

Auftraggeber Landesagentur für Umwelt und Klimaschutz der Autonomen Provinz Bozen

Objekt Studie zur Stromspeicherinfrastruktur in Südtirol – Kurzbericht

Vertrag

Anmerkung

Eine teilweise Vervielfältigung dieses Dokuments ist nur mit schriftlicher Genehmigung von RSE gestattet.

Seiten 13

Daten 20/12/24

ausgearbeitet Andrea Barisione, Silvia Colnago, Silvia Anna Cordieri, Enrica Micolano

Geprüft

Genehmigt

Ricerca sul Sistema Energetico – RSE S.p.A.

Società con unico socio soggetta alla direzione ed al coordinamento di GSE S.p.A.

Sede Legale - 20134 Milano - Via R. Rubattino, 54

Tel. +39 023992.1 - Fax +39 023992.5370 - PEC rse@legalmail.it

Reg. Imprese di Milano, P.IVA e C.F. 05058230961

R.E.A. di Milano n. 1793295

Cap. Soc. € 1.100.000 i.v.

[Mod. RAita V. 05]

Index

1. EINLEITUNG.....	3
1.1. Strommärkte	3
1.2. Stand der Technik bei Speichersystemen	4
2. SPEICHERSYSTEME IN SÜDTIROL	5
2.1. Aktuelle Situation der Speicher in Südtirol	5
2.2. Technologien, die für das untersuchte Gebiet am besten geeignet sind	Errore. Il segnalibro non è definito.
3. ENTWICKLUNG DES SPEICHERBEDARFS IM HINBLICK AUF DEN KLIMAPLAN SÜDTIROL 2040	6
3.1. Methodologie	6
3.2. Produktion, Erzeugung und Zukunftsszenarien	7
Aktuelle Produktionsprofile und Entwicklung bis 2040	7
Aktuelle Verbrauchsprofile und Entwicklung bis 2040	7
Austausch mit dem Netzwerk.....	8
3.3. Studienergebnisse	8
3.4. SWOT-Analyse	10
4. FAZIT	Errore. Il segnalibro non è definito.
5. REFERENZEN	12

1. EINLEITUNG

Mit dem Südtiroler Klimaplan 2040 [1] hat sich die Autonome Provinz Bozen das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2040 klimaneutral zu werden. Dieser Plan sieht eine Steigerung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen vor. Diese ist jedoch mit einer gewissen Unsicherheit behaftet, da sie von Wetterphänomenen abhängt, die nicht kontrollierbar sind. Um die Netzstabilität und den Netzausgleich zu gewährleisten, ist der Einbau von Speichern daher unerlässlich.

Gegenstand dieser Studie sind die Speichersysteme. Im ersten Teil wird ein Überblick über die Funktionsweise der Märkte gegeben und der Stand der Technik der Speichersysteme dargestellt. Der zweite Teil konzentriert sich auf Südtirol, gibt einen Überblick über die aktuell installierten Speicher und bewertet deren Bedarf im Rahmen der Energiewende zur Klimaneutralität. Schließlich werden in der Studie die geeignetsten Konfigurationen für das untersuchte Gebiet ermittelt.

1.1. Strommärkte

Der Strommarkt (ME) muss die Einhaltung der folgenden grundlegenden Anforderungen gewährleisten:

- Betriebssicherheit des Systems auch bei plötzlichen Änderungen.
- Angemessenheit, d.h. die Verfügbarkeit von Ressourcen, um den Bedarf jederzeit zu decken.
- Dienstleistungsqualität, d. h. Versorgungssicherheit und Einhaltung der Qualitätsstandards.
- Resilienz, d. h. die Fähigkeit, auf extreme Ereignisse zu reagieren und den Normalzustand wieder herzustellen.
- Effizienz, d.h. die Minimierung der Gesamtkosten bei gleichzeitiger Einhaltung anderer Anforderungen.

In diesem Zusammenhang spielt die Regulierungsbehörde für Energie, Netze und Umwelt (ARERA) eine zentrale Rolle. Sie reguliert den Sektor, fördert Wettbewerb und Transparenz und legt Tarifrakriterien fest, die wirtschaftliche, ökologische und soziale Ziele in Einklang bringen und die Verbraucher schützen [2]. Sie regelt den Zugang zur Infrastruktur, fördert Investitionen zur Stärkung der Angemessenheit und Sicherheit des Systems und legt Mindestqualitätsstandards für die angebotenen Dienstleistungen fest.

Der Strommarkt gliedert sich in den Terminmarkt für Strom mit Liefer- und Entnahmeverpflichtung (MTE) und den Spotstrommarkt (MPE). Der MPE umfasst den Day-Ahead-Markt (MGP) für die Planung des Energieaustauschs für den nächsten Tag und den Intraday-Markt (MI), der Anpassungen der Einspeise und Abnahmepläne an die Bedürfnisse der Teilnehmer ermöglicht. Gleichzeitig verwaltet der *Übertragungsnetzbetreiber* den Dispatching Service Market (MSD), der für die Regulierung von Netzungleichgewichten unerlässlich ist. Die Struktur des Marktes wird durch den integrierten Text der Elektrizitätsmarktverordnungen [3] und den integrierten Text der Stromverteilung [4] geregelt. Tabelle 1 gibt einen Überblick über die Struktur des italienischen Strommarktes.

Zusätzlich zu den Märkten für Energie und Dispatching-Dienstleistungen ist in Italien der Kapazitätsmarkt [5], [6] aktiv, der eingerichtet wurde, um die Angemessenheit des Elektrizitätssystems durch Anreize für den Bau neuer Kapazitäten und die Erhaltung bestehender Kapazitäten zu gewährleisten.

Die Teilnehmer nehmen an einer von Terna verwalteten Versteigerung teil und bieten auf freiwilliger Basis Stromkapazität in MW aus Erzeugungseinheiten (programmierbar oder nicht programmierbar, einschließlich ausländischer) oder Verbrauchseinheiten an. Dieser Mechanismus wurde entwickelt, um die Angemessenheit des Stromnetzes, insbesondere bei Spitzenlasten, sicherzustellen und somit dazu beizutragen, den Bedarf auch unter kritischen Bedingungen zu decken.

