

Konzernlagebericht

Energiepolitisches Umfeld

Die energiepolitischen Rahmenbedingungen der Tätigkeit der EVN sind wesentlich durch die europäische Energie- und Klimapolitik, die daraus resultierenden Ziele und deren Umsetzung auf nationaler Ebene geprägt. Die Interaktion der europäischen Akteure im Bereich der Energiewirtschaft – etwa der Agentur für Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) oder der Energy Community – gestaltet den energiepolitischen Rahmen dabei maßgeblich.

Europäische Energie- und Klimapolitik

Bereits 2011 hatte der Europäische Rat das Ziel formuliert, die Treibhausgasemissionen gegenüber dem Stand des Jahres 1990 bis 2050 um 80 % bis 95 % zu reduzieren. Aufbauend darauf definierte er in seinem im Jahr 2014 formulierten Klima- und Energierahmen folgende weitere Ziele bis zum Jahr 2030:

- Senkung der Treibhausgasemissionen um mindestens 40 % (gegenüber 1990)
- Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energie am Gesamt-Energiemix auf mindestens 27 %
- Steigerung der Energieeffizienz um mindestens 27 %
- Grenzüberschreitende Stromverbindungsleitungen im Ausmaß von mindestens 15 % der heimischen Erzeugungskapazität
- Ausbau der Versorgungssicherheit bei Erdgas

Im November 2016 legte die Europäische Kommission Gesetzgebungsvorschläge zum Thema „Saubere Energie für alle Europäer“ vor, die zur Erreichung der europäischen Ziele beitragen sollen. Nach Behandlung im Europäischen Parlament und im Europäischen Rat wird ihre Verabschiedung bis Ende 2018 erwartet. Das Maßnahmenpaket betrifft insbesondere die Bereiche „Gestaltung des Strommarkts“, „grenzüberschreitende Kooperation“, „Einspeisung von Strom und Wärme aus erneuerbaren Quellen“, „Versorgungssicherheit für Strom“, „Steuerung der zukünftigen Energieunion“ sowie „Energieeffizienz“.

Im Februar 2018 beschloss das Europäische Parlament eine stärkere Verknappung der CO₂-Emissionszertifikate ab dem Jahr 2021, was bereits im Geschäftsjahr 2017/18 zu einem Anstieg der Preise für CO₂-Emissionszertifikate geführt hat.

Klima- und Energiestrategie der Österreichischen Bundesregierung

Die Österreichische Bundesregierung präsentierte im Juni 2018 unter dem Titel #mission2030 ihre Klima- und Energiestrategie. Sie strebt darin – neben weiteren Zielen – bis zum Jahr 2050 einen Ausstieg aus der fossilen Energiewirtschaft (Dekarbonisierung) an und legt damit die Basis für die Erstellung eines integrierten nationalen Energie- und Klimaplanes. Damit entspricht Österreich der

Vorgabe, der EU-Kommission Maßnahmen zur Umsetzung ihrer jeweiligen Klimaziele vorzulegen.

Österreich setzt sich das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energie bis 2030 auf 45 % bis 50 % des Primärenergiebedarfs anzuheben. Zudem soll im Jahr 2030 der Gesamtstromverbrauch zu 100 % (national bilanziell) aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt werden. Regel- und Ausgleichsenergie zur Stabilisierung des Netzbetriebs sollen in diese Berechnung nicht einfließen.

Die Treibhausgasemissionen jener Sektoren, die nicht dem EU-Emissionshandel unterliegen, sollen gegenüber 2005 bis zum Jahr 2030 um 36 % gesenkt werden. Der Schwerpunkt liegt hier auf den Sektoren Verkehr und Gebäude.

Im Bereich der Energieeffizienz setzt sich Österreich das Ziel, die Primärenergieintensität gegenüber 2015 ebenfalls bis zum Jahr 2030 um 25 % bis 30 % zu verbessern.

Die #mission2030 enthält insgesamt zehn Leuchtturmprojekte, die ganz konkrete Maßnahmen zur Umsetzung der österreichischen Klima- und Energiestrategie beinhalten. Die mit Blick auf die Geschäftstätigkeit der EVN relevantesten davon tragen die Titel „E-Mobilitäts-offensive“, „Thermische Gebäudesanierung“, „Erneuerbare Wärme“, „100.000-Dächer-Photovoltaik- und Kleinspeicher-Programm“ sowie „Erneuerbarer Wasserstoff und Biomethan“.

Österreichische Ökostromgesetzgebung

Das im Juni 2017 vom österreichischen Nationalrat im Rahmen der „Kleinen Ökostromnovelle“ beschlossene Sonderkontingent an Förderungen für den Bau von Windkraftanlagen schuf eine gesetzliche Übergangslösung zum Abbau der Wartelisten bereits behördlich genehmigter Projekte.

Die Klima- und Energiestrategie der Österreichischen Bundesregierung sieht nun auch eine Neugestaltung der gesetzlichen Rahmenbedingungen für den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung vor. So soll mit 1. Jänner 2020 ein neues österreichisches Energiegesetz in Kraft treten, mit dem insbesondere das bestehende Fördermodell an die Vorgaben der EU-Richtlinie für staatliche Energie- und Umweltbeihilfen angepasst wird.

Deutsch-österreichische Strompreiszone

Der seit 2002 unbegrenzt mögliche Stromhandel zwischen Deutschland und Österreich unterliegt seit 1. Oktober 2018 einem Engpassmanagement, das zwischen den beiden Ländern eine langfristige Kapazitätsgrenze von 4,9 GW vorsieht. Zudem ist der österreichische Übertragungsnetzbetreiber seit 1. Oktober 2018 verpflichtet, einen Beitrag zur Stabilisierung der deutschen Übertragungsnetze im Ausmaß von bis zu 1,0 GW zu leisten; ab 1. Oktober 2019 soll

dieser Beitrag auf 1,5 GW erhöht werden. Eine direkte vertragliche Bereitstellung der thermischen Kraftwerke der EVN zur Netzstabilisierung im süddeutschen Raum ist mit der Trennung der deutsch-österreichischen Strompreiszone nicht mehr zulässig; vielmehr erfolgt die Bereitstellung der Reservekapazität nunmehr für den österreichischen Übertragungsnetzbetreiber.

Regulatorisches Umfeld

Österreich

Den Betrieb von Verteilnetzen und Netzinfrastruktur für Strom und Erdgas in Niederösterreich verantwortet im EVN Konzern die Netz Niederösterreich GmbH. Sämtliche Investitionen und Aufwendungen dieses Unternehmens, die auf die Gewährleistung einer funktionierenden Netzinfrastruktur ausgerichtet sind, werden über Netztarife vergütet, die der österreichischen Regulierungsmethodik entsprechend jährlich von der E-Control-Kommission festgelegt werden.

Wesentliche Parameter bei der Festlegung dieser Netztarife sind die verzinsliche Kapitalbasis (Regulatory Asset Base) des Netzbetreibers sowie der gewichtete Kapitalkostensatz. Im Sinn einer Anreizregulierung werden zudem Produktivitätsfaktoren definiert, die als Kostensenkungsvorgabe fungieren und dabei auch Inflationsanpassungen berücksichtigen. Die E-Control fixiert den gewichteten Kapitalkostensatz und die Kostensenkungsvorgaben jeweils für die Dauer einer gesamten Regulierungsperiode. Diese beträgt in Österreich fünf Jahre.

Mit Beginn der neuen Regulierungsperiode für das Erdgas-Verteilnetz am 1. Jänner 2018 hat die Regulierungsbehörde den gewichteten Kapitalkostensatz angesichts des gesunkenen allgemeinen Zinsniveaus reduziert, differenzierte dabei jedoch erstmals nach der Effizienz von Netzbetreibern sowie zwischen Bestands- bzw. Neuanlagen, um Anreize für weitere Investitionen und Effizienzsteigerungen zu schaffen. Dadurch profitieren Netzbetreiber mit einer im Branchenvergleich höheren Produktivität bzw. hinsichtlich der auf Neuinvestitionen entfallenden Kapitalbasis von einer leicht höheren Verzinsung. Die Netzgesellschaft der EVN wird dabei vom Regulator im Branchenvergleich hinsichtlich der Produktivität sehr positiv bewertet.

Für das Strom-Verteilnetz beginnt mit 1. Jänner 2019 eine neue fünfjährige Regulierungsperiode.

Bulgarien

Nach der vollständigen Marktliberalisierung für Industriekunden erhalten in Bulgarien sukzessive auch die Gewerbekunden Zugang zum freien Strommarkt. Die EVN Bulgaria beliefert im Geschäftsjahr 2018/19 noch Gewerbekunden im regulierten Marktsegment. Danach wird sie nur mehr Haushaltskunden sowie – als „Supplier of Last Resort“ – jene Kunden im liberalisierten Marktsegment

versorgen, die keinen anderen Anbieter wählen oder vom gewählten Anbieter unverschuldet keinen Strom beziehen können. Der Energieverkauf an Kunden in den regulierten Marktsegmenten erfolgt ebenso wie die Beschaffung der entsprechenden Mengen zu regulierten Preisen. Als Anbieter für die liberalisierten Kunden fungiert die EVN Trading SEE.

Mit 1. Juli 2018 legte die bulgarische Regulierungsbehörde die Energietarife für die regulierten Marktsegmente neu fest. So wurden die Endkundenpreise für Haushaltskunden im Versorgungsgebiet der EVN für Strom um durchschnittlich 1,4 % erhöht bzw. für Wärme um rund 4,0 % gesenkt (Vorjahr: Erhöhung um durchschnittlich 1,7 % für Strom bzw. um 1,5 % für Wärme per 1. Juli 2017).

In Bulgarien begann für das Stromnetz mit 1. Juli 2018 eine neue dreijährige Regulierungsperiode. Die Regulierungsmethode für das Stromnetz sieht eine Erlösobergrenze vor, die die anerkannten operativen Kosten, die Abschreibungen und eine angemessene Kapitalrendite auf die verzinsliche Kapitalbasis (Regulatory Asset Base) umfasst. Zusätzlich berücksichtigt werden die prognostizierten Netzabsatzmengen sowie ein Investitionsfaktor, der jährlich festgelegt wird und geplante künftige Investitionen mit einschließt. Für den Betrieb der Stromverteilnetze im Versorgungsgebiet der EVN ist die EP Yug verantwortlich.

Mazedonien

In Umsetzung der Entflechtung (Unbundling) der einzelnen Geschäftsfelder im Energiegeschäft und zur Erfüllung der damit verbundenen Anforderungen ist die EVN in Mazedonien mit verschiedenen Gesellschaften vertreten. So fungiert die EVN Macedonia Elektrani DOOEL als Produktionsgesellschaft, und die EVN Elektro-distribucija DOOEL ist als Verteilnetzbetreiber im regulierten Netzgeschäft tätig. Kunden im liberalisierten Marktsegment werden von der Vertriebsgesellschaft EVN Macedonia Elektrosnabduvanje DOOEL beliefert, während die EVN Macedonia AD die Versorgung von Kunden in den regulierten Marktsegmenten verantwortet.

In Mazedonien führten die per 1. Juli 2018 wirksamen Tarifentscheidungen für die regulierten Marktsegmente zu einer Reduktion der Strom-Endkundenpreise um durchschnittlich 0,2 % (Vorjahr: Reduktion um durchschnittlich 0,3 %). Die Liberalisierung des Strommarkts wird in Mazedonien schrittweise – und zwar abhängig vom Jahresstromverbrauch der Abnehmer – bis Juli 2020 umgesetzt. Im Rahmen der Liberalisierungsschritte sieht der Regulator die Vergabe einer Lizenz für den „Supplier of Universal Service“ vor. Dieser soll all jene Kunden versorgen, die nicht in den liberalisierten Markt wechseln wollen oder können.

Auch in Mazedonien begann für das Stromnetz mit 1. Juli 2018 eine neue dreijährige Regulierungsperiode. Ähnlich wie in Bulgarien sieht die Regulierungsmethode für das Stromnetz eine Erlösobergrenze vor, die die anerkannten operativen Kosten, die Abschreibungen und eine angemessene Kapitalrendite auf die verzinsliche Kapitalbasis (Regulatory Asset Base) umfasst.

