

Branchenleitfaden

Vergütung von Redispatch- Maßnahmen

Berlin, 18. April 2018

Inhalt

1	Vorbemerkungen	4
2	Verrechnung der einzelnen Kostenpositionen	6
3	Auslagen für die Anpassung der Wirkleistungseinspeisung oder des Wirkleistungsbezugs (Erzeugungsauslagen)	7
3.1	Auslagen für die Anpassung der Einspeisung für thermische Kraftwerke	8
3.1.1	Day-Ahead bis 14:30 Uhr zu übermittelnde arbeitsabhängige Kosten	8
3.1.2	Nach D-1 14:30 Uhr zu übermittelnde Kosten	9
3.2	Auslagen für die Anpassung der Einspeisung oder des Bezugs für Speicheranlagen	10
3.2.1	Day-Ahead bis 14:30 Uhr zu übermittelnde Kosten	11
3.2.2	Nach D-1 14:30 Uhr zu übermittelnde Kosten	11
3.3	Sonstige Auslagen für die Anpassung der Einspeisung oder des Bezugs für alle Anlagentypen	12
3.3.1	Day-Ahead bis 14:30 Uhr zu übermittelnde Kosten	12
3.3.2	Nach D-1 14:30 Uhr zu übermittelnde Kosten	12
4	Anteiliger Werteverbrauch	14
4.1	Handelsrechtliche Restwerte und handelsrechtliche Restnutzungsdauern	14
4.2	Verhältnis der anrechenbaren zu den bei der Investitionsentscheidung geplanten Betriebsstunden	15
5	Entgangene Erlösmöglichkeiten	18
5.1	Opportunitätskosten aufgrund von Flexibilitätsverlust im Intraday	20
5.2	Einschränkung der Reservenutzung und –vermarktung	21
5.3	Opportunitäten aus Einsatzrestriktionen	22
6	Auslagen für die Herstellung der Betriebsbereitschaft oder Verschiebung einer geplanten Revision	22
6.1	Auslagen für die Herstellung der Betriebsbereitschaft	23
6.2	Auslagen für die Verschiebung einer geplanten Revision	23
7	Ersparte Aufwendungen	24
8	Anhang	25
8.1	Zusammenfassung der Preis- und Kostenkomponenten	25
8.2	Glossar	26

8.3	Anwendungsbeispiele zur Berechnung der Erzeugungsauslagen für die Anpassung der Einspeisung oder des Bezugs für thermische Kraftwerke und Speicher	27
8.3.1	Kosten für Brennstoffe	27
8.3.2	Kosten für CO ₂ -Emissionsrechte	28
8.3.3	Vermiedene Netznutzungsentgelte	28
8.3.4	Barwertverlust KWK-Zuschläge	29
8.3.5	Alternative (Fern-) Wärmeerzeugung	29
8.3.6	Alternative oder fehlende Dampferzeugung	30
8.3.7	Strom-Eigenbedarf bei angeordnetem Stillstand	30
8.3.8	Ausgleichsenergiekosten	30
8.4	Berechnung der Erzeugungsauslagen für Tagesspeicher	30
8.5	Anwendungsbeispiele zur Vergütung von Tagesspeichern	36
8.6	Ermittlung des anteiligen Werteverbrauchs	36
8.7	Ermittlung von Opportunitätskosten	39
8.8	Berechnung der Erzeugungsauslagen für Jahresspeicher	44

1 Vorbemerkungen

Zweck des Branchenleitfadens ist es, die Vorgaben des § 13a EnWG zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen inhaltlich zu konkretisieren und in einen umsetzbaren und abrechnungsfähigen Prozess zu überführen. Bei der gemeinsamen und vom BDEW koordinierten Erarbeitung wurden die vielfältigen Gesichtspunkte der betroffenen Akteure berücksichtigt. Der BDEW empfiehlt daher die Anwendung der nachfolgend beschriebenen Vorgehensweisen.

Redispatch dient der Einhaltung betrieblich zulässiger Grenzwerte der beiden für die Stromübertragung relevanten physikalischen Kenngrößen Stromstärke und Spannung sowie zur Aufrechterhaltung der (n-1)-Netzsicherheitskriterien. Unter Redispatch werden durch den Betreiber eines Übertragungsnetzes (ÜNB) veranlasste Eingriffe in den geplanten physikalischen Anlageneinsatz eines oder mehrerer Anlagenbetreiber zur Beseitigung oder Vermeidung physikalischer Engpässe verstanden.

Für die Kenngröße Spannung wird im Rahmen von spannungsbedingtem Redispatch die Wirkleistungseinspeisung so angepasst, dass eine geänderte bzw. überhaupt eine Blindleistungseinspeisung erfolgen kann. Die Vergütung der Blindleistung/-arbeit selbst ist nicht Gegenstand dieses Leitfadens.

Mit Inkrafttreten des Strommarktgesetzes am 30. Juli 2016 enthält der neue § 13a EnWG nähere Vorgaben für die Bestimmung der „angemessenen“ Vergütung für die angeforderte Anpassung der Wirkleistungseinspeisung oder den Wirkleistungsbezug. Demnach ist die Vergütung für eine angeforderte Anpassung der Wirkleistungseinspeisung oder den Wirkleistungsbezug angemessen, wenn sie den Betreiber der Anlage wirtschaftlich weder besser noch schlechter stellt, als er ohne die Maßnahme stünde. Eine angemessene Vergütung umfasst folgende Bestandteile, wenn und soweit diese durch die jeweilige Anpassung der Wirkleistungseinspeisung oder den Wirkleistungsbezug auf Anforderung des ÜNB verursacht worden sind:

1. die notwendigen Auslagen für die tatsächlichen Anpassungen der Einspeisung (Erzeugungsauslagen) oder den Bezug (siehe Kapitel 3),
2. den Werteverbrauch der Anlage für die tatsächlichen Anpassungen der Einspeisung oder des Bezugs (anteiligen Werteverbrauch) (siehe Kapitel 4),
3. die nachgewiesenen entgangenen Erlösmöglichkeiten (Opportunitäten), wenn und soweit diese die Summe der nach den Nummern 1 und 2 zu erstattenden Kosten übersteigen (siehe Kapitel 5) und
4. die notwendigen Auslagen für die Herstellung der Betriebsbereitschaft für Anlagen, die derzeit nicht einspeisen oder beziehen und erforderlichenfalls erst betriebsbereit gemacht werden müssen, sowie die notwendigen Auslagen für die Verschiebung einer geplanten Revision (siehe Kapitel 6).

Ferner regelt das Strommarktgesetz auch die rückwirkende Anwendung des gesetzlichen Vergütungsrahmens ab dem 1. Januar 2013, wobei er in dem Zeitraum vom 1. Januar 2013 bis zum 30. April 2015 nur anzuwenden ist, wenn und soweit die Betreiber von Erzeugungs-

anlagen dadurch nicht schlechter stehen, als durch die tatsächlich von den ÜNB in diesem Zeitraum gezahlte jeweilige Vergütung.

Da die im Gesetz aufgeführten Kostenpositionen an vielen Stellen noch Interpretationsspielräume beinhalten, enthält dieser Leitfaden konkrete Empfehlungen für die Abrechnung auf Basis des § 13a EnWG.

In der Praxis ist zwischen zwei Ausprägungen von Redispatch-Fällen zu unterscheiden. Zum einen um Standard-Redispatch und zum anderen um Sonder-Redispatch. In dem Standard-Redispatch-Fall greifen die ÜNB ausschließlich auf die im Rahmen des automatisierten KWEP-Prozesses (Kraftwerkseinsatzplanungsdaten) gemeldeten Redispatch-Potenziale und die dazu gemeldeten Kostenansätze zu, um damit die Merit Order usw. zu bestimmen. Zum Sonder-Redispatch kommt es, wenn die laut KWEP verfügbaren Redispatch-Potenziale nicht ausreichen und zusätzliche Redispatch-Leistung mobilisiert werden muss, bspw. durch Anweisungen an KWK-Anlagen oder Umverlagerung von Regelleistung innerhalb des Anlagenpools eines Anlagenbetreibers. Da derartige Anweisungen des ÜNB Sondermaßnahmen des Anlagenbetreibers erfordern, weichen die Kosten von den für Standard-Redispatch geltenden Kostenansätzen ab. Die zusätzlichen Kosten müssen im Einzelfall ermittelt werden. Daher ist für solche Sondermaßnahmen eine vorherige bilaterale Abstimmung über die zusätzliche Redispatch-Leistung durchzuführen. Sollten bei der Anweisung von Sonder-Redispatch-Maßnahmen entstehende zusätzliche Kosten noch nicht bekannt sein, erfolgt deren Bezifferung im Nachgang der Maßnahme. Eine Ad-Hoc-Abstimmung über Kosten kann im operativen Dienst mit dem ÜNB-Systemführer nicht erfolgen. Im Dokument wird zwischen Kostenpositionen für Standard-Redispatch und Kostenpositionen für Sonder-Redispatch differenziert. Sofern letzteres vorliegt, wird dies explizit kenntlich gemacht.

Neben dem EnWG stellt auch Artikel 35 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2015/1222 eine rechtliche Grundlage für die Abrechnung von Redispatch-Maßnahmen dar. Demnach müssen die Erzeugungseinheiten „den ÜNB die Preise für das Redispatching und Countertrading“ vorab mitteilen. „Grundlage für die Preisfestsetzung für das Redispatching und das Countertrading sind a) die an den relevanten Strommärkten für den betreffenden Zeitbereich geltenden Preise oder b) die Kosten für die Ressourcen im Bereich des Redispatching oder Countertrading, die auf der Grundlage der angefallenen Kosten auf transparente Weise berechnet werden.“

Der deutsche Gesetzgeber hat sich gegen die Alternative a) und für die Alternative b) entschieden. Zugleich stellt aber beispielsweise § 13a Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 auf die „notwendigen Auslagen für die tatsächlichen Anpassungen der Einspeisung“ ab. Hier besteht ein Spannungsverhältnis, wenn die Kosten vorab und in Unkenntnis der tatsächlichen Anpassungen der Einspeisung beziffert werden müssen. Relevante Beispiele hierfür sind z.B. die Bestimmung von entgangenen Erlösen aufgrund von Flexibilitätsverlusten, der den Brennstoffverbrauch beeinflussenden arbeitspunktabhängige Wirkungsgrad einer Erzeugungsanlage sowie die Kosten der Rückführung von Beckenständen auf den ursprünglichen Planungsstand bei Pumpspeicherkraftwerken.

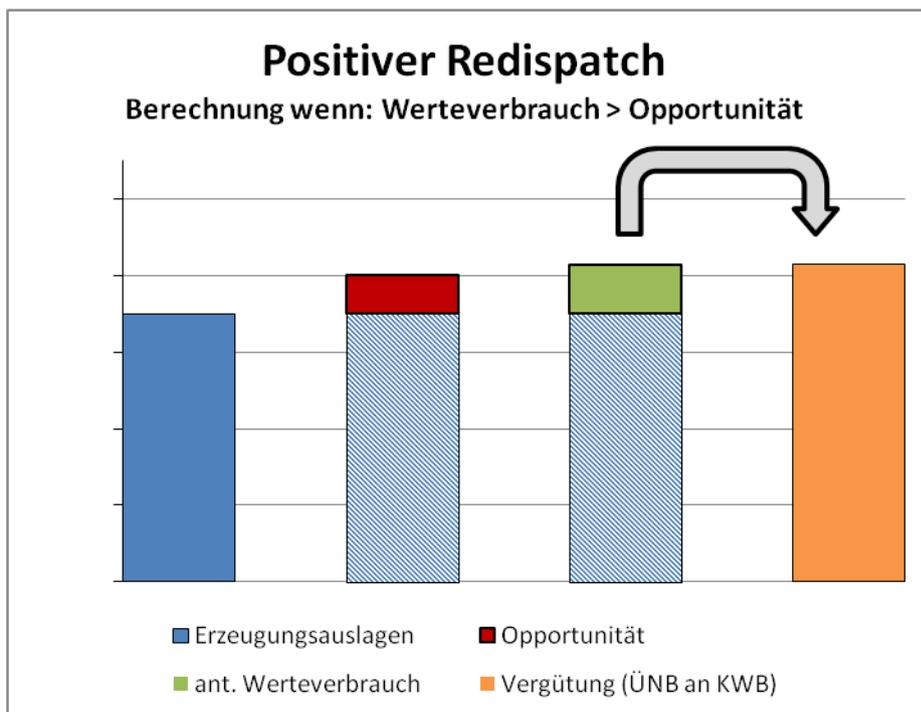
Die Vorgabe der Vorab-Bezifferung nach Artikel 35 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2015/1222 erfordert die (angemessene) Einpreisung von teilweise ex ante dem Anlagenbetreiber nicht bekannten oder nicht feststehenden Umständen – zum Beispiel Höhe, Zeitpunkt und Dauer des Eingriffs – in die angemessene Vergütung. Das kann geschehen in expliziter Form durch gesonderte Aufschläge für Risiken (ggf. gemindert um Chancen), implizit durch Vereinfachungen, Näherungen oder Annahmen bei der Vergütungsberechnung.

2 Verrechnung der einzelnen Kostenpositionen

Nach dem Regelungsgehalt des § 13a Abs. 2 EnWG sind die Erzeugungsauslagen und entweder der anteilige Werteverbrauch oder die Opportunitätskosten zu erstatten. Für die konkrete Abrechnung bedeutet dies Folgendes:

Die aus den entgangenen Erlösmöglichkeiten resultierenden Deckungsbeiträge und der anteilige Werteverbrauch sind viertelstundenscharf zu betrachten. Die größere der beiden Positionen wird sodann zusätzlich zu den Erzeugungsauslagen vergütet.

Zur Ermittlung der in § 13a EnWG aufgeführten „entgangenen Erlösmöglichkeiten“ werden die entgangenen Deckungsbeiträge in Form einer Opportunitätskostenberechnung herangezogen (vgl. auch Kapitel 5). Die entgangenen Deckungsbeiträge entsprechen der Differenz aus entgangenen Erlösmöglichkeiten und den Erzeugungsauslagen. Zur korrekten Umsetzung der Gesetzesbedingung „wenn und soweit diese die Summe der nach den Nummern 1 und 2 zu erstattenden Kosten übersteigen“ ist der anteilige Werteverbrauch ebenfalls einzubeziehen. Dies geschieht, indem nur der größere Betrag von beiden zu zählen ist.



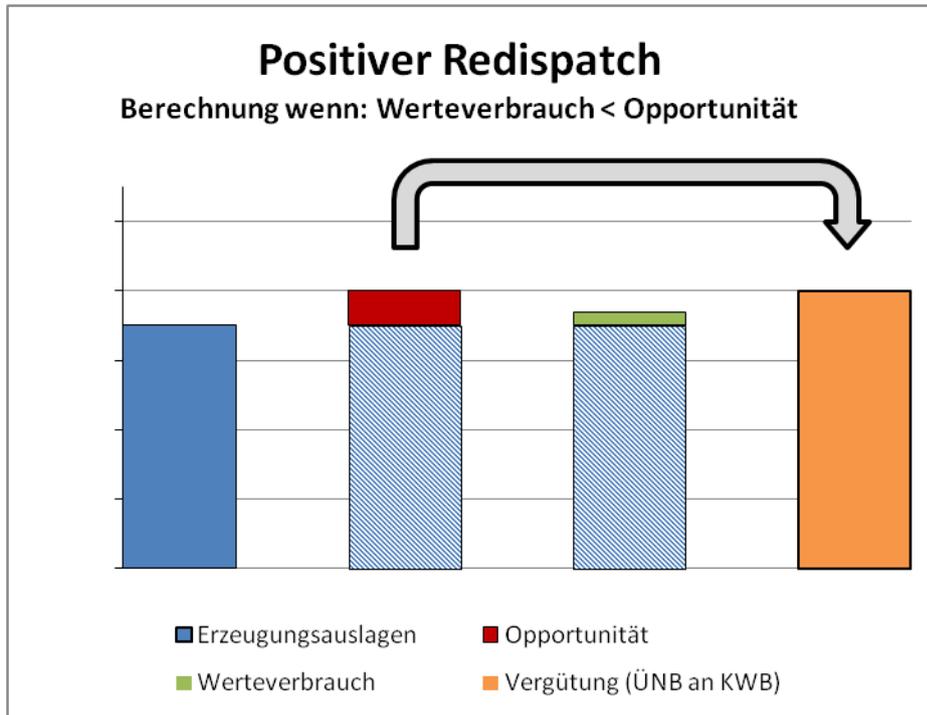


Abbildung 1- Darstellung der Vergütung für Redispatch

Die Vergütung der Auslagen für die Herstellung der Betriebsbereitschaft und die notwendigen Auslagen für die Verschiebung einer geplanten Revision fallen, sofern relevant, zusätzlich an. Ersparte Aufwendungen erstattet der Anlagenbetreiber an den zuständigen ÜNB (siehe Kapitel 7).

