

**Jahresabschluss
zum 31. Dezember 2012
und Lagebericht**

Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft
Hannover

Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft, Hannover

Bilanz zum 31. Dezember 2012

Aktiva

	31.12.2012		31.12.2011	
	EUR	EUR	TEUR	TEUR
A. Anlagevermögen				
I. Immaterielle Vermögensgegenstände				
Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte		8.507.601,00		6.986
II. Sachanlagen				
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	34.998.769,43		37.766	
2. Erzeugungs-, Gewinnungs- und Bezugsanlagen	9.756.583,00		11.092	
3. Verteilungsanlagen	277.761.120,00		280.890	
4. Technische Anlagen und Maschinen	43.166.974,00		43.998	
5. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	8.384.754,00		9.117	
6. Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	43.495.244,36	417.563.444,79	38.560	421.423
III. Finanzanlagen				
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	218.978.650,17		250.880	
2. Ausleihungen an verbundene Unternehmen	142.184.324,50		112.205	
3. Beteiligungen	503.431.778,38		506.025	
4. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	11.740.000,00		11.447	
5. Wertpapiere des Anlagevermögens	6.087.612,94		65.727	
6. Sonstige Ausleihungen	1.823.769,51	884.246.135,50	2.391	948.675
		1.310.317.181,29		1.377.084
B. Umlaufvermögen				
I. Vorräte				
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	9.651.949,67		27.746	
2. Unfertige Leistungen	1.485.320,82		1.967	
3. Waren	18.353.143,39	29.490.413,88	13.216	42.929
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände				
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen abzüglich erhaltene Anzahlungen	391.657.050,90		479.666	
	-213.397.688,90		-206.832	
2. Forderungen gegen verbundene Unternehmen	67.209.816,64		61.610	
3. Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	10.771.300,32		14.481	
4. Sonstige Vermögensgegenstände	33.044.258,41	289.284.737,37	42.928	391.853
III. Wertpapiere				
1. Eigene Genussscheine	3.587.292,58		3.587	
2. Sonstige Wertpapiere	283.196,98	3.870.489,56	797	4.384
IV. Kassenbestand und Guthaben bei Kreditinstituten				
		29.498.525,36		29.216
		352.144.166,17		468.382
C. Rechnungsabgrenzungsposten				
		3.368.507,91		1.826
		1.665.829.855,37		1.847.292

Passiva

	31.12.2012	31.12.2011
	EUR	TEUR
A. Eigenkapital		
I. Gezeichnetes Kapital	86.000.000,00	86.000
II. Kapitalrücklage	78.534.977,83	78.535
III. Gewinnrücklagen		
Andere Gewinnrücklagen	255.578.720,58	246.579
IV. Genussscheinkapital	5.112.918,81	5.113
	<u>425.226.617,22</u>	<u>416.227</u>
B. Sonderposten für Investitionszuschüsse	10.227.052,00	11.078
C. Erhaltene Baukostenzuschüsse	81.017.784,00	83.417
D. Rückstellungen		
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	16.775.049,00	15.711
2. Steuerrückstellungen	66.308,72	0
3. Sonstige Rückstellungen	192.546.734,72	216.919
	<u>209.388.092,44</u>	<u>232.630</u>
E. Verbindlichkeiten		
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	730.163.756,58	734.204
2. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	73.770.867,86	235.134
3. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	28.573.600,99	78.876
4. Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	11.468.128,67	13.416
5. Sonstige Verbindlichkeiten	87.631.014,93	39.986
--davon aus Steuern: EUR 16.310.961,05 (i. Vj. TEUR 14.108)--		
--davon im Rahmen der sozialen Sicherheit: EUR 5.198,60 (i. Vj. TEUR 6)--		
	<u>931.607.369,03</u>	<u>1.101.616</u>
F. Rechnungsabgrenzungsposten	8.362.940,68	2.324
	<u>1.665.829.855,37</u>	<u>1.847.292</u>

Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft, Hannover

Gewinn- und Verlustrechnung für die Zeit vom 1. Januar bis 31. Dezember 2012

1. Umsatzerlöse (brutto) abzüglich Energiesteuer
2. Minderung/Erhöhung des Bestandes an unfertigen Leistungen
3. Andere aktivierte Eigenleistungen
4. Sonstige betriebliche Erträge
5. Materialaufwand
a) Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und für bezogene Waren
b) Aufwendungen für bezogene Leistungen
6. Personalaufwand
a) Löhne und Gehälter
b) Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung
7. Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen
8. Sonstige betriebliche Aufwendungen
a) Konzessionsabgabe
b) Andere
9. Betriebsergebnis
10. Erträge aus Beteiligungen
–davon aus verbundenen Unternehmen EUR 4.997.854,33 (i. Vj. TEUR 2.966)–
11. Auf Grund von Gewinnabführungsverträgen erhaltene Gewinne
–nach Abzug von Dividenden an außenstehende Gesellschafter EUR 198.790,28 (i. Vj. TEUR 199)–
12. Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens
–davon aus verbundenen Unternehmen EUR 3.668.617,69 (i. Vj. TEUR 3.663)–
13. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge
–davon aus verbundenen Unternehmen EUR 982.969,91 (i. Vj. TEUR 1.185)–
14. Abschreibungen auf Finanzanlagen
15. Aufwendungen aus Verlustübernahme
16. Zinsen und ähnliche Aufwendungen
–davon an verbundene Unternehmen EUR 80.273,92 (i. Vj. TEUR 405)–
17. Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit
18. Steuern vom Einkommen und vom Ertrag
19. Sonstige Steuern
20. Auf Grund eines Gewinnabführungsvertrags abgeführter Gewinn
21. Jahresüberschuss vor Ausschüttung auf das Genussscheinkapital
22. Ausschüttung auf Genussscheinkapital
23. Jahresüberschuss
24. Einstellung in andere Gewinnrücklagen
25. Bilanzgewinn

	2012		2011	
	EUR	EUR	TEUR	TEUR
		2.769.717.208,34		2.861.952
		-128.462.327,97		-118.016
		2.641.254.880,37		2.743.936
		-482.056,14		644
		5.323.655,70		5.612
		162.721.039,59		194.792
		2.808.817.519,52		2.944.984
	2.051.074.206,54		2.179.818	
	247.376.333,16	2.298.450.539,70	229.637	2.409.455
	156.486.542,55		155.765	
	39.875.477,45	196.362.020,00	38.256	194.021
		48.596.614,18		47.691
	41.166.684,00		41.569	
	83.419.837,43	124.586.521,43	101.788	143.357
		2.667.995.695,31		2.794.524
		140.821.824,21		150.460
		53.296.804,97		51.806
		10.222.274,29		8.859
		13.664.248,28		5.186
		6.013.554,66		5.371
		34.120.608,00		15.974
		36.116.247,32		44.522
		34.038.025,79		33.956
		-21.077.998,91		-23.230
		119.743.825,30		127.230
		3.736.868,01		3.607
		1.612.949,13		2.909
		101.728.045,37		100.109
		12.665.962,79		20.605
		3.665.962,79		3.605
		9.000.000,00		17.000
		-9.000.000,00		-17.000
		0,00		0

Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft, Hannover

Anhang für das Geschäftsjahr 2012

I. Allgemeine Angaben

Der vorliegende Jahresabschluss der Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft (Stadtwerke Hannover AG) zum 31. Dezember 2012 ist nach den Vorschriften des Handelsgesetzbuches (HGB), den ergänzenden Vorschriften des Aktiengesetzes sowie des Energiewirtschaftsgesetzes und des Wertpapierhandelsgesetzes aufgestellt worden.

Die Gewinn- und Verlustrechnung ist nach dem Gesamtkostenverfahren aufgestellt.

Der Ausweis in der Bilanz und der Gewinn- und Verlustrechnung folgt den handelsrechtlichen Gliederungsvorschriften. Gemäß § 265 Abs. 5 HGB wurde eine weitere Untergliederung von Posten vorgenommen, indem branchenspezifische und sonstige Posten im Sinne einer erhöhten Klarheit und Übersichtlichkeit hinzugefügt wurden. Für empfangene Investitions- und Baukostenzuschüsse erfolgt ein passivischer Ausweis in gesonderten Posten.

Der Jahresabschluss wird gemeinsam mit den Abschlüssen der Tochterunternehmen, gemeinschaftlich geführten Unternehmen und assoziierten Unternehmen in den Konzernabschluss der Stadtwerke Hannover AG einbezogen. Jahresabschluss und Konzernabschluss der Stadtwerke Hannover AG werden im elektronischen Bundesanzeiger veröffentlicht.

II. Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

Die **immateriellen Vermögensgegenstände des Anlagevermögens** umfassen insbesondere erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte, Software sowie Emissionszertifikate. Auf Grund eines zurechenbaren Nutzungsrechtes umfassen die ähnlichen Rechte und Werte auch geleistete Baukostenzuschüsse. Bei den ausgewiesenen immateriellen Vermögensgegenständen handelt es sich ausschließlich um erworbene immaterielle Vermögensgegenstände, abgesehen von unentgeltlich zugeteilten Emissionsrechten. Aktivierbare selbstgeschaffene immaterielle Vermögensgegenstände liegen nicht vor, da keine Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten betrieben werden.

Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens werden bei erstmaligem Ansatz zu ihren Anschaffungskosten bilanziert und entsprechend ihrer voraussichtlichen Nutzungsdauer linear abgeschrieben. Bei einer voraussichtlich dauernden Wertminderung werden außerplanmäßige Abschreibungen auf den niedrigeren beizulegenden Wert vorgenommen.

Immaterielle Vermögensgegenstände	Nutzungsdauer (in Jahren)
Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	5 - 20
geleistete Baukostenzuschüsse	20
Software	5

Die **Sachanlagen** werden zu fortgeführten Anschaffungs- oder Herstellungskosten bilanziert, das heißt abzüglich kumulierter planmäßiger Abschreibungen und kumulierter außerplanmäßiger Abschreibungen. Die Herstellungskosten für eigene Leistungen umfassen neben den direkt zurechenbaren Einzelkosten auch angemessene Anteile der notwendigen Gemeinkos-

ten. Von dem Wahlrecht einer Aktivierung direkt der Herstellung eines Vermögensgegenstandes zurechenbarer Fremdkapitalkosten wird kein Gebrauch gemacht.

Die planmäßigen Abschreibungen erfolgen basierend auf den betriebswirtschaftlichen Nutzungsdauern degressiv und für das Zugangsjahr pro rata temporis. Dabei wird von der Möglichkeit zum Methodenwechsel von der degressiven zur linearen Abschreibung zu dem Zeitpunkt Gebrauch gemacht, sobald der lineare Abschreibungssatz den degressiven übersteigt. In Einklang mit den steuerrechtlichen Vorschriften wurden Anlagenzugänge innerhalb der Geschäftsjahre 2008 und 2009, abgesehen von beweglichen Anlagevermögensgegenständen, die im Geschäftsjahr 2009 zugegangen sind, linear abgeschrieben.

Die Nutzungsdauern und Abschreibungssätze der wichtigsten Posten des Sachanlagevermögens stellen sich wie folgt dar:

Anlagenklasse	Entwertungsverlauf p.a.
Technische Anlagen und Maschinen	10 bis 25 %
Verteilungsanlagen	6,25 bis 12,50 %
Erzeugungsanlagen	10 bis 25 %
Betriebs- und Geschäftsausstattung	25 %

Zugänge zu den Verteilungsanlagen werden nach der Sammelpostenmethode bewertet.

Geringwertige Wirtschaftsgüter des Anlagevermögens mit einem Anschaffungswert unter 410 Euro werden im Zugangsjahr in voller Höhe aufwandswirksam erfasst. Geringwertige Wirtschaftsgüter, die in den Geschäftsjahren 2008 bis 2010 angeschafft worden sind und deren Anschaffungskosten zwischen 150 Euro und 1.000 Euro betragen haben, wurden nach der sogenannten Sammelpostenmethode bewertet. Hierfür wurden die geringwertigen Wirtschaftsgüter in einem Sammelposten zusammengefasst und ab dem Jahr der Anschaffung oder Herstellung gleichmäßig zu 20 Prozent abgeschrieben. Die Sammelpostenmethode wurde insbesondere auf Zugänge von Verteilungsanlagen angewandt. Sie wird bis zur vollständigen Abschreibung für die betreffenden Vermögensgegenstände fortgeführt.

Unter den **Finanzanlagen** werden unter anderem die Anteile an verbundenen Unternehmen, Beteiligungen und Wertpapiere des Anlagevermögens ausgewiesen, die zu Anschaffungskosten oder zum niedrigeren beizulegenden Wert am Abschluss-Stichtag angesetzt werden. Das heißt außerplanmäßige Abschreibungen werden grundsätzlich vorgenommen, sobald der Buchwert den beizulegenden Zeitwert der Finanzanlage übersteigt, unabhängig davon ob es sich um eine voraussichtlich dauernde Wertminderung oder lediglich vorübergehende Wertminderung handelt. Ausleihungen sind zu Nenn- beziehungsweise Barwerten bilanziert. Verzinsliche Ausleihungen und niedrig verzinsliche Darlehen an Betriebsangehörige, die innerhalb der sonstigen Ausleihungen erfasst werden, werden zum Nennwert erfasst. Die übrigen niedrig verzinslichen Darlehen werden zum Barwert angesetzt.

Die **Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe** sowie **Waren** werden zu durchschnittlichen Einstandspreisen (Bewertung zum gewogenen Durchschnitt) beziehungsweise unter Beachtung des strengen Niederstwertprinzips zum niedrigeren Tageswert des Bilanzstichtages angesetzt. Bestandsrisiken in Verbindung mit der Umschlagshäufigkeit der Vorräte werden durch pauschale Abschläge auf die Anschaffungs- beziehungsweise Herstellungskosten angemessen berücksichtigt. In der Vergangenheit gewährte Zuschüsse wurden aktivisch bei der Buchwertermittlung abgesetzt. Unentgeltlich zugewiesene Emissionszertifikate werden bei der Erst- und Folgebewertung mit einem Erinnerungswert von einem Euro angesetzt. Entgeltlich erworbene Emissionsrechte werden mit den Anschaffungskosten oder zum niedrigeren Börsenwert am Abschluss-Stichtag bewertet. Die **unfertigen Leistungen** sind zu Herstellungskosten einschließlich angemessener Teile der notwendigen Gemeinkosten bewertet, wobei analog zu den selbst erstellten Vermögensgegenständen des Anlagevermögens Fremdkapitalkosten unberücksichtigt bleiben.

Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände sind zu Nennwerten unter Berücksichtigung erkennbarer Einzelrisiken und allgemeiner Wagnisse bilanziert. Zum Bilanzstichtag lagen keine Fremdwährungsforderungen vor.

Die Bewertung der **eigenen Genussscheine und sonstigen Wertpapiere** erfolgt zu Anschaffungskosten unter Berücksichtigung des strengen Niederstwertprinzips. Ergibt sich zum Abschluss-Stichtag ein gegenüber dem Buchwert niedrigerer Börsen- oder Marktpreis, wird auf diesen abgewertet.

Der **Kassenbestand** und die **Guthaben bei Kreditinstituten** sind zum Nennwert angesetzt.

Unter den **Rechnungsabgrenzungsposten** sind transitorische Posten ausgewiesen. Als aktive Rechnungsabgrenzungsposten werden Ausgaben vor dem Bilanzstichtag angesetzt, soweit sie Aufwand für einen bestimmten Zeitraum nach dem Stichtag darstellen. Als passive Rechnungsabgrenzungsposten werden Einnahmen vor dem Bilanzstichtag ausgewiesen, die Ertrag für eine bestimmte Zeit nach diesem Tag darstellen.

Das **Eigenkapital** ist mit dem Nennwert angesetzt.

Empfangene Zuwendungen der öffentlichen Hand zur Anschaffung von Anlagegütern werden passivisch in einem **Sonderposten für Investitionszuschüsse** abgegrenzt. Während der Nutzungsdauer des entsprechenden Vermögensgegenstandes wird der Sonderposten auf einer planmäßigen Grundlage ertragswirksam aufgelöst (sonstige betriebliche Erträge). Nach den allgemeinen Versorgungsbedingungen **erhaltene Baukostenzuschüsse** werden analog bei Vereinnahmung passiviert und konform zu den Nutzungsdauern der entsprechenden Aktivposten ertragswirksam aufgelöst (Umsatzerlöse). Die bis zum 31. Dezember 2002 empfangenen Baukostenzuschüsse werden zu fünf Prozent jährlich aufgelöst.

Die **Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen** umfassen Rückstellungen für Pensionsverpflichtungen und werden auf der Grundlage von versicherungsmathematischen Gutachten bewertet.

Die Bewertung der Pensionsrückstellungen folgt dem Anwartschaftsbarwertverfahren (auch sogenannte Methode der laufenden Einmalprämien oder Project Unit Credit Method). Die in der Bilanz angesetzte Rückstellung entspricht dem Barwert der leistungsorientierten Verpflichtung zum Bilanzstichtag unter Berücksichtigung erwarteter künftiger Gehalts- und Rentensteigerungen.

Pensionsrückstellungen	31.12.2012	31.12.2011
Annahmen zu Sterblichkeit und Invalidität	"Richttafeln 2005 G" von Dr. Klaus Heubeck	
Diskontierungszins gemäß § 253 Abs. 2 Satz 2 HGB (p.a.)	5,04%	5,14%
erwartete prozentuale Gehaltsteigerung (p.a.)	2,50%	2,50%
erwartete zukünftige Rentensteigerungen (p.a.)	2,00%	2,00%

Die **sonstigen Rückstellungen** umfassen unter anderem Rückstellungen für die Verpflichtung zur Zahlung von Altersteilzeitleistungen. Die Altersteilzeitverhältnisse sind nach dem sogenannten Blockmodell ausgestaltet.[^]

Für die Rückstellungsbewertung werden versicherungsmathematische Gutachten herangezogen. Dabei wird die Stellungnahme des Hauptfachausschusses des Instituts der Wirtschaftsprüfer zur „Bilanzierung von Verpflichtungen aus Altersteilzeitregelungen nach IAS und nach handelsrechtlichen Vorschriften“ (IDW RS HFA 3) vom 18. November 1998 beachtet.

Rückstellung für Verpflichtungen aus der Altersteilzeit	31.12.2012	31.12.2011
Annahmen zu Sterblichkeit und Invalidität	"Richttafeln 2005 G" von Dr. Klaus Heubeck	
Diskontierungszins (p.a.)	3,79%	3,94%
erwartete prozentuale Gehaltsteigerung (p.a)	2,50%	2,50%

Die übrigen sonstigen Rückstellungen werden in Höhe des Erfüllungsbetrages angesetzt, der nach vernünftiger kaufmännischer Beurteilung notwendig ist. Bei der Bewertung des Erfüllungsbetrages werden künftige Kostensteigerungen berücksichtigt (3,5 Prozent, Vorjahr: 2,50 Prozent). Die sonstigen Rückstellungen mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr werden mit dem entsprechenden fristadäquaten Marktzinssatz diskontiert, der sich im Durchschnitt für die vorangegangenen sieben Geschäftsjahre ergeben hat (3,69 Prozent bis 5,10 Prozent, Vorjahr: 3,82 Prozent bis 5,22 Prozent). Die anzuwendenden Zinssätze werden von der Deutschen Bundesbank bekannt gegeben.

Unter den sonstigen Rückstellungen werden auch Rückstellungen für den Verbrauch von Emissionsberechtigungen erfasst, soweit die im Bestand befindlichen Emissionszertifikate im Hinblick auf das erwartete Emissionsvolumen der betreffenden Abrechnungsperiode voraussichtlich zu einer Unterdeckung führen würden. Die Rückstellung wird mit dem beizulegenden Zeitwert der zusätzlich benötigten Emissionsrechte am Bilanzstichtag bewertet. Die korrespondierenden Aufwendungen werden im Materialaufwand erfasst.

Sämtliche **Verbindlichkeiten** werden zu ihrem Erfüllungsbetrag bewertet. Zum Abschlussstichtag lagen keine Verbindlichkeiten in fremder Währung vor.

Für die Verpflichtung zur Abgabe von Emissionsberechtigungen für getätigte Emissionen wird eine sonstige Verbindlichkeit gebildet. Der Wertansatz der Verpflichtung ergibt sich aus dem Buchwert der im Bestand befindlichen unentgeltlich zur Verfügung gestellten und für den erwarteten Verbrauch entgeltlich erworbenen Emissionsrechte. Die entsprechenden Aufwendungen aus der Bildung der Verbindlichkeit werden im Materialaufwand erfasst.

Derivative Finanzinstrumente werden im Wesentlichen zu Sicherungszwecken eingesetzt und dabei weitestgehend mit den jeweiligen Grundgeschäften zu Bewertungseinheiten bilanziell zusammengefasst, sofern die Voraussetzungen erfüllt sind. Die bilanzielle Abbildung der wirksamen Teile der Bewertungseinheiten erfolgt dabei nach der Einfrierungsmethode. Demgemäß bleiben Wert- beziehungsweise Zahlungsstromänderungen von Grund- und Sicherungsgeschäft unberücksichtigt, soweit sie den effektiven Teil der Sicherungsbeziehung betreffen. Der ineffektive Teil wird gemäß dem Imparitätsprinzip als Rückstellung berücksichtigt, sofern dieser einem unrealisierten Verlust entspricht. Für weiterführende Erläuterungen verweisen wir auf den Abschnitt zu Bewertungseinheiten unter III.1 „Erläuterungen zur Bilanz“ und den Abschnitt III.4 „derivative Finanzinstrumente“ in diesem Anhang.

III. Ausweisänderungen

Gemäß der Stellungnahme zur Rechnungslegung: Handelsrechtliche Bilanzierung von Altersversorgungsverpflichtungen (IDW RS HFA 30) sind den Altersversorgungsverpflichtungen vergleichbare langfristig fällige Verpflichtungen, zu denen auch Altersteilzeitverpflichtungen zählen, unter dem Bilanzposten „sonstige Rückstellungen“ auszuweisen. Die Vorjahreswerte wurden entsprechend angepasst.

in TEUR	2011 wie berichtet	2011 angepasst	2011 Veränderung
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	45.138	15.711	./ 29.427
Sonstige Rückstellungen	187.493	216.920	+ 29.427

Erträge und Aufwendungen aus Strom- und Gasfutures sowie Rohwarenswaps wurden in vorangegangenen Berichtsperioden den sonstigen betrieblichen Erträgen (2011: 70.665 TEUR) beziehungsweise sonstigen betrieblichen Aufwendungen (2011: 53.972 TEUR) zugeordnet. Im Rahmen der Jahresabschlussberichterstattung zum 31. Dezember 2012 erfolgte erstmalig für eine sachgerechtere Zuordnung ein Ausweis innerhalb der Umsatzerlöse beziehungsweise des Materialaufwands. Hieraus ergeben sich ausschließlich Änderungen im Ausweis in der Gewinn- und Verlustrechnung; weitere Anpassungen waren nicht notwendig. Die Vorjahreswerte in der Gewinn- und Verlustrechnung sowie im Rahmen der Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung wurden entsprechend angepasst.

in TEUR	2011 wie berichtet	2011 angepasst	2011 Veränderung
Umsatzerlöse	2.673.270	2.743.936	+ 70.666*
Materialaufwand	2.355.483	2.409.455	+ 53.972

in TEUR	2011 wie berichtet	2011 angepasst	2011 Veränderung
Sonstige betriebliche Erträge	265.456	194.792	- 70.664*
Sonstige betriebliche Aufwendungen	197.329	143.357	- 53.972

* inklusive +/- 1 TEUR Rundungsdifferenz

IV. Angaben zur Bilanz und zur Gewinn- und Verlustrechnung

1. Erläuterungen zur Bilanz

Anlagevermögen

Die Entwicklung der einzelnen Posten des Anlagevermögens ist unter Angabe der Abschreibungen des Geschäftsjahres im Anlagenspiegel dargestellt. Hierfür verwiesen wir auf die Anlage zu diesem Anhang.

Der Rückgang der Anteile an verbundenen Unternehmen (- 31,9 Mio. EUR) ist im Wesentlichen auf die außerplanmäßige Abschreibung der Beteiligungsgesellschaft Kraftwerk Mehrum GmbH, Hannover, in Höhe von 31,5 Mio. EUR zurückzuführen. Diese liegt in den veränderten Rahmenbedingungen im Zusammenhang mit der Energiewende und der Strompreisentwicklung an der Börse begründet. Im Zuge des Einspeisevorrangs der erneuerbaren Energieerzeugung werden die konventionellen Kraftwerkskapazitäten zunehmend aus der Merit-Order verdrängt.

Die Zunahme der Ausleihungen an verbundene Unternehmen um 30,0 Mio. EUR ist auf die Erhöhung des Gesellschafterdarlehens an das Gemeinschaftskraftwerk Hannover-Linden GmbH, Hannover, zur Finanzierung der Erweiterung der Erzeugungskapazitäten zurückzuführen.

Die Wertpapiere des Anlagevermögens sind insgesamt um 59,6 Mio. EUR gesunken. Die Abnahme liegt in der Veräußerung von zwei Wertpapierspezialfonds zur Beschaffung von Liquidität begründet (- 61,3 Mio. EUR). Die verbleibenden Mittel sind in einem Geldmarktfonds zur Insolvenzsicherung der Altersvorsorgeverpflichtungen investiert (6,1 Mio. EUR). Der Rückgang der sonstigen Ausleihungen resultiert im Wesentlichen aus der Tilgung von Arbeitgeberdarlehen an Betriebsangehörige (0,6 Mio. EUR).

Weiterführende Informationen zum Anteilsbesitz der Stadtwerke Hannover AG gemäß den Vorschriften des § 285 Nr. 11 HGB finden sich in der Anteilsbesitzliste im Abschnitt 6 „Sonstige Angaben“ dieses Anhangs.

Vorräte

Das Vorratsvermögen ist gegenüber dem Vorjahr um insgesamt 13,4 Mio. EUR gesunken. Dabei haben sich die Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe um 18,1 Mio. EUR vermindert, wobei preisbedingt der Bestand an Emissionszertifikaten um 10,0 Mio. EUR beziehungsweise mengenbedingt der Kohlebestand um 7,7 Mio. EUR gesunken sind. Die Zunahme der Warenvorräte um 5,1 Mio. EUR resultiert aus gestiegenen Gasvorräten auf Grund von gestiegenen Beschaffungskosten für den Gasbezug und einer Zunahme der Einspeichermengen im Erdgasspeicher Empelde.

Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

In den Forderungen aus Lieferungen und Leistungen ist der abgegrenzte Verbrauch zwischen Ablese- und Bilanzstichtag enthalten.

Die in Abzug gebrachten erhaltenen Anzahlungen betreffen hauptsächlich eingegangene Teilbeträge auf den noch nicht abgelesenen Energie- und Wasserverbrauch.

Forderungen aus Lieferungen und Leistungen in Höhe von 4,2 Mio. EUR (Vorjahr: 3,1 Mio. EUR) haben eine Restlaufzeit von mehr als einem Jahr. Von den sonstigen Vermögensgegenständen haben 0,1 Mio. EUR (Vorjahr: 0,2 Mio. EUR) eine Restlaufzeit von mehr als einem Jahr.

In den sonstigen Vermögensgegenständen sind Vorsteuererstattungsansprüche in Höhe von 15,4 Mio. EUR erfasst worden.

Die Mitzugehörigkeit der Forderungen gegen verbundene Unternehmen und Beteiligungsunternehmen zu anderen Posten stellt sich wie folgt dar:

	Verbundene Unternehmen TEUR	Beteiligungs- unternehmen TEUR
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	-19.961	5.268
dem Finanzierungsverkehr	76.750	5.500
Beteiligungserträge	0	3
Unternehmensverträgen	10.421	0
	67.210	10.771

Wertpapiere

Bei den sonstigen Wertpapieren handelt es sich um Anlagen in Investmentfonds zur Insolvenzsicherung von Altersteilzeitverpflichtungen (Verpfändungsmodell) im Blockmodell. Die Fondsanteile stellen kein Deckungsvermögen dar. Sie werden zu Anschaffungskosten bewertet.

Gezeichnetes Kapital

Das Grundkapital der Gesellschaft beträgt unverändert 86,0 Mio. EUR und ist eingeteilt in 17.200.000 Aktien im Nennwert von je 5,00 EUR, wovon die Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft Hannover mbH, Hannover, (VVG) 12.914.742 Aktien hält.

Kapitalrücklage

Die Kapitalrücklage beträgt unverändert 78,5 Mio. EUR und betrifft im Wesentlichen Einzahlungen der Aktionäre sowie den gesetzlichen Reservefonds mit unverändert 11,4 Mio. EUR.

Gewinnrücklagen

Den anderen Gewinnrücklagen wurde der Jahresüberschuss in Höhe von 9,0 Mio. EUR zugeführt.

Genussscheine

Die Genussscheine wurden im Geschäftsjahr 1990 mit einem Gesamtnennbetrag von 5.112.918,81 Euro (10,0 Mio. Deutsche Mark) emittiert und lauten auf den Inhaber. Die Stückelung beträgt 511.291.881 Stück über je 0,01 EUR Nennbetrag. Die Genussscheine sind aktuell an den Börsen Hannover, Frankfurt, Stuttgart, Hamburg und Düsseldorf zum Handel zugelassen. Das Unternehmen hält aktuell 39,4 Prozent der Genussscheine als eigene Wertpapiere. Auf die Genussscheine erfolgt eine jährliche Ausschüttung, die sich in Abhängigkeit von der Höhe des an die Muttergesellschaft abgeführten Gewinns und dem gezeichneten Kapital der Stadtwerke Hannover AG bemisst. Das Genussscheinkapital wurde insgesamt für das Geschäftsjahr 2012 in Höhe von 3,7 Mio. EUR verzinst (Vorjahr: 3,6 Mio. EUR). Die Laufzeit der Genussscheine ist unbefristet. Eine Kündigung durch den Inhaber ist erstmals mit Wirkung zum 31. Dezember 2015 möglich.

Sonderposten für Investitionszuschüsse

Im Sonderposten für Investitionszuschüsse sind Zuschüsse zur Anschaffung von Anlagegütern enthalten. Im Geschäftsjahr 2012 wurde ein Zugang in Höhe von 0,3 Mio. EUR erfasst. Darüber hinaus ist eine Auflösung in Höhe von 1,1 Mio. EUR erfolgt, die unter den sonstigen betrieblichen Erträgen erfasst wurde.

Erhaltene Baukostenzuschüsse

In die erhaltenen Baukostenzuschüsse wurden im Geschäftsjahr 6,3 Mio. EUR eingestellt. Die Baukostenzuschüsse wurden in Höhe von 8,7 Mio. EUR aufgelöst. Die Auflösungsbeträge wurden in den Umsatzerlösen erfasst.

Sonstige Rückstellungen

Die sonstigen Rückstellungen stellen sich wie folgt dar:

	2012 TEUR	2011 TEUR
Personalbezogene Rückstellungen	65.874	65.983
Rehabilitierung von Netzen und sonstigen Anlagen	44.691	45.543
Altlastensanierungen	4.339	16.349
Ausstehende Bezugsrechnungen	18.550	16.258
Rückbauverpflichtungen	15.230	13.970
Absatzrisiken gegenüber Kunden	1.045	8.999
Abrechnungsverpflichtungen	8.129	8.114
Buchführungsverpflichtungen für Geschäftsvorfälle des Vorjahres	4.864	4.893
Übrige	29.825	36.810
	192.547	216.919

Verbindlichkeiten

Für die Verbindlichkeiten bestehen folgende Restlaufzeiten:

	Gesamt	davon mit einer Restlaufzeit	
	TEUR	bis 1 Jahr TEUR	über 5 Jahre TEUR
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	730.164	73.916	201.743
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	73.771	73.771	0
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	28.574	28.574	0
Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	11.468	11.468	0
Sonstige Verbindlichkeiten	87.631	87.631	0
	931.608	275.360	201.743

Der Rückgang der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen in Höhe von 161,4 Mio. EUR ist im Wesentlichen auf das erstmalige Netting im Energiehandel zurückzuführen (-147,5 Mio. EUR).

In den sonstigen Verbindlichkeiten sind Zinsabgrenzungen in Höhe von 8,8 Mio. EUR enthalten.

Die Mitzugehörigkeit der Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen und Beteiligungsunternehmen zu anderen Posten stellt sich wie folgt dar:

	Verbundene Unternehmen TEUR	Beteiligungs- unternehmen TEUR
Verbindlichkeiten aus		
Lieferungen und Leistungen	-20.454	298
dem Finanzierungsverkehr	0	11.170
Beteiligungserträgen	0	0
Unternehmensverträgen	49.028	0
	28.574	11.468

Bewertungseinheiten

Die Stadtwerke Hannover AG setzen derivative Finanzinstrumente (Sicherungsinstrumente) zur Absicherung von zukünftigen Zahlungsströmen aus Darlehen und Wareneinkäufen (Grundgeschäfte) ein. Dafür werden als Sicherungsinstrumente Zinsswaps, Devisentermingeschäfte, CO₂ - Zertifikateswaps, Kohleswaps und Ölswaps abgeschlossen. Zur Absicherung werden sowohl Mikro- als auch Makrobewertungseinheiten gebildet. Ein dokumentiertes, angemessenes und funktionsfähiges internes Risikomanagement wurde eingerichtet. Die bilanzielle Abbildung der Bewertungseinheiten erfolgt anhand der Einfrierungsmethode.

Im Berichtsjahr wurden Darlehen in Höhe von 710,0 Mio. EUR durch Payer Swaps abgesichert und in Bewertungseinheiten einbezogen. Die aus den variablen Zinszahlungen der Darlehen resultierenden Zinsrisiken werden durch die zu erhaltenden variablen Zinszahlungen aus den Payer Swaps eliminiert. Der beizulegende Zeitwert der in Bewertungseinheiten einbezogenen Payer Swaps beträgt -119,5 Mio. EUR, die durch die Bildung der Bewertungseinheiten vermiedene Drohverlustrückstellung beträgt 108,8 Mio. EUR. Im Rahmen der Bildung der Bewertungseinheiten wurden negative Marktwerte von 10,2 Mio. EUR sowie 0,5 Mio. EUR aus Ineffektivitäten als Drohverlustrückstellung berücksichtigt. Die variabel verzinslichen Darlehen werden für Zeiträume von bis zu 30 Jahren abgesichert. In die Bewertungseinheiten werden mit hoher Wahrscheinlichkeit zu erwartende Transaktionen in Form von Darlehensprolongationen in Höhe von 590,0 Mio. EUR einbezogen. Die Notwendigkeit der Darlehensprolongationen resultiert aus dem geplanten Finanzierungsbedarf der Stadtwerke Hannover AG. Die Ermittlung der prospektiven Effektivität erfolgt mit Hilfe von Sensitivitätsanalysen. Die Ermittlung der retrospektiven Effektivität erfolgte anhand der Dollar Offset Methode.

Darüber hinaus wurden Kohlebeschaffungsgeschäfte von 151,1 Mio. EUR durch Devisentermingeschäfte abgesichert. Die Devisentermingeschäfte gleichen die aus den Warentermingeschäften resultierenden Währungsrisiken aus. Der beizulegende Zeitwert der Devisentermingeschäfte beträgt 1,5 Mio. EUR. Auf Grund negativer Zinskomponenten, die nicht in die Bewertungseinheiten einbezogen wurden, ergab sich eine Drohverlustrückstellung von 0,9 Mio. EUR. Die vermiedene Drohverlustrückstellung aus den Kassakomponenten beträgt 2,4 Mio. EUR. Die Devisentermingeschäfte haben Laufzeiten von bis zu drei Jahren. Sowohl die Ermittlung der prospektiven als auch retrospektiven Effektivität erfolgt anhand der Critical Term Match Methode.

Zur Absicherung von Preisänderungsrisiken aus mit hoher Wahrscheinlichkeit zu erwartenden Gas- und Stromgeschäften von 4,3 TWh werden Ölswaps, CO₂ - Zertifikateswaps und Kohleswaps eingesetzt. Die Ölswaps haben ein Nominalwert von 28,5 Mio. EUR und einen beizulegenden Zeitwert von 3,1 Mio. EUR. Die durch die Bildung der Bewertungseinheiten vermiedene Drohverlustrückstellung aus Ölswaps beträgt 1,2 Mio. EUR. Aus Ineffektivitäten

resultiert eine Drohverlustrückstellung von 0,7 Mio. EUR. Die CO2 – Zertifikateswaps haben ein Nominalwert von 20,0 Mio. EUR und einen beizulegenden Zeitwert von -6,8 Mio. EUR. Die Kohleswaps haben ein Nominalwert von 66,6 Mio. EUR und einen beizulegenden Zeitwert von -11,4 Mio. EUR. Die durch die Bildung der Bewertungseinheiten vermiedene Drohverlustrückstellung aus CO2 – Zertifikate- und Kohleswaps beträgt -18,3 Mio. EUR. Die abgeschlossenen Sicherungsgeschäfte haben Laufzeiten von bis zu drei Jahren.

Hinsichtlich der Preisänderungsrisiken gleichen sich die gegenläufigen Zahlungsströme aus Grund- und Sicherungsgeschäften im Rahmen der abgesicherten Risiken zukünftig vollständig aus. Die Wirksamkeit der Sicherungsbeziehungen wird anhand der Critical Term Match Methode nachgewiesen.

In die Bewertungseinheiten werden mit hoher Wahrscheinlichkeit zu erwartende Transaktionen einbezogen. Zum Stichtag lagen keine Hinweise auf den Nichteintritt dieser Transaktionen vor.

2. Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung

Umsatzerlöse

Die Umsatzerlöse (ohne Energiesteuer) nach Segmenten betragen:

	2012 TEUR	2011 TEUR
Stromversorgung	1.566.225	1.770.272
Gasversorgung	787.437	685.803
Wasserversorgung	80.233	75.750
Wärmeversorgung	78.475	72.723
Sonstige	128.885	139.388
	2.641.255	2.743.936

Die Erträge aus Strom- und Gasfutures sowie Rohwarenswaps wurden aus den sonstigen betrieblichen Erträgen in Umsätze aus der Strom- beziehungsweise Gasversorgung umgliedert (Strom 2011: 52.020 TEUR; Gas 2011: 18.645 TEUR). Außerdem wurden Erlöse aus Handels- und Nebengeschäften und Erträge aus der Auflösung empfangener Ertragszuschüsse aus den sonstigen Umsatzerlösen den entsprechenden Segmenten zugeordnet (Strom 2011: 99.007 TEUR; Gas 2011: 68.288 TEUR, Wasser 2011: 6.388 TEUR, Wärme 2011: 3.063 TEUR). Die Vorjahreswerte wurden entsprechend angepasst.

Die Umsatzerlöse wurden im Wesentlichen im Inland erzielt.

Sonstige betriebliche Erträge

	2012 TEUR	2011 TEUR
Erträge aus Mieten und Pachten	85.618	88.564
Erträge aus Auflösung von Rückstellungen	28.764	48.124
Erträge aus dem Verbrauch von Rückstellungen	17.473	20.649
Erträge aus der Kostenerstattung durch Dritte	9.481	8.360
Erträge aus Anlagenabgängen	6.036	3.332
Erträge aus Auflösung von Investitionszuschüssen	1.139	1.232
übrige sonstige Erträge	14.210	24.531
	162.721	194.792

Der Rückgang der sonstigen betrieblichen Erträge um 32,1 Mio. EUR ist im Wesentlichen auf gesunkene Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen (- 19,0 Mio. EUR) und niedrigere übrige sonstige Erträgen zurückzuführen.

Der starke Rückgang der Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen liegt insbesondere in einem Sondereffekt des vorangegangenen Geschäftsjahres begründet. Im Vorjahr wurden 2010 gebildete Drohverlustrückstellungen für Kohletermingeschäfte (8,0 Mio. EUR) und für Abnahmeverpflichtungen aus Gasbezugsverträgen (2,9 Mio. EUR) ertragswirksam aufgelöst.

Der Anstieg der Erträge aus dem Abgang von Anlagevermögen betrifft im Wesentlichen den Verkauf des Standorts Alter Flughafen zum 31. März 2012 sowie die Veräußerung von Finanzanlagevermögen.

Der Rückgang der übrigen sonstigen Erträge liegt insbesondere in gesunkenen Erträgen aus Verkaufsprämien im Rahmen von Swapgeschäften begründet (2,0 Mio. EUR; Vorjahr: 12,9 Mio. EUR). Darüber hinaus sind wie im Vorjahr Erträge aus der Währungsumrechnung in Höhe von 0,1 Mio. EUR enthalten.

Materialaufwand

Die Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe beinhalten insbesondere Aufwendungen für den Bezug von Energie und Wasser in Höhe von 1.948,4 Mio. EUR (Vorjahr: 2.070,6 Mio. EUR).

Die Aufwendungen für bezogene Leistungen entfallen in Höhe von 201,5 Mio. EUR größtenteils auf Netznutzungsentgelte (Vorjahr: 181,8 Mio. EUR).

Personalaufwand

Die Aufwendungen für Altersversorgung betragen im Geschäftsjahr 13,1 Mio. EUR (Vorjahr: 11,8 Mio. EUR).

Sonstige betriebliche Aufwendungen

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen stellen sich wie folgt dar:

	2012	2011
	TEUR	TEUR
Konzessionsabgabe	41.167	41.569
Zuführungen zu Rückstellungen	12.945	31.063
Dienst- und Fremdleistungen	16.889	19.816
Gebühren, Beiträge, Mieten und Pachten	8.126	10.719
Wertberichtigungen zu Forderungen	6.810	2.690
Kosten für Werbung, Inserate und Zuschüsse	4.508	5.055
Zuwendungen an die proKlima GbR, Hannover	3.346	3.598
übrige sonstige Aufwendungen	30.796	28.847
	124.587	143.357

Der Rückgang der sonstigen betrieblichen Aufwendungen um insgesamt 18,8 Mio. EUR liegt insbesondere in geringeren Zuführungen zu Rückstellungen (- 18,1 Mio. EUR) begründet.

In den übrigen sonstigen betrieblichen Aufwendungen sind Aufwendungen aus sonstigen Finanzgeschäften in Höhe von 0,8 Mio. EUR (Vorjahr: 6,4 Mio. EUR) sowie aperiodische Konzessionsabgaben für Vorjahre in Höhe von 5,9 Mio. EUR (Vorjahr: 0,0 Mio. EUR) enthalten.

Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge

Die sonstigen Zinsen und Erträge enthalten 3,1 Mio. EUR (Vorjahr: 1,6 Mio. EUR) Erträge aus der Abzinsung von Rückstellungen.

Zinsen und ähnliche Aufwendungen

Aufwendungen aus der Aufzinsung von Rückstellungen wurden in Höhe von 2,3 Mio. EUR (Vorjahr: 2,8 Mio. EUR) erfasst.

Aufwendungen aus Verlustübernahmen

Die Aufwendungen aus Verlustübernahme sind in voller Höhe der enercity Netzgesellschaft mbH, Hannover, zuzurechnen.

3. Berichterstattung gemäß § 6 b Abs. 3 Energiewirtschaftsgesetz

Die Stadtwerke Hannover AG tätigt mit nachfolgenden verbundenen Unternehmen beziehungsweise assoziierten Unternehmen im Sinne von § 271 Abs. 2 HGB beziehungsweise § 311 HGB Geschäfte größeren Umfangs:

- eNG – enercity Netzgesellschaft Hannover mbH, Hannover
- NGL – Netzgesellschaft Laatzen GmbH & Co. KG, Laatzen
- GKH – Gemeinschaftskraftwerk Hannover GmbH, Hannover
- GKL – Gemeinschaftskraftwerk Hannover-Linden GmbH, Hannover
- KWM – Kraftwerk Mehrum GmbH, Hannover

Die eNG stellt gegen Zahlung von Netznutzungsentgelten das Strom- und Gasnetz für die Belieferung der Kunden in den Konzessionsgebieten der Stadtwerke Hannover AG zur Verfügung. Von der NGL wurde das Stromnetz für das Netzgebiet der Stadt Laatzen gepachtet und der eNG zum Netzbetrieb gegen Entgelt zur Verfügung gestellt.

Die Gesellschaften GKH, GKL und KWM lieferten auf Grundlage entsprechender Vereinbarungen Strom an die Stadtwerke Hannover AG; der entsprechende Aufwand ist im Materialaufwand enthalten.

Zwischen der Stadtwerke Hannover AG und den Kraftwerksgesellschaften GKH und GKL sowie der eNG und der NGL bestehen Betriebsführungs- und Pachtverträge; die entsprechenden Erträge werden in den Umsatzerlösen sowie in den sonstigen betrieblichen Erträgen ausgewiesen.

Die Aufwendungen und Erträge ergeben sich aus nachfolgender Übersicht:

	2012	2011
	TEUR	TEUR
Von SWH AG erbrachte Leistungen		
eNG	215.738	229.319
GKH	18.245	15.778
GKL	39.001	28.055
KWM	106.820	119.856
NGL	2.514	1.305
	382.318	394.313
Von SWH AG empfangene Leistungen		
eNG	145.382	148.303
GKH	75.540	78.812
GKL	46.342	36.122
KWM	134.374	133.159
NGL	1.160	3.461
	402.798	399.857

4. Derivative Finanzinstrumente

1. Commodity-Derivate

Zur Absicherung und Optimierung der Strom- und Gasgeschäfte (Preisrisikomanagement) und zur Vermarktung eigener Kraftwerkskapazitäten (Kraftwerksoptimierung) werden **Strom- und Gasforwards** eingesetzt und an der deutschen Strombörse EEX (European Energy Exchange) **Gas- und Stromfutures** gehandelt. Der Einsatz dieser derivativen Finanzinstrumente ist durch eine interne Richtlinie geregelt.

Die Marktwerte der Derivate bestimmen sich durch Abzinsung der erwarteten künftigen Zahlungsströme über die Restlaufzeit des Kontrakts auf Basis einer Zinsstrukturkurve zum Stichtag. Diesbezüglich werden die für die Restlaufzeit der Derivate abgeleiteten Forward – Preise verwendet.

Zum 31. Dezember 2012 betragen Nominal- und Marktwert der am Stichtag schwebenden Geschäfte:

	Marktwert	Nominalwert
	TEUR	TEUR
Strom-Forwards		
Beschaffung	-48.573	389.166
Absatz	96.733	581.695
Stromfutures		
Kauf	-30.172	184.235
Verkauf	24.210	151.396
Gas-Forwards		
Beschaffung	-43.401	510.724
Absatz	-6.767	141.294
Gasfutures		
Kauf	91	30.624
Verkauf	25	20.334

Zur Sicherung von Margen für Sondervereinbarungen im Gasbereich werden **Ölswaps** eingesetzt; Nominal- und Marktwerte stellen sich am 31. Dezember 2012 wie folgt dar:

	Marktwert TEUR	Nominalwert TEUR
Kauf	1.467	64.495
Verkauf	1.622	36.030

Zur Sicherung von Preisrisiken aus der Strombeschaffung werden **Kohle- und CO2 Zertifikateswaps** eingesetzt; Nominal- und Marktwerte stellen sich am 31. Dezember 2012 wie folgt dar:

	TEUR	TEUR
Kohleswaps	-11.382	66.640
CO2 Zertifikateswaps	-6.804	20.003

2. Zinsderivate

Die Stadtwerke Hannover AG sichert ihre Zinsrisiken über **Zinsswaps** ab. Das Unternehmen hat im Zusammenhang mit der Absicherung von Darlehen zur Investitionsfinanzierung Swapverträge mit verschiedenen Kreditinstituten über ein Gesamtvolumen von 720,0 Mio. Euro abgeschlossen.

