



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
SEKTION NETZE

Bericht vom 28. Juni 2023

Möglichkeiten der Stromverbrauchsreduktion zur Stärkung der Versorgungssicherheit



Datum: 28.06.2023

Ort: Bern

Auftraggeberin:

Bundesamt für Energie BFE
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer/in:

Consentec GmbH
Grüner Weg 1, DE-52070 Aachen
<http://www.consentec.de>

Zentrum für Energie und Umwelt (CEE)
Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW)
Bahnhofplatz 12, CH-8400 Winterthur
<https://www.zhaw.ch/de/sml/institute-zentren/cee/>

Autor/in:

Bernd Tersteegen, Consentec GmbH
Luise Bangert, Consentec GmbH
Alexander Hobert, Consentec GmbH
Christian Winzer, ZHAW
Ingmar Schlecht, ZHAW

BFE-Projektverantwortlicher: Mohamed Benahmed, mohamed.benahmed@bfe.admin.ch

BFE-Projektleiterin: Astrid Sontag, astrid.sontag@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/200423-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Bundesamt für Energie BFE

Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittigen; Postadresse: Bundesamt für Energie BFE, CH-3003 Bern
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Abkürzungsverzeichnis	5
1 Zusammenfassung	6
2 Hintergrund und Zielsetzung	9
3 Systematisierung von Möglichkeiten der Stromverbrauchsreduktion	15
3.1 Anwendungsfälle für Lastsenkung	15
3.2 Instrumente zum Einsatz von Lastsenkung	21
3.2.1 Hemmnisse für Lastsenkung als mögliche Anknüpfungspunkte	21
3.2.2 Mögliche Adressaten von Instrumenten	22
3.2.3 Arten von Instrumenten	24
3.2.4 Anwendungsfälle und Koordination der Instrumente	29
3.3 Potenziale für Lastsenkung	31
3.3.1 Definition von Potenzialen, Lastverschiebung und Lastverzicht	31
3.3.2 Datenquellen und Bewertung der Datenlage	35
3.3.3 Lastverschiebungspotenziale	36
3.3.4 Lastverzichtspotenziale in der Industrie und GHD	42
3.3.5 Potenziale von Haushalten	48
3.3.6 Fazit zu Potenzialen	52
3.4 Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten	57
3.4.1 Energieeffizienz	57
3.4.2 Systemdienstleistungen (Regelreserve)	58
3.4.3 (Andere) Reserveformen der Winterreserve	59
3.4.4 Massnahmen gemäss Landesversorgungsgesetz (LVG) (Sparappelle, selekt. Verbote, Kontingentierung, zykl. Abschaltung)	60
3.4.5 Instrumente untereinander	61
4 Ausgestaltung einer Verbrauchsreserve	62
4.1 Produktmerkmale	62
4.1.1 Reserveprodukt	63
4.1.2 Reservebeschaffung und Teilnahmevergütung für Leistungsvorhaltung	63
4.1.3 Reserveabruf und Vergütung für die gelieferte Energiemenge	65

4.2	Umsetzung	68
4.2.1	Aufgaben und Rollen	68
4.2.2	Zeitlicher Ablauf	69
4.2.3	Zahlungen	71
4.3	Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten.....	73
4.3.1	StromBoost	73
4.3.2	Regelenergie.....	74
4.3.3	Massnahmen gemäss Landesversorgungsgesetz (LVG).....	74
4.4	Abschätzung der Kosten einer Verbrauchsreserve	75
4.5	Alternativen und Erweiterungen.....	75
4.5.1	Reserveprodukt und Ziel.....	77
4.5.2	Reservebeschaffung und Teilnahmevergütung für Leistungsvorhaltung	79
4.5.3	Reserveabruf und Vergütung für die gelieferte Energiemenge	83
4.6	Bewertung und Empfehlungen.....	85
5	Literaturverzeichnis	87
Anhang: Abschätzung der Kosten einer Verbrauchsreserve		89
5.1	Methodik für die Kostenabschätzung.....	89
5.2	Ergebnisse der Kostenabschätzung	94

Abkürzungsverzeichnis

BFE	Bundesamt für Energie
BFS	Bundesamt für Statistik
DSM	Demand Side Management
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
LVG	Landesversorgungsgesetz
SDL	Systemdienstleistungen
StromVV	Stromversorgungsverordnung
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung

1 Zusammenfassung

Die vorliegende Studie untersucht den möglichen Beitrag von Massnahmen und Instrumenten zur Erschliessung und Aktivierung von Lastsenkungspotenzialen für die Stromversorgungssicherheit in der Schweiz.

Mögliche **Anwendungsfälle für Lastsenkung** bestehen sowohl im Hinblick auf eine mögliche Gefährdung der Versorgungssicherheit im Bereich der «Energiebilanz» als auch im Bereich der «Stromnetze». Unter «Energiebilanz» versteht man die Fähigkeit, schweizweit zu jeder Zeit eine Balance zwischen Stromerzeugung und -verbrauch unter Berücksichtigung von Stromimporten und -exporten herzustellen. Grundsätzlich kann Lastsenkung zur Einhaltung der Energiebilanz beitragen, indem durch Verzicht auf Stromverbrauch zu einem bestimmten Zeitpunkt ein Beitrag zu dem notwendigen Ausgleich geleistet wird. Besonders relevant ist hierbei der mögliche Beitrag der Lastsenkung in der Phase der Bekämpfung einer «drohenden Engpasslage». Die drohende Engpasslage beschreibt eine Phase, in der eine Gefährdung der Versorgungssicherheit zunehmend wahrscheinlicher wird, ohne bereits eingetreten zu sein. Energieknappheit in Folge knapper oder vollständig aufgezehrter Wassermengen in den Speicherreservoirs tritt in der Regel nicht plötzlich ein, sondern ist üblicherweise absehbar, z. B., wenn die Speicher im historischen Vergleich und unter der Berücksichtigung der üblichen saisonalen Schwankungen deutlich unterdurchschnittlich gefüllt sind. Insofern bauen sich Energiedefizite über mehr oder weniger lange Zeiträume auf. Lastverzicht kann zur Entschärfung oder Beherrschung solcher Engpasslagen einen grundsätzlichen Beitrag leisten.

Für die Versorgungssicherheit relevant ist ausserdem der stabile Betrieb der Stromnetze. Um verbrauchsbedingte Überlastungen und ggf. dadurch bedingte Versorgungsunterbrechungen zu vermeiden, könnte der Einsatz von Lastsenkung eine geeignete Massnahme sein.

Bei der Umsetzung (Erschliessung und Aktivierung) von Lastsenkung gibt es allerdings verschiedene **Hemmnisse**. Insbesondere sind hier zu nennen:

- Prozess- und Informationsdefizite: Verbraucher haben teilweise begrenztes Know-how, um eigene Möglichkeit zur Lastsenkung und den Wert ihrer Lastsenkungspotenziale einzuschätzen. Zudem sind die Kapazitäten und die Motivation zur Verarbeitung der entsprechenden Informationen begrenzt. In den bestehenden Marktprozessen existieren ebenfalls teilweise Hemmnisse, wie zum Beispiel in der Verteilung von Risiken zwischen den Akteuren.
- Anreizdefizite im Zusammenhang mit gebundenen Kunden: Da Energieversorger und Netzbetreiber aufgrund der bestehenden Preisregulierung keinen bzw. nur geringe ökonomische Anreize haben, sich um die Aktivierung von Lastsenkungspotenzialen zu bemühen, entstehen für gebundene Kunde unter Umständen keine Angebote / Produkte, die deren Lastsenkungspotenziale adressieren.
- Investitionshemmnisse zur technischen Flexibilisierung und Umstellung von Betriebsabläufen: Technisch vorhandene und auch grundsätzlich wirtschaftlich darstellbare Potenziale werden nicht erschlossen, notwendige Erschliessungsinvestitionen bleiben aus. Investitionshemmnisse können z. B. eine Folge von Risikoaversion der Verbraucher oder auch Finanzierungsproblemen sein.
- Preis-Caps im Strommarkt: Bestehende Preis-Caps führen dazu, dass eine Aktivierung von Potenzialen mit Abrufkosten oberhalb des Preis-Caps nicht erfolgt, obwohl ihr Abruf in bestimmten

Situationen ggf. volkswirtschaftlich effizienter wäre als alternative Massnahmen wie eine unselektive Abschaltung oder Verbrauchseinschränkung.

- Gesellschaftliches Absicherungsbedürfnis: Ein möglicherweise bestehendes gesellschaftliches Absicherungsbedürfnis im Hinblick auf Versorgungssicherheit wird im Markt möglicherweise nicht sichtbar: Wenn eine Absicherung auch für seltene und in ihrer Wahrscheinlichkeit nicht beschreibbare Extremsituationen gesellschaftlich erwünscht ist und dafür eine entsprechende Zahlungsbereitschaft in der Gesellschaft besteht, wird diese Zahlungsbereitschaft im Markt dennoch möglicherweise nicht aufgedeckt, weil Marktakteure diese Situation nicht oder nicht korrekt antizipieren und das entsprechend benötigte Flexibilitätspotenzial im Markt nicht erschlossen / angereizt wird.

Unter den verschiedenen Instrumenten zur Überwindung der genannten Hemmnisse hinsichtlich der Erschliessung und Aktivierung von Lastsenkungspotenzialen hat die **Verbrauchsreserve** in der aktuellen Diskussion einen besonderen Stellenwert, da sie explizit als ein möglicher zusätzlicher Baustein der Winterreserve diskutiert wird. In der vorliegenden Studie wurden hierfür Eckpunkte eines möglichen Umsetzungskonzeptes entwickelt.

Bei Einführung einer Verbrauchsreserve würde eine Umsetzung empfohlen, bei der Verbraucher in einer jährlichen Auktion anbieten, sich im Abruffall *auf* eine bestimmte Leistung beschränken zu lassen. So wird gewährleistet, dass die Last der teilnehmenden Verbraucher die von ihnen gewählte «Auf-Leistung» im Bedarfsfall nicht übersteigt bzw. würde ihr Strombezug auf diesen Wert reduziert. Als Vergütung für die Teilnahme an der Reserve empfiehlt die vorliegende Studie einen Rabatt auf denjenigen Stromverbrauch, der im Jahresmittel die gebotene Auf-Leistung übersteigt. Von der Kontrahierung einer «Um-Leistung», bei der die Verbraucher ihre Last im Abruffall *um* einen vorgegebenen Wert reduzieren, wird abgeraten, da sie zu kritischen Fehlanreizen führen würde, die Last vor Abruf künstlich zu erhöhen. Der vorgelegte Umsetzungsvorschlag lässt zudem Raum subsidiäre / marktliche Lösung zur Aktivierung von Lastsenkungspotenzialen. Zudem bleiben Marktpreissignale durch die vorgeschlagene Lösung weitgehend unverzerrt.

In einer Verbrauchsreserve können prinzipiell sowohl Lasten kontrahiert werden, die einen niedrigen Nutzen aus Stromverbrauch haben (beispielsweise Elektro-Heizkessel oder perspektivisch Elektrolyseure), als auch Lasten, die einen Nutzen aus Stromverbrauch haben, der höher liegt als der Preis-Cap am Strommarkt (beispielsweise in der Pharmaindustrie). Lasten mit einem eher niedrigen Nutzen aus Stromverbrauch werden für ihre Teilnahme an der Reserve einen tieferen Rabatt einfordern können als Lasten mit einem hohen Nutzen aus Stromverbrauch. Falls ein geringes Reservevolumen kontrahiert wird, sind die Kosten der Reserve zwar niedrig. Es werden dann jedoch vor allem Lasten kontrahiert, deren Einschränkung auch ohne die Verbrauchsreserve aufgrund der Marktpreise ökonomisch erfolgen könnte oder würde. Falls ein grösseres Reservevolumen kontrahiert wird, sind die Kosten der Reserve zwar höher, dafür steigt die Wahrscheinlichkeit, dass auch Lasten kontrahiert werden, deren Einschränkung ohne die Verbrauchsreserve aufgrund der Marktpreise nicht erfolgen würde und die ohne die Verbrauchsreserve eventuell erforderliche Erschliessungsinvestitionen nicht tätigen würden. Eine Verbrauchsreserve könnte in diesem Fall auch solche Flexibilitäten erschliessen, deren preisbasierte Verbrauchsreduktion aufgrund der Price-Caps in den Strommärkten unterdrückt wurde, oder die von den Marktakteuren aufgrund ihrer Risikoaversion und der niedrigen Eintrittswahrscheinlichkeit von Knappheiten ansonsten nicht erschlossen würden. Der zusätzliche Nutzen einer Verbrauchsreserve besteht somit vor allem darin, dass lastseitige Flexibilität auch tatsächlich erschlossen wird.

Je nachdem, wie schnell und zu welchen Kosten die an der Reserve teilnehmenden Lasten abrufbar sind, könnten diese jedoch auch für andere Zwecke verwendet werden, und im Rahmen von sogenannten Stromboost-Verträgen oder Profilverträgen am Strommarkt eingesetzt werden, oder ausserhalb von Knappheiten zusätzliche Regelenenergie bereitstellen. Im Gegensatz zur angebotsseitigen Wasserkraftreserve, für die bestehende Flexibilität (gespeicherte Energie) zurückgehalten wird, würde die Einführung einer Verbrauchsreserve dem Markt somit ggf. zusätzliche Flexibilität erschliessen, die dann später auch am Markt zur Verfügung steht. Einmal erschlossen, haben die Verbraucher grundsätzlich ohne weitere hoheitliche Massnahmen bereits auf Basis der bestehenden Marktpreissignale einen Anreiz, ihre Lastflexibilität systemdienlich einzusetzen. Bereits dadurch würde ein zusätzlicher Versorgungsicherheitsbeitrag erzeugt.

Erste überschlägige Abschätzungen zeigen, dass es zu hohen Kosten für die Verbrauchsreserve führt, wenn Verbraucher mit hohem Nutzen aus Stromverbrauch kontrahiert werden. Diese preisen in ihre Gebote die erwarteten Kosten aus einem Abruf ein. Die Kosten könnten dabei schnell deutlich über die Kosten alternativer Massnahmen zur Erreichung des gleichen Versorgungssicherheitseffekts steigen. Solche alternativen Massnahmen bestehen bspw. in der Ausweitung der Kontrahierung von Reservekraftwerken. Aufgrund der Unsicherheiten bzgl. der Kosten der Vorhaltung von Verbrauchsreserven empfehlen die Studienautoren die Einführung eines Höchstpreises bei der Ausschreibung für die Verbrauchsreserve. Dieser sollte sich an den Kosten alternativer Massnahmen orientieren.

Als **Alternative zur Verbrauchsreserve**, und u.U. effizienter als eine solche Reserve, kann die Erschliessung von Flexibilität auch durch eine Verbesserung im Design von Grosshandels- und Retailmärkten erreicht werden. Insbesondere empfiehlt die Studie eine stärkere Verbreitung von Profilverträgen. Diese würden Kunden vor hohen Strompreisen schützen und es ihnen gleichzeitig ermöglichen, durch Lastverschiebungen und Lastsenkungen zusätzliche Erlöse zu erwirtschaften, welche die Effizienz des Systems verbessern. Eine Förderung entsprechender Vertragsstrukturen, unter Umständen auch bei gebundenen Endkunden, wird daher mit Nachdruck empfohlen. Im Grosshandelsmarkt könnte ergänzend der Preis-Cap in der Intraday-Auktion auf denselben Wert erhöht werden, wie im kontinuierlichen Intraday-Handel. Darüber hinaus könnte der Schweizer Intraday-Markt als Referenzmarkt für den Abruf der verschiedenen Winterreserven verwendet werden. Auf diese Weise würde sichergestellt, dass die Reserven nur zur Deckung von Unausgeglichenheiten eingesetzt werden, die nicht im Intraday-Markt ausgeglichen werden konnten und dass keine Anreize zum Weiterverkauf der bezogenen Reserveenergiemengen besteht.

Hinsichtlich der **Potenziale für Lastsenkung** lassen bisher vorliegende Studien und Analysen nur begrenzte Aussagen zu. Die Datengrundlagen zu Potenzialen und Kosten insbesondere für Lastverzicht sind sehr begrenzt; beim Lastverzicht handelt es sich um eine besonders wichtige Form der Lastsenkung zur Bewältigung von länger andauernden Energieknappheiten, der vermiedene Verbrauch wird hier nicht oder zumindest nicht zeitnah nachgeholt. Die beschränkt verfügbare Datengrundlage ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass die Kosten und Möglichkeiten bei den Verbrauchern stark variieren sowie bei vielen Verbrauchergruppen bisher nur geringe praktische Erfahrungen mit dem Einsatz von Lastsenkung als Flexibilitätsmassnahme vorliegen. Grob lässt sich abschätzen, dass die gleichzeitigen Potenziale im unteren dreistelligen Megawatt-Bereich, ggf. insbesondere bei der Verbrauchsreserve etwas höher liegen dürften. Lastsenkung kann deswegen einen nicht vernachlässigbaren Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit leisten. Sie hat aber keinesfalls das Potenzial, andere

Reserven wie die Wasserkraftreserve oder die ergänzende Reserve (mit Reservekraftwerken, Notstromgruppen und künftig WKK-Anlagen) vollständig zu ersetzen. Wie insbesondere die detaillierte Analyse der Potenziale für die Verbrauchsreserve gezeigt hat, ist zudem der Einsatz technisch vorhandener Potenziale nicht in jedem Fall effizient. Langfristig bietet bereits die Dynamik der Marktpreise Anreiz genug, damit Lasten ihren Verbrauch bei Knappheiten (und somit hohen Preisen) reduzieren. Um den Übergang zu einem derartigen System zu ermöglichen, sollten bereits heute möglichst flächendeckend Verträge eingesetzt werden, welche die finanziellen Lastsenkungsanreize im Fall einer Krise an die Endkunden weitergeben (z.B. Profilverträge). Auf diese Weise würden steigende Marktpreise bei zukünftigen Krisen einen starken Anreiz zur Erschliessung lastseitiger Flexibilität liefern. Alternativ und dazu auch bereits kurzfristiger kann der Anreiz zur Flexibilitätserchliessung auch durch die öffentliche Beschaffung einer Verbrauchsreserve gesetzt werden. Aufgrund der damit verbundenen Windfall Profits sollte diese jedoch nicht als Ersatz, sondern allenfalls ergänzend zu den im Rahmen dieses Berichtes beschriebenen Vorschlägen zur Verbesserung der Marktpreisanreize eingesetzt werden. Aufgrund der Unsicherheiten bezüglich des Potenzials und der Kosten für Verbraucher aus der Beteiligung an einer solchen Reserve, wird die Einführung eines Höchstpreises für die Verbrauchsreserve empfohlen. Damit kann vermieden werden, dass Verbrauchsflexibilität im Rahmen dieser Reserve kontrahiert wird, obwohl volkswirtschaftlich effizientere Alternativen mit vergleichbarer systemtechnischer Wirkung existieren.

2 Résumé en Français

La présente étude examine la possible contribution de mesures et d'instruments destinés à exploiter et activer des potentiels de réduction de la charge pour garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité en Suisse.

Des **cas d'application de réduction de la charge** sont possibles en cas d'une éventuelle mise en danger de la sécurité d'approvisionnement, aussi bien dans le domaine du « bilan énergétique » que dans celui des « réseaux électriques ». Par « bilan énergétique », on entend la capacité à établir en tout temps l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité dans toute la Suisse, au regard des importations et des exportations d'électricité. En principe, une réduction de la charge peut aider à respecter le bilan énergétique en renonçant à consommer de l'électricité à un moment donné, contribuant ainsi à l'équilibrage nécessaire. Dans ce contexte, la possible contribution de la réduction de la charge pendant la phase de lutte contre un « risque de congestion » est particulièrement pertinente. Le risque de congestion décrit une phase au cours de laquelle il est de plus en plus probable que la sécurité de l'approvisionnement soit menacée, sans pour autant que cela ne se soit déjà produit. En règle générale, la pénurie d'énergie résultant de la raréfaction ou de l'épuisement des quantités d'eau disponibles dans les réservoirs de stockage ne survient pas soudainement. Ce phénomène est généralement prévisible, par exemple lorsque le remplissage des réservoirs est nettement inférieur à la moyenne en comparaison historique en tenant compte des variations saisonnières habituelles. Ainsi, les déficits énergétiques s'installent sur des périodes plus ou moins longues. L'effacement de la charge peut contribuer de manière significative au désamorçage ou à la maîtrise de telles situations de congestion.

La stabilité de l'exploitation des réseaux électriques joue également un rôle déterminant dans la sécurité de l'approvisionnement. Afin d'éviter des surcharges liées à la consommation et les éventuelles interruptions d'approvisionnement qui pourraient en résulter, le recours à la réduction de la charge pourrait être une mesure appropriée.

Il existe toutefois différents **obstacles** à la mise en œuvre (exploitation et activation) de la réduction de charge, notamment :

- Déficiences de processus et d'information : certaines consommatrices et certains consommateurs ont des connaissances insuffisantes pour évaluer leurs propres possibilités de réduction de la charge ainsi que la valeur de leurs potentiels de réduction de la charge. De plus, les capacités et la motivation nécessaires au traitement des informations correspondantes sont limitées. Il existe également des obstacles dans les processus de marché existants, notamment en ce qui concerne la répartition des risques entre les parties prenantes.
- Déficiences d'incitation concernant la clientèle captive : comme les entreprises d'approvisionnement en énergie et les gestionnaires de réseau ont peu, voire pas d'intérêt économique à activer les potentiels de réduction de la charge du fait de la réglementation des prix en vigueur, il se peut qu'aucune offre ou qu'aucun produit ciblant les potentiels de réduction de la charge ne soit proposé à la clientèle captive.
- Obstacles aux investissements permettant de flexibiliser et transformer les processus opérationnels : les potentiels techniquement disponibles et économiquement viables ne sont pas exploités et les investissements nécessaires ne sont pas réalisés. Les obstacles à l'investissement peuvent être la conséquence de l'aversion au risque de la part des consommatrices et consommateurs ou encore de problèmes de financement, par exemple.
- Plafonnement des prix sur le marché de l'électricité : du fait des plafonnements de prix existants, les potentiels dont les coûts d'utilisation sont supérieurs au plafonnement des prix ne sont pas activés, alors que dans certaines situations, y recourir pourrait être plus efficace sur le plan économique que des mesures alternatives telles qu'une coupure non sélective ou une limitation de la consommation.
- Besoin sociétal de protection : il est possible que le marché ne reflète pas un potentiel besoin sociétal de protection en matière de sécurité d'approvisionnement. En effet, si la société souhaite être protégée contre des situations extrêmes rares, indéfinissables en termes de probabilité, et qu'elle est disposée à payer pour cela, cette volonté peut ne pas être perçue sur le marché parce que ses parties prenantes n'anticipent pas ou pas correctement cette situation et que le potentiel de flexibilité nécessaire n'est pas exploité ou stimulé sur le marché.

Parmi les différents instruments permettant de surmonter les obstacles à l'exploitation et à l'activation des potentiels de réduction de la charge, la **réserve de consommation** revêt une importance particulière dans le débat actuel, car elle est explicitement discutée comme un facteur supplémentaire possible de la réserve hivernale. Dans ce contexte, la présente étude a développé les éléments clés d'un possible concept de mise en œuvre.

Si une réserve de consommation était introduite, il serait recommandé de mettre en œuvre un système dans lequel les consommatrices et les consommateurs proposeraient, dans le cadre d'une enchère annuelle, d'être limités à une certaine puissance en cas de recours à la réserve. Cela permettrait de garantir que la charge des consommatrices et des consommateurs qui participent ne dépasse pas le niveau de puissance choisi en cas de besoin et que leur consommation d'électricité soit réduite à ce

niveau. En guise de rémunération pour leur participation, la présente étude recommande d'accorder un rabais sur l'électricité consommée dépassant le niveau de puissance proposé en moyenne annuelle. Il est déconseillé de proposer des contrats réduisant la puissance d'un certain volume, dans le cadre desquels les consommatrices et les consommateurs réduisent leur charge d'une valeur prédéfinie en cas de recours à la réserve, car cela entraînerait des incitations critiques à augmenter artificiellement la charge avant le recours à la réserve. La proposition de mise en œuvre présentée laisse en outre la possibilité d'une solution subsidiaire ou commerciale pour activer les potentiels de réduction de la charge, et ce sans fausser les signaux des prix du marché.

En principe, une réserve de consommation permet de contracter aussi bien des charges à faible utilité de consommation électrique (par exemple des chaudières électriques ou, à l'avenir, des électrolyseurs) que des charges qui génèrent des profits supérieurs au prix plafond du marché de l'électricité (par exemple dans l'industrie pharmaceutique). Les charges tirant une utilité plutôt faible de la consommation électrique pourront demander un rabais moins important pour leur participation à la réserve que celles générant une utilité élevée. Si le volume de réserve contracté est faible, les coûts de la réserve le sont aussi. Mais cela concerne surtout des charges qui pourraient également être limitées de manière économique sans la réserve, en raison des prix du marché. Si un volume de réserve plus important est contracté, les coûts de la réserve sont plus élevés, mais cela augmente la probabilité de contracter des charges dont la limitation n'aurait pas pu être réalisée uniquement sur la base des prix du marché, ainsi que des charges pour lesquelles les investissements d'exploitation éventuellement nécessaires n'auraient pas été menés à bien sans la réserve de consommation. Dans ce cas, une réserve de consommation pourrait permettre d'exploiter des flexibilités pour lesquelles la réduction de la consommation basée sur les prix a été neutralisée par les plafonnements de prix en vigueur sur les marchés de l'électricité, ou qui n'auraient pas été exploitées par les parties prenantes en raison de leur aversion au risque et de la faible probabilité de survenance de pénuries. L'utilité supplémentaire d'une réserve de consommation réside donc avant tout dans l'exploitation de la flexibilité du côté de la charge.

Toutefois, les charges participant à la réserve pourraient être utilisées à d'autres fins selon la rapidité et les coûts auxquels elles peuvent être sollicitées et être proposées sur le marché de l'électricité dans le cadre de contrats boost d'électricité ou de contrats adaptés aux profils de consommation, ou encore fournir une énergie de réglage supplémentaire en dehors des périodes de pénurie. Contrairement à la réserve hydroélectrique du côté de l'offre, pour laquelle la flexibilité existante (énergie stockée) est retenue, l'introduction d'une réserve de consommation permettrait au marché d'exploiter, le cas échéant, une flexibilité supplémentaire qui serait ensuite également disponible sur le marché. Une fois la flexibilité mise en place, les consommatrices et les consommateurs sont incités à utiliser leur flexibilité de charge de manière favorable pour le système en fonction des signaux de prix du marché existants, sans qu'aucune autre mesure régaliennne ne soit nécessaire. Cette mesure permettrait déjà de générer une contribution supplémentaire à la sécurité de l'approvisionnement.

Les premières estimations montrent que le recours à des consommatrices et des consommateurs d'électricité, qui tirent une utilité élevée de la consommation électrique, entraîne des coûts élevés pour la réserve de consommation, les coûts attendus d'une utilisation de la réserve étant inclus dans les offres. Les coûts pourraient alors rapidement devenir nettement supérieurs à ceux des mesures alternatives pour le même effet sur la sécurité d'approvisionnement. De telles mesures alternatives consistent par exemple à étendre la conclusion de contrats avec des centrales de réserve. Compte tenu des incertitudes entourant les coûts d'une réserve de consommation, les auteurs de l'étude recommandent

d'introduire un prix maximal basé sur les coûts des mesures alternatives dans l'appel d'offres pour la réserve de consommation.

Comme **alternative à la réserve de consommation**, la flexibilité peut également être exploitée en améliorant la conception des marchés de gros et de détail, ce qui peut dans certains cas se révéler plus efficace qu'une réserve. L'étude recommande notamment de diffuser plus largement les contrats adaptés aux profils de consommation, qui protégeraient la clientèle contre les prix élevés de l'électricité tout en leur permettant de générer des revenus supplémentaires grâce à des transferts et des réductions de charge, améliorant ainsi l'efficacité du système. La promotion de structures contractuelles appropriées, y compris pour la clientèle finale captive, est donc vivement recommandée. En complément, le plafonnement des prix dans l'enchère intra-journalière pourrait être porté à la même valeur que dans le négoce intra-journalier continu sur le marché de gros. Par ailleurs, le marché intra-journalier suisse pourrait être utilisé comme marché de référence pour le recours aux différentes réserves hivernales. Cela permettrait de garantir que les réserves ne soient utilisées que pour couvrir les déséquilibres qui n'ont pas pu être comblés sur le marché intra-journalier et s'assurer que rien n'incite à revendre les quantités d'énergie de réserve achetées.

En ce qui concerne les **potentiels de réduction de la consommation**, les études et analyses disponibles à ce jour ne permettent de tirer que des conclusions limitées. Les données sur les potentiels et les coûts, en particulier pour l'effacement de la charge, sont très limitées ; l'effacement de charge est une forme particulièrement importante de réduction de la consommation permettant de faire face à des pénuries d'énergie prolongées, la consommation évitée n'étant pas rattrapée ici, ou du moins pas rapidement. La disponibilité limitée des données s'explique entre autres par le fait que les coûts et les possibilités varient fortement d'une consommatrice ou d'un consommateur à l'autre et que de nombreux groupes de consommatrices et de consommateurs n'ont que peu d'expérience pratique dans l'utilisation de la réduction de la charge comme mesure de flexibilité. Globalement, on peut estimer que les potentiels simultanés se situent dans la fourchette inférieure de centaines de mégawatts, voire un peu plus haut, notamment pour la réserve de consommation. La réduction de la consommation peut donc apporter une contribution non négligeable à la sécurité de l'approvisionnement. Mais elle n'a en aucun cas la capacité de remplacer la totalité des autres réserves telles que la réserve hydroélectrique ou la réserve complémentaire (avec des centrales de réserve, des groupes électrogènes de secours et, à l'avenir, des installations CCF). En outre, comme l'a montré l'analyse détaillée des potentiels de la réserve de consommation, la mise en œuvre des potentiels techniquement disponibles n'est pas efficace dans tous les cas.

À long terme, la dynamique des prix du marché constitue déjà une incitation suffisante pour que les charges réduisent leur consommation en cas de pénurie (et donc en cas de prix élevés). Afin de permettre le passage à un système de ce type, il conviendrait de recourir dès aujourd'hui, si possible sur l'ensemble du territoire, à des contrats qui répercutent les incitations financières à la réduction de la charge sur la clientèle finale en cas de crise (p. ex. contrats adaptés aux profils de consommation). De cette manière, les hausses de prix sur le marché constitueraient une forte incitation à exploiter la flexibilité du côté de la charge lors de crises futures. De manière alternative et à plus court terme, l'incitation à développer la flexibilité peut être instaurée par l'acquisition publique d'une réserve de consommation. Toutefois, en raison des profits exceptionnels qui en découlent, celle-ci ne devrait pas être utilisée en remplacement, mais plutôt en complément des propositions d'amélioration des incitations liées au prix

du marché décrites dans le cadre du présent rapport. Dans la mesure où la participation à une telle réserve comporte des incertitudes quant à son potentiel et à son coût pour les consommatrices et les consommateurs, il est recommandé d'introduire un prix maximal pour la réserve de consommation. Cela permettrait d'éviter que la flexibilité de consommation ne soit contractée dans le cadre de cette réserve, alors qu'il existe des alternatives plus efficaces sur le plan économique présentant des effets comparables sur le système.

3 Hintergrund und Zielsetzung

Das Fortschreiten der Dekarbonisierung verändert die Rollen von Erzeugung und Verbrauch im Stromversorgungssystem. Während in der Vergangenheit Flexibilitätsbedürfnisse überwiegend durch steuerbare Erzeugungsanlagen oder (Pump-)Speicherkraftwerke erfüllt wurden, wird in einem von volatilen erneuerbaren Energien und Sektorkopplungstechnologien geprägten Stromversorgungssystem nachfrageseitige Flexibilität zunehmend wichtiger.

Dabei kann nachfrageseitige Flexibilität nicht nur den kontinuierlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage kostengünstiger machen, sondern durch Lastsenkung auch bei der Bewältigung von netz- und systembilanzseitigen Versorgungsengpässen helfen. Lastsenkung meint dabei übergreifend sowohl Verbrauchsverschiebung (um in der Regel Zeiträume im Stundenbereich) wie auch Verbrauchsverzicht (ohne Nachholen des Stromverbrauchs zu einem späteren Zeitpunkt). Zu den in diesem Zusammenhang besonders relevanten Anwendungsfällen zählen vor allem die Behebung lastbedingter Engpässe in Verteilungsnetzen sowie die Abwendung bzw. Linderung sich anbahnender Energieknappheit in der Schweiz.

Zudem hat insbesondere seit dem Ausbruch des Kriegs in der Ukraine mit erheblichen Folgen für die europäische Energieversorgung die Vorsorge für Energieknappheitssituation deutlich an Priorität gewonnen. Hinzu kommt, dass Anpassungen bei der Kapazitätsvergabe für den Stromaustausch zwischen den Ländern der Europäischen Union dazu führen, dass bereits und zukünftig noch in zunehmenden Mass, die Stromhandelskapazitäten zwischen diesen Ländern anwachsen. Dies könnte zulasten von Stromimporten in die Schweiz gehen, die ansonsten bei der Vermeidung von Energieknappheiten unterstützen könnten.

Das Instrumentarium zur Erreichung von Stromverbrauchsreduktionen ist dabei potenziell sehr breit gefächert und reicht von freiwilligen und individuell veranlassten Reaktionen auf Preissignale über spezielle Marktprodukte bis hin zu hoheitlich beschafften Reserven oder sogar hoheitlich veranlassten Verwendungsbeschränkungen und Kontingentierungen. Unter die letztgenannten Massnahmengruppe fallen insbesondere die Massnahmen gemäss Landesversorgungsgesetz (LVG). Diese sind jedoch nicht Fokus der vorliegenden Studie. Diese bezieht sich primär auf Massnahmen und Instrumente, die Lastsenkungspotenziale vor Eintreten eines konkreten Krisenfalls aktivieren können.

In der Schweiz werden im Rahmen der Winterreserve insbesondere Notwendigkeit und Sinnhaftigkeit spezieller verbrauchsseitiger Reserven diskutiert und der Bundesrat erteilte im Januar 2023 den Auftrag, ein Konzept für die Einrichtung einer Verbrauchsreserve zu erstellen. Mit den Arbeiten zum vorliegenden Bericht wurde dieser Auftrag erfüllt.

Der vorliegende Bericht gliedert sich vor dem Hintergrund der vorbeschriebenen Ausgangslage in zwei Teile:

Der erste Teil (Kapitel 4) enthält einen systematischen Überblick über Anwendungsfälle für Lastsenkung im Stromsystem. Zudem werden basierend auf einer überblicksartigen Darstellung potenzieller Hemmnisse bei der Erschliessung und Aktivierung von Lastsenkungspotenzialen dann mögliche Instrumente abgeleitet und beschrieben, die zur Überwindung dieser Hemmnisse beitragen und so Lastsenkung für die beschriebenen Anwendungsfälle nutzbar machen. Auf Basis vorliegender Untersuchungen erfolgt zudem eine Abschätzung möglicher Lastsenkungspotenziale in der Schweiz, differenziert nach Verbrauchergruppen und nach Lastverzicht einerseits und Lastverschiebungen andererseits. Zudem werden Wechselwirkungen der erarbeiteten Instrumente mit anderen Instrumenten oder Anreizmechanismen diskutiert, die in unterschiedlicher Form ebenfalls auf Lastsenkungspotenzialen zurückgreifen (beispielsweise die erwähnten LVG-Massnahmen).

Im zweiten Teil (Kapitel 5) werden Eckpunkte für ein mögliches, konkretes Konzept zur Vorhaltung einer verbrauchsseitigen Reserve erläutert. Es werden hierzu die wichtigsten Eckpunkte für eine –gegeben die Anforderungen an eine Verbrauchsreserve im Rahmen der Winterreserve – sinnvolle Ausgestaltung beschrieben. Zudem erfolgten eine erste Diskussion und Bewertung möglicher Alternativen. Auch wird eine erste, grobe Kostenbewertung für eine solche Verbrauchsreserve vorgenommen.

4 Systematisierung von Möglichkeiten der Stromverbrauchsreduktion

Die Systematisierung der verschiedenen Möglichkeiten zur Lastsenkung und deren möglichen Beiträge zur Versorgungssicherheit in der Schweiz kann in verschiedenen Dimensionen erfolgen. In den folgenden Abschnitten werden daher zunächst die verschiedenen möglichen Anwendungsfälle für Lastsenkung (hier und im Folgenden synonym zum Begriff «Stromverbrauchsreduktion» verwendet) diskutiert (Abschnitt 4.1) und sodann relevante Hemmnisse für den Einsatz von Lastsenkungspotenzialen beschrieben (Abschnitt 4.2.1). Hieraus leitet die Studie dann denkbare Instrumente zur Aktivierung von Lastsenkungspotenzialen prototypisch ab (Abschnitt 4.2.2), die in ihrer Funktionsweise und ihren wesentlichen Eigenschaften beschrieben werden. Zu weiteren Systematisierung werden diese Instrumente dann den grundsätzlichen Lastsenkungspotenzialen im schweizerischen Stromsystem gespiegelt (Abschnitt 4.3). Zur Vervollständigung der Darstellung insbesondere der Wirkungsweise der Instrumente werden in Abschnitt 4.4 die Wechselwirkung der verschiedenen in Abschnitt 4.2.2 hergeleiteten Instrumente mit weiteren Instrumenten diskutiert, die auf den Einsatz von Lastsenkung für spezielle weitere Anwendungsfälle abzielen.

4.1 Anwendungsfälle für Lastsenkung

Zur Systematisierung von Möglichkeiten der Lastsenkung kann zunächst auf die möglichen Anwendungsfälle für Lastsenkungspotenziale geblickt werden. Dies trägt im Weiteren insoweit zur Systematisierung bei, als die verschiedenen Lastsenkungspotenziale und -instrumente dahingehend unterschieden werden können, für welche Anwendungsfälle sie einen Beitrag leisten.

Die Abgrenzung der Anwendungsfälle erfolgt in zwei Dimensionen: Einerseits nach dem Systembereich, auf den die Lastsenkung Einfluss haben soll, und andererseits nach der Phase des Systembetriebs bzw. der Kritikalität der Engpasslage, bei der die Lastsenkung zum Einsatz kommt.

	Energie-/Systembilanz (schweizweit)	Stromnetz
regulärer Systembetrieb	Eigenverbrauchsoptimierung	
	Portfolio/Beschaffungsoptimierung	Kostenoptimierung Redispatch (Übertragungsnetz)
	Bewirtschaftung Prognosefehler / Regelleistung	
drohende Engpasslage	sich längerfristig aufbauendes Energiedefizit	Abwendung temporär drohender Überlastungen im Verteilungsnetz
	Zeithorizont: etliche Wochen	
	Zeithorizont: wenige Wochen	Vermeidung / langfristige Verschiebung von Ausbau in Verteilungsnetzen
	kurzfristiger entstehendes Energiedefizit	
	ad-hoc entstehendes Bilanzungleichgewicht	
Krisenfall	Bewältigung einer Strommangellage	Blackout / Brownoutisiko
	Vorübergehendes, extremes Bilanzungleichgewicht	

Abbildung 1 Systematisierung von Anwendungsfällen für Lastsenkung

Im Hinblick auf den Systembereich kann zwischen dem Bereich der "Energiebilanz" bzw. "Systembilanz" einerseits und dem Bereich der "Stromnetze" andererseits unterschieden werden. Unter "Energie- /

Systembilanz" versteht man die Fähigkeit, schweizweit zu jeder Zeit eine Balance zwischen Stromerzeugung und -verbrauch unter Berücksichtigung von Stromimporten und -exporten herzustellen. Grundsätzlich kann Lastsenkung in diesem Systembereich dazu beitragen, indem durch Verzicht auf Stromverbrauch zu einem bestimmten Zeitpunkt ein Beitrag zu dem notwendigen Ausgleich geleistet wird.

In Bezug auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit spielt auch der Systembereich der Stromnetze eine wichtige Rolle. Hier können Überlastungen drohen, die im schlimmsten Fall zu einem Ausfall von Netzbetriebsmitteln führen und dann in einem kaskadenartigen Ausfall weiterer Betriebsmittel sowie schliesslich sogar in einem flächendeckenden oder regionalen Blackout enden können. Um dies zu vermeiden, könnte der Einsatz von Lastsenkung in Abhängigkeit von der Ursache und Lage der drohenden Überlastungen eine geeignete Massnahme sein. Durch Lastsenkung könnte die Belastung der betroffenen Betriebsmittel reduziert und so eine Überlastung vermieden werden.

Differenzierung von Anwendungsfällen im Systembereich der «Systembilanz»

Für die möglichen Anwendungsfälle im Systembereich der «Systembilanz» ist eine weitere Differenzierung nach den Phasen des Systembetriebs sinnvoll, um später die Instrumente für Lastsenkung und deren Potenziale geeignet abgrenzen zu können. Massnahmen zum Ausgleich der Systembilanz sind im regulären Systembetrieb kontinuierlich erforderlich und werden von verschiedenen Akteuren je nach ihrer Rolle auch kontinuierlich eingesetzt. Marktakteure bzw. wettbewerblich agierende Akteure, einschliesslich Kraftwerksbetreiber, im Wettbewerb stehende Lieferanten und Verbraucher mit Marktzugang, setzen Flexibilitäten heute schon ein. Zu diesen Flexibilitätslieferanten können auch Verbraucher durch den Einsatz ihrer Lastsenkungspotenziale zählen. Diese aus einer einzelwirtschaftlichen Perspektive motivierten Aktivitäten tragen in der Regel auch zum gesamtsystemischen Ausgleich der Systembilanz bei, indem beispielsweise zu Zeiten mit besonders hohen Strompreisen der Verbrauch reduziert wird, um die Beschaffungskosten für die Strombelieferung zu minimieren.

Da auch in grundsätzlich effizienten Märkten Bilanzungleichgewichte in Echtzeit nicht vollständig ausgeschlossen werden können, haben Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen ihrer Systemverantwortung zudem die Aufgabe, für kurzfristig auftretende Bilanzungleichgewichte Systemdienstleistungen (SDL) in Form der sogenannten Regelleistung vorzuhalten und im Bedarfsfall abzurufen. Hierfür kommt grundsätzlich auch Lastsenkung in Betracht, neben anderen Flexibilitätslieferanten, wie vor allem flexible Erzeugungsanlagen.