Darüber hinaus wurde mit dem gesetzvertretenden Dekret 210/24 [7] der Mechanismus zur Beschaffung von Stromspeicherkapazität (MACSE) [8], [9] eingeführt, um die Errichtung neuer Stromspeicherkapazitäten und die Integration erneuerbarer Energiequellen zu fördern und die Angemessenheit und Sicherheit des Elektrizitätssystems zu stärken.

Die Beschaffung erfolgt über von Terna organisierte Versteigerungen, bei denen langfristige Verträge mit einer Prämie in €/MWh/Jahr vergeben werden.

Tabelle 1. Grundlegende Struktur des Strommarktes.

Markt	Zweck	Eigenschaften	Wer verwaltet ihn?	Wer kauft	Wer verkauft	Wie bildet sich der Preis
MTE	Terminkauf und -verkauf von Strom mit Liefer- und Abnahmepflicht	Basierend auf standardisierten Verträgen mit definierten Laufzeiten (wöchentlich, monatlich, vierteljährlich und jährlich)	GME	Strommarktbetreiber, Händler, Produzenten berechnete Endkunden	Strommarktbetreiber, Händler, Produzenten, berechnete Endkunden	Preis, der durch das Zusammentreffen von Angebot und Nachfrage bestimmt wird
MGP	Kauf und Verkauf von Liefer- und Abnahmeprogrammen	Regionaler stündlicher Markt auf der Verkaufsseite. Einheitlicher nationaler stündlicher Markt auf der Einkaufsseite (bis 2025)	GME	Endkunden und deren Vertreter (Großhandelsunternehmen, die die Funktion des Dispatching-Nutzers ausüben)	Hersteller und ihre Vertreter (Großhandelsunternehmen, die die Funktion des Dispatching-Nutzers ausüben)	System marginal price
MI	Kauf und Verkauf von Anpassungen von Liefer- und Abnahmeprogrammen	Regionaler stündlicher Markt	GME	Endkunden und deren Vertreter (Großhandelsunternehmen, die die Funktion des Dispatching-Nutzers ausüben)	Hersteller und ihre Vertreter (Großhandelsunternehmen, die die Funktion des Dispatching-Nutzers ausüben)	System marginal price
MSD	Beschaffung von Ressourcen zur Behebung von Engpässen, zur Schaffung angemessener Reservekapazitäten und zum Lastenausgleich. Diese Aktivitäten können ex ante (MSD ex ante) oder in Echtzeit (MB) durchgeführt werden	Knotenpunkte (auf aggregierter Basis nur im Falle von Pilotprojekten)	Terna	Terna	Hersteller und deren Bevollmächtigte (Vertriebsgesellschaften) die die Funktion des Dispatching-Nutzers ausüben, nur in Bezug auf die berechtigten UP (Produktionseinheit) und UC (Verbrauchseinheit)	Pay as bid

1.2. Stand der Technik bei Speichersystemen

Die derzeit auf dem Markt erhältlichen Speichersysteme sowie jene in Studienphase lassen sich in fünf Kategorien unterteilen: Mechanisch, elektrisch, elektrochemisch, chemisch und thermisch. [10]. In Abbildung 1 werden die verschiedenen Technologien zusammengefasst.

Mechanisch	• Schwungräder • Pumpwasserspeicher (HPS) • Flüssigluftspeicher (LAES) • Druckluftspeicher (CAES) • Pumpwärmespeicher (PHES)
Elektrisch	• Superkondensatoren • Elektromagnetische Energiespeicher mit Supraleitern (SMES)
Elektrochemisch	• Hybrid-Superkondensatoren • Fluss-Batterien • Herkömmliche Batterien
Chemisch	• Wasserstoff • Synthetisches Erdgas (SNGS) • Ammoniak
Thermisch	• Speicherung sensibler Wärme • Speicherung latenter Wärme • Thermochemische Speicher

Abbildung 1. Übersicht der Lagersysteme.

Tabelle 2 listet die Eigenschaften der wichtigsten mechanischen, elektrischen und elektrochemischen Speichersysteme auf.

Tabelle 2. Hauptmerkmale mechanische, elektrische und elektrochemische Speichersysteme.

		Roundtrip-Wirkungsgrad [%]	Leistungsdichte [W/m ³]	Energiedichte [Wh/m ³]	Spezifische Energie [Wh/kg]	Lebensdauer [Zyklen]	Laufzeit [Jahre]	Preis [€/kWh]	Preis [€/kW]
Mechanisch	Schwungräder	90	10 ⁶	10 ⁴	10-100	10 ⁵	20	1000	200
	HPS	70-85	500-1500	200-1600	0.5-3	10 ⁵	50-60	40-150	500-1500
	LAES	45-70		10 ⁴ -10 ⁵		3·10 ⁴	30	60-600	500-3500
	CAES	55-70	200-10 ⁴	200-2000	3-60	10 ⁴	30	5-150	400-2000
	PHES	70-75		10 ⁴ -10 ⁵	15-30	1,5·10 ⁴ cm	20-30	20	350
Elektrisch	Superkondensatoren	90	10 ⁷	10 ⁴	10	10 ⁷	10	10000	100-500
	SMES	80-95	10 ⁶	200-1000	0.5-5	10 ⁵	30	10000	100
Elektrochemisch	Blei-Säure-Batterien	75-85	10 ⁵	10 ⁵	35	5000	15	100-200	100-500
	Lithium-Ionen-Batterien	90-95	10 ⁶	10 ⁵	100-300	10 ⁴	10-20	200-1300	100-500
	Natrium-Schwefel-Batterien	65-90	10 ⁵	10 ⁵	250	4000	10	300-500	500-1000
	Zebra Batterien	80-90	10 ⁵	10 ⁵	30-100	3000	10-15	400-750	150-1000
	Nickel-Metallhydrid - Batterien	50-80	10 ⁶	10 ⁵	100	3000	10	400-700	500-1000
	Nickel-Cadmium-Batterien	60-80	7·10 ⁵ cm	10 ⁵	10-80	3000	20	800-1500	1500-5000
	Hybrid-Superkondensatoren	95	10 ⁶	10 ⁴	20-200	10 ⁵		10000	
	Vanadium-Batterien	60-90	10 ³	10 ⁴	10	10 ⁴	10-20	150-1000	600-1500
	Zink-Brom-Batterien	65-75	10 ³	10 ⁴	10	2000	10	400	600

Was die chemischen Speichersysteme betrifft, so ist die Vielfalt der verfügbaren chemischen Energieträger und Methoden zur Umwandlung von elektrischer Energie in chemische Energieträger sehr groß. In Abbildung 2 ist ein Vergleich der Eigenschaften der wichtigsten chemischen Energieträger dargestellt. Thermische Speicher hingegen werden in der folgenden Analyse nicht erfasst, da sie hauptsächlich auf der Übertragung von Energie in Form von Wärme beruhen, oft unter Verwendung anderer Energieträger als Strom, und daher nicht Gegenstand dieser Analyse sind.

