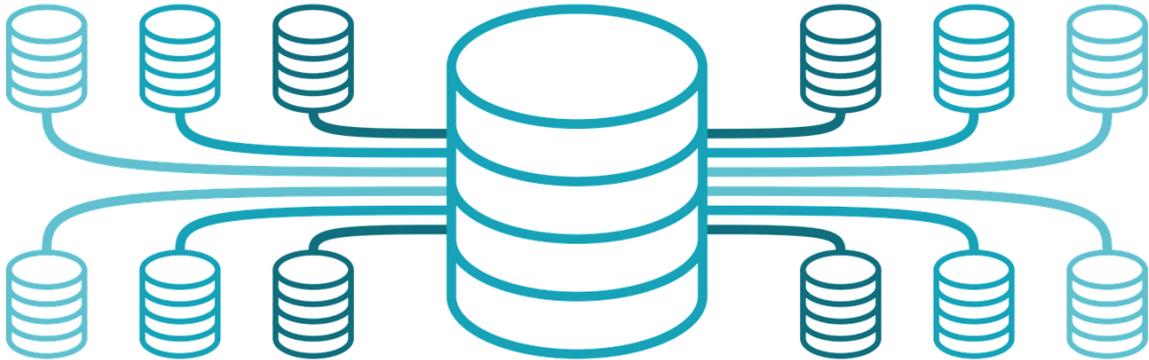




Bericht vom 12. Juli 2024

Erfassung und Transfer von Netznutzungsdaten für Speicher mit Endverbrauch





Datum: 18. Juni 2024

Ort: Bern

Auftraggeberin:

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

Auftragnehmerin:

E-CUBE Strategy Consultants
Avenue de Rumine 33 | 1005 Lausanne | Suisse
www.e-cube.com

Autoren:

Nicolas Charton, E-CUBE Strategy Consultants, nicolas.charton@e-cube.com
Bruno Meuriot, E-CUBE Strategy Consultants, bruno.meuriot@e-cube.com
Thuy-An Nguyen, E-CUBE Strategy Consultants, thuy-an.nguyen@e-cube.com
Mehmet Basagac, E-CUBE Strategy Consultants, mehmet.basagac@e-cube.com

BFE Projektleitung:

Dr. Luca Castiglioni, Energieforschung und Cleantech, BFE
Valentine Mauron, Marktregulierung, BFE

Begleitgruppe:

Astrid Sontag und Matthias Galus, Bundesamt für Energie BFE
Manfred Zbinden, Bundesamt für Strassen ASTRA
Christian Mester, Eidgenössisches Institut für Metrologie METAS
Peter Cuony, Groupe E
Daniel Klauser, Swiss eMobility
Remo Mucha, Kerngruppe FESS (Forum Energie Speicher Schweiz) der aeesuisse
Olivier Stössel, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, VSE

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

Zusammenfassung

Problematik

Am 29. September 2023 hat das Schweizer Parlament die Vorlage des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien verabschiedet, nach dem Referendum wurde die Vorlage am 9. Juni 2024 vom Volk angenommen. Diese Vorlage führt zu weitreichenden Änderungen im regulatorischen Rahmen des Energiesektors, nicht zuletzt im Energiegesetz (EnG) und im Stromversorgungsgesetz (StromVG).

Das revidierte StromVG enthält neue Bestimmungen, welche die Speicher und deren Einsatz direkt betreffen. Im Art. 4 Abs. 1 Bst. b StromVG werden Endverbraucher definiert als *«Kunden, welche Elektrizität für den eigenen Verbrauch oder zur Speicherung aus dem Netz beziehen»*. Gemäss dieser Bestimmung werden die Speicher als Endverbraucher betrachtet und müssen grundsätzlich das Netznutzungsentgelt für die aus dem Netz bezogene Energie bezahlen. Jedoch präzisiert Art. 14a Abs. 4 Bst. a StromVG, dass für Speicher mit Endverbrauch dieses Entgelt unter Bedingungen zurückerstattet werden kann.

Diese Befreiung hat einen positiven Effekt auf die Wirtschaftlichkeit der Speicher (z.B. für eine stationäre Batterie für den Anwendungsfall der zeitlichen Lastverschiebung). Somit fördert das revidierte StromVG die Entwicklung der Speicher in der Schweiz.

Ausgangslage und Vorgehensweise

Die vorliegende Studie zielt darauf ab, mögliche Modelle für die Organisation der Rückerstattung der Netznutzungsentgelte zu untersuchen und eine präferierte Variante zu identifizieren. Die Arbeiten wurden mit Einbezug einer dedizierten Begleitgruppe realisiert. Diese Begleitgruppe bestand aus Vertretern der Strombranche, der Verteilnetzbetreiber, der Wirtschaft für erneuerbare Energien, der Elektromobilität und der Bundesverwaltung. Zudem wurden Interviews mit relevanten Stakeholdern durchgeführt wie z.B. Verteilnetzbetreiber, Batteriehersteller, Batterieanbieter und -Installateure, Lösungsanbieter für die Elektromobilität und akademischen Experten.

Die Logik der Befreiung des Netznutzungsentgelts für Speicher ist gemäss dem Gesetzestext transparent. Jedoch ist die praktische Umsetzung komplex. Dabei hat sich die Begleitgruppe dafür entschieden, für die Identifikation des Konzepts für die Umsetzung mit dieser Komplexität umzugehen.

Notwendigen Daten und Informationen

Die Abwicklung der Rückerstattung basiert auf der folgenden Logik: bei jeglicher Energierückspeisung ins Stromnetz muss ermittelt werden, ob diese Energie früher vom Netz bezogen wurde und wenn ja, zu welcher Zeit bzw. zu welchem Netznutzungstarif. Gemäss Art. 14a. StromVG ist eben der Tarif zum Zeitpunkt des Bezugs aus dem Netz massgebend. Für diese Ermittlung sind grundsätzlich die folgenden Daten und Informationen notwendig:

- Stromlastgangmessung (Ein- und Ausspeisungen) beim Speicher (stationär oder mobil)
- Stromlastgangmessung (Ein- und Ausspeisungen) beim Messpunkt des VNB
- Zeitliche Zuordnung zw. Speicher ID und ID-Messpunkt des VNB

Mit diesen Daten kann das historische Lade- und Entladeverhalten jeglichen Speichers ermittelt, respektive rekonstruiert werden (energetische Daten). Anhand der Netznutzungstarife kann dann kalkuliert werden, welche finanziellen Beträge zu erstatten sind.

Konstellationsfälle

Die Identifikation und Beschreibung der relevanten Konstellationsfälle ermöglicht es, zu präzisieren, welche Daten- und Informationsflüsse zwischen den Akteuren zu etablieren sind. Mit der Begleitgruppe hat die Studie sechs relevante Konstellationsfälle identifiziert. Diese Konstellationsfälle schliessen sich untereinander nicht aus und können kombiniert werden. Aus Sicht der Begleitgruppe decken sie die überwiegende Mehrheit der praktischen Fälle ab. Insbesondere sind für die stationären Speicher die Fälle der LEG und der ZEV damit abgebildet. Für die mobilen Speicher sind die Fälle des Ladens und Entladens zwischen Zuhause und Arbeitsplatz sowie des Ladens und Entladens am selben Parkplatz abgebildet.

Diese Konstellationsfälle sind gegenüber möglichen Anwendungsfällen für Speicher (z.B. SDL-Einsatz, Peak-Shaving, Tarifoptimierung, Eigenverbrauchoptimierung) agnostisch. Für die Ermittlung der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts sind nur die Stromflüsse relevant, unabhängig vom Anwendungsfall.

Identifiziertes Konzept: Organisationsmodelle für die Daten- und Informationstransfer

Für die praktische Organisation der Rückerstattung können Grundprinzipien festgelegt werden. Diese Grundprinzipien sind hauptsächlich rechnerische Konventionen, welche die praktische Umsetzung der notwendigen Kalkulationen unterstützen. In der Praxis haben diese Grundprinzipien keine Auswirkung auf die Steuerung oder den Verbrauch. Auch wenn sie eine gewisse Distanzierung zum effektiven Verhalten der Anlagen verursacht, bietet die Berücksichtigung dieser Grundprinzipien mehrere Vorteile. Sie erlaubt einen systematischen und dokumentierten Ansatz bei der Umsetzung der Rückerstattung und ermöglicht Vereinfachungen, damit die Komplexität bei der Umsetzung verhältnismässig bleibt. Es handelt sich für die Schweiz nicht um eine Besonderheit: im Rahmen der Diskussionen in Deutschland um die Vermeidung der Doppelbelastung für Speicher und Endverbraucher sind ähnliche Grundprinzipien vorgesehen (z.B. die sog. «doppelte gewillkürte Vorrangregelung»). Die von dieser Studie identifizierten Grundprinzipien sind im Bericht aufgelistet.

Bei diesem Konzept ist grundsätzlich in allen Konstellationsfällen ein Versand der Messdaten und Informationen an eine zentrale Datenplattform (Datahub) vorgesehen. Alternativ könnte die Rückerstattung von den einzelnen VNB komplett abgewickelt werden. Diese Variante wurde aufgrund des von den mobilen Speichern verursachten erheblichen Aufwands von der Begleitgruppe nicht priorisiert. Der Zugriff auf die Kapazitäten eines Datahub für die Zentralisierung der Informationen und für die Verarbeitung der Messdaten ist nötig für die Handhabung der mobilen Speicher. Ohne Datahub würde die notwendige Koordination zwischen sämtlichen Schweizer Verteilnetzbetreiber für die Kalkulation der Rückerstattung viel zu aufwendig. Für eine systematische Abwicklung kann auch für die stationären Speicher der Datahub eingesetzt werden. Sollte sich aber nur Konstellationsfälle mit stationären Speichern materialisieren, wäre eine Übernahme der Datensammlung und -Verarbeitung durch die lokalen VNB ohne Datahub vorstellbar.

Die folgende Abbildung veranschaulicht, welche Daten- und Informationen übermittelt werden müssen und welche Kalkulationen von den betroffenen Akteuren durchzuführen sind. Das

identifizierte Konzept lässt grundsätzlich offen, ob eingebaute Zähler oder zusätzliche Messgeräte beim Speicher eingesetzt werden. Wichtig ist aber, dass die eingesetzten Messgeräte gewisse Anforderungen berücksichtigen (z.B. für die Genauigkeit, die Zeitauflösung oder die Sicherstellung der Datenintegrität).

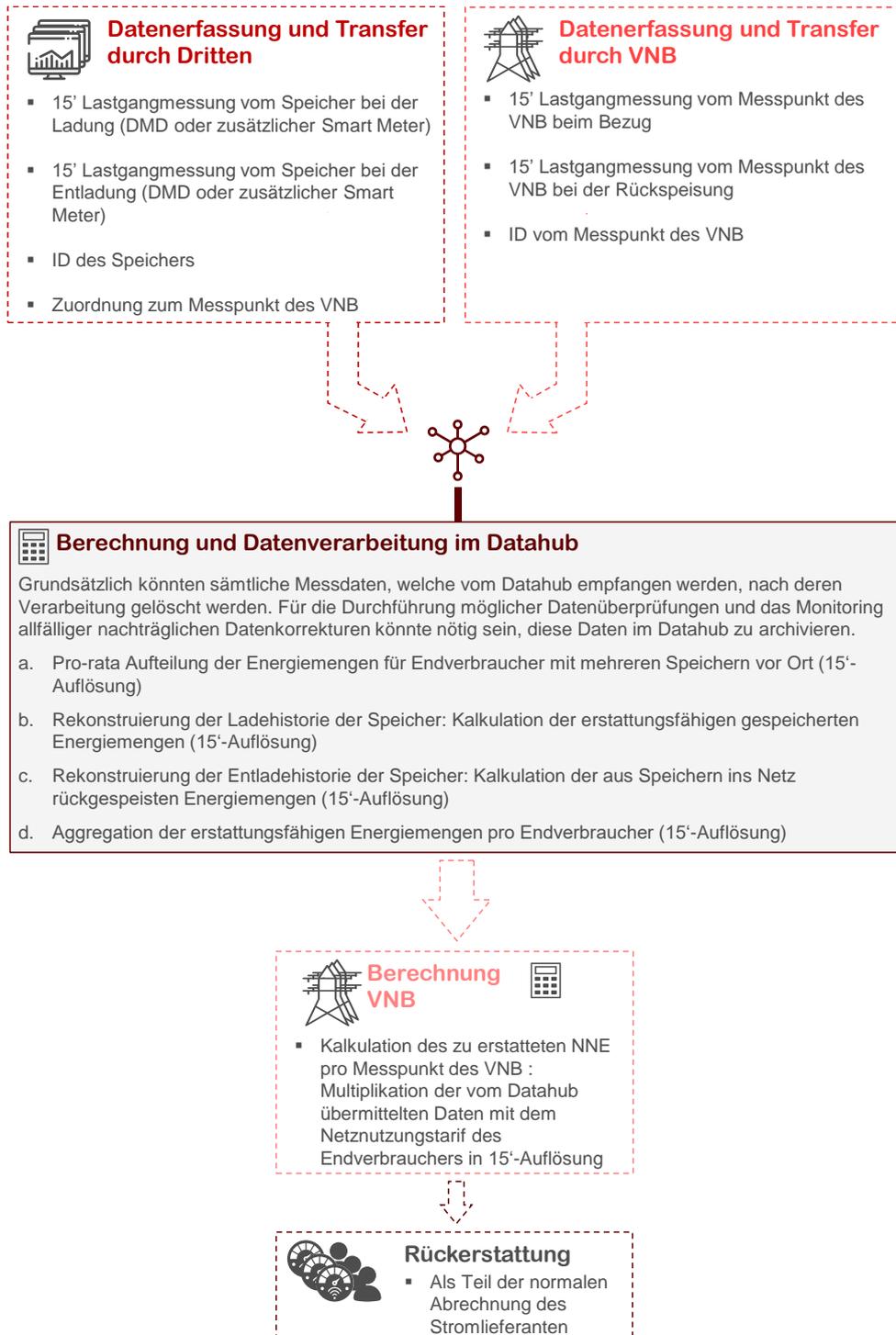


Abbildung 1 - Schematisierung der Organisation der Datenaustausche und Datenverarbeitungen für die präferierte Variante

Technischen Charakteristiken

Generell sollten sich die Anforderungen für die Messgeräte, welche für die Strommessung bei Speichern zum Einsatz kommen sollen, an die europäischen Normen und Standards (z.B. Measuring Instruments Directive MID) ausrichten. Die Einführung von spezifischen Anforderungen für die Schweiz könnte unnötige Zusatzkosten verursachen und ist daher zu vermeiden. Die Umsetzung der Rückerstattung muss zwingend auf 15-Minuten Messwerte basieren. Dafür können 15-Minuten Lastgangmessgeräte eingesetzt werden, deren Messfunktionen mit den Anforderungen der MID kompatibel sind und welche die Verordnung des Eidgenössischen Justiz- und Polizeidepartements (EJDP) über Messmittel für elektrische Energie und Leistung (EMmV) berücksichtigen (z.B. Genauigkeitsklasse A für Messungen in Haushalten). Die Anforderungen der MID und der EMmV könnten sich in die Zukunft weiterentwickeln. Energiemengen, welche mit nicht-konformen Messgeräten erfasst werden, werden für die Rückerstattung nicht berücksichtigt. Alternativ zu 15-Minuten Lastgangmessungen sind weitere Optionen für das Messwesen grundsätzlich möglich, wie z.B. die Anwendung von Standardlastprofilen (SLP). Diese Optionen wurden jedoch von der Begleitgruppe als unangemessen betrachtet und für das identifizierte Konzept nicht berücksichtigt.

Eine Marktuntersuchung für unterschiedlichen Produkte hat zu den folgenden Feststellungen geführt:

- **Stationäre Speicher:** die meisten der heute auf dem Markt verfügbaren Heimspeicher sind weder mit 15-Minuten Lastgangmessungen noch mit MID-zertifizierten Stromzähler ausgerüstet. Die Entwicklung der Heimspeicherlösungen und deren Ausrüstung mit MID konformen 15-Minuten Lastgangmessungen ist heute unsicher auch aus Sicht gewisser Batteriehersteller. Anders sieht es aus bei grösseren Batterien (z.B. > 0.5 MW), welche für industrielle Zwecke oder rein für SDL eingesetzt werden und bereits heute mit 15-Minuten Lastgangmessungen ausgerüstet sind.
- **Elektrofahrzeuge:** heute sind nur sehr wenige V2G-kompatible Fahrzeuge (*vehicle-to-grid*, bidirektionales Laden) in Verkehr in der Schweiz (< 1% der Neuzulassungen in 2023). Zudem sind heute generell Elektrofahrzeuge weder mit 15-Minuten Lastgangmessungen noch mit MID-zertifizierten Stromzähler für Einspeisung oder Bezug ausgerüstet. Die V2G-Technologien werden sich in den nächsten Jahren noch weiter entwickeln. Dies wird insbesondere stark davon abhängen, wie die Interoperabilität zwischen unterschiedlichen Lösungen gewährleistet wird und welche Anwendungsfälle für V2G in Europa sich durchsetzen werden.
- **Elektrische Ladestationen:** die Mehrheit der Ladestationen für privates Laden sind heute nicht mit MID-konformen Zähler ausgerüstet und verfügen oft über keine Kommunikationsschnittstelle für die Datenübertragung. Für die halb-öffentliche oder öffentliche Ladestationen sind gewissen Marktprodukte mit MID konformen 15-Minuten Lastgangmessungen ausgerüstet, dies betrifft aber nicht alle Produkte (z.B. sind gewisse halb-öffentliche oder öffentliche Ladestationen mit Zählern mit MID-konformen Messfunktionen ausgerüstet, welche aber keine 15-Minuten Lastgangmessung ermöglichen). Gemäss der aktuellen Vorlage der Revision der EMmV sollten ab 2027 nur noch MID- konforme Zähler auf halb-öffentliche oder öffentliche Ladestationen eingesetzt werden (aber nicht notwendigerweise mit zertifizierter 15-Minuten Lastgangmessung).

Kostenanalyse

Die folgende Abbildung zeigt die Grössenordnung der zu erwartenden jährlichen Erträge aus der Rückerstattung für unterschiedlichen Speichertypen. Diese Beträge sind relativ gering, ausser für grössere Batterien und für V2G in bestimmten Situationen. Zudem können diese Erträge für Speicher mit netzdienlichem Einsatz mit der möglichen Einführung von variablen und dynamischen Netznutzungstarifen anders ausfallen.

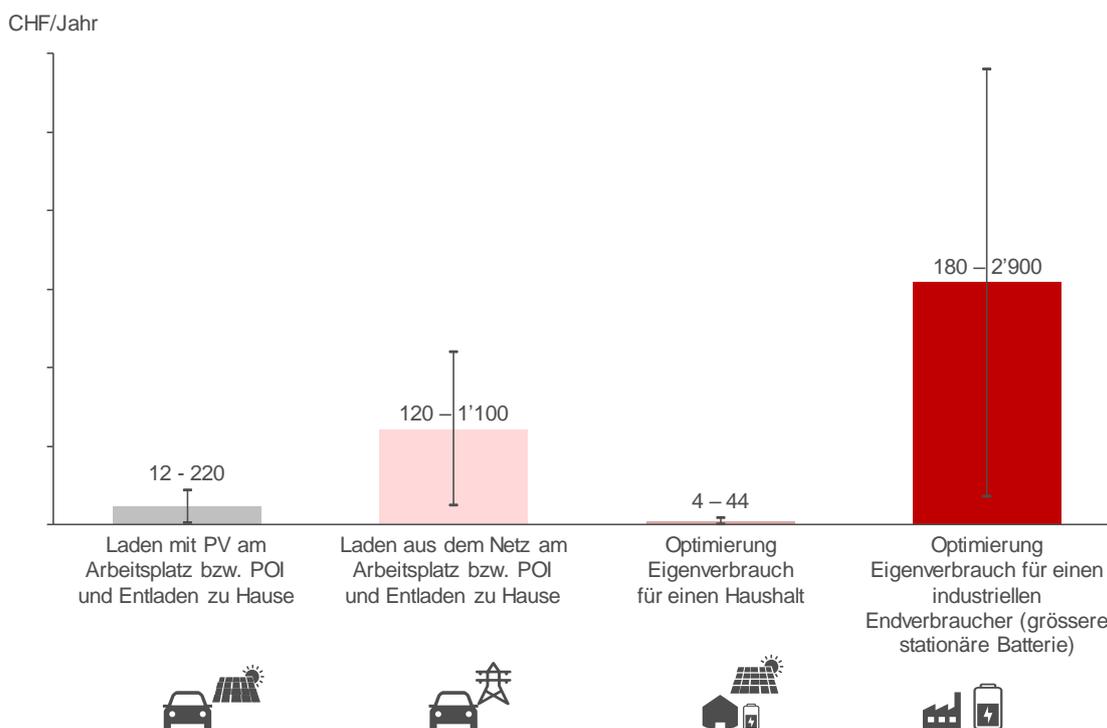


Abbildung 2 - Einschätzung der jährlichen Erträge für die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts für unterschiedliche Speichertypen und für vier unterschiedliche illustrative Anwendungsfälle

Die Höhe der zu rückerstattenden Beträge muss den Erhebungskosten gegenübergestellt werden. Gemäss dem Modell der präferierten Lösung, fallen die Kosten bei der Messung und der Kommunikation, beim Datahub sowie beim VNB an.

Die Abbildung 3 vergleicht die Messkosten in zwei unterschiedlichen Fällen. Im ersten Fall werden die Daten mit einem bereits eingebauten Zähler erfasst und übermittelt. Dabei entstehen nur Kosten für die Datenbearbeitung. Im zweiten Fall werden die Daten mit einer dedizierten Lastgangmessung erfasst und übermittelt. Dabei fallen Kosten für ein spezifisches Messgerät und für die Datenkommunikation an. Die Kosten für die Messung und die Datenübertragung sind viel tiefer, wenn die Messdaten der eingebauten Zähler (z.B. auf stationäre Speicher oder auf Ladestationen), wenn anforderungskonform, genutzt werden können, als wenn ein zusätzliches Messgerät installiert und betrieben werden soll. Jedoch sind anforderungskonforme integrierte Messgeräte bei den heutigen Speicherlösungen auf dem Markt weitestgehend nicht verfügbar.

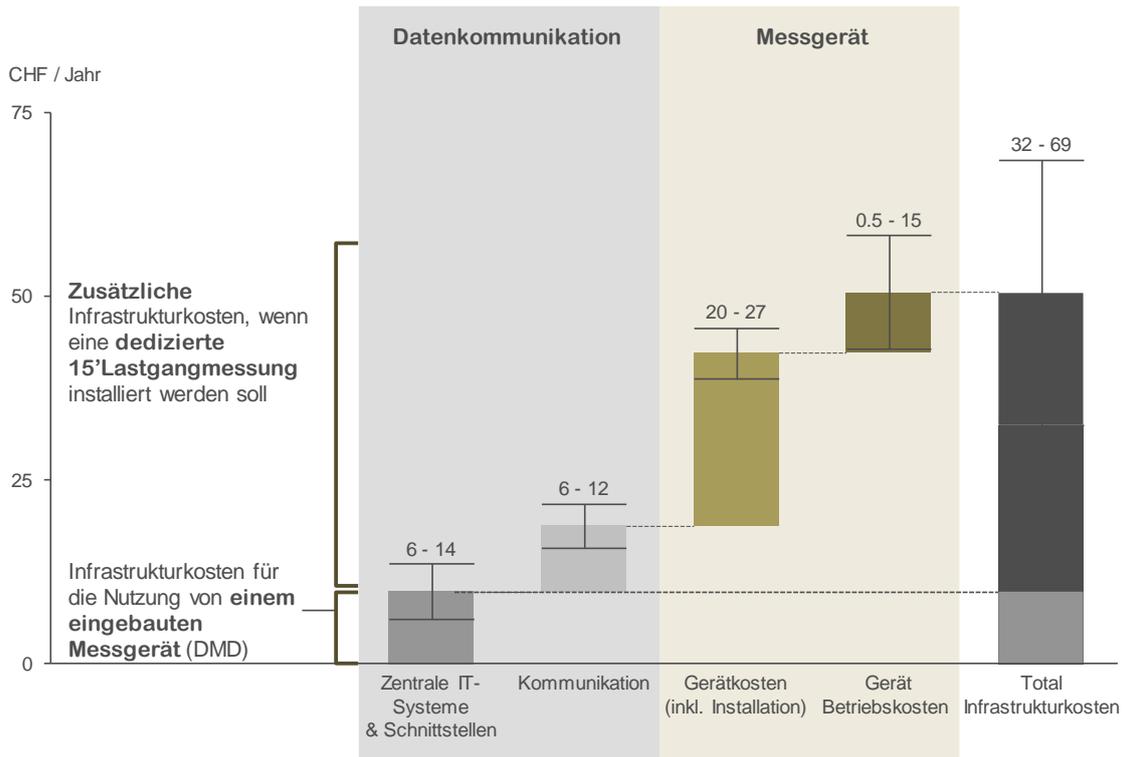


Abbildung 3 - Darstellung der Zusatzkosten für den Einsatz von einem zusätzlichen dedizierten Zähler ggü. Kosten für die Nutzung von einem eingebauten Zähler

Die spezifischen Kosten beim Datahub für die Abwicklung der Rückerstattung sind nur schwer einschätzbar. Der Aufwand für den Datahub wäre aber nicht vernachlässigbar (z.B. Datensammlung, -Speicherung, -Plausibilisierung, -Verarbeitung, Durchführung von energetischen Kalkulationen). Dafür müssen zusätzliche Funktionalitäten, Fachkräfte und Berechnungs- und Datenspeicherkapazitäten für den Datahub geplant werden. Die entsprechenden Kosten wären meistens fix (z.B. Infrastruktur, Schnittstellen, Implementierung der Kalkulationen). Bei der Analyse der möglichen Varianten für die Organisation des Datahubs (BFE, 2021) wurde ermittelt, dass die jährlichen Kosten je nach Ausgestaltungsvariante von 5 bis 13 MCHF/Jahr variieren können. Diese spezifischen Kosten beim Datahub können sich nur rechtfertigen, wenn eine kritische Anzahl von Speichern gegeben ist (z.B. mit einer breiten Etablierung von V2G, was heute nicht der Fall ist). Wäre die Anzahl von teilnehmenden Speichern zu tief, wären die Kosten beim Datahub für die Abwicklung der Rückerstattung unverhältnismässig hoch. Denn die für die Rückerstattung spezifische Fixkosten des Datahubs würde auch mit wenigen Speichern im Bereich von mehreren MCHF/Jahr liegen.

Die beim VNB anfallenden Kosten hängen von den spezifischen internen Systemen für die Datenverarbeitung (z.B. Abrechnungssystem) ab. Diese Kosten sind schwer einschätzbar, aber nicht vernachlässigbar und sind mit den Kosten für den Datahub und für die Messung in Relation zu setzen.

Sollten zusätzliche (nicht bestehende) dedizierte Messgeräte eingesetzt werden, ist die Wirtschaftlichkeit der Rückerstattung des Netznutzungsentgelt für mobile Speicher (V2G) und für stationäre Heimspeicher sehr unsicher (ca. 40 – 70 CHF/Jahr, ohne Kosten für die Nutzung vom Datahub und für die Abwicklung der Abrechnungsprozesse). Die allfälligen Erträge aus der

Rückerstattung sind in praktisch allen Fällen von derselben Grössenordnung wie die Kosten für die Messung und möglicherweise kleiner als die Gesamtkosten nach Berücksichtigung der Datahubkosten. Nur bei grösseren Speichern (z.B. > 0,5 MW) wird der Einbau eines Zählers wirtschaftlich attraktiv.

Empfehlungen für die Implementierung

Die systematische Berücksichtigung der mobilen Speicher für die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts generiert eine hohe Komplexität (z.B. Datenaustausch, notwendige Kalkulationen). Aus diesem Grund muss für eine Systematisierung der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts eine kritische Anzahl von betroffenen Speichern erreicht werden. Ohne kritische Masse besteht die Gefahr, dass die von dieser Komplexität verursachten Fixkosten für die weniger Akteure unverhältnismässig wären. Dies führt zum Schluss, dass eine schrittweise Umsetzung des identifizierten Konzepts mit Übergangsphasen vorgeschlagen wird.

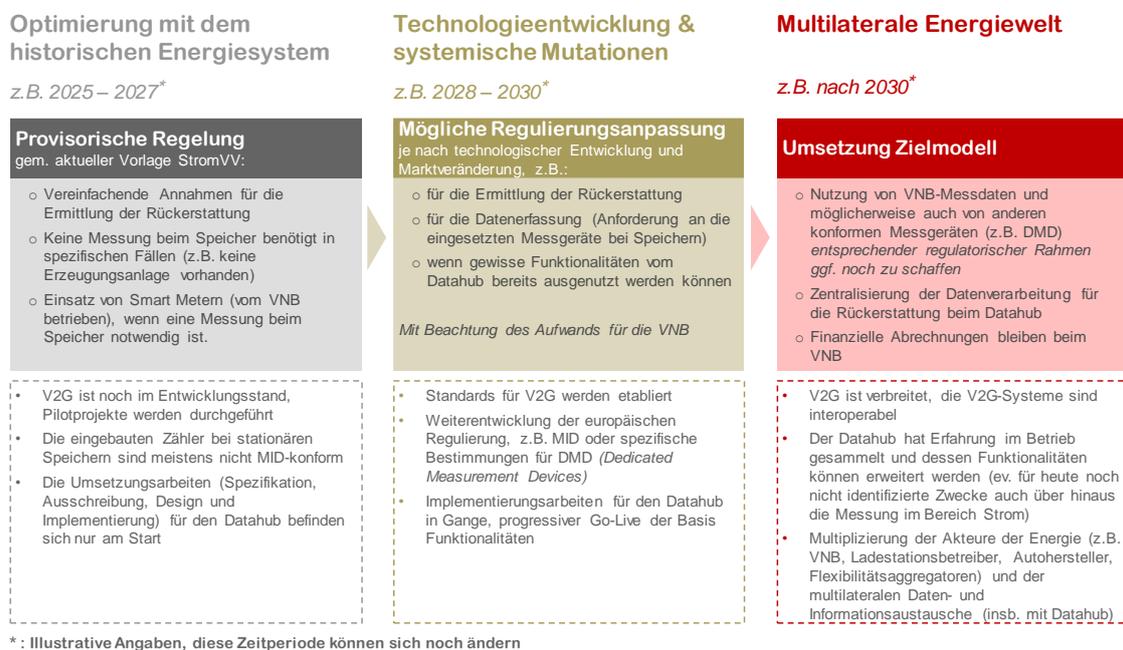


Abbildung 4 – Schematische Darstellung einer schrittweisen Umsetzung für die Rückerstattung

Kurzfristig ermöglicht die provisorische Regelung gemäss der aktuellen Vorlage der StromVV eine vereinfachte Umsetzung der Rückerstattung unter Berücksichtigung des Standes der Technologien. Die getroffenen vereinfachenden Annahmen (z.B. zur Ermittlung der Rückerstattung), der Einsatz bei Bedarf von Smart Metern (von den VNB bekannte und bewährte Technologie) und die Befreiung der Messung in spezifischen Fällen (z.B., wenn keine Erzeugungsanlage vor Ort) bilden einen ausgewogenen Kompromiss für den ersten Schritt in die Implementierung. Dabei werden die einfacheren Fälle von stationären Speichern (z.B. die grössere Batterie, für welche die Rückerstattung eindeutig wirtschaftlich attraktiv ist) von den VNB mit einem beherrschbaren Aufwand gehandhabt. Mit Blick auf die mögliche langfristige Umsetzung des Zielmodells ist es wichtig, ab diesem Schritt die zukünftigen Aufgaben und Anforderungen für den Datahub zu analysieren und regelmässig zu überprüfen.

Mögliche zukünftige Regulierungsanpassungen werden sehr stark davon abhängen, wie sich die technologischen Standards in den Produkten im Europäischen Markt entwickeln. Dabei müssen die Entwicklungen der Europäischen Regulierung (z.B. MID) und die Standardisierung der Europäischen Marktprodukte für stationäre Speicher, elektrische Ladestationen und V2G (Etablierung der notwendigen Normen und Standards für V2G in Europa) verfolgt werden und die Auswirkungen für die praktische Rückerstattung des Netznutzungsentgelts in der Schweiz analysiert werden. Eine Weiterentwicklung der Regulierung könnte z.B. die Nutzung der in den Marktprodukten eingebauten Energiezähler oder neue Regelungen für die Ermittlung der Rückerstattung betreffen.

In einem letzten Schritt, welcher mit der Verbreitung von V2G erfolgen soll, kann der Datahub sämtliche energetischen Kalkulationen übernehmen (Zentralisierung der Datenverarbeitung und Kalkulationen beim Datahub). Denn eine systematische Umsetzung der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts mit dem Einsatz vom Datahub macht aus Kostengründen erst dann Sinn, wenn sich V2G im europäischen Markt verbreitet hat. Umgekehrt scheint wegen der Komplexität und des hohen Koordinationsaufwandes eine Umsetzung der Rückerstattung für V2G ohne Datahub nicht realistisch zu sein. Die Aufgaben der energetischen Kalkulationen sollen dann von den VNB zum Datahub migriert werden, nur die finanziellen Abrechnungen anhand der Netznutzungstarifdaten würden beim VNB verbleiben. Der VNB behält eine wichtige Rolle mit dem Betrieb seiner Messpunkte bei Endverbrauchern (Smart Meter) und Produzenten (z.B. Erzeugungsanlagen > 30 kW)

Wenn möglich müssen auch Synergien mit anderen Prozessen ausgenutzt werden, um die beim Datahub anfallenden Kosten zu mutualisieren. Es könnte sich z.B. um Prozesse zur Kalkulation und Handhabung der Herkunftsnachweise (HKN) gehen, für welche die Prozesse zur Ermittlung und Kalkulation der HKN mit den Prozessen für die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts harmonisiert werden können. Eine Bündelung der Ressourcen für eine mögliche Abwicklung einer zukünftigen Ersatzabgabe für Fahrzeuge mit alternativem Antrieb sollte ebenfalls geprüft werden.

Résumé

Problématique

Le 29 septembre 2023, le Parlement suisse a adopté le projet de loi pour un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. La loi a été acceptée par le peuple lors de la votation du 9 juin 2024. Cette loi entraîne des changements importants dans le cadre réglementaire du secteur de l'énergie, notamment dans la loi sur l'énergie (LEne) et la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI).

La LApEI révisée contient de nouvelles dispositions qui concernent directement le stockage et son utilisation. L'art. 4, al. 1, let. b LApEI définit le consommateur final comme « *le client soutirant de l'électricité du réseau pour ses propres besoins ou à des fins de stockage* ». Selon cette disposition, les installations de stockage sont considérées comme des consommateurs finaux et doivent en principe payer la rémunération pour l'utilisation du réseau pour l'énergie prélevée sur le réseau. Toutefois, l'art. 14a, al. 4, let. a LApEI précise que pour les installations de stockage avec consommation finale, cette rémunération peut être remboursée sous certaines conditions.

Cette exonération a un effet positif sur la rentabilité des batteries (p. ex. pour une batterie stationnaire utilisée pour du décalage temporel de charge). Ainsi, la LApEI révisée favorise le développement des installations de stockage en Suisse.

Etat des lieux et approche méthodologique

La présente étude a pour but d'examiner les modèles possibles pour l'organisation de ce remboursement et d'identifier une variante préférée. Les travaux ont été réalisés avec l'implication d'un groupe d'accompagnement dédié. Ce groupe d'accompagnement était composé de représentants du secteur de l'électricité, des gestionnaires de réseau de distribution, du secteur des énergies renouvelables, de l'électromobilité et de l'administration fédérale. En outre, des entretiens ont été menés avec des parties prenantes pertinentes telles que des gestionnaires de réseaux de distribution, des fabricants de batteries, des fournisseurs et des installateurs de batteries, des fournisseurs de solutions pour l'électromobilité et des experts universitaires.

La logique de l'exonération de la redevance d'utilisation du réseau pour le stockage est explicite dans le texte de loi. Cependant, la mise en œuvre pratique est complexe. Le groupe d'accompagnement a choisi de traiter cette complexité lors de l'identification du concept de mise en œuvre.

Données et informations nécessaires

Le traitement du remboursement se base sur la logique suivante : pour toute réinjection d'énergie dans le réseau électrique, il faut déterminer si cette énergie a été prélevée auparavant sur le réseau et, si oui, à quelle heure ou à quel tarif d'utilisation du réseau. Selon l'art. 14a. LApEI, c'est justement le tarif au moment du prélèvement sur le réseau qui est déterminant. Pour cette détermination, les données et informations suivantes sont en principe nécessaires :

- Mesure de la courbe de charge électrique (injections et soutirages) au niveau du stockage (stationnaire ou mobile)
- Mesure de la courbe de charge électrique (injections et soutirages) au point de mesure du GRD

- Correspondance temporelle entre l'ID de stockage et ID du point de mesure du GRD

Ces données permettent de déterminer resp. de reconstruire le comportement historique de charge et de décharge de chaque installation de stockage (données énergétiques) Sur la base de la tarification de l'utilisation du réseau, les montants financiers à rembourser peuvent être alors calculés.

Cas de figures

L'identification et la description des cas de figure pertinents permettent de préciser quels flux de données et d'informations doivent être établis entre les acteurs. Avec le groupe d'accompagnement, l'étude a identifié six cas de figure pertinents. Ces cas de figure ne s'excluent pas mutuellement et peuvent être combinés. Du point de vue du groupe d'accompagnement, ils couvrent la très grande majorité des cas qui peuvent être retrouvés dans la pratique. En particulier, pour les installations de stockage stationnaires, les cas des CEL (communautés électriques locales) et des RCP (regroupements dans le cadre de la consommation propre) sont ainsi représentés. Pour les installations de stockage mobiles, les cas de charge et de décharge entre le domicile et le lieu de travail ainsi que la charge et la décharge dans un même parking sont pris en compte.

Ces cas de figure sont agnostiques par rapport aux cas d'application possibles pour les installations de stockage (p. ex. engagement pour des services-système, *peak shaving*, optimisation tarifaire, optimisation de la consommation propre). Seuls les flux d'électricité sont pertinents pour déterminer le remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau, indépendamment du cas d'application.

Variante proposée : modèles d'organisation pour le transfert de données et d'informations

Des principes de base peuvent être définis pour l'organisation pratique du remboursement. Ces principes de base sont principalement des conventions de calcul qui soutiennent la mise en œuvre pratique des calculs nécessaires. Ces principes de base n'ont aucune incidence sur le pilotage ni sur la consommation des installations de stockage dans la pratique. Même si elle provoque une certaine distanciation par rapport au fonctionnement effectif des installations, la prise en compte de ces principes de base présente plusieurs avantages. Elle permet une approche systématique et documentée dans la mise en œuvre du remboursement et elle permet des simplifications afin que la complexité de la mise en œuvre reste proportionnelle. Il ne s'agit pas d'une spécificité pour la Suisse : des principes de base similaires sont prévus en Allemagne dans le cadre des discussions sur la manière d'éviter une double charge pour le stockage et les consommateurs finaux (p. ex. la règle dite de la « double priorité arbitraire »). Les principes de base identifiés par cette étude sont listés dans le rapport.

Dans la variante organisationnelle proposée, il est en principe prévu dans tous les cas de figure d'envoyer les données de mesure et les informations à une plateforme centralisée (Datahub). Alternativement, la gestion du remboursement pourrait être intégralement traitée par les GRD (gestionnaires de réseau de distribution). Cette variante n'a pas été priorisée par le groupe de travail au regard de l'importante complexité associée dans le cas des installations de stockage mobiles. L'accès aux capacités d'un Datahub pour la centralisation des informations et pour le traitement des données de mesure est nécessaire pour la gestion des installations de stockage mobiles. Sans Datahub, la coordination nécessaire entre tous les GRD suisses pour le calcul du remboursement serait beaucoup trop compliquée (par exemple, chaque GRD devrait établir une

interface avec tous les autres GRD). Pour un traitement systématique, le Datahub peut également être utilisé pour les installations de stockage stationnaires. Si toutefois seuls des cas de figure avec des installations de stockage stationnaires devaient se matérialiser, il serait envisageable que chaque GRD local prenne en charge la collecte et le traitement des données, sans Datahub.

Le schéma ci-dessous illustre les données et informations qui doivent être transmises et les calculs qui doivent être effectués par les acteurs concernés. Le modèle identifié laisse en principe ouverte la question de savoir si des compteurs intégrés ou des appareils de mesure supplémentaires doivent être utilisés. Il est toutefois important que les appareils de mesure utilisés tiennent compte de certaines exigences (p. ex. pour la précision, la résolution temporelle ou la garantie de l'intégrité des données).

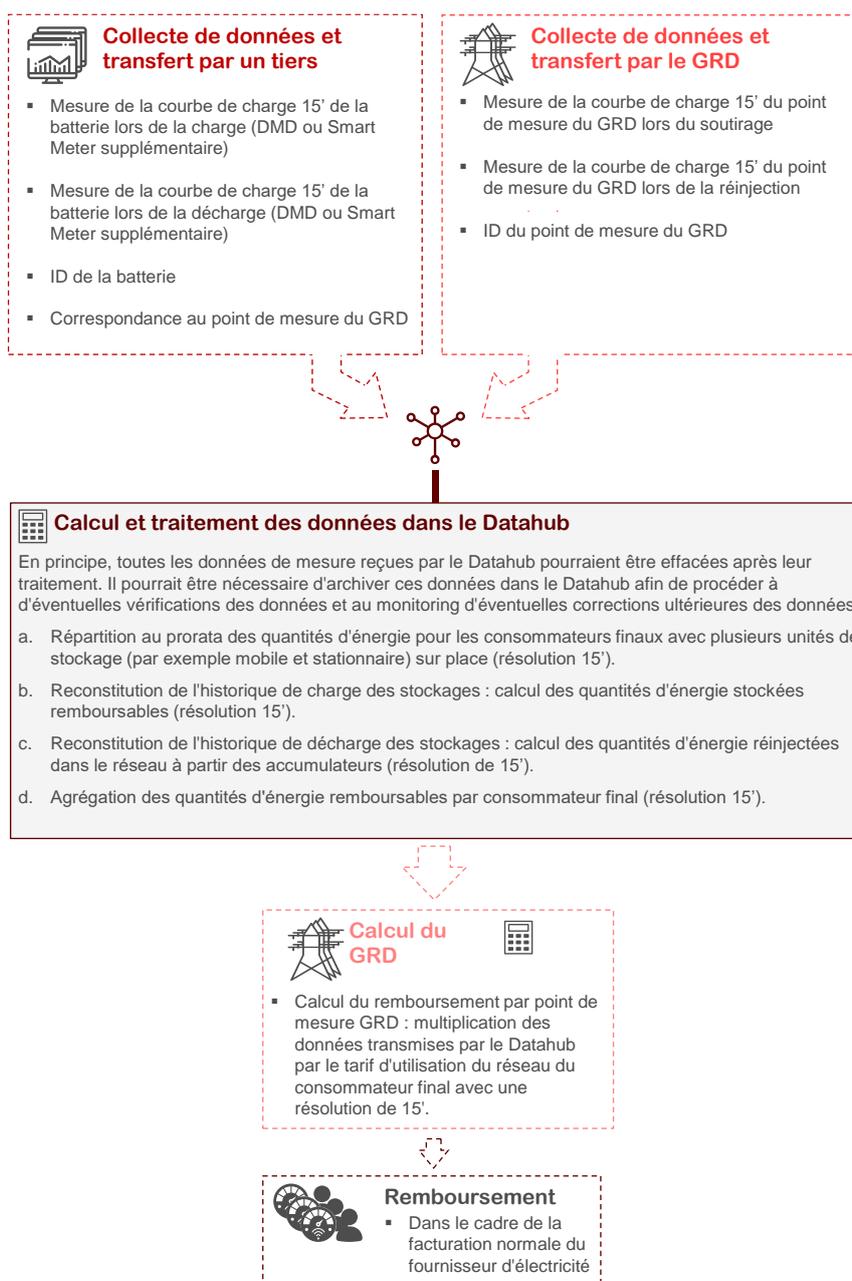


Figure 1 – Schéma de l’organisation des échanges de données et de traitement des données pour la variante proposée

Caractéristiques techniques

D'une manière générale, les exigences relatives aux instruments de mesure qui doivent être utilisés pour mesurer le courant dans les batteries devraient s'aligner sur les normes et standards européens (p. ex. *Measuring Instruments Directive* MID). L'introduction d'exigences spécifiques pour la Suisse pourrait entraîner des coûts supplémentaires inutiles et doit donc être évitée. La mise en œuvre du remboursement doit impérativement se baser sur des valeurs de mesure de 15 minutes. Pour cela, il est possible d'utiliser des appareils de mesure de courbes de charge de 15 minutes dont les fonctions de mesure sont compatibles avec les exigences de la MID et qui tiennent compte de l'ordonnance du Département fédéral de justice et police (DFJP) sur les instruments de mesure de l'énergie et de la puissance électriques (OIMepe) (p. ex. classe de précision A pour les mesures effectuées dans les ménages). Les exigences de la MID et de l'OIMepe pourraient évoluer à l'avenir. Les quantités d'énergie relevées par des appareils de mesure non conformes ne sont pas acceptables pour le remboursement. Comme alternative aux mesures de courbes de charge de 15 minutes, d'autres options pour la métrologie sont en principe possibles, comme l'utilisation de profils de charge standard. Ces options n'ont toutefois pas été estimées pertinentes par le groupe d'accompagnement et n'ont pas été prises en compte dans le concept identifié.

