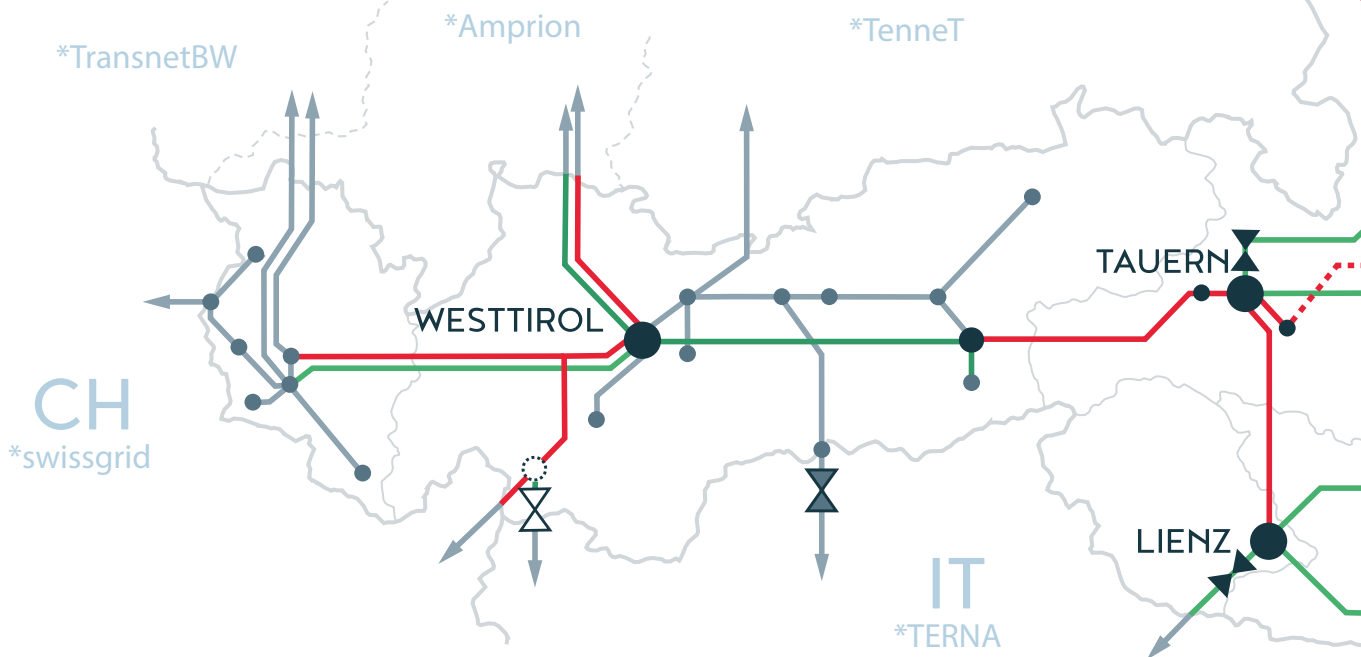


Österreich braucht Strominfrastruktur.

Österreichisches Höchstspannungsnetz



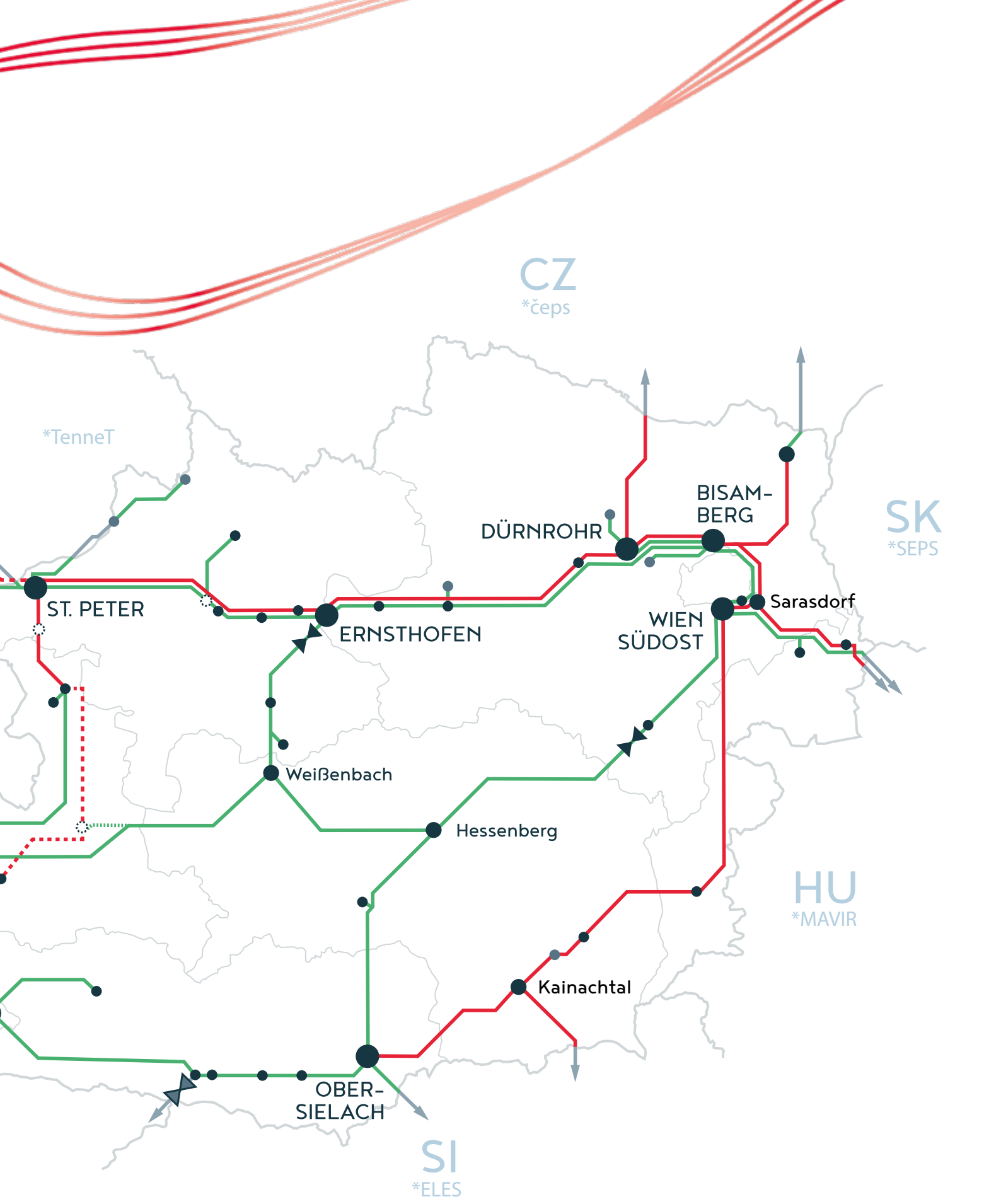
2.577 km  380-kV-Leitung / in Bau

3.212 km  220-kV-Leitung / in Bau

9  APG-Netznoten

65  Umspannwerk / in Bau

3  Phasenschieber-Transformator /
in Bau



* Übertragungsnetzbetreiber der Nachbarländer

—●—▶ Kein Eigentum von APG

Austrian
Power
Grid



Mobilität braucht Strom.

Austrian Power Grid
www.apg.at

Österreich
braucht
Strom.





Inhalt

- 6 Vorstandsinterview
- 12 Vorwort
- 15 Über Austrian Power Grid AG
- 16 Sichere Stromversorgung
- 22 Energiewende und Klimakrise
- 28 Investitionen in Strominfrastruktur
- 36 Innovation
- 44 Multimedia
- 47 Finanzbericht



V. l. n. r.: Die APG-Vorstände
Thomas Karall (Finanzen) und
Gerhard Christiner (Technik)
in der APG-Steuerzentrale im
10. Wiener Gemeindebezirk.

„Expertise, Vertrauen und Transparenz“

Die beiden Vorstände von APG, Gerhard Christiner und Thomas Karall, über Erfolge und Herausforderungen bei der versorgungssicheren Transformation des Energiesystems und die kulturelle DNA des Übertragungsnetzbetreibers.

von Sebastian Loudon

Als Vorstände der APG stehen Sie beide gewissermaßen im Zentrum der Energiewende. Wenn Sie auf 2023 zurückblicken: War es ein gutes Jahr für dieses Megaprojekt?

Thomas Karall: Zwei positive Dinge fallen mir sofort ein. Für den Ausbau der Photovoltaik war es ein sehr gutes Jahr, auch was die Lernkurve in der Gesellschaft und der Wirtschaft betrifft. Und zweitens: In den Gremien der Europäischen Union ist ein größeres Bewusstsein dafür entstanden, dass die rasche Weiterentwicklung der Netzinfrastruktur essenziell für die Energiewende und die sichere Stromversorgung ist und dass es hier einen großen Bedarf gibt, beispielsweise bei der Beschleunigung von Genehmigungsverfahren. Da fehlt zwar noch einiges in der Umsetzung, aber zumindest ist jetzt das Bewusstsein in den wichtigen Gremien der EU vorhanden. Denn das wiederum ist eine ganz wesentliche Voraussetzung dafür, dass die versorgungssichere Energiewende zügig gelingen kann. Diese Entwicklungen in der Kommission oder dem Europäischen Parlament geben mir Hoffnung. Wichtig wäre es, dass es dort nach der EU-Wahl im Juni nicht zu einem „Rebound“ kommt, der die Energiewende wieder bremst.

Gerhard Christiner: Für mich war 2023 das Jahr, in dem wir es geschafft haben, aus der Energiekrise herauszukommen, und gestärkt den Blick auf die Herausforderungen der Energiewende gerichtet haben. Der Ausbau

der Photovoltaik war tatsächlich in allen Ländern weit stärker als in den Plänen vorgesehen. Das ist sehr bemerkenswert und hat natürlich mit dem Weckruf der stark gestiegenen Strompreise im Winter 2022/23 zu tun. Auch wenn die Strompreise jetzt wieder deutlich niedriger sind, gehe ich davon aus, dass der Ausbau der Erneuerbaren in den nächsten Jahren in diesem Tempo weitergehen wird. Deswegen ist der Netzausbau alternativlos, wenn wir den Strom aus Erneuerbaren integrieren und versorgungssicher nutzen wollen.

Die rasant steigende Anzahl von vielen kleinen PV-Kraftwerken macht aber das Leben für den Netzbetreiber APG, der immer für eine Balance zwischen Stromproduktion und Stromverbrauch sorgen muss, vermutlich nicht gerade einfacher.

Gerhard Christiner: Ja, das erhöht die Komplexität, weil die Erneuerbaren-Anlagen dort gebaut werden, wo es den meisten Wind oder die meisten Sonnenstunden gibt. Das ist aber häufig nicht dort, wo auch der Verbrauch stattfindet oder dieser Strom gespeichert werden kann. Ein gutes Beispiel ist die Weinviertelleitung, die wir vergangenes Jahr in Betrieb genommen haben; sie hilft dabei, die Windkraft in Ballungszentren oder in den Westen zu den Pumpspeicherkraftwerken zu bringen. Aber der Netzausbau wurde nicht synchron mit dem Ausbau der Erneuerbaren gedacht und hinkt hinterher. Deswegen brauchen wir unbedingt eine Beschleunigung bei den



Sebastian Loudon ist langjähriger Wirtschaftsjournalist und Branchenkenner, Herausgeber des Monatsmagazins DATUM und seit 2015 Österreich-Repräsentant des Hamburger ZEIT Verlags.

„Der Netzausbau ist alternativlos, wenn wir den Strom aus Erneuerbaren integrieren und versorgungssicher nutzen wollen.“

Gerhard Christiner,
Technischer Vorstand APG



Genehmigungsverfahren. Wir haben bereits jetzt die Reserven, die unsere Urgroßmütter und Urgroßväter in die Netze eingebaut haben, aufgebraucht. Unser Stromnetz ist am Limit. Jetzt haben wir die Herausforderung, dass es auch schon bei einigen der Verteilnetze Probleme mit Engpässen gibt, weshalb einige Landesenergieversorger schon mit Einspeisebeschränkungen arbeiten müssen, weil ihre Zuleitungen nicht für so viel Strom aus Photovoltaikanlagen dimensioniert sind. Daher bin ich der Meinung, dass es, nachdem jetzt PV-Anlagen massiv gefördert wurden, nun besser wäre, den Erwerb und die Installation von Heimspeichern zu fördern.

Also Batterien in Privathaushalten.

Gerhard Christiner: Genau. Das würde, erstens, die Unabhängigkeit der Haushalte fördern und, zweitens, das gesamte Netz entlasten, weil nicht mehr der gesamte Strom hochgespeist werden muss. Und alles, was dabei hilft, die Netze zu entlasten, würde auch die Kosten für sogenannte Engpassmanagementmaßnahmen reduzieren. 2023 mussten wir 138 Mio. € dafür ausgeben. Das passiert immer dann, wenn wir den günstigen nachhaltigen Strom etwa aus Windparks aus Deutschland nicht transportieren können und stattdessen Gaskraftwerke anfahren müssen, damit der Strom geliefert werden kann.

Was waren für Sie Rückschläge im Jahr 2023?

Thomas Karall: Wir arbeiten 24/7 für die sichere Stromversorgung, die Versorgungssicherheit liegt seit Jahrzehnten bei 99,99 % und damit im weltweiten

Spitzenfeld. Ich sehe keine großen Rückschläge, aber in einem sehr wichtigen Aspekt ist nicht genug passiert: Die versorgungssichere Energiewende ist ein gigantisches Projekt, das über Generationen hinweg wirken wird, und dementsprechend braucht es einen gemeinsamen politischen Willen, quer über alle Parteigrenzen hinweg, ähnlich wie das vor 20 Jahren bei der Liberalisierung des Strommarkts der Fall war. Da ist kein Platz für Partikularinteressen, hier geht es um die Zukunft, also die Elektrifizierung des Landes, der Wirtschaft, der Gesellschaft und der Industrie. Der Ausbau der Netzinfrastruktur ist der Enabler dieses Projekts, und dafür gibt es immer noch nicht die notwendige parteiübergreifende Unterstützung.

Gerhard Christiner: Ich kann das nur unterstreichen. 2023 war ein gutes Jahr, aber in der Legistik, also der Schaffung der gesetzlichen Grundlagen, könnten und müssten wir viel schneller vorankommen, etwa bei der Umsetzung der Richtlinie RED III (Renewable Energy Directive), die in nationale Gesetze eingebettet werden müsste. Hier dürfen wir keine Zeit verlieren, denn wir müssen dringend die Spielregeln für den Strommarkt an die heutigen und zukünftigen Erfordernisse anpassen und Genehmigungsverfahren für Projekte, die der Energiewende dienen, beschleunigen.

Der neue Netzentwicklungsplan von APG hat ein Investitionsvolumen von 9 Mrd. €, das Dreifache im Vergleich zum letzten vor zwei Jahren. Wie kam es dazu?

Gerhard Christiner: Sie müssen sich nur vorstellen: Bis 2030 wollen wir den gesamten Stromverbrauch Österreichs dekarbonisieren. Dafür brauchen wir viele neue Umspannwerke, viele Leitungsverstärkungen und eine weitere Digitalisierung des Systems. Man kann sagen, dass wir jede Leitung im Netz angreifen werden und neue Leitungen hinzukommen müssen. Im Netzentwicklungsplan 2023 sind alle Projekte ausgewiesen, die wir umsetzen müssen, damit die versorgungssichere Energiewende gelingt. Wir haben dafür ein 9 Mrd. € schweres Investitionsprogramm für die nächsten zehn Jahre vorgesehen.

Die Frage an den Finanzchef: Wo kommen diese neun Milliarden her?

Thomas Karall: Unsere Mutter, die VERBUND AG, stellt das Kapital bereit, aber natürlich ist das eine riesige Challenge, noch dazu in einem streng regulierten System wie unserem, wo die Regulierungsbehörde die Rendite vorgibt. Wir haben jetzt zweimal gegen die Entscheidungen der Regulierungsbehörde betreffend die Verzinsung Beschwerde eingelegt. Wir müssen endlich erkennen, dass diese Investitionen auf Jahrzehnte wirken und dass es viel teurer wird, wenn wir die Netzinfrastruktur nicht ausbauen. Wenn wir jetzt nicht in den Ausbau des überregionalen Stromnetzes investieren, werden die Kosten für Notfalleingriffe noch weiter steigen. Da ist es doch gescheiter, man investiert dieses Geld jetzt in den Ausbau der Infrastruktur. Wenn also die Frage

gestellt wird, was die Energiewende kostet, sollte man auch gleich die Gegenfrage stellen: Was kostet es, die Energiewende nicht umzusetzen oder schlecht zu planen? Es wäre sinnlos, Wind und Photovoltaik auszubauen, ohne die absolut notwendigen Investitionen ins Netz zu tätigen. Das ist, wie wenn man einen wunderschönen neuen Bahnhof ohne ein funktionstüchtiges Schienennetz baut. Das wäre volkswirtschaftlich nicht zielführend.

Sie haben dazu auch ein Gutachten beim Wirtschaftsforschungsinstitut ECONOMICA in Auftrag gegeben. Dringen Sie langsam durch mit der Botschaft, dass es beim Netzausbau um ein sinnvolles Projekt geht?

Thomas Karall: Ja, langsam, aber doch. Der Mehrfachnutzen von Investitionen in die Netzinfrastruktur liegt auf der Hand, ist aber so hoch, dass er selbst Volkswirtschaftler oft überrascht.

Gerhard Christiner: Daher ist es auch wichtig, dass Investitionen in den Netzausbau für unseren Eigentümer vom Regulator marktkonform gestaltet werden. Es ist nicht zielführend, alle Ressourcen in die Produktion fließen zu lassen und den Netzausbau gleichzeitig zu vernachlässigen. Das gilt auch für die Politik, die in den vergangenen Jahren viel mehr über die Produktion von Strom gesprochen hat als über die notwendigen Investitionen in die Strominfrastruktur. Die Erleichterung bei den Genehmigungsverfahren für Windparks sind enorm, wohingegen sie beim

„Die Versorgungssicherheit liegt seit Jahrzehnten bei 99,99 % und damit im weltweiten Spitzenfeld.“

Thomas Karall,
Kaufmännischer Vorstand APG



Leitungsbau nur in homöopathischen Dosen kommen. Dem Ausbau der Netze muss die gleiche Bedeutung wie dem Ausbau der Erneuerbaren beigemessen werden. Wir benötigen einen Gesamtsystemplan, der Speicher, Reserven, Produktion, Netze und die Digitalisierung gleichermaßen berücksichtigt.

Das bringt uns zu einem Ihrer Leuchtturmprojekte, dem Energieraum Oberösterreich, wo es um die Elektrifizierung der Hochöfen der voestalpine und die dafür notwendige Hochrüstung der Netzinfrastruktur geht. Das Projekt steckt fest, wegen eines Verfahrens zum Schutz einer Trockenwiese.

Gerhard Christiner: Es ist das mit Abstand größte Dekarbonisierungsprojekt Österreichs. Durch die Elektrifizierung von nur zwei Hochöfen der Voest reduzieren wir die österreichweiten CO₂-Emissionen mit einem Schlag um 5 %. Und wir diskutieren darüber, ob ein Mast in einer Trockenwiese stehen darf. Das ist ein gutes Beispiel dafür, warum es wichtig wäre, Projekten, die der Energiewende dienen, einen privilegierten Status zukommen zu lassen. Die Richter haben klar kommuniziert: Wenn es der Gesetzgeber mit der Energiewende ernst meint, dann muss er es auch klar im Gesetz so formulieren. Die EU hat die notwendigen Regularien dafür vorgegeben. Die Dekarbonisierung

hat Vorrang, und dem muss man auch Rechnung tragen. Das bedeutet nicht, dass das eine Karte sein soll, die alle Bedenken des Umweltschutzes oder andere legitime Interessen sticht, aber in der Abwägung ist eben die Dekarbonisierung oft überwiegend im öffentlichen Interesse.

Kommen wir noch zu APG als Unternehmen. Trotz Digitalisierung und Automatisierung ist die Mitarbeiter:innenzahl von APG in den vergangenen Jahren stark gestiegen. Wie würden Sie die Unternehmenskultur von APG beschreiben?

Thomas Karall: Als die Austrian Power Grid 1999 im Rahmen der Strommarktliberalisierung durch die Ausgliederung aus VERBUND eigenständig wurde, ging es in erster Linie darum, zu lernen, als Drehscheibe eines liberalisierten Markts zu fungieren. Mittlerweile ist unsere Welt viel größer und komplexer geworden, und die Übertragungsbetreiber sind zu einer energiewirtschaftlichen Instanz geworden, ganz besonders vor dem Hintergrund der Dekarbonisierung. Die Unternehmenskultur ist derzeit von einem Generationswechsel geprägt. Die Jungen kommen mit neuen Ideen, aber auch neuen Vorstellungen, was das Arbeiten betrifft, die stark durch die Pandemie beeinflusst wurden. Das betrifft vor allem das Arbeiten im Home Office. Es



„Wir müssen dringend die Spielregeln für den Strommarkt an die heutigen und zukünftigen Erfordernisse anpassen und Genehmigungsverfahren für Projekte, die der Energiewende dienen, beschleunigen.“

Gerhard Christiner,
Technischer Vorstand APG



„Ein Netz funktioniert nur, wenn jene, die es managen oder pflegen, zusammenarbeiten, und zwar offen, vertrauensvoll und mit einer tief sitzenden Solidarität.“

Thomas Karall,
Kaufmännischer Vorstand APG

ist wichtig, dass wir hier lernen, moderner zu denken. Wir haben schon vieles umgesetzt, aber natürlich dauert es, bis ein neuer Spirit das ganze Unternehmen erfasst.

Gerhard Christiner: In den 2000er-Jahren herrschte ja die Stimmung, der Ausbau des Stromnetzes sei eigentlich abgeschlossen, es muss nur möglichst kostengünstig betrieben werden. Das hat sich radikal verändert, daher war es auch wichtig für uns, das Programm „change4growth“ zu starten, um unsere Kultur, unsere Werte, unser Selbstverständnis als Organisation diesen veränderten Rahmenbedingungen anzupassen. Ich bin sehr zuversichtlich, dass uns das mit dem Programm gelingen wird.

Herr Karall, sie managen APG seit der Geburtsstunde und werden heuer mit 1.7. aus dem Vorstand ausscheiden. Was wünschen Sie dem Unternehmen für die Zukunft?

Thomas Karall: Bei der Zusammenarbeit mit Netztechniker:innen hat mich von Anfang an ihr intrinsisches Solidaritätsdenken fasziniert. Ein Netz funktioniert nur, wenn jene, die es managen oder pflegen, zusammenarbeiten, und zwar offen, vertrauensvoll und mit einer tief sitzenden Solidarität. Das ist überall in Europa so. Netzbetreiber können sich aufeinander verlassen – eine große Expertise, wechselseitiges Vertrauen und Transparenz, das alles liegt in ihrer DNA.

Interessenkonflikte können schon einmal auftauchen, werden aber mit einer eigenen Form der Diplomatie gelöst. Das erfordert einen hohen Reifegrad, denn für Egoismus ist da kein Platz. Ich wünsche APG, dass dieses Bewusstsein auch in Zukunft in der Geschäftsführung verankert ist.

Letzte Frage, vor deren Antwort ich mich ein bisschen fürchte: Bis 2030 soll die Stromerzeugung dekarbonisiert sein. Das sind noch sechs Jahre. Kann sich das ausgehen?

Gerhard Christiner: Ich kann Sie beruhigen – ich halte es nach wie vor für möglich, dass wir es schaffen, die Stromerzeugung bis 2030 zu dekarbonisieren, wohlgernekt bilanziell, also übers Jahr gesehen, aber nicht zu jedem beliebigen Zeitpunkt.

Thomas Karall: Ich verstehe, dass man sich gerne Jahreszahlen als Ziele setzt, aber, ehrlich gesagt, ob wir das ein oder zwei Jahre früher oder später schaffen, ist nicht so entscheidend. Das Wichtigste ist, dass die Richtung stimmt und wir den Weg zielstrebig gehen.

Vorwort des Aufsichtsratsvorsitzenden



„Mit dem Netzentwicklungsplan 2023 gibt APG die infrastrukturelle Antwort auf die energiewirtschaftlichen Herausforderungen der Zukunft.“

Dr. Peter F. Kollmann,
Vorsitzender des Aufsichtsrats

Sehr geehrte Damen und Herren,

zu Beginn bedanke ich mich ganz herzlich für die erfolgreiche, mit großem persönlichem Einsatz und herausragendem Teamgeist geleistete Arbeit bei allen Mitarbeiter:innen der Austrian Power Grid AG.

APG hat ihren gesellschaftlichen Auftrag, für die sichere Stromversorgung zu sorgen, mit großer Umsicht und Verantwortung umgesetzt. Mit 99,99 % Versorgungssicherheit befindet sich Österreich weiterhin im weltweiten Spitzenfeld. Gerade für den Wirtschafts- und Industriestandort ist dies eine essenzielle Rahmenbedingung für Erfolg, Investitionsvertrauen und Zuverlässigkeit.

Im Jahr 2023 haben die großen energiewirtschaftlichen Trends weiter Fahrt aufgenommen. Der Ausbau der Erneuerbaren – insbesondere der Photovoltaik – erreichte ein neues Rekordniveau. Bei der Elektrifizierung von Wirtschaft und Industrie wurden erste große Leuchtturmprojekte – Stichwort strombasierte Stahlproduktion – auf den Weg gebracht. Das Bewusstsein dafür, wie wichtig es ist, alle Kapazitäten des Stromsystems weiter auszubauen, insbesondere die Netzinfrastruktur, rückte weiter in den Fokus des öffentlichen Diskurses.

Gerade dieser Aspekt bestätigt, wie wichtig es war, dass APG alle für 2023 geplanten Investitionsprojekte in Höhe von 490 Mio. € erfolgreich umsetzen konnte. Mit der Inbetriebnahme für das Umspannwerk Nauders ging im Dezember ein wesentlicher Strom-Hub im Westen Österreichs in Betrieb. Einige Wochen davor erfolgte der Spatenstich für das Umspannwerk Sarasdorf – ein für die Windkraft des Ostens besonders wichtiger Netzknoten der Zukunft. Darüber hinaus setzte APG die für das Kalenderjahr geplanten Baumaßnahmen der Salzburgleitung um, deren Inbetriebnahme im Frühjahr 2025 erfolgen wird. Gleichzeitig zeigten aber auch die eingebrachten Rechtsmittel vereinzelter Akteur:innen gegen die (erstinstanzlich erteilte) Genehmigung des Projekts Zentralraum Oberösterreich, dass die gesetzlichen Rahmenbedingungen für eine zeitnahe und effiziente Projektumsetzung nach wie vor nicht gegeben sind.

Neben der Umsetzung unseres Asset-Investitionsprogramms konnten u. a. das Demand-Side-Response-Stromsparprodukt gelauncht, ein umfassendes datenbasiertes Monitoringsystem für die Windkraft entwickelt sowie die Instandhaltung von Strommasten durch die Anwendung von KI verbessert werden. Mit diesen Beispielen zeigt APG, dass auch die digitale Transformation im Unternehmen konsequent und wertschaffend vorangetrieben wird.

Der Meilenstein des Jahres 2023 war jedoch die Ausarbeitung bzw. Veröffentlichung des Netzentwicklungsplans 23 (NEP 23). Dieser wurde im Dezember durch die E-Control Austria genehmigt. Der NEP 23 beinhaltet ein 9 Mrd. € schweres Investitionsprogramm bis 2034, das vollinhaltlich vom APG-Eigentümer VERBUND AG mitgetragen wird. Dieses gibt die notwendigen Antworten auf die politischen Zielsetzungen der Energiewende. Um bis 2030 80 Terawattstunden (TWh) aus erneuerbaren Energiequellen in das Stromsystem zu integrieren bzw. Österreich bis 2040 klimaneutral zu machen, braucht es u. a. eine Verdoppelung der Trafokapazitäten, einen Zuwachs um 40 % auf 90 Umspannwerke sowie den Neu- und Ausbau von rund 500 km 380-kV- bzw. 400 km 220-kV-Leitungen. Für die effektive bzw. zeitgerechte Umsetzung dieses Ausbauprogramms braucht es jedenfalls einen regulatorischen und gesetzlichen Rahmen, der Genehmigungsverfahren beschleunigt sowie eine marktkonforme finanzielle Vergütung sicherstellt.

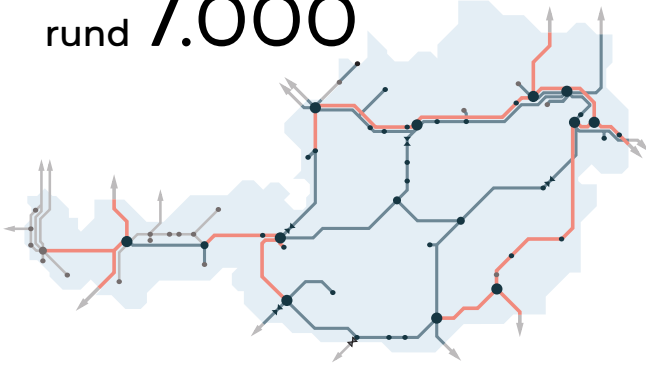
Ich spreche allen Mitarbeiter:innen von APG sowie dem Vorstand meine Anerkennung für ihre herausragenden Leistungen in diesem Jahr aus und wünsche dem APG-Team alles Gute für die kommenden Herausforderungen.



Dr. Peter F. Kollmann
Vorsitzender des Aufsichtsrats

APG in Zahlen

Stromnetz in km:
rund **7.000**



58

Forschungsprojekte

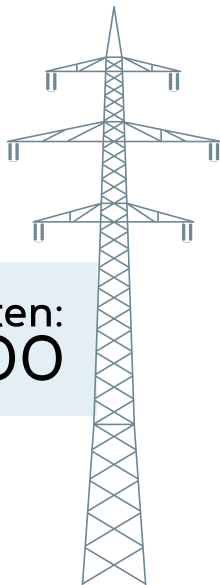


Abgerufene Redispatch-Energiemenge aus den Kraftwerken in der Regelzone APG: 722 GWh

Transport von 44.512 GWh über das APG-Netz



Investitionen bis 2034:
9 Mrd.



Masten:
rund **12.000**

99,99%

Versorgungssicherheit



Mitarbeiter:innen:

über **800**



Umsatz 2023:
1,95 Mrd.

(2022: 1,88 Mrd.)

Über Austrian Power Grid (APG)

Als unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber verantwortet APG die sichere Stromversorgung Österreichs, seiner Wirtschaft und Gesellschaft. Mit unserer leistungsstarken Strominfrastruktur sowie der Anwendung modernster Technologien integrieren wir die Energien aus Erneuerbaren, sind Plattform für den Strommarkt, schaffen Zugang zu preisgünstigem Strom für Österreichs Konsument:innen und bilden somit die Basis für einen versorgungssicheren sowie zukunftsfähigen Wirtschafts- und Lebensstandort. 2023 hat unser Team aus über 800 Spezialist:innen für Österreich eine Versorgungssicherheit von 99,99 % erreicht. Unsere Investitionen im Jahr 2023 von rund 490 Mio. € sowie unser aktueller Netzentwicklungsplan mit rund 9 Mrd. € sind Wirtschaftsmotor und wesentlicher Baustein für die Erreichung der Klima- und Energieziele Österreichs sowie die Elektrifizierung von Wirtschaft, Industrie und Gesellschaft. Jetzt und in Zukunft bekennen wir uns zu großen Trends der Zeit: Dekarbonisierung, Digitalisierung, Demokratisierung sowie Dezentralisierung. Mit der Anwendung von State-of-the-Art-Technologien leisten wir unseren Beitrag dazu.

Sichere Stromversorgung

In Zeiten einer
herausfordernden
energiewirtschaftlichen
Gesamtsituation



Versorgungssicherheit als Basis einer modernen Volkswirtschaft

Die sichere Stromversorgung ist die Grundlage für ein modernes, wirtschaftlich starkes und nachhaltiges Österreich. Nur wenn es uns gelingt, auch während der Transformation hin zu einem 100 % nachhaltigen Energiesystem versorgungssicher zu sein, haben wir die verlässlichen Rahmenbedingungen, die ein robuster Lebens- und Wirtschaftsstandort braucht. Aktuell liegt die Versorgungssicherheit Österreichs mit 99,99 % im weltweiten Spitzfeld. Diese 24/7 zu gewährleisten, ist der gesellschaftliche Auftrag von APG, dem unser Team aus hoch qualifizierten Spezialist:innen vom Neusiedler bis zum Bodensee Rechnung trägt.

Hier geht es zu den APG-Infografiken.



Die energiewirtschaftliche Gesamtlage wird herausfordernder

Die Umstände zur Erhaltung des Versorgungssicherheitsniveaus werden jedoch immer schwieriger. Der unkoordinierte Transformationsprozess hin zu einem nachhaltigen Energiesystem sowie der zu langsame Ausbau der Kapazitäten in allen Bereichen des Stromsystems (Strominfrastruktur, Netze, Speicher, Kraftwerksreserven, Produktion aus Erneuerbaren, Digitalisierung aller Akteur:innen des Energiesystems) stellen das Übertragungsnetz vor immer größere Herausforderungen.

Bedarf an Redispatch zeigt bestehende Defizite auf

Im Jahr 2023 waren an 217 Tagen Eingriffe in den Kraftwerksplan notwendig, um etwaige Überlastungen im Stromnetz zu verhindern. Ein langfristiger Trend, da in den vergangenen zehn Jahren (2013 bis 2022) durchschnittlich 215,9 Tage Redispatching betrieben werden musste.

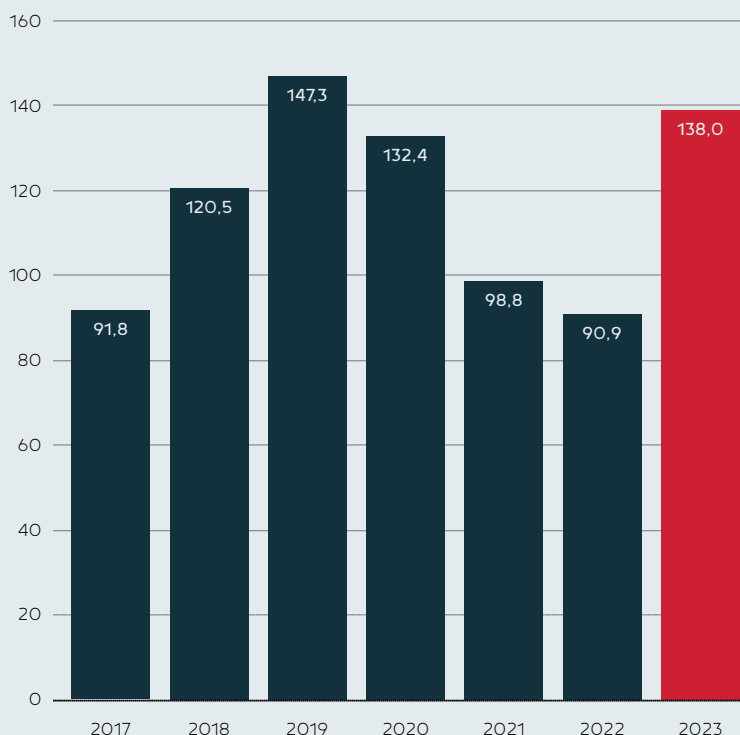
Besonders hoch waren die notwendigen Eingriffe in ihrer Gesamtzahl mit 25 Tagen im Monat Juli, verursacht durch unkontrolliert in das Übertragungsnetz eingespeiste regionale Stromüberschüsse. Das birgt nicht nur das Risiko von Fehlprognosen, sondern diese Überschüsse müssen über den Regelenergiemarkt kostenintensiv „aus dem System“ genommen werden.

Redispatching verursacht nicht nur erhöhte CO₂-Emissionen, sondern auch Kosten, die österreichische Stromkund:innen bezahlen müssen (siehe Infografik 1). Im Gesamtjahr 2023 lagen diese bei 138 Mio. € - eine Erhöhung von über 50 % gegenüber dem Vorjahr. Dabei wurden zu 50,82 % (366,8 GWh) Speicherkraftwerke und zu 49,18 % (354,9 GWh) Wärmekraftwerke eingesetzt (siehe Seite 18, Infografik 2).

INFOGRAFIK 1

Redispatch-Kosten 2017-2023 im Jahresvergleich

in Mio. €



Timeline: Das Jahr bei APG

11. Jänner

Austrian Power Grid begrüßt Vorhaben einer UVP-Novelle.

3. Februar

APG verstärkt Planungsteam mit Expert:innen aus Deutschland.

8. Februar

7,3 Mio.-Euro-Projekt im Schaltwerk Schwabeck für sichere Stromversorgung in Kärnten abgeschlossen.

Abriegelungen von Kraftwerken aus Gründen der Versorgungssicherheit

Neben dem Eingriff in den Netzfahrplan gibt es eine weitere Entwicklung, die die fehlenden Kapazitäten in der Netzinfrastruktur aufzeigt. Im Jahr 2023 mussten insgesamt 44-mal Kraftwerke aus Kapazitätsgründen abgeriegelt werden. Dies wurde durch die Vermarkter bewirkt und erfolgte ohne Engpassmanagement. Diese Entwicklung ist insofern nachteilig, da theoretisch zur Verfügung stehende Kapazitäten im Bereich der Energien aus Erneuerbaren in der Praxis nicht genutzt werden können, weil die dafür notwendigen Kapazitäten fehlen oder nicht ausreichen.

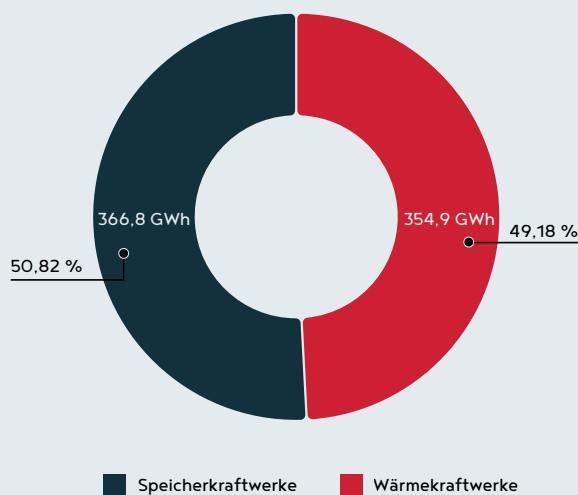
Jahresverlauf: Klimaveränderung und Herausforderung für Versorgungssicherheit

Äußerst früh konnte Österreich aufgrund guter Produktion aus Erneuerbaren durch Windkraft in den „Windhochburgen“ im Osten des Landes mit dem 4.2. einen Exporttag registrieren

- im gesamten Februar waren um 38 % weniger Importe als noch im Jänner notwendig. Dieser Trend setzte sich über das gesamte Frühjahr bzw. den Sommer fort:
 - o Milder April
 - 89 % des heimischen Stromverbrauchs konnten durch Energien aus Erneuerbaren gedeckt werden - in der Kalenderwoche 17 war es erstmals im Jahr 2023 wieder möglich, den Strombedarf bilanziell zu 100 % aus nachhaltigen Energien zu decken.
 - Dadurch war es an 18 Tagen möglich, Strom bilanziell zu exportieren und somit erstmals seit dem August 2021 über den gesamten Monatsverlauf ein Exportland zu sein.
 - o Wasserreicher Mai
 - Es konnte an jedem Tag des Monats Strom ins Ausland exportiert werden. Dies ist in den vergangenen drei Jahren nicht vorgekommen.
 - Die Wasserkraft machte mit 4.281 Gigawattstunden (GWh) rund 82 % der Erneuerbaren aus (+31 % gegenüber dem Monat Mai im Jahr 2022), und der Windkraftanteil war mit 575 GWh sogar um 57 % höher als im Vergleichszeitraum.
 - Im Mai jagte beim Stromexport ein Rekordwert den nächsten: Die Tagesexportmenge erreichte am 10.5. mit 69,4 GWh einen neuen historischen Höchstwert (alt: 2.9.2020 mit 65,9 GWh), der aber innerhalb weniger Tage am 11.5. mit 70,3 GWh erneut „verbessert“ wurde.
 - Exportleistung erreichte neuen Höhepunkt: Am 17.5. wurde mit 4.732 Megawatt (MW) der alte Bestwert aus dem Mai 2021 (4.484 MW) übertroffen, um in der Nacht vom 27. auf den 28.5. auf 4.995 MW zu klettern.
 - o Regenreicher August
 - Österreich konnte durch eine starke Wasserkraft, die rund 82 % der Produktion aus Erneuerbaren ausmachte, mit einem Exportsaldo von 520 GWh den höchsten Monat-August-Saldo seit über 20 Jahren verzeichnen.

INFOGRAFIK 2

Struktur bisheriger Redispatch-Maßnahmen



20. Februar

KLARSTELLUNG APG: EU-Gericht: EU-Agentur ACER darf gemeinsame Vorschläge von Übertragungsnetzbetreibern abändern.

20. Februar

Dezember 2022: Österreich verzeichnet beim Stromimport neue Höchstwerte.

22. Februar

Go-Live des neuen DSR-Stromsparprodukts.

