

Axpo Energy Reports

Auswirkungen der Energieszenarien auf die Verteilnetze (Kurzfassung)

Im Auftrag von Axpo

Datum: 24. März 2026

Projektteam:

Forschungsstelle Energienetze ETH Zürich (FEN)

C. Yaman Evrenosoglu, evrenos@fen.ethz.ch

Turhan Demiray, demirayt@fen.ethz.ch

Nikolaos Savvopoulos, nsavvopoulos@ethz.ch

EBP

Michele Chamberlin, michele.chamberlin@ebp.ch

Daniel Andersen, daniel.andersen@ebp.ch

Silvan Rosser, silvan.rosser@ebp.ch

Experten von Axpo und CKW: Lara Lück (Axpo) und Aleksandar Maksimovic (CKW)

Inhalt

Executive Summary	3
1. Einleitung	5
2. Untersuchte Region und Netzdarstellung	6
3. Methodik.....	7
3.1 Szenariodefinition	7
3.2 Flexibilitätssensitivitäten	8
3.3 Regionalisierung von Strombedarf und -erzeugung	9
3.4 Netzsimulationen	10
3.5 Kriterien für die Netzplanung und Ausbaumassnahmen	10
3.6 Berechnung der Netzausbaukosten.....	11
3.7 Hochrechnung auf nationaler Ebene.....	11
4. Ergebnisse	13
4.1 Analyse der aggregierten Zeitreihen der Netto-Nachfrage (Residual)	13
4.2 Netzausbaukosten	15

Executive Summary

Ziel dieser Studie ist es, die Auswirkungen der im Rahmen des Projekts «AxpO Energy Reports» entwickelten Stromsystem-Szenarien auf die Anforderungen an die Verteilnetze zu analysieren. Die Untersuchung fokussiert auf die Verteilnetze im Versorgungsgebiet der CKW. Analog zur Studie «VSE Energiezukunft 2050» werden zukünftige Stromnachfrage und dezentrale Erzeugung mittels eines Bottom-up-Ansatzes mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten auf Gebäudeebene modelliert. Diese Zeitreihen bilden die Grundlage für detaillierte Netzsimulationen, mit denen Netzengpässe identifiziert, der daraus resultierende Bedarf an Netzausbau- und Verstärkungsmassnahmen bestimmt sowie die Effekte unterschiedlicher Szenarien und Flexibilitätsmechanismen auf Netzengpässe und Ausbaubedarf vergleichend quantifiziert werden. Die daraus abgeleiteten Ergebnisse werden anschliessend auf eine nationale Ebene hochskaliert, um eine Abschätzung der gesamtschweizerischen Netzausbaukosten zu ermöglichen.

Die Ergebnisse zeigen konsistent, dass der zukünftige Netzausbaubedarf in den Verteilnetzen primär durch PV-bedingte Rückspeisungen und nicht allein durch das konventionelle Nachfragewachstum bestimmt wird. In PV-dominierten Szenarien übersteigt die negative Spitze der aggregierten Nettolast im CKW-Gebiet die positive Lastspitze deutlich. Dies impliziert, dass die Netze zunehmend nicht nur auf die Versorgung der Last, sondern auch auf den Abtransport grosser Überschussmengen aus dezentraler Erzeugung ausgelegt werden müssen.

Dies erklärt, weshalb das PV-Szenario die höchsten Netzausbaukosten verursacht, während die Kernkraft-, Gas- und Windszenarien in den Netzebenen NE4-NE7 die geringsten Kosten aufweisen. Die Szenarien Synthese 1 (S1, Erneuerbare + Gas) und Synthese 2 (S2, Koexistenz) liegen dazwischen, wobei S1 näher am PV-Szenario liegt, während S2 einen ausgewogeneren und netzseitig weniger belastenden Entwicklungspfad darstellt.

Das PV-Szenario führt zu den grössten Anforderungen an den Netzausbau im Verteilnetz. Flexibilitätsmassnahmen wie die PV-Einspeisebegrenzung am Hausanschlusskasten (HAK), die netzdienliche Nutzung von dezentralen Batteriespeichern in Haushalten sowie die Flexibilisierung der Nachfrage haben das Potenzial, die erforderlichen Netzausbaukosten im Vergleich zu einem Szenario ohne jegliche Flexibilität um bis zu etwa 60% zu senken.

Das Kernkraftszenario, und ebenso die Gas- und Windszenarien weisen die geringsten Netzausbaukosten in den Netzebenen NE4-NE7 auf, da die dezentrale PV-Durchdringung deutlich geringer ist und die negative Spitze der Nettolast unterhalb der positiven Lastspitze bleibt.

Das Szenario S1 kann als Zwischenszenario eingeordnet werden, bleibt jedoch weiterhin klar PV-dominiert. Entsprechend geht S1 mit einer erheblichen Belastung der Verteilnetze einher, liegt jedoch deutlich unterhalb des reinen PV-Szenarios. Das Szenario S2 weist geringere Anforderungen an die Verteilnetze auf als S1 und liegt deutlich unterhalb des PV-Szenarios, bleibt jedoch über dem Niveau der Kernkraft-, Gas- und Windszenarien. Insgesamt zeigt sich, dass ein stärker diversifizierter Technologiemark mit geringerer PV-Durchdringung die Netzbelastung deutlich reduzieren kann, ohne die Elektrifizierung von Wärme und Mobilität wesentlich einzuschränken.

Die Ergebnisse zeigen zudem, dass der grösste Teil der Netzausbaukosten auf den unteren Netzebenen anfällt, insbesondere bei moderater Flexibilität. Die maximale Flexibilität ist besonders wirksam bei der Reduktion des Netzausbaubedarfs in der Niederspannung; sobald dieser vermindert ist, konzentrieren sich die verbleibenden Kosten zunehmend auf das Mittelspannungsnetz und die Unterwerke / Unterstationen.

Nicht alle Netzausbaukosten sind auf eine Überlastung der Leitungen zurückzuführen. Insbesondere in Szenarien mit hohem PV-Anteil werden häufig Überspannungsüberschreitungen beobachtet. In einigen Unterstationen bzw. Unterwerken, in denen der PV-Anteil relativ gering ist und der positive maximale Nettobedarf höher ist, wie im Kernkraftszenario, werden ebenfalls Unterspannungen

beobachtet, die hauptsächlich durch hohe Nachfrage bedingt sind. Netzverstärkungen, die zur Behebung von Überlastungen implementiert werden, reduzieren oft auch Überspannungen, jedoch bleiben diese in manchen Bereichen, speziell im PV-Basiszenario, weiterhin bestehen. Im Rahmen der Massnahmen zur hohen Flexibilität, einschliesslich der Q(U)-Unterstützung durch PV, entfallen diese spannungsbedingten Netzausbaukosten in NE7 in allen Szenarien vollständig.

Flexibilitätsmassnahmen wie die PV-Einspeisebegrenzung, der Einsatz von Batteriespeichern zur Reduktion von Einspeisespitzen (Peak Shaving), das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen sowie die zeitliche Verschiebung des Wärmepumpenbetriebs können den Netzausbaubedarf zwar nicht vollständig eliminieren, jedoch signifikant reduzieren oder zeitlich verzögern. Gleichzeitig zeigen die Ergebnisse, dass Flexibilität gezielt ausgestaltet werden muss: Insbesondere in weniger PV-dominierten Szenarien kann die gleichzeitige Verschiebung von EV- und Wärmepumpenlasten zu Rebound-Effekten und neuen Lastspitzen führen. Der Nutzen von Flexibilität ist daher am grössten, wenn sie lokal differenziert, zeitlich koordiniert und gezielt an bestehenden Netzengpässen ausgerichtet wird.

Die nationale Hochrechnung ist als Berechnung für NE4-NE7 und nicht als exakte Prognose zu verstehen, aus folgenden Gründen:

- sie hängt von der Repräsentativität der betrachteten CKW-Versorgungsgebiete für die Schweizer Verteilnetzlandschaft ab.
- der heutige Netzzustand im CKW-Versorgungsgebiet ist durch ein relative stark ausgebautes Ist-Netz geprägt, insbesondere im Mittelspannungsbereich, wodurch der ermittelte Ausbaubedarf tendenziell geringer ausfallen kann als in anderen Schweizer Netzgebieten.
- in der Hochrechnung werden die Netzausbaukosten der NE3 nicht berücksichtigt, da das Hochspannungsnetz von CKW strukturell nicht repräsentativ für die Schweizer Hochspannungsnetze eingestuft wurde (Siehe Kapitel 3.7); da die Windeinspeisung jedoch auf dieser Netzebene erfolgt, sind szenarienübergreifende Vergleiche der auf NE4 bis NE7 beschränkten hochskalierten Kosten mit Vorsicht zu interpretieren.

Ungeachtet dieser Einschränkungen bleiben die relative Rangordnung der Szenarien sowie der deutliche kostendämpfende Effekt von Flexibilität robust.

1. Einleitung

Die derzeitige Transformation des europäischen Energiesystems wird voraussichtlich die Stromerzeugung, die Verbrauchsmuster und die Stromflüsse in den Übertragungs- und Verteilnetzen erheblich verändern. In der Schweiz geht die Dekarbonisierung des Energiesektors mit einer zunehmenden Elektrifizierung der Wärmeversorgung und der Mobilität sowie einem erheblichen Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, unter anderem durch Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen), einher. Diese Entwicklungen werden voraussichtlich zu einem Anstieg der Stromnachfrage führen und gleichzeitig eine Verlagerung der Stromerzeugung hin zu dezentraleren und variableren Quellen bewirken.

Auf nationaler Ebene haben mehrere Langzeitstudien mögliche Wege für das künftige Schweizer Stromsystem untersucht. Diese Analysen konzentrieren sich in der Regel auf die Entwicklung der Erzeugungstechnologien und die Eignung des Systems. In diesem Zusammenhang bewertet die übergeordnete Studie, «Axpo Energy Reports», verschiedene Szenarien für das Schweizer Stromsystem im Jahr 2050, die von Axpo entwickelt wurden. Jedes Szenario stellt ein eigenständiges Portfolio an Stromerzeugungstechnologien dar, das durch unterschiedliche Kombinationen der installierten Kapazitäten von Kernkraft-, Gas-, Solar- und Windenergieerzeugung definiert ist. Die Szenarien sind darauf ausgelegt, eine ausreichende inländische Stromversorgung sicherzustellen und gleichzeitig alternative strategische Technologiepfade für das zukünftige Schweizer Stromsystem widerzuspiegeln.

Während sich nationale Energiesystemstudien in erster Linie auf die Versorgungssicherheit und die Auswirkungen auf der Übertragungsstufe konzentrieren, hat die Transformation des Stromsystems auch tiefgreifende Auswirkungen auf die Verteilernetze. Insbesondere der grossflächige Einsatz dezentraler Photovoltaikanlagen, Elektrofahrzeuge und elektrischer Heiztechnologien wird die Lastprofile und Lastflüsse in Mittel- und Niederspannungsnetzen erheblich beeinflussen. Diese Entwicklungen können zu neuen Arten von Netzengpässen führen, darunter Rückspeisungen und Spannungsabweichungen.

