

NETZENTWICKLUNGSPLAN 2025

Grundlagen für die Netzentwicklung

Konsultationsversion

Planungsstand Juli 2025



VORARLBERGER
ÜBERTRAGUNGSNETZ
GmbH



Vorarlberg, Juli 2025

© Austrian Power Grid AG, Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH & Tiroler Übertragungsnetz GmbH – Alle Rechte vorbehalten

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen oder der Vervielfältigung auf anderen Wegen und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten.

Alle dargestellten Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen erarbeitet und geprüft.

Austrian Power Grid AG & Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH & Tiroler Übertragungsnetz GmbH haften nicht für etwaige Schäden, die aus der Nutzung oder Nichtnutzung der Inhalte dieses Dokuments entstehen.

www.apg.at

www.vuen.at

www.tirolerübertragungsnetz.at

Layout: APG, VÜN & TÜN

I	GRUNDLAGEN DER SYSTEM- UND NETZENTWICKLUNG	4
II	KLIMA- UND ENERGIEPOLITISCHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DIE NETZENTWICKLUNG ...	5
II.A	Internationaler klimapolitischer Kontext.....	5
II.B	Europäische Rahmenbedingungen	5
II.C	Nationale Rahmenbedingungen	6
III	PLANUNGSPRÄMISSEN FÜR DIE NETZENTWICKLUNG	9
III.A	Szenariorahmen	9
III.B	ÖNIP – Österreichischer Netzinfrastrukturplan, 2024.....	12
III.C	Kohärenz mit dem ENTSO-E Ten-Year-Network-Development-Plan (TYNDP)	13
III.D	„NOVA“ Prinzip	14
IV	SCHLUSSFOLGERUNG FÜR DIE NETZENTWICKLUNG	16

I Grundlagen der System- und Netzentwicklung

Der Netzentwicklungsplan (NEP) ist von den österreichischen Übertragungsnetzbetreibern Austrian Power Grid AG (APG), Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH (VÜN) und Tiroler Übertragungsnetz GmbH (TÜN) alle 2 Jahre zu erstellen und der Regulierungsbehörde zur Genehmigung vorzulegen. Dabei wird die Kohärenz mit anderen Prozessen und Plänen sichergestellt, insbesondere mit dem österreichischen integrierten Netzinfrastrukturplan (ÖNIP 2024) und dem Ten-Year-Network-Development Plan (TYNDP) von ENTSO-E. Der NEP wird immer in den ungeraden Jahren erstellt und veröffentlicht, und der TYNDP in den geraden Jahren (zuletzt auch 2024). Ergänzend zu den Plänen der Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen die Verteilnetzbetreiber mindestens alle zwei Jahre ihre Verteilernetzentwicklungspläne (VNEP). Dies betrifft in Österreich 15 Verteilnetzbetreiber. Die VNEPs wurden 2024 zum ersten Mal veröffentlicht und sind auf der Informationsseite der österreichischen Energiewirtschaft (<https://www.eutilities.at/informationen/VNEP>) abrufbar.

Abbildung i gibt einen Überblick über die unterschiedlichen Zeithorizonte der Planungsprozesse und Planungsinstrumente, die zur Vorbereitung des NEP25 von den Übertragungsnetzbetreibern verwendet wurden.

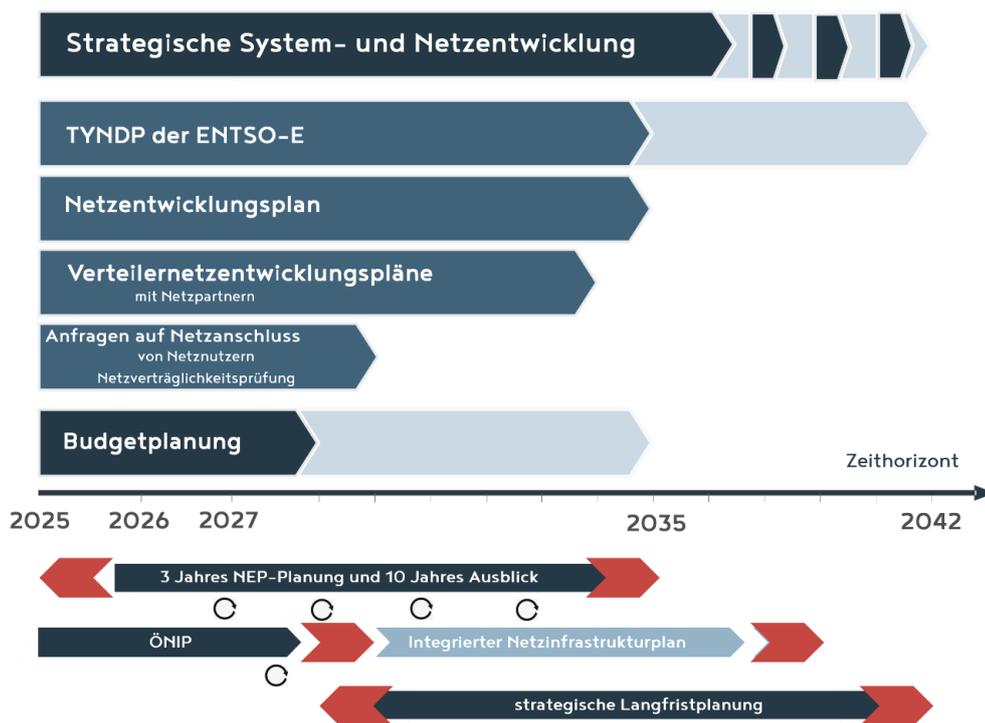


Abbildung i: Dokumente und Prozesse der Netzentwicklung und Netzausbauplanung

II Klima- und energiepolitische Rahmenbedingungen für die Netzentwicklung

II.A Internationaler klimapolitischer Kontext

Ziel der Vereinten Nationen ist es, die Erwärmung der Erdoberfläche möglichst auf 1,5 °C, zumindest jedoch auf 2 °C, zu beschränken, verglichen mit dem Zeitraum 1850-1900. Bereits im vergangenen Jahrzehnt (2011-2020) war die durchschnittliche Temperatur der Erdoberfläche um 1,1 °C wärmer als im genannten Vergleichszeitraum. Die Folgen der Klimaerwärmung sind demnach schon heute deutlich messbar.

Das "Intergovernmental Panel of Climate Change" (IPCC) ist eine Institution der Vereinten Nationen, welche sich mit der wissenschaftlichen Betrachtung des Klimawandels beschäftigt. Das IPCC veröffentlichte im März 2023 den 6. Assessment Report bzw. Sachstandsbericht über den aktuellen Wissensstand zum Klimawandel (<https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-cycle/>). Der Bericht beschreibt eine Verfehlung des 1,5 °C Ziels als sehr wahrscheinlich, das Einhalten des 2 °C Ziels als schwierig und unterstreicht somit die Notwendigkeit von raschem Handeln. Für das Anhalten der Erwärmung werden lt. IPCC Netto-Null-Emissionen („Klimaneutralität“) benötigt. Das IPCC schreibt den Übertragungsnetzen eine besonders wichtige Rolle auf dem Weg zur Klimaneutralität zu, da die notwendige Elektrifizierung von Sektoren wie Mobilität, Industrie und Wärme nur mit einem ausgebauten Übertragungsnetz möglich ist. Zusätzlich weisen die Erneuerbaren Technologien PV und Windkraft das größte und kostengünstige Potential zur Emissionsvermeidung auf. Ein fortlaufender Ausbau dieser erneuerbaren Energiequellen benötigt ein leistungsfähiges Übertragungsnetz mit entsprechenden Übertragungskapazitäten.

Die Erkenntnisse des sechsten Sachstandsberichts des IPCC setzten mitunter Rahmenbedingungen für die Definition der Annahmen in der strategischen System- und Netzentwicklung. Es werden wesentliche Eingangsparameter wie das zur Verfügung stehende CO₂-Budget oder die Eingangszeitreihen für Temperatur, Wind, PV und der natürliche Zufluss der Wasserkraft übernommen.

II.B Europäische Rahmenbedingungen

Mit dem EU-Green Deal hat die Europäische Kommission den Weg Richtung einer klimaneutralen EU bis 2050 vorgegeben. Das EU-Klimagesetz schreibt dieses Ziel für alle Mitgliedsstaaten auch gesetzlich fest und ist damit der wichtigste Rechtsakt aus dem Green Deal. Es ist 2021 in Kraft getreten und sieht eine Senkung der THG-Emissionen bis 2030 um netto mindestens 55 % gegenüber 1990 verpflichtend vor. Zur Erreichung der Ziele wurde in der Folge ein Paket an Maßnahmen („Fitfor55“) auf den Weg gebracht. Bedingt durch den Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine hat die EU ihre Bemühungen hinsichtlich Energieunabhängigkeit und -resilienz weiter verstärkt und mit dem RePowerEU Paket die Zielsetzungen für den Erneuerbaren-Ausbau und die Energieeffizienz bis 2030 weiter verschärft. So wurde das verbindliche Ziel für den Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch von 30 % auf 42,5 % erhöht und das übergeordnete Energieeffizienzziel von 11,7 % im Vergleich zu den Projektionen des Referenzszenarios 2020 definiert.

Die neue Europäische Kommission (seit 1.12.2024 im Amt) hat bereits weitere Initiativen und Maßnahmenpakete im Bereich der Energiepolitik angekündigt (u.a. Clean Industrial Deal, Aktionsplan für erschwingliche Energie, European Grid Package), welche von den Übertragungsnetzbetreibern intensiv mitverfolgt werden.

Geänderte Rahmenbedingungen mit Auswirkungen auf die grundlegenden Prämissen für die Netzentwicklung (z.B. Dekarbonisierungsziele, EE-Ausbauziele) werden von den Übertragungsnetzbetreibern laufend geprüft und gegebenenfalls in den Planungsprozessen berücksichtigt.

II.C Nationale Rahmenbedingungen

Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG)

Das Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG, BGBl vom 27. Juli 2021) trifft weitreichende Vorgaben für den EE-Ausbau bis 2030 in Österreich. Die sich daraus ergebenden relevanten Zielsetzungen sind:

- **100% erneuerbare Stromversorgung bis 2030**
(Gesamtstromverbrauch national bilanziell, vgl. EE-Anteil 2020: rd. 77 %)
- **+27 TWh zusätzliche EE-Erzeugung bis 2030** (bezogen auf Basisjahr 2020):
 - +11 TWh Photovoltaik (vgl. 2020: rd. 2 TWh g +550 %, 1 Mio. Dächer)
 - +10 TWh Windkraft (vgl. 2020: rd. 7 TWh g +142 %)
 - +5 TWh Wasserkraft (vgl. 2020: rd. 40 TWh g +12,5 %)
 - +1 TWh Biomasse (vgl. 2020: rd. 3 TWh g +33 %)
- 5 TWh erneuerbare Gase bis 2030¹
- Bestrebung zur Erreichung der Klimaneutralität Österreichs bis 2040

Die EE-Ausbauziele im EAG werden bis 2030 auf die einzelnen Technologie- bzw. Erzeugungsgruppen heruntergebrochen, und bei der größten Gruppe Photovoltaik (PV) auch auf die Anlagentypen (Dachanlagen & Freiflächen) genauer unterteilt. Die planerische Herausforderung stellt nun die regionale Verteilung der Anlagenleistungen dar. Leistungsmäßig wird der Zubau eine regionale Konzentration v.a. im Osten Österreichs aufweisen (stark getrieben von v.a. Windkraft, während die PV in ganz Österreich ausgebaut werden muss).

¹ siehe auch Erneuerbare-Gase-Gesetzes (https://www.parlament.gv.at/dokument/XXVII/ME/251/fname_1521315.pdf), welches sich derzeit in Begutachtung befindet, gibt mind. 7,5 TWh bis 2030, bzw. 15 TWh bis 2040 am Endkunden verkaufte national produzierte erneuerbare Gasmengen vor (vgl. Gesamtanteil EE-Gase 2020: 0,1 TWh).



Abbildung ii: Beispielhafte regionale Verteilung der installierten EE-Leistungen gemäß EAG 2030 in AT (erstellt für TYNDP 2024 Szenario NT 2030; grün: Windkraft, gelb: PV)

Die Verortung von Anlagen für die Produktion der Erneuerbaren Gase aus nationalen erneuerbaren Energiequellen ist hingegen noch eine offene Fragestellung. Beide Faktoren haben einen Einfluss auf die zusätzlichen Transportbedarfe in den Stromverteil- und Übertragungsnetzen und sind auch Treiber für die Netzplanung und den weiteren Netzausbau.

Energieeffizienzgesetz (EEffG)

Der Energieeffizienzgesetz sieht vor, dass der Endenergieverbrauch bis 2030 kontinuierlich sinken und in 2030 den Zielwert von 920 PJ nicht überschreiten soll. Die national noch nicht umgesetzte, neue EU-Energieeffizienz-RL (EED III) soll den Endenergieverbrauch weiter auf max. 904 PJ in 2030 begrenzen.

Nationaler Energie- und Klimaplan (NEKP)

Der Nationale Energie- und Klimaplan (NEKP) ist der Plan, mit dem alle EU-Staaten ihren Weg zum Erreichen ihrer EU-Energie- und Klimaziele nachweisen müssen. Der NEKP zeigt somit auf, wie die rechtlich verbindlichen Ziele bis 2030 erreicht werden. Der aktuelle NEKP umfasst die Periode 2021-2030 und wurde im Ende 2024 veröffentlicht. Dem NEKP liegen modellgestützte Energie- und THG-Emissionsszenarios durch das Umweltbundesamt zugrunde:

- **WEM (With existing measures):** Das Szenario bildet die derzeitigen Politiken und Maßnahmen ab, die bis Ende 2021 umgesetzt wurden bzw. ihre Wirkung entfaltet haben. Diese führen zu einem Rückgang der THG-Emissionen bis 2030 auf rd. 40 Mt CO₂ (-30% ggü. 2005). Die wesentlichen Klimaziele werden in diesem Szenario nicht erreicht.
- **WAM (With additional measures):** Das Szenario bildet jene Maßnahmen ab, die ab 2022 wirksam wurden bzw. die sich im Planungsstadium mit realistischer Chance auf Umsetzung befinden. Diese

würden zu einer Reduktion der THG-Emissionen auf 33,2 Mt CO₂ für ESR²-Sektoren (-42% ggü. 2005) führen. Durch CO₂-Abscheidung und -Speicherungslösungen, die Abschaffung kontraproduktiver Förderungen und die Ausnutzung der ETS-Flexibilität könnte der Zielwert der ESR-Verordnung von -48% an Emissionsreduktion ggü. 2005 erreicht werden. Das Klimaneutralitätsziel 2040 und das Energieeffizienzziel werden nicht erreicht, die EE-Ausbauziele lt. EAG werden jedoch übertroffen.

