

# Kosteneffizienz durch starken Photovoltaik- und Batteriezubau Paradigmenwechsel im Schweizer Energiesystem

Nicolas Stocker, Michael Wild, Dominic Spescha, Dominic Müller, Jürg Rohrer

Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften

Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen, Forschungsgruppe Erneuerbare Energien

Zürcher Hochschule  
für Angewandte Wissenschaften

zhaw

Life Sciences und  
Facility Management

IUNR Institut für Umwelt und  
Natürliche Ressourcen

## Zusammenfassung

In einer techno-ökonomischen Optimierung wurden alle 2148 Schweizer Gemeinden mit stündlichen Jahreszeitreihen modelliert, um die kostengünstigste Kombination aus Batterien, PtX, zusätzlichem PV-Ausbau mit Abregelung und Nachfrageflexibilität für ein vollständig dekarbonisiertes Energiesystem zu bestimmen. Dabei resultiert, dass zusätzlicher PV-Ausbau mit Abregelung und grosse Mengen dezentraler Batterien der günstigste Weg zur Stromversorgung der Schweiz für ein Netto-Null Szenario sind. Die riesige Leistung der Batterien führt zu einem Paradigmenwechsel: Der Systemfokus verschiebt sich von Leistungsengpässen hin zur Energiebilanz über mehrere Tage, was weitreichende Folgen für Netzausbau, Netzbetrieb, DSM, Kraftwerkseinsatz, Strompreise und künftige Geschäftsmodelle hat.

## Methodik

Mittels einer techno-ökonomischen Optimierung wurde ermittelt, welches die kostengünstigsten Ansätze zur vollständigen Dekarbonisierung des Schweizer Energiesystems sind. Dafür wurden alle 2148 Schweizer Gemeinden vom Stand von 2022 einzeln modelliert. Als Ausgangspunkt diente das Energieperspektiven-2050+-Szenario "ZERO Basis", das einen starken Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion unterstellt, insbesondere 33.6 TWh/a mit Photovoltaik und 4.3 TWh/a mit Windkraft. Für jede Gemeinde wurden dafür Last- und Erzeugungszeitreihen über ein Jahr in Stundenaufösung modelliert. Mittels konvexer Optimierung wurde ermittelt, wie diese lokale Produktion und Nachfrage mit verschiedenen Flexibilitätsoptionen möglichst kostengünstig im Jahresverlauf aufeinander abgestimmt werden kann (Leistung und Energie). Mittels Kostenparametern wurden vier zentrale Optionen optimiert: erstens Kurzzeitspeicher in Form von Batterien, zweitens Langzeitspeicherung über Power-to-X-to-Power (PtX), also Elektrolyse, Wasserstoffspeicherung und Rückverstromung, drittens zusätzlicher PV-Ausbau mit Abregelung von Überschüssen und viertens Nachfrageflexibilität, bei Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und allgemeinem Stromverbrauch. Die Optimierung ermittelte für jede Gemeinde die günstigste Kombination dieser Optionen, sodass die Stromnachfrage jederzeit gedeckt werden kann, ohne die Randbedingungen wie z.B. modellierte Stromnetzkapazitäten oder PV-Ausbaupotenziale zu verletzen. Stromaustausch mit anderen Gemeinden war innerhalb der Stromnetzkapazitäten und mit einem dynamisch ermittelten stündlich aufgrund Nachfrage und Angebot ändernden Strompreis möglich.

Um Unsicherheiten bei künftigen Technologien abzubilden, wurden vier Kosten- und Flexibilitätsszenarien gebildet: ein Referenzszenario (*Ref*), ein Szenario mit günstigerer PV und günstigeren Batterien (*PVBat*), ein Szenario mit günstigerem PtX (*PtX*) und ein optimistisches Szenario mit allgemein stärkeren Kostenreduktionen und höherer Lastflexibilität (*Opt*).

