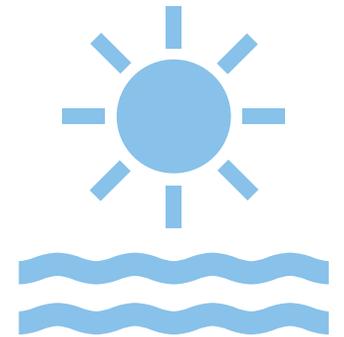


Wasser und Sonne - was sonst braucht die Schweiz 2050?

Pierre-Jean Alet, Renaud Langou, Tomasz Gorecki (CSEM)

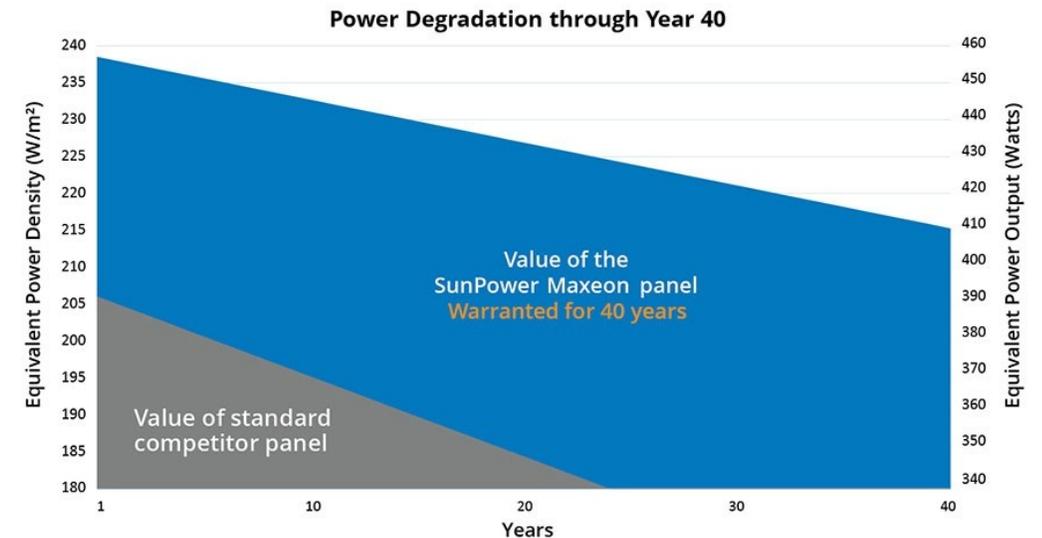
in Zusammenarbeit mit Ralph Dassonville, Maziar Kermani, Bernard Valluy (Alpiq)

18.05.2022



2050 ist morgen

- Eine Netto-Null-Gesellschaft setzt ein "echtes" CO₂-freies Energiesystem voraus
- Noch 28 Jahre bis 2050
 - Einige PV-Module, die heute installiert werden, haben noch 12 Jahre Garantie auf ihre Leistung.
 - Halb der Laufzeit von Konzession für Wasserkraftwerke
- Weitgehende Übereinstimmung, dass die Photovoltaik die wichtigste Quelle für Potenzieller Ausbau der EE-Kapazität in der Schweiz
- Breite Spekulationen über die Notwendigkeit der Speicherung, disponierbare Stromerzeugung
- Fragen zur Zukunft der Wasserkraft: Was ist der Business Case für Investitionen in den Ausbau der Wasserkraft Kapazität? In die Erneuerung der Konzession von Wasserkraftwerken?



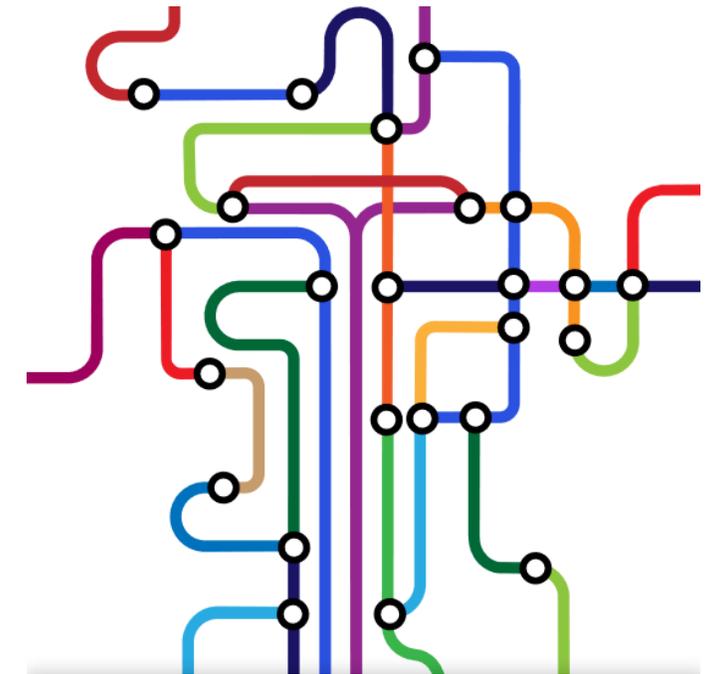
Grundlegende Fragen

Räumliche Verteilung	Internationaler Handel	Optimierung und Versand	Kritische Eingaben	Physik des Stromnetzes	Alternative Finanzierung
<ul style="list-style-type: none">• Produktion (PV, Wind, Wasser)• Netzverluste und Engpässe	<ul style="list-style-type: none">• Kapazität• Korrelation mit den Nachbarländern	<ul style="list-style-type: none">• Versandplan beeinflusst Durchschnittskosten• Perfekte Voraussicht vs. unsichere Prognosen• Nur Energie oder einschließlich Nebendienstleistungen	<ul style="list-style-type: none">• Entwicklung des Einsatzes von EE und Batterien• Nachfrageprofil• Klima• Maximal nutzbare Ressource für jede Generationstechnologie	<ul style="list-style-type: none">• Vorfälle• Engpässen	<ul style="list-style-type: none">• Korrektur des Merit-Order-Systems (z. B. Marktprämie, Kapazitätssubventionierung)• Alternative Gestaltung (z. B. PPA)

- Erster Schritt: Was ist das gesellschaftliche Optimum?
- Zweiter Schritt: Welches sind die richtigen Anreize und Rahmenbedingungen, um dieses Optimum zu erreichen?

Kommt Ihnen das bekannt vor?

- Ich habe die "Perspektiven 2050+" gelesen, soll ich mir diesen Vortrag anhören?
 - Es gibt Ähnlichkeiten: Unabhängige Untersuchung ähnlicher Fragen erhöht das Vertrauen
 - Es gibt Unterschiede:
 - Sehr viel detailliertere Betrachtung von zwei Schlüsseltechnologien: PV und Wasserkraft
 - Räumliche Elemente
 - Explizite (wenn auch unvollständige) Einbeziehung der Auswirkungen der globalen Erwärmung
 - Wir haben ein Tool entwickelt, um optimale Lösungen unter überprüfbareren Szenarien zu finden und begrüßen weitere Interaktionen



**PERSPECTIVES
ÉNERGÉTIQUES 2050+**
RÉSUMÉ DES PRINCIPAUX
RÉSULTATS

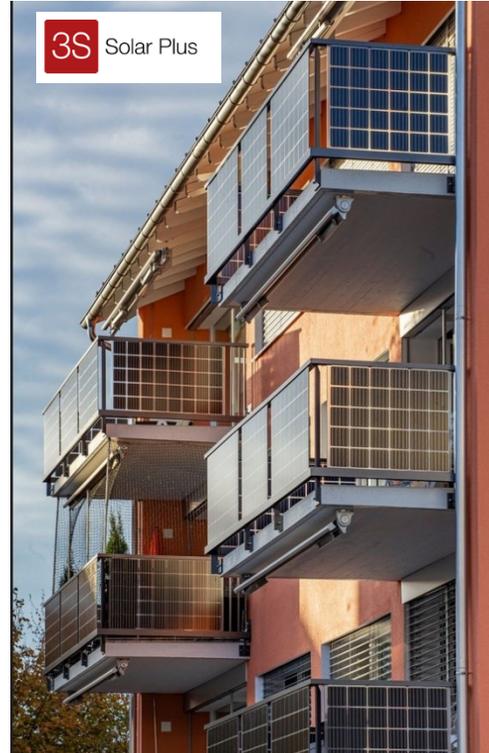
 Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Office fédéral de l'énergie OFEN

Vergleich mit früheren Studien

	Abgedeckte Sektoren			Lösungsmethode	Räumliche Granularität		Szenarien	Auswirkungen des Klimawandels	Internationale Austausche
	Strom	Wärme	Mobilität						
Diese Studie	Ja	Teil des Strombedarfs	Teil des Strombedarfs	Modell des Sozialplaners	5-Knoten-Modell der Schweiz + 4 Knoten für die Nachbarländer (FR, AT, IT, GE)		Zentrales Szenario + "Was-wäre-wenn"-Analyse	<ul style="list-style-type: none"> • Auswahl des Bezugsjahres, das den erwarteten Bedingungen im Jahr 2050 entspricht • Wasserzuflüsse 	Explizit modelliert mit ENTSO-E projizierten NTCs
TYNDP 2020	Ja	Teil des Strombedarfs	Teil des Strombedarfs	Mehrstufiges Verfahren	Ein Knotenpunkt pro Land?	35 Länder	3 Szenarien: <ul style="list-style-type: none"> • Nationale Trends bis 2040 auf der Grundlage der nationalen Politik • Verteilte Energie • Globaler Ehrgeiz (stärker zentralisiert) 	Nicht wirklich berücksichtigt (Ergebnisse werden für die Wetterjahre 1982-1984 und 2007 berichtet)	Explizit modelliert
Energieperspektiven 2050+	Ja	Ja	Ja	Marktmodell	Fokus auf die Schweiz. Kupfertafelmodell der Schweiz. Der Rest der Welt als einzelner Knotenpunkt? [unklar]		2 Hauptszenarien: <ul style="list-style-type: none"> • Netto-Null-CO₂ im Jahr 2050 • vorwärts wie bisher (WWB) 	Berücksichtigt die Erhöhung der Kühlgradtage und die Reduzierung der Heizgradtage <ul style="list-style-type: none"> • RCP 4.5 für WWB • RCP 2.6 für net-0 Keine Auswirkungen auf die Wasserzuflüsse berücksichtigt	Nicht explizit modelliert

