

GRUNDLAGEN FÜR DIE NETZENTWICKLUNG

Juli 2023



VORARLBERGER
ÜBERTRAGUNGSNETZ
GmbH

Wien, im Juli 2023

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

www.apg.at
www.vuen.at

Layout: APG & VÜN

I. ALLGEMEINES ZUR NETZENTWICKLUNG	4
I.1 Dokumente und Prozesse der Netzentwicklung	4
I.2 Das NOVA-Prinzip in der Netzausbauplanung	5
II. IPCC - 6TER SACHSTANDSBERICHT UND NETZENTWICKLUNG	6
III. SZENARIEN UND SZENARIENRÄUME	7
IV. DAS ERNEUERBAREN AUSBAU GESETZ (EAG)	8
V. ENTSO-E TEN YEAR NETWORK DEVELOPMENT PLAN 2022	11
V.1 Der Stakeholder-Beteiligungsprozess des TYNDP 2022	17
V.2 Identifikation und Bewertung der TYNDP-Projekte im TYNDP 2022	18
V.3 Key Findings des TYNDP 2022 und Projects of Common Interest (PCI)	19
VI. ÖSTERREICHISCHER NETZINFRASTRUKTURPLAN (ÖNIP)	21

I. Allgemeines zur Netzentwicklung

I.1 Dokumente und Prozesse der Netzentwicklung

Im Sinne einer effizienten und vorausschauenden Netzausbauplanung erstellen die österreichischen Übertragungsnetzbetreiber APG und VÜN langfristige Szenarien für die Anforderungen an das österreichische Übertragungsnetz und die zu erwartenden Netzsituationen. Es erfolgt eine Planung auf europäischer Ebene mit den „Regional Investmentplans“ und dem Ten-Year-Network-Development Plan (TYNDP) der ENTSO-E (Gemeinschaft der europäischen Übertragungsnetzbetreiber) welche alle zwei Jahre veröffentlicht werden. Seit 2011 wurden die Netzentwicklungspläne (NEP) von APG und VÜN mit einem 10-jährigen Ausblick erstellt und bis 2021 jährlich aktualisiert. Seit 2021 erfolgt die Aktualisierung in einem zweijährigen Zyklus. Einen Überblick über die unterschiedlichen Planungshorizonte gibt Abbildung i.

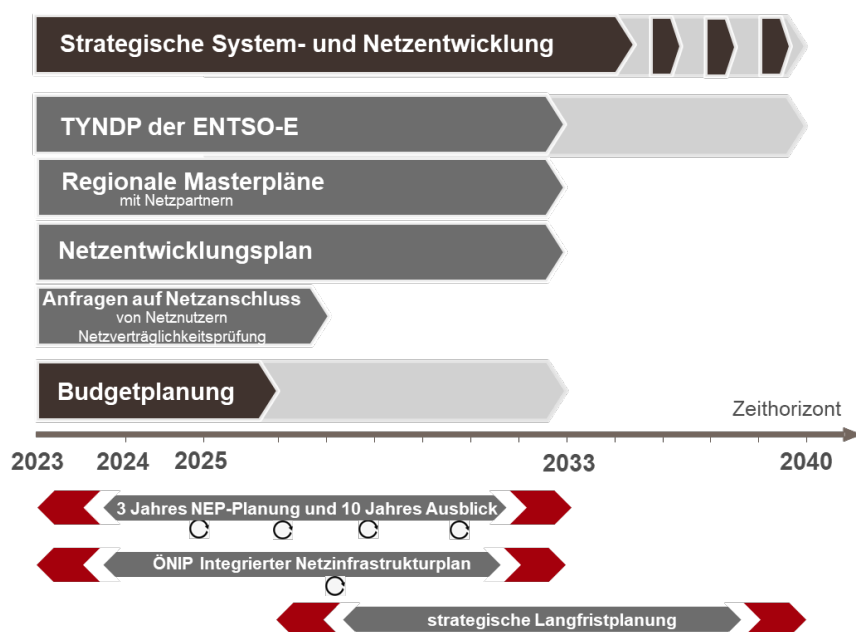


Abbildung i: Dokumente und Prozesse der Netzentwicklung und Netzausbauplanung

Um die energiepolitischen Zielsetzungen zur Schaffung einer leistungsfähigen Netzinfrastruktur für die Gewährleistung einer hohen Versorgungs- und Systemsicherheit, die Integration der Erneuerbaren Energien (EE) und die Weiterentwicklung des Strommarktes europaweit zu verfolgen, erfolgt auf europäischer Ebene eine Koordinierung der Netzausbauplanung in der ENTSO-E. Die Ergebnisse dieser europäischen Übertragungsnetzplanung finden sich im TYNDP der ENTSO-E, der erstmals im Juni 2010 veröffentlicht wurde. Die siebente Auflage, der TYNDP 2022, ist seit Ende 2022 unter <http://tyndp.entsoe.eu/> veröffentlicht.

In einem Top-Down-Prozess wurden, auf Basis von europaweit einheitlichen energiewirtschaftlichen Szenarien sowie einer gemeinsamen Datenbasis, elektrizitätswirtschaftliche

Simulationen (Marktsimulationen) und Netzberechnungen (Lastflusssimulationen) durchgeführt. Darauf basierend wird der erforderliche Netzausbaubedarf in Europa identifiziert. Da sich die Übertragungsnetzbetreiber im TYNDP-Prozess ihrer Schlüsselrolle und Verantwortung für die europäische Gesellschaft bewusst sind, wird ein besonderer Wert auf Transparenz gelegt. Sämtliche Eingangsdaten sowie die Simulationsergebnisse inkl. aller Annahmen und Definitionen sind auf der Webseite der ENTSO-E konsultiert und strukturiert veröffentlicht.

I.2 Das NOVA-Prinzip in der Netzausbauplanung

In der Netzausbauplanung werden nachhaltige Überlegungen zur Steigerung der Leistungsfähigkeit der Transportinfrastruktur, zur Umweltverträglichkeit und zu volkswirtschaftlichen Kosten angestellt. Hierzu wird prinzipiell das NOVA-Prinzip (Netz-Optimierung vor Ausbau)¹ verfolgt. Die zur Verfügung stehenden Handlungsoptionen beinhalten die Optimierung der Betriebsführung, Erneuerungen / Modernisierungen, 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 – auch aus Kostengründen – zumeist als letzte Option gewählt (vgl. Abbildung ii).

Wie die energiewirtschaftlichen Entwicklungen zeigen (EE-Ausbau/EAG und Ziele in Richtung Klimaneutralität) wird der Ausbau des Übertragungsnetzes (d.h. Stufe 3 – „Netzausbau“) forciert werden müssen.

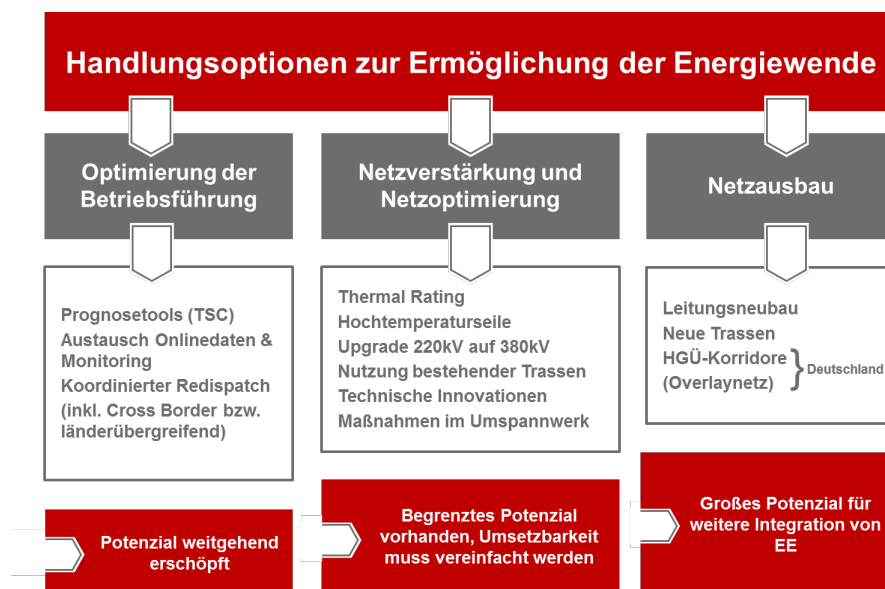


Abbildung ii: Handlungsoptionen bei der Netzentwicklung (NOVA-Prinzip)