Am Abschluss-Stichtag bestanden Zinsderivate in folgendem Umfang:

	Marktwert TEUR	Nominalwert TEUR
Payer-Swaps	-119.808	720.000

Die Marktwerte der Zinsderivate bestimmen sich durch Abzinsung der erwarteten künftigen Zahlungsströme über die Restlaufzeit des Kontrakts auf Basis einer Zinsstrukturkurve zum Stichtag.

Für Zinsswaps, die nicht in Bewertungseinheiten einbezogen wurden, sind Rückstellungen von 0,3 Mio. Euro gebildet worden.

3. Devisenderivate

Zur Steuerung des Währungsrisikos werden im Wesentlichen für Kohleeinkäufe **Devisentermingeschäfte** abgeschlossen. Der Marktwert von Devisentermingeschäften errechnet sich auf Basis des am Abschluss-Stichtag geltenden Devisenterminkurses für die jeweilige Restlaufzeit des Kontrakts im Vergleich zum kontrahierten Devisenterminkurs.

Am Abschluss-Stichtag bestanden Währungssicherungen in folgendem Umfang:

	Marktwert TEUR	Nominalwert TEUR
Devisenkäufe	-1.265	167.367
Devisenverkäufe	-626	16.427

4. Derivate auf Emissionszertifikate

Zur Optimierung der Beschaffung von Emissionszertifikaten (nicht dem eigenen Gebrauch dienend) wurden Swap- und Termingeschäfte abgeschlossen. Die Swapgeschäfte werden phasengleich und mit gleichen Konditionen an die Kraftwerksbeteiligungen weitergegeben. Der Marktwert von Emissionszertifikatetermingeschäften errechnet sich auf Basis des am Abschluss-Stichtag geltenden Emissionszertifikateterminkurses für die jeweilige Restlaufzeit des Kontrakts im Vergleich zum kontrahierten Emissionszertifikateterminkurs.

Am Abschluss-Stichtag bestanden Emissionszertifikatetermingeschäfte in folgendem Umfang:

	Marktwert TEUR	Nominalwert TEUR
Emissionszertifikatekäufe	-25.929	71.653
Emissionszertifikateverkäufe	429	1.375

5. Angaben zum Jahresergebnis

Die Stadtwerke Hannover AG haben entsprechend dem Beherrschungs- und Gewinnabführungsvertrag 101,7 Mio. EUR (Vorjahr: 100,1 Mio. EUR) an die VVG abzuführen. In diesem Betrag sind 20,1 Mio. Euro (Vorjahr: 19,7 Mio. EUR) Mindestdividende an außenstehende Aktionäre enthalten. Auf das Genussscheinkapital erfolgt eine Ausschüttung von 3,7 Mio. EUR (Vorjahr: 3,6 Mio. EUR). Der verbleibende Jahresüberschuss von 9,0 Mio. EUR (Vorjahr: 17,0 Mio. EUR) wurde den anderen Gewinnrücklagen zugeführt.

6. Sonstige Angaben

Zusammensetzung der Organe, Aufwendungen für Organe und Organkredite

VORSTAND

In der personellen Besetzung des Vorstands der Stadtwerke Hannover AG hat es während des Geschäftsjahres keine Veränderungen gegeben. Die aktiven Mitglieder des Vorstands sind weiterhin:

Michael G. Feist, Kaufmännischer Direktor und Vorstandsvorsitzender

Harald Noske, Technischer Direktor

Rechtsanwalt Jochen Westerholz, Arbeitsdirektor

AUFSICHTSRAT

Der Aufsichtsrat der Stadtwerke Hannover AG hat sich in der Sitzung vom 15. März 2012 neu konstituiert. In dieser Sitzung wurde Dr. Marc Hansmann als Aufsichtsratsvorsitzender gewählt.

Folgende Mandatsträger waren im Geschäftsjahr 2012 im Aufsichtsrat vertreten:

Dr. Marc Hansmann, Vorsitzender, Stadtkämmerer
Walter Meinhold, Vorsitzender, Rektor a. D. (bis 15. März 2012)
Walter Kroll, stellvertretender Vorsitzender, Installateur *)
Jens Allerheiligen, kaufmännischer Angestellter
Andreas Bergen, Geschäftsführer (bis 15. März 2012)
Blanca Blancke, Gewerkschaftssekretärin *) (seit 18. Januar 2012)
Ralf Borchers, Diplom-Ökonom (seit 15. März 2012)
Martin Bühre, Maschinenbautechniker *)
Wilfried Engelke, Selbstständiger Handwerksmeister (bis 15. März 2012)
Willi Grewe, Gewerkschaftssekretär *)
Dr. Reinhard Klopffleisch, Gewerkschaftssekretär *)
Dieter Küssner, Diplom-Betriebswirt des Handwerks
Hans-Jürgen Lerch, Bürokaufmann *)
Wilfried Lorenz, selbständiger Kaufmann (seit 15. März 2012)
Dr. Hilde Moennig, Tierärztin (bis 15. März 2012)
Thomas Mohnike, kaufmännischer Angestellter *)
Manfred Müller, Ingenieur für Informationsverarbeitung (bis 15. März 2012)
Ralf Riekemann, Diplom-Ingenieur Maschinenbau (FH) *)
Bernd Rudolph, Stellvertretender Vorsitzender des Vorstandes der Thüga AG
Norbert Stichtenoth, Betriebswirt *)
Ingrid Wagemann, Sozialpädagogin (seit 15. März 2012)
Charlotte Wallat, Juristin (seit 15. März 2012)
Friedrich Wittmeier, Justiziar *)
Ewald Woste, Vorstandsvorsitzender der Thüga AG.
Belgin Zaman, Juristin (seit 15. März 2012)

*) = Arbeitnehmervertreter der Stadtwerke Hannover AG

Dem Vorstand wurden 1,8 Mio. EUR vergütet; davon entfielen 0,9 Mio. EUR auf feste (Gehälter, Zuschüsse zu Versicherungsbeiträgen, Sachbezüge) und 0,9 Mio. EUR auf variable Vergütungen. Frühere Mitglieder des Vorstandes und ihre Hinterbliebenen erhielten 0,6 Mio. EUR. Für Pensionsverpflichtungen gegenüber früheren Mitgliedern des Vorstandes und ihren Hinterbliebenen sind 7,1 Mio. EUR zurückgestellt.

Dem Aufsichtsrat wurden 83 TEUR und dem Beirat 3 TEUR vergütet.

Belegschaft

Im Jahresdurchschnitt 2012 waren im Unternehmen 2.589 Mitarbeiter beschäftigt. Davon waren 762 Lohnempfänger, 1.715 Gehaltsempfänger sowie 112 Auszubildende.

Nicht in der Bilanz enthaltene Geschäfte

Zum Bilanzstichtag besteht gegenüber Lieferanten ein offenes Bestellobligo in Höhe von 115,1 Mio. EUR.

Infolge der langfristigen Anmietung des Verwaltungsgebäudes Ihmeplatz 2, Hannover, bestehen Verpflichtungen aus dem Mietvertrag mit einer Restlaufzeit von bis zu 10 Jahren in Höhe von 19,8 Mio. EUR. Darüber hinaus bestehen am Stichtag Verpflichtungen aus dem Pachtvertrag mit einer Restlaufzeit von 15 Jahren für das Strom- und Wassernetz mit der Netzgesellschaft Laatzen. Im Geschäftsjahr 2012 sind Pachtaufwendungen von 12.183,87 EUR entstanden. Der Rückgang gegenüber dem Vorjahr (- 2,3 Mio. EUR) liegt in außerordentlichen Erträgen der NGL begründet, die in die Pachtentgeltkalkulation eingeflossen sind.

Im Zusammenhang mit der Übernahme der Energieversorgung eines Kunden bestanden am Bilanzstichtag Leasingverpflichtungen von 1,0 Mio. EUR. Für Kfz-Leasing bestehen Verpflichtungen in Höhe von 0,3 Mio. EUR.

Gegenüber einem Kreditinstitut wurde für ein Darlehen der Danpower GmbH, Potsdam (verbundenes Unternehmen), eine Ankaufsverpflichtung von bis zu 40,0 Mio. EUR bis zur Tilgung des Darlehens eingegangen. Die Ankaufsverpflichtung gegenüber dem Kreditinstitut war nicht zu passivieren, da die Verpflichtungen aus dem zu Grunde liegende Darlehen von der Danpower GmbH erfüllt werden können und daher mit einer Inanspruchnahme nicht zu rechnen ist.

Aus Darlehenszusagen gegenüber den verbundenen Unternehmen GKL - Gemeinschaftskraftwerk Hannover-Linden und GHG Gasspeicher Hannover bestehen Verpflichtungen von insgesamt 107,4 Mio. EUR. Da insbesondere die Investitionsfinanzierung der GKL vorwiegend aus dem laufenden Umsatzprozess erfolgen soll, ist die Inanspruchnahme des Darlehensobligos (45,0 Mio. EUR) lediglich zu einem Teilbetrag wahrscheinlich.

Aus einem unechten Wertpapierpensionsgeschäft ergibt sich eine Rücknahmeverpflichtung für Wertpapierspezialfonds in Höhe von 35,8 Mio. EUR.

Anteilsbesitz der Stadtwerke Hannover AG gemäß § 285 Nr. 11 HGB

Name und Sitz der Gesellschaft	Anteil am Kapital in %	Eigenkapital in TEUR	Ergebnis in TEUR	Geschäfts- jahr
Unmittelbare Beteiligungen				
Verbundene Unternehmen				
energcity Contracting GmbH, Hannover	100,00	23.266	0 ¹⁾	2012
energcity Netzgesellschaft mbH, Hannover	100,00	250	0 ¹⁾	2012
GKL-Gemeinschaftskraftwerk Hannover-Linden GmbH, Hannover	90,00	9.203	0 ¹⁾	2012
Danpower GmbH, Potsdam	84,90	31.036	6.843	2011
GKH-Gemeinschaftskraftwerk Hannover GmbH, Hannover	84,70	10.226	0 ¹⁾	2012
Kraftwerk Mehrum GmbH, Hannover	83,33	24.118	0 ¹⁾	2011
GHG-Gasspeicher Hannover GmbH, Hannover	68,35	102	0 ¹⁾	2012
Gemeinschaftskraftwerk Hannover- Braunschweig GmbH & Co. KG,	66,67	1.745	116	2011
GKW Beteiligungs-GmbH, Hannover	66,67	29	0	2011
Beteiligungen				
Thüga Holding GmbH & Co. KGaA, München	20,53	2.463.767	374.220	2011
Energie-Projektgesellschaft Langenhagen mbH, Langenhagen	50,00	2.135	144	2011
htp GmbH, Hannover	50,00	26.084	3.684	2011
Cleverty GmbH & Co.KG, Leipzig	50,00	-6.156	-6.194	2011
Gasnetzgesellschaft Laatzen-Nord, Laatzen ²	49,00	25	N/A	2012
Netzgesellschaft Laatzen GmbH & Co. KG, Laatzen	49,00	6.100	833	2011
Netzverwaltungsgesellschaft Laatzen mbH, Laatzen	49,00	26	1	2011
Stadtwerke Wunstorf GmbH & Co. KG, Wunstorf	34,00	7.259	1.796	2011
Stadtwerke Wunstorf Verwaltungs GmbH, Wunstorf	34,00	58	1	2011

Name und Sitz der Gesellschaft	Anteil am Kapital in %	Eigenkapital in TEUR	Ergebnis in TEUR	Geschäftsjahr
Fortsetzung Beteiligungen				
Metegra GmbH, Laatzen	25,00	274	-425	2011
Stadtwerke Garbsen GmbH, Garbsen	20,00	-5.644 ³⁾	3.105 ³⁾	2011
Mittelbare Beteiligungen				
Verbundene Unternehmen				
DanpowerEnergie Service GmbH, Potsdam	100,00	50.154	-3.973	2011
EKT Energie und Kommunal - Technologie GmbH, Potsdam	100,00	10.588	4.217	2011
Bitterfelder Fernwärme GmbH, Bitterfeld	100,00	1.728	1.336	2011
vigoris Handels GmbH, Potsdam	100,00	890	865	2011
BGA Biogas 1 GmbH, Potsdam	100,00	-235	-240	2011
PME Projektmanagement und Engineering GmbH, Leipzig	100,00	50	0	2011
Danpower Energie Service Leinefelde GmbH & Co.KG, Leinefelde	100,00	36	-634	2011
Danpower Energieversorgung Leinefelde Verwaltungs GmbH, Potsdam	100,00	24	0	2011
BGA Biogas 2 GmbH, Potsdam	100,00	-443	-318	2011
SWE Umwelt GmbH, Elsterwerda	100,00	27	-8	2010
AS Võru Soojus, Estland	100,00	-3.151	-97	2012
Wärmeversorgung Zinnowitz GmbH, Zinnowitz	80,00	1.133	235	2011
IEW Biogaspark Wolgast GmbH, Wolgast	75,20	260	127	2011
IEW Biogas 4 GmbH, Wolgast	75,20	43	0	2011
IEP Innovative Energien Potsdam GmbH, Potsdam	74,90	204	-36	2011
IEW Innovative Energien Wolgast GmbH, Wolgast	74,90	336	286	2011

Name und Sitz der Gesellschaft	Anteil am Kapital in %	Eigenkapital in TEUR	Ergebnis in TEUR	Geschäftsjahr
BIOGAS Barth GmbH, Barth	57,90	-304	-181	2011
Wärmeversorgung Wolgast GmbH, Wolgast	51,00	2.147 ⁴⁾	433	2011
Bioenergie Giesen GmbH, Giesen	51,00	1.738	-208	2011
Stadtwerk Elsterwerda GmbH, Elsterwerda	51,00	820	27	2011
Bioenergie Harber GmbH & Co. KG, Hohenhameln	51,00	1.070	-149	2011
Biogas Glentorf GmbH, Königslutter	51,00	283	-17	2011
Bioenergie Loop GmbH, Loop	51,00	297	-3	2011
Beteiligungen				
PD Energy GmbH, Bitterfeld	50,00	12.534	131	2011
Energieversorgung Seebach GmbH, Seebach	49,00	860	-243	2011
Biogas Peine GmbH, Peine	40,00	3.240	-55	2011

¹⁾ Die Ergebnisse dieser Unternehmen fließen auf Grund von Gewinnabführungsverträgen anteilig der Stadtwerke Hannover AG zu.

²⁾ Die Gesellschaft wurde zum 13. Dezember 2012 gegründet. Bis zum Zeitpunkt der Aufstellung dieses Jahresabschlusses ist noch keine konstitutive Eintragung ins Handelsregister erfolgt.

³⁾ Unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten basiert die Angabe auf dem Konzernabschluss der Gesellschaft.

⁴⁾ Die Angabe des Eigenkapitals erfolgt unter Berücksichtigung der teilweisen Ergebnisverwendung.

Konzernverhältnisse

Die VVG hat mitgeteilt, dass ihr 75,09 Prozent der Stimmrechte an der Stadtwerke Hannover AG zustehen. Gleichfalls hat die VVG mitgeteilt, dass die Landeshauptstadt Hannover auf Grund der Zurechnung der von der VVG gehaltenen Stimmrechte gemäß § 16 Abs. 4 AktG über 75,09 Prozent Stimmrechte an der Stadtwerke Hannover AG verfügt.

Die Stadtwerke Hannover AG, mit Sitz in Hannover, ist das Mutterunternehmen, das für den kleinsten Kreis von Unternehmen einen Konzernabschluss nach den International Financial Reporting Standards (IFRS), wie sie in der EU verpflichtend anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315a Abs. 1 HGB maßgeblichen handelsrechtlichen Vorschriften, sowie einen Konzernlagebericht aufstellt. Mutterunternehmen für den größten Konsolidierungskreis ist die Mehrheitsgesellschafterin VVG, ebenfalls mit Sitz in Hannover. Diese stellt nach den Vorschriften des HGB einen Konzernabschluss und Konzernlagebericht auf, in die die Stadtwerke Hannover AG einbezogen wird. Die Konzernabschlüsse und Konzernlageberichte der VVG und Stadtwerke Hannover AG sind im elektronischen Bundesanzeiger veröffentlicht.

Versicherung der gesetzlichen Vertreter

Nach bestem Wissen versichern wir, dass gemäß den anzuwendenden Rechnungslegungsgrundsätzen für die Jahresberichterstattung der Jahresabschluss ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Unternehmens vermittelt und im Lagebericht der Geschäftsverlauf einschließlich des Geschäftsergebnisses und die Lage des Unternehmens so dargestellt sind, dass ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild vermittelt wird sowie die wesentlichen Chancen und Risiken der voraussichtlichen Entwicklung des Unternehmens beschrieben sind.

Hannover, den 14. Februar 2013

Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft

Der Vorstand

Feist Noske Westerholz

Anlage zum Anhang

Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft, Hannover

Entwicklung des Anlagevermögens im Geschäftsjahr 2012

Anschaffungs- und Herstellungskosten					
	1.1.2012	Zugänge	Abgänge	Umbuchungen/ Umgliederungen	31.12.2012
	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR
I. Immaterielle Vermögensgegenstände					
Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte					
	41.348.177,19	1.579.204,38	10.045,61	3.462.400,19	46.379.736,15
II. Sachanlagen					
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken					
	141.964.373,95	91.028,53	3.880.642,68	117.905,53	138.292.665,33
2. Erzeugungs-, Gewinnungs- und Bezugsanlagen					
	160.251.392,02	363.789,76	671.556,33	342.085,90	160.285.711,35
3. Verteilungsanlagen					
	1.356.053.044,42	16.067.734,21	10.645.970,28	12.911.144,04	1.374.385.952,39
4. Technische Anlagen und Maschinen					
	211.036.861,44	3.270.080,21	1.737.916,39	2.950.237,72	215.519.262,98
5. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattungen					
	62.856.594,78	2.035.446,76	4.280.135,43	1.220.803,42	61.832.709,53
6. Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau					
	38.560.340,03	25.939.481,13	0,00	-21.004.576,80	43.495.244,36
	<u>1.970.722.606,64</u>	<u>47.767.560,60</u>	<u>21.216.221,11</u>	<u>-3.462.400,19</u>	<u>1.993.811.545,94</u>
III. Finanzanlagen					
1. Anteile an verbundenen Unternehmen					
	274.090.423,40	0,00	385.665,23	0,00	273.704.758,17
2. Ausleihungen an verbundene Unternehmen					
	112.205.034,50	33.979.290,00	4.000.000,00	0,00	142.184.324,50
3. Beteiligungen					
	516.484.470,38	12.250,00	0,00	0,00	516.496.720,38
4. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht					
	11.447.297,00	292.703,00	0,00	0,00	11.740.000,00
5. Wertpapiere des Anlagevermögens					
	65.727.125,14	1.633.349,52	61.272.861,72	0,00	6.087.612,94
6. Sonstige Ausleihungen					
	2.410.126,48	0,00	569.095,37	0,00	1.841.031,11
	<u>982.364.476,90</u>	<u>35.917.592,52</u>	<u>66.227.622,32</u>	<u>0,00</u>	<u>952.054.447,10</u>
	<u>2.994.435.260,73</u>	<u>85.264.357,50</u>	<u>87.453.889,04</u>	<u>0,00</u>	<u>2.992.245.729,19</u>

Abschreibungen des Geschäftsjahres	Kumulierte Abschreibungen				Buchwerte		
	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	Zu- schreibungen	31.12.2012	31.12.2012	31.12.2011
EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	TEUR
34.361.729,19	3.520.451,57	10.045,61	0,00	0,00	37.872.135,15	8.507.601,00	6.986
104.198.739,12	2.191.349,24	3.096.192,46	0,00	0,00	103.293.895,90	34.998.769,43	37.766
149.159.220,02	1.538.189,67	168.281,34	0,00	0,00	150.529.128,35	9.756.583,00	11.092
1.075.163.015,96	30.375.401,10	8.913.572,62	-12,05	0,00	1.096.624.832,39	277.761.120,00	280.890
167.039.465,44	7.017.552,67	1.704.729,13	0,00	0,00	172.352.288,98	43.166.974,00	43.998
53.739.402,78	3.953.669,93	4.245.129,23	12,05	0,00	53.447.955,53	8.384.754,00	9.117
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	43.495.244,36	38.560
1.549.299.843,32	45.076.162,61	18.127.904,78	0,00	0,00	1.576.248.101,15	417.563.444,79	421.423
23.211.108,00	31.515.000,00	0,00	0,00	0,00	54.726.108,00	218.978.650,17	250.880
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	142.184.324,50	112.205
10.459.334,00	2.605.608,00	0,00	0,00	0,00	13.064.942,00	503.431.778,38	506.025
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11.740.000,00	11.447
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6.087.612,94	65.727
19.416,60	0,00	0,00	0,00	2.155,00	17.261,60	1.823.769,51	2.391
33.689.858,60	34.120.608,00	0,00	0,00	2.155,00	67.808.311,60	884.246.135,50	948.675
1.617.351.431,11	82.717.222,18	18.137.950,39	0,00	2.155,00	1.681.928.547,90	1.310.317.181,29	1.377.084,00

Lagebericht für das Geschäftsjahr 2012

Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft

1	Struktur und Strategie der Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft	2
1.1	<i>Struktur</i>	2
1.1.1	Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft	2
1.1.2	Konzern Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft	2
1.1.3	Wesentliche enercity-Beteiligungen und Veränderungen in der Beteiligungsstruktur	3
1.2	<i>Strategie</i>	4
1.3	<i>Wesentliche Ereignisse des Geschäftsjahres</i>	6
2	Wirtschaftliche und politische Rahmenbedingungen	8
2.1	<i>Wirtschaftliche Rahmenbedingungen</i>	8
2.1.1	Gesamtwirtschaftliche Situation	8
2.1.2	Marktbezogene Entwicklung	8
2.1.3	Gesamtaussage zum Einfluss der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen auf den Geschäftsverlauf 2012 von enercity	15
2.2	<i>Politische Rahmenbedingungen</i>	15
2.2.1	Europäische Energiepolitik	16
2.2.2	Energiepolitik und Rechtsrahmen in Deutschland	17
3	Absatz und Beschaffung	21
4	Umwelt und Innovation	23
5	Mitarbeitende	26
6	Bindung an Stadt und Region	30
7	Analyse des Geschäftsverlaufs und der Lage	31
7.1	<i>Gesamtbeurteilung</i>	31
7.2	<i>Ertragslage</i>	32
7.3	<i>Finanz- und Vermögenslage</i>	35
7.3.1	Ziele und Grundsätze des Finanzmanagements	35
7.3.2	Finanzwirtschaftliche Schwerpunkte im abgelaufenen Geschäftsjahr	35
7.3.3	Investitionen und Substanzerhaltung	37
7.3.4	Liquiditätsanalyse	39
7.3.5	Vermögensanalyse	40
8	Bericht zum rechnungslegungsbezogenen internen Kontroll- und Risikomanagementsystem	42
8.1	<i>Komponenten des internen Kontroll- und Risikomanagementsystems im Hinblick auf den Rechnungslegungsprozess</i>	42
8.1.1	Kontrollumfeld	42
8.1.2	Risikobeurteilungen	42
8.1.3	Kontrollaktivitäten	43
8.1.4	Information und Kommunikation	43
8.1.5	Überwachung des internen Kontrollsystems	43
8.2	<i>Prüfung und Überwachung des rechnungslegungsbezogenen internen Kontroll- und Risikomanagementsystems durch die interne Revision</i>	44
9	Risikoberichterstattung	46
9.1	<i>Risikomanagement</i>	46
9.2	<i>Darstellung der wesentlichen Risiken und Chancen</i>	48
10	Nachtragsbericht	52
11	Prognosebericht	53
11.1	<i>Erwartete Umfeldentwicklung</i>	53
11.2	<i>Erwartete Entwicklung von enercity</i>	54

1 Struktur und Strategie der Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft

1.1 Struktur

1.1.1 Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft

Die **Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft** ist als kommunales Energiedienstleistungsunternehmen operativ tätig und ist Muttergesellschaft des **Konzerns Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft**. Sie ist ein in Deutschland nach dem Aktiengesetz registriertes Unternehmen. Im Geschäftsjahr 2012 blieb die Aktionärsstruktur der Gesellschaft unverändert. Mit 75,09 Prozent ist die Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft Hannover mbH, Hannover, (VVG) Hauptaktionärin. Mit ihr besteht ein Beherrschungs- und Gewinnabführungsvertrag. Daneben sind die Thüga AG, München, mit 24,0 Prozent und die Region Hannover, Hannover, mit 0,91 Prozent beteiligt. Die Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft wird in den nach deutschen handelsrechtlichen Vorschriften erstellten Konzernabschluss der VVG einbezogen.

Zum Gegenstand des Unternehmens gehören die Versorgung mit Elektrizität, Gas, Wasser und Wärme, der Energiehandel sowie alle Neben-, Hilfs- und Ergänzungsgeschäfte. Unter der Dachmarke „enercity – positive energie“ der **Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft (enercity)** werden Energie und Dienstleistungen für Privat- und Geschäftskunden in Hannover und bundesweit angeboten. Der Umsatz wird im Wesentlichen im Inland erwirtschaftet.

Strom. Der Geschäftsbereich Strom umfasst die gesamte Wertschöpfungskette von der Erzeugung über den Handel und die Verteilung bis zum Vertrieb und zur Abrechnung. Es kommen Kohle- und auch Gaskraftwerke sowie Anlagen, die erneuerbare Energien nutzen (beispielsweise Wind-, Biogas-, Biomasse- sowie Photovoltaikanlagen), zum Einsatz. Insgesamt wird ein großer Teil des Stroms in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erzeugt.

Gas. Die Aktivitäten im Geschäftsbereich Gas umfassen fast alle Wertschöpfungsstufen von der Speicherung über den Handel, die Verteilung und den Vertrieb bis zur Abrechnung. Hierbei erfolgt zur Sicherung einer effizienten Gasspeicherung der Betrieb der Gasspeicher mit einem Partner in einer separaten Gasspeichergesellschaft. Dabei verfolgt enercity den Ausbau der Speicherung konsequent weiter.

Wasser. Die Tätigkeiten zur Versorgung der Bevölkerung innerhalb unseres Konzessionsgebietes mit Wasser sind ebenfalls in einem eigenen Geschäftsbereich gebündelt. Dabei deckt enercity sämtliche Aktivitäten von der Gewinnung bis zum Absatz ab.

Wärme. Zum Geschäftsbereich Wärme gehören alle Aktivitäten der Versorgung von Kunden mit thermischer Energie und Energiedienstleistungen. Im Wesentlichen beziehen sich diese Aktivitäten auf die Lieferung von in den KWK-Kraftwerken erzeugter Fernwärme an Privat- und Sondervertragskunden.

Dienstleistungen. Die Aktivitäten im Geschäftsbereich Dienstleistungen umfassen sowohl Dienstleistungen an Konzernunternehmen als auch an Dritte. Hierzu zählen kaufmännische Betriebsführungen sowie sonstige kaufmännische und technische Dienstleistungen. Zudem werden hier Aktivitäten im Zusammenhang mit der Finanzierungs- und Liquiditätssteuerung im Konzern Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft und Handelsaktivitäten außerhalb des Strom- und Gasbereichs zusammengefasst.

1.1.2 Konzern Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft

Der Konzern Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft gehört zu den größten kommunalen Energieversorgungs- und -dienstleistungsunternehmen Deutschlands. Die Aktivitäten von enercity werden durch die folgenden Tätigkeitsfelder des Konzerns Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft ergänzt:

Netzbetrieb. Die Übertragungs- und Verteilnetze in den Bereichen Strom, Gas, Wasser und Wärme werden von einer eigenständigen Netzgesellschaft betrieben. Die netzbetreibende Gesellschaft ist gemäß den Unbundling-Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) als unabhängiger Netzbetreiber aufgestellt. Der Betreiber trägt die Verantwortung für den sicheren Betrieb und die Instandhaltung der Netze. Die Netzentgelte, die von den Netznutzern an einen Betreiber zu zahlen sind, sind durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) behördlich festgesetzt.

Energieerzeugung. Die Erzeugung von Strom und Fernwärme erfolgt im Wesentlichen über Beteiligungen an Gemeinschaftskraftwerken. Diese Kraftwerke stellen ihre Erzeugungskapazitäten aus-

schließlich den Gesellschaftern zur Verfügung und werden durch diese gesteuert und eingelastet. Die Kraftwerksgesellschaften übernehmen die Wartung und Instandhaltung der Anlagen.

Contracting. Die Contractingaktivitäten im Bereich Wärme decken sämtliche Stufen der Wertschöpfungskette ab. Diese reichen von der ersten Bedarfsanalyse über die Planung, Finanzierung und Realisierung bis hin zur Betriebsführung, Wartung und Instandhaltung der Anlagen beim Kunden. Zusätzlich werden in diesem Bereich die Planung, der Bau und der Betrieb von Biomasseanlagen bearbeitet.

1.1.3 Wesentliche enercity-Beteiligungen und Veränderungen in der Beteiligungsstruktur

Netzgesellschaften. Die enercity Netzgesellschaft mbH, Hannover, (eNG) betreibt Energieversorgungsnetze für leitungsgebundene Energie- und Wasserversorgung im Stadtgebiet der Landeshauptstadt Hannover, in Teilgebieten von Langenhagen und Laatzen sowie in den Umlandkommunen Ronnenberg, Seelze und Hemmingen. Die Netzgesellschaft Laatzen GmbH & Co. KG, Laatzen, (NGL) verantwortet die Erstellung, den Ausbau und die Unterhaltung von Energieversorgungsnetzen beziehungsweise der öffentlichen Wasserversorgung in Teilgebieten von Laatzen.

Kraftwerksgesellschaften. Die Gemeinschaftskraftwerke GKH – Gemeinschaftskraftwerk Hannover GmbH, Hannover, (GKH), GKL – Gemeinschaftskraftwerk Hannover-Linden GmbH, Hannover, (GKL) sowie Kraftwerk Mehrum GmbH, Hannover, (KWM) dienen dem Bau und Betrieb sowie der Unterhaltung von Kraftwerken zur Erzeugung von Elektrizität und Wärme ausschließlich für die Gesellschafter. GKL betreibt eine Gas- und Dampfturbinenanlage (GuD-Anlage) in Hannover-Linden, GKH ein Steinkohlekraftwerk in Hannover-Stöcken und KWM ein Steinkohlekraftwerk in Hohenhameln-Mehrum.

Contractinggesellschaften. Wesentliche enercity-Beteiligungen sind im Wärmebereich die Gesellschaften enercity Contracting GmbH, Hannover, (eCG) sowie die Danpower GmbH, Potsdam, (Danpower). Beide Gesellschaften sind jeweils Mutterunternehmen von Konzernen mit insgesamt 21 Tochterunternehmen und vier assoziierten Unternehmen. Die Unternehmensgruppen sind bundesweit im Wärmeversorgungs- und Contractinggeschäft tätig. Ein Schwerpunkt ist neben der Energieversorgung aus KWK-Anlagen der Einsatz erneuerbarer Energien, wie Biogas oder Biomasse als Ergänzung zu konventionellen fossilen Energieträgern. Ebenso errichten und betreiben die Unternehmensgruppen Projekte zur energetischen Verwertung von Restabfällen.

Danpower kauft estländische Gesellschaft AS Võru Soojus. Die Danpower hat am 23. August dieses Jahres 100,0 Prozent der Anteile der kommunalen Wärmeversorgung der AS Võru Soojus in Estland mit einem Fernwärmenetz von 25 Kilometer Länge übernommen. In Verbindung mit dem Anteilserwerb wurde am 24. August 2012 die erste ausländische Niederlassung in der estischen Hauptstadt Tallinn eröffnet. Die Wärmeerzeugung in Höhe von 55,0 Gigawattstunden (GWh) basiert zu mehr als 85,0 Prozent auf Biomasse in Form von Holzhackschnitzeln und Sägespänen. Diese erstmalige Akquisition eines Projekts im Ausland ist ein wichtiger Meilenstein im Ausbau der Geschäftsfelder Contracting und Biomasse von enercity und für das weitere Wachstum der Danpower-Gruppe sowie für eine gestärkte Position am Markt für dezentrale, effiziente Energieversorgung auch außerhalb von Deutschland. Danpower will künftig auch in die Wärmeerzeugung und Fernwärmeverteilung für eine langfristig sichere und umweltfreundliche Fernwärmeversorgung investieren.

Gasnetzgesellschaft Laatzen-Nord mbH, Laatzen, (GNG) gegründet. Seit dem 13. Dezember 2012 ist enercity an der neu gegründeten GNG mit 49,0 Prozent beteiligt. Die GNG wird Vertragspartner des neuen Konzessionsvertrages für das Gasnetz im nördlichen Teil des Stadtgebietes Laatzen. Gegenstand des Unternehmens ist die Erstellung, der Ausbau und die Unterhaltung von Energieversorgungsnetzen im Stadtgebiet Laatzen zur Sicherstellung der leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit im Stadtgebiet Laatzen mit Gas. Weiterer Gesellschafter mit einem Anteil von 51,0 Prozent ist die Stadt Laatzen. Die GNG wird das Gasnetz mit Wirkung zum 1. Januar 2013 vom bisherigen Netzeigentümer enercity erwerben und dieses wiederum an enercity verpachten. Netzbetreiber bleibt die eNG.

Thüga. Die Beteiligung an der Thüga Holding GmbH & Co. KGaA, München, (Thüga) in Höhe von 20,53 Prozent wurde Ende 2009 erworben. Schwerpunkte in der Ausrichtung der Beteiligung sind neben dem weiteren Ausbau des Beteiligungsportfolios der Gesellschaft die Erkundung und Umsetzung von Kooperationsfeldern zur Erschließung zukünftiger Synergiepotenziale innerhalb der Thüga-Gruppe. Die Realisierung eines Mandatseinkaufs und die Positionierung einer Energiehandelsgesellschaft zur Optimierung der Energiebeschaffung für die Unternehmen der Thüga-Gruppe sind erfolg-

reich weiterentwickelt worden. Eine mit dem Zeithorizont 2021 entwickelte Langfriststrategie befindet sich in ihren einzelnen Facetten unter Einbezug von Unternehmen der Thüga-Gruppe in Umsetzung.

Neben der Optimierung im bestehenden Beteiligungsportfolio plant die Thüga, weiterhin neue Beteiligungen zu erwerben. Hierfür befinden sich derzeit eine Reihe potenzieller Erwerbsoptionen in Prüfung, teilweise gemeinsam mit Unternehmen aus der Thüga-Gruppe oder auch gemeinsam mit Kommunen.

Wesentliche weitere Beteiligungen. Neben den Tochterunternehmen und der Thüga-Beteiligung stellen die Beteiligungen an der Gasspeichergesellschaft GHG – Gasspeicher Hannover GmbH, Ronnenberg, (GHG), der im Telekommunikationsbereich tätigen htp GmbH, Hannover, (htp) und an dem Gemeinschaftsunternehmen Metegra GmbH, Hannover, (Metegra), einem Dienstleistungsunternehmen für Messtechnik, weitere wesentliche Beteiligungen von enercity dar.

1.2 Strategie

Das ordnungspolitische, regulatorische und wirtschaftliche Umfeld der Energieversorgung ist zunehmend durch massive Umbrüche beeinflusst, was dazu führt, dass die Entwicklung von Energieversorgungsunternehmen zunehmend durch unsichere Rahmenbedingungen geprägt wird. Europäische und nationale Klimaschutzprogramme führen zu einem tiefgreifenden Strukturwandel in der Energiebranche. Im Rahmen des verabschiedeten integrierten Energie- und Klimaschutzprogramms (IEKP) und der Beschlüsse zu dessen konkreter Umsetzung wurden grundlegende Klimaschutzziele für das Jahr 2020 definiert, wie beispielsweise eine deutliche Reduktion der deutschen Treibhausgasemissionen und die Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen an der Energieerzeugung. Die energiepolitischen Entwicklungen beeinflussen maßgeblich das unternehmerische Handeln von enercity.

Neben den gestiegenen Ansprüchen an Klimaschutz und Energieeffizienz stellen die Liberalisierung der Energiemärkte, der damit verbundene zunehmende Wettbewerb und Margendruck, die Reduzierung des Absatzes im Wärmemarkt sowie die weiterhin hohen und schwankenden Energiepreise zusätzliche unternehmerische Anforderungen an die Ertragskraft und Wettbewerbsfähigkeit. Darüber hinaus resultieren aus der Regulierung der Strom- und Erdgasnetze durch die Bundesnetzagentur sinkende Netzmargen, die bei der gleichzeitigen Forderung nach einer weiterhin sehr hohen Versorgungsqualität zu einem starken wirtschaftlichen Druck führen. Hinzu kommen unerwartet stark sinkende Margen in der Stromerzeugung, die insbesondere auf das enorme Wachstum der Photovoltaik-Stromerzeugung in Deutschland zurückzuführen sind.

Mit diesen veränderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen sind nachhaltige Ergebnisrisiken in den relevanten Geschäftssegmenten für Energieversorgungsunternehmen verbunden. enercity hat sich frühzeitig auf den erwartbaren Teil der Veränderungen mit der wachstumsorientierten Unternehmenskonzeption K2020, folgend dem Motto „Vorwärts nach weit“, eingestellt und hält an deren Umsetzung fest. Durch eine Kombination von Maßnahmen zur Kostenreduzierung und Margenoptimierung sowie durch rentable Wachstumsprojekte wird eine Ertragskraft auf angemessenes wirtschaftliches Niveau angestrebt. Dazu soll in den unregulierten Wertschöpfungsstufen das Entwicklungspotenzial in Form von Erlös- und Margenoptimierungen genutzt werden. In den regulierten Wertschöpfungsstufen stehen hingegen Kostenoptimierungen im Vordergrund. Hierzu werden wiederkehrend ein Financial Benchmarking und ein Prozessbenchmarking durchgeführt und aus den gewonnenen Erkenntnissen Maßnahmen zur Optimierung abgeleitet und fortlaufend umgesetzt.

enercity orientiert sich im Rahmen der Unternehmenskonzeption K2020 an den im Folgenden dargestellten strategischen Zielen.

Nachhaltige Wettbewerbspositionierung im vorderen Drittel vergleichbarer deutscher Wettbewerber bei dauerhaftem Substanzerhalt von Anlagen und Netzen. enercity will sich weiterhin als bedeutender Marktteilnehmer positionieren. Um dieses Ziel zu erreichen, sind eine weitere Optimierung der Prozesse und die Erschließung neuer Handlungsfelder notwendig.

Ausbau energieeffizienter Technologien sowie der Erzeugung auf Basis regenerativer Energien. Langfristig wird nur eine effiziente Energieerzeugung am Markt bestehen können. Wesentliche Wachstumsinvestitionen erfolgen daher in Effizienztechnologien, regenerativer Energieerzeugung und Energiedienstleistungen. Dabei verfolgt enercity eine kerngeschäftsnahen, assetgestützte Wachstumsstrategie. Bei dieser Strategie können einerseits Optimierungspotenziale bei der Erzeugung sowie

andererseits Effizienzgewinne bei der Energieverteilung und -nutzung realisiert werden. Die Stromerzeugungskapazität soll hierbei auf einem Niveau von über 1.200 MW bis 2020 stabilisiert werden. Die erzeugte Strommenge soll auf diese Weise ebenfalls bei mehr als 5 TWh liegen. Der regenerative Anteil an der Stromerzeugung soll sich dabei deutlich erhöhen, sodass bis zum Ende des Planungszeitraums alle Privatkunden im Grundversorgungsgebiet ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen versorgt werden können. Derzeit erfolgt dies bereits zu circa 50,0 Prozent. Die regenerative Stromerzeugung entfällt dabei schwerpunktmäßig auf Biomasse-Erzeugungskapazitäten unter energetischer Nutzung für die Wärmeversorgung. Darüber hinaus sollen verstärkt Windkraft-Erzeugungskapazitäten ausgeweitet werden.

Der Zuwachs der Erzeugungskapazität und die Steigerung der Energieeffizienz basiert auch auf einem klaren Bekenntnis zur Eigenerzeugung mithilfe der KWK. In diesem Rahmen erfolgte die Modernisierung und Erweiterung der GuD-Anlage im Heizkraftwerk Linden (HKW Linden), die im Januar 2013 abgeschlossen werden konnte. Die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme verbessert die Effizienz des Kraftwerksparks und ist zugleich ein wesentlicher Beitrag zu den Klimaschutzaktivitäten im Rahmen der Klima-Allianz 2020 mit der Landeshauptstadt Hannover. Die Modernisierung und Erweiterung der GuD-Anlage im HKW Linden ist in diesem Zusammenhang mit einer Einsparung von jährlich etwa 0,2 Mio. Tonnen CO₂-Emissionen die größte Einzelmaßnahme. Zur optimalen Nutzung der in KWK erzeugten Fernwärme wird das Fernwärmeversorgungsnetz entlang bestehender Leitungen verdichtet und zielgerichtet ausgeweitet.

Marktgerechte Kapitalrentabilität. Für die Eigenkapitalgeber steht eine angemessene jährliche Gewinnabführung im Vordergrund, die weiterhin etwa in der bisherigen Größenordnung liegen soll. Zur Finanzierung der bis 2020 geplanten Wachstumsprojekte ist eine nachhaltige Finanzkraft von maßgeblicher Bedeutung. Zum Erhalt der finanziellen Stabilität zu tragfähigen Konditionen ist eine ausreichende Bonitätsbewertung notwendig. Daher gehören ein adäquater Verschuldungsgrad und eine stabile Eigenkapitalquote zu den Zielen, die enercity nachhaltig verfolgt. Nur mit einer umfangreichen Nutzung der Innenfinanzierungsmöglichkeiten können die angestrebten Finanzkennzahlen eingehalten und die Fremdfinanzierung zu wirtschaftlich tragfähigen, wettbewerbsgerechten Konditionen realisiert werden. Hierzu trägt auch die aus der eigenen Ertragskraft, welche sich auch aus den Ergebnisbeiträgen der Wachstumsprojekte ergibt, geplante sukzessive Aufstockung des Eigenkapitals auf etwa 490,0 Mio. EUR im Jahr 2020 bei.

Erreichen der Ziele der Klima-Allianz 2020. Die Klima-Allianz Hannover 2020 ist das Klimaschutzaktionsprogramm der Landeshauptstadt Hannover im Zeitraum 2008 bis 2020. In diesem Rahmen ist unter anderem bis zum Jahr 2020 eine 40-prozentige Reduktion der lokalen CO₂-Emissionen um 1,8 Mio. Tonnen gegenüber dem Bezugsjahr 1990 vorgesehen. Darüber hinaus soll der spezifische CO₂-Ausstoß der Strom-Eigenerzeugung um mehr als 23,0 Prozent bis 2020 gesenkt und der Anteil der regenerativen und KWK-Stromerzeugung um etwa 50,0 Prozent gesteigert werden. enercity hat sich in diesem Zusammenhang verpflichtet, eine CO₂-Reduktion von jährlich 0,7 Mio. Tonnen auf der Angebotsseite zu erbringen, und wird damit einen bedeutenden Beitrag zum Gesamtergebnis der Klima-Allianz leisten. Auch die Fernwärmeverdichtungsmaßnahmen tragen maßgeblich zur Gesamtzieelerreichung bei. Die Klimaschutzmaßnahmen werden unter dem Gesichtspunkt der ökologischen Wirkung und ihrer wirtschaftlichen Tragfähigkeit realisiert. Neben der Reduzierung von CO₂-Emissionen auf der Angebotsseite unterstützt enercity den effizienten Einsatz von Energie beim Kunden unter anderem im Rahmen des enercity-Fonds proKlima.

Ausbau der Aktivitäten außerhalb der Region. Die Entwicklungen auf den Energiemärkten bestätigen die vertrieblichen Herausforderungen. Weiterhin werden wettbewerbs- und energieeffizienzbedingte Absatzzrückgänge im Grundversorgungsgebiet erwartet. Im Strom- und Gasvertrieb sowie beim Energie-Contracting sieht die Vertriebsstrategie daher die Chancen in einer deutschlandweiten Ausrichtung. So soll im Geschäftsfeld Strom das Endkundengeschäft außerhalb des Grundversorgungsgebietes bis 2020 auf insgesamt 3,5 TWh gesteigert werden. Trotz des geplanten wirtschaftlichen Wachstums außerhalb des Konzessionsgebietes Hannover bekennt sich enercity zu stabilen partnerschaftlichen Beziehungen zur Landeshauptstadt Hannover, zu den Umlandgemeinden und der Region.

Neben dem Wettbewerb in den netzregulierten Märkten ist von einer beschleunigten Schrumpfung des Wärmemarktes durch verstärkte Wärmedämmung und energetische Gebäudesanierung auszugehen, sodass sowohl der Gas- als auch der Fernwärmeabsatz im Bestand sich voraussichtlich jährlich um etwa 1,5 Prozent verringern wird. Zur Kompensation dieser Entwicklung besteht sowohl aus wirtschaftlichen als auch aus umweltbedingten Gründen das Ziel, bis zum Jahr 2020 den Marktanteil der

Fernwärmeversorgung am Gesamtwärmemarkt in Hannover zu steigern. Im Geschäftsbereich Wasser setzt der Vertrieb hingegen aufgrund des rückläufigen Wasserabsatzes auf angemessene Preisanpassungen, um den hohen Anteil der Fixkosten in der Wasserversorgung decken zu können.

Mit der Marke „enercity – positive energie“ soll eine bundesweit erfolgreiche Marktpositionierung erreicht werden. enercity stellt dabei Werte wie aktives Handeln, persönliche Nähe und hohe Kompetenz in den Vordergrund.

Intensivierung kooperativer Ansätze im kommunalen Umfeld. Die Beteiligung an der Thüga bietet verschiedene Entwicklungschancen für zusätzliche positive Ergebnisbeiträge. Die Einbindung in die Thüga-Gruppe unterstützt dabei die Wettbewerbsstärke und Zukunftsfähigkeit von enercity. Es können sich beispielsweise Skalen- und Synergieeffekte im Bereich der Energiebeschaffungs- und Handelsaktivitäten ergeben. Die gemeinsame und damit effiziente Analyse und Erprobung zukünftiger Geschäftsentwicklungsoptionen, wie beispielsweise eines „Virtuellen Kraftwerks“ im Rahmen der 2011 gegründeten Thüga-Innovationsplattform, ist ein Beispiel zur erfolgreichen Umsetzung kooperativer Ansätze.

