



**Strategien und Maßnahmen  
des Landesenergieversorgers Energie AG  
zur Förderung erneuerbarer Energien  
und Energieunabhängigkeit  
im Land Oberösterreich**

## Auskünfte

Oberösterreichischer Landesrechnungshof  
A-4020 Linz, Promenade 31  
Tel.: (+43 732) 7720-11426  
E-Mail: [post@lrh-ooe.at](mailto:post@lrh-ooe.at)  
[www.lrh-ooe.at](http://www.lrh-ooe.at)

## Impressum

**Herausgeber:**  
Oberösterreichischer Landesrechnungshof  
A-4020 Linz, Promenade 31

**Redaktion:**  
Oberösterreichischer Landesrechnungshof  
Herausgegeben: Linz, im März 2024

## INHALTSVERZEICHNIS

<b>Kurzfassung .....</b>	<b>1</b>
<b>Einleitung.....</b>	<b>5</b>
Prüfungsauftrag und Prüfungsumfang.....	5
Wirtschaftliche Entwicklung der Energie AG Oberösterreich Gruppe .....	6
Entscheidungsspielraum des Vorstandes einer Aktiengesellschaft .....	10
<b>Strategie und Erneuerbare Energien .....</b>	<b>11</b>
Fragestellung „Strategie und Umsetzung“ und „Erneuerbare Energien“ .....	11
Der Strategieentwicklungsprozess der Energie AG .....	12
Power Strategie 2020 .....	13
Hintergrund und Ziele .....	13
Ausgestaltung und Maßnahmen .....	14
Umsetzung und Monitoring .....	16
Strategien bis 2030 .....	19
Hintergrund und Ziele .....	19
Ausgestaltung und Maßnahmen .....	23
Status der Stromerzeugung bei erneuerbaren Energien .....	26
<b>Zukünftige Strategie und Ausbau von erneuerbaren Energien.....</b>	<b>28</b>
Fragestellung .....	28
LOOP Strategie .....	29
Hintergrund und Ziele .....	29
Ausgestaltung und Maßnahmen .....	30
Umsetzung und Monitoring .....	32
Pumpspeicherkraftwerk Ebensee .....	33
<b>Netzausbau und Investitionen.....</b>	<b>35</b>
Fragestellung .....	35
Allgemeines zur Regulierung vom Netzbetrieb.....	36
Das Stromnetz in Österreich.....	36
Netz OÖ GmbH .....	36
Systemnutzungsentgelte .....	38
Anreizregulierung .....	39
Entgeltermittlungsverfahren .....	40
Netzspezifische Herausforderungen der Energiewende .....	45
Allgemeine Herausforderungen .....	45
Zielsetzungen für das Stromnetz .....	46

Entwicklung des Energiebedarfs.....	48
Planungsinstrumente.....	50
Investitionen in die Netzentwicklung.....	55
Investitionstätigkeit .....	55
Beispiel: Netz und Photovoltaik .....	58
<b>Nachhaltigkeit in Geschäftspraktiken und Entscheidungsprozessen.....</b>	<b>65</b>
Fragestellung .....	65
Allgemeines .....	65
Rechtliche Vorgaben zur Nachhaltigkeitsberichterstattung.....	66
Richtlinie zur nichtfinanziellen Berichterstattung .....	66
Taxonomie Verordnung der EU .....	69
Richtlinie zur Unternehmens-Nachhaltigkeitsberichterstattung .....	70
<b>Preisgestaltung .....</b>	<b>71</b>
Strommarkt und Preisbildung .....	72
Stromhandel in der Energie AG OÖ Gruppe .....	77
Zusammensetzung der gehandelten Strommengen.....	80
<b>Zusammenfassung der Empfehlungen.....</b>	<b>81</b>

## Tabellen- und Abbildungsverzeichnis

Tabelle 1:	Ergebniskennzahlen Geschäftsjahr 2013/14 bis 2022/23 .....	7
Tabelle 2:	Bilanzkennzahlen Geschäftsjahre 2013/14 bis 2022/23 .....	9
Tabelle 3:	Sonstige Kennzahlen Geschäftsjahre 2013/14 bis 2022/23.....	10
Tabelle 4:	Entwicklung Erzeugung erneuerbare Energien.....	17
Tabelle 5:	Ausbauziele erneuerbare Energien bis 2030 .....	20
Tabelle 6:	Regelarbeitsvermögen aus natürlichem Zufluss und Engpassleistung der Wasserkraftprojekte 2013 bis 2030 .....	25
Tabelle 7:	Einspeisebeschränkungen für PV-Anlagen im Stromnetz der Netz OÖ per 30.9.2023 .....	61
Tabelle 8:	Planungsaufträge im Zusammenhang mit PV-Anlagen .....	64
Tabelle 9:	Tochtergesellschaften der Energie AG OÖ Gruppe mit Bezug zum Stromhandel .....	77
Tabelle 10:	Anteil Eigenproduktion erneuerbare Energie an Gesamtstrombereitstellung in GWh.....	81
Abbildung 1:	Umsatzentwicklung 2013/14 bis 2022/23 .....	7
Abbildung 2:	Schematische Darstellung des jährlichen Strategieentwicklungsprozesses auf Konzernebene.....	12
Abbildung 3:	Entwicklung Konzern-EBIT und Strom-Großhandelspreis 2002/03 bis 2013/14.....	14
Abbildung 4:	Entwicklung EBIT 2012/13 bis 2020/21 .....	18
Abbildung 5:	Erzeugungsstrategie 2030 – Erneuerbarer Strom.....	21
Abbildung 6:	Projektpipeline PV-Anlagen aus Erzeugungsstrategie .....	24
Abbildung 7:	Bruttostromerzeugung Energie AG OÖ Gruppe .....	27
Abbildung 8:	Bruttostromerzeugung Österreich (ohne Energie AG OÖ Gruppe) .....	28
Abbildung 9:	zeitlicher Projektablauf Pumpspeicher Ebensee .....	33
Abbildung 10:	Lage Pumpspeicher Ebensee .....	34
Abbildung 11:	Querschnittsansicht Pumpspeicher Ebensee .....	34
Abbildung 12:	Stromleitungsnetz der Netz OÖ GmbH.....	37
Abbildung 13:	Netznutzungs- und Netzverlustentgelt für Haushalt mit Verbrauch von 3.500 kWh (Netzebene 7, nicht gemessen) .....	39
Abbildung 14:	Anreizorientiertes Regulierungssystem .....	41
Abbildung 15:	Gegenüberstellung Kosten und Erlöse für das Jahr 2023.....	44
Abbildung 16:	Entwicklung Stommenge und Höchstlast im Stromnetz der Netz OÖ .....	49
Abbildung 17:	Geplantes Hochspannungs-Stromnetz 2032 .....	52
Abbildung 18:	Entwicklung der Stromnetz-Masterpläne OÖ .....	53
Abbildung 19:	Investitionen in das Stromnetz und Messung .....	56
Abbildung 20:	Ausgewählte Indikatoren der Netzentwicklung seit 2013 .....	57
Abbildung 21:	Netzanschlusskapazitäten im Stromnetz der Netz OÖ GmbH .....	60

Abbildung 22: Beispiel Wesentlichkeitsmatrix aus 2020/21 .....	68
Abbildung 23: Zeitstrahl für das Projekt zur Implementierung der CSRD .....	71
Abbildung 24: Darstellung zur Merit Order Kurve .....	73
Abbildung 25: Beispiel für Standardlastprofil von Haushaltskund:innen .....	74
Abbildung 26: Beispielhafte Tagesstrukturierung .....	75
Abbildung 27: Lastverteilung Endkund:innen GJ 2022/23 .....	76
Abbildung 28: Lastverteilung Endkund:innen Mai 2023 .....	76
Abbildung 29: Lastverteilung Endkund:innen 27.6.2023 .....	77
Abbildung 30: Energiehandel in der Energie AG OÖ Gruppe .....	78
Abbildung 31: Entwicklung der Preise Endverbraucher:innen im Vergleich zum Börsepreis .....	79

## ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS/GLOSSAR

### A

<b>AG</b>	Aktiengesellschaft
<b>AktG</b>	Bundesgesetz über Aktiengesellschaften (Aktiengesetz – AktG), BGBl. Nr. 98/1965 idgF
<b>APG</b>	Austrian Power Grid AG; ist Betreiberin des Übertragungsnetzes in Österreich
<b>ASIDI</b>	Average System Interruption Duration Index bezeichnet die leistungsbezogene Nichtverfügbarkeit auf Basis ungeplanter Versorgungsunterbrechungen; regional außergewöhnliche Ereignisse sind nicht zu berücksichtigen
<b>AVE CEE-Gruppe</b>	Abfallentsorgungs- und -verwertungsgruppe in Osteuropa, wurde im Geschäftsjahr 2012/13 veräußert

### B

<b>Base und Peak</b>	Base (Grundlast) bezeichnet eine Lieferung von Strom mit gleichbleibender Leistung über den gesamten Lieferzeitraum hinweg. Peak (Spitzenlast) beschreibt eine Lieferung jeweils von Montag bis Freitag von 8:00 Uhr bis 20:00 Uhr.
----------------------	--

### C

<b>CAPEX</b>	capital expenditures, Kapitalkosten
<b>CEE-Länder</b>	Mittel- und osteuropäische Länder
<b>CSRD</b>	Richtlinie zur Unternehmens-Nachhaltigkeitsberichterstattung (Corporate Sustainability Reporting Directive)

### E

<b>EBIT</b>	Earnings before interest and taxes, Operatives Ergebnis
<b>Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie</b>	Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU

<b>EIWOG 2010</b>	Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 – EIWOG 2010), BGBl. I Nr. 110/2010 idG
<b>EMAS</b>	Eco-Management and Audit Scheme
<b>EPEX-Spot</b>	Preis für Stromlieferungen am Spotmarkt der EPEX (europ. Strombörsen) für den jeweiligen Folgetag
<b>Erneuerbare Energien</b>	Erneuerbare Energien sind Energieformen, die im Gegensatz zu fossilen Energieträgern praktisch unerschöpflich zur Verfügung stehen (Sonnenenergie, Wasserkraft, Windkraft, Geothermie oder Biomasse).
<b>Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz</b>	Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG), BGBl. I Nr. 150/2021 idG
<b>Erneuerbare-Wärme-Gesetz</b>	Bundesgesetz über die erneuerbare Wärmebereitstellung in neuen Baulichkeiten (Erneuerbare-Wärme-Gesetz – EWG), gemäß Beschluss des Nationalrates 884/BNR, zu finden in der Beilage 2268 der XXVII. GP
<b>ESG</b>	Umwelt (Environment), Soziales (Social), verantwortungsvolle Unternehmensführung (Governance); bezeichnet Nachhaltigkeitskriterien
<b>ESRS</b>	Europäische Standards zur Nachhaltigkeitsberichterstattung (European Sustainability Reporting Standards)
<b>EVU</b>	Energieversorgungsunternehmen
<b>EXX</b>	European Energy Exchange; führende Energiebörse Kontinental-Europas mit Sitz in Leipzig

## F

<b>Frontquartal AT</b>	Preis für einen Quartals-Frontkontrakt an der Terminbörse
------------------------	---

## G

<b>Green Deal</b>	Der europäische Green Deal zielt darauf ab, die EU bis 2050 klimaneutral zu machen. Das Gesetzespaket „Fit for 55“ soll den Green Deal umsetzen und beinhaltet eine Reihe an Maßnahmen, um bis 2030 die Emissionen an Treibhausgasen gegenüber 2005 um 55 Prozent zu verringern.
-------------------	--

<b>GUD</b>	Gas-und-Dampf-Kraftwerk
<b>GWh</b>	Maßeinheit für Energie 1 Gigawattstunde entspricht 1.000 Megawattstunden oder 1.000.000 Kilowattstunden (kWh)

## H

<b>HPFC</b>	Hourly Price Forward Curve; erwartete stündliche Strompreise für zukünftige Lieferperioden
-------------	--

## I

<b>IFRS</b>	International Financial Reporting Standards
<b>Integrierter nationaler Energie- und Klimaplan 2030</b>	Der Integrierte Nationale Energie- und Klimaplan ist ein Plan, mit dem alle EU-Staaten ihren Weg zum Erreichen der EU-Energie- und Klimaziele nachweisen müssen. Dieser Plan muss bis zum Juni 2024 fertiggestellt und an die EU-Kommission übermittelt werden.

## J

<b>JKU</b>	Johannes-Kepler-Universität Linz
------------	----------------------------------

## K

<b>Klimaneutralität</b>	Klimaneutralität bedeutet, ein Gleichgewicht zwischen Kohlenstoffemissionen und der Aufnahme von Kohlenstoff aus der Atmosphäre in Kohlenstoffsenken herzustellen (Netto-Null-Emissionen).
<b>KS</b>	Holdingeinheit Konzernstrategie
<b>kV</b>	Maßeinheit für elektrische Spannung 1 kV entspricht 1.000 Volt

## M

<b>Mifri</b>	Mittelfristige Finanzplanung
<b>MVA</b>	Maßeinheit für Leistung; u. a. verwendet für die Messung von Transformatorkapazitäten 1 Megavoltampere entspricht 1.000 Kilovoltampere bzw. 1 Mio. Voltampere
<b>MW</b>	Maßeinheit für Leistung 1 Megawatt entspricht 1 Mio. Watt

<b>MWp</b>	Megawattpeak (MWp) ist ein Maß für die elektrische Höchstleistung einer PV Anlage 1 MWp entspricht 1.000 Kilowattpeak (kWp)
------------	--

## N

<b>NaDiVeG</b>	Bundesgesetz, mit dem zur Verbesserung der Nachhaltigkeits- und Diversitätsberichterstattung das Unternehmensgesetzbuch, das Aktiengesetz und das GmbH-Gesetz geändert werden (Nachhaltigkeits- und Diversitätsverbesserungsgesetz – NaDiVeG), BGBl. I Nr. 20/2017
<b>NEP</b>	Netzentwicklungsplan
<b>NFI-Bericht</b>	Nichtfinanzieller Bericht
<b>NFRD</b>	Richtlinie zur nichtfinanziellen Berichterstattung; Richtlinie 2014/95/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22.10.2014 zur Änderung der Richtlinie 2013/34/EU im Hinblick auf die Angabe nichtfinanzieller und die Diversität betreffender Informationen durch bestimmte große Unternehmen und Gruppen, ABI. 330/1 vom 15.11.2014.
<b>NPV</b>	Net Present Value bzw. Nettoarbarwert

## O

<b>Ökostromgesetz 2012</b>	Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätsproduktion aus erneuerbaren Energieträgern (Ökostromgesetz 2012 – ÖSG 2012), BGBl. I Nr. 75/2011 idgF
<b>ÖNIP</b>	Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan
<b>Oö. EIWOG 2006</b>	Landesgesetz, mit dem das Oö. Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2006 erlassen wird (Oö. EIWOG 2006), LGBl.Nr. 1/2006 idgF
<b>OPEX</b>	operational expenditures, Betriebskosten
<b>OTC</b>	Over-the-Counter, außerbörslicher Handel

## P

<b>Pariser Klimaabkommen</b>	Das Übereinkommen von Paris ist ein völkerrechtlicher Vertrag. Es wurde 2015 auf der UN-Klimakonferenz in Paris als Nachfolge des Kyoto-Protokolls von 197 Vertragsparteien beschlossen. Ziel ist die Begrenzung der Erderwärmung.
------------------------------	--

<b>PSKW</b>	Pumpspeicherkraftwerk
<b>PV</b>	Photovoltaik

## R

<b>RAB</b>	Regulatorischer Anlagenbestand
<b>RAV</b>	Regelarbeitsvermögen; Maß für die Stromerzeugung in einem Jahr
<b>ROCE</b>	Return on Capital Employed, Rendite auf das eingesetzte Kapital

## S

<b>SAIDI</b>	System Average Interruption Duration Index, bezeichnet die kundenbezogene Nichtverfügbarkeit
<b>SB/GB</b>	Service- und Geschäftsbereiche
<b>SDG</b>	Ziele für nachhaltige Entwicklung (Sustainable Development Goals)

## T

<b>Taxonomie-Verordnung</b>	Verordnung (EU) 2020/852 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Juni 2020 über die Einrichtung eines Rahmens zur Erleichterung nachhaltiger Investitionen und zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/2088
<b>TOTEX</b>	total expenditures, Gesamtkosten
<b>TWh</b>	Maßeinheit für Energie; 1 Terrawattstunde entspricht 1.000 Gigawattstunden

## U

<b>UVP</b>	Umweltverträglichkeitsprüfung
------------	-------------------------------

## V

<b>Vertikale Integration</b>	Integration vor- und/oder nachgelagerter Wertschöpfungsstufen in das Unternehmen. Ein vertikal integriertes Energieversorgungsunternehmen deckt die gesamte Lieferkette der Energieversorgung ab, von der Erzeugung über die Übertragung bis hin zum Vertrieb.
<b>V-NEP</b>	Netzentwicklungspläne für Verteilernetze

VZÄ	Vollzeitäquivalent
W	WACC

Weighted Average Cost of Capital, gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten

## STRATEGIEN UND MAßNAHMEN DES LANDESENERGIEVERSORGERS ENERGIE AG ZUR FÖRDERUNG ERNEUERBARER ENERGIEN UND ENERGIEUNABHÄNGIGKEIT IM LAND OBERÖSTERREICH

### Geprüfte Stellen:

Energie AG Oberösterreich Gruppe  
Land OÖ

### Prüfungszeitraum:

1. September 2023 bis 15. Jänner 2024

### Rechtliche Grundlage:

Sonderprüfung im Sinne des § 4 Abs. 3 Z 5 in Verbindung mit § 2 Abs. 1 Z 3 des Oö. LRHG 2013 idgF

### Prüfungsgegenstand und -ziel:

Im Auftrag von „NEOS Landtagsklub Oberösterreich“ soll der Oö. LRH eine Prüfung der unternehmerischen Strategien der Energie AG Oberösterreich Gruppe der vergangenen zehn Jahre durchführen. Es soll dabei ermittelt werden, ob die Energie AG Oberösterreich Gruppe notwendige Maßnahmen ergriffen hat, um sich proaktiv auf die zukünftigen Herausforderungen der Energiewende und gesteigerten Nachhaltigkeitsanforderungen einzustellen. Dazu stellt der Prüfungsauftrag mehrere, konkrete Fragen aus den Kategorien „Strategie und Umsetzung“, „Erneuerbare Energien“, „Nachhaltigkeit“, „Netzausbau und Investitionen“, „Zukünftige Strategie und Ausbau von Erneuerbaren Energien“ und „Preisgestaltung“.

### Prüfungsergebnis:

Das vorläufige Ergebnis der Prüfung wurde der geprüften Stelle gemäß § 6 Abs. 5 Oö. LRHG 2013 am 8. Februar 2024 zur Abgabe einer schriftlichen Stellungnahme übermittelt.

Die Vertreter der Energie AG Oberösterreich Gruppe haben bei der Schlussbesprechung am 12. Februar 2024 auf die Abgabe einer Stellungnahme verzichtet.

### Legende:

Nachstehend werden in der Regel punkteweise die Sachverhaltsdarstellung (Kennzeichnung mit 1 an der zweiten Stelle der Absatzbezeichnung), deren Beurteilung durch den LRH (Kennzeichnung mit 2), die *Stellungnahme der überprüften Stelle* (Kennzeichnung mit 3 und im Kursivdruck) sowie die allfällige Gegenäußerung des LRH (Kennzeichnung mit 4) aneinandergereiht.

In Tabellen und Anlagen des Berichtes können bei der Summierung von gerundeten Beträgen und Prozentangaben durch die EDV-gestützte Verarbeitung der Daten rundungsbedingte Rechendifferenzen auftreten. Alle im Bericht angeführten Internetlinks wurden im Prüfungszeitraum aufgerufen.



## KURZFASSUNG

### (1) Prüfungsauftrag und Prüfungsumfang

Mit Schreiben vom 4. Juli 2023 übermittelte die Landtagsdirektion ein Ersuchen des NEOS Landtagsklubs Oberösterreich um Durchführung einer Sonderprüfung. Der LRH soll untersuchen, ob die Energie AG OÖ Gruppe in den letzten zehn Jahren durch ihre unternehmerischen Strategien ausreichend proaktiv auf die zukünftigen Herausforderungen der Energiewende und die gestiegenen Nachhaltigkeitsanforderungen reagiert hat. Der LRH soll dazu auf konkrete Fragen aus den Bereichen „Strategie und Umsetzung“, „Erneuerbare Energien“, „Nachhaltigkeit“, „Netzausbau und Investitionen“, „Zukünftige Strategie und Ausbau Erneuerbare Energien“ und „Preisgestaltung“ eingehen. (Berichtspunkt 1)

### (2) Fokus Power Strategie 2020 lag auf Stärkung der wirtschaftlichen Basis der Energie AG

Im Frühjahr 2013 startete die Energie AG OÖ Gruppe den Prozess zur Erarbeitung des konzernweiten Strategie- und Organisationsprojektes „Power Strategie 2020“. Hintergrund waren ein geändertes Geschäftsumfeld und Strompreise auf andauernd niedrigem Niveau, für die auch kurz- bis mittelfristig kein Anstieg zu erwarten war. Diese Herausforderungen spiegelten sich auch in der wirtschaftlichen Entwicklung wider. Der Fokus lag auf der Hebung von Synergieeffekten und Effizienzsteigerungen sowie auf der Schaffung nachhaltiger Organisationsstrukturen. Gleichzeitig sollte der Aufbau zukunftsträchtiger Geschäftsfelder (z. B. Glasfaserausbau, Ausbau PV und Windkraft) zu einer nachhaltigen Konzernentwicklung beitragen. Hier lag der Schwerpunkt, gemessen am geplanten Investitionsvolumen, auf dem Ausbau der Glasfaserinfrastruktur. Neben Investitionen in die Wasserkraft waren Investitionen in PV und Windkraft lediglich dort geplant, wo sich attraktive Geschäftsmodelle ergaben. So gab es auch keine quantitativen Ausbauziele für die erneuerbaren Energien. In Relation zur gesamten Stromeigenaufbringung war der Anteil von PV und Windkraft auch nach Umsetzung der Power Strategie 2020 gering. Der LRH hebt positiv hervor, dass durch die Umsetzung der Power Strategie das angestrebte Effizienz- und Synergiepotential vollständig erreicht wurde. (Berichtspunkte 8 bis 11)

### (3) Schwerpunkt auf Ausbau erneuerbarer Energien ab 2020

2020 beschloss der Vorstand eine konzerninterne Erzeugungsstrategie bis 2030. Erstmals benannte diese Strategie messbare Ausbauziele für erneuerbare Energien. Der insgesamt geplante Zubau von 627 GWh würde in etwa 2,3 Prozent des bundesweiten Ziels von 27 TWh entsprechen. Unter der Annahme, dass die bundesweiten Zielsetzungen erreicht werden, würde dies einen Rückgang des Anteils der Energie AG (von dzt. 4,9 Prozent) an der nationalen Stromerzeugung bedeuten. Das geplante Gesamtausbauziel teilte sich auf jeweils 200 GWh aus Windkraft und PV sowie 227 GWh aus Wasserkraft auf. Der LRH stellt fest, dass die Erzeugungsstrategie 2030 mit konkreten Maßnahmen und einer Projektpipeline hinterlegt war. Für die

konkrete Umsetzung von Projekten im PV Bereich ging man davon aus, dass für die Realisierung einer GWh an Erzeugung in etwa fünf GWh geplant werden müssen. Der LRH verweist darauf, dass auch für die Windkraft eine Überplanung bei Projekten notwendig sein wird, um die gesetzten Ziele erreichen zu können. Im Geschäftsjahr 2022/23 entstammten rd. 1,6 Prozent der Stromeigenaufbringung aus PV und Windkraft; 2013/14 lag dieser Wert noch nahezu bei null. Der überwiegende Anteil der Stromeigenaufbringung lag mit 74,8 Prozent (im Geschäftsjahr 2022/23) nach wie vor bei der Wasserkraft. (Berichtspunkte 12 bis 16)

#### **(4) LOOP Strategie setzt auf vollständige Dekarbonisierung bis 2035**

Ende 2022 beschloss das Land OÖ eine neue Energie- und Klimastrategie. Darin formuliert das Land OÖ u. a. das Ziel, spätestens bis zum Jahr 2040 „klimaneutral“ zu werden und die Energiewende zu erreichen. Unter dem mit Jahresbeginn 2023 neu bestellten Vorstand begann die Energie AG OÖ Gruppe mit der Erstellung einer neuen konzernweiten Strategie. Bis 2035 soll der Konzern – durch massiven Ausbau von Solar-, Wind- und Wasserkraft – klimaneutral werden. Dazu merkt der LRH an, dass sich die Zielsetzungen der LOOP Strategie auf jene des Landes OÖ auswirken. Um etwaige Synergiepotentiale stärker nutzen zu können, empfiehlt der LRH dem Land OÖ beim Ausbau von erneuerbaren Energien aber auch in anderen relevanten Bereichen die Kompetenzen der Energie AG OÖ Gruppe noch stärker zu nutzen.

Im Rahmen der LOOP Strategie sollen bis 2035 jährlich 460 GWh aus PV, 540 GWh aus Windkraft und 174 GWh aus Wasserkraft zusätzlich erzeugt werden. Gemeinsam mit dem Regelinvestitionsprogramm schätzt die Energie AG OÖ Gruppe den Investitionsbedarf bis 2035 inklusive der Initiativen der LOOP Strategie auf rd. 4 Mrd. Euro ein. In etwa die Hälfte davon betrifft den Netzbereich. Hinsichtlich der Auswirkungen auf den Unternehmenswert des Konzerns unterscheidet die Energie AG OÖ Gruppe bei der LOOP Strategie in einerseits „wertsteigernde Initiativen“, „strukturelle und strategische Initiativen“ und „wertneutrale Initiativen“. Der LRH hält zur vorliegenden LOOP Strategie fest, dass mit der Umsetzung dieser Strategie ein enormer Kraftaufwand für den gesamten Konzern notwendig sein wird. Im Hinblick auf die Fülle von Maßnahmen, um den geplanten Zuwachs im Unternehmenswert zu erreichen, sieht der LRH dabei nur einen geringen Spielraum für Abweichungen bei der Umsetzung. Er weist darauf hin, dass insbesondere die externen Rahmenbedingungen (z. B. Dauer von Genehmigungsverfahren für Investitionsprojekte) ein entscheidender Erfolgsfaktor sein werden. (Berichtspunkte 17 bis 20 – VERBESSERUNGSVORSCHLAG I)

#### **(5) Zweckmäßige Verwendung der Netzentgelte durch die Regulierung der E-Control sichergestellt**

Die Netz OÖ GmbH (ein Teilunternehmen der Energie AG OÖ Gruppe) errichtet und betreibt das Stromnetz in weiten Teilen Oberösterreichs. Das Stromnetz unterliegt als „natürliches Monopol“ einer staatlichen Regulierung durch die E-Control. Die Netzentgelte, die zur Abdeckung der Kosten der

Netzbetreiber dienen, werden von ihr festgelegt. Dabei wird den Netzbetreibern für die Dauer einer Regulierungsperiode ein Kostenpfad vorgegeben, der die Basis für die Netzentgelte bildet. Die Erlöse werden so von den Kosten entkoppelt und es entsteht ein Anreiz zur Kostenreduktion; effizientere Netzbetreiber können somit eine zusätzliche Rendite lukrieren. Der LRH hält fest, dass die rechtliche Regulierungssystematik sicherstellt, dass die eingehobenen Netzentgelte zweckmäßig für den Betrieb und Ausbau der Netze verwendet werden. (Berichtspunkte 22 bis 28)

#### **(6) Hohe Netz-Investitionen seit 2013 – Netze fit für Energiewende machen**

Die Netz OÖ GmbH investierte seit 2013 rd. 1.041 Mio. Euro in ihr Stromnetz. Eine Ausweitung der Investitionen in Höhe von 811 Mio. Euro ist von 2024 bis 2028 geplant. Trotz Investitionen kam es in der Vergangenheit bereits zu Engpässen, insbesondere bei der Einspeisung dezentraler PV-Anlagen. Prognosen der Netz OÖ GmbH zeigen, dass ihre Netze derzeit noch nicht für die geplante Energiewende gerüstet sind. Der LRH empfiehlt der Netz OÖ GmbH, die gesetzlich festgelegten Zielsetzungen zum Netzzugang für erneuerbare Quellen stärker in ihre strategischen Planungsgrundlagen aufzunehmen.

Der LRH erkannte Defizite in den externen Rahmenbedingungen zur Planung der Netze. Der Stromnetz-Masterplan OÖ ist eine freiwillige Zusammenfassung von Plänen der Oö. Netzbetreiber zur Entwicklung des 110 kV-Hochspannungsnetzes. Er deckt jedoch nicht jene langfristige Planung für Verteilernetzbetreiber ab, zu der sie die landesgesetzlichen Regelungen verpflichtet. Künftig werden aufgrund von rechtlichen Änderungen detailliertere zehnjährige Netzentwicklungspläne für Verteilernetze zu erstellen sein. Der LRH empfiehlt der Netz OÖ angesichts der Prognosen, Grobplanungen zu (Flächen-)Bedarfen vorzunehmen, die über diesen Zeitraum hinausgehen.

Die Abwicklung konkreter Projekte etwa für den Tausch von Transformatoren wurde von der Netz OÖ GmbH nach sachlichen Gesichtspunkten geplant. Gleichzeitig wurde dadurch eine klare chronologische Reihung durchbrochen und die Netzentwicklung weniger transparent. Daher sollten die Detailinformationen zu geplanten Projekten für alle Netzebenen im Internet öffentlich verfügbar sein. (Berichtspunkte 29 bis 41)

#### **(7) Erfahrungsaustausch beim Thema Nachhaltigkeitsberichterstattung**

In der Energie AG OÖ Gruppe liegt das Thema Nachhaltigkeit in der Verantwortung des Gesamtvorstandes. Der Konzern befasste sich bereits langjährig mit den Themen Umwelt und nachhaltigem wirtschaftlichen Handeln. Das Bekenntnis dazu wurde bereits im Konzernleitbild 2014 festgehalten und kam durch zahlreiche Projekte und betriebliche Maßnahmen zum Ausdruck. Eine stetig wachsende Berichterstattung erhöhte die Transparenz nach außen. Dadurch gewann die Energie AG OÖ Gruppe umfangreiche Erfahrungen im Bereich der Nachhaltigkeitsberichterstattung. Zwischen dem Land OÖ und der Energie AG OÖ Gruppe besteht bereits jetzt ein guter wechselseitiger Erfahrungsaustausch zu diesem Thema. (Berichtspunkte 42 bis 47)

**(8) Preisbildung erfolgt nach Regeln des liberalisierten Strommarktes**

Einleitend hält der LRH fest, dass die gesamte selbst erzeugte Menge an Strom der Energie AG OÖ Gruppe weder mengenmäßig, noch zeitlich ausreichen würde, um den kundenseitigen Bedarf zu decken. Dieser liegt bei etwa 6 bis 7 TWh pro Jahr. Die gesamte Eigenaufbringung liegt durchschnittlich bei ca. 3,4 TWh. Davon stammen durchschnittlich rd. 2,5 TWh aus den erneuerbaren Energiequellen Wasserkraft, Biomasse, PV und Windkraft. Diese Gegenüberstellung zeigt, dass die Energie AG OÖ Gruppe rein mengenmäßig betrachtet große Teile der benötigten Strommenge am Markt zukaufen muss. Die tatsächlich zuzukaufende Menge hängt darüber hinaus noch von weiteren Faktoren (z. B. unterschiedliche Beschaffungszeitpunkte aufgrund von Kunden:innenbedürfnissen, Schwankungen in der Wasserführung, Sonneneinstrahlung und Windaktivität) ab. Zum Anteil der Eigenstromaufbringung aus erneuerbaren Energien in der Energie AG OÖ Gruppe weist der LRH darauf hin, dass unabhängig vom massiven Ausbau in diesem Bereich auch in Zukunft eine externe Strombeschaffung notwendig sein wird.

Zur gestellten Frage, wie sich die Gestehungskosten der Eigenproduktion der Energie AG OÖ in den Endkund:innenpreisen widerspiegeln, merkt der LRH an, dass seit der Liberalisierung der Strommärkte in 2001, die Gestehungskosten keine unmittelbare Auswirkung auf die Endkund:innenpreise haben. Die Preisbildung und Verrechnung in der Energie AG OÖ Gruppe erfolgt – wie generell in der Elektrizitätswirtschaft üblich – vorwiegend auf Basis ihrer Handelsaktivitäten am internationalen Strommarkt. (Berichtspunkte 48 bis 52)

**(9) Die Empfehlungen des LRH an die geprüften Stellen sind unter Berichtspunkt 53 zusammengefasst.**

- (10) Im Sinne des § 9 Abs. 2 Oö. LRHG empfiehlt der LRH dem Kontrollausschuss betreffend folgende Beanstandungen und Verbesserungsvorschläge eine einmalige Folgeprüfung zu beschließen:**
- I. **Um Synergiepotentiale stärker heben zu können, sollte das Land OÖ beim Ausbau von erneuerbaren Energien aber auch in anderen für „Energie“ und „Klimaneutralität“ relevanten Bereichen noch stärker die Möglichkeiten und das Know-how der Energie AG OÖ Gruppe nutzen. (Berichtspunkt 18; Umsetzung ab sofort)**

## EINLEITUNG

### Prüfungsauftrag und Prüfungsumfang

#### 1.1.

Mit Schreiben vom 4. Juli 2023 übermittelte die Landtagsdirektion ein Ersuchen des NEOS Landtagsklubs Oberösterreich um Durchführung einer Sonderprüfung gem. § 4 Abs. 3 Z. 5 OÖ. Landesrechnungshofgesetz 2013. Gegenstand der Prüfung sollen die Strategien und Maßnahmen des Landesenergieversorgers Energie AG zur Förderung erneuerbarer Energien und Energieunabhängigkeit im Land Oberösterreich sein. Der LRH soll untersuchen, ob die Energie AG in den letzten zehn Jahren durch ihre unternehmerischen Strategien ausreichend proaktiv auf die zukünftigen Herausforderungen der Energiewende und die gestiegenen Nachhaltigkeitsanforderungen reagiert hat.

Die Prüfung soll dazu jedenfalls folgende Punkte umfassen und auf die damit verbundenen Fragestellungen eingehen:

- **Strategie und Umsetzung:** Wie konkret gestaltete sich die langfristige Strategie der Energie AG in den letzten Jahren, um die Herausforderungen in Bezug auf die Energiewende und den erheblichen Energiebedarf des Standortes zu bewältigen? Wurde diese Strategie ausreichend in konkrete Maßnahmen und Projekte gegossen? Inwiefern wurde bei diesen Maßnahmen und der Verfolgung dieses Ziels der Nutzen messbar dargestellt?
- **Erneuerbare Energien:** Wie hat die Energie AG die Projekte zur Erzeugung und Einspeisung erneuerbarer Energien geplant und implementiert? Wird man den nationalen Energie- und Klimazieln damit gerecht?
- **Nachhaltigkeit:** Wie integrierte die Energie AG in der Vergangenheit Nachhaltigkeitsaspekte in ihre Geschäftspraktiken und Entscheidungsprozesse?
- **Netzausbau und Investitionen:** Wie hat die Energie AG über die Netz Oberösterreich GmbH in den letzten Jahren in den Netzausbau investiert, um sicherzustellen, dass das Stromnetz den Herausforderungen der Energiewende gewachsen ist? Wurden die eingehobenen Netzentgelte vorrangig zweckmäßig für Erhalt und Ausbau der Netzinfrastruktur verwendet?
- **Zukünftige Strategie und Ausbau Erneuerbare Energien:** Wie gestaltet sich die langfristige Strategie der Energie AG, um die Herausforderungen der Energiewende und den erheblichen Energiebedarf des Standortes zu bewältigen, und wie wird diese in konkrete Projekte umgesetzt, insbesondere in Bezug auf die Planung und Implementierung von erneuerbaren Energien? Wie trägt das Unternehmen zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien in Oberösterreich bei und wie wird sichergestellt, dass die nationalen Energie- und Klimaziele erreicht werden?
- **Preisgestaltung:** Wie hoch war der Anteil der Eigenproduktion von erneuerbaren Energiequellen an der gesamten Strombereitstellung der Energie AG in den Jahren 2021/2022 und wie spiegeln sich die Gestehungskosten dieser Eigenproduktion in den Endkundenpreisen wider?

## 1.2.

Zur Beantwortung der Fragen gliedert der LRH seinen Bericht über die durchgeführte Sonderprüfung nach den sechs angegebenen Themen. Die dazu gestellten Fragen werden dem jeweiligen Themenblock vorangestellt und in den nachfolgenden Berichtspunkten beantwortet. Es erfolgt jedoch dabei keine direkte Zuordnung von Antworten zu den jeweiligen Fragen. Dies sollte für die Leser:innen ein besseres Verständnis für die zum Teil recht komplexen Themenstellungen ermöglichen.

## Wirtschaftliche Entwicklung der Energie AG Oberösterreich Gruppe

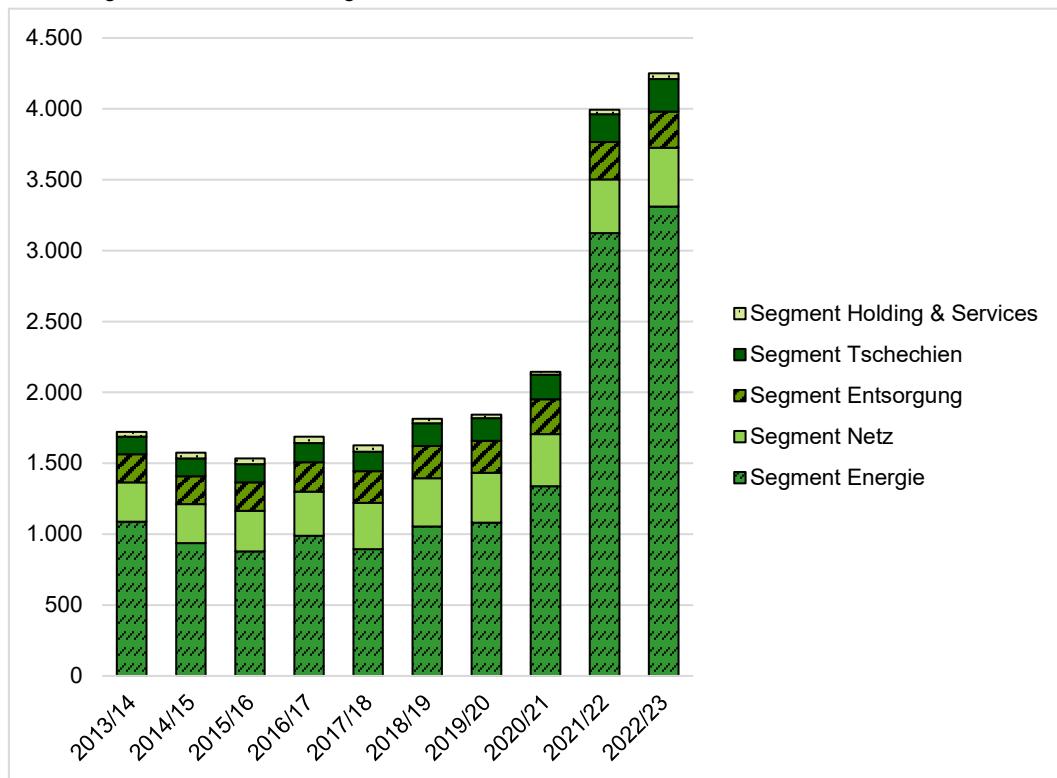
### 2.1.

Das Geschäftsjahr der Energie AG OÖ Gruppe beginnt am 1.10. eines Jahres und endet am 30.9. des Folgejahres. Im Folgenden werden wesentliche Ergebniskennzahlen des Konzerns und des Segments Energie<sup>1</sup> für den Berichtszeitraum 2013/14 bis 2022/23 dargestellt.