Im Herbst veränderte sich die gute Exportsituation in eine jahreszeitlich übliche, aber dennoch hohe Importlage aufgrund einer länger anhaltenden Trockenperiode. Der Oktober verzeichnete um 32 % mehr Stromimporte als der Vergleichsmonat 2022. Hauptfaktor dafür war die niedrige Laufwasserproduktion (1.444 GWh). Obwohl die Windkraft gegenüber dem Vorjahr mit 644 GWh um 55 % zulegen konnte, konnte die Minderproduktion an Wasserkraft nicht kompensiert werden. Im Saldo mussten 1.064 GWh Strom aus dem Ausland importiert werden. Der sehr späte Start des vergangenen Winters bescherte uns auch ein überraschendes Finale:

- o Verregneter November
 - Österreich wurde in diesem Monat erstmals seit 16 Jahren wieder zu

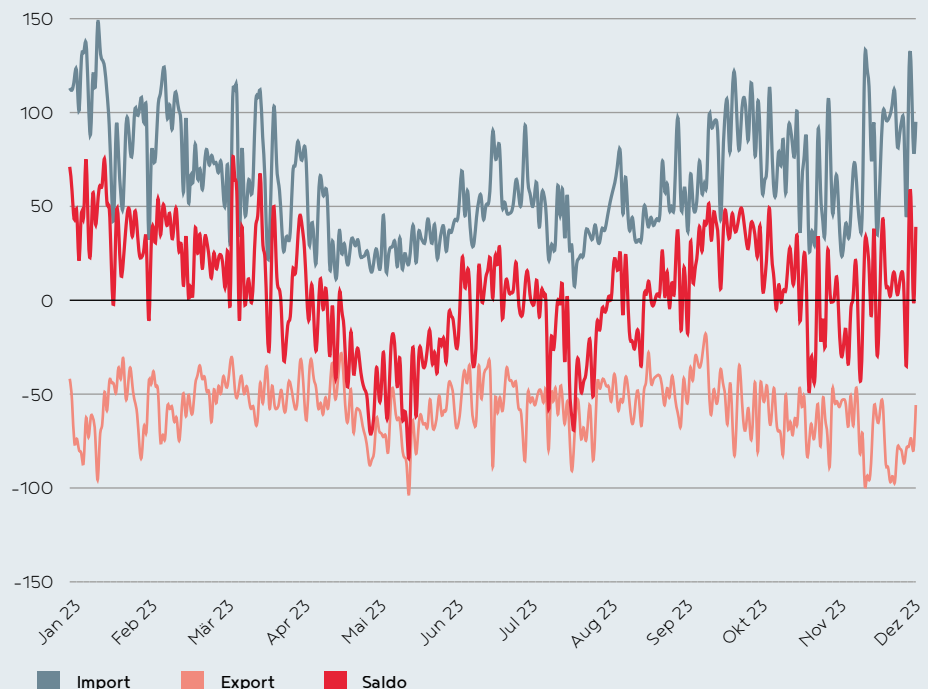
einem Stromexportland. Hauptverantwortlich dafür waren die um 72 % (3.878 GWh) bessere Wasserkraft und eine sehr robuste Produktion aus Windkraft (1.073 GWh).

- o Milder Dezember
 - Gerade in Verbindung mit dem Verschieben der Niederschläge in Form von Regen in die Wintermonate zeigte sich, dass in dieser Zeit auch in Zukunft saisonuntypisch mit viel Laufwassererzeugung durch den Klimawandel zu rechnen sein wird. 81 % des Strombedarfs in Österreich konnten mit Energien aus Erneuerbaren gedeckt werden (4.951 GWh)
 - die Wasserkraft trug dabei einen Anteil von 76 % bei. Dies bedeutet eine Steigerung gegenüber dem Vorjahr um 70 % (Siehe Infografik 3).

INFOGRAFIK 3

Strom Import/Export in Österreich

In den letzten 12 Monaten, in GWh
Tagesenergie auf Basis der Import/Export-Fahrpläne der Regelzone APG



24. Februar

Austrian Power Grid (APG):
Trassenfreihaltungsarbeiten für die
Versorgungssicherheit.

7. März

Austrian Power Grid AG setzt
auf Social-Media-Kompetenz von
The Skills Group.

8. März

APG-Bilanz: Stromjahr 2022 zeigt,
wie wichtig kapazitätsstarke
Strominfrastruktur ist.

PV-Boom erschwert Analyse des Stromverbrauchs

Im Sinne der Energiewende ist der laufende Ausbau der Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) zu begrüßen. Bis Ende 2023 wurden rund 2.000 MW PV zusätzlich angeschlossen. Dies entspricht der Leistung aller Donaukraftwerke, führt jedoch zu großen Herausforderungen: Die vermehrte Eigenproduktion aus PV-Anlagen bringt massive Rückspeisungen von regionalen Stromüberschüssen aus den Verteilnetzen in das Übertragungsnetz von APG. Gleichzeitig geht durch den erhöhten Eigenverbrauch auch die Datentransparenz über die lokalen Verbrauchsdaten aufgrund des fehlenden Digitalisierungsgrads verloren. Die gewohnte Verbrauchsspitze zu Mittag gibt es an sonnigen Tagen nicht mehr: Der Stromüberfluss dreht sich vollständig, und die regionalen Stromüberschüsse müssen über das Übertragungsnetz abtransportiert werden. Das verändert auch die Strompreiskurve und führt gerade an verbrauchsschwachen Wochenenden zur Mittagzeit sogar zu negativen Marktpreisen (siehe Infografik 4).

Der Weg ist vorgezeichnet

All diese Zahlen, Daten und Fakten zeigen die Volatilität des Systems, die Abhängigkeit Österreichs in der Stromproduktion vom Klima sowie die Notwendigkeit, massiv das Stromsystem auszubauen. Aktuell verfügt Österreich nach wie vor über zu wenig Kapazitäten in allen Teilen des Stromsystems. Dies führt zu Risiken, die wir auch 2023 erleben mussten: u. a. die Limitierung der österreichischen Marktteilnehmer:innen auf die nationale Bidding Zone durch die fehlende Liquidität, eine große Anzahl an Redispatch-Tagen und ein Preisspread zwischen Österreich und Deutschland von 6,97 € je MW, der wiederum zu volkswirtschaftlichen Mehrkosten von rund 500 Mio. € führt. Diese Dynamik gilt es in den kommenden Jahren zu verhindern. Der APG-Aktionsplan für die versorgungssichere Energiewende sieht vor:

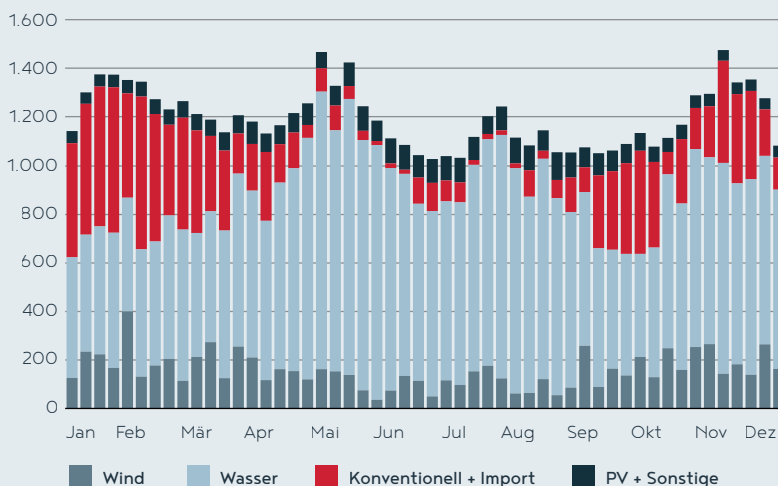
- massive Beschleunigung der Genehmigungsverfahren: Umsetzung aktueller Gesetzesnovellen EIWG, EABG, Umsetzung RED III
- ÖNIP als Ausbaugrundlagenpapier mit großer Wirkungskraft etablieren inklusive einer „sup'ierung“
- umfassende Gesamtsystemplanung, die die Produktions- und Verbrauchsziele mit einer Speicher- und Netzausbaustrategie auf allen gebietskörperschaftlichen Ebenen verbindet
- investitionsförderndes Regulierungsregime mit marktkonformer Kapitalverzinsung
- Vereinheitlichung von Grenzwerten bzw. Schutz von Planungs- und Bestandstrassen
- genügend Ressourcen für die Behörden (Personal, Sachverständige etc.)

Mit dem aktuellen Investitionsplan von APG in Höhe von 9 Mrd. € nehmen wir unsere Verantwortung wahr.

INFOGRAFIK 4

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen

pro Woche in GWh, in den letzten 12 Monaten



9. März

Spatenstich für 380-kV-Deutschlandleitung erfolgt.

10. März

Booster für Dekarbonisierung Zentralraum ÖÖ: Genehmigung mit positivem UVP-Bescheid des Landes erteilt.

14. März

APG-Faktencheck: Zwischenbilanz Strom-Winter 2022/23.

Hier geht es zur
Presseaussendung
„ÖNIP: APG begrüßt
das Bestreben nach
einem ganzheitlichen
Energiesystem“.



Hier geht es zum
Netzinfrastukturplan
des BMK.



ÖNIP

Um den zukünftigen Transportbedarf zu identifizieren, erstellt das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) einen **integrierten österreichischen Netzinfrastukturplan (ÖNIP)**, der einer strategischen Umweltprüfung zu unterziehen ist. Der ÖNIP ist ein übergeordnetes strategisches Instrument, das die grundsätzlichen Erfordernisse und Zielrichtungen der Netzinfrastuktur im Strom- und Gasbereich für eine ganzheitliche Energiewende aufzeigt. Der ÖNIP wurde am 7.7.2023 als

Entwurf zur Stellungnahme veröffentlicht und befand sich seitens des BMK bis 15.9.2023 in der öffentlichen Konsultation. Der zum ÖNIP zugehörige Entwurf des Umweltberichts wurde seitens des BMK am 28.8.2023 veröffentlicht und wird gemeinsam mit dem ÖNIP vom BMK fertiggestellt. Der vorliegende APG-Netzentwicklungsplan 2023 steht unter dem Vorbehalt der Inhalte der finalen Version des ÖNIP, wie dieser von der Bundesministerin für Klimaschutz gem. § 95 Abs. 5 EAG zu veröffentlichten sein wird.

Redispatch

Um den volatilen Strom aus Erneuerbaren managebar zu machen, braucht es ein kapazitätsstarkes Stromnetz, das den Strom dorthin transportiert, wo er gebraucht wird. Um dabei Überlastungen im Stromnetz zu verhindern und die sichere

Stromversorgung zu gewährleisten, wird mit sogenannten Redispatch-Maßnahmen der Stromfluss gesteuert. Darunter versteht man den gezielten und kontrollierten Einsatz thermischer und hydraulischer Kraftwerke.

Sicherheit als Grundwert

Der Wert der gesicherten Stromversorgung für Österreich war ein steter Begleiter im Jahr 2023. Lange Trockenperioden oder auch Wochen voller Regen zeigten die energiewirtschaftlichen Risiken des Klimawandels. APG stellte sich dieser Herausforderung aktiv, da es eine Chance ist, die damit verbundenen Notwendigkeiten offenzulegen. Das Zieldreieck sichere Stromversorgung, Markt und Erneuerbare muss ausgewogen gestaltet werden. Es erfordert ein koordiniertes nationales und europaweites Zusammenwirken von Netzbetreibern, Erzeugern sowie den unterschiedlichsten Akteur:innen des Energiesystems.

Schlüssel für die Versorgungssicherheit der Zukunft bzw. der versorgungssicheren Transformation sind höchste Standards in der Betriebs- und Objektsicherheit, ein abgestimmter systemischer

Plan zum Umbau des Stromsystems sowie die Erhöhung der Kapazitäten in den Bereichen Netze, Speicher, Reserven und Produktion von Energien aus Erneuerbaren. Darüber hinaus gilt es dabei, modernste digitale Plattformtechnologien zu nutzen. Als Manager des Energiesystems stellt sich APG mit Verantwortung an die Spitze dieser Transformation nach innen und außen. Sicherheit ist unsere DNA. Dies gilt auch für die digitale Sicherheit – Cyber Security. Hierbei werden höchste Qualitätsstandards gesetzt und im Austausch mit den zuständigen Behörden weiterentwickelt. Als kritische Infrastruktur und langjähriges Mitglied des Austrian Energy CERT sind wir uns dieser Verantwortung bewusst.

Energiewende braucht starke Netzinfrastuktur

APG investiert
9 Mrd. € bis 2034



APG-Investitionen: Schlüssel für versorgungssichere Energiewende

Als zentraler Akteur der Energiewirtschaft ebnet Austrian Power Grid mit ihrer Strominfrastruktur den Weg für die versorgungssichere Energiewende Österreichs. Dies ist die Voraussetzung, um die Klima- und Energieziele des Landes zu erreichen. Bis 2030 soll der gesamte Stromverbrauch Österreichs von rund 80 TWh aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt werden bzw. die gesamte installierte Leistung aus Erneuerbaren von rund 36.000 MW managebar sein. Bis 2040 gilt es, Österreich klimaneutral zu machen.

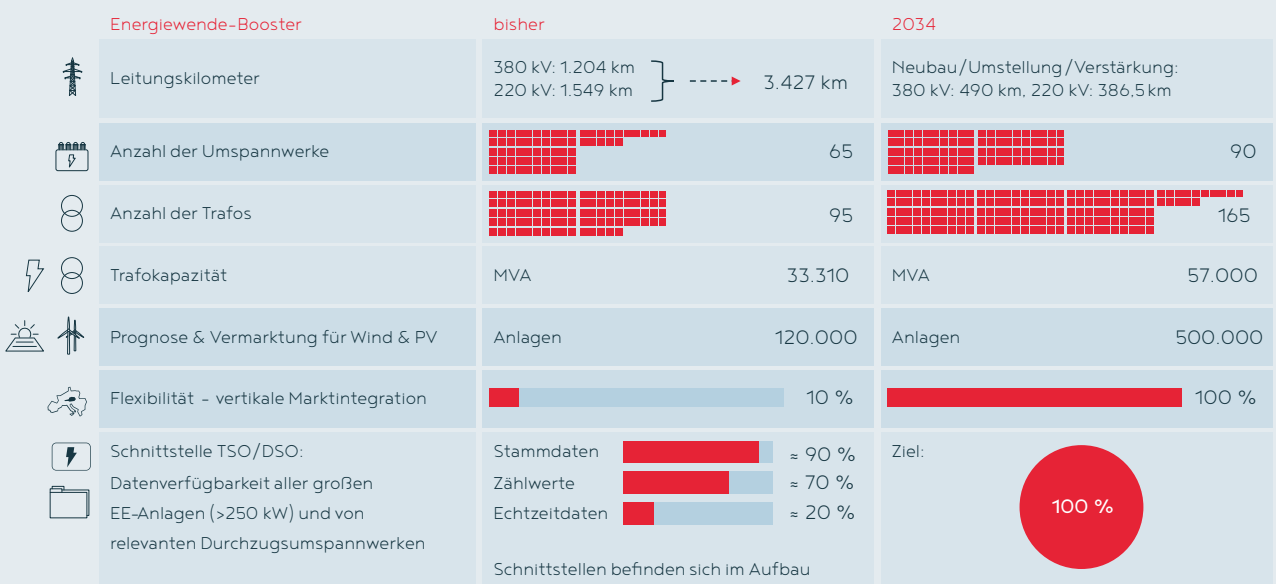
Die Erreichung dieser Ziele ist eine Mammutaufgabe, bei der es neben der Dekarbonisierung der Erzeugung auch darum geht, die Transformation des Gesamtsystems versorgungssicher zu managen. Damit das gelingt, müssen Erneuerbaren-Anlagen und das überregionale Stromnetz im Rahmen einer Gesamtsystemplanung inklusive Speicherstrategie koordiniert ausgebaut werden.

Stromsystem am Anschlag

Das Bestandsnetz von APG sowie die aktuellen gesetzlichen bzw. energie-wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sind diesen Anforderungen noch nicht gewachsen: Fehlende Anschlusskapazitäten für die Energien aus Erneuerbaren, stetig steigender Redispatch-Bedarf (2023: 138 Mio. € im Vergleich zu 91 Mio. € im Gesamtjahr 2022), spürbare Strompreisdifferenz zwischen Österreich und dem benachbarten Ausland, fallweise notwendiges Abriegeln von Wasserkraft- oder Windkraftwerken zur Vermeidung von Netzüberlastungen, viel zu lange Genehmigungsverfahren, mangelhafte digitale Vernetzung der Akteur:innen des Energiesystems sowie das Fehlen einer abgestimmten Gesamtsystemplanung inklusive einer Speicherstrategie seien hierfür beispielhaft angeführt.

INFOGRAFIK 5

APG-Zukunftsnetz 2034: Dynamik der Entwicklung in Zahlen



20. März
APG Factbox Jänner 2023: Österreich spart 6% Strom ein.

21. März
Umspannwerk Hütte Süd: Startschuss zum Schlüsselprojekt für CO₂-freie Wirtschaftszukunft erfolgt.

31. März
APG-IT-Leiter holt renommierten CIO Award.

Hier geht es zur
Presseaussendung
„9 Milliarden Euro für
eine versorgungssichere
Energiewende“.



9 Mrd. € schweres APG-Zukunftsnetz

Im Rahmen der gesetzlich vorge-
schriebenen Netzplanung hat APG die
aktuellen Defizite analysiert, die ho-
hen Anforderungen an das APG-Netz
eingearbeitet und die notwendigen
Investitionsprojekte – als Weiterent-
wicklung unserer Bestandsinvesti-
tionen – geplant. Bis 2034 wird mit
diesem 9 Mrd. € schweren Investi-
tionsprogramm die Trafokapazität auf
57.000 Megavoltampere (MVA) nahezu
verdoppelt, die Anzahl der Umspann-
werke um rund 39 % auf 90 bzw. der
Trafos um rund 74 % auf 165 erhöht, es
erfolgt eine gesamtsystemische Ver-
stärkung der West-Ost-Achse durch

den Neubau, die Umstellung oder die
Verstärkung von rund 500 km 380-
kV- bzw. rund 400 km 220-kV-Strom-
leitungen. Damit wird die Basis ge-
schaffen, um die zukünftig bis zu rund
500.000 Produktionsanlagen manage-
bar zu machen (siehe Seite 23, Infogra-
fik 5).

Zusätzlich zu den bereits im Verfahren
befindlichen Projekten wie u. a. dem
Projekt sichere Stromversorgung Zent-
ralraum Oberösterreich, der Salzburg-
bzw. Deutschlandleitung kommen u. a.
der Netzraum Kärnten bzw. der Pro-
jektcluster Österreich Ost als Schlüssel-
projekte hinzu.

Hier geht es zum Netz-
entwicklungsplan 2023.

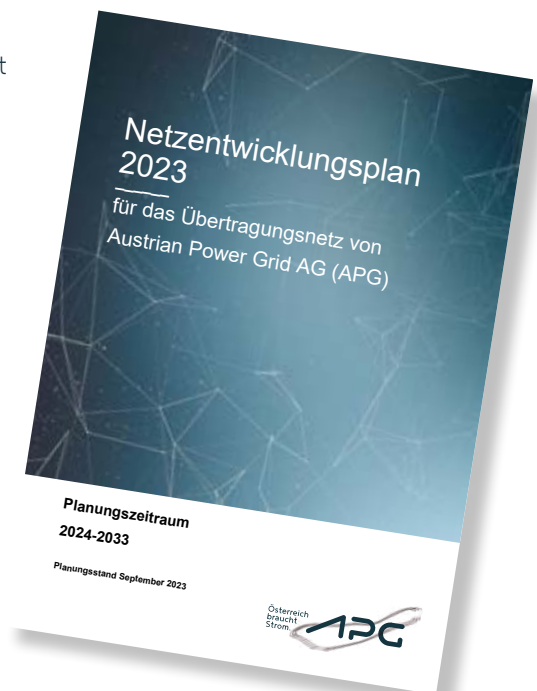


Investitionsprogramm für Wirtschafts- und Lebensstandort Österreich

Mit dem Investitionsprogramm gibt
APG nicht nur die netztechnische Ant-
wort auf die energiewirtschaftlichen
Ziele bis 2030 und darüber hinaus,
sondern setzt auch wesentliche Im-
pulse für Österreich als Wirtschafts-
und Lebensstandort. Dem Ausbau des
Stromnetzes bzw. aller Projekte von
APG muss höchste Priorität eingeräumt
werden. Jede verfahrenstechnische
Verzögerung hat zur Folge, dass sich
auch der Netzanschluss der Erneuer-
baren oder die Dekarbonisierung der
Industrie verspätet.

Genehmigung durch Regulierungs- behörde

Der Netzentwicklungsplan 2023 bis
2034 von APG wurde am 18.12.2023
mittels Bescheids der Regulierungs-
behörde E-Control genehmigt und
publiziert.



12. April

APG Factbox Februar 2023:
Dank Windkraft Erneuerbaren-Anteil
an Stromdeckung bei 64 Prozent.

19. April

APG: Stromversorgung weiterhin
herausfordernd.

27. April

März bringt 73 % Stromdeckung
durch Erneuerbare.

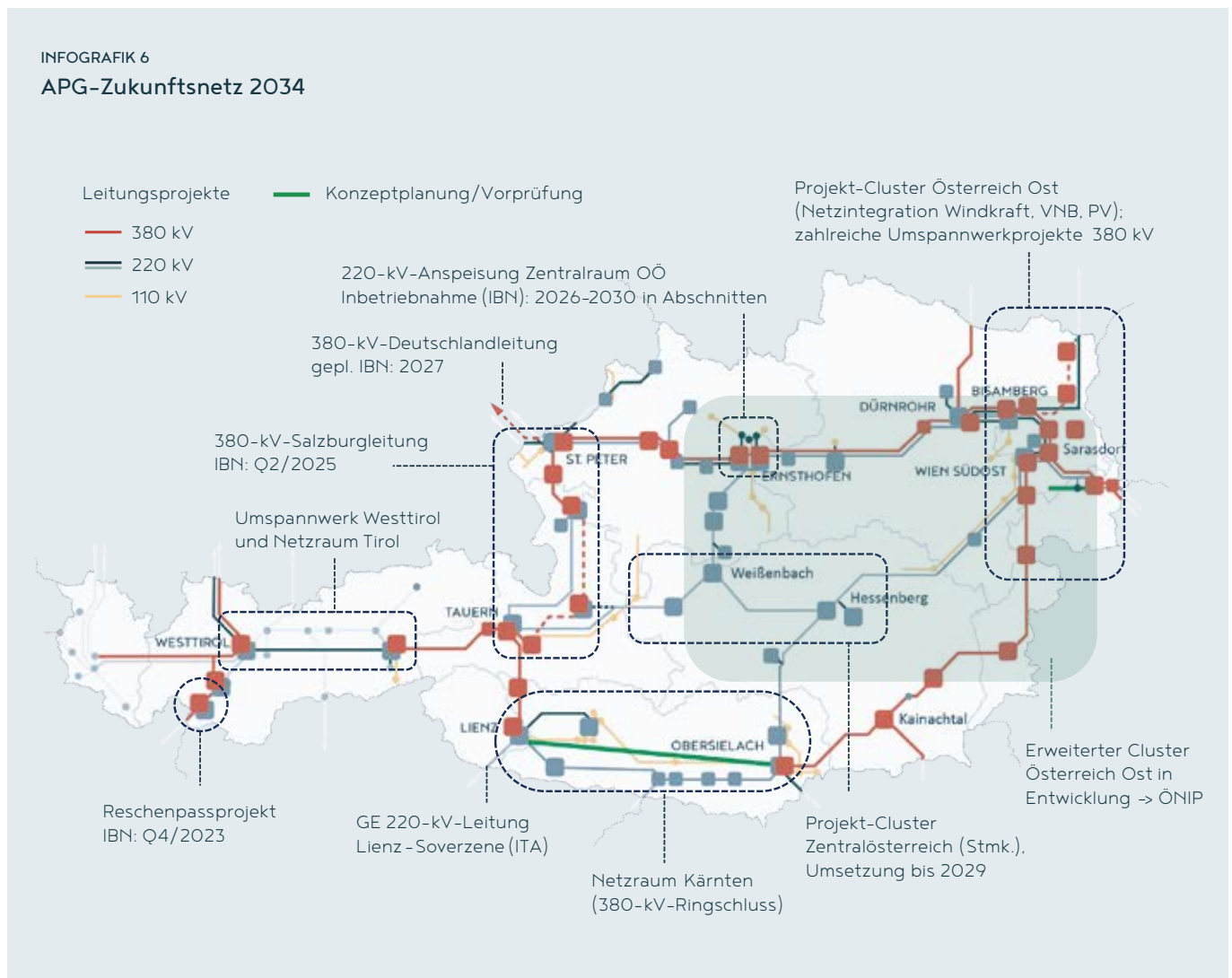
Hier geht es zur
 Presseaussendung
 „APG-Zukunftsnetz
 bringt versorgungs-
 sichere Energiewende
 auf Überholspur“.



**APG-Zukunftsnetz fundamental für ver-
 sorgungssichere Energiewende**

Das APG-Zukunftsnetz liegt auf dem Tisch (siehe Infografik 6). Wir wissen, was zu tun ist. Jetzt braucht es den dringend nötigen Rückenwind von Gesellschaft und Politik, damit alle Speicher-, Digitalisierungs- und Netzausbauprojekte im Sinne einer umgehenden versorgungssicheren Energiewende vom Plan in die Realität überführt werden. Dabei sind insbesondere die Beschleunigung der Ge-

nehmungsverfahren, die Umsetzung eines Gesamtplans sowie ein geeigneter regulatorischer Rahmen von besonderer Bedeutung. Gelingt das nicht, steht die Zukunft Österreichs auf dem Spiel. Für den Wirtschaftsstandort Österreich wären die Folgen unabsehbar.



4. Mai
 Sichere Stromversorgung: KI hilft bei der Inspektion von Strommasten.

25. Mai
 APG-Naturschutztagung in der Auenwerkstatt Weitwörth.

26. Mai
 Milder April bringt 18 Exporttage für Österreich und teilweise 100% Deckung durch Erneuerbare.

Energiewende braucht öffentliches Bewusstsein

Die versorgungssichere Energiewende braucht nicht nur politische und energiewirtschaftliche Zielsetzungen und einen Gesamtplan zur Umsetzung, sondern auch ein Bekenntnis der Bevölkerung, dass konkrete Maßnahmen – u. a. der Netzausbau – nicht nur zu diskutieren, sondern auch umzusetzen sind.

Tag der offenen Tür im Umspannwerk Zaya am 2.6.2023

Mit dem Tag der offenen Tür gab APG der Bevölkerung die Gelegenheit, einen Blick hinter die Kulissen der Netzinfrastruktur zu werfen. Dabei wurde ein gemeinsames Verständnis für die Herausforderungen der sicheren Stromversorgung sowie der Transformation hin zu einem nachhaltigen Energie-

system geschaffen. Nur mit diesem Bewusstsein wird es in Zukunft möglich sein, Akzeptanz für Projekte in den Bereichen Stromleitungen, Umspannwerke, Speichereinrichtungen, Windparks, sowie PV-Anlagen zu schaffen. Über 300 Besucher:innen nutzten das Angebot, das von Führungen durch das Umspannwerk hin zum Weg des Stroms aus Erneuerbaren bis zu diversen Kinderstationen zum Thema reichte. Bei der Verpflegung unterstützten die Freiwillige Feuerwehr sowie der Musikverein Neusiedl an der Zaya. Eine Hüpfburg, ein Feuerwehrauto und ein Rettungswagen, die genau begutachtet werden konnten, rundeten das Angebot ab. Besonderes Highlight war die Vorführung der Löschanlage eines 380/220-kV-Transformators.

Hier geht es zur Presseausendung „Inbetriebnahme Weinviertelleitung: Meilenstein für die sichere Energiewende“.



5. Juni
Blick hinter die Kulissen der sicheren Stromversorgung.

6. Juni
APG-Steiermarktleitung: Mehr Kapazität für nachhaltig sichere Stromversorgung.

7. Juni
Nächster Schritt für Dekarbonisierung Zentralraum OÖ: Aufschiebende Wirkung von Beschwerden gegen OÖ-UVP-Bescheid ausgeschlossen.

Hier geht es zur Presseausendung „Ready for the Change: Österreich braucht leistungsfähige Infrastruktur“.



Stakeholder-Informationsveranstaltungen im April und Mai 2023

APG lud zu Veranstaltungen über die versorgungssichere Energiewende und die dafür benötigte Infrastruktur. Diskutiert wurde am 11.6. im Ringturm (Bild 1) bzw. am 30.3. im Casino Baden. Insgesamt nahmen über 250 Stakeholder an diesen beiden Veranstaltungen teil. Durch die Kooperation mit dem

Ökosozialen Forum, dem Österreichischen Gemeindebund, den Leitbetrieblen Österreich und dem Wirtschaftsclub Baden wurde eine nachhaltige Bewusstseinsbildung erreicht. Darüber hinaus zeigte APG Präsenz bei den Österreichischen Medientagen (Bild 2), dem Gemeindetag in Innsbruck, dem CASH Handelsforum am Wolfgangsee sowie den Regionalen Sommergesprächen in Bad Aussee.

Hier geht es zum Artikel „Es ist ein gesellschaftlicher Auftrag, die Energiewende zu schaffen“.



Bild 1, v. l. n. r.: Wilhelm Molterer, Wolfgang Hesoun, Ulrike Haslauer, Gerald Groß, Gerhard Christiner, Silvia Angelo.

Hier geht es zur Podiumsdiskussion „Vorsorge-sichere Energiewende“.



Bild 2, v. l. n. r.: WK-Energiesonderbeauftragter Siegfried Nagl, APG-Vorstand Gerhard Christiner, Medienmanager Andreas Rudas und IV-Vizegeneralsekretär Peter Koren.

7. Juni
Ready for the Change: Österreich braucht leistungsfähige Infrastruktur.

12. Juni
APG Ennstallegung: Positives Erkenntnis des Verwaltungsgerichts Wien erteilt.

15. Juni
APG: Umspannwerk Ernsthofen - Megaprojekt für die sichere Stromversorgung.

APG- Investitionen wirken

Für die versorgungs-
sichere Energiewende
und einen starken
Wirtschaftsstandort



ECONOMICA-Studie zeigt: APG-Investitionen stärken Wirtschaftsstandort.

Die 2023 erstellte ECONOMICA-Studie belegt die volkswirtschaftlichen Effekte, die APG durch gewöhnliche Geschäftstätigkeit (exklusive ihrer Investitionen) in den Jahren 2019 bis 2022 auslöste.

Bruttowertschöpfung und Beschäftigungseffekte

Betrachtet man die Jahre 2019 bis 2022, so belaufen sich die direkten Bruttowertschöpfungseffekte auf 996,2 Mio. €.

Inkludiert man die vor- und nachgelagerten Effekte, so ergibt sich sogar ein Effekt von 1.282,1 Mio. €. Die Höhe des Effekts entspricht in etwa dem direkten Wert der Gewinnung von Kohle, Erdöl, Erdgas und Erze (334 Mio. €).

Der Beschäftigungseffekt der APG in Österreich beläuft sich 2022 auf 755 Beschäftigungsverhältnisse bezie-

ungsweise 687 Vollzeitäquivalente (VZÄ) in Österreich. Das sind 2,7 % aller Beschäftigungsverhältnisse im heimischen Elektrizitätssektor. Der indirekte Beschäftigungseffekt umfasst 520 Beschäftigungsverhältnisse beziehungsweise 460 VZÄ (siehe Infografik 7).

Hohes Produktivitätsniveau

Das Produktivitätsniveau von APG in Österreich - gemessen an der erzielten Wertschöpfung pro direktes Beschäftigungsverhältnis - liegt bei 368.000 €. Das fällt im Vergleich zu den 84.000 € eines durchschnittlichen Beschäftigungsverhältnisses über die gesamte Wirtschaft sehr hoch aus.

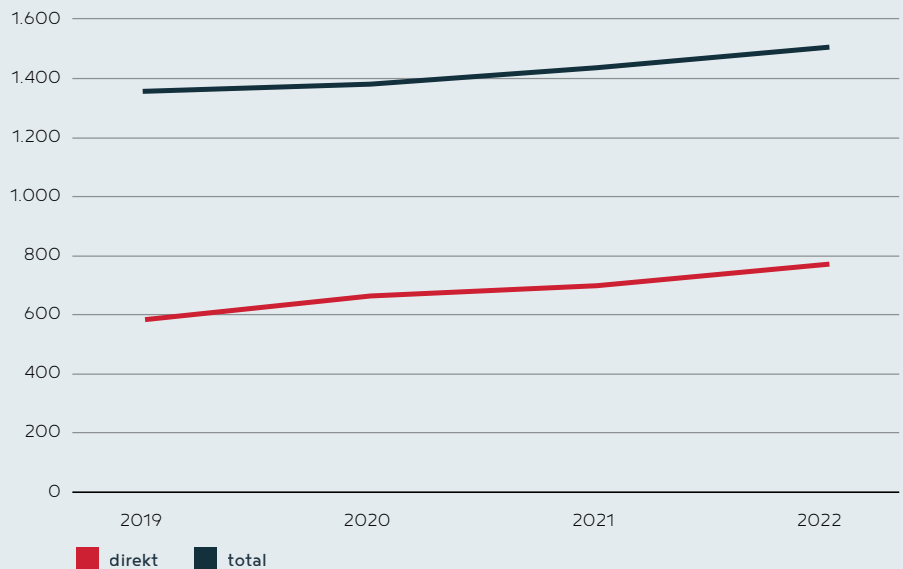
Hier geht es zur Studie „Volkswirtschaftliche Effekte des Unternehmens APG“



INFOGRAFIK 7

Direkte und indirekte Beschäftigungseffekte

in Beschäftigungsverhältnissen



19. Juni
APG-Weinviertelleitung: Demontagearbeiten und Rückbau der alten Leitung abgeschlossen.

28. Juni
Mehr als 100% Stromdeckung durch Erneuerbare belegt dringenden Netzausbaubedarf.

29. Juni
APG holt erneut Gold beim Sustainable Brand Rating Austria 2023.



Die Salzburgleitung: das zentrale Strominfrastrukturprojekt Österreichs on track

SALZBURG-LEITUNG

Investitionsvolumen:
rd. 1 Mrd. €
Gesamtlänge: 128 km
Anzahl Masten: 449
Fertigstellung: 2025

Die Salzburgleitung ist eines der wichtigsten Energieinfrastrukturprojekte für die sichere Stromversorgung Salzburgs und Österreichs, die Erreichung der nationalen Klima- und Energieziele sowie die Verfügbarkeit von preisgünstigem Strom. Der Bau der Salzburgleitung liegt voll im Plan. Auch 2023 wurde in den sechs Baulosen auf einer Gesamtlänge von 128 km mit Hochdruck an der Energiewende und der Elektrifizierung

aller Wirtschafts- und Lebensbereiche gearbeitet. Inzwischen wurden rund 442 von 449 Masten errichtet, 90 % der Seilzüge waren 2023 in Arbeit oder wurden bereits abgeschlossen. Die Inbetriebnahme der Salzburgleitung ist für 2025 geplant.

Hier geht es zu weiteren Infos zur Salzburgleitung.



4. Juli

Leiter der APG-Steuerzentrale künftig im Vorstand der ENTSO-E.

4. Juli

APG: MARI verstärkt Wettbewerb am Regelenergiemarkt und steigert Stromnetzicherheit.

7. Juli

ÖNIP: APG begrüßt das Bestreben nach einem ganzheitlichen Energiesystem.



Sichere Stromversorgung Zentralraum OÖ: Strominfrastruktur für die Elektrifizierung der Industrie

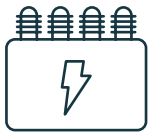
ZENTRALRAUM OÖ

Investitionsvolumen:
rd. 650 Mio. €
Gesamtlänge: 42,5 km
Anzahl Masten: 138
Fertigstellung: 2030

Mit dem gemeinsamen Projekt von Austrian Power Grid (APG), Netz Oberösterreich GmbH (Netz OÖ) und LINZ NETZ GmbH (LINZ NETZ) wird der oberösterreichische Zentralraum energiewirtschaftlich zukunftsfit gemacht - vor allem in Hinblick auf Prozessumstellungen in der Industrie (Stichwort strombasierte Stahlerzeugung). Ein 220-kV-Versorgungsring sorgt künftig für die sichere Stromversorgung.

Am 9.3.2023 erfolgte der positive Umweltverträglichkeitsprüfungsbescheid (UVP-Bescheid) des Landes OÖ, gegen diesen Bescheid wurden drei Beschwerden eingebracht. Die Entscheidung des Gerichts wird im ersten Quartal 2024 erwartet.

Hier geht es zu weiteren Infos zum Projekt „Sichere Stromversorgung Zentralraum OÖ“.



Umspannwerk Hütte Süd: Startschuss zum Schlüsselprojekt für CO₂-freie Wirtschaftszukunft erfolgt

UMSPANNWERK HÜTTE SÜD

Investitionsvolumen:
rd. 80 Mio. €
Inbetriebnahme: 2026

Am 21.3.2023 fand der Spatenstich zum Ausbau des Umspannwerks Hütte Süd statt, das Teil des Projektclusters Zentralraum Oberösterreich ist. Als neuer 220/110-kV-Knoten ist das zukünftig ausgebaute Umspannwerk zentral für die Dekarbonisierung des Industrie- und

Wirtschaftsstandorts Oberösterreich und ermöglicht so das Gelingen der versorgungssicheren Energiewende in der Region und ganz Österreich. Der Ausbau des Umspannwerks ist kein juristischer Teil des UVP-Verfahrens Zentralraum OÖ.

Hier geht es zu weiteren Infos zum Umspannwerk Hütte Süd.



V. l. n. r.: Michael Haselauer, Manfred Hofer, Stefan Kaineder, Gerhard Christiner, Markus Achleitner, Johannes Zimmerberger, Jörg Mittendorfer, Helmut Gruber, Thomas Karall.



Generalerneuerung 220-kV- Ennstalleitung: Schlüsselprojekt für die Region

ENNSTALLEITUNG

Investitionsvolumen:
rd. 150 Mio. €
Gesamtlänge: 73,2 km
(Steiermark: 56,3 km,
Salzburg: 16,9 km)
Anzahl Masten: 234
Fertigstellung: 2027

Mit der Generalerneuerung der 220-kV-Ennstalleitung zwischen dem Umspannwerk Weißenbach in der Steiermark und dem Einbindepunkt Wagrain in Salzburg stellt APG die erforderlichen Kapazitäten für die Energiezukunft bereit und sorgt für eine sichere Stromversorgung sowie nachhaltige Entwicklungsmöglichkeiten für Gesellschaft, Wirtschaft und Tourismus in der Region. Seit 31.10.2022 liegt der positive Starkstromwegegesetz-Bescheid (StWG-Bescheid) des BMK vor.

Am 27.4.2023 fand die zweitinstanzliche StWG-Verhandlung beim Verwaltungsgericht Wien statt, das Mitte Mai das positive Erkenntnis erteilte. Damit ist die Bau- und Betriebsbewilligung für die Generalerneuerung der Ennstalleitung rechtskräftig. Der Baustart ist für 2025 geplant, direkt nach Fertigstellung der Salzburgleitung.

Hier geht es zu
weiteren Infos zur
Ennstalleitung.



12. Juli

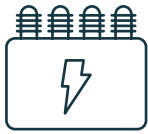
APG: Einfluss des Klimawandels auf den Leitungsbau.

25. Juli

APG: Erneuerbare sorgen für Stromüberschuss.

26. Juli

Baustelle als Grabungsstätte: Archäologische Funde beim APG-Umspannwerk Sarasdorf.



Neuer Hub für Erneuerbare um 200 Mio. €: Spatenstich im Umspannwerk Sarasdorf

UMSPANNWERK SARASDORF

Investitionsvolumen:
rd. 200 Mio. €
Fertigstellung: 2029

Im November 2023 erfolgt der Spatenstich für den Ausbau des Umspannwerks Sarasdorf. APG und Netz Niederösterreich bauen den Standort zu einem zentralen Hub für die Integration von Wind- und Sonnenenergie in Österreich aus. Ein wichtiger Schritt für eine versorgungssichere Energiegewende. Das Umspannwerk Sarasdorf liegt inmitten einer der windreichsten

Regionen Österreichs, in der auch die Zahl der Photovoltaikanlagen stetig zunimmt. Mit der Errichtung elf zusätzlicher 380-kV-Schaltfelder sowie zweier 380/110-kV-Riesentransformatoren wird die Bedeutung des APG-Standorts nahe Bruck an der Leitha für die Energiegewende in Österreich weiter gestärkt. APG investiert rund 130 Mio. €, Netz Niederösterreich rund 70 Mio. €.

Hier geht es zu weiteren Infos zum Umspannwerk Sarasdorf.



V.l. n. r.: Gerhard Christiner, Technischer Vorstand APG, Karl Wilfing, Präsident des Landtags von Niederösterreich, Leonore Gewessler, Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, sowie Franz Mittermayer, Vorstandsdirektor EVN AG.

19. August

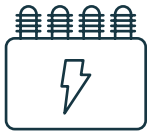
Austrian Power Grid: Brand im Umspannwerk Kaprun nach kurzer Zeit gelöscht.