Kroatien

Die vollständige Liberalisierung des kroatischen Gasmarkts wurde erneut verschoben. Haushaltskunden haben aber dennoch bereits das Recht auf einen Lieferantenwechsel. Der Markt für Gewerbe- und Industriekunden ist hingegen schon seit 2012 geöffnet, und die zunehmende Liberalisierung führte zu einem gestiegenen Wettbewerb unter den auf dem kroatischen Markt tätigen Gaslieferanten. Bereits eingeleitete Konsolidierungs- und Übernahmeprozesse innerhalb des Gassektors lassen erwarten, dass sich dieser Wettbewerb noch intensivieren wird. Zudem ist mit 3. März 2018 das neue Gasmartgesetz in Kraft getreten, das u. a. neue Regeln für das Vertriebsnetz, für die Gasmarktorganisation, für das Leitungsnetz und für die Tarif-Methodologie vorsieht.

Wirtschaftliches Umfeld

Nachdem die Wirtschaft in der Europäischen Union 2017 um 2,4 % zulegen konnte, fallen die Wachstumsprognosen für 2018 mit 2,0 % bis 2,1 % und für 2019 mit 1,8 % bis 1,9 % etwas geringer aus. Währungskrisen in einigen osteuropäischen Schwellenländern, die unklare handelspolitische Ausrichtung der USA und die Suche nach einer Regelung für den Austritt des Vereinigten Königreichs aus der EU im Jahr 2019 verunsichern derzeit den Welthandel. Umgekehrt stützt die weiterhin sehr günstige Lage auf dem Arbeitsmarkt sowohl in Europa wie auch in den USA die Binnenkonjunktur. Ebenso gehen von der unverändert expansiven Geldpolitik in Europa belebende Impulse aus.

Vor dem Hintergrund der seit Jahresbeginn nachlassenden Konjunktur im Euroraum hat auch in Österreich das Expansionstempo zuletzt etwas nachgelassen. Im internationalen Vergleich zeigt sich das Wachstum jedoch bislang robust: Zwar scheint der Höhepunkt des Aufwärtstrends überschritten, doch die österreichische Wirtschaft bleibt weiterhin dynamisch. Angekurbelt durch einen starken Beschäftigungsanstieg, steigende Reallöhne und hohes Konsumentenvertrauen stellt dabei der private Konsum eine wichtige Wachstumsstütze dar. In Summe erwarten die Wirtschaftsforscher damit für 2018 ein BIP-Wachstum zwischen 2,7 % und 3,0 % und für 2019 einen Wert zwischen 1,7 % und 2,0 %.

Noch höhere Raten werden für das Wachstum in Bulgarien erwartet: Nach einem BIP-Anstieg von 3,6 % im Jahr 2017, getrieben vor allem von der starken Inlandsnachfrage, prognostizieren die Wirtschaftsforscher auch für die nächsten zwei Jahre Wachstumsraten auf ähnlichem Niveau. Konkret bewegen sich die Schätzungen für 2018 zwischen 3,5 % und 3,8 % und jene für 2019 zwischen 3,2 % und 3,7 %. Als Haupttreiber für die anhaltende Dynamik werden erwartungsgemäß der starke private Konsum und die hohen Investitionen genannt. Ebenso sollten nach Ansicht der Experten die mittelfristige politische Stabilität sowie das stabile Währungs- und Haushaltssystem zur anhaltend positiven Entwicklung beitragen.

Positive Erwartungen prägen auch das Bild in Kroatien: Nachdem die Konjunktur hier im vergangenen Jahr um 2,9 % zugelegt hat, werden auch für 2018 und 2019 Wachstumsraten zwischen 2,5 % und 2,8 % prognostiziert. Hauptgründe für diese Einschätzung sind einerseits die starke Binnennachfrage – in erster Linie der Konsum der privaten Haushalte, der von Tourismuseinnahmen, Lohnwachstum und einer weiterhin rückläufigen Arbeitslosenquote profitiert – und andererseits die ab Anfang 2019 wirksamen Einkommensteuersenkungen.

In Mazedonien liegen nach dem Null-Wachstum im vergangenen Jahr die Hoffnungen auf dem von der Regierung beschlossenen

BIP-Wachstum	%	2019f	2018e	2017	2016	2015
EU-28 ¹⁾²⁾		1,8–1,9	2,0–2,1	2,4	1,9	2,3
Österreich ²⁾³⁾		1,7–2,0	2,7–3,0	2,6	2,0	1,1
Bulgarien ¹⁾²⁾⁴⁾⁵⁾		3,2–3,7	3,5–3,8	3,6	3,9	3,6
Kroatien ¹⁾²⁾⁴⁾⁶⁾		2,5–2,8	2,6–2,8	2,9	3,5	2,4
Mazedonien ⁵⁾⁶⁾		2,6–2,7	1,6–2,3	0,0	2,9	3,9

1) Quelle: „European Economic Forecast, Autumn 2018“, EU-Kommission, November 2018

2) Quelle: „Prognose der österreichischen Wirtschaft 2018–2019“, IHS, Oktober 2018

3) Quelle: „Prognose für 2018 und 2019: Weiterhin starkes Wachstum in risikoreichem Umfeld“, WIFO, Oktober 2018

4) Quelle: „Strategie Österreich & CEE 4. Quartal 2018“, Raiffeisen Research, Oktober 2018

5) Quelle: „Global Economic Prospects“, World Bank, Juni 2018

6) Quelle: „World Economic Outlook“, International Monetary Fund, Oktober 2018

Reformpaket. Wachstumserwartungen von 1,6 % bis 2,3 % für 2018 und rund 2,6 % für 2019 scheinen damit durchaus realistisch. Die geplanten Änderungen im Steuersystem, staatliche Förderprogramme zur Schaffung von Arbeitsplätzen sowie der Ausbau der Bahn- und Straßeninfrastruktur bilden die Grundlage für diese Einschätzung.

Energiewirtschaftliches Umfeld

Die energiewirtschaftliche Geschäftsentwicklung der EVN ist wesentlich durch externe Einflussfaktoren geprägt: Im Bereich der Haushaltskunden sind vor allem die Witterungsbedingungen für die Nachfrage nach Strom, Erdgas und Wärme ausschlaggebend. Die Nachfrage der Industriekunden wiederum wird vor allem durch die wirtschaftliche Entwicklung bestimmt.

Das Geschäftsjahr 2017/18 war in den für die EVN relevanten Märkten im Vergleich zum ungewöhnlich kalten Winter des

Vorjahres von deutlich wärmeren Temperaturen geprägt. In Österreich lag die Heizgradsumme – sie definiert den heizungsbedingten Energiebedarf – um 12,9 Prozentpunkte unter dem Vorjahreswert, und auch Bulgarien und Mazedonien verzeichneten deutlich mildere Temperaturen. Die Heizgradsumme lag hier um 15,5 Prozentpunkte bzw. 13,5 Prozentpunkte unter den Vorjahreswerten. Eine uneinheitliche Entwicklung zeigte hingegen der kühlungsbedingte Energiebedarf: Während die Kühlgradsumme – das kühlungsbezogene Äquivalent zur Heizgradsumme – in Österreich um 13,9 Prozentpunkte über dem Vorjahreswert lag, blieb sie in Bulgarien und Mazedonien um 5,7 Prozentpunkte bzw. 23,1 Prozentpunkte unter dem Vorjahresniveau.

Vor allem bedingt durch höhere Rohölpreise, die wiederum der positiven Konjunktorentwicklung und den Produktionskürzungen der OPEC geschuldet waren, legte der durchschnittliche EEX-Börsepreis für Erdgas im Geschäftsjahr 2017/18 im Vorjahresvergleich um 24,7 % auf 21,6 Euro pro MWh zu. Einen Anstieg um 4,1 % auf 77,7 Euro pro Tonne zeigten auch die Durchschnittspreise für Kohle, getrieben vor allem durch den generellen Anstieg der

Energiewirtschaftliches Umfeld – Kennzahlen

		2017/18	2016/17
Heizungsbedingter Energiebedarf¹⁾	%		
Österreich		101,8	114,7
Bulgarien		93,3	108,7
Mazedonien		95,6	109,1
Kühlungsbedingter Energiebedarf¹⁾	%		
Österreich		105,2	91,3
Bulgarien		103,2	108,9
Mazedonien		93,5	116,6
Primärenergie und CO₂-Emissionszertifikate			
Rohöl – Brent	EUR/Barrel	58,3	46,1
Erdgas – NCG ²⁾	EUR/MWh	21,6	17,3
Steinkohle – API#2 ³⁾	EUR/t	77,7	74,6
CO ₂ -Emissionszertifikate	EUR/t	12,6	5,3
Strom – EEX Forwardmarkt⁴⁾			
Grundlaststrom	EUR/MWh	34,1	28,2
Spitzenlaststrom	EUR/MWh	42,2	35,0
Strom – EPEX Spotmarkt⁵⁾			
Grundlaststrom	EUR/MWh	39,2	35,3
Spitzenlaststrom	EUR/MWh	47,5	43,0

1) Berechnet nach Heiz- bzw. Kühlgradsummen; die Basis (100 %) entspricht dem bereinigten langjährigen Durchschnitt der länderspezifischen Messwerte

2) Net Connect Germany (NCG) – Börsepreis für Erdgas an der EEX (European Energy Exchange)

3) Notierung in ARA (Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen)

4) Durchschnittspreise der jeweiligen Quartals-Forwardpreise, beginnend ein Jahr vor dem jeweiligen Zeitraum an der EEX (European Energy Exchange)

5) EPEX Spot – European Power Exchange

Primärenergiepreise. Die Preise für CO₂-Emissionszertifikate lagen mit 12,6 Euro je Tonne im Berichtszeitraum ebenfalls deutlich über dem Vorjahreswert von 5,3 Euro je Tonne. Zurückzuführen war dies vor allem auf die positive Konjunktorentwicklung und die dadurch gestiegene Nachfrage der Industrie nach CO₂-Emissionszertifikaten sowie auf die vom Europäischen Parlament im Februar 2018 beschlossene stärkere Verknappung der Zertifikate ab dem Jahr 2021.

Auch die Termin- und Spotmarktpreise für Grund- bzw. Spitzenlaststrom zogen im vergangenen Jahr korrespondierend zur positiven Wirtschaftsentwicklung und zum Preisanstieg bei den Emissionszertifikaten stark an: Die durchschnittlichen Terminpreise für Grundlaststrom erhöhten sich im Vergleich zur Vorjahresperiode um 20,9 % auf 34,1 Euro pro MWh, jene für Spitzenlaststrom nahmen um 20,4 % auf 42,2 Euro pro MWh zu. Ebenso lagen die durchschnittlichen Spotmarktpreise für Grundlaststrom mit 39,2 Euro pro MWh um 11,0 % und jene für Spitzenlaststrom mit 47,5 Euro pro MWh um 10,6 % über den Vergleichswerten des Vorjahres.

Geschäftsentwicklung

Der Konsolidierungskreis und Veränderungen im Vergleich zum Vorjahr werden im Konzernanhang erläutert.