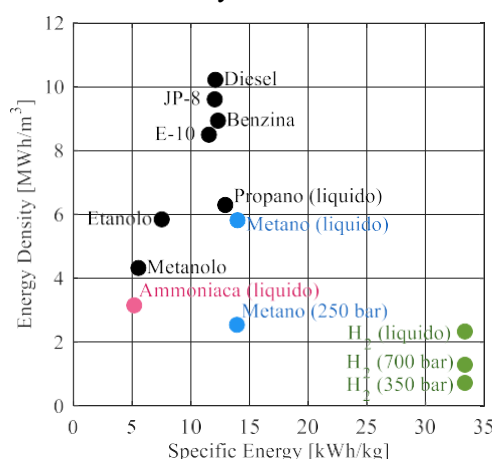


Abbildung 2. Vergleich chemischer Energieträger [11].

2. SPEICHERSYSTEME IN SÜDTIROL

2.1. Aktuelle Situation der Speicher in Südtirol

Südtirol verfügt über eine Speicherkapazität von 10⁴ MWh, eine Leistung von 88,7 MW für insgesamt 6027 Speichersysteme. Für diese Analyse wurden Daten aus der Datenbank von Terna [12] verwendet, die bis Oktober 2024 installierte Speichersysteme umfasst.

In Südtirol gibt es zahlreiche Speichersysteme, die mit Photovoltaik verbunden sind, ein einzelnes HPS-Kraftwerk (Kraftwerk Kuppelwies), einen mit einem Wärmekraftwerk verbundenen Speicher, der im März 2023 installiert wurde, und ein *Insel* Speichersystem, das vor 2022 installiert wurde.

Die Anzahl der in der Provinz Bozen installierten Speichersysteme ist in den letzten zwei Jahren dank einer Landesförderung für eine nachhaltige Energiewende deutlich gestiegen.

2.2. Technologien, die für das untersuchte Gebiet am besten geeignet sind

Auf der Grundlage der in Abschnitt 2.1 dargelegten Analyse, unter Berücksichtigung des in Abschnitt 1.2 beschriebenen Stands der Technik bei Speichersystemen und unter Berücksichtigung der Besonderheiten des Südtiroler Territoriums können nun Überlegungen zu den für das untersuchte Gebiet am besten geeigneten Technologien angestellt werden.

Was die Wasserkraft anbelangt, so könnte der Ausbau einiger Anlagen als Pumpwasserspeicher in Betracht gezogen werden, aber die Machbarkeit sollte von Fall zu Fall sowohl aus wirtschaftlicher als auch aus ökologischer Sicht und der Akzeptanz durch die lokale Bevölkerung geprüft werden. Ein relevantes Beispiel ist das von Alperia vorgestellte Vorprojekt [13], das vorsieht, den Arzkarsee im Ultental, der bereits vom Kraftwerk Kuppelwies genutzt wird, als Oberbecken für ein 400-MW-Pumpspeicherkraftwerk zu nutzen, das flussabwärts in den Zoggler-Stausee mündet. Das Projekt befindet sich noch in der Diskussion und wird daher nur in einem der betrachteten Szenarien analysiert, um alle möglichen Konfigurationen zu untersuchen.

Elektrische Akkumulatoren und Schwungräder eignen sich besonders für Anwendungen, die eine sehr hohe Leistung erfordern, obwohl sie eine geringere Speicherkapazität als andere Technologien haben. Andere Formen der mechanischen Speicherung haben diesbezüglich keine Einschränkung, sind aber noch keine ausgereiften Technologien und auch wirtschaftlich nicht wettbewerbsfähig.

Folgt man diesen Überlegungen, sind chemische und elektrochemische Speicher die geeignetsten Lösungen für die Installation in Südtirol. Im Hinblick auf elektrochemische Speicher sind insbesondere Lithium-Ionen-Batterien derzeit die vorteilhafteste Lösung für die Installation von Speichern in Kombination mit Photovoltaikanlagen, da sie relativ sicher, leicht skalierbar und auch für die Installation in Wohngebäuden geeignet sind. Darüber hinaus sind Lithiumbatterien für die Installation von *stand-alone* Speichern nach wie vor eine geeignete Wahl. Eine weitere Option sind chemische Speichersysteme, insbesondere solche, die mit Wasserstoff betrieben werden, die sich durch eine geringe Umweltbelastung auszeichnen und sich für den saisonalen Ausgleich eignen. Das Gebiet der Provinz Bozen eignet sich besonders gut für diese Art der Speicherung, da es bereits mit einer Wasserstoffproduktionsanlage ausgestattet ist. Derzeit hat diese Anlage eine Nennleistung von 2 MW und der erzeugte Wasserstoff versorgt teilweise die Busflotte der Stadt Bozen. Die Anlage hat jedoch das Potenzial, erweitert zu werden, und in diesem Zusammenhang könnte der Einbau von *Brennstoffzellen* zur Versorgung des Netzes in Betracht gezogen werden.

Für die Zukunft stellen auch Vanadiumbatterien und Natrium-Ionen-Batterien eine vielversprechende Lösung dar, ebenso wie LAES und PHES, die auch in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen eingesetzt werden könnten, die mit dem bereits vorhandenen Fernwärmenetz verbunden sind. Diese Lösungen müssen jedoch erst technologisch ausreifen, bevor sie installiert und ans Netz gebracht werden können.