31. August

APG: Juli zeigt Wichtigkeit einer starken Strominfrastruktur.

31. August

Austrian Power Grid goes European Forum Alpbach.



Neue Stromverbindung mit Italien: Umspannwerk Nauders und 220-kV- Reschenpassleitung in Betrieb

UMSPANNWERK NAUDERS

Investitionsvolumen:
rd. 90 Mio. €
Fertigstellung: 2023

Hier geht es zu weiteren
Infos zum Umspannwerk
Nauders.



Mitte Dezember nahmen APG und ihr italienisches Pendant TERNÄ die neue 220-kV-Leitung zwischen dem neuen APG-Umspannwerk Nauders und dem Umspannwerk Glorenza (Südtirol) in Betrieb. Auf einer Strecke von rund 27 km steht damit eine Kapazität von bis zu 300 MW für den internationalen Austausch von vorwiegend nachhaltigem Strom aus erneuerbaren Energiequellen zur Verfügung. Darüber hinaus verbessert die millionenschwere Investition die Stromversorgung im österreichisch-italienischen Grenzgebiet. Die beiden Übertragungsnetzbetreiber investierten dafür in den vergangenen

dreieinhalb Jahren insgesamt rund 170 Mio. €, der APG-Anteil beträgt rund 93 Mio. €.



Investitionen zu planen und umzusetzen braucht qualifiziertes Personal

Erfolgsfaktor Personal

Um die Umsetzung der APG-Strategie bzw. des APG-Investitionsprogramms zu managen und um den stetig wachsenden Anforderungen gerecht zu werden, wurde 2022/23 ein Re-Evaluierungsprojekt der strategischen Personalplanung durchgeführt. Das Ergebnis des Projekts: ein deutliches Personalwachstum.

Um im Employer Branding noch gezielter vorzugehen, wurden im Quartal 4/2023 eine externe Marktforschung durchgeführt, das APG-Ambassador-Programm auf weitere Zielgruppen ausgebaut und Konzepte zur Einführung einer verstärkten Social-Media-Präsenz, von Active Sourcing und TalentClub erarbeitet.

Diverse Personalentwicklungs- programme zur Qualitätssicherung

Im Frühjahr 2023 startete bereits der zweite Durchgang des Leadership-Programms für Teamleiter:innen und Mitarbeitende mit Projektverantwortung. Parallel dazu wurden die Verantwortungsbereiche der Teamleiter:innen erweitert, um auch so die Führungskräfte weiter zu entlasten. Als Teil des Talente-Programms entstanden Working Labs, in denen Prozesse hinterfragt und optimiert werden.

Betriebsvereinbarungen für Home Office und Gleitzeit

Um die Arbeitgeberinnenattraktivität weiter zu verstärken, wurden im Sinne einer umfassenden Flexibilisierung die Betriebsvereinbarungen für Home Office - und Gleitzeit überarbeitet. Dies hebt APG deutlich vom Wettbewerb ab und erhöht die Vereinbarkeit von Beruf und Familie.

Wirtschaft braucht Strom.

Austrian Power Grid
www.apg.at

Österreich
braucht
Strom.



Innovation

Verantwortungsvoll in die
versorgungssichere, nach-
haltige Energiezukunft



APG setzt auf State-of-the-Art-Technologien

Nur die Anwendung modernster Technologien unter der Grundbedingung der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit bringt uns zum Ziel. Intelligente sowie innovationsbasierte Resilienz ist die Basis unseres Handelns. Unser Betriebsteam managt das Energiesystem mittels digitaler Tools bzw. intelligenter Plattformlösungen.

Demand-Side-Response Stromsparprodukt

Im Winter 2022/23 hat APG ein neues Demand-Side-Response Stromsparprodukt lanciert, um den Stromverbrauch in Spitzenzeiten zu reduzieren. Die Basis dazu sind die europäische Notfallmaßnahmen-Verordnung sowie das am im österreichischen Parlament beschlossene Stromverbrauchsreduktionsgesetz (SVRG). Mit diesem neuen Produkt konnten Verbraucher:innen einen Beitrag zum Energiesparen, zur Strompreisdämpfung und zur Systemsicherheit leisten. Es ermöglichte, die Flexibilität von Verbraucher:innen mittels einer Reduktion des Stromverbrauchs oder dessen Verschiebung außerhalb der Hauptverbrauchszeiten nutzbar zu machen.

APG-Powermonitor

Der APG-Powermonitor schafft Orientierung in herausfordernden energie-wirtschaftlichen Zeiten. Daten und Fakten rund um die Stromversorgung sind dafür zentral. Mit ihm wird ein umfassendes Lagebild der Versorgungssicherheit Österreichs geschaffen. Der Hintergrund: Die sichere Stromversorgung ist eine wesentliche Grundlage für die Sicherheit und das Wohlergehen unserer Gesellschaft. Geopolitische Entwicklungen rund um den Angriffskrieg Russlands gegen die Ukraine, die Reduktion der verfügbaren grundlastfähigen Kraftwerke in Europa, der Ausbau der Erneuerbaren und Extremwetterperioden stellen für die sichere Stromversorgung Österreichs große Herausforderungen dar. Aufgrund der zentralen Lage ist Österreich von diesen Entwicklungen direkt oder indirekt betroffen. Geboten ist somit der sorgsame Umgang mit Strom. Neben dem Ausbau des Stromnetzes und der sicheren Transformation des Energiesystems ist in Zeiten der Energiekrise daher auch die Entlastung des Stromnetzes durch Energiesparen essenziell.

Hier geht es zum Demand-Side-Response Stromsparprodukt.



Hier geht es zum Stromverbrauchsreduktionsgesetz.



Hier geht es zum APG-Powermonitor.



1. September
Austrian Power Grid (APG) im Gespräch: Südverbindung Lienz wichtig für Energiewende und Versorgungssicherheit.

20. September
Austrian Power Grid (APG): 65 Jahre alte Lienen-Leoben-Leitung wird zukunftsfit.

26. September
APG beteiligt sich an Krisenübung.

Österreich braucht Strom.



www.apg.at

Austrian
Power
Grid



Hier geht es zur Website der APG-Initiative **zusammEN 2040**.



Hier geht es zum Video: „ZusammEn 2040: Wie kann ein dekarbonisiertes Energiesystem 2040 aussehen?“



Hier geht es zur Presseausendung „APG holt erneut Gold beim TÜV-Wissenschaftspreis in der Kategorie ‚Unternehmen‘“.



zusammEn 2040

Wie kann ein dekarbonisiertes Energiesystem 2040 aussehen? Das Energiesystem der Zukunft ist komplex, und der Weg dorthin kann nur durch eine übergreifende Betrachtung aller Energieträger (Strom, Gase, Wärme) und Sektoren (Produktion, Umwandlung, Speicherung, Industrie, Haushalte und Dienstleistungen sowie Verkehr) erreicht werden. Gleichzeitig soll der Umbau hin zu einem klimaneutralen Gesamtenergiesystem im gesellschaftlichen Interesse so kosteneffizient wie möglich erfolgen.

APG hat die Initiative **zusammEN 2040** gestartet und lädt interessierte Stakeholder aus den Bereichen Wirtschaft,

Industrie, NGOs, Sozialpartnerschaft, Verkehr sowie Branchen- und Interessenvertretungen ein, gemeinsam Visionen für das Energiesystem der Zukunft zu entwickeln. Ziel ist ein offener und transparenter Dialog darüber, wie die Ressourcen und Kompetenzen für das Gelingen der Energiewende am besten mobilisiert werden können. Die nötige Plattform haben wir bereits geschaffen: www.zusammEn2040.at. Öffentlich zugänglich bietet sie die Möglichkeit, in Gastbeiträgen, Interviews oder Videos die eigene Zukunftsvision zu erläutern, sie mit anderen Visionen zu vergleichen und sich mit anderen interessierten Stakeholdern zu den Ergebnissen auszutauschen.



29. September
APG: August brachte Export Spitzenwerte.

11. Oktober
Zentralraum OÖ: Verfahren zeigt fehlende gesetzliche Rahmenbedingungen.

24. Oktober
APG-Zukunftnetz bringt versorgungssichere Energiewende auf Überholspur.

Big Data für bessere Prognosen von Windparks

APG entwickelt ein umfassendes Monitoringsystem für die gesamte österreichische Windkraft. Hintergrund sind die Ausbauziele dieser volatilen Energiequelle bis 2030, die eine genaue Überwachung und Soforterkennung von Abweichungen vom Plansoll der Erzeugung erforderlich machen. Austro Control Digital Services, eine 100-%-Tochter der Austro Control, stellt dafür eine Software bereit, die die Charakterisierung der Leistungskennlinien aller Windkraftanlagen und einen ständigen Abgleich mit aktuellen Wetter- und Marktdaten ermöglicht.

Pilotprojekt Simonsfeld

Die Windkraft Simonsfeld ist der erste Windpark in Österreich, der APG direkten Zugriff auf die Anlagendaten gewährt. Für APG sind diese Daten entscheidend, denn Strom ist ein Just-in-time-Produkt, bei dem sich Angebot und Nachfrage stets die Waage halten müssen. Bessere Prognosen, wann der Übertragungsnetzbetreiber wie viel Windstrom abtransportieren soll, helfen dabei, Kosten zu vermeiden und die Planung des Stromtransports zu optimieren.



27. Oktober

Bis Ende September bereits 125,6 Millionen Euro nötig, um Überlastungen im Stromnetz zu verhindern.

31. Oktober

APG-Systemmanager künftig im Aufsichtsrat von Equigy.

9. November

Neuer Hub für Erneuerbare um 200 Mio. €: Spatenstich im APG-Umspannwerk Sarasdorf.

**INDUSTRY4
REDISPATCH**
Projektstart: März 2021
Projektende: 2025

Hier geht es zu mehr Infos zum Projekt Industry4Redispatch.



Industry4Redispatch: APG will Flexibilität der Industrie nutzbar machen

APG ist Teil des Forschungsprojekts Industry4Redispatch, bei dem mit verschiedenen Partnern aus Netzbetrieb, Forschung und Industrie an Lösungen gearbeitet wird, um zusätzliche Flexibilität seitens der Industrie nutzbar zu machen.

Ziel des Forschungsprojekts Industry4Redispatch ist es, die Bereitstellung von Flexibilität von industriellen Anlagen für Redispatch zu ermöglichen. Die Kooperationspartner setzen sich aus den Konsortialpartnern aus Wissenschaft (AIT und TU Wien), Industrie (Linauer Backstube, Mondi, Siemens, voestalpine Stahl und Wiesbauer) und

Energiewirtschaft (ENERGIE KOMPASS, Energienetze Steiermark, EVN, evon, Kleinkraft, Netz Burgenland, Netz Niederösterreich und Netz Oberösterreich) zusammen. Das Forschungsprojekt mit einem Gesamtprojektvolumen von 5 Mio. € soll einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Wie es funktioniert, Flexibilität von Industrieunternehmen nutzbar zu machen, erfahren Sie im Video unter dem QR-Code links.



24. November
Austrian Power Grid: Versorgungssicherheit im Winter 2023/24 stabil.

29. November
APG: Oktober verzeichnet fast ein Drittel mehr Stromimporte als im Vorjahr.

15. Dezember
Neue Stromverbindung mit Italien: Umspannwerk Nauders und 220-kV-Reschenpassleitung in Betrieb.

KI-INSPEKTION

Projektkosten:
rd. 100.000 €
Projektende:
Quartal 2/2024

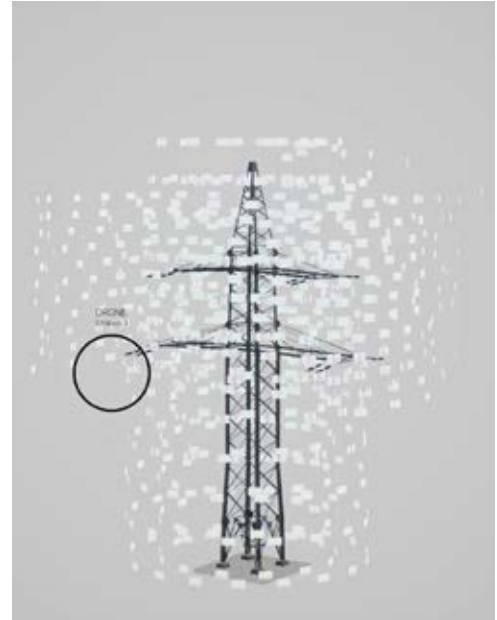
KI hilft bei der Inspektion von Strommasten

Künstliche Intelligenz (KI) soll auch APG, dem Betreiber von Höchstspannungsleitungen, nützlich sein. Vor allem bei der Instandhaltung und Erneuerung der 12.000 APG-Masten könnte KI die Arbeit der Freileitungstechniker:innen sicherer und effizienter machen: etwa bei der Kontrolle neuer Schutzbeschichtungen.

Drohnen, die automatisierte Flüge durchführen, machen es möglich

Alle APG-Hochspannungsmasten werden mindestens zweimal im Jahr inspiziert. Wird aufgrund der Zustandsbeurteilung der Masten eine neue Schutzbeschichtung erforderlich, so wird diese in mehreren Durchgängen aufgetragen. Um die Qualität der Beschichtung von Stromleitungsmasten zu kontrollieren, ist trotz des aktuellen Drohneneinsatzes noch eine Besteigung notwendig. Dafür muss die

Leitung abgeschaltet werden. Durch den Einsatz von KI in Verbindung mit Drohnen könnte dieser Schritt schon bald aus der Luft weitaus kostengünstiger und ressourcenschonender erledigt werden.



Hier geht es zu weiteren Infos zum Thema KI-Inspektion.

**Das Marktforum: regelmäßiger Austausch zwischen Expert:innen**

Das Marktforum von APG ist eine Plattform zur regelmäßigen und gemeinsamen Interaktion zwischen APG und allen am Strommarkt und Systembetrieb interessierten Stakeholdern. Nationale und internationale Entwicklungen von Systemdienstleistungs- und Großhandelsmärkten, Engpassmanagementprozessen sowie aktuelle Projekte und Initiativen von APG gehören zu den Themenschwerpunkten. 2023 fanden zwei Marktforen im Juni und November in Wien statt. Rund 100 Teilnehmer:innen informierten sich dabei im Rahmen von 15 bis 20 Vorträgen über die aktuellsten Entwicklungen und konnten diese mit den Expert:innen vor Ort diskutieren. Ergänzend gab es 2023 zwei Webinare für den themenfokussierten Austausch zur Netzreserve.

Hier geht es zu weiteren Infos zum Marktforum.



Habitatmanagement

APG-Naturschutztagung in der Auenwerkstatt Weitwörth

Hier geht es zur Presseaussendung „APG-Naturschutztagung in der Auenwerkstatt Weitwörth“.



Rund 50 Expert:innen vor Ort und 35 Onlineteilnehmer:innen trafen sich auf Einladung der Austrian Power Grid (APG) zur bereits vierten Fachtagung zum Thema Naturschutz in der Auenwerkstatt Weitwörth in Salzburg. Im Mittelpunkt stand das Thema Bewirtschaftung von Auenlandschaften, thematisiert wurde aber auch der aktuelle Stand der Auwälder in Mitteleuropa und weltweit, und es gab Vorträge über



die Naturschutzmaßnahmen, die im Rahmen des Baus der Salzburgleitung gesetzt wurden.



V. l. n. r.: Lorenz Mayr, Franz Linsbauer, Reinhard Zöchmann, Renate Mihle, Johann Gartner, Christian Krottendorfer, Martin Reiter, Dr. Stephan Pernkopf, Franz Göd, Andreas Fleischl, Dr. Rainer Raab, Gerhard Christiner, Markus Baier.

Hier geht es zur Presseaussendung „Eröffnung Naturschätze im westlichen Weinviertel“.



Eröffnung Naturschätze im westlichen Weinviertel

Der Verein Naturforum westliches Weinviertel lud im Juni 2022 zur feierlichen Eröffnung der „Naturschätze im westlichen Weinviertel“ in Röschitz. Dort ist der Ausgangspunkt des neuen Themenwegs, der die einzigartige Landschaft am Manhartsberg im westlichen

Weinviertel in 14 zum Teil interaktiven Stationen erlebbar macht. Insgesamt wurden rund 240.000 € in die Umsetzung des LEADER-Projekts „Naturschätze im westlichen Weinviertel“ investiert. APG ist Teil dieses Projekts.

Best of Social Media

Erfolgreichste Postings nach Impressions auf X bzw. LinkedIn

Austrian Power Grid @apg_at

Vom 23. auf 24. April kam es zum stärksten **#Sonnensturm** der jüngsten Vergangenheit - links: sichtbarer **#Polarlichter** in **🇦🇹** Im europ., beispiellosen Messnetzwerk d. APG an den Trafo-Sternpunkten, wurden hohe Sternpunktströme bis 20 Ampere gemessen – neue Höchstwerte für **🇦🇹** (1/3)

Sternpunktströme am 24.4.2023
Gemessen im europäisch einzigartigen Messnetzwerk der APG an den Trafo-Sternpunkten.

12:13 nachm. · 27. Apr. 2023 · **15.316** Mal angezeigt

Austrian Power Grid AG
12.221 Follower:innen
11 Monate · Bearbeitet

4 Jahre und 312 Tonnen Stahl später: Die Generalerneuerung im #Umspannwerk Bisamberg ist erfolgreich abgeschlossen!

Das Umspannwerk Bisamberg spielt eine wesentliche Rolle für die **#SichereStromversorgung** in Österreich & der Region und ist eine wichtige Netzabstützung für die Verteilnetzbetreiber.

Darüber hinaus ermöglicht das UW die Integration und Verteilung **#ErneuerbarerEnergie** über das **#Stromnetz** hin zu den Verbrauchern und macht so vor allem die **#Windkraft** des Weinviertels **#Österreichweit** nutzbar.

Die im Jahr 1948 errichtete 110-kV-Anlage des Umspannwerk Bisamberg musste aufgrund des hohen Alters und der steigenden Anforderungen der **#Energiezukunft** erneuert und umgebaut werden. Als Provisorium wurde eine innovative, mobile 110-kV Anlage geliefert, die während der Bauarbeiten die **#SichereStromversorgung** gewährleistetete.

5 Kommentare · 5 direkt geteilte Beiträge

Erfolgreichstes Video auf X bzw. LinkedIn

Austrian Power Grid @apg_at · 18. Dez. 2023

Der Strom fließt: Wir haben zusammen mit **@TernaSpA (IT)** die neue 220-kV-Leitung zw dem ebenfalls neuen **APG-Umspannwerk Nauders (Tirol)** & dem UW Gioienza (Südtirol) in Betrieb genommen. **Erhöhung Transportkapazität f. #Erneuerbare: +300 MW, Gesamtinvestition: rd 170 Mio. € (1/2)**

2 · 1 · 23 · 1.379

Austrian Power Grid AG
12.221 Follower:innen
2 Monate ·

Neue Stromverbindung mit Italien

Wir haben gemeinsamen mit unserem italienischen Pendant **Terna SpA** die neue 220-Kilovolt-Leitung zwischen dem neuen APG-Umspannwerk Nauders (Tirol) und dem Umspannwerk Gioienza (Südtirol) in Betrieb genommen.

Auf einer Strecke von rund 27 Kilometern steht damit eine Kapazität von bis zu 300 Megawatt für den internationalen Austausch von vorwiegend nachhaltigem Strom aus erneuerbaren Energiequellen zur Verfügung. Darüber hinaus verbessert die millionenschwere Investition die Stromversorgung im österreichisch-italienischen Grenzgebiet.

Gemeinsam haben wir rund 170 Mio. Euro in eine erneuerbare Energiezukunft und sichere Stromversorgung investiert. (APG – 90 Mio. Euro/ TERNA – 80 Mio. Euro)

Mehr dazu erfahren Sie hier: https://trkf.at/dY_tH8pr

#ErneuerbareEnergien #Strom #Energiewende

306 · 2 Kommentare · 7 direkt geteilte Beiträge

X Follower Ende 2023: 1.659 (+16%)
Interaktionen* 2023: 8.181 (+22%)



Hier geht es zum X-Kanal von APG.

in Follower Ende 2023: 11.218 (+55%)
Interaktionen* 2023: 14.683 (+ 85%)



Hier geht es zum LinkedIn-Kanal von APG.

* Hierzu zählen Likes, Shares und Kommentare.



Meistgeklickt: Video- produktionen auf YouTube

Weinviertelleitung: Mastdemontage mittels Hubschrauber



Hier geht es
zum Video.



Seilzugarbeiten mit dem Helikopter an der Salzburgleitung



Hier geht es
zum Video.



Rettungsübung mit Helikopter



Hier geht es
zum Video.



Österreich braucht Stromversorgung.

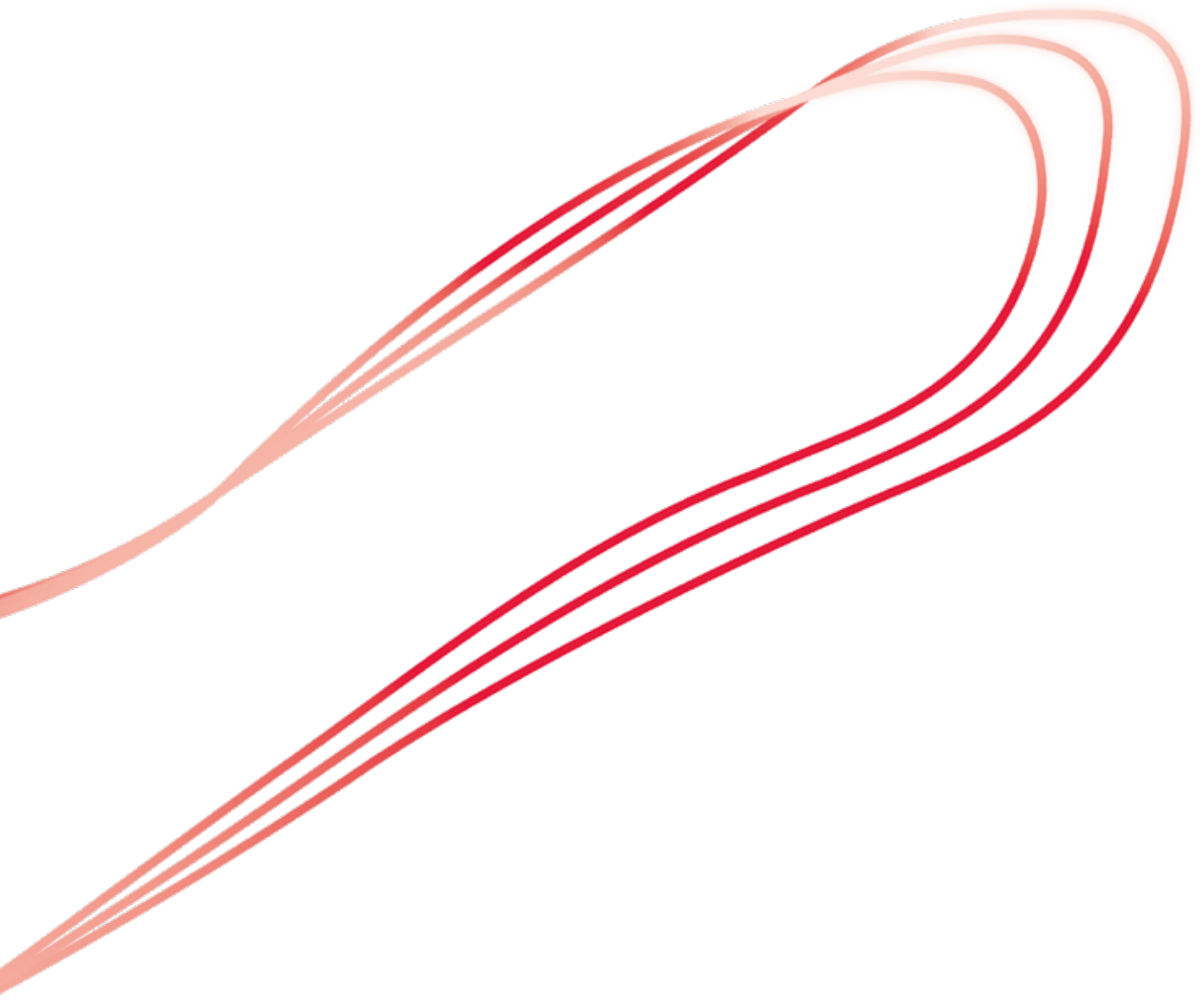
Austrian Power Grid
www.apg.at

Österreich
braucht
Strom.



The page features a decorative graphic consisting of several overlapping, wavy red lines that form a horizontal, elongated shape on the right side of the page. The lines vary in opacity, creating a layered effect.

Finanzbericht



Kennzahlen im Dreijahresvergleich

in Mio. €	2021	2022	2023
Umsatzerlöse	1.082,3	1.876,4	1.954,0
Ergebnis vor Zinsaufwendungen und Steuern (EBIT)	124,2	147,1	84,5
Ergebnis vor Steuern	98,0	119,1	60,0
Ergebnis nach Steuern (JÜ)	73,9	92,9	47,9
Bilanzgewinn	37,3	47,1	24,6
Durchschnittlich eingesetztes Kapital	796,1	847,4	764,3
Bilanzsumme	2.552,9	3.173,6	3.512,3
Anlagevermögen	2.186,9	2.462,2	2.824,1
Investitionen in Sachanlagen	367,7	382,5	476,9
Planmäßige Abschreibungen auf Sachanlagen	93,9	102,7	115,3
Eigenkapital	540,8	596,4	597,2
Umsatzrentabilität (ROS)	11,5%	7,8%	4,3%
Eigenkapitalrentabilität (ROE)	20,6%	22,8%	10,7%
Gesamtkapitalrentabilität (ROI)	5,8%	5,8%	2,7%
Eigenkapitalquote	21,2%	18,8%	17,0%
Fiktive Schuldentilgungsdauer (URG)	11,1	12,4	14,1
Netto-Geldfluss aus operativer Tätigkeit	254,0	223,3	558,1
Net Gearing (Nettoverschuldungsgrad)	185,5%	192,1%	180,2%
Betriebswirtschaftlicher Personalstand	611	670	748
(davon Lehrlinge)	22	20	16
Transportmenge (GWh)	45.349	46.592	44.512

Organe der Gesellschaft

Aufsichtsrat

Dr. Peter F. Kollmann
Vorsitzender

Ing. Mag. Peter Koren
1. Vorsitzender-Stv.

Mag. Dr. Michael Strugl, MBA

Mag. Dr. Erich Entstrasser

Dr. Christof Germann

Mag. Leopold Rohrer

Mag. Dr. Georg W. Westphal

Mag. Andreas Wollein

Arbeitnehmer:innen- vertretung

Ing. Wolfgang Liebscher
Zentralbetriebsratsvorsitzender,
2. Vorsitzender-Stv.

Andreas Gross
Zentralbetriebsrat

Johannes Naber
Zentralbetriebsrat

Mag^a. Katja Moschini-Klom
Zentralbetriebsrätin

Arbeits- und Prüfungsausschuss

Dr. Peter F. Kollmann
Vorsitzender

Ing. Mag. Peter Koren
1. Vorsitzender-Stv.

Ing. Wolfgang Liebscher
2. Vorsitzender-Stv.

Vorstand

DI Mag. (FH) Gerhard Christiner

Mag. Thomas Karall

Lagebericht

Über uns

Austrian Power Grid AG (APG) verantwortet Sicherheit in der Stromversorgung, damit alle Strom haben, wenn sie ihn brauchen. Als Regozonenführer betreibt APG das österreichische Übertragungsnetz, das Teil des gesamteuropäischen Übertragungsnetzes der Regional Group Continental Europe der Vereinigung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) ist.

Im Zuge der Umsetzung der Vorgaben des 3. Energiepakets der Europäischen Union in österreichisches Recht durch das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EiWOG 2010) wählte VERBUND für seinen Übertragungsnetzbetreiber APG das Modell eines „Unabhängigen Übertragungsnetzbetreibers“ (Independent Transmission Operator, ITO). Per Bescheid von der E-Control Austria (ECA) vom 12.3.2012 wurde APG als ITO zertifiziert.

Mit einer Trassenlänge von 3.429 km, darauf verlaufenden Leitungen von 6.949 km Länge sowie 67 Umspannwerken und Schaltanlagen bildet das APG-Netz das Rückgrat der heimischen Stromversorgung. Das APG-Stromnetz stellt den überregionalen innerösterreichischen sowie den internationalen Stromaustausch zwischen Erzeugern und Verbraucher:innen sicher und gewährleistet somit eine stabile Versorgung der Verteilnetze.

Highlights 2023

Das Geschäftsjahr 2023 war von vielen Herausforderungen und der erfolgreichen Bewältigung wesentlicher Meilensteine geprägt:

- » **Enorme Investitionstätigkeit** als wichtiger Booster zur Erreichung der ambitionierten Ziele von Energiewende und Klimaschutz und strategische Vorbereitung auf Anforderungen aus dem **Österreichischen Netzinfrstrukturplan (Ö-NIP)**
- » Erstmalige **Förderung der Beschaffung von Netzverlustenergie** durch Bundesmittel gemäß § 53 Abs. 4 EiWOG 2010
- » **Absicherung ausreichender Redispatch-Kapazitäten zur Engpassvermeidung** für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit
- » Innovative Maßnahmen, um Kundinnen und Kunden ins Zentrum der Entwicklungen zu rücken (**vertikale Marktintegration**)
- » **Länderübergreifende Maßnahmen und Projekte** zur weiteren Stärkung der Zusammenarbeit über die Grenzen hinweg
- » Weitreichende Maßnahmen und Testfälle zur **Sicherstellung der Versorgungssicherheit**
- » Maßnahmen zur zukünftigen **wirtschaftlichen Ausrichtung und Steuerung von APG** in Verbindung mit SAP S/4HANA-Technologie

Alle Maßnahmen wurden unter dem Gesichtspunkt der Wirtschaftlichkeit und Effizienz sowie der Sicherstellung einer angemessenen Rentabilität durchgeführt.

Für das Geschäftsjahr 2023 wurde ein integrierter Geschäftsbericht erstellt, der das Thema Nachhaltigkeit inkludiert. Durch diese Integration erfährt das Thema eine größere Verbreitung, und seine Bedeutung für APG wird hervorgehoben. Darüber hinaus werden einige exemplarische Beispiele für die forcierte Arbeit von APG in Forschung und Innovation dargestellt. Abschließend werden die finanziellen Leistungsindikatoren sowie das Risiko- und Chancenmanagement dargestellt und ein Ausblick auf das Jahr 2024 gegeben. Für weiterführende Details wird auf den Anhang verwiesen. **Der Geschäftsbericht 2023 ist elektronisch unter <http://www.apg.at/ueber-uns/organisation/> abrufbar.**

Lagebericht

Netzbetriebliche Entwicklungen

Engpassmanagement (EPM) im Jahr 2023

APG ist Österreichs unabhängiger Stromnetzbetreiber und steuert und verantwortet das überregionale Stromtransportnetz. Die dynamischen energiewirtschaftlichen Entwicklungen in Europa und das politische Ziel der Dekarbonisierung, insbesondere in Verbindung mit dem voranschreitenden Ausbau von Wind- und Photovoltaikanlagen, führen zu volatilen und teils steigenden Stromflüssen. Da der erforderliche Netzausbau aufgrund langer Behördenverfahren oft nicht mit diesen Entwicklungen Schritt halten kann, kommt es sowohl innerhalb Österreichs als auch im europäischen Netzgebiet häufig zu Netzengpässen. Im Jahr 2023 transportierte APG 44.512 GWh über das 110/220/380-kV-Netz. Zur Bewältigung von Engpässen mussten zahlreiche Maßnahmen im koordinierten Netzbetrieb gesetzt werden, u. a. umfangreiche kraftwerksseitige EPM-Maßnahmen (Redispatch). Die dabei abgerufene Energiemenge aus den Kraftwerken in der APG-Regelzone betrug 2023 insgesamt 722 GWh. Ein Teil daraus musste aus den in den östlichen Landesteilen gelegenen Gaskraftwerken bezogen werden.

Durch den rasch voranschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energieträger muss auch APG die Herausforderung der volatileren Lastflüssen im Übertragungsnetz bewältigen. Neben den in den letzten Jahren weiträumigen Nord-Süd- oder West-Ost-Stromflüssen kommt es auch vermehrt zu Ost-West-Stromflüssen. Im Vergleich zu den Vorjahren haben sich die erforderlichen Redispatch-Eingriffe dadurch erhöht. Zudem wurde die heimische Netzsituation durch Abrufe österreichischer Kraftwerke von benachbarten Übertragungsnetzbetreibern begünstigt. Diese Abrufe machten einen Teil der abgerufenen Energiemenge aus, weswegen ein Teil der Kosten von ausländischen Netzbetreibern getragen wurde.

Absicherung ausreichender Redispatch-Kapazitäten durch Netzreserve

APG hat gemäß § 23 Abs. 2 Z. 5 EIWOG 2010 Engpässe im Übertragungsnetz zu ermitteln und zu deren Vermeidung, Beseitigung und Überwindung entsprechende Maßnahmen durchzuführen. Dabei bedarf es ausreichender Redispatch-

Kapazitäten, die im Bedarfsfall als kraftwerksseitige EPM-Maßnahmen abgerufen werden können.

Im abgelaufenen Jahr konnte diese Leistung durch das Netzreserve-Regime gemäß § 23a ff. EIWOG 2010 abgesichert werden. Nach erfolgter Systemanalyse unter Berücksichtigung der Stilllegungsmeldungen für Erzeugungsanlagen konnte im Rahmen der Ausschreibung 2023 eine Netzreserve für den Zeitraum vom Quartal 4/2023 bis einschließlich des Quartals 3/2024 kontrahiert werden. Die abgesicherte Netzreserveleistung kam im Jahr 2023 regelmäßig zur Vermeidung von Netzengpässen zum Einsatz. Die vorausschauende Absicherung dieser Kapazitäten aus flexiblen Anlagen durch APG war somit wesentlich dafür verantwortlich, dass die Netzsicherheit und damit auch die Versorgungssicherheit gewährleistet werden konnten.

Der Gesamtaufwand, der im Jahr 2023 seitens APG getätigten EPM-Maßnahmen inklusive der Kosten zur Absicherung der Redispatch-Kapazitäten in der APG-Regelzone belief sich auf rund 294,1 Mio. €; davon waren rund 138,0 Mio. € von APG zu tragen. Der restliche Betrag konnte an andere ausländische Netzbetreiber weiterverrechnet werden.

Lagebericht

Marktentwicklungen

Energiewirtschaftliches Umfeld geprägt von hohen und volatilen Preisen

Nach einem von verschiedenen Verwerfungen bzw. Krisen geprägten Jahr 2022 haben sich die Commodity-Märkte im Jahr 2023 entspannt. Insgesamt stabilisierten sie sich jedoch deutlich über dem Vorkrisenniveau.

Während am Terminmarkt für Strom zu Beginn des Jahres das Cal-24-Base-Produkt für das österreichische Marktgebiet an der Energiebörse EEX noch um 233,02 €/kWh gehandelt wurde, lag der Preis am letzten Handelstag, dem 27.12.2023, bei 100,52 €/kWh (Reduktion um 56,9 % gegenüber dem Vorjahr). Auch am Spotmarkt sanken die Preise deutlich. Der durchschnittliche Spotpreis in Österreich lag im Quartal 3/2023 bei 92,88 €/MWh und im Quartal 4/2023 bei 88,62 €/MWh. Somit waren die Preise im Quartal 4/2023 um den Faktor 2,4 niedriger als im Vergleichsquarter des Vorjahres (Q4/2022 216,29 €/MWh). Die Mittelwertpreise im Quartal 4/2023 lagen knapp unter jenen des Quartals 3/2023, sprich die Preise befanden sich auf dem Niveau des Quartals 3/2021 (100,02 €/MWh). Vergleicht man die Jahresdurchschnitte der letzten beiden Jahre (2022: 261,40 €/MWh, 2023: 102,14 €/MWh), ergibt sich ein relativer Preisrückgang von knapp 61%. Im Jahresmittel 2023 entsprechen die Spotpreise de facto dem Mittel von 2021 (106,85 €/MWh). Insgesamt stabilisierten sich die Spotpreise 2023 damit aber auf einem, im Langfristvergleich betrachtet, immer noch hohen Niveau (vgl. 2019 als letztes Jahr vor der Corona-Pandemie und dem Russland-Ukraine-Krieg mit einem durchschnittlichen Spotpreis von 40,06 €/MWh).

Der Spotpreis für Gas am Central European Gas Hub (CEGH) lag zu Jahresbeginn 2023 noch bei 70,60 €/MWh, zu Jahresende hingegen bei 31,22 €/MWh. Begünstigt wurde diese Entwicklung durch den relativ milden Winter 2022/23 in Europa und hohe Speicherfüllstände in Österreich. Der Kohlepreis (ARA-API 2) verhielt sich analog. Hier lag der Preis zu Jahresbeginn bei 184,15 \$/t und am Jahresende bei 103,80 \$/t. Der Ölpreis blieb volatil und erreichte von Juni bis Juli sein niedrigstes Niveau bei 75 \$/Barrel. Anschließend stieg der Preis unter anderem aufgrund der Kürzung der

Fördermenge durch die OPEC bis Ende September auf 96,55 \$/Barrel. Seitdem nimmt der Ölpreis stetig ab und wurde zum Jahresende 2023 um 77,04 \$/Barrel gehandelt. Der CO₂-Preis am Spotmarkt schwankte das ganze Jahr über auf hohem Niveau und lag Ende 2023 in der Größenordnung von rund 75 €/tCO₂.

Der Einfluss der hohen Preise von 2022 nimmt zwar sukzessive ab, sie waren aber nach wie vor wesentlicher Treiber diverser Marktaktivitäten von APG.

Marktaktivitäten von APG

Regelreservebeschaffung

Das Preisniveau am Regelreservemarkt hat sich 2023 wie auch am gesamten Energiemarkt stabilisiert bzw. reduziert.

Nach der Einführung des „Marginal pricing“-Systems am Sekundärregelenergiemarkt Mitte 2022 wurde dieses System Mitte 2023 auch am Tertiärregelenergiemarkt (MARI-Kooperation) etabliert. Nach dem hohen Kostenniveau im Jahr 2022 mit rund 207,5 Mio. € betragen die Regelreservekosten 2023 141,1 Mio. €. APG setzt weiterhin auf Kooperationen mit anderen Transmission System Operators (TSOs) und Optimierungen im Marktdesign, um die Liquidität am Regelreservemarkt zu erhöhen und die Kosten zu stabilisieren.

Versteigerung von Grenzkapazitäten

Da Marktteilnehmer:innen in der Regel eine größere Transportkapazität an den Grenzen nachfragen, als vorhanden ist, vergibt APG Grenzkapazitäten in Form von Jahres- und Monatsprodukten sowie für den Day-ahead- und Intraday-Markt im Rahmen von transparenten und diskriminierungsfreien europäischen Auktionen. Das hohe Strompreisniveau hat sich auch auf die Allokationserlöse von APG nachhaltig positiv ausgewirkt. So wurden 2023 in Summe Allokationserlöse in Höhe von 258,9 Mio. € erzielt. Dies entspricht einem Plus von rund 44,3 Mio. € im Vergleich zum Vorjahr, in dem der Erlös bei 214,5 Mio. € lag. Der Hauptgrund für diese erneute Steigerung selbst gegenüber dem bisherigen Rekordjahr 2022 lag in einer deutlichen Überpreisung bei der Vergabe der Jahreskapazitäten für 2023 im November/Dezember 2022,

Lagebericht

bedingt durch die damals noch sehr hohen Marktpreise.

Zentrale Verantwortung für Verlustenergiebeschaffung

APG beschafft als zentraler Einkäufer für einen Großteil der Netzbetreiber in Österreich die benötigte Netzverlustenergie von etwa 3 TWh im Jahr. Dies entspricht etwa 97% der gesamten Netzverluste. Die Aufwendungen zur Deckung der Netzverluste 2023 betragen rund 1,09 Mrd. € (2022: 362,1 Mio. €). Auch hier sind die Preise am Markt wieder gesunken. Da jedoch bereits im Jahr 2022 auch für 2023 beschafft wurde, sind die Kosten für das Jahr 2023 in Summe massiv gestiegen. APG verfolgt eine stetige Einpreisungsstrategie zur Mitigation des Preisrisikos (weitere Details siehe Risiken aus Sicherungsgeschäften).

Aufgrund des außerordentlich hohen Preisniveaus kam es im Jahr 2023 erstmals zu einer Kostenstützung durch Bundesmittel.

Inter-TSO Compensation

Inter-TSO Compensation (ITC) ist ein Kompensationsmechanismus für die Netznutzungskosten, die durch Transite verursacht werden. Zum einen werden die transitbedingten Netzverluste kompensiert, zum anderen die Nutzung der Infrastruktur für Transite. Die Kompensationszahlungen sind von allen 35 teilnehmenden TSOs verursachungsgemäß zu tragen. Nach wie vor ist Österreich wegen der zentralen europäischen Lage ein Transitland und daher wie in der Vergangenheit Nettoempfänger aus dem ITC-Mechanismus. Die oben erwähnten Preiserhöhungen bei der Verlustenergiebeschaffung aufgrund der Marktlage 2022/23 machten sich auch hier bemerkbar und führten zu höheren Kompensationszahlungen für die von APG beschaffte Verlustenergie im Vergleich zu den Vorjahren. Dementsprechend verzeichnete APG ITC-Erlöse in Höhe von rund 30,6 Mio. € (2022: 12,3 Mio. €).