☐ Siehe auch Seite 132f

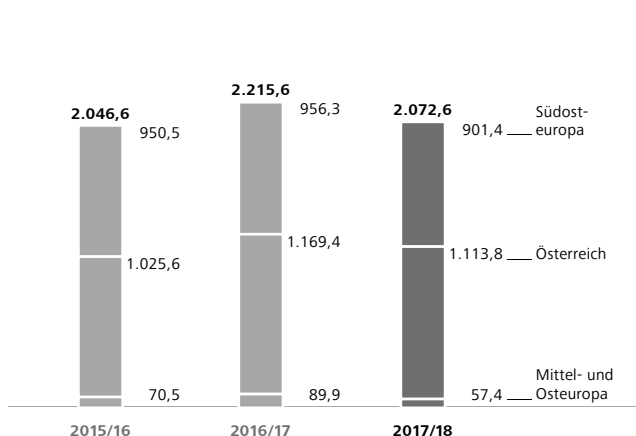
Gewinn-und-Verlust-Rechnung

Highlights 2017/18

- Konzernergebnis aufgrund von Einmaleffekten im zweiten Jahr in Folge deutlich über Normalniveau
 - Gestiegene Energiemarktpreise bewirkten positiven unbaren Ergebniseffekt aus der Bewertung von Absicherungsgeschäften
 - Entfall der positiven Sondereinflüsse im Vorjahr wurde dadurch kompensiert (Einigung mit NEK sowie ungewöhnlich hoher temperaturbedingter Energiebedarf)
 - Geringere Effekte aus Werthaltigkeitsprüfungen
- Deutlich mildere Temperaturen – insbesondere in Südosteuropa – reduzierten energiewirtschaftliches Ergebnis
- Steigerung der erneuerbaren Stromproduktion bei gleichzeitigem Rückgang der thermischen Erzeugung
- Preis- und Mengeneffekte dämpften Ergebnisentwicklung im Segment Netze

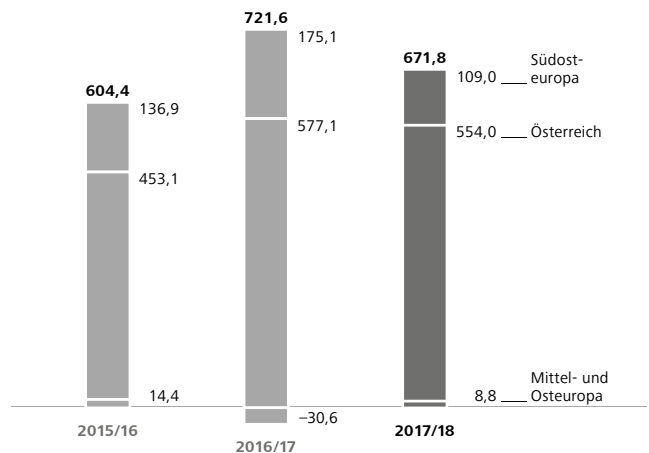
Umsatz nach Regionen

Mio. EUR



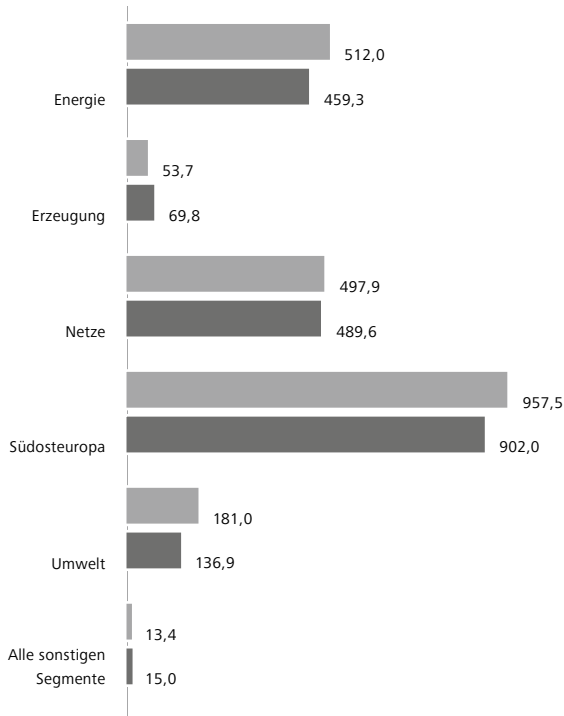
EBITDA nach Regionen

Mio. EUR

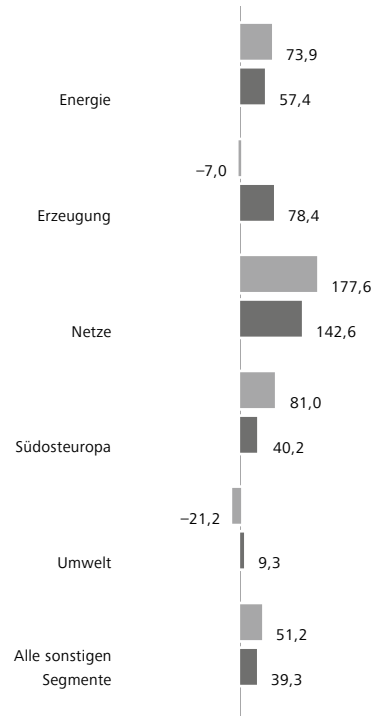


Außenumsatz nach Segmenten

Mio. EUR

2016/17
2017/18**EBIT nach Segmenten**

Mio. EUR

2016/17
2017/18

Konzernlagebericht

Ertragslage

Die Umsatzerlöse der EVN gingen im Geschäftsjahr 2017/18 in Summe um 6,5 % auf 2.072,6 Mio. Euro zurück. Hauptgründe dafür waren die im Vergleich zum Vorjahr geringere Vermarktung von Strom aus thermischer Produktion, Bewertungseffekte aus Absicherungsgeschäften, ein Rückgang im Erdgashandel sowie temperaturbedingte Mengeneffekte, vor allem in Südosteuropa. Zudem wirkte sich der Rückgang im internationalen Projektgeschäft umsatzmindernd aus. Gegenläufige positive Impulse gingen zwar von der erneuerbaren Stromerzeugung, der Bereitstellung von Reservekapazität zur Netzstabilisierung und Zuwächsen in der Wärmeversorgung aus, konnten den Umsatzrückgang jedoch insgesamt nicht ausgleichen.

Der im Ausland erzielte Umsatz der EVN betrug im Berichtszeitraum 958,8 Mio. Euro (Vorjahr: 1.046,3 Mio. Euro). Sein Anteil am Gesamtumsatz des Konzerns reduzierte sich damit von 47,2 % im Vorjahr auf 46,3 %.

Die sonstigen betrieblichen Erträge konnten – trotz des Entfalls der im Vorjahr hier enthaltenen ertragswirksamen Elemente aus der Einigung zwischen der bulgarischen Vertriebsgesellschaft der EVN und der staatlichen bulgarischen Elektrizitätsgesellschaft NEK – im Berichtsjahr um 3,0 % auf 105,0 Mio. Euro zulegen. Hauptgrund dafür waren positive Bestandsveränderungen im Zusammenhang mit noch nicht abgerechneten Kundenprojekten.

Die Einigung mit der NEK hatte auch den Aufwand für Fremdstrombezug und Energieträger positiv beeinflusst, sodass der Vergleichswert des Vorjahres durch diesen Einmaleffekt niedriger ausgefallen war. Im Berichtszeitraum wiederum führten die geringere thermische Stromerzeugung, der rückläufige Erdgashandel, die Stichtagsbewertung von Absicherungsgeschäften und der witterungsbedingt geringere Energieabsatz in Südosteuropa zu einem Rückgang im Aufwand für Fremdstrombezug und Energieträger. Gegenläufig dazu wirkten höhere vorgelagerte Netzkosten.

Konzern-Gewinn-und-Verlust-Rechnung Kurzfassung	2017/18	2016/17	+/-		2015/16
	Mio. EUR	Mio. EUR	Absolut	%	Mio. EUR
Umsatzerlöse	2.072,6	2.215,6	-143,0	-6,5	2.046,6
Sonstige betriebliche Erträge	105,0	101,9	3,1	3,0	97,0
Fremdstrombezug und Energieträger	-961,3	-989,0	27,7	2,8	-930,6
Fremdleistungen und sonstiger Materialaufwand	-275,1	-313,7	38,5	12,3	-246,7
Personalaufwand	-321,7	-316,8	-4,9	-1,6	-313,7
Sonstige betriebliche Aufwendungen	-135,7	-139,0	3,3	2,4	-141,6
Ergebnisanteil der at Equity einbezogenen Unternehmen mit operativem Charakter	188,0	162,6	25,5	15,7	93,5
EBITDA	671,8	721,6	-49,8	-6,9	604,4
Abschreibungen	-258,3	-262,3	4,0	1,5	-266,1
Effekte aus Werthaltigkeitsprüfungen	-20,6	-112,5	91,9	81,7	-77,9
Operatives Ergebnis (EBIT)	392,9	346,9	46,1	13,3	260,4
Finanzergebnis	-37,2	-21,4	-15,8	-73,9	-61,6
Ergebnis vor Ertragsteuern	355,7	325,5	30,3	9,3	198,9
Ertragsteuern	-76,1	-53,9	-22,1	-41,0	-16,0
Ergebnis nach Ertragsteuern	279,6	271,5	8,1	3,0	182,8
davon Ergebnisanteil der Aktionäre der EVN AG (Konzernergebnis)	254,6	251,0	3,6	1,4	156,4
davon Ergebnisanteil nicht beherrschender Anteile	25,0	20,5	4,5	22,0	26,4
Ergebnis je Aktie in EUR¹⁾	1,43	1,41	0,02	1,4	0,88

1) Verwässert ist gleich unverwässert

In Summe sank der Aufwand für Fremdstrombezug und Energieträger damit um 2,8 % auf 961,3 Mio. Euro.

Die Fremdleistungen und der sonstige Materialaufwand – sie gingen im Jahresvergleich um 12,3 % auf 275,1 Mio. Euro zurück – sind durch Entwicklungen im internationalen Projektgeschäft geprägt: Zum einen wirkte das im Berichtszeitraum geringere Auftragsvolumen aufwandsmindernd. Zum anderen war der Vergleichswert des Vorjahres durch eine Wertberichtigung der verbliebenen, in den Vorräten abgebildeten Anlagenkomponenten aus dem ehemaligen Projekt Müllverbrennungsanlage Nr. 1 in Moskau in Höhe von 45,5 Mio. Euro überdurchschnittlich hoch gewesen.

Trotz eines verringerten durchschnittlichen Personalstands von 6.831 Mitarbeitern (Vorjahr: 6.840) erhöhte sich der Personalaufwand um 1,6 % auf 321,7 Mio. Euro, überwiegend verursacht durch kollektivvertragliche Anpassungen.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen reduzierten sich hingegen um 2,4 % auf 135,7 Mio. Euro.

Der Ergebnisanteil der at Equity einbezogenen Unternehmen mit operativem Charakter erhöhte sich – ungeachtet geringerer Ergebnisbeiträge von Energie Burgenland und RAG – um 15,7 % auf 188,0 Mio. Euro. Wesentlicher Treiber dafür waren stichtagsbe-

dingte Bewertungseffekte aus Absicherungsgeschäften der EVN KG. Zudem war hier im Vorjahr eine Wertminderung der Beteiligung an der Verbund Innkraftwerke GmbH verbucht worden.

Auf Basis dieser Entwicklungen betrug das EBITDA für das Geschäftsjahr 2017/18 per Saldo 671,8 Mio. Euro – dies bedeutete einen Rückgang um 6,9 % gegenüber dem Vorjahr. Während die planmäßigen Abschreibungen mit 258,3 Mio. Euro nur um 1,5 % unter dem Vorjahreswert lagen, gingen die Effekte aus Werthaltigkeitsprüfungen per Saldo um 81,7 % auf 20,6 Mio. Euro zurück. Darin enthalten sind insbesondere Wertminderungen auf das von der EVN anteilig gehaltene Kraftwerk Walsum 10 (25,4 Mio. Euro) sowie auf thermische Erzeugungsanlagen und Fernwärmeanlagen bzw. Zuschreibungen u. a. auf erneuerbare Erzeugungsanlagen und Strombezugsrechte. Der starke Rückgang dieser Position geht nicht zuletzt darauf zurück, dass im Vorjahr deutlich höhere Wertminderungen z. B. auf thermische und erneuerbare Erzeugungsanlagen erforderlich gewesen waren. Nach Berücksichtigung der Abschreibungen und der Effekte aus Werthaltigkeitsprüfungen errechnete sich für den Berichtszeitraum ein EBIT von 392,9 Mio. Euro. Dies entspricht einem Anstieg von 13,3 % gegenüber dem Vorjahr.

