



23. Novembre 2022

Scenario di riferimento 2030/2040 per la pianificazione delle reti

Riferimento: BFE-471.3-20/10



Data:

23. Novembre 2022

Mandatario:

Ufficio federale dell'energia UFE

CH-3003 Berna

www.bfe.admin.ch

Servizio responsabile:

Divisione Economia energetica, sezione Reti

Note

Lo «scenario di riferimento 2030/2040 per la pianificazione delle reti elettriche» illustra tre ipotesi di sviluppo del comparto energetico utili alla pianificazione delle reti elettriche, più specificamente della rete di trasporto (livello di rete 1, 380/220 kV) e delle reti di distribuzione sovraregionali (livello di rete 3, da 36 a 220 kV).

Dopo una sintesi generale, il documento introduce la tematica, spiega il contesto in cui si collocano la pianificazione delle reti e il quadro di riferimento, descrive gli scenari e riporta gli indicatori nazionali relativi a produzione elettrica, consumo e flessibilità. Con riferimento ai possibili rischi, inoltre, la rete elettrica va sottoposta a un'opportuna analisi in tal senso.

Una base di dati fondamentale per la definizione degli scenari di riferimento è costituita dalle Prospettive energetiche 2050+ redatte per conto dell'UFE, i cui primi risultati sono stati pubblicati a novembre 2020 e a cui hanno fatto seguito, nel dicembre del 2021, ulteriori risultati e una relazione tecnica completa.

Lo scenario di riferimento è stato oggetto di una consultazione pubblica, svoltasi tra il 24 novembre 2021 e il 10 marzo 2022. Con l'approvazione da parte del Consiglio federale, gli scenari e i relativi indicatori diventeranno vincolanti per le autorità nelle questioni relative alle reti elettriche.

Ufficio federale dell'energia UFE

Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittigen; indirizzo postale: CH-3003 Berna

Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch

Sintesi

Lo scenario di riferimento per la Svizzera (SCR CH) rappresenta per i gestori della rete di trasporto (livello di rete 1, 380/220 kV) e della rete di distribuzione sovregionale (livello di rete 3, da 36 a 220 kV) una base fondamentale per la definizione o l'aggiornamento della loro pianificazione di rete. Si tratta di un nuovo strumento, ora disponibile per la prima volta, introdotto con la legge federale sulla trasformazione e l'ampliamento delle reti elettriche («Strategia Reti elettriche»). Lo SCR CH viene verificato e aggiornato a cadenza quadriennale, se necessario anche prima. È approvato dal Consiglio federale ed è vincolante per le autorità in tutte le questioni relative alle reti elettriche.

L'obiettivo è ottimizzare quanto più possibile le reti elettriche in funzione dei futuri sviluppi del settore energetico svizzero, il che è fondamentale per continuare a garantire la sicurezza di approvvigionamento, considerati i lunghi iter di pianificazione, autorizzazione e realizzazione delle reti di trasporto e delle reti di distribuzione sovregionali.

Ai sensi dell'articolo 9a della legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI), lo SCR CH definisce tre scenari in cui viene rappresentato il ventaglio dei probabili sviluppi nel settore energetico. Ciascuno di essi si basa, per le ipotesi relative alla Svizzera, su uno scenario delle Prospettive energetiche 2050+ (PE2050+) dell'Ufficio federale dell'energia (UFE) e, per le ipotesi relative all'estero, su uno scenario a cura dei gestori di rete dei sistemi di trasmissione di energia elettrica e gas europei (ENTSO-E ed ENTSO-G). Gli anni di riferimento per il primo SCR CH sono il 2030 e il 2040. Tutti gli scenari hanno come obiettivo la neutralità climatica della Svizzera entro il 2050.

Lo scenario 1 «Riferimento» è lo «scenario di riferimento» (scenario pilota) che, secondo l'articolo 9d LAEI, è da considerarsi prioritario ai fini della pianificazione delle reti. Lo scenario 2 «Divergenza» e lo scenario 3 «Accoppiamento dei settori» sono invece da considerarsi «scenari marginali» dal punto di vista odierno.



Figura 1: Panoramica dei tre scenari di riferimento dello SCR CH

Per gli indicatori relativi alla Svizzera, lo scenario 1 «Riferimento» si basa sullo scenario «ZERO base» delle PE2050+, abbinato alla variante strategica di produzione con «bilancio annuo in pareggio al 2050». Con il repentino potenziamento della produzione nazionale da fonti energetiche rinnovabili, nel semestre estivo si registrerà tendenzialmente un'eccedenza di energia elettrica. Nel semestre invernale, invece, l'importazione di elettricità continuerà a essere necessaria, sebbene il maggiore potenziamento contribuirà a coprire il consumo elettrico di quel periodo. Il forte aumento delle nuove energie rinnovabili – soprattutto del fotovoltaico – con l'obiettivo di raggiungere il pareggio di bilancio entro il 2050 comporta una serie di sfide per la rete elettrica ai fini della loro integrazione. Per quanto riguarda l'evoluzione a livello europeo, ci si basa sullo scenario «Distributed Energy» di ENTSO. La produzione sempre più decentralizzata in Europa comporterà tendenzialmente minori flussi di carico a lungo raggio.

Per gli indicatori relativi alla Svizzera, lo scenario 2 «Divergenza» si basa perlopiù sullo scenario «ZERO A» delle PE2050+ che prevede un'ampia elettrificazione del sistema energetico, abbinata a una produzione elettrica di cui nella variante strategica «condizioni quadro attuali». La forte domanda di energia elettrica, da un lato, e l'incremento limitato della sua produzione, dall'altro, pone elevati requisiti alle reti elettriche. Per quanto riguarda l'Europa, ci si riferisce allo scenario «Global Ambition» di ENTSO, che comprende grandi impianti di produzione sempre più centralizzati. I maggiori flussi di carico a lungo raggio che ne conseguono implicano requisiti elevati per le reti elettriche, soprattutto per quella di trasporto.

Nello scenario 3 «Accoppiamento dei settori» si ipotizza un'evoluzione per cui il biogas e i gas sintetici (ad es. idrogeno) acquisteranno un ruolo più preponderante nel sistema energetico, accompagnato allo stesso tempo da un rapido potenziamento del fotovoltaico. Questa visione corrisponde in larga misura allo scenario «ZERO B» delle PE2050+, abbinato alla variante strategica di produzione con «bilancio annuo in pareggio al 2050». Lo scenario ipotizza un incremento moderato del consumo elettrico nazionale, un potenziamento delle turbine a gas e una crescita del fotovoltaico maggiore rispetto allo scenario di riferimento. Per quanto riguarda l'evoluzione a livello europeo, ci si basa sullo scenario «Distributed Energy» di ENTSO. La produzione sempre più decentralizzata in Europa comporterà tendenzialmente minori flussi di carico a lungo raggio.

Evoluzione delle capacità produttive al 2040 rispetto al 2019

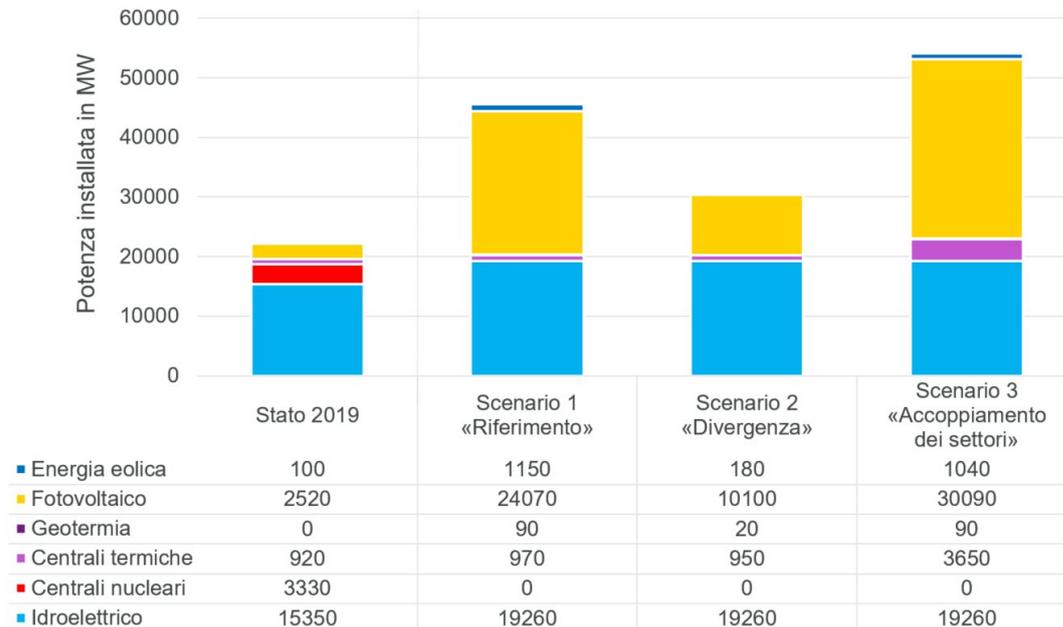


Figura 2: Capacità produttive nei tre scenari dello SCR CH per il 2040 rispetto al 2019

Indicatori degli scenari

La tabella 1 seguente riporta una panoramica dei principali indicatori per gli anni di riferimento 2030 e 2040. I tre scenari sono praticamente identici per quanto riguarda gli indicatori relativi al 2030. Soltanto nel 2040 si evidenziano differenze sostanziali a livello di produzione e consumo di energia elettrica.

Interruzioni/anno Scenario	2019	2030			2040		
		Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Produzione elettrica – potenza installata [MW]							
Energia idroelettrica	15 350	17 110	17 110	17 110	19 260	19 260	19 260
Centrali nucleari	3 330	1 220	1 220	1 220	-	-	-
Centrali termiche ¹	920	990	980	1 250	970	950	3 650
Geotermia	-	10	10	10	90	20	90
Fotovoltaico	2 520	9 770	7 650	12 210	24 070	10 100	30 090
Energia eolica	100	310	180	310	1 150	180	1 040
Totale*	22 220	29 400	27 140	32 110	45 540	30 490	54 130
Stoccaggio – potenza di pompaggio e carico [MW]							
Pompe di CP ²	2 620	3 790	3 790	3 790	5 450	5 450	5 450
Batterie decentrali	-	1 220	960	1 530	5 550	2 330	6 940
Consumo elettrico – quantità di energia [TWh]							
Consumo elettrico netto ³	57,89	60,35	63,44	58,74	67,15	73,86	61,86
Elettrificazione – numero [migliaia]							
Veicoli elettrici incl. ibridi plug-in*	40	930	980	870	2 940	3 230	2 520
Pompe di calore, incl. grandi pompe di calore*	290	680	710	610	1 010	1 120	860

Tabella 1: Panoramica degli indicatori 2030/2040 per gli scenari 1 - 3 * è la somma arrotondata dei singoli valori esatti

Dati relativi al contesto energetico

Lo SCR CH prestabilisce alcuni dati relativi al contesto energetico di cui i gestori di rete devono tenere conto nelle simulazioni. Si tratta di previsioni basate su scenari quali il «World Energy Outlook» relative all'evoluzione del costo delle materie prime e del CO₂ a cura dell'Agenzia internazionale dell'energia (AIE) e dei dati climatici e meteorologici che fungono da base per la determinazione dei profili di immissione in rete di energia eolica e fotovoltaica.

Situazione all'estero

Gli sviluppi del settore energetico in Europa vengono considerati tenendo conto degli scenari di EN-TSO relativi al «Ten-Year Network Development Plan» (TYNDP) 2020. Gli scenari 1 e 3 dello SCR CH fanno riferimento allo scenario «Distributed Energy», che presuppone un maggior numero di impianti di produzione decentralizzati e una forte crescita di fotovoltaico, biogas e «Power-to-Gas». Per quanto riguarda lo scenario 2, l'evoluzione all'interno dell'UE viene ipotizzata sulla base dello scenario «Global Ambition», che prevede la presenza di impianti di produzione sempre più centralizzati, come ad esempio impianti eolici offshore nel nord e grandi impianti fotovoltaici nel sud dell'Europa.

¹ Includono: incenerimento rifiuti, depurazione acque reflue, centrali a biogas, centrali a biomassa e altre centrali termiche

² CP = centrale di pompaggio

³ Consumo elettrico netto = consumo lordo di energia elettrica escluse le pompe delle centrali di pompaggio e le perdite della rete, ma incluse le pompe di rilancio.

Capacità di frontiera

Nello SCR CH le capacità di frontiera per gli anni 2020 e 2025 vengono indicate, a perimetro di rete completa, mediante la «Net Transfer Capacity» (NTC)⁴ per singola frontiera e direzione. I valori NTC per il 2025 considerano la rete di trasporto europea attuale e i progetti di un suo ampliamento, che dovranno essere realizzati e messi in esercizio entro il 2025. I parametri quantitativi per il dimensionamento delle reti elettriche nell'ambito della loro pianificazione devono essere fissati per determinate ore dell'anno, indipendentemente da eventuali limitazioni alle possibilità di importazione. In caso contrario, l'importazione di elettricità sarebbe costantemente ridotta, ossia anche in periodi dell'anno in cui i Paesi confinanti con la Svizzera sarebbero in grado di esportare.

Interruzioni/anno	2020	2025
Capacità di frontiera (NTC) Fonte: Swissgrid / TYNDP2020 Referenz Grid	Capacità [MW]	
AT -> CH (importazione)	1 200	1 400
DE -> CH (importazione)	2 000	3 000
FR -> CH (importazione)	3 700	3 700
IT -> CH (importazione)	1 910	1 910
CH -> AT (esportazione)	1 200	1 200
CH -> DE (esportazione)	4 000	4 200
CH -> FR (esportazione)	1 400	1 700
CH -> IT (esportazione)	4 800	5 000

Tabella 2: Valori NTC per il 2020 e il 2025 a perimetro di rete completa, per frontiera e direzione

Regionalizzazione

Lo SCR CH oggetto di approvazione da parte del Consiglio federale si limita a prestabilire indicatori nazionali. A sua integrazione, l'UFE mette a disposizione – a livello di Ufficio – una guida alla metodologia di regionalizzazione quale supporto per i gestori di rete. In essa vengono proposti alcuni metodi su come ripartire gli indicatori desunti dallo SCR CH sui comprensori e successivamente sui nodi di rete. La guida dell'UFE non fa parte dello SCR CH e non è giuridicamente vincolante. La concreta organizzazione della regionalizzazione rimane competenza e responsabilità dei gestori di rete interessati. Poiché il coordinamento nelle reti elettriche «magliate» è particolarmente importante, da parte dei gestori di rete vige l'obbligo reciproco di fornire gratuitamente informazioni in merito ai progetti pianificati di trasformazione o ampliamento delle reti elettriche e alle previsioni di produzione e consumo.

Analisi dei rischi

Rispetto ai possibili rischi è necessario verificare la solidità di quanto pianificato dai gestori di rete. In fase di pianificazione occorre dunque valutare quanto sia robusta la futura rete potenziata non solo rispetto a rischi e situazioni di crisi plausibili, ma anche dal punto di vista della responsabilità dei gestori di rete nei confronti di una rete elettrica sicura, performante ed efficiente. Sono rischi, ad esempio, la continua assenza di un accordo sull'energia elettrica, lo spegnimento anticipato delle centrali nucleari svizzere, i ritardi nei progetti di rete dei Paesi confinanti, le possibilità d'importazione limitate e le variazioni sostanziali ai flussi di elettricità. Tali rischi, sebbene non costituiscano uno scenario a sé per il dimensionamento delle reti elettriche, possono avere conseguenze negative sull'operatività di sistema delle reti elettriche, sulle possibilità d'importazione della Svizzera e sull'economia in generale. Qualora dalla verifica summenzionata dovesse emergere la necessità di ampliare i requisiti per le reti elettriche, i gestori di rete dovranno tenerne conto nei loro piani pluriennali.

⁴ «Net Transfer Capacity» (NTC): capacità di trasporto massima che può essere sfruttata a livello commerciale su ogni frontiera senza mettere a rischio la sicurezza della rete.