- **Transition Szenario:** Das Szenario untersucht, ob bzw. wie das 2040 Klimaneutralitätsziel erreicht werden kann. Neben dem Erreichen der Klimaneutralität werden alle EU-Ziele erfüllt und die dazu benötigten EE-Ausbauziele im Vergleich zum EAG höher angelegt.

Unter der ersten Dimension „Dekarbonisierung – Erneuerbare Energie“ schreibt der NEKP „die Beschleunigung des Netzausbaus und Verstärkung der Netzkapazitäten für elektrische Energie (ÖNIP lt. EAG)“ als rechtlich determiniertes Ziel fest.

Integrierter Österreichischer Netzinfrastrukturplan (ÖNIP) – Transition Szenario

Gemäß § 94 des österreichischen Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG) hat das zuständige Bundesministerium einen integrierten Netzinfrastrukturplan zu erstellen, der einer strategischen Umweltprüfung zu unterziehen ist. Bei der Erstellung des ÖNIP sind die Netzentwicklungspläne im Strom- und Gassektor zu berücksichtigen bzw. ist die Kohärenz zwischen den Plänen sicherzustellen. Der aktuelle ÖNIP wurde im April 2024 veröffentlicht.

Dem ÖNIP liegen Annahmen zugrunde, die auf dem „Transition Szenario“ des Umweltbundesamts beruhen (siehe voriger Abschnitt NEKP). Darin wird der zukünftige Strombedarf mit 93 TWh für 2030 und 125 TWh für 2040 angegeben. Es wird somit, ausgehend von einem Strombedarf von 71 TWh im Jahr 2020, eine Steigerung von rund +76 % des Strombedarfs im Jahr 2040 angenommen. Ausschlaggebend ist die verstärkte Elektrifizierung in den Sektoren Verkehr und Industrie sowie eine Reduktion des gesamten Endenergieverbrauchs um 30 % bis 2040 verglichen mit dem Jahr 2020.

Hinsichtlich EE-Ausbau wird im Transition-Szenario des ÖNIP eine Forcierung angestrebt, welche eine installierte Kapazität von 21 GW Photovoltaik und 8,4 GW Windkraft bis 2030 bzw. 41 GW Photovoltaik sowie 11,6 GW Windkraft bis 2040 annimmt.

Leistung in [GW]	APG 2025 RZAT	Ausbaubedarf laut EAG Ziel 2030	EAG Ziel 2030	Ausbaubedarf laut ÖNIP Ziel 2030	ÖNIP Ziel 2030	Ausbaubedarf laut WAM Ziel 2030	WAM Ziel 2030
Pumpspeicherkraftwerke	6,0	0,6*	6,6*	4,2	10,2	NaN	NaN
Laufwasserkraftwerke	5,9	0,9*	6,8*	1,1	7,0	NaN	NaN
Windkraft	4,0	2,8	6,8	4,4	8,4	3,6	7,6
PV	8,3	4,7	13,0	12,7	21,0	10,7	19,0
Andere Erneuerbare	0,7	0,2	0,9	1,1	1,8	0,2	0,9
Summe	24,9	9,2	34,1	23,5	48,4	14,5	27,5

Tabelle i: APG Transparenz Daten für 2025; Vergleich der nationalen Ausbauziele 2030 aus EAG und aus dem NEKP, WAM- und ÖNIP Transition-Szenarien in Österreich

² ESR: Effort Sharing Regulation, Die Effort-Sharing-Verordnung legt für jeden EU-Mitgliedstaat ein nationales Ziel für die Verringerung der Treibhausgasemissionen bis 2030 in den folgenden Sektoren fest: Binnenverkehr (ohne Luftverkehr), Gebäude, Landwirtschaft, Kleinindustrie und Abfall. Insgesamt machen die von der Lastenteilungsverordnung erfassten Emissionen fast 60 % der gesamten EU-Emissionen aus.

EU-Netzentwicklungsplan (TYNDP) – National Trend Szenario

Aus dem Artikel 12 der TEN-E Verordnung³ erstellen die ENTSO-E (Strom) bzw. ENTSO-G (Gas) - die europäischen Verbände der Übertragungsnetzbetreiber bzw. Fernleitungsnetzbetreiber - alle 2 Jahre die energiewirtschaftlichen Szenarios für den Ten Year Network Development Plan (TYNDP). Im Rahmen des TYNDP 2024 wurden drei Szenarios definiert: „National Trends“ (NT), „Distributed Energy“ (DE) und „Global Ambition“ (GA).

Das **„National Trends (NT)“** Szenario ist ein sogenanntes Bottom-Up sektorgekoppeltes Szenario, welches unter der Federführung der EU-Kommission die NEKPs der Mitgliedstaaten widerspiegelt. **Es stellt somit das „zentrale“ Szenario des TYNDP24 dar.** Es werden der EU-Klima- und Energierahmen 2030 (32 % EE & 32,5 % Energieeffizienz) und die Ziele des EU-Green Deals zu Grunde gelegt, um das vorrangige EU-Klimaziel einer CO₂-Reduktion von 80-95 % im Vergleich zum Niveau von 1990 zu erreichen. Konkret wurden im NT-Szenario des TYNDP24 zur Sicherstellung der Konsistenz zwischen nationaler und europäischer Ebenen **die Zielsetzungen des NEKP und des EAG berücksichtigt.**

Bei den Szenarien **„Distributed Energy“ und „Global Ambition“** handelt es sich um europäische Top-Down-Szenarien, welche auf Basis des „National Trend“ Szenarios weitere potenzielle energiewirtschaftliche Perspektiven abbilden können. Etwaige weitere Strategien der aktuellen EU-Kommission werden entsprechend ihrer zeitlichen Umsetzung im nächsten TYNDP26 berücksichtigt.

III Planungsprämissen für die Netzentwicklung

III.A Szenariorahmen

Die nationalen und europäischen politischen Vorgaben bzw. Energie- und Klimapläne bilden den Szenariorahmen des NEP 2025. Haupt-Planungsprämissen sind die Zielvorgaben aus dem EAG, das „WAM“-Szenario des NEKP und das Transition Szenario des ÖNIP, sowie das National Trend Szenario des TYNDP 2024. Dadurch wird die politische und wirtschaftliche Zweckmäßigkeit sichergestellt. Die österreichischen Übertragungsnetze von APG, VÜN und TÜN haben diesen Szenariorahmen als Planungsprämisse für die Netzausbauplanung abgestimmt und übernommen. In Abbildung iii und Tabelle iii wird der Szenariorahmen in der Form der installierten Kraftwerksleistungen und des Stromverbrauches für die verschiedenen Szenarien dargestellt.

³ VERORDNUNG (EU) 2022/869 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur

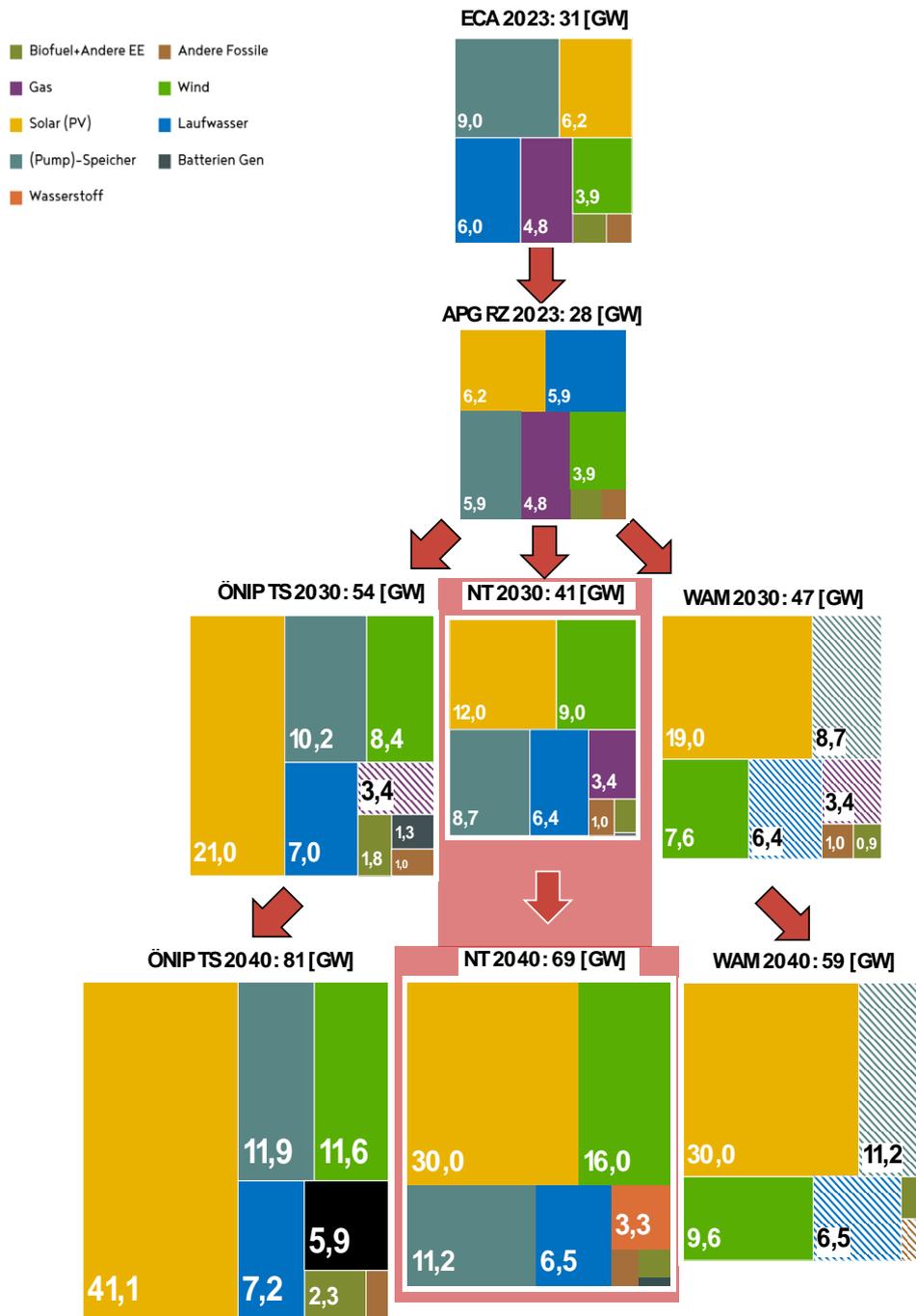


Abbildung iii: Szenariorahmen des NEP 2025 für die installierten Erzeugungsleistungen in AT; Linierte Bereiche gehen nicht aus den Szenarien hervor und wurden mit Werten aus dem NT-Szenario ersetzt. Ausgangspunkt ist die Basis der E-Control Statistik 2023 (ECA 2023), Kraftwerkspark der österreichischen Regelzone (RZ AT 2023). Dabei ist darauf zu achten, dass das National Trend NT Szenario aus dem TYNDP24 den Fokus auf den Bereich der österreichischen Regelzone legt.

In Abbildung iv und in Tabelle ii sind die aus den Marktsimulationen (Wetterjahr 2009) des TYNDP 2024 resultierenden jährlich erzeugten Energiemengen und der Verbrauch Österreichs für die Szenarien NT 2030 und NT 2040 dargestellt.

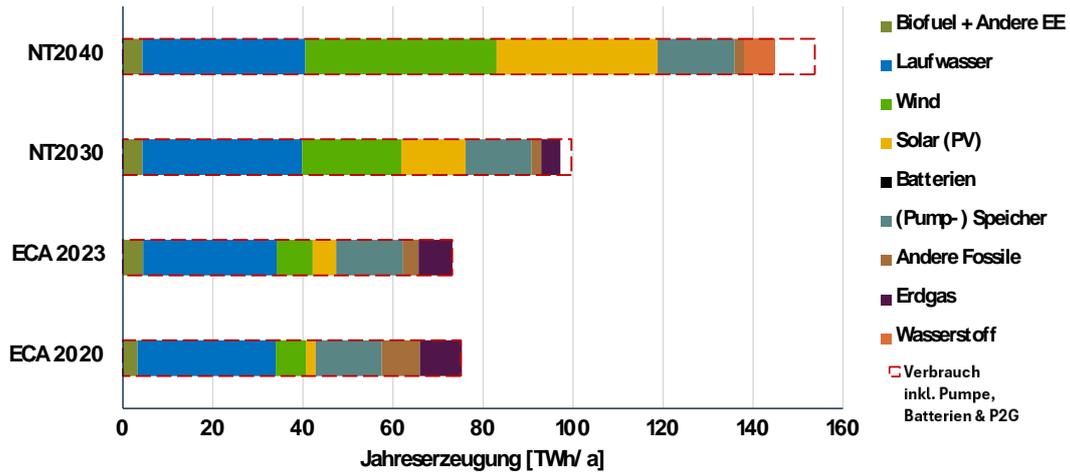


Abbildung iv: Jährliche Stromerzeugung AT in den TYNDP-Szenarien 2024 (der österr. Stromverbrauch ist rot strichliert dargestellt).

