



Winterreserve: Bereitschaftstest 2024

Bericht der ElCom

Bern, Mai 2024

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	2
Management Summary	3
Résumé.....	5
1 Einleitung	7
2 Prozesstest	9
2.1 Rechtsbasis Prozesstest.....	9
2.2 Testkonzept und Eckwerte Prozesstest.....	9
2.3 Zwischenfazit Prozesstest.....	10
3 Energietest.....	11
3.1 Rechtsbasis	11
3.2 Vorarbeiten	11
3.2.1 Testkonzept und Eckwerte	11
3.2.2 Organisation und Vorbereitung – Definition der Rahmenbedingungen	12
3.3 Durchführung.....	15
3.3.1 Kurzfristig umgesetzte Massnahmen zur Minimierung von Kosten und Umweltauswirkungen	15
3.3.2 Versetzung der RKW in Bereitschaftsbetrieb am 16.02.2024	15
3.3.3 REMIT-Meldung	16
3.3.4 Monitoring während des Tests	16
3.3.5 Nicht Verfügbarkeit von Birr ab dem 13.02.2024	16
3.3.6 Partielle Substitution von Birr mit längerem Einsatz von Cornaux (+1h)	16
3.4 Resultate	17
3.4.1 Verfügbarkeit und Bereitschaft der Reservekraftwerke	17
3.4.2 Verfügbarkeit und Bereitschaft der NSG Pools.....	19
3.4.3 Verfügbarkeit und Bereitschaft der Wasserkraftreserve	20
3.4.4 Teilnehmerumfrage	20
3.5 Testkosten	22
3.6 Erkenntnisse aus dem Energietest	22
4 Schlussfolgerungen und Aussichten	25
5 Glossar	26
6 Anhang.....	26

Management Summary

Nach Inkrafttreten der Verordnung über die Einrichtung einer Wasserkraftreserve vom 7. September 2022 wurden die notwendigen rechtlichen, administrativen und operativen Schritte zur Einrichtung einer Stromreserve unternommen. Dies mit dem Ziel, die Versorgungssicherheit bei unvorhergesehenen Engpässen zu erhöhen. Nach dem aktuell geltenden Artikel 25 Absatz 1 der Winterreserveverordnung (WResV) ist die ElCom beauftragt, die Errichtung und die Vorhaltung der Wasserkraftreserve, die Verfügbarkeit und Bereitschaft der Anlagen in der ergänzenden Reserve, die übrige Umsetzung der Stromreserve und den Vollzug durch die Netzgesellschaft zu überwachen.

Im Hinblick auf die Nachrüstung oder den Neubau von Kraftwerken und die Etablierung von neuartigen Prozessen ist es sinnvoll, das Risiko einer Nichtverfügbarkeit, das im Falle eines tatsächlichen Bedarfs an der Winterreserve auftreten könnte, zu minimieren. Hierfür eignet sich ein ganzheitlicher Bereitschaftstest auf nationaler Ebene mit allen Beteiligten an der Winterreserve.

Im Oktober 2023 wurde ein erster Test der Prozesse (ohne Energielieferung) durchgeführt, gefolgt von einem Test mit Energielieferung im Februar 2024. Dieser Test untersuchte die Prozesse zwischen Swissgrid, ElCom und den Reservebetreibern. Dabei sollten insbesondere die Verfügbarkeit und Bereitschaft der Winterreserve überprüft und die Qualität des Testabrufs gemessen werden, um die Risiken im Falle eines realen Abrufs der Winterreserve zu minimieren.

Das Design des Tests und die Organisation der Testleitung waren geeignet, um kurzfristige Massnahmen zur Anpassung des Designs sowie Minimierung von Kosten und Umweltauswirkungen umzusetzen, wie zum Beispiel die kurzfristige Beschaffung von Gas für den Betrieb der Dual-fuel Reservekraftwerke. Der Test ermöglichte ausserdem die Prüfung und Verfeinerung aller relevanten Prozesse der Winterreserve, einschliesslich teilnehmereigenen Prozessen wie Monitoring-Signalen zwischen NSG-Anlage und NSG-Aggregator, Schnittstellen zwischen RKW-Betreiber und Bilanzgruppen oder Gaslieferant.

Konkret wurden die Verfügbarkeit und Bereitschaft der Reservekraftwerke Cornaux und Monthey, des Pools von Notstromgruppen (NSG) sowie einzelner Anlagen der Wasserkraftreserve geprüft. Beim Abruf des Reservekraftwerks Cornaux wurde auch ein sogenannter "Fuel Switch" bei laufender Maschine durchgeführt: Cornaux wurde insgesamt für 5 Stunden abgerufen, davon 4 Stunden im Gasbetrieb und eine weitere Stunde im Ölbetrieb.

Die Energieerzeugung während des Tests erfolgte jeweils in einem Betriebszustand, in dem die maximale Leistung der einzelnen Anlage aktiviert war. Die Mindestdauer einer Aktivierung war in den meisten Fällen durch vertragliche oder technische Restriktionen vorgegeben. Falls dies nicht der Fall war, wurde für mindestens eine Stunde aktiviert. Eine Ausnahme bildeten die Anlagen der Wasserkraftreserve, für die eine geringe Leistung ausreichend war. Im Rahmen des Tests wurden 993.5 MWh abgerufen und auf dem Day-ahead Markt verkauft für 68'764.39 EUR. Die aktuelle Schätzung der Kosten für die Abrufentschädigung, der Reservierung von Gastransportkapazitäten abzüglich des Verkaufs der Energie liegt bei rund 705'000 CHF. Die endgültigen Zahlen, wie beispielsweise die Abrechnung der Abrufentschädigung für die Wasserkraftreserve, basieren auf den Marktpreisen für die Monate Mai und Juni.

Anhand des Tests konnten folgende wichtige Erkenntnisse gewonnen und nächste Schritte eingeleitet werden:

Die Verfügbarkeit und Bereitschaft der Reservekraftwerke Cornaux und Monthey und deren vertraglich vereinbarte Leistung von 30 bzw. 52 MW wurde geprüft und bestätigt. Die Verfügbarkeit und Bereitschaft des Pools von Notstromgruppen (NSG), der mit einer Gesamtleistung von 126.6 MW aktiviert wurde, wurde ebenfalls geprüft und bestätigt. Auch die Verfügbarkeit einzelner Anlagen der Wasserkraftreserve wurde geprüft und bestätigt. Das Reservekraftwerk Birr konnte aufgrund eines Brandschadens an einem Kabelendverschluss im Unterwerk nicht getestet werden.

Die Prozesse für die kurzfristige Reservation von Gastransportkapazität können weiter optimiert und evtl. neue Produkte mit der Gaswirtschaft etabliert werden. Die Arbeiten wurden in Zusammenarbeit mit der Gaswirtschaft eingeleitet.

In Bezug auf die Vergütung von Abrufen aus den Notstromgruppen wurde festgestellt, dass die für die Stromreserve festgelegten Mechanismen noch verfeinert werden müssen, damit alle Parteien (Produzenten, Bilanzgruppen, Systemdienstleister) angemessen vergütet werden können. Es wurden Arbeiten eingeleitet, um die notwendigen Anpassungen zu entwickeln.

Der Bedarf an weiteren Bereitschaftstests ist regelmässig zu beurteilen. Eine Nachholung des Tests für das Reservekraftwerk Birr sollte geprüft werden, sobald der Netzanschlusswieder in Betrieb genommen worden ist. Dies ist für Anfang Juli 2024 geplant. In regelmässigem Rhythmus, aber insbesondere bei neu kontrahierten Anlagen oder bei wesentlichen Änderungen an den IT-Systemen, sollte die Notwendigkeit einer Wiederholung eines solchen Tests neu bewertet werden; eine jährliche Neubewertung scheint angemessen. Für die Koordination und Durchführung der Tests müssen ausreichend Zeit und Ressourcen eingeplant werden.

Dieses Dokument zielt darauf ab, Transparenz in Bezug auf Planung, Durchführung und die Ergebnisse des Bereitschaftstests der Winterreserve zu schaffen. Im Wesentlichen werden damit die Ergebnisse und Erkenntnisse aus dem Test 2024 veröffentlicht und eine Grundlage für eine effiziente Planung und Durchführung einer eventuellen Wiederholung des Tests in der Zukunft geschaffen.

Résumé

Après l'entrée en vigueur de l'ordonnance du 7 septembre 2022 sur l'instauration d'une réserve hydroélectrique, les démarches juridiques, administratives et opérationnelles nécessaires pour instaurer une réserve d'électricité ont été entreprises en vue d'améliorer la sécurité de l'approvisionnement en cas de pénuries imprévues. Selon l'art. 25, al. 1, de l'ordonnance du 25 janvier 2023 sur une réserve d'hiver (OIRH ; RS 734.722), l'ElCom est chargée de surveiller l'instauration et la conservation de la réserve hydroélectrique, la disponibilité et la fonctionnalité des installations faisant partie de la réserve complémentaire, la mise en œuvre générale de la réserve d'électricité et l'exécution par la société nationale du réseau de transport.

Dans le cadre de la modernisation ou de la construction des centrales ainsi que de l'élaboration de nouveaux processus, il est pertinent de minimiser le risque d'indisponibilité qui pourrait survenir en cas de besoin réel de la réserve d'hiver. À cet effet, il convient de réaliser un test de fonctionnalité globale à l'échelle nationale en incluant tous les participants à la réserve d'hiver.

En octobre 2023, les processus ont été testés une première fois sans tenir compte de la fourniture d'énergie. Un autre test a été réalisé en février 2024 en incluant la fourniture d'énergie. Il a permis d'examiner les processus entre Swissgrid, l'ElCom et les exploitants de réserves en veillant tout particulièrement à vérifier la disponibilité et la fonctionnalité de la réserve d'hiver ainsi qu'à mesurer sa qualité afin de minimiser les risques en cas de réel recours à la réserve d'hiver.

La conception et la direction du test ont permis de mettre en œuvre des mesures à court terme visant à adapter la réserve et à minimiser les coûts et les effets sur l'environnement, telles que l'achat de gaz à court terme pour faire fonctionner les centrales de réserve biocombustibles. Par ailleurs, le test a permis de vérifier et d'affiner tous les processus importants de la réserve d'hiver, y compris les processus propres aux participants tels que les signaux de monitoring entre le groupe électrogène de secours et l'agrégateur de groupes électrogènes de secours ainsi que les interfaces entre l'exploitant de la centrale de réserve et les groupes-bilan ou le fournisseur de gaz.

