

ENERGIE
NETZE
STEIERMARK

EUROPAS ENERGIEZUKUNFT

SICHER, LEISTBAR, SAUBER !?

Erfolgreiche Energiewende
braucht starke Netze

EnInnov2024
18. Symposium Energieinnovation

Agenda

1. Aktuelle Versorgungssituation Strom & Gas

2. Energie- und klimapolitische Rahmenbedingungen & Zielsetzungen

3. Lokale und regionale Herausforderungen

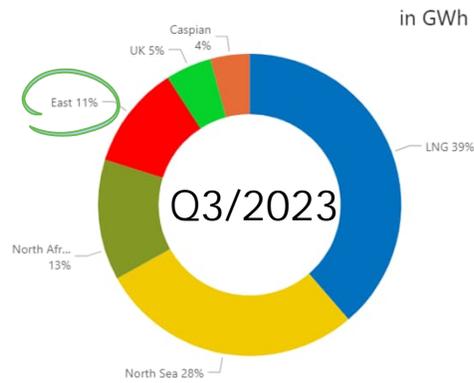
4. Rechtlicher Rahmen & Smarte Regulierung

5. Resümee & Ausblick

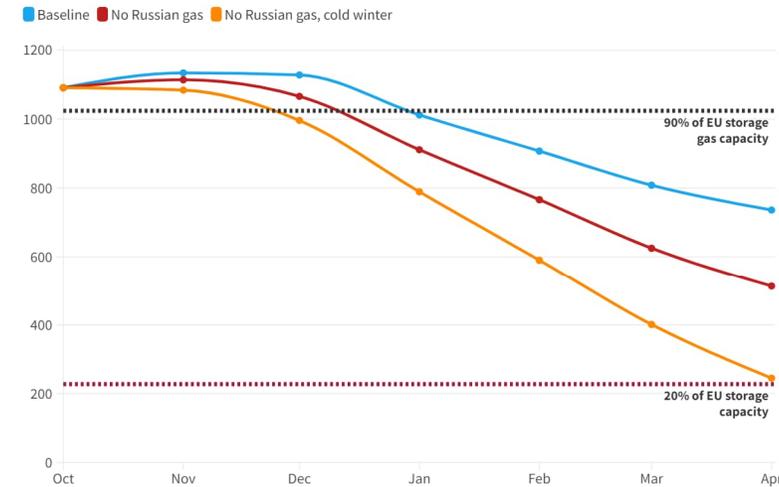
Gasversorgung - Aktuelles Lagebild

Speicherstände am 06.11.2023

Country	Gas in Storage TWh	Full %
Austria	97,34	99,69
Belgium	9,08	99,43
Bulgaria	5,75	97,66
Croatia	4,61	95,96
Czech Republic	44,49	99,16
Denmark	9,86	97,35
France	134,19	99,88
Germany	254,92	100,03
Hungary	68,78	98,16
Italy	195,08	99,05
Latvia	21,73	96,14
Netherlands	142,12	99,71
Poland	37,32	99,49
Portugal	3,83	107,27
Romania	34,87	102,97
Slovakia	36,46	98,88
Spain	34,21	100,36
Sweden	0,00	0,00
Ukraine	126,19	39,45
United Kingdom	9,81	99,47
Gesamt	1.270,64	



EU Gas Balance Outlook Winter 23/24



Monatlicher
Gasverbrauch im
Vorjahresvergleich
Gasverbrauch in Österreich
rückläufig

- 21,6 %

4,92 TWh → 3,86 TWh
September 2022 September 2023

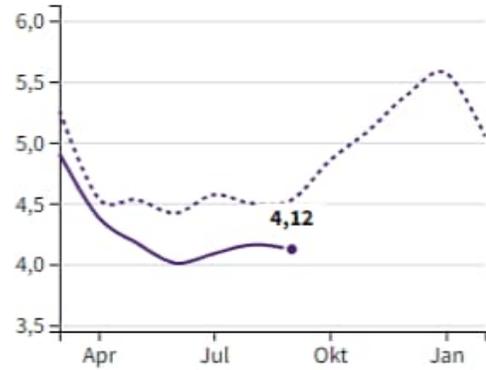
Quelle: energie.gv.at

- Speicherstände in Österreich und Europa auf überdurchschnittlich hohem Niveau – historischer Höchststand von 100 %
- EntsoG – Winter Supply Outlook sieht selbst bei einem kalten Winter keine Versorgungsrisiken in europäischer Gesamtversorgung. Im Referenzszenario sinkt die Russlandabhängigkeit aus Gesamteuropäischer Sicht Richtung Null
- Risiko eines Transportengpasses für die Einspeicherung bei vollständigem Ausfall der Importroute aus der Ukraine (brotherhood) im Wesentlichen nur für die Speicherbefüllung im nächsten Jahr

➔ Risiko einer Gasmangellage für den nächsten Winter dzt. nicht zu erwarten

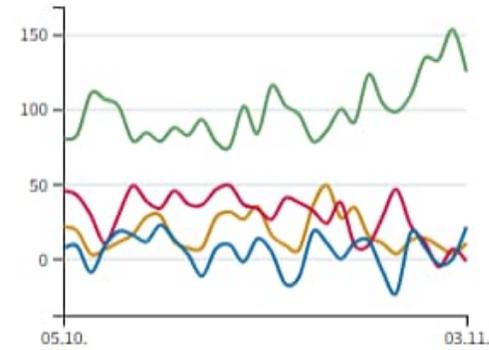
Stromversorgung - Aktuelles Lagebild

Stromverbrauch pro Monat im 5-Jahres-Vergleich (in TWh)



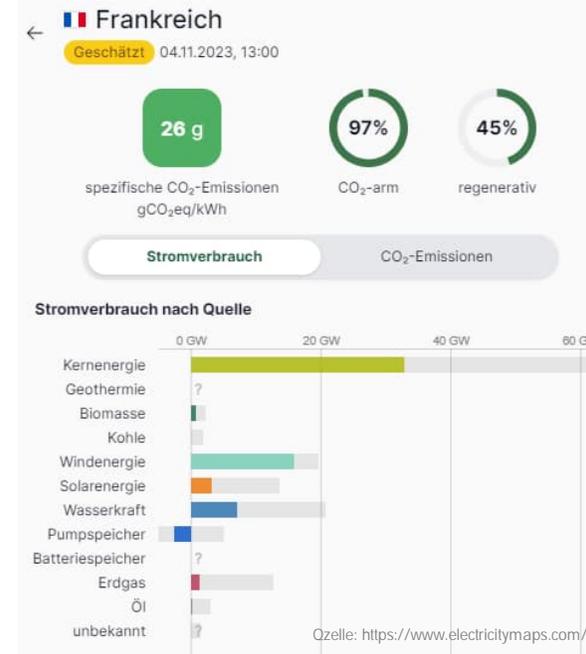
— Aktueller Verbrauch
... Verbrauch Mittelwert 2018-2022

Stromversorgung der vergangenen 30 Tage (in GWh pro Tag)



— Fossile Energie
— Erneuerbare Energie
— Nettoimporte
— Pumpspeicher

Quelle: energie.gv.at



Monatlicher Stromverbrauch im Vorjahresvergleich
Stromverbrauch in Österreich rückläufig

-7,3%

4,45 TWh → 4,12 TWh
September 2022 → September 2023

Quelle: energie.gv.at

- Weiterhin Entspannung bei Stromimportverfügbarkeit, Inlandsproduktion auf hohem Niveau durch gute Wasserführung und weiteren Rückgang der Last- und Verbrauchsentwicklung
- Erzeugungskapazität der franz. Atomkraftwerke bis zu 40 GW vgl. mit 25 GW im Vorjahr; FR als Stromexporteur dzt. gesichert
- Präventive Vorbereitungstätigkeiten mit Größtkunden und der ECA – Branchenvorschlag ECA übergeben
- Weiter massiv steigende Herausforderungen für einen stabilen Netzbetrieb durch die starke Zunahme der PV

→ Risiko einer Strommangellage für WHJ 2023/24 nicht gegeben

Agenda

1. Aktuelle Versorgungssituation Strom & Gas

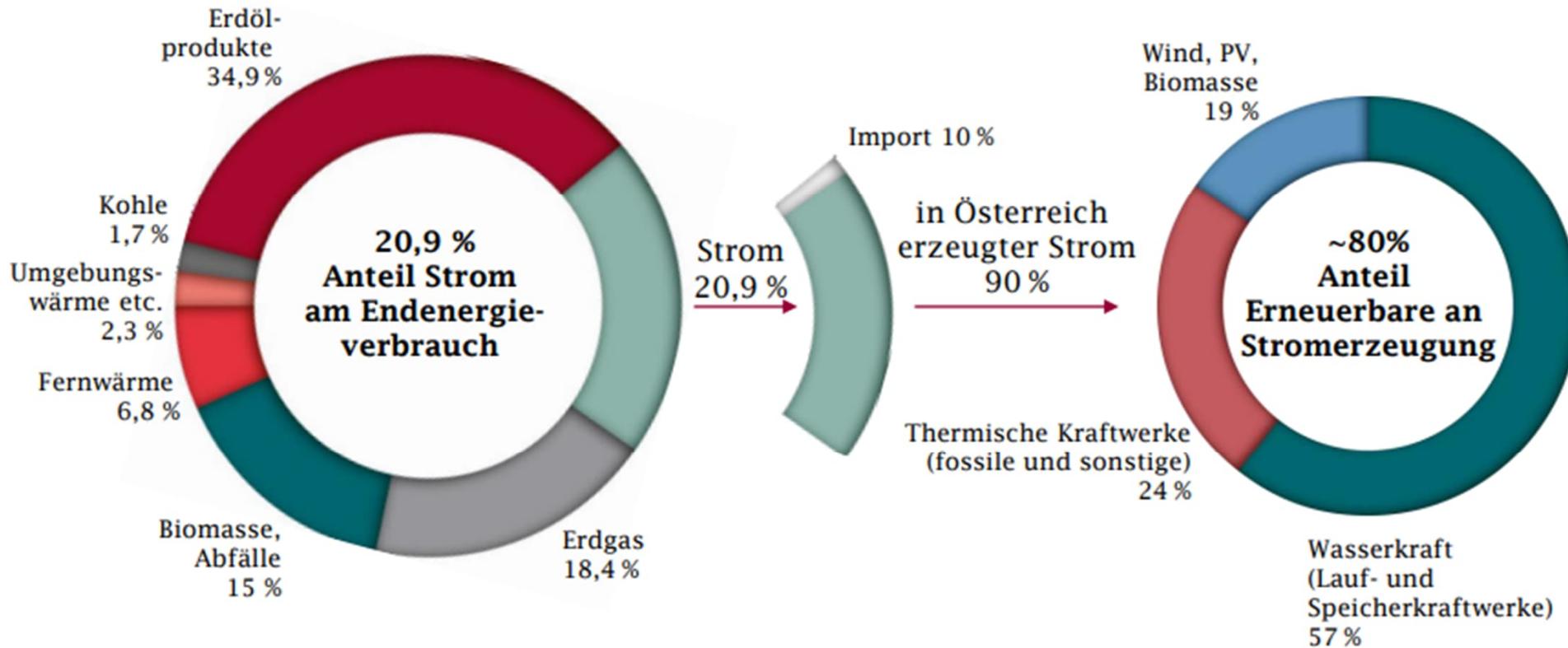
2. Energie- und klimapolitische Rahmenbedingungen & Zielsetzungen

