

Sessionsanlass
aeesuisse Bern

Bern, 12.09.2023

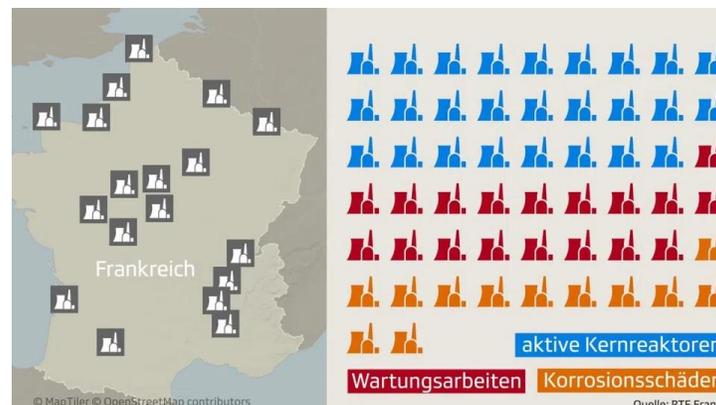
Versorgungssicherheit Strom: Rückblick und Entwicklungen

Die Ursachen der letztjährigen Energiekrise waren vielfältig



1

Bei Primärenergieträgern
Abhängigkeit von wenigen
Lieferanten



2

Ausfall und/oder Störungen von
grossen Kraftwerken



3

Stromproduktion wird vom
Klimawandel beeinflusst

Ein **Zusammenspiel mehrerer Faktoren** führte zur Energiekrise

Vorsichtig optimistisch in den Winter 2023/24



Energieverfügbarkeit

- **Gasspeicher in Europa** konnten im Sommer **gefüllt** werden
- Gasversorgung **diversifizierter** als letztes Jahr
- Gute Verfügbarkeit der **Kernkraft in Frankreich** erwartet (aber nicht garantiert)



Wetter

- **Füllstände** der Speicherseen sind zurzeit **höher als 2022**
- **Härte des Winters** weiterhin entscheidend für die Versorgungslage

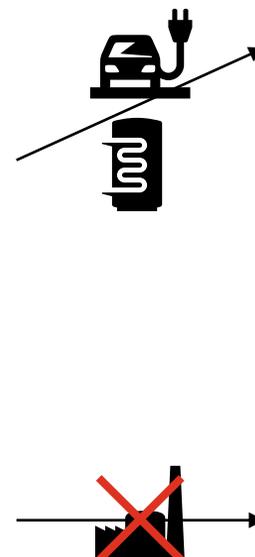
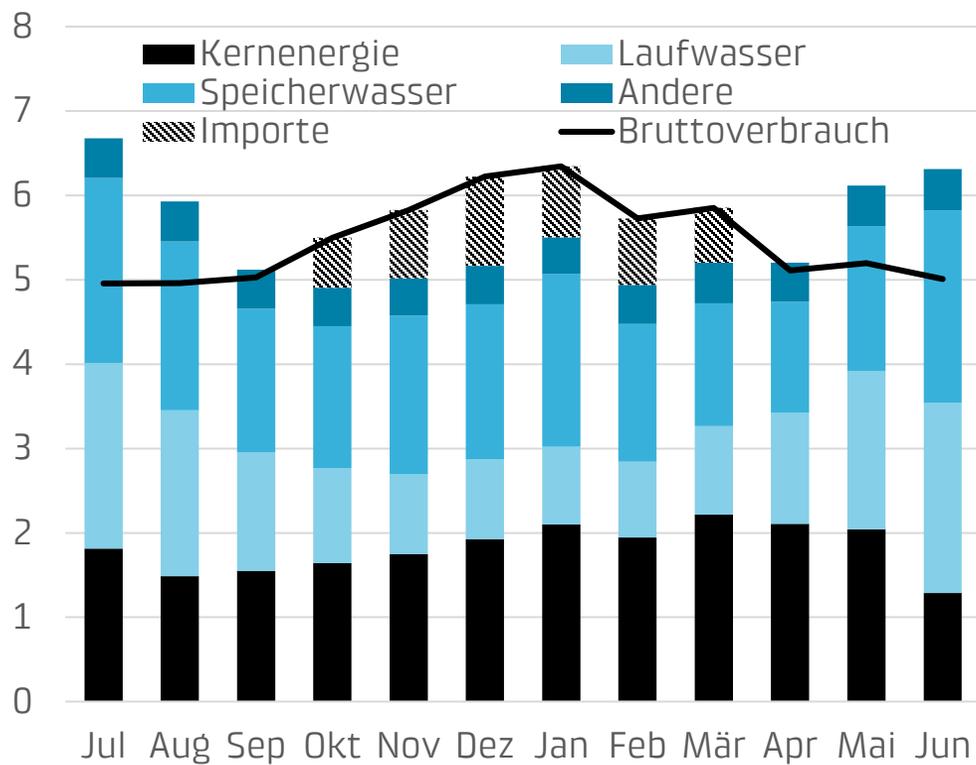