Potenzial in der Schweiz: Konsens für Dächer (34GW), Fassaden (19GW)



PV im Jahr 2050



• 1997

- 10% Wirkungsgrad
- > 10 CHF/Wp
- Leistungsverhältnis ~70%



• 2021

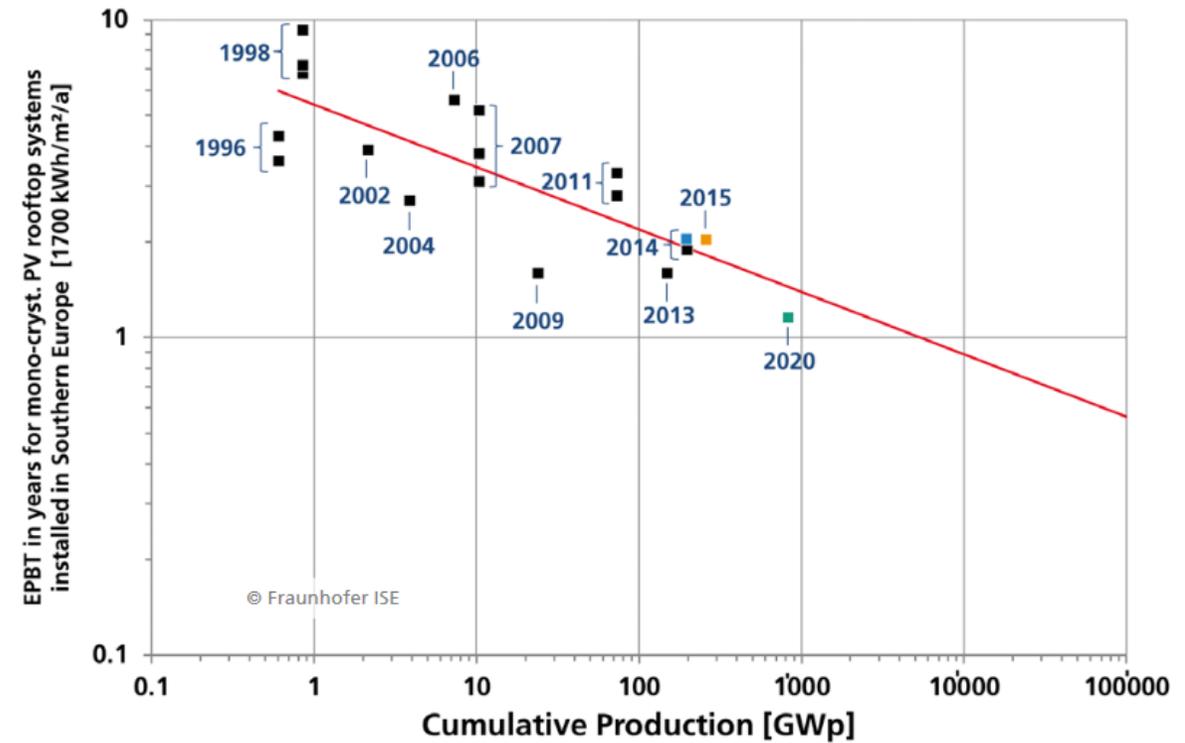
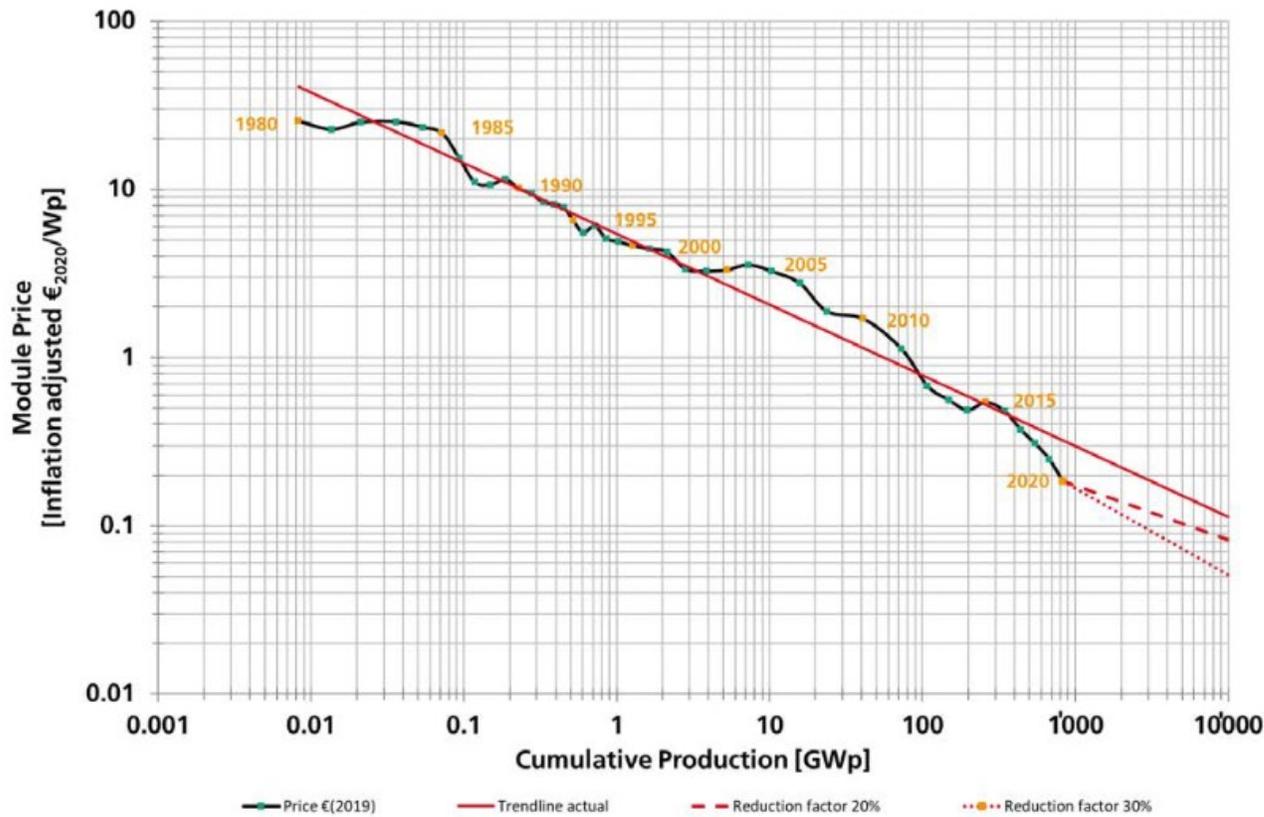
- 20% Wirkungsgrad
- ~ 1 CHF/Wp
- Leistungsverhältnis ~83%



• 2050

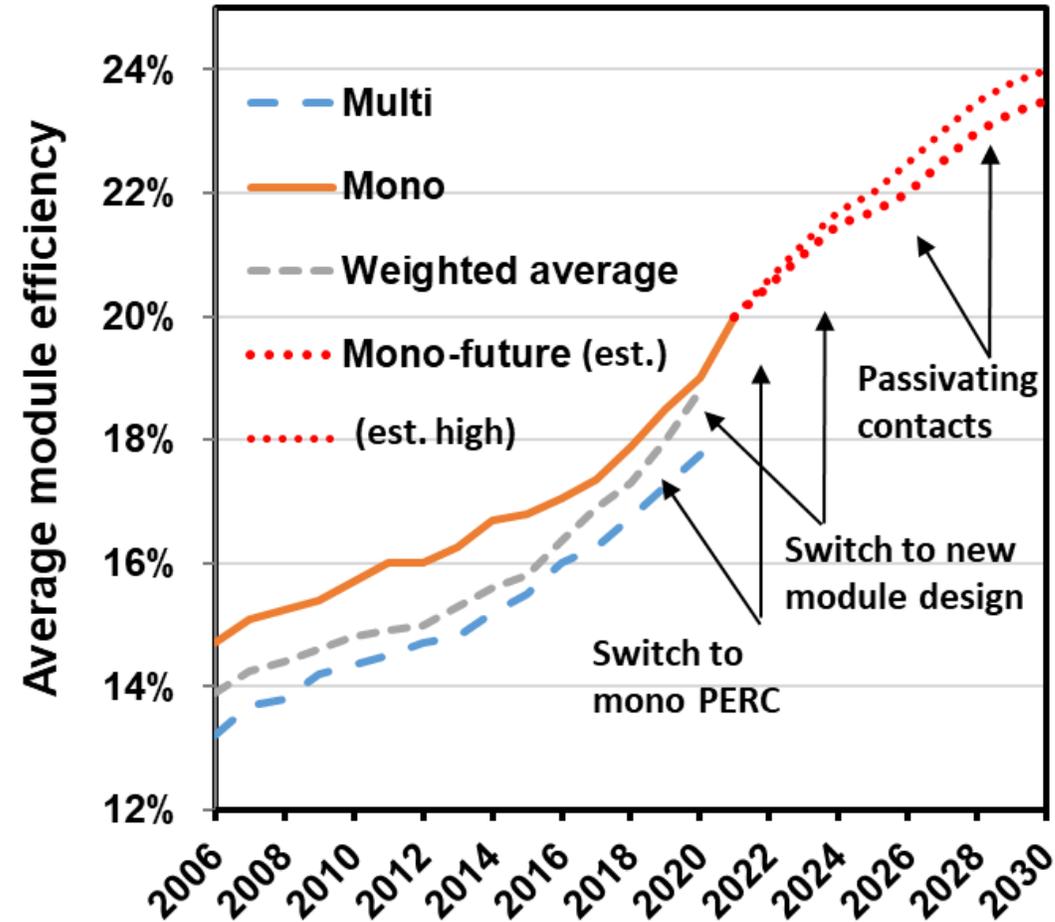
- 30%+ Wirkungsgrad
- 0,4 CHF/Wp?
- Leistungsverhältnis > 85%