[TWh]	ECA		TYNDP 2024	
	ECA 2020	ECA 2023	NT 2030	NT 2040
Biofuel+Andere EE	3,3	4,5	4,4	4,4
Andere Fossile	8,5	3,5	2,2	2,2
Erdgas	9,3	7,5	4,2	0,0
Wasserstoff	0,0	0,0	0,0	6,8
Wind	6,8	8,0	22,0	42,5
Solar (PV)	2,1	5,2	14,3	35,8
Laufwasser	30,7	29,7	35,4	36,1
(Pump-) Speicher	14,7	14,9	14,6	17,0
Batterien	0,0	0,0	0,0	0,1
Verbrauch inkl. Pumpen, Batterien & P2G	75,1	73,2	99,7	153,7

Tabelle ii: Jährliche Stromerzeugung in Österreich in den Szenarien des TYNDP 2024 (Wetterjahr 2009)

Szenario	Fossile Kraftwerke		Gas	Steinkohle	Andere Fossile	Erneuerbare Kraftwerke		Wind	PV	Andere Erneuerbare	Laufwasserkraft	Pumpspeicherkraftwerke	Pumpspeicherkraftwerke	Pumpen	Batterien	Hydrogen CCGT	Power to Gas	Summe	Installierte Kraftwerkskapazität AT	LastMin alw exte	LastMax alw exte	LastDurchschnittswerte	Szenariomethode
	MW	%				MW	MW																
ECA 2023	5 436	17	4 785	8	643	25 938	83	3 896	6 229	863	5 896	8 954	4 219	-	-	-	-	31 374	NaN	NaN	NaN	#	
RZ 2023	5 436	19	4 785	8	643	22 782	81	3 896	6 229	863	5 896	5 896	2 562	-	-	-	-	28 218	NaN	NaN	NaN	#	
APG RZ 2024	5 229	18	4 225	-	1 004	23 765	82	4 021	7 294	629	5 817	6 004	NaN	-	-	-	-	28 994	NaN	NaN	NaN	#	
APG RZ 2025	5 205	17	4 225	-	980	24 905	83	4 035	8 254	677	5 895	6 044	NaN	-	-	-	-	30 110	NaN	NaN	NaN	#	
NT 2030	4 339	11	3 373	-	965	36 833	89	9 000	12 000	761	6 378	8 695	5 353	68	-	1 000	-	41 240	7 189	15 976	10 256	BU	
NT 2040	845	1	-	-	845	64 430	94	16 000	30 000	761	6 499	11 170	7 253	239	3 260	6 859	-	68 774	10 832	28 059	15 096	BU	
OEN P Trans. 2030	-	NaN	NaN	-	NaN	48 395	97	8 400	21 000	1 774	7 041	10 180	5 810	1 250	NaN	1 361	-	49 645	NaN	NaN	NaN	TD	
OEN P Trans. 2040	-	NaN	-	-	NaN	74 114	93	11 600	41 100	2 345	7 196	11 873	6 590	5 900	NaN	3 425	-	80 014	NaN	NaN	NaN	TD	
NEKP (WAM) 2030	-	NaN	NaN	-	NaN	27 466	#	7 600	19 000	866	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	1 000	-	27 466	NaN	NaN	NaN	TD	
NEKP (WAM) 2040	-	NaN	-	-	NaN	40 466	#	9 600	30 000	866	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	-	40 466	NaN	NaN	NaN	TD	

Tabelle iii: Installierte Kapazitäten je Technologie und Szenario Die Werte der Last beziehen sich auf die drei repräsentativen Wetterjahre 1995, 2008 und 2009. Die Angaben für ECA 2030 bzw. Regelzone 2023 stammen aus den ECA-Daten 2023 (Datenstand Juli 2024).

Zusätzlich können von den Übertragungsnetzbetreibern auch weitere Szenarien analysiert werden, um eine größere Bandbreite an möglichen Entwicklungen zu untersuchen und damit Unsicherheiten in der langfristigen Planung und in den energiepolitischen Rahmenbedingungen entsprechend Rechnung zu tragen.

Ziel ist es im Kontext des gebildeten Szenariorahmens jene Netzausbaumaßnahmen, welche jedenfalls zur Unterstützung der Energietransformation notwendig sind, zu identifizieren und zu bewerten. Dadurch kann sichergestellt werden, dass Projekte robust und effizient gegenüber energiewirtschaftlichen Entwicklungen und den Szenarien sind (sog. „No-regret Maßnahmen“).

III.B ÖNIP – Österreichischer Netzinfrastukturplan, 2024

Gemäß § 94 des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG) wurde die finale Version des ÖNIP nach Konsultation und intensiver Einbindung der Öffentlichkeit durch das (ehem.) BMK am 8.4.2024 veröffentlicht.

„Der integrierte Netzinfrastukturplan ist ein übergeordnetes strategisches Instrument, das die grundsätzlichen Erfordernisse und Zielrichtungen der Netzplanung im Strom- und Gasbereich für eine ganzheitliche Energiewende aufzeigt. Mit Blick auf das Gesamtenergiesystem soll der NIP – entsprechend dem gesetzlichen Auftrag – die konkreten Netzplanungen von Strom-Übertragungsnetzen, Gasnetzen im Bereich der Fernleitungen und der Netzebenen 1 und 2 sowie die Planung des Aufbaus einer Wasserstoff-Infrastruktur unterstützen. Er ist den Netzplanungsaktivitäten der jeweiligen Unternehmen vorgelagert und ergänzt diese auf strategischer Ebene.“ (ÖNIP Finale Version vom 08.04.2024)

Bei der Erstellung des NEP haben die Übertragungsnetzbetreiber gemäß §37 ELWOG die Kohärenz mit dem ÖNIP zu berücksichtigen. Der ÖNIP stellt den Abgleich mit weiteren Analysen zu den Erfordernissen an die Energieinfrastrukturen und über die einzelnen Energiesektoren hinaus sicher und umfasst insbesondere im Elektrizitätsbereich Maßnahmen zum Ausbau der Übertragungsnetzinfrastuktur (vgl. § 94 Abs. 3 letzter Satz EAG).

Die im ÖNIP ermittelten Zielzahlen bezüglich des Strombedarfs sowie auch in Hinblick auf den EE-Ausbau übersteigen die derzeit vorliegenden gesetzlichen Rahmenbedingungen bzw. jene des EAG für 2030. Der ÖNIP hat innerhalb des energiepolitischen und wirtschaftlichen Szenariorahmens 13 Stromtransportkorridore identifiziert.

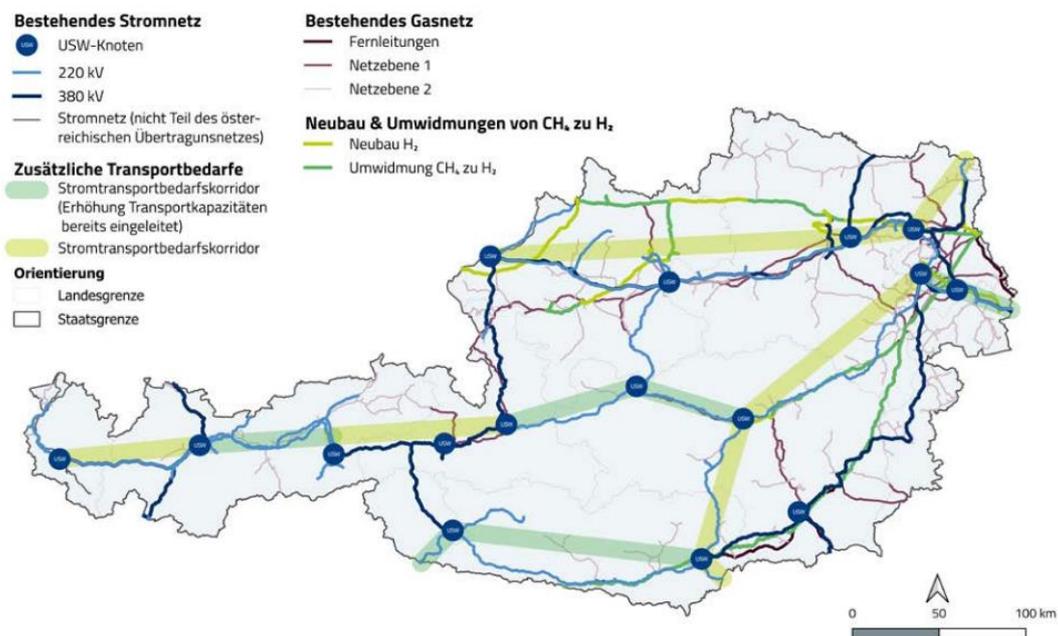


Abbildung v: Stromtransport-Bedarfskorridore gemäß ÖNIP-Abbildung 77 (ÖNIP Finalversion, April 2024), es zeigen sich vorrangige Transportbedarfe in Ost-West-Richtung

Aus der ÖNIP-Modellierung und der Validierung der ÖNIP-Ergebnisse mit Planungen anderer Akteure und Projekte folgt, dass über die bisherigen bestehenden Projektplanungen der Übertragungsnetzbetreiber (auf Basis NEP 2023) hinaus, jedenfalls weitere Maßnahmen im Übertragungsnetz bis 2040 notwendig sind. **Die höheren Zielvorgaben an Erneuerbarer Einspeisung im ÖNIP, in Kombination mit den im ÖNIP ausgewiesenen Stromtransport-Bedarfskorridoren (siehe Abbildung v), verdeutlichen die Notwendigkeit des Netzausbaus für ein leistungsfähiges Übertragungsnetz. Die im ÖNIP dargestellten Stromtransportbedarfskorridore stellen „no-regret“ Ausbaumaßnahmen für die Verstärkung und Modernisierung der Energieinfrastruktur dar.**

III.C Kohärenz mit dem ENTSO-E Ten-Year-Network-Development-Plan (TYNDP)

Cost-Benefit Analyse (CBA)

Bei der Erstellung des NEP haben die Übertragungsnetzbetreiber gemäß §37 ELWOG auch die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan, dem TYNDP, zu berücksichtigen. Im Rahmen des TYNDP und insbesondere des europaweit einheitlichen, energiewirtschaftlichen National Trend Szenarios (s. §2.Klima- und energiepolitische Rahmenbedingungen) wird der erforderliche Netzausbaubedarf - konkret in Form von Infrastrukturvorhaben - in einer sozio-wirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse (CBA) untersucht. Im Modellierungsgeflecht des gesamt-europäischen, auch sektor-gekoppelten elektrischen Energiesystems, wurden **17 österreichische Leitungsgroßprojekte** aus dem NEP 23 und aus den Transportkorridoren des ÖNIP, markt- und lastflusstechnisch simuliert und bewertet. Die CBA unterliegt einer Multi-Kriterien-Analyse, welche auf einer von ENTSO-E konsultierten und von der EU-Kommission genehmigten Methodologie basiert.

Für diese 17 österreichischen Projekte aus dem NEP 23 und aus dem ÖNIP konnte im Rahmen des TYNDP24 ein positiver europäischer sozio-wirtschaftlicher Nutzen, basierend auf dem National Trend Szenario, aufgezeigt werden. Damit wird die **Notwendigkeit dieser Leitungsgroßprojekte auch im Kontext des Europäischen Netzentwicklungsplans vollumfänglich bestätigt.**

Projects of Common Interest (PCI)

PCI- bzw. Projekte von „gemeinsamem Interesse“ sind wichtige Infrastrukturvorhaben, die einen wesentlichen unionsweiten Charakter aufweisen und dadurch zu einem funktionierenden Energiebinnenmarkt beitragen, wie z.B. grenzüberschreitende Interkonnektoren zwischen Mitgliedstaaten oder Interkonnektoren, durch die eine Erhöhung von Grenzkapazitäten größer als 500 MW erzielt wird. Mit dem Status eines Projektes als PCI wird einerseits das „öffentliche gemeinsame Interesse“ dokumentiert, andererseits besteht die Möglichkeit eines beschleunigten Genehmigungsverfahrens sowie Zugang zu zusätzlichen Förderungsinstrumenten für den Projektwerber. Die PCI-Liste wird von der Europäischen Kommission alle zwei Jahre erstellt und veröffentlicht.

Folgende APG-Projekte sind aufgrund der großen regionalen Bedeutung für das europäische Stromsystem als „Projects of Common Interest“ in der aktuellen PCI-Liste (2024):

- 2.1.2. 380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter – NK-Tauern; NEP-Projekt 11-10
- 2.1.1. 380-kV-Leitung St. Peter – Staatsgrenze DE (Ottenhofen/Isar); NEP-Projekt 11-7
- 2.1.4. 380-kV-Leitung St. Peter – Staatsgrenze DE (Pleinting); NEP-Projekt 11-7
- 2.1.3. 220-kV-Leitung Westtirol – Zell am Ziller (Netzraum Tirol); NEP-Projekt 14-3
- 2.8. 220-kV-Leitung Erneuerung Südverbindung Lienz; NEP-Projekt 19-3

Für die nächste PCI-Liste wurden von APG zusätzlich die Projekte 380-kV-Leitung Lienz – Obersielach (Netzraum Kärnten; NEP 11-14) und die 380-kV-Leitung St. Peter – Dürnrrohr; NEP 25-11) als Kandidaten eingereicht.

Neben den APG-Projekten finden sich in der aktuellen PCI-Liste (2024) auch folgende Kraftwerksprojekte:

- 1.11. Ausbau Pumpspeicherkraftwerk Kaunertal (Tirol/TIWAG), dieses Vorhaben wurde vom Projektwerber zur nächsten PCI-Liste eingereicht und ist im Netzentwicklungsplan 2023 der APG sowie im TYNDP 2024 berücksichtigt
- 1.14. Pumpspeicherkraftwerk (Energiespeicher) Riedl (DKJ/VHP)

Nähere Informationen zu den PCI-Projekten finden sich auf der Homepage der Europäischen Kommission⁴, im TYNDP 2024 der ENTSO-E⁵, sowie auf der Homepage von APG⁶.