3. ENTWICKLUNG DES SPEICHERBEDARFS IM HINBLICK AUF DEN KLIMAPLAN SÜDTIROL 2040

In diesem Abschnitt wird die Methodik zur Untersuchung des Speicherbedarfs zur Erreichung der von der Provinz Bozen gesetzten Ziele in Bezug auf die Klimaneutralität beschrieben und die Ergebnisse der Analyse diskutiert.

3.1. Methodologie

Die verwendete Methodologie besteht in einem Optimierungsalgorithmus, der auf einem linearen mathematischen Modell basiert. Dieser Algorithmus zielt darauf ab, den zukünftigen Energiemix der Provinz Bozen zu optimieren, sowohl unter dem Gesichtspunkt der in den kommenden Jahren notwendigen Investitionskosten als auch unter dem Gesichtspunkt der Betriebskosten, um diesen Mix bestmöglich zu verwalten.

Bei der vorläufigen Kostenanalyse aus NREL-Studiendaten [14] wurde Wasserstoff aufgrund der aktuell hohen Kosten und begrenzten Effizienz als wirtschaftlich nachteilige Technologie angesehen. Daher entschied man sich, diese Technologie aus diesem Modell auszuschließen, da sie in keinem Fall ausgewählt worden wäre.

Es ist wichtig zu beachten, dass in dem Szenario, in dem nur elektrochemische Speicher installiert werden, die Daten aus dem Pumpspeichersystem als Input betrachtet werden.

Das Alperia-Projekt [13] sieht die Nutzung des Arzkarsees als oberes Becken vor, dieser See ist auch das obere Becken des derzeitigen Pumpwerks Kuppelwies. Um die Diskussion zu vereinfachen, wurden die beiden Systeme angesichts der geringeren Größe des aktuellen Kraftwerks im Vergleich zum Alperia-Projekt als ein einziges Pumpwerk betrachtet, dessen Leistung der Summe der beiden Blöcke entspricht. In diesem Fall wird der HPS-Beitrag zum Energiemix nicht mehr als Eingangswert betrachtet, sondern ist eine Entscheidungsvariable des Algorithmus.

Eine vollständige Beschreibung des verwendeten Optimierungsalgorithmus finden Sie in der vollständigen Fassung dieses Berichts.

3.2. Produktion, Erzeugung und Zukunftsszenarien

Das im vorigen Abschnitt beschriebene Modell erfordert als Eingabedaten die Erzeugungs- und Lastprofile, die Austauschgrenzen mit dem italienischen und ausländischen Netz sowie die technischen Merkmale der betrachteten Technologien. Es wurden drei Jahresszenarien simuliert, ein aktuelles, das sich auf Produktion und Verbrauch im Jahr 2023 bezieht, eines mit einer Projektion bis 2030 und eines bis 2040. Im Folgenden wird kurz beschrieben, wie die Erzeugungs- und Lastprofile abgeschätzt und die Verbindung des Landes an das nationale und ausländische Netz ermittelt wurde. Weitere Einzelheiten finden Sie in der ausführlichen Fassung dieses Berichts.

Aktuelle Produktionsprofile und Entwicklung bis 2040

Wie oben bereits erwähnt, zeichnet sich Südtirol durch einen hohen Anteil an Wasserkraftproduktion aus, die im Jahr 2023 fast 90 % der erzeugten 6958 GWh [15] ausmachte.

Um den Speicherbedarf zu bewerten, ist es notwendig, Produktionszeitprofile zu haben. Diese Profile wurden aus Daten für Norditalien [16] gewonnen und dann skaliert, um die Südtiroler Produktion darzustellen.

Für die Analyse des Speicherbedarfs wurden zwei Zukunftsszenarien berücksichtigt: ein Zwischenszenario bis 2030 und eines bis 2040. Was die Produktion betrifft, so wird im Szenario 2030 ein Zuwachs an Photovoltaik um 400 MW erwartet, wie es der Südtiroler Klimaplan [1] vorsieht, und die Abschaltung von Wärmekraftwerken, die fossile Brennstoffe nutzen. Für 2040 wird ein weiterer Zubau der Photovoltaik um 400 MW erwartet [1]. In den Zukunftsszenarien wurde aufgrund der in Abschnitt 2.1 dargelegten Überlegungen kein Anstieg der Wasserkraftproduktion erwartet. Das von Alperia geplante Pumpwerk wird jedoch in einem speziellen Szenario betrachtet. In diesem Szenario wird die Produktion aus HPS, wie oben beschrieben, nicht als Eingabe des Modells berücksichtigt.

Im Sommer und teilweise im Herbst findet die größte Produktion aus Wasserkraft und Photovoltaik statt. Bei den anderen Produktionsarten sind die Profile in den verschiedenen Jahreszeiten homogener, obwohl die höchste Produktion immer noch in den Sommermonaten stattfindet.

Da diese Profile als Rahmenbedingungen betrachtet werden, die dem Modell auferlegt werden, und nicht als Systemvariablen, werden sie mit null Betriebskosten versehen, um eine Differenzialanalyse in Bezug auf die aktuelle Situation durchzuführen.

Aktuelle Verbrauchsprofile und Entwicklung bis 2040

Was den Verbrauch anbelangt, so wurde das von GME [17] bereitgestellte Stromnachfrageprofil für das Marktgebiet Norditalien im Jahr 2023 herangezogen. Das Profil wurde anschließend skaliert, um den Jahresverbrauch des Südtiroler Territoriums widerzuspiegeln, wie er von Terna im selben Jahr angegeben wurde.

Für das Zukunftsszenario wird ein Anstieg der elektrischen Last aufgrund der Elektrifizierung des thermischen Verbrauchs und des Verkehrs erwartet. Für beide wurden Eurac-Prognosen verwendet [18]. Insbesondere wurde das Leistungsprofil eines Wohngebäudes für den thermischen Verbrauch berücksichtigt, angepasst an die Elektrifizierungsprognosen. Bei der Elektrifizierung des Verkehrs wurde die Auslastung einer Fahrzeugflotte berücksichtigt, die ebenfalls gemäß den Prognosen von Eurac angepasst wurde. Das neue Verbrauchsprofil liegt im Allgemeinen über dem aktuellen Profil, weist jedoch in den Wintermonaten einen stärkeren Anstieg auf, der auf die voraussichtliche Elektrifizierung des Heizungsverbrauchs zurückzuführen ist. Zu beachten ist, dass das zukünftige Verbrauchsprofil für 2030 und 2040 als identisch angesehen wurde, wenn davon ausgegangen wird, dass die Elektrifizierung

des Verbrauchs im Jahr 2030 bereits voll umgesetzt ist.