Lernkurve für PV-Module

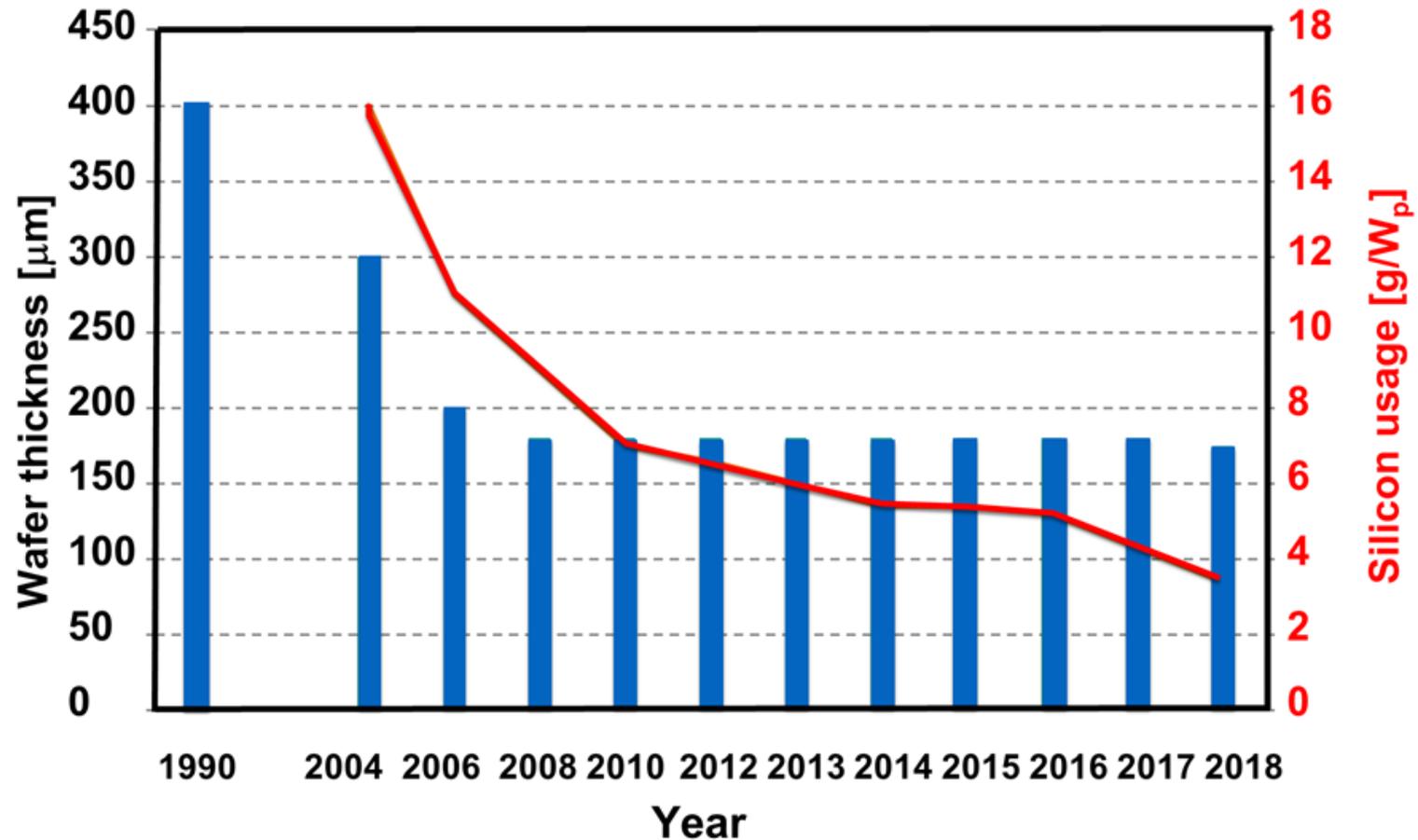


Irradiation: 1700 kWh/m²/a at an optimized tilt angle; **Years:** Estimated average year of original data

Grundlegende Faktoren: Steigerung des Umwandlungswirkungsgrads



Grundlegende Faktoren: Steigerung der Materialeffizienz



Optimierung und Versand: Ansatz

Optionen



1. Marktmodellierung auf verschiedenen Zeitskalen

- Geeignet für eine genaue Preismodellierung unter Berücksichtigung der festen Erzeugungsanlagen
- Großer Aufwand und große Datenmengen erforderlich
- In einem weitgehend dekarbonisierten Elektrizitätssystem sind Merit-Order-Märkte immer weniger geeignet, um die richtigen Anreize zu schaffen



2. Perspektive des Sozialplaners

- Minimierung der wirtschaftlichen Gesamtkosten, einschließlich **Investitions- und Betriebskosten** gleichzeitig
- Weit verbreitet für "strategische" Studien, die Informationen über den "besten" Technologiemark zur Deckung der Nachfrage und der Netzbeschränkungen bei minimalen Kosten liefern
- Sagt nicht, wer für was bezahlt

Werkzeug zur Rückverfolgbarkeit von Annahmen



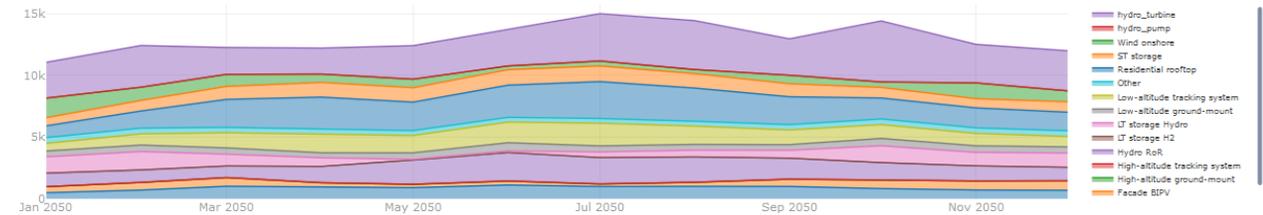
Studies

[Add study](#)

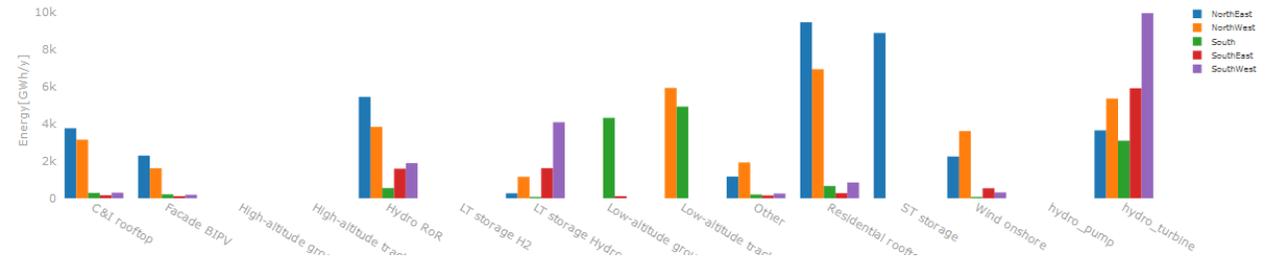
Study	Status
2018	computed
2018 with dams	computed
2050	computed
2050 pv	error
2050 pv inst cap	error
2050 with dams 2018	computed
2050-high-consumption	computed
2050-ref	computed
2050_H2_cheap	computed
2050_PV_tracking_more_expensive	computed
2050_high_transmission_CH	computed
2050_low_transmission_germany	computed

LT storage_H2_Italy	9913310.000	10279.000
ST storage_France	77220.600	12827.300
ST storage_SouthEast	0.000	0.000