¹ Die Bezeichnung „NOVA“ ist von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern bzw. dem deutschen Netzentwicklungsplan übernommen

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

II. IPCC - 6ter Sachstandsbericht und Netzentwicklung

Das "Intergovernmental Panel of Climate Change" (IPCC) ist ein Instrument der Vereinten Nationen welches sich mit der wissenschaftlichen Betrachtung des Klimawandels beschäftigt. Als solches veröffentlichte das IPCC im März 2023 den 6. Assessment Report (AR6) über den aktuellen Wissensstand zum Klimawandel (<https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-cycle/>). Im Folgenden werden die wichtigsten Erkenntnisse daraus festgehalten:

Ziel der Vereinten Nationen ist es, die Erwärmung der Erdoberfläche möglichst auf 1,5 °C, jedoch zumindest 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. Die jährlichen Durchschnittstemperaturen der Vergangenheit sowie für fünf mögliche Zukunftsszenarien können Abbildung iii entnommen werden. Die globalen Abkommen und nationalen Zielsetzungen zur Reduktion der Treibhausgasausstöße zeigen zwar Wirkung, jedoch steigen die globalen Emissionen weiter, da die zwar fortschreitende Dekarbonisierung der Wirtschaft den aufgetretenen Mehrkonsum und das Wachstum in der Vergangenheit nicht kompensieren konnte.

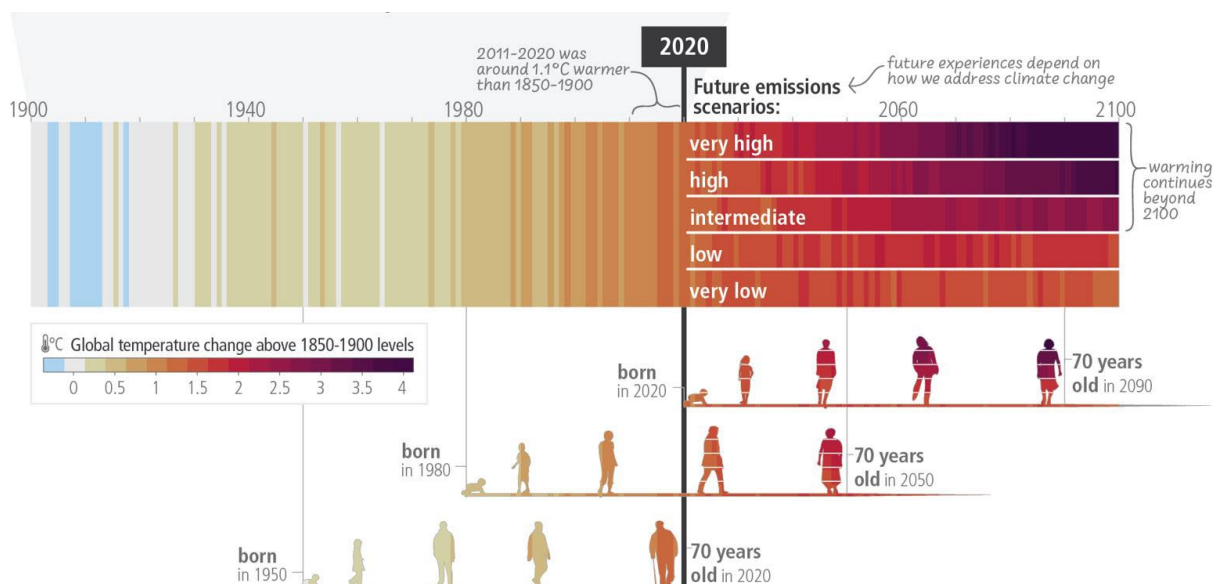


Abbildung iii: Änderung der jährlichen Durchschnittstemperatur für 5 Szenarien mit unterschiedlichen Mengen an Treibhausgasemissionen. (Quelle: IPCC, 6. Assessment Report)

Der 6. Assessment Report des IPCC 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 Netto-Null-Emissionen ("Klimaneutralität") benötigt. Das bedeutet, dass nach drastischen Emissionsreduktionen verbleibende Ausstöße durch natürliche und künstliche CO₂-Senken kompensiert werden müssen. Alle Szenarien, welche im Report betrachtet werden, rechnen zumindest mit geringen Überschreitungen des vorgesehenen CO₂-Budgets für einen begrenzten Zeitraum. Diese zwischenzeitigen Überschreitungen müssen in den folgenden Jahren durch Netto-Negative-Emissionen, also durch einen Entzug von CO₂ aus der Atmosphäre, kompensiert werden. Da jedoch schon eine geringe zusätzliche Erwärmung der Erdoberfläche gravierende negative Auswirkungen auf den Lebensraum von Menschen, Tieren und Pflanzen hat, müssen die zu kompensierenden CO₂-Mengen so gering wie möglich gehalten werden. Neben den CO₂-Emissionen müssen auch die Emissionen anderer Treibhausgase stark reduziert werden. In den betrachteten Szenarien wird die CO₂-Neutralität generell vor der Treibhausgas-Neutralität erreicht.

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 ausgebautem 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.

III. Szenarien und Szenarienräume

Die Szenarien für die Netzausbauplanung der österreichischen Übertragungsnetze von APG und VÜN sind abgestimmt und stellen die Eingangsdaten und Rahmenbedingungen dar. Aufgrund der langen Zeithorizonte, die sich einerseits durch die langen Lebensdauern der Netzinfrastruktur und andererseits aus den langwierigen Genehmigungsverfahren sowie der derzeit herausfordernden Marktsituation ergeben, ist es erforderlich die zukünftigen energie-wirtschaftlichen Entwicklungen bestmöglich zu berücksichtigen. Für einen Zeithorizont von einigen (wenigen) Jahren ist eine Prognose bzw. eine gute Vorhersage der zukünftigen Rahmenbedingungen möglich und zielführend. Je weiter der betrachtete Zeitpunkt in der Zukunft liegt (z.B. n+10, n+15 etc. Jahre), desto höher werden auch die Unsicherheiten.

Da die Netzinfrastruktur für mehrere Jahrzehnte geplant wird, ist für diesen Zeitraum eine einzelne Prognose nicht zweckmäßig. Es werden daher **Szenarien** für die Netzplanung und Netzentwicklung definiert. Bei den Szenarien handelt es sich um verschiedene mögliche zukünftige Entwicklungen (mit dem Grunde nach gleichen Eintrittswahrscheinlichkeiten). Durch den Einsatz mehrerer Szenarien für einen zukünftigen Zeitpunkt kann ein sogenannter „**Szenarienraum**“ aufgespannt werden, der eine größere Bandbreite zukünftiger Entwicklungen abdeckt (vgl. auch Abbildung iv). Für jedes dieser Szenarien werden Analysen für den **erforderlichen Netzausbau** durchgeführt, mit dem Ziel, dass die so identifizierten Netzausbauprojekte möglichst in mehreren Szenarien entsprechende Lösungsbeiträge generieren und somit **robuste Lösungen** darstellen.

Die Szenarien unterscheiden sich v.a. im Umfang des EE-Ausbaus, der Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks, Verbrauchsentwicklungen und bei den europäischen Rahmenbedingungen (z.B. CO₂-Preis), etc. Ziel der Szenarientwicklung ist es, einen möglichst breiten Szenarienraum abzudecken, der sich auf die Schlüsselfaktoren und damit wesentlichen Einflussparameter konzentriert. Dadurch werden die identifizierten Netzausbauprojekte als valide und robust gegenüber möglichen zukünftigen Entwicklungen, d.h. innerhalb der unterschiedlichen bzw. einzelnen Szenarien, bestätigt.