3. Lokale und regionale Herausforderungen

4. Rechtlicher Rahmen & Smarte Regulierung

5. Resümee & Ausblick

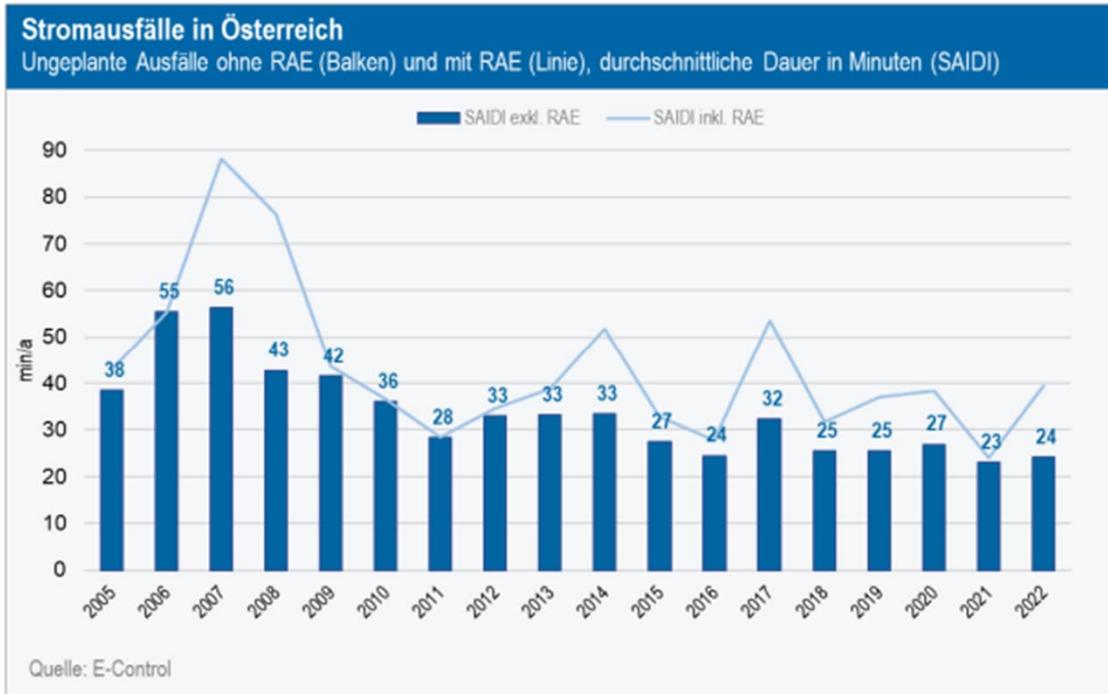
Energie- und Stromerzeugungsmix in Österreich 2021



Quelle: Statistik Austria (2021); Energiebilanz

Quelle: E-Control (2022), Datenstand 2021

Hohe Versorgungssicherheit in Österreich muss auch bei geänderten Rahmenbedingungen erhalten bleiben



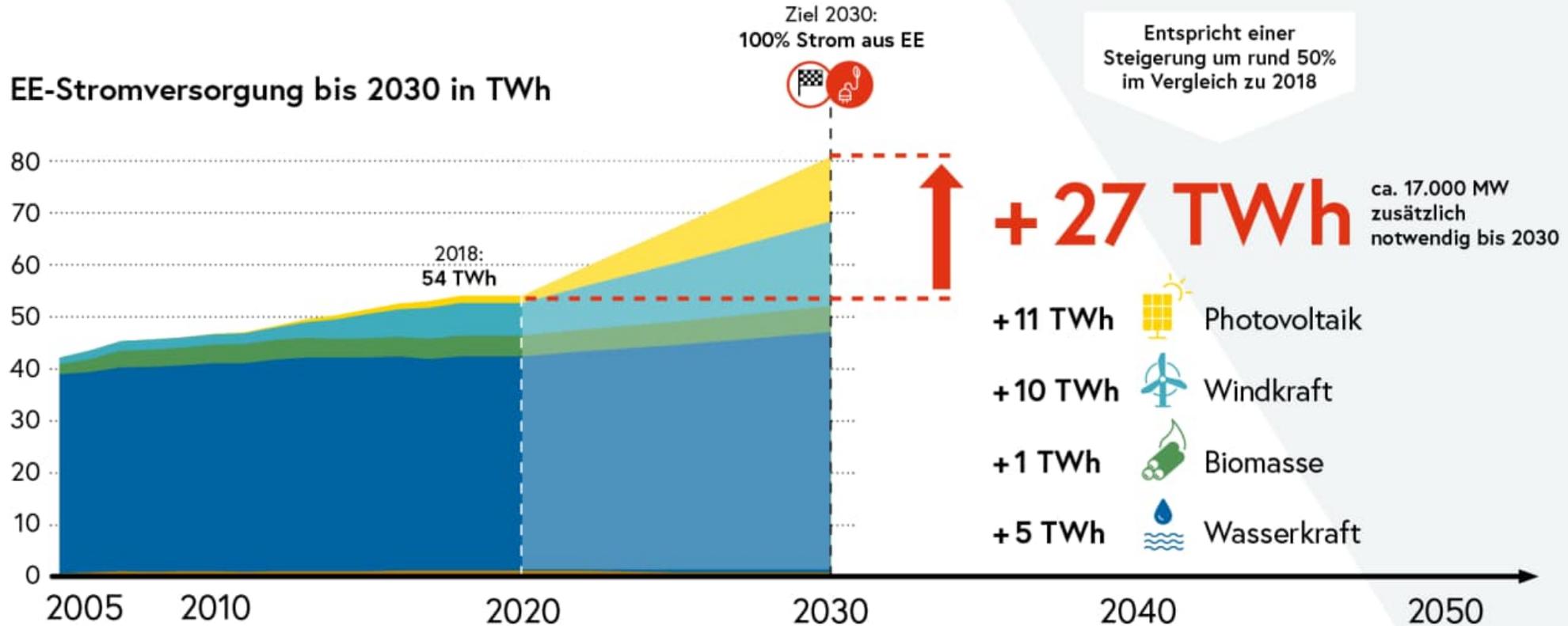
Jährliche ungeplante Nichtverfügbarkeit in Österreich und Europa

 **Bundesministerium**
Klimaschutz, Umwelt,
Energie, Mobilität,
Innovation und Technologie

bmk.gv.at

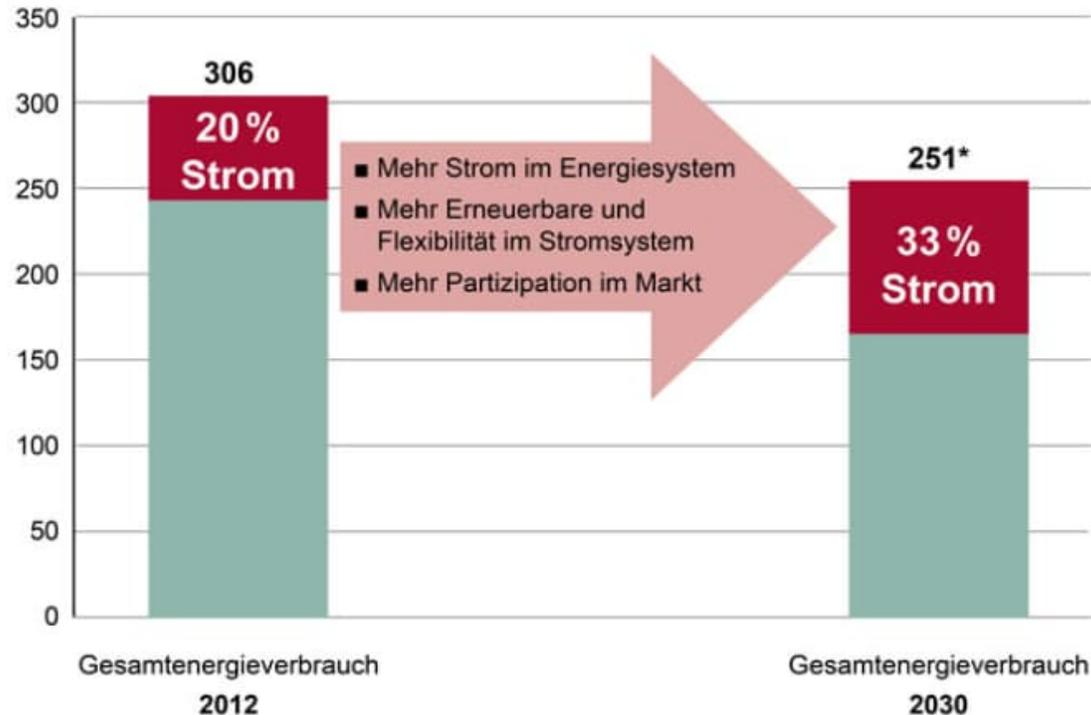
Steigerung um 50% notwendig für 100% Strom aus EE bis 2030

EE-Stromversorgung bis 2030 in TWh



Quelle: STATA Werte 2005-2018; Zielvorgaben 2020-2030

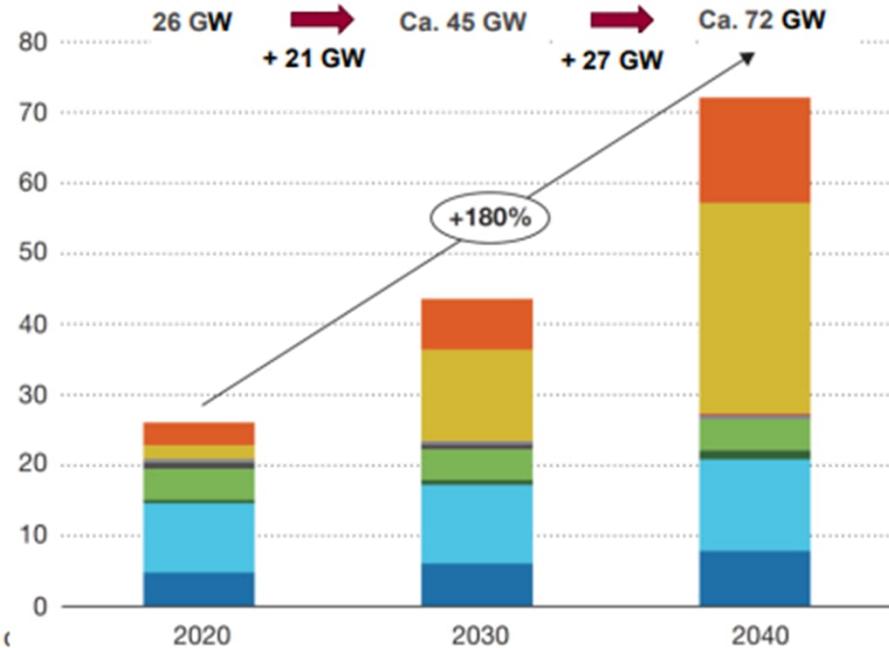
„All-electricity“ erhöht den Strombedarf und ändert seine Charakteristik



- Energie effizient einsetzen
- Ersatz fossiler Primärenergieträger durch Strom aus Erneuerbarer Energie
- Heizungssysteme werden dekarbonisiert
 - Wärmepumpe als Standardheizung
- Mobilität wird elektrisch
 - Elektrofahrzeuge die zuhause geladen werden verdoppeln in etwa den Energiebedarf pro Haushalt und Jahr
- Verbrauch und Erzeugung nicht immer zeitgleich
 - Volatilität nimmt zu
 - Leistungsspitzen erhöhen sich in beide Richtungen

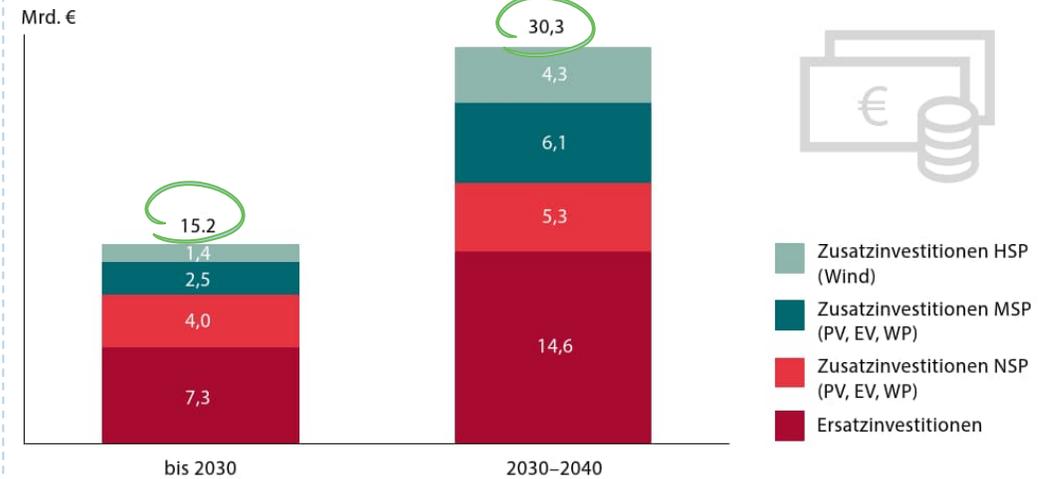
Installierte Leistung 2030 bzw. 2040 erfordert hohen Investitionsbedarf

