, [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140702-pi-steuern-und-abgaben-am-strompreis-steigen-weiter-de/\\$file/140702%20BDEW%20Strompreisanalyse%202014%20Chartsatz.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140702-pi-steuern-und-abgaben-am-strompreis-steigen-weiter-de/$file/140702%20BDEW%20Strompreisanalyse%202014%20Chartsatz.pdf), insbesondere Chart 3, Abruf 09.11.2014

Lieferantenwechsel Strom und Gas (GPKE/GeLi Gas), http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_GPKE-GeLi-Gas-Umsetzungsfragen, Abruf 06.11.2014

Der Weg zu neuen marktlichen Strukturen für das Gelingen der Energiewende, <http://www.bdew.de/internet.nsf/id/marktdesign-de>, Abruf 25.10.2014

Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland betriebenen Gasversorgungsnetzen vom 30.06.2014, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/33EEC2362-FA39C3AC1257D04004ED1C2/\\$file/14-06-30_KoV%20VII_Gesamtdokument_final2_clean.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/33EEC2362-FA39C3AC1257D04004ED1C2/$file/14-06-30_KoV%20VII_Gesamtdokument_final2_clean.pdf), Abruf 26.10.2014

http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Kooperationsvereinbaru-Gas, Abruf 24.10.2014

Standardlastprofile Strom, http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Standartlastprofile; Abruf 26.10.2014

Energie-Info-EE-und-das-EEG2013, https://www.bdew.de/internet.nsf/id/17DF3FA36-BF264EBC1257B0A003EE8B8file/Foliensatz_Energie-Info-EE-und-das-EEG2013_31.01.2013.pdf, Abruf 26.03.2014

Bischoff & Ditze Energy GmbH

<http://www.renewable-plus.de/unser-produkt.html>, Abruf 09.11.2014

BMU

Bundesministerium für Umwelt, http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hg_ausgleichsregelung_2011_bf.pdf Abruf 20.10.2013

BMWi

Eckpunkt Papier Strompreissicherung des BMWi und BMU vom 13.02.2013, http://www.bmubund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Erneuerbare_Energien/20130213_Eckpunkt_Papier_Strompreissicherung_bf.pdf, Abruf 04.03.2014

Eckpunkt Papier des BMWi für die Reform des EEG vom 17.01.2014, S. 8, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-reform-eckpunkte,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Abruf 09.11.2014

Eckpunkt Papier des BMWi für die Reform des EEG vom 21.01.2014, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-reform-eckpunkte,property=pdf,bereich=bmwi-2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Seite 3, Abruf 26.10.2014

Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit bei Erdgas vom Juli 2014, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/monitoring-bericht-nach-51-enwg-zur-versorgungssicherheit-bei-erdgas,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Abruf 25.10.2014

EEG-Reform: Planbar. Bezahlbar. Effizient., <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/eeg-reform.html>; Abruf 25.06.2014; § 1 Abs. 2 EEG 2014 vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066) i. d. F. vom 22.07.2014 (BGBl. I S. 1218)

<http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energietraeger/erneuerbare-energien,did=20918.html>, Abruf 07.03.2014

<http://bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/energiedaten.html>, Seite 38, Abruf 09.11.2014

<http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/eeg-reform.html>, Abruf 26.10.2014

Bekanntmachung der Vereinbarung zwischen der Regierung der Bundesrepublik Deutschland und der deutschen Wirtschaft zur Steigerung der Energieeffizienz vom 28.09.2012, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/V/vereinbarung-zwischen-der-regierung-der-bundesrepublik-deutschland-und-der-deutschen-wirtschaft-zur-steigerung-der-energieeffizienz,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Abruf 26.10.2014

Energiedaten Gesamtausgabe, Stand Juli 2014, <http://bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/gesamtausgabe,did=476134.html>, Seite 38, Abruf 09.11.2014

Börse online

<http://rohstoffe.boerse-online.de/oel-brent/xc0009677409.html>, Abruf 25.10.2014

BSW Solar

<http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/2013-Entwicklung-Boersenstrompreis.pdf>, Abruf 26.10.2014

Bukold, Steffen

Verheizt? Heizöl im deutschen Wärmemarkt Preisrisiken und Alternativen Kurzstudie im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen, Hamburg 2013; <http://www.energycomment.de/verheizt-heizol-im-deutschen-warmemarkt-preisrisiken-und-alternativen/>, Abruf 09.11.2014

Bundesnetzagentur

Biogas-Monitoringbericht 2014 http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Biogas/

Biogas_Monitoring/Biogas_Monitoringbericht_2014.pdf?__blob=publicationFile&v=1, S. 20 ff., Abruf 09.11.2014

Bescheid vom 19.12.2013 Az: 608-12-003; http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/systemrelevante_KW/Bescheid_Transnet_13_12_2013.pdf?__blob=publicationFile&v=1, Abruf 25.10.2014

Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2013/14 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalyse vom 16.09.2013, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Bericht_20130916.pdf?__blob=publicationFile&v=1, Abruf 20.12.2013

Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2014/2015 sowie die Jahre 2015/2016 und 2017/2018 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen vom 02.05.2014, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/FeststellungReservekraftwerksbedarf2014_2015_2016_2017_2018.pdf?__blob=publicationFile&v=4, Abruf 04.11.2014

Beschluss vom 01.04.2012 Az: BK 6-06-009; http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2011/BK6-11-101bis200/BK6-11-150/BK6-11-150_Beschluss.html?nn=265-794, Abruf 06.11.2014

GELI Gas-Beschluss vom 20.08.2007 Az: BK 7-06-067; [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/BBDE5740233A837FC1257830004D9AC0/\\$file/2011_12_23_Konsolidierte_Lesefassung-GeLi_Gas.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/BBDE5740233A837FC1257830004D9AC0/$file/2011_12_23_Konsolidierte_Lesefassung-GeLi_Gas.pdf), Abruf 06.11.2014

Beschluss vom 24.08.2011 Az: BK7-11-002-E2, http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaftszeichen-Datenbank/BK7-GZ/2011/2011_001bis100/BK7-11-002_BKV/BK7-11-002-E2_Beschluss_24.08.2011.pdf?__blob=publicationFile&v=2, Abruf 26.10.2014

Leitfaden Bundesnetzagentur – Eckpunkte für die Festlegung sachgerechter Entgelte im Rahmen der Genehmigung von individuellen Netzentgeltvereinbarungen, http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaftszeichen-Datenbank/BK4-GZ/2013/bis_0999/2013_700bis799/BK4-13-739_BKV/BK4-13-739_Konsultation_Eckpunkte_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=2, Abruf 26.10.2014

Beschluss vom 12.11.2013 Az: BK4-3-739, http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaftszeichen-Datenbank/BK4-GZ/2013/bis_0999/2013_700bis799/BK4-13-739_BKV/BK4-13-739_Entscheidung_BF.pdf;jsessionid=A749E7665E6C0F650F21CD6A44E6DF7E?__blob=publicationFile&v=3, Abruf 26.10.2014

http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammer4/BK4_71_Individuelle_Netzentgelte_Strom/Pargra_19Abs2-Satz2/2012/NetzentgelteParagr19Abs2_Satz\unhbox\voidb@x\penalty@M\2_2012_bkv_node.html, Abruf 26.10.2014

http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK8Z/2011/2011_001bis100/BK8-11-024/BK8-11-024_Entscheidung.html?nn=81596, Abruf 25.10.2014

http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1422/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/UeberunsereAufgaben/ueberunsereaufgaben-node.html;jsessionid=BCE0B1B2376A02737-DB83416E5752716, Abruf 26.10.2014

Bundeskartellamt

Monitoringbericht Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur 2013, S. 200 http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217_Monitoringbericht2013.pdf?__blob=publicationFile&v=14, Seite 161, 162, Abruf 06.11.2014

Beschluss vom 26.09.2007, Az: B 8-88/05-2, <http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Kartell/Kartell07/B8-88-05-2.pdf> Abruf 26.03.2014;

Datendefinitionen zu Anlage 1 der Entscheidung über die Datenerhebung für das Vergleichsverfahren und die Anreizregulierung bei den Netzbetreibern der Elektrizitätswirtschaft vom 21.09.2005, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/BNetzA/Areas/ElectricityGas/CollectionCompanySpecificData/Decisions/DefinitionOfDataAnnex1Id3319pdf.pdf?__blob=publicationFile, Abruf 04.11.2014

Abschlussbericht Sektor Fernwärme 2012, <http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Fernwaerme%20-%20Abschlussbericht.html?nn=3591568>, Abruf 26.10.2014

Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e. V., Köln

Informationsblatt Nr. 41 Juni 2012, Heizöle nach DIN 51603-1 und DIN SPEC 51603-6, http://www.bdh-koeln.de/fileadmin/user_upload/informationsblaetter/Infoblatt_Nr_42_Juni_2012_Heizoele_nach_DIN_51603-1_und_DIN_SPEC_51603-6.pdf, Abruf 09.11.2014

Clean Energy Sourcing AG

<http://www.clens.eu/gruenstrom/qualitaet/>, Abruf 09.11.2014

<http://www.clens.eu/index.php?id=25>, Abruf 06.11.2014

Versorgung von Stromkunden aus Erneuerbaren Energien, Vorschlag für ein optionales Direktvermarktungsmodell, 4. MCC Kongress Erneuerbare Energien, Berlin, 06.05.2014, http://www.clens.eu/fileadmin/Daten/Mediathek/Termine/Versorgung_Gruenstrom_Hoelder_4MCC.pdf; Abruf 04.11.2014

Deutsche Bahn

http://www.bahn.de/micro/view/nachhaltiges_reisen/index.shtml, Abruf 06.11.2014

Deutscher Bundestag

BT-Drucksache 17/11671 vom 28.11.2012, http://www.bundestag.de/presse/hib/2012_12/2012_564/01.html, Abruf 07.03.2014

BT-Drucksache 18/242 vom 27.12.2013, Seite 4, 6 und 7

Deutsche Wirtschaftsnachrichten

Öl-Krise: Ungewöhnlich viele Tanker im Persischen Golf beobachtet, <http://deutsche-wirtschafts-nachrichten.de/2014/06/23/oel-krise-ungewoehnlich-viele-tanker-im-persischen-golf-beobachtet/>, Abruf 25.10.2014

Steuer-Erleichterung dank Leiharbeit: Fleisch-Industrie spart Millionen, <http://deutsche-wirtschafts-nachrichten.de/2013/08/19/steuer-erleichterung-dank-leiharbeit-fleisch-industrie-spart-millionen/>, Abruf 04.11.2014

Deutschlandfunk

Japans Atomaufsicht erlaubt Wiederinbetriebnahme, http://www.deutschlandfunk.de/rueckkehr-zur-kernkraft-japans-atomaufsicht-erlaubt.799.de.html?dram:article_id=292-266, Abruf 25.10.2014

Abschalten verboten, <http://www.dradio.de/dlf/sendungen/umwelt/2181169/> Abruf 26.10.2014; Formulierungshilfe für einen Änderungsantrag der Fraktionen der CDU/CSU und FDP zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung für ein Drittes Gesetz zur Neuordnung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften in http://www.bundesgerichtshof.de/SharedDocs/Downloads/DE/Bibliothek/Gesetzesmaterialien/17_wp/NeuregEnergVorschr3/formulierungsh.pdf?__blob=publicationFile, Abruf 04.11.2014

DIHK

DIHK Energiewende Barometer 2014, <http://www.dihk.de/presse/meldungen/2014-09-11-energiewende-barometer>, Abruf 26.10.2014

Unternehmen packen's an – Skepsis bleibt IHK-Energiewende-Barometer 2013, <http://www.dihk.de/presse/meldungen/2012-12-17-energiewende-barometer>, Abruf 20.12.2013

EDEKA Zentrale AG & CO. KG

<http://www.presseportal.de/pm/51907/993768/edeka-gruppe-legt-spitzenergebnis-vor>, Abruf 26.10.2014

Ee-news

<http://www.ee-news.ch/de/article/28364/eu-emissionshandel-backloading-fuer-co2-zertifikate-startet>, Abruf 26.10.2014

EEX

www.eex.de

<http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Strom/Phelix%20Options%20%7C%20Terminmarkt>

EEX, <http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Strom/Phelix%20Futures%20%7C%20Terminmarkt#y>

<http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Strom/Phelix%20Futures%20%7C%20Terminmarkt/Phelix%20Futures%20Historie%20%7C%20Terminmarkt/futures-historic/2014-01/F1BY/2015.01>

EHA GmbH

<http://www.eha.net/produkte-beratung/gruenElektrizität/> Abruf 06.03.2014

EHI Retail Institute

Staatliche Abgaben treiben Strompreis, http://www.ehi.org/?2277&tx_ttnews%5Btt_news%5D=852&L=&tx_calendar_pi1%5Bf1%5D=&print=1&type=98&no_cache=1, Abruf 26.10.2014

Energieversorgung Mittelrhein

<http://www.energiemanagementsystem.net/energieaudit/>, Abruf 26.10.2014

European Power Exchange (EPEX)

<http://www.epexspot.com/de/>

EUA-EU Emission allowance

<https://www.eex.com/de/marktdaten/emissionsrechte/spotmarkt/european-emission-allowances#!/2014/11/04> Abruf 04.11.2014

<https://www.eex.com/de/marktdaten/emissionsrechte/spotmarkt/european-emission-allowances#!/2014/09/05> Abruf 05.09.2014

EFET European Federation of Energy Traders

[http://www.efet-d.org/Cms_Data/Contents/EFETDeutschlandDatabase/Folders/Documents/Rahmenvertrage/Strom/~contents/T922KEQYNDS6G9XZ/Sept_21_2007_General_Agreement_Elec_2.1\(a\)_German.pdf](http://www.efet-d.org/Cms_Data/Contents/EFETDeutschlandDatabase/Folders/Documents/Rahmenvertrage/Strom/~contents/T922KEQYNDS6G9XZ/Sept_21_2007_General_Agreement_Elec_2.1(a)_German.pdf), Abruf 08.11.2014

EMIR

Verordnung (EU) Nr. 648/2012 des europäischen Parlaments und des Rates vom 04.07.2012 über OTC-Derivate, zentrale Gegenparteien und Transaktionsregister, AB L 201/1; <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:201:0001:0059:DE:PDF>, Abruf 09.11.2014

Empfehlung

2003/361/EG der Kommission vom 06.05.2003 betreffend die Definition der Kleinstunternehmen sowie der kleinen und mittleren Unternehmen (ABl. L 124 vom 20.05.2003, S. 36); http://europa.eu/legislation_summaries/enterprise/business_environment/n26026_de.htm, Abruf 26.10.2014

EnergieVision e. V.

Kriterien für das Gütesiegel „ok-power“ für Ökostrom Version 7.3, Stand: 30. Oktober 2013, http://www.ok-power.de/fileadmin/download/Kriterienkataloge/ok-power-Kriterien_7-2.pdf http://www.ok-power.de/fileadmin/download/Kriterienkataloge/ok-power-Kriterien_7-2.pdf, Abruf 09.11.2014

Erdölbevorratungsverband

<http://www.ebv-oil.org>

<http://www.ebv-oil.org/cms/cms2.asp?sid=77&nid=&cof=75>, Abruf 09.11.2014

Europäische Kommission

Backloading beschlossen: EU stärkt Handel mit CO₂ Emissionen, http://ec.europa.eu/deutschland/press/pr_releases/11960_de.htm, Abruf 26.10.2014

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe

<http://biogas.fnr.de/biogas-nutzung/biogasnutzung/> Abruf 09.11.2014

FAZ

Kraftwerke schlagen Städten und Gemeinden auf Gemüt, FAZ vom 08.07.2014, S. 26, Abruf 09.11.2014

Finanzen net

<http://www.finanzen.net/rohstoffe/oelpreis>, Abruf 25.10.2014

Focus

Energiewende: Umsatzsteuer bringt Bund satte Einnahmen, http://www.focus.de/politik/deutschland/energie-energiewende-umsatzsteuer-bringt-bund-satte-einnahmen_id_3777-872.html, Abruf 26.10.2014

Forbes

<http://www.forbes.com/sites/peterdetwiler/2014/04/10/ikea-purchases-98-mw-us-wind-farm-continues-trend-of-supplying-its-own-renewable-energy/>, Abruf 09.11.2014

Frankfurter Rundschau

Strompreis steigt 2014 kaum, <http://www.fr-online.de/energie/strompreis-strompreis-steigt-2014-kaum,1473634,25076978.html>; Abruf 25.10.2014

Fraunhofer ISE

Fraunhofer ISE, Kurzstudie zur historischen Entwicklung der EEG-Umlage vom 21.05. 2014, <http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/data-nivc-/kurzstudie-zur-historischen-entwicklung-der-eeg-umlage.pdf>, Abruf 04.11.2014

50Hertz Transmission GmbH

www.50hertz.com

Fürsch, Michaela, Malischek, Raimund Lindenberger, Dietmar

Der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien-Analyse der kurzen und langen Frist; http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Working_Paper/EWI_WP_12_14_Merit-Order-Effekt-der-Erneuerbaren.pdf, Abruf 06.11.2014

Gaspool Balancing Service GmbH

<http://www.gaspool.de/index.php?id=konvertierungsentgelt> Abruf 26.10.2014

http://www.gaspool.de/index.php?id=regelenergie_umlage_archiv, Abruf 25.10.2014

http://www.gaspool.de/index.php?id=regelenergie_umlage&L=-1, Abruf 26.10.2014

<http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Emissionsrechte/EU%20Emission%20Allowances%20%7C%20Spotmarkt> Abruf 06.09.2014

Gibgas medien

<http://www.gibgas.de/Fakten/Mobilit%C3%A4t/H%20und%20L-Gas>, Abruf, 26.10.2014

Godmode trader

<http://www.godmode-trader.de/profil/korrelationen/instrumentId/134000>, Abruf 30.09.2013

Greenpeace Energy e. G.

<http://www.greenpeace-energy.de/oekostrom.html>, Abruf 09.11.2014

Grüner Strom Label e. V.

<http://www.gruenerstromlabel.de/gruener-strom/>, Abruf 09.11.2014

GXS GmbH

EDI Leitfaden, <http://www.edileitfaden.de/what-is-edi/?g=ppc&gclid=CKTptdPyirwCF-Qkd3godHRcAHA>, Abruf 06.11.2014

Handelsblatt

<http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/insolventer-energiehaendler-flex-Elektrizität-kann-nicht-mehr-liefern/8094990.html>, Abruf 09.11.2014

Ikea kauft Windpark in Irland <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/handeldienstleister/moebelriese-gibt-sich-gruen-ikea-kauft-windpark-in-irland/8632730.html>, Abruf 16.11.2014

Unter zu viel Strom, <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/neue-kraftwerke-unter-zu-viel-strom/10088916.html>, Abruf 26.10.2014

Offshore-Windpark liefert keinen Strom, <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/offshore-windkraft-abgeklemmte-windparks-kosten-verbraucher-millionen/9809466.html>;

<http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/nordsee-offshore-windpark-liefert-keinen-strom/10086888.html>, vom 23.06.2014, Abruf 26.10.2014

Schon bald mehr Reservekraftwerke nötig, <http://www.handelsblatt.com/technologie/das-technologie-update/energie/bundesnetzagentur-schon-bald-mehr-reservekraftwerke-noetig/8870862.html>, Abruf 25.10.2014

Wetterprognosen sollen Strompreise stabil halten, <http://www.handelsblatt.com/technologie/das-technologie-update/energie/erneuerbare-energien-wetterprognosen-sollen-Elektrizitaetspreise-stabil-halten/8894656.html> Abruf 04.11.2014

EEG-Umlage könnte 2015 erstmals sinken, <http://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/oekostromausbau-eeg-umlage-koennte-2015-erstmals-sinken/10661286.html>, vom 05.09.2014 Abruf 07.09.2014

Handelsverband Deutschland

Eckpunktepapier des HDE für eine erfolgreiche Energiewende, HDE Berlin vom 23.09.2013, <http://www.einzelhandel.de/index.php/component/k2/item/140-aktion.html>, Abruf 26.10.2014

Hobohm, Jens

Prognos AG Berlin, Impulsvortrag Eigenverbrauch, DENA Dialogforum Berlin 18.09.2013, http://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/130918_Prognos_Vortrag_Jens_Hobohm_Eigenverbrauch.pdf, Abruf 09.11.2014

Hourly price forward curve

<http://www.prognoseforum.de/elektrizitaet/HPFC.htm>, Abruf 06.11.2014

Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH

Energiesuffizienz im Kontext der Nachhaltigkeit, Definition und Theorie, Seite 3; http://www.ifeu.de/energie/pdf/Energiesuffizienz_und_Nachhaltigkeit_ifeu_WI_140428_final.pdf, Abruf 02.11.2014

Interaid GmbH

<http://www.bio-heizoel.de/>, Abruf 09.11.2014

IWO Institut für Wärme- und Öltechnik e. V.

<http://www.zukunftsheizen.de/startseite.html>, Abruf 09.11.2014

Grundlagen und Richtlinien zur Ermittlung der Preisnotierungen für Mineralölprodukte, <http://www.omr.de/in-erl.html> Abruf 09.11.2014

<http://www.zukunftsheizen.de/heizoel/heizoelsorten/fachwissen-heizoelsorten.html>, Abruf 09.11.2014

Kemfert, Claudia

LNG-Bedeutung für den europäischen Erdgasmarkt, http://www.claudiakemfert.de/fileadmin/user_upload/pdf/pdf_publikationen/et_Expertengespraech_LNG_11_07.pdf, Abruf 04.11.2014

Koalitionsvertrag

zwischen CDU, CSU und SPD 2013; Deutschlands Zukunft gestalten, http://www.spd.de/linkableblob/112790/data/20131127_koalitionsvertrag.pdf, Abruf 07.03.2014

Lichtblick SE

<http://www.lichtblick.de/privatkunden/Elektrizität/>, Abruf 06.11.2014

MDR

MDR vom 27.06.2014, Stadtwerke Gera beantragen Insolvenz, http://www.mdr.de/nachrichten/stadtwerke_gera104_zc-e9a9d57e_zs-6c4417e7.html, Abruf 09.11.2014

Monitoringsbericht

Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur 2013, S. 200 http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Energie-Monitoring-2013.pdf?__blob=publication-File, Abruf 04.11.2014

Monopolkommission

Sondergutachten 65: Energie 2013 – Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, September 2013 S. 128; http://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s65_volltext.pdf, Abruf 26.10.2014

Naturstrom AG,

<https://www.naturstrom.de/privatkunden/strom/naturstrom/>, Abruf 09.11.2014

Netconnect Germany GmbH & Co. KG

<http://www.net-connect-germany.de/cps/rde/xchg/SID-EBD05019-36967663/ncg/hs.xsl/2832.htm>, Abruf 26.10.2014

<http://www.net-connect-germany.de/cps/rde/xchg/SID-791FF3D5-31B0B249/ncg/hs.xsl/2557.htm?rdeCOQ=SID-85FFB8A8-15B40683>, Abruf 26.10.2014

http://www.net-connect-germany.de/cps/rde/xbcr/SID-CBD61F34-169E6F2D/ncg/PM_16.05.2014_RUK2.pdf;

<http://www.net-connect-germany.de/cps/rde/xchg/ncg/hs.xsl/810.htm>, Abruf 26.10.2014

Netztransparenz.de

Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber; <http://www.netztransparenz.de/de/Gruenstromprivileg-Pruefungstool.htm>, Abruf 26.10.2014

http://www.netztransparenz.de/de/Umlage_18_AblaV-2014.htm, Abruf 26.10.2014;

http://www.eeg-kwk.net/de/file/abLa_-_Berechnung_HoBA-Matrix_und_-Zahlungen_v3_Anlage_3_Internet.pdf, Abruf 20.12.2013

http://www.netztransparenz.de/de/file/AbLaV_Prognose_2015Veroeffentlichung.pdf
Abruf 26.10.2014

http://www.netztransparenz.de/de/file/20141015-Pressemitteilung_zur_EEG-Umlage_2015.pdf, Abruf 26.10.2014

<http://www.netztransparenz.de/de/Jahres-Mittelfristprognosen.htm>, Abruf 26.10.2014

<http://www.netztransparenz.de/de/1089.htm>, Abruf 26.10.2014

http://www.netztransparenz.de/de/Umlage_17f.htm, Abruf 26.10.2014

http://www.netztransparenz.de/de/Umlage_17f_2014.htm, Abruf 26.10.2014

http://www.netztransparenz.de/de/file/2014-10-22_AG13_BV129_PG_HoBA_KW-KG_Prognose_2015_Internettext.pdf, Abruf 25.10.2014

Datenbasis zum KWK-Aufschlag 2015 http://www.netztransparenz.de/de/file/KWKG_Prognose_2015_HoBA-Matrix_und_Zahlungen_2015_Veroeffentlichung.pdf, Abruf 28.10.2014

Datenbasis zum KWK-Aufschlag 2014, [http://www.netztransparenz.de/de/file/Datenbasis\(1\).pdf](http://www.netztransparenz.de/de/file/Datenbasis(1).pdf), Abruf 28.10.2014

http://www.netztransparenz.de/de/umlage_19-2_2014.htm, Abruf 25.10.2014

https://www.netztransparenz.de/de/umlage_19-2.htm, Abruf 25.10.2014

[http://www.netztransparenz.de/de/file/2014-10-16_Paragraph19\(2\)StromNEV_2015_Internet.pdf](http://www.netztransparenz.de/de/file/2014-10-16_Paragraph19(2)StromNEV_2015_Internet.pdf), Abruf 28.10.2014

<http://www.netztransparenz.de/de/Jahres-Mittelfristprognosen.htm>, Abruf 26.10.2014

OMIP The Iberian Energy Derivatives Exchange,

www.omip.pt, Abruf 02.11.2014

OMR Oil Market Report

<http://www.omr.de/>, Abruf 09.11.2014

Öko-Institut e. V.

<http://www.oeko.de/>, Abruf 06.11.2014

OPEC Organization of the Petroleum Exporting Countries

http://www.opec.org/opec_web/en/, Abruf 25.10.2014

Open Grid Europe

Biogaswälzungsbetrag ab 2014, <https://www.open-grid-europe.com/cps/rde/xchg/SID-01683007-779CE258/open-grid-europe-internet/hs.xml/3416.htm>, Abruf 25.10.2014

Photovoltaik

Negative Strompreise werden häufiger, <http://www.photovoltaik.eu/Negative-Strompreise-werden-haeufiger,QUIEPTU5MzgxOSZNSUQ9MzAwMjE.html>, Abruf 26.10.2014

Polish Power Exchange

www.tge.pl, Abruf 02.11.2014

Power Exchange Central Europe

www.pxe.cz, Abruf 02.11.2014

Rau-Bredow, Hans

Überwachung von Marktpreisrisiken durch Value at Risk, <http://www.risknet.de/fileadmin/eLibrary/Bredow-Marktpreisrisiken-2001.pdf>, Abruf 09.11.2014

REMIT

Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des europäischen Parlaments und des Rates vom 25.10.2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts, AB L 326/1; <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2011:326:0001:0016:DE:PDF>, Abruf 09.11.2014

REWE Group

<http://www.rewe-group.com/nachhaltigkeit/energie-klima-umwelt/emissionsreduktion/gruenElektrizität/>, Abruf 06.11.2014

<http://www.rewe-group.com/nachhaltigkeit/saeulen/energie-klima-und-umwelt/klimaschutz/gruenstrom/>, Abruf 06.11.2014

RWE AG

<http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4005040>, Abruf 06.11.2014

Science skeptical blog

<http://www.science-skeptical.de/energieerzeugung/nrw-wirtschaftsminister-beziffert-kosten-fuer-reservekraftwerke-auf-sechs-milliarden-euro-im-jahr/0010994/>, Abruf 25.10.2014

Smart Energy for Europe Platform (SEFEP)

<http://www.agora-energiewende.de/themen/strommarkt-versorgungssicherheit/detailansicht/article/negative-strompreise-werden-haeufiger/>, Abruf 26.10.2014

SPD

Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD 2013; http://www.spd.de/linkableblob/112790/data/20131127_koalitionsvertrag.pdf, S. 61, Abruf 25.10.2014

Spiegel online

Stromproduktion: Belgien schaltet dritten Atomreaktor ab, <http://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/belgien-reaktor-4-im-atomkraftwerk-doeel-wurde-abgeschaltet-a-986219.html>, Abruf 26.10.2014

Stadtwerke Erfurt

http://www.swe-netz.de/pb/site/netz/get/documents/netz/Dokumente/Elektrizitätsnetz/Netzstrukturdaten/%2419_ElektrizitätNEV_Sonderformen_der_Netznutzung_2013.pdf, Abruf 07.03.2014

Stadtwerke Flensburg

<http://www.stadtwerke-flensburg.de/fileadmin/pdf/Vertraege/Bilanzkreisvertrag.pdf>, Abruf 26.03.2014

Statistisches Bundesamt

Preise Erzeugerpreise gewerblicher Produkte (Inlandsabsatz) Preise für leichtes Heizöl, schweres Heizöl, Motorenbenzin und Dieselkraftstoff, Lange Reihen ab 1976 bis September 2014, https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Erzeugerpreise/ErzeugerpreisePreisreiheHeizoeI_PDF_5612402.pdf?__blob=publicationFile, Abruf 09.11.2014

57,5 Milliarden Euro umweltbezogene Steuereinnahmen für das Jahr 2013, <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/OeffentlicheFinanzenSteuern/Steuern/Steuerhaushalt/Tabellen/KassenmaessigeSteuereinnahmen.html>, Abruf 26.10.2014

Ermittlung der Bruttowertschöpfung, Wiesbaden 2007, http://www.bafa.de/bafa/de/energie/besondere_ausgleichsregelung_eeg/publikationen/stabua/energie_eeg_bruttowertschoepfung.pdf, Abruf 04.11.2014

Pressemitteilung 424 vom 06.12.2012, https://www.destatis.de/DE/PresseService/Presse/Pressemitteilungen/2012/12/PD12_424_433.html, Abruf 04.11.2014

Pressemitteilung 395 vom 22.11.2013, https://www.destatis.de/DE/PresseService/Presse/Pressemitteilungen/2013/11/PD13_395_433.html, Abruf 04.11.2014

Pressemitteilung 385 vom 04.11.2014, https://www.destatis.de/DE/PresseService/Presse/Pressemitteilungen/2014/11/PD14_385_433.html;jsessionid=5A1C8F0F01E9C1-634516C2BC72F5F3CC.cae4, Abruf 04.11.2014

Pressemitteilung 439 vom 13.12.2012; https://www.destatis.de/DE/PresseService/Presse/Pressemitteilungen/2012/12/PD12_439_433.html, Abruf 04.11.2014

Pressemitteilung 398 vom 26.11.2013; https://www.destatis.de/DE/PresseService/Presse/Pressemitteilungen/2013/11/PD13_398_433.html, Abruf 04.11.2014

Fachserie 4 Reihe 4.3. vom 04.06.2012 https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/IndustrieVerarbeitendesGewerbe/Strukturdaten/Kostenstruktur204043010-7004.pdf?__blob=publicationFile, Abruf 04.11.2014

Klassifikation der Wirtschaftszweige 2008, https://www.destatis.de/DE/Methoden/Klassifikationen/GueterWirtschaftsklassifikationen/klassifikationwz2008_erl.pdf?__blob=publicationFile, Abruf 04.07.2014

Statista GmbH

Entwicklung des CO₂-Emissionsfaktors für den Strommix in Deutschland in den Jahren 1990 bis 2012, <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/38897/umfrage/co2-emissionsfaktor-fuer-den-Elektrizitaetmix-in-deutschland-seit-1990/>, Abruf 26.10.2014

Strommagazin

http://www.strom-magazin.de/strommarkt/eeg-umlage-soll-zum-ersten-mal-sinken_34-584.html?utm_source=nl_strom-magazin&utm_medium=emailmarketing&utm_campaign=2014-09-10, Abruf 14.09.2014

Tagesspiegel

<http://www.tagesspiegel.de/wirtschaft/irak-krise-isis-treibt-den-oelpreis/10040640.html>, Abruf 25.10.2014

TenneT TSO GmbH

www.tennet.eu/de

The intercontinental commodity exchange

www.iceindex.com, Abruf 02.11.2014

https://www.theice.com/publicdocs/futures/ICE_Monthly_Oil_Report.pdf, Abruf 25.10.2014

Thomson Reuters

<http://thomsonreuters.com/>

Title Transfer Facility

www.iceindex.com

TransnetBW GmbH

www.transnetbw.de

TÜV Süd

http://www.tuev-sued.de/uploads/images/1134986964291406245120/kriterkat_ee02.pdf, Abruf 09.11.2014

http://www.tuev-sued.de/uploads/images/1134986964399810103754/kriterkat_ee01.pdf, Abruf 09.11.2014

Zertifizierung der Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien (Erzeugung EE), Version 08/2013. <http://www.tuev-sued.de/uploads/images/1304059558208964410126/kriterkat-ee.pdf> Abruf 09.11.2014

Umweltbundesamt

http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/climate_change_07_2013_icha_co2emissionen_des_dt_strommixes_webfassung_barrierefrei.pdf, Abruf 09.11.2014

Marktanalyse Grünstrom vom März 2014, http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/texte_04_2014_marktanalyse_oekostrom_0.pdf, Abruf 09.11.2014

Deutsche Emissionshandelsstelle, Leitfaden zur Erstellung von Anträgen auf Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten für das Jahr 2013 http://www.dehst.de/SPK/SharedDocs/Downloads/Antragstellung/SPK-Leitfaden.pdf?__blob=publicationFile, Seite 8 ff., Abruf 26.10.2014

Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommixes in den Jahren 1990 bis 2012, <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-spezifischen-kohlendioxid-emissionen-0>, Abruf 04.11.2014

US Energy Information Administration

<http://www.eia.gov/countries/analysisbriefs/Qatar/qatar.pdf>, Abruf 26.10.2014

Vattenfall Europe Sales GmbH

<http://www.vattenfall.de/de/natur12.htm>, Abruf 09.11.2014

Verein der Kohleimporteure

http://www.verein-kohlenimporteure.de/download/2013/VDKI_Jahresbericht_2013.pdf?navid=18, Abruf 25.10.2014

Verivox

Heizungsvergleich: Heizöl 28 Prozent teurer als Erdgas, http://www.verivox.de/nachrichten/heizungsvergleich-heizuel-28-prozent-teurer-als-erdgas-95491.aspx?utm_medium=emailmarketing&utm_campaign=Newsletter20131003&utm_source=newsletter, Abruf 09.11.2014

Deutsche Erdgasspeicher: Füllstand auf historischem Tief, <http://www.verivox.de/nachrichten/deutsche-erdgasspeicher-fuellstand-auf-historischem-tief-92993.aspx>, Abruf 26.10.2014

Verordnung (EG)

Nr. 1126/2008 der Kommission vom 03.11.2008 zur Übernahme bestimmter internationaler Rechnungslegungsstandards gemäß der Verordnung (EG) Nr. 1606/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates ABI Nr. L 320 vom 29/11/2008 S. 0001–0481 – hier IAS 39; AB LÖ 320/1; <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2008:320:0001:0481:de:PDF>, Abruf 09.11.2014

Nr. 1221/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25.11.2009 vom 25.11.2009, AB L 342/1; <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:342:0001:0045:de:PDF>, Abruf 26.10.2014

Welt

USA exportieren wieder Öl in großem Stil, <http://www.welt.de/wirtschaft/energie/article-129496586/USA-exportieren-wieder-Oel-in-grossem-Stil.html>, Abruf 25.10.2014

WEMAG AG

<https://www.wemio.de/produkte/wemio-oekostrom.html>, Abruf 09.11.2014

<https://www.wemio.de/?referer=adwords&gclid=CLeFwJHB-LsCFQZf3godmHIAqA>,
Abruf 29.12.2013

Zeitonline

USA produzieren so viel Öl wie noch nie, <http://www.zeit.de/wirtschaft/2014-06/usa-oelproduktion-rekord-fracking>, Abruf 25.10.2014

UN haben klare Beweise für Einsatz von Sarin, <http://www.zeit.de/politik/ausland/2013-09/vereinte-nationen-chemiewaffen-syrien-beweise>, Abruf 25.10.2014

Literatur

AT Kearney Kurzumfrage unter Großunternehmen „Bedeutung von Grünstrom für große Stromverbraucher in Deutschland“ vom 14.08.2013, Chart 3, 4, 7

Brökelmann B (2010) Die Spur des Öls. Osburg Verlag, Hamburg

Clinton B (2012) Es gibt viel zu tun, Börsenmedien AG Kulmbach, insbesondere S. 175 ff.

Eichenwald K (2007) Verschwörung der Narren, Der ENRON Skandal, eine wahre Geschichte. Goldmann Verlag, München

Horstmann KP, Cislarczyk M (2006) Energiehandel, Praxishandbuch Carl Heymanns Verlag, Neuwied

Roth J (2014) Gazprom – Das unheimliche Imperium. Piper Verlag, München

Scholl-Latour P (2014) Der Fluch der bösen Tat. Ullstein Buchverlage, Berlin

Verkehrsrundschau Immer weniger Kohle, Heft 37/2014, S. 34

VIK-Mitteilungen Heft 1/2013, S. 34 f.

Wirtschaftswoche Pakt mit dem Unbekannten, WiWo vom 23.06.2014, S. 38

Stern-Magazin Nr. 38/2104 vom 11.09.2014, S. 103

4.1 Grundlagen

4.1.1 Die Bedeutung von Wirtschaftlichkeitsberechnungen

Überall dort, wo sich Organisationen um Energieeinsparung bemühen, spielt auch die Frage der Wirtschaftlichkeit eine Rolle. Denn kaum eine investive Energiesparmaßnahme wird umgesetzt, ohne dass zuvor der wirtschaftliche Nutzen untersucht wurde. Von einem angenommenen deutschen Endenergieverbrauch von 8918 Petajoule (PJ) im Jahr 2012 können theoretisch 1463 PJ oder rund 16,4 % eingespart werden: das *technische Energieeinsparpotenzial* in Deutschland. In der Praxis muss jedoch auch das jeweilige Marktumfeld berücksichtigt werden: Die *Wirtschaftlichkeit* entscheidet über die tatsächliche Umsetzung von denkbaren Energieeinsparmaßnahmen. Beispielsweise kann eine Energieeffizienzmaßnahme dann als wirtschaftlich angesehen werden, wenn die dafür notwendigen Investitionskosten pro eingesparter Kilowattstunde Energie den zu zahlenden Energiepreis unterschreiten. Nicht jede technisch mögliche Einsparmaßnahme kann unter dieser Prämisse umgesetzt werden. Das sogenannte *wirtschaftliche Energieeinsparpotenzial* der deutschen Gesellschaft beträgt mit 1246 PJ rund 14 % des zugrunde gelegten Endenergieverbrauchs (BMWi 2007, S. 12; AGEb 2014).

Die Einleitung zeigt: Ein großer Teil der technisch möglichen Energieeinsparmaßnahmen ist – nach der oben beschriebenen Methode – sogar wirtschaftlich darstellbar. Dabei nimmt jedoch die Wahl der Methode zur Wirtschaftlichkeitsberechnung eine bedeutende Rolle ein. Die betriebliche Erfahrung beweist nämlich: Es gibt Hemmnisse bei der praktischen Erschließung des technisch möglichen Potenzials. Im Unternehmensalltag wird so manche identifizierte Energieeinsparmöglichkeit nicht umgesetzt, weil keine Wirtschaftlichkeit besteht. Beispielsweise wird eine vorgegebene Amortisationszeit überschritten oder eine erwartete Rendite nicht erreicht.

Grundsätzlich kann die Methode zur Bestimmung der Wirtschaftlichkeit vom Entscheider frei gewählt werden, ebenso der Grenzwert für die Wirtschaftlichkeit eines konkreten

Vorhabens. Tatsächlich entscheidet oft schon die Wahl der Methode zur Wirtschaftlichkeitsberechnung über die spätere Umsetzung einer Energieeffizienzmaßnahme.

Das vorliegende Kapitel bietet eine praxisnahe Einführung in die gebräuchlichsten Ansätze der Wirtschaftlichkeitsbewertung. Die einzelnen Methoden werden vorgestellt und anhand von Praxisbeispielen erläutert. Damit wird dem Anwender die Auswahl einer geeigneten Methode für den individuellen Praxisfall ermöglicht.

4.1.2 Statische und dynamische Methoden der Wirtschaftlichkeitsberechnung

Die bekanntesten Ansätze der Wirtschaftlichkeitsberechnung werden in statische und dynamische Methoden unterteilt (vgl. Abb. 4.1).

Der zentrale Unterschied zwischen dem statischen und dynamischen Ansatz liegt im Detaillierungsgrad der Betrachtung. Angenommen, eine Maßnahme zur Energieeinsparung führt zunächst zu einer Investition (zum Begriff *Investition* s. Abschn. 4.1.3) sowie in den Folgejahren zu regelmäßigen Ausgaben (z. B. Energiekosten), in manchen Fällen auch zu Einnahmen (z. B. Verkauf von Wärme). Um die Wirtschaftlichkeit der Maßnahme zu beurteilen, können für die Investition sowie für alle damit verbundenen absehbaren Einnahmen und Ausgaben jährlich gleichbleibende Durchschnittswerte ermittelt werden. Dieser Ansatz charakterisiert die *statischen Methoden* der Wirtschaftlichkeitsberechnung. Im Gegensatz dazu erfolgt bei den *dynamischen Methoden* eine zeitliche Differenzierung aller Einnahmen und Ausgaben, verbunden mit einer Berechnung von Zins und Zinseszins.