Austausch mit dem Netzwerk

Das Südtiroler Netz ist an mehreren Stellen an das italienische Netz und an zwei Stellen an das österreichische Netz angeschlossen. Auf der Grundlage des Spannungsniveaus der Verbindungsleitungen und des Berichts von Terna über die maximale Leistung je Spannungsebene [19] wurde geschätzt, dass die maximale Wirkleistung, die mit Österreich ausgetauscht werden kann, 300 MW und mit dem italienischen Netz 1862 MW beträgt. Da es schwierig ist, ein Leistungsakzeptanzprofil der angegebenen Netze zu finden, wurde davon ausgegangen, dass die maximalen Leistungen zu jeder Jahreszeit austauschbar sind.

In Bezug auf den Verkaufs- und Kaufpreis im Netz wurden die von GME für das Jahr 2023 [17] bereitgestellten italienischen und österreichischen PUNs berücksichtigt. Die Einkaufspreise aus dem italienischen und österreichischen Netz sind nahezu identisch und in den Sommermonaten am niedrigsten, wenn mehr aus erneuerbaren Quellen produziert wird.

Speichertechnologien

Lithium-Ionen-Batterien

Nach den Überlegungen in Abschnitt 2.1 sind Lithium-Ionen-Batterien die am weitesten ausgereifte und für das Südtiroler Gebiet geeignetste Speichertechnologie, daher wird diese Technologie in der Analyse berücksichtigt.

Für die folgende Analyse wurden drei verschiedene Lithium-Ionen-Batterietechnologien berücksichtigt: NMC, LFP und NCA, die am meisten verbreitet und verwendet sind. Die Merkmale der drei untersuchten Zellen sind in Tabelle 3 dargestellt. Die mit der Installation verbundenen Emissionen hängen vom Produktionsprozess ab und wurden aus einer Lebenszyklusanalyse ermittelt [20]. Was die Kosten der verschiedenen Technologien und die Effizienz betrifft, so stammen die Daten aus [21], [22].

Tabelle 3. Analyisierte Eigenschaften der Speichertechnologien.

	CAPEX [€/kWh]	OPEX [€/kWh/Jahr]	Emissionen durch die Installation [kgCO _{2,eq} /kW]	Wirkungsgrad [%]
NMC	175	2500	104	98
LFP	152	2500	169	97
NCA	174	2500	115	97

Wasserkraft-Speicher

Was das von Alperia [13] vorgeschlagene System anbelangt, so sind die wichtigsten technischen Parameter, die in dem Modell verwendet werden, in Tabelle 4 aufgeführt.

Die maximale Leistung für die Erzeugung und den Verbrauch von Strom wird erreicht, indem der Beitrag der bestehenden Anlage zur neu gebauten Anlage addiert wird. Das Modell berücksichtigt auch die begrenzten natürlichen Beiträge zum Arzkarsee aufgrund von Niederschlags- und Verdunstungsphänomenen. Für die Berechnung dieser Faktoren verweisen wir auf die vollständige Version dieses Berichts.

Tabelle 4. Analyisierte Eigenschaften des Pumpensystems.

Maximal erzeugte elektrische Leistung	$L_{\max,T}$ [MW]	443.94
Maximal verbrauchte elektrische Leistung	$L_{\max,P}$ [MW]	448.25
Enthalpiesprung	Δh [MJ/m ³]	10.76
Elektrischer Wirkungsgrad der Turbineneinheit	η_T [-]	0.90
Elektrischer Wirkungsgrad der Pumpeneinheit	η_P [-]	0.87
Gesamtnutzvolumen des oberen Beckens	$v_{\max,HPS}$ [hm ³]	11.50
Maximaler Volumenstrom der Turbine	$v_{\max,Ausgang}$ [m ³ /s]	45.83
Maximaler Volumenstrom der Pumpen	$v_{\max,in}$ [m ³ /s]	36.23

3.3. Studienergebnisse

In diesem Abschnitt werden die wichtigsten Ergebnisse der Simulationen im Zusammenhang mit den Fallstudien für die Jahre 2023 (aktuelles Szenario), 2030 und 2040 vorgestellt. Es werden zwei Fallstudien vorgestellt, die jeweils mehrere Szenarien umfassen. In der ersten Fallstudie wird nur der Einbau eines elektrochemischen Speichers berücksichtigt, während in der zweiten Fallstudie auch das in Abschnitt 2.2 beschriebene Projekt Alperia als installierter Speicher betrachtet wird.

Außerdem wurde eine Sensitivitätsanalyse in Bezug auf den Index $r_{v,a}$, durchgeführt, der als Verhältnis zwischen dem Verkaufspreis von Strom und dem Kaufpreis definiert ist. In der Analyse wurden die Ergebnisse der Simulation bei der Änderung von $r_{v,a}$ im Bereich zwischen 0,5 und 1 untersucht, wobei die Hypothese eines externen Marktes unabhängig vom Verhalten des Landes beibehalten wurde, um weitere Komplexitäten in der Modellierung zu vermeiden.

Zwar sind Anreizmechanismen für Speicherkapazität vorgesehen, wie z. B. MACSE, diese wurden jedoch aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von Daten und der Art des Mechanismus selbst, der auf wettbewerblichen Auktionsverfahren beruht, was seine Modelldarstellung komplex macht, nicht in das Modell aufgenommen.

Südtirol zeichnet sich durch einen Produktionsüberschuss in den meisten Jahresstunden aus, mit Ausnahme einiger Tage zu Beginn des Jahres, an denen die Solarproduktion geringer und vor allem die Wasserkraftproduktion begrenzt ist. Abbildung 3 zeigt die tägliche Nettoenergie (E_{net}), die als Integral der Differenz zwischen Erzeugung und Verbrauch in einem Tag berechnet wird. Wie aus der Abbildung hervorgeht, ist E_{net} nur zu Beginn des Jahres negativ und im Jahr 2030 noch ausgeprägter, wenn der Verbrauch, insbesondere in den Wintermonaten, höher ist, die Produktion aus nicht erneuerbarer Wärmeenergie bei Null liegt und nur 400 MW Photovoltaik installiert wurden.