Production by energy Energy by category, CH

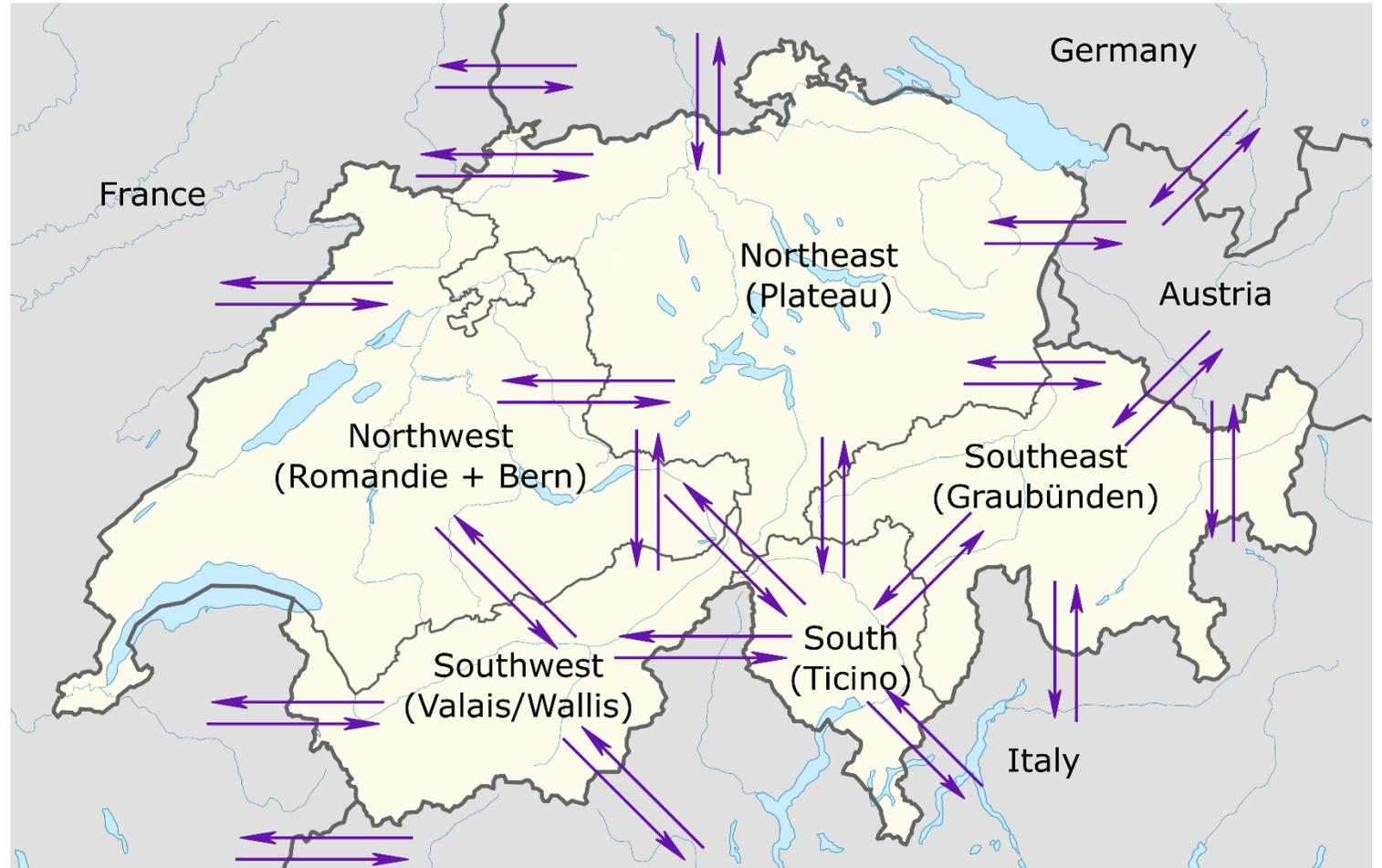


Switzerland Energy[GWh]



Modellierungsansatz

- Stündliche Auflösung
- Basierend auf dem Open-Source-Framework Switch
- Netzwerk
 - Fünf Schweizer Regionalknoten
 - Vier ausländische nationale Knotenpunkte (AT, FR, DE, IT)
 - Bidirektionale Zusammenschaltungen
- Eine Reihe von Erzeugungs- und Speichertechnologien für ein vollständig dekarbonisiertes Stromsystem

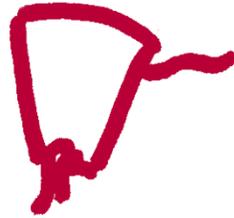


Darstellung von Knotenpunkten und Optimierungsmöglichkeiten

Generation



Laufende Hydraulik



Staudamm



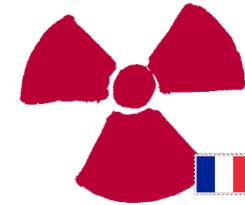
PV



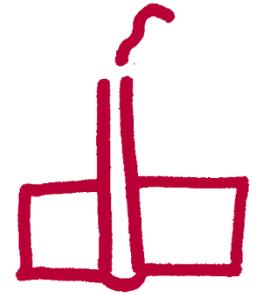
Onshore Windkraft



Offshore-Windkraft



Kernkraft



Grundlast

Speicherung



Kurzfristig



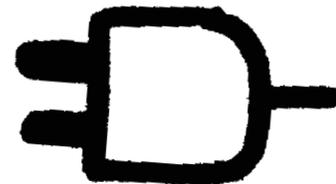
Langfristig durch Gas



Langfristig durch Wasserkraft



Verbrauch

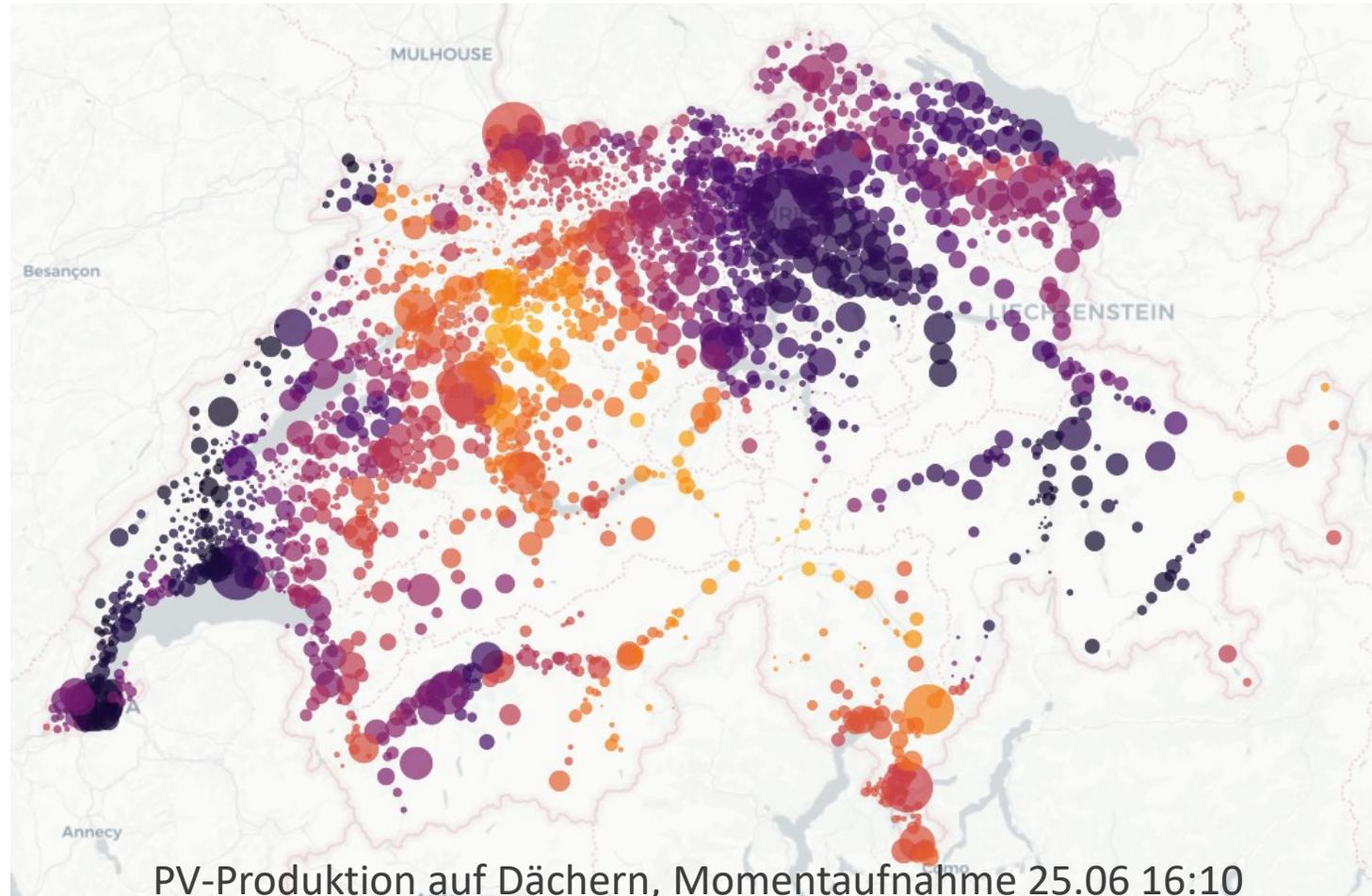


Welches PV System ist für die Schweiz geeignet?