3 Auslagen für die Anpassung der Wirkleistungseinspeisung oder des Wirkleistungsbezugs (Erzeugungsauslagen)

In den folgenden drei Unterkapiteln werden die Kostenbestandteile für die Anpassung der Einspeisung oder des Bezugs (Erzeugungsauslagen) thermischer Kraftwerke und Speicheranlagen aufgeführt.

Die Höhe der Erzeugungsauslagen wird auf Basis der Wiederbeschaffungskosten¹ ermittelt. In zeitlicher Hinsicht ist dabei zwischen Kosten, die dem ÜNB Day-Ahead bis 14:30 Uhr übermittelt werden müssen und den Kosten, die dem ÜNB erst nach D-1 14:30 Uhr übermittelt werden können, zu unterscheiden.

Bei der Bestimmung der Erzeugungsauslagen verwendet der Anlagenbetreiber dieselben Wiederbeschaffungskosten und Berechnungslogiken, wie er sie im Rahmen der internen Einsatzplanung bzw. -steuerung benutzt.

¹ Vgl. BT-Drucks. 18/7317 „Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz)“, S. 87.

Grundsätzlich gilt, dass die Redispatch-Menge vergütet wird, die von dem ÜNB angefordert wurde. Dabei ist die Redispatch-Leistung immer auf den letzten zur Verfügung stehenden Einsatzfahrplan vor der Anforderung der Redispatch-Maßnahme bezogen. Die Unterkapitel 3.1 und 3.2 behandeln für thermische Anlagen und Speicher spezifische Kosten, das Unterkapitel 3.3 für alle Anlagenarten einschlägige Kosten.

3.1 Auslagen für die Anpassung der Einspeisung für thermische Kraftwerke

Durch den Kraftwerksbetreiber erfolgt eine Meldung der arbeitsabhängigen Kosten der Anlage. Bei der Kalkulation der Kosten wird berücksichtigt, dass das Kraftwerk seine Leistung auf jeden zugelassenen Arbeitspunkt anpassen können muss. Diese Meldung erfolgt täglich für den Folgetag bis 14:30 Uhr, es sei denn, die Kosten sind gegenüber der letzten Meldung unverändert. Dabei meldet der Kraftwerksbetreiber dem ÜNB je einen Wert für jede verfügbare Erzeugungsanlage sowie jede Erzeugungsanlage, deren Betriebsbereitschaft hergestellt werden kann, für die Leistungserhöhung und für die Leistungsreduktion; ferner meldet er An- und Abfahrkosten. Diese Kostenpositionen werden zur Abrechnung verwendet. Kosten nach Kapitel 3.1.2 bzw. 3.3.2 werden zusätzlich abgerechnet, sofern solche anfallen.

Auf Anforderung stellt der Kraftwerksbetreiber dem ÜNB für Nachprüfungen bzw. Plausibilisierungen bei einzelnen Anlagen deren arbeitsabhängige Kosten aufgegliedert nach im Folgenden aufgeführten Kostenbestandteilen inkl. der damit verbundenen Berechnungslogiken und mit den erforderlichen Nachweisen zur Verfügung. Diese dienen der Plausibilisierung der Erzeugungsauslagen durch den ÜNB.

3.1.1 Day-Ahead bis 14:30 Uhr zu übermittelnde arbeitsabhängige Kosten

Arbeitsabhängig sind alle Kosten, die kurzfristig, direkt und unmittelbar auf Grund der Stromerzeugung entstehen. D. h., sie sind variabel und würden bei Verzicht auf die Stromproduktion nicht anfallen.

Die **arbeitsabhängigen Kosten** umfassen folgende Bestandteile:

- **Kosten für Brennstoffe**

Hier kann es je nach Brennstofftyp Besonderheiten geben:

- Stein- und Braunkohle: Bewertung zu den aktuellen Wiederbeschaffungs- bzw. Produktionskosten frei Kraftwerksstandort
- Gas: Berücksichtigung evtl. anfallender Ausgleichsenergiekosten und Kosten für Kapazitätsbuchungen bzw. -entgelte nach den Preisregeln der Gasnetzbetreiber.

- **Kosten für Hilfs- und Einsatzstoffe**

- **Kosten für CO₂-Emissionsrechte**

- **Sonstige im Einzelfall belegbare Zusatzkosten**

Beispielsweise variable Instandhaltungskosten, Reststoffentsorgungs- oder Verwertungskosten (negativ bei Verwertungserlösen), Heizölkosten für das Zu- und Abschalten von Kohlemühlen (Stützfeuer).

Die **An- und Abfahrkosten** umfassen folgende Bestandteile:

- Vorgenannte Kosten, die für zusätzliche An- und Abfahrvorgänge anfallen, auf Basis von Wiederbeschaffungswerten
- sofern anfallend, Instandhaltungskosten (Mehrkosten für zusätzliche Instandhaltung und zusätzlichen Verschleiß) infolge der zusätzlichen An- und Abfahrvorgänge

3.1.2 Nach D-1 14:30 Uhr zu übermittelnde Kosten

Hierbei handelt es sich um Kosten, deren Höhe sich nur ereignisbezogen (Sonder-Redispatch) oder erst nachträglich bestimmen lassen. Darunter fallen:

- **Barwertverlust KWK-Zuschläge**
Barwertverlust, wenn bei einer Einspeiseabsenkung der Anlagenbetreiber nur geringere KWK-Zuschläge für den Monat erhält, denn die Nachholung geschieht erst am Ende der Förderdauer (Zinseffekte).
- **Ggf. Mehrkosten durch alternative (Fern)-Wärmeerzeugung**
Erstattung von Kosten zur Beschaffung von alternativer (Fern)-Wärme durch erhöhte Wärmeproduktion im eigenen Portfolio oder Einkauf am Markt bei Redispatch von wärmegeführten Blöcken oder Blöcken mit Fernwärmeauskopplung.
- **Ggf. Mehrkosten durch alternative oder fehlende Dampferzeugung**
Erstattung von Kosten zur Beschaffung von alternativem Prozessdampf durch erhöhte Dampfproduktion am Blockstandort oder Kosten durch das Herunterfahren von Prozessen auf Grund von Prozessdampfmangel.

Sollte sich herausstellen, dass dem Anlagenbetreiber aufgrund einer Redispatch-Maßnahme oder bei Änderung einer bestehenden Redispatch-Maßnahme zusätzliche Kosten entstehen, müssen diese dem Anlagenbetreiber ebenso erstattet werden. Dies gilt auch für Aufwendungen, die er nicht mehr abwenden oder verringern kann.

Zu diesen Kosten zählen:

- **Handelsverluste (positiv oder negativ)**
Handelsverluste sind vom Anlagenbetreiber nachzuweisen. Sie können entstehen, wenn sich die ursprüngliche Redispatch-Anforderung ändert und in Folge dessen der eigens dafür beschaffte Brennstoffeinsatz. So können z. B. im Falle einer Anforderung des ÜNB zur Wirkleistungserhöhung, die im zeitlichen Verlauf zurückgenommen wird, Handelsverluste dadurch entstehen, dass die für die Redispatch-Maßnahme zuvor am Markt beschaffte Brennstoffmenge zu einem geringeren Preis wieder verkauft werden muss, bzw. über den Gasnetzbetreiber zu geringen Ausgleichsenergiepreisen vergütet wird. Diese Kosten fallen daher auch an, wenn die Maßnahme vor deren Beginn wieder vom ÜNB abgesagt wird. Ein unsicherheitsbedingter Aufschlag auf einen Ex-

ante-Arbeitspreis eignet sich daher nicht, da dieser wegen der Absage nicht zum Tragen käme. Kosten können auch durch Take-or-pay-Vereinbarungen entstehen. Derartige Kosten können nur ex post bestimmt werden und sind abhängig vom jeweiligen Gasbezugsvertrag des Betreibers. Es könnte auch zu Handelsgewinnen kommen, wenn die für die Redispatch-Maßnahme nicht benötigte Brennstoffmenge zu einem höheren Preis wieder verkauft werden kann. Etwaige Handelsgewinne sind an den ÜNB abzuführen.

- **Entgelte für den Gastransport**

Zusätzliche Kosten fallen an, wenn vor bekannt werden der Maßnahme keine, oder nicht ausreichend Kapazitäten für den Zeitraum der Redispatch-Maßnahme gebucht wurden. Entscheidend für die Höhe der Kosten für den Gastransport ist dabei der Zeitpunkt, zu welchem die Maßnahme angefordert wird. Je nach Gasbezugsvertrag können Gasnetzkapazitäten bis 18 Uhr am Vortag für den nächsten Gasliefertag (von 6 Uhr des Folgetages bis 6 Uhr des darauf folgenden Kalendertages) gebucht werden. Danach wird für eine nicht gebuchte aber genutzte Gasnetzkapazität zusätzlich zu den Transportkosten eine Vertragsstrafe fällig. Auslagen für bereits gebuchte Kapazitäten werden vom Gasnetzbetreiber nicht zurückerstattet. So entstehen z.B. im Falle einer Anforderung des ÜNB zur Wirkleistungserhöhung auch Kosten, wenn eigens für diese Maßnahme Gasnetzkapazitäten gebucht wurden, die Maßnahme aber wieder vom ÜNB zurückgenommen wird. Ein unsicherheitsbedingter Aufschlag auf einen Ex-ante-Arbeitspreis eignet sich daher nicht, da dieser nicht zum Tragen käme. Die Kosten können nur nachträglich bestimmt werden und sind vom Anlagenbetreiber nachzuweisen.

- **Umdisponierungskosten** (Kohleversorgung)

Erhöhte Kosten durch kurzfristige Umdisponierung der Kohlelogistik (kommt es durch Redispatch-Maßnahmen zu signifikanten Änderungen des Kraftwerkseinsatzes muss die im Vorfeld gebuchte Kohlelogistik in Form von Zügen oder Schiffen unter Umständen umdisponiert werden).

Anwendungsbeispiele zur Berechnung einzelner Kostenbestandteile finden sich in Anhang 8.3.

3.2 Auslagen für die Anpassung der Einspeisung oder des Bezugs für Speicheranlagen

Die Erzeugungsauslagen der thermischen Erzeugungsanlagen prägt im Wesentlichen der Brennstoffverbrauch. Diese Kosten bleiben im Allgemeinen mindestens über den Verlauf eines Tages konstant und die Brennstoffe sind in aller Regel für längere Zeiträume vorhanden und lagerfähig oder dem Gasnetz entnehmbar.

Ganz anders ist die Situation bei Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie, insbesondere bei Kurzzeitspeichern, die Strom nur wenige Stunden in Folge (etwa sechs bis zwölf Stunden) aufnehmen oder abgeben können. Zudem können sie Strom nur abgeben, wenn

der Speicher zuvor gefüllt wurde, oder aufnehmen, wenn der Speicher zuvor entleert wurde. Der zum Auffüllen genutzte Strom unterliegt im Zeitverlauf (z. B. 24 Stunden) Preisschwankungen. Bei Speicherkraftwerken mit natürlichem Wasserzufluss fallen gar keine Kosten für das Auffüllen an. Wegen dieser Besonderheiten erfordern Speichieranlagen ein anderes Vorgehen bei der Bestimmung der Erzeugungsauslagen.

Der Einsatzpreis für Wasserkraftwerke entspricht dem Wert des Wassers, der im Rahmen einer zukünftigen Vermarktung generiert werden kann. Als wesentliche Grundlage zur Ermittlung dieses Wertes wird der Einsatz- bzw. sogenannte Schattenpreis, d. h. die Preisuntergrenze, ab der ein Einsatz wirtschaftlich sinnvoll ist, ermittelt. Dieser wird maßgeblich durch das Verhältnis zwischen Turbinengröße und Beckenvolumen bestimmt, wobei zusätzlich insbesondere Schätzungen über Zuflüsse und Regelarbeit berücksichtigt werden müssen.

Vereinfacht unterteilt man Pumpspeicherkraftwerke in zwei Kategorien. Ein Pumpspeicherkraftwerk mit verhältnismäßig geringem Speichervolumen ist als Tagespeicher einzuordnen. Ist der Speicher im Verhältnis zur Pumpen- bzw. Turbinenleistung dagegen groß, wird von Jahresspeichern gesprochen. Anhang 8.4 enthält eine nähere Definition der verschiedenen Kategorien.

§ 13a Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 EnWG stellt klar, dass die angemessene Vergütung von Redispatch-Maßnahmen sowohl für die Wirkleistungseinspeisung (Turbinieren) als auch für den Wirkleistungsbezug (Pumpen) gilt.

Die konkrete Berechnung der Erzeugungsauslagen ist für Jahresspeicher und für Tagesspeicher in Anhang 8.4 beschrieben.

Die bis 14:30 Uhr zu übermittelnden Kosten nach Kapitel 3.2.1 werden zur Abrechnung der Redispatch-Maßnahmen genutzt. Kosten nach Kapitel 3.2.2 bzw. 3.3.2 werden zusätzlich abgerechnet, sofern solche anfallen.

3.2.1 Day-Ahead bis 14:30 Uhr zu übermittelnde Kosten

Als arbeitsabhängige Kosten:

- **der Einsatzpreis**

Als **An- und Abfahrkosten**:

- sofern anfallend Instandhaltungsaufwendungen infolge der zusätzlichen An- und Abfahrvorgänge

3.2.2 Nach D-1 14:30 Uhr zu übermittelnde Kosten

Keine speicherspezifischen Kosten vorhanden.

Anwendungsbeispiele zur Berechnung einzelner Kostenbestandteile finden sich in Anhang 8.3.

3.3 Sonstige Auslagen für die Anpassung der Einspeisung oder des Bezugs für alle Anlagentypen

Unabhängig vom Anlagentyp sind folgende Bestandteile zu vergüten:

3.3.1 Day-Ahead bis 14:30 Uhr zu übermittelnde Kosten

- **Vermiedene Netznutzungsentgelte (Arbeitserlöse)**

Ggf. entgehende oder zusätzliche Arbeitserlöse für dezentrale Einspeisungen (§ 18 StromNEV) als Bestandteil der arbeitsabhängigen Kosten, die durch die veränderte Wirkleistungseinspeisung entstehen können.

3.3.2 Nach D-1 14:30 Uhr zu übermittelnde Kosten

- **Zusätzliche Kosten für den Strom-Eigenbedarfsbezug bei angeordnetem Stillstand**

Ordnet der ÜNB einen kompletten Stillstand einer Anlage an, so erstattet der ÜNB die Strom-Eigenbedarfs-Bezugskosten des Anlagenbetreibers. Fordert der ÜNB eine im Stillstand befindliche Anlage an, auf mindestens die Mindestleistung hochzufahren, sind dem ÜNB die eingesparten Eigenbedarfs-Bezugskosten zu erstatten.

- **Sonstige im Einzelfall belegbare Zusatzkosten**

Beispielsweise zusätzliche Instandhaltungskosten, Wasserentnahmeentgelte sind vom Anlagenbetreiber nachzuweisen.

- **Vermiedene Netznutzungsentgelte = entgangene Leistungserlöse für dezentrale Einspeisung (für Kalenderjahr, § 18 StromNEV)**

Wird eine Anlage durch den ÜNB zur Wirkleistungsreduktion angefordert, kann die Wirkleistungsreduktion zu einer Verringerung des Anspruchs auf vermiedene Netzentgelte – hier: Leistungskomponente – für dezentrale Einspeisung nach § 18 StromNEV führen. In diesem Fall sind die vermiedenen Entgelte auf die Differenz zwischen der vom Anlagenbetreiber ursprünglich geplanten Einspeiseleistung im Rahmen der letzten Fahrplanabgabe und den vom ÜNB begrenzten Arbeitspunkt anzusetzen. Aus Transparenzgründen übermitteln die Anlagenbetreiber dem ÜNB nach Ablauf des Kalenderjahres sowohl die Summe der vermiedenen Netzentgelte nach ihren ursprünglichen Fahrplänen als auch die Summe der vermiedenen Entgelte nach erfolgter Wirkleistungsreduktion. Dabei erstattet der ÜNB dem Anlagenbetreiber positive Werte. Negative Werte führen dagegen zu keiner Erstattung des Anlagenbetreibers an den ÜNB, da der ÜNB dem Anlagenbetreiber durch den Redispatch die Möglichkeit nimmt, kurzfristig die Anlage selbständig hochzufahren, um dieselbe Vermeidungsleistung zu erzielen. Hierdurch entstehen Opportunitätskosten in identischer Höhe. Grundlage für die Berechnung (Kalenderjahr) ist der Kalkulationsleitfaden § 18 StromNEV des BDEW (ehem. VDN) vom 03. März 2007. Eine Ex-ante-Einpreisung ist nicht möglich.