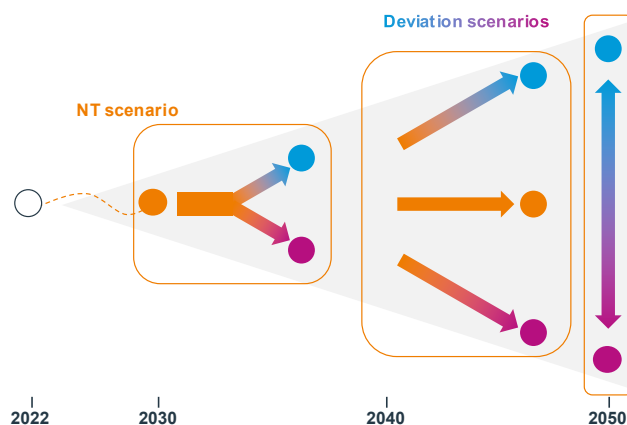


Abbildung iv: Beispielhafte Darstellung des Szenarienraums des TYNDP 2022

IV. Das Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG)

Gesellschaftliche Entscheidungen sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene beeinflussen die Zielsetzungen und Rahmenbedingung und damit ebenfalls die Szenarien. Dabei sind der Ausbau der EE und 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. 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 für die Szenarien-Entwicklung 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 2019):
 - +11 TWh Photovoltaik (vgl. 2019: rd. 1 TWh → +1.210 %, 1 Mio. Dächer)
 - +10 TWh Windkraft (vgl. 2019: rd. 7 TWh → +135 %)
 - +5 TWh Wasserkraft (vgl. 2019: rd. 44 TWh → +11 %)
 - +1 TWh Biomasse (vgl. 2019: rd. 3 TWh → +30 %)
- 5 TWh erneuerbare Gase bis 2030²
- Klimaneutralität Österreichs bis 2040

² siehe auch Erneuerbare-Gase-Gesetzes ([fname_1521315.pdf \(parlament.gv.at\)](#)), 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).

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 (durch die geringen Volllaststunden sind dabei die installierten Leistungen der zusätzlichen EE um ein Vielfaches höher als jene von konventionellen Erzeugungsanlagen). **Aus heutiger Sicht wird es zu einem starken Ausbau von stärker volatilen Einspeiseleistungen von (zusätzlich) 18 GW (!) an EE-Einspeiseleistungen bis 2030 in Österreich kommen.** 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). Die Verortung von Anlagen für die Produktion der Erneuerbaren Gase aus nationalen erneuerbaren Energiequellen ist hingegen noch eine offene Fragestellung. Beide Faktoren haben einen signifikanten Einfluss auf die zusätzlichen Transportbedarfe in den Stromverteils- und Übertragungsnetzen und sind daher wesentliche Treiber für die Netzplanung und den weiteren Netzausbau. In Abbildung v ist beispielhaft die Verteilung der installierten Leistung von Windkraft und PV auf Bundesländerebene auf Basis von Annahmen der österreichischen Übertragungsnetzbetreiber für den TYNDP 2022 Szenario „National Trends 2030 (NT 2030)“ dargestellt (siehe auch Kapitel V).

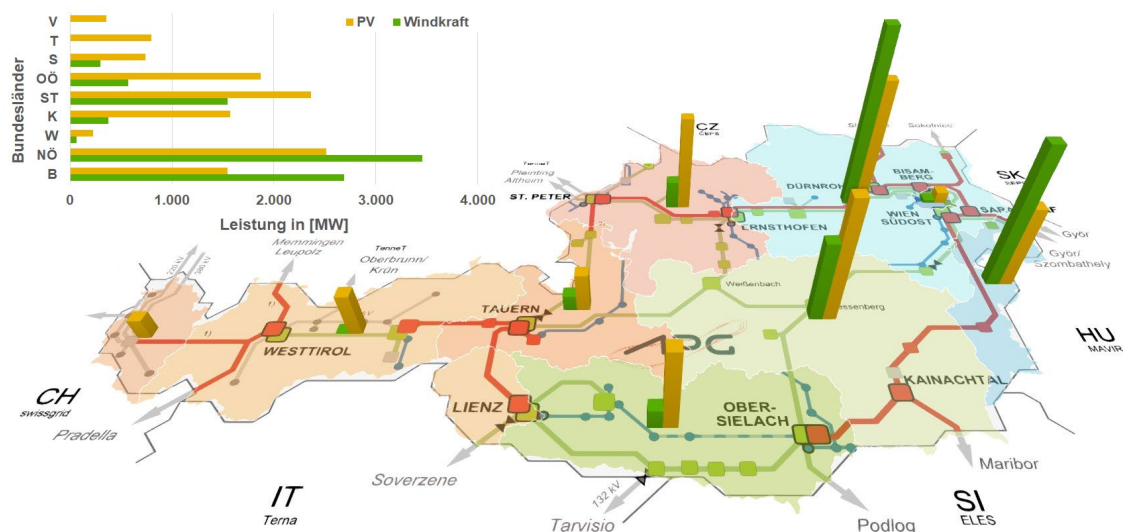


Abbildung v: Beispielhafte regionale Verteilung der installierten EE-Leistungen gemäß EAG 2030 in AT (erstellt für TYNDP 2022 Szenario NT 2030; grün: Windkraft, gelb: PV)

Die Daten der in Abbildung v gezeigten installierten EE-Leistungen entsprechen der Summe aus den derzeitigen Bestandsanlagen (Stand 2021) und des für die Erreichung der EAG-Ziele notwendigen EE-Zubaus. In Tabelle i werden die Werte für 2021 und die Zielzahlen für das EAG nach TYNDP 2022 gegenübergestellt. Andere Erneuerbare (z.B. Biomasse im EAG) spielen aufgrund der relativ geringen leistungsmäßigen Ausbauziele eine untergeordnete Rolle für die zukünftige Netzplanung.

Leistung in [GW]	ECA 2021 (RZ AT)	Ausbaubedarf bis 2030	TYNDP 2022 NT2030
Pumpspeicherkraftwerke	5,9	2,7	8,6
Laufwasserkraftwerke	5,8	0,3	6,1
Windkraft	3,4	5,6	9,0
PV	2,6	9,4	12,0
Summe	17,8	17,9	35,7

Tabelle i: Vergleich E-Control Austria Daten 2021; Ausbaubedarf EE-Leitungen für EAG 2030 & TYNDP 2021 Szenario NT 2030: Bestand (ECA 2021) + Ausbaubedarf bis 2030 = EAG-Zielzahlen = NT 2030 im TYNDP 2022

In Summe müssen zur Erreichung der Ziele des EAG rund 18 GW an zusätzlichen neuen EE-Erzeugern in Österreich bis 2030 ausgebaut werden. Ein gesamthafter und detaillierter Überblick dazu findet sich in Kapitel V und in Tabelle ii.

Die Zielsetzungen des EAG für 2030 wurden – aus dem Nationalen Energie- und Klimaplan (NEKP) – bereits im TYNDP 2020 im Szenario NT berücksichtigt. Im TYNDP2022 ist auch die Klimaneutralität bis 2040 im Szenario NT hinterlegt. Für dieses Szenario wird keine Erzeugung von elektrischer Energie aus fossilen Brennstoffen angenommen. Das EAG stellt dennoch eine erhebliche Beschleunigung der Energiewende und Erreichung der Klimaschutzziele für Österreich dar. **Daraus werden sich bereits bis 2030 entsprechende Auswirkungen auf die Planungen und den Ausbaubedarf der Stromnetze – d.h. der Übertragungsnetze und Verteilernetze – in Österreich ergeben.**

V. ENTSO-E Ten Year Network Development Plan 2022

Eine Herausforderung bei der Verwendung und der öffentlichen Kommunikation von Szenarien ist die Vergleichbarkeit. Dies insbesondere aufgrund der unterschiedlichen betrachteten Zeithorizonte, Veröffentlichungsintervalle und verwendeten Methodik. **Der folgende Abschnitt erläutert die TYNDP 2022 Szenarien.** Die Überlegungen zu nationalen Szenarien finden Eingang in die TYNDP-Szenarien, wobei die Übertragungsnetzbetreiber entsprechende andere Informationen (z.B. Studien) dazu in ihre Überlegungen einbeziehen (dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die TYNDP-Szenarien jeweils am Anfang des 2-jährigen Prozesses definiert werden – d.h. die Scenario-Building-Phase für den TYNDP 2022 wurde bereits im Frühjahr 2020 gestartet).