Anwendungsfälle für Lastsenkung in der Phase des regulären Systembetriebs stehen in dieser Studie aber nicht im Fokus.

Vom regulären Systembetrieb, bei dem keine Gefährdung der Versorgungssicherheit absehbar ist, abzugrenzen sind Phasen des Systembetriebs, bei dem eine solche Gefährdung droht bzw. akut besteht. In den meisten europäischen Stromsystemen entsteht eine Gefährdung der Versorgungssicherheit im Bereich der Systembilanz primär dadurch, dass die verfügbare Erzeugungsleistung zuzüglich der Importmöglichkeiten zu einem bestimmten Zeitpunkt nicht ausreicht, um die Last entsprechend ihrer Zahlungsbereitschaft zu decken. Eine im Vergleich zur (Höchst-)Last nicht ausreichende Erzeugungsleistung (im Sinne von Generatorleistung) ist in der Schweiz ein unter möglichen Gefährdungsszenarien für Versorgungssicherheit eher unwahrscheinliches Szenario, da die Turbinenleistungen der schweizerischen Wasserkraftwerke typischerweise zu erwartende zeitgleiche Systemhöchstlasten deutlich übersteigen. Szenarien, die zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit führen könnten, werden eher darin gesehen, dass die Speicherreservoirs der Wasserkraftwerke leerlaufen könnten. Dies könnte zu

Situationen führen, in denen zwar ausreichend Generatorleistung zur Verfügung steht, das für deren Einsatz notwendige Wasser zum Turbinieren aber nicht (mehr) in den Speicherreservoirs vorhanden ist. Insofern resultieren Versorgungssicherheitsrisiken im schweizerischen Stromsystem – sofern keine Engpässe in der Netzinfrastruktur bestehen – eher aus Energiemangel- als aus Leistungsmangellagen.¹

Vor diesem Hintergrund lassen sich jenseits des regulären Systembetriebs noch zwei weitere Phasen des Systembetriebs unterscheiden: «drohende Engpasslagen» und der eingetretene «Krisenfall». Die drohende Engpasslage beschreibt eine Phase, in denen eine Gefährdung der Versorgungssicherheit zunehmend wahrscheinlicher wird. Die oben beschriebene Energieknappheit in Folge knapper oder vollständig aufgezerter Wassermengen in den Speicherreservoirs tritt in der Regel nicht plötzlich ein, sondern ist üblicherweise absehbar, z. B., wenn die Speicher im historischen Vergleich und unter der Berücksichtigung der üblichen saisonalen Schwankungen deutlich unterdurchschnittlich gefüllt sind. Insofern bauen sich Energiedefizite über mehr oder weniger lange Zeiträume auf (zu möglichen fundamentalen Ursachen, s. weiter unten). Gleichwohl ist aber denkbar, dass Bilanzungleichgewichte in Extremsituation auch ad-hoc entstehen. In diesen unterschiedlichen Ausprägungen von Situationen, die in der hier verwendeten Einteilung der Phase der «drohenden Engpasslage» zugeordnet werden, kann Lastsenkung einen Beitrag zur Vermeidung oder zumindest zur Abschwächung eines drohenden Energiedefizits leisten oder auch kurzfristig dazu beitragen, ein ad-hoc entstehendes Bilanzungleichgewicht zu beseitigen. Die Anwendungsfälle dieser Phase und die Frage danach, wie Lastsenkungspotenziale zu deren Beseitigung beitragen können, stehen im Fokus dieses Vorhabens.

Gelingt es nicht, durch entsprechende Massnahmen ein drohendes Energiedefizit abzubauen und damit schliesslich zu verhindern, so geht die beschriebene Phase der «drohende Engpasslage» in eine akut eintretende Mangellage über, den «Krisenfall». Insbesondere für den Fall einer eintretenden Strommangellage sind mit den Massnahmen gemäss Landesversorgungsgesetz in der Schweiz eine Vorgehensweise eingeführt und Abläufe beschrieben, wie einer solche Krise begegnet werden soll. Hier spielt Lastsenkung eine besondere Rolle, insbesondere da davon auszugehen ist, dass Massnahmen zur Ausweitung des Stromangebots beim Eintreten eines solchen Krisenfalls bereits weitgehend erschöpft sein dürften. Zumindest theoretisch denkbar wäre zudem ein Szenario mit einem extremen Bilanzungleichgewicht, das insbesondere auch das Ausmass der (ggf. auch international) vorgehaltenen Regelreserven übersteigt. Selbst nach deren vollständigem Einsatz bestünde weiterhin noch ein Bilanzungleichgewicht, das ohne weitere Massnahmen schliesslich zu einem grossflächigen Blackout führen würde. Um dies zu verhindern, käme z.B. ein automatischer frequenzabhängiger Lastabwurf einzelner Gebiete als Massnahme in Einsatz. Der Einsatz von Lastsenkung im Krisenfall steht in diesem Vorhaben nicht im Fokus der Betrachtung. Gleichwohl wird aber betrachtet, wie ein (verstärkter) Einsatz von Lastsenkung für die Anwendungsfälle in der zuvor beschriebenen Phase der drohenden Engpasslage auf die Nutzbarkeit von Lastsenkung im Krisenfall wirkt (siehe Abschnitt 4.4, insbesondere Abschnitt 4.4.4).

¹ Die Gasversorgungssituation in Europa im Jahr 2022 hat gezeigt, dass auch ausserhalb der Schweiz Energiemangellagen relevante Szenarien darstellen können, aus denen eine Gefährdung der Versorgungssicherheit resultieren kann.

Differenzierung von Anwendungsfällen im Systembereich der «Stromnetze»

Auch im Systembereich der «Stromnetze» lassen sich Anwendungsfälle nach unterschiedlichen Phasen der Kritikalität der Engpasslage im Stromnetz vor dem Hintergrund der Einsatzmöglichkeiten für Lastsenkung unterscheiden.

Ebenso wie im Systembereich der Systembilanz gibt es auch hier Anwendungsfälle im regulären Systembetrieb (d. h. ohne Vorliegen einer kritischen Situation bzw. einer drohenden Gefährdung der Versorgungssicherheit), für die Lastsenkung als Flexibilitätslieferant grundsätzlich in Betracht kommt. Dies betrifft vor allem den Einsatz von Lastsenkung als mögliche Massnahme im Rahmen des Redispatch zur Behebung von Übertragungsnetzengpässen betreffen, wie er heute in der Praxis auch teilweise bereits erfolgt. In der Systematik aus Abbildung 1 ist der Anwendungsfall des Redispatch dem regulären Systembetrieb zugeordnet, da hier – anders als bei den unten noch näher behandelten Engpässen in Verteilungsnetzen – der mögliche Einsatz von Lastsenkung nicht zwingend erforderlich ist, da andere technische Optionen zur Lösung der Übertragungsnetzengpässe bestehen. Der mögliche Beitrag von Lastsenkung besteht daher primär darin, die Kosten für die notwendigen Redispatchmassnahmen zu reduzieren.

Bei in Verteilungsnetzen auftretenden / drohenden Engpässen – sei es temporär / sporadisch oder wiederholt aufgrund eines verzögerten oder aus anderen Gründen nicht umsetzbaren Ausbaus der Netze – kann Lastsenkung ebenfalls angewendet werden, um diese drohenden Engpässe zu beheben, die andernfalls zu zumindest lokalen / regionalen Stromausfällen führen würden. Hier sind durchaus Situationen denkbar, wo Lastsenkung (Lastverzicht oder -verschiebung) die wesentliche Massnahme darstellt, um die Engpasssituation aufzulösen. Dies gilt primär für solche Engpässe, die erst in Folge besonders hoher Stromnachfragen in einzelnen Situationen entstehen, insbesondere im Zusammenhang mit der Ausbreitung «neuer» Stromverbraucher (Wärmepumpen, Elektromobilität, etc.).

Schliesslich sind auch im Zusammenhang mit Engpässen im Stromnetz Krisenfälle denkbar. Damit sind Situationen gemeint, in denen in Folge von Stromnetzüberlastungen flächendeckende oder zumindest weiträumige Blackouts drohen. Hier kann ein Lastabwurf auch ein, gegebenenfalls sogar das einzige Mittel zur kurzfristigen Abwendung einer solchen Situation darstellen.

Unter den Anwendungsfällen im Systembereich der «Stromnetze» stehen für dieses Vorhaben ebenfalls diejenigen in der Phase der «drohenden Engpasslage» im Fokus, d.. konkret Anwendungsfälle zur Behebung von Verteilungsnetzengpässen.

Weitere Differenzierung der Anwendungsfälle

Mit Blick auf Anwendungsfälle innerhalb der Phase einer «drohenden Engpasslage» ist eine weitere Differenzierung hinsichtlich des Zeithorizonts, in dem diese Phase ansteht, sinnvoll, da sich hieraus die Anforderungen an die Massnahmen zur Lösung der Engpasslage verändern. Nachstehende Abbildung zeigt eine grobe Klassifizierung der Anwendungsfälle anhand der Zeithorizonte «Wochen», «Tage», «Stunden».

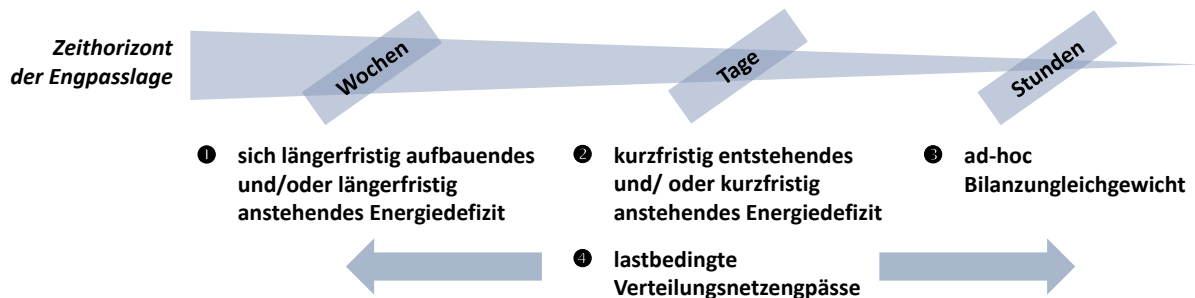


Abbildung 2 Abgrenzung von Anwendungsfällen im Hinblick auf fundamentale Ursachen

Die Abgrenzung der Zeitbereiche und damit der Anwendungsfälle ist in dieser Hinsicht nicht völlig trennscharf und Übergänge sind letztlich fließend. In dieser groben Klassifizierung ist aber dennoch eine rudimentäre Abgrenzung möglich, und es können beispielhaft Szenarien der fundamentalen Ursachen beschrieben werden, die die jeweiligen Engpasslagen auslösen:

- Sich längerfristig aufbauende Energiedefizite betreffen einen Zeithorizont mehrerer Wochen. Sie entstehen z. B. bei über längere Zeiträume hinweg (Monate) eingeschränkten Importkapazitäten bzw. einer eingeschränkten Exportfähigkeit der europäischen Nachbarn (z. B. in Folge Gasknappheit). Hierdurch wird die Erzeugung aus schweizerischen Wasserkraftwerken stärker beansprucht, und Speicher leeren sich schneller als üblich. Trifft dies zusammen mit weiteren Faktoren, wie etwa einem, z. B. witterungsbedingt hohen Stromverbrauch und/oder einer verspäteten Schneeschmelze mit zusätzlichen unerwarteten Ausfällen von Kernkraftwerken, kann dies eine drohende Engpasslage auslösen. Die Winterreserve ist im Wesentlichen auf diesen Anwendungsfall ausgelegt. Sehr grob und auf Basis der Dimensionierung der Wasserkraftreserve (UVEK 2022) lässt sich der benötigte Energiebedarf, der zur Beherrschung einer solchen Engpasslage durch zusätzliche Massnahmen erforderlich ist, auf 1 bis 3,5 TWh schätzen.²
- Auch sind kurzfristigere entstehende Engpasslagen denkbar. Eine solche Engpasslage kann sich innerhalb von wenigen Tagen entwickeln. Dies kann beispielsweise durch eine plötzliche und starke Reduktion von Importkapazitäten im beginnenden Frühjahr bei bereits niedrigen, für sich genommenen aber noch nicht kritischen Speicherfüllständen und einer sich aber zusätzlich verspätenden Schneeschmelze ausgelöst werden. Auch ein Kälteeinbruch, unerwartete Kraftwerksausfälle oder eine Beschädigung der Netzinfrastruktur können kurzfristig zu einer Engpasslage führen. Daneben sind Szenarien für solche Engpasslagen im Sommer denkbar, z. B.

² Eine präzise Schätzung ist hier nicht möglich, da sie von verschiedenen, nicht eindeutig quantifizierbaren Faktoren abhängt. Zum einen liegen der Schätzung Szenarien zu Ereignissen zugrunde, deren Eintrittswahrscheinlichkeit teilweise schwer quantifizierbar ist. Zum anderen hängt die Schätzung von der Abwägung ab, bis zu welchem Ausmass bestimmte Extremszenarien abgesichert werden sollen und ab welchem Punkt die Kosten für diese Absicherungen die gesellschaftlichen Kosten einer ansonsten ggf. eintretenden Versorgungsunterbrechung übersteigen. Auch spielt die Einschätzung eine Rolle, inwieweit Marktakteure aus ihren rein individuellen Interessen und auf Basis, der mit einer solchen Engpasslage einhergehenden Preissignale selbst Massnahmen ergreifen, um auf das Defizit zu reagieren. Aus diesen Überlegungen wird deutlich, dass die Schätzung des Energiebedarfs auf nicht eindeutig objektivierbaren Einschätzungen basiert und auch von politisch-gesellschaftlichen Entscheidungen abhängt, wie beispielsweise dem gewünschten Niveau der Versorgungssicherheit.

aufgrund von Hitzewellen oder Trockenheit. Überschlägig kann der Energiebedarf auf ca. 0,6 bis 0,8 TWh pro Woche geschätzt werden.

- Ein ad-hoc entstehendes, also nicht bereits einige / wenige Tage vorher absehbares Bilanzungleichgewicht tritt in einer bereits angespannten Versorgungslage auf, beispielsweise bei geringer Leistungsverfügbarkeit von Wasserkraftwerken aufgrund niedriger Füllstände. Wenn dann noch ein zusätzliches Elementarereignis wie z. B. ein weiträumiger Sturm oder Erdbeben auftritt, kann dies zu einer unerwarteten fehlenden Markträumung führen.

Denkbar sind noch zahlreiche andere fundamentale Ursachen für das Auftreten von Energiedefiziten denkbar, die sich aber grundsätzlich in das oben skizzierte Schema überführen lassen. So sind bspw. auch Situationen denkbar, die zwar eher ad-hoc entstehen, dann aber doch längerfristig anstehen.

Die vorstehende Beschreibung und Differenzierung von Anwendungsfällen orientiert sich an den fundamentalen Ursachen, die zu möglichen Energiedefiziten führen können, je nach Zeithorizont, über den diese Ursachen auftreten können. Wichtig zu beachten ist, dass die Ursachen für eine Engpasslage nicht gleichzusetzen sind mit dem möglichen Auslöser für den Einsatz von Massnahmen zur Beseitigung der jeweiligen Engpasslage. Zum Beispiel ist eine fehlende Markträumung in der Winterreserve als Auslöser für den Einsatz der Reserve normiert. Die Ursache für das Eintreten der fehlenden Markträumung kann jedoch in der gesamten Bandbreite der oben beschriebenen Ursachen liegen.

Lastbedingte Engpässe in Verteilungsnetzen können grundsätzlich im gesamten oben dargestellten zeitlichen Spektrum auftreten. Sie können sowohl kurz- als auch langfristige Ursachen haben und dementsprechend auch nur sporadisch oder auch häufiger über einen bestimmten Zeitraum auftreten. Bei kurzfristigen Engpässen kann es sich beispielsweise um unerwartet hohe Lastspitzen handeln, während langfristige Engpässe durch einen verzögerten Netzausbau und damit durch eine verzögerte Anpassung an sich ändernde Anforderung der Stromnachfrage entstehen können.

Aus diesen Überlegungen lässt sich auch ableiten, dass für bestimmte Anwendungsfälle die Herausforderung primär darin besteht, Energie über einen bestimmten Zeitraum hinweg bereitzustellen, während bei anderen Anwendungsfällen eher eine Leistungsanforderung im Vordergrund steht. Dies illustriert die folgende Darstellung.

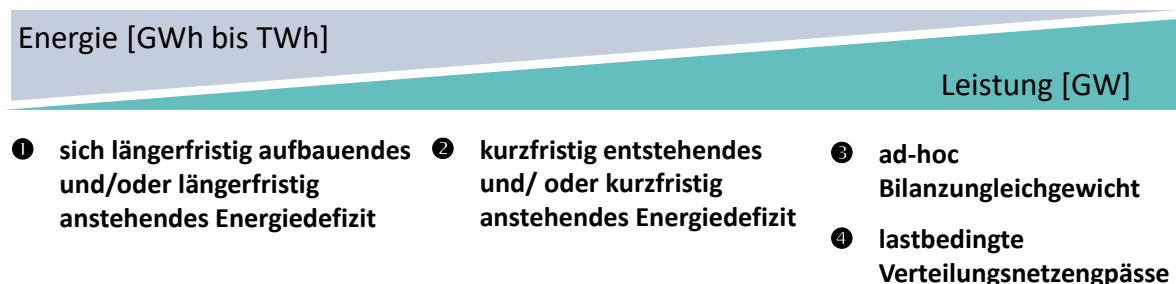


Abbildung 3 Differenzierung von Anwendungsfällen im Hinblick auf Energie- und Leistungsanforderungen

4.2 Instrumente zum Einsatz von Lastsenkung

4.2.1 Hemmnisse für Lastsenkung als mögliche Anknüpfungspunkte

Die in Abschnitt 4.1 identifizierten Anwendungsfälle für Lastsenkung können durch verschiedene Instrumente und von unterschiedlichen Stromverbrauchern adressiert werden. Ausgehend von dem in den verschiedenen Anwendungsfällen identifiziertem Bedarf kann festgestellt werden, dass nicht für jeden dieser Fälle in ausreichendem bzw. nicht im volkswirtschaftlich effizienten Umfang bereits Lastsenkungsinstrumente vorhanden sind. Die später folgende Systematisierung der denkbaren Instrumente, die einen oder mehrere Anwendungsfälle abdecken, erfolgt unter anderem anhand der Hemmnisse. Die vorgeschlagenen, prototypischen Instrumente sollen diese Hemmnisse möglichst adressieren und durch deren Überwindung zusätzliche Lastsenkungspotenziale erschliessen / aktivieren. Folgende Hemmnisse bieten Anknüpfungspunkte für die Ausgestaltung möglicher Instrumente:

- **(Unzureichende) Optimierung am Markt:** Bereits heute reagieren Verbraucher durch Lastsenkung auf Preissignale am Strommarkt, wenn dies für sie wirtschaftlich vorteilhaft ist. Die Preisentwicklungen insb. der letzten Monate haben die Wirtschaftlichkeit solcher Massnahmen auch im Hinblick auf die Refinanzierung von notwendigen Erschliessungsinvestitionen für Lastsenkungspotenziale deutlich verbessert. Insofern ist zu erwarten, dass eine Ausweitung dieser Form des Einsatzes von Lastsenkung sukzessive abhängig von der Preiserwartung der Marktakteure selbst ohne die Einführung zusätzlicher Instrumente erfolgt. Dies erfordert insbesondere eine «Flexibilisierung» von Verträgen bei Verbrauchern, die heute noch nicht Marktpreissignalen exponiert sind. Dies ist bei allen Verbrauchern mit einem Jahresverbrauch von 100 MWh oder mehr grundsätzlich ohne weiteres möglich, da diese Verbraucher einen freien Marktzugang besitzen. Viele dieser Verbraucher haben heute (letztlich freiwillig abgeschlossene) sogenannte Vollversorgungsverträge, bei dem Mengen-, Preis- und Prognoserisiken vollständig vom Lieferanten übernommen werden. Das Lastsenkungspotenzial dieser Verbraucher wird daher in dieser Konstellation nicht genutzt, könnte durch flexiblere Verträge aktiviert werden, die auch Preisanreize an die Verbraucher weitergeben. Hierfür sind in Teilen keine expliziten weiteren Instrumente erforderlich, da, wie beschrieben, zu erwarten ist, dass solche Verträge bereits aufgrund der jüngeren Preisentwicklungen und der damit einhergehenden wirtschaftlichen Anreize zum Einsatz von Lastsenkung ohnehin flexibilisiert werden, da sowohl Verbraucher als auch Lieferanten hieraus einen wirtschaftlichen Nutzen ziehen könnten. Insofern bestehen in diesem Bereich grundsätzlich keine wesentlichen Hemmnisse. Allerdings können Trägheiten der Akteure und Transaktionskosten dazu führen, dass solche Umstellungsprozesse eher langwierig sind. Insofern könnten in diesem Bereich ordnungsrechtliche Massnahmen begleitend in Frage kommen, um die Flexibilisierung zu beschleunigen.
- **Prozess- und Informationsdefizite:** Die Erschliessung zusätzlicher Potenziale wäre möglich, wenn in den heute bestehenden Vertragsbeziehungen und Marktprozessen Prozess- und Informationsdefizite abgebaut werden. Bei den in Frage kommenden Verbrauchern (insbesondere kleinere Kunden mit Marktzugang) bestehen diverse verhaltensökonomische Hemmnisse, zum Beispiel begrenztes Know-how oder fehlende Kapazitäten oder auch Motivation, die notwendigen Informationen zu verarbeiten, um den Wert ihrer Lastsenkungspotenziale einschätzen zu können. Auf dieses Hemmnis ausgelegte Instrumente reduzieren die entsprechenden Informationsdefizite insbesondere durch die Bereitstellung von Informationen und dem Schaffen von

Know-how oder dem Angebot zur Nutzung von externem Know-how. Hemmnisse bestehen zudem in den existierenden Marktprozessen. So wird im Zusammenhang mit dem Vorschlag zum sog. Strom-Boost teilweise angeführt, dass bei Vertrags- und Belieferungskonstellationen, bei denen mehrere Lieferanten involviert sind, die üblichen Vertragskonstrukte in Verbindung mit bestehenden Marktprozessen dazu führen, dass einzelne Akteure besonders hohe Risiken tragen. Dies verhindert die Umsetzung solcher Instrumente und hemmt die Einführung solcher Produkte.

- **Auflösen von Anreizdefiziten:** Bei gebundenen Kunden besteht heute weder für die Energielieferanten noch für die Netzbetreiber aufgrund der bestehenden Preisregulierung (Cost-Plus) ein ökonomischer Anreiz, sich um die Aktivierung der Lastsenkungspotenziale bei diesen Kunden zu bemühen. Weiters besteht bei keinem der involvierten Akteure ein ökonomischer Anreiz Lastsenkungspotenziale auch technisch zu erschliessen; hierfür wäre z. B. neben dem gesetzlich verpflichtenden Roll-Out intelligenter Messsystemen auch die Installation entsprechender Steuerungs- und Regelungssysteme erforderlich. Aufgrund des nicht vorhandenen Marktzugangs haben diese zudem auch keine Möglichkeiten, z. B. durch einen Lieferantenwechsel ihre Lastsenkungsmöglichkeit wirtschaftlich zu verwerten. Hier sind Instrumente notwendig, die zum Angebot von Verträgen führen, welche diese Anreizdefizite mindern oder auflösen.
- **Erschliessungshemmnisse bei Lastsenkung:** Investitionshemmnissen zur technischen Flexibilisierung und Umstellung von Betriebsabläufen, die Flexibilität ermöglichen, sorgen dafür, dass technisch vorhandene Potenziale nicht erschlossen werden, die Flexibilität wirtschaftlich liefern könnten. Investitionshemmnisse können eine Folge von Risikoaversion der Verbraucher oder auch Finanzierungsproblemen sein, welche durch entsprechende Instrumente adressiert werden können.
- **Preis-Caps im Strommarkt:** Die Preisobergrenze im Strommarkt, die aktuell bei 4.000 EUR/MWh am Day-ahead-Markt liegt, führt dazu, dass eine Aktivierung von Potentialen mit Kosten oberhalb dieses Preis-Caps aus einzelwirtschaftlicher Perspektive nicht lohnend ist und daher nicht erfolgt. Dieses Hemmnis kann durch eine Anhebung des Preis-Caps oder durch ein zusätzliches ausser- bzw. nachmarktlisches Instrument adressiert werden, das Potenziale hebt, die durch die aktuelle Preisobergrenze nicht aktiviert werden.
- **Das gesellschaftliche Absicherungsbedürfnis wird im Markt nicht sichtbar:** Wenn eine Absicherung gegen eine durch die Marktakteure nicht antizipierte Extremsituation erfolgen soll, wird die gesellschaftliche Zahlungsbereitschaft für diese Absicherung durch den Marktmechanismus nicht aufgedeckt und das entsprechend benötigte Potenzial nicht erschlossen. Instrumente für solche Extremsituationen berücksichtigen dieses besondere gesellschaftliche Absicherungsbedürfnis.³

4.2.2 Mögliche Adressaten von Instrumenten

Die oben beschriebenen Hemmnisse, die mithilfe geeigneter Instrumente adressiert werden können, um zusätzliche Lastsenkungspotenziale zu erschliessen bzw. zu aktivieren, treten bei verschiedenen Verbrauchergruppen in unterschiedlichem Masse auf. Bevor im Abschnitt 4.2.3 konkrete Instrumente

³ Siehe beispielsweise Begründung der Schaffung einer Wasserkraftreserve (UVEK 2022) .

hergeleitet werden, wird in Abbildung 4 zunächst dargestellt, welches die möglichen Adressaten dieser Instrumente sein können. Ein Adressat ist dabei der Akteur, der einen Anreiz (entweder aufgrund von Marktanreizen oder weil er dazu verpflichtet wird) hat, Lastsenkungspotential einzusetzen oder abzurufen. Insbesondere muss bei der Herleitung der Instrumente für unterschiedliche Verbraucher berücksichtigt werden, ob diese bereits unmittelbar Marktpreissignalen ausgesetzt sind oder nicht. Bei Verbrauchern, die bereits zeitvariablen Marktpreisen exponiert sind, bestehen über die Preise theoretisch bereits Anreize zur Optimierung ihrer Flexibilität am Markt, möglicherweise verhindern dies jedoch Erschliessungshemmnisse oder der Einsatz dieser Flexibilitäten ist zu Marktpreisen nicht wirtschaftlich. Darüberhinaus besteht für diese Verbraucher, die zwar über einen Marktzugang verfügen, die Möglichkeit, einen Vollversorgungsvertrag abzuschliessen, bei dem sie nicht den Marktpreisanreizen ausgesetzt sind. Diese Kundengruppe kann direkt durch entsprechende Instrumente adressiert werden.

Darüber hinaus ist zwischen Kunden zu unterscheiden, die eine freie Wahl zwischen miteinander im Wettbewerb stehenden Versorgern haben und solchen, die als gebundene Verbraucher an ihren Grundversorger gebunden sind. Stehen Versorger miteinander im Wettbewerb, besteht auf Versorgerseite ein Anreiz, Tarife anzubieten, bei denen Kunden ihre Lastsenkungsmöglichkeit wirtschaftlich verwerten können, sobald auf Kundenseite eine Nachfrage für solche Tarife herrscht. Gebundene Verbraucher können hingegen nur zwischen den Tarifen auswählen, die ihr Grundversorger ihnen anbietet und haben durch den nicht-existierenden Wettbewerb keine Möglichkeit, über ihre Nachfrage ein Angebot von entsprechenden Tarifen hervorzurufen. Diese Kunden sind daher keine direkten Adressaten, sondern der Abruf bzw. Beanreizung zur Nutzung des Lastsenkungspotenzials muss beim vorgelagerten Versorger adressiert werden, der aufgrund der bestehenden Preisregulierung (Cost-Plus) keinen ökonomischen Anreiz sieht, Lastsenkungspotenziale bei seinen Kunden zu erschliessen. Für die Ausgestaltung konkreter Instrumente ist weiterhin zu beachten, dass sich unter den gebundenen Kunden sowohl solche mit als auch ohne Leistungsmessung befinden. Sofern keine Leistungsmessung beim Kunden vorhanden ist, kann auch keine zeitscharfe Abrechnung des Verbrauchs stattfinden, der es dem Kunden erlauben würde, diesen Verbrauch auf Preissignale hin anzupassen.

Sollen Lastsenkungen für den Anwendungsfall im Systembereich der Stromnetze eingesetzt werden, so sind die Adressaten solcher Instrumente der Netzbetreiber und seine Kunden. Auch in diesem Bereich führt die Preisregulierung (Cost-Plus) der Netzbetreiber heute nicht zu ökonomischen Anreizen, Lastsenkungspotenziale der Kunden zu nutzen und entsprechende Instrumente müssen gegebenenfalls eine Verpflichtung hierzu enthalten.

Exponiertheit ggü. zeitvariablen Marktpreisen	Adressat		
	Netzbetreiber	Lieferant	Verbraucher
Nicht exponiert	Netzbetreiber	Grundversorger	Gebundene Verbraucher (nicht leistungsgemessen)
			Gebundene Verbraucher (leistungsgemessen)
		Versorger im Wettbewerb	Verbraucher mit Vollversorgungsvertrag (leistungsgemessen)
Exponiert		Versorger im Wettbewerb	Verbraucher mit Marktzugang und Profilabrechnung (leistungsgemessen)

Abbildung 4 Überblick über die möglichen Adressaten von Instrumenten

Abbildung 4 gibt einen systematischen Überblick über die möglichen Adressaten von Instrumenten. Alle grau eingefärbten Adressaten können direkt durch Instrumente adressiert werden, bei den weiss eingefärbten Adressaten muss das Instrumenten indirekt über andere Akteure wirken. Gebundene Verbraucher müssen über ihre Grundversorger adressiert werden. Verbraucher mit Vollversorgungsvertrag haben im Grundsatz die Anreize zur Optimierung ihrer Flexibilität am Markt, sich jedoch freiwillig für einen Vollversorgungsvertrag entschieden. Die konkrete Zuordnung von Instrumenten zu den Adressaten wird im nachfolgenden Abschnitt behandelt.

4.2.3 Arten von Instrumenten

Verbraucher können Anreize zur Lastsenkung entweder in Form von Preisanreizen oder in Form von unterbrechbaren Verträgen erhalten. Während Preisanreize nur bei Kunden mit Smart-Meter möglich sind, können unterbrechbare Verträge prinzipiell auch bei Kunden ohne Smart-Meter eingesetzt werden. Der Nutzen beider Instrumente, respektive der Druck zu ihrer Einführung steigt, wenn Price-Caps am Strommarkt erhöht werden. In den nachfolgenden Abschnitten werden diese Instrumente näher beschrieben. Dabei wird deutlich, wie die Instrumente, die in Abschnitt 4.2.1 beschriebenen Hemmnisse für Lastsenkung adressieren (vgl. Abbildung 5).

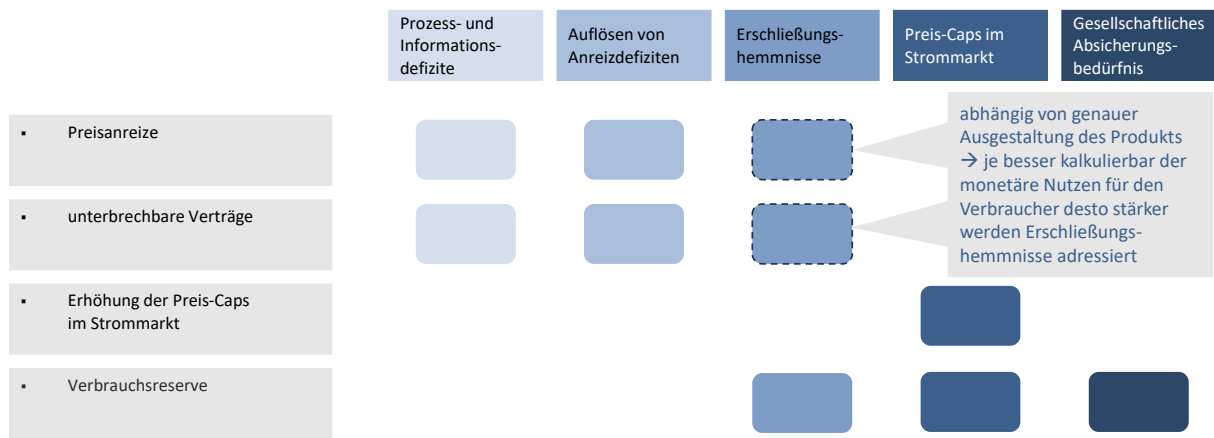


Abbildung 5 Hemmnissen, welche durch die Instrumente adressiert werden können

Netzbetreiber und Lieferanten können durch entsprechende Ausgestaltung der rechtlichen Rahmenbedingungen einen verstärkten Anreiz erhalten, die Flexibilität der von ihnen belieferten Verbrauchern durch Preisanreize oder Unterbrechbare Verträge zu erschliessen. Zu diesen Rahmenbedingungen gehören zum Beispiel eine Verzinsung der Betriebskosten für den Flexibilitätsansatz, die Aufnahme entsprechender Indikatoren in die Sunshine Regulierung oder weitere Anpassungen des rechtlichen Rahmens. Die Analyse der an Netzbetreiber und Lieferanten adressierten Instrumente ist im Rahmen des aktuellen Projektes nicht vorgesehen.

Preisanreize

Aktuell werden insbesondere gebundene Endkunden zumeist zu **Fixpreisen** beliefert. Dabei wird der Preis für die Energielieferung in der Regel in Höhe der durchschnittlichen Strombeschaffungskosten des Lieferanten (z.B. Forward Preis) festgelegt. Der Preis, den die Kunden für ihren Strombezug bezahlen, ist konstant und hängt nicht davon ab, wie sich der Preis kurzfristig auf dem Grosshandelsmarkt entwickelt. Wie in Tabelle 1 dargestellt, schützt ein solches Preismodell die Kunden zwar vor Preisrisiken. Es unterdrückt jedoch sowohl den Anreiz für Lastverschiebung (von teuren in weniger teure Stunden), als auch den Anreiz für eine nachhaltige Lastsenkungen (bei durchgehend hohen Preisen während Krisen).

Alternativ dazu können Stromlieferanten den Kunden ihren Stromverbrauch zum **Grosshandelspreis** für die jeweilige Abrechnungsperiode in Rechnung stellen. Als Referenzpreis für die Energielieferung wird hierbei meist der Preis im Day-Ahead-Markt gewählt. Märkte näher an Echtzeit, wie der kontinuierliche Intraday-Markt oder Intraday-Auktionen wären prinzipiell auch möglich. Aufgrund der längeren Vorlaufzeit, höheren Liquidität und geringeren Volatilität wird in der Regel jedoch zumeist der Preis am Day-Ahead-Markt gewählt. Wie in Tabelle 1 dargestellt, geben Grosshandelspreise den Kunden sowohl einen Anreiz zur Lastverschiebung (von teuren in weniger teure Stunden) als auch zur Lastsenkung (bei durchgehend hohen Preisen während Krisen). Sie schützen die Kunden jedoch nicht vor hohen Preisen, was insbesondere im Hinblick auf Krisen zumindest für bestimmte Kundengruppe nicht wünschenswert ist. Zudem wünschen einige Kunden eine Absicherung gegen Preisrisiken.

Das Preisrisiko von Kunden kann gesenkt werden, wenn ihnen anstelle des Grosshandelspreises ein **variabler Durchschnittspreis** verrechnet wird. Beispielsweise, indem der Preis für jede Stunde pro-

portional zum Grosshandelspreis variiert, die Preise aber so kalibriert werden, dass der Durchschnittswert der stündlichen Preise für jeden Tag identisch ist und den langfristigen Strombeschaffungskosten des Lieferanten entspricht (z.B. Forward Preis). Wie in Tabelle 1 dargestellt, schützen variable Durchschnittspreise die Kunden vor Preisvolatilität (bei Krisen) und geben ihnen dennoch einen Anreiz zur Lastverschiebung (von teuren in weniger teure Stunden). Sie unterdrücken jedoch den Anreiz für Kunden, ihren Stromverbrauch während Krisen zu senken.

Um diesen Fehlanreiz zu beheben, können leistungsgemessene Kunden mit **Profilverträgen** abgerechnet werden. Wie in Abbildung 6 dargestellt, würde dies bedeuten, dass die Kunden ein entsprechend ihrem Verbrauchsprofil im Vorfeld definiertes Lastprofil (=rote Linie) zu einem Fixpreis einkaufen (z.B. der langfristige Durchschnittspreis). Für ihren Mehrkonsum im Vergleich zum gekauften Profil bezahlen sie den Spotpreis und für ihren Minderverbrauch im Vergleich zu dem gekauften Profil erhalten sie eine Erstattung in Höhe des Spotpreises (Wolak and Hardman 2022). Sofern die von den Kunden bezogene Energiemenge dem von ihnen eingekauften Profil entspricht, und ihr gemessenes Lastprofil das eingekaufte Profil nicht systematisch während Hochpreisstunden übersteigt, ist der Durchschnittspreis, den die Verbraucher bezahlen, sehr nahe am Fixpreis. Wie in Tabelle 1 dargestellt, würden Profilverträge die Verbraucher daher – ähnlich wie Vollversorgungsverträge – vor Preisvolatilität schützen. Gleichzeitig werden Abweichungen von dem gekauften Profil zum Spotpreis verrechnet. Die Verbraucher hätten daher sowohl denselben Anreiz zur Lastverschiebung (von teuren in günstigere Stunden) als auch denselben Anreiz zur Lastsenkung (während Krisen) wie im Fall einer Belieferung zu Grosshandelspreisen. Gerade während Krisen können Verbraucher, die ihre Last einschränken oder von teuren in günstigere Stunden verschieben, im Vergleich zu den heutigen Fixpreis-Verträgen somit bedeutende Einsparungen erzielen, ohne dafür ein wesentlich höheres Preisrisiko in Kauf nehmen zu müssen. Gleichzeitig profitieren davon auch die Lieferanten, da das von ihnen abzusichernde Lastprofil bereits im Voraus bekannt ist und sich somit deutlich einfacher auf Forward-Märkten absichern («hedgen») lässt. Profilverträge sind den anderen Vertragsformen im Hinblick auf die daraus entstehenden Anreize somit klar überlegen. Bei der Ausgestaltung von Profilverträgen gilt es je nach Kundentyp verschiedene Aspekte zu beachten (z.B. die Wahl des gekauften Profils), die im Rahmen aktuell laufender Forschungsprojekte näher untersucht werden.⁴ Darüber hinaus müssen insbesondere kleinere Endkunden bei der Wahl der von ihnen gewünschten Vertragsparameter durch entsprechend aufbereitete Informationen unterstützt werden.

Preisreize können sowohl zum Ausgleich (und Optimierung) der Energiebilanz als auch zur Vermeidung von Netzgenpässen und Verzögerung des Netzausbaus (z.B. durch entsprechend ausgestaltete dynamische Netzentgelte) eingesetzt werden (siehe Abschnitt 4.2.4).

⁴ U.a. durch die ZHAW Winterthur im Projekt SWEET PATHFINDER und EWG AGGREGATE (durch Christian Winzer und Ingmar Schlecht).

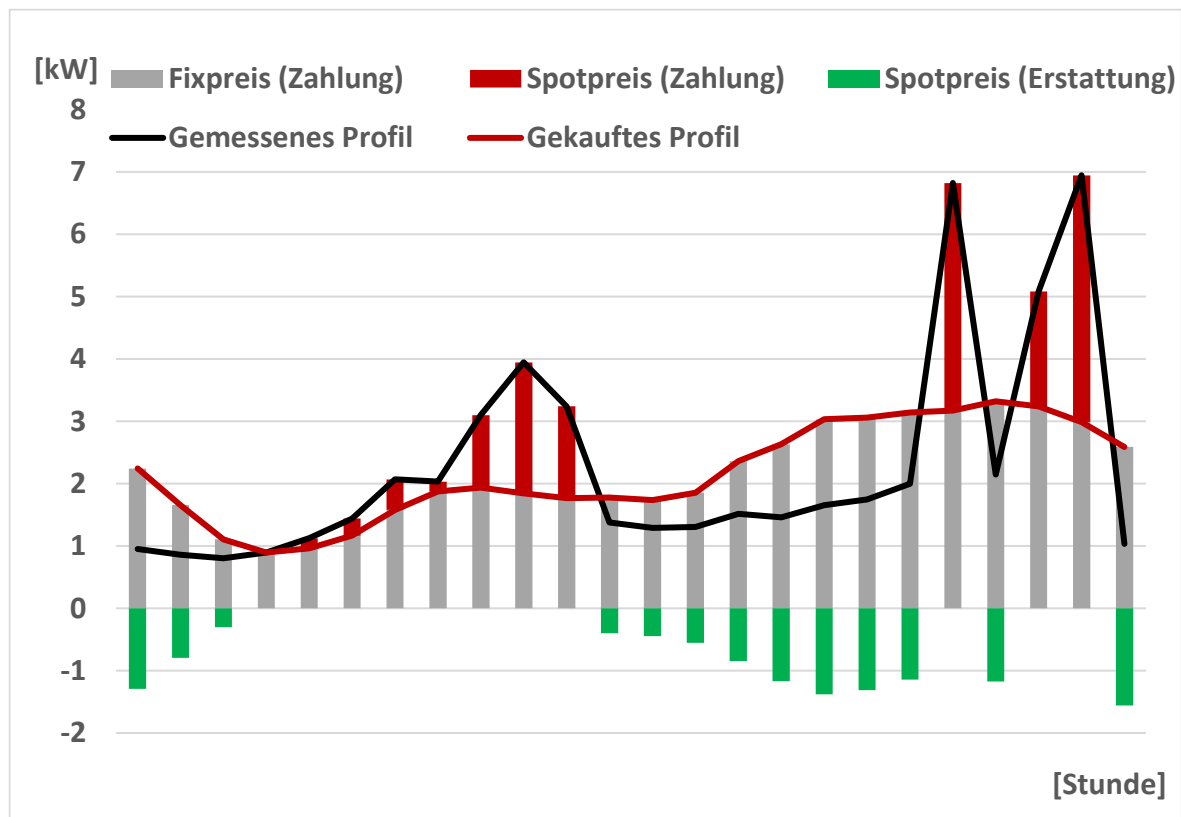


Abbildung 6 Illustration von Profilverträgen.