- **Ausgleichsenergiekosten**

Durch Redispatch-bedingte Blockan- und -abfahrten wie auch Gradienten (Rampen) können Abweichungen zwischen Ist-Fahrweise und Fahrplan entstehen. Die Folgen dieser Abweichungen liegen alleine in der Verantwortung des bilanzkreisführenden Anlagenbetreibers. Im Einzelfall kann dieser einen erhöhten Bezug von Ausgleichsenergie oder erhöhte Kosten zum Ausgleich dieser Abweichungen mit anderen Anlagen erleiden. Demgegenüber können im Einzelfall dem Anlagenbetreiber auch Erlöse im Rahmen der Ausgleichsenergieabrechnung entstehen. Sollte es in Ausnahmefällen zu deutlichen Abweichungen zwischen Ist-Fahrweise und Fahrplan und somit zu erheblichen Ausgleichsenergiekosten (oder -erlösen) kommen, muss dies bilateral zwischen Anlagenbetreiber und ÜNB abgestimmt werden und ist nicht pauschal in den Arbeitspreis der Erzeugungsauslagen zu kalkulieren. Als erheblich gelten Beträge über 1 €/MW Nettonennleistung der Anlage pro Rampe.

- **Umplanungskosten**

Es gibt Situationen, in denen das im KWEP-Prozess gemeldete freie Redispatch-Potenzial aufgrund von Regelleistungs- oder Reservevorhaltung für die Engpassbeherrschung im Standard-Redispatch nicht ausreicht und Sonder-Redispatch erforderlich wird. Gleichzeitig besteht das Interesse auf Seiten der ÜNB sowie die technische Möglichkeit auf Seiten der Anlagenbetreiber durch Umplanung und Verlagerung der Stromerzeugung das volle technische Redispatch-Potenzial der Anlage nutzbar zu machen. Die zusätzlich erschlossenen Potenziale würden nach Maßgabe des Standardvorgehens (s.o.) der bis 14:30 Uhr des Vortages mitgeteilten Erzeugungsauslagen vergütet. Für den Anlagenbetreiber sind mit der Umplanung, abgesehen vom operativen Mehraufwand, Mehrkosten infolge der Abweichung von seiner kostenminimalen Einsatzplanung verbunden. Die Mehrkosten sind zusätzlich zu vergüten und vom Anlagenbetreiber nachzuweisen. Daher ist für solche Sondermaßnahmen eine vorherige bilaterale Abstimmung über die zusätzliche Redispatch-Leistung durchzuführen. Sollten bei der Anweisung solcher Redispatch-Maßnahmen entstehende zusätzliche Kosten noch nicht bekannt sein, erfolgt deren Bezifferung im Nachgang der Maßnahme. Eine Ad-Hoc Abstimmung über Kosten kann im operativen Dienst mit dem ÜNB-Systemführer nicht erfolgen.

Sollte sich herausstellen, dass dem Anlagenbetreiber oder dem ÜNB aufgrund einer Redispatch-Maßnahme oder bei Änderung einer bestehenden Redispatch-Maßnahme, zusätzliche Kosten oder Erlöse entstehen, müssen diese dem Anlagenbetreiber bzw. dem ÜNB ebenso erstattet werden, sofern diese nachgewiesen wurden. Dies gilt auch für Aufwendungen, die er nicht mehr abwenden oder verringern kann.

Anwendungsbeispiele zur Berechnung einzelner Kostenbestandteile finden sich in Anhang 8.3.

4 Anteiliger Werteverbrauch

Die Redispatch-Vergütung umfasst gemäß § 13a Abs. 2 Satz 2 Nr. 2 EnWG auch Kosten für den anteiligen Werteverbrauch.

Der anteilige Werteverbrauch (§ 13a Abs. 2 Satz 2 Nr. 2 i. V. m Abs. 3 EnWG) steht in Verbindung mit der tatsächlichen Anpassung der Einspeisung oder des Bezugs.

$$\begin{aligned} \text{Anteiliger Werteverbrauch} = & \\ & \sum_i^n \frac{\text{handelsrechtlicher Restwert Wirtschaftsgut}_i}{\text{handelsrechtliche Restnutzungsdauer Wirtschaftsgut}_i} \\ & \times \frac{\text{anrechenbare Betriebsstunden}}{\text{bei Investitionsentscheidung} \\ & \quad \text{geplante Betriebsstunden}} \end{aligned}$$

4.1 Handelsrechtliche Restwerte und handelsrechtliche Restnutzungsdauern

Grundlage für die Bestimmung des anteiligen Werteverbrauchs nach § 13a Abs. 2 Satz 2 Nr. 2 EnWG sind laut § 13a Abs. 3 1. Halbsatz EnWG die handelsrechtlichen Restwerte und handelsrechtlichen Restnutzungsdauern in Jahren. Die Werte des relevanten Sachanlagevermögens sind aus der Handelsbilanz (gemäß Handelsgesetzbuch - HGB) des Unternehmens zu übernehmen bzw. hieraus abzuleiten.

Für den Werteverbrauch ist der Quotient der handelsrechtlichen Restwerte und der handelsrechtlichen Restnutzungsdauer als lineare Abschreibung des Restwertes interpretierbar². Dieser Quotient ist mit dem Verhältnis der anrechenbaren Betriebsstunden für Redispatch-Maßnahmen zu den bei der Investitionsentscheidung betriebswirtschaftlich geplanten Betriebsstunden zu multiplizieren.

In der Praxis ist eine Stromerzeugungsanlage in der Anlagenbuchhaltung durch eine Vielzahl von Wirtschaftsgütern repräsentiert, dazu kommen anteilig die anlagenübergreifenden Positionen. Der größte Teil des Sachanlagevermögens (technische Betriebsvorrichtungen wie Kessel, Turbine, Generator usw.) sollte den einzelnen Erzeugungsanlagen (Blöcken) im Kraftwerk direkt zugeordnet sein. Zu den block- bzw. anlagenübergreifenden Einrichtungen zählen alle Positionen, die unmittelbar für die Stromerzeugung notwendig sind (z. B. Betriebsgebäude, Brennstoffversorgungsanlagen, Leitstände). Diese bedürfen der sachgerechten Schlüsselung. Als Schlüssel kommen in erster Linie für die anlagenübergreifenden Einrichtungen gleiche Anteile für jeden Block und für die technischen Betriebsvorrichtungen das Verhältnis der insgesamt installierten Netto-Leistung³ zur Leistung der einzelnen Anlage in Betracht.

² Die handelsrechtliche Abschreibung kann, beispielsweise durch Sonder-Abschreibungen, davon abweichen.

³ Die Informationen zur installierten Netto-Leistung erhalten die ÜNB im Rahmen des KWEP-Prozesses.

Für die Nachvollziehbarkeit sind die zur Anlage gehörenden Komponenten in aggregierter Form in Summe mindestens einmal jährlich anzugeben:

- Aktivierungszeitpunkt / Abschreibungsbeginn
- Anschaffungs-/Herstellungskosten,
- verwendete Abschreibungsmethoden (linear oder degressiv), Nutzungsdauer oder AfA-Satz,
- vorgenommene Sonderabschreibungen, Anlagenzu- und Anlagenabgänge,
- Anteile der blockübergreifenden Einrichtungen (Standort-Aufschlüsselung)
- Restbuchwerte zum 31.12.2012 oder 31.12.2013 (je nach dem Zeitpunkt der Beendigung vertraglich vereinbarter Redispatch-Vergütungen, die maximal bis zum 31.12.2013 fortgeführt werden durften⁴).

Sonderabschreibungen, Zuschreibungen, Anlagenzugänge und -abgänge u. ä. sind einzubeziehen. Die Festlegung des Stichtages zur Mitteilung des Anlagenbetreibers an den ÜNB über die Restwerte, die aus den Zahlen des geprüften Jahresabschlusses abgeleitet sind und die sachgerechte sowie für den ÜNB nachvollziehbare Schlüsselung der blockübergreifenden Einrichtungen, erfolgt mittels bilateraler Abstimmung. Die Anwendung der Restwerte in der Abrechnung erfolgt sodann ab dem zweiten Kalendertag nach der Übermittlung.

Dies erlaubt zunächst eine Plausibilitätskontrolle durch den ÜNB. Wesentliche Änderungen gegenüber dem Vorjahr (z. B. Sonderabschreibungen, Zuschreibungen, Ersatz- und Erneuerungsinvestitionen) sind für jede betroffene zu der Anlage gehörende Komponente zu erläutern und zu beziffern.

4.2 Verhältnis der anrechenbaren zu den bei der Investitionsentscheidung geplanten Betriebsstunden

Weder der Gesetzestext noch die Gesetzesbegründung enthalten Aussagen zur Ermittlung der beiden ins Verhältnis zu setzenden Größen. Der Werteverbrauch wird teilweise aus der Buchhaltung (handelsrechtliche Restwerte) abgeleitet, allerdings aufgrund der Multiplikation mit dem Betriebsstundenverhältnis zu einer fiktiven (kalkulatorischen) Rechengröße.

Aufwendungen durch zusätzlichen Verschleiß oder Instandhaltungskosten fallen hingegen unter die nach § 13a Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 EnWG abzugelenden „notwendigen Auslagen für die tatsächlichen Anpassungen der Einspeisung“ und nicht unter den anteiligen Werteverbrauch. Diese Aufwendungen entstehen unabhängig von handelsrechtlichen Restwerten.

Weder die „anrechenbaren“ noch die „bei der Investitionsentscheidung betriebswirtschaftlich geplanten Betriebsstunden“ sind gesetzlich definiert. Zu diesen Betriebsstundenbegriffen existieren keine geeigneten Entsprechungen in der Unternehmenspraxis, auf die sich zurückgreifen ließe. Aus diesen Gründen bedarf die unscharfe gesetzliche Regelung zur Umsetzung einer Auslegung.

⁴ Tenorziffer 9 Satz 1 des Beschlusses BK8-12-019.

Anrechenbare Betriebsstunden

Beginn und Ende der anrechenbaren Betriebsstunden:

Grundsätzlich sind die anrechenbaren Betriebsstunden gegeben durch die Zeit vom Beginn bis zum Ende der Redispatch-Maßnahme. Die beiden Viertelstunden, in denen die Maßnahme beginnt bzw. endet, zählen vollständig dazu. Das Ende der Redispatch-Maßnahme wird durch die Wiederherstellung des Ausgangszustandes (Betriebspunkt) vor der Maßnahme erreicht.

Ändert die in Betrieb befindliche Anlage ihren Betriebspunkt nicht anweisungsgemäß, sondern erst verzögert, gilt Folgendes:

- Die anrechenbaren Betriebsstunden beginnen erst mit der Viertelstunde, in der die Anlage ihren Betriebspunkt, und damit die Netzeinspeisung, tatsächlich aufgrund der Redispatch-Anforderung ändert.
- Die anrechenbaren Betriebsstunden enden bereits mit der Viertelstunde, in der die Redispatch-Maßnahme endet.

Erfordert die Redispatch-Maßnahme das Anfahren einer Anlage (Wirkleistungserhöhung), beginnen die anrechenbaren Betriebsstunden mit der Viertelstunde, in der der Wiederanfahrprozess beginnt.

Anrechenbarkeit der Betriebsstunden:

Im Falle einer vom ÜNB angeforderten Wirkleistungserhöhung zählt jede Viertelstunde gemäß dem nachfolgend definierten Anteil zu den anrechenbaren Betriebsstunden. Fordert der ÜNB eine Leistungserhöhung an, erfolgt die Vergütung des anteiligen Werteverbrauchs entsprechend der jeweils angeforderten Leistungserhöhung. Der anzurechnende Anteil einer anrechenbaren Betriebsstunde ergibt sich aus dem Quotienten der vom ÜNB in Anspruch genommenen Wirkleistung (P_{RD}) und der Netto-Nennleistung (P_N) der in Anspruch genommenen Anlage: P_{RD} / P_N .

Beispiel zur Anrechenbarkeit der Betriebsstunden		
Netto-Nennleistung (P_N): 500 MW		
	ÜNB Redispatch	Anrechenbare Be- triebsstunden
	P_{RD}	
<u>Leistungserhöhung</u>	500	100%
P_{RD} / P_N	250	50%
	350	70%
	250	50%
	200	40%

Im Falle einer vom ÜNB angeforderten Wirkleistungsreduktion zählen die Viertelstunden nicht als anrechenbare Betriebsstunden. Somit erfolgt in diesem Zeitraum keine Vergütung des anteiligen Werteverbrauchs.

Im Unterschied zu thermischen Kraftwerken können bei Speicheranlagen auch Leistung aus dem Netz aufnehmen. Eine Erhöhung der Pump- oder Turbinenleistung ist daher analog zur Erhöhung einer Leistungseinspeisung eines thermischen Kraftwerks zu sehen. Entsprechend zählen die Viertelstunden gemäß folgendem Anteil als anrechenbare Betriebsstunden:

- Erhöhter Pumpbetrieb: $P_{RD,P} / P_{N,P}$
- Erhöhter Turbinenbetrieb: $P_{RD,T} / P_{N,T}$

Im Falle einer vom ÜNB angeforderten Reduktion des Pump- bzw. Turbinenbetriebs erfolgt keine Anrechnung als anrechenbare Betriebsstunde bis zum Stillstand bzw. einem Betriebsartenwechsel der Anlage. Nachstehende Tabelle stellt die möglichen Varianten abschließend dar:

			Faktor
angemeldete Turbine	Pos. RD	Erhöhung Turbinieren	$\frac{P_{RD,T}}{P_{N,T}}$
	Neg. RD	Absenkung Turbinieren	0
		Wechsel zum Pumpen	$\frac{P_{RD,P}}{P_{N,P}}$
angemeldete Pumpe	Pos. RD	Absenkung Pumpen	0
		Wechsel zum Turbinieren	$\frac{P_{RD,T}}{P_{N,T}}$
	Neg. RD	Erhöhung Pumpen	$\frac{P_{RD,P}}{P_{N,P}}$

<u>Bedeutung der Formelzeichen:</u>	
P_{RD}	vom ÜNB angewiesene Leistungserhöhung (allgemein)
$P_{RD,P}$	vom ÜNB angewiesene Leistungserhöhung (Pumpbetrieb)
$P_{RD,T}$	vom ÜNB angewiesene Leistungserhöhung (Turbinenbetrieb)
P_N	Netto-Nennleistung (allgemein)
$P_{N,P}$	Netto-Nennleistung (Pumpbetrieb)
$P_{N,T}$	Netto-Nennleistung (Turbinenbetrieb)

Warmhaltung der Anlage auf Anweisung des ÜNB:

Die bloße Warmhaltung einer thermischen Anlage auf Verlangen eines ÜNB, damit diese innerhalb einer bestimmten Zeit in Betrieb genommen werden kann, führt zu einem Kostenerstattungsanspruch für die Warmhaltung (Herstellung der Betriebsbereitschaft nach § 13a Abs. 2 Satz 2 Nr. 4 EnWG), nicht aber zu anrechenbaren Betriebsstunden.

Bei der Investitionsentscheidung geplante Betriebsstunden

Je nach Zeitpunkt der Inbetriebnahme einer Anlage können die „zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung betriebswirtschaftlich geplanten Betriebsstunden“ anhand der im Anhang in Punkt 8.6 aufgeführten Tabellen zu den Betriebsstunden ermittelt werden. Soweit dort Angaben für frühere bzw. spätere Jahre fehlen, ist auf die älteste bzw. jüngste Angabe zurückzugreifen.

Soweit der Zeitpunkt der endgültigen Investitionsentscheidung nicht eindeutig feststellbar ist, gilt ersatzweise eine auf Erfahrungswerten basierende Vorlaufzeit vor dem Zeitpunkt der ersten Netzschaltung. Diese typische Vorlaufzeit beträgt:

- bei Kohlekraftwerken fünf Jahre,
- bei Kernkraftwerken sieben Jahre,
- bei Wasserkraftwerken (einschließlich PSKW) sechs Jahre,
- bei Öl- und Gaskraftwerken drei Jahre.