Installierte Leistung in GW



- Verdoppelung der Stromnachfrage insb. durch die Elektrifizierung der Sektoren Industrie, Mobilität und Wärme
- Verdoppelung der Stromproduktion in Österreich und Verdreifachung der installierten Leistung
- Deutlicher Mehrbedarf an weiterer (intelligenter) Netzinfrastruktur, Speichern und kurz-/langfristigen Flexibilitäten

Die Dekarbonisierung erfordert hohe Investitionen in die Verteilnetze



Quelle: Oesterreichs Energie; Stromstrategie 2040; 2022

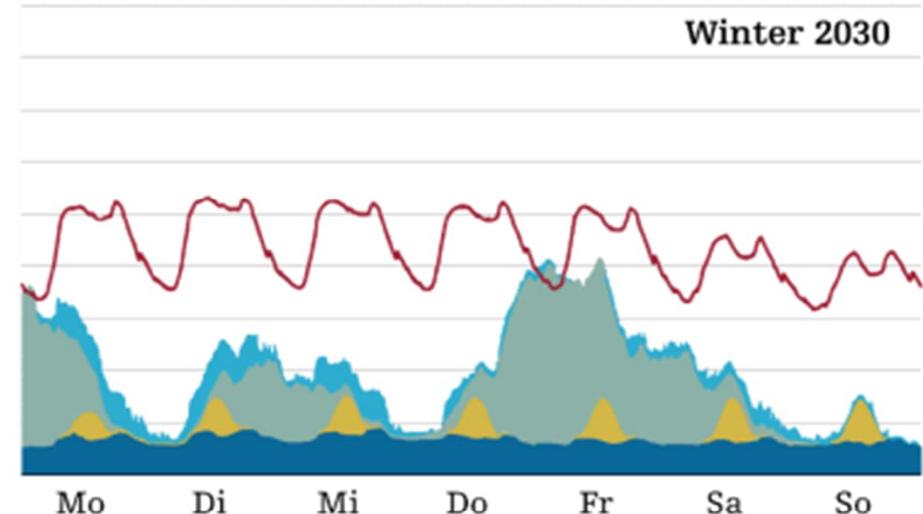
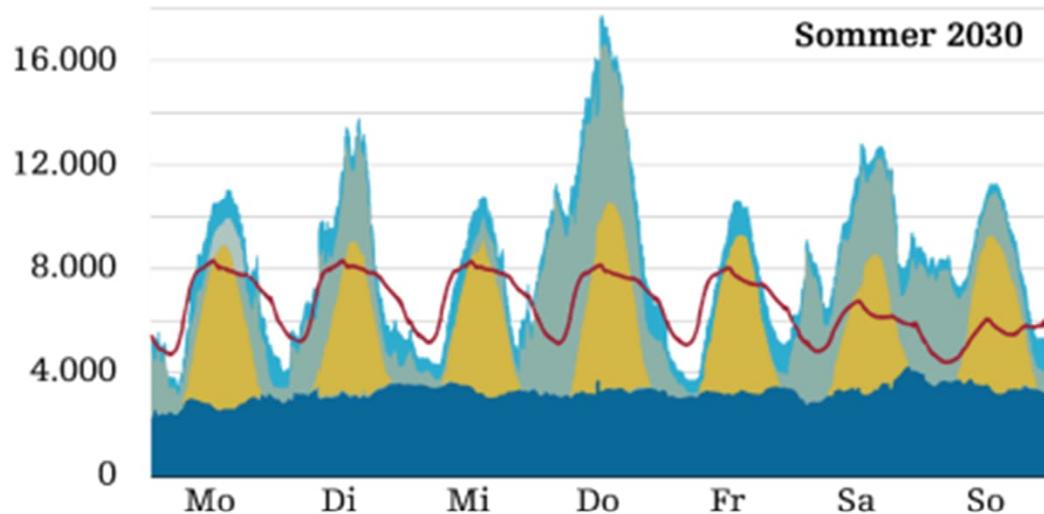
- Zeitgerechter und effizienter Ausbau zur Bewältigung der Anforderungen dringend notwendig.
- Zusätzlich erhebliche Investitionen ins Übertragungsnetz (4 Mrd.€) erforderlich

* frontier economics / AIT (2022): „Der volkswirtschaftliche Wert der Stromverteilnetze auf dem Weg zur Klimaneutralität in Österreich“

Wie kommt die Energie vom Sommer in den Winter?

Speicher, Flexibilität, Power2x, thermische Kraftwerke...

Angaben in MW



■ Laufkraftwerke ■ Photovoltaik ■ Windkraft ■ Speicherkraftwerke — Lastkurve

Quelle: APG

Agenda

1. Aktuelle Versorgungssituation Strom & Gas

2. Energie- und klimapolitische Rahmenbedingungen & Zielsetzungen

3. Lokale und regionale Herausforderungen

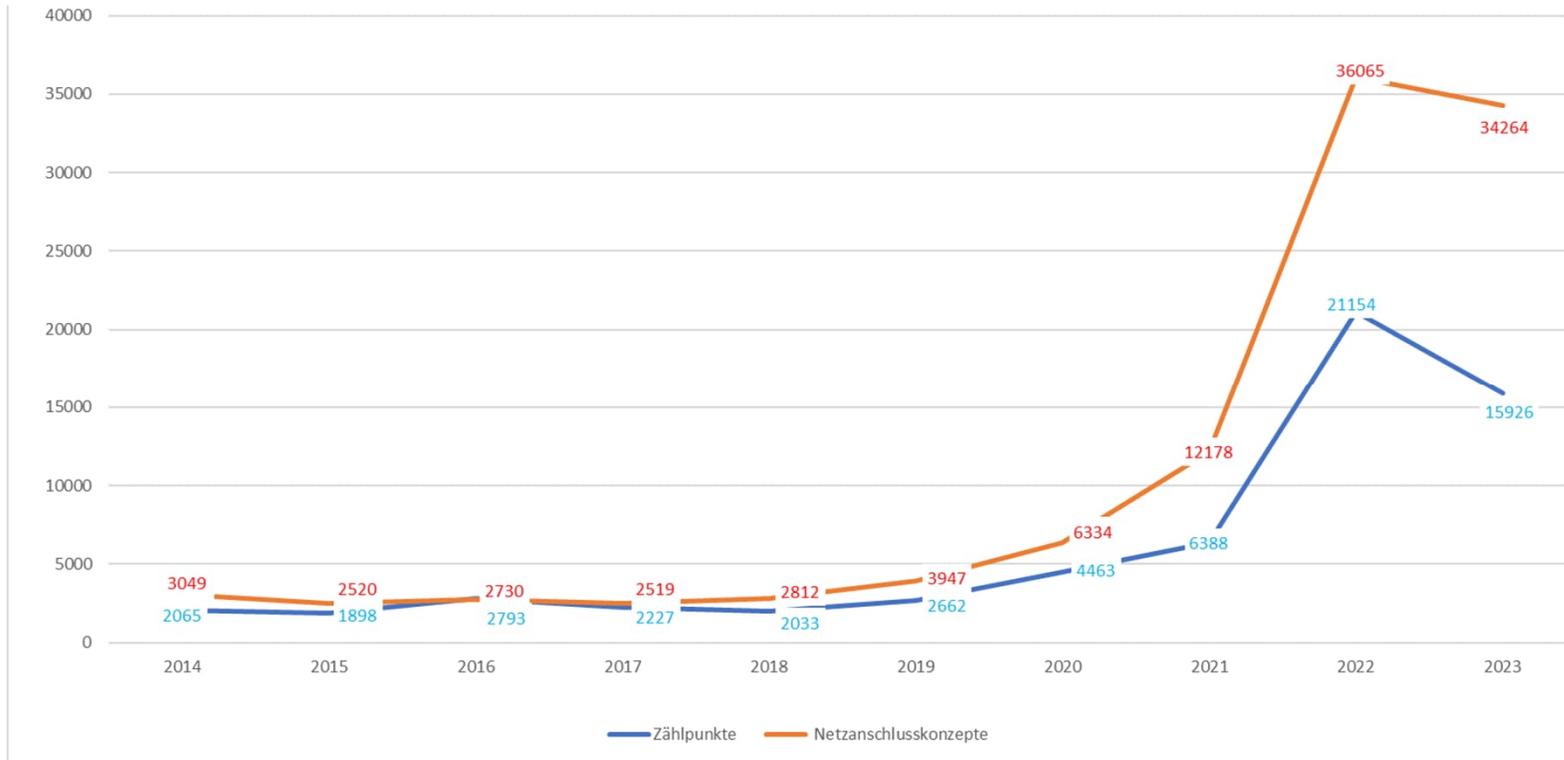
4. Rechtlicher Rahmen & Smarte Regulierung