(Geo-)Politik

- Potenzielle Eskalation des **Ukrainekriegs** bleibt Risikofaktor
- Ohne Stromabkommen mit der EU bleibt die **Importfähigkeit** der Schweiz unsicher

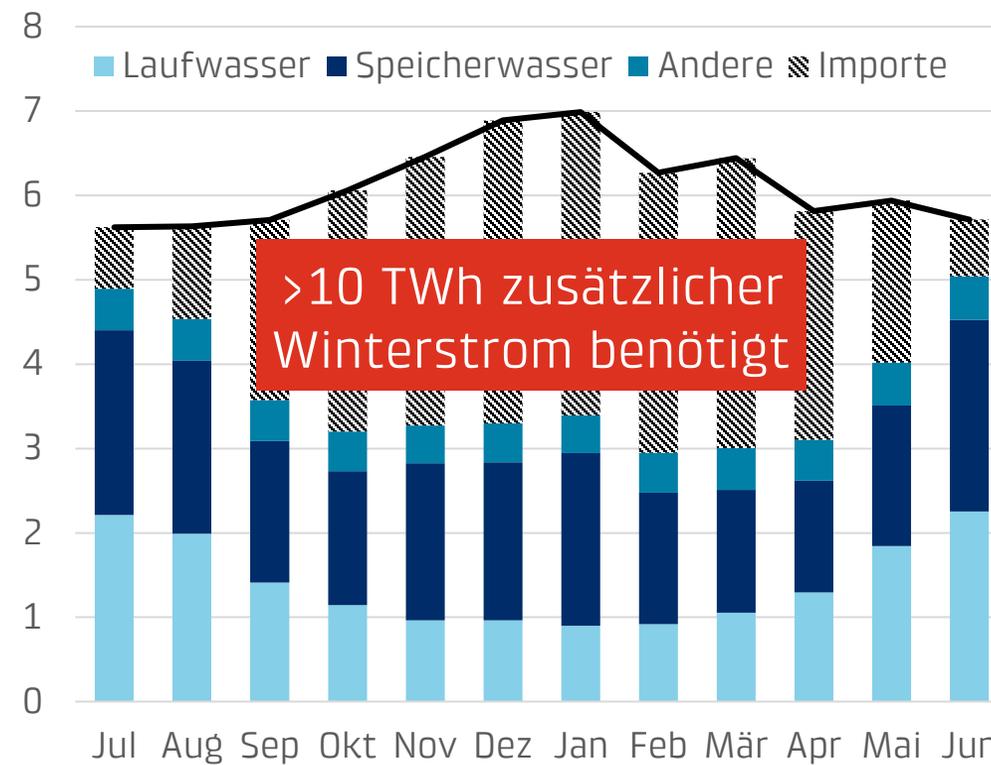
Grössere Fragezeichen im längeren Zeithorizont

Produktion und Verbrauch 2015–2021 [TWh]



Quelle: BFE (Elektrizitätsstatistik)

Produktion aus bestehenden Kraftwerken und geschätzter Verbrauch 2035 [TWh]



Quelle: BFE (Energieperspektiven 2050+ Zero Basis)