Wie Tabelle 1 zeigt, lag der Umsatz des Konzerns im Geschäftsjahr 2022/23 bei rd. 4,3 Mrd. Euro (+257,4 Mio. Euro bzw. +6,4 Prozent gegenüber dem Vorjahr). Auf das Segment Energie entfiel mit einem Umsatz von 3,3 Mrd. Euro ein Anteil von rd. 78 Prozent. Die Gründe für die gestiegenen Umsatzerlöse waren vor allem die höheren Erlöse bei der Kraftwerks-Bewirtschaftung, bei Strombezugserchten und Gasportfolios sowie das gestiegene Preisniveau im Stromvertrieb. Seit 2013/14 stieg der Umsatz des Konzerns bei einem Ausgangswert von 1,7 Mrd. Euro um 2,5 Mrd. Euro; das entspricht einem Anstieg von rd. 147 Prozent zwischen 2013/14 und 2022/23. Der deutlichste Zuwachs erfolgte zwischen den Geschäftsjahren 2020/21 und 2021/22. In diesem Zeitraum steigerte sich der Konzernumsatz um rd. 1,8 Mrd. Euro bzw. um rd. 86 Prozent. Wie auch aus Abbildung 1 hervorgeht, war diese Umsatzsteigerung v. a. auf das Segment Energie zurückzuführen (+1,8 Mrd. Euro bzw. +132,6 Prozent gegenüber 2020/21). Das Geschäftsjahr 2021/22 war durch stark gestiegene Großhandelspreise bei Strom und Gas geprägt, wodurch höhere Erlöse bei der Kraftwerks-Bewirtschaftung, bei Strombezugserchten, beim Energiehandel sowie im Vertrieb erwirtschaftet werden konnten.

<sup>1</sup> Entsprechend der internen Berichterstattung und gemäß IFRS 8 „Geschäftssegmente“ wird über die Segmente Energie, Netz, Entsorgung, Tschechien sowie Holding & Services berichtet. Das Segment Energie umfasst die Produktion, den Handel und den Vertrieb von Strom, Erdgas, Wärme und seit dem Geschäftsjahr 2018/19 auch Telekommunikationsdienstleistungen.

Abbildung 1: Umsatzentwicklung 2013/14 bis 2022/23



Quelle: LRH-eigene Darstellung auf Basis von Daten der Energie AG OÖ Gruppe

Tabelle 1: Ergebniskennzahlen Geschäftsjahr 2013/14 bis 2022/23

	2013/ 14	2014/ 15	2015/ 16	2016/ 17	2017/ 18	2018/ 19	2019/ 20	2020/ 21	2021/ 22	2022/ 23
<b>Umsatz in Mio. Euro</b>										
Segment Energie	1.100	939	880	990	896	1.058	1.088	1.346	3.131	3.323
Konzern	1.722	1.574	1.535	1.687	1.626	1.813	1.844	2.145	3.994	4.251
<b>Operatives Ergebnis (EBIT) in Mio Euro</b>										
Segment Energie	30	80	78	110	82	117	60	82	19	156
Konzern	102	119	135	222	172	73	148	188	151	219
<b>EBIT-Marge in Prozent</b>										
Segment Energie	2,7	8,5	8,9	11,1	9,1	11,1	5,5	6,1	0,6	4,7
Konzern	5,9	7,6	8,8	13,1	10,6	4,0	8,0	8,8	3,8	5,1

Quelle: LRH-eigene Darstellung auf Basis von Daten der Energie AG OÖ Gruppe

Im Geschäftsjahr 2022/23 betrug das um Steuern und Zinsen bereinigte operative Konzernergebnis (EBIT) 218,5 Mio. Euro (+67,9 Mio. Euro bzw. +45,1 Prozent gegenüber dem Vorjahr). Der Anstieg war in den überdurchschnittlichen Erträgen aus der Wasserkraft begründet. Das EBIT stieg zwischen 2013/14 (102,3 Mio. Euro) und 2016/17 (221,8 Mio. Euro) kontinuierlich an, ehe es im Jahr 2018/19 auf 73,0 Mio. Euro sank und bis 2022/23 wiederum auf 218,5 Mio. Euro anstieg. Der Rückgang im Geschäftsjahr 2018/19 ist im Wesentlichen auf eine Wertminderung bei den Netzen in Folge einer Änderung des Bewertungsverfahrens zurückzuführen. Das EBIT des Segments Energie war im Geschäftsjahr 2022/23 mit 156,3 Mio. Euro das Beste im gesamten Berichtszeitraum. Das schlechteste Ergebnis erzielte das Segment Energie im Geschäftsjahr 2021/22 mit einem Wert von 18,8 Mio. Euro. Die Gründe dafür waren eine vergleichsweise deutlich schlechtere Wasserführung bei gleichzeitig stark gestiegenen Beschaffungspreisen für Strom und Gas.

Die EBIT-Marge, die das operative Ergebnis im Verhältnis zum Umsatz darstellt, betrug im Geschäftsjahr 2022/23 5,1 Prozent für den Konzern bzw. 4,7 Prozent für das Segment Energie. Diese Werte lagen unter den jeweiligen 10-Jahres-Durchschnitten von 7,6 Prozent für den Konzern bzw. 6,8 Prozent für das Segment Energie.

Die Energie AG OÖ Gruppe schüttete im Berichtszeitraum bis auf zwei Ausnahmefälle (2017/18: 0,88 Euro je Stückaktie, 2020/21: 0,75 Euro je Stückaktie) eine Dividende von 0,60 Euro je Stückaktie aus, jährlich somit rd. 53,2 Mio. Euro.

### 3.1.

Tabelle 2 stellt Bilanzkennzahlen für die Geschäftsjahre 2013/14 bis 2022/23 dar. Die Bilanzsumme des Konzerns ging nach einem deutlichen Anstieg im Geschäftsjahr 2021/22 (+78,4 Prozent gegenüber dem Vorjahr) von 6,9 Mrd. Euro auf 4,1 Mrd. Euro (-2,8 Mrd. Euro bzw. -40,4 Prozent gegenüber dem Vorjahr) zurück. Als Gründe für den Rückgang führte die Energie AG in ihrem Geschäftsbericht niedrigere Marktwerte von derivativen Finanzinstrumenten zur Absicherung von Käufen bzw. Verkäufen von Strom, Gas und CO<sub>2</sub> an. Im Vergleich zum Vorjahr resultierten daraus geringere Forderungen aufgrund von erbrachten Sicherheitsleistungen für derivative Finanzinstrumente.

Der deutliche Rückgang der Bilanzsumme führte dazu, dass sich die Eigenkapitalquote trotz gesunkenem Eigenkapital (-184 Mio. Euro bzw. -10,2 Prozent gegenüber dem Vorjahr) verbesserte. Während sie 2021/22 noch bei 26,0 Prozent lag, betrug sie 2022/23 nunmehr 39,1 Prozent und lag damit wieder auf dem Niveau des Geschäftsjahrs 2020/21.

Tabelle 2: Bilanzkennzahlen Geschäftsjahre 2013/14 bis 2022/23

	2013/ 14	2014/ 15	2015/ 16	2016/ 17	2017/ 18	2018/ 19	2019/ 20	2020/ 21	2021/ 22	2022/ 23
Bilanzsumme in Mio. Euro	3.160	3.040	2.991	3.079	3.223	2.975	3.080	3.875	6.913	4.117
Eigenkapital in Mio. Euro	1.098	1.108	1.127	1.279	1.381	1.310	1.343	1.536	1.795	1.611
Baukosten- zuschüsse (BKZ) in Mio. Euro	350	354	358	362	371	293	301	313	329	344
Eigenkapitalquote in Prozent	34,7	36,5	37,7	41,6	42,9	44,0	43,6	39,6	26,0	39,1
Eigenkapitalquote inkl. BKZ in Prozent	45,8	48,1	49,7	53,3	54,4	53,9	53,4	47,7	30,7	47,5
Nettoverschuldung in Mio. Euro <sup>2</sup>	540	503	437	371	354	426	551	719	607	612

Quelle: LRH-eigene Darstellung auf Basis von Daten der Energie AG OÖ Gruppe

Die Nettoverschuldung stieg gegenüber dem Vorjahr geringfügig an, von 607 Mio. Euro auf 612 Mio. Euro (+0,8 Prozent). Zwischen den Geschäftsjahren 2013/14 und 2017/18 konnte die Nettoverschuldung kontinuierlich verringert werden – von 540 Mio. Euro auf 354 Mio. Euro. Seit dem Geschäftsjahr 2020/21 werden in der Berichterstattung der Energie AG OÖ Gruppe Einzahlungen aus Futures zur Nettoverschuldung addiert, weshalb keine Vergleichbarkeit mit Vorjahreswerten mehr gegeben ist.

#### 4.1.

Zwei der Hauptziele des Managements stellen die nachhaltige Steigerung des Unternehmenswertes und die Sicherung einer kapitalmarktorientierten Verzinsung für die Eigentümer:innen dar. Demnach erhöht sich der Unternehmenswert, wenn die Verzinsung einer Investition über deren Kapitalkosten liegt. Die zentrale Kennzahl für die Energie AG zur Beurteilung eines wertorientierten Wachstums stellt der Return on Capital Employed (ROCE)<sup>3</sup> dar. Der Unternehmenswert steigt, wenn der ROCE größer als die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (Weighted Average Cost of Capital – WACC) ist.

Tabelle 3 zeigt die Entwicklung des ROCE und des WACC. Im Geschäftsjahr 2022/23 lag der ROCE mit einem Wert von 8,8 deutlich über dem WACC mit einem Wert von 4,7. Das Ziel „ROCE > WACC“ konnte im Berichtszeitraum zweimal nicht erfüllt werden: im Geschäftsjahr 2013/14 und im Geschäftsjahr 2018/19. Der deutliche Rückgang des ROCE im Geschäftsjahr 2018/19 war laut Geschäftsbericht auf diverse bilanzielle Sondermaßnahmen zurückzuführen.

Im Geschäftsjahr 2022/23 waren durchschnittlich 4.651 Vollzeitäquivalente (VZÄ) in der Energie AG beschäftigt. Davon waren dem Segment Energie 455 VZÄ zuzuordnen (rd. 10 Prozent). Der Personalstand lag damit etwas über dem Niveau

<sup>2</sup> Ab Geschäftsjahr 2020/21: Langfristige Finanzverbindlichkeiten + Kurzfristige Finanzverbindlichkeiten – Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente + Einzahlungen aus Futures  
Bis Geschäftsjahr 2019/20: Langfristige Finanzverbindlichkeiten + Kurzfristige Finanzverbindlichkeiten – Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente

<sup>3</sup> Der ROCE errechnet sich als Verhältnis des Net Operating Profit After Tax zum durchschnittlich gebundenen Kapital

von vor zehn Jahren<sup>4</sup>. Der kontinuierliche Rückgang des Personalstandes zwischen 2013/14 und 2016/17 war u. a. auf Maßnahmen der Power Strategie 2020 (Berichtspunkte 8 bis 11) zurückzuführen.

Tabelle 3: Sonstige Kennzahlen Geschäftsjahre 2013/14 bis 2022/23

	2013/ 14	2014/ 15	2015/ 16	2016/ 17	2017/ 18	2018/ 19	2019/ 20	2020/ 21	2021/ 22	2022/ 23
<b>Rentabilität und Kapitalkosten</b>										
ROCE in Prozent	4,3	5,0	6,3	9,4	7,4	2,8	5,9	6,8	5,2	8,8
WACC in Prozent	5,5	4,9	4,7	4,9	4,4	4,3	4,2	4,0	4,7	4,7
<b>Mitarbeiter (VZÄ)</b>										
Segment Energie	613	481	477	435	431	449	469	464	459	455
Konzern	4.431	4.308	4.362	4.340	4.389	4.506	4.560	4.593	4.606	4.651

Quelle: LRH-eigene Darstellung auf Basis von Daten der Energie AG OÖ

## 4.2.

Der LRH hält fest, dass das Segment Energie einen wesentlichen Beitrag zum Konzernergebnis liefert. Bemerkenswert ist dabei, dass dies mit vergleichsweise geringem Personaleinsatz erfolgt.

## Entscheidungsspielraum des Vorstandes einer Aktiengesellschaft

### 5.1.

Gemäß Aktienrecht führt der Vorstand einer Aktiengesellschaft (AG) das Unternehmen unabhängig und weisungsfrei. § 70 Aktiengesetz (AktG) normiert dazu, dass der Vorstand „unter eigener Verantwortung“ die Gesellschaft so zu leiten hat, wie es das Wohl des Unternehmens unter Berücksichtigung der Aktionär:innen und der Arbeitnehmer:innen sowie des öffentlichen Interesses erfordert.<sup>5</sup> Hat die Gesamtheit der Aktionär:innen hinsichtlich Einschränkungen bei der Gewinnerzielungsabsicht nichts Näheres bestimmt<sup>6</sup>, so ist davon auszugehen, dass eine AG generell auf die Erzielung von Unternehmensgewinnen ausgelegt ist.

Satzungen enthalten u. a. den Unternehmensgegenstand bzw. die Unternehmensgrundsätze. Jene von Energieversorgungsunternehmen sind mitunter neben aktienrechtlichen Vorgaben auch durch Vorgaben aus anderen Rechtsmaterien geprägt. So bilden für die Energie AG OÖ beispielsweise das EIWOG 2010 bzw. das Oö. EIWOG 2006 eine wesentliche weitere Grundlage für zusätzliche Bestimmungen in der Satzung.

<sup>4</sup> Geschäftsjahr 2012/13: 4.602 VZÄ

<sup>5</sup> In der Literatur ist die herrschende Meinung, dass dem Unternehmenswohl jedenfalls der Vorrang einzuräumen ist. Die weiteren in § 70 AktG definierten Begriffe haben dem gegenüber Nachrang, sind zueinander betrachtet aber gleichrangig. Vgl. dazu bspw. auch Kommentar zu § 70 AktG von Doralt/Nowotny/Kalss.

<sup>6</sup> Z. B. die Gesamtheit der Aktionär:innen könnte im Gesellschaftszweck eine klare Gemeinwohlorientierung festlegen. Ein Gesellschaftszweck ist jedoch kein Pflichtbestandteil einer Satzung.

Über den Unternehmensgegenstand bzw. die Unternehmensgrundsätze könnten die Aktionär:innen Schwerpunkte bei der Unternehmensaktivität setzen. Diese geben dem Vorstand eine Orientierung, wie die Gesellschaft im Sinne der Eigentümer:innen zu führen ist.

### 5.2.

Allgemein verweist der LRH auf das Aktienrecht, das klar festlegt, dass der Vorstand unabhängig und weisungsfrei für die Führung einer AG verantwortlich ist. Für die in § 70 AktG erwähnten Interessensgruppen ist klar, dass das nachhaltige Unternehmenswohl<sup>7</sup> vorrangig ist. Die Berücksichtigung der Interessen der Aktionär:innen, der Arbeitnehmer:innen und der Öffentlichkeit ist jedenfalls nachrangig. Für die Beurteilung, in welchem Verhältnis diese zueinanderstehen und in welchem Ausmaß deren Interesse zu beachten sind, ist dem Vorstand ein großer Ermessensspielraum eingeräumt. Es obliegt somit seiner alleinigen Verantwortung, wie er diese Interessen gegeneinander abwiegt.

Der LRH stellt fest, dass die vorliegende Satzung der Energie AG OÖ Gruppe sämtliche aus dem EIWOG 2010 und dem Oö. EIWOG 2006 geforderten Bestandteile enthält. Aus dem in der Satzung enthaltenen Unternehmensgegenstand bzw. der darin formulierten Unternehmensgrundsätze ist für den LRH keine explizite Schwerpunktsetzung zum Ausbau von erneuerbaren Energiequellen erkennbar. Er weist darauf hin, dass für Änderungen der Satzung die Zustimmung von 75 Prozent der Aktionär:innen erforderlich ist. Das Land OÖ hält in Summe 52,81 Prozent der Anteile an der Energie AG OÖ.

## STRATEGIE UND ERNEUERBARE ENERGIEN

### Fragestellung „Strategie und Umsetzung“ und „Erneuerbare Energien“

#### 6.1.

Die nachfolgenden Fragestellungen der beiden Themengruppen werden im Bericht gemeinsam behandelt.

Wie konkret gestaltete sich die langfristige Strategie der Energie AG in den letzten Jahren, um die Herausforderungen in Bezug auf die Energiewende und den erheblichen Energiebedarf des Standortes zu bewältigen? Wurde diese Strategie ausreichend in konkrete Maßnahmen und Projekte gegossen? Inwiefern wurde bei diesen Maßnahmen und der Verfolgung dieses Ziels der Nutzen messbar dargestellt?

Wie hat die Energie AG die Projekte zur Erzeugung und Einspeisung erneuerbarer Energien geplant und implementiert? Wird man den nationalen Energie- und Klimazielen damit gerecht?

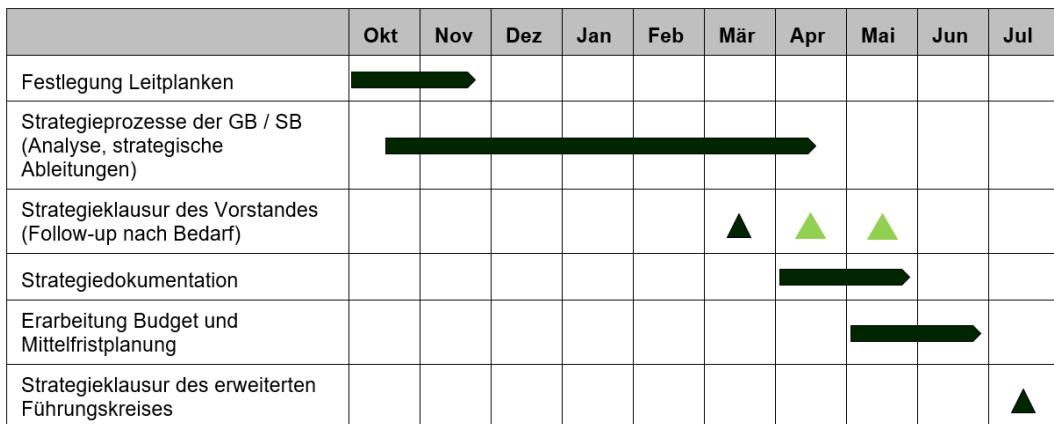
<sup>7</sup> Fortbestand des Unternehmens und Erzielung von Gewinnen

## Der Strategieentwicklungsprozess der Energie AG

### 7.1.

Die Holdingeinheit Konzernstrategie (KS) ist organisatorisch bei der Konzern-Mutter der Energie AG OÖ Gruppe angesiedelt. Die Steuerung der langfristigen wirtschaftlichen Entwicklung erfolgt anhand eines strukturierten jährlichen Strategieentwicklungsprozesses. Dieser ist in einer Konzernrichtlinie festgelegt.

Abbildung 2: Schematische Darstellung des jährlichen Strategieentwicklungsprozesses auf Konzernebene



Quelle: LRH-eigene Darstellung auf Basis von Daten der Energie AG

Abbildung 2 stellt den jährlichen Strategieentwicklungsprozess auf Konzernebene dar. Davon abgeleitet finden dezentral die Strategieprozesse der Geschäfts- und Servicebereiche (GB/SB) statt. Für die Steuerung und Koordination ist die KS verantwortlich. Dies erfolgt im Rahmen von Strategie-Jour-Fixes und der Teilnahme an den (dezentralen) Strategieprozessen der GB/SB.

Den Ausgangspunkt bilden strategische Leitplanken, die vom Vorstand festgelegt werden. Der Vorstand orientiert sich dabei an Eigentümer-Vorgaben sowie an externen Rahmenbedingungen und Einschätzungen über künftige Entwicklungen. Die Leitplanken umfassen einerseits das Leitbild mit Vision, Mission und Werten und andererseits Zielvorgaben zu Unternehmenswert, Liquidität, Rentabilität und Bonität, aber auch jährlich definierte leistungsbezogene und finanzwirtschaftliche Ziele.

Im Anschluss starten die Strategieprozesse der GB/SB. Dabei führen die KS und die jeweiligen GB/SB auf Basis der Leitplanken Analysen durch, bei denen strategische Herausforderungen und neue strategische Optionen erarbeitet werden. Im Rahmen der strategischen Ableitung wird systematisch geprüft, ob die identifizierten Optionen zur Bewältigung der künftigen Herausforderungen beitragen können. Optionen mit Potential für strategische Entwicklungen werden weiterverfolgt. Die Strategieprozesse der GB/SB dauern von Oktober bis zum Frühjahr des Folgejahres.

Im Rahmen der Strategieklausur des Vorstands im Frühjahr werden Entscheidungen zu den Strategievorschlägen der GB/SB, zu strategischen Ausrichtungen des Gesamtkonzerns, aber auch zur Ressourcenallokation einge-

holt. Die KS führt im Anschluss an die Entscheidungen die Dokumentation durch. Der Strategieprozess wird mit dem finanzwirtschaftlichen Planungsprozess und der Finanzstrategie abgestimmt: Nach Entscheidung über eine Umsetzung fließt die Strategie im Zuge des finanzwirtschaftlichen Planungsprozesses in das Budget und die Mittelfristplanung ein.

Zum Abschluss des Strategieprozesses findet zu Beginn des Sommers eine Strategieklausur des erweiterten Führungskreises statt. Dabei wird über die Ergebnisse des laufenden Strategieprozesses und über strategische Entscheidungen und deren Abbildung in der Budgetierung und Mittelfristplanung informiert.

## Power Strategie 2020

### Hintergrund und Ziele

#### 8.1.

Im Frühjahr 2013 startete die Energie AG OÖ Gruppe den Prozess zur Erarbeitung des konzernweiten Strategie- und Organisationsprojektes „Power Strategie 2020“. Der zeitliche Zielpfad der Strategie reichte bis zum Jahr 2020.

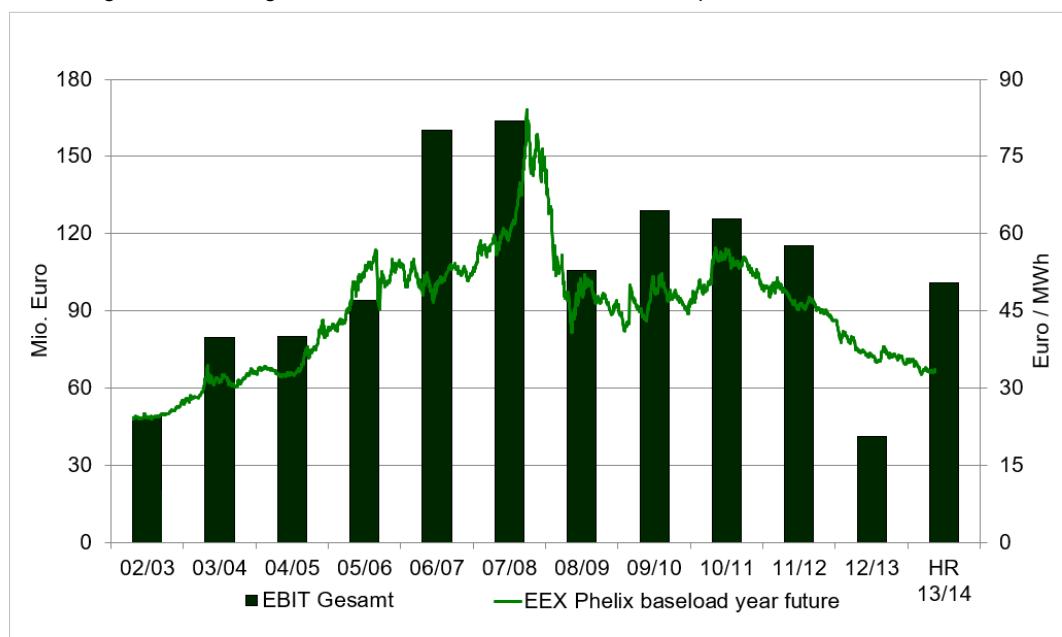
Die Konzerngruppe erarbeitete die Power Strategie 2020 vor dem Hintergrund eines geänderten Geschäftsumfelds. Dieses war u. a. durch verstärkten Wettbewerb im Endkund:innenbereich aufgrund neuer, branchenfremder Marktteilnehmer:innen gekennzeichnet. Als weitere Herausforderung sah die Energie AG OÖ Gruppe Planungsunsicherheiten im regulierten Netz-Bereich (Senkungen bei der Verzinsung<sup>8</sup>). Zudem bedingten geänderte Kund:innenbedürfnisse<sup>9</sup> neue Geschäftsmodelle.

Die Strompreise lagen im Geschäftsjahr 2013/14 auf einem niedrigen Niveau und es war kurz- bis mittelfristig keine Verbesserung der Preissituation zu erwarten. Eine weitere Herausforderung stellten somit stagnierende bzw. sinkende Umsätze bei steigenden (Personal-)Kosten dar. Wie Abbildung 3 zeigt, spiegelte sich die Veränderung am Strommarkt auch in der EBIT-Entwicklung wider. Das beste Ergebnis konnte im Geschäftsjahr 2007/08 mit einem EBIT von 163,7 Mio. Euro erzielt werden; ein Ergebnis in dieser Größenordnung konnte bis zum Projektstart der Power Strategie 2020 nicht mehr erreicht werden.

<sup>8</sup> Für ihr eingesetztes Kapital steht den Netzbetreibern eine angemessene Verzinsung zu (siehe Berichtspunkt 26). Die zugestandene Verzinsung für Investitionen in Stromnetze wurde mit 1.1.2014 zu Beginn der 3. Regulierungsperiode von 7,025 Prozent auf 6,42 Prozent vor Steuern gesenkt.

<sup>9</sup> z. B. stärkeres Energiebewusstsein, Trend zur Energieautarkie, steigende Nachfrage nach Energiedienstleistungen

Abbildung 3: Entwicklung Konzern-EBIT und Strom-Großhandelspreis 2002/03 bis 2013/14



Quelle: LRH-eigene Darstellung auf Basis von Daten der Energie AG OÖ Gruppe

Um den genannten Herausforderungen zu begegnen, verfolgte die Energie AG OÖ Gruppe mit der Power Strategie 2020 folgende Ziele:

- Strategische Neuausrichtung des Konzerns als Beitrag zur Sicherung der Performance, des Unternehmenswertes und der Arbeitsplätze
- Nachhaltige Verbesserung der Kostenposition
- Erhöhung der Flexibilität
- Entwicklung von neuen, innovativen Geschäftsmodellen

## Ausgestaltung und Maßnahmen

### 9.1.

Fokus der Power Strategie 2020 war die Hebung von Effizienz- und Synergiepotentialen im Sach- und Personalkostenbereich, um den Unternehmenswert zu sichern. Die Power Strategie 2020 fußte auf diesen zentralen Säulen:

- „Der Kunde im Zentrum“ – zukunftsorientiertes Leistungsportfolio und strategisches Kundenmanagement
- „Organisationale & operative Exzellenz“ – Effiziente Strukturen & Prozesse und zukunftssichere Finanzen

Einsparungsmaßnahmen umfassten beispielsweise die Bündelung von Vertriebsstrukturen, die Integration der OÖ Ferngas in den Konzern oder die Bündelung des Strom- und Gasnetzes.

Gleichzeitig sollte der Aufbau zukunftsträchtiger Geschäftsfelder zu einer nachhaltigen Konzernentwicklung beitragen. Die Power Strategie 2020 zielte daher auch auf das Nutzen von Wachstumschancen in Entwicklungsbereichen ab. Die Energie AG OÖ Gruppe identifizierte vier Entwicklungsbereiche:

- Erneuerbare Energien<sup>10</sup> (Fokus auf PV und Windkraft)
- Energiedienstleistungen – Anlagen-Contracting im Gewerbe und Wohnbau sowie Energieberatung und Energieausweise
- Dateninfrastruktur – Ausbau der Glasfaserinfrastruktur in Oberösterreich
- Gasvertrieb für Großkunden

Hintergrund des Ausbaus von PV und Windkraft war, dass die Energie AG OÖ Gruppe den Hauptteil ihrer Stromeigenaufbringung aus Wasserkraft generierte, während sich die Erlösströme am Markt aufgrund von Förderungen zunehmend in Richtung PV und Windkraft verschoben. Konkret stellte die Strategie im Bereich Windkraft einerseits auf die Entwicklung und den Betrieb von Anlagen in OÖ, andererseits auf Beteiligungen an Windkraft-Parks in NÖ und dem Burgenland ab. Ursprünglich war auch die Entwicklung von vier Windkraft-Projekten in Polen mit einer Gesamt-Leistung von rd. 250 MW vorgesehen. Dies war letztlich nicht erfolgreich. Gründe dafür waren u. a. Probleme beim Netzzugang und gesetzliche Änderungen in Polen. Im Bereich PV waren die Entwicklung und der Betrieb von PV-Dachanlagen für Industrie- und Gewerbekunden mit hohem Eigenverbrauch (PV Contracting) sowie die Beteiligung an geförderten PV-Anlagen in Italien geplant. Zum Ausbau der Wasserkraft in diesem Zeitraum wird auf die unter Berichtspunkt 15 dargestellten Entwicklungen verwiesen.

### 10.1.

Die Umsetzung der Power Strategie 2020 sollte zu einer nachhaltigen Steigerung des EBIT führen. Die Energie AG OÖ Gruppe berechnete, dass das jährliche EBIT-Potential nach einer Hochlaufphase im Jahr 2020 rd. 18 Mio. Euro betragen sollte.<sup>11</sup> Davon entfielen 13,6 Mio. Euro auf Effizienz- und Synergiepotentiale und weitere 4,5 Mio. Euro auf zusätzliche EBIT-Beiträge aus den vier Entwicklungsbereichen.

Die Energie AG OÖ Gruppe prognostizierte, dass der Entwicklungsbereich erneuerbare Energien im Jahr 2020 einen Umsatzbeitrag in Höhe von 4,7 Mio. Euro bzw. einen EBIT-Beitrag in Höhe von 1,1 Mio. Euro bringen würde. Das entsprach einem Anteil von rd. sechs Prozent des bis 2020 realisierbaren Ergebnispotentials von 18 Mio. Euro. Das geplante Investitionsvolumen für den Ausbau Windkraft und PV betrug für die Jahre 2015 bis 2020 in Summe 37,8 Mio. Euro. Für Energiedienstleistungen waren im Rahmen der Power Strategie 2020 Investitionen in Höhe von 18,1 Mio. Euro vorgesehen und für den Ausbau der Dateninfrastruktur (Fiber-to-the-Home) 46,9 Mio. Euro.

<sup>10</sup> Grundsätzlich umfasst der Begriff „erneuerbare Energien“ die Bereiche Wasserkraft, PV, Windkraft, Biomasse und Geothermie. Im Rahmen der Power Strategie 2020 wurden nur explizite Überlegungen zu den Teilbereichen PV und Windkraft geführt.

<sup>11</sup> Insgesamt wurde ein Potential von rd. 24,1 Mio. Euro identifiziert, wovon 18 Mio. Euro bis 2020 ergebniswirksam umsetzbar waren und weitere 6,1 Mio. Euro erst nach 2020 gehoben werden können.

Die Energie AG OÖ Gruppe erläuterte im Rahmen von Prüfungsgesprächen, dass der Fokus der Power Strategie 2020 auf einer Verbesserung des Ergebnispotentials lag, um den Herausforderungen des Energiemarkts nachhaltig zu begegnen. Die Steigerung des Anteils von Windkraft und PV sei kein vorrangiges Ziel gewesen. Die Energie AG OÖ Gruppe führte dazu aus, dass die Power Strategie 2020 dazu beitrug, dass im Rahmen der Folgestrategien (Berichtspunkte 13 bis 20) mehr finanzieller Spielraum für den Ausbau von erneuerbaren Energien vorhanden war.

## 10.2.

Der LRH hält fest, dass die Power Strategie 2020 primär auf die Hebung von Synergieeffekten und Effizienzsteigerungen sowie auf die Schaffung nachhaltiger Organisationsstrukturen abzielte. Bei den Entwicklungsbereichen lag der Schwerpunkt gemessen am geplanten Investitionsvolumen auf dem Aufbau der Glasfaserinfrastruktur. Investitionen in PV und Windkraft waren lediglich dort geplant, wo sich attraktive Geschäftsmodelle ergaben. So gab es auch keine quantitativen Ausbauziele für diese Bereiche. Ihre nachgeordnete Rolle im Rahmen der Power Strategie 2020 spiegelte sich auch in ihrem geringen Anteil am Ergebnispotential von rd. sechs Prozent wider.

## Umsetzung und Monitoring

### 11.1.

Die Energie AG OÖ Gruppe startete im Jahr 2014 mit der Umsetzung der „Power Strategie 2020“. Der Aufsichtsrat genehmigte die Power Strategie 2020 in seiner Sitzung am 15.9.2014. Die Hauptversammlung fasste alle zur Umsetzung notwendigen Beschlüsse am 18.12.2014. Die neue Zielstruktur war schließlich mit Ende Februar 2015 rückwirkend zum 30.9.2014 realisiert.

Die Energie AG OÖ Gruppe führte ein begleitendes Monitoring über die bereits realisierten EBIT-Beiträge aus Effizienz- und Synergiepotentialen durch. Aus Unterlagen der Aufsichtsratssitzung vom 15.12.2015 ging hervor, dass zwischenzeitlich 85 Prozent der Maßnahmen des Potentials von 13,6 Mio. Euro umgesetzt wurden, was einer EBIT-Wirkung von 11,5 Mio. Euro entsprach. Die Energie AG OÖ Gruppe erreichte den vollständigen EBIT-Beitrag von 13,6 Mio. Euro schließlich im Jahr 2020, als alle geplanten Personalkosten-Einsparungen wirkten. Einen Endbericht über die Power Strategie 2020 nach Ablauf des Zielhorizonts erstellte die Energie AG OÖ Gruppe nicht.

Betreffend Entwicklungsbereich erneuerbare Energien wurde in der Aufsichtsratssitzung vom 2.6.2016 eine Zwischenbilanz präsentiert. Da das geplante Investitionsvolumen von 37,8 Mio. Euro bis 2020 nicht ausschöpfbar sein würde, kürzte es die Energie AG OÖ Gruppe auf 33,2 Mio. Euro. Die Gründe dafür lagen u. a. in den generell schwierigen Rahmenbedingungen für den Windkraft-Ausbau, die die wirtschaftliche Darstellbarkeit von Projekten erschwerten. Weiters wirkten niedrige Strompreise dämpfend auf die Nachfrage nach PV-Contracting. Der geplante EBIT-Beitrag konnte dennoch mit 1,5 Mio. Euro statt 1,1 Mio. Euro übertroffen werden.

Im Bereich Windkraft entstanden folgende konkrete Projekte im Rahmen der Power Strategie 2020:

- Windpark Munderfing (OÖ), Inbetriebnahme im Frühjahr 2014, Anteil Energie AG 14,7 Prozent
- Windpark Scharndorf III (NÖ), Inbetriebnahme Ende 2014, Anteil Energie AG 50 Prozent
- Windpark Trautmannsdorf Nord (NÖ), Inbetriebnahme 2016, Anteil Energie AG 50 Prozent
- Windpark Scharndorf IV (NÖ), Inbetriebnahme Ende 2019, Anteil Energie AG 50 Prozent

Die geplanten Windparks in Polen wurden per 30.9.2016 vollständig abgeschrieben und per 30.6.2017 veräußert.<sup>12</sup> Im Geschäftsjahr 2019/20 erzeugte die Energie AG OÖ Gruppe aus Windkraft in Summe 37 GWh Strom (Tabelle 4).

Im Bereich PV errichtete die Energie AG OÖ Gruppe in Kooperation mit Unternehmen mehrere große PV-Anlagen auf Betriebsdächern. In Italien gingen Ende 2013 zwei PV-Anlagen in Betrieb. Im Geschäftsjahr 2019/20 produzierte sie 12 GWh Strom. Der Zubau in den beiden Bereichen erfolgte fast zur Gänze im Zeitraum der Power Strategie 2020. Im Geschäftsjahr 2019/20 stammten schließlich rd. 1,4 Prozent der Stromeigenaufbringung aus PV und Windkraft.

Tabelle 4: Entwicklung Erzeugung erneuerbare Energien

Bezeichnung	Einheit	Geschäftsjahre						
		2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20
<b>Windkraft</b>								
Leistung	MW	-	7	13	13	13	13	15
IST - Erzeugung	GWh	-	16	25	34	31	35	37
<b>PV</b>								
Leistung	MW	-	5	5	6	7	8	12
IST - Erzeugung	GWh	3	5	6	6	7	9	12

Quelle: LRH-eigene Darstellung auf Basis von Daten der Energie AG OÖ Gruppe

## 11.2.

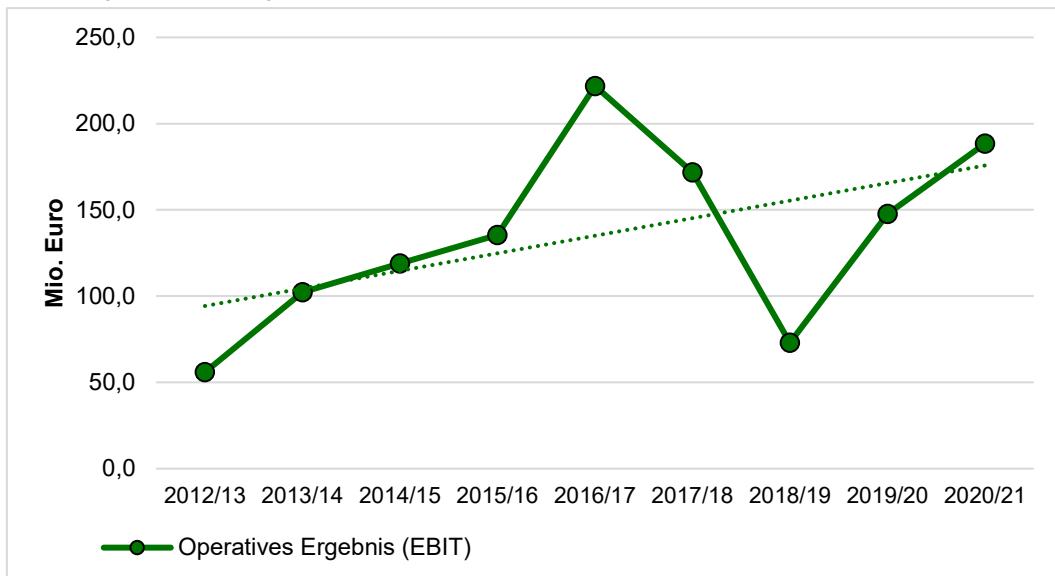
Der LRH stellt fest, dass die Konzerngruppe die neue Zielstruktur zügig umsetzte und den Umsetzungsgrad in Bezug auf die Effizienz- und Synergiepotentiale laufend monitorte. Er hebt positiv hervor, dass die Energie AG OÖ Gruppe das angestrebte Effizienz- und Synergiepotential vollständig erreichte. Einen Abschlussbericht mit einer Beschreibung des finalen Umsetzungsstandes und einer Evaluierung aller Bereiche der Power Strategie 2020 erstellte sie allerdings nicht. Der LRH empfiehlt der Energie AG OÖ Gruppe im Rahmen ihres Strategieprozesses weiterhin sicherzustellen, dass Erkenntnisse abgeschlossener Strategien (im Sinne von „lessons learned“) strukturiert aufbereitet werden und in Folgestrategien einfließen.

<sup>12</sup> Die Beteiligungen an den Windkraftanlagen in Polen wurden im Geschäftsjahr 2016/17 zur Gänze wertgemindert. Die Wertminderung betrug 7,2 Mio. Euro.

In Relation zur gesamten Stromeigenaufbringung der Energie AG OÖ Gruppe war der Anteil von PV und Windkraft auch nach Umsetzung der Power Strategie 2020 gering.