1. Fassade BIPV
2. Dach eines Wohnhauses
3. C&I-Dach
4. Bodenmontage in niedriger Höhe (fest)
5. Bodenmontage in großer Höhe (fest)
6. Tracking-System in niedriger Höhe
7. Tracking-System in großer Höhe

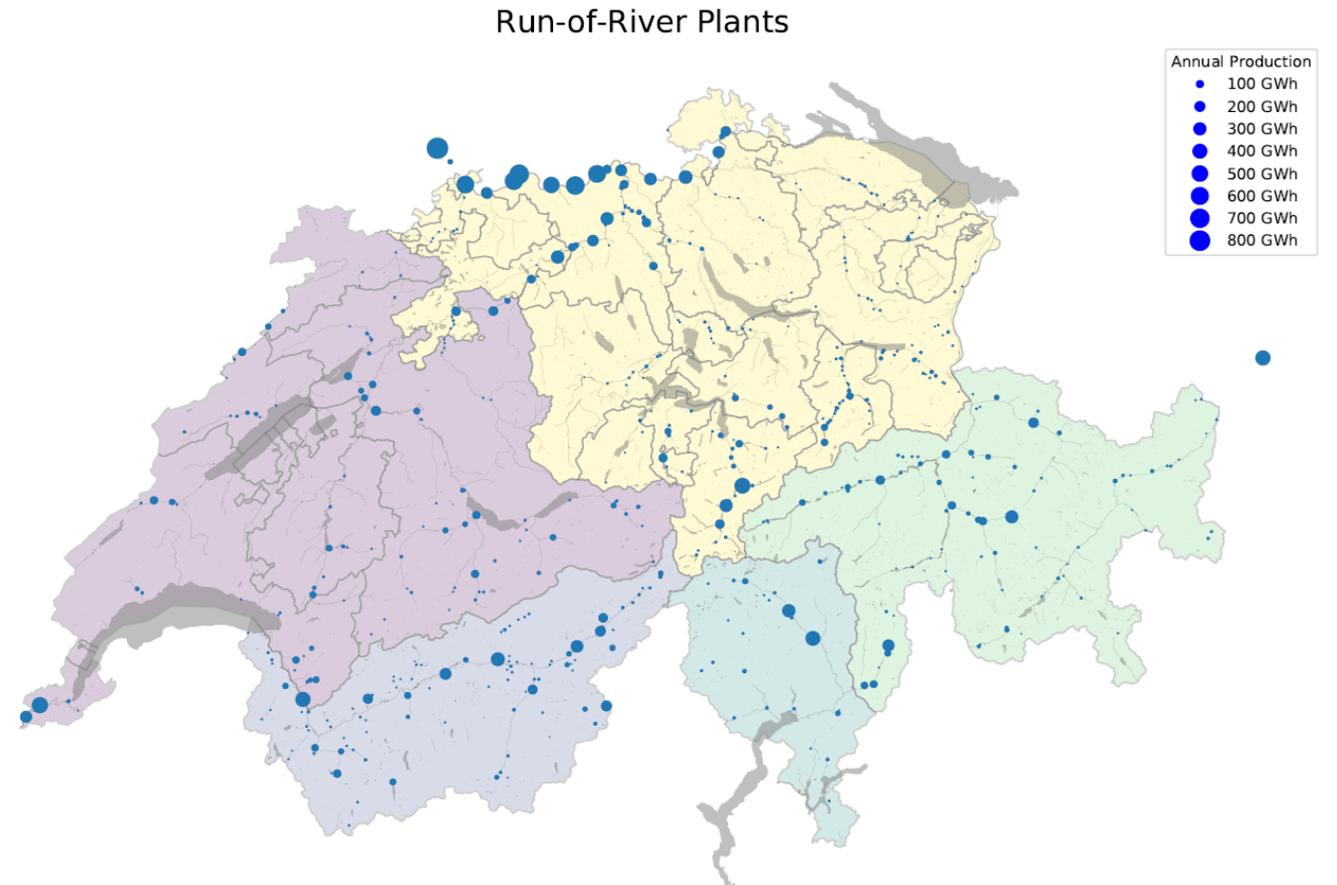


Bottom-up-Modellierung der PV: von der Gemeinde zum regionalen Knotenpunkt



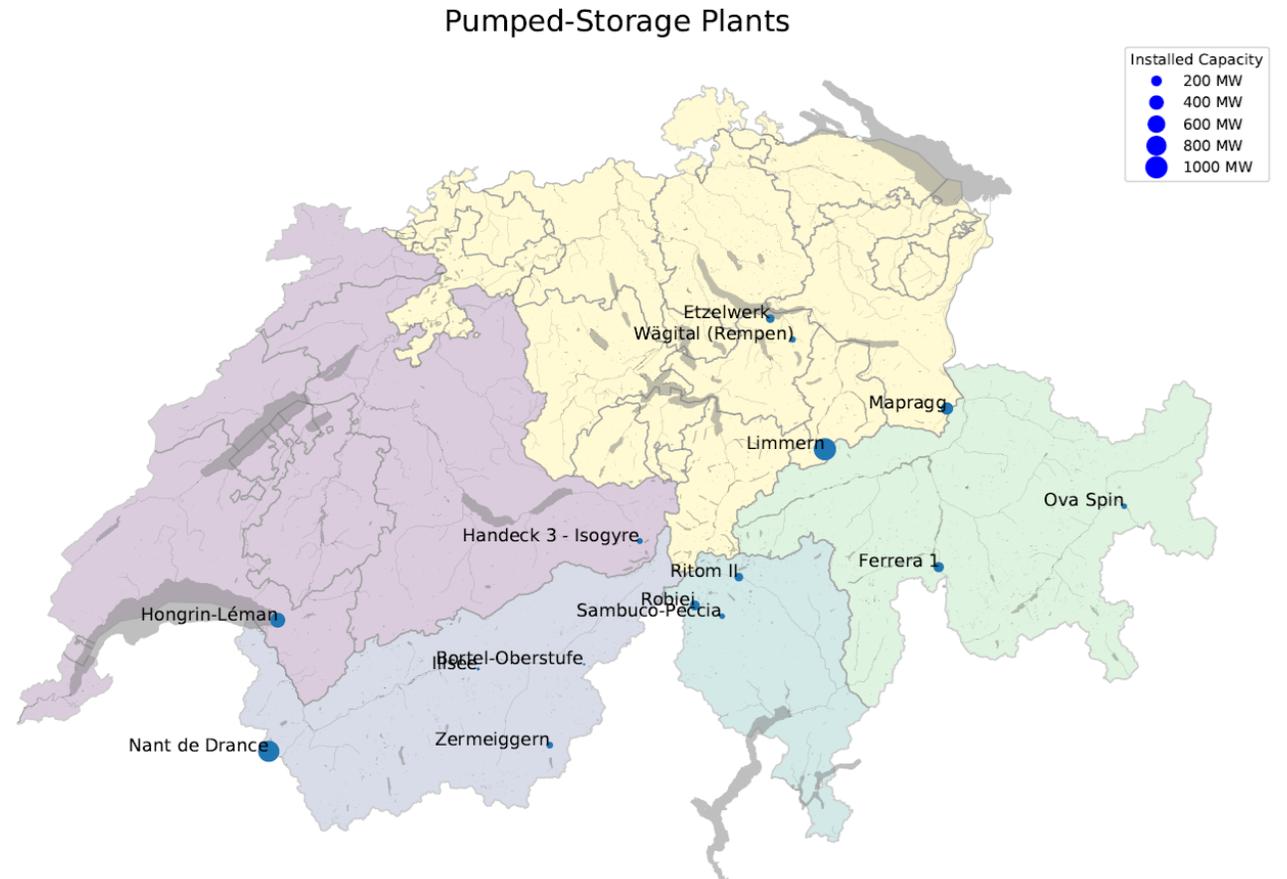
Erzeugungstechnologien: Flusslauf

- 583 Kraftwerken
- Eingeteilt in 10 Gruppen basierend auf:
 - Zone
 - Höhenlage der Wasseraufnahme
- Kapazitätsfaktor berechnet für Vertreter jeder Gruppe auf der Grundlage der erwarteten Zuflüsse (CCHydro 2012)



Erzeugungstechnologien: Pumpspeicherung

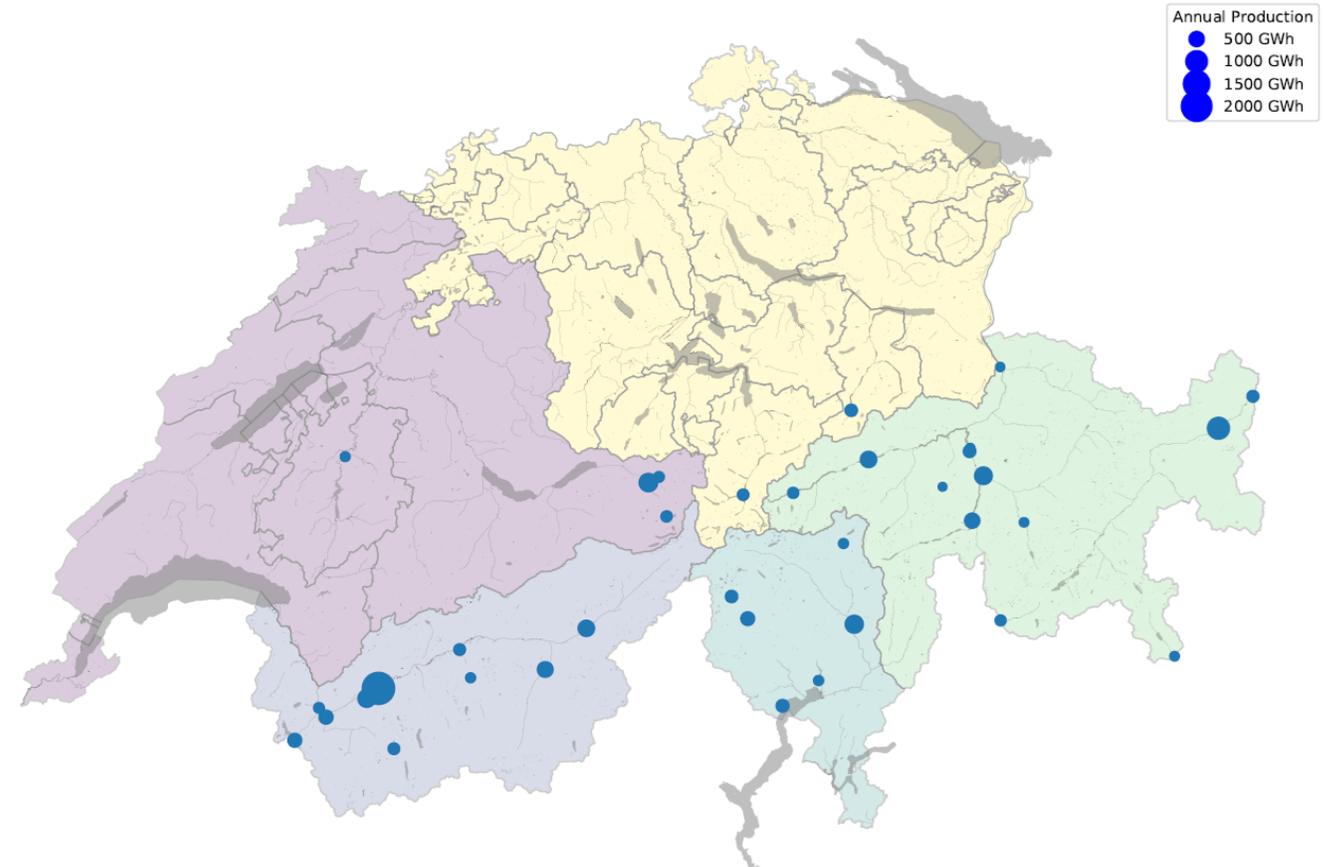
- 15 Kraftwerken
- Individuell modelliert