10 TWh Winterstrom – welche Optionen hat die Schweiz?



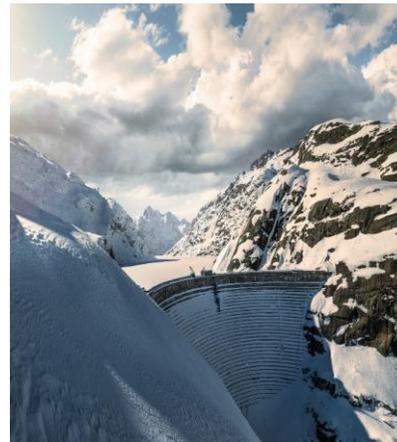
Photovoltaik



Wind



Speicherwasser



Wärme-Kraft-
Kopplung

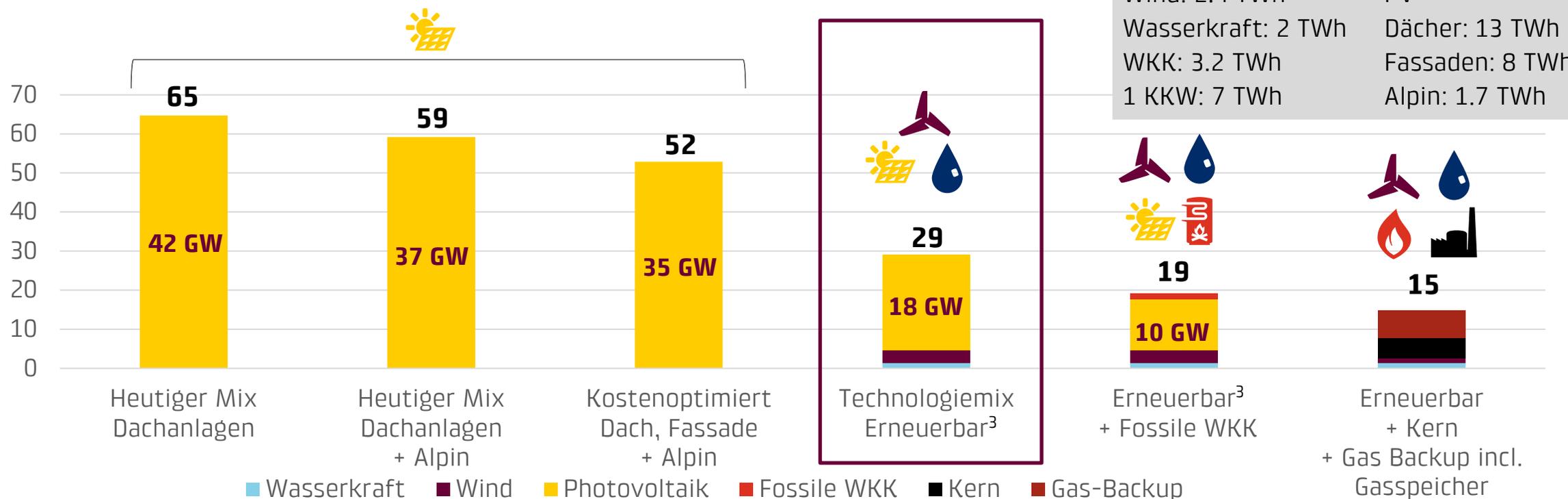


Kernkraft



Bereitstellung der Winterproduktion allein durch PV ist teuer – Kombination mit Wind- und Wasserkraft anzustreben

Zusatzkosten¹ für 10 TWh zusätzlichen Winterstrom [Mrd. EUR]



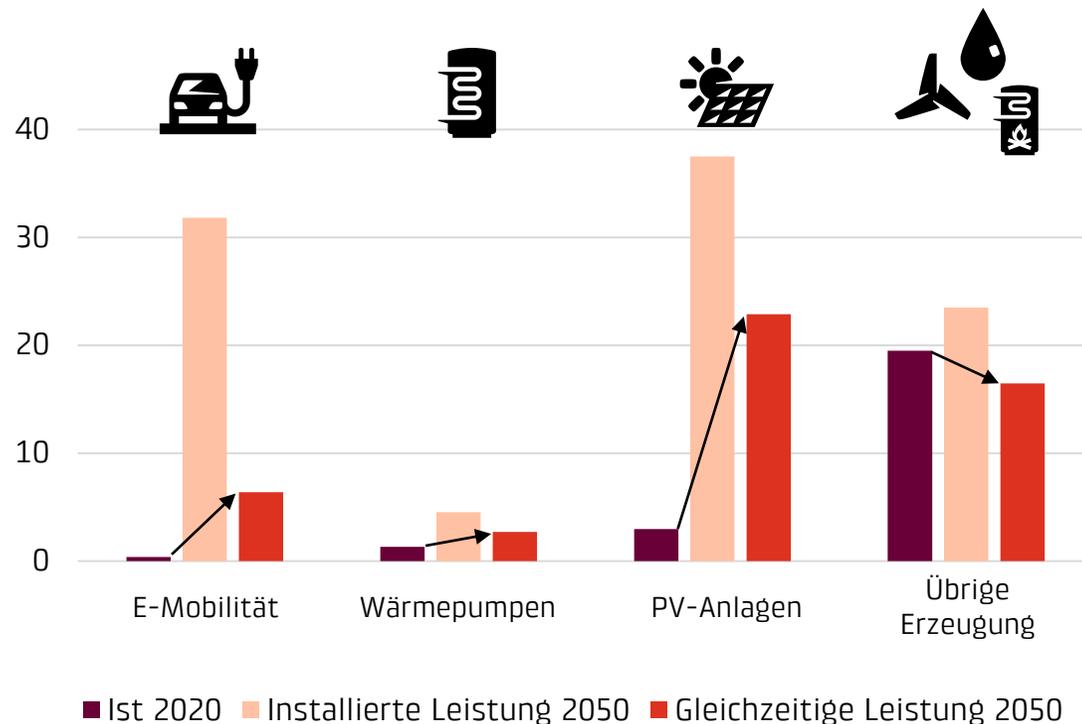
1) Quelle: Marktanalyse BKW; Kosten für Neubau und Betrieb von Kraftwerken über die Lebensdauer sowie Kosten nötiger Netzverstärkungen, die nicht durch Grosshandels-Marktwert gedeckt sind, also über andere Quellen finanziert werden müssen