Die Detail-Beschreibung der aktuellen Szenarien des TYNDP 2022 findet sich auf der Homepage des TYNDP (<https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/>) und wird hier im Überblick vorgestellt. Eine wesentliche methodische Robustheit der TYNDP 2022 Szenarien besteht in der Vorgabe eines „CO₂-Budgets“ als Definition des Zielerreichungspfades.

Ursprünglich sollten im TYNDP 2022 die gleichen Szenarien, mit Ausnahme vom Szenario der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (**ACER**) „CT2030“, wie im vorherigen TYNDP 2020 behandelt werden. Aufgrund der Gaspreiskrise zufolge des Angriffskrieges Russlands gegen die Ukraine wurde kurzfristig das Szenario „Global Ambition“ (GA2030) verworfen und stattdessen ein neues alternatives Szenario, das Szenario DE2030GS, eingeführt, wobei das „GS“ „gas sensitivity“ bedeutet. Dabei wird von einem allgemein höheren Gaspreis ausgegangen. Das Szenario „National Trends 2030“ ist ein sogenanntes Bottom-Up Szenario. Dieses wird federführend von den jeweiligen Übertragungsnetzbetreibern mit deren nationalem Knowhow erstellt. Bei allen weiteren Szenarien handelt es sich um Top-Down Szenarien, welche im TYNDP-Prozess anhand der jeweiligen europäischen Story-Line und bestimmter Methoden erstellt werden.

- **Bottom-Up-Szenarien** bilden die Ausgangsbasis für die Erstellung des Szenarioraumes. Diese Szenarienkategorie wird auf Basis der von ENTSO-E vorgegebenen Bottom-Up Methodologie durch die jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber erstellt. Die Szenariendaten basieren auf eigenen bzw. nationalen Berechnungen und Annahmen. Dabei wurde für den Rahmen der möglichen maximalen Szenariennahmen je Erzeugungstechnologie das technisch-wirtschaftliche Potential auf Basis bekannter nationaler Studien erhoben. Des Weiteren wurden bekannte Kraftwerksprojekte gemäß internen Datenbanken, Netzzutrittsanfragen und Informationen der Verteilernetzbetreiber für die Szenarienerstellung herangezogen. Die Regionalisierung der Szenarien je Land erfolgt nach einer gemeinsam definierten einheitlichen Methodologie von ENTSO-E unter Berücksichtigung der angenommenen Projekte und mit Expertenwissen der Übertragungsnetzbetreiber.
- Auf Basis der Bottom-Up-Szenarien werden die **Top-Down-Szenarien** erstellt. Diese Szenarien werden durch eine Expertengruppe der ENTSO-E anhand einer vorab definierten Methodologie auf der Grundlage von europäischen Vorgaben auf die jeweiligen Gebotszonen heruntergebrochen. Die Regionalisierung folgt methodisch dem Bottom-Up-Ansatz. Top-Down-Szenarien sind Global Ambition (GA2030 und GA2040) und Distributed Energy (DE2030 und DE2040) inklusive der Sensitivität DE2030GS.

- Im TYNDP 2022 wurden im Gegensatz zum TYNDP 2020 keine **externen Szenarien** für zusätzliche Untersuchungen herangezogen.

Die **Szenarien des TYNDP 2022** repräsentieren folgende Entwicklungen unter Einhaltung der „CO₂-Budget“- Vorgaben:

- **National Trends (NT)** ist abgestimmt auf die nationalen Energie- und Klimapläne, welche von den EU-Zielen abhängig sind. Es soll das „wahrscheinlichste“ Szenario darstellen. Es folgt auch den EU 2030 Klima- und Energierahmen (32% EE & 32,5% Energieeffizienz) und den Zielen der Europäischen Kommission Langzeitstrategie 2050 des vorrangigen Klimaziels einer CO₂-Reduktion von 80-95% im Vergleich zum Niveau von 1990 (aktuellere Zielsetzungen werden im nächsten TYNDP berücksichtigt).
- **Distributed Energy (DE)** stellt den Prosumer in den Mittelpunkt. Der Fokus liegt dabei stark auf dezentralen Technologien wie Photovoltaik, Batteriespeichern und Energiegemeinschaften. Dabei wird auch von gesellschaftlichen Gruppierungen ausgegangen, die sich für eine schnellere Energiewende einsetzen. Im Mittelpunkt des Szenarios steht die Reduktion der CO₂-Emissionen um 55% bis zum Jahr 2030 und CO₂-Neutralität der EU-Staaten bis 2050. Diese Zielsetzungen orientieren sich an den Pariser Klimazielen mit einem maximalen Temperaturanstieg von 1,5 °C.
- **Distributed Energy „gas sensitivity“** orientiert sich grundsätzlich am oben beschriebenen Szenario DE, jedoch mit einem verdoppelten Gaspreis in Höhe von 44 €/MWh.
- **Global Ambition (GA)** repräsentiert starke Anstrengungen zur Dekarbonisierung des Energiesystems. Auch in diesem Szenario werden das 1,5 °C-Ziel aus dem Abkommen von Paris und die EU-Ziele 2030 eingehalten. Hier spielen vor allem zentrale Großkraftwerke wie Offshore Windparks eine stärkere Rolle im zukünftigen Energiesystem. Aber auch EE-Importe aus wettbewerbsfähigen Quellen sind eine Option. Aus Rechenkapazitätsgründen wurden für dieses Szenario, zugunsten des Distributed Energy „Gas sensitive“ Szenarios, keine detaillierten Projektbewertungen durchgeführt.

Im National Trends Szenario-Pfad wird ein beschleunigter Rückgang der mit fossilen Brennstoffen betriebenen thermischen Kraftwerke in Österreich angenommen. In allen anderen Szenarien wird von einer Stabilisierung der installierten Leistung der thermischen Kraftwerke in Österreich bis 2030 auf dem Niveau des Szenarios NT 2025 ausgegangen.

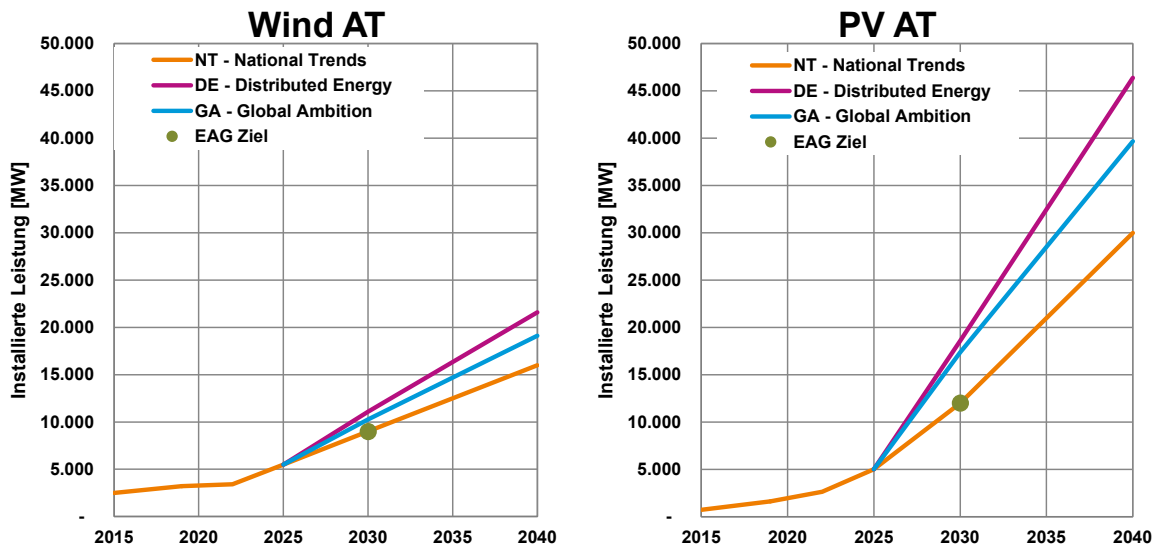


Abbildung vi: Vergleich der Szenarien – Ausbaupfade Windkraft und PV in Österreich