5. Resümee & Ausblick

Zählpunktanfragen und Berechnungen

für PV-Anlagen bis 100-kWp

VERGEBENE ZÄHLPUNKTE UND DURCHGEFÜHRTE PRÜFUNGEN IM JAHRESVERGLEICH

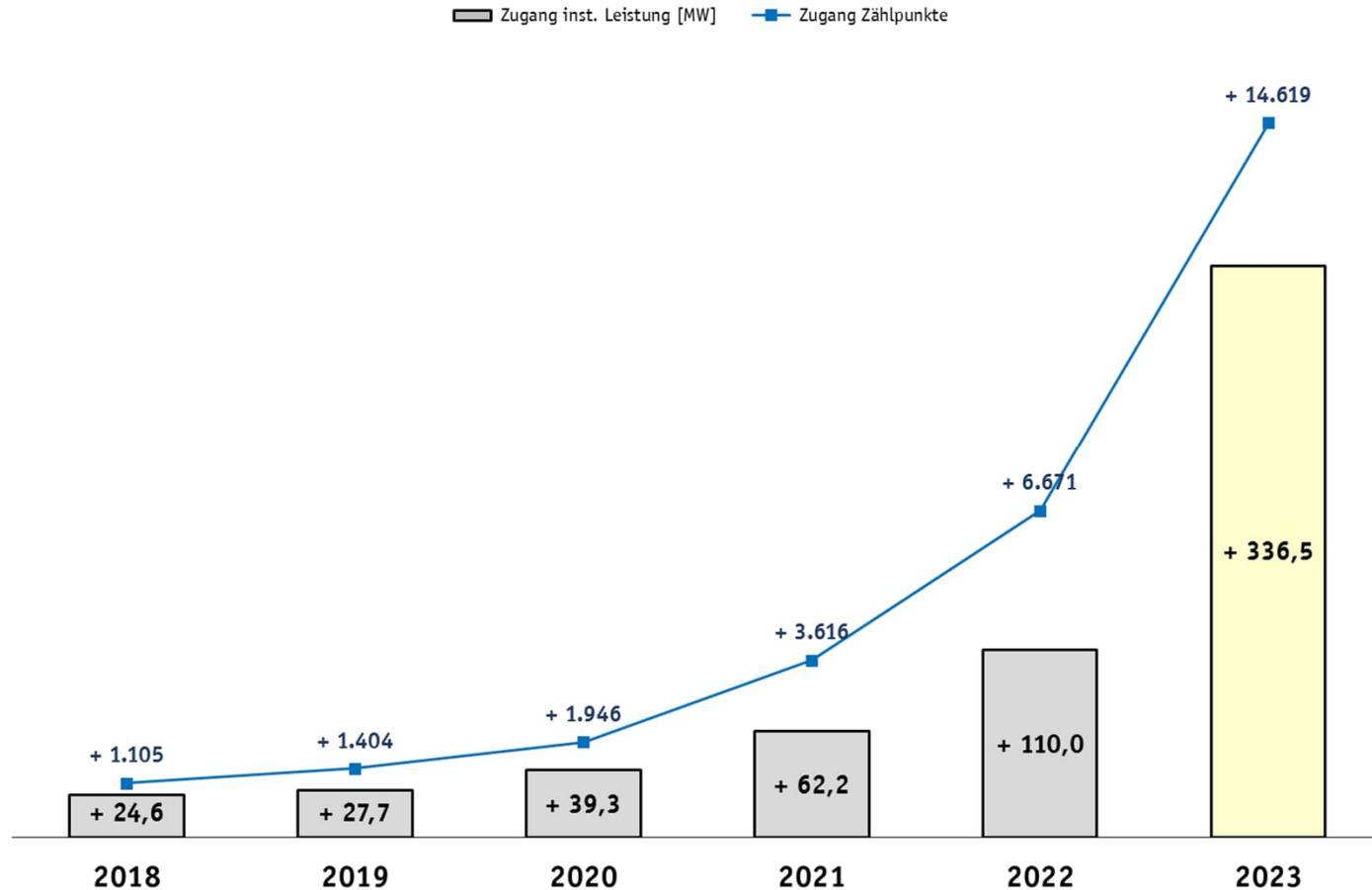


54 % der KundInnen erhalten eine Zusage für den bestehenden Anschlusspunkt

34% am Trafo
10% Netzneutral
2% im vorgelagerten Netz

PHOTOVOLTAIK - ENTWICKLUNG 2017 – 2023

JÄHRLICHER ZUGANG INSTALLIERTE LEISTUNG [MW], ZÄHLPUNKTE



Zusätzliche Engpassleistung

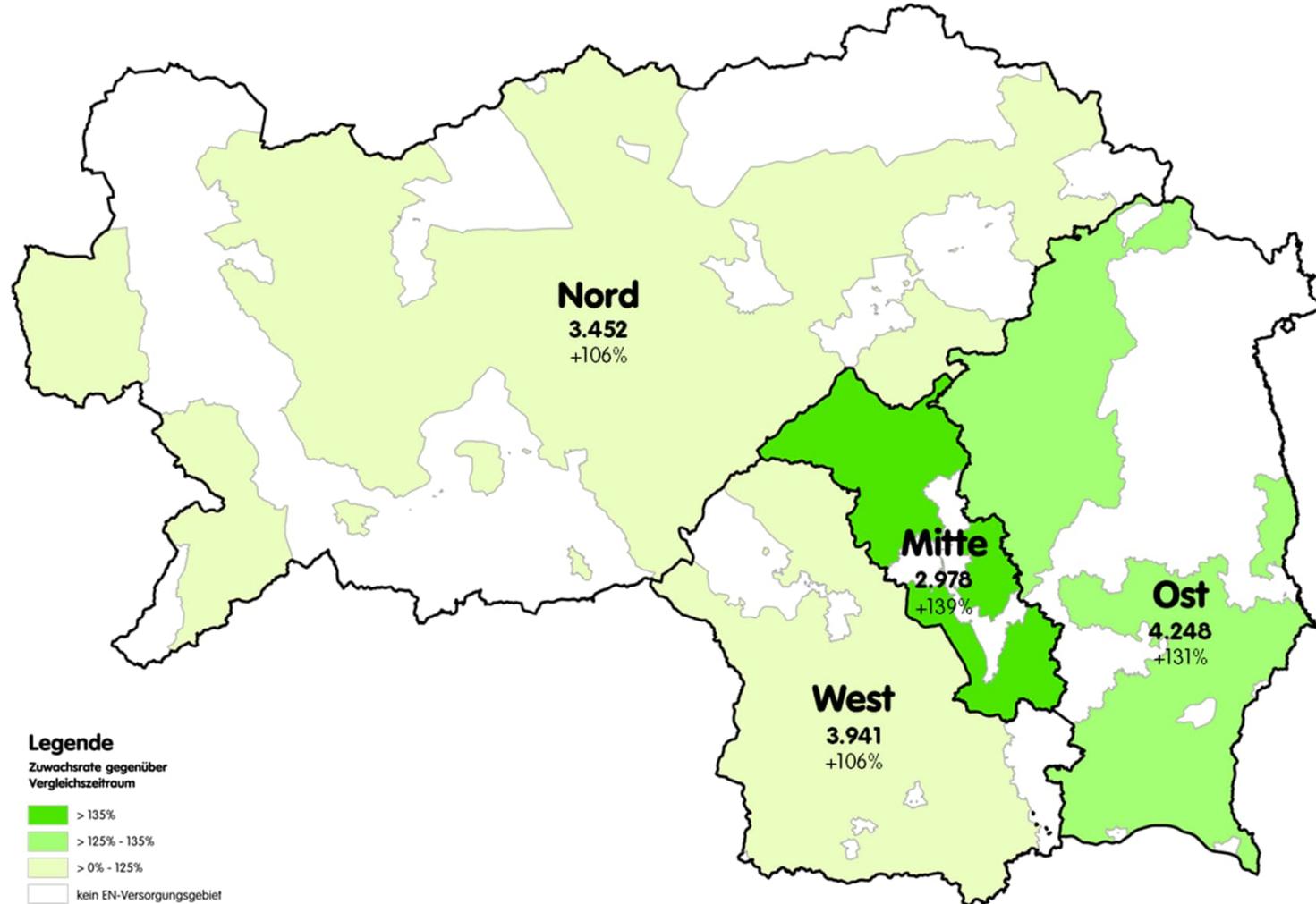
- + 39,3 MW / 2020
- + 62,2 MW / 2021
- + 110,0 MW / 2022
- + 336,5 MW / 2023

Zusätzliche Anzahl der Zählerpunkte

- + 1.946 im Jahr 2020
- + 3.616 im Jahr 2021
- + 6.671 im Jahr 2022
- + 14.619 im Jahr 2023

Photovoltaik: Zugang Zählpunkte 2023

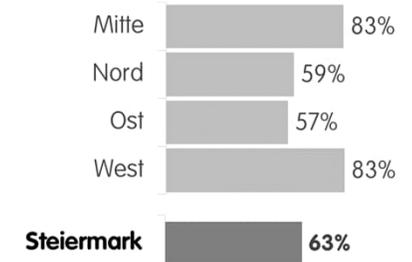
Vergleich Zuwachsrate Zeitraum Jän-Dez 2023 mit Jän-Dez 2022



EN-Netz

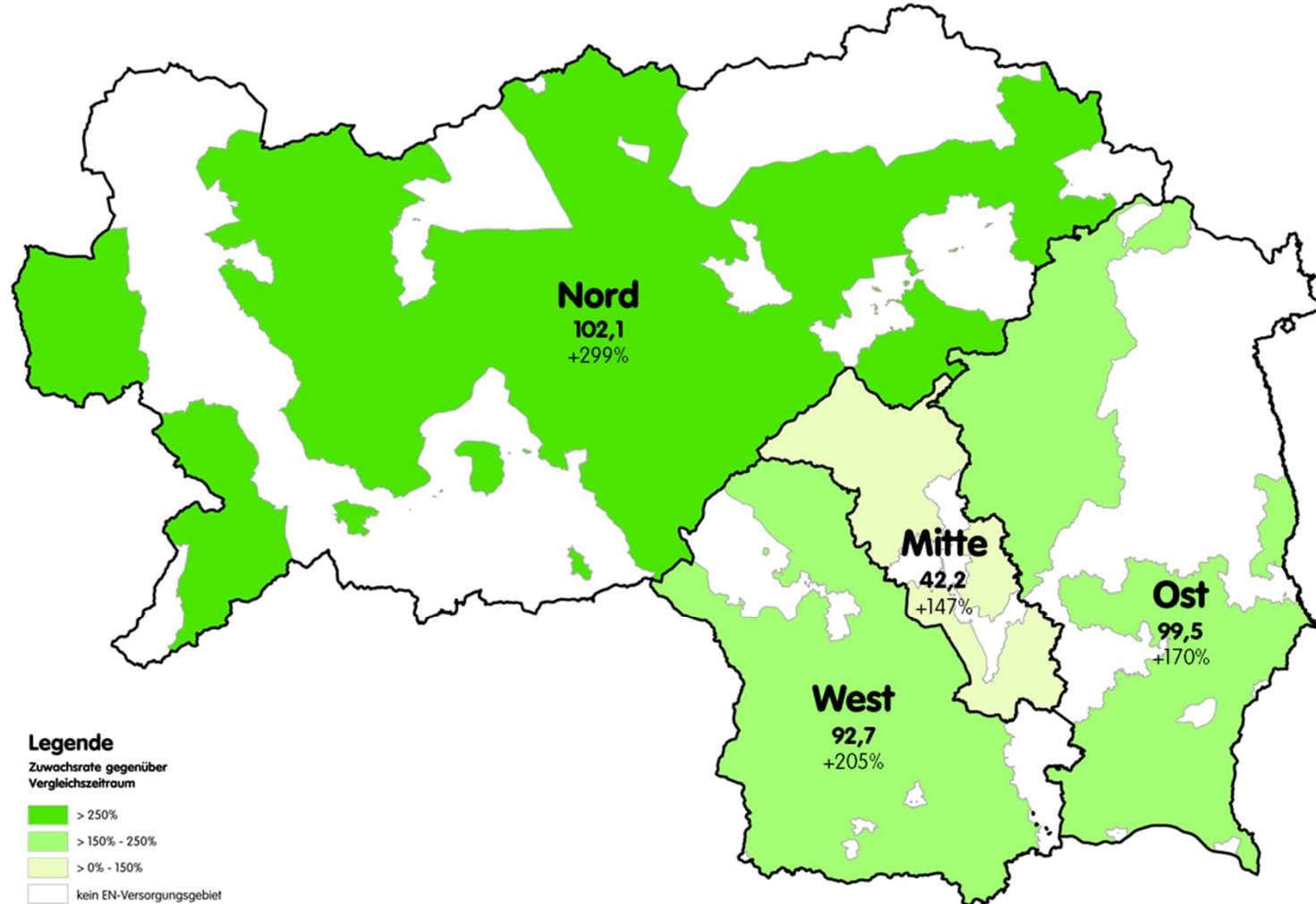
14.619	Zugang Zählpunkte Jän...Dez 2023
+119%	Zuwachsrate gegenüber Vergleichszeitraum

EN-Versorgungsflächenanteile:



Photovoltaik: Zugang installierte Leistung 2023 in MW

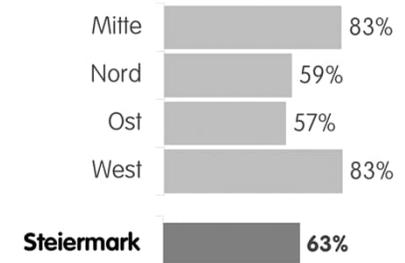
Vergleich Zuwachsrate Zeitraum Jän-Dez 2023 mit Jän-Dez 2022