Ziel dieser Studie ist es, die Auswirkungen der im Rahmen des Projekts «Axpo Energy Reports» entwickelten Stromsystem-Szenarien auf die Anforderungen an die Verteilernetzinfrastruktur zu bewerten. Die Analyse konzentriert sich auf die Verteilernetze im Versorgungsgebiet der CKW. Ähnlich wie in der Studie «VSE Energiezukunft 2050»¹ werden die zukünftige Stromnachfrage und die dezentrale Erzeugung anhand eines Bottom-up-Ansatzes mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten auf Gebäudeebene modelliert. FEN arbeitete mit EBP bei der Regionalisierung nationaler Szenarien und der Erstellung von Zeitreihen für Endverbraucher zusammen. Diese Zeitreihen werden anschliessend in detaillierten Netzsimulationen verwendet, um Netzengpässe und die erforderlichen Verstärkungsmassnahmen zu identifizieren.

Neben der Bewertung des Netzausbaubedarfs für das CKW-Netz extrapoliert die Studie die Ergebnisse auch auf die nationale Ebene. Durch die Zuordnung der analysierten Netzgebiete zu Clustern von Schweizer Netzbetreibern, wie sie von der nationalen Regulierungsbehörde ElCom definiert werden, liefern die Ergebnisse eine Schätzung des potenziellen Netzausbaubedarfs für das Verteilnetz in der Schweiz unter den betrachteten Energieszenarien.

Durch diesen Ansatz liefert die Studie Erkenntnisse darüber, wie sich unterschiedliche Technologiepfade und Massnahmen zur betrieblichen Flexibilität auf den künftigen Ausbaubedarf

¹ T. Demiray und T. Ingold, «Energiezukunft 2050 – Auswirkungen auf die Verteilernetze», VSE, Abschlussbericht, 2024. <https://www.strom.ch/de/energiezukunft-2050/download>

des Verteilnetzes auswirken, und unterstreicht die Bedeutung der Integration von Flexibilität in Zielnetzplanungsstrategien.

2. Untersuchte Region und Netzdarstellung

Der erforderliche Netzausbau wurde im Versorgungsgebiet der CKW untersucht. Die CKW versorgt mehr als 70 Gemeinden und rund 57'000 Netzanschlusspunkte (i.e., Hausanschlusskasten, HAK). Das CKW-Netz liefert jährlich rund 1 TWh Strom.

Die in dieser Studie verwendete Schweizer Netzebenen-Klassifikation lautet:

- NE3: Hochspannung (HS)
- NE4-NE5: Mittelspannung (MS)
- NE6-NE7: Niederspannung (NS)

Die Netzinfrastuktur umfasst:

- Hochspannungsnetz (NE3): 80 km Erdkabel und 380 km Freileitungen
- 19 HS-/MS-Unterstationen oder Unterwerke
- Mittel- und Niederspannungsnetze (NE4-NE7)

3. Methodik

Die Analyse verknüpft nationale Energiesystem-Szenarien mit detaillierten Hochspannungsnetz- und Verteilnetzsimulationen. Der methodische Rahmen umfasst mehrere Schritte. Zunächst werden nationale Stromnetz-Szenarien definiert und mit alternativen Flexibilitätssensitivitäten kombiniert. Diese Szenarien werden anschliessend auf das Versorgungsgebiet des untersuchten Verteilernetzes (CKW) regionalisiert. Die nationalen Annahmen werden in Stromnachfrage- und dezentrale Erzeugungsprofile auf Gebäudeebene mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten individuell modelliert. Technologiespezifische Modelle werden angewendet, um den Betrieb von Elektrofahrzeugen (EV), Wärmepumpen (WP), Photovoltaikanlagen (PV) und Batterie-Energiespeichersystemen (BESS) abzubilden. Die resultierenden Zeitreihen dienen als Eingaben für detaillierte Lastflussberechnungen im Verteilnetz, mit denen Netzengpässe und erforderliche Verstärkungsmassnahmen identifiziert werden. Schliesslich werden die jeweils resultierenden Netzausbaukosten berechnet und auf die nationale Ebene hochgerechnet.

3.1 Szenariodefinition

Der zukünftige Strombedarf und die Stromerzeugung werden aus nationalen Energieszenarien für die Schweiz im Jahr 2050 abgeleitet. Diese Szenarien stellen alternative strategische Wege für die Entwicklung des Schweizer Stromsystems dar und unterscheiden sich hauptsächlich in den angenommenen Portfolios der Erzeugungstechnologien. Insbesondere berücksichtigen sie unterschiedliche Kombinationen installierter Kapazitäten von Photovoltaik-, Kernenergie-, Wind- und Gaskraftwerken, wobei eine ausreichende inländische Stromversorgung gewährleistet bleibt.

In dieser Studie werden sechs Szenarien betrachtet (Tabelle 1):

- **Kernkraft-Fokus:** Einsatz neuer Kernkraftkapazitäten zum Ersatz stillgelegter Anlagen und zur Bereitstellung einer zuverlässigen Grundlastversorgung. Im Folgenden wird dieses Szenario als «**Kernkraft**» oder «**K**» bezeichnet.
- **Gas-Fokus:** Bau neuer Gaskraftwerke, die flexible und regelbare Erzeugungskapazitäten bereitstellen. Im Folgenden wird dieses Szenario als «**Gas**» oder «**G**» bezeichnet.
- **Solar-Fokus:** Massiver Ausbau der Photovoltaik, sodass Solarenergie zur dominanten Stromquelle wird. Im Folgenden wird dieses Szenario als «**PV**» bezeichnet.
- **Wind-Fokus:** Massiver Ausbau der Onshore-Windkraft. Im Folgenden wird dieses Szenario als «**Wind**» oder «**W**» bezeichnet.
- **Erneuerbare + Gas:** Kombination eines Ausbaus erneuerbarer Energien (vor allem Solar- und Windkraft) mit neuen Gaskraftwerken, die Reservekapazität bereitstellen. Im Folgenden dieses Berichts wird dieses Szenario als «**RES+Gas**» und «**Synthese I**» (**S1**) bezeichnet.
- **Koexistenz:** Diversifiziertes System, in dem Kernkraft, erneuerbare Energieerzeugung und flexible thermische Kapazitäten gleichzeitig existieren. Im weiteren Verlauf dieses Berichts wird dieses Szenario als «**Koexistenz**» und «**Synthese II**» (**S2**) bezeichnet.

Die Entwicklung des Strombedarfs wird in allen Szenarien identisch angenommen. Die Nachfrage steigt aufgrund der Elektrifizierung von Mobilität und Wärme sowie des Bevölkerungswachstums, während Verbesserungen der Energieeffizienz den Anstieg des konventionellen Stromverbrauchs teilweise kompensieren. Die nationalen Szenarioparameter werden anschliessend auf das Untersuchungsgebiet regionalisiert und in Nachfrage- und Erzeugungsprofile auf Gebäudeebene übersetzt, wie in der Methodik beschrieben.

Tabelle 1. Nationale Zielszenarien von AXPO und berücksichtigte Flexibilitäten für 2035 und 2050. Alle Einheiten sind in TWh angegeben, mit Ausnahme von BESS, das separat ausgewiesen wird. Die BESS-Werte werden für die Sensitivität „flex“ dargestellt.

	PV		Kernkraft		Gas		Wind		RES ² + Gas (Synthese 1)		Koexistenz (Synthese 2)	
	2035	2050	2035	2050	2035	2050	2035	2050	2035	2050	2035	2050
PV-Ground	1,2	3,3	0	0	0	0	0	0	0,9	3,1	0,5	1,5
PV-Dach	24,3	43	11,5	16,2	11,5	16,2	11,5	16,2	24,4	32,2	22	25
PV Alpin	0,9	2,3	0,5	0,7	0,5	0,7	0,5	0,7	0,4	0,5	0,2	0,2
Wind	0,3	0,5	0,3	0,5	0,3	0,5	1,4	13,5	0,7	5,1	0,7	2,2
Res. BESS (GWh/GW)	8,3/4,2	12,1/6,1	7/3,5	7,6/3,8	7/3,5	7,6/3,8	7/3,5	7,6/3,8	9,5/6,4	10,1/5	8,3/4,1	8,7/4,3
Nachfrage	50,6	46,5	50,6	46,5	50,6	46,5	50,6	46,5	50,6	46,5	50,6	46,5
HP	7,4	10,0	7,4	10,0	7,4	10,0	7,4	10,0	7,4	10,0	7,4	10,0
EV	6,8	15,2	6,8	15,2	6,8	15,2	6,8	15,2	6,8	15,2	6,8	15,2
H ₂ -Prod.	2,2	9	2,2	9	2,2	9	2,2	9	2,2	9	2,2	9
Sensitivität.												
Basis	☒	☒	☒	☒								
Flex	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒
Maxflex	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒

3.2 Flexibilitätssensitivitäten

Um die potenzielle Rolle der betrieblichen Flexibilität bei der Reduzierung des Netzausbaus zu bewerten, werden drei Flexibilitätssensitivitäten definiert: **Basis**, **Flex** und **Maxflex**. Diese Sensitivitäten stehen für steigende Grade an dezentraler Flexibilität auf Gebäudeebene und dienen dazu, zu beurteilen, wie verschiedene Betriebsstrategien Spitzenlasten im Netz abfedern können.

Die **Basis-Sensitivität** stellt den Referenzfall ohne zusätzliche Flexibilitätssmassnahmen dar. In diesem Fall dürfen Photovoltaikanlagen ihren Überschussstrom ins Netz einspeisen, es werden keine Batteriespeichersysteme modelliert, und das Laden von Elektrofahrzeugen sowie der Betrieb von Wärmepumpen folgen ihren bedarfsorientierten Lastprofilen ohne aktives Lastmanagement. Um die Extremfälle zu bewerten, werden für das Basisszenario nur PV- und Kernkraftszenarien (Wind und Gas) untersucht.

Die **Flex-Sensitivität** repräsentiert ein moderates Mass an Flexibilität. In diesem Fall werden mehrere Massnahmen umgesetzt, um PV-Einspeisespitzen zu reduzieren und die Nachfrage von Elektrofahrzeugen aus den traditionellen Abendspitzenzeiten zu verlagern. Die PV-Einspeisung wird am Netzanschlusspunkt (Hausanschlusskasten, HAK) begrenzt, wobei die maximale Netzeinspeisung auf 70% der installierten DC-Leistung limitiert wird. Zudem wird angenommen, dass ein Teil der neuen PV-Anlagen mit Batterie-Energiespeichersystemen (BESS) ausgestattet ist, deren Nennleistung 0,8 kW pro kWp installierter PV-Leistung beträgt. Die Batteriespeicherkapazität wird durch einen Energieinhalt von 2 kWh/kW definiert. Darüber hinaus wird das private Laden von Elektrofahrzeugen teilweise aus der abendlichen Spitzenzeit verlagert, indem die Wahrscheinlichkeit eines Ladevorgangs zwischen 16:00 und 21:00 Uhr um 20 % reduziert wird.