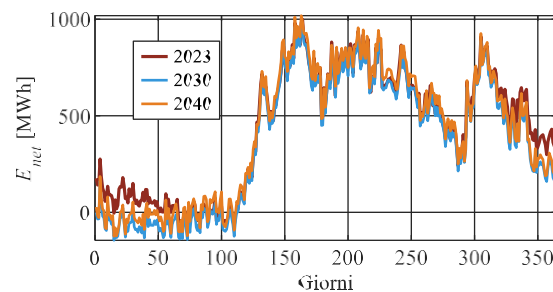


Abbildung 3. Tägliche Nettoenergie in den Jahren 2023, 2030 und 2040.

Die Ergebnisse der Simulationen zeigen, dass LFP-Batterien immer den beiden anderen verfügbaren Technologien vorgezogen werden, da die geringeren Kosten im Vergleich zu einem begrenzten Wirkungsgradunterschied vorteilhafter sind.

Darüber hinaus zeigt uns die Analyse der Simulationen, wie der Wert des Index $r_{v,a}$ die optimale Lösung des Problems maßgeblich beeinflusst. Insbesondere wenn der Index den Wert 1 annimmt, begünstigt das Modell die Speicherung von Energie aus der Produktion und dem Netz in Zeiten reduzierter Kosten und speist sie dann wieder in das Netz ein, wenn der PUN steigt. Der Betrieb der Batterie wird also nicht direkt durch das Produktions- und Lastprofil beeinflusst, sondern folgt hauptsächlich der in das Modell integrierten Marktdynamik. Sein Betrieb ist nur durch die maximalen Übertragungsbeschränkungen des Netzes begrenzt.

Um dieses kritische Problem anzugehen, wurde die bereits erwähnte Sensitivitätsanalyse für den Index $r_{v,a}$ durchgeführt, wobei dieser zwischen den Werten 0,5 und 1 variiert wurde. Es konnte ein Grenzwert von 0,67 ermittelt werden, ab dem der Übergang zur Nutzung der Batterie beginnt, vergleichbar mit dem eines Puffers.

Insbesondere in diesem Fall reagiert das System sowohl auf die Nachfrage und die Produktion als auch auf die Marktdynamik: Die Batterie wird strategisch vor Spitzen der Energieverfügbarkeit entladen und dann in Zeiten reduzierter Nachfrage wieder aufgeladen, wodurch die Energiespeicherung und -nutzung optimiert wird. Es ist auch zu beobachten, dass der Austausch mit dem Netz deutlich eingeschränkter ist. Dies könnte den Bedarf an Modernisierung und Wartung der elektrischen Infrastruktur verringern und zu einer höheren Systemeffizienz und erheblichen Einsparungen für den [Übertragungsnetzbetreiber](#) (ÜNB) beitragen, die im Modell nicht berücksichtigt werden.

Die Ergebnisse der verschiedenen Szenarien sind in Tabelle 5 dargestellt. Neben den beiden Fällen mit $r_{v,a} = 1$ werden nur solche mit $r_{v,a} = 0,5$ einbezogen, da sie die signifikantesten und realistischsten Bedingungen in Bezug auf die Machbarkeit und Dynamik des Austauschs mit dem Netz darstellen.

Die Tabelle zeigt, dass die installierte Leistung mit der Erweiterung des Zeithorizonts zunimmt, was wahrscheinlich sowohl durch das Wachstum der Anlagen aus erneuerbaren Quellen als auch durch den Anstieg der Stromnachfrage beeinflusst wird.

Tabelle 5. Ergebnisse der Simulation.

Jahr	$r_{v,a}$	Ausgewählte Technologie	Installierte elektrochemische Kapazität [GWh]	Emissionen- vs. Eurac-Szenario [ktCO ₂]
2023	1	LFP	9.16	-
2023	0.5	LFP	1.78	-
2030	0.5	LFP	1.81	306.5
2040	0.5	LFP	1.95	330
2023 + HPS	1	LFP + HPS	7.99	-
2023 +HPS	0.5	LFP + HPS	1.06	-
2030 +HPS	0.5	LFP + HPS	1.27	215
2040 +HPS	0.5	LFP + HPS	1.48	250

Bei den Simulationen, die den Ausbau der HPS-Anlage berücksichtigen, ist das Verhalten ähnlich, mit einem reduzierten Bedarf an elektrochemischer Speicherung, die durch die Anlage selbst ersetzt wird.

Die Emissionen wurden für Zukunftsszenarien analysiert, wobei ein differenzierter Ansatz im Vergleich zu den von Eurac bereitgestellten Annahmen gewählt wurde, wobei besonderes Augenmerk auf Energieressourcen und Speichersysteme gelegt wurde, die als kohlenstoffneutral gelten, um Aspekte zu untersuchen, die in der ursprünglichen Modellierung nicht vollständig untersucht wurden. Wie aus Tabelle 5 hervorgeht, sind diese nicht berücksichtigten Emissionen nicht völlig vernachlässigbar, und ihr Ausmaß rechtfertigt eine gründliche Bewertung der gesamten Produktionskette, um ihre Auswirkungen zu minimieren. In Bezug auf die Szenarien, die die Einführung des neuen HPS-Kraftwerks vorsehen, ist es wichtig, hervorzuheben, wie dies potenzielle ökologische und soziale Auswirkungen haben könnte, die eine eingehende Analyse auf der Grundlage eines detaillierten Ausführungsprojekts erfordern würden. Da eine solche Dokumentation noch nicht verfügbar ist, wurden diese Aspekte nicht in die Analyse einbezogen. Daher wurde nur der Beitrag in Bezug auf die betrieblichen Emissionen betrachtet [23]. Die Steigerung der Produktion aus Wasserkraft führt nicht zu einem signifikanten Anstieg der Emissionen. Im Gegenteil, die Verringerung der installierten Kapazität der Batterien ermöglicht es, die Gesamtemissionen einzudämmen