5 Entgangene Erlösmöglichkeiten

Redispatch-Maßnahmen gehen mit entgangenen Deckungsbeiträgen (Differenz aus zusätzlichen Erlösen und damit verbundenen Aufwendungen oder aus zusätzlichen Aufwendungen und damit verbundenen Einsparungen) einher. Im Fall einer Mehrproduktion ist der entgangene Deckungsbeitrag durch die entgangenen Erlösmöglichkeiten abzüglich der für die Mehrproduktion anzusetzenden Erzeugungskosten beschrieben. Im Fall einer Minderproduktion (d. h. Rückkauf vom Markt zu einem Preis unter den eigenen Erzeugungskosten) ist der entgangene Deckungsbeitrag beschrieben durch die ersparten Erzeugungskosten abzüglich der für den Rückkauf anzusetzenden Kosten. Der in Kapitel 5.1 näher beschriebene „Weber-Ansatz“ liefert den entgangenen Deckungsbeitrag in beiden Fällen direkt. Derartige Nutzenminderungen werden in der ökonomischen Terminologie auch als Opportunitätskosten bezeichnet. § 13a Abs. 2 Satz 2 Nr. 3 EnWG umschreibt diese Opportunitätskosten mit „entgangenen Erlösmöglichkeiten, wenn und soweit diese die Summe der nach den Nummern 1 und 2 zu erstattenden Kosten übersteigen“.

Die Ursache für die Opportunitätskosten besteht in der Einschränkung der Flexibilität der Anlagennutzung, welche aus einer möglichen Anweisung zum Redispatch der dazu verpflichteten Kapazitäten folgt.

Die Kapazität einer Anlage stellt eine Realoption dar – das bedeutet, ein Anlagenbetreiber hat durch den Bau bzw. Erwerb einer Anlage die Möglichkeit erworben, jederzeit Strom zu einem

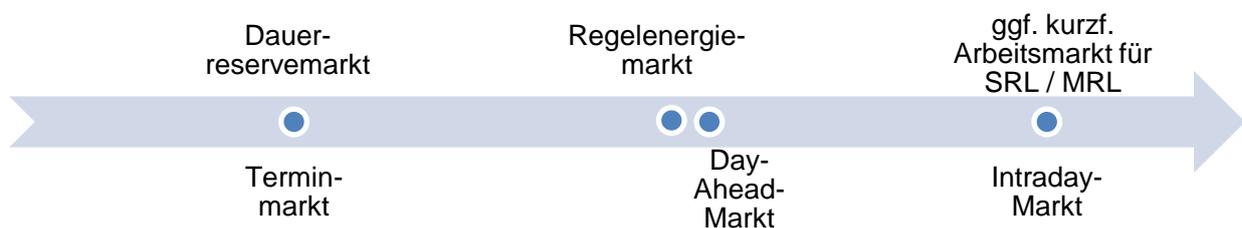
bestimmten Ausübungspreis (ausgedrückt in EUR/MWh; u. a. abhängig von den Brennstoffkosten) produzieren zu können, wenn es dem Betreiber betriebswirtschaftlich vorteilhaft erscheint. Das ist der Fall, wenn die durch den Stromverkauf erzielbaren Erlöse die mit der Produktionsentscheidung verbundenen Kosten übersteigen und somit ein positiver Deckungsbeitrag erwirtschaftet werden kann. Umgekehrt kann der Anlagenbetreiber auch darauf verzichten, von ihm vorab verkauften Strom in seiner Anlage selbst zu produzieren, wenn er den Strom unter seinen Produktionskosten vom Markt beziehen kann. In diesem Fall erwirtschaftet er einen zusätzlichen Deckungsbeitrag, wenn die durch den Stromeinkauf entstehenden Kosten die mit der Produktionsentscheidung verbundenen Kosten unterschreiten.

Da viele Faktoren des Strommarktes sowohl auf Angebots- als auch auf Nachfrageseite stochastisch und nur bedingt prognostizierbar sind, hat allein die Möglichkeit, kurzfristig auf unerwartete Entwicklungen reagieren zu können, einen signifikanten wirtschaftlichen Wert. Dieser Optionswert der Anlage wird sowohl durch umgesetzte, aber auch bereits durch drohende Redispatch-Maßnahmen zum Teil entwertet, wie nachfolgend dargestellt wird.

Wird eine Anlage im Rahmen einer Redispatch-Maßnahme zu einer Leistungsänderung angefordert, so ist aus Sicht der ÜNB für die Dauer der Maßnahme eine strikte Beibehaltung des angeforderten Arbeitspunktes erforderlich. Für diesen Fall sind die Opportunitätskosten auf den Leistungsbereich anzusetzen, der ohne die Redispatch-Anweisung flexibel einsetzbar gewesen wäre (maximal die gesamte Anlagenleistung). Falls der ÜNB der angewiesenen Anlage ausdrücklich Freiräume bei der Wahl des Arbeitspunktes einräumt, wird bei der Kalkulation der Opportunitätskosten lediglich der durch die Redispatch-Anweisung gesperrte Leistungsbereich der Anlage herangezogen.

Optionswert auf unterschiedlichen Märkten

Ein Anlagenbetreiber kann seine Anlage grundsätzlich auf folgenden Märkten anbieten (sortiert in Richtung des Lieferzeitpunktes):



Somit hat eine flexible Anlage auf diesen Märkten in der Regel auch einen Optionswert. Der Optionswert besteht darin, dass man die Anlage in bestimmten Stunden mit einem positiven Deckungsbeitrag (= Erlöse aus dem Betrieb abzüglich der damit verbundenen Kosten) betreiben oder einen zusätzlichen Deckungsbeitrag bei Ersatz der Eigenproduktion durch billigeren Fremdbezug erzielen kann. Hier wird davon ausgegangen, dass Anweisungen zum Redispatch ausschließlich nach der ersten Fahrplanabgabe um 14:30 Uhr am Tag vor der Einspeisungsanpassung erfolgen. Damit bleiben einem Anlagenbetreiber trotz der „drohen-

den“ Redispatch-Maßnahme weiterhin alle Handelsmöglichkeiten auf dem Termin- und dem Day-Ahead-Markt; insoweit tritt kein Nachteil ein.

Eine Redispatch-Maßnahme nach Abgabe des Day-Ahead-Fahrplanes schränkt den Kraftwerksbetreiber dann jedoch in Bezug auf die Flexibilität einer kurzfristigen Produktionsanpassung ein. Diese geht mit Opportunitätskosten in folgender Hinsicht einher:

- Einschränkung der Anlage auf dem Intraday-Markt (Kapitel 5.1) und/oder
- Einschränkung der Anlage zur Nutzung bzw. Vermarktung als Kraftwerksausfallreserve im Intraday (Kapitel 5.2), sofern die Reservevorhaltung nicht vorrangig ist gegenüber Redispatch-Anweisungen, und/oder
- Einschränkungen durch Einsatzrestriktionen (Kapitel 5.3)

Opportunitätskosten können aus verschiedenen Gründen entstehen und sind daher auch unterschiedlich zu berechnen. Daher wird die o. g. Strukturierung eingeführt.

Die drei genannten Einschränkungen bzw. Opportunitätskosten können nicht additiv, sondern nur alternativ zur Wirkung kommen.

5.1 Opportunitätskosten aufgrund von Flexibilitätsverlust im Intraday

Die Anlagenflexibilität besitzt einen Wert, der perspektivisch mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien wachsen wird. Der Wert der Flexibilität ist bei der Vergütung von Redispatch-Maßnahmen zu berücksichtigen, da die Flexibilität, aufgrund der bei einer Redispatch-Maßnahme seitens der ÜNB verlangten Fixierung der Stromeinspeisung, dem Betreiber nicht mehr zur Verfügung steht.

Ab 14:30 Uhr am Vortag der eigentlichen Erzeugung kann eine Anlage auf Basis des zu diesem Zeitpunkt aktuellen Einsatzfahrplans zu Wirkleistungsanpassungen angewiesen werden. Der Anlagenbetreiber verliert danach die Fähigkeit, die Flexibilität der Anlage während der Redispatch-Maßnahme zu nutzen.

Bei der Ermittlung der Intraday-Opportunität sind folgende Anforderungen zu berücksichtigen:

- Nachweiserbringung für entgangene Erlös- bzw. Einsparmöglichkeiten
- Ex-ante-Bezifferbarkeit der Kosten
- Transparente Vorgehensweise, Verwendung von allgemein verfügbaren Daten
- Begrenzter Rechenaufwand und Praktikabilität
- Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse

Die grundlegende Schwierigkeit der Nachweiserbringung für eine hypothetische (kontrafaktische) Situation, in diesem Fall die Annahme uneingeschränkter Anlagenflexibilität trotz Redispatch-Maßnahme, liegt darin, dass die zu bewertende Situation nie real geworden ist und somit ein echter Ex-post-Nachweis nie gelingen wird. Auch wenn die Situation in der Vergangenheit liegt und daher historische Ist-Daten zur Verfügung stehen, weichen diese von den

kontrafaktisch erzielbaren Stromhandelspreisen und –mengen ab. Ein Nachweis – egal ob ex post oder ex ante geführt – erfordert stets Annahmen für die hypothetische Situation. Insofern besteht kein entscheidender qualitativer Unterschied zwischen Ex-post- und Ex-ante-Nachweis. Dies war ausschlaggebender Grund für den BDEW sich für einen Ex-ante-Ansatz zur Bestimmung der Opportunitätskosten und somit auch der Vergütung zu entscheiden. Zudem passt nur dieser Ansatz zur Ex-ante-Bezifferung der Redispatch-Kosten durch die Anlagenbetreiber. Zusätzlich schließt ein solcher Ansatz Preisbewegungen, die sich während oder infolge aktueller Redispatch-Maßnahmen ergeben können, von der Beeinflussung der Redispatch-Vergütung aus.

Das von Prof. Dr. Weber angefertigte Gutachten „Berücksichtigung von Intraday-Optionalitäten im Rahmen der Redispatch-Vergütung“ enthält einen aus Sicht des BDEW für die verschiedenen Anlagenarten geeigneten Vorschlag, wie die Opportunitätskosten unter Berücksichtigung der o. g. Anforderungen ermittelt werden können.⁵ Allgemein ist der sog. ID1-Index mit Daten der EPEX SPOT in diesem Rahmen für eine Berechnung geeignet, um die kurzfristigen Volatilitäten des Intraday-Marktes abzubilden. Dieser Ansatz wird in Anhang 8.7 dargestellt.

5.2 Einschränkung der Reservenutzung und –vermarktung

Alternativ besteht die Möglichkeit der Vermarktung flexibler Erzeugungskapazität als Dauerreserve z. B. in Form einer Kraftwerksausfallreserve für andere Anlagenbetreiber. Auch diese Vermarktungsoption kollidiert mit einer Redispatch-Anweisung, sofern diese Reserve nicht Vorrang vor Redispatch-Maßnahmen hat.

Mit dem Strommarktgesetz wurde eingeführt, dass während eines Abrufs der Kapazitätsreserve mindestens das Doppelte der technischen Preisgrenze im Intraday-Handel – derzeit 20.000 Euro/MWh – für Bilanzkreisunterdeckungen in Knappheitssituationen an den ÜNB zu bezahlen sind. Dadurch ist der Wert der Dauerreserve als Absicherung für Erzeugungsanlagen erhöht, was dafür spricht, die tatsächlich als Dauerreserve vorgehaltene Kapazität nicht in das Redispatch-Potenzial einzubeziehen. Dann entfallen auch die Opportunitätskosten.

Für den Fall, dass eine Lieferverpflichtung aus einem Dauerreservevertrag nicht erfüllt werden kann, sind i. d. R. vertragliche Pönalen vereinbart. Zudem sind ggf. Haftungsrisiken, Schadenersatzforderungen und die oben erwähnten Strafzahlungen für Bilanzkreisunterdeckungen zu bedenken.

Die Verpflichtung eines Anlagenbetreibers, im Bedarfsfall Redispatch-Maßnahmen durchführen zu müssen, schränkt die Leistung ein, die ein Anlagenbetreiber wirtschaftlich als Dauerreserve anbieten oder nutzen kann. Denn erfolgt eine Anweisung zum Redispatch, kann die Wirkleistungseinspeisung nicht mehr angepasst werden, falls gleichzeitig ein Abruf der Lie-

⁵ Dass die ermittelten Opportunitätskosten in diesem Ansatz auf einer aus historisch Daten abgeleiteten Volatilität beruhen und nicht auf den tatsächlichen, erst ex post feststehenden Preisbewegungen im kontinuierlichen Intradayhandel bestimmt werden, ist aus den geschilderten Gründen unvermeidbar und aufgrund der möglichen Abweichungen in beide Richtungen (Mehr- oder Mindervergütung) im Mittel zu vernachlässigen.

ferverpflichtung aus der verkauften Dauerreserve erfolgt. Die Argumentation erfolgt hier analog zu der Einschränkung der Intraday-Vermarktung. Da Dauerreserveverträge jedoch mit längeren Vorläufen und i. d. R. für mehrere Monate oder Jahre geschlossen werden, verringern Redispatch-Abrufe die als Dauerreserve zu vermarktende Leistung.

5.3 Opportunitäten aus Einsatzrestriktionen⁶

Hierbei handelt es sich um Einsatzrestriktionen, die zu bestimmten Zeitpunkten z. B. aufgrund von Begrenzungen der vorhandenen Brennstoffmenge, der jährlichen Betriebsstunden oder Reststromerzeugung entstehen können. In solchen Fällen versucht der Anlagenbetreiber, die Stromerzeugung der betroffenen Anlage auf die teuersten Stunden zu konzentrieren, um den Deckungsbeitrag zu maximieren. Dazu hebt der Anlagenbetreiber den Einsatzpreis der Anlage soweit an, bis der nach seiner Preisprognose zu erwartende Einsatz in der Zukunft die maximale Erzeugung nicht mehr überschreitet. Im Fall einer Mindestbrennstoffabnahmemenge wird der Einsatzpreis soweit abgesenkt, bis die entsprechende Erzeugungsmenge die Mindestmenge ergibt.

Sofern der korrigierte Einsatzpreis nicht unmittelbar als Erzeugungsauslage im Sinne von § 13a Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 EnWG angesehen werden kann, muss die Differenz zwischen den regulären variablen Einsatzkosten und dem korrigierten Einsatzpreis als Opportunitätskosten behandelt werden.

Wenn infolge eines Redispatch-Eingriffs das aus der Einsatzrestriktion abgeleitete Mengenziel des Anlagenbetreibers verfehlt wird und dadurch eine zusätzliche Pönale anfällt, bedarf dies eines zusätzlichen Ausgleichs, soweit die Redispatch-bedingte Erhöhung des Deckungsbeitrages hinter einer dadurch anfallenden zusätzlichen Pönale zurückbleibt.

Sofern einer dieser Fälle auftritt erfolgt die Abstimmung über das Vorgehen bilateral zwischen Anlagenbetreiber und ÜNB.

6 Auslagen für die Herstellung der Betriebsbereitschaft oder Verschiebung einer geplanten Revision

Für Anlagen, die sich nicht in Betrieb befinden und für die erst die Betriebsbereitschaft hergestellt muss (siehe Kapitel 6.1) oder für die eine geplante Revision verschoben werden muss (siehe Kapitel 6.2), sind die damit verbundenen Auslagen zu erstatten.

⁶ Für Speicher sind Einsatzrestriktionen, u. a. aufgrund der begrenzten Speicherkapazitäten, immer enthalten. Daher werden diese direkte bei der Berechnung der Erzeugungsauslagen (Anhang 8.3) berücksichtigt.

6.1 Auslagen für die Herstellung der Betriebsbereitschaft

Hierunter sind die folgenden Kosten zu fassen:

- Zusätzliche Personalkosten, die für die erstmalige Herstellung der Betriebsbereitschaft, zusätzliche Betriebsbereitschaftszeiten oder infolge Verschiebung einer geplanten Reparatur erforderlich sind
- Andere Mehrkosten, die für die erstmalige Herstellung der Betriebsbereitschaft, zusätzliche Betriebsbereitschaftszeiten oder infolge Verschiebung eines Testbetriebs oder einer geplanten Reparatur erforderlich sind
- Übernahme von Zusatzkosten bei der Beschaffung von Brennstoffen (dazu zählen, wenn z. B. eine Mindestmenge an Brennstoffen an einem Standort gewährleistet werden soll, alle zuordenbare Kosten wie z. B. Logistikkosten, Leistungskosten für die Gastransportkapazitäten, Kapitalbindungskosten, Brennstoffverluste)
- Kosten für eine zusätzliche Entkonservierung und Konservierung einer Anlage
- Kosten für das Warmhalten oder das Vorwärmen der Anlage (Erhalt der Betriebsbereitschaft)

6.2 Auslagen für die Verschiebung einer geplanten Revision

Der Abstimmungsprozess über Revisionen zwischen Anlagenbetreiber und ÜNB wird jeweils im Vorjahr für das darauffolgende Kalenderjahr durchgeführt und schließlich von den ÜNB im Rahmen ihrer Jahresfreischaltplanung berücksichtigt. Sofern aufgrund von Redispatch-Anforderungen geplante und abgestimmte Revisionen verschoben werden müssen, sind die Kosten ex ante abzuschätzen und den ÜNB mitzuteilen. Erst nach Durchführung der Maßnahme werden die Kosten und Kausalitäten verbindlich gegenüber den ÜNB nachgewiesen.