Sichere und attraktive Arbeitsplätze. Die Grundlagen für eine nachhaltige Personalpolitik wurden im Jahr 2009 mit dem Vertrag zur Zukunfts- und Beschäftigungssicherung gelegt. Dieser sieht einen Ausschluss betriebsbedingter Kündigungen bis Ende 2018 vor. Bis zum Jahr 2015 sollen weitere Arbeitsplätze sozialverträglich abgebaut werden. Den Herausforderungen der Marktentwicklung und Wachstumsprojekte wird darüber hinaus mit adäquaten Mitarbeiterqualifikations- und Personalentwicklungsmaßnahmen begegnet.

1.3 Wesentliche Ereignisse des Geschäftsjahres

Hinsichtlich des Erwerbs von Beteiligungen wird auf den Abschnitt „Wesentliche enercity-Beteiligungen und Veränderungen in der Beteiligungsstruktur“ verwiesen.

Konzessionsvertrag für Netzbetrieb in Hemmingen-Westerfeld verlängert. Mit Wirkung zum 26. Juni 2012 wurde der Konzessionsvertrag Gas für das Gebiet Hemmingen-Westerfeld bis zum Jahr 2029 erfolgreich verlängert. Im März dieses Jahres erfolgte die Vergabe des Wegenutzungsvertrages durch Ratsbeschluss. Davor ist der Vertrag letztmalig 1991 abgeschlossen worden. Das Konzessionsgebiet hat eine Netzlänge von etwa 31 Kilometern und umfasst circa 1.400 Hausanschlüsse beziehungsweise 1.700 Zähler. Der Netzbetrieb wird vom nahegelegenen Standort Hannover-Ricklingen aus durchgeführt.

Modernisierungsprojekt Heizkraftwerk Linden. Die im November 2008 beschlossene und seit Mitte 2010 von der GKL durchgeführte Modernisierung und Erweiterung der GuD-Anlage im Heizkraftwerk (HKW) Linden konnte im Geschäftsjahr 2012 weitestgehend abgeschlossen werden. Nach umfangreichen Modernisierungsmaßnahmen wurde im Dezember 2011 mit der Inbetriebsetzung der Dampfturbine begonnen. Im Rahmen der Inbetriebsetzungsfahrten 2012 wurde an verschiedenen Komponenten der Kraftwerksanlage Nachbesserungsbedarf identifiziert. Die erforderlichen Anpassungen wurden bis Ende Oktober 2012 durchgeführt und abgeschlossen, woraufhin die Anlageninbetriebsetzung fortgesetzt werden konnte. Das komplett modernisierte Kraftwerk wird dann aufgrund der Ende 2010 eingebauten zweiten Gasturbine und der im letzten Geschäftsjahr neu installierten Dampfturbine erheblich leistungsstärker wieder ans Netz gehen. Ziel der Projektarbeiten am HKW Linden ist eine Modernisierung und Leistungssteigerung der Anlage um rund 130 MW_{el} auf 230 MW_{el} bei der Stromproduktion sowie eine Verdopplung von 90 MW_{th} auf 180 MW_{th} bei der Fernwärmeleistung. In Verbindung mit KWK hat die Anlage höchste Wirkungsgrade und durch Verwendung von Erdgas als Brennstoff werden CO₂-Einsparungen von über 0,2 Mio. Tonnen pro Jahr erreicht.

Ausbau des Erdgasspeichers in Empelde. Seit 1982 nutzt enercity den Erdgas-Kavernenspeicher der GHG, an der enercity mit 68,35 Prozent beteiligt ist. Im November 2012 wurde die Anfang März dieses Jahres begonnene Gaserstbefüllung der K2 abgeschlossen. Die nachgesolte Kaverne steht damit dem Speicherbetrieb wieder vollständig zur Verfügung. Die Aussolung der Kaverne K5, die im Herbst 2010 begonnen wurde, läuft weiterhin planmäßig. Das aktuelle Hohlraumvolumen beträgt zum Jahresende 2012 etwa 0,4 Mio. Kubikmeter (31. Dezember 2011: 0,17 Mio. Kubikmeter). Die Kaverne K5 soll 2015 in Betrieb gehen. Die Anfang des Jahres begonnene Flutung der Kaverne K1 konnte im November 2012 abgeschlossen werden. Derzeit wird die Kaverne auf den Solbetrieb umgerüstet. Nach erfolgreichem Umbau auf den Solbetrieb soll die Kaverne K1 dann bis Anfang 2014 nachgesolt und bis Herbst 2014 wieder mit Gas befüllt werden. Die Ausschreibung für den zusätzlichen Verdichter

V5 ist bis Dezember 2012 gelaufen. Die Vergabe ist für Januar 2013 vorgesehen. Der Ingenieurauftrag für das Detailengineering, die Bauleitung und Inbetriebnahme des Umbaus und die Erweiterung der obertägigen Anlagen wurde vergeben. Nach Abschluss der gesamten Erweiterungsarbeiten, die für das Jahr 2018 vorgesehen ist, werden enercity insgesamt etwa 250,0 Mio. Kubikmeter Arbeitsgasvolumen zur Verfügung stehen.

Große Revision Kraftwerkspark. Der Ausbau der erneuerbaren Energien stellt aufgrund des im EEG verankerten Einspeisevorrangs und unsteter Einspeisungen zunehmende Anforderungen an das Stromnetz und damit auch an die Flexibilität der konventionellen Stromerzeugung. Um die Kraftwerke an die neuen Rahmenbedingungen des Marktes anzupassen, wurden von Mai bis August 2012 Anpassungen an den Kraftwerken GKH und KWM vorgenommen, die Schwachlastfahrweisen mit geringerer Minimallast ermöglichen, womit kostenintensive An- und Abfahrten weitestgehend vermieden werden können. In diesem Zusammenhang erfolgten im GKH die Umstellung sowie die behördliche Anmeldung eines Kraftwerksbetriebs, bei dem je Block lediglich eine Kohlemühle betrieben wird. Im KWM wurde durch Installation eines sogenannten Eco Bypass, welcher auch im Teillastbetrieb das für die Rauchgasreinigung notwendige Temperaturniveau erhält, die grundsätzliche Möglichkeit für eine weitere Absenkung der Schwachlastfahrweise des Kraftwerks geschaffen. Darüber hinaus wurden Maßnahmen zur allgemeinen Effizienzsteigerung und Substanzverbesserung vorgenommen, wie beispielsweise am Standort KWM durch den Umbau der Luftvorwärmer, einhergehend mit verbesserter Dichtung und damit einer Minimierung der Verluste. enercity hat außerdem die drei Kraftwerksstandorte GKH, KWM und das Heizkraftwerk in Herrenhausen (KWH) beim Übertragungsnetzbetreiber TenneT für die Erbringung von Regelleistung präqualifiziert. Das Verfahren zur Präqualifikation wurde im Jahr 2011 gestartet und konnte für die Standorte KWH und KWM zum Frühsommer 2012 erfolgreich abgeschlossen werden. Im Herbst 2012 wurde auch der Standort GKH erfolgreich präqualifiziert. Für das GKH ist eine Präqualifizierung nach Aufnahme des kommerziellen Betriebes geplant und in Vorbereitung. Zur Erfüllung der für den Einsatz im Regelenergiemarkt geforderten technischen Voraussetzungen wurden entsprechende Investitionen in die Prozessleittechnik und Steuerlogik getätigt. Seit November 2012 können die Kraftwerke KWH, KWM und GKH zusätzlich zur Minutenreserveleistung auch Sekundär- und Primärregelleistung anbieten und in diesen Märkten agieren.

Preiserhöhungen für Strom, Gas und Wasser. Der Aufsichtsrat von enercity hat am 8. August 2012 in seiner Sitzung einer Erhöhung des Stromtarifpreises um 8,8 Prozent und des Gastarifpreises um 4,7 Prozent sowie einer Preiserhöhung für Wasser um 3,1 Prozent zum 1. Oktober 2012 zugestimmt. Eine Erhöhung des Stromtarifpreises steht im Wesentlichen im Zusammenhang mit gestiegenen Kosten aus der Erhöhung der Umlage für erneuerbare Energien (EEG-Umlage) und der Entlastung stromintensiver Industrien von den Netzentgelten. Die Gastarifpreiserhöhung war insbesondere aufgrund gesteigener Beschaffungskosten einhergehend mit einer weltweiten Nachfragesteigerung erforderlich. Die Preiserhöhung für Wasser liegt im Wesentlichen in den gestiegenen Kosten und dem langfristig zu verzeichnenden Verbrauchsrückgang zur Deckung des Fixkostenanteils begründet. enercity sichert seinen Kunden dabei zu, den Preis für Strom bis mindestens zum 1. April 2013 stabil zu halten.

Verträge des Vorstands verlängert. In seiner Sitzung am 17. Dezember 2012 hat der Aufsichtsrat von enercity die Verlängerung der Verträge aller drei Vorstandsmitglieder beschlossen. Der Vertrag des Vorstandsvorsitzenden und Kaufmännischen Direktors Michael Feist wird bis März 2016, der Vertrag des Arbeitsdirektors Jochen Westerholz bis März 2017 und der Vertrag des Technischen Direktors Harald Noske bis März 2018 verlängert. Mit den Vertragsverlängerungen soll die Kontinuität für den wirtschaftlichen Erfolg von enercity in den schwierigen Zeiten der Energiewende weiterhin gewahrt werden.

Veräußerung des Standorts Alter Flughafen. Zum 31. März 2012 hat enercity den Standort Alter Flughafen veräußert, der von 1959 bis 2002 als Betriebsgelände gedient hat. Anschließend wurde es bis Ende 2011 weitgehend vermietet. Im Zusammenhang mit dem Rückbau der Grundstücksfläche sind innere Entkernungs- und Abrissarbeiten durchgeführt worden. Außerdem erfolgte eine Komplettsanierung des Geländes, welches übliche Rückstände industrieller Nutzung und Munitionsreste als Altlasten aus den Weltkriegen aufgewiesen hatte. Die Rückbauzeit betrug insgesamt 3,5 Monate, beginnend am 12. Dezember 2011. Das Grundstück ist im Mai 2012 an den neuen Eigentümer übergeben worden.

2 Wirtschaftliche und politische Rahmenbedingungen

2.1 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

2.1.1 Gesamtwirtschaftliche Situation

Deutsche Konjunktur widerstandsfähig. Das deutsche Bruttoinlandsprodukt ist nach vorläufigen Berechnungen des Statistischen Bundesamts, Wiesbaden, im Jahr 2012 preis- und kalenderbereinigt um 0,9 Prozent gegenüber dem Vorjahr gestiegen (Vorjahr: 3,1 Prozent). Damit zeigte sich die deutsche Konjunktur unter schwierigen Marktgegebenheiten und der europäischen Rezession insgesamt widerstandsfähig. Die starken Zuwachsraten der Vorjahre waren dabei vorrangig durch die Konjunkturerholung nach der wirtschaftlichen Rezession 2009 bedingt. Die wesentlichen Wachstumsbeiträge 2012 sind dem starken Außenbeitrag (1,1 Prozent) und den Konsumausgaben zuzurechnen (0,6 Prozent). Die preisbereinigte Bruttowertschöpfung über alle Wirtschaftsbereiche ist um 0,7 Prozent gestiegen (Vorjahr: + 3,0 Prozent). Dabei war im produzierenden Gewerbe (- 0,8 Prozent, Vorjahr: + 6,2 Prozent) und Baugewerbe (- 1,7 Prozent, Vorjahr: + 4,6 Prozent) ein Rückgang zu verzeichnen. Die Bruttoanlageinvestitionen sind preisbereinigt um 2,1 Prozent (Vorjahr: + 6,2 Prozent) zurückgegangen.

2.1.2 Marktbezogene Entwicklung

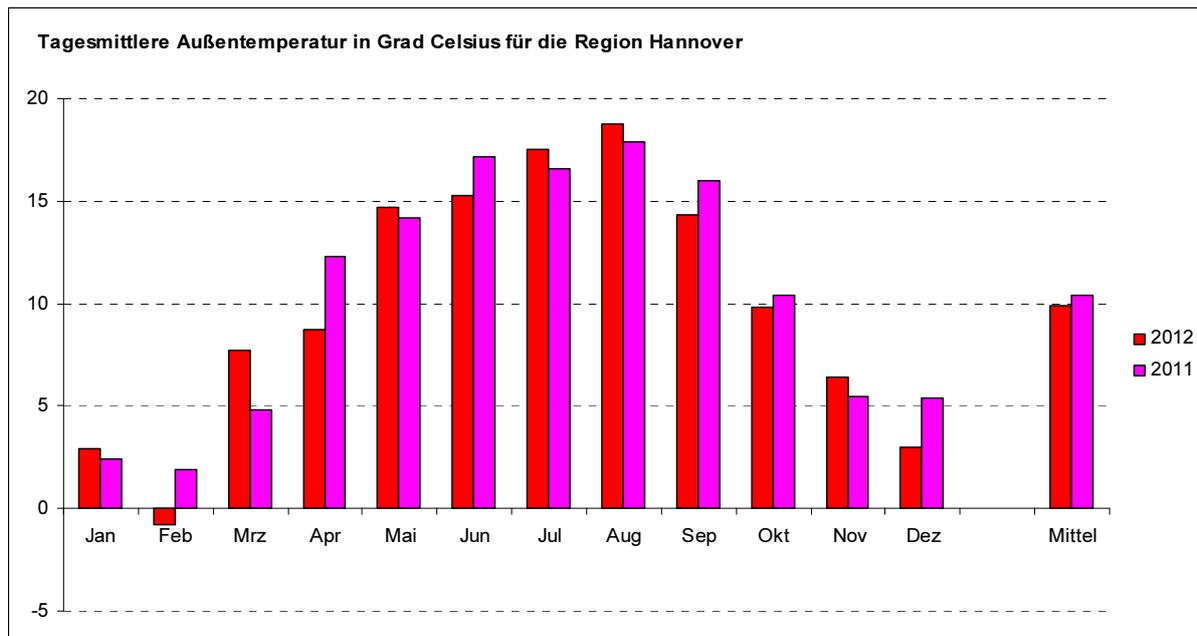
Leichter Anstieg beim Primärenergieverbrauch. Nach vorläufigen Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AG Energiebilanzen) ist der Primärenergieverbrauch in Deutschland im Jahr 2012 insbesondere infolge der kühlen Witterungsverhältnisse in mehreren Monaten der ersten Jahreshälfte und des zusätzlichen Schalltags leicht um 0,8 Prozent gegenüber dem Vorjahr auf 461,1 Mio. Tonnen Steinkohleeinheiten (t SKE) angestiegen (Vorjahr: Rückgang um etwa fünf Prozent auf 457,6 Mio. t SKE). Damit hat sich der Energieverbrauch von dem extrem niedrigen Vorjahresniveau wieder leicht erholt. Verbrauchsdämpfend wirkten die nachlassende Konjunktur und die gesteigerte Energieeffizienz. Die Struktur des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern stellt sich wie folgt dar:

Primärenergieträger (Anteile in Prozent)	2012	2011*
Mineralöl	33,3	33,9
Erdgas	21,0	20,9
Steinkohle	12,4	12,1
Braunkohle	12,2	11,6
Erneuerbare Energien	11,7	10,9
Kernenergie	8,0	8,8
Sonstige einschließlich Außenhandel	1,4	1,8

* Die Werte für 2011 (bis auf Kernenergie) wurden im Vergleich zur Berichterstattung im Lagebericht 2011 an die endgültigen Berechnungen der AG Energiebilanzen angepasst.

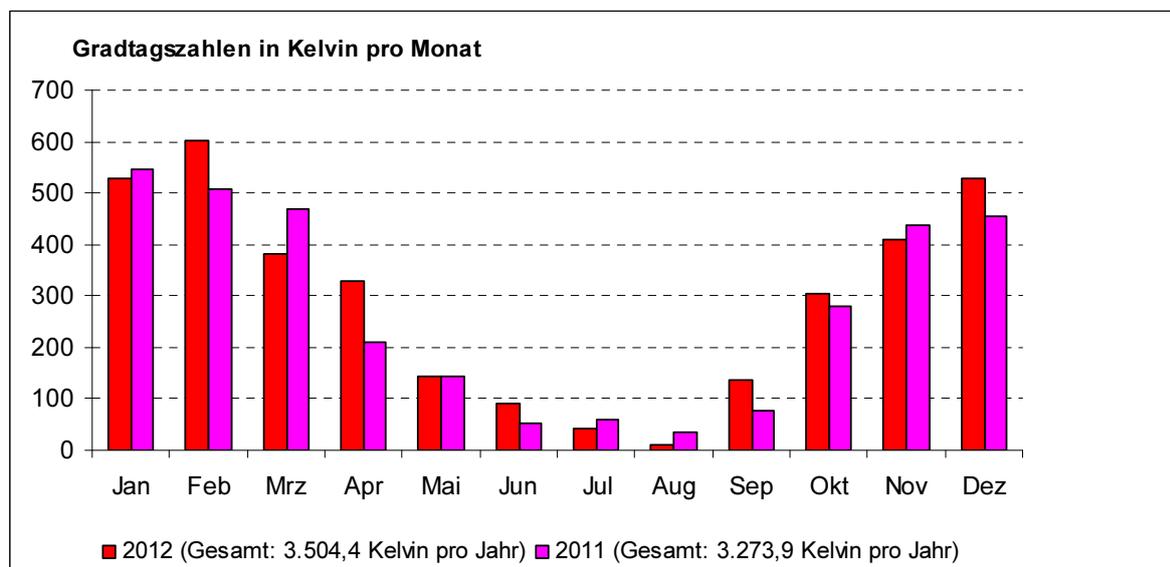
Insgesamt liegen die Verschiebungen in der Struktur des Primärenergieverbrauchs vorrangig in den energiepolitischen Beschlüssen zur Förderung der erneuerbaren Energien und zum Ausstieg aus der Kernenergie begründet. Dabei erhöhte sich die Nutzung der erneuerbaren Energien insgesamt deutlich um 7,8 Prozent (Vorjahr: + 9,4 Prozent), sodass ihr Anteil am Gesamtverbrauch bei 11,7 Prozent lag. Darüber hinaus wurden Stein- und Braunkohle mit einer Zunahme von 3,1 beziehungsweise 5,1 Prozent (Vorjahr: - 0,7 beziehungsweise + 3,7 Prozent) vermehrt in Kraftwerken zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt. Hier kam insbesondere die günstige Wettbewerbssituation der Steinkohle gegenüber dem Erdgas zum Tragen.

Witterungseinflüsse. Insgesamt haben sich 2012 für die Region Hannover abgesehen von einem Kälteeinbruch im Februar vergleichsweise milde Wintermonate ergeben. Ansonsten zeigte sich der Temperaturverlauf mit gemäßigten Temperaturen annähernd vergleichbar dem des Vorjahres.



Rückläufiger Strom- und leicht gestiegener Erdgasverbrauch. Nach vorläufigen Schätzungen des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin, (BDEW) ist der Brutto-Stromverbrauch in Deutschland im Jahr 2012 mit voraussichtlich insgesamt etwa 594,0 Milliarden Kilowattstunden (Mrd. kWh) um 1,4 Prozent gegenüber dem Vorjahresniveau zurückgegangen (Vorjahr: - 1,4 Prozent). Die Abnahme liegt im Wesentlichen in der gesunkenen Produktion einiger stromintensiver Industrien begründet. Entgegen dem Vorjahr war beim Erdgasverbrauch in Höhe von 787,5 Mrd. kWh (Vorjahr: 780,0 Mrd. kWh) ein leichter Zuwachs von 1,0 Prozent (Vorjahr: - 10,2 Prozent) zu verzeichnen. Die Zunahme resultierte vorrangig aus den Witterungseinflüssen.

Der witterungsbedingte Anstieg im Erdgasverbrauch zeigt sich auch in der Verschiebung der Gradtagszahlen¹ – als Indikator für den Heizenergiebedarf in der Region Hannover – in den vergleichsweise kalten Monaten Februar und April sowie Oktober und Dezember 2012.



¹ Gradtagszahlen sind ein Witterungsindikator für die Beurteilung des temperaturabhängigen Heizenergiebedarfs. Die Berechnung folgt der VDI-Richtlinie 2067 bei einer Rauminnentemperatur von 20 Grad Celsius und einer tagesmittleren Außentemperatur unterhalb der Heizgrenztemperatur von 15 Grad Celsius.

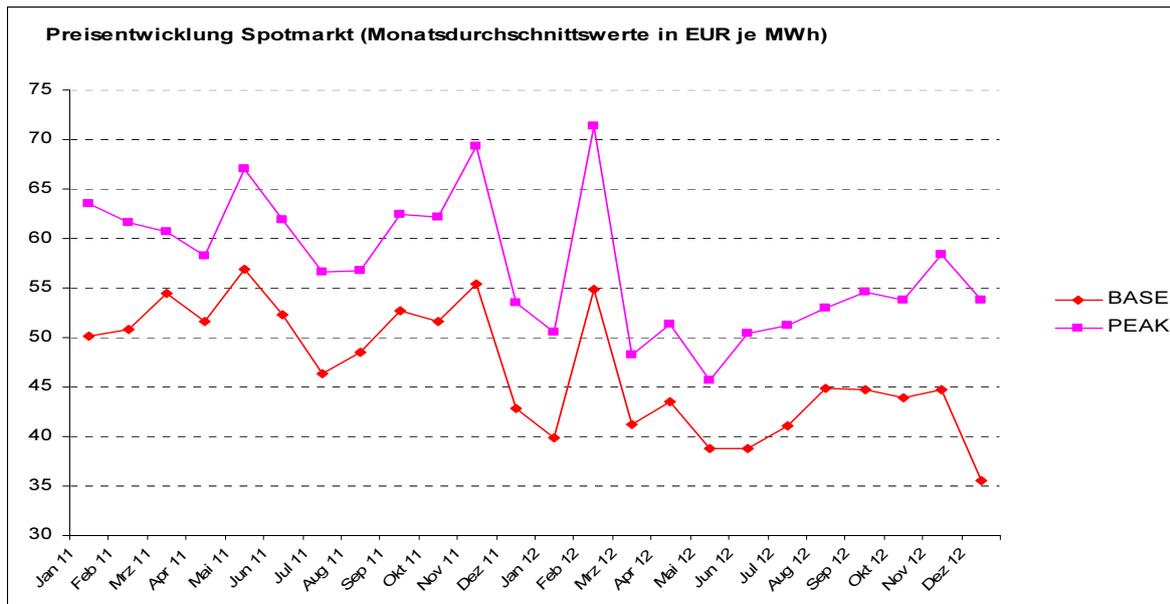
Weitere Zunahme der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Nach vorläufigen Berechnungen des BDEW ist die Bruttostromerzeugung 2012 (etwa 617 Mrd. kWh) im Vergleich zum Vorjahr um 1,3 Prozent gestiegen, wobei der Anteil der erneuerbaren Energien (EEG-Strom) auf 21,8 Prozent zugenommen hat (Vorjahr: 20,3 Prozent). Damit waren die regenerativen Energien nach der Braunkohle (25,6 Prozent) erneut der zweitwichtigste Energieträger in Deutschland und sind dem Ziel der Bundesregierung von einem Anteil von 35,0 Prozent am Strommix bis 2020 weiter näher gekommen. Der Beitrag der regenerativen Energieträger an der Bruttostromerzeugung stellt sich nach Angaben des BDEW wie folgt dar:

	Bruttostromerzeugung in Mrd. kWh		Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung in Prozent	
	2012	2011	2012	2011*
Windenergie	45,0	48,9	7,3	8,0
Biomasse	36,0	32,8	5,8	5,4
Photovoltaik	28,5	19,3	4,6	3,2
Wasserkraft	20,5	17,7	3,3	2,9
Müll und sonstige erneuerbare Energien	5,0	4,8	0,8	0,8
Gesamt	135,0	123,5	21,8	20,3

* Die Werte für 2011 (bis auf Photovoltaik) wurden im Vergleich zur Berichterstattung im Lagebericht 2011 an die zuletzt veröffentlichten Werte des BDEW angepasst.

Den stärksten Zuwachs mit 47,7 Prozent verzeichnete dabei die Solarstromerzeugung, die mit etwa 28,5 Mrd. kWh einen Rekordwert erreicht hat. Der starke Anstieg der Photovoltaikeinspeisung liegt insbesondere in einem weiteren Ausbau der Solaranlagen (installierte Gesamtleistung 2012: 7.630 MW; 2011: 7.500 MW) und günstigen Sonnenverhältnissen begründet. Windenergie bleibt aber weiterhin die wichtigste erneuerbare Energieform.

Strompreise Spotmarkt unter Vorjahresniveau. Die Notierungen am Spotmarkt der European Energy Exchange (EEX) lagen 2012 durchschnittlich bei 42,60 EUR je MWh für Grundlaststrom (Vorjahr: 51,12 EUR je MWh) beziehungsweise 53,43 EUR je MWh im Spitzenlastbereich (Vorjahr: 61,14 EUR je MWh) und damit deutlich niedriger als im Vorjahr. Insgesamt ergab sich eine Bandbreite von 35,51 bis 54,92 EUR je MWh im Monatsdurchschnitt für die Baseload (Vorjahr: 42,90 bis 56,83 EUR je MWh) beziehungsweise 45,61 bis 71,34 EUR je MWh (Vorjahr: 53,47 bis 69,27 EUR je MWh) für die Peakload. Ursächlich für den starken Preisrückgang waren insbesondere die milden Temperaturen während der Wintermonate sowie eine erhöhte Energieerzeugung aus regenerativen Erzeugungsanlagen mit entsprechenden Verdrängungseffekten. Der Kälteeinbruch im Februar 2012 verursachte einen kurzfristigen starken Preisanstieg, woraufhin anschließend wieder eine Preiserholung einsetzte. Im Dezember 2012 haben dann neben den milden Temperaturen ein starkes Windangebot und eine feiertagsbedingte geringe Stromnachfrage zu einem massiven Preisverfall geführt. Insgesamt waren für 33,0 Stunden negative Preise zu verzeichnen, was dem bislang höchsten Monatswert entspricht.



Der Spread zwischen Base- und Peak-Preis zeigte sich für die Monatsdurchschnittswerte im Verlauf 2012 in einer Spanne von 6,76 EUR je MWh für den Monat Mai bis 18,27 EUR je MWh im Dezember (Vorjahr: 6,31 bis 13,91 EUR je MWh) insgesamt sehr volatil.

Rückgang der Notierungen am Terminmarkt. Im Geschäftsjahr 2012 beziehungsweise im Vorjahr notierten die Kontrakte auf dem Terminmarkt der EEX wie im Folgenden dargestellt (EUR je MWh):

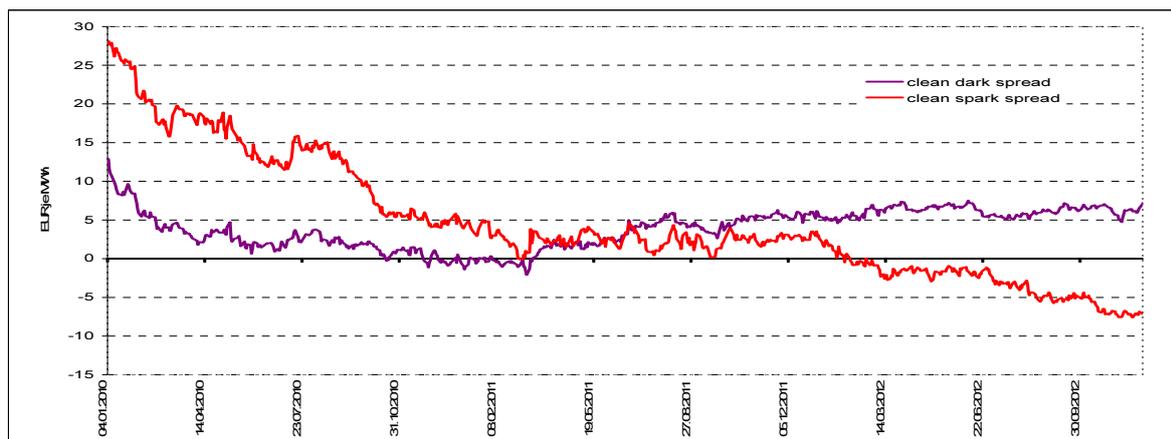
2012	Baseload			Peakload		
Lieferjahr	Mittelwert	Minimum	Maximum	Mittelwert	Minimum	Maximum
2013	49,30	45,07	54,33	60,86	56,78	66,48
2014	49,69	45,38	54,36	61,54	57,12	67,13

2011	Baseload			Peakload		
Lieferjahr	Mittelwert	Minimum	Maximum	Mittelwert	Minimum	Maximum
2012	56,05	50,84	60,68	68,99	62,24	74,36
2013	56,40	52,32	60,87	69,39	64,24	75,20

Insgesamt hat sich ein wesentlicher Preisrückgang von im Durchschnitt circa zwölf Prozent gegenüber dem Vorjahr für Lieferungen im Frontjahr für Baseload (Vorjahr: + 12,4 Prozent) und Peakload (Vorjahr: + 7,0 Prozent) ergeben. Die Terminmarktpreise für das Zweitjahr lagen dabei ebenso deutlich unter dem Vorjahresniveau. Insgesamt setzte sich der klare Abwärtstrend des vierten Quartals 2011 während des Jahres 2012 fort. Die Ursachen liegen weiterhin vorrangig in den schwachen Konjunkturdaten aus China, dem Euroraum und den USA sowie in den negativen Fundamentaldaten der Finanzmärkte aufgrund der Staatsschuldenkrise in Europa begründet. Des Weiteren hat die Entwicklung auf dem Spotmarkt in ihrem Verlauf auf den Terminmarkt durchgeschlagen.

Spreadentwicklung. Da das Erzeugungssportfolio von enercity zum Großteil aus Steinkohle- und Gaskraftwerken besteht, ist die Ergebnisentwicklung insbesondere durch die realisierten Clean Dark Spreads und Clean Spark Spreads geprägt. Der Terminmarkt für das Lieferjahr 2013 zeigt die beiden Entwicklungen. Der Abwärtstrend des Clean Dark Spread 2010 wurde durch die Abschaltung einiger deutscher Kernkraftwerke im März 2011 (sogenannter Fukushima-Effekt) gestoppt. Die anschließende Übernahme der Grundlast durch Kohlekraftwerke ließ den Clean Dark Spread 2011 wieder ansteigen. Im Jahr 2012 hat sich der Clean Dark Spread dann auf einem Niveau von ungefähr 6,14 EUR je MWh gefestigt (Jahresdurchschnitt 2011: 4,63 EUR je MWh). Der Abwärtstrend des Clean Spark Spread wurde durch den Fukushima-Effekt lediglich unterbrochen und setzte sich 2012 bis in den negativen Bereich fort. Der durchschnittliche Spread lag 2012 bei - 3,16 EUR je MWh (Vorjahr: 2,56 EUR je MWh). Ursache für den Trend ist insbesondere das stark abgesunkene Peak-Preis-Niveau bei gestie-

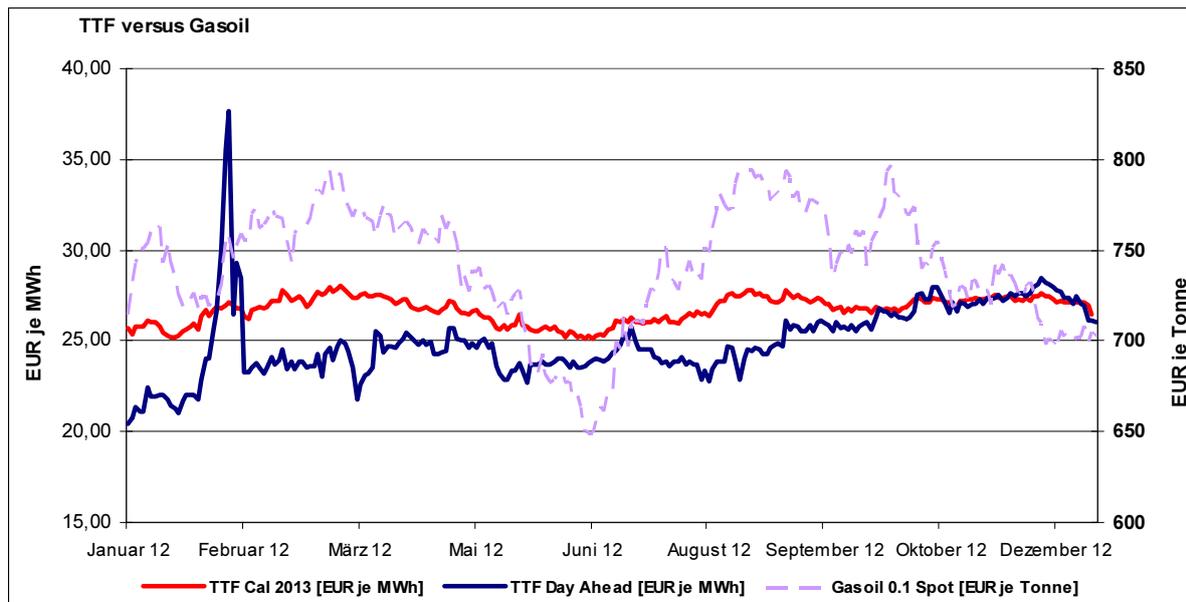
genen Erdgaspreisen. Hier zeigt sich deutlich der Ausbau der EEG-geförderten Photovoltaik, der dazu führt, dass im Mittagsbereich große Solarstrom-Kapazitäten im Markt verfügbar sind.



Der Spotmarkt zeigt aufgrund der unmittelbar wirkenden Einflüsse einen volatileren Verlauf und entsprechend volatiler waren die mit kurzfristigen Spotmarkttransaktionen realisierbaren Margen für Kraftwerksbetreiber. Im Februar 2012 ergaben sich außergewöhnliche Höchstwerte durch eine Kälteperiode in Deutschland und vor allem in Frankreich, wo ein hoher Anteil elektrischer Heizungen existiert. Danach pendelten die Spreads im weiteren Verlauf um einen Mittelwert. Der Clean Dark Spread lag im Durchschnitt des Jahres 2012 mit etwa 6,53 EUR je MWh deutlich höher als im Mittel des Vorjahres (Vorjahr: 4,63 EUR je MWh). Der Clean Spark Spread hingegen hat sich signifikant gegenüber dem Vorjahresdurchschnittswert verschlechtert und liegt für das Jahr 2012 bei durchschnittlich - 3,13 EUR je MWh (Vorjahr: 2,56 EUR je MWh). In der Konsequenz sind Gas-Kraftwerke ohne KWK nicht mehr für den kompletten Peak-Zeitbereich zum Einsatz gekommen.

Gestiegenes Erdgaspreisniveau gegenüber dem Vorjahr. Langfristige Gasimportverträge sind die Grundlage für die Gasversorgung in Deutschland. Die drei größten Lieferländer waren 2012 weiterhin Russland, Norwegen und die Niederlande. Die Erdgasimportpreise sind im Wesentlichen an internationale Rohölnotierungen gekoppelt. Dementsprechend ist der Grenzübergangspreis für Erdgas im Zeitraum Januar bis Oktober 2012 vorläufigen Angaben des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Eschborn, (BAFA) zufolge insgesamt um durchschnittlich 17,5 Prozent gegenüber dem Vorjahreszeitraum (Vorjahr: + 25,4 Prozent) gestiegen. Der Erdgasimportpreis für eine Kilowattstunde Erdgas hat im Oktober 2012 durchschnittlich 2,89 EUR -Cent betragen und lag damit um 7,6 Prozent höher als im Oktober 2011 (Oktober 2011: + 20,4 Prozent). Die Erdgasimporte sind mengenmäßig im Beobachtungszeitraum um 17,5 Prozent im Vergleich zur Vorjahresperiode gestiegen (Vorjahr: - 3,2 Prozent).

Gaspreise am Spotmarkt bleiben deutlich über 20 EUR je MWh. Eine weitere Bezugsquelle für frei verfügbare Mengen an Erdgas stellen die Großhandelsmärkte dar, deren Bedeutung in den letzten Jahren deutlich zugenommen hat. Die niederländische Title Transfer Facility (TTF – niederländischer Großhandelsmarkt) ist einer der liquidesten Märkte in Kontinentaleuropa. Am Spotmarkt notierten die Erdgaspreise im Berichtszeitraum mit durchschnittlich 24,87 EUR je MWh leicht höher als im Vorjahresjahresdurchschnitt (2011: 22,71 EUR je MWh). Damit setzte sich im Trend die Preiserholung der Vorjahre fort und das Großhandelspreisniveau näherte sich tendenziell wieder dem der langfristigen Importverträge an. Der Kälteeinbruch Anfang Februar dieses Jahres führte zu einem kurzfristigen Preisanstieg auf 37,65 EUR je MWh, woraufhin die Spotpreise im weiteren Verlauf insgesamt wieder deutlich abfielen (Juni 2012: 23,70 EUR je MWh). In der zweiten Jahreshälfte setzte dann wieder ein deutlicher Preisanstieg auf bis zu 27,11 EUR je MWh im Monat Dezember 2012 ein. Die Ursache für das insgesamt hohe Preisniveau steht insbesondere in Zusammenhang mit dem seit der Reaktorkatastrophe in Fukushima stark gestiegenen LNG-Bedarf (Liquefied Natural Gas) Japans, der insbesondere im Vereinigten Königreich zu einem steigenden Bedarf an Gas aus Kontinentaleuropa geführt hat. Preisdämpfend wirkten hingegen die im Oktober 2012 in Betrieb genommene Nord-Stream-Pipeline und die abnehmende Gasverstromung. Insgesamt wird die Preisentwicklung am Spotmarkt durch die Jahresprodukte gestützt.



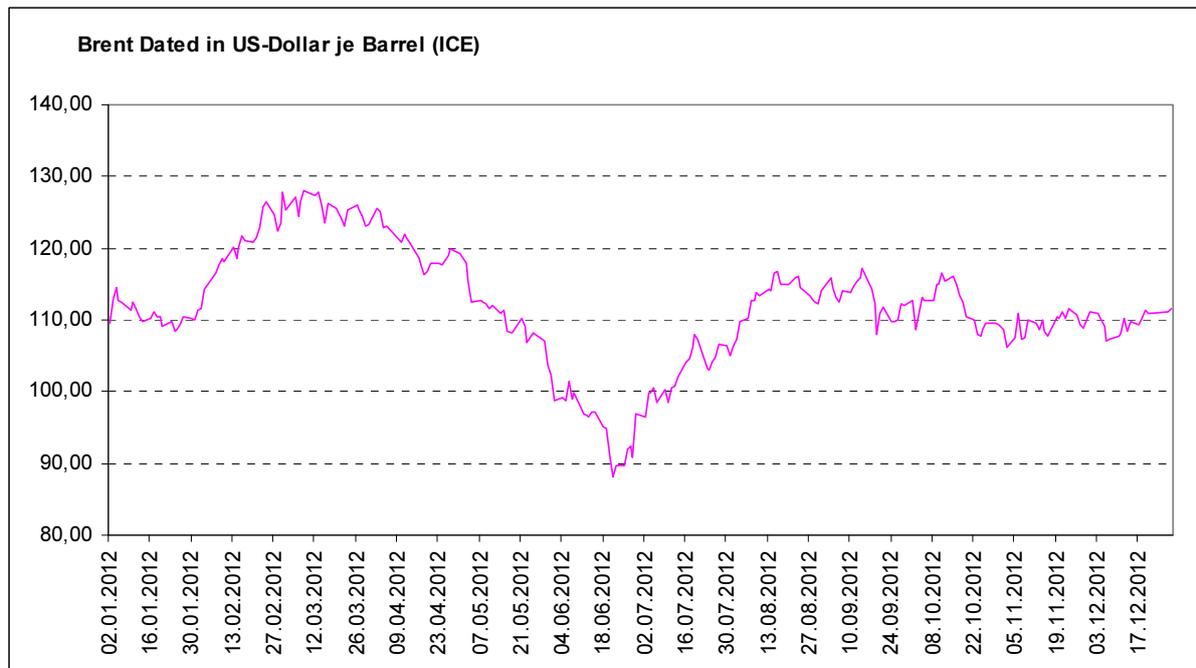
Gaspreise am Terminmarkt tendieren seitwärts. Im Handelszeitraum 2012 wurde das Frontjahrprodukt im Marktgebiet der TTF mit durchschnittlich 26,73 EUR je MWh vergleichbar dem Vorjahr gehandelt (Vorjahr: 26,02 EUR je MWh). Für Lieferungen im Jahr 2014 lag der Durchschnittspreis 2012 mit 26,95 EUR je MWh ebenfalls auf Vorjahresniveau (27,02 EUR je MWh). Insgesamt zeigte sich eine hohe Korrelation zum Ölmarkt, von dem aufgrund seiner Seitwärtsbewegung keine wesentlichen Impulse ausgingen. Die recht stabile Entwicklung am Spotmarkt und Ölmarkt sorgten damit für seitwärts tendierende Preise am Terminmarkt. Insgesamt ist das Preisniveau seit dem Kernkraftunfall in Fukushima im März 2011 nicht mehr unter die Marke von 25,00 EUR je MWh gefallen, die wie eine Unterstützungslinie für die Preisentwicklung wirkt.

Kohlenotierungen in deutlichem Preisverfall. Die durchschnittlichen Kohlenotierungen je metrische Tonne (API #2-Index) im ARA-Raum (Amsterdam – Rotterdam – Antwerpen) für Steinkohle mit einem Heizwert von 6.000 Kilokalorien je Kilogramm folgten von Jahresbeginn 2012 an einem weitestgehend kontinuierlichen Preisrückgang (Januar 2012: 106,20 US-Dollar) bis auf ein Jahrestief von durchschnittlich 86,60 US-Dollar im Oktober 2012 (Vorjahr: 117,59 US-Dollar). Im Anschluss sind die Preise wieder leicht auf im Durchschnitt 90,26 US-Dollar für Dezember 2012 gestiegen (Vorjahr: 111,49 US-Dollar). Insgesamt lagen damit die Kohlenotierungen deutlich um durchschnittlich etwa 23,8 Prozent unter dem Jahresdurchschnittswert 2011. Ausschlaggebend für den Preisrückgang war ein Nachfrage-rückgang bei Kohle bedingt durch milde Temperaturen beziehungsweise vergleichsweise kurze Kälteperioden während der Wintermonate 2011 und 2012. Zudem haben sich eine zunehmende regenerative Energieerzeugung aus Wind- und Solarenergie und der Druck zum Export von Kohle aus den USA nach Europa, ausgelöst durch günstiges Gas aus inländischer Shalegasexploration (Schiefergas, unkonventionelles Erdgas), ausgewirkt. Die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken wurde durch die billigere Stromerzeugung aus Gaskraftwerken substituiert. Letzteres gilt neben den USA auch für Westeuropa. So hat in Westeuropa die Kohleverbrennungsrate zur Stromerzeugung 2012 im unteren Bereich innerhalb des Zehn-Jahres-Durchschnitts-Bandes (Quelle: PIRA Energy Group) gelegen.

Kohlenotierungen (API#2-Index) in US-Dollar je metrische Tonne (ARA)	2012	2011
erstes Halbjahr	95,53	123,72
zweites Halbjahr	89,81	119,37
Jahresdurchschnitt	92,67	121,54

Das BAFA ermittelt unter Zugrundelegung von Notierungen für importierte Steinkohle den Preis für die in Deutschland geförderte Steinkohle. Der BAFA-Preis spiegelt damit mit zeitlicher Verzögerung die internationale Preisentwicklung wider. Im dritten Quartal 2012 lag der durchschnittliche Preis je Tonne Steinkohleeinheit (SKE) gemäß BAFA bei 92,01 EUR (drittes Quartal 2011: 106,22 EUR je Tonne SKE). Der Jahresdurchschnittswert für 2012 ist zum Zeitpunkt der Aufstellung dieses Lageberichts noch nicht bekanntgegeben (Vorjahr: 106,97 EUR je Tonne SKE).

Volatile Ölpreisentwicklung. Insgesamt lagen die Handelspreise für einen Barrel der Nordseeölsorte Brent-Rohöl an der International Commodities Exchange (ICE) in London 2012 mit im Monatsdurchschnitt 111,77 US-Dollar auf Vorjahresniveau (111,23 US-Dollar je Barrel). Damit wurden die Handelspreise für Brent-Rohöl, die im Dezember 2010 erstmals wieder über der 90-US-Dollar-Marke lagen, im Jahr 2012 weiterhin auf einem sehr hohen Preisniveau gehalten. Die Preisentwicklung auf dem Spotmarkt zog sich mit einer deutlichen Ausprägung auf die zeitlich nahegelegenen Monate durch die Future-Curve. Der Mittelwert für das Frontjahr lag 2012 insgesamt bei 106,73 US-Dollar je Barrel im Durchschnitt und damit annähernd auf dem Niveau von 2011 (108,35 US-Dollar je Barrel). Der Brent-Future-Markt befindet sich damit nach wie vor in einer Backwardation.



Die Preisentwicklung an den Ölmärkten war im ersten Halbjahr 2012 von zwei gegensätzlichen Hauptbewegungen geprägt. Im ersten Quartal 2012 sorgten vor allem die diplomatische Krise zwischen dem Iran und der westlichen Welt und positive Marktdaten für China, die USA und Europa für preistreibende Signale, sodass Brent Dated am 8. März 2012 mit einem Schlusskurs von 128,12 US-Dollar je Barrel an der ICE ein Mehrjahreshoch erreichte. Ab Mitte März 2012 sorgte die Verschärfung der europäischen Schuldenkrise und nach unten korrigierte Wirtschaftsdaten aus den USA und Europa sowie die Erhöhung der OPEC-Produktion, unter anderem durch die Rückkehr der libyschen Fördermengen nach dem Bürgerkrieg, für weltweit steigende Rohöl-Lagerbestände und damit für eine Umkehr der Preisentwicklung. In der Folge erreichte Brent Dated am 21. Juni 2012 mit 88,04 US-Dollar je Barrel den Jahrestiefstpreis. Bedingt durch das am 1. Juli 2012 beginnende Öl-Embargo der EU gegen den Iran und den gestärkten Euro konnte sich der Ölpreis anschließend wieder erholen und lag im Dezember 2012 durchschnittlich bei 109,64 US-Dollar je Barrel.