Concrètement, la disponibilité et la fonctionnalité des centrales de réserve de Cornaux et de Monthey, du regroupement de groupes électrogènes de secours et de certaines installations de la réserve hydroélectrique ont été examinées. Dans le cadre du recours à la centrale de réserve de Cornaux, un changement de carburant a été testé alors que l'installation était en activité : sur cinq heures d'exploitation, la centrale de Cornaux a été alimentée au gaz pendant quatre heures et au pétrole pendant une heure.

Pendant le test, la production d'énergie était assurée conformément au mode d'exploitation correspondant à l'activation de la puissance maximale des différentes installations. Dans la plupart des cas, des restrictions contractuelles ou techniques déterminaient la durée minimale de l'activation. En l'absence de telles restrictions, la réserve était activée pour au moins une heure. Les installations de la réserve hydroélectrique constituaient une exception, dans la mesure où une faible puissance était suffisante. Dans le cadre du test, 993,5 MWh ont été sollicités et vendus sur le marché day-ahead pour 68 764,39 euros. Actuellement, les coûts liés à l'indemnisation en cas de recours et à la réservation de capacités de transport de gaz sont estimés à 705 000 francs en tenant compte de la vente de l'énergie. Les chiffres définitifs, tels que le décompte des indemnisations pour le recours à la réserve hydroélectrique, sont basés sur les prix du marché pour les mois de mai et de juin.

Le test a permis de tirer les conclusions importantes suivantes et d'engager les prochaines étapes :

La disponibilité et la fonctionnalité des centrales de réserve de Cornaux et de Monthey ainsi que leurs puissances contractuelles de respectivement 30 MW et 52 MW ont été vérifiées et confirmées. La disponibilité et la fonctionnalité du regroupement de groupes électrogènes de secours, qui a été activé avec une puissance totale de 126,6 MW, ont également été vérifiées et confirmées. Il en est de même

pour la disponibilité de certaines installations de la réserve hydroélectrique. La centrale de réserve de Birr n'a pas pu être testée en raison d'un incendie survenu au niveau d'un câble dans la sous-station.

Les processus pour la réservation de capacités de transport de gaz à court terme peuvent encore être améliorés et de nouveaux produits peuvent éventuellement être établis avec l'économie gazière. Des travaux ont donc été engagés en collaboration avec cette dernière.

En ce qui concerne la rétribution du recours aux groupes électrogènes de secours, les mécanismes définis pour la réserve d'électricité doivent encore être affinés afin que toutes les parties (producteurs, groupes-bilan, prestataires de services-système) soient rémunérées convenablement. Des travaux concernant les adaptations nécessaires sont en cours.

La nécessité de réaliser d'autres tests de fonctionnalité doit être évaluée régulièrement. Il convient d'examiner si un test peut être réorganisé à la centrale de réserve de Birr dès qu'elle sera de nouveau raccordée au réseau, ce qui est prévu pour début juillet 2024. La nécessité de répéter de tels tests doit être évaluée tout particulièrement pour les installations faisant l'objet d'un contrat récent et en cas de changements majeurs des systèmes informatiques. Une réévaluation annuelle semble appropriée. Il convient de prévoir suffisamment de temps et de ressources pour la coordination et la réalisation des tests.

Le présent document vise à garantir la transparence en ce qui concerne la planification, la réalisation et les résultats du test de fonctionnalité de la réserve d'hiver. Il présente les résultats et les conclusions qui ont été tirées du test 2024 et offre une base pour la planification et la réalisation de futurs tests.

1 Einleitung

Die Stromversorgungssicherheit ist für die Schweiz von entscheidender Bedeutung und ein zentrales Anliegen des Bundesrats, der Organe der Bundesverwaltung sowie der Akteure der Energiewirtschaft. Der Bundesrat setzt auf vier Säulen, um diese zu stärken: Erstens auf den raschen Ausbau der inländischen erneuerbaren Energien; zweitens auf den Ausbau sicher abrufbarer und klimaneutraler Stromerzeugung im Winter; drittens auf eine strategische Energiereserve als erste Absicherung ausserhalb des Marktes für ausserordentliche Knappheitssituationen; und viertens auf die Einrichtung einer zweiten komplementären Absicherung mit zusätzlicher Produktion (ergänzende Reserve¹). Die ersten drei Säulen sind im Entwurf des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vom 18. Juni 2021 (Mantelerlass) enthalten. Vor dem Hintergrund der angespannten Versorgungslage im Energiebereich hat der Bundesrat beschlossen, die dritte und vierte Säule auf dem Verordnungsweg vorzuziehen, damit diese bereits ab Winter 2022/2023 zur Verfügung stehen. Am 7. September 2022 hat er zunächst die Verordnung über die Errichtung einer Wasserkraftreserve verabschiedet, die am 25. Januar 2023 durch den Erlass der Verordnung über die Errichtung einer Stromreserve für den Winter (WResV; SR 734.722) grundsätzlich ergänzt wurde². Die WResV sieht eine Winterreserve vor, die von Speicherkraftwerksbetreibern gebildet wird, die eine bestimmte Energiemenge zurückhalten, und die mit Reservekraftwerken (RKW) sowie Notstromgruppen (NSG) und Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK-Anlagen) ergänzt wird.

Die auf diese Weise beschafften Anlagen sollten in der Lage sein, die kontrahierte Leistung in einer Notsituation sicher und zuverlässig zu aktivieren. Insbesondere ist zu beachten, dass die Winterreserve nicht nur aus bestehenden Anlagen – wie zum Beispiel Wasserkraftwerken – besteht, sondern auch aus Anlagen, die hierfür neu gebaut oder umgebaut werden mussten, wie zum Beispiel Reservekraftwerke oder relativ kleine dezentrale Anlagen, die mit neuen Schnittstellen für die Kommunikation und Steuerung ausgestattet wurden, wie NSG und WKK-Anlagen. Die Durchführung von Tests ist daher ein wesentlicher Schritt, um die Verfügbarkeit und Einsatzbereitschaft sicherzustellen. Die ElCom hat gemäss Artikel 25 Absatz 1 WResV den Auftrag, die Errichtung und die Vorhaltung der Wasserkraftreserve, die Verfügbarkeit und Bereitschaft der Anlagen in der ergänzenden Reserve, die übrige Umsetzung der Stromreserve und den Vollzug durch die Netzgesellschaft zu überwachen.

Zwischen Sommer 2023 und Anfang 2024 wurden verschiedene Arbeiten durchgeführt, die in einem Energietest zwischen dem 19. und 23. Februar 2024 mündeten. Die Tests der Winterreserve wurden nach festgelegten Testkonzepten (Abschnitte 2.2 und 3.2.1) und nach festgelegten Eckwerten durchgeführt. Generell wurde das Verfahren zum Abruf der Stromreserve gemäss Artikel 18 WResV getestet, d.h. so realistisch wie möglich angelehnt an einen Abruf in einer realen Knappheitssituation. Einige unverhältnismässige Aufwendungen wurden vermieden, indem Bedingungen simuliert und Annahmen getroffen wurden, wie in den einzelnen Kapiteln ausführlicher beschrieben.

Dieses Dokument zielt darauf ab, Transparenz in Bezug auf Planung, Durchführung und die Ergebnisse des Bereitschaftstests der Winterreserve zu schaffen. Im Wesentlichen werden damit die Ergebnisse und Erkenntnisse aus dem Test 2024 veröffentlicht und eine Grundlage für eine effizientere Planung und Durchführung einer eventuellen Wiederholung des Tests in der Zukunft geschaffen. Der Bericht gliedert sich in zwei Hauptteile. Zunächst wird in Kapitel 2 der Test der Prozesse vorgestellt. Kapitel 3 berichtet über den Energietest. Kapitel 4 enthält die Schlussfolgerungen und einen Ausblick.

¹ Die ergänzende Reserve kann mit folgenden Anlagen gebildet werden:

- Kraftwerke, die mit Gas oder anderen Energieträgern betrieben werden (Reservekraftwerke) und als Zweistoffanlagen betrieben werden können; vom Zweistoffanfordernis kann abgewichen werden, (s. Art. 6 WResV)
- NSG und WKK-Anlagen.

² Erläuternder Bericht zur Verordnung über die Errichtung einer Stromreserve für den Winter (Winterreserveverordnung, WResV), SR 734.722, 25.01.2023.

Aus Datenschutzgründen werden in diesem Bericht anonymisierte und/oder aggregierte Daten bereitgestellt. Ausgenommen sind Informationen, die für die allgemeine Öffentlichkeit von besonderem Interesse sind und Informationen, die bereits öffentlich zugänglich sind.

2 Prozesstest

Aus technischer Sicht erfordert der Abruf der Anlagen der Winterreserve nach WResV die Einrichtung verschiedener Systeme zur Überwachung und Steuerung der Anlagen und zur Übermittlung von Daten zwischen den verschiedenen Akteuren. Voraussetzung dafür ist der Abschluss aller administrativen Vorbereitungen und vor allem die Definition der Prozesse zwischen den Parteien, welche im Rahmen dieses Berichts als gegeben vorausgesetzt werden.

An einem Abrufprozess sind viele Parteien beteiligt, namentlich die Strombörse, die Übertragungsnetzbetreiberin, die Regulierungsbehörde, das Bundesamt für Energie, die Anlagenbetreiber, die Anlageneigentümer und die an der Winterreserve beteiligten Systemdienstleister und Bilanzgruppenverantwortlichen. Aufgrund der Komplexität und der neu einzurichtenden Strukturen und Prozesse wurden die Abrufprozesse zunächst ohne einen Energieabruf getestet.

Der Prozesstest wurde auf zwei öffentlichen Informationsveranstaltungen am 07.09. und 13.09.2023 vorgestellt. Die Einladung wurde an alle an der Winterreserve beteiligten Systemdienstleister und Bilanzgruppen verschickt. Ein erster Prozesstest wurde vom 23.10. bis 27.10.2023 durchgeführt, bei dem alle Prozesse ohne Energieabruf getestet wurden.