Mithilfe der statischen Methoden kann eine schnelle und überschlägige Aussage getroffen werden. Bedingt durch die Durchschnittsbildung ist die Belastbarkeit der Ergebnisse jedoch geringer. Die wichtigsten statischen Methoden der Wirtschaftlichkeitsanalyse werden im Abschn. 4.2 vorgestellt.

Der Vorteil der dynamischen Methoden liegt in einer detaillierteren Betrachtung. Auch jährliche Veränderungen, etwa erwartete Energiepreissteigerungen, werden abgebildet. Der Nachteil des dynamischen Ansatzes liegt in einem höheren Datenbedarf und den

Statische Methoden	Dynamische Methoden
• Kostenvergleich • Gewinnvergleich • Rentabilität • Amortisationszeit • Lebenszykluskosten • CO₂-Vermeidungskosten	• Kapitalwert • Annuität • Dynamische Amortisationszeit • Interner Zinsfuß • Strom- / Wärmegestehungskosten

Abb. 4.1 Überblick über statische und dynamische Methoden der Wirtschaftlichkeitsberechnung

etwas komplexeren Berechnungen. Abschnitt 4.3 gibt eine Einführung in die gebräuchlichsten dynamischen Ansätze.

4.1.3 Was ist eine Investition?

Als Investition wird in der Betriebswirtschaftslehre die längerfristige Bindung finanzieller Mittel in materiellen oder immateriellen Objekten bezeichnet. Damit können verschiedene individuell gesetzte Ziele verfolgt werden. Nach dem vermögensorientierten Investitionsbegriff dient eine Investition in erster Linie der Vermehrung des Eigenkapitals des Investierenden (Wöhe 2010, S. 530). Dabei wird das Ziel der langfristigen Gewinnmaximierung unterstellt. Beispielsweise investiert der Geschäftsführer eines produzierenden Unternehmens in eine neue Kühlanlage. Als Alternative könnte er das Geld auch bei der Bank anlegen. Er erhofft sich von der Investition in seinen Betrieb jedoch einen größeren Vermögenszuwachs.

Betriebswirtschaftlich gesehen wird ein neues Investitionsgut (z. B. eine Kühlanlage) in der Bilanz des Unternehmens in das Anlagevermögen aufgenommen. Das Geld auf dem Unternehmenskonto (= liquides Mittel) wird dadurch in einen Wertgegenstand im Besitz des Unternehmens umgewandelt.

Grundsätzlich wird zwischen *Ersatz*-, *Rationalisierungs*- und *Erweiterungsinvestitionen* unterschieden (Wöhe 2010, S. 526):

- Eine Investition kann aufgrund eines irreparablen Maschinenschadens (z. B. an einem Druckluftkompressor) getätigt werden: Bei gleichbleibender Kapazität des neuen Kompressors (Drucklufterzeugung in m^3/min) handelt es sich um eine *Ersatzinvestition*.
- Kauft die Geschäftsführung hingegen gleich einen größeren Kompressor, um dem höheren Druckluftbedarf einer geplanten Produktionssteigerung gerecht zu werden (höherer Output), so zählt die Investition als *Erweiterungsinvestition*.
- Eine *Rationalisierungsinvestition* liegt in Abgrenzung dazu dann vor, wenn die Kapazität des neuen Kompressors in m^3 Luft/min zwar gleich bleibt (gleicher Output), sie jedoch mit höherer Effizienz, also geringerem elektrischem Energieeinsatz, erzeugt werden kann (geringerer Input).

Bei einer Ersatz- und Rationalisierungsinvestition kann grundsätzlich die Einkommensseite vernachlässigt werden: Da der Output und damit die finanziellen Erlöse dieser Investition im Vergleich zum vorherigen Zustand gleich bleiben, reicht es aus, nur die regelmäßigen Kosten in Verbindung mit der Investition zu vergleichen.

Tab. 4.1 Fixe und variable Kostenarten

Fixe Kosten	Variable Kosten
Abschreibungen	Energiekosten
Zinsen	Materialkosten
Steuern, Versicherungen, Gebühren, Mieten etc.	Betriebskosten
	Personalkosten

4.1.4 Absolute und relative Wirtschaftlichkeit

In der Regel werden zwei oder mehrere Investitionsalternativen miteinander verglichen, und die vorteilhaftere Alternative wird gewählt. In diesem Fall spricht man von der *relativen Wirtschaftlichkeit*. Wird hingegen nur eine Investitionsalternative untersucht und das Ergebnis mit einem vorher festgelegten Grenzwert (z. B. Amortisationszeit < 2 Jahre) verglichen, so spricht man von der *absoluten Wirtschaftlichkeit*.

4.1.5 Fixe und variable Kosten

Im Zusammenhang mit der Investition in eine Anlage fallen verschiedene Kosten an, beispielsweise Versicherungen, Energie- und Materialkosten. Auch eine Anlage, die nicht genutzt wird, verursacht Kosten. Man spricht von *fixen Kosten*, wenn diese unabhängig von der Produktionsmenge bzw. der tatsächlichen Auslastung der Anlage anfallen. *Variable Kosten* hingegen sind proportional zur Nutzung (z. B. zur Produktionsmenge) des betrachteten Investitionsgutes (s. Wöhe 2010, S. 307–308). Beispielsweise kann ein angemeldetes Auto an 360 Tagen im Jahr in der Garage stehen. Der Halter zahlt Steuern und Versicherungen unabhängig davon, ob das Auto auch tatsächlich genutzt wird. Wird das Auto schließlich bewegt, kommen variable Kosten etwa in Form von Treibstoff oder technischem Verschleiß hinzu.

Tabelle 4.1 gibt einen Überblick über die wichtigsten fixen und variablen Kostenarten.

4.1.6 Abschreibung und Nutzungsdauer

Die Investition in eine neue Anlage muss nicht sofort vollständig in die Unternehmensbilanz eingehen. Vielmehr ist es möglich, die Anschaffungskosten als sogenannte *Abschreibung* auf die geplante Nutzungsdauer zu verteilen. Damit wird auch anerkannt, dass die Anlage einem natürlichen Wertverlust unterliegt: Nach Ablauf einer gewissen Nutzungsdauer hat die Anlage einen buchhalterischen Wert von 0, und es kann davon ausgegangen werden, dass sie in einem absehbaren Zeitraum ersetzt werden muss. Man unterstellt für Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen üblicherweise einen kontinuierlichen Wertverlust und nutzt die *lineare Abschreibung*, um die anfänglich anfallenden Investitionskosten eines Vorhabens gleichmäßig auf die gesamte Betrachtungsdauer aufzuteilen.

Der jährliche lineare Abschreibungsbetrag errechnet sich wie folgt (s. Bieg und Kußmaul 2009, S. 53):

$$AB = \frac{K_0 - L}{T} \quad (4.1)$$

mit

AB = Abschreibungsbetrag (in €),

K_0 = Anschaffungskosten (in €),

L = Liquidationserlös (Restverkaufswert) (in €),

T = Nutzungsdauer (in Jahren).

Ein Liquidationserlös (Restverkaufswert) muss nur dann abgeschätzt und einbezogen werden, wenn ein Verkauf des gebrauchten Investitionsgutes nach Ablauf seiner Nutzungsdauer erwartet wird.

Für die anzusetzende Nutzungsdauer gibt es mehrere Konzepte. Die *technische Nutzungsdauer* drückt aus, wie lange ein Objekt genutzt werden kann, sofern es regelmäßig gewartet und instandgesetzt wird. Wenn die Kosten für größere Reparaturen eine gewisse Schwelle übersteigen, z. B. 50 % des Neuanschaffungspreises, ist die technische Nutzungsdauer erreicht – der Unternehmer entscheidet sich für eine Neuanschaffung. Die *wirtschaftliche Nutzungsdauer* einer Anlage ist geringer. Hier zieht der Unternehmer unplanmäßigen Verschleiß (z. B. Rost), technische Neu- und Weiterentwicklungen am Markt oder auch wirtschaftliche Entwicklungen bezüglich des Produktes der Anlage mit ins Kalkül (Olfert und Reichel 2003).

Praktische Erfahrungswerte bietet der Ansatz der *betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer*. Dabei wird die Nutzungsdauer einer Anlage anhand der AfA-Tabellen abgeschätzt, die das deutsche Bundesfinanzministerium im Internet veröffentlicht (BMF 2014). AfA steht dabei für „Abschreibungstabelle für allgemein verwendbare Anlagegüter“.

Beispiel

Der Geschäftsführer einer mittelständischen Gießerei möchte in einen neuen Druckluftkompressor investieren, welcher laut AfA-Tabellen eine anzusetzende Nutzungsdauer von 14 Jahren hat. Die Anlage kostet in der Anschaffung 50.000 €. Es wird unterstellt, dass die Maschine nach Ende der Nutzungsdauer einen Restverkaufswert (Liquidationserlös) von 1000 € hat. Der Abschreibungsbetrag wird nach Gl. 4.1 wie folgt ermittelt:

$$AB = \frac{K_0 - L}{T} = \frac{50.000 \text{ €} - 1000 \text{ €}}{14 \text{ Jahre}} = 3500 \text{ €/Jahr.}$$

4.1.7 Zinsberechnung

Eine Investition ist dadurch gekennzeichnet, dass der Investierende finanzielle Mittel einsetzt, um sein Vermögen zu vermehren (s. Abschn. 4.1.3). Zum Beispiel kauft ein Un-

ternehmer einen neuen Druckluftkompressor, um den gestiegenen Druckluftbedarf seiner Produktion zu decken. Er kann dafür entweder seine eigenen finanziellen Mittel verwenden (Eigenkapital), oder einen Kredit aufnehmen (Fremdkapital).

Steckt das eigene Kapital in der Investition, so entgeht dem Investor zeitgleich der mögliche Zinsertrag aus einer Geldanlage mit vergleichbarem Risiko bei einer Bank. Um diesen Umstand nicht zu vernachlässigen, berücksichtigt der Investor die sogenannten *kalkulatorischen (Eigenkapital-)Zinsen* bei seiner Investitionsentscheidung. Möchte der Investor hingegen einen entsprechenden Kredit für die Investition aufnehmen, so zahlt er regelmäßig *Fremdkapitalzinsen* an die Kredit gebende Bank.

Idealerweise müssten in der Investitionsrechnung demnach unterschiedliche Zinssätze für die Betrachtung des beteiligten Eigen- und Fremdkapitals verwendet werden – ein Eigenkapital-Zinssatz beschreibt das (entgangene) Anlegen von Geld bei einer Bank, ein Fremdkapital-Zinssatz das Aufnehmen eines Kredites. Für die meisten gebräuchlichen Methoden der Wirtschaftlichkeitsberechnung wird jedoch statt dessen *ein* einheitlicher *Kalkulationszinssatz* angenommen, der sowohl für das Anlegen von Eigenkapital als auch für das Aufnehmen eines Kredites gilt („vollkommener Kapitalmarkt“, s. z. B. Bieg und Kußmaul 2009, S. 100). Diese Annahme ist zwar wenig praxisnah, jedoch ganz überwiegend die Regel. Zwar existieren in der betriebswirtschaftlichen Theorie auch Methoden, die sich näher an der Realität bewegen, indem sie unterschiedliche Zinssätze für beide Sachverhalte ansetzen. Diese Methoden haben jedoch erst geringe Verbreitung in der unternehmerischen Praxis gefunden.

Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass sich die an einer Investition beteiligten Zahlungen ständig zu einem einheitlichen Kalkulationszinssatz verzinsen. Fremdkapital wird zum Kalkulationszinssatz verzinst, und positive Rückflüsse werden sofort zum Kalkulationszinssatz wiederangelegt („Wiederanlageprämisse“) (s. Wöhe 2010, S. 542).

Der in der Praxis anzusetzende Kalkulationszinssatz ist von der Situation des Investierenden abhängig und muss dementsprechend individuell abgeschätzt werden. In manchen Fällen gibt die Unternehmensführung eine zu erreichende Mindestverzinsung des investierten Eigenkapitals vor. Bei größeren Investitionen wird zusätzlich Fremdkapital aufgenommen, sodass eine Mischfinanzierung entsteht. In diesem Fall liefert das Verhältnis zwischen Eigen- und Fremdkapitalanteil der Finanzierung, verbunden mit den jeweiligen Zinssätzen, eine sinnvolle Abschätzungsgrundlage für einen durchschnittlichen Kalkulationszinssatz. Dieser auch *weighted average cost of capital (WACC)* genannte Ansatz errechnet einen einheitlichen Kalkulationszinssatz bei Mischfinanzierung (Däumler und Grabe 2007; Olfert und Reichel 2003). Auch wenn für die Investitionsrechnung die Grundannahme des vollkommenen Kapitalmarktes gilt – Geld wird immer zu einem einheitlichen Zinssatz sowohl angelegt als auch geliehen –, kann mit dem WACC das tatsächliche marktwirtschaftliche Umfeld des Investierenden einbezogen werden.

Gleichung 4.2 verdeutlicht die Berechnungsmethodik des WACC.

$$i_M = \frac{EK \cdot i_{EK} + FK \cdot i_{FK}}{EK + FK} \quad (4.2)$$

mit

i_M = Kalkulationszinssatz bei Mischfinanzierung (in %),

i_{EK} = kalkulatorischer Zinssatz auf Eigenkapital (in %),

i_{FK} = zu zahlender Zinssatz auf Fremdkapital (in %),

EK = Eigenkapital (in €),

FK = Fremdkapital (in €).

Beispiel

Es sei angenommen, der Geschäftsführer aus dem obigen Beispiel (Abschn. 4.1.6) könne 30.000 € aus dem eigenen Unternehmensbudget für die Investition verwenden (Eigenkapital) und müsse parallel einen Kredit in Höhe von 20.000 € aufnehmen (Fremdkapital). Die Eigenkapitalsumme hätte er alternativ auf die Bank bringen und zu einem angenommenen Zinssatz von 2 % jährlich verzinsen lassen können. Für den Kredit muss er einen Jahreszins von 6 % an die Bank leisten.

Der durchschnittliche Kalkulationszinssatz i_M wird nach Gl. 4.2 ermittelt.

$$i_M = \frac{30.000 \text{ €} \cdot 2 \% + 20.000 \text{ €} \cdot 6 \%}{30.000 \text{ €} + 20.000 \text{ €}} = 3,6 \%$$

Oft wird der Kalkulationszinssatz in der Praxis etwas höher angesetzt als ein vergleichbarer Marktzinssatz, da der Investor ein Risiko eingeht: Er vermindert seine Liquidität und hat gleichzeitig auf die Höhe der späteren Ein- und Auszahlungen keine Garantie.

Die im Zusammenhang mit einem Investitionsobjekt real anfallenden bzw. kalkulatorisch anzusetzenden Zinsen können vereinfacht (d.h. in allen statischen Berechnungsmethoden) als durchschnittliche und jährlich gleichbleibende Größe berechnet werden (*Durchschnittsmethode* nach Wöhe 2010). Die dafür anzuwendende Formel lautet

$$Z = \left(\frac{K_0 + L}{2} \right) \cdot i. \quad (4.3)$$

mit

Z = kalkulatorische Zinsen (in €),

K_0 = Anschaffungskosten (in €),

L = Liquidationserlös (Restwert) (in €),

i = Kalkulationszinssatz in %, dividiert durch 100 (dezimal).

Der Term $\left(\frac{K_0 + L}{2} \right)$ wird auch als *durchschnittlich gebundenes Kapital* K_d bezeichnet. Dies ist die Geldmenge, die durch die Investition insgesamt gebunden und daher nicht für andere Zwecke (z. B. das Bezahlen von Rechnungen) verwendbar ist. Abbildung 4.2 verdeutlicht dieses Prinzip für eine beispielhafte Anschaffungsauszahlung von 50.000 €,

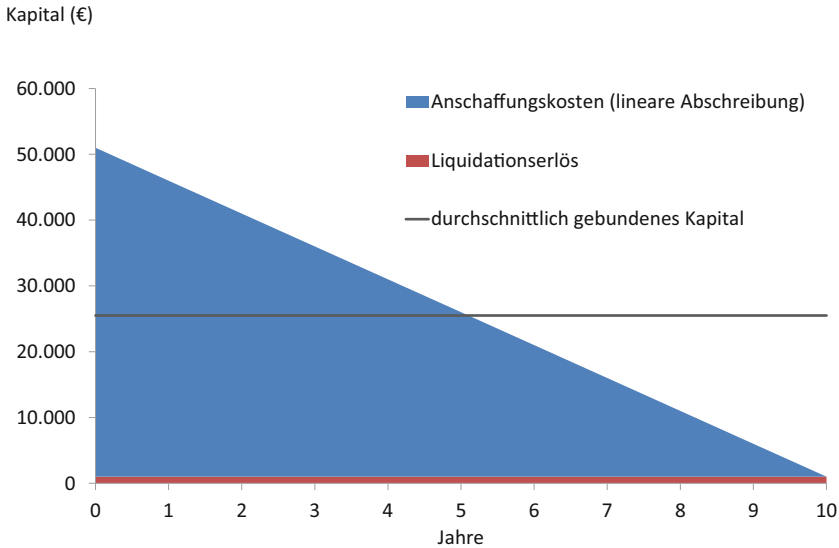


Abb. 4.2 Anschaffungskosten, Liquidationserlös und durchschnittlich gebundenes Kapital

welche linear über einen Zeitraum von 10 Jahren abgeschrieben wird, und einen Liquidationserlös von 1000 €.

Das durchschnittlich gebundene Kapital für das Beispiel in Abb. 4.2 beträgt 25.500 €.

Beispiel

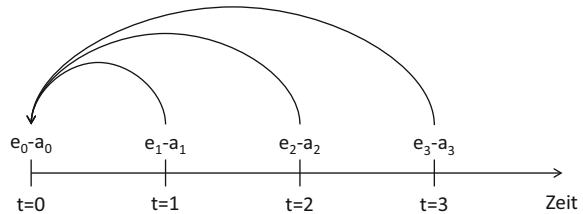
Mit Gl. 4.3 lassen sich die kalkulatorischen Zinsen für das vorhergehende Rechenbeispiel ermitteln:

$$Z = \left(\frac{K_0 + L}{2} \right) \cdot i = \frac{50.000 \text{ €} + 1000 \text{ €}}{2} \cdot 0,036 = 918 \text{ €/Jahr}$$

4.1.8 Barwert und Endwert

Das Konzept, auf dem alle dynamischen Methoden der Wirtschaftlichkeitsberechnung beruhen, ist die Barwert- und Endwertbildung.

Zur Erläuterung sei angenommen, einem wirtschaftlichen Akteur stehe es zur Wahl, einen Geldbetrag in Höhe von 1000 € heute oder in zwei Jahren ausgezahlt zu bekommen. Hat diese Zahlung heute denselben Wert wie in zwei Jahren? Nein: Der Betrag in zwei Jahren müsste niedriger bewertet werden. Denn wenn der Akteur das Geld erst in der Zukunft erhält, muss er so lange auch auf eine Verzinsung desselben verzichten. Je zeitiger ihm der Betrag zur Verfügung steht, desto zeitiger könnte er ihn außerdem auch

Abb. 4.3 Barwertbildung

einsetzen, um einen laufenden Kredit abzuzahlen und die zu tilgende Summe und damit die Zinskosten zu verringern.

Der *Barwert* beschreibt den gegenwärtigen Wert einer Geldmenge, die eigentlich erst in der Zukunft bewegt wird. Mathematisch wird dieser zukünftige Zahlungsstrom abgezinst (*diskontiert*), sein heutiger Wert wird dadurch nominal geringer als sein künftiger.

Wofür kann eine solche Betrachtung sinnvoll sein? Ein Beispiel: Ein Bäckermeister investiert in einen neuen Backofen. Er hat anschließend Einnahmen aus dem täglichen Brötchenverkauf sowie Ausgaben für das Mehl und die Energie. Die anfängliche Investition lässt eine negative Bilanz zurück, welche erst nach und nach durch die positive Differenz von Einnahmen und Ausgaben wieder relativiert wird. Nun wird das Geld zu ganz unterschiedlichen Zeitpunkten innerhalb der Lebensdauer des Ofens bewegt. Die Rechnung für den Ofen wird – bezogen auf seine Lebensdauer – zum heutigen Zeitpunkt gestellt. Die Betriebsausgaben hingegen fallen erst in den folgenden Jahren an. Sie haben, bezogen auf den heutigen Zeitpunkt, einen geringeren Wert – schließlich gibt es die Möglichkeit, bis zu ihrer Fälligkeit das eigene Vermögen noch zu vermehren. Eine Abzinsung oder Barwertbildung der (künftigen) Betriebsausgaben ermöglicht in Wirtschaftlichkeitsberechnungen deren gleichrangige Behandlung mit den (heutigen) Investitionskosten.

Abbildung 4.3 verdeutlicht das Prinzip der Barwertbildung. Einnahmen (e_n) und Ausgaben (a_n), die für die Zukunft erwartet werden, werden saldiert und auf den heutigen Zeitpunkt abgezinst.

Die beschriebene Abzinsung wird mathematisch mithilfe des Abzinsungsfaktors $\frac{1}{(1+i)^t}$ durchgeführt, wobei i den Kalkulationszinssatz als dezimale Zahl darstellt (d. h. Zinssatz in %, dividiert durch 100), und t den Zeitpunkt, von dem aus abgezinst werden soll.

Das Abzinsen eines Betrages (= Berechnung des Barwertes dieses Betrages) wird durch die folgende Gleichung beschrieben:

$$K_0 = K_t \cdot \frac{1}{(1+i)^t} \quad (4.4)$$

mit

K_t = Betrag, der zu einem Zeitpunkt t in der Zukunft bewegt wird,

K_0 = Wert des Betrages K_t bezogen auf den heutigen Zeitpunkt (Barwert).

Die Formel unterstellt, dass Zinsen stets zum Ende einer Periode (z. B. eines Jahres) gezahlt werden und dass die Zinszahlungen stets gleich hoch sind.

Beispiel

Ein Kraftwerksbetreiber benötigt fünf Jahre nach der Inbetriebnahme seines Kraftwerks einen Betrag von 50.000 €, um eine vorbeugende Instandhaltung zu finanzieren. Welchen Betrag K_0 muss er heute dafür anlegen, wenn ein kalkulatorischer Zinssatz von 3 % zugrunde gelegt wird? Mit Gl. 4.4 kann der Wert ermittelt werden:

$$K_0 = K_t \cdot \frac{1}{(1+i)^t} = 50.000 \text{ €} \cdot \frac{1}{(1+0,03)^5} = 43.130 \text{ €}$$

Bezogen auf den heutigen Zeitpunkt sind die 50.000 € für die in fünf Jahren fällige Instandhaltung nur 43.130 € wert. Mit einer jährlichen Verzinsung von 3 % kann daraus innerhalb von 5 Jahren der benötigte Betrag bei einer Bank erwirtschaftet werden.

Bei der im Abschn. 4.3.2 vorgestellten Kapitalwertmethode werden alle zukünftigen Betriebseinnahmen und -ausgaben, die in Verbindung mit einem Investitionsobjekt stehen, auf den heutigen Zeitpunkt abgezinst. Neben dieser Abzinsung können auch die oben beschriebenen Zinseffekte in Verbindung mit Einnahmen und Ausgaben (z. B. entgangene Verzinsung bei der Bank, Inflation) berücksichtigt werden (s. Wöhe 2010, S. 538–545). Dabei gilt die Grundannahme, dass das beteiligte Kapital ständig zum Kalkulationszinssatz wiederangelegt wird („Wiederanlageprämisse“) (s. Wöhe 2010, S. 542). Die Kapitalwertmethode gehört zu den am stärksten akzeptierten Methoden der Wirtschaftlichkeitsberechnung.

Das Gegenteil des Barwertes ist der Endwert. Ein Zahlungsstrom wird aufgezinst, um seinen zukünftigen Wert herauszufinden – den Endwert. Das Vorgehen ist vergleichbar mit der Verzinsung eines Bankkontos.

- **Tipp** Zur Berechnung von Bar- und Endwert können auch die Microsoft Excel-Funktionen „BW“ und „ZW“ verwendet werden.

Zur Berechnung des Barwertes mit der Excel-Funktion „BW“ wird in die Eingabemaske des Funktionsassistenten der Zinssatz eingegeben (Feld „Zins“), ebenso die Anzahl der Nutzungsperioden (Feld „Zzr“) und ein periodisch gleichbleibender Zahlbetrag, der eine Zahlungsreihe bildet (Feld „Rmz“). Errechnet wird die Summe aller auf den heutigen Zeitpunkt abgezinsten zukünftigen periodischen Zahlbeträge – der Barwert der Zahlungsreihe.

Analog kann mit der Funktion „ZW“ der Endwert einer Zahlungsreihe bestimmt werden. Der Umgang mit den Eingabefeldern gleicht dem für die Funktion „BW“ beschriebenen. Das Ergebnis, der Endwert, stellt den aufgezinsten Wert einer Zahlungsreihe am Ende ihrer Betrachtungsdauer dar.

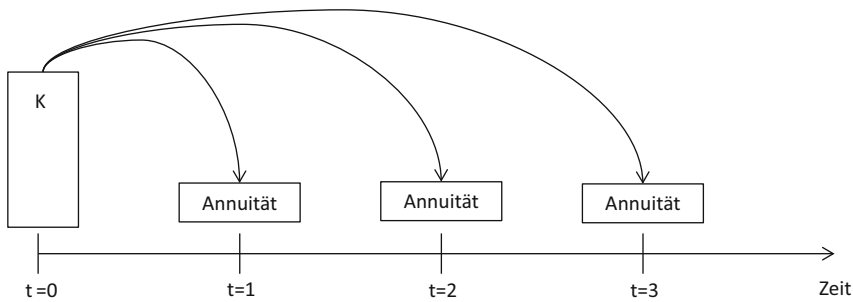


Abb. 4.4 Bildung der Annuität aus einer aufzuteilenden Geldmenge K

4.1.9 Annuität

Die Annuität im Sinne der Investitionsrechnung beschreibt das Aufteilen einer Geldmenge (Einnahme oder Ausgabe) in mehrere gleich große Jahresscheiben, unter Berücksichtigung einer zwischenzeitlichen (z. B. jährlichen) Verzinsung der beteiligten Beträge. Abbildung 4.4 erläutert das Prinzip: Die Geldmenge K wird auf einen Zeitraum von 3 Jahren aufgeteilt, unter Berücksichtigung von jährlichem Zins und Zinseszins.

Die Annuität A wird mithilfe des Annuitätsfaktors a errechnet:

$$a = \frac{(1+i)^T \cdot i}{(1+i)^T - 1} \quad (4.5)$$

mit

i = Zinssatz (dezimal),

T = letzter Zeitpunkt, zu dem Zahlungen anfallen.

Durch Multiplikation wird der Annuitätsfaktor a auf die aufzuteilende Geldmenge K angewendet:

$$A = K \cdot \frac{(1+i)^T \cdot i}{(1+i)^T - 1} = K \cdot a \quad (4.6)$$

mit

A = Annuität (in €/Jahr),

K = aufzuteilende Geldmenge (in €),

a = Annuitätsfaktor.

Bei der in Abschn. 4.3.3 vorgestellten Annuitätenmethode wird es über diesen Rechenschritt möglich, den *jährlichen* Vermögenszuwachs aus einer Investition zu berechnen. Dabei wird angenommen, dass die jährlichen Beträge entnommen und konsumiert bzw. zum Kalkulationszinssatz wieder angelegt werden.

4.1.10 Preissteigerungen

In der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung ist es üblich, eine Verteuerung der künftigen Zahlungsströme einzuberechnen. Dies geschieht mit prozentualen Preisänderungsfaktoren. Für die unterschiedlichen Zahlungsarten können jeweils individuelle Preisänderungsfaktoren festgelegt werden, z. B. für Energie, Instandhaltung oder Personal. Die bisherige Entwicklung verschiedener Preise in Deutschland kann dabei als erste Orientierung dienen. Aktuelle Informationen dazu können auf den Internetseiten des Statistischen Bundesamtes recherchiert werden (Statistisches Bundesamt 2014).

Um den Wert einer Zahlung K einschließlich ihrer jährlichen prozentualen Preissteigerung j nach Ablauf eines Zeitraums t zu berechnen (K_t), wird die folgende Beziehung aufgestellt:

$$K_t = K \cdot (1 + j)^t \quad (4.7)$$

mit

K = regelmäßige Zahlung (Ein- oder Auszahlung) (in €),

j = Preisänderungsfaktor (dezimal),

t = Zeitindex.

Beispiel

Ein Lagerhaus wird mit einer Kältemaschine klimatisiert, deren durchschnittliche Stromkosten 1000 €/a betragen. Mit einer angenommenen jährlichen Steigerung des Strompreises um 3 % können die Stromkosten der Maschine in 4 Jahren errechnet werden:

$$K_t = K \cdot (1 + j)^t = 1000 \text{ €/Jahr} \cdot (1 + 0,03)^4 = 1126 \text{ €/Jahr}$$

4.2 Statische Methoden der Wirtschaftlichkeitsberechnung

4.2.1 Einleitung

Obwohl die prognostizierten Kosten rund um ein Investitionsobjekt unterschiedlich oft und zu unterschiedlichen Zeitpunkten fällig werden, rechnet man bei allen statischen Methoden der Wirtschaftlichkeitsberechnung nur mit Perioden-Durchschnittswerten. Dadurch sind die mathematischen Operationen einfach nachvollziehbar und anwendbar. Sie sind allerdings auch weniger detailgetreu im Sinne der anfallenden und nutzbaren Verzinsungen am Markt. Die statischen Methoden berücksichtigen außerdem keine Veränderungen, die innerhalb der Nutzungsdauer einer Anlage auftreten können, z. B. eine mit der Auftragslage schwankende Anlagenauslastung oder steigende variable Kosten.

Zwar kann eine flankierende Sensitivitätsanalyse durchgeführt werden, um die mögliche resultierende Schwankungsbreite der Rechenergebnisse und damit eine mögliche

Gefährdung der Wirtschaftlichkeit zu erkennen (s. Abschn. 4.4). Dennoch sollten statische Methoden nur für kurzfristige Betrachtungen oder überschlägige Abschätzungen eingesetzt werden.

4.2.2 Kostenvergleichsrechnung

Erläuterung Ziel der Kostenvergleichsrechnung ist eine Aussage über die Gesamtkosten eines Vorhabens. Bei dieser Methode werden alle fixen und variablen Kosten inklusive der kalkulatorischen Abschreibungen und Zinsen der Investition summiert. Je kleiner das Ergebnis, desto vorteilhafter ist das Vorhaben für den Investierenden. Sollen anhand dieser Methode mehrere Alternativen miteinander verglichen werden, so müssen diese über deckungsgleiche jährliche Erlöse und Nutzungsdauern verfügen (s. Wöhe 2010, S. 531–532).

Formel:

$$K = K_f + K_v \quad (4.8)$$

mit

K = Kosten (in €/Jahr),

K_f = fixe Kosten (in €/Jahr),

K_v = variable Kosten (in €/Jahr),

mit den Kostenarten nach Tab. 4.1.

Entscheidungskriterium (relativ): minimale Kosten

Entscheidungskriterium (absolut): Kosten unterhalb einer Vorgabe (z. B. 10.000 €/Jahr)

Beispiel

Der technische Leiter einer mittelständischen Bäckerei möchte in einen neuen Backofen investieren. Er hat die Wahl zwischen einem Standard- und einem Energieeffizienzmodell. Für welches Modell soll er sich entscheiden? Tabelle 4.2 fasst die vorliegenden Informationen zusammen.

Anhand der Gln. 4.1 und 4.3 lassen sich die kalkulatorischen Abschreibungen und Zinszahlungen der beiden Alternativen ermitteln (siehe Tab. 4.3).

Durch Addition aller fixen und variablen Kosten ergeben sich die Gesamtkosten der Alternativen nach Tab. 4.4.

Die Materialkosten sowie die Gehälter könnten in diesem Beispiel auch vernachlässigt werden, da sie für beide Alternativen identisch sind. In jedem Fall ist im Ergebnis zu erkennen, dass die jährlichen Gesamtkosten für das Modell „Omega“ geringer sind. Daher ist diese Alternative aus Sicht der Kostenvergleichsmethode vorteilhafter.

Bewertung Die Kostenvergleichsrechnung bietet einen überschlägigen Einstieg, um eine mögliche Investitionsentscheidung abzuschätzen. Die Beschränkung auf die durchschnittlichen jährlichen Kosten macht die Berechnung vergleichsweise einfach. Die allgemeinen Vor- und Nachteile der statischen Methoden sind zu beachten (s. Abschn. 4.2.1).

Die Erlöse werden in der Kostenvergleichsrechnung komplett vernachlässigt. Ob mit dem Investitionsobjekt also tatsächlich Gewinne erwirtschaftet werden, ist nicht bekannt. Die Methode unterstellt, dass die Erlöse aller betrachteten Alternativen identisch sind. Ebenso muss die angenommene Nutzungsdauer bei einem Alternativenvergleich identisch sein.

Sinnvoll lässt sich die Kostenvergleichsrechnung vor allem bei Ersatzinvestitionen einsetzen. Wenn im obigen Beispiel davon ausgegangen wird, dass die Modelle einen defekten Ofen mit identischer Produktionskapazität ersetzen sollen, stellen die Investitionskosten eine Ersatzinvestition dar – die Anlage muss ersetzt werden, um die Produktion aufrecht zu erhalten. Wenn die Produktionskapazität gleich bleibt, können die Produktionserlöse in der Kostenvergleichsrechnung vernachlässigt werden.

4.2.3 Gewinnvergleichsrechnung

Erläuterung Die Gewinnvergleichsrechnung ist eine gedankliche Weiterentwicklung der Kostenvergleichsrechnung. Den jährlichen Kosten werden dabei die jährlichen Erlöse der Alternativen gegenübergestellt. Die Differenz, der *Gewinn*, soll möglichst groß sein. Be-

Tab. 4.2 Kosten- und Erlösinformationen der Backöfen „Alpha“ und „Omega“

		Alpha	Omega
Strompreis	€/MWh	180	
Kalkulationszinssatz	%	12	
Nutzungsdauer	t	10	
Kapazität	Stck/Jahr	3.000.000	3.000.000
installierte elektrische Leistung	kW	60	40
Vollbenutzungsstunden	h/Jahr	4400	4400
Investitions- und Errichtungskosten	€	150.000	190.000
Liquidationserlös (Restwert)	€	10.000	10.000
Steuern, Versicherungen	€/Jahr	400	500
Gehälter (anteilig)	€/Jahr	10.000	10.000
Materialkosten	€/Stck	0,26	0,26
	€/Jahr	780.000	780.000
Energieverbrauch	MWh/Jahr	264	176
Energiekosten	€/Jahr	47.520	31.680
Erlöse	€/Stck	0,30	0,30
	€/Jahr	900.000	900.000

Tab. 4.3 Kalkulatorische Abschreibungen und Zinsen der Backöfen „Alpha“ und „Omega“

		Alpha	Omega
Abschreibung	€/Jahr	14.000	18.000
durchschnittlich gebundenes Kapital	€	80.000	100.000
Zinsen	€/Jahr	9600	12.000

Tab. 4.4 Kostenvergleichsrechnung für die Backöfen „Alpha“ und „Omega“

		Alpha	Omega
fixe Kosten			
Abschreibung	€/Jahr	14.000	18.000
Zinsen	€/Jahr	9600	12.000
Gehälter (anteilig)	€/Jahr	10.000	10.000
Steuern, Versicherungen	€/Jahr	400	500
variable Kosten			
Energiekosten	€/Jahr	47.520	31.680
Materialkosten	€/Jahr	780.000	780.000
Summe fixe Kosten	€/Jahr	34.000	40.500
Summe variable Kosten	€/Jahr	827.520	811.680
Gesamtkosten	€/Jahr	861.520	852.180

trachtet wird dabei eine repräsentative Periode, beispielsweise das erste Jahr (s. Wöhe 2010, S. 532).

Formel:

$$G = E - K$$

(4.9)

mit

G = Gewinn (in €/Jahr),
 E = Erlöse (in €/Jahr),
 K = Kosten (in €/Jahr).

Entscheidungskriterium (relativ): maximaler Gewinn
Entscheidungskriterium (absolut): Gewinn oberhalb einer Vorgabe (z. B. 2000 €/Jahr)

Beispiel

Der technische Leiter aus dem obigen Beispiel zieht nun auch die Verkaufserlöse der Brötchen mit in Betracht. Anhand von Gl. 4.9 errechnet er den durchschnittlichen Gewinn beider Alternativen (s. Tab. 4.5).

Bei einer angenommenen Jahresproduktion von 3 Mio. Brötchen und einem unterstellten Stückpreis von 0,30 € ergeben sich jährliche Erlöse in Höhe von 900.000 €/Jahr. Das energieeffiziente Modell „Omega“ ist vorteilhafter, da der durchschnittliche jährliche Gewinn höher ist.

Bewertung Die Einschränkungen der Kostenvergleichsmethode werden hier zum Teil aufgehoben – die Betrachtung bezieht die mit der Investition in Verbindung stehenden Erlöse mit ein. Es wird also umgekehrt vorausgesetzt, dass dem Investitionsobjekt Erlöse zugeordnet werden können. Falls das nicht möglich ist, muss eine andere Methode verwendet werden.

Abgesehen davon gelten die Vor- und Nachteile der Kostenvergleichsrechnung sowie der statischen Methoden allgemein (s. Abschn. 4.2.1 und 4.2.2).

4.2.4 Rentabilität

Erläuterung Bei der Ermittlung der *Rentabilität* wird das Verhältnis zwischen einer durchschnittlichen Gewinngröße und dem dafür durchschnittlich einzusetzenden Kapital gebildet. Damit wird der Erfolg des Unternehmens bzw. einer einzelnen Investition gemessen (Nutzen versus Aufwand). Das Ergebnis, die Rentabilität, ist ein prozentualer Wert. Er drückt aus, wie stark sich das eigene Vermögen durch die Investition erhöht. Man unterscheidet je nach Quelle des eingesetzten Geldes zwischen der Eigen- und der Fremdkapitalrentabilität. Wenn ein Unternehmen beispielsweise einen Jahresgewinn von 10.000 € erwirtschaftet und dafür 100.000 € Eigenkapital eingesetzt hat, so beträgt seine Eigenkapitalrentabilität 10 %. Die Rentabilität als Maß für den Unternehmens- oder Maßnahmenerfolg kann mit Renditen aus risikoarmen Geldanlagen verglichen werden. Gemessen an einer beispielhaften Rendite von 5 % für Staatsanleihen ist eine Rentabilität von 10 % durchaus vorteilhaft.

Für die Berechnung der Rentabilität können unterschiedliche Gewinn- und Kapitaleinsatzgrößen eingesetzt werden. Die im Folgenden vorgestellte Methode basiert auf dem durchschnittlich gebundenen Kapital als Kapitaleinsatzgröße (Wöhe 2010, S. 533). Die Gewinngröße wird im Folgenden als Rückfluss bezeichnet. Rückflüsse können positiv (Gewinn) oder negativ (Verlust) sein.

Vereinfachend kann zur Berechnung der Rentabilität die nachfolgende Formel angewendet werden. Zur Berücksichtigung von eventuellen Fremdkapitalzinsen s. Wöhe (2010), S. 39.

Formel:

$$r = \frac{R}{K_d} \tag{4.10}$$

Tab. 4.5 Gewinnvergleichsrechnung für die Backöfen „Alpha“ und „Omega“

		Alpha	Omega
Erlöse	€/Jahr	900.000	900.000
Gesamtkosten	€/Jahr	861.520	852.180
Gewinn	€/Jahr	38.480	47.820

mit

- r = Rentabilität (in %),
- R = jährliche Rückflüsse (in €/a),
- K_d = durchschnittlich gebundenes Kapital ($K_d = (\frac{K_0+L}{2})$) mit
- K_0 = Anschaffungskosten, L = Liquidationserlös (Restverkaufswert) (in €).

Entscheidungskriterium (relativ): maximale Rentabilität
Entscheidungskriterium (absolut): Rentabilität oberhalb einer Vorgabe (z. B. angenommene Rendite von 5 % aus Anleihen)

Beispiel

Eine Spedition möchte in einen neuen Lastwagen investieren. Die Einkaufsabteilung hat bereits die wesentlichen Informationen für die Kaufentscheidung zusammengetragen. Anhand der durchgeführten Gewinnvergleichsrechnung scheint die Entscheidung eindeutig (s. Tab. 4.6).

Ergänzend möchte die Geschäftsführung noch die Rentabilität beider Alternativen errechnen. Diese darf nach hausinternen Vorgaben nicht unter 10 % liegen.

Zunächst wird das durchschnittlich gebundene Kapital K_d errechnet. Das Verhältnis von jährlichen Rückflüssen zu durchschnittlich gebundenem Kapital nach Gl. 4.10 bestimmt die Rentabilität beider Möglichkeiten (s. Tab. 4.7).