Abbildung 4 zeigt, dass sich das Konzern-EBIT im Laufe des Umsetzungszeitraumes der Power Strategie 2020 dauerhaft verbesserte. Die erzielten EBIT-Ergebnisse unterlagen einem steigenden Trend.<sup>13</sup> Neben nichtbeeinflussbaren Faktoren, wie der Wasserführung und einer allgemeinen Verbesserung des Marktes bzw. des Strompreisniveaus, trug auch die Power Strategie 2020 zur Verbesserung des EBITs bei.

Abbildung 4: Entwicklung EBIT 2012/13 bis 2020/21



Quelle: LRH-eigene Darstellung auf Basis von Daten der Energie AG OÖ Gruppe

Der LRH hält zusammenfassend fest, dass im Zeitraum der Power Strategie 2020 die Rahmenbedingungen in OÖ für Entwicklungen im Bereich erneuerbare Energien (insbesondere bei Windkraft) hemmend waren. So erschwerte eine Überarbeitung des Windkraft-Masterplans<sup>14</sup> im Jahr 2017 die Rahmenbedingungen deutlich.

<sup>13</sup> Der Rückgang im Geschäftsjahr 2018/19 war großteils auf eine Wertminderung bei den Netzen in Folge einer Änderung des Bewertungsverfahrens zurückzuführen.

<sup>14</sup> Abschaffung von Vorrangzonen, Ausdehnung der Mindestabstände für neue Großwindkraftanlagen von 800 und auf 1.000 Meter, Berücksichtigung neuer vogelkundlicher Untersuchungen, neue Kriterien zum Schutz der alpinen und voralpinen Landschaft

## Strategien bis 2030

### Hintergrund und Ziele

#### 12.1.

In den Jahren 2019 bzw. 2020 hatten sich gegenüber 2013, als die Power Strategie 2020 erstellt wurde, die Rahmenbedingungen für die Energie AG deutlich verändert. Zu nennen sind einerseits der Abschluss des Pariser Klimaabkommens im Dezember 2015 und der europäische „Green Deal“ vom Dezember 2019 inklusive einhergehender legislativer Vorschläge („Fit for 55-Paket“). Neues Ziel war, die Emissionen in der EU bis 2030 um mindestens 55 Prozent zu senken und bis 2050 Klimaneutralität zu erreichen. Andererseits waren auch national und in OÖ adaptierte Zielsetzungen formuliert worden, etwa der „Integrierte nationale Energie- und Klimaplan 2030“<sup>15</sup> aus dem Jahr 2019 oder die Landesenergiestrategie „Energieleitregion OÖ 2050“ aus 2017.

Für die Energieerzeugung besonders relevant war das 2020 vorgelegte Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz. Es löste das Ökostromgesetz 2012 ab, das bis dahin die Förderpolitik bestimmte. Zielsetzung war, den Gesamtstromverbrauch ab dem Jahr 2030 zu 100 Prozent national rechnerisch aus erneuerbaren Energiequellen zu decken. Dazu soll die jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen vom Jahr 2020 bis zum Jahr 2030 um 27 TWh gesteigert werden. Dies entspricht etwa der doppelten Stromerzeugung der österreichischen Donaukraftwerke. Davon entfallen 11 TWh auf PV, 10 TWh auf Windkraft, 5 TWh auf Wasserkraft und 1 TWh auf Biomasse.

Neben der Förderpolitik veränderten sich auch fundamentale Parameter der Energiewirtschaft, wie Handelspreise für Strom und CO2-Emissionen. Die Großhandelspreise für Strom fielen bis 2016 und erholteten sich in Folge leicht bis 2020.<sup>16</sup> Ähnlich entwickelten sich die Preise für CO2-Emissionen, die bis 2017 bei etwa sechs Euro pro Tonne lagen und bis ins Jahr 2020 auf 25 Euro anstiegen.

#### 12.2.

Der LRH erachtet die genannten Rahmenbedingungen als relevant für das Verständnis der Strategieentwicklung. Neue Förderbedingungen und höhere Strom- und CO2-Preise beeinflussten die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in erneuerbare Erzeugungskapazitäten. Er verweist im Zusammenhang mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz darauf, dass der Bund mittlerweile davon ausgeht, dass nicht 27 TWh, sondern 39 TWh zwischen 2020 und 2030 zugebaut werden müssen, um 2040 die Klimaneutralität zu erreichen.<sup>17</sup>

<sup>15</sup> Integrierter nationaler Energie- und Klimaplan für Österreich Periode 2021-2030 gemäß Verordnung (EU) 2018/1999 über das Governance-System für die Energieunion und den Klimaschutz vom 18.12.2019

<sup>16</sup> So fiel der Strompreisindex ÖSPI in der Periode 2014 bis 2016 auf 50 Punkte ab und stieg in der Folge auf 88 Punkte im Jahr 2020 an. Der ÖSPI wird nach einer standardisierten Methode auf Basis von Strompreis-Futures an der Energie-Börse EEX (European Energy Exchange) in Leipzig berechnet. Zur Berechnung werden Grundlast und Spitzenlast herangezogen. Ausgangsbasis ist 2006, [Homepage der österr. Energieagentur](#).

<sup>17</sup> Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan vom 7.7.2023, Seite 33

### 13.1.

Im Oktober 2020 beschloss der Vorstand der Energie AG OÖ eine konzerninterne Erzeugungsstrategie (Erzeugungsstrategie 2030) und berichtete dazu dem Aufsichtsrat. Erstmals benannte diese Strategie messbare Ausbauziele für die Energie AG OÖ Gruppe für erneuerbare Energien. Die Maßnahmen der Strategie bezogen sich auf Windkraft und PV. Abseits davon erfolgten kontinuierlich Ausbaumaßnahmen<sup>18</sup> im Bereich der Wasserkraft. Der insgesamt geplante Zubau für Strom bis 2030 von 627 GWh inkludierte Wasserkraft und entsprach 2,3 Prozent des nationalen Ausbauziels von 27 TWh. Im Vergleich dazu lag der langjährige Anteil der Energie AG OÖ Gruppe an der nationalen Stromerzeugung bei durchschnittlich 4,9 Prozent.<sup>19</sup>

Tabelle 5: Ausbauziele erneuerbare Energien bis 2030

Energiequelle	Bruttostromerzeugung in GWh	Engpassleistung in MW
Windkraft	200	90
PV	200	200
Wasserkraft	227	215
<b>Gesamt</b>	<b>627</b>	<b>505</b>

Quelle: Energie AG OÖ Gruppe, LRH-eigene Darstellung

Diese Umweltziele, also der Ausbau erneuerbarer Energie um rd. 630 GWh zusätzlichem Strom bis 2030 veröffentlichte die Energie AG u. a. im NFI-Bericht des Geschäftsberichts 2020/21. Der Zielwert für Wasserkraft stellte einen „Brutto-Wert“ für die Aufbringung seit 2013 dar und enthält auch Bezugsrechte von Pumpspeicherkraftwerken (Berichtspunkt 15). Weiters enthielt die Engpassleistung 170 MW für das Pumpspeicherkraftwerk Ebensee.

Ausgangspunkt war das theoretisch-technische Potential, das Aspekte wie Raumordnung, Dargebot<sup>20</sup> und Technik berücksichtigte. Davon leitete die Strategie-Arbeitsgruppe das realisierbare Potential und davon wiederum das Marktpotential für die Energie AG OÖ Gruppe ab. Hierbei flossen weitere wirtschaftliche und politische Rahmenbedingungen ein:

- Bei Windkraft wurden Potentiale mit geringem Windaufkommen<sup>21</sup> ausgeschieden. Die Energie AG OÖ Gruppe schloss für die Windkraft auch neue Projektflächen<sup>22</sup> in OÖ aufgrund der politischen Rahmenbedingungen (Windkraftmasterplan OÖ) aus. Eine weitere Annahme war, keine eigenen Projektentwicklungen in anderen Bundesländern durchzuführen. Begründet wurde dies mit Projektrisiken und dass die „Projektentwicklungsgebiete durch Mitbewerber belegt“ seien. Daher legte die Strategie den Fokus auf Akquisitions- und Beteiligungsprojekte.

<sup>18</sup> z. B. Ersatzneubauten, Ertüchtigung von bestehenden Anlagen, Zukauf von Fremdanlagen

<sup>19</sup> Durchschnitt Bruttostromerzeugung 2013 bis 2022

<sup>20</sup> Dargebot bezeichnet die für Erzeugungsanlagen nutzbare Menge z. B. an Wasser, Sonne oder Wind.

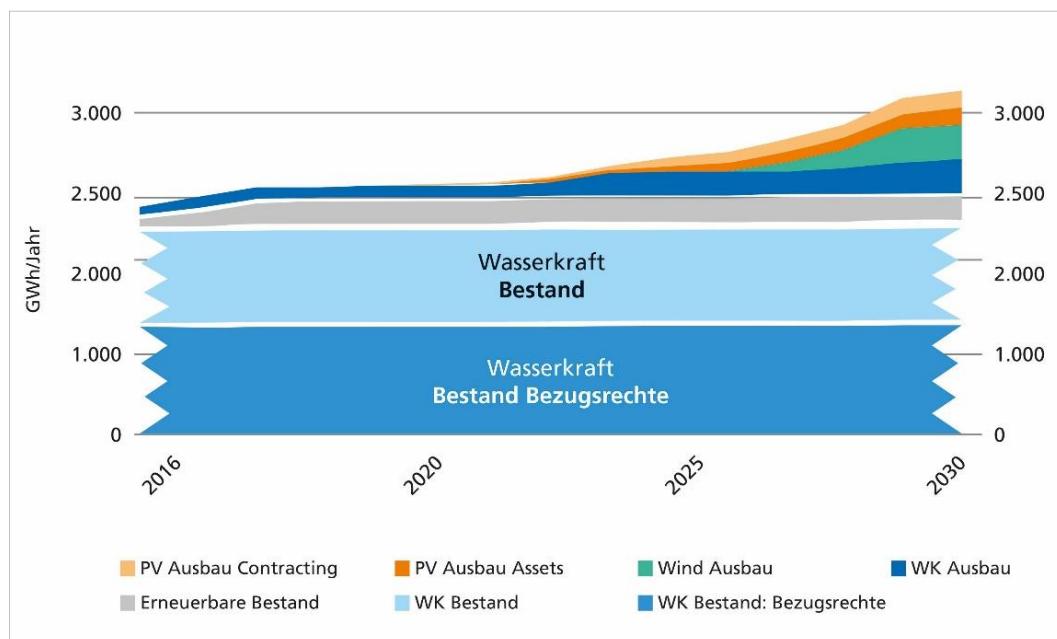
<sup>21</sup> Je nach Windaufkommen und damit erzielbarem Ertrag können Standorte in drei Güteklassen eingeteilt werden (A, B, C). Gütekategorie B und C wurden ausgeschieden.

<sup>22</sup> Eine zusätzliche Anlage sollte im bestehenden Windpark Munderfing errichtet werden. Dieses Windrad wurde 2022 errichtet.

- Bei der PV sollte der Schwerpunkt auf eigenen Großanlagen und Contracting-Anlagen in OÖ liegen. Von einem für die Energie AG OÖ Gruppe maximal realisierbaren Potential von 500 MWp, wurde ein Zielvorschlag von 200 MWp festgelegt. Investitionen in ausländische Anlagen sollten beobachtet und anhand konkreter Projekte entschieden werden.

Leitplanken für die Investitionen waren Regionalität in OÖ, Versorgungssicherheit/-qualität sowie, das Ermöglichen von Energiewende und Kreislaufwirtschaft. Die Strategie enthielt zudem konkrete Businesspläne für Projekte und Berechnungen zur Wirtschaftlichkeit von Projekt-Varianten (z. B. Internal Return Rate). Der Hochlauf der Stromerzeugung aus PV war beginnend mit 2024 und aus Windkraft ab 2026 geplant. Im Jahr 2020 machten Windkraft und PV 1,4 Prozent der Stromerzeugung der Energie AG OÖ Gruppe aus. Im Strategiezeitraum war beabsichtigt, den Beitrag von rd. 50 GWh (2020) auf 450 GWh (2030) zu steigern (Abbildung 5).

Abbildung 5: Erzeugungsstrategie 2030 – Erneuerbarer Strom



Quelle: Energie AG OÖ Gruppe

Weiters entwickelte die Energie AG OÖ Gruppe in den Strategieklausuren Projekte zu Themen, die nicht unmittelbar in den Bereich der Erzeugung fielen. Zu nennen wären bspw. ein Konzernprojekt 2019/20 zum Thema E-Mobilität, das auf die Elektrifizierung der eigenen Fahrzeugflotte sowie die Standortsicherung für Schnelllade-Infrastruktur abzielte. Auch das Potential von „Grünem Gas“ wurde geprüft.

### 13.2.

Der LRH stellt fest, dass der Fokus der Erzeugungsstrategie 2030 – abgesehen vom beschriebenen Ausbau der Wasserkraft – auf der Stromerzeugung aus Windkraft und PV lag. Weiters hatte die Energie AG OÖ Gruppe zeitgleich auch andere Themen, wie Elektro-Mobilität, Speicherung oder Wärme, im Blickfeld und

entwickelte Projekte und Einzelstrategien dazu. Diese mündeten jedoch nicht in einer konzernweit abgestimmten Gesamtstrategie zum Wandel des Energiesystems.

Der LRH erachtet die methodische Zielableitung der Energie AG OÖ Gruppe als grundsätzlich nachvollziehbar und geeignet. Positiv sieht er, dass die Ziele quantifiziert und messbar sowie erkennbar mit konkreten Initiativen hinterlegt waren.

Ausgehend vom relativ niedrigen Niveau von Windkraft und PV im Portfolio im Jahr 2020 war mit den Zielsetzungen für den Zeitraum bis 2030 ein deutlicher Anstieg geplant. Gleichzeitig weist der LRH darauf hin, dass damit ein Rückgang des Anteils der Energie AG OÖ Gruppe an der Stromerzeugung in Österreich einhergeht, sofern andere Akteure die Strommengen gemäß Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (+27 TWh) zubauen. Allgemein ist davon auszugehen, dass sich insbesondere durch den intensiven PV-Ausbau (sowohl im privaten wie im gewerblichen Bereich) die Struktur der Stromerzeugung in Österreich wandeln wird.

#### 14.1.

Auch für „Grüne Gase“<sup>23</sup>, wie Biomethan, beleuchtete ein Projekt 2018 das realisierbare Potential für die Energie AG OÖ Gruppe (Projekt „Greening the Gas“). Grüne Gase werden etwa in Biogas-Anlagen gewonnen. Vom geplanten Ziel der Bundesregierung von 5 TWh wurden 0,87 TWh für den Konzern als realisierbar bis 2030 ermittelt. Dies entsprach etwa zwei Dritteln der Gasabsatzmenge an Privat- und Gewerbekunden oder rd. 20 Prozent der Gasabsatzmenge an Geschäfts- und Industrikunden<sup>24</sup>. Eine ökonomische Einschätzung konnte die Projektgruppe aufgrund fehlender Rahmenbedingungen nicht vornehmen. Der Vorstand beschloss daher im Jahr 2019 das Thema Grüne Gase insofern weiterzuverfolgen, als die Rahmenbedingungen eine wirtschaftliche Umsetzung erlauben. In der Mittelfrist-Planung war hierbei kein Budget vorgesehen und in die Erzeugungsstrategie fand das Thema keine Aufnahme.

Damit zusammenhängend thematisierte die Konzernstrategie die Zukunft des Gasnetzes. Auswirkungen auf dessen Nutzung für die Raumwärme könnten sich etwa durch alternative Heizsysteme, wie Wärmepumpen (-) oder Brennstoffzellen (+), ergeben oder durch die Nutzung von „grünem Gas“ (+).<sup>25</sup> Grundsätzlich können Teile des Gasnetzes auch für den Transport von Wasserstoff verwendet werden.

Das Gasnetz war davon geprägt, dass Raumwärmekund:innen, wie Haushalte und Kleingewerbe, unter 20 Prozent der Gasmenge verbrauchten und etwa die Hälfte der Netzgebühren trugen. Der Großteil des Verbrauchs entfiel auf Industrie- und Gewerbekund:innen. Insgesamt gab es 65.993 Kund:innenanlagen im Gasnetz der Netz OÖ. Vom Gasleitungsnetz mit 5.624 km entfielen 880 km auf das Hochdrucknetz, 251 km auf das Mitteldrucknetz und 4.493 km auf das Nieder-

<sup>23</sup> Biomethan, grüner Wasserstoff und synthetisches Gas auf Basis erneuerbaren Stroms. Sie können bspw. aus Abfällen der Land- und Forstwirtschaft, Klärschlamm oder Bioabfällen gewonnen werden.

<sup>24</sup> bezogen auf das Geschäftsjahr 2018/2019

<sup>25</sup> +/- Angaben bezogen auf die Wirtschaftlichkeit des Gasnetzes. Das Erneuerbare-Wärme-Gesetzespaket, das der Nationalrat im Dezember 2023 beschloss, normiert ein Verbot (fossiler) Gasheizungen in Neubauten.

drucknetz. Insbesondere für die Netztarife waren die Anzahl der Kund:innen sowie die Verbrauchsmengen entscheidend, da Netzkosten überwiegend aus Fixkosten bestehen und sich bei hoher Nutzung/Nutzer:innenzahl entsprechend verteilen. Pro Jahr waren ab 2020 mehr als zehn Mio. Euro an Investitionen in das Gasnetz geplant. Derartige Investitionen weisen in der Regel Abschreibungsdauern von mindestens 30 Jahren auf.

#### 14.2.

Der LRH erkennt an, dass die Energie AG OÖ Gruppe die Auswirkungen der Energiewende auf die Versorgung mit Gas sowie das Gasnetz analysierte. Zum damaligen Zeitpunkt (2019/20) traf die Energie AG OÖ Gruppe dazu keine strategischen Weichenstellungen, da viele Faktoren, wie technische oder regulatorische Rahmenbedingungen, unsicher waren. Aus Sicht des LRH ist jedenfalls darauf zu achten, dass die getätigten Investitionen in finanzieller Hinsicht nachhaltig sind.

### Ausgestaltung und Maßnahmen

#### 15.1.

##### Organisation und Mittel

Organisatorisch schloss die Energie AG mit 1.5.2019 die Bündelung der Erzeugungstätigkeiten in der Erzeugung GmbH ab. Damit einher ging eine Zuordnung der Aufgabenwahrnehmungen. Im Geschäftsfeld PV waren die Erzeugung GmbH für Eigenanlagen und die Vertrieb GmbH für Contracting- sowie Raten-Kauf-Modelle zuständig. Mit Beschluss der Strategie sah der Vorstand ein Budget von 44,3 Mio. Euro für PV in der Mittelfristplanung bis 2024/25 vor. Für die Windkraft waren vor dem Hintergrund des Ausbaus ab 2026 vorerst keine Mittel budgetiert. Insgesamt lagen der Strategie Planbudgets von 275 Mio. Euro für Windkraft und PV sowie weitere 235 Mio. Euro für Wasserkraftwerke bis zum Jahr 2030 zu Grunde; weitere 215 Mio. Euro waren für den Pumpspeicher in Ebensee vorgesehen.

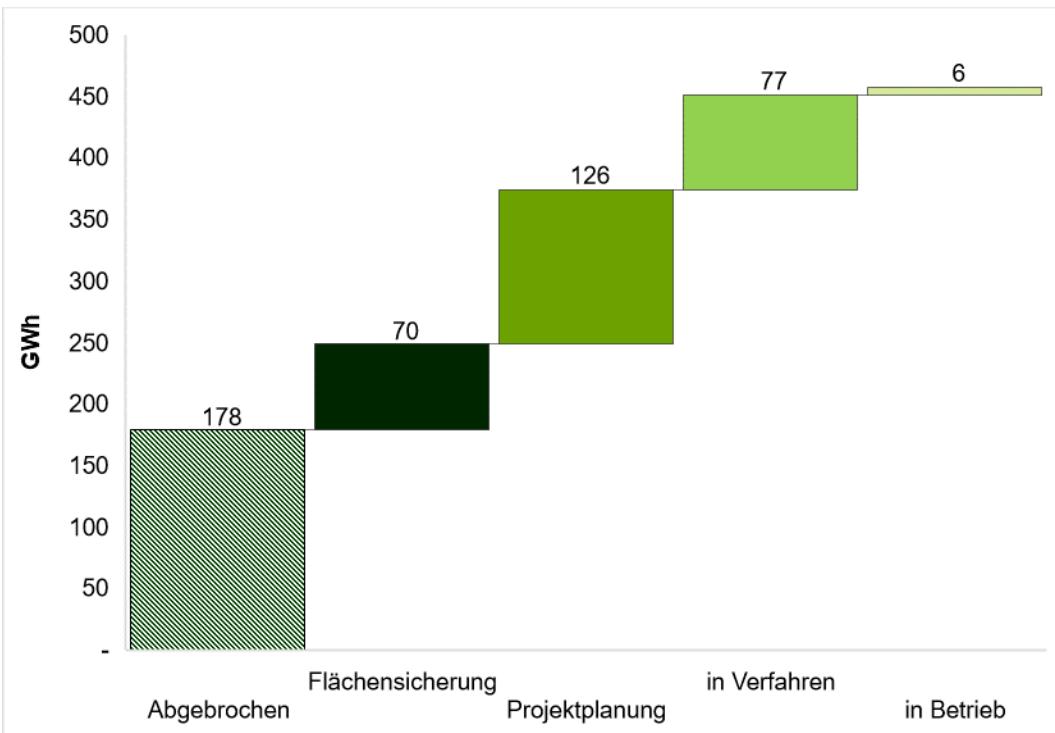
Der Vorstand berichtete regelmäßig im Aufsichtsrat zur Umsetzung der Erzeugungsstrategie. Im Gegensatz zur Power Strategie 2020 war dafür kein eigener Agenda-Punkt vorgesehen. Auch wurden keine überblicksmäßigen Aufstellungen zur Einordnung der Zielerreichung präsentiert.

##### Umsetzung (Stand Dezember 2023)

Nach Aussagen der Energie AG war der „Faktor fünf“ – als Richtwert – für eine erfolgreiche Projektumsetzung von PV-Anlagen in der Praxis notwendig: von projektierten 5 GWh kann 1 GWh tatsächlich umgesetzt werden. Ein Projekt durchläuft hierbei unterschiedliche Phasen, beginnend mit Prüfungen des Netzzugangs und der Wirtschaftlichkeit, der Flächensicherung bis hin zum Genehmigungsverfahren. Wie in Abbildung 6 ersichtlich, waren im Dezember 2023 rd. 6 GWh aus PV-Projekten in Betrieb, die aus der Strategie heraus entwickelt worden waren. In der Projektpipeline waren rd. 272 GWh, davon 77 GWh in begonnenen Genehmigungsverfahren. Freiflächen-Anlagen erforderten in der Regel eine eigene Flächenwidmung und energierechtliche Genehmigung. Projekte im Umfang von rd. 178 GWh waren bereits abgebrochen – zwei Drittel davon waren auf nicht erteilte Zuschläge bei Ausschreibungen zurückzuführen. Rund

19 GWh wurden im Kontext negativer Beurteilungen seitens der Behörden abgebrochen. Die unten angeführte Aufstellung betrifft die Eigenerzeugungsanlagen, für die ein Ziel von 100 GWh vorgesehen war.

Abbildung 6: Projektpipeline PV-Anlagen aus Erzeugungsstrategie



Quelle: LRH-eigene Darstellung auf Basis von Daten der Energie AG OÖ Gruppe

Zur Erzeugung von Energie aus Windkraft wurde im Strategiezeitraum ein zusätzliches Windrad im Windpark Munderfing umgesetzt. Die Energie AG war an diesem Projekt mit 14,7 Prozent beteiligt und erzeugte dadurch 1,3 GWh. Weitere Windkraftprojekte waren im Ausmaß des geplanten Zubaus von 200 GWh in Bearbeitung. Mehr als die Hälfte davon (123 GWh, Anteil Energie AG) entfiel auf die Errichtung eines geplanten Windparks im Kobernaußerwald, der Rest im Wesentlichen auf Projekte im umliegenden Ausland (Deutschland, Italien und Slowenien). Das Projekt im Kobernaußerwald erhielt die Unterstützung mehrerer Mitglieder der Oö. Landesregierung und passte zu den in ihrem Regierungsprogramm festgehaltenen Kriterien zum Ausbau der Windkraft, die eine „naturschutzverträgliche Erweiterung bestehender Windkraftanlagen durch neue, leistungsstarke Windräder“ vorsahen.<sup>26</sup>

Die Erzeugungsstrategie 2030 fokussierte vorwiegend auf PV und Windkraft. Parallel dazu waren jedoch auch Wasserkraftprojekte geplant. Seit 2013 erhöhte die Energie AG OÖ Gruppe das Regelarbeitsvermögen (RAV) der Wasserkraft in ihrem Portfolio um 67,8 GWh. Gesamtwirtschaftlich betrachtet entsprach dies

<sup>26</sup> vgl. Seite 9 des Regierungsprogramms 2021-2027 bzw. Pressekonferenz von Mitgliedern der Oö. Landesregierung vom 30.3.2023

einem Netto-Zubau von 36,6 GWh. Dieser fällt geringer aus, da bereits bestehende Kraftwerke zugekauft wurden (31,2 GWh).

In der Darstellung in Tabelle 6 ist das Regelarbeitsvermögen aus natürlichem Zufluss dargestellt.<sup>27</sup> Wird das Regelarbeitsvermögen auch aus Pumpspeicherkraftwerken (PSKW) mitberücksichtigt (hier ohne Ebensee) ergeben sich die in der Erzeugungsstrategie 2030 geplanten 227 GWh zusätzlicher Stromerzeugung für die Energie AG OÖ Gruppe. Speicher ermöglichen eine Verschiebung des Verbrauchs, aber keinen zusätzlichen Stromendverbrauch. Eine detaillierte Darstellung der einzelnen Projekte und deren Kenndaten kann der Anlage 1 entnommen werden.

Bis 2030 waren Kraftwerksprojekte mit zusätzlichen 58,5 GWh projektiert und weitere 78,2 GWh als Ausbaupotentiale identifiziert. Die tatsächlichen Werte konnten zum Teil erst während der Genehmigung detailliert berechnet werden, wie das Kraftwerksprojekt Weißenbach zeigte. Für dieses plante die Energie AG ursprünglich einen Neubau mit 16 GWh. Im Zuge des Vorverfahrens zur Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) musste die Planung überarbeitet werden, sodass das RAV auf 6,1 GWh zurückging.

Tabelle 6: Regelarbeitsvermögen aus natürlichem Zufluss und Engpassleistung der Wasserkraftprojekte 2013 bis 2030

Bezeichnung	Zusätzlich für Energie AG		Netto-Zubau	
	RAV GWh	MW	RAV GWh	MW
realisierte Projekte bis 2023	67,8	58,3	36,6	52,7
geplante Projekte bis 2030	58,5	192,0	58,5	192,0
<b>Zwischensumme</b>	<b>126,4</b>	<b>250,3</b>	<b>95,1</b>	<b>244,6</b>
Verluste Fischaufstiegshilfen	-5,3		-5,3	
<b>Zwischensumme abzgl. Verluste</b>	<b>121,1</b>	<b>250,3</b>	<b>89,8</b>	<b>244,6</b>
weitere Ausbaupotentiale bis 2030	78,2	18,2	78,2	18,2
<b>Gesamt</b>	<b>199,2</b>	<b>268,5</b>	<b>168,0</b>	<b>262,8</b>

Quelle: LRH-eigene Darstellung auf Basis von Daten der Energie AG OÖ Gruppe

## 15.2.

Der LRH hält fest, dass die Energie AG OÖ Gruppe einen laufenden Überblick über die geplanten Projekte und die Zielerreichung hatte. Er empfiehlt eine standardisierte Berichterstattung für den Aufsichtsrat, die auf den Status der Zielerreichung und allfällig notwendige Maßnahmen abstellt.

Der LRH merkt weiters an, dass die Erzeugungsstrategie 2030 mit konkreten Maßnahmen und einer Projektpipeline hinterlegt war. Er verweist darauf, dass auch für die Windkraft eine Überplanung mit Projekten notwendig sein wird, um die Ziele realisieren zu können.

Der LRH erachtet die Unterscheidung in „Regelarbeitsvermögen inklusive PSKW“ und „Regelarbeitsvermögen aus natürlichem Zufluss“ als wichtig, da letzteres

<sup>27</sup> Die Stromerzeugung aus PSKW, wie jene aus den Projekten Ebensee oder Reißeck II, das jährlich etwa 100 GWh Strom erzeugt, scheint nicht auf. Diese spiegeln sich in der hohen Engpassleistung des Kraftwerksparks wider. Grundsätzlich weisen PSKW einen Wirkungsgrad von bis zu 80 Prozent auf.

einen zusätzlichen Stromendverbrauch ermöglicht. Er empfiehlt der Energie AG OÖ Gruppe in der Kommunikation über Ausbauziele klar zwischen beiden zu unterscheiden. Der Zubau an „Regelarbeitsvermögen aus natürlichem Zufluss“ (121,1 GWh) bzw. gesamtwirtschaftliche Netto-Zubau (89,8 GWh) fallen deutlich geringer aus, als die kommunizierte zusätzliche Stromerzeugung für die Energie AG OÖ Gruppe von rd. 227 GWh. Letztere berücksichtigt keine Verluste aus Fischaufstiegshilfen und enthält Bezugsrechte aus Pumpspeichern, allerdings ohne PSKW Ebensee. Angesichts der Durchlaufzeiten von Wasserkraftprojekten ist für den LRH zudem fraglich, ob bis 2030 die noch nicht projektierten Ausbaupotentiale von 78,2 GWh in vollem Umfang realisiert werden können.

## Status der Stromerzeugung bei erneuerbaren Energien

### 16.1.

Die Stromeigenaufbringung der Energie AG OÖ Gruppe nahm im Vergleich zum restlichen Österreich seit 2013 folgende Entwicklung:<sup>28</sup>

- Im Jahr 2023 lag die Engpassleistung der Energie AG-Erzeugungsanlagen bei 1.093 MW. Dies entsprach ca. 3,8 Prozent der österreichischen Engpassleistung. Jene der kalorischen Kraftwerke ging mit der Stilllegung des Kohlekraftwerks Riedersbach im Jahr 2016 zurück und wurde durch den Ausbau von Wasserkraft, PV und Windkraft ausgeglichen. So stieg die Leistung der Wasserkraftwerke seit 2013 von 604 MW auf 659 MW im Jahr 2022.
- Die jährliche Stromerzeugung aus Wasserkraft schwankte u. a. aufgrund der Wasserführung zwischen 2.212 GWh und 2.518 GWh, wie in Abbildung 7 dargestellt. Allein diese Schwankungsbreite war mit 306 GWh höher als die Erzeugung aus Windkraft und PV gemeinsam, die einen Höchstwert von 56 GWh im Jahr 2022 erreichte. Windkraft und PV machten unter drei Prozent der Stromerzeugung der Energie AG OÖ Gruppe aus. Die Stromerzeugung aus den fossilen kalorischen Kraftwerken, wie Erdgas-befeuerten Kraftwerken, Deponegas- und Abfallverbrennungsanlagen schwankte auch.

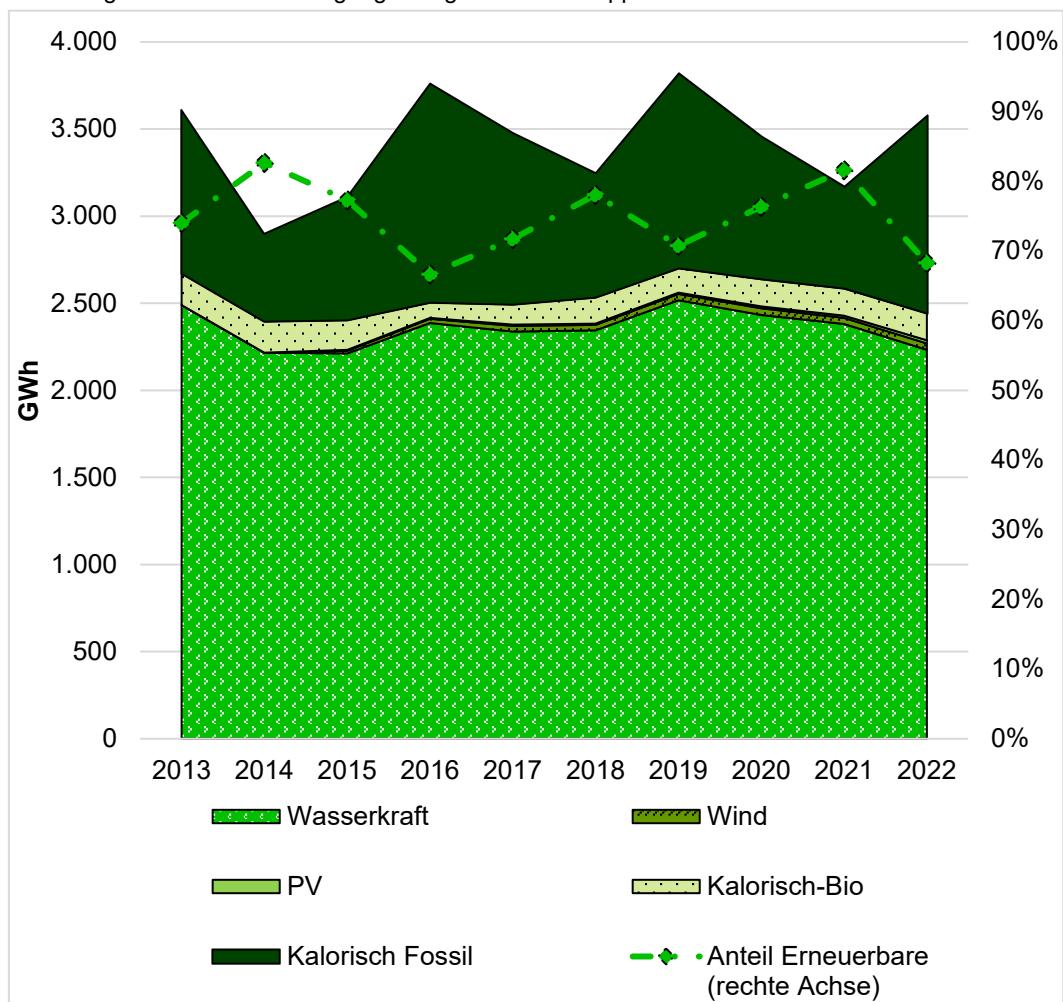
Im Vergleich zur Entwicklung der restlichen österreichischen Stromerzeugung zeigte sich, dass der Ausbau von Windkraft und PV bei der Energie AG OÖ Gruppe zeitversetzt und weniger stark ansteigend eintrat<sup>29</sup>, siehe dazu Abbildung 7 und Abbildung 8. Im Durchschnitt betrugen die erneuerbaren Energien rd. 75 Prozent, wobei es – verglichen mit der Gesamtentwicklung im restlichen Österreich (79 Prozent) – zu stärkeren Schwankungen kam:<sup>30</sup>

<sup>28</sup> Zu betrachten ist sowohl der installierte Kraftwerkspark (Engpassleistung) als auch dessen Einsatz, der sich in der tatsächlichen Bruttostromerzeugung des Jahres widerspiegelt und abhängig von Rahmenbedingungen wie Gaspreisen oder Wasserführung ist.

<sup>29</sup> Bezogen auf die Engpassleistung zeigt sich diese Entwicklung noch stärker, wobei zu beachten ist, dass Windkraft und PV weniger Einsatzstunden im Jahr aufweisen. Sie machen einen höheren Anteil an der Engpassleistung aus, als sie in der Stromerzeugung beitragen.

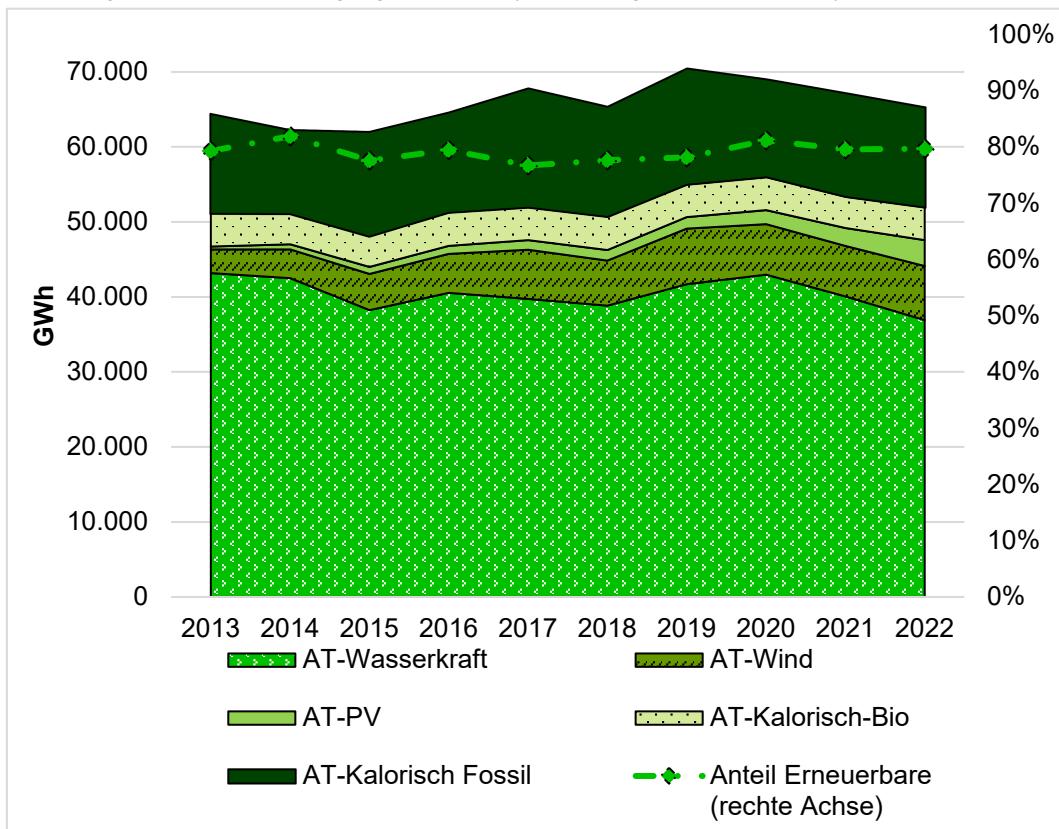
<sup>30</sup> Gemessen an der Stromerzeugung der Energie AG in den letzten zehn Jahren (2013 bis 2022). Die Daten der Energie AG OÖ Gruppe waren auf Geschäftsjahre bezogen. Die Abbildungen enthalten aus Darstellungsgründen keine Geothermie, inklusive PSKW.

Abbildung 7: Bruttostromerzeugung Energie AG OÖ Gruppe



Quelle: LRH-eigene Darstellung auf Basis von Daten der Energie AG OÖ Gruppe

Abbildung 8: Bruttostromerzeugung Österreich (ohne Energie AG OÖ Gruppe)



Quelle: LRH-eigene Darstellung und Berechnungen auf Basis von Daten der E-Control

## 16.2.

Der LRH stellt fest, dass Wasserkraft mit 69 Prozent den überwiegenden Anteil der Stromerzeugung der Energie AG OÖ Gruppe im Betrachtungszeitraum 2013 bis 2022 ausmachte. Die Entwicklung von Windkraft und PV spiegelt eine geringere Schwerpunktsetzung der Energie AG OÖ Gruppe auf diese Energieträger in der Vergangenheit wider. Im Vergleich zur Power Strategie 2020 begann die Energie AG OÖ Gruppe mit der Erzeugungsstrategie 2030 verstärkt auf den Zubau von Windkraft und PV zu setzen, wobei bis 2022 noch kein signifikanter Beitrag zur Stromerzeugung erreicht werden konnte.