Zu den Auslagen zählen:

- Umbuchungskosten für externe Dienstleister, die mit der Revision im ursprünglich geplanten Zeitraum beauftragt waren
- Personalkosten, die zusätzlich zu der ursprünglich geplanten Revision entstehen
- Andere Mehrkosten, die durch die Verschiebung einer geplanten Revision entstehen

Darüber hinaus kann die mit der Verschiebung der geplanten Revision einhergehende längere Betriebsperiode mit potenziellen Risiken für einzelne Anlagenkomponenten verbunden sein. Die wesentlichen Risiken müssen dem ÜNB bereits im Vorfeld einer Aufforderung zur Revisionsverschiebung mitgeteilt werden. Sofern es trotz der Mitteilung zu einem Ausfall von Komponenten kommt, welcher eindeutig auf die Verlängerung der Betriebsperiode zurückzuführen ist, hat der Anlagenbetreiber gegenüber dem ÜNB Anspruch auf eine Kompensation dieses Schadens und daraus resultierender Folgeschäden.

7 Ersparte Aufwendungen

In der Regel führt eine Wirkleistungsreduktion bzw. eine Verminderung der Wirkleistungseinspeisung zu geringeren Auslagen u. a. für Brennstoffe, Hilfs- und Einsatzstoffe sowie CO₂-Emissionsrechte etc. Die Berechnung dieser ersparten Aufwendungen muss nach identischen Kriterien erfolgen wie die Berechnung der Auslagen für die Anpassung der Wirkleistungseinspeisung oder des Wirkleistungsbezugs (Erzeugungsauslagen) in Kapitel 3 dieses Leitfadens. Dabei gilt zu berücksichtigen, dass sich die ersparten Aufwendungen um die aus der Opportunitätskostenberechnung resultierenden entgangenen Deckungsbeiträge reduzieren können. Des Weiteren ist zu beachten, dass eine Wirkleistungsreduktion auch mit Mehrkosten, bspw. durch alternative (Fern)-Wärmeerzeugung oder entgangene Leistungserlöse für dezentrale Einspeisung etc. verbunden sein kann. Auch sind ggf. Wirkungsgradunterschiede in den verschiedenen Betriebspunkten zu berücksichtigen.

8 Anhang

8.1 Zusammenfassung der Preis- und Kostenkomponenten

Die folgende Tabelle fasst die vom Anlagenbetreiber (AB) und ÜNB geforderten Preis- und Kostenmeldungen für die Berechnung der Vergütungskomponenten zusammen:

Wertetyp	Bezug	Einheit	Frist	Lieferung	Zahlungsrichtung	Kapitel
Erzeugungsauslagen (arbeitsabhängig)	Anweisungsmenge	[€/MWh]	D-1 14:30	AB an ÜNB	Beidseitig	3.1.1
Erzeugungsauslagen (Anfahrt) – separat für kalt, warm, heiß	Je Anfahrt	[€]	D-1 14:30	AB an ÜNB	ÜNB an AB	3.1.1
Erzeugungsauslagen (Abfahrt)	Je Abfahrt	[€]	D-1 14:30	AB an ÜNB	ÜNB an AB	3.1.1
Sonstige Erzeugungsauslagen (arbeitsabhängig)	Anweisungsmenge	[€/MWh]	Ex-post	AB an ÜNB	Beidseitig	3.1.2
Sonstige Erzeugungsauslagen (ereignisbezogen)	Je Maßnahme	[€]	Ex-post	AB an ÜNB	Beidseitig	3.1.2
Einsatzpreis Speicheranlagen	Anweisungsmenge	[€/MWh] ⁷	D-1 14:30	AB an ÜNB	Beidseitig	3.2.1
Instandhaltungsaufwendung Speicher Anfahrt	Je Anfahrt	[€]	D-1 14:30	AB an ÜNB	ÜNB an AB	3.2.1
Instandhaltungsaufwendung Speicher Abfahrt	Je Abfahrt	[€]	D-1 14:30	AB an ÜNB	ÜNB an AB	3.2.1
Vermiedene NNE AP	Anweisungsmenge	[€/MWh]	D-1 14:30	AB an ÜNB	Beidseitig	3.3.1
Sonstige Auslagen	Je Maßnahme	[€]	Ex-post	AB an ÜNB	Beidseitig	3.3.2
Anteiliger Werteverbrauch pro anrechenbarer Betriebsstunde	Anrechenbare Betriebsstunde	[€/h]	D-1 14:30	AB an ÜNB	ÜNB an AB	4

⁷ Nach bilateraler Absprache zwischen AB und ÜNB können statt dem Einsatzpreis für die Erzeugungsauslagen von Tagesspeichern auch den anlagenspezifischen Wirkungsgrad η , die arbeitsabhängigen Netznutzungsentgelte (inkl. Umlagen) für den Pumpbetrieb c_{NNE} , die Turbinen- und Pumpleistungen sowie die zur Verfügung stehenden Turbinenvolllaststunden an den ÜNB übermitteln. Mittels des in Anhang 8.4 beschriebenen Verfahrens wird der ÜNB die Erzeugungsauslagen sodann selbstständig bestimmen.

Entgangener Deckungsbeitrag	Anweisungsdauer	[€/h] ⁸	D-1 14:30	Berechnung jeweils durch ÜNB und AB	ÜNB an AB	5.1
Opportunität aus Einschränkung der Reservennutzung und -vermarktung	Je Maßnahme	[€]	Ex-post	AB	ÜNB an AB	5.2
Opportunität aus Einsatzrestriktion	Je Maßnahme	[€]	Ex-post	AB	ÜNB an AB	5.3
Auslagen für Betriebsbereitschaft	Je Maßnahme	[€]	Ex-post	AB	ÜNB an AB	6.1
Auslagen für Revisionsverschiebung	Je Revisionsverschiebung	[€]	Ex-post	AB	ÜNB an AB	6.2

8.2 Glossar

Arbeitspunkt	Die jeweils für mindestens eine ¼-Stunde konstante Einspeiseleistung, die ein Kraftwerk/Speicher gemäß dem Einspeisefahrplan für das reguläre Stromliefergeschäft erbringt.
Arbeitspunktbegrenzung	Begrenzung der Einspeiseleistung (nach oben oder unten) im Rahmen einer Redispatch-Anweisung durch den ÜNB.
Arbeitsvermögen	Entspricht der maximal gespeicherten Energie, die bei vollständiger Auffüllung des Speichers unter Berücksichtigung aller bekannten technischen Restriktionen nutzbar wäre.
Betriebsstunde	Umfasst alle Stunden, in denen eine Stromerzeugungsanlage, unabhängig der Höhe der Einspeisung, in Betrieb ist.
Bezug	Wirkleistungsbezug.
Dauerreserve	Kommt bei Kraftwerksausfällen oder zusätzlichen großen Verbrauchern als Regelenergie zum Einsatz, um die Netzstabilität zu sichern. Sie löst nach 60 Minuten die Minutenreserve ab.
Einspeisung	Wirkleistungseinspeisung.
Hilfs- und Einsatzstoffe	Umfassen u. a. Schmierstoffe, Kalksteinverbrauch, Kühlwasser, Ammoniak, Gips- und Ascheentsorgung, Heizöl bei Änderung

⁸ Die ex-ante-Kostenmeldung der entgangenen Deckungsbeiträge erfolgt auf Basis der vollen Anlagenleistung. Falls der ÜNB in einer konkreten Redispatch-Anweisung Freiräume bei der Wahl des Arbeitspunktes einräumt und somit nicht die komplette Anlagenleistung fixiert, wird der Abrechnungsbetrag um den Anteil der nicht fixierten Leistung gekürzt.

	des Kohlemühleneinsatzes, etc.
Pumpen	Wirkleistungsbezug bei Pumpspeicherkraftwerken.
Redispatch-Anweisung	Anweisung des ÜNB an den Kraftwerks- /Speicherbetreiber zur Verringerung oder Erhöhung seiner Einspeisungen auf einer Seite des Engpasses.
Redispatch-Leistung	Konkrete vom ÜNB angeforderte Leistung in MW für eine Redispatch-Maßnahme.
Redispatch-Maßnahme	Durch den ÜNB veranlasste Eingriffe in den geplanten physikalischen Anlageneinsatz zur Beseitigung oder Vermeidung physikalischer Netzengpässe.
Redispatch-Potenzial	Nutzbare Kapazitäten (Leistung) in MW zur Durchführung von Redispatch-Maßnahmen.
Turbinieren	Wirkleistungseinspeisung bei Speicherkraftwerken.

8.3 Anwendungsbeispiele zur Berechnung der Erzeugungsauslagen für die Anpassung der Einspeisung oder des Bezugs für thermische Kraftwerke und Speicher

Die Ermittlung der Erzeugungsauslagen enthält die in Kapitel 3 genannten Kostenbestandteile. Die exakte Ermittlung erfolgt entsprechend den Standardprozessen zur Ermittlung der Einsatzpreise eines jeden Anlagenbetreibers.

Zur Illustration einer möglichen Vorgehensweise sind im Folgenden für wesentliche Kostenbestandteile aus Kapitel 3 Anwendungsbeispiele dargestellt:

8.3.1 Kosten für Brennstoffe

Die Brennstoffkosten ergeben sich als Produkt des spezifischen Wärmeverbrauchs der Anlage und dem Preis des Primärenergieträgers.

Position	Einheit
Spezifischer Wärmeverbrauch der Anlage	GJ/MWh
Preis Primärenergie(-träger)	€/GJ
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Uran ▪ Braunkohle ▪ Steinkohle ▪ Erdgas ▪ HEL 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ €/kg ▪ €/MWh oder €/t unter Angabe des Energiegehalts ▪ €/t ▪ €/MWh ▪ €/hl

Beispielsformel: Kosten für Brennstoffe
= Preis Primärenergie(–träger) * Spezifischer Wärmeverbrauch der Anlage

8.3.2 Kosten für CO₂-Emissionsrechte

Kosten für CO₂-Emissionen werden mit den aktuellen EEX-Spotmarkt-Referenzpreisen bewertet. Hierbei sind sowohl die CO₂-Emissionen, die durch die Verbrennung des Primärenergieträgers entstehen, zu bewerten, als auch die der Verbrennung etwaiger Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe (RHB) zuordenbaren CO₂-Emissionen. Die Kosten für CO₂-Emissionen ergeben sich als Produkt der jeweiligen Verbräuche, Emissionsfaktoren der jeweiligen Stoffe und dem EEX-Spotmarkt-Referenzpreis für CO₂-Zertifikate.

Position	Einheit
Preis CO ₂ -Zertifikat	€/t
Spezifischer Wärmeverbrauch der Anlage	GJ/MWh
Emissionsfaktor Primärbrennstoff	t/GJ
RHB _i	t/MWh
Emissionsfaktor _i	tCO ₂ /t

Beispielsformel: Kosten für CO₂ – Zertifikate =
Preis CO₂ – Zertifikat * (Spezifischer Wärmeverbrauch der Anlage * Emissionsfaktor Primärbrennstoff + $\sum_i RHB_i * Emissionsfaktor_i$)

8.3.3 Vermiedene Netznutzungsentgelte

Arbeitsentgelte für dezentrale Einspeisung nach § 18 StromNEV, die ggfs. im Fall einer Leistungsabsenkung dem Anlagenbetreiber erstattet und im Fall einer Leistungserhöhung dem ÜNB zu erstatten sind, ergeben sich als Produkt der Arbeitsmenge und dem jeweiligen Arbeitspreis für die Vergütung der dezentralen Einspeisung (vermiedene Netzentgelte) nach § 18 Abs. 2 StromNEV für die Netznutzung des vorgelagerten Höchstspannungsnetzes (>2.500h) und dem Normierungsfaktor r_{VNE} .

Position	Einheit
Arbeitspreis für die Vergütung der dezentralen Einspeisung nach § 18 Abs. 2 StromNEV des vorgelagerten Höchstspannungsnetzes (>2.500h)	€/MWh
Normierungsfaktor	-

Beispielsformel: Vermiedene Netznutzungsentgelte
= – (Arbeitspreis Höchstspannung (> 2.500h) * Normierungsfaktor)

Entgangene **Leistungserlöse** aus vermiedenen Netznutzungsentgelten werden am Jahresende anlagenscharf verrechnet. Hierzu wird die Differenz zwischen der Summe der vermiedenen Netzentgelte nach den ursprünglich geplanten Fahrplänen ohne angeforderte Wirkleistungsreduktion durch den ÜNB und der Summe der vermiedenen Entgelte nach den Fahrplänen einschließlich der angeforderten Wirkleistungsreduktion gebildet. Diese Differenz ist durch die Summe aller Redispatch-Mengen des Blocks zu dividieren (es ergeben sich Kosten in €/MWh) und entsprechend mit den getätigten Redispatches zu verrechnen.

$$\begin{aligned} \text{Beispielsformel: entgangene Leistungserlöse aus VNNE (jährlich)} \\ = \text{Leistungserlöse (ursprüngliche FP)} - \text{Leistungserlöse (RD FP)} \end{aligned}$$

8.3.4 Barwertverlust KWK-Zuschläge

Dem Redispatch einer Anlage, die KWK-Zuschläge für ihre Einspeisung erhält, folgt ein Barwertverlust (Einspeiseabsenkung) bzw. ein Barwertgewinn (Einspeiseerhöhung), da die Nachholung nicht monatlich, sondern erst am Ende der Förderdauer geschieht (Zinseffekte). Der effektive Jahreszins ist jährlich zwischen ÜNB und Anlagenbetreiber zu vereinbaren.

Position	Einheit
KWK-Zuschlag	€/MWh
Effektiver Jahreszins	%
Beispielsformel: Barwertverlust = $-(\text{KWK} - \text{Zuschlag}) * \text{effektiver Jahreszins}$	

8.3.5 Alternative (Fern-) Wärmeerzeugung

Sollte der Anlagenbetreiber bei einer Absenkung der Einspeiseleistung Wärme alternativ beziehen bzw. erzeugen müssen, werden etwaige Kosten erstattet. Zu den sonstigen Kosten zählen u. a. Inanspruchnahmepreise.

Position	Einheit
Wärmeerzeugungsverlust	MWh _{th} /MWh
Wärmeerzeugungskosten	€/MWh _{th}
Sonstige Kosten	€
<i>Beispielsformel: Kosten</i> $= (\text{Wärmeerzeugungsverlust} * \text{Wärmeerzeugungskosten})$ $+ \text{Sonstige Kosten}$	

8.3.6 Alternative oder fehlende Dampferzeugung

Sollte der Anlagenbetreiber bei einer Absenkung der Einspeiseleistung Dampf alternativ beziehen bzw. erzeugen oder Prozesse herunterfahren müssen, werden etwaige Kosten erstattet.

Position	Einheit
Dampferzeugungsverlust	MWh _{th} /MWh
Dampferzeugungskosten/Prozessverlustkosten	€/MWh _{th}
<i>Beispielsformel: Kosten</i> = Dampferzeugungsverlust * Dampferzeugungskosten/Prozessverlustkosten	

8.3.7 Strom-Eigenbedarf bei angeordnetem Stillstand

Der Strompreis wird auf Basis des mengengewichteten Durchschnitts der Day-Ahead-Auktion ermittelt.

Position	Einheit
Eigenbedarfsarbeit	MWh
Eigenbedarfsleistung	MW
Strompreis	€/MWh

Zusätzlich kommen Entgelte und Umlagen durch den Redispatch hinzu.