2.1 Rechtsbasis Prozesstest

Folgende Dokumente bilden die Rechtsbasis für die Durchführung eines Prozesstests:

- Verordnung über die Errichtung einer Stromreserve für den Winter (WResV) SR 734.722
- Vertrag zwischen Swissgrid und Betreibern der Wasserkraftreserve: Rahmenvertrag für die Teilnahme an der Wasserkraftreserve
- Verträge zwischen dem Bund oder Swissgrid und den Betreibern von Reservekraftwerken
- Verträge zwischen dem Bund oder Swissgrid und den Aggregatoren von Notstromgruppen
- Bilanzgruppenverträge zwischen Swissgrid und den Bilanzgruppenverantwortlichen;
- Weisung 2/2023 der ElCom: Abrufordnung der Kraftwerke der Winterreserve 2022/2023 (die Weisung für den Winter 2023/2024 wurde am 10.11.2023 veröffentlicht)

2.2 Testkonzept und Eckwerte Prozesstest

Der Prozesstest wurde nach einem von Swissgrid und der ElCom entworfenen Testkonzept durchgeführt.

	Prozesstest
Datum	23.10. – 27.10.2023
Teilnehmer	Operativ: Swissgrid, ElCom, Betreiber Anlagen Winterreserve, Aggregatoren NSG, Bilanzgruppen, EPEX Subsidiär/Beobachter: BFE, BWL, OSTRAL

Inhalt	Alle Prozesse zwischen folgende Parteien wurden getestet: ElCom oder Swissgrid ↔ Betreiber Anlagen Winterreserve oder Aggregatoren NSG Die Meldungen der EPEX sind Teil der getesteten Prozesse. Nachgelagerte Prozesse nach dem Anlagenbetreiber oder NSG-Aggregator, wie z.B. Schnittstellen zwischen NSG-Aggregator und NSG-Eigentümer, werden von den dafür Verantwortlichen einzeln getestet (nicht von der Testleitung). Meldungen von Fehlern, die ausserhalb der regulären Prozesse auftreten, können der Testleitung weitergegeben werden
getestete Phasen	- Phase 0 : Versetzen in Bereitschaft der Reservekraftwerke - Phase 1 : Day-ahead - Phase 2 : Intraday - Phase 3 : Post-Scheduling - Phase 5 : Abrechnung

Wiederholung Prozesstest

Eine Wiederholung des Prozesstests nach der ersten Durchführung im Oktober 2023 fand vom 22.01. bis 24.01.2024 statt. Die Phasen der Überführung der Reservekraftwerke in die Betriebsbereitschaft, gefolgt von den Day-Ahead- und Intraday-Abrufen, wurden erfolgreich durchlaufen. Die Erkenntnisse aus dem vorangegangenen Prozesstest sowie die Optimierung der IT-Systeme und Kommunikationsschnittstellen wurden umgesetzt und getestet. Beim Post-Scheduling wurden bei der ersten Durchführung Mängel festgestellt, die behoben und in der Wiederholung des Prozesstests erfolgreich getestet werden konnten.

2.3 Zwischenfazit Prozesstest

Der Prozesstest war eine sehr aufschlussreiche Übung. Die zeitkritischen Abrufprozesse haben bis auf kleine formelle Beanstandungen einwandfrei funktioniert. Beim Post-scheduling hingegen konnten diverse offene Punkte aufgezeigt werden. Diese konnten nach der ersten Durchführung korrigiert werden, ohne dass Kosten im Zusammenhang mit einer tatsächlichen Energielieferung (oder Nichtlieferung) anfallen wie beispielsweise Ausgleichsenergiekosten.

Das Testdesign war geeignet, um verbesserungsbedürftige Punkte und die Notwendigkeit einer möglichen Wiederholung des Tests zu ermitteln, die auch tatsächlich stattfand.

Die aktive Beteiligung der Marktteilnehmer bei der Testvorbereitung und -durchführung ist hervorzuheben. Im Rahmen einer Umfrage unter den Teilnehmern wurde die Möglichkeit, Anfang 2024 einen Energietest durchzuführen, als positiv bewertet. Weitere Rückmeldungen bestätigten, dass auf einer Skala von 1 bis 6 die durchschnittliche Bewertung für die Nützlichkeit des Prozesstests 5.1 betrug. 7 Teilnehmer/innen hielten einen Energietest für unnötig, 4 für hilfreich und 6 für notwendig.

Als weiteres Ergebnis des Prozesstests äusserten einige Betreiber von Anlagen der Wasserkraftreserve den Wunsch, auch mit einem kurzen Abruf am Energietest teilzunehmen. Für diese Kraftwerke ist ein Kurzabruf eine Option, die keinen wesentlichen Eingriff in die Mengen der Wasserkraftreserve verursacht.

3 Energietest

Bei einem Prozesstest ohne Energieabruf werden naturgemäss nicht alle operativen Systeme verwendet (und getestet), da die Abrufsignale an geeigneter Stelle, vor der eigentlichen Aktivierung der Produktionsanlage, ausgeschaltet werden müssen und nicht mehr weitergeleitet werden. Das bedeutet, dass ein vollständiger Test der Signal- und Datenübertragung bis hin zur Aktivierung der Maschinen und der Prüfung der effektiven Verfügbarkeit und Produktion von elektrischer Energie nur mit einem Energietest durchgeführt werden kann. Zudem kann ein reiner Prozesstest keine Aussage darüber treffen, ob die zu aktivierenden Einheiten auch tatsächlich gestartet werden können und über einen definierten Zeitraum Energie produzieren können.

Wie der Prozesstest erforderte auch der Energietest den Abschluss aller administrativen Vorbereitungen und der vertraglichen Vereinbarungen zwischen den Parteien. Hier ist festzuhalten, dass der Energietest eine umfangreichere Koordination der vertraglichen Vereinbarungen zwischen den Parteien erforderte, da die tatsächliche Aktivierung der Produktionsanlagen im Vergleich zum einfacheren Prozesstest weitreichende vertragliche, administrative und finanzielle Aspekte hat. Die Anpassung bestehender Verträge (siehe die beiden "Addenda" im nächsten Abschnitt) war eine Voraussetzung für die Durchführung des Energietests und wurde von den betroffenen Parteien (Swissgrid sowie Bund und Reservebetreiber) erfolgreich vorgenommen.

3.1 Rechtsbasis

Folgende Dokumente bilden die Rechtsbasis für die Durchführung eines Energietests:

- Verordnung über die Errichtung einer Stromreserve für den Winter (WResV) SR 734.722
- Vertrag zwischen Swissgrid und Betreibern der Wasserkraftreserve: Rahmenvertrag für die Teilnahme an der Wasserkraftreserve
- Verträge zwischen dem Bund oder Swissgrid und den Betreibern von Reservekraftwerken
- Verträge zwischen dem Bund oder Swissgrid und den Aggregatoren von Notstromgruppen
- Addendum 1 zwischen Swissgrid und den Betreibern von Anlagen der Winterreserve: Abruf der Stromreserve zu Testzwecken
- Addendum für den Energietest zwischen dem Bund und den Betreibern von Reservekraftwerken oder den Aggregatoren von Notstromgruppen
- Weisung 5/2023 der ElCom: Abrufordnung der Kraftwerke der Winterreserve 2023/2024 (von der Abrufreihenfolge kann im Rahmen des Energietests abgewichen werden)

3.2 Vorarbeiten

3.2.1 Testkonzept und Eckwerte

Zur Vorbereitung und Koordination verschiedener Aspekte des Tests wurde von der ElCom und Swissgrid ein Testkonzept entwickelt, wie dies bereits für den Prozesstest geschehen war. Dieses wurde mit verschiedenen Stakeholdern, insbesondere dem Bundesamt für Energie BFE, dem Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung BWL und der Organisation für Stromversorgung in Ausserordentlichen Lagen (OSTRAL), abgestimmt und in verschiedenen Gremien oder Arbeitsgruppen vorgestellt. Das Testkonzept wurde einige Wochen vor dem Test an die Testteilnehmer verteilt.

Neben dem Testkonzept legte die ElCom auch die wichtigsten Eckwerte fest, um die Rahmenbedingungen für den Energietest zu definieren.

Wie beim Testkonzept fanden auch hier Beratungen, Präsentationen und Diskussionen in den oben genannten Arbeitsgruppen und Ausschüssen oder durch direkten bilateralen Austausch statt.

Die wichtigsten Punkte dieser beiden Dokumente sind im folgenden Abschnitt aufgeführt.

3.2.2 Organisation und Vorbereitung – Definition der Rahmenbedingungen

Testleitung

Die ElCom hat Swissgrid mit der operativen Durchführung des Tests beauftragt. Der Test wurde von der ElCom und Swissgrid geleitet.

Test Zweck

Die Verfügbarkeit und Bereitschaft der Anlagen in der Stromreserve soll durch einen Test überprüft werden. Der Ablauf für den Abruf der Stromreserve gemäss Artikel 18 WResV soll möglichst realitätsnah getestet werden. Unverhältnismässige Aufwendungen können durch die Simulation von Bedingungen und Annahmen vermieden werden.

Anlagen

Hauptsächlich sollen Anlagen getestet werden, die für die ergänzende Reserve bereitgestellt sind, vorausgesetzt, sie haben eine Vereinbarung mit dem Bund und mit Swissgrid für den Winter 2023/2024 abgeschlossen. Darunter sind insbesondere die RKW (Birri/AG, Cornaux/NE und Monthey/VS) und die NSG (aggregiert durch die 5 Aggregatoren BKW, CKW, EWZ, Primeo Energie und VGT)³ zu verstehen.

Auch Anlagen, die einen Zuschlag für die Wasserkraftreserve 2023/2024 erhalten haben, können getestet werden, insbesondere wenn diese Teilnahme von Marktakteuren im Rahmen des Prozesstests beantragt wurde (siehe Abschnitt 2.3). Die Teilnahme solcher Anlagen ist freiwillig und der Abruf erfolgt in kleinen Mengen. Die ElCom hat entschieden, dass die Energiemengen, die zu Testzwecken aus der Wasserkraftreserve abgerufen werden, insgesamt nicht mehr als 0.5 Prozent des Inhalts der Wasserkraftreserve betragen sollten. Der Einbezug von Anlagen der Wasserkraftreserve erscheint aufgrund der erstmaligen Durchführung des Tests, der sehr begrenzten Anzahl der vorgesehenen Wasserkraftwerke im Test, des nicht nennenswerten Abrufs von Energiemengen aus der Wasserkraftreserve und der Freiwilligkeit der Beteiligung der Wasserkraftwerksbetreiber angemessen.