# ZUKÜNSTIGE STRATEGIE UND AUSBAU VON ERNEUERBAREN ENERGIEN

## Fragestellung

### 17.1.

Wie gestaltet sich die langfristige Strategie der Energie AG, um die Herausforderungen der Energiewende und den erheblichen Energiebedarf des Standortes zu bewältigen? Wie wird diese in konkrete Projekte umgesetzt, insbesondere

in Bezug auf die Planung und Implementierung von erneuerbaren Energien? Wie trägt das Unternehmen zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien in Oberösterreich bei? Wie wird sichergestellt, dass die nationalen Energie- und Klimaziele erreicht werden?

## 17.2.

Zur Beantwortung dieser Fragen geht der LRH in den nachfolgenden Berichtspunkten einerseits auf die, unter dem im Jahr 2023 neu zusammengesetzten Vorstand der Energie AG OÖ Gruppe, neu aufgestellte Konzernstrategie „LOOP“ ein. Zudem wird das Projekt „Pumpspeicherkraftwerk Ebensee“ näher beschrieben.

## LOOP Strategie

### Hintergrund und Ziele

#### 18.1.

Ende 2022 hat das Land OÖ eine neue Energie- und Klimastrategie veröffentlicht.<sup>31</sup> Darin formuliert es u. a. das Ziel, spätestens bis zum Jahr 2040 „klimaneutral“ zu werden. Es geht darin auf stark geänderte Rahmenbedingungen und die damit verbundenen Herausforderungen für die Energieversorgung ein. Um die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu reduzieren, die Energiewende zu erreichen und die Energieversorgung für die Bevölkerung weiterhin garantieren zu können, ist aus Sicht des Landes „der Ausbau von erneuerbaren Energieträgern daher bedeutender denn je“<sup>32</sup>.

Mit 1.1.2023 erfolgte ein Wechsel an der Spitze des Vorstandes der Energie AG OÖ Gruppe. Unter der neuen Leitung begann die Unternehmensgruppe (mit Begleitung von externen Beratern) im Frühjahr mit der Erstellung einer neuen, den gesamten Konzern umspannenden, Strategie. Unter dem Leitmotiv „Wir erschaffen eine fossilfreie Zukunft für unserer Kinder!“ soll die Energie AG OÖ Gruppe durch Umsetzung der „LOOP“ Strategie, ihrer gesellschaftlichen Verantwortung gerecht werden. Das Ziel dabei ist, den „Kindern und zukünftigen Generationen einen lebenswerten Planeten zu hinterlassen und die Energiezukunft auf sichere und nachhaltige Beine zu stellen“. Bis 2035 soll daher die Energie AG OÖ Gruppe klimaneutral werden und weiterhin zuverlässige Energieversorgung und Abfallentsorgung garantieren. Dazu setzt der Konzern alles daran, „den Kreislauf aus Erzeugung, Verteilung und Verwertung zu dekarbonisieren“. Damit einher geht ein massiver Ausbau von Solar-, Wind- und Wasserkraft in OÖ und in anderen europäischen Ländern. Investitionen in innovative Technologien sollen den Menschen dabei helfen, aus fossilen Energieträgern auszusteigen.<sup>33</sup>

#### 18.2.

Der LRH merkt an, dass sich die in der LOOP Strategie formulierten Maßnahmen und Zielsetzungen auch auf die neuen Klima- und Energieziele des Landes OÖ auswirken. Um etwaige Synergiepotentiale stärker heben zu können, sollte das

<sup>31</sup> siehe dazu auch veröffentlichte [Klima- und Energiestrategie](#) des Landes OÖ

<sup>32</sup> vgl. Oö. Energie- und Klimastrategie, Seite 5

<sup>33</sup> Auszug aus der LOOP Strategie der Energie AG OÖ Gruppe

Land OÖ beim Ausbau von erneuerbaren Energien aber auch in anderen für „Energie“ und „Klimaneutralität“ relevanten Bereichen noch stärker die Möglichkeiten und das Know-how der Energie AG OÖ Gruppe nutzen. Dies könnte in Form von Beratungsleistungen oder der konkreten Beteiligung an Projekten realisiert werden. Denkbar wären beispielweise Initiativen zum PV-Ausbau nicht nur im Bereich von Landesgebäuden, sondern auch eine stärkere Zusammenarbeit im Bereich von Gemeinden, Feuerwehren, Schulen und anderen öffentlichen Gebäuden und Einrichtungen, auf die das Land OÖ zumindest einen mittelbaren Einfluss (z. B. über Förderungen) hat. Der LRH verweist dabei u. a. auf seine Ausführungen im Bericht zur Initiativprüfung „Energieeffizienz bei Landesbauten“ vom April 2022.<sup>34</sup> Grundsätzlich wäre dabei aber jedenfalls darauf zu achten, dass etwaige Zusammenarbeitsformen für alle Beteiligten sinnvoll und von (wirtschaftlichem) Nutzen sind.

## Ausgestaltung und Maßnahmen

### 19.1.

Die LOOP Strategie wurde Ende September 2023 vom Aufsichtsrat zur Umsetzung genehmigt. Die Strategie umfasst neben dem Bereich der „Renewables“ (erneuerbare Energien) u. a. folgende weitere Bereiche:

- Wärmewende: „Grün vor fossil“; Ersatz des Gas-und-Dampf-Kraftwerks (GUD) Timelkam und Forcierung von Wärmepumpen (über 100.000 Wärmepumpen bis 2035)
- Wasserstoff/Speicher: Eigene Produktionsstätten für Wasserstoff aber auch Einsatz von Großbatteriespeichern (30 MW Kapazität)
- E-Mobility: Positionierung als Komplettanbieter für Ladeinfrastruktur (mit mehr als 50.000 Ladepunkten bis 2035 im Heim-/Arbeitsplatzbereich und im öffentlichen Raum)
- Digitalisierungsoffensive: Verbesserung der „digital customer experience“ (nach außen gerichtet) und Digitalisierung „als Hebel zur Lösung der HR-Challenge<sup>35</sup>“ (nach innen gerichtet)

Die Energie AG OÖ Gruppe greift in der neuen Strategie den aktuellen Status (Berichtspunkt 16) und den ambitionierteren Zielpfad der Vorgängerstrategie zum Ausbau im Bereich der erneuerbaren Energien bis 2030 auf und erweitert das geplante Ausbauvolumen und den zeitlichen Zielhorizont bis 2035. Dabei sollen bis 2035

- rd. 460 GWh aus PV,
- rd. 540 GWh aus Windkraft und
- rd. 174 GWh aus Wasserkraft

zusätzlich zum jetzigen Bestand an Produktionskapazität erzeugt werden. Die Ausbaupläne im Bereich PV und Windkraft sollen im Verhältnis 60:40 (Inland zu Nachbarländern bzw. Windkraft zu PV) umgesetzt werden. Um das geplante

<sup>34</sup> siehe Bericht des LRH über die [IP Energieeffizienz bei Landesbauten](#) (LRH-100000-63/5-2022-MB)

<sup>35</sup> Die Umsetzung der LOOP Initiativen erfordert auch 300 zusätzliche VZÄ an Personalressourcen.

Ambitionsniveau zu erreichen, geht man in der LOOP Strategie von der Grundannahme aus, dass dafür eine entsprechend gut gefüllte Projektpipeline<sup>36</sup> nötig sein wird.

In Summe schätzt die Energie AG OÖ Gruppe bis 2035 den Investitionsbedarf auf rd. 4 Mrd. Euro<sup>37</sup>. In etwa die Hälfte davon betrifft den Netzbereich (siehe dazu auch Berichtspunkt 36). In der Mittelfristplanung (bis 2027/28) sind 2,6 Mrd. Euro eingeplant. Zusätzlich zum jährlichen Regelinvestitionsprogramm sind in diesem Gesamtvolumen auch sämtliche geplanten Initiativen im Rahmen der LOOP Strategie enthalten.

Hinsichtlich der Auswirkungen auf den Unternehmenswert des Konzerns unterscheidet die Energie AG OÖ Gruppe bei der LOOP Strategie in „wertsteigernde Initiativen“ und „strukturelle und strategische Initiativen“. Daneben gibt es noch „wertneutrale Initiativen“ (z. B. Investitionen ins Stromnetz in Höhe von rd. 2 Mrd. Euro). Netto betrachtet würde dies eine Steigerung des Unternehmenswertes bis zum Ende des Strategiebetrachtungszeitraumes (2035) ergeben. In den „strukturellen und strategischen Initiativen“ sind aber auch Elemente enthalten, die strategieunabhängig auf den Konzern zukommen würden (z. B. ein Projekt im Zusammenhang mit ESG<sup>38</sup>).

Neben dem Ausbau der Netze liegen die nächstgrößeren Investitionsschwerpunkte im Bereich Wärme/Fernwärme und mit Investitionen in PV und Windkraft beim Ausbau im Bereich der erneuerbaren Energien. Für den Bereich Wasserstoff sieht die LOOP Strategie vor, dass bis 2028 vier eigene Wasserstoffproduktionsprojekte umgesetzt werden. In den weiteren Szenario-Betrachtungen geht man davon aus, dass ca. ab 2030 Wasserstoff in höherer Kapazität aus Fremdquellen verfügbar sein wird. In etwa ab diesem Zeitpunkt will sich die Energie AG OÖ Gruppe als Importeur und Händler von Wasserstoff und dem damit verbundenen Geschäftsmodell etablieren. Die bis dahin errichteten eigenen Produktionsstätten werden entweder zurückgefahren oder auf dem dann vorliegenden Niveau gehalten.

## 19.2.

Der LRH hält zur vorliegenden LOOP Strategie fest, dass darin sehr ambitionierte Zielsetzungen in den verschiedensten Bereichen des Wertschöpfungskreislaufes der konzernweiten Geschäftstätigkeit formuliert sind. Alleine der geschätzte Gesamtinvestitionsbedarf von rd. 4 Mrd. Euro bis 2035 zeigt, dass mit der Erfüllung bzw. Umsetzung dieser Strategie ein enormer Kraftaufwand für den gesamten Konzern notwendig sein wird. Im Hinblick auf die Fülle von Projekten und damit verbundene Aktivitäten, die erforderlich sein werden, um den geplanten Zuwachs im Unternehmenswert zu erreichen, sieht der LRH jedoch nur einen geringen Spielraum für Abweichungen vom gesetzten Plan. Dies betrifft sowohl die

<sup>36</sup> In der LOOP Strategie geht man von einem Faktor sechs aus; das bedeutet, für die Umsetzung jeder geplanten GWh Leistung ist ein rd. 6mal so hohes Volumen an Projektplänen nötig. Es muss davon ausgegangen werden, dass nicht jedes avisierte Projekt auch tatsächlich umgesetzt werden kann. Die Gründe dafür sind z. T. sehr unterschiedlich und reichen von „wirtschaftlich nicht darstellbar“, „Zuschlag wird nicht erteilt“, „rechtliche Rahmenbedingungen verzögern bzw. verunmöglichen ein Projekt“.

<sup>37</sup> vgl. dazu auch Artikel der OÖN vom 20.12.2023 ([OÖN Artikel zu Jahresergebnis 2022/2023 und Investitionen bis 2035](#))

<sup>38</sup> ESG bezeichnet Nachhaltigkeitskriterien für Umwelt (Environment), Soziales (Social) und verantwortungsvolle Unternehmensführung (Governance).

Umsetzung der Anzahl der anvisierten Projekte als auch ihren jeweils tatsächlich realisierten Umfang. Um die nachhaltige Entwicklung des Unternehmenswertes nicht zu gefährden, kommt der konsequenten Umsetzung und dem damit verbundenen Monitoring eine besondere Bedeutung zu.

Im Hinblick auf die konkreten Zielsetzungen hinsichtlich der Erweiterung der Produktionskapazitäten im Bereich der erneuerbaren Energien stellt der LRH grundsätzlich fest, dass die Energie AG OÖ Gruppe ihren Teil zum gesamt-österreichischen bzw. oberösterreichischen Ziel zur klimaneutralen Erzeugung von Energie beitragen kann. Auch hier betont der LRH, dass das Erreichen der ambitionierten Zielsetzungen stark von der konsequenten Umsetzung und dem Erfolg der geplanten Maßnahmen abhängen wird. Nicht zuletzt verweist der LRH darauf, dass insbesondere den externen Rahmenbedingungen bei der Umsetzung von geplanten Projekten eine besondere Bedeutung zukommt. So ist beispielsweise die Dauer von Genehmigungsverfahren für Investitionsprojekte ein mitunter entscheidender Erfolgsfaktor. Dies wird auch das Land OÖ vor Herausforderungen stellen, die es zu meistern gilt, um zum Gelingen der Energiewende beizutragen. Beispielsweise begünstigen die aktuellen politischen Zielsetzungen im Bereich der Windkraft diese Bestrebungen aus jetziger Sicht nicht unbedingt.

## **Umsetzung und Monitoring**

### **20.1.**

Mit dem Beschluss zur Umsetzung der LOOP Strategie wurde auch der Startschuss für ein begleitendes Implementierungsprojekt gegeben. Am Ende der ersten Phase von LOOP wurden Meilensteinpläne erstellt und in einem zentralen Tracking-Tool gesammelt. Daraus wurden Dashboards für ausgewählte Module der Strategie (z. B. Erzeugungskapazität Windkraft bzw. PV) zur Erfassung und Verfolgung der festgelegten Ziele entwickelt. Die gesammelten Rohdaten werden automatisch ausgewertet und in den Dashboards grafisch aufbereitet. So soll ein Überblick über die Ziele und den jeweiligen Fortschritt möglich sein. In Berichtszyklen, die in einem sechs- bis achtwöchigen Rhythmus stattfinden, evaluieren die jeweiligen Modulleitungen gemeinsam mit dem Kernteam etwaige Fortschritte.

### **20.2.**

Der LRH misst dem laufenden strategischen Controlling der Entwicklung der Fortschritte in allen Modulen bzw. bei den gesetzten Maßnahmen eine sehr große Bedeutung bei. Wie bereits angemerkt, sieht der LRH ein Spannungsfeld zwischen den ambitionierten Geschäfts- bzw. Ausbauzielen und dem damit verbundenen geplanten Unternehmenswertzuwachs. Dieser bietet aus Sicht des LRH nur sehr wenig Spielraum für Planabweichungen, was die Notwendigkeit eines laufenden Monitorings der gesetzten Ziele und den damit verbundenen Fortschritt bei der Zielerreichung nur noch mehr unterstreicht. Auch hält der LRH es für wichtig, nach Erreichen des Endes des zeitlichen Zielhorizontes den Erfolg der Strategie gesamthaft und strukturiert zu evaluieren, um etwaige Erkenntnisse daraus auch als gesicherte Grundlage (im Sinne von „lessons learned“) für zukünftige Strategien nutzen zu können. Er verweist dazu auf die bereits unter Berichtspunkt 11 ausgesprochene Empfehlung.

## Pumpspeicherwerk Ebensee

### 21.1.

Ende September 2023 berichteten mehrere Medien in Oberösterreich, dass der Aufsichtsrat der Energie AG OÖ Gruppe das Projekt für die Errichtung eines PSKW am Standort Ebensee am Traunsee genehmigt hat. Mit Errichtungskosten von rd. 450 Mio. Euro stellt dieses Projekt eine der größten jemals getätigten Einzelinvestitionen der Energie AG OÖ Gruppe dar. Das PSKW Ebensee ist nicht unmittelbar ein Teil der, in 2023 vorgestellten und zur Umsetzung beschlossenen, LOOP Strategie und wird daher im Bericht des LRH gesondert angeführt.

Erste Planungsüberlegungen zu diesem konkreten Projekt gab es schon im Jahr 2011.<sup>39</sup> Die nachfolgende Abbildung 9 zeigt die wesentlichsten Meilensteine vom ersten positiven Ergebnis einer Machbarkeitsstudie im Sommer 2011 bis zur geplanten Inbetriebnahme Ende 2027.

Abbildung 9: zeitlicher Projektablauf Pumpspeicher Ebensee



Quelle: LRH-eigene Darstellung auf Basis von Daten der Energie AG OÖ Gruppe

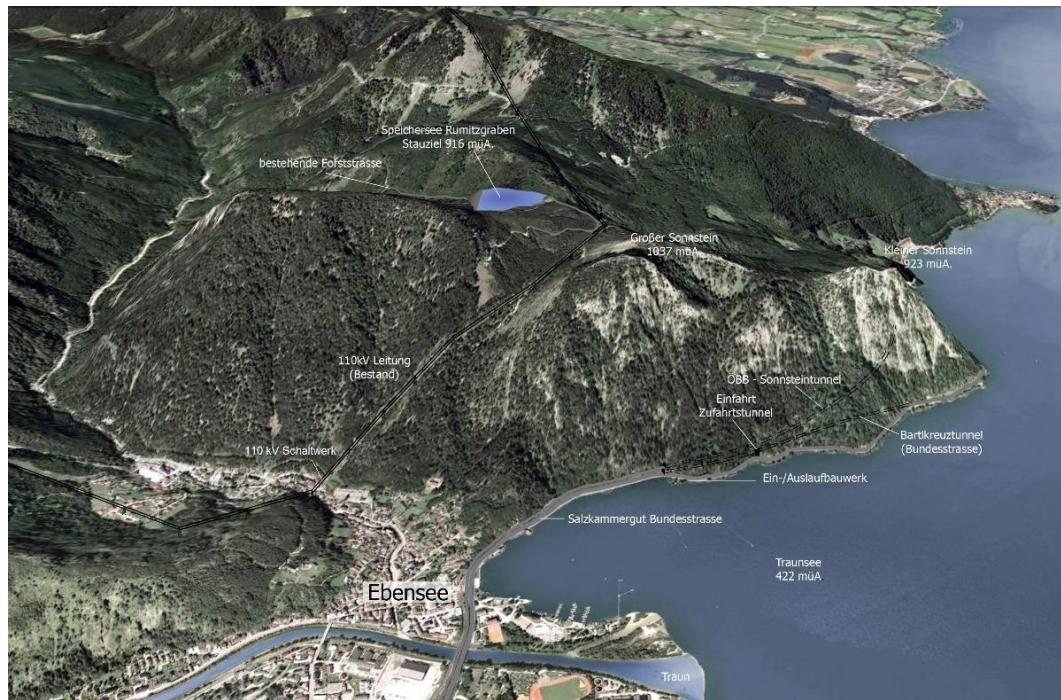
Die Pause zwischen dem positiven UVP Bewilligungsbescheid und dem Start des Vorprojektes erklärte die Energie AG OÖ Gruppe damit, dass die Realisierung des Projektes aufgrund der lang anhaltend ungünstigen Rahmenbedingungen (z. B. unwirtschaftliche Ertragssituation aufgrund von niedrigen Strompreisen) zwischenzeitlich mehrfach zurückgestellt wurde. Eine im Herbst 2022 ermittelte Projektbewertung anhand von Finanzkennzahlen (z. B. EBIT, Cash-Flow, Net Present Value) und den zur Verfügung stehenden Strompreisvorschauen zeigte, dass das Projekt PSKW Ebensee über die Gesamtprojektaufzeit eine über dem WACC<sup>40</sup> liegende interne Verzinsung erzielen würde. Der Pumpspeicher Ebensee würde einen gesicherten Zuwachs des Unternehmenswertes für die Energie AG OÖ Gruppe einbringen.

Die nachfolgende Abbildung 10 zeigt die geographische Lage des PSKW Ebensee. Der Speichersee Rumitzgraben liegt in der Nähe des Großen Sonnsteins oberhalb der Marktgemeinde Ebensee am Traunsee.

<sup>39</sup> Die Suche nach einem geeigneten Standort für ein PSKW in OÖ wurde bereits im Geschäftsjahr 2005/06 begonnen. 2009 wurde der Standort Ebensee als der am besten geeignete festgelegt.

<sup>40</sup> Als Basis diente ein Unternehmenswertgutachten zum Bilanzstichtag 30.9.2022.

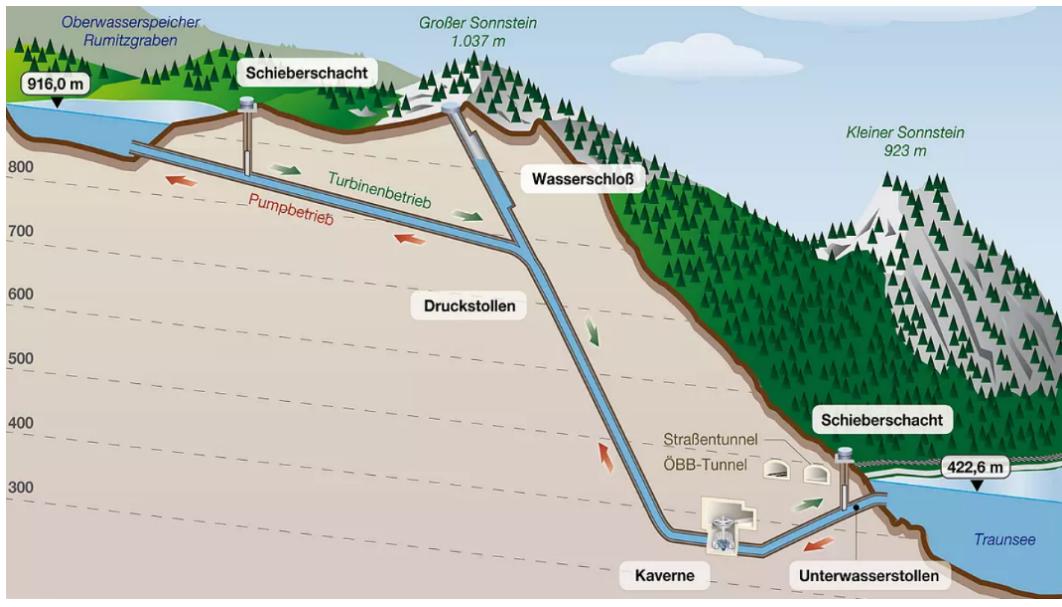
Abbildung 10: Lage Pumpspeicher Ebensee



Quelle: Energie AG OÖ

Abbildung 11 zeigt eine schematische Darstellung des PSKW Ebensee. Darauf ist abgebildet, wie der Oberwasserspeicher Rumitzgraben (als Oberbecken) mit Wasserschloss, Kaverne (samt Pumpturbine) und Traunsee (Unterbecken) verbunden ist.

Abbildung 11: Querschnittsansicht Pumpspeicher Ebensee



Quelle: Energie AG OÖ

Nach Angaben der Energie AG OÖ wurde der Standort Ebensee u. a. aufgrund folgender Kriterien

- geeignete Speicherräume
- große Fallhöhe
- kurze Triebwasserwege
- leistungsfähiger Netzanchluss (bestehende 110 kV Leitung) in unmittelbarer Nähe

als bestgeeigneter Standort für ein PSKW ausgewählt.

Das Herz der Anlage bildet eine Pumpturbine mit einer Turbinen-/Pumpleistung von 170 bzw. 150 MW. Der Speichersee im Oberbecken bietet einen Energiegehalt von etwa 1.500 MWh bei einer Fallhöhe von knapp 500 Metern. Mit dem Nutzhalt des Oberbeckens von ca. 1,3 Mio. m<sup>3</sup> können Stromerzeugungsspitzen über den Tag verteilt genutzt und ausgeglichen werden.

## 21.2.

Der LRH bewertet die Errichtung des PSKW Ebensee als wichtigen Beitrag zur Sicherstellung der Versorgung. Der Pumpspeicher stellt auch einen notwendigen Baustein zur Bewältigung der Herausforderungen der Energiewende dar. Durch die Speichermöglichkeit im Pumpspeicher können etwaige Erzeugungsspitzen (z. B. in der Mittagszeit) aus PV-Anlagen zumindest teilweise über den Tag verteilt abgedeckt werden und zu anderen Tageszeiten (zu denen ein stärkerer Strombedarf gegeben ist) genutzt werden. Zum längerfristigen saisonalen Ausgleich des Energiebedarfs (Transfer vom Sommer in den Winter) kann ein Pumpspeicher jedoch keinen Beitrag leisten. Dazu wird es die Entwicklung anderer technischer Speichermöglichkeiten (z. B. Wasserstoff) brauchen.

Auch wenn die Errichtung des PSKW nicht unmittelbar ein Teil der Planungsüberlegungen der neu beschlossenen LOOP Konzernstrategie ist, so folgt dieses Kraftwerk dennoch dem in der neuen Konzernstrategie eingeschlagenen Weg volumnfänglich und unterstützt klar die darin formulierten Ziele und Bestrebungen.

# NETZAUSBAU UND INVESTITIONEN

## Fragestellung

### 22.1.

Wie hat die Energie AG über die Netz Oberösterreich GmbH in den letzten Jahren in den Netzausbau investiert, um sicherzustellen, dass das Stromnetz den Herausforderungen der Energiewende gewachsen ist? Wurden die eingehobenen Netzentgelte vorrangig zweckmäßig für Erhalt und Ausbau der Netzinfrastruktur verwendet?

## Allgemeines zur Regulierung vom Netzbetrieb

### 23.1.

#### Das Stromnetz in Österreich

Über das Stromnetz wird der erzeugte Strom von den Kraftwerken zu den Umspannwerken und schlussendlich zu den einzelnen Haushalten transportiert.

Die Stromnetz-Infrastruktur Österreichs unterscheidet sieben Netzebenen:

Die Netzebene 1 dient dazu, elektrische Energie auf den Höchstspannungsebenen von 220 kV bis 380 kV über weite Strecken zu transportieren. Sie bildet gemeinsam mit der Netzebene 2, auf der die Umspannung zwischen Höchst- und Hochspannungsebene erfolgt, das Übertragungsnetz. Große Kraftwerke speisen auf dieser Ebene Strom in das Netz ein.

Das dem Übertragungsnetz nachgelagerte Verteilungsnetz umfasst die Netzebenen 3 bis 7. Die Netzebene 3 mit einer Spannung von 110 kV bildet die Hochspannungsebene. Auf dieser Ebene wird Strom an große Abnehmer, wie Industriebetriebe verteilt. Auf der Netzebene 4 erfolgt die Umspannung zwischen Hoch- und Mittelspannungsebene. Die Netzebene 5 mit einer Spannung von 10 kV bis 36 kV stellt die Mittelspannungsebene dar. Auf dieser Ebene werden einzelne Städte und Industriebetriebe versorgt. Auf Netzebene 6 wird elektrische Energie von der Mittel- auf die Niederspannungsebene von 400/230 V transformiert, ehe sie auf Netzebene 7 an die Endverbraucher:innen auf Haushaltsebene verteilt wird.

Kraftwerke für erneuerbare Energien, wie PV-Anlagen, Windkraftwerke oder Biogasanlagen, sind aufgrund ihrer geringeren Erzeugungskapazität in der Regel an der Mittel- und Niederspannung angeschlossen.

Das Übertragungsnetz wird in Österreich von der Austrian Power Grid AG (APG) betrieben. Die Netzebenen 3 bis 7 fallen hingegen in die Zuständigkeit von insgesamt 122 Strom-Verteilernetzbetreibern, die in ihrem jeweiligen Netzgebiet für die Verteilung des Stroms verantwortlich sind. Der Netzbetreiber kann – anders als der Stromanbieter – nicht frei gewählt werden, sondern hängt ausschließlich vom Standort ab.

#### Netz OÖ GmbH

Die Netz OÖ GmbH (Netz OÖ) ist ein Tochterunternehmen der Energie AG Oberösterreich. Sie besteht seit dem 1.10.2005 als rechtlich entflochtene Gesellschaft. Zur Sicherstellung eines fairen und transparenten Wettbewerbs regelt die EU in der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie u. a. die Entflechtung („Unbundling“) von Netzbetreibern mit den übrigen Tätigkeitsbereichen von integrierten Energieversorgungsunternehmen.

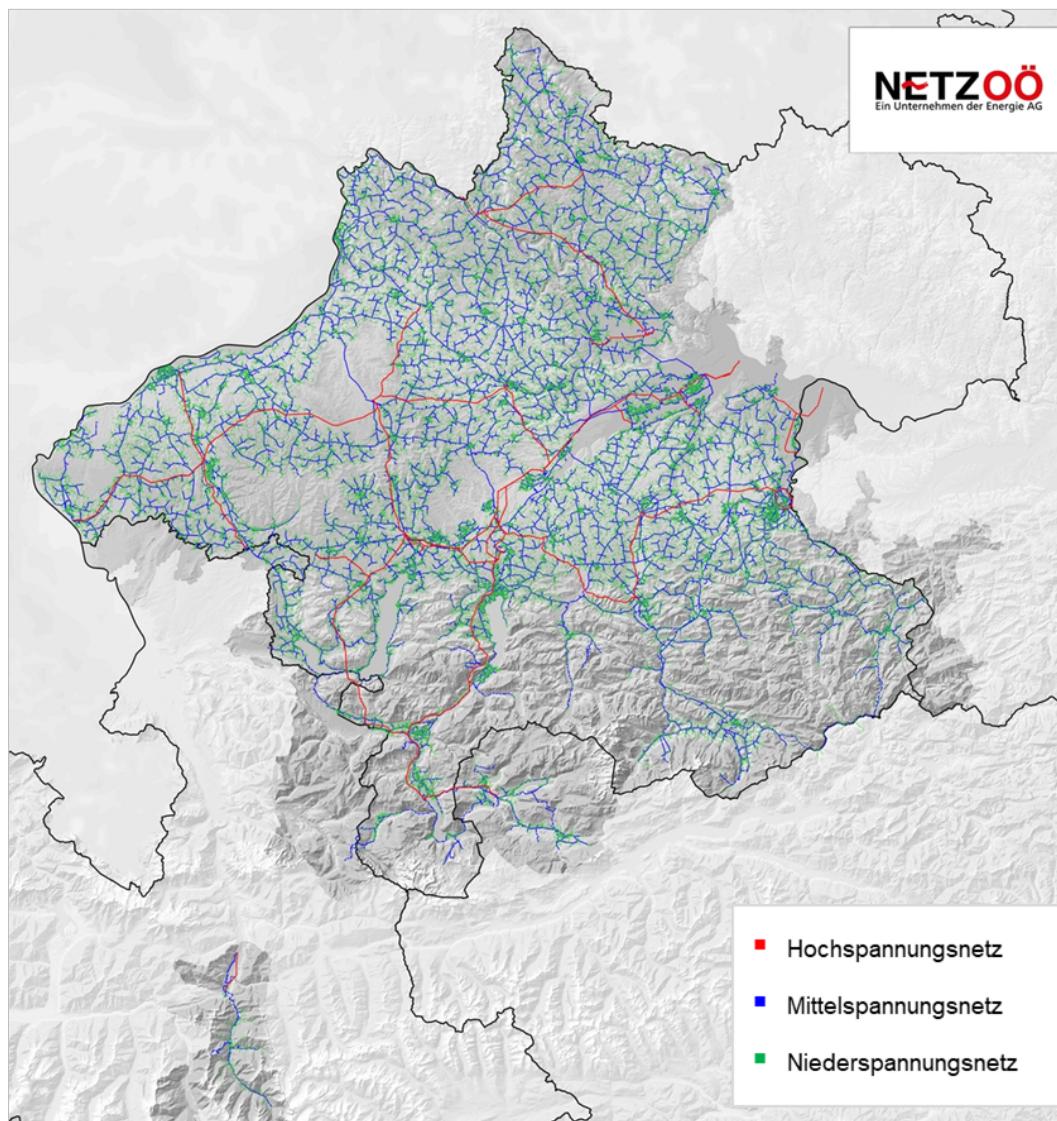
Die Netz OÖ errichtet und betreibt das Strom- und Erdgasnetz in weiten Teilen Oberösterreichs<sup>41</sup>. Neben dem Erhalt und Ausbau der Netzinfrastruktur und der Sicherstellung des laufenden Betriebs zählen auch Abrechnungen, Daten-

<sup>41</sup> Das Netz-Gebiet der Netz OÖ GmbH umfasst auch Teile von Salzburg, der Steiermark und NÖ.

bereitstellungen oder die Bearbeitung von Kund:innenanliegen zu den Aufgaben der Netz OÖ.

Abbildung 12 stellt das Versorgungsgebiet der Netz OÖ dar. In OÖ gibt es neben der Netz OÖ noch 19 weitere Strom-Verteilernetzbetreiber.

Abbildung 12: Stromleitungsnetz der Netz OÖ GmbH



Quelle: LRH-eigene Darstellung auf Basis von Daten der Netz OÖ GmbH

Das Versorgungsgebiet der Netz OÖ erstreckt sich mit Stand 1.10.2023 über 33.684 km, davon entfallen 1.242 km auf die Hochspannungsebene, 8.094 km auf die Mittelspannungsebene und 24.348 km auf die Niederspannungsebene. Zwischen 2013 und 2023 hat die Systemlänge um 2.482 km zugenommen. Der Anteil der Erdkabel ist in den vergangenen zehn Jahren stetig gestiegen – von 56 Prozent im Jahr 2013 auf 65 Prozent im Jahr 2023. Auf der Niederspannungsebene sind 78 Prozent der Stromleitungen Erdkabel, bei den Leitungen auf der Hochspannungsebene handelt es sich hingegen fast ausschließlich um

Freileitungen. Ob Erdkabel eingesetzt werden können, wird von mehreren Faktoren<sup>42</sup> beeinflusst. Vor allem im Höchst- und Hochspannungsbereich sind die Errichtungskosten deutlich höher im Vergleich zu Freileitungen.

## Systemnutzungsentgelte

### 24.1.

Die einzelnen Netzbetreiber stellen den Benutzer:innen der Netzinfrastruktur Netzentgelte in Rechnung. Diese werden jährlich von der Regulierungs-kommission der „Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft“ (E-Control) als zuständige Behörde in der Systemnutzungsentgelte-Verordnung<sup>43</sup> festgelegt. Dabei gibt es unterschiedliche Tarife je Netzebene und Netzbereich<sup>44</sup>. Die Basis für das Entgeltermittlungsverfahren bilden die von den Netzbetreibern übermittelten und von der E-Control geprüften und anerkannten Kosten (Berichtspunkte 25 bis 28).

Die Systemnutzungsentgelte<sup>45</sup> setzen sich aus den folgenden Komponenten zusammen:

Monatliche Entgelte:

- Netznutzungsentgelt: Kosten für die Errichtung, den Ausbau, die Instand-haltung und den Betrieb des NetzsysteMs
- Netzverlustentgelt: Kosten für Beschaffung von Strom für den Ausgleich von Netzverlusten
- Entgelt für Messleistungen: Errichtung und Betrieb von Zähleinrichtungen, Eichung, Zählerablesung, Datenauslesung
- Systemdienstleistungsentgelt: Kosten für den Ausgleich von Last-schwankungen; betrifft nur Einspeiser von mehr als 5 MW

Einmalige Entgelte:

- Netzbereitstellungsentgelt: Kosten für das bereits ausgebaute und vorfinanzierte Stromnetz
- Netzzutrittsentgelt: Kosten, die mit der erstmaligen Herstellung oder einer Abänderung eines Anschlusses infolge einer Erhöhung der Anschlussleistung verbunden sind

Zusätzlich sind die Netzbetreiber berechtigt, Entgelte für die Erbringung sonstiger Leistungen zu verrechnen.

<sup>42</sup> Diese betreffen etwa die Betriebsspannung oder die Bodenbeschaffenheit: Je höher die Betriebs-spannung, desto besser muss die Isolierung der Erdverkabelung sein. Auch eine ungünstige Bodenbeschaffenheit kann die Verwendungsmöglichkeit von Erdkabel einschränken.

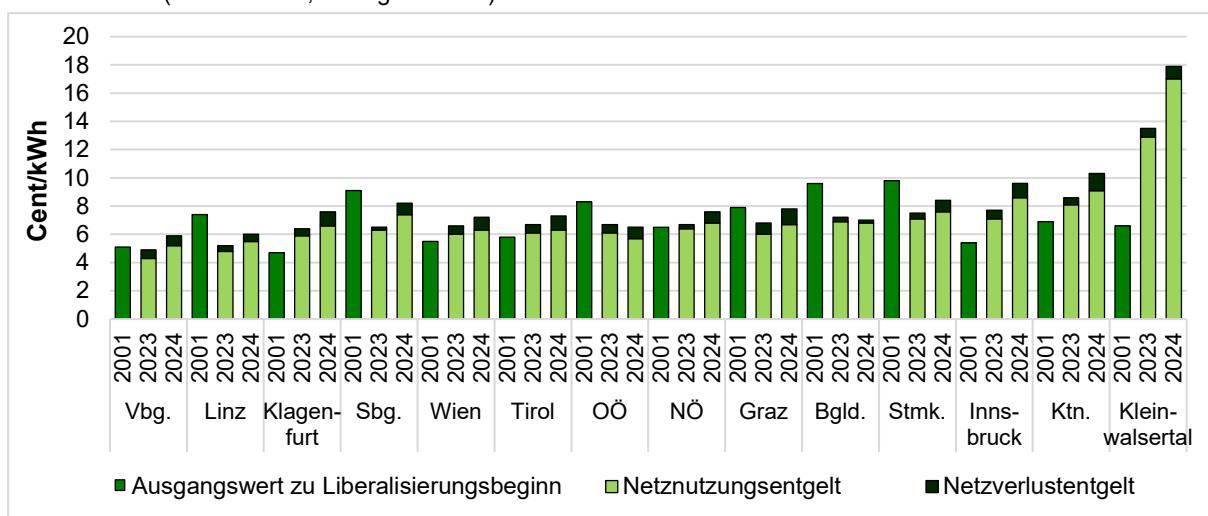
<sup>43</sup> Aktuellste Fassung: Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 – Novelle 2024, BGBl. II Nr. 395/2023

<sup>44</sup> Die Netzbereiche setzen sich zusammen aus den neun Bundesländern, den Landeshauptstädten Klagenfurt, Graz, Innsbruck und Linz und dem Kleinwalsertal.

<sup>45</sup> Der Begutachtungsentwurf für das neue Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EWG), ME/310 vom 12.1.2024 sieht Änderungen bei den Systemnutzungsentgelten vor. So sollen beispielsweise das bisherige Netzzutrittsentgelt und das Netzbereitstellungsentgelt zu einem neuen Netzanschlussentgelt zusammengeführt werden.

Abbildung 13 stellt die Entwicklung der Netzentgelte (Netznutzungs- und Netzverlustentgelte) nach Netzbereichen für die Netzebene 7 (Haushaltsebene) für 2001 sowie für 2023 und 2024 dar. In OÖ gibt es zwei Netzbereiche: „Linz“ und „Oberösterreich“. Mit Netznutzungs- und Netzverlustentgelten in der Höhe von 5,7 bzw. 0,8 Cent pro kWh im Jahr 2024 liegt Oberösterreich im Mittelfeld. In Oberösterreich sind die Netzentgelte im Vergleich zum Vorjahr um 0,2 Cent zurückgegangen (-0,4 Cent bei den Netznutzungsentgelten und +0,2 Cent bei Netzverlustentgelten), während die Netzentgelte bundesweit durchschnittlich um 11,2 Prozent stiegen.<sup>46</sup> In sechs Netzbereichen (darunter Linz und OÖ) sind die Netzentgelte im Jahr 2024 günstiger als im Jahr 2001 vor Liberalisierung der Strommärkte.

Abbildung 13: Netznutzungs- und Netzverlustentgelt für Haushalt mit Verbrauch von 3.500 kWh (Netzebene 7, nicht gemessen)



Quelle: LRH-eigene Darstellung auf Basis von Daten der E-Control

## 24.2.

Der LRH merkt an, dass in Zukunft aufgrund der starken Infrastruktur-Ausbau erfordernisse zur Bewältigung der Energiewende mit steigenden Netzentgelten zu rechnen ist.