Die Geschäftsführung fordert grundsätzlich eine Rentabilität oberhalb von 10 % bei Neuinvestitionen. Unter dieser Prämisse sind beide Lastwagen denkbar (absolute Wirtschaftlichkeit). Mit einer Rentabilität von 16 % wird die (relative) Vorteilhaftigkeit des „Tempo“ im Vergleich zum „Speedy“ (13 %) bestätigt.

Der in der Praxis weit verbreitete Begriff des *Return on Investment (ROI)* bezeichnet die Gesamtkapitalrentabilität einer Investition. Diese aus den USA stammende Kennzahl

Tab. 4.6 Kosten, Erlöse und Gewinn der Investitionsalternativen „Tempo“ und „Speedy“

		Tempo	Speedy
Kaufpreis (brutto) K_0	€	130.000	140.000
Liquidationserlös (Restwert) L	€	20.000	20.000
Anteilige Umsatzerlöse E	€/Jahr	30.000	30.000
Betriebskosten K	€/Jahr	18.000	20.000
Jährliche Rückflüsse R	€/Jahr	12.000	10.000

Tab. 4.7 Rentabilitätsrechnung der Investitionsalternativen „Tempo“ und „Speedy“

		Tempo	Speedy
Durchschnittlich gebundenes Kapital K_d	€	75.000	80.000
Jährliche Rückflüsse R	€/Jahr	12.000	10.000
Rentabilität r		16 %	13 %

ist wie folgt definiert (s. Olfert und Reichel 2003):

$$\text{Return on Investment} = \frac{\text{Jahresüberschuss}}{\text{Gesamtkapital}} \cdot 100$$

Der ROI ist nicht zu verwechseln mit der Amortisationszeit! Für Investitionen, die komplett auf Eigenkapital basieren, gleicht der ROI der Rentabilität des Vorhabens. In der betrieblichen Praxis wird der Begriff ROI häufig synonym für die Amortisationszeit genutzt, was fachlich nicht korrekt ist, inhaltlich aber nachvollziehbar erscheint. Auch bei der Amortisationsrechnung wird ein Quotient aus einer Nutzen- und einer Aufwandskomponente gebildet (s. Abschn. 4.2.5).

Bewertung Die allgemeinen Vor- und Nachteile der statischen Methoden gelten weitestgehend (s. Abschn. 4.2.1). Die Rentabilität bietet darüber hinaus den Vorteil einer leichteren Interpretation, denn sie kann direkt mit marktüblichen Zinssätzen verglichen werden.

4.2.5 (Statische) Amortisationsrechnung

Erläuterung Die wohl bekannteste Methode der Investitionsrechnung ist die statische Amortisationsrechnung, auch *Pay-Off-Methode* genannt. Die sogenannte *Amortisationszeit* ist der Zeitraum, der benötigt wird, um eine anfänglich getätigte Investition (z. B. Backofen) durch jährliche Erlöse (z. B. Verkauf von Brötchen) wieder zu refinanzieren bzw. zu *amortisieren* (s. Wöhe 2010, S. 533–534). Der Amortisationszeitpunkt wird auch *Break-Even* genannt. Die Amortisationszeit ist ferner der Zeitraum, in dem sich eine Investition in Energieeinsparmaßnahmen durch die idealerweise folgenden Energieeinsparungen wieder refinanziert hat. Beispielsweise ist ein Energieeffizienz-Motor zunächst in der Anschaffung teurer. Diese Mehrkosten werden jedoch in einem gewissen Zeitraum durch die geringeren Energiekosten des energieeffizienten Motors im Vergleich zu einem Standardmodell amortisiert.

Formel:

$$t_A = \frac{K_0}{R} \quad (4.11)$$

mit

t_A = Amortisationszeit (in Jahren),

K_0 = eingesetztes Kapital (in €),

R = jährliche Rückflüsse (in €/Jahr).

Entscheidungskriterium (relativ): minimale Amortisationszeit

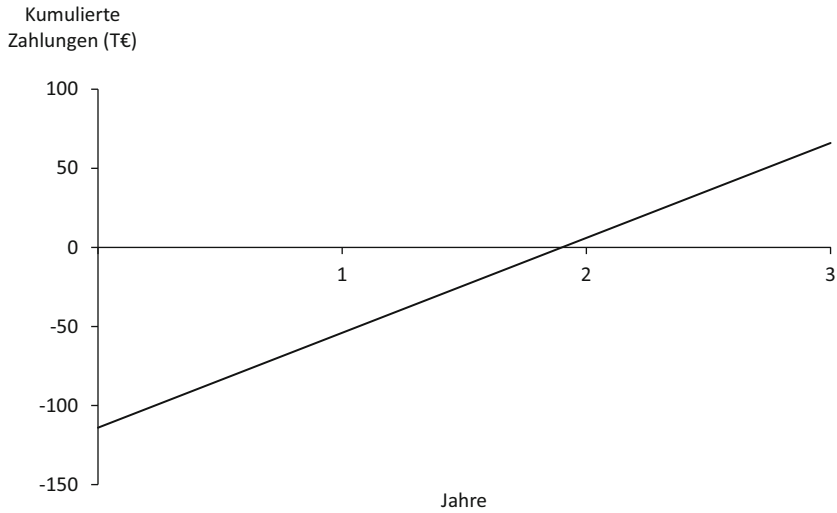


Abb. 4.5 Kumulierte Ein- und Auszahlungen einer Investition

Entscheidungskriterium (absolut): Amortisationszeit unterhalb einer Vorgabe (z. B. 2 Jahre)

Beispiel

Die Entstaubungsfilteranlagen in einer Gießerei sollen von Drallreglern auf eine Drehzahlregelung umgestellt werden. Von dieser Maßnahme erhofft sich der technische Leiter eine Ersparnis im Stromverbrauch von 20 %. Der errechneten Energiekostenersparnis von rund 60.000 €/Jahr stehen Investitionen in Höhe von rund 114.000 € gegenüber. Die statische Amortisationszeit der Investition errechnet sich nach Gl. 4.11 zu

$$t_A = \frac{K_0}{R} = \frac{114.000 \text{ €}}{60.000 \text{ €/Jahr}} = 1,9 \text{ Jahre.}$$

Abbildung 4.5 verdeutlicht die Risikozone, in der sich das investierende Unternehmen vor Erreichen der Amortisationszeit befindet.

Jahr	jährliche Ein- und Auszahlungen (T€)	kumulierte Zahlungen (T€)
0	−114	−114
1	60	− 54
2	60	6
3	60	66

Kurz nachdem die Investition getätigt wurde, ist die Bilanz der Ein- und Auszahlungen negativ (Abb. 4.5). Nach Ablauf eines Jahres ist eine Energiekosteneinsparung in Höhe von 60.000 € durch die neue Drehzahlregelung erkennbar. Nach Ablauf der

Amortisationszeit von 1,9 Jahren beginnen diese kumulierten Einsparungen die anfängliche Investition zu übersteigen – die kumulierten Aus- und Einzahlungen sind positiv, die Investition hat sich amortisiert. Ab diesem Zeitpunkt spart der Investor tatsächlich Geld.

Bewertung Die allgemeinen Vor- und Nachteile der statischen Methoden gelten auch für die Amortisationsrechnung (s. Abschn. 4.2.1).

Die Amortisationszeit misst das Risiko, welches ein Investor eingeht. Ein Teil seines Vermögens ist für die Lebensdauer des Investitionsobjektes fest gebunden, dadurch verringert sich die Liquidität (= Zahlungsfähigkeit) des Investors. Anhand der Amortisationszeit wird festgestellt, wie schnell die kumulierten Rückflüsse die Anfangsinvestition übersteigen – wie schnell der Investor also die Risikozone verlassen hat und wieder über das zuvor eingesetzte Kapital frei verfügen kann.

Die Amortisationszeit sollte nie (!) das einzige Entscheidungskriterium sein. Je höher die eingesetzte Investitionssumme und je größer die Nutzungsdauer des Investitionsobjektes, desto wichtiger und interessanter ist es, den tatsächlichen Vermögenszuwachs *auch über die Amortisationszeit hinaus* zu betrachten. Angenommen, die Geschäftsführung eines mittelständischen Unternehmens gibt eine Amortisationszeit von maximal 2 Jahren als Einkaufskriterium vor. Eine Produktionsanlage mit fünfjähriger Nutzungsdauer und 2 Jahren Amortisationszeit erwirtschaftet noch drei Jahre über den Break-Even hinaus Überschüsse. Eine effiziente Druckluftanlage mit zehn Jahren Nutzungsdauer, deren Kauf sich vielleicht erst in 2,5 Jahren amortisieren würde, liefert sogar für die folgenden 7,5 Jahre positive Einsparungen. Die Höhe und Dauer dieser Einsparungen würde nicht betrachtet, die Modernisierung der Druckluftanlage würde aufgrund der zu hohen Amortisationszeit nicht realisiert.

4.2.6 Lebenszykluskosten

Erläuterung Das Konzept der Lebenszykluskosten wurde ab den 1930er Jahren in den USA unter den Begriffen *Life Cycle Costs (LCC)* und *Total Costs of Ownership (TCO)* entwickelt. Bei der Ermittlung von Lebenszykluskosten wird die gesamte Nutzungsdauer („Lebenszyklus“) eines Investitionsobjektes betrachtet: Neben den Anschaffungskosten verursacht eine Anlage auch innerhalb ihrer Nutzungsdauer Kosten z. B. durch Energieverbrauch, Wartung oder Entsorgung. In Summe bilden all diese Kosten, welche eine Anlage in ihrem Nutzungszeitraum direkt oder indirekt verursacht, die Lebenszykluskosten.

In der betrieblichen Praxis werden manche Kosten, die eine Anlage verursacht, nicht anlagenspezifisch, sondern als Gemeinkosten des Unternehmens behandelt. Allerdings kann der Anteil dieser Kosten durchaus zwischen 50 und 90 % der Lebenszykluskosten einer Anlage liegen, während die eigentlichen Anschaffungskosten fast zu vernachlässigen sind. Es ist daher sinnvoll, bereits im Moment der Beschaffungsentscheidung alle

Tab. 4.8 Kostenkategorien für die Berechnung von Lebenszykluskosten nach VDMA-Einheitsblatt 34160:2006-06

E	Entstehung	B	Betriebskosten	V	Verwertungskosten
E1	Beschaffung	IH1	Wartung und Inspektion	V1	Rückbau
E2	Infrastrukturkosten	IH2	Instandsetzung	V2	Restwert
E3	Sonstige Entstehungskosten	IH3	Ungeplante Instandsetzung	V3	Sonstige Verwertungskosten
		RK1	Raumkosten		
		MK1	Materialkosten		
		EK1	Energiekosten		
		HB1	Hilfs- und Betriebsstoffe		
		EN1	Entsorgungskosten		
		PK1	Personalkosten		
		WK1	Werkzeugkosten		
		RU1	Rüstkosten		
		LK1	Lagerkosten		
		SO1	Sonstige Betriebskosten		

auch später anfallenden wesentlichen Kosten angemessen abzuschätzen und zu berücksichtigen.

Die beiden Begriffe Life Cycle Costs (LCC) und Total Costs of Ownership (TCO) sind eng miteinander verwandt. Der wesentliche Unterschied besteht darin, dass TCO explizit auch die sogenannten Transaktionskosten einer Investition einbeziehen. Als Transaktionskosten werden alle Kosten bezeichnet, die in Verbindung mit der Nutzung des Marktes stehen (z. B. Informationsbeschaffungs-, Verhandlungs-, Abwicklungskosten). Die Methode der TCO wurde im Umfeld der Informationstechnik entwickelt. Der Begriff LCC und im Deutschen allgemein der Begriff Lebenszykluskosten findet vor allem in der Industrie Anwendung. Dort können Transaktionskosten in der Regel vernachlässigt werden, da die Investitions- und Betriebskosten einer Investition deutlich überwiegen (Bode et al. 2011).

Weltweit gibt es unterschiedliche Berechnungsmodelle für Lebenszykluskosten. Verschiedene Normen versuchen die Methode zu standardisieren, u. a. der internationale Standard SAE ARP 4293, die europäische DIN 60300-3-3:2005-03, die deutsche VDI 2884:2005-12 oder das deutsche VDMA-Einheitsblatt 34160:2006-06. Allen Modellen ist gemeinsam, dass sie zwischen einmaligen und wiederkehrenden Kosten unterscheiden, und dass sie die Nutzungsdauer eines Investitionsobjektes in mehrere Abschnitte unterteilen.

Der VDMA schlägt eine dreiphasige Vorgehensweise für die Gliederung des Lebenszyklus vor, die in Tab. 4.8 dargestellt ist (VDMA 34160:2006-06; Bode et al. 2011).

Am Beginn der Lebenszykluskostenberechnung muss der Anwender überlegen, welche wesentlichen Kostenkategorien über die Lebensdauer der Anlage zu erwarten sind, wel-

che Einsatzbedingungen herrschen (z. B. Verteilung von Volllast, Teillast, Leerlauf) und welches vergleichbare Output des Investitionsgutes betrachtet werden soll. Eine Mindest-Detailtiefe der Berechnung von Lebenszykluskosten ist nicht vorgeschrieben. Die Methode kann also individuell vereinfacht werden. Dabei ist allerdings große Umsicht geboten, um das Ziel nicht zu gefährden oder sogar die Aussage zu verfälschen.

Lebenszykluskosten können sowohl *statisch* als auch *dynamisch* berechnet werden. Um die dynamischen Lebenszykluskosten zu ermitteln, müssen alle anfallenden Kosten vor der Addition auf einen einheitlichen Zeitpunkt abgezinst werden. Dies ist vor allem bei größeren Investitionen und mehrjährigen Betrachtungen sinnvoll (Bode et al. 2011). Zur Systematik der Abzinsung s. Abschn. 4.1.8 sowie 4.3.2.

Formel:

$$LCC_{\text{stat}} = \sum_{t=0}^T K_t \quad (4.12)$$

$$LCC_{\text{dyn}} = \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1+i)^t} \quad (4.13)$$

mit

LCC_{stat} = statische Lebenszykluskosten (in €),

LCC_{dyn} = dynamische Lebenszykluskosten (in €),

K_t = relevante Kosten im betrachteten Jahr t (in €/Jahr),

t = Zeitindex,

T = letzter Zeitpunkt, in dem Zahlungen anfallen,

i = Zinssatz (dezimal),

$(1+i)^{-t}$ = Abzinsungsfaktor.

Entscheidungskriterium (relativ): minimale Lebenszykluskosten

Entscheidungskriterium (absolut): Lebenszykluskosten unterhalb einer Vorgabe (z. B. 10.000 €)

Beispiel

Die Instandhaltungsabteilung eines produzierenden Unternehmens ersetzt schrittweise alle alten unregelmäßig geordneten Heizungspumpen durch neue Energieeffizienzmodelle. Für einen aktuellen Fall liegen Daten gemäß Tab. 4.9 vor.

Für die Berechnung der statischen Lebenszykluskosten nach Gl. 4.12 werden die einmaligen Entstehungs-, die jährlichen Betriebs- sowie die einmaligen Verwertungskosten über die angenommene Lebensdauer kumuliert. Das Ergebnis zeigt Abb. 4.6.

Nach 10 Jahren haben sich für die Pumpe „Standard“ Lebenszykluskosten in Höhe von 2236 € kumuliert. Die Pumpe „Energieeffizienz“ weist dagegen eine Summe von 1358 € auf und ist damit vorteilhafter. Gemessen an üblichen betrieblichen Investitionsvolumina ist der Kostenvorteil relativ gering. Je mehr Heizungspumpen jedoch

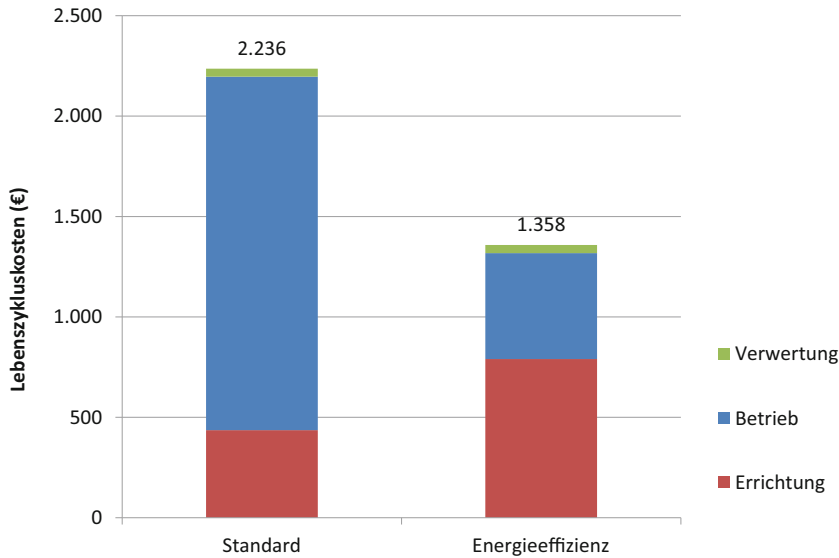


Abb. 4.6 Lebenszykluskosten der Heizungspumpen „Standard“ und „Energieeffizienz“

ausgetauscht werden, desto stärker profitiert das investierende Unternehmen. Die Methode der Lebenszykluskosten hat z. B. für den Maschinen- und Anlagenbau große Bedeutung, wo sich der Lebenszykluskostenvorteil energieeffizienter Anlagen durchaus im sechsstelligen Bereich bewegen kann (Bode et al. 2011).

Die dynamischen Lebenszykluskosten der beiden Pumpen liegen bei 1820 € (Pumpe „Standard“) und 1222 € (Pumpe „Energieeffizienz“), bei einer jährlichen Verzinsung des gebundenen Kapitals von 5 %.

- **Tipp** Frei zugängliche Lebenszykluskosten-Berechnungswerkzeuge im Internet bieten u. a. die Dena (Lebenszykluskosten-Rechner für Pumpensysteme),

Tab. 4.9 Kosteninformationen der Heizungspumpen „Standard“ und „Energieeffizienz“

		Pumpe „Standard“	Pumpe „Energieeffizienz“
Entstehungskosten			
Anschaffungspreis	€	396	750
Einbaukosten	€	40	40
Betriebskosten			
Energiekosten	€/Jahr	176	53
Nutzungsdauer	Jahre	10	10
Verwertungskosten			
Stilllegungs- und Beseitigungskosten	€	40	40

der VDMA (Excel-Berechnungswerkzeug zur Prognose von Lebenszykluskosten (Basis Einheitsblatt 34160:2006)) und der ZVEI (Excel-Berechnungswerkzeug zur Prognose von Lebenszykluskosten).

Bewertung Die Methode der Lebenszykluskosten bietet einen wertvollen erweiterten Blickwinkel überall dort, wo Anlagen beschafft werden, die in ihrem späteren Betrieb hohe jährliche Kosten z. B. durch einen hohen Wartungsaufwand, Energieverbrauch oder Personalbedarf verursachen. So können z. B. die kumulierten Stromkosten einer Pumpe bis zu 90 % ihrer Lebenszykluskosten betragen. Diese Informationen werden von Anfang an in die Investitionsentscheidung einbezogen.

Der Datenbedarf für die Berechnung kann schnell unüberschaubare Ausmaße annehmen. Eine genaue Zieldefinition, Modellbildung und Abgrenzung der Detailtiefe zu Beginn der Berechnung sind wichtig. So ermöglicht es die Methode, auch mit geringem Aufwand zu einer überschlägigen und dennoch weitsichtigen Aussage zu kommen.

Die Methode der Lebenszykluskosten ist ausschließlich für den Vergleich zweier Alternativen geeignet, denn es bereitet Schwierigkeiten, ein singuläres Berechnungsergebnis zu interpretieren. Die getroffenen Annahmen müssen für einen Vergleich zwischen zwei Alternativen identisch sein.

Die allgemeinen Einschränkungen der statischen Methoden haben Bestand (s. Abschn. 4.2.1).

4.2.7 CO₂-Vermeidungskosten

Erläuterung Für Unternehmen, die am CO₂-Emissionshandel teilnehmen oder die sich freiwillige CO₂-Reduktionsziele gesetzt haben, kann die Berechnung von CO₂-Vermeidungskosten interessant sein. Diese Methode vergleicht eine Referenztechnologie mit einer Technologie, die geringere CO₂-Emissionen verursacht. Dabei werden die Mehrkosten dieser CO₂-ärmeren Technologie zu den resultierenden CO₂-Emissionseinsparungen ins Verhältnis gesetzt.

Die betrachteten Mehrkosten beinhalten neben den Investitions- auch die Betriebskosten beider Technologien über die gesamte Nutzungsdauer. Ein Sonderfall tritt ein, wenn aus dem Vergleich zwischen zwei technischen Systemen gar keine Mehrkosten, sondern Kosteneinsparungen resultieren. Beispielsweise verursacht eine energiesparende Technologie häufig – über die Nutzungsdauer kumuliert – keine Mehrkosten, sondern Kostenersparnisse gegenüber einer Referenztechnologie. In diesem Fall wird also mit negativen Mehrkosten gerechnet. Daher gibt es in der Literatur auch negative CO₂-Vermeidungskosten.

Die Emissionseinsparungen können vereinfachend ausschließlich das emittierte Treibhausgas CO₂ ausweisen. Üblicher ist die Berechnung von CO₂-Emissionsäquivalenten. Dabei wird jedes einbezogene Treibhausgas, neben CO₂ beispielsweise Methan oder Lachgas, bezüglich seiner Treibhauswirkung auf die Wirkung von CO₂ in der Atmosphäre

re umgerechnet. Die Treibhausgas-Emissionsfaktoren verschiedener Tätigkeiten wie z. B. der Verbrennung von Erdgas oder der Herstellung von industriellen Produkten können in der GEMIS-Datenbank des Internationalen Instituts für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien recherchiert werden (Fritsche 2014).

Die Methode der CO₂-Vermeidungskosten ist noch nicht standardisiert. Ihre deutsche Anwendung wurde u. a. vom deutschen Öko-Institut und dem Unternehmen McKinsey vorangetrieben (Matthes 1998; McKinsey & Company 2007). Die *volkswirtschaftliche* Gegenüberstellung von CO₂-Vermeidungskosten verschiedener technischer Systeme zur Energienutzung spielt eine wichtige Rolle bei der Unterstützung politischer Entscheidungsprozesse. Für Unternehmen und Organisationen ist der *einzelwirtschaftliche* Ansatz geeignet, der die realen Marktgegebenheiten wie z. B. Steuern, Gewinne oder Marktpreise einbezieht.

Die Methode kann sowohl statisch als auch dynamisch angewendet werden. Der dynamische Ansatz ist geeignet, wenn für relevante Parameter wie z. B. die CO₂-Reduktion zukünftig Veränderungen erwartet werden (vgl. Matthes 1998). Die statische Berechnung von CO₂-Vermeidungskosten wird nach Gl. 4.14 durchgeführt.

Formel:

$$K_{V\text{-CO}_2} = \frac{K_i - K_{\text{Ref}}}{m_{\text{CO}_2,\text{Ref}} - m_{\text{CO}_2,i}} \quad (4.14)$$

mit

- $K_{V\text{-CO}_2}$ = CO₂-Vermeidungskosten (in €/t CO₂),
- K_i = Vollkosten (Investition, Betriebskosten) einer Technologie i mit geringeren Treibhausgasemissionen als eine Referenztechnologie, abzüglich Verkaufserlösen für eventuelle Produkte, die in der Referenztechnologie nicht erzeugt werden (in €/Jahr),
- K_{Ref} = Vollkosten einer Referenztechnologie (in €/Jahr),
- $m_{\text{CO}_2,i}$ = erwartete Emissionen der CO₂-ärmeren Technologie i (in t/Jahr),
- $m_{\text{CO}_2,\text{Ref}}$ = erwartete Emissionen der Referenztechnologie (in t/Jahr).

Entscheidungskriterium (relativ): minimale CO₂-Vermeidungskosten

Entscheidungskriterium (absolut): CO₂-Vermeidungskosten unterhalb eines Grenzwertes (z. B. 100 €/t CO₂)

Beispiel

Ein Konzern beschließt im Rahmen seiner CO₂-Reduktionsstrategie unter anderem die Modernisierung der Beleuchtung in allen Verwaltungsgebäuden. Dabei soll schrittweise von Leuchtstoffröhren auf LED-Technik umgerüstet werden. Die Umrüstung von insgesamt 10.000 Leuchtstoffröhren soll 760 MWh Strom pro Jahr einsparen. Mit einem unterstellten CO₂-Emissionsfaktor von 600 kg/MWh Strom im bundesdeutschen Strommix errechnet sich daraus eine CO₂-Einsparung von 456 t/Jahr.

Die deutlich höheren Investitionskosten für LED-Technik können durch den geringeren Stromverbrauch ausgeglichen werden. Das Vorhaben führt zu einer Gesamtkosteneinsparung von 96.000 €/Jahr über die betrachtete Nutzungsdauer, dies entspricht negativen Mehrkosten von –96.000 €/Jahr.

Mit Gl. 4.14 errechnen sich die CO₂-Vermeidungskosten der LED-Umrüstung zu

$$K_{V\text{-CO}_2} = \frac{-96.000 \text{ €/Jahr}}{456 \text{ t CO}_2/\text{Jahr}} = -210,5 \text{ €/t CO}_2.$$

Der Konzern untersucht parallel die Errichtung von dezentralen Blockheizkraftwerken, welche die Wärmeversorgung der Verwaltungsgebäude unterstützen sollen. Die hierfür ermittelten CO₂-Vermeidungskosten von –50 €/t CO₂ sind höher als die der LED-Umrüstung, sodass letztere mit höherer Priorität umgesetzt wird.

Bewertung Die Methode ist interessant für Organisationen, die ein Interesse an geringeren Treibhausgasemissionen haben. Die Vermeidung der Emission einer Tonne CO₂ bekommt einen wirtschaftlichen Wert. CO₂-Vermeidungskosten liefern eine Entscheidungsgrundlage für Unternehmen, deren höchste Priorität auf einer möglichst preisgünstigen CO₂-Emissionsreduktion liegt.

Die Wahl der Referenzvariante kann einen erheblichen Einfluss auf die Höhe der CO₂-Vermeidungskosten haben, und ist daher sorgfältig und realistisch zu wählen. So unterscheiden sich z. B. die spezifischen CO₂-Emissionen einer Wärmebereitstellung aus Kohle und Erdgas um ein Vielfaches.

Beim Vergleich zwischen mehreren Rechenergebnissen bzw. mit Literaturwerten ist große Vorsicht geboten, solange die verwendete Methodik (volks-/einzelwirtschaftlich, statisch/dynamisch) und die getroffenen Annahmen z. B. bezüglich Mengen und Preisen nicht bekannt bzw. nicht vergleichbar sind.

4.3 Dynamische Methoden der Wirtschaftlichkeitsberechnung

4.3.1 Einleitung

Im Gegensatz zu den statischen Methoden wird bei allen dynamischen Methoden der Wirtschaftlichkeitsberechnung darauf Rücksicht genommen, dass die Zahlungsströme zu unterschiedlichen Zeitpunkten bewegt werden. Zwischen verschiedenen Zeitpunkten liegen tatsächliche oder kalkulatorische Zinsen, die man zahlen muss oder erhalten könnte. Um die Zahlungsströme dennoch vergleichbar zu machen, werden sie bei allen im Folgenden vorgestellten dynamischen Methoden der Wirtschaftlichkeitsanalyse mit einem angenommenen einheitlichen Kalkulationszinssatz abgezinst. Damit sind die dynamischen Methoden in der Berechnung genauer und insgesamt aussagekräftiger. Nachteilig ist der höhere Datenbedarf, verbunden mit finanzmathematisch etwas anspruchsvolleren Berechnungen. Auch steht die zugrundeliegende Annahme des „vollkommenen Kapitalmarktes“

(Zinssatz der Kreditaufnahme = Zinssatz der Geldanlage) in einem gewissen Widerspruch zur Realität.

4.3.2 Kapitalwertmethode

Erläuterung Der Kapitalwertmethode liegt die Idee zugrunde, dass Einnahmen und Ausgaben zu unterschiedlichen Zeitpunkten unterschiedlich viel wert sind. Eine Ausgabe, die ein Unternehmer erst in fünf Jahren tätigen muss, erscheint ihm zum heutigen Zeitpunkt nicht so teuer, denn er hat noch Zeit, dafür Geld zum Marktzins anzulegen bzw. die notwendigen Finanzmittel mit seinem Unternehmen zu erwirtschaften. Eine Einnahme, die ein Akteur schon ein Jahr nach der Investition erwarten kann, hat für ihn einen hohen Wert, denn sie kann sofort wieder angelegt werden und Zinsen erwirtschaften. Aus diesem Grund werden in der Kapitalwertmethode alle erst in der Zukunft anfallenden Einnahmen und Ausgaben auf den heutigen Zeitpunkt abgezinst (*diskontiert*) (s. Abschn. 4.1.8).

Eine weitere Betrachtung soll die Denkweise der Abzinsung veranschaulichen: Je später ein Überschuss erwirtschaftet wird, desto kleiner ist der noch verbleibende Anteil der anfänglichen Investition, den dieser Überschuss noch refinanzieren kann. Zu dem Zeitpunkt, zu dem ein später Überschuss auftaucht, sind auf die noch zu tilgende Investitionssumme bereits Zinsen und Zinseszinsen angefallen. Diese Zinskosten hätten vermieden werden können, wenn der Überschuss schon ein paar Jahre früher aufgetreten wäre.

Das Grundprinzip der Kapitalwertmethode ist folgendes: Die anfängliche Investition ist eine Ausgabe und daher negativ zu bewerten. Diese negative Bilanz muss in den folgenden Jahren durch die erwirtschafteten Überschüsse (= positive Differenz aus jährlichen Einnahmen und Ausgaben) schrittweise wieder ausgeglichen werden. Jeder einzelne jährliche Überschuss wird dabei auf den Zeitpunkt der Investition abgezinst (= Bildung von einzelnen Barwerten). Je weiter die Ein- oder Auszahlung in der Zukunft liegt, desto kleiner wird der Wert durch die Abzinsung. Zur negativ bewerteten Investition werden also sukzessive die positiv bewerteten jährlichen Überschüsse addiert. Der Wert, der sich durch diese Addition nach Ablauf einer anfangs festgelegten Laufzeit ergibt, wird *Kapitalwert* bzw. *Net Present Value (NPV)* genannt. Er entspricht dem Barwert der gesamten Zahlungsreihe, weshalb die Methode auch unter dem Begriff „Barwertmethode“ bekannt ist (s. Wöhe 2010, S. 541–543; Bieg und Kußmaul 2009, S. 98–102).

In Abb. 4.8 wird das beschriebene Grundprinzip der Kapitalwertmethode zusammenfassend grafisch verdeutlicht.

Formel:

$$KW = \sum_{t=0}^T (e_t - a_t) \cdot \frac{1}{(1+i)^t} \quad (4.15)$$

mit

KW = Kapitalwert (in €),

- t = Zeitindex,
 T = letzter Zeitpunkt, in dem Zahlungen anfallen (in Jahren),
 e_t = Einzahlungen zum Zeitpunkt t (in €/Jahr),
 a_t = Auszahlungen zum Zeitpunkt t (in €/Jahr),
 i = Kalkulationszinssatz (dezimal),
 $(1+i)^{-t}$ = Abzinsungsfaktor.

Nicht in jedem Fall führt eine Investition auch zu späteren Einzahlungen. So bekommt man beispielsweise für die Wärme aus einer selbstgenutzten Heizungsanlage keine Verkaufserlöse. Daher muss bei der Interpretation des Berechnungsergebnisses streng unterschieden werden:

- Sofern es Einzahlungen im Zusammenhang mit dem Investitionsobjekt gibt (z. B. Vergütungen für Strom aus einer Photovoltaikanlage), basiert die Berechnung auf dem Prinzip, dass eine negative Anschaffungsausgabe später sukzessive durch positive Rückflüsse (= Einnahmen – Ausgaben) refinanziert wird. Der Kapitalwert kann und soll einen *positiven* Wert erreichen. Es wird deutlich, dass der Zeitpunkt des Vorzeichenwechsels gleichzeitig die Amortisationszeit des Vorhabens darstellt. Ein Kapitalwert, der genau 0 beträgt, gibt einen Hinweis auf den Break-Even oder Amortisationszeitpunkt der Investition.
- Wenn es keine anrechenbaren Einzahlungen gibt, so drückt der Kapitalwert die kumulierten Kosten eines Vorhabens aus (s. „Barwert der Auszahlungen“ in Götze und Bloech 2002). Zur negativ bewerteten Anfangsinvestition kommen jährliche Kosten. Der Kapitalwert bleibt ein *negativer* Wert. Diese Überlegung ist analog für die Annuitätenmethode in der VDI-Norm 2067-1:2000-09 beschrieben. Für den Fall fehlender Einzahlungen kann keine Amortisationszeit der Investition ermittelt werden.

Entscheidungskriterium (relativ): bei vorhandenen Einzahlungen = maximaler Kapitalwert

ohne vorhandene Einzahlungen = minimaler Betrag des Kapitalwertes

Entscheidungskriterium (absolut): bei vorhandenen Einzahlungen = Kapitalwert oberhalb einer Vorgabe (z. B. 25.000 €), mindestens größer Null

ohne vorhandene Einzahlungen = Betrag des Kapitalwertes unterhalb einer Vorgabe

Im Fall vorhandener Einzahlungen stellt der Kapitalwert den Vermögenszuwachs für denjenigen dar, der investiert hat. Der Zuwachs wird auf den Anfangszeitpunkt des Betrachtungszeitraums (z. B. Nutzungsdauer einer Maschine) abgezinst ausgedrückt. Ein negativer Kapitalwert in dieser Konstellation bedeutet, dass die Investition über die betrachtete Nutzungsdauer voraussichtlich keinen Vermögenszuwachs, sondern Verluste bringt.

Tab. 4.10 Kapitalwertberechnung für Rechenbeispiel 1, das Projekt „Pelletheizung“, mit anrechenbaren Einnahmen

Jahr	Auszahlungen in €	Einzahlungen in €	Differenz in €	Abzinsungsfaktor	Barwert der Differenz in €	Kumulierte Barwerte in €
	a_t	e_t	$(e_t - a_t)$	$(1 + i)^{-t}$	$(e_t - a_t) \times (1 + i)^{-t}$	$\sum$
Heizungsanlage „Burning Flame“						
0	3000	0	−3000	$1,06^{-0} = 1$	−3000	−3000
1	500	1000	500	$1,06^{-1} = 0,94$	472	−2528
2	500	1000	500	$1,06^{-2} = 0,89$	445	−2083
3	500	1000	500	$1,06^{-3} = 0,84$	420	−1663
4	500	1000	500	$1,06^{-4} = 0,79$	396	−1267
5	500	1000	500	$1,06^{-5} = 0,75$	374	− 894
6	500	1000	500	$1,06^{-6} = 0,70$	352	− 541
7	500	1000	500	$1,06^{-7} = 0,67$	333	− 209
8	500	1000	500	$1,06^{-8} = 0,63$	314	105
9	500	1000	500	$1,06^{-9} = 0,59$	296	401
10	500	1000	500	$1,06^{-10} = 0,56$	279	680
Heizungsanlage „Heating Star“						
0	4000	0	−4000	$1,06^{-0} = 1$	−4000	−4000
1	400	1000	600	$1,06^{-1} = 0,94$	566	−3434
2	400	1000	600	$1,06^{-2} = 0,89$	534	−2900
3	400	1000	600	$1,06^{-3} = 0,84$	504	−2396
4	400	1000	600	$1,06^{-4} = 0,79$	475	−1921
5	400	1000	600	$1,06^{-5} = 0,75$	448	−1473
6	400	1000	600	$1,06^{-6} = 0,70$	423	−1050
7	400	1000	600	$1,06^{-7} = 0,67$	399	− 651
8	400	1000	600	$1,06^{-8} = 0,63$	376	− 274
9	400	1000	600	$1,06^{-9} = 0,59$	355	81
10	400	1000	600	$1,06^{-10} = 0,56$	335	416

Sind keine Einzahlungen anrechenbar, so stellt der Kapitalwert eine Kostensumme über die betrachtete Laufzeit dar.

Rechenbeispiel 1 – „Pelletheizung“

Ein Contractor plant die Installation einer neuen Heizungsanlage für ein kleines Verwaltungsgebäude. Welche der beiden in die engere Auswahl gezogenen Anlagen soll er kaufen, wenn ein Kalkulationszinssatz i von 6 % als (kalkulatorische) Mindestverzinsung des beteiligten Geldes angenommen wird (siehe Tab. 4.10)?

Tabelle 4.10 zeigt die schrittweise Berechnung des Kapitalwertes nach Gl. 4.15. In der Spalte „Auszahlungen“ sind die jährlichen Kosten für die Heizungsanlage aufgeführt, in der Spalte „Einzahlungen“ die jährlichen Erlöse aus dem Wärmeverkauf.

Zunächst wird die Differenz aller jährlichen Ein- und Auszahlungen in der Spalte „Differenz“ gebildet. Ab Jahr 1 ist ein positiver Überschuss erkennbar. Anschließend wird für jedes betrachtete Jahr t der jeweilige Abzinsungsfaktor $(1+i)^{-t}$ gebildet. Die Differenzen der Ein- und Auszahlungen jedes Jahres werden durch Multiplikation mit dem jeweiligen Faktor abgezinst (Spalte „Barwert der Differenz“). Abschließend werden die Barwerte aller bis zum jeweiligen Zeitpunkt angefallenen Zahlungen kumuliert. Die Summe nach Ablauf von 10 Jahren ist der Kapitalwert der Investition über diesen Zeitraum.

Der Kapitalwert bei einer zehnjährigen Nutzungsdauer beträgt 680 € für die Anlage „Burning Flame“. Das bedeutet: Der Contractor erhält das gesamte anfänglich investierte Kapital von 3000 €, zusätzlich eine kalkulatorische Verzinsung von 6 % auf

Tab. 4.11 Kapitalwertberechnung für Rechenbeispiel 1, das Projekt „Pelletheizung“, ohne anrechenbare Einnahmen

Jahr	Auszahlungen in €	Einzahlungen in €	Differenz in €	Abzinsungsfaktor	Barwert der Differenz in €	kumulierte Barwerte in €
	a_t	e_t	$(e_t - a_t)$	$(1+i)^{-t}$	$(e_t - a_t) \times (1+i)^{-t}$	$\sum$
Heizungsanlage „Burning Flame“						
0	3000	0	−3000	$1,06^{-0} = 1$	−3000	−3000
1	500	0	− 500	$1,06^{-1} = 0,94$	− 472	−3472
2	500	0	− 500	$1,06^{-2} = 0,89$	− 445	−3917
3	500	0	− 500	$1,06^{-3} = 0,84$	− 420	−4337
4	500	0	− 500	$1,06^{-4} = 0,79$	− 396	−4733
5	500	0	− 500	$1,06^{-5} = 0,75$	− 374	−5106
6	500	0	− 500	$1,06^{-6} = 0,70$	− 352	−5459
7	500	0	− 500	$1,06^{-7} = 0,67$	− 333	−5791
8	500	0	− 500	$1,06^{-8} = 0,63$	− 314	−6105
9	500	0	− 500	$1,06^{-9} = 0,59$	− 296	−6401
10	500	0	− 500	$1,06^{-10} = 0,56$	− 279	−6680
Heizungsanlage „Heating Star“						
0	4000	0	−4000	$1,06^{-0} = 1$	−4000	−4000
1	400	0	− 400	$1,06^{-1} = 0,94$	− 377	−4377
2	400	0	− 400	$1,06^{-2} = 0,89$	− 356	−4733
3	400	0	− 400	$1,06^{-3} = 0,84$	− 336	−5069
4	400	0	− 400	$1,06^{-4} = 0,79$	− 317	−5386
5	400	0	− 400	$1,06^{-5} = 0,75$	− 299	−5685
6	400	0	− 400	$1,06^{-6} = 0,70$	− 282	−5967
7	400	0	− 400	$1,06^{-7} = 0,67$	− 266	−6233
8	400	0	− 400	$1,06^{-8} = 0,63$	− 251	−6484
9	400	0	− 400	$1,06^{-9} = 0,59$	− 237	−6721
10	400	0	− 400	$1,06^{-10} = 0,56$	− 223	−6944

dieses eingesetzte Geld sowie einen Betrag in Höhe von 680 €. Diese 680 € drücken den *heutigen Wert* (Barwert) des Vermögenszuwachses aus, sie stellen einen auf den heutigen Zeitpunkt abgezinsten, im Jahr 10 zu erreichenden Geldbetrag dar. Der *äquivalente Wert dieses Vermögenszuwachses im Jahr 10* ist höher, da auch er jedes Jahr mit 6 % verzinst werden kann. Anders ausgedrückt müsste die Interpretation daher lauten: Der Contractor erhält nach Ablauf der 10-jährigen Nutzungsdauer einen Betrag in Höhe von 3680 €, der über 10 Jahre mit 6 % verzinst wird.

Hätte dieses Rechenbeispiel einen Kapitalwert von 0 ergeben, so würde die Interpretation lauten: Der Contractor erhält sein gesamtes anfänglich investiertes Kapital von 3000 €, zusätzlich eine kalkulatorische Verzinsung von 6 % auf dieses Geld. Über die geforderte Mindestverzinsung hinaus, die der Investor mit dem Kalkulationszinssatz sicherstellt, gibt es für ihn keinen Vermögenszuwachs. Wenn der Investor für die Anschaffung sogar einen Kredit mit 6 % Zinsen aufnehmen musste, ändert die Investition überhaupt nichts an seiner Vermögenssituation.