Die unterschiedlichen Ausbaupfade für Windkraft und PV in Österreich sind in Abbildung vi dargestellt – hier zeigt sich wie verschieden Szenarien sein können bzw. wie Szenarienräume aufgespannt werden. Trotz des starken Zubaus von Windkraft und PV in allen TYNDP 2022 Szenarien ist nicht sichergestellt, dass Österreich in jedem Szenario und Wetterjahr seinen jährlichen Verbrauch bilanziell aus heimischen erneuerbaren Quellen bis 2030 vollständig decken kann.

Wie bereits beschrieben, werden die TYNDP Szenarien methodisch in drei Gruppen eingeteilt. Alle Szenariendaten in den jeweiligen Gruppen durchlaufen dabei eine umfassende Qualitätsüberprüfung mithilfe von Testrechnungen und Kontrollen durch Experten.

Die **installierten Leistungen je Erzeugungstechnologie** der aktuell verfügbaren Szenarien können aus Abbildung vii entnommen werden. Die Detailannahmen für Österreich sind in Tabelle ii im Sinne des Szenarioraums gegenübergestellt.

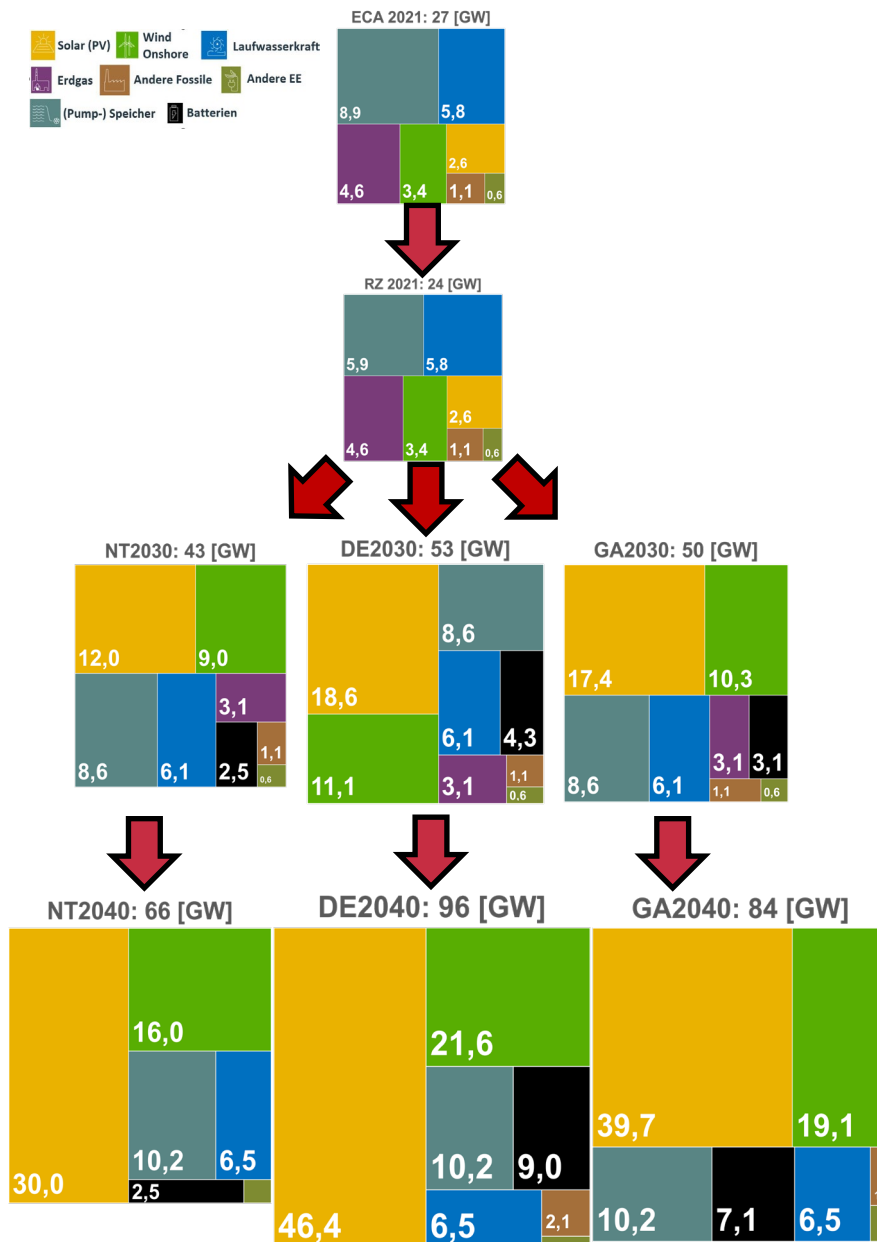


Abbildung vii: Der Szenarioraum des TYNDP 2022 für die installierten Erzeugungleistungen in AT; für alle Szenarien beträgt die Leistung von andere EE 0,6 GW

Ebenfalls in Tabelle ii dargestellt ist das Prognose-Szenario „National Trends 2030“ (NT 2030), der aktuelle Kraftwerkspark für das Bundesgebiet auf Basis der E-Control Statistik 2021 (ECA 2021) und der aktuelle Kraftwerkspark der österreichischen Regelzone (RZ AT 2021). Dabei ist darauf zu achten, dass die diversen Szenarien ihren Fokus auf den Bereich der österreichischen Regelzone legen, dies muss ggf. bei etwaigen Vergleichen berücksichtigt werden. Ein Ausbau der EE wurde in allen Szenarien im Sinne der Story-Line der jeweiligen Szenarios hinterlegt. In allen Szenarien wird von einem starken Rückgang der thermischen Kraftwerke im Vergleich zu 2021 ausgegangen, und es wurde in allen Szenarien ein starker EE-Ausbau hinterlegt – insbesondere DE 2030 ist durch einen massiven PV-Ausbau geprägt.

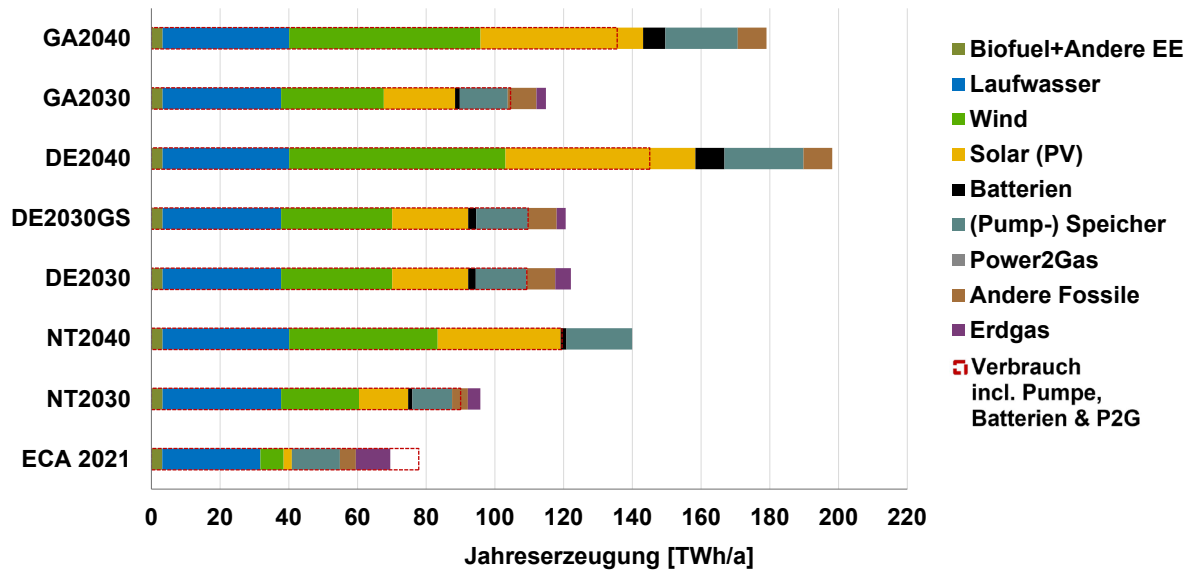


Abbildung viii: Jährliche Stromerzeugung in Österreich in den Szenarien des TYNDP 2022 (der österreichische Stromverbrauch ist rot strichliert dargestellt)