Indice

1	Introduzione	9
1.1	Il nuovo strumento dello scenario di riferimento	9
1.2	Mandato di elaborazione di un primo scenario di riferimento	9
1.3	Effetti dell'introduzione dello scenario di riferimento	10
1.4	Pianificazione della rete di trasporto	10
1.5	Pianificazione della rete di distribuzione sovraregionale	10
1.6	Pianificazione delle reti negli Stati confinanti	10
1.7	Distinzione rispetto alla System Adequacy della Svizzera	11
1.8	Distinzione rispetto alla rete della corrente elettrica di trazione	11
2	Pianificazione delle reti e scenario di riferimento	12
2.1	Lo scenario di riferimento quale prima fase di pianificazione delle reti	12
2.2	Considerazione degli scenari nella pianificazione delle reti	12
2.3	Orizzonte temporale dello scenario di riferimento	13
2.4	Riesame e aggiornamento periodici dello scenario di riferimento	13
2.5	Fabbisogno supplementare nel contesto della pianificazione delle reti	13
2.6	Principio NOVA e criteri di pianificazione delle reti	13
2.7	Coordinamento della pianificazione della rete	14
2.8	Regionalizzazione	14
3	Descrizione dello scenario	15
3.1	Scenario 1: «Riferimento»	16
3.2	Scenario 2: «Divergenza»	17
3.3	Scenario 3: «Accoppiamento dei settori»	18
3.4	Scenari e varianti delle Prospettive energetiche 2050+	18
3.5	Scenari del «Ten-Year Network Development Plan» 2020	19
4	Produzione di energia elettrica	21
4.1	Energia idroelettrica	21
4.2	Energia nucleare	22
4.3	Centrali termiche	22
4.4	Geotermia	23
4.5	Fotovoltaico	23
4.6	Energia eolica	24
5	Consumo di energia elettrica	25
5.1	Consumo elettrico tradizionale	25
5.2	Mobilità elettrica	26
5.3	Pompe di calore	26
5.4	Altri consumi elettrici	27
6	Flessibilità	28
6.1	Depotenziamento degli impianti di produzione	28
6.2	Impianti di stoccaggio	28
6.3	Gestione del carico	29
7	Estero	31
7.1	Evoluzione del settore energetico	31
7.2	Definizione delle capacità di frontiera	31
8	Altri parametri	33

8.1	Costo delle materie prime e del CO ₂	33
8.2	Dati economici globali	33
8.3	Dati climatici e meteorologici.....	33
9	Analisi dei rischi.....	35
9.1	Impatto della guerra in Ucraina sull'approvvigionamento energetico dell'Europa	35
9.2	Assenza di un accordo sull'energia elettrica	35
9.3	Crollo delle importazioni di energia elettrica	36
9.4	Spegnimento anticipato delle centrali nucleari svizzere	36
9.5	Penuria di elettricità.....	36
9.6	Ritardo dei progetti di rete nei Paesi confinanti e in Svizzera.....	36
10	Allegato	38
10.1	Ulteriori dati relativi a mobilità elettrica e pompe di calore.....	38
10.2	Indicatori relativi agli scenari del «Ten-Year Network Development Plan» 2020	39

1 Introduzione

1.1 Il nuovo strumento dello scenario di riferimento

Con la legge federale sulla trasformazione e l'ampliamento delle reti elettriche («Strategia Reti elettriche») viene introdotto lo strumento dello scenario di riferimento per la Svizzera (SCR CH). Quest'ultimo rappresenta un fondamento essenziale per la pianificazione della rete di trasporto (380/220 kV, livello di rete 1, LR1) e delle reti di distribuzione sovra regionali (da 36 a 220 kV, livello di rete 3, LR3), al fine di quantificare la necessità di ampliamento delle stesse ed elaborare o aggiornare la loro pianificazione pluriennale.

Sinora il fabbisogno di nuovi progetti di linee è stato valutato nell'ambito delle procedure dei piani settoriali (piano settoriale Elettrodotti – PSE). Con la «Strategia Reti elettriche», invece, è stato introdotto un nuovo metodo di determinazione del fabbisogno e di verifica a monte delle progettualità per il LR1, con l'obiettivo di sgravare le procedure autorizzative delle linee elettriche dalla questione del fabbisogno. Alla base di tale attività di prospezione e verifica vi è l'elaborazione di uno scenario di riferimento. Lo SCR CH viene verificato e aggiornato a cadenza quadriennale. Le sue specifiche confluiscono nella successiva pianificazione pluriennale periodica a cura dei gestori di rete, dopodiché il coordinamento a livello territoriale avviene nell'ambito delle procedure PSE, così da assicurare che i progetti di ampliamento della Società nazionale di rete (Swissgrid) siano allineati a eventuali altri interessi e che venga definito di volta in volta il corridoio più adeguato. L'autorizzazione dei progetti (procedura di approvazione dei piani, PAP), la loro esecuzione e il controllo dell'efficienza dei costi sono le ulteriori fasi del processo di sviluppo delle reti (cfr. [Figura 3](#) seguente).



Figura 3: Rappresentazione schematica del processo di sviluppo delle reti

La centralità geografica del Paese e le elevate capacità fisiche installate fanno sì che i requisiti imposti alla rete di trasporto svizzera siano influenzati dall'andamento del comparto energetico in Europa. Ai fini della pianificazione sono pertanto rilevanti, oltre alle ipotesi relative al sistema energetico nazionale, anche gli sviluppi sul fronte della produzione/del consumo di energia elettrica e del quadro normativo negli Stati confinanti, nonché l'integrazione della Svizzera nel mercato elettrico europeo.

1.2 Mandato di elaborazione di un primo scenario di riferimento

Ai sensi dell'articolo 9a della legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI), l'Ufficio federale dell'energia (UFE) ha il compito di elaborare lo SCR CH. A tal fine l'UFE si basa sugli obiettivi di politica energetica della Confederazione e sui dati economici globali e tiene conto del contesto internazionale. Lo SCR CH è approvato dal Consiglio federale ed è vincolante per le autorità in tutte le questioni relative alle reti elettriche dei livelli LR1 e LR3. Per l'elaborazione del progetto da porre in consultazione l'UFE ha istituito un gruppo d'accompagnamento in cui siedono, tra i vari esponenti, rappresentanti dei Cantoni (Conferenza dei direttori cantonali dell'energia, EnDK), della società nazionale di rete (Swissgrid), degli altri gestori di rete (Associazione delle aziende elettriche svizzere AES, Swisspower), dei gestori delle centrali idroelettriche (Associazione svizzera di economia delle acque), delle Ferrovie federali svizzere (FFS), delle associazioni ambientaliste (Fondazione svizzera per l'energia/Umweltallianz),

delle energie rinnovabili (AEE Suisse), del settore del gas (Associazione svizzera dell'industria del gas ASIG) e della Commissione federale dell'energia elettrica (EiCom).

1.3 Effetti dell'introduzione dello scenario di riferimento

Già nel messaggio sulla «Strategia Reti elettriche» (nuova legge federale sulla trasformazione e l'ampliamento delle reti elettriche) del 13 aprile 2016 (FF 2016 3393) erano state illustrate le ripercussioni dei nuovi strumenti sulla Confederazione, sui Cantoni e Comuni, sull'economia ecc. Con l'introduzione del nuovo strumento dello SCR CH quale base per la pianificazione delle reti non è prevista una delega di competenze in materia di pianificazione. Lo SCR CH, insieme all'esame preliminare del fabbisogno e alla verifica dei piani pluriennali del livello di rete 1, offre agli attori una maggiore sicurezza di pianificazione e sgrava dalla questione del fabbisogno le procedure di autorizzazione a valle. I costi per la trasformazione e l'ampliamento delle reti elettriche in Svizzera sono a carico dei rispettivi gestori che, tramite i corrispettivi per l'utilizzazione della rete (tariffe per l'utilizzazione della rete), possono riversare sui consumatori finali i costi d'esercizio e di capitale – purché computabili ai sensi della LAEI. La EiCom effettua una verifica d'ufficio di detti corrispettivi e può disporre una riduzione o vietarne l'aumento. Lo SCR CH può, insieme alle nuove disposizioni sulla pianificazione della rete elettrica secondo la «Strategia Reti elettriche», contribuire alla riduzione dei costi: principi di pianificazione delle reti uniformi, il migliorato coordinamento tra i gestori di rete e l'esame preliminare del fabbisogno nonché l'esame di progetti della rete di trasporto possono contribuire a evitare eccedenze di capacità in rete.

1.4 Pianificazione della rete di trasporto

Nel 2015 Swissgrid ha elaborato la propria pianificazione strategica della rete di trasporto al 2025, documentando una serie di scenari di riferimento con orizzonte temporale 2025/2035. Il «Rapporto sulla rete strategica 2025» illustra gli interventi necessari per l'ampliamento della rete e il piano di investimenti da effettuare entro il 2025 [1]. Facendo seguito al piano di rete per il 2025, Swissgrid ha lanciato un successivo progetto dal nome «Rete strategica 2040» (RS2040), con cui intende procedere a una revisione del piano già esistente. Sulla base degli scenari rappresentati nello SCR CH e dei dati su carico e consumo aggiornati per ogni nodo della rete di trasporto, si calcoleranno e valuteranno gli sviluppi della rete necessari in futuro. Per migliorare il coordinamento nella pianificazione delle reti, nel 2012 Swissgrid ha istituito quattro gruppi di lavoro sul coordinamento regionale in materia di sviluppo delle reti (GL CRR). Insieme ai gestori di rete del LR3, inoltre, nel 2020 Swissgrid ha dato il via ai lavori relativi all'elaborazione dei processi sull'approntamento dei dati e sulla regionalizzazione.

1.5 Pianificazione della rete di distribuzione sovraregionale

La rete di distribuzione sovraregionale con una tensione superiore a 36 e inferiore a 220 kV è denominata LR3 e rappresenta l'anello di congiunzione tra il LR1 e le reti di distribuzione ai livelli LR5 e LR7. La pianificazione del LR2 è integrata in quella del LR3. La pianificazione per il livello LR3, inoltre, tiene conto dei requisiti indicati nella raccomandazione del settore «Distribution Code»⁵, dei principi di pianificazione delle reti definiti dai gestori delle reti di distribuzione e dell'andamento generale dei consumi e della produzione in corrispondenza degli allacciamenti alla rete. Ai fini del rilevamento degli impianti di produzione elettrica si possono utilizzare, quali fonti d'informazione, la banca dati di Pronovo AG⁶ e le pratiche di allacciamento o le richieste preliminari di allacciamento di nuovi consumatori o nuove centrali.

1.6 Pianificazione delle reti negli Stati confinanti

In Europa il sistema di approvvigionamento elettrico è fortemente integrato per via delle capacità di trasporto esistenti tra i singoli Paesi. Con la direttiva UE 2009/72/CE del 13 luglio 2009 si è stabilita la necessità di un coordinamento delle misure di sviluppo all'interno della rete di interconnessione europea. Nei confronti delle autorità di regolazione nazionali i gestori della rete di trasporto sono tenuti a presen-

⁵ Il Distribution Code Svizzera (DC-CH) definisce i principi tecnici e i requisiti minimi di allacciamento a una rete di distribuzione, nonché l'esercizio e l'utilizzazione delle reti di distribuzione in Svizzera.

⁶ Pronovo AG è l'ente di certificazione accreditato per la registrazione delle garanzie di origine e l'organo d'esecuzione per determinati programmi federali d'incentivazione delle energie rinnovabili.

tare ogni anno, previa consultazione dell'opinione pubblica, un piano di sviluppo delle reti decennale («Ten-Year Network Development Plan» [TYNDP]). Alla base dell'attività di pianificazione europea nell'ambito del TYNDP si considerano varie ipotesi adeguate relative all'evoluzione della produzione, dei consumi e degli scambi di energia elettrica con altri Paesi. A tal fine, ogni due anni i gestori di rete dei sistemi di trasmissione di energia elettrica e gas europei (ENTSO-E ed ENTSO-G) elaborano insieme a Swissgrid una serie di scenari energetici. Nel luglio del 2020 ENTSO ha pubblicato gli scenari europei di energia elettrica e gas per il TYNDP2020 [2].

1.7 Distinzione rispetto alla System Adequacy della Svizzera

La sicurezza di approvvigionamento sistemica è oggetto di analisi negli studi sulla System Adequacy della Svizzera, che elaborano vari modelli di simulazione delle dinamiche di domanda e offerta di energia elettrica al fine di individuare eventuali situazioni di carenza future di elettricità. Gli studi sulla System Adequacy si basano su dati analoghi a quelli utilizzati nello SCR CH, ma perseguono un obiettivo differente rispetto a quest'ultimo. I primi esaminano la situazione dell'approvvigionamento a lungo termine dal punto di vista della capacità del sistema di coprire il fabbisogno elettrico del Paese con la produzione nazionale e internazionale. Lo SCR CH, invece, definisce la portata dei possibili sviluppi sul fronte energetico quale base per l'evoluzione delle reti elettriche.

1.8 Distinzione rispetto alla rete della corrente elettrica di trazione

La rete della corrente di trazione⁷ fa parte dell'infrastruttura ferroviaria, per cui pianificazione, realizzazione, esercizio e manutenzione degli impianti di tale rete sono disciplinati dalla legislazione sulle ferrovie. Quali gestori del sistema a 16,7 hertz (Hz), le Ferrovie federali svizzere (FFS) hanno il compito di fornire corrente di trazione a tutti i gestori delle infrastrutture ferroviarie a 16,7 Hz (ad eccezione della Ferrovia retica (FR)). Oltre al potenziamento delle infrastrutture deciso dal Parlamento, vi sono altri fattori – come ad es. progressi tecnologici o cambi di orario – che possono determinare un altro fabbisogno. Le FFS e la FR informano l'Ufficio federale dei trasporti (UFT) in merito agli eventuali progetti di costruzione di linee necessari a garantire l'approvvigionamento della corrente di trazione. La rete strategica della corrente di trazione a 16,7 Hz è integrata nella parte Infrastruttura ferroviaria del piano settoriale dei trasporti (SIS). Le linee di trasmissione delle ferrovie, infatti, non devono essere coordinate all'interno del piano settoriale Elettrodotti (PSE). L'unica eccezione all'esonero dall'obbligo di piano settoriale è rappresentata dalle linee comuni, costituite da linee a 132 kV delle FFS e linee del LR1.

⁷ Parallelamente alla rete elettrica a 50 Hz, in Svizzera esiste una rete a 16,7 Hz per l'alimentazione della corrente di trazione con linee di trasmissione a 132 kV o 66 kV e sottocentrali per le linee aeree a 15 kV o 11 kV. Le FFS e la FR gestiscono inoltre centrali a 16,7 Hz e la rete della corrente di trazione è collegata alla rete elettrica a 50 Hz mediante svariati convertitori di frequenza.

2 Pianificazione delle reti e scenario di riferimento

2.1 Lo scenario di riferimento quale prima fase di pianificazione delle reti

Sulla base dello SCR CH e in funzione del fabbisogno supplementare i gestori di rete dei livelli LR1 e LR3 effettuano la loro pianificazione e definiscono le necessità di sviluppo futuro della rete elettrica. Per fabbisogno supplementare s'intendono i progetti di rinnovo e sostituzione e gli eventuali progetti regionali e locali relativi all'allacciamento di impianti di produzione e consumatori finali di cui il gestore è a conoscenza ma che non risultano dallo SCR CH.

La ripartizione di produzione e carico su comprensori, regioni e nodi di rete (regionalizzazione) e la stima del fabbisogno di rinnovo e sostituzione specifico degli impianti di rete esistenti sono di responsabilità dei gestori di rete.

Swissgrid e i gestori delle reti di distribuzione sul LR3 sono altresì tenuti a documentare la loro attività di pianificazione mediante piani pluriennali. Quello di Swissgrid viene sottoposto a controllo da parte della EICOM sulla base di quanto sancito dalla legge e dall'ordinanza. Con la verifica del piano pluriennale la EICOM conferma in linea di massima la necessità dei progetti individuati nella rete di trasporto.

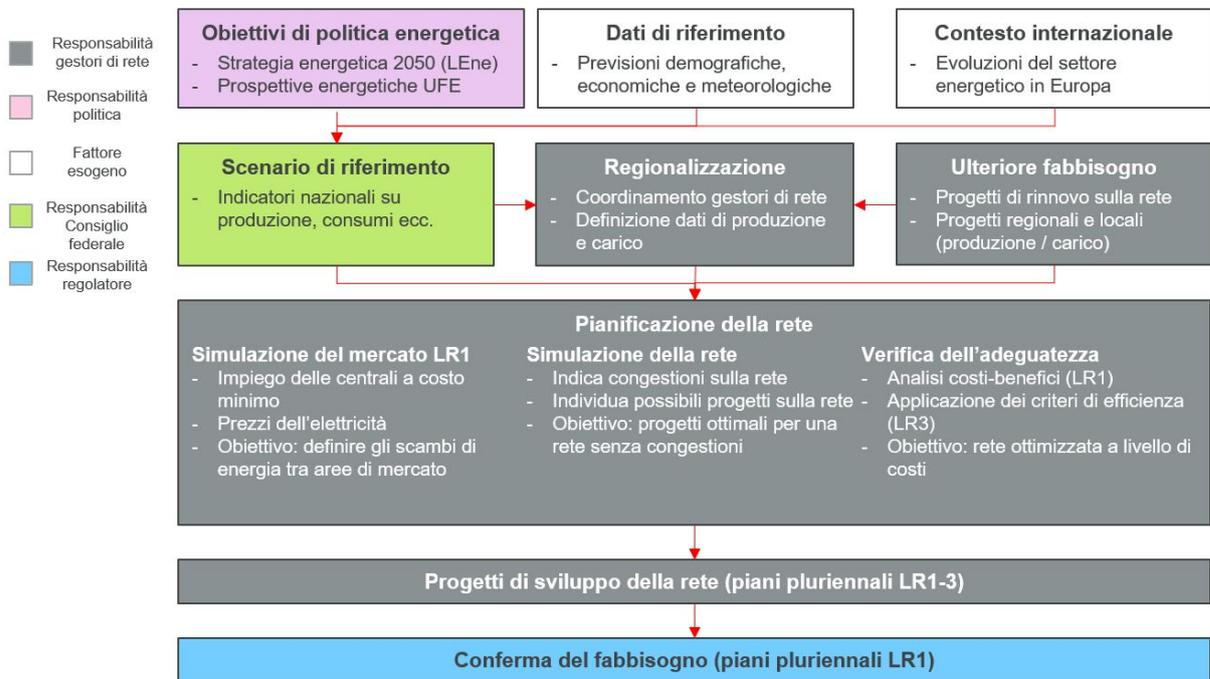


Figura4: Scenario di riferimento nella pianificazione delle reti

2.2 Considerazione degli scenari nella pianificazione delle reti

Ai sensi dell'articolo 9d capoverso 1 LAEI⁸ lo SCR CH dev'essere considerato come un tutt'uno nella pianificazione delle reti, ossia tutti gli scenari prestabiliti devono essere opportunamente integrati nelle pianificazioni, ponendo l'accento su quello pilota. A livello di attuazione sono determinanti le disposizioni di cui all'articolo 9d capoverso 2 lettera a LAEI: il piano pluriennale deve illustrare in che misura i progetti previsti sono efficaci e appropriati in termini tecnici ed economici. Di conseguenza, non tutti i progetti necessari a garantire un esercizio privo di congestioni in qualunque scenario vengono automaticamente integrati nel piano pluriennale. Si tratta piuttosto di progetti che, dal punto di vista tecnico ed economico, risultano effettivamente necessari. Per i progetti del livello LR1 è dunque prevista un'analisi costi-benefici dettagliata.