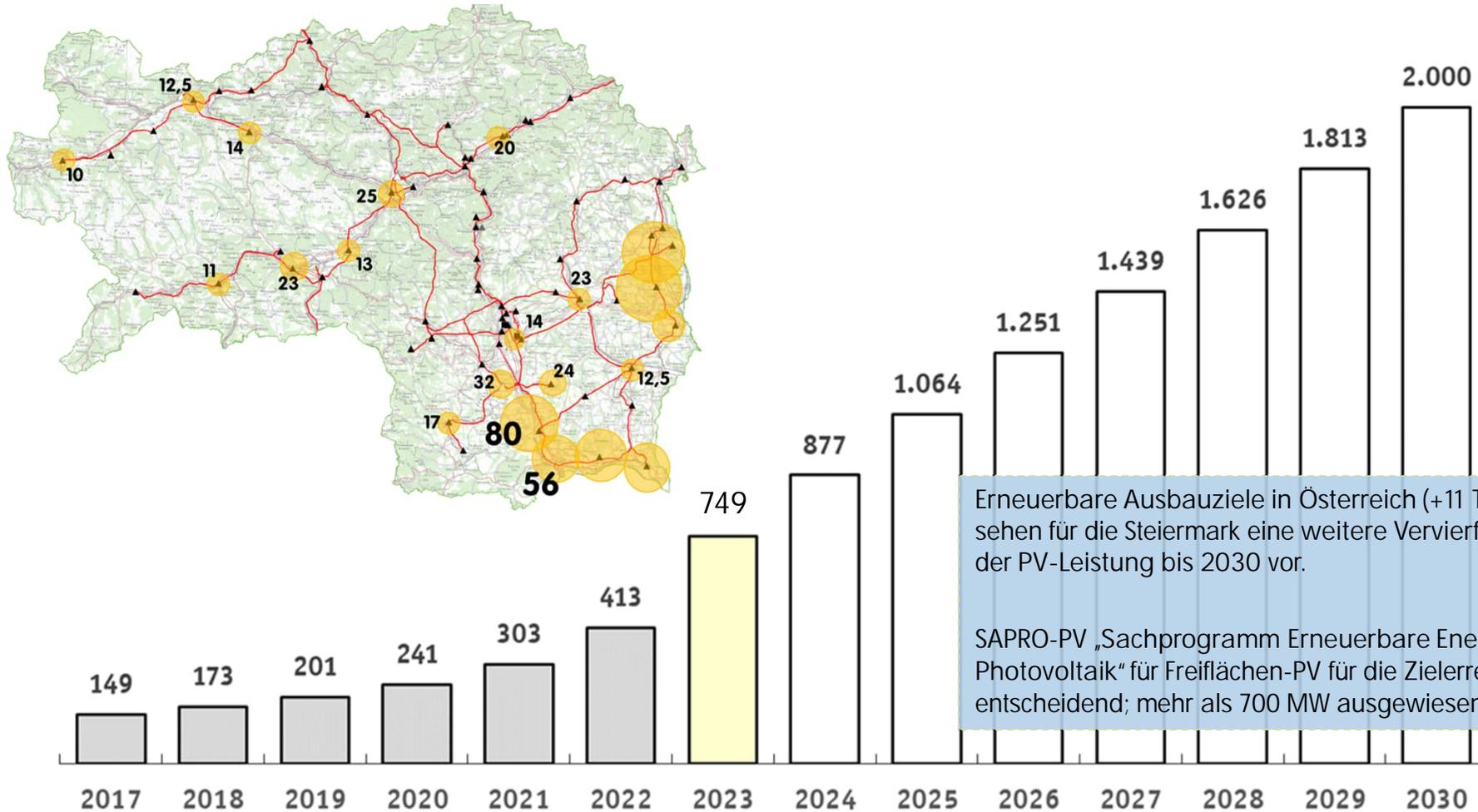
EN-Netz

336,5	Zugang inst. Leistung [MW] Jän...Dez 2023
+206%	Zuwachsrate gegenüber Vergleichszeitraum

EN-Versorgungsflächenanteile:



Prognose der Photovoltaik Leistung bis 2030



Erneuerbare Ausbauziele in Österreich (+11 TWh) sehen für die Steiermark eine weitere Vervielfachung der PV-Leistung bis 2030 vor.

SAPRO-PV „Sachprogramm Erneuerbare Energien / Photovoltaik“ für Freiflächen-PV für die Zielerreichung entscheidend; mehr als 700 MW ausgewiesen

Aktuelle Versorgungssituation Strom & Gas Netzlast 110-kV - Aktuelle Entwicklung

- Geringere Wasserführung und Erzeugung und PV sowie jahreszeitlich bedingte Last-Zunahme führen wieder zu deutlichem Bezug aus dem vorgelagerten Netz der APG
- Erzeugungslast aus der erneuerbaren Aufbringungsenergie < 400 MW bei einer Last von bis zu 1200 MW
- Redispatcheinsatz - GuD Mellach
- Netzlastprofil 110 KV stark von der PV-Produktion abhängig – fehlende Mittagseinsenkung an Schlechtwettertagen:

Montag, 23.10.2023

vs.

Dienstag, 24.10.2023

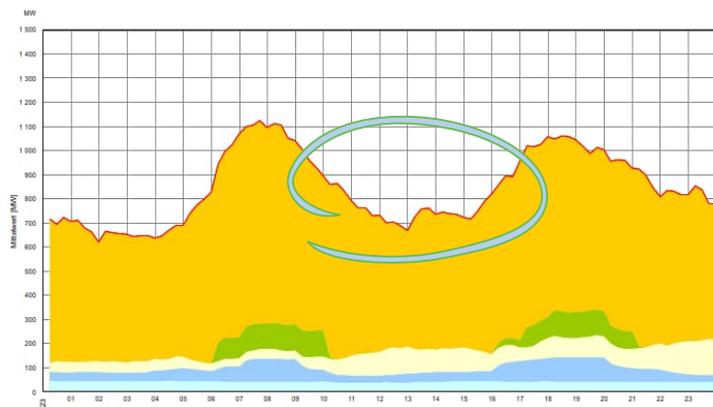
vs.

Sonntag, 13.08.2023

110-kV Lastgang
Tagesbetriebsbericht 23.10.2023



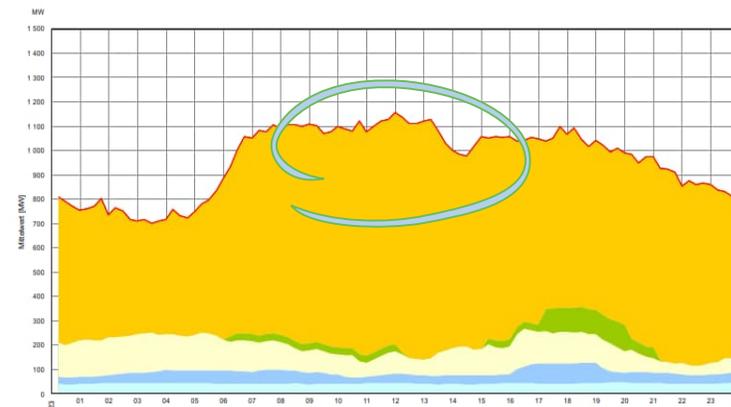
Max. Netzlast: 1122,376 MW um: 07:45 Uhr - Min. Netzlast: 620,376 MW um: 02:00 Uhr



110-kV Lastgang
Tagesbetriebsbericht 24.10.2023



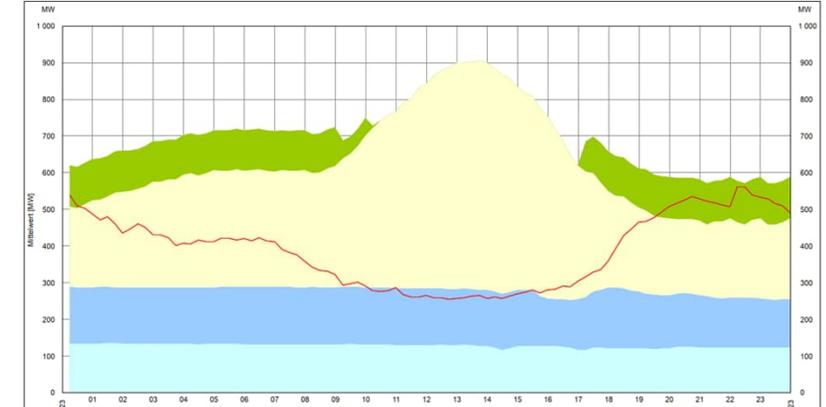
Max. Netzlast: 1156,079 MW um: 12:00 Uhr - Min. Netzlast: 698,93 MW um: 03:30 Uhr



110-kV Lastgang
Tagesbetriebsbericht 13.08.2023

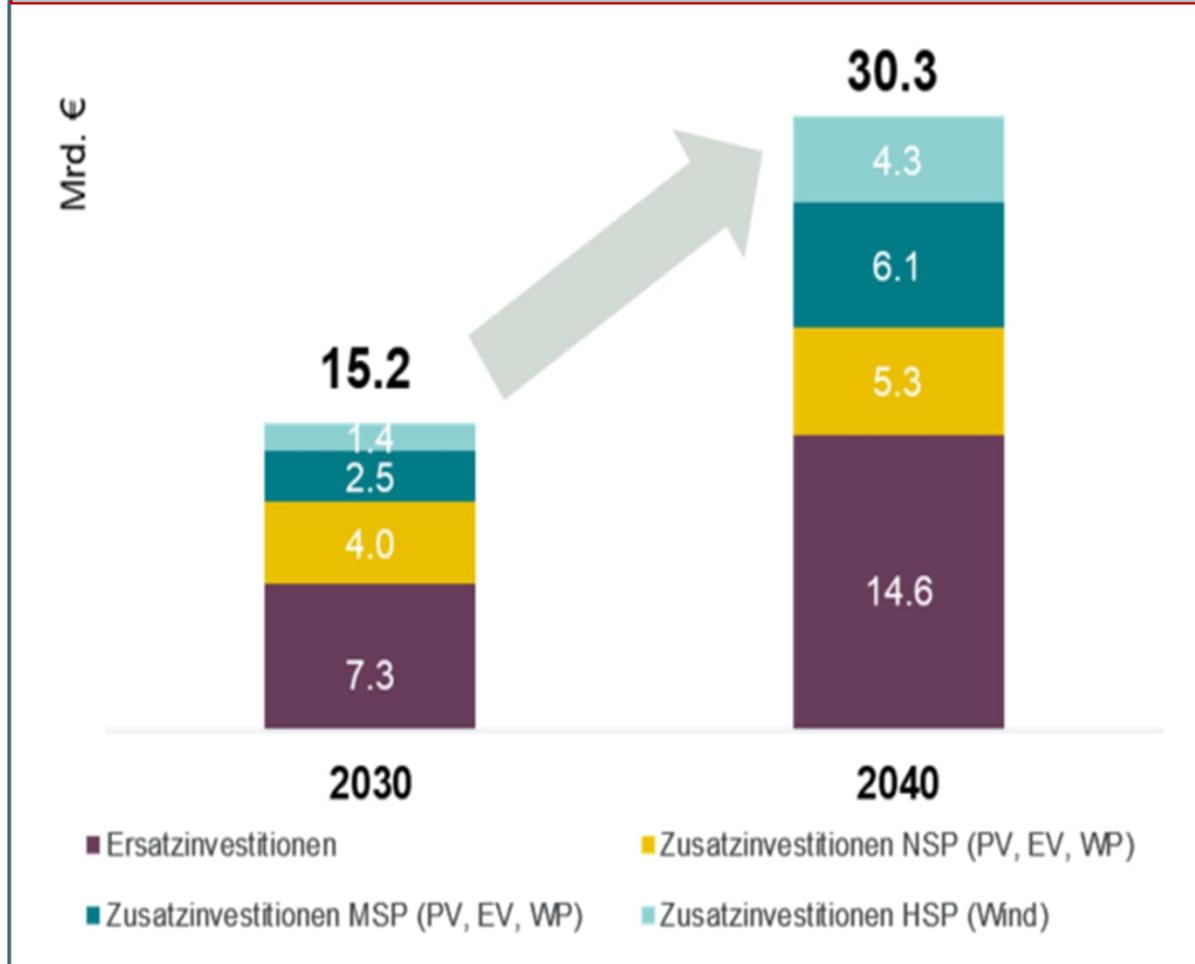


Max. Netzlast: 559,892 MW um: 22:15 Uhr - Min. Netzlast: 253,977 MW um: 12:45 Uhr



Erzeugung Mur-KW Erzeugung Enns-KW Rücklieferung MSP Erzeugung Speicher-KW Erzeugung therm. KW Bezug APG Netzlast