Une étude de marché portant sur différents produits a permis d'établir les points suivants :

- **Batteries stationnaires** : La plupart des batteries domestiques actuellement disponibles sur le marché ne sont équipés ni de mesures de courbes de charge de 15 minutes ni de compteurs électriques certifiés MID. Le développement des solutions de batteries domestiques et leur équipement avec une mesure de la courbe de charge de 15 minutes conforme à la directive MID sont aujourd'hui incertains, y.c. du point de vue de certains fabricants de batteries. La situation est différente pour les batteries de plus grande taille (p. ex. > 0,5 MW) qui sont utilisées à des fins industrielles ou purement pour une utilisation pour des services-systèmes. En règle générale, ces batteries de grande capacité sont déjà équipées aujourd'hui de mesures de courbes de charge de 15 minutes.
- **Véhicules électriques** : aujourd'hui, très peu de véhicules compatibles V2G (*vehicle-to-grid*, charge bidirectionnelle) sont en circulation en Suisse (< 1% des nouvelles immatriculations en 2023). De plus, aujourd'hui, les véhicules électriques ne sont généralement pas équipés de mesures de courbes de charge de 15 minutes ni de compteurs d'électricité certifiés MID pour l'injection ou le soutirage. Les technologies V2G vont encore se développer dans les années à venir. Cela dépendra notamment de la manière dont l'interopérabilité entre les différentes solutions sera assurée et des cas d'utilisation du V2G qui s'imposeront en Europe.
- **Stations de recharge électriques** : la majorité des stations de recharge pour la recharge privée ne sont aujourd'hui pas équipées de compteurs conformes à la directive MID et ne disposent souvent pas d'interface de communication pour la transmission de données. Pour les stations de recharge semi-publiques ou publiques, certains produits du marché sont équipés de mesures de courbes de charge 15 minutes conformes à la MID, mais cela ne concerne pas tous les produits (p.ex. certaines stations de recharge semi-publiques ou publiques sont équipées de compteurs embarquant des fonctionnalités de

mesure conformes à la directive MID, mais ne permettent pas de mesurer la courbe de charge 15 minutes). Selon le projet actuel de révision de l'OIMepe, seuls les compteurs conformes à la MID devraient être installés sur les stations de recharge semi-publiques ou publiques à partir de 2027. L'intégration de courbes de charge 15-minutes certifiées n'est cependant pas garantie.

Analyse de coûts

Le graphique suivant montre pour différents types d'installations de stockage l'ordre de grandeur des revenus annuels potentiels qui résulteraient du remboursement. Ces montants sont relativement faibles, sauf pour les batteries de grande capacité et pour le V2G dans certaines situations. Avec l'introduction éventuelle de tarifs d'utilisation du réseau flexibles ou dynamiques, ces revenus pourront être significativement différents des montants indiqués ici.

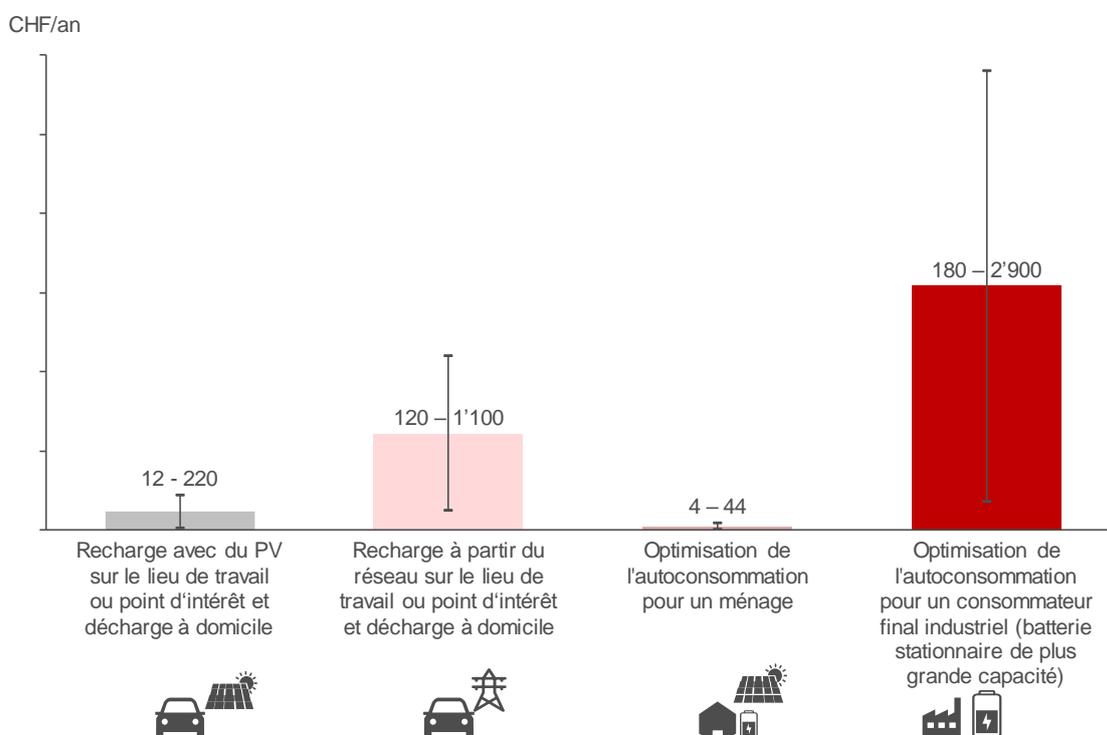


Figure 2 – Estimation des montants financier annuels pour le remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau pour différents types de batteries et quatre cas d'utilisation illustratifs

Ces revenus associés au remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau doivent être comparés aux coûts de mise en œuvre. Selon le modèle proposé, les coûts se situent au niveau de la mesure et de la communication, du Datahub ainsi que du GRD.

La figure 3 compare les coûts de mesure dans deux cas différents. Dans le premier cas, les données sont collectées et transmises à l'aide d'un compteur existant, ce qui ne génère que des coûts de traitement des données. Dans le deuxième cas, les données sont collectées et transmises avec une mesure de la courbe de charge dédiée. Dans ce cas, les coûts sont liés à un appareil de mesure spécifique et à la communication des données associées. Les coûts de la

mesure et de la transmission des données sont beaucoup plus faibles si les données de mesure des compteurs intégrés (par exemple sur des batteries stationnaires ou sur des bornes de stations de recharge) peuvent être utilisées, sous réserve qu'elles sont conformes aux exigences, que si un appareil de mesure supplémentaire doit être installé et exploité. Ces appareils de mesure intégrés conformes aux exigences ne sont cependant pas disponibles sur le marché pour les solutions de stockage actuelles.

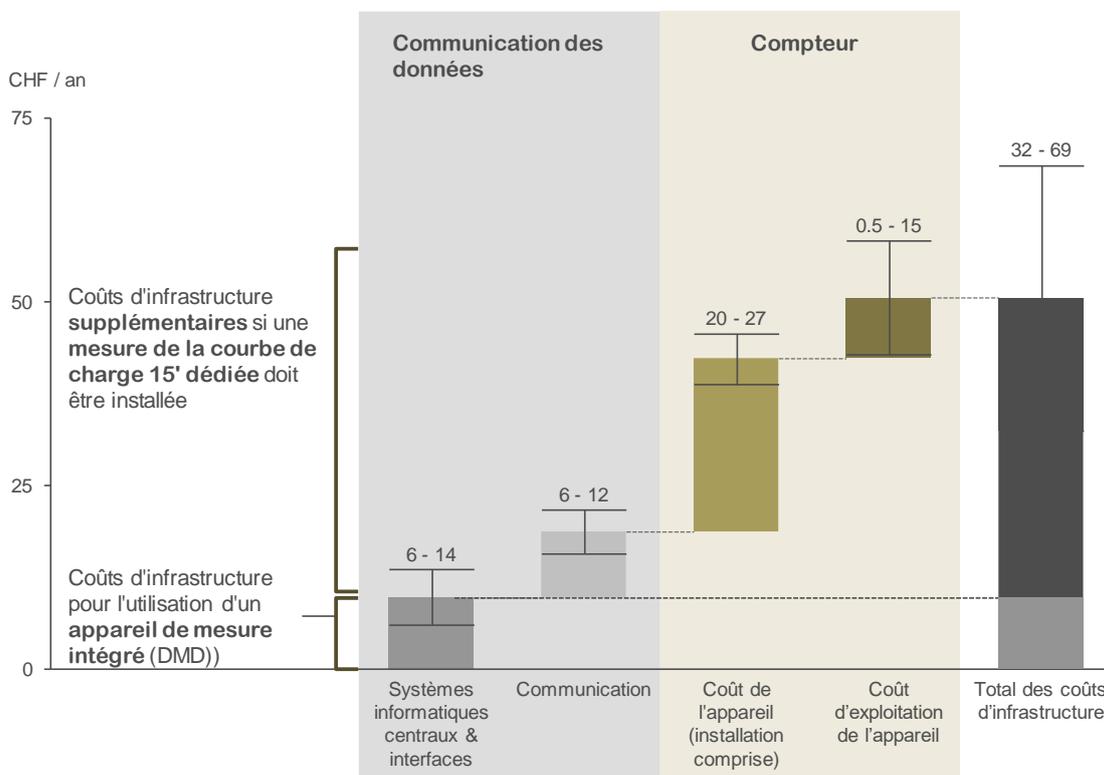


Figure 3 – Représentation des coûts de mise en place d'un compteur supplémentaire, face aux coûts d'utilisation d'un compteur existant

Il est difficile d'estimer les coûts pour le Datahub spécifique à la mise en œuvre du remboursement. Cependant, l'effort pour le Datahub ne serait pas négligeable (par ex. collecte, stockage, validation et traitement des données, réalisation de calculs énergétiques). Pour cela, il faut prévoir des fonctionnalités additionnelles, du personnel qualifié et des capacités de calcul et stockage des données supplémentaire pour le Datahub. Les coûts correspondants seraient majoritairement fixes (par ex. infrastructure, interfaces, mise en œuvre des calculs). Lors de l'analyse des variantes possibles pour l'organisation du Datahub (OFEN, 2021), il a été constaté que les coûts annuels pouvaient varier de 5 à 13 MCHF/an selon la variante d'organisation. Ces coûts spécifiques au Datahub ne peuvent se justifier qu'en présence d'un nombre suffisant d'installations de stockage (par ex. avec un déploiement à grande échelle du V2G, ce qui n'est pas le cas aujourd'hui). Si le nombre d'installations de stockage participants était trop faible, les coûts du Datahub pour le traitement du remboursement seraient disproportionnés. En effet, les coûts fixes du Datahub spécifiques au remboursement seraient de l'ordre de plusieurs MCHF/an, même avec un petit nombre d'installations.

Les coûts pour le GRD dépendent des systèmes internes spécifiques pour le traitement des données (p. ex. systèmes de décomptes). Ces coûts sont difficiles à estimer mais ne sont pas négligeables. Ils sont à mettre au regard des coûts du Datahub et des coûts pour la mesure.

Si des appareils de mesure dédiés sont utilisés, la rentabilité du remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau pour les installations de stockage mobiles (V2G) et pour les installations de stockage stationnaire à domicile est très incertaine (env. 40 - 70 CHF/an, sans les coûts d'utilisation du Datahub et de traitement des processus de facturation). Dans pratiquement tous les cas, les éventuels bénéfices économiques associés au remboursement sont du même ordre de grandeur que les coûts de mesure et peut-être inférieurs aux coûts totaux après prise en compte des coûts du Datahub. Pour les grandes installations de stockage seulement (p. ex. > 0.5 MW), l'ajout d'un compteur sera lui probablement rentable.

Recommandations pour la mise en œuvre

La prise en compte systématique des installations de stockage mobiles pour le remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau génère une grande complexité (p. ex. échanges de données, calculs nécessaires). C'est la raison pour laquelle un nombre critique d'installations de stockage participant au système doit être atteint afin de systématiser le remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau. Sans masse critique, les coûts fixes engendrés par cette complexité risquent d'être disproportionnés pour des acteurs en faible nombre. Ceci amène à la conclusion qu'une mise en œuvre progressive du concept identifié, avec des phases de transition, peut être proposé.

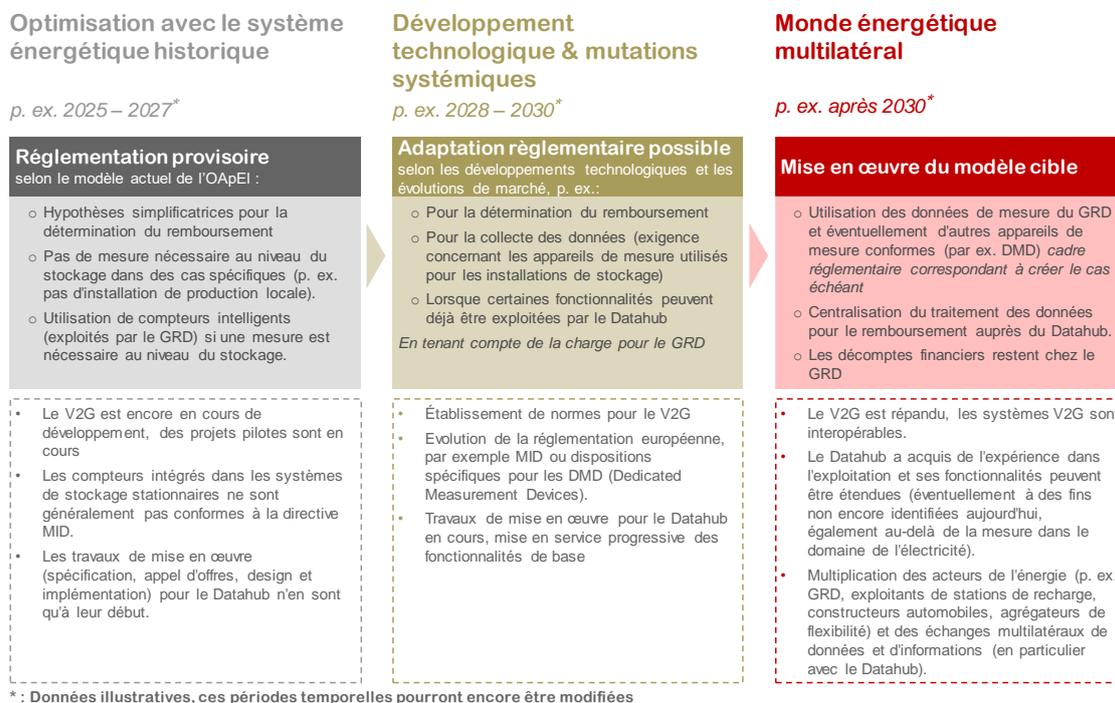


Figure 4 – Représentation schématique d'une mise en œuvre progressive pour le remboursement

A court terme, la réglementation provisoire selon le projet actuel de l'OApEI permet une mise en œuvre simplifiée du remboursement en tenant compte de l'état des technologies. Les hypothèses simplificatrices retenues (p. ex. pour déterminer le remboursement), l'utilisation en cas de besoin de compteurs intelligents (technologie connue et éprouvée par les GRD) et l'exemption de mesure dans des cas spécifiques (p. ex. lorsqu'il n'y a pas d'installation de production sur place) constituent un compromis équilibré pour la première étape de l'implémentation. Dans ce contexte, les cas les plus simples d'installations de stockage stationnaire (p. ex. la batterie de grande capacité, pour laquelle le remboursement est clairement intéressant d'un point de vue économique) sont gérés par les GRD avec un effort maîtrisable. Dans l'optique d'une éventuelle mise en œuvre à long terme du modèle cible, il est important d'anticiper dès cette étape l'analyse des futures tâches et exigences pour le Datahub et de les réexaminer régulièrement.

Les éventuelles adaptations réglementaires futures dépendront fortement de l'évolution des normes technologiques applicables aux produits du marché européen. Il s'agit de suivre l'évolution de la réglementation européenne (par ex. MID) et la standardisation des produits de marché européens pour le stockage stationnaire, les stations de recharge électrique et le V2G (établissement des normes et des standards nécessaires pour le V2G en Europe) et d'analyser les conséquences pour la mise en œuvre pratique du remboursement de la rémunération de l'utilisation du réseau en Suisse. Une évolution de la réglementation pourrait par exemple concerner l'utilisation des compteurs d'énergie intégrés dans les produits du marché ou de nouvelles règles pour la détermination du remboursement.

Dans une dernière étape, qui devrait avoir lieu avec la diffusion du V2G, le Datahub peut prendre en charge tous les calculs énergétiques (centralisation du traitement des données et des calculs auprès du Datahub). En effet, une mise en œuvre systématique du remboursement de la rémunération de l'utilisation du réseau avec l'utilisation du Datahub n'a de sens, pour des raisons de coûts, qu'une fois le V2G répandu sur le marché européen. A l'inverse, une mise en œuvre du remboursement pour le V2G sans Datahub ne semble pas réaliste en raison de la complexité et des coûts de coordination élevés. Les tâches de calculs énergétiques devraient alors être migrées des GRD vers le Datahub, seuls les décomptes financiers basés sur les données tarifaires d'utilisation du réseau resteraient au GRD. Le GRD conserve un rôle important avec l'exploitation de ses points de mesure chez les consommateurs finaux (comptage intelligent) et les producteurs (p. ex. installations de production > 30 kW).

Si possible, les synergies avec d'autres processus peuvent être exploitées afin de mutualiser les coûts générés par le Datahub. Il pourrait s'agir par exemple des processus de calcul et de gestion des garanties d'origine (GO), pour lesquels les processus de détermination et de calcul des GO peuvent être harmonisés avec les processus de remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau. Une mise en commun des ressources pour un éventuel traitement de la future redevance de substitution pour les véhicules à propulsion alternative devrait également être examinée.



Erfassung und Transfer von Netznutzungsdaten für Speicher mit Endverbrauch

Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie

E-CUBE STRATEGY CONSULTANTS

Juni 2024

Kontaktdaten :

E-CUBE Strategy Consultants SA

Avenue de Rumine 33 | 1005 Lausanne | Suisse

nicolas.charton@e-cube.com

Inhaltverzeichnis

1 Ausgangslage	7
1.1 Ausgangslage in der Schweiz	7
1.2 Ausgangslage in der EU	9
1.2.1 Deutschland	9
1.2.2 Irland	10
2 Herausforderungen und Identifizierung der relevanten Konstellationsfällen für Speicher mit Endverbrauch	11
2.1 Herausforderungen	11
2.2 Konstellationen von Speicher mit Endverbrauch	12
2.3 Identifikation der notwendigen Daten und Informationen	18
3 Mögliche Lösungen für die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts	19
3.1 Mögliche Lösungen für die Datenerfassung	19
3.1.1 Effektive Messung der Strommengen beim Speicher	19
3.1.2 Alternative Methoden zur Messung	19
3.2 Mögliche Lösungen für den Datentransfer	21
3.2.1 Datentransfer durch den VNB	21
3.2.2 Transfer der Daten durch Dritten	21
3.3 Mögliche Lösungen für die Datenverarbeitung	21
3.3.1 Dezentrale Handhabung bei den VNB	21
3.3.2 Zentrale Handhabung bei einer zentralen Stelle	22
4 Identifiziertes Konzept für die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts	24
4.1 Eckpunkte des identifizierten Konzepts	24
4.2 Grundprinzipien	24
4.3 Beschreibung der Konstellationen	35
4.3.1 Konstellation 1a	35
4.3.2 Konstellation 1b	37

4.3.3	Konstellation 1c	39
4.3.4	Konstellation 2a	40
4.3.5	Konstellation 2b	44
4.3.6	Konstellation 3	45
4.4	Fazit: Konzept für die Umsetzung der Rückerstattung	46
5	Technische Anforderungen für die Messung, den Transfer und die Verarbeitung der Daten	48
5.1	Messung beim Speicher	48
5.2	Datentransfer	49
5.3	Datenverarbeitung	49
6	Überblick der technischen Marktlösungen	51
6.1	Messung der Daten bei stationären Speichern	51
6.2	Messung der Daten bei Elektrofahrzeugen	52
6.3	Messung der Daten bei Ladestationen	54
6.3.1	Elektrische Ladestationen	54
6.3.2	Kommunikationsprotokolle zw. Ladestation und elektrische Fahrzeug	58
6.4	Exkurs V2G: aktuelle Herausforderungen und Perspektive	59
6.4.1	Stand der Technik für V2G und aktuelle Herausforderungen	59
6.4.2	Wirtschaftliche Aspekte vom V2G	60
6.4.3	Perspektive für den V2G	61
6.5	Entwicklung der europäischen Regulierung für Messgeräte	62
6.5.1	Revision vom „Electricity Market Design“	62
6.5.2	Richtlinie 2014/32/UE über Messgeräte (MID)	63
7	Kosten und Erträge aus der Rückerstattung	64
7.1	Kosten für Datenerfassung und -transfer	64
7.1.1	Kosten für die Messinfrastruktur	64
7.1.2	Datahub Kosten	66
7.1.3	Kosten beim VNB	67

7.1.4 Skalierung: Einfluss der Anzahl von an die Rückerstattung teilnehmenden Speichern auf die Kosten	68
7.1.5 Kostentragung	70
7.1.6 Mutualisierung der Kosten	71
7.2 Erträge aus der Rückerstattung	72
7.2.1 Rechnerische Beispiele von Erträgen aus der Rückerstattung für unterschiedliche Anwendungsfälle für Speicher	72
7.3 Schlussfolgerungen Verhältnis Kosten- Erträge aus der Rückerstattung	74
8 Umsetzungsetappen	76
8.1 Zeitliche Umsetzung	76
8.1.1 Option A: Direkte Umsetzung der präferierten Lösung	76
8.1.2 Option B: Schrittweise Umsetzung	77
8.2 Regulierungsbedarf	79
8.2.1 Anforderung an die Messung und an die Kosten	79
8.2.2 Spezifikation möglicher zukünftigen Aufgaben für den Datahub	81
8.2.3 Subsidiarität	83
9 Anhang	84
9.1 Detailbeschreibung der Konstellation 1a	84
9.1.1 Organisation der Daten- und Informationsflüsse.	84
9.1.2 Rechnerisches Beispiel für die Rückerstattung	84
9.2 Detailbeschreibung der Konstellation 1b	85
9.2.1 Organisation der Daten- und Informationsflüsse	85
9.2.2 Rechnerisches Beispiel für die Rückerstattung	86
9.3 Detailbeschreibung der Konstellation 1c	88
9.3.1 Organisation der Daten- und Informationsflüsse	88
9.3.2 Rechnerisches Beispiel für die Rückerstattung	88
9.4 Detailbeschreibung der Konstellation 2a	89
9.4.1 Organisation der Daten- und Informationsflüsse	89
9.4.2 Rechnerisches Beispiel für die Rückerstattung	90
9.5 Detailbeschreibung der Konstellation 2b	91

9.5.1	Organisation der Daten- und Informationsflüsse	91
9.5.2	Rechnerisches Beispiel für die Rückerstattung	91
9.6	Detailbeschreibung der Konstellation 3	91
9.6.1	Rechnerisches Beispiel für die Rückerstattung	91
9.7	Prinzipschema Anschluss an die Netzebene 7	97
9.8	Anwendungsfall SDL für stationäre Speicher	99
10	Zeichen	100
11	Begriffe und Abkürzungen	101
12	Bibliographie	102

1 Ausgangslage

1.1 Ausgangslage in der Schweiz

Am 29. September 2023 hat das Schweizer Parlament die Vorlage des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien verabschiedet, nach dem Referendum wurde die Vorlage am 9. Juni 2024 vom Volk angenommen. Diese Vorlage führt zu weitreichenden Änderungen im regulatorischen Rahmen des Energiesektors, nicht zuletzt im Energiegesetz (EnG) und im Stromversorgungsgesetz (StromVG).

Das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien sollen die Rahmenbedingungen dafür schaffen, dass der Schweiz der Umbau ihres Energiesystems gelingt, insbesondere bei der effizienten Integration der dezentralen erneuerbaren Energien (Ziel einer Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, ausgenommen aus Wasserkraft, von 35 TWh/Jahr bzw. 45 TWh/Jahr bis 2035 bzw. bis 2050 gem. Art. 2 Energiegesetz). Der Einsatz von Speichern wird zu dieser Integration beitragen. Diese Speicher können stationär sein (z.B. Heimspeicher) oder mobil (z.B. Elektrofahrzeuge).

Das revidierte StromVG enthält neue Bestimmungen, welche die Speicher und deren Einsatz direkt betreffen. Im Art. 4 Abs. 1 Bst. B StromVG werden Endverbraucher definiert als «: Kunden, welche Elektrizität für den eigenen Verbrauch oder zur Speicherung aus dem Netz beziehen». Gem. dieser Bestimmung werden die Speicher als Endverbraucher betrachtet und müssen grundsätzlich das Netznutzungsentgelt für die aus dem Netz bezogene Energie bezahlen. Jedoch präzisiert das Art. 14a Abs. 4 Bst. a, dass für Speicher mit Endverbrauch dieses Entgelt unter Bedingungen zurückerstattet werden kann:

Art. 14a Abs. 4 Bst. a

In den folgenden Fällen erlassen die Netzbetreiber den Betreibern der betreffenden Anlagen das Netznutzungsentgelt auf Antrag zurück, dies höchstens zum massgeblichen Tarif im Zeitpunkt des Bezugs aus dem Netz:

a. bei Speichern mit Endverbrauch: Rückerstattung für die Elektrizitätsmenge, die nach dem Bezug aus dem Netz und nach der Speicherung zurückgespeist wird;

Diese Befreiung hat einen positiven Effekt auf die Wirtschaftlichkeit der Speicher (z.B. für eine stationäre Batterie für den Anwendungsfall der zeitlichen Lastverschiebung). Somit fördert das revidierte StromVG die Entwicklung der Speicher in der Schweiz.

Das Gesetz lässt den Spielraum für die praktische Umsetzung dieser Bestimmung offen. Dabei muss geklärt werden, welche Daten erfasst werden müssen und an welche Akteure diese Daten übermittelt werden müssen, damit die Rückerstattung stattfinden kann.

Auch wenn die Formulierung des Art. 14a StromVG relativ schlank ist, wirft die Umsetzung in der Praxis viele Fragen auf:

- Erfassung der Daten und Ermittlung der zu erstatteten Beträgen?
- Rollen (Pflichten und Aufgaben) der Akteure bei der Abwicklung der Prozesse?
- Effizienz: Kosten und Verhältnismässigkeit der technischen Lösung bei der Umsetzung?

- Praktikabilität in der Umsetzung?
- Identifikation und Ausschöpfung von möglichen Vereinfachungen im Prozess?

Die Vernehmlassungsvorlage der zukünftigen der StromVV definiert gewisse Eckpunkte für die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts. Zuerst etabliert, die Vorlage, dass die VNB das Netznutzungsentgelt auf Antrag zurückerstatten und dafür ein Formular für die Einreichung des Antrags zur Verfügung stellen. Zudem wird definiert, welche Tarifkomponente für die Rückerstattung gem. Art. 14a StromVG betroffen sind.

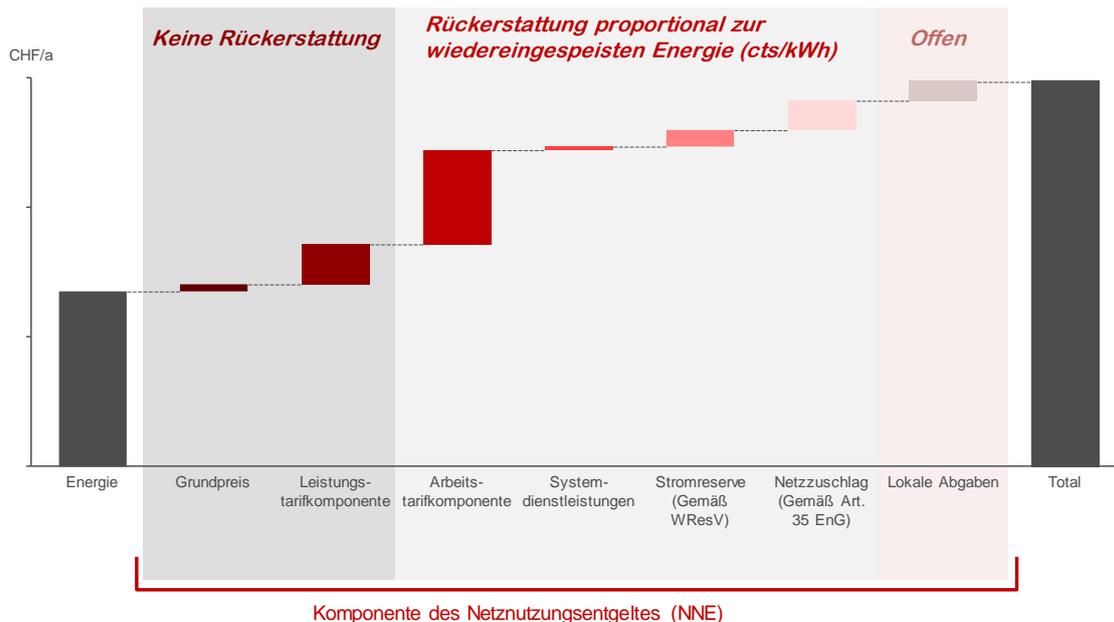


Abbildung 5 - Zerlegung eines illustrativen Netznutzungstarif für einen Endverbraucher und Auswirkung der Rückerstattung auf die Tarifkomponenten

Die Rückerstattung lokaler Abgaben fällt in die Kompetenz der Kantone/Gemeinden (gem. Erläuterungen zum Erlasstext). Alle diese Verordnungsbestimmungen könnten vom Bundesrat nach Abschluss der Vernehmlassung noch angepasst werden.

Die provisorische Lösung, welche von der Vernehmlassungsvorlage skizziert wird, basiert auf vereinfachende Annahmen. Die für die Vergütung massgebende Arbeitstariifkomponente ergibt sich aus dem Durchschnittstarif am Netzanschlusspunkt (bspw. Durchschnitt von Hoch- und Niedertarif, jährlichen Durchschnitt ohne Mengengewichtung des Netznutzungstarifs der Verbrauchergruppe des VNB am Netzanschlusspunkt. Bei zeitlich variablen Tarifen (z.B. Hoch- und Niedertarif oder weitere alternative variable Tarife) wird die Tarifdauer berücksichtigt. In Falle von dynamischen Tarifen ist ein jährlich erwarteter Durchschnittstarif festzulegen. Dynamische Tarife, welche sich auf Energie oder stündliche Leistungen beziehen, werden analog zur Arbeitstariifkomponente behandelt. Diese Lösung könnte als Übergangslösung angesehen werden bis zur Identifikation und Umsetzung eines systematischeren Ansatzes.

1.2 Ausgangslage in der EU

Die Überlegungen in der Schweiz zur Vermeidung von Doppelbesteuerung im Netz sind im Vergleich zu ihren europäischen Nachbarn recht weit fortgeschritten. Einige gesetzgeberische Arbeiten zur Beseitigung dieser Bestrafung der Speicherung in Bezug auf die Netznutzung existieren jedoch in einigen anderen europäischen Ländern.

1.2.1 Deutschland

Ein erster gesetzlicher Schritt wurde 2017 mit dem EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz) getan mit der Befreiung von der Zahlung der EEG-Umlage (Umlage zur Finanzierung erneuerbarer Energien) für Strom, der für Zwecke der Zwischenspeicherung verbraucht wird. (Bundesministerium der Justiz, 2017). In der aktuellen Version des EEG wird diese Bestimmung jedoch gestrichen (Bundesministerium der Justiz, 2023)

Netzgebühren und -entgelte sind nur für stationäre Speicher befreit: Seit Mai 2023 sind neu gebaute elektrische Energiespeichersysteme für einen Zeitraum von 20 Jahren ab dem Datum der Inbetriebnahme von den Netzzugangsgebühren befreit. (EnWG §118, 2023). Diese Massnahme zielt vor allem auf kommerzielle Speicherinfrastrukturen ab.

Die Frage der Doppelbesteuerung ist in Deutschland Gegenstand von Debatten. In seiner derzeitigen Form ist § 21 „Umlage auf Stromspeicher und Verlustenergie“ des EnFG (Bundesamt für Justiz, 26.7.2023) rahmt eine Senkung der Netznutzungsgebühr auf null für Endverbraucher, die Energie verbrauchen, die aus dem Netz entnommen und in einer Batterie gespeichert wurde «verringert sich der Anspruch auf Zahlung der Umlagen auf null».

Die Einführung eines solchen Mechanismus erweist sich im Hinblick auf das Metering als äusserst komplex. Um eine systematische Umsetzung zu ermöglichen, arbeiten die deutschen Akteure derzeit an der Festlegung von Grundprinzipien für die Durchführung der Berechnungen. Im Rahmen dieses Gesetzes wurde die stationäre Speicherung in Batterien mit grosser Kapazität als Hauptanwendungsfall identifiziert. Einige deutsche Hersteller geben an, dass mobile Batterien von Elektrofahrzeugen in den Anwendungsbereich des Gesetzes fallen, aber es bestehen starke Einschränkungen: Das Fahrzeug muss in denselben Netzbereich zurückspeisen. Es gibt noch keine Lösung, wie diese Ausnahme dann konkret umgesetzt werden kann.

Derzeit bleibt die Situation komplex und der regulatorische Rahmen noch unsicher. Diese Unsicherheit wirkt sich auch auf die Anbieter technologischer Lösungen aus. Einige Hersteller von Speicheranlagen geben derzeit an, dass sie nicht bereit sind, ihre Produkte zu modifizieren (insbesondere mit Zählern auszustatten, die in Deutschland für das gesetzliche Messwesen zertifiziert sind), damit ihre Kunden von dieser Art der Ausnahme profitieren können (ohne auf eine zusätzliche Zählanlage zurückgreifen zu müssen).

Die doppelte Besteuerung des eingespeisten Stroms bleibt daher ein Hindernis. Die aktuelle Fassung des EnWG regelt nur den Stromverbrauch und nicht die Einspeisung von Strom und deckt daher das bidirektionale Laden überhaupt nicht ab. Im Koalitionsvertrag hat die derzeitige Bundesregierung vereinbart, bis zum Ende der Legislaturperiode (2026) den Rechtsrahmen für das bidirektionale Laden zu schaffen.

1.2.2 Irland

Irland wird als eines der Länder mit den besten Praktiken in Europa anerkannt, was die Entlastung von Netzegebühren für die Speicherung betrifft. (European Association for Storage of Energy, 2022). In Irland können die Entgelte für die Nutzung des Übertragungsnetzes in zwei Kategorien unterteilt werden: verbrauchsorientiertes Netzentgelt (DTUoS) und erzeugungsorientiertes Netzentgelt (GTUoS). Dieses Entgeltssystem unterscheidet sich daher von dem der Schweiz (Auspeiseprinzip).

Im Jahr 2020 hat die die Regulierungsbehörde CRU (Commission for Regulatory of Utilities) beschlossen, kein erzeugungsorientiertes Entgelt für kommerzielle Energiespeicher mehr zu erheben, indem sie EirGrid (den ÜNB) auffordert, ab dem 1. Oktober 2020 keine Gebühren mehr für kommerzielle Speicher auf seinem GTUoS zu verrechnen (Commission for Regulation of Utilities , 2020).

Diese Entscheidung richtet sich daher an kommerzielle Speicher und nicht an Speicher für industrielle oder Hausinstallationen. Diese Entscheidung wurde als vorübergehende Lösung vorgesehen, bis zu einer umfangreicheren Überarbeitung der regulatorischen Bestimmungen zu Ermittlung des Netznutzungsentgelts.

2 Herausforderungen und Identifizierung der relevanten Konstellationsfällen für Speicher mit Endverbrauch

2.1 Herausforderungen

Die Einführung der Rückerstattung von Netznutzungsentgelten setzt die Entwicklung eines stabilen, robusten und dokumentierten Prozesses voraus. Dabei sind zahlreiche Fragen zu behandeln, wie z. B.:

- Welche Daten müssen erfasst werden?
- Wie misst man die relevanten Energieflüsse?
- Wie sind Speicheranlagen zu identifizieren?
- Wer ist für die Durchführung der Kalkulationen verantwortlich?
- Wie werden die Informationen weitergeleitet?
- Inwiefern kann der Datahub die Organisation der Datenflüsse vereinfachen?

Die Herausforderungen zu bewältigen variieren je nach Komplexitätsgrad der jeweiligen Konstellationsfälle mit Speichern. Einerseits müssen die Energieflüsse zwischen solchen, die durch das Stromnetz transitiert haben oder in das Stromnetz fließen, zwischen solchen, die sich auf den Endverbrauch beziehen, und solchen, die sich auf die Eigenproduktion beziehen, identifiziert werden. Andererseits müssen alle relevanten Konstellationsfälle berücksichtigt werden. Ein Konstellationsfall mit einer einzigen stationären Batterie wird weniger Schwierigkeiten aufweisen als beispielsweise ein Fall mit einem Elektrofahrzeug. Da das Elektrofahrzeug mobil ist, kann eine Energiemenge, die an einem Netzanschlusspunkt A zurückgespeist wird, an einem anderen Netzanschlusspunkt B gespeichert worden sein, wo der VNB und der Tarif für das Netznutzungsentgelt unterschiedlich sein können. Die Übereinstimmung zwischen diesen beiden Ereignissen und die Nachverfolgung des Ladeverhaltens des Fahrzeugs über die Zeit muss hergestellt werden. Eine Konfiguration mit lokaler Energieerzeugung wird ebenfalls ein zusätzliches Mass an Komplexität mit sich bringen. Lokal erzeugte Energie, auch wenn sie in das Netz zurückgespeist wird, ist nicht rückerstattungsfähig, da das Netz nicht genutzt wurde. Wenn ein Speicher seine Energie sowohl von lokaler Erzeugung als auch vom Stromnetz bezogen hat, muss zum Zeitpunkt einer Wiedereinspeisung von Energie zwischen dem erstattungsfähigen und dem nicht erstattungsfähigen Energieanteilen unterschieden werden. Schliesslich sind Konstellationen wie Zusammenschlüsse im Rahmen des Eigenverbrauchs (ZEV) und lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG) aufgrund der Anzahl der beteiligten Akteure und der zu berücksichtigenden vertraglichen Beziehungen potenziell komplexe Fälle.

Um sicherzustellen, dass alle relevanten Fallkonstellationen abgedeckt sind und die Interessen aller Beteiligten berücksichtigt werden, wurden die Arbeiten zur Einführung der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts unter Einbezug einer spezifischen Begleitgruppe durchgeführt. Diese

Begleitgruppe besteht aus Vertretern der Elektrizitätswirtschaft, der Verteilnetzbetreiber, der Branche der erneuerbaren Energien, der Elektromobilität und der Bundesverwaltung zusammen. Darüber hinaus wurden Interviews mit relevanten Interessengruppen wie Verteilnetzbetreibern, Batterieherstellern, Batterielieferanten und -installateuren, Anbietern von Lösungen für die Elektromobilität und akademischen Experten durchgeführt.

2.2 Konstellationen von Speicher mit Endverbrauch

Sechs Konstellationen wurden von der Arbeitsgruppe identifiziert, um die verschiedenen möglichen Konfigurationen abzubilden. Sie sind in Tabelle 1 aufgelistet. Aus der Sicht der Begleitgruppe decken diese sechs Konstellationen die meisten Fälle ab, die in der Praxis vorkommen können.

Diese Konstellationen bestehen aus einer Kombination von physischen Anlagen (z. B. stationäre Batterie, Elektrofahrzeug, lokale Energieerzeugungsanlage) und sagen nichts aus über die Anwendungsfälle, in denen diese Anlagen zum Einsatz werden. Diese Konstellationen dienen lediglich dazu, die Konzepte für die Strommessung und die Datenübermittlung zu identifizieren. Dies unabhängig davon, aus welchem Anwendungsfall die entsprechenden Energieflüsse beim Speicher zustande kommen. Dabei kann es um unterschiedliche Anwendungsfälle geben wie z.B. Tarifoptimierung (Speicherung in tieferen Tarifzeiten für eine Rückspeisung in hohen Tarifzeiten), Bilanzgruppenausgleich, Peak-Shaving, Eigenverbrauchsoptimierung oder Teilnahme am SDL-Markt (z.B. Primär-, Sekundär- oder Tertiärregelreserve).

Konstellation 1a	Stationärer Speicher beim Endverbrauch ohne Erzeugungsanlage
Konstellation 1b	Stationärer Speicher beim Endverbrauch mit Erzeugungsanlage
Konstellation 1c	Stationärer Speicher beim Endverbrauch in einer LEG
Konstellation 2a	Mobiler Speicher mit Bezug und Wiedereinspeisung innerhalb eines einzigen Netzgebiets
Konstellation 2b	Mobiler Speicher mit Bezug und Wiedereinspeisung in unterschiedlichen Netzgebieten
Konstellation 3	Endverbraucher mit mehreren stationären und mobilen Speichern und mit einer Erzeugungsanlage

Tabelle 1 - Liste der identifizierten Konstellationen von Speicher mit Endverbrauch

Diese sechs Fälle schliessen sich nicht gegenseitig aus und können miteinander kombiniert werden. Aus Sicht der Begleitgruppe decken sie die meisten Fälle ab, die in der heutigen Praxis aber auch ev. in die Zukunft beobachtet werden können. Insbesondere bei stationären Speichern sind damit die Fälle der LEG und der Zusammenschlüsse für Eigenverbrauch (ZEV) abgebildet. Bei mobilen Speichern werden die Fälle des Ladens und Entladens zwischen Wohnung und Arbeitsplatz sowie des gleichzeitigen Ladens und Entladens in einem öffentlichen Parkplatz abgebildet. Darüber hinaus kann eine LEG, die aus 2 Partnern besteht, von denen einer eine Photovoltaikanlage und eine stationäre Batterie hat und der Andere 2 Elektrofahrzeuge hat, durch

die Kombination der Konstellationen 1b, 1c und 3 dargestellt werden. Mit dem Konstellation 2b kann ein Szenario behandelt werden, in dem ein Elektrofahrzeug Pendlerfahrten zwischen zwei VNB-Versorgungsgebieten durchführt, mit Aufladung am Arbeitsplatz und möglichen Rückspeisungen am Wohnort. Für die jeweiligen Konstellationen werden die relevanten Fragestellungen identifiziert. Das im Abschnitt 4 identifizierte Konzept beschreibt den mit der Begleitgruppe präferierten Ansatz für die Lösung dieser Fragestellungen.

Konstellation 1a: Stationärer Speicher beim Endverbrauch ohne Erzeugungsanlage

Die Abbildung 6 zeigt einen ersten Fall: eine stationäre Batterie bei einem Endverbraucher (z. B. ein Haus).

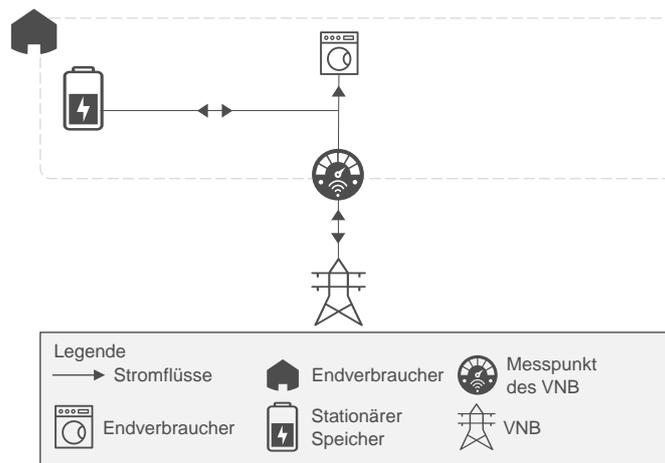


Abbildung 6 – Illustratives Schema der Konstellation 1a

In dieser Konstellation stammt die gesamte ins Netz zurückgespeiste Energie eindeutig aus dem stationären Speicher. Um die Vergütung zu berechnen, muss man den zum Zeitpunkt des Bezugs massgeblichen Tarif kennen. Nach Art. 14a StromVG stellt dieser Tarif nämlich die Bezugsobergrenze für diese Berechnung dar. Im Falle eines dynamischen Tarifs ist somit ein Zeitstempel erforderlich, um die entsprechende Viertelstunde zum Zeitpunkt der Entnahme zu identifizieren. Eine Strommessung direkt bei dem Speicher ist unumgänglich, da ein vom VNB-Zähler gemessener Bezug aus dem Netz zwischen Eigenverbrauch und Speicherung aufgeteilt werden kann. Nachfolgend werden die wichtigsten Fragen hervorgehoben:

- Wie können die Strommessdaten bei der Batterie mit einer ausreichenden Genauigkeit erfasst werden? Kann diese Erfassung auf bestehenden Messgeräten basieren? Welche zeitliche Granularität Messung ist für die erforderlich?
- Wie kann eine rückgespeiste Energiemenge dem Tarif zugeordnet werden, der für die Rückerstattung angewendet werden soll?
- Wer ist für die Übermittlung der Informationen verantwortlich?
- Wer ist für die Berechnung der Rückerstattung verantwortlich?
- Wie wird die Datenintegrität über die gesamte Verarbeitungskette hinweg sichergestellt?

Konstellation 1b: Stationärer Speicher beim Endverbrauch mit Erzeugungsanlage

Die Konstellation 1b (Abbildung 7) erhöht den Komplexitätsgrad der Konstellation 1a mit einer lokalen Energieerzeugungsanlage. Diese wird hier durch eine Photovoltaikanlage dargestellt, kann sich aber durchaus auch auf andere Anlagen wie Kleinwasserkraft oder ein Blockheizkraftwerk beziehen. Lokal erzeugte Energie, die vor der Einspeisung in das Netz gespeichert oder nicht gespeichert wird, soll nicht für eine Rückerstattung der Netznutzungsentgelte berücksichtigt. Somit ergeben sich zusätzliche Komplexitätspunkte:

- Wie kann bei einer bestimmten Energiemenge, die in das Stromnetz zurückgespeist wird, zwischen dem Anteil, der aus dem Speicher stammt, und dem Anteil, der von der lokalen Erzeugungsanlage erzeugt wird, unterschieden werden?
- Wie kann man bei einer bestimmten Energiemenge, die im stationären Speicher gespeichert ist, zwischen der Energie aus dem Netz und der von der lokalen Produktionsanlage erzeugten Energie unterscheiden?