Geringes Preisniveau im CO₂-Markt. Insgesamt lagen die Preise für EU-Emissionsberechtigungen im europäischen Primärmarkt der EEX im Verlauf des Jahres 2012 für EUA-Futures Mid Dec 2012 (EUA = EU Allowances) mit durchschnittlich 7,51 EUR je Tonne CO₂ deutlich unter dem Vorjahresdurchschnitt (Vorjahr für EUA-Futures Mid Dec 2011: 13,17 EUR je Tonne CO₂). Dabei war der Markt 2012 weniger volatil als im Vorjahr. Der in der zweiten Jahreshälfte 2011 einsetzende massive Preisverfall wurde mit der einsetzenden Diskussion um die künstliche Verknappung der CO₂-Zertifikatemenge um 1,4 Mrd. Tonnen (sogenanntes „set aside“) zunächst gestoppt (Februar 2012: etwa 9,00 EUR je Tonne CO₂). Danach sind die Preise bis Anfang April 2012 allmählich wieder gefallen (etwa 6,00 EUR je Tonne CO₂). Dies resultierte aus einem unerwartet hohen Zertifikateüberschuss aus 2011. Außerdem wirkte sich ein deutlicher Zustrom von bescheinigten CO₂-Gutschriften (Certified Emission Reductions, CERs) aus UN-Projekten zur Emissionsreduktion in Entwicklungs- und Schwellenländern negativ aus. Danach verlief die Kursentwicklung mit Ausnahme von einigen Ausschlägen in einer Seitwärtsbewegung. Auch der Beginn der Versteigerung von Emissionsrechten für die dritte Handelsperiode (Early Auctions) führte zu keinen wesentlichen Preisänderungen. Insgesamt pendelte der Zertifikatspreis am Jahresende unterhalb der Marke von 7,00 EUR.

Notierungen für CO ₂ -Zertifikate in EUR je Tonne	2012	2011
	EEX Future EUA Mid Dec 2012	EEX Future EUA Mid Dec 2011
Jahresdurchschnitt	7,51	13,17
Tages-Maximum	9,52	17,40
Tages-Minimum	5,73	6,46

Gemäß dem Clean Development Mechanism des Kyoto-Protokolls besteht für europäische Unternehmen außerdem die Möglichkeit, Emissionen bis zu bestimmten Obergrenzen durch CERs abzudecken. Auch bei den sogenannten CERs zeichnete sich ein deutlicher Preisrückgang ab: Die Preise je Tonne CO₂ für die CERs notierten 2012 bei durchschnittlich 3,08 EUR, gegenüber 10,06 EUR im Jahr 2011.

Aufwärtstrend bei Holzpreisen setzt sich fort. Der Index der Erzeugerpreise der Produkte des Holzeinschlags² lag gemäß Angaben des Statistischen Bundesamts Deutschlands, Wiesbaden, im Monat Oktober 2012 mit einem Stand von 138,1 (2010 = 100) um 6,9 Prozent höher als im entsprechenden Vorjahresmonat und deutlich über dem Jahresdurchschnittswert 2011 in Höhe von 116,3.

Gestiegene Preise für Strom und Gas im Endkundengeschäft. Auch 2012 sind im Endkundengeschäft die Preise für Strom und Gas im Bundesdurchschnitt weiterhin gestiegen. Gemäß Angaben der Check24 Vergleichsportal GmbH, München, haben 2012 insgesamt über 400 Stromversorgungsunternehmen die Preise um bis zu 15,0 Prozent und 49 Gasversorger die Gaspreise um durchschnittlich 6,0 Prozent erhöht. Der Anstieg der Strompreise ist vorrangig durch die von den Energieversorgungsunternehmen nicht beeinflussbaren Preisbestandteile wie Netzentgelte, staatliche Abgaben und Steuern verursacht. Die Investitionsaktivitäten zum Aus- und Umbau der Stromversorgung führten Anfang 2012 zu einem deutlichen Anstieg der Stromnetzentgelte um durchschnittlich fast 10,0 Prozent.

2.1.3 Gesamtaussage zum Einfluss der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen auf den Geschäftsverlauf 2012 von enercity

Von wesentlichem Einfluss auf die Geschäftsentwicklung 2012 von enercity waren insbesondere die gegenüber dem Vorjahr wieder kühleren Witterungsverhältnisse, die zu einem Anstieg der Gas- und Fernwärmelieferungen geführt haben. Darüber hinaus hat sich die Strom- und Gaspreisentwicklung an der Börse deutlich auf die Handelsaktivitäten und die in diesem Zusammenhang erzielten Erlöse ausgewirkt. Da die Beschaffung größtenteils langfristig auf Terminmärkten abgesichert wird, können Preisrückgänge im laufenden Geschäftsjahr teilweise nicht ergebniswirksam mitgenommen werden. Unter den aufgezeigten Marktentwicklungen, insbesondere dem zunehmenden Einfluss der erneuerbaren Energieerzeugung, ist der Einsatz der Kraftwerkskapazitäten schwieriger geworden.

Erfolgreiche Marktpositionierung. Im Großkundensegment des Strommarktes steht enercity unter starkem Wettbewerbsdruck. Im Tarifikundensegment bestätigt sich, dass mehrere neue, teilweise sehr preisaggressive Wettbewerber den Markt grundlegend geändert haben. Ebenso hat sich der Wettbewerb auf dem Gasmarkt wie erwartet stark entwickelt. Trotz der Preiserhöhungen zum 1. Oktober 2012 kann sich enercity nach wie vor mit wettbewerbsfähigen Preisen auf einem guten bundesdurchschnittlichen Niveau im Vergleich zu ausgewählten relevanten Wettbewerbern behaupten. Insgesamt liegt der kumulierte Versorgerwechsel der Haushalte im Grundversorgungsgebiet für beide Marktsegmente deutlich unter dem Bundesdurchschnitt (Strom 31. Oktober 2012: 29,7 Prozent; Gas 30. September 2012: 17,8 Prozent). Im Geschäftssegment Wasser liegt enercity im bundesweiten Preisvergleich in der günstigen ersten Hälfte vergleichbarer Wettbewerber in 50 deutschen Großstädten.

2.2 Politische Rahmenbedingungen

Politische und regulatorische Vorgaben sowie Marktentwicklungen bilden die Rahmenbedingungen der Energiewirtschaft, die regelmäßig durch markt- und wettbewerbsorientierte Maßnahmen beeinflusst wird. Die Geschäftspolitik der auf diesem Gebiet tätigen Unternehmen muss daher immer wieder an die sich ändernden Voraussetzungen und Regularien angepasst werden. enercity wird sich auch

² Der Index der Erzeugerpreise der Produkte des Holzeinschlags misst die Entwicklung der durch die Forstverwaltungen der Länder verkauften Rohholzprodukte und gilt als repräsentativ für die Entwicklung der Rohholzpreise in Deutschland.

künftig mit den sich ändernden Rahmenbedingungen auseinandersetzen und nach praktikablen und vertretbaren Wegen der Umsetzung suchen.

2.2.1 Europäische Energiepolitik

EU-Energieziele und -Maßnahmen. Den Herausforderungen des gegenwärtigen energiewirtschaftlichen Umfelds – wie die Endlichkeit fossiler Energieträger bei gleichzeitig weltweit wachsender Nachfrage, die Auswirkungen des Klimawandels und die instabilen Verhältnisse in wichtigen Weltregionen – soll mit einer auf EU-Ebene abgestimmten Energiepolitik begegnet werden. Die energiepolitischen Kompetenzen der EU-Mitgliedstaaten wurden durch den Vertrag von Lissabon mit Wirkung zum Dezember 2009 festgelegt. Dabei sind insbesondere die Schaffung eines europäischen Energiebinnenmarktes und der grenzüberschreitende Ausbau der Energienetze Schwerpunkt der europäischen Zusammenarbeit. Im Dezember 2011 wurde der Energiefahrplan 2050 verabschiedet, mit dem Ziel, bis zum Jahr 2050 85 bis 90 Prozent der EU-Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 zu reduzieren.

Energiebinnenmarkt. Zur Schaffung eines europäischen Binnenmarktes für Strom und Gas wurde 2009 das Dritte Binnenmarktpaket Strom und Gas verabschiedet, das in Deutschland seinen Niederschlag im Energiewirtschaftsgesetz gefunden hat. Zusätzlich sollen die internationalen Energieaußenbeziehungen gestärkt werden. Zur Vollendung des Energiebinnenmarktes sind nach Mitteilung der Europäischen Kommission vom November 2012 insbesondere flexiblere Energiemärkte, die Umsetzung der Vorschriften zum dritten Energiebinnenmarktpaket, die effizientere Nutzung und der Ausbau der gesamteuropäischen Energieinfrastrukturnetze von Bedeutung. Ziel des Europäischen Rates ist es, den Energiebinnenmarkt bis zum Jahr 2014 zu vollenden.

Energieeffizienz. Der Steigerung der Energieeffizienz kommt vor dem Hintergrund der Energieversorgungssicherheit, der Wettbewerbsfähigkeit und des Klimaschutzes eine Schlüsselfunktion zu. In diesem Zusammenhang hat die Europäische Kommission im März 2011 den Energieeffizienzplan vorgelegt, der sich an dem Ziel orientiert, die Energieeffizienz in der EU bis zum Jahr 2020 um 20,0 Prozent gegenüber dem prognostizierten Energieverbrauch zu steigern.

Mit Wirkung zum 4. Dezember 2012 ist die **EU-Energieeffizienzrichtlinie** unter anderem zur Aufhebung und Revision der Richtlinien 2004/8/EG (sogenannte KWK-Richtlinie) und 2006/32/EG (sogenannte Energiedienstleistungsrichtlinie) in Kraft getreten. Sie ist innerhalb von 18 Monaten nach Inkrafttreten in nationales Recht umzusetzen. Adressaten der neuen Energieeffizienzrichtlinie sind im Wesentlichen Energieversorgungsunternehmen und Behörden. Ziel ist die Schließung der derzeit bestehenden sogenannten Einsparlücke zum Energieeffizienzsteigerungsziel von 20,0 Prozent bis zum Jahr 2020. Als verbindliche Maßnahmen sind insbesondere die Etablierung von Energieeffizienzverpflichtungssystemen und der verstärkte Ausbau von KWK vorgesehen. Energieversorgungsunternehmen sollen dabei künftig über Effizienzmaßnahmen bei ihren Endkunden Energieeinsparungen von im Durchschnitt jährlich 1,5 Prozent des effektiven Verbrauchs erzielen. Für KWK ist eine Einspeisepriorität unter gleichzeitiger Beachtung des Erhalts der Netzstabilität vorgesehen. Die energetische Sanierungsverpflichtung für öffentliche Gebäude soll sich nicht mehr, wie ursprünglich vorgesehen, auf öffentliche kommunale Gebäude beziehen. Dadurch wären insbesondere kommunalwirtschaftliche Energieversorgungsunternehmen benachteiligt worden. Derzeit arbeitet die Europäische Kommission Leitlinien zur Umsetzung der Richtlinie aus, die in den kommenden Monaten vorgestellt werden sollen. In der neugefassten Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (2010/31/EU) werden konkrete Anforderungen für den Neubau und größere Renovierungen an Bestandsgebäuden definiert und der rechtliche Rahmen für Energieausweise vorgegeben. Beispielsweise dürfen ab 2021 ausschließlich sogenannte Niedrigstenergiegebäude neu errichtet werden. Für öffentliche Gebäude gilt diese Verpflichtung bereits ab dem Jahr 2019.

Erneuerbare Energien. Für die Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energien ist 2009 die Erneuerbare-Energien-Richtlinie in Kraft getreten. Im Jahr 2020 sollen insgesamt 20,0 Prozent des Energieendverbrauchs in der EU aus erneuerbaren Energiequellen stammen. Für Deutschland wurde ein Ausbauziel von 18,0 Prozent festgesetzt. Für das Jahr 2014 ist eine Evaluierung des bestehenden Förderrahmens geplant, insbesondere vor dem Hintergrund eines möglichst kosteneffizienten Ausbaus.

Die Europäische Kommission hat am 6. Juni 2012 die Mitteilung zu „Erneuerbare Energien: ein wichtiger Faktor auf dem europäischen Energiemarkt“ verabschiedet. Die Mitteilung soll die Grundlage für den politischen Rahmen für ein weiteres, stabiles Wachstum der erneuerbaren Energien nach 2020 bis 2030 bilden. Schwerpunkt der Mitteilung sind insbesondere notwendige Maßnahmen zur Integri-

on der erneuerbaren Energien in den Binnenmarkt. Am 3. Dezember 2012 hat der Energieministerrat Schlussfolgerungen zu dieser Mitteilung veröffentlicht. Diese betreffen insbesondere eine langfristige und verbindliche politische Perspektive der Investitionen in erneuerbare Energien und die Hervorhebung der Bedeutung der lokal erzeugten erneuerbaren Energien für die Versorgungssicherheit. Die Schlussfolgerungen des Europäischen Parlaments belaufen sich im Entwurf insbesondere auf die Marktintegration der erneuerbaren Energien unter Rücksicht auf die Systemsicherheit, die Harmonisierung der EU-Fördersysteme auf Basis eines Quotenmodells, den Ausbau der Energieinfrastruktur sowie die Förderung und Standardisierung der Smart Grids und Smart Meter unter Berücksichtigung von Verbraucherschutz und Datenschutzsicherheit. Abschließende Abstimmungen hierzu sind für März beziehungsweise April 2013 geplant.

Energiehandel. Zur branchenspezifischen Regulierung des europäischen Energiegroßhandelsmarktes ist am 28. Dezember 2011 die EU-Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes (REMIT) in Kraft getreten. Die REMIT zielt auf erhöhte Transparenz gegenüber dem Markt, verstärkte Informationspflichten gegenüber den Behörden und die Erhöhung von Marktintegrität ab.

Finanzinstrumente. Zur Regulierung des außerbörslichen Finanzmarktes in Europa ist am 16. August 2012 die Verordnung über OTC-Derivate (Over the Counter), zentrale Gegenparteien und Handelsregister (European Market Infrastructure Regulation – **EMIR**) in Kraft getreten. Die Verordnung sieht insbesondere die Einführung einer zentralen Verrechnungsstelle vor, über die künftig standardisierte außerbörsliche Derivategeschäfte abgewickelt werden sollen, und enthält Vorschriften zur Regulierung von zentralen Clearingstellen und Transaktionsregistern. Wesentliche Inhalte von Derivatekontrakten und korrespondierenden Sicherheiten sind künftig verpflichtend an Transaktionsregister zu melden. Nicht-Finanzunternehmen sollen dann von einer Clearingpflicht ausgenommen werden, sofern ein festgelegter Schwellenwert über einen bestimmten Zeitraum hinweg nicht überschritten wird.

Elektromobilität. Die Europäische Kommission hat am 8. November 2012 einen Aktionsplan für eine starke, wettbewerbsfähige und nachhaltige Automobilindustrie in Europa (CARS 2020) veröffentlicht. Im Bereich der Elektromobilität ist insbesondere im Rahmen des Pakets „Saubere Energie im Verkehr“ ein Vorschlag für einen Rechtsakt zur Infrastruktur alternativer Kraftstoffe geplant. In diesem Zusammenhang sind beispielsweise die Schaffung einer Mindestinfrastruktur für Lade- und Betankungsstationen, gemeinsame Normen für Elektrofahrzeuge sowie eine Rechtsvorschrift zu EU-weiten Lösungen für die Infrastruktur der Ladeschnittstellen von Elektrofahrzeugen vorgesehen. Insgesamt wird die Elektromobilität im kommenden Jahr stärker in den Fokus der EU-Politik rücken.

2.2.2 Energiepolitik und Rechtsrahmen in Deutschland

Mit dem Energiekonzept hat die Bundesregierung 2010 den Rahmen für einen grundlegenden Umbau der Energieversorgung in Deutschland geschaffen. Bis zum Jahr 2050 soll der Ausstoß an CO₂-Emissionen um mindestens 80,0 Prozent gegenüber 1990 sinken und mehr als 80,0 Prozent der deutschen Stromversorgung soll aus erneuerbaren Energiequellen stammen. Die Nuklearkatastrophe in Fukushima im März 2011 hat die Anstrengungen um eine Beschleunigung der Energiewende und des Ausstiegs aus der Kernenergie verstärkt. Gleichzeitig haben damit auch die fossilen Energieträger Kohle und Erdgas und folglich auch konventionelle Kraftwerke auf längere Sicht Bedeutung für eine zuverlässige und wirtschaftliche Energieversorgung erlangt. Die Kernaufgaben bleiben in diesem Zusammenhang zukünftig der beschleunigte und kosteneffiziente Ausbau einer zudem bedarfsgerechteren Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie einer hierfür notwendigen leistungsfähigen und intelligenten Netzinfrastruktur, die Steigerung der Energieeffizienz und die Förderung des Einsatzes innovativer Technologien. Ein zentrales Forschungsfeld ist dabei die Speicherforschung. Weitere zentrale Herausforderungen der Zukunft werden neben der Sicherung von Ersatz- und Reservekapazitäten die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle durch die Energieversorgungsunternehmen im Hinblick auf eine dezentralere Erzeugung sowie gesteigerte Energieeffizienz sein.

Im Folgenden sind die wesentlichen während des Geschäftsjahres 2012 verabschiedeten beziehungsweise in Kraft getretenen gesetzlichen Neuerungen dargestellt, die von Bedeutung für die Geschäftstätigkeit von energcity sind.

Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Am 1. Januar 2012 ist das Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Kraft getreten, mit dem das EEG grundlegend novelliert wird. Die Neuregelungen orientieren sich insbesondere an einer verbesserten Kosteneffizienz sowie einer beschleunigten Markt-, Netz- und Sys-

temintegration der erneuerbaren Energien. Mit der EEG-Novelle wurde eine optionale Marktprämie eingeführt, die zu einer besseren Marktintegration von erneuerbaren Energien, einer bedarfsgerechten Erzeugung und zur Netzstabilität beitragen soll. Die Marktprämie gleicht die Differenz zwischen der EEG-Vergütung und einem durchschnittlich zu erwartenden Markterlös aus. Durch eine Flexibilitätsprämie für Biogas werden Investitionen in die Fähigkeit zur markt- und bedarfsorientierten Stromerzeugung von Biogasanlagen gefördert. Die Entschädigungszahlungen im Falle der reduzierten Einspeisung von EEG-/KWK-Anlagen wegen Netzengpässen sind auf 95,0 Prozent der entgangenen Einnahmen begrenzt. Zudem werden energieintensive Unternehmen durch die Neuerungen zur besonderen Ausgleichsregelung zunehmend von der EEG-Umlage entlastet, während gleichzeitig der Kreis der Begünstigten erweitert wird. Der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien soll kontinuierlich bis 2050 auf mindestens 80,0 Prozent steigen. Das EEG bleibt das wichtigste Instrument für den Ausbau der erneuerbaren Energien.

Änderung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV). Am 22. März 2012 ist die geänderte ARegV in Kraft getreten. Die Änderungen beinhalten im Wesentlichen die Beseitigung der zeitlich verzögerten Anerkennung von Investitionsmaßnahmen für Transportnetzbetreiber von bisher zwei Jahren. Die Investitionskosten können nunmehr unmittelbar über die Netzentgelte refinanziert werden. Für Verteilnetzbetreiber soll die Genehmigung von Investitionsmaßnahmen nicht mehr auf äußerste Ausnahmefälle beschränkt bleiben. Ziel der Änderungen ist eine Verbesserung des Investitionsrahmens für den Netzausbau.

Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Mit Wirkung zum 1. April 2012 wurde das EnWG hinsichtlich der Regelungen zur Verbraucherbeschwerde und zum Schlichtungsverfahren geändert. Energieversorgungsunternehmen, Messstellenbetreiber und Messdienstleister sind fortan verpflichtet, Beschwerden von Verbrauchern innerhalb einer Frist von vier Wochen zu beantworten. Wird der Beschwerde nicht abgeholfen, sind die Gründe schriftlich oder elektronisch darzulegen und auf das Schlichtungsverfahren hinzuweisen. Unternehmen sind dabei grundsätzlich verpflichtet, an Schlichtungsverfahren nach dem EnWG teilzunehmen.

Am 29. November 2012 wurde im Bundestag die nächste Neufassung des EnWG beschlossen, die zum 28. Dezember 2012 in Kraft getreten ist. Gegenstand der Änderungen sind insbesondere neue Regelungen zur Netzanbindung von Offshore-Windparks einschließlich einer Haftungsregelung sowie neue Vorgaben zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, der sogenannten Winterreserve, hinsichtlich der hierfür notwendigen Kraftwerkskapazitäten. Unter anderem wird eine Offshore-Haftungsumlage von vorerst 0,25 Cent pro kWh als Aufschlag auf die Netzentgelte eingeführt. Darüber hinaus haben sich infolge einer Änderung des § 6b EnWG auch Auswirkungen auf die Rechnungslegung und Buchführung ergeben.

Neue Kündigungsbestimmungen in der Grundversorgung. Infolge der durch die Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im vergangenen Jahr geforderten Durchführung des Lieferantenwechsels innerhalb von längstens drei Wochen und der Festlegungen der Bundesnetzagentur (BNetzA) gelten für grundversorgte Haushaltssendkunden seit dem 1. April 2012 neue Bestimmungen für die Kündigungen von Strom- und Gasgrundversorgungsverträgen. Nach der Neuregelung der Strom- und Gasgrundversorgungsverordnungen besteht nunmehr ein jederzeitiges ordentliches Kündigungsrecht mit einer Frist von zwei Wochen. Bisher konnten Grundversorgungsverträge mit einer Monatsfrist zum Monatsende gekündigt werden. Außerdem wurde im Falle einer Änderung der Grundversorgungspreise oder der ergänzenden Bestimmungen ein fristloses Kündigungsrecht zum Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Änderungen eingeführt.

Neuregelung der Photovoltaik-Vergütung. Der Bundestag hat am 29. Juni 2012 das im Vermittlungsausschuss von Bundestag und Bundesrat erzielte Ergebnis zur Kürzung der Solarförderung gebilligt. Damit ist die beschlossene Kürzung der Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen rückwirkend zum 1. April 2012 in Kraft getreten. Für die Betrachtung mehrerer Freiflächenanlagen als eine Gesamtanlage gilt künftig ein Umkreis von zwei statt vier Kilometern. Die Begrenzung der Förderung auf zehn MW sowie der bisherige Ausbaukorridor von 2.500 bis 3.500 MW Zubau pro Jahr auf bis zu 52 GW installierter Leistung im Jahr 2020 bleiben erhalten. Die Bundesregierung sichert außerdem eine Erhöhung der Forschungsgelder für anwendungsnahe Photovoltaik-Systemlösungen und Produktionstechnologien sowie ein technologieoffenes Marktanreizprogramm mit zinsverbilligten Darlehen für dezentrale Speicher zu, wofür 50,0 Mio. EUR bereitgestellt werden sollen. Die Einführung des sogenannten Marktintegrationsmodells wurde auf den 1. Januar 2014 verschoben.

Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes (KWK-G). Das Gesetz zur Novellierung des KWK-G wurde am 15. Juni 2012 endgültig durch den Bundesrat verabschiedet und ist zum 19. Juli

2012 in Kraft getreten. Bis zum Jahr 2020 soll der KWK-Anteil an der Stromerzeugung auf 25,0 Prozent steigen. Ziel der KWK-Novelle ist die Schaffung der notwendigen Rahmenbedingungen, um zusätzliche Investitionen in KWK anzuregen. Die wichtigsten Änderungen sind dabei die Anhebung des KWK-Zuschlags um 0,3 Cent pro Kilowattstunde (kWh) über alle Anlageklassen für modernisierte oder neu errichtete Kraftwerkskapazitäten, die nach Inkrafttreten des Gesetzes in Dauerbetrieb gehen, und eine zusätzliche Anhebung des KWK-Zuschlags ab 1. Januar 2013 um weitere 0,3 Cent pro kWh für Anlagen, die dem Anwendungsbereich des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes unterliegen. Darüber hinaus wird eine neue Förderkategorie für Anlagen mit einer elektrischen Leistung von 50 bis 250 Kilowatt (kW) eingeführt, die einen Zuschlagssatz von 4,0 Cent pro kWh vorsieht. Für die Förderung des Neu- und Ausbaus von Wärmenetzen mit einem Durchmesser von bis zu einem Meter wird eine Pauschalregelung eingeführt, die 100,00 EUR je laufenden Meter vorsieht, wobei die Kostenobergrenze für Wärmenetze mit einem Durchmesser über einem Meter auf 40,0 Prozent der ansatzfähigen Investitionskosten beziehungsweise maximal 5,0 Mio. EUR angehoben wird. Um die KWK-Anlagen künftig verstärkt für den Ausgleich fluktuierender Solar- und Windstromerzeugung einsetzen zu können, wurde die Förderung auf den Neu- und Ausbau von Wärme- und Kältespeichern ausgedehnt, sofern darin überwiegend Wärme aus KWK-Anlagen eingefüllt wird.

Neufassung der Kooperationsvereinbarung Gas (KOV V). Seit dem 1. Oktober 2012 sind die neuen Regelungen und Anforderungen aus der fünften Neufassung der KOV von Gasnetzbetreibern verpflichtend anzuwenden. Wesentliche inhaltliche Neuerungen sind neben den strengeren Regelungen hinsichtlich der Netzkontoabrechnung auch Änderungen des Lieferantenrahmenvertrages beziehungsweise Bestimmungen zu Sicherheitsleistungen und Vorauszahlungen. Die KOV regelt die Einzelheiten der Zusammenarbeit der Gasnetzbetreiber und Marktgebietsverantwortlichen, die notwendig sind, um einen transparenten, diskriminierungsfreien, effizienten und massengeschäftstauglichen Netzzugang zu angemessenen Bedingungen zu gewährleisten.

Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLastV). Der Deutsche Bundestag hat am 12. Dezember 2012 eine Rechtsverordnung zu abschaltbaren Lasten im Strombereich verabschiedet, die insgesamt zu einer Erhöhung der Netzstabilität beitragen soll. Die Übertragungsnetzbetreiber sind künftig zur Ausschreibung abschaltbarer Lasten mit einer Mindestleistung von 50 Megawatt (MW) bis zu einer monatlichen Gesamtabschaltleistung von 3.000 MW verpflichtet, die kurzfristig vom Netz genommen werden können. Die Verordnung regelt die Anforderungen an die abzuschließenden Verträge, Kriterien für wirtschaftliche und technisch sinnvolle Angebote, das Verfahren zur Ausschreibung und zum Abruf der Abschaltleistung, die Vergütung sowie die Ausgestaltung des Belastungsausgleichs. Die Abschaltleistung wird den betroffenen Unternehmen mit 1.667 EUR je MW und jeder Abruf mit 100 EUR bis 500 EUR pro MWh vergütet. Die verbundenen Kosten sollen auf die Stromverbraucher umgelegt werden. Die Verordnung ist auf drei Jahre befristet.

Zweite Verordnung zur Änderung der Trinkwasserverordnung (TrinkwV 2001). Am 14. Dezember 2012 ist die zweite Verordnung zur Änderung der TrinkwV in Kraft getreten. Wesentliche Änderungen sind konkrete Anforderungen für Materialien, die in Kontakt mit Trinkwasser kommen, und Vollzugserleichterungen bei der Überwachung von Trinkwasserinstallationen hinsichtlich Legionellen.

Novelle des Energiesteuer- und Stromsteuergesetzes. Mit der Verabschiedung einer Novelle des Energiesteuer- und Stromsteuergesetzes hat der Deutsche Bundestag am 8. November 2012 und der Bundesrat am 23. November 2012 die Fortsetzung des sogenannten Spitzenausgleichs, der Energie- und Stromsteuerentlastung für Unternehmen des produzierenden Gewerbes, für weitere zehn Jahre bis 2022 beschlossen. Die Befreiung ist ab 2013 jedoch an die Voraussetzung gebunden, dass sich energieintensive Betriebe zu festgelegten Effizienzsteigerungen sowie Stromeinsparungen verpflichten und ein Energiemanagementsystem beziehungsweise Energieaudit einführen. Einhergehend mit der Änderung des Energiesteuer- und Stromsteuergesetzes wurde außerdem die steuerliche Begünstigung von KWK-Anlagen rückwirkend zum 1. April 2012 fortgeschrieben. Dabei werden KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis 2 MW teilweise von der Brennstoffsteuer entlastet, sofern der monatliche oder jährliche Brennstoffnutzungsgrad mindestens 70,0 Prozent beträgt. Für sogenannte hocheffiziente Anlagen wird eine vollständige Steuerentlastung gewährt.

Achtes Gesetz zur Änderung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB). Der Bundestag hat am 18. Oktober 2012 die achte GWB-Novelle verabschiedet, die zum 1. Januar 2013 in Kraft trat. Am 23. November 2012 hat der Bundesrat für weitere Beratungen die Einberufung des Vermittlungsausschusses beschlossen. Diese Novelle zielt darauf ab, insbesondere im Bereich der Aufsicht über marktmissbräuchliches Verhalten von Unternehmen, der Durchsetzung des Kartellrechts durch die Verbraucherverbände und der Fusionskontrolle den Wettbewerbsrahmen zu optimieren. Die spezielle Preismissbrauchsvorschrift für marktbeherrschende Strom- und Gasanbieter (§ 29 GWB)

wird verlängert und auf Fernwärmeanbieter ausgedehnt. Der Prüfmaßstab des Bundeskartellamts wird zukünftig an den der europäischen Fusionskontrolle angelehnt, wonach Fusionen künftig zu untersagen sind, wenn sie wirksamen Wettbewerb erheblich behindern (sogenannter SIEC-Test, „significant impediment to effective competition“). Die Ministererlaubnis und die Überprüfbarkeit von Minderheitsbeteiligungen mit einem für den Wettbewerb relevanten Einfluss durch das Bundeskartellamt werden beibehalten.

3 Absatz und Beschaffung

Im Folgenden ist die Entwicklung der enercity-Geschäftsfelder Strom, Gas, Wasser und Wärme sowohl absatz- als auch beschaffungsseitig dargestellt.

Strom. Der enercity-Geschäftsbereich Strom umfasst auf der Absatzseite die Stromversorgung von Endkunden im Konzessionsgebiet und außerhalb des Konzessionsgebietes sowie Handelsaktivitäten. Der gesamte Stromabsatz ist im Geschäftsjahr 2012 im Gegensatz Vergleich zum Vorjahr um 14,1 Prozent auf 20.377 GWh gesunken (Vorjahr: + 10,4 Prozent; 23.709 GWh). Ursächlich für den Rückgang waren die gegenüber dem Vorjahr niedrigeren Handelsmengen (- 19,1 Prozent, Vorjahr: + 11,6 Prozent). Dahingegen hat sich der Stromabsatz an Kunden positiv entwickelt. Dabei konnte sowohl der Absatz an Kunden im Konzessionsgebiet durch die Rückgewinnung von Sondervertragskunden (+ 7,9 Prozent, Vorjahr: - 7,9 Prozent) als auch der Stromabsatz außerhalb des Konzessionsgebietes durch Neukundengewinnung (+ 7,0 Prozent, Vorjahr: + 28,0 Prozent) deutlich gesteigert werden. Da die Absatzmengen jedoch überwiegend durch den Energiehandel getrieben sind (71,3 Prozent, Vorjahr: 75,7 Prozent), konnte der Anstieg der Absatzmengen an Kunden den Rückgang der Handelsgeschäfte nicht vollständig ausgleichen.

Im Zusammenhang mit der Entwicklung des Stromabsatzes sind auch die Strombezugs- und -erzeugungsmengen 2012 gegenüber dem Vorjahr gesunken. Der mengenmäßig größte Anteil entfällt, vergleichbar dem Vorjahr, mit 69,3 Prozent auf den Stromhandel (Vorjahr: 75,9 Prozent). Darüber hinaus deckt enercity den Strombedarf durch Eigenerzeugung über Beteiligungen an Gemeinschaftskraftwerken beziehungsweise durch eigene Erzeugungskapazitäten (21,2 Prozent, Vorjahr: 19,7 Prozent). Der verbleibende Anteil wurde fremdbezogen (9,5 Prozent, Vorjahr: 4,4 Prozent). Hier zeigt sich ein deutlicher Anstieg gegenüber dem Vorjahr, der in vertraglichen Abnahmeverpflichtungen begründet liegt.

Gas. Im Geschäftsbereich Gas führt enercity absatzseitig grundsätzlich die Gasgrundversorgung im Stadtgebiet Hannover und in weiteren regionalen Gemeinden sowie Geschäfte am Gashandelsmarkt durch. Der Gasabsatz hat sich 2012 um insgesamt 2,4 Prozent (Vorjahr: - 7,5 Prozent) auf 23.688 GWh (Vorjahr: 23.134 GWh) erhöht. Bei im Vergleich zum Vorjahr annähernd konstanten Handelsmengen sind die Gaslieferungen an Kunden wieder gestiegen (+ 814 GWh, Vorjahr: - 2.223 GWh). Dabei kam es sowohl innerhalb des Konzessionsgebietes aufgrund der Rückgewinnung von Kunden (+ 6,9 Prozent, Vorjahr: - 36,1 Prozent) als auch außerhalb des Konzessionsgebietes durch Kundenzugewinne entsprechend der enercity-Wachstumsstrategie (+ 59,8 Prozent, Vorjahr: + 121,4 Prozent) zu einem Zuwachs. Der Absatz an Kunden außerhalb des Konzessionsgebietes lag 2012 bei 1.306 GWh (Vorjahr: 817 GWh). Der Zuwachs liegt unter anderem in der Neuaufnahme von Abnahmestellen über die Tochtergesellschaften Danpower und eCG begründet. Außerdem hat sich insgesamt ein witterungsbedingter Anstieg im Gasverbrauch bemerkbar gemacht.

Korrespondierend mit der Entwicklung im Gasabsatz sind die Gasbezugsmengen im Berichtsjahr ebenfalls gestiegen. Die Gashandelsaktivitäten sind dabei weiterhin mit einem Anteil von 71,7 Prozent von wesentlicher Bedeutung (Vorjahr: 78,4 Prozent). Darüber hinaus erfolgt eine Optimierung der Gasbezugsmengen über Speicherkapazitäten der GHG.

Wasser. enercity betreibt auf der Absatzseite im Geschäftsbereich Wasser die Wasserversorgung im Stadtgebiet Hannover und in weiteren regionalen Gemeinden. Darüber hinaus werden verschiedene regionale Wasserverbände und Ortsteile beliefert. Der Wasserabsatz liegt im Geschäftsjahr 2012 mit 40,9 Mio. Kubikmetern etwa auf Vorjahresniveau. Der Großteil des Wasserabsatzes ging dabei mit 84,6 Prozent an Tarifkunden (Vorjahr: 84,1 Prozent).

Der Wasserbezug erfolgt hauptsächlich über eigene Wasserwerke in der Region Hannover sowie über strategische Beteiligungen an Wassergewinnungsgesellschaften. Die Eigenerzeugung machte 2012 mit 93,2 Prozent (Vorjahr: 92,6 Prozent) weiterhin den Großteil am Gesamtbezug von, wie im Vorjahr, 42,6 Mio. Kubikmetern aus. Damit stellt der Fremdbezug momentan nur eine strategische Ergänzung zur Eigenerzeugung dar.

Wärme. Zu den enercity-Wärmekunden zählen Industrieunternehmen, öffentliche Einrichtungen, Krankenhäuser und Kunden in Wohngebieten. Der Wärmeabsatz ist 2012 entgegen dem temperaturgetriebenen Rückgang im Vorjahr wieder leicht um 6,2 Prozent (Vorjahr: - 12,5 Prozent) auf 1.294 GWh (Vorjahr: 1.219 GWh) gestiegen. Der Anstieg liegt zum einen im Fernwärmeausbauprogramm von enercity und der Neuaufnahme von Versorgungsstellen begründet und ist zum anderen witterungsbedingt. Der Fernwärmebedarf wurde dabei mit einem Anteil von 90,5 Prozent (Vorjahr: 88,8 Prozent) beinahe vollständig durch die Erzeugung bei GKL und GKH sowie durch eigene Erzeugungskapazitäten gedeckt.

4 Umwelt und Innovation

Umweltschutz in der enercity-Unternehmensstrategie. Als Unternehmen der Daseinsvorsorge ist enercity dem Umwelt- und Klimaschutz in besonderer Weise verpflichtet. Ökologisches Verantwortungsbewusstsein ist mit Blick auf die Region Hannover sowie als Reaktion auf die sich wandelnden Anforderungen an eine ökologisch und wirtschaftlich nachhaltige Energieerzeugung auf dem nationalen Energiemarkt ein integraler Bestandteil der Unternehmensstrategie. enercity ist im Rahmen des Klimaschutzprogramms „Klima-Allianz Hannover“ Umweltschutzverpflichtungen zur CO₂-Reduktion und Ausweitung der Stromerzeugung durch regenerative Energien und KWK bis zum Jahr 2020 eingegangen. Zur Einhaltung hat enercity ein Maßnahmen-Portfolio definiert, das die vereinbarten Ziele vollumfänglich erfüllt. Bei der Erzeugung von Strom und Wärme setzt enercity auf Kraft-Wärme-Kopplung als Instrument der effizienten Brennstoffnutzung. Im enercity-Unternehmenskonzept K2020 sind der Ausbau energieeffizienter Technologien sowie die Erzeugung auf Basis regenerativer Energien und KWK als Instrument der effizienten Brennstoffnutzung fest verankert und Bestandteil der Wachstumsstrategie.

enercity-Umweltmanagement. Das enercity-Umweltmanagementsystem ist unter Berücksichtigung der Umweltnorm DIN/ISO 14001 ausgestaltet und gewährleistet Zuverlässigkeit und Rechtssicherheit beim betrieblichen Umweltschutz. Das Umweltmanagement umfasst die maßgeblichen gesetzlichen Anforderungen, ein verbindliches Wertesystem und Umweltleitlinien, festgelegte Instrumente zur Umsetzung der Leitlinien, verantwortliche Funktionsträger und interne Regelungen. Die Einhaltung der internen Anforderungen wird im Rahmen interner und externer Auditierungen regelmäßig kontrolliert.

Umweltziele 2012. Die Umweltziele für das Jahr 2012 haben die Ausweitung der proKlima-Förderung auf kleine und mittlere Betriebe sowie den Bereich Fernwärme und die Inbetriebnahme effizienter Leuchten im Rahmen des LED-Straßenbeleuchtungsprojekts umfasst. Die entsprechenden Maßnahmen wurden im Berichtsjahr durchgeführt. Für 2013 ist die Einführung eines umfassenden Energiemanagementkonzepts nach DIN ISO 50001 beziehungsweise eines Umweltmanagementsystems nach EMAS (Eco Management and Audit Scheme) vorgesehen, um auch weiterhin den Spitzenausgleich des produzierenden Gewerbes erhalten zu können.

Klima-Allianz Hannover 2020. enercity befindet sich in der Umsetzung des Klimaschutzprogramms „Klima-Allianz Hannover 2020“. Die wirksamsten lokalen Klimaschutzmaßnahmen 2012 lagen insbesondere in der bereits im Rahmen der Berichterstattung zu wesentlichen Ereignissen des Berichtszeitraumes dargestellten Fortsetzung des Projekts zur Modernisierung und Leistungssteigerung der GuD-Anlage des HKW Linden mit einem jährlichen CO₂-Einsparpotenzial von 200.000 Tonnen und des Fernwärmeausbauprogramms mit einer CO₂-Minderung von insgesamt etwa 65.000 Tonnen pro Jahr. Der etwa bis zum Jahr 2015 andauernde Fernwärmeausbau der Stufe 1 mit einer geplanten zusätzlichen Anschlussleistung von jährlich bis 15 MW_{th} läuft planmäßig. In diesem Geschäftsjahr konnten Übergabestationen mit einer Anschlussleistung von insgesamt etwa 20 MW_{th} in Betrieb genommen werden (Vorjahr: 17 MW_{th}). Der Ausbau im Geschäftsfeld Contracting auf Basis erneuerbarer Energien entwickelt sich entsprechend den Planungen. Insgesamt erfährt der Ausbau der regenerativen Stromerzeugung auf Basis der strategischen Unternehmensplanung K2020 eine höhere Gewichtung. Gemäß bestehender Vorschaurechnung wird die Erreichung der Unternehmensziele im Rahmen der Klima-Allianz gewährleistet.

Umweltfreundliche Stromerzeugung. Auch in diesem Geschäftsjahr stellt die Kraft-Wärme-Kopplung weiterhin das Rückgrat der Eigenerzeugung dar. Unter Berücksichtigung von Erzeugungskapazitäten der Beteiligungsgesellschaften beträgt die Strommenge aus Anlagen, die nach dem Prinzip der KWK betrieben werden, im Berichtszeitraum 2.292 GWh (Vorjahr: 2.213 GWh). Die vergleichsweise zu Vorjahren weiterhin geringere KWK-Stromerzeugung liegt zum einen in der Erweiterung und Modernisierung der GuD-Anlage des HKW Linden und zum anderen in der relativ milden Witterung begründet. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wurde in der laufenden Berichtsperiode weiter ausgebaut. Die erneuerbaren Energieträger (Biomasse, Solarenergie, Wasser und Wind) haben 2012 etwa 492 GWh (Vorjahr: 392 GWh) zur Eigenerzeugung beigetragen. Im Verhältnis zum Verbrauch aller Tarifkunden im Konzessionsgebiet beträgt die regenerative Energieerzeugung 54 Prozent (2011: 43 Prozent). enercity strebt an, bis zum Jahr 2020 den Strombedarf aller Privatkunden im Konzessionsgebiet bilanziell durch erneuerbare Energien zu decken.

	Stromerzeugung (GWh)		installierte Leistung (MW)	
	2012	2011	2012	2011
Erneuerbare Energien	492	392	113	85
KWK*	2.292	2.213	609	611

* Stromerzeugung in Anlagen, die nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden.

Contracting. Im Contracting sind 64 (Vorjahr: 59) erdgasbetriebene BHKW Anlagen mit einer Gesamtleistung bezogen auf den Anteil der SWH von 11,1 MW elektrisch (MW_{el}) und 16,0 MW_{th} (Vorjahr: 13,1 MW_{el} ; 17,7 MW_{th}) im Einsatz.

Biomassennutzung. Zum Jahresende 2012 ist enercity über die Tochterunternehmen eCG und Danpower sowie die Energie-Projektgesellschaft Langenhagen mbH, Langenhagen, (EPL) an insgesamt 62 Biomasseanlagen (Vorjahr: 58), davon 31 Biogasanlagen (Vorjahr: 30), 18 Holzhackschnitzelanlagen (Vorjahr: 16), wovon vier Anlagen Strom erzeugen, fünf Holzpelletfeuerungsanlagen, sechs Klärgasanlagen (Vorjahr: vier) sowie einem Ersatzbrennstoffkraftwerk beteiligt. Eine Grubengasanlage wurde stillgelegt. Unter Berücksichtigung der Ersatzbrennstoffanlage in Bitterfeld ist enercity eine erneuerbare Jahresstromproduktion von etwa 407 GWh (Vorjahr: 361 GWh) aus diesen Anlagen zuzurechnen. Die eCG sowie die Danpower werden im Geschäftsfeld Biomasse auch in den nächsten Jahren weiterhin substanziell investieren.

enercity Renewables. Das Unternehmensprojekt „enercity Renewables“ wurde im laufenden Geschäftsjahr fortgeführt. Es dient der Erreichung der in der Unternehmenskonzeption K2020 angelegten Zielsetzungen im Bereich der regenerativen Energieerzeugung. Im laufenden Geschäftsjahr wurden einerseits Erwerbsprojekte zur Stromerzeugung aus Windenergie auf ihre Realisierungsfähigkeit zu wirtschaftlich tragfähigen Konditionen hin geprüft, andererseits wurden Kontakte zu Grundstückseignern und kommunalen Partnern geknüpft, um Windenergieprojekte über die gesamte Wertschöpfungskette zu entwickeln. Ergänzend zu den Aktivitäten im Windsektor wurden auf unternehmenseigenen Dächern weitere Photovoltaikanlagen installiert.

enercity-Ökostromprodukte. Die bedeutsame Marktposition erneuerbarer Energien hat sich 2012 weiterhin gefestigt. enercity hat bereits in vergangenen Jahren auf diesen Entwicklungstrend reagiert und beschreitet auch im aktuellen Geschäftsjahr weiterhin erfolgreich den Weg zum Ökostromanbieter. enercity bietet grundsätzlich allen Kundengruppen ökologische Vertriebsprodukte an. Die enercity-Ökostromprodukte gibt es in verschiedenen Qualitätsstufen. Das Premium-Produkt ist mit dem „Grüner-Strom-Label“ in Gold zertifiziert. Im Privat- und Gewerbekundenbereich haben wie im Vorjahr etwa 31.000 Privat- und Gewerbekunden – und damit fünfmal so viele Kunden wie Ende 2010 – enercity-Ökostrom bezogen. Im Geschäftskundenbereich konnten die Absatzmengen von Ökostrom in diesem Geschäftsjahr um annähernd 40,0 Prozent weiter gesteigert werden; gegenüber 2010 entspricht dies sogar einer Verachtfachung. Dabei konnten weitere Firmenkunden für langfristige Lieferverträge mit Ökostrom gewonnen werden.

Klimaschutzfonds proKlima und Energieberatung. Neben eigenen Potenzialen unterstützt enercity mit dem Klimaschutzfonds proKlima zusätzlich die in der Klima-Allianz aufgezeigten Potenziale zur CO_2 -Reduktion auf der Nachfrageseite beziehungsweise zum Energiesparen. Der bislang im europäischen Raum einzigartige, im Juni 1998 gegründete Klimaschutzfonds proKlima wird von enercity sowie den Städten des proKlima-Fördergebietes Hannover, Hemmingen, Laatzen, Langenhagen, Ronnenberg und Seelze finanziert. enercity trägt dabei mit aktuell 4,4 Mio. EUR (Vorjahr: 3,6 Mio. EUR) den Großteil (circa 75,0 Prozent) der jährlichen Fondseinzahlungen. Ein Schwerpunkt der Förderprogramme ist das energieeffiziente Bauen und Modernisieren. Ziel ist unter anderem die weitere Etablierung des energiesparenden Passivhaus-Standards.

Der enercity-Fonds proKlima fördert dabei auch die Beratungsleistungen der enercity Strom- und EnergieLotsen. Diese führen kundenorientierte Energieberatungen durch, die Energieeinsparpotenziale identifizieren und die Effizienz der Energienutzung steigern. Die enercity StromLotsen konnten 2012 bei ihren Beratungen ein durchschnittliches Einsparpotenzial von etwa 19,0 Prozent aufzeigen. Die enercity EnergieLotsen haben 2012 neben EnergieSparBeratungen für Gebäude unterstützende Beratungen wie Luftdichtheitstests, Thermografieaufnahmen und WärmeSparBeratungen durchgeführt. Die EnergieSparBeratung wird ebenfalls durch proKlima-Fördermittel unterstützt. Außerdem existiert ein Angebot der Gewerbeberatung, das zum Teil von der Klimaschutzagentur gefördert wird.