8.3.8 Ausgleichsenergiekosten

Erhebliche Ausgleichsenergiekosten über 1 €/MW Nettonennleistung sind Viertelstundenscharf vom Anlagenbetreiber auf Basis der Abweichung zwischen RD-Soll und RD-Ist-Fahrplan unter Berücksichtigung des reBAP dem ÜNB nachzuweisen und zu übermitteln.

$$\begin{aligned}
 & \textit{Beispielsformel: Ausgleichsenergiekosten} \\
 & = (P_{Soll} - P_{Ist}) * (reBAP - Preis_{Erzeugungsauslagen})
 \end{aligned}$$

8.4 Berechnung der Erzeugungsauslagen für Tagesspeicher

Eine gebräuchliche Einteilung ist die in Tages-, Wochen-, Monats- und Jahresspeicher. Diese Bezeichnungen deuten die typische Dauer eines Zyklus aus Füllung und Entleerung an. Jahresspeicher einerseits und Tagesspeicher andererseits bezeichnen die beiden Extremfälle des Verhältnisses zwischen Arbeitsvermögen (Speicherinhalt) und Erzeugungsleistung. Beim Tagesspeicher ist das Arbeitsvermögen bei kontinuierlicher Stromproduktion mit voller Leistung in weniger als der Hälfte des Tages erschöpft, bei den anderen Speicherarten ist dieser Zeitraum entsprechend länger. Demgemäß unterscheiden sich die Zeithorizonte der einsatz-

relevanten Strompreise: für Tagesspeicher sind die Spot- und Intraday-Märkte maßgeblich, für die anderen die Terminmärkte. Die Einteilung der (Pump-)Speicherkraftwerke in Tages-, Wochen-, Monats- oder Jahresspeicher ist jedoch kein festes Kriterium. So können im Einzelfall, beispielsweise aufgrund technischer Restriktionen oder geringer Füllstände, die Betrachtungszeiträume des Anlagenbetreibers verkürzt sein, was sich auf den Vermarktungshorizont des Speichers auswirkt und zu einer anderen Bewertung des Arbeitsvermögens führen kann.

Sofern für ein (Pump-)Speicherkraftwerk ein individuelles Netzentgelt gemäß § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV mit dem Anschlussnetzbetreiber vereinbart ist, sieht die Festlegung der Bundesnetzagentur zur sachgerechten Ermittlung individueller Netznutzungsentgelte vor, dass durch kuratives Redispatch induzierte Leistungsspitzen, bei der Ermittlung der in die Hochlastzeitfenster fallenden Jahreshöchstlast außer Betracht bleiben. Sollte diese Regelung im Einzelfall oder nach einer Änderung der Rechtslage nicht greifen, wären die dem Speicherbetreiber zusätzlich entstehenden Netznutzungskosten durch den ÜNB zu erstatten.

Umgang mit Tagesspeichern

Die Einsatzsteuerung von Tagesspeichern erfolgt auf Basis von Preiserwartungen. Hierbei sind die kurzfristigen Stromhandelsmärkte relevant. Bei Tagesspeichern ergeben sich ferner aufgrund des kurzen Planungshorizontes und des großen Einflusses von Regelleistungsabrufen sowie der damit verbundenen Änderungen der Beckenstände im zeitlichen Verlauf sehr variable Einsatzpreise. Bei der Abwicklung von Redispatch-Maßnahmen werden aus prozessualer Sicht jedoch zumindest täglich konstante Redispatch-Arbeitspreise favorisiert. Im Folgenden wird deshalb ein Ansatz beschrieben, der unter Vernachlässigung von Regelleistungserbringung und eingeschränkter Berücksichtigung von Beckenrestriktionen Einsatzpreise und die daraus ableitbaren Kosten von Redispatch-Maßnahmen berechnet.

Es ist davon auszugehen, dass ein Redispatch eines Tagesspeichers aufgrund der Änderung des Speicherinhalts eine Änderung des geplanten Speicherprogramms auch außerhalb des Redispatch-Zeitraums nach sich zieht. Konkret kann diese Änderung in folgenden vier Redispatch-Fällen in jeweils zwei Varianten a) und b) geschehen:

- 1) Erhöhung des Turbineneinsatzes führt zu
 - a. einer Erhöhung des Pumpeinsatzes oder
 - b. einer Minderung des Turbineneinsatzes außerhalb des RD-Zeitraums
- 2) Minderung des Turbineneinsatzes führt zu
 - a. einer Minderung des Pumpeinsatzes oder
 - b. einer Erhöhung des Turbineneinsatzes außerhalb des RD-Zeitraums
- 3) Minderung des Pumpeinsatzes führt zu
 - a. einer Minderung des Turbineneinsatzes oder
 - b. einer Erhöhung des Pumpeinsatzes außerhalb des RD-Zeitraums
- 4) Erhöhung des Pumpeinsatzes führt zu
 - a. einer Erhöhung des Turbineneinsatzes oder
 - b. einer Minderung des Pumpeinsatzes außerhalb des RD-Zeitraums.

Um die Kosten für diese vier Fälle zu bestimmen, werden in einem ersten Schritt konstante Grenzpreise für den Turbineneinsatz g_T bzw. den Pumpeneinsatz g_P ermittelt. Darauf aufbauend werden in einem zweiten Schritt die acht beschriebenen Reaktionsmöglichkeiten bewertet und dadurch die zu erwartenden Kosten als Abrechnungspreise für Redispatch-Maßnahmen bestimmt.

Zur Bestimmung von g_T und g_P wird auf einen iterativen Prozess zurückgegriffen. Hierbei werden diese Grenzpreise unter Berücksichtigung des anlagenspezifischen Wirkungsgrades η , des arbeitsabhängigen Netznutzungsentgelts (inkl. Umlagen) für den Pumpbetrieb⁹ c_{NNE} und der Ergebnisse der Viertelstunden-Intraday-Eröffnungsauktion¹⁰ bestimmt. Dabei werden schrittweise unter Einhaltung der Bedingungen der Energieumwandlung (Turbinenarbeit entspricht der Pumparbeit minus dem Wälzungsverlust) und der ökonomischen Effizienz (eine Wälzung erfolgt nur, wenn sie wirtschaftlich sinnvoll ist) Wälzungen berechnet.

Bedingung der Energieumwandlung: $t_T * P_T = t_P * P_P * \eta$

(P_T und P_P entsprechen der verfügbaren Turbinen- bzw. der Pumpleistung. Die Variablen t_T und t_P geben die Dauer an, in der mit P_T turbiniert bzw. mit P_P gepumpt wird.)

Bedingung der ökonomischen Effizienz: $g_T * \eta > g_P + c_{NNE}$

Der Prozess startet – unabhängig vom konkreten Speicherfüllstand nur anhand der Preisdauerlinie (siehe Abbildung 2) – mit der Kombination der teuersten Viertelstunde und dem mittels der Bedingung der Energieumwandlung entsprechend gewählten preisgünstigsten Zeitbereich, springt dann zur zweit teuersten Viertelstunde bzw. dem zweitgünstigsten Zeitbereich und so weiter. Beendet wird der Prozess durch die erstmalige Nichterfüllung der ökonomischen Effizienz oder spätestens, wenn die Anzahl der Iterationen dazu führt, dass die maximal verfügbare Turbinenarbeit überschritten würde. Die Preise des letzten erfolgreichen Iterationsschritts ergeben dann die Grenzpreise g_T und g_P .

Für den unwahrscheinlichen Fall, dass an einem Tag mit einem außergewöhnlich flachen Preisprofil keinerlei ökonomisch effiziente Wälzung möglich ist, müsste auf ein alternatives Verfahren zur Bestimmung von g_T und g_P zurückgegriffen werden. Dazu empfiehlt es sich, auf den Tagesdurchschnittspreis p_m die Hälfte des Wälzungsverlustes zu addieren bzw. abzuziehen um g_T und g_P zu bestimmen:

$$g_T = p_m + (p_m(1 - \eta) + c_{NNE}) / (1 + \eta)$$

$$g_P = p_m - (p_m(1 - \eta) + c_{NNE}) / (1 + \eta)$$

⁹ Soweit für die Anlage keine Befreiung vorliegt.

¹⁰ Für die ex-ante-Meldung der Kosten bis 14:30 Uhr kann nicht auf die Ergebnisse der Viertelstunden-Intraday-Eröffnungsauktion zurückgegriffen werden, da die Veröffentlichung der Ergebnisse erst ab 15:15 Uhr erfolgt. Daher wird auf eine Abschätzung des Ergebnisses der Viertelstundenauktion zurückgegriffen, welche auf Basis der produktspezifischen mittleren Abweichungen zwischen den stündlichen Day-Ahead-Auktionspreisen und den viertelstündlichen Preise der Intraday-Eröffnungsauktion der letzten 90 Tage täglich für jedes Viertelstundenprodukt durch einen Auf- bzw. Abschlag gebildet wird. Mittels dieses Auf- bzw. Abschlags und des bis 13 Uhr verfügbaren stündlichen Day-Ahead-Auktionsergebnisses wird das für Redispatch-Maßnahmen vor 14:30 Uhr erforderliche Ergebnis der Intraday-Eröffnungsauktion bereits vor 14:30 Uhr als Schätzwert ermittelt.

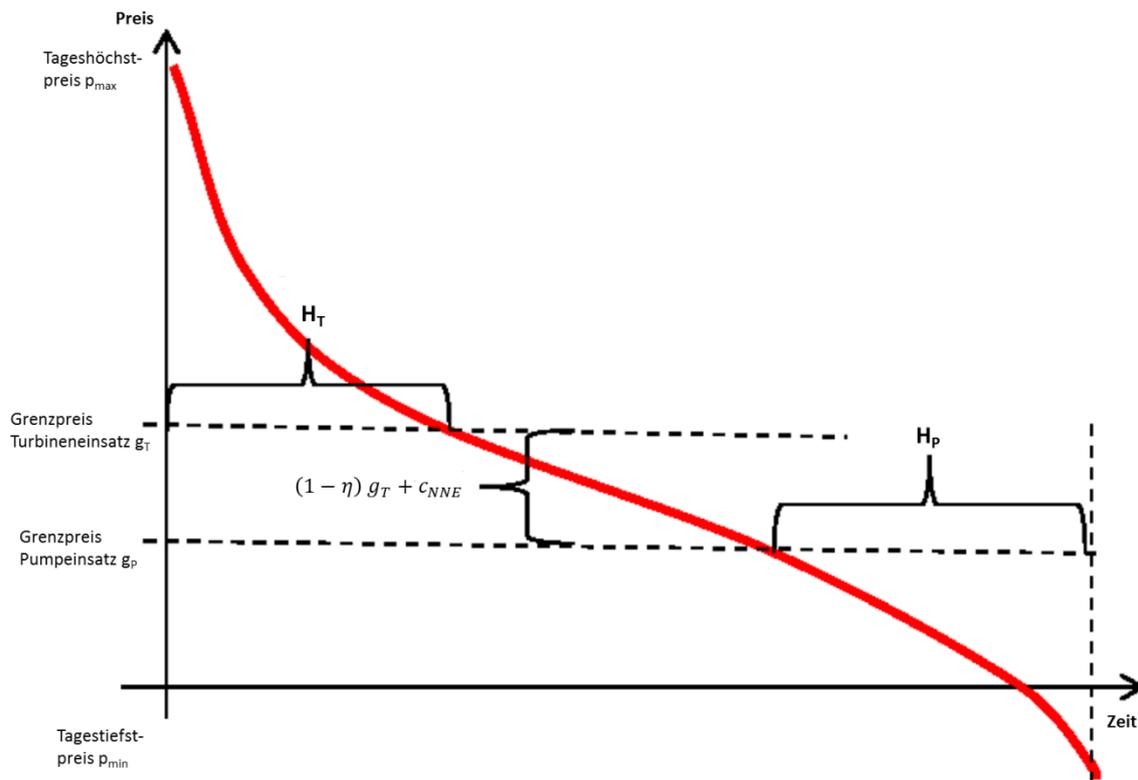


Abbildung 2 Grenzpreise für Speicher anhand der Preisdauerlinie

In Abbildung 2 sind beispielhaft die vortägigen Viertelstundenauktionspreise der Höhe nach angeordnet. Mittels der zuvor bestimmten Grenzpreise für Turbinen- und Pumpeinsatz lassen sich drei unterschiedliche Situationen unterscheiden:

- Die Viertelstunden H_T , in denen im Tages-PSKW turbiniert wird (Preise zwischen g_T und dem Tageshöchstpreis p_{\max} , im Folgenden bestimmt durch $\frac{\sum_{p > g_T} p}{n_T}$).
- Die Viertelstunden, in denen weder turbiniert noch gepumpt wird, da die Preise kein wirtschaftliches Wälzen zulassen (Preise zwischen g_T und g_P , im Folgenden genähert mit $(g_T + g_P)/2$).
- Die Viertelstunden H_P , in denen im Tagesspeicher gepumpt wird (Preise zwischen g_P und dem Tagestiefstpreis p_{\min} , im Folgenden bestimmt durch $\frac{\sum_{p < g_P} p}{n_P}$).

Mittels dieser Näherungswerte können die zuvor beschriebenen acht Redispatch-Varianten mit folgenden Vergütungsformeln bewertet werden:

$$p_{1a)} = \left(\frac{g_T + g_P}{2} + c_{NNE} \right) / \eta$$

$$p_{1b}) = \frac{\sum_{p>g_T} p}{n_T}$$

$$p_{2a}) = \left(\frac{\sum_{p<g_p} p}{n_p} + c_{NNE} \right) / \eta$$

$$p_{2b}) = \frac{g_T + g_P}{2}$$

$$p_{3a}) = \frac{\sum_{p>g_T} p}{n_T} \eta - c_{NNE}$$

$$p_{3b}) = \frac{g_T + g_P}{2}$$

$$p_{4a}) = \frac{g_T + g_P}{2} \eta - c_{NNE}$$

$$p_{4b}) = \frac{\sum_{p<g_p} p}{n_p}$$

Wegen der Forderung nach einer Ex-ante-Preisangabe aber auch wegen des zeitgleichen Ausgleichs anderer Einsatzänderungen ist es problematisch zu identifizieren, ob z. B. ein Redispatch des Falls 1) mittels der Variante a) oder b) ausgeglichen wird. Deshalb soll ex ante eine Vergütungsformel ausgewählt werden, die für jeden Fall eine angemessene Vergütung sicherstellt.

Insbesondere bei zusätzlicher Erbringung von Regelleistung, steht den Anlagenbetreibern regelmäßig nur die ungünstigere Variante zum Ausgleich des Redispatches zur Verfügung. Somit ergeben sich folgende Vergütungsformeln:

- 1) Erhöhung des Turbineneinsatzes, Zahlung des ÜNB an den Anlagenbetreiber

$$p_{Turb,pos} = \text{Max}(p_{1a}; p_{1b})$$

- 2) Minderung des Turbineneinsatzes, Zahlung des Anlagenbetreibers an den ÜNB

$$p_{Turb,neg} = \text{Min}(p_{2a}; p_{2b})$$

- 3) Minderung des Pumpeinsatzes, Zahlung des ÜNB an den Anlagenbetreiber

$$p_{Pump,pos} = \text{Max}(p_{3a}; p_{3b})$$

4) Erhöhung des Pumpeinsatzes, Zahlung des Anlagenbetreibers an den ÜNB

$$p_{Pump,neg} = \text{Min}(p_{4a}; p_{4b})$$

Neben den vereinfachenden Annahmen zur vollständigen Verfügbarkeit der Anlage zum Betrieb gegen Marktpreise und der Vernachlässigung der Vorhaltung und Lieferung von Systemdienst- und Besicherungsleistung sowie der Änderung von kurzfristigen Marktpreisen, beinhaltet dieser Ansatz weitere sinnvolle Vereinfachungen, die den Maximum- bzw. Minimum-Ansatz rechtfertigen:

- Die Einschränkung auf eine tagesscharfe Betrachtung (gekürzte Price-Forward-Curve) wird besonders an Tagesgrenzen zu Abweichungen von der Realität führen. Es besteht somit das Risiko, dass zum realen Ausgleich der Beckenstände eine teurere Alternative als in der Berechnungslogik vorgesehen verwendet werden muss.
- Pumpspeicherkraftwerke werden im sehr kurzfristigen Bereich zusätzlich zum Ausgleich von Bilanzkreisabweichungen eines Portfolios eingesetzt. In Fällen von Redispatch ist der dafür verfügbare Handelsspielraum eingeschränkt. Die Kosten, die in solchen Fällen vermieden werden können, liegen oftmals sogar über den Höchst- und Tiefstpreisen der Viertelstundenauktion. Das Zugrunde legen der Viertelstundenauktion als Preiskurve im beschriebenen Ansatz hat daher einen eher unterschätzenden Effekt bei der Ermittlung der Vergütungspreise.