## Resultate

Das wichtigste Gesamtergebnis ist, dass ein vollständig dekarbonisiertes Schweizer Stromsystem auf Basis von 100 % erneuerbarem Strom unter den modellierten Bedingungen machbar ist. Vor der Optimierung zeigten die schweizweit aggregierten Gemeindeprofile sehr starke Leistungsspitzen: 18.6 GW auf der Erzeugungsseite und 11 GW auf der Lastseite. Nach der Optimierung sinken diese Werte deutlich auf 3.7 GW beziehungsweise 6.9 GW. Damit wurden die Schwankungen so weit geglättet, dass sie mit den bestehenden Netz- und Produktionskapazitäten vereinbar sind. Gleichzeitig bleibt die saisonale Herausforderung bestehen: Im Sommer entstehen Überschüsse, während der Winter strukturell energieknapp bleibt.

Die beiden Hauptergebnisse sind, dass PV-Überschuss mit Abregelung in den allermeisten Gemeinden wirtschaftlicher ist als saisonale Stromspeicherung über Power-to-X und dass die Schweiz mit grossen Mengen an dezentral eingesetzten Batteriespeichern die Energiewende kostengünstiger schaffen könnte. Die Optimierung resultiert je nach Szenario in insgesamt 43 bis 58.5 TWh/a Photovoltaikerzeugung (siehe Abbildung 1) und 60 bis 117 GWh Batteriekapazität (siehe Abbildung 2). Ausgangspunkt war 33.6 TWh PV-Strom aus dem ZERO-Basis-Szenario, hinzu kommen also nochmals 9.4 bis 24.9 TWh zusätzliche PV-Produktion pro Jahr.