Die **Maxflex-Sensitivität** repräsentiert für ein hohes Mass an betrieblicher Flexibilität und umfasst eine stärkere Umsetzung derselben Massnahmen. In diesem Fall wird die PV-Einspeisung auf 50% der installierten Leistung am Netzanschlusspunkt begrenzt. Der Einsatz von Batteriespeichern steigt auf 1 kW Batterieleistung pro kWp installierter PV-Leistung, bei einem Energieinhalt von 1,5 kWh/kW. Die Wahrscheinlichkeit des EV-Ladens während der abendlichen Spitzenzeit wird um 50 % reduziert, wodurch ein grösserer Anteil der Ladevorgänge in die Mittags- und Nachtstunden verlagert wird. Zusätzlich werden Wärmepumpen aktiv gesteuert, um die typischen abendlichen Lastspitzen

² RES: Erneuerbare Energiequellen

zu reduzieren: Einzelne Wärmepumpen können während des Zeitfensters zwischen 18:00 und 22:00 Uhr für bis zu drei Stunden temporär abgeschaltet werden, wobei der Wärmebedarf später in den Nacht- oder Morgenstunden nachgeholt wird.

Tabelle2 enthält eine Zusammenfassung der Flexibilitätssensitivitäten.

Tabelle2. Flexibilitätssensitivitäten: Annahmen zur Umsetzung

	Basis	Flex	Maxflex
Einspeisebegrenzung (angewendet am Netzanschlusspunkt – HAK, bezogen auf kW _{pDC})	-	30%	50%
BESS	Kein BESS modelliert	0,8 kW _(BESS) /kW _{p PV} C-Rate (kWh/kW): 2	1 kW _(BESS) /kW _{p PV} C-Rate (kWh/kW): 1,5
Private Ladeinfrastruktur für Elektromobilität (Reduzierung der Ladehäufigkeit während der abendlichen Spitzenzeiten)	-	20%	50%
Wärmepumpe ausgeschaltet (für 3 Stunden während der abendlichen Spitzenzeiten)	-	-	Abschaltung zwischen 18:00 und 22:00 Uhr

3.3 Regionalisierung von Strombedarf und -erzeugung

Die nationalen Szenarioparameter werden mithilfe eines Bottom-up-Regionalisierungsansatzes auf die regionale Ebene übertragen. Der Strombedarf und die dezentrale Erzeugung werden räumlich auf die Gebäude im Versorgungsgebiet von CKW verteilt, basierend auf lokalen Merkmalen wie Gebäudetypen, Verbrauchsprofilen und verfügbaren Dachflächen für Photovoltaikanlagen.

Der Strombedarf wird in mehrere Komponenten unterteilt, darunter Grundverbrauch (Allgemeinstrombedarf), Elektromobilität und Elektroheizung. Photovoltaikanlagen werden entsprechend dem verfügbaren Installationspotenzial auf die Gebäude verteilt.

Für jedes Gebäude im Untersuchungsgebiet werden jährliche Last- und Erzeugungsprofile mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten erstellt. Zusätzlich zu gebäudebasierten Technologien werden grössere Energieanlagen, wie grossflächige PV-Installationen und Schnellladehubs, auf geeigneten Netzebenen angeschlossen, typischerweise zwischen NE6 und NE4.

Der resultierende Datensatz liefert Zeitreihen, die den Strombedarf und die dezentrale Erzeugung im gesamten Versorgungsgebiet abbilden, und dient als Eingabe für die nachfolgenden Netzsimulationen.

Im Folgenden sind die Annahmen aufgeführt, die bei der Regionalisierung von Stromnachfrage und -erzeugung getroffen wurden:

1. Wärmepumpen
 - a. Zur Ermittlung des Heizbedarfs, dessen jährliche Verteilung und zur Erstellung des 15-min Lastgangs für Wärmepumpen wurde ein stündliches Aussentemperaturprofil für den Kanton Luzern aus dem Jahr 2024 verwendet.
 - b. Zur Erstellung des Lastgangs von Wärmepumpen wurde eine maximale Gleichzeitigkeit von 70% der jeweilig installierten Kapazität der Wärmepumpen angenommen, um unterschiedliche Betriebsarten abzubilden. (Die Gleichzeitigkeit ist ein Mass für den Anteil aller Geräte, die mit installierter Leistung gleichzeitig in Betrieb sind)
 - c. In der Sensitivität Maxflex wird beabsichtigt die Belastungsspitze am Abend zu reduzieren. Die Wärmepumpe wurden während eines 4h-Zeitfenster sukzessive abgeschaltet, zwischen 18:00-22:00 (einzelne Wärmepumpen werden maximal für 3h abgeschaltet in diesem Zeitfenster). Die jeweilige Wärmeenergie wurde im Anschluss (späte Nacht und

Morgenstunden) kompensiert, limitiert durch die installierte Leistung der Wärmepumpe

2. Elektromobilität

- a. Die technologische Marktentwicklung wurde aufgrund des EBP-Szenarios ZERO E modelliert³. Dies beschreibt die Entwicklung des Fahrzeugbestandes und die Aufteilung nach Antriebstechnologie.
- b. Die Lastgänge der Ladevorgänge für batterieelektrische Fahrzeuge wurden je Ladestation und Ladetyp probabilistisch erstellt, mit Grundlagen basierend auf den Mikrozensus Mobilität⁴
- c. In den Sensitivitäten Flex und Maxflex wird beabsichtigt die Abendspitze in den Haushalten zu reduzieren. Es wurde die Wahrscheinlichkeit für den Start eines Ladevorgangs zur Abendzeit (16:00-21:00) um 20% bzw. um 50% reduziert, mit einer entsprechenden Erhöhung am Mittag und in der späteren Nacht.

3. Photovoltaik and BESS

- a. PV Abregelung wird am Hausanschluss (bzw. nach dem Wechselrichter und dem Eigenverbrauch) angesetzt.
- b. In den Sensitivitäten Flex und Maxflex wird die maximale Netzeinspeisung (am Hausanschluss) auf 70% bzw. 50% des installierten kWp DC-Leistung definiert.
- c. Es wird angenommen, dass 50% der neuen PV-Anlagen ab 2025 über eine BESS verfügen.
- d. Die Aufnahmeleistung der BESS wird auf Basis der installierten kWp der PV-Anlage ermittelt und beträgt 80% bzw. 100% davon in den Sensitivitäten Flex und Maxflex. Die Energie der BESS wird mit einer Rate (kWh/kW) von 2 bzw. 1.5 modelliert.
- e. Das Batterie Management System der BESS wird vereinfacht angewendet, zur Reduktion der PV-Einspeisespitze zur Mittagsszeit und zur Reduktion der Lastpitze am Abend (Aufladung bei überschüssiger PV-Generation ab 12:00; Entladung ab 18:00).

3.4 Netzsimulationen

Die regionalisierten Zeitreihen für den Strombedarf und die dezentrale Erzeugung dienen als Eingangsdaten für detaillierte Lastflussberechnungen des CKW-Verteilnetzes.

Die Netzplanung erfolgt anhand von Lastflusssimulationen mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten über ein gesamtes Jahr. Dieser Ansatz ermöglicht es, kritische Betriebsbedingungen wie gleichzeitige Einspeisespitzen aus Photovoltaikanlagen und abendliche Nachfragespitzen zu erfassen.

Jede Hoch-/Mittelspannungsunterstation (HV/MV) wird zusammen mit den nachgelagerten Mittel- und Niederspannungsnetzen (NE4-NE7) als ein integriertes System simuliert. Die Simulationen werden jedoch für jedes Unterstationsgebiet getrennt durchgeführt. Die MS- und NS-Netze werden gekoppelt modelliert, was die Analyse von Wechselwirkungen zwischen den Netzebenen ermöglicht.

Für die Simulation des Hochspannungsnetzes (NE3) werden die aggregierten Zeitreihen von Nachfrage und Erzeugung aller HS-/MS-Unterstationen und Unterwerke verwendet.

3.5 Kriterien für die Netzplanung und Ausbaumassnahmen

Für die Simulationen werden zwei Arten von Einschränkungen bewertet: thermische Belastungsgrenzen der Netzkomponenten und Spannungsgrenzen an den Netzknoten.

³ Verständnis Ladeinfrastruktur 2050, Energieschweiz ([Link](#))

⁴ Mikrozensus Mobilität und Verkehr, Bundesamt für Statistik ([Link](#))

Die folgenden Planungsrichtlinien kommen zur Anwendung:

- Maximale Auslastung von Kabeln und Transformatoren in NE4 und NE5: 60%
- Maximale Auslastung von Kabeln und Transformatoren in NE6 und NE7: 100%
- Zulässige Spannungsabweichung an allen Knotenpunkten: $\pm 10\%$

Wann immer diese Grenzwerte überschritten werden, werden gemäss den üblichen Netzplanungspraktiken Verstärkungsmassnahmen umgesetzt. Zu diesen Massnahmen gehören Kabelverstärkungen, die Verlegung von Parallelkabeln sowie Transformator-Upgrades.

Spannungsabweichungen werden in erster Linie durch die Verstärkung von Mittelspannungsnetzen behoben (falls erforderlich), bevor Massnahmen in Niederspannungsnetzen angewendet werden. Zusätzlich zu konventionellen Massnahmen wird in den Szenarien mit maximaler Flexibilität (maxflex) eine erweiterte Spannungsunterstützung durch die Blindleistungsregelung Q(U) von Photovoltaik-Wechselrichtern berücksichtigt.

3.6 Berechnung der Netzausbaukosten

Die Kosten für Netzverstärkungen werden auf Grundlage der Anlagenkostenannahmen des Verbands Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) berechnet⁵. Sowohl Investitionskosten (CAPEX) als auch Betriebskosten (OPEX) werden berücksichtigt.

Die annualisierten Kosten werden anhand eines Annuitätenansatzes ermittelt. Dieser basiert auf einem gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz (**WACC**) von **5%**, anlagenspezifischen Lebensdauern sowie jährlichen Betriebs- und Wartungskosten in Höhe von **2%** der Investitionskosten. Die Berechnungen erfolgen auf Basis **realer** (nicht nominaler) **Werte**. Nebenleistungen im Bauwesen (z. B. Kabelbau, Tiefbau, Ingenieurleistungen, Kosten für Transformatorgebäude) werden auf der Grundlage festgelegter Regeln berücksichtigt.