3.4. SWOT-Analyse

Die durchgeführte Studie zeigt, dass die Autonome Provinz Bozen dem Ziel der Klimaneutralität bereits sehr nahe ist, zumindest was die Stromproduktion betrifft. Tatsächlich produziert das Land die meiste Zeit des Jahres mehr Energie, als es verbraucht. Die fortschreitende Elektrifizierung des Verbrauchs, die zur Erreichung der Ziele für 2040 erforderlich ist, wird es jedoch unerlässlich machen, die Produktion zu steigern und die verfügbaren Energieressourcen effizient zu verwalten. Im Zusammenhang mit der Energiewende und unter Berücksichtigung der Unmöglichkeit, neue Wasserkraftwerke zu bauen, plant die Autonome Provinz die massive Installation von Photovoltaikanlagen. Daher ist es unerlässlich, Speichersysteme zu integrieren, die in der Lage sind, ihre Dienste sowohl kurz- als auch langfristig zu gewährleisten.

Angesichts der Besonderheit des Gebiets und der Schwierigkeit, neue Pumpspeicherkraftwerke zu bauen, ist die bequemste und ausgereifteste Speichertechnologie jene der Lithium-Ionen-Batterien. Der verwendete Optimierungsalgorithmus berücksichtigt drei verschiedene Lithium-Ionen-Technologien und wählt in jedem analysierten Szenario die kostengünstigste Option, nämlich die LFP-Technologie, aus. Aus diesem Grund ist eine weitere vergleichende Analyse der verschiedenen Technologien nicht notwendig.

Die SWOT-Analyse ist ein strategisches Planungsinstrument, mit dem die Stärken und Schwächen eines Projekts sowie Chancen und Risiken bewertet werden. In diesem Zusammenhang wurde eine SWOT-Analyse durchgeführt, um die Möglichkeit der Installation von LFP-Speichern auf dem Gebiet Südtirols zu bewerten. Das Ergebnis dieser Analyse ist in Abbildung 4 dargestellt.

Abbildung 5 zeigt die SWOT-Analyse der Szenarien mit LFP-Batterien und die Aufrüstung des HPS-Systems im Rahmen des Alperia-Projekts [13]. In dieser zweiten Analyse sollen die Potenziale, kritischen Punkte, Chancen und Risiken dieses Falls im Vergleich zur alleinigen Installation von LFP hervorgehoben werden, da die Vor- und Nachteile der Installation von Speichern bereits in der vorherigen Analyse behandelt wurden.



Abbildung 4. SWOT-Analyse.



Abbildung 5. SWOT-Analyse des Szenarios mit neuer HPS-Anlage.

4. FAZIT

Der zusammenfassende Bericht bietet eine Einführung in den Strommarkt und die wichtigsten Anreizmechanismen zur Förderung des Ausbaus der Speicherinfrastruktur.

Es folgt ein Überblick über die wichtigsten Energiespeichertechnologien, wobei der Fokus auf den für den Südtiroler Kontext geeignetsten Lösungen wie elektrochemischen Batterien und hydroelektrischen Speichern liegt. Die wichtigsten technischen Indikatoren, die ihre Leistung charakterisieren, und die damit verbundenen wirtschaftlichen Parameter wurden veranschaulicht und ihr potenzieller Beitrag zur Energiewende und zur Integration erneuerbarer Energiequellen in das Stromsystem hervorgehoben. Die Analyse der aktuellen Situation bestätigte die strategische Rolle der Energiespeicherung bei der Integration erneuerbarer Energien, bei der Stabilisierung des Stromnetzes und bei der Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen. Die vielversprechendsten Technologien für das Land sind insbesondere hydroelektrische und elektrochemische Batterien, die auf der Grundlage der territorialen Merkmale, Produktionsmodelle und Verbrauchsprofile des Landes ausgewählt werden. Obwohl Wasserkraftanlagen mit Stauseen und Pumpspeichersysteme eine etablierte Ressource darstellen, zeichnen sich Lithiumbatterien durch ihre betriebliche Flexibilität und die Möglichkeit des Einsatzes in verschiedenen Größenordnungen aus, von der häuslichen bis zur industriellen Ebene.

Als Planungshilfe für den Ausbau der Speicherkapazität wurde ein Optimierungsmodell entwickelt, das auf aktuellen und zukünftigen Erzeugungs- und Verbrauchsszenarien basiert. Ziel ist es, eine optimale Konfiguration zur Erhöhung der installierten Leistung zu identifizieren und den wirtschaftlichen und ökologischen Nutzen zu maximieren. Die Ergebnisse zeigen, dass Lithium-

Eisenphosphat-Batterien aufgrund ihrer Sicherheit, Langlebigkeit und Wirtschaftlichkeit die vorteilhafteste Technologie für die elektrochemische Speicherung darstellen. Eine deutliche Erhöhung der installierten Kapazität dieser Technologie könnte erhebliche wirtschaftliche Vorteile mit sich bringen und zur Erreichung der auf nationaler und europäischer Ebene festgelegten Klimaziele beitragen.

Der Fall der Integration eines neuen Pumpwerks weist einige Ähnlichkeiten mit der Lösung auf, die ausschließlich auf elektrochemischen Speichern basiert. Die Diversifizierung der Speichertechnologien stellt jedoch einen erheblichen strategischen Vorteil dar, da sie Terna den Zugang zu einem breiteren Spektrum an Systemdienstleistungen ermöglicht und die Wirksamkeit beim Management von Ungleichgewichten im nationalen Stromsystem verbessert.

Die Analyse machte deutlich, dass vollständige, aktuelle und hochauflösende Daten benötigt werden, und zwar sowohl in Bezug auf den möglichen Abschluss des Genehmigungsverfahrens für das neue Pumpwerk als auch in Bezug auf die anderen beteiligten technischen und umweltbezogenen Elemente. Es wird daher empfohlen, die Studie fortzusetzen, indem genauere und detailliertere Informationen integriert werden, um die Qualität der Bewertungen und die Zuverlässigkeit der Prognosen zu verbessern.