Windvermarktung

APG vermarktet im Auftrag der Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG) die Mengen aus den Prognoseabweichungen von Ökostrom am europäischen Intraday-Markt. Dadurch werden die Fehlbilanzen der Ökobilanzgruppe, aber auch die der gesamten Regelzone reduziert. Aufgrund der

durchschnittlich günstigeren Preise an der Börse und der Vermeidung von Ausgleichsenergie bedeutet dies für die Bilanzgruppe der OeMAG eine Kostenersparnis und für APG eine Verbesserung der Regelqualität. Die Einsparungen beliefen sich im Jahr 2023 auf rund 1,4 Mio. € und belegen den Mehrwert effizienter, marktbasierter Lösungen. Der Grund, warum sich die Einsparungen im Vergleich zu den Vorjahren (2022: 2,5 Mio. €) so massiv reduziert haben, lag darin, dass viele Windparkbetreiber aus der Bilanzgruppe der OeMAG ausgestiegen sind und ihre Mengen seit Ende 2021 selbst vermarkten.

Laufende Evaluierung der Gebotszonen

Die europäische Gesetzgebung schreibt vor, dass die Konfiguration von Gebotszonen (Bidding Zones) in der EU regelmäßig dahingehend zu überprüfen ist, ob sie effizient sind und den tatsächlichen Netzengpässen entsprechen. APG nimmt beim aktuellen Bidding-Zone-Review-Prozess eine Sonderrolle ein, da die APG-eigene Simulationsplattform VAMOS zur Durchführung der Berechnungen in der Region Zentraleuropa von insgesamt 18 TSOs verwendet wird. Dadurch kommt APG bei der Weiterentwicklung einer der wichtigsten europäischen Prozesse eine bedeutende Rolle zu. Die Aufteilung Österreichs in mehrere Gebotszonen ist nicht Gegenstand der aktuellen Bidding-Zone-Studie.

Entwicklungen des grenzüberschreitenden Europäischen Strommarkts

2023 wurden wesentliche Weiterentwicklungen des grenzüberschreitenden europäischen Strommarkts vorangetrieben. Hierzu zählt u. a. die Einführung von impliziten Auktionen im Intraday-Zeitbereich in 2024, die den kontinuierlichen Intraday-Handel ergänzen werden. Ebenso ist für 2024 eine stärkere Koordinierung der TSOs bei der Berechnung verfügbarer grenzüberschreitender Kapazitäten in der Core-Region für die Intraday- und Langfrist-Zeitbereiche in Vorbereitung. APG ist in all diesen Entwicklungen stark involviert, um die Umsetzung auf internationaler Ebene zu unterstützen und die eigene Bereitschaft zur geplanten Inbetriebnahme sicherzustellen.

Lagebericht

Go-live des Projekts „Manually Activated Reserves Initiative“ (MARI)

Nach dem Go-live des Projekts „PICASSO“ (europäische Optimierung von Sekundärregelreserveaktivierung) 2022, hat sich APG im Quartal 2/2023 auch erfolgreich an MARI, der europäischen Plattform zur gemeinsamen Aktivierung von Tertiärregelreserven, angebunden.

Gemeinsam mit den TSOs aus Deutschland und Tschechien gehört APG zu den Ersten, die diese Plattform nutzen – in den nächsten Jahren werden alle weiteren TSOs der ENTSO-E-Region dazustossen. Damit hat APG als einer der ersten TSOs in Europa alle Anforderungen der Electricity Balancing Guideline vollständig erfüllt. Auf Basis der seit 2020 bestehenden Kooperation mit den TSOs aus Deutschland zur Aktivierung von Tertiärregelreserven konnte APG wichtige Erfahrungen sammeln, die dazu beigetragen haben, auch im Rahmen von MARI wieder eine Vorreiterrolle innerhalb der TSOs in Europa übernehmen zu können.

MARI übernimmt die Funktion einer zentralen Aktivierungsoptimierung für Tertiärregelreserven, die sämtliche Bedarfe und Gebote der Kooperationspartner:innen sammelt und die Optimierungsergebnisse bei jeder Aktivierungsanfrage wieder an die Abrufsysteme der Kooperationspartner:innen übermittelt. Bei APG ist das „AutoMOT“ dieses Abrufsystem. Es nutzt das Ergebnis der gemeinsamen Optimierung, um die Abrufanforderungen an die Teilnehmer:innen in Österreich zu übermitteln. MARI ermöglicht es APG bzw. allen Kooperationspartnern und -partnerinnen, auf einen größeren Pool an Tertiärregelreserven zuzugreifen. Dadurch werden die Gebotspreise aller Anbieter der teilnehmenden Länder für die Optimierung berücksichtigt, wodurch die Aktivierung teurer Tertiärregelreservegebote in Österreich vermieden werden kann. Voraussetzung ist natürlich ausreichend verfügbare Grenzkapazität.

Stromausgleich Österreich – Plattform Flexibilisierung

Im Rahmen des Projekts „Stromausgleich Österreich“ entwickelt APG einen umfassenden Mechanismus, der es erlaubt, kleinteilige Flexibilität über Aggregatoren einfacher in Systemdienstleistungen bzw. kurzfristige Strommärkte einzubinden. Die intensiven Entwicklungsarbeiten im abgelaufenen Jahr lassen die Inbetriebnahme eines ersten realen

Anwendungsfalls für Sekundärregelung bereits im Lauf des Quartals 1/2024 erwarten. Parallel arbeitet APG zudem daran, das umfassende Gesamtkonzept weiter zu detaillieren und mit relevanten Stakeholdern abzustimmen. Weitere Funktionalitäten und Anwendungsfälle sollen in den kommenden Jahren laufend umgesetzt und ausgerollt werden. So sollen zukünftig alle Services für Systemdienstleistungen über diesen neuen Mechanismus erreichbar sein. Zentral dabei ist die Abstimmung mit Verteilernetzbetreibern, Marktteilnehmern und -teilnehmerinnen sowie ausgewählten Partnern und Partnerinnen aus der Industrie. Zusätzlich wird evaluiert, ob gegebenenfalls noch weitere Märkte darüber erschlossen werden können, beispielsweise der Intraday-Handel auf Strombörsen. Umgesetzt wird dieser Mechanismus über die Crowd Balancing Plattform von EQUIGY, die auch von anderen TSOs bereits erfolgreich für ähnliche Projekte genutzt wird (TenneT NL/DE, TransnetBW, Terna und Swissgrid).

Erhöhung und Verbesserung der Transparenz

Wie auch in den vergangenen Jahren kommt APG den Anforderungen an Transparenz sowie Veröffentlichungs- und Berichtspflichten umfassend nach. Die wesentlichsten Anpassungen bzw. Änderungen ergaben sich durch den Anschluss an die MARI-Plattform für Tertiärregelenergie. Auf internationaler Ebene wurde an der Erstellung einer neuen Version des Manual of Procedures (MoP v3r4) mitgearbeitet, das die Veröffentlichung auf der europäischen Transparenzplattform regelt. Die Verordnung (EU) 1227/2011 verpflichtet alle Marktteilnehmer:innen neben den Verboten des Insiderhandels und der Marktmanipulation zur Veröffentlichung von Insiderinformationen. Zudem verpflichtet die Verordnung Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency (REMIT) sogenannte Persons Professionally Arranging Transactions (PPATs) zur Durchführung eines Marktmonitorings hinsichtlich des Verbots des Insiderhandels und der Marktmanipulation und zur Meldung an den Regulator im begründeten Verdachtsfall. APG hat sich in die Diskussionen um eine Überarbeitung der REMIT-Verordnung im Zuge der Marktdesignreform proaktiv eingebracht. In seiner Rolle als PPAT hinsichtlich der Organisation des Regelenergiemarkts in Österreich ist APG seinen Monitoring- und Meldepflichten

Lagebericht

auch im Jahr 2023 nachgekommen. Die Anpassungen der Regelenergieprodukte im Zuge des Anschlusses an die MARI-Plattform konnten in den Monitoring-prozess integriert werden.

Internationale Aktivitäten

APG im Vorstand von ENTSO-E und Key Player in der Gestaltung der europäischen TSO-Koordination

Bis Mitte des Jahres 2023 hatte APG den Vorsitz des ENTSO-E System Operations Committee inne und wurde ab Herbst als Vice-Chair of the Board in das oberste ENTSO-E-Steuerungsgremium gewählt. Diese neue Aufgabe, mit der auch der Vorsitz im ENTSO-E Resources Committee sowie in der neu gegründeten TSO-DSO-Expertinnen- und -Expertengruppe verbunden ist, ermöglicht APG eine strategische Mitgestaltung der TSO-Zusammenarbeit auf höchstem Niveau. Darüber hinaus war APG 2023 im Aufsichtsrat von JAO (Joint Allocation Office) und EPEX SPOT (European Power Exchange) vertreten.

Zudem war auch das abgelaufene Jahr geprägt von zahlreichen über ENTSO-E organisierten Aktivitäten zur Unterstützung der Versorgungssicherheit in der Ukraine, deren TSO im Jahr 2023 zum Vollmitglied von ENTSO-E wurde.

EU-Gesetzesinitiativen 2023

Im Jahr 2023 konnten zahlreiche Dossiers des Legislativpakets „Fit for 55“ abgeschlossen werden.

Für APG besonders wichtig ist die Einigung auf die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED) mit wichtigen Neuerungen unter anderem bei der Beschleunigung von Genehmigungsverfahren für Erneuerbare-Energie-Projekte inklusive der notwendigen Infrastruktur. In der Richtlinie ist auch die Möglichkeit, Infrastrukturgebiete für Netz- und Speicherinfrastruktur, die für die Integration erneuerbarer Energie in das Stromsystem erforderlich ist, auszuweisen, vorgesehen (Art. 15e).

Darüber hinaus werden Erneuerbare-Energie-Projekte als „überragendes öffentliches Interesse“ klassifiziert (Art. 16f). Das bedeutet, dass bei der Durchführung von Interessenabwägungen in gewissen umweltrechtlichen Verfahren die Planung, der Bau und der Betrieb von Erzeugungsanlagen für Energie aus erneuerbaren Quellen sowie ihr Netzanschluss, das betreffende Netz selbst und die Speicheranlagen im überragenden öffentlichen Interesse liegen und der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit dienen.

Lagebericht

Diese Regelungen müssen noch in nationales Recht umgesetzt werden.

Ein weiteres wichtiges Gesetz, auf das sich die europäischen Institutionen 2023 einigen konnten, ist die Revision der F-Gas-Verordnung (Emissionsreduktion fluorierter Treibhausgase). Für APG ist die Revision von Relevanz, da ab 1.1.2032 auf allen Spannungsebenen nur mehr natürliche Gase oder fluoridierte Gase mit GWP < 1 als Isoliergas verwendet werden sollen, sofern dies möglich ist. In einem langen Verhandlungsprozess konnte APG gemeinsam mit anderen europäischen Interessengruppen einige wichtige Ausnahmen für eine pragmatische Umsetzung durchsetzen.

Als Reaktion auf die Energiepreiskrise 2022 wurde von der EU-Kommission eine umfassende Änderung des Strommarkts für 2023 angekündigt. Dazu zählen Änderungen im Strommarktdesign EMDR (Electricity Market Design Reform) sowie Änderungen der Transparenzverordnung für die Integrität des Europäischen Strommarkts (REMIT).

APG unterstützt grundsätzlich die Ziele der Überprüfung der REMIT-Verordnung zur Stärkung der Überwachung von Großhandelsenergiemärkten und zur Gewährleistung größerer Transparenz. Die Reform wird ACER (Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden) eine stärkere Rolle bei der Untersuchung grenzüberschreitender Verstöße gegen die REMIT-Verordnung geben, und die Mitgliedstaaten sollten mehr Flexibilität bei der Verhängung von Geldbußen, einschließlich Kriterien zur Festsetzung und der Möglichkeit, diese zu verringern, haben. Als kritischer Punkt wird von APG die geplante Ausweitung von Marktüberwachungstätigkeiten sogenannter PPATs (Person Professionally Arranging Transactions) beurteilt, die zentrale Überwachungsaufgaben von ACER an dezentrale Marktorganisatoren auslagert.

Anlässlich der Veröffentlichung des Entwurfs der Kommission für die EMDR im März 2023 wurde seitens APG begrüßt, dass das Marktdesign im Rahmen seiner bestehenden und funktionierenden Prozesse erhalten bleibt. In der öffentlichen Diskussion war insbesondere die Einführung der sogenannten zweiseitigen Differenzverträge („two-sided Contracts for Difference“) als Vorgabe

für die Ausgestaltung von Erneuerbare-Energien-Förderinstrumenten der Mitgliedstaaten präsent. Durch diesen Mechanismus soll sichergestellt werden, dass sogenannte Übergewinne in Zeiten enormer Preisspitzen von Erzeugern an Konsumentinnen und Konsumenten zurückgegeben werden können, sodass mögliche Windfall Profits geförderter Anlagen minimiert werden.

Aus Sicht von APG bringt die EMDR einige wichtige Änderungen mit sich. Begrüßenswert ist, dass das Thema Flexibilität an unterschiedlichen Stellen in der Gesetzgebung aufgegriffen wurde. Wesentliche Neuerung diesbezüglich ist, dass in Zukunft sowohl auf nationaler als auch auf paneuropäischer Ebene ein Assessment zum Flexibilitätsbedarf eingeführt werden soll (§ 19c). Dadurch sollen indikative Ziele für den nationalen Flexibilitätsbedarf definiert werden und in die Energie- und Klimaplänen der Mitgliedstaaten aufgenommen werden. Ebenso werden in Zukunft Fördermechanismen für die Bereitstellung von Flexibilität erlaubt (§ 19e).

Größere Änderungen wird die geplante Verkürzung der Intraday Gate Closure Time auf 30 Minuten mit sich bringen (Artikel 8). Zudem wurden neue Veröffentlichungspflichten für TSOs zu Netzanschlusskapazitäten geschaffen, die Möglichkeit von Peak-Shaving-Produkten eingeführt und Adaptierungen des Regulierungsrahmen für Investitionen in die Dekarbonisierung vorgenommen. Für das Monitoring der Entwicklung auf europäischer Ebene wurde seitens ENTSO-E eine Taskforce eingerichtet, an der sich Vertreter:innen von APG aktiv beteiligten. Nach der Veröffentlichung der Reform im Amtsblatt der EU (geplant für Quartal 1/2024) wird die finale Version der EMDR von den Expertinnen und Experten genau geprüft und die Implementierung vorbereitet werden.

Aktionsplan für Netze der Europäischen Kommission

Die Europäische Kommission hat am 28. November einen Aktionsplan für Netze veröffentlicht.

Ziele sind die Sicherstellung, dass Stromnetze effizienter funktionieren sowie deren laufender und zügiger Ausbau. Mit dem Aktionsplan sollen die wichtigsten Herausforderungen in den Bereichen Ausbau, Digitalisierung und bessere Nutzung der

Lagebericht

Stromübertragungs- und -verteilnetze in der EU adressiert werden.

Der veröffentlichte Aktionsplan ist ein nicht legislatives Dokument und soll dazu beitragen, die bereits existierenden gesetzlichen Grundlagen zur Erreichung des Green Deals, wie die EU-Verordnung zur transeuropäischen Energieinfrastruktur (TEN-E) und die Erneuerbare-Energie-Richtlinie (RED), zu ergänzen.

Der Aktionsplan beinhaltet 14 konkrete Maßnahmen die in sieben Prioritäten gebündelt zusammengefasst sind. Diese sollen bis spätestens zum Quartal 1/2025 umgesetzt werden. Die Zuständigkeiten liegen bei der Europäischen Kommission, den Mitgliedsstaaten, nationalen Regulierungsbehörden, ACER, der EU-Entität der Verteilnetzbetreiber und der Vereinigung für die Zusammenarbeit der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E.

Durch den Aktionsplan soll ein besonderes politisches Augenmerk auf die Netze gelegt werden, um die rasche Umstellung auf saubere Energieversorgung zu gewährleisten.

Entwicklungen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit

Winter Outlook Report 2023/24

Gemäß der Risk Preparedness Regulation (EU-Verordnung 2019/941) erstellt ENTSO-E halbjährlich einen „Seasonal Outlook Report“. Dieser Bericht zielt darauf ab, potenzielle Engpässe in der Stromversorgung (Resource-Adequacy-Probleme) für Sommer- und Winterperioden zu identifizieren und Mitgliedsländer sowie Übertragungsnetzbetreiber über mögliche Versorgungssicherheitsrisiken zu informieren. „Seasonal Outlook Reports“ verwenden einen anspruchsvollen, NTC-basierten, probabilistischen Ansatz, um die Zuverlässigkeit der Stromversorgung zu bewerten. Dabei werden die verfügbaren grenzüberschreitenden Stromflüsse berücksichtigt, indem die maximal erwartete grenzüberschreitende Stromübertragungskapazität erhoben wird, die stündlich an den Börsen verfügbar ist. Der aktuelle „Winter Outlook Report“ analysiert den Zeitraum von Kalenderwoche 46/2023 bis Kalenderwoche 13/2024.

Als eines der zentralen Ergebnisse wurde in Österreich für den betrachteten Zeitraum kein Risiko für die Lastdeckung festgestellt. Für weniger gut vernetzte Regionen wie Irland, Nordirland, Malta und Zypern wurden Versorgungsrisiken erkannt. In Irland und Malta tragen zweckgebundene, nicht marktgesteuerte Ressourcen zur Risikominderung bei. In Finnland besteht ein Risiko bei extrem ungünstigen Betriebsbedingungen (Nichtverfügbarkeiten thermischer Erzeugungseinheiten, Trockenheit etc.) in Kombination mit Kälteeinbrüchen und hohen, ungeplanten Ausfallraten. In Frankreich, Belgien und Großbritannien sind regionale Risiken auf temperaturabhängige Lasten in Frankreich zurückzuführen, die nur unter extremen Wetterbedingungen und bei hohen, ungeplanten Ausfallraten relevant werden. Nationale Adequacy-Studien in Frankreich und Belgien zeigen, dass lastflussbasierte Marktkopplungen zu erhöhten Importen führen können, was diese Risiken abmildert.

Krisenübung/Energielenkung

Die zahlreichen Energielenkungsübungen in den letzten Jahren – unter maßgeblicher Beteiligung von APG – haben für alle Partner:innen immer wertvolle Erkenntnisse und große Fortschritte in

Lagebericht

der Vorbereitung auf den möglichen Ernstfall einer Energiemangellage im Strom- und/oder Gasbereich gebracht. Auch im Jahr 2023 wurden die gemeinsame Bewusstseinsbildung und die Weiterentwicklung der Maßnahmenverordnungen durch wiederholt erfolgreiche Energielenkungsübungen massiv vorangetrieben. Dazu zählten Übungen der Länder Wien und Niederösterreich, von VERBUND gemeinsam mit dem Bundesministerium für Landesverteidigung (BMLV), dem Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) sowie im November dieses Jahres die bereichsübergreifende Energielenkungsübung Strom und Gas unter Beteiligung zahlreicher Partner wie Austrian Gas Grid Management AG, APCS Power Clearing and Settlement AG, AGCS Gas Clearing and Settlement AG, des Fachverbands der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen (FGW) sowie Vertreter:innen von Österreichs Energie - immer unter Beteiligung von APG, BMK und ECA und vielen anderen Partnerinnen und Partnern. Auch die technisch detailorientierten Simulatortrainings gemeinsam mit APG und den Verteilernetzbetreibern wurden fortgesetzt, um den Themenkomplex der Flächenabschaltungen intensiv zu beüben.

Stromverbrauchsreduktionsgesetz (SVRG)

Zur Durchführung der über die europäische Notfallmaßnahmen-VO vorgeschriebenen verbindlichen Senkung des Bruttostromverbrauchs in Spitzenzeiten um 5 % im Zeitraum von 1.12.2022 bis 31.3.2023 wurde das Bundesgesetz über Maßnahmen zur Stromverbrauchsreduktion in Spitzenzeiten (Stromverbrauchsreduktionsgesetz, SVRG), BGBl. I Nr. 235/2022 erlassen. Darin wurde APG als zentrale Abwicklungsstelle mit der Ermittlung der Spitzenzeiten sowie der Durchführung und Abwicklung von Ausschreibungen von Stromverbrauchsreduktionen samt dem Monitoring der Bruttostromverbrauchsreduktion betraut.

Zu diesem Zweck hat APG mit dem APG Powermonitor (www.apg-powermonitor.at) ein Tool entwickelt, das mit aktuellen Daten und Fakten rund um die Stromversorgung Orientierung und Transparenz in Zeiten der Energiekrise schafft. Das „Sparzeiten“-Widget, das anzeigt, wann Spitzenzeiten im Sinne des SVRG vorherrschen, wurde zudem für die vom BMK entwickelte Website (energie.gv.at) bereitgestellt.

Neben den so erzielten freiwilligen Einsparungen der Stromkundinnen und -kunden zu den Spitzenzeiten wurden gezielte Einsparungen über ein neu etabliertes

Demand-Side-Response-Produkt ausgeschrieben. Im Quartal 1/2023 erfolgten insgesamt vier Ausschreibungen, bei denen sich auch neue Anbieter von Flexibilitäten beteiligten.

Der Umstand, dass APG in nur wenigen Wochen alle Aufgaben bei der Abwicklung dieses zur Beherrschung der Gaskrise kurzfristig beschlossenen Gesetzes erfolgreich bewältigt hat, unterstreicht die Innovationskraft gleichermaßen wie die Krisenresilienz des Unternehmens.

Strategische Systementwicklung

ZusammEn2040: Modellunterstützte Evaluierung eines klimaneutralen Energiesystems mit breiter Stakeholder-Einbindung

Das Energiesystem einer vollständig dekarbonisierten Gesellschaft ist komplex, und der Weg dorthin kann nur durch eine übergreifende Betrachtung aller Energieträger (Strom, Gase, Wärme) und Sektoren (Produktion, Umwandlung, Speicherung, Industrie, Haushalte & Dienstleistungen, Verkehr) erreicht werden. Gleichzeitig soll der Umbau hin zu einem klimaneutralen Gesamtenergiesystem im gesellschaftlichen Interesse so kosteneffizient wie möglich erfolgen. Dazu braucht es einerseits umfassende Planungsinstrumente, die das Energiesystem in seiner Gesamtheit und im europäischen Kontext abbilden können, andererseits die Zusammenwirkung aller relevanten Akteurinnen und Akteure. APG hat deshalb die Initiative „zusammEn2040“ gestartet. Stakeholder aus den Bereichen Wirtschaft, Industrie, NGOs, Sozialpartnerschaft und Verkehr sowie Branchen- und Interessenvertretungen sind eingeladen, das von APG und Partnerinnen und Partnern entwickelte Energiesystemmodell zu verwenden. Stakeholder sind dadurch in der Lage, ihre Einschätzungen zu berechnen. Die unterschiedlichen Zukunftsvisionen dienen als Basis für einen konstruktiv/kritischen Diskurs. Aus den unterschiedlichen Zukunftsvisionen - aus den verschiedensten Blickwinkeln auf einzelne Teile der Wertschöpfungskette - sollen grundlegende Bedarfe abgeleitet werden. Aufbauend auf der entstehenden gemeinsamen Basis kann APG sicherstellen, die richtigen

Lagebericht

Schlüsse für den zukünftigen Infrastrukturbedarf zu ziehen und das Übertragungsnetz entsprechend für künftigen Anforderungen auszubauen und sektorübergreifende Kopplungen optimal zu berücksichtigen.

Asset Management

Integrierter österreichischer Netzinfrasturkturplan (ÖNIP)

Der ÖNIP wurde im Zuge des EAG (§ 94) als übergeordnetes Planungsinstrument eingeführt, das durch eine sektorübergreifende Betrachtung des gesamten Energiesystems einen wesentlichen Beitrag zur zukünftigen Versorgungssicherheit und laufenden Modernisierung der Energieinfrastruktur leisten soll. Dabei gilt als übergeordnetes Ziel die vollständige Dekarbonisierung des Stromsektors (bilanziell bis 2030) bzw. das Gelingen der Energiewende Österreichs in den nächsten zehn Jahren. Aus Sicht von APG ist besonders relevant, dass der ÖNIP nach EIWOG § 37 für die Erstellung des Netzentwicklungsplans, aber auch für die Versorgungssicherheitsstrategie nach EIWOG § 88a zu berücksichtigen ist. Damit ist der ÖNIP ein wichtiger Bestandteil der Systementwicklungs- und Infrastrukturplanungsprozesse von APG.

Im Juli 2023 wurde erstmals der Entwurf des ÖNIP vom BMK zur Konsultation veröffentlicht, der laut EAG alle fünf Jahre erneuert werden soll. Dort zeigt sich die Dimension der Herausforderungen für das Gelingen der Energiewende: Insgesamt müssten gemäß dem zugrunde liegenden „Transition Szenario“ bis 2030 rund 42 TWh Strom aus Photovoltaik und Windkraft erzeugt werden, die gegenüber den 27 TWh¹ des EAG eine weitere Erhöhung darstellen. Zudem sollen bis 2040 41 TWh Photovoltaik sowie 29 TWh Windenergie ins Stromsystem integriert werden. Dabei ist der Strombedarf 2040 im Entwurf des ÖNIP mit rund 125 TWh im Vergleich zu anderen Studien konservativ angenommen.²

Positiv an den Ergebnissen des ÖNIP ist, dass die Prognosen der APG-internen Planungen für den Ausbau des Übertragungsnetzes auf übergeord-

nete Ebene (sog. Strombedarfskorridore) bestätigt wurden. In der Stellungnahme von APG wurde insbesondere kritisch angemerkt, dass der ÖNIP verstärkt verbindlich bzw. rahmensetzend sein muss (z. B. Festlegung konkreter Spannungsebenen, Übertragungskapazitäten und Planungsprämissen bzw. verbindliche Grenzwerte etc.), sodass nachgelagerte Genehmigungsverfahren zu Großprojekten auch tatsächlich entlastet und beschleunigt werden. Dazu sind weitere Beschleunigungsmechanismen (wie z. B. die rasche Umsetzung von RED III und Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz (EABG), die Möglichkeiten von Trassenfreihaltungen usw.) dringend erforderlich.

Der ÖNIP befindet sich aktuell in der Fertigstellungsphase und sollte im Lauf des Quartals 1/2024 vom BMK veröffentlicht werden.

Netzausbau als Basis für die Energiewende

Der im ÖNIP angenommene, verglichen mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) nochmals deutlich ambitioniertere, Ausbau der Energiegewinnung aus erneuerbaren Energieträgern erfordert weitere Ausbauten des Übertragungsnetzes. Damit die erneuerbaren Energien genutzt werden können, müssen sie vom Erzeugungsort (z. B. Windkraft vor allem im Osten Österreichs) zu den Verbraucherinnen und Verbrauchern und Pumpspeicherkraftwerken transportiert sowie überregionale (internationale) Austausche forciert werden. Dazu werden mehr Einspeise- und Übertragungskapazitäten benötigt, die nur durch neue, leistungsfähige Übertragungsleitungen geschaffen werden können – der ÖNIP bestätigt diesen zusätzlichen Stromtransportbedarf.

Derzeit kommt es aufgrund von viel zu langen Genehmigungsverfahren – beispielsweise betrug die Gesamtverfahrensdauer für die Genehmigung der Salzburgleitung 77 Monate – zu massiven Verzögerungen in der Umsetzung des dringend erforderlichen Netzausbaus. Um die Ziele der Energiewende zu erreichen, müssen die Genehmigungsverfahren für Leitungsgroßprojekte deutlich schneller werden. Die bisherigen und die geplanten Beschleunigungsmaßnahmen für Projektgenehmigungen, vor

¹ Steigerung in Höhe von +11 TWh bei Photovoltaik, +10 TWh bei Wind, ausgehend von der Produktion im Jahr 2020

² vgl. eine Verdoppelung des Stromverbrauchs gegenüber dem Jahr 2020 auf 138,5 TWh (Stromzukunft 2040, OE) bzw. ebenfalls eine

Erhöhung um den Faktor 2–2,5 des Stromverbrauchs im Szenario-rahmen des Netzentwicklungsplans 2023 der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (S. 25)

Lagebericht

allem für UVP-pflichtige (Umweltverträglichkeitsprüfung, UVP) Vorhaben, sind daher sehr wichtig, müssen sich in der Praxis noch bewähren und weiter ausgebaut werden.

Zudem werden Stromspeicher und Sektorkopplungen eine immer wichtigere Rolle im zukünftigen Energiesystem einnehmen, da der geplante massive Umbau des Energiesystems nur durch Nutzung aller vorhandenen technologischen Möglichkeiten gelingen wird. Im Zuge der EIWOG-Novelle aus dem Jahr 2021 im Rahmen des EAG-Pakets wurde mit dem § 22a für Stromnetzbetreiber die Möglichkeit geschaffen, nach Abwicklung eines Markttests Power-to-Gas-Anlagen (P2G) zu errichten und zu betreiben sowie damit den Markthochlauf voranzutreiben. APG wird sich in den kommenden Jahren mit den geschaffenen gesetzlichen Möglichkeiten beschäftigen und den praktischen Einsatz von Sektorkopplungen (v. a. P2G-Anlagen) evaluieren.

Netzentwicklungsplan 2023

APG erstellt und veröffentlicht unter Einbeziehung der Marktteilnehmer:innen und Verteilnetzbetreiber alle zwei Jahre einen Netzentwicklungsplan (aktuelle Version: NEP 2023). Dieser basiert auf den langfristigen Planungen des europaweit koordinierten Ten Year Network Development Plan (TYNDP), der unter Mitarbeit von APG und ENTSO-E ebenso in einem zweijährigen Zyklus erstellt wird (aktuelle Version TYNDP 2022; siehe <http://tyndp.entsoe.eu>). Darin werden die erforderlichen Netzausbauten der nächsten zehn Jahre sowie deren Notwendigkeiten und Benefits umfangreich und ausführlich dargelegt.

Die Erstellung des Netzentwicklungsplans (NEP) ist eine gesetzliche Verpflichtung gemäß EIWOG und basiert auf fundierten Szenarienannahmen, detaillierten Markt- und Netzanalysen sowie den bei APG angefragten Netzanschluss- und Kundenprojekten. Mit dem NEP werden der Netzausbaubedarf und die Ausbauprojekte transparent dargestellt, einer Konsultation durch die Marktteilnehmer:innen unterzogen sowie veröffentlicht. Der NEP 2023 umfasst 61 Projekte im Planungszeitraum 2024 bis 2033, wurde von ECA per Bescheid am 18.12.2023 genehmigt und ist auf den Websites von APG

(<https://www.apg.at/stromnetz/netzausbau/netzentwicklungsplan-2023/>) und ECA veröffentlicht.

Der Ausbaumumfang des NEP 2023 gliedert sich in:

- » Rund 430 km neue Übertragungsleitungen und 110 km Umstellungen auf höhere Spannungsebenen sowie 340 km Generalsanierungen/-erneuerungen von bestehenden Leitungen
- » 25 neue Umspannwerke bis 2033 zur Verstärkung der Anbindungen der Verteilernetze sowie Ausbauten bestehender Umspannwerke mit zusätzlich insgesamt rund 70 Umspannern mit einer Gesamtleistung von 27.000 MVA
- » Umfangreiche Maßnahmen sowie altersbedingte Generalerneuerungen und Ertüchtigungen von Schaltanlagen (Betriebsinvestitionen)
- » Zusätzlich sind weitere Netzmaßnahmen, Speicher- und Flexibilitätsoptionen, Sektorenkopplungen und innovative technologische Lösungen nötig

Der NEP 2023 sieht einen strukturierten und zielgerichteten Ausbau des APG-Übertragungsnetzes in Österreich vor. Die darin enthaltenen Projekte und Maßnahmen zielen insbesondere darauf ab, die energiewirtschaftlichen Entwicklungen (v. a. Netzintegration von erneuerbaren Energien und neuer Kraftwerke, Netzanschlüsse für Verteilnetzbetreiber, EAG und Klimaschutzziele, Marktintegration etc.) zu bedienen. Neben 25 neuen (Green-Field-)Umspannwerken sind weitere Ausbauten von bestehenden Schalt- und Umspannanlagen, Generalerneuerungen und der Ausbau von 220-kV-Leitungen und weitere 380-kV-Netzausbauten vorgesehen (z. B. 380-kV-Ringschluss im Süden Österreichs oder im Netzraum Burgenland Nord-Sarasdorf/Großraum südöstlich von Wien).

Die Projekte des NEP zielen vor allem auf die Integration der Erneuerbare-Energien-Erzeugung in Österreich, eine Stärkung der Anbindung der Lastzentren und von Süd- und Westösterreich mit den Pumpspeicherkraftwerken sowie leistungsfähige Verbindungen zu den Nachbarstaaten ab. Die im Netzentwicklungsplan enthaltenen Projekte sind eine Grundvoraussetzung für das Gelingen der Energiewende und die Aufrechterhaltung der hohen Versorgungssicherheit und -qualität in

Lagebericht

Österreich. Mit den Erkenntnissen aus der Entwurfsversion des ÖNIP zeigt sich bereits die Notwendigkeit weiterer Ausbauprojekte im Übertragungsnetz von APG. Mit Vorliegen der finalen Fassung des ÖNIP im Frühjahr 2024 wird APG zusätzliche Netzausbauprojekte entwickeln und in die nächste Version des NEP aufnehmen.

Gesamtinvestitionsvolumen

Die Projekte im Netzentwicklungsplan stellen ein Investitionsvolumen von bis zu 9 Mrd. € bis 2033 dar. Da bei Projekten von APG die österreichische Wertschöpfung laut Studien der TU Graz und des Industriewissenschaftlichen Instituts (IWI) bis zu 70 % beträgt, wirkt die Umsetzung nicht nur als wesentliche konjunkturbelebende Maßnahme, sondern sichert auch nachhaltig den österreichischen Wirtschaftsstandort. Je investierte Mrd. € in das APG-Netz werden demnach rund 10.000 Arbeitsplätze in Österreich geschaffen. Diese Wirtschaftsimpulse sind gerade zur Bewältigung nach und von aktuellen Krisensituationen von großer Bedeutung. In weiterer Folge werden die Top-Leitungsprojekte von APG beschrieben.

Projekt Salzburgleitung (St. Peter-Tauern): in Errichtung

Die Inbetriebnahme der 114 km langen 380-kV-Salzburgleitung, zwischen den Umspannwerken bzw. Netzknoten Salzburg und Tauern, leistet einen bedeutenden Beitrag zur leistungsfähigen Verbindung der Lastzentren und Ballungsräume mit den großen (Pumpspeicher-)Kraftwerksstandorten in Österreich. Die Salzburgleitung ermöglicht die Interaktion der erneuerbaren Energien im Osten Österreichs (insbesondere Windkraft und Photovoltaik) mit den Pumpspeicherkraftwerken und damit die Speicherung von Erneuerbare-Energien-Überschüssen bzw. die Ausregelung bei Prognoseabweichungen. Ohne die Salzburgleitung sind die Klimaschutzziele des EAG und die Ziele der Österreichischen Bundesregierung im Stromsektor nicht zu erreichen. Das Projekt befindet sich seit Oktober 2019 in Umsetzung und weist einen planmäßigen Baufortschritt auf. Die Gesamtinbetriebnahme der Salzburgleitung ist im Quartal 2/2025 geplant. Aufgrund der massiven Verzögerungen im Genehmigungsverfahren mussten seitens APG bereits zusätzliche Notmaßnahmen zur Erhöhung der Netz- und Systemsicherheit und Reduktion von Engpassmanagement eingeleitet werden.

Projekt Reschenpass: erfolgreiche technische IBN im Dezember 2023

Die derzeit bestehende Leitungsverbindung von APG zwischen Österreich (Lienz/Osttirol) und Italien (Soverzene) aus dem Jahr 1953 ist den Anforderungen des heutigen europäischen Strommarkts bei Weitem nicht mehr gewachsen. Die zunehmende Wasserkrafterzeugung in der westlichen Alpenregion Österreichs (vorwiegend Pumpspeicherkraftwerke), der weitere Ausbau der Windkraft und von Photovoltaik sowie die energie-wirtschaftlichen Entwicklungen in Italien (inkl. massiver Erneuerbare-Energien-Ausbauten) erfordern höhere Netzkapazitäten zwischen Österreich und Italien. Durch eine neue 220-kV-Verbindung vom neuen Umspannwerk Nauders am Reschenpass nach Glozenza (bzw. Region Lombardei) wurde eine weitere Verbindung zwischen den Übertragungsnetzen von APG und Terna mit einer zusätzlichen Übertragungskapazität geschaffen. Die Errichtung des 380/220-kV-Umspannwerks Nauders erfolgte planmäßig inklusive der erfolgreichen Inbetriebnahme im Dezember 2023. In weiterer Folge ist die Generalerneuerung der 220-kV-Leitung von Lienz nach Italien bis 2030 geplant (NEP-Projekt 19-3).

Projekt Deutschlandleitung (St. Peter-Staatsgrenze): in Errichtung

Mit der 380-kV-Deutschlandleitung St. Peter-Staatsgrenze DE (TSO-Partner TenneT) wird eine leistungsfähige Kuppelleitung auf optimierter Trasse errichtet. Durch die Demontage der beiden bestehenden 220-kV-Leitungen kommt es zu nachhaltigen Entlastungen der lokalen Siedlungsgebiete. Das Projekt ermöglicht eine optimierte Interaktion von erneuerbaren Energien in Nordwesteuropa und Deutschland mit den österreichischen Lastzentren und Pumpspeicherkraftwerken. Die Deutschlandleitung stellt damit einen wichtigen Beitrag für die europäische Energiewende dar. TenneT und APG sind übereingekommen, alle erforderlichen Maßnahmen zu setzen, um die frühestmögliche Inbetriebnahme der Deutschlandleitung mit Ende 2027 anzustreben. APG hat dafür im August 2023 den Gesamtbaubeschluss für das Projekt gefasst. Aufseiten des Projektpartners TenneT TSO befinden sich bereits zwei von drei Teilabschnitten in Errichtung.

Lagebericht

Projekt Zentralraum Oberösterreich: Baubeginn geplant in 2024

Aktuell wird der Zentralraum Oberösterreich (ZROÖ) über eine 110-kV-Netzanspeisung mit Strom versorgt. Diese Anspeisung ist für die zukünftigen Anforderungen in der Region und für den Großraum Linz nicht mehr ausreichend. Mit dem gemeinsamen Projekt von APG, Netz Oberösterreich GmbH und LINZ NETZ GmbH wird die Stromanspeisung des ZROÖ für die zukünftigen Anforderungen adaptiert. Weiters leistet der Ausbau einen maßgeblichen Beitrag zur versorgungssicheren Energiewende sowie zur zunehmenden Elektrifizierung von Wirtschaft und Industrie im Zentralraum Oberösterreich.

Als Ersatz für die 110-kV-Netzanspeisung soll künftig ein 220-kV-Versorgungsring die sichere und leistungsfähige Stromversorgung gewährleisten. Dieser wird künftig die APG-Umspannwerke Ernsthofen, Pichling, Hütte Süd, Wegscheid und Kronstorf miteinander verbinden. Mit dem Projekt werden auch die 110-kV-Umspannwerke Franzosenhausweg, Kleinmünchen, Tillysburg und Kronstorf West der Projektpartner ausgebaut und verstärkt (inklusive Bildung von 110-kV-Teilnetzen). Die notwendigen Baumaßnahmen im Rahmen des UVP-Projekts „Sichere Stromversorgung Zentralraum Oberösterreich“ beinhalten u. a. den Ersatzneubau bestehender Leitungen, Spannungsumstellungen von 110 kV auf 220 kV auf bereits dafür ausgelegten Leitungsabschnitten sowie Aus- und Umbauten von insgesamt acht Umspannwerken. Für die Errichtung der neuen Leitungen werden großteils bestehende Leitungstrassen der Netzbetreiber genützt, um den Eingriff auf Menschen und Natur möglichst gering zu halten.

Ende 2022 fand die mündliche Verhandlung der UVP-Behörde (Land Oberösterreich) statt, und seit 9.3.2023 liegt der positive UVP-Bescheid für den oberösterreichischen Teil vor (für den Projektteil in Niederösterreich liegt seit 21.3.2023 ebenfalls ein positiver und bereits rechtskräftiger UVP-Bescheid vor). Gegen den Bescheid des Landes OÖ wurden Beschwerden erhoben, weshalb nun ein Beschwerdeverfahren vor dem Bundesverwaltungsgericht (BVwG) anhängig ist. Aus derzeitiger Sicht wird eine Verhandlung des BVwG Anfang 2024 und ein Erkenntnis des BVwG bis Anfang Quartal 2/2024 erwartet. Die Umsetzung ist -

nach erfolgter Genehmigung - ab Mitte 2024 bis 2031 mit ersten 220-kV-Teilbetriebnahmen einzelner Bauabschnitte (z. B. 220/110-kV-Umspannwerk Hütte Süd) ab Ende 2026 geplant.