⁸ Messaggio concernente la legge federale sulla trasformazione e l'ampliamento delle reti elettriche (Modifica della legge sugli impianti elettrici e della legge sull'approvvigionamento elettrico) del 13 aprile 2016, FF 2016 3452.

Secondo il messaggio sulla «Strategia Reti elettriche» (FF 2016 3393), per verificare la necessità dei progetti la EICom può altresì definire alcuni semplici criteri, come ad es. certi criteri di sfruttamento minimo. In caso di progetti particolarmente significativi sul piano finanziario, si può effettuare un'analisi costi-benefici anche al livello LR3, purché sia fattibile alla luce delle previste condizioni quadro non influenzabili (in particolare di eventuali misure cogenti ai sensi della legislazione in materia di protezione del paesaggio e dell'ambiente e di pianificazione del territorio). L'ulteriore interpretazione delle disposizioni di legge di cui all'articolo 9d LAEI è a cura della EICom nell'ambito dell'esecuzione della LAEI.

2.3 Orizzonte temporale dello scenario di riferimento

Lo SCR CH utilizza come anni di riferimento (orizzonte temporale) il 2030 e il 2040. La cadenza decennale con cui vengono fissati gli anni di riferimento è conforme a quanto previsto dalla LAEI e rappresenta la prassi corrente nei Paesi confinanti (ENTSO), il che facilita l'allineamento dei piani di rete e la comparabilità degli scenari. Per quanto concerne la Strategia energetica 2050, si è deciso di stabilire come anno di riferimento il 2035 e, a partire da esso (+10 anni), il 2045. Vi sarebbe dunque uno scostamento di cinque anni rispetto alle pianificazioni dell'ENTSO, cosa che ha poco senso considerato lo stretto legame con la rete elettrica europea e la necessità impellente di un allineamento a livello di pianificazione delle reti. Pare inoltre che sia difficile effettuare un'estrapolazione attendibile dei dati dell'ENTSO, per cui la comparabilità degli indicatori sarebbe limitata. Tutto questo complicherebbe il coordinamento della pianificazione delle reti con gli Stati confinanti.

Secondo quanto previsto dalla legge, per il primo anno di riferimento vanno elaborati al massimo tre scenari, di cui quello più probabile (scenario pilota) dev'essere sviluppato per un periodo di altri dieci anni. Poiché all'atto dell'approvazione dello SCR CH da parte del Consiglio federale mancavano meno di dieci anni al primo anno di riferimento, il 2030, per tutti e tre gli scenari dello SCR CH si riportano anche gli indicatori relativi al 2040.

2.4 Riesame e aggiornamento periodici dello scenario di riferimento

Secondo l'articolo 9a capoverso 5 LAEI lo SCR CH dev'essere riesaminato e aggiornato periodicamente. Spetta al Consiglio federale stabilirne la frequenza e, in caso di sviluppi eccezionali, disporre l'eventuale aggiornamento anticipato. Secondo l'articolo 5a dell'ordinanza sull'approvvigionamento elettrico (OAEI) lo SCR CH dev'essere riesaminato ed eventualmente aggiornato ogni quattro anni, o in tempo utile in caso di variazioni significative, come già stabilito dal legislatore con la disposizione summenzionata della LAEI.

2.5 Fabbisogno supplementare nel contesto della pianificazione delle reti

Per fabbisogno supplementare s'intendono i progetti di rinnovo e sostituzione e gli eventuali progetti regionali e locali relativi all'allacciamento di impianti di produzione e consumatori finali di cui il gestore è a conoscenza ma che non risultano dallo SCR CH. Sul fronte dei consumatori, ciò riguarda ad esempio la dismissione di impianti industriali (ad es. fabbriche di produzione di cartone) o l'ampliamento di impianti industriali (ad es. impianti chimici) o centri di calcolo; sul fronte dei produttori, invece, la trasformazione o l'ampliamento di centrali idroelettriche esistenti o la realizzazione di nuovi impianti di produzione di energia elettrica. In pratica ne consegue che il fabbisogno regionale può risultare superiore alle ipotesi formulate nello SCR CH, il che significa che a questi concreti fattori trainanti lo sviluppo regionale delle reti il gestore di rete dovrà attribuire un maggiore peso rispetto a quello degli indicatori derivanti dallo SCR CH.

È inoltre possibile che, grazie alle disposizioni strategiche di una città o un comune, tanti piccoli progetti sommati tra loro - ad esempio nuove pompe di calore o il potenziamento di piccoli impianti fotovoltaici - equivalgano a un grande progetto e quindi superino i valori attesi a livello regionale sulla base degli indicatori nazionali.

2.6 Principio NOVA e criteri di pianificazione delle reti

Il principio NOVA di cui all'articolo 9b capoverso 2 LAEI prevede la definizione di una gerarchia economica al fine di valutare i singoli interventi tecnici a livello di rete. Secondo questa graduatoria, gli

interventi di ottimizzazione sono generalmente meno costosi di quelli finalizzati al potenziamento, che a loro volta sono più economici di quelli inerenti all'ampliamento. La distinzione tra potenziamento e ampliamento tiene conto anche del criterio di utilizzazione quanto più parsimoniosa possibile del suolo e del territorio, secondo cui un ampliamento è consentito soltanto se il risultato auspicato non può essere raggiunto durante l'intero orizzonte di pianificazione attraverso l'ottimizzazione e il potenziamento. I criteri di pianificazione fissati dai gestori per le reti di trasporto possono variare rispetto a quelli definiti per le reti di distribuzione, essendo le reti profondamente differenti tra loro non solo a livello strutturale, ma anche in termini operativi. Analogamente il dimensionamento concreto può essere influenzato dalle specificità locali di un dato comprensorio di approvvigionamento.

2.7 Coordinamento della pianificazione della rete

Poiché il coordinamento nelle reti elettriche «magliate» è particolarmente importante, il legislatore ha disciplinato lo scambio delle informazioni tra i gestori di rete di tutti i livelli all'articolo 9c LAEI, introducendo l'obbligo di mettere reciprocamente a disposizione, a titolo gratuito, le informazioni. Tale scambio riguarda i progetti pianificati di trasformazione e ampliamento delle reti elettriche e le previsioni sulla produzione e sul consumo. Per lo sviluppo delle reti sono importanti soprattutto il coordinamento e lo scambio di dati tra i livelli LR1 e LR3.

Segue una rappresentazione semplificata degli aspetti e dei nessi relativi all'acquisizione dei dati nell'ambito della pianificazione delle reti.

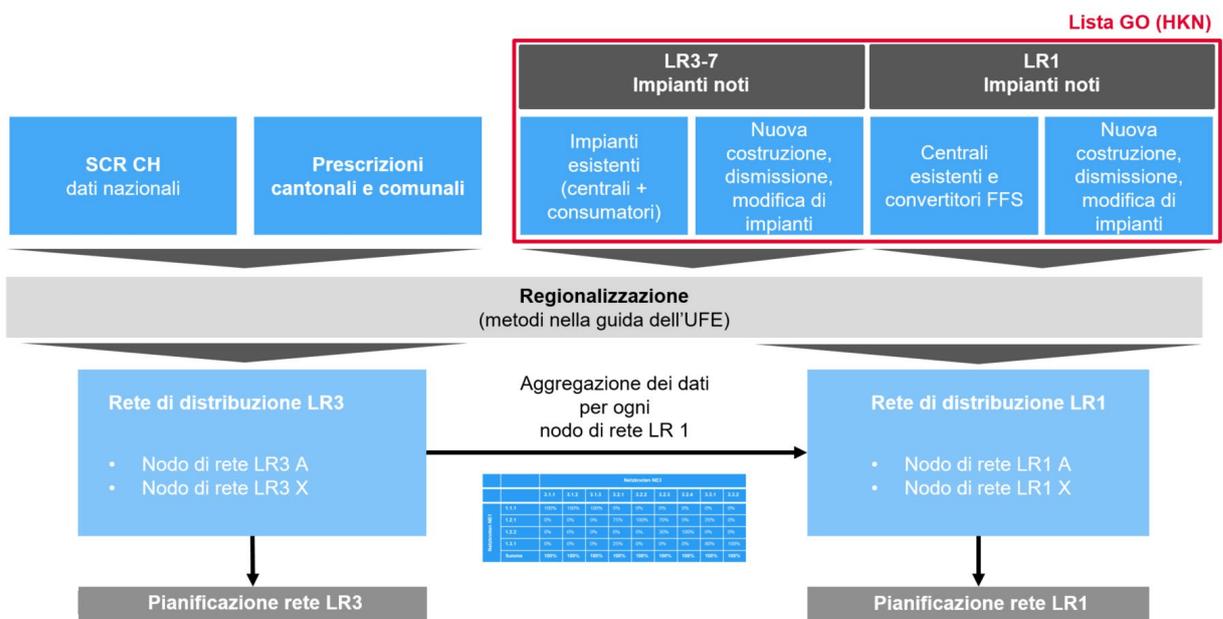


Figura 5: Rappresentazione schematica dell'acquisizione dei dati ai fini della pianificazione delle reti (fonte: Swissgrid; stato: gennaio 2022)

2.8 Regionalizzazione

Per il successivo calcolo della rete, gli indicatori dello SCR CH relativi a produzione, stoccaggio e consumo in Svizzera devono essere ripartiti sui singoli nodi di rete appartenenti ai livelli di tensione da analizzare. Tale operazione è necessaria per poter calcolare i flussi di carico ed effettuare la modellizzazione della rete, essendo l'unico modo possibile per determinare i flussi tra i singoli nodi.

Lo SCR CH oggetto di approvazione da parte del Consiglio federale si concentra sulla definizione di indicatori nazionali per ciascuno scenario e anno di riferimento. A sua integrazione, l'UFE mette a disposizione – a livello di Ufficio – una guida alla metodologia di regionalizzazione quale supporto per i gestori di rete. In essa vengono proposti alcuni metodi su come ripartire gli indicatori sui comprensori e successivamente sui nodi di rete. La guida dell'UFE non fa parte dello SCR CH e non è giuridicamente vincolante. L'organizzazione concreta della regionalizzazione rimane competenza e responsabilità

dei gestori di rete interessati. Negli anni 2020 - 2022 il gruppo di lavoro dei gestori di rete ha sviluppato ulteriormente i metodi e processi in vista della regionalizzazione. Sulla base di questi lavori sono stati definiti alcuni requisiti per lo scambio di dati per i nodi di rete.

Secondo l'articolo 9c capoverso 2 LAEI, per la pianificazione della rete è previsto il coinvolgimento dei Cantoni da parte dei gestori di rete: questi ultimi devono procedere insieme ai Cantoni interessati a una verifica delle ipotesi regionali relative all'andamento della produzione e dei consumi. Il coinvolgimento dei Cantoni dev'essere visto anche rispetto ai possibili conflitti nell'ambito della pianificazione del territorio e nell'ottica di un allineamento dei progetti di rete al piano direttore cantonale. Esaminando il fabbisogno regionale e la pianificazione delle reti a priori con gli uffici cantonali interessati, si possono individuare gli eventuali margini di manovra esistenti e gli intenti programmatici dal punto di vista dei Cantoni e tenerne conto nella pianificazione dei progetti di rete.

3 Descrizione dello scenario

Lo SCR CH definisce per un orizzonte temporale futuro la portata dei probabili sviluppi sul fronte energetico. Gli scenari sono di per sé una rappresentazione semplificata della realtà e non una previsione per gli anni a venire. Visto che per le reti elettriche, in particolare per quelle di trasporto, i cicli d'investimento sono di lungo periodo, occorre considerare un ampio ventaglio di possibili sviluppi. È altrettanto necessario operare una distinzione sufficientemente chiara tra gli scenari, così da creare una base di riferimento per una pianificazione quanto più solida possibile.

La probabilità che le ipotesi di un determinato scenario si materializzino in futuro dipende da una varietà di fattori: oltre alle incertezze relative alla rapidità del progresso tecnologico, per mettere in atto gli interventi tecnici adatti occorrono misure a livello politico, ad esempio norme di legge, che devono diventare parte integrante dei quadri normativi pertinenti. Tali misure politiche, dunque, vanno discusse e decise nell'ambito dei processi democratici del Paese. Per progettare le reti elettriche del futuro, tuttavia, i gestori di rete necessitano già oggi di basi attendibili, condizione quanto più essenziale se si considerano i lunghi iter di pianificazione, autorizzazione e realizzazione delle reti di trasporto e delle reti di distribuzione sovraregionali.

I tre scenari dello SCR CH tengono conto dell'obiettivo delle PE2050+ di trasformare il sistema di approvvigionamento elettrico del Paese in maniera tale da raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 («saldo netto delle emissioni pari a zero»⁹) e, al contempo, garantire la sicurezza di approvvigionamento. Per poter pianificare e realizzare per tempo eventuali interventi necessari sulla rete, inoltre, si ipotizza che le centrali nucleari in Svizzera abbiano un ciclo di vita di 50 anni. Come mostra la figura seguente, ognuno dei tre scenari dello SCR CH si basa su uno scenario delle PE2050+ [3], per quanto riguarda le ipotesi sulla Svizzera, e su uno scenario del TYNDP2020 [2] per le ipotesi relative all'estero.

Lo SCR CH 2030/2040 per la pianificazione delle reti definisce i seguenti scenari:

- **Scenario 1 «Riferimento»**
- **Scenario 2 «Divergenza»**
- **Scenario 3 «Accoppiamento dei settori»**

⁹ Un saldo netto pari a zero viene raggiunto nel momento in cui il bilancio tra la quantità di gas serra emessi e sottratti all'atmosfera è esattamente in pareggio. In esso si considerano, oltre all'anidride carbonica (CO₂), anche il metano (CH₄), il protossido d'azoto (N₂O) e determinati gas serra sintetici.



Figura 6: Panoramica delle basi di dati relative ai tre scenari dello SCR CH

Nella figura successiva la configurazione dei tre scenari dello SCR CH viene rappresentata a livello qualitativo dai seguenti punti di vista: potenziamento degli impianti fotovoltaici ed eolici, potenziamento delle centrali idroelettriche, potenziamento delle centrali termiche, consumo di energia elettrica e saldo delle importazioni (risultato modellizzazione PE2050+) con riferimento agli indicatori per il 2040.

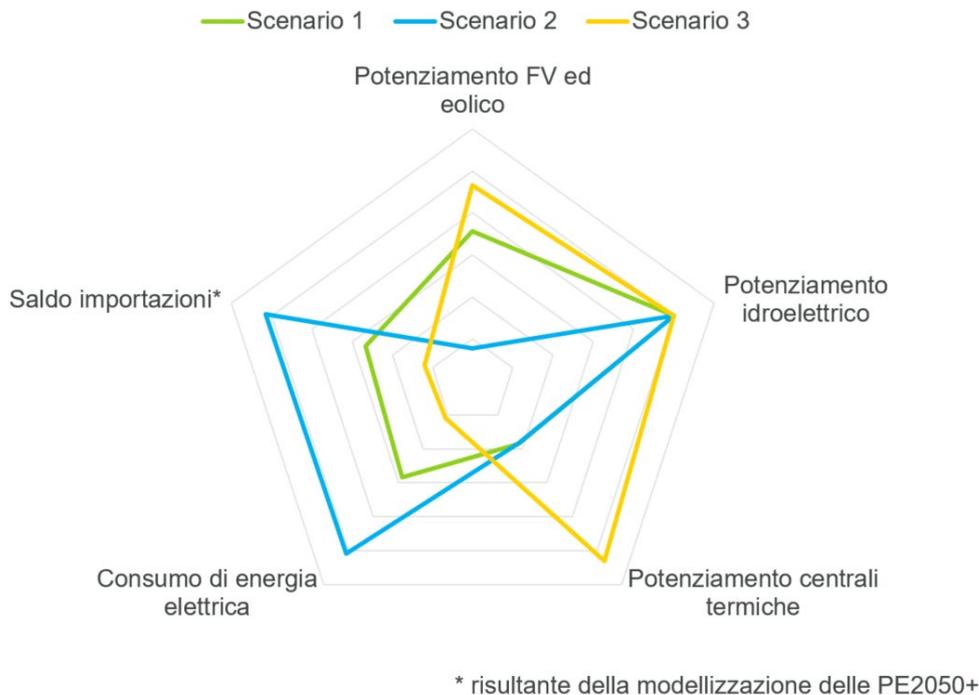


Figura 7: Configurazione dei tre scenari dello SCR CH per il 2040, (rappresentazione schematica; scale normalizzate)

3.1 Scenario 1: «Riferimento»

Lo scenario pilota dello SCR CH è lo scenario «Riferimento», che per mappare l'andamento del settore energetico svizzero si basa sullo scenario «ZERO variante di base» e sulla variante strategica «bilancio annuo in pareggio al 2050» delle PE2050+.