2) PV: Swissolar «Detailanalyse des Solarpotenzials auf Dächern und Fassaden», 2 TWh Speicher: «runder Tisch Wasserkraft», Windpotential 2.2 GW: EP2050+, WKK: EP2050+ Szenario B in 2050, Kernkraftwerk EPR: 1.6 GW

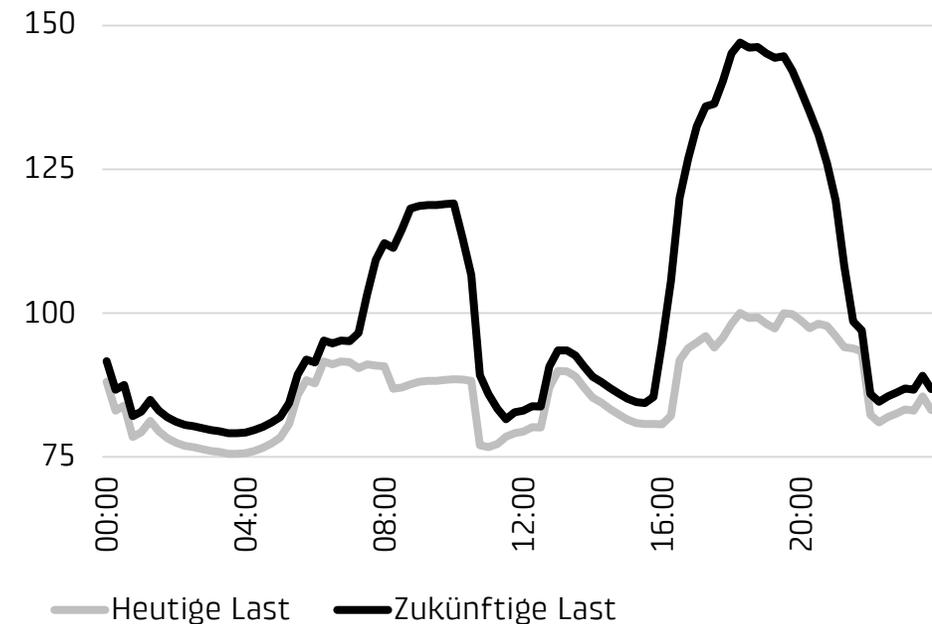
3) PV mit kostenoptimiertem Anlagenmix

Die Energiewende ist primär eine Leistungswende – mit Folgen für die erforderliche Netzstruktur