Tabelle 1: Vor- und Nachteile verschiedener Preisanreize.

Vertrag	Schutz vor Preisrisiken	Anreiz für Lastverschiebung	Anreiz für Lastsenkung
Fixpreise	Ja	Nein	Nein
Grosshandelspreise	Nein	Ja	Ja
Variable Durchschnittspreise	Ja	Ja	Nein
Profilvertrag (Empfehlung)	Ja	Ja	Ja

Unterbrechbare Verträge

Im Gegensatz zu Preisanreizen können unterbrechbare Verträge auch bei Verbrauchern ohne Smart-Meter eingesetzt werden. Verbraucher geben ihrem Lieferanten, Netzbetreiber oder auch einem unabhängigen Aggregator dabei das Recht, einzelne grössere Verbrauchsanlagen (z. B. Elektroheizungen / Wärmepumpen, Saunen, Elektromobilität) per Fernwirktechnik abzuschalten oder eine Abschaltung

oder Lastsenkung durch den Verbraucher einzufordern. Lastsenkungen oder Abschaltung sind häufig auf bestimmte Einsatzzwecke, Abrufdauer und Abrufhäufigkeit beschränkt und müssen je nach Vertrag mit einer bestimmten Vorlaufzeit angekündigt werden. Im Gegenzug für die Verfügbarkeit ihrer Lastsenkung erhalten die Verbraucher eine Entschädigung, die beispielsweise in Form eines reduzierten Arbeitspreises, eines reduzierten Grundpreises oder einer fixen jährlichen Zahlung und gegebenenfalls im Abruffall einer Abrufvergütung ausgestaltet sein kann.

Unterbrechbare Verträge können die Verbraucher gut vor Preisrisiken schützen, da Aufforderungen zur Lastsenkung direkt an den Verbraucher übermittelt werden können und nicht in Form eines volatilen Preissignals «verpackt» werden müssen. Sie setzen Verbraucher jedoch einem neuen Risiko der Lasteinschränkung (zu ggf. ungünstigen Zeitpunkten) aus. Darüber hinaus können unterbrechbare Verträge gut dafür eingesetzt werden, Lasten zu verschieben, in dem die vertraglich zu gesicherten Lastsenkungen während den entsprechenden Stunden aktiviert werden. Nachhaltige Lastsenkungen lassen sich jedoch nur dann erzielen, wenn der unterbrechbare Vertrag eine entsprechend lange maximale Abrufdauer und Abrufhäufigkeit vorsieht. Die in Kapitel 5 beschriebene Verbrauchsreserve ist ein Beispiel für einen unterbrechbaren Vertrag mit einer – je nach Ausgestaltung – vergleichsweise langen Abrufdauer und hohen maximalen Abrufhäufigkeit (siehe Abschnitt 5.5.1). Darüber hinaus werden unterbrechbare Verträge mit kürzerer maximaler Abrufdauer häufig von Netzbetreibern eingesetzt, um lokale Netzengpässe zu beheben. Typische Herausforderungen bei der Gestaltung von unterbrechbaren Verträgen sind die Vermeidung von Anreizen zum Mehrkonsum oder zur Überdimensionierung der teilnehmenden Anlagen (siehe Abschnitt 5.1.1), sowie die Koordination der Lastunterbrechungen im Fall eines parallelen Einsatzes der Lastsenkungen für verschiedene Anwendungsfälle (siehe Abschnitt 4.2.4 und Abschnitt 5.5.1).

Je nach Ausgestaltung können unterbrechbare Verträge dennoch sowohl als Beschaffungsoptimierung als auch zur Vermeidung von Netzengpässen und Verzögerung des Netzausbaus eingesetzt werden (siehe Abschnitt 4.2.4).

Erhöhung des Price-Caps

Durch eine Erhöhung der Price-Caps im Strommarkt steigt das Risiko für die Lieferanten von unflexiblen Kunden, da diese im Extremfall zu höheren Preisen beliefert werden müssen. Damit steigt der Druck zur Einführung von Preisanreizen und/oder unterbrechbaren Verträgen, da der Marktwert der dadurch erschlossenen Flexibilitäten im Fall einer Knappheit zunimmt. Eine Erhöhung der Price-Caps in den Strommärkten würde somit zur Erschliessung zusätzlicher Flexibilität führen.

Im Gegensatz zur Einführung von separaten Reserveprodukten für Produzenten oder Verbraucher, die jeweils auf spezifische Anbieter zugeschnitten sind, könnte eine Erhöhung der Price-Caps sowohl den Anreiz zur Flexibilisierung der Nachfrage als auch den Anreiz zur Bereitstellung verschiedener zusätzlicher Produktionskapazitäten während Knappheiten erhöhen. Die daraus insbesondere für kleinere Lieferanten und unabhängige Produzenten entstehenden höheren finanziellen Risiken lassen sich sowohl durch die Erschliessung und den Einsatz eigener Flexibilitäten (z.B. indem Produzenten bei Kraftwerksausfall eigene Reservekraftwerke hochfahren) als auch vertikale Integration oder wechselseitige Absicherungsverträge mit anderen Marktakteuren entsprechend einschränken (z.B. indem Produzenten bei Verbrauchern (oder deren Lieferanten) die Garantie einkaufen, Kraftwerksausfälle in bestimmten Fällen durch Lastsenkungen zu kompensieren).

Eine Erhöhung der Price-Caps könnte insbesondere auch solche Lastsenkungspotenziale erschliessen, deren Kosten oberhalb des alten und unterhalb des neuen Preis-Caps liegen.

4.2.4 Anwendungsfälle und Koordination der Instrumente

Wie in Abschnitt 4.1 und Abschnitt 4.2.3 dargestellt, kann Flexibilität für viele verschiedene Anwendungsfälle genutzt werden. Prinzipiell kann sie dabei jeweils sowohl über Preisanreize als auch über unterbrechbare Verträge erschlossen werden. Eine Zuordnung der Instrumente zu den Anwendungsfällen ist in Abbildung 7 dargestellt. Durch einen marktpreisorientierten Einsatz des Lastreduktionspotentials wird auf allen Zeitebenen ein Beitrag zur Vermeidung von Systembilanzengpässen geleistet (gleiches gilt bei einer Erhöhung des Preis-Caps am Strommarkt). Kommen die Preisanreize aus den Netzentgelten, so tragen sie zur Vermeidung lastbedingter Verteilnetzengpässe bei. Der Anwendungsfall für unterbrechbare Tarife, die bereits in der Praxis bekannt sind, lag bisher primär in der Vermeidung von Netzengpässen. Bei Lastsenkung durch unterbrechbare Tarife kann theoretisch auf allen Zeitebenen ein Beitrag zur Vermeidung von Systembilanzengpässen geleistet werden, aufgrund der pauschal begrenzten Abrufhäufigkeit ist der Beitrag zur Vermeidung langfristiger Bilanzengpässe jedoch stark beschränkt.

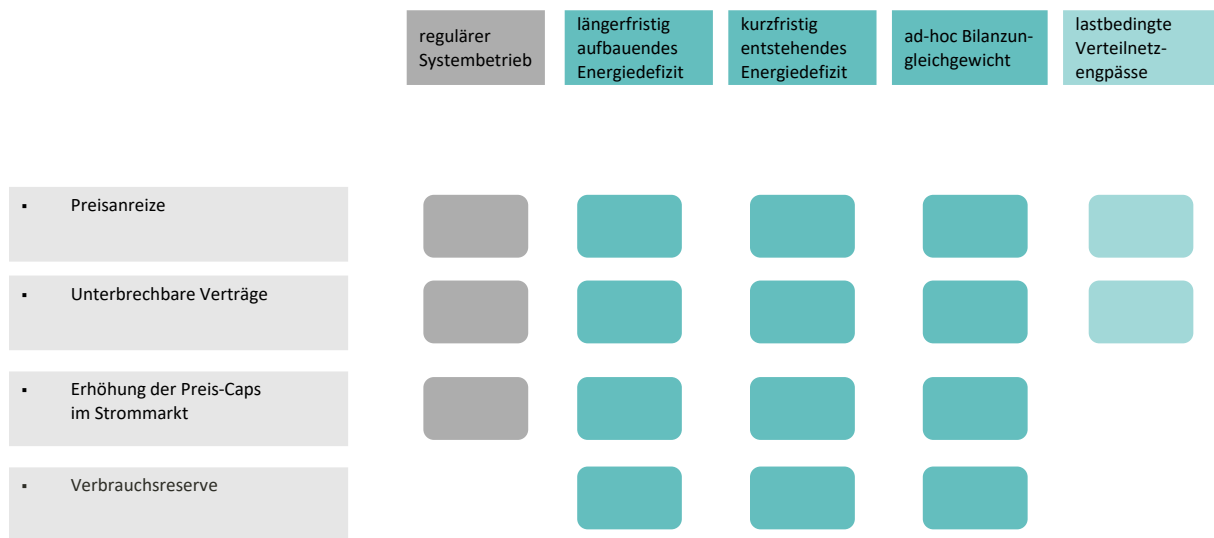


Abbildung 7 Zuordnung der Instrumente zu den Anwendungsfällen

Der Wert der Flexibilität für das Gesamtsystem ergibt sich dabei aus der Summe der bei optimalem Flexibilitätseinsatz zu verschiedenen Anwendungsfällen erzielbaren Teilnutzen. In dem Masse wie ein Portfolio flexibler Anlagen gleichzeitig einen Beitrag zu mehreren Anwendungsfällen leisten kann, sollte es daher die Erlöse aus den entsprechenden Instrumenten kumulieren können (z.B. können Lasteinschränkung im Rahmen der Verbrauchsreserve gleichzeitig im Vorfeld der Reserveaktivierung bereits einen Beitrag zum Stromboost leisten, siehe Abschnitt 5.3.1). In Fällen, bei denen der Flexibilitätseinsatz entweder einen Beitrag zu einem oder zu einem anderen Anwendungsfall liefern kann, sollten die Einnahmen hingegen nicht kumulierbar sein (z.B. Einsatz flexibler Lasten als

Regelenergie vs. Einsatz im Rahmen der Verbrauchsreserve, Abschnitt 5.3.2). Die Wechselwirkungen dieser Instrumente mit anderen Instrumenten werden in Abschnitt 4.4 diskutiert.

In Fällen, bei denen der Abruf für verschiedene Einsatzzwecke keine negativen Wechselwirkungen verursacht, kann die gleichzeitige Teilnahme an den verschiedenen Reserveinstrumenten durch entsprechende Produktgestaltung ermöglicht werden (siehe Abschnitt 5.1.1). Insbesondere in Fällen, bei denen ein Einsatzzweck Lastsenkungen verlangt, während ein anderer Einsatzzweck einen unveränderten oder erhöhten Strombezug erfordert, stellt sich die Frage der optimalen **Koordination und Priorisierung zwischen den verschiedenen Anwendungsfällen**.

Im Fall von *Preisaneizen* können verschiedene Anwendungsfälle relativ einfach koordiniert werden, indem die Preisaneizen aus den verschiedenen Instrumenten miteinander überlagert und an den Kunden übermittelt werden. So beinhalten als ein Beispiel nodale Preise innerhalb des eines Preissignals sowohl die Kosten der Stromproduktion an einem Referenzknoten (Einsatzbereich „Energiebilanz“), als auch allfällige zusätzliche Kosten, die sich aus Netzengpässen für einen bestimmten anderen Knoten ergeben (Einsatzbereich „Stromnetze“). Alternativ dazu könnten die entsprechenden Preissignale jedoch auch in Form separater Entgelte für die Energielieferung (auf Basis der Grosshandelspreise) und die Nutzung der verschiedenen Netzebenen (auf Basis der regionalen Netzlast in den entsprechenden Teilnetzgebieten) übermittelt werden (siehe hierzu auch Abschnitt 5.2.3 in (Winzer et al. 2023)).

Im Fall von *unterbrechbaren Verträgen* mit unterschiedlichen Vertragspartnern können Interessenskonflikte auftreten. Ein häufig verwendeter Ansatz, um die Steuersignale aus verschiedenen unterbrechbaren Verträgen zu koordinieren und zu priorisieren, besteht in der Festlegung einer starren Prioritätsreihenfolge, beispielsweise in Form von Ampelsystemen (Edmunds et al. 2020). Diese priorisieren lokale vor systemweiten Einsatzzwecken. Ein anderer Ansatz besteht in der Bündelung und einem Weiterverkauf lokaler Flexibilität durch die entsprechenden Verteilnetzbetreiber (DSO-led model in (Givisiez, Petrou, and Ochoa 2020)). Eine mögliche Herausforderung in diesem Zusammenhang sind – neben Interessenkonflikten der Verteilnetzbetreiber - rechtliche Vorgaben zum Unbundling, welche es den Verteilnetzbetreibern verbieten, Lasten zur Senkung der Stromerzeugungskosten am Strommarkt einzusetzen. Ein alternativer Ansatz, der diese Probleme umgehen könnte, ist in Abbildung 8 dargestellt. Wenn die Steuersignale für verschiedene Anwendungsfälle in Preissignale übersetzt werden, die die Dringlichkeit des entsprechenden Steuereingriffes quantifizieren, könnten Lieferanten diese Preissignale entweder an ihre Kunden weiterleiten oder die flexiblen Lasten ihrer Kunden auf Basis des resultierenden Summenpreises optimal einsetzen.

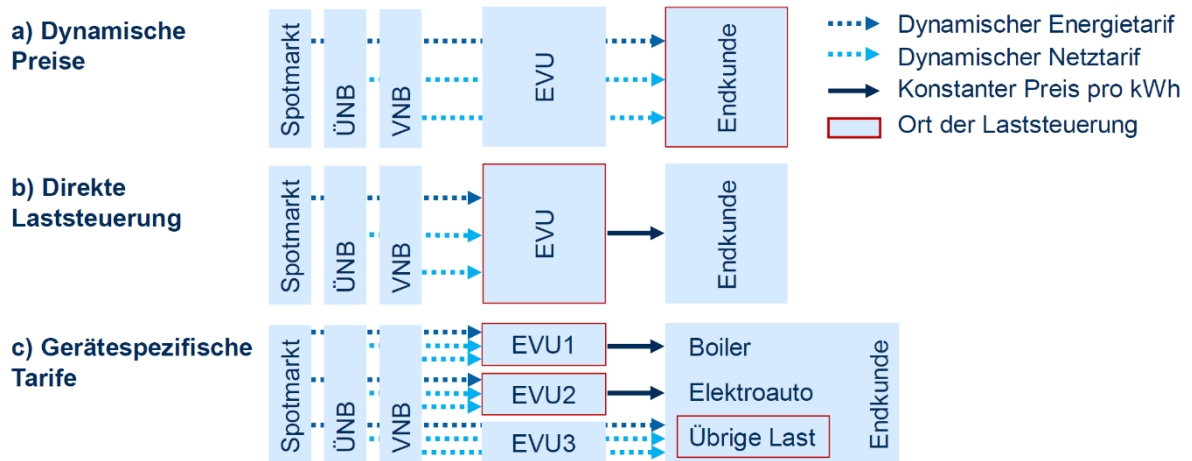


Abbildung 8: Mögliche Vertragsbeziehungen des in Winzer et al. 2023 vorgeschlagenen Zielsystems.

4.3 Potenziale für Lastsenkung

Nach der Herleitung der potenziellen Anwendungsfällen von Lastsenkung und der Identifikation von möglichen Instrumenten, die dazu genutzt werden können, bestehende Hemmnisse für den Einsatz von Lastsenkung zu adressieren, werden im nächsten Schritt die Potenziale für Lastsenkung in der Schweiz untersucht. Dabei werden die Potenziale der unterschiedlichen Verbrauchergruppen Industrie, Gewerbe- und Dienstleistungssektor (GHD) und Haushalte betrachtet. Zudem wird analysiert, ob und unter welchen Umständen diese Gruppen praktisch zur Flexibilitätsbereitstellung im jeweiligen Anwendungsfall beitragen bzw. durch welche Instrumente sie jeweils erreicht werden können.

4.3.1 Definition von Potenzialen, Lastverschiebung und Lastverzicht

Für die nachfolgenden Untersuchungen soll zunächst definiert werden, was unter dem Potenzialbegriff zu verstehen ist und welche Arten von Lastsenkung voneinander abzugrenzen sind. Die Definition der deutschen Regulierungsbehörde Bundesnetzagentur (Homann 2017) für Flexibilität im Allgemeinen lautet:

Flexibilität: Flexibilität ist die Veränderung von Einspeisung oder Last in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung), mit dem Ziel, eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen.

Da es in diesem Kapitel um die konkreten Potenziale von Lastsenkung gehen soll, wird im Weiteren auf eine Definition des Potenzialbegriffs eingegangen. Dies ist insbesondere wichtig, da sowohl in der Praxis als auch in der Fachliteratur unterschiedliche Begriffe und Definitionen genutzt werden und für die Zuordnung der Potenziale auf die Anwendungsfälle und Instrumente eine Abgrenzung erforderlich ist,

welche Art von Potenzial zur Verfügung steht. In Abbildung 9 ist ein Modell zur Abgrenzung der hier verwendeten Begriffe (Dufter et al. 2017) dargestellt. Es zeigt sich, dass die meisten Potenziale eine Teilmenge des jeweils darüberliegenden Potenzials sind. Auf der untersten Ebene ergibt sich eine Schnittmenge zweier Potenzial-Begriffe.

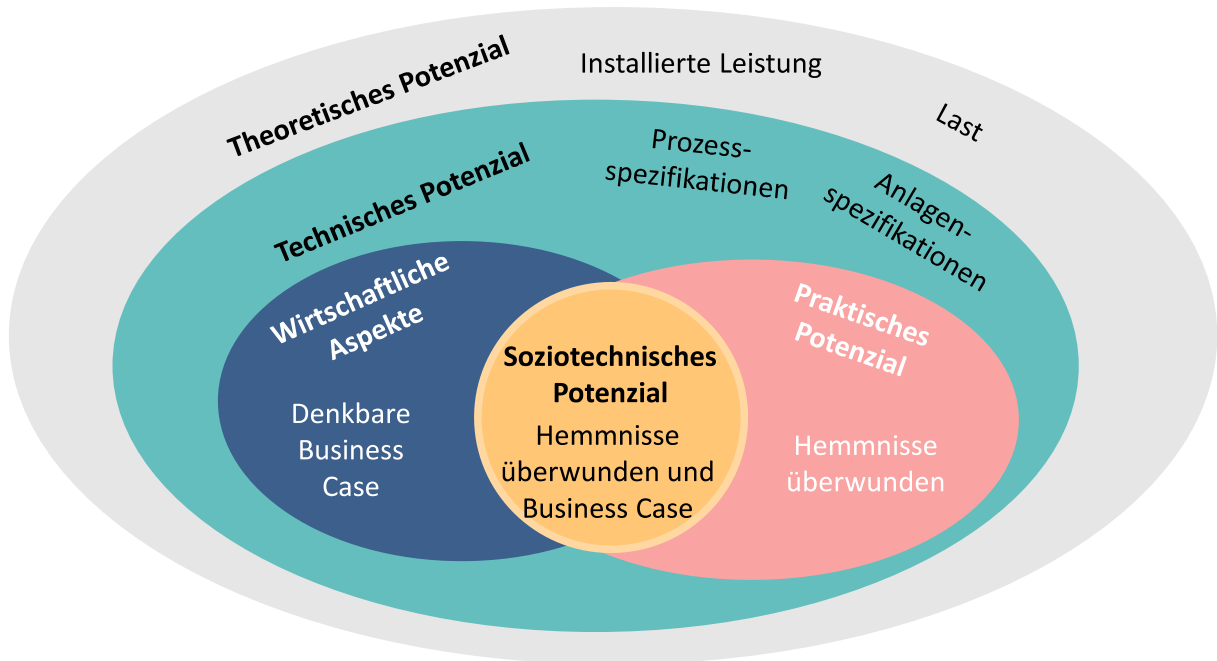


Abbildung 9 Modell der verwendeten Begriffe für Lastsenkungspotenziale (in Anlehnung an (Dufter et al. 2017))

Das theoretische Potenzial ergibt sich, wie in Abbildung 9 dargestellt, ausschliesslich durch die gesamte installierte Leistung der Verbrauchsanlagen. Als Verbrauchsanlagen sind an dieser Stelle technische Anlagen zu verstehen, die durch den Einsatz elektrischer Leistung, die sich in ihrer Anschlussleistung begründen, Prozesse durchführen, z. B. ein Lichtbogenofen (im industriellen Kontext, hier liegen die Leistungen typischerweise im MW- oder GW-Bereich) oder eine Wärmepumpe (im haushaltsnahen Kontext, hier liegen die Leistungen im einstelligen oder niedrigen zweistelligen kW-Bereich).

Theoretisches Potenzial: Das theoretische Lastreduktionspotenzial, welches sich aus der Anschlussleistung oder dem Energieverbrauch bestimmt.

Wenn einige Einschränkungen des theoretischen Potenzials berücksichtigt werden, wie mögliche Leistungsgradienten, Stillstandzeiten, Mindestlaufzeiten etc., dann resultiert hieraus das sogenannte technische Potenzial. Diese Studie fokussiert sich bei dem Potenzial hauptsächlich auf positive Flexibilität, weswegen es thematisch um die Drosselung von Prozessen geht. Hieraus folgt, dass die Anlagen zu dem Zeitpunkt des Flexibilitätseinsatzes im Betrieb sein müssen (damit diese gedrosselt werden können). In Abbildung 9 wird dies als «Prozess-» bzw. «Anlagenspezifikation» aggregiert dargestellt.

Technisches Potenzial: Technisch realisierbare Abrufe von Lastreduktion und Lasterhöhung (nur Abrufe, die keine längere Produktionsunterbrechungen oder Schaden an der Anlage verursachen). Technisch realisierbar beinhaltet hierbei das die Anlage aktuell im Betrieb ist (damit eine Lastreduktion durchgeführt werden kann) und wird auf die entsprechende Leistung begrenzt.

Das theoretische und das technische Potenzial umfassen ausschliesslich die technische Dimension. Wirtschaftliche Aspekte und Akzeptanzfragen werden hierbei noch vollständig ausser Acht gelassen. Damit das Potenzial, welches sich als technisch realisierbar herausstellt, auch in der Praxis erschlossen wird, muss darüber hinaus die Teilmenge identifiziert werden, welche ökonomisch erschliessbar ist. Dabei handelt es sich um das Potenzial, bei dessen Einsatz für Lastsenkung die Erlöse die Kosten (sowohl Investitions- als auch Betriebskosten) übersteigen. Für diese sind bestimmte Business Cases denkbar, hierbei übersteigen die Erlöse die Kosten.

Darüber hinaus ist die Teilmenge abzugrenzen, die auf soziale Akzeptanz stösst (damit ist insbesondere der Umsetzungswille und das Interesse des Managements im Unternehmen gemeint) und sämtliche sonstige Hemmnisse aufgrund von unternehmensinternen Aspekten (z. B. Hemmnisse aufgrund von bestehenden Lieferverpflichtungen aus unflexiblen Lieferverträgen) überwunden hat. Die sich ergebene Schnittmenge ist das «Soziotechnische Potenzial» (vgl. Abbildung 9). Dieses Potenzial wird nachfolgend definiert. (Langrock, Purr, et al. 2015)

Soziotechnisches Potenzial: Teilmenge des technischen Potenzials: von den Unternehmen zum aktuellen Zeitpunkt als nutzbar eingeschätzt. Berücksichtigt neben den technischen auch wirtschaftliche und praktische Aspekte. Die wirtschaftlichen Aspekte hingegen werden nicht vollständig abgedeckt zum konkreten Zeitraum, es geht vielmehr um denkbare «Business Cases».

Es kann durch Veränderung an Märkten oder den regulatorischen Rahmenregeln das gesamte Potenzial bzw. einzelne Anwendungen von einer Potenzialart in die andere wechseln. So zum Beispiel kann durch die Änderung von Aktivierungskosten ein Teil des technischen Potenzials in das wirtschaftliche Potenzial wechseln.

Für den weiteren Verlauf der Studie wird unterhalb des Oberbegriffs der Lastsenkung zwischen «Lastverschiebung» und «Lastverzicht» unterschieden. Bei einer Lastverschiebung handelt es sich um eine Verschiebungsdauer zwischen 1 h und 24 h, dies ist deutlich von den Prozessen und Anwendungen abhängig.

Lastverschiebung: «Lastverschiebung ist die Massnahme, Leistungsbedarfe räumlich oder zeitlich in einem Energieversorgungsnetz zu verschieben. Die Lastverschiebung ist damit eine Massnahme des Lastmanagements bzw. der Lastflexibilisierung. Auf Grund des sehr viel häufigeren Vorkommens wird mit dem Begriff Lastverschiebung häufig lediglich die zeitliche Lastverschiebung gemeint. Die räumliche Lastverschiebung kommt zum Beispiel beim Redispatch in elektrischen Versorgungsnetzen zum Einsatz. Bei der Lastverschiebung werden lediglich Lasten zeitlich oder räumlich verschoben. Die Gesamtenergiebilanz verändert sich in erster Linie nicht. Andere Massnahmen des Lastmanagements sind z. B. unkompensierte Einsparungen zu Zeiten der Spitzenlast.» (Marquardt, Beneke, and Bolt 2022b)

Es zeigt sich, dass bei der Lastverschiebung sowohl eine räumliche als auch eine zeitliche Verschiebung gemeint sein kann. Im Rahmen dieser Studie ist für die meisten Anwendungsfälle (vgl. Abschnitt 4.1) die zeitliche Verschiebung relevant, die räumliche Verschiebung ist vor allem bei den Anwendungsfällen mit Netzenspässen ein zusätzlicher Faktor. Für den zeitlichen Horizont kann festgehalten werden, dass es sich weniger um einen zentral gesteuerten Einsatz von Lastverschiebung handelt, sondern diese in der Regel durch Verhaltensbeeinflussung des Verbrauchers mit verfügbarer Flexibilität erfolgt. «Demand Response» wird hier im Weiteren unter dem Begriff «Demand Side Management» (DSM) bezeichnet. Diese Verhaltensbeeinflussung wird durch Preissignale wie z. B. durch Tarifzeiten ausgelöst, also gemäss der obigen Definition für «Flexibilitäten». Lastverschiebung kann vor allem genutzt werden, um die Nutzung bestehender Erzeugungsanlagen und Lasten sowie Netzkapazitäten zu optimieren und erneuerbarer Energieträger in das bestehende Stromnetz zu integrieren. (Marquardt, Beneke, and Bolt 2022)

Im Gegensatz dazu wird der Lastverzicht folgendermassen definiert:

Lastverzicht: Im Vergleich zur Lastverschiebung ergibt sich bei dem Lastverzicht keine Möglichkeit, die gedrosselte (vollständige oder teilweise) Leistung bzw. den reduzierten Konsum von Energie kurzfristig nachzuholen. (Marquardt, Beneke, and Bolt 2022b)

Insbesondere für Anwendungsfälle (vgl. Abschnitt 4.1), in denen Energiedefizite und nicht kurzfristige Leistungsdefizite bestimmend sind, sind Lastsenkungen in Form von Lastverzicht relevant. Rationale Verbraucher setzen ihre Potenziale für Lastverzicht dann ein, wenn die Kosten dieses Verzichts unter denen des Lasteinsatzes liegen. Insbesondere bei sich längerfristig aufbauenden Energiedefiziten kann ein Lastverzicht im Gegensatz zu einer blossen Lastverschiebung zur Reduktion eines solchen Defizits beitragen.

4.3.2 Datenquellen und Bewertung der Datenlage

Um einen Überblick über die Studienlage zu liefern, aus der die Daten stammen, die zur Analyse der Potenziale genutzt wurden, werden in *Tabelle 2* die beiden Quellen erläutert, auf denen die quantitative Analyse hauptsächlich beruht.

Tabelle 2 Studien und Daten, die als Quelle dienen zur Ermittlung des Potenzials für Lastsenkung

#	Studien und Daten	Quelle
1	EY-Studie: Demand Side-Response- Potenzial in der Schweiz	(Ernst & Young 2022) (noch nicht veröffentlicht)
2	Daten vom Statistischen Bundesamt zu Bruttowertschöpfung und elektrischem Endenergieverbrauch für verschiedene Branchen	(Bundesamt für Statistik 2022b) (Bundesamt für Statistik 2022a) (BFE 2021)

Die genannte Studie von Ernst & Young für das Bundesamt für Energie dient als Hauptquelle für die Auswertungen verschiedener Potenziale. Die bisher unveröffentlichte Studie ist eine Metastudie aus vier Studien ((BET Suisse AG et al. 2019), (Langrock, Achner, et al. 2015), (Weber et al. 2014), (Imboden et al. 2016)) und liefert zahlreiche Auswertungen zu vorhandenen Potenzialen für Lastverschiebung und Lastverzicht in der Schweiz. Sie analysiert die unterschiedlichen Sektoren Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr hinsichtlich ihrer Flexibilitätspotenziale und nutzt die oben definierte Gliederung der Potenziale.

Als zweite Quelle dienen Daten des Bundesamts für Statistik und des BFE. Für die Auswertung der Potenziale und Kosten wird auf die Daten zur Bruttowertschöpfung einzelner Industriebranchen und deren elektrischen Energieverbrauch zurückgegriffen.

4.3.3 Lastverschiebungspotenziale

Überblick über die Lastverschiebungspotenziale

Die Metastudie von Ernst & Young identifiziert ein Lastverschiebungspotenzial, das in aggregierter Form in Abbildung 10 dargestellt wird, hierbei wird die Unterteilung der Potenzialbegriffe aus Abschnitt 4.3.1 genutzt. Für das theoretische Potenzial wird eine Leistung von 2'377 MW identifiziert, das sich zu jeweils ca. 30 %, aus der Industrie und dem Bereich der grösstenteils Gebundene Kunden» (Wärmepumpen und Elektromobilität) zusammensetzt. Der Bereich GHD macht ca. 40 % des theoretischen Potenzials aus. Diese Verhältnisse verändern sich in der Ebene «Technisches Potenzial» durch technische Restriktionen, die Leistung reduziert um 64 % sich auf 841 MW. Dabei macht die Industrie ca. 40 %, GHD ca. 48 % und Wärmepumpen und Elektromobilität ca. 12 % des technischen Potenzials aus. Werden die Business Cases und abzubauenen Hemmnisse betrachtet, bleiben diese Verhältnisse weitgehend bestehen, die Leistung für das soziotechnische Potenzial reduziert sich erneut deutlich um 50 % auf 426 MW.

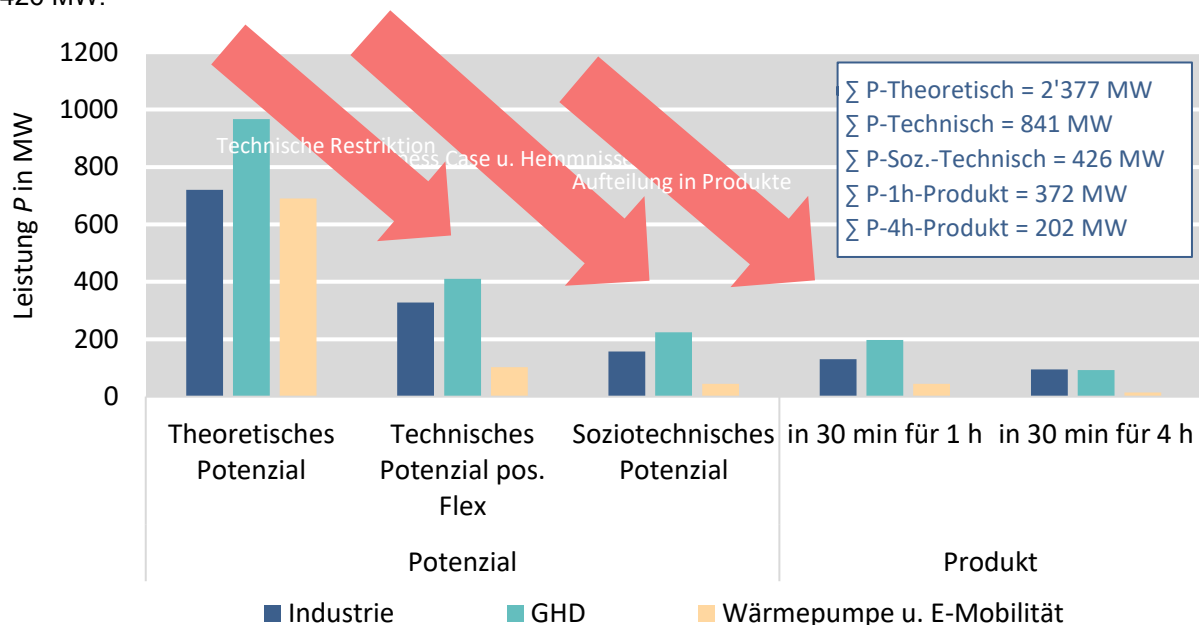


Abbildung 10 Lastverschiebungspotenziale nach Potenzialbegriffen und nach Kundengruppen (vgl. (Ernst & Young 2022))

Zusätzlich wurden die soziotechnischen Potenziale in konkrete Produkte für den Day-Ahead-Markt aufgeteilt. Hierbei wird zwischen «in 30 min für 1 h» und in «in 30 min für 4 h» unterschieden., d. h. die dargestellten Potenziale können innerhalb von 30 Minuten für die Dauer von einer bzw. vier Stunden aktiviert werden. Die erneute Reduktion des Potenzials gegenüber dem soziotechnischen Potenzial resultiert hierbei aus Restriktionen aus den Prozessen, aus denen die Flexibilitätslieferanten stammen. Bei Betrachtung der resultierenden Potenziale für die konkreten Produkte zeigt sich, dass sich die Potenziale im Vergleich zum «Soziotechnischen Potenzial» erneut reduzieren. Für das «in 30 min für 1 h»-Produkt ergibt sich eine Reduktion auf 372 MW und für das «in 30 min für 4 h»-Produkt reduziert sich

das Potenzial auf 202 MW. Die Betrachtung der Vorlaufzeiten und Aktivierungsdauern ist insbesondere relevant bei der Betrachtung, welche Potenziale für welche Anwendungsfälle in Frage kommen.

Im Weiteren werden diese Potenziale detaillierter je Gruppe der Flexibilitätslieferanten betrachtet. Hierbei werden die Kundengruppe Industrie und GHD und die Kundengruppe Haushaltskunden betrachtet. Dabei wird versucht, bei beiden Segmenten die Potenziale für Lastverschiebung (3.3.3) als auch Lastverzicht (im nächsten Abschnitt, in 3.3.4) zu quantifizieren.

Lastverschiebungspotentiale von Industrie und GHD

Das Lastverschiebungspotenzial der Industrie und des GHD-Sektors gemäss (Ernst & Young 2022) ist in Abbildung 11 gegliedert nach den unterschiedlichen Potenzialbegriffen dargestellt.

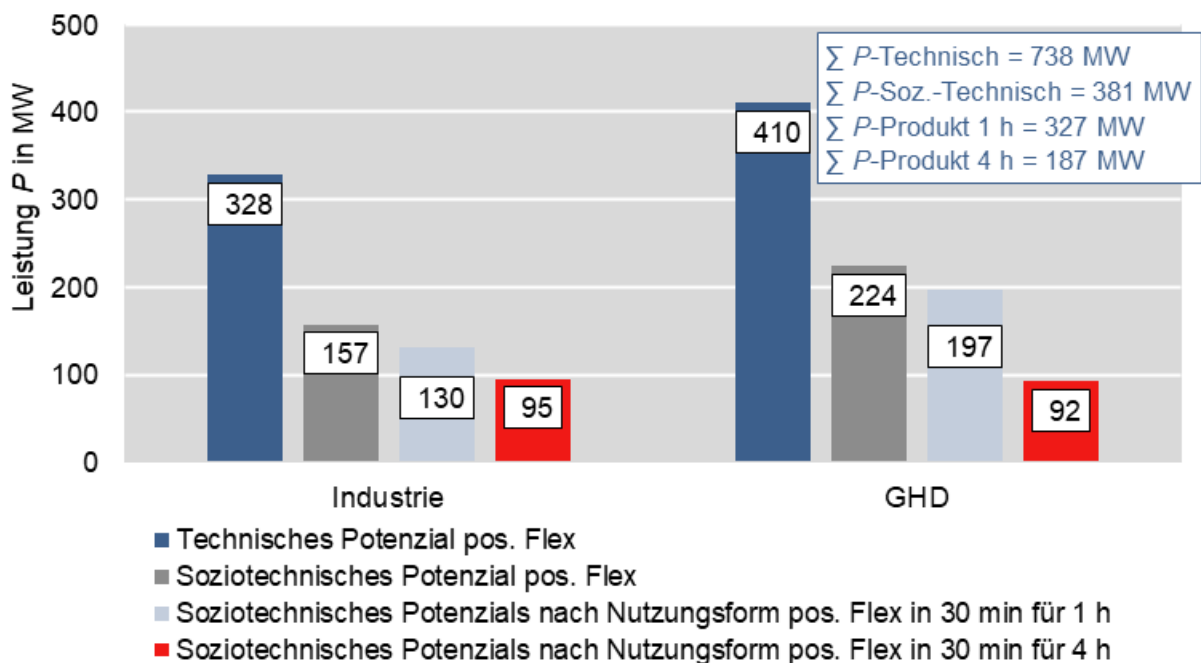


Abbildung 11 Lastverschiebungspotenziale für Industrie und GHD (vgl. (Ernst & Young 2022))

Das technische Potenzial beträgt 738 MW und teilt sich zu 44 % auf den Industrie-Sektor und zu 56 % auf den GHD-Sektor auf. Das soziotechnische Potenzial ist mit 381 MW nur etwa halb so gross. Da es sich bei einem Teil der Industriekunden und GHD-Kunden vermutlich um leistungsgemessene Kunden mit Marktzugang handelt, muss davon ausgegangen werden, dass ein Teil des soziotechnischen Potenzials bereits vermarktet wird. Dieses Potenzial teilt sich zu 41 % auf Industrie und zu 59 % auf GHD auf. Wenn die Ableitung von konkreten Produkten betrachtet wird, fällt auf, dass sich insbesondere bei der Industrie für 1 Stunde eine weitere deutliche Reduktion ergibt, in der Summe verbleibt noch ein Potenzial von 327 MW. Bei der Ableitung für ein 4-Stunden-Produkt ergibt sich durch die hohe Restriktion noch eine Leistung von insgesamt 187 MW. Im Kern zeigen sich ähnliche Effekte wie bei der höher aggregierten Betrachtung in Abbildung 10, durch höhere Restriktionen wie z. B. Einbeziehung von wirtschaftlichen oder sozialen Aspekten oder eben Ableitung von Produkten reduziert sich das Potenzial

deutlich. Trotz der zunächst grösseren Potenziale im GHD-Sektor, ergibt sich für das 4-Stunden-Produkt am Ende ein ähnliches Potenzial.

Im Weiteren wird eine Einsatzreihenfolge von Flexibilitätslieferanten im industriellen Kontext abgeleitet mit dem Ziel, zu quantifizieren wieviel Leistung zu welchen Kosten für die Lastverschiebung zur Verfügung steht. Aus dieser Betrachtung ergibt sich eine sogenannte Kostenpotenzialkurve.

Zur Quantifizierung der Einsatzkosten werden die variablen Kosten k_{var} zur Lastverschiebung aus (Ernst & Young 2022) genutzt, diese sind in Abbildung 12 dargestellt. Hierbei werden unterschiedlichste industrielle Prozesse unterschieden. Die Lastverschiebedauern liegen je nach Prozess zwischen 1 h bis zu 24 h.

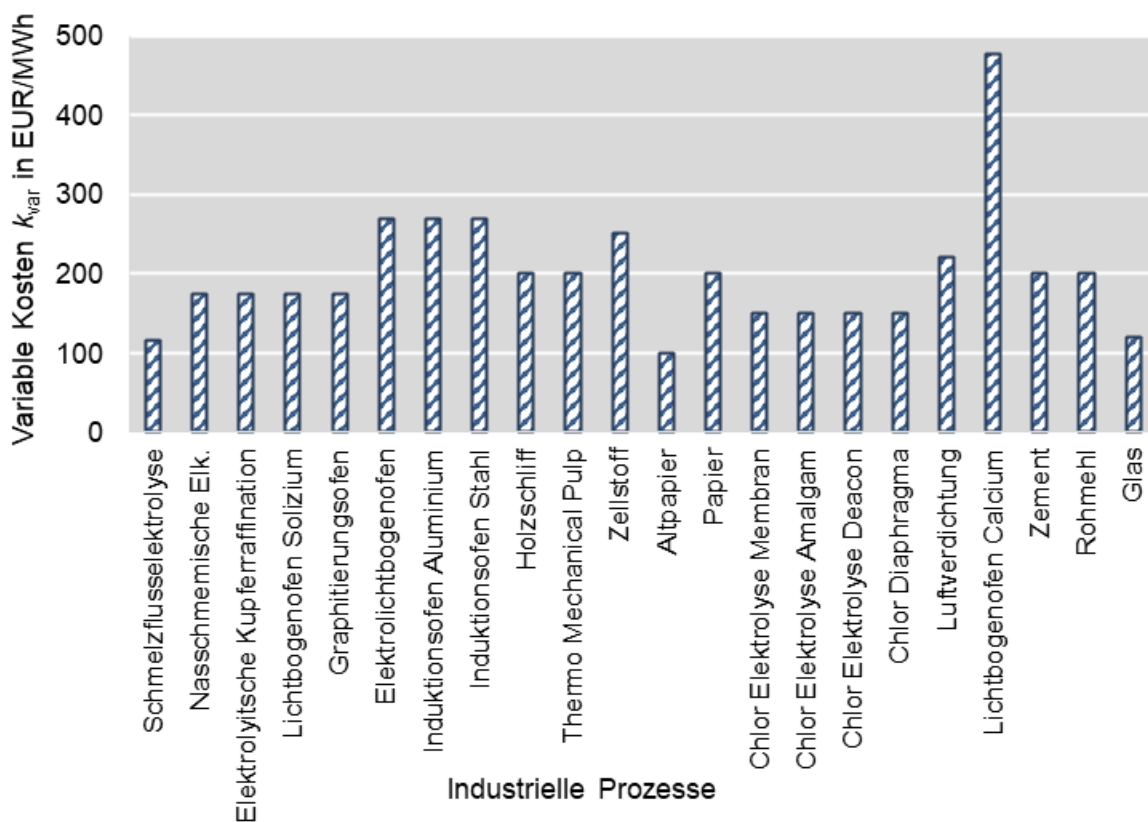


Abbildung 12 Variable Kosten für Lastverschiebung von industriellen Prozessen (vgl. (Ernst & Young 2022))

Im Minimum liegen die Kosten bei 100 EUR/MWh und im Maximum bei 476 EUR/MWh. Die variablen Kosten werden genutzt, um die Kostenpotenzialkurve herzuleiten, hierbei kann allerdings nicht zu jedem Prozess ein Potenzial zugewiesen werden, weswegen die Anzahl der Prozesse in der Kostenpotenzialkurve in Abbildung 13 geringer ist.