Projekt Netzraum Burgenland Nord-Sarasdorf/ Großraum südöstlich von Wien

Im Netzentwicklungsplan 2023 wurde ein neues Projekt (NEP 23-3) zur Errichtung einer 380-kV-Leitungsverbindung Richtung Nordburgenland aufgenommen. Ziel des Projekts ist vor allem die Netzintegration der Erneuerbaren im Nordburgenland, Brucker Becken und im Großraum südöstlich von Wien. Zudem können durch die Errichtung der neuen Leitungsverbindung die Netz- und System-sicherheit sowie die Versorgungssicherheit gesteigert und die Anspeisemöglichkeiten von Netzkund:innen verbessert werden. Bei der Projektentwicklung für diesen Netzraum werden in Kombination mit der Bestandsnetzinfrastruktur alternative Leitungstechnologien (380-kV-Erdkabel) in großtechnischer Anwendung untersucht (vgl. EIWOG § 40/§ 40a).

Weitere Projekte und Betriebsinvestitionen

Weiters plant APG umfangreiche Betriebsinvestitionen zur Erneuerung und Verstärkung von Anlagen (siehe dazu auch den APG-Netzentwicklungsplan 2023, Kapitel 4.2). Überlegungen zur Verstärkung und Erweiterung bestehender Schaltanlagen führen besonders bei alten Anlagen zu umfangreichen Sanierungen oder, im Rahmen einer technisch-wirtschaftlichen Optimierung, oft zu Ersatzneubauten. Zudem sind umfangreiche Sanierungen und vor allem Generalerneuerungen von alten 220-kV-Leitungen zusätzlich zum geplanten 380-kV-Netzausbau erforderlich. Die Netzerneuerungen und Betriebsinvestitionen in bestehende Anlagen werden - neben den Erweiterungsinvestitionen der Netzausbauprojekte - in den kommenden Jahren ebenfalls einen hohen Ressourceneinsatz bei APG erfordern. APG plant und kombiniert dabei möglichst die Maßnahmen von Anlagenausbauten und Betriebsinvestitionen, um eine Reduktion von Projektkosten sowie von Abschaltungen und nötigem Engpassmanagement zu erreichen.

Digitalisierung bei den APG-Großprojekten

Das von APG im Zuge der beiden Großprojekte Weinviertelleitung und Salzburgleitung mit Partne-

Lagebericht

rinnen und Partnern entwickelte Baudokumentationssystem (ProlisBau) wird seit Beginn der Bau-tätigkeiten erfolgreich eingesetzt. Mit dieser Software, die auf den Smartphones und PCs der Mitarbeiter:innen installiert ist, wird eine kontinuierliche Bescheid- und planungskonforme Projektumsetzung sichergestellt und dokumentiert. Auch die standortbezogene Dokumentation der Qualitätssicherung des Leitungsbaus wird mit ProlisBau erreicht. Die generierten Daten und Informationen werden in die zentralen Systeme überspielt bzw. können diese aus den zentralen Datenbanken auch überall vor Ort und an den Baustellen abgerufen werden.

Derzeit sind weitere Fachebenen des Programms in Entwicklung. Damit soll die Software zukünftig auch verstärkt für die Baustellenkoordination bei den Umspannwerken zum Einsatz kommen sowie eine gesamtheitliche Bauablaufdokumentation gewährleisten. Nach einer erfolgten Bedarfserhebung wird eine entsprechende Softwarelösung von APG-Expertinnen und -Experten mit externen Partnerinnen und Partnern entwickelt. Der erfolgreiche Einsatz bei den 380-kV-Projekten bestätigt den Trend zur Digitalisierung von Prozessen auf APG-Baustellen und stellt die effiziente Projektabwicklung bei Großprojekten sicher.

Projektumfeldbetreuung

APG setzt sich bei allen Netzprojekten intensiv mit den vielfältigen Ansprüchen und Bedürfnissen der beteiligten Interessengruppen auseinander. Im Jahr 2023 lag der Schwerpunkt der Projektumfeldbegleitung auf persönlichen Gesprächen mit vor allem Gemeindevertreter:innen, Grundeigentümer:innen und weiteren Stakeholdern. Neben einer transparenten Information und Kommunikation zu den aktuellen Projektentwicklungen wurden auch projektbegleitende Maßnahmen umgesetzt. Auf Basis einer intensiven und proaktiven Betreuung der verschiedenen Interessengruppen vor Ort strebt APG auch weiterhin an, die Genehmigungsverfahren bei Großprojekten in konstruktiver Zusammenarbeit rasch und effizient abzuwickeln. Dies erfordert Sensibilität, Transparenz und Bewusstsein für die gesellschaftliche Verantwortung, die wir für die Sicherheit und den Ausbau des Stromsystems in Österreich tragen.

Wirtschaftliche Entwicklungen

Ergebnisentwicklung 2023

Als maßgebliche Ergebniskennzahl von APG liegt der Betriebserfolg bei 73,9 Mio. € und somit deutlich unter dem Betriebserfolg des Vorjahres in Höhe von 145,1 Mio. €.

Diese Entwicklung ist vor allem auf folgende wesentliche Effekte zurückzuführen:

- » Entfall enorm hoher positiver Sondereffekte aus Zinssatzanpassungen im Vergleich zum Geschäftsjahr 2022
- » Gesunkene tariflich erstattete Kapitalkosten in Zusammenhang mit der neuen WACC-Festsetzung
- » Anstieg der operativen Kosten (Personalaufwand und sonstige betriebliche Aufwendungen) aufgrund des hohen Investitionsvolumens, die jedoch stringent bewirtschaftet werden konnten

Investitionstätigkeiten/RAB (Regulatory Asset Base)

Die Investitionstätigkeiten (Nettoinvestitionen) für 2023 beliefen sich auf 463,5 Mio. €. Die enormen Jahresinvestitionen abzüglich der Abschreibungen führten zu einem RAB-Anstieg von 2.182,4 Mio. € auf 2.600,3 Mio. €, einer unternehmensweiten Vollausslastung und einem Anstieg der aktivierten Eigenleistungen.

Sozialkapital

Die Positionen „Aufwendungen für Abfertigungen“ und „Aufwendungen für Altersversorgung“ in der Gewinn- und Verlustrechnung weisen einen Aufwand in Höhe von 7,5 Mio. € aus. Dieser Wert ist auf einen versicherungsmathematischen Verlust in Höhe von 4,9 Mio. € zurückzuführen. Die Verluste begründen sich aus dem Gehaltstrend. Ein Gegen-effekt ist die Anpassung der Zinssätze bei Abfertigungen von 3,50 % auf 3,75 %, bei Pensionen, Sterbegeldern, Jubiläumsgeldern sowie Krankenzusatzversicherungen gleichbleibend auf 3,75 %. Ein negativer Effekt ergibt sich aus der Anpassung des Pensionstrends um 1 %. Das Pensionskassenvermögen zeigt mit einem Anstieg von 1,1 Mio. € aufgrund einer Performance von 7,69 % einen positiven Effekt.

Lagebericht

Verbindlichkeit für Investitionsrücklage (ausgewiesen in der Bilanzposition Sonstige Verbindlichkeiten)

Bei der Investitionsrücklage handelt es sich um regulatorische Verbindlichkeiten aus der Vergangenheit. Dabei handelt es sich um eine Rücklage für vergangene Auktionserlöse, die in dieser Form einmalig zur Eigenkapitalstärkung gebildet wurde. Diese zweckgewidmete Rücklage wird jährlich regulatorisch abgeschöpft. Die gebildete Vorsorge (inklusive der Zinskomponente) dient zur Kompensation der jährlichen Rückzahlungsverpflichtung. Da sich der Zinssatz für langfristige Verpflichtungen in Höhe von 3,75 % aus dem Jahr 2022 im Jahr 2023 auf 4,00 % erhöhte, ergibt sich aus der Neubewertung der Verbindlichkeit für Investitionsrücklage eine positive Ergebnisauswirkung in Höhe von +0,9 Mio. €.

EPEX-Beteiligungserträge

Seit 2015 ist APG Anteilseigner an der Holding des Gestionnaires de Réseau de Transport d'Électricité (HGRT), die alle Anteile (49 %) der TSOs (Elia, RTE, Swissgrid, Amprion, TenneT, APG) an der Strombörse EPEX SPOT zusammenfasst. Die APG-Kapitalbeteiligung war ein wichtiger Meilenstein in der weiteren Integration Österreichs in das Stromhandelsgebiet Zentral- und Westeuropa. Im Jahr 2023 konnten zudem Beteiligungserträge in Höhe von 650,0 Tsd. € generiert werden.

Projekt „Systeme, Prozesse, Integriert und Digitalisiert“ (SPiDi)

Im Jahr 2023 beschäftigte sich APG im Zuge der digitalen Transformation mit der Umsetzung von SAP S/4HANA. Zur Sicherstellung einer effizienten und effektiven Umsetzung orientiert sich das Vorhaben am SAP-Activate-Phasenmodell. Nach erfolgter Auswahl der Umsetzungspartner erfolgte Ende 2022 der Kick-off die Implementierung (Realize Phase):

- » Die Umsetzung der vier Teilprojekte SAP S/4HANA, der BW-Übergangslösung, die Archivierung des Altsystems und die Einführung des Rechnungsprüfungsworkflows konnten plangemäß mit Ende des Quartals 3/2023 abgeschlossen werden.
- » In drei Integrationstestzyklen wurden die Implementierung, die Schnittstellen und die Migration auf Herz und Nieren geprüft.

- » Auf Basis der Ergebnisse aus der Soft-Go-live-Phase, in der ausgewählte Geschäftsfälle bereits im neuen System gebucht wurden, erfolgt die Freigabe zum Go-live mit 1.1.2024.
- » Bis Ende Jänner 2024 erfolgt die Migration der Finanzdaten auf Basis des abgeschlossenen Geschäftsjahres 2023, und mit Ende Februar ist die Abnahme des neuen SAP-Systems durch den Wirtschaftsprüfer geplant.

Da das Projekt alle wesentlichen kaufmännischen Prozesse im Scope hat, erfolgt eine starke Abstimmung mit dem VERBUND-Konzern, um vor allem die Prozesse Abschluss, Konsolidierung und Planung einheitlich und ITO-konform zu gestalten.

Lage am Beschaffungsmarkt und Auswirkungen des bevorstehenden Investitionsvolumens

Massiv steigende Investitionsvolumina in die gesamte Energieinfrastruktur und die Nachwirkungen geopolitischer Verwerfungen vergangener Monate und Jahre haben den Markt verschärft. Geringe Marktkapazitäten führen derzeit zu Verzögerungsrisiken bei Projekten sowie zu steigenden Projektkosten. So bedarf es beispielsweise für Transformatoren mehrjähriger Vorlaufzeiten. Diese Entwicklung wird von erheblichen Preissteigerungen begleitet.

Dies erfordert auf jeden Fall ein Umdenken in der Beschaffung: APG wird, um für das bevorstehende Projektvolumen ausreichend Angebote zu erhalten, früher und attraktiver am Markt auftreten müssen, andere Märkte erschließen und neue Vertragsmodelle entwickeln.

Resilienz in der Beschaffung

Im Zuge des Projekts „Resilienz in der Beschaffung“ wurden bereits erste Maßnahmen definiert, um dieses Umdenken einzuleiten: Durch verstärkte Zusammenarbeit zwischen Fachabteilungen und Beschaffung im Rahmen eines Asset-Management-Teams wird die langfristige Bedarfstransparenz verbessert, ein gemeinsamer Fokus auf langfristige Warengruppenstrategien ermöglicht eine bessere Lieferantenbindung, durch die angestrebte Entkoppelung von Beschaffung und Projektgenehmigung bzw. Baubeschluss können neue Vertragsmodelle eingesetzt werden, für strategisch wichtige Komponenten wird eine beschränkte La-

Lagebericht

gerbevorratung zur Absicherung der Projekte evaluiert. Die Standardisierung von Prozessen, Produkten und Projekten wird weiter vorangetrieben.

Qualitätskontrollen werden durch unangekündigte sicherheitstechnische Begehungen vor Ort durchgeführt. Zudem wird bei Bestbieterverfahren mittels entsprechender Zuschlagskriterien die Qualität der Lieferung bzw. Leistung im Vorfeld evaluiert. Diese Zuschlagskriterien sind abhängig von der Art der Leistung und können u. a. Baustellensicherheitskonzepte, Garantieverlängerungen, Qualitäts-sicherungsmaßnahmen etc. beinhalten.

Förderung der VERBUND Energy4Business GmbH

Als Reaktion auf signifikante Preissteigerungen auf dem Strommarkt kam es im Jahr 2023 erstmals zur Förderung der VERBUND Energy4Business GmbH (Beschaffung von Netzverlustenergie) durch Bundesmittel, gemäß § 53 Abs. 4 EIWOG 2010. Gegenstand der Förderung war die Abfederung der Kosten der Netzbetreiber für die Beschaffung von Netzverlustenergie in Höhe von max. 186 €/MWh für das Jahr 2023. Da APG für mehrere Netzbetreiber die Netzverlustenergie zentral beschafft, wurde auch die Abwicklung der Förderung für diese Netzbetreiber zentral durchgeführt. APG hat im Zuge dessen Förderbeträge in Höhe von 491,2 Mio. € angefordert, davon 376,5 Mio. € für die an der zentralen Beschaffung teilnehmenden Netzbetreiber, und 114,7 Mio. € für APG selbst als Übertragungsnetzbetreiber.

Stromgeschäft prägt die wirtschaftliche Entwicklung von APG

Die zurzeit vorherrschenden Volatilitäten am Strommarkt werden aufgrund der Bildung von Regulierungskonten im UGB-Ergebnis neutralisiert, haben jedoch enorme Auswirkungen auf die Cashflows sowie das Konzernergebnis von VERBUND nach IFRS. Dies wird auch zukünftig einen erhöhten Bedarf an kurz- und mittelfristiger Liquidität mit sich bringen.

Aktive Begleitung des APG-Wachstums

Das Programm „change4growth (C4G)“ startete offiziell mit Dezember 2023 und soll das APG-Wachstum aktiv mit einer gesamtheitlichen Organisationsentwicklungssicht begleiten. Dieses Wachstum betrifft verschiedene Dimensionen, auf der einen Seite die technische und innovative Weiterentwicklung, auf der anderen Seite die gesamte Organisation mit ihren Strukturen und Prozessen, verbunden mit einem enormen Personalwachstum, die APG-Kultur sowie die APG-Mitarbeiter:innen und die APG-Führung.

Lagebericht

Rechtliche Entwicklungen

Zentralraum Oberösterreich – Zuerkennung der aufschiebenden Wirkung

Mit Erkenntnis vom 10.10.2023 hat das Bundesverwaltungsgericht (BVwG) den gegen den UVP-Bescheid der oberösterreichischen Landesregierung zum Vorhaben Zentralraum Oberösterreich eingebrachten Beschwerden die aufschiebende Wirkung wieder zuerkannt. Die aufschiebende Wirkung war zuvor von der oberösterreichischen Landesregierung ausgeschlossen worden. Da das BVwG in seiner aktuellen Entscheidung das hohe öffentliche Interesse am Projekt aber ausdrücklich anerkennt und das bisherige Behördenverfahren die fachliche Unbedenklichkeit des Vorhabens zum Ergebnis hat, geht APG nach wie vor davon aus, dass alle vorliegenden Beschwerden zurück- oder abgewiesen werden und durch die Entscheidung kein nachhaltiger Zeitverlust eintritt.

Das BVwG hält dabei u. a. fest, dass es bislang sowohl der nationale als auch der europäische Gesetzgeber unterlassen habe, ein Überwiegen von Klimazielen gegenüber den dem Umwelt- und Nachbarschaftsschutz dienenden Bestimmungen bei der Beurteilung von Infrastrukturprojekten verbindlich gesetzlich festzulegen. Das aktuelle Beispiel des Zentralraums Oberösterreichs zeigt somit, dass die bestehenden gesetzlichen Rahmenbedingungen der Bedeutung von Netzprojekten zur Dekarbonisierung bzw. der Energiewende nicht gerecht werden und es dringend notwendig ist, wirksame Beschleunigungsgesetze für den Netzausbau zu fassen. Dass die aufschiebende Wirkung von Beschwerden zur Ausnahme wird und nur im Einzelfall zuerkannt wird, stellt dabei einen wichtigen Puzzlestein dar – eine unmittelbare Neuregelung der Verfahrensbestimmungen für Projekte im Übertragungsnetz im EABG, bei der die netzspezifischen Möglichkeiten der Novelle der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) umfassend umgesetzt werden, ist für die Erreichung der Erneuerbaren-Ausbau-Ziele in Österreich unumgänglich.

Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (RED III)

Am 31.10.2023 wurde RED III im Amtsblatt der Europäischen Union veröffentlicht. Als wesentlicher Teil des European Green Deal werden darin auch die EU-Ziele für den Anteil erneuerbarer Energien festgelegt. Um die ambitionierten Ziele zu erreichen, liegt ein besonderer Fokus auf der Beschleunigung von Genehmigungsverfahren, sowohl im Bereich der Erneuerbare-Energien-Erzeugung als auch im Bereich der Erneuerbare-Energien-Infrastruktur (Netze).

Kernstück für Netzbetreiber ist Art 15e, der eine Ausweisung von „dedicated infrastructure areas“ vorsieht, in denen bei Erfüllung der determinierten Voraussetzungen auf Planungsebene eine Ausnahme u. a. von der Umwelt- und Naturverträglichkeitsprüfung auf Einzelprojektebene wirksam wird. Ferner definiert die Richtlinie ein „überragendes öffentliches Interesse“ für Erneuerbare-Energien-Projekte inklusive der Strominfrastruktur bei der Interessenabwägung zur Beurteilung von deren Genehmigungsfähigkeit.

Als Richtlinie ist die RED III von den Mitgliedsstaaten in nationales Recht umzusetzen, als Frist wird für den Großteil der Bestimmungen der 21.5.2025 vorgegeben, vereinzelt – insbesondere für die Rechtsgrundlagen zur Ausweisung der „dedicated grid areas“ – bereits der 1.7.2024. Wesentlich wird sein, dass der österreichische Gesetzgeber vollumfänglich von seinen Möglichkeiten großzügig und mutig Gebrauch macht und neben den Erzeugungsanlagen auch der Netzausbau von den neuen Verfahrensprozessen profitiert.

Neue Allgemeine Netzbedingungen von APG

Mit Bescheid vom 16.3.2023 hat die Energie-Control Austria die geänderten Allgemeinen Netzbedingungen (ANB) von APG ohne Auflagen genehmigt. Die Aktualisierung der ANB war vor allem aufgrund gesetzlicher Änderungen auf nationaler und unionsrechtlicher Ebene (insbesondere betreffend die EU Network Codes und dazu ergangene nationale Verordnungen bzw. technische Regelwerke), praktischer Erfahrungen mit der Abwicklung und Umsetzung von Anträgen auf Netzanschluss bzw. Netznutzung und Netzkooperation sowie im Hinblick auf die Netzsicherheit und die unterbrechungsfreie Versorgung der Endverbraucher:innen erforderlich.

Lagebericht

Die neuen ANB traten gemäß § 18 EIWOG 2010 mit 1.7.2023 in Kraft. Die neuen ANB und weiterführende Informationen zu den Änderungen (Informationsblatt) finden sich unter <https://markt.apg.at/rechtlicher-rahmen/>.

Weitere Gerichtsverfahren

Darüber hinaus gab es im Jahr 2023 keine wesentlichen Gerichtsverfahren.

Regulatorische Entwicklungen

Das Regulierungssystem von APG ist eine Kombination aus „Cost-plus Model“ und „Revenue Cap“. Auf Basis des letztverfügbaren Jahresabschlusses und der Investitionsplanung werden im Rahmen des jährlichen Kostenermittlungsverfahrens angemessene Kosten festgestellt. Weiters werden aufgrund gesetzlicher Bestimmungen Differenzen zwischen Plan- und Ist-Erlösen sowie Plan- und Ist-Kosten aufgerollt. Die RAB stellt die Basis für die tariflich erstatteten Kapitalkosten dar und verzeichnet eine risikoadjustierte regulatorische Kapitalverzinsung.

Tarifprüfung 2023

Das Verfahren zur Tarifprüfung 2023 war das erste in der neuen WACC- bzw. Regulierungsperiode ab 1.1.2023 bis 31.12.2028. Mit dem letztjährigen Tarifbescheid 2022 wurde eine neue Systematik der Kapitalverzinsung (WACC) festgelegt, die für Altanlagen und Neuinvestitionen jeweils einen gesonderten WACC samt einer jährlichen Aktualisierung der Parameter vorsieht.

Die E-Control hat am 9. November den Bescheid zum Tarifprüfungsverfahren 2023 an APG übermittelt. Neben den klassischen Kostenfeststellungen wurden die in diesem Verfahren aufgrund des anhaltend hohen Zinsumfelds erneut von APG eingebrachten Argumente für eine angemessene Kapitalverzinsung nicht aufgegriffen. Nach jahrelanger Nullzinspolitik steigerte die Europäische Zentralbank (EZB) den Hauptrefinanzierungssatz am 27.7.2022 auf 0,5%. In neun weiteren Entscheidungen innerhalb von fünf Quartalen hob die EZB den Leitzins auf nunmehr 4,5% (20.9.2023) an. Dieser Wert wurde auch bei der Sitzung der EZB vom 14.12.2023 unverändert belassen. Bei Fremdfinanzierungen ist damit ein Paradigmenwechsel vollzogen worden, der auch in den kommenden Jahren ein erhöhtes Zinsniveau erwarten lässt.

Dem Bescheid 2023 liegt daher ein WACC für Altanlagen bis inklusive 2022 in Höhe von 4,16% vor Steuern sowie ein WACC für Neuinvestitionen im Jahr 2023 in Höhe von 4,88% und für Neuinvestitionen im Jahr 2024 in Höhe von 6,33% vor Steuern zugrunde. Dabei ist zu beachten, dass der WACC ein nach Eigenkapital- und Fremdkapitalanteil gewichteter Zins ist, der die durchschnittlichen

Lagebericht

Kapitalkosten eines Unternehmens widerspiegeln soll und der nun gesamthaft (zumindest für Altanlagen) unter dem EZB-Leitzins liegt.

Des Weiteren wurde im Bescheid 2023 das neue Anreizsystem zur Förderung der Energiewende und Marktintegration weitergeführt bzw. erweitert.

Die Tarifierungsbasis für die Brutto- und Nettotarife auf der Ebene 1 und 2 von APG geht im Vergleich zum Vorjahr um 37% auf 247,6 Mio. € zurück. Die gesamte Tarifierungsbasis – inklusive Kosten der Ebene 3, Verlustenergie und Systemdienstleistungen – sinkt im Vergleich zum Vorjahr um 27% auf rund 440,7 Mio. €. Der Kostenrückgang lässt sich vor allem auf die zuletzt wieder deutlich gesunkenen Beschaffungspreise für Netzverlustenergie, die die Effekte höherer Investitionstätigkeit aufwiegen, zurückführen.

Die Preisniveaus auf den Energiemärkten sind 2023 gegenüber den außerordentlich hohen Niveaus 2022 zurückgegangen, liegen jedoch weiterhin über den langjährigen Durchschnitten. Ende 2022 hat sich die Bundesregierung entschieden, Netzverlustentgelte für Entnehmer:innen mit 186 €/MWh zu fördern. Diese Förderung wird für 2024 nicht mehr gewährt.

Beschwerde Tarifbescheid

Begleitend zum Tarifprüfungsverfahren 2023 wurde überdies auch die Beschwerde zum Bescheid 2022 weiterbetreut. Bei dieser Beschwerde wurde die regulatorisch zu niedrig anerkannte Kapitalverzinsung (WACC) in Zeiten notwendiger Rekordinvestitionen bei stark steigendem Zinsniveau und historischer Inflation bekämpft. Die in der damaligen Beschwerde angeführten Annahmen wurden durch die inzwischen eingetretene Zinsentwicklung im Jahr 2023 bestätigt. Aktuell liegt die Beschwerde beim Bundesverwaltungsgericht (BVwG).

APG hat am 11.12.2023 erneut eine Beschwerde gegen den Tarifbescheid von 2023 eingebracht, da wie im Bescheid des Vorjahres aktuelle makroökonomische Entwicklungen – wie das seit 2022 stark steigende Zinsniveau, die anhaltend hohe Inflation sowie ein sehr dynamisches Marktumfeld im Energiesektor – weiterhin nicht angemessen berücksichtigt werden. Zwischen den Gutachter:in-

nen der Behörde und APG gibt es Auffassungsdifferenzen, wie eine angemessene risikoadäquate Verzinsung vor dem Hintergrund eines Rekordinvestitionsvolumens von rund 4 Mrd. € in der Regulierungsperiode von 2023 bis 2028 angesetzt werden kann. Darüber hinaus ist APG hinsichtlich der Berücksichtigung des gestiegenen Bedarfs an Working Capital bei der Festlegung der Finanzierungskosten sowie der zeitgemäßen Feststellung von Effizienzvorgaben anderer Ansicht als die Regulierungsbehörde.

Es ist davon auszugehen, dass die E-Control diese zweite Beschwerde erneut an das BVwG weiterleiten wird. Ungeachtet der Beschwerden ist der aktuelle Tarifbescheid gültig, auf dessen Basis APG den gesetzlichen Aufgaben nachkommen wird.

Lagebericht

Corporate Social Responsibility

APG erstellt einen integrierten Geschäftsbericht, der das Thema Nachhaltigkeit seit vielen Jahren einschließt. Als 100%iges Tochterunternehmen von VERBUND leistet APG auch einen Beitrag zum integrierten VERBUND-Geschäftsbericht. Dieser entspricht den derzeit gültigen Anforderungen des Nachhaltigkeits- und Diversitätsverbesserungsgesetzes (NaDiVeG) und den Standards der Global Reporting Initiative (GRI).

APG bekennt sich in seinem Verhaltenskodex zu den Grundsätzen nachhaltigen Handelns. Eine Unternehmenspolitik, die neben den ökonomischen Anforderungen zugleich auch die ökologischen Grenzen respektiert und soziale Ausgewogenheit anstrebt, ist dafür die Basis. Globale Rahmenbedingungen wie die Sustainable Development Goals (SDGs) der Vereinten Nationen, der Weltklimavertrag von Paris oder der European Green Deal sind dabei wesentliche Einflussfaktoren für die Weiterentwicklung der Nachhaltigkeitsstrategie von APG.

Auf europäischer Ebene setzt der European Green Deal unter anderem die globalen Klimaziele und wesentliche Bereiche der SDGs um. Er hat zum Ziel, Europa bis 2050 zum weltweit ersten klimaneutralen Kontinent zu machen. Weitere Schwerpunkte sind saubere, leistbare und sichere Energie, Dekarbonisierung und Kreislaufwirtschaft, der Schutz von Ökosystemen, Biodiversität sowie ein Null-Schadstoff-Aktionsplan. APG unterstützt diese Ziele vollumfänglich.

Die Auswirkungen des Klimawandels sind schon jetzt auch in Österreich zunehmend sichtbar. Deshalb ist eine rasche Dekarbonisierung unseres Wirtschaftssystems dringend erforderlich. Eine wesentliche Kenngröße dafür ist die Klimabilanz.

Die Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) von APG wurden nach den Kriterien des Greenhouse Gas Protocol berechnet. Gemäß diesem internationalen Standard werden THG-Emissionen in drei Gruppen (Scopes) eingeteilt. Dabei umfasst Scope 1 alle direkten Emissionen, die durch firmeninterne Tätigkeiten und Aktivitäten bei APG anfallen. Die indirekten Scope-2-Emissionen ergeben sich aus dem internen Stromverbrauch und zum Ausgleich der Netzverluste. Unter Scope 3 fallen in

der konsumbasierten Betrachtungsweise weitere indirekte THG-Emissionen in der vorgelagerten und nachgelagerten Wertschöpfungskette.

THG-Emissionen von APG 2023 in Tonnen CO₂e:

	Tätigkeit	Standort-basiert	Markt-basiert
Scope 1	Fuhrpark (direkte Emissionen)	909	909
Scope 1	SF ₆ (Isoliertgas Schwefelhexafluorid)	1.035	1.035
Scope 2	Strombezug für Netzverluste und Verwaltung	135.948	245.922
Scope 3	Wirtschaftsgüter (Handy, Server, Kopierpapier u. Ä.)	382	382
Scope 3	Dienstreisen (PKW, Flug, Bahn)	977	977
Scope 3	Investitionsgüter (Leitungen, Trafos, Fuhrpark)	31.524	31.524
Scope 3	Vorgelagerte Prozesse der Energie- und Treibstoffherzeugung	45.011	82.190
Gesamte Treibhausgasemissionen der APG		215.786	362.939

Die indirekten Emissionen aus dem Strombezug in Scope 2 sind den Netzverlusten und dem Stromverbrauch in der Verwaltung zugeordnet. Diese werden mit zwei unterschiedlichen Werten angegeben: mit einem standortbasierten und einem marktbasieren Wert. Der standortbasierte Wert wird mit dem CO₂-Emissionsfaktor des lokalen Stromnetzes berechnet und ist, bedingt durch den hohen Anteil erneuerbarer Energien am österreichischen Strommix, gering. Der marktbasieren Wert hingegen entspricht dem europäischen Strommix. Da der Erneuerbaren-Anteil in Österreich signifikant über dem europäischen Erneuerbaren-Anteil liegt, kommt es zu erhöhten Emissionen, wenn marktbasieren bezogen wird. Durch den gezielten Bezug von Strom aus der Erzeugung mit geringeren Emissionen pro bezogener kWh können Emissionen reduziert werden. Die gleiche Berechnungsmethode wird auch für die Scope-3-Emissionen aus den vorgelagerten Prozessen der Energieerzeugung angewendet.

Der Strombezug für Netzverluste und Verwaltung (erfasst in Scope 2 und Scope 3) hat mit rund 90 %

Lagebericht

den größten Anteil an den Gesamtemissionen von APG. Ihre Minimierung hat daher eine besondere Bedeutung für den Klimaschutz. Gleichzeitig sind der Reduktion von Verlustmengen enge technische Grenzen gesetzt.

Die THG-Emissionen, verursacht durch die Herstellung von Investitionsgütern wie Leitungen und Transformatoren, sind im Berichtsjahr mit 31.524 Tonnen CO₂e eher gering. Dieser Wert unterliegt jedoch großen jährlichen Schwankungen, da nur jene Projekte in die Klimabilanz aufgenommen werden, die im aktuellen Jahr in Betrieb genommen wurden. Im Jahr 2024 waren dies vor allem die Schaltanlage in Weibern und das Projekt Reschenpass mit dem Umspannwerk in Nauders. Einige, bereits weit fortgeschrittene, mehrjährig laufende Leitungs- und Umspannwerkprojekte werden demnach erst in den folgenden Jahren in der APG-Klimabilanz schlagend.

Bei gasisolierten Schaltanlagen und bei Strom- und Spannungswandlern wird überwiegend Schwefelhexafluorid (SF₆) als Isoliergas eingesetzt. Da SF₆ jedoch ein sehr hohes Klimaschädigungspotenzial hat, werden laufend alternative Technologien geprüft. Allerdings sind technisch ausgereifte Alternativen zurzeit noch nicht im erforderlichen Maß erhältlich.

Der Schutz von Biodiversität entlang der APG-Trassen und -Leitungen ist ein weiterer Nachhaltigkeitsschwerpunkt, der seit vielen Jahren konsequent umgesetzt wird. Mehr dazu finden Sie im Abschnitt „Nachhaltiges Habitatmanagement“.

Neben Maßnahmen für Klima- und Naturschutz setzt APG auch Nachhaltigkeitsaktivitäten im Personalmanagement um. Großer Wert wird dabei auf die Themen Arbeitssicherheit, Gesundheit und Nachwuchsförderung gelegt.

Erfolgsfaktor Personal

Personalressourcenmanagement

Um die Umsetzung der APG-Strategie bestmöglich zu unterstützen und um den stetig wachsenden Anforderungen und schwieriger werdenden Rahmenbedingungen (Arbeitsmarkt, Demografie etc.) gerecht zu werden, wurden die Organisationsstruktur, die Prozesse und die strategischen Ziele

der Personalabteilung adaptiert. Im Rahmen eines Reevaluationsprojekts der bestehenden strategischen Personalplanung wurden ein Treibermodell und die Governance im Planungsprozess neu definiert und an die aktuellen Organisationsstrukturen angepasst. Das Ergebnis des Projekts war ein deutliches Personalwachstum für die nächsten Jahre. Um der demografischen Entwicklung im Unternehmen Rechnung zu tragen, wurden auch die Stellen für die Nachfolgeplanung aufgestockt.

Candidate Journey

Im Quartal 4/2023 wurde eine externe Marktforschung durchgeführt. Die Ergebnisse dienen als Grundlage für die weitere Vorgehensweise im Employer Branding. Ziel ist eine Verbesserung im Recruiting und eine noch zielgerichtetere Arbeitgeberkampagne. Die Erfahrungen und Interaktionen, die Kandidaten und Kandidatinnen während oder auch vor des Bewerbungsprozesses mit APG machen, können die Candidate Journey positiv beeinflussen. Je mehr sich die Kandidatinnen und Kandidaten wertgeschätzt und unterstützt fühlen, desto eher wird sich die Bewerber:innen-zufriedenheit erhöhen, und mehr Menschen werden sich für APG begeistern und für konkrete Stellen bewerben. Aus diesem Grund wurde das APG-Ambassador-Programm mit Mitarbeitenden von APG auf zusätzliche Zielgruppen erweitert, es wird auch 2024 vorangetrieben. Zusätzlich wurden die Konzepte zur Einführung einer verstärkten Social-Media-Präsenz, von Active Sourcing und eines TalentClub erarbeitet.

Auch 2023 konnten wieder erfolgreich externe Auszeichnungen, wie Kununu-Arbeitgeberzufriedenheit und die „Trend“-Studie, erlangt werden.

Entwicklungsmaßnahmen

Um ein bestmögliches und auf die Strategie abgestimmtes Wirken im Sinne des Unternehmens zu unterstützen, werden über die jährlichen Mitarbeiter:innengespräche Erwartungshaltungen, Ziele und Weiterbildungsbedarfe abgestimmt, um so eine gemeinsame Ausrichtung und zielgerichtete konsequente fachliche und persönliche Weiterentwicklung sicherzustellen. Jährlich werden Schulungen zur Vorbereitung auf die Mitarbeiter:innengespräche angeboten, 2023 mit dem Schwerpunkt

Lagebericht

„Next Generation – Unterschiede und die Genderperspektive“.

Je nach Zielgruppe bieten wir unterschiedliche Programme zur persönlichen Weiterentwicklung an. Seit 2017 gibt es ein Meisterentwicklungsprogramm, und im Frühjahr 2023 startete bereits der zweite Durchgang des Leadership-Programms für Teamleiter:innen und Mitarbeiter:innen mit Projektverantwortung. Parallel dazu wurden die Verantwortungsbereiche der Teamleiter:innen erweitert, um auch so die Führungskräfte weiter zu entlasten.

Als Teil des Talenteprogramms entstanden Working Labs zu den Themen „APG als attraktive Arbeitgeberin“, „Onboarding“, „Psychological Safety“, „APG-Strategie erleb- und begreifbar machen“, „Entscheidungsverhalten von unten“ und „Future Work“, in denen Prozesse hinterfragt und optimiert werden.

Ergänzend zum externen Know-how-Aufbau und der Rekrutierung am Arbeitsmarkt, sollen auch intern Kompetenzen aufgebaut werden. So wurde nun zusätzlich zum Jungfacharbeiterpool das zweijährige APG-Traineeprogramm ins Leben gerufen.

Die Ergebnisse des Gender-Balance-Berichts wurden analysiert, und erste Maßnahmen wurden daraus abgeleitet. Mit diesem Projekt soll ein zukunftsorientierter Beitrag zur Förderung von Diversität sowie zur Gender Balance im Unternehmen geleistet werden. Durch eine Erhöhung und Weiterentwicklung des Frauenanteils im Unternehmen soll essenzielle Expertise für die zukünftige Ausrichtung von APG in Zeiten des Fachkräftemangels gewonnen werden und gemeinsam ein Mehrwert für das Recruiting, für die Innovationskraft, das Miteinander und die Wissensvermittlung von APG geschaffen werden.

Aufgrund des geplanten Personalwachstums und des Change4Growth-Programms wurde eine Kulturbefragung durchgeführt; auf Basis dieser sollen die APG-Werte und kulturell relevante Maßnahmen abgeleitet werden. Darüber hinaus konnte im Ranking der „Beste Arbeitgeber“-Bewertung von „Trend“ (gemeinsam mit Kununu und Xing) eine Verbesserung vom branchenübergreifenden Platz 76 auf Platz 17 erzielt werden.

Gestaltung Rahmenbedingungen

Um die Arbeitgeberattraktivität weiter zu verstärken, wurden im Sinne einer umfassenden Flexibilisierung die Betriebsvereinbarungen für Home Office und Gleitzeit überarbeitet. Das hebt APG deutlich vom Wettbewerb ab und erhöht die Vereinbarkeit von Beruf und Familie.

Dadurch konnte nicht nur die Rezertifizierung des Gütesiegels Beruf und Familie seitens des Bundesministeriums, sondern auch die Auszeichnung mit dem Schwerpunkt mobiles Arbeiten erlangt werden.

Um auch in der hybriden Arbeitswelt den Teamzusammenhalt zu stärken und neue Kolleginnen und Kollegen gut zu integrieren, wurde vermehrt Augenmerk auf Teambuilding und -entwicklungsmaßnahmen gelegt.

Um den hohen Sicherheitsanforderungen an Betreiber kritischer Infrastruktur zu entsprechen, wurden im Rahmen eines unternehmensweit übergreifenden Sicherheitsprojekts auch erweiterte Sicherheitsüberprüfungen für Neueintritte in relevanten Funktionen durchgeführt. Im Rahmen einer mehrjährigen Digitalisierungs-Roadmap werden fortlaufend personaladministrative Prozesse auf digitale Workflows umgestellt und damit auch die Self-Service-Angebote ständig erweitert.

Crossfunktionales Verständnis

Durch gemeinsame Veranstaltungen, wie z. B. die beiden sehr erfolgreichen internen Workshops „Unser Netz – von der Planungsidee zum sicheren Betrieb“ und „Von der Grundidee der Liberalisierung zum heutigen Marktdesign“, und gezielte, zeitlich befristete Short Term Exchanges zwischen Abteilungen sowie Führungskräfte meetings und -klausuren wird des Weiteren das crossfunktionale Verständnis gefördert, um so eine bessere Zusammenarbeit zwischen den Abteilungen zu ermöglichen.

Mitbestimmung

Die Einbindung der Belegschaftsvertretung über die gesetzliche Verpflichtung hinaus führt zu einem äußerst kooperativen Arbeitsklima und mündet darin, dass Entscheidungen und Maßnahmen von der Belegschaft mit Verständnis mitgetragen werden.

Lagebericht

Die regelmäßige Weitergabe von aktuellen Informationen an die Mitarbeiter:innen ist der Garant für Kooperation und Innovation.

Arbeitssicherheit im Vordergrund

Sicherheit steht bei allen Aktivitäten und auf allen Baustellen von APG im Vordergrund. Dementsprechend werden für alle Projekte Sicherheits- und Gesundheitspläne erstellt, Unterweisungen von Fremdfirmen in allen Bereichen lückenlos durchgeführt und die Arbeitsstellen regelmäßig durch die Baustellenkoordinatorinnen und -koordinatoren überprüft. Die Dokumentation der Auditierungen, der dabei vergebenen Aufgaben, der Sicherheitsbegehungen der Fremdfirmen sowie einer kompletten Arbeitsvorschau, um die Arbeiten auf den Baustellen einteilen zu können, wird in einer eigens dafür programmierten Datenbank abgebildet. Das hohe Niveau der Sicherheit und Gesundheit der Arbeitnehmer:innen und der beauftragten Firmen wird durch intensive Schulungen, Seminare und einen aktiven Erfahrungsaustausch gewährleistet. Auch die enge Zusammenarbeit mit den Arbeitsinspektoraten und der Allgemeinen Unfallversicherungsanstalt (AUVA) ist ein wichtiger Teil der Maßnahmen.

2023 ist die Zahl der meldepflichtigen Unfälle mit insgesamt fünf Arbeitsunfällen im Vergleich zum Vorjahr gestiegen. Damit einhergehend ist auch die Unfallrate (Anzahl der Unfälle pro 1.000 Mitarbeiter:innen) höher als 2022. Die Unfallschwere ist im Vergleich zu 2022 hingegen gesunken, da 2023 kein schwerer Arbeitsunfall zu verzeichnen war.

Seit 2018 wird in der Unfallstatistik die Lost Time Injury Frequency (LTIF) als weitere Kennzahl ermittelt. Damit werden die Arbeitsunfälle mit Ausfallzeit pro eine Million Arbeitsstunden dargestellt. Berücksichtigt werden bei der Berechnung alle Arbeitsunfälle ab einem Tag Ausfallzeit (ohne Wegunfälle) inklusive der Unfälle bei Fremdfirmen. Dazu werden die Arbeitsstunden der Fremdfirmen im Auftrag von APG in APG-Arbeitsstätten und deren Unfallereignisse eingerechnet. Die LTIF für 2023 beträgt 7,78 und ist damit höher als 2022.