Entwicklung Leistung (in GW)¹



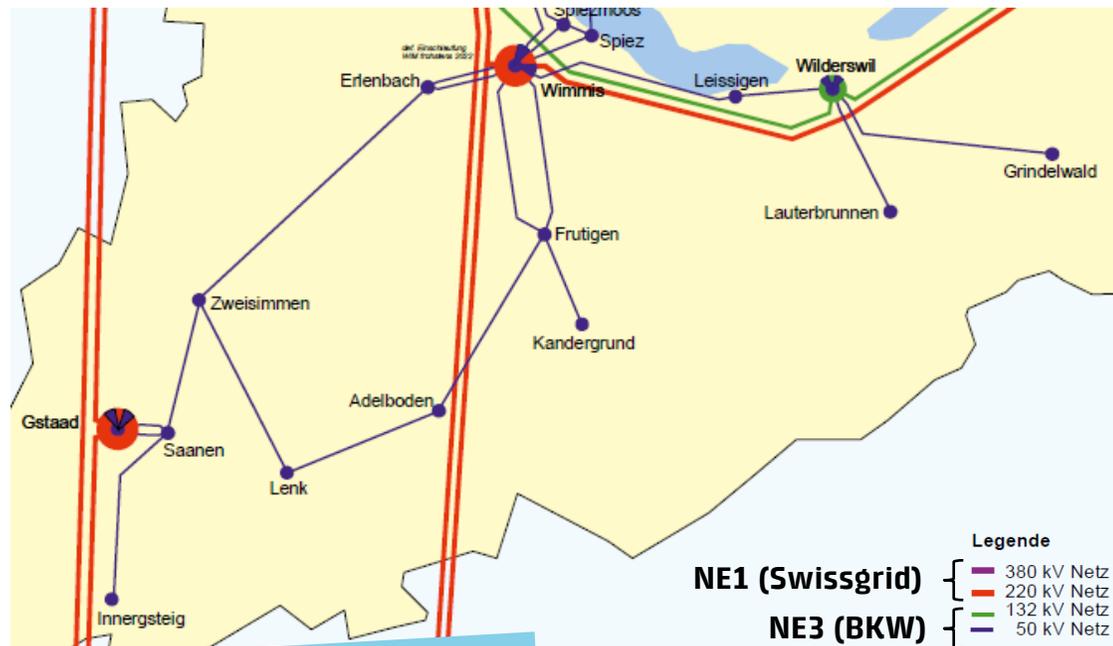
Last im Tagesverlauf (in %)²



1) Quellen: Energieperspektiven 2050+ Szenario Zero Basis des BFE, Studie von EBP zu Entwicklung E-Mobilität im Verteilnetz der BKW, Studie VDE FNN Studie Ermittlung von Gleichzeitigkeitsfaktoren für Ladevorgänge, Angaben Swissgrid und ENTSO-E zu Gleichzeitigkeiten PV (alle Gleichzeitigkeiten auf gesamte Schweiz bezogen); gleiche Relevanz durch 10% Gleichzeitigkeit bei PV, 40% bei Wärmepumpen

2) Quelle: Extrapolation von Netzentwicklung BKW anhand Auswertung aktueller Messdaten und Prognosen

Der Anschluss an das Verteilnetz ist herausfordernd – Netzkapazität als limitierender Faktor



**~400 MW Potential
für alpine
Solaranlagen**

**Heutiges Netz kann
~100 MW
abtransportieren¹**

Heute **bedarfsgerecht dimensioniertes Verteilnetz**

- Gesetzlicher Auftrag: Sicher, leistungsfähig und effizient
- Stark verteilte, **relativ schwache Lasten**
- Signifikanter Anteil an (relativ schwachen) **«Holzstangenleitungen»**

Umsetzungsfristen als Hürde für den Ausbau der Verteilnetze

- Mindestens 8-12 Jahre für NE3-Netzausbau
- Kein beschleunigtes Bewilligungsverfahren

¹ Netzebene 3 bzw. Hochspannungsnetz (statisch)

NE = Netzebene Zahlenwerte gelten für dargestellten Kartenausschnitt exkl. Wilderswil und entlang Thunersee

Administrativer Aufwand behindert den schnellen Netzausbau – und damit eine rasche Energiewende



**Beispiel: Vornahme einer Bohrung von 250m für eine 16-kV-Leitung in Gunten
Eingriff im Gelände: eine Start- und Zielgrube von 2 × 3m**