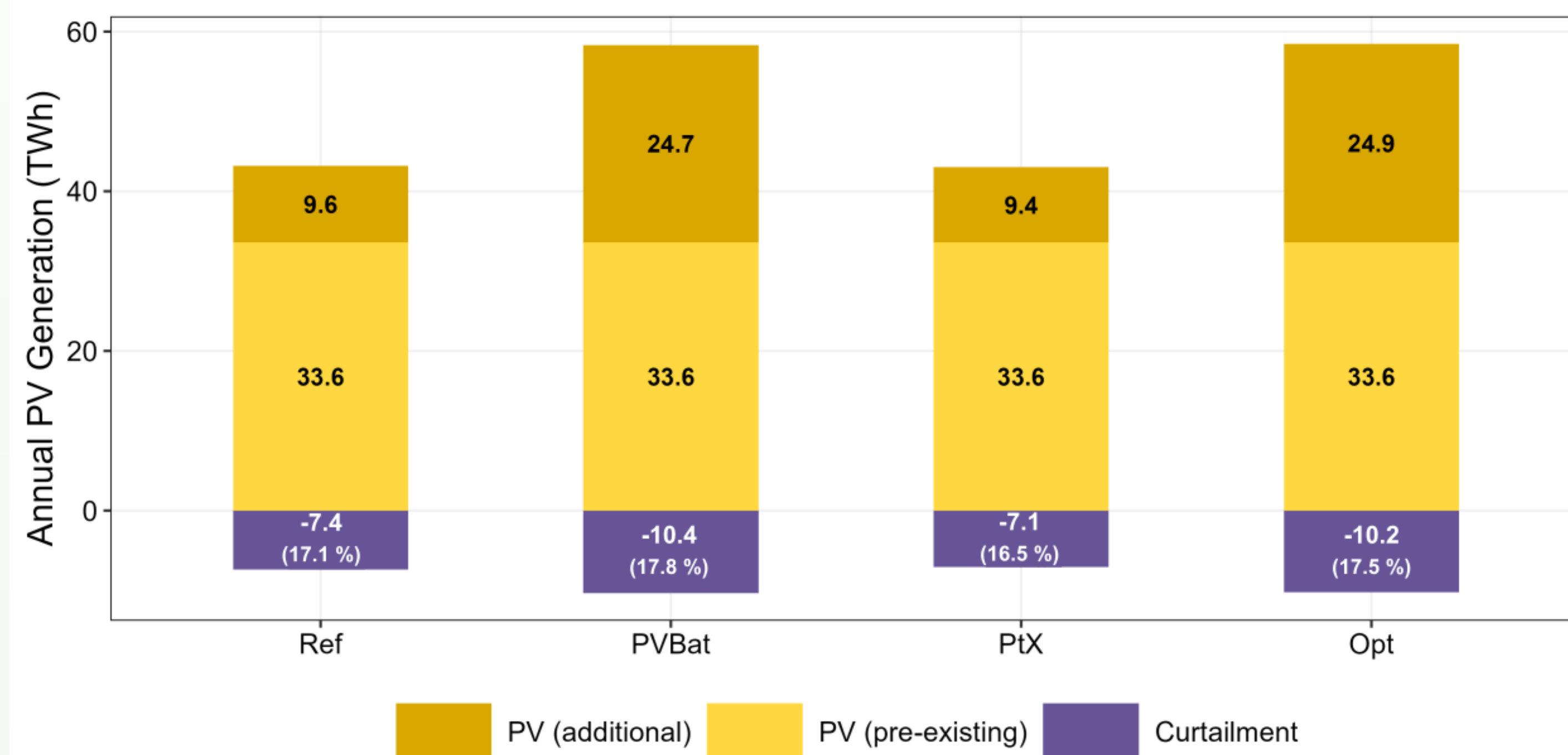


Abbildung 1. Absolute, schweizweit kumulierte Werte für bereits aus Energieperspektiven 2050+ übernommene PV-Produktion (*pre-existing*) und die jährliche Erzeugung zusätzlicher PV (*additional*) sowie die kumulierte Abregelung (in Klammer als Prozentsatz der gesamten jährlichen PV-Produktion).

Die Batterien, modelliert mit einer C-Rate von 1, weisen kumuliert hohe Leistungen von über 60 GW auf und übernehmen damit eine Schlüsselrolle für den stunden- und tageweisen Ausgleich. In Kombination mit ihrer Dezentralität (siehe Abbildung 3) wird der kurzfristige Ausgleich elektrischer Energie wie z.B. von PV-Erzeugung deutlich einfacher. Die kumulierte Lade- und Entladeleistung von PtX ist im Gegensatz dazu in allen Szenarien mit deutlich unter 1 GW fast vernachlässigbar.

