



Referenz/Aktenzeichen: 212-00413

Bern, 16. Dezember 2025

---

---

# VERFÜGUNG

## der Eidgenössischen Elektrizitätskommission ElCom

Zusammensetzung: Felix Vontobel (Vizepräsident), Madeleine Camprubi Hüser, Katia Delbiaggio, Anne Gillardin, Jürg Rauchenstein, Andreas Stöckli

in Sachen: **1. BKW Energie AG**, Viktoriaplatz 2, 3013 Bern

(Gesuchstellerin 1)

und

**2. Kraftwerke Oberhasli AG**, Grimselstrasse 19, 3862 Innertkirchen

(Gesuchstellerin 2)

beide vertreten durch Rechtsanwalt Dr. Matthias Kaufmann, LL.M., Swissegal (Aarau), Jurastrasse 4, Postfach, 5001 Aarau

gegen: **Swissgrid AG, Bleichemattstrasse 31, 5001 Aarau**

(Gesuchsgegnerin)

betreffend

Verrechnung von Kosten für Ausgleichsenergie nach dem direkten Eingriff der Swissgrid AG in den Kraftwerkseinsatz der Kraftwerke Oberhasli AG vom 22. August 2018

## Inhaltsverzeichnis

<b>I</b>	<b>Sachverhalt</b> .....	<b>4</b>
<b>II</b>	<b>Erwägungen</b> .....	<b>7</b>
1	Anwendbares Recht .....	7
2	Zuständigkeit .....	7
3	Parteien und rechtliches Gehör .....	8
3.1	Parteien .....	8
3.2	Rechtliches Gehör .....	8
4	Vorbringen der Parteien .....	9
4.1	Gesuchstellerinnen .....	9
4.2	Gesuchsgegnerin .....	11
5	Massnahmen der Gesuchsgegnerin bei Gefährdung des stabilen Netzbetriebes aufgrund eines Netzengpasses .....	12
5.1	Rechtliche Grundlagen .....	12
5.2	Umsetzung in der Praxis .....	13
6	Zulässigkeit des direkten Eingriffs der Gesuchsgegnerin in den Kraftwerkseinsatz der Gesuchstellerin 2 am 22. August 2018 .....	14
7	Kostentragung .....	21
7.1	Fragestellung .....	21
7.2	Zulässigkeit der Verrechnung von Ausgleichsenergie .....	22
7.3	Weiteres zur Kostentragung bei Massnahmen zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebes .....	31
8	Fazit .....	33
9	Gebühren .....	33
10	Parteientschädigung .....	33
<b>III</b>	<b>Entscheid</b> .....	<b>34</b>
<b>IV</b>	<b>Rechtsmittelbelehrung</b> .....	<b>35</b>

# I Sachverhalt

## A.

- 1 Die Kraftwerke Oberhasli AG (KWO; Gesuchstellerin 2) betreibt im Grimselgebiet einen Kraftwerkskomplex. Sie speist ihre Energie physikalisch in die Unterwerke Grimsel, Handeck und Innertkirchen bzw. die Leitungen Peccia, Mörel, Bickigen 1 und 2, Giswil und Mettlen ein, die zum schweizerischen Übertragungsnetz gehören. Die Energie der Gesuchstellerin 2 wird energiewirtschaftlich der Bilanzgruppe der BKW Energie AG (BKW; Gesuchstellerin 1) zugeordnet, wo sie in einer Subbilanzgruppe verbucht wird (act. 3).
- 2 Das schweizerische Übertragungsnetz wird von der Swissgrid AG (Gesuchsgegnerin) als eine Regel- und Bilanzzone geführt. Für Abweichungen zwischen den einer Bilanzgruppe zugeordneten ein- und ausgespeisten Energiemengen verrechnet sie Ausgleichsenergie.
- 3 Die Gesuchsgegnerin hat gemäss Darstellung der Gesuchstellerinnen im Zeitraum Mai bis Mitte Oktober 2018 115 D-1-Warnungen für die Netzknoten Innertkirchen, Grimsel und Handeck abgegeben (act. 3).
- 4 Am 20. August 2018 publizierte die Gesuchsgegnerin eine D-2-Warnung für die Netzknoten Innertkirchen, Grimsel und Handeck für den 22. August 2018, welche für die Gesuchstellerin 2 im Zeitraum von 13.00–24.00 Uhr eine maximale Einspeisung von 690 MW vorsah. Gleichwohl reichte die Gesuchstellerin 1 am 21. August 2018 einen Fahrplan ein, der für den fraglichen Zeitraum eine Einspeisung von maximal 963 MW vorsah. Gleichentags sandte die Gesuchsgegnerin den Gesuchstellerinnen eine D-1-Warnung für den 22. August 2018 mit einer maximalen Einspeisung der KWO von 690 MW für den Zeitraum von 13.00–23.59 Uhr (act. 3).
- 5 Am 22. August 2018 wies die Gesuchsgegnerin die Gesuchstellerin 1 um 15.02 Uhr telefonisch darauf hin, dass die Gesuchstellerin 2 gemäss Fahrplan ab 17.00 Uhr über der Limite von 730 MW einspeist und rief die erfolgte Engpasswarnung in Erinnerung (act. 3).
- 6 Die Gesuchstellerin 1 versuchte daraufhin, die nach einer Leistungsreduktion fehlende Energie am Markt zu beschaffen. Um 17.19 Uhr musste die Gesuchstellerin 2 ihr Fahrprogramm um 41 MW reduzieren. Um 17.50 Uhr wies die Gesuchsgegnerin die Gesuchstellerin 2 an, die Einspeisung ab 18.00 Uhr von 945 MW auf 750 MW zu reduzieren. Anschliessend informierte die Gesuchsgegnerin die Gesuchstellerin 1 über diese Anordnung. Gemäss Gesuchstellerinnen standen keine Ersatzproduktionskapazitäten zur Verfügung und eine entsprechende Kompensation war aufgrund operativer Einschränkungen, insbesondere im grenzüberschreitenden Handelsgeschäft, nicht möglich. Die führte dazu, dass die Bilanzgruppe der Gesuchstellerin 1 unausgeglichen war (act. 3).
- 7 Die Gesuchsgegnerin stellte der Gesuchstellerin 1 daraufhin Rechnung für Ausgleichsenergie in der Höhe von [...] Euro (act. 3).

## B.

- 8 Mit Eingabe vom 11. September 2019 stellten die Gesuchstellerinnen bei der Eidgenössischen Elektrizitätskommission EICom ein Gesuch um Erlass einer Feststellungsverfügung und machten insbesondere geltend, die Kosten der Ausgleichsenergie zur Deckung der durch den Eingriff der Gesuchsgegnerin in den Kraftwerkseinsatz der Gesuchstellerin 2 verursachten Unterdeckung in der Bilanzgruppe der Gesuchstellerin 1 sei zu Unrecht in Rechnung gestellt und dem Kontokorrent der Gesuchstellerin 1 belastet worden.

- 9 Die EICom trat aufgrund – zumindest teilweise – mangelnder Zuständigkeit sowie mangels Vorliegens eines Feststellungsinteresses mit Verfügung vom 21. November 2019 nicht auf das Gesuch der Gesuchstellerinnen ein (Verfügung 212-00381 der EICom vom 21.11.2019; [www.el-com.admin.ch](http://www.el-com.admin.ch) > Publikationen und Veranstaltungen > Verfügungen > 2019).
- 10 Mit Eingabe vom 16. März 2020 haben die Gesuchstellerinnen Klage beim Handelsgericht des Kantons Aargau eingereicht. Mit Zwischenentscheid vom 9. April 2021 hielt das Handelsgericht fest, dass es zu einer Spaltung der Zuständigkeit für die einzelnen Klagebegehren komme (Urteil des Bundesgerichtes 4A\_275/2021 und 4A\_283/2021 vom 11. Januar 2022 zum Sacherhalt). Gegen diesen Entscheid haben alle Parteien Beschwerde in Zivilsachen beim Bundesgericht erhoben.
- 11 Das Bundesgericht kam mit Urteil 4A\_275/2021 und 4A\_283/2021 vom 11. Januar 2022 zum Schluss, dass es sich vorliegend um ein öffentlich-rechtliches Vertragsverhältnis handelt, welches dem Verwaltungsverfahren unterliegt (E. 5.2.4).

### C.

- 12 Mit Eingabe vom 21. Dezember 2022 reichten die Gesuchstellerinnen bei der EICom ein Gesuch betreffend rechtswidrige Verrechnung von Kosten für Ausgleichsenergie nach Eingriff von Swissgrid in den Kraftwerkseinsatz der Gesuchstellerin 2 am 22. August 2018 ein und stellten die folgenden Rechtsbegehren (act. 1):

*«1. Die Gesuchsgegnerin sei zu verpflichten, das Ausgleichsenergiekonto der Bilanzgruppe der Gesuchstellerin 1 (Energy Identification Code 12XBKW-HANDEL-X) bei der Gesuchsgegnerin für den Zeitraum 22. August 2018 von 18.00 Uhr bis 20.00 Uhr im Umfang von 327,75 MWh zu korrigieren bzw. auszugleichen.*

*2. Die Gesuchsgegnerin sei zu verpflichten, der Gesuchstellerin 1 [...] Euro zu bezahlen, zuzüglich 5% Zins seit dem 26. Oktober 2018.*

*3. In der Betreuung [...] des Regionalen Betriebsamts Buchs sei der Rechtsvorschlag der Gesuchsgegnerin vom 16. März 2022 im Umfang des Betrags in Schweizerfranken, welcher dem Wert von [...] Euro zum Wechselkurs Euro : Schweizerfranken am Tag des Entscheids im vorliegenden Verfahren entspricht, zu beseitigen.*

*4. Eventualiter zu Ziffer 2 und 3:*

*4.1 Die Gesuchsgegnerin sei zu verpflichten, der Gesuchstellerin 2 [...] Euro zu bezahlen, zuzüglich 5% Zins seit dem 26. Oktober 2018.*

*4.2 In der Betreuung [...] des Regionalen Betriebsamts Buchs sei der Rechtsvorschlag der Gesuchsgegnerin vom 26. April 2022 im Umfang des Betrags in Schweizerfranken, welcher dem Wert von [...] Euro zum Wechselkurs Euro : Schweizerfranken am Tag des Entscheids im vorliegenden Verfahren entspricht, zu beseitigen.*

*5. Unter Kosten- und Entschädigungsfolge zulasten der Gesuchsgegnerin.»*

- 13 Da die Beilagen im Umfang von ca. 250 Seiten nicht nummeriert waren, hat das Fachsekretariat der EICom (FS EICom) die Gesuchstellerinnen gebeten, dies nachzuholen. Mit Eingabe vom 25. Januar 2023 haben die Gesuchstellerinnen das Gesuch vom 21. Dezember 2022 mit nummerierten Beilagen eingereicht (act. 3).

- 14 Mit Schreiben vom 1. Februar 2023 eröffnete das FS ECom ein Verfahren nach dem Bundesgesetz über das Verwaltungsverfahren vom 20. Dezember 1968 (VwVG; SR 172.021) und setzte der Gesuchsgegnerin eine Frist zur Stellungnahme an (act. 7).
- 15 Mit Schreiben vom 3. April 2023 reichte die Gesuchsgegnerin innert erstreckter Frist eine Stellungnahme ein und stellte die folgenden Anträge (act. 10):
- «1. Das Gesuch sei vollumfänglich abzuweisen.*
- 2. Unter gesetzlichen Kosten- und Entschädigungsfolgen.»*
- 16 Mit Schreiben vom 4. April 2023 stellte das FS ECom den Gesuchstellerinnen ein Doppel der Stellungnahme der Gesuchsgegnerin zu und setzte ihnen eine Frist für die Einreichung einer Replik an (act. 11).
- 17 Mit Eingabe vom 2. Juni 2023 reichten die Gesuchstellerinnen innert erstreckter Frist eine Replik bei der ECom ein (act. 19).
- 18 Mit Schreiben vom 6. Juni 2023 stellte das FS ECom der Gesuchsgegnerin ein Doppel der Replik zu und lud sie ein, eine Duplik einzureichen (act. 20).
- 19 Die Gesuchsgegnerin reichte die Duplik innert erstreckter Frist mit Schreiben vom 16. August 2023 bei der ECom ein (act. 23).
- 20 Mit Eingabe vom 13. Oktober 2023 nahmen die Gesuchstellerinnen zur Duplik der Gesuchsgegnerin Stellung (act. 26).
- 21 Zu dieser Stellungnahme reichte die Gesuchsgegnerin mit Schreiben vom 16. November 2023 Bemerkungen bei der ECom ein (act. 28).
- 22 Mit Schreiben vom 8. Dezember 2023 nahmen die Gesuchstellerinnen zu den Bemerkungen der Gesuchsgegnerin Stellung (act. 30). Das FS ECom stellte die Stellungnahme der Gesuchstellerinnen vom 8. Dezember 2023 der Gesuchsgegnerin mit Schreiben vom 12. Dezember zur Kenntnis zu (act. 31).
- 23 Auf Einzelheiten des Sachverhalts und der Eingaben der Parteien wird – soweit entscheidrelevant – im Rahmen der Erwägungen eingegangen.

## II Erwägungen

### 1 Anwendbares Recht

- 24 Vorbehältlich besonderer übergangsrechtlicher Regelungen sind in zeitlicher Hinsicht grundsätzlich diejenigen Rechtssätze massgeblich, die bei der Erfüllung des rechtlich zu ordnenden oder zu Rechtsfolgen führenden Tatbestands Geltung haben (BGE 150 II 334 E. 4).
- 25 Vorliegend kommen keine Übergangsbestimmungen zur Anwendung. Die vorliegende Streitigkeit betrifft den Zeitraum August bis Oktober 2018. In materieller Hinsicht sind daher die entsprechenden gesetzlichen Grundlagen, die zu jenem Zeitraum Geltung hatten, nämlich das Bundesgesetz über die Stromversorgung vom 23. März 2007 (Stromversorgungsgesetz; StromVG; SR 734.7) mit Stand am 15. Mai 2018 (nachfolgend StromVG; Stand am 15. Mai 2018) und die Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 (StromVV; SR 734.71) mit Stand am 23. Mai 2018 (nachfolgend StromVV; Stand am 23. Mai 2018) anzuwenden.
- 26 Der für die Bestimmung der Zuständigkeit massgebende Zeitpunkt ist die Rechtshängigkeit. Die Zuständigkeit wird sodann anhand jener Normen beurteilt, die bei Eintritt der Rechtshängigkeit des Verfahrens in Kraft sind (WIEDERKEHR RENÉ/MEYER CHRISTIAN/BÖHM ANNA, VwVG Kommentar, Ausgabe 2022, Art. 7 Rz. 28).
- 27 Das vorliegende Gesuch wurde am 21. Dezember 2022 eingereicht. In Bezug auf die Zuständigkeitsprüfung werden im Folgenden die einschlägigen Bestimmungen angewendet, die zu jenem Zeitpunkt Geltung hatten, somit das StromVG mit Stand am 1. Juni 2021 (nachfolgend StromVG; Stand am 1. Juni 2021) sowie die StromVV mit Stand am 1. Oktober 2022 (nachfolgend StromVV; Stand am 1. Oktober 2022).