**Neun kantonale Amtsstellen wurden vom ESTI (Eidg. Starkstrominspektorat) zur
Stellungnahme aufgefordert:**

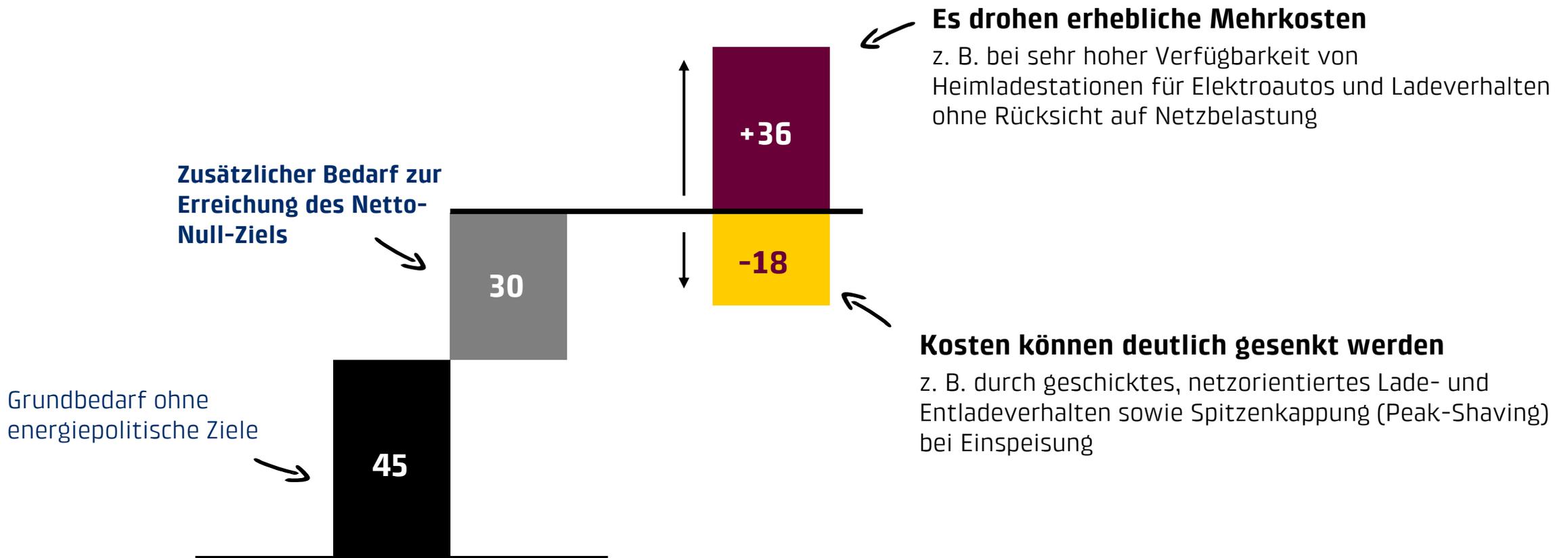
- Amt für Gemeinden und Raumordnung AGR, Abt. Bauen
- Amt für Gemeinden und Raumordnung AGR, Abt. Orts- und Regionalplanung O+R
- Tiefbauamt TBA, Obergeringenieurkreis OIK I, Strassen, Langsamverkehr, IVS
- Tiefbauamt TBA, Obergeringenieurkreis OIK I, Wasserbau, Naturgefahren
- Amt für Wald und Naturgefahren AWN, Abteilung Voralpen
- Amt für Wald und Naturgefahren AWN, Abteilung Naturgefahren NG
- Amt für Landwirtschaft und Natur LANAT, Abteilung Naturförderung ANF
- Amt für Landwirtschaft und Natur LANAT, Fachstelle Boden BO
- Amt für Kultur AK, Archäologischer Dienst ADB

Ohne Einsprachen dauert das Genehmigungsverfahren bis zu 8 Monate.

Die Realisierung von Netzprojekten braucht viel mehr Zeit, als wir uns leisten können

Durch kluge Anreize und Regelungen kann der Investitionsbedarf im Netz stark reduziert werden

Ausbaubedarf der Netzinfrastruktur bis 2050 [Mia. CHF]



Welche Elemente helfen für eine rasche Energiewende?

1



Schnellere Verfahren –
auch für Netze

**Straffung von
Verwaltungsprozessen
und Koordination
zwischen kantonalen und
Bundesbehörden**

2



Einspeisemanagement
für PV-Anlagen

**Peak-Shaving und
Nutzung/Speicherung
der Energie vor Ort
(Gebäudeautomation)**

3



Lademanagement für
Elektromobilität

**Tiefe Leistung für
Ladeinfrastruktur
wählen und
Lademanagement
optimieren**

4



Gesamtsicht
wichtig

**Singuläre Vorgaben
können zu Ineffizienzen
führen, daher stets Blick
auf das Gesamtsystem
wichtig**

Der Kanton kann einen bedeutenden Beitrag für ein effizientes Gesamtsystem leisten und die Energiewende damit unterstützen

A wide-angle photograph of a wind farm in a snowy, mountainous landscape. The sky is filled with dramatic, grey clouds, and the sun is low on the horizon, creating a bright glow and long shadows. In the foreground, a large white wind turbine tower is visible, with the name "JUVENT" printed on it. The ground is covered in snow, and several other wind turbines are scattered across the valley. The overall scene is serene and industrial.

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Dr. Michael Beer
Leiter Markets & Regulation