Das Finanzergebnis ging im Berichtszeitraum um 73,9 % auf -37,2 Mio. Euro zurück. Wesentlicher Grund dafür war der Entfall der positiven Bewertungseffekte aus Verbund-Aktien, die sich im

Wertanalyse

		2017/18	2016/17	+/- %	2015/16
Durchschnittliches Eigenkapital	Mio. EUR	3.621,4	2.960,4	22,3	2.680,4
WACC nach Ertragsteuern ¹⁾²⁾	%	6,3	6,3	–	6,5
Operativer ROCE (OpROCE) ¹⁾³⁾	%	7,7	10,2	–2,5	7,6
Durchschnittliches Capital Employed ³⁾	Mio. EUR	4.094,2	4.173,5	–1,9	4.290,7
Geschäftsergebnis nach Ertragsteuern (NOPAT) ³⁾	Mio. EUR	314,8	425,7	–26,1	327,4
EVA®	Mio. EUR	58,9	164,8	–64,3	48,5

1) Ausgewiesene Veränderungen in Prozentpunkten

2) Der angegebene WACC (genauer Wert: 6,25 %) wird zum Zweck der Unternehmenssteuerung verwendet.

3) Bereinigt um Impairments und Einmaleffekte. Um die Entwicklung des Wertbeitrags konstant zu ermitteln, wird die Marktbewertung der Beteiligung an der Verbund AG nicht im Capital Employed berücksichtigt.

Vorjahr im Zusammenhang mit deren Übertragung von der at Equity bilanzierten WEEV Beteiligungs GmbH auf die EVN AG ergeben hatten. Verstärkt wurde der Rückgang durch einen negativen Währungseffekt im Zusammenhang mit den verbliebenen Aktivitäten der EVN in Moskau. Geringere Zinsaufwendungen, die sich aus der gesunkenen Verschuldung der EVN ergaben, sowie eine höhere Dividende der Verbund AG für das Geschäftsjahr 2017 konnten diesen Rückgang nur teilweise kompensieren.

Per Saldo ergab sich ein Ergebnis vor Ertragsteuern von 355,7 Mio. Euro, das den Vorjahreswert um 9,3 % übertraf. Nach Berücksichtigung des Ertragsteueraufwands von 76,1 Mio. Euro – er lag um 41,0 % über jenem des Vorjahres – und des Ergebnisanteils nicht beherrschender Anteile belief sich das Konzernergebnis auf 254,6 Mio. Euro. Gegenüber dem Vorjahr bedeutete dies ein Plus von 1,4 %.

Bilanz**Vermögens- und Finanzlage**

Die Bilanzsumme der EVN lag per 30. September 2018 mit 7.831,1 Mio. Euro um 21,3 % über dem Wert zum 30. September 2017.

Dieser Anstieg war vor allem durch die Entwicklung der langfristigen Vermögenswerte verursacht, die in Summe um 20,2 % auf 6.881,9 Mio. Euro zunahmen. Hauptverantwortlich dafür war der deutlich höhere Stichtagskurs der Verbund-Aktie von 42,42 Euro (Vorjahr: 19,95 Euro). Doch auch die sonstigen langfristigen Vermögenswerte verzeichneten einen Anstieg, der insbesondere auf der Zunahme der langfristigen Wertpapiere im R 138-Fonds sowie auf höheren Forderungen aus derivativen Geschäften beruhte. Letztere spiegeln die – dank der gestiegenen Energiemarktpreise – höheren Marktwerte von Derivaten im Energiebereich wider. Demgegenüber führte die vorzeitige Kündigung des mit der Gemeinde Budva, Montenegro, abgeschlossenen Vertrags über die Errichtung, Finanzierung und Betriebsführung einer Kläranlage zu einer Um-

gliederung der in den übrigen langfristigen Vermögenswerten ausgewiesenen Leasingforderungen in den kurzfristigen Bereich.

Die kurzfristigen Vermögenswerte stiegen im Berichtszeitraum um 29,8 % auf 949,1 Mio. Euro an. Dies resultierte neben der erwähnten Umgliederung von Leasingforderungen aus dem Abwasserprojekt in Budva vor allem aus einem Anstieg der Forderungen gegenüber at Equity einbezogenen Unternehmen im Zusammenhang mit Energielieferungen sowie aus den – aufgrund stichtagsbedingt höherer Marktwerte – ebenfalls gestiegenen kurzfristigen Forderungen aus derivativen Geschäften im Energiebereich. Deutlich höher war zum Bilanzstichtag auch die Veranlagung in Cash-Fonds, die als kurzfristige Wertpapiere bilanziert werden.

Das Eigenkapital der EVN belief sich per 30. September 2018 auf 4.092,6 Mio. Euro und lag damit um 29,9 % über dem Vorjahreswert. Getrieben wurde dieser deutliche Anstieg neben dem im Berichtszeitraum erzielten Ergebnis vor allem durch die im Eigenkapital abgebildeten positiven Effekte aus erfolgsneutralen Bewertungen. Wesentlichen Einfluss hatte hier insbesondere der Kursanstieg der Verbund-Aktie. Nicht zuletzt dank dieser Bewertungseffekte stieg auch die Eigenkapitalquote zum Bilanzstichtag auf 52,3 % an (Vorjahr: 48,8 %).

Die langfristigen Schulden der EVN nahmen um 11,6 % auf 2.670,3 Mio. Euro zu. Wesentliche Faktoren dafür waren neben höheren langfristigen Rückstellungen vor allem ein Anstieg der langfristigen Steuerverbindlichkeiten, der sich aus dem höheren Kurswert der Verbund-Aktien ergab. Gegenläufig dazu wirkte die Umgliederung langfristiger Finanzverbindlichkeiten in den kurzfristigen Bereich.

Eine Zunahme um 17,0 % auf 1.068,1 Mio. Euro verzeichneten auch die kurzfristigen Schulden. Dies war vor allem bedingt durch die erwähnte Umgliederung von Finanzverbindlichkeiten sowie höhere Verbindlichkeiten gegenüber at Equity einbezogenen Unternehmen und Verbindlichkeiten aus derivativen Geschäften.

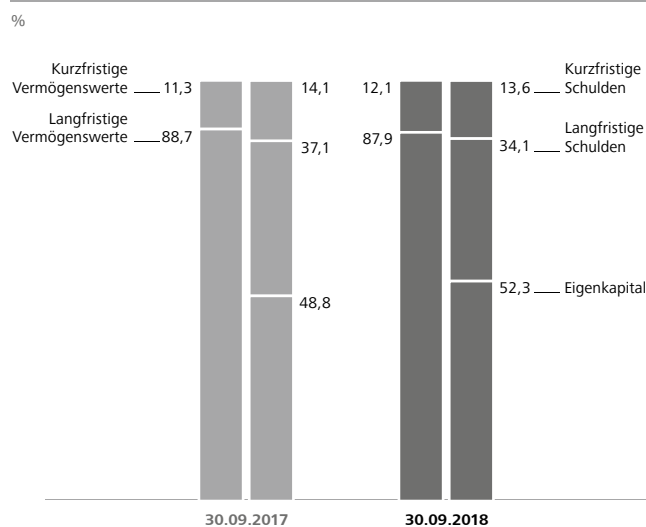
Wertanalyse

Die durchschnittlichen Kapitalkosten nach Steuern (Weighted Average Cost of Capital, WACC) wurden unter Berücksichtigung der spezifischen Unternehmens- und Länderrisiken zum Zweck der Unternehmenssteuerung mit 6,25 % angesetzt. Der im Geschäftsjahr 2017/18 erwirtschaftete Wertbeitrag (Economic Value Added, EVA®) der EVN betrug 58,9 Mio. Euro (Vorjahr: 164,8 Mio. Euro). Die operative Rentabilität des im Unternehmen gebundenen Gesamtkapitals (Operativer Return on Capital Employed, OpROCE) erreichte im Berichtsjahr 7,7 % (Vorjahr: 10,2 %).

Liquiditätslage

Aufgrund des starken Cash Flows aus dem operativen Bereich konnte die EVN ihre Nettoverschuldung, die auch die langfristigen Personalrückstellungen mit einschließt, um 20,6 % auf 963,7 Mio. Euro reduzieren. Auf dieser Basis und dank des – nicht zuletzt durch den Kursanstieg der Verbund-Aktie – neuerlich gestiegenen Eigenkapitals nahm auch die Gearing Ratio von 38,5 % auf 23,5 % ab.

Bilanzstruktur



Konzern-Bilanz Kurzfassung	30.09.2018	30.09.2017	+/-		30.09.2016
	Mio. EUR	Mio. EUR	Absolut	%	Mio. EUR
Aktiva					
Langfristige Vermögenswerte					
Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	3.620,8	3.560,6	60,2	1,7	3.733,7
At Equity einbezogene Unternehmen und sonstige Beteiligungen	2.939,9	1.873,8	1.066,1	56,9	1.537,8
Sonstige langfristige Vermögenswerte	321,2	289,5	31,8	11,0	414,2
	6.881,9	5.723,8	1.158,1	20,2	5.685,8
Kurzfristige Vermögenswerte	949,1	731,0	218,1	29,8	866,9
Zur Veräußerung gehaltene langfristige Vermögenswerte	-	-	-	-	3,8
Summe Aktiva	7.831,1	6.454,9	1.376,2	21,3	6.556,5
Passiva					
Eigenkapital					
Gezeichnetes Kapital und Rücklagen der Aktionäre der EVN AG	3.832,8	2.892,1	940,6	32,5	2.510,8
Nicht beherrschende Anteile	259,9	258,0	1,9	0,7	259,8
	4.092,6	3.150,1	942,6	29,9	2.770,7
Langfristige Schulden					
Langfristige Finanzverbindlichkeiten	1.040,5	1.125,4	-84,9	-7,5	1.314,5
Latente Steuerverbindlichkeiten und langfristige Rückstellungen	951,8	624,4	327,4	52,4	601,2
Vereinnahmte Baukosten- und Investitionszuschüsse und übrige langfristige Verbindlichkeiten	678,0	642,4	35,6	5,5	625,0
	2.670,3	2.392,2	278,1	11,6	2.540,7
Kurzfristige Schulden					
Kurzfristige Finanzverbindlichkeiten	89,1	50,5	38,6	76,5	239,1
Sonstige kurzfristige Verbindlichkeiten	979,1	862,1	117,0	13,6	1.006,1
	1.068,1	912,6	155,6	17,0	1.245,1
Summe Passiva	7.831,1	6.454,9	1.376,2	21,3	6.556,5

Kapitalkennzahlen	30.09.2018	30.09.2017	+/-		30.09.2016
	Mio. EUR	Mio. EUR	Absolut	%	Mio. EUR
Langfristige Finanzverbindlichkeiten	1.040,5	1.125,4	-84,9	-7,5	1.314,5
Kurzfristige Finanzverbindlichkeiten ¹⁾	89,1	49,2	39,9	81,2	225,4
Fonds der liquiden Mittel	-214,5	-221,8	7,3	3,3	-223,5
Lang- und kurzfristige Wertpapiere	-274,8	-59,0	-215,8	-	-158,4
Lang- und kurzfristige Ausleihungen	-42,2	-43,9	1,7	3,9	-36,5
Nettofinanzverschuldung	598,0	849,9	-251,9	-29,6	1.121,5
Nettoverschuldung	963,7	1.213,2	-249,5	-20,6	1.523,3
Eigenkapital	4.092,6	3.150,1	942,6	29,9	2.770,7
Gearing (%)²⁾	23,5	38,5	-	-15,0	55,0

1) Exkl. der im Fonds der liquiden Mittel enthaltenen Kontokorrentverbindlichkeiten

2) Ausgewiesene Veränderung in Prozentpunkten

Zur Sicherung ihrer finanziellen Flexibilität verfügt die EVN Gruppe über eine im Mai 2018 vorzeitig refinanzierte syndizierte Kreditlinie in Höhe von 400,0 Mio. Euro und zusätzlich über vertraglich zugesagte bilaterale Kreditlinien im Gesamtausmaß von rund 92,0 Mio. Euro. Diese waren per 30. September 2018 nicht gezogen und standen somit vollumfänglich zur Verfügung. Die Laufzeit des als strategische Liquiditätsreserve vorgesehenen syndizierten Kreditrahmens beträgt fünf Jahre mit zwei Verlängerungsoptionen um jeweils ein weiteres Jahr. Die Restlaufzeiten der mit fünf Banken abgeschlossenen bilateralen Kreditlinien betragen bis zu vier Jahre. Die solide Ausstattung mit Liquiditätsreserven ist ein Zeichen der hohen finanziellen Stabilität und Flexibilität der EVN Gruppe.