### 2 Zuständigkeit

- 28 Die Gesuchstellerinnen hatten mit Eingabe vom 16. März 2020 in der vorliegenden Sache bereits Klage beim Handelsgericht des Kantons Aargau eingereicht. Dieses hielt mit Zwischenentscheid vom 9. April 2021 fest, dass es zu einer Spaltung der Zuständigkeit für die einzelnen Klagebegehren komme. Gegen diesen Entscheid haben alle Parteien beim Bundesgericht Beschwerde in Zivilsachen erhoben.
- 29 Das Bundesgericht kam mit Urteil 4A\_275/2021 und 4A\_283/2021 vom 11. Januar 2022 zum Schluss, dass es sich vorliegend um ein öffentlich-rechtliches Vertragsverhältnis handelt, welches dem Verwaltungsverfahren unterliegt (E. 5.2.4). Sowohl bei der Betriebsvereinbarung zwischen der Gesuchstellerin 2 und der Gesuchsgegnerin wie auch beim Bilanzgruppenvertrag zwischen der Gesuchstellerin 1 und der Gesuchsgegnerin handle es sich um öffentlich-rechtliche Verträge. Entgegen dem Wortlaut des Artikels 5 Absatz 5 StromVV unterliege die Beurteilung von Streitigkeiten aus diesen Vertragsverhältnissen nicht der Zivilgerichtsbarkeit (E. 4.2 f. sowie E. 5.2.3 f.).
- 30 Mit Inkrafttreten des Mantelerlasses wurde sodann Artikel 5 StromVV aufgehoben und inhaltlich teilweise auf Gesetzesstufe gehoben, nicht jedoch Absatz 5, welcher für die Beurteilung von Vereinbarungen zwischen der Gesuchsgegnerin und Erzeugern, Netzbetreibern und übrigen Beteiligten betreffend Massnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit eine Zuständigkeit von Zivilgerichten vorsah.

- 31 Die Gesuchsgegnerin sorgt gemäss Artikel 20 Absatz 1 StromVG dauernd für einen diskriminierungsfreien, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb des Übertragungsnetzes als wesentliche Grundlage für die sichere Versorgung in der Schweiz und ist gestützt auf Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe c StromVG verpflichtet, bei Gefährdung des stabilen Netzbetriebes die notwendigen Massnahmen anzuordnen. Die Kostentragungspflicht für Ausgleichsenergie ergibt sich ebenfalls aus dem StromVG. Gemäss Artikel 15a Absatz 1 StromVG stellt die Gesuchsgegnerin den Bilanzgruppen die Kosten für Ausgleichsenergie individuell in Rechnung.
- 32 Gemäss Artikel 22 Absatz 1 StromVG überwacht die ECom die Einhaltung des Gesetzes, trifft die Entscheide und erlässt die Verfügungen, die für den Vollzug des Gesetzes und der Ausführungsbestimmungen notwendig sind. Im Rahmen ihrer Zuständigkeit nach StromVG kommt der ECom eine umfassende Kompetenz zu (Urteil des Bundesverwaltungsgerichtes A-3343/2013 vom 10. Dezember 2013 E. 1.1.2.2).
- 33 Daraus ergibt sich, dass die ECom für die Beurteilung der vorliegenden Streitigkeit zuständig ist.

### **3 Parteien und rechtliches Gehör**

#### **3.1 Parteien**

- 34 Als Parteien gelten nach Artikel 6 des Bundesgesetzes über das Verwaltungsverfahren vom 20. Dezember 1968 (VwVG; SR 172.021) Personen, deren Rechte oder Pflichten die Verfügung berühren soll, und andere Personen, Organisationen oder Behörden, denen ein Rechtsmittel gegen die Verfügung zusteht.
- 35 Die Gesuchstellerinnen 1 und 2 haben bei der ECom ein Gesuch um Erlass einer Verfügung eingereicht. Sie sind somit materielle Verfügungsadressatinnen. Ihnen kommt Parteistellung gemäss Artikel 6 VwVG zu. Im vorliegenden Verfahren ist streitig, ob die Verrechnung von Kosten für Ausgleichsenergie durch die Gesuchsgegnerin an die Gesuchstellerin 1 nach einem direkten Eingriff in den Kraftwerkseinsatz der Gesuchstellerin 2 zulässig war. Damit ist die Gesuchsgegnerin vom Ausgang dieses Verfahrens in ihren Rechten und Pflichten unmittelbar betroffen. Auch sie hat daher Parteistellung nach Artikel 6 VwVG.

#### **3.2 Rechtliches Gehör**

- 36 Den Parteien wurde im vorliegenden Verfahren Gelegenheit zur Stellungnahme zu den Eingaben der Gegenpartei(en) gegeben. Die von den Parteien vorgebrachten Anträge und die diesen zugrundeliegenden Argumente werden bei der materiellen Beurteilung behandelt. Damit wird das rechtliche Gehör der Parteien gewahrt (Art. 29 VwVG).

## 4 Vorbringen der Parteien

### 4.1 Gesuchstellerinnen

- 37 Die Gesuchstellerinnen machen geltend, dass es in der Bilanzgruppe BKW am 22. August 2018 keine Unterdeckung in der Energiebilanz gegeben hätte, wenn sich die Gesuchsgegnerin im Zusammenhang mit dem Netzengpass auf den fraglichen Leitungen an diesem Tag vertrags- und gesetzeskonform verhalten hätte (act. 3 Rz. 35). Nach einem Kraftwerkseingriff zur Aufrechterhaltung der Netzsicherheit hätte die Gesuchsgegnerin gemäss klarem Wortlaut der Betriebsvereinbarung (Anhang 5 Ziff. 1.3) am Folgetag das Ausgleichsenergiekonto der betroffenen Bilanzgruppen im Post-Scheduling-Verfahren um die gelieferte bzw. bezogene Redispatchenergie korrigieren müssen. Dies sei auch im Betriebsführungshandbuch so vorgesehen (Griff 8 Ziff. 8.10.1 Abs. 4) (act. 3 Rz. 72).
- 38 Nach Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe d StromVG müsse die Handhabung von Netzengpässen durch die Gesuchsgegnerin auf diskriminierungsfreie Weise erfolgen. Dies bedeute, dass die wirtschaftlichen Nachteile und Kosten eines Netzengpasses, der wie vorliegend nicht durch ein einzelnes Kraftwerk oder eine einzelne Bilanzgruppe, sondern durch eine Vielzahl von externen Einflussfaktoren verursacht worden sei, aufgrund des anwendbaren Gleichbehandlungs- und Verursacherprinzips nicht einem einzelnen Kraftwerk bzw. einer einzelnen zufällig betroffenen Bilanzgruppe auferlegt werden dürfe. Vielmehr seien solche Nachteile den allgemeinen Netzkosten zuzuordnen (Art. 15 StromVV). Die Verrechnung der Kosten für Ausgleichsenergie sei stossend, wenn für die Durchführung eines positiven Redispatches nicht genügend freie Leistungsreserven zur Verfügung stehen und daher Sekundär- und Tertiärregelleistung eingesetzt werden müsse. Die Kraftwerksbetreiber und Bilanzgruppenverantwortlichen könnten diesen Umstand weder vorhersehen, geschweige denn beeinflussen, weshalb die Pönalisierung gegen das im Stromversorgungsrecht verankerte Verursacherprinzip verstosse (act. 3 Rz. 74).
- 39 Die Gesuchsgegnerin sei gemäss Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe b StromVG verpflichtet, dafür zu sorgen, dass jederzeit genügend Regelenergie zur Verfügung stehe. Diese gesetzliche Verpflichtung gelte auch in Bezug auf Leistungsreserven für die Durchführung von Redispatch im Fall von kurzfristigen Netzengpässen. Vorliegend sei der Gesuchsgegnerin seit Langem bekannt gewesen, dass beim Netzknoten Innertkirchen ein struktureller Engpass bestehe. Zudem habe sich der kurzfristige Netzengpass am 22. August 2018 bereits zwei Tage im Voraus abgezeichnet, was die erfolgte D-2 Warnung belege. Ebenfalls bekannt sei der Gesuchsgegnerin gewesen, dass am 22. August 2018 die Leitung Innertkirchen-Mettlen planmässig teilweise ausser Betrieb gewesen sei, was zur Verschärfung der Engpassituation auf den Leitungen Peccia, Mörel, Bickigen 1 und 2 und Giswil beigetragen habe. Unter diesen Umständen wäre es demnach die gesetzliche Pflicht der Gesuchsgegnerin gewesen, für diesen spezifischen Fall rechtzeitig für genügend Leistungsreserven zu sorgen, um einen allenfalls notwendigen negativen Redispatch im Raum des Netzknotens Innertkirchen im Rahmen des vertraglich vorgeschriebenen Redispatch-Verfahrens ausgleichen zu können. Die Gesuchsgegnerin habe vorliegend nicht rechtzeitig genügend Leistungsreserven für die Durchführung des vorgesehenen Redispatches für den 22. August 2018 beim Netzknoten Innertkirchen reserviert und damit gegen ihre gesetzliche Pflicht zur Bereitstellung von ausreichend Regelenergie gemäss Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe b StromVG verstossen. Die Ursachen für den durch den strukturellen und kurzfristigen Engpass bedingten Einsatz von Sekundär- und Tertiärleistung am 22. August 2018 und die entsprechenden Kosten würden demnach im Verantwortungsbereich der Gesuchsgegnerin liegen. Diese Kosten seien durch die Verletzung von vertraglichen und gesetzlichen Pflichten durch die Gesuchsgegnerin und nicht durch die Gesuchstellerinnen verursacht worden (act. 3 Rz. 75 ff.).

- 40 Nur die Gesuchsgegnerin (und nicht die Gesuchstellerinnen) habe den Überblick über den Zustand des Übertragungsnetz zu diesem Zeitpunkt gehabt und hätte die entsprechenden präventiven Massnahmen treffen können. Die Verantwortung des Bilanzgruppenverantwortlichen ende dort, wo eine Unausgeglichenheit seiner Bilanzgruppe auf Umstände zurückzuführen sei, die sich wie vorliegend seinem Herrschafts- und Verantwortungsbereich entziehen würden. Die betreffenden Kosten für Ausgleichsenergie hätten daher gemäss Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe d StromVG i.V.m. Artikel 15 Absatz 1 Buchstabe b StromVV nicht der BKW verrechnet werden dürfen. Die Verrechnung der Kosten für Ausgleichsenergie am 22. August 2018 verstosse somit gegen das im StromVG und in der StromVV verankerte Verursacherprinzip (act. 3 Rz. 78 ff.).
- 41 Zwar sei die Gesuchsgegnerin berechtigt, als Letztmassnahme zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität Eingriffe in den Kraftwerksbetrieb vorzunehmen. Solche Eingriffe müssten jedoch gemäss ausdrücklicher gesetzlicher Regelung in Artikel 20 Absatz 1 und 2 Buchstabe d StromVG diskriminierungsfrei gestaltet werden. Es sei demnach mit den anwendbaren gesetzlichen Grundlagen nicht vereinbar, dass die zufällig Betroffenen die aus Eingriffen in den Kraftwerksbetrieb zur Aufrechterhaltung der gesamtschweizerischen Netzstabilität resultierenden Nachteile selber zu tragen hätten, wie dies heute der Fall sei (act. 3, Rz. 37).
- 42 Wenn die Gesuchstellerin 1 die rechtlich unverbindliche Leistungsmitre D-1 eingehalten und die Gesuchstellerin 2 zur Reduktion ihres Kraftwerkseinsatzes angewiesen hätte, wäre der KWO, bzw. deren Aktionären, aus der Produktionseinbusse ein wirtschaftlicher Verlust entstanden, für den sie von der Gesuchsgegnerin nicht entschädigt worden wäre. Ausserdem käme hinzu, dass sich die Engpasswarnungen der Gesuchsgegnerin in der Vergangenheit als sehr unzuverlässig erwiesen hätten (act. 3 Rz. 88).
- 43 Schliesslich weisen die Gesuchstellerinnen darauf hin, dass die Gesuchsgegnerin in dem mit dem vorliegenden Fall direkt vergleichbaren Netzengpass auf der Leitung zwischen Mühleberg und Bassecourt mit der betroffenen [...] eine Vereinbarung abgeschlossen habe, wonach diese für die mit dem Netzengpass zusammenhängenden Leistungsreduktionen entschädigt werde. Gemäss Artikel 20 Absatz 1 und 2 Buchstabe d StromVG sei die Gesuchsgegnerin verpflichtet, alle am Übertragungsnetz angeschlossenen Kraftwerke diskriminierungsfrei, d.h. unter gleichen Voraussetzungen gleich zu behandeln. Die rechtsungleiche Behandlung der Gesuchstellerinnen durch die Gesuchsgegnerin im Vergleich mit der [...] würde daher gegen diese gesetzlichen Bestimmungen verstossen. Gemäss Artikel 5 Absatz 2 StromVV habe die Gesuchsgegnerin zudem mit den Kraftwerksbetreibern die für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zu treffenden Massnahmen, insbesondere eine Regelung der Produktionsanpassung, auf rechtsgleiche Weise zu vereinbaren, was im Fall der Gesuchstellerin 2 im Vergleich mit der [...] nicht geschehen sei (act. 3 Rz. 79 f.).
- 44 Die Ursachen für den Netzengpass am 22. August 2018 und den aus diesem Grund erfolgten Eingriff der Gesuchsgegnerin in den Kraftwerkseinsatz der Gesuchstellerin 2 würden ausschliesslich im Verantwortungsbereich der Gesuchsgegnerin liegen. Die Gesuchstellerinnen hätten sich im Zusammenhang mit dem Netzengpass am 22. August 2018 in jeder Hinsicht vertrags- und rechtskonform verhalten. Der wegen des Netzengpasses erfolgte Eingriff der Gesuchsgegnerin in den Kraftwerkseinsatz der Gesuchstellerin 2 sei auch sonst in keiner Weise durch die Gesuchstellerinnen, sondern ausschliesslich durch die Gesuchsgegnerin verursacht worden. Somit seien die Kosten der verrechneten Ausgleichsenergie demnach in keiner Weise durch die Gesuchstellerinnen verursacht worden. Die Verursachung sei jedoch nach klarem Wortlaut von Artikel 15 Absatz 1 Buchstabe b StromVV Voraussetzung für die Verrechnung solcher Kosten. Die Kosten für Ausgleichsenergie seien demzufolge gemäss Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe d StromVG i.V.m. Artikel 15 Absatz 1 Buchstabe b StromVV sowie den anwendbaren vertraglichen Grundlagen der Gesuchstellerin 1 zu Unrecht in Rechnung gestellt und dem Kontokorrent der Gesuchstellerin 1 belastet worden (act. 3 Rz. 35).