5. REFERENZEN

- [1] Autonome Provinz Bozen, "Südtiroler Klimaplan 2040", Bozen, Italien, 2023. [Online]. Verfügbar: [https:// www.klimaland.bz.it/piano-clima-alto-adige-2040/download-piano-clima-alto-adige-2040-pdf](https://www.klimaland.bz.it/piano-clima-alto-adige-2040/download-piano-clima-alto-adige-2040-pdf)
- [2] *Regeln für den Wettbewerb und die Regulierung öffentlicher Versorgungsdienste. Einrichtung der Regulierungsbehörden für öffentliche Versorgungsdienste.* Italien, 1995. [Online]. Verfügbar: [https:// www.gazzettaufficiale.it/eli/id/1995/11/18/095G0522/sg](https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/1995/11/18/095G0522/sg)
- [3] GME, *Integrierter Text der Elektrizitätsmarktverordnungen.* Italien, 2024. [Online]. Verfügbar: [https:// www.mercatoelettrico.org/Portals/0/Documents/it-it/20241001_Testo_Integrato_ME.pdf](https://www.mercatoelettrico.org/Portals/0/Documents/it-it/20241001_Testo_Integrato_ME.pdf)
- [4] ARERA, *Integrierter Text des TIDE Electrical Dispatching.* Italien, 2024. [Online]. Verfügbar: [https:// www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/24/539-2024-R-eel-ALLEGATO_A.pdf](https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/24/539-2024-R-eel-ALLEGATO_A.pdf)
- [5] C. Bonaldo, "Der italienische Kapazitätsmarkt", Mailand, Italien, 2023. [Online]. Verfügbar: [https:// www.rse-web.it/wp-content/uploads/2023/12/01_capacityMarket.pdf](https://www.rse-web.it/wp-content/uploads/2023/12/01_capacityMarket.pdf)
- [6] Seeschwalbe *Regelung des Vergütungssystems für die Verfügbarkeit von Energieerzeugungskapazitäten Elektrisch.* Italien 2024. [Online]. Verfügbar: https://download.terna.it/terna/Disciplina_Fase_di_Prima_Attuazione_8dd1e948c127763.pdf
- [7] *Umsetzung der Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU sowie mit Bestimmungen für die Anpassung.* Italien, Italien, 2021. [Online]. Verfügbar: [https:// www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2021/12/11/21G00233/SG](https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2021/12/11/21G00233/SG)
- [8] Terna, *Regeln über den Mechanismus für die Beschaffung von Stromspeicherkapazität (MACSE).* Italien, 2024. [Online]. Verfügbar: https://download.terna.it/terna/Disciplina_MACSE_8dcf2cab779edb.pdf
- [9] N. Giovannini, "Der Mechanismus für die Beschaffung von Stromspeicherkapazität (MACSE)", 2024. [Online]. Verfügbar: https://www.rse-web.it/wp-content/uploads/2024/05/08_MACSE.pdf
- [10] G. G. Farivar *et al.*, "Grid-Connected Energy Storage Systems: State-of-the-Art and Emerging Technologies", *Proc. IEEE*, Bd. 111, Nr. 4, S. 397–420, Apr. 2023, doi: 10.1109/JPROC.2022.3183289.
- [11] U.S. Department of Energy, "Wasserstoffspeicherung". Zugriff: 03. Dezember 2024. [Online]. Verfügbar: [https:// www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage](https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage)
- [12] Terna, "Datenbank Accumuli Terna". Zugriff: 10. Dezember 2024. [Online]. Verfügbar: <https://dati.terna.it/generazione#accumuli>
- [13] Alperia, "Una batteria verde per l'Alto Adige". Zugriff: 20. Dezember 2024. [Online]. Verfügbar: [https:// www.alperigroup.eu/it/batteriaverde](https://www.alperigroup.eu/it/batteriaverde)
- [14] US-Energieministerium, "Kosten für Hochleistungs-Brennstoffzellensysteme - 2022", 2023. [Online]. Verfügbar: <https://www.hydrogen.energy.gov/library/program-Datensätze%0Ahttps://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/23002-hd>

- fuel-cell-system-cost-2022.pdf
- [15] Terna "Pflanzen von Generation" 2023. [Online].
Verfügbar:
https://download.terna.it/terna/Dati_Statistiche_Impianti_di_generazione_2023_8dcdc7f624f8d0e.pdf
- [16] ENTSO-E, "ENTSO-E Datenbank." [Online].
Verfügbar:
<https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/actualGenerationPerProductionType/show>
- [17] Energy Markets Manager (GME), "Day-Ahead Market Outcomes". Zugriff: 26. März 2025.
[Online]. Verfügbar: <https://gme.mercatoelettrico.org/it-it/Home/Esiti/Elettricit/MGP/Esiti/PUN>
- [18] W. Sparber *et al.*, "Szenarien für Südtirol auf dem Weg zur Klimaneutralität", 2022. doi:
<https://doi.org/10.57749/jz3s-j725>.
- [19] Terna, "Allgemeine Merkmale der Freileitungen der NTG", 2011. [Online]. Verfügbar:
<https://download.terna.it/terna/0000/0113/81.pdf>
- [20] J. F. Peters und M. Weil, "Bereitstellung einer gemeinsamen Basis für Ökobilanzen von Li-Ionen-Batterien",
J. Sauber. Prod., Bd. 171, S. 704–713, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.jclepro.2017.10.016.
- [21] M. Krishna, "Die Debatte über die Chemie von EV-Batterien ist gerade komplizierter geworden",
Fastmarkets. Zugriff: 20. Dezember 2024. [Online]. Verfügbar: <https://www.fastmarkets.com/insights/the-ev-battery-Chemie-Debatte-ist-gerade-komplizierter-geworden/>
- [22] S. Barcellona, S. Colnago, E. Ferri und L. Piegari, "Evaluation of Dual-Chemistry Battery Storage System for Electric Vehicles Charging Stations", in *2023 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, IEEE, 2023, S. 1–6. DOI: 10.1109/VPPC60535.2023.10403281.
- [23] E. Gemechu und A. Kumar, "Ein Überblick darüber, wie die Ökobilanz zur Bewertung der Umweltauswirkungen von Wasserkraft verwendet wurde", *Renew. Stützen. Energy Rev.*, Bd. 167, S. 112684, Okt. 2022, doi: 10.1016/j.rser.2022.112684.