Auftragserteilung an Swissgrid

Bei einem Testabruf fehlt es an Bilanzgruppen, die short⁴ bleiben und deshalb gemäss Artikel 18 Absatz 2 Buchstabe b WResV einen Bedarf an der Stromreserve anmelden. Diese Situation muss daher künstlich herbeigeführt werden, indem eine Bilanzgruppe die zu Testzwecken abzurufende Energie am day-ahead-Markt platziert und so eine offene Position schafft. Das Fachsekretariat der ElCom hat die verschiedenen Lösungsoptionen umfassend mit Swissgrid diskutiert. Nach Auffassung der ElCom bestand die naheliegendste und effizienteste Lösung darin, die zu Testzwecken produzierte Energie in die Bilanzgruppe von Swissgrid zu liefern, welche damit, soweit möglich, ihre Wirkenergieverluste deckt und die Restmenge im day-ahead-Markt verkauft und so die für den Test erforderliche offene Position schafft.

³Siehe die Medienmitteilung vom 07.12.2023: [Bund unterzeichnet weitere Verträge mit Poolern von Notstromgruppen \(admin.ch\)](#), zuletzt abgerufen am 16.04.2024, um 10:35

⁴ Als «short» werden Bilanzgruppen definiert, welche einen Stromverbrauch geplant haben, aber die entsprechende Menge nicht selbst produzieren werden oder von Dritten gekauft haben.

Mit Schreiben vom 16.01.2024 ordnete die ElCom gegenüber der Swissgrid AG die Durchführung des Energietests auf der Grundlage von Artikel 25 Absatz 2 WResV an und bestätigte in diesem Zusammenhang insbesondere Folgendes:

- Die zu Testzwecken vorgesehene Energie wird durch die Bilanzgruppe der Swissgrid abgenommen.
- Über den Tarif für Wirkenergieverluste dürfen maximal Marktpreise für die zu diesem Zweck abgenommene Energie verrechnet werden. Übrige Aufwände für den Abruf und den Verkauf der Energie wie insbesondere:
 - Abrufentschädigung an die Reservebetreiber
 - Kosten für die Gastransportkapazität
 - allfällige Ausgleichsenergiekosten
 - Gebühren für den Börsenhandel

werden über das Netznutzungsentgelt bzw. den Tarif der Stromreserve, abzüglich der Einnahmen aus der Vermarktung der Energie abgerechnet. Die Anrechenbarkeit dieser Kosten als Kosten der Stromreserve stellt die ElCom nötigenfalls auf Gesuch hin gemäss dem bereits etablierten Prozess mit einer Feststellungsverfügung fest.

Testzeitpunkt

Für den Winter 2023/2024 ist die Wasserkraftreserve gemäss den Eckwerten der ElCom für die Errichtung einer Wasserkraftreserve im hydrologischen Jahr 2023/2024 in Weisung 3/2023 von Donnerstag 1. Februar 2024 bis Montag 13. Mai 2024 (0:00 Uhr) vorzuhalten. Die Verfügbarkeitsperiode der Reservekraftwerke Birr, Cornaux und Monthey läuft vom 1. Dezember bis zum 31. Mai (Art. 11 WResV). Die Verfügbarkeit der NSG ist in den vom Bund abgeschlossenen Verträgen festgelegt und hat am 15.02.2024 begonnen. Der Test wurde zum erstmöglichen Zeitpunkt durchgeführt, ab dem die ergänzende Reserve für den Winter 2023/2024 vollständig verfügbar war.

Das Startdatum des Tests wurde somit auf den 16.02.2024 festgelegt.

Testumfang

Die Energieerzeugung während des Tests sollte in einem Betriebszustand erfolgen, in dem die maximale Leistung jeder einzelnen Anlage aktiviert ist. Eine Ausnahme bilden die Anlagen der Wasserkraftreserve, für die eine geringe Leistung ausreichend ist. Umgekehrt sollte jedoch die Dauer der Aktivierung so kurz wie möglich gehalten werden, vorausgesetzt, der Zweck des Tests wird erreicht.

Nach Prüfung verschiedener Optionen wurden kürzere⁵ Aktivierungen bevorzugt. Eine längere Aktivierung hätte die Brennstoffversorgungsketten und ihre Logistik auf die Probe auf die Probe gestellt, aber auch erfordert, dass die Anlagen mehrere Tage lang laufen, was in Bezug auf Kosten und Umweltauswirkungen unverhältnismässig erschien. Konsultationen mit dem BFE, BWL, OSTRAL und Swissgrid hatten ergeben, dass es gewisse Bedenken hinsichtlich der Verfügbarkeit der NSG gab, insbesondere bei längeren Aktivierungen. Im nächsten Abschnitt folgen weitere Ausführungen dazu.

Längerer Betrieb der NSG

Gegen einen längeren Betrieb der NSG (z.B. einen 48h-Betrieb um die Brennstoffbeschaffung ebenfalls zu testen) sprechen Einschränkungen durch die Luftreinhalteverordnung (LRV; SR 814.318.142.1) sowie durch die Vorgaben über den Lärmschutz und die Nutzung der Abwärme, die nicht aufgehoben werden können, solange die Verordnung über den Betrieb von Reservekraftwerken und NSG im Winter

⁵ Die Mindestdauer einer Aktivierung ist in den meisten Fällen durch vertragliche oder technische Restriktionen vorgegeben. Falls dies nicht der Fall war, wurde für mindestens eine Stunde aktiviert.

2023/24 und Frühjahr 2024⁶ nicht in Kraft tritt. Diese würde per Definition nur im Falle einer drohenden oder bestehenden Knappheitssituation in Kraft treten. Darüber hinaus ist ein längerer Betrieb auch mit höheren Kosten verbunden, die letztlich vom Endverbraucher getragen werden müssen. Unter den aktuellen Rahmenbedingungen können daher nur Anlagen, die sowohl über einen Partikelfilter als auch über ein DeNO_x-System verfügen – die als "stationäre Motoren" und nicht als NSG eingestuft werden können – für den verlängerten Betrieb geprüft werden. Aufgrund der Nichtverfügbarkeit solcher Anlagen in den verschiedenen Pools wurde auf diese Option verzichtet.

Testablauf

Der sequentielle Abruf der verschiedenen Reserveteile (Wasserkraftreserve, RKW und NSG) sowie der sequentielle Abruf einiger wichtiger Kraftwerke innerhalb desselben Reserveteils wurde beschlossen, um überlappende Risiken im Zusammenhang mit möglichen Ausfällen zu vermeiden. Der Test lief über die nachfolgend aufgelisteten Phasen. Da mehr als ein Aktivierungstag benötigt wurde, wiederholten bzw. überlappten sich die verschiedenen Phasen und führten dazu, dass mehr als eine Phase gleichzeitig stattfinden konnte.

- Phase 0: Versetzen in Bereitschaft
- Phase 1: Day-ahead
- Phase 2: Intraday
- Phase 3: Post-Scheduling
- Phase 5: Abrechnung

Der Test untersuchte insbesondere die Prozesse zwischen Swissgrid, ElCom und den Reservebetreibern. Nachgelagerte Prozesse hinter dem Anlagenbetreiber oder NSG-Aggregator, wie z. B. Schnittstellen zwischen NSG-Aggregator und NSG-Eigentümer, wurden von den dafür Verantwortlichen einzeln getestet (nicht von der Testleitung). Meldungen von Fehlern oder Ausfällen, die ausserhalb der regulären Prozesse auftreten, konnten der Testleitung weitergeleitet werden.

Treffen zwischen Testleitung und Teilnehmern

Die Testleitung traf sich mit den einzelnen Kraftwerksbetreibern, um individuelle Gespräche zu führen. Dies geschah zusätzlich zu dem Kick-off-Meeting, das am 17. Januar 2024 in einer grösseren Gruppe mit allen Betreibern und dem BFE stattfand. Die Einzelgespräche waren entscheidend, um die Details der Verfügbarkeit und die Besonderheiten der Kraftwerke zu klären. Obwohl die Verfügbarkeit der Anlagen nach der WResV und den Verträgen theoretisch gewährleistet sein sollte, ging es bei diesen Gesprächen generell darum, unverhältnismässige Aufwände und Kosten für alle Beteiligten zu vermeiden, insbesondere zum Nutzen der Endverbraucher. Beispiele sind die Abrufplanung mit Minimierung des Ausgleichsenergieerisikos oder die Wahl des Brennstoffs für die Dual-Fuel-Kraftwerke. Der endgültige Abrufplan für jeden Testteilnehmer wurde auf der Grundlage dieser Informationen festgelegt.

Abrufentschädigung

Die Entschädigung für den Abruf aus der ergänzenden Rücklage (RKW und NSG) erfolgt gemäss Art. 20 WResV. Nach Art. 20 Abs. 2 wird der Abruf von Anlagen in der Wasserkraftreserve gemäss Ziff. 4.2 der Weisung ElCom 3/2023 (Eckwerte für die Errichtung einer Wasserkraftreserve im hydrologischen Jahr 2023/2024) entschädigt. Die Berechnung der Abrufentschädigung von Anlagen der Wasserkraftreserve versucht bestmöglich, den Wert des Wassers per 13. Mai 2024 anzunähern und so Fehlanreize zu vermeiden. Den Wasserkraftbetreibern sollte es daher indifferent sein, das Wasser am 13. Mai 2024 zu erhalten oder einen Abruf aus der Reserve (auch für Testzwecke) zu bekommen.

⁶ Medienmitteilung 21.12.2022: [Energie: Bundesrat setzt Verordnung über den Betrieb von Reservekraftwerken und Notstromgruppen in Kraft \(admin.ch\)](#)

Brennstoffwahl

Wird Gas als Brennstoff für die Reservekraftwerke verwendet, müssen die Kosten für die Reservierung der Gastransportkapazität berücksichtigt werden. Für das Reservekraftwerk (RKW) Monthey bestand die einzige Möglichkeit, einen Test mit Sicherheit durchzuführen darin, die Gastransportkapazität eines ganzen Monats zu reservieren. Für die Dual-Fuel-Reservekraftwerke Birr und Cornaux wurde jedoch aufgrund der hohen Kostenschätzung und der Möglichkeit, mit Öl zu testen, keine gesicherte Gastransportkapazität im Voraus beschafft. Die Möglichkeit, kurzfristig Gaskapazitäten zu beschaffen, wurde wenige Tage vor dem Abruf erneut in Erwägung gezogen, insbesondere im Hinblick auf eine mögliche deutliche Kostenreduzierung (siehe Abschnitt 3.3.1 unten). Dank der Erkenntnisse aus dem Test wurden weitergehende Optimierungen mit der Gaswirtschaft angestossen.