## 4.2 Gesuchsgegnerin

- 45 Die Gesuchsgegnerin bringt vor, die sinngemässe Behauptung der Gesuchstellerinnen, dass für sämtliche Folgen eines tatsächlichen Engpasses die Gesuchsgegnerin ursächlich verantwortlich sei, aufgrund der tatsächlichen Gegebenheiten völlig verfehlt sei. Es sei faktisch schlicht unmöglich und widersinnig, dass jeder Kraftwerksbetreiber jederzeit seine volle Produktionskapazität in das Netz einspeisen können müsse, und zwar unbesehen der konkreten Netzsituation und immer zulasten der Allgemeinheit (act. 10, Rz. 15).
- 46 Die Gesuchstellerinnen hätten gewusst, dass aufgrund der besonderen Umstände (Ausserbetriebnahme der 220-kV-Leitung Innertkirchen-Mettlen) eine kritische Netzsituation vorgelegen habe. An all den Tagen zwischen dem 20. und dem 24. August 2018 hätten Redispatch-Massnahmen getroffen werden müssen und bereits am 21. August 2018 führte eine kritische Netzsituation in der Region Innertkirchen zu einem direkten Eingriff in den Kraftwerksbetrieb der Gesuchstellerin 2 durch die Gesuchsgegnerin. Deshalb musste den Gesuchstellerinnen am 22. August 2018 völlig bewusst gewesen sein, dass an diesem Tag mit einer kritischen Netzsituation zu rechnen sei (act. 10, Rz. 17 f.).
- 47 Der Abruf von Regelenergie bezwecke von Gesetzes wegen die Gewährleistung der Ausgeglichenheit der Regelzone Schweiz (Haltung der Frequenz) und sei kein Instrument für das Engpassmanagement. Die Massnahme eines Redispatch (geregelt in Anhang 5 der Betriebsvereinbarung i.V.m. dem Betriebsführungshandbuch) sei nicht jederzeit möglich und die Gesuchsgegnerin sei nicht zur Vorhaltung bzw. Sicherung von Redispatchleistung verpflichtet. Das StromVG sehe eine solche Verpflichtung gerade nicht vor. Davon zu unterscheiden sei der direkte Eingriff in den Kraftwerkseinsatz, zu dem die Gesuchsgegnerin von Gesetzes wegen (Art. 20 Abs. 2 Bst. c StromVG) zur Beseitigung der Gefährdung des stabilen Netzbetriebs verpflichtet sei (vgl. Griff 8 Betriebsführungshandbuch). Diese Anordnung erfolge gegenüber dem einspeisenden Kraftwerksbetreiber, durch welchen die Überlastung der vom Engpass betroffenen Leitung behoben werden könne, in concreto am 22. August 2018 bei der Gesuchstellerin 2. Als Letztmassnahme folge der direkte Eingriff in den Kraftwerkseinsatz einzig unter dem Gesichtspunkt der netztechnischen Erforderlichkeit. Ein anderer Kraftwerksbetreiber hätte zur Behebung der Gefährdung des stabilen Netzbetriebs gar nicht eingeschränkt werden können. Die Anordnung der Gesuchsgegnerin gegenüber der Gesuchstellerin 2 habe daher auf einer tatsächlich begründeten Erforderlichkeit beruht. Der direkte Eingriff sei damit begründet und folglich nicht diskriminierend (act. 10 Rz. 33 f. und 78).
- 48 Das Vorbringen der Gesuchstellerinnen, wonach die Gesuchsgegnerin mit der [...] eine Vereinbarung abgeschlossen habe, wonach Letztere für Lastreduktionen entschädigt würde, sei schliesslich nicht korrekt. Wie die Gesuchsgegnerin mit Medienmitteilung vom 19. Dezember 2019 transparent ausgewiesen habe, habe die Gesuchsgegnerin mit ausgewählten Kraftwerken in der Westschweiz eine Vereinbarung abgeschlossen, wonach die Kraftwerke verpflichtet worden seien, über die Weihnachtsfeiertage eine Mindestproduktion einzuhalten. Der Grund für diese Massnahme habe bei der beschränkten Verfügbarkeit des Transformators Bassecourt (der Reserve-Pol fiel aus) und des noch nicht installierten neuen Transformators Mühleberg (aufgrund noch vorhandener Mängel konnte die Werkabnahme nicht zum geplanten Zeitpunkt stattfinden) gelegen. Es handle sich somit bei der genannten Vereinbarung um eine Regelung für eine ungeplante, ausserordentliche Netzsituation über eine kurze Zeitdauer. Eine Vergleichbarkeit mit dem Engpass vom 22. August 2018 in der Region der Gesuchstellerin 2 liege nicht vor und entsprechend auch keine diskriminierende und rechtswidrige Handhabung von Netzengpässen durch die Gesuchsgegnerin (act. 10, Rz. 36 f.).

- 49 Der direkte Eingriff in den Kraftwerkeinsatz gemäss Griff 8 Ziffer 8.10 des Betriebsführungshandbuchs stelle eine Letztmassnahme zur Netzrettung dar und komme nur zum Einsatz, wenn trotz vorgängiger Massnahmen – namentlich mittels präventiver und operativer Massnahmen gemäss Anhang 5 der Betriebsvereinbarung – der gefährdete Netzzustand nicht verlassen werden könne und aus zeitlichen und technischen Gründen die Engpasssituation nicht mit ausreichend Redispatchleistung vollständig behoben werden könne (act. 10 Rz. 96). Am 22. August 2018 stand nach Kenntnis der Gesuchsgegnerin keine weitere Redispatchleistung zur Verfügung, sodass gemäss Betriebsführungshandbuch der direkte Eingriff in den Kraftwerkeinsatz habe erfolgen müssen, welcher definitionsgemäss einseitig sei und folglich zu einer Unausgeglichenheit der betroffenen Bilanzgruppe führe (act. 10 Rz. 109). Die Ausführungen der Gesuchstellerinnen zur Korrektur des Bilanzgruppen-Saldos, wonach die Gesuchsgegnerin verpflichtet sei, am Folgetag im Rahmen des Post-Scheduling-Verfahrens einen Korrekturfahrplan an die betroffenen Bilanzgruppenverantwortlichen zu versenden, fänden nur bei Durchführungen eines Redispatches Anwendung. Bei einem direkten Eingriff in den Kraftwerksbetrieb fehle es an einem Counterpart, weshalb dieses Vorgehen bereits aus technischen und objektiven Gründen nicht zur Anwendung kommen könne (act. 10, Rz. 104 f.).

## **5 Massnahmen der Gesuchsgegnerin bei Gefährdung des stabilen Netzbetriebes aufgrund eines Netzengpasses**

### **5.1 Rechtliche Grundlagen**

#### **5.1.1 Stromversorgungsrecht**

- 50 Nach Artikel 20 Absatz 1 Satz 1 StromVG ist die Gesuchsgegnerin verpflichtet, dauernd für einen diskriminierungsfreien, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb des Übertragungsnetzes als wesentliche Grundlage für die sichere Versorgung der Schweiz zu sorgen. Zu ihren Aufgaben gehört unter anderem, bei Gefährdung des stabilen Netzbetriebs die notwendigen Massnahmen anzuordnen, wobei sie die Einzelheiten mit den Kraftwerksbetreibern, den Netzbetreibern und weiteren Beteiligten regelt (Art. 20 Abs. 2 Bst. c StromVG). Gemäss Artikel 5 Absatz 2 StromVV vereinbart die Gesuchsgegnerin mit den Netzbetreibern, Erzeugern und übrigen Beteiligten auf einheitliche Weise die für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zu treffenden Massnahmen, insbesondere eine Regelung des automatischen Lastabwurfs sowie der Produktionsanpassung bei Kraftwerken im Fall einer Gefährdung des stabilen Netzbetriebs.

### 5.1.2 Betriebsvereinbarung und Betriebsführungshandbuch

- 51 Vorliegend hat die Gesuchsgegnerin mit der Gesuchstellerin 2 gestützt auf Artikel 5 Absatz 2 StromVV eine Betriebsvereinbarung abgeschlossen («Betriebsvereinbarung mit KWB für direkt am Übertragungsnetz angeschlossene Kraftwerke» [Version 2.0 vom 20. Juli 2010, act. 3 Beilage 22], vgl. Urteil 4A\_275/2021 und 4A\_283/2021 des Bundesgerichtes vom 11. Januar 2022, E. 4.2.1). Diese Vereinbarung regelt die notwendige Zusammenarbeit der Parteien betreffend Koordination des Betriebs des schweizerischen Übertragungsnetzes mit dem Betrieb des Kraftwerkes (Ziffer 3 der Vereinbarung). Gemäss Ziffer 4 der Betriebsvereinbarung ist der Kraftwerksbetreiber verpflichtet, die ihn betreffenden anerkannten betrieblichen, technischen und organisatorischen Regeln, insbesondere diejenigen des Transmission Codes, Metering Codes, der Allgemeinen Bedingungen für das Messdatenmanagement und die Informationsprozesse sowie des Betriebsführungshandbuches in der jeweils gültigen Fassung einzuhalten. Nach Ziffer 8 der Betriebsvereinbarung sind die einzuhaltenden operativen Prozesse an der Schnittstelle zum Übertragungsnetz im Betriebsführungshandbuch in seiner jeweils gültigen Fassung festgelegt. Im Betriebsführungshandbuch Netzführung CH (Version 4.0 vom Januar 2013) sind die Abläufe betreffend die Netzzustandsüberwachung und das Störfallmanagement geregelt. Als Notmassnahme zur Netzrettung ist dabei auch der direkte Eingriff in den Kraftwerkseinsatz vorgesehen (vgl. Ziffer 8 der Betriebsvereinbarung, act. 3 Beilage 22, sowie Ziffer 8.10 des Betriebsführungshandbuches, act. 3 Beilage 28).
- 52 In Anhang 5 der Betriebsvereinbarung (Version 3.0 des Anhangs vom 1. Januar 2014, act. 3 Beilage 24) sind die Massnahmen sowie die Prozesse der Gesuchsgegnerin bei Gefährdung des stabilen Netzbetriebes beschrieben. Dabei wird zwischen präventiven und operativen Massnahmen unterschieden. Die präventiven Massnahmen haben das Ziel, den Einsatz der operativen Massnahmen, vor allem Redispatch-Massnahmen, zu vermeiden und kommen im Bereich der Engpassregionen, welche von Swissgrid situativ identifiziert werden, zum Einsatz. (Ziff. 1.1. des Anhangs 5). Wenn die Engpässe trotz der präventiven Massnahmen immer noch bestehen bzw. kurzfristige Ereignisse eintreten, wird die Gesuchsgegnerin gemäss Ziffer 1.2 des Anhangs 5 der Betriebsvereinbarung entweder topologische Massnahmen oder den Eingriff in den Kraftwerkseinsatz mittels nationalem Redispatch oder internationalem Redispatch oder eine Kombination von topologischen Massnahmen und von Redispatch anwenden. Um den nationalen und internationalen Redispatch in der Schweiz abwickeln zu können, muss die Gesuchsgegnerin positive und negative Redispatchenergie bei den Kraftwerksbetreibern beschaffen. Die Kraftwerksbetreiber melden hierfür an die Gesuchsgegnerin via Kraftwerksfahrplan neben dem geplanten Betriebspunkt auch die maximale und minimale Produktionsleistung unter Berücksichtigung der hydrologischen Gegebenheiten pro Erzeugungseinheit. Im Redispatchfall (national und international) weist die Gesuchsgegnerin einzelne Erzeugungseinheiten, unter Berücksichtigung der Reservevorhaltung für Systemdienstleistungen (CH) an, die Produktion hoch- bzw. zurückzufahren. Im Post Scheduling-Verfahren wird von der Gesuchsgegnerin am nächsten Arbeitstag ein Korrekturfahrplan an die betroffenen Bilanzgruppenverantwortlichen der Kraftwerksbetreiber versendet und zur Abstimmung gebracht. Dieser korrigiert das Ausgleichsenergiekonto um die gelieferte resp. bezogene Redispatchenergie und gleicht die betroffenen Bilanzgruppen nach der Redispatch-Massnahme wieder aus (Ziffer 1.3 des Anhangs 5 der Betriebsvereinbarung).