III.D „NOVA“ Prinzip

In der Netzausbauplanung wird prinzipiell das NOVA-Prinzip (Netz-Optimierung vor Ausbau) verfolgt. Die zur Verfügung stehenden Handlungsoptionen beinhalten die Optimierung der Betriebsführung, Erneuerungen bzw.

Modernisierungen als Teil der Netzverstärkungen und -optimierungen von bestehenden Anlagen und Trassen sowie im dritten Schritt Maßnahmen zum Netzausbau auf neuen Trassen. Erst nach Ausschöpfung der Möglichkeiten im jeweilig vorgelagerten Schritt wird die nächste Stufe im Netzentwicklungsprozess in Betracht gezogen. Ein Leitungsneubau auf einer neuen Leitungstrasse wird – aus Kosteneffizienzgründen – als letzte Option gewählt (vgl. Abbildung vi).

Das NOVA-Prinzip wird sowohl für die gesamthafte Netzentwicklung als auch für einzelne Netzausbauprojekte angewandt. Für die Projekte werden jeweils individuelle Variantenüberlegungen durchgeführt, wobei die Auslegungskriterien sowie das Alter und der Zustand bestehender Leitungen bzw. (Schalt-)Anlagen berücksichtigt werden. Ein bei älteren Leitungen oft vorliegender (umfangreicher) Instandhaltungs- und Erneuerungsbedarf wird dabei jedenfalls miteinbezogen.

⁴ https://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency_platform/map-viewer/main.html

⁵ [TYNDP 2024 Project Collection](#)

⁶ <https://www.apg.at/stromnetz/netzausbau/pci-projekte/>

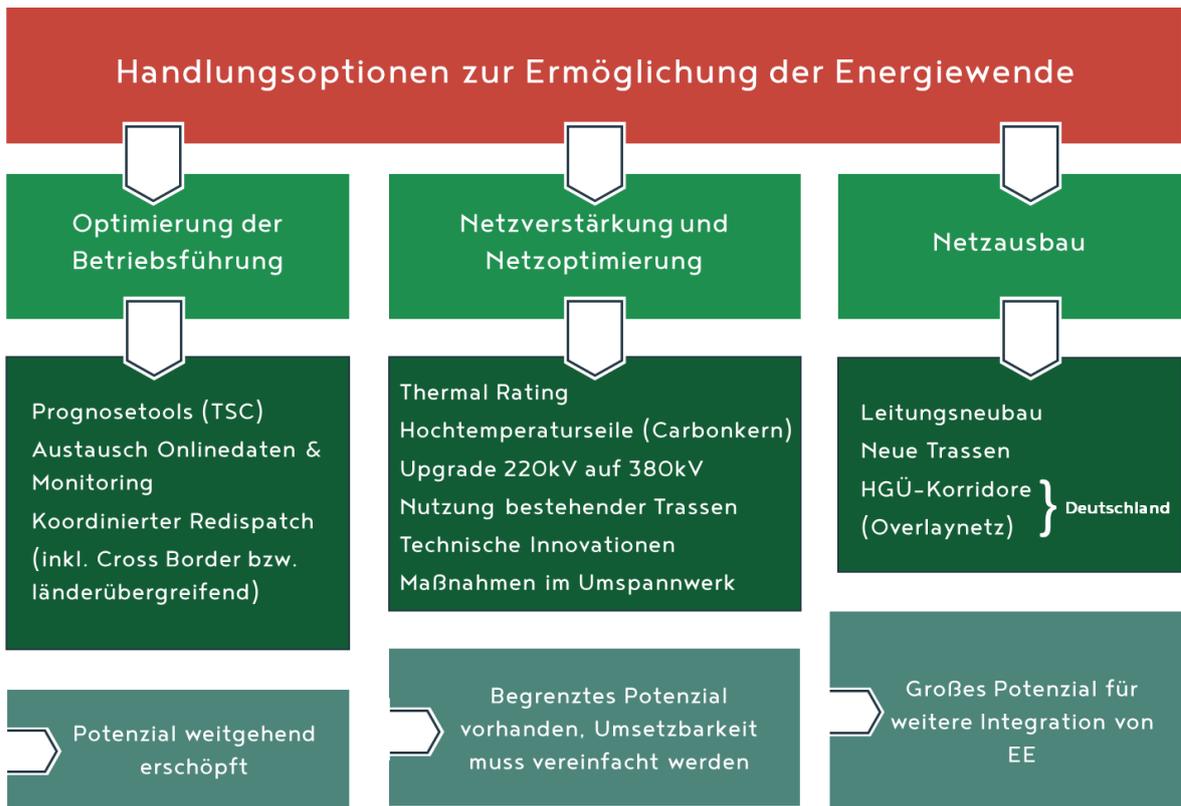


Abbildung vi: Maßnahmen gemäß NOVA-Prinzip

IV Schlussfolgerung für die Netzentwicklung

Aufgrund der ambitionierten internationalen und nationalen Klimaziele und dem damit einhergehenden massiven Ausbau der Erneuerbaren Energieträger (EE), ist der Ausbau des Übertragungsnetzes unbedingt notwendig. Insbesondere entwickelt sich aktuell der Ausbau an EE-Einspeiseleistung in Österreich rasant weiter. Dabei sind die dahinterliegenden Gesetzgebungsprozesse (z.B. für EE-Förderungen) wesentlich schneller und flexibler als der Ausbau einer langlebigen, d.h. für Jahrzehnte geschaffenen, Infrastruktur wie dem österreichischen Übertragungsnetz. Gleichzeitig werden durch die zunehmende Elektrifizierung des Verbrauchs und in anderen Sektoren sowie die regional ungleiche Verteilung von Erzeugung und Last die Netze stark beansprucht. Bestimmte Leitungsabschnitte sind zunehmend und immer häufiger Engpass-gefährdet und stellen damit strukturelle Engpässe dar.

Der zusätzliche Bedarf an neuen Stromtransportkorridoren wird im ÖNIP festgelegt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass sowohl die EE-Ausbauziele als auch der Strombedarf aus dem ÖNIP die derzeit vorliegenden gesetzlichen Vorgaben aus dem EAG für 2030 übersteigen, während der vorherige Netzentwicklungsplan noch auf den Ausbauzielen des EAG beruht. **Basierend auf den energiepolitischen Vorgaben und den Planungsprämissen aus dem Szenariorahmen für den NEP 2025 leiten sich weitere Netzausbauprojekte für den 10-jährigen Planungshorizont und bis 2040 ab.**

Die Übertragungsnetzbetreiber sehen das Bekenntnis der Bundesregierung zur Weiterentwicklung des integrierten österreichischen Netzinfrastrukturplans (ÖNIP) und Synchronisierung des dezentralen EE-Ausbaus mit dem Netz- und Speicherausbau sehr positiv. Diese integrierte Sichtweise verbessert die **Robustheit der Planungsprozesse für die langfristige Netzinfrastruktur sowie die nachhaltige Kosteneffizienz des Netzausbaus. Dies zeigt sich insbesondere in der kombinierten und sektorübergreifenden Planungsmethodik des ÖNIP.** Um die Energietransformation mit den vorgegebenen politischen Rahmenbedingungen kosteneffizient umzusetzen, ist neben einer gesamtheitlichen Planung der gesetzliche Rahmen zu schaffen, um den im ÖNIP identifizierten Netzausbau entsprechend zu beschleunigen.

Anhang A – Regionalisierung der TYNDP 2024 Szenarien

Um Transparenz, Nachvollziehbarkeit und Durchgängigkeit des Szenario- und Modellierungsansatzes des Netzentwicklungsplanes zu gewährleisten, werden die Erzeugungstechnologien, Speicher und Lastverteilung für die jeweiligen Kapazitäten und Technologiegruppen des TYNDP 2024 von der nationalen Ebene auf die regionale NUTS 2 Ebene oder Bundesländer heruntergebrochen.

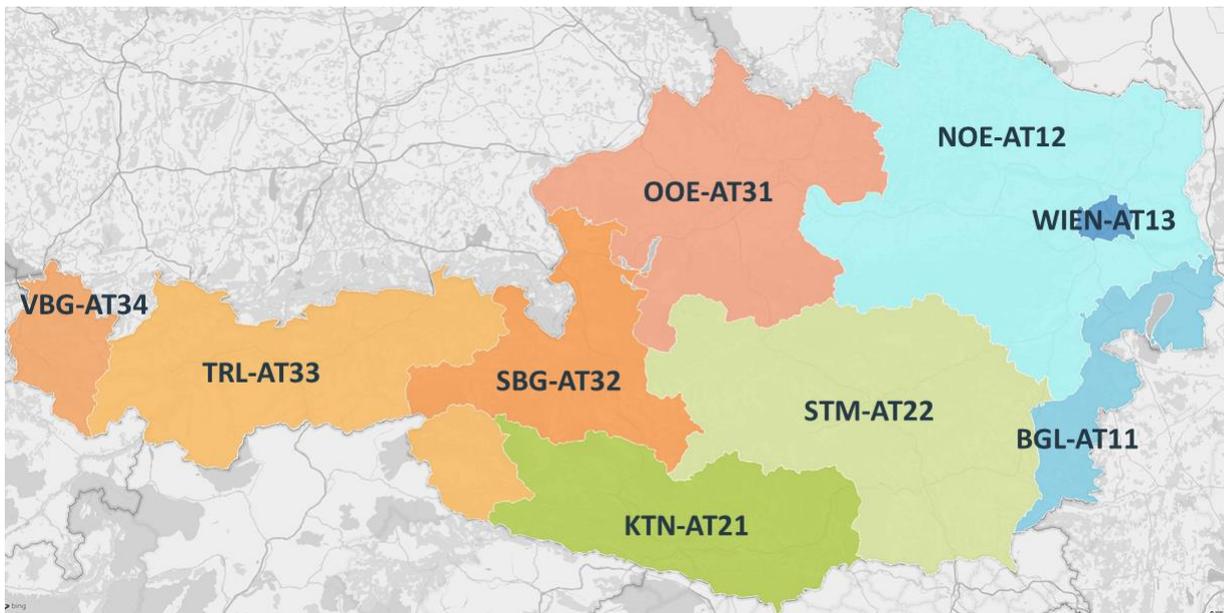


Abbildung A.1: Übersicht NUTS 2 Bundesländer

Die Regionalisierung ist ein notwendiger Prozessschritt, um die gebotszonenscharfen Ergebnisse der europäischen Marktsimulationen auf die Modellierung der knotenscharfen Eingangsdaten für die Durchführungen der Lastflusssimulationen in europäischen Netzmodell herunterzubrechen. Um den Vergleich zu nationalen Szenarien zu ermöglichen, finden sich in den folgenden Abbildungen und Tabellen auch das „**With Additional Measures**“ (WAM) Szenario des aktuellen NEKPs und das „**Transition Szenario**“ (TS) des ÖNIPs. Die nationalen WAM Daten wurden für die Vergleichbarkeit mit den Verteilschlüssel des ÖNIP auf die Bundesländer zugeordnet.

A.1 Regionalisierung < Erdgas >

Die Technologiegruppe Erdgas wurde anhand der bestehenden Kraftwerkskapazitäten aufgeteilt. Die Außerbetriebnahme der Bestandsanlagen erfolgte nach der Reihung einer angenommenen technischen Lebensdauer von 40 Jahren. Für Erdgas betriebene Kraftwerke, welche im Jahr 2040 das Ende ihrer Lebensdauer noch nicht erreicht haben, wird die Annahme getroffen, dass diese ab diesem Stützjahr 2040 mit Wasserstoff betrieben werden.

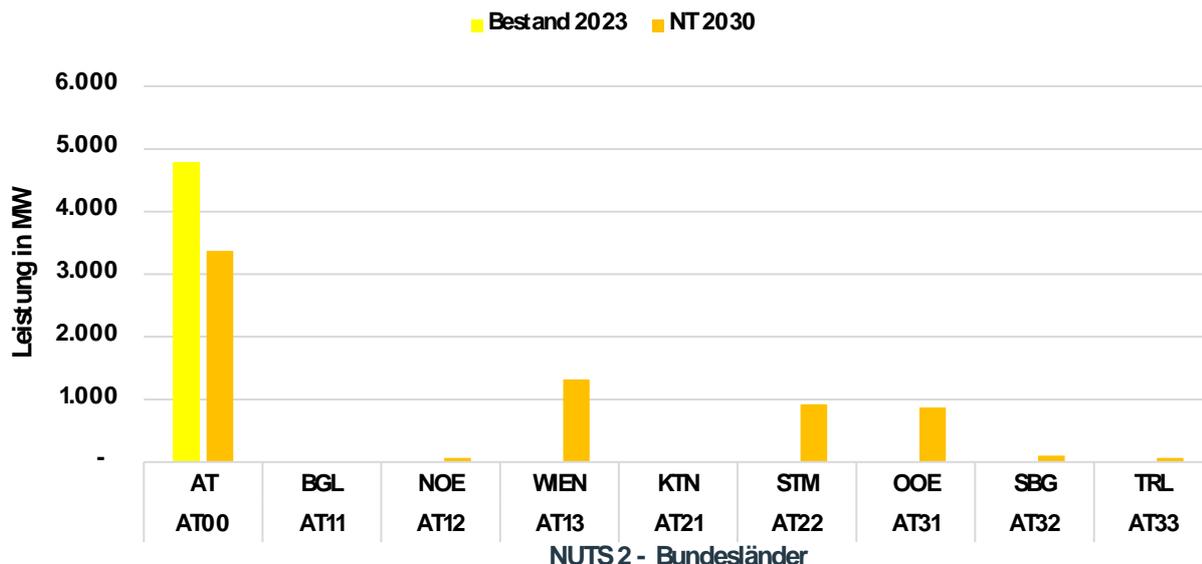


Abbildung A.2: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für Erdgas

Szenario [MW]	AT00 AT	AT11 BGL	AT12 NOE	AT13 WEN	AT21 KTN	AT22 STM	AT31 OOE	AT32 SBG	AT33 TRL	AT34 VBG
Bestand 2023	4.785	NaN								
NT 2030	3.373	13	68	1.319	11	924	872	102	64	-
NT 2040	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ÖNPTS 2030	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
ÖNPTS 2040	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
WAM 2030	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
WAM 2040	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN

Tabelle A.1: Daten Erdgas je Szenario und Bundesland

A.2 Regionalisierung < Steinkohle >

Es werden keine Steinkohlekapazitäten für die TYNDP 2024 Szenarien in Österreich angenommen.