## Anreizregulierung

### 25.1.

Stromnetze sind ein klassisches Beispiel für ein sogenanntes „natürliches Monopol“. Ein natürliches Monopol beschreibt eine Marktsituation, in der sich im Wettbewerb auf Dauer nur eine Anbieter:in durchsetzen würde.<sup>47</sup> Um die Effizienz der Netze zu steigern und gleiche Bedingungen für alle Marktteilnehmer:innen

<sup>46</sup> Dies lag laut E-Control daran, dass die Abgabemengen nur leicht gesunken seien und sich die Netzkosten der Netzbetreiber nicht so stark erhöht hätten. Vgl. [Artikel in den OÖN](#).

<sup>47</sup> Der Grund dafür liegt häufig in der Kostenstruktur: Im Falle eines Stromnetzes fallen für die Errichtung und Instandhaltung zwar hohe Fixkosten an, die Grenzkosten für den Stromtransport auf bereits installierten Netzen sind hingegen vernachlässigbar.

sicherzustellen, unterliegen die Netze einer staatlichen Regulierung. In Österreich wurde dafür im Jahr 2001 auf Grundlage des Energieliberalisierungsgesetzes<sup>48</sup> die E-Control als zuständige Regulierungsbehörde eingerichtet.

2006 führte die E-Control die Methode der Anreizregulierung ein. Diese stellt ein Instrument zur Regulierung von Monopolen dar und wird für die Kalkulation der Systemnutzungsentgelte eingesetzt. Dadurch wird verhindert, dass Netzbetreiber als natürliche Monopole ihre Marktmacht ausnützen. Bei der Anreizregulierung wird den Netzbetreibern für die Dauer einer Regulierungsperiode<sup>49</sup> ein Kostenpfad vorgegeben. Die Netzerlöse werden somit von den tatsächlichen Netzkosten entkoppelt. Für die Netzbetreiber entsteht ein Anreiz zur Kostenreduktion, weil sie eine zusätzliche Rendite lukrieren können, wenn ihre tatsächlichen Kosten unter dem Kostenpfad liegen. Ein weiteres wichtiges Merkmal der Anreizregulierung ist, dass die Netzbetreiber untereinander verglichen werden („Benchmarking-Vergleich“). Effiziente Netzbetreiber können dabei mehr verdienen als ineffiziente. Die realisierten Einsparungen kommen zeitverzögert auch den Netzkund:innen zugute, in dem die Kostensenkungen in der nachfolgenden Regulierungsperiode in die Systemnutzungsentgelte einfließen.

## Entgeltermittlungsverfahren

### 26.1.

Das Entgeltermittlungsverfahren im Rahmen der Anreizregulierung ist in §§ 48 EIWOG 2010 geregelt. Die Grundlage stellen die Gesamtkosten (TOTEX) der Netzbetreiber dar, die sich aus Betriebskosten (OPEX) und Kapitalkosten (CAPEX) zusammensetzen. Als Basis werden die Jahresabschlüsse des letztverfügbaren Geschäftsjahres zum Zeitpunkt der Verfahrenseinleitung herangezogen. So fand die Kostenermittlung für die 4. Regulierungsperiode (1.1.2019-31.12.2023) im Jahr 2018 anhand der Daten des Geschäftsjahres 2015/16 statt. Die E-Control prüft die Kosten auf ihre Angemessenheit und plausibilisiert sie. Zu Beginn der Regulierungsperiode führt der Regulator auf Basis dieser Kosten den Benchmarking-Vergleich zwischen den Netzbetreibern durch und ermittelt Effizienzwerte<sup>50</sup>. Der effizienteste Netzbetreiber erhält den Wert von 100 Prozent. Abhängig von der Position im Effizienzvergleich legt der Regulator für den Zeitraum der Regulierungsperiode individuelle Zielvorgaben für Effizienzsteigerungen fest. Im Rahmen eines jährlichen Verfahrens werden die Kosten und das Mengengerüst<sup>51</sup> festgestellt. Durch Gegenüberstellung von Kosten und Mengen bestimmt die E-Control die Systemnutzungsentgelte.

<sup>48</sup> Energie-Regulierungsbehördengesetz (Energieliberalisierungsgesetz), BGBl. I Nr. 121/2000

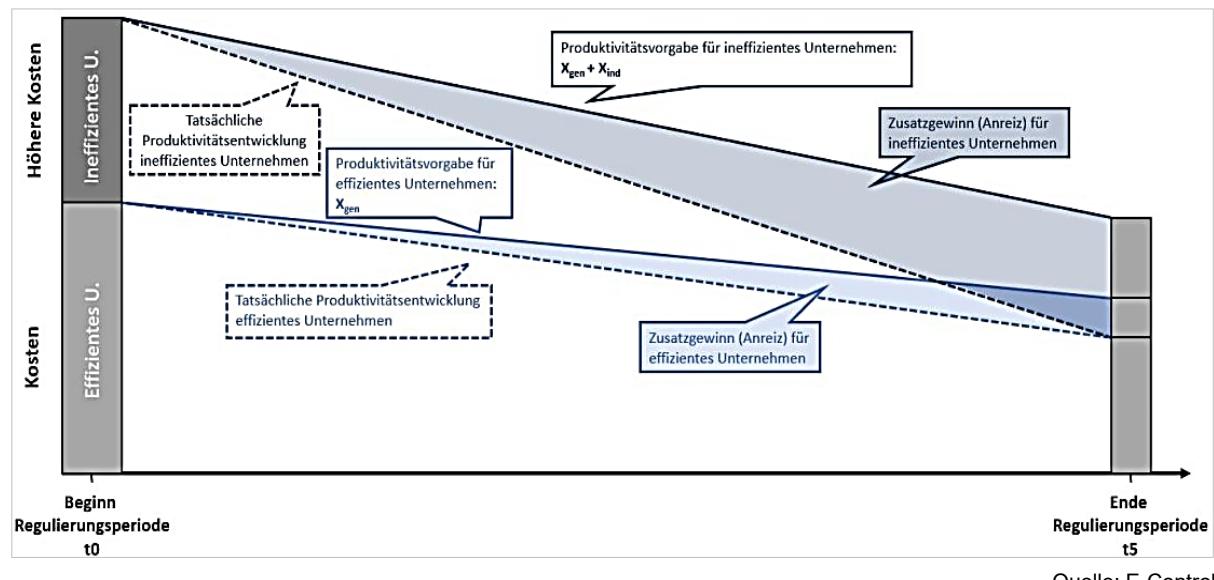
<sup>49</sup> Nach der Einführung der Anreizregulierung im Jahr 2006 bis 2014 umfassten die Regulierungsperioden vier Jahre, seit 2014 fünf Jahre. Die vorliegende LRH-Prüfung fiel grundsätzlich in die 4. Regulierungsperiode (1.1.2019 bis 31.12.2023). Die 5. Regulierungsperiode startete am 1.1.2024.

<sup>50</sup> Der vom Regulator vorgegebene Mindest-Effizienzwert für die 4. und 5. Regulierungsperiode beträgt jeweils 80 Prozent.

<sup>51</sup> In diesem Zusammenhang versteht man unter Mengengerüst die abgegebene Strommenge je Netzebene. Grundsätzlich nimmt das Systemnutzungsentgelt ab, je höher die abgegebene Strommenge in der jeweiligen Netzebene ist.

Bei den OPEX wird zwischen beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Betriebskosten<sup>52</sup> differenziert. Auf Basis des Effizienzvergleichs wird für die beeinflussbaren OPEX ein Kostenpfad<sup>53</sup> für die Regulierungsperiode definiert. Dieser Kostenpfad beinhaltet eine generelle Zielvorgabe<sup>54</sup> hinsichtlich Effizienzsteigerung, die für alle Netzbetreiber gleichermaßen gilt und eine individuelle Zielvorgabe<sup>55</sup>, die sich aus der Position im Effizienzvergleich ableitet. Die beeinflussbaren Betriebskosten werden anhand der Zielvorgabe jährlich übergeleitet. Liegen die tatsächlichen Kosten unter dem Kostenpfad, kann der Netzbetreiber in der Regulierungsperiode eine zusätzliche Rendite erzielen. Änderungen der Versorgungsaufgabe (z. B. Veränderungen der Systemlänge) während der Regulierungsperiode werden durch pauschale additive Betriebskostenfaktoren abgebildet. Abbildung 14 stellt die Systematik der Anreizregulierung schematisch dar. Die nicht beeinflussbaren OPEX unterliegen hingegen keinen Zielvorgaben; sie werden nach einer Prüfung ohne Auf- oder Abschläge durchgereicht.

Abbildung 14: Anreizorientiertes Regulierungssystem



Quelle: E-Control

Die CAPEX setzen sich aus den Abschreibungen und den Finanzierungskosten des betriebsnotwendigen Vermögens zusammen. Seit der 4. Regulierungsperiode werden den Netzbetreibern die CAPEX nicht mehr wie die OPEX als pauschales

<sup>52</sup> Zu den nicht-beeinflussbaren Betriebskosten zählen zum Beispiel vorgelegerte Netzkosten, Kosten für Landesabgaben zur Nutzung öffentlichen Grundes und Netzverlustkosten.

<sup>53</sup> Der Kostenpfad unterliegt einer Netzbetreiber-spezifischen Teuerungsrate.

<sup>54</sup>  $X_{\text{gen}}$  = genereller Produktivitätsfaktor; es wird angenommen, dass selbst ein effizientes Unternehmen seine Effizienz weiter steigern kann, etwa aufgrund von technologischem Fortschritt. Der generelle Produktivitätsfaktor betrug in der 4. Regulierungsperiode 0,95 Prozent; in der 5. Regulierungsperiode wurde er auf 0,4 Prozent gesenkt.

<sup>55</sup>  $X_{\text{ind}}$  = individueller Produktivitätsfaktor; je höher der festgestellte Effizienzwert ist, desto geringer ist der individuelle Effizienzabschlag während der Regulierungsperiode.

Budget für die Dauer einer Regulierungssystematik abgegolten, sondern im Rahmen eines Kapitalkostenabgleichs jährlich neu bestimmt.

Dem durchschnittlich effizienten Netzbetreiber wurde in der 4. Regulierungsperiode ein Finanzierungskostensatz (WACC) von 4,88 Prozent gewährt. Hinzu kam eine effizienzabhängige Rendite, die je nach Effizienzwert bis zu +/- 0,5 Prozentpunkte betrug. Die effizienzabhängige Rendite stellt somit einen weiteren Anreizmechanismus zur Effizienzsteigerung dar. Diese Rendite wurde während der 4. Regulierungsperiode auf Investitionen bis 2016 angewandt. Investitionen der Jahre 2017 und 2018 wurden mit einer einheitlichen Rendite von 4,88 Prozent verzinst; Neu-Investitionen ab 2019 wurden für die verbleibende Regulierungsperiode zur Investitionsförderung mit einer Rendite von 5,20 Prozent verzinst.<sup>56</sup>

Das Ergebnis des Kosten- bzw. Entgeltermittlungsverfahrens teilt die Regulierungsbehörde den Netzbetreibern per Bescheid mit. Die Netz OÖ erzielte für die 4. Regulierungsperiode einen gewichteten Effizienzwert von 98,5 Prozent. Der Effizienzwert für die 5. Regulierungsperiode beträgt 96,19 Prozent. Laut Vertreter:innen der Netz OÖ lag der Rückgang des Effizienzwerts darin begründet, dass sich die erhöhten Investitionen im aktuellen Benchmarking negativ auswirkten. Zum Zeitpunkt der Einführung der Anreizregulierung im Jahr 2006 lag der Effizienzwert bei 82,5 Prozent.

## 26.2.

Der LRH wertet positiv, dass die Netz OÖ ihren Effizienzwert seit Beginn der Anreizregulierung von 82,5 Prozent auf über 96 Prozent steigern konnte. Damit liegt sie über dem Durchschnittswert aus allen österreichischen Netzbetreiben.

## 27.1.

Dadurch, dass für die jährliche Kostenermittlung bzw. Berechnung der Systemnutzungsentgelte die Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres herangezogen werden, ergibt sich ein Zeitverzug. Kostensteigerungen aufgrund von Investitionen werden deshalb erst zeitversetzt mit einer Verzögerung von zwei Jahren durch die Netzentgelte abgedeckt. Dies bedeutet, dass die Netzbetreiber diese Kostensteigerungen vorfinanzieren müssen.

Zum Zeitpunkt der LRH-Prüfung plante die Regulierungsbehörde, die Abgeltungssystematik der CAPEX anzupassen. Hintergrund ist der hohe Investitionsbedarf der Stromverteilernetzbetreiber aufgrund der Energiewende. Darüber hinaus führte das hohe Zinsniveau zu gestiegenen Kosten für die Vorfinanzierung. Angedacht wird, die Kapitalkosten bereits im Voraus auf Basis von Plan-Investitionen anzuerkennen und im Nachhinein aufzurollen.<sup>57</sup>

<sup>56</sup> In der 5. Regulierungsperiode beträgt der mittlere Finanzierungskostensatz 4,16 Prozent; hinzu kommt eine effizienzabhängige Rendite von bis zu +/- 0,93 Prozentpunkte. Neuinvestitionen des Geschäftsjahrs 2024 werden mit 6,33 Prozent verzinst.

<sup>57</sup> vgl. [Regulierungssystematik für die fünfte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber](#), S. 20

## 27.2.

Ziel der Anreizregulierung bei Einführung im Jahr 2006 war es u. a., einen effizienten Netzausbau und -betrieb sicherzustellen. Damit einher geht, dass durch den Ausbau von Netzkapazitäten kaum Reserven entstehen. Seit Einführung der Anreizregulierung konnten die Netzbetreiber ihre Effizienz erfolgreich verbessern. Die Spielräume für Effizienzsteigerungen haben sich seitdem verringert. Aus Sicht des LRH sollte im Rahmen der Anreizregulierung nunmehr ein stärkerer Fokus daraufgelegt werden, die Energiewende bestmöglich zu unterstützen.

Der LRH erachtet die Überlegungen zur Anpassung der Abgeltungssystematik daher als sinnvoll. Diese Änderung würde dazu beitragen, das Zins- und Liquiditätsrisiko der Netzbetreiber, das sich durch die Vorfinanzierung ergibt, zu reduzieren.

Nach Ansicht des LRH sollte auch eine Diskussion zwischen den Vertreter:innen der Energiewirtschaft, der E-Control und politischen Vertreter:innen auf Bundes- und Länderebene darüber geführt werden, welche Infrastrukturerweiterungen für die Energiewende notwendig sind. Diese sollten dann auch im Rahmen der Anreizregulierung anerkennbar sein. Die derzeitige Rechtslage verhindert beispielsweise, dass Netzbetreiber Batteriespeicher errichten bzw. betreiben dürfen.<sup>58</sup> Für die Energiewende stellen Batteriespeicher allerdings einen wichtigen Baustein dar, da sie zur Flexibilisierung der Netze beitragen.

## 28.1.

Mit den Netzentgelten werden den Netzbetreibern die Kosten für den Betrieb der Stromnetze abgegolten. Erlösseitig sind die Positionen Netznutzungsentgelte (inkl. Netzverlustentgelte), Messerlöse und Auflösungen aus Baukostenzuschüssen<sup>59</sup> ausgewiesen, wobei auf die Netznutzungsentgelte der größte Anteil entfällt. Die Erlöse sind zwischen 2016 und 2023 um 45,7 Prozent gestiegen.

2023 lagen die OPEX<sup>60</sup> 2023 unter dem Wert von 2016. Der Rückgang ist durch eine Senkung der Kostenbasis von der 3. auf die 4. Regulierungsperiode begründet.<sup>61</sup> Die CAPEX (Finanzierungskosten<sup>62</sup> und Abschreibung) stiegen im selben Zeitraum um 27,7 Prozent. Der Anstieg der CAPEX bis 2019 war laut Auskunft der Netz OÖ GmbH auf die Ausrollung der Smart Meter<sup>63</sup> zurückzuführen. Die Anstiege nach 2019 sind durch höhere Abschreibungen begründet.

Die nicht beeinflussbaren Kosten umfassen vorgelagerte Netzkosten, Kosten zur Deckung von Netzverlusten auf Basis transparenter und diskriminierungsfreier

<sup>58</sup> Gemäß Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie dürfen Netzbetreiber nicht Eigentümer von Energiespeicheranlagen sein bzw. diese Anlagen nicht errichten, verwalten oder betreiben. Der Begutachtungsentwurf des neuen EIWG vom 12.1.2024 definiert Ausnahmen von dieser Bestimmung, beispielsweise wenn es sich um vollständig integrierte Netzkomponenten handelt.

<sup>59</sup> Für die Berücksichtigung der Entgelte im Rahmen der jährlichen Kostenermittlung wird die anteilige Jahresauflösung herangezogen.

<sup>60</sup> Materialaufwand, Personalaufwand, sonstiger betrieblicher Aufwand abzgl. sonstige Umsatzerlöse und sonstige betriebliche Erträge

<sup>61</sup> Die Integration der Ferngas Netz GmbH in die Netz OÖ GmbH im Geschäftsjahr 2013/14 führte zu Einsparungen durch Synergieeffekte, die in der anerkannten Kostenbasis ab 2019 wirksam wurden.

<sup>62</sup> Regulatorischer Anlagenbestand [RAB] \* Weighted Average Cost of Capital bzw. durchschn. Finanzierungskostensatz [WACC]

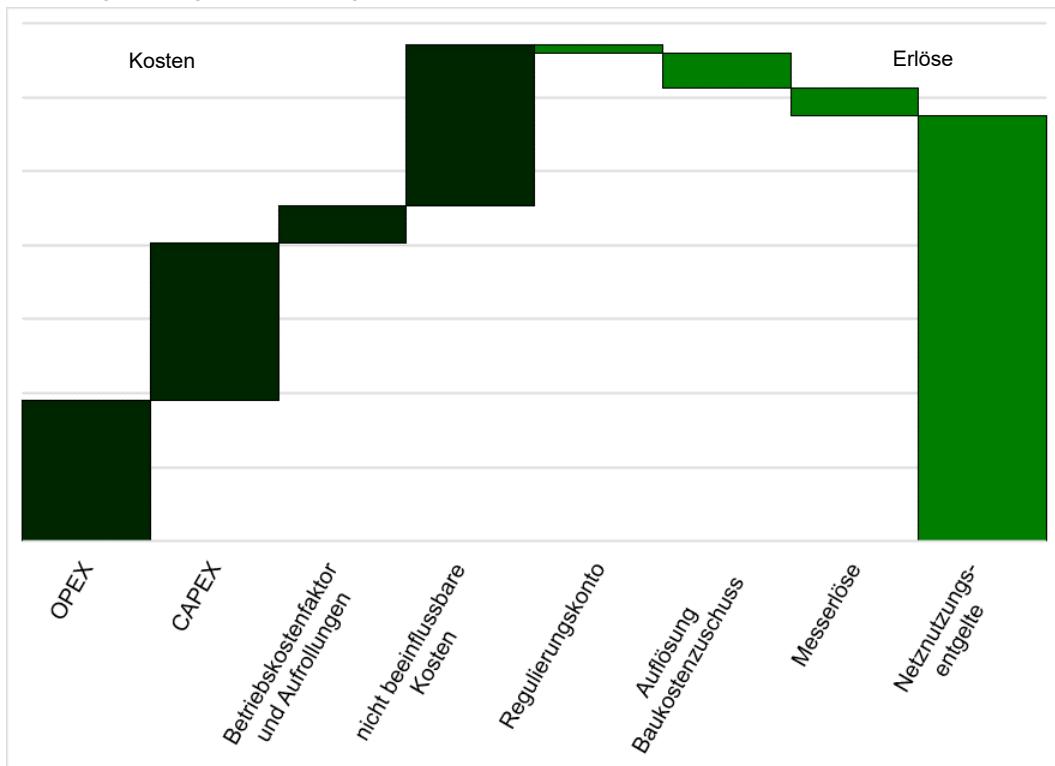
<sup>63</sup> Die Netz OÖ GmbH hat die Smart Meter Ausrollung vollständig abgeschlossen.

Beschaffung und Ausgleichszahlungen. Der deutliche Anstieg der Netzverlustkosten ist vor allem auf die Erhöhung der Strompreise<sup>64</sup> zurückzuführen.

Der Betriebskostenfaktor und Aufrollungen bilden die Veränderung der Versorgungsaufgabe im Bereich der Betriebskosten im Vergleich zum Kostenprüfungsjahr ab. Das Regulierungskonto<sup>65</sup> gleicht Differenzbeträge aus, die sich zwischen den Planerlösen und den Erlösen anhand der tatsächlich aufgetretenen Mengen ergeben.

Abbildung 15 stellt die bescheidmäßig festgestellten Kosten den Erlösen für das Jahr 2023 gegenüber. Wie weiters daraus ersichtlich ist, gleichen sich die Kosten und Erlöse betragsmäßig aus.

Abbildung 15: Gegenüberstellung Kosten und Erlöse für das Jahr 2023



Quelle: LRH-eigene Darstellung auf Basis von Daten der Netz OÖ GmbH

## 28.2.

Der LRH hält in Bezug auf die gestellte Frage fest, dass die Regulierungssystematik durch den Regulator sicherstellt, dass die eingehobenen Netzentgelte zweckmäßig verwendet werden. Die eingehobenen Netzentgelte werden für alle Aufgaben aufgewendet, die einem Netzbetreiber per Gesetz zugewiesen sind.

Das Entgeltermittlungsverfahren durch die E-Control führt dazu, dass die Kosten der Netzbetreiber durch die eingenommenen Entgelte abgedeckt und gleichzeitig

<sup>64</sup> Netzverlustkosten berechnen sich anhand der aktuellen Strompreise.

<sup>65</sup> Darüber hinaus fließen in das Regulierungskonto allfällige abweichende Kostenfeststellungen, die aus einer Änderung oder Aufhebung des Kostenbescheides entstehen, ein.

nicht überkompensiert werden. Quersubventionierungen mit den anderen Tätigkeitsfeldern der Energie AG OÖ Gruppe werden durch die Regulierung und die rechtliche Trennung des Netzbetriebs vom Rest der Energie AG OÖ Gruppe verhindert.

## Netzspezifische Herausforderungen der Energiewende

### Allgemeine Herausforderungen

#### 29.1.

Aufgrund der Energiewende ergeben sich Herausforderungen für das Stromnetz. Auslöser sind u. a. folgende Charakteristika bzw. Rahmenbedingungen:

- Elektrifizierung und Anstieg des Strombedarfs: Fossile Energieträger, wie Erdöl oder Erdgas, werden nicht nur bei der Stromerzeugung durch erneuerbare Erzeugungsformen ersetzt, sondern auch in anderen Bereichen. Der Energieträger Strom kommt dann auch in der Raumwärme durch Wärmepumpen oder in der Mobilität durch Elektrofahrzeuge zum Einsatz. Dadurch steigt in Summe der Strombedarf.
- Volatilität und saisonale Erzeugung: Im Stromnetz muss stets ein Gleichgewicht aus Erzeugung und Verbrauch erreicht werden. Ein Großteil des Zubaus erneuerbarer Energie entfällt auf PV und Windkraft, die Strom in Abhängigkeit vom Wetter oder der Tageszeit produzieren. Damit entstehen Überschüsse insbesondere an Wochenenden zur Mittagszeit, die im Netz zu Verbrauchern abzutransportieren sind. Solche Verbraucher können auch Pumpspeicher, Großbatterien oder Elektrolyseure<sup>66</sup> zur Erzeugung von Wasserstoff sein. Eine Herausforderung besteht darin, ein Optimum zwischen dem Ausbau der Netzkapazitäten und einem Umgang mit zeitweiligen Einspeise-Spitzen zu finden.

Die Erzeugungs-Eigenschaften von PV machen sich vor allem saisonal bemerkbar: So geht die E-Control in ihrer Prognose zur Versorgungssicherheit<sup>67</sup> für 2030 davon aus, dass im Sommer hohe Erzeugungsüberschüsse entstehen, wohingegen im Rest des Jahres ein Importbedarf bzw. eine Notwendigkeit zur Erzeugung mit kalorischen Kraftwerken (insbesondere Gas) gegeben wäre.

- Örtliche Produktion und Engpässe im Netz: Das Stromnetz war traditionell auf den Transport von großen, zentralen Kraftwerken hin zu den Kunden ausgelegt, und nicht auf den Abtransport aus dezentralen Anlagen. Weiters befinden sich die großen Verbraucher – dies können Industriebetriebe oder beispielsweise Pumpspeicherwerkse sein – nicht dort, wo die Energie erzeugt wird (z. B. Windenergie im Osten Österreichs). Dadurch sind Übertragungs- und lokale Verteilernetze zusätzlich gefordert.

<sup>66</sup> Durch Elektrolyse kann in einer chemischen Reaktion mit Hilfe von Strom Wasserstoff erzeugt werden. Wasserstoff kann gespeichert und verwendet werden, wenn die erneuerbaren Energien saisonal weniger Strom erzeugen.

<sup>67</sup> [Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom 2022](#), Seite 30ff.

## Zielsetzungen für das Stromnetz

### 30.1.

Allgemein formuliert das Oö. EIWOG 2006 das Ziel, der Bevölkerung und der Wirtschaft in Oberösterreich elektrische Energie kostengünstig, ausreichend, dauerhaft, flächendeckend, sicher und in hoher Qualität zur Verfügung zu stellen. Im Hinblick auf Stromnetze sind als Ziele insbesondere

- die Netz- und Versorgungssicherheit sowie
  - der Zugang zum Elektrizitätsnetz aus erneuerbaren Quellen
- genannt.

In den Unternehmenszielen der Netz OÖ spiegeln sich die gesetzlich vorgegebenen Prinzipien einer sicheren, kostengünstigen, umweltverträglichen und effizienten Bereitstellung der nachgefragten Dienstleistungen wider. Weiters hat die Netz OÖ als Grundsätze der Geschäftspolitik „Stabilität, Versorgungssicherheit, Wertschöpfung, Vertiefung Digitalisierung und Ressourcenmanagement“ festgelegt.

#### Netz- und Versorgungssicherheit

Für die Bewertung der Leistungsfähigkeit, Versorgungssicherheit und -qualität beurteilt die Netz OÖ jährlich Kennwerte, wie verfügbare Netzkapazität, Netzzuverlässigkeit, Netzstörungen und deren Ursachen, um daraus Handlungsoptionen für Netzerhaltung und -ausbau abzuleiten.

Ein laufend erhobener Indikator ist die Zuverlässigkeit des Stromnetzes. Die kundenbezogene Nichtverfügbarkeit SAIDI<sup>68</sup> betrug rd. 49 Minuten und die leistungsbezogene Nichtverfügbarkeit ASIDI<sup>69</sup> rd. 43 Minuten pro Jahr.<sup>70</sup> Damit lagen beide Kennwerte schlechter als der Österreich-Durchschnitt von 25 bzw. 24 Minuten für SAIDI/ASIDI, jedoch unter den von der E-Control formulierten Grenzwerten von 170 bzw. 150 Minuten für SAIDI/ASIDI.<sup>71</sup>

#### Zugang aus erneuerbaren Quellen

Die Netz OÖ erwartete einen „massiven Ausbau dezentraler Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen und von Elektromobilität“; dazu gab sie im Geschäftsbericht 2020/21 bekannt, „neue Netzkapazitäten mindestens in dem Ausmaß auszuweiten, dass die in das Stromnetz integrierte Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energieträgern jährlich zumindest um zehn Prozent ansteigen kann.“ Im darauffolgenden Geschäftsbericht entfiel diese Zielsetzung mit dem Hinweis, dass in den nächsten Jahren auch das Nieder- und Mittelspannungsnetz zu erweitern sein werde.

<sup>68</sup> SAIDI – System Average Interruption Duration Index

<sup>69</sup> ASIDI – Average System Interruption Duration Index

<sup>70</sup> Durchschnitt der Jahre 2020 bis 2022

<sup>71</sup> Allgemein wird davon ausgegangen, dass durch die Transformation im Energiesystem hinsichtlich Versorgungszuverlässigkeit und -qualität mit keinen prinzipiellen Veränderungen zu rechnen sei (Kurz-Gutachten Consentec 2021, „Die Aspekte der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung“).

Der Ausbau der PV soll gemäß „OÖ. Photovoltaik Strategie 2030“<sup>72</sup> einerseits auf Dächern („200.000-Dächer-Programm“) und bebauten Flächen wie Parkplätzen, andererseits auf Freiflächen erfolgen. Letztere sind in der Regel größere Anlagen und sollen prioritär auf Flächen im Nahbereich von Umspannwerken errichtet werden. So sollte mit möglichst geringem Aufwand die höchstmögliche Energie menge (ohne zusätzlichem Netzausbau) eingespeist werden können. Ziel der 2021 verabschiedeten Strategie des Landes OÖ war eine Verzehnfachung der PV-Stromerzeugung in OÖ von 345 GWh im Jahr 2019 auf 3.500 GWh im Jahr 2030. Dies entsprach einer jährlichen durchschnittlichen Zuwachsrate von rd. 23 Prozent.

### 30.2.

Der LRH empfiehlt der Netz OÖ, den Zugang zum Elektrizitätsnetz aus erneuerbaren Quellen explizit in ihre strategischen Grundlagen (z. B. in den Grundsätzen der Geschäftspolitik) aufzunehmen. Es sollten geeignete Indikatoren formuliert werden, um die Zielerreichung messbar zu machen und interne Steuerungsanreize dazu gesetzt werden. Ein solcher Indikator könnte Kennwerte über die Beschränkung der Einspeisung miteinbeziehen. Weiters regt der LRH an, in der NFI-Berichterstattung mehrjährig durchgehend über die Zielerreichung zu berichten.

Der Zielpfad, das Netz auf einen Anstieg erneuerbarer Energien um zehn Prozent zu rüsten, war nach Ansicht des LRH nicht synchron mit jenem für den PV-Ausbau des Landes OÖ. Um die Unterschiede bei den jeweiligen Zielsetzungen besser in Einklang zu bringen, wäre eine stärkere Abstimmung zwischen den Netzbetreibern und dem Land OÖ erforderlich.

### 31.1.

Das Oö. EIWOG 2006 verpflichtete Netzbetreiber zur allgemeinen Anschlusspflicht, diskriminierungsfreier Behandlung und einer Weiterentwicklung der Netze. Die allgemeine Anschlusspflicht bedeutet, dass der Betreiber des Verteilernetzes – unter bestimmten Bedingungen<sup>73</sup> – alle Endverbraucher:innen und Erzeuger:innen innerhalb des Netzgebiets anschließen muss. In einer Novelle im Jahr 2022 konkretisierte der Gesetzgeber diese Anschlusspflicht dahingehend, dass sie auch dann besteht, wenn eine Einspeisung oder Abnahme von elektrischer Energie etwa erst durch den Ausbau des Verteilernetzes möglich werden.<sup>74</sup> Es gab allerdings Einschränkungen: Netzbetreiber können den Netz zugang aufgrund mangelnder Netzkapazitäten verweigern.<sup>75</sup> Zudem bedeutete ein Netzanschluss in der Praxis noch nicht, dass unmittelbar die Einspeisung in begehrter Höhe zugestanden wurde.

<sup>72</sup> [OÖ. Photovoltaik Strategie 2030](#), Oö. Landtag: Beilage 1668/2021, XXVIII. Gesetzgebungsperiode, beschlossen am 17.6.2021 bzw. Version 2022

<sup>73</sup> Ausnahmen können etwa aufgrund begründeter Sicherheitsbedenken oder technischer Inkompatibilität bestehen, vgl. §§ 38 bis 39a Oö. EIWOG 2006.

<sup>74</sup> Für die Netzebenen 5 bis 7 ist innerhalb eines Jahres, für die Netzebenen 3 bis 4, innerhalb von drei Jahren nach Abschluss des Netzzugangsvertrags eine Inbetriebnahme zu ermöglichen (gerechnet ohne Verfahrensdauer aufgrund behördlicher Genehmigungen).

<sup>75</sup> vgl. § 27 Oö. EIWOG 2006

Netzbetreiber sind allgemein verpflichtet, Maßnahmen zu setzen, um Netzengpässe zu vermeiden oder zu beseitigen.<sup>76</sup> Zudem müssen sie ihre Verteilernetze vorausschauend und im Sinn der nationalen und europäischen Klima- und Energieziele weiterentwickeln. Gleichzeitig legt das Energierichterrecht<sup>77</sup> fest, dass bei der Planung des Verteilernetzausbau zu berücksichtigen sei, dass sich „die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes erübrigen könnte“ – bspw. in Folge dezentraler Erzeugung oder geringerer Nachfrage aufgrund gestiegener Energieeffizienz.

### 31.2.

Aus den rechtlichen Rahmenbedingungen ist erkennbar, dass hohe Anforderungen an Netzbetreiber und den Netzausbau gestellt werden. Einerseits gilt die allgemeine Anschlusspflicht und eine Ausrichtung auf die europäischen Klima- und Energieziele, andererseits sind Überkapazitäten zu vermeiden. Es ist daher essentiell, durch Studien künftige Bedarfe abzuschätzen und ein gesamthaftes Bild des Energiesystems im Hinblick auf die Netze zu entwickeln.

## Entwicklung des Energiebedarfs

### 32.1

Folgende Abbildung 16 zeigt die Entwicklung im Stromnetz der Netz OÖ bezogen auf Mengen<sup>78</sup> und Netzhöchstlast. Die Gesamtabgabe-Menge zeigte einen rückläufigen Trend und lag 2022 bei 10,4 TWh. Der Abstand zwischen den Linienpunkten zeigt die Netzverluste<sup>79</sup>, die zwischen 1,8 Prozent und 2,2 Prozent lagen. Die Netzhöchstlast plus Rückspeisung ermöglicht die implizite Berücksichtigung der Einspeisemengen und war stabil über den Zeitraum. Es ist darauf hinzuweisen, dass sich daraus keine unmittelbaren Ableitungen für die Netzentwicklung treffen lassen. Nach Auskunft der Netz OÖ wird die Notwendigkeit für Netzverstärkung und -ausbau aus der thermischen Auslastung einzelner Betriebsmittel (Transformatoren, Leitungen etc.) und der Spannungsanhebung bzw. dem Spannungsabfall ableitbar.

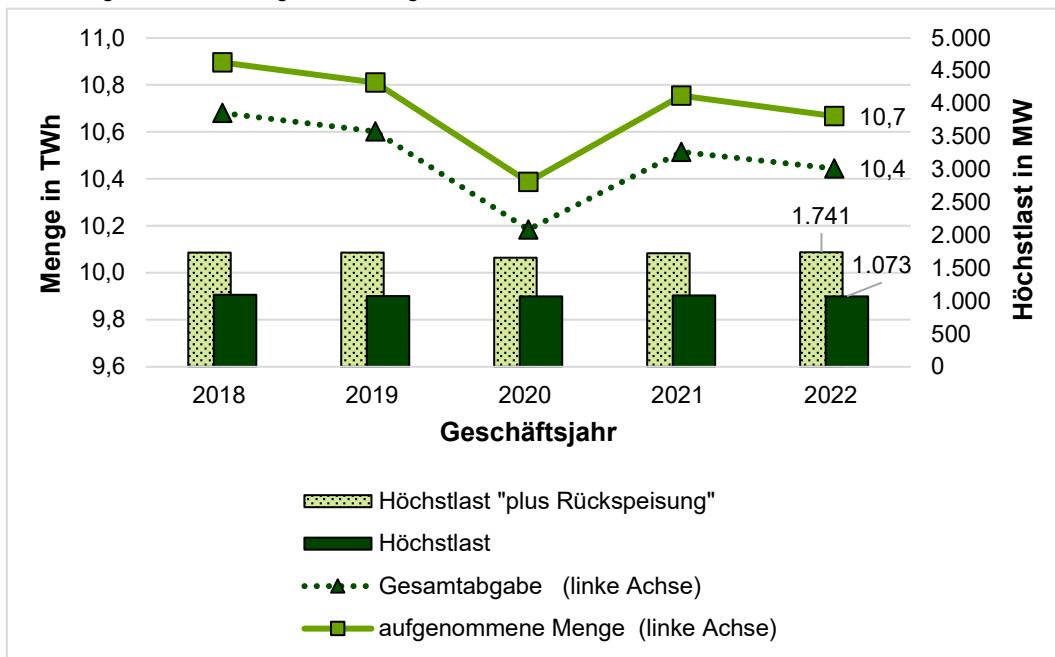
<sup>76</sup> vgl. § 40 Z 11 Oö. EIWOG 2006

<sup>77</sup> vgl. § 40 Z 1a sowie Z 19 Oö. EIWOG 2006

<sup>78</sup> Die aufgenommene Menge enthält die Erzeugung im Netz und den Netzbezug von Übertragungsnetzbetreiber. Die Gesamtabgabe beinhaltete die Abgabe an Endkunden und Übertragungsnetzbetreiber und Weiterverteiler.

<sup>79</sup> Sammelbezeichnung für die eingespeiste elektrische Energie, die in einem Netz nach Abzug des Eigenverbrauchs des Netzes nicht mehr für die Nutzung zur Verfügung steht (vgl. ÖNORM M 7102).

Abbildung 16: Entwicklung Strommenge und Höchstlast im Stromnetz der Netz OÖ



Quelle: LRH-eigene Darstellung auf Basis von Daten der Netz OÖ GmbH

### 32.2.

Der LRH weist darauf hin, dass neben der Konjunktur-Entwicklung oder der COVID-19-Pandemie im Jahr 2020 auch der Ausbau der PV die Abgabemengen beeinflusste. Sobald ein Erzeuger mit einer PV-Anlage für den Eigenverbrauch produziert, bezieht er weniger Energie aus dem Stromnetz.

### 33.1.

Die Netz OÖ verfügte über Studien zur künftigen Entwicklung des Strombedarfs und der Netze. Eine Studie der Johannes Kepler Universität (JKU) aus 2020 prognostizierte den Energiebedarf für die von Netz OÖ versorgten Bezirke in Form mehrerer Szenarien für 2030 bzw. 2050. Die Studie erkannte für das Stromnetz „zukünftig gewaltige Herausforderungen“<sup>80</sup>.

Eine weitere Untersuchung aus dem Jahr 2023 war das „Projekt 567“<sup>81</sup>. Das Projekt analysierte die Auswirkungen auf das Stromnetz ausgelöst durch Elektromobilität, Wärmepumpen, PV und allgemeine Laststeigerung. Zunächst erfolgte eine Prognose der Entwicklung relevanter Einflussfaktoren. Berücksichtigt wurden verfügbare PV-Potentialflächen, regionale Wärmebedarfe und die Verteilung der PKW-Zulassungen. Diese Prognose bildete die Basis für flächen-deckende Netzsimulationen. Besonderes Augenmerk lag auf der Wirksamkeit netztechnischer Maßnahmen wie regelbarer Ortsnetz-Transformatoren.

<sup>80</sup> Die Umlegung der politischen Ziele lässt die Studienautoren bis zum Jahr 2030 einen Leistungsüberschuss von über 531 MW erwarten. Bis 2050 steigt dieser auf 1.731 MW an. In 2018 gab es einen solchen zu keinem Zeitpunkt. Die Energiebilanz zeigte ein Erzeugungsdefizit, das von 6.126 GWh im Jahr 2018 (ohne Kraftwerk Timelkam) bis zum Jahr 2050 etwa halbiert werden kann.

<sup>81</sup> Die Ziffern stehen für die betroffenen Netzebenen 5, 6 und 7.

Aus der Prognose ließ sich eine grobe Anzahl erforderlicher Betriebsmittel (Transformatoren, Leitungslängen etc.) ableiten.<sup>82</sup> Bis 2030 müssten im Niederspannungsnetz rd. 790 Transformator-Stationen, und bis 2050 rd. 3.000 Transformator-Stationen zugebaut werden, sofern Maßnahmen wie regelbare Ortsnetz-Transformatoren oder Strangregler optimal genutzt werden. Bis 2030 wären das durchschnittlich 113 Transformator-Stationen pro Jahr – der bisherige Wert lag bei 65.<sup>83</sup> Auch die Leitungslängen müssten entsprechend erweitert werden.