## 5.2 Umsetzung in der Praxis

- 53 Die Massnahmen bei Gefährdung des stabilen Netzbetriebs in der Praxis wurden gemeinsam von der Gesuchsgegnerin und der Branche entwickelt (act. 10 Beilage 2 S. 15, act. 19 Rz. 11). Zur Wahrung der Netzsicherheit sind in der Praxis gemäss Fachbericht der Gesuchsgegnerin vom 27. März 2023 Ziffer 5 (Version 2.0) die folgenden Massnahmen vorgesehen (act. 10 Beilage 2 sowie act. 10 Rz. 62 ff.):

- 54 *Versand von Engpasswarnungen*: Stellt die Gesuchsgegnerin Engpässe im Netz fest, spricht sie eine Engpasswarnung aus. Diese Warnungen sind als Information für die Kraftwerksbetreiber zu sehen, damit diese ihren Kraftwerkseinsatz wirtschaftlich bestmöglich planen können und sie vor möglichen Einschränkungen frühzeitig gewarnt sind. Die Kraftwerksbetreiber erhalten erste Informationen bereits im Langfristhorizont (mehrere Monate im Voraus), welche bis einen Tag im Voraus (D-1) verfeinert werden. Aufgrund volatiler Einspeisung und ständiger Änderung der Kraftwerksproduktionsfahrpläne gibt es bis zum Echtzeitbetrieb noch Anpassungen.
- 55 *Topologische Massnahmen* (präventive Massnahmen): Die Gesuchsgegnerin versucht zunächst, die Engpässe durch präventive Massnahmen wie topologische Anpassungen zu entschärfen. Durch das Verbinden oder Trennen von Leitungen in den Schaltanlagen (z.B. Zweisammelschienenbetrieb oder Stufung der Phasenschiebertransformatoren) wird die Auslastung des Netzes optimiert und Lastflüsse werden im Rahmen der technischen Möglichkeiten angepasst.
- 56 *Redispatch*: Wenn die Engpässe trotz der präventiven Massnahmen noch immer bestehen bzw. durch kurzfristige Ereignisse eintreten, wird ein Redispatch durchgeführt. Ein Redispatch ist ein Eingriff in den Kraftwerkseinsatz (jedoch zu unterscheiden vom «direkten Eingriff in den Kraftwerkseinsatz», siehe dazu unten). Ein Redispatch wird bei mindestens zwei Kraftwerken ausgeführt. Ein Kraftwerk drosselt seine Produktion und ein anderes steigert zeitgleich die Produktion zur Kompensation. Voraussetzung für die Durchführung eines Redispatches ist somit, dass ausreichend Redispatchleistung verfügbar ist. Durch die Anordnung eines Redispatches stellt die Gesuchsgegnerin sicher, dass die Leistungsbilanz der Schweiz ausgeglichen wird. Aus diesem Grund erhalten die Bilanzgruppenverantwortlichen der Bilanzgruppen, welchen die betroffenen Kraftwerke zugeordnet sind, im Rahmen eines nachgelagerten Fahrplanmanagementprozesses (Post-Scheduling) jeweils einen Fahrplan in der Höhe des Redispatches.
- 57 *Direkter Eingriff in den Kraftwerkseinsatz*: Diese Massnahme wird als Letztmassnahme dann angewendet, wenn alle vorhergehenden Massnahmen ausgeschöpft sind (z.B. wenn aus technischen Gründen kein Redispatch möglich ist), um eine kritische Netzsituation zu beheben oder wenn unvorhersehbare Ereignisse eintreten. Mit diesem Eingriff wird ein Kraftwerk angewiesen, seine Stromeinspeisung sofort auf einen von der Gesuchsgegnerin vorgegebenen Wert zu reduzieren.

## **6 Zulässigkeit des direkten Eingriffs der Gesuchsgegnerin in den Kraftwerkseinsatz der Gesuchstellerin 2 am 22. August 2018**

- 58 Fraglich ist, ob der direkte Eingriff in den Kraftwerkseinsatz (als einseitiger Eingriff, nicht als zweiseitiger Redispatch) eine zulässige Massnahme bei Gefährdung des stabilen Netzbetriebes ist.
- 59 Die Gesuchstellerinnen bestreiten nicht, dass die Gesuchsgegnerin die Möglichkeit hat, gestützt auf Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe c StromVG bei Gefährdung des stabilen Netzbetriebes einen Kraftwerkseingriff anzuordnen (act. 19 Rz. 22 und 33). Jedoch sei rechtlich nicht festgelegt, wie die Massnahmen konkret auszugestalten sind und von wem die wirtschaftlichen Folgen der Massnahmen zu tragen seien. Die diesbezüglichen Einzelheiten seien gemäss Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe b Satz 2 StromVG (die Gesuchstellerinnen beziehen sich vermutlich auf Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe c Satz 2 StromVG), von der Gesuchsgegnerin mit den Kraftwerksbetreibern zu regeln, was vorliegend insbesondere in Bezug auf die Massnahmen im Fall eines Engpasses mit Anhang 5 der Betriebsvereinbarung geschehen sei. Die Betriebsvereinbarung sei somit entgegen der Auffassung der Gesuchsgegnerin vorliegend bezüglich der Art der Netzrettungsmassnahmen im Fall eines Engpasses und die Zuweisung der daraus entstehenden wirtschaftlichen Folgen die im Verhältnis zwischen den Parteien rechtlich allein massgebende Rechtsgrundlage (act. 19 Rz. 22).

- 60 Gemäss Gesuchstellerinnen sind in der Betriebsvereinbarung (Anhang 5 in der vorliegend rechtlich verbindlichen Version 3.0 vom 1. Januar 2014) andere operative Massnahmen als topologische Massnahmen und/oder Eingriffe in den Einsatz bestimmter Kraftwerke mittels Redispatch nicht vorgesehen. Diese Aufzählung der operativen Massnahmen in Ziffer 1.2 des Anhangs 5 zur Betriebsvereinbarung sei aufgrund der Formulierung dieser Bestimmung abschliessend. Danach habe jeder Eingriff in den Kraftwerkseinsatz – und somit auch ein (angeblicher) «direkter Eingriff in den Kraftwerkseinsatz» – bei einem kurzfristigen betrieblichen Netzengpass mittels nationalem oder internationalem Redispatch zu erfolgen. Die (rechtswidrige) Unterscheidung der Gesuchsgegnerin zwischen einem vollständigen Redispatch bei einem «Eingriff in den Kraftwerkseinsatz» und einem unvollständigen Redispatch bei einem «direkten Eingriff in den Kraftwerkseinsatz» sei damals von der Gesuchsgegnerin so angewendet worden und werde dies auch heute noch. Diese Unterscheidung sei jedoch diskriminierend und bestritten und stehe im Widerspruch zu den gesetzlichen Grundlagen sowie den entsprechenden Regelungen in der Betriebsvereinbarung (act. 3 Rz. 65). Anhang 5 der Betriebsvereinbarung lege fest, dass Kraftwerkseingriffe ausschliesslich in Form eines nationalen oder internationalen Redispatches mit anschliessendem Ausgleich der betroffenen Bilanzgruppe zu erfolgen haben (act. 19 Rz. 33). Gemäss Gesuchstellerinnen ist somit ein sogenannter direkter Kraftwerkseingriff zwar zulässig, jedoch als Redispatch mit nachfolgendem Ausgleich der betroffenen Bilanzgruppe auszugestalten (vgl. act. 19 Rz. 22).
- 61 Die Gesuchsgegnerin entgegnet diesem Vorbringen, die Betriebsvereinbarung begründe keinen Rechtsanspruch auf eine Redispatch-Massnahme. Es sei widersinnig zu verlangen, ein direkter Eingriff in den Kraftwerksbetrieb (als eine Notmassnahme zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebs) sei als Redispatch mit nachfolgendem Ausgleich der betroffenen Bilanzgruppe auszugestalten. Hierfür bestehe weder eine rechtliche Grundlage in der Stromversorgungsgesetzgebung noch liesse sich eine solche Forderung mit dem Sinn und Zweck von Artikel 15a StromVG vereinbaren.
- 62 Nach Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe c StromVG hat die Gesuchsgegnerin bei Gefährdung des stabilen Netzbetriebs die notwendigen Massnahmen anzuordnen. Die Einzelheiten regelt sie mit den Kraftwerksbetreibern, den Netzbetreibern und den übrigen Beteiligten, was sie vorliegend mit der Betriebsvereinbarung getan hat (vgl. Rz. 50 ff.).
- 63 In Anhang 5 der vorliegend massgebenden Version des Anhangs der Betriebsvereinbarung vom 1. Januar 2014 (Version 3.0) ist unter den operativen Massnahmen für die Behebung von Engpässen die Möglichkeit eines direkten Eingriffes in den Kraftwerkseinsatz in der Tat nicht direkt erwähnt. Die Ergänzung, dass, wenn die Engpässe trotz Anwendung dieser präventiven und operativen Massnahmen immer noch bestehen, die Gesuchsgegnerin unter anderem den «direkten» Eingriff in den Kraftwerkseinsatz gemäss Betriebsführungshandbuch anwenden wird, wurde erst in der Version 4.0 vom 31. Juli 2018 aufgenommen, welche die Gesuchstellerin 2 am 28. Oktober 2019 unter dem Vorbehalt unterzeichnete, dass die Gesuchstellerinnen die diskriminierende und damit rechtswidrige Praxis der Gesuchsgegnerin beim direkten Kraftwerkseingriff und die daraus resultierende Belastung der Bilanzgruppe mit Ausgleichsenergiekosten auch weiterhin und trotz Unterzeichnung der Version 4.0 nicht akzeptieren würden (act. 3 Beilagen 26 und 27).

- 64 In der vorliegend massgebenden Version des Betriebsführungshandbuchs Netzbetrieb CH der Gesuchsgegnerin (Version 4.0 vom Januar 2013, act. 3 Beilage 28), worauf in der Betriebsvereinbarung explizit verwiesen wird (siehe oben Rz. 51 ff.) ist der «direkte» Eingriff in den Kraftwerkseinsatz jedoch beschrieben. Danach ist der direkte Eingriff in den Kraftwerkseinsatz eine Notmassnahme zur Netzrettung, welche in Anwendung von Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe c StromVG von der NLÜ (nationale Leitstelle des Übertragungsnetzes) in der Netzbetriebsführung angewandt wird, falls trotz vorgängigen Massnahmen der gefährdete Netzzustand nicht verlassen werden kann oder falls sich das Übertragungsnetz im gestörten Netzzustand befindet. Dieser Notprozess kommt gemäss Betriebsführungshandbuch zur Anwendung, wenn eine Engpasssituation vorliegt, welche durch CH-interne Mittel zu beseitigen ist und aus zeitlichen oder technischen Gründen nicht mit nationalem Redispatch vollständig behoben werden kann. Ein direkter Eingriff in den Kraftwerkseinsatz kann durch folgende Gründe erforderlich werden: Betriebsmittelausfall, die Kraftwerksbetreiber haben die präventiven Produktionsgrenzwerte nicht berücksichtigt, die präventiven Produktionsgrenzwerte waren unzureichend oder aufgrund grenznaher Ereignisse im Ausland (Ziffer. 8.10 des Betriebsführungshandbuchs).
- 65 Gemäss Ziffer 4 der Betriebsvereinbarung (Version 2.0 vom 20. Juli 2010, act. 3 Beilage 22) ist der Kraftwerksbetreiber verpflichtet, die ihn betreffenden anerkannten, betrieblichen, technischen und organisatorischen Regeln, insbesondere auch diejenigen des Betriebsführungshandbuchs in der jeweils gültigen Fassung, einzuhalten. Im Betriebsführungshandbuch ist der direkte Eingriff in den Kraftwerkseinsatz als Notmassnahme zur Netzrettung dabei wie erwähnt auch ausdrücklich vorgesehen. Festgehalten werden kann demnach, dass neben dem Redispatch (als Eingriff in den Einsatz von zwei Kraftwerken) auch der «direkte» (einseitige) Eingriff in den Kraftwerkseinsatz eine anerkannte Notmassnahme für die Gewährleistung des stabilen Netzbetriebs darstellt, welche im Betriebsführungshandbuch, auf welche die gestützt auf Artikel 5 Absatz 2 StromVV zwischen der Gesuchsgegnerin und der Gesuchstellerin 2 abgeschlossene Betriebsvereinbarung explizit verweist, vorgesehen ist.
- 66 Zwar bringen die Gesuchstellerinnen vor, die Aufzählung der operativen Massnahmen in Ziffer 1.2 des Anhangs 5 der Betriebsvereinbarung sei aufgrund der Formulierung dieser Bestimmung abschliessend. Demzufolge gebe es gemäss dieser Bestimmung keinen «direkten Kraftwerkseingriff», welcher nicht mittels vollständigem Redispatch erfolge, die Unterscheidung der Gesuchsgegnerin zwischen einem vollständigen Redispatch bei einem Eingriff in den Kraftwerkseinsatz und einem unvollständigen Redispatch bei einem direkten Eingriff in den Kraftwerkseinsatz sei somit rechtswidrig (act. 3 Rz. 65). Schliesslich stellen die Gesuchstellerinnen jedoch nicht den «direkten» (einseitigen) Eingriff in den Kraftwerkseinsatz an sich in Frage, sondern vielmehr die Tatsache, dass die Gesuchsgegnerin im Anschluss an den Eingriff die angeordnete Leistungsreduktion nicht mittels Ausgleichs der Bilanzgruppe «kompensiert» hat. Gemäss Auffassung der Gesuchstellerinnen hätte der direkte Eingriff in den Kraftwerkseinsatz zwar nicht mit freier Leistungsreserve, sondern mit Sekundär- und Tertiärregelleistung kompensiert werden sollen. Sie machen geltend, auch der «direkte Eingriff in den Kraftwerkseinsatz» gemäss Betriebsführungshandbuch, wie in Ziffer 1.2 des Anhangs 5 zur Betriebsvereinbarung vorgesehen, müsse mit einem nationalen Redispatch erfolgen. Dieser im Betriebsführungshandbuch definierte operative Prozess sei für die Gesuchsgegnerin verbindlich und hätte von ihr beim Netzengpass am 22. August 2018 befolgt werden sollen. Dies habe sie zwar getan, jedoch habe sie vertrags- und rechtswidrig die Kosten als Ausgleichsenergie der Gesuchstellerin 1 verrechnet (act. 3 Rz. 67 f.; zur Frage der Kostentragung vgl. Rz. 90 ff.).
- 67 Die Gesuchstellerinnen machen geltend, die Gesuchsgegnerin habe dadurch, dass sie nicht rechtzeitig genügend Leistungsreserven für die Durchführung des vorhersehbaren Redispatches für den 22. August 2018 beim Netzknoten Innertkirchen reserviert hat, gegen ihre gesetzliche Pflicht zur Bereitstellung von ausreichend Regelenergie nach Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe b StromVG verstossen (act. 3 Rz. 77).