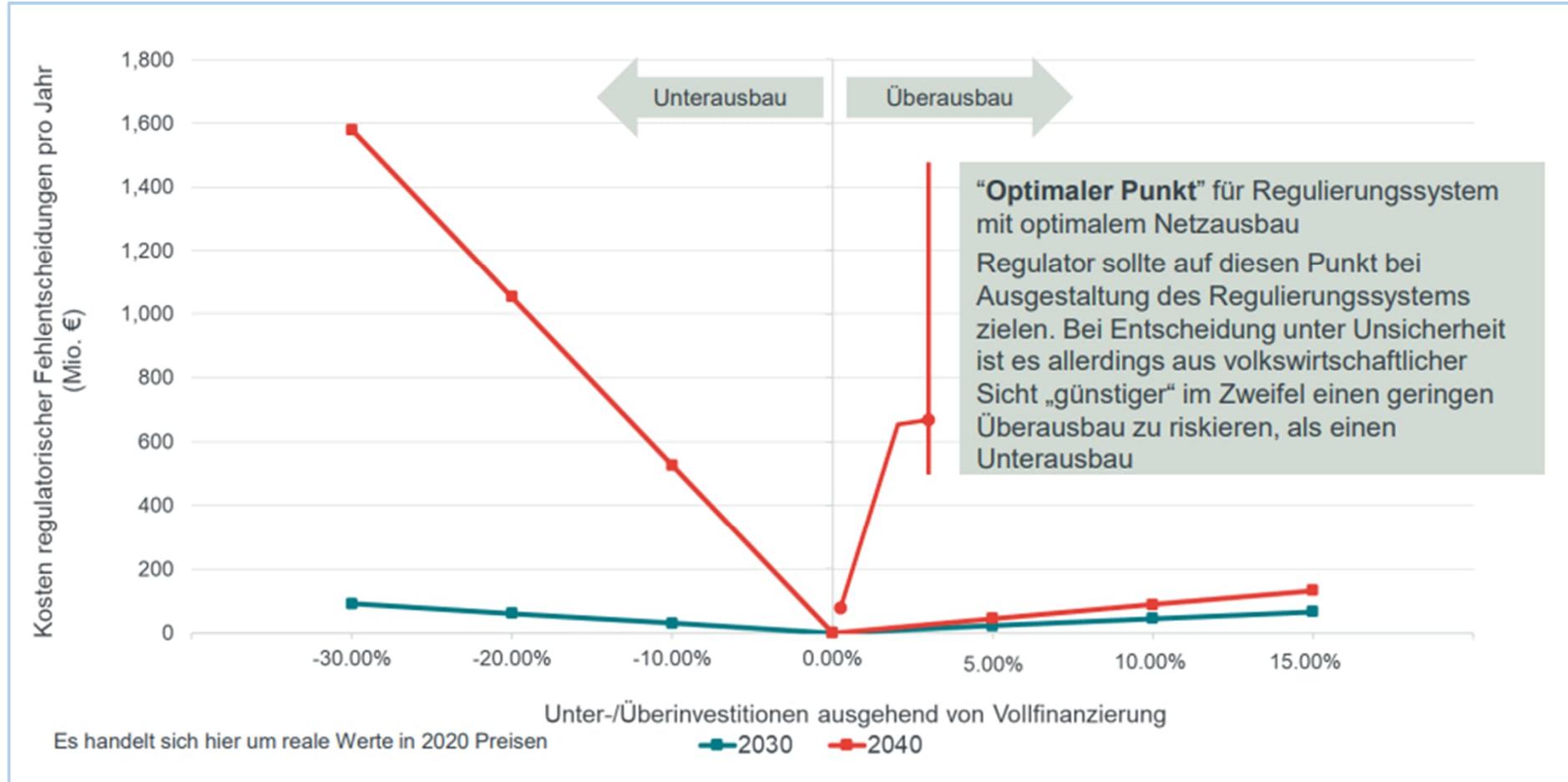
Bedarf an Investitionen im Verteilernetz steigt stark an



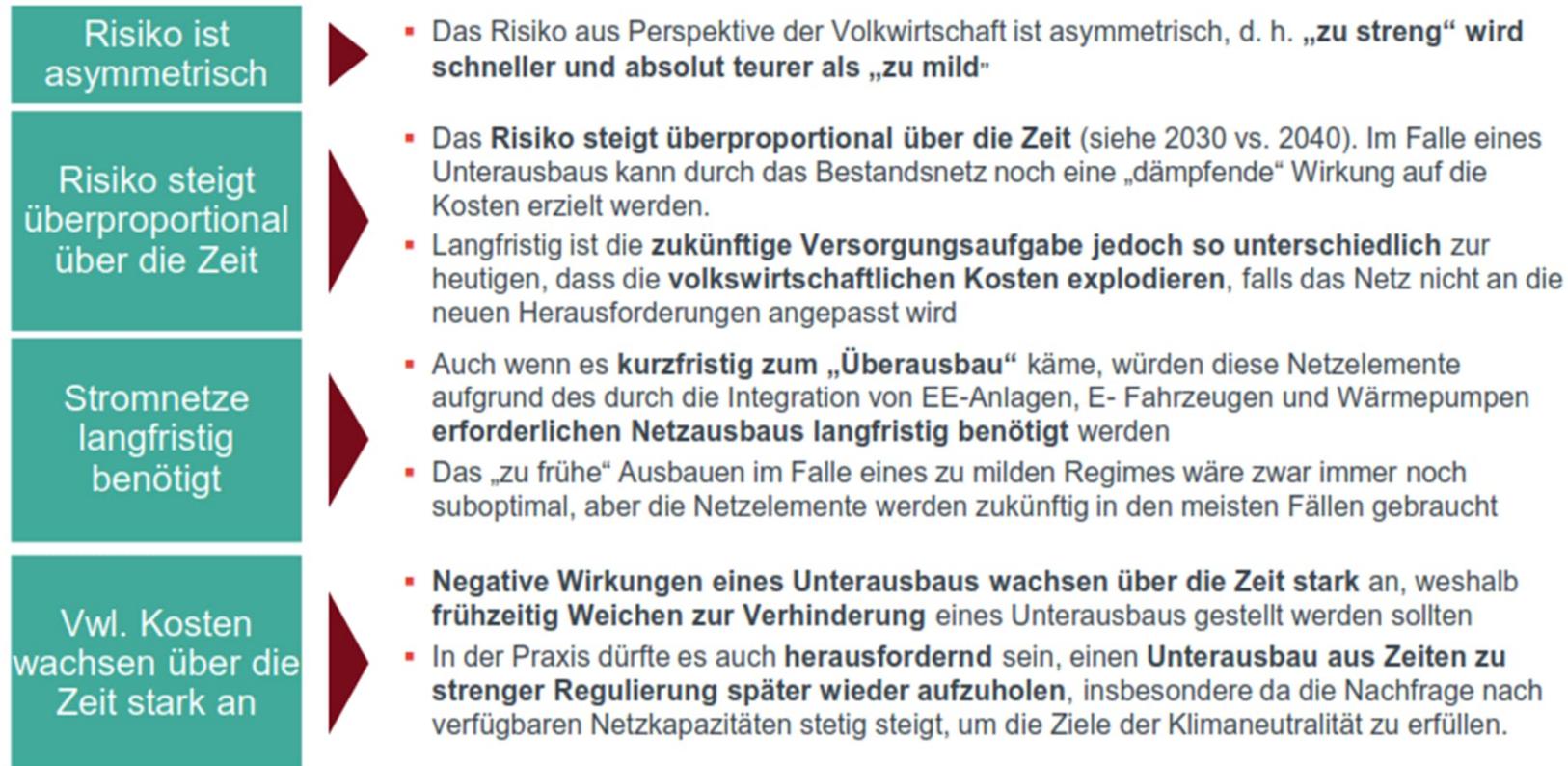
- Die Anforderungen an Verteilnetz-betreiber im Zusammenhang mit der Energiewende sind erheblich ...

... und erfordern bis 2040 massive Netzinvestitionen
- Die volkswirtschaftlichen Kosten unterdimensionierter Stromverteilnetze liegen über den Kosten eines Überausbaus.

Risiko aufgrund zu wenig Netzinvestitionen **übersteigt** Risiko aus zu viel Netzinvestitionen



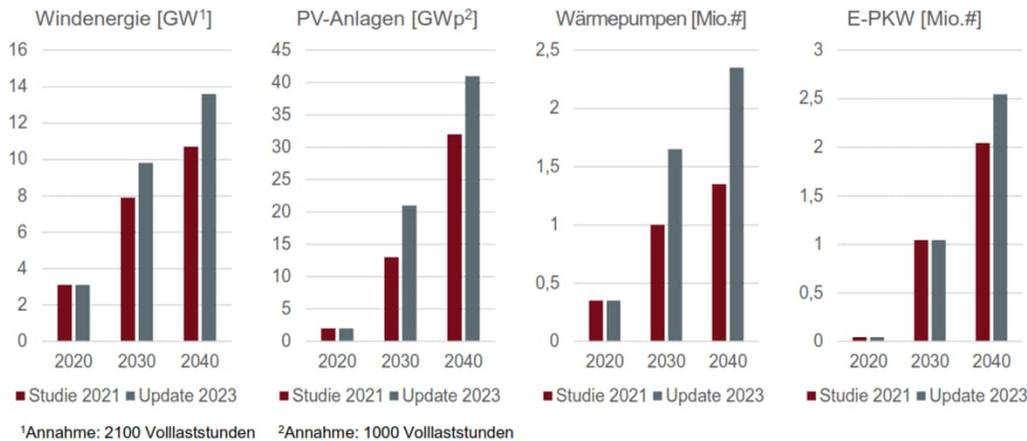
„Zu strenge“ Regulierung ist aus volkswirtschaftlicher Sicht teurer weil der dadurch verzögerte Netzausbau den Erfolg der Energiewende gefährdet



Verteilnetze als Enabler der Energiewende

Hoher Investitionsbedarf und integrierte Planung der Netzinfrastruktur notwendig

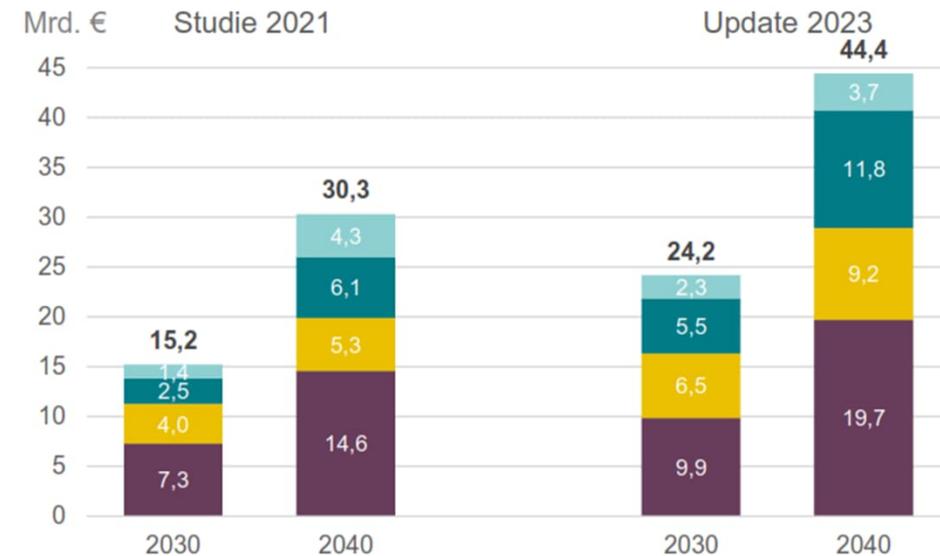
Aktualisierung der Zukunftsszenarien auf Basis ÖNIP



- mehr Einspeisung durch Windkraftwerke und PV
- mehr Wärmepumpen und E Fahrzeuge
- höhere spez. Kosten für Investitionen

* frontier economics / AIT (2022): „Der volkswirtschaftliche Wert der Stromverteilnetze auf dem Weg zur Klimaneutralität in Österreich“