In Abbildung viii sind die Ergebnisse der Marktsimulationen des TYNDP 2022 mit der Zusammensetzung der jährlichen Stromerzeugung und des Verbrauches Österreichs für die unterschiedlichen Szenarien dargestellt. Auf Basis statistischer Auswertungen wurden drei repräsentative Wetterjahre ausgewählt, deren Wetterdaten (Temperatur, Sonneneinstrahlung, Windaufkommen usw.) für die Simulationen herangezogen werden. Die massive EE-Erzeugung zeigt sich – wenn auch in unterschiedlicher Ausprägung – in allen drei Szenariopfaden.

Tabelle ii: Installierte Kapazitäten je Technologie und Szenario

SZENARIO	Fossile Kraftwerke		Gas	Steinkohle	Andere Fossile	Erneuerbare Kraftwerke		Wind	PV	Andere Erneuerbare	Laufwasserkraft	Pumpspeicherkraftwerke Turbine	Pumpspeicherkraftwerke Pumpe	Batterien	Power to Gas	Summe Installierte Kraftwerkskapazität AT	Last Minimalwerte	Last Maximalwerte	Last Durchschnittswerte	Szenienmethode Extern; Top Down - TD; Bottom Up - BU
	MW	%				MW	MW													
ECA 2021	5.686	21%	4.609	-	1.077	21.370	79%	3.422	2.635	566	5.837	8.910	4.416	-	-	27.056	4.325	10.243	7.124	Extern
RZ 2021	5.686	24%	4.609	-	1.077	18.347	76%	3.422	2.635	566	5.837	5.887	2.807	-	-	24.033	4.325	10.243	7.124	Extern
NT2030	4.250	10%	3.129	-	1.121	36.265	84%	9.000	12.000	586	6.097	8.582	5.306	2.469	1.000	42.983	5.721	14.543	9.426	BU
NT 2040	-	0%	-	-	-	63.298	96%	16.000	30.000	586	6.490	10.222	6.006	2.469	5.300	65.767	6.276	17.583	10.810	BU
DE 2030	4.250	8%	3.129	-	1.121	44.937	84%	11.096	18.576	586	6.097	8.582	5.306	4.290	1.468	53.476	6.819	16.064	11.036	TD
DE 2040	2.133	2%	-	-	2.133	85.271	88%	21.590	46.383	586	6.490	10.222	6.006	8.998	2.091	96.401	7.631	17.672	12.069	TD
GA 2030	4.250	8%	3.129	-	1.121	42.905	85%	10.271	17.369	586	6.097	8.582	5.306	3.063	1.437	50.217	6.642	15.619	10.738	TD
GA 2040	957	1%	-	-	957	76.073	90%	19.114	39.661	586	6.490	10.222	6.006	7.068	1.621	84.098	7.554	7.777	7.638	TD

Die Werte der Last beziehen sich auf die drei repräsentativen Wetterjahre 1995, 2008 und 2009.

Verbrauchs-/Lastentwicklung

Auf Basis des durchschnittlichen Verbrauchs, der Spitzenlast, der angenommenen Anzahl an Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen sowie dem Verbrauch des Industriesektors wurde mit Hilfe eines Tools für die unterschiedlichen Szenarien des TYNDP für jedes Land eine Lastgangkurve ermittelt. Die Annahmen der ermittelten Jahresverbräuche finden sich in der nachfolgenden Tabelle iii bezogen auf die drei hinterlegten Wetterjahre 1995, 2008 & 2009. Zusätzlich sind im TYNDP 2022 Elemente für „Demand Side Respose“ (DSR) in Österreich hinterlegt. Diese verringern bei hohen Strompreisen die Grundlast. In den Szenarien NT2030, DE2030(GS) und GA2030 wird ab einem Preis von 500 €/MWh in der gegebenen Stunde die vorgesehene Grundlast um bis zu 500 MW reduziert. Im Szenario NT2040, DE2040 und GA2040 wird ab einem Preis von 100 €/MWh um bis zu 2.000 MW reduziert. Die Hintergrunddaten der Lastzeitreihen für die Szenarien DE2030(GS), DE2040, GA2030 und GA2040 wurden im Laufe des Jahres 2022 im Rahmen des TYNDP 2022-Prozesses veröffentlicht.

Szenario	TYNDP 2022 NT2030	TYNDP 2022 NT2040	TYNDP 2022 DE2030	TYNDP 2022 DE2040	TYNDP 2022 GA2030	TYNDP 2022 GA2040
Minimaler Verbrauch in TWh	82,0	94,0	96,4	105,4	93,8	103,4
Maximaler Verbrauch in TWh	82,6	94,7	96,4	105,4	93,8	103,5
Durchschnittlicher Verbrauch in TWh	82,3	94,4	96,4	105,4	93,8	103,4

Tabelle iii: Ermittelter Verbrauch in Österreich im TYNDP 2022

V.1 Der Stakeholder-Beteiligungsprozess des TYNDP 2022

Im TYNDP 2022 wurden alle Stakeholder von Beginn an umfangreich involviert. Die Diversität der Stakeholder ist dabei besonders hervorzuheben, welche Gas- und Elektrizitätsindustrie, Konsumenten, Umwelt NGOs, Regulatoren, EU-Mitgliedsstaaten, die europäische Kommission und weitere Gesellschaften umfasst. Der Beteiligungsprozess startete im Juli 2020 und endete mit Ende 2021. Dabei wurde besonders darauf geachtet, dass die drei in den TYNDP aufgenommenen Szenarien vollkommen für Dritte nachvollziehbar sind, die Interessen der europäischen Bürger vertreten und die Erfahrungen der verschiedenen Stakeholder miteinbezogen werden. Somit wurde beim TYNDP 2022 noch mehr als in den vergangenen Jahren auf die Forderungen externer Interessensvertreter eingegangen.

Sowohl für die Storyline als auch für die Entwürfe der Szenarien wurde mit Stakeholdern Rücksprache gehalten. Im Zuge von Workshops mit zwischen 60 und 180 Teilnehmenden wurden über 90 Fragen und Anmerkungen eingeholt, auf welche im Laufe des Konsultationsverfahrens eingegangen wurde. Für die größtmögliche Transparenz wurden auch Protokolle von bilateralen Gesprächen veröffentlicht. Außerdem wurden mehr Schlüsseldaten zu verschiedensten für die Szenarien relevanten Entwicklungen zur Verfügung gestellt bzw. veröffentlicht.

Neben generellen Anmerkungen zur Arbeitsweise beim Aufbau der Szenarien wurden auch Verbesserungsvorschläge zu konkreten Annahmen geäußert. Dabei wurde unter anderem angemerkt, dass von einer höheren Elektrifizierungsrate von Fahrzeugen, einem höheren Anteil von Batteriespeicher und Speicher in Elektrofahrzeugen (als ursprünglich angenommen wurde) ausgegangen werden soll. Weitere Hinweise betrafen geplante Windkraftleistungen teilweise auf Solarleistungen zu verschieben und die Energiespeicherung durch „Power to Methane“ (P2M) ebenfalls zu berücksichtigen. Die erhaltenen Änderungsvorschläge wurden mitsamt berücksichtigt und in die Szenarien eingearbeitet.