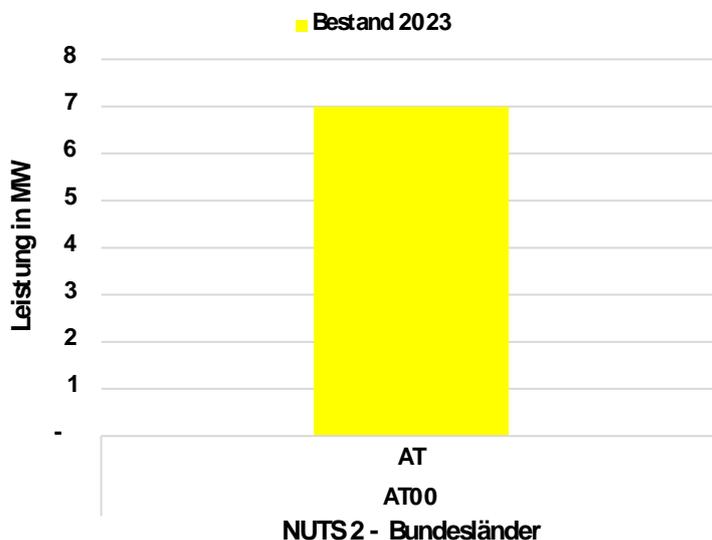


Abbildung A.3: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für Steinkohle

Szenario [MW]	AT00 AT	AT11 BGL	AT12 NOE	AT13 W EN	AT21 KTN	AT22 STM	AT31 OOE	AT32 SBG	AT33 TRL	AT34 VBG
Bestand 2023	7	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
NT 2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NT 2040	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ÖNPTS 2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ÖNPTS 2040	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
WAM 2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
WAM 2040	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabelle A.2: Daten Steinkohle je Szenario und Bundesland

A.3 Regionalisierung < Andere Fossile >

Bei den restlichen fossilen Kraftwerken handelt es sich um industrielle Bestandsanlagen. Zum überwiegenden Teil aus den Sektoren Stahl und Papier. Die bestehende regionale Verteilung wurde in den Szenarien beibehalten.

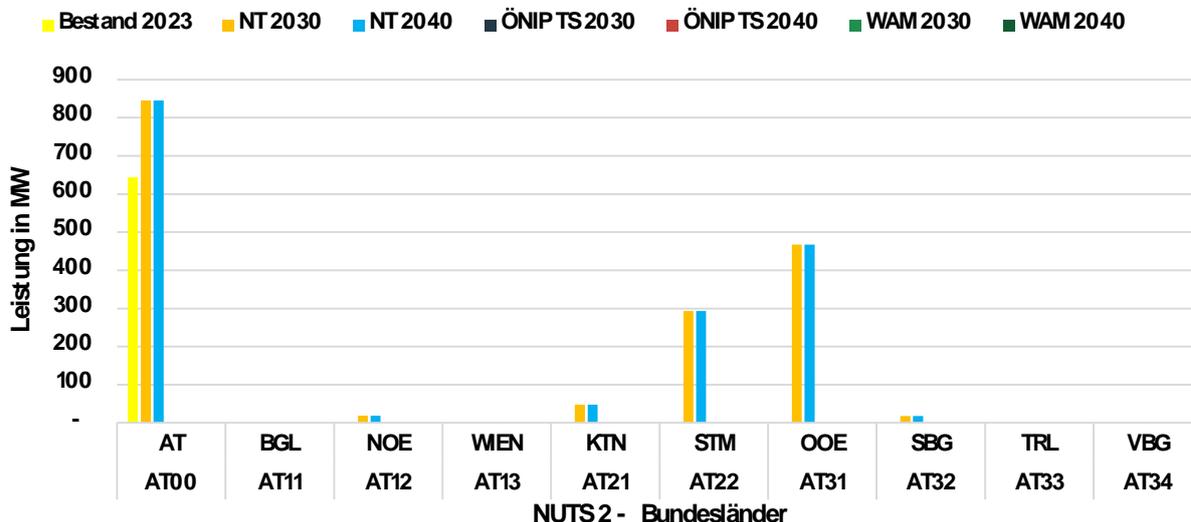


Abbildung A.4: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für Andere Fossile

Szenario [MW]	AT00	AT11	AT12	AT13	AT21	AT22	AT31	AT32	AT33	AT34
Bestand 2023	643	NaN								
NT 2030	845	-	19	-	48	293	467	18	-	-
NT 2040	845	-	19	-	48	293	467	18	-	-
ÖNIP TS 2030	NaN									
ÖNIP TS 2040	NaN									
WAM 2030	NaN									
WAM 2040	NaN									

Tabelle A.3: Daten Andere Fossile je Szenario und Bundesland

A.4 Regionalisierung < Windkraft >

Die Verteilung der Windkraftanlagen in den Szenarien setzt sich aus der Verteilung der Bestandsanlagen, den bekannten Projekten, Netzzutrittsanfragen und der Einschätzung der Verteilnetzbetreiber zusammen. Wobei die Projekte und die Einschätzung der Verteilnetzbetreiber eine höhere Gewichtung erhalten. Außerdem wurden die Daten der VNEP's für 2030 vergleichend dargestellt.

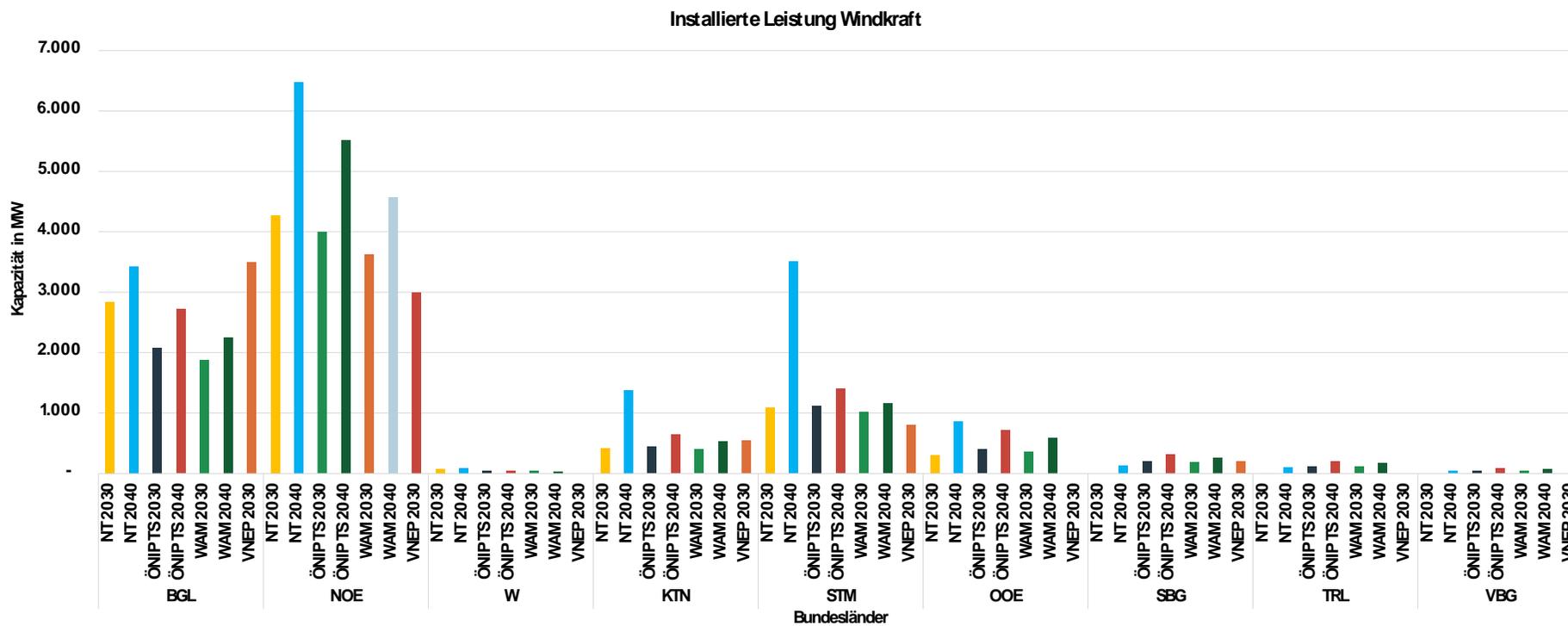


Abbildung A.5: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für Windkraft

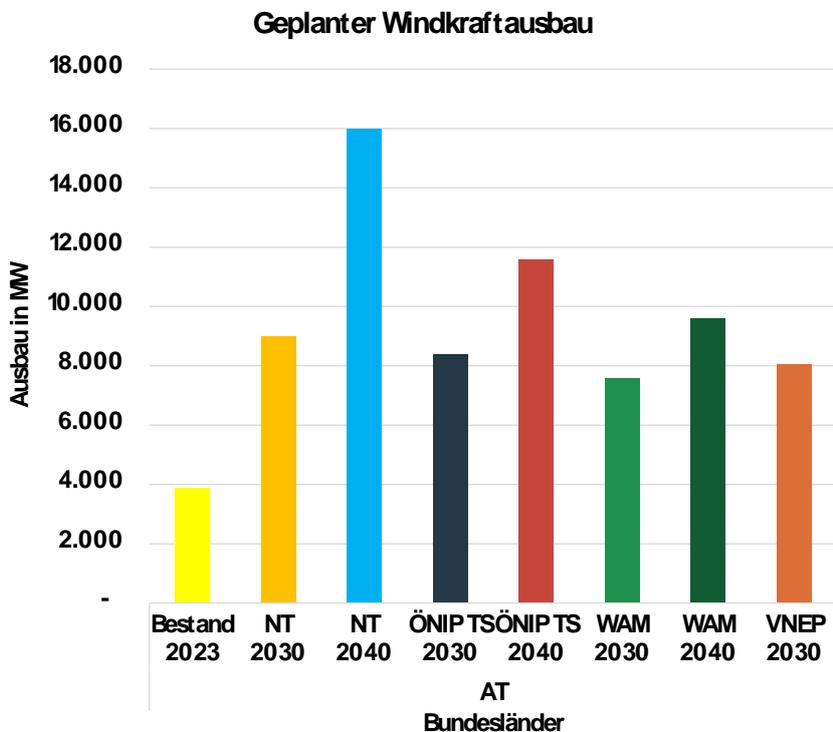


Abbildung A.6: Balkendiagramm je Szenario für gesamt Österreich für Windkraft

Szenario [MW]	AT00	AT11	AT12	AT13	AT21	AT22	AT31	AT32	AT33	AT34
	AT	BGL	NOE	W EN	KTN	STM	OOE	SBG	TRL	VBG
Bestand 2023	3.896	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
NT 2030	9.000	2.844	4.268	75	420	1.094	297	-	2	-
NT 2040	16.000	3.423	6.478	90	1.381	3.507	857	130	99	36
ÖNIP TS 2030	8.400	2.080	4.000	40	440	1.120	400	200	120	40
ÖNIP TS 2040	11.600	2.720	5.520	40	640	1.400	720	320	200	80
WAM 2030	4.268	90	1.381	3.507	857	130	99	36	-	-
WAM 2040	6.478	186	2.844	7.219	1.763	267	203	74	-	-
VNEP 2030	8.050	3.500	3.000	-	550	800	-	200	-	-

Tabelle A.4: Daten für Windkraft je Szenario und Bundesland

A.5 Regionalisierung < Photovoltaik (PV) >

Die Verteilung erfolgt auf Basis der Verteilung der Bestandsanlagen und der Einschätzung der Verteilnetzbetreiber. Wobei die Einschätzung der Verteilnetzbetreiber eine höhere Gewichtung erhält. Außerdem wurden die Daten der VNEP's für 2030 vergleichend dargestellt.