Geldflussrechnung

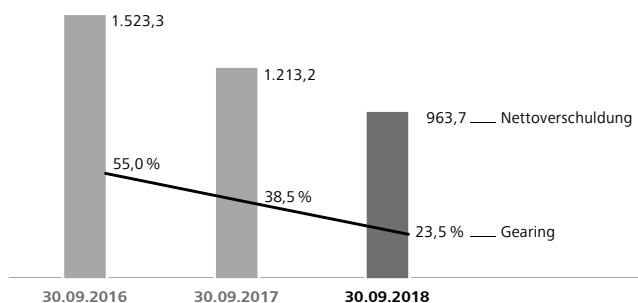
Der Cash Flow aus dem Ergebnis der EVN reduzierte sich im Berichtszeitraum um 2,1 % auf 560,3 Mio. Euro. Dem lagen gegenläufige Entwicklungen zugrunde: Positiven Einfluss hatten etwa die Verbesserung des Ergebnisses vor Ertragsteuern, die im Vergleich zu den Ergebnisbeiträgen der at Equity einbezogenen Unternehmen stärker gestiegenen Dividenden aus diesen Unternehmen sowie eine Zunahme der langfristigen Rückstellungen. Dem standen gesunkene Abschreibungen gegenüber, die aus den im Jahresvergleich geringeren Effekten aus Werthaltigkeitsprüfungen resultierten.

Eine Zunahme um 18,6 % auf 603,5 Mio. Euro verzeichnete hingegen der Cash Flow aus dem operativen Bereich. Hier wirkten gegenläufige Einmaleffekte aus dem Vorjahr, konkret die Wertminderung der in den Vorräten abgebildeten Anlagenkomponenten aus dem ehemaligen Projekt Müllverbrennungsanlage Nr. 1 in Moskau und die Reduktion von Verbindlichkeiten im Zusammenhang mit dem Schiedsspruch zum Kraftwerk Walsum 10. Im Berichtsjahr selbst ging insbesondere von Veränderungen im übrigen Working Capital ein positiver Einfluss aus.

Der Cash Flow aus dem Investitionsbereich zeigte mit -457,1 Mio. Euro einen deutlichen Rückgang (Vorjahr: -70,6 Mio. Euro). Allerdings verzerrt der erwähnte Schiedsspruch durch die - ebenfalls im Vorjahr vorgenommene - Reduktion der Anschaffungskosten für das Kraftwerk Walsum 10 auch hier den Vorjahresvergleich. Zusätzlich negativ wirkten im Berichtszeitraum die Zunahme der kurzfristigen Wertpapiere, die Erhöhung der langfristigen Wertpapiere im R 138-Fonds sowie höhere Nettoinvestitionen in das Sachanlagevermögen.

Nettoverschuldung und Gearing

Mio. EUR und %



□ Zur Zusammensetzung und Fälligkeit der langfristigen Finanzverbindlichkeiten siehe Seite 166f

Der Cash Flow aus dem Finanzierungsbereich betrug im Berichtszeitraum –153,5 Mio. Euro (Vorjahr: –439,9 Mio. Euro). In diesem Betrag sind die Dividendenzahlungen für das Geschäftsjahr 2016/17 an die Aktionäre der EVN AG und an nicht beherrschende Anteile sowie planmäßige Tilgungen von Finanzverbindlichkeiten berücksichtigt. Beim Vergleich mit dem Vorjahr ist zudem die im Juni 2017 erfolgte Rückzahlung einer Anleihe im Nominale von 150,0 Mio. Euro zu berücksichtigen.

In Summe errechnete sich für das Geschäftsjahr 2017/18 ein Cash Flow von –7,1 Mio. Euro, die liquiden Mittel beliefen sich per 30. September 2018 auf 214,5 Mio. Euro. Zusätzlich standen der EVN Gruppe vertraglich zugesagte, nicht gezogene Kreditlinien im Ausmaß von rund 492,0 Mio. Euro zur Absicherung eines etwaigen kurzfristigen Finanzierungsbedarfs zur Verfügung.

Investitionstätigkeit

Die Investitionen der EVN lagen im Geschäftsjahr 2017/18 mit 356,4 Mio. Euro um 17,3 % über dem Vorjahresvolumen.

Im Segment Energie lag der Schwerpunkt der Investitionstätigkeit dabei auf dem weiteren Ausbau der Fernwärmenetze, dem Bau bzw. der Übernahme von Biomasseheizwerken sowie dem Bau überregionaler Fernwärmeverbindungsleitungen.

Das Investitionsvolumen im Segment Erzeugung übertraf den Vorjahreswert deutlich und spiegelt damit den laufenden Ausbau der Windkraftkapazitäten in Niederösterreich wider. So hat die EVN im Berichtszeitraum mit Oberwaltersdorf und Sommerein zwei neue Windparks fertiggestellt und in Betrieb genommen sowie einen weiteren, bestehenden Windpark in Ebenfurth erworben.

Auf unverändert hohem Niveau lagen die Investitionen im Segment Netze. Durch ihren anhaltenden Investitionsfokus auf die niederösterreichische Netzinfrastruktur – so etwa den Neubau oder die Erweiterung von Umspannwerken sowie den Ausbau bzw. die Erneuerung von 110-kV-Leitungen und Erdgasleitungen – trägt die EVN wesentlich dazu bei, die Versorgungssicherheit und -qualität in ihrem Heimmarkt nachhaltig zu gewährleisten und zu verbessern.

Konzern-Geldflussrechnung Kurzfassung	2017/18	2016/17	+/-		2015/16
	Mio. EUR	Mio. EUR	Absolut	%	Mio. EUR
Ergebnis vor Ertragsteuern	355,7	325,5	30,3	9,3	198,9
Unbare Ergebniskomponenten	204,6	246,8	-42,2	-17,1	339,0
Cash Flow aus dem Ergebnis	560,3	572,3	-11,9	-2,1	537,9
Veränderung kurz- und langfristiger Bilanzpositionen	45,2	-52,8	98,1	-	-75,5
Zahlungen für Ertragsteuern	-2,0	-10,5	8,5	80,9	0,6
Cash Flow aus dem operativen Bereich	603,5	508,9	94,6	18,6	463,0
Veränderung bei immateriellen Vermögenswerten und Sachanlagen inkl. Baukosten- und Investitionszuschüsse	-262,3	-144,5	-117,7	-81,4	-239,1
Veränderung bei Finanzanlagen und übrigen langfristigen Vermögenswerten	-54,3	-1,0	-53,3	-	2,7
Veränderung bei kurzfristigen Wertpapieren	-140,6	74,9	-215,5	-	5,9
Cash Flow aus dem Investitionsbereich	-457,1	-70,6	-386,5	-	-230,6
Cash Flow aus dem Finanzierungsbereich	-153,5	-439,9	286,4	65,1	-253,9
Cash Flow gesamt	-7,1	-1,6	-5,5	-	-21,5
Fonds der liquiden Mittel am Anfang der Periode	221,8	223,5	-1,7	-0,8	244,9
Währungsdifferenz auf Fonds der liquiden Mittel	-0,1	-0,1	-0,0 ^{*)}	-45,0	0,1
Fonds der liquiden Mittel am Ende der Periode	214,5	221,8	-7,3	-3,3	223,5

^{*)} Kleinbetrag

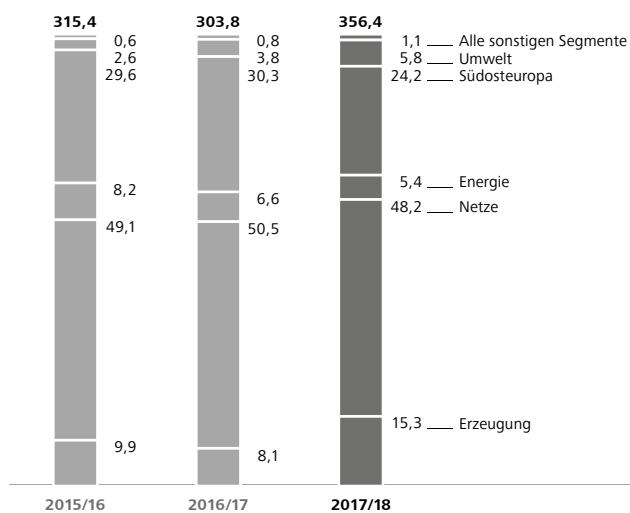
Investitionsschwerpunkte ¹⁾	2017/18	2016/17	+/-		2015/16
	Mio. EUR	Mio. EUR	Absolut	%	Mio. EUR
Energie	19,2	20,0	-0,8	-4,0	26,0
Erzeugung	54,6	24,6	30,0	-	31,2
davon erneuerbare Energie in Niederösterreich	43,3	13,7	29,6	-	25,9
davon thermische Kraftwerke	11,1	10,3	0,8	7,8	5,0
Netze	171,6	153,3	18,2	11,9	154,7
davon Stromnetz	108,6	101,8	6,8	6,7	105,1
davon Gasnetz	40,6	35,8	4,7	13,2	35,2
davon Kabel-TV und Telekommunikation	22,3	15,7	6,6	41,8	14,5
Südosteuropa	86,4	92,0	-5,7	-6,2	93,5
Umwelt	20,7	11,5	9,1	79,1	8,1
davon überregionale Versorgungsleitungen und Ortsnetze für Trinkwasser	17,3	8,3	9,0	-	7,3
Alle sonstigen Segmente	4,0	2,3	1,7	73,4	1,9
Summe	356,4	303,8	52,6	17,3	315,4

1) Nach Konsolidierung

△ GRI-Indikator: 203-1

Struktur der Investitionen

%, Gesamtsummen Mio. EUR



Der Hauptfokus der Investitionen der EVN im Segment Südosteuropa galt ebenfalls und gilt weiterhin dem Bereich Versorgungssicherheit.

Im Segment Umwelt schließlich konzentrierten sich die Investitionen – in Einklang mit der strategischen Ausrichtung der EVN – erneut auf die Verbesserung der Versorgungssicherheit und -qualität der Trinkwasserversorgung in Niederösterreich. Schwerpunkte waren dabei der Ausbau überregionaler Leitungsnetze und die Errichtung weiterer Naturfilteranlagen zur natürlichen Reduktion der Wasserhärte.

Innovation, Forschung und Entwicklung

Die relevantesten Handlungsfelder der EVN Wesentlichkeitsmatrix geben auch den Themenrahmen für unsere Innovations-, Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten vor. In diesem Sinn verfolgen wir primär Projekte zur Versorgungssicherheit, zur Schonung von Umwelt und Ressourcen sowie zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit unseres Unternehmens. Insgesamt haben wir in der Berichtsperiode 3,4 Mio. Euro (davon 0 % über Förderungen; Vorjahr: 2,6 Mio. Euro) für Innovations-, Forschungs- und Entwicklungsprojekte aufgewendet. Neben der Umsetzung eines Blockchain-Prototyps zur näheren Auseinandersetzung mit dieser neuen Technologie lag der Fokus dabei auf der Erprobung und Umsetzung technologischer Lösungen, die zur weiteren Stärkung der Versorgungssicherheit beitragen. Dazu zählten u. a.:

→ **Batteriespeicherprojekt im Windpark Prottes:** Der Vorteil der hier eingesetzten Batterie liegt darin, dass sie im Millisekundenbereich arbeitet und deshalb rasch auf Laständerungen im Netz reagieren kann. Der Einsatz eines solchen Speichers erlaubt es beispielsweise, die Netzfrequenz zu stabilisieren und Spannungsschwankungen zu kompensieren. Im Geschäftsjahr 2017/18 haben wir gemeinsam mit unseren Projektpartnern alle Funktionen des Batteriespeichers getestet und konnten dabei seine grundsätzliche Eignung für verschiedene Aufgaben der Netzstabilisierung – etwa Spannungshaltung, Blindstromkompensation, Ausgleich zwischen den Phasen, Frequenzstabilisierung oder Funktion als virtuelle Schwungmasse – nachweisen. Ebenso erfolgten im Berichtszeitraum Kurzschluss-tests auf der 30-kV- und der 110-kV-Spannungsebene, die interessante und für den Einsatz von Speichern im Netz wichtige Erkenntnisse hinsichtlich des Verhaltens im Kurzschlussfall lieferten. Auch einen Schwarzstart- und Inselbetriebstest haben wir durchgeführt. Dazu wurde ein Netzausfall (Blackout) simuliert und ein lokales Netz aus Batteriespeicher und Windrädern des benachbarten Windparks Prottes-Ollersdorf aufgebaut. Dabei zeigte sich der Batteriespeicher in der Lage, den für das Anfahren der Windkraftanlagen benötigten Strom zu liefern. Nachdem diese in Betrieb gegangen waren, wurde der erzeugte Strom in der Großbatterie gespeichert. Damit wurde die prinzipielle Eignung der Batterieanlage zum dezentralen Aufbau eines Netzes nachgewiesen. Derzeit laufen Dauerbetriebstests mit dem Batteriespeicher, deren Schwerpunkt darin besteht, mehrere Funktionen gleichzeitig zu erfüllen. Dieses in Kooperation mit der TU Wien und dem AIT (Austrian Institute of Technology) durchgeführte Forschungsprojekt läuft noch bis August 2019.