Für die Anlage „Heating Star“ beträgt der Kapitalwert mit einer unterstellten Nutzungsdauer von 10 Jahren 416 €. Damit ist die Anlage „Heating Star“ wirtschaftlich weniger attraktiv als die Anlage „Burning Flame“.

Wie sähe die Berechnung nun aus, wenn sie ein Hausbesitzer für seine eigene künftige Wärmeversorgung durchführte?

Tabelle 4.11 demonstriert die Kapitalwertberechnung für die Investition in eine Heizungsanlage eines privaten Hausbesitzers. In diesem Fall gibt es keine Erlöse aus dem Wärmeverkauf. Wie deutlich wird, kumulieren sich für beide Alternativen die reinen Ausgaben. Vorteilhaft ist demnach die Alternative mit dem geringeren Betrag des Kapitalwertes, die Anlage „Burning Flame“.

Rechenbeispiel 2 – „Erdgasheizung“

Das Bürogebäude eines produzierenden Unternehmens soll künftig mit einem neuen Erdgaskessel beheizt werden. Die Annahmen zeigt Tab. 4.12. Der technische Leiter möchte auch zukünftige Preissteigerungen mit einkalkulieren.

Mit den gegebenen Werten lässt sich der Kapitalwert der Investition errechnen (s. Tab. 4.13).

Mit der gewählten Nutzungsdauer von 15 Jahren errechnet sich für das Projekt „Erdgasheizung“ ein Barwert (= Kapitalwert) von –1,5 Mio. €. Dieser Wert entspricht den kumulierten abgezinsten Ausgaben, die mit der Heizungsanlage über die gesamte Nutzungsdauer hinweg in Verbindung stehen.

- **Tipp** Die Microsoft Excel-Funktion „NBW“ führt die Berechnung des Kapitalwertes durch. Zum besseren Verständnis der folgenden Erläuterung kann Tab. 4.10 betrachtet werden.

Nach Angabe des Zinssatzes im Funktionsassistenten wird im Feld „Wert 1“ die gesamte Zahlungsreihe der Differenz (Einzahlungen minus Auszahlungen) *mit Ausnahme der Anfangsinvestition* eingegeben (z. B. Spalte „Differenz“ in Tab. 4.10, Werte ab Jahr 1). Nach Schließen des Funktionsassistenten muss das entstandene Rechenergebnis in einer neuen Zelle weiterbearbeitet werden. Nun wird

die Anfangsinvestition zum Rechenergebnis addiert (d. h. Spalte „Differenz“ in Tab. 4.10, Jahr 0). Der nun erzeugte Wert ist der Kapitalwert der Zahlungsreihe.

Bewertung Die Kapitalwertmethode stellt das am stärksten akzeptierte Verfahren der dynamischen Investitionsrechnung dar. Aussagen über die verschiedenen künftigen Kosten und Rückflüsse, den eventuellen Restwert sowie den Kalkulationszinssatz als geforderte Mindestverzinsung des eingesetzten Kapitals erfordern besondere Aufmerksamkeit, liefern jedoch auch fundiertere Ergebnisse als die statischen Methoden.

Der Kapitalwert eines einzelnen Projektes ohne Alternative ist schwer interpretierbar, wie Rechenbeispiel 2 zeigt. Die im Folgenden vorgestellte Annuität und der interne Zinsfuß stellen eine Weiterentwicklung des Kapitalwertes dar und sind leichter auch einzeln interpretierbar (s. Abschn. 4.3.3 und 4.3.5).

Allen dynamischen Verfahren ist gemeinsam, dass sie sich näher an der Realität bewegen, da explizit mehrere Zeitabschnitte untersucht und eventuelle jährliche Veränderungen sowie der Zinseszinsseffekt einbezogen werden (vgl. Abschn. 4.3.1). Die Daten basieren auf detaillierteren Prognosen als bei allen statischen Methoden.

4.3.3 Annuitätenmethode

Erläuterung Der Kapitalwert drückt den Vermögenszuwachs aus, den ein Investor innerhalb einer festgelegten Zeit, beispielsweise innerhalb von zehn Jahren, erwirtschaften kann (Voraussetzung: die Investition führt zu Einnahmen, s. Abschn. 4.3.2). Möchte der Investor schon vor Ende der Betrachtungsdauer etwas von seinem Vermögenszuwachs haben, so liefert ihm die Annuitätenmethode eine Entscheidungsgrundlage. Die Annuität drückt den *jährlichen* Vermögenszuwachs aus, den ein Investor stets zum Jahresende aus seiner Investition ziehen könnte. Eine grafische Darstellung dieser Situation bietet

Tab. 4.12 Annahmen für Rechenbeispiel 2, das Projekt „Erdgasheizung“

Leistung	kW	1000
Vollbenutzungsstunden	h/Jahr	2000
Anschaffungspreis	€	67.500
Errichtungskosten	€	2000
Wartung/Instandhaltung	€/Jahr	1000
Erdgasverbrauch	kWh/Jahr	2.000.000
Erdgaspreis	€/kWh	0,06
Wärmeerzeugung	kWh/Jahr	1.900.000
Erdgaspreisteigerung	%/Jahr	2
Preissteigerung Wartung	%/Jahr	1
Kalkulationszins	%	5
Nutzungsdauer	Jahre	15

Tab. 4.13 Kapitalwertberechnung für Rechenbeispiel 2, das Projekt „Erdgasheizung“, ohne anrechenbare Einnahmen

Jahr	Erdgaspreis €/MWh	Auszahlungen		Energie		Differenz (hier: Summe Auszahlungen)	Abzinsungsfaktor	Barwert der Auszahlungen	Kumulierte Barwerte
		Investition a_t €	Wartung a_t €		a_t €	$(e_t - a_t)$ €	$(1+i)^{-t}$	$(e_t - a_t) \times (1+i)^{-t}$ €	$\sum$ €
0	60,0	69.500	0	0	0	- 69.500	1	- 69.500	- 69.500
1	61,2	0	1000	122.400	122.400	-123.400	0,95	-117.524	- 187.024
2	62,4	0	1010	124.848	124.848	-125.858	0,91	-114.157	- 301.181
3	63,7	0	1020	127.345	127.345	-128.365	0,86	-110.887	- 412.067
4	64,9	0	1030	129.892	129.892	-130.922	0,82	-107.710	- 519.777
5	66,2	0	1041	132.490	132.490	-133.530	0,78	-104.624	- 624.402
6	67,6	0	1051	135.139	135.139	-136.191	0,75	-101.627	- 726.029
7	68,9	0	1062	137.842	137.842	-138.904	0,71	- 98.716	- 824.746
8	70,3	0	1072	140.599	140.599	-141.671	0,68	- 95.889	- 920.634
9	71,7	0	1083	143.411	143.411	-144.494	0,64	- 93.142	- 1.013.776
10	73,1	0	1094	146.279	146.279	-147.373	0,61	- 90.474	- 1.104.251
11	74,6	0	1105	149.205	149.205	-150.310	0,58	- 87.883	- 1.192.133
12	76,1	0	1116	152.189	152.189	-153.305	0,56	- 85.366	- 1.277.499
13	77,6	0	1127	155.233	155.233	-156.360	0,53	- 82.921	- 1.360.420
14	79,2	0	1138	158.337	158.337	-159.476	0,51	- 80.546	- 1.440.966
15	80,8	0	1149	161.504	161.504	-162.654	0,48	- 78.239	- 1.519.205

Abb. 4.4. In Abb. 4.8 wird die Annuitätenmethode gemeinsam mit anderen dynamischen Methoden zusammenfassend grafisch dargestellt.

Sofern einer Investition keine Einnahmen zugeordnet werden können, drückt die Annuität die diskontierten durchschnittlichen jährlichen Ausgaben aus, die mit der Investition in Verbindung stehen.

Zur Berechnung der Annuität wird zunächst aus einem zugrunde gelegten Kalkulationszinssatz und der geplanten Nutzungsdauer der sogenannte Annuitätsfaktor gebildet. Dieser wird anschließend mit dem Kapitalwert multipliziert (s. Götze und Bloech 2002).

Formel:

$$A = KW \cdot \frac{(1+i)^T \cdot i}{(1+i)^T - 1} = KW \cdot a \quad (4.16)$$

mit

A = Annuität (in €/Jahr),

KW = Kapitalwert (in €),

i = Zinssatz (dezimal),

T = letzter Zeitpunkt, in dem Zahlungen anfallen (Nutzungsdauer),

a = Annuitätsfaktor.

Insbesondere bei Entscheidungsrechnungen zu neuer Versorgungstechnik wird in der Praxis gern die Norm VDI 2067-1:2000-09 herangezogen. Diese erläutert Schritt für Schritt die Durchführung einer Annuitätsberechnung: Bildung der einzelnen Kostenarten, Abzinsung, Berücksichtigung von Preissteigerungen, Summation. Zusätzlich bietet die Norm eine Tabelle mit Richtwerten für den jährlichen Wartungs- und Instandhaltungsaufwand sowie für die anzusetzende Nutzungsdauer verschiedener Komponenten wie z. B. Kältemaschine oder Blockheizkraftwerk.

Für die Interpretation der Berechnungsergebnisse gelten dieselben Überlegungen zu vorhandenen Einzahlungen wie für die Kapitalwertmethode (s. Abschn. 4.3.2 sowie auch VDI 2067-1:2000-09).

Entscheidungskriterium (relativ): bei vorhandenen Einzahlungen = maximale Annuität
 ohne vorhandene Einzahlungen = minimaler Betrag der Annuität

Entscheidungskriterium (absolut): bei vorhandenen Einzahlungen = Annuität oberhalb einer Vorgabe (z. B. 5000 €/a), mindestens größer null
 ohne vorhandene Einzahlungen = Betrag der Annuität unterhalb einer Vorgabe

Beispiel

Der Kapitalwert aus Rechenbeispiel 1 in Abschn. 4.3.2 („Pelletheizung“, Heizungsanlage „Burning Flame“ mit angenommenen Einzahlungen aus dem Wärmeverkauf) kann ohne großen Aufwand in die Annuität umgerechnet werden. Dafür wird zuerst aus der Nutzungsdauer (10 Jahre) und dem kalkulatorischen Zinssatz (6 %) der Annuitätsfaktor a errechnet:

$$a = \frac{(1+i)^T \cdot i}{(1+i)^T - 1} = \frac{(1+0,06)^{10} \cdot 0,06}{(1+0,06)^{10} - 1} = 0,14$$

Der zuvor gebildete Kapitalwert von 680 € wird mit dem Annuitätsfaktor a multipliziert:

$$A = KW \cdot a = 680 \text{ €} \cdot 0,14 = 92,40 \text{ €/Jahr}$$

Während der Kapitalwert den Vermögenszuwachs aus einer Investition über die gesamte Betrachtungszeit darstellt, zeigt die Annuität den durchschnittlichen *jährlichen Vermögenszuwachs* aus dieser Investition. Anders ausgedrückt: Würde man den errechneten Annuitätsbetrag von 92,40 € jährlich abheben und konsumieren, so entstünde nach Ablauf der Nutzungsdauer ein Kapitalwert von 0. Das bedeutet: Das anfänglich investierte Vermögen von 3000 € würde durch die jährlich entnommenen 92,40 € nicht angetastet werden, sondern nach Ablauf der Betrachtungszeit vollständig und (gemäß der Wiederanlageprämisse) mit 6 % verzinst wieder vorliegen.

Auch aus dem Kapitalwert des Rechenbeispiels 2 in Abschn. 4.3.2 (Erdgasheizung für ein Bürogebäude) lässt sich die Annuität errechnen. Für 5 % Verzinsung und 15 Jahre Nutzungsdauer beträgt der Annuitätsfaktor 0,096. Die Annuität wird mit Gl. 4.16 berechnet:

$$A = KW \cdot a = -1.519.205 \text{ €} \cdot 0,096 = -146.364 \text{ €/Jahr}$$

Diesem Rechenbeispiel 2 konnten keine Einnahmen zugeordnet werden. Daher drückt die berechnete Annuität die Summe der jährlichen Kosten des Projektes aus – unter Berücksichtigung einer kalkulatorischen Verzinsung des Geldes sowie der in Tab. 4.12 genannten jährlichen Preissteigerungen.

- **Tipp** Die Microsoft Excel-Funktion „RMZ“ vereinfacht die Berechnung der Annuität. In der Eingabemaske des Funktionsassistenten wird im Feld „Zins“ der Zinssatz angegeben, im Feld „Zzr“ die Nutzungsdauer und im Feld „Bw“ ein zuvor bereits ermittelter Kapitalwert des Investitionsvorhabens. Da diese Funktion für (negative) Tilgungszahlungen konzipiert ist, muss die gesamte Formel korrigierend mit einem negativen Vorzeichen versehen werden: = -RMZ(Zins;Zzr;BW). Das Rechenergebnis stellt die Annuität des Vorhabens dar.

Bewertung Die Vor- und Nachteile der dynamischen Verfahren gelten auch für die Annuität (s. Abschn. 4.3.1). Der Rechenaufwand im Vergleich zur Kapitalwertmethode ist beinahe identisch. Zusätzlich bietet die Annuität als jährlicher Vermögenszuwachs eine leichter zu interpretierende Größe als der Kapitalwert.

4.3.4 Dynamische Amortisationsrechnung

Erläuterung Die dynamische Amortisationszeit ist eine logische Erweiterung der Kapitalwertmethode: Für einen festgelegten Zinssatz wird der Zeitpunkt gesucht, zu dem sich ein Kapitalwert von 0 einstellt. Die Frage dahinter lautet: Nach wie vielen Jahren übersteigen die kumulierten und abgezinsten jährlichen Rückflüsse die anfängliche Investition? Dieser Zeitpunkt wird dynamische Amortisationszeit genannt. Dynamisch deshalb, weil eine ständige Verzinsung der erwirtschafteten Überschüsse angenommen und rechnerisch berücksichtigt wird. Die dynamische Amortisationszeit ist überschlägig auf Basis einer tabellarischen Kapitalwertberechnung ermittelbar: Sie bezeichnet den Zeitpunkt des Vorzeichenwechsels in der Kapitalwertberechnung (s. Tab. 4.10).

Ein Vorzeichenwechsel in der Kapitalwertberechnung kann sich nur dann einstellen, wenn ein Projekt jährliche Überschüsse erwirtschaftet ($e_t - a_t > 0$). Die Methode der dynamischen Amortisation kann also nur dann angewendet werden, wenn einer Investition jährliche Einnahmen zugeordnet werden können, welche die jährlichen Ausgaben übersteigen.

In Abb. 4.8 wird das beschriebene Grundprinzip der dynamischen Amortisation im Vergleich zur statischen Methode grafisch verdeutlicht.

Für die näherungsweise Berechnung der dynamischen Amortisationszeit auf Basis einer durchgeführten Kapitalwertberechnung ist die folgende Gl. 4.17 geeignet (s. Götze und Bloech 2002).

Formel:

$$t_{A,dyn} \approx t^* + \frac{KW_{t^*}}{KW_{t^*} - KW_{t^*+1}} \quad (4.17)$$

mit

$t_{A,dyn}$ = dynamische Amortisationszeit,

KW = Kapitalwert (in €),

t^* = Periode, in der letztmalig ein negativer kumulierter Barwert auftritt,

$t^* + 1$ = Periode, in der erstmalig ein positiver kumulierter Barwert auftritt.

Entscheidungskriterium (relativ): minimale Amortisationszeit

Entscheidungskriterium (absolut): Amortisationszeit unterhalb einer Vorgabe (z. B. 2 Jahre)

Beispiel

Im Rechenbeispiel 1 zur Kapitalwertberechnung (Projekt „Pelletheizung“, Heizungsanlage „Burning Flame“, s. Tab. 4.10) ist deutlich ein Vorzeichenwechsel zu erkennen. Er tritt zwischen Jahr 7 und Jahr 8 auf. Jahr 7 entspricht dem Zeitpunkt t^* , Jahr 8 gleicht $t^* + 1$. Zum Jahr 7 gehört der Kapitalwert $KW_{t^*} = -209 \text{ €}$, in Jahr 8 beträgt der Kapitalwert $KW_{t^*+1} = 105 \text{ €}$.

Um den Zeitpunkt der dynamischen Amortisation genauer zu bestimmen, wird Gl. 4.17 angewendet:

$$t_{A,dyn} \approx t^* + \frac{KW_{t^*}}{KW_{t^*} - KW_{t^*+1}} \approx 7 + \frac{-209 \text{ €}}{(-209 \text{ €}) - 105 \text{ €}} \approx 7,67 \text{ Jahre}$$

Nach 7,67 Jahren hat sich das Projekt „Pelletheizung“ dynamisch amortisiert.

Bewertung Im Vergleich zur statischen Amortisationsberechnung bietet der dynamische Ansatz einen größeren Realitätsbezug und ist im Zweifel der statischen Methode vorzuziehen. Der Rechenaufwand ist im Vergleich zur Kapitalwertmethode nur geringfügig höher.

Die Vor- und Nachteile der dynamischen Methoden haben Bestand (s. Abschn. 4.3.1).

Die Amortisationszeit sollte **nie** als alleiniges Entscheidungskriterium verwendet werden. Die Zeit bis zur Amortisation beziffert in erster Linie das Risiko, welches aus der festen Kapitalbindung in ein Investitionsobjekt entsteht. Die Amortisationszeit sollte immer von einer ergänzenden Methode zur Wirtschaftlichkeitsbestimmung flankiert werden, welche den wirtschaftlichen Vor- oder Nachteil des Vorhabens für den Zeitraum *über die Amortisationszeit hinaus* bemisst. Dazu gehören die Rentabilität, die Lebenszykluskosten, der Kapitalwert, die Annuität und der interne Zinsfuß.

4.3.5 Interner Zinsfuß

Erläuterung Der interne Zinsfuß bezeichnet die effektive Verzinsung einer Investition (z. B. in einen Backofen) unter Berücksichtigung von jährlichen Ein- und Auszahlungen (z. B. Verkauf von Brötchen, Ausgaben für Energie). Die Methode baut gedanklich auf der Kapitalwertmethode auf: Für eine festgelegte Nutzungsdauer wird der Zinssatz gesucht, mit dem sich exakt nach Ablauf dieser Nutzungsdauer ein Kapitalwert von 0 ergibt. Der zugehörige Zinssatz wird „Interner Zinsfuß“ oder auch *internal rate of return (IRR)* genannt. Mit einem Kapitalwert = 0 ist das letzte Jahr der Nutzungsdauer gleichzeitig der Amortisationszeitpunkt der Investition.

In Abb. 4.8 wird der Zusammenhang zwischen Kapitalwert und internem Zinsfuß grafisch verdeutlicht.

Für den internen Zinsfuß gilt nach Gl. 4.15 für die Kapitalwertbildung (s. Abschn. 4.3.2):

$$KW = \sum_{t=0}^T (e_t - a_t) \cdot \frac{1}{(1+i)^t} = 0.$$

Der Interne Zinsfuß lässt sich nur in Ausnahmefällen durch Umstellen der obigen Formel exakt errechnen. Üblich ist die Nutzung von mathematischen Näherungsverfahren. Dabei wird zunächst für einen beliebigen Zinssatz i_1 der Kapitalwert KW_1 ermittelt. Wenn dieser positiv (negativ) ist, wird durch Probieren ein höherer (geringerer) Zinssatz i_2 gewählt, für welchen der Kapitalwert KW_2 negativ (positiv) ist. Anhand der gefundenen Werte für i_1 , i_2 , KW_1 und KW_2 kann der interne Zinsfuß wie folgt errechnet werden (s. Bieg und Kußmaul 2009, S. 105–108):

Formel:

$$IRR \approx i_1 + \frac{KW_1}{KW_1 - KW_2} \cdot (i_2 - i_1). \tag{4.18}$$

mit

- IRR = interner Zinsfuß (in %),
- i_1 bzw. i_2 = Zinssatz, mit dem sich KW_1 bzw. KW_2 errechnet (in %),
- KW_1 = positiver/negativer Kapitalwert (in €),
- KW_2 = negativer/positiver Kapitalwert (in €).

Entscheidungskriterium (relativ): maximaler interner Zinsfuß
Entscheidungskriterium (absolut): interner Zinsfuß oberhalb einer Vorgabe (z. B. 7 %)

Beispiel

Für das Rechenbeispiel „Pelletheizung“ (Anlage „Burning Flame“) soll der interne Zinsfuß unter der Annahme ermittelt werden, dass die Anlage 10 Jahre lang laufen wird. Zunächst wird unter Anwendung von Gl. 4.15 der Kalkulationszinssatz so lange variiert, bis sich der Vorzeichenwechsel des Kapitalwertes im Jahr 10 befindet. Die resultierenden Daten für die Ermittlung je eines positiven und eines negativen Kapitalwertes zeigt Tab. 4.14.

Tab. 4.14 Berechnungsdaten für den internen Zinsfuß

Positiver Kapitalwert:		
i_1	10	%
KW_1	72,28	€
Negativer Kapitalwert:		
i_2	11	%
KW_2	−55,38	€

Mit der Näherungsformel Gl. 4.18 lässt sich der Interne Zinsfuß für das Projekt „Pelletheizung“ interpolieren:

$$\begin{aligned} \text{IRR} &\approx i_1 + \frac{\text{KW}_1}{\text{KW}_1 - \text{KW}_2} \cdot (i_2 - i_1) \\ &\approx 10\% + \frac{72,28 \text{ €}}{72,28 \text{ €} - (-55,38 \text{ €})} \cdot (11\% - 10\%) \\ &\approx 10,6\% \end{aligned}$$

Verglichen mit dem Anlegen der Investitionssumme bei einer Bank zu den üblichen Konditionen erscheint die Investition sehr vorteilhaft.

Wie kann der interne Zinsfuß gedeutet werden? In erster Linie drückt er eine theoretische mittlere jährliche Rendite aus, die ein Investor aus dem Kapitaleinsatz ziehen kann. Er ähnelt damit der Gesamtkapitalrentabilität (s. Abschn. 4.2.4). Ist der interne Zinsfuß größer als der vom Investierenden angestrebte Kalkulationszinssatz (d. h. als die vergleichbaren Kapitalzinsen inkl. Risikoaufschlag), dann ist die Investition wirtschaftlich. Genauer: Bei vollständiger Eigenfinanzierung drückt IRR die Verzinsung des Eigenkapitals aus. Bei vollständiger Fremdfinanzierung ist IRR der maximale Zinssatz der Kreditaufnahme, bis zu dem die Investition noch vorteilhaft ist.

- **Tip** Die Microsoft Excel-Funktion „IKV“ unterstützt die Berechnung des Internen Zinsfußes. Zum besseren Verständnis der folgenden Erläuterung kann Tab. 4.10 herangezogen werden.

In das Feld „Werte“ der Eingabemaske wird die Zahlungsreihe eingegeben, für die der interne Zinsfuß gesucht wird. Im obigen Beispiel sind dies die Werte aus der Spalte „Differenz“ in Tab. 4.10. In der Zahlungsreihe muss mindestens ein negativer und ein positiver Wert enthalten sein. Das Feld „Schätzwert“ muss mit einem Zinssatz (Dezimalzahl) belegt werden, von dem vermutet wird, dass er dem Ergebnis nahekommt. Das Berechnungsergebnis stellt den internen Zinsfuß des Investitionsvorhabens dar.

Bewertung Die Vor- und Nachteile der dynamischen Methoden gelten auch für den internen Zinsfuß (s. Abschn. 4.3.1).

Der Interne Zinsfuß ist insbesondere für Einzelinvestitionen geeignet. Er ist leicht zu interpretieren, da er die Verzinsung (Rendite) des gebundenen Kapitals ausdrückt.

Die Methode unterstellt, dass die erwirtschafteten Überschüsse permanent wieder zum internen Zinsfuß – nicht zum Kalkulationszinssatz (!) – angelegt werden („Wiederanlageprämisse“, s. Abschn. 4.1.7; Bieg und Kußmaul 2009, S. 109). Diese Unterstellung wird jedoch in der Praxis überwiegend für unrealistisch gehalten. Oft ist der interne Zinsfuß deutlich höher als übliche Bankzinsen. In der Kapitalwertmethode wird die realistischere Annahme zugrunde gelegt, dass sich die zwischenzeitlichen Überschüsse zum Kalkulationszinssatz verzinsen. Wenn in einem konkreten Fall also die beiden Methoden

widersprüchliche Ergebnisse liefern, so sollte im Zweifel das Ergebnis der Kapitalwertberechnung vorgezogen werden.

4.3.6 Stromgestehungskosten/Wärmegestehungskosten

Erläuterung Ein Sonderfall des Kostenvergleichs im energiewirtschaftlichen Bereich ist die Ermittlung von *Strom- und/oder Wärmegestehungskosten*. Diese werden ermittelt, wenn es sich bei dem Investitionsobjekt um eine strom- und/oder wärmeerzeugende Anlage handelt (z. B. einen Heizkessel). Zur Berechnung wird die Annuität durch die jährlich erzeugte Energiemenge geteilt. Das Ergebnis ist ein kalkulatorischer Energiepreis, der unterhalb des vergleichbaren Marktpreises liegen sollte.

Formel:

$$\text{SGK} = \frac{A}{Q_{\text{el}}} \quad (4.19)$$

$$\text{WGK} = \frac{A}{Q_{\text{th}}} \quad (4.20)$$

mit

SGK = Stromgestehungskosten (in €/kWh),

A = Annuität (in €/Jahr),

Q_{el} = erzeugter Strom (in kWh/Jahr),

WGK = Wärmegestehungskosten (in €/kWh),

Q_{th} = erzeugte Wärme (in kWh/Jahr).

Entscheidungskriterium (relativ): minimale Strom-/Wärmegestehungskosten

Entscheidungskriterium (absolut): Strom-/Wärmegestehungskosten unterhalb des vergleichbaren Strom- bzw. Wärmepreises am Markt (z. B. 10 ct/kWh)

Beispiel

Für das Projekt „Erdgasheizung“ wurden im Abschn. 4.3.3 die jährlichen annuitätischen Kosten errechnet. Der Geschäftsführer des zu versorgenden Betriebes möchte nun zusätzlich auch die Wärmegestehungskosten der Erdgasheizung errechnen und sie mit dem Preis der alternativen örtlichen Fernwärmelieferung (10 ct/kWh) vergleichen.

Zur Berechnung der Wärmegestehungskosten nach Gl. 4.20 wird die ermittelte Annuität A von -146.364 €/Jahr herangezogen. Das negative Vorzeichen ist in der Annuitätsberechnung wichtig, da es anzeigt, dass es sich um kumulierte Kosten handelt. In dem Bewusstsein, dass das Ziel dieser Berechnung die Wärmegestehungskosten sind, kann das negative Vorzeichen jedoch weggelassen werden.

Der Annuität A wird die jährliche Wärmeerzeugung Q_{th} nach Tab. 4.12 gegenübergestellt:

$$\text{WGK} = \frac{A}{Q_{th}} = \frac{146.364 \text{ €/Jahr}}{1.900.000 \text{ kWh/Jahr}} = 0,077 \text{ €/kWh}$$

Die errechneten Wärmegestehungskosten von 7,7 ct/kWh sind im Vergleich zu einer Fernwärmelieferung für 10 ct/kWh vorteilhaft. Die letztendliche Entscheidung beeinflussen jedoch auch andere Faktoren wie z. B. die Verfügbarkeit einer alternativen Wärmeversorgung, die Wahl des Brennstoffs und seine Zukunftsaussichten, oder die Vertragskonditionen der alternativen Wärmelieferung, z. B. automatische Preisanpassungsklauseln.

Bewertung Die Methode hat weite Verbreitung gefunden und bietet ein einfach zu interpretierendes und vergleichendes Ergebnis. Durch die dynamische Berechnung der Annuität ist die Sichtweise sehr fundiert.

4.4 Die Bedeutung von Sensitivitätsanalysen

So sorgfältig die Berechnungsdaten auch abgeschätzt werden: Die große Unsicherheit bezüglich der Zukunft bleibt. Daher ist es unabhängig von der gewählten Methode immer sinnvoll, einzelne Parameter gezielt zu variieren, um deren Einfluss (*Sensitivität*) auf das Ergebnis festzustellen. Eine sogenannte *Sensitivitätsanalyse* beruht auf der Annahme, dass die Berechnungsgrundlagen eines Projektes (z. B. Zinssätze oder Preise) schwanken können, und dass jeder Versuch, die zukünftige Höhe der Werte dennoch abzuschätzen, zwangsläufig eine Unsicherheit in das Berechnungsergebnis bringt. Die Frage stellt sich, welche Inputgrößen die Höhe der Ergebnisgröße wie stark beeinflussen. Andererseits ist es auch interessant zu wissen, wie stark die Inputgrößen denn maximal schwanken dürfen, ohne dass das Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsberechnung ins Gegenteil kippt, z. B. der Kapitalwert das Vorzeichen wechselt (s. Wöhe 2010, S. 563).

Um eine Sensitivitätsanalyse durchzuführen, werden zunächst mehrere zu variierende Inputgrößen ausgewählt, beispielsweise die Anschaffungskosten, der Strompreis, der Kalkulationszinssatz oder die produzierte Menge. Anschließend wird jeweils ein Parameter variiert, während alle anderen Inputgrößen konstant bleiben. Die Ergebnisse der Variationen werden grafisch dargestellt. Die x-Achse zeigt den Grad der Variation der Inputgröße (z. B. 50 %), auf der y-Achse wird die quantitative Auswirkung jeder Variation auf das Berechnungsergebnis aufgetragen. Für jede Inputgröße entsteht so ein Graph, dessen Steigung ein Maß für die Sensitivität darstellt: Je steiler der Verlauf ist, desto stärker ändert sich das Berechnungsergebnis durch Variation dieser Inputgröße.

Das Ergebnis der Sensitivitätsrechnung, in Verbindung mit der Auftretenswahrscheinlichkeit der getätigten Variationen, liefert eine umfassendere Handlungsempfehlung als das reine Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsberechnung. Beispielsweise haben Steuern und Abgaben einen schwankenden Anteil am Energiepreis. Wie wahrscheinlich ist es, dass

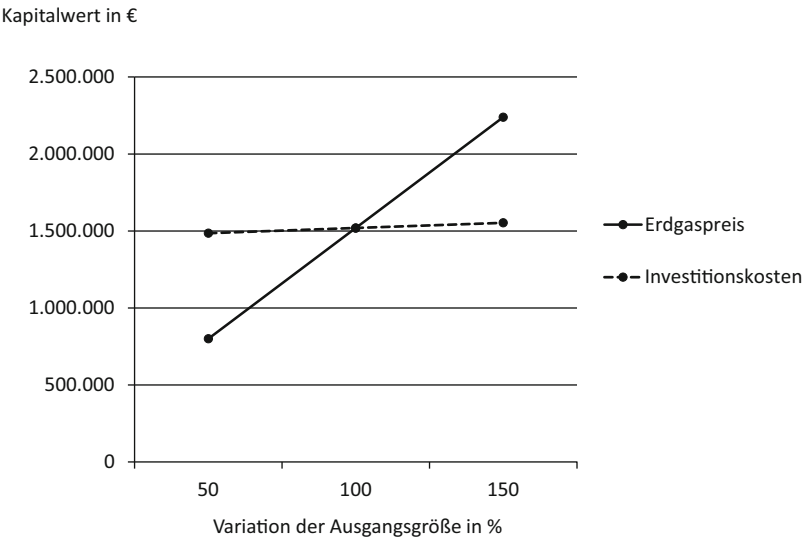


Abb. 4.7 Sensitivitätsanalyse für das Projekt „Erdgasheizung“ (Kapitalwert)

diese weiter ermäßigt bzw. noch weiter erhöht werden? Für verschiedene höhere und niedrigere Steuersätze wird die Wirtschaftlichkeitsberechnung jeweils neu durchgeführt, und die resultierende Streuung der Ergebnisse unterstützt die Investitionsentscheidung.

Beispiel
Zur Illustration werden die Investitionskosten und der Erdgaspreis des Berechnungsbeispiels „Erdgasheizung“ aus Tab. 4.12 variiert. Die resultierenden Werte für die jeweils um 50 % höheren und niedrigeren Investitionskosten und Erdgaspreise zeigt Tab. 4.15.

Tab. 4.15 Variation ausgewählter Ausgangsgrößen als Grundlage für eine Sensitivitätsberechnung

	Variation der Ausgangsgröße		
	50 %	100 %	150 %
Investitionskosten (€)	33.750	67.500	101.250
Erdgaspreis (€/MWh)	30	60	90

Der errechnete Kapitalwert des Projektes „Erdgasheizung“ liegt in der Ausgangssituation bei 1,5 Mio. €. Mit den um 50 % variierten Investitionskosten wird der Kapitalwert neu berechnet und aufgezeichnet. Anschließend wird der Kapitalwert mit den ursprünglichen Investitionskosten und den um 50 % nach oben und unten variierten Erdgaspreisen ermittelt.

Die Veränderungen im jeweils resultierenden Kapitalwert zeigt Abb. 4.7.
Es wird deutlich, dass der Kapitalwert sehr sensitiv auf den Erdgaspreis reagiert. Schon eine kleine Veränderung des Preises führt zu einem deutlich höheren bzw. nied-

rigeren Kapitalwert. Eine Veränderung der Investitionskosten schlägt sich hingegen kaum im Berechnungsergebnis nieder. Als Schlussfolgerung aus dieser Sensitivitätsanalyse muss der Erdgaspreis, der in die Berechnungen eingeht, besonders sorgfältig abgeschätzt werden. Auch sollte unbedingt analysiert werden, in welchem Ausmaß sich der Erdgaspreis voraussichtlich innerhalb der Betrachtungsdauer verändern wird, um daraus Rückschlüsse auf die Wirtschaftlichkeit zu ziehen.

Welche Parameter sollte man für die Sensitivitätsanalyse auswählen? Hier lohnt sich zu Beginn ein Blick in die jeweilige Kostenstruktur des Vorhabens. Bestehen die Jahreskosten zu einem großen Teil aus Energiekosten, so sollten alle Bestandteile des Energiepreises detailliert untersucht und in realistischen Streuweiten verändert werden (z. B. Steuern und Abgaben, Arbeitspreise). Liegt das finanzielle Schwergewicht hingegen auf den Investitionskosten, so lohnt sich neben gezielten Richtpreisanfragen bei passenden Herstellern die Veränderung aller geschätzten Kosten im realistischen bis konservativen Bereich.

Problematisch an Sensitivitätsanalysen ist die Annahme, dass jeweils nur ein Parameter variiert wird, während alle anderen Inputgrößen konstant bleiben. Diese Annahme ist nicht realistisch, da sich die Eingangswerte einer Berechnung durchaus in Abhängigkeit voneinander verändern können. Auch wird mit einer Sensitivitätsanalyse nicht herausgefunden, wie wahrscheinlich die Schwankung der Inputgrößen tatsächlich ist. Um dieses Ziel zu verfolgen, kann ergänzend eine Risikoanalyse durchgeführt werden (Götze und Bloech 2004).

4.5 Zusammenfassung: Welche Methode ist die richtige?

Die Wirtschaftlichkeit eines Vorhabens kann anhand verschiedener Kriterien gemessen werden. Je nach den individuellen Prioritäten und Zielen des Investierenden wird unterschieden zwischen einer Berechnung

- der (Lebenszyklus-)Kosten oder der Strom-/Wärmegestehungskosten (Priorität: geringe Kosten),
- der CO₂-Vermeidungskosten (Priorität: geringe Kosten pro eingesparter Tonne CO₂),
- der statischen oder dynamischen Amortisationszeit (Priorität: geringes Risiko) oder
- der Rentabilität, des Gewinns, des Kapitalwertes, der Annuität und des internen Zinsfußes (Priorität: hoher Vermögenszuwachs).

Für eine überschlägige Abschätzung der Wirtschaftlichkeit eines Vorhabens reichen die *statischen Methoden* aus. Dabei werden die erforderlichen Informationen nur für eine Durchschnittsperiode (z. B. ein Durchschnittsjahr) erhoben. Gebräuchlich ist die statische Berechnung der mit einem Projekt durchschnittlich verbundenen jährlichen Gesamtkosten, des erzielbaren Gewinns, der statischen Amortisationszeit, der Rentabilität, der statischen Lebenszyklus- oder der CO₂-Vermeidungskosten.

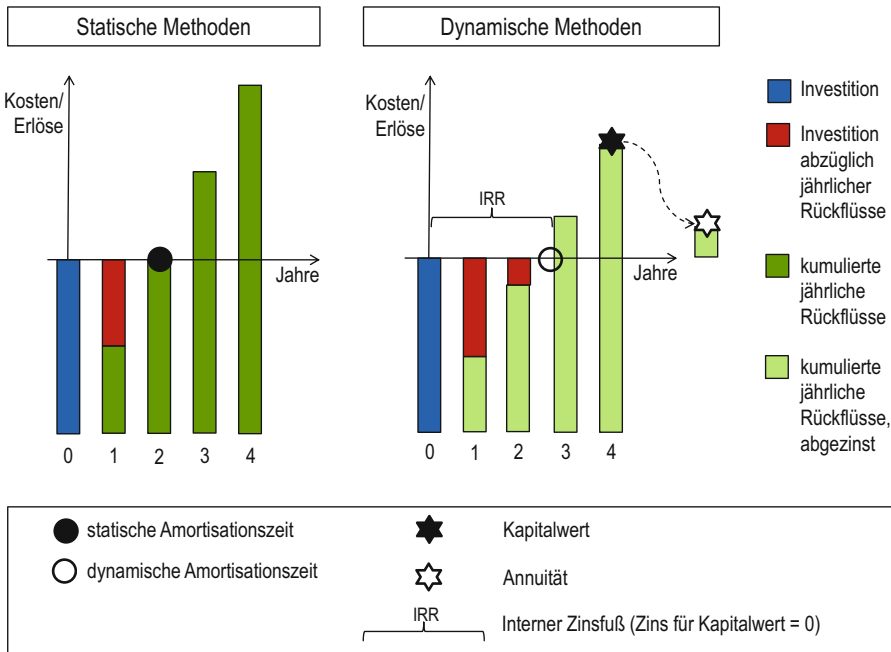


Abb. 4.8 Vergleichende Darstellung ausgewählter statischer und dynamischer Methoden der Wirtschaftlichkeitsberechnung

Näher an der Realität bewegen sich die *dynamischen Methoden* zur Wirtschaftlichkeitsberechnung. Diese sind insbesondere bei größeren Investitionen sinnvoll, da hier individuelle Unterschiede zwischen einzelnen Jahren über die Nutzungsdauer des Investitionsgutes hinweg berücksichtigt werden können, beispielsweise jährliche Preissteigerungen. Alle betrachteten Kosten und Erlöse werden abgezinst und spiegeln so die Handlungsalternativen eines Investierenden wider – investieren oder bei der Bank anlegen. Gebräuchliche dynamische Methoden sind der Kapitalwert, die Annuität, der interne Zinsfuß, die dynamische Amortisationszeit und die Strom-/Wärmegestehungskosten. Auch Lebenszykluskosten und CO₂-Vermeidungskosten lassen sich dynamisch berechnen. Eine noch relativ unbekannte Methode ist die Berechnung der Kosten einer Maßnahme im Verhältnis zu der dadurch eingesparten Energiemenge (€/kWh), wobei eine direkte Vergleichbarkeit zu äquivalenten Energiepreisen besteht. So kann z. B. ein Hauseigentümer die Kosten für die Sanierung der Gebäudehülle mit dem Wärmepreis vergleichen, den er bei Unterlassen der Sanierung zahlen muss.

Abbildung 4.8 bietet einen zusammenfassenden Vergleich zwischen einigen ausgewählten Methoden zur Wirtschaftlichkeitsberechnung.

Die statische Amortisationszeit bezeichnet den Zeitpunkt, ab dem die kumulierten Rückflüsse aus einem Investitionsobjekt die anfängliche Investition übersteigen. Dabei

errechnen sich die Rückflüsse als Differenz aus jährlichen Erlösen und jährlichen Kosten. Bei allen dynamischen Methoden der Wirtschaftlichkeitsberechnung werden die jährlichen Erlöse und Kosten auf einen einheitlichen Zeitpunkt abgezinst – ihr Wert erscheint geringer (vgl. Abschn. 4.1.8). Dies schmälert die jährlichen Rückflüsse. Es dauert, verglichen mit der statischen Amortisationszeit, etwas länger, bis sich die Investition *dynamisch* amortisiert hat (dynamische Amortisationszeit in Abb. 4.8). Für einen festgelegten Zeitraum, beispielsweise 4 Jahre in Abb. 4.8, lässt sich der Kapitalwert einer Investition ermitteln. Er ist positiv und die Investition damit vorteilhaft, wenn die kumulierten jährlichen Rückflüsse bereits die Investition übersteigen. Der Kapitalwert drückt den Vermögenszuwachs über die betrachtete Zeitspanne aus. Für einen festgelegten Investitionszeitraum lässt sich weiterhin der interne Zinsfuß errechnen. Dies ist der Zinssatz, mit dem sich innerhalb eines vorgegebenen Zeitraums ein Kapitalwert von 0 ergibt. Wenn das schwarze Stern-Symbol des Kapitalwertes also gedanklich links hinunter auf die x-Achse verschoben wird (Kapitalwert = 0), dann steht auch der dazugehörige Investitionszeitraum fest. Mit diesen Informationen kann der interne Zinsfuß ausgerechnet werden. Aus dem Kapitalwert lässt sich schließlich auch die Annuität errechnen. Diese macht den jährlichen Vermögenszuwachs aus einer Investition unter Berücksichtigung des Zinseszins-Effektes deutlich.