Neben der durchgängig durchgeführten Nachevaluierung jedes Arbeitsunfalls wurden die Unfälle aus den Jahren 2022 und 2023 darüber hinaus umfassend analysiert, um gezielte Maßnahmen zur

Verbesserung der Unfallentwicklung ableiten zu können. Zusätzlich wird im Rahmen des sicherheitstechnischen Schwerpunktprogramms 2023 in den Unterweisungen wieder besonders auf das Risiko durch „Sturz und Fall“ eingegangen. Auch die aus dem Sicherheitskulturprojekt SK 1920 abgeleiteten Maßnahmen sollen sich durch verstärkte Bewusstseinsbildung hinsichtlich Arbeitssicherheit zusätzlich positiv auf die Unfallentwicklung auswirken. Bei der Unterweisung von Leasing- und Fremdpersonal wird verstärkt auf die möglichen Gefährdungen hingewiesen. Zur weiteren Senkung der Unfallschwere sollen auch die Gesundheits- und Fitnessprogramme von APG beitragen.

In Fortführung der Evaluierung der arbeitsbedingten psychischen Belastung veröffentlicht APG seit Sommer 2016 regelmäßig Informationen rund um dieses Thema im Intranet.

Weiterentwicklung Sicherheitskultur

APG hat sich zum Ziel gesetzt, das Thema Sicherheit intensiv zu forcieren, um hinsichtlich arbeitssicherheitstechnischer Belange zu den führenden Unternehmen national und international aufzuschließen. Dazu wurde 2019 das Sicherheitskulturprojekt SK 1920 gestartet, das sich als eigenständiges Projekt über etwa drei Jahre erstreckte. Die aus dem Projekt abgeleiteten Maßnahmen wurden mittlerweile erfolgreich in den Regelbetrieb integriert und sollen dazu beitragen, den Sicherheitskulturgedanken in APG durchgehend und nachhaltig zu verankern.

2023 wurden erstmals die APG Safety Days abgehalten. Sicherheitscoaches, Sicherheitsfachkräfte, Sicherheitsvertrauenspersonen sowie die Planungs- und Baustellenkoordinatorinnen und -koordinatoren konnten sich bei dieser Veranstaltung zu ausgewählten sicherheits- und gesundheitsrelevanten Themen auf den neuesten Stand bringen. In diesem Rahmen wurde von den Anwesenden heuer zum ersten Mal die Prämierung der gemeldeten unsicheren Zustände für das Jahr 2022 in den Kategorien Außenstelle, Baustelle und Büro durchgeführt.

Ein quartalsweiser Erfahrungsaustausch zwischen Sicherheitscoaches und Sicherheitsvertrauenspersonen mit unterschiedlichen Themenschwerpunkten liefert neue Inputs für das Präsentmachen

Lagebericht

und -bleiben der Sicherheitsthemen im Berufsalltag und stärkt die regionsübergreifende Vernetzung.

Integriertes Managementsystem

Alle Standorte und Leitungen von APG sind nach den aktuellen Normen ISO 14001 (Internationales Umweltmanagementsystem), ISO 9001 (Internationales Qualitätsmanagementsystem), ISO 45001 (Sicherheits- und Gesundheitsmanagementsystem) und ISO 27001 (Informationssicherheitsmanagement) zertifiziert. Die jährlichen internen und externen Audits des integrierten Managementsystems tragen zu einem kontinuierlichen Verbesserungsprozess in allen Bereichen bei und liefern wertvolle Hinweise zu einer Optimierung der Abläufe.

Im Rahmen der Audits wurde festgestellt, dass bei APG ein hoher Reifegrad im Rahmen der IMS-Tätigkeiten vorhanden ist.

Sämtliche Zertifikate in den Bereichen Umwelt, Qualität, Sicherheit, Gesundheit und Informationssicherheit bleiben aufrecht.

Nachhaltiges Habitatmanagement

Als nachhaltig agierendes Energieunternehmen versucht APG, in allen Bereichen der Trasseninstandhaltung auch der Bedeutung des Umweltschutzes gerecht zu werden. Aufbauend auf dem eigenen Unternehmenskonzept hat APG ein umfassendes Leitbild für ein Nachhaltiges Habitatmanagement (NHM) entwickelt. Ein wesentlicher Eckpfeiler dieser Strategie ist die ökologische Trassenpflege. Sie hat zum Ziel, die Eingriffe in die Landschaft und in den Naturhaushalt möglichst gering zu halten bzw. gänzlich zu vermeiden. Eine grundlegende Voraussetzung für die praktische Umsetzung des nachhaltigen Habitatmanagements ist die konstruktive Zusammenarbeit mit Grundeigentümer:innen, NGOs und den beauftragten Firmen.

Wirtschaften mit der Natur

Die Maßnahmen des nachhaltigen Habitatmanagements orientieren sich am natürlichen Potenzial der Standorte und bieten Entwicklungschancen, die bisher erst ansatzweise oder gar nicht genutzt worden sind. Bei APG erhält die umweltverträgliche und möglichst naturnahe Bewirtschaftung der

Trassenflächen den Vorzug gegenüber einem rein kostenfixierten Management. Erfahrungen haben gezeigt, dass die Arbeit mit der Natur auch weitgehend betriebswirtschaftlich Sinn ergibt.

Mithilfe des nachhaltigen Habitatmanagements können auch gezielt regionale Naturschutzziele unterstützt werden. APG ist diesbezüglichen Initiativen gegenüber sehr aufgeschlossen und versucht diese, soweit es die Betriebssicherheit erlaubt, in seine Pflegeplanung zu integrieren. Bei diesen Lebensräumen handelt es sich ausschließlich um ökologisch besonders bedeutende Biotop, die in Absprache mit den Naturschutzbehörden in ihrem Bestehen gefördert bzw. sukzessive wiederhergestellt werden.

Die Trasse als Lebensraum

Viele wertvolle Biotop unserer Landschaft sind durch Kulturmaßnahmen wie Beweidung, Mahd oder andere Nutzungen entstanden. Auch Trassenbiotop sind vom Menschen geschaffene Lebensräume, die eine außerordentliche Lebensraumvielfalt mit einem hohen tier- und pflanzenökologischen Wert darstellen. Kein Lebensraum beherbergt beispielsweise eine derart hohe Zahl an seltenen Insektenarten wie Trockenrasen. Auch finden sich viele Arten, die auf der Roten Liste stehen, speziell im Trassenbereich wieder (z. B. Orchideen).

Der Naturschutzwert dieser Flächen ist deshalb ähnlich den Auengewässern und den Urwaldresten von überragender Bedeutung. Ungefähr 40 % der Pflanzen- und Tierarten, die auf Trockenstandorte angewiesen sind, sind gefährdet oder vom Aussterben bedroht.

Intensive Kommunikation mit den Grundeigentümer:innen

Eine grundlegende Voraussetzung für die praktische Umsetzung des nachhaltigen Habitatmanagements ist die konstruktive Zusammenarbeit mit den Grundeigentümer:innen. Bei der laufenden Trassenpflege und der Umsetzung der einzelnen Biotopschutzprojekte des nachhaltigen Habitatmanagements werden die Grundeigentümer:innen intensiv in die Planung und Durchführung der Maßnahmen integriert.

Lagebericht

Leitprinzipien des nachhaltigen Habitatmanagements

Nachhaltiges Habitatmanagement bedeutet für APG in der Praxis:

Die Gewährleistung der Betriebssicherheit hat oberste Priorität. Maßnahmen, die dafür absolut notwendig sind, setzt das Instandhaltungspersonal von APG eigenverantwortlich um. Wo mehrere Alternativen für den Erhalt der Versorgungssicherheit bestehen, kann der oder die Grundeigentümer:in die entsprechende Maßnahme wählen.

- » Bei der Instandhaltung von Hochspannungsnetzanlagen werden Beeinträchtigungen der Bevölkerung und ihrer Umwelt bestmöglich vermieden (Vorsorgeprinzip).
- » APG nimmt bei Pflegemaßnahmen Bedacht auf die natur- wie auch kulturräumliche Situation der Region und orientiert sich am natürlichen Potenzial des Standorts und dessen Umgebung. Das Instandhaltungspersonal von APG steht den Grundeigentümer:innen und Interessenvertreter:innen beratend zur Seite und fördert das Bewusstsein für die Vorteile der ökologischen Trassenpflege.
- » APG ist interessiert, ökologisch wertvolle Projekte in der Region zu fördern.

Die nachhaltige Waldtrasse

Das ökologische Entwicklungspotenzial einer Waldtrasse hängt von verschiedenen Kriterien ab: den lokalen Standortvoraussetzungen (Relief, Boden, Klima), der Ausrichtung der Leitungsschneise (Wärmehaushalt, Wind) und der auf der Trasse maximal möglichen Endwuchshöhe. Auch die ökologische Ausstattung der Umgebung hat Einfluss auf das Erscheinungsbild einer Trasse. Leitungstrassen sind somit keine einheitlichen Pflegeflächen, sondern brauchen ganz spezifische Gestaltungsmaßnahmen.

In der Praxis werden die eingesetzten Methoden und Maßnahmen auf die kleinflächigen Wechsel der Lebensräume angepasst und flexibel eingesetzt. Dies soll aber nicht zu künstlichen Kleinsthabitaten – „Möblierung der Trasse“ – führen, da diese einen unverhältnismäßigen Pflege- und Planungsaufwand bereiten, ohne einen entsprechenden ökologischen Mehrwert zu schaffen.

Basismanagement auf normalen Standorten

Die entstehenden Trassenbiotop durchlaufen die natürliche Abfolge von offenen Pionierstandorten über Hochstauden bis hin zu den Gebüschphasen und „wandern“ entlang der Trasse. Das Nebeneinander von klein- und großflächig strukturierten Abschnitten folgt keinem stereotypen Muster.

Landschaftsschonende Maßnahmen wie Dauerbewuchs am Trassenrand oder die Anordnung von Sichtblenden in unmittelbarer Mastnähe gehören zum fixen Bestandteil der Trassenbewirtschaftung.

Artenschutz im Netz von APG

Die Realisierung von Infrastrukturvorhaben bringt leider immer Eingriffe in Naturräume und in die Lebensumwelt des Menschen mit sich. Diese gilt es durch innovative und umweltverträgliche Herangehensweisen zu minimieren. Ein nachhaltiges Habitatmanagement zählt daher zu den Fundamenten unserer Unternehmensphilosophie. Im Rahmen der Bewirtschaftung unserer Leitungstrassen legen wir großen Wert darauf, Maßnahmen zu setzen, die zum Erhalt der Biodiversität und zum Schutz von Lebensräumen, Menschen und Tieren beitragen.

Seit 1989 widmen wir uns dem Thema „Leitungsmarkierung“, um das Kollisionsrisiko für Vögel zu minimieren. Es wurden verschiedenste Markierungsmethoden entwickelt und auf ihre Wirksamkeit hin untersucht. Des Weiteren haben wir verschiedenste Nisthilfen entwickelt, um fehlende natürliche Brutplätze ergänzen zu können. Hochspannungsmasten können Fels- und Baumbrutplätze erstaunlich gut ersetzen. Hoch oben sind die Tiere vor Zugriffen geschützt und verfügen über einen idealen Aussichtspunkt, um ihren Lebensraum zu überblicken.

Fazit

Die Freileitungstrassen sind die Visitenkarte von APG und belegen für außenstehende Beobachter:innen unser Bewusstsein für die Verantwortung gegenüber der Natur. Die Trasse bietet Chancen für den Naturschutz zur Etablierung seltener oder besonderer Lebensräume. Des Weiteren bieten Freileitungstrassen und selbst die einzelnen Maststandorte Lebensraum für viele Tier- und Pflanzenarten und leisten somit einen Beitrag zum Erhalt vom Aussterben bedrohter Arten.

Lagebericht

Forschung und Innovation

Die Bemühungen um die Unabhängigkeit von fossilen Brennstoffen und die damit verbundene Umgestaltung unseres Energiesystems haben im Jahr 2023 einen Höhepunkt erreicht. Die Integration der gesamten erneuerbaren Energiequellen in das Stromnetz bis 2030 ist eine gewaltige Aufgabe, auch für APG als österreichischer Übertragungsnetzbetreiber. Forschung und Innovation spielen eine entscheidende Rolle in diesem Transformationsprozess, um die Herausforderungen der Energiewende zu bewältigen und gleichzeitig die Versorgungssicherheit auf höchstem Niveau zu gewährleisten. In Folge werden einige Initiativen des umfassenden F&I-Portfolios von APG exemplarisch beschrieben.

Klimacheck

Aufgrund des Klimawandels verändern sich die natürlichen Gegebenheiten und Umgebungsbedingungen und damit die Anforderungen an eine Hochspannungsleitung über deren Lebensdauer zum Teil massiv. Dabei können auch Änderungen auftreten, die während der Bauphase älterer Leitungen noch nicht berücksichtigt werden konnten. So können sich beispielsweise Wahrscheinlichkeiten für Starkregen und damit einhergehende Hangrutsche sowie Waldbrandgefahren stark verändern und die Infrastruktur gefährden. Das gemeinsam mit GeoSphere Austria durchgeführte Projekt umfasst vier Module betreffend Niederschlag, Erdbodentemperatur, Lufttemperatur und Vereisung. Aus den Projektergebnissen werden Maßnahmen zur Absicherung der bestehenden Infrastruktur abgeleitet, und klimatische Zukunftserwartungen werden stärker in der Planung neuer Leitungszüge berücksichtigt.

Weiterführende Informationen:

<https://www.apg.at/projekte/klimacheck/>

Drohneinsatz bei APG

Ob eine Störung in einem unbesetzten Umspannwerk, ein Lawinenabgang bei einer hochalpinen Stromleitung oder Inspektionen von Strommasten und Umspannwerken – immer mehr Aufgaben müssen von den APG-Einsatzteams gemeistert werden. Um all diese Aufgaben schnell und effizient bewältigen zu können, setzt APG auf die

Unterstützung fliegender Helfer, der Drohnen. Ausgestattet mit Kameras, Sensoren und anderen Technologien können Drohnen ferngesteuert werden oder automatisiert vordefinierte Routen abfliegen. APG nutzt die fliegenden Helfer bereits seit Jahren für verschiedene Zwecke und arbeitet derzeit an drei spannenden Anwendungsfällen: BVLOS-Drohnenbefliegungen in Umspannwerken, BVLOS-Drohnenbefliegungen zur Störungsinspektion entlang von Leitungen und automatisierten Mastbefliegungen via Drohne.

Weiterführende Informationen:

<https://www.apg.at/projekte/beyond-visual-line-of-sight-bvlos/>

Pilotprojekt Karbonfaserseile

Bei hoher Strombelastung von Leitungen entsteht in den Leitungsseilen Wärme. Das Leiterseil dehnt sich dadurch aus, und es besteht die Gefahr eines zu großen Durchhangs des Leiterseils. Durch den Einsatz neuer Materialien mit verbessertem Ausdehnungsverhalten in Leiterseilen kann der Durchhang auch bei höherer thermischer Belastung begrenzt und Langzeitschäden vermieden werden. Die Netzverstärkung mit Karbonfaserseilen, bei denen der Stahlkern durch Karbonfasern ersetzt wird, ist besonders interessant, da die Übertragungskapazität ohne Veränderungen an den Masten (z. B. Mastaufstockung) und damit einhergehende langfristige Abschaltungen deutlich erhöht werden kann. Das Innovationsprojekt untersucht die technischen, rechtlichen und organisatorischen Implikationen und bereitet so den praktischen Einsatz vor.

Forschungsausgaben und Ausblick

Die Ausgaben für Forschung von APG beliefen sich im Jahr 2023 auf rund 1,9 Mio. €.

Gemeinsam mit nationalen und internationalen wissenschaftlichen Partnerinnen und Partnern wird APG auch in Zukunft weiterhin verstärkt auf Forschung und Innovation setzen, damit neue Aufgaben im sich verändernden Energiesystem wahrgenommen und erschlossen werden können und so die Versorgungssicherheit auf höchstem Niveau gewahrt werden kann.

Lagebericht

Finanzielle Leistungsindikatoren

Alle Kennzahlen werden gemäß Fachgutachten des Fachsenats für Betriebswirtschaft der Kammer der Wirtschaftstreuhänder KFS-BW 3 berechnet, ausgenommen jene, die nach Unternehmensreorganisationsgesetz (URG) ermittelt werden. Die Berechnungsmethodik der Kennzahlen ist zudem im Glossar angeführt.

Ertragslage

in Tsd. €	2022	2023
Umsatzerlöse	1.876.366,6	1.953.986,5
Ergebnis vor Zinsaufwendungen und Steuern (EBIT)	147.103,6	84.487,8
Ergebnis vor Steuern	119.086,6	60.009,7
Durchschnittlich eingesetztes Kapital	847.409,6	764.308,9
Eigenkapitalrentabilität (ROE)	22,8 %	10,7 %
Gesamtkapitalrentabilität (ROI)	5,8 %	2,7 %
APG Return on Capital Employed (APG-ROCE)	6,6 %	2,8 %
Umsatzrentabilität (ROS)	7,8 %	4,3 %

Tariflich erstattete Kapitalkosten

Die APG-Investitionstätigkeiten stellen die Basis für die tariflich erstatteten Kapitalkosten dar. Der RAB-Anstieg von 2.182,4 Mio. € auf 2.600,3 Mio. € ist auf sehr hohe Nettoinvestitionen in Höhe von 463,5 Mio. € zurückzuführen.

Umsatzerlöse und Strombezug

Die Umsatzerlöse von APG sind im Vergleich zum vergangenen Jahr um 77,6 Mio. € auf 1.954,0 Mio. € gestiegen.

Die Aufwendungen für den Strombezug sind im Vergleich zum vergangenen Jahr ebenfalls angestiegen (von 1.520,1 Mio. € auf 1.712,8 Mio. €).

Beide Effekte sind im Wesentlichen auf die stark angestiegenen Preise im Bereich der Verlustenergie zurückzuführen.

Personalaufwand

Der Personalaufwand ist gegenüber dem vergangenen Jahr um 38,2 Mio. € auf 105,8 Mio. € gestiegen. Dies ist im Wesentlichen auf Personalmehrungen zur Umsetzung des hohen Investitionsvolumens zurückzuführen. Gegenläufig

wirken Sondereffekte im Zusammenhang mit der Bewertung des Sozialkapitals im Vergleich zum Jahr 2022.

Laufende Abschreibungen

Durch stetig steigende Investitionsvolumina sind auch die Abschreibungen gegenüber dem Vorjahr um 12,4 Mio. € auf 121,7 Mio. € angestiegen.

Sonstiger betrieblicher Aufwand und sonstige Erlöse

Im Vergleich liegt der Sonstige betriebliche Aufwand (sbA) im Jahr 2023 in Höhe von 98,8 Mio. € über dem Niveau des Vorjahres (2022: 85,4 Mio. €). Der Anstieg des sbAs im Vergleich zum Jahr 2022 konnte trotz steigenden sbAs durch eine strenge Kostenbewirtschaftung in moderatem Ausmaß gehalten werden. Der Kostenanstieg ist vor allem dem stark erweiterten Aufgabenspektrum im Rahmen der Energiewende und der europäischen Energiekrise sowie Preissteigerungen im Zusammenhang mit der Inflation geschuldet.

Ergebnis

Das Ergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT) beträgt 84,5 Mio. € und ist im Vergleich zum vergangenen Jahr um 62,6 Mio. € gesunken. Dies ist vor allem auf hohe positive Sondereffekte im Jahr 2022 aus Sozialkapital und Zinssatzanpassungen zurückzuführen, die sich im Jahr 2023 gegenläufig entwickelten und negativ auf das Ergebnis wirken. Darüber hinaus kam es in 2023 zu einer gegenüber dem Vorjahr geringeren Neufestsetzung des regulatorischen WACC, wodurch sich die regulatorisch erstatteten Kapitalkosten, trotz Ausweitung der RAB, reduziert haben.

Negativ wirkt weiters der Kostenanstieg im Zusammenhang mit der Umsetzung der Energiewende.

Das Ergebnis vor Steuern ist um 59,1 Mio. € gesunken und beträgt 60,0 Mio. €.

Der Gewinn nach Steuern beläuft sich auf 47,9 Mio. € und liegt damit um 45,1 Mio. € unter dem Ergebnis des vergangenen Jahres.

Nach Dotierung von Gewinnrücklagen zur Eigenkapitalstärkung verbleibt im Bilanzgewinn ein Betrag in Höhe von 24,6 Mio. €, der im Jahr 2024 zur Ausschüttung gelangen soll.

Lagebericht

Vermögenslage

in Tsd. €	2022	2023
Anlagevermögen	2.462.208,2	2.824.059,0
Umlaufvermögen	710.808,0	687.195,0
Kurzfristiges Vermögen	539.396,4	615.279,5
Kurzfristige Schulden	948.437,6	1.090.373,9
Eigenkapital	596.429,1	597.181,5
Regulatorische Eigenkapitalquote ohne Timelag*	48,8 %	45,9 %

* Berechnung der Kennzahl auf Basis des jeweils gültigen finalen Kostenbescheids. Daher Anpassung des Vorjahreswerts von 51,2 % auf 48,8 %

Anlagevermögen

Im Anlagevermögen ist ein Nettozugang in Höhe von 361,9 Mio. € zu verzeichnen, da die Zugänge in immaterielle Vermögensgegenstände, Sach- und Finanzanlagen die Abschreibungen infolge der Investitionstätigkeiten deutlich überstiegen haben.

Kurzfristige Schulden

Die kurzfristigen Schulden sind gegenüber dem vergangenen Jahr um 141,9 Mio. € gestiegen. Dies resultiert im Wesentlichen aus dem Anstieg der kurzfristigen Tarifrückstellungen. Diese sind dem sehr dynamischen Marktumfeld und den damit einhergehenden Strompreisvolatilitäten geschuldet.

Regulatorische Eigenkapitalquote

Die regulatorische Eigenkapitalquote gemäß Regulatorberechnung befindet sich mit 45,9 % auf einem stabilen Niveau. Durch den Anstieg der verzinslichen Basis (im Wesentlichen das Sachanlagevermögen) und das gleichzeitig stärker steigende verzinsliche Fremdkapital ergibt sich gegenüber dem Vorjahr eine Reduktion von 48,8 % auf 45,9 %.

Finanzlage

in Tsd. €	2022	2023
Gearing (Nettoverschuldungsgrad)	192,1 %	180,2 %
Nettoverschuldung	1.145.753,1	1.076.010,3
Nettoumlaufvermögen (Working Capital)	409.041,2	475.115,8
Fiktive Schuldentilgungsdauer (URG)	12,4 Jahre	14,1 Jahre
Eigenmittelquote (URG)	18,8 %	17,0 %

Die fiktive Schuldentilgungsdauer betrug im Jahr 2023 14,1 Jahre. Die Eigenmittelquote konnte mit 17,0 % trotz der enormen Investitionsvolumina auf einem stabil hohen Niveau gehalten werden.

Die Geldflüsse des Geschäftsjahres sind nachfolgend in einer separaten Aufstellung dargestellt.

Lagebericht

Geldflussrechnung

in Tsd. €	Erläuterung	2022	2023
Ergebnis vor Steuern		119.086,6	60.009,7
Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen		109.250,7	121.652,1
Zuschreibungen auf Finanzanlagen		401,0	-505,4
Ergebnis aus dem Abgang von langfristigem Vermögen		-10,3	282,9
Veränderung der langfristigen Rückstellungen		-21.213,7	2.876,7
Veränderung der langfristigen Verbindlichkeiten		30.274,7	95.223,6
Veränderung der langfristigen sonstigen Forderungen und Vermögensgegenstände		-113.078,6	99.013,3
Erträge aus der Auflösung von Baukostenbeiträgen und Investitionszuschüssen		-9.725,7	-11.171,2
Beteiligungserträge, Erträge aus anderen Wertpapieren des Finanzanlagevermögens sowie sonstige Zinsen und ähnliche Erträge/Zinsen und ähnliche Aufwendungen		24.836,5	12.199,8
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen		12,8	29,1
Veränderung der Vorräte		-507,3	-25,2
Veränderung der Leistungsforderungen sowie der sonstigen Forderungen		-164.022,8	-20.556,6
Veränderung der Leistungsverbindlichkeiten, der sonstigen Verbindlichkeiten sowie der passiven Rechnungsabgrenzungen		178.051,9	56.693,3
Veränderung der kurzfristigen Rückstellungen		73.919,9	129.768,4
Zahlungen für Ertragsteuern		-3.977,4	12.651,4
Netto-Geldfluss aus operativer Tätigkeit	(1)	223.298,2	558.142,0
Investitionen in immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen		-357.144,6	-454.106,9
Abgänge von immateriellen Vermögenswerten und Sachanlagen		2.816,6	3.896,3
Investitionen in Finanzanlagen		-20,0	0,0
Abgänge von Finanzanlagen		509,4	0,0
Einzahlungen aus Beteiligungs-, Zinsen- und Wertpapiererträgen		2.368,8	10.119,4
Netto-Geldfluss aus Investitionstätigkeit	(2)	-351.469,7	-440.091,2
Ein- bzw. Auszahlungen aus erhaltenen Baukostenbeiträgen und Zuschüssen		15.130,7	23.708,7
Ein- bzw. Auszahlungen aus der Zu- bzw. Abnahme der Konzernfinanzierungen		232.875,0	-17.125,0
Ein- bzw. Auszahlungen aus der Zu- bzw. Abnahme der Konzernclearingsalden		-54.453,4	-54.835,4
Gezahlte Dividenden und Ergebnisverrechnungen		-37.342,9	-47.111,1
Auszahlungen für Zinsen und ähnliche Aufwendungen		-27.205,3	-22.319,2
Netto-Geldfluss aus Finanzierungstätigkeit	(3)	129.004,2	-117.682,1
Veränderung liquide Mittel		832,6	368,7
Liquide Mittel per 1.1.		942,7	1.775,3
Liquide Mittel per 31.12.		1.775,3	2.144,0

Lagebericht

[1] Zu Netto-Geldfluss aus operativer Tätigkeit

Der Netto-Geldfluss aus der operativen Tätigkeit wird nach der indirekten Methode ermittelt und befindet sich im Vergleich zum regulatorischen Ertragspotenzial weiterhin auf einem sehr hohen Niveau. Gegenüber dem Vorjahr ergibt sich ein Anstieg um 334,8 Mio. € auf 558,1 Mio. €.

Zusammenfassung der wesentlichen Treiber des operativen Cashflows

- » Deutlich niedrigere Auszahlungen für Regelenergie
- » Höhere Erlöse aus nationaler und internationaler Netznutzung sowie Verlustenergie
- » Eine deutlich niedrigere Weiterverrechnung für Engpassmanagement an ausländische Übertragungsnetzbetreiber führte zu geringeren Auszahlungen und einem deutlichen Abbau der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen im Vergleich zum Stichtag 31.12.2022.

Veränderungen der Verbindlichkeiten, Forderungen und Rückstellungen

Regulatorische Verpflichtungen werden im Jahr der Bildung als kurzfristige Verbindlichkeitsrückstellungen ausgewiesen. Im Folgejahr werden mit deren Feststellung im Tarifbescheid diese Verbindlichkeitsrückstellungen in regulatorische Verbindlichkeiten umgebucht und die Fristigkeit bestimmt. Veränderungen der Laufzeiten (kurz- bzw. langfristige) zwischen den Abschlussjahren ergeben sich zudem aus veränderten zukünftigen Verwendungsprämissen. Durch diese Methodik sind einige Einzelpositionen des operativen Cashflows wesentlich beeinflusst.

[2] Zu Netto-Geldfluss aus Investitionstätigkeit

Der Mittelabfluss aus der Investitionstätigkeit für immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen beläuft sich auf 454,1 Mio. €. Die wesentlichen Investitionen betrafen die 380-kV-Salzburgleitung, das Reschenpassprojekt sowie weitere Erweiterungs- und Betriebsinvestitionen. Unter Berücksichtigung des Abgangs von immateriellen Vermögenswerten und Sachanlagen bzw. des Abgangs von Finanzanlagen sowie Einzahlungen aus Beteiligungs-, Zinsen- und Wertpapiererträgen ergab sich im Investitionsbereich ein Mittelbedarf in Höhe von 440,1 Mio. €.

[3] Zu Netto-Geldfluss aus Finanzierungstätigkeit

Baukostenbeiträge und Zuschüsse

Die zugeflossenen Baukostenbeiträge und Investitionszuschüsse in Höhe von 23,7 Mio. € betreffen vor allem die Projekte Hütte Süd (Zentralraum Oberösterreich), Ausbau und 380-kV-Ertüchtigungen Sarasdorf sowie Erdseiltausch 380-kV-Leitung Kainachtal-Obersielach.

Konzernfinanzierungen und -clearingsalden

Die Ein- bzw. Auszahlungen aus der Zu- bzw. Abnahme der Konzernfinanzierungen resultieren aus dem Entfall der langfristigen Konzernfinanzierung in Höhe von 250 Mio. € im Vergleich zum Jahr 2022.

APG hat für die hohen Investitionsvolumina eine entsprechende Konzernfinanzierung aus einer Tranche des „Green and Sustainability-linked Bonds“ 2021 von VERBUND in Anspruch genommen. Die Anleihe kombiniert die Merkmale einer ökologisch nachhaltigen Verwendung von Erlösen („Use of Proceeds“) mit einem Margen-Step-up, der an unternehmensweite Nachhaltigkeitsziele gebunden ist („Sustainability-linked“). Als Ausdruck der ambitionierten Anstrengungen für eine Integration erneuerbarer Energieträger zur Erreichung der EU-Klimaziele stellt APG die Kennzahl für das Nachhaltigkeitsziel „Zusätzlich installierte Transformatorkapazität“ zur Verfügung. Transformatoren stellen ein zentrales Element des Stromnetzes dar. Sie verbinden alle Netzelemente auf niedrigeren Spannungen mit dem Übertragungsnetz und die Spannungsebenen des Übertragungsnetzes untereinander und ermöglichen so die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen in das Netz.

Basierend auf dem vom Wirtschaftsprüfer bestätigten Ausgangswert in Höhe von 30.810 MVA per 31.12.2020 verpflichtet sich APG zur Installation von weiteren 12.000 MVA zusätzlicher Transformatorkapazität bis zum 31.12.2032.

Die im Geschäftsjahr 2023 zusätzlich angeschaffte und vom Wirtschaftsprüfer bestätigte Transformatorkapazität betrug 1.723,33 MVA (kumuliert 35.533,33 MVA). Dieser Wert stellt die maximal dem Netz zur Verfügung stehende Kapazität dar.

Lagebericht

Die Anlagenstatistik von APG zeigt die am Netz angeschlossene Transformatorkapazität, die zum Stichtag 31.12.2023 kumuliert 34.440 MVA (Jahreswert 2023: +1.130 MVA) betrug.

Das Delta in Höhe von 913,33 MVA ergibt sich aus angeschaffter, aber in Reserve befindlicher Transformatorkapazität.

Aus den hohen Einzahlungen aus dem operativen Cashflow konnten die gesamten Finanzierungserfordernisse des Netzausbaus im Jahr 2023 ohne weitere langfristige Finanzierung getätigt werden.

Darüber hinaus gab es im Jahr 2023 die jährliche Tilgung einer weiteren Tranche in Höhe von -17,1 Mio. €.

Weiters kam es zu einer Veränderung der Konzernclearingsalden in Höhe von 54,8 Mio. €. Der Stand der kurzfristigen Forderungen gegenüber dem Konzern aus Konzernclearingsalden stieg somit auf 227,5 Mio. € per 31.12.2023.

Dividenden und Ergebnisverrechnungen

Im Geschäftsjahr 2022 verblieb nach Dotierung von Gewinnrücklagen zur Eigenkapitalstärkung ein Bilanzgewinn in Höhe von 47,1 Mio. €, der im Jahr 2023 zur Gänze an den Eigentümer ausgeschüttet wurde.

Risiko- und Chancenmanagement

Das Ziel des operativen APG-weiten Risikomanagements ist die Identifikation und Analyse der Unternehmensrisiken sowie eine adäquate Maßnahmenbewirtschaftung und Dokumentation. Die Risiken sollen dabei frühzeitig identifiziert werden, um eine geringstmögliche Abweichung von den Unternehmenszielen (Ergebnis, Versorgungssicherheit und Image) zu gewährleisten.

Daneben ist aufbauend auf die APG-Strategie ein strategisches Risikomanagement zur Erhebung und Bewirtschaftung der strategischen Chancen und Risiken implementiert.

Gesamtaussage zu Risiken

Im Geschäftsjahr 2023 waren keine Risiken zu erkennen, die einzeln oder in ihrer Gesamtheit den Fortbestand des Unternehmens gefährden oder die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage wesentlich beeinträchtigen könnten. Aus heutiger Sicht drohen auch in absehbarer Zukunft keine bestandsgefährdenden Risiken. Die größten Risiken in finanzieller Hinsicht resultieren aus den Volatilitäten in den Stromprodukten Engpassmanagement, Auktionserlöse sowie Verlustenergie Aufwand. Zusätzlich stellen das bevorstehende Unternehmenswachstum und der herrschende Fachkräftemangel das Unternehmen, aufgrund der notwendigen Abdeckung des Personalbedarfs, vor große Herausforderungen.

Wesentliche Chancen und Risiken

Finanzielle Risiken

Unter finanziellen Risiken werden im Wesentlichen Planungsrisiken verstanden, die sich durch Mengen- oder Preisabweichungen ergeben. Darunter fallen vor allem Risiken aus dem Stromgeschäft, wie Engpassmanagement, Verlustenergie sowie Risiken aus dem internationalen Stromhandel. Diese Risiken unterliegen markt-, wetter- oder saisonbedingt mitunter starken Mengen- und Preisschwankungen. Internationale Kooperationen, nationale Marktentwicklungen, Prognosemodelle sowie die Sicherstellung der Netzreserve werden erarbeitet, um diesen Volatilitäten entgegenzuwirken. Weiters wurden neue IT-Systeme wie eine Energy-Trading- und Risikomanagement-Software implementiert.

Lagebericht

Risiken aus Sicherungsgeschäften

Zur Beschaffung der Netzverluste werden Stromforwards bis zu zwei Jahre in die Zukunft gekauft. Durch eine stetige Einpreisungsstrategie wird das Preisrisiko minimiert. Aufgrund dieses mit der Regulierungsbehörde E-Control Austria abgestimmten Beschaffungsprozesses besteht kein Kostenanerkennungsrisiko. APG nimmt die Bilanzierungsregelung „Own Use“ in Anspruch, da sämtliche Käufe von Forwards physisch erfüllt werden und somit dem operativen Geschäft dienen.

Risiken aus Anlagen und Betrieb

Betriebsunterbrechungen, physische Sicherheit und Elementarschäden durch Hochwasser, Muren, Lawinen oder Sturm sowie Schäden aufgrund der Veränderungen durch den Klimawandel stellen die wesentlichsten Anlagen- und Betriebsrisiken dar. Ein Maßnahmenkatalog zur Reduktion dieser Risiken beinhaltet neben regelmäßiger Instandhaltung inklusive Befliegungen, Thermovision, Seilproben etc. auch die frühzeitige Berücksichtigung kritischer Faktoren in der Planung, den Schutz gefährdeter Masten sowie umfassende Sicherheits- und Objektschutzmaßnahmen. Kooperationen im nationalen wie internationalen Umfeld werden forciert, um einen möglichen Schadensfall schnellstmöglich zu beheben.

Personalrisiken

Offene und für die Zukunft erforderliche Stellen können oftmals nicht rechtzeitig (nach-)besetzt werden, da ein allgemeiner Fachkräftemangel herrscht und gewisse Funktionen nur im Unternehmen selbst ausgebildet werden können. Verschärft wird die Problematik durch Pensionierungswellen der Babyboomer, starkes Unternehmenswachstum, weniger Personalangebot am Markt (demografisch). Zur Risikomitigierung wurden u. a. die Employer-Branding-Aktivitäten und die Recruiting-Kapazitäten ausgeweitet, ein Trainee-pool und Trainee-programm etabliert sowie das Suchfeld auf Bewerber:innen aus dem Ausland erweitert. Zudem wurden Maßnahmen zur Erhöhung der Arbeitgeberattraktivität, wie z. B. ein Flexibilisierungspaket bei Gleitzeit und Homeoffice, gesetzt.

Beschaffungsrisiken

Die Coronapandemie, der Ukraine-Krieg und die Unruhen im Nahen Osten haben zu Marktverwerfungen, Rohstoffknappheit, Lieferkettenproblemen und Preisvolatilität geführt. Hinzu kommt, dass das Investitionsvolumen in die Energieinfrastruktur sowohl in Europa als auch auf globaler Ebene massiv erhöht wurde, somit sind viele Lieferanten von Schlüsselkomponenten und spezifischen Dienstleistungen derzeit extrem ausgelastet. Hier hat sich ein Verkäufermarkt gebildet, der punkto Preise und Lieferfristen jedenfalls längerfristig bestehen wird. Um diesen Risiken entgegenzuwirken, wurde das Projekt „Resilienz in der Beschaffung“ gestartet (siehe Projekt „Resilienz in der Beschaffung“).

Risiken betreffend Umwelt und Gesundheit

Die Umwelt und die Gesundheit der Mitarbeiter:innen sind besonders schützenswerte Güter. Um Risiken in diesen Bereichen zu minimieren, werden umfangreiche Maßnahmen getroffen. Beispiele hierfür sind Sicherheitsunterweisungen, sicherheitstechnische Begehungen, Aus- und Weiterbildungen, Arbeitsanweisungen und Richtlinien sowie die Ausbildung interner Sicherheitscoaches.

Informationssicherheit und Cybersecurity

Unsere Geschäftsprozesse sind zu einem großen Teil von Informationstechnologie durchdrungen. Um eine sichere Energieversorgung zu gewährleisten, ist der Schutz unserer Systeme und Daten von essenzieller Bedeutung. APG setzt sich im Bereich Informationssicherheit seit Langem einen hohen Standard, der durch externe Zertifizierungen nach ISO 27001 und ISO 27019 regelmäßig überprüft und bestätigt wird. Zudem werden die gesetzlich vorgesehenen Sicherheitsvorgaben des Netz- und Informationssystem-sicherheitsgesetzes (NIS-Gesetz) für den wesentlichen Dienst erfüllt und eingehalten. Die Informationssicherheitsorganisation ist ganzheitlich im Unternehmen verankert.

Im Jahr 2023 wurden vor allem die geopolitischen Auseinandersetzungen sowie technologische Entwicklungen im Bereich der künstlichen Intelligenz beobachtet, relevante Cyberrisiken wurden bewertet und entsprechende Maßnahmen umgesetzt. Das hohe Sicherheitsbewusstsein in allen Bereichen

Lagebericht

wird durch laufende Bewusstseinsbildung sichergestellt.

Begleitende Kontrolle und Steuerkontrollsystem

Durch die Teilnahme an der Begleitenden Kontrolle ist APG zur Führung eines Steuerkontrollsystems (SKS) gemäß § 153b Abs. 6 BAO verpflichtet.

Das SKS umfasst die Summe aller Maßnahmen, die gewährleisten, dass die Besteuerungsgrundlagen für die jeweilige Abgabenart in der richtigen Höhe ausgewiesen und die darauf entfallenden Steuern termingerecht und in der richtigen Höhe abgeführt werden. Dieses SKS ist ein integraler Bestandteil des internen Kontrollsystems von APG und ergänzt die Beschreibung und Regelungen der Konzernrichtlinie für den Kontrollverbund von VERBUND. 2022 wurde die gesetzlich vorgeschriebene Wirksamkeitsprüfung erfolgreich abgeschlossen. Damit wurde die Voraussetzung für den weiteren Verbleib in der Begleitenden Kontrolle erfüllt.

Bericht über Zweigniederlassungen

Im Geschäftsjahr 2023 gab es zwei Zweigniederlassungen. In Jochenstein wird kein operativer Geschäftsbetrieb entfaltet. Es handelt sich hierbei um das Umspannwerk Jochenstein in Deutschland, das bereits im Jahr 2018 technisch in Betrieb genommen wurde. Die zweite Zweigniederlassung wurde in Dortmund (Deutschland) gegründet und hat mit 1.1.2023 die operative Geschäftstätigkeit aufgenommen. In Dortmund werden Planungsleistungen für den Bau und Betrieb von Leitungen für APG erbracht.

Lagebericht

Ausblick

Aufgrund des gesellschaftlichen Konsenses in Europa und damit auch in Österreich in Bezug auf den Klimaschutz kommt es zu massiven Veränderungen im Elektrizitätssystem. Der Ausbau der Erneuerbare-Energie-Träger wird forciert, um die Energiewende und die gesetzlichen Vorgaben zum Klimaschutz zu erfüllen. Die zunehmende Elektrifizierung der Sektoren Mobilität und Wärme in Kombination mit dem massiven Ausbau der erneuerbaren Energien ist ein wichtiger Beitrag zur Erreichung der CO₂-Einsparungsziele. Weitere diesbezügliche Entwicklungen sind auch im Sektor Industrie und Gewerbe zu verzeichnen.