Fahrplan des Abrufs

Gemäss den festgelegten und oben beschriebenen Bedingungen und gestützt auf die Koordination mit den Beteiligten hat die ElCom den Abrufplan in einer 15-Minuten-Granularität für alle einzelnen Teilnehmer erstellt. Diese Information wurde Swissgrid von der ElCom am 13.02.2024 mitgeteilt. Aufgrund der öffentlichen Relevanz wurde die Information umgehend per REMIT-Meldung transparent gemacht. Siehe Abschnitt 3.3.3.

3.3 Durchführung

3.3.1 Kurzfristig umgesetzte Massnahmen zur Minimierung von Kosten und Umweltauswirkungen

Die enge Abstimmung und kooperative Einstellung der Reservekraftwerksbetreiber ermöglichte es, in der Woche vor dem Abruf kurzfristig die Möglichkeit der Gasbeschaffung und vor allem der Gastransportkapazität nur für die Testtage zu prüfen. Die Gaspreise am Markt lagen am 15.02.2024 bei moderaten 28 EUR/MWh, was inklusive Transport und CO₂-Abgaben zu deutlich geringeren Kosten und Umweltemissionen für den Gasbetrieb geführt hätte.

Auf dieser Grundlage wurde der Abruf in Cornaux wie folgt festgelegt: Der Abruf wurde hauptsächlich mit Gas als Brennstoff durchgeführt und die entsprechende Beschaffung wurde freigegeben. Aufgrund des Ausfalls von Birr (siehe Abschnitt 3.3.5) und der Möglichkeit des Dual-Fuel-Betriebs wurde auch ein sogenannter "Fuel Switch" bei laufender Maschine durchgeführt. Cornaux wurde daher für 5 Stunden abgerufen, davon 4 Stunden im Gasbetrieb und eine weitere Stunde im Ölbetrieb.

Eine weitere Massnahme zur Minimierung der Kosten und Umweltauswirkungen wurde ebenfalls umgesetzt: Die Bundesverträge für die Aufnahme von NSG sehen für alle Anlagen, die in die Winterreserve einbezogen werden, einen Aufnahmetest (im Folgenden "Testlauf") von mindestens 4 Stunden vor⁷. In den Wochen vor dem Test waren verschiedene Aggregatoren noch in der Lage, Anlagen mit einer Leistung in Höhe von insgesamt 18.5 MW unter Vertrag zu nehmen, die den Testlauf hätten durchführen müssen. Statt getrennter Aktivierungen (für den Testlauf und für den Winterreserve-Energietest) konnten durch die Kombination dieser beiden Prozesse Kosten eingespart und Umweltauswirkungen vermindert werden. Für diese neuen Anlagen (insgesamt 18.5 MW) wurde die Abrufdauer für den Energietest auf 4 Stunden festgelegt.

3.3.2 Versetzung der RKW in Bereitschaftsbetrieb am 16.02.2024

Der operativ wichtigste Teil des Energietests begann mit der Überführung der Reservekraftwerke in den Bereitschaftsbetrieb. Dies erfolgte am 16. Februar 2024 mit Anordnung der ElCom per E-Mail an alle Reservekraftwerksbetreiber und an die Swissgrid.

⁷ Siehe dazu das «Produktdatenblatt Produzent – «Notstromgruppe für die Winterreserve» für die Winter 2023 bis 2026» (PDF, 01.11.2023) unter: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/winterreserve.html>, zuletzt abgerufen am 10.04.2024, 11:25 Uhr.

3.3.3 REMIT-Meldung

Die Meldung der Fahrpläne von der ElCom an Swissgrid erfolgte am 13. Februar 2024. Auf dieser Grundlage wurden die aggregierten Mengen auf der IIP-Plattform veröffentlicht (Anhang 1). Die rechtzeitige Information gewährleistete die Transparenz und Nicht-Diskriminierung für alle Marktteilnehmer gewährleistet. Aufgrund des Ausfalls des Unterwerks in Birr (am 13.02.2024 abends, siehe weitere Informationen im Abschnitt 3.3.5. unten) wurde die REMIT-Meldung ebenfalls umgehend angepasst. (Anhang 2)

3.3.4 Monitoring während des Tests

Während der Testtage fanden tägliche Abstimmungen zwischen der Testleitung und allen Testteilnehmern statt, um den Rückblick, die Planung und den Ausblick auf die Aktivitäten sowie den eventuellen Bedarf für einen erneuten Test zu besprechen.

Darüber hinaus beobachtet die Testleitung täglich in einer weiteren Besprechung verschiedene Aspekte der Markt- und Versorgungssituation. Dazu zählten:

- die allgemeine Marktlage;
- Ausfälle von Kraftwerken;
- die Netzsituation und Ausfälle von Netzelementen;
- die Beschaffung von Regelleistung, Bedarf an Regelenergie und Überwachung der Menge an freien Geboten;
- die letzten bekannten Regelenergiepreise.

Die tägliche Bewertung der Markt- und Versorgungssituation diente der frühzeitigen Erkennung kritischer Situationen, insbesondere um eine schnelle Reaktion und im Extremfall eine sofortige Unterbrechung des Tests zu ermöglichen. Beispiele für kritische Situationen sind solche, die zu hohen Ausgleichsenergiepreisen, zu einem Risiko unzureichender Regelreserven oder Abhilfemassnahmen oder zu einem realen Bedarf an Winterreserve führen können.

3.3.5 Nicht Verfügbarkeit von Birr ab dem 13.02.2024

Am Dienstag, 13. Februar 2024 ist in der 220-kV-Freiluftschaltanlage im Unterwerk Birr (AG) ein Kabelendverschluss in Brand geraten. Die Feuerwehr konnte den Brand zeitnah löschen. Das betroffene Schaltfeld war in der Folge spannungslos und wurde ausser Betrieb genommen. Durch den Vorfall wurde der Netzanschluss an das Reservekraftwerk Birr beschädigt und das Kraftwerk war von diesem Zeitpunkt an auf unbestimmte Zeit nicht mehr verfügbar⁸. Es wurde kein direkter Zusammenhang zwischen dem Vorfall und dem nationalen Energietest festgestellt, der eine Woche später hätten stattfinden sollen. Dennoch hatte der Vorfall Auswirkungen auf den Testplan, der kurzfristig angepasst wurde, mit der logischen ersten direkten Folge, dass das RKW Birr in dieser Woche nicht getestet werden konnte.

3.3.6 Partielle Substitution von Birr mit längerem Einsatz von Cornaux (+1h)

Eine weitere Folge des Vorfalls am Kabelendverschluss im Unterwerk (UW) Birr war, dass der geplante teilweise Ölbetrieb einiger Maschinen im RKW Birr nicht getestet werden konnte. Cornaux konnte den Ausfall jedoch kurzfristig durch eine Verlängerung des Betriebs partiell substituieren. Eine vollständige Substitution der geplanten Energieproduktion aus Birr (250 MW für 2h, also 500 MWh) wäre nicht zielführend gewesen, da das Ziel darin bestand, die Anlagen und Abrufprozesse zu testen und nicht die reine Energieproduktion. Durch das Ausweichen auf Cornaux konnte ebenfalls ein Ölbetrieb getestet werden.

Aufgrund der technischen Eigenschaften und der Möglichkeit, den Verschleiss der Maschine während des Start- und Stoppvorgangs zu vermeiden, wurde ein sogenannter "Fuel Switch" bei laufender

⁸ Medienmitteilung Swissgrid: [Unterwerk Birr: Brand eines Kabelendverschlusses \(swissgrid.ch\)](https://www.swissgrid.ch/de/medienmitteilungen/2024/0213-Unterwerk-Birr-Brand-eines-Kabelendverschlusses)

Maschine vereinbart. Dies ermöglichte eine Verlängerung der Laufzeit um nur eine Stunde. Ein Full-Stopp und Neustart wären mit längeren Betriebszeiten verbunden gewesen.

3.4 Resultate

3.4.1 Verfügbarkeit und Bereitschaft der Reservekraftwerke

Die Reservekraftwerke in Monthey und Cornaux wurden am 16.02.2024 von der ElCom aufgefordert, ab dem 19.02.2024 um 23:59 Uhr betriebsbereit zu sein gemäss der Weisung der ElCom 5/2023 Abschnitt 6.1. Beide RKW haben die Anordnung umgehend bestätigt.

Darüber hinaus wurden die Verfügbarkeit und Bereitschaft der Reservekraftwerke anhand weiterer Kriterien geprüft, nämlich die Einhaltung der Zeitpunkte des Abrufs und die Genauigkeit des Abrufs, welche im Allgemeinen zur Beurteilung der Qualität der getätigten Aktivierung dienen.

Einhaltung der Zeitpunkte des Abrufs T_{start} und T_{end} und Rampen

Beide Reservekraftwerke haben die Zeitpunkte des Abrufs (T_{start} und T_{end}) pünktlich getroffen. Dabei ist zu beachten, dass die von Swissgrid vorgegebene Rampe 5 Minuten vor T_{start} startet, und 5 Minuten nach T_{start} endet. Das gleiche gilt für das Ende des Abrufs bei T_{end} . In Abbildung 1 ist die gemessene Rampe eines RKW dargestellt. Abweichungen zwischen dem vorgegebenen Fahrplan und der tatsächlichen Lieferung sind mit Ausgleichsenergiekosten verbunden und werden über den branchenüblichen Prozessen abgerechnet.

Abweichungen zum Soll-Fahrplan

Einleitend ist auf einige Eigenschaften der Messdaten hinzuweisen: Die Messdaten der RKW werden alle 10 Sekunden (Abtastrate 0.1 s^{-1}) abgetastet. Die Einhaltung eines Rampenprofils ist technisch schwieriger als die Einhaltung des festen Zielwertes (100%ige Aktivierung), woraus folgt, dass das Gewicht eines Fehlers während der Rampen von der Länge der Aktivierung abhängt. Da die Länge der Aktivierung nicht für alle Anlagen gleich lang ist und der Fehler während der Rampen im Hinblick auf die Testzwecke nicht besonders interessant ist, muss ein genauer Indikator für die Qualität des Abrufs gewählt werden, der das berücksichtigt.