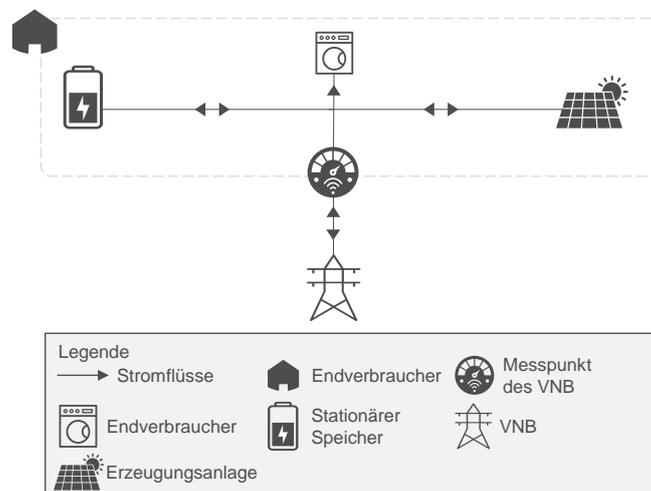


Abbildung 7- Illustratives Schema der Konstellation 1b

Konstellation 1c: Stationärer Speicher beim Endverbrauch ohne Erzeugungsanlage

Die Konstellation 1c stellt die Komplexität des Energieaustauschs im Fall einer LEG dar. Die Mitglieder einer LEG können Energie austauschen, indem sie das Netz nutzen und dafür von einem in der StromVV festgelegten Reduzierung des Netznutzungsentgelts profitieren. In einem illustrativen Beispiel und dessen Darstellung Abbildung 8 besteht die LEG aus zwei Mitgliedern, das erste mit einer stationären Batterie, das zweite mit einer lokalen Erzeugungsanlage.

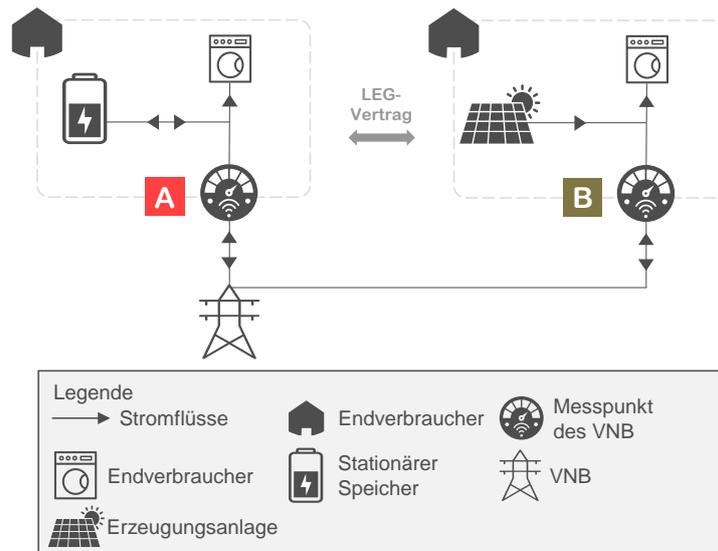


Abbildung 8 – Illustratives Schema der Konstellation 1c

Wie in der Konstellation 1b besteht der Schlüsselpunkt hier darin, eine Unterscheidung zwischen den Energiequellen zu ermöglichen.

- Wie kann für eine bestimmte Menge an Energie, die in der stationären Batterie gespeichert ist, zwischen der Netzenergie und der Energie, die von Partner B produziert wird, unterschieden werden?
- Wie kann symmetrisch bei einer bestimmten Energiemenge, die von Partner A in das Stromnetz zurückgespeist wird, zwischen dem Anteil für die Versorgung vom Partner B und dem Anteil von Netzenergie, unterschieden werden?
- Wie kann der reduzierte Tarif der LEG bei der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts berücksichtigt werden?

Konstellation 2a: Mobiler Speicher mit Bezug und Wiedereinspeisung innerhalb eines einzigen Netzgebiets

Die Nutzung eines Elektrofahrzeugs innerhalb des Versorgungsgebiets eines einzelnen VNB ist in Abbildung 9 dargestellt. Dies kann zum Beispiel der Fall sein, wenn ein Elektrofahrzeug am Arbeitsplatz oder auf einem öffentlichen Parkplatz Energie speichert und dann zu Hause diese Energie zurückspeist (z.B. ins Netz).



Abbildung 9 - Illustratives Schema der Konstellation 2a

Die Mobilität der Batterie des Elektrofahrzeugs ist ein Schlüsselpunkt. Es geht darum, die folgenden Informationen zusammen zu stellen:

- die ins Netz zurückgespeisten Energiemengen,
- das Fahrzeug, das diese Rückspeisung verursacht hat,
- die damit verbundenen aus dem Netz entnommenen Energiemengen und
- die Messpunkte, die bei jedem dieser Ereignisse eine Rolle spielen, einander zuzuordnen.

Aus dieser Zusammenstellung ergeben sich die folgenden Herausforderungen:

- Wie kann das Elektrofahrzeug im Laufe der Zeit identifiziert werden?
- Wie kann sichergestellt werden, dass nur rückerstattungsfähige Energie berücksichtigt wird? In der Praxis kann das Elektrofahrzeug mit vor Ort erzeugter Energie (z.B. PV) aufgeladen worden sein oder kann sogar im Ausland geladen haben.
- Wenn die Rückspeisung nicht am Wohnsitz des Fahrzeugbesitzers erfolgt, wem kommt dann die Rückerstattung zugute? Dies kann der Fall sein, wenn das Fahrzeug am Arbeitsplatz oder an einem öffentlichen Platz zurückspeist.

Konstellation 2b: Mobiler Speicher mit Bezug und Wiedereinspeisung in unterschiedlichen Netzgebieten

Abbildung 10 zeigt den Fall eines Elektrofahrzeugs, das in den Versorgungsgebieten von zwei verschiedenen VNBs lädt und entlädt. Wie in Fall 2a ist die Mobilität der Batterie ein Schlüsselpunkt. Die zusätzliche Komplexität liegt in der Identifizierung des VNB, der für die Rückerstattung verantwortlich ist.

- Wie können die für die Rückerstattung zuständigen VNB identifiziert und koordiniert werden, wenn die Ruckeinspeisungen ausserhalb ihrer jeweiligen Versorgungsgebiete stattfinden?



Abbildung 10 – Illustratives Schema der Konstellation 2b

Konstellation 3: Endverbraucher mit mehreren stationären und mobilen Speichern und mit einer Erzeugungsanlage

Mit der Konstellation 3 wird die Komplexität bei mehreren Speicheranlagen behandelt (Abbildung 11). Dies kann z. B. bei einem Haus mit mehreren stationären Batterien, Elektrofahrzeugen und einer Photovoltaikanlage, einem öffentlichen Parkplatz oder einem ZEV der Fall sein. Alle oben genannten Punkte gelten weiterhin.

- Wenn Energie zwischen all diesen Akteuren ausgetauscht wird, die sowohl Energie speichern als auch wieder einspeisen können, wie können dann die Energieflüsse zwischen den einzelnen Akteuren aufgeteilt werden?
- Was passiert, wenn mehrere Speicher gleichzeitig Laden und/oder entladen?

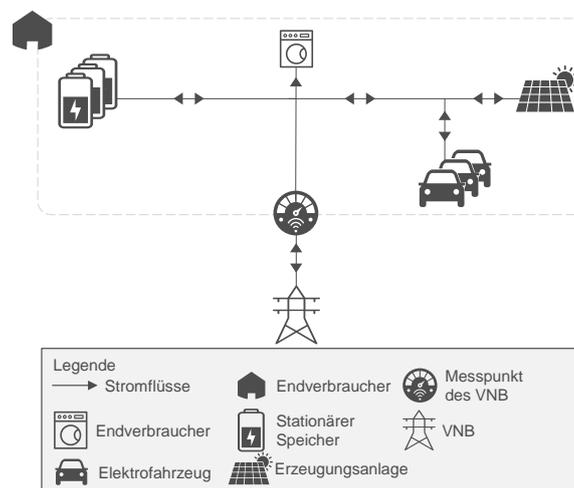


Abbildung 11 – Illustratives Schema der Konstellation 3

2.3 Identifikation der notwendigen Daten und Informationen

Die Behandlung der Rückerstattung basiert auf folgender Logik: Für jede Rückspeisung von Energie in das Stromnetz muss festgestellt werden, ob diese Energie zuvor aus dem Netz bezogen wurde, und wenn ja, zu welcher Zeit oder zu welchem Netznutzungstarif. Gemäss Art. 14a. StromVG ist eben der Tarif zum Zeitpunkt des Netzbezugs massgebend. Für diese Bestimmung werden grundsätzlich die folgenden Daten und Informationen benötigt:

- Messung des elektrischen Lastgangs (Ein- und Ausspeisungen) auf Speicherebene (stationär oder mobil).
- Messung des elektrischen Lastgangs (Ein- und Ausspeisungen) am Messpunkt des Endverbrauchers (Messpunkt des VNB).
- Zeitliche Übereinstimmung zwischen Speicher-ID und ID des VNB-Messpunkts (hier geht es darum zu ermitteln, für jeden Zeitpunkt für welche ein bestimmter Speicher lädt oder entlädt, bei welchem Messpunkt des VNB dieser Speicher angeschlossen ist¹).
- Tarif für die Netznutzung beim Endverbraucher (evtl. dynamisch).

Mit diesen Daten wird das historische Lade- und Entladeverhalten jedes einzelnen Speichers ermittelt (Energiedaten) und auf Basis des Netznutzungstarifs die zu erstattende finanzielle Beträge berechnet.

Die Komplexität betrifft vor allem mobile Speicheranlagen, d. h. Elektrofahrzeuge mit bidirektionalem Laden (*vehicle-to-grid*, V2G). Denn V2G-Fahrzeuge können bei verschiedenen Endverbrauchern und in verschiedenen VNB-Versorgungsgebieten laden oder entladen. Dies stellt höhere Anforderungen an die Koordination der Übermittlung und der Datenverarbeitung. Bei stationären Speichern ist die Zuordnung zu einem Messpunkt des Endverbrauchers bei einem VNB zeitlich fix und die Komplexität weniger hoch.

¹ Z.B. ist ein stationärer Speicher immer demselben Messpunkt des VNB zugeordnet. Für einen mobilen Speicher variiert die Zuordnung zum Messpunkt des VNB in der Zeit je nach Ladestation, bei welchem der mobile Speicher angeschlossen ist.

3 Mögliche Lösungen für die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts

3.1 Mögliche Lösungen für die Datenerfassung

3.1.1 Effektive Messung der Strommengen beim Speicher

Nutzung von einem bestehenden Messegerät

Grundsätzlich kann ein Messgerät, welches unmittelbar bei einem Speicher eingebaut ist, für die Messung der Strommengen genutzt werden. Dies hat den Vorteil, dass kein zusätzlicher Zähler beim Speicher eingebaut werden muss. Jedoch muss dieses Messgerät über eine entsprechende Kommunikationsschnittstelle für den Datentransfer verfügen und muss anforderungskonform sein (siehe Abschnitt 5).

Einbau von einem spezifischen Messgerät

Kann ein eingebautes Messgerät nicht eingesetzt werden (z.B., wenn gar nicht vorhanden bzw. eingebaut oder wenn vorhanden nicht anforderungskonform), kann ein zusätzliches Messgerät installiert und eingesetzt werden. Dieses Gerät muss nicht unbedingt ein vom VNB installiertes und betriebenes Smart Meter sein (was grundsätzlich möglich ist) und kann ggf. von einem Dritten installiert und betrieben werden. Wichtig ist aber, dass die Anforderungen für die Messung berücksichtigt werden (siehe Abschnitt 5).

Nota Bene

Die Nutzung von einem eingebauten oder spezifischen Messgerät beim Speicher ersetzt keinesfalls die Rolle der Messung des VNB bzw. die Rolle des Smart Meters des VNB für die Durchführung seiner Aufgaben. Für die Messung beim Speicher geht es umgekehrt nur um «sub-Metering», d.h. um eine Energiemessung nach dem Messpunkt des VNB. Dies wird im Abschnitt 4.3 veranschaulicht.

3.1.2 Alternative Methoden zur Messung

Anwendung von Standardlastprofilen (SLP)

Um einen Lastgangmessung im gewünschten Zeitschritt zu rekonstruieren, könnte eine Möglichkeit darin bestehen, auf Standardlastprofile (SLP) zurückzugreifen. Für andere Märkte wie Strom oder Gas werden SLP noch in vielen europäischen Ländern umgesetzt. Mit der Anwendung von Standardlastprofilen (SLP) können theoretisch Kalkulationen in einer 15-Minuten Auflösung durchgeführt werden. Diese Methode kann eine Alternative zur systematischen Nutzung von 15-Lastgangmessungen darstellen. Dies wird in Abbildung 12 veranschaulicht.

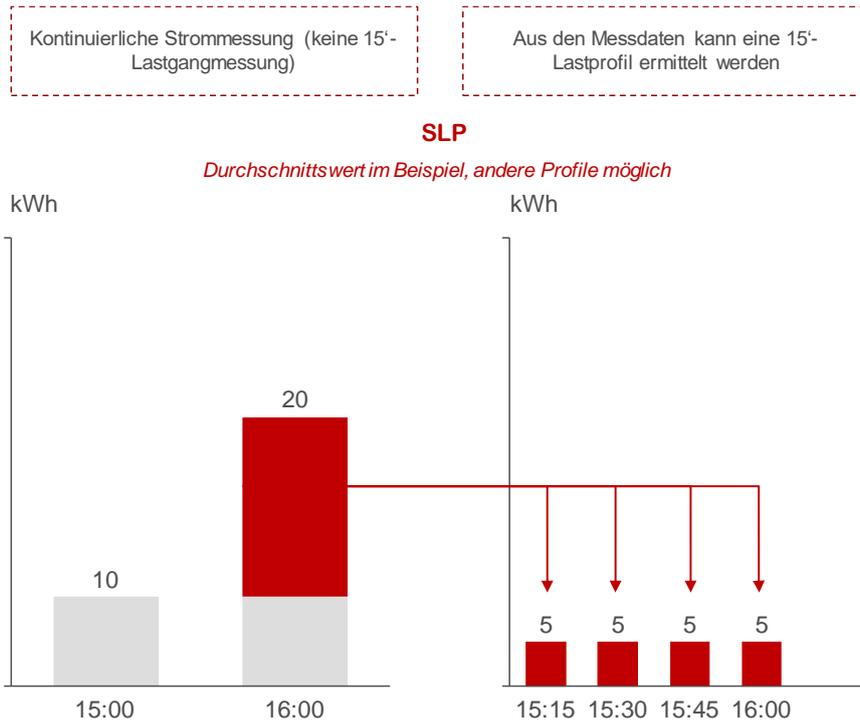


Abbildung 12 - Abbildung einer möglichen Logik für die Nutzung von SLP

Für Speicheranlagen ist dies jedoch nicht geeignet, da die Nutzung von einer zu grossen Anzahl von Faktoren abhängt (Eigenverbrauchsoptimierung und Speichersteuerung, Endverbrauchsprofil der Wohnung, Wetter und lokale Energieerzeugung, Fahrgewohnheiten im Falle eines Elektrofahrzeugs usw.). Daher wäre ein SLP viel zu ungenau, um einen Speicherbetrieb für die Abwicklung der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts abzubilden.

Indirekte Methode zur Ermittlung der Stromflüsse bei der Batterie

Anstelle einer direkten Messung der in die Speicheranlage ein- und ausgehenden Energieflüsse durch ein technisch anforderungskonformes Gerät wäre eine Alternative die Verwendung einer Berechnungsmethode (indirekte Methode). Durch die Messung des Ladezustands einer Batterie könnten beispielsweise die entsprechenden Flüsse abgeleitet werden², allerdings mit einer Unsicherheit aufgrund von Verlusten und Temperaturschwankungen in der Batterie.

Für Abrechnungsprozesse, welche mit der Netznutzung zu tun haben, muss die Genauigkeit der Daten gewährleistet werden. Dabei müssen für die Strommessung insbesondere die Anforderungen der EMmV berücksichtigt werden (siehe Abschnitt 5).

² Dieser Ansatz ist z.B. vom Abrechnungsdienstleister Charge:On umgesetzt.

3.2 Mögliche Lösungen für den Datentransfer

3.2.1 Datentransfer durch den VNB

Der lokale VNB könnte für die Datenablesung und den Datentransfer für sämtliche Speicher in seinem Netzgebiet verantwortlich sein. Dies würde erfordern, dass jeder VNB spezifische Schnittstellen entwickelt und betreibt für die Datenablesung. Dies könnte mit einem signifikanten Aufwand verbunden sein. Die Messgeräte beim Speicher sind nicht unbedingt Smart Meter, sie können je nach herstellereigenen Eigenschaften unterschiedliche Daten- und Kommunikationsprotokolle aufweisen (z.B. API vorhanden oder nicht). Zudem muss jeder VNB diesen Aufwand für sich betreiben, mit begrenztem Potenzial für die Mutualisierung der Ressourcen.

3.2.2 Transfer der Daten durch Dritten

Die Daten können von den jeweiligen Dritten transferiert werden, die die Messgeräte beim Speicher betreiben. Es kann sich z.B. um den Speicherhersteller handeln oder um anderen Dritten (z.B. Aggregator, Energiedienstleister). Ist die Messung beim Speicher von einem Smart Meter³ realisiert, wäre der entsprechende VNB für den Datentransfer verantwortlich. In der Regel verfügen diese Dritten bereits über eine Datenschnittstelle zum Messgerät. Daher erleichtert sich der Datentransfer, wo keine neue Schnittstelle für den Datenabruf kreiert werden sollte.

3.3 Mögliche Lösungen für die Datenverarbeitung

3.3.1 Dezentrale Handhabung bei den VNB

Grundsätzlich könnte der VNB in den Mittelpunkt des Prozesses gestellt werden und die Daten für die Rückerstattung verarbeiten. Dies würde eine Zentralisierung aller notwendigen Informationen beim VNB erfordern. Eine dezentrale Handhabung bei den VNB schliesst gemeinsame VNB-Initiativen nicht aus. Z.B. können sich VNB für die Abwicklung der Rückerstattung zusammen organisieren und ein Teil ihrer Ressourcen mutualisieren. Solche VNB-Kooperationen könnten z.B. für die gemeinsame Beschaffung von intelligenten Messsystemen (Smart Data Energie) oder für die Erbringung von Dienstleistungen (Energiesuisse) bereits beobachtet werden.

Für die Handhabung der Rückerstattung für stationären Speicher kann eine direkte Datenverarbeitung durch die VNBs in Betracht gezogen werden (siehe Abschnitt 8.1). Für stationäre Speicher braucht der VNB keinen besonderen Informationsaustausch mit anderen VNB.

Um den Fall der mobilen Speicher ohne Datahub zu behandeln, würde die Zahl der Kommunikationsschnittstellen zw. VNB massgeblich ansteigen. Alle VNB müssen untereinander

³ Dabei geht es um ein Smart Meter, welches vom VNB installiert und betrieben ist. Dieser Smart Meter beim Speicher unterscheidet sich jedoch in seiner Funktion von einem Smart Meter z.B. beim Hausanschlusspunkt. Dieser Smart Meter beim Speicher ist zu einem Smart Meter bei einer Erzeugungsanlage > 30 kW (gem. Art.4 & 5 HKSv) zu vergleichen.

kommunizieren (630 x 630 Schnittstelle⁴). Zudem muss jeder VNB selbst berechnen, welche Energiemengen von der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts betroffen sind (Kalkulationen werden mehrfach durchgeführt bei den VNB) und welche Beträge für welche Endverbraucher in seinem Netzgebiet zu erstatten sind zu identifizieren. Dadurch entsteht eine Erhöhung der betrieblichen Komplexität, des Fehlerrisikos und des operativen Aufwands.

Ein Beispiel ist in Abbildung 13 dargestellt: Ein Fahrzeug bewegt sich nacheinander zwischen vier Versorgungsgebieten von VNBs. Die Anwendung der Grundprinzipien ermöglicht die Identifizierung der rückerstattungsfähigen Energiemengen sowie die Identifizierung der beteiligten VNB. Die in das Netz des VNB C rückgespeiste kWh wurde zuvor im Netzgebiet des VNB B (mit dem zugehörigen Tarif) in den Speicher geladen, und die in das Netz des VNB D rückgespeiste kWh wurde zuvor im Netz des VNB A (ebenfalls mit dem zugehörigen Tarif) in den Speicher geladen. Die VNB, die die Rückerstattung abwickeln müssen, sind die VNB A und B. Ohne Datahub hätten die VNB C und D jeweils dieselbe Lastkurve rekonstruieren müssen, um den VNB zu identifizieren und zu benachrichtigen, der für die Rückerstattung für die erfolgten Rückspeisungen verantwortlich ist.

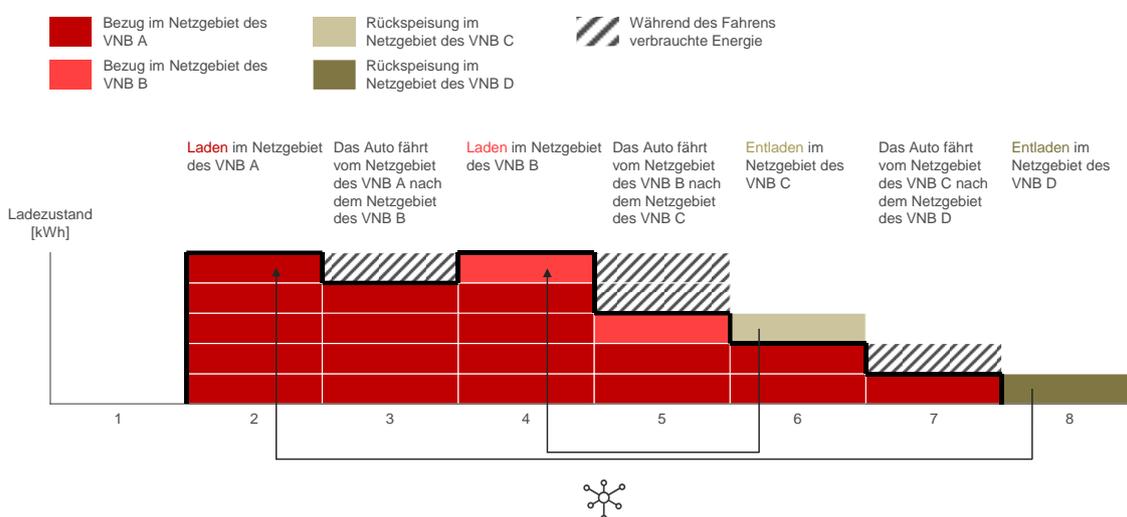


Abbildung 13 – Darstellung der notwendigen Koordination zwischen mehreren VNB für die Abwicklung der Rückerstattung für mobile Speicher

3.3.2 Zentrale Handhabung bei einer zentralen Stelle

Für die Handhabung der mobilen Speicher ist eine Zentralisierung der Datenverarbeitung unumgänglich. Dies kann mit einer zentralen Stelle wie z.B. der Datahub erreicht werden. Dabei kann die Anzahl der für den Datenaustausch notwendigen Schnittstellen reduziert werden.

Datahub

Es gibt grundsätzlich mehrere Modelle für eine zentrale Datenplattform (Datahub). Es kann z.B. mit einer einzigen zentralen Stelle organisiert werden, oder mit mehreren regionalen bzw. lokalen Datahub, welche untereinander kommunizieren und eine Redundanz sicherstellen, ausgestaltet.

⁴ Rund 630 Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) in der Schweiz gem. VSE (2024)

Im Rahmen dieser Arbeiten wurde konkret das Modell für den Datahub in der Schweiz, welches vom Gesetz vorgegeben ist.

Gem. Art. 17g StromVG muss für den Austausch von Mess- und Stammdaten zwischen Strommarktteilnehmern eine zentrale Datenplattform (Datahub) konstituiert und betrieben werden. Grundsätzlich könnte der Datahub gewisse Aufgaben bei der Abwicklung der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts übernehmen, auch wenn dies in der geplanten Version des Datahubs nicht vorgesehen ist (dies würde insb. die Durchführung von Kalkulationen und die Archivierung von Messdaten erfordern, siehe Abschnitt 8.2.1).

Die zugrundeliegende Technologie für den Datahub und die Datenverarbeitung wird im vorliegenden Bericht nicht diskutiert und offengelassen. Z.B. wäre eine Blockchain-Technologie eine mögliche technologische Lösung (unter anderen und mit Vorbehalt einer detaillierten Prüfung der Angemessenheit) für die Verarbeitung der Daten beim Datahub.

Grundsätzlich ermöglicht ein Datahub, die Daten- und Informationstransfers in einer multilateralen Energiewelt (nicht nur zw. VNB aber auch z.B. mit dem Übertragungsnetzbetreiber, mit Aggregatoren, Energiedienstleistern, Ladestationsbetreibern, Energielieferanten) zu organisieren. Zudem könnte es nicht nur um energetische Daten gehen aber möglicherweise auch um multikontextuelle Daten und Informationen wie z.B. für die Bereitstellung und Vermarktung von Flexibilität oder für andere Zwecke, welche sich noch ergeben werden (z.B. die Umsetzung der Ersatzabgabe). In diesem Sinne wurde für die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts ein Konzept basierend auf eine zentrale Datenverarbeitung durch den Datahub von der Begleitgruppe vorgezogen. Für das identifizierte Konzept, welches auch die Handhabung der mobilen Speicher berücksichtigt, wurde eine zentrale Organisation der Datenflüsse mit dem Datahub ggü. einem dezentralen Ansatz mit einer individuellen Abwicklung durch die einzelnen VNB präferiert.

Drittstelle

Alternativ zum Datahub kann eine separate zentrale Stelle für die Verarbeitung der Daten für die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts vorgesehen werden. Diese Drittstelle müsste mit den VNB neuen Schnittstellen herstellen. Zudem würde dies den Aufbau einer neuen Infrastruktur parallel zum Datahub bedeuten, was die Ausschöpfung möglicher Synergieeffekten verhindert. Aus diesen Gründen wird diese Option der zentrale Drittstelle im Bericht nicht berücksichtigt.

4 Identifiziertes Konzept für die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts

In diesem Kapitel werden die für die Berechnung der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts identifizierten Konstellationen im Detail beschrieben. Für jede Konstellation werden die Daten- und Informationsflüsse veranschaulicht, die Prozessetappen werden beschrieben und rechnerische Beispiele werden präsentiert. In diesem Bericht stehen nach der Konvention Buchstaben mit einem Apostroph für die Rückspeisung oder Ausspeicherung von Energie. Buchstaben ohne Apostroph stehen für den Bezug oder Einspeicherung von Energie.

4.1 Eckpunkte des identifizierten Konzepts

Die Arbeit mit der Begleitgruppe führte zur Identifizierung eines Konzepts, um die Komplexität aller in Abschnitt 2 beschriebenen Konstellationen zu behandeln. Es basiert auf den folgenden Grundlagen:

- Die Ermittlung der Energieflüssen bei stationären oder mobilen Speichern erfolgt durch eine Messung. Für die Erfassung von Messdaten müssen bestimmte technische Anforderungen erfüllt sein (siehe Abschnitt 5.1).
- Die Übertragung dieser Messdaten erfolgt durch Drittdienstleister oder den VNB. Die Drittdienstleister oder VNB führen keine Berechnungen durch. Dabei müssen ähnlich wie für die Messung bestimmte Anforderungen berücksichtigt werden (siehe Abschnitt 5.2).
- Grundsätzlich werden die Energiedaten zentral im Datahub gesammelt und dort systematisch verarbeitet, damit die Energieinformationen anschliessend an die entsprechenden VNB weitergeleitet werden können. Anzumerken ist, dass die VNB, wenn sich die Erstattungsfälle auf stationäre Speicher beschränken, diese Aufgaben der Datenverarbeitung und Berechnung selbst übernehmen könnten.
- Die Finanz- und Tarifaufrechnungen werden von den VNB durchgeführt.

4.2 Grundprinzipien

Für die praktische Organisation der Erstattung können Grundprinzipien festgelegt werden. Bei diesen Grundprinzipien handelt es sich vor allem um Berechnungskonventionen, die die praktische Umsetzung der notwendigen Berechnungen unterstützen. Es handelt sich für die Schweiz nicht um eine Besonderheit: Im Rahmen der Diskussionen in Deutschland um die Vermeidung der Doppelbelastung für Speicher und Endverbraucher sind ähnliche Grundprinzipien vorgesehen (z.B. die sog. „doppelte gewillkürte Vorrangregelung“).

Diese Grundprinzipien haben keine Auswirkungen auf die Steuerung und den tatsächlichen Verbrauch, die Produktion und die Nutzung von Speicheranlagen in der Praxis. Auch wenn sie eine gewisse Distanzierung vom tatsächlichen Betrieb der Anlagen bewirkt, hat die Berücksichtigung dieser Grundprinzipien mehrere Vorteile. Grundprinzipien ermöglichen einen

systematischen und dokumentierten Ansatz bei der Umsetzung der Rückerstattung und erlauben Vereinfachungen, so dass die Komplexität der Umsetzung beherrschbar bleibt. Die in dieser Studie identifizierten Grundprinzipien sind in der folgenden Tabelle 2 aufgelistet und werden weiter unten einzeln beschrieben.

Für ein Speicher kann die folgende Definition angenommen werden: eine oder mehrere Speichereinheiten, die ohne weiteren Endverbrauch oder Erzeugung parallel installiert werden und die alle immer mit demselben Netzanschlusspunkt verbunden sind. Mit dieser Definition können z.B. zwei nebengelagerten und in parallel installierten Heimspeicher als ein Speicher berücksichtigt werden. Zudem werden die einzelnen Fahrzeuge in einem Parkplatz immer als unterschiedlichen Speicher berücksichtigt.

Grundprinzip 1	Der Messpunkt des VNB ist massgebend für die Messung der Energiemengen, die aus dem Netz bezogen oder eingespeist werden.
Grundprinzip 2	Der Messpunkt des VNB kann physisch oder virtuell sein.
Grundprinzip 3	Die zeitliche Auflösung für die Messungen und die Berechnung der Rückerstattung ist 15 Minuten. (für die Kompatibilität mit zukünftigen variablen und dynamischen Netznutzungstarifen).
Grundprinzip 4	Der Empfänger der Rückerstattung ist der Inhaber des Netznutzungsvertrags für den betreffenden Messpunkt des VNB beim Bezug. Die Vereinbarungen und Regelungen zwischen dem Inhaber des Netznutzungsvertrags und den betroffenen Dritten (z.B. Ladestationsbetreiber) sind bilateral zu vereinbaren.
Grundprinzip 5	Falls relevant, zentralisiert der Datahub die Daten, die für die Berechnung der Rückerstattung nötig sind; die nachbearbeiteten energetische Daten werden dann an die VNB weitergeleitet.
Grundprinzip 6	Die lokale Energieerzeugung deckt in Priorität den Endverbrauch (Eigenverbrauch) und erst dann die Speicheranlage.
Grundprinzip 7	Der Endverbrauch wird in Priorität von der lokalen Produktion gedeckt und erst dann aus dem Netz.
Grundprinzip 8	Bei einer Rückspeisung aus dem Speicher in das Netz sind die ersten rückgespeisten Energiemengen die letzten zuvor aus dem Netz bezogenen und gespeicherten Energiemengen.
Grundprinzip 9	Bei gleichzeitigem Laden oder Entladen mehrerer Speicher, die sich beim selben Messpunkt des VNB befinden, wird die aus dem Netz bezogene oder in das Netz eingespeiste Energie anteilmässig aufgeteilt.
Grundprinzip 10	Bei einem Energietransfer zwischen mehreren Speichern beim selben Endverbraucher ist die Energie der Entladung nicht erstattungsfähig.
Grundprinzip 11	Bei einem Energietransfer zwischen mehreren Speichern beim selben Endverbraucher ist die Energie der Ladung nicht erstattungsfähig.

Tabelle 2 - Zusammenfassung der Grundprinzipien und ihres Geltungsbereichs

Grundprinzip 1: Referenz beim Messpunkt Endverbraucher

Die Rückeinspeisung ist ab dem Messpunkt des VNB erstattungsfähig. Im engeren Sinne und gemäss der Definition der Branche wird der Umfang des öffentlichen Netzes durch den

Anschlusspunkt des Gebäudes und nicht durch die Position des Messzählers begrenzt (siehe Anhang 9.6.1). Die Definition des Perimeters für die Berechnung der Rückerstattung, wie sie in diesem Grundprinzip 1 vorgeschlagen wird, ist jedoch an übliche funktionale Perimeter angeglichen, insbesondere an die Netz- und Energieabrechnungen der VNB oder die Abrechnungen von Herkunftsnachweisen.

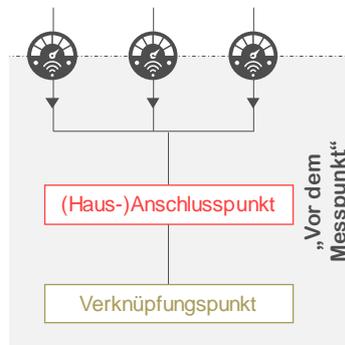


Abbildung 14 - Illustration des Grundprinzips 1

Die Anwendung dieses Prinzips ermöglicht eine ähnliche Behandlung für einen Endverbraucher in einem Einfamilienhaus und für einen Endverbraucher in einem Mehrfamilienhaus. Eine Energiemenge wird für die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts berücksichtigt, sobald sie hinter dem Zähler des Endverbrauchers wieder eingespeist wird.

Grundprinzip 2: Gleicher Umgang mit virtuellen und physischen Zählern

Die Umsetzung der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts bedarf u.a. die Nutzung der Messdaten des VNB-Messpunkts. Dabei kann es sich sowohl um ein physischer Zähler als auch um ein virtueller Zähler handeln.

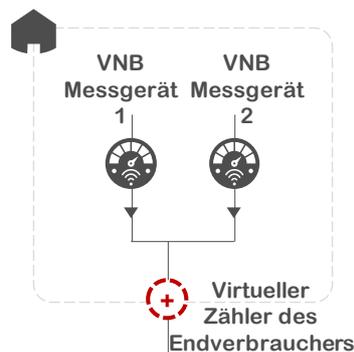


Abbildung 15 - Illustration des Grundprinzips 2

Virtuelle Zähler werden bereits heute von den VNB eingesetzt und sind vom gesetzlichen Messwesen zugelassen, sofern diese virtuellen Zähler auf der Messung von Zählern beruhen, die den regulatorischen Anforderungen entsprechen. Wie die physischen Zähler sind sie durch eine eindeutige ID identifizierbar. Somit steht ihrer Verwendung im Rahmen der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts nichts im Wege.

Grundprinzip 3: 15-Minuten Auflösung

Die Abwicklung der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts basiert auf Messungen mit einer 15-Minuten Auflösung. Dies ist insofern notwendig, damit die Stromflüsse zwischen den Zählern beim Speicher und dem Zähler vom VNB zugeordnet werden können. Zudem können mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien dynamische Netznutzungstarife definiert und angewandt werden⁵. Bei dynamischen Tarifen kann eine Tariffestsetzung in 15-Minuten Schritten bis zum Vortag oder auch kurz vor Echtzeit angepasst werden. Die Umsetzung von dynamischen Netznutzungstarifen erfordert den Einsatz eines intelligenten Messsystems beim Endverbraucher. Die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts muss also die richtige Zuordnung der Stromflüsse im 15-Minuten Schritten berücksichtigen als auch die mögliche 15-Minuten Auflösung der Tarifierung beim Endverbraucher berücksichtigen und deshalb auf 15-Minuten Messdaten basieren.

Grundprinzip 4: Begünstigten der Rückerstattung

Die Rückerstattung erfolgt beim Inhaber des Netznutzungsvertrags beim Messpunkt des VNB aus dem Grund, dass die Zahlung des Netznutzungsentgelts beim diesem fällig ist.

Wenn beispielsweise mehrere Elektrofahrzeuge, die verschiedenen Eigentümern gehören, in ein und demselben Haus Energie zurückspeisen, wird der Eigentümer des Hauses (der als Vertragsinhaber für den Messpunkt angenommen wird) die entsprechende Rückerstattung erhalten.

Im Rahmen der vorliegenden Studie wird angenommen, dass die allfälligen finanziellen Regelungen zwischen Endverbraucher, Dritten und Speichereigentümer und -betreiber zw. diesen Akteuren privatrechtlich abzumachen sind. Beispielsweise fallen die Erstattungsmodalitäten innerhalb eines ZEV in den privaten Bereich.

Im Beispiel einer Ladestation könnte der Ladestationsbetreiber den Anschlussinhaber (der von der Rückerstattung der von den V2G-Fahrzeugen wieder eingespeisten Mengen profitieren würde) auffordern, die Rückerstattung zu beantragen. Je nach abgeschlossener privatrechtlicher Abmachung könnte dann diese Rückerstattung teilweise oder vollständig unter den Elektrofahrzeugen aufgeteilt werden, die bei der Ladestation entladen haben.

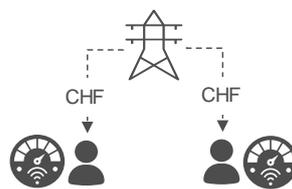


Abbildung 16 - Illustration des Grundprinzips 4

Grundprinzip 5: Kapazität Datahub ausnutzen

⁵ Gem. Art. 14 StromVG müssen die Netznutzungstarife nachvollziehbare Strukturen aufweisen. Dies schliesst komplexere Strukturen nicht mehr aus.

Das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien sieht die Einrichtung einer zentralen Plattform (Datahub) für den Datenaustausch im Stromsektor vor (Art. 17g). Dieser Datahub in seiner derzeitigen regulatorischen Ausgestaltung sieht nicht vor, dass Funktionalitäten für die Verwaltung der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts integriert werden.

Die Koordination des Datenaustausches und die Zentralisierung der für die Rückerstattung notwendigen Daten (z.B. ID, spezifische Energiemengen, Zeitstempel) durch den Datahub ist insbesondere bei mobilen Speichern (V2G-Fahrzeuge) erforderlich. Denn V2G-Fahrzeuge können in unterschiedlichen Netzgebieten laden und entladen und müssen so im kompliziertesten Falle durch unterschiedliche VNB eine Rückerstattung erhalten. Im Gegensatz dazu führen stationäre Batterien zu einem geringeren Grad an Komplexität, da sie immer gleichem Netzgebiet angeschlossen bleiben und damit lediglich bei einem VNB rückerstattungs berechtigt sind. Allein bei stationären Batterien ist der Einsatz des Datahub nicht zwingend erforderlich und aus Kostengründen eher unverhältnismässig (siehe Abschnitt 7.1).

Die für die Berechnung der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts notwendigen Informationen und Daten müssen für eine effiziente Rückerstattung über den Datahub übertragen und an die VNB, welche die Abrechnung vornehmen, weiterverteilt werden. Dies bringt verschiedene Vorteile mit sich: Die Anzahl der Schnittstellen (insb. bei den VNB) wird erheblich reduziert, die Standardisierung und Automatisierung wird vorangetrieben und der Aufwand in für Berechnungen und Rückerstattungen wird reduziert in dieser zentral und performant umgesetzt wird. Durch den so zu erreichenden hohen Automatisierungsgrad wird die Fehleranfälligkeit der Berechnungen reduziert und die Koordination zwischen den VNB zur Handhabung der mobilen Speicher vereinfacht.

Die Einrichtung einer Funktionalität zur Unterstützung der Rückerstattung auf dem Datahub ist mit Kosten verbunden (siehe Abschnitt 7.1). Obwohl seine Errichtung bereits geplant ist (unabhängig von der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts), ist derzeit nicht vorgesehen, eine Speicherung von Messdaten und die notwendigen Berechnungen zur Unterstützung der Rückerstattung durchzuführen. Die Erweiterung der Funktionalitäten eines bereits errichteten Datahubs für die Übernahme von Aufgaben für die Rückerstattung kann nicht vernachlässigbare zusätzliche Investitionen erfordern (siehe Abschnitt 7.1).

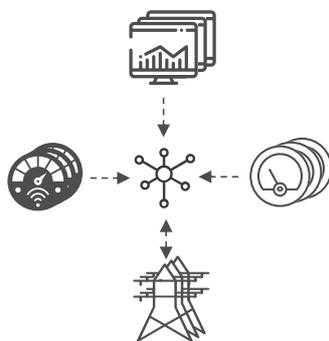


Abbildung 17 - Illustration des Grundprinzips 5

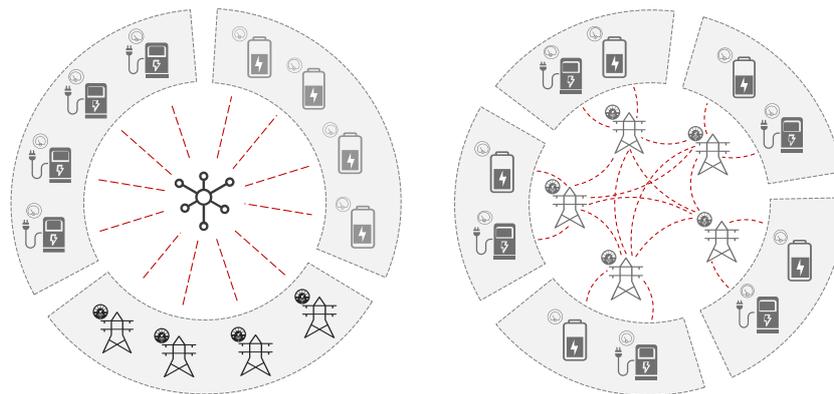


Abbildung 18 - Daten- und Informationsflüsse mit (links) und ohne (rechts) Datahub

Grundprinzip 6: Vorrang für Eigenverbrauch

Bei Eigenproduktion (z.B. Photovoltaikanlage, Kleinwasserkraft, BHKW mit Biogas usw.) wird der Eigenverbrauch gegenüber Speicherung priorisiert. Die erzeugte Energie wird zunächst lokal verbraucht. Energieüberschüsse werden entweder gespeichert (in einem stationären oder mobilen Speicher) oder in das Netz eingespeist. Der Grund für die Installation lokaler Erzeugungsanlagen ist in erster Linie die Deckung des lokalen Strombedarfs, was die Wahl dieser Konvention rechtfertigt. Andere Konventionen sind möglich: die Speicherung der lokalen Erzeugung vor ihrem Verbrauch zu priorisieren, würde den Vorteil der Installation einer Erzeugungsstation beseitigen und bedeuten, dass die Energie vorzugsweise aus dem Netz importiert wird, anstatt einer Deckung mit der lokalen Erzeugung. Es ist auch möglich, die gespeicherte Energie zwischen der erzeugten und der aus dem Netz entnommenen Energie aufzuteilen (z. B. nach dem Pro Rata-Prinzip), aber das macht den Austausch komplexer, da die erzeugte Energie gemessen werden muss, was bei der gewählten Konvention nicht der Fall ist.

Dieses Prinzip ist für die Berechnung der Rückerstattung von grundlegender Bedeutung. Wenn beispielsweise der lokale Verbrauch höher ist als die lokale Produktion, stammt die gesamte gespeicherte Energie aus dem Netz und ist erstattungsfähig. Diese Regel kann auch so aussehen, dass die Speicherung von lokal erzeugter Energie nur dann stattfindet, wenn im selben Zeitschritt weniger Energie aus dem Netz importiert als gespeichert wird.

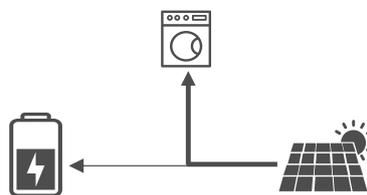


Abbildung 19 - Illustration des Grundprinzips 6

Grundprinzip 7: Vorrang für lokale Erzeugung

Der Endverbrauch wird vorrangig durch lokale Erzeugung sichergestellt, die Restdifferenz wird vom Netz gedeckt. Die Prinzipien 6 und 7 beruhen auf Gegenseitigkeit und spiegeln beide das Konzept der Priorität des Eigenverbrauchs wider⁶.

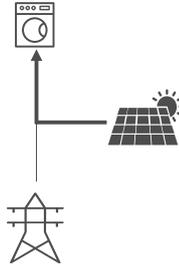


Abbildung 20 - Illustration des Grundprinzips 7

Im Grundprinzipien 6 und 7 handelt es sich um eine Konvention für die Abrechnungen, ohne jegliche Auswirkung oder Einschränkung über die effektive Steuerung eines Speichers oder einer Erzeugungsanlage in der Praxis. Mit der Annahme von diesen Konventionen unternimmt die Schweiz keinen Alleingang. Ähnliche Verbrauchsregeln wie die Prinzipien 6 und 7 werden in Deutschland im Rahmen einer Initiative zur Abschaffung der doppelten Netzgebühren für stationäre Batterien diskutiert (z.B. die sog. „doppelte gewillkürte Vorrangregelung“).

Exkurs Deutschland: die doppelte gewillkürte Vorrangregelung

Die doppelte gewillkürte Vorrangregelung wurde in Deutschland in den Diskussionen um die Beseitigung von Doppelbelastungen der gespeicherten Energie von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage. Dabei wurde festgestellt, ähnlich in der vorliegenden Studie, dass viele miteinander vermischte Energiemengen berücksichtigt werden müssen (z.B. Netzbezug und -einspeisung, Eigenerzeugung, Stromflüsse beim stationären Speicher und beim V2G-Fahrzeug, Endverbrauch).

Als Alternative zur individuellen Messung sämtlicher Energiemengen mit eichrechtskonformen Messgeräten wurde die doppelte Vorrangregelung eingeführt. Diese Regelung führt somit «ein wenig Fiktion» ein, damit sich der Aufwand für die notwendigen Prozessen und Kalkulationen für die Beseitigung von Doppelbelastungen in den Grenzen hält. Grundsätzlich basiert diese Regelung auf die Konvention, dass die vom Speicher eingespeicherte Energie „vorrangig“ aus dem Netz kommt, und dass die ins Netz eingespeiste Energie „vorrangig“ aus dem Speicher kommt.