→ **Technologien zur Stabilisierung im Verteilnetz:** Durch die zunehmende Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen und die immer stärkere Durchdringung des Systems mit E-Mobilität und Wärmepumpen kann es im Niederspannungsnetz zu Verletzungen der zulässigen Spannungsgrenzwerte kommen. Neben der herkömmlichen Lösung in Form eines weiteren Netzausbaus kann die Einhaltung dieser Grenzwerte zum Teil auch durch innovative Technologien gesichert werden. Dazu haben wir im Berichtszeitraum diverse Pilotversuche durchgeführt und alle Netzdaten erfasst. Neben der Kombination eines regelbaren Ortsnetztrafos (RONT) mit dem intelligenten Verteilnetz-Management-System iNES wurde dabei zusätzlich der Einsatz eines Längsreglers – einer weiteren Technologie zur Stabilisierung im Niederspannungsnetz – getestet. Speziell die Kommunikation mit unseren dezentralen Messstellen und die Auswirkungen auf die Netzstabilität wurden dabei untersucht.

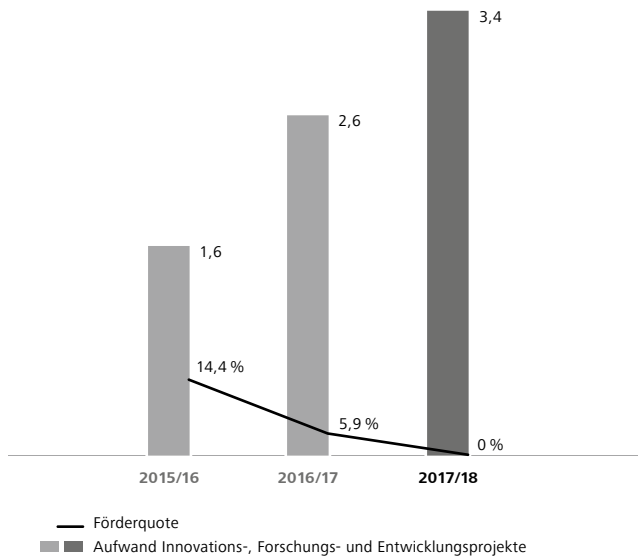
→ **Optimierungsassistent joulie:** Unser im vergangenen Jahr präsentiertes, selbst entwickeltes neues Produkt joulie ermöglicht es Privatkunden erstmals, ihre individuelle dezentrale Stromversorgung (Photovoltaik-Anlage, Batterie, Wärmepumpe, Warmwasser und E-Mobilität) online zu planen und zu optimieren und damit auch auf dem Energiemarkt zu verdienen. Ihre Anlagen werden Teil eines virtuellen Kraftwerks und leisten damit einen aktiven Beitrag zur Energiewende. Dafür wurde unser Echtzeit-Kraftwerksoptimierungssystem für den Energiehandel (EZISSE) um die Funktion eines Aggregators erweitert. Über einen Optimierungsassistenten beim Kunden kann dadurch eine automatisierte Echtzeit-Einbindung in das virtuelle Kraftwerk erfolgen. Via App oder Webportal haben die Kunden dabei jederzeit volle Kontrolle über ihr System und zudem in Echtzeit Überblick über alle wichtigen Anlagendaten, Komponenten und Energieströme (Erzeugung, Verbrauch, Ladezustand des Batteriespeichers, Einspeisung ins Netz, Eigenversorgungsgrad). Und als Sicherheits-Extra wurde zum Schutz der Anlage auch eine Alarmfunktion integriert.

Bei der Entwicklung und Durchführung unserer Innovationsprojekte haben wir immer den Menschen und seinen Nutzen im Blick. In unserem Design-Thinking-Prozess verbinden wir deshalb technologische Machbarkeit, wirtschaftliche Vermarktbarkeit und Attraktivität für den Menschen gezielt miteinander und bewerten sie gesamthaft. Wesentlich ist dabei ein kooperativer Ansatz: Unser Vorstand und das mittlere Management sind wichtige Partner im Innovationsprozess und die wichtigsten Mentoren und Unterstützer für die Umsetzung innovativer Lösungen. Dabei verläuft der Prozess bidirektional, indem die Top-Down-Inputs aus der Führungsebene mit

den von den Mitarbeitern eingebrachten Bottom-Up-Lösungsansätzen gezielt vereint werden. Dazu holt die Stabsstelle Innovation, Nachhaltigkeit und Umweltschutz, bei der das konzernweite Innovationsmanagement verankert ist, laufend Inputs der Führungsebene zu konkreten Handlungsfeldern ein und bietet gleichzeitig den Mitarbeitern die Möglichkeit, mittels unterschiedlicher Innovationsinstrumente am Innovationsprozess aktiv mitzuwirken und damit einen Beitrag zur Unternehmensentwicklung zu leisten. Als zusätzliches, neues Innovationsinstrument haben wir im Geschäftsjahr 2017/18 die sogenannte „Innovationschallenge“ für unsere Praktikanten implementiert. In kleinen, jeweils durch einen EVN Coach unterstützten Teams haben sich diese eingehend mit Themen rund um Kunden, Digitalisierung und digitale Medien befasst und spannende neue Konzepte und Lösungen für den Energiekunden der Zukunft entwickelt.

Aufwand für Innovations-, Forschungs- und Entwicklungsprojekte und Förderquote¹⁾

Mio. EUR und %



1) Förderquote = Anteil der Förderungen am Gesamtaufwand für Innovations-, Forschungs- und Entwicklungsprojekte

△ GRI-Indikator: GRI 201-4

Risikomanagement

Risikodefinition

Im EVN Konzern ist Risiko als die potenzielle Abweichung von geplanten Unternehmenszielen definiert.

Risikomanagementprozess

Primäres Ziel des Risikomanagements ist die gezielte Sicherung bestehender und zukünftiger Ertrags- und Cash-Flow-Potenziale durch aktive Risikosteuerung. Dazu stellt ein zentral organisiertes Risikomanagement den dezentralen Risikoverantwortlichen im Rahmen des Risikomanagementprozesses geeignete Methoden und Werkzeuge zur Identifikation und Bewertung von Risiken zur Verfügung. Die risikoverantwortlichen Geschäftseinheiten kommunizieren ihre Risikopositionen an das zentrale Risikomanagement. Hier werden geeignete Maßnahmen zur Risikominimierung definiert, für deren Umsetzung wiederum die dezentralen Geschäftseinheiten verantwortlich sind. Ebenso erfolgt hier die Analyse des Risikoprofils der EVN. Die jährliche Erfassung und das Management von Risiken mit Bezug auf Nachhaltigkeit, Klima und Compliance erfolgen im Einklang mit dem zentralen Risikomanagementprozess durch darauf spezialisierte Organisationseinheiten bzw. Prozesse. Insgesamt umfasst der Risikomanagementprozess der EVN die folgenden Schritte:

- **Identifikation:** Erhebung bzw. Überarbeitung der Risiken auf Basis der letzten Risikoinventur (Review des Risikoinventars) und Identifikation von neuen Risiken und entsprechenden Risikosteuerungsmaßnahmen
- **Bewertung und Analyse:** Qualitative und quantitative Bewertung der identifizierten Risiken, Aggregation der Risiken nach unterschiedlichen Betrachtungsperspektiven und Modellierung der Ergebnis- und Cash-Flow-Verteilungen
- **Berichterstattung:** Diskussion und Beurteilung des Risikoprofils im Risikoarbeitsausschuss und im Konzernrisikoausschuss sowie gegebenenfalls Einleitung von weiteren Risikosteuerungsmaßnahmen; Risikoberichterstattung an den Prüfungsausschuss
- **Prozess-Review:** Definition jener organisatorischen Einheiten, die einer expliziten Risikobetrachtung zu unterziehen sind; regelmäßige Überprüfung, ob die festgelegten Methoden bei geänderten Verhältnissen modifiziert werden müssen; regelmäßige Prüfung durch die Interne Revision

Aufgaben des Risikoarbeitsausschusses

Der Risikoarbeitsausschuss unterstützt das zentrale Risikomanagement bei der ordnungsgemäßen Umsetzung des Risikomanagementprozesses. Er beurteilt und genehmigt Änderungen in Bezug auf die (Bewertungs-)Methodik und definiert Art und Umfang der Risikoberichterstattung. Stimmberechtigte Mitglieder des Risikoarbeitsausschusses auf Konzernebene sind die Leiter der Konzernfunktionen Controlling, Generalsekretariat und Corporate Affairs, Finanzwesen, Rechnungswesen, Interne Revision, der Chief Compliance Officer (CCO) sowie ein (unternehmensinterner) energiewirtschaftlicher Experte.

Konzernrisikoausschuss und Kontrolle

Im Konzernrisikoausschuss, der aus dem Vorstand der EVN AG, den Leitern der Organisationseinheiten und den Mitgliedern des Risikoarbeitsausschusses besteht, werden die Ergebnisse der Risikoinventur sowie die Berichte präsentiert und diskutiert. Er entscheidet über den weiteren Handlungsbedarf, kann Arbeitsgruppen einberufen sowie Arbeitsaufträge erteilen und verabschiedet die Ergebnisse der Risikoinventur (Risikoberichte).

△ GRI-Indikator: GRI 102-30

Risikoprofil

Neben den branchenüblichen Risiken und Ungewissheiten ist das Risikoprofil der EVN vor allem durch politische, rechtliche und regulatorische Herausforderungen und Veränderungen im Wettbewerbsumfeld geprägt. Im Rahmen der jährlich durchgeführten Risikoinventur, deren Ergebnisse im Bedarfsfall um Ad-hoc-Risikomeldungen aktualisiert werden, erfolgt eine Kategorisierung in Markt- und Wettbewerbs-, Finanz-, Betriebs-, Umfeld-, Strategie- und Planungs- sowie sonstige Risiken. Aufgrund des hohen Stellenwerts von Nachhaltigkeit in der EVN fließen Nachhaltigkeitsrisiken als Querschnittsmaterie in alle Risikokategorien mit ein und werden integriert berichtet. In der nachfolgenden Tabelle werden die entsprechend diesen Kategorien ermittelten wesentlichen Risiken sowie Maßnahmen zu deren Minimierung beschrieben.