- 68 Nach Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe b StromVG ist die Gesuchsgegnerin für das Bilanzmanagement verantwortlich und stellt die weiteren Systemdienstleistungen einschliesslich Bereitstellung von Regelenergie sicher. Die zu diesem Zweck benötigten Kraftwerkskapazitäten sind von der Gesuchsgegnerin nach transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu beschaffen. Der Begriff Regelenergie bedeutet nach Artikel 4 Absatz 1 Buchstabe e StromVG den automatischen oder von Kraftwerken abrufbaren Einsatz von Elektrizität zur Einhaltung des geplanten Elektrizitätsaustausches und zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebes.
- 69 Es gibt verschiedene Ursachen, die zu einer Gefährdung des stabilen Netzbetriebs führen. Hervorzuheben ist einerseits eine Unausgeglichenheit zwischen Produktion und Verbrauch, die dazu führt, dass die Frequenz von 50 Hz (im gesamten Netz) nicht gehalten werden kann. Andererseits können sogenannte Engpässe, die insbesondere z.B. aufgrund von Ausserbetriebnahmen von Netzelementen entstehen, dazu führen, dass die (n-1)-Sicherheit<sup>1</sup> nicht mehr erfüllt ist (vgl. dazu auch Transmission Code 2013, Ziffer 2.1.3 [1] b). Diesen Gefährdungslagen wird mit unterschiedlichen Massnahmen entgegengetreten: Besteht eine Unausgeglichenheit zwischen Produktion und Verbrauch, so hat die Gesuchsgegnerin Regelenergie nach Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe b StromVG einzusetzen. Diese sorgt für einen Ausgleich im gesamten Netz. Ein Engpass hingegen ist ein lokales Problem, dem mit den oben beschriebenen (lokalen) Massnahmen zu begegnen (vgl. Rz.53 ff.).
- 70 Vorliegend bestand am 22. August 2018 ein Engpass im Netz (act. 3 Rz. 1 ff. und act. 10 Rz. 11 ff.). Ein Einsatz von Regelenergie nach Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe b StromVG kam zu dessen Behebung deshalb nicht in Frage. Regelenergie war zu diesem Zeitpunkt genügend vorhanden und musste von der Gesuchsgegnerin anschliessend auch eingesetzt werden, und zwar zum Ausgleich der Regelzone, aber nicht zur Behebung des Netzengpasses. Die Gesuchsgegnerin hat somit ihre gesetzliche Pflicht zur Bereitstellung von ausreichender Regelenergie nach Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe b StromVG vorliegend nicht verletzt.
- 71 Das Vorliegen einer gesetzlichen oder vertraglichen Grundlage, welche die Gesuchsgegnerin verpflichtet hätte, Redispatchleistung vorzuhalten, um dem vorliegend relevanten Netzengpass mit einem Redispatch zu begegnen, ist weder ersichtlich noch wird eine solche von den Gesuchstellerinnen dargetan. Besteht jedoch keine Pflicht zur Vorhaltung von Redispatchleistung für die Behebung eines Netzengpasses, kann auch keine Verpflichtung der Gesuchsgegnerin zur Durchführung eines (notwendigerweise «zweiseitigen» resp. «symmetrischen») Redispatches bestehen, wenn die dafür benötigte Leistung nicht zur Verfügung steht.
- 72 Die Gesuchstellerinnen bringen weiter vor, sie könnten mangels genauer Kenntnis der Situation am 22. August 2018 nicht beurteilen, ob der fragliche Kraftwerkseingriff für die Aufrechterhaltung des sicheren Netzbetriebs tatsächlich notwendig war (act. 19 Rz. 32). Sie machen geltend, dass es sich beim vorliegend herangezogenen Fachbericht der Gesuchsgegnerin um eine Parteibehauptung handelt, die in Bezug auf die vorliegend zu entscheidenden Rechtsfragen keinerlei Beweiskraft habe (act. 19 Rz. 4).

---

<sup>1</sup> Die n-1-Sicherheit besagt, dass bei einem Ausfall eines beliebigen Netzelementes die Belastungswerte der verbleibenden Netzelemente nicht über 100 Prozent steigen dürfen.

- 73 Nach Artikel 19 VwVG finden auf das Beweisverfahren ergänzend die Artikel 37, 39–41 und 43–61 des Bundesgesetzes über den Bundeszivilprozess vom 4. Dezember 1947 (BZP; SR 273) sinngemäss Anwendung. Nach Artikel 40 BZP würdigt der Richter die Beweise nach freier Überzeugung. Er wägt mit das Verhalten der Parteien im Prozesse, wie das Nichtbefolgen einer persönlichen Vorladung, das Verweigern der Beantwortung richterlicher Fragen und das Vorenthalten angeforderter Beweismittel. Freie Beweismittelwürdigung heisst auch, dass die Behörde die Überzeugungskraft der erhobenen Beweise von Fall zu Fall anhand der konkreten Umstände prüft und bewertet, ohne dabei an starre Regeln gebunden zu sein, die ihr vorschreiben, welchen Beweiswert die einzelnen Beweismittel im Verhältnis zueinander haben (BERNHARD WALDMANN in Bernhard Waldmann / Patrick L. Krauskopf (Hrsg), Praxiskommentar Verwaltungsverfahrensgesetz, 2023, 3. Auflage, Art. 19 VwVG, Rz. 20).
- 74 Vorliegend verfügt zwar allein die Gesuchgegnerin als Betreiberin des Übertragungsnetzes und damit auch der vorliegend relevanten Leitungen über sämtliche Informationen betreffend die vorliegend relevante Netzsituation im August 2018. Die Ausserbetriebnahme der 220-kV-Leitung Innertkirchen–Mettlen wurde von der Gesuchgegnerin jedoch bereits im November 2017 gegenüber den Gesuchstellerinnen kommuniziert (act. 10 Beilage 2, S. 17). Den Gesuchstellerinnen musste zudem bewusst gewesen sein, dass es sich dabei um eine für den Abtransport der Energie in der Region wichtige Leitung handelt. Die allgemeine Netzsituation im Gebiet der Gesuchstellerin 2 war diesen somit bekannt: Die Leitung Innertkirchen–Mettlen wurde schliesslich vom 20. bis am 24. August 2018 ausser Betrieb genommen. In diesen Tagen führten verschiedene Faktoren zu einer kritischen Netzsituation und schliesslich zum Engpass, nämlich einerseits hohe Exporte von der Schweiz ins Ausland, insbesondere nach Deutschland, und andererseits, aufgrund der hohen Preise im Ausland, eine hohe Produktion der Kraftwerke in der Schweiz. Hinzu kam eine Ausserbetriebnahme des Kernkraftwerkes Mühleberg.
- 75 Konkret präsentiert sich die Ausgangslage wie folgt: Vorliegend sind die Kraftwerke der Gesuchstellerin 2 an den drei Unterwerken Grimsel, Handeck und Innertkirchen mit Spannung 220 kV an die Netzebene 1 angeschlossen. Die Kraftwerke der Gesuchstellerin 2 Innertkirchen 1, Innertkirchen 2, Hopflauenen und Führen speisen in das Unterwerk Innertkirchen 150 kV ein und werden durch zwei Transformatoren 220/132 kV an das Übertragungsnetz angebunden. Über eine 132 kV-Leitung nach Wilderswil und danach Wattenwil wird ein Teil der Produktion von Innertkirchen direkt in das Netz der Gesuchstellerin 1 eingespeist. Wegen der Ausserbetriebnahme der 220-kV-Leitung Innertkirchen – Mettlen (vom 20.08.2018 um 07.00 Uhr, bis am 24.08.2018 um 17.00 Uhr), über die Energie in Richtung Mettlen abtransportiert werden kann, war die Netzsituation in der Region bereits seit dem 20. August 2018 angespannt. Aufgrund der Netztopologie (Auftrennung des Netzes in Ost-/West-Richtung im UW Mörel, Ausserbetriebnahme der 220-kV-Leitungen Innertkirchen – Mettlen und Airolo – Lavorgo) standen am 22. August 2018 deshalb nur noch acht Netzelemente für den Abtransport der gesamten Produktion der Zonen Oberwallis (Region Mörel), Oberhasli (Kraftwerke der Gesuchstellerin 2) und Tessin zur Verfügung, nämlich:
- die 220-kV-Leitungen Bickigen – Innertkirchen 1 und 2 nach Norden, welche durch die Betriebstopologie und/oder die Trafoeinstellungen in Bickigen beeinflusst werden können;
  - die 220-kV-Leitung Giswil – Innertkirchen, die durch die Betriebstopologie und/oder die Trafoeinstellung in Mettlen beeinflusst werden können;
  - die 220-kV-Leitung Airolo – Mettlen, die von der Betriebstopologie und/oder der Trafoeinstellung in Mettlen beeinflusst werden kann;
  - die 220-kV-Leitung All'Acqua – Ponte – Verampio – Pallanzeno;
  - der 380/220-kV-Transformator in Lavorgo (PST), der den Lastfluss in den 220-kV-Leitungen Lavorgo – Peccia beim Ausfall der 220-kV-Leitung Avegno – Caveragno und 220-kV-Leitung Avegno – Magadino beim Ausfall der 220-kV-Leitung Iragna – Soazza beeinflussen kann;
  - der 380/220-kV-Transformator in Soazza, der einen begrenzten Einfluss auf den Abtransport der Produktion der Region mit dieser Topologie hatte;

- die Leitungen Magadino – Manno – Mendrisio – Cagno, deren Lastfluss von der Belastung im Tessin und dem Transit durch den 380/150-kV-Transformator Mendrisio abhängt;
  - die Leitung Wattenwil – Wimmis.
- 76 Nach Angaben im Fachbericht der Gesuchsgegnerin vom 27. März 2023 (act. 10 Beilage 2) seien gemäss der Vortags-Analyse (Day Ahead Congestion Forecast) der Gesuchsgegnerin Überlastungen in Echtzeit auf der 220-kV-Leitung Giswil – Innertkirchen nach Ausfall der 220 kV-Leitung Bickigen – Innertkirchen 1 zu erwarten gewesen. Aus diesem Grund habe die Gesuchsgegnerin am 22. August 2018 die Stufung der Transformatoren in Mettlen und Bickigen als präventive Massnahme zur Reduktion der Überlast umgesetzt. Die Stufen der Transformatoren in Bickigen und Mettlen seien ab 17.45 Uhr nicht mehr angepasst worden. In Mettlen habe nicht weiter gestuft werden können, da ansonsten Spannungsprobleme im 220-kV-Netz aufgetreten wären. Die Spannung im 220-kV-Unterwerk Mettlen sei schon auf 245 kV gewesen, was der maximal zugelassenen Betriebsspannung entsprochen habe. Eine weitere Stufung in Bickigen hätte die anderen Engpässe verstärkt.
- 77 Sodann waren die präventiven topologischen Massnahmen (Stufung Transformatoren in Bickigen und Mettlen) gemäss Darstellung der Gesuchsgegnerin am 22. August 2018 ausgeschöpft. Weiter bestand nach Angaben der Gesuchsgegnerin keine Möglichkeit, einen Redispatch durchzuführen. Aus der Darstellung der Gesuchsgegnerin ergibt sich sodann, dass die Auslastung der Leitung Giswil-Innertkirchen an jenem Abend auch nach dem fraglichen Kraftwerkseingriff mit über 90 Prozent noch ausserordentlich hoch war. Gemäss ex-post-Berechnungen der Gesuchsgegnerin hätte sich die tatsächliche Belastung der 220-kV-Leitung Giswil-Innertkirchen am 22. August 2018 abends ohne Eingriff der Gesuchsgegnerin in den Kraftwerkseinsatz der Gesuchstellerin 2 auf über 100 Prozent erhöht (n-Belastung). Die Situation ohne direkten Eingriff in den Kraftwerkseinsatz hätte somit mit sehr grosser Wahrscheinlichkeit zu einer Schutzauslösung der 220-kV-Leitung Giswil – Innertkirchen geführt. Diese Leitung wäre somit zum Schutz vor Schäden der Bauteile des Übertragungsnetzes automatisiert ausser Betrieb gegangen. Ein Grossteil des Lastflusses der 220-kV-Leitung Giswil – Innertkirchen würde bei einem Ausfall auf die beiden 220-kV-Leitungen Bickigen – Innertkirchen übertragen, sodass die beiden Leitungen mit ca. 92 % belastet wären. Insbesondere wären diese beiden Leitungen anschliessend stark gefährdet gewesen, da der Ausfall von einem weiteren Netzelement zu einer sofortigen Überlastung dieser beiden Leitungen führen würde. Das Sicherheitskriterium, dass das Netz nach dem Ausfall eines Netzelements sicher weiterbetrieben werden kann, war somit nicht weiter erfüllt und erforderte die sofortige Umsetzung von Massnahmen. Die einzige verfügbare Massnahme im vorliegenden Fall war wiederum nur der direkte Eingriff in den Kraftwerkseinsatz. Ausserdem führte der Ausfall der 220-kV-Leitung Giswil – Innertkirchen zu einer sehr angespannten Netzsituation, da die Unterwerke Giswil und Littau nur noch durch eine Stickleitung mit dem restlichen Netz verbunden wären und die Leitungen Bickigen – Innertkirchen stark belastet wären. Während des kritischen Zeitfensters wurden bei diesen beiden Unterwerken Ausspeisungen bis 200 MW beobachtet. Beim Ausfall der 220-kV-Leitung Giswil – Innertkirchen wäre diese Last radial mit dem restlichen Netz verbunden gewesen, was heisst, dass diese Last bei einem weiteren Ausfall der 220-kV-Leitung Bickigen – Innertkirchen nicht mehr gedeckt hätte werden können. (act. 10 Beilage 2, S. 33 ff.).
- 78 Die Gesuchsgegnerin hat vorliegend nachvollziehbar und überzeugend begründet, weshalb sie in der damals vorliegenden Situation von einer Gefährdung des stabilen Netzbetriebes ausging. Die Darstellung der Gefährdungslage durch die Gesuchsgegnerin erscheint schlüssig und passt vollends ins Gesamtbild der Netzsituation, welches sich am 22. August 2018 in der Region der Gesuchstellerin 2 abzeichnete. Die Gesuchstellerinnen bringen zudem nicht vor, welche Angaben der Gesuchsgegnerin sie konkret in Zweifel ziehen.