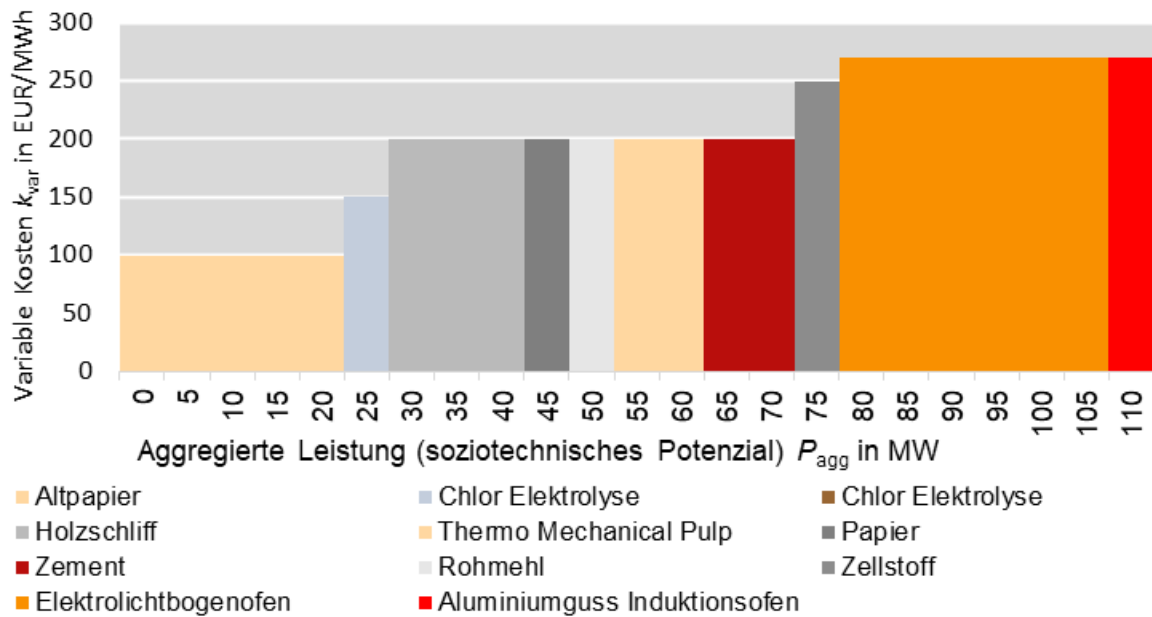


Abbildung 13 Kostenpotenzialkurve für Lastverschiebung von Industrielasten (vgl. (Ernst & Young 2022))

Auf der x-Achse sind die aggregierten Leistungen P_{agg} der betrachteten Industriezweige aufgezeigt und auf der y-Achse die variablen Kosten. Es wird ein maximales soziotechnisches Lastverschiebungspotenzial von 110 MW erreicht, hierbei fallen im Maximum variable Kosten zwischen 100 und 270 EUR/MWh an. Die variablen Kosten für den Einsatz von Lastverschiebung stellen die Schwelle dar, die die Preise am Strommarkt übersteigen müssen, damit es für die jeweiligen Prozesse lukrativ ist, sich auf diesem Markt mithilfe ihrer Lastverschiebung zu optimieren.

Nachfolgend wird untersucht, ob und wie oft eine Aktivierung von diesen genannten Potenzialen in den letzten Jahren lukrativ war. Hierfür werden für die Jahre 2018 bis 2022 die Preis-Spreads am Day-Ahead-Markt ausgewertet (das Jahr 2022 wurde aufgrund von der Datenverfügbarkeit nur bis Oktober ausgewertet). Die täglichen Spreads wurden mit dem Tagesmaximalwert und -minimalwert errechnet, dies ist in Formel (1) dargestellt.

$$k_{spread\ d} = k_{max\ d} - k_{min\ d} \quad (1)$$

$k_{spread\ d}$: Preis-Spread eines Tages

d : Tage eines Jahres

$k_{max\ d}$: maximalen Preise eines Tages

$k_{min\ d}$: Minimale Preise eines Tages

Das Ergebnis dieser Auswertung ist in *Abbildung 14* mit den verschiedenen Größenintervallen der Preis-Spreads und deren Verteilung in Prozent (auf der y-Achse) dargestellt.

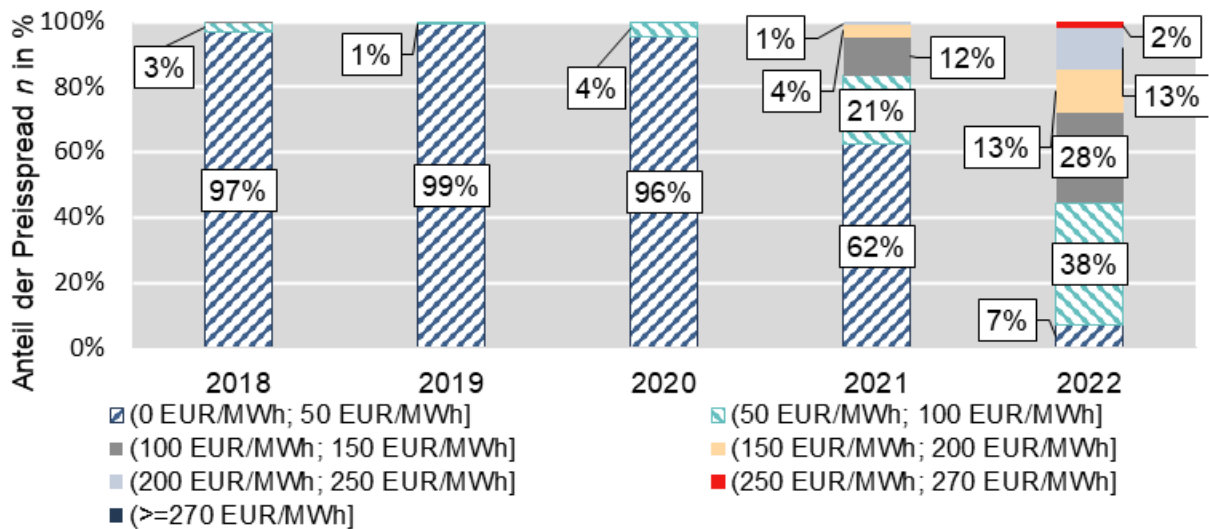


Abbildung 14 Preisspreads k_{spread} im Day-Ahead-Markt in der Schweiz
(eigene Auswertung basierend auf (Ernst & Young 2022))

Die Größenintervalle der Preisspreads sind in 50 EUR/MWh Schritte unterteilt. Es zeigt sich, dass es vor dem Jahr 2021 aufgrund von geringen Preisspreads am Day-Ahead-Markt praktisch keine lukrativen Situationen für den Einsatz von industriellen Lastsenkungen gab. 2021 ergaben sich in 16 % und 2022 (bis Oktober) in 45 % der Stunden Einsatzmöglichkeiten. Im Jahr 2022 war der Strompreis hoch volatil, sodass häufig grosse Spreads auftraten und somit hohe Anreize zur Aktivierung von Lastsenkung bestanden. Zusammengefasst sieht man an dieser Entwicklung, dass sich durch eine Veränderung am Strommarkt technische Potenziale zu soziotechnischen Potenzialen entwickeln können und näher an eine praktische Nutzung gelangen.

Neben den variablen Kosten k_{var} sollen an dieser Stelle zusätzlich die Erschliessungskosten für Lastverschiebungspotenziale K_{invest} bewertet werden. In Abbildung 15 sind diese für unterschiedliche industrielle Prozesse aufgeführt. Es fällt auf, dass zahlreiche Industrien geringe, bis keine Erschliessungsaufwände angeben, wobei angenommen werden kann, dass es sich hierbei nicht um fehlende Angaben, sondern um geringe bis nicht relevante Kosten handelt. Dagegen gibt es bei einigen Industrieprozessen hohe Erschliessungskosten – die Maximalkosten erreichen einen Wert von 8 EUR/kW.

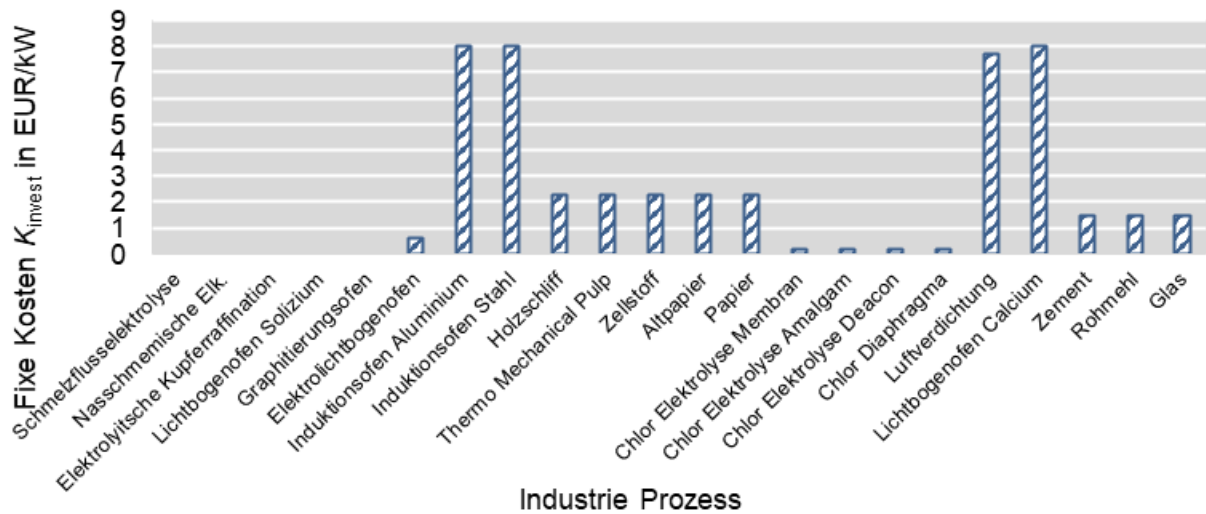


Abbildung 15 Erschliessungsaufwand für Lastverschiebepotenziale in der Industrie (vgl. (Ernst & Young 2022))

Zwischenfazit zu Lastverschiebungspotenzialen von Industrie und GHD

Sowohl bei Industrie- als auch bei GHD-Kunden existiert ein signifikantes Lastsenkungspotenzial in Form von Lastverschiebung. Dieses Potenzial liegt deutlich unter dem Preis-Cap von 4'000 EUR/MWh. Das bedeutet, dass die soziotechnischen Potenziale bei leistungsgemessenen Kunden voraussichtlich bereits erschlossen sind und die technischen Potenziale durch Instrumente erschlossen, werden können, die durch den Abbau von Hemmnissen einen Einsatz auf dem Strommarkt ermöglichen. Die quantitative Abschätzung zum energetischen Potenzial aus Lastverschiebung sind auf Basis der aktuellen Studienlage nur sehr eingeschränkt möglich. In *Abbildung 16* ist die Zuordnung der Kundengruppe zu den Anwendungsfällen aufgezeigt. Dabei sind in der Kundengruppe Verbraucher mit Profilabrechnung alle Industriekunden zugeordnet, die keinen Vollversorgungsvertrag abgeschlossen haben und selbst am Strommarkt Energie beschaffen. In dem Segment Verbraucher mit Vollversorgungsvertrag sind teilweise Industrieunternehmen und GHD-Unternehmen enthalten, die jeweils leistungsgemessen sind. Die letzte Kundengruppe gebundene Verbraucher sind ebenfalls leistungsgemessen und beinhal-

ten kleinere GHD-Unternehmen. Die Lastverschiebepotenziale von nicht leistungsgemessenen Verbrauchern im GHD-Bereich konnten an dieser Stelle aufgrund von nicht vorhandenen Informationen nicht untersucht und bewertet werden.

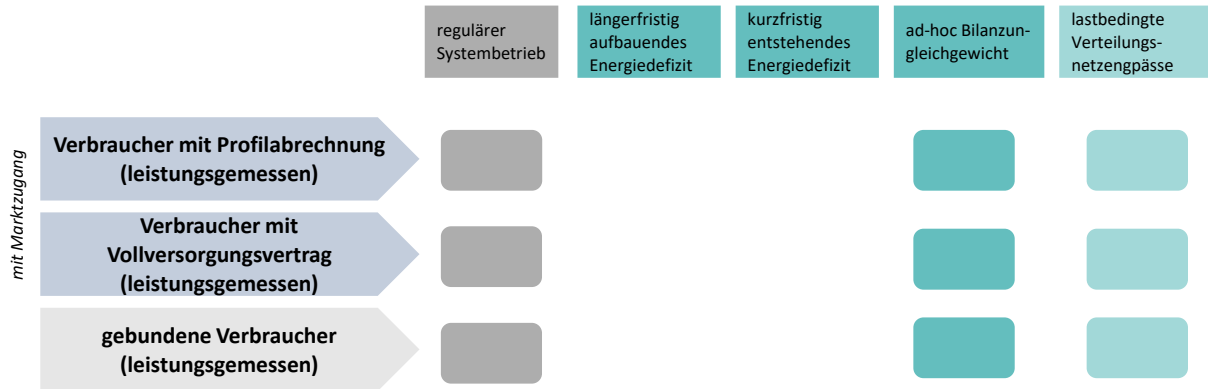


Abbildung 16 Zwischenfazit Lastverschiebepotenziale Industrie und GHD

Die Lastverschiebungspotenziale lassen sich hauptsächlich im regulären Systembetrieb und bei lastbedingten Verteilnetzengpässen nutzen. Ein ad-hoc auftretendes Bilanzungleichgewicht wird unwahrscheinlicher, wenn zuvor im Strommarkt über Preissignale mit Lastsenkung reagiert werden kann. Für länger- oder kurzfristige Energiedefizite ist Lastverschiebung nicht geeignet, da der Zeithorizont, indem die Last verschoben werden kann, als zu gering angesehen wird. Bei einem Bilanzungleichgewicht wurde zum jeweiligen Zeitpunkt das Flexibilitätspotenzial (insbesondere bei den oben identifizierten Einsatzkosten) bereits am Markt abgerufen. Um die Anwendungsfälle Energiedefizite und Bilanzungleichgewicht zu adressieren, wird ein energetisch relevanter Lastverzicht benötigt.

Hieraus lässt sich ebenfalls ein erstes Zwischenfazit in Bezug auf die Instrumente ziehen, mithilfe derer die Lastverschiebungspotenziale gehoben werden können. Für die Lastverschiebung handelt es sich insbesondere um Instrumente, mit denen die Kunden durch entsprechende Vertragsausgestaltung stärker den Marktpreissignalen ausgesetzt wären, z. B. durch das verstärkte Angebot von flexiblen Tarifen für Kunden mit Marktzugang und die Profilabrechnung gebundener Kunden. Für den Anwendungsfall lastbedingter Verteilnetzengpässe können Lastverschiebungspotenziale mithilfe der Optimierung bestehender Flexibilitäten am Markt auf das technische Potenzial ausgeweitet werden, hierbei stellt fehlendes Wissen zum Thema DSM und fehlendes Angebot in Form von konkreten Produkten aktuell noch ein Hemmnis dar (Ernst & Young 2022). Die Erhöhung der Preis-Caps im Strommarkt würde nur in der Theorie weitere Lastverschiebungspotenziale erschliessen, da zumindest die hier untersuchten Daten kein Potenzial oberhalb des Preis-Caps aufzeigen.

4.3.4 Lastverzichtspotenziale in der Industrie und GHD

Übersicht über die Methodiken

Um das Potenzial zum Lastverzicht im Bereich von Industrie und GHD abzuschätzen, werden zwei Methodiken herangezogen und deren Ergebnisse verglichen. Beide Methodiken weisen Einschränkungen auf, daher soll über die Gesamtbetrachtung eine Annäherung an die verfügbaren Potenziale und deren variablen Kosten erfolgen. In Tabelle 3 sind die verwendeten Methodiken dargestellt.

Tabelle 3 Datenquellen und Methodiken zur Ermittlung des Lastverzichtspotenzials in der Industrie

Ansatz und Quelle	Beschreibung	Anmerkung
Methodik: EY-Studie	Wurde im Rahmen der Meta-Studie zusammengetragen. Hieraus lässt sich eine Einsatzreihenfolge erstellen, allerdings sind keine Daten zur möglichen Abrufdauer vorhanden. Es ist nur eine Aussage über die Leistung möglich.	Eine untere Abschätzung der aggregierten Leistungspotenziale
Methodik: Bundesamt für Statistik (BFS)	Bruttowertschöpfung und Stromverbrauch verschiedener Branchen	Eine obere Abschätzung der aggregierten Energiepotenziale und ihrer Kosten

Zunächst werden die Daten aus (Ernst & Young 2022) ausgewertet, hierbei handelt es sich um Datenerhebung zum Lastverzichtspotenzial. Die Kosten hierfür sind erwartungsgemäss höher als bei Lastverschiebungspotenzialen und bepreisen einen längeren Lastverzicht ohne ein Nachholen des Stromverbrauchs. Diese Datenerhebung wird als eine untere Abschätzung des Lastverzichtspotenzials bewertet, aufgrund einer eingeschränkten Anzahl von erfassten Lasten, für die gleichzeitig Kosteninformationen vorhanden waren. Als weitere Methodik werden Daten BFS zur Bruttowertschöpfung und zum Stromverbrauch einzelner Branchen herangezogen. Daraus kann die Wertschöpfung pro Einheit elektrischen Energieverbrauch und damit eine obere Abschätzung der langfristigen Zahlungsbereitschaft für elektrische Energie abgeleitet werden. Da es sich hierbei um die gesamte Wertschöpfung und den gesamten Energieverbrauch je Branche handelt, ergeben sich Ungenauigkeiten mit Blick auf die Verteilung auf einzelne Unternehmen und Prozesse. Gleichzeitig können mögliche Einschränkungen der Flexibilität im kurz- und mittelfristigen Zeitbereich nicht berücksichtigt werden. Daher stellt die Energiemenge eine obere Abschätzung des Potenzials dar. Welche Leistung hinter diesen Mengen steckt, lässt sich ebenfalls nicht eindeutig abschätzen.

Lastverzichtspotenzial Industrie und GHD

Nachdem ein Überblick über die verwendeten Methodiken und Daten vorgenommen wurde, werden in diesem Abschnitt die Ergebnisse der Potenzialabschätzungen und die Bandbreiten der Kosten dieser Potenziale detailliert dargestellt und diskutiert. Die Kosten, zu denen die Potenziale zum Lastverzicht eingesetzt werden können, geben einen Hinweis darauf, ob sich diese Potenziale am Markt erschliessen lassen oder durch andere aussermarktliche Instrumente gehoben werden müssten. Dabei wird davon ausgegangen, dass alle Potenziale mit Kosten unterhalb des Marktpreis-Caps von 4'000 EUR/MWh reagieren, wenn sie durch die geeigneten Instrumente dem Markt zugänglich gemacht werden und auf die dortigen Marktpreissignale reagieren und eingesetzt werden, sobald dies wirtschaftlich sinnvoll ist. Die sich aus den Daten der «EY-Studie» ergebende Kostenpotenzialkurve ist in Abbildung 17 dargestellt und zeigt auf der x-Achse die entsprechende aggregierte Leistung P_{agg} in MW und auf der y-Achse die variablen Kosten k_{var} . Die variablen Einsatzkosten der gezeigten Potenziale reichen von 256 EUR/MWh bis 1'068 EUR/MWh. Diese Kostenabschätzungen lassen sich durch Daten, die einzelne Unternehmen

in Befragungen angeben, stützen. Die maximalen Einsatzkosten gelten für die Branche Aluminiumguss/Induktionsöfen. Dies liegt hauptsächlich an den relativ unflexiblen Prozessen, wodurch hohe Opportunitätskosten für den Lastverzicht resultieren. Hinter diesen vergleichsweise teuren Potenzialen steht jedoch im Vergleich zum Gesamtpotenzial nur eine geringe Leistung.

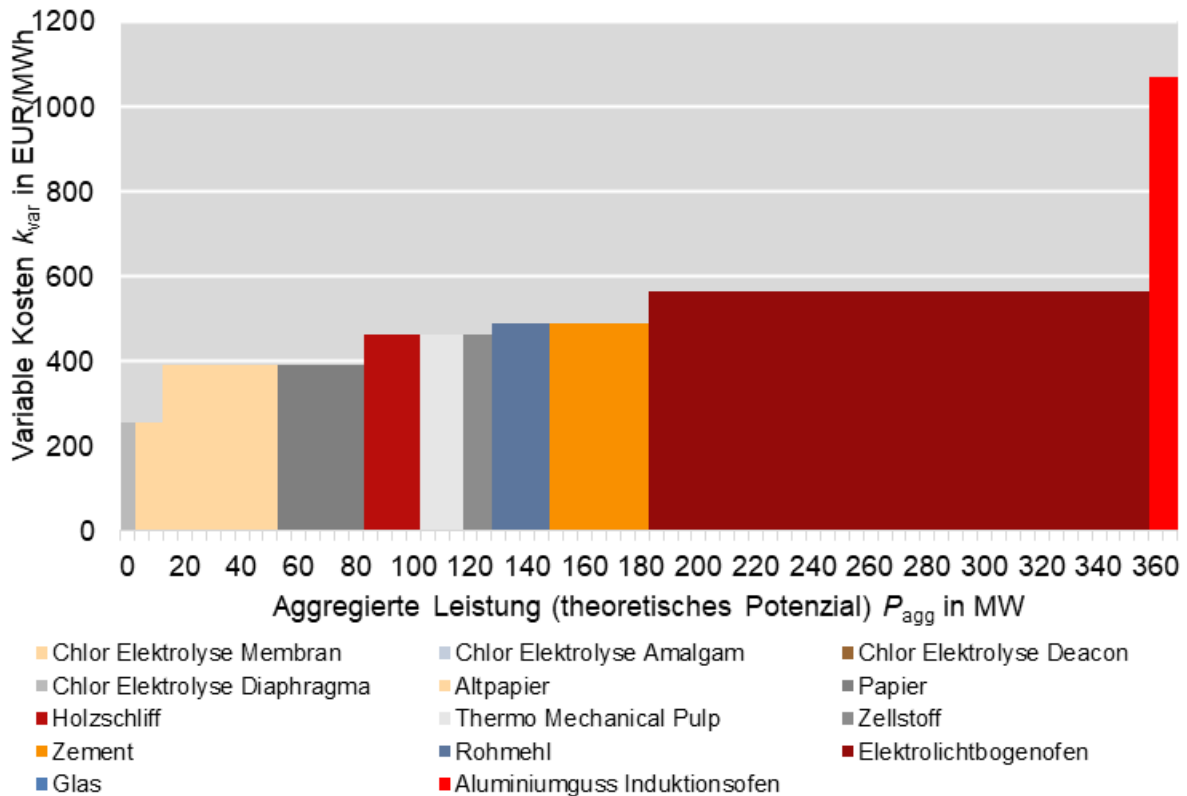


Abbildung 17 Kostenpotenzialkurve-Lastverzicht Methodik 1: EY-Studie

Für die zweite Auswertungsmethodik wurden die Bruttowertschöpfung und der elektrische Energieverbrauch (Endenergie) verschiedener Branchen auf Basis von Daten des BFS ausgewertet. Eine mögliche Interpretation dieser Auswertung besteht darin, dass die sich ergebenden Mengen-/Kostenpaare zeigen, zu welchen Kosten eine Abschaltung des Stromverbrauchs in bestimmten Branchen möglich wäre. Diese Interpretation ist nur mit grösster Vorsicht möglich und kann nur einer sehr groben, indikativen Abschätzung dienen. Es ist grundsätzlich plausibel anzunehmen, dass der Wert der Stromnutzung und damit die Zahlungsbereitschaft der jeweiligen Verbraucher jedenfalls nicht dauerhaft über der mit dem Stromeinsatz (und anderen Input-Faktoren) erwirtschafteten Bruttowertschöpfung liegen kann. Gleichzeitig ist aber zu beachten, dass die hier abgeleiteten Zahlen eine Durchschnittsbildung über alle Unternehmen der jeweiligen Branchen und über alle Stromanwendungen der jeweiligen Unternehmen darstellt. Es ist zu erwarten, dass es hohe unternehmens- und anwendungsspezifische Streuungen um die hier dargestellten Durchschnittswerte geben wird.

Interpretiert man die Auswertung jedoch bei aller gebotenen Vorsicht in der zuvor beschriebenen Weise, so kann hieraus eine Kostenpotenzialkurve des Lastverzichts erstellt werden, s. Abbildung 18 (auf der

X-Achse die aggregierte Endenergie in GWh und auf der Y-Achse die spezifische Bruttowertschöpfung in CHF/MWh).

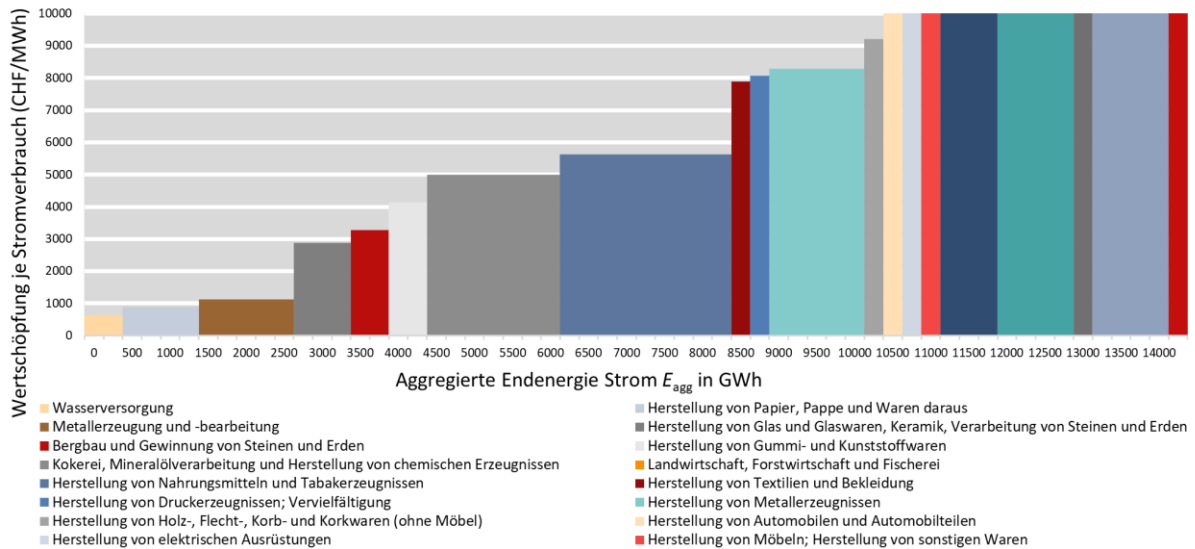


Abbildung 18 Kostenpotenzialkurve-Lastverzicht Methodik 2: Bundesamt für Statistik, Y-Achse bei 10 Tsd. CHF abgeschnitten

Die Auswertung weist im Vergleich zum anderen Ansatz deutlich höhere maximale Kosten auf, dies ist insbesondere dadurch zu erklären, dass es sich hierbei um eine umfassende Datenauswertung über weitgehend alle Industriezweige hinweg und deren gesamten Stromverbrauch handelt. Die aus der Bruttowertschöpfung abgeleiteten Kosten erreichen in der Spitze Werte von bis zu 86'902 CHF/MWh (in Abbildung 18 wurde die Y-Achse zur besseren Lesbarkeit bei 10'000 EUR/MWh abgeschnitten). Hierbei werden im Maximum aggregierte Energiemengen von 14'442 GWh erreicht.

Mit einer sehr pauschalen Annahme über die Vollaststunden der Prozesse, die hinter den dargestellten Verbräuchen stehen, lässt sich eine grob überschlägige Abschätzung der Leistungen ableiten (vgl. Abbildung 19, in dieser Darstellung wurde die Y-Achse nicht abgeschnitten wie in Abbildung 18). In der hier dargestellten Abschätzung könnten etwa 500 bis 1'400 MW an Lastsenkungspotenzialen in der Industrie mit Abrufkosten nicht deutlich oberhalb (bis 6'000 EUR/MWh) oder gegebenenfalls sogar unterhalb des Price-Caps am Strommarkt (Day-Ahead) bestehen.

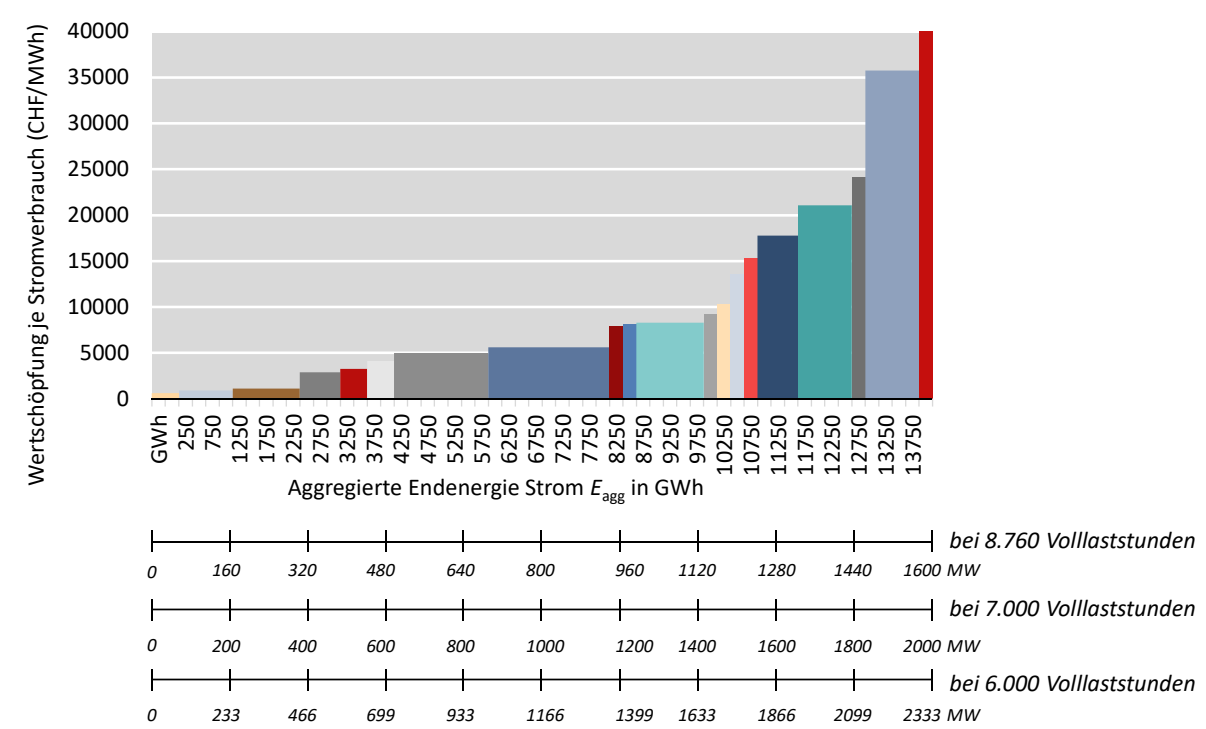


Abbildung 19 Kostenpotenzialkurve-Lastverzicht Methodik 2: Statistisches Bundesamt, Y-Achse bei 40 Tsd. CHF abgeschnitten inkl. Ableitung von Leistungen anhand von Volllaststunden-Annahmen

Zwischenfazit zu Lastverzichtspotenzialen in der Industrie und GHD

Sowohl bei den Potenzialen als auch bei den Kosten zeigt sich eine hohe Bandbreite. Es ist nochmals anzumerken, dass ein direkter Vergleich zwischen den einzelnen Methodiken nur schwer möglich ist, da es sich sowohl um einen Bottom-up-Ansatz handelt, bei dem einzelne Unternehmen befragt wurden, als auch um einen Top-down Ansatz, bei dem mithilfe von branchenweiten Kennzahlen die Kosten-Potenzial-Kurven geschätzt wurde. Dementsprechend variiert der Umfang der Stichprobe zwischen den Methodiken zwischen wenigen Unternehmen und dem Industriesektor als Ganzem. Des Weiteren wertet die erste Methodik Leistungen aus (ohne jedoch Einsatzzeiten auszuweisen), während die zweite Methodik Energiemengen ausweist (ohne, dass die dahinterstehende Leistung eindeutig abgeleitet werden kann). Ähnliches gilt für die Kostenbandbreiten, da in Methodik 1 die Kosten für flexibilisierbare Leistungen angegeben wurden und Methodik 2 die Bruttowertschöpfung einzelner Unternehmen bzw. Branchen zur Kostenabschätzung heranzieht.

In der Industrie besteht ein Lastverzichtspotenzial, dessen Bandbreite anhand zweier Methodiken abgegrenzt wurde, eine genaue quantitative Abschätzung zum energetischen Potenzial aus Lastverzicht ist auf Basis der aktuellen Studienlage jedoch nur sehr eingeschränkt möglich. In Abbildung 20 ist zusammengefasst, zu welchen Anwendungsfällen die Lastverzichtspotenziale aus Industrie und GHD beitragen können. Lastverzichtspotenziale können dazu beitragen, länger- und kurzfristig aufbauende Energiedefizite abzuwenden, indem die in Summe verbrauchte Energiemenge gesenkt und das Defizit reduziert werden. Ein ad-hoc auftretendes Bilanzungleichgewicht wird unwahrscheinlicher, wenn zuvor im Markt über Preissignale mit Lastverzicht reagiert werden kann. Bei einem lastbedingten Verteilnetzengpass ist die Möglichkeit zum Lastverzicht ebenfalls eine hilfreiche Massnahme.

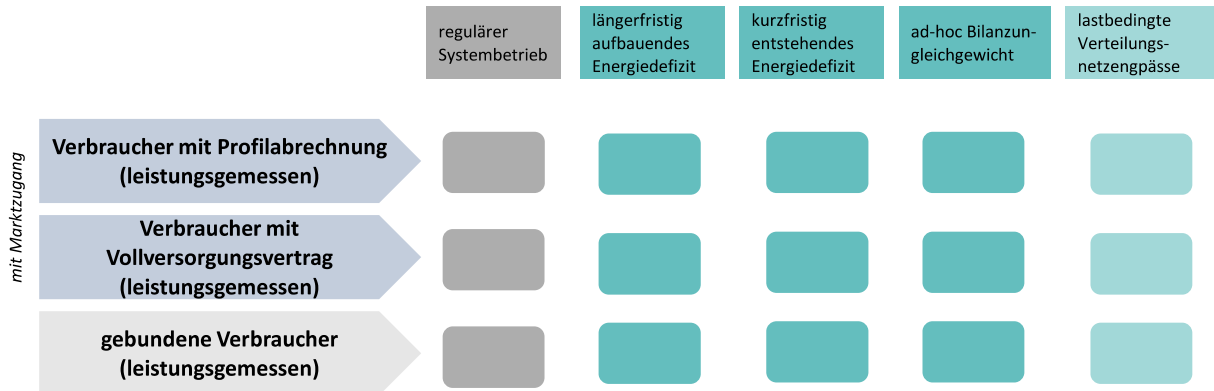


Abbildung 20 Zwischenfazit Lastverzichtspotenziale Industrie und GHD

Hieraus lässt sich ebenfalls ein Zwischenfazit in Bezug auf die Instrumente ziehen. Instrumente, die durch Tarifgestaltung das Marktpreissignal an die Industrie- und GHD-Kunden weitergeben, ermöglichen den Einsatz dieser Potenziale am Markt. Bei den Industrie- und GHD-Kunden wird es sich in der Regel um leistungsgemessene Kunden handeln, die durch ein verstärktes Angebot von flexiblen Tarifen (sofern sie Marktzugang haben) bzw. durch Tarife mit Profilabrechnung adressiert werden können. Lastverzichtspotenziale können darüber hinaus auch aussermarkttlich für das Instrument einer Verbrauchsreserve eingesetzt werden. Insbesondere wenn die Aktivierungskosten der Potenziale oberhalb des Preis-Caps liegen, können diese Potenziale nicht über den Markt erschlossen werden.

Eine Verbrauchsreserve unterstützt hierbei ausschliesslich in Bilanzungleichgewichten und in Energie-defizitzeiten, Use Cases wie Netzengpässe oder dem regulären Netzbetrieb können nicht adressiert werden.

4.3.5 Potenziale von Haushalten

Äquivalent zur Auswertung der Potenziale in der Industrie werden an dieser Stelle zunächst die Potenziale diskutiert. Danach wird versucht, Potenziale abzuleiten und zu analysieren, für welche Anwendungsfälle diese geeignet sind und mit welchen Instrumenten sie erschlossen werden können. Mit den hier zur Verfügung stehenden Daten konnte zum einen nicht 100 % trennscharf zwischen den Kundengruppen Haushalte und GHD unterschieden werden, da Wärmepumpe und Elektrofahrzeuge beiden Kundengruppen zugeteilt werden können. Da sich die überwiegende Anzahl jedoch bei den Haushalten befinden, werden diese Potenziale nachfolgend pauschal den Haushalten zugeordnet. Darüber hinaus konnte keine Unterscheidung zwischen Lastverschiebung und -verzicht gezogen werden. Auch hier wird wieder zwischen dem technischen, dem soziotechnischen und den konkreten Produkten (1 h und 4 h Einsatzdauer des Flexibilitätsproduktes am Strommarkt) unterschieden. Die entsprechenden Potenziale sind in Abbildung 21 dargestellt. Summiert ergibt sich ein «technisches Potenzial» von 103 MW, dies teilt sich zu 65 % auf Wärmepumpen und zu 35 % auf Elektromobile auf. Nach Abzug von Hemmnissen wie z. B. Wirtschaftlichkeit oder fehlenden Informationen ergibt sich ein «soziotechnisches Potenzial» von 45 MW. Bei der Ableitung von 1 h-Produkten verbleibt das Potenzial auf dem gleichen Niveau, erst wenn die Restriktionen mit einer längeren Aktivierungszeit von 4 h grösser werden, ergibt sich eine Reduktion von 66 % auf 15 MW.

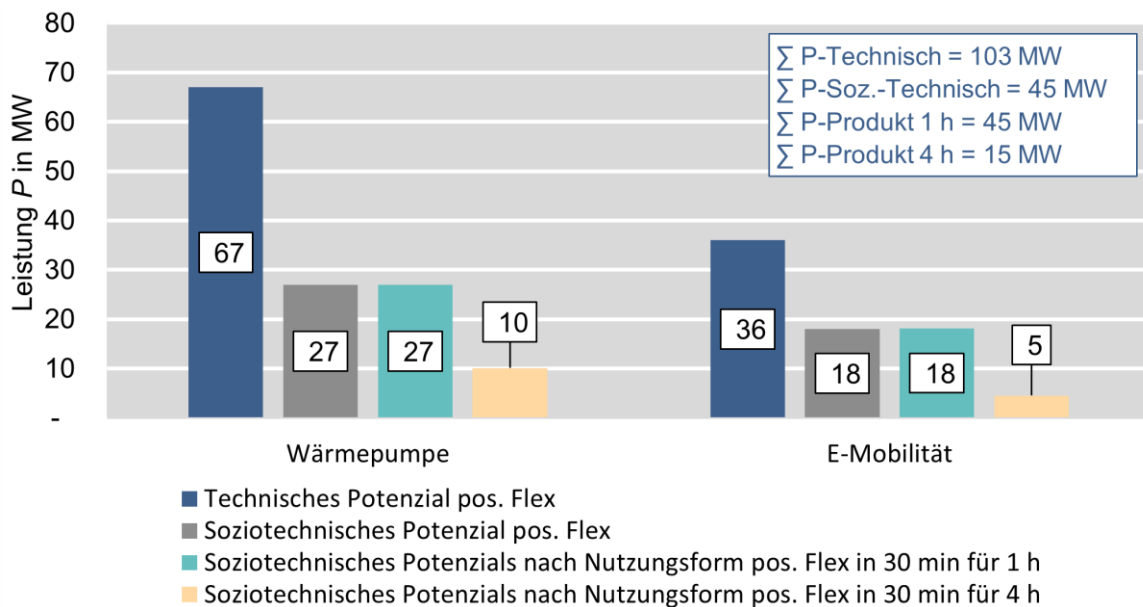


Abbildung 21 Flexibilitätpotenziale von gebundenen Kunden in der Schweiz (vgl. (Ernst & Young 2022))

In Abbildung 22 sind die Anzahl der Wärmepumpen (im linken Diagramm) und deren relativer Marktanteil dargestellt, des Weiteren sind im rechten Diagramm die Zahlen für Elektromobile dargestellt. Die Marktanteile der Wärmepumpen sind relativ zu den Haushalten im jeweiligen Jahr dargestellt. Bei den Elektromobilen ist der Marktanteil relativ zu den angemeldeten Personenkraftwagen gemessen. Im Zuge der voranschreitenden Sektorenkopplung wird erwartet, dass die heute noch geringen Marktanteile dieser strombasierten Technologien in Zukunft weiter zunehmen werden. Damit werden sich auch die hier untersuchten Flexibilitätspotenziale weiter erhöhen.