V.2 Identifikation und Bewertung der TYNDP-Projekte im TYNDP 2022

Wie in der EU-Verordnung 347/2013 vorgesehen, wurden alle TYNDP-Projekte einer Kosten-Nutzen-Analyse oder engl. Cost-Benefit-Analysis (CBA) unterzogen, wobei für die CBA die Methode einer Multi-Kriterien-Analyse herangezogen wurde (es können jedoch nicht alle ermittelten Indikatoren monetisiert werden). Nach einem umfangreichen Konsultations- und Beteiligungsprozess wurde die Methodik und die Beschreibung der Indikatoren von der Europäischen Kommission genehmigt und auf die TYNDP 2022 Projekte angewandt. Alle österreichischen Projekte weisen insgesamt einen wesentlichen und positiven sozioökonomischen Nutzen auf (SEW: socio economic welfare). Die Investitionskosten der Projektcluster werden – je nach Szenario – in wenigen Jahren kompensiert und amortisiert. Aufgrund der vergleichsweise langen Lebensdauer der Netzprojekte ergibt sich daher ein erheblicher monetarisierbarer positiver sozioökonomischer Effekt (SEW) durch den Ausbau des Übertragungsnetzes.

Im Zuge des TYNDP 2022 wurden, vor der Bewertung der einzelnen Projekte mittels Kosten-Nutzen-Analysen in der Phase „Identification of System Needs (IoSN)“, umfangreiche Untersuchungen durchgeführt, um den Bedarf an Kapazitätserhöhungen an nationalen bzw. Zonen-Grenzen zu analysieren. Ziel war dabei Projekte zu identifizieren, die insbesondere eine positive Bilanz aus Kosten und Nutzen sowie damit entsprechende Wohlfahrtsgewinnen (SEW) aufweisen. Weiters wurden auch zwei Extremfälle betrachtet, wo zum einen nach 2025 keine Investitionen mehr für das Übertragungsnetz getätigt werden und zum anderen ein hypothetisches Übertragungsnetz, welches alle Leitungsprojekte aus dem TYNDP 2022-Portfolio miteinbezieht, die bis zu den betrachteten Zeithorizonten 2030/2040 in Betrieb gehen.

Die großen Leitungsprojekte der Netzentwicklungspläne sind auch im TYNDP 2022 enthalten. Aufgrund der unterschiedlichen Planungsstände und Zeithorizonte im TYNDP 2022 (Planungsstand Mitte 2021, Zeithorizont bis 2050) und NEP 2023 (Planungsstand Mitte 2023, Zeithorizont bis 2033) sowie des europäischen Planungsprozesses kann es zu bestimmten Abweichungen zwischen den Plänen kommen. Insbesondere sollen folgende derzeit bestehende Differenzen aus der IoSN erläutert werden:

- **TYNDP Projekt 325: Verstärkung Obersielach – Podlog (SI)**

Dieses Projekt wurde im Rahmen der IoSN-Phase im TYNDP 2018 erstmals für den Zeithorizont 2035-2040 identifiziert. Basierend darauf wurden auch weitere CBA-Analysen durchgeführt. Aufgrund der Langfristigkeit des Projekts liegt es jedoch außerhalb des NEP-Zeithorizonts bis 2033.

V.3 Key Findings des TYNDP 2022 und Projects of Common Interest (PCI)

Die Key Findings des TYNDP 2022 sind in Abbildung ix abgebildet. Diese beinhalten insgesamt 164 Projekte, wobei im Netzausbau 141 Projekte mit insgesamt 285 Investitionen und einer Gesamtlänge von über 43.000 km im System der ENTSO-E ermittelt wurden. Die Daten und die Projekte können auch auf der Homepage des TYNDP (<http://tyndp.entsoe.eu/>) nachgelesen werden.



141 Leitungsprojekte + 91 GW

285	Investitionen	grenzüberschreitende Kuppelkapazitäten bis 2030
85	grenzüberschreitend	
56	intern	
52	offshore	

23 Speicher

12	Pumpspeicher	+ 43.000 km
6	Druckluftspeicher	
2	Elektrochemische Speicher	

+ 1,6 Mio. Arbeitsplätze

+ 100 Mrd. € Bruttoinlandsprodukt

87,5 Mio. t CO₂-Einsparung^(*)

16,2 Mrd. € SEW pro Jahr^(*)

^(*) Angaben für die Summe der Einzelprojekte im Szenario NT2030

Abbildung ix: Key findings des TYNDP 2022

Während die nationalen Netzentwicklungspläne in der Regel die Netzprojekte der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber abbilden, sind im TYNDP alle relevanten Projekte in Europa zusammengefasst und in den „Regional Plans“ detailliert beschrieben. Aus den „Regional Plans“ wird der TYNDP aufgebaut, der wiederum die Voraussetzung für die Nominierung als PCI-Projekt darstellt (siehe Abbildung x).

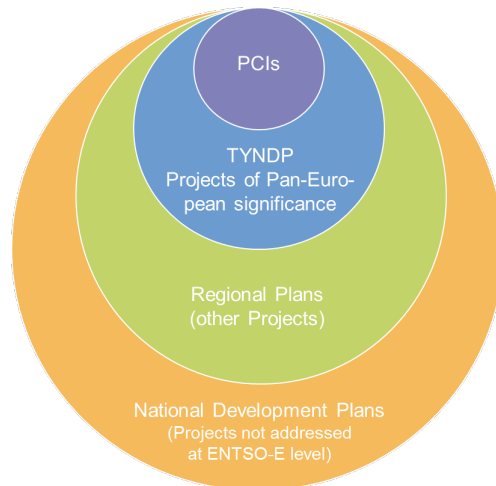


Abbildung x: Zusammenhänge NEP – Regional Plans (TYNDP) – TYNDP – PCI

PCI- bzw. Projekte „gemeinsamen Interesses“ sind jene Vorhaben, die als besonders wichtig erachtet werden, um die Klima- und Energieziele in Europa zu erreichen sowie die Versorgungssicherheit und Marktentwicklungen zu gewährleisten. Die PCI-Liste wird von der Europäischen Kommission alle zwei Jahre veröffentlicht.

Die sechste PCI-Liste der „Projects of Common Interest“ ist derzeit in Ausarbeitung und wird voraussichtlich im Herbst 2023 veröffentlicht. Dabei wurden von APG die Projekte der fünften PCI-Liste und zusätzlich die Projekte Pleinting – St. Peter und Lienz – Staatsgrenze IT (Soverzene; vgl. NEP-Projekt 19-3) eingereicht.

Folgende APG-Projekte sind aufgrund der hohen regionalen Bedeutung für das europäische Stromsystem als „Projects of Common Interest“ in der 5^h PCI-Liste (2021) genannt:

- 3.1.2. 380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter – NK Tauern; NEP-Projekt 11-10
- 3.1.1. 380-kV-Leitung St. Peter – Staatsgrenze DE (Ottenhofen/Isar); NEP-Projekt 11-7
- 3.1.4. 220-kV-Leitung Westtirol – Zell am Ziller (Netzraum Tirol); NEP-Projekt 14-3
- 3.28 380-kV-Leitung Lienz – Obersielach (Netzraum Kärnten); NEP-Projekt 11-14

Neben den APG-Projekten findet sich in der 5th PCI-Liste auch das Kraftwerksprojekt:

- 2.18. Ausbau Pumpspeicherkraftwerk Kاونertal (Tirol/TIWAG)

Nähere Informationen zu den PCI-Projekten finden sich auf der Homepage der Europäischen Kommission (https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/projects-common-interest_en), im TYNDP 2022 der ENTSO-E, sowie auf der Homepage von APG (<https://www.apg.at/stromnetz/netzausbau/pci-projekte/>).