La «variante di base ZERO» e tutti gli altri scenari «ZERO» proiettano nel futuro le tendenze attualmente prevedibili sul fronte dello sviluppo tecnologico, partendo dal presupposto che si assisterà a un aumento consistente e possibilmente precoce dell'efficienza energetica e a una marcata spinta dell'elettrificazione. Nello scenario «Riferimento» il consumo netto di energia elettrica raggiungerà all'incirca i 60 TWh nel 2030 e i 67 TWh nel 2040. Nelle aree urbane le reti di teleriscaldamento acqui-

steranno maggiore importanza. Negli impianti di incenerimento dei rifiuti e nella produzione di cemento si utilizzeranno sistemi di «Carbon Capture and Storage» (CSS) per ridurre le emissioni fossili di CO₂. Pur comportando un maggiore consumo di calore ed energia elettrica, fino al 2040 questo aspetto avrà un impatto secondario sulla rete elettrica. Le rimanenti emissioni di gas serra saranno compensate attraverso la riduzione o l'impiego di tecnologie a emissioni negative (NET) in Svizzera o all'estero, così da raggiungere complessivamente un «saldo netto pari a zero» entro il 2050. All'obiettivo di elettrificazione nel settore dei trasporti e della produzione di calore si affiancherà l'impiego di biogas e gas sintetici (ad es. idrogeno).

Il potenziamento della produzione elettrica da fonti rinnovabili avverrà in tempi rapidi e con una percentuale di fotovoltaico elevata (2030 circa 10 GW e 2040 circa 24 GW). Per quanto riguarda la produzione elettrica nazionale, si ipotizza una dinamica di sviluppo delle energie rinnovabili grazie alla quale, nel 2050, sarà garantito un saldo delle importazioni di elettricità con bilancio annuo in pareggio (variante strategica «bilancio annuo in pareggio al 2050» prevista dalle PE2050+). Quest'ultimo, tuttavia, non verrà raggiunto fino al 2040.

Per quanto concerne lo sviluppo nell'Unione Europea, lo scenario 1 rimanda allo scenario «Distributed Energy» del TYNDP2020 dell'ENTSO, che ipotizza un maggior numero di impianti produttivi decentralizzati e una forte crescita di fotovoltaico, biogas e «Power-to-Gas», con l'energia fotovoltaica che nel 2030 e nel 2040 rappresenterà rispettivamente il 14% e il 18% e quella eolica il 29% e il 42% del mix di produzione. Con i «prosumer» al centro quali partecipanti attivi del mercato energetico, i consumi elettrici dell'UE saliranno dai 3086 TWh del 2015 a quota 3422 TWh nel 2030 e 4029 TWh nel 2040. La crescente produzione decentralizzata in Europa lascia presupporre che i flussi di carico a lungo raggio peseranno meno sulla rete di trasporto europea rispetto a quanto ipotizzato nello scenario 2, che è collegato allo scenario «Global Ambition». Un quadro più dettagliato in merito si potrà evincere dalle simulazioni di mercato e di rete che Swissgrid effettuerà a valle dello SCR CH. Con la sua previsione di repentino aumento del fotovoltaico, lo scenario «ZERO base» delle PE2050+ prefigura uno sviluppo nel vecchio continente in linea con quanto ipotizzato dallo scenario «Distributed Energy». Entrambi gli scenari evidenziano una forte decarbonizzazione e decentralizzazione della produzione energetica.

3.2 Scenario 2: «Divergenza»

Lo scenario «Divergenza» si basa quasi completamente sullo scenario «ZERO variante A» delle PE2050+, con un'elettrificazione su vasta scala del sistema energetico, abbinato alla variante strategica «condizioni quadro attuali», che vede un ritardo nel potenziamento della produzione elettrica da fonti rinnovabili. La divergenza tra il consumo e la produzione di elettricità aumenta e conduce verso requisiti più elevati per le reti elettriche.

L'elettrificazione nel settore immobiliare e dei trasporti è più accelerata rispetto a quanto ipotizzato nello scenario 1. La crescente elettrificazione e il maggior numero di centri di calcolo previsto in Svizzera incrementano la domanda di energia elettrica, con conseguente aumento dei consumi netti (2030 circa 63 TWh e 2040 circa 74 TWh). Il potenziamento della produzione energetica da fonti rinnovabili si basa sulle condizioni quadro attuali (variante strategica «condizioni quadro attuali» delle PE2050+) partendo, come presupposto, dagli strumenti di politica energetica e climatica attualmente in vigore, dalle attuali condizioni di mercato e da altre condizioni quadro sul mercato elettrico (situazione al 1° gennaio 2019). Di conseguenza, l'ampliamento della produzione elettrica nazionale e il potenziamento del fotovoltaico sono notevolmente inferiori rispetto a quelli ipotizzati nello scenario 1 (2030 circa 7,6 GW e 2040 circa 10,1 GW). A fronte di tali ipotesi di consumo e produzione vi sarà una maggiore necessità di importare energia elettrica. Un quadro più dettagliato in merito si potrà evincere dalle simulazioni di mercato e di rete che Swissgrid effettuerà a valle dello SCR CH.

Per quanto concerne lo sviluppo nell'Unione Europea, lo scenario 2 rimanda allo scenario «Global Ambition» del TYNDP2020 dell'ENTSO. «Global Ambition» è uno scenario top down compatibile con l'obiettivo di 1.5°C attraverso un crescente numero di impianti di produzione centralizzati, i cui costi verranno efficientati per effetto delle economie di scala. È il caso, ad esempio, degli impianti eolici offshore nel nord e di grandi impianti fotovoltaici nel sud dell'Europa, con il fotovoltaico che nel 2030 e 2040 rappresenterà rispettivamente il 10% e il 13%; e l'eolico il 32% e il 45% del mix di produzione.

Questa dinamica comporterà, nel suo complesso, un incremento dei flussi di transito tra i Paesi europei e una crescita dei consumi energetici dell'UE, che raggiungeranno quota 3213 TWh nel 2030 e 3426 TWh nel 2040. Uno sviluppo come quello ipotizzato dallo scenario «ZERO variante A» delle PE2050+, con una forte domanda di energia elettrica interna abbinata a un minore potenziamento della produzione energetica svizzera, va letto in combinazione con lo scenario europeo «Global Ambition», che vede un incremento dei flussi di transito all'interno dell'Europa e che, dal punto di vista delle reti di trasporto, dev'essere considerato rilevante sul piano del loro dimensionamento (requisiti elevati).

3.3 Scenario 3: «Accoppiamento dei settori»

Lo scenario «Accoppiamento dei settori» si basa in larga misura sullo scenario «ZERO variante B» e sulla variante strategica «bilancio annuo in pareggio al 2050» delle PE2050+. L'approvvigionamento energetico vedrà provenire un contributo maggiore da biogas, gas sintetici e idrogeno, che rappresenteranno dunque un'altra soluzione verso la neutralità climatica della Svizzera entro il 2050.

Molti sviluppi sono identici a quelli dello scenario 1, ma con una minore elettrificazione del sistema energetico. Il consumo netto di energia elettrica crescerà in misura solo moderata, raggiungendo all'incirca 59 TWh nel 2030 e 62 TWh nel 2040. Il potenziamento delle turbine a gas, quantificato nello scenario «ZERO variante B» in circa 2500 MW entro il 2040, assicurerà al Paese una riserva di potenza superiore. Sul fronte della produzione di energia, le PE2050+ ipotizzano tuttavia un contributo da parte degli impianti proporzionalmente inferiore. Il maggiore impiego di gas basati sull'energia elettrica nello scenario «ZERO variante B» implica maggiori importazioni energetiche rispetto a quelle previste dalla variante di base, essendovi nel Paese limitate potenzialità di produrre a basso costo vettori energetici di tale natura.

Il potenziamento della produzione elettrica da fonti rinnovabili sarà trainato da una forte crescita del fotovoltaico (2030 circa 12 GW e 2040 circa 30 GW), che nello scenario 3 è superiore di circa il 25% rispetto a quanto ipotizzato nello scenario 1 di riferimento. Sul fronte della produzione elettrica nazionale da energie rinnovabili si ipotizza una dinamica di sviluppo grazie alla quale, prima ancora del 2050, si raggiungerà un saldo delle importazioni di elettricità con bilancio annuo in pareggio.

Per quanto concerne lo sviluppo nell'Unione Europea, come nello scenario 1 si rimanda allo scenario «Distributed Energy» del TYNDP2020 dell'ENTSO (cfr. quanto illustrato in merito al capitolo 3.1).

L'incremento moderato del consumo elettrico nazionale, abbinato a una crescita significativa del fotovoltaico e a un potenziamento delle turbine a gas lascia tendenzialmente ipotizzare un alleggerimento delle reti elettriche rispetto agli scenari 1 e 2. Tale sviluppo in Svizzera trova il suo miglior contraltare in Europa nello scenario «Distributed Energy».

3.4 Scenari e varianti delle Prospettive energetiche 2050+

Con lo scenario «Saldo netto pari a zero» e le sue varianti, le PE2050+ hanno esaminato una serie di percorsi di sviluppo del sistema energetico svizzero [3] che consentiranno di raggiungere, entro il 2050, un saldo netto delle emissioni di gas serra pari a zero – un obiettivo climatico a lungo termine impossibile da centrare con lo scenario «Nessuna variazione». La [Figura 8](#) illustra i vari scenari con relative varianti e varianti di produzione elettrica (varianti strategiche), che fungono da base di dati nazionale per gli scenari 1 – 3 dello SCR CH.

Nella variante strategica «bilancio annuo in pareggio al 2050» delle PE2050+ si quantifica l'incremento necessario per poter coprire nel bilancio annuo il fabbisogno energetico della Svizzera. Con il repentino potenziamento della produzione nazionale da fonti energetiche rinnovabili, nel semestre estivo si registrerà tendenzialmente un'eccedenza di energia elettrica. Nel semestre invernale, invece, l'importazione di elettricità continuerà a essere necessaria, sebbene il maggiore potenziamento contribuirà a coprire il consumo elettrico di quel periodo. La variante strategica «condizioni quadro attuali» si basa sullo scenario normativo e di mercato odierno, che vede un ritardo nel potenziamento della produzione elettrica da fonti rinnovabili, il che comporta tendenzialmente un saldo delle importazioni maggiore nel semestre invernale.

Scenari	Varianti	Varianti produzione elettrica (varianti strategiche)	
Scenario saldo netto pari a zero (ZERO) Illustra possibili percorsi di sviluppo del sistema energetico svizzero compatibili nel 2050 con l'obiettivo del saldo netto delle emissioni di gas serra pari a zero.	Variante base (ZERO base) Rileva le tendenze attualmente prevedibili sul fronte dello sviluppo tecnologico e le proietta nel futuro.	Bilancio annuo in pareggio nel 2050 Valori indicativi / obiettivi di sviluppo Condizioni quadro attuali	Sc. 1
	Variante A (ZERO A) Elettrificazione su vasta scala del sistema energetico	Bilancio annuo in pareggio nel 2050 Valori indicativi / obiettivi di sviluppo Condizioni quadro attuali	Sc. 2
	Variante B (ZERO B) Il biogas e i gas basati sull'energia elettrica assumono, oltre all'elettricità, un ruolo importante quali vettori energetici nel sistema energetico.	Bilancio annuo in pareggio nel 2050 Valori indicativi / obiettivi di sviluppo Condizioni quadro attuali	Sc. 3
	Variante C (ZERO C) Le reti termiche e i carburanti e combustibili liquefatti biogeni e basati sull'energia elettrica assumono, oltre all'elettricità, un ruolo importante quali vettori energetici nel sistema energetico.	Bilancio annuo in pareggio nel 2050 Valori indicativi / obiettivi di sviluppo Condizioni quadro attuali	
	Scenario proseguimento della politica energetica attuale (PEA) Illustra le misure in vigore in materia di politica energetica e climatica e porta avanti lo sviluppo tecnologico osservato	Condizioni quadro attuali	

Figura 8: Selezione degli scenari e delle varianti delle PE2050+ per i tre scenari dello SCR CH

3.5 Scenari del «Ten-Year Network Development Plan» 2020

Nel luglio del 2020 i gestori di rete dei sistemi di trasmissione di energia elettrica e gas europei (ENTSO-E ed ENTSO-G) hanno pubblicato gli scenari europei [2] di energia elettrica e gas per il «Ten-Year Network Development Plan» (TYNDP) del 2020.

Secondo l'ENTSO i due driver fondamentali per lo sviluppo degli scenari sono la decarbonizzazione e la decentralità o centralità, ossia quanto sarà decentralizzata o centralizzata la produzione elettrica nei diversi scenari.

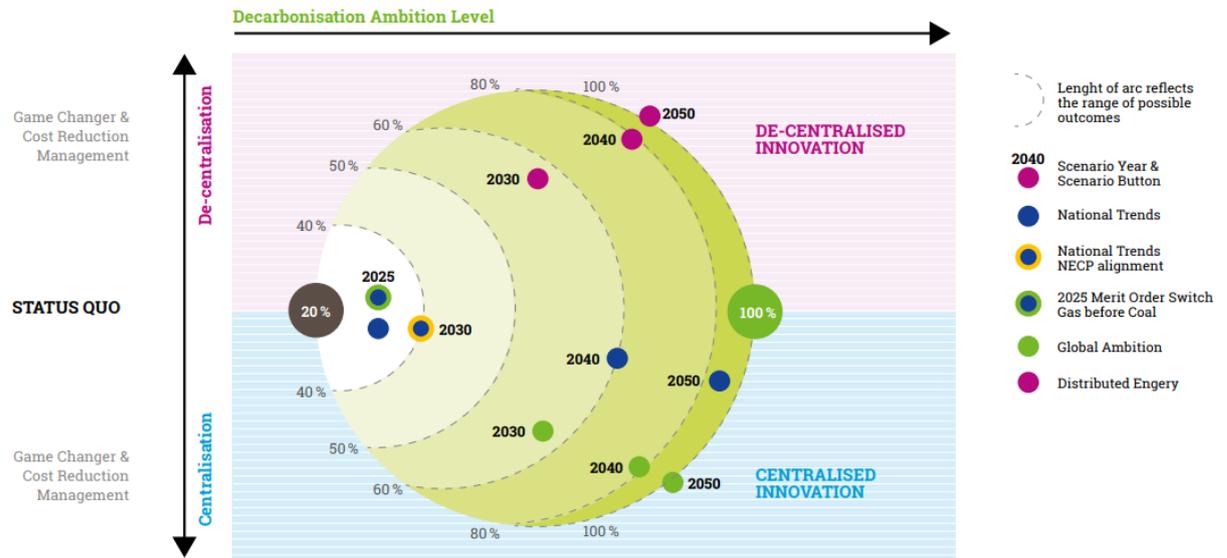


Figura 9: Orientamento degli scenari europei nel TYNDP2020

4 Produzione di energia elettrica

Nella figura seguente vengono messe a confronto le capacità produttive nazionali mappate dai tre scenari dello SCR CH per l'anno 2040 rispetto al 2019. Si consideri che la qualità e la quantità di energia elettrica prodotta dipendono dalla tecnologia utilizzata.