Die Studienergebnisse zeigten auf, dass insbesondere ein Einspeisemanagement die Ausbaukosten beeinflusst: Untersucht wurde die Begrenzung der Einspeisung von PV-Anlagen auf 70 Prozent der Modulleistung sowie eine Ladedrosselung für Elektrofahrzeuge.

### 33.2.

Der LRH wertet als positiv, dass die Netz OÖ Studien und regionalisierte Prognosen für den Netzausbaubedarf durchführte. Der prognostizierte Investitionsbedarf zeigt, dass die Netze derzeit (noch) nicht für den Ausbau der erneuerbaren Energien gerüstet sind. Der Ausbau wird zusätzliche Personal- und Materialressourcen erfordern, die über dem Einsatz der letzten zehn Jahre liegen. Der LRH verweist darauf, dass sowohl die JKU-Studie als auch das Projekt 567 hinsichtlich Mobilität lediglich die Elektrifizierung des PKW-Verkehrs – ohne Schwerlastverkehr – betrachteten.

## Planungsinstrumente

### 34.1.

Die Netz OÖ baute das Netz grundsätzlich bedarfsorientiert aus. Diese Vorgehensweise beruhte auf wirtschaftlichen Überlegungen aus der Anreizregulierung und weiteren elektrizitätsrechtlichen Zielsetzungen und Rahmenbedingungen. Die Netzentwicklung folgte hierbei dem NOVA-Prinzip: Laut diesem hat Netzausbau Vorrang vor Netzverstärkung und Netzverstärkung Vorrang vor Netzausbau.<sup>84</sup> Durch Netzverstärkungen und -optimierungen<sup>85</sup> verdoppelte die Netz OÖ bereits die Aufnahmefähigkeit des bestehenden Netzes. Ein Beispiel wäre die Bewertung von PV-Anlagen auf Basis durch Smart-Meter gemessener Spannungswerte.

<sup>82</sup> Bei „konventionellem“ Netzausbau würden bis in das Jahr 2030 Kosten von 447 Mio. Euro und bis 2050 von 1.516 Mio. Euro erwartet (Barwerte). Die genannten Kosten für den Ausbau reduzieren sich laut Studie durch den Einsatz netztechnischer Maßnahmen.

<sup>83</sup> Neubau und Ersatzneubau, in den Jahren 2012-2022

<sup>84</sup> Unter Netzausbau wird der Zubau z. B. neuer Leitungen oder Umspannwerke verstanden; Netzverstärkung betrifft den Austausch von Betriebsmitteln durch leistungsstärkere Komponenten; Netzausbau etwa das Spannungsmanagement [Netzentwicklungsplan.de](#)

<sup>85</sup> z. B. Kompondierung, Q(U)-Regelung, Längsregler im Mittelspannungsnetz, Strangregler und regelbare Ortsnetztrafos im Niederspannungsnetz

Die Entwicklung der Netze erfolgte aufeinander abgestimmt in zehnjährigen Planungsperioden auf

- europäischer Ebene durch den Ten-Year Network Development Plan.<sup>86</sup>
- nationaler Ebene mit Hilfe des Netzentwicklungsplans (NEP) sowie des integrierten österreichischen Netzinfrastrukturplans (ÖNIP).<sup>87</sup> Der NEP wird vom Übertragungsnetzbetreiber erstellt und der Regulierungsbehörde zur Genehmigung vorgelegt. Der ÖNIP ist ein Planungsinstrument des Bundes, das die Energiewende zusammenschauend betrachtet, insbesondere den Netzausbau, die Erzeugung, die Speicherung etc. von Strom und Gas aus erneuerbaren Quellen.
- regionaler Ebene durch den Stromnetz-Masterplan Oberösterreich.

#### Hochspannung: Stromnetz-Masterplan OÖ

Der Stromnetz-Masterplan OÖ ist ein auf freiwilliger Basis der 110 kV-Verteilnetzbetreiber in OÖ erstellter Netzentwicklungsplan.<sup>88</sup> Er fasst für den Zeitraum 2023 bis 2032 die Planungsüberlegungen im oö. Hochspannungs-Stromnetz ab 110 kV zusammen. Der Plan ist ein unverbindliches Instrument und wird alle zwei Jahre in Zusammenarbeit und in Abstimmung mit dem Land OÖ erstellt. Folgende Karte zeigt die im Stromnetz-Masterplan 2032 veröffentlichte Zielstruktur für OÖ:

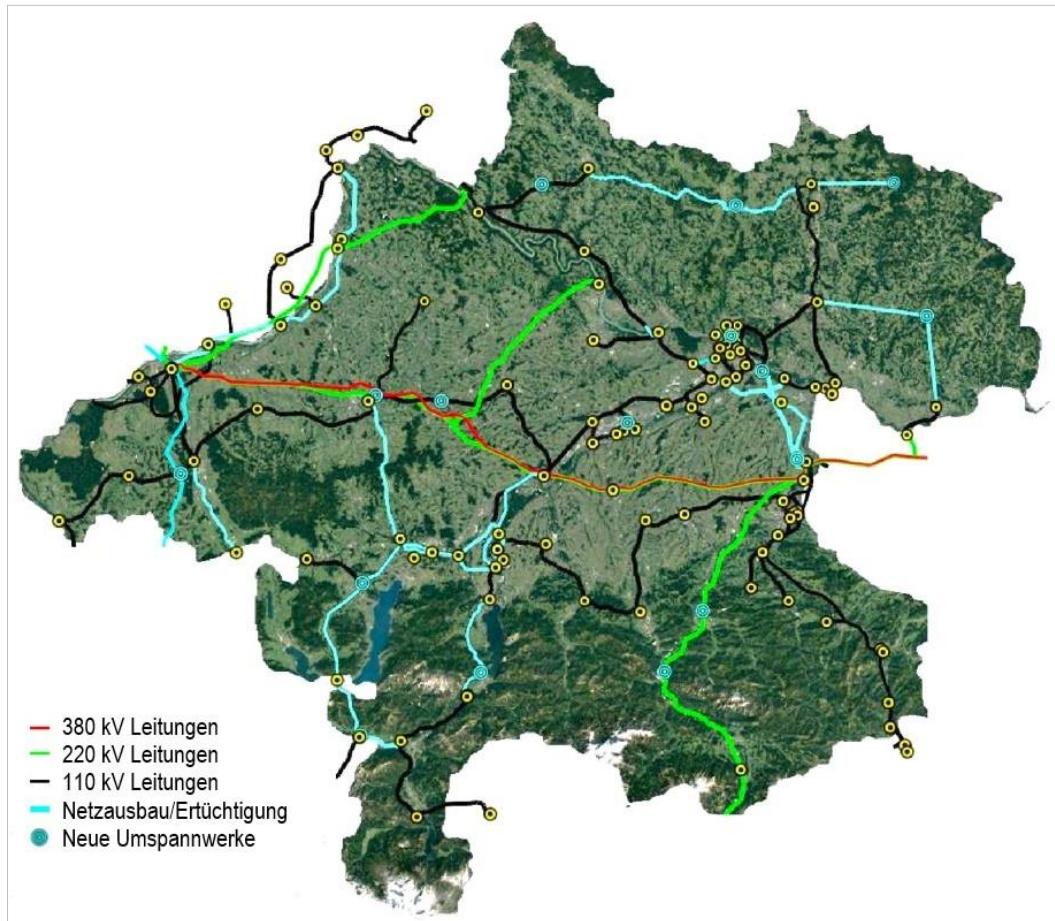
---

<sup>86</sup> Art. 48 Verordnung über den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl.d.EU, L158/54 2019/943 vom 5.6.2019

<sup>87</sup> § 29a Oö. EIWOG 2006 sowie § 94 Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz

<sup>88</sup> Mitwirkende Stromnetzbetreiber waren die Austrian Power Grid AG, Netz OÖ, LINZ NETZ GmbH, eww ag und Ennskraftwerke AG. Vorgängerplanungen hatten den Planungshorizont 2026 und 2028 und wurden 2016 bzw. 2018 veröffentlicht.

Abbildung 17: Geplantes Hochspannungs-Stromnetz 2032



Quelle: LRH-eigene Darstellung auf Basis von Daten des Stromnetz-Masterplan 2032

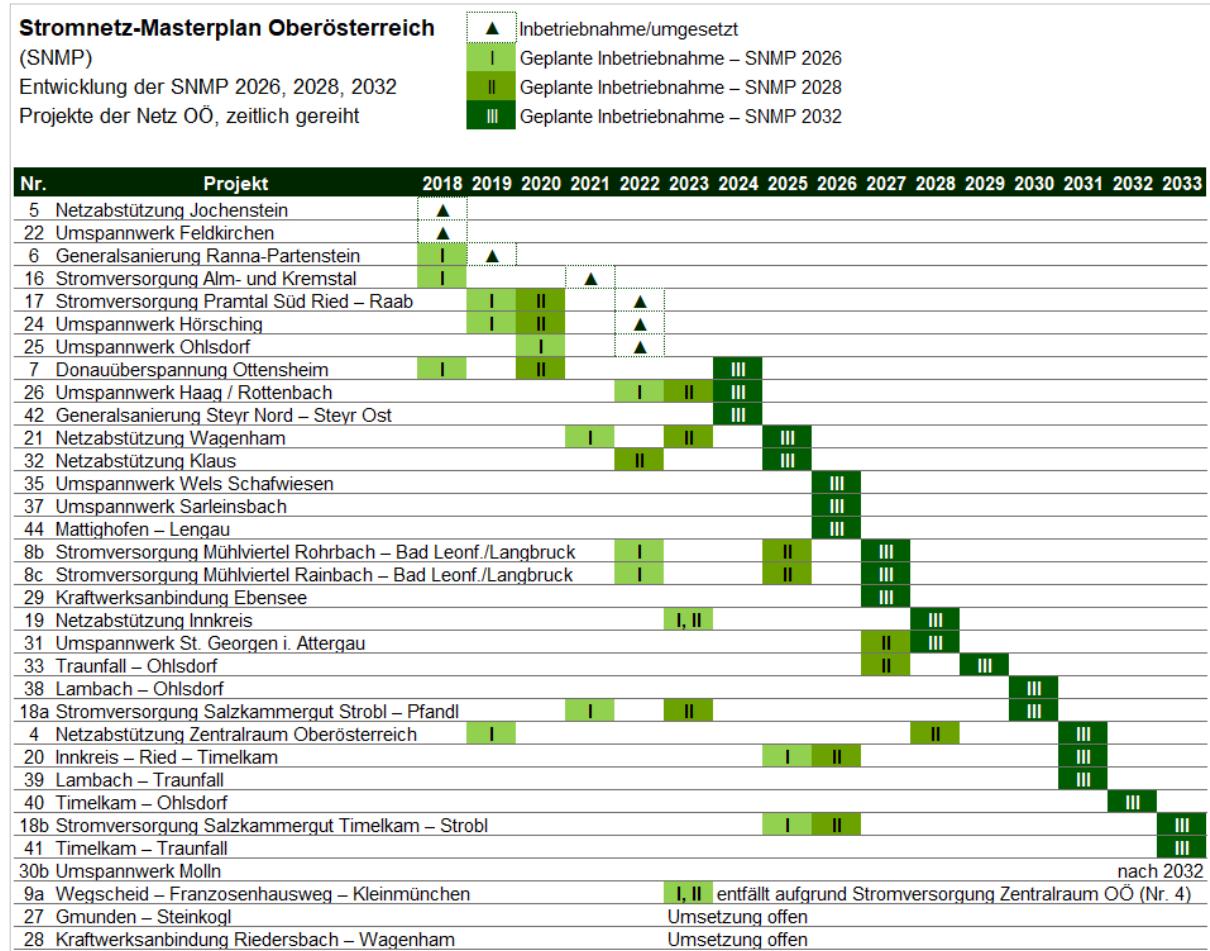
Mit dem Stromnetz-Masterplan 2032 kamen neue Vorhaben hinzu. Der Plan verschob alle bis dahin vorgesehenen, offenen Fertigstellungstermine gegenüber den ursprünglichen Planungen. Nachfolgende Abbildung 18 zeigt, dass die Netz OÖ zwischen 2016 und Jänner 2023 sieben gelistete Projekte umsetzte. Darunter drei Umspannwerke und langjährige Leitungsvorhaben, wie die Stromversorgung Alm- und Kremstal bzw. Pramtal Süd. Beiden Projekten war ein längerer Trassenfindungs- und Genehmigungsprozess vorausgegangen.<sup>89</sup>

Weitere Stromversorgungsprojekte lagen noch vor der Bauumsetzung. Ende 2023 lief für die Mühlviertel-Leitung die konzentrierte Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) noch. Bei der Stromversorgung im Zentralraum OÖ, die von hoher Bedeutung für die lokale Industrie war, erkannte nach erfolgter positiver UVP das Bundesverwaltungsgericht einer Bürgerinitiative aufschiebende

<sup>89</sup> Beim Projekt Pramtal-Süd begann das Genehmigungsverfahren 2013 und nach rechtlichen Einsprüchen startete der Baubeginn 2019; 2022 konnte die Stromversorgung in Betrieb genommen werden. Ähnlich war der Prozess bei der Stromversorgung Almtal-Kremstal zwischen Vorchdorf und Kirchdorf, dessen Genehmigungsverfahren 2010 startete und nach Abschluss diverser gerichtlicher Verfahren 2021 in Betrieb ging.

Wirkung zu. Geplanter Baustart für die Stromleitung war 2024, wobei die Inbetriebnahme schrittweise zwischen 2026 und 2030 erfolgen sollte.

Abbildung 18: Entwicklung der Stromnetz-Masterpläne OÖ



Quelle: LRH-eigene Darstellung auf Basis von Daten des Stromnetz-Masterplan 2026, 2028, 2032

### 34.2.

Der LRH stellt fest, dass der Stromnetz-Masterplan zur Transparenz hinsichtlich der Entwicklung des Hochspannungsnetzes in OÖ beiträgt. Es war zudem erkennbar, dass die von der Netz OÖ geplanten Projekte deutlich länger bis zur Inbetriebnahme brauchten, als ursprünglich geplant. Die Gründe lagen weniger in der Bau-Projektumsetzung, als im vorgelagerten Genehmigungsverfahren, das u. a. aufgrund rechtlicher Einsprüche zu langen Verzögerungen führte. Der LRH verweist darauf, dass Erzeugung und Netze möglichst synchron ausgebaut werden müssen.

### 35.1.

#### Netzentwicklungsplanung für das Verteilernetz

Das Oö. EIWOG 2006 verpflichtete in § 47 die Netz OÖ, „langfristige Planungen für den Netzausbau durchzuführen“ und „entsprechend dem tatsächlichen und prognostizierten Verbrauch an elektrischer Energie jährlich zu aktualisieren“.<sup>90</sup> Diese Planung war auf Verlangen der Behörde, in diesem Fall der Oö. Landesregierung, vorzulegen. Von dieser Bestimmung machte sie im Prüfungszeitraum nicht Gebrauch.

Die Netz OÖ adressierte in ihrem Management-Handbuch als Netzausbaustrategie den Stromnetz-Masterplan und eine Netzerhaltungsstrategie. Die Netz OÖ vertrat während der Prüfung des LRH die Ansicht, dass mit dem Stromnetz-Masterplan der Verpflichtung nach § 47 Oö. EIWOG 2006 zur langfristigen Planung nachgekommen werde. Losgelöst von konkreten räumlichen Planungen wurden im Mittel- und Niederspannungsbereich langfristige Bedarfsabschätzungen (z. B. Trafostationen, Leitungslängen) in Form von Investitionsbudgets umgesetzt. Zudem seien Studien zum Verbrauch durchgeführt worden (JKU-Studie, Projekt 567). Das Management-Handbuch sah dazu vor, jährlich relevante Umfeld-Entwicklungen zu analysieren, und darauf aufbauend Engpassberechnungen und Prognosen zu erstellen; Änderungen gegenüber den jeweils geltenden Netzentwicklungsplänen hätten in die darauffolgende Mehrjahresplanung einzufließen.

Weiters waren Verteilernetzbetreiber nach Artikel 32 Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie angehalten, alle zwei Jahre einen Netzentwicklungsplan vorzulegen (Netzentwicklungspläne für Verteilernetze, V-NEP). Ein solcher enthält neben den in den nächsten fünf bis zehn Jahren geplanten Investitionen auch erforderliche Flexibilitätsleistungen, wie Speicheranlagen, die eine Alternative zum Netzausbau ermöglichen. Die Umsetzung in österreichisches Recht innerhalb der Frist bis 31.12.2020 war nicht erfolgt und im Zuge einer Neufassung des EIWOG 2010 geplant.<sup>91</sup> Die EU-Kommission hatte daher ein Vertragsverletzungsverfahren gegen die Republik eingeleitet.

Ein von der E-Control im November 2023 veröffentlichter Leitfaden für die erstmalige Erstellung der V-NEP gab Hinweise, welche Inhalte diese enthalten sollen. Ziel war, Transparenz bezüglich laufender und geplanter Netzmaßnahmen zu schaffen. Diese ist für die Standortwahl von Projekten entscheidend. Verteilernetzbetreiber sollen in ihre Planungsüberlegungen auch Flexibilitätsleistungen als Alternative zum Netzausbau berücksichtigen und andere Marktteilnehmer dazu informieren. Solche Leistungen können Last-, Erzeugungs- und Speichermanagement oder die Steuerung der Stromnachfrage betreffen (Demand Response). Der Leitfaden sah detaillierte Angaben u. a. zur Entwicklung der Kapazität von Umspannwerken oder zur Auslastung von Transformator-Stationen vor.

<sup>90</sup> Betreiber:innen der anderen Netze waren ausreichende Informationen zu liefern, um den koordinierten Ausbau und die Interoperabilität des Verbundsystems sicherzustellen.

<sup>91</sup> Begutachtungsentwurf für das neue Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) vom 12.1.2024

### 35.2.

Der LRH erkennt Defizite in den externen Rahmenbedingungen zur Planung der Netze. Einerseits fehlte die nationale rechtliche Umsetzung zu den V-NEP, andererseits ließen die landesrechtlichen Bestimmungen Interpretationsspielräume zu. Es war unklar, inwiefern mit dem Stromnetz-Masterplan deren Anforderungen ausreichend erfüllt werden. Nach Ansicht des LRH – sowie nach Auskunft der zuständigen Abteilung des Landes OÖ – war der Stromnetz-Masterplan eine freiwillige Zusammenfassung der 110 kV-Planungen der Netzbetreiber. Damit deckte er nicht jene langfristige Planung für Verteilernetzbetreiber ab, die im Oö. EIWOG 2006 angesprochen war. Der E-Control-Leitfaden deutete an, dass künftig die Planungen für Verteilernetze deutlich über das bisherige Ausmaß hinausgehen müssen. Die Netz OÖ sollte die Arbeiten für einen V-NEP rasch zu einem Abschluss bringen. Nach Vorliegen der nationalen rechtlichen Umsetzung<sup>92</sup> wären die Bestimmungen im Managementhandbuch entsprechend zu aktualisieren.

Weiters empfiehlt der LRH der Netz OÖ Grobplanungen vorzunehmen, die über den im V-NEP vorgesehenen Zeitraum hinausgehen. Die Prognosen für den Zeitraum nach 2030 (bis 2040 bzw. 2050) zeigen signifikante Veränderungen im Energiesystem. Angesichts der Dauer der Projekte und der Komplexität der energiewirtschaftlichen Raumplanung („Energieraumplanung“) wäre es seitens des Landes OÖ essentiell, in einem ersten Schritt potentielle Korridore und Flächen für die zu erweiternde Energieinfrastruktur zu analysieren.

## Investitionen in die Netzentwicklung

### Investitionstätigkeit

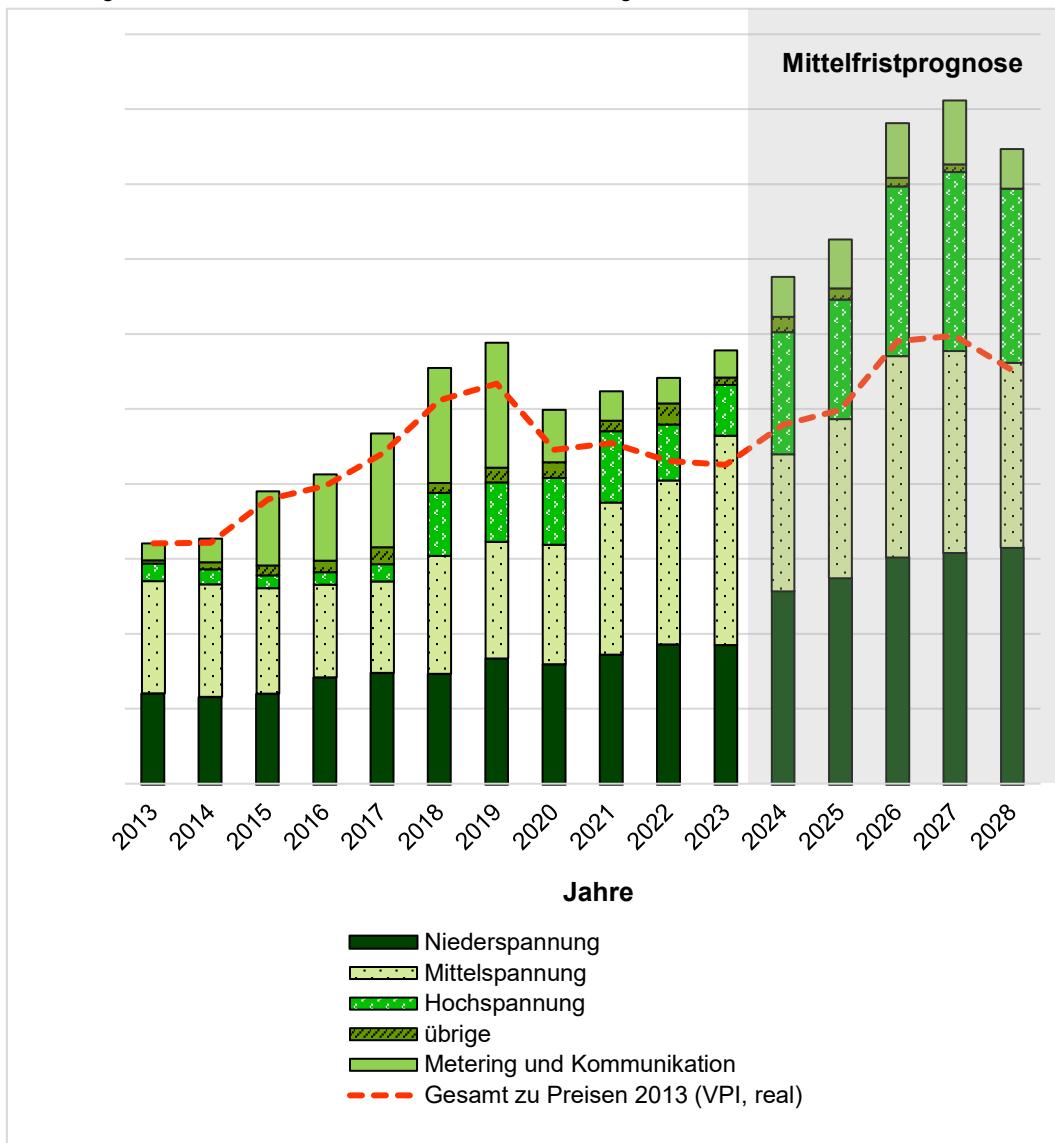
#### 36.1.

Die Netz OÖ investierte von 2013 bis inklusive 2023 rd. 1.041 Mio. Euro in das Stromnetz. Diese Investitionen lagen über den Abschreibungen für das Netz. Für die Geschäftsjahre 2024 bis 2028 war eine Ausweitung der Investitionen auf insgesamt 811 Mio. Euro bzw. durchschnittlich jährlich 162 Mio. Euro geplant, vor allem für die Hochspannungsnetze. Es zeigt sich, dass die Investitionen der Mittelfristprognose real um 28 Prozent über jenen der 10-Jahres Periode ab 2013 lagen.<sup>93</sup>

<sup>92</sup> Begutachtungsentwurf des neuen EIWG vom 12.1.2024

<sup>93</sup> Periodenvergleich der Mittelwerte 2013-2022 bzw. 2024-2028 zu Preisen 2013. Die strichlierte Linie in dieser Darstellung stellt die Investitionen anhand realer Preise gemäß Verbraucherpreisindex mit Ausgangsjahr 2013 dar, um eine Vergleichbarkeit über den Zeitraum zu ermöglichen.

Abbildung 19: Investitionen in das Stromnetz und Messung<sup>94</sup>



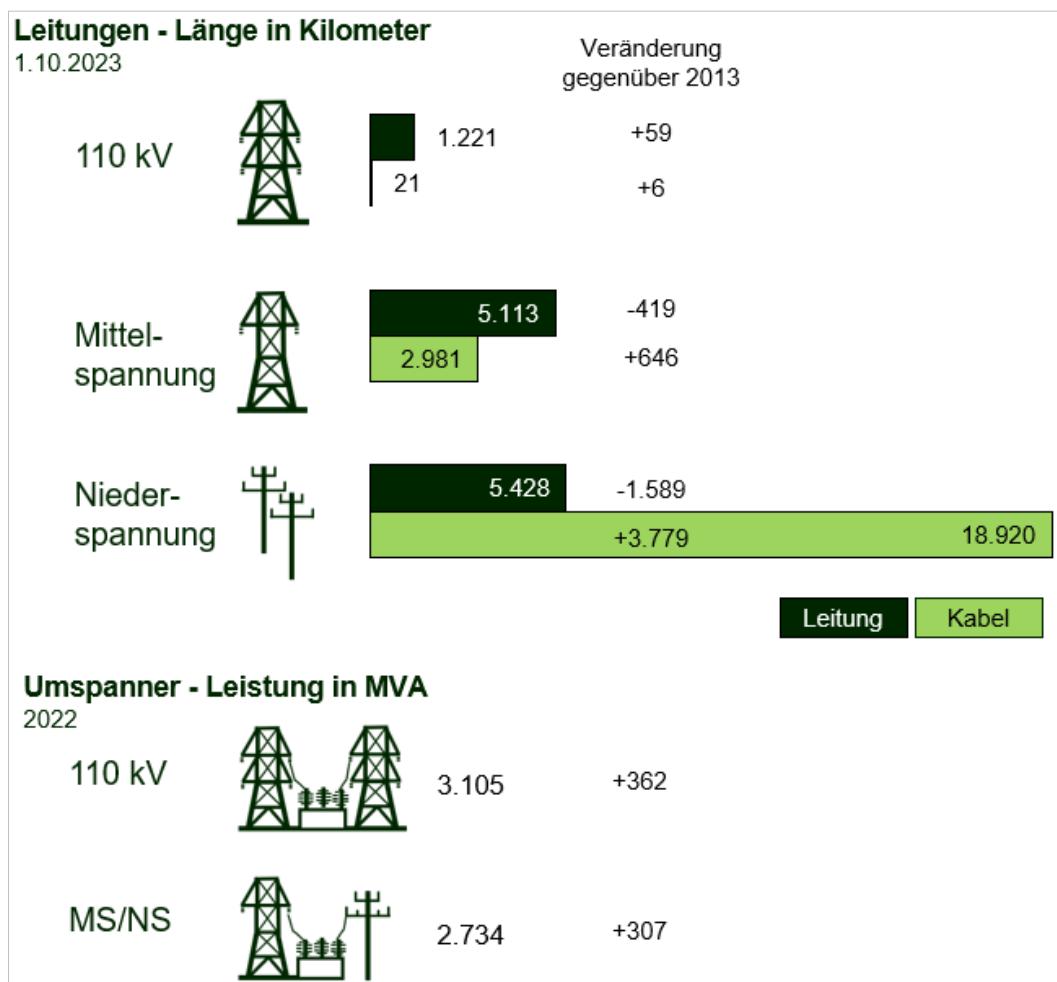
Quelle: LRH-eigene Darstellung auf Basis von Daten der Netz OÖ GmbH

Zwischen 2015 und 2019 installierte die Netz OÖ flächendeckend Smart-Meter. Damit war sie der erste große Netzbetreiber, der die gesetzlich geforderte Umstellung abgeschlossen hatte. Die gestiegenen Investitionen für „Metering und Kommunikation“ in diesen Jahren sind auf dieses Umrüstungsprojekt zurückzuführen, in dem rd. 480.000 Kund:innen mit insgesamt rd. 640.000 Zählern ausgestattet wurden. Der Bau der Stromversorgung Almtal-Kremstal sowie der Stromversorgung Pramtal-Süd führten zu einem Anstieg an Investitionen in das Hochspannungsnetz ab 2018. Die Netz OÖ errichtete in den beiden Projekten 41 km neue 110 kV-Leitungen.

<sup>94</sup> Für die Ermittlung der Preise real wurde der Durchschnitt für 2023 bis inkl. Nov.2023 herangezogen; ab 2024 die Verbraucherpreise der WIFO-Mittelfristige Prognose 2024 bis 2028, Monatsberichte 10/2023

Folgende Darstellung zeigt Output-Indikatoren der Netzentwicklung seit 2013. Die beiden genannten 110 kV-Projekte machten den Großteil des Anstiegs der 110 kV-Leitungen und der Leistung der 110 kV-Umspannwerke aus. Weiters führte das Verkabelungsprogramm, das störungsanfällige Freileitungen durch Kabel ersetzte, zu einem Rückgang der Mittelspannungs-Leitungen. Auch die Freileitungslänge im Niederspannungsnetz ging zurück. Damit lag 2022 der Verkabelungs-Anteil bei der Mittelspannung (MS) bei 36 Prozent und bei der Niederspannung (NS) bei 77 Prozent. Seit 2013 baute die Netz OÖ fünf zusätzliche Umspannwerke. Über alle Netzebenen hinweg stiegen die Umspann-, Schalt- und Transformator-Stationen um 344 auf 8.921. Insgesamt konnte ein Anstieg der Leistung der Umspanner erreicht werden.<sup>95</sup>

Abbildung 20: Ausgewählte Indikatoren der Netzentwicklung seit 2013



Quelle: LRH-eigene Darstellung auf Basis von Daten der Netz OÖ GmbH

<sup>95</sup> Es kam zu keiner Veränderung im Bereich der Mittelspannung und auf der 220 kV Ebene (nicht in Abbildung enthalten).

Die Stromnetz-Masterpläne 2026 und 2028 sahen ursprünglich die Umsetzung weiterer Vorhaben im 110 kV-Netz vor. Diese betrafen z. B. die Stromversorgung Mühlviertel, Salzkammergut Strobl-Pfandl oder Netzabstützungen und Umspannwerke. Diese verzögerten sich aus unterschiedlichen Gründen. Die Umsetzung dieser Projekte zeigt sich im Anstieg der geplanten Investitionskosten im Hochspannungsnetz bis 2028.

### 36.2.

Der LRH stellt fest, dass die Netz OÖ seit 2013 die Netzentwicklung vorantrieb und die Investitionen real ausweitete. Der Fokus lag hierbei auf der Ausrollung der Smart-Meter, zwei Hochspannungs-Projekten, der Verkabelung von Leitungen im Mittel- und Niederspannungsbereich und der Erhöhung der Umspann-Leistung.

Der LRH weist weiters darauf hin, dass der ab 2024 geplante Anstieg der Investitionen nicht zwingend zu einem Anstieg der Netzentgelte in ähnlichem Ausmaß führen muss. Diese werden auch durch Baukostenzuschüsse oder Netzerluste und vorgelagerte Netzkosten aus der österreichweiten Netzentwicklung beeinflusst.

## Beispiel: Netz und Photovoltaik

### 37.1.

Der physische Netzanschluss<sup>96</sup> erfolgt je nach Größe der PV-Anlage typischerweise auf unterschiedlichen Netzebenen, wie in der Darstellung in Anlage 2 dargestellt. Der Netzzugang konnte vom Netzbetreiber gemäß § 27 Oö. EIWOG 2006 verweigert werden, wenn keine ausreichenden Kapazitäten im Netz vorhanden waren. Dieser Engpass kann auf unterschiedlichen Ebenen entstehen, etwa weil die Leitung, der Transformator oder das Umspannwerk nicht ausreichend dimensioniert sind. Für PV-Anlagen bis 20 kW galt ein vereinfachter Netzzugang nach § 17a EIWOG 2010. Die Netz OÖ erteilte für diese Anlagen innerhalb der gesetzlichen Frist von vier Wochen eine grundsätzliche Zusage zum Netzzugang. Anschließend prüfte sie jede Anlage auf Netzverträglichkeit. Bis zum Abschluss der Netzverträglichkeits-Prüfung wurde die Einspeisung auf Null beschränkt.

Damit können folgende Netzanschlüsse unterschieden werden:

- Regulärer Netzanschluss mit voller Einspeise-Kapazität („firm connection“)
- Netzanschluss mit Einspeisebeschränkung (z. B. auf die Höhe des Bezugsrechts)
- Netzanschluss mit Null-Einspeisung
- Netzanschluss ohne gesicherte Leistung („non-firm connection“)<sup>97</sup>
- Kein Netzzutritt

<sup>96</sup> Das Elektrizitätsrecht unterschied, vereinfacht dargestellt, in Netzanschluss (physische Verbindung), -nutzung (ausmaßbezogene Nutzung), -zutritt (erstmalige Herstellung/Erhöhung der Anschlussleistung) und -zugang (Nutzung des Netzes allgemein).

<sup>97</sup> Konzept, in dem der Netzbetreiber z. B. eine Abregelung der Einspeisung anweisen kann; vgl. Kalt/Kaiser/Kabinger (2023), Regulatorischer Rahmen für Flexibilitätsleistungen in Verteilernetzen

### 38.1.

Seit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes-Paket waren die verfügbaren Kapazitäten je Umspannwerk vierteljährlich zu veröffentlichen.<sup>98</sup> Sie geben Auskunft über die Fähigkeit der Netze, Strom über andere Netzebenen „abzutransportieren“. Die Netz OÖ wies darauf hin, dass die Herausforderungen in näherer Zukunft auch in der Netzebene 3 und in weiterer Folge an den Einspeisepunkten ins Übertragungsnetz sowie im Übertragungsnetz der APG auftreten werden.<sup>99</sup> Zusätzlich zur Veröffentlichung entwickelte die Netz OÖ ein Web-Tool, das anhand einer Adresse die drei nächst gelegenen Umspannwerke und deren verfügbaren Netzkapazitäten ermittelte.

Per Jänner 2024<sup>100</sup> waren zusammengerechnet 1.380 MVA an Kapazität ausgebaut, davon waren 888 MVA gebucht und 492 MVA verfügbar.<sup>101</sup> Im Dezember 2023 gab die Netz OÖ bekannt, dass es in sieben Regionen auf einzelnen Abzweigungen der Umspannwerke zu generellen Einschränkungen für neue Einspeisungen komme. Eine geographische Darstellung kann der Anlage 3 entnommen werden. Von den angeführten 48 Umspannwerken wiesen 18 keine verfügbaren Kapazitäten mehr auf. Konkret ergab sich folgende Verteilung:

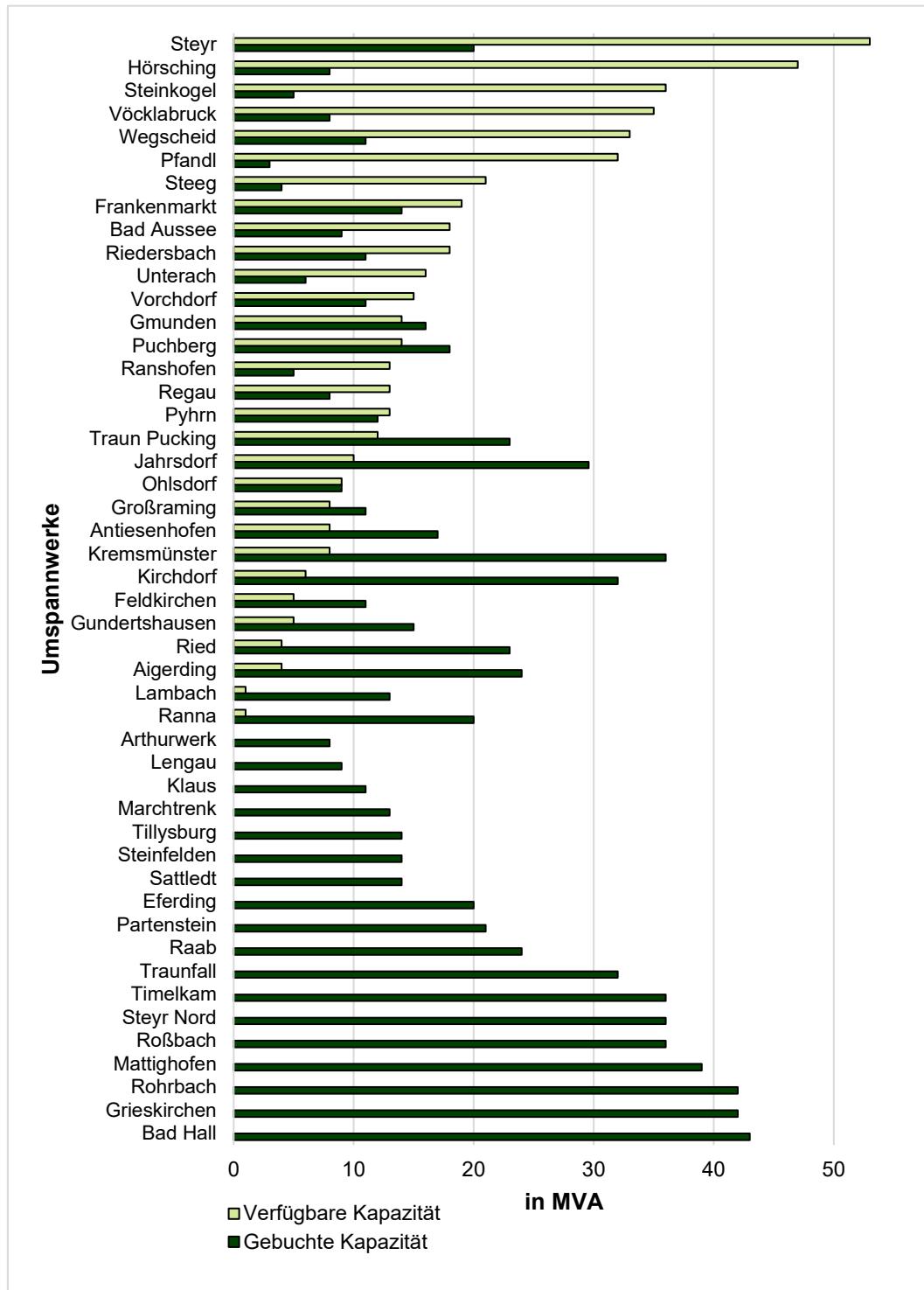
<sup>98</sup> Diese beziehen sich auf einen technisch geeigneten Anschlusspunkt auf der Netzebene 4 (Umspannwerk). Vgl. § 20 EIWOG 2010

<sup>99</sup> PV-Anlagen werden in der Regel nicht auf Ebene der Umspannwerke (Netzebene 4), sondern im Nieder- und Mittelspannungsnetz (Netzebenen 5 bis 7) angeschlossen und bereits dort kann der Engpass auftreten, vgl. dazu Klima- und Energiefonds, 2023, Seite 51.

<sup>100</sup> Ohne Umspannwerk Strobl; das Umspannwerk Arthurwerk befindet sich in Salzburg und das Umspannwerk Bad Hall in der Steiermark.

<sup>101</sup> Ein Megavoltampere (MVA) ist eine Einheit der Transformatorkapazität für Scheinleistung und analog zu MW zu interpretieren.