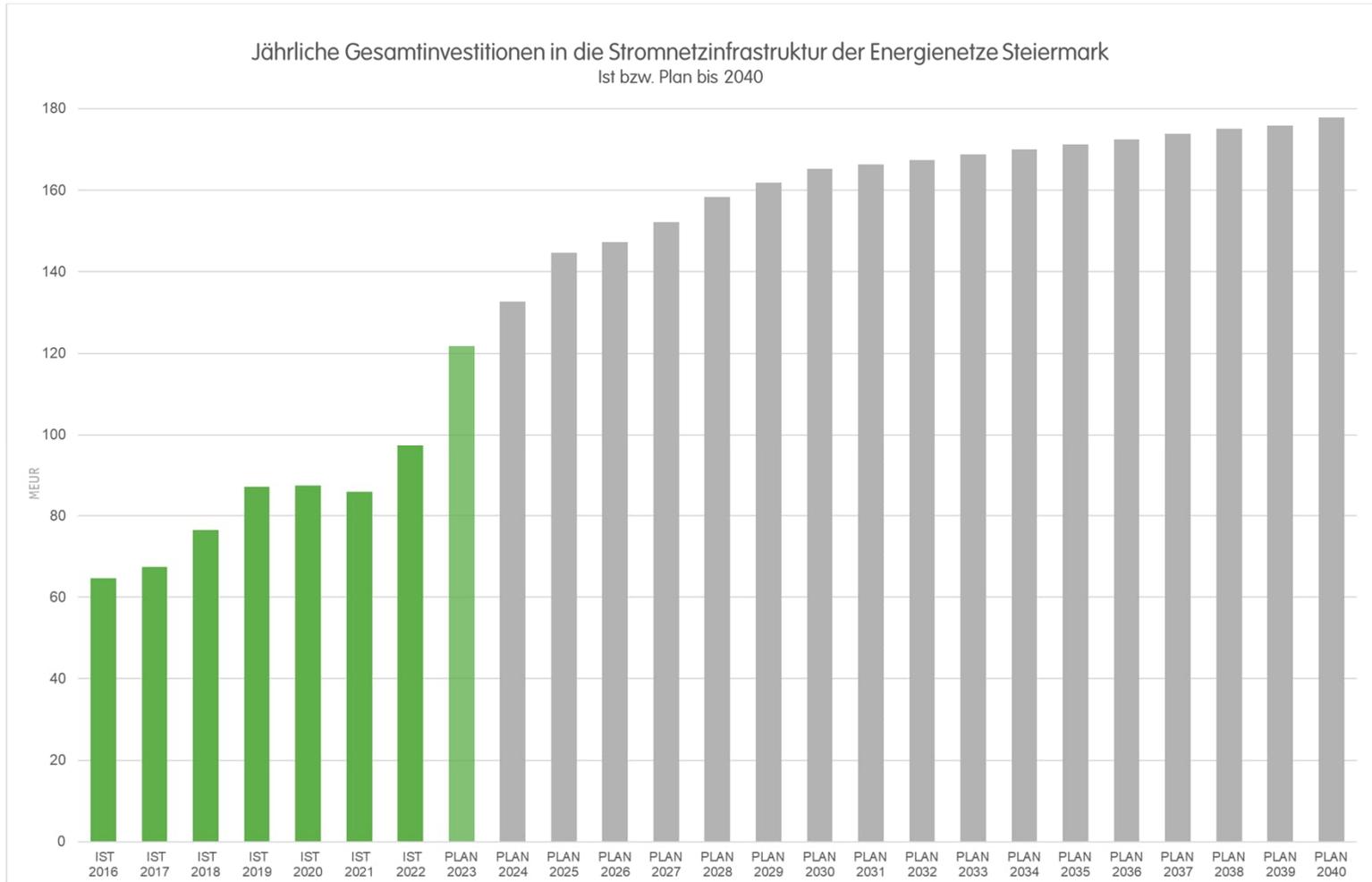
Deutlich höher Investitionen erforderlich



- Bis 2030:
Regelinvestition 14,6 Mrd. + 14,3 Mrd. Zusatzinvestition
- Bis 2040:
Regelinvestition 19,7 Mrd. + 24,7 Mrd. Zusatzinvestition
- Übertragungsnetz: + 9 Mrd. bis 2030

Die Die EN investiert konsequent in den Ausbau intelligenter Netzinfrastuktur; Verdopplung der jährlichen Investitionen

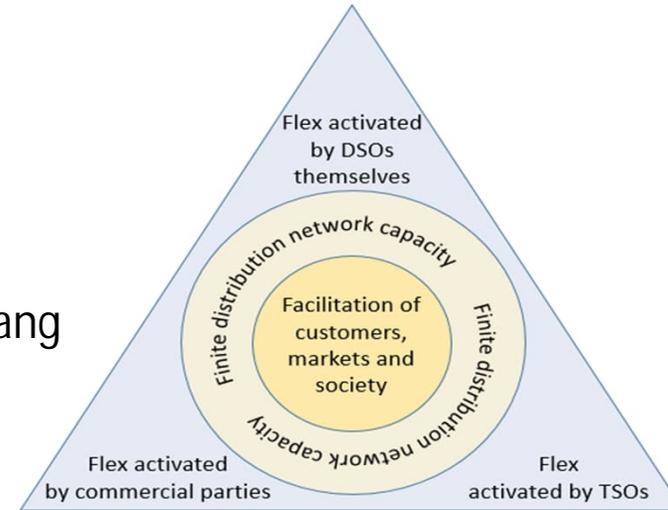
Energienetze Steiermark



Aktive Einbindung der Kunden

Versorgungssicherheit im neuen Marktdesign

- Neue Geschäftsmodelle für Einspeiser, Entnehmer und Prosumer
- Flexibilitäten erhöhen die Effizienz entlang der gesamten Wertschöpfungskette
- Beanreizung von Flexibilität:



Big Picture



Quelle: Koordinationsstelle Energiegemeinschaften

- ✓ Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen
- ✓ Lokale, regionale Energiegemeinschaften
- ✓ Bürgerenergiegemeinschaften
- ✓ Aktive Kunden
- ✓ Dezentrale Flexibilitäten
- ✓ Netzdienliche Speicher
- ✓ etc.

Agenda

1. Aktuelle Versorgungssituation Strom & Gas

2. Energie- und klimapolitische Rahmenbedingungen & Zielsetzungen

3. Lokale und regionale Herausforderungen

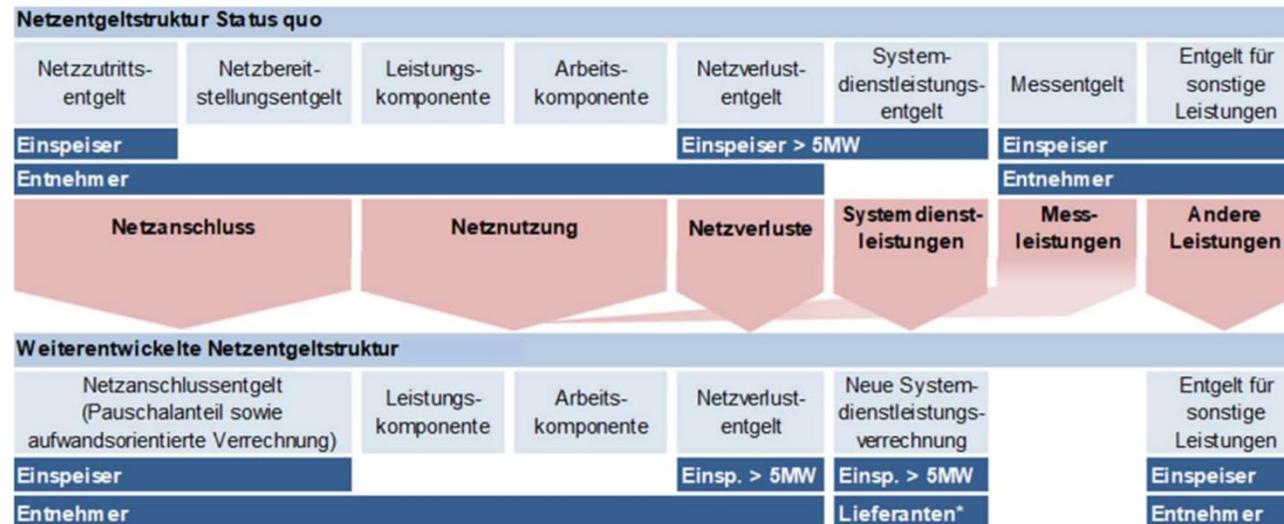
4. Rechtlicher Rahmen & Smarte Regulierung

5. Resümee & Ausblick

Weiterentwicklung der Netztarifstruktur

Positionspapier Tarife 2.1 der E-Control

Sicherstellung von leistbaren, planbaren und verständlichen Netzentgelten für Kunden unter Berücksichtigung von Verursachungsgerechtigkeit und Energieeffizienz. Schaffung von Lenkungsanreizen zur nachhaltigen und wirtschaftlichen Nutzung der Strominfrastruktur.



* Aufbringung könnte wie bei Tertiärregelung über Ausgleichsenergie erfolgen (damit indirekt über Entnehmer zu bezahlen)

Netznutzung:

- Für alle NE 7 Kunden nur mehr ein Entgelt auf Basis von Arbeit und Leistung pro Netzbereich
- Analog zu den Netzebenen 3 bis 6 soll der Leistungsanteil in einer Bandbreite von 40% bis 60% liegen
- Diese Anpassungen beim Netznutzungsentgelt tragen auch zu einer adäquaten Berücksichtigung von aktiven Kunden sowie der Elektromobilität bei.

Über die Verordnungsermächtigungen zu den Systemnutzungsentgelten wird der Regulierungsbehörde auch das Recht eingeräumt einen **leistungsbezogenen Anteil des Netznutzungsentgelts** bzw. **verrechnungsrelevanten Leitungswert** zukünftig festzulegen.

Vereinfachter Netzzutritt

Pauschalisiertes Netzzutrittsentgelt

§54 EIWOG

Für den Anschluss von Erzeugungsanlagen auf Basis EE ist ein nach der Engpassleistung gestaffeltes **pauschalisiertes NZE** (10 €/kW bis 70 €/kW) zu verrechnen. **Überschreiten die tatsächlichen Kosten** den Grenzwert von den 175 €/kW werden die überschreitenden Kosten verrechnet.

§17a EIWOG

Für PV-Anlagen bis 20-kW fällt bis zum vertraglich vereinbarten Ausmaß der Netznutzung (für die Entnahme) kein Netzzutrittsentgelt an. (Vereinfachter Netzzugang)

Entwurf EIWG:

§ 79 (7) Erzeugungsanlagen NE 5 bis 7 ohne Netzanschlussentgelt anschließen ?

§ 83 Fristen für den notwendigen Netzausbau zum Anschluss von Erzeugungsanlagen (NE3,4 ... 2 Jahre) praxisfern

§ 85 flexibler Netzzugang versus Spitzenkappung zu geringes Ausmaß, nur befristet (18, 12, 6 Monate) wenig sinnvoll

§ 50, 92, 101 Direktleitung, virtueller Zählpunkt, geschlossene Verteilernetze versus Konzessionspflicht der Netzbetreiber

§ 98 Netzentwicklungsplan sinnvolle Ausgestaltung

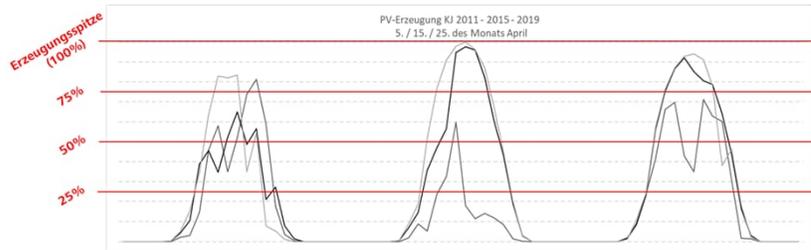
Anlagengröße	Entgelt
0 bis 20 kW	10 Euro pro kW
21 bis 250 kW	15 Euro pro kW
251 bis 1.000 kW	35 Euro pro kW
1.001 bis 20.000 kW	50 Euro pro kW
mehr als 20.000 kW	70 Euro pro kW

Flexibler Netzzugang Begrenzung / Steuermöglichkeit

Für EE-Anlagen bis 250 kW gilt, dass die Einspeiseleistung **zeitweise begrenzt** werden kann.

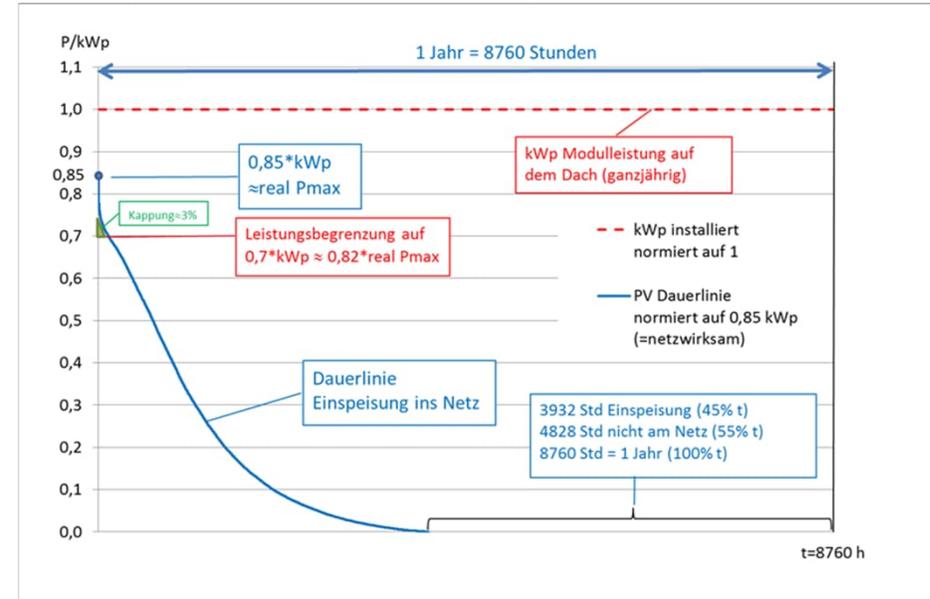
Die Einschränkung darf **1% der Max-Kapazität am Netzanschlusspunkt** nicht überschreiten.