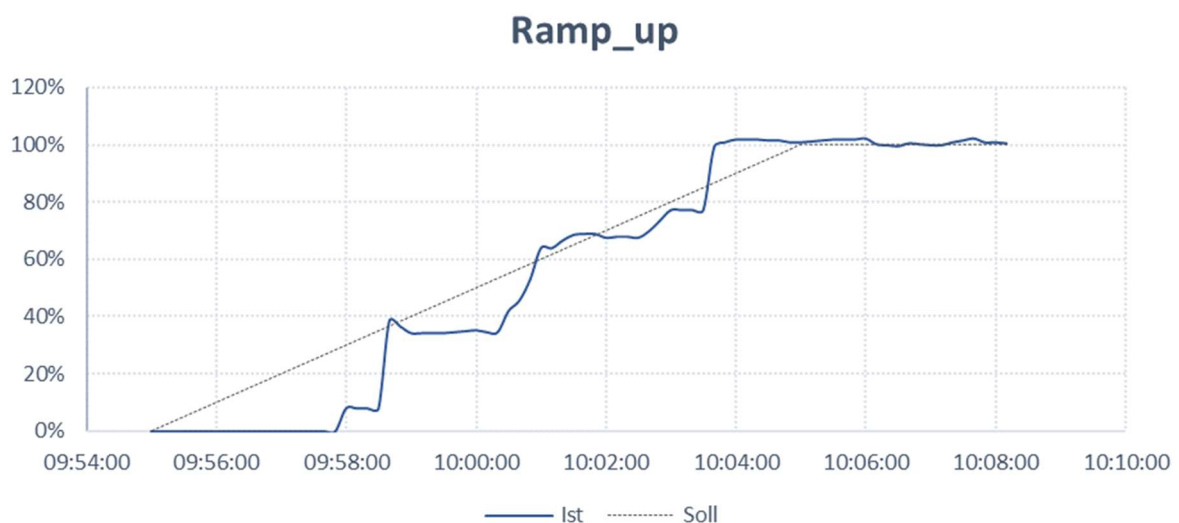


Abbildung 1: Sollwerte für die Rampe zur Aktivierung und Messwerte eines Reservekraftwerks um 10:00 Uhr.

Die gelieferte Leistung eines Reservekraftwerks wird anhand der Berechnung des Mittelwerts der Leistung P_{mean} und der Standardabweichung σ nach Formel (1) ermittelt, wobei $P_{ist}(i)$ die gemessene Leistung zu dem Zeitpunkt i ist und N_1 die Anzahl der Messpunkte zwischen ($T_{start} + 5\text{min}$) und ($T_{end} - 5\text{min}$) ist.

$$P_{mean} = \frac{1}{N_1} \sum_{i=1}^{N_1} P_{ist}(i) \quad , \quad \sigma = \sqrt{\frac{1}{N_1} \sum_{i=1}^{N_1} (P_{ist}(i) - P_{mean})^2} \quad (1)$$

Darüber hinaus wurden der Durchschnitt und der Median der Abweichungen (Sollwert minus Istwert) berechnet, und aufgrund der aufgeführten Bemerkungen ist der Medianwert der Abweichung dank seiner Robustheit gegenüber Ausreissern, die vor allem während dynamischer Änderungen des Leistungswerts auftreten, für die Bestimmung der Abweichungen repräsentativer als der Durchschnitt. Vollständigkeitshalber sind in den Resultaten beide Werte aufgeführt.

Der Durchschnitt (in Prozent) wird nach der folgenden Formel berechnet, wobei $P(i)$ die Leistung zu dem Zeitpunkt i ist und N_2 die Anzahl der Messpunkte ist. Zum Beispiel wird ein Abruf von 5 Stunden mit einer Abtastrate von 0.1 s^{-1} und Rampen von 5 Minuten vor und nach dem Ende der Aktivierung mit $N_2 = (2 \cdot 5 \text{ min} + 5 \cdot 60 \text{ min}) \cdot 60 \frac{\text{s}}{\text{min}} \cdot 0.1 \text{ s}^{-1} = 1'860$ Messpunkte aufgezeichnet.

$$\text{Durchschnitt der Abweichungen} = \frac{1}{N_2} \sum_{i=1}^{N_2} \frac{|P_{soll}(i) - P_{ist}(i)|}{P_{soll_max}} \quad (2)$$

Der Median ist derjenige Messwert, der genau „in der Mitte“ steht, wenn man die prozentualen Abweichungen ($|P_{soll}(i) - P_{ist}(i)|/P_{soll_max}$) der Grösse nach sortiert.

Wie aus den Resultaten in der Tabelle 1 hervorgeht, hielten sich die RKW zuverlässig an ihren Fahrplan. Die Abweichungen vom Soll-Fahrplan liegen bei 1,33% und 2,77% (Medianwert) für beide RKW.

Schliesslich ist bei der Bewertung dieser Werte zu beachten, dass die Summe des absoluten Werts der Abweichung, wie in Formel (2) oben beschrieben, bedeutet, dass sich die Abweichungen in positiver und negativer Richtung in 10-sekündiger Auflösung nicht gegenseitig aufheben, sondern addieren. Anders ist dies bei der Berechnung der Ausgleichsenergie in 1/4-Stunden-Auflösung, wonach sich Abweichungen in entgegengesetzter Richtung in einem bestimmten Zeitintervall gegenseitig ausgleichen. Die vorliegenden Ergebnisse bilden somit einen fundierteren Wert für die Qualität des Abrufs.

Tabelle 1: Abruf von Reservekraftwerken und Abweichung zwischen dem Abrufsignal und der gemessenen Aktivierung.

	Gelieferte Leistung P_{mean}	Standard-abweichung σ	Median der Abweichungen	Durchschnitt der Abweichungen
RKW				
Cornaux / NE	30.3 MW	1.36 MW	1.33 %	3.18 %
Monthey / VS	52.0 MW	0.12 MW	0.19 %	2.77 %

Die Verfügbarkeit und Bereitschaft der Reservekraftwerke Cornaux und Monthey und deren in den Bundesverträge vertraglich vereinbarte Leistung von 30 bzw. 52 MW wurde geprüft und bestätigt.

Die Abweichung bei der Energielieferung beträgt weniger als 1.5%

3.4.2 Verfügbarkeit und Bereitschaft der NSG Pools

In der Vorwoche zum Test wurde die Leistung der zu aktivierenden NSG mit den Aggregatoren feinabgestimmt, was zu einer Korrektur führte, im Vergleich zu einer bei der Planung der Tests vorgesehenen Verfügbarkeit von 131 MW. Die von den Aggregatoren gemeldete Leistung kann angepasst werden, wenn z. B. eine Anlage ausfällt oder neue Anlagen unter Vertrag genommen werden. Im Hinblick auf den Energietest wurden alle angekündigten Anpassungen rechtzeitig entsprechend den Prozessen der Winterreserve vorgenommen. Die Abweichungen zwischen der abgerufenen und gemessenen Leistung werden nach den gleichen Formeln wie bei den Reservekraftwerken berechnet. Ein Unterschied im Abrufprozess im Vergleich zu den RKW ist die Anordnung des Übergangs in den Bereitschaftsbetrieb, der bei den NSG-Pools nicht erforderlich ist. Einzelheiten zum Verfügbarkeitszeitraum sind in Abschnitt 3.2.2. zu finden.

Alle Pooler haben die Bereitschaft und Verfügbarkeit bestätigt, indem sie ihre gepoolten Anlagen zu den erforderlichen Zeiten pünktlich gestartet und gestoppt haben. Die Ergebnisse der Auswertung der Messdaten sind in Tabelle 2 unten dargestellt.

Tabelle 2: Abruf von Notstromgruppen durch die Aggregatoren und Abweichung zwischen dem Abrufsignal und der gemessenen Aktivierung.

	Gelieferte Leistung	Median der Abweichungen	Durchschnitt der Abweichungen
NSG Aggregatoren	126.6 MW	11.5 %⁹	13.3 %¹⁰
- Pooler 1		5.3 %	10.0 %
- Pooler 2		11.7 %	11.5 %
- Pooler 3		7.7 %	14.8 %
- Pooler 4		30.2 %	29.2 %
- Pooler 5		21.6 %	22.9 %

Die Verfügbarkeit und Bereitschaft des Pools von Notstromgruppen welche mit einer Gesamtleistung von 126.6 MW aktiviert wurde, wurde geprüft und bestätigt.

Die Abweichung bei der Energielieferung liegt bei 11.5%.

⁹ Gewichteter Durchschnitt über alle Aggregatoren

¹⁰ Gewichteter Durchschnitt über alle Aggregatoren

3.4.3 Verfügbarkeit und Bereitschaft der Wasserkraftreserve

Auch wenn die Verfügbarkeit der Wasserkraftreserve aufgrund der in Betrieb befindlichen Anlagen nach Überprüfung der Abrufprozesse in der Regel als gegeben angesehen werden kann, wurde von einigen Betreibern der Wasserkraftwerke auch ein Testabruf in kleinerem Umfang gewünscht. Die Prüfung der Wasserkraftreserve beschränkte sich daher aus Sicht der Testleitung auf den korrekten Umgang mit den Signalen sowie auf die Meldung etwaiger Störungen durch die Betreiber und die Analyse möglicher Auffälligkeiten in der Ausgleichsenergieabrechnung der jeweiligen Bilanzgruppe.

Eine einzige Meldung wurde von einem Betreiber registriert, welcher aufgrund einer fehlerhaften Post-scheduling-Aktion die produzierte Energie weiterverkauft hatte, anstatt sie in die Swissgrid-Bilanzgruppe zu übertragen. Dies hat zu einer Short-Position geführt, die aber nicht auf eine fehlerhafte Produktion zurückzuführen ist, sondern wie erwähnt auf eine Aktion im Post-Scheduling-Prozess. Korrekturmassnahmen wurden vom Betreiber bereits umgesetzt. Dies bestätigt insbesondere die Nützlichkeit eines Energietests – ein solcher Vorfall bleibt bei reinen Prozesstests unbemerkt.

Nach den beschriebenen Kriterien wurden im Zusammenhang mit dem Abruf keine relevante Störung oder Hinweise auf eine fehlerhafte Produktion festgestellt.

Die Verfügbarkeit und Bereitschaft einzelner Anlagen der Wasserkraftreserve wurde geprüft und bestätigt.