Grundprinzip 8: LIFO-Prinzip und FIFO-Prinzip

Es ist mit einem vernünftigen Aufwand nicht möglich, die Historie jeder gespeicherten und wieder eingespeisten Energiemenge genau zu verfolgen. Die Anwendung von Regeln für die Zuordnung dieser Mengen ist daher notwendig. Im vorliegenden Konzept sind die ersten Energiemengen,

⁶ Alternativ wäre es auch theoretisch möglich, bei einem Endverbrauch der aus dem Netz bezogenen Energie Vorrang einzuräumen oder eine anteilige Verteilung festzulegen.

die aus dem Speicher wieder ins Netz eingespeist werden, die letzten aus dem Netz gespeicherten Energiemengen (LIFO: Last-In-First-Out). Im Gegensatz dazu folgt der Eigenverbrauch dem FIFO-Prinzip (First-In-First-Out): Die ersten Energiemengen, die zum Endverbrauch aus dem Speicher entnommen werden, sind die ersten gespeicherten Mengen. Die Energiemengen für Endverbrauch werden nicht in der Zeit nachverfolgt.

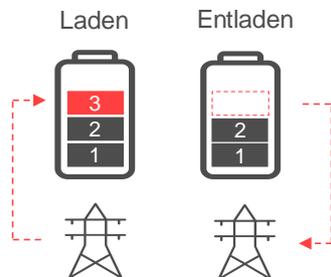


Abbildung 21 - Illustration des LIFO-Prinzips

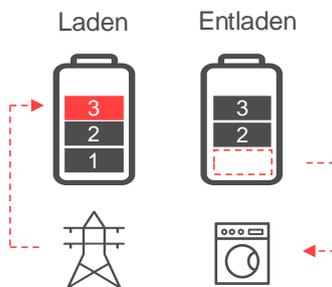


Abbildung 22 - Illustration des FIFO-Prinzips

Andere Konvention wären grundsätzlich denkbar. Z. B. Anwendung vom FIFO-Prinzip für die ins Netz zurückgespeisten Energiemengen. Dieses Prinzip wurde nicht gewählt, da es mit dem praktischen Fall des Elektrofahrzeugs kontraintuitiv gewesen wäre.

Anhand eines Fallbeispiels lässt sich eine Rückerstattung nach dem LIFO-Prinzip rechtfertigen: Ein Elektrofahrzeug speichert zunächst 50 kWh erstattungsfähige Energie an einer Ladestation und verbraucht dann 40 kWh, um nach Hause zu fahren. Dort speichert das Fahrzeug erneut 30 kWh, die erstattungsfähig sind. Etwas später am Tag speist das Auto 30 kWh wieder in das Netz ein. Wenn man davon ausgeht, dass die ersten zu erstattenden Mengen die ersten gespeicherten Mengen sind, bedeutet dies, dass hier eine Energie erstattet wird, die vom Fahrzeug verbraucht wurde. Die Rückerstattung auf die letzten 30 gespeicherten kWh anzuwenden, ist daher näher an der Realität.

Abbildung 23 veranschaulicht die Anwendung dieses Prinzips mit einem dynamischen Tarif. Dargestellt sind die im Laufe der Zeit gespeicherten und wieder eingespeisten erstattungsfähigen Energiemengen. Hier ist anzumerken, dass die verbrauchte Energie weder gemessen noch im Zeitverlauf verfolgt wird.

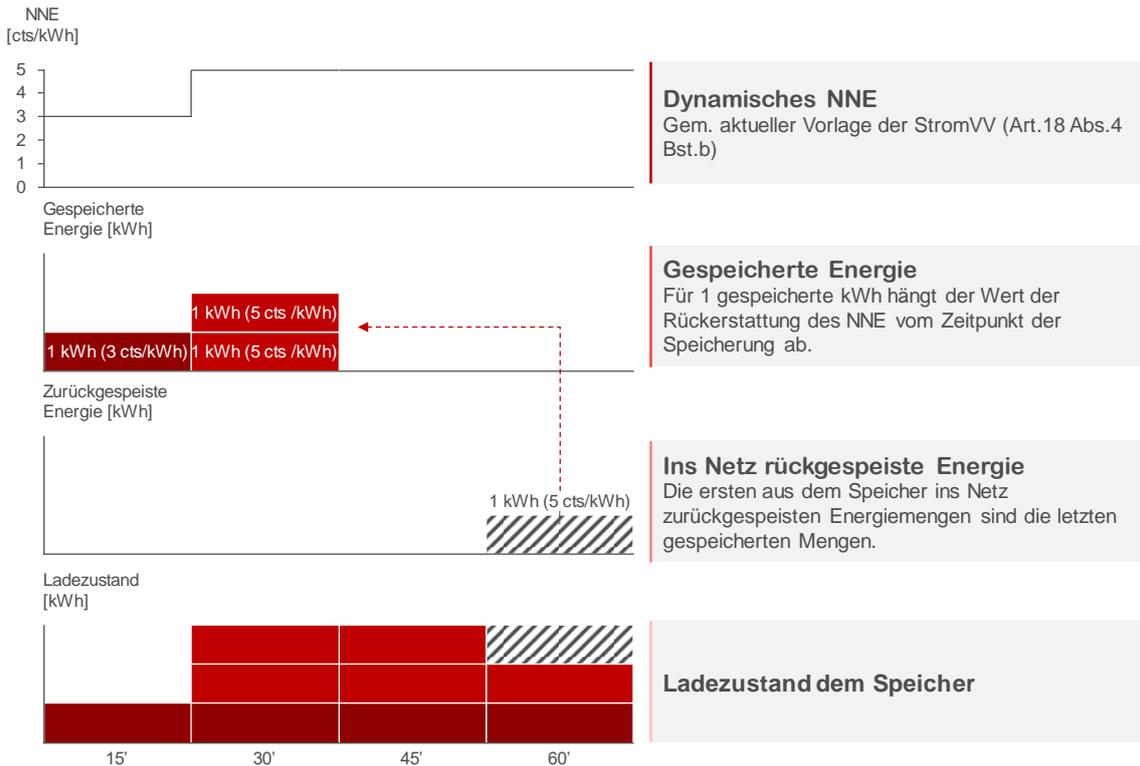


Abbildung 23 – Beispiel für die Anwendung des LIFO-Prinzips mit einem dynamischen Tarif

Bei Laden und Entladen im selben 15-Minuten Zeitschritt wird ausserdem angenommen, dass die Entladung zuletzt erfolgt. Dieses Prinzip ist eine pure Konvention für die Durchführung der Kalkulationen und es findet hier kein Netting statt. Diese Konvention ist in der Abbildung 24 illustriert.

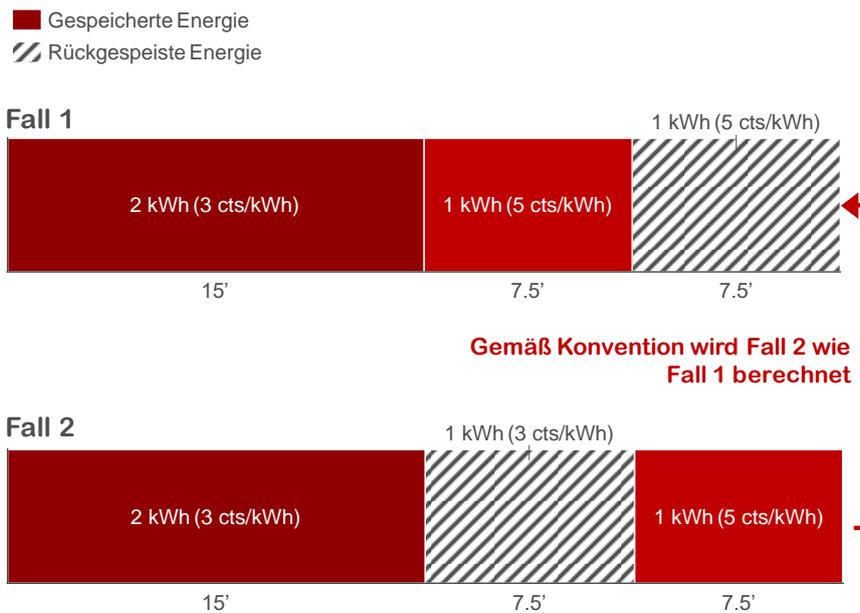


Abbildung 24 - Darstellung der Berechnungskonvention mit Flüssen im Gleichen 15-Minuten Zeitschritt

Grundprinzip 9: Pro Rata Aufteilungsregel

Wenn sie gleichzeitig in mehreren Speichern gespeichert wird, wird die gesamte Energie proportional geteilt. Dasselbe Proportionalitätsprinzip gilt für die gleichzeitige Rückspeisung aus mehreren Speichern.

So wird beim Laden aus mehreren Quellen die gespeicherte Energie anteilig auf die Speicher aufgeteilt. Umgekehrt wird beim Entladen von mehreren Speichern die verbrauchte bzw. wieder eingespeiste Energie anteilig auf das Netz und den Endverbrauch aufgeteilt.

Diese Konvention ist willkürlich. Andere Konventionen hätten mit der gleichen Logik in Betracht gezogen werden können, allerdings mit dem Risiko, dass einige Berechnungsschritte noch komplexer werden (z. B. durch die Verwendung unterschiedlicher Verteilungsgewichte je nach Leistung, Nutzungsart oder Endverbraucherkategorie). Die Pro Rata-Verteilungsregel wurde aufgrund ihrer Effizienz und der Einfachheit ihrer Umsetzung ausgewählt.

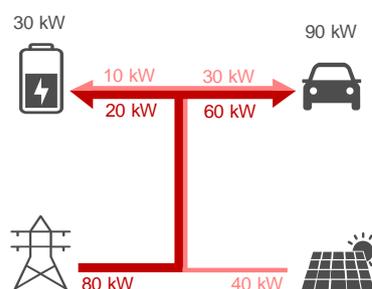


Abbildung 25 - Illustration des Grundprinzips 9

Grundprinzip 10: Einspeisen in einen anderen Speicher beim selben Endverbraucher

Bei einem Energietransfer zwischen Speichern wird die Energie (aus Sicht des entladenden Speichers) als wie für einen Endverbrauch berücksichtigt.

So wird die Energie, die aus einem Speicher in einen anderen Speicher transferiert wird, nicht für die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts berücksichtigt. Diese Konvention ermöglicht eine Vereinfachung der Behandlung: Bei Energiemengen, welche mehrfach gespeichert werden, ist die Information des Zeitpunkts der ersten Speicherung (und damit den Tarif, der für einen potenziellen Erstattungsbetrag massgebend würde) nicht gebraucht.

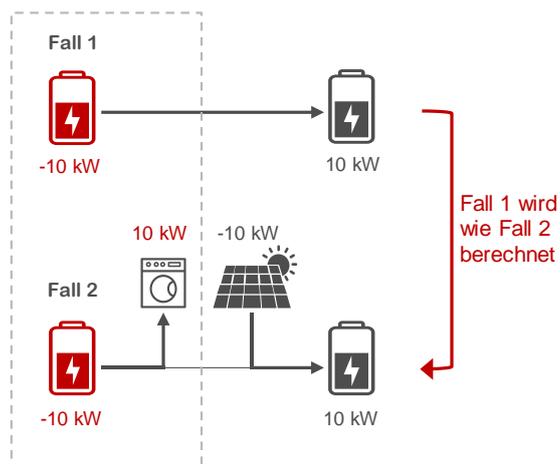


Abbildung 26 - Illustration des Grundprinzips 10

Grundprinzip 11: Bezug aus einem anderen Speicher beim selben Endverbraucher

Bei einem Energietransfer zwischen Speichern wird die bezogene Energie (aus Sicht des ladenden Speichers) als wie für eine Eigenproduktion (keine Netzenergie) berücksichtigt.

Prinzip 11 ist das Spiegelbild von Prinzip 10: Gespeicherte Energie aus einer anderen Speichereinheit ist nicht erstattungsfähig, wenn sie später wieder ins Netz zurückgespeist wird. Der Austausch zwischen zwei Batterien entspricht in vorliegendem Konzept genau einer Entladung für den lokalen Verbrauch und einer Speicherung für die lokale Produktion.

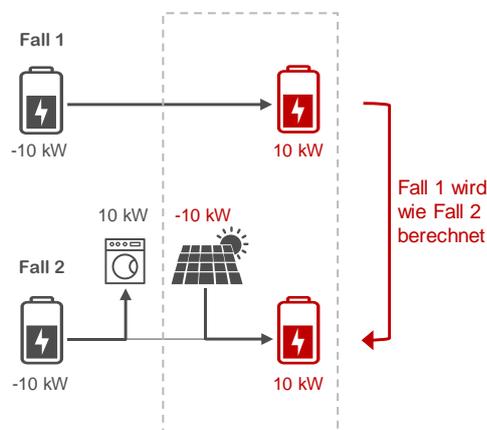


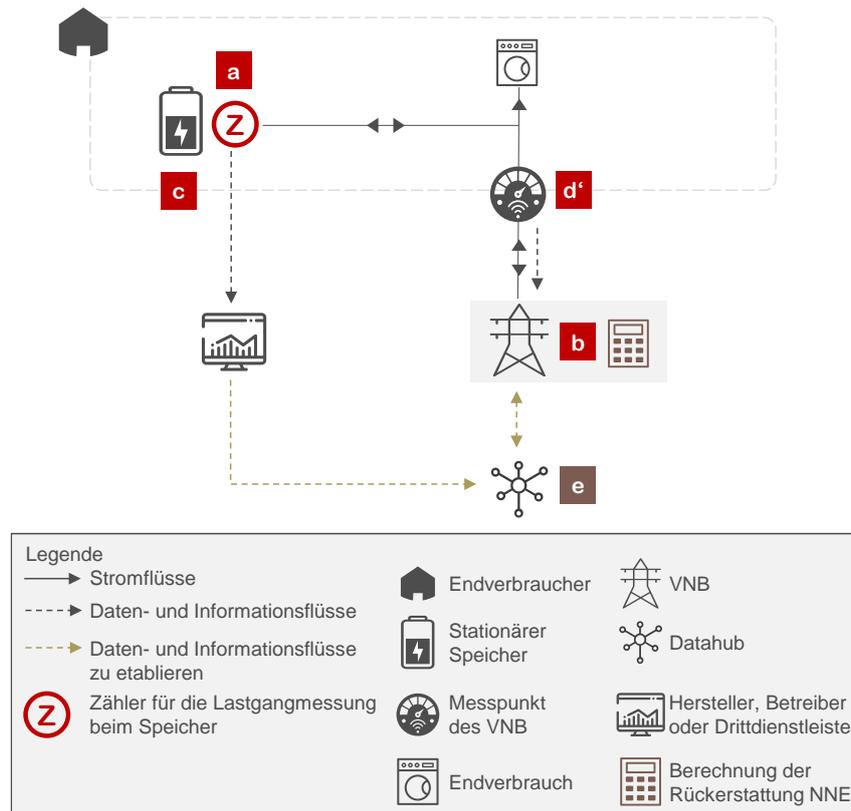
Abbildung 27 - Illustration des Grundprinzips 11

4.3 Beschreibung der Konstellationen

In diesem Abschnitt sind die Daten- und Informationsflüssen der jeweiligen Konstellationen beschrieben und abgebildet. Eine Detailbeschreibung (z.B. Kalkulationsschritte, rechnerische Beispiel) befindet sich im Anhang.

4.3.1 Konstellation 1a

Im Konstellation 1a ist ein stationärer Speicher beim Endverbraucher installiert. Dies ist beispielsweise bei einer gewerblichen Anlage mit einer Batterie mit hoher Kapazität der Fall oder bei einem Haushalt, der über eine Batterie verfügt (z.B. Zwecks Eigenverbrauchsoptimierung oder ggf. Tarifoptimierung). Abbildung 28 schematisiert diesen Konstellationsfall und dessen Organisation gem. dem identifizierten Konzept.



Datenerfassung

- a** ID des Speichers und Zuordnung zum Messpunkt Endverbraucher
- b** Netznutzungstarif des VNB für den Endverbraucher in 15'-Auflösung
- c** 15' Lastgangmessung vom Speicher (Messung der Energiemengen beim Laden und Entladen)
- d'** 15' Lastgangmessung vom Messpunkt des VNB (in dieser Konstellation sind nur Messdaten für Rückspeisungen gebraucht)

Transfer von Daten

- - -> Datenflüsse (bereits existierend oder noch zu etablieren) zw. den involvierten
- - -> Akteuren : VNB, Datahub und Dritten

Berechnung

- e** Berechnung der erstattungsfähigen Energiemengen für den Messpunkt des VNB in 15'-Zeitauflösung
-  Kalkulation des zu erstatteten NNE auf Basis von (b) und (e)

Abbildung 28 - Schematische Darstellung vom Fall 1a

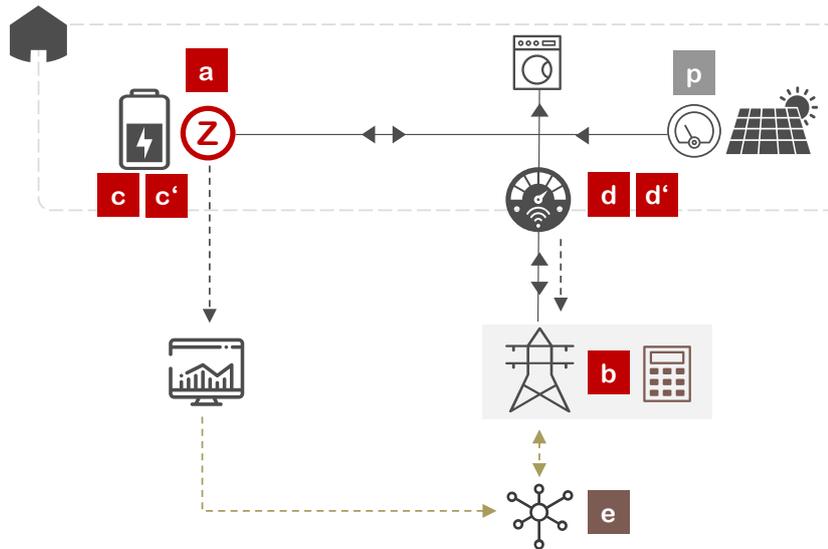
In diesem Fall 1a reichen zwei Messungen aus: die der in der Batterie gespeicherten Energie (c) und die der ins Netz zurückgespeisten Energie (d'). Ohne andere Speicher und lokale Erzeugungsanlage kann eine gespeicherte Energie nur früher vom Netz bezogen worden sein. Diese Energie ist daher bei einer späteren Rückspeisung systematisch erstattungsfähig. Ebenso kann bei einer Rückspeisung in das Netz die rückgespeiste Energie nur aus der stationären Batterie stammen. Es ist daher nicht notwendig, die aus der stationären Batterie ausgelagerte Energie oder die aus dem Netz entnommene Energie zu messen.

4.3.2 Konstellation 1b

Fall 1b (schematisch dargestellt in Abbildung 29) veranschaulicht die Komplexität, die durch das Vorhandensein einer lokalen Energieerzeugung entsteht. Diese Energie wird zwar gespeichert oder in das Netz eingespeist, kommt aber nicht für eine Stempelrückerstattung in Frage, da das Netz nicht genutzt wurde.

In diesem Fall 1b sind vier verschiedene Messungen (an zwei Messpunkten) erforderlich: Messung der von der stationären Batterie gespeicherten (c) und ausgespeicherten (c') Energiemengen einerseits und Messung der aus dem Netz bezogenen (d) und in das Netz zurückgespeisten (d') Mengen andererseits. In Anwendung der Grundprinzipien führt die Kombination der Messungen (c) und (d) dazu, dass nur die aus dem Netz gespeicherte Energie (die bei späterer Rückeinspeisung erstattungsfähig ist), nicht aber die lokal erzeugte Energie berücksichtigt wird. Die Kombination der Messungen (c') und (d') ermöglicht es, nur die aus dem Speicher zurückgespeiste Energie zu berücksichtigen, nicht aber die Energie aus der lokalen Produktion⁷. Somit ist die Messung der vom lokalen Erzeugungsanlage (p) für die Berechnung der Rückerstattung nicht erforderlich.

⁷ Für Photovoltaikanlagen über 30 kW ist der Einbau eines dedizierten Zählers mit automatischer Datenübermittlung vorgeschrieben (HKSV, Art.4 & 5).



Legende		
→	Stromflüsse	Endverbraucher
--->	Daten- und Informationsflüsse	VNB
-.-.->	Daten- und Informationsflüsse zu etablieren	Stationärer Speicher
	Zähler für die Lastgangmessung beim Speicher	Messpunkt des VNB
		Datahub
		Hersteller, Betreiber oder Drittdienstleister
		Berechnung der Rückerstattung NNE
	Endverbrauch	Dedicated measurement device
	Erzeugungsanlage	

Datenerfassung

- a** ID des Speichers und Zuordnung zum Messpunkt Endverbraucher
- b** Netznutzungstarif des VNB für den Endverbraucher in 15'-Auflösung
- c** 15' Lastgangmessung vom Speicher (Messung der gespeicherten Energiemengen)
- c'** 15' Lastgangmessung vom Speicher (Messung der zurückgespeisten Energiemengen)
- d** 15' Lastgangmessung vom Messpunkt des VNB (Ermittlung der vom Netz eingespeisten Energie)
- d'** 15' Lastgangmessung vom Messpunkt des VNB (Ermittlung der ins Netz rückgespeisten Energie)
- p** Mit dem Grundprinzip des Vorrangs für Eigenverbrauch ist die Lastgangmessungen bei der Erzeugungsanlage in diesem Modell nicht nötig

Transfer von Daten

- .-.-> Datenflüsse (bereits existierend oder noch zu etablieren) zw. den involvierten Akteuren
- > : VNB, Datahub und Dritten

Berechnung

- e** Berechnung der erstattungsfähigen Energiemengen für den Messpunkt des VNB in 15'-Zeitauflösung
- Kalkulation des zu erstatteten NNE auf Basis von (b) und (e)

Abbildung 29- Schematische Darstellung vom Fall 1b

4.3.3 Konstellation 1c

Fall 1c veranschaulicht die Komplexität, die durch den Fall von LEG entsteht. Es sei darauf hingewiesen, dass Energie, die von einer lokalen Produktion eines LEG-Mitglieds erzeugt und an einen anderen LEG-Akteur gesendet wird, diesmal (im Gegensatz zur lokalen Produktion im Konstellation 1b) erstattungsfähig ist, da bei den LEG die Netznutzung tatsächlich bezahlt wird (auch wenn reduziert).

Das Beispiel (schematisch dargestellt in Abbildung 30) betrachtet zwei Endverbraucher innerhalb einer LEG, von denen eines einen stationären Speicher und das andere eine lokale Erzeugungsanlage betreibt. Die Variablen f und f' stellen die Messung der Energie dar, die von B nach A empfangen bzw. gesendet wird. Für die Kundenabrechnung für das NNE muss der VNB wissen, wie die Energieflüsse innerhalb der LEG vertraglich geregelt sind (Allokation der Produktion zwischen LEG-Teilnehmern).

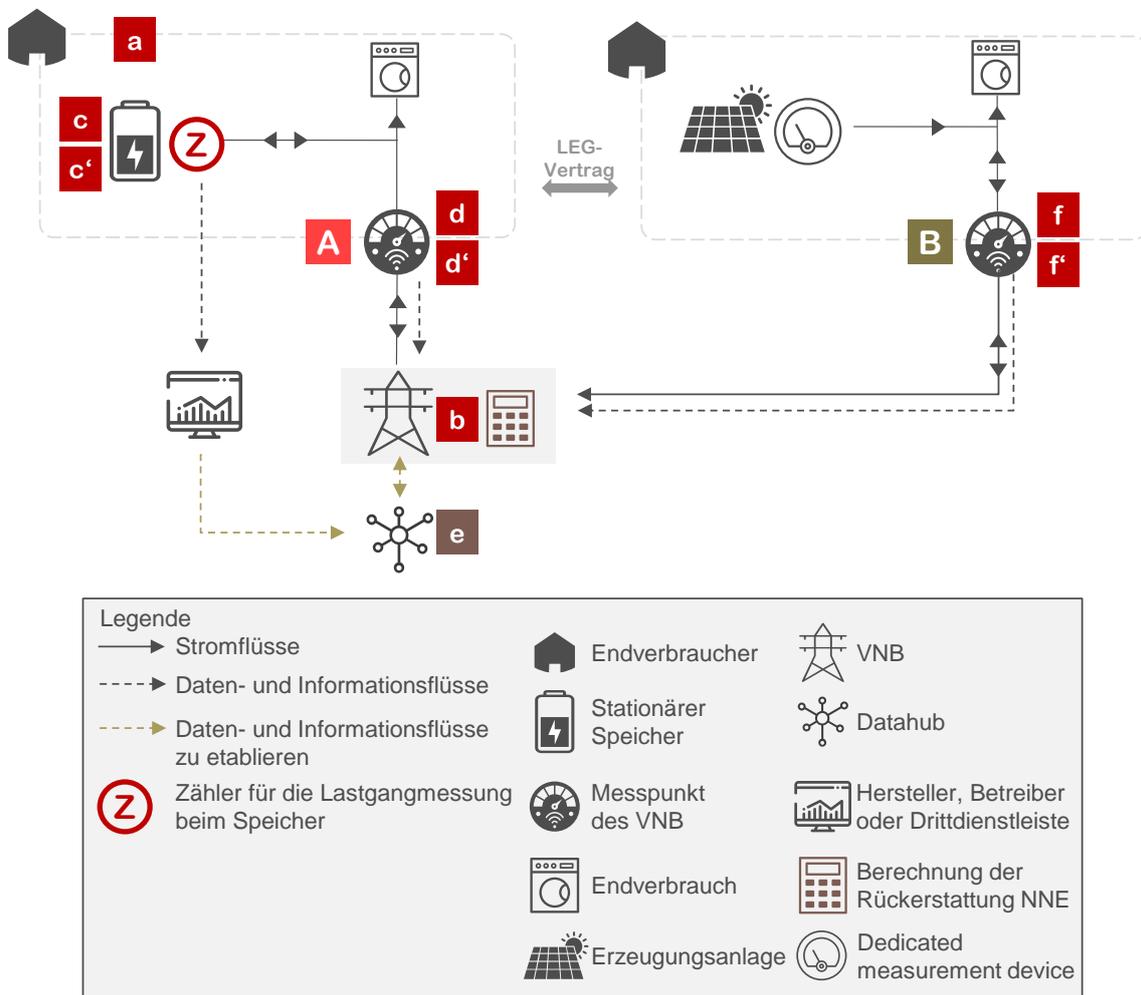


Abbildung 30 - Schematische Darstellung vom Fall 1c

Partner B produziert Energie für Partner A: dafür wird das lokale Verteilnetz genutzt und die von A gespeicherte Energie gilt als „Energie aus dem Netz“.

4.3.4 Konstellation 2a

Fall 2a behandelt die Komplexität, die durch die Berücksichtigung von mobilen Speichern entsteht (Abbildung 31). An jedem Ladepunkt des Fahrzeugs muss die Fahrzeug-ID mit der Messpunkt-ID abgeglichen werden. So kann das Ladeverhalten des Fahrzeugs rekonstruiert werden (Zuordnung der Messungen c und d mit einem Übereinstimmungsregister⁸, das die Fahrzeugkennung mit der ID der Messpunkte der VNB verknüpft). In ähnlicher Weise erfordert die Ermittlung des Lastgangs der ins Netz zurückgespeisten Mengen (Verknüpfung der Messungen c' und d') die Verwendung eines Übereinstimmungsregisters, das das Fahrzeug und die Messpunkte zuordnet.

Der Umgang mit mobilen Speichern bedarf Informationen, welche mit herkömmlichem Smart Metern (im Sinne der Mindestanforderungen von Art. 8a StromVV) nicht erfasst werden können. Dies ist z.B. der Fall für die Fahrzeug-ID oder die Ladestation-ID (siehe Abbildung 32). Dies zeigt, dass die systematische Umsetzung der Rückerstattung nicht nur auf Basis der Smart Meter bei den Messpunkten der VNB basieren kann und dass in diesem Fall die Nutzung von «sub-Metering»⁹ notwendig ist.

⁸ Ein solcher Register existiert heute nicht und wäre zu schaffen. Dabei sollten sich die Speicherbetreiber, die von der Rückerstattung profitieren möchten, einmalig anmelden und die ID ihrer Speicher eingeben. Die Anmeldung zu diesem Register könnte auch die Gegebenheit sein, die explizite Einwilligung des Speicherbetreibers für die Bearbeitung seiner Messdaten zu bekommen (siehe Abschnitt 5.3 zu Datenschutz). Dieser Register ermöglicht die zeitlich dynamische Zuordnung eines Speichers zu den Messpunkten der VNB: z.B. für einen mobilen Speicher erfasst den Register, wann das Elektrofahrzeug geladen oder entladen hat und bei welchem Messpunkt des VNB. Dafür bekommt er die notwendigen Informationen durch automatisierte Datentransfer. Die entsprechenden notwendigen Daten- und Informationsaustauschen sind in den jeweiligen schematischen Darstellungen und in die Detailbeschreibungen im Anhang repräsentiert. Dieses Register könnte vom Datahub verwaltet werden oder von den einzelnen VNB, solange nur stationäre Speicher für die Rückerstattung berücksichtigt werden.

⁹ Sub-Metering kann definiert werden als eine Energiemessung, welche nach dem Messpunkt des VNB erfolgt. Für die Durchführung von sub-Metering ist nicht unbedingt der VNB zuständig, dabei kann es sich auch um Dritten (z.B. Dienstleister oder Aggregatoren) handeln.

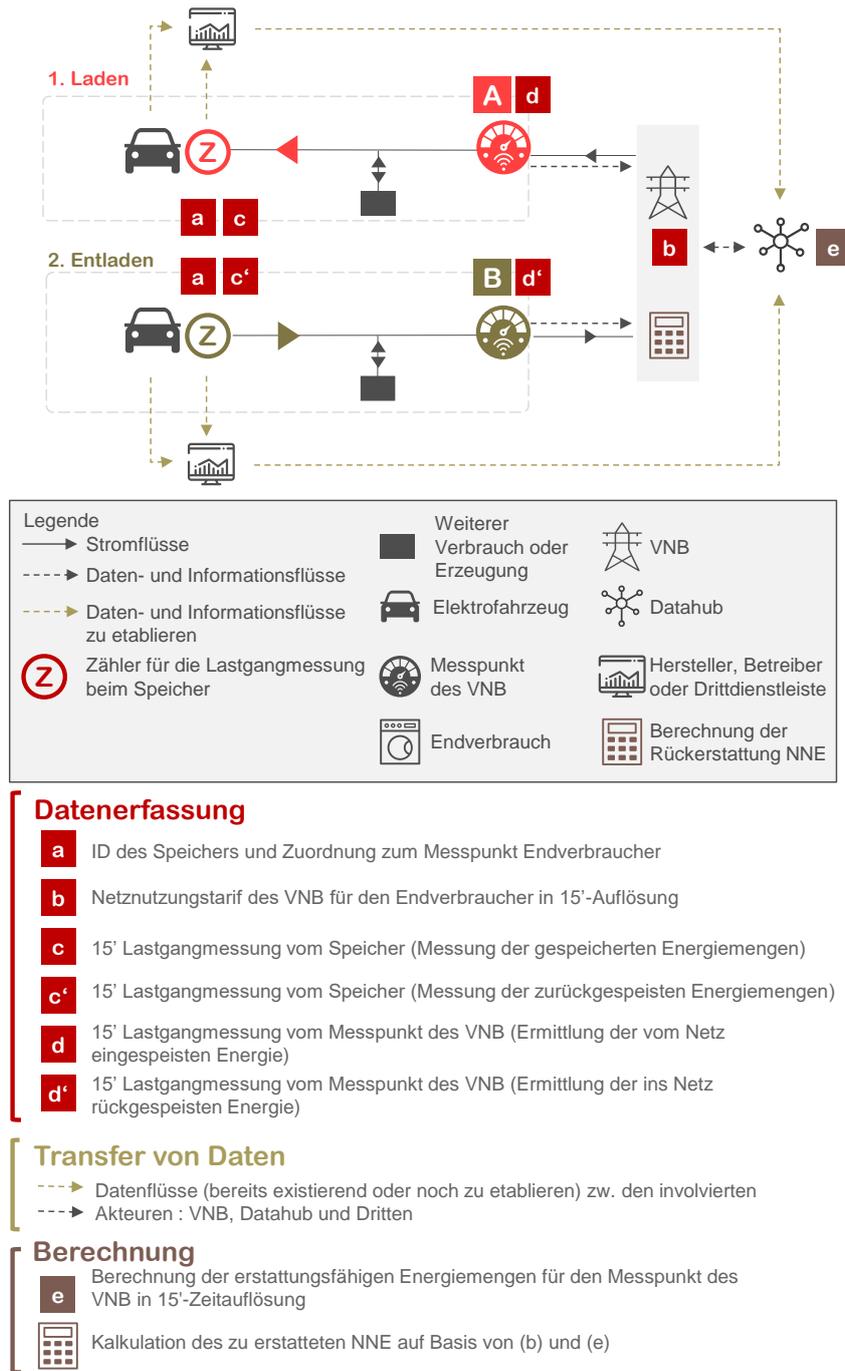


Abbildung 31 - Schematische Darstellung vom Fall 2a

Nutzung der Messwerte der Elektrofahrzeuge

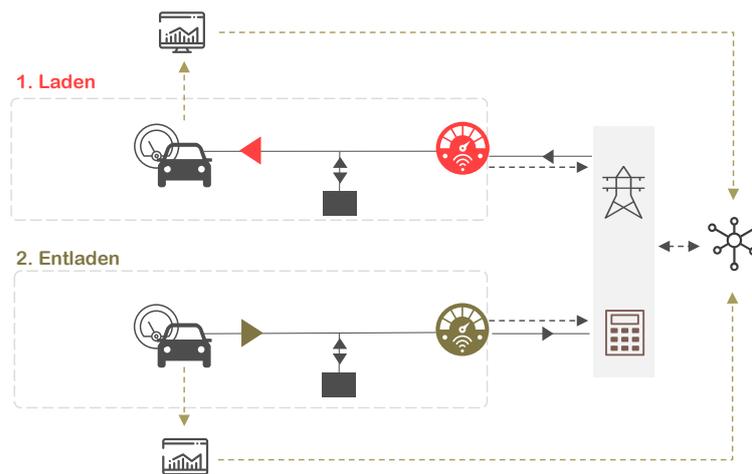
Theoretisch könnten die Stromflüsse für einen mobilen Speicher beim Elektrofahrzeug selbst gemessen werden. Dies erfordert, dass diese Fahrzeuge mit entsprechenden Strommessgeräten ausgerüstet sind.

Das identifizierte Konzept für die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts sollte grundsätzlich technologieoffen sein. Die Analyse der heute verfügbaren Marktlösungen (Kapitel 6) zeigt aber, dass der Ansatz basierend auf die Nutzung der Messwerte der Elektrofahrzeuge aus heutiger

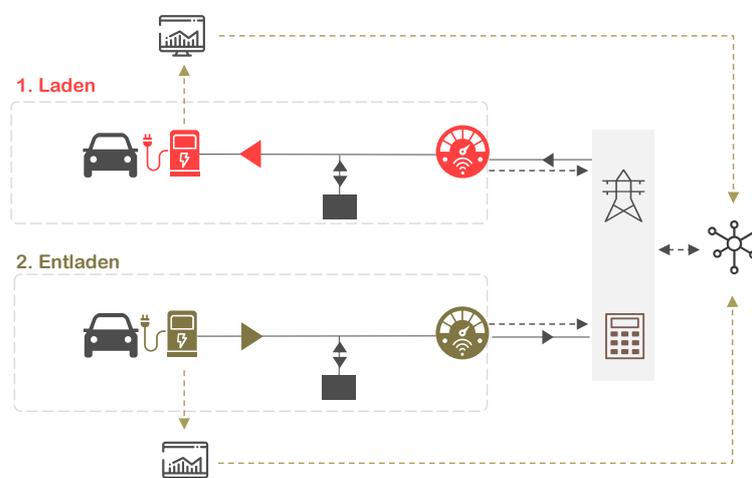
Sicht auf mehreren Hürden stossen würde. Zum einen sind heute die bei der Fahrzeugbatterie eingebauten Strom- und Spannungssensoren nicht MID-zertifiziert und erlauben keine 15-Minuten Lastgangmessung. Zum anderen sind diese Daten heute nur schwer oder nicht zugänglich: nur der Hersteller kann heute auf diese zugreifen und stellt diese nicht unbedingt zur Verfügung. Dies könnte sich jedoch in die Zukunft ändern. Je nach technischer Entwicklung der Produkte und je nach Weiterentwicklung der europäischen Regulierung könnte die Bereitstellung der Fahrzeugdaten von den Herstellern zum Standard werden.

Eine Weiterentwicklung der Messtechnologien und der Datenlieferung von den Elektrofahrzeugherstellern ist heute noch unklar. Dies könnte sich mittel- bis langfristig ändern aber bleibt heute noch ungewiss. Diese Weiterentwicklung sollte eher auf europäische Ebene getrieben werden und es erscheint unverhältnismässig bzw. nicht angemessen, in diesem Bereich Schweiz-spezifische Anforderungen festzulegen.

In vorliegendem Bericht wird diese Variante (Option 1, siehe Abbildung 32) zugunsten von direkten Messungen an Ladestationen (Option 2) im Hintergrund gelassen. Je nach Weiterentwicklung der europäischen Regulierung (z.B. für die Messdatenbereitstellung durch Hersteller) bzw. der Marktprodukte für Elektrofahrzeuge könnte die Nutzung der Messwerte der Elektrofahrzeuge eine Option sein. Das könnte z.B. der Fall, wenn Elektrofahrzeuge mit anforderungskonformen Messgeräten ausgerüstet werden und wenn diese Daten von den Herstellern zur Verfügung gestellt werden.



Option 1: Messung und Übertragung von Daten durch das Elektrofahrzeug



Option 2: Messung und Übertragung von Daten durch die Ladestation

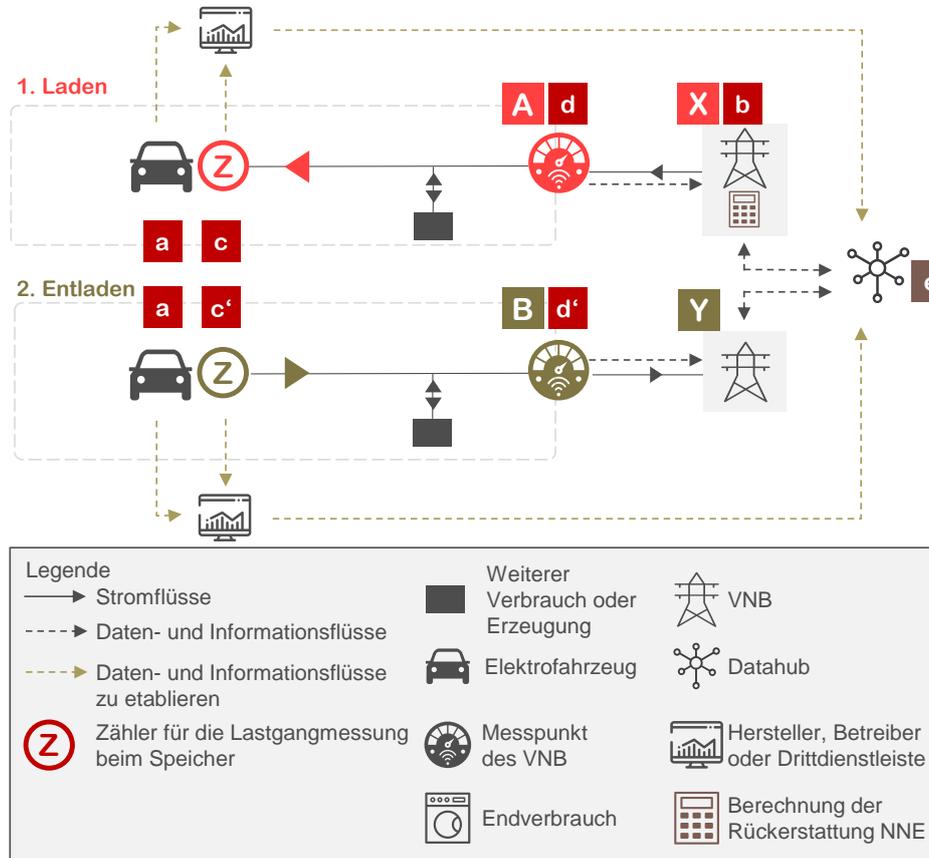
Legende		
→ Stromflüsse	■ Weiterer Verbrauch oder Erzeugung	⚡ VNB
---> Daten- und Informationsflüsse	🚗 Elektrofahrzeug	🌐 Datahub
Daten- und Informationsflüsse zu etablieren	📡 Messpunkt des VNB	🏢 Hersteller, Betreiber oder Drittdienstleister
	🕒 Dedicated measurement device	📊 Berechnung der Rückerstattung NNE

Abbildung 32 – Illustration der beiden Optionen für die Datenerhebung bei mobilen Speichern

Sollte für die Abwicklung der zukünftigen Abgabe auf Elektrofahrzeug ein Modell umgesetzt werden, welches auf eine Strommessung bei den Elektrofahrzeugen basiert, sollte geprüft werden, ob dasselbe Messverfahren für die Rückerstattung genutzt werden könnte (dabei die technischen Anforderungen an die Messung berücksichtigt werden müssen, siehe Kapitel 5)

4.3.5 Konstellation 2b

Fall 2b, schematisch dargestellt in Abbildung 33, zeigt den Fall eines Elektrofahrzeugs, das in einem Versorgungsgebiet eines VNB X lädt und dann in das Versorgungsgebiet eines anderen VNB Y zurückspeist.



Datenerfassung

- a** ID des Speichers bzw. des Elektrofahrzeugs
- b** Netznutzungstarif des VNB X für den Endverbraucher A in 15'-Auflösung
- c** 15' Lastgangmessung von dem Elektrofahrzeug im Punkt A (Messung der gespeicherte Energiemengen)
- c'** 15' Lastgangmessung von dem Elektrofahrzeug im Punkt B (Messung der zurückgespeisten Energiemengen)
- d** 15' Lastgangmessung vom Messpunkt des VNB X (Ermittlung der vom Netz eingespeisten Energie)
- d'** 15' Lastgangmessung vom Messpunkt des VNB Y (Ermittlung der ins Netz rückgespeisten Energie)

Transfer von Daten

- > Datenflüsse (bereits existierend oder noch zu etablieren) zw. den involvierten Akteuren
- > : VNB, Datahub und Dritten

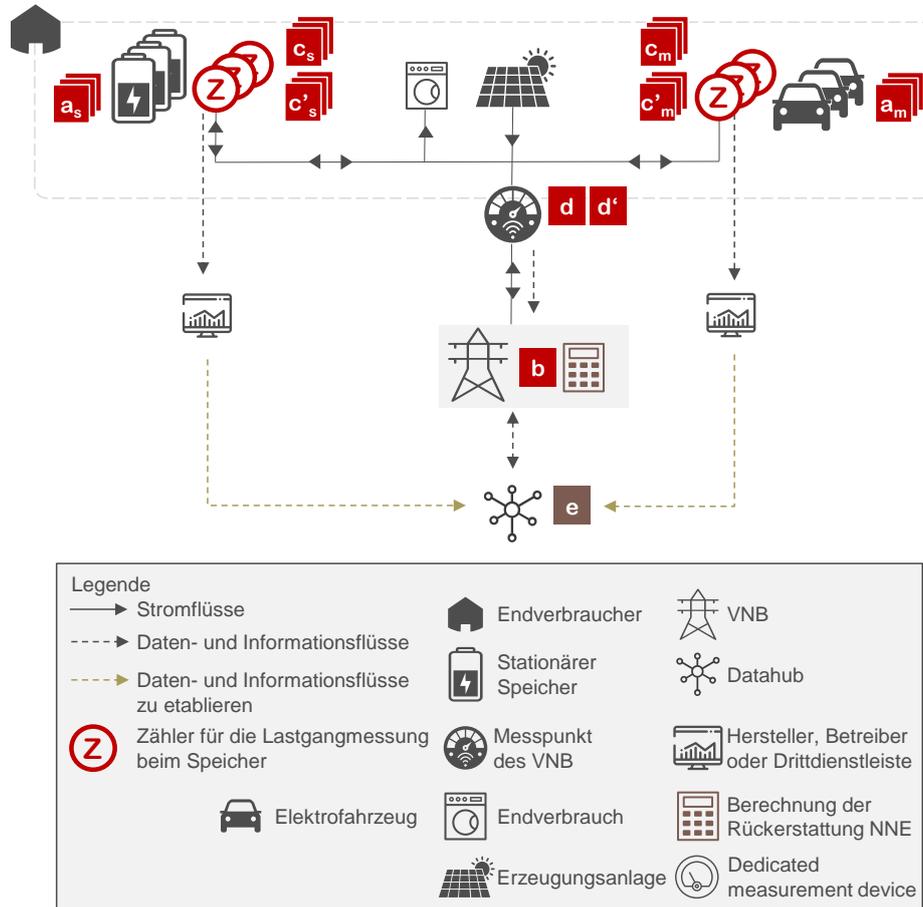
Berechnung

- e** Kombination der Daten zum Aufbau eines Logbuchs (Lade- und Entladeverlauf des Fahrzeugs). Übermittlung der entsprechenden erstattungsfähigen Energiemengen auf die jeweiligen VNB für die Rückerstattung bei den betroffenen Endverbrauchern
- 🧮 Kalkulation des zu erstatteten NNE auf Basis von (b) und (e)

Abbildung 33 - Schematische Darstellung vom Fall 2b

4.3.6 Konstellation 3

Mit den methodischen Grundsätzen der zuvor genannten Fälle ist es möglich, die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts in jedem beliebigen Verbrauchsfall zu berechnen. Konstellation 3 stellt eine Anlage mit mehreren stationären und mobilen Batterien dar.