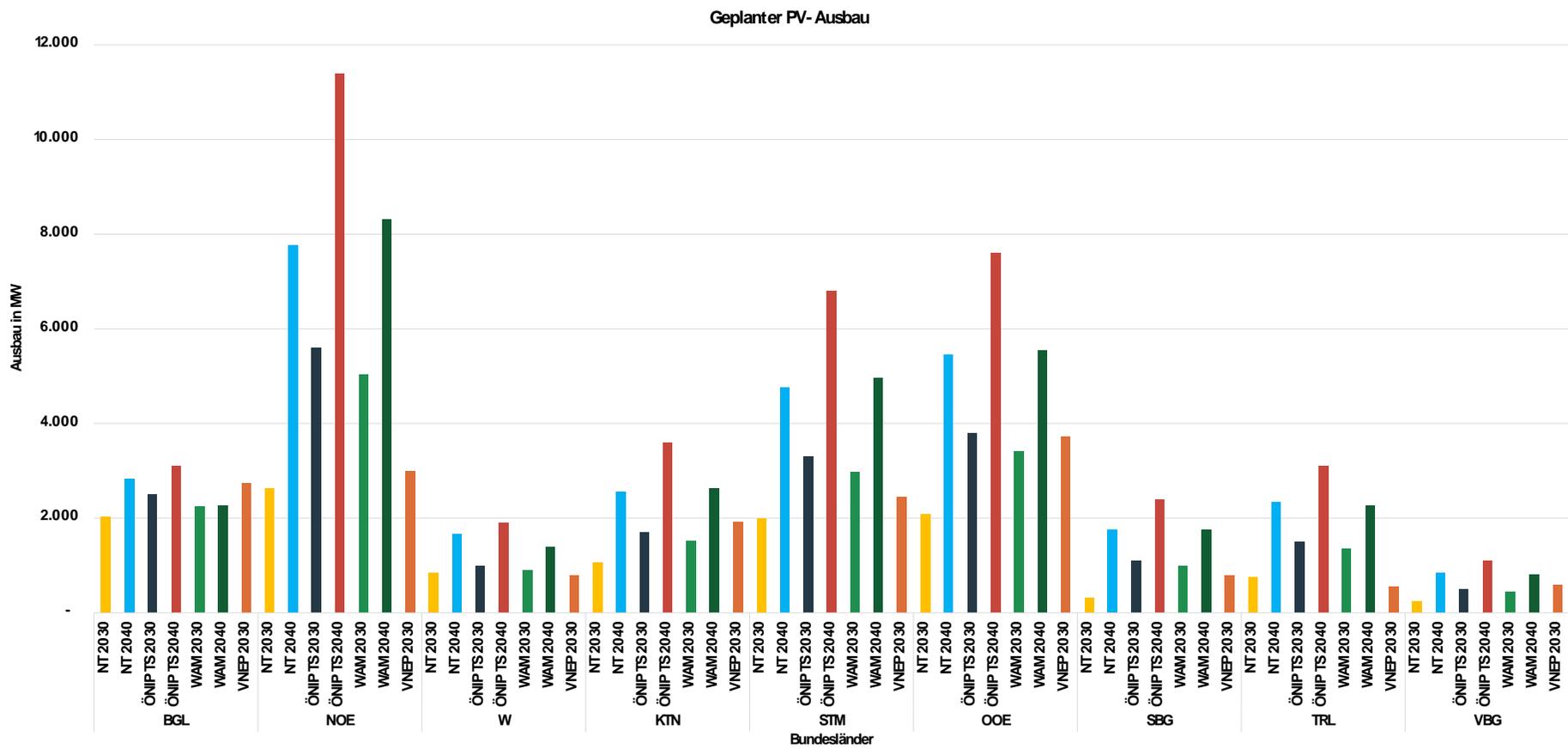


Abbildung A.7: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für PV

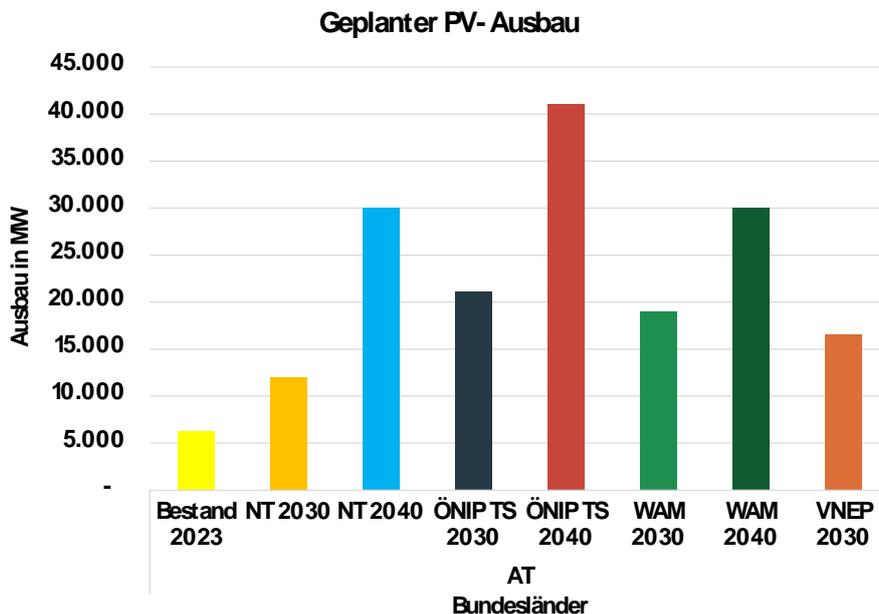


Abbildung A.8: Balkendiagramm je Szenario für gesamt Österreich für PV

Szenario [MW]	AT00	AT11	AT12	AT13	AT21	AT22	AT31	AT32	AT33	AT34
	AT	BGL	NOE	W EN	KTN	STM	OOE	SBG	TRL	VBG
Bestand 2023	6.229	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
NT 2030	12.000	2.030	2.640	852	1.056	2.000	2.095	321	762	244
NT 2040	30.000	2.841	7.768	1.675	2.567	4.755	5.449	1.762	2.339	845
ÖNIP TS 2030	21.100	2.500	5.600	1.000	1.700	3.300	3.800	1.100	1.500	500
ÖNIP TS 2040	41.100	3.100	11.400	1.900	3.600	6.800	7.600	2.400	3.100	1.100
WAM 2030	19.000	2.251	5.043	900	1.531	2.972	3.422	991	1.351	450
WAM 2040	30.000	2.263	8.321	1.387	2.628	4.964	5.547	1.752	2.263	803
VNEP 2030	16.589	2.750	3.000	800	1.921	2.445	3.720	800	553	600

Tabelle A.5: Daten für PV je Szenario und Bundesland

A.6 Regionalisierung < Andere Erneuerbare >

Die Gruppe der Anderen Erneuerbaren bestehen in Österreich zum größten Teil aus Biomasseanlagen, Müllverbrennungsanlagen und Geothermie. Die Regionalisierung der Anderen Erneuerbaren wurde anhand der Bestandsanlagenverteilung dieser Gruppe vorgenommen.

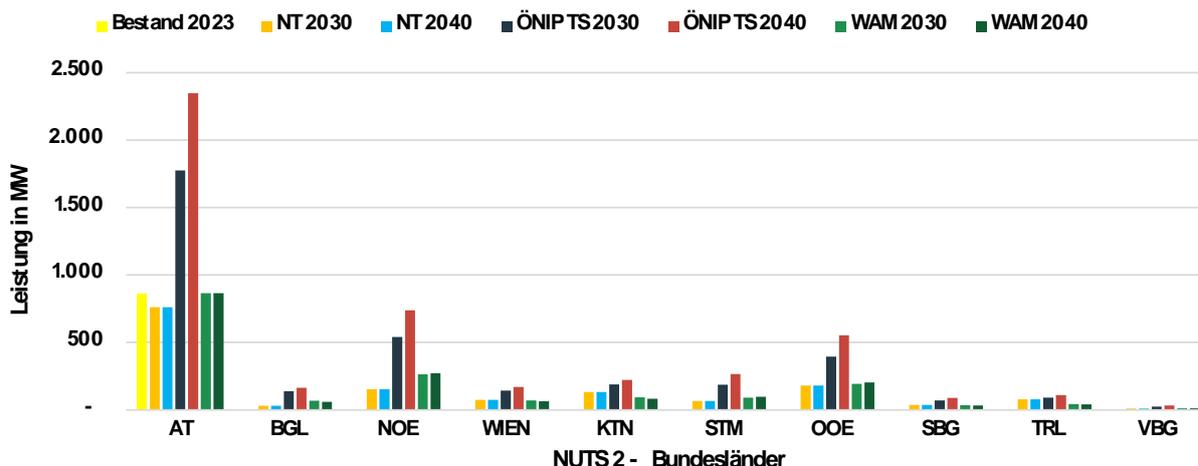


Abbildung A.9: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für Andere Erneuerbare

Szenario [MW]	AT00 AT	AT11 BGL	AT12 NOE	AT13 W EN	AT21 KTN	AT22 STM	AT31 OOE	AT32 SBG	AT33 TRL	AT34 VBG
Bestand 2023	863	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
NT 2030	761	30	154	74	132	66	180	37	78	10
NT 2040	761	30	154	74	132	66	180	37	78	10
ÖNIP TS 2030	1775	138	541	142	189	187	395	69	90	24
ÖNIP TS 2040	2.346	164	739	171	223	266	552	89	110	34
WAM 2030	866	67	264	69	92	91	193	34	44	12
WAM 2040	866	60	273	63	82	98	204	33	41	12

Tabelle A.6: Daten Andere Erneuerbare je Szenario und Bundesland

A.7 Regionalisierung < Laufwasserkraft >

Die Laufwasserkraft wurde anhand der Bestandsanlagen und bekannter Projekte regional verteilt. Die Gruppe Laufwasserkraftwerke enthält sowohl reine Laufwasserkraftwerke als auch Schwellkraftwerke und Kleinwasserkraftwerke.

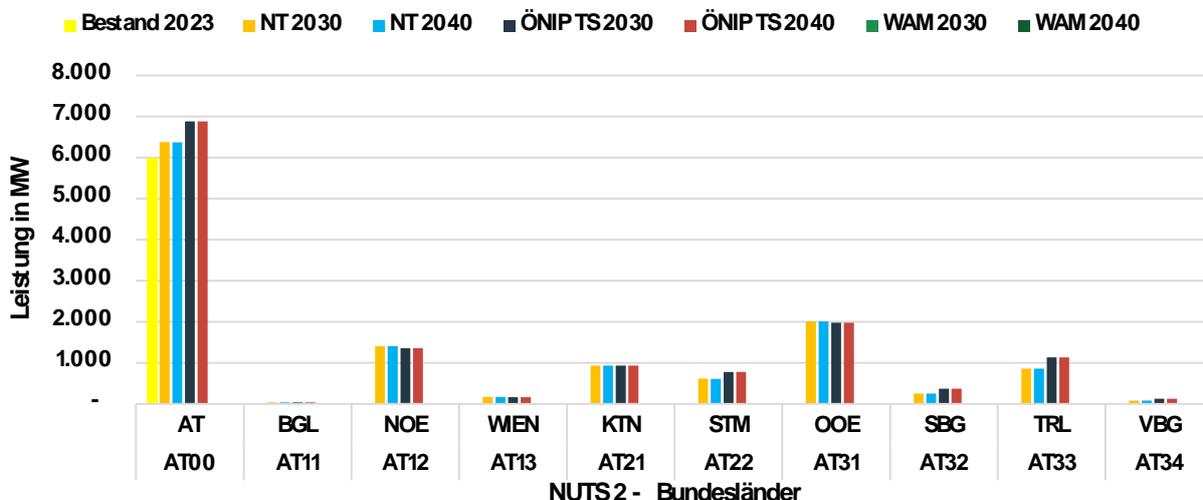


Abbildung A.10: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für Laufwasserkraft

Szenario [MW]	AT00 AT	AT11 BGL	AT12 NOE	AT13 WIEN	AT21 KTN	AT22 STM	AT31 OOE	AT32 SBG	AT33 TRL	AT34 VBG
Bestand 2023	5.996	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
NT 2030	6.377	39	1.408	174	933	617	2.010	251	863	82
NT 2040	6.371	39	1.408	174	933	611	2.010	251	863	82
ÖNPTS 2030	6.880	36	1.359	164	933	776	1.977	373	1.132	131
ÖNPTS 2040	6.880	36	1.359	164	933	776	1.977	373	1.132	131
WAM 2030	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
WAM 2040	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN

Tabelle A.7: Daten Laufwasserkraft je Szenario und Bundesland

A.8 Regionalisierung < (Pump-) Speicher-Turbine >

Die Regionalisierung der (Pump-) Speicher erfolgt anhand der Bestandskraftwerke in der Regelzone APG und bekannter Projekte.

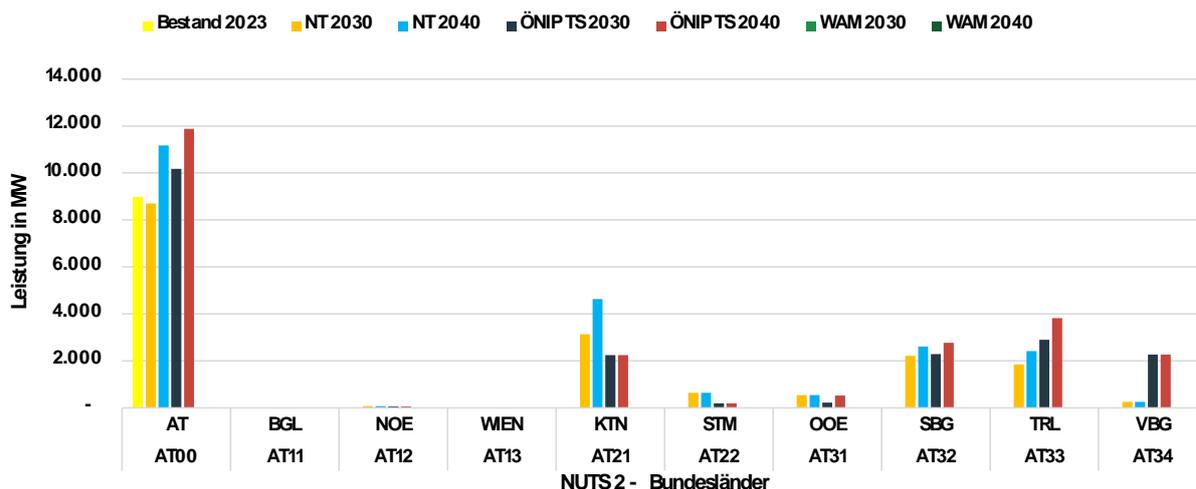


Abbildung A.11: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für (Pump-) Speicher Turbine

Szenario [MW]	AT00 AT	AT11 BGL	AT12 NOE	AT13 WIEN	AT21 KTN	AT22 STM	AT31 OOE	AT32 SBG	AT33 TRL	AT34 VBG
Bestand 2023	8.954	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
NT 2030	8.694	-	71	-	3.130	635	546	2.209	1.845	258
NT 2040	11.170	-	71	-	4.630	635	546	2.609	2.420	258
ÖNPTS 2030	10.180	-	64	-	2.241	194	223	2.286	2.902	2.270
ÖNPTS 2040	11.873	-	64	-	2.241	194	523	2.766	3.815	2.270
WAM 2030	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
WAM 2040	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN

Tabelle A.8: Daten (Pump-) Speicher Turbine je Szenario und Bundesland

A.9 Regionalisierung < (Pump-) Speicher-Pumpe >

Die Regionalisierung der (Pump-) Speicher erfolgt anhand der Bestandskraftwerke in der Regelzone APG und bekannter Projekte.