Die Amortisationszeit sollte nie als ausschließliches Entscheidungskriterium verwendet werden. Sie ist ein Maß für das Risiko einer Investition, da sie den Zeitraum misst, innerhalb dessen eine Ausgabe durch Einsparungen bzw. Rückflüsse refinanziert wird. Fälschlicherweise werden Risiko und Wirtschaftlichkeit in der Praxis sehr häufig gleichgesetzt. Tatsächlich sollten in *jeder* Wirtschaftlichkeitsanalyse auch Maßzahlen für den Kostenvorteil bzw. Vermögenszuwachs ermittelt werden, die *noch lange über das Erreichen der Amortisationszeit hinaus wirksam* sind. Dazu gehören z. B. der Kapitalwert, der interne Zinsfuß oder die Annuität.

Insbesondere bei Investitionen in langlebige Anlagentechnik ist in der Praxis dringend ein Paradigmenwechsel notwendig. Noch ist es häufig Realität, dass hochrentable Investitionen unterbleiben, nur weil sie sich nicht schnell genug amortisieren.

Beispiel

Eine beispielhafte Energieeffizienzmaßnahme mit einer anfänglichen Investition in Höhe von 10.000 € führt zu jährlichen Energiekosteneinsparungen von 2500 €. Daraus ergibt sich eine statische Amortisationszeit von 4 Jahren. Für viele Unternehmen ist dieser Zeitraum bereits zu lang. Gleichzeitig hat die Maßnahme eine Rentabilität von 25 %. Über einen Zeitraum von 10 Jahren berechnet, wirft die Investition eine interne Verzinsung von mehr als 21 % ab. Verglichen mit der Handlungsalternative der Geschäftsführung, das Investitionskapital bei einer Bank anzulegen, ist die Maßnahme demnach hochinteressant!

Das Beispiel untermauert eine in Fachkreisen weit verbreitete Erkenntnis: Investitionen mit einer statischen Amortisationszeit von 5 Jahren werfen ab einer Nutzungsdauer des Investitionsobjektes von mehr als 9 Jahren eine interne Verzinsung größer 14 % ab.

Bei 4 Jahren Amortisationszeit kann schon ab einer Nutzungsdauer von 6 Jahren mit einer solchen Rendite gerechnet werden. Je länger die mögliche Nutzungsdauer, desto höher fällt die zu erwartende interne Verzinsung der Investition aus. Je geringer die statische Amortisationszeit der Maßnahme, desto kürzer ist die notwendige Nutzungsdauer für die Erwirtschaftung sehr attraktiver interner Zinsen, die deutlich oberhalb dessen liegen, was der Finanzmarkt im Durchschnitt bietet. Eine tabellarische Übersicht dieser Situation bieten Fachveröffentlichungen des Institutes für Ressourceneffizienz und Energiestrategien (IREES), u. a. Müller (2014).

Die internationale Norm DIN EN ISO 50001:2011-12, welche die Anforderungen an ein Energiemanagementsystem beschreibt, übernimmt eine richtungsweisende Rolle bezüglich der Wahl der ökonomischen Bewertungsmethode. Als eine für viele Organisationen verbindliche Norm fordert sie verpflichtende Entscheidungskriterien für die Beschaffung von Anlagen, die den Energieverbrauch der Organisation wesentlich beeinflussen. In der Investitionsentscheidung müssen *der Energieverbrauch und die Energieeffizienz über die gesamte Nutzungsdauer* der Anlage eine Rolle spielen. Damit wird die in vielen Unternehmen weit verbreitete Entscheidungsprämisse der niedrigsten Amortisationszeit bzw. des niedrigsten Einkaufspreises auf den Prüfstand gestellt.

Nur mit umsichtig gewählten Entscheidungskriterien können Maßnahmen zur Energieeinsparung korrekt bewertet werden. Es muss anerkannt werden, dass es sich bei Investitionen in Energie verbrauchende Anlagentechnik um sehr langfristige Entscheidungen handelt. Ein solcher Wechsel der Sichtweise – weg von der Amortisationszeit als Risikomaß und hin zu tatsächlichen Maßzahlen für den ökonomischen Vorteil – trägt automatisch zu einer gesunden Unternehmensentwicklung bei. Methoden wie der Kapitalwert, die interne Verzinsung oder die Lebenszykluskosten lenken den Fokus des Entscheiders auf naturgemäß langfristig (!) wirkende Energiekosteneinsparungen. Dass diese unter dem Strich den jährlichen Unternehmensgewinn steigern, ist eine noch zu selten erkannte Wahrheit.

Literatur

- AGEB (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen) (2014) Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2012. <http://www.ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html>. Zugriffen: 15. September 2014
- Bieg H, Kußmaul H (2009) Investition. Vahlen, München
- BMF (Bundesministerium der Finanzen) (2014) AfA-Tabellen. http://www.bundesfinanzministerium.de/Web/DE/Themen/Steuern/Weitere_Steuertemen/Betriebspruefung/AfA_Tabellen/afa_tabellen.html. Zugriffen: 30. Oktober 2014
- BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie) (Hrsg.) (2007) Nationaler Energieeffizienz-Aktionsplan (EEAP) der Bundesrepublik Deutschland. Berlin
- Bode M, Bunting F, Geißdörfer K (2011) Rechenbuch der Lebenszykluskosten. VDMA Verlag, Frankfurt am Main

- Däumler K, Grabe J (2007) Grundlagen der Investitions- und Wirtschaftlichkeitsrechnung. Verlag Neue Wirtschafts-Briefe
- DIN EN 60300-3-3:2005-03 (2005) Zuverlässigkeitsmanagement – Teil 3-3: Anwendungsleitfaden – Lebenszykluskosten (IEC 60300-3-3:2004). Beuth Verlag, Berlin
- DIN EN ISO 50001:2011-12 (2011) Energiemanagementsysteme – Anforderungen mit Anleitung zur Anwendung. Beuth Verlag, Berlin
- Götze U, Bloech J (2002) Investitionsrechnung. Springer, Heidelberg
- Fritsche UR (2014) GEMIS – Globales Emissions-Modell integrierter Systeme. <http://www.gemis.de>. Zugegriffen: 02. September 2014
- Matthes FC (1998) CO₂-Vermeidungskosten. Konzept, Potenziale und Grenzen eines Instruments für politische Entscheidungen. Endbericht. Senatsverwaltung für Stadtentwicklung, Umweltschutz und Technologie, Berlin
- McKinsey & Company (Hrsg) (2007) Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland. Berlin
- Müller A (2014) „Entscheidungsroutinen nicht zu ändern, halte ich für verantwortungslos“. Energie & Management, 15. Februar 2014, S. 16
- Olfert K, Reichel C (2003) Kompakt-Training Investition. Friedrich Kiehl Verlag, Ludwigshafen (Rhein)
- SAE ARP 4293 (1992) Life-Cycle-Cost – Techniques and Applications
- Statistisches Bundesamt (2014) Preisindizes im Überblick. <https://www.destatis.de/DE/Zahlen-Fakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Preise/Preise.html>. Zugegriffen am 30. Oktober 2014
- VDI 2067-1:2000-09 (2000) Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen – Grundlagen und Kostenberechnung. Beuth Verlag, Berlin
- VDI 2884:2005-12 (2005) Beschaffung, Betrieb und Instandhaltung von Produktionsmitteln unter Anwendung von LCC Life-Cycle-Costing. Beuth Verlag, Berlin
- VDMA-Einheitsblatt 34160:2006-06 (2006) Prognosemodell für Lebenszykluskosten von Maschinen und Anlagen. Beuth Verlag, Berlin
- Wöhe G (2010) Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre. Vahlen, München

Teil III

Technik und Praxis

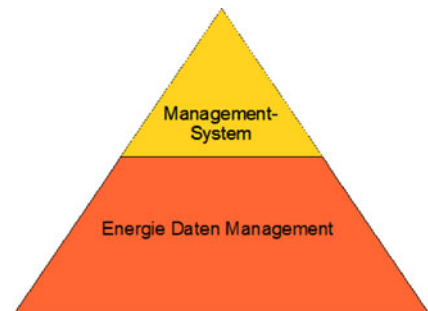
5.1 Einleitung

Ein Energiedatenmanagement beschreibt den Umgang mit Energiedaten – von der Datenerfassung bis hin zur Analyse und Auswertung. So schlicht die Beschreibung ist, so groß sind doch die Missverständnisse und so verschieden die Interpretationen.

Das Energiedatenmanagement (kurz EDMS) ist elementarer Bestandteil des Energiemanagementsystems (EMS) und gerade deshalb auch ein häufiger Grund von begrifflicher Verwechslung: Ein Energiedatenmanagementsystem **ist kein** Energiemanagementsystem! Ein Energiedatenmanagement ist auch per se kein automatisches Energiedatenerfassungssystem. Der Aufbau, das Wesen und der sinnvolle Einsatz eines Energiedatenmanagementsystems sind Gegenstand der folgenden Abschnitte. Zur grundlegenden Struktur vgl. Abb. 5.1.

Die Funktionen des Energiedatenmanagementsystems sind die Erfassung und Bereitstellung von Informationen zum Betrieb, Wartung und Berechnung von Kennzahlen im Hinblick auf die Analyse und Auswertung von Energiedaten. Die Auswertung der Energiedaten mit einer stetigen und regelmäßigen Überwachung wird als (Energie-) **Monitoring** bezeichnet.

Abb. 5.1 Struktur des Energiemanagementsystems



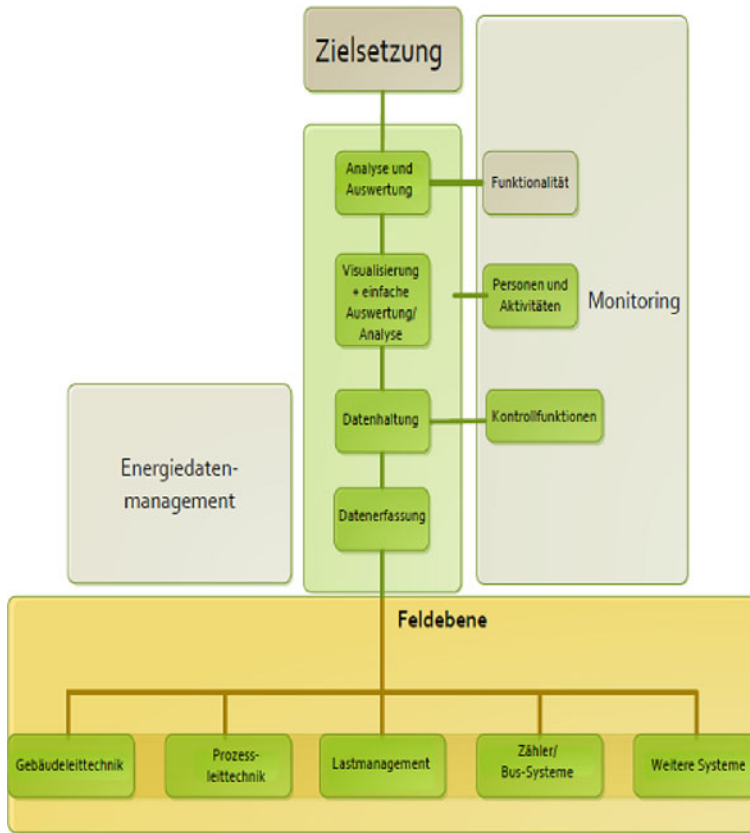


Abb. 5.2 Energiedatenmanagement: Struktur

Ziel des Energie-Monitoring ist die Kontrolle der Kenngrößen. Dabei soll die Warnung bei Abweichungen, die Diagnose von unnötigem Energieverbrauch und die Optimierung der Energieeffizienz durch Korrektur- und Vorbeugemaßnahmen möglich sein.

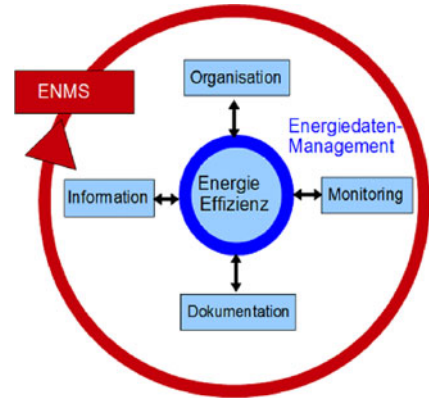
Das Energiedatenmanagement geht über den Anwendungsbereich des technischen Gebäudemanagements (TGM) und der Prozessleittechnik hinaus: Es betrifft alle energierelevanten Bereiche, insbesondere Prozesse und Anlagen (Abb. 5.2).

Das technische Gebäudemanagement beschränkt sich auf den Anwendungsbereich *Gebäude* und schließt i. d. R. die Prozess- und Anlagenseite aus.

Das Prozessmanagement ist i. d. R. ein separates System, das Energiedaten nur im Rahmen der Prozesssteuerung und -regelung erfasst und auswertet und keine weiteren Funktionen zum Energiedatenmanagement aufweist.

Da die Gebäudeautomation etabliert und standardisiert ist, soll hierzu Bezug genommen werden. Insbesondere gibt es langjährig genutzte Standards, die im Bereich EDMS erst in den letzten Jahren am Entstehen sind.

Abb. 5.3 Struktur mit den Hauptfunktionen des Energiemanagementsystems



Bei Gebäuden ist das Energiemanagementsystem ein Bestandteil des Gebäudemanagements (GM). Die Funktion des technischen Gebäudemanagements (TGM), mit der technischen Komponente Gebäudeleittechnik (GLT), ist die Bereitstellung von Informationen zum Betrieb, zur Wartung und Steuerung verschiedener Bereiche.

Für das Energiemanagement für Gebäude ist die Fähigkeit zur Messung von energierelevanten Daten und ein Monitoring Voraussetzung.

Das Energiemanagement stellt darüber hinaus Anforderung an die Aufzeichnung, Regelung und Überwachung im Hinblick auf die Optimierung der Energieeffizienz. Erst mit diesen Anforderungen des Energiemanagements in Kombination mit einem Monitoring können Verbesserungen der Energieeffizienz mit unterstützenden Korrektur- und Vorbeugungsmaßnahmen vorgenommen werden.

5.1.1 Grundlagen des Energiedatenmanagementsystems

Ein Energiedatenmanagementsystem (EDMS) besitzt sowohl technische als auch funktionale Aspekte (vgl. Abb. 5.3). Dafür ist die Zielsetzung eines jeden Energiemanagementsystems (EMS) die Schaffung der Transparenz über die energetische Struktur im Unternehmen im Hinblick auf mögliche Optimierungspotenziale, d. h. der Einsparung von Energiekosten und Steigerung der Energieeffizienz (Posch 2011). Das **Energiedatenmanagementsystem** stellt dabei das zentrale Informationsinstrument zur Gewinnung quantitativer Ergebnisse dar (siehe Abb. 5.3).

Ziele des Energiedatenmanagements sind beispielsweise:

- Überwachung der Energie- und Stoffströme
 - Minimierung von Verlusten und Rückständen
 - Transparenz bei den Umweltbelastungen

- Überwachung der Wirkungsgrade
 - Überwachung des Anlagenzustands
 - Reduktion von Produktionsausfallzeiten, vorbeugende Wartung
 - Ermittlung von Einsparpotenzialen
 - Entscheidungshilfe für Investitionen
- Ermittlung der Energiekosten
 - Zuordnung zu Kostenstellen
 - produktorientierte Kalkulation

Um energiebezogene Verbesserungen zu ermitteln, wird die *energetische Ausgangsbasis* festgelegt. Diese wird durch einen qualitativen Referenzpunkt innerhalb eines *festgelegten Zeitraums* dargestellt und für Vergleiche der *energiebezogenen Leistungen* herangezogen. Unternehmensrelevante Kennzahlen (siehe Abschn. 5.4.1 Kennzahlen) dienen zur Beschreibung der energetischen Ausgangsbasis. Die *energiebezogenen Leistungen* (Abb. 5.4) werden durch messbare Ergebnisse des Energiemanagementsystems einer Organisation ausgedrückt (Rager 2008).

An zentraler Stelle, z. B. im Energiebericht, wird der Status der energiebezogenen Leistungen bzw. des Energiemanagementsystems in systematischer Weise festgehalten: Die *energetische Bewertung*. Die energetische Bewertung dokumentiert die Verbesserungen (oder auch Verschlechterungen) der energiebezogenen Leistungen. Die energetische Ausgangsbasis ist Grundlage des Vergleichs. Dies ist übrigens der Grund, weshalb ein

Abb. 5.4 Konzeptionelle Darstellung der energiebezogenen Leistung

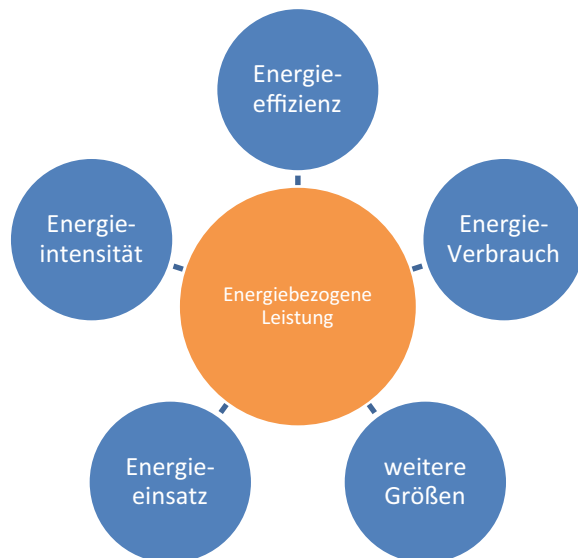
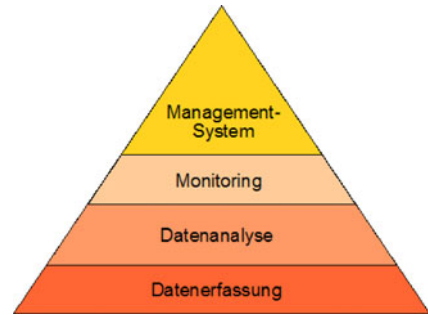


Abb. 5.5 Struktur des Energiedatenmanagementsystems mit den Komponenten des Energiedatenmanagements



Energiemanagementsystem erst einige Zeit betrieben werden muss, z. B. mehr als drei Monate, damit die energetische Ausgangsbasis zumindest rudimentär gesetzt ist.

Das EDMS stellt dabei die Grundlage zur Ermittlung der energetischen Bewertung dar und ist unerlässlicher Bestandteil eines Energiemanagementsystems.

Wie in Abb. 5.2 dargestellt, ist das Energiedatenmanagement der *Datenlieferant* für das darüber gelagerte Energiemanagementsystem.

Das Energiedatenmanagement besteht wiederum aus den Komponenten Datenerfassung, Datenanalyse und Energie-Monitoring (siehe Abb. 5.5).

Der Aufbau und die Zielsetzungen des Energiemanagementsystems sind entscheidend für das Energiedatenmanagement. Ein organisatorischer Rahmen, bestehend aus einem Managementsystem, garantiert die Wirksamkeit des Energiedatenmanagementsystems. In Abb. 5.6 sind die Hauptkomponenten EDMS und EMS dargestellt.

Zielsetzungen (Abb. 5.6 links oben) müssen definiert sein, wie z. B. die Steigerung der Energieeffizienz oder der Einsatz regenerativer Energien. Strategische Ziele legen dabei fest, welcher Weg eingeschlagen wird – z. B. Heizwärmebedarf soll in Zukunft durch Abwärme gedeckt werden. Die konkreten Formulierungen der Ziele werden dann mit operativen Zielen festgelegt – z. B. die Abwärme von Kälteanlagen soll genutzt, Wärmetauscher sollen für die Abluft eingesetzt werden.

Abb. 5.6 Struktur ISO 50001 und Einbettung des Energiedatenmanagements



Der organisatorische Rahmen liegt auf der Managementebene (Abb. 5.6 rechts oben). Personen und Verantwortlichkeiten werden hier benannt, die Prozesse und Abläufe – mit dem Aspekt Energie – werden beschrieben, die Kommunikation mit den verschiedenen Bereichen wird in einer vorgegebenen Struktur dokumentiert.

Das Managementsystem hat eine eher praktische Basis (unterer Teil Abb. 5.6), das gemeinsam mit dem Energiedatenmanagementsystem die technische Basis liefert. Welche Daten allerdings in welcher Genauigkeit und mit welchen Systemen (z. B. automatisch oder manuell) erfasst werden, wird wesentlich durch das Managementsystem vorgegeben bzw. eingeschränkt. Die Erfassung der Daten wird damit auf Bereiche fokussiert, die eine Auswirkung haben bzw. energetisch verbessert werden sollen. Die Aktivitäten zur Verbesserung und die damit verknüpften Maßnahmen werden in einem Programm oder Aktionsplan (siehe auch Abschn. 2.6.5) beschrieben.

5.1.2 Datenerfassung

Die Zielsetzungen der Datenerfassung werden aus den Zielen des Energiemanagementsystems abgeleitet. Somit wird auch die Auswahl der erforderlichen Messungen durch übergeordnete Ziele bestimmt. Ist z. B. der Bereich Druckluft in der Zielvorgabe enthalten, so ist auf der Erfassungsebene entsprechend für die Datenerfassung zu sorgen (vgl. Abb. 5.7).

Die Datenquellen sind vielfältig und Grundlage für jede der nachfolgenden Auswertungen und Analysen (Müller et al. 2009):

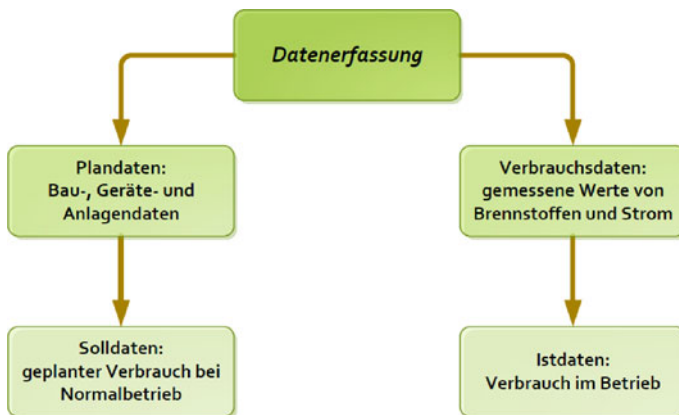


Abb. 5.7 Struktur der Datenerfassung

- Rechnungen: Strom, Gas, Öl, Wasser, Abwasser, Wartung
- Messgeräte: Betriebsstundenzähler, Verbrauchszähler
- Eigene Messungen: Temperaturen, Leistungsaufnahmen, Lastgänge, Durchflussmengen
- Befragung der Nutzer: Was wird wann genutzt?
- Wartungspersonal: Dieser Personenkreis verfügt oft über detaillierte Aufzeichnungen und ist für die laufende Datenerfassung ins Energiemanagement-Team eingebunden
- Inventarlisten der Verbraucher: Wartungsintervalle, Leistungscharakteristik und Leistungsaufnahme
- Verbände: Lieferung von Durchschnittswerten der Branche
- Energieversorgungsunternehmen und Wetterdienst: Lieferung von Klimadaten
- Literatur: Allgemeine Grundlagen und Informationen
- Produktionsdaten: Menge/Stückzahl etc.
- Pläne und Geschichte der Gebäude: Ermittlung von Verknüpfungen und Bausubstanz

Die Datenerfassung kann manuell oder automatisch erfolgen:

- Manuell:
 - pauschale Umlage entsprechend geschätzter Anteile am Gesamtverbrauch (z. B. Stromverbrauch Produktion = 80 % des Gesamtstromverbrauches)
 - manuelle Übernahme von Abrechnungsdaten (z. B. vom Energieversorger)
 - Ablesung von Messeinrichtungen und Zählern
- Automatisch:
 - Anschluss von Messsystemen an Erfassungsstationen
 - Bildung von kontinuierlichen Messwerten über frei definierbare Messperioden
 - Datentransfer an zentrale Datenhaltung

Entsprechend erfolgt die Datenhaltung in Form von Listen (manuell) oder über eine Ablage in elektronischer Form in einer Datenbank (automatisch). Dabei werden die Ablesezeitpunkte jeweils mit abgelegt.

Für die messtechnische Erfassung werden Messpunkte und eine Datenkommunikation festgelegt, z. B. in einem Layout (siehe Abb. 5.8).

- Feldebene:
 - Bussysteme
- Identifikation von energierelevanten Messpunkten:
 - Sensor/Aktor
 - Datenlogger
 - Datenübertragung/zentrale Datenhaltung

5.1.3 Datenanalyse

Die Datenanalyse basiert auf Energiedaten aber ggf. auch weitere Messdaten wie z. B. Produktionsdaten (Menge, Durchsatz etc.) oder Temperaturdaten können hier einfließen (Müller et al. 2009).

Die Datenanalyse ist das wichtigste Element des Energiedatenmanagements und wird daher in Abschn. 5.4 noch detailliert betrachtet. Einfache Analyse-Beispiele sind die Aufschlüsselung der Energieträger (Abb. 5.9) oder die Aufteilung der Energie in Verbrauchsbereiche (Abb. 5.10). Erst die Datenanalyse erlaubt eine quantitative Erkenntnis zu erlangen und die Darstellung der Ergebnisse trägt wesentlich dazu bei. Eine transparente und übersichtliche Darstellung sollte im Vordergrund stehen (siehe auch Abschn. 5.1.4).

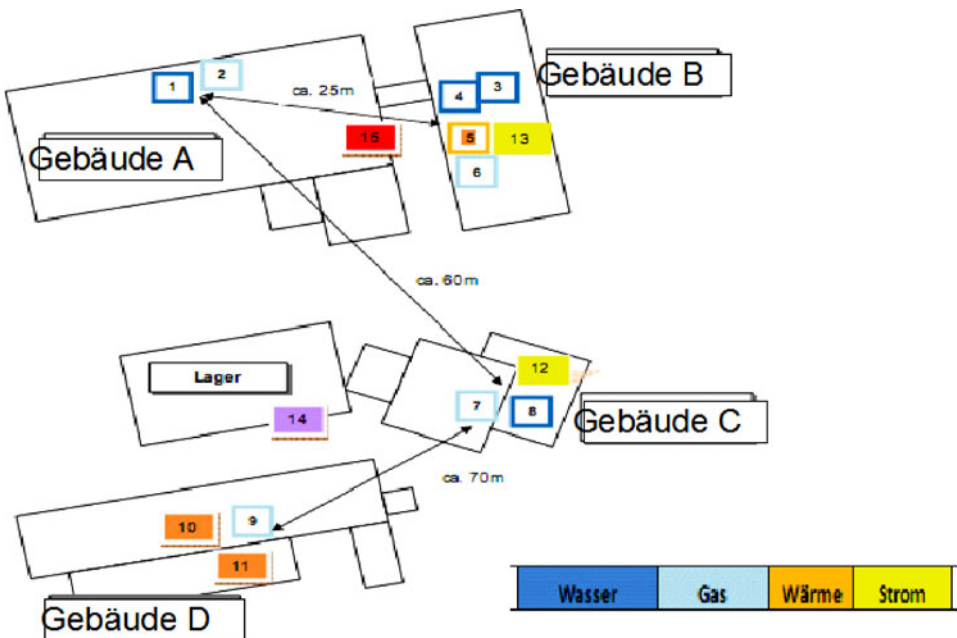


Abb. 5.8 Layout für messtechnische Erfassung

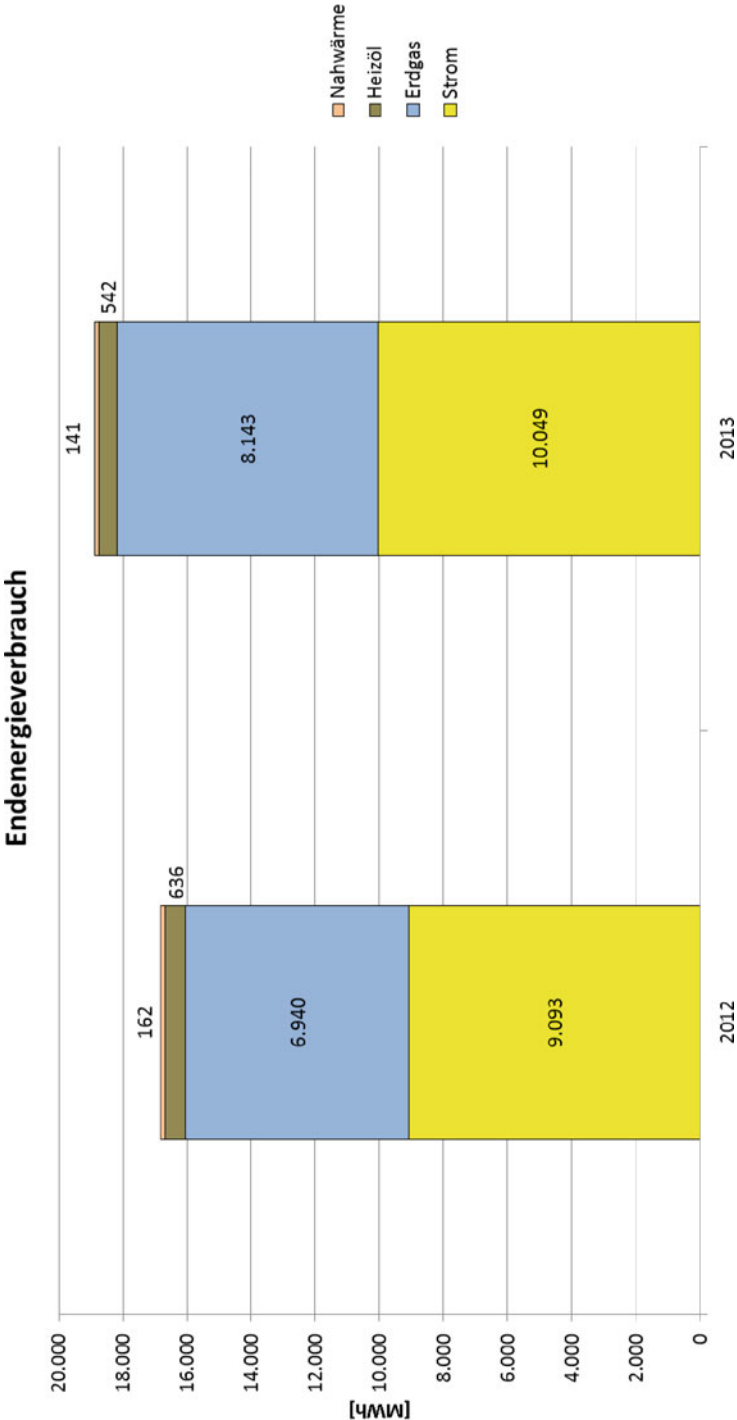


Abb. 5.9 Darstellung der Endenergie (Energieträger)

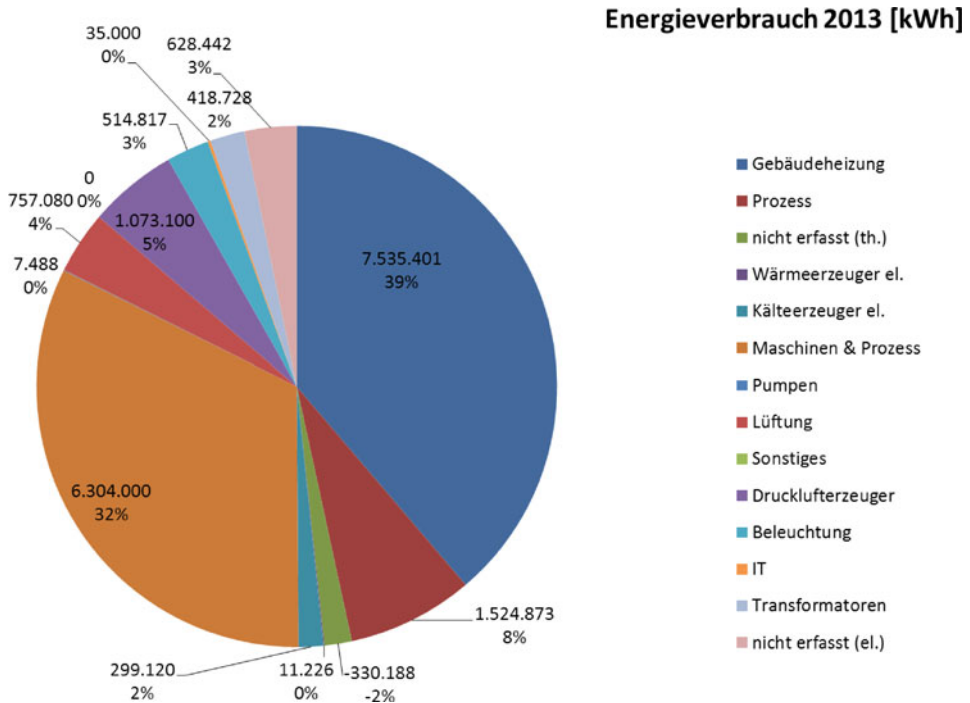


Abb. 5.10 Darstellung der Verbrauchsgruppen (Endenergie)

Beispiele für eine *einfache* Datenanalyse sind:

- Addition von Teilverbräuchen zu Gesamtverbräuchen:
 - Arbeit Strom Gesamtbetrieb [kWh], Wärmemenge Gesamtbetrieb [kWh]
 - Arbeit Strom Funktionsbereiche Teilbetriebe [kWh]
 - Wärmemenge Funktionsbereiche Teilbetriebe [kWh]
- Bildung von Kennzahlen (Verbrauch/Bezugsgröße):
 - Arbeit Strom/Fläche[kWh/m²], Wärmemenge/Fläche [kWh/m²]
 - Arbeit Strom/Produktionshöhe, Wärmemenge/Produktionshöhe [kWh/Stk.]
- Kosten aus Energieverbräuchen und Tarifen:
 - Kosten Strom/Gesamtbetrieb, Kosten Wärme/Gesamtbetrieb [€/a]
 - Kosten Druckluft [€/a]
 - Kosten Gebäudebeheizung und Prozesswärme[€/a]

5.1.4 Energie-Monitoring

Die Auswertung der Energiedaten mit einer stetigen und regelmäßigen Überwachung wird als (Energie-) **Monitoring** bezeichnet.

Das Energie-Monitoring stellt die Kontrollinstanz dar. Eine Kontrolle der Kenngrößen mit der Fähigkeit der Warnung bei Abweichungen, wird damit ermöglicht. So kann zum Beispiel ein Toleranzband für die Druckluft-Leckagerate in einem Zielintervall vorgegeben sein und bei Überschreitung eine Nachricht an den Verantwortlichen auslösen.

Ziel des Monitoring ist, einen unnötigen Energieverbrauch zu vermeiden und im Betrieb die Energieaspekte zu überwachen (siehe Abb. 2.2).

Für die Gebäudeautomation (GA) gibt es vier verschiedene Effizienzklassen (A, B, C, D). Sie definieren Funktionen, die spezifisch für Gebäude sind – sowohl für Nicht-Wohngebäude als auch für Wohngebäude (siehe Tab. 5.1).

Die Bereiche mit den Funktionen der GA sind z. B. unterteilt in:

- Heizbetrieb
- Trinkwassererwärmung
- Kühlung
- Lüftung und Klima
- Beleuchtung

Tab. 5.1 Effizienzklassen für die Gebäudeautomation (EN 15232 2012)

Klasse	Energieeffizienzklasse
A	Klasse A entspricht hoch energieeffizienten GA-Systemen und TGM: – Variable Anpassung mit bedarfsabhängiger Regelung – Vernetzte Kommunikation – Energiemonitoring mit Optimierung der Betriebsprozeduren
B	Klasse B entspricht erweiterten GA-Systemen und einigen speziellen TGM-Funktionen – Raum-Regeleinrichtungen müssen in der Lage sein mit einem Gebäudeautomationssystem zu kommunizieren – Keine automatische, bedarfsabhängige Regelung – Energiemonitoring ohne umfassende Optimierung
C	Klasse C entspricht Standard-GA-Systemen ohne TGM – Vernetzte, zentrale Regelung (nicht aller Bereiche, z. B. nur Verteilung oder nur Erzeugung) – Regelung nach anpassbaren Regelgrößen – Kein Energiemonitoring
D	Klasse D entspricht GA-Systemen, die nicht energieeffizient sind. Gebäude mit derartigen Systemen sind zu modernisieren. Neue Gebäude dürfen nicht mit derartigen Systemen gebaut werden – Keine automatische Regelung – Keine Kommunikation der GA-Komponenten – Kein Energiemonitoring

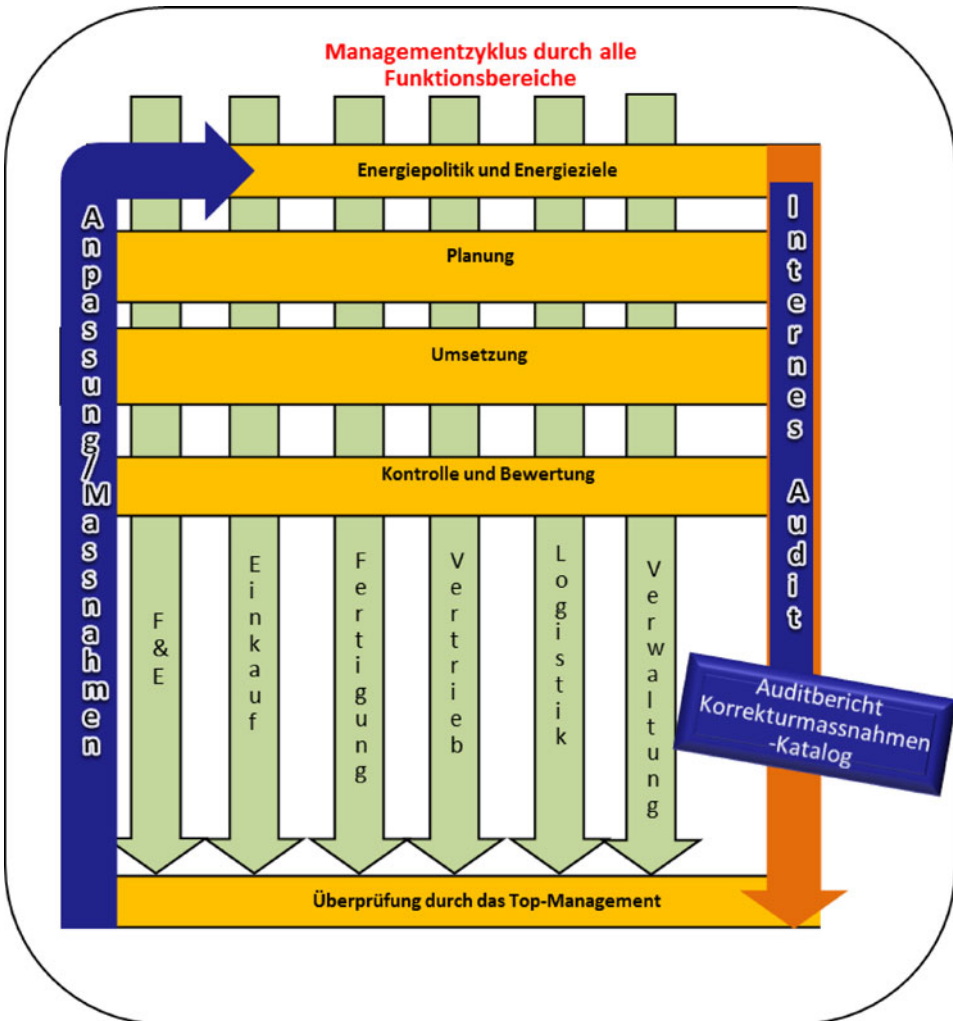


Abb. 5.11 Grundstruktur Energiemanagementsystem: Plan-Do-Check-Act (PDCA)

5.2 Zusammenhang EDMS und EMS

Die Anforderungen eines modernen Energiemanagementsystems werden am deutlichsten in Bezug auf die Datenerfassung. Zur Einführung in das Thema sind besonders gut praktische Beispiele aus dem Umfeld der Industrie und des Gewerbes geeignet (siehe Abb. 2.2 im Abschn. 2.2.3 und 5.11 sowie Tab. 5.2).

Wesentlicher Bestandteil des EDMS ist der Abschnitt *Kontrolle* (Abb. 5.11), die entsprechende Korrektur- oder Optimierungsmaßnahmen zur Folge hat.