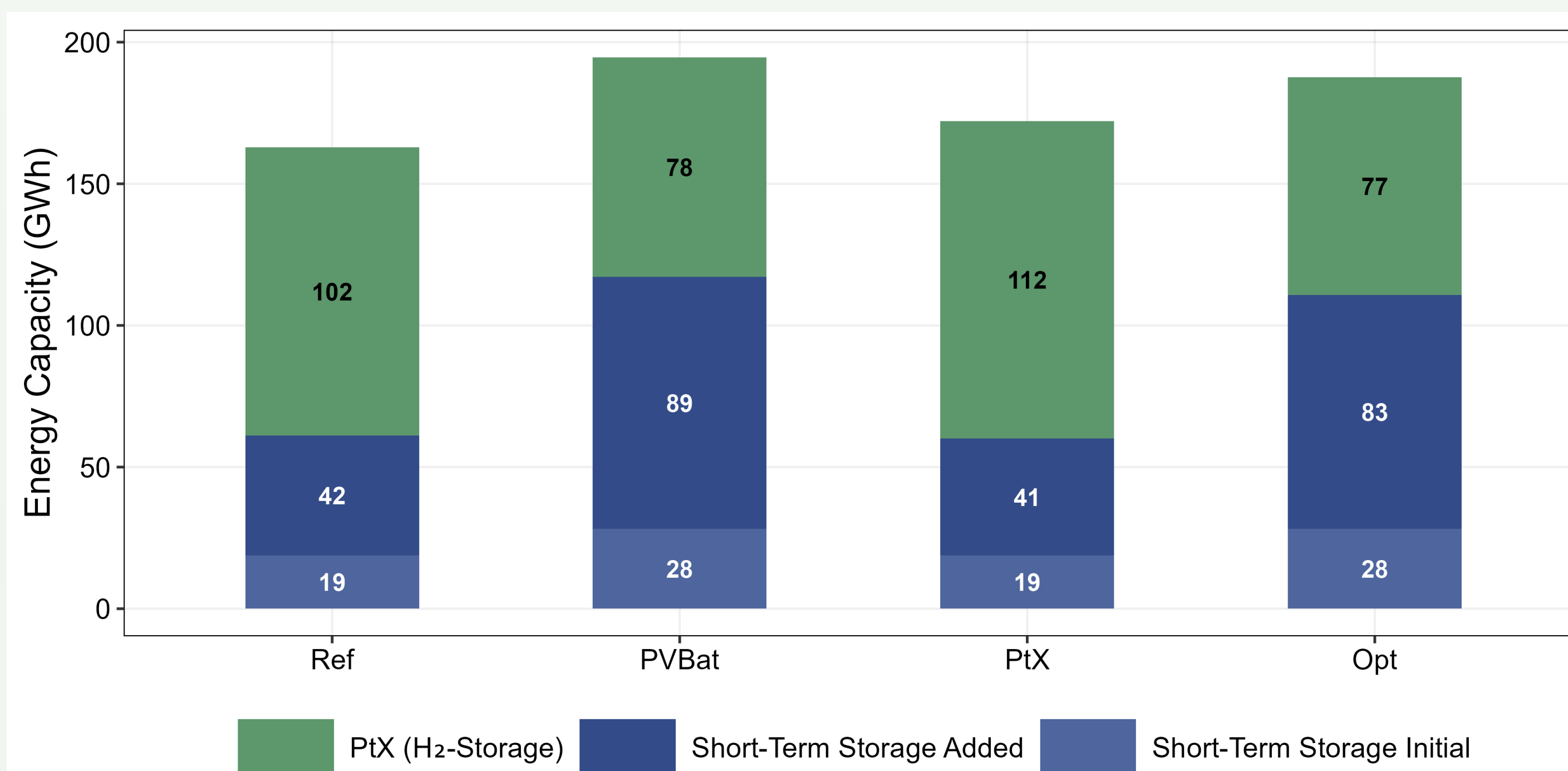


Abbildung 2. Kumulierte (schweizweite) installierte Energiespeicherkapazität, unterteilt in Kurzzeitspeicher (Batterien) und Langzeitspeicher (PtX mit Wasserstoff). Annahme: Ein Teil der Batterien wird direkt zusammen mit dem PV-Ausbau installiert werden (*Short-Term Storage Initial*).