- 79 Zusammengefasst ergibt sich, dass der stabile Netzbetrieb im Gebiet der Gesuchstellerin 2 als gefährdet zu betrachten war. Ohne entsprechende Massnahmen der Gesuchsgegnerin ist mit überwiegender Wahrscheinlichkeit davon auszugehen, dass der stabile Netzbetrieb nicht mehr gewährleistet gewesen wäre. Nicht auszuschliessen ist zudem, dass es ohne Massnahmen sogar noch zu weitergehenden Störungen hätte kommen können. So ist beispielsweise insbesondere das Unterwerk Littau ein wichtiger Ausspeisepunkt für die Versorgung des Grossraums Luzern und der dort angesiedelten Industrie. Die Gesuchsgegnerin war aufgrund ihrer Aufgabe nach Artikel 20 Absatz 1 Buchstabe c StromVG somit verpflichtet, die notwendigen Massnahmen anzuordnen. Mangels alternativer Möglichkeiten (topologische Massnahmen oder Redispatch) war die Anordnung eines direkten Eingriffes in den Kraftwerkseinsatz als Letztmassnahme in der damals vorliegenden Situation somit zwingend angezeigt, zumal es im Interesse aller Netznutzer ist, dass bei einer sich im Netz abzeichnenden Gefährdungslage aufgrund der potentiell schwerwiegenden Auswirkungen eines ungeplanten Ausfalls von Netzelementen infolge Überlastung keine Risiken eingegangen werden.
- 80 Fraglich ist schliesslich, ob der vorliegend als notwendig betrachtete direkte Eingriff in den Kraftwerkseinsatz zwingend bei der Gesuchstellerin 2 zu erfolgen hatte oder ob dieser Eingriff auch bei einem oder mehreren anderen Kraftwerksbetreiber(n) hätte erfolgen können.
- 81 Die Gesuchstellerinnen machen geltend, neben der Gesuchstellerin 2 seien gemäss Gesuchsgegnerin an dem durch die Ausserbetriebnahme der Leitung Innertkirchen–Mettlen verursachten Engpass acht weitere Einspeisepunkte beteiligt gewesen. Die Gesuchsgegnerin könne demnach nicht schlüssig nachweisen, dass die Gesuchstellerin 2 am 22. August 2018 den ausschlaggebenden Beitrag zum Engpass gegeben habe und damit den fraglichen Kraftwerkseingriff tatsächlich verursacht habe (act. 19 Rz. 16). Die Gesuchstellerinnen machen zudem geltend, es liege kein Beweis vor, dass der fragliche Engpass nur durch den Kraftwerkseingriff bei der Gesuchstellerin 2 beseitigt werden konnte (act. 19 Rz. 20).
- 82 Die Gesuchsgegnerin bringt vor, ein anderer Kraftwerksbetreiber hätte zur Behebung der Gefährdung des stabilen Netzbetriebs gar nicht eingeschränkt werden können (act. 10 Rz. 78).
- 83 Vorliegend wurde der Engpass tatsächlich durch verschiedene Faktoren verursacht und nicht (alleine) durch die Einspeisung der Gesuchstellerin 2 (Rz. 74). Für die Frage, ob die Gesuchsgegnerin berechtigt war, bei der Gesuchstellerin 2 den direkten Kraftwerkseingriff durchzuführen, ist vielmehr relevant, durch welche Massnahme in der vorliegenden Situation der stabile Netzbetrieb aufrecht erhalten werden konnte. Darauf wird im Folgenden eingegangen.
- 84 Die von der Gesuchsgegnerin ex-post durchgeführte «Power Flow Decomposition» zeigt, dass die drei Einspeiseknoten von der Gesuchstellerin 2 (Innertkirchen, Grimsel, Handeck) die Hauptbeiträger zum Engpass auf der 220-kV-Leitung Giswil–Innertkirchen waren. Ebenso zeigt die Darstellung der Power Transfer Distribution Factors, dass die Produktion der Gesuchstellerin 2 und die Last des Knotens Wimmis den stärksten Einfluss auf die Belastung der 220-kV-Leitung Giswil – Innertkirchen hatten. Die Produktion im Oberwallis habe zwar aufgrund der Ausserbetriebnahme der 220-kV-Leitung Serra – Pallanzeno und des Zweisammelschienenbetriebs in Mörel auch einen signifikanten Einfluss auf den Engpass in der Region gehabt, allerdings habe die höhere Produktionskapazität und der hohe Einfluss der Produktion der Gesuchstellerin 2 auf die Belastung der 220-kV-Leitung Giswil – Innertkirchen ebenfalls zum Schluss geführt, dass die Gesuchstellerin 2 für den Hauptteil der Belastung des Engpasses verantwortlich war (vgl. act. 10, Beilage 2 Ziffer 9.2.3). Nicht korrekt ist sodann das Vorbringen der Gesuchstellerinnen, dass neben der Gesuchstellerin 2 gemäss Gesuchsgegnerin an dem durch die Ausserbetriebnahme der Leitung Innertkirchen–Mettlen verursachten Engpass acht weitere Einspeisepunkte beteiligt gewesen seien. Vielmehr standen am 22. August 2018 nur noch acht Netzelemente für den Abtransport der gesamten Produktion der Zonen Oberwallis (Region Mörel), Oberhasli (Kraftwerke der Gesuchstellerin 2) und Tessin zur Verfügung (vgl. Rz. 75; act. 10 Beilage 2 Ziffer 6.1).

- 85 Die Gesuchsgegnerin hat vorliegend glaubhaft dargelegt, dass in der vorliegenden Situation der direkte Eingriff in den Kraftwerkseinsatz bei der Gesuchstellerin 2 geeignet und erforderlich war und ein allfälliger Eingriff bei einem oder mehreren anderen Kraftwerksbetreiber(n) in Bezug auf die vorliegend angestrebte Beseitigung des Engpasses nicht in gleichem Masse zielführend gewesen wäre. Andere Massnahmen im Kompetenzbereich der Gesuchsgegnerin, die eine gleiche Reduktion der Belastung pro Megawatt gehabt hätten, sind vorliegend nicht ersichtlich. Angesichts des öffentlichen Interesses an einem stabilen Netzbetrieb und der potentiell schwerwiegenden Auswirkungen eines ungeplanten Ausfalls von Netzelementen erscheint der direkte Eingriff in den Kraftwerkseinsatz für die Gesuchstellerin 2 auch zumutbar.
- 86 In ihrer Stellungnahme vom 2. Juni 2023 bringen die Gesuchstellerinnen sodann auch vor, sie hätten nie geltend gemacht, dass ein unumgänglicher Kraftwerkseingriff in einer Notsituation per se diskriminierend sei. Diskriminierend sei demgegenüber, dass die Gesuchsgegnerin wie vorliegend bei einem Kraftwerkseingriff, der nach der Ausserbetriebnahme der Leitung Innertkirchen–Mettlen durch zahlreiche Einspeisepunkte verursacht und zugunsten der allgemeinen Netzsicherheit durchgeführt wurde, den daraus entstehenden Aufwand nicht den allgemeinen Netzkosten, sondern der betroffenen Bilanzgruppe der Gesuchstellerin 1 belastet habe (act. 19 Rz. 37). Ob die den Gesuchstellerinnen vorliegend im Zusammenhang mit dem direkten Eingriff in den Kraftwerkseinsatz der Gesuchstellerin 2 entstandenen Ausgleichsenergiekosten anrechenbare Netzkosten nach Artikel 15 StromVG darstellen und somit gemäss Ausspeiseprinzip nach Artikel 14 Absatz 2 StromVG von den Endverbrauchern zu tragen sind, wird im Rahmen der Kostentragung (sogleich unter Ziffer 7) zu prüfen sein.
- 87 Aus dem Gesagten geht hervor, dass die Gesuchsgegnerin berechtigt und verpflichtet war, der damals vorliegenden Netzsituation mit Massnahmen zu begegnen. Die Gesuchsgegnerin war aufgrund mangelnder Alternativen berechtigt und verpflichtet, in der damals vorliegenden Netzsituation einen direkten Eingriff in den Kraftwerkseinsatz der Gesuchstellerin 2 durchzuführen.

## 7 Kostentragung

### 7.1 Fragestellung

- 88 Gemäss den Gesuchstellerinnen geht es vorliegend im Kern um die Frage, wer die wirtschaftlichen Folgen von betrieblichen Eingriffen der Gesuchsgegnerin, welche im Interesse der allgemeinen Netzsicherheit vorgenommen wurden, zu tragen hat (act. 26 Rz. 3).
- 89 Der direkte Eingriff der Gesuchsgegnerin in den Kraftwerkseinsatz der Gesuchstellerin 2 am 22. August 2018 führte in der Bilanzgruppe der Gesuchstellerin 1 zu einer Unterdeckung, für welche die Gesuchsgegnerin der Gesuchstellerin 1 die Kosten für Ausgleichsenergie verrechnete (act. 3 Rz. 1). Gestützt auf den Bilanzgruppenmanagementvertrag war die Gesuchstellerin 1 berechtigt, die von der Gesuchsgegnerin als Folge von Fahrplanabweichungen bei der Gesuchstellerin 2 in Rechnung gestellte Ausgleichsenergie an die Gesuchstellerin 2 weiter zu verrechnen (act. 3 Rz. 51). Fraglich ist, ob die Gesuchsgegnerin berechtigt war, der Gesuchstellerin 1 diese Kosten für Ausgleichsenergie zu verrechnen oder ob diese als anrechenbare Kosten des Übertragungsnetzes zu qualifizieren sind, welche gemäss dem Ausspeiseprinzip nach Artikel 14 Absatz 2 StromVG von den Endverbrauchern zu tragen sind.

## 7.2 Zulässigkeit der Verrechnung von Ausgleichsenergie

- 90 Die Gesuchstellerinnen machen geltend, die Verrechnung der Kosten für Ausgleichsenergie sei stossend, wenn für die Durchführung eines positiven Redispatches nicht genügend freie Leistungsreserven zur Verfügung stehen und daher Sekundär- und Tertiärregelleistung eingesetzt werden müsse. Die Kraftwerksbetreiber und Bilanzgruppenverantwortlichen könnten diesen Umstand weder vorhersehen, geschweige denn beeinflussen, weshalb die Pönalisierung gegen das im Stromversorgungsrecht verankerte Verursacherprinzip verstosse (act. 3 Rz. 74). Sie ergänzen, die Verantwortung des Bilanzgruppenverantwortlichen ende dort, wo eine Unausgeglichenheit seiner Bilanzgruppe auf Umstände zurückzuführen sei, die sich wie vorliegend seinem Herrschafts- und Verantwortungsbereich entziehen würden. Eine Verrechnung von Ausgleichsenergie bei einer Unterdeckung in der Bilanzgruppe sei gemäss klarem Wortlaut von Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe d StromVG i.V.m. Artikel 15 Absatz 1 Buchstabe b StromVV nur dann zulässig, wenn die Unterdeckung bzw. die entsprechenden Kosten durch die betreffende Bilanzgruppe verursacht worden sei (act. 3 Rz. 84 f.).
- 91 Zu prüfen ist, ob die Gesuchsgegnerin vorliegend berechtigt war, der Gesuchstellerin 1 die Kosten für Ausgleichsenergie in Höhe von [...] Euro in Rechnung zu stellen, obwohl diese Kosten auslösende Unausgeglichenheit der Bilanzgruppe der Gesuchstellerin 1 mit dem direkten Eingriff der Gesuchsgegnerin in den Kraftwerkseinsatz der Gesuchstellerin 2 zusammenhängt.
- 92 Eine Bilanzgruppe ist gemäss Artikel 4 Absatz 1 Buchstabe e<sup>bis</sup> StromVG ein rechtlicher Zusammenschluss von Teilnehmern am Elektrizitätsmarkt, um gegenüber der nationalen Netzgesellschaft eine gemeinsame Mess- und Abrechnungseinheit innerhalb der Regelzone Schweiz zu bilden. Artikel 23 StromVV gibt vor, dass alle einer Bilanzgruppe zugeordneten Ein- bzw. Ausspeisepunkte sich in der Regelzone Schweiz befinden müssen und jeder Ein- und Ausspeisepunkt einer einzigen Bilanzgruppe zugeordnet werden muss (Abs. 1). Die nationale Netzgesellschaft legt in Richtlinien die Mindestanforderungen an die Bilanzgruppen nach transparenten und diskriminierungsfreien Kriterien fest. Sie berücksichtigt dabei die Anliegen von kleinen Bilanzgruppen (Abs. 2). Sie schliesst ausserdem mit jeder Bilanzgruppe einen Vertrag ab (Abs. 3). Die Notwendigkeit zur Bildung von Bilanzgruppen beruht auf der Trennung von Elektrizitätslieferung und Netzbetrieb bei gleichzeitiger Gewährleistung einer zuverlässigen Stromversorgung. Die Stromversorgung funktioniert nur dann zuverlässig, wenn gleichzeitig so viel Elektrizität in das Netz eingespeist wird, wie von den Endverbrauchern entnommen wird (Bundesamt für Energie, Stromversorgungsverordnung, Erläuternder Bericht zum Vernehmlassungsentwurf vom 27. Juni 2007, S. 16). Nach Artikel 4 Absatz 1 Buchstabe e<sup>ter</sup> StromVG stellt Ausgleichsenergie Elektrizität dar, die zum Ausgleich der Differenz zwischen dem effektiven Bezug oder der effektiven Lieferung einer Bilanzgruppe und deren Bezug bzw. deren Lieferung nach Fahrplan in Rechnung gestellt wird. Gemäss Artikel 15a StromVG stellt die nationale Netzgesellschaft den Bilanzgruppen die Kosten für die Ausgleichsenergie individuell in Rechnung (Abs. 1). Sie legt die Preise für die Ausgleichsenergie so fest, dass ein Anreiz besteht, gesamtschweizerisch Regelenergie und Regelleistung effizient einzusetzen, und dass Missbräuche verhindert werden. Die Preise für die Ausgleichsenergie orientieren sich an den Kosten für Regelenergie (Abs. 2). Resultiert aus dem Verkauf von Ausgleichsenergie ein Gewinn, so ist er mit den Kosten der Systemdienstleistungen zu verrechnen (Abs. 3). Nach Artikel 15 Absatz 1 Buchstabe b StromVV stellt die nationale Netzgesellschaft den Bilanzgruppen die Kosten für die Ausgleichsenergie (inklusive Anteile der Leistungsvorhaltung für die Sekundär- und Tertiärregelung) und das Fahrplanmanagement, die sie verursacht haben, individuell in Rechnung. Gemäss Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe d StromVG, dessen Verletzung von den Gesuchstellerinnen in diesem Zusammenhang ebenfalls geltend gemacht wird, erarbeitet die Gesuchsgegnerin transparente und diskriminierungsfreie Verfahren zur Handhabung von Engpässen.