VI. Österreichischer Netzinfrasturkturplan (ÖNIP)

Gemäß § 94 des österreichischen Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG) hat das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zur Verwirklichung der Zieldimensionen der Energieunion einen integrierten Netzinfrasturkturplan zu erstellen, der einer strategischen Umweltprüfung zu unterziehen ist.

„Der integrierte Netzinfrasturkturplan (kurz: (Ö)NIP) 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 des gesetzlichen Auftrags – 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. Seine zusammenschauende Betrachtung trägt dazu bei, dass bei der Planung, Errichtung und dem Betrieb von Infrastruktur die spezifischen Wechselwirkungen erkannt und Synergien zwischen Energieträgern, Erzeugungs- und Verbrauchssektoren bereits in der Planungsphase von Energieinfrastrukturen genutzt werden, beispielsweise bei der Netzeinbindung von Elektrolyseprojekten.“ (ÖNIP Konsultationsversion vom 07.07.2023)

Bei der Erstellung des ÖNIP sind gemäß § 94 EAG die Netzentwicklungspläne im Strom- und Gassektor zu berücksichtigen bzw. ist die Kohärenz zwischen den Plänen sicherzustellen. Der ÖNIP soll den Abgleich mit weiteren Analysen der Energieinfrastrukturerefordernisse und über die Sektoren sicherstellen und wird insbesondere im Elektrizitätsbereich Maßnahmen zum Ausbau der Übertragungsnetzinfrasturktur umfassen (vgl. § 94 Abs. 3 letzter Satz EAG).

In den Ausführungen des ÖNIP werden die Annahmen zu den energiewirtschaftlichen Entwicklungen dargestellt. Basis für diese Annahmen stellt das Transition Szenario des Umweltbundesamts dar. 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 Steigung von rund +76% des Strombedarfs im Jahr 2040 zum Vergleichsjahr 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.

Im TYNDP 2022 (vgl. Kapitel V) wurde je nach Szenario und Wetterjahr ein Strombedarf von 82 – 96 TWh für 2030 bzw. 94 – 105 TWh für 2040 angenommen. Aus der Simulation des TYNDP 2022 ergibt sich dabei noch ein zusätzlicher Strombedarf von bis zu 14 TWh (DE 2040) für die Erzeugung von grünem Wasserstoff. Der Stromverbrauch der Speicher ist hier ebenfalls nicht mit einbezogen. Allgemein sei darauf hingewiesen, dass die Szenarien des TYNDP 2022 noch keine Klimaneutralität Österreichs bis 2040 berücksichtigen, da diese zum Zeitpunkt der Erstellung der Szenarien in 2020 noch nicht in der neuen Zielsetzung der österreichischen Bundesregierung gesetzlich verankert war.

Bezüglich der Entwicklung im Bereich der Erneuerbaren Energieträger wird im Transition-Szenario ein Zubau auf 21 GW Photovoltaik und 8,4 GW Windkraft bis 2030 und 41 GW Photovoltaik sowie 11,6 GW Windkraft bis 2040 angegeben (bei den Planungen im TYNDP 2022 wurden für 2030 die Zielzahlen gemäß EAG mit 9 GW Windenergie und 12 GW Photovoltaik angenommen).

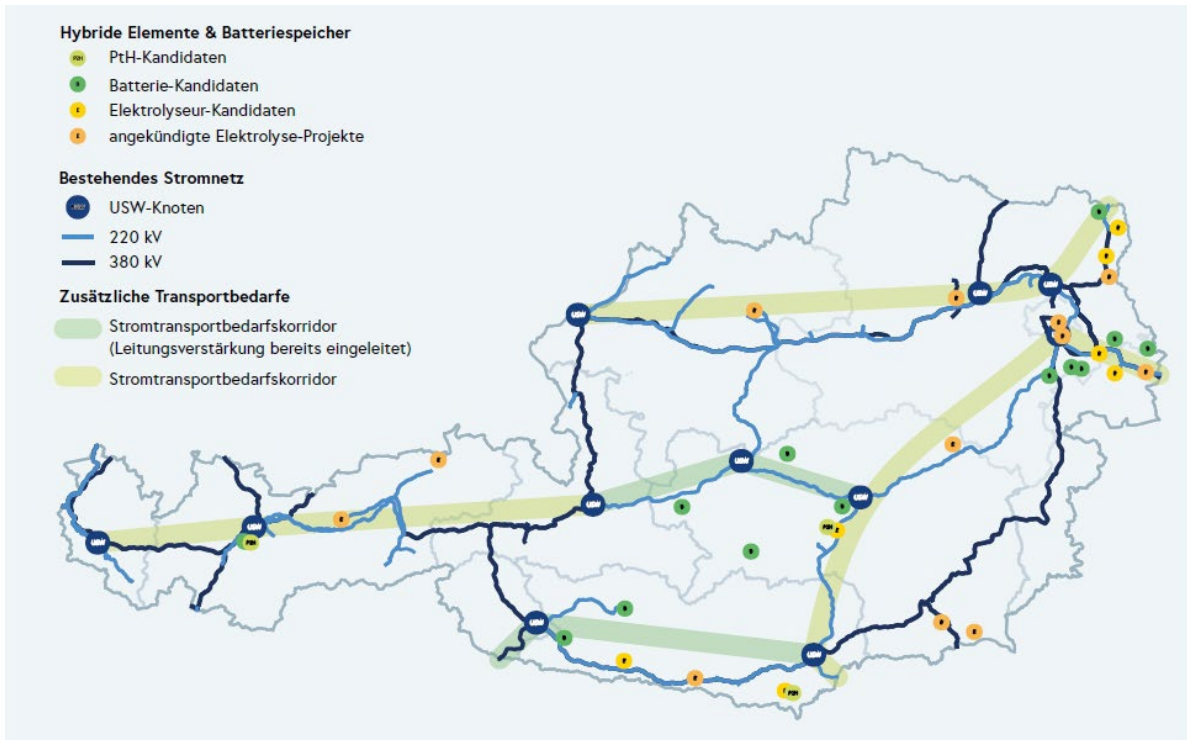


Abbildung xi: Stromtransport-Bedarfskorridore gemäß ÖNIP Abbildung 78 (Konsultationsversion vom 7.7.2023), vorrangiger Bedarf insbesondere in Ost- und West-Richtung

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. **Die höheren (!) Zielvorgaben an Erneuerbaren Einspeisern im ÖNIP verdeutlichen – insbesondere in Kombination mit den im ÖNIP ausgewiesenen Stromtransport-Bedarfskorridoren (siehe Abbildung xi) – die dringende Notwendigkeit des weiteren Netzausbaus für ein leistungsfähiges Übertragungsnetz für Österreich.** Dies insbesondere auch in der kombinierten und sektorübergreifenden Planungsmethodik des ÖNIP, d.h. inklusive der Berücksichtigung des Sektor Gas und der anderen Sektoren. Damit die Ziele zur Energiewende und der Erreichung eines klimaneutralen Österreich ermöglicht werden, ist jedenfalls der gesetzliche Rahmen zu schaffen, um die im ÖNIP zu definierenden Maßnahmen zum Ausbau der Übertragungsnetzinfrastruktur zu beschleunigen.

Weiters ist der ÖNIP gemäß EAG § 95 einer Strategischen Umweltprüfung (kurz: SUP) zu unterziehen, um einen wirksamen Rahmen für die darauffolgenden Detailplanungsprozesse und UVP-Verfahren der einzelnen Netzausbau- bzw. Leitungsprojekte zu setzen. Insbesondere sind im zum ÖNIP zugehörigen Umweltbericht die Umweltmerkmale und -auswirkungen des Transportbedarfes und erforderlichen Netzausbaus in den entsprechenden Planungsräumen darzustellen.

Der ÖNIP befindet sich bis 1.9.2023 in der öffentlichen Konsultation, bzw. wurde der zum ÖNIP zugehörige Umweltbericht seitens BMK noch nicht veröffentlicht (Stand 1.8.2023).