Erweiterung der Risikoinventur gemäß NaDiVeG

Bereits vor Inkrafttreten des NaDiVeG wurden in den einzelnen Risikokategorien stets auch potenzielle Auswirkungen von Nachhaltigkeitsaspekten erfasst und analysiert (z. B. Risiken für die Versorgungssicherheit, Mitarbeiter- oder Umweltrisiken). Im Geschäftsjahr 2017/18 wurde die Risikoinventur im Sinn des NaDiVeG nun dahingehend vertieft, dass potenzielle Risiken bzw. Auswirkungen

Wesentliche Risiken der EVN und Maßnahmen zu deren Minimierung

Risikokategorie	Beschreibung	Maßnahme
Markt- und Wettbewerbsrisiken		
Deckungsbeitragsrisiko (Preis- und Mengeneffekte)	Energievertrieb und -produktion: Nichterreichen der geplanten Deckungsbeiträge → Volatile bzw. vom Plan abweichende Bezugs- und Absatzpreise (insb. für Energieträger) → Nachfragerückgänge (insb. beeinflusst durch Witterung bzw. Klimawandel, Politik, Reputation oder Wettbewerb) → Rückgang der Eigenerzeugung → Rückgang des Projektvolumens im Umweltbereich (insb. infolge Marktsättigung, eingeschränkter Ressourcen für Infrastrukturprojekte oder Nichtberücksichtigung bzw. Unterliegen bei Ausschreibungen)	Auf das Marktumfeld abgestimmte Beschaffungsstrategie; Absicherungsstrategien; Diversifizierung der Kundensegmente sowie Geschäftsfelder; auf Kundenbedürfnisse abgestimmte Produktpalette; längerfristiger Verkauf von Kraftwerkskapazitäten
Lieferantenrisiko	Überschreiten der geplanten (Projekt-)Kosten; mangelhafte Erfüllung oder Nichterfüllung vertraglich zugesagter Leistungen	Partnerschaften; möglichst weitgehende vertragliche Absicherung; externe Expertise
Finanzrisiken¹⁾		
Fremdwährungsrisiken	Transaktionsrisiken (Fremdwährungskursverluste) und Translationsrisiken bei der Fremdwährungsumrechnung im Konzernabschluss; nicht währungskonforme Finanzierung von Konzerngesellschaften	Überwachung; Limits; Absicherungsinstrumente
Liquiditäts-, Cash-Flow- und Finanzierungsrisiko	Nicht fristgerechte Begleichung eingegangener Verbindlichkeiten; Risiko, erforderliche Liquidität/Finanzmittel bei Bedarf nicht zu den erwarteten Konditionen beschaffen zu können	Langfristig abgestimmte und zentral gesteuerte Finanzplanung; Absicherung des benötigten Finanzmittelbedarfs (u. a. durch Kreditlinien)
Preis-/Kursänderungsrisiken	Kurs-/Wertverluste bei Veranlagungspositionen (z. B. Fonds) und börsennotierten strategischen Beteiligungen (z. B. Verbund AG, Burgenland Holding AG)	Monitoring des Verlustpotenzials mittels täglicher Value-at-Risk-Ermittlung; Anlagerichtlinien
Counterparty-/Kreditrisiken (Ausfallrisiken)	Vollständiger/teilweiser Ausfall einer von einem Geschäftspartner oder Kunden zugesagten Leistung	Vertragliche Konstruktionen; Bonitäts-Monitoring und Kreditlimitsystem; laufendes Monitoring des Kundenverhaltens; Absicherungsinstrumente; Versicherungen; gezielte Diversifizierung der Geschäftspartner
Beteiligungsrisiken	Nichterreichen der Gewinnziele einer kerngeschäftsnahen Beteiligungsgesellschaft	Vertretung in Gremien der jeweiligen Beteiligungsgesellschaft
Rating-Veränderung	Bei Verringerung der Rating-Einstufung höhere Refinanzierungskosten	Sicherstellung der Einhaltung relevanter Finanzkennzahlen
Zinsänderungsrisiken	Veränderungen der Marktzinsen; steigender Zinsaufwand; negative Auswirkungen eines niedrigen Zinsniveaus auf die Bewertung von Vermögenswerten und Rückstellungen sowie auf künftige Tarife	Einsatz von Absicherungsinstrumenten; Zinsbindung in Finanzierungsverträgen
Wertminderungs-/Impairment-Risiken	Wertberichtigung von Forderungen; Wertminderung von Firmenwerten, Beteiligungen, Erzeugungsanlagen und sonstigen Vermögenswerten (Wirtschaftlichkeit/Werthaltigkeit maßgeblich von Strom- und Primärenergiepreisen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen abhängig)	Monitoring mittels Sensitivitätsanalysen
Haftungsrisiko	Finanzieller Schaden durch Schlagendwerden von Eventualverbindlichkeiten	Haftungen auf erforderliches Mindestmaß beschränken; laufendes Monitoring

1) Zum Einsatz von Finanzinstrumenten siehe auch Seite 180f und Seite 183ff

Wesentliche Risiken der EVN und Maßnahmen zu deren Minimierung

Risikokategorie	Beschreibung	Maßnahme
Strategie- und Planungsrisiken		
Technologierisiko	Spätes Erkennen von und Reagieren auf neue Technologien (verzögerte Investitionstätigkeit) bzw. auf Veränderungen von Kundenbedürfnissen; Investitionen in die „falschen“ Technologien	Aktive Teilnahme an externen Forschungsprojekten; eigene Demonstrationsanlagen und Pilotprojekte; ständige Anpassung an den Stand der Technik
Planungsrisiko	Modellrisiko; Treffen von falschen bzw. unvollständigen Annahmen; Opportunitätsverluste	Wirtschaftlichkeitsbeurteilung durch erfahrene, gut ausgebildete Mitarbeiter; Monitoring der Parameter und regelmäßige Updates; Vier-Augen-Prinzip
Organisatorische Risiken	Ineffiziente bzw. ineffektive Abläufe und Schnittstellen; Doppelgleisigkeiten	Prozessmanagement; Dokumentation; internes Kontrollsystem (IKS)
Betriebsrisiken		
Infrastrukturrisiken	Falsche Auslegung und Nutzung der technischen Anlagen	Beheben von technischen Schwachstellen; regelmäßige Kontrollen und Überprüfungen der vorhandenen und künftig benötigten Infrastruktur
Störungen/Netzausfall (Eigen- und Fremdanlagen), Unfälle	Versorgungsunterbrechung; Gefährdung von Leib und Leben bzw. Infrastruktur durch Explosionen/ Unfälle	Technische Nachrüstung bei den Schnittstellen der unterschiedlichen Netze; Ausbau und Instandhaltung der Netzkapazitäten
IT-/Sicherheitsrisiken (inkl. Cybersecurity)	Systemausfälle; Datenverlust bzw. unbeabsichtigter Datentransfer; Hackerangriffe	Stringente (IKT-)System- und Risikoüberwachung; Back-up-Systeme; technische Wartung; externe Prüfung; Arbeitssicherheitsmaßnahmen; Krisenübungen
Mitarbeiterisiken	Verlust von hochqualifizierten Mitarbeitern; Ausfall durch Arbeitsunfälle; personelle Über- oder Unterkapazitäten; Kommunikationsprobleme; kulturelle Barrieren; Betrug; bewusste bzw. unbewusste Fehldarstellung von Transaktionen bzw. Jahresabschlussposten	Attraktives Arbeitsumfeld; Gesundheits- und Sicherheitsvorsorge; flexible Arbeitszeitmodelle; Schulungen; Veranstaltungen für Mitarbeiter zum Informationsaustausch und zum Networking; internes Kontrollsystem (IKS)
Umfeldrisiken		
Gesetzgebungs-, regulatorische und politische Risiken	Veränderung der politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen sowie des regulatorischen Umfelds (z. B. Umweltgesetze, wechselnde rechtliche Rahmenbedingungen, Änderung des Förderregimes, Marktliberalisierung in Südosteuropa); politische und wirtschaftliche Instabilität; Netzbetrieb: Nichtanerkennung der Vollkosten des Netzbetriebs im Netztarif durch den Regulator	Zusammenarbeit mit Interessenvertretungen, Verbänden und Behörden auf regionaler, nationaler und internationaler Ebene; angemessene Dokumentation und Leistungsverrechnung
Rechts- und Prozessrisiko	Nichteinhalten von Verträgen; Prozessrisiko aus diversen Verfahren; regulatorische bzw. aufsichtsrechtliche Prüfungen	Vertretung in lokalen, regionalen, nationalen und EU-weiten Interessenvertretungen; Rechtsberatung
Soziales und gesamtwirtschaftliches Umfeld	Konjunkturelle Entwicklungen; Schulden-/Finanzkrise; stagnierende oder rückläufige Kaufkraft; steigende Arbeitslosigkeit	Weitestgehende Ausschöpfung von (anti-)zyklischen Optimierungspotenzialen
Vertragsrisiken	Nichterkennen von Problemen im juristischen, wirtschaftlichen und technischen Sinn; Vertragsrisiko aus Finanzierungsverträgen	Umfassende Legal Due Diligence; Zukauf von Expertise/Rechtsberatung; Vertragsdatenbank und laufendes Monitoring

Wesentliche Risiken der EVN und Maßnahmen zu deren Minimierung

Risikokategorie	Beschreibung	Maßnahme
Sonstige Risiken		
Unerlaubte Vorteilsgewährung, Non-Compliance, Datenschutzrechtliche Vorfälle	Weitergabe vertraulicher interner Informationen an Dritte und unerlaubte Vorteilsgewährung/Korruption; Verletzung des Schutzes personenbezogener Daten	Interne Kontrollsysteme; einheitliche Richtlinien und Standards; Verhaltenskodex; Compliance-Organisation
Projektrisiko	Projektbudgetüberschreitungen beim Aufbau neuer Kapazitäten	Vertragliche Absicherung der wirtschaftlichen Parameter
Co-Investment-Risiko	Risiken im Zusammenhang mit der Durchführung von Großprojekten gemeinsam mit Partnerunternehmen	Vertragliche Absicherung; effizientes Projektmanagement
Sabotage	Sabotage z. B. bei Erdgasleitungen, Kläranlagen und Müllverbrennungsanlagen	Geeignete Sicherheitsvorkehrungen; regelmäßige Messung der Wasserqualität und der Emissionswerte
Imagerisiko	Reputationsschaden	Transparente und proaktive Kommunikation; nachhaltige Unternehmenssteuerung

△ GRI-Indikator: GRI 102-15

aus der Geschäftstätigkeit der EVN und ihren Geschäftsbeziehungen auf Umwelt-, Sozial- und Arbeitnehmerbelange, die Achtung der Menschenrechte und die Bekämpfung von Korruption systematisch erhoben und bezüglich ihrer finanziellen Auswirkungen auf den EVN Konzern bewertet wurden. Die identifizierten Risiken bzw. Auswirkungen wurden entsprechend den im Risikomanagementprozess vorgesehenen Schritten weiter behandelt.

□ Zu den wesentlichen Auswirkungen im Sinn des NaDiVeG siehe Seite 30ff

Gesamtrisikoprofil

Neben den Ungewissheiten im Zusammenhang mit Geschäftsfeldern und -betrieben außerhalb Österreichs ist die EVN auch im Heimmarkt Niederösterreich mit einem weiterhin herausfordernden Umfeld konfrontiert. Im Rahmen der jährlich durchgeführten Konzernrisikoinventur wurden keine Risiken für die Zukunft identifiziert, die den Fortbestand der EVN gefährden könnten.

Wesentliche Merkmale des internen Kontroll- und Risikomanagementsystems im Hinblick auf den Rechnungslegungsprozess

Gemäß § 267 Abs. 3b in Verbindung mit § 243a Abs. 2 UGB sind im Konzernlagebericht von Gesellschaften, deren Aktien zum Handel auf einem geregelten Markt zugelassen sind, die wichtigsten Merkmale des internen Kontroll- und Risikomanagementsystems im Hinblick auf den Konzernrechnungslegungsprozess zu beschreiben. Die Einrichtung eines angemessenen internen Kontroll- und Risikomanagementsystems (IKS) im Hinblick auf den Rechnungs-

legungsprozess liegt gemäß § 82 AktG in der Verantwortung des Vorstands und ist gemäß § 92 Abs. 4a Z. 4b AktG vom Prüfungsausschuss auf seine Wirksamkeit hin zu überwachen.

Das IKS für den Rechnungslegungsprozess der EVN wird durch Kontrollen der identifizierten risikobehafteten Prozesse in regelmäßigen Abständen überwacht, und die Ergebnisse daraus werden dem Management und dem Prüfungsausschuss berichtet. Das IKS gewährleistet klare Zuständigkeiten und eliminiert überflüssige Prozessschritte, wodurch die Sicherheit in den Abläufen für die Erstellung der Finanzberichterstattung weiter erhöht wird. Die Beschreibung der wesentlichen Merkmale besteht aus den fünf zusammenhängenden Komponenten Kontrollumfeld, Risikobeurteilung, Kontrollmaßnahmen, Information und Kommunikation sowie Überwachung.