Energieeffiziente Straßenbeleuchtung. Die Umstellung auf energieeffiziente Straßenbeleuchtungssysteme wird in Hannover seit vielen Jahren als kontinuierlicher Prozess verstanden. So sind seit 2009 keine Quecksilberdampf-Hochdrucklampen mehr in Betrieb. Ziel des in diesem Jahr angelaufenen LED-Projekts III, „Klimaschutztechnologien bei der Stromnutzung der Landeshauptstadt Hannover – für den Bereich der Außenbeleuchtung“ ist es, den Einsatz energieeffizienter Beleuchtungstechnik zu erweitern und konventionelle Beleuchtungstechnik gegen LED-Leuchten zu ersetzen. Insgesamt sollen im Stadtgebiet Altanlagen mit einer Systemleistung von 275 Watt gegen energieeffiziente LED-Leuchten mit 58 Watt Systemleistung ersetzt werden. Der ökologische Nutzen dieser Maßnahmen liegt in einer jährlichen Energieeinsparung in Höhe von etwa 80,0 Prozent ohne Komfortverlust. Ende November 2012 konnte die Umrüstung der ersten 44 LED-Fußgängerüberwegleuchten abgeschlossen werden. Insgesamt sollen schrittweise 290 Leuchten ausgetauscht werden.

Elektromobilität. Auch in diesem Geschäftsjahr hat enercity den Weg in eine elektromobile Zukunft fortgesetzt. Im April 2012 ist die Metropolregion Hannover-Braunschweig-Göttingen-Wolfsburg von der Bundesregierung als eine Förderregion des Programms „Schaufenster Elektromobilität“ benannt worden. Für jede Förderregion steht während der Projektlaufzeit von Oktober 2012 bis September 2015 ein Fördervolumen von bis zu 50,0 Mio. EUR zur Verfügung. enercity ist mit zwei Projekten an der Bewerbung um Fördermittel beteiligt und erfolgreich zur Antragstellung durch den Projektträger aufgefordert worden. Die Anträge sind entsprechend eingereicht worden. Zum einen planen die eCG und enercity gemeinsam mit dem Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik der Leibniz Universität Hannover und dem Institut für Transportation Design der Hochschule für Bildende Künste in Braunschweig das Projekt „Demand Response – Das Auto als aktiver Speicher und virtuelles Kraftwerk“. Ziel ist die Untersuchung der Fragestellung, inwieweit Elektromobilität einen positiven Beitrag zur Stabilisierung der Stromnetze leisten kann. Hierfür soll in einem ersten Schritt die Anbindung an den Regelenergiemarkt aus technischer und wirtschaftlicher Sicht untersucht werden. Zum anderen soll im Rahmen des Projekts „easy park & charge“ zwischen der Tochtergesellschaft eCG und der union-boden GmbH, Hannover, eine öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in den Parkhäusern des Kooperationspartners aufgebaut werden.

Um darüber hinaus die Bekanntheit und Akzeptanz des Themas Elektromobilität in der Bevölkerung der Region Hannover durch Information und Dialog zu fördern und damit dessen Marktchancen zu erhöhen, hat sich enercity beispielsweise am 20. Mai 2012 an der Alternativen Automobil-Ausstellung in Hannover beteiligt. Seit Mitte April 2012 stehen Interessenten außerdem wieder fünf enercity E-Roller für kostenlose Testfahrten zur Verfügung. Im Zeitraum September bis Oktober 2012 wurde darüber hinaus ein sechswöchiger Fahrtentest mit Renault-Twizy-Elektromobilen durchgeführt, um zu untersuchen, inwieweit derartige Fahrzeuge einen praktikablen Ansatz für urbane E-Mobilität darstellen. Grundsätzlich können die E-Ladestationen von enercity kostenlos genutzt werden. Ziel ist es, Erkenntnisse zu gewinnen, welche Rolle öffentlichen Ladestationen bei der Elektromobilität zukommt.

5 Mitarbeitende

Unternehmenskultur. Der Claim „energity – positive energie“ ist mit den Werten „aktiv“, „persönlich“ und „kompetent“ fest in der Unternehmenskultur verankert. Das interne Wertesystem bildet die Grundlage und Richtschnur für eine kooperative Zusammenarbeit im Unternehmen, eine positive und wertschätzende Arbeitsatmosphäre sowie eine engagierte Wahrnehmung der Aufgaben und Verantwortungen gegenüber den Mitarbeitenden und Kunden.

Partizipation ist dabei ein verbindliches Kulturprinzip zur positiven Unternehmensentwicklung von energity. Hierzu haben Vorstand und Betriebsrat im Geschäftsjahr 2012 die Mitarbeiterbeteiligung unter dem Grundsatz „Leistung entsteht im Dialog“ als Wert für die energity-Kultur noch verbindlicher als bisher verankert. Die Mitarbeitenden sollen frühzeitig und zu einem hohen Grad in Entscheidungen eingebunden werden und eigene Gestaltungsspielräume bei der Lösungsentwicklung haben. Dies erhält und steigert die Motivation. Hierzu wurde das sogenannte ELF-Verfahren (Engagement, Leistungsfähigkeit und Fairness) entwickelt, durch das akzeptierte und dauerhafte Lösungen für alle Beteiligten geschaffen werden sollen.

Personalstrategie. Der Erfolg eines Unternehmens basiert zu einem großen Teil auf dem Engagement und der Leistungsbereitschaft der Mitarbeitenden. Die strategische Ausrichtung der Personalarbeit spielt daher für energity eine wesentliche Rolle und ist in dem Unternehmenskonzept K2020 verankert. Kernpunkte bilden die individuelle und zielgerichtete Personalentwicklung, die effiziente Gestaltung der personalrelevanten Prozesse, der aktive Erhalt von Leistungsfähigkeit und Arbeitsmotivation der Mitarbeitenden sowie das Angebot einer breit gefächerten, hochqualifizierten Berufsausbildung.

Herausforderungen für die Personalpolitik. Der mit dem steigenden Wettbewerbsdruck auf den Energiemärkten einhergehende Kostendruck sowie die Notwendigkeit von Effizienzsteigerungen in den internen Prozessen stellen weitreichende Herausforderungen an die Unternehmens- und Personalpolitik. Insgesamt soll den Grundsätzen ökologisch nachhaltig, ökonomisch erfolgreich und gleichzeitig sozial verantwortlich entsprochen werden. Außerdem sind die Effekte des demografischen Wandels vorausschauend zu analysieren und im Rahmen der strategischen und operativen Umsetzung zu berücksichtigen. Mit steigendem Durchschnittsalter der Beschäftigten ergibt sich die Notwendigkeit einer kontinuierlichen Weiterentwicklung der personalpolitischen Instrumente wie beispielsweise im Bereich der Personalentwicklung und des Wissenstransfers. Aus personalwirtschaftlicher Sicht entgegnet energity den Effekten des demografischen Wandels und des Fachkräftemangels mit dem Angebot attraktiver Arbeitsplätze, gezielter Qualifizierung und individueller Entwicklungsperspektiven sowie mit zahlreichen Maßnahmen im Gesundheitsmanagement und zur Vereinbarkeit von Beruf und Familie. Personalpolitische Instrumente zur Rekrutierung, Entwicklung, Motivation und Gesunderhaltung werden kontinuierlich überprüft und weiterentwickelt, um diesen Herausforderungen gerecht zu werden.

Entwicklung Personalbestand. Der Personalbestand hat sich bei energity wie folgt entwickelt:

Stand per 31.12.	2012	2011	2010	2009	2008
Kaufmännische Auszubildende	29	30	31	32	32
Technische Auszubildende	99	97	103	92	94
Auszubildende gesamt	128	127	134	124	126
Mitarbeitende gesamt	2.593	2.587	2.642	2.705	2741
davon Mitarbeitende in Altersteilzeit	211	226	305	382	232

Die Zahl der Auszubildenden und die Gesamtbeschäftigtenzahl sind im Vorjahresvergleich annähernd konstant geblieben. Die Fluktuationsrate in Höhe von 1,7 Prozent und das Durchschnittsalter der Beschäftigten von 44 Jahren liegen auf Vorjahresniveau. Die durchschnittliche Betriebszugehörigkeit der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter beträgt etwa 18 Jahre (Vorjahr: 19 Jahre). energity trägt der sozialen Vielfalt auch im Unternehmen Rechnung. So wurden 2012 138 Schwerbehinderte beschäftigt (Vorjahr: 131). Das entspricht einer Schwerbehindertenquote von 5,6 Prozent (Vorjahr: 5,3 Prozent) und liegt damit oberhalb der gesetzlich geforderten Fünf-Prozent-Grenze.

Berufliche Ausbildung und Nachwuchsförderung. energity bietet jährlich 31 jungen Menschen die Möglichkeit, einen technischen oder kaufmännischen Ausbildungsberuf zu erlernen oder ein duales Studium zu beginnen. Die Ausbildungsplätze stehen in sieben Berufen und drei dualen Studiengän-

gen zur Verfügung. An der Hochschule Hannover und der Hochschule Weserbergland in Hameln haben 2012 sechs dual Studierende ihre Ausbildung zum Bachelor of Engineering in der Fachrichtung Elektrotechnik und vier zum Bachelor of Arts in der Fachrichtung Betriebswirtschaft begonnen. Nach erfolgreich bestandener Abschlussprüfung wird den Auszubildenden von enercity ein befristetes Arbeitsverhältnis für die Dauer von zwölf Monaten angeboten. Diese Regelung wird ebenfalls für den Ausbildungsbeginn 2013 gelten. Auch im Geschäftsjahr 2012 haben alle Auszubildenden ihre Berufsausbildung erfolgreich abgeschlossen.

Um den personalwirtschaftlichen Herausforderungen der Zukunft zu entgegen, werden zusätzlich nach einer sehr gut abgeschlossenen Berufsausbildung Stipendien an ehemalige Auszubildende vergeben, die ein Vollzeitstudium im Anschluss an ihre Ausbildung absolvieren. Der Kontakt zu den Studierenden wird dabei während des Studiums aufrechterhalten, um ihnen nach erfolgreichem Studienabschluss eine Perspektive bei enercity aufzeigen zu können. Im Geschäftsjahr 2012 wurden insgesamt neun Studierende (Vorjahr: sieben) mit insgesamt 8.000 EUR (Vorjahr: 7.000 EUR) gefördert.

Des Weiteren engagiert sich enercity in einem sozialen Ausbildungsprojekt der ProBeruf GmbH, bei dem jährlich vier benachteiligten Jugendlichen die Chance einer Qualifizierung geboten wird.

Personalentwicklung. Ein wesentlicher Schwerpunkt zur Entwicklung und Erhaltung der erforderlichen Mitarbeiterkompetenzen sowie der Arbeits- und Leistungsmotivation ist eine nachhaltige Personalentwicklung. Dazu gehört beispielsweise das 2011 eingeführte und im Berichtsjahr fortgesetzte Instrument des Wissenstransfers, bei dem mit gezielten Maßnahmen Spezialwissen der Mitarbeitenden bei einem Arbeitsplatzwechsel oder Ausscheiden aus dem Unternehmen gesichert weitergegeben wird. Neben beruflichem Fachwissen werden auch Erfahrungen, Netzwerke, Kompetenzen sowie mit dem Aufgabengebiet in Zusammenhang stehende Tätigkeiten erfasst.

Des Weiteren bietet enercity jährlich zwölf qualifizierten und engagierten Mitarbeitenden die Teilnahme an dem zweijährigen Personalentwicklungsprogramm „Jump“. Ziel ist die Qualifizierung sowie berufliche und persönliche Weiterentwicklung von Leistungsträgern durch Coaching und Trainingsmaßnahmen sowie die Bearbeitung bereichsübergreifender Arbeitsprojekte und Sonderaufgaben in interdisziplinären Teams.

Schwerpunkt im Jahr 2012 war die Überarbeitung des Bildungsprogramms „Horizonte“. Das neue Programm bietet ein vollständig überarbeitetes Trainingsportfolio, mit qualitativ hochwertigen Weiterbildungsmaßnahmen, die sich an den individuellen Entwicklungszielen der Mitarbeitenden orientieren.

Insgesamt wurde zur Personalentwicklung im Berichtsjahr ein Bildungsbudget von 1,8 Mio. EUR (Vorjahr: 2,2 Mio. EUR) beziehungsweise etwa 694,00 EUR je Mitarbeiter/-in (Vorjahr: 896,00 EUR je Mitarbeiter/-in) aufgewendet.

Familien- und frauenorientierte Personalpolitik. Der Anteil von Frauen in Führungspositionen hat sich 2012 von 11,3 auf 14,6 Prozent deutlich erhöht. Damit liegt enercity weit über dem Branchendurchschnitt der Ver- und Entsorgung (9,0 Prozent).

	Frauen bei enercity			Frauen in Führungspositionen		
	31.12.2012	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2012	31.12.2011	31.12.2010
absolut	585	577	587	29	22	19
in Prozent	22,2	22,3	22,2	14,6	11,3	9,9

enercity engagiert sich seit vielen Jahren aktiv für die Vereinbarkeit von Berufs- und Familienleben der Mitarbeitenden. Im Jahr 2010 wurde enercity für eine familienbewusste Personalpolitik das Zertifikat zum Audit „berufundfamilie“ verliehen. Eine erneute Zertifizierung ist für das folgende Geschäftsjahr geplant.

Das umfangreiche familienorientierte Angebot gliedert sich in die Schwerpunkte Arbeitszeit, Arbeitsort, Service und Gesundheitsprävention beziehungsweise Sozialberatung. Die Maßnahmen umfassen unter anderem vielfältige Möglichkeiten zur flexiblen Arbeitszeitgestaltung, alternierende Telearbeit zur Arbeitsortflexibilität (66 Arbeitsplätze, Vorjahr: 60) und außerdem eine Betriebskinderkrippe, ein Eltern-Kind-Büro und eine Sommerferienbetreuung für Mitarbeiterkinder. Die Kindertagesstätte „CompanyKids Energiezwerge“ wird seit 2010 in Trägerschaft des pme Familienservice in Zusammenarbeit mit enercity und der Landeshauptstadt Hannover betrieben. Derzeit werden zehn der 14 Belegplätze durch Kinder von enercity-Mitarbeitenden in Anspruch genommen. In den Sommerferien 2012 haben 131 Kinder zwischen sechs und zwölf Jahren das enercity-Feriencamp besucht. Unter Aufsicht enga-

gierter und ausgebildeter Betreuer des Vereins für Erlebnispädagogik und Jugendsozialarbeit e.V. wurde den Kindern ein abwechslungsreiches und vielfältiges Programm geboten.

Darüber hinaus gewährt enercity vielfältige individuelle Unterstützungsangebote hinsichtlich der Vereinbarkeit von Beruf und Pflege von Angehörigen. Dazu gehört neben den oben genannten Möglichkeiten beispielsweise auch der vollständige zeitlich befristete Ausstieg aus dem Beruf.

Altersversorgung. Gemäß geltendem Tarifvertrag (TV-V) haben Mitarbeitende von enercity Anspruch auf eine zusätzliche Alters- und Hinterbliebenenversorgung des öffentlichen Dienstes als Pflichtversicherung des Arbeitgebers. Nach Maßgabe des Tarifvertrages über die zusätzliche Altersvorsorge der Beschäftigten des öffentlichen Dienstes (ATV-K) finanziert enercity über monatliche Umlagezahlungen von zurzeit 5,07 Prozent und ein Sanierungsgeld von derzeit 3,51 Prozent des Zusatzversicherungspflichtigen Entgelts den Aufbau einer Betriebsrente. Die Umlagen werden durch den Arbeitgeber pauschal versteuert.

Zusätzlich zur Betriebsrente besteht die Möglichkeit, durch eigene Beiträge in Form einer Entgeltumwandlung eine freiwillige kapitalgedeckte Altersvorsorge bei der Zusatzversorgungskasse der Stadt Hannover (ZVK) oder bei der Sparkassen Pensionskasse aufzubauen. Im Geschäftsjahr 2012 haben 15,0 Prozent der Beschäftigten die Entgeltumwandlung in Anspruch genommen (Vorjahr: 16,7 Prozent).

Zur Flexibilisierung der Lebensarbeitszeit besteht die Möglichkeit durch Umwandlung von Zeit beziehungsweise Geld die Lebensarbeitszeit insgesamt um bis zu fünf Jahre zu verkürzen. Zum Ende des Geschäftsjahres bestanden insgesamt 208 Lebensarbeitszeitkonten (Vorjahr: 173 Lebensarbeitszeitkonten) mit etwa 179 Tausend Stunden (Vorjahr: 130 Tausend Stunden).

Diversity Management. Der Bundesverband der Personalmanager ehrt jährlich herausragende Leistungen im Human Resources Management mit dem Personalmanagement Award. Der inhaltliche Schwerpunkt der Auszeichnung liegt in diesem Jahr auf dem Themenbereich „Diversity“. enercity wurde dabei in der Kategorie „kleine und mittelständische Unternehmen“ für das Engagement in bildungspolitischen Projekten mit dem zweiten Platz für innovatives und erfolgreiches Diversity Management ausgezeichnet.

Diversity Management bedeutet für enercity, die Vorteile der Vielfalt in der Belegschaft zu nutzen und Menschen mit Migrationshintergrund und weniger günstigen Aussichten auf einen Einstieg ins Berufsleben zu unterstützen. Seit 2008 bietet enercity in Kooperation mit der Pro Beruf GmbH jährlich vier Ausbildungsplätze für benachteiligte Jugendliche an. Drei Auszubildende wurden dabei 2012 in ein für ein Jahr befristetes Arbeitsverhältnis übernommen. enercity fördert darüber hinaus die Integration von jährlich zwei Praktikantinnen oder Praktikanten in einem vollschulischen Ausbildungsberuf zum Teilerzieher durch ein einjähriges Praktikum und stärkt damit deren Vermittlungschancen. Darüber hinaus werden im Rahmen des interkulturellen Mentoringprogramms „Minerva“ des Kirchlichen Dienstes in der Arbeitswelt (KDA) gut ausgebildete Migrantinnen bei ihren Bemühungen um eine qualifizierte Beschäftigung unterstützt. enercity übernimmt in diesem Integrationsprogramm eine Mentorenfunktion und fördert insbesondere Sprachkompetenz, Empowerment und selbstbewusstes Auftreten.

Gesundheitsmanagement. Bei enercity ist ein Gesundheitsmanagement eingerichtet, das durch einen sogenannten Gesundheitszirkel zentral gesteuert wird. Unter dem Programmnamen „enercity & ich – Gesundheit in unseren Händen“ werden die fünf Handlungsfelder Führung, Psyche, Ernährung, Bewegung und Prävention erfasst. Des Weiteren zählen zum Gesundheitsmanagement die Angebote des betriebsärztlichen Dienstes zu Präventionsmaßnahmen und arbeitsspezifischen Entlastungsmöglichkeiten sowie die Angebote der Sozialberatung. Der Handlungsschwerpunkt 2012 lag auf dem Thema Ernährung (Vorjahr: Bewegung) mit Vital-Aktionswochen und Ernährungsberatungen. Daneben gab es weitere vielfältige Maßnahmen zur Gesundheitsförderung wie Darmkrebsvorsorgeuntersuchungen und Physiotherapie-Behandlungen. Im Handlungsfeld Bewegung wurde die Teilnahme an der Initiative des Allgemeinen Deutschen Fahrrad Clubs (ADFC) und der AOK Niedersachsen „Mit dem Rad zur Arbeit“ unterstützt. Außerdem nutzen etwa 1.400 Mitglieder das umfassende Angebot der enercity Betriebssportgemeinschaft mit derzeit 32 Sparten. enercity wurde durch die Teilnahme an der Ausschreibung zum „Corporate Health Award 2012“ im Ergebnis ein nachhaltiges betriebliches Gesundheitsmanagement bestätigt. enercity lag mit dem erzielten Ergebnis (76,4 Prozent) insgesamt deutlich über dem Prädikatsdurchschnitt aller teilnehmenden Unternehmen (62,2 Prozent) und verzeichnete zudem eine wesentliche Verbesserung gegenüber dem Vorjahr (63,6 Prozent).

Ideenmanagement. enercity fördert eine innovationsorientierte Unternehmenskultur. Das betriebliche Vorschlagswesen zielt vorrangig darauf ab, das Ideenpotenzial der Mitarbeitenden zum Erreichen der strategischen Unternehmensziele zu nutzen und damit einen wesentlichen Beitrag zur Innovations-

und Wettbewerbsfähigkeit von enercity zu leisten. Dabei gehören zu den im Wesentlichen verfolgten Zielen Qualitätssteigerungen und Kosteneinsparungen in den Unternehmensbereichen beziehungsweise von angebotenen Produkten und Dienstleistungen sowie deren Neuentwicklung und Markteinführung. Außerdem soll die Team- und Netzwerkbildung, die Identifikation der Beschäftigten mit dem Unternehmen sowie ein bereichsübergreifendes, prozessorientiertes Denken und Handeln gefördert werden. Das betriebliche Vorschlagswesen ist mitbestimmungspflichtig und soll als Managementsystem etabliert werden, das gemeinsam und paritätisch von Unternehmen und Betriebsrat gesteuert wird. Insgesamt ist das Ideenmanagement als Instrument eines partizipativen und wertschätzenden Führungsansatzes anzusehen. Im Mai 2012 wurde eine Reaktivierung des betrieblichen Vorschlagswesens durch den Vorstand beschlossen, das diesem nun organisatorisch direkt zugeordnet ist. Ziel sind eine Verkürzung und Vereinfachung der bisherigen Prozesse und im Ergebnis eine stärkere Institutionalisierung der Ideenkultur.

Arbeitssicherheit. Sämtliche Verfahrensregelungen, Arbeitsanweisungen, Betriebsanweisungen und weitere Dokumente zum Thema Arbeitssicherheit sind im integrierten Managementsystem (IMS) in digitaler Form hinterlegt. Das IMS erfüllt die Anforderungen aus OHSAS 18001. Im Geschäftsjahr 2012 lagen die enercity-Kennzahlen zum Unfallgeschehen etwa auf Vorjahresniveau. Die Unfallquote lag bei 20,6 Unfällen je Tausend Mitarbeitende (Vorjahr: 18,5 Unfälle je Tausend Mitarbeitende) beziehungsweise bei 14,2 Unfällen je 1,0 Mio. geleistete Arbeitsstunden (Vorjahr: 12,1 Unfälle je 1,0 Mio. geleistete Arbeitsstunden).

6 Bindung an Stadt und Region

enercity ist mit der Landeshauptstadt Hannover und ihren Bürgerinnen und Bürgern traditionell verbunden, was sich sowohl in einem wirtschaftlichen und kulturellen Engagement als auch einem aktiven Sozial- und Sportsponsoring zeigt.

Wirtschaft. Im Geschäftsjahr 2012 werden der Landeshauptstadt Hannover und der Region Hannover 81,7 Mio. EUR (Vorjahr 80,4 Mio. EUR) über eine Gewinnabführung an die VVG zugeführt. Zusätzlich zahlt enercity eine Konzessionsabgabe von 41,2 Mio. EUR (Vorjahr 41,6 Mio. EUR) an die Landeshauptstadt Hannover und die Umlandgemeinden. Darüber hinaus repräsentiert enercity durch die Vergabe von umfangreichen Aufträgen an die heimische Wirtschaft und an heimische Handwerksbetriebe einen wesentlichen Wirtschaftsfaktor in Stadt und Region. Ergebnissen einer Marktforschungsstudie des pestel-Institutes zufolge profitiert die regionale Wirtschaft auch von der proKlima-Förderung: Im Durchschnitt entstehen Folgeinvestitionen von 12,70 EUR je 1,00 EUR Fördergeld, wovon über 50 Prozent im Fördergebiet und weitere 26 Prozent in der übrigen Region verbleiben. Insgesamt trägt proKlima zur Sicherung von 257 Arbeitsplätzen in der Region bei.

Kultur und Sport. Als Gründungssponsor und Kooperationspartner unterstützt enercity seit sechs Jahren das Junge Schauspiel Hannover. Im Mittelpunkt steht der Gedanke, Talente zu entdecken und zu festigen sowie die Jugendlichen auf die Anforderungen der Zukunft vorzubereiten, indem Mut, Teamgeist, Ausdauer und Disziplin durch die Form des Schauspiels gefördert werden. Im diesjährigen Kooperationsprojekt wird das Stück „Candide. Eine Ballade für Optimisten“ nach dem Bildungsroman von Voltaire aufgeführt. Für das Engagement im Bereich der Jugendförderung wurde enercity in diesem Jahr mit dem Kulturkontakte-Preis 2012 ausgezeichnet. Das jährliche Open-Air-Jazzfestival „enercity swinging hannover“ fand zum achten Mal in Folge mit der Unterstützung von enercity statt. Darüber hinaus unterstützt enercity im Sport seit dem Jahr 2010 den Handball-Erstligisten TSV Hannover-Burgdorf sowie seit dem 1. November 2012 als offizieller Co-Sponsor den Fußballverein Hannover 96.

Soziales. Seit einigen Jahren unterstützt enercity Initiativen und Organisationen der Kinderbetreuung und -hilfe in Hannover. Im Geschäftsjahr 2012 wurden zum Beispiel 10.000,00 EUR an Teen Spirit Island, eine Therapieeinrichtung für spielsuchtabhängige Kinder und Jugendliche, gespendet. Die Spende dient der Ausweitung des therapeutischen Angebots um verschiedene sportliche Aktivitäten sowie Werk- und Kreativworkshops für ein Leben in gestärktem Selbstvertrauen ohne Abhängigkeiten im Umgang mit Internet und Computer. Darüber hinaus stellt enercity jährlich bis zu 0,15 Mio. EUR dem im Vorjahr gegründeten enercity-Härtefonds e. V. zur Verfügung. Der Verein verfolgt das Ziel, soziale Härten bei Versorgungsunterbrechungen im Energie- und Wasserbezug von unverschuldet in finanzielle Not geratenen enercity-Privatkunden durch finanzielle Unterstützung zu vermeiden. Traditionell unterstützt enercity außerdem jährlich in Höhe von 10.000 EUR die HAZ-Weihnachtshilfe, eine Aktion für Menschen in Not der Hannoversche Allgemeine Zeitung. Darüber hinaus übernimmt enercity auch soziale Verantwortung für die Mitarbeitenden zur Förderung der Mitarbeiterzufriedenheit, indem attraktive Arbeits- und Ausbildungsplätze zur Verfügung gestellt werden. Ebenso beteiligen sich Beschäftigte von enercity unter dem Motto „Cents geben, Positives bewegen“ an der 2010 initiierten Spendenaktion Restcent, indem die Netto-Cent-Beträge ihres Gehaltes an soziale Projekte abgeführt werden. Der Restcent-Erlös in Höhe von etwa 6.000,00 EUR wurde in diesem Jahr dem Hospiz Luise in Hannover-Kirchrade, einer Einrichtung, die schwer kranke und sterbende Menschen sowie deren Angehörige begleitet, gewährt.

7 Analyse des Geschäftsverlaufs und der Lage

7.1 Gesamtbeurteilung

Stabile Gesamtentwicklung. Insgesamt zeigt sich im Geschäftsjahr 2012 unter schwierigen Marktbedingungen eine stabile Entwicklung auf Basis der strategischen Planung K2020. Sowohl das erzielte Jahresergebnis (114,4 Mio. EUR; Prognose 2012: 113,0 Mio. EUR) als auch die Gewinnabführung an die Anteilseigner (101,7 Mio. EUR; Prognose 2012: 102,0 Mio. EUR) liegen auf Plan.

Die Umsatzerlöse in Höhe von 2.641,3 Mio. EUR sind leicht um 3,7 Prozent gesunken (Vorjahr: + 6,4 Prozent), bei unterschiedlichen Entwicklungen in den einzelnen Sparten. Der größte Anteil an den Umsätzen entfällt dabei unverändert auf den Strom- und Gasbereich (2.353,6 Mio. EUR). Die vergleichsweise zu den gesunkenen Umsätzen stärker gesunkenen Materialaufwendungen (- 4,6 Prozent; Vorjahr: + 9,0 Prozent) führten insgesamt zu einem leicht verbesserten Rohertrag in Höhe von 8,3 Mio. EUR (+ 2,5 Prozent; Vorjahr: - 8,8 Prozent).

EBIT. Das enercity-EBIT („Earnings before Interest and Taxes“ = Ergebnis vor Ertragsteuern und Zinsergebnis) ist um 8,0 Mio. EUR auf 147,8 Mio. EUR gesunken (Vorjahr: 155,8 Mio. EUR). Das EBIT lag damit etwas niedriger als im Vorjahr (5,2 Prozent), aber dennoch leicht oberhalb des im Wirtschaftsplan für 2012 erwarteten Wertes. Bei einem relativ unveränderten Zinsergebnis ist das Jahresergebnis vor Gewinnabführung und Ausschüttung auf die Genussscheine damit ebenfalls gesunken und liegt um 5,2 Prozent unter dem Vorjahreswert.

ROCE. Die Ertragslage im Geschäftsjahr 2012 spiegelt sich in einem leicht gesunkenen ROCE (Return on Capital Employed) von 11,4 Prozent (Vorjahr: 11,8 Prozent) wider. Das durchschnittliche Capital Employed liegt dabei etwa auf Vorjahresniveau (1.299,1 Mio. EUR; Vorjahr: 1.326,1 Mio. EUR).

Unternehmensinternes Steuerungssystem. Die Basis für die interne Steuerung bei enercity sind die Steuerungsgrößen EBIT und ROCE. Das EBIT beschreibt das operative Ergebnis vor Zinsen und Ertragsteuern. Die Steuerungskennzahl ROCE ist eine Kapitalrendite vor Steuern. Der ROCE misst den nachhaltig aus dem operativen Geschäft erzielten Erfolg auf das eingesetzte Kapital. Er setzt das EBIT in Relation zu dem durchschnittlichen Capital Employed des Geschäftsjahres. Das Capital Employed spiegelt das im Unternehmen gebundene und zu verzinsende Kapital wider. Es ergibt sich aus der Bilanzsumme abzüglich des nicht zinstragenden Kapitals. Bei enercity zählen hierzu im Wesentlichen Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen, sonstige Rückstellungen und Steuer-rückstellungen sowie erhaltene Zuschüsse. Der ROCE misst, wie effektiv und profitabel enercity mit dem eingesetzten Kapital wirtschaftet. Im Sinne einer wertorientierten Unternehmenssteuerung verfolgt die enercity-Unternehmensführung einen ROCE, der über den Verzinsungsansprüchen der Kapitalgeber liegt.

Die enercity-Unternehmenssteuerung erfolgt auf Gesamtunternehmensebene über die Steuerungskennzahl ROCE. Auf Grundlage des langfristigen Unternehmenskonzeptes wird die Mindestverzinsung des eingesetzten Kapitals festgelegt. Auf die einzelnen Fachbereiche von enercity werden Budgets zu Investitionen sowie Kosten und der EBIT im Zielvereinbarungsprozess heruntergebrochen. Neben den finanziellen Zielen werden mit den Fachbereichen, insbesondere Führungskräften, auch Ziele vereinbart, welche die Kunden-, Mitarbeiter- und Prozessperspektive abdecken. Dem Vorstand wird quartalsweise über die Ausprägung der Steuerungsgrößen sowie künftige Schätz- und Prognosewerte Bericht erstattet. Die Berichterstattung umfasst auch Investitions- und Kostenentwicklungen. Zu den Perspektiven Finanzen, Kunden, Mitarbeiter und Prozesse findet unterjährig ein Review statt.

7.2 Ertragslage

Die Ertragslage stellt sich im Vorjahresvergleich wie folgt dar:

Ertragslage (Kurzfassung)	2012	2011	Veränderung in	
	TEUR	TEUR	TEUR	%
Umsatzerlöse	2.641.255	2.743.936	-102.681	-3,7
Materialaufwand	2.298.451	2.409.455	-111.004	-4,6
Rohertrag ¹⁾	342.804	334.481	8.323	2,5
Personalaufwand	196.362	194.021	2.341	1,2
Konzessionsabgabe	41.167	41.569	-402	-1,0
Übrige betriebliche Aufwendungen ²⁾	83.902	101.145	-17.243	-17,0
Übrige betriebliche Erträge ³⁾	168.045	200.404	-32.359	-16,1
Beteiligungsergebnis und Zinserträge aus Ausleihungen	41.067	21.329	19.738	92,5
EBITDA	230.485	219.479	11.006	5,0
Abschreibungen (inkl. Zuschreibungen)	82.717	63.664	19.053	29,9
EBIT	147.768	155.815	-8.047	-5,2
Zinsergebnis	-28.024	-28.585	561	-2,0
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	119.744	127.230	-7.486	-5,9
Ertragsteuern	3.737	3.607	130	3,6
Erfolgsunabhängige Steuern	1.613	2.909	-1.296	-44,6
Jahresergebnis vor Gewinnabführung und Ausschüttung auf Genussscheine	114.394	120.714	-6.320	-5,2
Gewinnabführung	101.728	100.109	1.619	1,6
Ausschüttung auf Genussscheine	3.666	3.605	61	1,7
Einstellung in Gewinnrücklage der SWH	9.000	17.000	-8.000	-47,1
Bilanzgewinn	0	0	0	0,0

¹⁾ Ohne andere aktivierte Eigenleistungen und Bestandsveränderungen.

²⁾ Inklusive Minderung/Erhöhung des Bestandes an unfertigen Leistungen

³⁾ Inklusive anderer aktivierter Eigenleistungen

enercity erwirtschaftete den Gesamtumsatz im Wesentlichen im Inland. Dabei stellt das Konzessionsgebiet das wesentliche Absatzgebiet für Endkunden dar. Dies gilt vor allem für die Absätze in den Sparten Wasser und Wärme und in großen Teilen auch für den Gasabsatz. Die Wärmesparte beinhaltet im Wesentlichen das Fernwärme-geschäft.

Umsatzerlöse. Im Jahr 2012 hat enercity Umsatzerlöse von 2.641,3 Mio. EUR erwirtschaftet. Insgesamt hat sich damit im Vergleich zum Vorjahr ein leichter Rückgang um 102,7 Mio. EUR ergeben (Vorjahr: + 166,2 Mio. EUR). Dieser Rückgang ist getrieben durch eine Abnahme der Erlöse aus Handelsgeschäften (- 180,7 Mio. EUR), die nur teilweise durch Umsatzsteigerungen insbesondere in der Strom- und Gasversorgung (+ 102,1 Mio. EUR) ausgeglichen werden konnten.

Die Entwicklung der Umsatzerlöse bildet sich in den einzelnen Geschäftsbereichen wie folgt ab:

Umsatzerlöse nach Geschäftsbereichen	Ist 2012 Mio. EUR	Wirtschaftsplan 2012 Mio. EUR	Ist 2011 Mio. EUR
Strom	1.566	1.720 ¹⁾	1.770
Gas	787	699 ¹⁾	686
Wasser	80	78	76
Wärme	79	78	73
Dienstleistungen	129	131	139
Gesamt	2.641	2.706	2.744

¹⁾ Die im Vorjahr berichteten Prognosewerte gemäß Wirtschaftsplanung (WPL) 2012 wurden angepasst für Erträge aus Strom- und Gasfutures sowie Strom-/Ölswaps und Rohwarenswaps, die fortan in der Gewinn- und Verlustrechnung den Umsatzerlösen zugeordnet werden (WPL Strom 2012: + 22 Mio. EUR ; WPL Gas 2012: + 4 Mio. EUR).

Stromerlöse. In der Stromsparte, welche weiterhin die größte Sparte bei energcity ist, wurden Erlöse in Höhe von 1.566,2 Mio. EUR erzielt. Damit lagen die Stromerlöse um etwa 204,0 Mio. EUR niedriger als im entsprechenden Vorjahreszeitraum (Vorjahr: + 153,1 Mio. EUR). Die Stromhandelsgeschäfte haben in Höhe von 782,8 Mio. EUR (Vorjahr: 1.014,0 Mio. EUR) weiterhin wesentlich zu den Erlösen der Stromsparte beigetragen, lagen jedoch deutlich unter dem Niveau des Vorjahres. Der merkliche Rückgang um insgesamt 231,2 Mio. EUR beziehungsweise 22,8 Prozent gegenüber dem vorangegangenen Geschäftsjahr resultierte dabei aus verminderten Handelsmengen (- 19,1 Prozent) bei gleichzeitig gesunkenen Marktpreisen an der Strombörse. Analog hat sich auch ein deutlicher Rückgang um etwa 21,4 Mio. EUR (Vorjahr: - 28,2 Mio. EUR) der Erträge aus den zur Absicherung der Commodity-Risiken im Bereich Strom eingesetzten Derivate (30,6 Mio. EUR; Vorjahr: 52,0 Mio. EUR) ergeben. Die Stromerlöse mit Kunden sind demgegenüber im Vergleich zum Vorjahr um etwa 55,0 Mio. EUR beziehungsweise 9,3 Prozent mengen- und preisbedingt deutlich gestiegen (Vorjahr: + 77,6 Mio. EUR). Dabei war innerhalb des Konzessionsgebietes insbesondere aufgrund der erfolgreichen Rückgewinnung von Sondervertragskunden der größte Zuwachs zu verzeichnen (+ 28,5 Mio. EUR). Die gestiegenen Umsatzerlöse in der Stromversorgung von Endkunden konnten jedoch den mengen- und preisbedingten Rückgang der Handelserlöse nicht vollständig kompensieren. Dieser begründet im Wesentlichen auch die Abweichung der realisierten Erlöse im Geschäftsbereich Strom von den erwarteten Erlösen laut Wirtschaftsplanung. Insgesamt beträgt der Anteil der Stromerlöse am Gesamtumsatz 59,3 Prozent (Vorjahr: 64,5 Prozent).

Gaserlöse. Die Erlöse im Geschäftsbereich Gas in Höhe von 787,4 Mio. EUR sind 2012 mengen- und preisbedingt um 14,8 Prozent (Vorjahr: - 1,8 Prozent) beziehungsweise 101,6 Mio. EUR (Vorjahr: - 12,3 Mio. EUR) gestiegen. Dabei sind die Erlöse aus Gashandelsgeschäften (411,7 Mio. EUR; Vorjahr: 361,3 Mio. EUR) infolge gestiegener Preise bei einem unwesentlich gesunkenen Handelsvolumen (- 1,8 Prozent) insgesamt deutlich um 14,0 Prozent gestiegen (Vorjahr: + 20,4 Prozent). Die Erträge aus Gaspreissicherungsgeschäften sind im Vergleich dazu eher von untergeordneter Bedeutung (9,9 Mio. EUR; Vorjahr: 18,6 Mio. EUR). Entgegen der Entwicklung im Vorjahr konnten auch beim Absatz an Kunden deutliche Umsatzsteigerungen erzielt werden (+ 19,8 Prozent; Vorjahr: - 23,0 Prozent). Dabei haben sich die Gaserlöse – korrespondierend zur Absatzentwicklung – sowohl innerhalb als auch außerhalb des Konzessionsgebietes erhöht, wobei der Zuwachs innerhalb des Konzessionsgebietes am stärksten ist. Die aufgezeigten Umsatzsteigerungen für den Geschäftsbereich Gas haben insgesamt zu über dem Planwert liegenden Gaserlösen geführt. Die Gassparte ist die zweitgrößte Sparte bei energcity mit einem Anteil an den gesamten Umsatzerlösen von 29,8 Prozent (Vorjahr: 25,0 Prozent).

Wassererlöse. Die Wassererlöse sind 2012 preisbedingt entgegen dem geringfügigen Umsatzrückgang im Vorjahr (- 1,2 Prozent) wieder leicht (+ 5,8 Prozent) auf 80,2 Mio. EUR gestiegen. Damit konnte der langjährige Trend der rückläufigen Absatzmengen und Umsätze im Wasserbereich gebrochen werden.

Wärmeerlöse. Die Erlöse im Bereich Wärme sind in diesem Geschäftsjahr gegenüber dem temperaturgetriebenen Rückgang im Vorjahr wieder deutlich auf 78,5 Mio. EUR angestiegen (+ 8,0 Prozent; Vorjahr: - 5,6 Prozent). Dieser Anstieg korrespondiert mit dem gestiegenen Fernwärmeabsatz (+ 6,1 Prozent) und Preisanpassungen.

Erlöse aus Dienstleistungen. Die Umsatzerlöse im Dienstleistungsbereich sind um 7,5 Prozent auf 128,9 Mio. EUR (Vorjahr: 139,3 Mio. EUR) gesunken. Der Rückgang resultiert hauptsächlich aus den mengenbedingt gesunkenen Erlösen aus dem Verkauf von Kohle an Kraftwerksgesellschaften (93,3 Mio. EUR; Vorjahr: 103,8 Mio. EUR). Die Dienstleistungserlöse umfassen außerdem Erlöse aus Betriebsführung und Nebengeschäften. Dazu zählen unter anderem Zählermessung und -abrechnung sowie diverse Dienstleistungen an Tochtergesellschaften für beispielsweise Einkauf, Gebäudemanagement oder Rechtsberatung und Arbeitnehmerüberlassung.

Materialaufwand. Die Materialaufwendungen, die im Wesentlichen Bezugskosten für Strom, Gas Wasser und Fernwärme enthalten, sind insgesamt um 4,6 Prozent (Vorjahr: + 9,0 Prozent) beziehungsweise 111,0 Mio. EUR (Vorjahr: + 198,4 Mio. EUR) auf 2.298,5 Mio. EUR (Vorjahr: 2.409,5 Mio. EUR) gesunken. Dieser Rückgang liegt dabei insbesondere in einer Abnahme der Aufwendungen aus Stromhandelsgeschäften (- 246,1 Mio. EUR) begründet, die durch gestiegene Strom- und Gasbezugskosten (+ 100,5 Mio. EUR) teilweise kompensiert wurde. Einhergehend mit der Erlösentwicklung im Energiehandel sind die Aufwendungen aus Stromhandelsgeschäften mengen- und preisbedingt auf 724,1 Mio. EUR (Vorjahr: 970,2 Mio. EUR) gesunken. Korrespondierend sind die Aufwendungen aus den zur Absicherung der Commodity-Risiken eingesetzten Stromderivate auf 31,4 Mio. EUR zurückgegangen (Vorjahr: 45,9 Mio. EUR). Demgegenüber sind einhergehend mit der Gaspreisentwicklung die Gashandelsaufwendungen leicht um 20,6 Mio. EUR auf 416,5 Mio. EUR gestiegen (Vorjahr: 395,9 Mio. EUR). Analog haben sich die zu Sicherungszwecken eingesetzten Gasderivate auf 14,0 Mio. EUR erhöht (Vorjahr: 8,0 Mio. EUR). Darüber hinaus haben sich die Strombezugs- beziehungsweise Erzeugungskosten (+ 56,2 Mio. EUR), unter anderem bedingt durch einen verstärkten Fremdbezug aufgrund von Abnahmeverpflichtungen, und die Gasbezugskosten (+ 44,2 Mio. EUR) preisbedingt wesentlich erhöht. Die Wärmebezugskosten haben sich mengen- und preisbedingt auf 30,8 Mio. EUR erhöht (Vorjahr: 19,2 Mio. EUR). Der Wasserbezug ist aufgrund der weitestgehenden Eigenerzeugung von untergeordneter Bedeutung (1,9 Mio. EUR wie im Vorjahr). In den übrigen Materialaufwendungen sind die Aufwendungen für Kohleeinkäufe zur Weiterveräußerung und für Emissionszertifikate enthalten, die preisgetrieben auf insgesamt 109,8 Mio. EUR gesunken sind (Vorjahr: 122,2 Mio. EUR).

Die Aufwendungen für bezogene Leistungen betreffen insbesondere die an die Netzbetreiber zu zahlenden Netznutzungsentgelte mit 201,5 Mio. EUR (Vorjahr: 181,9 Mio. EUR). Dabei sind mengenbedingt sowohl die an die eNG zu leistenden Netzentgelte für im Konzessionsgebiet versorgte Kunden (144,6 Mio. EUR, Vorjahr: 141,9 Mio. EUR) als auch die Netznutzungsaufwendungen für außerhalb des Konzessionsgebietes versorgte Kunden (56,9 Mio. EUR, Vorjahr: 39,9 Mio. EUR) gestiegen.

Abschreibungen. Die Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens und auf Sachanlagen sind mit 48,6 Mio. EUR (Vorjahr 47,7 Mio. EUR) im Wesentlichen unverändert. Die Abschreibungen auf Finanzanlagen (34,1 Mio. EUR, Vorjahr: 16,0 Mio. EUR) betreffen die Abwertung von Beteiligungen. Dabei wurde eine außerplanmäßige Abschreibung auf die Beteiligung KWM in Höhe von 31,5 Mio. EUR berücksichtigt (Vorjahr: 11,5 Mio. EUR). Diese spiegelt die schwierigen Marktbedingungen für die Stromerzeugung mit konventionellen Kraftwerken wider, wie den Vorrang der erneuerbaren Energieerzeugung im Rahmen der Energiewende und die Strompreisentwicklung an der Börse.

Personalaufwand. Der Personalaufwand ist bei einer im Jahresdurchschnitt leicht reduzierten Mitarbeiteranzahl (2.589; Vorjahr: 2.606) gegenüber dem Vorjahr leicht auf 196,4 Mio. EUR gestiegen (Vorjahr: 194,0 Mio. EUR). Der Anstieg resultiert aus einer tarifvertraglichen Entgelterhöhung.

Konzessionsabgabe. Die Konzessionsabgabenzahlungen an Städte und Gemeinden im enercity-Konzessionsgebiet entsprechen den diesen Verpflichtungen zugrunde liegenden Absatz- beziehungsweise Umsatzentwicklungen. Sie wurden in voller Höhe erwirtschaftet und sind trotz gestiegener Absatzmengen innerhalb des Konzessionsgebietes aufgrund einer zunehmenden Anzahl von Sondervertrags- und Optionstarifvertragskunden gegenüber dem Vorjahr auf 41,2 Mio. EUR leicht gesunken (Vorjahr: 41,6 Mio. EUR).

Übrige betriebliche Aufwendungen. Die deutliche Reduzierung der übrigen betrieblichen Aufwendungen um 17,2 Mio. EUR auf 83,9 Mio. EUR resultiert insbesondere aus geringeren Zuführungen zu Rückstellungen für drohende Verluste aus Zinsderivaten aufgrund von Zinsswap-Bewertungseinheiten (- 10,6 Mio. EUR).

Übrige betriebliche Erträge. Der Rückgang der übrigen betrieblichen Erträge um 32,4 Mio. EUR auf 168,0 Mio. EUR resultiert hauptsächlich aus gesunkenen Erträgen aus der Auflösung von Rückstel-

lungen (- 19,4 Mio. EUR) insbesondere aufgrund von Sondereffekten im Vorjahr. Außerdem sind gesunkene Erträge im Rahmen von Derivategeschäften zum Tragen gekommen (- 10,9 Mio. EUR; - 84,5 Prozent). Dieser Rückgang korrespondiert dabei mit gesunkenen Aufwendungen aus Derivategeschäften (- 5,6 Mio. EUR; - 87,5 Prozent).