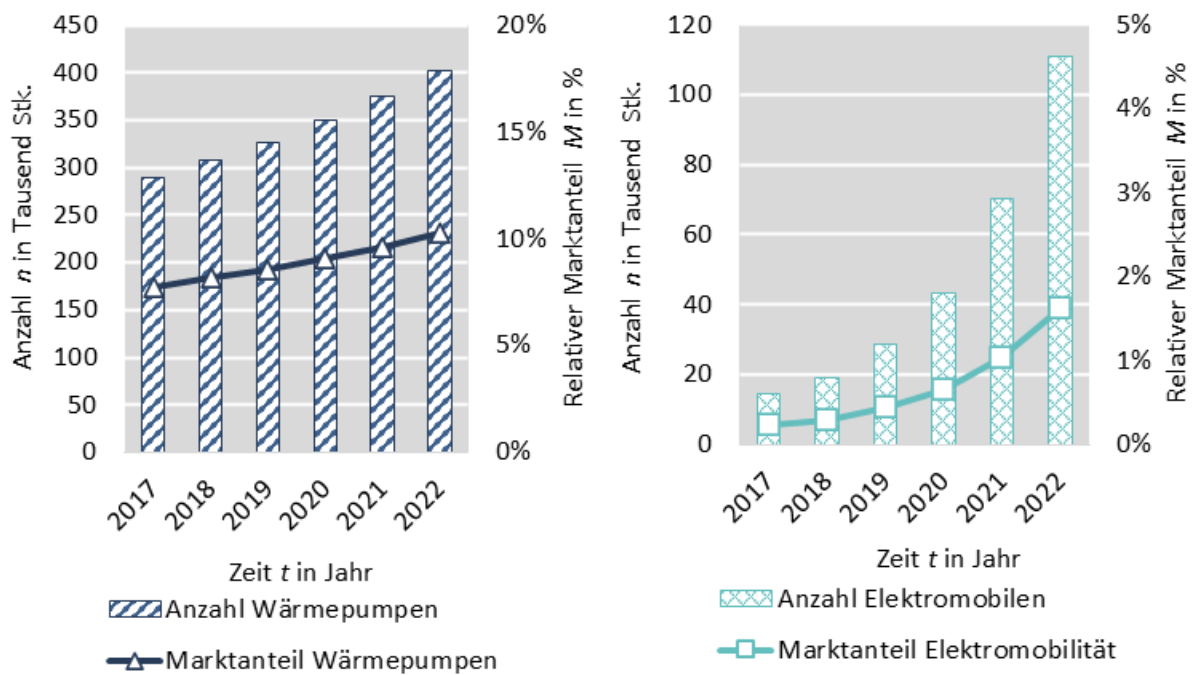


Abbildung 22 Absolute Anzahl und relativer Marktanteil von Wärmepumpen (links) und Elektrofahrzeuge (rechts) (Quellen: (Swiss eMobility 2023) und (BFE 2023a))

Ein deutliches Hemmnis für die Erschliessung der Flexibilität ist die kaum vorhandene Leistungsmessung der Haushaltskunden. Insbesondere für Instrumente, bei denen Flexibilitäten aufgrund von Strommarktpreissignalen eingesetzt werden, wird ein intelligentes Messsystem benötigt. Die Stromversorgungsverordnung (StromVV) schreibt vor, dass bis Ende 2027 80 % aller Messeinrichtungen in einem Netzgebiet intelligente Zähler (Smart-Meter) sein müssen. Die Entwicklung der aktuellen intelligenten Messinfrastruktur in der Schweiz ist in Abbildung 23 dargestellt und erreicht im Jahr 2018 14,5 %, im Jahr 2020 20,2 % und im Jahr 2021 26,0 % Anteil an den Zählern. Es ist ein deutlicher Zuwachs zu beobachten, jedoch ist der Grossteil der Haushalte noch nicht mit einem Smart-Meter ausgestattet.

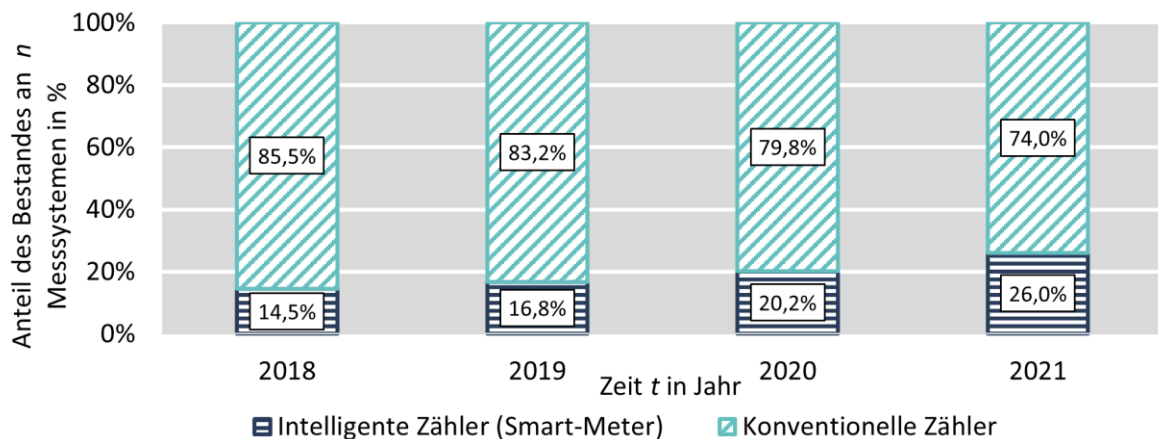


Abbildung 23 Entwicklung des Smart-Meter-Anteils in der Schweiz (vgl. (Bundesamt für Energie (BFE) 2021) (BFE 2022))

Darüber hinaus handelt es sich bei den Haushaltskunden um gebundene Kunden, die keine Möglichkeit haben, ihren Versorger zu wechseln, und daher nur die Tarife in Anspruch nehmen können, die ihr jeweiliger Versorger ihnen anbietet.

Die Kosten für die Aktivierung der Flexibilitäten der gebundenen Kunden hängen vom jeweiligen Instrument ab. Solange keine Leistungsmessung vorhanden ist, können gebundene Kunden insbesondere durch unterbrechbare Verträge Lastsenkung bereitstellen (siehe Abschnitt 4.2.3). Die Anreize zur Flexibilitätsbereitstellung werden in unterbrechbaren Verträgen durch Abschläge auf den Arbeitspreis, jährliche Zahlungen oder reduzierte Grundpreise gesetzt. Die Höhe dieser Abschläge und Zahlungen im Vergleich zu nicht unterbrechbaren Tarifen stellen die Kosten dieses Instruments dar.

Bei Kunden mit einer Leistungsmessung sind dynamische Netztarife zum Flexibilitätseinsatz bei Verteilnetzengpässen möglich (siehe Abschnitt 4.2.3). Die Kosten für dynamische Netztarife ergeben sich aus dem Tarifunterschied zwischen einem nicht-dynamischen und dynamischen Tarif, es sollte aber davon ausgegangen werden, dass der Netzbetreiber nur dort dynamische Tarife anbietet, wenn dies zu geringeren Kosten als bisherige Massnahmen zur Behebung von Verteilnetzengpässen führt, d. h. Netzbetriebsmittel eingespart werden oder eine Reduktion der Netzentüchtigung möglich ist. Leistungs-gemessene Kunden können ihre Flexibilität alternativ auch dem Markt über einen Tarif mit Profilabrechnung zur Verfügung stellen. Es liegen keine Daten dazu vor, ab welchen Spot-Marktpreisen eine Anpassung des Verbrauchs dieser Kunden stattfindet.

Zwischenfazit zu Lastverschiebungspotenziale von Haushalten

Bei den gebundenen Kunden, die hauptsächlich Haushaltskunden und zum Teil kleine GHD-Kunden sind, ergibt sich ein überschaubares Flexibilitätspotenzial. Für die meisten Instrumente zur Aktivierung dieser Potenziale wäre mindestens eine Leistungsmessung (d. h. ein Smart-Meter) Voraussetzung, diese Leistungsmessungen sind im Jahr 2021 bei gut einem Viertel der Zähler im Verteilnetz vorhanden. Um die soziotechnischen Potenziale, die aktuell vorhanden sind, zu heben bzw. zu vergrößern, stellt dies ein zu überwindendes Hemmnis dar. Die Zusammenfassung als Zwischenfazit ist in Abbildung 24 dargestellt.

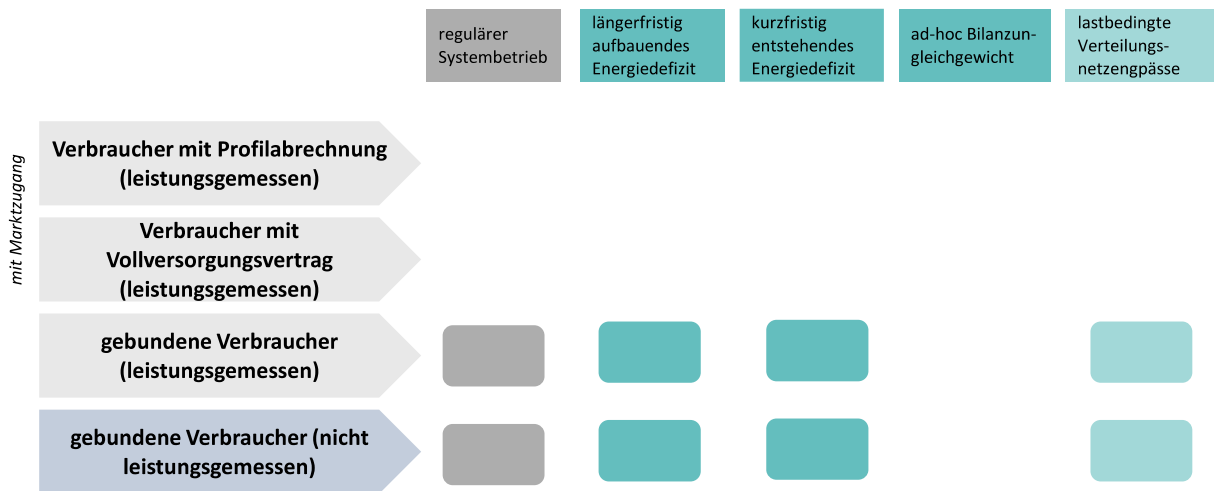


Abbildung 24 Zwischenfazit Flexibilitätspotenzial gebundene Kunden

Die gebundenen Verbraucher können mit ihren Flexibilitätspotenzialen theoretisch in den meisten Anwendungsfällen einen Beitrag leisten (vgl. Abbildung 24), es handelt sich bei dieser Kundengruppe bislang jedoch um ein begrenztes Potenzial. Wenn diese Kunden Strommarktpreissignalen ausgesetzt werden, können sie ihre Flexibilitätspotenziale im normalen Systembetrieb optimieren und Energiedefiziten entgegenwirken. Da diese Kundengruppe im Verteilnetz angeschlossen ist, können ihre Flexibilitätspotenziale zur Vermeidung lastbedingter Verteilungsnetzengpässe eingesetzt werden, sofern die entsprechenden Instrumente hierfür vorhanden sind. Die Nutzung der Potenziale von gebundenen Kunden mit Leistungsmessung kann stattfinden, wenn Grundversorger diesen Kunden einen Tarif mit Profilabrechnung anbieten. Durch das Weitergeben von Preissignalen an diese Kunden wird das Lastsenkungspotenzial dieser Kundengruppe aktiviert und die Anreizdefizite beim Einsatz der Flexibilität adressiert. Die Flexibilitätspotenziale von gebundenen Kunden könnten zumindest zum Teil über das Angebot unterbrechbarer Verträge genutzt werden. Solche Verträge sind insbesondere geeignet, um die Behebung lastbedingter Verteilungsnetzengpässe zu unterstützen. Die parallele Nutzung zum marktpreisorientierten Abruf der Potenziale für Use Cases im Markt ist zwar theoretisch denkbar, aufgrund bestehender Entflechtungsregeln ist aber heute eine Parallelnutzung bzw. Koordination des Einsatzes zwischen Netzbetreiber und Lieferanten für beide

Anwendungsfällen nicht möglich. Der Netzbetreiber kann die Potenziale dieser Kunden ebenfalls über dynamische Netztarife zur Vermeidung von Netzengpässen nutzen.

4.3.6 Fazit zu Potenzialen

Abschliessend wird eine Zuordnung der Instrumente zu den Anwendungsfällen vorgenommen (in Abbildung 25 dargestellt), die eine Einordnung beinhaltet, inwieweit diese Instrumente theoretisch und praktisch für den jeweiligen Anwendungsfall geeignet sind. Zur praktischen Eignung gehört insbesondere die Einschätzung, ob für das jeweilige Instrument tatsächlich ein verfügbares Potenzial identifiziert werden konnte. Eine zusammenfassende Darstellung der Potenzialabschätzung zugeordnet zu den verschiedenen Instrumenten ist in Tabelle 4 enthalten.

	regulärer Systembetrieb	längerfristig aufbauendes Energiedefizit	kurzfristig entstehendes Energiedefizit	ad-hoc Bilanzungleichgewicht	lastbedingte Verteilnetzengpässe
Optimierung bestehender Flexibilität am Markt (DSM)					
Profilabrechnung gebundener Kunden					
verstärktes Angebot von flex. Tarifen für Kunden mit Marktzugang					
unterbrechbare Verträge					
dynamische Netztarife		Tatsächliche Verbrauchsreduktion hängt von Häufigkeit/Länge der vertragl. vereinbarten Unterbrechung ab			
Erhöhung der Preis-Caps im Strommarkt					
Verbrauchsreserve					

Legende			
besonders geeignet		nicht geeignet	
grundsätzlich geeignet		unklar/ wenig geeignet	

Abbildung 25 Fazit zu den Lastsenkungspotenzialen

Für den **regulären Systembetrieb** leisten neben der Optimierung weiterer bestehender Flexibilitäten insbesondere Instrumente einen Beitrag, bei denen Kunden mithilfe von Preissignalen unterhalb des Preis-Caps dem Markt ihre Flexibilität zur Verfügung stellen. Die Erhöhung des Preis-Caps hilft dem

regulären Systembetrieb nur in dem Sinne, als dass dieser «länger» möglich ist, weil der Handel nicht bei der «alten» Preisobergrenze stoppt, sondern im Bereich zwischen der alten und der neuen höheren Preisobergrenze weitergeführt wird.

Sowohl bei sich **länger aufbauenden** als auch bei **kurzfristig auftretenden Energiedefiziten** hilft eine durch entsprechende Verträge erhöhte Flexibilität der Kunden, wenn sich das Defizit durch hohe Marktpreise ankündigt. Diese Kundenreaktion hilft bei kurzfristigen Defiziten voraussichtlich besser als bei sich langfristig aufbauenden Defiziten. Unterbrechbare Verträge sind aufgrund der vertraglich vereinbarten Einschränkungen bezüglich der Unterbrechungshäufigkeit und -dauer, wenn überhaupt, nur für ein kurzfristig auftretendes Energiedefizit geeignet. Die Erhöhung des Preis-Caps kann insofern Energiedefizite abmildern, indem flexible Potenziale mit Einsatzkosten, die zwischen dem alten und neuen Preis-Cap liegen, erschlossen werden, und mit zusätzlicher Lastsenkung auf hohe Strommarktpreise, die Knappheiten signalisieren, reagieren. Der Einsatz einer Verbrauchsreserve hilft bei Energiedefiziten, in den Situationen, in denen der Strommarkt nicht mehr geräumt wird bzw. kann die Beschaffung einer Verbrauchsreserve auch zur Erschliessung von zusätzlichen Flexibilitäten beitragen, die dann auch bei niedrigeren Strommarktpreisen zur Verfügung stehen.

Plötzlich auftretende Bilanzungleichgewichte können mit Instrumenten, die über Preissignale im Markt wirken, nur dann behoben werden, wenn bereits erschlossene Flexibilitäten unterhalb des Preis-Caps ein ausreichendes Potenzial bieten. Die Erschliessung zusätzlicher Flexibilitäten über Strommarktpreissignale ist bei plötzlich auftretenden Ungleichgewichten nicht mehr möglich. Unterbrechbare Kunden können in solchen Situationen einen Beitrag leisten, wenn sie unter Berücksichtigung ihrer beschränkten Unterbrechungshäufigkeit und -dauer zur Verfügung stehen. Ein höherer Preis-Cap verschiebt das Auftreten eines ad-hoc Bilanzungleichgewichtes nach hinten, da der Handel länger möglich ist, und Flexibilitäten mit höheren Aktivierungskosten zur Markträumung beitragen können. Die Verbrauchsreserve ist im Falle eines Bilanzungleichgewichtes besonders geeignet, da die Schaffung einer solchen Reserve spezifisch für Fälle ausgelegt ist, in denen das Absicherungsbedürfnis gegenüber Extremereignissen nicht mehr vom Markt abgebildet wird und über die Reserve Lastsenkungspotenziale zur Verfügung stehen, die ohne die Vorhaltevergütung der Reserve nicht erschlossen wären und bzw. Aktivierungskosten oberhalb des Preis-Cap aufweisen würden.

Lastbedingte Verteilnetzengpässe können durch flexible Netztarife und unterbrechbare Verträge adressiert werden. Bei den unterbrechbaren Verträgen ist zu beachten, dass eine Koordination des Einsatzes für den Markt und das Netz unter den aktuellen regulatorischen Entflechtungsregeln nicht möglich ist (vgl. Abschnitt 4.2.3).

In Tabelle 4 werden die in diesem Kapitel untersuchten Potenziale den jeweiligen Instrumenten zugeordnet, um eine zusammenfassende Bewertung der Instrumente sowohl in Hinblick auf ihre Eignung zum Einsatz in unterschiedlichen Anwendungsfällen als auch in Bezug auf das zur Verfügung stehende Potenzial zu ermöglichen. **Dabei sind die in den jeweiligen Auswertungen der Potenziale genannten Einschränkungen bei der Quantifizierung dieser Potentiale zu beachten. Weiterhin gilt, dass die Potenziale einzelner Verbrauchergruppen durch unterschiedliche Instrumente adressiert werden können, weshalb diese Potenziale hier mehreren Instrumenten zugeordnet sind, jedoch nur einmal zur Verfügung stehen.** Je nachdem, inwieweit ein Instrument dazu in der Lage ist, Erschliessungshemmnisse zu überwinden, lässt sich über das soziotechnische Potenzial einer Verbrauchergruppe auch ein Teil des technischen Potenzials erschliessen. Es ist zu beachten, dass hier eine grobe Unterteilung in drei Kundengruppen (Industrie, GHD und Sektorenkopplungstechnologien) vorgenommen wurde. Keine dieser Gruppen ist homogen, sowohl was die variablen Kosten ihrer Potenzi-

ale als auch was die Hemmnisse zu deren Erschliessung betrifft. Beispielsweise sind ein Teil der gebundenen Kunden leistungsgemessen und der andere Teil nicht, wodurch die Erschliessung der jeweiligen Potenziale unterschiedlich einfach möglich ist.

Tabelle 4 Grobe, indikative Potenzialschätzung zugeordnet zu den einzelnen Instrumenten

Instrument	grobe, indikative Potenzialschätzung
Optimierung bestehender Flexibilität am Markt (DSM)	Das soziotechnische Lastverschiebungspotenzial der Industrie und GHD-Kunden kann hier als obere Abschätzung dienen. Industrie: 157 MW (soziotechn. Potenzial Lastverschiebung) GHD: 224 MW (soziotechn. Potenzial Lastverschiebung) (Potenzial umfasst auch freie Kunden)
Profilabrechnung gebundener Kunden	GHD: 224 MW (soziotechn. Potenzial) - 410 MW (techn. Potenzial) Lastverschiebung Sektorenkopplungsanwendungen: (Wärmepumpen und Elektromobilität): 45 MW (soziotechn. Potenzial) - 103 MW (techn. Potenzial) Lastsenkung
verstärktes Angebot von flex. Tarifen für Kunden mit Marktzugang	Industrie: 157 MW (soziotechn. Potenzial) - 328 MW (techn. Potenzial) Lastverschiebung 500 bis 1'400 MW Lastverzichtspotenziale unter oder nahe des Preis-Cap GHD: 224 MW (soziotechn. Potenzial) - 410 MW (techn. Potenzial) Lastverschiebung (Potenzial umfasst auch gebundene Kunden)
unterbrechbare Verträge für gebundene Kunden	Wärmepumpen und Elektromobilität: 103 MW (technisches Potenzial Lastsenkung) GHD: 224 MW (soziotechn. Potenzial) - 410 MW (techn. Potenzial) Lastverschiebung (Potenzial umfasst auch freie Kunden)

dynamische Netztarife	Wärmepumpen und Elektromobilität: 45 MW (soziotechn. Potenzial) - 103 MW (techn. Potenzial) Lastsenkung GHD: 224 MW (soziotechn. Potenzial) - 410 MW (techn. Potenzial) Lastverschiebung
Erhöhung der Preis-Caps im Strommarkt	Industrie: bis zu 900 MW Lastsenkungspotenziale zwischen heutigem Preis-Cap (4'000 EUR/MWh) und 6'000 EUR/MWh
Verbrauchsreserve	Grobe Potenzialindikation Industrie: 500 bis 1.400 MW (für Details zur Herleitung und diesbezüglichen Unsicherheiten s. Anhang)

Für die **Optimierung bestehender Flexibilität am Markt (DSM)** kann das soziotechnische Potenzial von Industrie und GHD als Obergrenze für das verfügbare Potenzial betrachtet werden. Es geht aus den verfügbaren Datenquellen nicht hervor, welcher Teil dieses Potenzial bereits heute vermarktet wird. Insbesondere kleine Industriekunden und GHD-Kunden befinden sich heute vermutlich (in Teilen) in Vollversorgungsverträgen und haben kein Interesse, keine interne Kapazität oder kein Know-how, um direkt am Markt teilzunehmen.

Die **Profilabrechnung gebundener Kunden** richtet sich vor allem an Haushaltskunden, die auf jeden Fall in die Gruppe der gebundenen Kunden fallen, sowie kleine GHD-Kunden, die ebenfalls keine freie Lieferantenwahl haben. Neben den Lastflexibilitäten des GHD-Sektors (hier stehen keine Daten zur Unterteilung in gebundene und nicht-gebundene Kunden zur Verfügung) können die Sektorenkopplungsanwendungen Wärmepumpen und Elektromobilität der Gruppe der gebundenen Kunden zugeordnet werden. Je nachdem, inwieweit die Erschliessungshemmnisse durch dieses Instrument adressiert werden können, bewegt sich das Potenzial zwischen dem technischen und soziotechnischen Potenzial. Insbesondere ist bei der Bewertung der Potenziale, die möglicherweise für dieses Instrument zur Verfügung stehen, zu beachten, dass eine Leistungsmessung Voraussetzung für die Profilabrechnung ist. Im Verteilnetz ist aktuell gut ein Viertel der Zähler bereits mit einem Smart-Meter ausgestattet.

Bei einem **verstärkten Angebot von flexiblen Tarifen für Kunden mit Marktzugang** stehen die Potenziale der Industrie im Vordergrund, wobei ein Teil des soziotechnischen Potenzials der Industrie gegebenenfalls bereits erschlossen und am Markt eingesetzt ist. Für den GHD-Sektor ist auch hier zu beachten, dass nicht klar ist, welcher Teil des Potenzials auf gebundene Kunden und welcher auf Kunden mit Marktzugang entfällt. Des Weiteren sind die Erschliessungshemmnisse im GHD-Bereich vermutlich grösser als bei den Industriekunden, bei denen mehr Bereitschaft und Know-how bezüglich einer Flexibilisierung zu erwarten ist.

Die **unterbrechbaren Verträge für gebundene Kunden** richten sich hingegen wieder insbesondere an die Potenziale aus Sektorenkopplungstechnologien und an den Teil des GHD-Sektors, der durch die Höhe seines Stromverbrauchs unter die Kategorie der gebundenen Kunden fällt. Für unterbrechbare Verträge ist anders als bei der Profilabrechnung allerdings keine Leistungsmessung erforderlich, was im Vergleich dieser beiden Instrumente zu einer höheren Potenzialeinschätzung führen kann.

Den **dynamischen Netztarifen** wurden hier die Potenziale der Sektorenkopplungstechnologien und des GHD-Sektors zugeordnet, da dieses Instrument insbesondere auf Engpässe im Verteilnetz abzielt und Industriekunden häufig auf höheren Netzebenen angeschlossen sind. Jedoch kann auch für den GHD-Sektor nicht ausgeschlossen werden, dass dies für einen Teil der Potenziale der Fall ist.

Die **Erhöhung der Preis-Caps im Strommarkt** adressiert die Potenziale, die am Markt Preissignalen ausgesetzt sind und Aktivierungskosten oberhalb des bestehenden Preis-Caps ausweisen. Potenziale mit Aktivierungskosten oberhalb von 4'000 EUR/MWh wurden vor allem in der Top-Down Analyse der Industriestromverbräuche identifiziert. Bei der Potenzialabschätzung sind zum einen die Limitierungen dieser Analyse zu beachten, als auch die zusätzliche Einschränkung, dass die daraus abgeleiteten Leistungspotenziale auf sehr pauschalen Vollaststunden-Annahmen beruhen.

Die Herleitung der für eine **Verbrauchsreserve** zur Verfügung stehenden Potentiale und die Einschränkungen bezüglich des daraus abgeleiteten Potenzials, das für ein solches Instrument zur Verfügung steht, werden detailliert in Kapitel 5 beschrieben.

Zusammenfassend liegen die Potenziale aus Lastsenkung für die meisten Instrumente im unteren dreistelligen MW-Bereich, ggf. insbesondere bei der Verbrauchsreserve etwas höher. Lastsenkung können deswegen einen nicht vernachlässigbaren Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit leisten. Sie haben aber keinesfalls das Potenzial, andere Reserven wie Wasserkraftreserve oder ergänzende produktionsseitige Stromreserve vollständig zu ersetzen. Wie insbesondere die detaillierte Analyse der Potenziale für die Verbrauchsreserve gezeigt hat, ist zudem der Einsatz technisch vorhandener Potenziale nicht unbedingt in jedem Fall effizient. Bei einer öffentlich finanzierten Erschliessung/Beschaffung von Potenzialen zur Lastsenkung sollte deshalb jedenfalls eine Prüfung erfolgen, ob eine identische systemtechnische Wirkung auch mit Alternativen erreicht werden kann.

4.4 Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten

Die oben dargestellten Prototypen von Instrumenten zur Erschliessung und Aktivierung von Lastsenkungspotenzialen besitzen Rückwirkungen auf verschiedene andere Instrumente oder Anreizmechanismen, die in unterschiedlicher Form auf Lastsenkungspotenziale zurückgreifen. In diesem Abschnitt werden den Wechselwirkungen mit folgenden Instrumenten betrachtet:

- Energieeffizienz
- Systemdienstleistungen / Regelreserve
- (andere) Reserveformen der Winterreserve
- Massnahmen gemäss Landesversorgungsgesetz (LVG)

Zudem werden Wechselwirkungen der oben dargestellten Instrumente untereinander betrachtet.

Übergreifend lässt sich im Hinblick auf die Wechselwirkungen feststellen, dass die festgestellten Effekte weitgehend unabhängig vom jeweils betrachteten Instrument gelten. Soweit instrumentenspezifische Effekte bestehen, weisen wir darauf gezielt hin. Ansonsten gelten die Schlussfolgerungen übergreifend.

4.4.1 Energieeffizienz

Energieeffizienz in Bezug auf den Energieträger Strom bezieht sich grundsätzlich darauf, den Einsatz von Strom für bestimmte Tätigkeiten bei gleichzeitiger Aufrechterhaltung der gewünschten Leistung zu reduzieren. Obwohl Energieeffizienz meist nicht primär oder jedenfalls nicht ausschliesslich im Hinblick auf die Versorgungssicherheit, sondern eher mit Blick z. B. auf positive Umweltwirkungen und auf einen Beitrag zum Klimaschutz diskutiert wird, hat sie dennoch positive Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit. Durch die Reduktion des Stromverbrauchs werden die Deckung der dann geringeren Stromnachfrage erleichtert und mögliche Knappheitssituationen unwahrscheinlicher. Auch können kritische Spitzenlastsituationen entschärft werden und damit die Versorgungssicherheit erhöhen, da Energieeffizienzmassnahmen die Spitzenlast senken (kann).

Die hier entwickelten Instrumente zur Aktivierung und Erschliessung von Lastsenkung haben in der Regel keinen direkten Einfluss auf die Anreize der Verbraucher für Energieeffizienzbemühungen. Anreize für solche Bemühungen gehen primär von den Durchschnittskosten des Stromverbrauchs aus, die durch die beschriebenen Instrumente weitgehend nicht verändert werden (Ausnahmen werden unten noch beschrieben). Ein Effekt könnte darin bestehen, dass vorhandene Anreize zur Energieeffizienz in

Zeiten mit hohen Strompreisen gelenkt werden. Wenn Verbraucher aus einzelwirtschaftlichen oder anderen Gründen Massnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz ohnehin umsetzen, hätten sie dann einen Anreiz, die Zeiten, in denen sie Strom einsparen, vor allem zu Zeiten mit hohen Strompreisen lenken, sofern technisch Flexibilität besteht. Dieser Effekt wäre aus volkswirtschaftlicher Sicht positiv.

Eine Ausnahme bzgl. der Aussage, dass die beschriebenen Instrumente zur Lastsenkung keine Wechselwirkungen mit Energieeffizienzmassnahmen bilden, entsteht dann, sofern eine arbeitsabhängige Vergütung der Verbraucher für die Vorhaltung von Lastsenkung oder für die Übertragung des Rechts auf Abruf von Lastsenkung erfolgt. Dies kann Anreize zur Energieeffizienz reduzieren, da der Verbraucherpreis für Strom sinkt. Allerdings können sich hierbei auch gegenläufige Effekte bei anderem Verbrauch ergeben, wenn die Refinanzierung gewährter Rabatte durch höhere Tarife bei anderen Verbrauchern erfolgt. Dieser potenziell negative Effekt im Hinblick auf Energieeffizienz könnte je nach Ausgestaltung insbesondere bei den Instrumenten „unterbrechbare Verträge“, „dynamische Netztarife“ und „Verbrauchsreserve“ eine Rolle spielen.

Im Falle des in diesem Vorhaben konkret erarbeiteten Vorschlags für die Ausgestaltung einer Verbrauchsreserve ist die arbeitsabhängige Vergütung in Form eines Rabatts auf einen Teil des Verbrauchs Bestandteil des Vorschlags. Der vorbeschriebene Effekt im Hinblick auf Energieeffizienz ist somit hier grundsätzlich relevant. Allerdings ist die vorgeschlagene arbeitsabhängige Vergütung durch einen Rabatt – zumindest im Fall einer kurzfristigen Einführung – konstituierendes Merkmal des Vorschlags zur Vermeidung von Fehlanreizen.⁵ Daher ist ein Verzicht auf die arbeitsabhängige Vergütung hier keine Alternative. Vielmehr muss der Nutzen dieses Ausgestaltungsmerkmals im Hinblick auf die Vermeidung von Fehlanreizen gegen mögliche Nachteile im Hinblick auf Energieeffizienz abgewogen werden.

Es stellt sich umgekehrt die Frage, ob die Umsetzung von Energieeffizienzmassnahmen den Nutzen der hier entwickelten Instrumente zur Aktivierung von Lastsenkung beeinträchtigt. Dies ist im Wesentlichen nicht der Fall. Allerdings kann ein Teil des Nutzens, der aus den Instrumenten im Hinblick auf die Erschliessung und Aktivierung von Lastsenkungspotenzialen erwartet wird, bereits durch Energieeffizienzmassnahmen vorweggenommen werden.

4.4.2 Systemdienstleistungen (Regelreserve)

Der Einsatz von Lastsenkungspotenzialen spielt grundsätzlich auch bei der Beschaffung von Systemdienstleistungen, insbesondere der Regelleistung, eine Rolle, da Verbraucher mit Lastsenkungspotenzialen mögliche Anbieter für solche Systemdienstleistungen sind.

⁵ Bei der Kontrahierung einer „Auf-Leistung“ wie in Kapitel 5 für die Verbrauchsreserve vorgeschlagen, kann ein Problem darin bestehen, dass Verbraucher für eine implizite / erwartete Reduktion vergütet werden, obwohl es faktisch zu keiner Reduktion des Verbrauchs im Abruffall (d. h. Verpflichtung für Einhaltung der „Auf-Leistung“) kommt. Ein Extrembeispiel wäre ein Anbieter, der eine „Auf-Leistung“ von 0 bietet und tatsächlich keine Verbrauchsanlage betreibt. Ein solches Angebot ist für den Bieter weitgehend ohne Kosten verbunden, bietet aber mögliche Erlöschancen aus der Vergütung der Reserve. Offensichtlich hat das Gebot aus Systemsicht aber keinen Nutzen. Im Design einer Verbrauchsreserve sind solche Fälle durch geeignete Regeln zu adressieren. Die vorgeschlagene Rabattierung stellt eine geeignete Massnahme dar, da der Verbraucher dann faktisch eine Vergütung in Form der Rabattierung realisieren (es gibt schlicht keinen Stromverbrauch, der rabattiert werden könnte).

Der Einsatz von Lastsenkung für die oben beschriebenen Anwendungsfälle einerseits und die Vorhaltung und Erbringung von Systemdienstleistungen (insbesondere Regelreserve) durch Lastsenkung andererseits stehen in Konkurrenz zueinander. Ein gleichzeitiger Einsatz bzw. eine gleichzeitige Vorhaltung für beide Zwecke ist nicht möglich. Wenn die Vermarktung von Lastsenkung daher für diese alternative Formen der Anwendung durch die oben diskutierten Instrumente attraktiver wird, kann dadurch das Angebot von Lastsenkung für Systemdienstleistungen sinken. Da die Vermarktung der Lastsenkungspotenziale für Systemdienstleistungsprodukte grundsätzlich eine Opportunität zum Angebot für die hier im Fokus stehenden Anwendungsfälle darstellt, steigen umgekehrt aus Verbrauchersicht die Kosten, Lastsenkung für diese Anwendungsfälle einzusetzen.

Bei der Ausgestaltung der Instrumente muss daher darauf geachtet werden, dass ein gleichzeitiger Einsatz zum Zweck der Erbringung / Vorhaltung von Systemdienstleistungen nicht explizit ermöglicht wird.

Sofern allerdings durch die weiteren Instrumente zusätzliche Lastsenkungspotenziale erschlossen werden, erweitert sich hierdurch auch der Kreis potenzieller Anbieter von Systemdienstleistungen.

4.4.3 (Andere) Reserveformen der Winterreserve

Die oben beschriebenen Anwendungsfälle für Lastsenkung sind zum Teil auch Anwendungsfälle für die Winterreserve. Dies gilt insbesondere für den Anwendungsfall der Beherrschung eines sich längerfristig aufbauenden Energiedefizits. Daher wird der Einsatz von Lastsenkung in Form der Verbrauchsreserve auch explizit als ein Element der Winterreserve diskutiert. Vor diesem Hintergrund sind auch Wechselwirkungen der Instrumente zur Aktivierung von Lastsenkung mit den anderen Formen der Winterreserve (Wasserkraftreserve, Reservekraftwerke, gepoolte Notstromgruppen und ggf. WKK-Anlagen) zu diskutieren.

Grundsätzlich wirken sich die hier diskutierten Instrumente positiv auf die Winterreserve aus. Die oben beschriebenen Instrumente zielen darauf ab, zusätzliche Flexibilität im Stromsystem zu aktivieren. Der verstärkte marktpreisorientierte Einsatz von Lastsenkungspotenzialen aktiviert Potenziale bereits im Markt und senkt damit tendenziell den Bedarf für die Energievorhaltung in der Winterreserve. Sie kann damit ggf. geringer dimensioniert werden und / oder ihre Abrufwahrscheinlichkeit sinkt. Dies kann als positive Wirkung auf die Winterreserve verstanden werden, da die Vorhaltung günstiger wird.

Eine relevante Wechselwirkung besteht in Bezug auf den Einsatz von Notstromgruppen als Teil einer Lastsenkungsmassnahme. Dieser Einsatz steht teilweise in Konkurrenz zum Einsatz von Notstromgruppen in der Winterreserve als Pool-Kraftwerk. Grundsätzlich kann eine Notstromgruppe entweder eigenständig als Teil eines Pool-Kraftwerks vermarktet werden oder im Rahmen einer vermarkten Lastsenkung, um «behind-the-meter» die angebotene Lastsenkung umsetzen: Statt einer echten Reduktion des Strombezugs einer Verbrauchsanlage könnte in Bezug auf den Netzbezug an einem bestimmten Netzverknüpfungspunkt der gleiche Effekt dadurch herbeigeführt werden, dass ein Notstromaggregat gestartet wird, das einen Teil der Strombezugs aus dem Netz ersetzt. Beide Einsatz- bzw. Vermarktungsmöglichkeiten (Pool-Kraftwerk und Umsetzung von Lastsenkung) konkurrieren. Der Beitrag von Notstromgruppen zur Umsetzung von Lastsenkung ist allerdings begrenzt, wenn man davon ausgeht, dass

eine Lastsenkung nur bis zu dem Punkt möglich ist, wo der Strombezug aus dem Netz auf null zurückgeht. Je nach Stromverbrauch im Ausgangszustand wird damit das technische Leistungspotenzial eines Notstromaggregats nicht voll genutzt. Beim Einsatz als Pool-Kraftwerk könnte hingegen ggf. ein grösseres Potenzial genutzt werden.

Eine mögliche Lösung, um diese Konkurrenz zu entschärfen, wäre es, den Einsatz von Notstromgruppen zur Darstellung einer Lastsenkung zwar nicht explizit auszuschliessen, was ohnehin im Hinblick auf die Frage der Überprüfbarkeit nur schwierig möglich wäre. Allerdings sollte dies auch nicht durch spezielle Regeln besonders incentiviert werden.

4.4.4 Massnahmen gemäss Landesversorgungsgesetz (LVG) (Sparappelle, selekt. Verbote, Kontingentierung, zykl. Abschaltung)

LVG-Massnahmen, die sich im Sinne der oben beschriebenen Phasen des Systembetriebs auf die Phase des eingetretenen Krisenfalls beziehen, greifen insbesondere auf die Umsetzung von Lastverzicht zurück. Ein Teil der Lastsenkungspotenziale, die im Rahmen der LVG-Massnahmen erstmalig nutzbar gemacht werden bzw. eingesetzt werden sollen, könnten bereits durch die zusätzlichen, hier beschriebenen Instrumente abgerufen werden. Dadurch kann sich dann der Umfang der innerhalb von den LVG-Massnahmen noch abrufbaren Lastsenkungsmassnahmen verringern. Dies ist jedoch in einer Gesamtbetrachtung für die Bewältigung der Krisensituation unproblematisch, solange es bei der Planung und Dimensionierung von LVG-Massnahmen berücksichtigt wird: Ein steigender Grad der Aktivierung von Lastsenkungspotenzialen führt dazu, dass die Wahrscheinlichkeit für den notwendigen Einsatz von LVG-Massnahmen sinkt. Insbesondere hat die vorherige, anderweitige Aktivierung von bislang im Rahmen von im LVG vorgesehenen Lastsenkungsmassnahmen keinen Einfluss auf den Netto-Beitrag von Lastsenkung zur Lösung von Energiedefiziten. Der Gesamteffekt, d. h. die Summe des über alle Instrumente aktivierten Lastverzichts, bleibt mindestens gleich; da durch die zusätzlichen Instrumente weitere Potenziale aktiviert werden können, kann der Gesamtbeitrag sogar steigen.

In Bezug auf die Kontingentierung als einem besonderen Element der LVG-Massnahmen ist festzustellen, dass keine kurzfristigen Wechselwirkungen bestehen. Dies gilt dann, solange nicht explizit vorgesehen würde, dass der Abruf von Lastsenkung im Rahmen der hier diskutierten zusätzlichen Instrumente bei der Überprüfung der Erfüllung der Anforderung aus der Kontingentierung herausgerechnet wird. Soweit also sichergestellt ist, dass eine Lastsenkung, die sich bspw. aus einem marktpreisbasierten Einsatz ergibt, auch dazu beitragen kann, die Kontingentierung einzuhalten und auch als Lastsenkung in den Sekundärhandel mit Kontingenten eingebracht werden kann, bestehen hier keine Rückwirkungen.

Die Wechselwirkungen zwischen Kontingentierung und Lastsenkung sind, wenn überhaupt, langfristiger Natur. Es können Opportunitätskosten für den Einsatz von Lastsenkung entstehen, wenn eine jetzt durchgeführte Lastsenkung das zukünftig (bspw. im kommenden Jahr) im Falle einer Kontingentierung gewährte Kontingent reduziert. Dies könnte der Fall sein, wenn die Referenzgrösse für das Kontingent z. B. der Vorjahresverbrauch ist

4.4.5 Instrumente untereinander

Bei der Diskussion der Wechselwirkungen der oben dargestellten Instrumente untereinander ist zu unterscheiden, auf welche Anwendungsfälle sich dies beziehen – Engpässe bzgl. der Energiebilanz oder im Verteilungsnetz.

Bei einer Anwendung auf Energiebilanz-Engpässe ist zu unterscheiden zwischen Instrumenten mit einem hoheitlichen Abruf / Abruf durch Dritte, wie bei unterbrechbaren Verträgen und der Verbrauchsreserve der Fall, und solchen, bei denen der Abruf preisbasiert erfolgt. Diese Instrumente sind komplementär, wenn der Abruf bei den hoheitlichen Instrumenten als «auf-Produkt» implementiert ist, d. . Daher ist grundsätzlich die Implementierung als «auf-Produkt» zu empfehlen.

Allerdings kann dies zu sogenannten «Windfalls» (Übergewinnen) oder Mitnahmeeffekten führen. Damit ist gemeint, dass Verbraucher, die die vergütete Leistung ohnehin erbracht hätten, im Rahmen der Verbrauchsreserve eine zusätzliche Vergütung erhalten. Sie profitieren somit von einer Vergütung, ohne dafür eine Gegenleistung erbringen zu müssen. Im Falle der Verbrauchsreserve wäre eine mögliche Massnahme zur Vermeidung von Windfall-Profits eine Verpflichtung der Verbraucher, Lasten oberhalb einer kritischen Leistungsgrenze bei Knappheit einzuschränken oder zurückzukaufen, anstatt einen Rabatt für die Leistungsvorhaltung zu gewähren. Dadurch entstehen jedoch nichtentschädigte Kosten für die Leistungsvorhaltung, die politischen Widerstand hervorrufen können. Bei den alternativen «um-Produkten» können sich Opportunitäten ergeben, die zu einem ineffizienten Einsatz von Lastsenkung führen können.