Datenerfassung

- a_s** **a_m** ID des Speichers und Zuordnung zum Messpunkt Endverbraucher
- b** Netznutzungstarif des VNB für den Endverbraucher in 15'-Auflösung
- c_s** **c_m** 15' Lastgangmessung vom Speicher (Messung der gespeicherten Energiemengen)
- c'_s** **c'_m** 15' Lastgangmessung vom Speicher (Messung der zurückgespeisten Energiemengen)
- d** 15' Lastgangmessung vom Messpunkt des VNB (Ermittlung der vom Netz eingespeisten Energie)
- d'** 15' Lastgangmessung vom Messpunkt des VNB (Ermittlung der ins Netz rückgespeisten Energie)

Transfer von Daten

- > Datenflüsse (bereits existierend oder noch zu etablieren) zw. den involvierten Akteuren : VNB, Datahub und Dritten

Berechnung

- e** Berechnung der erstattungsfähigen Energiemengen für den Messpunkt des VNB in 15'-Zeitauflösung
- 🧮 Kalkulation des zu erstatteten NNE auf Basis von (b) und (e)

Abbildung 34 - Schematische Darstellung vom Fall 3

4.4 Fazit: Konzept für die Umsetzung der Rückerstattung

Der gesamte Prozess für die Berechnung der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts ist in Abbildung 35 dargestellt. Dieses Konzept stellt den Datahub in den Mittelpunkt des Verarbeitungsprozesses. Dieser ist unumgänglich, sobald mobile Speicher im Spiel sind, um die Vervielfachung des Datenaustauschs und die Redundanz der von den VNB durchzuführenden Berechnungen zu vermeiden. Der Datahub sorgt für die Verarbeitung der Energiedaten (Rekonstruktion von Lastkurven, Identifizierung der für eine Erstattung in Frage kommenden Energiemengen, Identifizierung der Zeitstempel und Zeiträume, um die es geht usw.). Dafür muss er auch auf Basis der Empfangenen Informationen einen zeitlichen Übereinstimmungsregister zwischen den ID der Speicher (stationär und mobil) und den ID der Messpunkte der VNB betreiben¹⁰.

Diese Energiedaten werden dann an die VNBs für die finanziellen Abrechnungen weitergeleitet.

Die Frequenz für den Versand der Daten ist zu diesem Zeitpunkt noch offen. Zum einen müssen die Datentransfer mit den üblichen Prozessen für die Netznutzungskalkulation (inkl. Analyse und Prüfung der Datenqualität) kohärent sein. Zum anderen besteht kein Bedarf für eine quasi-Echtzeit Übermittlung der Daten, was den betroffenen Akteuren unnötig belasten würde.

Dieses identifizierte Konzept stellt eine zentrale, langfristige Vision dar, die alle Arten von Speichern, stationäre wie mobile, einschliesst. Sollten aus irgendeinem Grund nur stationäre Speicher in Betracht gezogen werden, wäre der Einsatz des Datahub nicht mehr notwendig. In diesem Fall könnten die Energieberechnungen und die Datenverarbeitung von jedem VNB in seinem Versorgungsgebiet individuell durchgeführt werden, ohne dass eine Koordination oder ein Datenaustausch mit anderen VNB erforderlich wäre.

¹⁰ Ein stationärer Speicher ist immer demselben Messpunkt des VNB zugeordnet. Das ist für mobile Speicher nicht der Fall. Dafür bekommt der Datahub, für jeglicher Speicher, die Information in 15-Minuten Schritte der Speicherzuordnung zum Messpunkt des VNB. Diese Information ist notwendig für die Durchführung der Kalkulationen, welche im Anhang beschrieben sind.

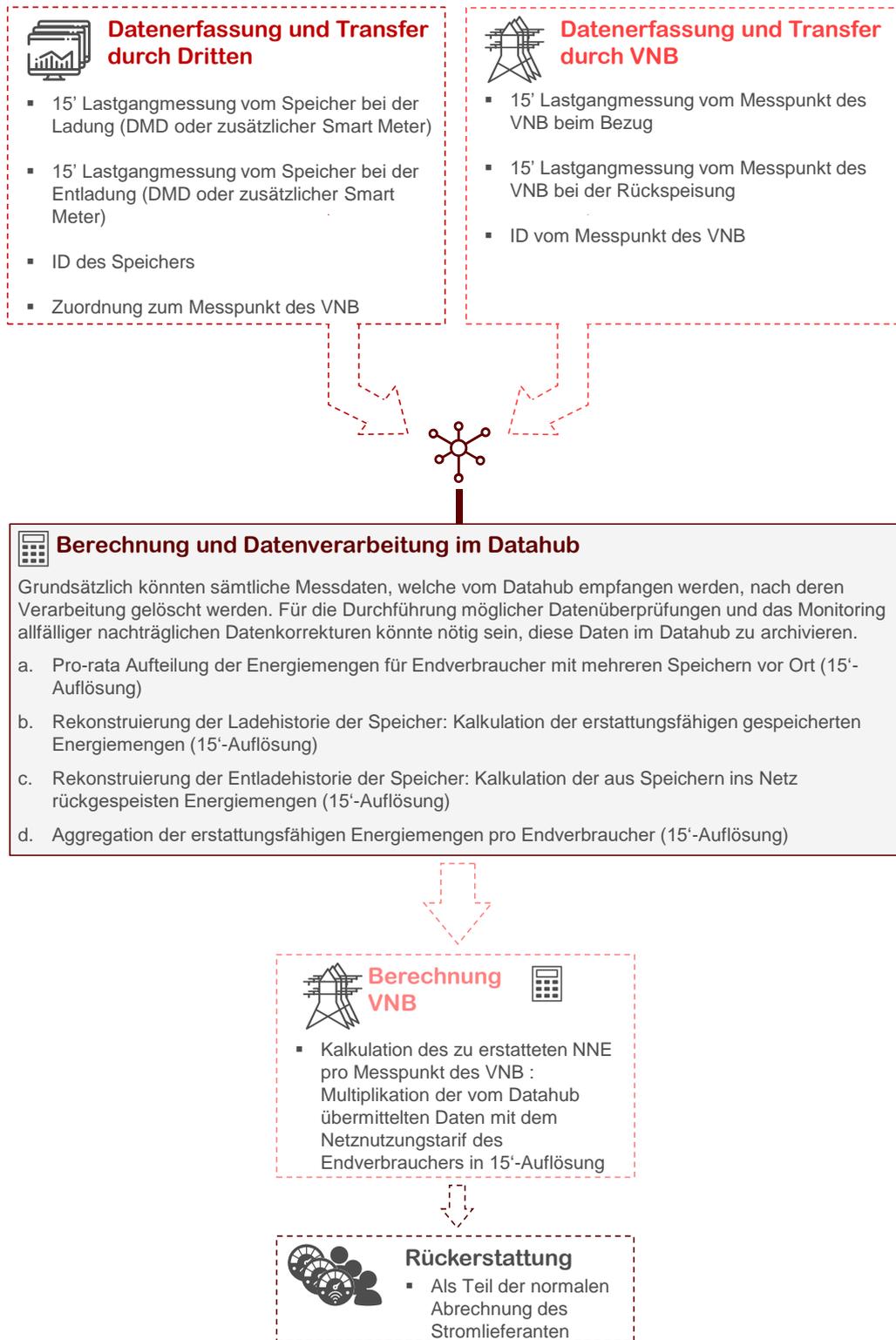


Abbildung 35 - Schematisierung des Datenaustauschs

5 Technische Anforderungen für die Messung, den Transfer und die Verarbeitung der Daten

5.1 Messung beim Speicher

Das identifizierte Konzept basiert auf vorhandenen Messgeräten (sog. *Dedicated Measurement Devices* DMD, siehe Abschnitt 626.5) oder erfordert zusätzliche spezifische Messgeräte, wenn keine konforme DMD für die Strommessung bei den Speichern vorhanden sind. In den Arbeiten mit der Begleitgruppe wurde die folgenden Anforderungen, die die Messgeräte berücksichtigen müssen, identifiziert:

- Eine direkte Messung der Stromflüsse beim Speicher ermöglichen.
- Die Zertifizierung für eine Genauigkeit aufweisen, welche den MID oder EMmV-Anforderungen entspricht (z.B. gem. Anhang 1 Ziffer 3 der EMmV).
- Energiemengen mit einer Auflösung von 15-Minuten messen und übermitteln (Lastgangmessung)¹¹.
- Unterschiedliche Register für Entnahme und Einspeisung betreiben (ohne Netting zwischen diesen beiden Registern¹²)
- Die Datenintegrität muss gewährleistet werden. Dadurch muss kontrolliert werden können, dass die Daten nicht korrumpiert oder verfälscht werden. Dies kann z.B. mit der elektronischen Signatur der Daten, was mit den Anforderungen der MID kompatibel ist¹³.
- Eine eigene Identität besitzen und übertragen (notwendig für die Erkennung der elektronischen Signatur).

Die Berücksichtigung dieser Anforderungen soll sicherstellen, dass die Kalkulationen für die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts auf robuste Daten basieren, welche insbesondere die Grundsätze der gesetzlichen Messung für Genauigkeit und Integrität berücksichtigen.

Energiemengen, welche mit nicht-konformen Messgeräten erfasst werden, werden für die Rückerstattung nicht berücksichtigt.

¹¹ Die Ablesung eines Messgeräts in 15-Minuten Schritten für die Konstituierung einer Lastgangmessung für Abrechnungszwecke ist fragwürdig und möglicherweise mit rechtlichen Anforderungen für das Messwesen nicht kompatibel. Wenn die Kommunikation unterbrochen wird, ist die Genauigkeit des 15-Minuten Lastgangs nicht gewährleistet. Zudem ist die Messgenauigkeit des Geräts in 15-Minuten nicht garantiert, wenn das Gerät für längere Messperiode zertifiziert wurde.

¹² Dies ist heute der Stand der Technik bei Energiezähler mit zwei Registern.

¹³ Gemäss der europäischen MID Richtlinie muss den Benutzer seine Messdaten visualisieren können. Dies kann z.B. mit einem LCD-Bildschirm (in diesem Fall nicht angemessen, auch wenn von MID erlaubt) oder mit einer Visualisierung von elektronisch signierten Daten auf einer dedizierten Schnittstelle (z.B. App). Dieser Teil der MID zur Visualisierung der Daten setzt das Schweizer Recht bloss ein-zu-eins um

5.2 Datentransfer

Die Branchenstandards für Daten- und Informationstransfer mit VNB und mit dem Datahub müssen berücksichtigt werden. Diese Standards werden von der Branche in entsprechenden Branchendokumenten definiert und sämtliche Akteure, welche an die Strommarktmechanismen beteiligt sind, müssen diese Standards berücksichtigen. Dies ist insbesondere der Fall vom Branchendokument Standardisierter Datenaustausch für den Strommarkt Schweiz (SDAT – CH), welcher die Datenaustauschprozesse (z.B. Messdatenaustausch, Wechselprozesse) und deren verbindliche Umsetzung beschreibt.

Beim Versand der Daten muss die Datensicherheit gewährleistet werden. Dabei sind auch die Branchenstandards für Datensicherheit zu berücksichtigen aber auch mögliche regulatorische Vorgaben. Z.B. werden ab 1. Juli 2024 die VNB und möglicherweise der zukünftiger Datahub NIST-Vorgaben gem. Art. 5a StromVV berücksichtigen müssen. Allfällige Dritten, welche Daten mit dem Datahub oder allenfalls mit den VNB austauschen werden, werden voraussichtlich gewisse IT-Sicherheitsanforderungen erfüllen müssen. Diese Anforderungen können in spezifischen Branchendokumenten festgelegt werden.

Wenn Daten aufgrund von Kommunikationsprobleme (z.B.: Kommunikationsunterbrechung oder Datenkorruption beim Versand) nicht zur Verfügung stehen, werden die entsprechenden Energiemengen für die betroffenen Zeitperiode für die Rückerstattung nicht berücksichtigt.

5.3 Datenverarbeitung

Die Analyse der Anwendungsfälle hat gezeigt, dass die Rückerstattung des Netznutzungsentgelt auf komplexeren Berechnungsetappen basiert. Dafür muss geregelt werden, wer die Daten sammelt (z.B. Datahub oder ev. VNB), plausibilisiert, verarbeitet und archiviert. Dies könnte in einem Branchendokument festgelegt. Dieses Dokument würde als Referenz dienen für den Datahub und für die VNB, aber auch für sämtliche Dritten, welche Daten mit denen austauschen. Die Definition der Aufgaben für die Datenverarbeitung muss auch die regulatorischen Rahmenbedingungen für den Datahub berücksichtigen:

Für die Datenverarbeitung müssen grundsätzlich die Anforderungen des Datenschutzgesetzes (DSG) berücksichtigt werden. In diesem Zusammenhang wäre vorstellbar, dass für die Abwicklung der Rückerstattung die betroffenen Dateneigentümer ihre jeweilige explizite Einwilligung zur Datenverarbeitung abgeben. Dies wäre damit kohärent, dass gem. Art. 14a StromVG die Rückerstattung nach Eintrag des Betreibers des Speichers erfolgen soll.

Ebenfalls wie für den Datentransfer muss für die Datenverarbeitung die Datensicherheit gewährleistet werden. Datenschutz ist insofern wichtig, denn für die Abwicklung des identifizierten Konzepts müssen personenbezogenen Messdaten (z.B. 15-Minuten Lastgangmessungen) und Informationen (z.B. Speicher ID) verarbeitet werden. Datensicherheit unterstützt den Datenschutz und die Vertraulichkeit und gewährleistet die Integrität und die Verfügbarkeit der Daten. Dabei müssen Gesetz- und Verordnungsbestimmungen (wie z.B. Art. 5a StromVV) und allfällige

relevante Branchendokumente (z.B. ähnlich zu den VSE-Richtlinien für die Datensicherheit von intelligenten Messsystemen) berücksichtigt werden.

6 Überblick der technischen Marktlösungen

6.1 Messung der Daten bei stationären Speichern

In der Regel verfügen stationäre Speicher über Messgeräte für die Messung der Stromflüsse beim Laden und Entladen. Dies ist insbesondere nötig für die Steuerung des Speichers und für dessen Kopplung mit einem Energy Management System (EMS) für die Integration mit z.B. lokaler Erzeugung oder Endverbrauch.

In gewissen Fällen kann der Speicherbetreiber auf diese Messdaten zugreifen (z. B. ermöglichen einige Modelle die Anzeige von 1h-Werten über ein herstellerspezifisches Kundenportal). Jedoch ist bei meistens Marktprodukte weder die 15-Minuten Lastgangmessung noch die MID-Zertifizierung von Strommessgeräten für stationäre Speicher garantiert. Ein marktführender Installateur in der Westschweiz (mit Batteriesystemen von Tesla, Sonnen, Solaredge, Kostal+BYD, Fronius+BYD, Solaregde+BYD) berichtet, dass die Strommessgeräte dieser Batterie über keine Zertifizierung (insb. MID) verfügen und eine Ungenauigkeit von bis zu 5% aufweisen können. Die 15-Minuten Lastgangmessung sei je nach System möglich, aber kein Standard.

Die meisten Batteriehersteller bieten die Installation eines zusätzlichen Messgeräts an, das mit dem Speichersystem kompatibel ist. Der Einsatz dieser Geräte ist aber grundsätzlich nicht für die Strommessung unmittelbar bei Batterie vorgesehen. Diese Geräte sind für die Steuerung des Energieflusses im Haus bestimmt, wenn es sich um Anlagen handelt, die die Batterie mit einer lokalen Erzeugungsanlage kombinieren. Auch wenn einige (nicht alle) dieser Messgeräte MID-zertifiziert sind, ist die 15-Minuten Lastgangmessung ebenfalls nicht garantiert. Abbildung 36 präsentiert die Eigenschaften von gewissen Marktprodukten, welche heute auf dem Markt verfügbar sind.

Heute signalisieren gewisse Hersteller von stationären Heimspeicher noch keine Standardisierung für den Einbau von MID-konformen 15-Lastgangmessungen in ihren Produkten. Dies könnte sich ändern je nach Entwicklung der Regulierung (z.B. in Deutschland für die Ermöglichung der Vermeidung der Doppelbelastung von Speichern und Endverbrauchern). Hingegen sind grössere stationäre Batterien (z.B. > 0.5 -1 MW) in der Regel bereits heute mit 15-Minuten Lastgangmessungen ausgerüstet.

	Huawei LUNA2000	LG HBC	SolarEdge Home battery	Sonnen SonnenCore	Tesla PowerWall	Varta element backup
Speicherkapazität	5-30 kWh	10,7-28,5 kWh	4,6-23 kWh	10-60 kWh	13,5 kWh	6,5-19,5 kWh
Integrierte Zähler	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
▪ MID-zertifiziert	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
▪ 15' Lastgangmessung	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
Kompatibler zusätzlicher Stromzähler für die Messung der Energieflüsse beim System Haushalt +PV+Batterie (nicht spezifisch für die Batterie)						
Modell	Chint DTSU666-HW	ABB B23 312-100	SolarEdge SE-WND-3Y400-MB-K2	Carlo Gavazzi EM271	Neurio W1 / W2	Varta Splitcore sensor 3-phase
Messgenauigkeit	+/- 1%	MID Klasse B (+/- 1%)	+/- 1%	+/- 1%	+/- 1%	+/- 1%
15' Lastgangmessung	Nein	(Ja)	(Nein)	(Nein)	(Nein)	(Nein)
Das Messgerät ist MID-zertifiziert	Nein	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein
Das Messgerät ist gem. Art. 8a StromVV zertifiziert (Smart metering)	Nein	(Nein)	Nein	Nein	Nein	Nein

Abbildung 36 - Beispiele von Marktprodukten für stationäre Speicher

6.2 Messung der Daten bei Elektrofahrzeugen

In Elektrofahrzeugen ist meistens der Ladezustand die relevante Grösse, welche gemessen wird und dem Nutzer zur Verfügung gestellt wird (z.B. Fahrzeugdashboard oder App). Die Messung der Stromflüssen bei der Batterie und deren Bereitstellung an den Nutzer steht momentan bei den Herstellern viel weniger im Fokus. In Verbraucherforen wird der fehlende Zugang zu Daten über die bezogene Energie angesprochen und auf die Installation von Wallboxen und zusätzlichen Zählern hingewiesen. Zwar wird dies von den eingebauten Strom- und Spannungssensoren gemessen, aber das Messergebnis steht dem Nutzer nicht zur Verfügung. Zudem sind diese Sensoren nicht MID-zertifiziert und erlauben keine 15-Minuten Lastgangmessung. Bei gewissen Modellen, welche die Visualisierung der Energiemengen (Laden und Entladen) bei der Batterie ermöglichen, ist unklar, ob die Energiemengen von direkten Messungen resultieren oder auf Basis alternativen Methoden eingeschätzt und kalkuliert wurden (z.B. Annäherung auf Basis des Ladezustands).

Die Installation von zusätzlichen Strommessgeräten in Fahrzeugen wird von der Produktentwicklung der einzelnen Automobilhersteller abhängen, und die Schweiz wird die Standards der Automobilhersteller berücksichtigen müssen. Diese Entwicklung könnte durch die Verbreitung von V2G-Anwendungsfällen motiviert sein. Bisher hat jedoch noch kein Hersteller solche Initiativen kommuniziert. Dies könnte sich jedoch bis 2030 ändern, und diese technologischen Entwicklungen müssen beobachtet werden, um sie gegebenenfalls bei der

Umsetzung der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts zu berücksichtigen. Z.B. in Japan müssen bereits alle verkauften Elektroautos bidirektionales Laden anbieten.

Die Elektrofahrzeuge, die von der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts profitieren könnten, sind per Definition diejenigen, die bilaterales Laden ermöglichen und ins Netz zurückspeisen können (V2G-Elektrofahrzeug). Die technischen Eigenschaften von 3 aktuellen V2G-Elektrofahrzeugen sind in der Abbildung 37 aufgeführt. Diese Beispiele sind die 3 meistverkauften bidirektional laden kompatiblen Modelle in der Schweiz im Jahr 2023. Weitere Modelle sind V2X-kompatibel z.B. Nissan Leaf, Nissan e-NV200, Mitsubishi iMiev, Mitsubishi Outlander PHEV, Peugeot iON und Citroën C0.

	 Cupra Born	 Hyundai Ioniq 5	 KIA EV6
V2G-Kompatibilität	Nur möglich über ein kompatibles bidirektionales Ladegerät wie die Wallbox Quasar 2	V2L unterstützt Geräte und Geräte mit einer maximalen Last von 3,6 kW Hyundai führt laufende V2X-Tests durch	V2L-unterstützende Geräte und Geräte mit einer maximalen Last von 3,6 kW
Datenzugriff	Über eine Telefon-App und vom Auto aus Infotainmentsystem	Über eine Telefon-App und vom Auto aus Infotainmentsystem	Über eine Telefon-App und vom Auto aus Infotainmentsystem
Zugängliche Energiedaten	Ladezustand der Batterie, Bleibende Autonomie, Energieverbrauch (Schätzung)	Ladezustand der Batterie, Bleibende Autonomie, Energieverbrauch (Schätzung)	Ladezustand der Batterie, Bleibende Autonomie, Energieverbrauch (Schätzung)
Messung Stromeispeisung und Strombezug	Per Default nicht vorhanden : Erhältlich über eine optional erhältliche Ladestation mit MID-Ladegerät	Per Default nicht vorhanden : Erhältlich über eine Ladestation inklusive Zähler und Verkauf durch ein Drittunternehmen	Per Default nicht vorhanden : Erhältlich über eine Ladestation inklusive Zähler und Verkauf durch ein Drittunternehmen

Abbildung 37 - Beispiele von V2G-kompatiblen Elektrofahrzeugen im Jahr 2023 in der Schweiz

In der Schweiz machen V2G/V2L/V2H-kompatible Fahrzeuge 2 % der Neuzulassungen im Jahr 2023 aus. 76 % dieser Verkäufe konzentrieren sich auf die Modelle: Cupra Born (42%) – V2G/V2L, Hyundai Ioniq 5 (22%) – V2L, KIA EV6 (11%) – V2L, Nissan Leaf (2%) – V2G/V2L. Dabei muss beachtet werden, dass bidirektionales Laden nicht unbedingt V2G bedeutet und dass Fahrzeuge, die nur V2L- oder V2H-kompatibel sind, nicht in der Lage sind, Energie in das Stromnetz einzuspeisen. Die Anzahl der mit der V2G-Technologie ausgestatteten Fahrzeuge in der Schweiz (und in Europa) ist noch sehr gering und die tatsächliche Nutzung beschränkt sich vor allem auf Pilotprojekte (ca. 1% der Neuzulassungen im Jahr 2023 in der Schweiz). Die Technologie befindet sich je nach Hersteller noch in der Test- oder Entwicklungsphase.

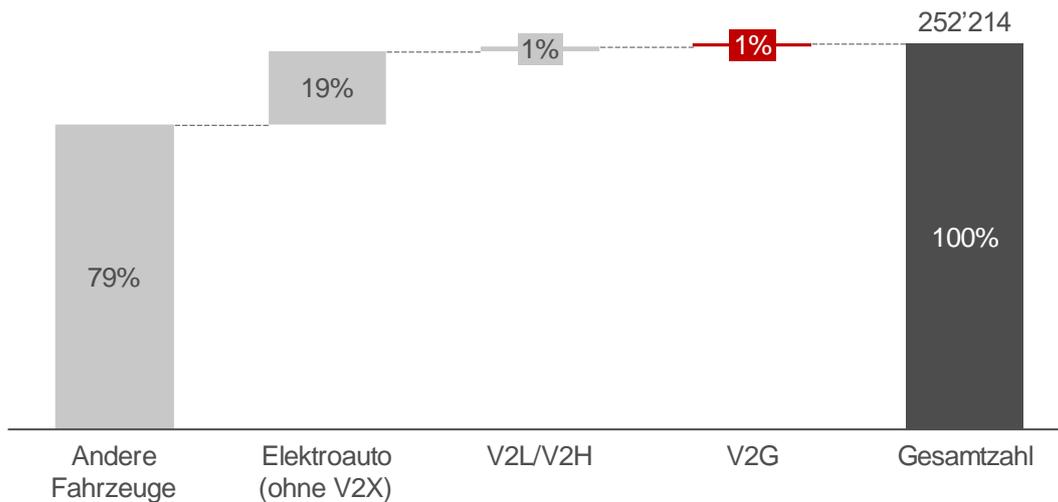


Abbildung 38 - Anteil des Elektroautos und V2G-Fahrzeuge an den Neuzulassungen im Jahr 2023 in der Schweiz

In den Datenblättern von Elektrofahrzeugen (insbesondere von V2G-kompatiblen Fahrzeugen) wird kein Zähler zur Messung des eingespeisten Stroms erwähnt. Die Fahrzeughersteller informieren darüber nicht. Vielmehr verweisen die Datenblätter auf die Zähler der Ladestationen. Zum Beispiel verweist die Dokumentation vom Fahrzeugmodell Cupra Born auf das Ladegerät der Marke Elli, in dem ein MID-konformer Zähler integriert ist. Einige Informationen sind über die App des Herstellers verfügbar, insbesondere über den Ladezustand der Batterie. Daraus lässt sich eine Berechnung der eingespeisten Energiemengen ableiten. Diese Berechnung ist jedoch keine direkte Messung und kann aufgrund der Temperaturschwankungen der Batterie ungenau sein (z.B. keine Garantie der Einhaltung der 2%-Grenze für die Ungenauigkeit).

6.3 Messung der Daten bei Ladestationen

6.3.1 Elektrische Ladestationen

Ladestationen können je nach Kapazität für die Datenerfassung und Kommunikationsschnittstellen in drei Kategorien eingeteilt werden. Diese sind Abbildung 39 zusammengefasst.

« Dumb Chargers » sind die Ladestationen mit den wenigsten Möglichkeiten zur Datenerfassung und -übertragung und betrifft die Auflademodi 3 und 4 gemäss IEC-Standard 61851-1. Einige „Dumb Chargers“ ermöglichen die Messung der bezogenen Energiemengen, verfügen aber nicht über Kommunikationsschnittstellen. Die Überwachung und Visualisierung der Ladedaten werden über das Elektrofahrzeug und dessen Schnittstelle ermöglicht. Diese Art von Ladegeräten könnten mit der Zeit weniger zum Einsatz kommen. Diese sind zum Beispiel in Grossbritannien seit 2022 verboten zu verkaufen¹⁴. Diese Systeme werden jedoch immer weniger eingesetzt. So

¹⁴ Die verkauften Ladestationen müssen über intelligente Funktionen verfügen. Sie müssen in der Lage sein, Informationen über ein Kommunikationsnetz zu senden und zu empfangen, auf

machten Dumb Chargers in den USA 2014 30% aller neu installierten Ladegeräte aus, 2019 werden es noch 15% sein und 2022 12,5% (National Renewable Energy Laboratory, 2020), (evstatistics, 2022).

Die Verbreitung der heute in der Schweiz installierten Ladestationen lässt sich nicht direkt ermitteln (in den USA stellen intelligente Ladegeräte die Mehrheit der neu installierten Ladegeräte dar). Sie verfügen über intelligente Ladefunktionen (z. B. Laden ausserhalb der Lastspitzenzeiten) und ermöglichen die Überwachung und Steuerung des Ladevorgangs aus der Ferne (Kappung der Lademenge, Anpassung der Ladezeit usw.). Sie sind in der Lage, Daten zu übertragen und sind mit Cloud-Lösungen kompatibel. Smart Charging ist in öffentlichen Ladesäulennetzen (z. B. evpass, eCarUp) und mit Heimpladestationen (z. B. Pico smart-me, Autel AC Wallbox) verfügbar.

Plug-and-Charge-kompatible Ladestationen sind Smart Charger, die das angeschlossene Elektrofahrzeug anhand einer eindeutigen Kennung erkennen können, wobei z.B. die ISO-Norm 15118 auf das Kommunikationsprotokoll zwischen dem Fahrzeug und der Ladestation angewendet wird. Diese Ladestationen ermöglichen die automatische Identifizierung und Abrechnung von Fahrzeugen und sind theoretisch V2G-kompatibel. Diese Art von Ladestation kann z.B. bei Unternehmen angeboten, welche ihren Mitarbeitern Ladelösungen anbieten möchten

Die Plug-and-Charge-Funktionalität wird durch die Norm ISO 15118¹⁵ definiert und ist in wenige öffentliche Ladestationen-Netze, hauptsächlich die Fast-Charge Netze (z.B. Fastned, Ionity, Tesla) und mit einigen lokalen Ladestationen (z.B. Walther Werke smartEVO 11) verfügbar. Die tatsächliche Einführung ist jedoch erst in den nächsten Jahren zu erwarten. Typ 2 und CCS-Ladekupplungen sind theoretisch kompatibel aber in den aktuellen Infrastrukturen (Fahrzeuge und Ladestationen) fehlt es oft an interoperablen Hardware- oder Softwarekomponenten, sowohl bei den Fahrzeugen als auch bei den Ladestationen. Für V2G enthält die Norm ISO 15118 bis jetzt nur wenige Spezifikationen und lässt noch relative viel Spielraum für proprietäre Lösungen (Interoperabilität nicht gewährleistet). Z.B hat Volkswagen im Jahr 2022 die Kompatibilität seiner Fahrzeuge für die gesamte ID-Reihe angekündigt, basiert auf E3/DC Lösungen¹⁶, wobei Tesla seine eigenen Protokolle bei seinen Fahrzeugen und Ladestationen verwendet. Autocharge ist ein anderes Kommunikationsprotokoll, das die automatische Erkennung des Autos ermöglicht, aber weniger sicher als Plug & Charge ist (Switch, 2024).

empfangene Signale zu reagieren (Erhöhung und Verringerung des Stromflusses durch die Ladestation, Verwaltung des Ladezeitplans), Netzflexibilitätsdienste (einschliesslich Nachfragesteuerung) anzubieten und über mindestens eine Schnittstelle zu verfügen, die es dem Besitzer ermöglicht, die vorgenannten Punkte zu nutzen (Legislation.gov.uk, 2021)

¹⁵ Der Standard gewährleistet ein hohes Sicherheitsniveau für den Datenschutz durch die Einführung eines Verschlüsselungssystem (Public Key Infrastructure mit der Ausstellung von Zertifikaten und Sicherheitsschlüsseln).

¹⁶ E3/DC-Produkte legen den Fokus auf V2H-Lösungen, ohne Garantie der Kompatibilität mit ISO 15-118

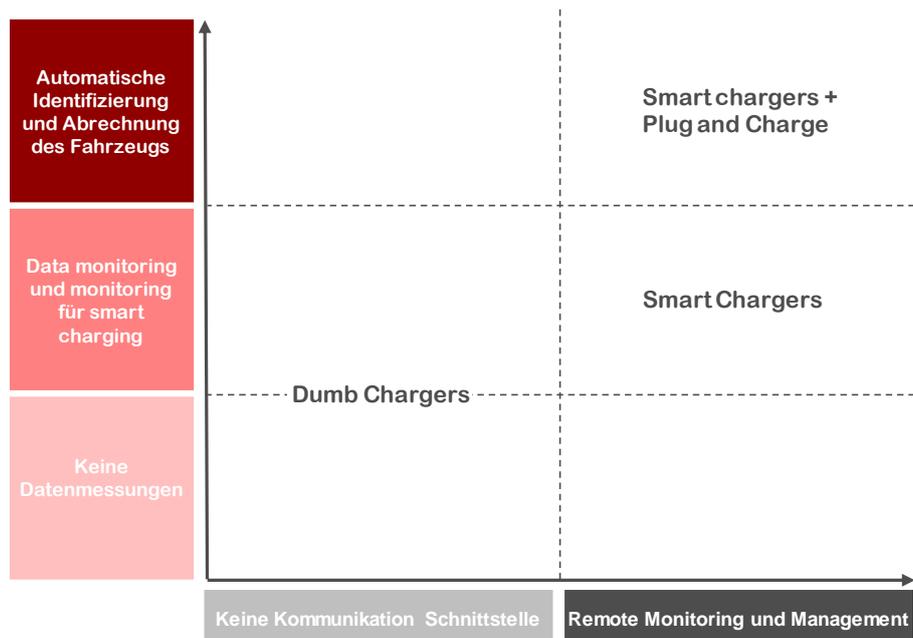


Abbildung 39 – Segmentierung der unterschiedlichen Typen von Ladestationen

Ladestationen sind nicht alle mit MID-zertifizierten Messgeräten ausgerüstet und die 15-Minuten Lastgangmessung ist nicht immer garantiert. Zudem weisen Betreiber von Ladestationen in der Schweiz darauf hin, dass viele öffentliche Ladestationen heute zwar mit MID-konformen Messgeräten ausgerüstet sind, welche jedoch keine 15-Lastgangmessung erlauben. Gemäss dem Entwurf zur Revision der EMmV, der Ende 2023 veröffentlicht wurde, sollten ab 3 Jahren nach Inkrafttreten alle neuen Ladestationen mit einer verrechnungsrelevanten Energiemessfunktion der EMmV entsprechen (insbesondere: MID-zertifiziert, Genauigkeitsklasse je nach Einsatz A oder B; Bestandsschutz bis 18 Jahre nach Inkrafttreten). Diese integrierten oder zusätzlichen Zähler sind nicht unbedingt MID-zertifiziert und/oder ermöglichen eine 15-Minuten Lastgangmessung. Zur Veranschaulichung werden verschiedene Modelle von privaten und öffentlichen/halböffentlichen Ladestationen in Abbildung 40 bzw. Abbildung 41 dargestellt.

	Mennekes Amtron Compact « Dumb charger »	Tesla Home Charger « Smart charger »	Zaptec Go « Smart charger »
Ladeleistung	11 kW AC	22 kW AC	22 kW AC
Ladekupplung	Typ 2	NACS, J1772, Typ 2	Typ 2
Integriertes Messgerät für die Strommessung bei der Batterie	Nein	Nein	Ja
Modell	Siemens 7KT1661 (Zusätzlicher Kompatibler Stromzähler gemäß Datenblatt)	Neurio W1 / W2 (Zusätzlicher Kompatibler Stromzähler gemäß Datenblatt)	Zaptec Go energy meter
Messgenauigkeit	+/- 0.5% (Entspricht MID Klasse C)	+/- 1% (Entspricht MID Klasse B)	+/- 1% (Entspricht MID Klasse B) (MID im Q4 2024)
15' Lastgangmessung	Nein	Nein	Ja
Das Messgerät ist MID-zertifiziert	Nein	Nein	Nein (MID im Q4 2024)
Das Messgerät ist METAS-zertifiziert (Smart metering)	Nein	Nein	Nein
Kommunikation	RFID	Wi-Fi	RFID, WLAN, 4G, NFC, Bluetooth
Kommunikationsprotokoll	IEC 61851	IEC 61851 / Eigenes Tesla-Protokoll statt OCPP	IEC 61851 / OCPP 1.6

Abbildung 40 - Ladestation für Heimpladen

	Zaptec Pro « Smart charger + Plug & Charge »	Alpitronic HYC50 « Smart charger + Plug & Charge »
Ladeleistung	22 kW AC	25 kW DC
Ladekupplung	Typ 2	CCS, CHAdeMO
Integriertes Messgerät für die Strommessung bei der Batterie	Ja	Ja
Modell	Zaptec Pro energy meter	Alpitronic energy meter
Messgenauigkeit	+/- 1% (Entspricht MID Klasse B)	+/- 1% (Entspricht MID Klasse B)
15' Lastgangmessung	Ja	Ja
Das Messgerät ist MID-zertifiziert	Ja	Ja
Das Messgerät ist METAS-zertifiziert (Smart metering)	Nein	Nein
Kommunikation	RFID, WLAN, CPL, 4G, NFC, Bluetooth	RFID, WLAN, LAN, 4G, Ethernet
Kommunikationsprotokoll	IEC 61851 und ISO 15118 / OCPP 1.6	IEC 61851 und ISO 15118 / OCPP 1.6

Abbildung 41 - Ladestation für (halb-)öffentliche Nutzung

6.3.2 Kommunikationsprotokolle zw. Ladestation und elektrische Fahrzeug

Es existieren heute verschiedene Kommunikationsprotokolle, die die Kommunikation zwischen dem Elektrofahrzeug und der Ladestation und zwischen der Ladestation und dem zentralen Managementsystem des Betreibers der Ladestation sowie die Kommunikation zwischen den Ladestationen standardisieren. Die wichtigsten Protokolle sind in Abbildung 42 dargestellt und zusammengefasst.

Front-End	Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Ladestation	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kommunikationsprotokoll ▪ Definition der verwendeten Hardware und Software 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ IEC 61851 <ul style="list-style-type: none"> ▪ Eigenschaften und Betriebsbedingungen der EV-Versorgungsausrüstung ▪ Spezifikation der Verbindung zwischen der EV-Versorgungs Ausrüstung und dem EV ▪ Anforderungen an die elektrische Sicherheit der EV-Versorgungsausrüstung ▪ ISO 15118 <ul style="list-style-type: none"> ▪ Ergänzung zur IEC 61851, noch nicht weit verbreitet ▪ Enthält Spezifikationen für die bidirektionale Kommunikation ▪ Datenschutz durch Ermöglichung der Authentifizierung und Autorisierung des Fahrzeugs mit verschlüsselten Nachrichten
Back-End	Kommunikation zwischen der Ladestation und einem zentralen Managementsystem	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kommunikation zwischen Ladegeräten und cloudbasierten Backend-System ▪ Management von Ladestationsnetzwerken 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ OCPP <ul style="list-style-type: none"> ▪ Globales offenes Kommunikationsprotokoll zwischen Ladestationen und den Backend-Systemen der Ladestationsbetreiber. Spezifikation der Verbindung zwischen der EV-Versorgungs Ausrüstung und dem EV ▪ OCPP 1.6 : Kein Sicherheitsprotokoll definiert und Datenschutz wird kritisiert ▪ OCPP 2.0.1 : Die neuesten Updates konzentrieren sich auf mehr Datenschutz und sind in der Entwicklungsphase ▪ OCPP 2.0.1 und 1.6 sind nicht kompatibel ▪ OSCP <ul style="list-style-type: none"> ▪ Offenes Kommunikationsprotokoll, das zwischen einem Ladepunkt-Managementsystem und einem Energiemanagementsystem verwendet wird ▪ Bietet eine 24-Stunden-Prognose der verfügbaren Kapazität eines Stromnetzes ▪ OpenADR <ul style="list-style-type: none"> ▪ Hilft, Angebot und Nachfrage im Netzwerk auszugleichen ▪ Sicherer wechselseitiger Informationsaustausch
	Kommunikation zwischen verschiedenen Ladepunktbetreibern und E-Mobilitätsdienstleistern	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Automatisiertes Roaming für Elektrofahrzeugen über mehrere Ladenetze 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ OCPI <ul style="list-style-type: none"> ▪ Offenes Protokoll für Verbindungen zwischen Ladestationsbetreibern und Dienstbietern. Kein Sicherheitsprotokoll definiert und Datenschutz wird kritisiert ▪ Bietet genaue Ladestationsdaten, einschließlich Standort, Erreichbarkeit, Preise, Echtzeit-Abrechnung und mobilen Zugriff auf Ladestationen. ▪ Schnittstellen sind geschützt

Abbildung 42 - Beschreibung der unterschiedlichen Kommunikationsprotokolle für das Laden von Elektrofahrzeugen

Das OCPP-Protokoll ist grundsätzlich offen und ermöglicht heute schon eine gewisse Interoperabilität. Jedoch weisen gewisse Experte darauf hin, dass dieses Protokoll die Übertragung von 15-Minuten Lastgangdaten nicht gewährleistet. Auf wenn dies grundsätzlich

möglich ist, hängt dies vom Hersteller ab. Gewisse Hersteller, auch mit OCPP, unterstützen nicht 15-Minuten Werte. Die kommende Version OCPP 2.1 könnte dies noch ändern, jedoch ohne Garantie (der Wechsel zw. 1.5 zu 1.6 brauchte 3 Jahre zw. 2012 und 2015). Zudem verlangt die aktuelle Version von OCPP keine Verschlüsselung der Daten.

Die Norme ISO 15118-20 vom April 2022 zielt ab, die Anforderungen an das Kommunikations- und Anwendungsprotokoll für die bidirektionale Energieübertragung zu definieren. In der Praxis macht die Norme wenige Spezifikationen und lässt viel Spielraum offen für proprietäre Lösungen bei Fahrzeugherstellern und bei Ladestationsherstellern. Die heute auf den Markt verfügbaren V2G-Lösungen basieren auf diese individuellen proprietären Lösungen. Das Update der Norme mit der Version ISO 15118-21 (für Juni 2024 erwartet) könnte mehr Standardisierung ermöglichen (setzt aber voraus, dass diese Version abschliessend wird). Die Entwicklung der Norme zeigt, dass die Arbeiten für Standardisierung für bidirektionales Laden noch in Gange sind. Der Hochlauf von standardisierten und interoperablen Lösungen für bidirektionales Laden dürfte nicht vor 2028-2030 stattfinden.

6.4 Exkurs V2G: aktuelle Herausforderungen und Perspektive

6.4.1 Stand der Technik für V2G und aktuelle Herausforderungen

V2G-Lösungen aufteilen sich zw. AC (Wechselstrom) und DC (Gleichstrom) Lösungen.

Bei V2G AC befindet sich die Hardware für die Stromtransformation Elektrofahrzeug. Ein Wechselrichter (DC zu AC) muss auf die Fahrzeuge eingebaut werden, um Rückspeisungen zu ermöglichen (Kostenerhöhung für den Hersteller). V2G AC Fahrzeugen können nicht grundsätzlich bei allen AC-Ladestationen ins Netz zurückspeisen, weil dafür die herkömmlichen AC-Ladestationen für den V2G-Betrieb *a minima* eine Softwareanpassung brauchen würden (z.B. für die Ladesteuerung oder für die Anpassung von Sicherheitsparametern, um Rückspeisungen zu ermöglichen).

AC-Ladestationen und Elektrofahrzeuge, die mit bidirektionalem Laden kompatibel sind, befinden sich noch in der Produktentwicklungsphase und sind noch kaum marktreif.

- Im Jahr 2024 startet Renault die Produktion eines V2G-AC-kompatiblen Modells (Renault 5) parallel zu einer speziellen bidirektionalen AC-Ladestation, mit der die Kompatibilität gewährleistet ist. Die "Mobilize Powerbox"-Reihe gibt es in 4 Ausführungen, davon die „Verso“ Version bidirektional ist. Kommunikationsprotokoll - OCPP 1.6 & 2.0.1, Kompatibel ISO 15118, Ladeleistung - 7 zu 22 kW, Ladetyp 2 und Steuerung über die App "My Power Box".
- Der Hersteller Nuvve produziert V2G-Ladestationen, die mit einer reduzierten Anzahl von Elektrofahrzeugen kompatibel sind (z.B. Nissan Leaf, Nissan e-NV200, Mitsubishi iMiev, Mitsubishi Outlander PHEV, Peugeot iON & Citroën C0).
- Das Unternehmen Microship demonstrierte auf der CES 2024 einen Demonstrator für eine bidirektionale AC-Ladestation: Ladeleistung - 22 kW, 3-Phasen, Dedicated Measurement Device Klasse 1 (2% Ungenauigkeit), Kommunikationsprotokoll OCPP 1.6 & 2.0.1 und Kompatibel ISO 15118.

Bei V2G DC befindet sich die Hardware für die Stromtransformation in der Ladestation. DC-Ladestationen und Elektrofahrzeuge, die bidirektionales Laden unterstützen, befinden sich noch in der Prototypphase und sind nicht weit verbreitet. Die V2G-DC-Ladestationen sind im Vergleich zu V2G-AC-Ladestationen teurer (circa 15 kCHF, ohne Installationskosten, für eine 22 kW-Ladestation – circa 5–6-mal teurer als eine AC-Ladestation). Die Anzahl der V2G-DC-kompatiblen Fahrzeugmodelle ist weiterhin gering (im Jahr 2023 macht das meist verkaufte V2G-DC Modell Cupra Born weniger als 1 % der Neuzulassungen in CH). Aktuelle V2G-Pilotprojekte, integrieren DC-Ladestationen. Diese Pilotprojekte basieren auf proprietäre Lösungen und gewährleisten keine Interoperabilität, auch wenn der Standard ISO 15118 grundsätzlich berücksichtigt wird.

- Beispiele von V2G-Pilotprojekten in der Schweiz: mobility car sharing mit 50 Elektrofahrzeuge, Honda mit 40 Standorte, Evtec mit dem Fahrzeugmodell Honda-E oder Sun2wheel mit diverse DC-Ladestationen.
- Beispiele von bi-direktional DC-Ladestationen: Sun-to-Wheel two-way-10 (Nicht kompatibel mit Plug and Charge), EVTEC sospeso&charge (Nicht kompatibel mit Plug and Charge), Alpitronic HYC50 (Plug-and-Charge-kompatibel) und Eaton xChargeIn DC 22 («V2G ready» mit integrierte AC-DC Stromrichter und Plug-and-Charge-kompatibel).

V2G-Systeme sind heute noch nicht marktreif, interoperable V2G-Systeme (Fahrzeuge, Ladesäule) sind nicht vor Zeit Horizon Ei2028 – 2030 zu erwarten (Beirat der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur, 2024). Heute ist V2G-AC viel weniger entwickelt als V2G-DC, auch wenn DC-Ladestationen teurer sind, dies könnte sich in die Zukunft ändern. Es bleibt aber noch unklar, wer sich zw. V2G-AC und V2G-DC verfestigen wird.