Erzeugungstechnologien: Stauseewasserkraft

- **36 Kraftwerken** repräsentieren 85% der Produktion: **einzel**n modelliert
- Die zukünftigen Zuflusszenarien entsprechen den Prognosen des Bundes (**CC Hydro 2020**),
- Die Szenarien für künftige Stauraumkapazitäten basieren auf dem **Potenzial für künftige Staudammerhöhungen** (ETHZ, 2020) und möglichen neuen Dämmen durch die **Gletscherschmelze** (Nelak 2010),
- Künftiger Rückgang der Wasserkraftleistung aufgrund des Anstiegs der Restwassermengen auf der Grundlage der erwarteten Regelungen

Reservoir-based Plants (Top 85.0% of Production)

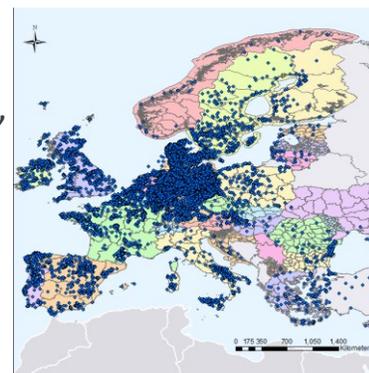
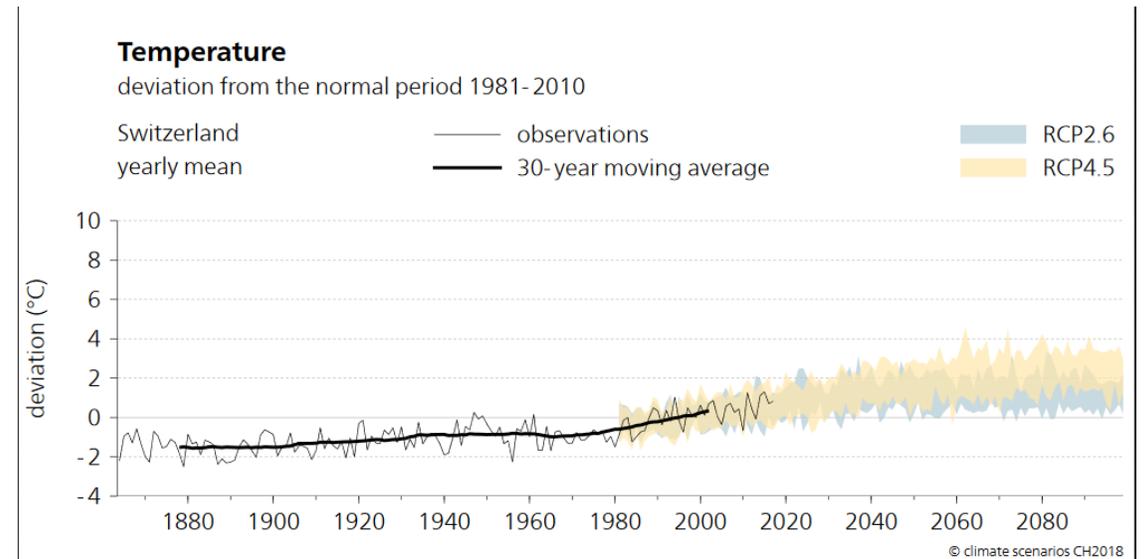


Zeitreihen: Anforderungen

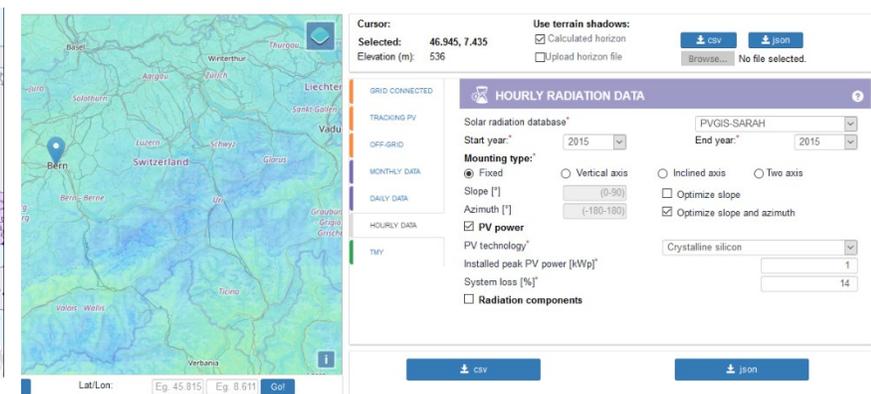
- Darstellung der Auswirkungen des Klimawandels
- 1h Auflösung, ausreichende Granularität
 - Nationale Aggregate für Nachbarn
 - Räumliche Auflösung innerhalb der Schweiz
- Korrekte Korrelation zwischen Produktion und Verbrauch unter Berücksichtigung der Wetterabhängigkeit
- Korrekte Korrelation zwischen den Ländern

Zeitreihen: Lösung

- Referenz-Wetterjahr = 2015
- Verbrauchszeitreihen (1 bis 3 Szenarien pro Land): TYNDP 2020, 2040 Annahmen basierend auf dem Wetter 2015
- Kapazitätsfaktoren für Wind (auf nationaler Ebene in den Nachbarländern, auf regionaler Ebene in der CH), PV in den Nachbarländern: EMHIREs-Datenbank der Gemeinsamen Forschungszentrum der EU
- Kapazitätsfaktoren in der Schweiz pro Gemeinde und Marktsegment: CSEM, basierend auf PV-GIS der Gemeinsamen Forschungszentrum der EU
- Kapazitätsfaktoren für andere Produktionstechnologien: CSEM, basierend auf historischen Daten von ENTSO-E
- Kapazitätsfaktoren für die Schweizer Wasserkraft (Flusslauf): Alpiq



Wind farms locations across Europe as reported in the Wind Power database.
Source: <https://seis.ec.europa.eu>



Darstellung von Speichertechnologien

	Kurzfristig	Langfristig “Wasserkraft”	Langfristig (Sonstiges)
Wirkungsgrad	0.9	1.0	0.4
Auslastung speichern	kostenlos	3 Monate = 2190 h	kostenlos
Verhältnis zwischen Lagerung und Freigabe	1.0	1.0	1.0
Maximale Kapazität	∞	2,8 TWh	∞
Mindestkapazität	0.0	0.0	5 GW in FR, IT, DE 1 GW in AT
Energiespeicherung CAPEX	100 USD/kWh	0	0,3 USD/kWh
Strom CAPEX	100 USD/kW	2000 CHF/kW	2000 USD/kW
Jährliche OPEX	10 USD/kW	2% der Gesamtleistung CAPEX: 40 CHF/kW	80 USD/kW
Lebenslang	10 Jahre	60 Jahre	20 Jahre

Installierte Kapazitäten [GW]

	RoR hydro	Wasserreservoir	Pumpspeicher	Wind	PV	Kernkraft	Andere	Kurzfristig	Langfristig
Gesellschaftlich optimal (diese Studie)	4.8	13	3.5	2.6	43	0	5 bei 100% Cap-Faktor	3.6	0
TYNDP 2020	4.1			1.5	8.5	0	RES: 1,2 nicht-RES: 0.8	1.7	K.A.
Perspektiven 2050+		20	6	2.2	37.5	0	K.A.	K.A.	K.A.

Fügt 9 GW wettbewerbsfähige PV hinzu

Hydro deckt den gesamten Bedarf an saisonaler Lagerung

Scheint das Potenzial zu optimistisch einzuschätzen

Energieerzeugung und -verbrauch [TWh]

	Wassereservoir	Pumpspeicher (Verbrauch)	RoR hydro	Wind	PV	Kernkraft	Andere RES	Gas-KWK	Langfristige Lagerung	Elektrizitätsverbrauch
Gesellschaftlich optimal (diese Studie)	15,2 (ohne Pumpenverbrauch)	9.1	14.9	4.0	43 (netto)	0	3.8	11 (PV: 9,5, Wind: 0,3, RoR: 1,3)	7.4	Wasser: 3,7 (Produktion) 62.6
TYNDP 2020	19	6	17	1	8	0	RES: 4.8 Gas-KWK: 3,6	~0	0.6	P2X: 0 60
Perspektiven 2050+	19	7.7	17.2	Kleine Wasserkraft: 1,3 TWh 4.3	33.6	0	4.2 (Geothermie, Biogas, Müllverbrennung)	3	?	P2X: 3 (Verbrauch) 63.3