Tab. 5.2 DIN EN ISO 50001: Bezug zu Energiedatenmanagementsystem

Norm: Kapitel- Nr.	Anforderungen an ein Energiemanagementsystem nach DIN EN ISO 50001	Anwendungs- und Einflussbereich für das EDMS
4.1	Allgemeine Anforderungen	
4.2	Verantwortung des Managements	Bereitstellung des Budgets für Energiedatenmanagement
4.3	Energiepolitik	
4.4	Energieplanung	
4.4.2	Rechtliche Vorschriften und andere Anforderungen	Kalibrierung oder Eichung der Messgeräte
4.4.3	Energetische Bewertung	EDMS stellt ein Werkzeug zur Ermittlung der Plandaten zur energetischen Bewertung dar.
4.4.4	Energetische Ausgangsbasis	Bezugsbasis für Datenvergleich z. B. aktueller Daten mit Ausgangsbasis aus Vorjahr
4.4.5	Energieleistungskennzahlen (ENPI's)	Ermittlung der Leistungskennzahlen über Energiedaten und Betriebsdaten (z. B. Energiebedarf pro Stück in kWh/Stück).
4.4.6	Strategische und operative Energieziele sowie Aktionspläne zum Energiemanagement	EDMS ist ein zentrales Werkzeug 1. zur quantitativen Ermittlung der Basisdaten insbes. für operative Energieziele und 2. zur Kontrolle des Fortschritts und der Erreichung der Energieziele
4.5	Einführung und Umsetzung	
4.5.1	Allgemeines	
4.5.2	Fähigkeiten, Schulung und Bewusstsein	Schulung relevanter Personen zur Nutzung des EDMS, Darstellung und Visualisierung zu Schulzwecken
4.5.3	Kommunikation	Die Möglichkeit Kommentare innerhalb des EDMS z. B. an bestimmten Datenpunkten anzubringen in Verbindung mit einer Korrespondenz (evtl. auch innerhalb des EDMS)
4.5.4	Dokumentation	Für die Managementdokumentation wird das EDMS i. d. R. nicht verwendet. Wartungs- und Instandhaltungsaktivitäten können gut integriert werden, falls das System dies bietet und nicht anderweitige Dokumentations-Instrumente bereits genutzt werden. Auch im Bereich „Nichtkonformitäten, Korrektur- und Vorbeugungsmaßnahmen“ (4.6.4) kann das EDMS zu Dokumentationszwecken aber gut genutzt werden.
4.6	Überprüfung	
4.6.1	Überwachung, Messung und Analyse	EDMS spielt eine zentrale Rolle als ein Werkzeug zur Überwachung und Analyse von Energie-Kennzahlen, Energiedaten von Maschinen und Anlagen und weiterer erfasster energierelevanter Daten

Tab. 5.2 (Fortsetzung)

Norm: Kapitel- Nr.	Anforderungen an ein Energiemanagementsystem nach DIN EN ISO 50001	Anwendungs- und Einflussbereich für das EDMS
4.6.2	Bewertung der Einhaltung rechtlicher Vorschriften und anderer Anforderungen	kein direkter Bezug
4.6.3	Interne Auditierung des Energiemanagementsystems	Indirekt genutzt z. B. für Energiebericht. Kann sowohl beim internen als auch beim Zertifizierungs-Audit als Visualisierungs- und Analysewerkzeug gut genutzt werden.
4.6.4	Nichtkonformitäten, Korrekturen, Korrektur- und Vorbeugungsmaßnahmen	Vorbeugemaßnahmen können getroffen werden z. B. aufgrund von Abweichungen außerhalb der Toleranzbereiche der Kennzahlen. Störungen bzw. Nichtkonformitäten können ggf. vorgemerkt werden.
4.6.5	Lenkung von Aufzeichnungen	Änderungen von Tarifen, Wartungstätigkeiten, Störungen können ggf. vermerkt werden (siehe 4.6.4) und der Bezug zu korrespondierenden Aufzeichnungen und Dokumenten hergestellt werden.
4.7	Managementbewertung	
4.7.1	Allgemeines	Einmal pro Jahr, nach der Durchführung des internen EMS-Audits, überprüft das Top-Management das EMS, um dessen Eignung, Angemessenheit und Wirksamkeit festzustellen. Über diese Bewertung wird ein Bericht, der Management-Review, erstellt.
4.7.2	Eingangsparameter für das Management-Review	– Überprüfung der energiebezogenen Leistung und der zugehörigen Energiekennzahlen – Ausmaß der Erreichung operativer und strategischer Energieziele: Basis ist Energiebericht mit Daten aus EDMS – Status von Korrektur- und Vorbeugungsmaßnahmen: Implementierung im EDMS prüfen – eine Vorhersage der energiebezogenen Leistung: Bei Erweiterung (Produktion/Anlagen, Gebäude) Änderung der Leistung, Energiebedarf etc. extrapolieren (Bestandteil der Planung)
4.7.3	Ergebnisse des Management-Review	Enthält den Bericht mit allen Entscheidungen und Maßnahmen: – Veränderungen der energiebezogenen Leistung der Organisation – Veränderungen der ENPI's – Änderungen strategischer und operativer Ziele in Bezug auf EDMS: Strategisch – z. B. Erweiterung der Produktion; Operativ – Datenerfassung durch Hinzunahme von Messpunkten auf Feldebene, Erweiterung der Datenanalyse

Um die Bedeutung des Energiefaktors im Betrieb hervorzuheben, muss man auf die häufig vorliegende Kennzahl „Anteil Energiekosten am Umsatz“ kurz eingehen. Diese Kennzahl bezeichnet das Verhältnis der direkten Energiekosten (Summen, die das Unternehmen an die Energielieferanten zu bezahlen hat) im Verhältnis zum Umsatz. Werden hingegen die sogenannten kumulativen Energiekosten betrachtet, so kann die Rechnung deutlich anders aussehen. Der Kumulierte Energieaufwand setzt sich aus den Teilsummen des Kumulierten Energieaufwandes für die Herstellung, die Nutzung und die Entsorgung des betrachteten Produktes zusammen (VDI 4600, [Januar 2012](#)).

Beispielrechnung – Anteil Energiekosten am Unternehmen

Anteil direkte Energiekosten im Verhältnis zum Umsatz: 2,5 %

Zulieferprodukte: P_i

Anteil Energiekosten $E_{k_{i,z}}$ an Kosten Zulieferprodukt:

$$EK_Z = \sum_{i=1}^n EK_{Z,i}$$

Zulieferprodukte mit signifikanten Produkt- und Energiekostenanteil:

Schrauben: Anteil an Zulieferteilen 5 %, Anteil an Energiekosten: 1 %

Metallteile: Anteil an Zulieferteilen 50 %, Anteil an Energiekosten: 1 %

Schmiedeteile: Anteil an Zulieferteilen 20 %, Anteil an Energiekosten: 5 %

Zulieferteile in Summe: 30 % Kostenanteil vom Umsatz

$$\rightarrow EK_Z = 30 \% \cdot (5 \% \cdot 1 \% + 50 \% \cdot 1 \% + 20 \% \cdot 5 \%) = 0,47 \%$$

Transport & Logistik:

Anteil Energiekosten an Zulieferprodukten: $EK_{TL,Z} = \sum_{i=1}^n EK_{TL,Z,i}$

Beispiel: Für alle Zulieferprodukte 15 %

$$\rightarrow EK_{TL,Z} = 30 \% \cdot 15 \% = 4,5 \%$$

Anteil Energiekosten an Endprodukten: $EK_{TL,E} = \sum_{i=1}^n EK_{TL,E,i}$

Beispiel: Für alle Endprodukte 10 %

$$\rightarrow EK_{TL,E} = 100 \% \cdot 10 \% = 10 \%$$

Damit ergibt sich ein kumulativer Energiekostenanteil von

$$(10 \% + 4,5 \% + 0,47 \% + 2,5 \%) = 17,47 \%$$

im Gegensatz zu dem 2,5 % Anteil (direkter) Energiekosten am Umsatz. Eine Preissteigerung der Energiekosten um z. B. 10 % wird somit fast 2 % Anteil am Umsatz haben!

Die Abhängigkeit von den Energiekosten ist daher umso größer, je höher der Anteil an kumulativen Energiekosten im Verhältnis zur Wertschöpfung bzw. den Umsatz des Unternehmens ist.

5.3 Erfassung/Messung

Für die Ermittlung der Energieverbräuche wesentlicher Energieeinsatzbereiche muss ein Messplan festgelegt werden. Er soll folgende Informationen enthalten (siehe auch Abb. 5.12):

- begründete Messintervalle für die jeweiligen Energieeinsatzbereiche (z. B. sollen an einem Objekt EnMP-Maßnahmen durchgeführt werden, sind die Intervalle kleiner als sonst zu wählen, damit die Wirksamkeit von Maßnahmen zeitnah ermittelt und ggf. Abweichungen von den geplanten Werten untersucht und abgestellt werden können)
- Angaben zum Verantwortlichen für die Messungen und deren Überprüfungen
- geforderte Kalibrierung der Messeinrichtungen
- Verfahren zur Sicherstellung der Datenreproduzierbarkeit
- Instandhaltung der Messeinrichtungen

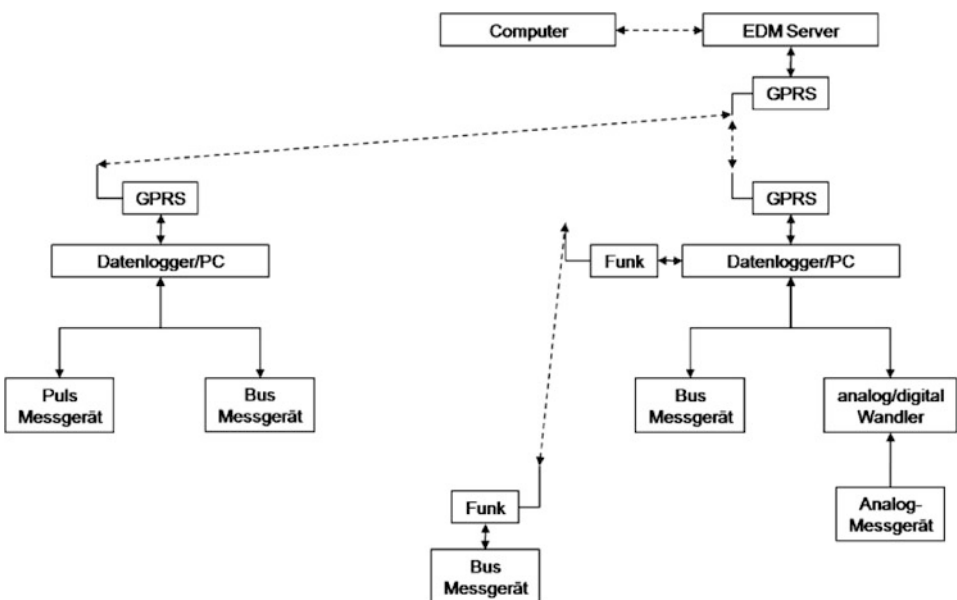


Abb. 5.12 Erfassung und Messung

5.4 Auswertung/Analyse

Die Auswertung und Analyse der Energiedaten ist der (siehe Abb. 5.5) Schritt vom reinen Zahlenmaterial hin zu verwertbaren Zahlen und Ergebnissen (Abschn. 5.1.3). Die Auswertung gibt Auskunft über ganz unterschiedliche (Energie-) Aspekte, wie z. B. Verrechnung von Zeitreihen zur Berechnung von Energiebilanzen, Korrekturen von Einflussfaktoren (Klima, Energielieferverträge, Energiesteuern), Vergleiche von Zeitreihen oder der Entwicklung von Kenngrößen.

Die ausgewerteten Daten dienen vor allem der Sichtbarmachung von Ergebnissen und Entwicklungen. Nur ausgewertete Daten können interpretiert werden und dienen zum Beispiel auch als Grundlage eines Energie-Reports.

Die Auswertung und die Analyse der Daten beinhaltet folgende Elemente:

- Berechnung und Abschätzung von Energieverbrauch
- Zeitreihenanalyse
- Entwicklung der Kennzahlen
- Vergleich der Datenreihen
- Daten über die äußere Einflussfaktoren (Klima, Energielieferverträge, Energiesteuern)

Zu Beginn der Datenanalyse steht die Datenaufbereitung, die folgende Bereiche umfasst (Posch 2011):

- Umrechnung der Daten auf physikalische Größen (z. B. Impulse auf kWh)
- Normierung der Daten (z. B. Witterungsbereinigung)
- Ermittlung und Kennzeichnung der fehlenden Daten, ggf. Interpolation
- Plausibilisierung der Daten: Zum Beispiel können Messungenauigkeiten das Ergebnis verfälschen. Durch die Überprüfung von Bilanzsummen können Abweichungen festgestellt werden. Ebenfalls können falsche Annahmen bei der Umrechnung entstehen, zum Beispiel die Anzahl der Impulse bei einem Impuls-Zähler für die Umrechnung in eine Energiemenge (kWh) oder bei einem Stromwandler mit falsch angenommenem Wandler-Faktor (in Ampère)
- Korrekturen von Zeitungenauigkeiten oder Werteungenauigkeiten bei der – insbesondere manuellen – Ablesung
- falsche Zuordnung der Messpunkte. Die Daten stimmen nicht mit den Zuordnungen zu den Messpunkten überein, zum Beispiel kann die Zuordnung zweier Druckluftstränge vertauscht sein und damit die Kompressorleistung falsch zugeordnet sein
- widersprüchliche Daten (zum Beispiel Energieversorger und interne Messung)

Erst nach der Datenaufbereitung kann das Datenmaterial ausgewertet werden. Einige Beispiele für Auswertungen befinden sich in den Abb. 5.13, 5.14 und 5.15.

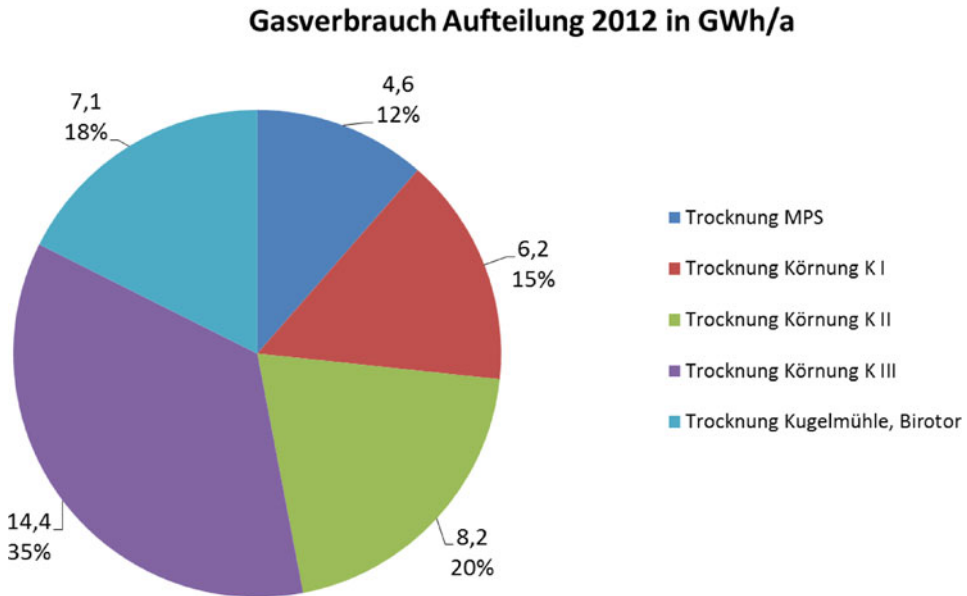


Abb. 5.13 Bilanz für thermische Verbraucher

So sollte die Datenerfassung insbesondere im Hinblick auf die Auswertbarkeit der Daten ausgelegt sein. Nicht ausgewertete Daten sind ein zusätzlicher unnötiger Aufwand.

Die Tätigkeit der Überwachung, das Monitoring (Abschn. 5.1.4), basiert im Wesentlichen auf der stetigen Auswertung und Analyse der Energiedaten und Energiekennzahlen.

Die Qualität der Datenaufbereitung steht in direktem Zusammenhang mit der Zuverlässigkeit und Genauigkeit der (Energie-)Kennwerte.

Einige Datenaufbereitungs-Prozeduren können im Rahmen der Datenanalyse vorgenommen werden, wie z. B. bei der Berechnung von Heizwärmebedarfskennzahlen und einer Temperaturbereinigung in Bezug auf Standort oder langjähriges Temperaturmittel.

Energiekennwerte sind notwendig, um ein Energiemonitoring und damit ein Energiecontrolling betreiben zu können. Kennwerte müssen generell vergleichbar sein: Sie sind normiert, z. B. der spezifische Heizwärmebedarf pro Fläche oder Volumentemperatur korrigiert. Gerade in Produktionsbereichen mit hohen internen Wärmegewinnen ist diese Kennzahl ein gutes Beispiel dafür, welche Bedeutung eine Normierung hat.

Kennzahlen sind damit häufig von dem betrachteten Bereich und Umfeld (siehe auch Bilanzraum) abhängig. Die oben betrachtete Kennzahl *spezifischer Heizwärmebedarf* schließt im Beispiel der Produktionshalle die internen Wärmequellen im Bilanzraum ein. Ein geringer Verbrauch an Heizenergie durch einen Heizkessel bedeutet mitnichten einen geringen Heizwärmebedarf.

So ist der Energiebedarf für ein Schmiedestück abhängig vom Durchsatz und der Auslastung des Ofens: Eine geringe Auslastung zeigt i. d. R. einen höheren spezifischen Ener-

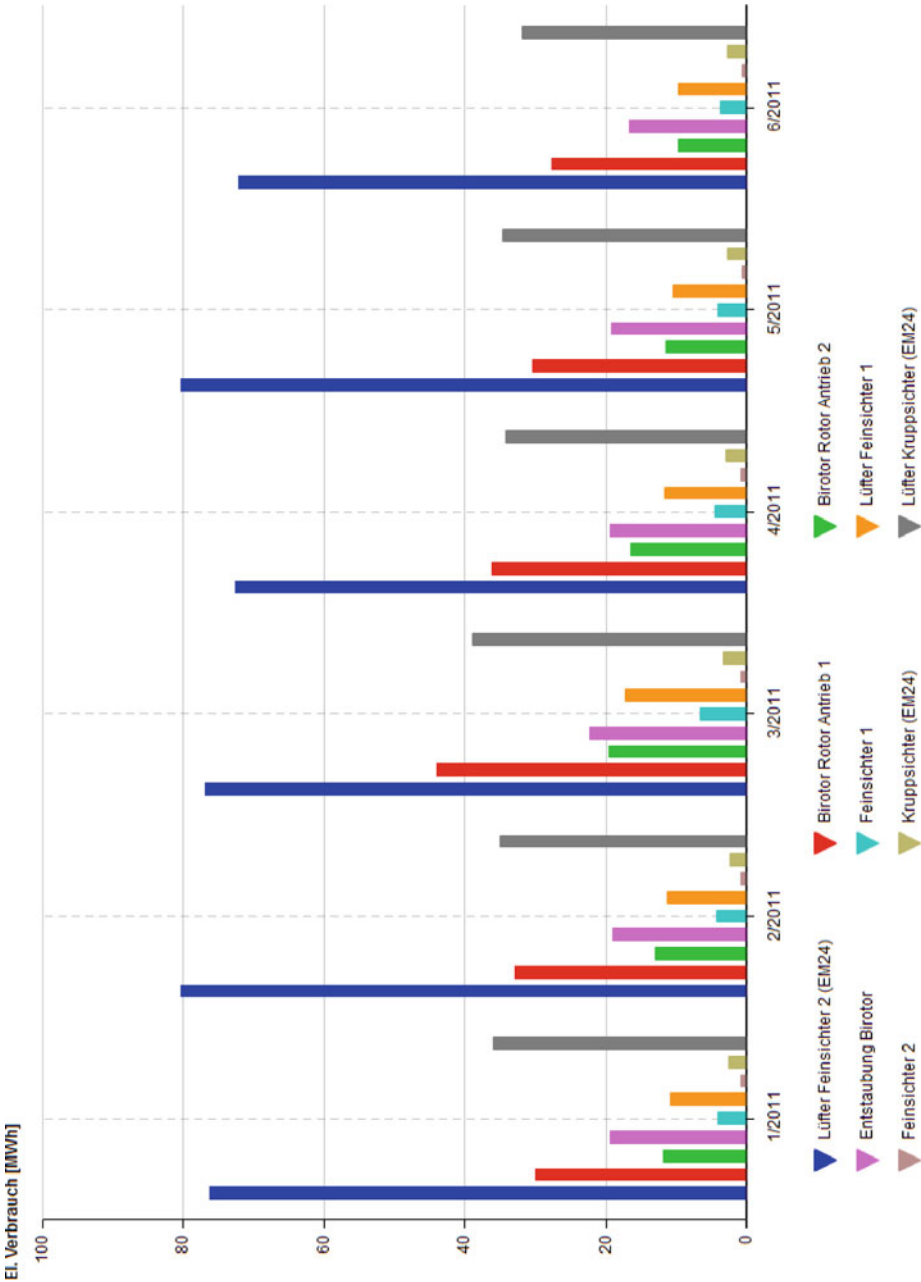


Abb. 5.14 Monatsvergleich für elektrische Verbraucher

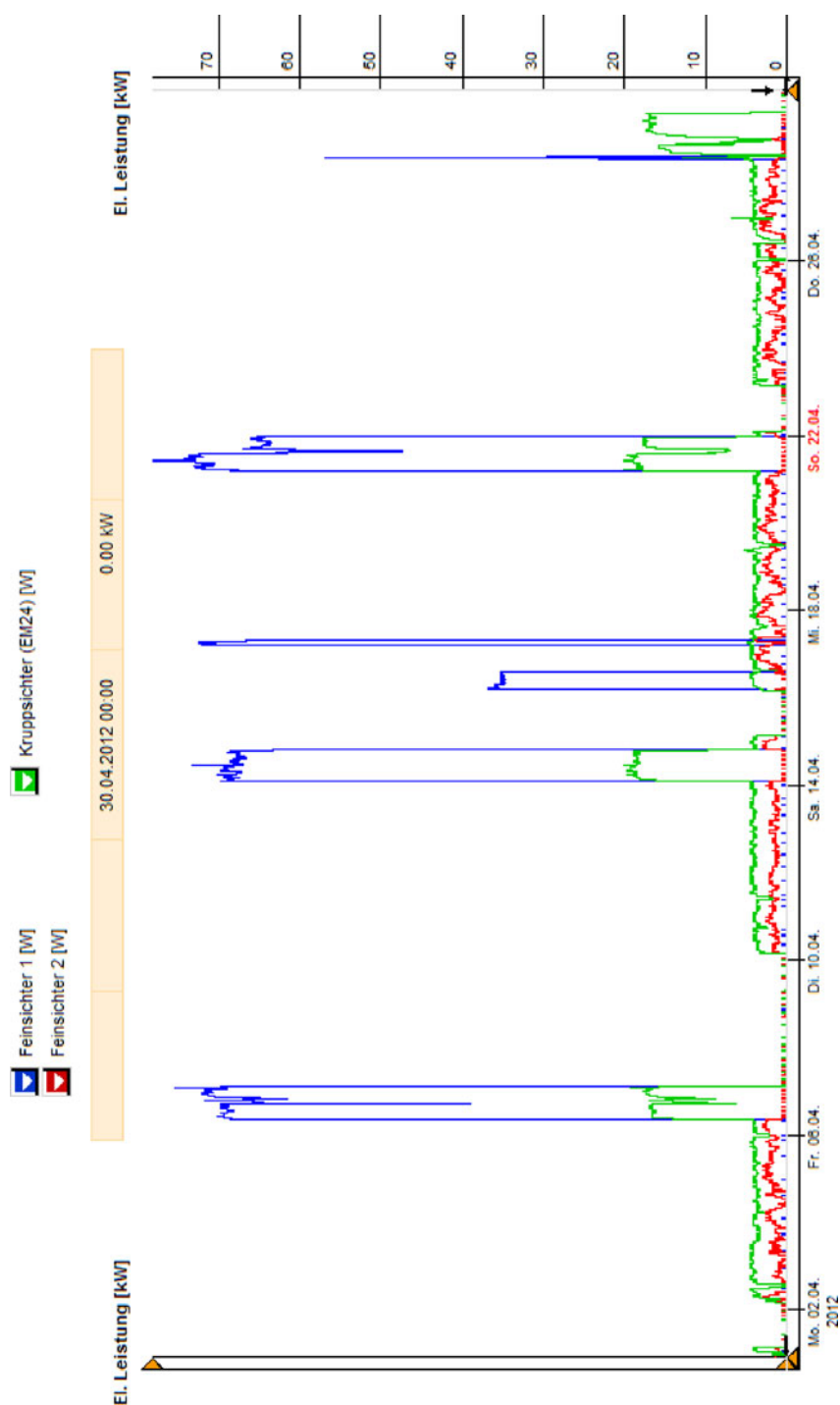


Abb. 5.15 Lastgang für ausgewählte Verbraucher

giebedarf pro Stück Schmiedegut als eine höhere Auslastung auf. Hier ist entscheidend, welche Soll-Werte in den Zielvorgaben festgeschrieben werden: So kann eine optimale Auslastung über einen Soll-Wert einer Kennzahl festgelegt werden.

Bei Branchen gibt es typischerweise Kennzahlen, die von der Unternehmensgröße abhängen. Hier ist sicher eine sinnvolle Zielvorgabe, sich an einer vergleichbaren Unternehmensgröße zu orientieren.

5.4.1 Kennzahlen

Allgemein werden die Kennzahlen zur quantitativen Darstellung der energiebezogenen Leistung in der Norm als **Energieleistungskennzahlen** (energy performance indicators, **EnPIs**) bezeichnet (DIN EN ISO 50001 2011). Für diese Art von Kennzahlen wird in diesem Abschnitt auch die Bezeichnung **Energiekennzahlen** verwendet.

Der Ausgangspunkt zur Bildung von Energiekennzahlen ist die Wahl der Bezugsgrößen, die von dem verfolgten Verwendungszweck der Kennzahlen abhängig sind (siehe auch Abschn. 2.6.4). Zur Analyse der energiebezogenen Leistung bietet sich die Ermittlung von Energiekennzahlen auf drei Bezugsebenen: Der gesamte Betrieb, Anlagen und Produktionsprozesse sowie Produkte. Dies setzt voraus, dass die bereits erwähnte Bilanzierung der Energie- und Stoffströme auf den entsprechenden Bezugsebenen vorgenommen wird.

Bei der Wahl der Bezugsbasis gilt der Grundsatz, dass diese sich nach dem Verwendungszweck richtet (Haag 2013):

Globale Energiekennzahlen

Sie werden häufig zum Vergleich zwischen Unternehmen in einer Branche heran gezogen (sog. Branchenkennzahl).

Zum Beispiel:

- a) Die installierte Leistung pro Beschäftigtenanzahl:

$$\frac{P_{\text{inst}}}{\text{AK}} \quad \text{in} \quad \frac{\text{kW}}{\text{AK}}$$

P_{inst} : Summe der Nennleistungen aller betrieblichen Anlagen (in kW);
 AK: Anzahl der Arbeitskräfte im Unternehmen (in Personen)

- b) Die energieökonomische Effizienz

Der gesamte Energiebedarf/-verbrauch bezogen auf die Gesamtproduktion:

$$\frac{E_i}{M_i} \quad \text{in} \quad \frac{\text{kWh pro Jahr}}{\text{€ pro Jahr}}$$

E_i : gesamter Jahresbedarf/-verbrauch der Organisation für alle Energieträger i in Joule pro Jahr

M_i : gesamte Jahresproduktion für alle Produkte oder Produktgruppen M_i der Organisation in €/a

- c) Anteil der gesamten Energiekosten des Unternehmens an den Gesamtkosten bzw. Gesamterlösen:

$$\frac{K_e}{K_{\text{gesamt}}} \quad \text{in} \quad \frac{\text{€ pro Jahr}}{\text{€ pro Jahr}}$$

K_e : gesamte Jahres-Energiekosten in €/a

K_{gesamt} : Jahres-Gesamtkosten in €/a

$$\frac{K_e}{G_{\text{gesamt}}} \quad \text{in} \quad \frac{\text{€ pro Jahr}}{\text{€ pro Jahr}}$$

G_{gesamt} : Jahres-Gesamterlöse des Unternehmens in €/a

Produktbezogene Energiekennzahlen (spezifischer Energieverbrauch)

Zur Beurteilung der Energieintensität bestimmter Produkte kommt in der Praxis am häufigsten der spezifische Energieverbrauch w zum Einsatz. Er wird als das Verhältnis der in einer Anlage eingesetzten Energie zu der in derselben Anlage in der gleichen Periode hergestellten Menge eines Produktes oder einer Produktgruppe definiert (Schieferdecker 2006):

$$w = \frac{Q_E}{M_i}$$

Q_E eingesetzte Energiemenge in einem Zeitraum

M_i Menge des hergestellten Produktes oder der Produktgruppe, während eines Zeitraumes

Falls ein Erzeugnis an mehreren Anlagen hergestellt wird, werden seine spezifischen Verbräuche aus unterschiedlichen Anlagen auf die gleiche Mengeneinheit bezogen und addiert.

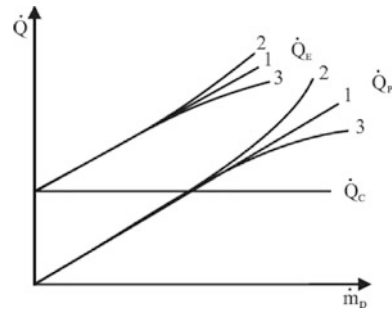
Werden Produkte in sehr großer Variantenzahl hergestellt, so bietet sich entweder eine Gruppierung der Produkte in Produktgruppen an oder es werden die Ausgangsmaterialien R_i betrachtet und in Beziehung zur eingesetzten Energiemenge gesetzt:

$$w = \frac{Q_E}{R_i}$$

R_i : Menge des Ausgangsmaterial/Rohstoffs oder der Ausgangsmaterialgruppe während eines Zeitraumes.

Gemessen wird der spezifische Energieverbrauch zum Beispiel in kWh/t Rohstahl oder kWh/m³ Flüssigkeit.

Abb. 5.16 Linearer (1), progressiver (2) und degressiver (3) Anlagentyp; $\dot{Q}_C$ konstante Leerlaufleistung, gilt für alle Typen, $\dot{Q}_P$ produktionsproportionale Leistung, $\dot{Q}_E$ gesamte Leistung, $\dot{m}_D$ Massendurchsatz



Anlagen- und prozessbezogene Energiekennzahlen

Sie beziehen sich auf eine oder mehrere Anlagen oder auf einen Prozess. Werden mehrere Produkte auf einer Anlage erzeugt, wird der gesamte Energieeinsatz auf die kumulierte Produktionsmenge bezogen. Im Falle, dass ein Herstellungsverfahren in einem Prozess an mehreren Anlagen abgewickelt wird, wird sein spezifischer Energieverbrauch durch die Addition von spezifischen Energieverbräuchen der daran beteiligten Anlagen ermittelt.

An einer Anlage oder einem Prozess wird die in einer Zeiteinheit aufgebrauchte Energie auf die in der gleichen Zeiteinheit in dieser Anlage/Prozess erzeugte Produktmenge bezogen, z. B. $\text{m}^3 \text{ Gas/t Zement}$, $\text{GJ/Stück Schmiedegut}$, $\text{kWh/m}^2 \text{ Heizfläche}$ usw.

In einem industriellen Betrieb finden sich unterschiedliche Arten von Anlagen. Der spezifische Energieverbrauch einer Anlage wird von der Art der funktionalen Beziehungen zwischen der zugeführten Leistung und dem Massendurchsatz bestimmt. Demnach lassen sich lineare, degressive und progressive anlagentypische Zusammenhänge zwischen der Leistung und dem Massendurchsatz darstellen (siehe Abb. 5.16).

Der lineare Leistungsanstieg ist typisch für große Anlagen. Er entsteht aufgrund der Flüssigkeitsreibung in reichlich geschmierten Lagern bei höheren Drehzahlen, z. B. in Walzwerkanlagen, Mühlen, großen Bandanlagen in der Steine- und Erdenindustrie. Der progressive Anlagentyp ist für alle thermischen Energiewandlungsanlagen charakteristisch, z. B. für Industrieöfen oder Kesselanlagen. Ein degressiver Zusammenhang ist bei den sog. Querschnittstechnologien wegen der Reibungsscharakteristik bei turbulenter Strömung mit hoher Geschwindigkeit zu beobachten, wie z. B. bei den Lüftern, Gebläsen, Pumpen und Verdichtern (Rudolph und Wagner 2008 und Schieferdecker 2006).

Die gesamte Leistung einer Anlage setzt sich aus einem konstanten und einem variablen Teil zusammen: $\dot{Q}_E = \dot{Q}_C + \dot{Q}_P$. Der konstante Anteil rührt aus der Betriebsbereitschaft einer Anlage her (Steuerung, Regelung, Leerlauf). Er wird auch als der Leer- oder Grundbedarf bezeichnet. Der variable Leistungsanteil ist betriebszustandsabhängig. Diese produktionsabhängige Leistung $\dot{Q}_P$ fällt laut der Abb. 5.16 ab einem bestimmten Massendurchsatz für jeden Anlagentyp unterschiedlich hoch aus. Für den spezifischen Energieverbrauch

$$w_{\text{ges}} = \frac{\dot{Q}_E}{\dot{m}_D} = \frac{\dot{Q}_C}{\dot{m}_D} + \frac{\dot{Q}_P}{\dot{m}_D}$$

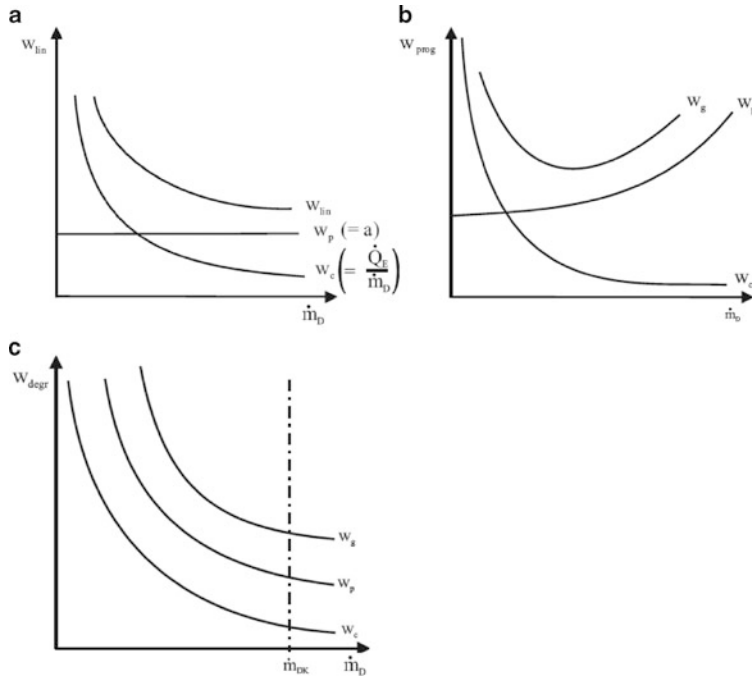


Abb. 5.17 Spezifischer Energieverbrauch über der Produktionsleistung beim linearen (a), progressiven (b) und degressiven (c) Anlagentyp (Schieferdecker 2006)

bedeutet es, dass während einer steigenden Produktionsleistung der spezifische Leerlaufenergieverbrauch

$$w_C = \frac{\dot{Q}_C}{\dot{m}_D}$$

stets sinkt, der lastabhängige spezifische Energieverbrauch

$$w_P = \frac{\dot{Q}_P}{\dot{m}_D}$$

gleich bleiben, steigen oder fallen kann (siehe Abb. 5.17).

Beim linearen (proportionalen) Anlagentyp wird der lastabhängige spezifische Energieverbrauch w_P durch Dimensionierung einer Anlage bestimmt und bleibt beim stationären Betrieb konstant. Aus der Abb. 5.18, Grafik (a) und (c), ist ersichtlich, dass durch eine möglichst hohe Durchsatzleistung der Wert des gesamten spezifischen Energieverbrauchs positiv beeinflussbar ist. Zu beachten ist jedoch, dass der Durchsatz die vorgesehene Nennleistung im stationären Dauerbetrieb nicht übersteigen soll. Beim progressiven Anlagentyp steigt der spezifische produktionsabhängige Energieverbrauch überproportional mit der Durchsatzentwicklung (Abb. 5.17b). Zurückzuführen ist diese Korrelation bei

Die Effizienz der Energieumwandlung oder -anwendung auf der Anlagen- und Prozessebene kann anhand von Wirkungs- bzw. Nutzungsgraden ermittelt werden (Pehnt 2010).

5.4.2 Bilanzraum

Um die Vergleichbarkeit von Energiekennzahlen zu gewährleisten, müssen die (Energie-) Bilanzräume von Anlagen, Prozessen und Bereichen bekannt sein. Diese Bilanzräume müssen nach gleichen Kriterien festgelegt werden. Um den Datenerhebungsaufwand zu begrenzen, kann der Bilanzraum in mehrere Teilbilanzräume (einzelne Prozesse, Anlagen, räumlich getrennte Bereiche) zerlegt werden. Ein Beispiel ist die Gebäude-Energiebilanz (siehe Abb. 5.18).

Die Bilanzräume in diesem Beispiel sind das Gebäude (1), die Energieumwandlung/Wärmeerzeugung (2), der Warmwasserkreislauf (3) sowie der beheizte Bereich (4). jeder Bilanzraum hat Quellen und Senken, die in der Summe eine ausgeglichene Null-Bilanz ergeben müssen.

Im betrieblichen Umfeld kann der Bilanzraum z. B. Maschinen und Anlagen beinhalten, die Abwärme erzeugen und somit eine Wärmequelle darstellen (Schieferdecker et al. 2006, Kapitel 2.3)

5.5 Monitoring

Ein Monitoring hat die Überwachung der energiebezogenen Leistungen der Organisation zum Ziel. Damit wird die Wirksamkeit des Energiemanagementsystems quantifizierbar.

Voraussetzung für ein Monitoring ist ein Monitoring-Konzept: Für die wesentlichen Energieverbraucher werden Indikatoren (Kennzahlen, siehe 5.4.1) mit festgelegten Grenzwerten gebildet. Eine Unter- bzw. Überschreitung hat eine Handlung zur Folge, z. B. die Ausarbeitung von Gegenmaßnahmen aufgrund der Abweichungsanalyse. Die Analyse von Abweichungen zielt darauf ab, die Gründe für den anders ausfallenden Ist-Energieverbrauch E_{ist} im Vergleich zu dem geplanten Energiebedarf E_{soll} zu finden.

Zur Beschreibung der geplanten Entwicklung des Energieverbrauchs in der Produktion wird zur Analyse die Soll-Größe E_{soll} , herangezogen, die aus den Planwerten $E_{0\text{plan}}$ bei der tatsächlichen Ist-Auslastung von Anlagen ermittelt wird:

$$E_{\text{soll}} = E_{0\text{plan}} + \sum_{i=1}^n w_{i\text{plan}} \cdot F_{i\text{ist}}$$

- $1 \dots n$: Anzahl der Produktgruppen(-Arten) eines Unternehmens,
- $E_{0\text{plan}}$: geplanter konstanter (z. B. produktionsunabhängiger) Energieverbrauch einer Periode [kWh],
- $w_{i\text{plan}}$: geplanter spezifischer Energieverbrauch eines bestimmten Produktes in einer oder mehreren Produktionsanlagen in einer Periode, [kWh/St, kWh/t],

F_{ist} : gesamte Ist-Produktionsmenge eines Produktes in einer Periode, [St, t] (Schieferdecker 2006).

Um die Veränderung der energiebezogenen Leistung in der Produktion aufgrund technischer Verbesserungen oder der Rationalisierung quantitativ darzustellen, wird die Differenz von E_{ist} und E_{soll} gebildet:

$$\Delta E_R = E_{ist} - E_{soll}$$

Mittels der Gegenüberstellung von E_{soll} und E_{plan} wird die Veränderung des Energieverbrauchs aufgrund reiner Mengenabweichungen der hergestellten Produkte bestimmt, ohne dass eine energiebezogene Verbesserung an den Anlagen oder Verfahren stattgefunden hat:

$$\Delta E_M = E_{soll} - E_{plan}$$

Hiermit ergibt sich für die gesamte Abweichung des Energieverbrauchs:

$$\Delta E_R + \Delta E_P = E_{ist} - E_{plan}$$

Für die Fälle, dass solche Abweichungen signifikant sind, sollen Reaktions-Szenarien ausgearbeitet werden, die die Bereitstellung von zusätzlichen Ressourcen bei Abhilfemaßnahmen regeln, sodass diese zeitnah ergriffen werden können.

Bei der Überwachung der energiebezogenen Leistung (siehe Abb. 5.19) soll ebenfalls die Fortschrittskontrolle der für die Umsetzung freigegebenen Maßnahmen, die für die laufende Periode geplant oder ggf. bereits in den vergangenen Perioden angestoßen worden sind, vorgenommen werden.

Im Rahmen des Energiemonitoring bieten sich die EnPIs als Hilfsmittel zur Überwachung von Betriebszuständen und energiebezogener Leistung von Energieumwandlungs- und -anwendungsanlagen an.