Abbildung 21: Netzanschlusskapazitäten im Stromnetz der Netz OÖ GmbH



Quelle: LRH-eigene Darstellung auf Basis von Daten der Netz OÖ GmbH

### 38.2.

Der LRH stellt fest, dass mehr als die Hälfte der Umspannwerke der Netz OÖ über keine oder weniger als ein Drittel verbleibende Kapazitäten verfügten. Verglichen

mit der Situation der Netzbetreiber der Landesenergieunternehmen in den anderen Bundesländern lag die Netz OÖ damit im Mittelfeld. Der LRH sieht die Kapazitäten der Umspannwerke als einen von mehreren Indikatoren, um die Fähigkeit der Netze, die Energiewende zu ermöglichen, messbar zu machen.

### 39.1.

Im Jahr 2022 kam es zu einem deutlichen Anstieg der Nachfrage nach PV-Anlagen und deren Anschluss an das Netz. Die Anfragen stiegen von rd. 7.500 (2020) auf rd. 10.000 (2021) und schließlich auf 35.000 (2022). Damit einher gingen längere Bearbeitungsduen bei der Netz OÖ. Im Jahr 2023 gingen die Anfragen auf rd. 21.000 zurück. Die Netz OÖ stellte in Folge mehrere Web-Tools zu Verfügung, z. B. eine Schnellauskunft über die mögliche Einspeiseleistung („Einspeise-Ampel“) oder die Onlineabwicklung von Anfragen und Meldungen.

Im Stromnetz der Netz OÖ waren PV-Anlagen mit 976 MW in Betrieb. Damit konnte (rechnerisch) in einzelnen Stunden der Gesamtbedarf an Strom in OÖ beinahe abgedeckt werden: die Netzhöchstlast lag 2022 bei 1.073 MW. Aufgrund fehlender Netzkapazitäten hatte die Netz OÖ in 17 Prozent aller Anlagen<sup>102</sup>, das sind rd. 15.000 Fälle, eine Einspeisebeschränkung ausgesprochen. Von der maximalen Engpassleistung von 1.674 MW gab es für 291 MW eine Einspeisebeschränkung:

Tabelle 7: Einspeisebeschränkungen für PV-Anlagen im Stromnetz der Netz OÖ per 30.9.2023

Bezeichnung	in Betrieb	mit Zusage	Gesamt
Anzahl der PV-Anlagen	70.027	16.977	<b>87.004</b>
davon mit Einspeisebeschränkung	8.025	6.904	<b>14.929</b>
Einspeisebeschränkung in Prozent	11%	41%	<b>17%</b>
Engpassleistung in MW	976	698	<b>1.674</b>
davon beschränkt	58	233	<b>291</b>
Beschränkte Engpassleistung in Prozent	6%	33%	<b>17%</b>

Quelle: LRH-eigene Darstellung auf Basis von Daten der Netz OÖ GmbH

Grundsätzlich erfolgte die Zuweisung von Einspeise-Kapazitäten nach dem First-Come-First-Served-Prinzip. Nach Zusage seitens des Netzbetreibers hatten die Antragsteller:innen zwölf Monate Zeit, die Anlage zu errichten und in Betrieb zu nehmen.<sup>103</sup> Die Netz OÖ reservierte die Einspeiseleistung und zog sie bei der Berechnung für später einlangende Ansuchen kumuliert heran. Für beinahe jede zweite solcher Anlagen ohne Fertigstellungsmeldung sprach die Netz OÖ eine Einspeisebeschränkung aus (41 Prozent). Rund 80 Prozent der beschränkten Engpassleistung entfiel auf derartige Anlagen. Durch die Beschränkung konnte für mehr Anlagen eine Einspeisung ermöglicht werden.

Im Verlauf der Prüfung des LRH, im Dezember 2023, veröffentlichte die Netz OÖ, dass es in sieben Regionen vorübergehend zu Einschränkungen komme. Insgesamt waren von diesem pauschalen Einspeise-Stopp für Neuanlagen

<sup>102</sup> Hierbei umfasst sind Anlagen die (vorübergehend) in Betrieb sind und solche, die eine Netzzugangszusage erhalten haben, bei denen jedoch noch keine Fertigstellung gemeldet wurde.

<sup>103</sup> Einmalig war eine Verlängerung dieser Zusage um zwölf weitere Monate z. B. bei Liefer- oder Montageverzögerungen möglich.

rd. 26.000 Kund:innen betroffen, die potentiell eine PV-Anlage errichten könnten. Diese hatten keine Einspeisemöglichkeit bis zum Abschluss der notwendigen Netz-Maßnahmen. Bestehende Anlagen waren nicht davon betroffen. Zudem sei mit Einspeise-Beschränkungen für weitere rd. 65.000 potentielle Errichter:innen von Anlagen zu rechnen.

### 39.2.

Aus Sicht des LRH hielt der Ausbau im Netzgebiet der Netz OÖ nicht mit dem raschen Anstieg der Nachfrage nach Netzkapazitäten Schritt. Darauf deutet der hohe Anteil der Einspeisebeschränkungen bei (noch) nicht fertiggestellten Anlagen hin. Für den LRH war nicht abschätzbar, inwieweit dadurch Anlagen verzögert oder nicht in der geplanten Größe errichtet werden können.

Der LRH sieht die Initiativen zu den PV-Kundenprozessen positiv, insbesondere die Onlineauskünfte zu Einspeisemöglichkeiten. Neben fehlenden Netzkapazitäten haben die Bearbeitungsprozesse starken Einfluss auf die Geschwindigkeit und Planbarkeit von Projekten, wie eine österreichweite Studie des Klima- und Energiefonds feststellte.<sup>104</sup>

Eine Aussage darüber, welche Auswirkungen die Beschränkung bei den bereits fertiggestellten Anlagen (58 MW) auf die Erzeugung und Nutzung von Strom hat, kann ohne nähere Daten ebenfalls nicht getroffen werden. Wird der „Überschussstrom“ durch die Anlagenbetreiber mittels Batterien, Warmwasserspeicher oder ähnlichem genutzt, geht weniger „potentieller Strom“ verloren, als wenn die Anlage elektrotechnisch abgeriegelt wird. Folgen sind ein potentieller volkswirtschaftlicher Schaden bzw. Anreize zu höherem Energieverbrauch. Den Themen Netzentwicklung und netzdienliche Regeln ist auch insofern Priorität einzuräumen, als diese PV-Anlagen meist mit öffentlichen Mitteln gefördert wurden. Gleichzeitig sind auch die volkswirtschaftlichen Kosten, die mit einem (an der Spitzenlast der PV-Einspeisung orientierten) Ausbau einhergehen, zu berücksichtigen.

### 40.1.

Die Netz OÖ informiert ihre Kund:innen auf ihrer Website dahingehend, dass eine PV-Anlage „möglichst netzdienlich“ gestaltet und die Größe der PV-Anlage auf den Eigenverbrauch hin optimiert werden soll. Dies erfolgt etwa, indem die Erzeugungsleistung nicht auf maximale Produktion aufgrund der verfügbaren Dachfläche, sondern so ausgelegt wird, dass ein möglichst hoher Anteil selbst verbraucht wird, auch z. B. durch den Einsatz von Batteriespeichern.

Ein gegenteiliges Modell wäre, die Fläche größtmöglich auszunutzen und Überschüsse in das Netz einzuspeisen. Allfällige Anreize für die netzdienliche Ausgestaltung, wie die Koppelung von Förderungen an die gleichzeitige Installation von Batteriespeichern, Spitzenlastkappung und smarte Gerätesteuerung, waren nicht im Einflussbereich der Netz OÖ.

<sup>104</sup> vgl. Studie „Anschluss erneuerbare Energien“ Beschreibung und Analyse von Hemmnissen für den Anschluss und Betrieb von Stromerzeugungsanlagen mit Schwerpunkt PV sowie Verbesserungsvorschläge, März 2023

## 40.2.

Der LRH weist darauf hin, dass beim PV-Ausbau Zielkonflikte auftreten. Die PV-Strategie des Landes verfolgt das Ziel, prioritär Dachflächen (anstatt z. B. Agrarflächen) zu nutzen und eine Verzehnfachung des erzeugten PV-Stroms zu erreichen. Gleichzeitig empfiehlt die Netz OÖ, PV-Anlagen auf den Eigenverbrauch zu dimensionieren, was die Netzentwicklungs-Kosten reduziert, aber „kontraproduktiv für die möglichst optimierte Ausnutzung der bereits verbauten Umwelt“<sup>105</sup> wäre. Der LRH empfiehlt der Netz OÖ, ihr Informationsangebot verstärkt dahingehend auszurichten, dass ein netzdienliches Verhalten bei gleichzeitig optimierter Ausnutzung von versiegelten Flächen gefördert wird.

## 41.1.

Prinzipiell arbeitete die Netz OÖ Projekte chronologisch in den regionalen Zuständigkeitsbereichen ab. In die Planungen flossen technische Überlegungen z. B. zum vorgelagerten Netz ein, sodass eine Strangertüchtigung im Ortsnetz erst dann erfolgt, wenn das zugehörige Umspannwerk keine Einspeise-Begrenzung mehr aufweist. Auch örtlich zusammenhängende Projekte wurden gemeinsam geplant. Die Netz OÖ plante, ihren Kund:innen die Reihung ihres Ausbauprojekts im Web-Portal anzuzeigen. Mit Stand Oktober 2023 lagen insgesamt 2.215 Planungsaufträge für die Nieder- und Mittelspannung vor. Diese verteilten sich auf zwei Arten von Projekten:

- PV-Anlagen gemäß § 17a EIWOG 2010 mit privilegiertem Netzzugang:<sup>106</sup> bei diesen Projekten war eine temporäre Null-Einspeisung ausgesprochen worden und die Netz OÖ verpflichtet, eine Einspeisung in Höhe des Bezugsrechts zu ermöglichen. Die neu anfallenden Kosten waren von der Netz OÖ zu tragen (bzw. sozialisiert von allen Netznutzer:innen).
- Kund:innenprojekte: (größere) Anlagen mit Einspeisebeschränkung, für die eine Netzkapazität über das erworbene Bezugsrecht hinaus beantragt worden war. Für diese Projekte muss der Antragstellende selbst – zumindest anteilig – bezahlen, ein Nachkauf von Einspeisekapazitäten kostet etwa 500 bis 600 Euro pro kW.<sup>107</sup> Es war jener Anteil der Kosten zu übernehmen, der der Leistungserhöhung entsprach.

<sup>105</sup> [PV-Studie, Fechner Hubert \(2020\)](#), Seite 4

<sup>106</sup> PV-Anlagen bis 20 kW waren gem. § 17a Abs. 6 EIWOG 2010 „privilegiert“: diesen wird das Recht eingeräumt, im Ausmaß des bestehenden Bezugs einzuspeisen, ohne dass ein zusätzliches Netzzutrittsentgelt anfällt. Bei einem normalen Hausanschluss waren dies 4,0 kW/kVA. bzw. bei leistungsstärkeren Anschlüssen oder landwirtschaftlichen Objekten 7,0 kW/kVA.

<sup>107</sup> Seit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes-Paket galt ein gestaffeltes, pauschales Netzzutrittsentgelt. Bei Anlagen zwischen 0 und 20 kW lag dieses bei zehn Euro pro kW. Sind zusätzliche Netzausbau-Maßnahmen notwendig gilt auf die tatsächlichen Kosten ein Freibetrag von 175 Euro pro kW (§ 54 Abs. 4 EIWOG 2010).

Tabelle 8: Planungsaufträge im Zusammenhang mit PV-Anlagen

	Projekte gemäß § 17a EIWOG 2010	Kund:innen- projekte	Planungsaufträge gesamt
Niederspannung	503	299	802
Mittelspannung	1.083	330	1.413
<b>Gesamt</b>	<b>1.586</b>	<b>629</b>	<b>2.215</b>

Quelle: LRH-eigene Darstellung auf Basis von Daten der Netz OÖ GmbH

Zwischen 2018 und Oktober 2023 investierte die Netz OÖ im Zusammenhang mit PV-Anlagen in 535 Projekte mit Kosten von rd. 22 Mio. Euro, davon zwei Drittel im Jahr 2023, das waren 14,9 Mio. Euro. Die Netz OÖ berichtete, dass die Netzentwicklung auch abhängig von der Verfügbarkeit von Betriebsmitteln (z. B. Transformatoren<sup>108</sup>) sowie Personal erfolgte. Von den Planungsaufträgen der Mittelspannung entfielen rd. 750 auf Transformator-Wechsel.

#### 41.2.

Für den LRH waren die Abwicklungsgrundsätze (chronologisch, technisch, regional, zusammenhängende Betrachtung) grundsätzlich zweckmäßig. Gleichzeitig wurde dadurch eine klare chronologische Reihung durchbrochen und die Netzentwicklung weniger transparent. Insgesamt sollte die Netz OÖ die Kommunikation zur Netzentwicklung verstärken. Ein erster Schritt wäre, für alle Netzebenen die Detailinformationen zu geplanten Projekten im Internet öffentlich einsehbar zur Verfügung zu stellen (z. B. Einzelprojekte, Zeitpläne, Verstärkungsgründe, Angaben zur Auswirkung auf Kapazitäten).

Der LRH weist darauf hin, dass die bis dato errichteten Klein-PV-Anlagen von einer allgemeinen Netzreserve profitierten. Sobald die Kapazitäten in einem regionalen Netzbereich aufgebraucht waren, erfolgte eine Beteiligung der Antragsteller:innen an den Netzentwicklungskosten – und damit die Investitionen in den Ausbau zusätzlicher Kapazitäten. Ab diesem Zeitpunkt hinkten die Investitionen – gleichsam systemimmanent – dem Bedarf hinterher. Der LRH regt daher an, die Netzentwicklung verstärkt strategisch und vorausschauend anhand belastbar prognostizierter Entwicklungen (vgl. Projekt 567) durchzuführen.

<sup>108</sup> Die Lieferzeiten für Transformatoren waren zum Zeitpunkt der Prüfung des LRH mit 72 Wochen länger, als die gesetzlich vorgesehenen Fristen für die Netzentwicklung.

## NACHHALTIGKEIT IN GESCHÄFTSPRAKTIKEN UND ENTSCHEIDUNGSPROZESSEN

### Fragestellung

#### 42.1.

Wie integrierte die Energie AG in der Vergangenheit Nachhaltigkeitsaspekte in ihre Geschäftspraktiken und Entscheidungsprozesse?

### Allgemeines

#### 43.1.

Verantwortungsbewusstes Wirtschaften im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung eines Unternehmens bedingt die Berücksichtigung der Themen „Umwelt (Environment)“, „Soziales (Social)“ und „verantwortungsvolle Unternehmensführung (Governance)“. Diese drei Faktoren werden als ESG-Kriterien<sup>109</sup> bezeichnet und gewinnen in unternehmerischem Handeln zunehmend an Bedeutung. Gemäß der von den Mitgliedstaaten der Vereinten Nationen im Herbst 2015 beschlossenen Agenda 2030 bedeutet „nachhaltige Entwicklung“, den Bedürfnissen der Gegenwart so Rechnung zu tragen, ohne zu riskieren, dass künftige Generationen ihre eigenen Bedürfnisse nicht befriedigen können. Dieses Übereinkommen definiert 17 Ziele für nachhaltige Entwicklung (Sustainable Development Goals kurz „SDGs“)<sup>110</sup>. Jedes dieser 17 Entwicklungsziele ist einem ESG-Kriterium zugeordnet, dessen Erfüllung wiederum durch Kennzahlen<sup>111</sup> messbar gemacht werden kann.

Um unternehmensexternen Personen, wie Stakeholdern, eine Bewertung des Unternehmensbeitrags zur Nachhaltigkeit zu ermöglichen, ist eine transparente Berichterstattung (z. B. in Lageberichten) mit der Offenlegung von Kennzahlen für Nachhaltigkeit sowie die Definition von Zielvorgaben notwendig. In den letzten Jahren erhielt die Berichterstattung durch EU-rechtliche Vorgaben einen verbindlichen Charakter, wodurch ein einheitlicher Standard erreicht werden soll. Die Berichterstattung gibt Auskünfte darüber, wie ein Unternehmen Nachhaltigkeitsfragen in seinen Tätigkeiten und Entscheidungsprozessen berücksichtigt und welche ökologischen, sozialen und wirtschaftlichen Auswirkungen es verursacht.

#### 44.1.

In der Energie AG OÖ Gruppe liegt das Thema Nachhaltigkeit in der Verantwortung des Gesamtvorstandes. Im Konzernleitbild 2014 bekennt sich der

<sup>109</sup> Ziele, welche durch die ESG-Kriterien erreicht werden sollen, sind z. B. Dekarbonisierung der Wirtschaft, Umstellung auf nachhaltige Kreislaufsysteme, Einhaltung von Menschenrechten und verantwortungsvolle Unternehmensführung durch Umsetzung von Umwelt- und Sozialfaktoren.

<sup>110</sup> Entwicklungsziele sind unter anderem: keine Armut, kein Hunger, Gesundheit und Wohlergehen, hochwertige Bildung, Geschlechtergleichheit, sauberes Wasser und Sanitärversorgung, bezahlbare und saubere Energie.

<sup>111</sup> Kennzahlen sind z. B. direkte/indirekte Treibhausgas-Emissionen, Wasserverbrauch, Anteile der Mitarbeitenden nach Alter, Höhe geleisteter Überstunden, Anzahl der Frauen im Vorstand, Anzahl durchgeföhrter Audits.

Konzern zum verantwortungsbewussten Umgang mit der Umwelt als einen wichtigen Faktor der unternehmerischen Tätigkeit. Die Auswirkungen seiner Aktivitäten auf Mensch und Natur werden überprüft und tragen so zu einem lebenswerten Umfeld bei. Umweltpolitische Themen, wie Ressourcenschonung und Nachhaltigkeit, werden in Projekten berücksichtigt und im unternehmerischen Alltag umgesetzt. Organisatorisch ist die Holdingeinheit „Konzernstrategie“ für die Koordination zuständig, um eine langfristige Steuerung zu gewährleisten.

Seit dem Geschäftsjahr 2014/15 enthielten die Geschäftsberichte der Energie AG OÖ Gruppe erstmals einen Teil mit nichtfinanziellen Leistungsindikatoren. Dieser enthält Aussagen zur Ökologie und Nachhaltigkeit, gesellschaftlicher Verantwortung und die Position der Energie AG OÖ Gruppe als Arbeitgeberin. Neben Qualitäts- und Umweltzertifizierungen (z. B. EMAS) für bestimmte Standorte werden umgesetzte, konkrete Umweltmaßnahmen des Geschäftsjahres angeführt, wie Verbesserung der Nutzung von Deponegas, Steigerung der Stromaufbringung aus Sonnenenergie u. a. Ab dem Geschäftsjahr 2015/16 sind nichtfinanzielle Indikatoren unter dem Kapitel „Verantwortung für Umwelt, Soziales und Gesellschaft“ zusammengefasst. Festgehalten wird, dass „alle betrieblichen Tätigkeiten so geplant, durchgeführt, überprüft und erforderlichenfalls korrigiert werden, dass direkte und indirekte Umweltauswirkungen auf ein Mindestmaß limitiert und alle umweltrechtlichen Vorgaben eingehalten werden.“<sup>112</sup>

#### 44.2.

Der LRH hält positiv fest, dass sich die Energie AG OÖ Gruppe bereits langjährig mit den Themen Umwelt und nachhaltigem wirtschaftlichem Handeln befasste. Das Bekenntnis dazu wurde bereits im Konzernleitbild 2014 festgehalten und kam durch zahlreiche Projekte und betriebliche Maßnahmen zum Ausdruck. Aus Sicht des LRH erhöhte die stetig wachsende Berichterstattung zudem die Transparenz nach außen.

### Rechtliche Vorgaben zur Nachhaltigkeitsberichterstattung

#### Richtlinie zur nichtfinanziellen Berichterstattung

##### 45.1.

Auf europäischer Ebene trat Ende 2014 die Richtlinie zur nichtfinanziellen Berichterstattung (NFRD<sup>113</sup>) in Kraft, die es in den Mitgliedstaaten bis zum 6.12.2016 in nationales Recht umzusetzen galt. Die Richtlinie verpflichtet zur Berichterstattung über Umwelt-, Sozial- und Arbeitnehmer:innenbelange, Maßnahmen zur Achtung der Menschenrechte sowie der Korruptionsbekämpfung.

<sup>112</sup> siehe [Jahresfinanzbericht 2015/16](#), Seite 11ff.

<sup>113</sup> siehe [Nonfinancial Reporting Directive](#)

Zur Abgabe einer nichtfinanziellen Erklärung gemäß der NFRD sind kapitalmarktorientierte Unternehmen verpflichtet,

- deren Bilanzsumme 20 Mio. Euro und der Umsatz 40 Mio. Euro überschreitet<sup>114</sup>,
- die gleichzeitig Unternehmen von öffentlichem Interesse sind und
- die an den Bilanzstichtagen das Kriterium erfüllen, im Durchschnitt des Geschäftsjahres mehr als 500 Mitarbeiter:innen zu beschäftigen.

In Österreich erfolgte die Umsetzung der Richtlinie durch das Nachhaltigkeits- und Diversitätsverbesserungsgesetz (NaDiVeG), das mit 6.12.2016 in Kraft trat. Große Unternehmen sind ab dem Geschäftsjahr 2017 verpflichtet, die nichtfinanzielle Erklärung als Teil ihres Lageberichts aufzunehmen. Des Weiteren besteht die Möglichkeit, einen separaten nichtfinanziellen Bericht (z. B. in Form eines Nachhaltigkeitsberichts kurz „NFI-Bericht“) zu veröffentlichen; dieser muss zeitgleich mit dem Lagebericht publiziert werden. Verpflichtend sind Angaben, um den Geschäftsverlauf, das Geschäftsergebnis, die Lage der Gesellschaft sowie die Auswirkungen der Tätigkeit des Unternehmens nachzuvollziehen zu können. Die Informationen beziehen sich auf die in der NFRD genannten Umwelt-, Sozial- und Arbeitnehmerbelange. Der Aufsichtsrat ist verpflichtet, die nichtfinanzielle Erklärung inhaltlich zu prüfen.

Seit dem Geschäftsjahr 2017/18 veröffentlicht die Energie AG OÖ Gruppe gemäß dem NaDiVeG 2017 in einem eigenständigen Bericht die geforderten Informationen. Der erste konsolidierte NFI-Bericht wurde mit externer Begleitung in Anlehnung an internationale Rahmenwerke erarbeitet. Der NFI-Bericht umfasst die Aktivitäten der Energie AG OÖ und ihrer konsolidierten Konzernunternehmen sowie der anteilmäßig einbezogenen Unternehmen. Er beinhaltet neben den allgemeinen Angaben zum Geschäftsmodell und der Strategie zum Thema Nachhaltigkeit die Kapitel Wirtschaft, Umwelt, Soziales, Arbeitnehmer:innen, Compliance und Antikorruption (inklusive Achtung der Menschenrechte). Geprüft wird der NFI-Bericht durch die vom Aufsichtsrat beauftragte Konzernrevision.

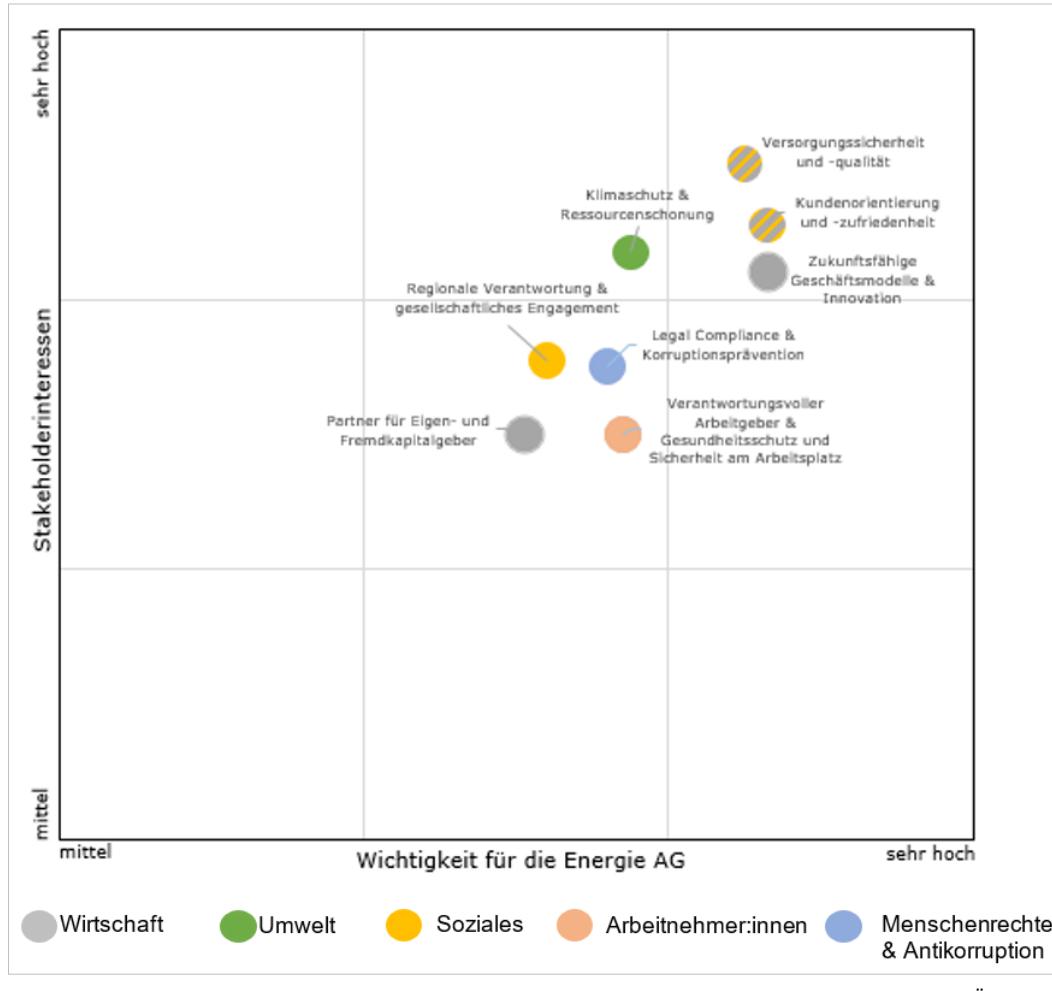
Mit Einführung des NFI-Berichts kam es zu organisatorischen Änderungen in der Energie AG OÖ Gruppe. Der Geschäftsführung der Geschäfts- und Servicebereiche wurde die Verantwortung für die Umsetzung der ESG-Strategien übertragen. Ein Gremium „ESG-Partner-Plattform“ soll den laufenden Austausch zwischen Holding und Geschäfts- und Servicebereichen betreffend ESG-Themen sicherstellen.

Ab 2017/18 erstellte der Konzern im Zuge des jährlichen Strategieprozesses eine Wesentlichkeitsmatrix für Nachhaltigkeit. Er identifizierte und gewichtete dazu Themen aus interner Sicht sowie aus der Sicht externer Stakeholder. Wesentliche Nachhaltigkeitsthemen ergaben sich aus den Bereichen Finanzierung, Umwelt und Arbeitnehmer:innenbelangen, wie z. B. Partner für Eigen- und Fremdkapitalgeber, zukunftsfähige Geschäftsmodelle, Kundenorientierung und -zufriedenheit, Klimaschutz, Gesundheitsschutz etc. Diese Themen werden im Rahmen des Strategieprozesses laufend evaluiert und weiterentwickelt. Eine Aktualisierung der

<sup>114</sup> gemäß Art. 3 Abs. 4 [Bilanz-Richtlinie](#)

Wesentlichkeitsmatrix und Anpassung an die Ergebnisse des Strategieprozesses fand zuletzt im Geschäftsjahr 2020/21 statt (Abbildung 22).

Abbildung 22: Beispiel Wesentlichkeitsmatrix aus 2020/21



Quelle: Energie AG OÖ Gruppe

Die Energie AG OÖ Gruppe bekennt sich im NFI-Bericht 2020/21 zur Orientierung an den Inhalten und Zielsetzungen der SDGs und ordnet die jeweiligen Ziele den Kapiteln Wirtschaft, Umwelt, Soziales und Arbeitnehmer:innen zu.<sup>115</sup>

#### 45.2.

Der LRH hält fest, dass die Energie AG OÖ Gruppe ihren gesetzlichen Pflichten zur Nachhaltigkeitsberichterstattung nachkam. Die laufende Evaluierung und Anpassung der wesentlichen Nachhaltigkeitsthemen im Rahmen des Strategieprozesses ist vorausschauend, um auf Änderungen reagieren zu können. Dadurch können klare ESG-Ziele definiert und Kennzahlen zur Messung festgelegt werden.

<sup>115</sup> siehe [NFI-Bericht 2020/21](#), Seite 66

## Taxonomie Verordnung der EU

### 46.1.

Zentrales Element des „Green Deal“<sup>116</sup> der EU bildet eine „grüne Wachstumsstrategie“ der EU und eine Wirtschaft in Harmonisierung mit den planetaren Grenzen. Um das europäische Klimaziel – Klimaneutralität bis 2050 – zu erreichen, müssen Investitionen in nachhaltige Projekte und Aktivitäten gelenkt werden. Dazu trat am 12.7.2020 die Taxonomie-Verordnung<sup>117</sup> in Kraft. Diese folgt der Zielsetzung des „Green Deals“ und normiert durch ein einheitliches Klassifizierungssystem, welche Wirtschaftstätigkeiten in der EU als ökologisch nachhaltig einzustufen sind. Unternehmen haben jährlich über die Ergebnisse dieser Klassifikation in ihrer nichtfinanziellen Berichterstattung zu berichten.

Gemäß der Verordnung gilt eine Wirtschaftstätigkeit als ökologisch nachhaltig (taxonomiekonform<sup>118</sup>), wenn sie

- einen wesentlichen Beitrag zu einem oder mehreren der Umweltziele leistet,
- keines der anderen Umweltziele wesentlich beeinträchtigt,
- in Übereinstimmung mit sozialen Mindestschutzmaßnahmen durchgeführt wird und
- den von der Kommission festgelegten technischen Prüfkriterien entspricht.

Die EU-Taxonomie untergliedert sich in sechs Umweltziele<sup>119</sup>. In Delegierten Verordnungen werden für diese Umweltziele die zu erfüllenden technischen Kriterien festgelegt. Unternehmen, die im Zuge des NaDiVeG zu einer nichtfinanziellen Berichterstattung verpflichtet sind, mussten im Rahmen der EU-Taxonomie für das erstmalig berichtspflichtige Jahr 2021 angeben, wie und in welchem Umfang ihre Tätigkeiten als ökologisch nachhaltig einzustufen und folglich taxonomiefähig<sup>120</sup> sind. Daneben waren drei Schlüsselkennzahlen anzugeben: die Anteile der taxonomiefähigen und nicht taxonomiefähigen Wirtschaftstätigkeiten an Umsatzerlösen, Kapitalkosten (CAPEX) und operative Kosten bzw. Betriebsausgaben (OPEX).

Ab dem NFI-Bericht 2021/22 legt die Energie AG OÖ Gruppe die geforderten Informationen laut Taxonomie-Verordnung offen. Ab dem Geschäftsjahr 2022/23 stellt die Energie AG für Umsatz, CAPEX und OPEX die jeweiligen Anteile der taxonomiefähigen und taxonomiekonformen Wirtschaftstätigkeiten dar. Sie bewertete die Tätigkeiten im Konzern als ökologisch nachhaltige Tätigkeiten und unterzog diese in der Folge einer Prüfung auf deren Taxonomiekonformität. Die

<sup>116</sup> siehe „Der europäische Grüne Deal“

<sup>117</sup> [Taxonomieverordnung der EU](#)

<sup>118</sup> Taxonomiekonformität bedeutet, dass eine Tätigkeit den Anforderungen entspricht, die in der Taxonomie speziell für diese festgehalten sind.

<sup>119</sup> Die Ziele sind in Art. 9 Taxonomie-Verordnung genannt: Klimaschutz, Anpassung an den Klimawandel, Nachhaltige Nutzung und Schutz von Wasser- und Meeresressourcen, Übergang zu einer Kreislaufwirtschaft, Vermeidung und Verminderung von Umweltverschmutzung, Schutz und Wiederherstellung der Biodiversität und der Ökosysteme

<sup>120</sup> Taxonomiefähigkeit bedeutet, dass eine bestimmte Tätigkeit einen wesentlichen Beitrag zu einem der sechs Umweltziele der Taxonomie leisten kann, ohne dabei festzustellen, ob die technischen Prüfkriterien tatsächlich eingehalten sind.

Umsetzung erfolgte in Form eines bereichsübergreifenden Projektes mit juristischen, kaufmännischen und technischen Expert:innen. Im NFI-Bericht ist ein eigenes Kapitel der Umsetzung gemäß der Taxonomie-Verordnung gewidmet.

#### 46.2.

Der LRH hält fest, dass die Energie AG OÖ Gruppe den Offenlegungspflichten ab dem ersten berichtspflichtigen Jahr im konsolidierten NFI-Bericht nachkommt. Dadurch wird transparent, welche Wirtschaftstätigkeiten der Energie AG einen Beitrag zur Erreichung der Umweltziele leisten.

### Richtlinie zur Unternehmens-Nachhaltigkeitsberichterstattung

#### 47.1.

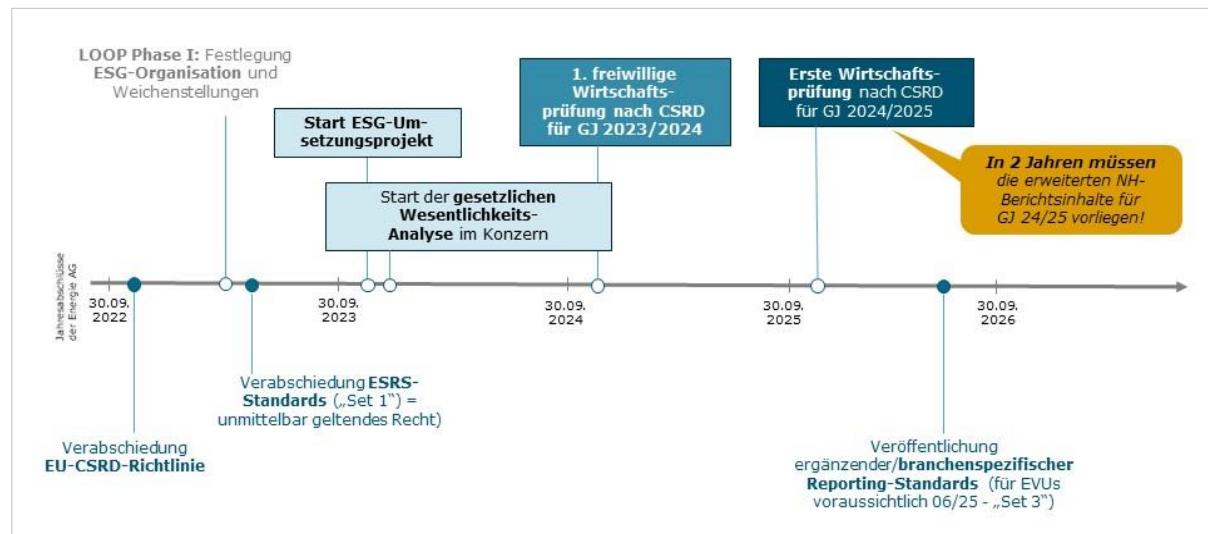
Am 5.1.2023 trat die Richtlinie zur Unternehmens-Nachhaltigkeitsberichterstattung (Corporate Sustainability Reporting Directive - CSRD<sup>121</sup>) mit einer innerstaatlichen Umsetzungsfrist von 18 Monaten in Kraft. Die Richtlinie überarbeitet und weitet die bestehenden Berichtspflichten der NFRD aus. Damit steigt die Zahl der berichtspflichtigen Unternehmen, da neben großen Unternehmen u. a. auch kleine und mittlere Unternehmen umfasst sind. Neu geregelt ist eine inhaltliche Prüfung der veröffentlichten Nachhaltigkeitsberichterstattung sowie die verpflichtende Anwendung Europäischer Standards für die Nachhaltigkeitsberichterstattung (European Sustainability Reporting Standards - ESRS). Inhaltlich orientiert sich die CSRD an den Kennzahlen für Nachhaltigkeit aus den ESG-Kriterien sowie der EU-Taxonomie. Die Berichtspflichten der CSRD treten nach der Unternehmensgröße gestaffelt in Kraft und beginnen für Unternehmen, die bereits der Berichtspflicht nach NFRD unterliegen, ab dem 1.1.2024. Tochterunternehmen können von einer Befreiungsregel<sup>122</sup> Gebrauch machen, wenn sie in einen konsolidierten NFI-Bericht eines übergeordneten Mutterunternehmens einbezogen werden, das den Anforderungen der CSRD entspricht.

Die Energie AG OÖ Gruppe ist ab dem Geschäftsjahr 2024/25 rechtlich verpflichtet den Berichtspflichten nach CSRD nachzukommen. Im Zuge der LOOP-Strategie traf der Konzern organisatorische und inhaltliche Entscheidungen, um die fristgerechte Umsetzung der CSRD sicherzustellen. Bereits im Herbst 2024 soll ein freiwilliger Testbericht über das Geschäftsjahr 2023/24 erstellt werden. Um den rechtlichen Verpflichtungen zu entsprechen, schuf die Energie AG OÖ Gruppe zur Implementierung der neuen Standards ein internes Projekt „ESG Management – CSRD Umsetzung“ mit folgendem Zeitablauf:

<sup>121</sup> siehe [CSRD](#)

<sup>122</sup> gemäß Art. 19a Abs. 9 CSRD

Abbildung 23: Zeitstrahl für das Projekt zur Implementierung der CSRD



Quelle: Energie AG OÖ Gruppe

In einem ersten Schritt entschied sich die Energie AG OÖ Gruppe mittels Ausschreibungsverfahren für ein Beratungsunternehmen, welches das Umsetzungsprojekt begleiten soll. Im Dezember 2023 fand ein gemeinsames Kick-Off Meeting statt. Analysiert wurde, ab welchem Zeitpunkt Tochterunternehmen der Energie AG OÖ der Berichterstattung unterliegen und ob die Möglichkeit einer Befreiung – bei Vorlage eines einheitlichen konsolidierten Nachhaltigkeitsberichts – vorliegt. Eine freiwillige Prüfung des Testberichts im Sinne der CSRD ist im Herbst 2024 vorgesehen.

#### 47.2.

Der LRH wertet die Vorgehensweise zur Implementierung der neuen Standards durch Erstellung eines Testberichts bereits ein Jahr vor der Offenlegungspflicht nach CSRD als positiv. Generell gewann die Energie AG OÖ Gruppe in den letzten Jahren umfangreiche Erfahrungen im Bereich der Nachhaltigkeitsberichterstattung. Der LRH sieht positiv, dass zwischen dem Land OÖ und der Energie AG OÖ Gruppe bereits jetzt ein wechselseitiger Erfahrungsaustausch im Rahmen eines Synergieprojektes in der Landesholding zu diesem Themenkomplex stattfindet.

## PREISGESTALTUNG

#### 48.1.

Wie hoch war der Anteil der Eigenproduktion von erneuerbaren Energiequellen an der gesamten Strombereitstellung der Energie AG OÖ Gruppe in den Jahren 2021/2022? Wie spiegeln sich die Gestehungskosten dieser Eigenproduktion in den Endkundenpreisen wider?

## 48.2.

In der Beantwortung dieser Fragen wird der LRH in den nachfolgenden Punkten näher auf die Preisbildung am Strommarkt an sich, auf den Stromhandel der Energie AG OÖ Gruppe und auf die Zusammensetzung der von ihr bereitgestellten Strommengen eingehen.