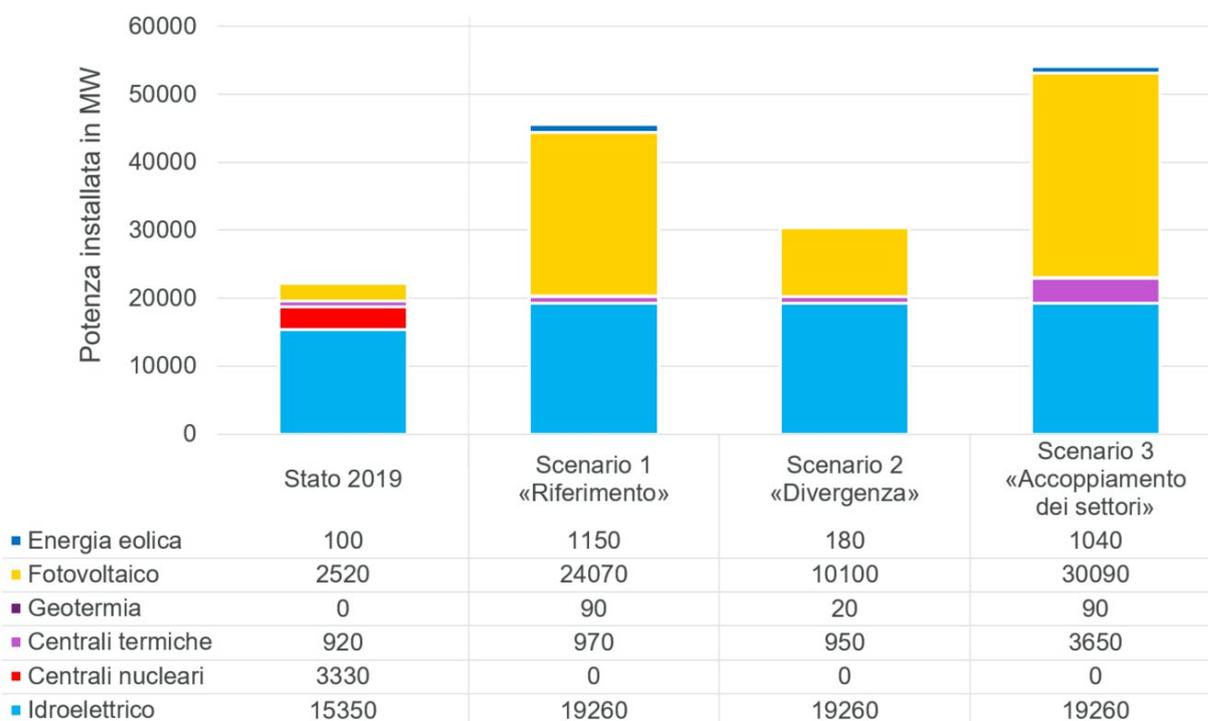


Figura 10: Capacità produttive nei tre scenari dello SCR CH per il 2040 rispetto al 2019

Per potenza installata s'intende la potenza allacciata alla rete elettrica, definita mediante domanda di allacciamento tra produttore e gestore di rete. La potenza di un impianto fotovoltaico si misura in base alla potenza massima di corrente continua a norma del generatore solare. Quella degli impianti a biomassa, eolici e geotermici, invece, è data dalla potenza nominale del generatore. In genere, anche per gli impianti idroelettrici e le centrali termiche si indica la potenza nominale del generatore.

4.1 Energia idroelettrica

La produzione idroelettrica si suddivide in centrali ad acqua fluente, centrali di accumulazione e centrali di pompaggio. Le piccole centrali idroelettriche (≤ 10 MW), che dal punto di vista tecnologico rientrano negli impianti ad acqua fluente, nella tabella seguente sono elencate separatamente. Per ciascuna categoria viene indicata la potenza nominale del generatore.

Negli scenari 1 – 3 il potenziamento dell'idroelettrico viene ipotizzato a condizioni di utilizzazione ottimizzate, nell'intento di raggiungere i valori di riferimento della legge sull'energia (LEne) e gli obiettivi di sviluppo indicati nel messaggio del Consiglio federale concernente il primo pacchetto di misure della Strategia energetica 2050 e nel messaggio concernente la legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili¹⁰. Per informazioni in merito alla prevista realizzazione di progetti in quest'ambito, si rimanda allo studio condotto dall'UFE nel 2019 sul potenziale idroelettrico della Svizzera [4]. Per stimare le performance degli impianti idroelettrici si ipotizza una probabilità di realizzazione media dei diversi progetti. Il 13 dicembre 2021 la Tavola rotonda sull'energia idroelettrica¹¹

¹⁰ Messaggio concernente la legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili, 2021, <https://www.admin.ch/gov/it/pagina-iniziale/documentazione/comunicati-stampa.msg-id-84018.html>

¹¹ Il 18 agosto 2020 la capo del DATEC ha istituito una Tavola rotonda sull'energia idroelettrica con l'intento di sviluppare una presa di coscienza comune delle sfide che attendono il settore idroelettrico in relazione alla Strategia energetica 2050, all'obiettivo climatico del saldo netto di emissioni pari a zero, alla sicurezza di approvvigionamento e alla preservazione della biodiversità.

ha adottato una dichiarazione [5] in cui sono stati identificati 15 progetti per centrali ad accumulazione che sono i più promettenti sotto il profilo energetico e allo stesso tempo possono essere realizzati con un impatto relativamente ridotto sulla biodiversità e sul paesaggio. La loro realizzazione assicurerebbe, entro il 2040, una produzione stagionale negli impianti di stoccaggio pari a 2 TWh. I risultati della Tavola rotonda sull'energia idroelettrica dovranno essere tenuti in debito conto nella pianificazione delle reti.

La potenza delle pompe delle centrali di pompaggio è riportata al capitolo 6.

Interruzioni/anno Scenario	2019	2030			2040		
		Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Produzione elettrica Fonte: PE2050+	Potenza installata [MW]						
Centrali ad acqua fluente	3 300	3 340	3 340	3 340	3 350	3 350	3 350
Centrali di accumulazione	8 180	8 530	8 530	8 530	8 930	8 930	8 930
Centrali di pompaggio	3 090	4 360	4 360	4 360	6 020	6 020	6 020
Piccole centrali idroelettriche	780	870	870	870	960	960	960
Totale*	15 350	17 110	17 110	17 110	19 260	19 260	19 260

Tabella 3: Evoluzione delle capacità produttive in ambito idroelettrico Fonte: [3] Excel: «Umwandlungssynthese» (disponibile solo in tedesco), foglio: 03 «installierte Leistung» (solo totale) * è il totale arrotondato dei singoli valori esatti

4.2 Energia nucleare

Per poter pianificare e realizzare per tempo eventuali interventi necessari sulle reti e far sì che gli scenari possano rimanere confrontabili tra loro, nello SCR CH si ipotizza che le centrali nucleari (CN) in Svizzera abbiano un ciclo di vita di 50 anni. Nel 2030, quindi, soltanto la centrale di Leibstadt risulterà ancora in esercizio, mentre nel 2040 saranno state tutte dismesse.

Interruzioni/anno Scenario	2019	2030			2040		
		Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Produzione elettrica Fonte: PE2050+	Potenza installata [MW]						
Centrali nucleari	3 330	1 220	1 220	1 220	-	-	-

Tabella 4: Evoluzione delle capacità produttive in ambito nucleare
Fonte: [3] Excel: «Umwandlungssynthese» (disponibile solo in tedesco), foglio: 03 «installierte Leistung»

4.3 Centrali termiche

In futuro, gli odierni impianti a combustibili fossili funzioneranno sempre più con combustibili biogeni, rinnovabili o a impatto zero sul clima. Nello scenario 3 si aggiungono circa 2500 MW di potenza installata delle grandi centrali a gas che, secondo le PE2050+, nel lungo periodo utilizzeranno prevalentemente idrogeno importato. Per quanto concerne gli impianti di incenerimento dei rifiuti (IIR), gli impianti di depurazione delle acque (ARA) e le centrali a biomassa (legno), invece, non sono previsti cambiamenti sostanziali.

Interruzioni/anno Scenario	2019	2030			2040		
		Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Produzione elettrica Fonte: PE2050+	Potenza installata [MW]						
Incenerimento rifiuti	420	420	420	420	420	420	420
Altre centrali termiche	360	340	340	600	200	180	2 830
Biomassa (legno)	70	70	70	70	70	70	70
Centrali a biogas	30	120	120	130	250	280	300
Depurazione delle acque	30	30	30	30	30	30	30
Totale*	920	990	980	1 250	970	950	3 650

Tabella 5: Evoluzione delle capacità produttive delle centrali termiche Fonte: [3] Excel: «Umwandlungssynthese» (disponibile solo in tedesco), foglio: 03 «installierte Leistung» (incenerimento rifiuti suddiviso in rinnovabile/non rinnovabile; «altre centrali termiche» sotto «neue KW fossil/PtG») * è il totale arrotondato dei singoli valori esatti

4.4 Geotermia

Ad oggi non esistono centrali geotermiche in Svizzera che producano energia elettrica. Nello scenario 1 e 3 si parte dal presupposto che entro il 2040 vi saranno circa 90 MW installati a livello geotermico. Nello scenario 2, invece, lo sviluppo è inferiore, essendo considerate le condizioni quadro attuali.

Interruzioni/anno Scenario	2019	2030			2040		
		Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Produzione elettrica Fonte: PE2050+	Potenza installata [MW]						
Geotermia	-	10	10	10	90	20	90

Tabella 6: Evoluzione delle capacità produttive in ambito geotermico Fonte: [3] Excel: «Umwandlungssynthese» (disponibile solo in tedesco), foglio: 03 «installierte Leistung»(sc. 2 alle condizioni quadro attuali)

4.5 Fotovoltaico

In tutti gli scenari si presuppone un forte sviluppo del fotovoltaico, le cui prospettive di incremento sono massime nello scenario 3, seguito dallo scenario 1.

Il potenziamento previsto nello scenario di riferimento (scenario 1) implica, tra il 2019 e il 2030, un incremento annuo di potenza mediamente pari a circa 660 MWp¹² dopodiché, a partire dal 2030, vi sarà un'accelerazione che porterà in media a 1430 MWp all'anno. Nello scenario 2 la dinamica di sviluppo (essendo considerate le condizioni quadro attuali) a partire dal 2030 sarà di gran lunga più lenta, con una media di circa 245 MWp all'anno. Nello scenario 3, invece, fino al 2030 si ipotizza un incremento annuo di potenza mediamente pari a circa 880 MWp dopodiché, a partire dal 2030, vi sarà un'accelerazione che porterà in media a circa 1800 MWp all'anno. Nello scenario 3, quindi, le proiezioni di crescita del fotovoltaico sono di circa il 25% superiori a quelle dello scenario 1 di riferimento.

La potenza di un impianto fotovoltaico si misura in base alla potenza massima di corrente continua a norma del generatore solare [Wp]. Per generare più energia elettrica nel semestre invernale (ottobre-marzo), il fotovoltaico verrà maggiormente spinto a produrre in quel periodo tramite opportuni incentivi, il che avrà un impatto sulle ore a pieno carico. La quota di produzione durante la stagione fredda aumenterà dal 25% del 2019 al 26% nel 2030 e al 29% nel 2040. Ciò significa che in futuro i moduli fotovoltaici saranno configurati in maniera tale da produrre di più durante il semestre invernale. Il fotovoltaico rappresenterà dunque una quota costantemente crescente della produzione elettrica invernale.

Interruzioni/anno Scenario	2019	2030			2040		
		Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Produzione elettrica Fonte: PE2050+	Potenza massima di corrente continua installata [MWp]						
Fotovoltaico	2 520	9 770	7 650	12 210	24 070	10 100	30 090

Tabella 7: Evoluzione delle capacità produttive in ambito fotovoltaico Fonte: [3] Excel: «Umwandlungssynthese» (disponibile solo in tedesco), foglio: 03 «installierte Leistung»(sc. 2 alle condizioni quadro attuali, sc. 3 secondo le proprie ipotesi)

¹² L'acronimo kWp, spesso utilizzato nel fotovoltaico, rappresenta l'unità di misura della potenza Kilowatt-Peak. Essa indica in watt (W) la potenza massima di corrente continua a norma che un impianto fotovoltaico è in grado di erogare.

4.6 Energia eolica

Il potenziale di sviluppo atteso in ambito eolico in Svizzera è notevolmente inferiore a quello previsto per il fotovoltaico.

Negli scenari 1 e 3 si presuppone un incremento pari a circa 1000 MW entro il 2040. Lo scenario 2, basandosi sulle condizioni quadro attuali, non lascia invece grande spazio a nuovi impianti eolici. Lo sviluppo dell'eolico è particolarmente utile ai fini della produzione elettrica nel semestre invernale, essendo la sua quota di produzione elevata in quel periodo (circa il 60%).

Le dimensioni medie di un impianto eolico aumenteranno da 2,5 MW nel 2019 a circa 2,7 MW nel 2030 e 3,0 MW nel 2040.

Interruzioni/anno Scenario	2019	2030			2040		
		Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Produzione elettrica Fonte: PE2050+	Potenza installata [MW]						
Energia eolica	100	310	180	310	1 150	180	1 040

Tabella 8: Evoluzione delle capacità produttive in ambito fotovoltaico Fonte: [3] Excel: «Umwandlungssynthese» (disponibile solo in tedesco), foglio: 03 «installierte Leistung»(sc. 2 alle condizioni quadro attuali)

5 Consumo di energia elettrica

La tabella seguente riporta i quantitativi presunti di energia elettrica consumati. Per ricavare dai valori di consumo (quantità di energia) le curve di carico, i gestori di rete possono fare tesoro delle loro esperienze maturate all'interno del rispettivo comprensorio in merito ai profili di carico tipici di ciascun gruppo di consumatori, adattando/scalando il loro profilo di carico lordo attuale in base alla variazione prevista nello SCR CH. Le PE2050+ prevedono un calo dei consumi tradizionali e l'arrivo sulla scena di nuovi consumatori per effetto di mobilità elettrica, pompe di calore, Power-to-X e Carbon Capture. Nel complesso, tutti gli scenari prevedono un incremento dei consumi elettrici al 2040: del 16% nello scenario 1, del 28% nello scenario 2 e del 7% nello scenario 3.

Fonte: PE2050+	Interruzioni/anno Scenario	2019	2030			2040		
			Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Consumo elettrico - quantità di energia [TWh]								
Tradizionale*		54,66	49,85	52,34	49,66	45,70	50,27	44,34
Mobilità elettrica, incl. ibridi plug-in*		0,10	2,28	2,39	2,10	7,94	8,73	6,83
Pompe di calore, incl. grandi pompe di calore*		2,44	6,81	7,15	5,53	9,79	10,77	6,96
Power-to-X		0	0,79	0,83	0,79	2,43	2,68	2,43
Carbon Capture		0	0	0	0	0,60	0,66	0,60
Pompe di rilancio		0,69	0,69	0,72	0,69	0,69	0,75	0,69
Consumo elettrico netto*		57,89	60,42	63,44	58,77	67,15	73,86	61,86
Elettrificazione - numero [migliaia]								
Veicoli elettrici incl. ibridi plug-in*		40	930	980	870	2 940	3 230	2 520
Pompe di calore, incl. grandi pompe di calore		290	680	710	610	1 010	1 120	860

Tabella 9: Panoramica dell'evoluzione di consumi ed elettrificazione Fonte: [3] Excel: «Umwandlungssynthese» (disponibile solo in tedesco), foglio: 01 «Stromverbrauch» (pompe di calore e grandi pompe di calore separate; Power-to-X corrisponde all'elettrolisi; Carbon Capture corrisponde a «Sonstige inkl. CCS») Elettrificazione - numero: cifre interne; consumo elettrico sc. 2 con supplemento di sicurezza 2030 +5% e 2040 +10% * è il totale arrotondato dei singoli valori esatti

A supporto di tali previsioni, lo SCR CH fornisce vari indicatori di dettaglio delle diverse modalità di consumo elettrico ai fini della modellizzazione. Per ciascuna di esse, nello SCR CH viene specificato soltanto il consumo netto di energia elettrica, che non comprende le perdite di rete né i consumi delle pompe delle centrali di pompaggio, calcolati invece nella pianificazione a cura dei gestori di rete.

5.1 Consumo elettrico tradizionale

Nello SCR CH il consumo elettrico tradizionale viene indicato per settore e anno, e suddiviso in quattro ambiti: economie domestiche, industria, servizi (incl. agricoltura) e trasporti. Gli scenari 1 e 3 prevedono entro il 2040 un calo del consumo elettrico tradizionale di circa il 15-18%, lo scenario 2 di circa l'8%. Grazie alle misure di efficienza energetica nel campo dell'illuminazione, degli elettrodomestici e della domotica e alla sostituzione di riscaldamenti elettrici diretti e boiler elettrici, si risparmia corrente elettrica. Tutti i settori sono indicati al netto dei consumi di pompe di calore e veicoli elettrici, il che enfatizza i valori di risparmio in ciascun singolo settore. Il consumo extra di elettricità generato dalle pompe di calore, che sostituiscono i riscaldamenti elettrici diretti e i boiler elettrici, è riportato al capitolo 5.3.

Fonte: PE2050+	Interruzioni/anno Scenario	2019	2030			2040		
			Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Consumo elettrico - quantità di energia [TWh]								
Settore economie domestiche senza pompe di calore		17,25	14,60	15,33	14,66	12,99	14,28	13,08
Settore industria senza pompe di calore		17,12	15,56	16,34	15,27	15,03	16,53	13,57
Settore servizi, incl. agricoltura senza pompe di calore		17,35	16,13	16,94	16,18	13,99	15,38	14,07
Settore trasporti senza mobilità elettrica		2,94	3,56	3,74	3,54	3,70	4,07	3,63
Totale*		54,66	49,85	52,34	49,66	45,70	50,27	44,34

Tabella 10: Evoluzione dei consumi energetici tradizionali Fonte: [3] Excel: «Umwandlungssynthese» (disponibile solo in tedesco), foglio: 01 Stromverbrauch (totale); Excel: «Ergebnissynthese» (disponibile

solo in tedesco), foglio: 05 Elektrizität (suddivisione in settori; dedotto il consumo pompe di calore e veicoli elettrici), consumo elettrico sc. 2 con supplemento di sicurezza 2030 +5% e 2040 +10%
* è il totale arrotondato dei singoli valori esatti

5.2 Mobilità elettrica

I consumi della mobilità elettrica possono essere indicati, per ciascun anno di riferimento, suddivisi nelle categorie autovetture, VCL (veicoli commerciali leggeri), camion, autobus e ibridi plug-in (PHEV).