Eine Eingriffsmöglichkeit im Sinne einer Einschränkung der Jahreserzeugung muss im einstelligen **höheren %-Bereich** bzw. auf **70% der installierten Leistung** eingeräumt werden, sonst geht die Bestimmung komplett ins Leere.



1. 0% - 25% Erzeugungsleistung → 50% Energiemenge.
2. 25% - 50% Leistung → weitere 30% Energiemenge.
3. 50% - 75% Leistung → weitere 15% Energiemenge.

Max. 5% der erzeugten Jahresenergiemenge werden im Leistungsbereich zw. 75% und 100% der installierten Leistung erzeugt.



- Eine **Begrenzung/Steuermöglichkeit** schafft im Netz für die VNB **zusätzliches Volumen** um neue Anlagen anschließen zu können, ohne wesentlichen monetären Verlust für die Einspeiser.
- Mit dieser Maßnahme kann in der bestehenden Netzinfrastruktur **bis zu 20% mehr neue PV-Anschlusskapazität** (real ins Netz eingespeiste Leistung) geschaffen werden.
- Durch den freiwerdenden Leistungsbereich können letztlich **38% mehr Energie eingespeist** werden, weil Leistungsbänder mit geringen Einspeisezeiten für neue Anlagen mit wieder längeren Einspeisezeiten frei werden.
- Bezogen auf z.B. die **PV-Kilowattpeakleistung** können **43% mehr angeschlossen** werden.

Netzdienliche Speicher

Voraussetzungen für den Betrieb durch Netzbetreiber

Aktuelle Situation:

Prinzipiell nicht gestattet

Ausnahmen sind definiert - Antrag an ECA erforderlich

Umfangreiche Voraussetzungen (Nachweis der Notwendigkeit, Ausschreibung, wiederkehrende Überprüfung) erforderlich

Netzdienlicher Speichereinsatz hat umfassende positive Wirkung auf den sicheren Netzbetrieb.

- ✓ Entlastung von Betriebsmittel (Kabel, Leitung, Transformatoren, etc.)
- ✓ Reduktion von Leistungsspitzen
- ✓ Phasensymmetrierung
- ✓ Blindleistungsmanagement
- ✓ Sicherung von Spannungsgrenzung und -qualität
- ✓ Minimierung von Verlusten

https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Diverses/2021/Studie_netzdienliche_Speicher.pdf

Entwurf ELWG

Energiespeicheranlagen

§ 71. Energiespeicheranlagen sind je nach Energieflussrichtung als Entnehmer oder Einspeiser zu behandeln und unterliegen den damit zusammenhängenden Rechten und Pflichten nach diesem Bundesgesetz.

Voraussetzungen für den Betrieb von Energiespeicheranlagen durch Netzbetreiber

§ 72. (1) Netzbetreibern ist es nicht gestattet, Eigentümer von Energiespeicheranlagen zu sein oder diese Anlagen zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben. Dies gilt nicht, wenn

1. die Regulierungsbehörde auf Antrag des Netzbetreibers mit Bescheid festgestellt hat, dass es sich bei der Anlage um eine vollständig integrierte Netzkomponente gemäß § 6 Abs. 1 Z 146 handelt oder
2. die Voraussetzungen für eine Ausnahmegenehmigung nach Abs. 2 erfüllt sind.

(2) Die Regulierungsbehörde hat eine Ausnahmegenehmigung gemäß Abs. 1 Z 2 zu erteilen, wenn folgende Voraussetzungen erfüllt sind:

1. Die Energiespeicheranlage ist notwendig, damit der Netzbetreiber seine Verpflichtungen zur Aufrechterhaltung eines leistungsfähigen, zuverlässigen und sicheren Netzbetriebs erfüllen kann und sie wird nicht verwendet, um über diese Nutzung hinaus Strom auf Strommärkten zu kaufen oder zu verkaufen.
2. Der Netzbetreiber hat ein offenes, transparentes und diskriminierungsfreies Ausschreibungsverfahren für die Errichtung, die Verwaltung oder den Betrieb einer im Eigentum eines Dritten stehenden Energiespeicheranlage durchgeführt, dessen Bedingungen von der Regulierungsbehörde vorab mit Bescheid, insbesondere im Hinblick auf den Leistungsgegenstand, die Zuschlagskriterien sowie den Verfahrensablauf, geprüft und genehmigt wurden.
3. Der Netzbetreiber konnte in einem Ausschreibungsverfahren gemäß Z 2 keinem Teilnehmer den Zuschlag erteilen. Dies umfasst insbesondere auch den Fall, dass die ausgeschriebene Leistung durch keinen Teilnehmer zu angemessenen Kosten oder rechtzeitig erbracht werden könnte.

(3) Vor der Durchführung eines Ausschreibungsverfahrens gemäß Abs. 2 Z 2 hat der Netzbetreiber zu definieren, für welche technischen Zwecke die Energiespeicheranlage verwendet werden soll und den Einsatz von anderen für den definierten Einsatzzweck geeigneten Maßnahmen, einschließlich der marktgestützten Beschaffung von Flexibilitätsleistungen gemäß § 120, zu prüfen, die günstiger oder schneller verfügbar sind als die Errichtung und der Betrieb von Energiespeicheranlagen (Alternativenprüfung). Sofern günstigere Alternativen vorhanden sind, ist die Errichtung, der Betrieb und

Monatliche Abrechnung

Intelligente Messgeräte und Messdatenerhebung

Monatliche Abrechnung

Auf Wunsch schon heute möglich. Intelligentes Messgerät (Smart Meter ist Voraussetzung)

Umstellung auf monatliche Abrechnung für alle Haushaltskunden findet keine Akzeptanz und ist mit hohem Kosten verbunden.

Messdatenerhebung

Beibehaltung der zurzeit gültigen Konfigurations-Optionen

- ✓ Intelligentes Messgerät in der Standardkonfiguration (IMS)
täglich wird ein Zählerstand übertragen.
- ✓ Intelligentes Messgerät in der erweiterten Konfiguration (IME)
täglich werden Viertelstundenwerte übertragen.
- ✓ Digitaler Standardzähler (DSZ)
Einmal jährlich wird für die Verrechnung der Zählerstand übermittelt.

Bei Teilnehmern von Energiegemeinschaften ist die IME-Konfiguration zwingend erforderlich.

Recht der Netzbetreiber die Energie- und Leistungswerte für Zwecke der Aufrechterhaltung eines sicheren und effizienten Netzbetriebes, des Ausbaus des Verteilernetzes und der Lastprognose zu verwenden.



Intelligente Netze brauchen intelligente Regulierung ... REGULIERUNGSWENDE

Kontinuierliche Weiterentwicklung Regulierung Kosten-Plus Systematik bis zur aktuellen 4. Periode

Kosten-Plus Regulierung (01.10.2001 – 31.12.2005)

Abschöpfung von Monopolrente – laufende jährliche Kostenangemessenheitsprüfungen
- fehlende Planungssicherheit für Netzbetreiber

1. & 2. Anreizregulierungsperiode (01.01.2006 – 31.12.2013)

Einführung effizienzbasierter Anreizregulierung – Kostenprüfung zu Beginn der Periode - Kosten-/Erlöspfad mittels Xgen, Benchmarking Xind und Inflationsbereinigungsfaktor (NPI) - Mengen-Kosten Faktor (1.RP) - Investitions- und Betriebskostenfaktor (2.RP) – Carry-Over

3. Anreizregulierungsperiode (01.01.2014 – 31.12.2018)

Einführung Regulierungskonto Lösung „t-2“ Problematik – Investitionssicherheit (Weiterentwicklung Investitionsfaktor, keine Abschläge auf Neuanlagen – Abbildung Kosten SM Rollout (Kosten-Plus)

4. Regulierungsperiode (01.01.2019 – 31.12.2023)

Abbildung Investitionen/CAPEX mittels „Kapitalkostenabgleich“ (u.a. iZm Integration dezentrale Erzeugung Wind&PV) – Einführung effizienzabhängige Rendite (WACC_effizienzabhängig) – Smart Meter Betriebskostenfaktor – Einführung Smart Meter Monitoring

Status
Quo

Forderung ehestmögliche Umsetzung neue Tarifstruktur 2.1.

Geänderte Rahmenbedingungen (u.a. dezentrale Einspeisung, verstärkte Eigenproduktion, Energieeffizienzmaßnahmen, Smart Meter Roll-Out) erfordern faire Kostentragung der Netznutzer im Ausmaß der tatsächlichen Netzinanspruchnahme, „kostenverursachungsgerechte“ Tarifierung

Anforderungen an neue Regulierung 5. Regulierungsperiode (5.RP) 2024 bis 2028

I. Sicherstellung angemessener Investitionsanreize

für Realisierung des stark steigenden Investitionsbedarfes iZm dem Systemumbau zur Dekarbonisierung

Marktüblicher WACC auf das eingesetzte Kapital

Berücksichtigung stark steigendes Zinsniveau und Inflation mit Aktualisierung auf letztgültige Zinssätze, „Pluralistischer WACC-Ansatz“ mit erforderlicher Verprobung mit Alternativansätzen

II. Abbildung erhöhter Betriebskosten/OPEX innerhalb der 5.RP iZm Integration erneuerbarer Erzeugung ins Netz sowie Anforderungen iZm „Netz Cyber-Security“

Einführung Betriebskostenfaktor_neu (BKF) in 5.RP (Einspeiser & „NIS-GL / Cybersecurity“)

III. NPI Aufrollung „t-2“ Verzug + Zusammensetzung

Abbildung außergewöhnliche Inflationsentwicklung (Inflationsspitze 2022 und 2023) → Aufrollung „t-2“ Verzug
Sicherstellung Grundsatz Kostenanerkennung gem. § 59 EEWOG

IV. Weiterentwicklung Benchmarkingsystematik & Xgen Ermittlungsmethodik

Berücksichtigung massive Netzausbauerfordernisse für Systemumbau (Aufrechterhaltung hohe Versorgungssicherheit) sowie bisherige Effizienzabschläge -43% (für ib. eff. NB seit Einführung AN 2006)

V. Innovationskomponente & zukünftige Flexibilität der Regulierungssystematik

Anreize zur Realisierung gesamtwirtschaftlicher Zielsetzungen iZm Dekarbonisierung, Digitalisierung und Sektorenkopplung

NOTIZ:

„große Verantwortung“ iZm der sorgsamsten Ausgestaltung der Regulierungssystematik für die 5.RP Strom.

Diese hat die Umsetzung der Energiewende in den Verteilnetzen zu ermöglichen und zu unterstützen, sodass der Systemumbau im Invest-/CAPEX und OPEX-Bereich auch tatsächlich von den Netzbetreibern durchgeführt werden kann

„Regulierungswende“ in der 5.RP konnten auf Basis der finalen ECA-Regulierungssystematik teilweise umgesetzt werden.

Werhaltigkeit der Netze muss sichergestellt sein!!

Agenda

1. Aktuelle Versorgungssituation Strom & Gas

2. Energie- und klimapolitische Rahmenbedingungen & Zielsetzungen

3. Lokale und regionale Herausforderungen

4. Rechtlicher Rahmen & Smarte Regulierung

5. Resümee & Ausblick

Wer **JA** sagt zu **Ökostrom**, muss auch **JA** sagen zum **Netzausbau!**

Beschleunigung und Effizienzsteigerung von Genehmigungsverfahren

Gemeinsame Anstrengung aller Stakeholder für den Ausbau Erneuerbarer Stromerzeugung und Netze

Zukunftsorientierte intelligente Regulierung und Marktdesign



VIEL ENERGIE

Energienetze Steiermark GmbH
Dipl.-Ing. Dr. Franz Strempl