Beteiligungs- und Zinsergebnis. Das Beteiligungs- und Zinsergebnis ist um 20,3 Mio. EUR (Vorjahr: - 20,2 Mio. EUR) auf 13,0 Mio. EUR gestiegen (Vorjahr: - 7,3 Mio. EUR). Dabei haben sich das Beteiligungsergebnis und die Zinserträge aus Ausleihungen wesentlich verbessert (+ 19,7 Mio. EUR). Dies liegt vorrangig in einer Sonderausschüttung eines Wertpapierspezialfonds (9,0 Mio. EUR) und gesunkenen Aufwendungen aus der Verlustübernahme der eNG (- 8,4 Mio. EUR) begründet.

Nach Bedienung des Genussscheinkapitals in Höhe von 3,7 Mio. EUR (Vorjahr: 3,6 Mio. EUR) ergibt sich ein entsprechend dem Beherrschungs- und Gewinnabführungsvertrag mit der VVG abzuführender Gewinn von 101,7 Mio. EUR (Vorjahr: 100,1 Mio. EUR). Ein Betrag von 9,0 Mio. EUR wird zur Stärkung des Eigenkapitals in die anderen Gewinnrücklagen eingestellt (Vorjahr: 17,0 Mio. EUR).

7.3 Finanz- und Vermögenslage

7.3.1 Ziele und Grundsätze des Finanzmanagements

Das enercity-Finanzmanagement hat die langfristig stabile Unternehmensfinanzierung sowie die Sicherstellung der jederzeitigen Liquidität der operativen Geschäftstätigkeit bei möglichst geringen Kapitalkosten zum Ziel. Dabei werden ausgewogene Finanzierungsstrukturen sowie eine fristenkongruente Finanzierung des Vermögens angestrebt. Dem Finanzmanagement obliegt in diesem Zusammenhang auch die Sicherung der finanziellen Vermögensgegenstände und die Gewährleistung ausreichender Liquiditätsreserven. Unter Wahrung einer hohen Verlässlichkeit und Sicherheit soll gleichzeitig für die Finanzierung eine größtmögliche Flexibilität erreicht werden, um den Herausforderungen des energiepolitischen Umfelds gerecht werden zu können. Die Finanzierung über bilaterale Bankdarlehen und Schuldscheindarlehen stellt dabei die tragende Säule der Außenfinanzierung dar. Am Kapitalmarkt sind Genussscheine emittiert.

Nutzung derivativer Finanzinstrumente. Im operativen Geschäft werden derivative Finanzinstrumente ganz überwiegend zur Absicherung von künftigen Zahlungsströmen aus Grundgeschäften, beispielsweise aus Darlehen und Wareneinkäufen, genutzt. Für den Einsatz derivativer Sicherungsinstrumente existieren interne Richtlinien im Unternehmen.

Zinsrisiken im Zusammenhang mit verzinslichen und zins sensitiven Finanzpassiva werden im Rahmen eines Zinsrisikomanagements aktiv gesteuert und überwacht. Ziel ist es, negative Auswirkungen auf die Ertragslage aus Änderungen des Zinsniveaus weitestgehend zu minimieren. Zinsrisiken aus variabel verzinslichen Finanzverbindlichkeiten werden daher weitestgehend durch den Einsatz von Payer-Zinsswaps begrenzt, um die Planungssicherheit des Zinsergebnisses zu optimieren.

Währungsrisiken im Zusammenhang mit Kohlebeschaffungsgeschäften werden durch ein Währungsrisikomanagement gesteuert und überwacht, indem Devisentermingeschäfte abgeschlossen werden.

Eigenfinanzierung. Die Gewinnrücklagenzuführung ist für eine Stärkung der Eigenkapitalbasis – insbesondere im Zusammenhang mit den im Rahmen der Bankenfinanzierung vereinbarten Financial Covenants – von Bedeutung. Daher nutzt enercity in Abstimmung mit den Anteilseignern die Möglichkeit zur Einstellung von Beträgen in die Gewinnrücklagen, soweit dies nach vernünftiger kaufmännischer Beurteilung wirtschaftlich begründet ist.

Grundsätzlich erfolgen alle Finanzierungsaktivitäten im Rahmen der unternehmensspezifischen Richtlinien. Diese bilden den Handlungsrahmen für das enercity-Finanzmanagement und entsprechen den Organisations- und Sorgfaltspflichten des Unternehmens.

7.3.2 Finanzwirtschaftliche Schwerpunkte im abgelaufenen Geschäftsjahr

Finanzierungsfazilitäten. Zur Deckung des Gesamtfinanzierungsbedarfs von enercity stehen grundsätzlich die Mittelzuflüsse aus der laufenden Geschäftstätigkeit und externe Finanzierungsfazilitäten zur Verfügung. Das Innenfinanzierungspotenzial umfasste im Geschäftsjahr 2012 einen operativen Cashflow in Höhe von 101,1 Mio. EUR (Vorjahr: 178,2 Mio. EUR). Instrumente der Außenfinanzierung stellen im Wesentlichen Bankkredite, Gesellschafterdarlehen und kurzfristige Kreditlinien dar. Die im Zusammenhang mit der enercity-Wachstumsstrategie stehenden Investitionsprojekte – wie der Aus-

bau der Kraftwerkskapazitäten, die Erweiterung der Gasspeicherkaverne und insbesondere der 2009 vollzogene Anteilsverkauf an der Thüga AG – sind über bilaterale Kredite und zwei Schuldscheindarlehen finanziert.

Der Gesamtbestand an Darlehen beträgt zum Stichtag 31. Dezember 2012 730,2 Mio. EUR (Vorjahr: 734,2 Mio. EUR), davon sind 703,1 Mio. EUR (Vorjahr 707,0 Mio. EUR) auf 6-Monats-Euribor-Basis zu verzinsen. Die Darlehen sind damit zu 96,3 Prozent variabel verzinslich und zu 3,7 Prozent festverzinslich. Im Geschäftsjahr 2012 wurden im Saldo Tilgungen in Höhe von 4,0 Mio. EUR geleistet (Vorjahr: 25,2 Mio. EUR). Der Darlehensgesamtbestand hat eine durchschnittliche Restlaufzeit von 4,5 Jahren (Vorjahr: 5,4 Jahre).

Im Zusammenhang mit den Kreditverbindlichkeiten wurden mit den Kreditgebern Financial Covenants vereinbart. Diese umfassen insbesondere Finanzkennzahlen zur Eigenkapitalausstattung und Entschuldungsfähigkeit. Die mit den Kreditgebern vereinbarten Financial Covenants sind während des Geschäftsjahres jederzeit eingehalten worden.

Zinsentwicklung. Die langfristige Zinssicherung für die variabel verzinsten Darlehen erfolgt durch den Einsatz von Zinsswaps. Die zur Zinssicherung abgeschlossenen Swapverträge haben zum 31. Dezember 2012 ein Vertragsvolumen von 720,0 Mio. EUR (Vorjahr: 700,0 Mio. EUR). Die durchschnittliche Restlaufzeit beträgt 13,3 Jahre (Vorjahr: 14,1 Jahre). Der durchschnittliche Festzinssatz des Swap-Portfolios liegt bei 3,23 Prozent (Vorjahr: 3,29 Prozent).

Entwicklung Fondsanlagen. Aufgrund des Kapitalbedarfs für die getätigten Wachstumsinvestitionen wurde im Jahr 2012 ein Spezialfonds in Höhe von 30,2 Mio. EUR aufgelöst (Vorjahr: 30,3 Mio. EUR Auflösung).

Im Dezember 2012 wurde im Rahmen eines unechten Wertpapierpensionsgeschäfts der verbliebene Spezialfonds an die Norddeutsche Landesbank (NORD/LB) verkauft. Dieses Geschäft beinhaltet ein Optionsrecht der Bank, das eine mögliche Rückgabe des Fonds an einem fest definierten Datum im Jahr 2013 und zu einem festgelegten Kaufpreis vorsieht. Zum Zeitpunkt der Berichterstellung hatte die NORD/LB von diesem Optionsrecht Gebrauch gemacht, sodass sich der Spezialfonds wieder im Vermögen der Gesellschaft befindet.

Liquiditätssteuerung. Für den kurzfristigen Liquiditätsbedarf sind schriftlich vereinbarte Kreditlinien in Höhe von insgesamt 190,3 Mio. EUR eingeräumt worden (Vorjahr: 140,3 Mio. EUR). Daneben stehen bei Banken intern vorgemerkte Linien über weitere 80,7 Mio. EUR zur Verfügung (Vorjahr: 95,0 Mio. EUR). Die Kreditlinien haben im Wesentlichen keine Laufzeitbegrenzung. Zum Stichtag 31. Dezember 2012 waren die Kreditlinien in Höhe von 25,0 Mio. EUR in Anspruch genommen. Die üblichen saisonalen Liquiditätsschwankungen werden über kurzfristige Geldanlagen und -aufnahmen ausgeglichen. Dazu stehen zum Stichtag neun Bankpartner zur Verfügung.

Devisenhandel. Schwerpunkt des Devisenhandels war im Geschäftsjahr 2012 weiterhin die Absicherung der auf den internationalen Märkten beschafften Kraftwerkskohle. enercity beschafft pro Jahr etwa 1,4 Mio. Tonnen Importkohle in einem preisabhängigen Schwankungsspielraum von rund 100,0 Mio. US-Dollar bis 150,0 Mio. US-Dollar. Das damit verbundene Währungsrisiko für die Geschäftsjahre 2012 bis 2015 wird durch Kurssicherungen mittels Devisentermingeschäften reduziert und aktiv gesteuert.

Nettoschulden. Das Net Debt ist zum 31. Dezember 2012 um 4,3 Mio. EUR gegenüber dem vorangegangenen Bilanzstichtag gesunken. Der Rückgang resultiert aus Kredittilgungen bei etwa gleichbleibendem Bestand an liquiden Mitteln. Zur Steuerung der Finanzierungsaktivitäten wird im Unternehmen das Verhältnis von Net Debt zu EBITDA überwacht. Bei gesunkenem Net Debt und gleichzeitig leicht gestiegenem EBITDA ergibt sich zum Bilanzstichtag eine leicht verbesserte Ratio in Höhe von 3,04. Insgesamt hat sich damit die Fähigkeit zur Schuldenbedienung von enercity leicht verbessert.

	31.12.2012	31.12.2011	Veränderung in	
	TEUR	TEUR	TEUR	%
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	730.164	734.204	-4.040	-0,6
Liquide Mittel	29.499	29.216	283	1,0
Net Debt	700.665	704.988	-4.323	-0,6
EBITDA	230.485	219.479	11.006	5,0
Ratio Net Debt/EBITDA	3,04	3,21	-0,17	-5,3

Außerbilanzielle Verpflichtungen. Erläuterungen zu außerbilanziellen Verpflichtungen befinden sich im Anhang zu diesem Jahresabschluss. Im Vergleich zum Vorjahr sind keine wesentlichen Veränderungen eingetreten. Ein erheblicher Einfluss auf die wirtschaftliche Lage der Gesellschaft aus möglichen künftigen Auswirkungen aus diesen Verpflichtungen wird dabei nicht erwartet.

Ausblick. Aufgabe des Finanzmanagements wird es in den nächsten Jahren weiterhin sein, die Finanzierungsmöglichkeiten zu optimieren. Nach der konzentrierten Ausweitung des Kreditvolumens für diverse Wachstumsinvestitionen in den vergangenen Geschäftsjahren wird der Schwerpunkt zukünftig darauf liegen, bei Darlehensprolongationen und Anschlussfinanzierungen die Mittelbereitstellung weiterhin zu guten Konditionen zu sichern und die finanzielle Stabilität des Konzerns sicherzustellen.

7.3.3 Investitionen und Substanzerhaltung

energycity hat in diesem Geschäftsjahr Investitionen in Höhe von insgesamt 85,3 Mio. EUR getätigt (Vorjahr: 120,5 Mio. EUR). Diese verteilen sich vorrangig auf Sachanlagen (47,8 Mio. EUR) und auf Finanzanlagen (35,9 Mio. EUR).

Finanzanlagen. Die Investitionen in das Finanzanlagevermögen in Höhe von 35,9 Mio. EUR (Vorjahr: 57,0 Mio. EUR) betreffen im Wesentlichen die Vergabe von langfristigen Gesellschafterdarlehen an GKL und GHG zur Finanzierung von Investitionen (34,0 Mio. EUR; Vorjahr: 31,7 Mio. EUR).

Sachanlagen und immaterielle Vermögensgegenstände. Die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens für die Geschäftsjahre 2012 und 2011 verteilen sich auf die Geschäftsbereiche wie folgt:

in TEUR	Sachanlagen		Immaterielle Vermögensgegenstände		Gesamt		davon im Bereich Netze	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011 ¹
Strom	15.275,3	24.277,2	0,0	0,0	15.275,3	24.277,2	11.718,4	20.846,2
Gas	6.934,2	12.871,6	0,0	0,0	6.934,2	12.871,6	6.026,6	8.793,1
Wasser	9.816,7	11.122,5	0,0	0,2	9.816,7	11.122,7	8.268,3	8.778,5
Wärme	4.802,1	4.314,9	0,0	2,9	4.802,1	4.317,8	4.677,2	3.918,1
Gemeinsame Bereiche	10.939,3	9.770,5	1.579,2	1.180,1	12.518,5	10.950,6	345,1	417,9
Gesamt	47.767,6	62.356,7	1.579,2	1.183,2	49.346,8	63.539,9	31.035,6	42.753,8

¹ Die Vorjahrswerte wurden angepasst für Anlagen im Bau.

Die Investitionen in das Sachanlagevermögen betreffen 2012 im Wesentlichen geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau (25,9 Mio. EUR) sowie Verteilungsanlagen (16,1 Mio. EUR). Im Bereich Strom entfallen die Investitionen des Geschäftsjahres schwerpunktmäßig auf Kabelnetze und Hausanschlüsse (5,8 Mio. EUR), im Bereich Gas auf Rohrnetze und Hausanschlüsse (4,4 Mio. EUR). Im Geschäftsbereich Wasser wurde vorrangig in Versorgungsleitungen und Hausanschlüsse (7,2 Mio. EUR), im Geschäftsbereich Wärme in Versorgungs- und Anschlussleitungen (3,5 Mio. EUR) beziehungsweise in den gemeinsamen Bereichen in Software und Fernmeldekabel (5,1 Mio. EUR) investiert.

Die tatsächlich in diesem Geschäftsjahr durchgeführten Sachinvestitionen liegen dabei unter dem im Vorjahr berichteten geplanten Investitionsvolumen (65,6 Mio. EUR). Die Abweichung entfällt vorrangig auf den Bereich Strom (Plan 2012: 21,3 Mio. EUR) und die gemeinsamen Bereiche (Plan 2012: 16,2 Mio. EUR). So sind die beabsichtigten Investitionen in Windkraftanlagen (5,0 Mio. EUR) derzeit nicht erfolgt. Entsprechende Projekte befinden sich derzeit noch in der Prüfung. Darüber hinaus liegen Abweichungen im Allgemeinen darin begründet, dass die geplanten Investitionsprojekte in diesem Geschäftsjahr schon genehmigt wurden, aber erst in der Folgeperiode vollends umgesetzt werden.

Getätigte Investitionen und Maßnahmen zur Substanzerhaltung im Netz. Die Länge des Leitungsnetzes reduzierte sich 2012 durch technische Netzoptimierungen in der Stromversorgung um 36 Kilometer auf 7.398 Kilometer (Vorjahr: + 45 Kilometer). Durch weitere technische Netzoptimierungen verringerte sich das Gasverteilungsnetz um zwei Kilometer auf 1.927 Kilometer (Vorjahr: - 13 Kilometer), zuzüglich 1.002 Kilometer Hausanschlussleitungen. Das Transport- und Verteilnetz der Wasserversorgung, bestehend aus Zubringer-, Haupt- und Versorgungsleitungen, hatte zum Bi-

lanzstichtag 2012 eine Gesamtlänge von 2.210 Kilometern (Vorjahr: 2.212 Kilometer), zuzüglich weiterer 1.251 Kilometer Hausanschlussleitungen (Vorjahr: 1.245 Kilometer). Die Länge des Leitungsnetzes der Fernwärmeversorgung hat relativ unverändert 304 Kilometer (Vorjahr: 301 Kilometer) betragen.

Die Investitionen für Erneuerungsmaßnahmen basieren auf den alle zwei Jahre überarbeiteten Instandhaltungskonzepten für die jeweiligen Energie- und Wassernetze. Diese enthalten unter anderem Aussagen über die Schadensentwicklung und die Substanzbewertung und zum mittelfristigen Ersatzbedarf auf der Basis von technischen Lebensdauerverteilungen. Bei dem derzeitigen kontrollierten moderaten Substanzverzehr kann weiterhin von einer befriedigenden Gesamtsituation mit einzelnen Problemfeldern ausgegangen werden.

Stromnetz. Im Rahmen des GuD-Modernisierungsprojekts am HKW Linden wird das durch die eNG erstellte 110-kV-Einspeisekonzept umgesetzt. Das Konzept wurde in Verbindung mit einem 110-kV-Zielnetz entwickelt, was mittelfristig zu einer Reduzierung der 110-kV-Netzsubstanz und zu einer geringeren Redundanz in den Betriebsmitteln bei einer gleichzeitigen Erhöhung der Übertragungsfähigkeit im 110-kV-Netz führen soll. Im Geschäftsjahr 2012 wurde begonnen, die Leistungsfähigkeit der Übergabe am Umspannwerk (UW) Mehrum zu erhöhen und die 110-kV-Leitungsverbindung zwischen dem UW Leinhausen und dem UW Linden zu verstärken. Laut Planung sollen diese beiden Maßnahmen 2013 abgeschlossen werden. Insgesamt sollen sich die vorhandenen Netzengpässe im 110-kV-Netz reduzieren und es soll sich ein deutlich leistungsfähigeres und zuverlässigeres Hochspannungsnetz ergeben.

Als wesentlicher Eingriff in das Hochspannungsnetz wurden 2012 im Bereich des Einkaufszentrums in Altwarmbüchen zwei 220-kV-Freileitungsmasten erhöht, sodass der Investor die Freileitungstrasse unterbauen kann.

Mit der Aufstellung des neuen 110-/20-/10-kV-Transformtors im UW Langenhagen sollen die 10-kV-Netzerweiterung und der 30-kV-Netzinselrückbau in Langenhagen Anfang 2013 fertiggestellt werden.

Die Umstellung des Werksnetzes der Volkswagen AG von der 30-kV- auf die 110-kV-Spannungsebene wurde seitens der VW Kraftwerke GmbH 2012 abgeschlossen. Mit der Erneuerung der 30-kV-Schaltanlage im UW Stöcken für die Netzkunden Continental und Johnson Controls und dem sukzessiven Rückbau der heutigen 30-kV-Netzanschlüsse von der Volkswagen AG werden die Maßnahmen im Bereich Stöcken voraussichtlich bis Mitte 2013 abgeschlossen werden.

Im Jahr 2012 wurde im Mittelspannungsnetz die Erneuerung der 10-kV-Schaltanlage in einem neuen UW-Gebäude in dem Umspannwerk List fortgesetzt. Die Maßnahmen sollen 2013 abgeschlossen werden. Die Leistungsanfragen im Mittelspannungsnetz konzentrierten sich 2012 zu großen Teilen auf die Stadtteile Misburg, Roderbruch und Seelhorst. Die Erneuerung beziehungsweise der Rückbau der drei Speisepunkte wurde 2012 fristgerecht umgesetzt.

Gasnetz. Die Stilllegung aller unbehandelten Graugussleitungen – mit einer geringen Restlänge – ist in Abstimmung mit der niedersächsischen Energieaufsicht bis Ende 2014 umzusetzen. Die Schadensentwicklung ist weiterhin auf sehr niedrigem Niveau verblieben. Aufgrund der sich weiter verschärfenden Rahmenbedingungen (Energieeinsparverordnung EnEV 2012, Erneuerbare-Energien-Wärmeenergie-Gesetz) wird ein Rückgang der Neuanschlüsse erwartet. 2012 wurden rund 350 (Vorjahr: 300) neue Hausanschlüsse erstellt.

Wassernetz. Im Wassernetz wurde im Geschäftsjahr 2012 weiter an der Erneuerung besonders schadensanfälliger, nicht ausgekleideter Graugussleitungen gearbeitet. In diesem Zusammenhang wurden auch alte und ebenfalls schadensauffällige Blei-, Grauguss- und Stahlhausanschlussleitungen, Hausanschlüsse mit verzinkten Teilen sowie die zugehörigen Armaturen ertüchtigt. Zur verbesserten Rohrnetzüberwachung wurde mit dem Neubau von drei fernverstellbaren Armaturen auf den Zubringerleitungen begonnen.

Darüber hinaus wurde zur Vermeidung von hygienischen Problemen und zur Verbesserung der Druckfestigkeit weiter an der Sanierung der übergeordneten Netzinfrastruktur gearbeitet. Dabei lag der Schwerpunkt nach wie vor auf den nördlichen Zubringerleitungen (Berkhof 2, Verbindungsleitung und Fuhrberg 2) sowie auf den dauerhaft zu erhaltenden Hochbehältern (Lindener Berg, Heisterberg und Bemerode). Neben der laufenden Sanierung der Berkhof-2-Leitung wurden die Grunderneuerung der Kammer 1 des Hochbehälters Heisterberg abgeschlossen. Für 2013 und Folgejahre ist die Fortführung dieser Programme geplant.

Im Bereich der Wasseranlagen wurde mit der Grunderneuerung der Druckerhöhungsanlage Bemerode sowie mit der Ertüchtigung des Rohrmesspunktes Bothfeld begonnen.

Fernwärmenetz. Der Substanzverzehr im Fernwärmenetz ist fast hälftig erreicht und deshalb wird für die Zukunft von einem moderaten, aber kontinuierlich steigenden Erneuerungsbedarf ausgegangen.

Der wesentliche Investitionsschwerpunkt liegt jedoch weiterhin in dem Ausbau und der Verdichtung des Netzes. 2012 wurden beispielsweise neue Versorgungsgebiete im Hinrichsring und im Sahlkamp in Hannover erschlossen.

Des Weiteren wurden 2012 diverse Fernwärmeleitungen umgelegt, unter anderem im Bereich der Celler Straße und des Klagesmarktes im Stadtgebiet Hannover. Auch für das nächste Geschäftsjahr sind Neuanschlüsse und der Leitungsbau mit einem Gesamtinvestitionsvolumen von etwa sechs Mio. EUR geplant.

7.3.4 Liquiditätsanalyse

Die Aufgliederung des Finanzbedarfs und dessen Deckung ergeben sich wie folgt:

in TEUR	2012	2011
Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit	101.080	178.172
Cashflow aus Investitionstätigkeit	-7.367	-80.284
Cashflow aus Finanzierungstätigkeit	-93.944	-125.278
Zahlungswirksame Veränderung des Finanzmittelfonds	-231	-27.390
Finanzmittelfonds am 01.01.	33.600	60.990
Finanzmittelfonds am 31.12.	33.369	33.600
Zusammensetzung des Finanzmittelfonds	31.12.2012	31.12.2011
Liquide Mittel	29.499	29.216
Wertpapiere des Umlaufvermögens	3.870	4.384
Finanzmittelfonds	33.369	33.600

Die Auszahlungen im Cashflow aus Investitionstätigkeit sind insgesamt gegenüber dem Vorjahr um 72,9 Mio. EUR (Vorjahr: - 94,8 Mio. EUR) gesunken. Dabei haben sich zum einen die Mittelabflüsse für die üblichen Ersatzinvestitionen in das Sachanlagevermögen um 14,6 Mio. EUR und für die Investitionen in Finanzanlagen um 21,0 Mio. EUR, hauptsächlich aufgrund gesunkener Finanzierung von Investitionen bei Konzerngesellschaften, reduziert. Zum anderen sind die Mittelzuflüsse aus dem Abgang von Finanzanlagen um 32,4 Mio. EUR gestiegen, was hauptsächlich auf den Abgang von zwei Wertpapierspezialfonds zurückzuführen ist.

Die Mittelabflüsse aus der Finanzierungstätigkeit stehen insbesondere in Zusammenhang mit Auszahlungen an die Anteilseigner und Genussscheininhaber in Höhe von 136,5 Mio. EUR (Vorjahr: 107,6 Mio. EUR). Dem stehen Mittelzuflüsse aus der kurzfristigen Aufnahme von Krediten und erhaltenen Zuschüssen gegenüber.

Die Mittelabflüsse aus der Investitions- und Finanzierungstätigkeit wurden durch den Mittelzufluss des operativen Cashflows fast gedeckt, sodass der Finanzmittelfonds lediglich leicht um 0,2 Mio. EUR abgenommen hat.

7.3.5 Vermögensanalyse

Die Bilanzstruktur von enercity stellt sich wie folgt dar:

Bilanz (Kurzfassung)	31.12.2012	31.12.2011	Veränderung in	
	TEUR	TEUR	TEUR	%
Anlagevermögen	1.310.317	1.377.084	-66.767	-4,8
Immaterielle Vermögensgegenstände	8.508	6.986	1.522	21,8
Sachanlagen	417.563	421.423	-3.860	-0,9
Finanzanlagen	884.246	948.675	-64.429	-6,8
Umlaufvermögen inkl. RAP	355.513	470.208	-114.695	-24,4
Vorräte	29.490	42.929	-13.439	-31,3
Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	289.285	391.853	-102.568	-26,2
Wertpapiere und flüssige Mittel	33.369	33.600	-231	-0,7
Rechnungsabgrenzungsposten (RAP)	3.369	1.826	1.543	84,5
Bilanzsumme Aktiva	1.665.830	1.847.292	-181.462	-9,8
Eigenkapital	425.227	416.227	9.000	2,2
Zuschüsse	91.245	94.495	-3.250	-3,4
Rückstellungen	209.388	232.630	-23.242	-10,0
Verbindlichkeiten	931.607	1.101.616	-170.009	-15,4
Rechnungsabgrenzungsposten	8.363	2.324	6.039	> 100,0
Bilanzsumme Passiva	1.665.830	1.847.292	-181.462	-9,8

Die Bilanzsumme von enercity ist gegenüber dem Vorjahr um 181,5 Mio. EUR gesunken (Vorjahr: - 9,2 Mio. EUR).

Aktiva. Das Anlagevermögen hat sich gegenüber dem Vorjahr leicht um 66,8 Mio. EUR (Vorjahr: + 18,2 Mio. EUR) beziehungsweise 4,8 Prozent (Vorjahr: + 1,3 Prozent) vermindert. Dieser Rückgang ist im Wesentlichen auf die Verminderung der Finanzanlagen (- 64,4 Mio. EUR) zurückzuführen. Im Geschäftsjahr wurden zwei Wertpapierspezialfonds zur Beschaffung von laufender Liquidität aufgelöst beziehungsweise verkauft (- 61,3 Mio. EUR). Die Sachanlagen sind aufgrund von Anlagenabgängen leicht gesunken, während sich die immateriellen Vermögensgegenstände investitionsbedingt etwas erhöht haben. Für Erläuterungen der Investitionen wird auf den Abschnitt „Investitionen und Substanzerhaltung“ verwiesen.

Das Umlaufvermögen einschließlich Rechnungsabgrenzungsposten ist gegenüber dem Vorjahr um 114,7 Mio. EUR (Vorjahr: - 27,4 Mio. EUR) beziehungsweise 24,4 Prozent (Vorjahr: - 5,5 Prozent) zurückgegangen. Der Rückgang liegt vorrangig in gesunkenen Forderungen und sonstigen Vermögensgegenständen begründet. Er ist im Wesentlichen auf gesunkene Forderungen aus Lieferungen und Leistungen (- 94,5 Mio. EUR) zurückzuführen, die insbesondere in Zusammenhang mit dem im Energiehandel vorgenommenen Netting stehen. Dementsprechend sind die Forderungen aus Energiehandelsgeschäften im Berichtsjahr stark gesunken (- 132,9 Mio. EUR). Demgegenüber haben sich die Forderungen aus den übrigen Lieferungen und Leistungen leicht erhöht (+ 37,5 Mio. EUR). Die Minderung des Vorratsvermögens (- 13,4 Mio. EUR) resultierte vorrangig aus einem preisbedingt verminderten Bestand an Emissionszertifikaten (- 10,0 Mio. EUR) und geringeren Kohlelagerbeständen (- 7,7 Mio. EUR) sowie einem Anstieg der Gasvorräte (+ 5,1 Mio. EUR).

Der verhältnismäßig stärkere Rückgang des Umlaufvermögens hat im Ergebnis zu einem leichten Anstieg der langfristigen Vermögensquote auf 78,7 Prozent geführt.

Kennzahlen zur Vermögens- und Kapitalstrukturanalyse	2012 in %	2011 in %	Veränderung in %
Langfristige Vermögensquote	78,7	74,5	5,6
Eigenkapitalquote	25,5	22,5	13,3
Deckungsgrad für langfristiges Vermögen (Eigenkapital / langfristiges Vermögen)	32,5	30,2	7,6

Passiva. Das Eigenkapital hat sich durch die teilweise Einstellung des Jahresergebnisses 2012 in die Gewinnrücklagen um 9,0 Mio. EUR erhöht (Vorjahr: + 17,0 Mio. EUR). Insgesamt hat sich die Eigenkapitalquote damit weiter auf 25,5 Prozent verbessert. Auch der Deckungsgrad für das langfristige

Vermögen konnte durch die Zunahme des Eigenkapitals bei einem gleichzeitigen Rückgang des Anlagevermögens leicht auf 32,5 Prozent gesteigert werden.

Die Verbindlichkeiten sind um insgesamt 170,0 Mio. EUR gegenüber dem Vorjahr gesunken (Vorjahr: + 8,7 Mio. EUR). Dieser Rückgang liegt im Wesentlichen in einem Rückgang der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen um 161,4 Mio. EUR (Vorjahr: + 48,7 Mio. EUR), welcher ebenfalls hauptsächlich auf das Netting im Energiehandel zurückzuführen ist (- 147,5 Mio. EUR). Von den Verbindlichkeiten sind 730,2 Mio. EUR (Vorjahr: 680,1 Mio. EUR) mittel- bis langfristig. Diese bestehen ausschließlich gegenüber Kreditinstituten zur langfristigen Finanzierung der Investitionsprojekte.

Die Rückstellungen sind im Berichtsjahr um 23,2 Mio. EUR zurückgegangen (Vorjahr: - 32,9 Mio. EUR). Ursache ist im Wesentlichen der Abbau von Rückstellungen im Bereich der Wasserversorgung (11,3 Mio. EUR). Die Rückstellungen sind in Höhe von 109,0 Mio. EUR mittel- bis langfristig (Vorjahr: 105,8 Mio. EUR).

Insgesamt verfügt enercity über eine solide Vermögens- und Kapitalstruktur. Das langfristig gebundene Vermögen war etwa zu einem Drittel durch Eigenkapital gedeckt und konnte im Berichtsjahr wieder gesteigert werden.

Für weitere Erläuterungen zur Vermögenslage wird auf den Anhang in diesem Abschluss verwiesen.

8 Bericht zum rechnungslegungsbezogenen internen Kontroll- und Risikomanagementsystem

8.1 Komponenten des internen Kontroll- und Risikomanagementsystems im Hinblick auf den Rechnungslegungsprozess

Als internes Kontrollsystem (IKS) bezeichnet enercity grundsätzlich die Gesamtheit der im Unternehmen eingerichteten, aufeinander abgestimmten und miteinander verbundenen Grundsätze, Verfahren und Regelungen, die auf die organisatorische Umsetzung der Entscheidungen des Managements gerichtet sind und dazu dienen, die Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit der Geschäftstätigkeit, die Ordnungsmäßigkeit und Verlässlichkeit der internen und externen Rechnungslegung sowie die Einhaltung der für das Unternehmen maßgeblichen rechtlichen Vorschriften sicherzustellen.

Das interne Kontrollsystem umfasst einerseits Regelungen zur Steuerung der Unternehmensaktivitäten und andererseits Regelungen zur Überwachung von deren Einhaltung. Das interne Überwachungssystem beinhaltet prozessintegrierte organisatorische Sicherungsmaßnahmen und Kontrollen sowie prozessunabhängige Überwachungsmaßnahmen, die vor allem von der internen Revision durchgeführt werden.

Die wesentlichen Komponenten zur Beschreibung interner Kontrollsysteme umfassen in Anlehnung an das weltweit anerkannte COSO-Modell das Kontrollumfeld, Risikobeurteilungen, Kontrollaktivitäten, Information und Kommunikation sowie die Überwachung des internen Kontrollsystems.

8.1.1 Kontrollumfeld

Der enercity-Jahresabschluss ist nach den Vorschriften des Handelsgesetzbuches (HGB) und des Aktiengesetzes (AktG) aufgestellt. Der Lagebericht berücksichtigt die Anforderungen des am 14. September dieses Jahres verabschiedeten Deutschen Rechnungslegungsstandards DRS 20 „Konzernlagebericht“, der bereits frühzeitig angewendet wird.

Die Erstellung des Einzelabschlusses von enercity wird durch die Hauptabteilung Finanz- und Rechnungswesen koordiniert und verantwortet. Dies umfasst insbesondere die kaufmännische Einrichtung und Bedienung des Buchungssystems sowie die Durchführung der Abschlussbuchungen nach Maßgabe der verbindlichen Bilanzierungsrichtlinien und Verfahrensregelungen. Diese umfassen eine Beschreibung des Abschlusserstellungsprozesses sowie der anzuwendenden Bilanzierungs- und Bewertungsgrundsätze. Die Rechnungslegungsprozesse werden durch ein integriertes Enterprise-Resource-Planning-System (ERP-System) unterstützt. Der enercity-Jahresabschluss wird mithilfe einer SAP-Standardsoftware erstellt.

Die Verantwortlichkeit für die Implementierung, Aufrechterhaltung und Wirksamkeit des internen Kontroll- und Risikomanagementsystems sowie die Überwachung der Einhaltung der Vorgaben liegt beim enercity-Vorstand.

Durch ein Kontrollumfeld, das bei enercity allgemein durch eine integre und ethische Unternehmenskultur, die fachliche Kompetenz der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter sowie eine Organisationsstruktur mit eindeutigen Verantwortlichkeiten geprägt ist, werden die grundsätzlichen Voraussetzungen für das Kontrollbewusstsein der Beschäftigten und damit die Wirksamkeit des internen Kontrollsystems geschaffen.

8.1.2 Risikobeurteilungen

Im Rahmen der Finanzberichterstattung besteht das Risiko, dass ein potenziell unentdeckter Fehler in einem rechnungslegungsrelevanten Prozess zu einer Falschaussage im Abschluss führen könnte. Um diesem Risiko entgegenzuwirken, ist ein rechnungslegungsbezogenes internes Kontrollsystem eingerichtet. Dieses ist integraler Bestandteil der Rechnungslegungs- und Finanzberichterstattungsprozesse von enercity und soll eine ordnungsgemäße und zuverlässige Rechnungslegung und Finanzberichterstattung gewährleisten.

Das rechnungslegungsbezogene interne Kontrollsystem zielt insbesondere darauf ab, dass Geschäftsvorfälle in Übereinstimmung mit den gesetzlichen Vorschriften vollständig und zeitnah, mit dem richtigen Wert, in der richtigen Buchungsperiode und auf den richtigen Konten erfasst, dass Vermögensgegenstände und Schulden im Abschluss zutreffend angesetzt, ausgewiesen und bewertet sowie verlässliche und relevante Informationen zeitnah und vollständig bereitgestellt werden. Grundlage

hierfür sind die Identifikation möglicher Fehlerquellen und die wirksame Begrenzung daraus resultierender Risiken.

Hierfür ist ein rechnungslegungsbezogenes Risikomanagementsystem eingerichtet. Dieses umfasst die regelmäßige Identifikation, Analyse, Bewertung, Steuerung, Dokumentation und Berichterstattung hinsichtlich rechnungslegungsrelevanter Risiken, die das Ziel eines regelkonformen Jahresabschlusses gefährden. Der Fokus liegt in der Einhaltung der handels- und aktienrechtlichen Anforderungen sowie branchenspezifischen Vorschriften des EnWG. Des Weiteren finden ergänzende Vorschriften und Satzungen sowie die Verlautbarungen des Instituts der Wirtschaftsprüfer in Deutschland e.V. Beachtung. Das Risikomanagement erstreckt sich auf alle rechnungslegungsrelevanten Fachabteilungen und Prozesse wie Finanz-, Haupt-, Kontokorrent- und Anlagenbuchhaltung, Rechnungsprüfung, Zahlungsverkehr, Steuern sowie Finanzierung. Die Verantwortung für das Risikomanagement von Rechnungslegungsrisiken liegt bei der Hauptabteilung Finanz- und Rechnungswesen.

8.1.3 Kontrollaktivitäten

Organisatorische Sicherungsmaßnahmen sind als Fehler verhindernde Maßnahmen in die Aufbau- und Ablauforganisation bei enercity integriert und gewährleisten ein vorgegebenes Sicherheitsniveau. Sie umfassen verbindliche Richtlinien wie beispielsweise Zahlungsrichtlinien, Freigabeverfahren und Genehmigungsprozesse, Zeitpläne, Prozessbeschreibungen und Verfahrensanweisungen sowie Maßnahmen wie das Vier-Augen-Prinzip, den Grundsatz der Funktionstrennung unvereinbarer Funktionen und systembasierte Zugriffsberechtigungen beziehungsweise -beschränkungen im IT-Bereich. Durch ein hinterlegtes Benutzerberechtigungskonzept soll ein unberechtigter Zugriff auf Daten und Systeme beziehungsweise Systemeinstellungs-, Buchungs- und Berichtsfunktionen vermieden werden.

Die laufende Buchhaltung und die Erstellung des Jahresabschlusses sind in funktionale Prozessschritte gegliedert, in die entweder systemgestützte oder manuelle Kontrollen integriert sind. Kontrollen erfolgen präventiv und direktiv. Sie sollen die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Fehlern in den Arbeitsabläufen vermindern beziehungsweise aufgetretene Fehler aufdecken. Beispiele sind systemseitig hinterlegte Validierungen in der Software und programmierte Plausibilitätsprüfungen, die Daten auf ihre Gültigkeit prüfen. Im Rahmen von manuellen Plausibilitätskontrollen erfolgen beispielsweise Soll-Ist-Vergleiche von gebuchten und durch das Controlling ermittelten Werten.

8.1.4 Information und Kommunikation

Die Jahresabschlussarbeiten erfolgen nach einem vom Vorstand verabschiedeten und kommunizierten verbindlichen Abschlussterminkalender. Die Überwachung der rechtzeitigen Anlieferung von Informationen zu den jeweiligen Terminen sowie die Dokumentation der angelieferten Daten erfolgt standardisiert und ist jederzeit nachvollziehbar.

Das rechnungslegungsbezogene Informations- und Kommunikationssystem umfasst darüber hinaus Bilanzierungsrichtlinien und Verfahrensregelungen, die in den jeweiligen Abteilungen beziehungsweise elektronisch im integrierten Managementsystem bei enercity hinterlegt sind. Es existieren ein zentrales Dokumentationssystem und detaillierte Dokumentationsanforderungen für eine effiziente Kommunikation und als Grundlage für die Durchführung von Kontrollen.

8.1.5 Überwachung des internen Kontrollsystems

Das rechnungslegungsbezogene interne Kontrollsystem ist Gegenstand eines kontinuierlichen Überwachungs- und Verbesserungsprozesses. Ziel der internen Überwachungsmaßnahmen ist die regelmäßige Überprüfung der internen Kontrollmechanismen auf Eignung und Funktionsfähigkeit, um die Wirksamkeit des internen Kontrollsystems sicherzustellen. Kontrollschwächen können auf diese Weise identifiziert und behoben werden. In diesem Zusammenhang kommt der internen Revision eine besondere Bedeutung zu.

Im Verantwortungs- und Ergebnisbereich der Fachbereichsleiter liegen – ausgehend von den Bereichszielen und -chancen – ein ordnungsgemäßer Prozessablauf und das Festlegen von Maßnahmen und Systemen zur Überwachung, Bewältigung und Steuerung der Risiken im Rahmen des internen Kontrollsystems. In diesem Rahmen können prozessunabhängige Überwachungsmaßnahmen durch Managementkontrollen von Fachbereichsleitern, Abteilungsleitern und Fachgebietsleitern festgelegt und durchgeführt werden. Zur Verfügung stehende Kontrollinstrumente sind beispielsweise monatliche Finanzberichte und Liquiditätsplanungen, ein quartalsweises Reporting durch das

Controlling und die Überwachung des Tagesliquiditätsstatus. Zudem geht der Veröffentlichung des Jahresabschlusses die Prüfung durch den Finanz- und Prüfungsausschuss des Aufsichtsrats voran.

Darüber hinaus wird die Angemessenheit der Ausgestaltung des rechnungslegungsbezogenen internen Kontrollsystems sowie dessen Wirksamkeit jährlich im Rahmen der Jahres- beziehungsweise Konzernabschlussprüfung durch externe Wirtschaftsprüfer beurteilt.

8.2 Prüfung und Überwachung des rechnungslegungsbezogenen internen Kontroll- und Risikomanagementsystems durch die interne Revision

Die Wirksamkeit und Funktionsfähigkeit der definierten Prozessabläufe und der prozessinhärenten Kontrollen im Rahmen des rechnungslegungsbezogenen internen Kontroll- und Risikomanagementsystems von enercity, die Einhaltung maßgeblicher gesetzlicher Vorschriften und interner Richtlinien sowie die Vorkehrungen zum Schutz der Vermögensgegenstände werden von der internen Revision jährlich im Rahmen von risikoorientierten Prüfungen überwacht. Im Rahmen der Beurteilung der Wirksamkeit der definierten Prozesse und Kontrollen wird analysiert, ob die Kontrollaktivitäten grundsätzlich geeignet sind, die Risiken einer fehlerhaften Finanzberichterstattung zu reduzieren. Zudem wird die operative Effektivität der festgelegten Kontrollen überprüft, indem die Kontrolldurchführung und deren Dokumentation überwacht werden. Die interne Revision identifiziert Kontrollschwächen, bewertet deren Auswirkungen auf den Abschluss und überwacht die zur Beseitigung der Schwachstellen abgeleiteten Verbesserungsmaßnahmen.

Aufgaben, Verantwortlichkeiten und Befugnisse sind der Verfahrensregelung „Grundsätze der Revision und Prüfprozesse“ geregelt. Die interne Revision verfügt über ein umfassendes und uneingeschränktes Prüf- und Informationsrecht sowie den erforderlichen Zugang zu Personen, Aufzeichnungen, Systemen und Daten. Die interne Revision ist unabhängig und objektiv bei der Erfüllung ihrer Aufgaben. Die Unabhängigkeit der internen Revision ist sowohl in der Struktur als auch in der Aufgabenwahrnehmung gegeben. Sie ist organisatorisch als Stabsstelle des Vorstands eingerichtet. Sie beachtet die Berufsethik sowie Revisionsstandards des Deutschen Instituts für interne Revision e. V. (DIIR).

Struktur, Prozesse und Tätigkeiten der internen Revision sind im Jahr 2007 gemäß des DIIR-Standards und des DIIR-Leitfadens zur Durchführung eines Quality Assessments von einem qualifizierten und unabhängigen externen Prüfer untersucht und zertifiziert worden. Als Ergebnis wurde festgehalten, dass die interne Revision als kompetente Funktion bei enercity wahrgenommen wird, die ihre Tätigkeit mit Professionalität, Integrität und unabhängig durchführt sowie in vielen der Untersuchungsbereiche nach „best practice“ oder „good practice“ arbeitet. Die interne Revision erfüllt die Bedürfnisse ihrer Interessengruppen in hohem Maße. Den DIIR-Standards folgend ist 2012 ein weiterer Qualitätsreview durchgeführt worden. Insgesamt wurde bestätigt, dass die Wirksamkeit der internen Revision den Anforderungen des DIIR entspricht.

Zentrales Element ist die Entwicklung und Fortschreibung des Revisionsprogramms entsprechend den vom Vorstand und der Revisionsabteilung gesetzten Prioritäten sowie den Anregungen der Fachbereiche. Das Revisionsprogramm, die sogenannte Prüflandkarte, besteht aus etwa 65 prüfbareren Aktivitäten, die sich wiederum aus Prozessen, Organisationseinheiten, Fachfunktionen und Projekten zusammensetzen. Die im internen Revisionsystem im Rahmen eines Revisionsprogramms hinterlegten Prüfbereiche umfassen auch rechnungslegungsbezogene Prüffelder, wie beispielsweise Buchhaltung im System SAP Classic, Zahlungsverkehr, Debitorenbuchhaltung und Forderungsmanagement. Die Arbeit der internen Revision ist dabei dynamisch an die Entwicklungsprozesse anzupassen. In diesem Zusammenhang wurden 2012 Prüffelder für diverse Beteiligungen geschaffen. Die Jahresprüfpläne werden risikoorientiert auf der Grundlage von quantitativen und qualitativen Risikoindikatoren durch den Leiter der Revision erstellt und sind vom Vorstand zu genehmigen.

Der Prüfungsablauf umfasst im Wesentlichen die Planung und Vorbereitung des Prüfauftrags, die Prüfungsdurchführung, die Beurteilung der Feststellungen und Erarbeitung von Empfehlungen, die Berichterstattung im Revisionsbericht einschließlich Umsetzungsverantwortung sowie Terminierung und die Schlussbesprechung mit den Prozessverantwortlichen. Darüber hinaus überwacht die interne Revision die Umsetzung der vereinbarten Maßnahmen durch die Fachbereiche im Rahmen von Monitoring, Follow-up und Reviewprüfungen. Außerdem erfolgt mit Abschluss der Prüfung ein Reporting an den Vorstand und die Fachbereichsleiter, indem die Prüfberichte beziehungsweise ein Management Summary für das entsprechende Prüffeld zur Verfügung gestellt werden. Der Aufsichtsrat wird auf Verlangen über die Ergebnisse der internen Revision durch den Vorstand informiert.

Durch Personalentwicklungsmaßnahmen zu revisionsspezifischem Wissen und über die zu prüfenden Bereiche wird sichergestellt, dass die Mitarbeitenden der Revisionsabteilung über die entsprechende Qualifikation zur ordnungsgemäßen Durchführung der Revisionstätigkeit verfügen.