Die berechneten Netzausbaukosten sind „zusätzliche Investitionskosten“ vom heutigen Zeitpunkt bis zum Zieljahr (z. B. 2050). Regelmässige Netzinvestitionen im Zusammenhang mit der Alterung von Anlagen, Wartung und Erneuerungszyklen sind **nicht** enthalten.

Die Bau- und Unterstations- bzw. Unterwerkskosten für Hoch-/Mittelspannungsanlagen (**NE4**) werden **nicht** berücksichtigt. Wenn HS-MS-Transformatoren mit grösseren Kapazitäten verstärkt werden, könnte dies eine Vergrösserung des bestehenden Gebäudes (sofern vorhanden) erfordern, und diese Vergrösserung zusammen mit der Umspannwerkstechnik (vollständig modernisiertes Umspannwerk) könnte für CKW 12-15 Mio. CHF kosten.

3.7 Hochrechnung auf nationaler Ebene

Die für die CKW-NE4-7-Netze ermittelten Netzausbauresultate werden auf die gesamte Schweiz hochgerechnet. Dies erfolgt mittels einer Clustermethodik, die von der schweizerischen Elektrizitätsregulierungsbehörde **ElCom** entwickelt wurde.

Die Schweizer Netzbetreiber werden in acht Cluster eingeteilt, basierend auf der **Energiedichte** und der **Siedlungsdichte** ihrer jeweiligen Versorgungsgebiete (d. h. *hohe Energiedichte und hohe Siedlungsdichte, hohe/niedrige Energiedichte und mittlere Siedlungsdichte, hohe/niedrige Energiedichte in ländlichen Gebieten, hohe/niedrige Energiedichte in Bergregionen und niedrige Energiedichte in Tourismusregionen*). In dieser Studie wird jedes Gebiet einer Hoch- und Mittelspannungsstation des CKW-Netzes als Vertreter eines dieser Cluster betrachtet. Die berechneten Netzausbaukosten für die MS- und NS-Netze (NE4-NE7) werden anschliessend linear hochskaliert, um alle 630 Schweizer Verteilnetzbetreiber abzubilden.

⁵ VSE Einheitskosten, Beilage zur Branchenempfehlung Netzbewertung, 2008

Es ist wichtig zu beachten, dass CKW etwa 70 von 2'136 Gemeinden in der Schweiz versorgt. Folglich sind nicht alle Netzbetreibertypen im CKW-Gebiet vertreten: Das CKW-Versorgungsgebiet umfasst beispielsweise keine Regionen mit geringer Bevölkerungsdichte und hoher Energiedichte. Zudem stimmen die Anteile der verschiedenen Netzbetreibertypen in der Schweiz nicht mit denen im CKW-Gebiet überein. Beispielsweise sind die Regionen mit mittlerer Bevölkerungsdichte und geringer Energiedichte, die von CKW versorgt werden, für die Hochskalierung überrepräsentiert (7 Unterstationen, 35% aller CKW-Unterstationen und CKW-Unterwerke), während sie schweizweit nur 16% (99 von 630) der Verteilnetzbetreiber ausmachen. Regionen mit mittlerer Bevölkerungsdichte und hoher Energiedichte sind hingegen im CKW-Gebiet unterrepräsentiert (5%), obwohl sie 14% der Schweizer Netzbetreiber ausmachen.

Zudem weisen die Netze im CKW-Gebiet eine **hohe Heterogenität** auf: Die Mittelspannungsnetze (NE4-7) von CKW sind hinsichtlich ihrer Netzkapazität nicht homogen. Einige dieser NE4-7-Netze sind relativ betrachtet stärker als andere, was in zukünftigen Szenarien zu geringeren Netzausbaubedarfen führt. Da jede HS-MS-Unterstation bzw. Unterwerke inklusive der nachgelagerten Netze als Repräsentant eines ECom-Clusters behandelt wird, können stark ausgebauten NE4-7-Netze in bestimmten CKW-Regionen zu einer Unterschätzung der hochgerechneten Netzausbaukosten für das betreffende Cluster führen.

Schliesslich werden die Netzausbauergebnisse des HS-Netzes (NE3) bei der Hochskalierung nicht berücksichtigt, da das HS-Netz von CKW strukturell nicht repräsentativ ist:

- Die Schweiz verfügt über 2'335 km Erdkabel und 6'594 km Freileitungen in ihren HS-Netzen⁶ mit einem Verhältnis von Freileitung zu Kabel von ~2,83, während CKW in seinem HS-Netz 80 km Kabel und 380 km Freileitungen betreibt, mit einem Verhältnis von Freileitung zu Kabel von 4,75. Zudem entspricht das HS-Netz von CKW nur ~5% der Schweizer HS-Netze.
- Zudem werden die Hochspannungsnetze in der Schweiz mit unterschiedlichen Betriebsspannungen geführt. CKW nutzt 110 kV und 50 kV, was zu einer höheren Übertragungskapazität führt als bei Netzbetreibern, die nur 50 kV verwenden.

⁶ ECom-Tätigkeitsbericht 2024

4. Ergebnisse

4.1 Analyse der aggregierten Zeitreihen der Netto-Nachfrage (Residual)

In der gesamten Analyse ergibt sich die wichtigste strukturelle Erkenntnis, dass in Szenarien mit hoher PV-Verbreitung zukünftige Netzinvestitionen nicht primär durch das konventionelle Nachfragewachstum getrieben werden, sondern durch die **zeitliche Koinzidenz** (d. h. Gleichzeitigkeit) **von PV-Erzeugung und Nachfrage** auf den unteren Netzebenen.

Praktisch bedeutet dies, dass in Szenarien mit hohem PV-Ausbau die kritischsten Netzbelastungen zunehmend in Zeiten hoher PV-Überschüsse auftreten, und nicht mehr ausschliesslich während der typischen winterlichen Abendspitze. Zur Veranschaulichung dieses Mechanismus werden die maximalen positiven und negativen Werte der aggregierten Netto-Nachfrage-Zeitreihen für das gesamte CKW-Gebiet berechnet. Die Zeitreihen der Netto-Nachfrage werden ermittelt, indem die Summe der dezentralen Erzeugung (einschliesslich BESS-Entladung) an allen HS-MS-Unterstationen (NE4) bzw. Unterwerke von der aggregierten Stromnachfrage (einschliesslich BESS-Ladung) aller HS-MS- Unterstationen (NE4) bzw. Unterwerke abgezogen wird.

Tabelle 3. Aggregierte Netto-Nachfrage-Zeitreihen einschliesslich der NE4-, NE5-, NE6- und NE7-Ebenen von 19 Unterstationen bzw. Unterwerke für PV- und Kernkraft- (K) / Wind- / Gasszenarien für 2050: Basis, Flex und Maxflex, mit positiver und negativer Spitzenleistung

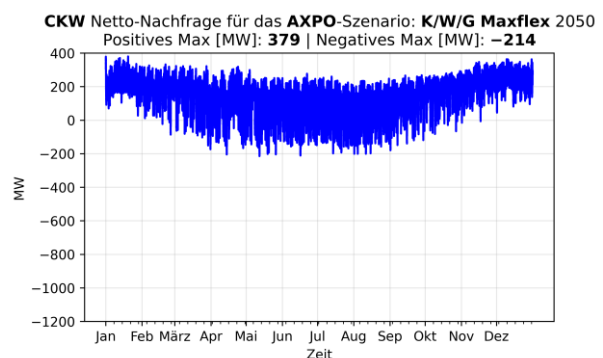
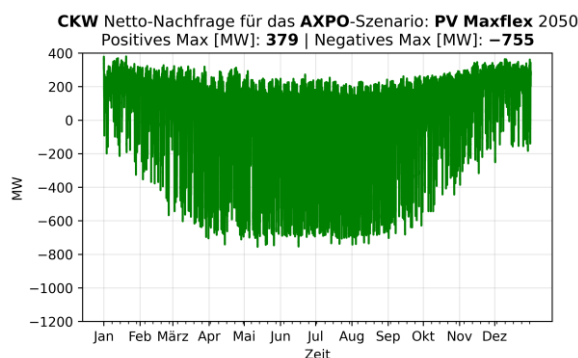
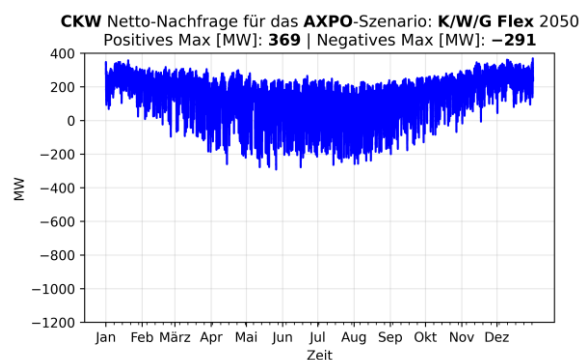
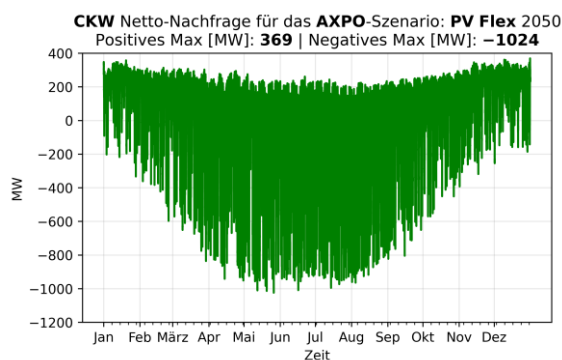
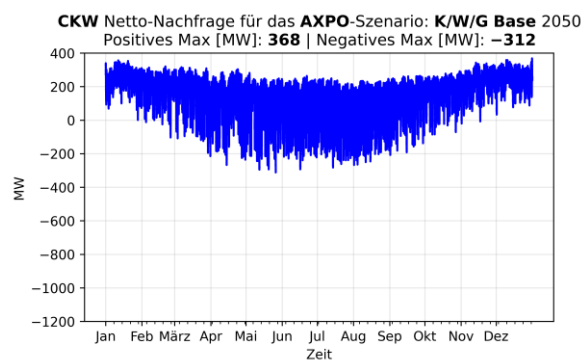
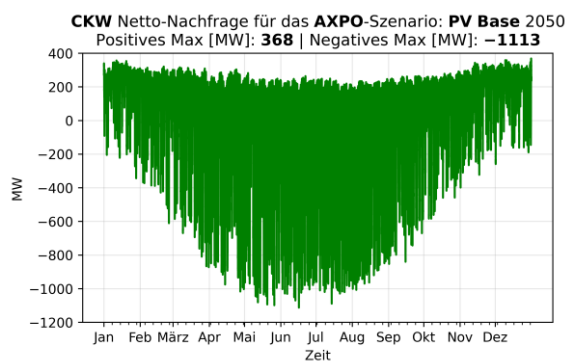


Tabelle 3 zeigt die aggregierte Zeitreihe der Netto-Nachfrage für die Szenarien PV und Kernkraft. Die Ergebnisse für die Gas- und Windszenarien sind für NE4-NE7 für das Jahr 2050 identisch. Die Szenarien Kernkraft, Gas und Wind weisen die geringste Verbreitung von PV auf, während sie die gleiche Nachfrageentwicklung aufweisen.