Rispetto agli scenari 1 e 2, lo sviluppo nello scenario 3 è leggermente ritardato. Ai puri veicoli elettrici e ai PHEV si aggiungono le auto con tecnologia a celle a combustibile (FCEV) e altri mezzi che in futuro saranno sempre più alimentati con carburanti sintetici.

Nella tabella seguente viene riportato il consumo di energia elettrica dei puri veicoli elettrici a batteria (BEV) e dei PHEV.

Fonte: PE2050+	Interruzioni/anno Scenario	2019	2030			2040		
			Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Quantità di energia [GWh]								
Auto elettriche		70	1 380	1 450	1 290	5 600	6 150	4 790
VCL elettrici		0	140	150	100	650	710	530
Camion elettrici		0	60	60	60	250	280	240
Autobus elettrici		0	80	80	50	280	310	200
Ibridi plug-in		20	620	650	610	1 160	1 280	1 070
Totale*		100	2 280	2 390	2 100	7 940	8 730	6 830

Tabella 11: Evoluzione dei consumi energetici della mobilità elettrica Fonte: [3] Excel: «Umwandlungssynthese» (disponibile solo in tedesco), foglio: 01 Stromverbrauch (totale; suddivisione in base a cifre interne), consumo elettrico sc. 2 con supplemento di sicurezza 2030 +5% e 2040 +10%
* è il totale arrotondato dei singoli valori esatti

Le ipotesi sul numero di veicoli elettrici, sulle potenze di ricarica medie e sulla capacità delle batterie sono riportate nell'allegato 10.1.

5.3 Pompe di calore

Nella tabella seguente vengono riportati i consumi delle pompe di calore (PC) nei diversi settori e per il teleriscaldamento. Negli scenari 1 e 2 si ipotizza un maggiore utilizzo di pompe di calore nei settori industriale e dei servizi e per il teleriscaldamento, anziché di gas biogeni e sintetici come nello scenario 3.

Fonte: PE2050+	Interruzioni/anno Scenario	2019	2030			2040		
			Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Quantità di energia [GWh]								
PC economie domestiche		1 840	4 610	4 840	4 060	6 920	6 950	5 150
PC industria		150	200	220	160	250	280	160
PC servizi, incl. agricoltura		450	1 020	1 070	910	1 210	1 330	1 020
Grandi pompe di calore per teleriscaldamento		0	980	1 030	400	2 010	2 210	630
Totale*		2 440	6 810	7 150	5 530	9 790	10 770	6 960

Tabella 12: Evoluzione dei consumi energetici delle pompe di calore (PC) Fonte: [3] Excel: «Umwandlungssynthese» (disponibile solo in tedesco), foglio: 01 Stromverbrauch (totale e grandi pompe di calore separate); Excel: «Ergebnissynthese» (disponibile solo in tedesco), foglio: 12 Wärmepumpen (suddivisione in base a cifre interne e adeguamento valori PC industria d'intesa con Prognos, aprile 2022), consumo elettrico sc. 2 con supplemento di sicurezza 2030 +5% e 2040 +10%
* è il totale arrotondato dei singoli valori esatti

Le ipotesi sul numero di pompe di calore sono riportate nell'allegato 10.1.

5.4 Altri consumi elettrici

Tra gli altri consumi elettrici si annoverano quelli degli impianti «Power-to-X» (PtX), «Carbon Capture and Storage» (CCS) e delle pompe di rilancio delle centrali di accumulazione e pompaggio.

Negli scenari di riferimento, gli impianti PtX sono impianti che mediante l'energia elettrica trasformano, attraverso il processo di elettrolisi, l'acqua in idrogeno (H₂), che a sua volta può essere utilizzato in altri settori (ad es. nei trasporti) (accoppiamento dei settori). In futuro l'idrogeno potrà essere immagazzinato in appositi siti di stoccaggio o immesso nella rete del gas per poi essere destinato al rifornimento di veicoli, alla generazione di calore o alla produzione di energia elettrica. Nello SCR CH questa riconversione in energia elettrica viene considerata nel parametro «altre centrali termiche» («X-to-Power»). Dal punto di vista della rete elettrica, gli impianti PtX vengono considerati innanzitutto come un ulteriore consumo energetico, in parte flessibile. Tendenzialmente l'integrazione dei PtX comporta un alleggerimento della rete, dal momento che grazie al loro impiego si riduce la potenza degli impianti di produzione in cui sono installati.

Per realizzare l'obiettivo climatico del «saldo netto pari a zero», è necessario ricorrere alla tecnologia CCS: vengono impiegate infrastrutture tecniche in grado di filtrare il CO₂ contenuto nei gas di scarico degli impianti industriali (ad es. cementifici), in modo tale da poterlo immagazzinare in depositi adeguati. Nello SCR CH gli impianti CCS degli inceneritori di rifiuti o delle grandi centrali a biomassa e quelli di cementifici e altri stabilimenti industriali a forte produzione di CO₂ vengono indicati separatamente. Nell'ulteriore consumo energetico rientrano anche le pompe di rilancio delle centrali di accumulazione e pompaggio.

Fonte: PE2050+	Interruzioni/anno Scenario	2019	2030			2040		
			Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Quantità di energia [GWh]								
Impianti Power-to-X		0	790	830	790	2 430	2 680	2 430
Carbon Capture in inceneritori / biomassa		0	0	0	0	510	560	510
Carbon Capture in industria / cementifici		0	0	0	0	90	100	90
Pompe di rilancio		690	690	720	690	690	750	690

Tabella 13: Evoluzione della quantità di energia relativa agli altri consumi elettrici Fonte: [3] Excel: «Umwandlungssynthese» (disponibile solo in tedesco), foglio: 01 Stromverbrauch (Power-to-X corrisponde all'elettrolisi; Carbon Capture corrisponde a «Sonstige, inkl. CCS»; ripartizione Carbon Capture in base a cifre interne), consumo elettrico sc. 2 con supplemento di sicurezza 2030 +5% e 2040 +10%

Per quanto riguarda gli impianti PtX si ipotizza che si tratti di impianti da 50 MW di potenza per sito. Nel 2030 saranno pertanto solo sporadici e nel 2040 circa una ventina. Gli impianti CCS degli inceneritori di rifiuti e delle centrali a biomassa hanno in media una potenza di 5 MW, a seconda delle dimensioni degli impianti. Quelli industriali, invece, hanno una potenza media di 1,5 MW a seconda della quantità di gas di scarico. Nel 2040 saranno pochi gli impianti a livello industriale, ma una ventina di inceneritori e di grandi centrali a biomassa saranno provvisti di sistemi CCS.

Fonte: PE2050+	Interruzioni/anno Scenario	2019	2030			2040		
			Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Potenza installata [MW]								
Impianti Power-to-X		0	260	280	260	1 290	1 420	1 290
Carbon Capture in inceneritori / biomassa		0	0	0	0	60	70	60
Carbon Capture in industria / cementifici		0	0	0	0	10	10	10
Pompe di rilancio		170	170	180	170	170	190	170

Tabella 14: Evoluzione delle potenze installate relative agli altri consumi elettrici Fonte: [3] Excel: «Umwandlungssynthese» (disponibile solo in tedesco), foglio: 08 Power-to-X (altre cifre interne), consumo elettrico sc. 2 con supplemento di sicurezza 2030 +5% e 2040 +10%

6 Flessibilità

Nella rete elettrica esistono diverse forme di flessibilità che possono essere sfruttate per far sì che la produzione e il consumo siano sempre bilanciati e si evitino congestioni. Lo SCR CH indica, in base alle ipotesi delle PE2050+, le potenzialità a livello nazionale in termini di stoccaggio e flessibilità.

6.1 Depotenziamento degli impianti di produzione

Sul fronte dell'offerta si può intervenire depotenziando gli impianti di produzione (mediante il cosiddetto «peak shaving» o «curtailment»), il che si traduce nella perdita di una piccola parte di energia prodotta. In questo modo si evita un sovradimensionamento della rete, pur garantendo allo stesso tempo un buon sfruttamento delle energie rinnovabili.

Questo SCR CH non fissa valori relativamente all'entità del «peak shaving», non essendovi ancora indicazioni normative al riguardo. Il messaggio adottato dal Consiglio federale il 18 giugno 2021 concernente la «legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili»¹³ contiene alcune proposte di nuove disposizioni di legge in materia, miranti a far sì che i consumatori finali e i gestori di impianti di stoccaggio possano sfruttare la propria flessibilità al servizio del sistema.

6.2 Impianti di stoccaggio

Per quanto riguarda lo stoccaggio, occorre distinguere tra batterie decentrali presso i cosiddetti «prosumer» e centrali di pompaggio. Nelle tabelle che seguono viene riportata, per i sistemi di stoccaggio, la potenza totale installata delle pompe o dei caricatori e la capacità di accumulo totale.

La capacità delle centrali di pompaggio è determinata dal bacino limitante (lago artificiale superiore o inferiore). Le grandi batterie utilizzate dai gestori di rete, invece, non vengono considerate, essendo impiegate in modi estremamente differenti tra loro. Per le batterie decentrali si ipotizza che siano installate perlopiù sugli impianti fotovoltaici. Le batterie possiedono una capacità di accumulo media pari a 5 kWh ciascuna, a fronte di una potenza di carica mediamente pari a 10 kW. In un'ottica di lungo periodo, si presuppone che il 70% degli impianti fotovoltaici ne sarà provvisto: nel 2030 saranno il 30% e nel 2040 il 60% circa gli impianti ad essere dotati di batteria. Analogamente, le batterie dei veicoli elettrici vengono considerate soltanto come consumo flessibile, nel senso che è possibile modulare la potenza di carica, ma non è previsto un caricamento bidirezionale.

L'evoluzione delle centrali di pompaggio negli scenari 1–3 è identica. Le batterie decentrali si diffonderanno di pari passo con gli impianti fotovoltaici, per cui la loro crescita è marcata soprattutto nello scenario 1, con oltre 500 000 unità, e nello scenario 3, con 700 000 batterie decentrali previste per il 2040. Nello scenario 2, invece, si parte dal presupposto che nel 2040 vi saranno all'incirca 200 000 batterie.

Interruzioni/anno	2019	2030	2040	2019	2030	2040
Sistemi di stoccaggio Fonte: PE2050+	Potenza di pompaggio e carico [MW]			Capacità di stoccaggio [GWh]		
Pompe di CP	2 620	3 790	5 450	1 060	1 250	1 410
Batterie decentrali	-	1 220	5 550	-	0,61	2,78

Tabella 15: Evoluzione dei sistemi di stoccaggio nello scenario 1 secondo la modellizzazione delle PE2050+ (non pubblicata)

¹³ Messaggio concernente la legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili, 2021, <https://www.admin.ch/gov/it/pagina-iniziale/documentazione/comunicati-stampa.msg-id-84018.html>

Interruzioni/anno	2019	2030	2040	2019	2030	2040
Sistemi di stoccaggio Fonte: PE2050+	Potenza di pompaggio e carico [MW]			Capacità di stoccaggio [GWh]		
Pompe di CP	2 620	3 790	5 450	1 060	1 250	1 410
Batterie decentrali	-	960	2 330	-	0,48	1,16

Tabella 16: Evoluzione dei sistemi di stoccaggio nello scenario 2 secondo la modellizzazione delle PE2050+ (non pubblicata)

Interruzioni/anno	2019	2030	2040	2019	2030	2040
Sistemi di stoccaggio Fonte: PE2050+	Potenza di pompaggio e carico [MW]			Capacità di stoccaggio [GWh]		
Pompe di CP	2 620	3 790	5 450	1 060	1 250	1 410
Batterie decentrali	-	1 530	6 940	-	0,76	3,47

Tabella 17: Evoluzione dei sistemi di stoccaggio nello scenario 3 secondo la modellizzazione delle PE2050+ (non pubblicata)

6.3 Gestione del carico

La gestione del carico da parte dei clienti finali è denominata «Demand Side Management» (DSM) o – se è il consumo a essere pilotato mediante segnali di prezzo – «Demand Side Response» (DSR). Sul fronte della domanda, in passato si utilizzavano i ricevitori di telecomando e la tariffazione (tra cui anche la doppia tariffa) per pilotare e influenzare i consumi. Si trattava perlopiù di soluzioni rigide, dal momento che le tariffe e gli orari non venivano adattati all'offerta. In futuro saranno ad esempio la ricarica delle batterie dei veicoli elettrici, l'utilizzo delle pompe di calore e l'impiego di impianti PtX a essere parzialmente flessibili.

Nello SCR CH viene indicata la percentuale flessibile di veicoli elettrici, pompe di calore e impianti PtX, il cui prelievo di potenza può essere differito nel tempo all'interno della modellizzazione. Nello specifico, la parte flessibile può essere differita in funzione della potenza di carica dei veicoli, della potenza elettrica delle pompe di calore e della capacità delle batterie o della capacità di accumulo di calore degli edifici. Al 2030 questa parte rappresenterà ad esempio dal 71 all'84% dei consumi delle pompe di calore nelle economie domestiche. La parte non flessibile dei consumi, invece, verrà prelevata secondo i consueti profili di carico relativi a veicoli elettrici e pompe di calore. Nel 2040, ad esempio, il 67-70% dell'energia necessaria per i veicoli elettrici verrà prelevato secondo un profilo di carico non flessibile. Gli impianti PtX vengono ipotizzati flessibili al 100% e di norma sono localizzati direttamente presso le centrali ad acqua fluente. In linea di principio sono costantemente in funzione, ma in situazioni di approvvigionamento critiche (ad es. a fine inverno quando i livelli di riempimento dei bacini di accumulo sono minimi) possono essere spenti.

Per quanto concerne la mobilità elettrica, nelle tabelle seguenti vengono riportati esclusivamente i veicoli elettrici a batteria (BEV), senza gli ibridi plug-in (PHEV) e i veicoli con tecnologia a celle a combustibile (FCEV). Mancano anche i camion e gli autobus elettrici, che si presume non saranno flessibili e che sono stati descritti al capitolo 5.2. La diffusione dei veicoli elettrici è identica negli scenari 1 e 2, con circa 2 milioni di auto elettriche e 200 000 VCL elettrici (veicoli commerciali leggeri) entro il 2040.

Il numero di pompe di calore nelle abitazioni private e nel settore dei servizi è lievemente superiore nello scenario 2 rispetto allo scenario 1, mentre nello scenario 3 lo sviluppo globale è leggermente più lento. Altre ipotesi sul numero di veicoli elettrici e pompe di calore sono riportate nell'allegato 10.1.

Interruzioni/anno	2019	2030	2040	2019	2030	2040
Flessibilità Fonte: PE2050+	Numero [n]			di cui parte flessibile [%]		
Auto elettriche	27 000	498 000	1 962 000	-	17	33
VCL elettrici	700	45 000	203 000	-	17	33
Pompe di calore economie domestiche	287 000	669 000	997 000	-	80	76
Pompe di calore servizi, incl. agricoltura	4 300	7 700	11 500	-	51	44
Impianti Power-to-X	0	5	28	-	100	100

Tabella 18: Ipotesi relative alla flessibilità nello scenario 1 secondo la modellizzazione delle PE2050+ (non pubblicata)

Interruzioni/anno	2019	2030	2040	2019	2030	2040
Flessibilità Fonte: PE2050+	Numero [n]			di cui parte flessibile [%]		
Auto elettriche	27 000	522 000	2 158 000	-	17	33
VCL elettrici	700	48 000	223 000	-	17	33
Pompe di calore economie domestiche	287 000	703 000	1 097 000	-	77	70
Pompe di calore servizi, incl. agricoltura	4 300	8 000	12 700	-	52	44
Impianti Power-to-X	0	5	29	-	100	100

Tabella 19: Ipotesi relative alla flessibilità nello scenario 2 secondo la modellizzazione delle PE2050+ (non pubblicata), consumo elettrico Sc. 2 con supplemento di sicurezza 2030 +5% e 2040 +10%

Interruzioni/anno	2019	2030	2040	2019	2030	2040
Flessibilità Fonte: PE2050+	Numero [n]			di cui parte flessibile [%]		
Auto elettriche	27 000	460 000	1 656 000	-	15	30
VCL elettrici	700	33 000	164 000	-	15	30
Pompe di calore economie domestiche	287 000	601 000	845 000	-	91	93
Pompe di calore servizi, incl. agricoltura	4 300	6 900	8 700	-	57	52
Impianti Power-to-X	0	5	28	-	100	100

Tabella 20: Ipotesi relative alla flessibilità nello scenario 3 secondo la modellizzazione delle EP2050+ (non pubblicata)

7 Estero

La rete di trasporto svizzera dipende in larga misura dagli sviluppi del settore energetico e dalla politica energetica dell'UE, così come dall'integrazione della Svizzera nel mercato elettrico europeo. Lo SCR CH fornisce pertanto una serie di indicazioni relative all'evoluzione del comparto energetico in Europa e all'entità delle capacità di frontiera, di cui tenere conto nella simulazione di mercato.