Beispiele für Aufgaben des Energiemonitorings sind:

- regelmäßige Messung von Energieverbräuchen
- Bezug der Verbräuche auf Produktionsgrößen um standardisierte Verbräuche zu erhalten
- Aufstellen von Soll-Vorgaben (z. B. Grenzwerten) zur Überwachung der Verbräuche
- regelmäßiger Vergleich der Verbräuche mit den Soll-Vorgaben
- Darstellung der Abweichung der Verbräuche von Soll-Vorgaben
- Entwickeln und Umsetzen von Gegenmaßnahmen, um Abweichungen zu korrigieren
- Überprüfen der Messstellen und -genauigkeiten

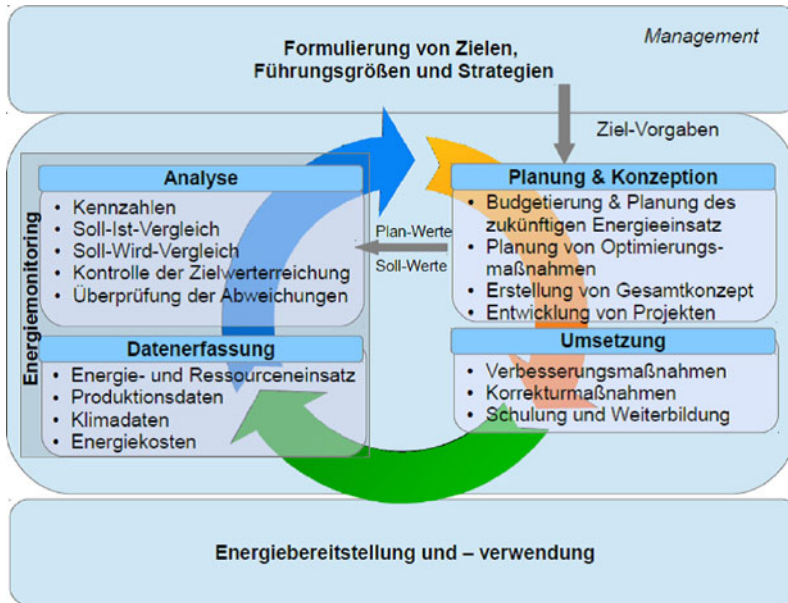


Abb. 5.19 Energiecontrolling-Prozess

Das Energiemonitoring ist die Betriebsebene des Energiedatenmanagementsystems. Damit unterstützt das Energiemonitoring die Erfüllung der Aufgaben des Energiecontrollings, das wiederum elementar in die Organisationsstruktur des Energiemanagements eingebettet ist.

5.6 Entwicklung eines Messkonzeptes

Das Messkonzept beinhaltet den Messaufbau (Abschn. 5.3) mit einer Beschreibung der Datenerfassung. Hier wird beschrieben, was genau gemessen wird (siehe Tab. 5.4).

Im Weiteren wird beschrieben, wie die Datenaufbereitung vorgenommen wird (Datenaufbereitung: Tab. 5.5) und was schließlich mit den Daten geschehen soll (Datenanalyse, Report: Tab. 5.6).

Es ist vorteilhaft, den Schritt Datenanalyse als ersten anzugeben, um „Top-Down“ – von den zu analysierenden Daten hin zum physikalischen Aufbau – zu kommen. So wird vermieden, dass zuerst der vergleichsweise aufwändige Schritt des Messaufbaus begonnen wird ohne die Zielsetzung der Datenanalyse formuliert zu haben (Turner und Doty 2013).

Voraussetzung zur Erstellung eines Messkonzeptes ist das Vorhandensein der Erfassung aller *relevanten* Daten für den betrachteten Bereich. Man empfiehlt hier, dass mindestens 80 % des Energieverbrauchs der zu erfassenden Bereiche den Energieverbrauchern zugeordnet sein sollen. Typisch ist, dass beispielsweise von 100 Verbrauchern 10–15 Hauptverbraucher schon 80 % des Gesamtverbrauches ausmachen (siehe Tab. 5.3–5.8).

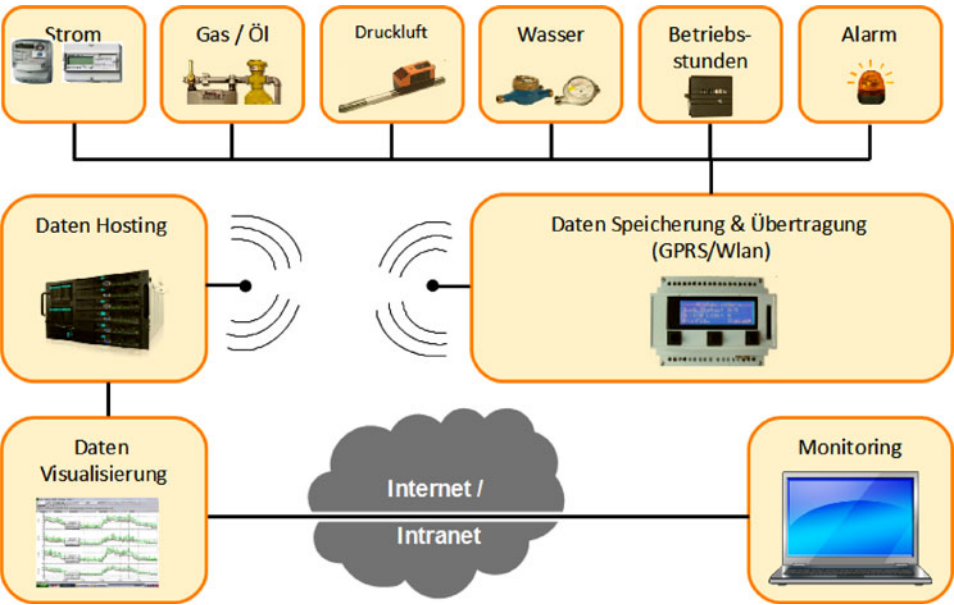


Abb. 5.20 Aufbau eines Energiedatenerfassungssystems

Tab. 5.3 Checkliste Auswahl EDMS, Feldebene – Zählerinfrastruktur

Zählertyp	Strom	Strom	Strom	Durchfluss	Wärmemenge	Temperatur
Zählerart	Dreiphasen-Wirkstrom	Einphasen-Wirkstrom	Blindstrom	Gas/Heizöl		
Anzahl Zähler	3	4	0	1	2	3
Stromwandler-Größe [A] ^a	250	2 × 50 2 × 100				
Anzahl Stromwandler	9	4	0			
Datenübertragungsprotokoll	Modbus-TCP	Modbus-TCP	-	Impuls	Impuls	Temperatur-Bus
Anzahl Funkverstärker (Repeater) ^b	0	2		1	1	1
Datenlogger	Logger 1	Logger 1	-	Logger 2	Logger 2	Logger 3

^a Ein Stromwandler im engeren Sinne ist kein Wandler, sondern ein spezieller Transformator zum Messen großer Wechselströme; ^b Verstärker zur Übertragung der Daten über große Entfernungen.

Tab. 5.4 Datenerfassung

Aufgabe	Erklärung	Beispiel
Intervall der Datenabfrage von z. B. Datenloggern	Wie häufig werden die Daten abgefragt?	Jährlich, wöchentlich, täglich alle 15 min
Übertragungshäufigkeit der Daten von Datenloggern an das EDM-System	Wie häufig werden die Daten vom Datenlogger an das EDM-System übertragen?	Täglich, wöchentlich
Art und Weise der Datenübertragung vom Datenlogger zum EDM-System	Wie werden Daten vom Datenlogger an das EDM-System übertragen?	Funk, WLAN, GPRS, Kabel
Datenvolumen	Abhängig vom Intervall der Datenabfrage, Paketgröße	30kB pro Tag → ca. 1 MB pro Monat
Genauigkeit der Daten	Angabe über die Genauigkeit der Datenzählergenauigkeit, Messungenauigkeiten	Datenpunkt Maschine x mit Stromzählergenauigkeit 3%
Ort des Messpunktes	Auf Übersichtsplan markieren	Messung von Maschine x in Unterverteilung y Messstelle z
Automatische Erstellung von Ableseaufträgen	Mitteilung per E-Mail oder SMS an zuständige Person zu definierten Zeiten versenden	Monatliche Zählerablesung
Ableseerinnerung per E-Mail	Erinnerung an Personenkreis zu definierten Zeitintervallen	E-Mail an Elektriker und Haustechniker mit Informationen zur Ablesung von Zählern
Überwachung der termingerechten Erfassung	E-Mail an Vorgesetzten bei nicht erfolgter Ablesung	
Tarife für jeweiligen Zähler	Die Tarife der Energielieferanten müssen den jeweiligen Zählern zugeordnet werden können	Beispiel Strom: Leistungspreis, Blindleistung, Arbeitspreis
Klimadaten (Temperatur)	Erfassung von externen Klimadaten	Z. B. Deutscher Wetterdienst (DWD)
Tagesmitteltemperatur		Erfassung über Temperatursensor
Manuelle Eingabe externer Daten und Werte		Hochladen eines Lastganges oder externer Temperaturwerte

Tab. 5.5 Datenaufbereitung

	Erklärung	Beispiel
Anforderungen an Auswertungssoftware:		
Art der Datenverarbeitung	Speicherung/Verarbeitung der Daten in eigenem/fremdem System	Hosting/Serversystem
Dauerhafte Speicherung aller Rohdaten	Alle Rohdaten müssen gespeichert werden und ständig abrufbar sein	Sicherung auf Serversystem oder Download auf lokales System
Datenbackup möglich		Erfolgt auf Hosting-Seite
OPC-serverfähig	Standardisierte Software-Schnittstelle, die den Datenaustausch zwischen Anwendungen unterschiedlicher Hersteller ermöglicht	
Downloadfähigkeit von Daten	Können alle Daten mit einem Kommando über einen beliebigen Zeitraum in lesbarer Form auf einen Rechner übertragen werden?	Beispiel: CSV-Datei für Zeitraum und alle Zähler
Alarmmanagement	Alarm bei Über-/Unterschreitung von Grenzwerten und Führung einer Liste mit bestimmten Vorkommnissen	E-Mail oder SMS bei Überschreitung eines definierten Grenzwertes, z. B. Maximum Leistung, Verbrauch größer als x kW während Betriebspause
Wartungsinformationen für EDM-Komponenten	Informationen innerhalb der Datenreihen, die Wartungsinformationen dokumentieren	Zählertausch, neue Datenpunkte, Softwareupdate etc.
Auswertung & Analyse:		
Ermittlung von Kennwerten	Berechnung von Kennwerten aus Datenreihen und Umrechnungsfaktoren	KWh/m ² oder kWh/Stück
Abrechnungskontrolle	Informationen zu Abrechnungs- und Vertragsdaten	Konditionen für Strom- und Gasvertrag, evtl. hinterlegte Vertragstexte, aktuelle Abrechnungsdaten vom Energieversorger
Exportieren der Daten aus dem EDM-System	Export von Datenreihen und Diagrammen in andere Programme	Z. B. per direktem Zugriff auf die Daten oder Text-Dateien (z. B. CSV-Datei)
Umrechnung der Datenreihen	Transformationen einer Datenreihe mit Parametern oder Skalierungsfaktoren	Von kWh in € auf Basis einer Kostentabelle
Verrechnung von Datenreihen	Formelbasierte Berechnung mit mehreren Datenreihen	Gasverbrauch temperaturkorrigiert
Zeitlicher Vergleich von Datenreihen	Wochen-, Monats-, und Jahresvergleich von Lastgängen	

Tab. 5.6 Datenanalyse, Report

Aufgabe	Erklärung	Beispiel
Generierung von unterschiedlichen Reports	unterschiedliche Reports z. B. für Energiemanager oder Top-Management	Energieübersicht und Kennzahlen für Energiebeauftragten, Finanzreport für Management
Automatische Generierung von Reports	Report wird im gewählten Turnus automatisch von Software erstellt	Monatlich wird ein Report nach Vorgabe generiert
Automatischer Versand der Reports	Report wird automatisch an eingetragene Personen im bestimmten Turnus versendet	Versand per E-Mail oder elektronische Ablage auf Intranet oder Firmenverzeichnis
Ausgabeformat eines Reports	Report kann in einem Dokumentenformat exportiert werden	Ausgabe in Word-, PDF-Format
Reports jederzeit abrufbar	Report kann auf „Knopfdruck“ erzeugt werden	Darstellung aktueller Daten und Kennzahlen
Anpassungsfähigkeit der Reports	Report kann geändert werden und ist nicht starr vorgegeben	Einfügen/Ausblenden bestimmter Kennzahlen und Diagramme
Exportieren/Übernahme in andere Programme	Export von Datenreihen und Diagrammen in andere Programme	Export in Excel mit CSV-Datei
Auflösungen ¼-h, Stunde, Tag, Woche, Monat, Geschäftsjahr und Kalenderjahr	Definition von verschiedenen Regeln für unterschiedliche Reports	Energiemanager-Report 1 mal pro Monat – Report für Top-Management 1 mal pro Jahr
Kosten auswerten		
Zeitlicher Vergleich von Datenreihen	Vergleich der Datenreihen mit Referenzwerten	Vergleich mit Vorjahreswerten
Emissionen auswerten	Darstellung von Emissionen (auch für unterschiedliche Bereiche) und der Emissionseinsparungen	CO ₂ -Ausstoß eines Werks oder CO ₂ -Einsparungen bedingt durch durchzuführende Maßnahmen
Zusammenfassung verschiedener Datenreihen in einer Grafik		z. B. Kosten Zähler A aus Gebäude 1 und Gesamt-CO ₂ -Emissionen Strom im Gebäude 2
Aggregation von Messpunkten	Summenbildung über Teilbereiche	z. B. nach Gebäude oder Kostenstellen

Tab. 5.7 Datensicherheit

Ausgabe	Erklärung	Beispiel
Benutzerverwaltung	Anlegen und Verwalten von Nutzern	
Zuweisung von Benutzerrechten/Zugriffsrechten (Autorisierung)	Verschiedene Nutzer haben unterschiedliche Zugriffsrechte: – Lesen von Strukturen, Verbrauchswerten, Kosten – Schreiben von Ablesungen, Rechnungen, Strukturen – Administrieren von Personen	Nicht jeder Nutzer kann alle Bereiche betrachten: Energiebeauftragte hat alle Rechte, Werksleiter auf Werksebene und allgemeine Bereiche eingeschränkten Zugriff, Controlling hat Zugriff auf allgemeine Bereiche wie z. B. Kennzahlen
Datenbank-Backups	Backups können in beliebigem Turnus automatisch durchgeführt werden	Wöchentliches Backup
Verschlüsselte Verbindung	Sichere Datenverbindung	https (verschlüsseltes Internet), vpn (in sich geschlossenes sicheres Netzwerk)
Mandantenfähigkeit	Zugang mehrerer Benutzer mit unterschiedlichen Rechten, Anlegen von Bereichen, in denen Objekte angelegt werden können. Dann Benutzer anlegen, der nur in bestimmten Objekten berechtigt ist.	Höher berechtigter Nutzer sieht alle Bereiche, Bereichszuständiger nur seinen eigenen Bereich und ggf. Übersicht zu anderen Bereichen.

Tab. 5.8 Support

Aufgabe	Erklärung	Beispiel
Verfügbarkeit	Erreichbarkeit des Services	
Service-Level	Die vertraglichen Leistungen (z. B. für Hilfeleistungen) des Dienstleisters, der das EDMS hosted	5 Tage pro Woche von 9 bis 16 Uhr zu 90% für Hilfen zur Bedienung erreichbar
Remote Login	Für Zugriffe von Außerhalb zugänglich. Bei extern gehostetem EDMS ist ein Zugang über Browser üblich und damit ein Remote-Zugang nicht erforderlich	
Welche Uptime der Server ist bei Fremddhosting gewährleistet?	Ausfallwahrscheinlichkeit und Wartezeiten, in denen das EDMS nicht verfügbar ist	Verfügbarkeit in 99% der Zeit
Wie sind die Garantieleistungen für die Hardware?	Es gibt über die Gewährleistung hinausgehende Zusagen – für die Funktionsfähigkeit und Zeitraum	
Kosten Schulung, Service, Installation	Schulung, Service und Installation sind meist begrenzt oder nicht in einem Leistungsangebot enthalten. Diese Kosten müssen bekannt sein.	Einführungsschulung, Schulung zu Funktionen, neuen Softwareversionen.

5.7 Praktische Hinweise für den Betrieb eines EDMS

Wie das gesamte Energiemanagementsystem sollte sich auch das Energiedatenmanagement in erster Linie an den strategischen und operativen Zielen orientieren und deren Erreichung unterstützen.

Zwei Hauptaspekte eines Energiedatenmanagements sind dabei zentral:

1. Erfassung der Daten relevanter Verbraucher und Prozesse
2. Energetische Gesamtübersicht

Die **relevanten Verbraucher** sind die, die beeinflussbar sind oder die überwacht werden sollen. Das Augenmerk liegt damit auf jenen Messungen, denen eine besondere Bedeutung zukommt: Das können zum Beispiel Anlagen sein, deren Energiebedarf von der Nutzung abhängt (z. B. optimaler Durchsatz oder Reduktion von Standby-Zeiten). Es können aber auch Kennzahlen bzw. Wirkungsgrade überwacht werden. Somit kann garantiert werden, dass Maschinen und Anlagen in den geplanten bzw. optimalen Betriebszuständen arbeiten.

Energetische Optimierungsmaßnahmen können damit zum einen mit einer soliden Datenbasis ermittelt werden. Zum anderen können die erreichten Einsparungen bereits umgesetzter Maßnahmen ermittelt und somit die Energieplanung überprüft werden. Auch eine Nachkontrolle, um weitere Optimierungen nach der Umsetzung von Maßnahmen vornehmen zu können, ist damit möglich (Betriebsoptimierung). So kann zum Beispiel bei der Erneuerung einer Lüftungsanlage eine Einsparung von 30 % aufgrund der effizienteren Antriebe erreicht werden. Zusätzlich kann aufgrund einer Anpassung der Leistung auf den tatsächlichen Lüftungsbedarf eine zusätzliche Einsparung um 10 % umgesetzt werden. Die Betriebsoptimierung birgt ein großes, oft nicht erkanntes Einsparpotenzial in sich!

Die **energetische Gesamtübersicht** sollte mindestens 80 % der Energieträger entweder durch ausreichend genaue Schätzung oder durch Messung der Verbrauchern zuzuordnen sein. In vielen Fällen sind nur wenige Hauptverbraucher zu erfassen, um über 80 % Anteil am gesamten Energiebedarf zu erhalten. Wichtig ist dabei insbesondere die Genauigkeit der Schätzung: Ist eine Schätzung so ungenau, dass die Gesamtübersicht nicht mehr gegeben ist, sollte eine Messung erfolgen (Bechtloff 2011; Eden und Gebhard 2014).

Eine energetische Gesamtübersicht ist die Voraussetzung für ein Energiemanagementsystem. Nur so ist eine Kontrolle des gesamten Energiebedarfs möglich – wie z. B. die Darstellung der Energieflüsse oder die Plausibilitätsprüfung.

Die Auswahl, ob ein Verbraucher messtechnisch erfasst wird, sollte sich danach richten, ob er entweder ein relevanter Verbraucher ist oder ob er zur energetischen Gesamtübersicht erforderlich ist. Es kommt nicht auf die Menge der erfassten Energiedaten an, sondern auf den Nutzen, den diese Daten bringen!

Vorgehensweise für den Betrieb:

1. Regelmäßige Prüfung durch verantwortliche Personen. Zeitintervall festlegen.
2. Zu prüfende Daten festlegen (z.B. Kennwerte, Lastgänge, Energiebedarf relevanter Verbraucher).
3. Plausibilität prüfen (Abweichungen von Soll-Werten, Summierung von Teilverbräuchen passend zu Gesamtverbrauch, nachvollziehbare Kennwerte).
4. Abweichungen (Kennzahlen, Wirkungsgrade, Soll-Verbräuche, Abweichungen von Prognosen etc.) und Ursachen ermitteln und dokumentieren.
5. Aktionen zur Behebung von Abweichungen einleiten (siehe Energieplanung, Aktionsplan, Abschn. 2.6).
6. Verbesserungspotenziale ermitteln
7. Aktionen zur Verbesserung einleiten (siehe Verbesserungswesen, Abschn. 2.2.3 und 2.8).
8. Ergebnis der Aktionen beobachten und Erfolge darstellen.

Entscheidend sind nicht die Technik und die Funktionalität des Energiedatenmanagements allein, sondern das Ergebnis der Aktionen zur Verbesserung der Energieleistung – und damit die Personen, die Potenziale erkennen und umsetzen! Allerdings ist das Energiedatenmanagement auch entscheidend, um Erfolge messbar zu machen. Damit ist das Energiedatenmanagement eines der wichtigsten Hilfsmittel im Energiemanagementsystem.

Literatur

- Bechtloff, J. (2011) *Messtechnik* (Auflage: 1.). Vogel Business Media.
- Eden, K. & Gebhard, H. (2014) *Dokumentation in der Mess- und Prüftechnik: Messen – Auswerten – Darstellen Protokolle – Berichte – Präsentationen* (Auflage: 2.). Springer Vieweg.
- Haag H. (2013) *Eine Methodik zur modellbasierten Planung und Bewertung der Energieeffizienz in der Produktion*. Fraunhofer Verlag
- Müller E., Engelmann J., Löffler T., Strauch J. und Jörg S. (2009) *Energieeffiziente Fabriken planen und betreiben* (German Edition). Springer, Heidelberg
- Pehnt M. (2010) *Energieeffizienz: Ein Lehr und Handbuch*. Springer, Heidelberg
- Posch W. (2011) *Ganzheitliches Energiemanagement für Industriebetriebe (Techno-ökonomische Forschung und Praxis)* (German Edition). Gabler Verlag, Wiesbaden
- Rager M. (2008) *Energieorientierte Produktionsplanung: Analyse, Konzeption und Umsetzung* (German Edition). Gabler Verlag
- Rudolph, M. und Wagner U. (2008) *Energieanwendungstechnik: Wege und Techniken zur effizienten Energienutzung (VDI-Buch)* (German Edition). Gabler Verlag

- Schieferdecker B (2006) (Hrsg) *Energiemanagement-Tools Anwendungen im Industrieunternehmen*. Springer, Heidelberg
- Turner, W. C., und Doty, S. (2013) *Energy Management Handbook. Industrial Engineering*. The Fairmont Press, Inc., Lilburn, GA 30047
- EN 15232: (2012) Energieeffizienz von Gebäuden – Einfluss von Gebäudeautomation und Gebäudemangement
- DIN EN ISO 50001: (2011) Anforderung mit der Anleitung zur Anwendung
- VDI 4600 (2012) Kumulierter Energieaufwand (KEA). Beuth Verlag, Berlin 2012; VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt

6.1 Einleitung

Energiemanagement wird in der Praxis entweder aus einer technischen oder einer organisatorischen Perspektive betrachtet.

Der technische Ansatz ist dabei sicherlich der Gebräuchlichste. Bei der technischen Sichtweise auf das Energiemanagement liegt der Fokus auf den Anlagen, die Energie verbrauchen. Es werden technische Maßnahmen ausgearbeitet und durch Änderungen und Neuerungen der Anlagen umgesetzt.

Der organisatorische Ansatz berücksichtigt stärker die Prozesse, Verfahren und Abläufe, die mit dem Themenfeld Energie zu tun haben. Hierzu gehören unter anderem der Energieeinkauf, die Instandhaltung und die Betriebsweise. Ebenso ist die Bewusstseinsentwicklung für Energieeffizienz und Ressourcenschutz, wie z. B. das Anhalten der Mitarbeiter das Licht bei Verlassen von Räumen auszuschalten, eher im organisatorischen Energiemanagement angesiedelt.

Ein Ansatz, der beide Sichtweisen in Verbindung bringt, ist das Contracting. Hierbei wird vor dem Hintergrund begrenzter verfügbarer Finanzmittel für Sanierungsmaßnahmen und fehlendem Know-how für eine energiesparende Betriebsweise die Einbindung eines spezialisierten Dienstleisters in die Energieversorgung des Unternehmens betrieben.

Dabei wird im Contracting zwischen vier grundlegenden Varianten unterschieden:

- Energieliefer-Contracting,
- Einspar-Contracting,
- Finanzierungs-Contracting,
- technisches Anlagenmanagement.

Wobei das Energieliefer- und das Einspar-Contracting die weitaus häufiger vorkommenden Arten des Contractings darstellen.

Beim Contracting wird generell eine Energiedienstleistung an einen spezialisierten Dienstleister, den Contractor durch einen Kunden, der hohe spezifische Nutzenergieverbräuche hat, den Contractingnehmer, vergeben.

Dabei sind die Einsatzbereiche für Contracting ebenso vielfältig, wie die vertraglichen Gestaltungsmöglichkeiten. Die wichtigsten Branchen, für die der Contracting-Ansatz eine reizvolle Lösung ihrer Energieversorgung darstellt sind:

- Kommunale und öffentliche Einrichtungen (Schulen, Kindergärten usw.),
- Krankenhäuser,
- Industrie- und Gewerbebetriebe mit hohen Nutzenergiebedarf,
- Wohngebiete mit Nahversorgungsnetz.

6.2 Energieliefer-Contracting

Bei einem Energieliefer-Contracting, auch Anlagen-Contracting, Nutzenergie-Lieferung, Wärmelieferung oder Energiecontracting genannt, übernimmt ein Energielieferant die Versorgung einer Liegenschaft mit der vom Nutzer benötigten Energie. Diese Lieferung kann die Energieformen Kälte, Wärme, Strom, Druckluft oder auch Licht umfassen.

Bei Energieliefer-Contracting-Projekten plant, finanziert und errichtet der Contractor (Auftragnehmer) die Energieerzeugungsanlage oder übernimmt eine vorhandene Anlage und trägt für die Dauer des Vertrages, in der Praxis 10 bis 15 Jahre, die volle Anlagenverantwortung. Das heißt ein spezialisierter Energiedienstleister führt den Betrieb, wartet die Anlage, setzt diese instand, kauft die Einsatzenergie ein und verkauft die Nutzenergie.

Ziel eines Energieliefer-Contractings ist es, die Wirtschaftlichkeit der Energielieferung durch Investitionseinsparungen, Finanzierungseinsparungen, Betriebsführungsentlastungen, Einkaufsvorteilen bei der benötigten Energie, Einkaufsvorteile für die zu nutzende Technik, die Risikoverlagerung auf einen spezialisierten Dienstleister und den Einsatz einer effektiven Regelungstechnik sowie einer bei öffentlichen Auftraggebern verbesserter Umlagemöglichkeit der Kosten für die Bereitstellung der Nutzenergie zu erhöhen.

Dabei gilt es, den minimalen Preis für die Lieferung fertiger Medien (Wärme, Kälte, Strom, Dampf) bei maximalem Kundenvorteil zu generieren.

Auch führt die Erneuerung der Lieferstrukturen und Nutzenergieerzeugung zu deutlichen Emissionsminderungen und ist daher auch im Umweltmanagement ein zu berücksichtigender Weg der Umweltschonung.

Die Refinanzierung der notwendigen Investitionen sichert der Dienstleister durch den Nutzenergieverkauf und Entgelte für die Anlagenbereitstellung und die Betriebsführung in vereinbarten Langzeitverträgen ab. Diese Zusammenarbeiten bestehen meist über einen Zeitraum von 10 bis 15 Jahren.

Anwendbar ist ein Energieliefer-Contracting sowohl in Bestandsbauten (Sanierung) oder beim Neubau von Gebäuden.

Ungeeignet ist dieses Modell generell für Investitionen, welche über den Markt nicht refinanzierbar sind, z. B. durch eine unverhältnismäßige Erhöhung der Umlagekosten auf den Quadratmeter Mietfläche.

6.2.1 Vorteile beim Energieliefer-Contracting

Die Vorteile, die sich durch ein Energieliefer-Contracting generieren lassen, sind sehr vielfältig. Dabei ist der größte Benefit die grundsätzlich möglichen Einsparungen in den Ausgaben für die Energiebereitstellung.

Weitere Vorteile für den Auftraggeber oder Contractingnehmer sind:

- Durch Emissionsverringerungen aufgrund neuester Technologien wird ein wichtiger Beitrag für den Schutz der Umwelt und des Klimas geleistet. Dies kann bei Nutzung im Marketing zu einem Imagegewinn führen.
- Auch wird durch die Installation des neuesten Standes der Technik und somit Beseitigung eines eventuellen Instandhaltungsstaus das Risiko eines Ausfalls der Energieerzeugung und in der Folge auch eines Ausfalls der Produktion minimiert.
- Durch die Auslagerung der gesamten Energieerzeugung stehen Finanzmittel aus Instandhaltungsrückstellungen für Investitionen an anderen Stellen, z. B. in Produktionsprozesse, zur Verfügung.
- Die Verantwortung für die Energieversorgung und damit verbunden die Bauherrenpflichten sowie die gesetzliche Betreiberverantwortung (siehe Abschn. 6.5.7) wird auf den Vertragspartner verlagert.
- Auch ergeben sich bilanzielle Vorteile, da die Anlagen je nach Vertragsgestaltung (siehe Abschn. 6.6) nicht mehr im eigenen Anlagevermögen geführt werden müssen.
- Oft werden fossile Ressourcen (insbesondere Öl und Gas) durch den Einsatz erneuerbarer Energien substituiert und somit geschont.
- Durch das Outsourcing an einen Spezialisten kann der Kunde sich stärker auf sein eigentliches Kerngeschäft konzentrieren.
- Durch die Erneuerung der Energietechnik werden der Wert der Immobilie sowie der Nutzungskomfort gesteigert.
- Wenn vertraglich Nutzerschulungen vereinbart wurden, kann vom Fachwissen, des Energiedienstleisters gelernt werden. Dies führt auch an Anlagen, die nicht Bestandteil des Contracting sind, sowie im Betrieb der Anlage nach Beendigung der vertraglichen Zusammenarbeit zu Vorteilen und einen Anstieg des unternehmensinternen Know-how.

6.3 Einspar-Contracting

Einspar-Contracting, oder Performance-Contracting genannt, basiert immer auf einem Vertrag, der die gewerkeübergreifende Optimierung der Gebäudetechnik und des Ge-

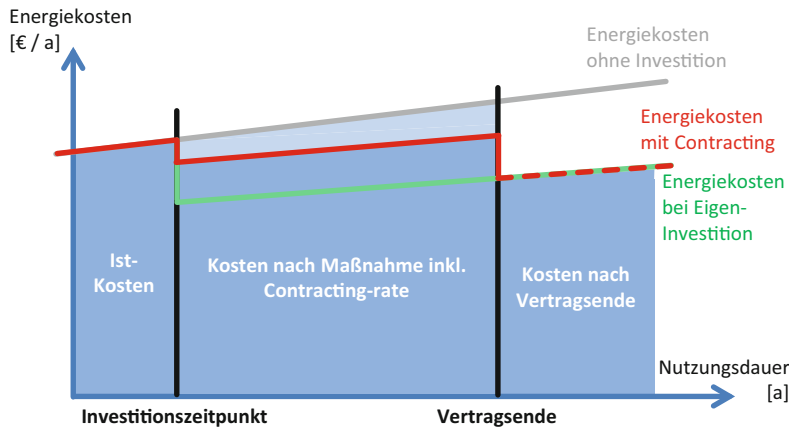


Abb. 6.1 Kostenverlauf im Einsparcontracting

bäudebetriebes durch einen Contractor auf Basis einer partnerschaftlich gestalteten Zusammenarbeit beinhaltet. Der Vertrag stützt sich auf eine werkvertragliche Leistung, bei der der Auftragnehmer das Risiko für den Erfolg, bzw. für die Erreichung der garantierten Energieeinsparung trägt. Die zu erbringende Investition durch den Contractor, die im Zusammenhang mit einer Energiesparmaßnahme steht, soll sich über die erzielten Einsparungserträge, d. h. aus seinem Anteil an den Einsparungen, der Contracting-Rate, im Laufe der Vertragsdauer refinanzieren. Einspar-Contracting wird meist bei Bestandsbauten angewendet, da bei Neubauten keine Vergleichswerte für eine Einsparungsgarantie vorliegen. Abbildung 6.1 stellt den Kostenverlauf während der Laufzeit eines Contracting dar.

Der Contractor ist der Anbieter der Contractingleistung. Seine Aufgaben bestehen in Beratung, Planung, Bau, Finanzierung und Betrieb der Anlagen innerhalb des vertraglichen Zeitraumes. Der Contracting-Nehmer ist Auftraggeber und meist auch Empfänger der Contractingleistung. Das heißt er ist auch der Eigentümer der zu beliefernden Liegenschaft und der dazugehörigen technischen Anlagen.

Bei einem Einspar-Contracting werden durch den Contractor nicht nur Energieerzeugungs-, sondern auch Energieverteilungs- und Energienutzungsanlagen sowie andere, für den Energieverbrauch des versorgten Gebäudes maßgebliche Bauteile geplant, finanziert, errichtet, betrieben und instand gehalten. Die Einbindung der Nutzer in ein zu erstellendes Energiekonzept und die Schulung der Nutzer sind regelmäßig Bestandteil der Leistung.

Ziel des Einspar-Contractings ist, die Wirtschaftlichkeit der Energiebereitstellung und -nutzung durch Verbrauchsreduktion, d. h. eine maximale Energie- und Kosteneinsparung unter Bezug auf eine Ausgangsbasis auf Grundlage der bisherigen Verbrauchsmengen und Energiekosten zu erhöhen.

Typisch ist ein Garantieverprechen des Contractors, das die geplanten Einsparungen auch über die gesamte Vertragsdauer erreicht werden. Der Contractor übernimmt dabei

die komplette Verantwortung für die Anlagentechnik mit Schwerpunkt auf die Mess- und Regeltechnik und die Gebäudeleittechnik. Bei einem Einsparcontracting ist die Einflussnahme des Nutzers auf den Erfolg des Projektes weitaus größer als beim einfachen Energieliefer-Contracting. Die Verträge sind je nach Umfang der Sanierungsmaßnahmen mittelfristiger ausgelegt mit Vertragsdauern bis zu 10 Jahren.

Die Refinanzierung der Maßnahmen sichert der Contractor über einen definierten Anteil an den Einsparungen ab.

6.3.1 Kostenverteilung und Beteiligung an den Einsparungen

Einer der kompliziertesten Bereiche im Contracting ist die Frage nach der Kostenverteilung und der Beteiligung an den erzielten Einsparungen.

Beim Einspar-Contracting schließt der Contractor in der Regel keinen Vertrag mit dem Energieversorgungsunternehmen. Daraus folgt, dass der Nutzer weiterhin eine Rechnung über die Energiekosten direkt von seinem bisherigen Versorger erhält. Nach der Sanierung fällt diese Rechnung um die vom Contractor garantierte Einsparungsquote niedriger aus als vor der Investition.

Die Abrechnung der Beteiligung des Contractors an den eingesparten Energiekosten, die Contracting-Rate, erfolgt nach dem Zusatzkostenprinzip. Das heißt der Contractor stellt am Ende des Jahres seine Vergütung dem Auftraggeber mit einer detaillierten Darstellung der von ihm erreichten gesamten Einsparungen in Rechnung.

Wie in Abb. 6.1 ersichtlich, wird dadurch während der Vertragsdauer, die reelle Einsparung an den Energiekosten durch die den Energiekosten des Auftraggebers zuzuschlagende Contracting-Rate geschmälert. Dieser Effekt endet mit Vertragsende. Erst danach steht die gesamte Einsparung zur Verfügung.

Der Contractor trägt die Kosten für den Betrieb der Anlagen, sowie die Instandhaltungsaufwendungen (Instandsetzung, Wartung und Inspektion). Diese Kosten und die Refinanzierung der Investition muss er mit seiner Beteiligung an den Einsparungen decken. Daher ist die Regelung der Einsparungsverteilung mit besonderer Sorgfalt zu vereinbaren. Will der Auftraggeber sofort von einer großen Einsparung profitieren, kann der Contractor eventuell seine Kosten nicht mehr in vollem Umfang abdecken. Dies führt dazu, dass der Contractor gezwungen ist, investive Maßnahmen aufzuschieben oder gar nicht durchzuführen, was einer Optimierung der technischen Anlagen entgegenwirkt. Auch verlängert sich die Vertragslaufzeit entsprechend, da der Contractor seine bisher getätigten Investitionen über die Vertragsdauer mit einer niedrigeren Beteiligung refinanzieren muss.

Ist von Seiten des Auftraggebers eine möglichst kurze Laufzeit gefordert, muss die Beteiligung des Contractors an den Einsparungen größer sein als die Beteiligung des Auftraggebers.

Es gibt auch Modelle in denen der Auftraggeber zu keinem Teil an den Einsparungen während der Vertragslaufzeit partizipiert. Dies führt zu einer sehr kurzen Vertragsdauer,

da dem Contractor die gesamten Einsparungen zur Deckung seiner Kosten und zur Refinanzierung der Investition zur Verfügung stehen.

Bestandteil der Beteiligungsregelung ist auch die Klärung der Ertragsverteilung für den Fall, dass der Contractor mehr Einsparungen generiert als vertraglich zugesichert. Dabei gibt es die Möglichkeit eines sogenannten Anreiz-Modells.

In diesem Modell wird der Contractor meist zu 80 % an den zusätzlichen Einsparungen beteiligt, um ihn zu einer dauerhaften und über die vertraglichen Vereinbarungen hinausgehenden Optimierung der technischen Anlagen zu motivieren. In diesem Fall empfiehlt sich, im Vertrag bzgl. der Laufzeit das First-Out-Modell zu vereinbaren (siehe Abschn. 6.3.3.5).

Am Ende der Vertragslaufzeit geht die gesamte Einsparung zu Gunsten des Auftraggebers. Dabei ist zu bedenken, dass ab diesem Zeitpunkt auch die Kosten für Betrieb und Instandhaltung sowie das volle Betreiberisiko von ihm zu tragen sind.

6.3.2 Allgemeines zum Erfolgsgarantie-Vertrag

Da es bisher für das Einspar-Contracting im Vergleich zur Variante des Energieliefer-Contracting, die allen Regeln der Energielieferung unterliegt, keine spezifischen gesetzlichen Regelungen gibt, kommt der Vertragsgestaltung im Zuge eines Projektes eine große Bedeutung zu.

Der Erfolgsgarantie-Vertrag regelt ein ganzes Bündel von Leistungsinhalten von der Maßnahmenplanung, über deren Realisierung bis zur Sicherstellung des Einsparergebnisses.

Die durch den Vertrag zu regelnden Leistungsinhalte beziehen sich auf die Investitionsmaßnahme, das Garantieverprechen, den Betrieb der technischen Anlagen und sonstige Leistungen, wie z. B. Nutzerschulungen.

Bei einem Erfolgsgarantie-Vertrag handelt es sich um einen Werkvertrag. Er muss somit den Regelungen der §§ 631 ff. Bürgerliches Gesetzbuch (BGB) entsprechen.

6.3.3 Wesentliche Vertragsbestandteile

6.3.3.1 Vertragspartner

Die Definition des Auftragnehmers bereitet keine Schwierigkeiten. Problematisch ist die Festlegung der Auftraggeberseite, wenn der Gebäudeeigentümer und der Gebäudenutzer nicht eine einheitliche Institution sind. Für diesen Fall gibt es einige Grundregeln, die zu beachten sind:

Der Gebäudenutzer, der auch bisher die Energiekosten bezahlt hat, gilt als Auftraggeber, da er auch für die Vergütung des Contractors aus der Contracting-Rate zuständig ist.

Die Einbindung des Gebäudeeigentümers kann über einen Vertragsbeitritt erfolgen.

Die Zustimmung des Liegenschaftseigentümers muss vorliegen, wenn der Nutzungsberechtigte oder Mieter einen Contracting-Vertrag abschließt. Dies hängt mit der Absicherung der Nutzungsrechte an der Anlage für den Contractor zusammen (siehe Abschn. 6.5.6.1).

6.3.3.2 Leistungen des Auftragnehmers

Diesem Vertragsbestandteil ist besondere Sorgfalt zu widmen, da insbesondere bei der Regelung der Vergütung auf die Leistungen des Auftragnehmers Bezug genommen wird.

Folgende Punkte sollten geregelt werden:

- Hauptleistung: Analyse, Planung und Umsetzung der Energiesparmaßnahmen, sowie die Garantie bezüglich der Energiekosteneinsparungen,
- Betrieb und Instandhaltung der neu eingebrachten, bzw. erneuerten Anlagen,
- Betrieb und Instandhaltung bestehender Anlagen als Eventual-Leistung,
- Schulungs- und Qualifikationsmaßnahmen, falls eigenes Personal in den Betrieb der Anlagen eingebunden werden soll,
- behördliche Genehmigungen,
- Entsorgung ausgebauter Anlagen.

6.3.3.3 Garantieverprechen des Auftragnehmers

Die Festlegung der Einspargarantie erfolgt in einem eigenen Paragraphen um deren Wichtigkeit hervorzuheben.

Dabei wird im Vorfeld geklärt, ob eine Verbrauchs- oder eine Kostensenkung garantiert werden soll.