- 93 Die Gesuchsgegnerin publizierte am 20. August 2018 für den 22. August 2018 (13.00 bis 24.00 Uhr) eine D-2 Warnung für die entsprechenden Netzknoten, welche für die Gesuchstellerin 2 im Zeitraum 13.00 bis 24.00 Uhr eine maximale Einspeiseleistung von 690 MW vorsah. Die Gesuchstellerinnen entschieden sich, diese Einspeisebegrenzung nicht zu befolgen. Am 21. August 2018 sandte die Gesuchsgegnerin den Gesuchstellerinnen eine D-1-Warnung für den 22. August 2018 mit einer maximalen Einspeisung für die Gesuchstellerin 2 von 690 MW für den Zeitraum 13.00-23.59 Uhr. Eine entsprechende Anpassung des Fahrplans der Gesuchstellerin 1 erfolgte auch nach dieser D-1 Warnung nicht (act. 3 Rz. 12).
- 94 Vorliegend wurde die Gesuchstellerin 2 mit den D-2 resp. D-1 Warnungen ausdrücklich auf die Engpasssituation aufmerksam gemacht und darauf hingewiesen, dass sie die Produktion zu reduzieren habe. Somit haben die Gesuchstellerinnen entgegen ihrer Argumentation vorhersehen können, dass der stabile Netzbetrieb gefährdet war und hätten auf diese Gefährdungslage mittels Produktionsanpassung bei der Gesuchstellerin 2 durchaus auch Einfluss nehmen können. Die zum Ausgleich der Bilanzgruppe notwendige Energie hätte sie im Zeitpunkt der D-2 resp. D-1 Warnungen mit grosser Wahrscheinlichkeit noch rechtzeitig am Markt beschaffen können. Daher können die Gesuchstellerinnen nicht geltend machen, dass die Unausgeglichenheit der Bilanzgruppe der Gesuchstellerin 1 auf Umstände zurückzuführen sei, die sich dem Herrschafts- und Verantwortungsbereich der Gesuchstellerinnen entziehen würden.
- 95 Nach dem Gesagten sind die vorliegend entstandenen Kosten für die Ausgleichsenergie als durch die Bilanzgruppe der Gesuchstellerin 1 (selbst) verursacht zu betrachten. Gestützt auf Artikel 15a StromVG i.V.m. Artikel 15 Absatz 1 Buchstabe b StromVV war die Gesuchsgegnerin somit verpflichtet, die Ausgleichsenergie der entsprechenden Bilanzgruppe, vorliegend der Gesuchstellerin 1 als Bilanzgruppenverantwortlichen, individuell in Rechnung zu stellen. Somit handelt es sich dabei nicht um eine gegen das Verursacherprinzip verstossende Pönalisierung der Kraftwerksbetreiber, wie die Gesuchstellerinnen vorbringen. Vorliegend ist im Übrigen nicht ersichtlich und wird von den Gesuchstellerinnen auch nicht näher dargetan, weshalb die Gesuchsgegnerin durch die vorliegend streitige Verrechnung von Ausgleichsenergie ihre Pflicht zur Erarbeitung von transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zur Handhabung von Engpässen nach Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe d StromVG, verletzt haben soll.
- 96 Die Gesuchstellerinnen bringen vor, dass eine Reduktion der Einspeisung aufgrund der Engpasswarnungen der Gesuchsgegnerin zu Opportunitätskosten bei den betreffenden Kraftwerksbetreibern führe. Von Mitte Mai bis Anfang Oktober 2018 seien gemäss Feststellung der Gesuchstellerin 1 bei der Gesuchstellerin 2 115, d.h. praktisch täglich, D-1-Warnungen für die Netzknoten Innertkirchen, Grimsel und Handeck eingegangen. Diesen von der Gesuchstellerin 2 jeweils nicht umgesetzten 115 D-1-Warnungen folgte im tatsächlichen Betrieb lediglich an 37 Tagen ein nationaler und internationaler Redispatch und lediglich in vier Fällen ein direkter Kraftwerkseingriff. Dieses Verhältnis der 115 D-1-Warnungen zu den tatsächlich erforderlichen 41 Massnahmen zur Aufrechterhaltung der Netzsicherheit bewiese die Unzuverlässigkeit der D-1-Warnungen. Diese Zahlen zeigten auch, dass die Gesuchstellerin 2 bei freiwilliger Einhaltung der 115 D-1-Limiten in 74 Fällen für die Netzsicherheit unnötige Leistungseinbussen mit entsprechenden Opportunitätsverlusten erlitten hätten. Für diese wirtschaftlichen Einbussen sei nach aktueller Regelung keine Entschädigung vorgesehen, d.h. die Kosten der Verhinderung des Engpasses würden (zu Unrecht) nicht den allgemeinen Netzkosten, sondern einem zufällig betroffenen Kraftwerksbetreiber angelastet (act. 3 Rz. 12 ff. und 36). Die Gesuchstellerin 1 sei sodann als koordinierter KWO-Aktionär aufgrund des KWO-Betriebsreglements verpflichtet dafür zu sorgen, dass für die Gesuchstellerin 2 stets ein zweckmässiger Betriebszustand entstehe. Wenn die Gesuchstellerin 1 die rechtlich unverbindliche Leistungslimite D-1 eingehalten hätte und die Gesuchstellerin 2 zur Reduktion ihres Kraftwerkseinsatzes angewiesen hätte, wären den Aktionären der Gesuchstellerin 2 aus der Produktionseinbusse ein wirtschaftlicher Verlust entstanden, für den sie von der Gesuchsgegnerin nicht entschädigt worden wäre. Die Gesuchstellerin 1 sei somit vertraglich gegenüber der Gesuchstellerin 2 verpflichtet gewesen, in der Produktionsplanung der uneingeschränkten Durchführung des Produktionsfahrplans den Vorzug zu geben (act. 3 Rz. 88 f.).

- 97 Die Gesuchsgegnerin macht geltend, die Vorbringen, dass die Gesuchstellerin 1 aufgrund ihrer vertraglichen Verpflichtungen gegenüber der Gesuchstellerin 2 verpflichtet gewesen sei, das Risiko eines wirtschaftlichen Verlusts durch eine Produktionseinbusse höher zu gewichten als die Einhaltung der unzuverlässigen Engpasswarnungen, seien nicht korrekt. Sie bringt vor, die Gesuchstellerinnen hätten um die Ernsthaftigkeit der Netzgefährdung gewusst, da die Netzsituation aufgrund der Ausserbetriebnahme der 220-kV Leitung Innertkirchen–Mettlen sehr angespannt war und bereits am Vortag ein direkter Eingriff in den Kraftwerkeinsatz der Gesuchstellerin 2 habe angeordnet werden müssen. Die Gesuchstellerinnen würden vollständig ausblenden, dass ein Netzausfall auch für sie viel weitreichendere Folgen hätte als eine einstweilige Reduktion der Einspeisekapazität zur Gewährleistung des sicheren und stabilen Netzbetriebs. Mit dem direkten Eingriff in den Kraftwerkeinsatz habe die Gesuchsgegnerin sowohl im allgemeinen eminenten öffentlichen Interesse eines sicheren, stabilen Netzbetriebs als auch im Interesse der Gesuchstellerinnen selbst gehandelt (act. 10 Rz. 116 f.).
- 98 Die Berechnung der Engpässe im Netz stützt sich auf die von den Kraftwerksbetreibern an die Gesuchsgegnerin gemeldeten Produktionsdaten. Die tatsächlich geplante Einspeisung wird durch die Kraftwerksbetreiber am Vortag (D-1) nach 16:00 Uhr erstmalig gesendet. Die Planwerte können und werden durch die Kraftwerksbetreiber immer dann angepasst, wenn sich Änderungen ergeben. Eine verbindliche Vorlaufzeit bzw. die letzte Änderungsmöglichkeit für den Kraftwerkeinsatz gibt es somit nicht und die Gesuchsgegnerin kann zu keinem Zeitpunkt mit «exakten» Prognosewerten die Engpasswarnungen korrigieren. Die Folge können Engpasswarnungen sein, welche in Echtzeit nicht relevant sind, da mit einem zu hohen Einspeisewert der Kraftwerke gerechnet wurde (vgl. act. 10 Beilage 2 Ziff. 5.1.2 S. 17). Aufgrund der potentiell erheblichen Auswirkungen eines ungeplanten Ausfalls von Netzelementen infolge Überlastung dürfte eine eher extensive Handhabung der Engpasswarnungen jedoch durchaus im Interesse der Netznutzer (und somit auch der Kraftwerksbetreiber) sein.
- 99 Es trifft zu, dass die Engpasswarnungen der Gesuchsgegnerin keinen absolut verpflichtenden Charakter haben. Weder im Stromversorgungsrecht noch in den entsprechenden Vereinbarungen ist eine Pönale bei Nichteinhaltung der Engpasswarnungen vorgesehen. So führt eine Nichtberücksichtigung bei einer nachträglichen Entspannung der Netzsituation zu keinen Konsequenzen für die Kraftwerksbetreiber oder die entsprechenden Bilanzgruppen. Dennoch haben die Engpasswarnungen konsequenterweise einen Zweck, nämlich, dass sie grundsätzlich berücksichtigt werden, damit die Gesuchsgegnerin nicht zum Ergreifen weiterer Massnahmen gezwungen wird. Werden Engpasswarnungen nicht befolgt, kann dies unter Umständen weitere Massnahmen der Gesuchsgegnerin notwendig machen, welche allenfalls auch finanzielle Folgen für die entsprechenden Kraftwerksbetreiber und Bilanzgruppen haben können. Den Gesuchstellerinnen steht es selbstverständlich offen, untereinander privatrechtliche Vereinbarungen, z.B. betreffend Kraftwerksbetrieb, abzuschliessen. Ob entsprechende Verträge, welche mit der Tragung allfälliger Risiken einhergehen, abgeschlossen werden oder nicht, ist ein rein unternehmerischer Entscheid. Privatrechtliche Vereinbarungen oder Gewinnansprüche der Aktionäre von Kraftwerksbetreibern begründen jedenfalls keine Ansprüche von Kraftwerksbetreibern gegenüber der Übertragungsnetzbetreiberin. Soweit die Gesuchstellerinnen vorbringen, die Gesuchstellerin 1 sei gegenüber der Gesuchstellerin 2 verpflichtet gewesen, trotz Engpasswarnung der Gesuchsgegnerin die Produktion nicht anzupassen, verkennen sie, dass gemäss bundesgerichtlicher Rechtsprechung die Kraftwerksbetreiber gestützt auf Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe c StromVG und Artikel 5 Absatz 2 StromVV vertraglich direkt in die Gewährleistung des stabilen Netzbetriebs eingebunden sind und daher in ihrem Verhalten betreffend Produktion und Einspeisung nicht gänzlich frei sind (vgl. Urteil 4A\_275/2021 vom 11. Januar 2022, E. 4.2.2, vgl. auch Verfügung der ECom 212-00405 vom 14.09.2023 Rz. 41 ff.).

- 100 Die Situation aufgrund der häufigen Engpasswarnungen der Gesuchsgegnerin war damals für alle betroffenen Akteure unbestrittenermassen unbefriedigend. Der entsprechende Prozess wurde so- dann (mit Einbezug der Branche) laufend optimiert. Mit der Einführung des neuen Engpasswar- nungsprozesses im Januar 2022 haben sich schliesslich sowohl die Anzahl als auch die Dauer der Engpasswarnungen signifikant verringert.
- 101 Die Gesuchstellerinnen machen geltend, vorliegend sei der Netzengpass gemäss unbestrittener Darstellung der Gesuchsgegnerin allein durch die Ausserbetriebnahme der Leitung Innertkirchen– Mettlen verursacht worden. Ohne diese netztechnische Massnahme hätte die Netzsicherheit mit präventiven Massnahmen gewährleistet werden können. Die Ausserbetriebnahme der Leitung In- nertkirchen–Mettlen sei eine rein netztechnische Massnahme gewesen, die im Interesse der all- gemeinen Netzsicherheit vorgenommen worden sei. Dementsprechend seien auch die mit dieser Massnahme verbundenen Aufwendungen gemäss Verursacherprinzip den allgemeinen Netzkos- ten und nicht den Gesuchstellerinnen zu belasten (act. 19 Rz. 53).
- 102 Nach Artikel 8 Absatz 1 Buchstabe a StromVG obliegt den Netzbetreibern die Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes. Als Netzbetreiber im Sinne von Artikel 8 StromVG gelten sowohl die Betreiber der Verteilnetze als auch die Gesuchsgegnerin als schwei- zerische Übertragungsnetzbetreiberin (vgl. BBI 2005 1646). So gelten auch die übrigen Vorschrif- ten, die für alle Netzbetreiber gelten, in gleichem Masse für die Gesuchsgegnerin (vgl. FREDERIK KREUZER in: Brigitta Kratz/Michael Merker/Renato Tami/Stefan Rechsteiner/Kathrin Föhse [Hrsg.] Kommentar zum Energierecht, Bern 2016, Art. 20 Rz. 4). Die Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetriebes nach Artikel 8 Absatz 1 Buchstabe a StromVG um- fasst auch die Instandhaltung von Leitungen, welche wiederum Ausserbetriebnahmen notwendig machen. Gemäss der Stromversorgungsgesetzgebung gelten als anrechenbare Kosten die Be- triebs- und Kapitalkosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes (Art. 15 Abs. 1 StromVG). Als Betriebskosten gelten die mit dem Betrieb der Netze direkt zusammenhängenden Leistungen. Dazu zählen insbesondere die Kosten für Systemdienstleistungen sowie den Unter- halt der Netze (Art. 15 Abs. 2 StromVG). Als Kapitalkosten gelten die ursprünglichen Anschaf- fungs- bzw. Herstellkosten der bestehenden Anlagen (Art. 15 Abs. 3 StromVG). Als Anschaffungs- bzw. Herstellkosten gelten nur die Baukosten der betreffenden Anlage (Art. 13 Abs. 2 StromVV).
- 103 Die Kosten für die Instandhaltungsarbeiten der Gesuchsgegnerin an der Leitung Innertkirchen– Mettlen dürften unbestrittenermassen anrechenbare Netzkosten darstellen. Fraglich ist jedoch vielmehr, ob die Kosten, die den Gesuchstellerinnen im Zusammenhang mit dem direkten Eingriff der Gesuchsgegnerin in den Kraftwerkseinsatz der Gesuchstellerin 2 entstanden sind, als Be- triebskosten nach Artikel 15 Absatz 2 StromVG zu qualifizieren sind. Die Gesuchstellerinnen be- ziehen sich in ihrem Gesuch auf Artikel 15 StromVV (act. 3, Rz. 74). Artikel 15 StromVV regelt jedoch die individuelle Anlastung von Kosten des Übertragungsnetzes und eben gerade nicht die Zuordnung zu den allgemeinen Netzkosten, welche die Gesuchstellerinnen geltend machen. Vor- liegend wird deshalb die Anwendung von Artikel 15 StromVG (vorliegend dessen Abs. 2) und nicht von Artikel 15 StromVV geprüft. Offensichtlich handelt es sich bei den fraglichen Kosten nicht um Netzuunterhaltskosten. Die Gesuchstellerinnen haben keine Unterhaltsarbeiten am Übertragungs- netz vorgenommen. Ebenso wenig handelt es sich um Entgelte für die Einräumung von Rechten und Dienstbarkeiten im Zusammenhang mit dem Netzbetrieb. Zu prüfen ist daher, ob es sich bei den vorliegenden Kosten um Kosten für Systemdienstleistungen handeln könnte.