7.1 Evoluzione del settore energetico

Gli sviluppi del settore energetico in Europa vengono considerati tenendo conto, oltre che delle PE2050+, anche degli scenari dell'ENTSO. Nel luglio del 2020 ENTSO ha pubblicato gli scenari europei di energia elettrica e gas per il TYNDP2020 [2].

Per quanto concerne lo sviluppo nell'Unione Europea, gli scenari 1 e 3 rimandano allo scenario «Distributed Energy» (cfr. spiegazioni in merito al capitolo 3), che presuppone un maggior numero di impianti di produzione decentralizzati e una forte crescita di fotovoltaico, biogas e «Power-to-Gas». I «prosumer» sono al centro e partecipano attivamente al mercato energetico. Per quanto riguarda lo scenario 2, l'evoluzione all'interno dell'UE viene ipotizzata sulla base dello scenario «Global Ambition», che prevede un crescente numero di impianti di produzione centralizzati e un loro efficientamento dei costi per effetto delle economie di scala. È il caso, ad esempio, degli impianti eolici offshore nel nord e di grandi impianti fotovoltaici nel sud dell'Europa. Tutto ciò determinerà, nel complesso, maggiori flussi di transito tra i Paesi europei.

Attraverso la simulazione di mercato effettuata nell'ambito della pianificazione della rete mediante gli indicatori dello SCR CH per la Svizzera e gli scenari summenzionati per l'UE, Swissgrid sarà in grado di individuare i flussi energetici futuri, tenendone debitamente conto nella pianificazione della rete.

7.2 Definizione delle capacità di frontiera

Le capacità di trasporto tra i Paesi e le singole aree di mercato costituiscono la base per il commercio e lo scambio di energia elettrica. Come parametro attendibile per la definizione delle capacità di frontiera ai confini svizzeri si utilizza la «Net Transfer Capacity» (NTC), che stabilisce il valore delle capacità di frontiera utilizzabili a fini commerciali tenendo conto della sicurezza di rete. I valori NTC differiscono pertanto dalle capacità fisicamente installate sulle linee transfrontaliere.

Ai fini dell'importazione e dell'esportazione, nell'esercizio operativo della rete i valori NTC vengono armonizzati, per ogni ora e confine svizzero, con il gestore della rete di trasporto («Transmission System Operator»[TSO]) vicino, dopodiché tali capacità vengono messe progressivamente a disposizione del mercato mediante aste annuali/mensili/giornaliere e «allocazioni intraday». Diversamente da quanto avviene per le frontiere svizzere, in buona parte dell'Europa si è già introdotto il sistema automatizzato del «Flow-Based Market Coupling» (FBMC) per stabilire e assegnare le capacità nell'esercizio quotidiano delle reti di trasporto. Ai fini della pianificazione a lungo termine della rete, sinora in Europa si sono utilizzati i valori NTC, mentre in futuro sarà possibile ricorrere anche al sistema «Flow-Based».

Nella tabella seguente vengono riportati i valori NTC massimi assegnati nel 2020 e quelli previsti per il 2025 a perimetro di rete completo, per frontiera e direzione. I valori NTC per il 2025 considerano la rete di trasporto europea attuale e i progetti di un suo ampliamento, che dovranno essere realizzati e messi in esercizio entro il 2025. Tali progetti sono già in fase di attuazione, o in uno stadio avanzato, e gli incrementi dei valori NTC sono armonizzati con i TSO vicini.

Interruzioni/anno	2020	2025
Capacità di frontiera (NTC) Fonte: Swissgrid / TYNDP2020 Referenz Grid	Capacità [MW]	
AT -> CH (importazione)	1 200	1 200
DE -> CH (importazione)	2 000	3 000
FR -> CH (importazione)	3 700	3 700
IT -> CH (importazione)	1 910	1 910
CH -> AT (esportazione)	1 200	1 200
CH -> DE (esportazione)	4 000	4 200
CH -> FR (esportazione)	1 400	1 700
CH -> IT (esportazione)	4 800	5 000

Tabella 21: Valori NTC per il 2020 e il 2025 a perimetro di rete completo, per frontiera e direzione

Un ulteriore impatto sulle capacità di importazione della Svizzera potrebbe essere determinato dalle regole attualmente definite nell'ambito del «Clean Energy Package» dell'UE, che prevedono un'ottimizzazione delle capacità di scambio tra gli Stati dell'Unione Europea. Ciò dicasi, in particolare, per le disposizioni vigenti in materia di capacità minima di scambio: entro la fine del 2025, infatti, i Paesi europei dovranno riservare almeno il 70% delle capacità transfrontaliere agli scambi tra gli Stati membri dell'UE.

Nella prassi quotidiana, le capacità di frontiera effettivamente disponibili per l'approvvigionamento elettrico saranno inferiori rispetto ai valori massimi rappresentati nella Tabella 21 a perimetro di rete completo, a seconda della disponibilità della rete e del parco di centrali, della produzione e dei consumi attesi e del carico della rete nei Paesi confinanti. Le possibilità di esportazione presumibilmente limitate dei Paesi limitrofi e i conseguenti vincoli sulle possibilità di importazione della Svizzera devono essere tenuti in considerazione nelle riflessioni sulla sicurezza di approvvigionamento elettrico, ad esempio nelle analisi sulla System Adequacy (abbinate alle analisi dei rischi).

I parametri quantitativi per il dimensionamento delle reti elettriche nell'ambito della loro pianificazione devono essere fissati per determinate ore dell'anno, indipendentemente da eventuali limitazioni alle possibilità di importazione. In caso contrario, l'importazione di elettricità sarebbe costantemente ridotta, ossia anche in periodi dell'anno in cui i Paesi confinanti con la Svizzera sarebbero in grado di esportare. In fase di elaborazione dei piani pluriennali e di loro verifica da parte della ECom, Swissgrid può inoltre indicare valori NTC per il 2030 e il 2040.

8 Altri parametri

Questo capitolo contiene alcuni dati relativi al contesto energetico di cui i gestori di rete devono tenere conto nelle simulazioni. Il costo delle materie prime e del CO₂, ad esempio, influisce sull'utilizzo delle centrali e sul prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica.

Nello SCR CH si utilizzano i medesimi dati di riferimento delle PE2050+, il che garantisce di per sé la coerenza degli scenari. Altri dati di riferimento possono essere desunti direttamente dalla documentazione relativa alle PE2050+ e, se non presenti in tale sede, dai documenti aggiornati dell'ENTSO sul TYNDP2020.

Interruzioni/anno Scenario	2019	2030			2040		
		Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Costo delle materie prime Fonte: WEO 2018, PE2050+							
Carbone [USD / MWh]	12	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4
Greggio [USD / barile]	70	72	72	72	64	64	64
Gas naturale [USD / MWh]	24	26	26	26	26	26	26
Costo del CO₂ Fonte: WEO 2018, PE2050+							
CO ₂ [USD / t]	28	33	33	33	140	140	140
Economia Fonte: UST 2015, Seco 2019							
Popolazione [in migliaia]	8 624	9 492	9 492	9 492	10 016	10 016	10 016
Prodotto interno lordo [mld. CHF]	703	805	805	805	893	893	893
Clima Fonte: MeteoSvizzera							
Gradi giorno di riscaldamento	3 191	3 105	3 105	3 105	3 054	3 054	3 054
Gradi giorno di raffreddamento	175	193	193	193	198	198	198

Tabella 22: Altri parametri per la pianificazione della rete Fonte: [3] Ergebnissynthese (disponibile solo in tedesco), foglio: 01 Annahmen und Rahmendaten

8.1 Costo delle materie prime e del CO₂

Sulla base degli scenari, l'Agenzia internazionale dell'energia (AIE) pubblica ogni anno una previsione a medio e lungo termine chiamata «World Energy Outlook» [6]. In essa viene rappresentato l'andamento dei costi delle materie prime e del CO₂, fermo restando che per lo SCR CH si è considerata l'evoluzione dei prezzi secondo lo scenario dell'AIE «Sustainable Development» (SDS). Per quanto concerne l'andamento dei prezzi del CO₂, in linea di principio si utilizzano i medesimi scenari di quelli dell'AIE relativi al costo delle materie prime, sebbene per il 2030 i valori (33 USD per t CO₂) possono essere desunti anche dallo scenario «New Policy» (NPS) onde tenere conto della politica UE fino a quell'anno. Per il 2040, invece, si possono utilizzare i prezzi dello scenario SDS del «World Energy Outlook» (140 USD per t CO₂). Nello scenario NPS il costo sarebbe di 38 USD per t CO₂.

8.2 Dati economici globali

In linea di principio tutti gli scenari si basano sui medesimi dati macroeconomici relativi a popolazione, congiuntura economica e trasporti. Per la popolazione si utilizzano i risultati dello scenario di riferimento A-00-2015 dello studio pubblicato nel 2015 dall'Ufficio federale di statistica (UST) [7]. Per quanto riguarda l'andamento congiunturale, invece, si sono utilizzate le previsioni di prodotto interno lordo (PIL) della Segreteria di Stato dell'economia (SECO) [8]. Per le percorrenze dei trasporti, infine, ci si è riferiti ai risultati delle Prospettive di traffico 2040 a cura dell'Ufficio federale dello sviluppo territoriale (ARE) [9]. In tutte le proiezioni lo SCR CH utilizza lo scenario di riferimento delle Prospettive di traffico 2040.

8.3 Dati climatici e meteorologici

Alla base dei calcoli per la determinazione dei profili di immissione in rete dell'energia fotovoltaica ed eolica, nelle PE2050+ si sono utilizzati i dati meteorologici tratti dai «NASA MERRA 2» reanalysis

Riferimento: BFE-471.3-20/10

data¹⁴. Come anno meteorologico per le modellizzazioni, nelle PE2050+ si è deciso di utilizzare il 2012. Il motivo di tale scelta è da ricondurre al fatto che, all'epoca, il sistema elettrico dovette superare una serie di criticità (basse temperature a febbraio abbinate a una moderata velocità del vento e a un basso irraggiamento solare).

Nei suoi scenari, l'ENTSO rimanda ai dati meteorologici del proprio «Pan European Climate Database» (PECD). Anche da questi è possibile ricavare i profili di immissione in rete dell'energia fotovoltaica ed eolica.

¹⁴ NASA MERRA 2 reanalysis data: <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/>

9 Analisi dei rischi

Lo SCR CH è uno scenario di riferimento per il comparto energetico che evidenzia i possibili sviluppi dei fattori trainanti l'evoluzione delle reti, come capacità produttive, consumi elettrici e stoccaggio. Tali informazioni servono da base per il dimensionamento delle reti elettriche. Rispetto ai possibili rischi è necessario verificare la solidità di quanto pianificato dai gestori di rete. In fase di pianificazione occorre dunque valutare quanto sia robusta la futura rete potenziata non solo rispetto a rischi e situazioni di crisi plausibili, ma anche dal punto di vista dell'articolo 8 capoverso 1 LAEI, secondo cui i gestori di rete sono responsabili nei confronti di una rete elettrica sicura, performante ed efficiente. Qualora dalla verifica summenzionata dovesse emergere la necessità di ampliare i requisiti per le reti elettriche, i gestori di rete dei livelli LR1 e LR3 dovranno tenerne conto nei loro piani pluriennali ai sensi dell'articolo 9d capoverso 1 LAEI. Ciò potrebbe rendere necessari ulteriori investimenti nella rete elettrica svizzera al fine di mantenere la sua stabilità, la sua efficienza e garantire un'elevata sicurezza dell'approvvigionamento.

Oltre ai tre scenari «Riferimento», «Divergenza» e «Accoppiamento dei settori» dello SCR CH, ai fini di una disamina dei rischi legati alla pianificazione delle reti occorre, in particolare, considerare i seguenti rischi e sviluppi:

9.1 Impatto della guerra in Ucraina sull'approvvigionamento energetico dell'Europa

La guerra in Ucraina, le sanzioni economiche dell'UE su carbone e petrolio e il possibile blocco delle forniture di gas russo all'Europa minacciano di indebolire la sicurezza dell'approvvigionamento in Europa. In vari mercati elettrici, le centrali a gas hanno temporaneamente (ad es. nei periodi di bassa produzione fotovoltaica/eolica e forte domanda di energia elettrica) fissato il prezzo marginale sulle borse elettriche (ordine di merito), provocando nel vecchio continente un'impennata dei prezzi dell'elettricità. Con la chiusura dei rubinetti, molte centrali elettriche a gas in Europa potrebbero non essere disponibili, se non limitatamente, oppure dovranno essere convertite ad altri combustibili (ad es. biogas, idrogeno, petrolio). Tendenzialmente, inoltre, diminuirà la disponibilità dei Paesi confinanti a esportare energia elettrica, soprattutto nei mesi invernali.

In seguito alla guerra in Ucraina, la Commissione europea ha presentato un piano per rendere l'Europa indipendente dai combustibili fossili russi, primi fra tutti il gas, molto prima del 2030. Con «REPowerEU» s'intende diversificare le fonti di approvvigionamento del gas e spingere l'introduzione del gas da fonti rinnovabili per il riscaldamento e la produzione di energia elettrica. Questa strategia accelererà il cambiamento del mix energetico negli Stati membri dell'UE e potrebbe comportare una variazione dei flussi di elettricità in Europa e in Svizzera, ovvero flussi di carico differenti sulla rete di trasporto e reimmersioni di energia elettrica dalle reti di distribuzione, innescando rispetto a oggi una diversa ripartizione delle importazioni/esportazioni lungo i vari confini nazionali (ad es. situazione di esportazione verso nord).

9.2 Assenza di un accordo sull'energia elettrica

La temporanea assenza di un accordo sull'energia elettrica tra la Svizzera e l'UE può ripercuotersi su tutti gli scenari dello SCR CH.¹⁵ Tale accordo prevederebbe sostanzialmente il recepimento su vasta scala degli acquis comunitari e regolamenterebbe l'accesso alle piattaforme di mercato europee e al conseguente accoppiamento dei mercati¹⁶.

Senza un accordo sull'energia elettrica, per integrare Swissgrid nei processi tecnici occorrerà in particolare trovare regolamentazioni separate con cui garantire la sicurezza operativa della rete di trasporto svizzera.¹⁷ Nello specifico, si tratta di risolvere temi quali i flussi di carico non programmati, la mag-

¹⁵ L'«acquis comunitario» è la base comune, composta di diritti e doveri, vincolante per tutti gli Stati membri dell'UE. Con il termine «acquis» si indica per semplicità la legislazione dell'UE.

¹⁶ Accoppiamento tra l'assegnazione di capacità e di elettricità al fine di un utilizzo più efficiente delle capacità di trasporto limitatamente disponibili tra i diversi Paesi e le diverse zone di offerta.

¹⁷ A fine 2021, al confine meridionale Swissgrid ha siglato un contratto con la regione di calcolo della capacità Italy North riguardante le capacità di frontiera tra Italia, Austria, Slovenia e Francia. Grazie a esso la Svizzera è ora inclusa a pieno titolo nei metodi di calcolo delle capacità e nei processi di coordinamento della sicurezza transfrontalieri e la situazione al confine meridionale della Svizzera può dirsi per il momento distesa. Per quanto riguarda il confine settentrionale, sono

giore sollecitazione di elementi critici della rete e il crescente ricorso al «ridispacciamento». Le regole stabilite nel «Clean Energy Package» dell'UE possono avere un impatto sulle capacità di trasporto della Svizzera. Il mancato accesso ai mercati, inoltre, comporta una serie di conseguenze a livello economico, che si concretizzano ad esempio nella tendenza a un aumento dei prezzi all'ingrosso e in limitate possibilità di smercio della produzione elettrica nazionale, nello specifico dell'energia idroelettrica svizzera, all'estero. Nel complesso, l'assenza di un accordo sull'energia elettrica si ripercuote negativamente sull'operatività di sistema delle reti elettriche, sulle possibilità di importazione e sull'economia nazionale.

9.3 Crollo delle importazioni di energia elettrica

La guerra in Ucraina e l'assenza di un accordo sull'energia elettrica potrebbero ripercuotersi negativamente sulle possibilità di importazione della Svizzera. Un possibile scenario di stress è descritto nel rapporto di Frontier Economics [10], che ha analizzato gli effetti di una mancata cooperazione con l'UE. Il documento non esclude che nel 2025 possa verificarsi una temporanea carenza di energia elettrica, considerato uno «scenario di stress» in cui le centrali nucleari Beznau 1 e 2 e un terzo della capacità di quelle francesi non siano disponibili. La guerra in Ucraina ha ulteriormente accentuato i rischi sul fronte dell'approvvigionamento di energia elettrica e la probabilità che subentri una limitazione delle importazioni energetiche, anche alla luce delle sanzioni imposte dall'UE o di un'interruzione delle forniture di gas.