Flexibilität aus Wasserkraft stark genutzt

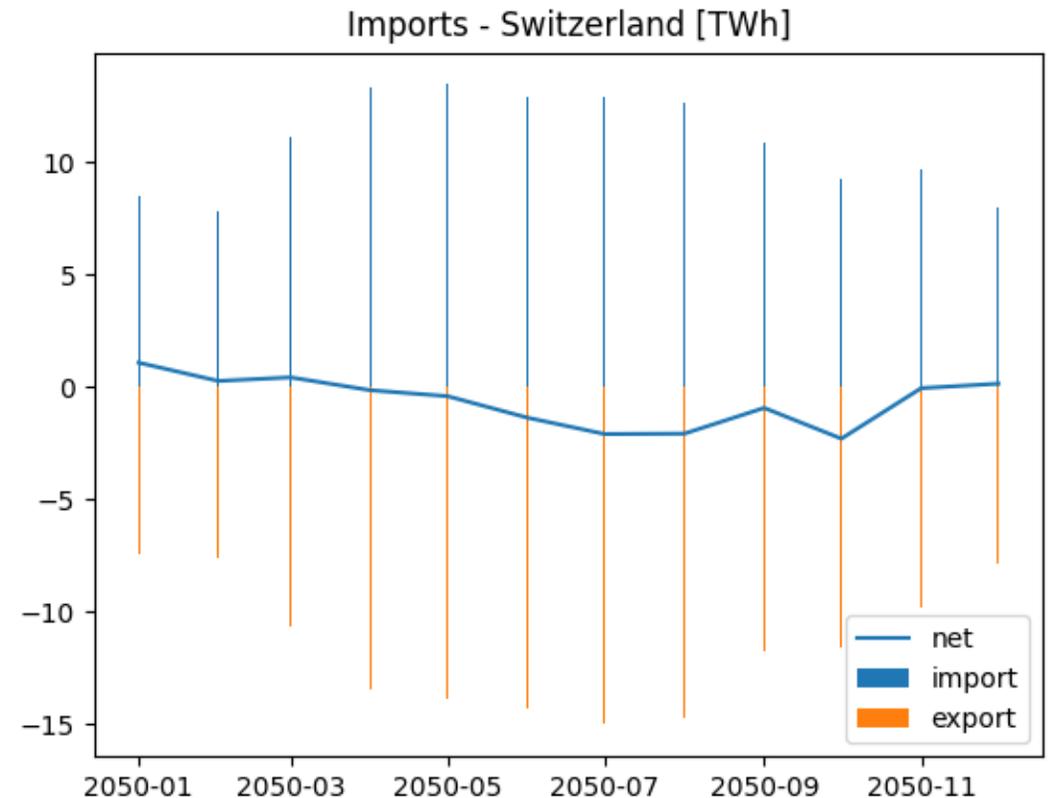
Zu optimistische Einschätzung des Potenzials

Überdimensionierung + Kürzung kostengünstiger als saisonale Speicherung

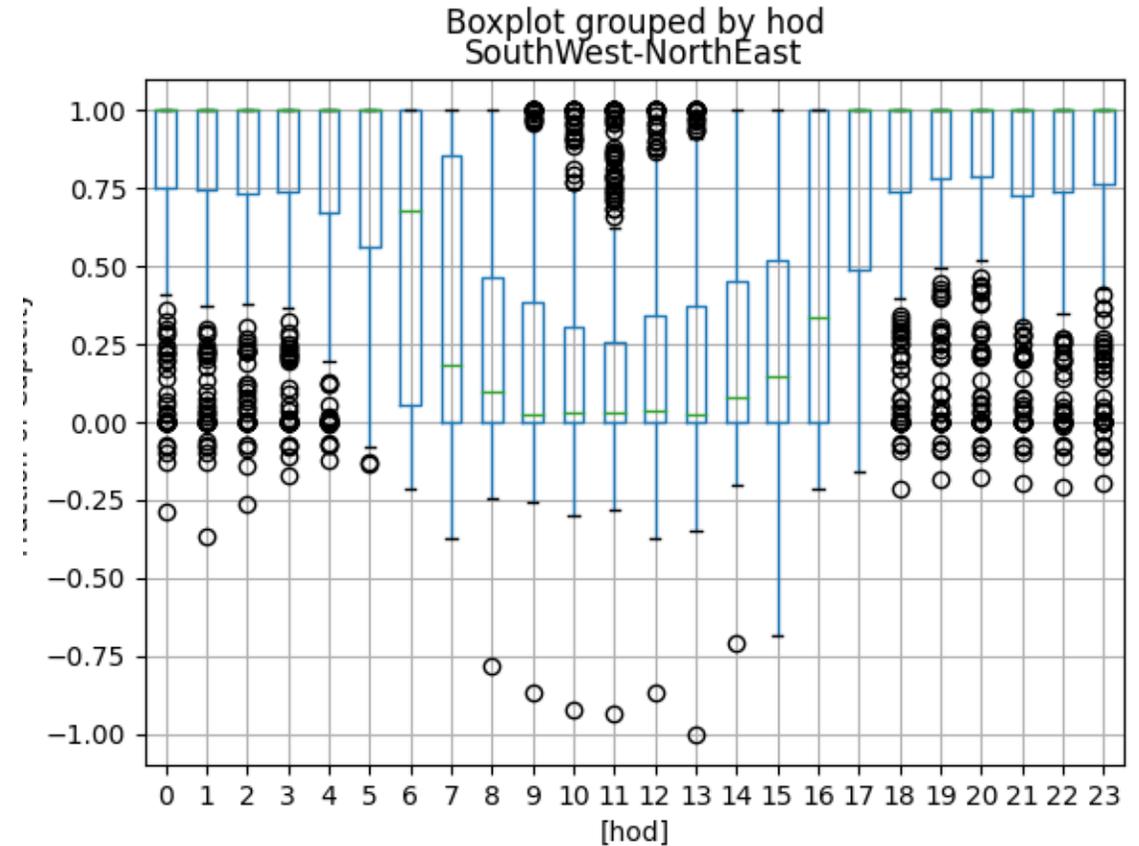
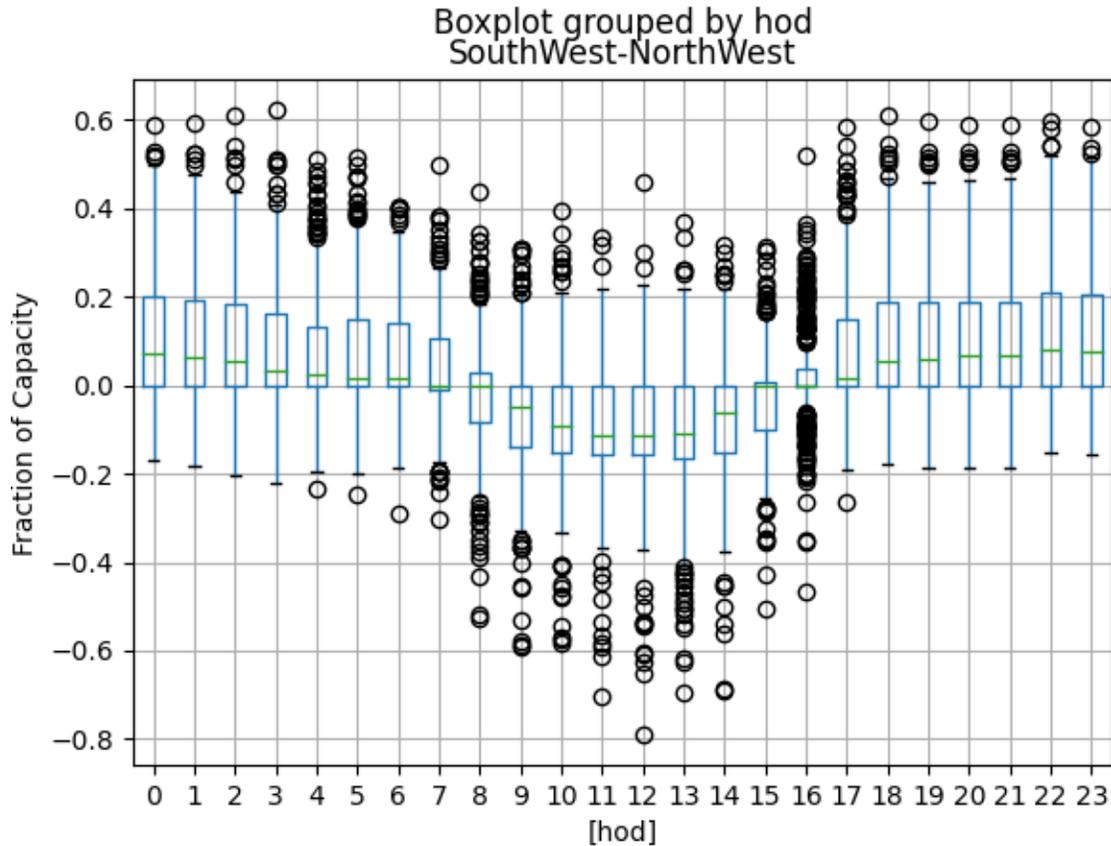
Energiebilanz

Zone	Einfuhren [TWh]		Ausfuhren [TWh]
Nordost	64.2	>	50.6
Nordwest	24.7	>	22.6
Süd	12.4	<<	24.7
Südost	15.8	<	20.6
Südwest	13.4	<	19.4
Schweiz	46.8	<	54.2

- Schweiz Nettoexporteur
 - Mäßige Einfuhren im Winter
 - Mehr Exporte im Sommer/Herbst
- Südliche Regionen sind Nettoexporteure, insb. das Tessin
- Die meisten verstädterten Regionen sind mäßige Importeure



Tagesmuster innerhalb der Schweiz



- Strömungsrichtung zwischen Wallis und Nordwesten oszilliert im Tagesverlauf
- Häufige Überlastung der Direktverbindung zwischen Wallis/Wallis und Plateau in der Nacht