In der Regel verweisen V2G Lösungen auf ihre Kompatibilität mit den Standards, z.B. IEC 61851 und ISO 15118 (für Laden) und OCPP 1.6 & 2.0.1 (Kommunikationsprotokoll) aber die aktuellen Standards IEC 61851 & ISO 15118 lässt zu viel Spielraum offen für proprietäre Lösungen. Die Interoperabilität zwischen den einzelnen Systemen, meist proprietäre Lösungen, ist nicht gewährleistet. Der Standard ISO 15118 muss sich noch etablieren (Version 21 noch ausstehend) und die Hersteller muss diese in ihre Produkte integrieren: daher sind keine Interoperable Marktlösungen vor 2028 – 2030 zu erwarten.

Eine letzte Hürde zur Implementierung von V2G besteht in der Batteriegarantie des Herstellers. Heute ist für viele Elektrofahrzeughersteller noch unklar, wie ein möglicher Einsatz eines V2G-Fahrzeugs auf die Lebensdauer der Batterie auswirken kann. Aus diesem Grund führen heute die Hersteller gewisse Restriktionen zu bidirektionalem Laden ein¹⁷.

6.4.2 Wirtschaftliche Aspekte vom V2G

Die Höhe der jährlichen Erlöse für V2G hängt davon ab, ob das Fahrzeug für ein oder mehrere V2G-Anwendungsfälle eingesetzt wird. Die Abbildung 43 zeigt für unterschiedlichen Anwendungsfälle für V2G die Höhe der erwartenden wirtschaftlichen Nutzen.

¹⁷ Z.B. limitiert Volkswagen die kumulierte Rückspeisezeit auf 4'000 Stunden. Danach wird die Rückspeisungsfähigkeit des Fahrzeugs abgeschaltet. Dadurch soll verhindert werden, dass die Batterie frühzeitig altert und dass der Hersteller für die Garantie geradestehen muss.

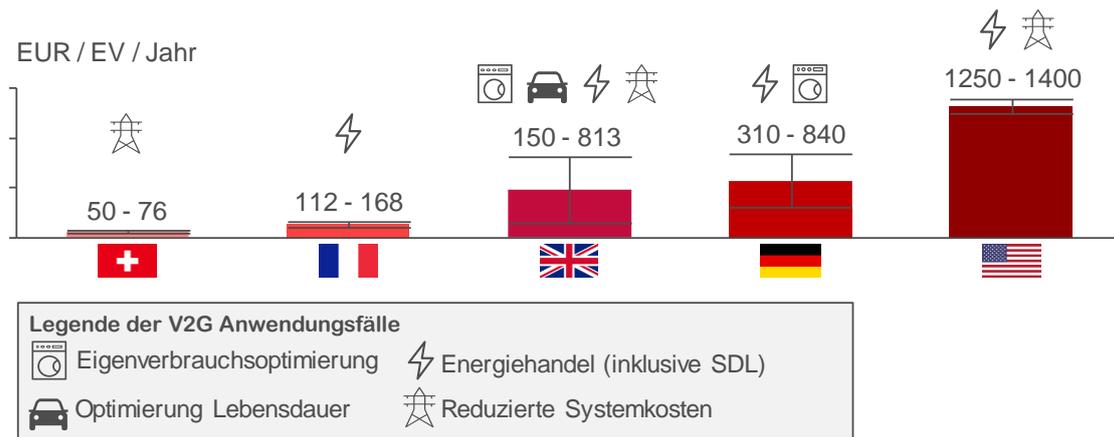


Abbildung 43 – Wert von V2G in verschiedenen Anwendungsfällen

Der Schweizer Fall basiert auf einer Studie der ETH Zürich zu Vehicle-to-Grid in der Schweiz (ETH Zürich, 2023). Mit V2G könnte die Schweiz die gesamten Stromsystemkosten um 8 % reduzieren. Diese Einsparung entspricht einem Jahreswert von ca. 63 EUR/Fahrzeug/Jahr (beim 2050, 3.9 Milliarden EUR /Jahr Nutzen mit 4,5 Millionen V2G-Elektrofahrzeugen). Bei den Nutzen geht es um gesamtschweizerische reduzierte Systemkosten, ohne Differenzierung zw. Eigenverbrauchsoptimierung, Reduzierung Netzausbau, Beitrag zu Frequenzhaltung oder andere spezifische Nutzen. Eine Sensitivität von +/-20% auf die Erlösen ist hier illustrativ dargestellt.

Der französische Fall basiert auf einer Angabe der ABB im Rahmen einer Zusammenarbeit mit EDF und Nuvve (spezialisiert im intelligenten Laden von Elektrofahrzeugen) (ABB, 2020). Der Wert entspricht den Erlösen, die durch die Wiedereinspeisung von Strom ins Netz entstehen (Marktarbitrage). Eine Sensitivität von +/-20% auf das Erlösen ist illustrativ dargestellt.

Der englische Fall basiert auf einem Bericht der Non-Profit-Forschung Cenex, in dem verschiedene Wertversprechen für V2G zusammengefasst werden (Cenex, 2020). Das Einkommen kann unterteilt werden in: 150 - 200 EUR/Jahr aus dem Energiehandel, 300 EUR/Jahr aus Eigenverbrauchsoptimierung, 80 EUR/Jahr aus vermiedenen Netzkosten, 700 EUR Nutzen durch reduzierte Abschreibung eines Elektrofahrzeugs über 3 Jahre mit verbessertem Batteriemangement.

Der Deutsche Fall basiert auf Studie in der Zeitschrift „Applied Energy“ über Umsatzmöglichkeiten durch die Integration kombinierter V2H- und V2G-Anwendungen in Smart Homes. V2G kann bis zu 310 EUR/Jahr durch Optimierung des PV-Eigenverbrauchs einbringen und bis zu 530 EUR/Jahr mit Arbitrage-Handel für einen deutschen Haushalt einbringen (Applied Energy, 2022).

Der amerikanische Fall basiert auf einer Studie des MIT-Zentrums für Transport und Logistik zur V2G-Ökonomie. Einnahmen sind aus Dienstleistungen für das Netz: Hochfahren und Bereitstellen von Energie oder Herunterfahren und Anfordern von Energie (MIT Center for Transportation & Logistics, 2012).

6.4.3 Perspektive für den V2G

Die Perspektiven für V2G in Europa und in der Schweiz sind noch unsicher. Heute sind noch keine reife Marktprodukte vorhanden. Vielmehr sind V2G-Lösungen von unterschiedlichen

Herstellern (Fahrzeuge und Ladestationen) und Lösungsanbietern noch in Pilotprojekten getestet und diese Lösungen gewährleisten heute keine Interoperabilität. Die Verbreitung von V2G setzt aber eine Interoperabilität voraus, was aus mehreren Gründen nur für in ein paar Jahren (nicht vor 2028 – 2030) erwartet werden kann:

- e. Die Anwendungsfälle für V2G müssen sich noch konsolidieren und für die Konsumenten wirtschaftlich attraktiv sein. Diese Konsolidierung könnte dazu beitragen, dass sich die Technologien für V2G (auch für die Strommessung) bei den Herstellern besser etablieren.
- f. Die existierenden Standards, welche heute zu viel Spielraum für proprietäre Lösungen offenlassen, müssen sich noch weiterentwickeln. Das ist z.B. der Fall für die Norme ISO 15-118.20, für welche eine Aktualisierung (v21) noch im Jahr 2024 erwartet wird.

In diesem Kontext hängt V2G in der Schweiz sehr stark von den technologischen und regulatorischen Entwicklungen in den nächsten Jahren in Europa.

6.5 Entwicklung der europäischen Regulierung für Messgeräte

6.5.1 Revision vom „Electricity Market Design“

Die Messung der Energiemengen beim Speicher kann mit Hilfe von eingebetteten Messgeräten erfolgen, die gemäss der europäischen Regelung „Electricity Market Design Reform“ als „Dedicated Measurement Device“ (DMD) bezeichnet werden. Die Änderung der Verordnungen Regulations (EU) 2019/943 und (EU) 2019/942 und der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 definiert diese Zähler und ihren Anwendungsbereich (European Commission, 2023). Artikel 2, Absatz 79 der geänderten Verordnung (EU) 2019/943 definiert DMD als „ein Gerät, das an einer Anlage verbunden oder in eine Anlage eingebaut ist, mit der Laststeuerungs- oder Flexibilitätsleistungen am Elektrizitätsmarkt oder an Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber angeboten werden“.

Die Absätze 1 bis 3 des Artikels 7b derselben Verordnung definieren die Rahmenbedingungen für den Zugriff auf DMD-Messdaten: Mit Zustimmung des Endverbrauchers können Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber die Daten von eingebetteten Zählern (DMD) für die Bereitstellung Laststeuerungs- oder Flexibilitätsleistungen, auch in Verbindung mit Speichersystemen, verwenden. Wenn ein Endverbraucher nicht über ein installiertes intelligentes Messgerät verfügt oder das intelligente Messgerät nicht die Daten liefert, die für die Bereitstellung von Laststeuerungs- oder Flexibilitätsleistungen, auch über einen unabhängigen Aggregator, erforderlich sind, sollen die Netzbetreiber Daten von einem DMD akzeptieren.

Die Mitgliedstaaten sollen Anforderungen für die Validierung der Daten dieser DMD festlegen, um die Qualität der Daten zu überprüfen und zu gewährleisten. Die Definition der DMD ist nicht sehr restriktiv in Bezug auf die Form des Zählers und die Anforderungen an die Genauigkeit müssen von jedem Mitgliedsland festgelegt werden. Diese Freiheit in Bezug auf die Art der Messung soll die Flexibilität des Netzes verbessern, insbesondere in Mitgliedsstaaten mit einer geringen Durchdringungsrate von Smart Meters (z.B. Deutschland). Die Abstimmung fand im Plenum des Europäischen Parlaments am 10. April 2024 statt und der Rat stimmte am 21. Mai 2024 über den Rechtsakt ab. Nach der formellen Unterzeichnung durch die beiden Organe wird

der Text im Amtsblatt der EU veröffentlicht. Die tatsächliche Umsetzung dieses neuen Rechtsakts müsste jedoch von Fall zu Fall von jedem Mitgliedstaat vorgenommen werden.

6.5.2 Richtlinie 2014/32/UE über Messgeräte (MID)

Die Richtlinie 2014/32/EU ("MID") zur Harmonisierung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über die Bereitstellung von Messgeräten auf dem Markt) (Europäisches Parlament und Rat der EU, 2014) betrifft Geräte, die über eine Messfunktion für die elektrische Wirkenergie verfügen. Insbesondere mit der Verordnung des EJPD über Messmittel für elektrische Energie und Leistung (EMmV)¹⁸ setzt die Schweiz die MID um. Die MID legt Anforderungen an die Eigenschaften der Messfunktion, beispielsweise hinsichtlich der Genauigkeit, und die Konformitätsbewertung fest.

Die aktuelle Richtlinie 2014/32/EU könnte im Laufe vom Jahr 2024 von der europäischen Kommission revidiert werden. Die Ziele und der Umfang dieser Revision sind zur Zeit der Herstellung dieses Berichts noch nicht bekannt. Die Schweiz muss die möglichen zukünftigen Arbeiten um die Revision der MID verfolgen und identifizieren, wo Abweichungen mit der aktuellen Version der EMmV entstehen könnten.

¹⁸ Zusätzlich regelt die EMmV die Marktüberwachung, was von Perimeter der MID ausgeschlossen ist.

7 Kosten und Erträge aus der Rückerstattung

7.1 Kosten für Datenerfassung und -transfer

Die Kosten für die Umsetzung der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts können in 3 Kostenstellen aufgeteilt.

CHF/Jahr

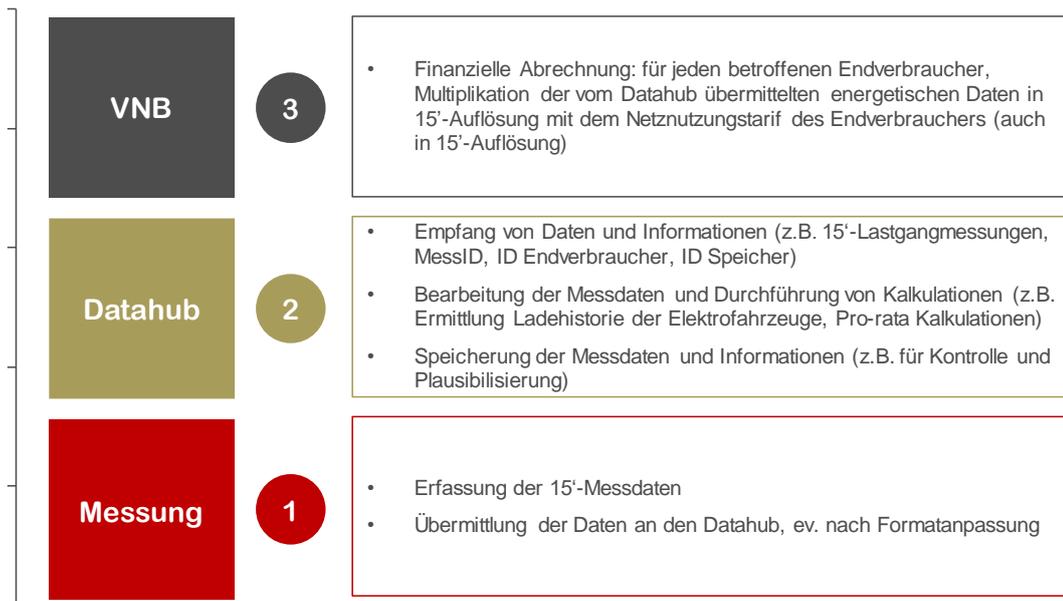


Abbildung 44 - Kostenstruktur für die Umsetzung der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts

7.1.1 Kosten für die Messinfrastruktur

Die Infrastrukturkosten für die Erfassung und Übertragung von Speicherdaten umfassen grundsätzlich die folgenden Ausgabenposten: Kauf und Installation des Messgeräts, Kommunikationskosten, Betrieb und Wartung der Infrastruktur entlang der gesamten Datenübertragungskette. Zu diesen Infrastrukturkosten kommen noch zusätzliche Ausgaben für die Implementierung hinzu (Projektmanagement, Strukturen für die Datenverwaltung und -koordination, Zugangsportale). Sollte für die Messung ein eingebautes Messgerät (DMD) genutzt werden, sind hauptsächlich die Kosten für die zentrale IT-Infrastruktur fällig (die Kosten für das Messgerät selbst und die Kommunikation sind bereits vorhanden).

Die Kostenstruktur für die Messung durch ein dediziertes Messsystem (vergleichbare Struktur wie für Smart Metering) ist in Abbildung 45 (internen Analysen von E-CUBE) detailliert dargestellt.

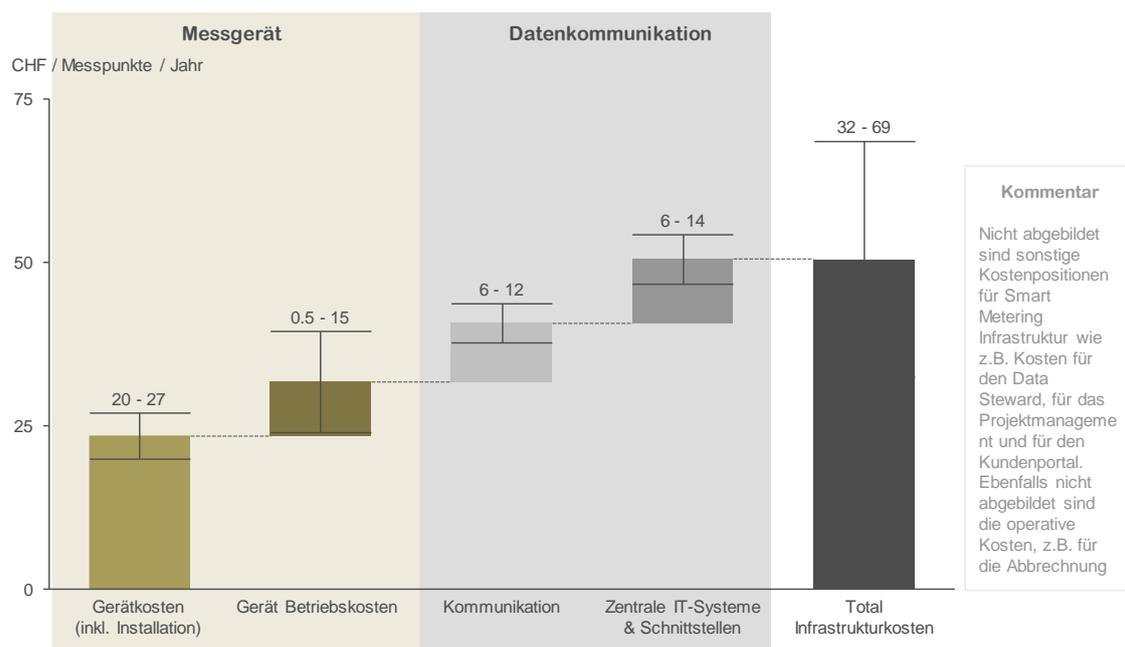


Abbildung 45 - Darstellung der Kostenaufschlüsselung für die Infrastruktur eines dediziertes Messsystems (vergleichbare Struktur wie für Smart Metering)

Diese Kosteneinschätzung beruht auf den folgenden Annahmen:

- 10 Jahr ist illustrativ angenommen¹⁹
- Die Bandbreite der Kosten hängt von der Anzahl der eingesetzten Messgeräte ab (z.B. für Smart Metering circa 10.000 Messpunkte für einen kleineren VNB, bis 300.000 Messpunkte für einen VNB-Konsortium, d.h. zw. 100 – 150 CHF/Gerät ohne Installationskosten).
- Die Gerät Betriebskosten, betragen maximal circa 15 CHF/Messpunkte/Jahr. Dies entspricht 1 FZE für die Messtechnik für 10'000 – 300'000 Messgeräte. Über 10'000 Messgeräte sind die Skaleneffekt substantiell, was mit der grossen Bandbreite abgebildet ist.
- Zentrale IT-Systeme entsprechen MDMS (Meter Data Management System) und HES (Head-End System).
- Bei den Kommunikationskosten wird ein M2M-LTE-Kommunikationsmodus angenommen.
- Der Data Steward entspricht einer halben Vollzeitstelle und der Projektmanager einer Vollzeitstelle für 5 Jahre.

Die Kostenstruktur ist bei einem Einsatz von „Nicht-Smart-Metern“ (z.B. kommunizierende MID-konforme Mesgeräte) ähnlich und die jährlichen Kosten pro Zähler sind im Wesentlichen gleich.

¹⁹ Die EICom akzeptiert für Smart Meter eine Abschreibungsdauer von 10 bis 15 Jahren. (EICom, 2023).

Bei der Nutzung eines bestehenden (eingebauten) konformen Messgeräts sind die Kosten substanziell tiefer als bei der Nutzung eines zusätzlichen Messgeräts²⁰. Dies ist mit der Abbildung 46 illustriert, welche nur auf die Infrastrukturkosten fokussiert. Nicht enthalten in dieser Abbildung sind hier die Kosten für den Datahub und für die Abwicklung der Abrechnungsprozesse (z. B. Datasteward, Back Office). Die Infrastrukturkosten basieren auf einem eine gewisse kritische Anzahl von Messgeräten (von 10.000 bis 100.000 Zählern). Die Kommunikationskosten orientieren sich an einem M2M-LTE-Kommunikationsmodus. Die Kosten werden für alle Studien über 10 Jahre abgeschrieben.

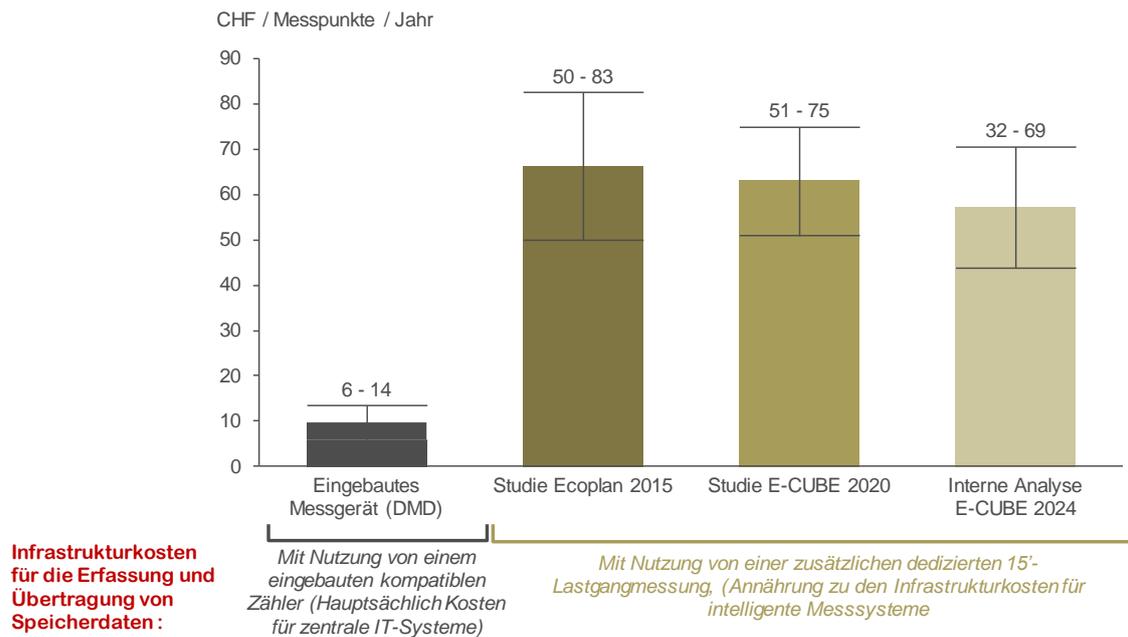


Abbildung 46 - Darstellung der Infrastrukturkosten für die Nutzung von einem eingebauten Zähler und für den Einsatz von einem zusätzlichen dedizierten Zähler

7.1.2 Datahub Kosten

In einer spezifischen Studie des BFE zu Datahub werden zwei mögliche Designs von Datahub evaluiert (Bundesamt für Energie BFE, 2021) :

- „Light“ Datahub: Routing von Messdaten und Speicherung von Stammdaten, Registern und Bereitstellung von Mehrwertfunktionen wie aggregierte Messdaten
- „Full“ Datahub, Zusätzliche Aufgaben: Speicherung, Archivierung, Plausibilität, Nachkorrekturen, Kontrollen.

Heute ist der Data Hub, wie er vom Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vorgesehen ist, näher vom Design «light» als vom Design «full». Insbesondere ist er heute nicht für die Bearbeitung der Rückerstattung von Netznutzungsentgelt

²⁰ Zudem können bei zusätzlichen Zählern Zusatzkosten aus den Verfahren zur Erhaltung der Messbeständigkeit (z.B. statistischen Prüfverfahren alle 10 Jahre gem. EMmV) für die Hersteller entstehen.

geplant (siehe Abschnitt 8.2.2). Die dafür erforderlichen Ressourcen (z. B. Berechnungen, Speicherung und Kontrolle der Daten) entsprechen eher dem Design «full». Es sind zusätzliche Kostenstellen für die Datenverarbeitungsinfrastruktur zu erwarten (z. B. Berechnung- und Datenspeicherkapazität, qualifiziertes Personal). Die Gesamtkosten für eine solche Implementierung sind schwer zu schätzen. In erster Annäherung wird angenommen, dass diese Zusatzkosten der Differenz der Kosten zwischen den zwei Designs entsprechen, also 1 – 8 MCHF/Jahr. Eine Schätzung der Kosten für die Einrichtung von „Light“- und „Full“-Datahubs wird in Abbildung 47. Die Datahub-Fixkosten und IT-Kosten werden über 7 Jahre abgeschrieben.

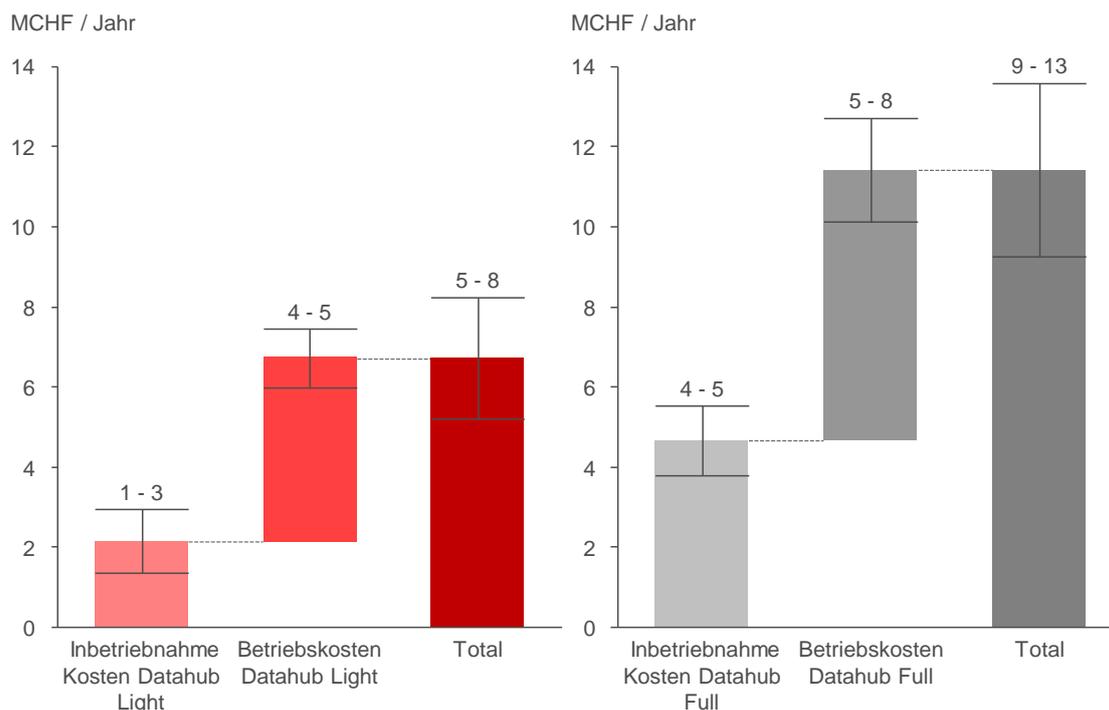


Abbildung 47 - Darstellung der Kostenaufschlüsselung für der Datahub

Je nach Komplexität vom Datahub für die Übernahme von Aufgaben bei der Abwicklung der Rückerstattung können die jährlichen Kosten von mehreren MCHF/Jahr variieren. Diese zusätzlichen Kosten beim Datahub für diese zusätzlichen spezifischen Funktionen würden von den Speicheranlagen getragen, die von der Rückerstattung der Netznutzungsentgelte profitieren. Ohne kritische Masse von Teilnehmern bzw. Speichern besteht die Gefahr, dass diese Zusatzkosten beim Datahub für die weniger Akteure unverhältnismässig wären. Deshalb muss eine gewisse Anzahl von Speichern, welche von der Rückerstattung profitieren können, gegeben sein. Z.B. mit 200'000 Speichern könnten sich die Kosten für den Datahub zw. 5 – 40 CHF/Jahr belaufen. Mit 4.8 Mio. V2G Fahrzeugen (vergleichbar zur PKW-Flotte in der Schweiz im Jahr 2023 gem. Bundesamt für Statistik) wären das ca. 0.2 – 2 CHF/Jahr.

7.1.3 Kosten beim VNB

Die beim VNB anfallenden Kosten hängen von den spezifischen internen Systemen für die Datenverarbeitung ab (z.B. Abrechnungssystem). Diese Kosten sind schwer einschätzbar, aber

nicht vernachlässigbar, auch wenn vermutlich kleiner als die Kosten für den Datahub und für die Messung (insb. für dedizierte Messgeräte).

Sollten nur stationäre Speicher berücksichtigt werden und sollten die VNB die Aufgaben für die Rückerstattung selbst übernehmen, können bei denen Zusatzkosten allfallen. Die Höhe dieser Kosten hängt davon ab, wie viele Speicher in ihren jeweiligen Netzgebieten von ihrem Recht auf Anspruch auf eine Rückerstattung Gebrauch machen. Sollten in einer ersten Phase nur wenige Speicher teilnehmen (z.B. nur die grösseren Speicher, siehe Abschnitt 7.2.1), wäre eine fallspezifische Handhabung vorstellbar. In diesem Fall würde der Aufwand mässig bleiben.

7.1.4 Skalierung: Einfluss der Anzahl von an die Rückerstattung teilnehmenden Speichern auf die Kosten

Abbildung 48 zeigt eine Schätzung der Anzahl von Messgeräten bei Ladestationen und Stationären Batterien in der Schweiz bis 2035. Abbildung 49 zeigt eine Schätzung der Gesamtzahl der Speicher (stationär oder mobil), die bis zum Jahr 2035 von der Umsetzung der Rückerstattung in der Schweiz betroffen sein werden.

Bis 2035 könnte die theoretische Anzahl von Messpunkten bei Ladesäulen und bei stationären Speicher 7% – 30% der Anzahl der aktuellen Messpunkte der VNB betragen (5.9 Millionen (EiCom, 2023)). Diese Einschätzung basiert auf die folgenden Annahmen:

- Bis 2035 rechnet das BFE mit maximal 84.000 öffentlichen Ladestationen in der Schweiz. Zur Veranschaulichung wird davon ausgegangen, dass bis 2035 zwischen 50 % und 100% der öffentlichen Ladestationen V2G-kompatibel sind.
- Bis 2035 rechnet BFE mit der Installation von bis zu 2 Millionen privaten Ladestationen (zu Hause und am Arbeitsplatz). Illustrativ wird davon ausgegangen, dass bis 2035 20% bis 80 % der Elektrofahrzeuge und der Ladestationen V2G-kompatibel sein werden.
- Installierte PV-Leistung bis 2035: circa 30 GW (gemäss Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien und PE 2050+). Durchschnittliche Leistung einer PV-Anlage: 20 kW (gemäss Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien 2022). Illustrativ wird davon ausgegangen, dass bis 2035, 10% bis 20 % der Solaranlagen mit bidirektional Speichern kombiniert werden. Dadurch ergibt sich circa 4.5 GW stationäre Speicher bis 2035²¹. Gemäss. Statistik Sonnenenergie sind im Jahr 2022 in der Schweiz 25'275 stationäre Speicher installiert.

²¹ Diese Einschätzung ist mit anderen Szenarien konsistent. Z.B. sind bis 2050 gemäss PE2050+ 9 GW dezentrale Speicher in der Schweiz installiert (EP2050+ Exkurs Winterstrom. Stromversorgung der Schweiz im Winterhalbjahr).

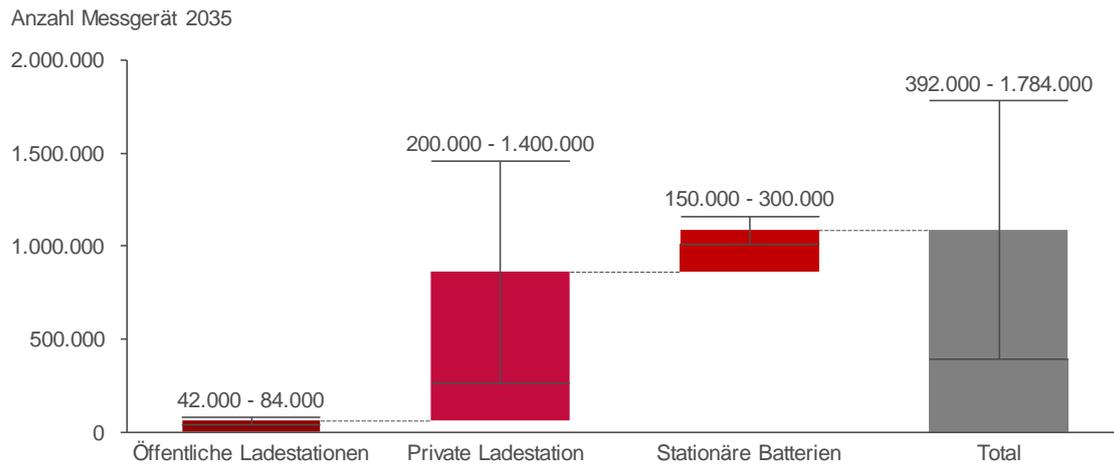


Abbildung 48 - Projektion der Anzahl Messgeräte bei Ladestationen und Stationären Batterien in der Schweiz bis 2035

Auf diese Basis werden die Kosten pro Jahr und pro Speicher ermittelt, dies mit einer Aufteilung zw. Anteil der variablen Kosten (Messkosten) und Anteil der Fixkosten (Datahub, dessen Kosten auf allen Speichern zu verteilen sind). Die Ergebnisse sind mit der Abbildung 50 präsentiert.

Die Anzahl der zu installierende Zähler hängt vor allem von der Zunahme von V2G und insbesondere von der Zunahme kompatibler privater Ladestationen ab. Im Fall, dass die Messung bei Elektrofahrzeug direkt erfolgt, hängt die Anzahl der betroffenen Zähler nicht mehr von der Anzahl Ladestation aber von der Anzahl V2G-Fahrzeuge ab. Bis 2035 werden in der Schweiz 2,8 Millionen Elektrofahrzeuge erwartet (BFE, 2023). Hier wird angenommen, dass bis 2035 zwischen 20% und 80% der Elektrofahrzeuge V2G-kompatibel sein werden.

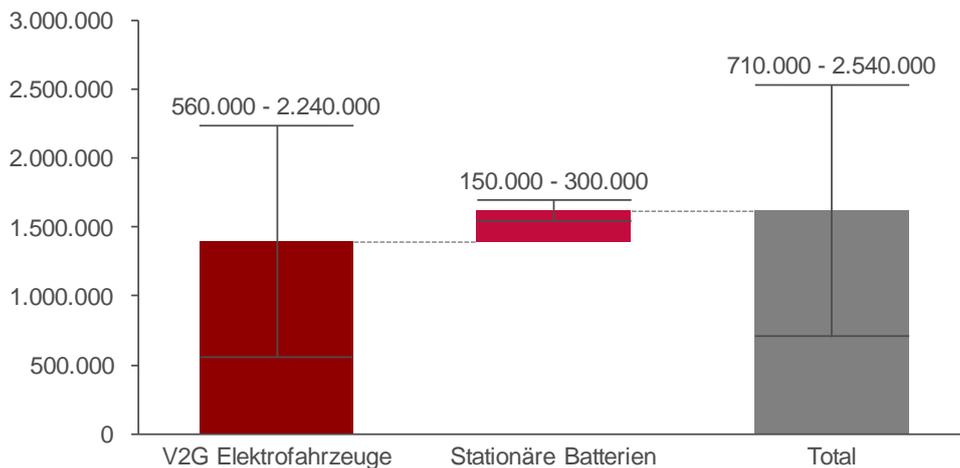


Abbildung 49 - Projektion der Anzahl von Speichern in der Schweiz bis 2035

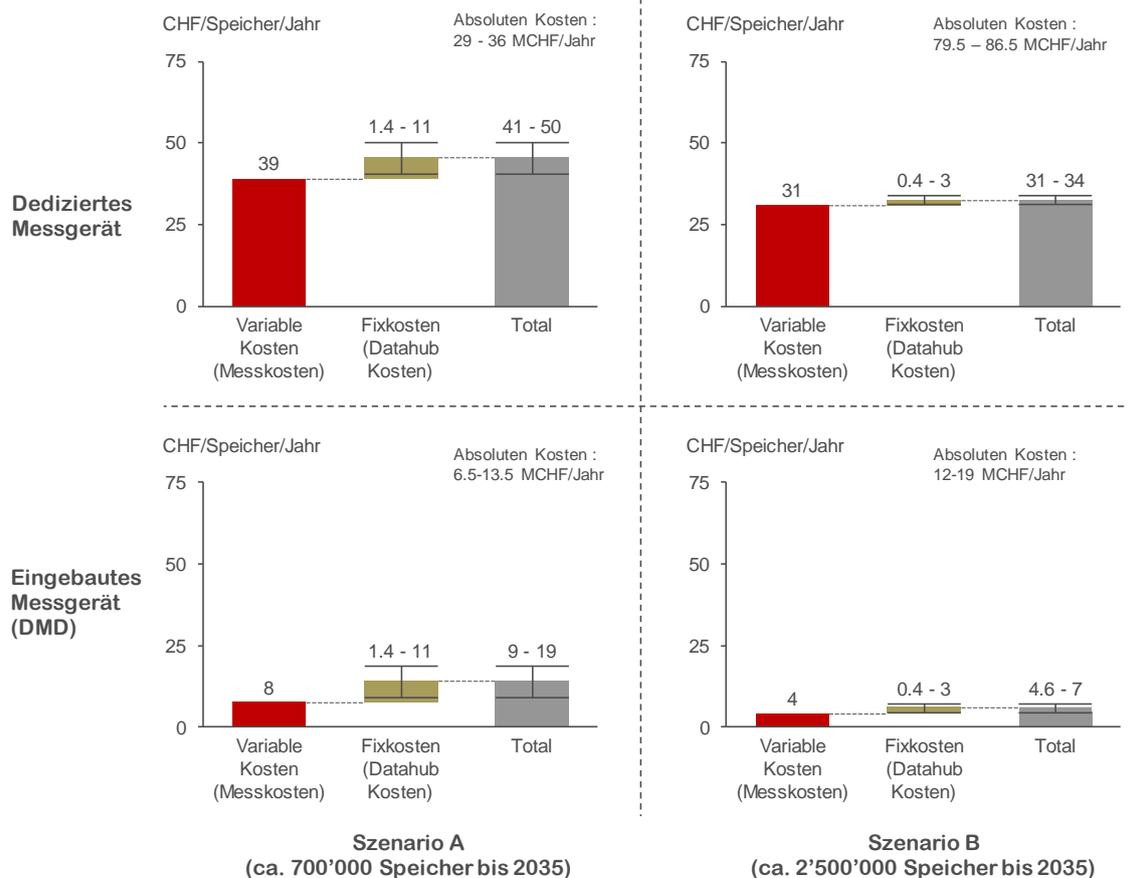


Abbildung 50 – Vergleich der Kosten für die Einführung der Erstattung

Abbildung 50 zeigt die Kosten für die Zählung pro Batterie und Jahr in 2 Szenarien und 2 Zählerwahlen. Das Szenario A geht von einer geringen Verbreitung von V2G (20 % der EVs im Jahr 2035) und dass 10% der PV-Anlagen mit stationären Batterien kombiniert sind. Das Szenario B geht davon aus, dass V2G weit verbreitet ist (80 % der Elektrofahrzeuge im Jahr 2035) und dass 20% der PV-Anlagen mit stationären Batterien kombiniert sind. Für jedes Szenario werden die Kosten mit zusätzlichen Zählern und DMD dargestellt. Die Gesamtkosten werden auf die Speicher (mobil und stationär) und nicht auf die Zähler selbst umgelegt.

In der Gesamtrechnung sind die Messkosten variabel, weil sie grundsätzlich proportional zu der Anzahl von Speichern sind. Die Datahubkosten hingegen sind in erster Annäherung eher fix: der Aufwand für die Implementierung (z.B. Projektkosten, Spezifikationen) und für die Parametrierung (z.B. Herstellung der Schnittstellen, Implementierung der Kalkulationslogiken, Aufbau der Prozesse um Datenqualitätsprüfung und Kontrolle) ist unabhängig davon, wie viele Speicher ins Spiel kommen. Dabei wurde in erster Annäherung der variable Anteil der Kosten für Datenspeicherung nicht berücksichtigt.

7.1.5 Kostentragung

Die Tragung der Kosten für die Umsetzung der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts kann nach unterschiedlichen Aufschlüsselungen organisiert werden. Die Kosten können grundsätzlich sozialisiert werden (z.B. als Teil der Netznutzung) oder auf alle Speicherbetreiber aufgeteilt

werden (z.B. gleiche Aufteilung oder nach Berücksichtigung anderer Grösse wie z.B. die Speicherart -z.B. stationär oder mobil-, die Speicherleistung oder die mit dem Netz ausgetauschten Energiemengen). In allen Fällen muss die Methodik der Kostentragung und -überwälzung dokumentiert werden (z.B. in einem Branchendokument nach Verordnungsvorgaben) und deren Umsetzung von der ECom kontrolliert werden.

Das Modell für die Kostentragung muss verhältnismässig sein. Z.B. wäre die Einführung von zusätzlichen spezifischen Tarifen für die Speicherbetreiber für die Kostentragung nur denkbar, wenn eine kritische Anzahl von Speicherbetreibern diese zusätzliche Komplexität rechtfertigt.

Je nach Modell für die Kostentragung können gem. Grundprinzip 4 (siehe Abschnitt 4.2) Vereinbarungen und Regelungen für die Kostenweitergabe zwischen dem Inhaber des Netznutzungsvertrags beim Messpunkt des VNB und den betroffenen Dritten (z.B. Ladestationsbetreiber) bilateral vereinbart werden.

7.1.6 Mutualisierung der Kosten

Die Kosten für die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts können durch die Nutzung möglicher Synergien mit anderen Prozessen mutualisiert werden.

Herkunftsnachweisen (HKN)

Bei der Ausstellung von HKN müssen die Energiemengen ermittelt werden, welche ins Netz eingespeist werden und von einer lokalen Erzeugungsanlage (erneuerbarer Energie) produziert wird. Bei einer Netzeinspeisung muss also ähnlich zur Rückerstattung des Netznutzungsentgelts differenziert werden zw. Energie, welche aus dem Netz kommt und Energie, welche aus einer Erzeugungsanlage kommt. Zudem müssen weitere HKN-spezifische Anforderungen (z.B. Abrechnung auf Kalenderquartal, Einbau eines dedizierten Zählers mit automatischer Datenübermittlung für Erzeugungsanlagen über 30 kW gem. Art.4 & 5 HKSV).

Die Prozesse für die Rückerstattung und für die HKN können grundsätzlich als «komplementär» betrachtet werden: bei einer Netzeinspeisung zielt das erste Prozess die Ermittlung der Energiemengen, welche vom Netz bezogen wurden und das zweite Prozess zielt die Ermittlung der Energiemengen, welche vom Netz bezogen wurden und von einer Erzeugungsanlage produziert wurden. Dabei wäre also sinnvoll, dass die Energiemengen in den beiden Prozessen gleich berechnet werden (z.B. Anlehnung auf dieselben Grundprinzipien und auf dieselben Messdaten). Es wäre insbesondere zu prüfen, ob die Handhabung der HKN mit den Grundprinzipien (siehe Abschnitt 4.2) kompatibel ist.

Sollten zusätzliche HKN-spezifische Aufgaben vom Datahub übernommen werden, werden beim Datahub mehr Aufwand und mehr Kosten entstehen. Sollten zusätzliche Daten spezifisch für die HKN erfasst werden (z.B. bei der Produktionsanlage), kann es auch zu Zusatzkosten führen. Nichtsdestotrotz könnte mit der Bündelung der Ressourcen für HKN und für die Rückerstattung Synergien erreicht werden (z.B. Datenerfassung bei Speichern bzw. bei Endverbrauchern und deren Kommunikation und Verarbeitung), was insgesamt zu tieferen Kosten führen könnte.

Ersatzabgabe

Der Bund erarbeitet derzeit an die Einführung einer sog. «Ersatzabgabe» auf die Elektrofahrzeuge, welche heute die Mineralölsteuer nicht bezahlen. Dabei ist noch offen, wie

diese Ersatzabgabe gestaltet werden soll. Insbesondere ist noch offen, ob diese auf die Fahrleistung des Fahrzeugs (km) oder auf seinen Stromverbrauch (kWh) basieren soll. Dabei hat das Bundesamt für Strassen (ASTRA) mehrere interne Studien realisiert werden (ASTRA, 2022).

Ähnlich zu HKN kann für die Bearbeitung der künftigen Ersatzabgabe eine Mutualisierung der Ressourcen für die Datenerfassung und Datenverarbeitung in Betracht gezogen werden.

7.2 Erträge aus der Rückerstattung

Die Kosten für die Umsetzung der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts werden den potenziellen Erträgen aus der Rückerstattung gegenübergestellt, die durch die Rückerstattung generiert werden.

7.2.1 Rechnerische Beispiele von Erträgen aus der Rückerstattung für unterschiedliche Anwendungsfälle für Speicher

Vier Speicheranwendungsfälle können bewertet werden: die tägliche Nutzung eines Elektrofahrzeugs (mit oder ohne PV-Anlage beim Ladepunkt), der Einsatz einer stationären Batterie in einem Haushalt und der Fall einer Batterie mit grosser Kapazität, die z. B. bei einem industriellen Endverbraucher eingesetzt wird.