Für das Geschäftsjahr 2012 haben die Schwerpunkte der internen Revision im Rahmen der Prüfung des rechnungslegungsbezogenen internen Kontroll- und Risikomanagementsystems unter anderem in den Prüfbereichen Buchhaltung SAP Classic (Berechtigungskonzeption), Finanzhandel, Kundenabrechnung (Berechtigungskonzeption), Urlaubsrückstellungen sowie in den Systemen SAP Classic, SAP IS-U und SAP HCM gelegen. Die Umsetzungsquote hinsichtlich der vereinbarten Maßnahmen hat im Berichtsjahr, wie bereits im Vorjahr, über 90,0 Prozent betragen. Noch offene Maßnahmen sollen im Folgejahr umgesetzt werden. Für das folgende Geschäftsjahr 2013 sind unter anderem Prüfungen in den Bereichen Bestandsführung, Finanzierung, Energie- und Finanzhandel, Kundenabrechnung, der Systeme SAP Classic und SAP HCM sowie die Projektbegleitung SEPA (Single Euro Payments Area) geplant.

Überwachung durch den Aufsichtsrat. Der Aufsichtsrat hat gemäß § 107 Abs. 3 S. 2 AktG unter anderem die Wirksamkeit des rechnungslegungsbezogenen internen Kontroll- und Risikomanagementsystems zu überwachen. Der Finanz- und Prüfungsausschuss des Aufsichtsrats befasst sich in seinen Sitzungen unter anderem auch mit der Wirksamkeit des rechnungslegungsbezogenen internen Kontroll- und Risikomanagementsystems. Der Vorstand berichtet auf Anfrage über die Risiken. Dabei wird erläutert, welche Maßnahmen ergriffen werden, um die Risiken zu überwachen und zu steuern. Ebenso wird Auskunft bezüglich der Angemessenheit und Funktionsfähigkeit erteilt.

9 Risikoberichterstattung

9.1 Risikomanagement

Übersicht zum Risikomanagementsystem. Unternehmerisches Handeln ist grundsätzlich mit Chancen und Risiken unterschiedlicher Natur verbunden, die von wesentlichem Einfluss auf die Unternehmensentwicklung sein können. Ein leistungsfähiges und dynamisches Risikomanagement ist daher für eine erfolgreiche Unternehmensführung von besonderer Bedeutung. Die Unternehmensziele von enercity sind unmittelbar mit dem Risikomanagement verbunden und bilden die Grundlage beziehungsweise Klammer zwischen Unternehmensstrategie und strategischem Risikomanagement. Die Zielumsetzung, mit dem Anspruch einer kontinuierlichen Überprüfung und Anpassung der strategischen Ausrichtung, ist somit ein wesentlicher Bestandteil der Risikopolitik und gibt als Leitlinie den Rahmen für die operativen unternehmerischen Handlungen vor. Bei enercity wird das Risikomanagement als ein unternehmensweites, bereichsübergreifendes System verstanden, das alle Aktivitäten im Umgang mit Risiken in sich vereint und auch Risiken aus dem Konzernverbund in die Betrachtung einschließt. Das Risikomanagementsystem soll das unternehmerische Handeln unterstützen, indem die mit dem Ausnutzen von Chancen verbundenen Risiken gemanagt werden. Das Risikomanagement ist als kontinuierlicher und etablierter Prozess in die Unternehmenssteuerung integriert. Chancen werden insbesondere in der jährlichen Strategieklausur in Strategien umgesetzt und über den Zielvereinbarungsprozess heruntergebrochen. Über ein Berichtswesen kann die Zielerreichung quartalsweise überprüft werden.

Risikomanagementziele und -strategie. Zielsetzung des Risikomanagements sind die Identifikation, Bewertung, Steuerung und Kontrolle von wesentlichen Risiken, die den Fortbestand oder das wirtschaftliche Ergebnis von enercity gefährden können. Unter dem Begriff Risiko werden grundsätzlich alle unternehmensinternen und -externen Vorgänge verstanden, die eine Erreichung der geschäftlichen Ziele von enercity – wie beispielsweise hinsichtlich des Geschäftsergebnisses, Vermögens, der Gesetzeskonformität und Reputation – von enercity über definierte Grenzen hinaus negativ beeinflussen können. Risiken mit einer Schadenshöhe von bis zu 0,15 Mio. EUR werden grundsätzlich nicht berücksichtigt. Der Betrachtungszeitraum orientiert sich an der operativen Planung und beträgt zwölf Monate. Wesentliche Risiken mit einem längerfristigen Betrachtungszeitraum werden im Rahmen des strategischen Planungsprozesses gesondert ermittelt und in die Risikoinventur eingebracht.

Aufbauorganisation und Verantwortungsbereiche. Die Verantwortung für ein angemessenes Risikomanagement tragen die Geschäftsleitungen der Gesellschaften im Konzernverbund. Die Ausgestaltung in den jeweiligen Gesellschaften basiert dabei im Wesentlichen auf der Struktur des enercity-Risikomanagementsystems. Innerhalb der Fachbereiche liegen die zielgerichtete und ordnungsgemäße Ausgestaltung sowie der laufende Prozess des Risikomanagements im Verantwortungs- und Ergebnisbereich der jeweiligen Fachbereichsleiter, wobei der inhaltliche Prozessablauf unternehmens einheitlich vorgegeben ist. Risikomeldungen erfolgen an eine zentrale Risikomanagementfunktion, die auch für die Fortentwicklung des Risikomanagementsystems verantwortlich ist. Die Revisionsabteilung nimmt aufgrund ihrer Aufgabenwahrnehmung eine zentrale Stellung innerhalb des Risikomanagementsystems ein. Sie beurteilt das bestehende Risikomanagement der Fachbereiche durch regelmäßige Prüfungen auf Vollständigkeit, Wirksamkeit und Zweckmäßigkeit und gibt Gestaltungsempfehlungen für die Optimierung. Um den Ordnungsrahmen für das Risikomanagementsystem sicherzustellen, sind Verfahrensweisen und Verantwortlichkeiten in der Verfahrensregelung Risikomanagement-Leitfaden eindeutig geregelt und festgelegt.

Prozess des Risikomanagements. Das Risikomanagement entspricht einem rollierenden Prozess, indem zukünftige risikobehaftete Entwicklungen frühestmöglich und fortlaufend identifiziert, analysiert, bewertet, überwacht und gesteuert werden.

Risikoidentifikation und -analyse. Strategische Chancen und Risiken werden bereits frühzeitig identifiziert und in der Unternehmenskonzeption berücksichtigt. Vor dem Hintergrund der jeweiligen Unternehmenssituation und im Vergleich mit relevanten Wettbewerbern – beispielsweise in Form eines Financial- und Prozessbenchmarking – werden die strategische Unternehmensausrichtung, die Strategien der Geschäftsfelder und die Ziele der Fachbereiche bestimmt. Im Rahmen einer jährlich im Zuge der operativen Planung stattfindenden Risikoinventur werden durch die Fachbereiche alle relevanten Risikopotenziale von enercity und des Umfelds mit einer Schadenshöhe über 0,15 Mio. EUR regelmäßig für die jeweiligen Funktionen und Geschäftsprozesse strukturiert nach Risikokategorien erfasst sowie standardisiert und systemgestützt dem zentralen Risikomanagement gemeldet. Die Risikokategorien umfassen regulatorische und finanzwirtschaftliche Risiken sowie Risiken in den Bereichen Organisation/Personal/IT, Produktion/Beschaffung/Handel, Absatz und Vertrieb sowie sonstige

externe und interne Risiken. Zwischen den Zeitpunkten der Risikoinventur haben die Fachbereiche wesentliche Veränderungen der Risikosituation im Rahmen einer Ad-hoc-Risikoberichterstattung mitzuteilen.

Risikobewertung. Die Bruttobewertung der identifizierten Risiken erfolgt auf Grundlage der möglichen Schadenshöhe und der jeweiligen Eintrittswahrscheinlichkeit des betreffenden Risikos zunächst ohne Berücksichtigung bereits ergriffener risikosteuernder Maßnahmen. Die Risikoquantifizierung erfolgt möglichst objektiv und unternehmensweit einheitlich sowie konsistent durch die Anwendung definierter Messverfahren sowie Kennzahlen und berücksichtigt mögliche Interdependenzen zwischen den einzelnen Risikoarten.

Risikosteuerung. Die bewerteten Risiken werden anhand ihrer potenziellen Schadenshöhe und Eintrittswahrscheinlichkeit in einer Risikomatrix zusammengefasst. Anhand dieser Risikomatrix lässt sich ein eventueller Handlungsbedarf ableiten. Wesentliche Risiken mit hoher Eintrittswahrscheinlichkeit oder Schadenshöhe, sogenannte A-Risiken, werden durch operative Maßnahmen begrenzt. Gegenstand und Ziel der Risikosteuerung ist die gezielte und aktive Kontrolle sowie Beeinflussung der identifizierten und bewerteten wesentlichen Risiken einschließlich der damit verbundenen Verlustpotenziale. Die Steuerungsmaßnahmen zielen auf die Verringerung der Eintrittswahrscheinlichkeit beziehungsweise auf eine Begrenzung des Schadenspotenzials ab.

Risikoüberwachung. Gegenstand der Risikoüberwachung ist die Kontrolle der zur Risikosteuerung ergriffenen Maßnahmen sowie die Beobachtung der akzeptierten Risiken. Die Früherkennung von Risiken ist ein wesentlicher Bestandteil des enercity-Risikomanagementsystems. Durch ein Frühwarnsystem soll sichergestellt werden, dass mögliche negative Entwicklungen von enercity frühzeitig erkannt und erforderliche Steuerungsmaßnahmen ergriffen werden können. Für jedes wesentliche Risiko werden hierfür eindeutige Verantwortlichkeiten der Überwachungsträger festgelegt und Frühwarnindikatoren definiert. Wesentliche Risiken entsprechen dabei gemäß den festgelegten Wertgrenzen sogenannten A-Risiken. Die A-Risiken umfassen Einzelrisiken mit einer Schadenshöhe ab 7,5 Mio. EUR beziehungsweise ab 3,0 Mio. EUR und einer Eintrittswahrscheinlichkeit von mindestens 50 Prozent beziehungsweise Risiken mit einer Schadenshöhe ab 0,5 Mio. EUR und einer Eintrittswahrscheinlichkeit ab 75 Prozent. Frühwarnindikatoren umfassen beispielsweise Wettbewerbsrisiken wie Umsatzrückgänge bei Key-Account-Kunden, Beschaffungsrisiken in Form von Preissteigerungen der Primärenergieträger und Ausfallrisiken hinsichtlich der Erzeugungs- beziehungsweise Speicherkapazitäten oder IT-Systeme. Für jeden Frühwarnindikator werden konkrete Warn- beziehungsweise Schwellenwerte bestimmt, die bei Erreichen festgelegte Aktivitäten durch den Überwachungsträger, insbesondere die Berichterstattung, auslösen. Risiken mit wesentlichen Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage werden unverzüglich an den Vorstand berichtet. Bei Risikoeintritt werden definierte Maßnahmen zur Risikobewältigung und -minimierung ergriffen.

Risikokommunikation. Durch eine angemessene Risikokommunikation wird sichergestellt, dass wesentliche Risikoinformationen den relevanten Stellen im Unternehmen frühzeitig zugänglich gemacht werden. Die im Rahmen der Risikoinventur seitens der Fachbereiche identifizierten Risiken mit einem Nettowert ab 0,15 Mio. EUR sind zeitnah an die zentrale Risikomanagementfunktion zu kommunizieren. In Verantwortung der zentralen Risikomanagementfunktion wird eine Gesamtrisikoubersicht erstellt. Mindestens einmal jährlich erfolgt eine Risikoberichterstattung über wesentliche Risiken durch die zentrale Risikomanagementfunktion an den enercity-Vorstand. Über wesentliche Veränderungen der Risikosituation wird der Vorstand unverzüglich in Kenntnis gesetzt.

Überwachung von Risiken im Energiehandel. Der Energiehandel dient der wirtschaftlichen Optimierung des Energieportfolios bei enercity und verfolgt primär das Ziel, Ergebnisrisiken aus Preisschwankungen auf Energiemärkten einzugrenzen und die Beschaffungspreise zu optimieren. Für die Überwachung der mit den Handelstätigkeiten verbundenen Risiken, wie insbesondere Marktpreis- und Kontrahentenrisiken, ist ein Risikomanagementsystem implementiert.

Die Ausgestaltung des Risikomanagements im enercity-Energiehandel ist weitestgehend an den für deutsche Kreditinstitute verbindlichen Mindestanforderungen an das Risikomanagement (MaRisk) der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht ausgerichtet. Organisatorische Rahmenbedingungen und Verantwortlichkeiten sind in der Energiehandelsrichtlinie dokumentiert.

Die organisatorische Einbindung der Risikomanagementfunktionen erfolgt entsprechend den Anforderungen nach Funktionstrennung und Unabhängigkeit der Kontrollinstitutionen in getrennten Bereichen des Energiehandels und im Risikocontrolling. Zusätzlich ist ein Risikokomitee organisatorisch fest verankert.

Die Einhaltung der Regelungen, die den Energiehandel betreffen, wird mindestens einmal jährlich risikoorientiert in wesentlichen Prüffeldern durch die Revisionsabteilung geprüft.

Interne Revision. Die prozessunabhängige Überprüfung des Risikomanagementsystems erfolgt in regelmäßigen Abständen durch die Revisionsabteilung sowie im Rahmen der Jahresabschlussprüfung durch die Wirtschaftsprüfer. Für grundsätzliche Aussagen wird auf die Angaben zur internen Revision hinsichtlich der Prüfung und Überwachung des rechnungslegungsbezogenen internen Kontroll- und Risikomanagementsystems in diesem Lagebericht verwiesen.

Für das Geschäftsjahr 2012 lagen die Schwerpunkte der internen Revision im Rahmen der Prüfung des Risikomanagementsystems in den Prüfbereichen Risikocontrolling im Energiehandel und der Beteiligung KWM. Dabei wurden insbesondere Regelkonformität und die Wirksamkeit von Kontrollfunktionen geprüft. Die Prüfung im Prüffeld Risikomanagement ist auch für 2013 im Jahresprüfplan der internen Revision mit dem Schwerpunkt der Beteiligung Danpower verankert.

Überwachung durch den Aufsichtsrat. Der Aufsichtsrat hat gemäß § 107 Abs. 3 S. 2 AktG unter anderem die Wirksamkeit des Risikomanagementsystems zu überwachen. Der Finanz- und Prüfungsausschuss des Aufsichtsrats befasst sich in seinen Sitzungen unter anderem auch mit der Wirksamkeit des Risikomanagementsystems. Der Vorstand berichtet auf Anfrage über die Risiken. Dabei wird erläutert, welche Maßnahmen ergriffen werden, um die Risiken zu überwachen und zu steuern. Ebenso wird Auskunft bezüglich der Angemessenheit und Funktionsfähigkeit erteilt.

9.2 Darstellung der wesentlichen Risiken und Chancen

Gesamtbild der Risikolage. Die Risikoinventur für das Geschäftsjahr 2013 bestätigt den Trend einer nicht ansteigenden Risikolage für enercity. Langfristig ableitbare Risikopotenziale wurden verifiziert und bewertet in die Risikoinventur eingebracht. Die Risikobewertung erfolgte dabei insbesondere im Hinblick auf die Ergebnisbeiträge von Beteiligungen, die finanzielle Stabilität und Margenentwicklung in den Bereichen Strom und Gas sowie Netzregelungs- und IT-Risiken. Die erwartete unternehmensseitige Nettoschadenshöhe über alle identifizierten Risikopositionen für 2013 ist im Vergleich zum Vorjahr um etwa 25,0 Prozent auch aufgrund stringenterer Risikobewertungen gesunken. Der Rückgang resultiert insbesondere aus den Risikokategorien Finanzwirtschaftliche Risiken, Produktion/Beschaffung/Handel und Sonstige interne Risiken. Insgesamt entsprechen alle Risiken unter Zugrundelegung der korrespondierenden Eintrittswahrscheinlichkeiten einem Verlustpotenzial von lediglich etwa fünf Prozent des bilanziellen Eigenkapitals.

Wesentliche Chancen liegen insbesondere in der Gasbeschaffung, der Strategie eines wirtschaftlichen Wachstums außerhalb des Konzessionsgebietes in den Geschäftsbereichen Strom und Gas sowie den Synergien im Thüga-Verbund.

Wesentliche Risiken. Das Risikoportfolio 2013 umfasst insgesamt 95 Einzelrisiken, darunter sieben wesentliche Risiken – sogenannte A-Risiken – und 88 B-Risiken (Vorjahr: zwölf A-Risiken, 89 B-Risiken). Die A-Risiken stehen insbesondere in Zusammenhang mit Preisrisiken im Energiehandel, der Finanzmarktrichtlinie MiFID und der damit einhergehenden Eigenkapitaldeckung, der Insolvenz von Handelspartnern, Großschäden und längeren Nichtverfügbarkeiten von Produktionsanlagen, einem Ausfall von Versorgungsleitungen und möglichen wirtschaftlichen Schäden durch einen Ausfall der IT-Systeme. Für die Mehrheit dieser A-Risiken bestehen Eintrittswahrscheinlichkeiten von unter 5,0 beziehungsweise vielfach nur 1,0 Prozent. Ein Risikoausgleich erfolgt unter anderem durch Preisrevisionsverfahren, vorbeugende Preisabsicherungen, Instandhaltungs-, Überwachungs-, Versicherungs- und Störfallkonzepte, den Bau dezentraler Einspeiser und Ersatzteilverhaltungen sowie durch fortlaufende Kontrollen der IT-Systeme. Im Energiehandel ist ein operativ geprägtes Risikocontrolling eingerichtet. Zur Risikokompensation erfolgen fortlaufende Handelsüberwachungen.

Die Nettoschadenshöhe der A-Risiken ist im Vergleich zum Vorjahr um insgesamt 88,0 Mio. EUR auf etwa 70,0 Mio. EUR wesentlich gesunken. Unter Berücksichtigung der Eintrittswahrscheinlichkeiten sind aus diesen Risiken potenzielle Belastungen in Höhe von 4,0 Mio. EUR möglich. Für diese Risiken ist ein Frühwarnsystem mit Indikatoren, Schwellenwerten und Überwachungsträgern definiert.

Den B-Risiken sind mehrheitlich (56 B-Risiken) sehr geringe bis geringe Eintrittswahrscheinlichkeiten von unter 50,0 Prozent zuzuordnen bei einer ebenfalls sehr geringen bis geringen maximalen Nettoschadenshöhe von unter 3,0 Mio. EUR.

Für die in den unternehmensinternen Risikokategorien erfassten Risikopositionen können die erwarteten Eintrittswahrscheinlichkeiten und Nettoschadenshöhen wie folgt zusammengefasst werden:

Risikokategorie	Eintrittswahrscheinlichkeit	Nettoschadenshöhe
Produktion/Beschaffung/Handel	gering	mittel/hoch
Absatz und Vertrieb	mittel	gering
Finanzwirtschaftliche Risiken	mittel	mittel/hoch
Regulatorische Risiken	gering	gering
Organisation/Personal/IT	mittel	mittel
Sonstige externe Risiken	gering	mittel
Sonstige interne Risiken	gering	mittel

Produktion, Beschaffung und Handel. Diese Risikokategorie stellt den höchsten Anteil von etwa 24,0 Prozent der möglichen gesamten Nettoschadenshöhe dar und beinhaltet grundsätzlich sämtliche Verlustgefahren, die während der Bereitstellung der Produktionsfaktoren bis zu deren Einsatz entstehen können. Im Produktionsbereich bestehen allgemein Betriebsrisiken in Bezug auf Anlagen zur Erzeugung, Förderung, Speicherung und Verteilung, die sich aus Betriebsunterbrechungen aufgrund von Ausfällen oder Betriebsstörungen ergeben und die Ertragslage belasten können. Die Risiken sind mit niedrigen Eintrittswahrscheinlichkeiten eingestuft. Eine Risikosteuerung erfolgt durch langfristige Instandhaltungskonzepte, den Einsatz qualifizierten Personals und die Eindeckung von Versicherungsleistungen. Vermögensrisiken sind ausreichend abgesichert.

Beschaffungsrisiken können generell die Abhängigkeit von einzelnen Lieferanten, Risiken aus langfristigen Einkaufsverträgen und Preisschwankungen auf den Rohstoffmärkten umfassen. Das Preisrisiko im Hinblick auf den Kohlebedarf wird durch Einkaufsstrategien sowie die Absicherung des Währungsrisikos gesteuert. Für die Beschaffung von Kraftwerksgas besteht ein Gasbezugsvertrag mit einer Preisgleitklausel. Durch Einführung der CO₂-Vollauktionierung in der dritten Handelsperiode entstehen deutlich höhere Stromerzeugungskosten. In Abhängigkeit von einer lediglich anteiligen Weitergabe dieser Kosten an den Markt entstehen Ergebnisrisiken. Das Management von Preisrisiken und steigenden CO₂-Kosten ist in die Prozesse der Kraftwerkssteuerung integriert.

Das Handelsrisiko umfasst unerwartete Preis- oder Mengenänderungen im Bereich des Energiehandels, die eine negative Ergebniswirkung nach sich ziehen können. Zudem besteht die Gefahr des Ausfalls von Handelspartnern beziehungsweise von Forderungen gegenüber Handelspartnern. Beim Energiehandel werden zur Absicherung von Preisrisiken Finanzderivate eingesetzt. Der Energiehandel ist grundsätzlich bestrebt, Optimierungspotenziale bei der langfristigen Gasbeschaffung mit Bezugs- und Vermarktungsmöglichkeiten am Großhandelsmarkt und dem kombinierten Einsatz des Kavernenspeichers zu nutzen. Für weitere Informationen im Hinblick auf die Risikosteuerung im Energiehandel wird auf die Ausführungen zur Überwachung von Risiken im Energiehandel im Rahmen der Darstellung des enercity-Risikomanagementsystems verwiesen. Der Ergebnisbeitrag des Energiehandels könnte durch die Veränderung der Finanzmarktrichtlinie und eine damit einhergehende Ausweitung der Eigenkapitalunterlegungsvorschriften negativ flankiert werden.

Absatz und Vertrieb. Die Risikokategorie Absatz und Vertrieb beinhaltet Risiken, die sich auf die Veräußerung von Produkten und Dienstleistungen beziehen. Dies beinhaltet unter anderem Erfüllung-, Verkaufs-, Lager-, Abnahme-, Zahlungs- sowie Produkthaftungs- und Wettbewerbsrisiken. Durch die zunehmende Wettbewerbsintensität besteht das Risiko von Absatz- und Marktanteilsverlusten mit einhergehenden Deckungsbeitragsseinbußen. Trotz zahlreicher Wettbewerber im Marktgebiet Hannover wird mit attraktiven Produkten und marktgerechten Preisen die Marktpositionierung überdurchschnittlich gut behauptet. Durch eine stärkere Zielgruppenorientierung und den Ausbau der Aktivitäten außerhalb des angestammten Konzessionsgebietes im Rahmen der enercity-Wachstumsstrategie sollen auch in Zukunft Kunden erfolgreich akquiriert werden. Der Schwerpunkt liegt auf der Entwicklung von neuen, innovativen Angeboten, um der intensiven Wettbewerbslage zu begegnen. Zur Unterstützung dieser Strategie erfolgen der Ausbau von Speicherkapazitäten und eine

Intensivierung der Gashandelsgeschäfte. Vor dem Hintergrund einer von allen Seiten geforderten Versorgungssicherheit sind Gasspeicher unabdingbar und ein wichtiges strategisches Instrument. Mit der Erweiterung der Erdgasspeicher kann die hohe Versorgungssicherheit für Hannover gestärkt werden.

Darüber hinaus sind klimabedingte Absatzrückgänge im Wärmebereich zu erwarten, die durch eine Verdichtung des Fernwärmenetzes ausgeglichen werden sollen. Für weitere Einzelheiten wird auf die korrespondierenden Ausführungen zur enercity-Unternehmensstrategie in diesem Lagebericht verwiesen. Weitere Risikofelder umfassen Risiken aus Zahlungsausfällen und verzögerten IT-Entwicklungen. Im Hinblick auf energiewirtschaftliche IT-Systeme bestehen Anforderungen auf Seiten des Gesetzgebers und der Marktpartner. Die Zahlungsausfälle bewegen sich auf einem branchenüblichen Niveau.

Finanzwirtschaftliche Risiken. Die Risikokategorie Finanzwirtschaftliche Risiken macht einen Anteil von annähernd 23,0 Prozent der möglichen Nettoschadenshöhe über alle Risikopositionen aus. Finanzwirtschaftliche Risiken können die finanzielle Situation von enercity negativ beeinflussen, wie beispielsweise Marktpreis-, Kredit- und Liquiditätsrisiken. Finanzwirtschaftliche Risiken bestehen mehrheitlich mit niedrigen Eintrittswahrscheinlichkeiten und umfassen Risiken, die das Zins- und Devisenmanagement, die Kapitalanlage und den Zahlungsverkehr betreffen. Zur Steuerung von Zinsrisiken und zur Zinsoptimierung werden Zinsswap- und Zinsswapoptionsgeschäfte eingesetzt. Währungsrisiken werden durch Devisentermingeschäfte abgesichert. Alle getätigten Geschäfte unterliegen einer kontinuierlichen Überwachung. Des Weiteren können sich für enercity Risiken aus der Nichteinhaltung der Financial Covenants im Zusammenhang mit den Kreditverbindlichkeiten ergeben. Diese limitieren entweder das Kreditvolumen, die Bindungsdauer oder Zinsaufwendungen. Zur Anwendung kommen Eigenkapitalquoten und Größen zur Entschuldungsfähigkeit. Für weiterführende Angaben wird auf den Anhang in diesem Abschluss verwiesen. Außerdem sind in diesem Risikobereich finanzielle Auswirkungen auf das Unternehmensergebnis durch beispielsweise Streik, Pandemie, schwebende Verfahren und mögliche planerische Abweichungen bei Beteiligungsergebnissen abgebildet. Letztgenannte Risiken bestehen mit geringen Eintrittswahrscheinlichkeiten.

Regulatorische Risiken. Die Risikokategorie der regulatorischen Risiken umfasst grundsätzlich kartell-, patent-, bilanz- und steuerrechtliche Risiken, Genehmigungsverfahren und gesetzliche Auflagen sowie Umweltschutzbestimmungen. Aufgrund kartellrechtlicher Prüfungen und Feststellungen bestehen Preisrisiken. enercity ist grundsätzlich bestrebt, diesen Preisrisiken durch ausreichende Nachweisführungen und eine angemessene Preisausgestaltung entgegenzuwirken.

Es bestehen Ergebnisrisiken im Zusammenhang mit der Anreizregulierung der Netze. Trotz der Festlegung von Erlösobergrenzen bestehen Erfordernisse, die genehmigten Ansätze zu verteidigen. Eine wesentliche Frage wird in diesem Zusammenhang sein, ob die entstandenen Netzkosten im Rahmen der Prüfung auf Grundlage der Jahresabschlüsse aus Sicht der BNetzA ausreichend nachweisfähig dargelegt werden können. Die Auswirkungen der Regulierung auf die Ertragslage sollen durch Maßnahmen zur Kostensenkung und Effizienzverbesserung begrenzt werden.

Bei Ablauf der vorhandenen Konzessionsverträge droht die Nichtverlängerung als grundlegendes Risiko. Als Folge daraus müsste das Verteilnetz des vakanten Konzessionsgebietes dem neuen Energieversorgungsunternehmen gegen Zahlung einer wirtschaftlich angemessenen Vergütung überlassen werden. Auf der anderen Seite besteht die Chance, an Ausschreibungen von Konzessionen teilzunehmen und somit neue Konzessionen oder auslaufende Konzessionsverträge zu halten. Die Verhandlungsposition bei Konzessionsvergaben soll durch ein konsequentes Kostenmanagement gestärkt werden, um attraktive Konditionen bieten zu können.

Organisation, Personal und IT. In dieser Risikokategorie werden sämtliche Risiken zusammengefasst, die ihren Ursprung in den Bereichen Personal oder IT haben, oder die in der Organisationsstruktur des Unternehmens begründet sind. Der Wettbewerb um qualifiziertes Personal ist im Zuge des demografischen Wandels intensiv. Die Attraktivität von enercity soll im Rahmen der Mitarbeiterakquise durch eine leistungsorientierte Vergütung, fortschrittliche Sozialleistungen, vielseitige Perspektiven sowie attraktive Fort- und Weiterbildungsangebote hervorgehoben werden.

Die Geschäftsprozesse werden durch effiziente Informationsverarbeitungssysteme unterstützt, die im Wesentlichen auf marktüblichen Standards basieren. Dennoch können Risiken bei der Verfügbarkeit der IT-Infrastruktur und der Datensicherheit eintreten. Zur Risikosteuerung werden Maßnahmen wie regelmäßige Investitionen in Hard- und Software, hohe Sicherheitsstandards, eingeschränkte Zugangs- und Zugriffsberechtigungen sowie eine Sensibilisierung der Nutzer ergriffen. Risiken bei der Entwicklung von IT-Lösungen, die der Unterstützung der Geschäftsabläufe dienen, werden im Rahmen des Planungsprozesses und des Managements der IT-Projekte gesteuert.

Sonstige externe und interne Risiken. Der Kategorie der sonstigen externen Risiken sind Risiken aus veränderten externen Rahmenbedingungen, wie beispielsweise Umwelteinflüssen, Veränderungen der gesamtwirtschaftlichen Lage und des Marktumfelds, Naturkatastrophen oder terroristischen Anschlägen zuzuordnen. Beispiele für sonstige interne Risiken sind Sicherheitsrisiken und Risiken aufgrund menschlichen Versagens.

Im Hinblick auf wesentliche enercity-Beteiligungen bestehen die im Folgenden dargestellten Risiken.

Contracting. Im Wachstumsmarkt Contracting sind die drei Beteiligungsgesellschaften Danpower, eCG und die Energie-Projektgesellschaft Langenhagen mbH (EPL) des enercity-Konzernverbunds aktiv. Die Investitionsprojekte sind jeweils weitestgehend durch langfristige Wärmelieferverträge und die gesetzlichen Vergütungsregelungen des EEG und KWK-G gesichert. Risiken aus Betriebsunterbrechungen werden mit ordnungsgemäßer Wartung durch hochqualifiziertes Personal und mit Wartungsverträgen minimiert. Die Versorgung von EEG-Anlagen mit Einsatz- und Brennstoffen ist größtenteils durch langfristige Lieferverträge sichergestellt. Zukünftige Änderungen des EEG sowie KWK-G und andere gesetzliche Regelungen zu Energiesteuern und -einsparungen können für zukünftige Erzeugungsprojekte Chancen sowie Risiken aufgrund veränderter Vergütungsregelungen bedeuten.

Beteiligungen. Das enercity-Beteiligungsportfolio wird durch ein eingerichtetes Beteiligungsmanagement im Rahmen einer turnusmäßigen Berichterstattung überwacht. Dabei werden Plan-Ist-Abweichungen, die negative Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage haben können, analysiert und gegebenenfalls Gegensteuerungsmaßnahmen erarbeitet. Des Weiteren werden insbesondere mit wesentlichen Beteiligungsgesellschaften in regelmäßigen Sitzungen die Unternehmensstrategie, Regulierungseinflüsse und die Rentabilität größerer Investitionsvorhaben thematisiert. Zudem unterliegen die Buchwerte der Beteiligungsgesellschaften einer regelmäßigen Werthaltigkeitsprüfung. Ein hohes Chancenpotenzial liegt im strategisch bedeutenden Erwerb der Thüga-Anteile im Jahr 2009. So können beispielsweise im Bereich der Energiebeschaffung und des Materialeinkaufs durch gebündelte Beschaffungsstrategien deutliche Skaleneffekte erzielt werden.

10 Nachtragsbericht

Verkaufsoption ausgeübt. Die NORD/LB hat am 21. Januar 2013 ihr Optionsrecht im Rahmen eines unechten Wertpapierpensionsgeschäftes ausgeübt und den Fonds an enercity zurückverkauft.

Preiserhöhung für Strom. Der Aufsichtsrat von enercity hat in seiner Sitzung am 13. Februar 2013 einer Erhöhung des Stromtarifpreises um 5,8 Prozent zum 1. April 2013 zugestimmt. Grund für die Erhöhung sind Belastungen durch die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, gestiegene Netzentgelte und die neu eingeführte Haftungsumlage für Offshore-Windparks.

11 Prognosebericht

11.1 Erwartete Umfeldentwicklung

Das ordnungspolitische, regulatorische und wirtschaftliche Umfeld der Energieversorgung ist zunehmend durch massive Umbrüche gekennzeichnet, was dazu führt, dass die Entwicklung von Energieversorgungsunternehmen durch unsichere Rahmenbedingungen geprägt wird. Die sich aus den Umfeldbedingungen ergebenden Chancen und Risiken haben direkten Einfluss auf die unternehmerische Entwicklung von enercity. Die im Folgenden unterstellten volkswirtschaftlichen Eckdaten sowie die marktbedingten Erwartungen sind Einflussgrößen auf die Wirtschaftsplanung von enercity und wurden entsprechend berücksichtigt.

Schwaches Wirtschaftswachstum erwartet. Die deutsche Wirtschaft steht zunehmend unter dem Einfluss des schwachen europäischen und weltwirtschaftlichen Umfelds. Prognosen der deutschen Bundesregierung zufolge wird für 2013 ein Wirtschaftswachstum in Deutschland von etwa 0,4 Prozent gegenüber dem Vorjahr erwartet. Vor dem Hintergrund der europäischen Schuldenkrise werden auch zukünftig weiterhin Belastungen für die deutsche Konjunktur bestehen. Starke Wachstums- oder Schrumpfungsphasen der Gesamtwirtschaft beeinflussen insbesondere die Energienachfrage der Industrieunternehmen. Unter Zugrundelegung der Wachstumsprognose geht enercity für das folgende Geschäftsjahr von einer etwa auf Vorjahresniveau liegenden Energienachfrage aus.

Erwartete Preisentwicklungen auf den Energiemärkten. Die Preisprognosen erfolgen auf Basis der bisher beobachtbaren Preisentwicklungen. Aufgrund des zunehmenden weltweiten Wirtschaftswachstums (2,4 Prozent für 2013 laut Weltbank) erwartet enercity für 2013 ein weiterhin hohes Ölpreisniveau in einer moderaten Seitwärtsbewegung, das jedoch insgesamt leicht hinter dem Jahresdurchschnitt 2012 zurückbleiben wird. Darüber hinaus werden für 2013 aufgrund vorlaufender Kohlebeschaffung etwa dem Jahresdurchschnittswert 2012 entsprechende Kohleeinstandspreise planerisch hinterlegt. Bei den TTF-Gashandelspreisen erwartet enercity insgesamt einen ähnlichen Anstieg wie 2012. Für Strom wird vor dem Hintergrund des vollständigen Zukaufs von CO₂-Zertifikaten von durchschnittlich leicht über dem Vorjahresniveau liegenden Terminmarktpreisen ausgegangen. Vor dem Hintergrund sich abzeichnender Verzögerungen hinsichtlich des von der EU-Kommission im November 2012 vorgeschlagenen sogenannten Backloadings von etwa 900 Mio. EU-Emissionsrechten während der dritten Handelsperiode werden weiterhin niedrige Zertifikatepreise auf einem Niveau vergleichbar 2012 erwartet. Dennoch werden sich ab 2013 für enercity zusätzliche Belastungen aufgrund der Änderung der Zuteilungsregelungen in der dritten Handelsperiode ergeben. Ab dem kommenden Jahr entfällt die kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen für den Energiesektor. Inwiefern die steigenden Kosten am Markt durchsetzbar sind, ist offen, sodass von einer Verstärkung des Drucks auf die Stromerzeugungsmargen auszugehen ist. Insgesamt werden sich einige Preisentwicklungen dabei aufgrund bereits durchgeführter vorlaufender Beschaffungen nicht vollumfänglich auf das Geschäftsergebnis von enercity auswirken.

Erwartete Auswirkungen des künftigen energiepolitischen Rahmens. Durch die Einführung des Effizienzvergleichs und der damit verbundenen Anreizregulierung in den Netzbereichen Strom und Gas sind in den kommenden Jahren weitere Kürzungen der Netzentgelte zu erwarten. Dies wird sich über die eNG auch entsprechend auf das Ergebnis von enercity auswirken. Die geplante Novellierung der EU-Richtlinie über Märkte für Finanzinstrumente (MiFID) könnte den enercity-Strom- und -Gashandel mit steigenden Eigenkapitalanforderungen konfrontieren.

Insgesamt wird deutlich, dass der mit der deutschen Energiewende geplante Umbau der Energieversorgung neben Investitionserfordernissen in Erzeugungs- und Netzkapazitäten auch zunehmende Anforderungen zur Wahrung der Systemstabilität nach sich ziehen wird, denen verstärkt mit regulatorischen Eingriffen begegnet werden soll. Während der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung bis zur Jahresmitte 2012 auf etwa 25,0 Prozent angestiegen ist, hat sich die wirtschaftliche Tragfähigkeit konventioneller Stromerzeugungskapazitäten weiter vermindert, sodass mit zunehmenden Stilllegungen nicht mehr wirtschaftlicher vorwiegend älterer Kraftwerke mit schlechten Wirkungsgraden gerechnet werden muss. Die sich hieraus ergebende verminderte Systemstabilität zur Ausregelung von Erzeugungsschwankungen der erneuerbaren Erzeugung und zur Deckung von Bedarfsspitzen beispielsweise während der Wintermonate wird Gegenstand weiterer staatlicher Eingriffe in den Markt sein, indem Kraftwerksbetreiber systemrelevanter Kraftwerke weiterhin zur Bereitstellung unrentabler Kraftwerkskapazitäten verpflichtet werden sollen. Die künftige Entwicklung des Ordnungsrahmens für die Stromerzeugung ist auch von substanzieller betriebswirtschaftlicher Bedeutung für enercity und von starken Unsicherheiten geprägt. Derzeit wird eine Analyse des enercity-Kraftwerksparks auf wirtschaftliche Optimierungspotenziale hin durchgeführt.

Erwartete Wettbewerbsentwicklung. Auch für das kommende Geschäftsjahr ist von einer Intensivierung des Kundenwechselverhaltens auszugehen. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und die Errichtung weiterer Netzkapazitäten wird die EEG-Umlage zum 1. Januar 2013 deutlich um 1,685 Cent je kWh, und damit fast um die Hälfte, auf 5,277 Cent je kWh steigen. Im Rahmen eines Umlageverfahrens werden die Kosten zur Förderung regenerativer Energien auf die Stromkunden umgelegt. Dieser Anstieg wird zusätzlich durch weitere staatliche Mehrbelastungen beispielsweise aus der Erhöhung der Netzentgelte, der Offshore-Haftungsbefreiung und der KWK-Umlage verstärkt. Dies wird sich in weiterhin steigenden Energiekosten für die Endverbraucher niederschlagen: Die Deutsche Energieagentur dena prognostiziert einen Anstieg der Strompreise bis zum Jahr 2020 um etwa 20,0 Prozent. Gemäß Angaben der Internet-Vergleichsportale Verivox, Check24 und Toptarif (Stand: November 2012) haben mehr als die Hälfte der deutschen Energieversorgungsunternehmen ihre Preise zum 1. Januar 2013 um insgesamt durchschnittlich 12,0 Prozent erhöht. Um die Energiekosten zu minimieren, werden Energieverbraucher daher vermutlich zunehmend zu einem Versorgerwechsel bereit sein. Bereits 2011 hatten gemäß Angaben von BNetzA und BKartA etwa 27,0 Prozent mehr Kunden ihren Stromlieferanten gewechselt als im Jahr zuvor (Monitoringbericht 2012). Im Gasbereich war ein Wechselzuwachs von circa 40,0 Prozent zu verzeichnen. Darüber hinaus ist auch von einer steigenden Wettbewerbsintensität auszugehen. In den Jahren 2010 bis 2011 ist die Anzahl der unabhängigen Stromanbieter von 25 auf 50 gestiegen; auf dem Gasmarkt von 20 auf 55. Dem steigenden Druck durch Versorgerwechsel will enercity insbesondere mit einer Strategie der nachhaltigen Wettbewerbspositionierung und einem Ausbau der Geschäftsaktivitäten außerhalb des Grundversorgungsgebietes begegnen. Diese strategischen Ziele sind im Unternehmenskonzept K2020 fest verankert.

Erwarteter Druck auf die Stromerzeugungsmargen. Der Ausbau der Erzeugung aus erneuerbaren Energien mit Einspeisevorrang in die Netze wird voraussichtlich weiterhin starken Druck auf die Großhandelsmarktpreise für Strom ausüben, was zu einem weiteren Verharren der Stromerzeugungsmargen auf niedrigem Niveau führen wird. Hierbei ist insbesondere der schnelle Ausbau von Photovoltaikanlagen mit jährlich etwa 7.000 MW neu installierter Kapazität eine wesentliche Ursache. Durch diese Entwicklung ergeben sich fatale Konsequenzen für erdgasbefeuerte Kraftwerke. Deren Marktfähigkeit hat sich dramatisch reduziert, zumindest wenn sie nicht über Wärmekopplung verfügen. Auch für kohlebefeuerte Erzeugungseinheiten resultieren daraus spezifisch deutlich geringere Margen trotz weiterhin angemessener Auslastungen und Erzeugungsvolumina. Zur Gegensteuerung wird der Kraftwerkspark weiter in Richtung höherer Flexibilität für den Einsatz in den Regelenergiemärkten und bezüglich der Kostenstrukturen optimiert werden. Zudem wird die ab 2013 greifende in voller Höhe aufwandswirksame Vollauktionierung der für die geplante Einlastung der Kraftwerkskapazitäten benötigten Emissionszertifikate zu zusätzlichen Kostenbelastungen führen, wengleich deren Marktpreis deutlich gesunken ist.

Erwartete Investitionsentwicklung. Die veränderten energiepolitischen Rahmenbedingungen und der mittelfristige Erneuerungsbedarf bei konventionellen Kraftwerken werden voraussichtlich ab 2020 einen bedeutenden Investitionsbedarf zur Folge haben. Zudem wird die Energieerzeugung mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien dezentraler werden. Für kommunale Energieversorgungsunternehmen ergeben sich kurz- bis mittelfristig bessere Chancen zum Aufbau zusätzlicher Erzeugungskapazitäten, da sie aufgrund der lokalen Nähe über die notwendige Akzeptanz in der Bevölkerung verfügen. Dies beschränkt sich allerdings auf KWK-Anlagen in verbrauchsnahe Positionierung.

11.2 Erwartete Entwicklung von enercity

enercity wird auch im folgenden Geschäftsjahr an dem im Unternehmenskonzept K2020 aufgezeigten strategischen Unternehmensentwicklungsprozess festhalten und diesen durch operative Umsetzungsschritte konkretisieren, um sich erfolgreich gegenüber den Herausforderungen von Wettbewerb, Regulierung und politischen Rahmenbedingungen zu positionieren.

Umwelt und Innovation. Nach der Zielsetzung der Bundesregierung soll der Anteil der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 auf mindestens 35,0 Prozent steigen, was insbesondere durch den Ausbau der Windkraft an Land und auf See realisiert werden soll. Der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird im folgenden Geschäftsjahr planmäßig weiterhin vorangetrieben werden. 2013 sollen bereits knapp zwei Drittel der enercity-Tarifkunden in Hannover bilanziell mit regenerativ erzeugtem Strom aus dem Unternehmen zuzurechnenden Anlagen versorgt werden. enercity plant für das folgende Geschäftsjahr Investitionen zum weiteren Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung und Effizienztechnologien in Höhe von etwa 30,0 Mio. EUR. So soll 2013 – neben den Bereichen

Contracting, Biomasse und Erdgasspeicherung – auch in Windkraftprojekte und Photovoltaikkapazitäten investiert werden.

Mitarbeitende. enercity wird an dem Vertrag zur Zukunfts- und Beschäftigungssicherung II auch im folgenden Geschäftsjahr festhalten. Dabei soll im kommenden Geschäftsjahr insbesondere das in diesem Jahr erarbeitete Konzept für die nachhaltige Bindung und Integration von Fach- und akademischen Nachwuchskräften mit dem Betriebsrat abgestimmt und vereinbart werden. Vorgesehen ist das sogenannte Talentmanagement für Ausbildungsjahrgänge ab 2014. Im Bereich Gesundheitsmanagement wird das Thema „Prävention und Nachsorge“ schwerpunktmäßig 2013 verfolgt werden.

Erwartete Entwicklung der Ertragslage pro Geschäftsfeld. enercity orientiert sich auch 2013 weiterhin an dem Ziel, nachhaltig profitabel auf Basis einer starken Position auf dem Heimatmarkt bundesweit zu den wichtigsten Marktteilnehmern der Querverbundunternehmen zu gehören. Der Wettbewerbsdruck auch im Tarifikundengeschäft wird voraussichtlich weiter unvermindert anhalten. Gleichwohl soll der Marktanteil im Grundversorgungsgebiet mittels einer Haltestrategie auf überdurchschnittlichem Niveau gehalten werden. Vertriebliche Aktivitäten außerhalb des Grundversorgungsgebietes sollen der Stabilisierung des Gesamtabsatzes und der Gesamtmargen dienen.

Für den **Stromabsatz** ist die gesamtwirtschaftliche Entwicklung ein maßgeblicher Parameter. So ist unter anderem entscheidend, ob die deutsche Industrie ihre Produktion weiter ausweiten kann. Im Strombereich ist es das Ziel von enercity, die Marktstellung im kommenden Geschäftsjahr weiterhin nachhaltig zu festigen und auszubauen. Die Wechselbereitschaft der Kunden soll gedämpft und Stromlieferungsverträge mit bundesweit tätigen Kunden sollen neu abgeschlossen oder verlängert werden. Es ist vorgesehen, unter Ausnutzung des Marketing-Mix und Stärkung der Kundenbindung dem Wettbewerb zu begegnen und weiterhin einen überdurchschnittlich hohen Marktanteil zu sichern. Vertriebsseitig wird für das Grundversorgungsgebiet mit einem leichten Absatzrückgang aufgrund von Kundenverlusten gerechnet, wohingegen außerhalb des Grundversorgungsgebietes eine Absatzausweitung aufgrund von Kundenzugewinnen erwartet wird. Insgesamt geht enercity für das Folgejahr, unter anderem absatzbedingt, von leicht erhöhten Erlösen aus dem Stromabsatz an Endkunden aus. Der Anstieg liegt außerdem in gestiegenen Beschaffungsaufwendungen für den EEG-Bezug beziehungsweise in steigenden Netznutzungsentgelten begründet, die margenneutral kundenseitig weitergegeben werden. Zusätzlich werden preisbedingt ansteigende Umsatzerlöse aus finanziellen Handelsgeschäften erwartet. Durch eine Erhöhung der Absatzmengen außerhalb des Konzessionsgebietes sollen die Ergebnisbeiträge für das Geschäftsfeld Strom relativ konstant gehalten werden. Aufgrund der forciert steigenden regenerativen Stromerzeugung werden 2013 bereits knapp zwei Drittel der enercity-Tarifikunden im Grundversorgungsgebiet bilanziell mit regenerativ erzeugtem Strom versorgt werden können, was deutlich über den in der Unternehmenskonzeption K2020 geplanten Ansätzen liegt.