3.4.4 Teilnehmerumfrage

Nach den wichtigsten operativen Phasen des Tests, d. h. am Ende der Post-Scheduling-Phase, aber noch vor dem endgültigen "Settlement" der Aktivierungen, wurde eine Umfrage unter den Teilnehmern durchgeführt, um alle für das Testmanagement relevanten Details zu erfassen, die in die Unterlagen und Dokumentation aufgenommen werden sollten. Besonderes Augenmerk wurde auch auf die Beurteilung der Notwendigkeit einer Wiederholung der Tests gelegt, z. B. in Form von regelmässigen jährlichen Tests. Die aufschlussreichen Kommentare und Auswertungen werden nachfolgend vorgestellt..

Frage: Auf einer Skala von 1 bis 6 (1= nicht nützlich, 6 = äusserst nützlich), wie nützlich war Ihrer Meinung nach der Winterreserve-Energietest?

Antwort:



Anmerkung: Zwei Teilnehmer, die eine Bewertung von 1 abgegeben haben, vertreten das RKW Birr, das aufgrund des Ausfalls in der Schaltanlage nicht aktiviert werden konnte. Ohne Berücksichtigung dieser Antworten beträgt der Mittelwert der Bewertungen 4.9.

Frage: Wurde ein Prozess oder ein Aspekt der Winterreserve nicht getestet oder fehlte?

Antworten:

- Intraday-Prozess, aber unserer Meinung nach nicht erforderlich
- Auf der [Marktteilnehmer Name]-Seite konnten wir die WKR-Delegationen nicht testen.
- Prozesse im Zusammenhang mit der BG-Nachfrage (P07, P10, P22, P26, P27, P28, P32) & Intraday-Aktivierung

Weitere 10 Teilnehmer antworteten «Nein».

Frage: Wurden bei dem Test Störungen/Problemen auf Ihrer Seite festgestellt?

Antworten:

- Ja, verschiedene kleinere Probleme: Autoarchivierung im Mail-Postfach; Summenformeln Onlinemonitoring; Korrekte Telefonnummern hinterlegen; Verteilung der abgerufenen Wasserkraftreserve auf die korrekten Kraftwerke nur durch SG möglich. Sollte alles innerhalb von ein, zwei Wochen erledigt werden können
- Problem beim Businesstyp C89, wurde behoben.
- Wir sind auf ein paar Probleme mit der Instrumentierung und andere Probleme gestossen, die sich nicht direkt auf den Betrieb auswirken, aber von der Wartungsabteilung behoben werden müssen.
- Problem bei einer Anlage auf Seite Anlagenbetreiber.
- Ja, Integration von C89 in das TPS aufgrund einer nicht umgesetzten Konfiguration vom Pre-PROD zum PROD System.
- ja, geringe Schwankungen in der Produktion; vielleicht nur ein Messproblem.
- Ja: 1) Aktivierungs-E-Mail nicht bei allen Parteien angekommen / grösser / wird derzeit analysiert; 2) Fehler im Scheduling-Systems / geringfügig (ausser dass wir aufgrund dieses Problems mit Ausgleichsenergiekosten konfrontiert waren) / gelöst"
- Es traten einige Probleme bei der Erstellung des entsprechenden TPS-Schedule auf, die wir rechtzeitig vor dem Versand des TPS beheben konnten. In dieser Hinsicht war der Test sehr nützlich für uns, um solche Probleme herauszufinden.

Weitere 5 Teilnehmer haben keine Störung oder Problem gemeldet

Die regelmässigen Tests wurden von den Teilnehmern wie folgt bewertet:

	Ja	Neutral	Nein
Regelmässige Tests sind nützlich	9	2	2
Regelmässige Tests sind notwendig	5	2	6
Es ist möglich, regelmässige Tests mit eigenen internen Tests zu kombinieren	6	3	3

Zusammenfassend lässt sich aus der Umfrage unter den Testteilnehmern ableiten, dass der Test als nützlich bis äusserst nützlich eingestuft wurde. Verschiedene Prozesse und Verfahren konnten verfeinert und verbessert werden, wodurch die Risiken eines fehlerhaften Ablaufs im Falle einer realen Aktivierung der Winterreserve minimiert wurden. Regelmässige Tests wurden von der Mehrheit als nützlich, aber möglicherweise nicht notwendig eingestuft, betreffend die Notwendigkeit sind die Antworten sehr individuell. Es scheint daher wichtig zu sein, die individuellen Meinungen der einzelnen Anlagenbetreiber regelmässig zu überprüfen.

3.5 Testkosten

Die bei dem Bereitschaftstest verursachten Kosten werden zum Teil von den beteiligten Parteien (die ElCom, das BFE, und den Testteilnehmern) selbst getragen, etwa Verwaltungskosten.

Weitere Kostenpositionen, die über den Stromtarif für die Stromreserve abgerechnet werden, sind die Abrufentschädigung nach der Winterreserve-Verordnung, die Reservierung von Gastransportkapazitäten für die Reservekraftwerke und die Vorbereitungsaufwände von Swissgrid. Die bei den Tests erzeugte Energie von 993.5 MWh wurde auf dem Energiemarkt (Day-Ahead) für 68'764.39 EUR verkauft, dieser Betrag wurde zur Kostensenkung verwendet. Die aktuelle Schätzung der Kosten für die Abrufentschädigung liegt bei rund 362'000.- CHF und für die Reservierung von Gastransportkapazitäten bei rund 410'000.- CHF. Wie im Beispiel der Wasserkraftreserve basiert die endgültige Abrechnung der Abrufentschädigung auf den Marktpreisen für den Monat Mai und Juni, weshalb eine endgültige Zahl noch folgen wird.

Es ist anzumerken, dass ein tatsächlicher Einsatz der Winterreserve mit der Vermarktung der Energie an die Bilanzgruppen, die sich nicht selbst auf dem Markt versorgen konnten, zu einer deutlich höheren Bewertung der Energie führen würde – der Spotpreis läge bei 4'000, EUR/MWh im Vergleich zu den durchschnittlichen 69 EUR/MWh während der Testtage. Diese Einnahmen, die zur Senkung der Kosten verwendet würden, wären mindestens 60 Mal höher.

3.6 Erkenntnisse aus dem Energietest

Die Planung und Durchführung eines Tests der Winterreserve auf nationaler Ebene ermöglicht es, die Verfügbarkeit und Bereitschaft der Anlagen sowie das damit verbundene Funktionieren der Schnittstellen zwischen den Beteiligten und aller Prozesse im Allgemeinen zu testen. Allein durch die hohe Anzahl der Beteiligten – neben den direkten Teilnehmern auch die Behörden, die Arbeitsgruppen wie die AG Versorgungssicherheit, die Steuerungsgremien und -ausschüsse – erfordert die Abstimmung der Rahmenbedingungen verschiedene Iterationen, die für die Terminierung eines solchen Tests vorgesehen und mit ausreichenden Reserven eingeplant werden müssen.

Weitere Reserven im Zeitplan müssen für eventuelle Wiederholungen oder Verlängerungen des Tests eingeplant werden, die während der Durchführung als notwendig erkannt werden. Aufgrund der Vermarktung der Energie auf dem D-1-Markt reicht ein Reservetag nicht aus, am besten ist eine Reservewoche einzuplanen.

Die Teilnahme von Akteuren der Privatwirtschaft kann auf drei Gründen oder einer Kombination davon beruhen: einer soliden gesetzlichen Anforderung, einem eigenen Bedarf oder einer freiwilligen und kooperativen Haltung der Teilnehmer. Die Aufnahme von zwei Addenda sowohl in die Verträge zwischen dem Bund und den Betreibern als auch in die Abrufvereinbarung von Swissgrid, die regeln, dass die gleichen Bedingungen wie für einen normalen Abruf auch für Tests gelten, hat dazu beigetragen, die Testbedingungen besser zu definieren.

Die Testleitung wurde eingeladen, während des Abrufs einige Reservekraftwerke zu besuchen, was neben der Analyse der Messdaten und persönlichen Gesprächen besonders wertvolle Eindrücke über die tatsächliche Verfügbarkeit der Anlagen und des Personals sowie über die Komplexität und die technischen Merkmale der Anlagen vermittelte.

Ausreichende Zeit und Ressourcen für die Koordination der Stakeholder und die Durchführung des Tests sind erforderlich.

Der Brand an einem Kabelendverschluss im Unterwerk Birr am 13.02.2024 führte dazu, dass das Reservekraftwerk Birr nicht getestet werden konnte. In einer normalen Situation hätte die geplante Produktion von einem anderen Kraftwerk übernommen werden müssen. Im Rahmen des Tests wurde eine teilweise Substitution von Birr durch Cornaux durchgeführt, wobei eine vollständige Substitution

keine zusätzlichen Erkenntnisse gebracht hätte. Bei der Brennstoffwahl wurde kurzfristig (4 Arbeitstage vor dem Abruf) nationale und internationale Gastransportkapazität beschafft, wodurch die Kosten des Abrufs durch die Verbrennung von Gas statt Öl minimiert und erhebliche Umweltauswirkungen reduziert wurden. Das Reservekraftwerk Cornaux produzierte also eine zusätzliche Stunde mit Öl über die ursprünglich geplanten 4 Stunden hinaus, die letztlich mit Gas betrieben wurden.

Ausserdem wurde der notwendige Testlauf für die Aufnahme neuer NSG in den Pool der Winterreserve zusammen mit dem Bereitschaftstest durchgeführt. Einige NSGs wurden daher während der Testwoche für 4 Stunden abgerufen und erfüllten damit den Testlauf gemäss den Vereinbarungen mit dem Bund. Die Auswertung dieser Ergebnisse im Rahmen des Bereitschaftstests machte einen zusätzlichen Abruf nicht erforderlich. Diese Anlagen wurden somit in den Pool der verfügbaren Anlagen der Winterreserve direkt aufgenommen.

Design des Tests und Organisation der Testleitung war angebracht, um kurzfristige Massnahmen zur Anpassung des Designs und Minimierung von Kosten und Umweltauswirkungen erfolgreich umzusetzen.

Durch die Prüfung der reinen Prozesse ohne Energielieferung und später durch den Test mit Energielieferung konnten die Prozesse zum Abruf der Winterreserve verfeinert werden. Ausgehend von der E-Mail der ElCom für den Übergang in den Bereitschaftsbetrieb, der Nichtschliessung der Strombörse und den Prozessen von Swissgrid und allen Betreibern der Kraftwerke in der Winterreserve konnten die internen Systeme und die Schnittstellen zwischen den Akteuren verfeinert werden.