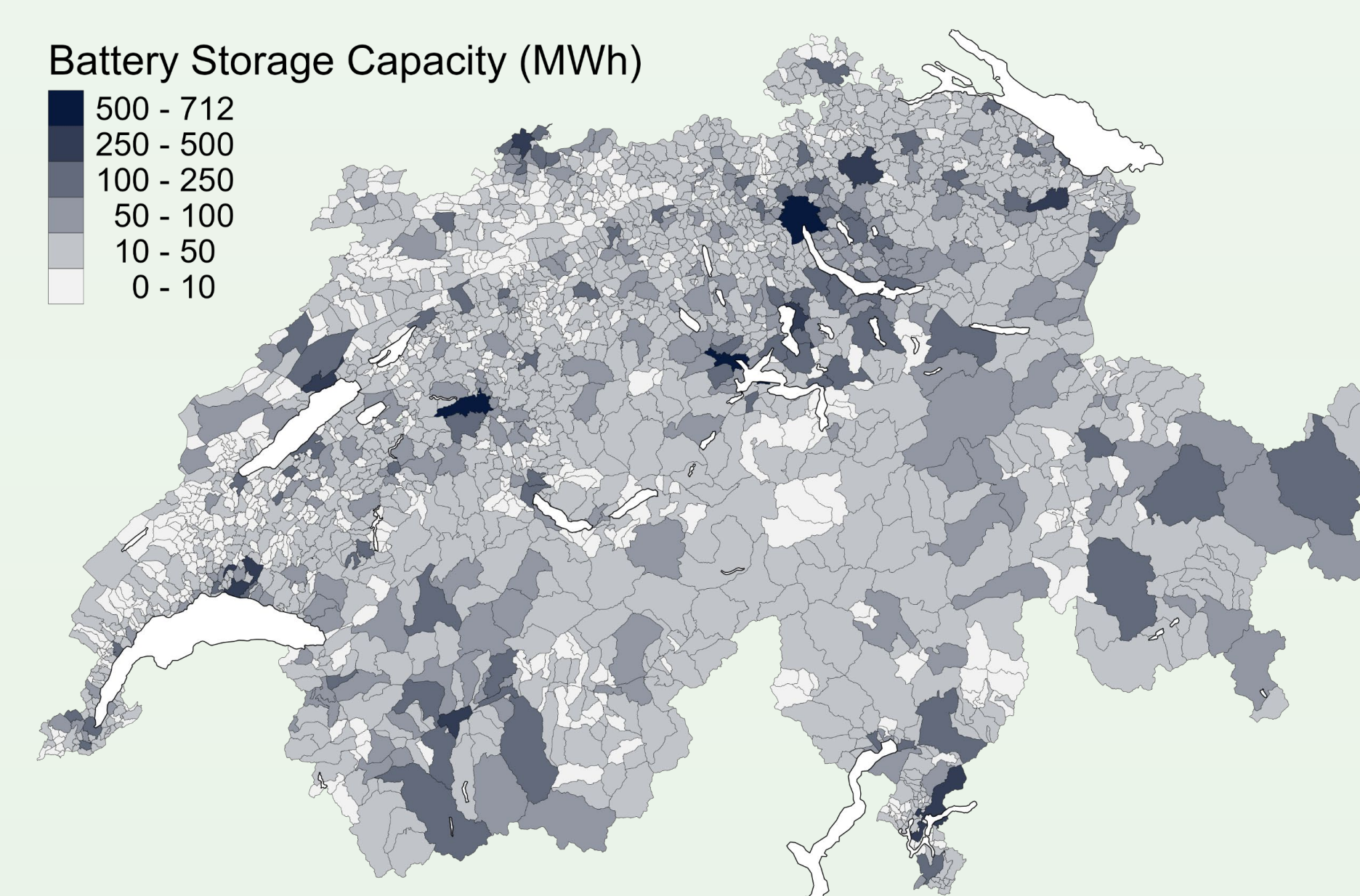


Abbildung 3. Im Szenario *Ref* ermittelte Batteriespeicherkapazitäten in Schweizer Gemeinden. Deutlich sichtbar sind die hohen Kapazitäten in den Städten; das Maximum liegt in Zürich mit 711 MWh. Demgegenüber bleiben zahlreiche Gemeinden unter 50 MWh (1'855 von insgesamt 2'148) oder sogar unter 10 MWh (663).

## Diskussion und Schlussfolgerungen

Der kosteneffiziente Weg zur Winterversorgung ist hier nicht der Ausbau von Langfristspeichern, sondern zusätzlicher PV-Ausbau mit erhöhter Abregelung und grossen Mengen dezentraler Batterien. Daraus ergibt sich ein Paradigmenwechsel weil sich die Systemeigenschaften grundlegend ändern: Leistung ist künftig auf Verbrauchs- wie auf Einspeiseseite sehr viel vorhanden; entscheidend bleibt nur die Energiebilanz über mehrere Tage. Daraus ergeben sich weitreichende Konsequenzen für das Schweizer Energiesystem. Für die Systemstabilität absolut essenziell wird ein dynamisches Steuersignal der Netzbetreiber für den Betrieb der Batterien sein. Die grossflächig vorhandenen Batterien reduzieren den Bedarf an Netzausbau und Demand-Side Management durch ihr Ausgleichspotenzial. Die Kombination von starkem PV-Ausbau und Batterien führt während des grössten Teil des Jahres zu hoher Stromverfügbarkeit und damit einhergehend tiefen Strompreisen, was grosse Implikationen für die Bewertung von Kraftwerken und generell Businessmodelle hat.