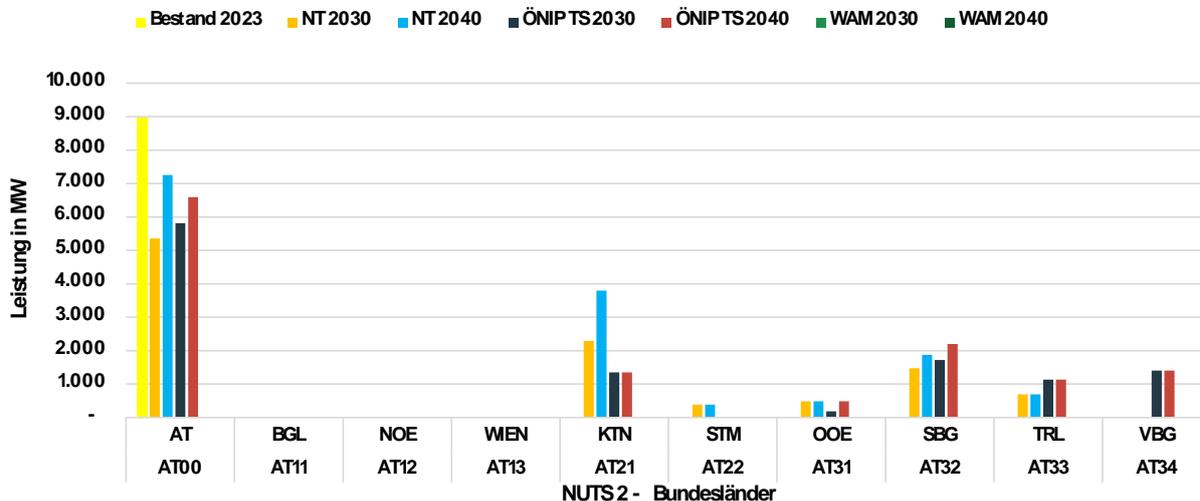


Abbildung A.12: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für (Pump-) Speicher Pumpe

Szenario [MW]	AT00 AT	AT11 BGL	AT12 NOE	AT13 WEN	AT21 KTN	AT22 STM	AT31 OOE	AT32 SBG	AT33 TRL	AT34 VBG
Bestand 2023	8.954	NaN								
NT 2030	5.353	-	19	-	2.295	388	483	1.474	695	-
NT 2040	7.253	-	19	-	3.795	388	483	1.874	695	-
ÖNIP TS 2030	5.810	-	18	-	1.353	-	184	1.720	1.132	1.403
ÖNIP TS 2040	6.590	-	18	-	1.353	-	484	2.200	1.132	1.403
WAM 2030	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
WAM 2040	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN

Tabelle A.9: Daten (Pumpe-) Speicher Pumpe je Szenario und Bundesland

A.10 Regionalisierung < Batterien >

Die Regionalisierung der Großbatterien wurde anhand bekannter Projekte vorgenommen. Batterien in der Form von Heimspeichern sind in den Lastkurven hinterlegt und hier für den TYNDP 2024 nicht dargestellt.

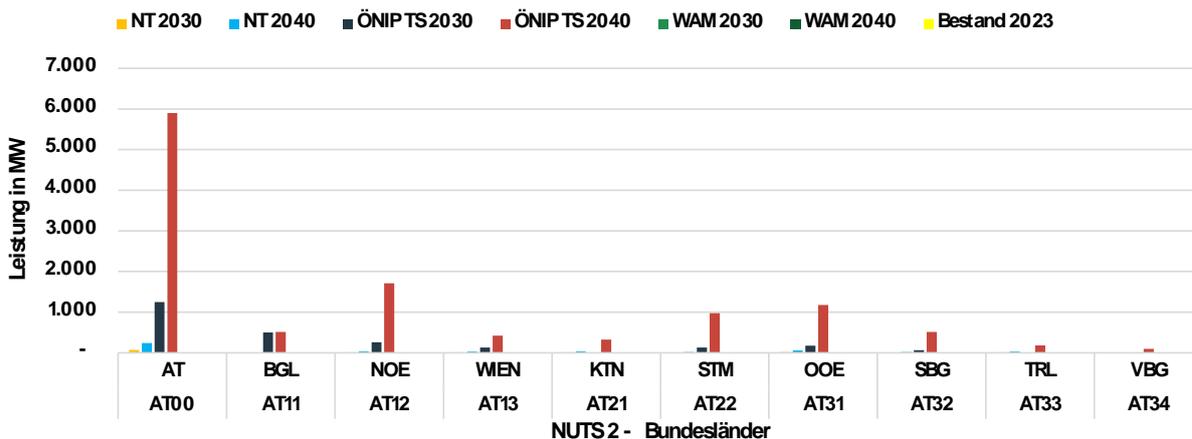


Abbildung A.13: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für Batterien

Szenario [MW]	AT00 AT	AT11 BGL	AT12 NOE	AT13 W EN	AT21 KTN	AT22 STM	AT31 OOE	AT32 SBG	AT33 TRL	AT34 VBG
Bestand 2023	-	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
NT 2030	69	1	11	9	11	6	16	5	9	2
NT 2040	238	4	38	30	37	20	56	17	30	6
ÖNIP TS 2030	1.250	500	260	125	-	125	175	65	-	-
ÖNIP TS 2040	5.900	515	1.710	420	320	975	1.175	510	180	95
WAM 2030	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
WAM 2040	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN

Tabelle A.10: Daten Batterien je Szenario und Bundesland

A.11 Regionalisierung < Power-2-Gas >

Bei der Verteilung der Power-2–Gas-Anlagen (Elektrolyseure) wurde ein stark vereinfachter Expertenansatz gewählt. Es wird angenommen, dass der Anschluss des überwiegenden Anteils der Power 2 Gas Anlagen an großen Windanschlusspunkten im Osten Österreichs (NOE und BGL) erfolgt. Bekannte Power 2 Gas Anlagen und Projekte wurden ebenfalls in die Regionalisierung mit einbezogen.

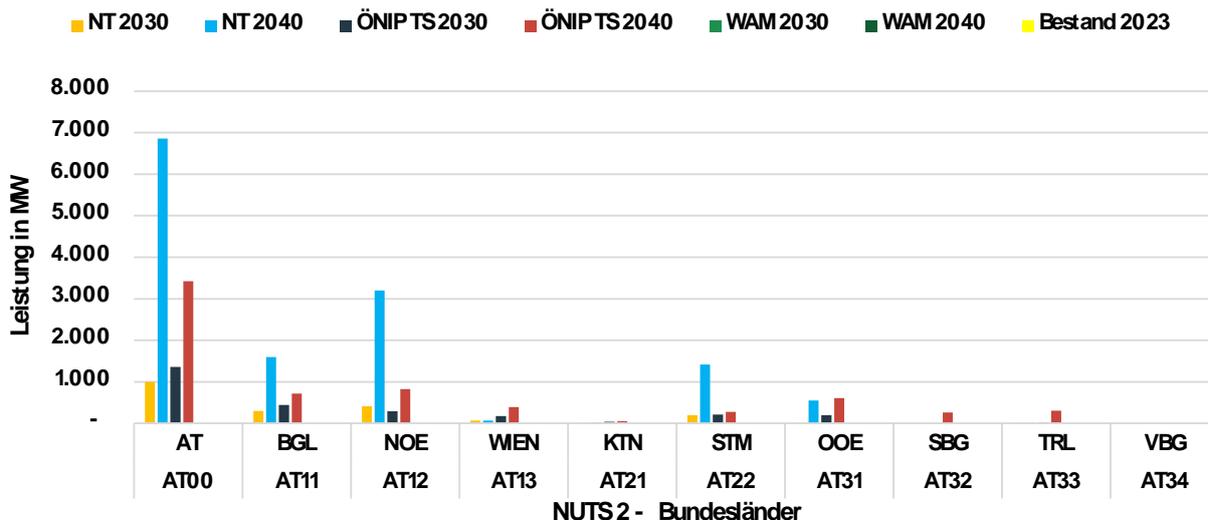


Abbildung A.14: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für Power 2 Gas

Szenario [MW]	AT00 AT	AT11 BGL	AT12 NOE	AT13 WEN	AT21 KTN	AT22 STM	AT31 OOE	AT32 SBG	AT33 TRL	AT34 VBG
Bestand 2023	-	NaN								
NT 2030	1.000	300	415	63	10	198	6	-	8	-
NT 2040	6.859	1.600	3.200	70	15	1.416	550	-	8	-
ÖNIP TS 2030	1.361	440	290	175	35	210	196	-	15	-
ÖNIP TS 2040	3.425	715	825	390	50	275	605	260	305	-
WAM 2030	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
WAM 2040	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN

Tabelle A.11: Daten Power 2 Gas je Szenario und Bundesland

A.12 Regionalisierung < Spitzenlast >

Die Verteilung der Spitzenlast erfolgt expertenbasiert auf der Grundlage von internen Daten und Analysen.

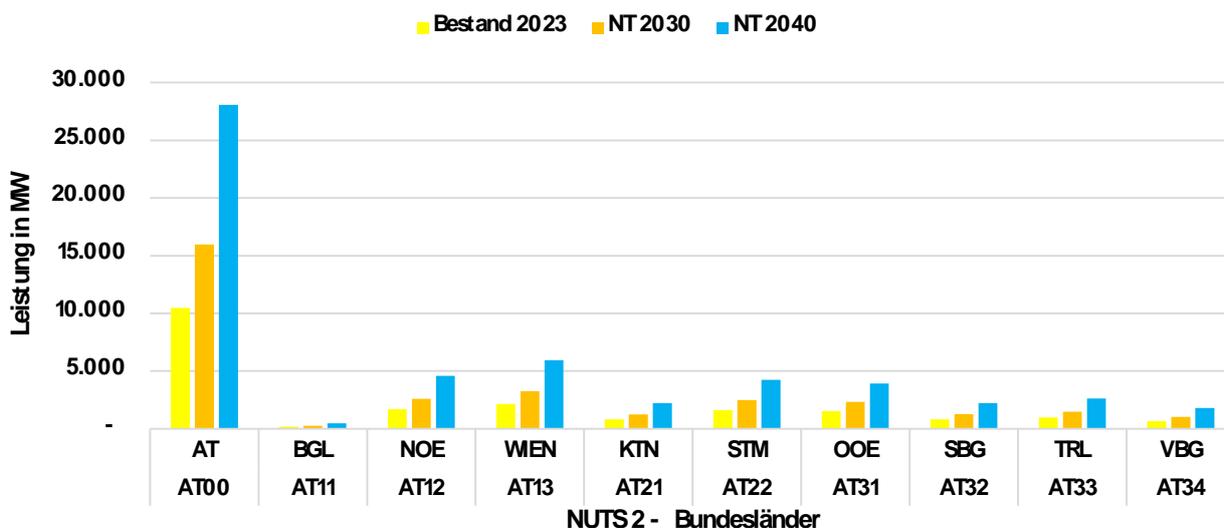


Abbildung A.15: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für die Spitzenlast

Szenario [MW]	AT00	AT11	AT12	AT13	AT21	AT22	AT31	AT32	AT33	AT34
	AT	BGL	NOE	WIEN	KTN	STM	OOE	SBG	TRL	VBG
Bestand 2023	10.489	180	1.700	2.147	823	1.628	1.537	831	971	673
NT 2030	15.976	274	2.589	3.270	1.253	2.480	2.341	1.265	1.479	1.025
NT 2040	28.059	484	4.579	5.943	2.216	4.240	3.931	2.237	2.615	1.813
ÖNPTS 2030	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
ÖNPTS 2040	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
WAM 2030	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
WAM 2040	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN

Tabelle A.12: Spitzenlast je Szenario und Bundesland. Für den Bestand 2023 wurde die stündliche Spitzenlast der 3. Mittwoch aus den ECA 2023 Daten entnommen. Die Bundeslandverteilung erfolgte im gleichen Schlüssel wie für NT2030.

Anhang B – CBA Ergebnisse TYNDP 2024

CBA-Analyse

Seit 30. Mai 2022 gibt es seitens der EU die TEN-E Verordnung (EU-Verordnung 2022/869) welche die [die Entwicklung und Interoperabilität von Energieinfrastrukturkorridoren in der gesamten Europäischen Union festlegt](#). Darin sind für die TYNDP-Projekte Kosten-Nutzen-Analysen oder auf engl. **Cost-Benefit-Analyses** (CBA) vorgesehen. Im Rahmen der CBA werden verschiedene Indikatoren für die Projektkandidaten ermittelt (nicht alle Indikatoren sind monetarisierbar). Für eine bessere Vergleichbarkeit der Projekte wird für die Durchführung der CBA eine harmonisierte Methode angewendet. Diese ist in der CBA-Richtlinie der ENTSO-E beschrieben. Die CBA-Richtlinie liegt aktuell in der vierten Version vor und wurde von Stakeholdern, der Öffentlichkeit und Behörden evaluiert und von der Europäischen Kommission freigegeben. Die Datengrundlage und die Methodik können auf der Homepage der ENTSO-E (<https://tyndp.entsoe.eu/>) eingesehen werden.