8.5 Anwendungsbeispiele zur Vergütung von Tagesspeichern auf Basis der Ergebnisse der Viertelstunden-Intraday-Eröffnungsauktion

Parameter	Wert	Datum	Erhöhung des Turbineneinsatzes Zahlung ÜNB an KWB	Minderung Turbineneinsatzes Zahlung KWB an ÜNB	Minderung Pumpeinsatzes Zahlung ÜNB an KWB	Erhöhung des Pumpeinsatzes Zahlung KWB an ÜNB
Wirkungsgrad	80%	01.12.2016	39,88	19,20	30,41	13,86
Netznutzungsentgelt	1,50 €/MWh	02.12.2016	58,26	18,20	45,11	13,06
Volllaststunden	6 h	03.12.2016	54,63	40,69	42,21	31,05
Turbinenleistung	100 MW	04.12.2016	50,43	38,84	38,84	29,57
Pumpleistung	100 MW	05.12.2016	71,78	43,60	55,92	33,38
Wirkungsgrad	80%	01.12.2016	43,94	23,12	30,15	13,50
Netznutzungsentgelt	5,00 €/MWh	02.12.2016	60,79	21,47	43,64	12,17
Volllaststunden	6 h	03.12.2016	58,99	42,19	42,19	28,75
Turbinenleistung	100 MW	04.12.2016	56,18	39,95	39,95	26,96
Pumpleistung	100 MW	05.12.2016	71,78	47,98	52,42	33,38
Wirkungsgrad	80%	01.12.2016	41,26	21,02	31,51	15,32
Netznutzungsentgelt	1,50 €/MWh	02.12.2016	58,26	18,20	45,11	13,06
Volllaststunden	12 h	03.12.2016	54,63	40,69	42,21	31,05
Turbinenleistung	100 MW	04.12.2016	50,43	38,84	38,84	29,57
Pumpleistung	100 MW	05.12.2016	67,73	46,29	52,68	35,53
Wirkungsgrad	80%	01.12.2016	41,10	14,54	31,38	10,13
Netznutzungsentgelt	1,50 €/MWh	02.12.2016	54,24	7,74	41,89	4,69
Volllaststunden	4 h	03.12.2016	57,23	41,18	44,28	31,44
Turbinenleistung	100 MW	04.12.2016	50,89	39,21	39,21	29,87
Pumpleistung	100 MW	05.12.2016	76,91	40,90	60,03	31,22
Wirkungsgrad	70%	01.12.2016	46,06	21,94	30,74	13,86
Netznutzungsentgelt	1,50 €/MWh	02.12.2016	64,58	19,54	43,71	12,17
Volllaststunden	6 h	03.12.2016	64,29	43,51	43,51	28,95
Turbinenleistung	100 MW	04.12.2016	60,76	41,03	41,03	27,22
Pumpleistung	100 MW	05.12.2016	73,19	49,73	49,73	33,31

8.6 Ermittlung des anteiligen Werteverbrauchs

Mittelwerte der Betriebsstunden

Als Datenquelle für die jährlichen Betriebsstunden von Stromerzeugungsanlagen wurde die Kissy-Datenbank des VGB PowerTech e.V. herangezogen. Hier sind die Betriebsstunden der Anlagen sehr fein nach verschiedenen Anlagenarten und -merkmalen (Klassen) ausdifferenziert verzeichnet. Die Klassen sind unterschiedlich besetzt, teilweise nur durch einzelne Anlagen. Als Folge wirken sich untypische Besonderheiten (beispielsweise Revisionen) mitunter stark aus. Ebenso kommt es vor, dass für einzelne Klassen in bestimmten Jahren keine Daten vorliegen. Zur Abhilfe erfolgte daher eine starke Verdichtung der Daten unter Entfernung offensichtlicher Ausreißer.

Mittelwerte der jährlichen Betriebsstunden

Anlagenart	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
Kernkraft	4738	6318	6167	6488	6486	k. A.						
Braunkohle	k. A.	7478	7433	7465	7578	7602	7655	7719				
Steinkohle	k. A.	5631	5838	5907	6008	6146	6235	6300				
Dampf-KW (Öl und Gas)	4868	4510	4259	3550	2959	2886	2780	2687	2753	2870	2566	2263
Gasturbine (Gas/Öl)	909	829	788	703	733	794	940	1129	1254	1335	1347	1271
PSKW (Pu./Turb.)	k. A.											

Anlagenart	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Kernkraft	k. A.											
Braunkohle	7644	7530	7589	7609	7554	7590	7543	7444	7416	7430	7494	7574
Steinkohle	6337	6314	6230	6199	6205	6255	6349	6434	6628	6775	6869	6895
Dampf-KW (Öl und Gas)	2033	1761	1542	1423	1425	1501	1637	1820	2094	2385	2463	2826
Gasturbine (Gas/Öl)	1128	1028	913	818	708	641	536	485	449	454	413	416
PSKW (Pu./Turb.)	k. A.	3693										

Anlagenart	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Kernkraft	k. A.											
Braunkohle	7548	7519	7501	7420	7334	7362	7249	7287	7322	7425	7404	7540
Steinkohle	6917	6896	6747	6591	6464	6282	6149	6130	6052	5906	5906	5834
Dampf-KW (Öl und Gas)	3133	3453	3792	4178	4270	4324	4219	3925	3573	3211	2968	2774
Gasturbine (Gas/Öl)	438	454	456	516	599	580	548	522	456	390	350	336
PSKW (Pu./Turb.)	3657	3540	3534	3494	3489	3368	3385	3419	3361	3346	3427	3440

Anlagenart	2014	2015
Kernkraft	k. A.	k. A.
Braunkohle	7510	7594
Steinkohle	5604	5430
Dampf-KW (Öl und Gas)	2626	2669
Gasturbine (Gas/Öl)	362	437
PSKW (Pu./Turb.)	3317	3587

Diese Tabellenwerte erfahren sodann für thermische Anlagen eine Korrektur nach bestimmten Merkmalen.

Angesichts des kalkulatorischen Charakters des Werteverbrauchs erscheint folgende Typisierung ausreichend und angemessen, welche durch Korrekturfaktoren innerhalb der Anlagenart berücksichtigt werden:

Kernenergie und Braunkohle:

Die vorhandenen Daten weisen keine nennenswerten Betriebsstundenunterschiede auf. Dies resultiert auch auf der Tatsache, dass Kernenergie- und Braunkohle-Kraftwerke, aufgrund geringer Brennstoffkosten, Grundlastkraftwerke sind. Anlagenspezifika führen daher nicht zu großen Unterschieden in den Betriebsstunden, solange für Braunkohle-Kraftwerke die EUA-Preise mäßig bleiben, was bisher der Fall war. Aus diesem Grund wird von der Einführung von Faktoren abgesehen.

Steinkohle:

- Wegen der Transportkosten für die vom Weltmarkt bezogenen Steinkohle hat der Anlagenstandort einen spürbaren Einfluss. Daher werden die beiden Regionen Nord und Süd anhand der Postleitzahlen der Anlagenstandorte unterschieden (Postleitzahlen bis 49999 und ab 50000).
- Darüber hinaus wurden Kondensations- und Entnahmekondensationsturbinen zusammengefasst, da beide im Gegensatz zur Gegendruckturbine eine stromgeführte Fahrweise erlauben.
- Ein Einfluss der Anlagengröße auf die Betriebsstunden konnte bei Steinkohlekraftwerken nicht nachgewiesen werden.

Anlagenart	Kondensation / Ent.-Kond.	Gegendruck	Nord	Süd
Steinkohle	0,953	0,927	1,074	1,000

Dampf-Anlagen:

- Zusammenfassung von Öl, Gas sowie GuD und Berücksichtigung der unterschiedlichen Brennstoffe durch Faktoren.
- Anlagen < 10 MW wurden bei der Berechnung der Faktoren ignoriert, da diese nach § 13a EnWG für Redispatch-Maßnahmen nicht herangezogen werden dürfen.
- Da kleinere Kraftwerke geringere Betriebsstunden aufweisen, wurde eine Differenzierung nach Größe vorgenommen.
- Kombianlagen wurden mit GuD-Anlagen gleichgesetzt. Werden innerhalb einer GuD-Anlage Gas- und Dampfteile solo betrieben, so wird der Einsatz teurer und somit die Betriebsstunden geringer.

Anlagenart	≥ 10 MW < 100 MW)	>= 100 MW	KWK ja	Gas	Öl	Gasturbine der GuD	Dampfteil der GuD	Dampf-Block und GuD-Anlagen
Dampf-KW (Öl und Gas sowie GuD)	0,9043	1,0000	1,3909	1,000	0,4990	0,8779	0,9603	1,000

Gasturbine:

- Zusammenlegung der Anlagentypen Gasturbine Jet und Gasturbine OK.
- Besonders KWK, aber auch der Brennstoff, haben einen hohen Einfluss auf die Betriebsstunden. Im Gegensatz zu z. B. Braunkohle spielt es bei Gasturbinen eine erhebliche Rolle, ob die Anlage Fernwärme auskoppelt oder nicht.
- Eine sinnvolle Größengrenze auf Basis der Rohdaten liegt bei 100 MW.

Anlagenart	< 100 MW)	>= 100 MW)	KWK ja	Gas	Öl
Gasturbine	0,1492	1,0000	3,4895	1,5796	1,0000

8.7 Ermittlung von Opportunitätskosten

Im Gutachten von Herrn Prof. Dr. Weber „Berücksichtigung von Intraday-Optionalitäten im Rahmen der Redispatch-Vergütung“ wird gezeigt, dass die Optionalität einer Anlage als sogenannte europäische Option bewertet werden kann. Die Schwankungen des Intraday-Marktes werden dabei als arithmetische Brown'sche Bewegung¹¹ abgebildet. Diese Annahme über das Intraday-Marktverhalten ermöglicht eine Bestimmung der Optionalität auf Basis von wenigen Eingangsparametern, welche im Vorfeld einer Redispatch-Maßnahme bereits bekannt sind bzw. aus vergangenen Handelsdaten angenähert abgeleitet werden können:

- der Erwartungswert des Intraday-Preisniveaus μ für jede einzelne Viertelstunde
- die Standardabweichung σ , die die Verteilung der Preise um den Mittelwert μ angibt
- der Strikepreis X der Option, der den erwarteten variablen Einsatzkosten der zu bewertenden flexiblen Leistung der Anlage entspricht.

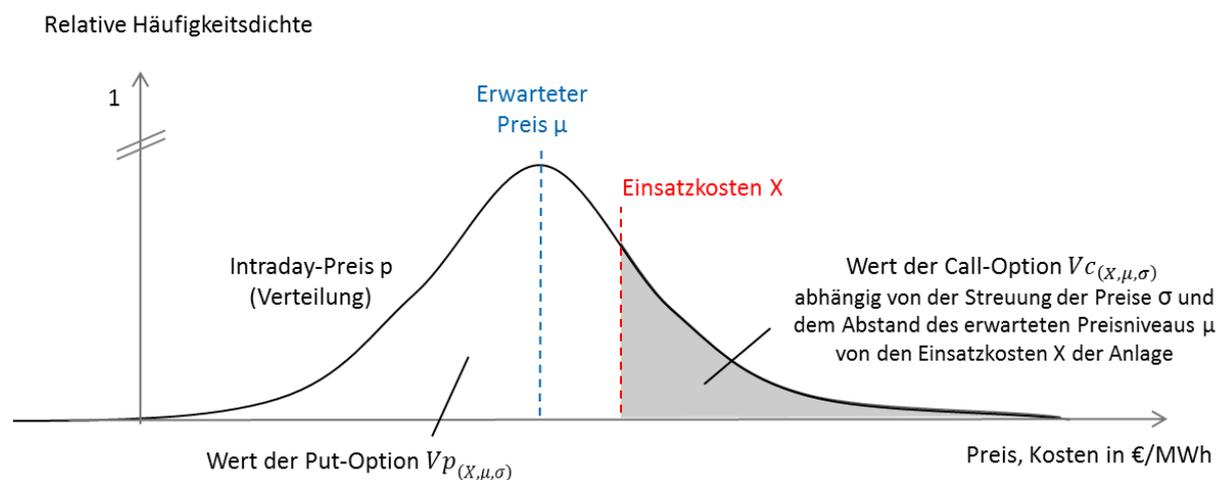


Abbildung 3 - Darstellung Häufigkeitsdichtefunktion und Optionswert

Ein Anlagenbetreiber kann zwei Flexibilitäts-Optionen durch Redispatch-Maßnahmen verlieren: die Möglichkeit zusätzlichen Strom mit der Anlage zu produzieren und diese Menge am

¹¹ Die absoluten Preisänderungen (in EUR/MWh) werden dabei als normalverteilte Zufallsvariablen modelliert. Damit können sich auch negative Strompreise ergeben.

Markt zu verkaufen (Call-Option) und die Möglichkeit weniger Strom mit der Anlage zu produzieren und diese Menge am Markt einzukaufen (Put-Option).

In der Prinzip-Abbildung ist der Wert der Call-Option als graue Fläche unter der Kurve der Preisverteilung rechts von X dargestellt. Je weiter die Einsatzkosten einer Anlage das erwartete Preisniveau übersteigen, desto stärker sinkt der Wert der Anlagenflexibilität. Ist $X > \mu$ gilt: Bei einer größeren Streuung der Preise um den erwarteten Preis μ , sprich einer größeren Standardabweichung σ , steigt der Wert der Call-Option.

Der Wert der Call-Option kann für jede Viertelstunde mit folgender Formel pro Leistungseinheit bestimmt werden:

$$Vc_{(X,\mu,\sigma)} = \sigma (d\Phi(d) + \phi(d)) \quad [€/(\text{MW}*\text{h})]$$

mit $d = \frac{\mu - X}{\sigma}$

Dabei sind Φ und ϕ die kumulierte Wahrscheinlichkeitsfunktion und die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Standardnormalverteilung.

Die Put-Option lässt sich analog wie folgt bestimmen:

$$Vp_{(X,\mu,\sigma)} = \sigma (\phi(d) - d\Phi(-d)) \quad [€/(\text{MW}*\text{h})]$$

Hinter der Entscheidung, ob in einer Viertelstunde eine Call- oder eine Put-Option zur Bewertung der Optionalität herangezogen wird, steht die Annahme, dass die Anlage gegenüber dem stündlichen EPEX-SPOT-Preis wirtschaftlich optimal eingesetzt wird. Ist zum Beispiel bei einer thermischen Anlage der Day-Ahead-Preis größer als der Strikepreis der Option, wird angenommen, dass die Anlage mit Maximallast vermarktet wird. Folglich bleibt in dieser Stunde nur die spätere Optimierungsmöglichkeit durch Einsenkung der Anlage, d. h. Bewertung mittels Put-Option. Mit dieser Vereinfachung wird einerseits erreicht, dass nicht bei jeder Lastpunktänderung einer Anlage eine neue Bewertung der Optionalität (Wechsel der Bewertung des möglichen Mehr- oder Mindereinsatzes) vorgenommen werden muss. Zum anderen wird auf diese Weise auch der intrinsische Wert, welcher sich in manchen Viertelstunden aufgrund der systematischen Preisdifferenzen zwischen Stunden- und Viertelstundenprodukten beim späteren Intraday-Handel im Viertelstundenraster ergeben kann, berücksichtigt.