9.4 Spegnimento anticipato delle centrali nucleari svizzere

Per garantire la comparabilità tra gli scenari, lo SCR CH ha ipotizzato un ciclo di vita di 50 anni per le centrali nucleari svizzere. A prescindere dallo scenario di riferimento, un possibile rischio è rappresentato dallo spegnimento immediato o prematuro e dalla successiva dismissione delle centrali nucleari svizzere. Tra i motivi potrebbero esservi, ad esempio, la mancanza di combustibile (uranio), eventuali vincoli imposti dall'Ispettorato federale della sicurezza nucleare (IFSN) in materia di retrofit e/o limitazioni d'esercizio oppure decisioni economiche dei gestori. L'infrastruttura della rete elettrica svizzera deve tuttavia essere in grado di garantire il trasporto di un sufficiente quantitativo di elettricità all'interno dei confini nazionali – soprattutto da sud a nord – anche in caso di immediato e prolungato spegnimento delle centrali nucleari svizzere.

9.5 Penuria di elettricità

Il «Rapporto sull'analisi nazionale dei rischi. Catastrofi e situazioni d'emergenza in Svizzera 2020» [11] a cura dell'Ufficio federale della protezione della popolazione (UFPP) del 26 novembre 2020 stima che la probabilità che subentri una grave penuria di elettricità¹⁸ si verifichi una volta ogni 30 anni. La guerra in Ucraina ha ulteriormente accentuato i rischi sul fronte dell'approvvigionamento di energia elettrica e la probabilità che un tale scenario possa concretizzarsi. In caso di grave penuria di elettricità, la legge sull'approvvigionamento economico del Paese (LAP) autorizza il Consiglio federale ad adottare misure di gestione al fine di bilanciare la domanda e l'offerta di energia elettrica. Le misure di gestione previste, come contingentamento, gestione centrale dell'offerta, interruzioni della rete e limitazioni all'importazione, possono ripercuotersi sull'operatività di sistema e sui flussi di carico.

9.6 Ritardo dei progetti di rete nei Paesi confinanti e in Svizzera

Il ritardo nella realizzazione dei progetti di rete nei Paesi confinanti e in Svizzera rappresenta un rischio. Vari interventi di potenziamento pianificati oltreconfine e previsti nei prossimi anni nell'ambito del TYNDP e della programmazione dei cosiddetti «Projects of Common Interest» (progetti PCI, progetti di interesse comune) potrebbero non essere realizzati del tutto o, quantomeno, non a tempo debito.

ancora in corso i lavori con la regione di calcolo delle capacità CORE, comprendente Germania, Francia, Belgio, Paesi Bassi, Lussemburgo, Polonia, Repubblica Ceca, Austria, Ungheria, Slovenia, Slovacchia, Croazia e Romania.

¹⁸ Secondo il dossier sui pericoli «Penuria di elettricità» dell'UFPP una penuria di elettricità grave si definisce come segue: Secondo il dossier sui pericoli «Penuria di elettricità» dell'UFPP una penuria di elettricità grave si definisce come segue: forte intensità (ossia insufficienza nell'approvvigionamento elettrico pari a -30%), appello a ridurre i consumi rivolto alla popolazione e all'economia, limitazioni dei consumi relativi a determinate applicazioni per dodici settimane, contingentamento dei grandi consumatori per dodici settimane, gestione centralizzata delle centrali elettriche controllabili per dodici settimane, limitazioni dello scambio di energia transfrontaliero coordinate con i Paesi confinanti per dodici settimane, necessità di interruzioni controllate temporanee della rete (per due settimane), e non sono da escludere blackout imprevedibili.

Di conseguenza, alla fine gli aumenti auspicati delle capacità di frontiera utilizzabili a fini commerciali non sarebbero disponibili, il che a sua volta potrebbe ripercuotersi sulla capacità d'importazione della Svizzera.

Anche nella rete elettrica svizzera la realizzazione di progetti di rete può subire ritardi. In particolare alcuni progetti relativi alla pianificazione strategica della rete di trasporto al 2025 (RS2025), [1] potrebbero essere realizzati parzialmente, o non ancora essere realizzati, entro il 2030 o il 2040. Di ciò si dovrebbe tenere conto nel quadro della Rete strategica 2040 (RS2040).

10 Allegato

10.1 Ulteriori dati relativi a mobilità elettrica e pompe di calore

Nelle tabelle che seguono sono riportati in dettaglio ulteriori dati relativi a veicoli elettrici e pompe di calore secondo le modellizzazioni contenute nelle PE2050+, utili a comprendere meglio le indicazioni sui consumi energetici di cui ai capitoli 5.2 e 5.3. La composizione dell'intero parco veicoli può essere desunta PE2050+ [3].

Fonte: PE2050+	Anno Scenario	2019	2030			2040		
			Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Numero [n]								
Auto elettriche		27 000	498 000	522 000	460 000	1 962 000	2 158 000	1 666 000
VCL elettrici		700	45 000	48 000	33 000	203 000	223 000	164 000
Camion elettrici		28	900	900	800	4 400	4 800	4 100
Autobus elettrici		23	700	800	400	2 600	2 800	1 700
Ibridi plug-in		16 000	387 000	406 000	379 000	769 000	846 000	692 000

Tabella 23: Evoluzione del parco veicoli della mobilità elettrica secondo la modellizzazione delle PE2050+ (non pubblicata), consumo elettrico sc. 2 con supplemento di sicurezza 2030 +5% e 2040 +10%

La potenza di ricarica media indicata nella tabella seguente corrisponde alla potenza delle stazioni di ricarica nelle economie domestiche e sul posto di lavoro. Eventuali valori superiori si riferiscono a stazioni di ricarica pubbliche. Nelle PE2050+ si ipotizza che il 10% delle ricariche avvenga presso stazioni pubbliche.

Fonte: PE2050+	Anno	2019	2030	2040	2019	2030	2040
	Potenza di ricarica [kW]			Capacità della batteria [kWh]			
Auto elettriche e VCL elettrici		4,9	6,0	7,0	72,1	97,8	109,0
Camion e autobus elettrici		9,8	12,0	14,0	637,8	832,3	916,7

Tabella 24: Ipotesi relative alle potenze di ricarica medie e alla capacità delle batterie nel campo della mobilità elettrica, secondo la modellizzazione delle PE2050+ (non pubblicata)

Nella tabella seguente viene riportato il numero di pompe di calore (PC). La composizione dell'intera produzione di calore può essere desunta dalle PE2050+.

Fonte: PE2050+	Anno Scenario	2019	2030			2040		
			Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Numero [n]								
PC economie domestiche		287 000	669 000	703 000	601 000	997 000	1 097 000	845 000
PC industria		1 400	1 900	2 000	1 400	2 400	2 600	1 400
PC servizi, incl. agricoltura		4 300	7 700	8 000	6 900	11 500	13 300	8 700
Grandi pompe di calore per teleriscaldamento		-	1 600	1 700	700	3 300	3 700	1 000

Tabella 25: Evoluzione del numero di pompe di calore (PC) secondo la modellizzazione delle PE2050+ (non pubblicata), consumo elettrico sc. 2 con supplemento di sicurezza 2030 +5% e 2040 +10%

10.2 Indicatori relativi agli scenari del «Ten-Year Network Development Plan» 2020

Nella figura seguente è rappresentato l'andamento di alcuni indicatori riferiti all'UE-28 in base agli scenari del TYNDP2020 dell'ENTSO [2]. La produzione elettrica da fotovoltaico, biogas e «Power-to-Gas» registra l'evoluzione più marcata in assoluto nello scenario «Distributed Energy», mentre nello scenario «Global Ambition» è l'eolico a crescere maggiormente.

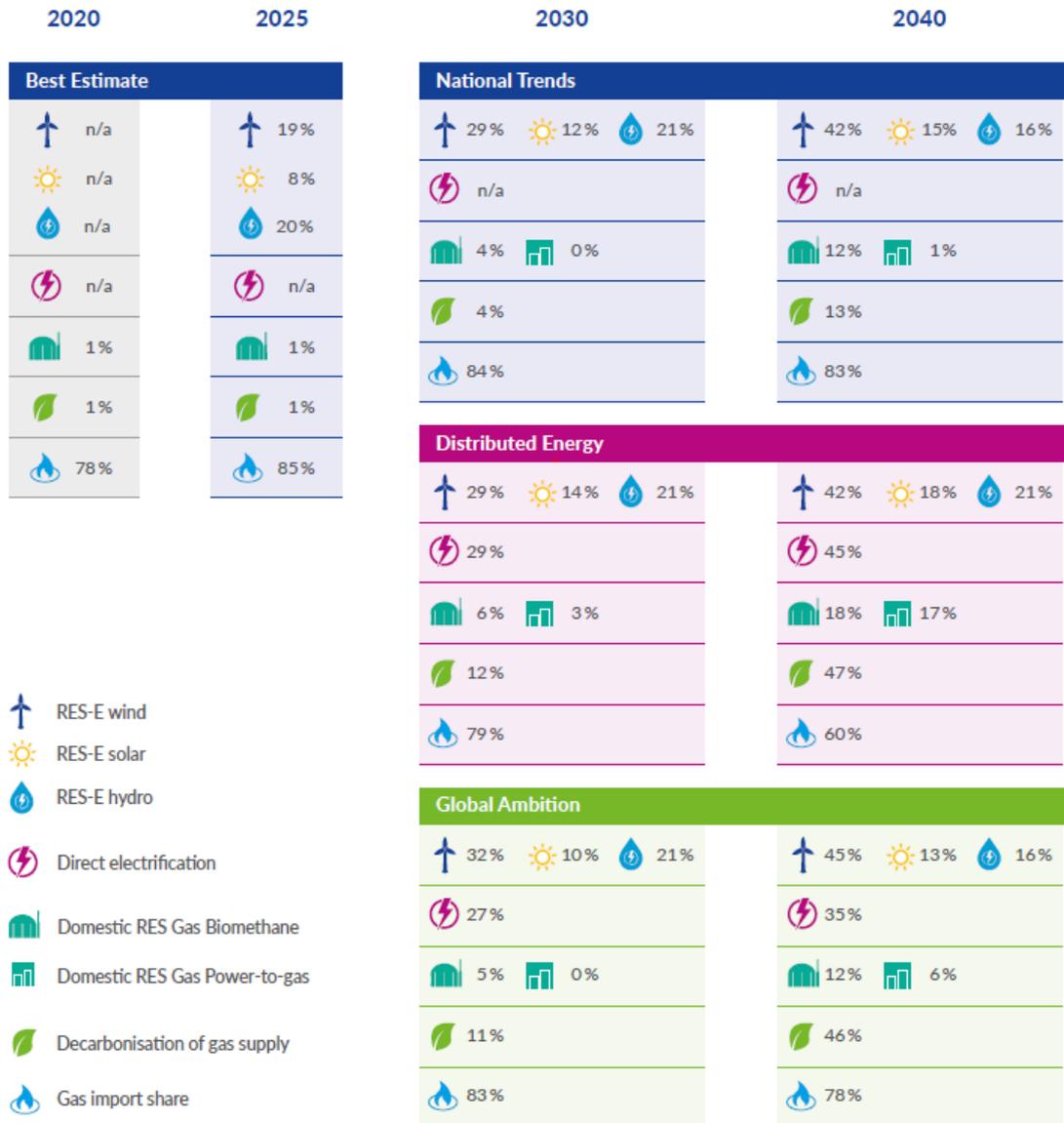


Figura 11: Andamento degli indicatori degli scenari riferiti all'UE-28 secondo il TYNDP2020 dell'ENTSO

Indice delle abbreviazioni

AEE	Organizzazione mantello dell'economia per le energie rinnovabili e l'efficienza energetica
AES	Associazione delle aziende elettriche svizzere
AIE	Agenzia internazionale dell'energia (International Energy Agency)
ARE	Ufficio federale dello sviluppo territoriale
Auto	Autovetture
BEV	Battery electric Vehicle (veicolo elettrico a batteria)
CBA	Cost-Benefit-Analysis
CH	Confoederatio Helvetica
CHF	Franco svizzero
CN	Centrale nucleare
CO ₂	anidridi carbonica
COG	Cogenerazione
CP	Centrale di pompaggio
DATEC	Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni DATEC
DC	Distribution Code
DE	Scenario «Distributed Energy» del TYNDP 2020
Dena	Deutsche Energie-Agentur
DSM	Demand-Side-Management
DSR	Demand-Side-Response
EICom	Commissione federale dell'energia elettrica EICom
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Rete europea di gestori di sistemi di trasmissione dell'energia elettrica)
FBMC	Flow-Based Market Coupling
FCEV	Fuel cell electric vehicle (veicolo elettrico con tecnologia a celle a combustibile)
FFS	Ferrovie federali svizzere
FR	Ferrovia retica
FV	Fotovoltaico
GA	Scenario «Global Ambition» del TYNDP 2020
GES	Ggas a effetto serra (gas serra)
GeV	Centrale a ciclo combinato gas-vapore
GJ	Gigajoule
GRD	Gestore della rete di distribuzione (LR3-7)
GRT	Gestore della rete di trasporto (LR1)
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattora
Hz	Hertz
IAE	Imprese d'approvvigionamento elettrico
IFSN	Ispettorato federale della sicurezza nucleare
IIR	Impianto di incenerimento dei rifiuti
kV	Kilovolt
LAEI	Legge sull'approvvigionamento elettrico
LAP	Legge sull'approvvigionamento economico del Paese
LEne	legge sull'energia
LPT	Legge sulla pianificazione del territorio

LR	Livello di rete
MW	Megawatt
NCCS	National Centre for Climate Service
NECP	National Energy and Climate Plan di tutti gli Stati membri dell'UE
NET	Tecnologie a emissioni negative
NOVA	Ottimizzazione della rete prima del potenziamento e ampliamento
NPE	Scenario «Nuova politica energetica» delle PE2050
NT	Scenario «National Trends» del TYNDP 2020
NTC	Net Transfer Capacity (capacità di trasporto)
NV	Scenario «Nessuna variazione» delle PE2050 e PE2050+
OAEI	Ordinanza sull'approvvigionamento elettrico
OPT	Ordinanza sulla pianificazione del territorio
PC	Pompa di calore
PCI	Projects of Common Interest (progetti di interesse comune)
PE	Prospettive energetiche
PECD	Pan European Climate Database
PHEV	Plug-in-Hybrid electric vehicle (veicolo elettrico ibrido plug-in)
PIL	Prodotto interno lordo
Power-to-X	Power-to-X
PSE	Piano settoriale Elettrodotti
PtL	Power-to-Liquid
RCP	Representative Concentration Pathway
RS2025	Rete strategica di Swissgrid al 2025
SCR CH	Scenario di riferimento per la Svizzera
SCR	Scenario di riferimento
SE 2050	Strategia energetica 2050
SECO	Segreteria di Stato dell'economia
SES	Fondazione svizzera per l'energia
SWV	Associazione svizzera di economia delle acque
t	Tonnellata
TIR	Camion
TSO	Transmission System Operator (= GRT)
TWh	Terawattora
TYNDP	ten year network development plan (piano di sviluppo delle reti) dell'ENTSO
UE	Unione Europea
UFAM	Ufficio federale dell'ambiente
UFE	Ufficio federale dell'energia
UFT	Ufficio federale dei trasporti
USD	United States Dollar
UST	Ufficio federale di statistica
VCL	Veicoli commerciali leggeri
WEO	World Energy Outlook

Bibliografia

1	Rete strategica 2025, Swissgrid , 2015 https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/projects/strategic-grid/sg2025-brochure-it.pdf
2	TYNDP 2020 Szenario Report, ENTSO, 2020 https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/wp-content/uploads/2020/06/TYNDP_2020_Joint_ScenarioReport_final.pdf
3	Prospettive energetiche 2050+, UFE, 2021 https://www.bfe.admin.ch/bfe/it/home/politica/prospettive-energetiche-2050-plus.html
4	Studio sul potenziale di sviluppo dell'energia idroelettrica in Svizzera, UFE, 2019 https://www.bfe.admin.ch/bfe/it/home/novita-e-media/comunicati-stampa/mm-test.msg-id-76258.html
5	Dichiarazione della Tavola rotonda sull'energia idroelettrica, DATEC, 2021 https://www.admin.ch/gov/it/pagina-iniziale/documentazione/comunicati-stampa.msg-id-86432.html
6	World Energy Outlook, AIE, 2019 https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019
7	Scenari dell'evoluzione demografica della Svizzera 2015 –2045, UST, 2015 https://www.bfs.admin.ch/bfsstatic/dam/assets/350324/master
8	Sviluppo del PIL svizzero secondo diversi scenari, SECO, 2019 https://www.seco.admin.ch/seco/it/home/wirtschaftslage---wirtschaftspolitik/wirtschaftspolitik/Wachstumspolitik/szenarien_bip-entwicklung_schweiz.html
9	Prospettive di traffico 2040, ARE, 2016 https://www.aren.admin.ch/aren/it/home/mobilita/basi-e-dati/prospettive.html
10	Studio «Analisi della collaborazione tra Svizzera e UE in materia di energia elettrica» (disponibile solo in tedesco), Frontier Economics, 2021 https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/68913.pdf (visitato il ;
11	Rapporto sull'analisi nazionale dei rischi. Catastrofi e situazioni d'emergenza in Svizzera 2020. UFPP 2020 https://www.babs.admin.ch/content/babs-internet/it/aufgabenbabs/gefahrdrisiken/natgefahrdanalyse/_jcr_content/contentPar/tabs/items/fachunterlagen/tabPar/downloadlist/downloadlists/232_1605254488661.download/KNSRisikobericht2020-it.pdf