Im Aggregationsprozess werden die Nachfrage und die Erzeugung verwendet, die mit NE4, 5, 6 und 7 verbunden sind, da sie die Netzausbaukosten in diesen Netzebenen bestimmen. Positive Werte stehen für Zeiträume, in denen die oberen Netzebenen (NE1 & NE3) die Nachfrage in NE4-NE7 decken. Diese Zeiträume werden daher als «Nachfragespitzen» bezeichnet. Negative Werte stehen für Zeiträume, in denen überschüssige PV-Erzeugung aus NE4-NE7 in die oberen Netzebenen exportiert wird. Diese Zeiträume werden daher als «PV-Spitzen» bezeichnet. Die beiden Indikatoren, die Nachfragespitzen und die PV-Spitzen, werden als Netto-Nachfrage-Indikatoren bezeichnet.

Während Lastspitzen die notwendige Kapazität zur Stromversorgung während Zeiten ohne Solareinspeisung bestimmen, definieren PV-Spitzen die erforderliche Netzkapazität für den Rücktransport grosser Energiemengen in Zeiten hoher Solarproduktion. Da die PV-Erzeugung über grosse Regionen hinweg zeitlich stark korreliert ist, treten diese Rückspeisespitzen simultan an vielen Unterstationen auf und pflanzen sich dadurch über mehrere Netzebenen fort, sofern diese nicht abgeregelt werden.

In Tabelle 3 kann der Einfluss moderater (Flex) und maximaler (Maxflex) Flexibilitätsmassnahmen auf die „PV-Spitzen“ deutlich beobachtet werden. Die maximale negative Netzlast im CKW-Gebiet, verursacht durch PV-Rückspeisung, wird um **8 %** vom PV-Basiszenario zum PV-Flex-Szenario und um **32 %** vom PV-Basiszenario zum PV-Maxflex-Szenario reduziert. Diese Reduktionen stehen im Einklang mit den zuvor berichteten Erfahrungen⁷ und hängen davon ab, wie die PV-Abregelung umgesetzt wird. Die Abregelung von PV erfolgt am Netzanschlusspunkt, nicht direkt am Wechselrichter. Das heisst, die generierte PV-Leistung wird im Wechselrichter umgewandelt (kleiner Leistungsverlust), speist den zeitgleichen Eigenverbrauch (Allgemeinstrom, Wärme und Elektromobilität), sowie die BESS. Erst danach wird am Anschlusspunkt geprüft, ob die verbleibende Leistung die 70% bzw. 50% Limite übersteigt und wird entsprechend abgeregelt. Der gewünschte Effekt der Abregelung einer geringeren Rückspeisung ist gewährleistet, aber durch die Verluste und den Eigenverbrauch, greift die Abregelung weniger oft und die abgeregelt Energie wird reduziert. Unter den Annahmen in der Modellierung, resultiert im Szenario PV ein Energieverlust durch Abregelung von 1.4% bzw. 6.8% für die Sensitivitäten Flex und Maxflex. Dieses Ergebnis hängt stark von den zugrundeliegenden Annahmen und kann entsprechend bei unterschiedlichen Annahmen, betrachteten Regionen, sowie Netzebene der Betrachtung variieren.

⁷ P. Cuony, H. Todorov, C. Bucher, „Ohne Leistungsregelung von PV geht es nicht: Systembetrachtungen für den Solarstromausbau“, Bulletin Electrosuisse, Dezember 2024.

4.2 Netzausbaukosten

Tabelle 4 enthält eine Zusammenfassung der positiven und negativen Spitzenlastwerte für alle Szenarien sowie die Ergebnisse der Netzausbaukosten.

Tabelle 4. Gesamt- und annualisierte Netzausbaukosten (CAPEX und AIK) in Mio. CHF für CKW für NE3-7 von heute bis 2050 pro Szenario sowie Flexibilität im Vergleich zur positiven Spitzenlast (Nachfrage) und zur negativen Spitzenleistung (Einspeisung) auf der Grundlage aggregierter Zeitreihen der Nettonachfrage an allen Unterstationen und Unterwerke, einschliesslich der gesamten Nachfrage und Erzeugung von NE4-NE7 für 2050. (Jährliche Betriebskosten: OPEX)

Szen.	Flexibilität	+Pmax [MW]	-Pmax [MW]	NE4-7 CAPEX	NE4-7 AIK	OPEX (NE4-7)	NE3 CAPEX	NE3 AIK	OPEX (NE3)
PV	Nein (Basis)	369	-1'113	139,8	10,4	2,795	68,3	5,340	1,365
PV	Mässig (Flex)	369	-1'024	109,0	8,1	2,181	37,1	2,900	0,743
PV	Max. (Maxflex)	380	-755	47,5	3,5	0,950	3,6	0,283	0,072
Wind	Mässig (Flex)	369	-292 ⁸	21,4	1,6	0,428	6,4	0,501	0,128
Wind	Max. (Maxflex)	380	-215 ⁸	16,4	1,2	0,328	6,4	0,501	0,128
K, Gas	Nein (Basis)	369	-312	24,7	1,8	0,494	3,5	0,270	0,069
K, Gas	Mässig (Flex)	369	-292	21,4	1,6	0,428	3,5	0,270	0,069
K, Gas	Max. (Maxflex)	380	-215	16,4	1,2	0,328	3,5	0,270	0,069
S1 (RES+G)	Mässig (Flex)	369	-651	55,0	4,1	1,098	3,6	0,283	0,072
S1 (RES+G)	Max. (Maxflex)	380	-492	30,0	2,2	0,598	3,5	0,270	0,069
S2 (Koexis.)	Mässig (Flex)	369	-509	41,0	3,0	0,817	3,6	0,282	0,072
S2 (Koexis.)	Max. (Maxflex)	380	-382	23,2	1,7	0,465	3,5	0,270	0,069

Es ist zu beachten, dass in allen PV-Szenarien und Sensitivitäten sowie in den Flex-Szenarien von S1 und S2 die PV-Spitzen deutlich grösser sind als die Lastspitzen. Daher werden die erforderlichen Netzausbaukosten in erster Linie durch die PV-Spitzen bestimmt. In den S1- und S2-Maxflex-Szenarien ist der Unterschied zwischen PV- und Lastspitzen deutlich geringer, sodass die Netzinvestitionen sowohl von der Nachfrage als auch von der PV-Erzeugung beeinflusst werden. Dies verdeutlicht die Bedeutung der Flexibilitätssmassnahmen, insbesondere der PV-Abregelung.

Tabelle 5 und Abbildung 1 ergänzen Tabelle 4 und zeigen die Netzausbauergebnisse für jede Netzebene, während Abbildung 2 die Auswirkungen der Sensitivitäten auf ausgewählte Szenarien verdeutlicht. Es ist weiterhin festzustellen, dass trotz Flexibilitätssmassnahmen, die auf eine Reduzierung der Spitzennachfrage im Bereich Elektromobilität und Wärme abzielen, die maximale Gesamtlast für die Sensitivität Maxflex ansteigt. Die Flexibilitätssmassnahmen sind in der Maxflex-Sensitivität primär auf Haushaltsebene umgesetzt und führen zu einer Lastreduktion bei NE6-NE7 (siehe Beschreibung zur Ausgestaltung der Flexibilitätssmassnahme). Dies zeigt sich klar im Vergleich der Netzausbaukosten, die mit den Sensitivitäten Flex und Maxflex deutlich reduziert werden können, insbesondere in Szenarien, in denen der Netzausbau durch Nachfrage getrieben wird und nicht nur durch überschüssige PV-Einspeisung.

⁸ Die positiven und negativen Maximalwerte der Netto-Nachfrage für die Windszenarien beinhalten nicht die in das HS-Netz (NE3) an den HS-Knoten eingespeiste Windenergie. Bei Einbeziehung der Windenergie betragen die Werte 348 MW und -497 MW für das Flex-Szenario sowie 358 MW und -433 MW für das Maxflex-Szenario, was bedeutet, dass der Netzausbaubedarf durch die Windenergie in Kombination mit dem in den unteren Netzebenen erzeugten PV-Überschuss bestimmt wird.

Tabelle 5. Gesamt- und annualisierte (mit „a“) Netzausbaukosten in Mio. CHF für CKW pro Szenario und Flexibilität für die Netzebenen NE4-NE7 für 2050

Szenario	Flexibilität	NE7	NE6	NE5	NE4	NE7a	NE6a	NE5a	NE4a
PV	Nr. (Basis)	39,4	38,1	11,2	51,1	2,9	2,8	0,8	3,8
PV	Mässig (Flex)	26,4	31,4	5,9	45,3	1,9	2,3	0,4	3,4
PV	Max. (Maxflex)	8,4	14,4	0,5	24,4	0,6	1,1	0,0	1,8
K, Wind, Gas	Nein (Basis)	5,1	9,0	-	10,7	0,4	0,7	-	0,8
K, Wind, Gas	Mässig (Flex)	4,2	8,2	-	9,1	0,3	0,6	-	0,7
K, Wind, Gas	Max. (Maxflex)	2,3	5,0	-	9,1	0,2	0,4	-	0,7
S1 (RES+G)	Mässig (Flex)	12,5	17,5	0,9	24,1	0,9	1,3	0,1	1,8
S1 (RES+G)	Max. (Maxflex)	5,4	9,5	0,0	15,0	0,4	0,7	0,0	1,1
S2 (Koexistenz)	Mässig (Flex)	9,8	14,7	0,6	15,8	0,7	1,1	0,0	1,2
S2 (Koexistenz)	Max. (Maxflex)	4,5	8,2	-	10,6	0,3	0,6	-	0,8

Es ist zu beachten, dass die Szenarien für Kernkraft, Windkraft und Gas zu denselben Netzausbaukosten in Mittel- und Niederspannungsnetzen (NE4-7) führen, da die Erzeuger entweder an das Hochspannungsnetz (NE3) oder an das Höchstspannungsnetz (NE1) angeschlossen sind. Daher werden nur die Ergebnisse des Kernkraftszenarios angegeben; die Ergebnisse für Windkraft und Gas für NE4-7 sind identisch. Im Windszenario entstehen die Netzausbaukosten im Hochspannungsnetz (NE3) hauptsächlich durch die an das Hochspannungsnetz angeschlossenen Windenergieanlagen

Es wird darauf hingewiesen, dass die Netzanschlusskosten für die an das Hochspannungsnetz (NE3) angeschlossenen Erzeuger, einschliesslich der speziellen Transformatoren, Umspannwerke und Verkabelung für Windparks, nicht berücksichtigt werden.