Kontrollumfeld

Der von der EVN festgelegte Verhaltenskodex und die darin zugrunde gelegten Wertvorstellungen gelten für alle Mitarbeiter des gesamten Konzerns.

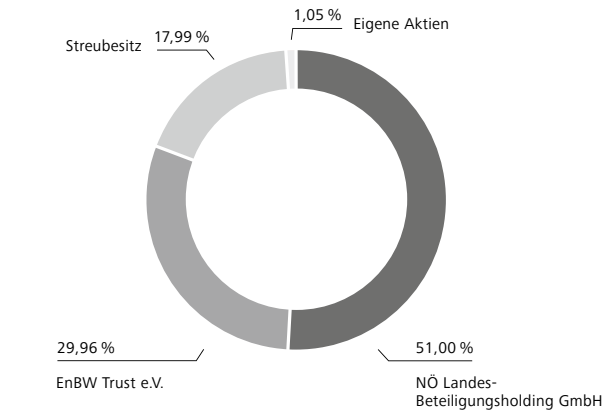
○ Zum EVN Verhaltenskodex siehe www.evn.at/verhaltenskodex

Die Erstellung des Konzernabschlusses erfolgt durch die kaufmännischen Konzernfunktionen der EVN. Der Abschlussprozess der EVN basiert auf einer einheitlichen Bilanzierungsrichtlinie, die neben den Bilanzierungsvorschriften auch die wesentlichen Prozesse und Termine konzernweit festlegt. Für die konzerninternen Abstimmungen und die sonstigen Abschlussarbeiten bestehen verbindliche Anweisungen. Die am Rechnungslegungsprozess beteiligten

Angaben gemäß § 243a UGB

- Per 30. September 2018 betrug das Grundkapital der EVN AG 330.000.000 Euro und war unterteilt in 179.878.402 Stück auf Inhaber lautende nennwertlose Stückaktien, die jeweils im gleichen Umfang am Grundkapital beteiligt sind. Der Anspruch auf Einzelverbriefung der Aktien ist ausgeschlossen. Es existiert nur diese eine Aktiengattung. Alle Aktien verkörpern die gleichen Rechte und Pflichten und werden auf dem Prime Market der Wiener Börse gehandelt.
- Es gibt keine über die Bestimmungen des Aktiengesetzes hinausgehenden Beschränkungen der Stimmrechte bzw. Vereinbarungen über die Beschränkung der Übertragbarkeit von Aktien. Hinzuweisen ist jedoch darauf, dass die Übertragbarkeit der Beteiligung des Landes Niederösterreich, das seine Anteile über die NÖ Landes-Beteiligungsholding GmbH, St. Pölten, hält, durch bundes- und landesverfassungsgesetzliche Bestimmungen eingeschränkt ist.
- Auf Basis dieser verfassungsrechtlichen Vorschriften ist das Land Niederösterreich mit 51,00 % Mehrheitsaktionär der EVN AG. Zweitgrößter Aktionär der EVN AG ist der EnBW Trust e.V., ein im Vereinsregister des Amtsgerichts Mannheim unter VR 3737 eingetragener Verein mit Sitz in Karlsruhe, der zum 30. September 2018 Aktien im Ausmaß von 29,96 % des Grundkapitals treuhändig für die EnBW Energie Baden-Württemberg AG mit Sitz in Karlsruhe, eingetragen im Handelsregister des Amtsgerichts Mannheim unter HRB 107956, hielt. Der Anteil der von der EVN AG gehaltenen eigenen Aktien betrug zu diesem Stichtag 1,05 %; der Streubesitz belief sich somit auf 17,99 %.
- Es wurden keine Aktien mit besonderen Kontrollrechten ausgegeben.
- Mitarbeiter, die im Besitz von Aktien sind, üben ihr Stimmrecht unmittelbar selbst bei der Hauptversammlung aus. Es besteht in der EVN AG kein Aktienoptionsprogramm.
- Der Vorstand besteht aus mindestens zwei Mitgliedern. Der Aufsichtsrat besteht aus mindestens zehn und höchstens fünfzehn Mitgliedern. Sofern das Gesetz nicht zwingend eine andere Mehrheit vorschreibt, beschließt die Hauptversammlung mit einfacher Mehrheit der abgegebenen Stimmen und

Aktionärsstruktur¹⁾



1) per 30.09.2018

▲ GRI-Indikator: GRI 102-5

in Fällen, in denen eine Kapitalmehrheit erforderlich ist, mit einfacher Mehrheit des bei der Beschlussfassung vertretenen Grundkapitals.

- Mit Beschluss vom 21. Jänner 2016 ermächtigte die 87. ordentliche Hauptversammlung der EVN AG den Vorstand, während einer Geltungsdauer von 30 Monaten auf Inhaber lautende eigene Stückaktien zum Zweck (i) der Ausgabe an Arbeitnehmer der Gesellschaft oder eines mit ihr verbundenen Unternehmens sowie (ii) gemäß § 65 Abs. 1 Z. 8 AktG (zweckfreier Erwerb) im Ausmaß von insgesamt höchstens 10 % des Grundkapitals der EVN zu erwerben. Die Gültigkeit des Ermächtigungsbeschlusses endete durch Zeitablauf am 21. Juli 2018. Der Vorstand hatte davon im Geschäftsjahr 2017/18 keinen Gebrauch gemacht.
- Aufgrund der oben in Punkt 2. und 3. erwähnten Rechtslage ist ein Kontrollwechsel im Sinn des § 243a Abs. 1 Z. 8 UGB in der EVN AG derzeit von Gesetzes wegen unzulässig. Allfällige Folgewirkungen eines Kontrollwechsels können daher nicht eintreten.
- Entschädigungsvereinbarungen zugunsten von Organen oder Mitarbeitern für den Fall eines öffentlichen Übernahmeangebots gemäß § 243a Abs. 1 Z. 9 UGB bestehen nicht.

Ausblick auf das Geschäftsjahr 2018/19

Die vergangenen Jahre haben gezeigt, dass die breite Wertschöpfungskette der EVN Gruppe im Energiebereich – sie reicht von der Erzeugung bis zum Kunden –, ergänzt durch das Umweltgeschäft, eine gute Basis für einen stabilen Geschäftsverlauf bildet, auch in herausfordernden Zeiten. Damit ist der Konzern auch für die Zukunft solide aufgestellt. In den kommenden Jahren wird nicht nur die neue Klima- und Energiestrategie der Österreichischen Bundesregierung, die #mission2030, dazu beitragen, dass sich das Umfeld auf den Energiemärkten weiterhin laufend verändern wird.

Für die EVN wird auch das Geschäftsjahr 2018/19 maßgeblich von Investitionen in die Netzinfrastruktur und in den Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten, vor allem im Bereich der Windkraft, geprägt sein. Besonders im Bereich der Stromnetze werden weiterhin massive Investitionen notwendig sein, um sie adäquat an die immer weiter zunehmende dezentrale Erzeugung anzupassen. Aber auch das (z. B. durch E-Mobilität) in einem steten Wandel begriffene Anforderungsprofil der Kunden erfordert kontinuierliche Investitionen für eine zuverlässige Erhaltung der Netzstabilität und verlangt auch nach einer intelligenten Steuerung der Netze.

Mit dem laufenden Ausbau ihrer Windkraftkapazitäten leistet die EVN einen wichtigen Beitrag zum Systemwandel in der Energieproduktion. Allein im Geschäftsjahr 2017/18 hat die Gruppe mit der Erweiterung um rund 50 MW an drei Windpark-Standorten wesentliche Fortschritte auf dem Weg zu ihrem mittelfristigen Ausbauziel von 500 MW erzielt. Entsprechende Rahmenbedingungen vorausgesetzt, soll dieser Ausbau in den nächsten Jahren fortgesetzt werden.

Der laufende Anstieg in der Einspeisung von Strom aus erneuerbarer Erzeugung, deren volatiler Verlauf nicht planbar ist, erfordert jedoch weiterhin ausreichende, flexibel einsetzbare Kraftwerkskapazitäten, um die Netze stabil zu halten. Die thermischen Kraftwerke der EVN stehen in diesem Sinn bereits seit vielen Jahren für die Lieferung von Ausgleichsenergie und für das Engpassmanagement zur Verfügung. Seit der Trennung der Strompreiszone zwischen Deutschland und Österreich per 1. Oktober 2018 hält die EVN ihre Reservekapazität nun für den österreichischen Übertragungsnetzbetreiber vor. Entsprechende Verträge wurden vorerst bis September 2021 abgeschlossen.

Mit 1. Jänner 2018 hat in Österreich die neue fünfjährige Regulierungsperiode für den Erdgasnetzbetrieb begonnen. Wie erwartet hat die Regulierungsbehörde dem über die letzten Jahre gesunkenen Zinsniveau durch eine Reduktion des gewichteten Kapitalkostensatzes Rechnung getragen und in Folge die Netztarife gesenkt. Für den Stromnetzbetrieb beginnt die neue, ebenfalls fünfjährige Regulierungsperiode am 1. Jänner 2019.

In Südosteuropa stellen – neben den anhaltenden Aktivitäten zur Reduktion der Netzverluste – vor allem die fortschreitende Liberalisierung der Energiemärkte und die damit verbundenen Änderungen der regulatorischen Rahmenbedingungen eine Herausforderung dar. Für das beim Schiedsgericht der Weltbank gegenüber der Republik Bulgarien angestrebte Schiedsverfahren wird der Schiedsspruch für das Geschäftsjahr 2018/19 erwartet.

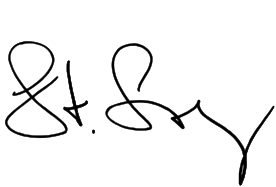
Einen wichtigen Schwerpunkt bilden auch im kommenden Geschäftsjahr die Trinkwasserversorgung in Niederösterreich sowie

deren Sicherheit und Qualität. Neben der direkten Ortswasserversorgung in zahlreichen Gemeinden setzt die EVN hier einerseits auf den laufenden Ausbau überregionaler Leitungsnetze, um auch in niederschlagsarmen Regionen in der trockeneren Jahreszeit die zuverlässige Versorgung mit Trinkwasser gewährleisten zu können. Andererseits arbeitet sie verstärkt an der Errichtung von Naturfilteranlagen, die das Wasser auf natürliche Art und Weise ohne Zusatz von Chemikalien enthärten.

Im Vergabeverfahren für ein Abwasseraufbereitungsprojekt in Kuwait befindet sich das Bieterkonsortium, bestehend aus der für das internationale Projektgeschäft der EVN Gruppe verantwortlichen WTE Wassertechnik und einem kuwaitischen Finanzinvestor, derzeit im exklusiven Verhandlungsstatus. Die endgültige Auftragsvergabe wird im Lauf des Geschäftsjahres 2018/19 erwartet. Bei einem weiteren Projekt in Bahrain wurden nach der Vertragsunterzeichnung im September 2018 bereits erste wichtige Projektfortschritte erzielt.

Das Geschäftsjahr 2017/18 war durch den starken Anstieg der Energiepreise, der sich insbesondere in der Stichtagsbewertung der Absicherungsgeschäfte widerspiegelte, positiv beeinflusst. Unter der Annahme von durchschnittlichen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen wird für das Geschäftsjahr 2018/19 ein Konzernergebnis in einer Bandbreite von 160 Mio. Euro bis 180 Mio. Euro erwartet. Die regulatorischen Rahmenbedingungen, die eingeleiteten Verfahren in Bulgarien, ein Verfahren im Zusammenhang mit dem Kraftwerksprojekt Walsum 10 sowie der Fortgang der Aktivitäten in Moskau könnten das Konzernergebnis jedoch wesentlich beeinflussen.

Maria Enzersdorf, am 20. November 2018



Mag. Stefan Szyszkowitz, MBA
Sprecher des Vorstands



Dipl.-Ing. Franz Mittermayer
Mitglied des Vorstands