Im Geschäftsbereich **Gas** war im abgelaufenen Geschäftsjahr eine zunehmende Wettbewerbsintensität zu verzeichnen. Für das folgende Geschäftsjahr ist davon auszugehen, dass sich im Gasabsatz weiterhin modernisierungs- und verbrauchsverhaltensbedingte Einsparungen, Effekte aus Kundenwechselverhalten sowie aus Abgängen zur Fernwärme bemerkbar machen werden. Dennoch geht enercity davon aus, sich hinsichtlich Preis und Produktqualität auch im folgenden Geschäftsjahr weiterhin im Wettbewerb behaupten und Kundenverluste begrenzen zu können. Insgesamt wird sowohl für das Grundversorgungsgebiet als auch außerhalb des Grundversorgungsgebietes von einem leichten wettbewerbs- und energieeffizienzbedingten Rückgang des Gasabsatzes ausgegangen. Um dem erwarteten Rückgang entgegenzuwirken, soll insbesondere der überregionale Gasvertrieb im Geschäftskundensegment intensiviert werden. Trotz der geplanten Absatzrückgänge wird mit einer geringfügigen Steigerung der Umsatzerlöse aus dem Gasvertrieb im Grundversorgungsgebiet gerechnet. Zusätzlich werden preisgetrieben steigende Umsatzerlöse aus Gashandelsgeschäften erwartet.

Planerisch wird sich der Rückgang der **Wasserabsatzmengen** voraussichtlich im folgenden Geschäftsjahr weiter fortsetzen. Dem stehen Fixkostenbestandteile zur Aufrechterhaltung der Versorgungsstruktur und eine erhöhte Konzessionsabgabe gegenüber, was einen entsprechenden Margendruck ausübt. enercity hat dabei weiter zum Ziel, konstante Preise zu ermöglichen – trotz planmäßigen Sanierungsbedarfs in der Wasserversorgung und eines hohen Fixkostenanteils der Anlagen. enercity ist bestrebt, die kundenorientierte Preispositionierung im Vergleich zu anderen Großstädten zu erhalten.

Aufgrund kundenseitiger **Wärmeschutzmaßnahmen** am Gebäudebestand ist grundsätzlich ein rückläufiger Fernwärmeabsatz im Bestand für das folgende Jahr zu erwarten. Durch die Akquise von Neuan schlüssen entlang der bestehenden Fernwärmetrassen soll dieser Rückgang überkompensiert und

damit der derzeitige 27-prozentige Marktanteil der enercity-Fernwärme am Wärmemarkt Hannovers weiter ausgebaut werden. Bis zum Jahr 2020 soll dieser auf 30,0 Prozent erhöht werden. Im Fernwärmemarkt wird enercity daher auch im folgenden Geschäftsjahr die Bemühungen zu einem kontrollierten Ausbau und einer Verdichtung des Fernwärmenetzes weiterhin aktiv fortsetzen und die konsequente Entflechtung von Gas- und Fernwärmenetz zur Kostenoptimierung vorantreiben. Diese Aktivitäten stärken die geplante Neuakquise zusätzlicher Anschlussleistung. Insgesamt ist im Bereich Fernwärme ein leichtes Wachstum im Folgejahr möglich.

Umsatzerlöse nach Geschäftsfeldern (in Mio. EUR)	Ist 2012	Wirtschaftsplan 2013	Erwartete Entwicklungstendenz für 2013 gegenüber dem Berichtsjahr
Strom	1.566	1.718	leichter Anstieg
Gas	787	728	geringfügiger Rückgang
Wasser	80	80	relativ konstant
Wärme	79	86	geringfügiger Anstieg
Dienstleistungen	129	133	geringfügiger Anstieg
Gesamt	2.641	2.745	leichter Anstieg

Beteiligungsergebnis. Einen wesentlichen Beitrag für das Jahresergebnis 2013 werden die Beteiligungserträge aus der Thüga und den Contractinggesellschaften liefern. Auf Grundlage aktueller Planungen der Beteiligungsgesellschaften sowie der jeweils vereinbarten Ziele wird ein Beteiligungsergebnis von über 35,0 Mio. EUR für 2013 erwartet. Die Netzergebnisse insbesondere in den regulierten Sparten bleiben weiterhin unter Druck, da sowohl kalkulatorische Kostenelemente als auch zusätzlich unvermeidbare Aufwandssteigerungen im System der Anreizregulierung keinen angemessenen Niederschlag in den genehmigten Netzerlösen finden. Diese Situation spiegelt sich in einer geplanten Verlustübernahme der eNG in Höhe von etwa 26,2 Mio. EUR wider. Eine wirksame Steuerung des Beteiligungsportfolios wird auch im kommenden Geschäftsjahr weiterhin von Bedeutung sein.

Neben dem Beteiligungsergebnis werden die sonstigen betrieblichen Erträge aus geplanten Buchgewinnen aus dem Verkauf des Gasnetzes in Laatzen in eine gemeinsame Beteiligung mit der Stadt Laatzen sowie aus dem Verkauf von Fondsanlagevermögen einen wichtigen Ergebnisbeitrag liefern.

Ausweitung der Contractingaktivitäten. Die bereits eingeschlagene Linie im Bereich Contracting wird enercity auch im nächsten Jahr weiterverfolgen und ausbauen. Der Fokus ist hierbei auf die Erstellung und den Betrieb von kleinen bis mittleren Blockheizkraftwerken sowie die Erzeugung von Energie aus Biomasse gerichtet. Die Weiterentwicklung und Ausdehnung dieses Geschäftsfeldes erfolgt hierbei insbesondere über die Teilkonzerne Danpower und eCG. Dabei wurden mit dem diesjährigen Erwerb der estischen AS Võru Soojus und der Eröffnung einer Niederlassung in Estland die Grundlagen für die Erschließung von Wachstumspotenzialen in den baltischen Staaten in den Bereichen Contracting sowie erneuerbare Energien aus Biomasse und Wind geschaffen.

Geplante Investitionen. Für das kommende Geschäftsjahr sind Sach- und Finanzanlageinvestitionen von preisgesteigert insgesamt etwa 99,5 Mio. EUR geplant. Die Sachinvestitionen liegen mit 54,6 Mio. EUR leicht über den geplanten Abschreibungen und verteilen sich wie folgt auf die einzelnen Geschäftsfelder:

Investitionen nach Geschäftsfeldern (in Mio. EUR)	Ist 2012	Wirtschaftsplan 2013	Erwartete Entwicklungstendenz für 2013 gegenüber dem Berichtsjahr
Strom	15,3	17,9	leichter Anstieg
Gas	6,9	5,5	leichter Rückgang
Wasser	9,8	8,8	relativ konstant
Wärme	4,8	7,1	deutlicher Anstieg
Gemeinsame Anlagen	12,5	15,3	leichter Anstieg
Gesamt	49,3	54,6	leichter Anstieg

Im Geschäftsfeld Strom ist ein Großteil des geplanten Investitionsvolumens für den Bereich der Verteilungsnetze vorgesehen, wobei Erneuerungen aufgrund eines leicht ansteigenden Störungsaufkommens insbesondere in den Niederspannungsnetzen erfolgen sollen. Neben dem Grundinvestitionsbe-

darf der Kraftwerke sind zudem 5,0 Mio. EUR für Investitionen in den Ausbau von Wind- und Photovoltaikkapazitäten geplant. Die Investitionen im Gasbereich entfallen insbesondere auf die Wertschöpfungsstufe Verteilung, wobei weiterhin vorrangig Graugussleitungen planmäßig erneuert beziehungsweise stillgelegt werden sollen. Für intelligente Zähler werden keine Investitionen geplant, weil eine entsprechende Technologie weiterhin nicht zur Verfügung steht. Im Bereich Wasser sind im Wesentlichen Erneuerungsmaßnahmen im Wassernetz vorgesehen und im Bereich Wärme größtenteils Neuanlüsse entlang der Fernwärmetrassen. Investitionen für die unterstützenden Prozesse und gemeinsamen Anlagen betreffen vorrangig den Bereich der Informationsverarbeitung, dabei insbesondere Projekte mit den Schwerpunkten Erfüllung gesetzlicher Vorgaben, Effizienzsteigerung sowie Markt-, Vertriebs- und Kundenorientierung und darüber hinaus die Sicherstellung des laufenden Betriebs.

Für 2013 sind zudem Investitionen mit einem Volumen von etwa 45,0 Mio. EUR für Finanzanlagen hauptsächlich zum weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien und Effizienztechnologien sowie der Erdgasspeicherung vorgesehen. Davon soll der größte Teil in Windkraftprojekte investiert werden.

Geplante Finanzierung. Die Investitionen und weiteren Aktivitäten sollen hauptsächlich innenfinanziert werden. Die Innenfinanzierung soll insbesondere durch Abgänge des Sach- und Finanzanlagevermögens und darüber hinaus über Rücklagenbildung erfolgen. Die Außenfinanzierung wird im Wesentlichen durch Nettokreditaufnahmen in Höhe von insgesamt etwa 21,1 Mio. EUR getragen. Der planerische Darlehensbestand 2013 (31.12.2013: 751,2 Mio. EUR) wird sich damit nicht wesentlich verändern.

Gesamtbeurteilung. Insgesamt wird damit gerechnet, dass der verschärfte Wettbewerb bei Strom und Gas sowie die sich zunehmend zuspitzenden Bedingungen bei der Regulierung und dem Klimaschutz negative Auswirkungen auf die künftigen Unternehmensergebnisse im traditionellen Kerngeschäft haben werden. Wachstumsinvestitionen sollen diese Ergebnisbelastungen kompensieren. Für das Geschäftsjahr 2013 werden ein gegenüber dem Berichtsjahr leicht gesunkenes Jahresergebnis in Höhe von etwa 111,0 Mio. EUR und ein leicht niedrigerer ROCE in Höhe von 10,7 Prozent erwartet, was jedoch weiterhin auf dem Referenzpfad der Unternehmenskonzeption K2020 liegt. Das planerische EBIT liegt für 2013 bei 145,6 Mio. EUR und damit auch leicht unter dem Niveau des Berichtsjahres. Diese Ergebnisprognose ist stärker als in der Vergangenheit mit Markt- und Regulierungsrisiken behaftet als in vergangenen Geschäftsjahren. Die Anforderungen an die Planerfüllung steigen insofern zunehmend und werden tendenziell unsicherer. Herausfordernd wird für das folgende Geschäftsjahr die vertriebsseitige Stabilisierung der Margen bleiben, wobei die Beschaffungsaufwendungen und die Aufwendungen zur Erfüllung der nicht wertschöpfenden Regulierungsanforderungen beziehungsweise der Anteil staatlich induzierter Kosten weiter ansteigen werden. Die Gewinnabführung wird voraussichtlich etwa auf dem Niveau des Vorjahres bei 101,3 Mio. EUR liegen. Zur Kapitalerhaltung und Stützung der finanziellen Stabilität sollen aus dem Jahresergebnis planerisch 6,0 Mio. EUR den Gewinnrücklagen zugeführt werden.

Zukunftsgerichtete Aussagen. Die getroffenen zukunftsgerichteten Aussagen basieren auf den gegenwärtigen Annahmen und Einschätzungen der Unternehmensleitung. Die Prognosen sind daher grundsätzlich Ungewissheiten und dem Risiko unterworfen, dass die tatsächliche Geschäftsentwicklung sowie die Ertrags- und Finanzlage von enercity im folgenden Geschäftsjahr im Ergebnis von den prognostizierten Entwicklungen abweichen können.

Aktiva	Gesamt	Gesamt	Strom	Strom	Strom	Strom	Strom	Strom
	Unternehmen	Unternehmen	Verteilung	Verteilung	andere Aktivitäten	andere Aktivitäten	Gesamt	Gesamt
	31.12.2012	31.12.2011	31.12.2012	31.12.2011	31.12.2012	31.12.2011	31.12.2012	31.12.2011
	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR
A. Anlagevermögen	1.310.317	1.377.084	143.687	143.602	298.016	300.153	441.703	443.755
I. Immaterielle Vermögensgegenstände	8.508	6.986	1.855	1.588	1.681	1.360	3.536	2.948
II. Sachanlagen	417.563	421.423	130.915	131.408	25.984	24.289	156.898	155.697
III. Finanzanlagen	884.246	948.675	10.917	10.606	270.351	274.504	281.268	285.110
B. Umlaufvermögen	352.144	468.383	17.139	46.591	329.395	466.806	346.534	512.398
I. Vorräte	29.490	42.930	900	846	5.669	15.769	6.569	16.615
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe (abzgl. Anzahlungen)	391.657	473.666	411	476	5.667	15.767	6.078	16.244
2. Unfertige Leistungen	1.485	1.957	488	369	2	2	491	371
3. Waren	18.353	13.216	0	0	0	0	0	0
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	289.285	391.853	9.790	39.268	316.882	443.102	326.672	482.371
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen abzüglich erhaltene Anzahlungen	391.657	473.666	1.240	1.968	205.135	274.130	206.375	276.096
	-213.398	-206.832	0	0	-83.765	-80.162	-83.765	-80.162
2. Forderungen gegen verbundene Unternehmen	67.210	61.610	-14.199	21	-5.842	42.401	-20.041	42.422
3. Forderungen gegen andere Tätigkeitsbereiche	0	0	18.816	30.933	179.856	189.378	198.672	220.313
4. Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	10.771	14.481	773	0	1.966	3.958	2.738	3.958
5. Sonstige Vermögensgegenstände	33.044	42.928	3.162	6.346	19.532	13.396	22.694	19.742
III. Wertpapiere	3.870	4.384	826	909	461	612	1.287	1.521
1. Eigene Genussscheine	3.587	3.587	781	781	377	377	1.158	1.158
2. Sonstige Wertpapiere	283	797	46	128	84	235	129	363
IV. Kassenbestand, Bundesbankguthaben Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks	29.499	29.216	5.622	5.569	6.383	6.322	12.006	11.891
C. Rechnungsabgrenzungsposten	3.369	1.826	733	409	633	329	1.366	738
Bilanzsumme Aktiva	1.665.830	1.847.292	161.558	190.602	628.044	766.288	789.602	956.890
Passiva								
A. Eigenkapital	425.227	416.227	77.114	77.114	69.867	69.867	146.981	146.981
I. Gezeichnetes Kapital	86.000	86.000	19.679	19.679	8.075	8.075	27.754	27.754
II. Kapitalrücklage	78.535	78.535	17.972	17.972	7.374	7.374	25.346	25.346
III. Gewinnrücklagen	255.579	246.579	38.350	38.350	53.880	53.880	92.231	92.231
IV. Genussscheinkapital	5.113	5.113	1.112	1.112	538	538	1.650	1.650
B. Sonderposten für Investitionszuschüsse	10.227	11.078	3.895	4.182	689	749	4.584	4.931
C. Erhaltene Baukostenzuschüsse	81.018	83.417	33.726	34.826	1.669	1.599	35.395	36.425
D. Rückstellungen	209.388	232.630	29.890	30.708	50.263	60.389	80.153	91.097
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	16.775	45.138	15.186	14.978	27.897	27.515	43.083	42.493
2. Steuerrückstellungen	66	0	0	0	0	0	0	0
3. Sonstige Rückstellungen	192.547	187.493	14.703	15.729	22.366	32.874	37.069	48.603
F. Verbindlichkeiten	931.607	1.101.617	16.935	43.773	503.632	631.793	520.567	675.665
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	730.164	734.204	0	1	351.164	355.200	351.164	355.201
2. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	73.771	235.134	1.128	1.426	38.008	180.125	39.137	181.551
3. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	28.574	78.876	3.734	38.664	7.061	-19.051	10.795	19.614
4. Verbindlichkeiten gegen andere Tätigkeitsbereiche	0	0	0	0	73.294	1.858	73.294	1.858
5. Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	11.468	13.416	15	1.269	510	763	525	2.032
6. Sonstige Verbindlichkeiten	87.631	39.986	12.058	2.412	33.596	112.897	46.653	115.309
davon aus Steuern:	16.311	14.108	387	342	16.895	105.406	17.282	105.748
davon im Rahmen der sozialen Sicherheit:	6	6	0	0	0	0	0	0
G. Rechnungsabgrenzungsposten	8.363	2.324	0	0	1.923	1.890	1.923	1.891
Bilanzsumme Passiva	1.665.830	1.847.292	161.558	190.602	628.044	766.288	789.602	956.890

Gas Speicherung 31.12.2012 TEUR	Gas Speicherung 31.12.2011 TEUR	Gas Verteilung 31.12.2012 TEUR	Gas Verteilung 31.12.2011 TEUR	Gas andere Aktivitäten 31.12.2012 TEUR	Gas andere Aktivitäten 31.12.2011 TEUR	Gas Gesamt 31.12.2012 TEUR	Gas Gesamt 31.12.2011 TEUR	Sonstige Aktivitäten 31.12.2012 TEUR	Sonstige Aktivitäten 31.12.2011 TEUR
29.362	25.347	105.779	108.648	11.970	11.528	147.111	145.423	721.504	787.906
71	55	1.329	1.114	578	447	1.978	1.617	2.994	2.422
3.614	3.894	103.399	106.648	5.440	5.319	112.453	115.861	148.212	149.865
25.678	21.397	1.050	786	5.952	5.762	32.680	27.945	570.298	635.620
393	223	3.109	52.663	80.641	111.106	84.143	163.992	220.433	136.352
11	13	455	662	18.420	13.347	18.886	14.022	4.036	12.293
11	13	328	407	249	292	586	712	2.986	10.790
0	0	127	255	5	16	132	271	893	1.325
0	0	0	0	18.167	13.039	18.167	13.039	186	177
221	44	-2.588	46.746	58.577	94.104	56.210	140.895	205.367	112.946
33	53	1.002	1.591	119.417	142.204	120.453	143.947	64.829	59.720
0	0	0	0	-85.113	-86.244	-85.113	-86.244	-44.520	-40.426
100	-182	-6.147	13	6.471	27.080	425	26.911	86.826	-7.723
0	0	0	40.012	13.514	1.174	13.514	41.186	86.779	82.862
3	3	0	0	1.876	2.605	1.880	2.608	6.154	7.915
85	170	2.556	5.130	2.411	7.286	5.052	12.586	5.299	10.600
11	17	696	752	201	246	908	1.015	1.676	1.848
7	7	665	665	176	176	848	848	1.581	1.581
4	10	31	87	25	69	59	166	95	267
150	149	4.546	4.502	3.442	3.410	8.139	8.061	9.354	9.264
29	15	515	285	236	124	781	425	1.222	663
29.785	25.585	109.402	161.497	92.847	122.758	232.035	309.840	943.158	924.921
478	478	53.789	53.789	13.242	13.242	67.509	67.509	210.737	201.737
144	144	16.063	16.063	4.136	4.136	20.343	20.343	37.903	37.903
132	132	14.668	14.668	3.776	3.776	18.576	18.576	34.613	34.613
192	192	22.111	22.111	5.078	5.078	27.381	27.381	135.967	126.967
10	10	948	948	252	252	1.209	1.209	2.253	2.253
2	2	1.021	1.138	15	17	1.038	1.157	4.605	4.990
77	74	13.880	14.480	720	714	14.677	15.268	30.946	31.723
1.350	1.337	23.679	21.378	18.624	22.486	43.653	45.202	85.583	96.332
1.238	1.221	10.357	10.216	8.184	8.072	19.779	19.508	-46.087	-16.884
0	0	0	0	0	0	0	0	66	0
112	116	13.321	11.162	10.440	14.415	23.873	25.693	131.604	113.196
27.878	23.694	17.034	70.711	54.103	86.169	99.015	88.105	610.991	589.836
0	0	0	1	0	1	0	2	379.000	379.001
22	23	761	828	28.851	35.145	29.635	35.996	4.999	17.587
-1.499	-2.456	5.054	67.976	10.401	-33.064	13.956	32.456	3.823	26.807
29.011	26.043	1.519	0	9.890	175.490	40.421	201.533	185.250	140.967
0	0	0	0	-476	-387	-476	-387	11.420	11.771
344	83	9.699	1.907	5.436	-91.015	15.480	-89.025	26.498	13.702
32	28	264	233	-2.076	-92.728	-1.780	-92.467	809	827
0	0	0	0	0	0	0	0	6	6
0	0	0	0	6.143	130	6.143	130	297	304
29.785	25.585	109.402	161.497	92.847	122.758	232.035	309.840	943.158	924.921

Gewinn- und Verlustrechnung für das Geschäftsjahr 2012

	Gesamt	Gesamt	Strom	Strom	Strom	Strom	Strom
	Unternehmen	Unternehmen	Verteilung	Verteilung	andere	andere	Gesamt
	31.12.2012	31.12.2011	31.12.2012	31.12.2011	Aktivitäten	Aktivitäten	31.12.2012
	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR	31.12.2012	31.12.2011	TEUR
1. Umsatzerlöse	2.641.255	2.673.270	55.031	57.901	1.511.194	1.660.352	1.566.225
2. Erhöhung (+) / Verminderung (-) des Bestandes an unfertigen Leistungen	-482	644	119	22	0	2	119
3. Andere aktivierte Eigenleistungen	5.324	5.612	1.621	1.733	546	562	2.168
4. Sonstige betriebliche Erträge	162.721	265.456	57.566	56.214	19.373	84.283	76.939
6. Materialaufwand	2.298.451	2.355.483	6.924	10.495	1.418.914	1.561.542	1.425.837
a) Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und für bezogene Waren	2.051.074	2.125.846	2.119	2.544	1.276.730	1.436.430	1.278.849
b) Aufwendungen für bezogene Leistungen	247.376	229.637	4.804	7.951	142.184	125.112	146.988
7. Personalaufwand	196.362	194.021	34.576	34.263	54.318	52.806	88.894
a) Löhne und Gehälter	156.487	155.765	27.405	27.661	43.593	42.816	70.999
b) Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	39.875	38.256	7.171	6.602	10.725	9.990	17.895
8. Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen	48.597	47.691	13.788	13.142	3.516	3.729	17.304
9. Sonstige betriebliche Aufwendungen	124.587	197.329	33.288	37.469	26.121	70.425	59.409
a) Konzessionsabgabe	41.167	41.569	23.986	24.227	0	0	23.986
b) Andere	83.420	155.760	9.302	13.242	26.121	70.425	35.423
10. Erträge aus Beteiligungen	53.297	51.806	389	389	838	316	1.228
davon aus verbundenen Unternehmen:	4.998	2.966	0	0	498	0	498
11. Auf Grund von Gewinnabführungsverträgen erhaltene Gewinn und Dividenden an außenstehende Gesellschafter	10.222	8.859	0	0	1.356	1.356	1.356
12. Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	13.664	5.186	156	158	3.025	2.451	3.181
davon aus verbundenen Unternehmen:	3.669	3.663	0	0	3.025	2.451	3.025
13. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	6.014	5.371	526	1.159	255	-2.626	781
davon aus verbundenen Unternehmen:	983	1.185	315	470	233	366	549
14. Abschreibungen auf Finanzanlagen	34.121	15.973	0	0	34.121	15.973	34.121
15. Aufwendungen aus Verlustübernahme	36.116	44.522	21.895	29.787	0	0	21.895
16. Zinsen und ähnliche Aufwendungen	34.038	33.956	363	426	12.240	11.646	12.603
davon an verbundene Unternehmen:	80	405	0	0	0	1	0
17. Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	119.744	127.230	5.630	-8.375	12.742	43.134	18.372
18. Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	3.737	3.607	147	-14	459	999	606
19. Sonstige Steuern	1.613	2.909	284	374	475	78	759
20. Aufgrund eines Gewinnabführungsvertrags abgeführter Gewinn	101.728	100.109	4.402	-9.519	11.422	41.678	15.824
21. Jahresüberschuss vor Ausschüttung auf das Genussscheinkapital	12.666	20.605	798	784	385	379	1.183
22. Ausschüttung auf Genussscheinkapital	3.666	3.605	798	784	385	379	1.183
23. Jahresüberschuss	9.000	17.000	0	0	0	0	0
24. Einstellung in andere Gewinnrücklagen	9.000	17.000	0	0	0	0	0
25. Bilanzgewinn	0	0	0	0	0	0	0

Tätigkeit Stromverteilung

	Anschaffungs- und Herstellungskosten 01.01.2012 TEUR	Zugänge TEUR	Abgänge TEUR	Umbuchungen / Umgliederungen *) TEUR	Anschaffungs- und Herstellungskosten 31.12.2012 TEUR
A. Anlagevermögen					
I. Immaterielle Vermögensgegenstände					
Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	13.523	344	0	713	14.580
II. Sachanlagen					
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten, einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	38.321	60	853	-17	37.512
2. Erzeugungs-, Gewinnungs- und Bezugsanlagen	728	6	0	0	734
3. Verteilungsanlagen	302.948	3.949	3.967	607	303.537
4. Technische Anlagen und Maschinen	185.105	1.663	1.243	2.025	187.550
5. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattungen	13.679	563	889	188	13.541
6. Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	8.084	7.864	0	-4.348	11.600
	548.866	14.105	6.952	-1.545	554.473
III. Finanzanlagen					
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	150	0	0	0	150
2. Ausleihungen an verbundene Unternehmen	0	0	0	0	0
3. Beteiligungen	5.607	0	0	0	5.607
4. Ausleihungen an Unternehmen mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	4.000 0	0 0	0 0	0 0	4.000
5. Wertpapiere des Anlagevermögens	849	311	0	0	1.160
6. Sonstige Ausleihungen	0	0	0	0	0
	10.606	311	0	0	10.917
	572.995	14.760	6.952	-832	579.971

Abschreibungen	Abschreibungen	Abschreibungen	Abschreibungen		Abschreibungen	Buchwerte	Buchwerte
01.01.2012	Zugänge	Abgänge	Umbuchungen	Zuschreibungen	(kumuliert)	31.12.2012	31.12.2011
TEUR	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR
11.935	790	0	0	0	12.726	1.855	1.588
26.074	572	674	0	0	25.972	11.540	12.247
713	6	0	0	0	719	15	15
232.570	6.251	3.604	-484	0	234.733	68.805	70.379
146.426	5.246	1.210	0	0	150.462	37.088	38.679
11.675	923	875	-51	0	11.673	1.868	2.004
0	0	0	0	0	0	11.600	8.084
417.459	12.998	6.363	-535	0	423.559	130.915	131.408
0	0	0	0	0	0	150	150
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	5.607	5.607
0	0	0	0	0	0	4.000	4.000
0	0	0	0	0	0	1.160	849
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	10.917	10.606
429.394	13.788	6.363	-535	0	436.284	143.687	143.602

Tätigkeit Gasverteilung

	Anschaffungs- und Herstellungskosten 01.01.2012 TEUR	Zugänge TEUR	Abgänge TEUR	Umbuchungen / Umgliederungen *) TEUR	Anschaffungs- und Herstellungskosten 31.12.2012 TEUR
A. Anlagevermögen					
I. Immaterielle Vermögensgegenstände					
Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	5.573	241	0	513	6.328
II. Sachanlagen					
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten, einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	13.669	2	592	-41	13.038
2. Erzeugungs-, Gewinnungs- und Bezugsanlagen	16.830	338	44	250	17.374
3. Verteilungsanlagen	373.430	3.186	1.605	2.617	377.628
4. Technische Anlagen und Maschinen	3.333	157	97	69	3.462
5. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattungen	8.339	255	594	149	8.149
6. Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	5.877	3.798	0	-3.776	5.899
	421.479	7.736	2.931	-732	425.552
III. Finanzanlagen					
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	100	0	0	0	100
2. Ausleihungen an verbundene Unternehmen	0	0	0	0	0
3. Beteiligungen	0	12	0	0	0
4. Ausleihungen an Unternehmen mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	0 0	0 0	0 0	0 0	0
5. Wertpapiere des Anlagevermögens	686	252	0	0	938
6. Sonstige Ausleihungen	0	0	0	0	0
	786	264	0	0	1.038
	427.838	8.241	2.931	-218	432.917

Abschreibungen 01.01.2012 TEUR	Abschreibungen Zugänge TEUR	Abschreibungen Abgänge TEUR	Abschreibungen Umbuchungen TEUR	Zuschreibungen TEUR	Abschreibungen (kumuliert) TEUR	Buchwerte 31.12.2012 TEUR	Buchwerte 31.12.2011 TEUR
4.459	540	0	0	0	4.999	1.329	1.114
9.507	260	473	0	0	9.293	3.745	4.162
14.281	359	39	0	0	14.600	2.774	2.550
281.317	8.359	1.257	0	0	288.418	89.210	92.114
2.564	257	97	0	0	2.724	738	769
7.162	542	590	2	0	7.116	1.033	1.176
0	0	0	0	0	0	5.899	5.877
314.831	9.776	2.456	2	0	322.152	103.399	106.648
0	0	0	0	0	0	100	100
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	12	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	938	686
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	1.050	786
319.289	10.315	2.456	2	0	327.151	105.779	108.548

Angaben zu den Tätigkeitsabschlüssen der Stadtwerke Hannover AG

gem. § 6b Abs. 3 EnWG

Bilanz

Alle Bilanzwerte werden im ersten Schritt direkt den Tätigkeiten zugeordnet. Soweit eine direkte Zuordnung nicht möglich ist, erfolgt die Zuordnung mittels Verteilschlüssel. Die grundsätzlich verwendeten Verteilschlüssel sind in Anlage 1 aufgeführt.

Anlagevermögen

Die Anlagenspiegel zeigen die Aufgliederungen sowie die Entwicklungen der in den Tätigkeitsbilanzen zusammengefassten Anlagepositionen. Die Vermögensgegenstände der gemeinsamen Bereiche wurden anteilig bei den Tätigkeiten Strom- und Gasverteilung berücksichtigt.

Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

Alle Forderungen in den Tätigkeiten Strom- und Gasverteilung sind innerhalb eines Jahres fällig.

Verbindlichkeiten

Alle Verbindlichkeiten der Tätigkeiten Strom- und Gasverteilung sind innerhalb eines Jahres fällig.

Forderungen und Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten

Die Forderungen gegenüber anderen Tätigkeitsbereichen und Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeitsbereichen sind Residualgrößen und gleichen als Verrechnungsposten die Bilanzsummen der Aktiv- und Passivseite aus. Der Ausweis der Residualgrößen in den Tätigkeitsbereichen erfolgt unsaldiert entsprechend der Vorzeichen des Saldos als Aktiv- oder Passivposten.

Gewinn- und Verlustrechnung

Alle Erträge und Aufwendungen werden grundsätzlich mittels Aufträgen, Kostenstellen und Profitcentern direkt den Tätigkeiten zugeordnet. Die Erträge und Aufwendungen der gemeinsamen Bereiche werden durch differenzierte Verteilschlüssel auf die anderen Tätigkeiten umgelegt. Die umzulegenden Positionen sind im Wesentlichen

Material- und Fremdleistungen, Personalaufwand sowie sonstige betriebliche Erträge und Aufwendungen.

Haftungsverhältnisse/ Sonstige finanzielle Verpflichtungen

Die Haftungsverhältnisse und sonstigen finanziellen Verpflichtungen betreffen die sonstigen Tätigkeiten außerhalb der Strom- und Gasverteilung. Wir verweisen auf die Ausführungen im Anhang.

Anlage 1 - Verwendete Schlüssel

<u>Bilanzposition</u>	<u>Verteilschlüssel</u>
Anlagevermögen im allgemeinen Bereich	Anlagevermögen je allgemeiner Bereichsschlüssel
Vorräte	Allgemeiner Schlüssel
Werksküchenvorräte	Personalschlüssel
Forderungen Lieferungen und Leistungen	Umsatzschlüssel
Andere Forderungen	Allgemeiner Schlüssel
Sonstige Vermögensgegenstände	
Lohn-/Gehaltsvorschüsse und Darlehen	Personalschlüssel
Sonstige Forderungen	Allgemeiner Schlüssel
Wertpapiere	Schlüssel gezeichnetes Kapital
Flüssige Mittel	Allgemeiner Schlüssel
Rechnungsabgrenzungsposten	Verteilschlüssel allgemeiner Bereich
Sonderposten für Investitionszuschüsse und erhaltene Baukostenzuschüsse	Anlagevermögen je allgemeiner Bereichsschlüssel
Rückstellungen Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	Personalschlüssel
Sonstige Rückstellungen	Personalschlüssel und allgemeiner Schlüssel
Verbindlichkeiten ggü. Kreditinstituten	Allgemeiner Schlüssel
Verbindlichkeiten Lieferungen und Leistungen	Allgemeiner Schlüssel
Sonstige Verbindlichkeiten	
Noch auszahlende Löhne/Gehälter	Personalschlüssel
Sonstige Verbindlichkeiten	Allgemeiner Schlüssel

Alle Schlüssel bis auf den Schlüssel „gezeichnetes Kapital“ sind zum 31.12.2012 angepasst worden. Da sich die Verteilung des gezeichneten Kapitals zum 31.12.2012 nicht verändert hat, ist dieser Schlüssel nicht angepasst worden.

Bestätigungsvermerk des Abschlussprüfers

Wir haben den Jahresabschluss --bestehend aus Bilanz, Gewinn- und Verlustrechnung sowie Anhang-- unter Einbeziehung der Buchführung und den Lagebericht der Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft, Hannover, für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis 31. Dezember 2012 geprüft. Nach § 6b Abs. 5 EnWG umfasste die Prüfung auch die Einhaltung der Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6b Abs. 3 EnWG, wonach für die Tätigkeiten nach § 6b Abs. 3 EnWG getrennte Konten zu führen und Tätigkeitsabschlüsse aufzustellen sind. Die Buchführung und die Aufstellung von Jahresabschluss und Lagebericht nach den deutschen handelsrechtlichen Vorschriften sowie die Einhaltung der Pflichten nach § 6b Abs. 3 EnWG liegen in der Verantwortung des Vorstands der Gesellschaft. Unsere Aufgabe ist es, auf der Grundlage der von uns durchgeführten Prüfung eine Beurteilung über den Jahresabschluss unter Einbeziehung der Buchführung und über den Lagebericht sowie über die Einhaltung der Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6b Abs. 3 EnWG abzugeben.

Wir haben unsere Jahresabschlussprüfung nach § 317 HGB unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung vorgenommen. Danach ist die Prüfung so zu planen und durchzuführen, dass Unrichtigkeiten und Verstöße, die sich auf die Darstellung des durch den Jahresabschluss unter Beachtung der Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung und durch den Lagebericht vermittelten Bildes der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage wesentlich auswirken, mit hinreichender Sicherheit erkannt werden und dass mit hinreichender Sicherheit beurteilt werden kann, ob die Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6b Abs. 3 EnWG in allen wesentlichen Belangen erfüllt sind. Bei der Festlegung der Prüfungshandlungen werden die Kenntnisse über die Geschäftstätigkeit und über das wirtschaftliche und rechtliche Umfeld der Gesellschaft sowie die Erwartungen über mögliche Fehler berücksichtigt. Im Rahmen der Prüfung werden die Wirksamkeit des rechnungslegungsbezogenen internen Kontrollsystems sowie Nachweise für die Angaben in Buchführung, Jahresabschluss und Lagebericht sowie für die Einhaltung der Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6b Abs. 3 EnWG überwiegend auf der Basis von Stichproben beurteilt. Die Prüfung umfasst die Beurteilung der angewandten Bilanzierungsgrundsätze und der wesentlichen Einschätzungen des Vorstands, die Würdigung der Gesamtdarstellung des Jahresabschlusses und des Lageberichts sowie die Beurteilung, ob die Wertansätze und die Zuordnung der Konten nach § 6b Abs. 3 EnWG sachgerecht und nachvollziehbar erfolgt sind und der Grundsatz der Stetigkeit beachtet wurde. Wir sind der Auffassung, dass unsere Prüfung eine hinreichend sichere Grundlage für unsere Beurteilung bildet.

Unsere Prüfung des Jahresabschlusses unter Einbeziehung der Buchführung und des Lageberichts hat zu keinen Einwendungen geführt.

Nach unserer Beurteilung auf Grund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse entspricht der Jahresabschluss den gesetzlichen Vorschriften und vermittelt unter Beachtung der Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft. Der Lagebericht steht in Einklang mit dem Jahresabschluss, vermittelt insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage der Gesellschaft und stellt die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend dar.

Die Prüfung der Einhaltung der Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6b Abs. 3 EnWG, wonach für die Tätigkeiten nach § 6b Abs. 3 EnWG getrennte Konten zu führen und Tätigkeitsabschlüsse aufzustellen sind, hat zu keinen Einwendungen geführt.

Hannover, den 20. Februar 2013

KPMG AG
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft



Hauptmann
Wirtschaftsprüfer



Galic
Wirtschaftsprüfer



Bericht des Aufsichtsrats

Im Geschäftsjahr 2012 hat der Aufsichtsrat sämtliche ihm nach Gesetz und Satzung obliegenden Aufgaben wahrgenommen. Der Aufsichtsrat war in alle Entscheidungen von grundlegender Bedeutung für das Unternehmen eingebunden und wurde durch den Vorstand regelmäßig, zeitnah und umfassend über die Entwicklung und die Lage des Unternehmens, über die Strategie und Planung, über die Risikosituation, das Risikomanagement sowie über die wesentlichen Geschäftsvorgänge unterrichtet. Anhand von schriftlichen Beschluss- und Berichtsvorlagen sowie begleitenden und ergänzenden mündlichen Auskünften hat der Aufsichtsrat den Vorstand laufend überwacht, Geschäftsvorgänge von besonderer Bedeutung eingehend beraten und sich von der Ordnungsmäßigkeit der Geschäftsführung überzeugt.

Sitzungen des Aufsichtsrats und der Ausschüsse

Der Aufsichtsrat hat im Geschäftsjahr 2012 in acht ordentlichen Sitzungen, davon einer konstituierenden Sitzung und einer Klausur, getagt. Außerordentliche Sitzungen haben nicht stattgefunden. In den Sitzungen wurden insbesondere die Geschäftsentwicklung und die Entwicklung der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Stadtwerke Hannover AG erörtert sowie über Fragen der Wirtschafts-, Finanz- und Investitionsplanung und wichtige Einzelvorgänge beraten. Die Einzelvorgänge des abgelaufenen Geschäftsjahres betrafen hauptsächlich Beteiligungsvorhaben, Fragen der Unternehmensstrategie und Marktentwicklungen, des Risikomanagements, der Personalplanung sowie der Preisentwicklung. Insbesondere befasste sich der Aufsichtsrat im Geschäftsjahr 2012 mit der Beteiligung an der Gasnetzgesellschaft Laatzen, die mit Wirkung zum 13. Dezember 2012 in Höhe von 49,0 Prozent vollzogen wurde.

Dem Aufsichtsrat stehen drei Ausschüsse beratend zur Seite: der Präsidialausschuss, der Finanzausschuss und der Beteiligungs- und Strategieausschuss. Die jeweiligen Ausschussvorsitzenden berichten regelmäßig und ausführlich in den Aufsichtsratssitzungen über die geleistete Arbeit.

Der Präsidialausschuss hat im Geschäftsjahr 2012 fünfmal getagt und bereitet vornehmlich die Verhandlungen und Beschlüsse des Aufsichtsrats vor. Er trifft Entscheidungen über Vorlagen des Vorstandes und Fragen, deren Erledigung im Interesse der Gesellschaft einen Aufschub bis zur nächsten Sitzung des Aufsichtsrats nicht zulässt.

Der Finanzausschuss hat im Geschäftsjahr 2012 vier Sitzungen abgehalten. Dem Finanzausschuss sind als Aufgaben insbesondere die Vorbereitung der Beschlussfassung über den Wirtschaftsplan und über den Erwerb oder die Veräußerung von Unternehmen und wesentlichen Beteiligungen sowie die Vorbereitung der Feststellung des Jahresabschlusses und des gemäß § 171 AktG zu erstattenden Abschlussberichtes des Aufsichtsrats übertragen. Darüber hinaus ist dem Finanzausschuss die Wahrnehmung der Aufgaben eines Prüfungsausschusses nach § 107 Abs. 3 Satz 2 AktG übertragen. Themenschwerpunkte bildeten im Geschäftsjahr 2012 Berichte zur wirtschaftlichen Lage und Entwicklung des Unternehmens, hier insbesondere der Jahresabschluss für das Geschäftsjahr 2011 und die laufenden Quartalsberichte für 2012, der Nachtragsfinanzplan für 2012 und der Wirtschaftsplan für 2013, Jahresabschlüsse der Beteiligungsgesellschaften für 2011 und die Prüfungsschwerpunkte für den Jahresabschluss 2013.

Der Beteiligungs- und Strategieausschuss tagte im Geschäftsjahr 2012 dreimal. Er hat die Aufgabe, Entscheidungen des Aufsichtsrats zu Konzern- und Beteiligungsangelegenheiten vorzubereiten und Berichte des Vorstands entgegenzunehmen. Grundsätzliche Fragen der Unternehmensstrategie und Angelegenheiten der Beteiligungsführung sind im Vorfeld im Beteiligungs- und Strategieausschuss zu beraten. Im Geschäftsjahr 2012 wurden insbesondere die Durchführung eines Anteilserwerbes an der Gasnetzgesellschaft Laatzen, der Status und die Entwicklung von Beteiligungsgesellschaften sowie die Entwicklung der Tarifpreise thematisiert.

Besetzung des Aufsichtsrats und des Vorstands

In der konstituierenden Aufsichtsratssitzung vom 15. März 2012 wurde Herr Dr. Marc Hansmann einstimmig zum Aufsichtsratsvorsitzenden gewählt und übernahm den bisherigen Vorsitz von Herrn Walter Meinhold. In der gleichen Sitzung wurde das Aufsichtsratsmitglied Herr Jens Allerheiligen zum unabhängigen Finanzexperten gemäß § 100 Abs. 5 AktG bestimmt. Bisher war Herr Andreas Bergen als unabhängiger Finanzexperte im Aufsichtsrat benannt.

Darüber hinaus ist es im Geschäftsjahr 2012 zu weiteren personellen Veränderungen in der Besetzung des Aufsichtsrats gekommen. Folgende Mandatsträger haben zum 15. März 2012 ihre Tätigkeit im Aufsichtsrat niedergelegt:

Walter Meinhold, Vorsitzender, Rektor a. D.
Andreas Bergen, Geschäftsführer
Wilfried Engelke, Selbständiger Handwerksmeister
Dr. Hilde Moennig, Tierärztin
Manfred Müller, Ingenieur für Informationsverarbeitung

Im Gegenzug sind die im Folgenden aufgeführten Mitglieder zum 15. März 2012 in den Aufsichtsrat eingetreten:

Ralf Borchers, Diplom-Ökonom
Wilfried Lorenz, selbständiger Kaufmann
Ingrid Wagemann, Sozialpädagogin
Charlotte Wallat, Juristin
Belgin Zaman, Juristin

Die genannten Aufsichtsratsmitglieder sind ausschließlich Vertreter der Anteilseigner.

Außerdem hat Frau Blanca Blancke, Gewerkschaftssekretärin zum 18. Januar 2012 ihre Tätigkeit als Arbeitnehmervertreterin im Aufsichtsrat aufgenommen, da Frau Adelheit Wenzel, ebenfalls Gewerkschaftssekretärin, zum 31. Dezember 2011 ihre Tätigkeit im Aufsichtsrat niedergelegt hatte.

In der personellen Besetzung des Vorstands gab es während des abgelaufenen Geschäftsjahres keine Veränderungen.

Jahresabschluss und Gewinnabführung

Die KPMG AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Hannover, wurde von der Hauptversammlung am 15. März 2012 zum Abschlussprüfer gewählt. In Umsetzung dieses Beschlusses erhielt die Gesellschaft vom Aufsichtsrat den schriftlichen Auftrag zur Prüfung des Jahresabschlusses der Stadtwerke Hannover AG zum 31. Dezember 2012 sowie des Lageberichts für das Geschäftsjahr 2012.

Auf Grundlage der durch den Aufsichtsratsvorsitzenden festgelegten Prüfungsschwerpunkte und unter Einbeziehung der Buchführung prüfte die KPMG AG den vom Vorstand nach den Vorschriften des Handelsgesetzbuches (HGB) aufgestellten Jahresabschluss der Stadtwerke Hannover AG zum 31. Dezember 2012 sowie den Lagebericht für das Geschäftsjahr 2012. Die Prüfung ergab keine Einwendungen, so dass ein uneingeschränkter Bestätigungsvermerk erteilt wurde.

Der Aufsichtsrat hat den vom Vorstand vorgelegten Jahresabschluss und den Lagebericht der Stadtwerke Hannover AG sowie den Vorschlag für die Verwendung des Bilanzergebnisses abschließend sorgfältig geprüft. Die Unterlagen zum Jahresabschluss wurden sowohl in der Sitzung des Finanzausschusses am 12. März 2013 als auch in der am 13. März 2013 stattfindenden Sitzung des Aufsichtsrats erörtert. In den Sitzungen berichtete der Abschlussprüfer jeweils über die wesentlichen Ergebnisse seiner Prüfung und erteilte soweit notwendig ergänzende Auskünfte. Das abschließende Ergebnis der Prüfung durch den Aufsichtsrat führte zu keinerlei Einwendungen, und der Aufsichtsrat stimmte den Prüfungsergebnissen des Abschlussprüfers zu, billigte den vom Vorstand aufgestellten Jahresabschluss zum 31. Dezember 2012 und schloss sich dem Vorschlag des Vorstands zur Verwendung des

Bilanzgewinns an. Der Jahresabschluss der Stadtwerke Hannover AG zum 31. Dezember 2012 ist damit gemäß § 172 Satz 1 AktG festgestellt.

Aufgrund eines Beherrschungs- und Gewinnabführungsvertrags ist der Gewinn vor Feststellung des Jahresabschlusses unmittelbar an die Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft Hannover mbH, Hannover, abzuführen. Der abzuführende Gewinn belief sich auf 101.728 Tausend Euro. Auf das Genussscheinkapital erfolgte eine Ausschüttung von 3.666 Tausend Euro. Der verbleibende Jahresüberschuss von 9.000 Tausend Euro wurde den anderen Gewinnrücklagen zugeführt.

Der Aufsichtsrat dankt den Mitgliedern des Vorstands für die vertrauensvolle und erfolgreiche Zusammenarbeit. Allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern sowie dem Betriebsrat dankt der Aufsichtsrat für das persönliche Engagement und die erfolgreich geleistete Arbeit im Geschäftsjahr 2012.

Hannover, den 13. März 2013

Der Aufsichtsrat

Dr. Marc Hansmann

Vorsitzender