Wechselwirkungen sind daneben auch in Bezug auf netzbezogene Anwendungsfälle zu betrachten. Zu einem einzelnen Zeitpunkt konkurriert der Einsatz für beide Anwendungsfälle nicht, sofern es um Lastsenkung geht. Wechselwirkungen können aber entstehen, wenn die Lastverschiebungspotenziale oder Lastsenkungspotenziale Zeitkopplungen aufweisen. Damit ist gemeint, dass die Verfügbarkeit oder auch die Kosten der Lastsenkung zu einem Zeitpunkt von dem Einsatz der Lastsenkung zu einem früheren Zeitpunkt abhängen. Dies ist vor allem bei Lastverschiebungen der Fall, kann aber auch bei Lastverzicht auftreten, wenn beispielsweise nach einer längeren Phase der Produktionseinschränkung eine fortdauernde Einschränkung die Kosten des weiteren Lastverzichts deutlich erhöht. Dann kann die Vermarktung von Lastsenkung für einen netzdienlichen Einsatz Opportunitäten für die Vermarktung für Energiebilanz-Produkte darstellen. Sofern gelingt, die Tarifhöhen bei den netzbezogenen Instrumenten / Produkten (insb. dynamischen Netztarifen) so festzulegen, dass sie möglichst den resultierenden volkswirtschaftlichen Kosteneffekten entsprechen, wären die beschriebenen Wechselwirkungen jedoch gerade wünschenswert und würden die volkswirtschaftliche Effizienz insgesamt erhöhen.

5 Ausgestaltung einer Verbrauchsreserve

Dieser Abschnitt widmet sich der Ausgestaltung einer Verbraucherreserve für die Schweiz. Zuerst werden wichtige Produktmerkmale einer aus Sicht der Studienautoren sachdienlichen Ausgestaltungsvariante dargestellt (Abschnitt 5.1) und eine mögliche Umsetzung (Abschnitt 5.2) diskutiert sowie die daraus entstehenden Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten (Abschnitt 5.3) aufgezeigt. Zusätzlich werden alternative Ausgestaltungsoptionen und Erweiterungen des Modells (Abschnitt 5.4) geprüft. Abschliessend bewertet die Studie (Abschnitt 5.6) das vorgestellte Modell und mögliche Alternativen unter Verwendung der Vorarbeiten aus Abschnitt 1.

5.1 Produktmerkmale

In diesem Abschnitt beschreiben die Studienautoren eine aus ihrer Sicht sachdienliche und kurzfristig umsetzbare Ausgestaltungsvariante einer Verbrauchsreserve. Ein Fokus wurde auch daraufgelegt, Anreize für Mehrverbrauch in versorgungskritischen Situationen zu vermeiden.

5.1.1 Reserveprodukt

Bei der Ausgestaltung des Reserveprodukts stellt sich zunächst die Frage, ob das Produkt bei einem Abruf eine Lastsenkung *um* oder *auf* eine vereinbarte Leistung vorsieht. Wenn von einem Verbraucher gefordert ist, jederzeit eine Lastsenkung *um* eine gewisse Leistung zu gewährleisten, muss er überhaupt erst so viel verbrauchen, damit er die Reduktion jederzeit gewährleisten kann. Dies setzt Mehrverbrauchsanreize, die insbesondere in den kritischen System-situationen problematisch sind, für die die Reserve gedacht ist. Um diese zu vermeiden, wird empfohlen, das Produkt so auszugestalten, dass eine Reduktion *auf* ein von den Verbrauchern im Rahmen des Vertrages festgelegtes Niveau gefordert wird.

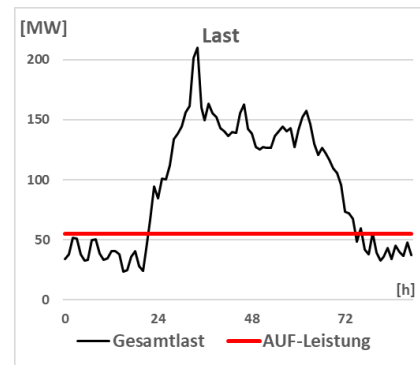


Abbildung 26: Lasteinschränkung auf vertraglich zugesicherte "AUF-Leistung".

Reduktion «auf»: Verbraucher, die an der Reserve teilnehmen, verpflichten sich also dazu, bei Abruf nicht mehr als die von ihnen vertraglich zugesicherte «AUF-Leistung» nachzufragen (siehe Abbildung 26). Freiwillige, frühere oder darüber hinaus gehende Lastsenkungen sind jederzeit möglich (z.B. aufgrund der hohen Marktpreise).

Submetering: Grundsätzlich wäre es denkbar, dass auch Teillasten (also spezifische Anlagen von Verbrauchern) eine separate AUF-Leistung definieren können und mit dieser Teillast in der Reserve partizipieren. Dafür ist es notwendig, dass diese einen separaten Stromzähler installieren und somit über Submetering als separate Last abgerechnet werden.

Rückkaufmöglichkeit: Lasten, die ihre AUF-Leistung während einer Abrufsituation dennoch überschreiten wollen, können hierfür unmittelbar vor dem Reserveabruf eine Rückkaufprämie bieten (siehe Abschnitt 5.1.3). Falls während eines Abrufs nicht alle kontrahierten Lasten benötigt werden, dient die Rückkaufprämie zur Priorisierung zwischen mehr oder weniger wertvollen Lasten.

Abrufwarnung: Sobald der Day-ahead Markt nicht schliesst, erhalten Verbraucher, die an der Reserve teilnehmen eine Abrufwarnung. Die Entscheidung darüber, in welcher Stunde sie ihre Last einschränken müssen, wird ihnen spätestens am Vortag um 19:30 mitgeteilt (siehe Abschnitt 5.1.1).

5.1.2 Reservebeschaffung und Teilnahmevergütung für Leistungsvorhaltung

Eine Entschädigung für die Teilnahme an einer Verbrauchsreserve sollte nur solche Verbraucher betreffen, die im Jahresverlauf mehr als die von ihnen zugesicherte AUF-Leistung verbrauchen. Denn nur solche Lasten können im Fall eines Reserveabrufes eingeschränkt werden.

Es wird vorgeschlagen, Verbraucher, die an der Reserve teilnehmen, durch einen Rabatt auf den Teil ihrer Stromnachfrage zu entschädigen, der einen Schwellenwert übersteigt.

Teilnehmende Verbraucher: An der Reserve können nur Verbraucher teilnehmen, die über einen Smart-Meter verfügen.

Rabathöhe: Die Höhe des Rabatts (in Cent/kWh) wird zu Beginn des Winters im Rahmen der Beschaffungsauktion für die Verbrauchsreserve ermittelt. Dabei gilt uniform pricing, d.h. die höchste bezuschlagte Rabatthöhe setzt für alle den Rabatt.

Rabattierte Energiemenge: Wie in Abbildung 27 dargestellt, wird der Rabatt auf den Jahresverbrauch angewendet, welcher den Basisverbrauch übersteigt. Als Basisverbrauch gilt die Energiemenge, die bei einer ganzjährigen Nachfrage in Höhe der AUF-Leistung resultiert.

Um die rabattierte Energiemenge abzuschätzen, müssen Lasten ihren Letztjahresverbrauch bei der Auktion angeben. Die tatsächliche rabattierte Energiemenge bemisst sich jedoch auf Basis des tatsächlichen Jahresverbrauchs während der Kontrahierungsperiode. Die summarische Betrachtung auf den Jahresverbrauch ist gegenüber einer stundenscharfen Betrachtungsweise aus dem Grund zu bevorzugen, da sie Anreize zu unerwünschter, besonders spitzenreicher Fahrweise (zur Maximierung von rabattiertem Verbrauch) vermeidet (ggf. kann es zusätzlich hilfreich sein, dass Lasten auch ihr Lastprofil des letzten Jahres bei der Auktion angeben, um eine bessere Abschätzung des Nutzens einer Kontrahierung zu ermöglichen und die Auswirkung der Reserveteilnahme auf das Lastprofil zu analysieren, diese hätte jedoch keinen Einfluss auf die Bezuschlagung oder Vergütung der Last).

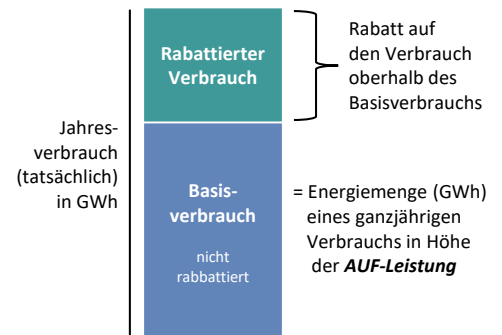


Abbildung 27: Rabatt auf den Verbrauch

Auszahlung des Rabatts: Es wird hier der Begriff «Rabatt» für die Beschreibung der Entschädigung verwendet, um klarzustellen, dass der Effekt für den Verbraucher eine Vergünstigung seines (den Basisverbrauch überschreitenden) Energieverbrauchs darstellt. Der Rabatt muss jedoch nicht notwendigerweise als eine Verringerung eines sonstigen Entgelts (Netzentgelt oder Energiepreis) administrativ umgesetzt werden, sondern kann als eine separate Zahlung entrichtet werden (ex-post auf Basis des Jahresverbrauchs berechnet).

Auktionsvolumen und Maximalpreis: Für die jährliche Beschaffungsauktion muss ein Auktionsvolumen für das Reserveprodukt festgelegt werden. Es lässt sich in MW ausdrücken, um die der Letztjahres-Durchschnittsverbrauch der kontrahierten Lasten ihre AUF-Leistung übersteigt. Dies ermöglicht eine Abschätzung der Lastsenkung, deren Verfügbarkeit im Falle eines Abrufes im Durchschnitt erwartet werden kann. Denkbar wäre das Auktionsvolumen nicht fix ex-ante festzulegen, sondern stattdessen eine Nachfragekurve in der Auktion festzulegen, die dazu führt, dass bei hohen Preisen eine kleinere Menge bezuschlagt wird als bei tiefen Preisen. Solch eine Nachfragekurve in der Beschaffungsauktion dient auch der Verminderung von Marktmacht, da es die Nachfrage elastisch macht. Märkte sind umso anfälliger für Marktmacht, je inelastischer die Nachfrageseite ist – und eine fix vorgegebene Menge ist maximal inelastisch, also maximal anfällig für Marktmacht. In jedem Fall sollte bei der Auktion ein Maximalpreis vorgegeben werden. Dieser könnte sich aus alternativen Optionen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit ableiten, beispielsweise aus dem Preis zur Kontrahierung von angebotsseitiger Reserve (z.B. Wasserkraft oder konventionelle Dual-Fuel-Gasturbinen).

5.1.3 Reserveabruf und Vergütung für die gelieferte Energiemenge

Nur wenn Spotmarkt nicht schliesst: Die Studie schlägt vor, den Abruf der Reserve nur dann zuzulassen, wenn der Day-Ahead-Markt nicht geschlossen hat und der Preis-Cap erreicht ist (derzeit 4000 €/MWh). Dies grenzt mögliche Abrufe signifikant ein und ermöglicht somit mehr Lasten eine Teilnahme, als wenn breitere Abrufszenarien erlaubt wären (siehe auch Abschnitt 5.4).

Abrufvolumen: Analog zur Winterreserve wird das Abrufvolumen auf Basis der gemäss WResV Artikel 18 Absatz 2 Ziffer b (Bundesrat 2023) am Vortag von den Bilanzgruppen übermittelten Prognose ihrer Unausgeglichenheit, sowie der geplanten Lauflistung der an der Reserve teilnehmenden Lasten bestimmt. Aus diesen Prognosen wird unter Berücksichtigung der Abrufreihenfolge (s.u.) berechnet, welches Volumen an Lastsenkungen benötigt wird, und welcher Teil der Unausgeglichenheiten durch die angebotsseitige Reserve abgedeckt wird.

Abrufreihenfolge: Verbraucher dürfen ihre Lasten auch ausserhalb der Reserve einschränken und die dadurch freiwerdende Energiemenge am Markt verkaufen. Es ist daher davon auszugehen, dass die Kosten von Lastsenkungen, die durch einen Abruf der Verbrauchsreserve ausgelöst werden, höher sind als der Marktpreis. Aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten sollte die Verbrauchsreserve daher erst nach Einsatz der Notstromaggregate abgerufen werden. Analog zu der aktuellen Abrufordnung der Winterreserve (BFE 2023b) sollte die Wasserkraftreserve zu Beginn des Winters erst nach dem Einsatz der Verbrauchsreserve und gegen Ende des Winters vor dem Einsatz der Verbrauchsreserve erfolgen. Innerhalb der Verbrauchsreserve werden die Lasten entsprechend ihrer Rückkaufgebote priorisiert (s.u.). Falls der Bedarf an Regelleistung in den Regelleistungsmärkten nicht gedeckt werden konnte, könnte es darüber hinaus Sinn ergeben, Verbraucher, deren Lasten auch mit entsprechend kurzer Vorlaufzeit abgerufen werden können, weiter laufen zu lassen, so dass sie im Fall einer kurzfristig auftretenden Unausgeglichenheit im Rahmen der Merit-Order für tertiäre Regelenergie eingeschränkt werden können (siehe Abschnitt 5.3.2).

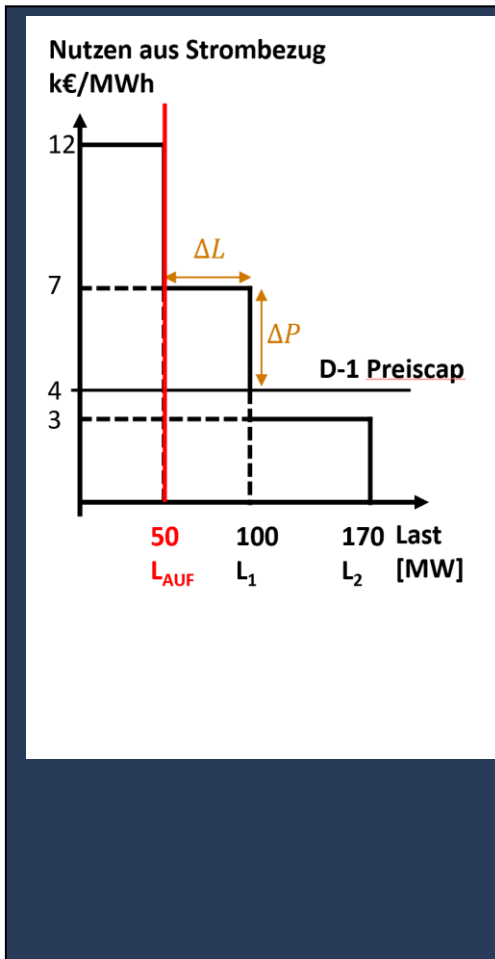
Abrufentschädigung: Lieferanten von Lasten, die eingeschränkt werden, geben die dadurch freiwerdende Energiemenge im Gegenzug für eine Abrufentschädigung in Höhe des Day-Ahead-Preises an Swissgrid ab (bei Erreichen des Preisdeckels also 4000 €/MWh). Da die Abrufentschädigung somit gleich hoch wie der Day-Ahead-Preis ist, gibt es keinerlei Anreize für Lasten, einen Abruf zu provozieren. Analog zu Artikel 21 der Winterreserververordnung bezahlen Bilanzgruppen, die den Reserveabruf verursacht haben, Swissgrid für den Reserveenergiebezug den Marktpreis zuzüglich eines Aufgeldes.

Rückkaufgebot: Verbraucher, die – obwohl sie für die Verbrauchsreserve kontrahiert sind – ihre AUF-Leistung im Falle eines Abrufes gerne überschreiten möchten, können angeben, welche Rückkaufprämie (ΔP) sie bereit wären für eine Überschreitung ihrer AUF-Leistung zu bezahlen und um welche Rückkaufleistung (ΔL) sie ihre AUF-Leistung im Gegenzug dafür gerne überschreiten würden (siehe Box 1). Die Höhe der Rückkaufprämie im Fall eines teilweisen Abrufes wird in einer *uniform pricing* Auktion festgelegt, d.h. das Rückkaufgebot der teuersten Last, die eingeschränkt wird, bestimmt die Rückkaufprämie, die von den nicht abgerufenen Lasten zu bezahlen ist. Gleichzeitig dient die gewünschte Rückkaufleistung zur Abschätzung der bei Einschränkung einer Last freiwerdenden Energiemenge.

Pönale: Lasten, die trotz Abruf durch Swissgrid den vorgegebenen Grenzwert überschreiten, bezahlen für zu viel bezogene Energie eine Pönale, die höher liegt als der Ausgleichsenergiepreis und als die höchste Rückkaufprämie. Die Pönale muss zudem so hoch sein, dass sie auch dann eine abschre-

ckende Wirkung auf eine bewusste Nichterfüllung hat, wenn die geringe Eintrittswahrscheinlichkeit eines Abrufes in Betracht gezogen wird. Es muss also vermieden werden, dass Verbraucher zwar den Rabatt auf ihren Stromverbrauch mitnehmen, im Ernstfall aber gar keine Lastsenkung erbringen – denn ein Abruf ist sehr unwahrscheinlich und würde, wenn, dann nur sehr selten eintreten, sodass eine moderate Pönale kaum ins Gewicht fiele.

Vermeidung von Substitution: Verbraucher mit redundanter paralleler Infrastruktur (z.B. mehrere Ladestationen für Elektroautos oder mehrere Produktionsstrassen) könnten einen Teil der Infrastruktur separat messen, als «flexibel» deklarieren und rabattieren, und im Fall eines Reserveabrufes auf den als «unflexibel» deklarierten Teil der Infrastruktur ausweichen, ohne ihren Gesamtenergieverbrauch zu senken. Dieser Fehlanreiz tritt sowohl im Fall von Submetering innerhalb eines Unternehmens als auch bei Unternehmen auf mit mehreren getrennt ans Netz angeschlossenen Produktionsstätten oder bei entsprechender Zusammenarbeit verschiedener Unternehmen innerhalb der Branche. Um dies zu vermeiden, sollten Lastverschiebungen auf parallele Infrastruktur oder die parallele Vermarktung von Notstromaggregaten in der Angebots- und verbrauchsseitigen Reserve verboten und mit einer Konventionalstrafe belegt werden.



Im linken Schaubild ist die Zahlungsbereitschaft eines Verbrauchers dargestellt, der bei einer Last in Höhe seiner AUF-Leistung einen Nutzen von 12 k€/MWh, bei einer 50 MW höheren Last (L_1) einen Zusatznutzen von 7 k€/MWh pro zusätzliche MWh und bei einer weiteren 70 MW höheren Last (L_2) einen Zusatznutzen von 3 k€/MWh pro zusätzliche MWh erzielt.

Wenn der Preis für die entsprechende Stunde im Day-ahead Markt den Cap von 4 k€/MWh erreicht, hat der Lieferant einen Anreiz, den Verbraucher für die eine Lastsenkung von L_2 auf L_1 zu entschädigen und die dadurch frei gewordenen 70 MWh am Markt zu verkaufen. Wenn der Lieferant dem Verbraucher hierfür eine Entschädigung von 3.5 k€/MWh bietet, lohnt sich die Einschränkung sowohl für den Verbraucher (da er pro MWh 3.5 k€ statt 3 k€ Nutzen erzielt), als auch für den Lieferanten (da er pro MWh 500€ statt des deutlich tieferen Tarifs für den Energiebezug erwirtschaftet).

Der Verbraucher wird somit lediglich eine Rückkaufleistung von $\Delta L = L_1 - L_{AUF} = 50 \text{ MW}$ angeben. Da der Verbraucher seine Lastsenkung am Markt zum Preis von 4 k€/MWh verkaufen kann, während er aus der zusätzlichen Last ΔL einen Nutzen von 7 k€/MWh erzielt, wird er eine Rückkaufprämie in Höhe von $\Delta P = 7 - 4 = 3 \text{ k€/MWh}$ bieten.

Box 1: Rückkaufgebote in der Abrufauktion.

5.2 Umsetzung

Im Rahmen dieses Abschnittes wird beschrieben, wie das Modell für die Verbrauchsreserve aus Abschnitt 5.1 umgesetzt werden könnte.

Die in Abschnitt 5.2.1 beschriebene Aufteilung der Aufgaben und Rollen dient lediglich zur Illustration und kann je nach den Präferenzen der beteiligten Akteure auch anders gewählt werden, beispielsweise indem Lieferanten oder Verbraucher die Aufgaben des Poolers mit übernehmen.

Die in Abschnitt 5.2.2 beschriebenen zeitlichen Abläufe, Meldepflichten sowie die in Abschnitt 5.2.3 beschriebenen Vorgaben zu den Zahlungsströmen hingegen sollten, dort wo dies nicht anders erwähnt ist, bei Einführung einer Verbrauchsreserve zur Koordination der Marktakteure und zur Vermeidung von Fehlanreizen verbindlich festgelegt werden.

5.2.1 Aufgaben und Rollen

Grossverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100 MWh sind im Rahmen von Massnahmen gemäss LVG bereits heute dazu angehalten, Massnahmen zu identifizieren, die es ihnen ermöglichen würden, ihren monatlichen Stromverbrauch im Fall einer Kontingentierung um bis zu 30% zu senken (OSTRAL 2022). Wie in Tabelle 5 dargestellt, könnten Verbraucher, die an der Reserve teilnehmen, daher prüfen

- a) Welche der Massnahmen mit einer kürzeren Vorlaufzeit aktivierbar wären (im Rahmen der Verbrauchsreserve oder der Sofortkontingentierungen nach LVG)
- b) Wie hoch ihre Zahlungsbereitschaft für die Vermeidung eines Massnahmenabrufes für die unter Punkt a) identifizierten Massnahmen ist.

Darüber hinaus könnten die Verbraucher schätzen, welche Kosten ihnen aus einer Leistungsvorhaltung für die Verbrauchsreserve entstehen (beispielsweise Kosten für zusätzliche Mitarbeiterschulungen, die Einführung neuer Prozesse / Tools / oder zusätzlicher Mess- oder Steuersysteme).

Grossverbraucher, die selbst an der Strombörse einkaufen, sollten in der Lage sein, selbst abzuschätzen, wie hoch die Lastsenkung ist, die aus den verschiedenen Massnahmen resultieren würde. Alternativ kann diese Information aber auch durch den Lieferanten oder einen unabhängigen Pooler geschätzt werden.

Tabelle 5: Liste von Einsparmassnahmen

#	Beschreibung	Vorlaufzeit [h]	Zahlungsbereitschaft [CHF/h]	Lastsenkung [MW]
---	--------------	-----------------	------------------------------	------------------

M1	Abschaltung Rolltreppen	0.25	7'000	5.25
M2	Abschaltung Lüftung	1	10'000	53.3
M3	Set-point für Heizung auf 20°C	0	50'000	18.5
...	...	...		?

Pooler (oder Lieferanten oder die Verbraucher selbst) können schätzen, wie hoch die Lastsenkung ist, die aus den verschiedenen Massnahmen resultieren würde (siehe Tabelle 5) und wie stark diese von äusseren Rahmenbedingungen (wie z.B. der Aussentemperatur) abhängt. Unter Berücksichtigung der zeitlichen Verfügbarkeit der verschiedenen Massnahmen kann der Lieferant (in Rücksprache mit dem Verbraucher, oder der Pooler oder der Verbraucher) daraus ableiten, wie hoch die AUF-Leistung ist, deren Einhaltung der Kunde durch die verschiedenen Massnahmen gewährleisten kann.

Auf Basis dieser zusätzlichen Angaben kann der Pooler die zu erwartende rabattierte Energiemenge des Verbrauchers abschätzen und daraus unter Berücksichtigung der Kosten für die Leistungsbereitstellung ein Gebot in der Teilnahmeauktion abgeben.

Auf Basis der aus den Energiesparmassnahmen resultierenden Lastsenkung, sowie der Zahlungsbereitschaft des Verbrauchers zur Vermeidung der Massnahmen (siehe Tabelle 5) kann der Lieferant im Fall eines bevorstehenden Reserveabrufes ein geeignetes Rückkaufgebot schätzen und in der Abrufauktion einstellen.

Eine mögliche zeitliche Abfolge dieser Schritte sowie der Informationsfluss zwischen den Akteuren wird im nachfolgenden Abschnitt beschrieben.

5.2.2 Zeitlicher Ablauf

Eine Übersicht des Zeitplans für die wichtigsten Schritte und Meldepflichten ist in Abbildung 28 dargestellt. Der dargestellte Prozess baut auf den bestehenden Prozessen für die Anbindung von Regelpools an den Schweizer SDL-Markt (VSE 2013) sowie den Prozessen für die angebotsseitige Winterreserve (Bundesrat 2023) auf. Wesentliche Neuerungen im Vergleich zu diesen Prozessen sind blau markiert. Der Prozess ist für den Fall dargestellt, dass es sich bei Verbrauchern, Lieferanten und Poolern um unterschiedliche Firmen handelt. Je nach Präferenz der Marktakteure, können die Rollen des Verbrauchers, Lieferanten und / oder Poolers auch von demselben Unternehmen übernommen werden.

Im Folgenden werden die einzelnen Schritte näher beschrieben:

1. Spätestens bis Ende Q3 2023 sammeln Pooler die Angaben zu den Kosten und der Wirkung möglicher Einsparmassnahmen bei interessierten Verbrauchern.
2. Im Lauf von Q4 2023 bieten Pooler in der Teilnahmeauktion die Rabattforderungen für die Leistungsvorhaltung der von ihnen verwalteten Verbraucher inklusive Angaben zu der gewünschten AUF-Leistung und den Verbrauchsdaten des Vorjahres. Gebote, die einen Zuschlag erhalten, werden neben dem Verbraucher und dem entsprechenden Verteilnetzbetreiber (VNB) auch dem Lieferanten des Verbrauchers gemeldet.

3. Der Pooler erhält von Swissgrid eine Abrufwarnung, falls ein möglicher Reserveabruf bevorsteht, weil der Day-ahead Markt nicht schliesst, und leitet diese bis spätestens 14h30 am Vortag an die von ihm betreuten Verbraucher weiter. Zusätzlich dazu kann Swissgrid die Pooler und Verbraucher auch schon weiter im Voraus über eine zunehmende Anspannung bei der Stromversorgung informieren.
4. Bis spätestens 18h30 am Vorabend eines möglichen Reserveabrufes erhält der Pooler von den Verbrauchern aktualisierte Informationen zur Zahlungsbereitschaft und Verfügbarkeit verschiedener Massnahmen für jede Stunden des folgenden Tages und leitet diese in Form von Rückkaufgeboten an Swissgrid weiter.
5. Analog zum Prozess für die Winterreserve (Swissgrid 2022a) melden Bilanzgruppen mit einem Reservebedarf bis 18h30 am Vorabend ihren Bedarf an Reserveenergie für den Folgetag. Für Bilanzgruppen von Lasten, die an der Verbrauchsreserve teilnehmen, ist dies der Bedarf an Reserveenergie, falls die teilnehmenden Lasten nicht abgerufen werden und somit weiterlaufen.
6. Analog zu dem Prozess für die Winterreserve berechnet Swissgrid auf Basis der Informationen aus Schritt 4 und 5, welche Lasten abgerufen werden und wieviel Energie durch den Reserveabruf frei wird; sie meldet den Reserveabruf dann bis ca. 20h00 am Vorabend an die Pooler. Diese leiten die Abrufinformation an die betroffenen Verbraucher und neu auch an deren Lieferanten weiter. Dies um zu vermeiden, dass Lieferanten, welche die Lastsenkungen beobachten, die dadurch freiwerdenden Energiemengen ein zweites Mal verkaufen. Darüber hinaus meldet Swissgrid den unausgeglichenen Bilanzgruppen, wieviel Energie ihnen aus dem Reserveabruf zugeteilt wurde.
7. Analog zu dem Prozess für Regelpools sammeln die Pools die Fahrpläne und Messdaten der von ihnen betreuten Verbraucher und leiten diese an Swissgrid weiter.
8. Swissgrid sendet die unter Berücksichtigung des Reserveabrufes resultierenden Korrekturfahrpläne an die Bilanzgruppen.
9. Pooler melden ex-post den im Verlauf des Jahres gemessenen Lastgang der teilnehmenden Verbraucher an Swissgrid. Swissgrid berechnet auf dieser Basis den geschuldeten Rabatt, und bezahlt diesen (ggf. gesammelt, inklusive allfälliger Gebühren für Rückkaufleistung oder Pöna- len) an die Pooler aus.

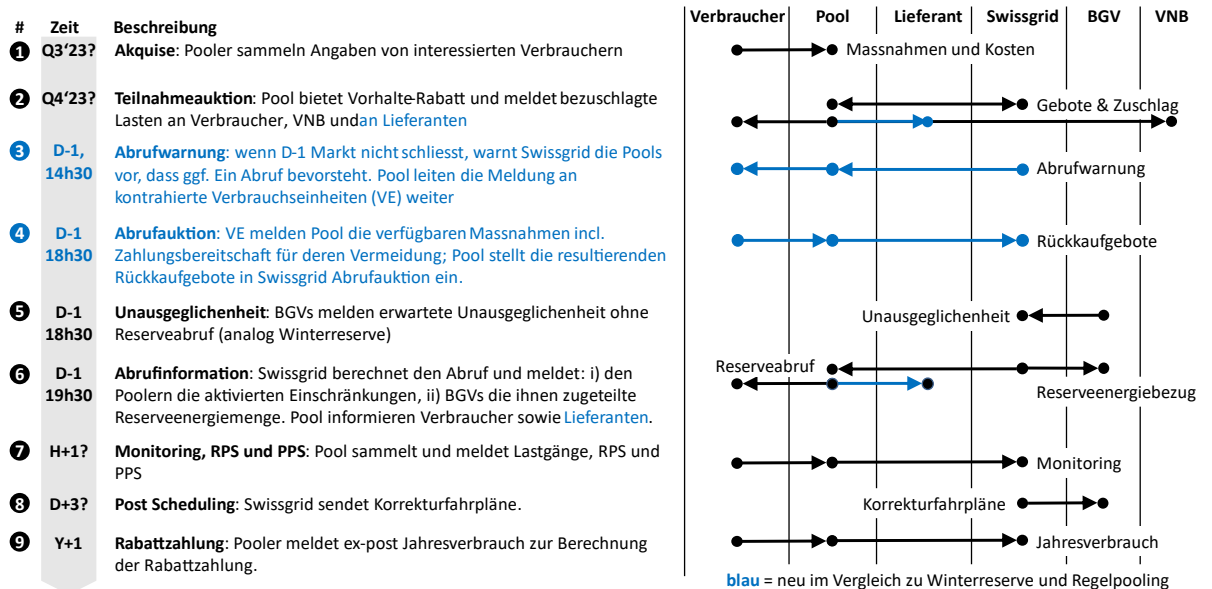
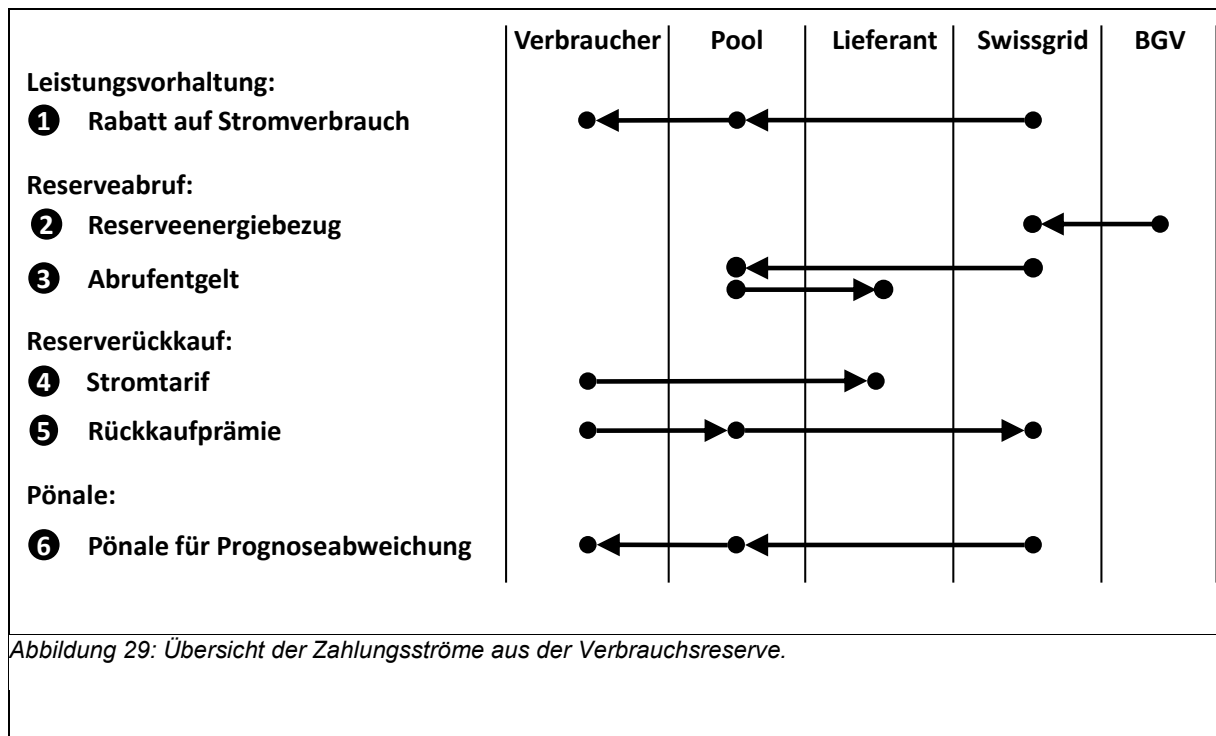


Abbildung 28: Zeitliche Abfolge der wichtigsten Schritte und Informationsflüsse für Verbrauchsreserve.

5.2.3 Zahlungen

Analog zu Abschnitt 5.1.3 enthält Abbildung 26 eine Übersicht der Zahlungsströme für den Fall, dass die Rollen des Verbrauchers, Poolers und Lieferanten von separaten Unternehmen übernommen werden. Abweichende Rollenaufteilungen werden in Abschnitt 5.4 analysiert.

Die Zahlungsströme sind inhaltlich gruppiert. Im zeitlichen Verlauf könnten die Zahlungen auch in einer abweichenden Reihenfolge oder in Form einer summarischen Schlussabrechnung durchgeführt werden.



Für die **Leistungsvorhaltung** erhält der Pooler (1) einen Rabatt auf den Jahresstromverbrauch des Verbrauchers, den er entsprechend der internen vertraglichen Regeln teilweise an den Verbraucher weiterleitet. [Da der Jahresstromverbrauch durch den Verbraucher beeinflussbar ist, während die Kosten des Pools für Servicebereitstellung relativ konstant sind, wäre es beispielsweise naheliegend, wenn der Pooler eine fixe Gebühr für die Servicebereitstellung einbehält und den verbleibenden Betrag an den Verbraucher weiterleitet.]

Im Falle eines (teilweisen oder vollständigen) **Reserveabrufes** bezahlen die Bilanzgruppen, welche den Reserveabruf verursacht haben, Swissgrid analog zu dem Vorgehen bei der angebotsseitigen Winterreserve (2) den Marktpreis zuzüglich eines Aufgeldes. Swissgrid bezahlt dem Pooler (3) das Abrufentgelt in Höhe des Day-Ahead-Preises (bei Erreichen des Preisdeckels also 4000 €/MWh), welches dieser an die Lieferanten der eingeschränkten Lasten weiterleitet. Zusammen mit der Pflicht zur Information über Reserveabrufe (siehe Abschnitt 5.2.2 Punkt 6) minimiert die vollumfängliche Weiterleitung des Abrufentgeltes an die Lieferanten das Risiko, dass diese aufgrund allfälliger ungeplanter Lasterhöhungen nach Ende des Reserveabrufes in finanzielle Schieflage geraten. Da weder die Verbraucher noch der Pooler aus dem Reserveabruf einen finanziellen Nutzen ziehen, haben sie daher keinen Anreiz, einen Reserveabruf zu provozieren oder eine künstlich überhöhte Nachfrage geltend zu machen, für deren Einschränkung sie sich dann bezahlen lassen (sogenanntes «inc-dec gaming»).

Im Fall eines (teilweisen oder vollständigen) **Rückkaufs** von Laufleistungen oberhalb der «AUF-Leistung» bezahlen die Verbraucher für die zusätzliche Last (4) den regulären Stromtarif an ihren Lieferanten. Darüber hinaus bezahlen Sie für Überschreitungen ihrer «AUF-Leistung» (5) die im Rahmen einer Uniform-Clearing Auktion ermittelte Rückkaufprämie an den Pooler, der diese an Swissgrid weiterleitet.

In allen Stunden, bei denen ein (teilweiser oder vollständiger) Reserveabruf erfolgt, bezahlt der Pooler auf die betragsmässigen Abweichungen der prognostizierten Last von der gemessenen Last eine **Pönale**, die höher ist, als der Ausgleichsenergiepreis und als die höchste Rückkaufprämie. Durch die symmetrische Ausgestaltung der Pönalen, und deren Anwendung sowohl auf abgerufene als auch auf nicht abgerufene Verbraucher erhält der Pooler einen Anreiz, die resultierende Last möglichst genau vorherzusagen. Je nach der internen vertraglichen Regelung wird der Pooler die Pönale an den Verbraucher weiterleiten, falls Prognosefehler durch die Unterlassung einer angeordneten Lastsenkungsmassnahme verursacht wurde. Bei Überschreitung einer gewissen Toleranzschwelle für die Prognoseabweichung kann darüber hinaus auch eine strafrechtliche Prüfung eingeleitet werden.

5.3 Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten

Aufgrund der Produktwahl einer «Lastsenkung-AUF» sind die Wechselwirkungen, welche aus dem Modell entstehen, zumeist positiv, d.h. die jeweiligen Instrumente bewirken wechselseitige Kostensenkungen. Negative Wechselwirkungen können durch entsprechende Design-Anpassungen weitgehend vermieden werden. Nachfolgend werden die Wechselwirkungen zwischen der Verbrauchsreserve und dem sog. StromBoost, der Bereitstellung von Regelenergie und der LVG-Massnahmen dargestellt. Abgesehen von den in Abschnitt 4.4.1 dargestellten Wechselwirkungen entstehen aus der Verbrauchsreserve keine zusätzlichen Wechselwirkungen auf die Energieeffizienz.

5.3.1 StromBoost

Der Stromboost bewirkt, dass Kunden mit einem Fixpreis-Vertrag einen Einsparanreiz in Höhe des Marktpreises (abzüglich allfälliger Margen der Lieferanten) erhalten.

Die Einführung einer **Verbrauchsreserve** führt dazu, dass die Kosten und die Wirkung verschiedener Massnahmen zur Lastsenkung erhoben werden (vgl. Tabelle 5) und Prozesse für den kurzfristigen Massnahmenabruf etabliert werden. Die dadurch für einen kurzfristigen Abruf verfügbar gemachten Lastsenkungsmassnahmen können – je nach Vorlaufzeit und Zahlungsbereitschaft – sowohl im Rahmen der Stromboosts als auch im Rahmen der Auktion für Tertiäre Regelenergie eingesetzt werden. Die Einführung einer Verbrauchsreserve hat somit eine positive Wirkung auf den Stromboost.

Umgekehrt hätte auch die Einführung eines **Stromboost** eine positive Wirkung auf die Verbrauchsreserve. Wie das Beispiel in Box 1 illustriert, sollte der Stromboost dazu führen, das Lasten, deren Nutzen tiefer ist als der Marktpreis, im Rahmen der Abrufauktion der Verbrauchsreserve kein Rückkaufgebot einstellen. Aus Sicht der Reserve sind derartige freiwillige Lastsenkungen vor Reserveabruf unproblematisch. Sie sind sogar erwünscht, weil der Weiterverkauf der dadurch freiwerdenden Energiemengen im Markt die Wahrscheinlichkeit eines Reserveabrufs senkt. Die Einführung eines Stromboost hat somit eine positive Wirkung auf die Verbrauchsreserve.

5.3.2 Regelenenergie

Im Gegensatz zu der Verbrauchsreserve, wird Regelleistung in der Schweiz ausschliesslich in Form eines «UM-Produktes» eingekauft, welches die teilnehmenden Verbraucher dazu verpflichtet, ihre Last im Fall einer Aktivierung um den im Vorfeld vereinbarten Betrag zu senken (Swissgrid 2022b).

Die Einführung einer **Verbrauchsreserve** kann dazu führen, dass zusätzliche Lastsenkungen verfügbar gemacht werden. Zumindest ein Teil dieser Lastsenkungen könnte bei entsprechend hohen Abrufpreisen auch für den kurzfristige Abruf im Rahmen einer Merit-Order für tertiäre Regelenenergie als «Last-Resort» positive Regelenenergie zur Verfügung stehen. Auf der anderen Seite können Lasten, die bei Aktivierung der Verbrauchsreserve bereits am Vortag auf ihre Minimalleistung eingeschränkt werden, ihre Last im Fall eines Abrufes negativer Regelenenergie nicht noch weiter einschränken. Verbraucher, die an der Verbrauchsreserve teilnehmen, können für den Verpflichtungszeitraum daher – je nach AbrufszENARIO – keine negative Regelleistung mehr anbieten. Verbraucher werden dies bei Abgabe ihrer Gebote zwar einpreisen. Falls der Bedarf an Regelleistung in den Regelleistungsmärkten nicht gedeckt werden konnte, könnte es darüber hinaus Sinn ergeben, Verbraucher, deren Lasten auch mit entsprechend kurzer Vorlaufzeit abgerufen werden können, weiter laufen zu lassen, so dass sie im Fall einer kurzfristig auftretenden Unausgeglichenheit im Rahmen der Merit-Order für tertiäre Regelenenergie eingeschränkt werden können. Mit diesen Anpassungen wären die Auswirkungen einer Verbrauchsreserve auf die Regelenenergiemärkte weitgehend unproblematisch.

Umgekehrt entstehen auch aus den **Regelenenergiemärkten** keine kritischen Wechselwirkungen auf die Verbrauchsreserve. Für die Erschliessung von Lasten, die bereits heute Regelleistung bereitstellen, entstehen – abgesehen von den Transaktionskosten für die Auktionsteilnahme – keine zusätzlichen Kosten. Die durch die Regelenenergiemärkte bereits erschlossenen Lasten könnten sich somit preissenkend auf die Verbrauchsreserve auswirken. Dieser preissenkende Effekt wird dadurch abgeschwächt, dass Regelleistungs-Produkte als Verpflichtung zur «Lastsenkung-UM» einen bestimmten Betrag definiert sind. Dies führt dazu, dass Lasten zwischen der Bereitstellung von Regelleistung und Verbrauchsreserve wählen müssen. Anstelle der Kosten für die Erschliessung von Flexibilitäten werden bereits erschlossene kurzfristig abrufbare Lasten somit die Opportunitätskosten der wegfallenden Erlöse für Regelleistung einpreisen. Aus Sicht der Verbrauchsreserve ist dies jedoch unkritisch.