Die Notwendigkeit, entsprechende Anstrengungen für den Schutz des Weltklimas zu unternehmen, zeigt sich auch im österreichischen Regierungsprogramm sowie im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz. Darüber hinaus werden durch die Erstellung des Österreichischen Netzinfrastukturplans (ÖNIP) die bisher getrennten Infrastrukturbedarfsplanungen der Bereiche Strom und Gas zusammengeführt. Somit wird die Grundlage für einen koordinierten und bedarfsgerechten Ausbau der Energieinfrastruktur zur Erreichung der Klima- und Energieziele bei gleichzeitiger Gewährleistung der Netz- und Versorgungssicherheit geschaffen, was APG in den nächsten Jahren zusätzlich vor massive Herausforderungen im Netzausbau stellen wird. APG nimmt im Hinblick auf diese klimapolitischen Zielsetzungen eine Schlüsselrolle ein, denn die Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende und für den Strommarkt ist ein sicheres und leistungsfähiges Stromsystem.

Gleichzeitig vollziehen sich die Digitalisierung und die Demokratisierung des Energiesystems aufgrund neuer Technologien. Die daraus resultierenden energiewirtschaftlichen Entwicklungen, die Umsetzung der Energiewende und der Transformationsprozess im Energiesystem selbst werden APG auch zukünftig vor enorme Herausforderungen stellen. Um in diesem komplexen und dynamischen Umfeld weiterhin aktiv mitgestaltend – im Sinne Österreichs, seiner Menschen und Unternehmen – tätig sein zu können, wird das nächste Jahr unter anderem von folgenden Aufgaben geprägt sein:

- » Die zeitnahe und effiziente Umsetzung des APG-Netzausbau- und -Modernisierungsprogramms ist angesichts der aktuellen energiewirtschaftlichen Situation dringend erforderlich, um die Leistungsfähigkeit und Stabilität des Systems langfristig gewährleisten zu können. Weiters plant APG umfangreiche Betriebsinvestitionen zur Erneuerung und Verstärkung von Umspannwerken und Leitungsanlagen. Diese Investitionen sind ein Schlüsselfaktor, um die Versorgungssicherheit des Wirtschafts- und Lebensstandorts Österreich nachhaltig absichern und die heimische Wirtschaft vorantreiben zu können.
- » Aufgrund der zukünftig stark ansteigenden Investitionstätigkeiten vor allem in Zusammenhang mit dem ÖNIP wird es zu einer Ausweitung an Eigenpersonal, aktivierten Eigenleistungen und externen Leistungsbezügen kommen. Darüber hinaus wird sich APG in Zusammenhang damit stark mit Beschaffungsfragestellungen (Lagerbevorratung, Standardisierung, Lieferantenmanagement, Bedarfstransparenz u. v. m.) beschäftigen müssen, um dieses immense Investitionsprogramm zeitgerecht bewältigen zu können. Darüber hinaus müssen die gesetzlichen Rahmenbedingungen, insbesondere das Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) sowie das Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz (EABG), aktiv mitgestaltet werden, um diese enormen Investitionstätigkeiten zu ermöglichen.
- » Zur Finanzierung des Netzausbaus werden weiterhin langfristige Finanzierungsinstrumente herangezogen. Dabei spielen auch Instrumente unter Berücksichtigung von „Green Finance“ eine Rolle. Die Verschuldung wird weiterhin ansteigen.
- » Aufgrund von hohen überregionalen Lastflüssen im europäischen Übertragungsnetz werden weiterhin Eingriffe in den österreichischen Kraftwerkspark erforderlich sein, um den sicheren Netzbetrieb langfristig gewährleisten zu können. Engpassmanagementmaßnahmen werden auch weiterhin eine wesentliche Kostenposition von APG darstellen. Auch gesetzliche Eingriffe in den Markt durch den Gesetzgeber (etwa Stromverbrauchsreduktionsgesetz (SVRG) oder auch Verlustenergiesubventionierung) wird APG weiterhin ständig beobachten und managen müssen.

Lagebericht

- » Um die Innovationskraft und Effizienz von APG weiter voranzutreiben, wird die Digitalisierung auch in Zukunft eine zentrale Rolle spielen.
- » APG wird sich in Zukunft u. a. aufgrund der weltweiten Entwicklungen bezüglich Nachhaltigkeit strategisch noch stärker auf das Thema Nachhaltigkeit fokussieren.
- » Das Stromgeschäft mit Monopol- und Marktprodukten im nationalen und internationalen Kontext wird im Zusammenhang mit der weiteren Entwicklung des Energiemarkts an Bedeutung gewinnen und sich entsprechend im Zahlenwerk von APG niederschlagen. Das Regulierungskonto wird durch diese Entwicklungen maßgeblich beeinflusst werden und bewirkt in der Bilanzierung nach Unternehmensgesetzbuch (UGB) eine Ergebnisverstärkung. Wesentlich hierbei sind jedoch die Auswirkungen auf den Cashflow und die Bilanz von APG.
- » Die Geschäftstätigkeit von APG wird darüber hinaus weiterhin unter dem Gesichtspunkt der

Erwirtschaftung eines nachhaltig angemessenen Ergebnisses im Rahmen der regulatorischen Renditeparameter und der Bewerkstellung von Kosteneffizienz betrachtet werden müssen. Zudem gilt es abzuwarten, wie sich der Prozess im Zusammenhang mit den Beschwerden gegen die Tarifbescheide entwickeln wird und ob zukünftig makroökonomische Entwicklungen wie das stark gestiegene Zinsniveau, die gestiegene Inflation sowie ein sehr dynamisches Marktumfeld im Energiesektor tariflich berücksichtigt werden. APG wird sich weiterhin aktiv in diesen Prozess einbringen und sich bemühen, im Tarifverfahren 2024 eine Verbesserung der Tarifkonditionen zu erlangen.

Nach derzeitigen Erkenntnissen und Prognosen erwartet APG aufgrund des geplanten RAB-Wachstums und der weiterhin stringenten Kostenbewirtschaftung für 2024 ein stabiles Ergebnis.

Wien, am 2.2.2024
Der Vorstand



DI Mag. (FH) Gerhard Christiner



Mag. Thomas Karall

Jahresabschluss

Bilanz zum 31.12.2023

AKTIVA in Tsd. €	Anhang	2022	2023
A. Anlagevermögen			
I. Immaterielle Vermögensgegenstände	(1)	18.483,3	22.346,1
II. Sachanlagen	(2)	2.429.583,6	2.787.066,2
III. Finanzanlagen	(3)	14.141,3	14.646,7
		2.462.208,2	2.824.059,0
B. Umlaufvermögen			
I. Vorräte	(4)		
1. Hilfs- und Betriebsstoffe		997,9	1.023,1
		997,9	1.023,1
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	(5)		
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen		262.243,8	186.423,7
davon Restlaufzeit > 1 Jahr 0,0 Tsd. € (Vorjahr: 0,0 Tsd. €)			
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen		173.384,4	227.746,3
davon Restlaufzeit > 1 Jahr 0,0 Tsd. € (Vorjahr: 0,0 Tsd. €)			
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht		37.093,5	22.244,1
davon Restlaufzeit > 1 Jahr 0,0 Tsd. € (Vorjahr: 0,0 Tsd. €)			
4. Sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände		235.313,1	247.613,7
davon Restlaufzeit > 1 Jahr 72.997,7 Tsd. € (Vorjahr: 172.011,0 Tsd. €)			
		708.034,8	684.027,8
III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten		1.775,3	2.144,0
		1.775,3	2.144,0
C. Rechnungsabgrenzungsposten			
1. Sonstige		599,4	1.082,3
		599,4	1.082,3
		3.173.615,6	3.512.336,2

Jahresabschluss

PASSIVA in Tsd. €	Anhang	2022	2023
A. Eigenkapital			
I. Eingefordertes und eingezahltes Grundkapital	(6)	70.000,0	70.000,0
Übernommenes Grundkapital 70.000,0 Tsd. € (Vorjahr: 70.000,0 Tsd. €)			
II. Kapitalrücklagen	(7)	15.383,5	15.383,5
III. Gewinnrücklagen	(8)	463.934,4	487.231,7
IV. Bilanzgewinn	(9)	47.111,1	24.566,2
		596.429,1	597.181,5
B. Rückstellungen	(10)		
1. Rückstellungen für Abfertigungen		15.518,8	15.693,9
2. Rückstellungen für Pensionen		42.147,6	43.799,2
3. Steuerrückstellungen		35.191,0	60.010,0
4. Sonstige Rückstellungen		508.361,0	687.479,9
		601.218,3	806.983,0
C. Verbindlichkeiten	(11)		
1. Erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen		29.603,7	71.810,3
davon Restlaufzeit < 1 Jahr 4.413,2 Tsd. € (Vorjahr: 29.603,7 Tsd. €)			
2. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen		61.043,5	25.402,5
davon Restlaufzeit < 1 Jahr 23.513,5 Tsd. € (Vorjahr: 58.677,0 Tsd. €)			
davon Restlaufzeit > 1 Jahr 1.889,0 Tsd. € (Vorjahr: 2.366,4 Tsd. €)			
3. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen		1.279.344,8	1.213.795,4
davon Restlaufzeit < 1 Jahr 37.107,9 Tsd. € (Vorjahr: 85.532,3 Tsd. €)			
davon Restlaufzeit > 1 Jahr 1.176.687,5 Tsd. € (Vorjahr: 1.193.812,5 Tsd. €)			
4. Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht		1.433,9	996,9
davon Restlaufzeit < 1 Jahr 996,9 Tsd. € (Vorjahr: 1.433,9 Tsd. €)			
5. Sonstige Verbindlichkeiten		435.028,7	630.954,5
davon aus Steuern 12.585,8 Tsd. € (Vorjahr: 395,5 Tsd. €)			
davon im Rahmen der sozialen Sicherheit 217,1 Tsd. € (Vorjahr: 1.588,7 Tsd. €)			
davon Restlaufzeit < 1 Jahr 347.275,0 Tsd. € (Vorjahr: 248.412,9 Tsd. €)			
davon Restlaufzeit > 1 Jahr 283.679,5 Tsd. € (Vorjahr: 186.615,9 Tsd. €)			
		1.806.454,7	1.942.959,6
D. Rechnungsabgrenzungsposten	(12)		
1. Baukostenbeiträge		140.277,7	153.282,8
2. Sonstige		29.235,8	11.929,5
		169.513,5	165.212,2
		3.173.615,6	3.512.336,2

Jahresabschluss

Gewinn- und Verlustrechnung für das Geschäftsjahr 2023

in Tsd. €	Anhang	2022	2023
1. Umsatzerlöse	(13)	1.876.366,6	1.953.986,5
2. Andere aktivierte Eigenleistungen		23.898,5	29.904,0
3. Sonstige betriebliche Erträge	(14)		
a. Erträge aus dem Abgang vom und der Zuschreibung zum Anlagevermögen mit Ausnahme der Finanzanlagen		585,3	417,4
b. Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen		14.343,3	1.672,9
c. Übrige		12.218,9	126.872,2
		27.147,4	128.962,5
4. Betriebsleistung (Zwischensumme aus Z. 1 bis 3)		1.927.412,5	2.112.853,0
5. Aufwendungen für Strombezug und sonstige bezogene Herstellungs- und Dienstleistungen		-1.520.095,0	-1.712.766,3
6. Personalaufwand	(15)		
a. Löhne		-373,6	-348,1
b. Gehälter		-65.396,0	-79.200,5
c. Soziale Aufwendungen		-1.794,0	-26.201,1
davon Aufwendungen für Altersversorgung - 5.771,0 Tsd. € (Vorjahr: 12.931,6 Tsd. €)			
aa. Aufwendungen für Abfertigungen und Leistungen an betriebliche Mitarbeiter:innenvorsorgekassen - 1.743,9 Tsd. € (Vorjahr: 1.360,5 Tsd. €)			
bb. Aufwendungen für gesetzlich vorgeschriebene Sozialabgaben sowie vom Entgelt abhängige Abgaben und Pflichtbeiträge - 17.825,3 Tsd. € (Vorjahr: -15.218,7 Tsd. €)			
		-67.563,7	-105.749,7
7. Abschreibungen	(16)	-109.250,7	-121.652,1
8. Sonstige betriebliche Aufwendungen	(17)		
a. Steuern, soweit sie nicht unter Steuern vom Einkommen fallen		-726,3	-412,0
b. Übrige		-84.679,3	-98.409,8
		-85.405,6	-98.821,8
9. Betriebserfolg (Zwischensumme aus Z. 4 bis 8)		145.097,6	73.863,0

Jahresabschluss

10. Erträge aus Beteiligungen		2.291,2	2.379,8
davon aus verbundenen Unternehmen 1.268,8 Tsd. € (Vorjahr: 1.276,9 Tsd. €)			
11. Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens		39,3	36,0
12. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge		38,3	7.703,6
davon aus verbundenen Unternehmen 7.575,1 Tsd. € (Vorjahr: 33,4 Tsd. €)			
13. Erträge aus dem Abgang von und der Zuschreibung zu Finanzanlagen		38,1	505,4
14. Aufwendungen aus Finanzanlagen und aus Wertpapieren des Umlaufvermögens		- 401,0	0,0
davon aus Abschreibungen 0,0 Tsd. € (Vorjahr: - 401,0 Tsd. €)			
15. Zinsen und ähnliche Aufwendungen		- 28.017,0	- 24.478,2
davon betreffend verbundene Unternehmen - 20.944,4 Tsd. € (Vorjahr: - 25.759,2 Tsd. €)			
16. Finanzergebnis (Zwischensumme aus Z. 10 bis 15)	(18)	- 26.011,0	- 13.853,4
17. Ergebnis vor Steuern		119.086,6	60.009,7
18. Steuern vom Einkommen	(19)	- 26.141,3	- 12.146,2
davon aus latenten Steuern - 24.797,5 Tsd. € (Vorjahr: - 22.163,9 Tsd. €)			
19. Jahresüberschuss		92.945,3	47.863,5
20. Zuweisung zu Gewinnrücklagen		- 45.834,2	- 23.297,3
21. Bilanzgewinn		47.111,1	24.566,2

Jahresabschluss

Entwicklung des Anlagevermögens

	Anschaffungs- und Herstellungskosten in Tsd. €				
	Stand 1.1.2023	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	Stand 31.12.2023
I. Immaterielle Vermögensgegenstände					
1. Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte, Strombezugsrechte, Benützungsentgelte und ähnliche Rechte und Vorteile sowie daraus abgeleitete Lizenzen	79.540,7	10.291,8	505,6	425,0	89.751,9
	79.540,7	10.291,8	505,6	425,0	89.751,9
II. Sachanlagen					
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten, einschließlich der Bauten auf fremdem Grund					
a. mit Wohngebäuden	269,7	0,0	0,0	0,0	269,7
b. mit Betriebsgebäuden und anderen Baulichkeiten	378.826,4	8.197,1	136,4	29.744,2	416.631,3
c. unbebaute Grundstücke	12.679,6	5.857,1	33,1	114,8	18.618,4
2. Maschinelle Anlagen	5.450,1	28,0	0,0	- 276,1	5.202,0
3. Elektrische Anlagen	1.516.473,3	65.923,2	7.373,0	90.426,5	1.665.449,9
4. Leitungen	1.617.560,9	13.955,9	1.624,8	5.124,0	1.635.016,0
5. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	65.933,6	11.654,4	1.664,8	25,2	75.948,5
6. Anlagen in Bau, Projekte und geleistete Anzahlungen	815.268,1	371.269,0	59,3	- 125.583,4	1.060.894,5
	4.412.461,7	476.884,9	10.891,4	- 425,0	4.878.030,2
Sachanlagen und Immaterielle Vermögensgegenstände	4.492.002,4	487.176,7	11.397,0	0,0	4.967.782,1
III. Finanzanlagen					
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	127,2	0,0	0,0	0,0	127,2
2. Beteiligungen	6.784,3	0,0	0,0	0,0	6.784,3
3. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3. Wertpapiere (Wertrechte) des Anlagevermögens	10.895,9	0,0	0,0	0,0	10.895,9
4. Sonstige Ausleihungen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6. Geleistete Anzahlungen auf Finanzanlagen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	17.807,4	0,0	0,0	0,0	17.807,4
Anlagevermögen	4.509.809,9	487.176,7	11.397,0	0,0	4.985.589,5

Der Buchwert der Grundstücke beträgt zum

31.12.2023 48.392,9 Tsd. €

31.12.2022 42.454,1 Tsd. €

Jahresabschluss

Abschreibung in Tsd. €						Restbuchwert in Tsd. €		
Stand 1.1.2023	Zugänge	Abgänge	Zu- schreibungen	Um- buchungen	Stand 31.12.2023	Restbuchwert 31.12.2023	Restbuchwert 1.1.2023	
61.057,5	6.395,5	47,2	0,0	0,0	67.405,8	22.346,1	18.483,3	
61.057,5	6.395,5	47,2	0,0	0,0	67.405,8	22.346,1	18.483,3	
261,0	0,3	0,0	0,0	0,0	261,3	8,3	8,6	
180.208,4	11.600,4	12,7	0,0	115,2	191.911,4	224.719,9	198.618,0	
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18.618,4	12.679,6	
3.256,1	243,0	0,0	0,0	-115,2	3.383,8	1.818,2	2.194,0	
933.226,5	62.643,1	5.003,5	0,0	0,7	990.866,8	674.583,2	583.246,8	
816.288,0	33.637,0	588,7	0,0	10,2	849.346,5	785.669,4	801.272,9	
49.638,2	7.132,8	1.565,9	0,0	-10,9	55.194,2	20.754,2	16.295,4	
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1.060.894,5	815.268,1	
1.982.878,1	115.256,6	7.170,7	0,0	0,0	2.090.964,0	2.787.066,2	2.429.583,6	
2.043.935,6	121.652,1	7.217,9	0,0	0,0	2.158.369,8	2.809.412,3	2.448.066,9	
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	127,2	127,2	
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6.784,3	6.784,3	
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
3.666,1	0,0	0,0	505,4	0,0	3.160,8	7.735,1	7.229,8	
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
3.666,1	0,0	0,0	505,4	0,0	3.160,8	14.646,7	14.141,3	
2.047.601,7	121.652,1	7.217,9	505,4	0,0	2.161.530,6	2.824.059,0	2.462.208,2	

Angaben zu den Beteiligungen gemäß § 238 Abs. 1 Z. 4 UGB

in Tsd. €	Sitz	Kapitalanteil in % per 31.12.2023	letzter Jahres- abschluss	(+ (-)	Ergebnis nach Steuern (JÜ)	Eigenkapital
Beteiligung an verbundenen Unternehmen, nicht konsolidiert						
VUM Verfahren Umwelt Management GmbH	Klagenfurt	100,00	2023	+	1.268,8	1.158,0
Beteiligungen						
OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG	Wien	24,40	2022	+	1.004,2	6.050,1
Equigy B.V.	Arnhem	20,00	2022	+	1.899,0	1.949,0

Anhang Erläuterungen

I. Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

Vorbemerkung

Die Aufstellung des Jahresabschlusses erfolgte unter Beachtung der Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung sowie der Generalnorm, ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Unternehmens zu vermitteln.

Die Bilanzierung, die Bewertung und der Ausweis der einzelnen Posten des Jahresabschlusses wurden nach den allgemeinen Bestimmungen der §§ 195-211 Unternehmensgesetzbuch (UGB) unter Berücksichtigung der Sondervorschriften für Kapitalgesellschaften der §§ 221-235 UGB vorgenommen. Dabei wurde von der Fortführung des Unternehmens ausgegangen.

Bei der Gesellschaft handelt es sich gemäß § 221 UGB um eine große Kapitalgesellschaft.

Bei der Summierung von gerundeten Beträgen und Prozentangaben können durch Verwendung automatischer Rechenhilfen rundungsbedingte Rechendifferenzen auftreten.

Anlagevermögen

Die Bewertung des abnutzbaren Anlagevermögens erfolgt grundsätzlich zu Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten abzüglich der planmäßigen Abschreibungen.

In den Herstellungskosten selbst erstellter Anlagen sind neben den Einzelkosten auch angemessene Material- und Fertigungsgemeinkosten aktiviert. Auf die Ausübung des Bewertungswahlrechts hinsichtlich der Einbeziehung der sozialen Aufwendungen, Abfertigungen und betrieblichen Altersversorgung im Sinne von § 203 Abs. 3 UGB sowie die Aktivierung der Fremdkapitalzinsen gemäß § 203 Abs. 4 UGB wurde verzichtet. Die geringwertigen Vermögensgegenstände gemäß § 226 Abs. 3 UGB werden im Zugangsjahr voll abgeschrieben.

Bei Sachanlagen und immateriellen Vermögensgegenständen, die im Wirtschaftsjahr länger als sechs Monate genutzt werden, erfolgt die Abschreibung mit einer vollen Jahresrate, bei solchen, die kürzer

als sechs Monate genutzt werden, mit einer halben Jahresrate.

Erworbene immaterielle Vermögensgegenstände werden zu Anschaffungskosten bewertet und – soweit abnutzbar – entsprechend der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer planmäßig abgeschrieben.

Der aktuelle Katalog über die einheitlichen Abschreibungssätze in der Austrian Power Grid AG (APG) sieht im Wesentlichen folgende Abschreibungssätze vor:

	Abschreibungssatz in %	Nutzungsdauer in Jahren
Immaterielle Vermögensgegenstände		
Rechte an Telekomanlagen	10	10
Rechte an Softwareprodukten	25	4
Sonstige Rechte	5	20
Bauten		
Wohn- und Geschäftsgebäude	2 bzw. 3	33,3 bzw. 50
Betriebsgebäude	3	33,3
Technische Anlagen und Maschinen		
Maschinelle Anlagen	4 bzw. 5	20 bzw. 25
Elektrische Anlagen	4 bzw. 5	20 bzw. 25
Telekomanlagen	10	10
Leitungen	2	50
Betriebs- und Geschäftsausstattung	10-25	4-10

Das Finanzanlagevermögen wird mit den Anschaffungskosten bzw. mit den ihm beizulegenden Zeitwerten gemäß § 189a Z. 4 UGB angesetzt. Durch den Entfall des bisherigen Wahlrechts nach § 208 Abs. 2 UGB wurden die bis 2015 unterlassenen Zuschreibungen 2016 nachgeholt. Vom Wahlrecht nach § 906 Abs. 32 in Verbindung mit § 124b Z. 270 Einkommensteuergesetz 1988 (EStG 1988) wurde Gebrauch gemacht, und die nachgeholtten Zuschreibungen wurden in eine passive Rechnungsabgrenzung eingestellt.

Verzinsliche Ausleihungen werden mit ihrem Nennwert bilanziert. Forderungen mit einer Laufzeit von mehr als einem Jahr werden als Ausleihungen im Finanzanlagevermögen ausgewiesen.

Anhang Erläuterungen

Die steuerlichen Nutzungsdauern des Sachanlagevermögens wurden gemeinsam mit Oesterreichs Energie und dem Finanzamt im Jahr 2020 evaluiert und für die gesamte Branche erweitert und adaptiert. Sie sind für alle neuen Inbetriebnahmen ab dem 1.1.2021 anzuwenden.

Umlaufvermögen

Die Bewertung der Vorräte an Hilfs- und Betriebsstoffen erfolgt zu Anschaffungskosten bzw. zum beizulegenden Zeitwert unter Beachtung des strengen Niederstwertprinzips. Für die nach dem gleitenden Durchschnittspreisverfahren bewerteten Betriebsstoff- und Ersatzteillager wird eine permanente Inventur durchgeführt. Bestandsrisiken, die sich aus der Lagerdauer sowie geminderter Verwertbarkeit ergeben, sind durch angemessene Wertabschläge berücksichtigt.

Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände sind zum Nennwert bewertet, soweit nicht im Falle erkennbarer Einzelrisiken ein niedrigerer Wert anzusetzen ist.

Rechnungsabgrenzungsposten

Die aktiven Rechnungsabgrenzungsposten betreffen bereits bezahlte Aufwendungen für zukünftige Geschäftsjahre und werden entsprechend der vertraglichen Laufzeit aufgelöst.

In den passiven Rechnungsabgrenzungsposten sind Baukostenbeiträge und Investitionszuschüsse erfasst, die entsprechend der Nutzungsdauer der Sachanlagen abgeschrieben werden.

Im Geschäftsjahr 2020 wurden Förderungsanträge für die COVID-19-Investitionsprämie gestellt. Gemäß AFRAC-Fachinformation: COVID-19 (Dezember 2020) erfolgt die Aktivierung des Zuschusses nur anteilig in Höhe der bereits tatsächlich angefallenen und bilanziell berücksichtigten Kosten.

Passive latente Steuern

Für Steuerbelastungen, die in Folgejahren zu erwarten sind, wird ein Abgrenzungsposten für latente Steuern auf der Passivseite der Bilanz gebildet. Dieser Posten resultiert aus unterschiedlichen Abschreibungsmethoden und Unterschieden zwischen den unternehmensrechtlichen

und steuerlichen Wertansätzen bei Posten, deren Differenzen erst in Zukunft steuerlich verrechenbar sein werden. Die auf APG als Gruppenmitglied¹ entfallende Steuerlatenz ist entsprechend den Steuerumlagen beim laufenden Ergebnis in der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen.

Regulatorische Vermögensgegenstände und Schulden

Die Netztarife von APG werden von der E-Control Austria (Regulator) durch Kosten- bzw. Erlösschätzungen auf Basis geprüfter Vorjahreszahlen für das der Prüfung folgende Jahr festgelegt. Minder- oder Mehrkosten bzw. Minder- oder Mehrerlöse aus der Vergangenheit werden bei der Tariffestsetzung in der Zukunft berücksichtigt.

Um eine konstante Entwicklung der Entgelte im Zeitablauf zu gewährleisten, wurde das Regulierungskonto in § 50 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010) und zusätzlich in § 59 Abs. 8 EIWOG 2010 eingeführt. Diese Sonderbestimmungen im EIWOG 2010 zur Bilanzierung werden von APG angewandt.

Das Wahlrecht nach § 50 Abs. 2 EIWOG 2010, maßgebliche außergewöhnliche Erlöse oder Aufwendungen über das Regulierungskonto zu verteilen, wird anlassbezogen in Anspruch genommen. Auch das Wahlrecht nach § 59 Abs. 8 EIWOG 2010 zur Bildung eines Aktivpostens für den Zeitverzug bei der Abgeltung der Systemnutzungsentgelte wird angewandt.

- » Regulatorische Vermögensgegenstände: APG bekommt Mehrkosten bzw. Mindererlöse in zukünftigen Jahren von den Netznutzerinnen und -nutzern im Wege höherer Tarife abgegolten. Dieser zukünftige Anspruch wird als Vermögensgegenstand in den sonstigen Forderungen ausgewiesen.
- » Regulatorische Schulden: APG ist verpflichtet, Minderkosten bzw. Mehrerlöse den Netznutzerinnen und -nutzern im Wege niedrigerer Tarife zu erstatten. Solche Verpflichtungen werden im Jahr der Bildung als kurzfristige Verbindlichkeitsrückstellung ausgewiesen. Im Folgejahr wird mit Feststellung im Bescheid des Regulators

¹ Siehe Steuern vom Einkommen

Anhang Erläuterungen

diese Verbindlichkeitsrückstellung in eine regulatorische Verbindlichkeit umgebucht und unter den sonstigen Verbindlichkeiten ausgewiesen.

Rückstellungen

Die Rückstellungen berücksichtigen alle erkennbaren Risiken, die einem bereits abgeschlossenen Geschäftsjahr zuzuordnen sind, und umfassen jene Beträge, die nach vernünftiger kaufmännischer Beurteilung notwendig sind.

Die Rückstellungen für Abfertigungen sind unter Zugrundelegung der in der internationalen Rechnungslegung üblichen Projected-Unit-Credit-Methode (PUC-Methode) im vollen versicherungsmathematischen Ausmaß dotiert. Bei den Abfertigungsverpflichtungen wird der Dienstzeitaufwand über die gesamte Dienstzeit, maximal jedoch über den Zeitraum, in dem der maximale Abfertigungsanspruch erreicht wird, (bzw. bis zum 62. Lebensjahr) verteilt. Für alle nach dem 31.12.2002 beginnenden Arbeitsverhältnisse besteht kein Direktanspruch des Arbeitnehmers bzw. der Arbeitnehmerin auf gesetzliche Abfertigung gegenüber dem Arbeitgeber. Für diese Arbeitsverträge zahlt der Arbeitgeber monatlich 1,53 % des Entgelts in eine Mitarbeiter:innenvorsorgekasse, in der die Beiträge für den die Arbeitnehmer:in veranlagt werden. Über die gesetzlichen Ansprüche hinausgehende Bestimmungen des Kollektivvertrags für Elektrizitätsversorgungsunternehmen werden in den Rückstellungen für Abfertigungen berücksichtigt.

Aufgrund von Betriebsvereinbarungen und Verträgen besteht die Verpflichtung, an Mitarbeiter:innen unter bestimmten Voraussetzungen nach deren Eintreten in den Ruhestand Pensionszahlungen zu leisten. Diesen leistungsorientierten Verpflichtungen steht teilweise für diesen Zweck gebundenes Pensionskassenvermögen der APK Pensionskasse AG gegenüber. Die gemäß der in der internationalen Rechnungslegung üblichen PUC-Methode ermittelte Rückstellung wird mit dem Pensionskassenvermögen saldiert ausgewiesen. Soweit diese leistungsorientierten Pensionsverpflichtungen durch die APK Pensionskasse AG zu erfüllen sind, besteht eine Nachschussverpflichtung vonseiten des Arbeitgebers. Aus den beitragsorientierten Pensionszusagen resultieren für den Arbeitgeber

keinerlei Verpflichtungen über die Beitragszahlungen hinaus.

Die Rückstellungen für laufende Pensionen, Anwartschaften auf Pensionen und pensionsähnliche Verpflichtungen werden nach der PUC-Methode ermittelt.

Der Zinsaufwand aus personalbezogenen Verpflichtungen wird, wie international üblich, im Finanzergebnis ausgewiesen.

Als Rechnungsgrundlage wurden die seit 2018 gültigen „AVÖ 2018-P - Rechnungsgrundlagen für die Pensionsversicherung“ herangezogen.

Für die erwartete Rendite des Planvermögens wird derselbe Zinssatz herangezogen, der für die Berechnung der dazugehörigen Rückstellung verwendet wird.

Den Berechnungen zum 31.12.2023 und zum 31.12.2022 liegen die folgenden Annahmen zugrunde:

	2022	2023
Zinssatz		
Pensionen und pensionsähnliche Verpflichtungen	3,75 % bzw. 3,75 %	3,75 %
Abfertigungen	3,50 %	3,75 %
Trend		
Pensionssteigerungen	1,75 % bis 5,75 %	2,00 % bis 6,75 %
Gehaltssteigerungen	2,75 % bis 6,75 %	2,75 % bis 7,25 %
Zuschusszahlungen zu pensionsähnlichen Verpflichtungen - Altverträge	5,50 %	6,00 %
Zuschusszahlungen zu pensionsähnlichen Verpflichtungen - Neuverträge	3,75 %	4,00 %
Fluktuation	0,00 %- 5,80 %	0,00 %- 5,80 %
Pensionsalter Frauen	61-65 J.	60-65 J.
Pensionsalter Männer	62-65 J.	63-65 J.
Erwartete langfristige Verzinsung des Fondsvermögens	3,75 %	3,75 %

Anhang Erläuterungen

Verbindlichkeiten

Die Verbindlichkeiten werden mit ihrem Erfüllungsbetrag unter Bedachtnahme auf den Grundsatz der Vorsicht angesetzt.

Steuern vom Einkommen

Die APG ist Teil des VERBUND-Konzerns, einer multinationalen Unternehmensgruppe. In Österreich ist am 31.12.2023 das Mindestbesteuerungsgesetz (MinBestG) zur Umsetzung der globalen Mindestbesteuerung von multinationalen Unternehmensgruppen in Kraft getreten. Der VERBUND-Konzern fällt in den Anwendungsbereich dieses Gesetzes, da die oberste Muttergesellschaft, die VERBUND AG, in Österreich ansässig ist. Mit dem MinBestG wurde die auf den OECD-Mustervorschriften basierende Pillar-II-EU-Richtlinie 2022/2523 zur Gewährleistung einer globalen Mindestbesteuerung für multinationale Unternehmensgruppen und große inländische Gruppen in der EU in das österreichische Recht umgesetzt.

Da die neu erlassene Steuergesetzgebung in Österreich auf Wirtschaftsjahre, die ab dem 31.12.2023 beginnen, anzuwenden ist, ergeben sich für das am 31.12.2023 endende Geschäftsjahr keine laufenden steuerlichen Auswirkungen. VERBUND hat die verpflichtend anzuwendende Ausnahme für die Bilanzierung von latenten Steueransprüchen und -verbindlichkeiten, die sich aus den Ertragsteuern aus Pillar II ergeben, angewendet. VERBUND geht davon aus, dass aufgrund der Inanspruchnahme der temporären Safe-Harbour-Regelungen keine Top-up Tax zu erwarten ist.

APG ist seit 2005 kein eigenes Steuersubjekt in Bezug auf die Körperschaftsteuer aufgrund der Einbeziehung als Gruppenmitglied in die Unternehmensgruppe der VERBUND AG als Gruppenträger.

Vom Gruppenträger werden an die Gruppenmitglieder die von diesen verursachten Körperschaftsteuerbeträge mittels positiver Steuerumlagen mit 24 % des zugerechneten positiven Einkommens belastet bzw. im Verlustfall mittels negativer Steuerumlage 24 % des zugerechneten negativen Einkommens gutgeschrieben. Durch die Verrechnung von Steuerumlagen erfolgt eine Überwälzung

des Steueraufwands in der Gewinn- und Verlustrechnung des Gruppenträgers.

Bei nachträglichen Abweichungen werden die Steuerverrechnungen gegenüber den Gruppenmitgliedern nur bei Wesentlichkeit angepasst.

Aufgrund der Teilnahme an der Begleitenden Kontrolle erfolgt anstelle einer Außenprüfung im Nachhinein ein laufender Dialog mit der Finanzverwaltung mit dem Ziel, die Rechts- und Planungssicherheit in abgabenrechtlichen Angelegenheiten zu erhöhen. Voraussetzung für die Teilnahme an der Begleitenden Kontrolle ist die Einführung eines Steuerkontrollsystems. Siehe hierzu die Erläuterungen im Lagebericht unter Risiko- und Chancenmanagement.

Anhang Erläuterungen

II. Erläuterungen zur Bilanz und zur Gewinn- und Verlustrechnung

Allgemeines

Im Interesse einer klaren Darstellung werden in der Bilanz und in der Gewinn- und Verlustrechnung einzelne Posten zusammengefasst. Diese Posten sind im Anhang gesondert erläutert.

Posten der Bilanz und der Gewinn- und Verlustrechnung, die weder im Geschäftsjahr noch im Vorjahr einen Betrag aufwiesen, wurden gemäß § 223 Abs. 7 UGB nicht angeführt. Die Postenbezeichnungen wurden gemäß § 223 Abs. 4 UGB auf die tatsächlichen Inhalte verkürzt bzw. erweitert, soweit dies zur Aufstellung eines klaren und übersichtlichen Jahresabschlusses zweckmäßig erschien.

Werden im Vergleich zum Vorjahr Änderungen im Ausweis vorgenommen, so werden grundsätzlich die Vorjahresbeträge gemäß § 223 Abs. 2 UGB angepasst und erläutert.

Erläuterungen zu Aktiva

A. Anlagevermögen

Details siehe gesonderte Aufstellung „Entwicklung des Anlagevermögens“.

[1] I. Immaterielle Vermögensgegenstände

Der Restbuchwert der von verbundenen Unternehmen erworbenen Benützungsrechte an Anlagen beträgt 37,0 Tsd. € (Vorjahr: 46,1 Tsd. €).

[2] II. Sachanlagen

Für die im Jahr 1999 von der VERBUND AG eingebrachten Übertragungsanlagen betragen die im Zusammenhang mit der Finanzierung von Gegenständen des Anlagevermögens in den Jahren bis einschließlich 1989 aktivierten Fremdkapitalzinsen zum Bilanzstichtag 2.976,0 Tsd. € (Vorjahr: 3.495,9 Tsd. €).

[3] III. Finanzanlagen

Die Angaben gemäß § 238 Abs. 1 Z. 4 UGB sind in einer gesonderten Aufstellung „Angaben zu den Beteiligungen gemäß § 238 Abs. 1 Z. 4 UGB“ dargestellt.

Die Entwicklung der Beteiligungen und Wertpapiere des Anlagevermögens ist der gesonderten Anlage „Entwicklung des Anlagevermögens“ zu entnehmen.

Wertpapiere des Anlagevermögens

Diese bestehen aus österreichischen Investmentfondsanteilen.

B. Umlaufvermögen

[4] I. Vorräte

in Tsd. €	2022	2023
Hilfs- und Betriebsstoffe	997,9	1.023,1

[5] II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

in Tsd. €	2022	2023
Regulatorischer Vermögensgegenstand	230.968,4	245.105,7
Kautionen	3.248,3	1.704,6
Im Rahmen der sozialen Sicherheit	58,5	140,0
Personalverrechnung	133,1	138,1
Finanzämter	580,3	56,7
Sonstige	324,5	468,6
	235.313,1	247.613,7

In den sonstigen Forderungen sind Erträge in Höhe von 245.574,3 Tsd. € (Vorjahr: 231.292,9 Tsd. €) enthalten, die nach § 225 Abs. 3 UGB nach dem Abschlussstichtag zahlungswirksam werden.

In der Position Sonstige betreffen 63,3 Tsd. € (Vorjahr: 63,3 Tsd. €) Forderungen gegenüber der Austria Wirtschaftsservice Gesellschaft mbH (aws) aus Investitionsprämien für bis zum aktuellen Bilanzstichtag getätigte und noch nicht abgerechnete Investitionen. Das beantragte Investitionsvolumen gemäß COVID-19-Investitionsprämienengesetz beträgt 148,1 Tsd. €.

Anhang Erläuterungen

Der regulatorische Vermögensgegenstand wurde im Kapitel „Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden“ beschrieben. Er zeigt folgende Entwicklung:

in Tsd. €	2022	2023
Stand 1.1.	75.399,4	230.968,4
Zugang	172.035,9	73.094,7
Abgang	-16.466,9	-58.957,3
Stand 31.12.	230.968,4	245.105,7
davon Restlaufzeit > 1 Jahr	172.011,0	72.997,7

Erläuterungen zu Passiva

A. Eigenkapital

[6] I. Eingefordertes und eingezahltes Grundkapital

Das Grundkapital beträgt 70.000,0 Tsd. € und ist zur Gänze einbezahlt und eingeteilt in 70.000.000 auf Namen lautende Stückaktien.

[7] II. Kapitalrücklagen

in Tsd. €	2022	2023
Gebundene Kapitalrücklagen	7.000,0	7.000,0
Nicht gebundene Kapitalrücklagen	8.383,5	8.383,5
	15.383,5	15.383,5

Die gebundenen Kapitalrücklagen entsprechen 10% des Grundkapitals.

[8] III. Gewinnrücklagen

in Tsd. €	2022	2023
Freie Rücklagen	434.823,2	458.176,6
Freie Rücklagen gem. § 906 Abs. 31 UGB	29.111,2	29.055,2
	463.934,4	487.231,7

Mit 1.1.2016 wurden die nach § 205 UGB in der Fassung vor dem Bundesgesetz BGBl. I Nr. 22/2015 gebildeten un versteuerten Rücklagen nach § 906 Abs. 31 UGB abzüglich 25% latente Steuern in die Gewinnrücklagen umgliedert.

[9] IV. Bilanzgewinn

Der Bilanzgewinn zeigt folgende Entwicklung:

in Tsd. €	2022	2023
Stand 31.12.2022	47.111,1	47.111,1
Dividendenzahlung	-47.111,1	-47.111,1
Jahresüberschuss	47.863,5	47.863,5
Zuweisung zu Gewinnrücklagen	-23.297,3	-23.297,3
Stand 31.12.2023	24.566,2	24.566,2

[10] B. Rückstellungen

1. Rückstellungen für Abfertigungen

in Tsd. €	2022	2023
Deckungskapital aufgrund versicherungsmathematischer Berechnung	15.518,8	15.693,9
Versteuerter Teil der Rückstellungen	15.518,8	15.693,9

Im Jahr 2002 wurde die Rückstellung gemäß § 14 EStG auf eine als versteuert geltende Rücklage steuerfrei übertragen (§ 124b Z. 68 EStG).

2. Rückstellungen für Pensionen

in Tsd. €	2022	2023
Pensionsrückstellung	42.147,6	43.799,2
davon pensionsähnliche Verpflichtungen	18.221,3	19.595,6

3. Steuerrückstellungen

Die Steuerrückstellung betrifft im Wesentlichen die Rückstellung für latente Steuern.

in Tsd. €	2022	2023
Sozialkapital	-9.331,2	-9.706,8
Unversteuerte Rücklagen	8.677,4	8.611,9
Sonstige	35.844,8	61.083,5
	35.191,0	59.988,5

Der Berechnung der latenten Steuern wurde ein Steuersatz von 23% zugrunde gelegt.