Insbesondere der Energietest stellte alle produktiven Systeme auf den Prüfstand, so dass die Auswertung der Messsignale mit realen Werten auch eine genaue Überprüfung der Abrufprozesse einschliesslich der Post-Scheduling- und Abrechnungsphasen ermöglichte.

Das Testdesign war für die Erreichung des Testzwecks geeignet. Die Verfügbarkeit und Bereitschaft der Anlagen in der Winterreserve wurden geprüft und die Risiken im Falle eines realen Abrufs der Winterreserve minimiert. Der Test ermöglicht die Prüfung und Verfeinerung auch von Teilnehmer-eigenen Prozessen.

Die NSG-Aggregatoren nehmen eine zentrale Rolle ein, indem sie Verträge mit den NSG-Eigentümern sowie mit Swissgrid und dem Bund abschliessen¹¹. Letztlich sollen damit die Anforderungen nach WResV erfüllt werden. Die abgeschlossenen Verträge sehen für den Test ein Vergütungskonzept vor, das noch verfeinert werden muss, damit alle Parteien (Produzenten, Bilanzgruppen, Systemdienstleister) angemessen vergütet werden können. Das aktuelle Konzept entspricht nicht in allen Details den Mechanismen des Poolingkonzepts des Verbands Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE).

Dank des Tests konnte diese Unstimmigkeit aufgedeckt werden; insbesondere ist anzumerken, dass das Testdesign mit kurzen Aktivierungen und mit einem durchschnittlichen Spotpreis von 69 EUR/MWh, der weit von den Preisen in einer Knappheitssituation entfernt ist, hilfreich war, um keine gravierenden Auswirkungen zu verursachen. Swissgrid, das BFE und subsidiär die ElCom haben damit begonnen, auf der Grundlage der Ergebnisse des Tests eine langfristige Lösung zu entwickeln.

¹¹Siehe dazu das «Produktdatenblatt Produzent – «Notstromgruppe für die Winterreserve» für die Winter 2023 bis 2026» (PDF, 01.11.2023) unter: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/winterreserve.html>, zuletzt abgerufen am 10.04.2024, 11:25 Uhr.

Und die «Rahmenvereinbarung für die Teilnahme von Aggregatoren von Notstromgruppen und/oder Wärme-Kraft-Koppelungsanlagen an der ergänzenden Reserve» unter [Branchenverträge und Anhänge \(swissgrid.ch\)](#), zuletzt abgerufen am 16.04.2024, 10:27 Uhr.

Der Vergütungsmechanismus für Notstromgruppen ist zu verfeinern.

Der Abruf ist für Kraftwerke, die nicht regelmässig produzieren, eine umso grössere Herausforderung. Während Wasserkraftwerke im regulären Betrieb sind, ist ein Test für RKW und NSG wichtig. Insbesondere bei den NSG ist die Überprüfung der tatsächlichen Verfügbarkeit der Anlagen und des Pools ohne einen Test schwierig oder sogar unmöglich. Dies gibt einen Hinweis auf die Notwendigkeit weiterer Tests, wenn Änderungen an den Anlagen vorgenommen werden, wie z.B. der Umbau oder die Nachrüstung von RKW oder die Aufnahme von neuen RKW oder NSG.

Während die Anlagenbetreiber durch Gesetz oder Verträge mit dem Bund oder Swissgrid verpflichtet sind, die Anlagen durch Teilnahme an der Stromreserve bereitzuhalten, liefert ein einheitlicher Test auf nationaler Ebene mit Energieversorgung konkrete und verlässliche Werte. Dies erhöht die Sicherheit der funktionierenden Prozesse im Falle eines tatsächlichen Bedarfs an der Winterreserve.

Die Notwendigkeit eines Tests kann sich durchaus auch aus einem Bedarf der Reservebetreiber ergeben, wenn sie z.B. interne Prozesse oder IT-Systeme ändern oder wenn neue Anlagen kontrahiert werden. Insbesondere seien hier das BFE, Swissgrid, die RKW-Betreiber, die Aggregatoren der NSGs erwähnt.

Der Bedarf an regelmässigen Bereitschaftstests ist regelmässig zu prüfen.

4 Schlussfolgerungen und Aussichten

Zwischen Oktober 2023 und Februar 2024 wurden sowohl Prozesstests als auch einen Test mit Energielieferung der Winterreserve durchgeführt. Damit konnte die Verfügbarkeit und Bereitschaft der Winterreserve überprüft sowie die Qualität eines Abrufs gemessen werden.

Die beiden getesteten Reservekraftwerke in Cornaux und Monthey waren verfügbar und bereit und lieferten die vertraglich vereinbarte Leistung von 30 bzw. 52 MW. Insbesondere bestätigt die Analyse der Messdaten eine sehr hohe Genauigkeit der gefahrenen Fahrpläne. Die Abweichung zwischen der geplanten und gemessenen Produktion lag bei unter 1.5 Prozent.

Ebenfalls wurden sämtliche kontrahierten Notstromgruppen aus den Pools der fünf Aggregatoren BKW, CKW, EWZ, Primeo Energie und VGT abgerufen. Deren Gesamtleistung beträgt 126.6 MW. Die Analyse der Messdaten bestätigt eine gute Genauigkeit der gefahrenen Fahrpläne. Der Fehler zwischen der geplanten und gemessenen Produktion lag bei 11.5%.

Im Rahmen der Tests wurden auch einzelne Anlagen der Wasserkraftreserve geprüft. Ihre Bereitschaft und Verfügbarkeit wurden bestätigt

Erkenntnisse und Aussichten:

1. Ausreichende Zeit und Ressourcen für die Koordination der Stakeholder und die Durchführung des Tests sind erforderlich.
2. Das Design des Tests und die Organisation der Testleitung waren angebracht, um kurzfristige Massnahmen zur Anpassung des Designs und Minimierung von Kosten und Umweltauswirkungen erfolgreich umzusetzen. Die Prozesse für die kurzfristige Reservation von Gastransportkapazität können weiter optimiert und ev. neue Produkte im Zusammenhang mit der Gaswirtschaft etabliert werden. Die Arbeiten sind zusammen mit der Gaswirtschaft eingeleitet.
3. Der Test ermöglicht die Prüfung und Verfeinerung auch von Teilnehmer-eigenen Prozesse.
4. Der Testdesign war für die Erreichung des Testzwecks geeignet. Die Verfügbarkeit und Bereitschaft der Anlagen in der Winterreserve wurden geprüft und die Risiken im Falle eines realen Abrufs der Winterreserve minimiert.
5. Der Vergütungsmechanismus für Notstromgruppen ist zu verfeinern.
Es wurde eine Unstimmigkeit zwischen den im Rahmen der Winterreserve abgeschlossenen Verträgen und dem Pooling-Konzept der Branche bei den Abrechnungsprozessen von gepoolten Notstromgruppen festgestellt. Die Arbeiten zur Ausarbeitung der erforderlichen Anpassungen sind eingeleitet.
6. Der Bedarf an regelmässigen Bereitschaftstests ist regelmässig zu prüfen.
Eine Wiederholung des Tests für das Reservekraftwerk Birr sollte geprüft werden, sobald der Netzanschluss wieder in Betrieb genommen worden ist. Dies ist für Anfang Juli 2024 geplant. In regelmässigem Rhythmus, aber insbesondere bei neu kontrahierten Anlagen oder bei wesentlichen Änderungen an den IT-Systemen sollte die Notwendigkeit einer Wiederholung eines solchen Tests neu bewertet werden. Eine jährliche Neubewertung scheint angemessen.

Dieses Dokument zielt darauf ab, Transparenz in Bezug auf Planung, Durchführung und die Ergebnisse des Bereitschaftstests der Winterreserve zu schaffen. Im Wesentlichen werden damit die Ergebnisse und Erkenntnisse aus dem Test 2024 veröffentlicht und eine Grundlage für eine effiziente Planung und Durchführung einer eventuellen Wiederholung des Tests in der Zukunft geschaffen.

5 Glossar

Abkürzung	Bedeutung
BFE	Bundesamt für Energie
BWL	Bundesamt für Wirtschaftliche Landesversorgung
ElCom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
OSTRAL	Organisation für Stromversorgung in Ausserordentlichen Lagen
RKW	Reservekraftwerken
NSG	Notstromgruppe
VSE	Verbands Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
WKK	Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen
WResV	Verordnung über die Errichtung einer Stromreserve für den Winter (Winterreserveverordnung, SR 734.722)

6 Anhang

- Anhang 1: REMIT Meldung vom 13.02.2024, 15:04 Uhr
- Anhang 2: REMIT Meldung vom 14.02.2024, 17.27 Uhr

Message ID: 00000000000000000000000012_001

- UMM Info
- History

ID	12
Market Participant Name	Swissgrid AG
Market Participant Type	eic
Market Participant ID	10XCH-SWISSGRIDC
Message ID	00000000000000000000000012_001
Event Status	Dismissed
Event Start	2024-02-20 04:00:00
Event Stop	2024-02-21 19:00:00
Publication date/time	2024-02-13 15:04:43
Remarks	Information: At the request of the Swiss supervisory authority ElCom, Swissgrid (Swiss TSO) will coordinate an energy reserve test with hydroelectric reserve, thermal reserve power plant and emergency power groups between 20/02/2024 04:00 and 21/02/2024 19:00. During this period, an excess of approx. 1'452.80 MWh will be fed into the grid, which may have an impact on prices.
Status	Saved and Published
Created at	13.02.2024 15:04:43
Updated at	14.02.2024 17:40:34

Message ID: 000000000000000000000000000013_001

- UMM Info
- History

ID	13
Market Participant Name	Swissgrid AG
Market Participant Type	eic
Market Participant ID	10XCH-SWISSGRIDC
Message ID	000000000000000000000000000013_001
Event Status	Inactive
Event Start	2024-02-20 04:00:00
Event Stop	2024-02-21 19:00:00
Publication date/time	2024-02-14 17:27:59
Remarks	UPDATE (reduced amount of energy) Information: At the request of the Swiss supervisory authority ElCom, Swissgrid (Swiss TSO) will coordinate an energy reserve test with hydroelectric reserve, thermal reserve power plant and emergency power groups between 20/02/2024 04:00 and 21/02/2024 19:00. During this period, an excess of approx. 966.5 MWh will be fed into the grid, which may have an impact on prices.
Status	Saved and Published
Created at	14.02.2024 17:27:59
Updated at	21.02.2024 19:00:01