5.3.3 Massnahmen gemäss Landesversorgungsgesetz (LVG)

Im Bewirtschaftungsfall gemäss LVG können Einsparappelle, Verbrauchseinschränkungen und -verbote sowie Kontingentierung von Grossverbrauchern und letztlich zyklische Netzabschaltungen eingesetzt werden (VSE 2021).

Die Einführung einer **Verbrauchsreserve** verstärkt bei den teilnehmenden Verbrauchern den Anreiz, ihre Lasten schon im Vorfeld eines Bewirtschaftungsfalls einzuschränken. Dadurch sinkt die Wahrscheinlichkeit, dass ein solcher ausgerufen werden muss. Dies wäre dann der Fall, wenn zwar der Spotmarkt nicht schliesst (und somit die Reserve aktiviert würde), jedoch noch kein Bewirtschaftungsfall eingetreten ist. Falls eine Bewirtschaftung dennoch ausgelöst wird, kann die vorgelagert Einschränkung der an der Verbrauchsreserve beteiligten Lasten dazu führen, dass diese ihr Bewirtschaftungs-Kontingent übererfüllen. Die Verbrauchsreserve bewirkt somit eine Verstärkung der im Rahmen einer Bewirtschaftung erwünschten Anreize zur Verbrauchssenkung.

Umgekehrt hat auch die Verpflichtung zur Umsetzung der **Bewirtschaftungsmassnahmen** eine verstärkende und Kostensenkende Wirkung auf die Verbrauchsreserve. Zum einen können Lasten, die ihre Kontingente aufgrund vorgelagerter Aktivierung innerhalb der Verbrauchsreserve übererfüllen, diese zusätzlichen Lastsenkungen im Rahmen des Kontingentenhandels verkaufen. Die daraus resultierenden zusätzlichen Erlöse können von den Lasten in Form von tieferen Rabattforderungen oder tieferen Rückkaufprämien eingepreist werden und senken so die Kosten der Verbrauchsreserve. Eine weitere Kostensenkung entsteht dadurch, dass Grossverbraucher im Rahmen der Bewirtschaftung schon seit längerem dazu verpflichtet sind, Massnahmen zur Lastsenkung vorzubereiten. Negative Auswirkungen auf die Verbrauchsreserve können vermieden werden, wenn Abrufe im Rahmen der Verbrauchsreserve bei der Berechnung der Kontingente für das Folgejahr herausgerechnet werden. Insgesamt wirken die Bewirtschaftungsmassnahmen sich somit positiv auf die Verbrauchsreserve aus.

5.4 Abschätzung der Kosten einer Verbrauchsreserve

Ausgehend von dem hier entwickelten Konzept für eine Verbrauchsreserve im Rahmen der Winterreserve wurde im Rahmen der vorliegenden Studie eine erste grobe Kostenschätzung zur Verbrauchsreserve vorgenommen. Das dabei gewählte Vorgehen und die erlangten Ergebnisse und Erkenntnisse finden sich ausführlicher im Anhang dieses Berichts erläutert. Generell wird darauf hingewiesen, dass eine Abschätzung zu den Kosten einer Verbrauchsreserve nur mit erheblichen Unsicherheiten möglich ist, insbesondere, da die Datengrundlagen zu Potenzialen und Kosten für Lastverzicht noch sehr begrenzt sind.

Die Analysen zeigen, dass die Kosten für die Verbrauchsreserve stark von den Abrufkosten (d. h. insbesondere den Kosten für Lastverzicht aus Verbrauchersicht) sowie der erwarteten Abrufhäufigkeiten abhängen. Beispielhafte Szenariorechnungen zeigen, dass die Kosten aus Sicht potenziell teilnehmender Verbraucher häufig so hoch liegen können, dass sie die Kosten alternativer Kapazitäten zur Erreichung des von der Verbrauchsreserve gewünschten Versorgungssicherheitsbeitrags übersteigen. Um eine kosteneffiziente Reservevorhaltung zu gewährleisten und zur Begrenzung der möglichen Kosten einer Verbrauchsreserve, empfiehlt es sich daher, im Rahmen der Ausschreibung für die Verbrauchsreserve einen Höchstpreis zu setzen. Die annuitätischen Kosten der Reservekraftwerke als Alternative im Rahmen der Winterreserve können als Kostenbenchmark dienen. Dies können grob mit 65-80 EUR/kW/a angesetzt werden. Bei Setzung eines Höchstpreises wären die Kosten der Verbrauchsreserve auf diesen Wert begrenzt.

5.5 Alternativen und Erweiterungen

Bei der Ausarbeitung des Modells wurden die in Tabelle 6 aufgeführten Alternativen und Erweiterungen analysiert. Diese werden nachfolgend in separaten Abschnitten zu Reserveprodukt (5.5.1), Reservebeschaffung (5.5.2) und Reserveabruf (5.5.3) näher beschrieben.

Tabelle 6: Übersicht von alternativen Ausgestaltungsoptionen und Erweiterungen.

Bereich	Alternativen	Beschreibung	Bewertung
Produkt	Lastsenkung UM	Teilnehmende Verbraucher verpflichten sich, ihre Last bei Aktivierung um einen bestimmten Betrag zu senken.	Nicht empfohlen
Produkt	Eingeschränkter Verfügbarkeitszeitraum	Ähnlich wie bei der Winterreserve könnte für die Bereitschaft zu Lastsenkungen ein beschränkter Verfügbarkeitszeitraum (z.B. Januar – April) oder eine maximale Aktivierungshäufigkeit (z.B. max. 500h pro Jahr) definiert werden.	Zu prüfen
Beschaffung	Fixe Entschädigung für Teilnahme	Anstatt nur den Jahresenergieverbrauch oberhalb des Basisverbrauches zu rabattieren, könnte die Vergütung für Leistungsvorhaltung unabhängig von dem Jahresenergieverbrauch des aktuellen Jahres gewählt werden.	Nicht empfohlen
Beschaffung	Ex-Ante Festlegung der rabattierten Energiemenge	Die durch die Reserve abrufbare, rabattierte Energiemenge wird ex-ante festgelegt.	Nicht empfohlen
Beschaffung	Rabatt auf jede Überschreitung der AUF-Leistung	Anstatt den Jahresenergieverbrauch oberhalb des Basisverbrauches zu rabattieren, könnte in jeder 15-min Periode der Verbrauch rabattiert werden, welcher die AUF-Leistung übersteigt.	Nicht empfohlen
Beschaffung	Einschränkung des Rabatts auf die Last im Winterhalbjahr	Anstatt den ganzjährigen Verbrauch zu rabattieren, wird lediglich der Verbrauch oberhalb der Basisleistung während der relevanten Wintermonate rabattiert.	Nicht empfohlen
Beschaffung	Verpflichtung zum Einkauf der gesicherten Leistung	Verbraucher kaufen die gesicherte AUF-Leistung ein, anstatt einen Rabatt auf den Stromverbrauch oberhalb der Basisverbrauches zu erhalten.	Zu prüfen
Beschaffung	Verpflichtung zur unentgeltlichen Teilnahme	Grossverbraucher werden dazu verpflichtet, ihre Kosten für den Abruf von Lastsenkungsmassnahmen anzugeben, ohne für die Leistungsvorhaltung entschädigt zu werden.	Zu prüfen
Abruf	Präventiver Abruf	Präventiver Abruf der Reserve zur Befüllung der Speicherseen.	Nicht empfohlen
Abruf	Verwendung Schweizer Intraday-Auktion als Referenzmarkt	Reserveabruf erst, wenn Schweizer Intraday-Auktion mit einem höheren Price-Cap von 10k€/MWh nicht schliesst. Abrufvergütung in Höhe des Intraday Price-Caps.	Empfohlen

5.5.1 Reserveprodukt und Ziel

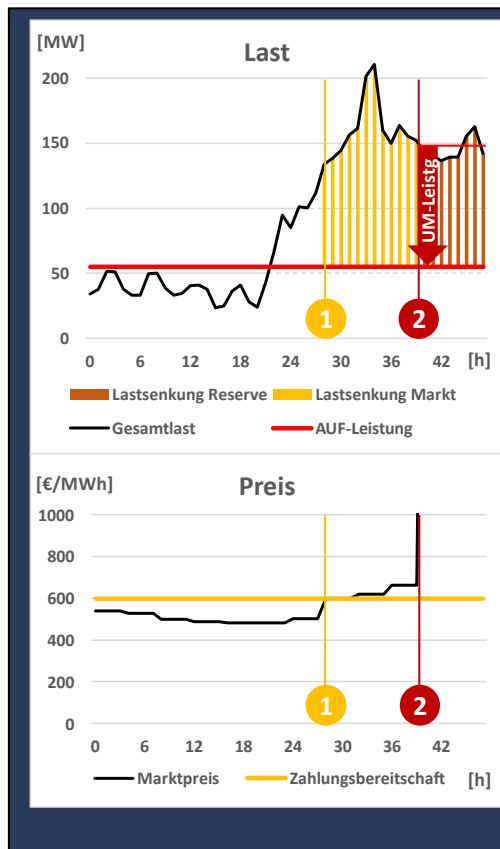
Neben dem in Abschnitt 5.1.1 beschriebenen Modell einer «Lastsenkung-AUF» eine bestimmte Leistung wurde im Rahmen der vorliegenden Studie auch die Produktdefinition einer «Lastsenkung-UM» ein bestimmtes Volumen geprüft.

Lastsenkung UM

Eine Verpflichtung zur Lastsenkung *Um* ein bestimmtes Volumen würde zu Fehlanreizen führen. Wenn die an der Verbrauchsreserve teilnehmenden Verbraucher ihre Last bei Abruf UM ein bestimmtes Volumen senken müssen, müssten sie im Falle einer Knappheit bis zu ihrer Aktivierung selbst dann weiterlaufen, wenn sie ihre Nachfrage aufgrund der Marktpreise oder der Anreize aus dem Stromboost lieber gesenkt hätten. Eine Lastsenkung UM ein garantiertes Volumen würde die Wirkung der vorgelagerten Marktanreize somit aushebeln und die Energieknappheit im Vorfeld des Reserveabrufes noch weiter verstärken. Dadurch steigt die Wahrscheinlichkeit, dass die Reserve abgerufen werden muss. Produktdefinitionen in Form einer «Lastsenkung-UM» werden daher nicht empfohlen.

Eine Verpflichtung zur Lastsenkung *auf* ein bestimmtes Volumen kann diesen Fehlanreiz vermeiden. Anders als bei der angebotsseitigen Winterreserve oder den Produkten für positive Regelleistung müssen teilnehmenden Lasten hierbei nur gewährleisten, dass ihre Nachfrage während der Stunden, in denen die Reserve aktiviert wird, die von ihnen garantierte «AUF-Leistung» nicht übersteigt. Den Verbrauchern steht es jedoch frei, ihre Last auch schon im Vorfeld zu senken. Im Fall einer Lastsenkung AUF ein bestimmtes Volumen können vorgelagerte Marktanreize und privatwirtschaftliche Reserveprodukte wie der Stromboost somit weiterhin ihre Wirkung entfalten und zur Behebung der Energieknappheit beitragen. Dadurch sinkt die Wahrscheinlichkeit, dass die Reserve abgerufen werden muss. Gleichzeitig würde die Verbrauchsreserve sicherstellen, dass Lasten bei Reserveabruf auch dann eingeschränkt werden, wenn die Marktpreisanreize hierfür nicht ausreichen.

Beide Ansätze für Lastsenkung sind in Box 2 illustriert. Aufgrund der Zielsetzung für die Verbrauchsreserve sollte das Reserveprodukt in Form einer AUF-Leistung ausgestaltet werden.



Im oberen Schaubild ist die Lastkurve eines Verbrauchers dargestellt, der ausserhalb der Geschäftszeiten in der Regel weniger als 55MW Strom bezieht. In der darunterliegenden Abbildung ist der Preisverlauf dargestellt. Ab dem Zeitpunkt (1) steigt der Marktpreis auf ein Niveau, welches die Zahlungsbereitschaft des Verbrauchers für die zusätzliche Last während der Geschäftszeit übersteigt. Ab Zeitpunkt (2) nimmt die Knappheit so weit zu, dass der D-1 Markt nicht mehr schliesst und die Verbrauchsreserve aktiviert werden muss.

Falls der Verbraucher an der Reserve mit einer garantierten **«AUF-Leistung»** von 55 MW teilnimmt, musste er seine Last ab Zeitpunkt (2) auf 55 MW einschränken, wodurch die rot schraffierte Leistung eingespart wird. Zusätzlich dazu kann er seine Last aber auch schon ab Zeitpunkt (1) freiwillig aufgrund der hohen Marktpreise um die gelb schraffierte Fläche einschränken.

Falls der Verbraucher seine Last bei Abruf hingegen um die als roten Pfeil eingezeichnete **«UM-Leistung»** einschränken muss, kann er die gelb schraffierte markt-basierten Lastsenkungen nicht vornehmen und muss warten, bis die Reserve am Zeitpunkt 2 abgerufen wird.

Box 2: Wirkung von Lasteinschränkungen «UM» und Lasteinschränkungen «AUF» ein bestimmtes Volumen.

Eingeschränkter Verfügbarkeitszeitraum

Ähnlich wie bei der Winterreserve könnte für die Bereitschaft zu Lastsenkungen ein **beschränkter Verfügbarkeitszeitraum** (z.B. Januar – April) oder eine maximale Aktivierungshäufigkeit (z.B. max. 500h pro Jahr) definiert werden. Ausserhalb des Verfügbarkeitszeitraumes bzw. über die maximale Aktivierungshäufigkeit hinaus wären Verbraucher nicht von möglichen Einschränkungen betroffen. Wenn die Grenzen des Verfügbarkeitszeitraumes oder die maximale Aktivierungshäufigkeit adäquat gewählt werden, ist der daraus entstehende Nutzenverlust gering, da Aktivierungen ausserhalb des Verfügbarkeitszeitraumes unwahrscheinlich sind und ab einer bestimmten Aktivierungshäufigkeit ohnehin eine Inkraftsetzung der Bewirtschaftung nach LVG wahrscheinlich ist. Wenn Verbraucher aufgrund ihrer Risikoaversion die Wahrscheinlichkeit von Lastsenkungen bei ganzjährig unbeschränkter Verfügbarkeitspflicht systematisch überschätzen, könnten die Verfügbarkeitseinschränkungen bzw. die maximale Aktivierungshäufigkeit die Kosten der Reservebereitstellung stärker senken als den Nutzen. Darüber hinaus könnte eine analoge Definition des Rabatts auf den Verbrauch während des Verfügbarkeitszeitraums zu Fehlanreizen führen (siehe Abschnitt 5.5.2). Verkürzungen des Verfügbarkeitszeitraumes wären daher denkbar.

5.5.2 Reservebeschaffung und Teilnahmevergütung für Leistungsvorhaltung

Neben dem in Abschnitt 5.1.2 beschriebenen Modell für die Beschaffung der Verbrauchsreserve wurde auch eine Ex-Ante-Festlegung der rabattierten Energiemenge, ein Rabatt auf jede Überschreitung der AUF-Leistung, eine Einschränkung des Rabatts auf die Last im Winterhalbjahr, sowie eine Verpflichtung zum Einkauf der gesicherten Leistung, eine Verpflichtung zur unentgeltlichen Teilnahme an der Reserve oder eine Beschaffung mittels einer unelastischen Nachfragekurve analysiert.

Fixe Entschädigung für die Teilnahme

Eine fixe Entschädigung für die Teilnahme führt bei adäquater Ausgestaltung zu ähnlichen Energieeffizienz Anreizen wie ein Rabatt. Wenn die Entschädigung unabhängig von der abrufbaren Leistungs- oder Energiemenge ist, führt dies dazu, dass ein Verbraucher, dessen Teilnahme einen geringen (oder keinen) Mehrwert bewirkt, denselben Rabatt erhält, wie ein Verbraucher, dessen Aktivierung die Last stark senken würde. Eine derartige Ausgestaltung wäre daher nicht adäquat. Wenn die Entschädigung hingegen proportional dazu ist, wieviel Energie (oder welche Leistung) abgerufen werden kann, führt dies zu einem Rabatt auf die abrufbare Energiemenge mit den nachfolgend dargestellten Herausforderungen. Der Versuch, die abrufbare Energiemenge ex-post auf Basis des Vorjahresverbrauches zu schätzen, bewirkt einen ähnlichen Anreiz wie ein Rabatt auf den Verbrauch des aktuellen Jahres, da dann der Verbrauch im aktuellen Jahr jeweils die Entschädigung für das Folgejahr beeinflusst.

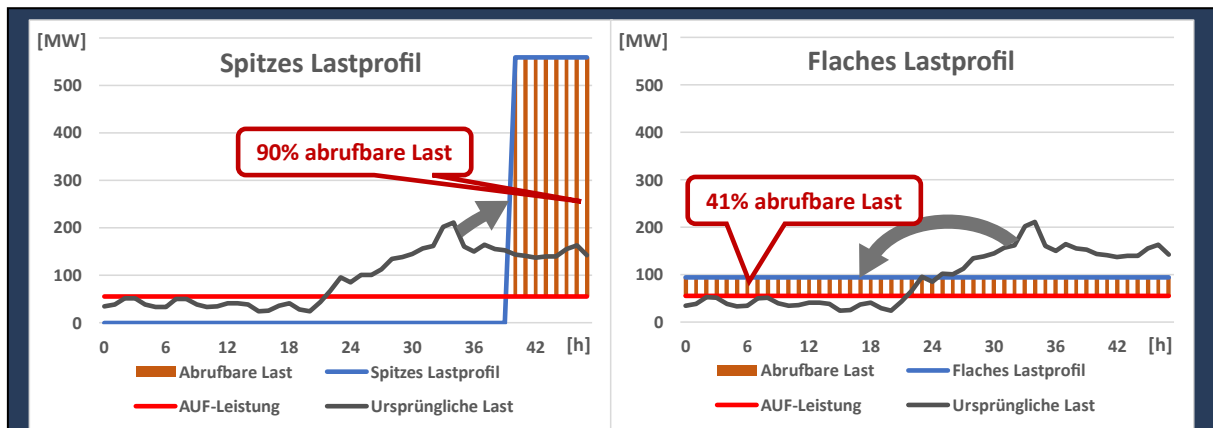
Ex-Ante-Festlegung der rabattierten Energiemenge

Eine Ex-ante-Festlegung der rabattierten Energiemenge eines Verbrauchers führt zu Fehlanreizen. Hierbei können grundsätzlich zwei Fälle unterschieden werden: Wenn die rabattierte Energiemenge *unverbindlich* ist, haben die Reserveanbieter einen Anreiz, diese bewusst zu überschätzen, um ihre Vergütung für die Leistungsvorhaltung zu maximieren; wenn die rabattierte Energiemenge hingegen *verbindlich* ist und im Fall eines Abrufes bereits bestehen muss, werden die Verbraucher – ähnlich wie im Falle einer «Lastsenkung UM» (s.o.) – durch ihre Teilnahme dazu verpflichtet, die abrufbare Energiemenge zu verbrauchen, selbst wenn sie ihre Nachfrage aufgrund der veränderten Marktbedingungen im Laufe des Jahres lieber senken würden. Eine Ex-post-Festlegung der rabattierten Energiemenge kann diese Fehlanreize vermeiden. Die Bestimmung der rabattierten Energiemenge auf Basis des tatsächlich gemessenen Lastprofils ist wesentlich genauer als eine Ex-ante-Prognose. Darüber hinaus muss man die Lasten nicht im Vorfeld festlegen und kann flexibel auf ändernde Marktbedingungen reagieren. Die Vergütung für die Leistungsvorhaltung sollte daher in Form eines Rabatts auf die ex-post bestimmte rabattierte Energiemenge erfolgen.

Rabatt auf jede Überschreitung der AUF-Leistung

Für die Ex-post-Berechnung der rabattierten Energiemenge sind verschiedene Ansätze denkbar. Naheliegender wäre es, einen Rabatt auf jede Überschreitung der AUF-Leistung zu gewährleisten. Anstatt nur den Jahresenergieverbrauch oberhalb des Basisverbrauches zu rabattieren, würde somit in jeder 15-min Periode der Verbrauch rabattiert werden, welcher die AUF-Leistung übersteigt. Wie in Box 3 dargestellt, würde daraus für verschiebbare Lasten jedoch ein Anreiz entstehen, ein möglichst «spitzes Lastprofil» zu fahren, um die leistungsüberschreitende Energiemenge bei gleichbleibendem Jahresverbrauch zu maximieren. Dieser Anreiz kann vermieden werden, wenn die rabattierte Energiemenge wie

in Abbildung 27 dargestellt als Differenz zwischen dem Jahresenergieverbrauch und einem Basisverbrauch berechnet wird, der einer ganzjährigen Nachfrage in Höhe der «AUF-Leistung» entspricht. Dies unterschätzt die abrufbare Energiemenge von Verbrauchern, die aus betrieblichen Gründen ein «spitzes Lastprofil» fahren müssen. Dafür wird der Anreiz vermieden, dort ein spitzes Lastprofil zu fahren, wo dies aus betrieblichen Gründen nicht erforderlich ist.



Wenn Verbraucher für die Leistungsvorhaltung einen Rabatt auf die 15-min Leistungsüberschreitungen erhalten, haben Sie einen Anreiz:

Ausserhalb von Knappheit: ihre Last so zu verschieben, dass ein **spitzes Lastprofil** resultiert, um bei gleichbleibendem Energieverbrauch den Anteil der Last zu maximieren, auf die der Rabatt angewendet wird.

Während Knappheit: ihre Last so zu verschieben, dass ein **flaches Lastprofil** resultiert, um bei gleichbleibendem Energieverbrauch den Anteil der Last zu minimieren, der im Fall eines Reserveabrufes eingeschränkt werden muss.

Box 3: Fehlanreiz aus Rabatt auf 15-min Leistungsüberschreitungen.

Einschränkung des Rabatts auf die Last im Winterhalbjahr: Ähnlich wie bei der Winterreserve, könnte neben der Verpflichtung zur Leistungsvorhaltung auch der Rabatt auf den Energieverbrauch während des Verfügbarkeitszeitraumes (z.B. Januar – April) eingeschränkt werden. Dies könnte jedoch zu Fehlanreizen führen. Verbraucher, die energieintensive Arbeiten aus Kostengründen für den Sommer oder Herbst planen würden, könnten so je nach Höhe des Rabatts einen Anreiz erhalten, ihre Last in den rabattierten Verfügbarkeitszeitraum zu verschieben. Dadurch könnte die Knappheit während der kritischen Wintermonate noch erhöht werden. Eine Einschränkung des Rabatts auf die gemessene Last während eines kürzeren Verfügbarkeitszeitraumes wird somit nicht empfohlen. Wenn der Rabatt auf den gesamten Jahresenergieverbrauch abzüglich des jährlichen Basisverbrauches angewendet wird, entsteht dieser Fehlanreiz nicht. Die Rabattierung des gesamtjährigen Verbrauches bewirkt zwar einen «Windfall-Profit» für Lasten, deren Nachfrage während der Sommermonate höher ist als im Winter, da auch der Energiebezug während des Sommers rabattiert wird. Andererseits haben Verbraucher im Fall eines Rabatts auf den Jahresenergieverbrauch einen Anreiz, ihre Last soweit möglich zu reduzieren oder in den Sommer zu verlagern, da dann bei identischem Rabatt das Risiko eines Reserveabrufes geringer ist. Die wirtschaftlichen Anreize zur Verbrauchsverlagerung gehen im Fall eines Rabatts auf

den gesamten Jahresenergieverbrauch also in die richtige Richtung. Im Fall eines Rabatts auf den gemessenen Stromverbrauch wird somit die Rabattierung des gesamten Jahresenergieverbrauchs empfohlen.

Verpflichtung zum Einkauf der gesicherten Leistung

Anstelle eines Rabatts auf den Stromverbrauch oberhalb des Basisverbrauches könnten Grossverbraucher verpflichtet werden, ihre gesicherte «AUF-Leistung» einzukaufen. Ein möglicher Vorteil einer Verpflichtung wäre, dass die durch Teilnahme an der Reserve und Leistungsvorhaltung entstehenden Kosteneinsparungen im Vorfeld genau quantifizierbar wären und nicht von dem ex-post gemessenen Jahresenergieverbrauch abhängen. Eine Verpflichtung zum Einkauf der gesicherten AUF-Leistung wäre mit einem verkürzten Verpflichtungszeitraum kompatibler als ein Rabatt, da aus der Verpflichtung ein Anreiz entsteht, die Last während des Verpflichtungszeitraumes zu senken. Darüber hinaus könnte eine Verpflichtung zum Einkauf gesicherter Leistung in der politischen Wahrnehmung besser sein als ein Rabatt auf die Jahresenergiemenge, da letzterer unter Umständen in Form einer Vorhalteentschädigung pro kWh Mehrverbrauch oberhalb des Basisverbrauches ausbezahlt werden müsste (siehe Abschnitt 5.2.3) und somit leicht als «Zuschuss für Mehrverbrauch» wahrgenommen werden könnte.

Abgesehen von diesen Punkten führt eine Verpflichtung zum Einkauf der gesicherten Leistung jedoch zu einem ähnlichen Ergebnis wie ein Rabatt auf die Energienachfrage oberhalb des Basisverbrauches. Während im ersten Fall die Erlöse aus der Pflicht zum Einkauf einer gesicherten Leistung über ein auf die unteren Netzebenen gewälztes tieferes Übertragungsnetzentgelt zurückvergütet würden, würden im zweiten Fall die Rabatte auf den Mehrverbrauch über ein höheres Übertragungsnetzentgelt finanziert. Unter dem Strich wäre somit in beiden Fällen der Teil des Energieverbrauches, welcher über entsprechende AUF-Leistung gesichert werden muss, häufig um einen ähnlichen Betrag teurer als der Teil des Energieverbrauches, der nicht über eine AUF-Leistung garantiert werden muss.

Der aus dem Einkauf einer gesicherten Leistung indirekt entstehende Rabatt auf die nicht-dimensionierungsrelevante Stromnachfrage könnte unter Umständen von den Verbrauchern weniger stark als Rabatt empfunden werden, da sie bei einer Verpflichtung zunächst für ihre AUF-Leistung «bezahlen» müssen und der durch Rückvergütung dieser Zahlungen entstehende Rabatt auf die Netzentgelte zu einem späteren Zeitpunkt erfolgt und nicht explizit ausgewiesen wird. Dadurch könnten die Mehrverbrauchsanreize in ihrer Wirkung gebremst werden. Darüber hinaus können die Verbraucher im Fall einer Verpflichtung zum Einkauf einer gesicherten AUF-Leistung selbst entscheiden, welcher Teil ihrer Nachfrage für die Festlegung der AUF-Leistung nicht relevant ist, da die Last bei Bedarf eingeschränkt oder verschoben werden kann. Eine derartige dezentrale Unterscheidung zwischen der für die AUF-Leistung dimensionierungsrelevanten, und der bei Bedarf abrufbaren Last ist deutlich präziser als der zur Vermeidung von Fehlanreizen (siehe Box 3) notgedrungen konservative Berechnungsansatz im Fall eines Rabattes.

Wichtigster Nachteil einer Verpflichtung zum Einkauf der gesicherten Leistung ist jedoch die kurzfristige Umsetzbarkeit. Im Gegensatz zu einem Rabatt auf die Jahresenergiemenge, der eine freiwillige Teilnahme ermöglicht, kann eine Verpflichtung zur Beschaffung der gesicherten Energiemenge unter Umständen nicht auf Verordnungsebene eingeführt werden und ist somit kurzfristig nicht umsetzbar. Für die kurzfristige Umsetzung sollte daher ein Rabatt auf die Jahresenergiemenge eingesetzt werden. Längerfristig könnte bei Einführung einer Verbrauchsreserve jedoch geprüft werden, ob eine Verpflichtung

zum Einkauf der gesicherten Leistung eine effizientere Alternative zu einer Ausschreibung darstellen könnte.

Verpflichtung zur unentgeltlichen Teilnahme

Anstelle eines Rabatts auf den Stromverbrauch oberhalb des Basisverbrauches könnte eine Verpflichtung zur unentgeltlichen Teilnahme an der Reserve eingeführt werden. Im Rahmen von Bewirtschaftungsmassnahmen gemäss LVG ist aktuell vorgesehen, dass alle Grossverbraucher im Fall einer Kontingentierung ihren Verbrauch um denselben Prozentsatz senken oder ihren Mehrverbrauch oberhalb des für alle Verbraucher einheitlichen Kontingentierungssatzes über den Kontingentehandel ausgleichen müssen. Sie werden für die Vorbereitung dieser Massnahmen jedoch nicht entschädigt. Analog dazu könnten die Grossverbraucher dazu verpflichtet werden, für ihren Verbrauch oberhalb einer in Abhängigkeit ihres Lastprofils definierten AUF-Leistung im Rahmen der Abrufauktionen ein Rückkaufgebot anzugeben, ohne für ihre Leistungsvorhaltung entschädigt zu werden. Solange sie die übrigen Grossverbraucher im Rahmen der Abrufauktion überbieten, entsteht den Verbrauchern dadurch keine Pflicht, ihre Last auf die AUF-Leistung einzuschränken. Verbraucher, deren Flexibilisierung mit hohen Kosten verbunden wäre, könnten somit weiterhin „unflexibel bleiben“. Durch die Pflicht zum Rückkauf ihres Energiebezugs oberhalb der AUF-Leistung entsteht ihnen jedoch ein finanzielles Risiko, da sie im Fall eines Reserveabrufs unter Umständen hohen Rückkaufprämien oder noch höheren Pönalen im Fall einer Nicht-Erfüllung einer Abrufanweisung ausgesetzt wären. Ähnlich wie für die Teilnahme an der Strombörse könnten Verbraucher daher dazu verpflichtet werden, eine von ihrer nachgewiesenen Flexibilität abhängige finanzielle Sicherheit zu hinterlegen, welche die während eines gewissen Zeitraumes (z.B. max. 1 Monat) zu erwartenden Rückkaufprämien oder Pönalen deckt (aus Gründen der Gleichbehandlung sollte die Berechnungsvorschrift hierfür zentral vorgegeben werden). Ein derartiges Vorgehen würde es den Verbrauchern weiterhin ermöglichen abzuwägen, ob sie ihre Last lieber flexibilisieren oder eine entsprechend höhere Sicherheit zur Gewährleistung ihrer Zahlungsfähigkeit hinterlegen wollen. Dies sollte weiterhin dazu führen, dass sich lediglich diejenigen Lasten auf eine Einschränkung vorbereiten, bei denen dies unter Berücksichtigung ihrer Kosten für die Vorhaltung und den Abruf von Energiesparmassnahmen am effizientesten ist. Im Gegensatz zu einem expliziten Einkauf eines bestimmten Flexibilitätsvolumens durch Swissgrid (bzw. dem dazu analogen Verkauf einer bestimmten Menge an gesicherten Leistung) könnte die Entscheidung bezüglich der optimalen Reserve-Dimensionierung auf diese Weise dezentralisiert und den einzelnen Marktakteuren überlassen werden, da jeder Verbraucher selbst entscheiden könnte, ob er lieber seine Last flexibilisieren oder eine entsprechend höhere Sicherheitsleistung hinterlegen will. Die Höhe des Anreizes zur Lastflexibilisierung hängt jedoch massgeblich von der Formulierung der Teilnahmepflicht sowie der bei Nichtteilnahme zu hinterlegenden Sicherheitsleistung ab. Ähnlich wie die Verpflichtung zum Einkauf einer gesicherten AUF-Leistung bedarf diese Variante daher eine ausführlichere Prüfung und wäre nicht kurzfristig umsetzbar. Darüber hinaus wäre ein derart weitreichender Eingriff politisch zumindest zu Beginn der Verbrauchsreserve vermutlich wenig attraktiv. Für die kurzfristige Umsetzung sollte daher ein Rabatt auf die Jahresenergiemenge eingesetzt werden. Längerfristig könnte bei Einführung einer Verbrauchsreserve jedoch geprüft werden, ob eine Verpflichtung zur unentgeltlichen Teilnahme eine effizientere Alternative zu einer Ausschreibung darstellen könnte.

5.5.3 Reserveabruf und Vergütung für die gelieferte Energiemenge

Präventiver Reserveeinsatz

Zusätzlich zum Einsatz der Reserven in Situationen, bei denen keine Markträumung mehr stattfindet, können die ergänzenden Reserve gemäss Art. 19 der Winterreserveverordnung ausnahmsweise auch präventiv abgerufen werden, um der Wasserkraftreserve zusätzliche Energie zuzuführen. Dies kann unter der Voraussetzung erfolgen, dass die Erwartung besteht, dass die Wasserkraftreserve ihren Zweck im weiteren Verlauf des Winters nicht erfüllen kann, weil ihre Vorhaltung aufgrund bereits erfolgter Abrufe am oder unter dem Soll-Wert ist. Ein präventiver Abruf der Verbrauchsreserve wäre demnach ebenfalls denkbar und im Sinne des aktuellen Verordnungstextes konsequent. Der Abruf ist jedoch nur dann sinnvoll, wenn gleichzeitig die Befüllung der Speicher angewiesen wird, da die Verbrauchsreserve sonst verpuffen könnte: dies wird durch den Text der Verordnung für den präventiven Einsatz der ergänzenden Reserve bereits grundsätzlich vorgegeben. Es sprechen allerdings auch Argumente gegen den präventiven Einsatz, da der Abruf von Lastsenkung mit Aktivierungskosten oberhalb des Preis-Caps volkswirtschaftlich ineffizient ist, solange eine Markträumung unterhalb oder zum Preis-Cap erfolgt. Solange die Markträumung erfolgt, ist eine marktlich günstigere Stromlieferung im Vergleich zur Reserve abrufbar. Zur Befüllung der Speicher wäre es demnach effizienter und ebenso effektiv, wenn ein hoheitlicher Einkauf der benötigten Energie durch Swissgrid am Markt zu diesem Zweck erfolgt. In den Fällen, in denen keine Markträumung erfolgt, eventuell auch aufgrund der zusätzlich nachgefragten Pumpstrommenge bei Zukauf zur Speicherbefüllung, tritt ohnehin der Abruffall der Reserve ein. Für eine Lastsenkung mit Aktivierungskosten unterhalb des Preis-Caps ist bei rationalem Verhalten der Lasten ohnedies kein hoheitlicher präventiver Abruf erforderlich, da diese bei einem „auf“-Produkt bereits einen marktpreisbasierten Anreiz zur Lastsenkung haben. Ein präventiver Einsatz der Verbrauchsreserve wird somit nicht empfohlen.

Verwendung Schweizer Intraday-Markt als Referenzmarkt

Neben dem in Abschnitt 5.1.3 beschriebenen Modell für den Abruf der Verbrauchsreserve wurde die **Verwendung der Schweizer Intraday-Auktion als Referenzmarkt** geprüft. Während die Preisobergrenze im Day-Ahead-Markt aktuell bei 4k€/MWh liegt, kann im kontinuierlichen Intraday-Markt bis zu einer Gebotsgrenze von 10k€/MWh gehandelt werden (Epexspot 2022). Sobald sich abzeichnet, dass der Day-Ahead-Markt die Preisobergrenze erreicht, haben Stromerzeuger daher einen Anreiz, ihre Energie im Day-Ahead-Markt zurückzuhalten, um sie zu höheren Preisen im kontinuierlichen Intraday-Markt zu verkaufen. Dadurch steigt die Knappheit im Day-Ahead-Markt und die Wahrscheinlichkeit, dass der Day-Ahead-Markt nicht schliesst. Im Falle einer Stromknappheit ist daher davon auszugehen, dass ein grosser Teil des Börsenhandels im kontinuierlichen Intraday-Markt stattfindet. Grundsätzlich wäre es daher sinnvoll, die Reserve nur dann abzurufen, wenn der Intraday-Markt nicht schliesst, i.e. wenn Kaufgebote zum Maximalpreis von 10k€/MWh nicht bedient werden. Dadurch würde sichergestellt, dass die Reserve nur zur Deckung von Unausgeglichenheiten verwendet wird, die trotz der höheren Intraday-Gebotslimite im Markt nicht gedeckt werden können. Im Gegensatz zu Auktionen, welche die Liquidität der Marktteilnehmer zu einem festgelegten Handelszeitpunkt bündeln, können kontinuierliche Märkte jedoch deutlich einfacher manipuliert werden. Im Idealfall sollte die fehlende Markträumung daher im Rahmen einer Intraday-Auktion erfolgen. Im Gegensatz zum kontinuierlichen Handel verwendet die Schweizer Intraday-Auktion aktuell jedoch dieselbe Gebotslimite wie der Day-Ahead-Markt. Darüber

hinaus findet die Schweizer Intraday-Auktion aktuell erst am Vortag um 17:40 statt, so dass die Ergebnisse für die bis 18:30 am Vortag zu erstellende Meldung der Unausgeglichenheiten (Swissgrid 2022c) nicht rechtzeitig vorliegen. Im Rahmen der aktuellen Prozesse für die Winterreserve ist die Schweizer Intraday-Auktion als Referenzmarkt für den Abruf der Winterreserve daher nicht geeignet. Im Rahmen der Einführung einer Verbrauchsreserve wird daher empfohlen, die Möglichkeit zur Vorverlegung und Erhöhung des Price-Caps in der Intraday-Auktion zu prüfen. Sofern dies möglich ist, sollte sowohl die Verbrauchsreserve als auch die angebotsseitigen Winterreserve nur dann abgerufen werden, wenn die Intraday-Auktion nicht geschlossen hat und der neue Preis-Cap in Höhe von 10k€/MWh erreicht ist. Falls eine Vorverlegung oder ein höherer Preis-Cap nicht möglich ist, sollte geprüft werden, sowohl für die angebotsseitige als auch die verbrauchsseitige Winterreserve einen besonders hohen Nachfrageüberhang in Höhe des Preis-Caps im kontinuierlichen Intraday-Handel als Trigger zu verwenden.

5.6 Bewertung und Empfehlungen

Durch die Einführung einer Verbrauchsreserve würde gewährleistet, dass die Last der teilnehmenden Verbraucher ihre AUF-Leistung im Bedarfsfall nicht übersteigt. Dies kann prinzipiell sowohl Lasten mit einem tiefen Nutzen aus Stromverbrauch als auch Lasten mit einem Nutzen aus Stromverbrauch, der höher liegt als der Intraday-Preis-Cap, beinhalten. Eine Voraussetzung ist jedoch eine Lastgangmessung (Smart Meter).

Lasten mit einem tiefen Nutzen aus Stromverbrauch werden für ihre Teilnahme an der Reserve einen tieferen Rabatt fordern als Lasten mit einem hohen Nutzen aus Stromverbrauch, weil für erstere ein Abruf weniger kostspielig ist als für letztere. Falls ein geringes Reservevolumen kontrahiert wird, sind die Kosten der Reserve zwar tief. Es werden dann jedoch vor allem Lasten kontrahiert, deren Einschränkung auch ohne die Verbrauchsreserve aufgrund der Marktpreise ökonomisch erfolgen könnte oder würde. Die zusätzlichen Erlöse für diese Lasten bewirken somit sogenannte »Windfall-Profit«, da diese Flexibilität dem Markt auch ohne die Reserve zur Verfügung stehen würden – jedenfalls sofern diese ohnehin schon »flexibilisiert« waren. Ggf. erhalten diese dann zwar eine Vergütung aus der Verbrauchsreserve, bringen aber keinen zusätzlichen Nutzen im Hinblick auf die Versorgungssicherheit.

Falls ein grösseres Reservevolumen kontrahiert wird, sind die Kosten der Reserve zwar höher. Dafür steigt die Wahrscheinlichkeit, dass zusätzlich dazu auch Lasten kontrahiert werden, deren Einschränkung ohne die Verbrauchsreserve aufgrund der Marktpreise nicht erfolgen würde und die ohne die Verbrauchsreserve eventuell erforderliche Erschliessungsinvestitionen nicht tätigen würden. Eine Verbrauchsreserve könnte in diesem Fall auch solche Flexibilität erschliessen, deren preisbasierte Lastsenkung aufgrund der Price-Caps in den Strommärkten unterdrückt wurde, oder die von den Marktteilnehmern aufgrund ihrer Risikoaversion und der niedrigen Eintrittswahrscheinlichkeit von Knappheiten ansonsten nicht erschlossen würden.

Der zusätzliche Nutzen einer Verbrauchsreserve besteht somit vor allem darin, dass lastseitige Flexibilität mit Sicherheit erschlossen wird. Ohne Zahlungen für die Leistungsvorhaltung lohnt sich die Erschliessung von Flexibilität für die Verbraucher nur dann, wenn die Summe aus den im Fall eines Abrufes erwarteten Deckungsbeiträgen grösser ist als die Kosten für die Erschliessung der Flexibilität. Ohne Einführung einer Verbrauchsreserve würden die Verbraucher daher vermutlich nicht alle Flexibilität erschliessen, deren variable Kosten im Fall eines Abrufes tiefer sind als der Marktpreis. Die Einführung einer Verbrauchsreserve könnte somit auch für die Erschliessung solcher Flexibilität erforderlich sein, deren variable Kosten im Fall eines Abrufes tiefer sind als der Price-Cap im Strommarkt.

Je nachdem, wie schnell und zu welchen Kosten die an der Reserve teilnehmenden Lasten abrufbar sind, könnten diese jedoch auch für andere Zwecke verwendet werden, und im Rahmen von Stromboosts oder Profilverträgen am Strommarkt eingesetzt werden oder ausserhalb von Knappheiten zusätzliche Regenergie bereitstellen. Im Gegensatz zur angebotsseitigen Wasserkraftreserve, für die bestehende Flexibilität (gespeicherte Energie) zurückgehalten wird, würde die Einführung einer Verbrauchsreserve dem Markt somit ggf. zusätzliche Flexibilität erschliessen, die dann auch am Markt zur Verfügung steht. Einmal erschlossen, haben die Verbraucher grundsätzlich ohne weitere hoheitliche Massnahmen bereits auf Basis der bestehenden Marktpreissignale einen Anreiz, ihre Lastflexibilität systemdienlich einzusetzen. Bereits dadurch würde ein zusätzlicher Versorgungssicherheitsbeitrag erzeugt.