Der Vertragspunkt enthält neben der prozentualen Erfolgsgarantie auch den Referenzwert, d. h. die sogenannte Baseline, als Verbrauchs- und Kostenwerte, gegliedert nach einzelnen Energieformen. Hier sollte um Nutzungsschwankungen zu glätten, ein Mittelwert über mindestens drei Jahre gewählt werden. Auch sind neben den Verbräuchen Witterungseinflüsse, Angaben zu Nutzung und weitere den Energieverbrauch maßgeblich beeinflussende Faktoren festzuschreiben. Diese werden in den jährlichen Nachweisen der erzielten Einsparung, die vom Contractor erstellt werden müssen, zur Bereinigung der Verbräuche und Kosten genutzt, um eine Benachteiligung oder Begünstigung einer der Vertragsparteien auszuschließen.

Des Weiteren bedarf es Regelungen zu Vertragsstrafen oder Zusatzvergütungen des Auftragnehmers bei Unterschreitung oder Übererfüllung der Einspargarantie. Hierbei ist zu beachten, dass insbesondere im Verlauf der ersten ein bis zwei Jahre des Projektes ein Unterschreiten der Garantien aufgrund von Anlaufschwierigkeiten und noch zu erledigender Regularbeiten an den Anlagen grundsätzlich auftreten kann. Darum ist zu empfehlen, die Möglichkeit zur Verrechnung von Unter- und Überschreitungen innerhalb der ersten Projektjahre zu vereinbaren.

6.3.3.4 Vergütung des Auftragnehmers

Wesentlicher Punkt dieser Regelung ist die Grundvergütung des Auftragnehmers, mit der die meisten Bestandteile der Leistungen durch den Contractor, inklusive der Refinanzierung der Investition, abgedeckt sind. Diese Grundvergütung wird auch als Contracting-Rate bezeichnet und ist der Anteil des Auftragnehmers an den durch ihn erzielten Einsparungen. Dieser Vertragspunkt bezieht sich im Wesentlichen auf die Regelungen der Auftragnehmerleistungen.

Je nach Schnittstellendefinition können hier auch Regelungen zur Vergütung zusätzlicher Leistungen, wie Instandhaltung nicht durch das Contracting unmittelbar betroffener Anlagen getroffen werden. Des Weiteren müssen an dieser Stelle weiterführende Regelungen zur Vergütung zusätzlicher Einsparungen und zu Leistungen des Auftragnehmers zur Tarifverbesserung geklärt werden.

6.3.3.5 Vertragsdauer

Es gibt im Contracting-Vertrag zwei Möglichkeiten, die Vertragsdauer zu gestalten:

- vorgegebene Laufzeit,
- First-Out-Modell.

Bei einer vorgegebenen Laufzeit endet der Vertrag mit dem vereinbarten Endzeitpunkt.

Bei der Variante des First-Out-Modells wird eine maximale Laufzeit vereinbart, gleichzeitig aber eine Regelung getroffen, dass der Vertrag früher endet, sollte der Contractor seine Investition bereits vor Vertragsablauf refinanziert haben. Diese Regelung bietet sich innerhalb des Anreiz-Modelles an (siehe Abschn. 6.3.1), damit der Contractor nicht die Einspargarantie künstlich nach unten rechnet, um durch regelmäßiges Überschreiten eine zusätzliche Vergütung zu erhalten. Ebenfalls ist diese Gestaltung der Vertragsdauer für ein Intracting (siehe Abschn. 6.4.1) empfehlenswert, da es innerhalb eines Unternehmens keinen Sinn macht, dass eine Unternehmenseinheit auf Kosten einer anderen Gewinn generiert.

Grundlage dieser Regelung ist die Vereinbarung, dass der Contractor im Zuge der jährlichen Berechnung der erzielten Einsparung, seinen Refinanzierungsstand offenlegt.

6.3.3.6 Eigentumsübergang

Vor allem in Bezug auf die Absicherung des Auftragnehmers und auf bilanztechnische, sowie haftungsrechtliche Fragen spielt die Regelung des Eigentumsübergangs eine entscheidende Rolle. Nach der gesetzlichen Regelung gehen Anlagen, die mit einem Gebäude fest verbunden werden in das Eigentum des Liegenschaftsbesitzers über. Somit verliert der Auftragnehmer seine Ansprüche auf die von ihm eingebrachten Anlagen. Allerdings besteht bei Anlagenteilen, die leicht wieder zu entfernen sind, die Möglichkeit eines nur vorübergehenden Einbaus, und somit eines Verbleibes im Eigentums des Auftragnehmers. Prinzipiell kann der Eigentumsübergang auf drei Arten geregelt werden (siehe auch Abschn. 6.5.6.1):

- Das Eigentum verbleibt, soweit gesetzlich möglich, im Eigentum des Contractors. Dies geht meist nur durch die Festlegung eines vorübergehenden Einbaus, wobei in diesem Fall dem eigentlichen Grundsatz des Contracting, dass der Auftraggeber nach Vertragssende die Anlagen weiter nutzt und diese in sein Eigentum übergehen, widersprochen wird.
- Das Eigentum geht sofort auf den Auftraggeber über. Diese Regelung ist rechtlich gesehen klarer als die Variante eines vorübergehenden Einbaus, allerdings mit der Problematik der fehlenden Sicherungsmöglichkeiten für den Auftragnehmer.
- Das Eigentum geht zu Vertragssende auf den Auftraggeber über. Bei dieser Variante ist zu beachten, dass die gesamte Umsatzsteuer, wie bei einem Mietkauf zu Vertragsbeginn abgeführt werden muss (siehe Abschn. 6.6.1.2).

6.4 Weitere Contracting-Arten

6.4.1 Intracting

Intracting bezeichnet die interne Abwicklung einer Contracting-Maßnahme, wobei der Contractor eine Organisationseinheit innerhalb des gleichen Unternehmens ist. Das heißt ein organisatorischer Bereich übernimmt als Dienstleister eine energietechnische Sanierungsmaßnahme für einen Auftraggeber aus dem eigenen Unternehmen.

Wie beim normalen Einspar-Contracting werden die Investitionskosten für die Sanierungsmaßnahmen durch die realisierten Energiekosteneinsparungen refinanziert.

6.4.2 Vergleich Intracting und Contracting

Der größte Vorteil des Contracting ist die Schonung des Finanzhaushaltes für den Contracting-Nehmer, da er die Investition nicht selbst finanzieren muss. Auch die Senkung der Betriebskosten durch Energiekosteneinsparungen und die Verlagerung von Instandhaltungsaufwendungen führen zu einer Freisetzung zusätzlicher Finanzmittel, bzw. zu einer Sicherung bestehenden Kapitals. Durch das Contracting wird das Risiko für den Betrieb technischer Anlagen ausgelagert und an einen Dienstleister abgegeben, der über das spezifische Know-how verfügt und eine ganzheitliche Energiedienstleistung anbietet.

Allerdings begibt sich der Contracting-Nehmer in eine starke Abhängigkeit über die Vertragslaufzeit. Durch Vertragslaufzeiten von 5–15 Jahren geht Flexibilität in der Änderung der Nutzung verloren, da in den meisten Contracting-Verträgen Regelungen zu Nutzungsänderungen und dementsprechende Preisänderungen getroffen werden. Größter Nachteil ist jedoch, dass die Einsparungen für den Contracting-Nehmer erst am Ende der Vertragslaufzeit in vollem Umfang wirksam werden.

Aufgrund der Nachteile des Contracting entscheiden sich einige Auftraggeber für eine Intracting-Lösung. Dafür müssen das entsprechende Wissen, die Ressourcen für Planung und Umsetzung, sowie das benötigte Kapital im Unternehmen zur Verfügung stehen.

Auch muss die Intracting-Lösung einem Wirtschaftlichkeitsvergleich mit einem Contracting im herkömmlichen Sinne standhalten.

Ist die Umsetzung in Eigenregie wirtschaftlicher, dann bietet sie Vorteile gegenüber der Contracting-Lösung.

Ein Vorteil des Intracting ist, dass sich der Auftraggeber in keine Abhängigkeit begeben und in der Auswahl der Energieversorgungsart freier ist, als bei einem Contracting. Er behält seine energietechnische Unabhängigkeit und profitiert innerhalb des Unternehmensverbundes sofort von den erzielten Einsparungen bei den Energiekosten.

Ein großer Nachteil des Intracting ist allerdings, dass neben der Investitionssumme auch das gesamte Risiko durch das Unternehmen selbst getragen werden muss. Meist ist auch die Effizienz einer externen Lösung höher, da bei der internen Umsetzung kein so spezialisiertes Wissen wie bei einem Contractor vorhanden ist.

Vorteil bei beiden Varianten, sowohl Intracting als auch Contracting, ist, dass die Immobilie durch eine sanierte Anlagentechnik aufgewertet und die Vermietbarkeit durch Senkung der Energiekosten gesteigert werden kann.

Das Dilemma bei energietechnischen Sanierungen zwischen der Energieoptimierung und den Nutzeranforderungen bleibt allerdings auch bei der Durchführung eines Intracting ebenso wie bei einem Contracting, eines der größten Probleme.

6.4.3 Finanzierungs-Contracting

Als Finanzierungs-Contracting werden Vorhaben bezeichnet, bei denen der Contractor eine für die Energieversorgung eines Gebäudes eingesetzte Anlage plant, finanziert und errichtet. Die Betriebs- und Instandhaltungsverantwortung liegt anders als beim Energieliefer- und Einspar-Contracting beim Nutzer bzw. Immobilieneigentümer.

Die Wirtschaftlichkeit eines solchen Projektes ergibt sich durch die Investitionsentlastung und Optimierungen sowie der gezielten Konzentration auf einen optimalen Anlagenbau, da die Höhe der Investitionskosten eine geringere Rolle spielen als bei normalen Investitionsentscheidungen.

Ziel ist es, durch entsprechende Auswahl des Contractors und Optimierung des Verhältnisses zwischen Investitionshöhe und Vertragslaufzeit die Contractingrate für die Anlagenbereitstellung zu minimieren.

Typischerweise erfolgt im Rahmen des Finanzierungscontracting keine Betriebsführung, kein laufendes Energiemanagement und keine Risikoverlagerung auf den bzw. durch den Contractor innerhalb der meist langfristigen Verträgen.

Die Refinanzierung erfolgt aus dem Entgelt für die Anlagenbereitstellung.

6.4.4 Technisches Anlagenmanagement

Eine manchmal als Betriebsführungs-Contracting bezeichnete und deshalb hier erörterte Leistung ist das technische Anlagenmanagement oder technische Facility Management. Es beschränkt sich darauf, dass der Unternehmer für den Anlageneigentümer Aufgaben wie das Bedienen, Überwachen, Reparieren und Instandhalten von Energieanlagen übernimmt.

Die Wirtschaftlichkeit im Betrieb wird durch technische Optimierungen aufgrund der Professionalität des Betreibers gewonnen. Hierbei wird an den Contractor vergeben, der in der Ausschreibung die geringste Betreiberpauschale anbietet.

Es wird meist die Komplettverantwortung für abgrenzbare Gewerke und den Betrieb peripherer Anlagen auch unter Einschluss nicht energietechnischer Anlagen in Kurzfristverträge (1–5 Jahre) vergeben.

6.5 Rechtliche Aspekte

Im deutschen Recht gibt es für Contracting keine spezifischen Gesetze, Verordnungen, Erlässe oder Ähnliches. Die Rechtsgrundlage im Contracting ist immer der Contracting-Vertrag, der mit seinen individuellen Vereinbarungen auf bestehende gesetzliche Strukturen trifft.

Damit die vertraglichen Regelungen rechtskonform sind, ist es wichtig, sich im Zuge einer Contracting-Maßnahme über die bestehende Gesetzeslage zu informieren.

Daher werden in diesem Kapitel die wichtigsten geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen dargestellt.

6.5.1 DIN 8930 Teil 5 Contracting

Eine wichtige Grundlage für eine Contracting-Maßnahme ist die DIN 8930-5:2003-11 „Kälteanlagen und Wärmepumpen – Terminologie – Teil 5: Contracting“, da mit ihr eine Vereinheitlichung der Definitionen im Contracting erreicht wurde. In der 2003 erschiene-
nen Norm sind die Begriffe Contracting, Contractor, Contracting-Nehmer sowie die hier vorgestellten vier Varianten des Contracting definiert.

DIN-Normen haben keine rechtsverbindliche Wirkung, sie gelten aber bei gerichtlichen Entscheidungen als anerkannter Stand der Technik.

6.5.2 Verdingungsordnung für Leistungen (VOL)

Die VOL kommt im Rahmen eines Contractings nur zur Anwendung, wenn Dienstleistungen, wie zum Beispiel die Wärmelieferung erbracht werden. Bei Ausschreibungen

durch öffentliche Auftraggeber ist die VOL verbindlich. Unternehmen können diese als Ausschreibungsgrundlage verwenden, was auch in den meisten von Contractoren und Verbänden genutzten Musterverträge der Fall ist.

6.5.3 Vergabe- und Vertragsordnung für Bauleistungen (VOB)

Die VOB ist immer eine rechtliche Grundlage, wenn sie bei Bauleistungen vertraglich vereinbart wurde. Für Auftraggeber der öffentlichen Hand ist diese Vereinbarung analog der VOL Pflicht. Private Auftraggeber können sie als bereitliegende Vertragsordnung annehmen. Die VOB versucht die Lücken zu schließen, die das BGB im Werkvertragsrecht lässt und spezialisiert sich auf Bauverträge.

6.5.4 Energieeinsparverordnung (EnEV)

Die EnEV beinhaltet Verpflichtungen und Anforderungen an die energetische Qualität von Gebäuden und gebäudetechnische Anlagen und gibt Höchstwerte für den Jahres-Primärenergiebedarf und die spezifischen Transmissionswärmeverluste sowie für Wirkungsgrade der Anlagentechnik vor.

Aus der EnEV ergibt sich auch bei Neu- oder Umbauten eine Investitionspflicht in neue Anlagentechnik und die Gebäudesubstanz.

6.5.5 Verordnung über die Allgemeinen Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV)

Die AVBFernwärmeV regelt die allgemeinen Bedingungen für die Lieferung von Fernwärme. Besonders relevant für das Contracting ist, dass die Vertragslaufzeit maximal 10 Jahre betragen darf. Allerdings besteht beim Contracting im Einzelfall Prüfungsbedarf, ob die AVBFernwärmeV als Rechtsgrundlage verbindlich ist.

6.5.6 Bestimmungen des Bürgerlichen Gesetzbuches (BGB)

6.5.6.1 Eigentumsrecht

Der Contractor verliert bei einer Contracting-Maßnahme das Eigentum an der Anlage. Da sie mit dem Gebäude fest verbunden wird, geht sie gemäß § 94 in Verbindung mit § 946 BGB in das Eigentum des Immobilieneigentümers über. Durch diesen Umstand muss der Contractor sich absichern:

- Die Anlage wird Scheinbestandteil nach § 95 BGB, d.h. sie wird nur für einen vorübergehenden Zweck eingebaut. Dies ist problematisch, da es dem Grundprinzip des Contractings, nämlich der Weiternutzung der Anlagen durch den Contracting-Nehmer nach Ablauf der Vertragslaufzeit, widerspricht.
- Dem Contractor werden Dienstbarkeiten nach § 1090 im Grundbuch eingetragen. Damit ist sein Recht zum Bau und Betrieb der Anlagen abgesichert.
- Bei beiden Varianten bleibt der Contractor Eigentümer der Anlagen. Damit hat der Contractor auch bei Verkauf, Vererbung oder Zwangsvollstreckung der Immobilie Sicherungs- und Zugriffsmöglichkeiten.

6.5.6.2 Mietrecht

Bei Contracting-Maßnahmen, die ein bestehendes Mietverhältnis berühren, müssen die Regelungen des Mietrechts nach BGB sowie die geltenden Mietverträge beachtet werden. Für den Vermieter ergibt sich beim Energieliefer-Contracting das Problem, dass er bei einem kalkulierten Wärmepreis des Contractors bei der Abrechnung den Mietern gegenüber nicht ohne weiteres zwischen Instandhaltungs-, Investitionskosten und Verbrauchskosten unterscheiden kann. Dies führt dazu, dass bei gleich bleibender Grundmiete und vollständiger Umlage des Wärmepreises, der Mieter zweimal für die Instandhaltungs- und Investitionskosten aufkommt. Solch eine Verfahrensweise wurde aber im Urteil des Bundesgerichtshofes zur Umlagefähigkeit von Contracting (Az. VIII ZR 54/04), abrufbar unter www.bundesgerichtshof.de, ausdrücklich untersagt.

Des Weiteren muss bei Mietverhältnissen die Betriebskostenverordnung, bzw. bei Alt-Verträgen die Zweite Berechnungsverordnung, beachtet werden.

6.5.6.3 Werkvertragsrecht

Der Werkvertrag nach § 631 BGB verpflichtet den Unternehmer zur Herstellung des versprochenen Werkes. Dadurch stellt das BGB den Erfolg der Leistung in den Vordergrund. Auf das Contracting bezogen bedeutet dies, dass der Contractor beim Einspar-Modell durch seine Einspargarantie in die Erfolgshaftung genommen wird. Somit trägt er das volle Risiko für die energietechnische Optimierung der Maßnahme und damit für die Erreichung der vereinbarten Einsparungen.

6.5.7 Regelungen zur Betreiberverantwortung

Vor allem im Facility Management spielt die Betreiberverantwortung eine große Rolle. Dabei ist sie als ein Überbegriff anzusehen und beinhaltet neben gesetzlichen Betreiberpflichten, auch das Risiko der Pflichtverletzung sowie des Verschuldens und daraus resultierend die Gefahr möglicher Rechtsfolgen für Unternehmen und Personen. Wichtige Gesetze und Richtlinien sind vor allem die Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) und die GEFMA Richtlinie 190 „Betreiberverantwortung im Facility Management“. Die Betreiberverantwortung kann durch Delegation innerhalb eines Unternehmens oder an ex-

terne Dritte weitergegeben werden. Dabei können einzelne Pflichten oder die vollständige Betriebsführung übertragen werden. Damit tritt der Beauftragte nach § 9 Absatz 2 des Gesetzes über Ordnungswidrigkeiten auch in die Haftung ein.

6.6 Bilanzierung

Während sich im öffentlichen Bereich bereits eine überschaubare Anzahl von Finanzierungsmodellen herausgebildet hat, gibt es im privatwirtschaftlichen Bereich einen sehr umfangreichen Pool an Möglichkeiten.

Innerhalb dieser Vielzahl können zwei Kategorien unterschieden werden:

- Bilanzierung der Anlagen beim Contracting-Nehmer,
- Bilanzierung der Anlagen beim Contractor.

Nachfolgend soll auf beide Kategorien mit ihren jeweiligen Modellen näher eingegangen werden.

6.6.1 Bilanzierung beim Contracting-Nehmer

6.6.1.1 Forfaitierungs-Modell

Bei diesem Sachverhalt wird der Contracting-Nehmer, soweit er auch der Eigentümer der Liegenschaft ist, gemäß Eigentumsrecht nach BGB sofortiger Eigentümer der installierten Anlagen und Systeme. Der Contractor finanziert seine Investition hauptsächlich über Forfaitierung, d. h. er verkauft seine Forderungen, die er gegenüber dem Contracting-Nehmer hat, an ein Finanzierungsunternehmen. Der Forderungsverkauf wird dabei auf die Forderungen beschränkt, die zur reinen Refinanzierung benötigt werden. Der Contracting-Nehmer erklärt gegenüber dem finanzierenden Institut sein Einredeverzicht, d. h. dass er Minderungsansprüche nur dem Contractor gegenüber geltend macht. Als Voraussetzung hierfür fordert er vom Contractor eine Bankbürgschaft zur Absicherung des Einsparrisikos.

6.6.1.2 Mietkauf

Das Eigentum geht sofort auf den Contracting-Nehmer über. Dieser zahlt eine vereinbarte Rate an den Contractor über die Vertragslaufzeit. Wichtig ist hierbei, dass die gesamte Mehrwertsteuer, die im Kaufpreis enthalten ist, zu Vertragsbeginn abgeführt werden muss.

6.6.1.3 Eigenfinanzierung

Sind beim Contracting-Nehmer die finanziellen Mittel vorhanden, kann dieser die Maßnahme selbst finanzieren. Diese Selbstfinanzierung hat keine Auswirkungen auf das Einsparversprechen des Contractors. Der Vertrag entspricht dem eines technischen Anla-

genmanagement, ergänzt um eine garantierte Energiekostensenkung und die Planung der Sanierungsmaßnahme.

6.6.1.4 Veräußerung der Nutzungsrechte an den Anlagen

Der Contractor erwirbt über ein Pachtmodell mit Ratenzahlungen, oder durch eine Einmalzahlung, die Nutzungsrechte an den betreffenden Anlagen. Dies bietet sich an, wenn bereits vorhandene Anlagen in ein Contracting integriert werden sollen, oder ein Eigentumsübergang nicht möglich oder unerwünscht ist.

6.6.2 Bilanzierung der Anlagen beim Contractor

6.6.2.1 Leasing

Bei einem Leasingvertrag bleiben das zivilrechtliche Eigentum nach BGB und das wirtschaftliche Eigentum an den Anlagen beim Leasinggeber. Das heißt, dass der Leasingnehmer, im Falle des Contracting auch der Contracting-Nehmer, die Anlagen nicht in seiner Bilanz aufführen muss. Wichtig bei der Anwendung eines klassischen Leasingmodells ist, dass die Vorgaben der Leasingerlasse berücksichtigt werden, da sonst ein reiner Mietkauf (siehe Abschn. 6.6.1.2) mit allen Auswirkungen auf die Bilanzierung vorliegt. Dies gilt vor allem für die Anforderungen des International Account Standard (IAS), insbesondere des IAS 17, dessen Anforderungen in Bereich Leasing strenger sind als das deutsche Handelsrecht.

6.6.2.2 Sonderformen

Je nach Umfang des Projektes sind auch Sonderformen der Finanzierung, zum Beispiel eine Objektgesellschaft möglich. Allerdings müssen im Vorfeld alle Details bezüglich der rechtlichen und steuerlichen Rahmenbedingungen geklärt werden.

Glossar

Akkreditierung: Zulassung einer Stelle zur Durchführung von Zertifizierungen durch eine zentrale Organisation.

Zum Beispiel Die Deutsche Akkreditierungs-Stelle (DakkS) ist für die Zulassung von Zertifizierungsgesellschaften in Deutschland für Managementsysteme nach ISO 50001 als Akkreditierungsstelle zuständig. Nur Zertifizierungsgesellschaften, die von der DakkS akkreditiert sind, dürfen Zertifikate ausgeben.

Aktionsplan: In einem Aktionsplan werden geplante Maßnahmen für die Erreichung der operativen Energieziele mit Definition der Verantwortlichkeiten, der Mittel und der Budgets, des Zeitrahmens sowie der Methoden zur Messung des IST-Standes vor und nach der Umsetzung und zur Prüfung, ob die geplanten Ergebnisse erreicht wurden, festgelegt. Zum Beispiel Planliste in Excel mit Darstellung der konkretisierten Maßnahmen, der geplanten Einsparungen, dem verantwortlichen Bereich, den geplanten Kosten, dem Fertigstellungstermin und der Messmethode.

Anwendungsbereich: Dieser bezeichnet, auf welche Unternehmensteile, Standorte und Anlagen das Managementsystem angewendet wird. Der Anwendungsbereich wird dabei durch eindeutige Grenzen definiert.

Zum Beispiel Das Energiemanagementsystem gilt für den gesamten Produktionsstandort inkl. Verwaltung und Lager sowie aller dazugehöriger technischer Anlagen. Der Transport innerhalb des Werkgeländes sowie der Bereich Logistik (Versand von Gütern und Transport zugekaufter Waren) werden hierbei ausgeschlossen.

Audit: Prüfung eines festgelegten Bereiches auf die Einhaltung vorher definierter Anforderungen.

Zum Beispiel Prüfung der Abläufe in der Instandhaltung auf Einhaltung der festgelegten Standards zur Aufrechterhaltung der Energieeffizienz.

Auditkriterien: Für ein Audit definierte Anforderungen gegen welche geprüft wird. Zum Beispiel Die Anforderungen der Norm ISO 50001.

Auditobjekt: Der Bereich oder Prozess, der in einem Audit auf die Einhaltung der Anforderungen geprüft wird.

Zum Beispiel Eine bestimmte Abteilung oder ein bestimmter Produktionsschritt.

Aufzeichnung: Diese bezeichnet ein Schriftstück oder sonst ein Medium, mit dem der Nachweis erbracht wird, dass festgelegte Vorgaben erfüllt werden. Eine Aufzeichnung ist unveränderlich, da sie als Beweis für die Anforderungskonformität gilt.

Zum Beispiel Das Messprotokoll des Schornsteinfegers über die Abgasverluste der Heizungsanlage.

Deming-Regelkreis: PDCA-Zyklus bestehend aus den Phasen Planung (plan), Durchführung (do), Überprüfung (check) und Korrekturen (act). Entwickelt durch William Edwards Deming.

Zum Beispiel Planung operativer Ziele, Durchführung der Maßnahmen, Prüfung der Zielerreichung, Einleitung von Korrekturmaßnahmen bei Abweichungen und Berücksichtigung der Erfahrungen bei der Festlegung neuer Ziele.

Dokument: Schriftstück oder sonst ein Medium, das Vorgaben zu bestimmten Tätigkeiten, Verfahren oder Prozessen macht. Ein Dokument kann angepasst werden, ist also veränderlich. Wird ein Vorgabedokument, z. B. ein Blanko-Messprotokoll, ausgefüllt, wird es zu einer Aufzeichnung.

Zum Beispiel Die Vorlage für die Durchführung von Messungen in der die jeweiligen Messpunkte und zu erfassenden Messwerte definiert sind.

Energie: Physikalisch ist Energie jegliches Medium zur Verrichtung von Arbeit. Im allgemeinen Sprachgebrauch werden unterschiedlichste Energieformen und Energieträger als Energie bezeichnet.

Zum Beispiel Elektrizität, Wärme, verschiedene Brennstoffe, Dampf, Druckluft und erneuerbare Energien.

Energetische Ausgangsbasis: Vergleichswert für die Betrachtung der Entwicklung des Energieverbrauches und der Energieeffizienz in Bezug auf einen festgelegten Zeitraum. Die Ausgangsbasis kann normiert werden durch z. B. die Bereinigung um Witterungseinflüsse auf Basis von Gradtagszahlen (siehe Abschn. 2.6.3).

Zum Beispiel Ein bestimmtes Kalenderjahr.

Energetische Ausgangsbasis: Die energetische Ausgangsbasis wird durch einen qualitativen Referenzpunkt dargestellt, welcher für Vergleiche der energiebezogenen Leistung herangezogen wird. Dabei bezieht sich die energetische Ausgangsbasis auf einen festgelegten Zeitraum. Sie kann ebenfalls genutzt werden, um mögliche Energieeinsparungen zu berechnen und nach der Maßnahmenrealisierung nachzuweisen. Die energetische Ausgangsbasis kann normiert werden, indem den Energieeinsatz beeinflussende Variablen (Produktionsmenge, Temperaturen etc.) entsprechend berücksichtigt werden.

Energieaspekt: Bestandteile der Tätigkeiten, Produkte oder Dienstleistungen einer Organisation, die Auswirkungen auf die Energienutzung oder den Energieverbrauch haben

Energiebezogene Leistung: Diese beinhaltet den messbaren Energieverbrauch, die Energieeffizienz und den Energieeinsatz.

Zum Beispiel Aussage über den Gesamtverbrauch Strom und Wärme des Unternehmens in Verbindung mit Kennzahlen zur Effizienz wie z. B. eingesetzte Energie je produzierter Einheit und einer Darstellung in welchen Bereichen die eingekaufte oder selbstproduzierte Energie hauptsächlich genutzt wird.

Energiedienstleistung: Alle mit der Energieversorgung und der Nutzung von Energie zusammenhängenden Tätigkeiten.

Zum Beispiel Die Drucklufterzeugung.

Energieeffizienz: Verhältnis zwischen der verrichteten Arbeit und der dafür eingesetzten Energie.

Zum Beispiel Stromverbrauch für Maschine X in kWh je produzierter Einheit oder eingesetzte Menge Öl je produzierter Menge Wärme.

Energieeinsatz: Wie und wo wird die Energie angewendet?

Zum Beispiel Erdgas für die Wärmeerzeugung, Strom für Beleuchtung, Druckluft für Produktion.

Energiefaktor: Quantifizierbare und reproduzierbare Einflussgröße auf den Energieverbrauch.

Energieleistungskennzahl (EnPI): Dies ist eine durch das Unternehmen definierte Kennzahl, die eine Aussage über die spezifische energiebezogene Leistung zulässt. Die Abkürzung EnPI kommt von der englischsprachigen Bezeichnung energy performance indicator (EnPI).

Zum Beispiel In einem Handelsunternehmen die Kennzahl Stromverbrauch für Beleuchtung bezogen auf die Verkaufsfläche in kWh/m² oder Kennzahlen zur Energieeffizienz einzelner Anlagen.

Energiemanagement-Beauftragter (EnMB): Der EnMB ist ein durch die Geschäftsführung benannter Mitarbeiter, der für die Umsetzung des EnMS und seiner Bestandteile sowie für die Berichterstattung an die Geschäftsführung verantwortlich ist (siehe Abschn. 2.4.2).

Energiemanagementsystem (EnMS): Alle Elemente, Prozesse und Verfahren sowie deren Zusammenhang, die für die Einführung einer Energiepolitik, zur Umsetzung der gesetzten Energieziele und zur Bewertung der energiebezogenen Leistung benötigt werden.

Zum Beispiel Gesamtheit aller in der ISO 50001 geforderten Verfahren und Ergebnisse.

Energiemanagement-Team: Personenkreis, der für die Umsetzung des Energiemanagementsystems und die Erreichung der Energieziele verantwortlich ist.

Zum Beispiel Der Energiemanagementbeauftragte und seine Mitarbeiter.

Energiepolitik: Formale Aussage der Leitung des Unternehmens über ihre Absichten und die Ausrichtung des Unternehmens hinsichtlich der energiebezogenen Leistung.

Für ein konkretes Beispiel siehe Abschn. 2.5.

Energieverbrauch: Eingesetzte Energie je Zeitintervall.

Zum Beispiel Stromverbrauch in kWh pro Jahr.

Energieziel (strategisch): Übergeordnetes Ziel bzgl. der Erreichung festgelegter messbarer Ergebnisse in Bezug auf Energieverbrauch oder Energieeffizienz in Übereinstimmung mit der Energiepolitik.

Zum Beispiel Reduzierung des Gesamtstromverbrauches um 25 % im Vergleich zum Basisjahr innerhalb der nächsten 3 Jahre.

Energieziel (operativ): Detaillierung der strategischen Ziele in den einzelnen Geschäftsfeldern in Einzelzielen, die zur Erreichung der strategischen Ziele beitragen.

Zum Beispiel Reduzierung des Stromverbrauches für Beleuchtung in der Produktion um 15 % binnen einen Jahres.

Grenzen: Räumlicher, technischer oder organisatorischer Rahmen des Anwendungsbereiches. Mit den Grenzen wird der festgelegte Anwendungsbereich detaillierter definiert. Zum Beispiel Die Grenze des Anwendungsbereiches im Bereich Transport liegt bei der Übergabe der Waren an den Spediteur. Das heißt werksinterner Transport von Produktion zu Lager wird berücksichtigt, Transport durch den Spediteur ab Lager ist nicht mehr Bestandteil des Systems. Somit fließen nur die Energieverbräuche aus internen Transporten in das System mit ein.

Instandhaltung: Die Instandhaltung beinhaltet gemäß DIN 31051 Maßnahmen zur Bewahrung und Wiederherstellung des Soll-Zustandes (Wartung und Instandsetzung) sowie zur Feststellung und Beurteilung des Ist-Zustandes (Inspektion) von technischen Mitteln eines Systems.

Internes Audit: Prüfung des Systems oder einzelner Prozesse, ob festgelegte Anforderungen erfüllt werden. Durchführung mit unternehmenseigenem oder durch das Unternehmen beauftragtem Personal.

Zum Beispiel Prüfung durch den EnMB, ob alle definierten Verfahren in Bezug auf die energiebezogene Leistung in der Produktion umgesetzt werden.

Interessierter Kreis: Personen oder Unternehmen, die von den Festlegungen des Energiemanagementsystems betroffen sind, da sie Einfluss auf die energiebezogene Leistung des Unternehmens haben oder Informationen über diese benötigen.

Zum Beispiel Die Wartungsfirma für die Heizungsanlage oder der externe Sicherheitsdienst, da dieser für das Abschalten der Hauptbeleuchtung nach Rundgängen zuständig ist.

Kontinuierliche Verbesserung: Sich wiederholender Prozess zur Senkung des Energieverbrauches und/oder der Steigerung der Energieeffizienz sowie zur Verbesserung des EnMS.

Zum Beispiel Regelmäßige Prüfung der Zielerreichung und Festlegung neuer Ziele.

Korrektur: Beseitigung eines bereits aufgetretenen Fehlers oder einer Abweichung von den gesetzten Anforderungen.

Zum Beispiel Verschließen einer aufgetretenen Leckage im Druckluftnetz.

Korrekturmaßnahme: Beseitigung der Ursache eines bereits aufgetretenen Fehlers oder einer Abweichung von den gesetzten Anforderungen.

Zum Beispiel Ummantelung der Druckluftleitungen an der Stelle der versiegelten Leckage zum Schutz vor erneuten Beschädigungen.

Nichtkonformität: Abweichung von festgelegten Anforderungen.

Zum Beispiel Nichterfüllung der Anforderung der ISO 50001, eine Energiepolitik aufzustellen.

Organisation: Jegliche Art von Unternehmen, Verein, Betrieb, Behörde oder Institution. Die ISO nutzt diesen Begriff, um eine allgemeine Umsetzung der Norm zu gewährleisten.

Prozess: Ablauf von in Wechselbeziehung stehenden Tätigkeiten zur Erreichung eines festgelegten Ergebnisses unter Einsatz definierter Eingaben. Ein Prozess kann sich je nach Komplexität aus mehreren Verfahren zusammen setzen.

Zum Beispiel Der Prozess des Energieeinkaufs mit den Verfahren Hochrechnung der benötigten Energiemengen, Ausschreibung, Verhandlung mit Anbietern, Vertragsabschluss, Überwachung der Mengen im Verbrauchsjahr und eventueller Nachbeschaffung bzw. Nachverhandlung.

Top-Management: Oberste Führungsebene des Unternehmens.

Zum Beispiel Geschäftsführung.

Validierung: Bei der Validierung wird ein Prozess, Produkt oder eine Dienstleistung auf seine oder ihre Fähigkeit untersucht, einen definierten Zweck zu erreichen.

Zum Beispiel Wird der neue Farbton für die Lackierung den Kunden gefallen? Ist der Prozess der energetischen Bewertung geeignet, die wesentlichen Energieverbraucher zu identifizieren?

Verifizierung: Bei der Verifizierung wird ein Prozess, Produkt oder eine Dienstleistung auf die Einhaltung definierter Kriterien untersucht.

Zum Beispiel Stimmt der neue Farbton in der Lackierung mit den Vorgaben der Designer überein? Entspricht der Prozess der energetischen Bewertung den Anforderungen der ISO 50001?

Verfahren: Festlegung, wie einzelne Schritte eines Prozesses oder einer Tätigkeit auszuführen sind. Diese Festlegung muss nicht schriftlich erfolgen.

Zum Beispiel Die Definition welche Informationen zur Hochrechnung der benötigten Energiemengen für die Ausschreibung einzuholen und zugrunde zu legen sind sowie die Rechenmethodik für die Hochrechnung.

Vorbeugungsmaßnahme: Beseitigung der Ursache eines möglichen Fehlers oder einer Abweichung von den gesetzten Anforderungen.

Zum Beispiel Vorsorgliche Ummantelung der Druckluftleitungen in allen Bereichen, in denen Transporte mit schwerem Gerät (z. B. Gabelstapler) stattfinden bevor Leckagen durch Beschädigungen auftreten.

Wesentlicher Energieeinsatz: Bereiche, Anlagen, Organisationseinheiten oder Prozesse, die einen hauptsächlichen Einfluss auf die energiebezogene Leistung, d. h. Energieverbrauch und -effizienz oder erhebliche Potenziale zur Steigerung dieser haben. Zum Beispiel Der Schmelzofen in einem Stahlbetrieb oder die Beleuchtung in einer Handelsimmobilie oder der Produktionsprozess bei einem Automobilhersteller.

Zertifizierung: Auditierung durch eine externe von einer Akkreditierungsstelle zugelassene Gesellschaft, zur Prüfung, ob alle Anforderungen einer Norm umgesetzt und eingehalten wurden mit dem Ziel ein Zertifikat über die Normenkonformität zu erhalten. Zum Beispiel Audit einer Zertifizierungsgesellschaft über die Einführung und Entwicklung eines Energiemanagementsystems nach ISO 50001.

Sachverzeichnis

A

Ablauflenkung, 50
Abschreibung, 238
Abzinsungsfaktor, 243
Aktionsplan, 37
Amortisationszeit, 252
 dynamische, 270
 statische, 252
Angemessenheit, 19
Annuität, 245, 266
 Annuitätsfaktor, 245, 268
Anwendungsbereich, 13
Audit, 60
 Internes Audit, 61
Auditor, 61
Auditplan, 61
Aufzeichnung, 48, 64
Auslegung, 53

B

Barwert, 242
Barwertmethode, 261
Baseline, 31
 Ausgangsbasis, 31
Beschaffung, 55
Break-Even, 252

C

CEN, 10
CO₂-Vermeidungskosten, 258
Compliance-Audit, 60

D

Datenanalyse, 26
Datenaufnahme, 25
DIN, 10
DIN EN 16001, 11

Diskontierung, 243, 261
Dokumentation, 46

E

Eichung, 59
Einkauf, 55
Endwert, 242
Energetische Bewertung, 22, 24
Energiedaten, 285
Energiedatenmanagement, 285
Energieeffizienzfaktor, 27
Energieflussdiagramm, 26
Energiekosten
 kumulative, 299
Energieleistungskennzahl, 33
Energiemanagementbeauftragter, 16
Energiemanagementsystem, 7
Energieplanung, 21
Energiepolitik, 19
Energieteam, 17
EnPI, 33

F

Fehler-Möglichkeiten- und Einfluss-Analyse
 FMEA, 63
Förderprogramm, 37
Formular, 48

G

Ganzheitliches Energiemanagement, 8
Gebäudemanagement
 technisches, 286
Gewinn, 248
Gewinnvergleichsrechnung, 248
Gradtagszahlen
 GTZ, 32

H

Handbuch, 47

I

Interessierte Kreise, 14
 internal rate of return (IRR), 271
 Interner Zinsfuß, 271
 Investition, 237
 ISO, 11
 ISO 19011, 62
 ISO 50001, 7

K

Kalibrierung, 59
 Kalkulationszinssatz, 240, 262, 268
 Kapital, durchschnittlich gebundenes, 241
 Kapitalmarkt, vollkommener, 240, 260
 Kapitalwert, 261
 Kapitalwertmethode, 261
 Kennzahl, 33
 Kommunikation, 45
 Kompetenz, 42
 Kontinuierlicher Verbesserungsprozess, 9, 14
 Korrekturmaßnahme, 62
 Kosten
 fixe, 238
 variable, 238
 Kostenvergleichsrechnung, 247
 KVP-Kette, 13

L

Lebenszykluskosten, 254
 Life Cycle Costs (LCC), 254
 Total Costs of Ownership (TCO), 254
 Lenkung der Dokumentation, 48
 Liquidität, 241, 254
 liquides Mittel, 237

M

Management-Bewertung
 Review, 65
 Messgenauigkeit, 59
 Messkonzept, 312
 Messplan, 59, 300
 Messung, 57, 58
 Monitoring-Konzept, 310

N

NAGUS, 11
 Net Present Value (NPV), 261

Normung, 10

Nutzungsdauer, 239

P

Pay-Off-Methode, 252
 PDCA-Regelkreis, 12
 Personalqualifikation, 42
 Plausibilisierung, 59
 Potenzialanalyse, 25
 Preissteigerung, 246
 Prognose, 30
 Prozessbeschreibung, 48
 Prozessmanagement, 50, 286

Q

Qualifikation, 42

R

Rechtsverzeichnis, 23
 Referenzpunkt, 288
 Rentabilität, 250
 Gesamtkapital-, 251
 Return on Investment (ROI), 251
 Richtlinie, 48
 Risikoprioritätszahl, 63

S

Schulungsplanung, 44
 Selbstverpflichtung, 15
 Sensibilisierung, 45
 Sensitivitätsanalyse, 275
 Stromgestehungskosten, 274

T

Top-Down, 15
 Top-Management, 15
 Geschäftsführung, 15
 Total Costs of Ownership (TCO), 254

U

Ursache-Wirkungs-Diagramm, 63
 Ishikawa-Diagramm, 63

V

Verbesserungsvorschlag, 45
 Verfahrensanweisung, 52
 Vorbeugungsmaßnahme, 63
 Vorbildfunktion, 15

W

Wärmegestehungskosten, 274
 Weighted Average Cost of Capital, 240

Wesentlicher Energieeinsatz, [23](#)
Wiederanlageprämisse, [240](#), [244](#)
Witterung, [32](#)

Z

Ziel, [35](#)
Zielsetzung, [289](#)

Zinsen

Eigenkapital-, [240](#)
Fremdkapital-, [240](#), [250](#)
kalkulatorische, [242](#)

Zinssatz

Kalkulations-, [240](#)