Anhang Erläuterungen

4. Sonstige Rückstellungen

in Tsd. €	2022	2023
Sonstige Rückstellungen aus Strom-/Netzgeschäft		
Regulatorische Rückstellungen	305.393,7	409.949,5
Netzverrechnung		
noch nicht verrechnete Leistungen	81.052,6	103.048,3
	386.446,2	512.997,9
Sonstige personalbezogene Rückstellungen		
Prämien	6.585,3	7.206,0
Nicht konsumierte Urlaube	4.911,4	5.756,5
Jubiläumsgelder	3.186,1	4.201,0
Urlaubszuschuss	2.652,8	3.087,9
Zeitguthaben	914,2	1.677,6
Sterbegeld	564,3	599,5
	18.814,0	22.528,4
Noch nicht abgerechnete Lieferungen und Leistungen	103.100,7	151.953,6
	508.361,0	687.479,9

In den noch nicht verrechneten Leistungen aus der Netzverrechnung ist zum Abschlussstichtag eine Rückstellung für Nachverrechnungen von Engpassmanagement bzw. Redispatch-Maßnahmen durch TenneT in Höhe von 1.727,1 Tsd. € (Vorjahr: 1.727,1 Tsd. €) für die Jahre 2019 bis 2021 enthalten. Zusätzlich wurde im Geschäftsjahr 2020 von mehreren Windkraftbetreibern ein angemessenes Entgelt der infolge einer Einschränkung der Wind einspeisung entstandenen wirtschaftlichen Nachteile eingeklagt. Hierfür wurde im Vorjahr eine Rückstellung in Höhe von 107,3 Tsd. € berücksichtigt, die im Geschäftsjahr 2023 teilweise verbraucht und der Rest aufgelöst wurde.

Die regulatorischen Rückstellungen wurden im Kapitel „Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden“ beschrieben und zeigen folgende Entwicklung:

in Tsd. €	2022	2023
Stand 1.1.	237.611,8	305.393,7
Zugang	306.486,7	410.486,9
Abgang	0,0	0,0
Umbuchung auf regulatorische Verbindlichkeit	- 238.704,8	- 305.931,0
Stand 31.12.	305.393,7	409.949,5

[11] C. Verbindlichkeiten

1. Erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen

in Tsd. €	2022	2023
Erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen	29.603,7	71.810,3
davon Restlaufzeit > 1 Jahr	29.603,7	58.187,1
davon Restlaufzeit > 5 Jahre	0,0	9.210,0

2. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen

in Tsd. €	2022	2023
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	61.043,5	25.402,5
davon Restlaufzeit > 1 Jahr	1.787,7	1.784,0
davon Restlaufzeit > 5 Jahre	578,7	105,0

3. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen

in Tsd. €	2022	2023
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	1.279.344,8	1.213.795,4
davon Finanzverbindlichkeiten	1.211.033,2	1.193.937,3
davon aus Lieferungen und Leistungen	68.311,7	19.858,1
davon Restlaufzeit > 1 Jahr	187.562,5	180.250,0
davon Restlaufzeit > 5 Jahre	1.006.250,0	996.437,5

Anhang Erläuterungen

5. Sonstige Verbindlichkeiten

in Tsd. €	2022	2023
Regulatorische Verbindlichkeiten	411.058,5	595.008,3
Dienstbarkeitsübereinkommen	21.776,7	23.105,2
Aus Steuern	395,5	12.585,8
Im Rahmen der sozialen Sicherheit	1.588,7	217,1
Personalverrechnung	37,9	36,6
Sonstige	171,5	1,5
	435.028,7	630.954,5
davon Restlaufzeit > 1 Jahr	140.594,9	237.811,6
davon Restlaufzeit > 5 Jahre	46.021,0	45.867,9

In den sonstigen Verbindlichkeiten sind Aufwendungen in Höhe von 595.300,3 Tsd. € (Vorjahr: 412.856,5 Tsd. €) enthalten, die nach § 225 Abs. 6 UGB nach dem Abschlusstichtag zahlungswirksam werden.

Die regulatorischen Verbindlichkeiten wurden im Kapitel „Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden“ näher erläutert. Sie zeigen folgende Entwicklung:

in Tsd. €	2022	2023
Stand 1.1.	282.490,0	411.058,5
Zugang	81.618,1	104.783,7
Abgang	-191.754,6	-226.764,9
Umbuchung von regulatorischen Rückstellungen	238.704,8	305.931,0
Stand 31.12.	411.058,5	595.008,3
davon Restlaufzeit > 1 Jahr	139.181,9	236.340,6
davon Restlaufzeit > 5 Jahre	26.123,3	24.667,6

[12] D. Rechnungsabgrenzungsposten

in Tsd. €	2022	2023
Baukostenbeiträge (Finanzierungsbeiträge)	140.277,7	153.282,8
Sonstige		
Investitionszuschüsse	10.353,1	9.885,6
Wertpapieraufwertung nach RÄG 2014	663,1	663,1
Vorauszahlungen für Auktionen	17.710,7	0,0
Sonstige	508,8	1.380,7
	169.513,5	165.212,2

Die Baukostenbeiträge betreffen Beitragszahlungen Dritter im Zusammenhang mit der Nutzung einzelner Anlagen.

In den Rechnungsabgrenzungsposten betreffen 15.506,6 Tsd. € (Vorjahr: 15.222,2 Tsd. €) verbundene Unternehmen.

Im Geschäftsjahr 2021 wurden Förderungsanträge für die COVID-19-Investitionsprämie in Höhe von 148,1 Tsd. € gestellt. Davon wurden zum Abschlusstichtag 115,7 Tsd. € (Vorjahr: 115,7 Tsd. €) im Posten Investitionszuschüsse berücksichtigt.

Anhang Erläuterungen

Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung

[13] 1. Umsatzerlöse

in Tsd. €		2022	2023
Erlöse aus Stromlieferungen und Netztarifverrechnung			
Inland	Energieversorgungsunternehmen	629.940,0	1.198.065,1
	Industrielle Kundinnen und Kunden	5.915,7	10.397,0
	Sonstige Kundinnen und Kunden	196.923,5	128.627,3
		832.779,2	1.337.089,3
EU	Energieversorgungsunternehmen	679.464,4	177.785,3
	Sonstige Kundinnen und Kunden	129.230,3	151.604,3
		808.694,7	329.389,6
Drittländer	Energieversorgungsunternehmen	23,2	4.308,9
	Sonstige Kundinnen und Kunden	0,0	-27,8
		23,2	4.281,1
		1.641.497,1	1.670.760,0
Benützungs- und Betriebsführungsentgelte			
Inland	Energieversorgungsunternehmen ¹⁾	-12.292,1	-21.984,0
	Industrielle Kundinnen und Kunden	0,2	0,2
	Sonstige Kundinnen und Kunden	185,2	183,8
		-12.106,7	-21.799,9
EU	Energieversorgungsunternehmen ¹⁾	-8.488,9	-1.187,2
	Sonstige Kundinnen und Kunden ²⁾	247.004,0	295.443,8
		238.515,1	294.256,6
		226.408,4	272.456,7
Sonstige Erlöse		8.461,0	10.769,8
		1.876.366,6	1.953.986,5

¹⁾ Negative Umsätze mit Energieversorgungsunternehmen im Inland entstehen durch Refundierung von Auktionserlösen, in der EU durch die Weitergabe der Auktionserlöse an die Merchant-Line.

²⁾ Die sonstigen Kundinnen und Kunden in der EU bestehen ausschließlich aus dem Joint Allocation Office (JAO) in Luxemburg, das für die APG die Versteigerung der Grenzkapazitäten durchführt.

[14] 3. Sonstige betriebliche Erträge

in Tsd. €		2022	2023
a)	Erträge aus dem Abgang vom Anlagevermögen mit Ausnahme der Finanzanlagen	585,3	417,4
b)	Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen	14.343,3	1.672,9
c)	Übrige		
	Auflösung von Baukostenbeiträgen	9.261,1	10.703,6
	Auflösung von Investitionszuschüssen	464,6	467,5
	Sonstige	2.493,1	115.701,1
		12.218,9	126.872,2
		27.147,4	128.962,5

Anhang Erläuterungen

In den übrigen sonstigen betrieblichen Erträgen des Geschäftsjahres 2023 sind 114.145,1 Tsd. € Förderung für Beschaffung von Netzverlustenergie enthalten. Aufgrund signifikanter Preissteigerungen auf dem Strommarkt kam es im Jahr 2023 erstmals zur Förderung der Beschaffung von Verlustenergie durch Bundesmittel gemäß § 53 Abs. 4 EIWOG 2010.

[15] 6. Personalaufwand

in Tsd. €	2022	2023
a) Löhne	373,6	348,1
b) Gehälter	65.396,0	79.200,5
	65.769,6	79.548,6
c) Soziale Aufwendungen		
Aufwendungen für Altersversorgung		
Vorpensionen, Pensionszahlungen und pensionsähnliche Verpflichtungen	3.009,9	3.004,1
Veränderung der Rückstellungen für Pensionen und pensionsähnliche Verpflichtungen	- 17.439,3	168,6
Pensionskassenbeiträge (einschließlich Nachschussverpflichtung)	1.497,8	2.598,2
	- 12.931,6	5.771,0
aa) Aufwendungen für Abfertigungen und Leistungen an betriebliche Mitarbeiter:innenvorsorgekassen		
Abfertigungszahlungen	1.945,9	1.168,5
Veränderung der Abfertigungsrückstellung	- 4.060,7	- 360,8
Beitragszahlungen Mitarbeiter:innenvorsorgekasse	754,3	936,2
	- 1.360,5	1.743,9
bb) Aufwendungen für gesetzlich vorgeschriebene Sozialabgaben sowie vom Entgelt abhängige Abgaben und Pflichtbeiträge	15.218,7	17.825,3
Sonstige Sozialaufwendungen	867,5	861,0
	67.563,7	105.749,7

Die Pensionskassenbeiträge beinhalten Zahlungen für beitragsorientierte und leistungsorientierte Pensionsvorsorgen. Eine etwaige Nachschussverpflichtung an die APK Pensionskasse AG besteht ausschließlich für leistungsorientierte Pensionszusagen.

[16] 7. Abschreibungen

in Tsd. €	2022	2023
Abschreibungen auf immaterielle Gegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen		
Planmäßige Abschreibungen	108.466,7	120.425,9
Sofortabschreibung geringwertiger Vermögensgegenstände gemäß § 13 EStG	783,9	1.226,2
	109.250,7	121.652,1

Anhang Erläuterungen

[17] 8. Sonstige betriebliche Aufwendungen

in Tsd. €	2022	2023
a) Steuern, soweit sie nicht unter Steuern vom Einkommen fallen	726,3	412,0
	726,3	412,0
b) Übrige		
Fremdlieferungen und -leistungen für Reparaturen und Instandhaltungen	23.894,1	25.111,6
IT-Support, EDV	11.327,6	14.224,4
Telekomleistungen, Datendienste	12.015,5	13.868,4
Regulatorkosten	10.953,0	12.026,5
Betriebskosten für Baulichkeiten, Mieten und Leasing	4.569,9	7.058,2
Verbrauchsmaterial für Büro, Betrieb und Instandhaltung	3.092,6	4.288,6
Rechts-, Prüfungs- und Beratungsaufwendungen	4.061,1	3.999,9
Aus- und Weiterbildung (inkl. Lehrlingsausbildung)	2.002,1	2.727,3
Aushilfsarbeiten und Personalabstellungen	2.672,8	2.453,7
Fahrt- und Reisespesen	1.546,1	2.219,3
Übriger Verwaltungsaufwand für Administration	242,6	504,3
Versicherungen	292,9	421,0
Abschreibung und Wertberichtigung von Forderungen	37,5	15,5
Sonstige Aufwendungen	7.971,3	9.491,0
	84.679,3	98.409,8
	85.405,6	98.821,8

[18] 16. Finanzergebnis

in Tsd. €	2022	2023
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge		
aus verbundenen Unternehmen	33,4	7.575,1
Sonstige	4,9	128,6
	38,3	7.703,6
Zinsen und ähnliche Aufwendungen		
aus verbundenen Unternehmen	25.759,2	20.944,4
Zinskomponente für langfristige Personalrückstellungen	811,7	2.158,9
Sonstige	1.446,1	1.374,8
	28.017,0	24.478,2

Anhang Erläuterungen

[19] 18. Steuern vom Einkommen

in Tsd. €	2022	2023
vom Gruppenträger		
Steuern vom Einkommen, laufende Periode	3.977,4	- 12.651,4
Latente Steuern		
aus Sozialkapital	5.888,2	- 375,6
aus un versteuerten Rücklagen	- 778,3	- 65,5
aus Sonstigen	17.054,0	25.238,7
	22.163,9	24.797,5
	26.141,3	12.146,2

Mit Gültigkeit des Rechnungslegungsänderungsgesetzes 2014 (RÄG 2014) wurden die un versteuerten Rücklagen mit Stand vom 1.1.2016 abzüglich 25 % latente Steuern in das Eigenkapital gebucht. Die Ersterfassung der latenten Steuern wurde erfolgsneutral durchgeführt. Die latenten Steuern werden analog der Abreifung der un versteuerten Rücklagen aufgelöst.

Das Ergebnis vor Steuern wird durch die Steuern vom Einkommen und Ertrag in Höhe von 12.146,2 Tsd. € (Vorjahr: 26.141,3 Tsd. €) belastet.

III. Sonstige Angaben

1. Gesamtbetrag der sonstigen finanziellen Verpflichtungen

in Tsd. €	Gesamtverpflichtung	2024	2024-2028
Wesentliche Posten			
Miet- und Leasingverträge	¹⁾	20.193,5	97.522,9
Sonstige (Versicherungen, Entschädig, Benützung/Betriebsführung)	¹⁾	6.110,1	30.848,4
Bestellobligo Vorhalteleistung zur Engpassvermeidung	65.175,6	65.175,6	65.175,6
Bestellobligo Lieferungen und Leistungen	690.269,8	292.080,0	690.269,8
Bestellobligo Verlustenergie	394.436,3	394.436,3	394.436,3
davon gegenüber verbundenen Unternehmen	¹⁾	54.853,3	116.764,3

¹⁾ Die Gesamtverpflichtung ist aufgrund un bestimmter Vertragsdauer betragsmäßig nicht ermittelbar.

Das Bestellobligo Verlustenergie betrifft Stromforwards zur Beschaffung der Verlustenergie bis zu zwei Jahre in die Zukunft. Da die Erfüllung durch physische Lieferung erfolgt, werden diese Geschäfte unter Anwendung der Own-Use-Regelung erfasst. Die Kosten der Verlustenergiebeschaffung fließen in die regulatorische Kostenbasis ein und werden durch die künftigen Netztarife ersetzt. Aus diesem Grund ist auch bei negativen Marktwerten keine Drohverlustrückstellung erforderlich.

Anhang Erläuterungen

Gegenüber Grundeigentümer:innen bestehen befristete Nachschussverpflichtungen bis zu zehn Jahre nach Inbetriebnahme einer Leitung, wenn Grund in Bauland umgewidmet wird.

Im Juni 2018 haben 31 europäische Übertragungsnetzbetreiber (darunter auch APG) im Zuge des länderübergreifenden Projekts „Cross-Border Intraday“ (XBID) einerseits die Schadloshaltung von 16 Stromhandelsbörsen gegenüber Schadenersatzansprüchen Dritter und andererseits die Haftung zwischen den Übertragungsnetzbetreibern vertraglich festgelegt. Das Haftungsregime sieht dort, wo möglich, eine Haftungsobergrenze vor. In jenen Fällen, in denen dies kraft Gesetzes nicht möglich ist, ist die Haftungshöhe unbegrenzt.

Aufgrund von Betriebsvereinbarungen und Verträgen besteht die Verpflichtung, an Mitarbeiter:innen unter bestimmten Voraussetzungen nach deren Eintreten in den Ruhestand Pensionszahlungen zu leisten. Soweit diese Pensionsverpflichtungen durch die APK Pensionskasse AG zu erfüllen sind, besteht eine Nachschussverpflichtung vonseiten des Arbeitgebers. Aufgrund der Entwicklung auf den Finanzmärkten wurde von der APK Pensionskasse AG eine prognostizierte Nachschussverpflichtung in Höhe von 228,0 Tsd. € (Vorjahr: 691,3 Tsd. €) gemeldet.

2. Geschäfte mit nahestehenden Unternehmen und Personen

APG ist als Übertragungsnetzbetreiber gemäß EIWOG 2010 zur Herstellung des Ausgleichs zwischen Erzeugung und Verbrauch zum Betrieb eines sicheren Systems sowie zur Frequenz- und Spannungshaltung verpflichtet. Hierfür werden mit einigen Kraftwerksbetreibern Verträge für die Vorhalteleistung zur Engpassvermeidung abgeschlossen, unter anderem auch mit der VERBUND Energy4Business GmbH.

Netzdienstleistungen in Form von Regel- und Verlustenergie werden auch von der VERBUND AG, der VERBUND Hydro Power GmbH, der VERBUND Energy4Business GmbH und der VERBUND Energy4Flex GmbH zugekauft.

Mit der VERBUND Services GmbH besteht ein Vertrag für die Verrechnung von Dienstleistungen in den Bereichen Informatik und Telekommunikation sowie administrative Services.

Mit der VERBUND Finanzierungsservice GmbH besteht ein Vertrag für die Verrechnung von Dienstleistungen bezüglich Zahlungsverkehrsabwicklung und Cash Managements.

Im Geschäftsjahr 2023 wurden keine nicht fremdüblichen Verträge im Sinne von § 238 Abs. 1 Z. 12 UGB mit Aufsichtsratsmitgliedern bzw. Unternehmen, die einzelnen Mitgliedern des Aufsichtsrats nahestehen, abgeschlossen. Es wurden Leistungen für verschiedene Konzerngesellschaften von VERBUND erbracht; diese Verträge wurden von der E-Control Austria genehmigt.

3. Personalstand

Durchschnitt	2022	2023
Angestellte	650	732
Lehrlinge	20	16
	670	748

4. Aufwand für Abfertigungen und Pensionen

in Tsd. €	2022	2023
Vorstandsmitglieder	6,3	74,5
Leitende Angestellte	- 124,1	135,2
Arbeitnehmer:innen	- 14.174,3	7.305,2
	- 14.292,1	7.514,9

Im Vorjahr ergab sich aufgrund der Zinsanpassung für leitende Angestellte und Arbeitnehmer:innen in Summe ein Ertrag aus Abfertigungen und Pensionen.

5. Organe der Gesellschaft

Die Angaben über die Organe der Gesellschaft (Vorstands- und Aufsichtsratsmitglieder) sind vor dem Lagebericht angeführt.

Im Geschäftsjahr waren durchgehend zwei Mitglieder des Vorstands bestellt. An die Vorstandsmitglieder wurden keine Kredite oder Vorschüsse ausbezahlt.

Anhang Erläuterungen

in Tsd. €	2022	2023
Vergütung für zwei Vorstandsmitglieder		
Fixe Bezüge	531,3	557,4
Variable Bezüge ¹⁾	224,3	229,7
Gesamt	755,7	787,1

¹⁾ Da die Zielerreichung eines Geschäftsjahres erst im Laufe des ersten Quartals des Folgejahres ermittelt werden kann, erfolgt die Auszahlung der variablen Bezüge des jeweiligen Geschäftsjahres zeitversetzt beginnend mit Juni des Folgejahres in 14 gleichen Teilen. Dargestellt sind daher die an die Vorstandsmitglieder im Jahr 2023 ausbezahlten aliquoten variablen Teile der Geschäftsjahre 2021 und 2022. Die Auszahlung der variablen Bezüge für 2023 erfolgt beginnend mit Juni 2024.

Die Bezüge der Mitglieder des Aufsichtsrats beliefen sich im Geschäftsjahr auf 52,1 Tsd. € (Vorjahr: 52,5 Tsd. €).

6. Konzernbeziehungen

Konsolidierungspflichtiges Mutterunternehmen der Gesellschaft ist die VERBUND AG, Am Hof 6a, 1010 Wien.

APG ist Gruppenmitglied der Unternehmensgruppe des Mutterunternehmens (im Sinne von § 9 Abs. 8 Körperschaftsteuergesetz [KStG]).

Bedingt durch die Einbeziehung in den Konzernabschluss der VERBUND AG, Wien, sowie die entsprechende Offenlegung der Aufwendungen für die Abschlussprüfung in diesem Konzernabschluss unterbleibt die diesbezügliche Angabe im vorliegenden Jahresabschluss.

Der Konzernabschluss wird beim Firmenbuch des Handelsgerichts Wien hinterlegt.

7. Einfluss des dritten EU-Binnenmarktpakets in Österreich

VERBUND hat sich entschlossen, im Sinne des dritten EU-Binnenmarktpakets und des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes 2010 (EIWOG 2010), die verschärfte Maßnahmen betreffend das Unbundling mit sich brachten, den Independent Transmission Operator (ITO) umzusetzen, und bleibt damit weiterhin Eigentümer von APG.

Per Bescheid der E-Control Austria vom 12.3.2012 wurde APG als ITO zertifiziert; die offizielle Benennung als unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber erfolgte mit dem BGBl. II 134/2012 vom 19.4.2012 per Kundmachung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend. Gemäß § 27 Abs. 2 Z. 3 EIWOG hat der Gleichbehandlungsbeauftragte mit 1.3.2012 seine Tätigkeit aufgenommen.

Geschäfte im Sinne von § 8 Abs. 3 EIWOG werden insbesondere mit folgenden Gesellschaften getätigt:

Stromlieferungen

VERBUND Hydro Power GmbH, VERBUND Thermal Power GmbH & Co KG, Ennskraftwerke Aktiengesellschaft, VERBUND Energy4Flex GmbH

Netzdienstleistungen

VERBUND Hydro Power GmbH, VERBUND Thermal Power GmbH & Co KG, VERBUND Wind Power Austria GmbH, VERBUND Energy4Business GmbH, VERBUND AG, Ennskraftwerke Aktiengesellschaft, Donaukraftwerk Jochenstein AG, Österreichisch-Bayerische Kraftwerke AG, Energienetze Steiermark GmbH, KNG-Kärnten Netz GmbH

Telekommunikation

VERBUND Services GmbH

Dienstleistungen

VERBUND Verfahren Umwelt Management GmbH, VERBUND Services GmbH, VERBUND AG

Finanzierung

VERBUND Finanzierungsservice GmbH, VERBUND AG

Personalabstellungen

VERBUND Services GmbH

Anhang Erläuterungen

IV. Gewinnverwendung

Der Vorstand schlägt der Hauptversammlung folgende Gewinnverwendung vor:

in Tsd. €	2023
Jahresüberschuss	47.863,5
verfügbarer Gewinn	47.863,5
<hr/>	
Thesaurierung	23.297,3
Ausschüttung	24.566,2
Gewinnverwendung	47.863,5

V. Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

Seit dem Bilanzstichtag sind keine Ereignisse eingetreten, die eine gesonderte Beschreibung nach § 238 Abs. 1 Z. 11 UGB erforderlich machen.

Wien, am 2.2.2024
Der Vorstand



DI Mag. (FH) Gerhard Christiner



Mag. Thomas Karall

Glossar

EBIT

Earnings Before Interest and Taxes: Ergebnis vor Zinsaufwendungen (inklusive personalbezogener Zinsen) und Steuern.

Berechnung

	Betriebserfolg
+	Finanzergebnis
-	Zinsaufwand
=	EBIT

Fiktive Schuldentilgungsdauer

Verhältnis der Schulden zum Mittelüberschuss aus der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit.

Berechnung

	Rückstellungen
+	Verbindlichkeiten
-	sonstige Wertpapiere und Anteile des Umlaufvermögens
÷	Mittelüberschuss aus der laufenden Geschäftstätigkeit
=	FIKTIVE SCHULDENTILGUNGSDAUER

Gearing

Nettoverschuldung im Verhältnis zum Eigenkapital zuzüglich der um die latenten Steuern bereinigten un versteuerten Rücklagen und Investitionszuschüsse.

Berechnung

	Nettoverschuldung
÷	Eigenkapital
=	GEARING

Netto-Geldfluss

Saldo aus dem Zufluss und dem Abfluss von liquiden Mitteln; wird üblicherweise in Netto-Geldflüsse aus der operativen Tätigkeit, der Investitionstätigkeit und der Finanzierungstätigkeit gegliedert.

Berechnung

	Netto-Geldfluss aus der operativen Tätigkeit
+	Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit
+	Netto-Geldfluss aus der Finanzierungstätigkeit
=	NETTO-GELDFLUSS

Nettoumlaufvermögen

Kurzfristiges Vermögen (inklusive kurzfristiger Ausleihungen und kurzfristiger Rechnungsabgrenzungsposten) abzüglich kurzfristiger Schulden (inklusive kurzfristiger Rechnungsabgrenzungen).

Berechnung

	Nettoumlaufvermögen aus dem operativen Bereich
+	Nettoumlaufvermögen aus dem Finanzierungsbereich
=	NETTOUMLAUFVERMÖGEN (WORKING CAPITAL)

Glossar

Nettoverschuldung

Zinsbelastetes Fremdkapital abzüglich flüssiger Mittel (inklusive Wertpapieren und Anteilen des Umlaufvermögens) bereinigt um aktiv- und passivseitig geschlossene Positionen.

Berechnung	
	Verzinsliche Rückstellungen
+	verzinsliche Verbindlichkeiten
-	Saldierung um geschlossene Positionen
=	BRUTTOVERSCHULDUNG
-	Finanzaktiva
=	NETTOVERSCHULDUNG

APG-ROCE

Return on Capital Employed nach APG-Berechnung: Ergebnis vor Zinsaufwendungen (inklusive personalbezogener Zinsen) abzüglich darauf entfallender Steuern im Verhältnis zur verzinslichen Kapitalbasis.

Berechnung	
	Betriebserfolg
÷	verzinsliche Kapitalbasis
=	APG-ROCE

ROE

Return on Equity: Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit im Verhältnis zum Eigenkapital zuzüglich der um die latenten Steuern bereinigten un versteuerten Rücklagen und Investitionszuschüsse am Beginn des Geschäftsjahres.

Berechnung	
	Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit
÷	Eigenkapital per 1.1.
=	ROE

ROI

Return on Investment: Ergebnis vor Zinsaufwendungen (inklusive personalbezogener Zinsen) und Steuern im Verhältnis zum Gesamtkapital am Beginn des Geschäftsjahres.

Berechnung	
	EBIT
÷	um geschlossene Positionen bereinigtes Gesamtkapital per 1.1.
=	ROI

ROS

Return on Sales: Ergebnis vor Zinsaufwendungen (inklusive personalbezogener Zinsen) und Steuern im Verhältnis zu den Umsatzerlösen.

Berechnung	
	EBIT
÷	Umsatzerlöse
=	ROS

Bestätigungsvermerk^{*)}

Bericht zum Jahresabschluss

Prüfungsurteil

Wir haben den Jahresabschluss der

Austrian Power Grid AG, Wien,

bestehend aus der Bilanz zum 31. Dezember 2023, der Gewinn- und Verlustrechnung für das an diesem Stichtag endende Geschäftsjahr und dem Anhang, geprüft.

Nach unserer Beurteilung entspricht der beigefügte Jahresabschluss den gesetzlichen Vorschriften und vermittelt ein möglichst getreues Bild der Vermögens- und Finanzlage zum 31. Dezember 2023 sowie der Ertragslage der Gesellschaft für das an diesem Stichtag endende Geschäftsjahr in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften.

Grundlage für das Prüfungsurteil

Wir haben unsere Abschlussprüfung in Übereinstimmung mit den österreichischen Grundsätzen ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführt. Diese Grundsätze erfordern die Anwendung der International Standards on Auditing (ISA). Unsere Verantwortlichkeiten nach diesen Vorschriften und Standards sind im Abschnitt „Verantwortlichkeiten des Abschlussprüfers für die Prüfung des Jahresabschlusses“ unseres Bestätigungsvermerks weitergehend beschrieben. Wir sind von der Gesellschaft unabhängig in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen und berufsrechtlichen Vorschriften, und wir haben unsere sonstigen beruflichen Pflichten in Übereinstimmung mit diesen Anforderungen erfüllt. Wir sind der Auffassung, dass die von uns bis zum Datum des Bestätigungsvermerks erlangten Prüfungsnachweise ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unser Prüfungsurteil zu diesem Datum zu dienen.

Sonstige Informationen

Die gesetzlichen Vertreter sind für die sonstigen Informationen verantwortlich. Die sonstigen Informationen umfassen alle Informationen im Geschäftsbericht, ausgenommen den Jahresabschluss, den Lagebericht und den Bestätigungsvermerk. Der Geschäftsbericht wird uns voraussichtlich nach dem Datum dieses Bestätigungsvermerks zur Verfügung gestellt.

Unser Prüfungsurteil zum Jahresabschluss erstreckt sich nicht auf diese sonstigen Informationen, und wir werden keine Art der Zusicherung darauf geben.

Im Zusammenhang mit unserer Prüfung des Jahresabschlusses haben wir die Verantwortlichkeit, diese sonstigen Informationen zu lesen, sobald diese vorhanden sind, und dabei zu würdigen, ob diese sonstigen Informationen wesentliche Unstimmigkeiten zum Jahresabschluss oder zu unseren bei der Abschlussprüfung erlangten Kenntnissen aufweisen oder anderweitig falsch dargestellt erscheinen.

Verantwortlichkeiten der gesetzlichen Vertreter und des Prüfungsausschusses für den Jahresabschluss

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Aufstellung des Jahresabschlusses und dafür, dass dieser in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft vermittelt. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die internen Kontrollen, die sie als notwendig erachten, um die Aufstellung eines Jahresabschlusses zu ermöglichen, der frei von wesentlichen falschen Darstellungen aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern ist.

Bei der Aufstellung des Jahresabschlusses sind die gesetzlichen Vertreter dafür verantwortlich, die Fähigkeit der Gesellschaft zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu beurteilen, Sachverhalte im Zusammenhang mit der Fortführung der Unternehmenstätigkeit - sofern einschlägig - anzugeben, sowie dafür, den Rechnungslegungsgrundsatz der Fortführung der Unternehmenstätigkeit anzuwenden, es sei denn, die gesetzlichen Vertreter beabsichtigen, entweder die Gesellschaft zu liquidieren

^{*)} Die Veröffentlichung oder Weitergabe des Jahresabschlusses mit unserem Bestätigungsvermerk darf nur in der von uns bestätigten Fassung erfolgen. Dieser Bestätigungsvermerk bezieht sich ausschließlich auf den deutschsprachigen und vollständigen Jahresabschluss samt Lagebericht. Für abweichende Fassungen sind die Vorschriften des § 281 Abs. 2 UGB zu beachten.

Bestätigungsvermerk*)

oder die Unternehmenstätigkeit einzustellen oder haben keine realistische Alternative dazu.

Der Prüfungsausschuss ist verantwortlich für die Überwachung des Rechnungslegungsprozesses der Gesellschaft.

Verantwortlichkeiten des Abschlussprüfers für die Prüfung des Jahresabschlusses

Unsere Ziele sind, hinreichende Sicherheit darüber zu erlangen, ob der Jahresabschluss als Ganzes frei von wesentlichen falschen Darstellungen aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern ist, und einen Bestätigungsvermerk zu erteilen, der unser Prüfungsurteil beinhaltet. Hinreichende Sicherheit ist ein hohes Maß an Sicherheit, aber keine Garantie dafür, dass eine in Übereinstimmung mit den österreichischen Grundsätzen ordnungsmäßiger Abschlussprüfung, die die Anwendung der ISA erfordern, durchgeführte Abschlussprüfung eine wesentliche falsche Darstellung, falls eine solche vorliegt, stets aufdeckt. Falsche Darstellungen können aus dolosen Handlungen oder Irrtümern resultieren und werden als wesentlich angesehen, wenn von ihnen einzeln oder insgesamt vernünftigerweise erwartet werden könnte, dass sie die auf der Grundlage dieses Jahresabschlusses getroffenen wirtschaftlichen Entscheidungen von Nutzern beeinflussen.

Als Teil einer Abschlussprüfung in Übereinstimmung mit den österreichischen Grundsätzen ordnungsmäßiger Abschlussprüfung, die die Anwendung der ISA erfordern, üben wir während der gesamten Abschlussprüfung pflichtgemäßes Ermessen aus und bewahren eine kritische Grundhaltung.

Darüber hinaus gilt:

- » Wir identifizieren und beurteilen die Risiken wesentlicher falscher Darstellungen aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern im Abschluss, planen Prüfungshandlungen als Reaktion auf diese Risiken, führen sie durch und erlangen Prüfungsnachweise, die ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unser Prüfungsurteil zu dienen. Das Risiko, dass aus dolosen Handlungen resultierende wesentliche falsche Darstellungen nicht aufgedeckt werden, ist höher als ein aus Irrtümern resultierendes, da dolose Handlungen kollusives Zusammenwirken, Fälschungen, beabsichtigte Unvollständigkeiten, irreführende Darstellungen oder das Außerkraftsetzen interner Kontrollen beinhalten können.
- » Wir gewinnen ein Verständnis von dem für die Abschlussprüfung relevanten internen Kontrollsystem, um Prüfungshandlungen zu planen, die unter den gegebenen Umständen angemessen sind, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit des internen Kontrollsystems der Gesellschaft abzugeben.
- » Wir beurteilen die Angemessenheit der von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsmethoden sowie die Vertretbarkeit der von den gesetzlichen Vertretern dargestellten geschätzten Werte in der Rechnungslegung und damit zusammenhängende Angaben.
- » Wir ziehen Schlussfolgerungen über die Angemessenheit der Anwendung des Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit durch die gesetzlichen Vertreter sowie, auf der Grundlage der erlangten Prüfungsnachweise, ob eine wesentliche Unsicherheit im Zusammenhang mit Ereignissen oder Gegebenheiten besteht, die erhebliche Zweifel an der Fähigkeit der Gesellschaft zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit aufwerfen können. Falls wir die Schlussfolgerung ziehen, dass eine wesentliche Unsicherheit besteht, sind wir verpflichtet, in unserem Bestätigungsvermerk auf die dazugehörigen Angaben im Jahresabschluss

*) Die Veröffentlichung oder Weitergabe des Jahresabschlusses mit unserem Bestätigungsvermerk darf nur in der von uns bestätigten Fassung erfolgen. Dieser Bestätigungsvermerk bezieht sich ausschließlich auf den deutschsprachigen und vollständigen Jahresabschluss samt Lagebericht. Für abweichende Fassungen sind die Vorschriften des § 281 Abs 2 UGB zu beachten.

Bestätigungsvermerk*)

aufmerksam zu machen oder, falls diese Angaben unangemessen sind, unser Prüfungsurteil zu modifizieren. Wir ziehen unsere Schlussfolgerungen auf der Grundlage der bis zum Datum unseres Bestätigungsvermerks erlangten Prüfungsnachweise. Zukünftige Ereignisse oder Gegebenheiten können jedoch die Abkehr der Gesellschaft von der Fortführung der Unternehmenstätigkeit zur Folge haben.

- » Wir beurteilen die Gesamtdarstellung, den Aufbau und den Inhalt des Jahresabschlusses einschließlich der Angaben sowie ob der Jahresabschluss die zugrunde liegenden Geschäftsvorfälle und Ereignisse in einer Weise wiedergibt, dass ein möglichst getreues Bild erreicht wird.

Wir tauschen uns mit dem Prüfungsausschuss unter anderem über den geplanten Umfang und die geplante zeitliche Einteilung der Abschlussprüfung sowie über bedeutsame Prüfungsfeststellungen, einschließlich etwaiger bedeutsamer Mängel im internen Kontrollsystem, die wir während unserer Abschlussprüfung erkennen, aus.

Bericht zum Lagebericht

Der Lagebericht ist aufgrund der österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften darauf zu prüfen, ob er mit dem Jahresabschluss in Einklang steht und ob er nach den geltenden rechtlichen Anforderungen aufgestellt wurde.

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Aufstellung des Lageberichts in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften.

Wir haben unsere Prüfung in Übereinstimmung mit den Berufsgrundsätzen zur Prüfung des Lageberichts durchgeführt.

Urteil

Nach unserer Beurteilung ist der Lagebericht nach den geltenden rechtlichen Anforderungen aufgestellt worden und steht in Einklang mit dem Jahresabschluss.

Erklärung

Angesichts der bei der Prüfung des Jahresabschlusses gewonnenen Erkenntnisse und des gewonnenen Verständnisses über die Gesellschaft und ihr Umfeld wurden wesentliche fehlerhafte Angaben im Lagebericht nicht festgestellt.

Wien, am 2. Februar 2024

Ernst & Young
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft m.b.H.

Mag. Erich Lehner
Wirtschaftsprüfer

Mag. Katharina Schrenk
Wirtschaftsprüferin

*) Die Veröffentlichung oder Weitergabe des Jahresabschlusses mit unserem Bestätigungsvermerk darf nur in der von uns bestätigten Fassung erfolgen. Dieser Bestätigungsvermerk bezieht sich ausschließlich auf den deutschsprachigen und vollständigen Jahresabschluss samt Lagebericht. Für abweichende Fassungen sind die Vorschriften des § 281 Abs. 2 UGB zu beachten.

Bericht des Aufsichtsrats

Der Aufsichtsrat hat im Berichtsjahr in vier Aufsichtsratssitzungen, einer konstituierenden Aufsichtsratssitzung sowie in vier Arbeits- und Prüfungsausschusssitzungen und einer ordentlichen Hauptversammlung die ihm nach Gesetz und Satzung obliegenden Aufgaben und Befugnisse unter Berücksichtigung der für APG als Independent Transmission Operator (ITO) geltenden spezifischen gesetzlichen Bestimmungen (§§ 28-32 EIWOG 2010) wahrgenommen. Aufgrund der Aufgaben der APG ist ein freiwilliger Prüfungsausschuss im Sinne des Aktiengesetzes eingerichtet. Der Arbeitsausschuss fungiert daher auch als Prüfungs- und Dringlichkeitsausschuss.

Die Geschäftsführung des Vorstands wurde vom Aufsichtsrat laufend aufgrund mündlicher und schriftlicher Berichterstattung über den Gang der Geschäfte und die Lage des Unternehmens geprüft. Diese Überprüfungen haben zu keinerlei Beanstandungen Anlass gegeben. Die Buchführung und der Jahresabschluss sind von der Ernst & Young GmbH, Wien, geprüft worden. Der Abschlussprüfer hat über das Ergebnis schriftlich berichtet. Dabei wurde festgestellt, dass der Vorstand die verlangten Aufklärungen und Nachweise erbracht hat, Buchführung und Jahresabschluss den gesetzlichen Vorschriften entsprechen, ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft vermittelt wird und der Lagebericht im Einklang mit dem Jahresabschluss steht.

Der Aufsichtsrat hat den vorgelegten Jahresabschluss gemäß Unternehmensgesetzbuch, dem der Abschlussprüfer seinen uneingeschränkten Bestätigungsvermerk erteilt hat, sowie den Lagebericht des Vor-

stands wurde genehmigt und zur Kenntnis genommen. Der Jahresabschluss wurde vom Aufsichtsrat gebilligt, wodurch er gemäß § 96 (4) Aktiengesetz festgestellt ist.

Der Vorsitzende des Aufsichtsrats hält regelmäßig Kontakt mit dem Vorstand. Insbesondere werden die Geschäftsentwicklung, die europäischen Neuerungen, die betrieblichen Herausforderungen sowie die Entwicklung der Ausbau- und Instandhaltungsprojekte regelmäßig diskutiert. Sitzungen des Vorstands fanden im Regelfall 14-täglich statt. Der Aufsichtsratsvorsitzende und der Vorstand bestätigen, dass sowohl in den Aufsichtsratssitzungen und den Sitzungen des Arbeits- und Prüfungsausschusses als auch in den Sitzungen des Vorstands offene Diskussionen stattfinden.

Der Aufsichtsrat bedankt sich beim Vorstand sowie allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern für die Bewältigung der herausfordernden Aufgaben.

Wien, im März 2024

Für den Aufsichtsrat



Dr. Peter F. Kollmann e. h.
(Vorsitzender)

Impressum

Herausgeber:

Austrian Power Grid AG
Wagramer Straße 19, A-1220 Wien
www.apg.at
E-Mail: apg@apg.at

Konzept, Gestaltung und Beratung:

» Purtscher Relations GmbH
» Great
» Inhouse mit firesys produziert
(firesys GmbH)

Lektorat:

ASI GmbH

Druck:

Der Schalk - Druck in Perfektion

Irrtümer, Satz- und Druckfehler vorbehalten.
Wien, im Mai 2024

Copyrights:

Umschlag: Great, S. 4: David Pereiras Villagrà, S. 6: Herbert
Lehmann, S. 7: Manstein Verlag/Michalski, S. 8-11: Herbert
Lehmann, S. 12: VERBUND, S. 16: Lukas Dostal, S. 22: Maximilian
Lang, S. 26: Rudi Fröse, S. 27: Leadersnet/Alex Felten, Markus
Wache, S. 28: Sonja Kadlec, S. 30: APG/Sebastian Möslinger,
S. 31: Niklas Stadler, S. 32: Martin Huber, S. 33: Niklas Stadler,
S. 35: Pexels/Malidate Van, S. 36: Klaus Vedfelt/Gettyimages,
S. 37: rawpixel.com/Freepik, S. 38: staysail/Dreamstime,
S. 40: wksimonsfeld.at, S. 41: NEFI, S. 43: Stereo Media, Johann
Gschwindl, S. 46: iStock/evgenyatamanenko.

Energiewende
braucht
Strominfrastruktur.