Erste überschlägige Abschätzungen zeigen, dass es zu hohen Kosten für die Verbrauchsreserve führt, wenn Verbraucher mit hohem Nutzen aus dem Stromverbrauch kontrahiert werden. Diese preisen die erwarteten Kosten aus einem Abruf in ihre Gebote ein. Die Kosten könnten dabei schnell deutlich über jene alternativer Massnahmen zur Erreichung des gleichen Versorgungssicherheitseffekts steigen. Solche alternativen Massnahmen bestehen bspw. in der Ausweitung der Kontrahierung von Reservekraftwerken. Aufgrund der Unsicherheiten bzgl. der Kosten der Vorhaltung einer Verbrauchsreserve aus Verbrauchersicht empfehlen wir, die Einführung eines Höchstpreises bei der Ausschreibung für die Verbrauchsreserve. Dieser sollte sich an den Kosten von alternativen Massnahmen orientieren.

Die im Zuge der Verbrauchsreserve etablierten Prozesse könnten unter Umständen auch in vor- oder nachgelagerten Bereichen eingesetzt werden. Inwieweit dies effizient wäre und welche Anpassungen hierfür erforderlich wären, wurde im Rahmen der aktuellen Studie jedoch nicht untersucht.

Bei Einführung einer Verbrauchsreserve sollte zudem geprüft werden, inwiefern eine Einschränkung des Verfügbarkeitszeitraums auf z.B. nur den Winter dazu beitragen könnte, die Kosten der Teilnahme an der Reserve ohne signifikante Nutzeneinbussen zu beschränken. Zudem liesse sich prüfen, ob eine Verpflichtung zum Einkauf der gesicherten Leistung oder eine verpflichtende Teilnahme ohne Vergütung eine effizientere Alternative zu einer Ausschreibung darstellen könnte. Auch weitere Detailparameter des Ausschreibungsdesigns sind bei einer konkret geplanten Einführung der Reserve noch weiter auszuarbeiten.

Alternativ und u.U. effizienter als eine Verbrauchsreserve kann die Erschliessung von Flexibilität auch durch eine Verbesserung der **Marktanreize** erreicht werden. Insbesondere empfehlen die Studienautoren eine Förderung einer stärkeren Verbreitung von Profilverträgen und unterbrechbaren Verträgen (Abschnitt 4.2.3). Diese würden Kunden vor hohen Strompreisen schützen und es ihnen gleichzeitig ermöglichen, durch Lastverschiebungen und Lastsenkungen zusätzliche Erlöse zu erwirtschaften, welche die Effizienz des Systems verbessern, ohne Windfall-Profits zu verursachen. Eine Förderung entsprechender Vertragsmuster, unter Umständen auch bei gebundenen Endkunden, wird daher mit Nachdruck empfohlen.

Ergänzend dazu könnte der Schweizer Intraday-Markt als Referenzmarkt für den Abruf der verschiedenen Winterreserven verwendet werden (Abschnitt 5.5.3). Auf diese Weise würde sichergestellt, dass die Reserven nur zur Deckung von Unausgeglichheiten eingesetzt werden, die nicht im Intraday-Markt ausgeglichen werden konnten und dass keine Anreize zum Weiterverkauf der bezogenen Reserveenergiemengen besteht.

Als weiterer Schritt könnte die Preisobergrenze in allen Intraday-Märkten auf den geschätzten Value of Lost Load⁶ im Fall eines Lastabwurfs erhöht werden. Dies würde dazu führen, dass weitere Flexibilitäten erschlossen und bei Knappheit effizient eingesetzt werden (siehe Abschnitt 4.2.3). Im Gegensatz zu einer auf Verbraucher beschränkten Reserve wären Marktpreise auch auf der Angebotsseite und Speicher-Technologien wirksam.

⁶ Der „Value of Lost Load“ bezeichnet den maximalen Preis, den die Verbraucher bereit wären zu bezahlen, um eine Unterbrechung ihres Strombezuges zu vermeiden.

6 Literaturverzeichnis

- BET Suisse AG, André Vossebein, Stefan Muster, Ueli Betschart, and Beat Kölliker. 2019. "Potential Demand Side Management in Der Schweiz." Bern: Bundesamt für Energie BFE.
- BFE. 2021. "Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor. Resultate 2020, Datentabelle." <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/teilstatistiken.html>.
- . 2022. "Monitoring ES2050: Datenblätter Eigenverbrauch und intelligente Netzkomponenten Im Strombereich." <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/monitoring-energiestrategie-2050.html>.
- . 2023a. "Elektrizitätsstatistik." 2023. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.html/>.
- . 2023b. "Abrufordnung der Winterreserve." March 14, 2023. <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-93677.html>.
- Bundesamt für Energie (BFE). 2021. "Energiestrategie 2050 Monitoringbericht 2021." Ittigen: Bundesamt für Energie (BFE).
- Bundesamt für Statistik. 2022a. "Produktionskonto nach Branchen." 2022. <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/querschnittsthemen/wohlfahrtsmessung/gueter/oekonomische-gueter/branchenstruktur.assetdetail.23184136.html>.
- . 2022b. "Verbrauch." 2022. https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/energie/verbrauch.html#21_1461223447965__content_bfs_de_home_statistiken_energie_verbrauch_jcr_content_par_tabs.
- Bundesrat. 2022. "Versorgungssicherheit: Bundesrat richtet ab dem nächsten Winter eine Wasserkraftreserve ein und plant Reserve-Kraftwerke." February 17, 2022. <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-87202.html>.
- . 2023. *Winterreserveverordnung (WResV)*. <https://www.fedlex.admin.ch/filestore/fedlex.data.admin.ch/eli/cc/2023/43/20230215/de/pdf-a/fedlex-data-admin-ch-eli-cc-2023-43-20230215-de-pdf-a.pdf>.
- Duffer, A., C. Guminski, S. Orthofer, S. v. Roon, and A. Gruber. 2017. "Lastflexibilisierung in der Industrie - Metastudienanalyse zur Identifikation relevanter Aspekte bei der Potenzialermittlung," 10. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der Technischen Universität Wien.
- Edmunds, Calum, Stuart Galloway, Ian Elders, Waqqas Bukhsh, and Rory Telford. 2020. "Design of a DSO-TSO Balancing Market Coordination Scheme for Decentralised Energy." *IET Generation, Transmission & Distribution* 14 (5): 707–18. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2019.0865>.
- Epexspot. 2022. "Trading Brochure." https://www.epexspot.com/sites/default/files/2023-01/22-10-25_TradingBrochure.pdf.
- Ernst & Young. 2022. "Demand-Side-Response-Potenzial in der Schweiz." Zürich (Schweiz): BFE.
- Givisiez, Arthur Gonçalves, Kyriacos Petrou, and Luis F. Ochoa. 2020. "A Review on TSO-DSO Coordination Models and Solution Techniques." *Electric Power Systems Research* 189 (December): 106659. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106659>.
- Homann, Jochen. 2017. "Flexibilität im Stromversorgungssystem: Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschliessung von Flexibilität." Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. https://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf;jsessionid=DA5EEA6635CE91F5C3D7DE453A991028?__blob=publicationFile&v=1.

- Imboden, Christoph, Daniel Schneider, Reto Abt, and Remo Hiltbrunner. 2016. "Teilnahme Industrieller Regelleistungs-Anbieter am Schweizer SDL-Markt." Bern (Schweiz): Hochschule Luzern, Technik & Architektur.
- Langrock, Thomas, Siggie Achner, Christian Jungbluth, Constanze Marambio, Armin Michels, Paul Weinhard, Baumgart Bastian, and Achim Otto. 2015. "Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien." Dessau-Rosslau: BET und Trianel.
- Langrock, Thomas, Katja Purr, Bastian Baumgart, and Armin Michels. 2015. "Charakteristik, Potenzial und Kosten regelbarer Lasten in der energieintensiven Industrie."
- Marquardt, Wolfgang, Karsten Beneke, and Harald Bolt. 2022. "Lastverschiebung." Lastverschiebung. 2022. https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d6614-2/*/Lastverschiebung.html?op=Wiki.ge-twiki.
- OSTRAL. 2022. "FAQ Strommangellage." <https://www.ostral.ch/de/media/2740/download>.
- Swiss eMobility. 2023. "Statistiken." 2023. <https://www.swiss-emobility.ch/de/Aktuell/Statistiken/?navid=517897517897>.
- Swissgrid. 2022a. "Bilanzgruppenvertrag Anhang 5: Energiereserven." <https://www.swiss-grid.ch/dam/swissgrid/customers/topics/legal-system/balance-group/1/05-Appendix-5-Energy-reserves-V1-0-de.pdf>.
- . 2022b. "Grundlagen Systemdienstleistungsprodukte." <https://www.swissgrid.ch/dam/swiss-grid/customers/topics/ancillary-services/as-documents/D220824-AS-Products-V19-de.pdf>.
- . 2022c. "BGM Partner Meeting 2022." In <https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/customers/topics/bgm/1/221115-BGM-Partner-Meeting.pdf>.
- UVEK. 2022. "Erläuterungen zur Verordnung über die Errichtung einer Wasserkraftreserve (WResV)." <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/73022.pdf>.
- VSE. 2013. "Anbindung von Regelpools an den Schweizer SDL-Markt."
- . 2021. "OSTRAL Basispräsentation." https://www.ostral.ch/system/files/media/documents/2021-ostal-basispraesentation_0.pdf.
- Weber, Alexander, Thorsten Beckers, Sebastian Feuss, Christian von Hirschhausen, Albert Hoffrichter, and Daniel Weber. 2014. "Potentiale zur Erzielung von Deckungsbeiträgen für Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz, Österreich Und Deutschland." Berlin: Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (TU Berlin), IAEW (RWTH Aachen).
- Winzer, Christian, Patrick Ludwig, Sabine Auer, and Anna Hlawatsch. 2023. "Effiziente Netzentgelte für Flexible Konsumenten (NETFLEX)." <https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=70108&Load=true>.
- Wolak, Frank A., and Ian H. Hardman. 2022. *The Future of Electricity Retailing and How We Get There*. Vol. 41. Lecture Notes in Energy. Cham: Springer International Publishing. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-85005-0>.

Anhang: Abschätzung der Kosten einer Verbrauchsreserve

6.1 Methodik für die Kostenabschätzung

Ausgehend von dem in Kapitel 5 entwickelten Konzept für eine Verbrauchsreserve im Rahmen der Winterreserve erfolgt nachfolgend eine sehr grobe erste Schätzung der möglichen Kosten für die Beschaffung einer solchen Reserve. Der Kostenbegriff bezieht sich hierbei auf die seitens der ausschreibenden Stelle aufzubringen Kosten für die Vorhaltung der Reserve.

Für die nachfolgende Abschätzung wird angenommen, dass die Verbrauchsreserve als Teil der „ergänzenden Reserve“ im Rahmen der Winterreserve beschafft würde. Ferner wird von einem Gesamtkontrahierungsvolumen der ergänzenden Reserve von bis zu 1000 MW ausgegangen. In Abstimmung mit dem Auftraggeber wird die Erwartung zugrundegelegt, dass der überwiegende Teil der ergänzenden Reserve über Reservekraftwerke gedeckt wird. Für die Verbrauchsreserve und die Pool-Kraftwerke wird für diese Abschätzung grob von einem Volumen von bis zu ca. 200-300 MW ausgegangen.

Generell wird darauf hingewiesen, dass eine Abschätzung zu den Kosten einer Verbrauchsreserve nur mit erheblichen Unsicherheiten möglich ist. Dies gilt insbesondere, da die Datengrundlagen zu Potenzialen und Kosten für Lastverzicht sehr begrenzt sind. Dies ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass die Bedingungen und damit die Kosten und Möglichkeiten bei den Verbrauchern stark variieren sowie bei vielen Verbrauchergruppen bisher nur geringe praktische Erfahrungen mit dem Einsatz von Lastsenkung als Flexibilitätsmassnahme vorliegen. Vorhandene Analysen zu Demand-Side-Management wurden im Wesentlichen im Hinblick auf andere Fragestellung durchgeführt, so dass sich deren Erkenntnisse nur einschränkt auf die hierfür zu beantwortende Fragestellung übertragen lassen. Daher können die nachfolgenden Überlegungen und Ableitungen nur als erste, grobe Indikation dienen. Gleichwohl lassen die Überlegungen generelle Schlussfolgerungen zu und zeigen wichtige Wirkungszusammenhänge auf.

Datenbasis

Eine mögliche Grundlage zur Abschätzung des Potenzials für eine Verbrauchsreserve ist das in der oben ausführlich diskutierten «EY-Studie» identifizierte Lastverzichtspotenzial in der Industrie. Die Fokussierung auf das Industrie-Potenzial beruht auf der Annahme, dass in diesem Sektor theoretisch vorhandene Potenziale am ehesten kurzfristig erschlossen werden können oder teilweise sogar bereits erschlossen sind. Dies liegt daran, dass Unternehmen in diesem Sektor bereits über weitreichende Kenntnisse bezüglich der Energiebeschaffungsoptimierung verfügen. Die folgende Grafik zeigt erneut das theoretische Potenzial für Lastverzicht in der Industrie, wie es in der EY-Studie ausgewiesen wurde, in Abhängigkeit von den Kosten für den Abruf des Lastverzichts. Diese Kosten entstehen insbesondere aus den Opportunitätskosten, die durch den Verzicht auf Stromnutzung in dem jeweiligen Betrieb entstehen.

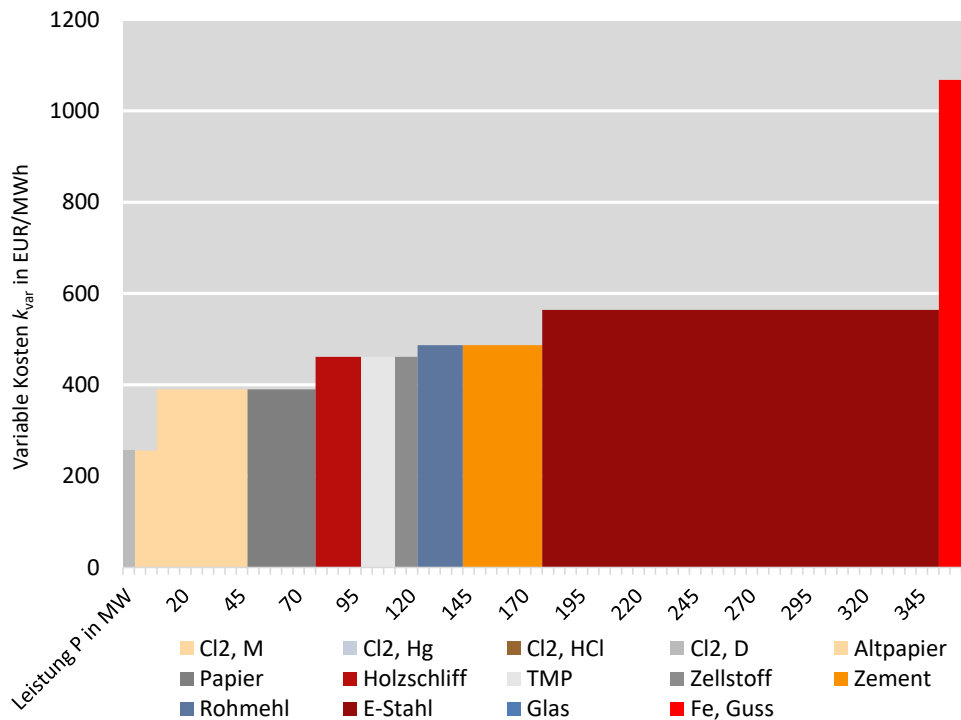


Abbildung 30 Theoretische Lastverzichtspotenzial in der Industrie (s. Abschnitt 4.3.4)

Die Auswertung legt nahe, dass in der Industrie Lastverzichtspotenziale bestehen, die teilweise Abrufkosten deutlich unterhalb des Preis-Caps am Strommarkt von 4000 EUR/MWh aufweisen. Das ermittelte Potenzial liegt in einer Größenordnung von 350 bis 400 MW. Teile dieses Potenzials dürften heute bereits marktlich erschlossen sein, was bedeutet, dass deren Kontrahierung in der Verbrauchsreserve unter Versorgungssicherheitsgesichtspunkten voraussichtlich keinen Zusatznutzen stiften würde. Der Umfang dieses Anteils lässt sich auf Basis vorliegender Daten und Erhebung nicht näher abschätzen. Gleichzeitig ist zu bemerken, dass es sich hier um das in der EY-Studie ermittelte „theoretische“ Potenzial handelt und insofern eher um eine obere Abschätzung für das in diesem Bereich der Abrufkosten liegende Potenzial.

Eine weitere Abschätzung des Lastverzichtspotenzials ist auf Basis der oben ebenfalls bereits durchgeführten Auswertung der Stromverbräuche und Bruttowertschöpfung je Branche im Industriesektor möglich. Anhand der genannten Kenngrößen lässt sich grob und in einer sehr breiten Durchschnittsbetrachtung abschätzen, wie hoch die Zahlungsbereitschaft für Strom in den verschiedenen Branchen sein dürfte. Diese Zahlungsbereitschaft kann als Kosten eines Abrufs von Lastverzicht verstanden werden. Anders als in den obigen Analysen liefert diese Auswertung zunächst ein Potenzial ausgedrückt in Energiemengen. Dies lässt sich in sehr grober erster Näherung in Leistungswerte umrechnen, wenn man bestimmte Volllaststunden der jeweiligen Verbrauchsanlagen unterstellt. Dies zeigt die nachfolgende Grafik.

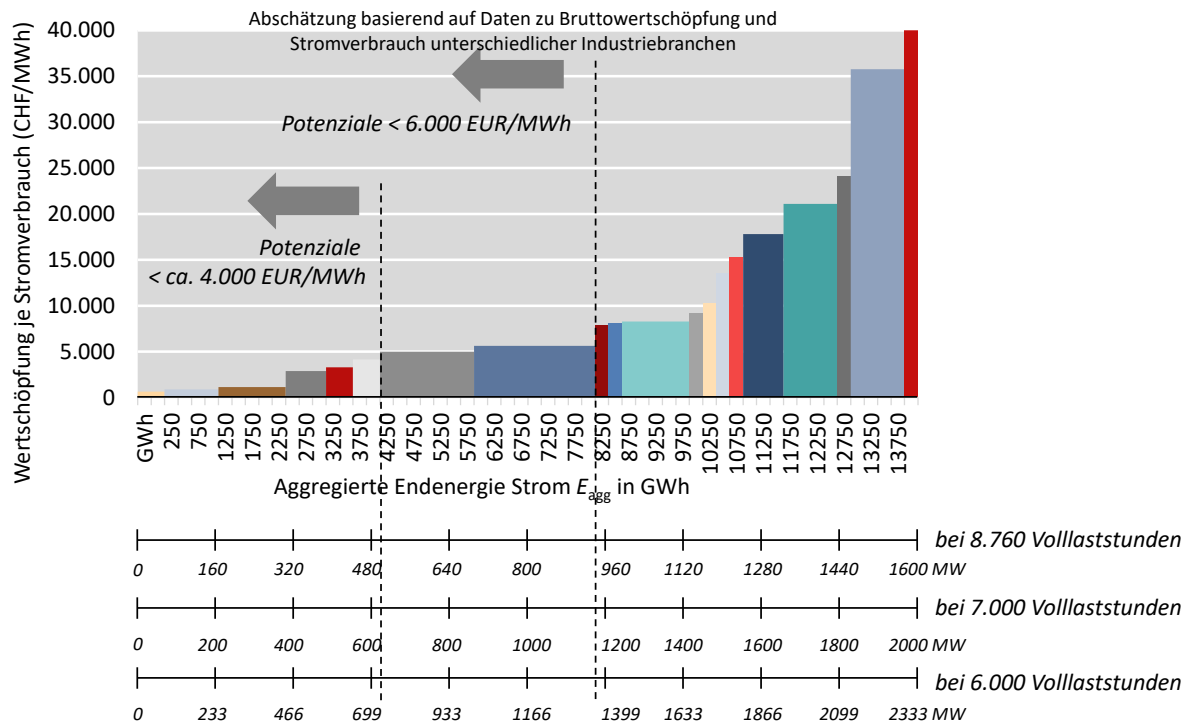


Abbildung 31 Lastverzichtspotenzial der Industrie abgeleitet auf Basis von branchenspezifischen Daten zu Bruttowertschöpfung und Stromverbrauch (s. Abschnitt 4.3.4)

Für die Interpretation dieser Auswertung ist zu betonen, dass die Abschätzung des Lastsenkungspotenzials in der Industrie mit einigen Unsicherheiten verbunden ist. Die hier dargestellte Abschätzung erfolgte über alle Unternehmen der jeweiligen Branchen und über alle Stromanwendungen der jeweiligen Unternehmen. Daher ist zu erwarten, dass es hohe unternehmens- und anwendungsspezifische Streuungen um die hier dargestellten Durchschnittswerte geben wird.

Dennoch lässt die Auswertung die Schlussfolgerung zu, dass in der Industrie gegenüber den in der EY-Studie genannten Werten weitere Lastverzichtspotenziale mit Abrufkosten „in der Nähe“ des Preis-Caps am Strommarkt bestehen dürften. Die oben dargestellte Abschätzung ergibt, dass etwa 500 bis 1400 MW an Lastsenkungspotenzialen in der Industrie mit Abrufkosten in der Nähe oder unterhalb des Day-Ahead-Preis-Caps bestehen könnten. Lastsenkungspotenziale mit höheren Abrufkosten sind ebenfalls vorhanden. Es ist jedoch unwahrscheinlich, dass diese für eine Verbrauchsreserve in Frage kommen, da dies volkswirtschaftlich zunehmend ineffizient wäre.

Ausgehend von dieser groben Potenzialschätzung lassen sich nun verschiedene Überlegungen zu den Kosten einer Verbrauchsreserve anstellen. Dabei unterscheiden wir zwischen solchen Verbrauchern, deren Zahlungsbereitschaft für Strom und damit Abrufkosten für den Verzicht auf Stromverbrauch unter dem Preis-Cap am Strommarkt liegen, und solchen, bei denen die Kosten über dem Preis-Cap liegen.

Verbraucher mit Abrufkosten unter 4000 EUR/MWh

Ein Teil der Verbraucher mit Abrufkosten unter 4000 EUR/MWh dürfte im Abruffall der Verbrauchsreserve ihren Verbrauch bereits auf ihre angebotene "Auf-Leistung" reduziert haben. Dies gilt zumindest

für solche, die bereits Profilverträge besitzen und damit dem kurzfristigen Marktpreissignal exponiert sind. Dies bedeutet, dass im Rahmen der Verbrauchsreserve kein zusätzlicher Abruf von Lastsenkung stattfinden würde. In Bezug auf die Kosten der Verbrauchsreserve spielen die Abrufe für solche Verbraucher somit keine Rolle. Stattdessen sind es die Erschliessungskosten, die die Gebote der potenziellen Teilnehmer bestimmen. Die Auswertungen der "EY-Studie" zeigen, dass die Erschliessungs- und jährlichen Fixkosten für Lastsenkungspotenziale zwischen 0 und 45 EUR/kW/a liegen können, wobei auch diese Schätzung Unsicherheiten unterliegt. Zudem basiert diese Schätzung auf der Annahme, dass einmalige Erschliessungskosten vollständig in einem Jahr refinanziert werden müssen. Die Kosten könnten geringer ausfallen, wenn Verbraucher zur Erreichung ihrer "Auf-Leistung" keine "echte" Lastsenkung einsetzen, sondern stattdessen vorhandene Notstromaggregate einsetzen, deren zusätzliche Aktivierungskosten auf etwa 10 EUR/kW geschätzt werden (vgl. <https://www.ckw.ch/landingpages/notstromgruppe>). Verbraucher, die bereits ihre Potenziale erschlossen haben, haben keine wesentlichen weiteren Kosten aus einer Teilnahme an der Verbrauchsreserve.

Die Kosten für Verbraucher mit Abrufkosten unter dem Preis-Cap am Strommarkt werden daher voraussichtlich unter 45 EUR/kW/a liegen. Dies gilt zumindest für solche Verbraucher, die bereits dem kurzfristigen Marktpreissignal exponiert sind. Hieran orientiert sich auch hier das Gebot in der Ausschreibung für die Verbrauchsreserve. Für ihr Gebot ist dieser Wert in einen geforderten Rabatt in Rp/kWh umzurechnen. Die Herleitung der Kosten ist aber unabhängig von diesem Aspekt.

Für Verbraucher mit Vollversorgungsverträgen ist hingegen nicht davon auszugehen, dass diese, sofern sie an der Verbrauchsreserve teilnehmen würden, bei einem entsprechend hohen Marktpreis bereits ihren Stromverbrauch reduziert hätten, da sie diesem Preissignal nicht ausgesetzt sind. Im Abruffall würden diesen Verbrauchern Kosten aus der entgangenen Stromnutzung entstehen. Die oben angegebenen variablen Kosten der Lastsenkung bzw. die dargestellte Wertschöpfung pro verbrauchter Strommenge entspricht grundsätzlich diesen Kosten. Der in Kapitel 5 entwickelte Vorschlag für die Verbrauchsreserve sieht zwar vor, dass im Falle eines Abrufs eine Zahlung in Höhe des Marktpreises (d. h. 4000 EUR/MWh) von Swissgrid erfolgt. Der Vorschlag beinhaltet aber, dass die Zahlung an den Lieferanten / Pooler erfolgt. Dabei ist offen, ob dieser wiederum einen Teil dieser Einnahmen an den Verbraucher weitergibt. Dies letztlich als Ergebnis der freien Vertragsgestaltung zwischen Verbraucher und Lieferant / Pooler. In dem Masse wie diese Einnahmen aus dem Abruf an den Verbraucher weitergegeben werden, reduzieren sich die Kosten für den Abruf aus Verbrauchersicht (weiteres s. unten).

Verbraucher mit Abrufkosten über 4000 EUR/MWh

Für Verbraucher mit Abrufkosten über 4000 EUR/MWh dürften in jedem Fall Erschliessungskosten anfallen, da es unwahrscheinlich ist, dass diese Verbraucher bereits Lastsenkung einsetzen. Zusätzlich zu den Erschliessungskosten entstehen dem Anbieter zusätzlichen Kosten aus einem zu erwartenden Abruf des angebotenen Lastsenkungspotenzials. Diese Kosten ergeben sich aus dem Wert der Stromnutzung (Zahlungsbereitschaft) abzgl. 4000 EUR/MWh. Dieser Wert ist abzuziehen, falls dies die Vergütung ist, die bei Lastsenkung von Swissgrid an den Verbraucher gezahlt wird. Die zusätzlichen Kosten hängen somit von dem Wert der Stromnutzung und der erwarteten Anzahl von Abrufen ab, wie in der Abbildung 32 dargestellt. In der nachstehenden Grafik / Tabelle sind die Kosten in einen Wert in EUR/kW/a umgerechnet für verschiedene Werte der Anzahl der Abrufe pro Jahr wie auch des Werts der Stromnutzung. Auch hier gilt, dass diese 4000 EUR/MWh im Fall von Verbrauchern mit Profilverträ-

gen jedenfalls als kostenmindernd aus Verbrauchersicht anzusetzen sein dürften. Bei Vollversorgungskunden wäre auch denkbar, dass diese Zahlung vollständig oder zumindest teilweise beim Lieferanten / Pooler verbleibt. Die Abrufkosten aus Verbrauchersicht fallen dann entsprechend höher aus.

zusätzliche Kosten in EUR/kW/a aus Abruf

erwartete Anzahl Abruf (1/a) →

Wert der Stromnutzung (EUR/MWh)	0	5	10	25	50	100
5.000	0	5	10	25	50	100
6.000	0	10	20	50	100	200
7.000	0	15	30	75	150	300
8.000	0	20	40	100	200	400
9.000	0	25	50	125	250	500
10.000	0	30	60	150	300	600
11.000	0	35	70	175	350	700
12.000	0	40	80	200	400	800

↓

Abbildung 32 Abrufkosten aus Sicht eines Verbrauchers in Abhängigkeit von Wert der durch Abruf abgeschalteten Stromnutzung und Häufigkeit des Abrufs umgerechnet in EUR/kW/a (Annahme: Zahlung des Marktpreises [4000 EUR/MWh] für reduzierten Strombezug geht vollumfänglich zu Gunsten des Verbrauchers)

Die Kosten der Verbrauchsreserve aus Verbrauchersicht und damit deren Gebote und damit schliesslich wiederum die Kosten, die von der beschaffenden Stelle und damit von der Allgemeinheit zu tragen sind, können je nach Umfang der verbraucherseitig notwendigen Erschliessungsmassnahmen und insbesondere der Kosten aus dem Abruf des Lastverzicht eine sehr erhebliche Bandbreite aufweisen. Kosten im hohen dreistelligen EUR/kW/a Bereich sind dabei denkbar.

Höchstpreis für Reservevorhaltung

Um eine kosteneffiziente Reservevorhaltung zu gewährleisten und zur Begrenzung der möglichen Kosten einer Verbrauchsreserve, empfiehlt es sich, im Rahmen der Ausschreibung für die Verbrauchsreserve einen Höchstpreis zu setzen. Im Hinblick auf eine allokativ effiziente Beschaffung sollte sich der Höchstpreis an den Kosten alternativer Kapazitäten zur Erreichung des gewünschten Versorgungssicherheitsbeitrags orientieren. Die annuitätischen Kosten der Reservekraftwerke als Alternative im Rahmen der Winterreserve können als Kostenbenchmark dienen.

Die ElCom schätzt die Kosten der Reservekraftwerke für die Winterreserve auf bis ca. 65-80 EUR/kW/a (Bundesrat 2022). Dabei ist zu beachten, dass der Beitrag von 1 MW Leistung eines Reservekraftwerks „hochwertiger“ ist als der von 1 MW Lastverzicht im Sinne der Verbrauchsreserve, da der mögliche Energiebeitrag des Reservekraftwerks höher ist. Ein weiterer Benchmark könnte der verstärkte Ausbau von erneuerbarer Stromproduktion, insbesondere PV, sein.

Zur Ableitung des konkreten Gebotshöchstpreises in der Ausschreibung wäre von dem o.g. Wert in EUR/kW/a unter verschiedenen Annahmen auf einen Höchstpreis in Rp./kWh für den gebotenen Strompreisrabatt umzurechnen. Ein Höchstpreis von z. B. 80 EUR/kW/a begrenzt die Kosten der Reserve auf 8 Mio. EUR/a pro 100 MW.

Bei Setzung eines Höchstpreises wären die Kosten der Verbrauchsreserve auf diesen Wert begrenzt, selbst wenn sich die hier vorher ausgeführten Kostenschätzung als zu niedrig herausstellen. Eine mögliche Unterzeichnung der Verbrauchsreserveausschreibung, falls der Höchstpreis für nicht ausreichend viele Verbraucher eine auskömmliche Teilnahme an der Verbrauchsreserve erlauben würde, wäre dann

durch die (Nach-)Kontrahierung in den anderen Reserven (Reservekraftwerk, Notstromgruppen, Wasserkraftreserve) zu decken. Die erwarteten Kosten für die Nachkontrahierung dienen als Orientierung für den Höchstpreis.

6.2 Ergebnisse der Kostenabschätzung

Die obige Auswertung zeigte bereits, dass bei bereits moderat häufig erwarteten Abrufen die Kosten aus dem Abrufen für Lasten mit Abrufkosten über 4000 EUR/MWh schnell stark ansteigen. Unter der Annahme eines Höchstpreises von z.B. 80 EUR/kW/a ergibt sich bei Ansatz von Erschliessungskosten von 25 bis 45 EUR/kW/a für Verbraucher mit Abrufkosten > 4000 EUR/kW/a, dass bereits bei geringen erwarteten Abrufhäufigkeiten eine Teilnahme an der Verbrauchsreserve innerhalb des Höchstpreises nicht wirtschaftlich wäre (und auch volkswirtschaftlich voraussichtlich nicht effizient, da günstigere Alternativen zur Deckung des Reservebedarfs bestehen). Nachfolgende Grafik zeigt abschliessend zum einen für den Fall von Erschliessungskosten in Höhe von 25 EUR/kW/a und zum anderen für den Fall von Erschliessungskosten in Höhe von 45 EUR/kW/a für verschiedene erwartete Abrufhäufigkeiten und für verschiedene Szenarien bezüglich der Zahlungsbereitschaften, welche resultierenden Mindesterloße aus der Verbrauchsreserve resultieren müssten, damit eine Teilnahme für die Verbraucher rational wäre. Die Grafik zeigt ausserdem, in welchen Fällen dies für verschiedene Höchstpreisannahmen erfüllt wäre.

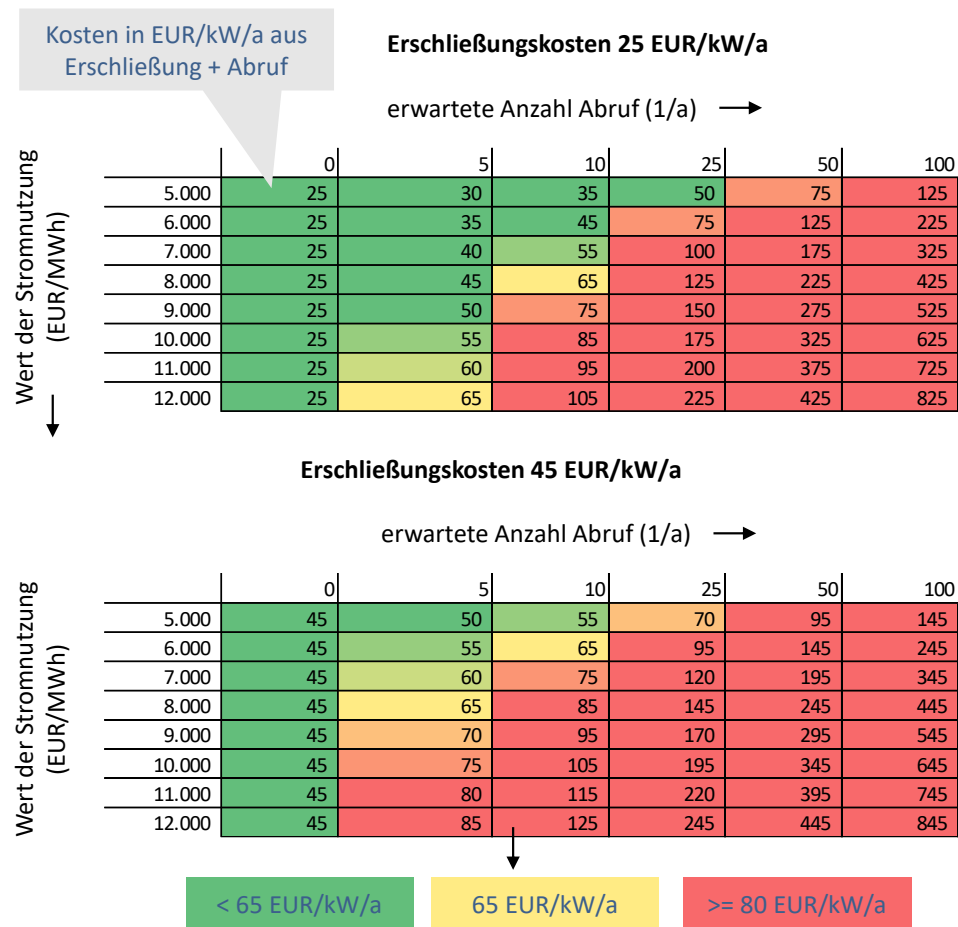


Abbildung 33 Kosten der Teilnahme an der Verbrauchsreserve aus Sicht eines Verbrauchers in Abhängigkeit von der Höhe der anfallenden Erschliessungskosten, vom Wert der durch einen Abruf in der Verbrauchsreserve abgeschalteten Stromnutzung und Häufigkeit des Abrufs umgerechnet in EUR/kW/a (Annahme: Zahlung des Marktpreises [4000 EUR/MWh] für reduzierten Strombezug geht vollumfänglich zu Gunsten des Verbrauchers / Verbraucher mit Abrufkosten unter 4000 EUR/MWh sind aufgrund Marktpreissignal im Abruffall der Verbrauchsreserve bereits mindestens auf die Auf-Leistung reduziert)

Die vorstehende Kostenschätzung basiert auf der Annahme, dass die Zahlung der Swissgrid im Abruffall in Höhe des Marktpreises für den reduzierten Strombezug vollumfänglich zu Gunsten des Verbrauchers geht bzw., dass Verbraucher mit Abrufkosten unter 4000 EUR/MWh aufgrund Marktpreissignal im Abruffall der Verbrauchsreserve bereits mindestens auf die Auf-Leistung reduziert haben. Diese Annahme dürfte für Verbraucher mit Lieferverträgen, die den Verbraucher dem kurzfristigen Strompreissignal aussetzen (z. B. Profil-Verträge) weitgehend zutreffend sein.

Der konkrete Ausgestaltungsvorschlag für die Verbrauchsreserve sieht vor, dass die Zahlung der Swissgrid für den reduzierten Strombezug grundsätzlich zunächst dem Lieferanten / Pooler des jeweiligen Verbrauchers zugutekommt. Bei Verbrauchern, die nicht dem Marktpreissignal exponiert sind, d. h. insbesondere Vollversorgungskunden, ist dann nicht davon auszugehen, dass die genannten Zahlungen

vom Lieferanten an den Verbraucher weitergegeben werden, jedenfalls nicht umfassend. Aus Verbrauchersicht erhöhen sich damit die Kosten aus dem Abruf gegenüber den oben dargestellten zahlenmäßigen Abschätzungen und damit auch die zu erwartende Gebotshöhe.

Nachfolgende Abbildung zeigt nun als obere Abschätzung der möglichen Gebotshöhen, welche Werte sich ergeben würden, wenn man annimmt, dass die Zahlungen der Swissgrid im Abruffall vollständig beim Lieferanten / Pooler verbleiben würden. Dies stellt insoweit eine obere Abschätzung dar als sich in der Praxis durchaus Konstellationen ergeben dürften, wo der Lieferant / Pooler einen Teil dieser Einnahmen an die Verbraucher weitergibt, um sie auf diesem Weg zur Teilnahme an der Verbrauchsreserve zu motivieren. Dies gilt insbesondere so weit in der Ausschreibung zur Verbrauchsreserve Wettbewerb herrscht.

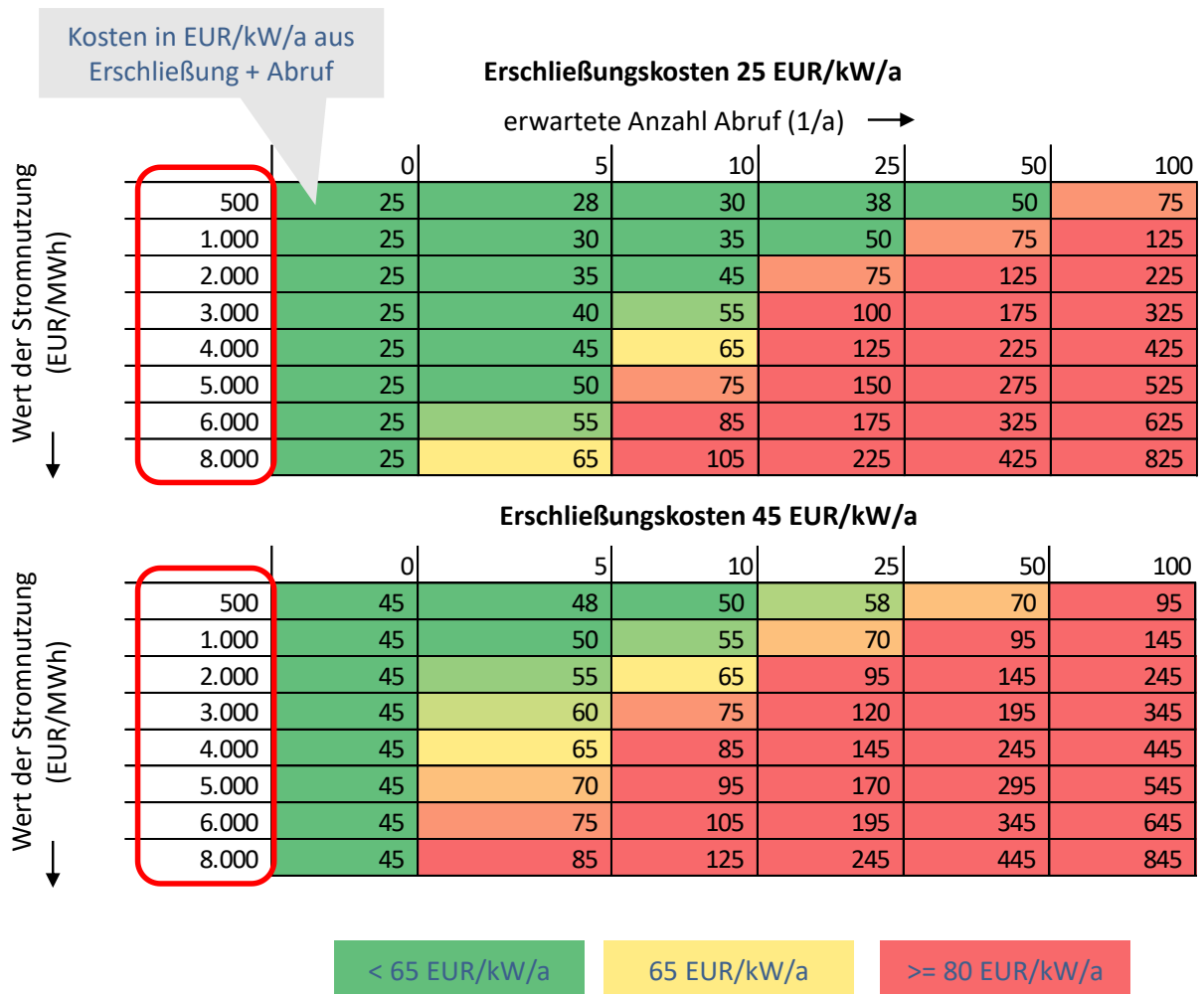


Abbildung 34 Kosten der Teilnahme an der Verbrauchsreserve aus Sicht eines Verbrauchers in Abhängigkeit von der Höhe der anfallenden Erschliessungskosten, vom Wert der durch einen Abruf in der Verbrauchsreserve abgeschalteten Stromnutzung und Häufigkeit des Abrufs umgerechnet in EUR/kW/a (Annahme: Zahlung des Marktprei-

ses [4000 EUR/MWh] für reduzierten Strombezug geht vollumfänglich zu Gunsten des Lieferanten / Poolers; somit höhere Kosten aus Verbrauchersicht). Geänderte Zahlenwertannahmen in den Zeilen gegenüber der Abbildung 33 zu beachten.