Die im Rahmen des TYNDP bewerteten österreichischen NEP-Projekte wurden im TYNDP 2024 als sogenannte „Single Investment Projects“ eingebracht. Die TYNDP-Projekte können auch NEP-Projekten zugeordnet werden (Ausnahme Project 325: Obersielach (AT) – Podlog (SI)). In der Tabelle B.1 sind die TYNDP-Projekte in Österreich den NEP-Projekten zugeordnet und angegeben, ob diese für die nächste PCI/PMI-Liste (Projects of Common Interest/Projects of Mutual Interest) angemeldet wurden. Zusätzlich sieht man, dass die Anzahl der österreichischen Projekte im TNYDP 2024 im Vergleich zum letzten TYNDP fast verdoppelt wurden. Neben den angeführten Projekten gibt es ein weiteres Übertragungsnetz Projekt zwischen Österreich und Italien im TYNDP 2024 Portfolio (Wurmlach (AT) - Somplago (IT) interconnection). Da dieses als „Third Party“ Projekt eingemeldet ist wird es in den folgenden Darstellungen nicht behandelt. Die Verortung der Projekte ist in Abbildung B.1 ersichtlich.

und 2040 vor. Für das Szenario Global Ambition wurden im TYNDP 2024 keine CBA-Simulationen durchgeführt.

Um die Robustheit der Berechnungen zu erhöhen, wird jeder Indikator von mindestens drei verschiedenen Simulations-Tools in drei repräsentativen Wetterjahren (1995, 2008, 2009) bewertet. In den folgenden Abbildungen beschreibt die Höhe der Balken die durchschnittlichen Ergebnisse der unterschiedlichen Simulations-Tools und der drei Wetterjahre (Ausreißer wurden davor entfernt). Die schwarzen Fehlerindikatoren beschreiben die Spannweite zwischen minimalen und maximalen Ergebnissen der verschiedenen Simulations-Tools und Wetterjahren. Die gezeigten Ergebnisse beziehen sich auf den geografischen Bereich der ENTSO-E und damit allen dazu gehörigen Ländern.

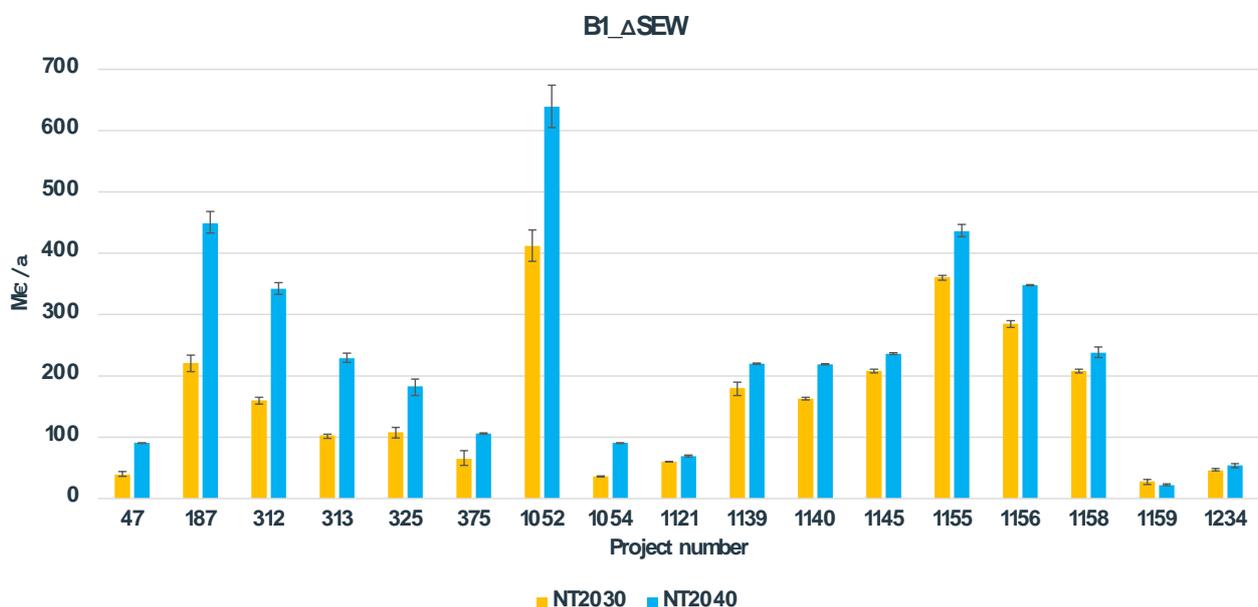


Abbildung B.2: Social Economic Welfare der österreichischen Übertragungsnetzprojekte.

Abbildung B.2 zeigt den **Social Economic Welfare (SEW)** der einzelnen österreichischen Projekte. Die Balkenhöhe entspricht dabei der ökonomischen Wohlfahrt, also dem jährlich anfallenden monetarisierten, gesamtgesellschaftlichen Nutzen. Der SEW entspricht dabei genau der jährlichen Systemkostenreduktion durch die Realisierung eines Projektes. Der so geschaffene Mehrwert kommt in Form von Konsumentenrente, Produzentenrente, Engpassrendite und Sektorkopplungsrendite verschiedenen Bereichen der Gesellschaft zugute. Alle österreichischen Projekte weisen einen deutlich positiven SEW vor.

Um den jährlichen SEW den Investitionskosten eines Projektes gegenüberstellen zu können muss zunächst der gesamte Nutzen über die Lebensdauer des Projektes bestimmt werden. Dafür schlägt die CBA-Richtlinie eine anzunehmende wirtschaftliche Lebensdauer von 25 Jahren und einen jährlichen Abzinsungsfaktor von

4 % vor. Für Jahre vor dem frühesten Stützjahr (2030) werden gleichbleibend die jährlichen SEW-Werte dieses Stützjahres angenommen. Für Jahre nach dem spätesten Stützjahr (2040) werden gleichbleibend die jährlichen SEW-Werte dieses Stützjahres angenommen. Für Jahre dazwischen wird eine lineare Interpolation zwischen den Stützjahren angewandt. Für eine anschauliche Darstellung eignet sich folgendes Beispiel: Das Projekt 1052 hat 2030 einen Δ SEW von etwa 400 Mio. € und 2040 (NT) von etwa 650 Mio. € bei Investitionskosten von ungefähr 3 Mrd. €. Interpoliert man den SEW zwischen den beiden Stützjahren ab dem Inbetriebnahmedatum 2033, amortisiert sich das Projekt somit innerhalb der ersten 6 Jahren. Da Übertragungsleitungen üblicherweise eine Lebensdauer von mehreren Jahrzehnten aufweisen generiert dieses Projekt einen beachtlichen gesellschaftlichen Mehrwert. (Daten und CBA Ergebnisse aus dem [TYNDP 2024 Projektblatt](#) entnommen)

Die CBA-Methodik ist nicht in der Lage alle Vermeidungskosten der Projekte zu bewerten. Jährlich werden große Summen im Rahmen des Engpassmanagements (EPM) ausgegeben. Dabei müssen Übertragungsnetzbetreiber in den Markt eingreifen, um Engpässe im österreichischen Stromnetz zu vermeiden. Diese Eingriffe sind mit Kosten verbunden, welche von den Netzkunden getragen werden müssen. Im Jahr 2023 betragen die Kosten dafür 294,1 Mio. €. Durch den Ausbau der Übertragungskapazitäten können diese Eingriffe reduziert und somit zusätzliche Kosten gesenkt werden, welche nicht vollständig im Rahmen des TYNDP 2024 abgebildet werden. Abbildung B.3 zeigt die verstärkte Einspeisung durch Erneuerbarer Energieträger durch das Einbinden von zusätzlichen erneuerbaren Kapazitäten und geringere Notwendigkeit zur Abriegelung dieser. Ein positiver Wert bedeutet, dass zusätzliche Energie aus Erneuerbaren Energieträgern in das System eingebracht werden kann. Alle österreichischen Projekte im TYNDP Projektportfolio weisen eine deutlich positive EE-Integration auf und tragen so maßgeblich zur Erreichung der europäischen Klimaziele bei.

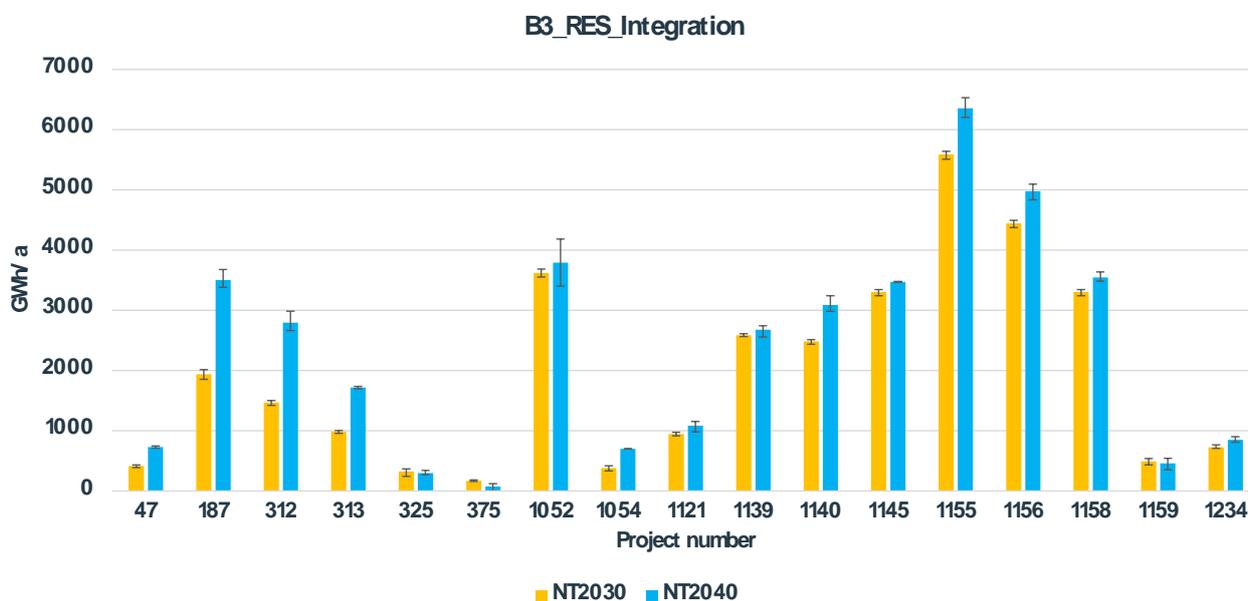


Abbildung B.3: Zusätzliche EE-Integration durch die österreichischen Übertragungsnetzprojekte.

Eine direkte Konsequenz der verstärkten Einbindung von EE durch zusätzlichen Netzausbau, ist ein CO₂-Einsparungspotential durch den verringerten Einsatz von CO₂-intensiven Erzeugungstypen. Auch in dieser Kategorie beweisen die österreichischen TYNDP 2024 Projektkandidaten ihre Notwendigkeit zur Erreichung der Energie- und Klimaziele. In Abbildung B.4 werden die jährliche Veränderung der CO₂-Emissionen dargestellt, welche durch die Verwirklichung der Projekte erreicht wird. Ein negativer Wert gibt an, dass durch das Projekt die europäischen CO₂-Emissionen gesenkt werden. Gerade für das Zieljahr 2030, in welchem thermische Erzeugung noch eine maßgebliche Rolle zur Deckung der Stromnachfrage darstellt, können die österreichischen Projekte einen entscheidenden Beitrag leisten. Selbst im Szenario NT 2040, in welchem bereits enorme Menge an EE angenommen werden, können die Projekte noch zu weiteren CO₂-Einsparungen beitragen.

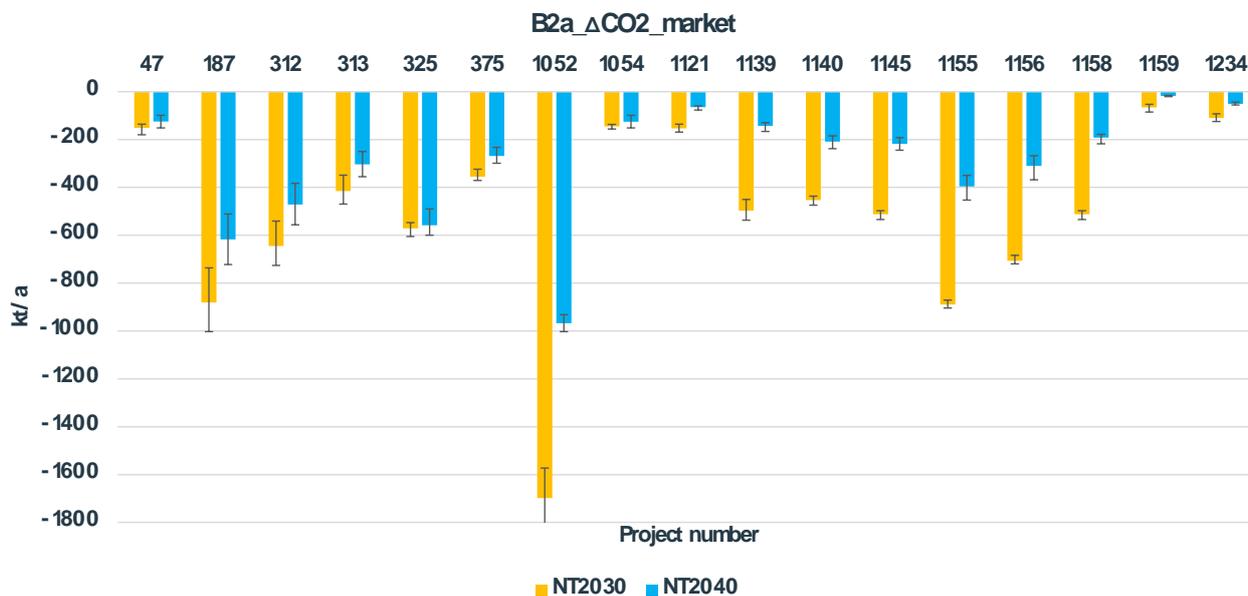


Abbildung B.4: CO₂ Einsparung durch die österreichischen Übertragungsnetzprojekte.

Die gesamten Ergebnisse der CBA des TYNDP 2024 können in den Project-Sheets eingesehen werden: <https://tyndp2024.entsoe.eu/projects-map/transmission/>