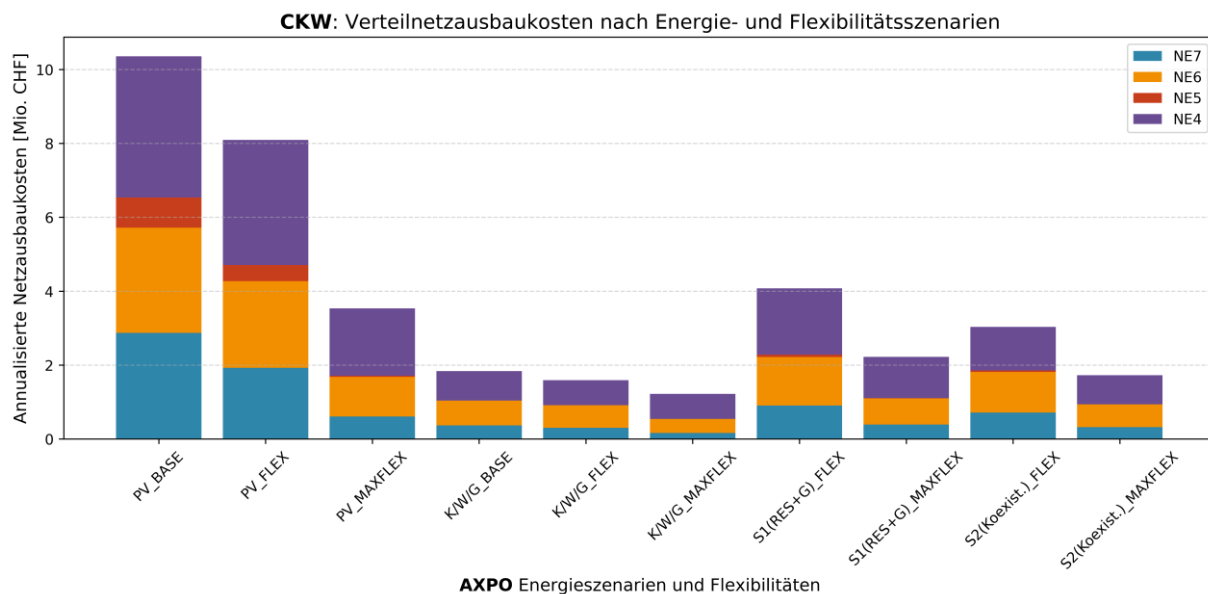


Abbildung 1. Jährliche Gesamtnetzausbaukosten für NE4-NE7 für 19 Unterstationen/Unterwerke (Region CKW) für jedes Szenario und Flexibilität für 2050

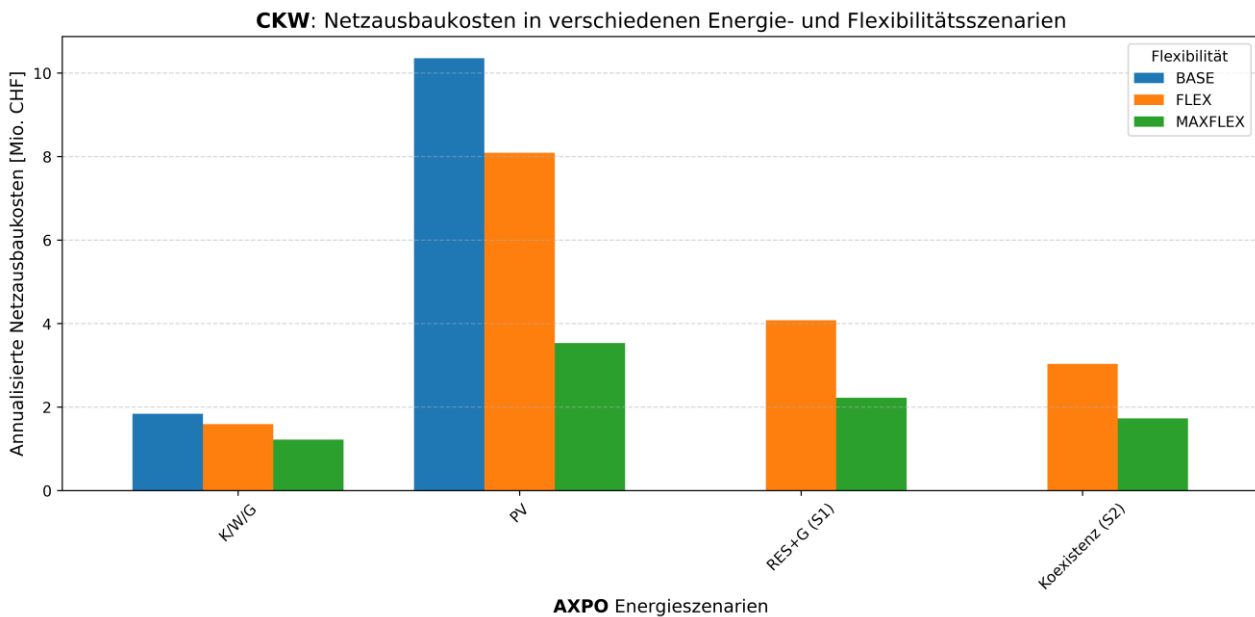


Abbildung 2. Jährliche Gesamtnetzausbaukosten für 19 Unterstationen/Unterwerke (Region CKW) für jedes Szenario und Flexibilität für 2050

Tabelle 6 und Abbildung 3 zeigen die Extrapolationsergebnisse auf der Grundlage der Ergebnisse für die CKW-Region. Wie in der Methodik bereits erläutert, basiert die Hochskalierung auf der Annahme, dass jede von einer HS-MS-Unterstation bzw. einem Unterwerk versorgte Region einen Netzbetreiber repräsentiert. Daher hängen die hochskalierten Ergebnisse stark davon ab, wie repräsentativ diese Unterstationen und Unterwerke für die Gesamtheit der Schweizer Netzbetreiber sind.

Zu beachten ist, dass sich die nationalen Hochskalierungsergebnisse entsprechend verändern, wenn eine andere Gruppe von Unterstationen und Unterwerken verwendet wird, was zu etwas höheren oder niedrigeren Kosten für die Schweiz führt. Durch die Verwendung einer repräsentativeren Gruppe von Unterstationen, die mehr Regionen versorgen, kann die Genauigkeit der Schätzungen verbessert werden. Im Rahmen dieser Studie standen jedoch ausschliesslich CKW-Unterstationen und -Unterwerke zur Verfügung, die entsprechend verwendet wurden.

Tabelle 6. Hochskalierungsergebnisse (mit NE4-NE7) für die Schweiz zu den Netzausbaukosten und den annualisierten Kosten in **BCHF** für jedes Szenario sowie zur Flexibilität für das Jahr 2050

Szenario	Flexibilität	Netzausbaukosten (NE4-NE7)	Annualisierte Netzausbaukosten (NE4-NE7)
PV	Nein (Basis)	4,292	0,318
PV	Mässig (Flex)	3,374	0,250
PV	Max. (Maxflex)	1,538	0,114
K, Wind, Gas	Nein (Basis)	0,792	0,059
K, Wind, Gas	Mässig (Flex)	0,689	0,051
K, Wind, Gas	Max. (Maxflex)	0,565	0,042
S1 (RES+G)	Mässig (Flex)	1,687	0,125
S1 (RES+G)	Max. (Maxflex)	0,978	0,073
S2 (Koexistenz)	Mässig (Flex)	1,292	0,096
S2 (Koexistenz)	Max. (Maxflex)	0,757	0,056

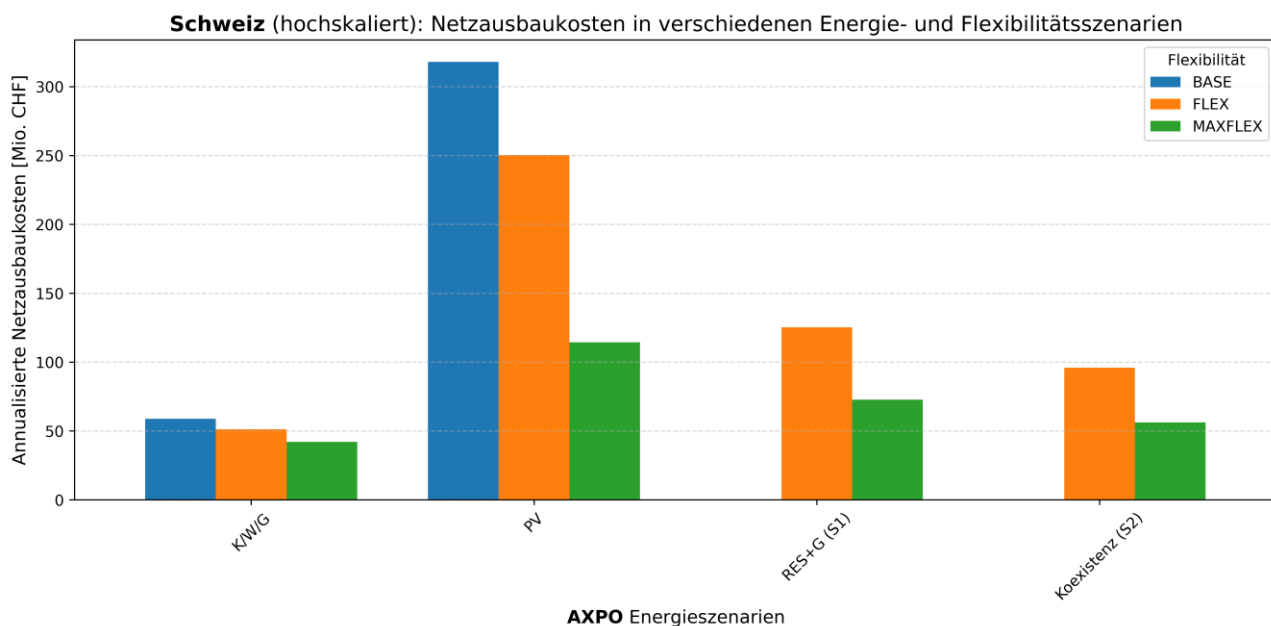


Abbildung 3. Hochskalierte annualisierte Netzausbaukosten (mit NE4-NE7) für die Schweiz für jedes Szenario und Flexibilität für 2050

PV-Szenario:

Wie in Tabelle 4 und Tabelle 5 zu erkennen ist, zeigen die Ergebnisse des **PV-Szenarios** sehr deutlich die Auswirkungen eines hohen PV-Ausbaus. In diesem Szenario erreicht die maximale negative Netzlast im CKW-Gebiet, verursacht durch die PV-Rückspeisung, einen Wert, der deutlich grösser ist als die maximale positive Netzlast. Das bedeutet, dass das Netz in diesem Szenario in der Lage sein müsste, Rückspeiseflüsse zu bewältigen, die höher sind als die traditionelle maximale Lastspitze. Eine Abregelung bzw. eine stärker eingreifende Abregelung kann dem Entgegenwirken, jedoch werden hier die Ergebnisse innerhalb der gewählt der Annahmen präsentiert, um auch deren Bedeutung auf das Netz zu zeigen.