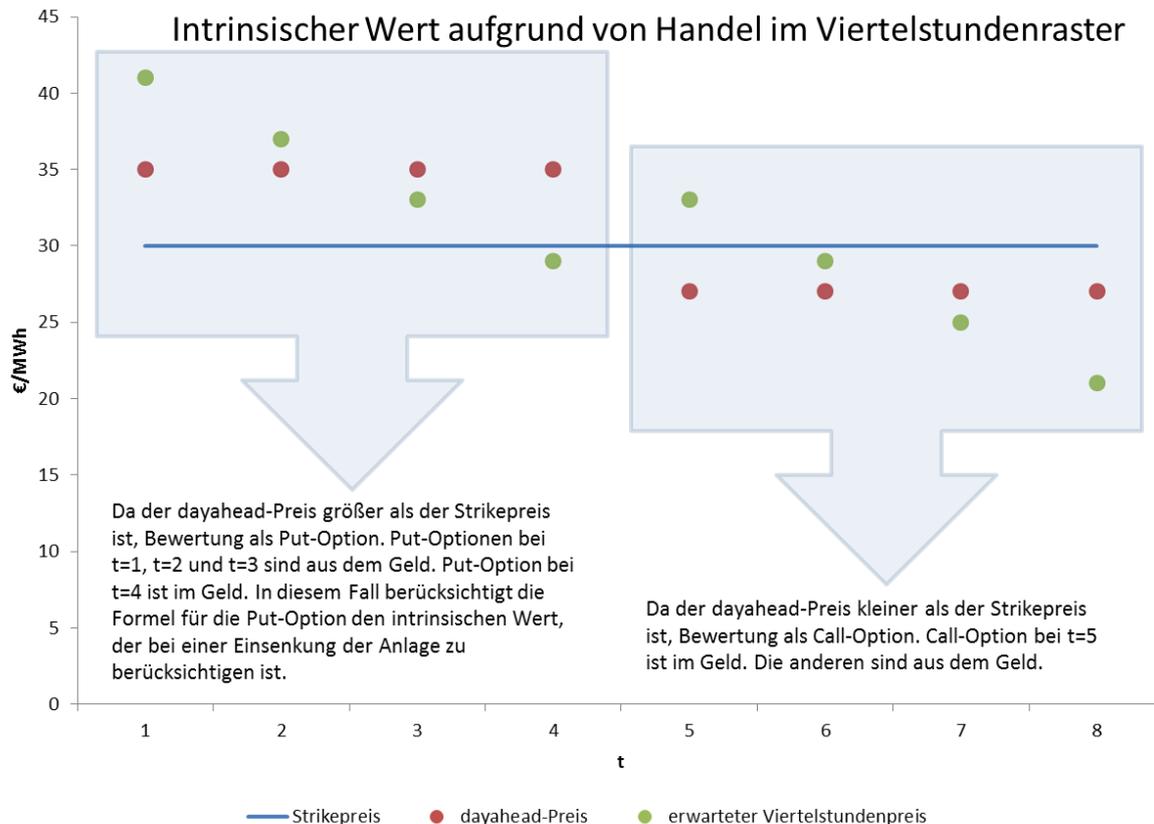


Abbildung 4 – Intrinsischer Wert aufgrund von Handel im Viertelstundenraster

Der Optionswert setzt sich allgemein aus dem Zeitwert und dem intrinsischen Wert der Option zusammensetzen. Der intrinsische, auch innere, Wert einer Option gibt ihren Wert bei Ausübung zum aktuellen Zeitpunkt an und errechnet sich als Differenz zwischen Strikepreis und Erwartungswert des Strompreinsniveaus. Ist die Differenz positiv, so befindet sich die Anlage „im Geld“, ist sie negativ, „aus dem Geld“. Ist sie gleich null, so befindet sich die Anlage „am Geld“.

In der obigen Abbildung setzt sich beim Zeitpunkt t=5 der Optionswert aus dem Zeitwert und dem intrinsischen Wert zusammen. In den Zeiträumen t=6 bis t=8 hingegen ist die Anlage aus dem Geld und somit lediglich ein Zeitwert vorhanden.

Im hier beschriebenen Verfahren wird der intrinsische Wert unabhängig vom konkreten Anweisungszeitpunkt der Redispatch-Anweisung voll vergütet, sofern er existiert.

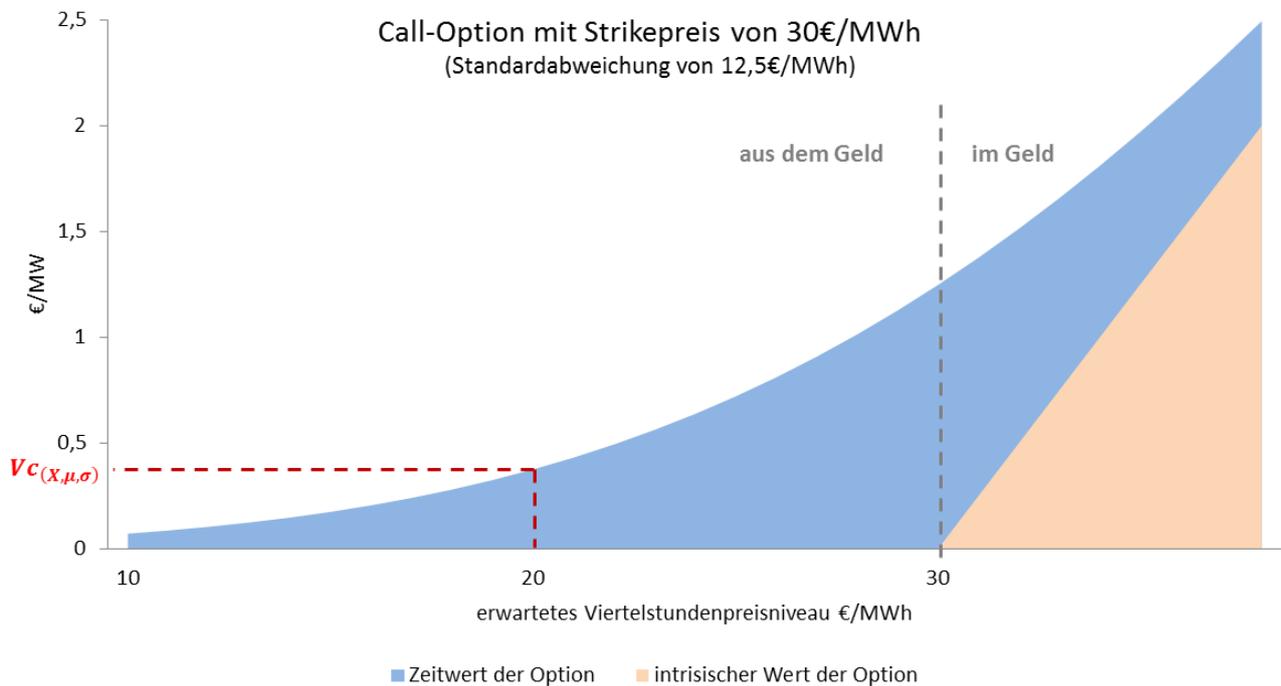


Abbildung 5 – Beispiel Zeitwert und intrinsischer Wert einer Call-Option

Der mittels dieses Verfahrens bestimmte Wert der Optionalität ist dabei immer auf den Leistungsbereich anzuwenden, der ohne die Redispatch-Anweisung flexibel einsetzbar gewesen wäre (maximal die gesamte Anlagenleistung).

Die vorstehend beschriebenen Eingangsparameter sollen – wie nachstehend beschrieben – ermittelt werden. Zur Bestimmung des Erwartungswertes des Intradaypreisniveaus sollen die Ergebnisse der Viertelstunden-Intraday-Eröffnungsauktion, welche um 15:15 Uhr am Vortag verfügbar sind, verwendet werden. Die Ergebnisse der Intraday-Auktion bilden die Erwartungswerte zum Auktionszeitpunkt bzgl. der Preise bei Fälligkeit (Gate Closure) ab und sind daher geeignet, als Erwartungswert Verwendung zu finden. Da Redispatch-Maßnahmen schon ab 14:30 Uhr am Vortag möglich sind und dann bereits die bei Redispatch anfallenden Optionalitäten bekannt sein müssen, können die erwarteten Preise der Intraday-Eröffnungsauktion alternativ aus den Preisen der Day-Ahead Auktion mit Hilfe von viertelstundenscharfen Auf- bzw. Abschlägen angenähert ermittelt werden¹².

Im Unterschied zum Weber-Gutachten, das eine Ermittlung der Standardabweichung¹³ einmal pro Monat auf Basis der vorangegangenen zwölf Monate vorschlägt, wird die Standard-

¹² Auf Basis der produktspezifischen mittleren Abweichungen zwischen den stündlichen Day-Ahead-Auktionspreisen und den viertelstündlichen Preisen der Intraday-Eröffnungsauktion der letzten 90 Tage wird hierzu täglich für jedes Viertelstundenprodukt ein Auf- bzw. Abschlag gebildet. Mittels dieses Auf- bzw. Abschlags und des bis 13 Uhr verfügbaren stündlichen Day-Ahead-Auktionsergebnisses wird das für Redispatch-Maßnahmen vor 14:30 Uhr erforderliche Ergebnis der Intraday-Eröffnungsauktion bereits vor 14:30 Uhr als Schätzwert ermittelt und ggf. angewendet.

¹³ Die Standardabweichung wird wie folgt berechnet $\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \mu_i)^2}{n}}$. Dabei ist x_i der ID1-Index des untersuchten Viertelstundenproduktes, μ_i der entsprechende Preis der Viertelstunden-Intraday-Eröffnungsauktion und n die Anzahl der untersuchten Elemente (also 30). Die Standardabweichungsberechnung wird am Vortag T-1 für den Tag der Lieferung T auf Basis der Daten der vorangegangenen 30 Tage T-2 bis T-31 berechnet.

abweichung für jedes Viertelstundenprodukt rollierend anhand eines Mittelwertes der produktspezifischen Daten der jeweils letzten 30 Tage ermittelt. Systematische Effekte aus im Zeitverlauf sinkenden bzw. steigenden Standardabweichungen können so weitgehend vermieden werden. Als Datengrundlage ist die Differenz zwischen den volumengewichteten Preisen der letzten Stunde vor Handelsschluss (ID1-Preisindex) und den Preisen der Intraday-Eröffnungsauktion zu benutzen. Soweit keine Historie von 30 Tagen für die Intraday-Auktion vorliegt, sind die Ergebnisse aus vorhandenen Daten herzuleiten¹⁴.

Der Strikepreis X der Option entspricht den vom Kraftwerksbetreiber gemeldeten arbeitsabhängigen Erzeugungsauslagen der jeweiligen Anlage (gemäß Kapitel 3.1.1.). Sollten bei den Erzeugungsauslagen unterschiedliche Kosten für das Einsenken und das Erhöhen der Leistung übermittelt werden, so wird als Strike-Preis der Mittelwert der beiden Werte verwendet. Bei Tages-PSKW wird für den Strikepreis X auf die in Kapitel 8.4.2. beschriebenen Formeln zur vereinfachten Bestimmung der Grenzpreise für Turbinen- und Pumpeinsatz (g_T bzw. g_P) zurückgegriffen.

Entgangene Erlösmöglichkeiten liegen vor, sofern in der jeweiligen $\frac{1}{4}$ h die Anlagenflexibilität durch einen Redispatch dauerhaft beschränkt wurde.

Zum besseren Verständnis der Berechnung der Opportunitäten ist im Folgenden ein Zahlenbeispiel zur Berechnung des Optionswertes eines Tages-Pumpspeicherkraftwerks mit 50 MW Turbinen- und 50 MW Pumpleistung gegeben:

Angenommen wird in diesem Fall ein Einsatzpreis von 30 €/MWh für die Turbine. Bei einem Wirkungsgrad von 75 % und unterstellten Netznutzungsentgelten von 1 €/MWh würde sich ein Einsatzpreis der Pumpe von 21,5 €/MWh ergeben. Betrachtet wird eine Redispatch-Maßnahme, bei der dem Anlagenbetreiber immer die Flexibilität der gesamten Anlagenleistung verloren geht, so dass sowohl der Optionswert der Turbinen- als auch der Pumpleistung zu verrechnen wäre. Bei einem Spotpreis von 20 €/MWh findet sowohl bei der Turbine als auch bei der Pumpe die Bewertung der Flexibilität mittels Formel für die Call-Option statt. Ist das erwartete Intraday-Preisniveau unverändert, ergeben sich bei einer angenommenen Standardabweichung von 12,5 €/MWh und der oben beschriebenen Formel $V_{C(X,\mu,\sigma)}$ Werte von:

- 1,068 €/MW für die Pumpleistung
- 0,375 €/MW für die Turbinenleistung (siehe auch $V_{C(X,\mu,\sigma)}$ in der obigen Abbildung)

Beide Werte werden mit den entsprechend verfügbaren Leistungen (50 MW) multipliziert, sodass sich folgende Werte ergeben:

¹⁴ Die Intraday-Eröffnungsauktion wurde erstmalig am 10.12.2014 durchgeführt. Für alle früheren Zeiträume kann eine Schätzung aus den Preisen der Day-Ahead-Auktion mit Hilfe von viertelstundenscharfen Auf- bzw. Abschlägen angenähert ermittelt werden. Das Gutachten enthält hierzu keine konkrete Empfehlung zur Vorgehensweise. Der BDEW empfiehlt, die systematischen Auf- bzw. Abschläge aus den mittleren Preisdifferenzen zwischen stündlichen Day-Ahead-Auktionspreisen und der Intraday-Eröffnungsauktion auf Basis der Daten des ersten Jahres der Intraday-Eröffnungsauktion vom 10.12.2014 bis zum 09.12.2015 zu bestimmen. Mittels des auf diese Weise für jedes Viertelstundenprodukt hergeleiteten Auf- bzw. Abschlags und den jeweiligen Stundenpreisen der Day-Ahead-Auktion wird die Schätzung der Preise der Intraday-Eröffnungsauktion für den Zeitraum vom 01.01.2013 bis 09.12.2014 vorgenommen.

- 53,41 € für den Verlust der Flexibilität der Pumpleistung
- 18,78 € für den Verlust der Flexibilität der Turbinenleistung

Für die Anpassung der Fahrweise der Pumpspeichieranlage wäre die Summe beider Optionswerte, also 72,19 €, als Opportunitätskosten für diese Viertelstunde zu vergüten.

Das vorgeschlagene Verfahren ermöglicht eine detaillierte Bewertung von Intraday-Optionalitäten mit einem begrenzten Aufwand. Im Vergleich zu aufwendigeren und genaueren Verfahren wird die Vernachlässigung der Anlagendynamik tendenziell zu einer Überschätzung der Optionalität führen. Auf der anderen Seite tragen folgende Vereinfachungen tendenziell zu einer Unterschätzung des wahren Wertes bei. Die Fat tails der Intraday-Preisverteilung werden aufgrund der angenommenen Normalverteilung nicht berücksichtigt und somit wird die reale Möglichkeit höherer Deckungsbeiträge in Extremsituationen vernachlässigt. Ggf. könnten zudem bestehende Ineffizienzen im Intraday-Marktprozess den Anbietern weitere Erlöspotenziale eröffnen, die nicht in die Bewertung einfließen.

Das Verfahren ist somit theoretisch fundiert, ohne jedoch methodisch übermäßig anspruchsvoll zu sein. Es stellt daher einen sinnvollen Kompromiss zwischen mathematischer Präzision auf der einen Seite und Handhabbarkeit sowie methodischer Nachvollziehbarkeit auf der anderen Seite dar. Das Verfahren ist auch für die Vergangenheit anwendbar.

Die zur Berechnung benötigten Daten sind öffentlich verfügbar, und die Berechnungen selbst sind mit gängiger Software von jedem in Sekunden durchführbar.

8.8 Berechnung der Erzeugungsauslagen für Jahresspeicher

Ergänzend zur Berechnung der Erzeugungsauslagen für Tagesspeicher gemäß Anhang 8.4 empfiehlt der BDEW für die betroffenen Unternehmen die Anwendung der nachfolgend beschriebenen Vorgehensweisen für Jahresspeicher.

Bei Jahresspeichern – stellvertretend für alle Anlagen mit großem Verhältnis aus Arbeitsvermögen und Erzeugungsleistung – hat die tägliche Veränderung des Beckenstandes einen eher geringen Einfluss auf den Wasserwert. Damit ist der Einsatzpreis über einen größeren Zeitraum konstant.

Die Ermittlung des Wasserwertes erfolgt folgendermaßen:

1. Auf Basis der aktuell gehandelten Terminpreise wird eine typischerweise stündliche Price-Forward-Curve (ggf. auch als Szenarien) abgeleitet.
2. Unter Beachtung aller Systemrestriktionen wird eine optimale Einsatzstrategie für den Speicher gegen diese Preiskurven ermittelt.
3. Aus der optimalen Einsatzstrategie ergibt sich der erwartete Speicherwert. Ziel der Einsatzstrategie ist die Maximierung des wirtschaftlichen Ergebnisses, indem der nutzbare Speicherinhalt in den Stunden mit den höchsten Preisen vermarktet wird.
4. Der Wasserwert bzw. Schattenpreis entspricht der Veränderung des erwarteten Speicherwertes bei einer marginalen Veränderung des Speicherinhalts (Wert der letzten mit dem vorhandenen Arbeitsvermögen produzierbaren MWh).

Vereinfacht ausgedrückt reflektiert der Wasserwert den Markt- bzw. Einsatzpreis, bei dem der Speicher gerade noch eingesetzt wird. Dieser Einsatzpreis, der den arbeitsabhängigen Kosten von konventionellen Anlagen entspricht, sollte in gleicher Weise als Redispatch-Arbeitspreis herangezogen werden.

Der Betreiber teilt initial den Vermarktungshorizont des Speichers mit und stellt auf Nachfrage die zur Bewertung verwendete stündliche Price-Forward-Curve (PFC) zur Verfügung. Eine Aktualisierung des Wasserwerts erfolgt durch den Betreiber periodisch oder bei wesentlichen Änderungen wertbestimmender Größen, wie z. B. der Strompreise oder des Speicherinhalts.