## Strommarkt und Preisbildung

### 49.1.

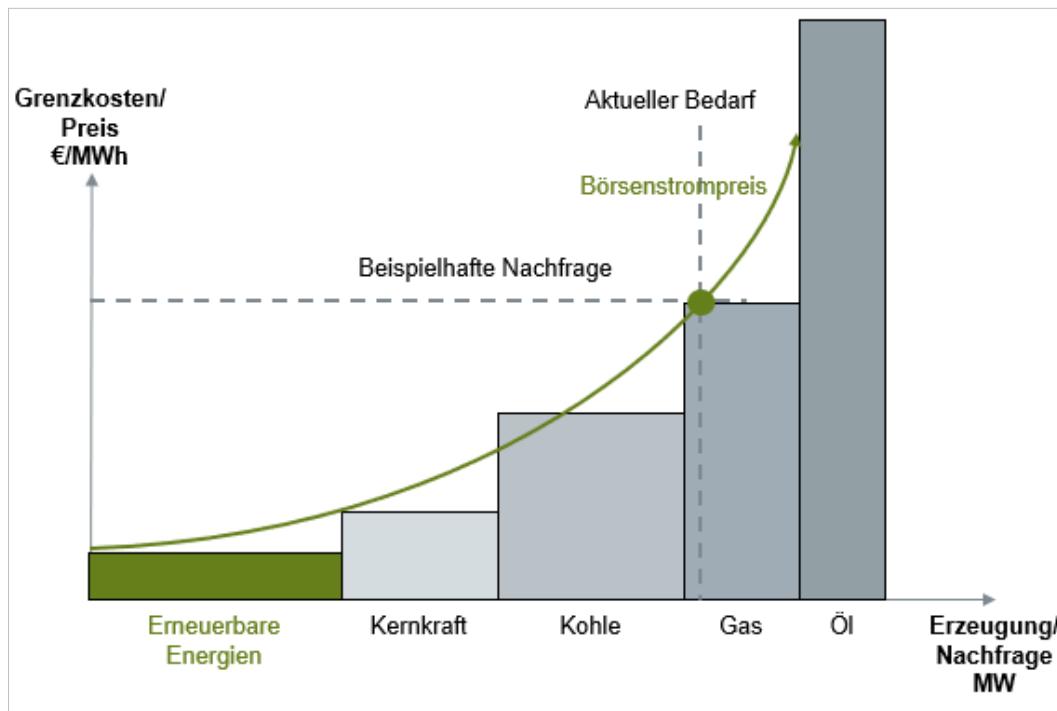
Seit der Liberalisierung des europaweiten Strommarktes, die auch in Österreich 2001 vollständig umgesetzt wurde, erfolgt die Strompreisbildung für Endkund:innen nicht kostenorientiert, sondern marktpreisorientiert. In Europa erfolgt die Bildung des Marktpreises auf Basis der „Merit Order Kurve“. Die Festlegung des Preises erfolgt an internationalen Strombörsen<sup>123</sup>. Die Merit Order Kurve stellt dabei den Verlauf des Angebots anhand der Grenzkosten dar.<sup>124</sup> Der Preis bildet sich nach dem aktuellen Bedarf. Dieser liegt im Schnittpunkt der aktuellen Nachfrage mit dem zu diesem Niveau verfügbaren Angebots. Abbildung 24 zeigt einen beispielhaften Verlauf dieser Kurve. Die Preisbildung erfolgt in einem Viertelstundentakt. Dies begründet sich u. a. damit, dass Strom nicht „auf Lager“ produziert werden kann und somit genau in der Zeit erzeugt werden muss, in der er auch verbraucht wird. Um diese sekundengenaue Verteilung der Strommenge zu ermöglichen, braucht es Netzbetreiber auf den verschiedenen Netzebenen.

---

<sup>123</sup> z. B. an der European Energy Exchange ([EEX](#))

<sup>124</sup> Die Zusammensetzung der Kurve erfolgt über die Einsatzreihenfolge der jeweiligen Kraftwerksarten. Diese werden gestaffelt nach ihren jeweiligen Grenzkosten (ansteigend vom niedrigsten bis zum höchsten Wert) aneinandergereiht. Dabei gilt, dass das letzte Angebot, das noch einen Zuschlag zur Abdeckung der erforderlichen Menge erhält, den Börsenstrompreis bestimmt.

Abbildung 24: Darstellung zur Merit Order Kurve

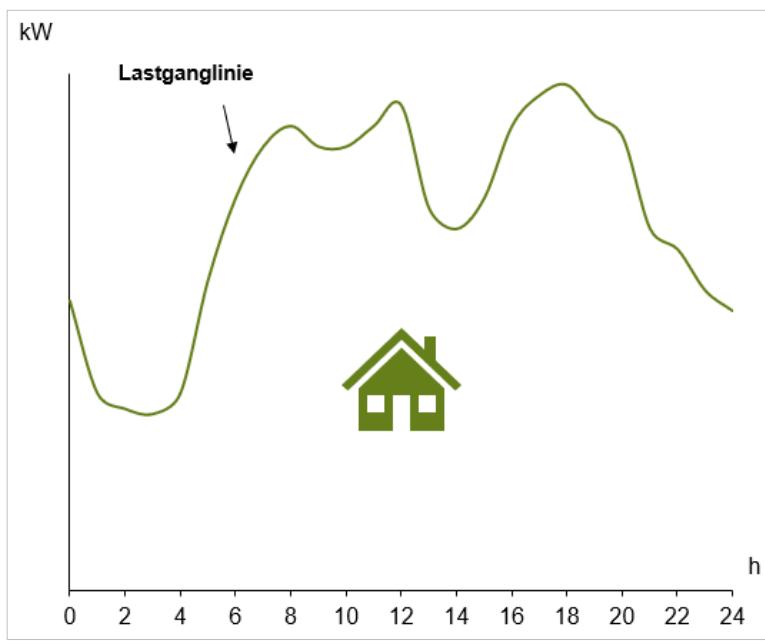


Quelle: LRH-eigene Darstellung

Das Merit Order Prinzip stellt nur den Prozess zur kurzfristigen Preisbildung dar. Je nachdem, welchen Beschaffungs- und Handelsstrategien ein Energieversorgungsunternehmen (EVU) folgt, müssen diese eigene Strategien für ihren Stromhandel bzw. -vertrieb erstellen. So kann es bspw. das Ziel sein, dass für Haushaltskund:innen längerfristige (für einen bestimmten Zeitraum gültige) Preisgarantien abgegeben werden. In diesem Fall übernimmt das EVU etwaige Mengen- und Preisrisiken. Für Haushaltskund:innen ergibt sich dadurch der Vorteil eines stabilen und damit planbaren Preises. Großkund:innen (z. B. Industriebetriebe) übernehmen in der Regel die genannten Risiken selbst, weil sie ihrerseits Möglichkeiten haben, diese gut selbst zu steuern. Die Folge daraus ist, dass sie Vorteile aus volatilen Preisen ziehen können.

In weiterer Folge geht der vorliegende Bericht nur auf die Preisbildung im Bereich von Endkund:innen ein. Anhand eines sog. Standardlastprofiles nehmen EVUs den über den gesamten Tag verteilten Energiebedarf von Haushaltskund:innen an und ermitteln daraus den kumulierten Bedarf an Strom, der vom EVU bereitgestellt bzw. beschafft werden muss. Abbildung 25 zeigt beispielhaft einen solchen Verlauf.

Abbildung 25: Beispiel für Standardlastprofil von Haushaltskund:innen

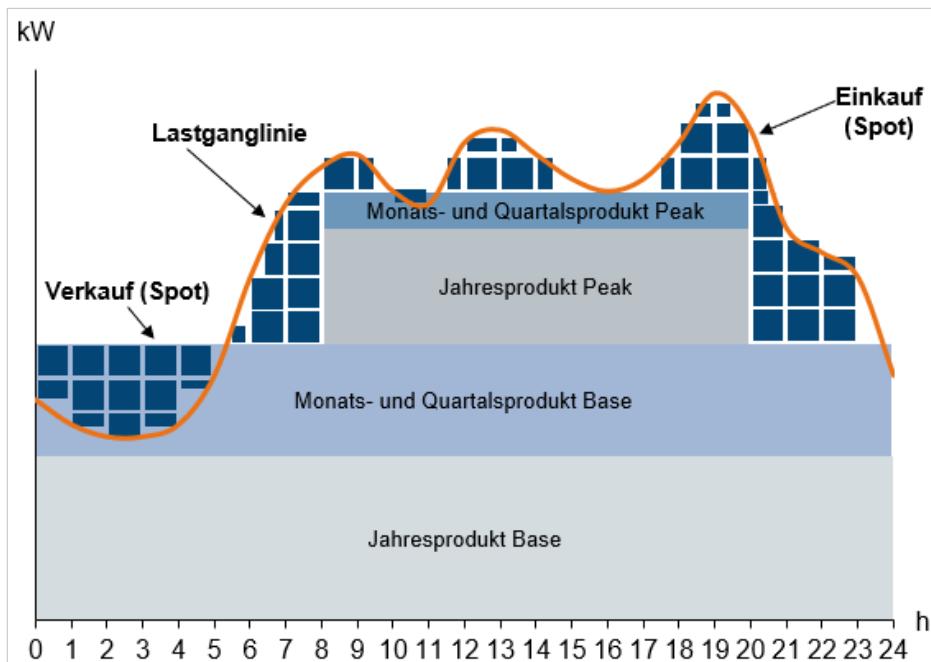


Quelle: LRH-eigene Darstellung

Da zu diesen Lastprofilen von Endkund:innen in der Regel keine passenden Einspeiseprofile existieren<sup>125</sup>, müssen EVUs die jeweils benötigte Strommenge im Rahmen ihrer Beschaffungsaktivitäten am Strommarkt abdecken. Dazu erfolgt eine Strukturierung der benötigten Strommengen anhand von typischen Handelsprodukten an den Strombörsen. Die Strukturierung erfolgt einerseits für Monate des Jahres anhand von Jahres-, Quartals- und Monatsprodukten und andererseits für Stunden des Tages anhand von Stunden- und Viertelstundenprodukten.

<sup>125</sup> Im Bereich der erneuerbaren Energien kommt es laufend zu Situationen bei denen hohen (Nachfrage-) Lasten auf niedrige bzw. nicht ausreichende Erzeugungskapazitäten aus PV, Windkraft und Wasserkraft treffen. Diese Ungleichgewichte müssen sowohl untertags als auch saisonal ausgeglichen werden.

Abbildung 26: Beispielhafte Tagesstrukturierung



Quelle: LRH-eigene Darstellung

Aus den gesamten Strukturierungsaktivitäten leiten sich die Beschaffungskosten für ein EVU ab. Die Beschaffungskosten setzen sich aus

- Kosten für die eingekauften Strommengen
- Strukturierungskosten
- Risikokosten

zusammen. Die Differenz zwischen dem Endkund:innenpreis und der Summe der Beschaffungskosten<sup>126</sup> ist der Deckungsbeitrag eines EVUs. Mit diesem Deckungsbeitrag müssen weiters noch allgemeine Verwaltungskosten und Kosten des Vertriebs gedeckt werden. Das Residuum nach Abzug aller Kosten stellt (vereinfacht gesagt) den Gewinn aus dem Vertrieb von Strom dar.

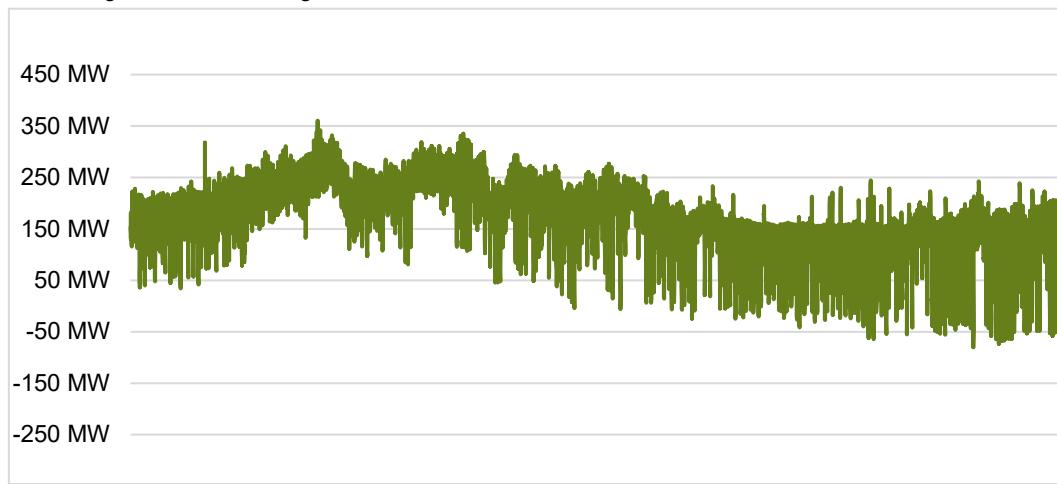
### 50.1.

Bei der Energie AG OÖ Gruppe zeigt die Verteilung der Abgabemengen im Segment für Endverbraucher:innen die, in den nachfolgenden Abbildungen ersichtlichen Verläufe. Abbildung 27 zeigt den kumulierten Verlauf über ein gesamtes Geschäftsjahr<sup>127</sup>:

<sup>126</sup> Zur Zeit stellen die Beschaffungskosten durchschnittlich rd. 60 Prozent des Strompreises für Endkund:innen dar. Die restlichen Komponenten sind Netzentgelte bzw. Steuern und Abgaben. Diese sind in etwa gleich hoch. In früheren Jahren (vor den starken Preisanstiegen) verteilten sich die drei Komponenten des gesamten Strompreises in etwa gleich (also jeweils ein Drittel für jeden Bereich).

<sup>127</sup> 1.10.2022 bis 30.9.2023; wobei zu jedem Tag pro Stunde ein summiertes Wert angezeigt ist.

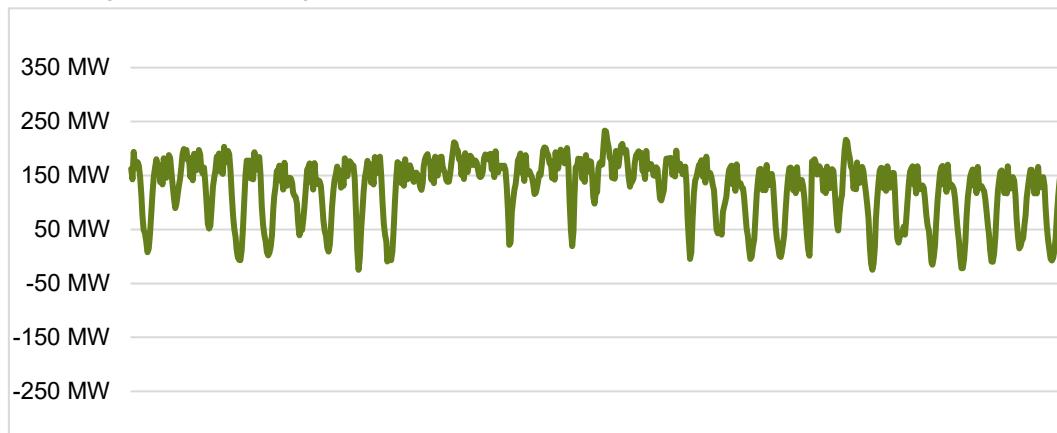
Abbildung 27: Lastverteilung Endkund:innen GJ 2022/23



Quelle: Energie AG OÖ Gruppe

Abbildung 28 zeigt den beispielhaften Verlauf des Monats Mai 2023<sup>128</sup>.

Abbildung 28: Lastverteilung Endkund:innen Mai 2023



Quelle: Energie AG OÖ Gruppe

<sup>128</sup> 1.5.2023 bis 31.5.2023; wobei zu jedem Tag pro Stunde ein summiertes Wert angezeigt ist.

Abbildung 29 zeigt beispielhaft den Verlauf für einen einzigen Tag (27.6.2023).<sup>129</sup>

Abbildung 29: Lastverteilung Endkund:innen 27.6.2023



Quelle: Energie AG OÖ Gruppe

## Stromhandel in der Energie AG OÖ Gruppe

### 51.1.

Die Energie AG ist ein vertikal integriertes Elektrizitätsunternehmen und verfügt seit 2006 über eigene Rechtseinheiten für die unterschiedlichen Stufen der Wertschöpfung. Nachfolgende Tabelle 9 gibt einen Überblick über die Konzerngesellschaften nach den im Oö. EIWOG 2006 genannten Kriterien:

Tabelle 9: Tochtergesellschaften der Energie AG OÖ Gruppe mit Bezug zum Stromhandel

Oö. EIWOG 2006	Tätigkeiten	Gesellschaft
Erzeugung	Produktion von Elektrizität	Erzeugung GmbH
Kauf	Stromhandel, Verkauf von Elektrizität	Trading GmbH
Lieferung	(Weiter-)Verkauf an Kund:innen	Vertrieb GmbH
Verteilung	Transport über Verteilernetze für die Belieferung von Kund:innen	Netz OÖ GmbH

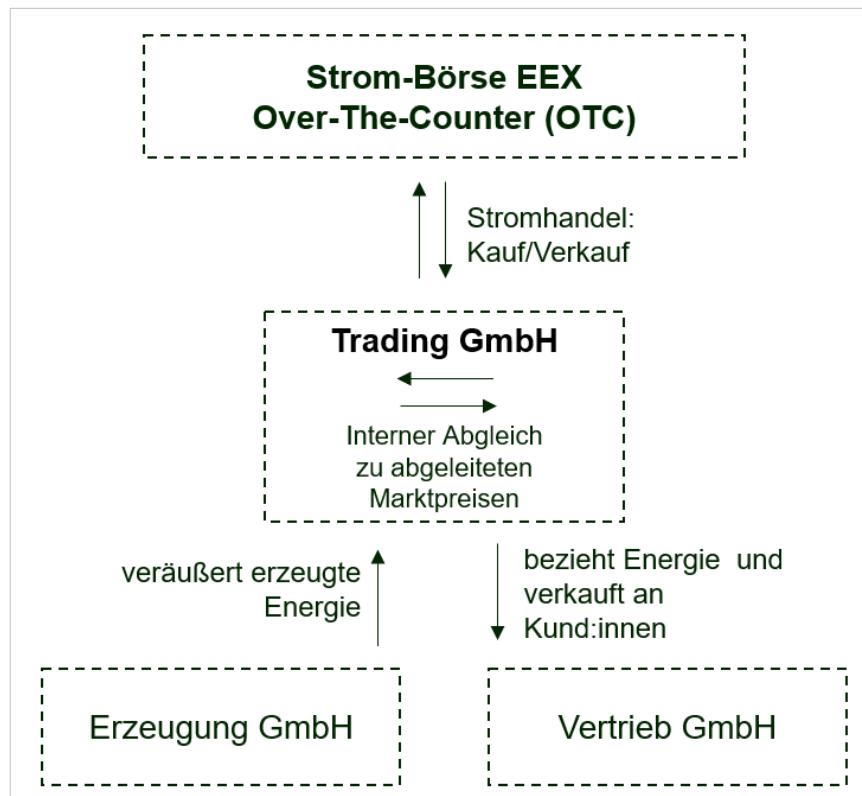
Quelle: LRH-eigene Darstellung

Die Konzerntochter Trading GmbH übernimmt den Handel, sowohl für die Erzeugung GmbH als auch die Vertrieb GmbH. Dabei wird entweder an der Börse oder auch bilateral direkt mit Partner:innen („over the counter“ – OTC) gehandelt.

Abbildung 30 gibt eine Übersicht über die Beziehungen, die zu den jeweiligen Partner:innen im Stromgeschäft bestehen:

<sup>129</sup> Zu diesem Tag wird pro Stunde ein summiertes Wert angezeigt.

Abbildung 30: Energiehandel in der Energie AG OÖ Gruppe



Quelle: LRH-eigene Darstellung

Die Trading GmbH gleicht die (prognostizierten) Strommengen zwischen Erzeugung GmbH und Vertrieb GmbH ab („matching“). Da die Mengen in der Stundenstruktur nicht unbedingt zusammenpassen, muss die Differenz über den Markt ausgeglichen werden<sup>130</sup>. Durch das interne „matching“ können Transaktionskosten und das Risiko (z. B. Kontrahenten-Risiko) gesenkt werden. Anhand interner Modelle wird ein arbitragefreier Verrechnungspreis für den erzeugten Strom zwischen den Konzerngesellschaften ermittelt. Dieser Verrechnungspreis ist eine Prognose für zu erwartende Strompreise für jede Stunde des Jahres (HPFC – Hourly Price Forward Curve) und leitet sich aus den Großhandelspreisen an der Strombörsen European Energy Exchange (EEX) sowie aus historischen Daten ab.

Für das Portfolio-Management werden Verbrauchs- oder Produktions-Prognosen notwendig. Die Prognose des Verbrauchsverhaltens wird nach Auskunft der Energie AG OÖ Gruppe zunehmend schwieriger. Dies kann zu zusätzlichen Kosten führen, da bei Planabweichungen kurzfristig über die Strombörsen (zu den dann aktuellen Tageszeitpreisen) Strom zugekauft bzw. verkauft werden muss. Gründe dafür sind u. a.:

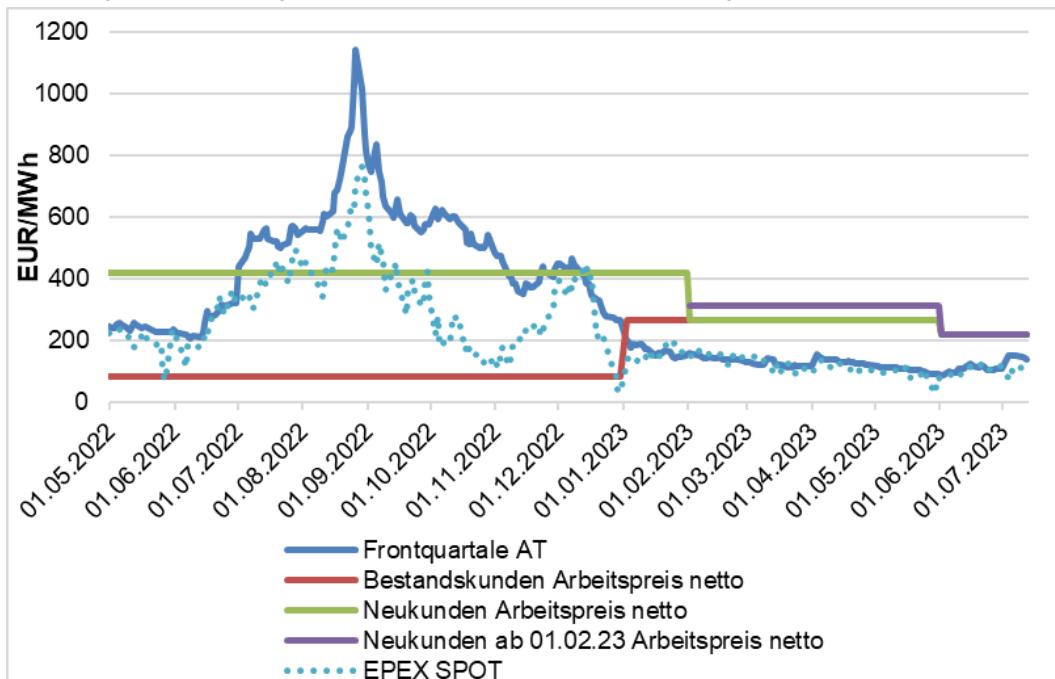
- Wetterabhängigkeit der erneuerbaren Energien (z. B. Wolkenbildung beeinflusst die PV-Produktion)

<sup>130</sup> Etwaige Mindermengen müssen zu den jeweils benötigten Zeiten am Markt zugekauft werden. Etwaige Mengenüberschüsse werden am Markt verkauft.

- Geringe Ausnutzung des Smart-Meter-Potentials: (Nur) rd. ein Fünftel<sup>131</sup> der Kund:innen haben zugestimmt, die Viertelstunden-Lastgänge zu übermitteln und damit für Prognosen verwertbar zu machen
- Zuteilungen von Kund:innen durch die E-Control zur Sicherstellung der Versorgung

Die Energie AG OÖ Gruppe verfolgt grundsätzlich eine langfristige Beschaffungsstrategie mittels Portfoliomangement. 21 bis neun Monate vor dem tatsächlichen Bedarf beginnt die Trading GmbH für die Vertrieb GmbH für einen großen Teil der benötigten Mengen mit ihren Beschaffungsaktivitäten. Ziel ist, die Basis für einen stabilen Preis für Endkund:innen zu gewährleisten. Parallel dazu wird die Erzeugung in gleichverteilten Tranchen verkauft bzw. werden zusätzlich benötigte Mengen am Markt angekauft. Als Landesenergieversorger sieht der Konzern es als seine Aufgabe, den Kund:innen die Preise langfristig abzusichern. Die nachfolgende Abbildung 31 zeigt die Entwicklung der Preise für Neu-/Bestandskund:innen im Vergleich zu den Beschaffungspreisen und zu den jeweils aktuellen Börsepreisen.

Abbildung 31: Entwicklung der Preise Endverbraucher:innen im Vergleich zum Börsepreis



Quelle: Energie AG OÖ Gruppe

## 51.2.

Für den LRH ist aus der Abbildung 31 ersichtlich, dass durch die langfristige Marktbearbeitung seitens der Vertrieb GmbH etwaige Preiserhöhungen am Markt für die Endkund:innen der Energie AG OÖ Gruppe über einen längeren Zeitraum abgedeckt werden konnten. Die Preissteigerungen am Markt wirkten sich somit (vorerst) nicht auf die Endkund:innen aus. Bedingt durch die oben beschriebenen

<sup>131</sup> 80.000 von rd. 450.000 Kund:innen

Aktivitäten der Vertrieb GmbH mussten die Preise mit Jahresbeginn 2023 angehoben werden, da sich die Auswirkungen der zuvor steigenden Marktpreise ab diesem Zeitpunkt nicht mehr länger kompensieren ließen. Der Umstand, dass zu diesem Zeitpunkt am Markt bereits seit einigen Monaten eine sinkende Preistendenz vorlag, kann sich (entsprechend der oben beschriebenen Beschaffungsaktivitäten) – ohne wirtschaftliche Verluste für die Energie AG OÖ Gruppe – erst zu einem späteren Zeitpunkt auf die Endkund:innenpreise auswirken. Zusammengefasst stellt der LRH daher fest, dass die Energie AG OÖ Gruppe Marktpreisentwicklungen immer erst zeitverzögert an Endkund:innen weitergibt bzw. weiter geben kann. Zur Frage, wie sich die Gestehungskosten der Eigenproduktion in den Endkund:innenpreisen wider spiegeln, merkt der LRH an, dass die Preisbildung, wie oben dargelegt, hauptsächlich durch Marktpreise am internationalen Strommarkt getrieben ist. Dies ist die generell in der Elektrizitätswirtschaft übliche Vorgehensweise. Die Gestehungskosten haben somit keine unmittelbare Auswirkung auf die Preise für Endkund:innen.

## Zusammensetzung der gehandelten Strommengen

### 52.1.

Zur Beantwortung der Frage, wie hoch der Anteil der Eigenproduktion von erneuerbaren Energiequellen an der gesamten Strombereitstellung der Energie AG OÖ Gruppe ist, erläutert diese, dass die gesamte selbst erzeugte Menge an Strom weder mengenmäßig noch bilanziell über das Jahr noch hinsichtlich Strukturierung (Zeit- und Mengenprofil) ausreichen würde, um den kund:innen seitig benötigten Bedarf zu decken. Dieser Bedarf liegt bei etwa 6 bis 7 TWh pro Jahr. Die gesamte Eigenaufbringung aus erneuerbaren Energiequellen (Wasserkraft inkl. Bezugsrechten, Biomasse, PV und Windkraft) liegt bei rd. 2,4 bis 2,6 TWh.<sup>132</sup> Schon diese Gegenüberstellung zeigt, dass rein mengenmäßig betrachtet<sup>133</sup> die Energie AG OÖ Gruppe große Teile der benötigten Strommenge am Markt zukaufen muss. Die tatsächlich zuzukaufende Menge hängt darüber hinaus noch von weiteren Faktoren ab. Diese sind neben unterschiedlichen Beschaffungszeitpunkten aufgrund von Kunden:innenbedürfnissen auch Schwankungen in der Wasserführung, Sonneneinstrahlung und Windaktivität. Der Anteil der Eigenproduktion aus erneuerbaren Energiequellen für die Geschäftsjahre 2019/20 bis 2022/23 ist in nachfolgender Tabelle 10 dargestellt:

<sup>132</sup> In diesen Mengen sind etwaige Mengen aus fremden PV-Einspeisungen (z. B. aus PV Anlagen auf privaten Hausdächern) nicht enthalten, weil diese definitionsgemäß keine Eigenproduktion darstellen.

<sup>133</sup> In dieser Betrachtung sind etwaige Effekte wie nicht zusammenpassende Zeit- und Lastprofile ausgeklammert.

Tabelle 10: Anteil Eigenproduktion erneuerbare Energie an Gesamtstrombereitstellung in GWh

Bezeichnung	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23
Wasserkraft	2.433	2.381	2.232	2.359
Biomasse und biogene Abfälle	156	157	154	142
Windkraft	37	35	38	33
PV	12	13	18	17
Summe Eigenproduktion erneuerbare Energien	2.638	2.586	2.442	2.551
Stromaufbringung ohne Stromhandel	7.855	7.909	7.611	6.635
<b>Anteil erneuerbare Energien (in Prozent)</b>	<b>33,6</b>	<b>32,7</b>	<b>32,1</b>	<b>38,4</b>

Quelle: LRH-eigene Darstellung auf Basis von Daten der Energie AG OÖ Gruppe

## 52.2.

Zum Anteil der Eigenstromaufbringung aus erneuerbaren Energien in der Energie AG OÖ Gruppe weist der LRH darauf hin, dass unabhängig vom massiven Ausbau in diesem Bereich auch in Zukunft aufgrund der genannten Faktoren eine externe Strombeschaffung notwendig sein wird. Neben der Deckung des Bedarfs der Kund:innen ist dies auch durch die Beschaffungsstrategie der Energie AG OÖ Gruppe zur Absicherung von Preisen begründet.

# ZUSAMMENFASSUNG DER EMPFEHLUNGEN

## 53.1.

Nachstehend fasst der LRH die Empfehlungen an die geprüften Stellen zusammen:

## 53.2.

- a) Die Energie AG OÖ Gruppe sollte im Rahmen ihres Strategieprozesses weiterhin sicherstellen, dass Erkenntnisse abgeschlossener Strategien (im Sinne von „lessons learned“) strukturiert aufbereitet werden und in Folgestrategien einfließen. (Berichtspunkte 11 und 20)
- b) Die Energie AG OÖ Gruppe sollte jedenfalls darauf achten, dass die getätigten Investitionen im Bereich der Gasversorgung in finanzieller Hinsicht nachhaltig sind. (Berichtspunkt 14)
- c) Um für den Aufsichtsrat einen laufenden Überblick über die geplanten Projekte zu erhalten, sollte die Energie AG OÖ Gruppe eine standardisierte Berichterstattung, die auf den Status der Zielerreichung und allfällig notwendige Maßnahmen abstellt, sicherstellen. (Berichtspunkt 15)
- d) Die Energie AG OÖ Gruppe sollte in der Kommunikation über Ausbauziele klar zwischen „Regelarbeitsvermögen inklusive PSKW“ und „Regelarbeitsvermögen aus natürlichem Zufluss“ unterscheiden. (Berichtspunkt 15)
- e) Um etwaige Synergiepotentiale stärker heben zu können, sollte das Land OÖ beim Ausbau von erneuerbaren Energien, aber auch in anderen für „Energie“ und „Klimaneutralität“ relevanten Bereichen, noch stärker die Möglichkeiten und das Know-how der Energie AG OÖ Gruppe nutzen. (Berichtspunkt 18 – VERBESSERUNGSVORSCHLAG I)

- f) Die Netz OÖ sollte den Zugang zum Elektrizitätsnetz aus erneuerbaren Quellen explizit in ihre strategischen Grundlagen aufnehmen, bspw. in den Grundsätzen der Geschäftspolitik. Es sollten geeignete Indikatoren formuliert werden, um die Zielerreichung messbar zu machen und interne Steuerungsanreize dazu gesetzt werden. (Berichtspunkt 30)
- g) Um die Unterschiede bei den jeweiligen Zielsetzungen im Bereich Ausbau erneuerbare Energien besser in Einklang zu bringen, sollten zwischen der Energie AG OÖ Gruppe und dem Land OÖ stärkere Abstimmungen erfolgen. (Berichtspunkt 30)
- h) Die Netz OÖ sollte die Arbeiten für einen V-NEP rasch zu einem Abschluss bringen. Weiters sollte die Netz OÖ GmbH Grobplanungen vornehmen, die über den im V-NEP vorgesehenen Zeitraum hinausgehen. (Berichtspunkt 35)
- i) Die Netz OÖ sollte ihr Informationsangebot im Bereich PV-Anlagen verstärkt dahingehend ausrichten, dass ein netzdienliches Verhalten bei optimierter Ausnutzung von versiegelten Flächen gefördert wird. (Berichtspunkt 40)
- j) Die Netz OÖ sollte die Kommunikation zur Netzentwicklung verstärken. Ein erster Schritt wäre, für alle Netzebenen die Detailinformationen zu geplanten Projekten im Internet öffentlich einsehbar zur Verfügung zu stellen (z. B. Einzelprojekte, Zeitpläne, Verstärkungsgründe, Angaben zur Auswirkung auf Kapazitäten). (Berichtspunkt 41)
- k) Die Netz OÖ sollte die Netzentwicklung verstärkt strategisch und vorausschauend anhand belastbar prognostizierter Entwicklungen durchführen. (Berichtspunkt 41)

### 3 Anlagen

Linz, am 13. März 2024

Rudolf Hoscher  
Direktor des Oö. Landesrechnungshofes

**Regelarbeitsvermögen aus natürlichem Zufluss (RAV<sup>n</sup>), RAV inkl. Pumpspeicherkraftwerke (RAV<sup>ps</sup>) und Engpassleistung (EPL) der Wasserkraftprojekte 2013 bis 2030**

Projekt	Typ	Vorhaben	Jahr	Ausgangswert ersetzer Kraftwerke		Zielwert der Kraftwerke		Zusätzlich für Energie AG			Netto-Zubau (gesamtwirtschaftlich)		
				RAV <sup>n</sup> in GWh	EPL in MW	RAV <sup>n</sup> in GWh	EPL in MW	RAV <sup>n</sup> in GWh	RAV <sup>ps</sup> in GWh	EPL in MW	RAV <sup>n</sup> in GWh	RAV <sup>ps</sup> in GWh	EPL in MW
Kleinarl	Laufkraftwerk	Neubau	2013			8,7	1,8	8,7	8,7	1,8	8,7	8,7	1,8
Stadl Paura	Laufkraftwerk	Neubau	2013			18,6	3,6	18,6	18,6	3,6	18,6	18,6	3,6
Grafenberg	Laufkraftwerk	Ersatzneubau	2014	0,3	0,1	4,6	1,0	4,3	4,3	0,9	4,3	4,3	0,9
Labenbach	Laufkraftwerk	Kauf	2014			4,2	1,0	4,2	4,2	1,0	-	-	-
Reißeck II*	PSKW	Neubau	2016					43,0	100,0	43,0		100,0	43,0
UPM-Kraftwerke***	Laufkraftwerk	Kauf	2017			27,1	4,7	27,1	27,1	4,7	-	-	-
Dürnau	Laufkraftwerk	Ersatzneubau	2021	1,9	0,3	5,8	1,2	3,9	3,9	0,9	3,9	3,9	0,9
Goisern (10%-Anteil)	Laufkraftwerk	Ersatzneubau	2021	1,6	0,2	13,0	2,6	1,1	1,1	2,4	1,1	1,1	2,4
<b>Summe realisierte Projekte</b>								<b>67,8</b>	<b>167,8</b>	<b>58,3</b>	<b>36,6</b>	<b>136,6</b>	<b>52,7</b>
Malta Oberstufe/ Hauptstufe*	PSKW	Effizienzsteigerung	2024					3,0	3,7	4,0	3,0	3,7	4,0
Weißbach	Laufkraftwerk	Ersatzneubau	2026	0,8	0,1	6,9	1,4	6,1	6,1	1,3	6,1	6,1	1,3
Traunfall	Laufkraftwerk	Ersatzneubau	2027	57,9	9,9	115,4	24,9	43,8	43,8	12,2	43,8	43,8	12,2
Ebensee	PSKW	Neubau	2028		-	170,0		n.b.	170,0	-	n.b.	170,0	
Ottensheim*	Laufkraftwerk	Effizienzsteigerung	2029					5,6	5,6	4,5	5,6	5,6	4,5
<b>Summe geplanter bzw. in Umsetzung befindliche Projekte</b>								<b>58,5</b>	<b>59,3</b>	<b>192,0</b>	<b>58,5</b>	<b>59,3</b>	<b>192,0</b>
<b>Zwischensumme</b>								<b>126,4</b>	<b>227,1</b>	<b>250,3</b>	<b>95,1</b>	<b>195,8</b>	<b>244,6</b>
Verluste bestehender Wasserkraftwerke durch WRRL (Fischaufstiegshilfen) 2013-2023**								-5,3	-5,3	-	-5,3	-5,3	-
<b>Zwischensumme abzgl. Verluste</b>								<b>121,1</b>	<b>221,8</b>	<b>250,3</b>	<b>89,8</b>	<b>190,5</b>	<b>244,6</b>
weitere Ausbauprojekte gemäß Ausbaupotentiale OÖ Laufwerke bis 2030				13,3	1,8	91,5	20,0	78,2	78,2	18,2	78,2	78,2	18,2
<b>Gesamt</b>								<b>199,2</b>	<b>300,0</b>	<b>268,5</b>	<b>168,0</b>	<b>268,7</b>	<b>262,8</b>

Quelle: LRH-eigene Darstellung auf Basis von Daten der Energie AG OÖ Gruppe und Ergänzungen des LRH

Hinweise:

\* Bezugrecht in Höhe von 10 Prozent

\*\* Verluste bestehender Wasserkraftwerke durch Wasserrahmenrichtlinie (WRRL) in Neubauprojekten bereits berücksichtigt

\*\*\* Siebenbrunn, Kemating, Gschröff, Steyrermühl; Das Pumpspeicherkraftwerk (PSKW) Malta Oberstufe/Hauptstufe weist einen natürlichen Zufluss von 80 Prozent der Bruttostromerzeugung auf.; n.b....Werte nicht berücksichtigt.



**Typischer Netzanschluss von Photovoltaik-Anlagen**

Anschlussleistung	Anschlussform	Typische Maßnahmen (Einzelfallprüfung)
bis 20 kW	Niederspannung (NE 7)	Vereinfachter Netzzutritt nach vier Wochen bei 0-kW-Einspeisung, in der Folge in der Regel Einspeisung der Bezugsleistung von mindestens 4 kW
21 bis 99 kW	Niederspannung (NE 7)	In der Regel Netzmaßnahmen notwendig
100 bis 399 kW	Mittelspannung bzw. in Trafostation (NE 6)	Errichtung der Zuleitung von der Anlage zur Trafostation, ggfs. Neubau bzw. Umbau der Trafostation
400 bis 4.999 kW	Mittelspannung bzw. in eigener Trafostation (NE 6)	Errichtung der Zuleitung von der Anlage zur Trafostation, Bau einer eigenen Trafostation ggfs. Ausbau oder Errichtung einer Netzanbindung bzw. Verstärkung der Netzanbindung
ab 5.000 kW	im Umspannwerk (NE 4)	Errichtung der Zuleitung von der Anlage zum Umspannwerk ggfs. Ausbau oder Verstärkung der Schaltanlagen.

Quelle: LRH-eigene Darstellung auf Basis von Daten der Netz OÖ GmbH und Ergänzungen des LRH



## Kapazitäten der Umspannwerke im Stromnetz der Netz OÖ

Ohne Umspannwerk Strobl sowie Bad Aussee (Steiermark) und Arthurwerk (Salzburg)