Diese Bedingung führt zu den höchsten Infrastrukturanforderungen unter allen betrachteten Szenarien. Im CKW-Versorgungsgebiet reduziert die Einführung moderater Flexibilität (Flex) den gesamten Netzausbaubedarf in **NE4-NE7** um rund **22%** und in **NE3** um **46%** im Vergleich zum Basisszenario ohne Flexibilitätssmassnahmen. Die Einführung maximaler Flexibilität (Maxflex) reduziert die Netzausbaukosten um rund **66%** in **NE4-NE7** und um **95%** in **NE3** im Vergleich gegenüber dem Basisszenario (Tabelle 4 und Abbildung 1).

Ein ähnliches Bild zeigt sich auf nationaler Ebene bei den hochskalierten Ergebnissen für NE4-NE7. Für die Schweiz insgesamt senkt eine moderate Flexibilität den Netzausbaubedarf des PV-Szenarios um ca. **21%**, während maximale Flexibilität zu einer Reduktion von rund **64%** gegenüber dem Basisszenario führt (Tabelle 6).

Kernkraft-Szenario (Wind und Gas):

Im Gegensatz dazu stellt das **Kernkraftszenario (K)** einen grundlegend anderen Fall dar. Da der dezentrale PV-Ausbau deutlich geringer ist als im PV-Szenario, sind die daraus resultierenden Rückspeiseströme wesentlich geringer aus. Folglich ist der Bedarf an Netzverstärkungen deutlich kleiner. Im CKW-Versorgungsgebiet reduziert moderate Flexibilität die gesamten Netzausbaukosten für die Netzebenen NE4-NE7 um etwa **13%** gegenüber dem Basisszenario. Maximale Flexibilität

führt zu einer Reduktion von rund **34%**. Die nationalen Ergebnisse folgen dem gleichen Trend. Bei moderater Flexibilität sinken die Gesamtnetzausbaukosten im Kernkraftszenario um etwa **13%**, während maximale Flexibilität die Gesamtnetzausbaukosten im Vergleich zum Basisfall um rund **29%** reduziert.

Der Netzausbaubedarf für die Hochspannungsebene wird von den Flexibilisierungsmassnahmen nicht beeinflusst. Es ist jedoch anzumerken, dass die Netzausbaukosten für das Hochspannungsnetz (NE3) im Windszenario um **80%** höher sind als die NE3-Netzausbaukosten im Kernkraftszenario (und Gas). Dies liegt hauptsächlich daran, dass die Windparks in diesem Szenario auf der Hochspannungsebene angeschlossen werden.

Bemerkenswert ist ausserdem, dass der Nutzen des Übergangs von moderater zu maximaler Flexibilität auf den Ebenen NE4-NE7 im Kernkraftszenario geringer ausfällt als im PV-dominierten Szenario. Dies ist ein deutlicher Hinweis darauf, dass der Hauptnutzen der Flexibilität in der Reduktion von Spitzen bei der dezentralen Erzeugung liegt. Wenn diese Spitzen (wie im Kernkraftszenario) ohnehin gering sind, trägt Flexibilität zwar weiterhin dazu bei, Nachfrage wie EV-Laden und WP-Betrieb von den traditionellen Abendspitzen wegzuverschieben, jedoch kann der Effekt durch homogene Anwendung solcher Massnahmen auf das gesamte Gebiet verringert werden. Dieses Phänomen wird oft als „Rebound-Effekt“ bezeichnet: Beispielsweise werden im Rahmen der Flexibilitätsstrategie sowohl das Laden von Elektrofahrzeugen als auch der Betrieb von Wärmepumpen gleichzeitig in die Nachtstunden verschoben, was unter Umständen zu einer neuen Lastspitze führen kann. Daher muss die Implementierung sorgfältig gestaltet werden, um das volle Potenzial der Nachfrageflexibilität auszuschöpfen.

Synthese-Szenarien:

Das Szenario **Synthese I (S1)** nimmt eine Zwischenposition zwischen dem PV- und dem Kernkraftszenario ein, liegt jedoch deutlich näher am PV-Szenario als am Kernkraftszenario. S1 stellt den anspruchsvolleren der beiden Synthese-Pfade dar. Dies steht im Einklang mit den Szenarioannahmen: S1 sieht für 2050 weiterhin einen substanziellen PV-Ausbau vor, mit einem breiteren Technologiemarkt als das reine PV-Szenario. Im CKW-Gebiet senkt der Übergang von moderater zu maximaler Flexibilität den Gesamtnetzausbaubedarf für NE4-NE7 um etwa **46%**. Auf nationaler Ebene reduziert derselbe Übergang die Gesamtnetzausbaukosten um rund **42%**. Im Vergleich zum PV-Szenario ist die installierte PV-Leistung in S1 um etwa **23%** geringer, was bei **moderater Flexibilität** zu **50%** geringeren Netzausbaukosten für NE4-NE7 und bei maximaler Flexibilität zu etwa **37%** geringeren Kosten führt. S1 belastet die Verteilnetze zwar weiterhin erheblich, doch wird diese Belastung durch ein ausgewogeneres Technologieportfolio deutlich gemildert. Die Auswirkungen von Flexibilitätsmassnahmen auf die NE3-Netzausbaukosten sind unerheblich.

Das Szenario **Synthesis II (S2)** ist weniger anspruchsvoll als S1 und deutlich weniger anspruchsvoll als das PV-Szenario, liegt jedoch weiterhin deutlich über dem Kernkraftszenario. Im CKW-Gebiet senkt der Übergang von moderater zu maximaler Flexibilität die Gesamtnetzausbaukosten in das Netz für NE4-NE7 um etwa **43%**. Im Vergleich zum PV-Szenario ist die installierte PV-Leistung in S2 um etwa **43%** geringer, was unter moderaten Flexibilitätsannahmen zu einer Reduzierung des Gesamtnetzausbaubedarfs für das Verteilernetz bei NE4-NE7 um **63%** und unter maximaler Flexibilität um **51%** führt. Diese Ergebnisse zeigen, dass ein diversifizierter Technologiemarkt mit etwas geringerer PV-Durchdringung die Belastung des Verteilernetzes deutlich verringern kann, während gleichzeitig die Elektrifizierung von Wärme und Mobilität weiterhin ermöglicht wird.

Flexibilitätssensitivitäten:

Ein direkter Vergleich aller Szenarien unter **moderater Flexibilität** ergibt eine sehr klare Rangordnung. Im CKW-Versorgungsgebiet erfordert S1 für NE4-NE7 etwa **50%** weniger annualisierte Netzausbaukosten als das PV-Szenario, während S2 etwa **63%** weniger und das Kernkraftszenario etwa **80%** weniger erfordert. Die nationalen Ergebnisse folgen fast genau demselben Muster.

Bei **maximaler Flexibilität** bleibt die Rangordnung unverändert, doch die Abstände verringern sich etwas, da die PV-reichen Szenarien am stärksten von einer höheren Flexibilität profitieren. Im CKW-Gebiet erfordert S1 für NE4-NE7 etwa **37%** weniger annualisierte Netzausbaukosten als das PV-Szenario, S2 etwa **51%** weniger und das Kernkraftszenario rund **65%** weniger. Auf nationaler Ebene zeigen sich die gleichen relativen Unterschiede. Die Verringerung der Abstände zwischen den Szenarien verdeutlicht, dass starke Flexibilitätssmassnahmen besonders wirksam sind, um die zusätzlichen Netzbelastungen zu reduzieren, die mit einer hohen Photovoltaik-Durchdringung einhergehen.

Auswirkungen der Szenarien auf Netzausbaukosten in verschiedenen Netzebenen:

Ein weiteres robustes Ergebnis betrifft die Verteilung der Netzausbaukosten auf die verschiedenen Netzebenen. In den CKW-Ergebnissen ist die Summe der Netzausbaukosten in **NE6** und **NE7** (d. h. der Netzausbaukosten im Niederspannungsbereich) in den Fällen mit moderater Flexibilität im Allgemeinen grösser als die Summe der Netzausbaukosten in **NE4** und **NE5** (d. h. der Netzausbaukosten im Mittelspannungsbereich), wie in Abbildung 1 und Tabelle 4 dargestellt. Dies steht im Einklang mit der Tatsache, dass die meisten PV-Anlagen, Ladestationen für Elektrofahrzeuge im privaten Bereich und Wärmepumpen in Privathaushalten an den unteren Netzebenen angeschlossen sind. Durch die hohe Gleichzeitigkeit von Photovoltaik, widerspiegelt sich der Effekt von PV (ob Einspeisung oder Abregelung) jedoch direkt in allen Netzebenen.

Bei moderater Flexibilität beträgt der Niederspannungsanteil (NE6 + NE7) an den gesamten CKW-Netzausbaukosten etwa **53%** bei PV-Szenario, **58%** bei Kernkraft-Szenario, **55%** bei S1-Szenario und **60%** bei S2-Szenario.

Bei maximaler Flexibilität ändert sich das Bild leicht. Bei der PV-Szenario machen die zusätzliche Netzausbaukosten für die Niederspannungsnetze **48 %** der Gesamtnetzausbaukosten aus, während der Anteil der Netzausbaukosten für die Mittelspannungsnetze (NE4 + NE5) **52%** der Gesamtnetzausbaukosten beträgt. Eine ähnliche Verschiebung ist bei K und S1 Szenarien zu beobachten, während S2-Szenario etwas stärker im unteren Bereich konzentriert bleibt. Dies deutet darauf hin, dass eine hohe Flexibilität besonders wirksam ist, um den Bedarf an Niederspannungsausbau zu verringern. Sobald dieser reduziert ist, konzentriert sich die verbleibende Netzausbaubedarf relativ stärker auf Mittelspannungsanlagen, die weniger leicht vermieden werden können.

Eine weitere wichtige Beobachtung ist die Veränderung des Anteils der HV-Netzausbaukosten (NE3) an den gesamten Netzausbaukosten (NE3-7). Dank der Massnahmen zur maximalen Flexibilität sinkt der Anteil der NE3-Netzausbaukosten in PV-Szenarien von **33%** der Gesamtnetzausbaukosten auf **7%**. In absoluten Zahlen sinken die erforderlichen Netzausbaukosten in NE3 um **95%** zwischen dem **Basisszenario** und dem **Maximum-Flexibilitätsszenario**. Dieser drastische Rückgang steht in direktem Zusammenhang mit der Reduktion der negativen Spitzenlast (d. h. der PV-Spitzenlast) von über **1 GW** in den Basisszenarien und den Szenarien mit moderater Flexibilität auf unter **1 GW** im Szenario mit maximaler Flexibilität.