Anwendungsfall Laden mit PV am Arbeitsplatz bzw. POI und Entladen zu Hause

- Das Haus und der Arbeitsplatz verfügen über eine PV-Anlage
- Netznutzungsentgelt zwischen 8 und 12 Rp/kWh
- Batteriekapazität zwischen 40 und 100 kWh und 1 halber Zyklus pro Tag
- Jährlich gespeicherte Energie zwischen 7 und 18 MWh/Jahr
- Zwischen 10% und 20% der geladenen Energie kommt aus dem Netz
- Zwischen 20% und 50 % der gespeicherten Energie wird ins Netz zurückgespeist

Mögliche Rückerstattung zwischen 12 und 220 CHF/Jahr

Anwendungsfall Laden aus dem Netz am Arbeitsplatz bzw. POI und Entladen zu Hause

- Weder das Haus und noch der Arbeitsplatz verfügen über eine PV-Anlage
- Netznutzungsentgelt zwischen 8 und 12 Rp/kWh
- Batteriekapazität zwischen 40 und 100 kWh und 1 halber Zyklus pro Tag
- Jährlich gespeicherte Energie zwischen 7 und 18 MWh/Jahr
- Zwischen 100% der geladenen Energie kommt aus dem Netz
- Zwischen 20% und 50 % der gespeicherten Energie wird ins Netz zurückgespeist

Mögliche Rückerstattung zwischen 60 und 2200 CHF/Jahr

Anwendungsfall Optimierung Eigenverbrauch für einen Haushalt

- Das Haus verfügt über eine PV-Anlage
- Netznutzungsentgelt zwischen 8 und 12 Rp/kWh
- Batteriekapazität zwischen 15 und 20 kWh und 1 kompletter Zyklus pro tag
- Jährlich gespeicherte Energie zwischen 5 und 7 MWh/Jahr
- Zwischen 10% und 25% der geladenen Energie kommt aus dem Netz
- Zwischen 10% und 20 % der gespeicherten Energie wird ins Netz zurückgespeist

Mögliche Rückerstattung **zwischen 4 und 44 CHF/Jahr**

Anwendungsfall Optimierung Eigenverbrauch für einen industriellen Endverbraucher

- Die Batterie ist mit einer PV-Anlage kombiniert.
- Netznutzungsentgelt zwischen 5 und 8 Rp/kWh
- Batteriekapazität zwischen 0.5 und 1 MWh und 1 kompletter Zyklus pro tag
- Jährlich gespeicherte Energie zwischen 183 und 365 MWh/Jahr
- Zwischen 20% und 50% der geladenen Energie kommt aus dem Netz
- Zwischen 10% und 20 % der gespeicherten Energie wird ins Netz zurückgespeist

Mögliche Rückerstattung **zwischen 180 und 2'900 CHF/Jahr**

Die Ergebnisse sind in der Abbildung 51 zusammengefasst. Die potenzielle Erträge aus der Rückerstattung sind deutlich höher bei grösseren Speichern als bei kleineren stationären Speichern (z.B. Heimspeicher) und als bei Elektrofahrzeugen²². In der Praxis könnten diese Erträge aus der Rückerstattung sogar noch tiefer sein: Bei gewissen Anwendungsfälle kommt ein Speicher zum Einsatz für einen netzdienlichen Zweck (z.B. Energiespeicherung in den Sonnenstunden, wo die dezentrale Produktion das Netz belasten). Mit flexiblen bzw. dynamischen Netznutzungstarife in solchen Situationen das Netznutzungsentgelt zur Zeit des Energiebezugs vom Speicher tiefer sein als mit fixen Netznutzungstarifen. Diese tieferen Netznutzungstarife wäre massgebend für die Rückerstattung gem. Art. 14a StromVG. Sollte das sich materialisieren, wären die jährlichen Beträge noch tiefer als in den 3 oben aufgeführten Beispielen. Angesichts der geringeren Erträge aus der Rückerstattung in den zwei ersten Fällen könnte die Auswirkung von dynamischen Netznutzungstarifen entscheidend sein für das wirtschaftliche Verhältnis.

²² In diesem Beispiel wurden nur Elektro-PWK berücksichtigt. Theoretisch könnten die Batterien der Elektro-LKW eine grössere Kapazität aufweisen, jedoch ist der Anwendungsfall «Anwendungsfall Laden am Arbeitsplatz bzw. POI und Entladen zu Hause» weniger zutreffend für die LKW.

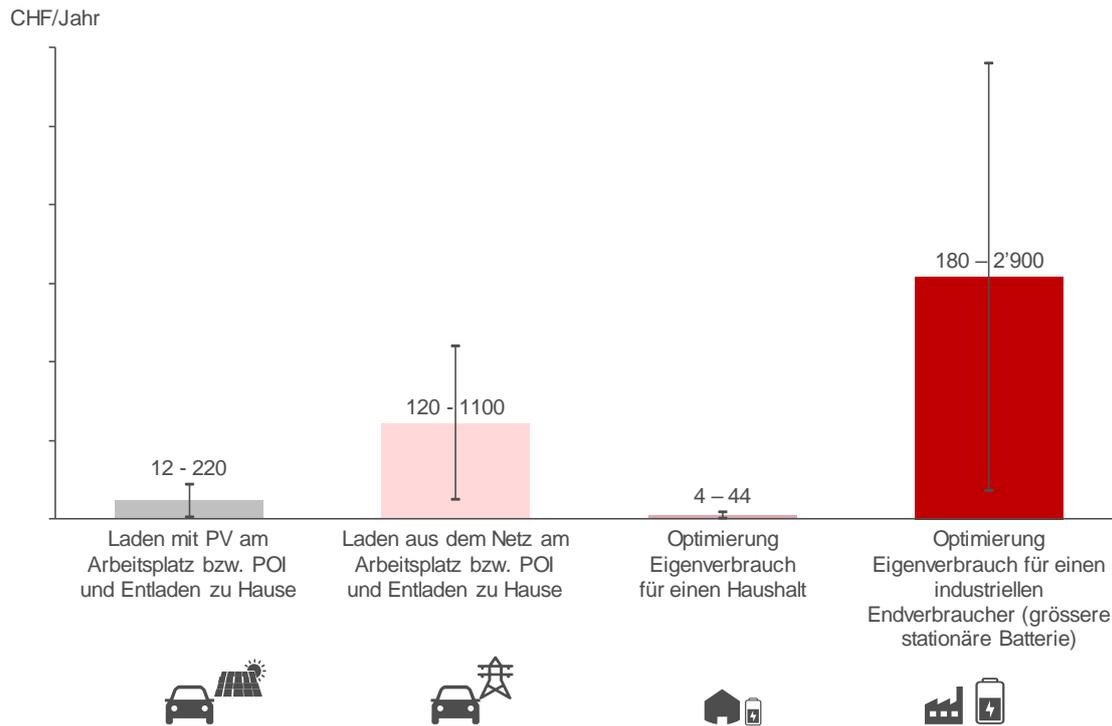


Abbildung 51 – Vergleich der potenziellen jährlichen Erträge von der Rückerstattung in 4 unterschiedlichen illustrativen Fällen

7.3 Schlussfolgerungen Verhältnis Kosten- Erträge aus der Rückerstattung

Das Verhältnis zw. Infrastruktur- und Umsetzungskosten und mögliche Erträge aus der Rückerstattung ist für die mobile Speicher, für die kleineren stationären Speicher und für die grösseren stationären Speicher unterschiedlich.

Für die kleineren stationären Speicher führt die Installation eines zusätzlichen Zählers Kosten zu einem negativen Verhältnis, dies nur unter Berücksichtigung der Messkosten. Dazu kommen noch die allfälligen Datahub Kosten. Mit der Nutzung von eingebauten DMD, wenn diese die technischen Anforderungen erfüllen (siehe Kapitel 5) könnte das Verhältnis ausgeglichen oder leicht positiv sein, dies ist aber sehr unsicher.

Für mobile Speicher kann das Verhältnis positiv sein, wenn eine kritische Anzahl von V2G Fahrzeuge in der Schweiz erreicht ist. Dies ist heute nicht der Fall, aber könnte nach 2030 erreicht werden. Wenn die Anzahl der betroffenen Nutzer (V2G-Fahrzeuge) gering bleibt, können die Kosten die Erträge aus der Rückerstattung übersteigen, nicht zuletzt aufgrund der Fixkosten beim Datahub.

Für die stationären Speicher mit grosser Kapazität (z.B. > 0.5 MW) sind die Erträge aus der Rückerstattung, das durch die Rückerstattung der Netznutzung generiert wird, sehr wahrscheinlich tiefer als die Kosten für die Einrichtung des Netzes übersteigen (oder sogar sehr

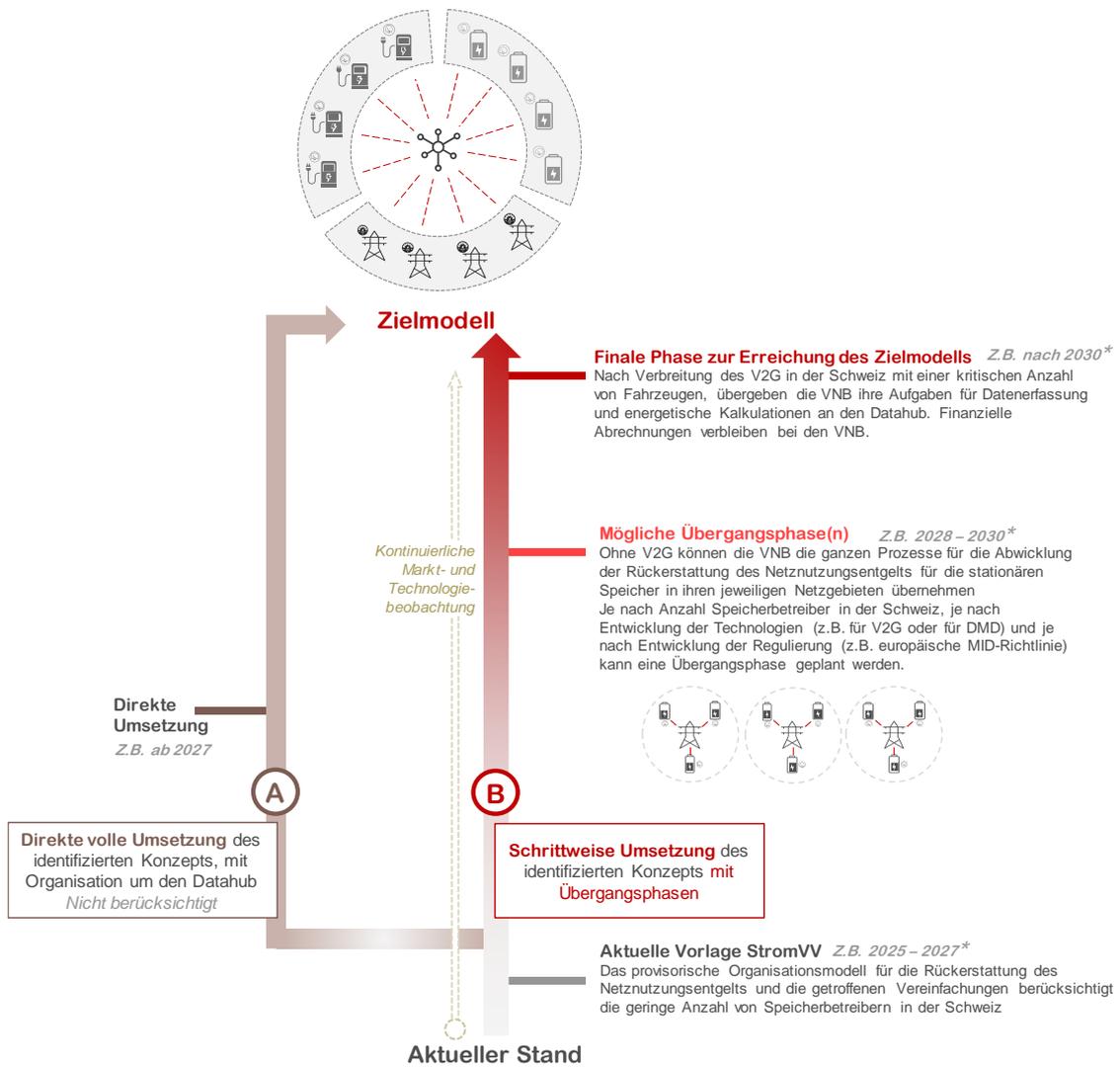
weit übersteigen). Dies, auch wenn ein zusätzliches Messgerät dediziert eingebaut werden. Für solche Speicher ist die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts bereits jetzt attraktiv, unabhängig von anderen Faktoren wie z.B. die Entwicklung von V2G.

Wenn möglich müssen auch Synergien mit anderen Prozessen ausgenutzt werden, um die beim Datahub anfallenden Kosten zu mutualisieren. Es könnte sich z.B. um Prozesse zur Kalkulation und Handhabung der Herkunftsnachweise HKN gehen, für welche die Prozesse zur Ermittlung und Kalkulation der HKN mit den Prozessen für die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts harmonisiert werden können. Eine Bündelung der Ressourcen für die Abwicklung der zukünftigen Abgabe auf Elektrofahrzeug sollte ebenfalls geprüft werden.

8 Umsetzungsetappen

8.1 Zeitliche Umsetzung

Zwei grundsätzliche Pfade werden für die Umsetzung der Rückerstattung identifiziert. Diese beiden Pfade sind in Abbildung 52 dargestellt. Mit dem Pfad A sollte das identifizierte Konzept direkt umgesetzt werden, ohne Übergangsphase. Mit dem Pfad B sollte Zwischenschritte geplant werden, bevor das identifizierte Konzept (Zielmodell) vollumfänglich umgesetzt wird.



* : Illustrative Angaben, diese Zeitperiode können sich noch ändern

Abbildung 52 – Zwei Optionen (A&B) für die Umsetzung

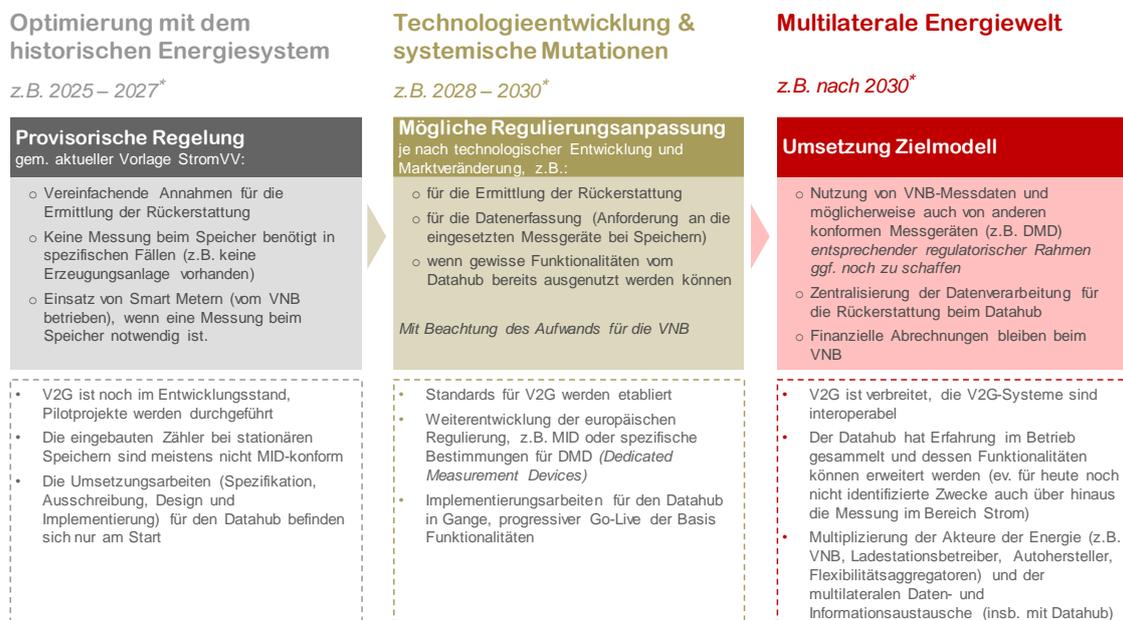
8.1.1 Option A: Direkte Umsetzung der präferierten Lösung

Eine direkte Umsetzung des favorisierten Konzepts ist grundsätzlich möglich, aber nicht die favorisierte Lösung. Mit einer direkten Umsetzung sollte das identifizierte Konzept (z.B. ab 2027)

implementiert werden, dies ohne zusätzliche Übergangsphase als die aktuelle Vorlage der StromVV. Der entsprechende Aufwand, die Komplexität und die entsprechenden Kosten lassen sich jedoch bis 2027-2028 nicht rechtfertigen. Denn V2G, für dessen Handhabung der Einsatz vom Datahub nötig ist, ist heute noch nicht marktreif und die Technologien und die damit verbundenen Standards werden sich in der Schweiz und in Europa voraussichtlich nicht vor 2028-2030 etablieren. Bis dahin werden sich die Fälle für die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts auf stationäre Speicher konzentrieren, wofür die Funktionalitäten vom Datahub nicht erforderlich sind. Die Übernahme von Aufgaben vom Datahub für die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts lediglich für stationäre Speicher würde unverhältnismässig hohe Kosten und Aufwand bedeuten. Daher wird eine schrittweise Umsetzung (die in Option B näher erläutert wird) bevorzugt.

8.1.2 Option B: Schrittweise Umsetzung

Alternativ zur direkten Umsetzung kann für die Prozesse der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts eine schrittweise Umsetzung in Betracht gezogen werden.



*: Illustrative Angaben, diese Zeitperiode können sich noch ändern

Abbildung 53 - Schematische Darstellung einer schrittweisen Umsetzung für die Rückerstattung

Die aktuelle Vorlage der StromVV, welche ein provisorisches Modell für die Rückerstattung bis ca. 2027-2028 (oder ev. später) bildet, kann in dieser Perspektive als erster Schritt einer mehrstufigen Einführung bis zum Zielmodell (präferierte Lösung, mit Datahub) betrachtet werden. Mit der aktuellen Vorlage wird die Rückerstattung so gut wie möglich umgesetzt, unter Berücksichtigung des Stands der Messtechnik und mit einem ausgewogenen Aufwand für die VNB. Dabei werden Vereinfachungen gemacht für den Umgang mit stationären und mobilen Speichern. Weitere Vereinfachungen wären sogar denkbar, wie z.B. keine Anforderung an eine Messung beim Speicher, wenn eine Messung bei einer Erzeugungsanlage (z.B. > 30 KW) vorhanden ist und kein variabler bzw. dynamischer Netznutzungstarif vom VNB angewandt wird.

Auch mit variablen bzw. dynamischen Netznutzungstarifen wären Vereinfachungen basierend auf Profilen (z.B. für PV-Erzeugung und/oder für Heimspeicherverhalten) grundsätzlich denkbar.

Mit diesem Ansatz in Etappen muss jedoch das Zielmodell im Auge behaltet werden. Dabei geht es insbesondere darum, die zukünftigen Aufgaben und Anforderungen für den Datahub regelmässig zu prüfen und zu analysieren. Dies ist insofern wichtig, um die zukünftigen Aufgaben des Datahubs zu antizipieren und die entsprechenden Spezifikationsarbeiten rechtzeitig zu initiieren bzw. zu orientieren.

Kurzfristig werden stationäre Speicher (insbesondere mit hoher Kapazität) als die reifsten Konstellationen angesehen. Dabei können die VNB die Prozesse für die Rückerstattung eigenständig und ohne Koordinationsbedarf abwickeln. Davon sind Regionale VNB-Organisation sind nicht ausgeschlossen. Dies kann gemacht werden anhand der aktuellen Version der StromVV und ev. in einem weiteren Schritt auf Basis der Grundprinzipien und der Kalkulationsetappen, welche für das identifizierte Konzept im Abschnitt 4 beschrieben wurde.

Weitere Etappen bis zur Erreichung des Zielmodells (z.B. im Jahr 2030 oder später) sind grundsätzlich denkbar. Die Notwendigkeit einer weitere Etappe für die Umsetzung der Rückerstattung hängt grundsätzlich von der Umsetzung vom Datahub, von der Entwicklung der Marktprodukte für Speicher, von der Verbreitung von V2G sowie von der Regulierung in Europa (z.B. MID) ab. Dies erfordert eine kontinuierliche Beobachtung dieser Entwicklungen. In einer möglichen Übergangsphase wäre z.B. auch möglich, je nach Stand der Umsetzungsarbeiten für den Datahub und je nach Reifegrad vom Datahub, dass die VNB bereits gewisse Messdaten vom VNB bekommen (z.B. Daten der Messgeräten bei stationären Speichern). Bei einer allfälligen Übergangsphase muss darauf beachtet werden, wie gross der entsprechende Aufwand für die VNB sein könnte (z.B. ohne Datahub für den Datenempfang von Dritten und den Aufbau bzw. den Betrieb der entsprechenden IT-Schnittstellen) und wie hoch die Kosten für die Messung sein können, insbesondere für die kleineren stationären Speicher. Für eine Übergangsphase muss auch die zeitliche Komponente berücksichtigt werden: der damit verbundene Implementierungsaufwand muss mit der Dauer der Übergangsphase (bis zur Umsetzung des Zielmodells) konsistent sein.

In einem letzten Schritt, welcher mit der Verbreitung von V2G erfolgen soll, kann das Zielmodell (identifiziertes Konzept) erreicht werden. Dabei wird der Datahub sämtliche energetischen Kalkulationen übernehmen (Zentralisierung der Datenverarbeitung und Kalkulationen beim Datahub). Denn eine systematische Umsetzung der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts mit dem Einsatz vom Datahub macht aus Kostengründen dann erst nur Sinn, wenn sich V2G im europäischen Markt verbreitet hat. Umgekehrt scheint wegen der Komplexität und dem hohen Koordinationsaufwand eine Umsetzung der Rückerstattung für V2G ohne Datahub nicht realistisch zu sein. Die Aufgaben der energetischen Kalkulationen sollen dann von den VNB zum Datahub migriert werden, nur die finanziellen Abrechnungen anhand der Netznutzungstarifdaten würden beim VNB verbleiben. Der VNB behält eine wichtige Rolle mit dem Betrieb seiner Messpunkte bei Endverbrauchern (Smart Meter) und Produzenten (z.B. Erzeugungsanlagen > 30 kW).

Bis 2030 wird die Energiewelt viel mehr multilateral als heute. Dies wird z.B. mit der Multiplizierung der Akteure getrieben (VNB, Übertragungsnetzbetreiber, Produzenten und Lieferanten aber auch z.B. Aggregatoren, Energiedienstleister, Ladestationsbetreiber, Energielieferanten). In einer solchen Energiewelt könnte den Datahub als zentrale Plattform eine

wichtige Rolle spielen. Zudem wird bis 2030 die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts nur ein Fall sein unter anderen Fällen bezogenen auf die Flexibilität (oder auf die Elektromobilität). Die Erschließung der dezentralen Flexibilität wird die Etablierung neuer Daten- und Informationsflüsse erfordern, welche z.B. auch über den Datahub transitieren könnten.

8.2 Regulierungsbedarf

8.2.1 Anforderung an die Messung und an die Kosten

In der Vernehmlassungsvorlage der StromVV sind gewisse Prinzipien für die Umsetzung der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts definiert. Dabei präzisiert die Vorlage wie die Höhe der Rückerstattung ermittelt werden sollte (Art. 18d Abs 1) und die Anforderung an die Messung und die Regelung der Kostentragung (Art. 18f StromVV). Die finale Version der StromVV, welche nach Abschluss der Vernehmlassung am 01.01.2025 in Kraft treten sollte, ist zum Zeitpunkt der Herstellung dieses Berichts noch nicht bekannt.

Falls das identifizierte Konzept²³ umgesetzt werden sollte, wären die folgenden Aspekte auf festzulegen (auf Stufe Gesetz oder Verordnung, was muss noch juristisch geklärt werden):

- Anforderung an die Messung und ggf. Pflicht für den Einbau eines anforderungskonformen Messgeräts (insb. Anforderungen der EMmV)
- Rolle und Verantwortungen der Akteure (Speicherbetreiber, Dritte, VNB, Datahub).
- Kostentragung und Prinzipien für die Kostenumwälzung und -aufteilung

²³ Sollte eine Übergangsphase definiert werden, ist die Fragestellung für den Regulierungsbedarf grundsätzlich gleich.

Für die Anforderungen an die Messung bildet die EMmV eine erste regulatorische Grundlage für die Genauigkeit der eingesetzten Messgeräten. Es könnte noch abgeklärt werden, ob spezifische Gesetz- oder Verordnungsanpassungen für die Sicherstellung der Datenintegrität und die Auflösung der Messung (15-Minuten) nötig sind. Dabei ist insbesondere zu beachten, dass es um die Regulierung von «sub-Metering» handeln würde und nicht von der Regulierung für das Messwesen des VNB.

Anforderung an die Messung: Fokus auf den Antrag Grossen vom 20. Dezember 2023 (Beschleunigungserlass)

Im Rahmen der parlamentarischen Diskussionen zum Beschleunigungserlass schlägt der «Antrag Grossen» die folgende Änderung des StromVG vor:

Art. 14a StromVG

4^{bis} (neu) Messungen, die für den Nachweis der Elektrizitätsmengen nach Absatz 4 Bst. a erforderlich sind, dürfen in Abweichung von Art. 17a und Art. 17a^{bis} mit beim Speicher bereits vorhandenen Messgeräten erfolgen. Der Bundesrat regelt die Anforderungen an diese Messgeräte und die Datenübermittlung an die Netzbetreiber.

Der Antrag Grossen verfolgt grundsätzlich das Ziel, Rechtsicherheit für eingebaute Messgeräte zu schaffen (dies unter Bedingung der Anforderungen an Konformität, siehe z.B. Abschnitt 5). Mit Vorbehalt eines dedizierten juristischen Rechtsgutachtens scheint dieser Antrag mit dem identifizierten Konzept (Abschnitt 4) konsistent zu sein. Es wäre jedoch auch juristisch zu überprüfen, ob dieser Antrag für die Umsetzung dieses Konzept notwendig ist oder ob die bestehende Gesetzgebung (StromVG oder andere gesetzliche Grundlage) die Nutzung von Messdaten von vorhandenen Messgeräten bereits erlauben kann (bei Speichern aber auch ev. bei Ladestationen).

Bzgl. den Rollen und Verantwortungen ist insbesondere zu regeln, wie Messgeräte, die anforderungskonform sind (z.B. gem. MID und EMmV, unter anderem) aber nicht vom VNB betrieben werden (wie intelligente Messsysteme und Smart Meter im Sinne von Art. 17a^{bis} StromVG), für die Datenerfassung für die Umsetzung der Rückerstattung verwendet werden können. Es sollte noch juristisch geprüft werden, ob eine spezifische Gesetz- oder Verordnungsanpassung nötig ist oder nicht. Darum muss von der Regulierung abgeklärt werden, wie solche Messgeräte für die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts zum Einsatz kommen dürfen (z.B. Betreiber, Aufgaben und Anforderungen zu berücksichtigen -siehe Abschnitt 5) und wie allfälligen spezifische Kosten für die Messung weiterverrechnen dürfen oder nicht.

Das vorliegende identifizierte Konzept stellt die Rolle des VNB für die Messung bei den Endverbrauchern (mit Smart Metern) und bei Erzeugungsanlagen (z.B. > 30 kW) nicht in Frage. Der VNB betreibt diese Messstellen wie heute. Die Daten dieser Messwerte können auch als Referenz dienen, falls spezifische Kontrolle oder Checks auf Messdaten bei den Speichern umgesetzt werden sollen (z.B. Überschreitung von definierten Schwellenwerten).

8.2.2 Spezifikation möglicher zukünftigen Aufgaben für den Datahub

Aktuelle Aufgaben für den Datahub gem. Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien

Gem. Art. 17g StromVG muss für den Austausch von Mess- und Stammdaten zwischen Strommarktteilnehmern eine zentrale Datenplattform (Datahub) konstituiert und betrieben werden. Die Funktionalitäten des Datahubs können vor dem Hintergrund der gesetzlich festgehaltenen Zwecke der Datenplattform von Bundesrat erweitert werden. Für die Rückerstattung der Netzentgelte ist insbesondere der Art 17g Abs.1 Bst b relevant. Hier kommt dem Datahub eine Aufgabe zu, die Abrechnung der Netz-, Energie- und Messkosten zu unterstützen. Damit müsste die gesetzliche Grundlage vorhanden sein, die Funktionalitäten des so nötig für die Rückerstattung der Netzentgelte zu erweitern.

Die Version vom Datahub, die aktuell für die Umsetzung des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien geplant ist, entspricht jedoch der Version «light», welche vom BFE in einer vorgängigen Studie beschrieben wurde (BFE, 2021). In dieser Version ist die Übernahme von sonstigen Aufgaben für die Abwicklung der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts durch den Datahub nicht vorgesehen. Dies widerspiegelt sich entsprechend im Entwurf der StromVV vom Februar 2024 (Art. Art. 8h zu den Aufgaben des Datenplattformbetreibers).

Vor diesem Hintergrund würde die Übernahme von neuen Aufgaben durch den Datahub für die Kalkulation der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts einen grösseren Paradigmenwechsel darstellen. Sollte dies, wie im identifizierten Konzept präsentiert, gewünscht sein, müsste nochmals vertieft geprüft werden, inwiefern die Kompatibilität einer solchen Funktionalität mit der gesetzlichen Grundlage für den Datahub tatsächlich gegeben ist. Sodann würde die Übernahme einer solchen Aufgabe zwingend die Ergänzung des aktuellen Entwurfs der StromVV dahingehend erfordern.

Spezifikation an den Datahub für die Umsetzung der Rückerstattung

Im Rahmen des identifizierten Konzepts und mit Blick auf die Handhabung von V2G muss der Datahub in der Lage sein, die folgenden Funktionen auszuführen. Diese Funktionen beruhen auf der Beschreibung der jeweiligen Konstellationen, die sich im Kapitel 4 im Detail wiederfinden.

- Zentralisierung und Speicherung der zeitlichen Übereinstimmungsregister zwischen den ID der Speicher (stationär und mobil) und den ID der Messpunkte der VNB.
- Zentralisierung und Speicherung der viertelstündlichen Strommessung bei den Speichern (Bezug und Einspeisung)
- Zentralisierung und Speicherung der viertelstündlichen Strommessung bei den Messpunkten der VNB (Bezug und Einspeisung). Dabei müssen nicht zwingend die Daten aller Messpunkte der VNB gespeichert werden. Nötig sind die Daten der

Endverbraucher, bei welchen einen stationären Speicher installiert ist oder bei welchen eine Ladestation (nicht unbedingt bidirektional²⁴) eingebaut ist

- Durchführung von Berechnungen, insb. unter Berücksichtigung der Grundprinzipien. Die Details der Kalkulationen sind im Kapitel 4 aufgeführt. Dies betrifft z.B.:
 - Pro-Rata Aufteilung der Energiemengen für Endverbraucher mit mehreren Speichern vor Ort (15-Minuten Auflösung)
 - Rekonstruktion der Ladehistorie der Speicher: Kalkulation der erstattungsfähigen gespeicherten Energiemengen (15-Minuten Auflösung)
 - Rekonstruktion der Entladehistorie der Speicher: Kalkulation der aus Speichern ins Netz rückgespeisten Energiemengen (15-Minuten Auflösung)
 - Aggregation der erstattungsfähigen Energiemengen pro Endverbraucher (15-Minuten Auflösung)
- Für alle betroffene Messpunkte der VNB, Übermittlung der energetischen Daten (erstattungsfähige Energiemengen, in 15-Minuten Auflösung) an die VNB für die finanziellen Kalkulationen für die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts

Die Frequenz für den Versand der Daten ist zu diesem Zeitpunkt noch offen. Zum einen müssen die Datentransfer mit den üblichen Prozessen für die Netznutzungskalkulation (inkl. Analyse und Prüfung der Datenqualität) kohärent sein. Zum anderen besteht kein Bedarf für eine quasi-Echtzeit Übermittlung der Daten, was die betroffenen Akteure unnötig belasten würde.

Diese Spezifikationsarbeit sollte in den Arbeiten um die mögliche Weiterentwicklung des Datahub und deren Funktionalitäten frühzeitig geplant werden. Je früher die zusätzlichen Anforderungen an den Datahub für die Rückerstattung bekannt sind, desto geringer ist die Wahrscheinlichkeit, der Bedarf an Funktionalitäten und Ressourcen zu einer Steigerung der Kosten bei der Realisierung des Datahubs führt. Dieser ist für sich bereits ein herausforderndes und komplexes Projekt.

In seiner aktuellen Version sollen die Kosten vom Datahub gleichmässig auf alle Messpunkte der VNB verteilt. Je nach gewähltem Kostenallokationsmechanismus wäre es vom Prinzip grundsätzlich denkbar, die spezifischen Kosten beim Datahub für die Rückerstattung zu isolieren.

Zusätzlich zur Spezifikation der Funktionalitäten für den Datahub müssen die Anforderungen an Datenschutz und Datensicherheit spezifisch für die Bearbeitung von Speichermessdaten und -Informationen analysiert und festgelegt werden. Für den Datenschutz ist insbesondere zu beachten, dass der Datahub mit personenbezogenen Messdaten umgehen würde (z.B. 15-Minuten Messdaten des VNB-Messpunkts und Ladeverhalten der einzelnen Elektrofahrzeuge).

²⁴ Ein V2G-Fahrzeug braucht zwar eine V2G-kompatible Ladestation, um Energie zurück zu speisen, kann aber wohl bei einer unidirektionaler Ladestation beim Laden Strom aus dem Netz beziehen.

8.2.3 Subsidiarität

Gem. dem Subsidiaritätsprinzip wird die Branche die spezifischen technischen Anforderungen für die Umsetzung der Rückerstattung definieren müssen. Diese Anforderungen betreffen auch zum Teil den Datahub (siehe Abschnitt 8.2.2). Dies betrifft z.B. die folgenden Themen, welche in ein oder mehrere Branchendokumente behandelt werden müssen:

- Dokumentation der Grundprinzipien und der Kalkulationsschritten: die Branche muss sicherstellen, dass der Datahub die Berechnungen auf einer transparenten Basis implementiert und dass sämtliche VNB die Berechnungen für die Rückerstattung einheitlich umsetzen. Dies kann z.B. anhand der Detailbeschreibung der Konstellationen im Anhang gemacht werden.
- Technische Anforderung an Datentransfer:
 - Datenformat: für sämtliche Datenbaustücke mit dem Datahub und mit den VNB müssen grundsätzlich die Anforderungen vom SDAT berücksichtigt werden. Dabei muss die Branche überprüfen, ob die Umsetzung der Rückerstattung gem. dem identifizierten Konzept eine Dokumentanpassung benötigt.
 - Fristvorgaben: die Branche definierte die Fristen, welche für den Versand der Daten eingehalten werden müssen. Dies betrifft z.B. die Datentransfer an den Datahub (durch Dritten und durch VNB) oder die Datentransfer vom Datahub an die VNB für die Durchführung der finanziellen Abrechnungen.

9 Anhang

9.1 Detailbeschreibung der Konstellation 1a

9.1.1 Organisation der Daten- und Informationsflüsse.

Der Prozess des Datenaustauschs und der Datenverarbeitung zwischen dem Datahub und dem VNB wird detailliert in Abbildung 54 beschrieben.

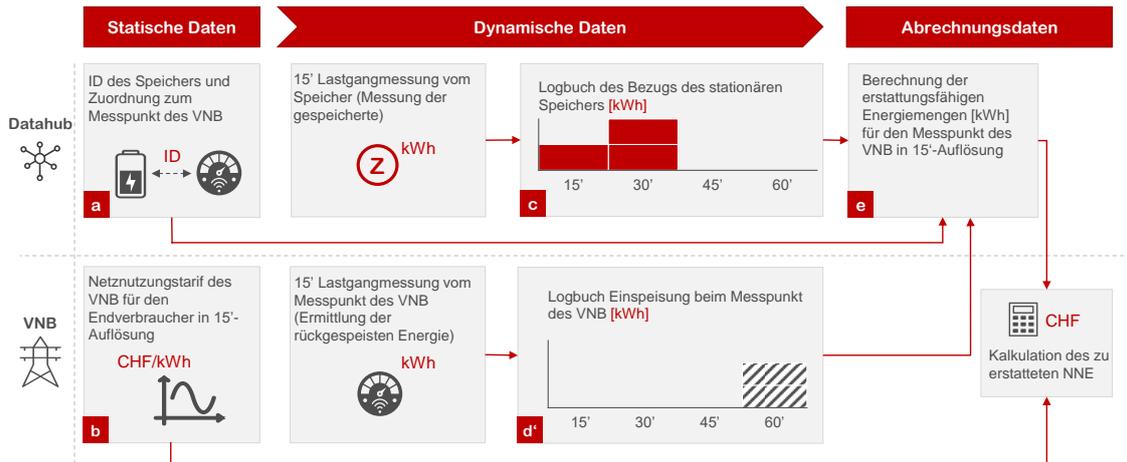


Abbildung 54 - Darstellung der Daten- und Informationsflüsse für eine Abrechnungsperiode vom Fall 1a

Die Datenübertragung ist wie folgt organisiert: Ein Drittanbieter sorgt für die Übertragung der Energiemessdaten von dem stationären Speicher an den Datahub. Der VNB übermittelt dem Datahub auch die Daten zu den Rückspeisungen ins Netz. Der Datahub verarbeitet die Informationen und berechnet die erstattungsfähigen Energiemengen. Durch die Anwendung des LIFO-Prinzips kann er jeder rückgespeisten Energiemenge den Zeitstempel zuzuordnen, der dem Zeitschritt entspricht, in dem diese Energiemenge gespeichert wurde. Diese Übereinstimmungen {zurückzuerstattende Energie - Zeitstempel} werden an den VNB übermittelt, der die finanzielle Abrechnung und die Rückerstattung vornimmt.

9.1.2 Rechnerisches Beispiel für die Rückerstattung

Das Beispiel betrachtet eine Abrechnungsperiode mit 3 Ereignissen für die stationäre Batterie (Abbildung 55).

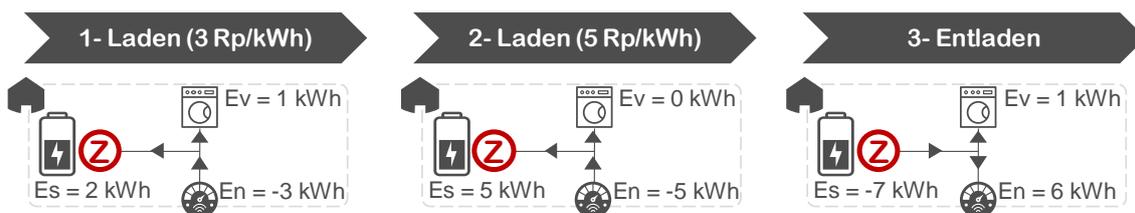


Abbildung 55 – Schematische Darstellung eines Verbrauchsszenarios für Fall 1a

- 1. Ereignis: die erstattungsfähige gespeicherte Energiemengen (E_1) wird berechnet. Für diesen Zeitschritt beträgt das Netznutzungsentgelts 3 rp/kWh.

$$E_1 = \min(E_s, |E_n|) = 2 \text{ kWh}$$

- 2. Ereignis: die erstattungsfähige gespeicherte Energiemengen (E_2) wird berechnet. Für diesen Zeitschritt beträgt das Netznutzungsentgelts 5 Rp/kWh.

$$E_2 = \min(E_s, |E_n|) = 5 \text{ kWh}$$

- 3. Ereignis: bei einer Rückspeisung ins Netz wird die Energie, die zu einer Rückerstattung führen soll (E_3), berechnet.

$$E_3 = \min(|E_s|, E_n) = 6 \text{ kWh}$$

- Berechnung der Energie, die am Ende der Periode zu einer Rückerstattung führen soll (E): der jeweils niedrigere der beiden pro Abrechnungsperiode gespeicherten und rückgespeiste Energiemengen wird zur Erstattung einbehalten.

$$E = \min(E_1 + E_2, E_3) = 6 \text{ kWh}$$

Der Speicher hält 1 kWh erstattungsfähiger Energie für potenzielle spätere Abrechnungsperioden vorrätig.

- Berechnung der Rückerstattung am Ende der Periode (R). Nach dem LIFO-Prinzip errechnet sich der Rückerstattungsbetrag aus den Tarifen zu den Speicherzeitpunkten wie folgt:

$$R = 5 \text{ kWh} \cdot 5 \frac{\text{rp}}{\text{kWh}} + 1 \text{ kWh} \cdot 3 \frac{\text{rp}}{\text{kWh}} = 28 \text{ rp}$$

9.2 Detailbeschreibung der Konstellation 1b

9.2.1 Organisation der Daten- und Informationsflüsse

Der Messprozess für den Datenaustausch und die Datenverarbeitung zwischen dem Datahub und dem VNB ist in Abbildung 56 detailliert dargestellt.

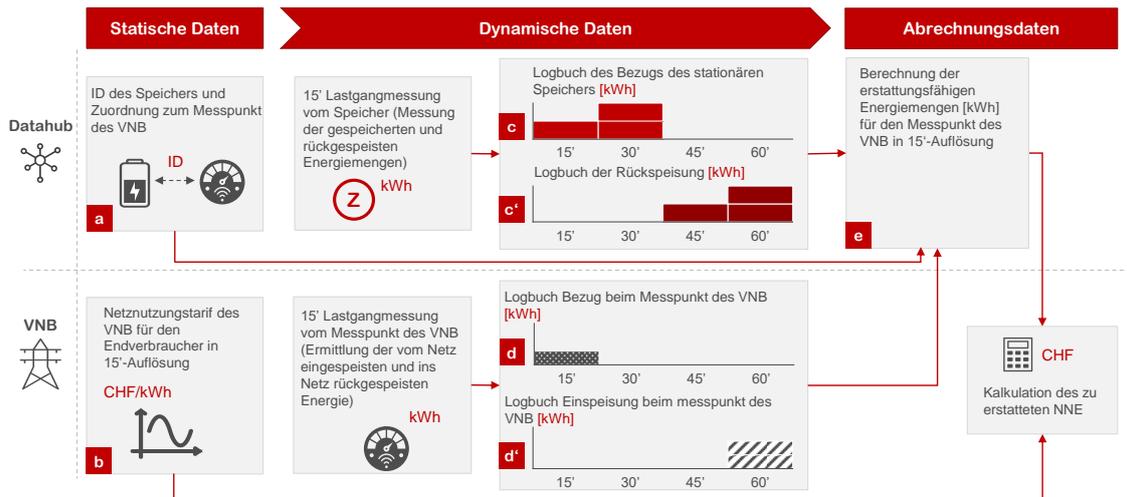


Abbildung 56 - Darstellung der Daten- und Informationsflüsse für eine Abrechnungsperiode vom Fall 1b

Die Datenübertragung wird wie folgt organisiert: Ein Drittanbieter sorgt für die Übertragung der gespeicherten und ausgespeicherten Energiemessungen des stationären Speichers an den Datahub. Der VNB übermittelt dem Datahub auch die Daten zu den Netzbezügen und -rückspeisungen. Der Datahub verarbeitet die Informationen und berechnet anhand dieser Daten die energetischen Mengen für die Rückerstattung. Dank des LIFO-Prinzips kann er insbesondere jeder rückgespeisten Energiemenge den Zeitstempel zuordnen, der dem Zeitschritt entspricht, in dem diese Energiemenge gespeichert wurde. Diese Übereinstimmungen {zu erstattende Energie - Zeitstempel} werden an den VNB übermittelt, der die finanzielle Abrechnung und die Erstattung vornimmt. Messungen von lokal erzeugter Energie werden für diesen bestimmten Prozess nicht verarbeitet.

9.2.2 Rechnerisches Beispiel für die Rückerstattung

Das Beispiel betrachtet eine Abrechnungsperiode mit 3 Ereignissen für die stationäre Batterie:

- 1. Ereignis: Der Speicher speichert Energie aus der lokalen Erzeugungsanlage.
- 2. Ereignis: Der Speicher speichert gleichzeitig Energie aus dem Netz und Energie aus der lokalen Erzeugungsanlage
- 3. Ereignis: Der Speicher speist wieder ins Netz (gleichzeitig zu lokaler Erzeugung).

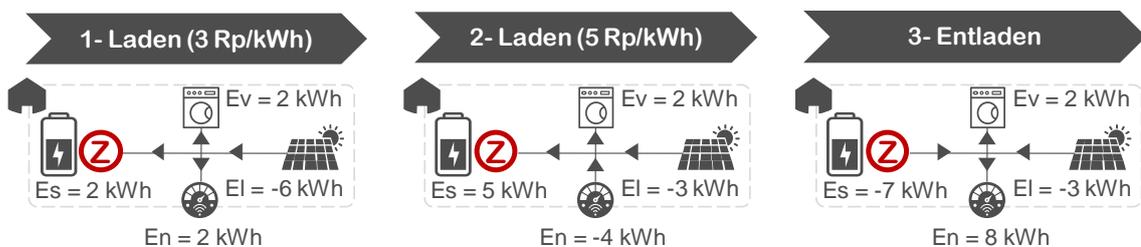


Abbildung 57 - Schematische Darstellung eines Verbrauchsszenarios für Fall 1b

- 1. Ereignis: die erstattungsfähige gespeicherte Energiemengen (E_1) wird berechnet.

$$E_1 = \min(E_s, |\min(0, E_n)|) = 0 \text{ kWh}$$

In dieser ersten Phase wird keine Energie aus dem Netz gespeichert.

- 2. Ereignis: die erstattungsfähige gespeicherte Energiemengen (E_2) wird berechnet. Für diesen Zeitschritt beträgt das Netznutzungsentgelts 5 Rp/kWh.

$$E_2 = \min(E_s, |\min(0, E_n)|) = 4 \text{ kWh}$$

Nach dem Grundprinzip 7 werden 4 kWh aus dem Netz gespeichert. Der Batteriezähler zeigt 5 kWh an, da ein Überschuss an lokaler Energie erzeugt wird.

- 3. Ereignis: die aus der Batterie ins Netz zurückgespeiste Energie (E_3) wird wie folgt berechnet:

$$E_3 = \min(|E_s|, E_n) = 7 \text{ kWh}$$

Bei Anwendung des Grundprinzips 6 werden 7 kWh aus dem Speicher in das Netz zurückgespeist und 1 kWh aus der lokalen Produktion. Mit den verbleibenden 2 kWh, die lokal erzeugt werden, deckt den lokalen Endverbrauch.