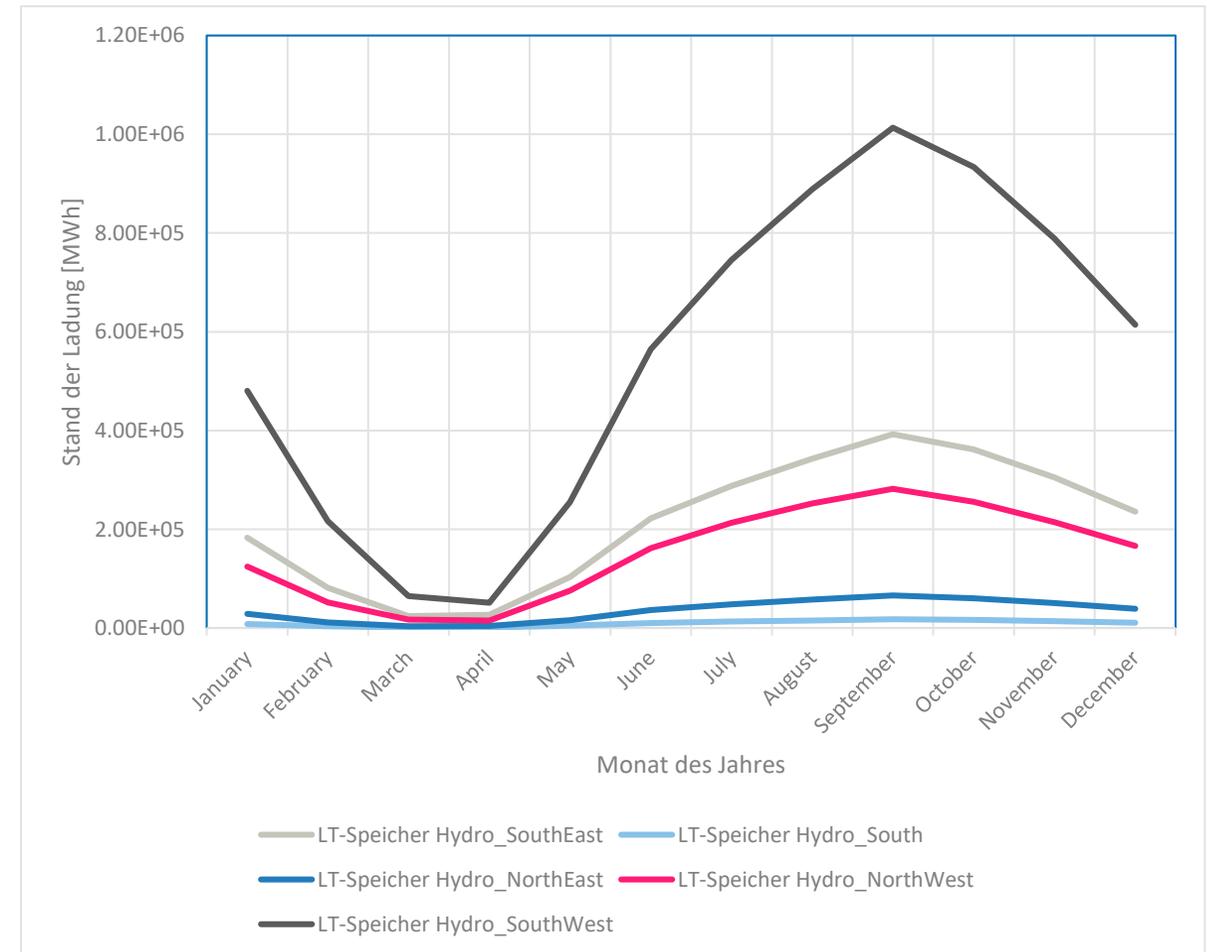
Kurzfristige Speicherung

- Das System benötigt zusätzlich zu den Pumpspeicherkraftwerken Kurzzeitspeicher:
 - 3,6 GW Stromkapazität im Mittelland (3,4 GW), Tessin (250 MW)
 - 21,7 GWh an Energiekapazität
- Puffert Schwankungen bei der Erzeugung erneuerbarer Energie ab
- Verwendung für 320 äquivalente volle Zyklen pro Tag
- Mit weit verbreiteter intelligenter Ladetechnik und V2G könnte dieser Bedarf durch Elektrofahrzeuge gedeckt werden
- Für lokale Überlastungsprobleme können andere Flexibilitätsquellen erforderlich sein



Saisonale Speicherung

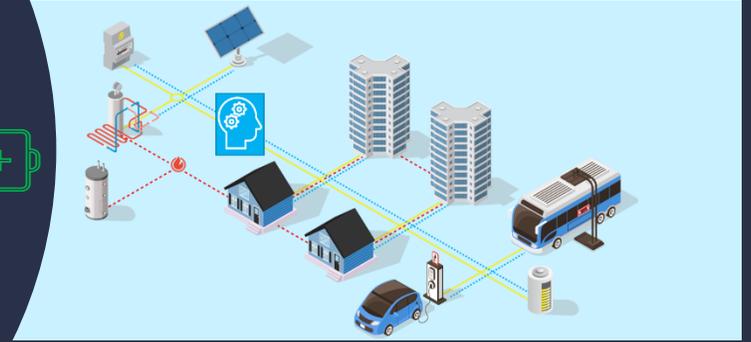
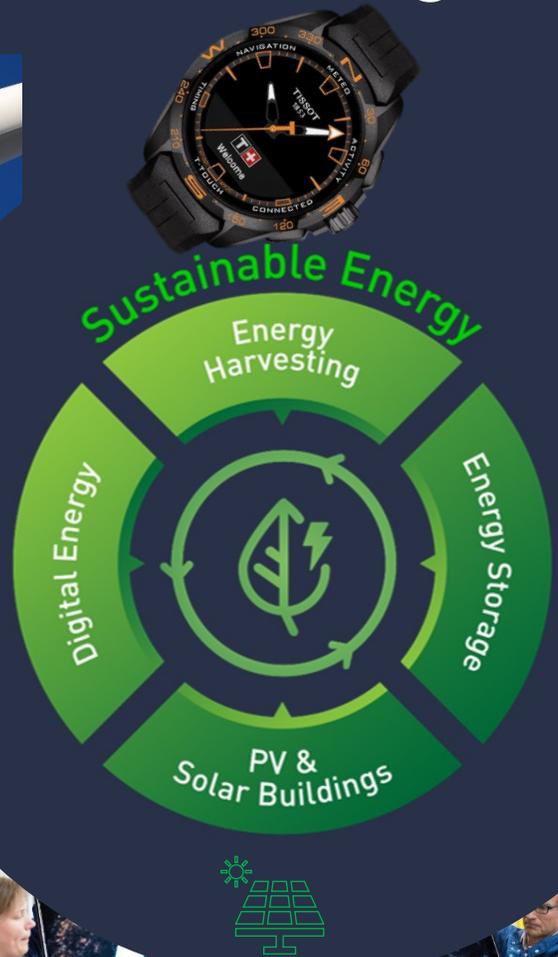
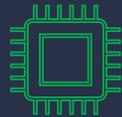
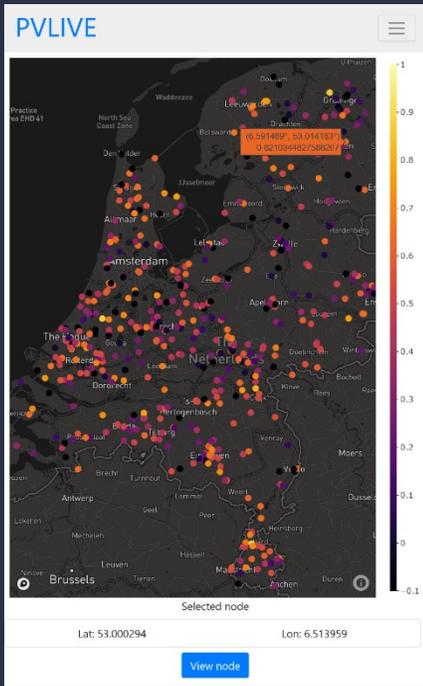
- Potenzial der Staudammerweiterung zur Bereitstellung von saisonalem Speicher voll genutzt
- Im April fast erschöpft, Wiederaufbau der Reserve im Sommer dank hoher PV-Produktion
- Das System benötigt keine anderen saisonalen Speicher (H2, P2G, etc.) in der Schweiz, sondern nutzt sie in den Nachbarländern: Die Betonung der Energiesicherheit kann einige in der Schweiz rechtfertigen



Zusammenfassung

- Neue Studie untersucht kostenoptimalen Mix für die Schweiz im Jahr 2050 mit:
 - Hohe Detailgenauigkeit bei Wasserkraft und Fotovoltaik
 - Räumliche Granularität und realistischer Austausch mit Nachbarn
 - Auswirkungen des Klimawandels auf die Erzeugung aus erneuerbaren Energien (Wasserkraft, Windkraft, Photovoltaik)
- Kostenoptimaler Mix:
 - Hinzufügen von 9 GW an Freiflächen-PV über die Basisannahme hinaus
 - Nutzt die Flexibilität der Wasserkraft in hohem Maße
 - Bevorzugt die Erweiterung der Dämme auf H2/P2G für die saisonale Speicherung
 - Zieht eine Überdimensionierung der Photovoltaik und die Einschränkung der Stromerzeugung der Investition in weitere saisonale Speicher vor
 - Erforderlich sind 3,6 GW / 21,7 GWh Kurzzeitspeicher ohne Wasserkraft, die durch EV-Batterien bereitgestellt werden könnten

Was das CSEM tut, um diese Lösung zu ermöglichen



Pierre-Jean Alet

pierre-jean.alet@csem.ch

+41 32 720 5251