Ein Blick auf ausgewählte Unterstationen/Unterwerke:

Die Analyse der Unterstationen und Unterwerke (Abbildung 4 und Abbildung 5) verdeutlicht zudem die räumliche Heterogenität des Netzausbaubedarfs. In mehreren Szenarien tauchen bestimmte Unterstationen und Unterwerke wiederholt als Investitions-Hotspots auf. In vielen Szenarien gehören Unterwerke **SURSEE** und **WILLISAU** sowie Unterstationen **HITZKIRCH** und **WOLHUSEN** regelmässig zu den grössten Kostentreibern.

Im PV-Szenario für 2050 ohne Flexibilität (Basisszenario) stellt die Unterwerke **SURSEE** mit Gesamtnetzausbauskosten für die Netzverstärkung von über **15 Mio. CHF** den Ausreisser dar. Selbst bei moderater Flexibilität bleibt dieses Unterstation mit erforderlichen Netzausbauskosten von rund **12,8 Mio. CHF** der grösste Kostentreiber. Der Hauptgrund für die Netzverstärkungen in **SURSEE** ist die hohe PV-Einspeisung: Die negative Spitzenlast (d. h. PV-Spitze) der an die Unterwerke **SURSEE** (NE4) berechneten Netto-Lastzeitreihe beträgt **137 MW** im PV-Basisszenario, **125 MW** im PV-Flex-Szenario und **92 MW** im PV-Maxflex-Szenario, verglichen mit einer positiven Spitzenlast (d. h. der Last-Spitze) von **52 MW** in den PV-Basis- und Flex-Szenarien sowie **55 MW** im PV-Maxflex-Szenario. Ein noch drastischeres Verhältnis von negativem Spitzenbedarf zu positivem Spitzenbedarf ist in **HITZKIRCH** zu beobachten, wo der PV-Spitzenwert in der aggregierten Nettobedarfszeitreihe bei 99 MW liegt, während der Lastspitzenwert im PV-Basisszenario 20 MW, im PV-Flex-Szenario 90 MW gegenüber 20 MW und im Maxflex-Szenario 65 MW gegenüber 20 MW beträgt. Ähnliche Muster lassen sich auch in **WILLISAU** und **WOLHUSEN** beobachten. Es ist wichtig zu beachten, dass an einigen Unterstationen bzw. Unterwerke wie **WILLISAU**, **WOLHUSEN** und **HITZKIRCH** 25-MVA-Transformatoren im HS-MS-Bereich (NE4) eingesetzt werden und dass die Erneuerung dieser relativ kleinen Transformatoren den grössten Anteil an den Netzausbauskosten in diesen Unterstationen bzw. Unterwerke ausmacht, insbesondere in den PV- und Synthesis-Szenarien.

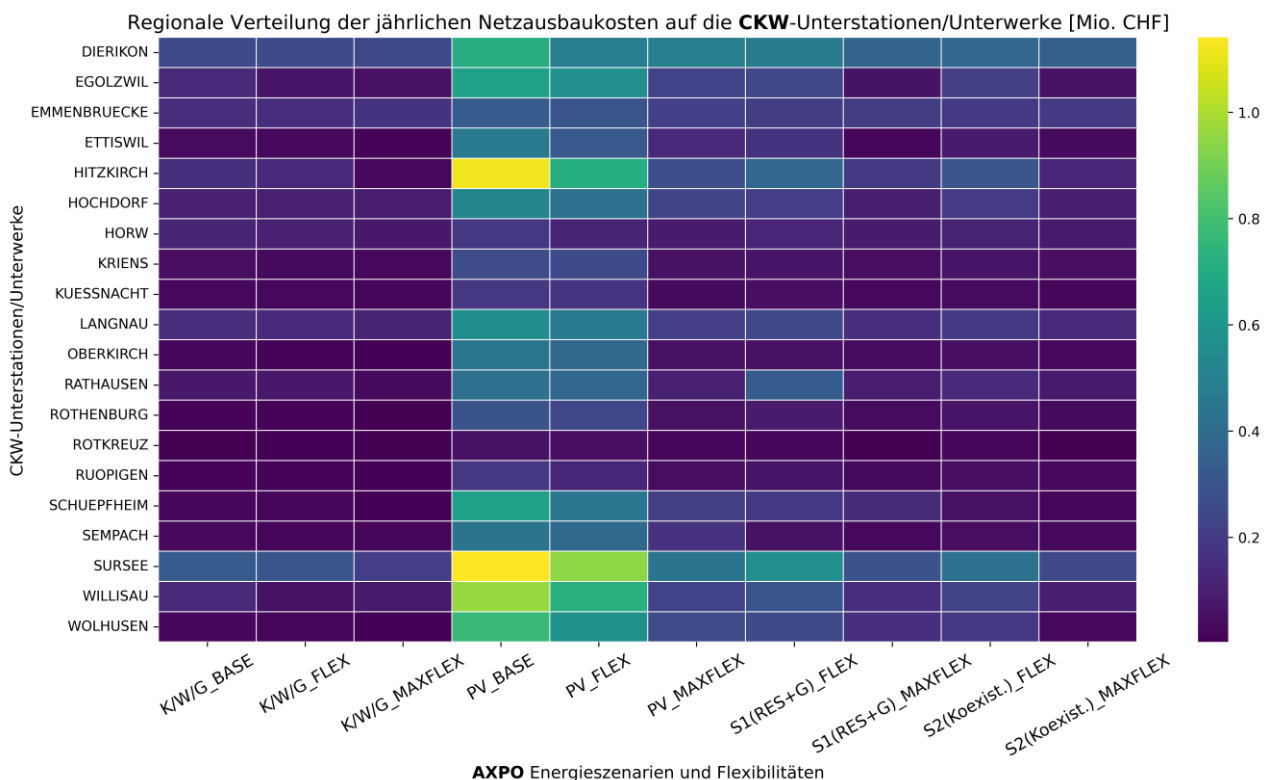


Abbildung 4. Die Heatmap der annualisierten Netzausbauskosten für jede Unterstation in jedem Szenario im Jahr 2050

Es ist ebenfalls wichtig zu betonen, dass nicht alle Netzinvestitionen auf eine **Überlastung** der Leitungen zurückzuführen sind. Insbesondere in Szenarien mit hohem PV-Anteil werden häufig

Überspannungsüberschreitungen beobachtet. In einigen Unterstationen bzw. Unterwerke, in denen der PV-Anteil relativ gering ist und der positive maximale Nettobedarf höher ist, wie im Kernkraftszenario, werden ebenfalls Unterspannungen beobachtet, die hauptsächlich durch hohe Nachfrage bedingt sind. Netzverstärkungen, die zur Behebung von Überlastungen implementiert werden, reduzieren oft auch Überspannungen, jedoch bleiben diese in manchen Bereichen, speziell im PV-Basiszenario, weiterhin bestehen. So machen beispielsweise die spannungsbedingten Netzausbaukosten **46%** der gesamten Netzausbaukosten in **NE7** in **SCHUEPFHEIM**, **40%** in **WILLISAU**, **23%** in **HITZKIRCH** und **7%** in **SURSEE** im PV-Basiszenario aus. Dieser Anteil sinkt bei allen Unterstationen bzw. Unterwerken im PV-Szenario mit **maximaler Flexibilität** auf unter **1%**. Netzausbaukosten aufgrund von Unterspannung (nachfragebedingt) treten u. a. auf in RUOPIGEN, wo sie **19%** der NE7-Netzausbaukosten im S1-Moderate-Flex-Szenario und **7%** im Kernkraft-Basiszenario ausmachen. Unter Maxflex-Massnahmen werden diese spannungsbedingten Netzausbaukosten in NE7 in beiden Szenarien vollständig eliminiert.

Diese Ergebnisse verdeutlichen zudem die Heterogenität unter den CKW-Unterstationen hinsichtlich der erforderlichen Netzausbaukosten sowie der Gründe für die Netzausbaukosten in Verteilernetzen.

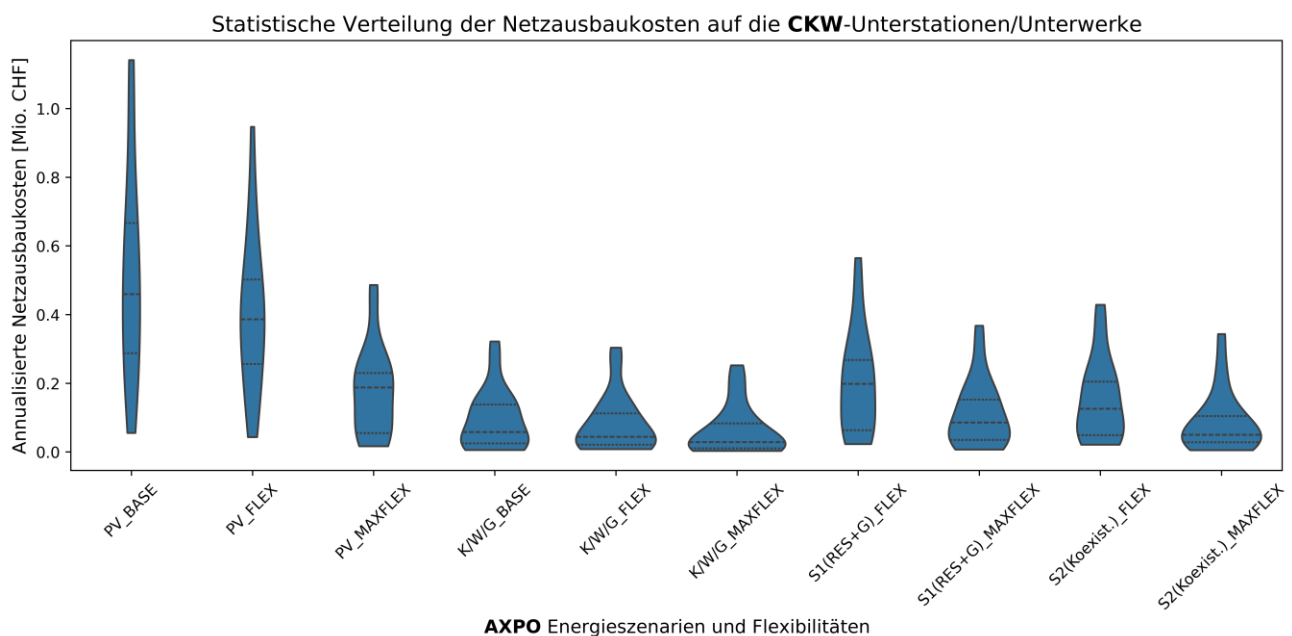


Abbildung 5. Die statistische Verteilung der annualisierten Netzausbaukosten für alle Unterstationen/Unterwerke in jedem Szenario im Jahr 2050