- Berechnung der erstattungsfähigen Energiemenge am Ende der Periode (E): der jeweils niedrigere der beiden pro Abrechnungsperiode gespeicherten und rückgespeiste Energiemengen wird zur Erstattung berücksichtigt.

$$E = \min(E_1 + E_2, E_3) = 4 \text{ kWh}$$

- Berechnung der Rückerstattung am Ende der Periode (R). Nach dem LIFO-Prinzip errechnet sich der Rückerstattungsbetrag aus den Tarifen zu den Speicherzeitpunkten wie folgt:

$$R = 4 \text{ kWh} \cdot 5 \frac{\text{Rp}}{\text{kWh}} = 20 \text{ Rp}$$

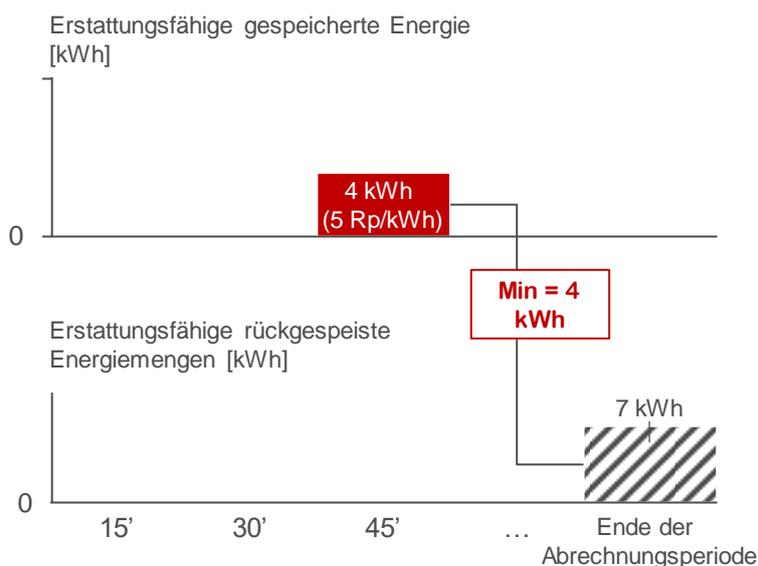


Abbildung 58 - Entsprechung zwischen den förderfähigen gespeicherten Mengen und den aus der stationären Batterie ins Netz eingespeisten Mengen im Fall 1b

9.3 Detailbeschreibung der Konstellation 1c

9.3.1 Organisation der Daten- und Informationsflüsse

Die Organisation der Daten- und Informationsflüsse ist im Wesentlichen die gleiche wie in Beispiel 1b. Die Komplexität, die der LEG-Fall mit sich bringt, betrifft den anzuwendenden Rückerstattungstarif. Innerhalb desselben Zeitschrittes kann es einen normalen Tarif und einen LEG-spezifischen reduzierten Tarif geben²⁵. Der VNB übermittelt daher zusätzlich die Lastgänge, die den zwischen den einzelnen LEG-Akteuren empfangenen und gesendeten Energiemengen entsprechen, an den Datahub. Der Datahub übermittelt nach der Berechnung den Anteil der vom LEG und vom Netz kommenden Energie, sowie den dazugehörigen Zeitstempel. In Anwendung des Grundprinzips 9 werden die anrechenbaren Energiemengen anteilig zwischen den beiden Tarifen aufgeteilt.

9.3.2 Rechnerisches Beispiel für die Rückerstattung

Wir betrachten eine Abrechnungsperiode mit zwei Ereignissen: Die stationäre Batterie speichert und speist anschliessend wieder in das Netz ein. Die gespeicherte Energie stammt zum Teil von einem Partner des LEG (z. B. von einer Photovoltaikanlage erzeugt). Der Rest kommt aus dem Netz, ohne dass es zu Störungen bei der LEG kommt. Der herkömmliche Einspeisetarif liegt bei 5 Rp/kWh, der Tarif mit den günstigen LEG-Konditionen bei 3 Rp/kWh.

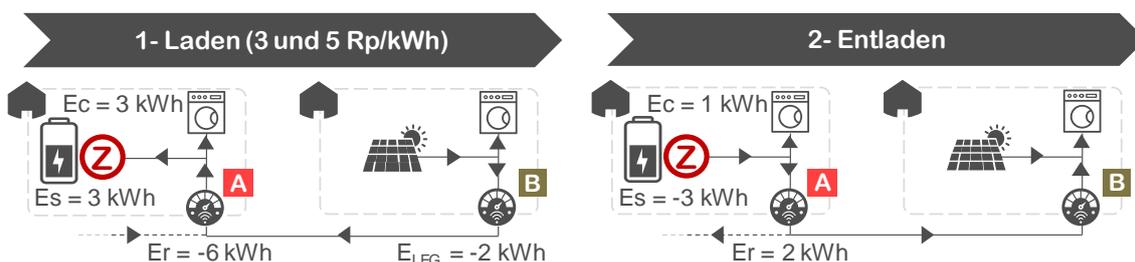


Abbildung 59 - Schematische Darstellung eines Verbrauchsszenarios für Fall 1c

- 1. Ereignis: die erstattungsfähige gespeicherte Energiemengen (E_1) wird berechnet.

$$E_1 = \min(E_s, |E_n|) = 3 \text{ kWh}$$

Diese gespeicherte Energiemenge wird proportional zwischen der Energie aus der LEG ($E_{1,LEG}$) und der Energie aus dem Netz aufgeteilt ($E_{1,NETZ}$):

$$E_{1,LEG} = 3 \text{ kWh} \cdot \frac{E_{LEG}}{E_r} = 1 \text{ kWh} \text{ und } E_{1,NETZ} = 3 \text{ kWh} \cdot \frac{E_n - E_{LEG}}{E_n} = 2 \text{ kWh}$$

²⁵ Eine mögliche Vereinfachung könnte darin bestehen, dass die rückgespeiste Energie grundsätzlich als LEG-Energie gilt (d.h. für die Rückerstattung ist immer mit Abschlag (30%, 15% oder andere Wert gem. gültiger Version der StromVV) auf das NNE zu berücksichtigen). Mit dieser Vereinfachung würde man davon ausgehen, dass alle die erstattungsfähige Energie, welche von einer Speicheranlage innerhalb einer LEG ins Netz zurückgespeist wird, als Energie aus der LEG berücksichtigt wird.

- **2. Ereignis:** der erstattungsfähige Anteil der ins Netz eingespeisten Energie (E_2) wird berechnet:

$$E_2 = \min(|E_s|, E_n) = 2 \text{ kWh}$$

- **Berechnung der erstattungsfähigen Energiemenge am Ende der Periode (E):** der jeweils niedrigere der beiden pro Abrechnungsperiode gespeicherten und rückgespeiste Energiemengen wird zur Erstattung berücksichtigt:

$$E = \min(E_1, E_2) = 2 \text{ kWh}$$

Auch hier gilt wieder das Pro-Rata-Prinzip, um die am Ende dieser Abrechnungsperiode tatsächlich erstatteten Mengen aus dem LEG (E_{LEG}) oder dem Netz (E_{NETZ}) zu ermitteln:

$$E_{LEG} = E \cdot \frac{E_{LEG}}{E_n} = \frac{2}{3} \text{ kWh} \text{ und } E_{NETZ} = E \cdot \frac{E_n - E_{LEG}}{E_n} = \frac{4}{3} \text{ kWh}$$

- **Berechnung der Rückerstattung am Ende der Periode (R)**

$$R = E_{LEG} \cdot 3 \frac{\text{Rp}}{\text{kWh}} + E_{NETZ} \cdot 5 \frac{\text{Rp}}{\text{kWh}} = 8.67 \text{ Rp}$$

9.4 Detailbeschreibung der Konstellation 2a

9.4.1 Organisation der Daten- und Informationsflüsse

Der Prozess des Datenaustauschs und der Datenverarbeitung zwischen dem Datahub und dem VNB ist in Abbildung 60 detailliert dargestellt.

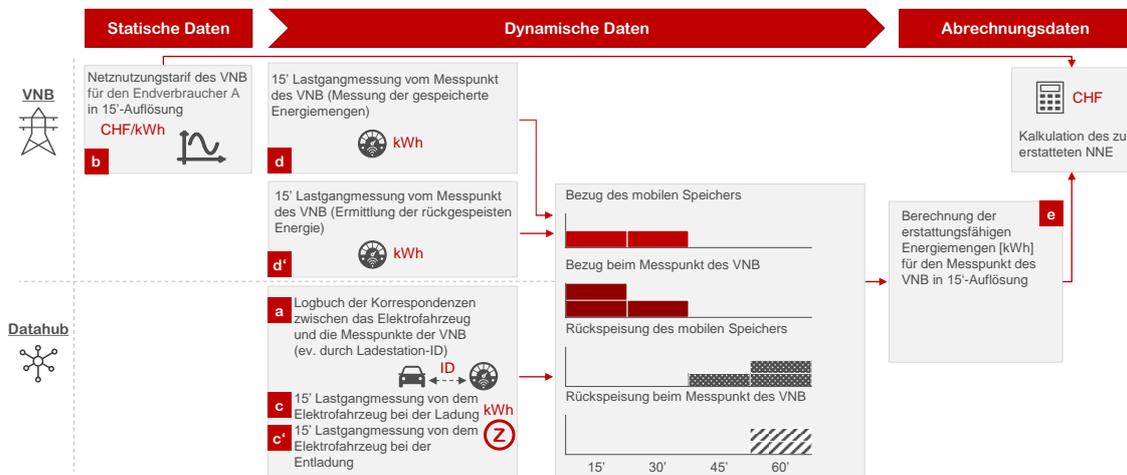


Abbildung 60 - Darstellung der Daten- und Informationsflüsse für eine Abrechnungsperiode vom Fall 2a

Ein Drittanbieter sorgt für die Übertragung der gespeicherten und ausgelagerten Energiemessungen des Elektrofahrzeugs an den Datahub. Der VNB übermittelt dem Datahub die Daten zu den Netzentnahmen und -rückspeisungen der einzelnen betroffenen Messpunkte der VNB.

Die Zuordnung zwischen dem Elektrofahrzeug und dem VNB-Messpunkt muss vom Datahub vorgenommen werden können. Dies bedeutet, dass der Anbieter zusätzlich zu den

Energiemessungen eine eindeutige ID zur Identifizierung des Fahrzeugs und eine Identifizierung des Ein-/Auslagerungsorts (z. B. die Kennung des VNB-Zählers) übermitteln muss. Der Datahub nimmt die Verarbeitung der Informationen vor und berechnet anhand dieser Daten die Energiemengen für die Rückerstattung. Dank des LIFO-Prinzips kann er insbesondere für jede rückgespeiste Energiemenge den Zeitstempel zuordnen, der dem Zeitschritt entspricht, in dem diese Energiemenge gespeichert²⁶ wurde. Diese Übereinstimmungen {zurückzuerstattende Energie - Zeitstempel} werden an den VNB übermittelt, der die finanzielle Abrechnung und die Rückerstattung an den Endverbraucher (der sich vom Eigentümer des Fahrzeugs unterscheiden kann) vornimmt.

9.4.2 Rechnerisches Beispiel für die Rückerstattung

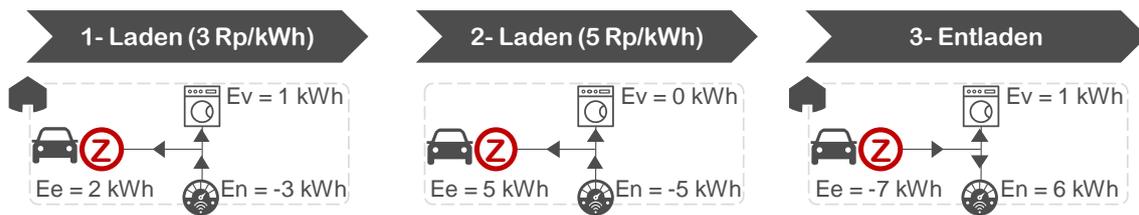


Abbildung 61 - Schematische Darstellung eines Verbrauchsszenarios für Fall 2a

Es wird eine Abrechnungsperiode mit 3 Ereignissen für das Elektrofahrzeug betrachtet:

- **1. Ereignis:** Der Verbrauch im Haushalt umfasst Eigenverbrauch zusammen mit dem Laden des Elektrofahrzeugs.
- **2. Ereignis:** Das Elektrofahrzeug speichert aus dem Netz, z. B. an einer Ladestation, ohne Eigenverbrauch am Standort.
- **3. Ereignis:** Das Elektrofahrzeug speist Energie zurück. Alle drei Ereignisse finden in einem Gebiet statt, das von demselben VNB versorgt wird.

Die Berechnung der erstattungsfähigen Energiemengen ist dieselbe wie in Fall 1a. Für einen mobilen Speicher ist im Vergleich zu einem stationären Speicher keine zusätzliche Berechnung erforderlich. Die zusätzliche Komplexität liegt in der Identifizierung des Elektrofahrzeugs und der Übermittlung der Informationen.

²⁶ Bei einer strikten Anwendung des FIFO-Prinzips verringert die bei Ereignis 2 genutzte Energie die gespeicherte Menge, die für eine Rückerstattung in Frage kommt (von 9 kWh auf 5 kWh). In diesem Fall teilt sich bei Ereignis 4 die wieder eingespeiste Energie (7 kWh) in einen erstattungsfähigen Anteil (5 kWh) und einen gespeicherten Anteil aus der Photovoltaik (2 kWh) auf. Nur diese 5 kWh sollten zurückerstattet werden.

Das favorisierte Konzept, das in dieser Studie beschrieben wird, überwacht nicht den Ladezustand der Batterie. Bei einem Elektrofahrzeug würde dies erfordern, dass der Ladezustand der Batterie zu Beginn jedes Ereignisses erhoben wird. Alternativ kann die Überwachung der wählbaren Menge an gespeicherter Energie in einem regelmässigen Zeitintervall (z. B. eine Woche oder ein Monat) auf Null zurückgesetzt werden.

9.5 Detailbeschreibung der Konstellation 2b

9.5.1 Organisation der Daten- und Informationsflüsse

Der Prozess des Datenaustauschs und der Datenverarbeitung zwischen dem Datahub und den beiden VNBs ist in Abbildung 62 detailliert dargestellt.

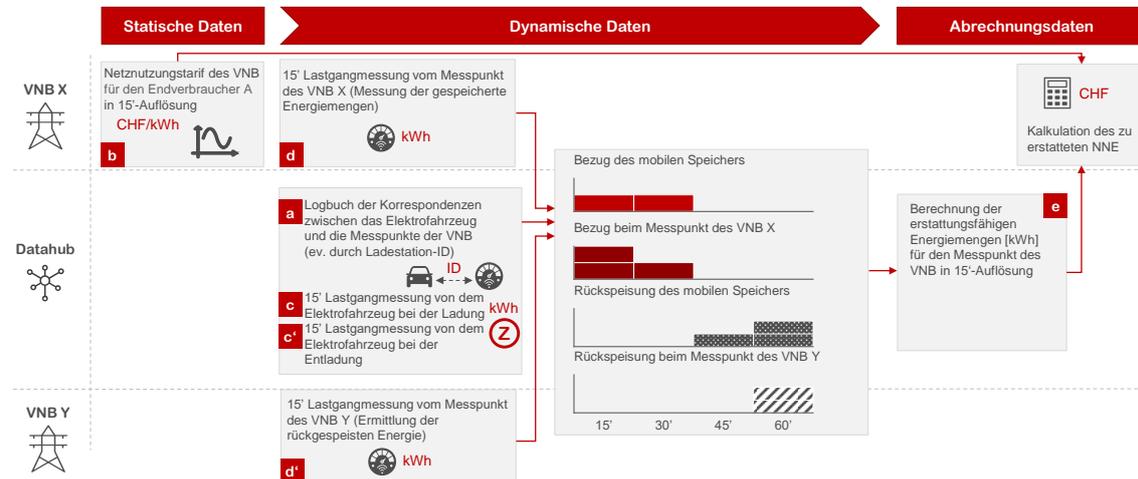


Abbildung 62 - Darstellung der Daten- und Informationsflüsse für eine Abrechnungsperiode vom Fall 2b

Der Prozess der Datenübertragung und -verarbeitung ist derselbe wie bei Konstellation 2a. Die Rolle des Datahub ist zentral, da er die Zentralisierung der Daten und die Rekonstruktion der Kurven für die Speicherung förderfähiger Energie einerseits (Verknüpfung der Messungen c und d mit dem Übereinstimmungsregister) und für die Rückspeisung andererseits (Verknüpfung der Messungen c' und d' mit dem Übereinstimmungsregister) ermöglicht. Bei jeder Ladung koordiniert der Datahub die Identifizierung des VNB, der für die zugehörige Rückerstattung verantwortlich ist.

9.5.2 Rechnerisches Beispiel für die Rückerstattung

Die Berechnung der Rückerstattung unterscheidet sich nicht von derjenigen, die für den Konstellation 2a angegeben wurde.

9.6 Detailbeschreibung der Konstellation 3

9.6.1 Rechnerisches Beispiel für die Rückerstattung

Ein Elektrofahrzeug (in den folgenden Abbildungen rot dargestellt) wird während drei Lade-/Entladevorgängen (je mit einer Dauer von 15 Minuten) in Einrichtungen verfolgt, die stationäre Speicher, mobile Speicher und lokale Erzeugung kombinieren. Bei jedem Ereignis sollen die gespeicherten und wieder eingespeisten Energiemengen berechnet werden, die für eine Erstattung für die jeweiligen Speicher in Frage kommen.



Abbildung 63 - Präsentation des Szenarios

- **1. Ereignis:** Das verfolgte Fahrzeug (im Folgenden als c_2 bezeichnet) wird am Wohnsitz des Eigentümers, der Mitglied einer LEG ist, aufgeladen.
- **2. Ereignis:** Das Fahrzeug c_2 lädt an einer öffentlichen Ladestation.
- **3. Ereignis:** Das Fahrzeug c_2 speist bei einer dritten Person (z. B. am Arbeitsplatz) wieder in das Netz ein.

1. Ereignis: Laden zuhause

Das Fahrzeug lädt in seinem Haus A, das Mitglied einer LEG ist und vom VNB X versorgt wird. Das Haus ist ausserdem mit einer stationären Batterie und einer Photovoltaikanlage ausgestattet. Der zweite Akteur der LEG wird als B bezeichnet. Dieses erste Beispiel ist in Abbildung 64 schematisch dargestellt.

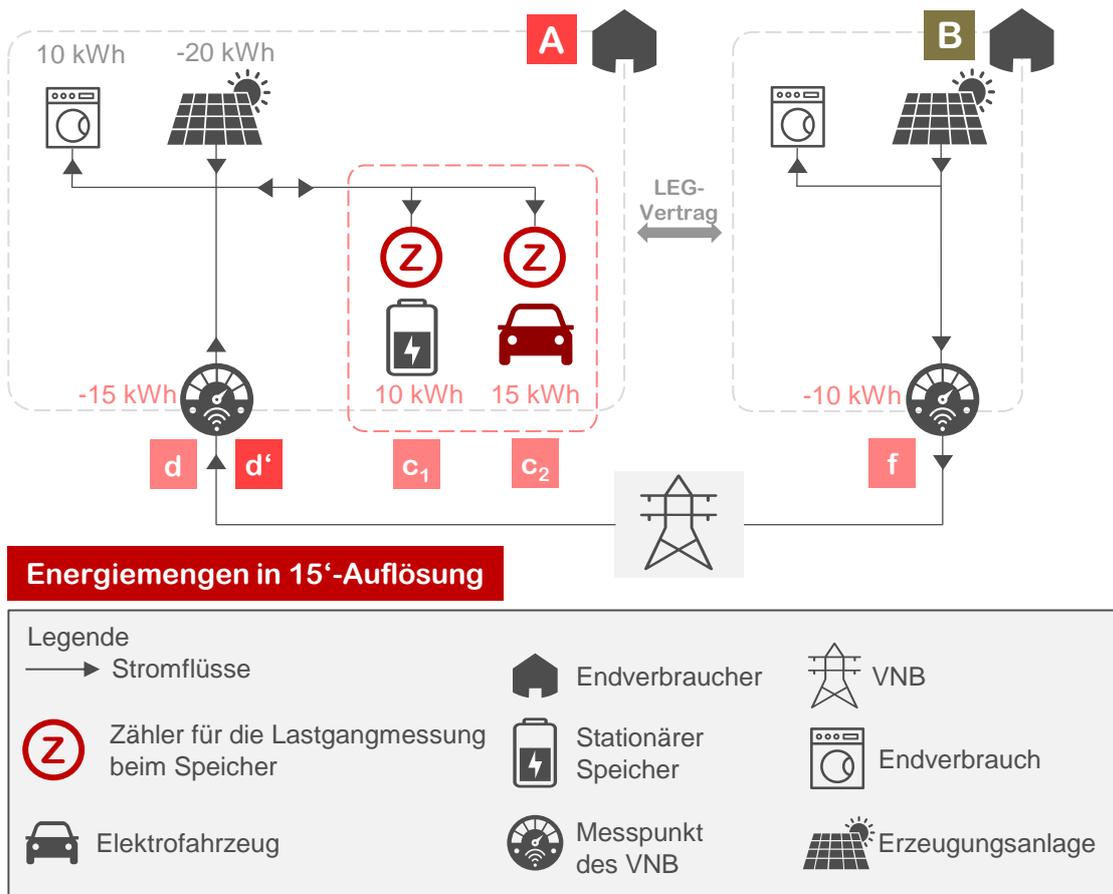


Abbildung 64 - Gleichzeitiger Energiebezug von einem stationären Speicher und von einem mobilen Speicher in einer LEG

Daten: $d = -15 \text{ kWh}$, $f = -10 \text{ kWh}$, $c_1 = 10 \text{ kWh}$, $c_2 = 15 \text{ kWh}$

Kalkulationen für die Rückerstattung (15-Minuten Auflösung)

- 1. Ermittlung der gespeicherten Energie, die aus dem Netz kommt (E_1):

$$E_1 = \min(|d|, \max(c_1, 0) + \max(c_2, 0)) = 15 \text{ kWh}$$

- 2. Pro Rata Verteilung zwischen Speicher im Ladestand (E_{c1} , E_{c2}):

$$E_{c1} = E_1 \cdot \frac{c_1}{c_1 + c_2} = 6 \text{ kWh}, \quad E_{c2} = E_1 \cdot \frac{c_2}{c_1 + c_2} = 9 \text{ kWh}$$

- 3. Verteilung der von A bezogenen Energiemengen zwischen was vom VNB ($E_{c1,NETZ}$, $E_{c2,NETZ}$) und von der LEG bereitgestellt wird ($E_{c1,LEG}$, $E_{c2,LEG}$) (Prorata im Beispiel):

$$E_{c1,NETZ} = E_{c1} \cdot \frac{d-f}{d} = 2 \text{ kWh}, \quad E_{c1,LEG} = E_{c1} \cdot \frac{f}{d} = 4 \text{ kWh}$$

$$E_{c2,LEG} = E_{c2} \cdot \frac{f}{d} = 6 \text{ kWh}, \quad E_{c2,NETZ} = E_{c2} \cdot \frac{d-f}{d} = 3 \text{ kWh}$$

- 4. Massgebend für die Kalkulation der finanziellen Beträge für die Rückerstattung ist das Netznutzungsentgelt des Endverbrauchers B in 15-Minuten Auflösung.

Sollte dieser Kalkulationsschritt vom Datahub übernommen, muss der Datahub über die Teilnahme der Endverbraucher an einer spezifischen LEG informiert sein.

Angewandte Grundprinzipien

- 1. Vorrang für den Eigenverbrauch: 5 kWh gehen von der Erzeugungsanlage zum Endverbrauch.
- 2. und 3. Pro Rata Verteilung der Energiemengen zwischen Elektrofahrzeugen und stationären Batterien.
- 4. Die Netznutzungstarife der jeweiligen Endverbraucher und die Reduzierung auf diese für die LEG-Teilnehmer sind dem VNB bekannt (Umsetzung vom VNB unabhängig von der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts für Speicher).

Bilanz

Am Ende dieser ersten Ladung hat das Elektrofahrzeug c_2 9 kWh gespeichert, die für eine Rückerstattung in Frage kommen. Diese 9 kWh teilen sich auf in 6 kWh, die von einem LEG-Akteur stammen und zu dem der LEG gewährten reduzierten Tarif gezahlt wurden, und 3 kWh, die zum Standardtarif gezahlt wurden. Diese Informationen und der Stundenschritt der Messung reichen aus, um den Wert der potenziellen Erstattung für diese Menge zu bestimmen.

Netzbezug des mobilen Speichers



Abbildung 65 - Netzbezug des mobilen Speichers nach Ereignis 1

2- Ereignis: Laden bei einer öffentliche Ladestationen

Die zweite Ladung erfolgt an einer öffentlichen Ladestation, welche sich im Netzgebiet vom VNB Y befindet. Die Station verfügt über eine lokale Erzeugungsanlage und eine stationäre Batterie. Zwei weitere Elektrofahrzeuge laden gleichzeitig mit dem nachfolgenden Fahrzeug auf. Dieses zweite Schrittbeispiel ist in Abbildung 66 schematisch dargestellt.

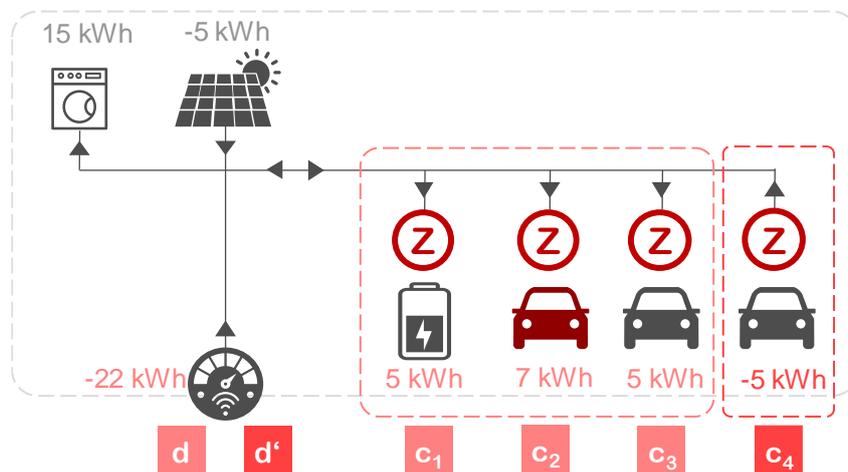


Abbildung 66 - Beispiel 2 - Gleichzeitiger Energiebezug von einem stationären Speicher und von mehreren mobilen Speichern und Rückspeisung von einem mobilen Speicher beim selben Endverbraucher

Daten: $d = -22 \text{ kWh}$, $d' = 0 \text{ kWh}$, $c_1 = 5 \text{ kWh}$, $c_2 = 7 \text{ kWh}$, $c_3 = 5 \text{ kWh}$, $c_4 = -5 \text{ kWh}$

Kalkulationen für die Rückerstattung (15-Minuten Auflösung)

- 1. Ermittlung der gespeicherten Energie, die aus dem Netz kommt (E_1):

$$E_1 = \min(|d|, \max(c_1, 0) + \max(c_2, 0) + \max(c_3, 0) + \max(c_4, 0)) = 17 \text{ kWh}$$

- 2. Pro Rata Verteilung (E_{c1} , E_{c2} , E_{c3} , Abbau von Energiemengen für c_4):

$$E_{c1} = E_1 \cdot \frac{c_1}{c_1 + c_2 + c_3} = 5 \text{ kWh}, \quad E_{c2} = E_1 \cdot \frac{c_2}{c_1 + c_2 + c_3} = 7 \text{ kWh},$$

$$E_{c3} = E_1 \cdot \frac{c_3}{c_1 + c_2 + c_3} = 5 \text{ kWh}$$

- 3. Massgebend für die Kalkulation der finanziellen Beträge für die Rückerstattung ist das Netznutzungsentgelt des Endverbrauchers in 15-Minuten Auflösung.

Rückspeisung

- 4. Bestimmung der gesamten Rückspeisung aus den Speichern ins Netz (E_2):

$$E_2 = \min(d', |\min(c_1, 0) + \min(c_2, 0) + \min(c_3, 0) + \min(c_4, 0)|) = 0 \text{ kWh}$$

Angewandte Grundprinzipien

- 1. Vorrang für den Eigenverbrauch: Die 5 kWh Produktion der Erzeugungsanlage wird nicht gespeichert und vor Ort verbraucht (dient zur Deckung der 15 kWh).
- 2. Pro Rata Verteilung der Energiemengen zwischen Elektrofahrzeugen und stationären Batterien im Ladestand.
- 4. Es findet keine Rückspeisung ins Netz statt. Das Fahrzeug im Entladestand hat keinen Anspruch auf eine Rückerstattung.

Bilanz

Am Ende dieser zweiten Ladung hat das nachgeführte Elektrofahrzeug c_2 7 kWh gespeichert, die für eine Rückerstattung in Frage kommen. Ein Teil der aus dem Netz entnommenen Energie deckt den Eigenverbrauch.

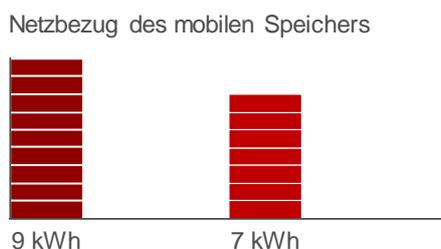


Abbildung 67 - Netzbezug des mobilen Speichers nach Ereignis 2

3-Entladen bei einem Dritten

Schliesslich entlädt das Elektrofahrzeug bei einem Dritten, der vom VNB Z bedient wird. Der Entladeort ist mit einer lokalen Erzeugungsanlage und einer stationären Batterie ausgerüstet. Ein weiteres Elektrofahrzeug entlädt zur gleichen Zeit wie das verfolgte Fahrzeug. Ein drittes Elektrofahrzeug lädt ebenfalls im gleichen Zeitschritt. Dieses dritte Beispiel ist in Abbildung 68 schematisch dargestellt.

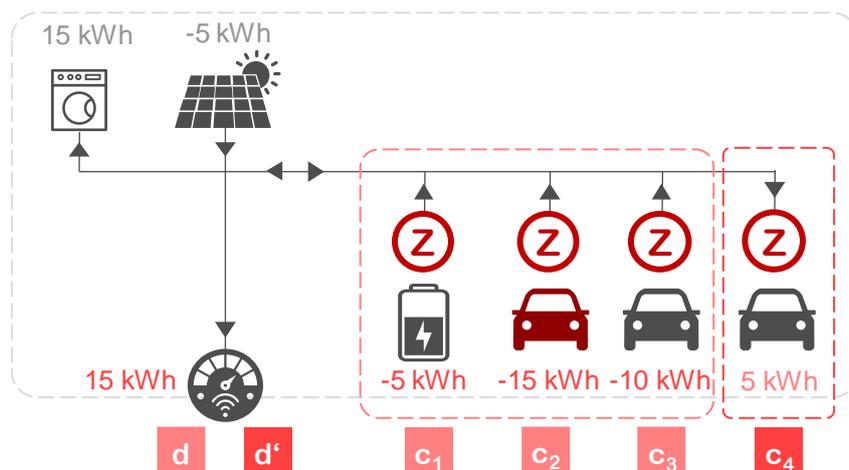


Abbildung 68 - Beispiel 3, Gleichzeitige Rückspeisung von einem stationären Speicher und von mehreren mobilen Speichern und Bezug von einem mobilen Speicher beim selben Endverbraucher

Daten: $d = 0 \text{ kWh}$, $d' = 15 \text{ kWh}$, $c_1 = -5 \text{ kWh}$, $c_2 = -10 \text{ kWh}$, $c_3 = -15 \text{ kWh}$, $c_4 = 5 \text{ kWh}$

Kalkulationen für die Rückerstattung (15-Minuten Auflösung)

- 1. Ermittlung der gespeicherten Energie, die aus dem Netz kommt (E_1):

$$E_1 = \min(|d|, \max(c_1, 0) + \max(c_2, 0) + \max(c_3, 0) + \max(c_4, 0)) = 0 \text{ kWh}$$

Rückspeisung

- 2. Bestimmung der gesamten Rückspeisung aus den Speichern im Entladestand ins Netz (E_2):

$$E_2 = \min(d', |\min(c_1, 0) + \min(c_2, 0) + \min(c_3, 0) + \min(c_4, 0)|) = 15 \text{ kWh}$$

- 3. Pro Rata Verteilung der ins Netz zurückgespeisten Energiemengen (E'_{c_1} , E'_{c_2} , E'_{c_3} , Gespeicherten Energie für c_4):

$$E'_{c_1} = E_2 \cdot \frac{c_1}{c_1 + c_2 + c_3} = 2.5 \text{ kWh}, \quad E'_{c_2} = E_2 \cdot \frac{c_2}{c_1 + c_2 + c_3} = 7.5 \text{ kWh},$$

$$E'_{c_3} = E_2 \cdot \frac{c_3}{c_1 + c_2 + c_3} = 5 \text{ kWh}$$

Angewandte Grundprinzipien

- 1. Pro Rata Verteilung der Energiemengen, welche vom Netz bezogen werden, zwischen Elektrofahrzeugen und stationären Batterien im Ladestand.
- 2. Vorrang für den Eigenverbrauch: Die 5 kWh Produktion der Erzeugungsanlage wird nicht gespeichert und vor Ort verbraucht (dient zur Deckung der 15 kWh).
- 3. Pro Rata Verteilung der ins Netz zurückgespeisten 15 kWh, verteilt auf die Speicher im Entladestand.

Bilanz

Nach Abschluss der Auslagerung hat das verfolgte Elektrofahrzeug c_2 7,5 kWh in das Netz zurückgespeist. Der Abrechnungszeitraum ist beendet, die Rückerstattung wird berechnet:

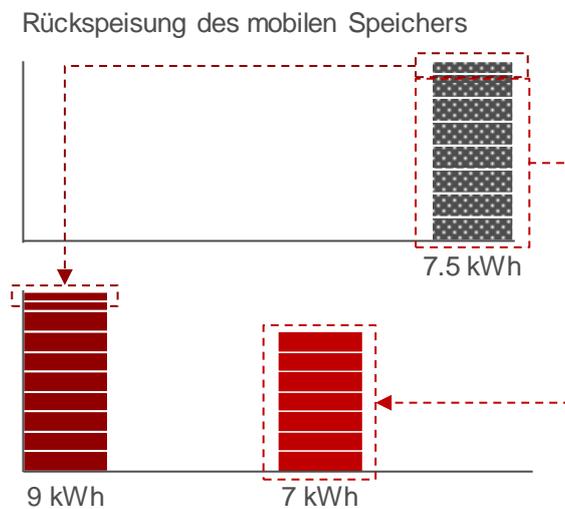


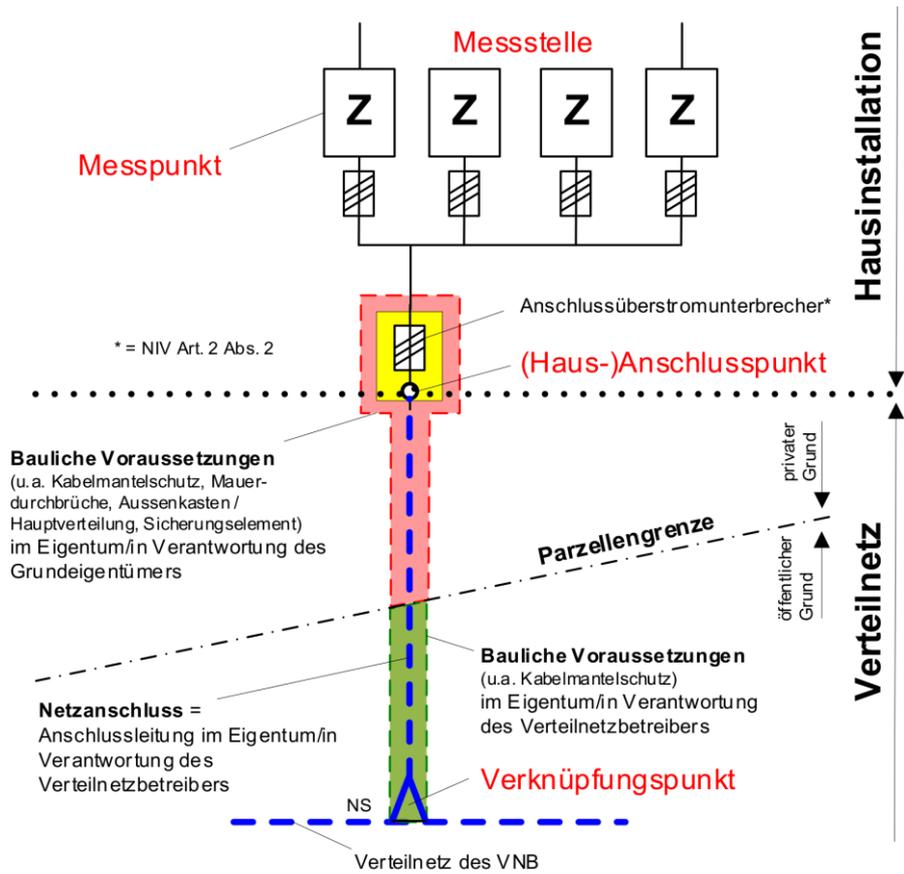
Abbildung 69 – Entsprechung von förderfähiger gespeicherter Energie und aus Speichern wieder eingespeister Energie

Kalkulation des zu erstatteten NNE:

Zur Identifizierung der rückgespeisten Mengen gilt das LIFO-Prinzip. Die Rückerstattung von 7 kWh muss vom VNB Y zu dem von ihm angewandten Tarif vorgenommen werden. Die Rückerstattung von 0,5 kWh vom VNB X basiert auf dem von ihm angewandten Tarif. Der VNB Z muss nichts rückerstatten. Der Eigentümer der Messstelle erhält die Rückerstattung (und nicht der Halter des Elektrofahrzeugs, es sei denn, es gibt eine gütliche Einigung zwischen den beiden Parteien).

9.7 Prinzipschema Anschluss an die Netzebene 7

Auszug aus dem Branchenempfehlungsdokument « Netzanschluss (für alle Netzanschlussnehmer an das Verteilnetz) - Grundlagen zur Festlegung der Bedingungen und zur Berechnung der Anschlussbeiträge für den physischen Netzanschluss an das Verteilnetz » (2019).



9.8 Anwendungsfall SDL für stationäre Speicher

Stationäre Speicher mit Endverbrauch können grundsätzlich für Tarif- oder Eigenverbrauchsoptimierung eingesetzt werden und können mit der Teilnahme am SDL-Markt zusätzliche Erträge erwirtschaften.

Die Abbildung 70 zeigt die möglichen jährlichen Erlöse für eine Batterie auf Basis der historischen Preise für PRL, SRL und TRL in der Schweiz zw. 2018 und 2023. In diesem Beispiel wird eine stationäre Batterie mit einer Leistung von 15 kW berücksichtigt, welche zwischen 5 % und 15 % ihrer Leistung für SDL bereitstellt (die Batterie wird nicht primär für SDL eingesetzt aber für andere Zwecke wie Tarifoptimierung oder Eigenverbrauchsoptimierung).

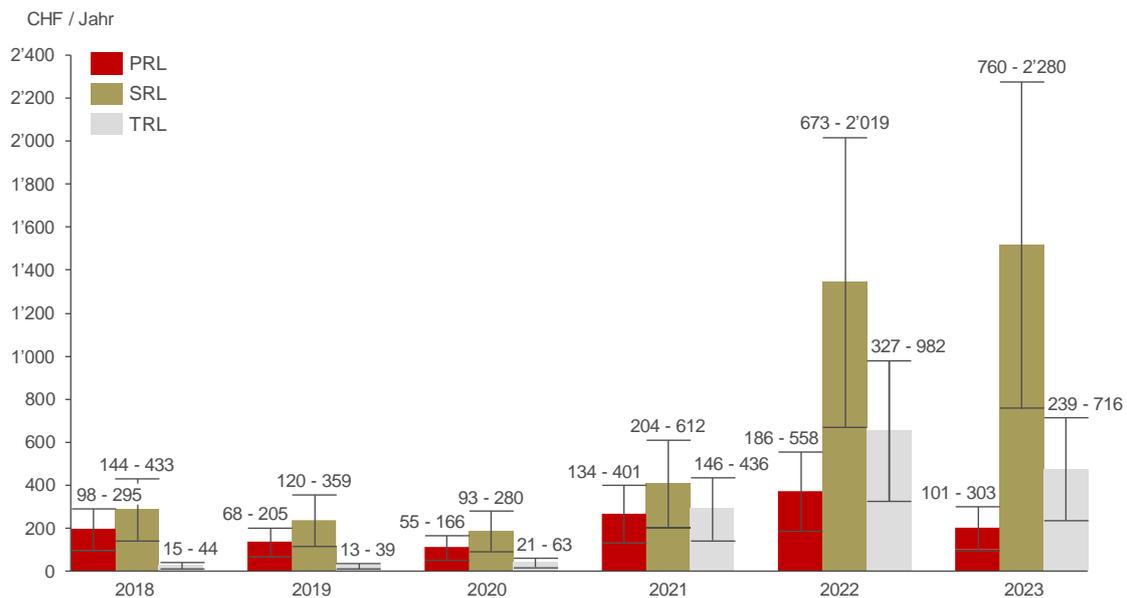


Abbildung 70 - Illustrative Jährliche Erträge für die Bewirtschaftung eines Hausspeichers auf den SDL-Märkten die Jahren 2018 – 2023

10 Zeichen

	Stromflüsse
	Daten- und Informationsflüsse
	Daten- und Informationsflüsse zu etablieren
	Zähler für die Lastgangmessung beim Speicher
	Dedicated Measurement Device (DMD)
	Messpunkt des VNB
	Endverbraucher
	Stationärer Speicher
	Elektrofahrzeug
	Endverbrauch
	Erzeugungsanlage
	Weiterer Verbrauch oder Erzeugung
	VNB
	Datahub
	Hersteller, Betreiber oder Drittdienstleister
	Berechnung der Rückerstattung NNE

11 Begriffe und Abkürzungen

Ee	Elektrofahrzeug Energie
EI	Lokal erzeugte Energie
En	Netzenergie
Es	Speicherenergie
Ev	Verbrauchte Energie
DMD	Dedicated Measurement Device' dediziertes Messgerät“ ist ein Gerät, das an einer Anlage verbunden oder in eine Anlage eingebaut ist, mit der Laststeuerungs- oder Flexibilitätsleistungen am Elektrizitätsmarkt oder an Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber angeboten werden
LEG Lokale Elektrizitätsgemeinschaften	Endverbraucher, Erzeuger von Elektrizität aus erneuerbaren Energien und Speicherbetreiber können sich zu einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft zusammenschliessen und die selbst erzeugte Elektrizität innerhalb dieser Gemeinschaft absetzen (Gem. Art. 17d StromVG)
Smart Meter (intelligentes Messsystem)	Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie, die eine bidirektionale Datenübertragung unterstützt und den tatsächlichen Energiefluss und dessen zeitlichen Verlauf erfasst (Gem. Art. 17a StromVG)
Speicher	Eine oder mehrere Speichereinheiten, die ohne weiteren Endverbrauch oder Erzeugung parallel installiert werden und die alle immer mit demselben Netzanschlusspunkt verbunden sind
VNB	Verteilnetzbetreiber
ZEV Zusammenschluss zum Eigenverbrauch	Sind am Ort der Produktion mehrere Grundeigentümerinnen und Grundeigentümer Endverbraucherinnen und Endverbraucher, so können sie sich zum gemeinsamen Eigenverbrauch zusammenschliessen, sofern die gesamte Produktionsleistung im Verhältnis zur Anschlussleistung am Messpunkt (Art. 18 Abs. 1 EnG) erheblich ist. Dazu treffen sie mit dem Anlagebetreiber und unter sich eine Vereinbarung (Gem. Art. 17 EnG)

12 Bibliographie

- ABB. (2020). *EVs to return power to grid with ABB intelligent charging.*
- Applied Energy. (2022). *Revenue opportunities by integrating combined vehicle-to-home and vehicle-to-grid applications in smart homes .*
- ASTRA. (2022). *Financement durable des infrastructures de transport.*
- Beirat der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur. (2024). *Bidirektionales Laden diskriminierungsfrei ermöglichen.*
- BFE. (2021). *Datahub Schweiz. Kern zukünftiger Dateninfrastruktur digitalisierter Strom- und Gasmärkte.*
- BFE. (2023). *Wie lädt die Schweiz in Zukunft? BFE präsentiert erste Gesamtsicht aller Akteure der Elektromobilität.*
- Bundesamt für Justiz. (26.7.2023). *Gesetz zur Finanzierung der Energiewende im Stromsektor durch Zahlungen des Bundes und Erhebung von Umlagen (Energiefinanzierungsgesetz - EnFG).*
- Bundesamt für Energie BFE. (2021). *Konzeptstudie Dateninfrastruktur Gebäude.*
- Bundesministerium der Justiz. (2017). *Erneuerbare Energien Gesetz § 61k.*
- Bundesministerium der Justiz. (2023). *Erneuerbare Energien Gesetz.*
- Bundesministerium der Justiz. (2023). *EnWG §118.*
- Bundesnetzagentur. (2024). *Verbraucherportal / Energie / Zähler.*
- Cenex. (2020). *A Fresh Look at V2G.*
- Commission for Regulation of Utilities . (2020). *Network Charges for Commercial Storage Units Interim Solution.*
- EICom. (2023). *Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050.*
- EICom. (2023). *Rapport d'activité de l'EICom 2023.*
- ETH Zürich. (2023). *Vehicle to grid in Switzerland.*
- Europäisches Parlament und Rat der EU. (2014). *Richtlinie 2014/32/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Februar 2014 zur Harmonisierung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über die Bereitstellung von Messgeräten auf dem Markt (Neufassung).*
- European Association for Storage of Energy. (2022). *General Overview and Best Practices Across Member States.*
- European Commission. (2023). *Energy Efficiency Directive .*
- European Commission. (2023). *Amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 as well as Directives (EU).*

evstatitics. (2022). *ChargePoint Dominates US Level 2 Charger Deployment With 50% Market Share.*

Gabinete da Secretária de Estado da Energia e Clima. (2024). *AMBIENTE E AÇÃO CLIMÁTICA, Despacho n.º 1177/2024.*

Legislation.gov.uk. (2021). *The Electric Vehicles (Smart Charge Points) Regulations.*

METAS. (2016). *Weisungen zu der Verordnung des EJPD.*

MIT Center for Transportation & Logistics. (2012). *Economic Analysis of Vehicle-to-Grid (V2G)-Enabled Fleets Participating in the Regulation Service Market .*

National Renewable Energy Laboratory. (2020). *Evolution of Plug-In Electric Vehicle Charging Infrastructure in the United States.*

Switch. (2024). *Autocharge: What it is – and why it's a bad idea.*

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE). (2022). *Metering Code Schweiz .*