- 104 Systemdienstleistungen sind gemäss Artikel 4 Absatz 1 Buchstabe g StromVG die für den sicheren Betrieb der Netze notwendigen Hilfsdienste. Diese umfassen insbesondere Systemkoordination, Bilanzmanagement, Primärregelung, Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit von Erzeugern, Spannungshaltung (inkl. Anteil Blindenergie), betriebliche Messungen und Ausgleich der Wirkverluste. Konkret handelt es sich bei den Systemdienstleistungen insbesondere um Energie-reserven, welche für Kraftwerksausfälle oder Konsumschwankungen bereitgehalten werden müssen (FREDERIK KREUZER a.a.O., Art. 20 Rz. 11). Nach Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe b StromVG ist die Gesuchsgegnerin für das Bilanzmanagement verantwortlich und stellt die weiteren Systemdienstleistungen einschliesslich der Bereitstellung von Regelenergie sicher. Die Gesuchsgegnerin hat die Systemdienstleistungen in einem marktorientierten, diskriminierungsfreien und transparenten Verfahren zu beschaffen, sofern sie diese nicht selber erbringt (Art. 22 Abs. 1 StromVV).
- 105 Vorliegend sind den Gesuchstellerinnen Ausgleichsenergiekosten aufgrund der Unausgeglichenheit der Bilanzgruppe der Gesuchstellerin 1 entstanden, da sie sich dafür entschieden, die Engpasswarnungen der Gesuchsgegnerin nicht zu beachten, die Produktion der Gesuchstellerin 2 nicht zu reduzieren und entsprechend auch den Fahrplan nicht anzupassen. Systemdienstleistungen sind jedoch für den sicheren Betrieb der Netze notwendige Hilfsdienste, welche die Gesuchsgegnerin auf dem Markt beschafft und die im Übrigen der Frequenzhaltung und dem Ausgleich der Regelzone Schweiz und nicht dem Engpassmanagement dienen (vgl. Rz. 47 und 69 f.). Inwiefern die bei den Gesuchstellerinnen im Zusammenhang mit dem direkten Eingriff in den Kraftwerkseinsatz bei der Gesuchstellerin 2 als Folge der Unausgeglichenheit der Bilanzgruppe der Gesuchstellerin 1 entstandenen Ausgleichsenergiekosten als anrechenbare Netzkosten nach Artikel 15 StromVG betrachtet werden könnten, ist nicht ersichtlich und tun die Gesuchstellerinnen auch nicht dar. Des Weiteren war vorliegend die Netzsituation in der Region der Gesuchstellerin aufgrund der Ausserbetriebnahme der Leitung Innertkirchen–Mettlen zwar bereits angespannt, Auslöser des Engpasses war schliesslich jedoch die ausserordentliche Situation aufgrund der hohen Marktpreise im Ausland und der entsprechend starken Anreize für eine hohe Produktion in der Schweiz (Exportsituation). Sodann führten im Endeffekt verschiedene Faktoren zum Engpass am 22. August 2018 in der Region der Gesuchstellerin 2.
- 106 Festgehalten werden kann, dass die Unausgeglichenheit in der Bilanzgruppe durch diese selbst verursacht wurde. Zwar besteht vorliegend ein Zusammenhang zwischen dem direkten Eingriff in den Kraftwerkseinsatz der Gesuchstellerin 2 und der Unausgeglichenheit in der Bilanzgruppe der Gesuchstellerin 1, jedoch lag es durchaus in der Hand und auch in der Verantwortung der Gesuchstellerin 1, eine solche Unausgeglichenheit zu verhindern. Schliesslich sei anzumerken, dass sie sich dessen durchaus bewusst gewesen sein dürfte, denn gemäss eigenen Aussagen hatte sie nach der Information der Gesuchsgegnerin betreffend direkten Eingriff in den Kraftwerkseinsatz zunächst tatsächlich versucht, die fehlende Energie zu beschaffen. Eine entsprechende Kompensation war schliesslich nach Angaben der Gesuchstellerinnen nicht mehr vollumfänglich möglich, einerseits, weil die Kraftwerke der Gesuchstellerin 1 voll ausgelastet waren und andererseits aufgrund operativer Einschränkungen, insbesondere im grenzüberschreitenden Handelsgeschäft (act. 3 Rz. 21). Aus Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe d StromVG, wonach die Gesuchsgegnerin zur Handhabung von Engpässen transparente und diskriminierungsfreie Verfahren erarbeitet, lässt sich ebenfalls keine Kostentragungspflicht der Gesuchsgegnerin betreffend die Ausgleichsenergie ableiten. Somit war die Gesuchsgegnerin berechtigt, der Gesuchstellerin 1 die Kosten für Ausgleichsenergie aufgrund der Unausgeglichenheit in der Bilanzgruppe der Gesuchstellerin 1 in Rechnung zu stellen.

- 107 Abweichungen zwischen Produktion und Verbrauch müssen zur Konstanzhaltung der Frequenz des Netzes sowie zum Ausgleich der Regelzone Schweiz gegenüber dem Ausland von der Gesuchsgegnerin als Betreiberin des Übertragungsnetzes mittels Einsatzes von Regelenergie kompensiert und als Ausgleichsenergie den Bilanzgruppen verrechnet werden (vgl. Bundesamt für Energie, Stromversorgungsverordnung, Erläuternder Bericht zum Vernehmlassungsentwurf vom 27. Juni 2007, S. 16). Vorliegend musste die Gesuchsgegnerin die Regelzone mit Regelenergie ausgleichen, welche sie auf dem Markt beschafft hatte. Den Bilanzgruppen hatte sie schliesslich entsprechend ihrer Unausgeglichenheit die Kosten für Ausgleichsenergie in Rechnung gestellt (Art. 15a Abs. 1 StromVG und Art. 15 StromVV, vgl. Rz. 92). Bei den Ausgleichsenergiekosten, welche aufgrund der zulässigen individuellen Inrechnungstellung nach Artikel 15a StromVG und Artikel 15 StromVV bei den Gesuchstellerinnen entstanden, handelt es sich somit eben gerade nicht um Kosten der Übertragungsnetzbetreiberin und somit nicht um anrechenbare Netzkosten nach Artikel 15 StromVG.
- 108 Die Gesuchstellerinnen bringen weiter vor, dass die Bilanzgruppe BKW am 22. August 2018 nicht aufgrund eines direkten Eingriffs der Gesuchsgegnerin in den Kraftwerkseinsatz unausgeglichen gewesen wäre, wenn die Gesuchsgegnerin ihre gesetzlichen und vertraglichen Pflichten im Zusammenhang mit dem Netzengpass am 22. August 2018 erfüllt hätte. Vielmehr wäre die Bilanzgruppe spätestens im Post Scheduling-Verfahren ausgeglichen worden. Schon allein aus diesem Grund sei die Verrechnung der Kosten für Ausgleichsenergie an die betroffene Bilanzgruppe BKW gestützt auf den Bilanzgruppenvertrag vertragswidrig (act. 3 Rz. 83). Anhang 5 der Betriebsvereinbarung sehe abschliessend vor, dass Kraftwerkseingriffe ausschliesslich in Form eines nationalen oder internationalen Redispatchs mit anschliessendem Ausgleich der betroffenen Bilanzgruppe zu erfolgen habe. Welche Art von Energie bzw. Leistung dabei von der Gesuchsgegnerin eingesetzt werde, sei in der Betriebsvereinbarung nicht geregelt und daher vorliegend rechtlich irrelevant (act. 19 Rz. 29). Die Betriebsvereinbarung sei vorliegend bezüglich der Art der Netzrettungsmassnahmen im Fall eines Engpasses und die Zuweisung der daraus entstehenden wirtschaftlichen Folgen die im Verhältnis zwischen den Parteien rechtlich allein massgebende Rechtsgrundlage (act. 19 Rz. 22). In Ziffer 8.10.1 Absatz 3 und 4 des Betriebsführungshandbuches sei sodann vorgesehen, dass für den Ausgleich der betroffenen Bilanzgruppe Regelenergie einzusetzen sei, bis die Bilanzgruppe durch den Verantwortlichen ausgeglichen werden kann. Somit habe die Gesuchsgegnerin im Fall eines direkten Eingriffs in den Kraftwerkseinsatz die dadurch verursachte Unausgeglichenheit nicht nur in der Regelzone Schweiz, sondern auch in der betroffenen Bilanzgruppe mit Regelenergie auszugleichen (act. 19 Rz. 30 f.).

- 109 Die Gesuchsgegnerin macht geltend, dass das Post-Scheduling-Verfahren nur bei Durchführungen eines Redispatches Anwendung findet (vgl. Anhang 5 Ziffer 1.3 der Betriebsvereinbarung). Die Rechtsauffassung der Gesuchstellerinnen, wonach diese Regelung auch beim direkten Eingriff in den Kraftwerkseinsatz und damit beim Einsatz von Regelleistung zur Anwendung kommt, sei unzutreffend. Bei einem direkten Eingriff in den Kraftwerksbetrieb fehle es an einem Counterpart, weshalb dieses Vorgehen bereits aus technischen und objektiven Gründen nicht zu Anwendung kommen könne (act. 10 Rz. 104 ff.). Die Gesuchstellerinnen hätten daher keinen Anspruch darauf, dass bei Nichtbeachtung der Engpasswarnungen die Gesuchsgegnerin eine Korrektur des Bilanzgruppen-Saldos im Post-Scheduling-Verfahren mittels Korrekturfahrplan vornehme bzw. überhaupt vornehmen könne. Die individuelle Kostenanlastung der Ausgleichsenergie bezwecke den effizienten gesamtschweizerischen Einsatz von Regelenergie und Regelleistung und soll dadurch Missbräuche verhindern (Art. 15a Abs. 2 StromVG). Die Redispatch-Massnahme sei ausserdem so ausgestaltet, dass keine Vorhaltepflcht der Gesuchsgegnerin bestehe, sondern die Kraftwerksbetreiber vielmehr verpflichtet seien, ihre frei verfügbare Leistung der Gesuchsgegnerin zu melden (act. 10 Rz. 107). Regelenergie diene der Gewährleistung des sicheren Netzbetriebes der Regelzone Schweiz und nicht einem wirtschaftlichen Partikularinteresse eines direkt in das Übertragungsnetz einspeisenden Kraftwerksbetreibers (zulasten der Allgemeinheit durch tarifliche Kostenwälzung auf die Endverbraucher). Mit Regelenergie würde die Regelzone Schweiz ausgeglichen und nicht eine einzelne unausgeglichene Bilanzgruppe. Bei einem direkten Eingriff in den Kraftwerkseinsatz müsse die betroffenen Bilanzgruppe für ihren Ausgleich besorgt sein (act. 10 Rz. 61).
- 110 Es ist richtig, dass im Anhang 5 der in der Betriebsvereinbarung (Stand am 1. Januar 2014) nur der Redispatch direkt geregelt ist und nicht auch der direkte Eingriff in den Kraftwerkseinsatz. Die Ergänzung, dass, wenn die Engpässe trotz Anwendung dieser präventiven und operativen Massnahmen immer noch bestehen, die Gesuchsgegnerin unter anderem den «direkten» Eingriff in den Kraftwerkseinsatz gemäss Betriebsführungshandbuch anwenden wird, wurde erst in der Version 4.0 vom 31. Juli 2018 vorgenommen (Unterzeichnung durch die Gesuchstellerin 2 am 28. Oktober 2019 mit Vorbehalten, vgl. Rz 63). Jedoch verweist die Betriebsvereinbarung an diversen Stellen explizit auf das Betriebsführungshandbuch, in welchem der direkte Eingriff in den Kraftwerkseinsatz vorgesehen ist (siehe zum Ganzen oben Rz. 64 f.).
- 111 Bei der Anordnung eines Redispatches stellt die Gesuchsgegnerin sicher, dass die Leistungsbilanz der Schweiz ausgeglichen wird. Deshalb erhalten die Bilanzgruppen jedes Kraftwerkes im Rahmen eines nachgelagerten Fahrplanmanagementprozesses (Post-Scheduling) jeweils einen Fahrplan in der Höhe des Redispatches, so dass die Bilanzgruppe durch den Eingriff neutral gestellt wird (vgl. dazu Fachbericht der Gesuchsgegnerin vom 27.03.2023 [act. 10 Beilage 2]). Die Gesuchstellerinnen können jedoch nicht geltend machen, dass Kraftwerkseingriffe ausschliesslich in Form eines nationalen oder internationalen Redispatches mit anschliessendem Ausgleich der betroffenen Bilanzgruppe zu erfolgen haben (act. 19 Rz. 33). Im Stromversorgungsrecht gibt es keine Verpflichtung der Gesuchsgegnerin, rechtzeitig genügend Leistung für Redispatch zu reservieren und dadurch weitere Massnahmen zu verhindern (vgl. Rz. 71). Nach Kenntnis der Gesuchsgegnerin stand am 22. August 2018 keine weitere Redispatchleistung zur Verfügung. Somit war ein Redispatch, welcher stets (symmetrisch) bei zwei Kraftwerken zu erfolgen hat nicht möglich. Der direkte Eingriff in den Kraftwerkseinsatz der Gesuchstellerin 2 war zulässig (vgl. Rz. 87). Da der direkte Eingriff in den Kraftwerkseinsatz eine einseitige Massnahme bei nur einem Kraftwerk ist, ist das in der Betriebsvereinbarung dem zweiseitigen Redispatch nachgelagerte Post-Scheduling-Verfahren nicht möglich und somit von der Gesuchsgegnerin nicht anzuwenden.

- 112 Da elektrische Energie im Stromnetz nicht gespeichert werden kann, muss die ins Netz eingespeiste Menge an Energie zu jedem Zeitpunkt mit jener Menge übereinstimmen, die aus dem Netz entnommen wird. Kommt es zu Abweichungen bei den Sollwerten, d.h. sind die Bilanzgruppen in der Schweiz in der Summe nicht ausgeglichen, dann setzt die Gesuchsgegnerin Regelenergie ein, damit die Regelzone ausgeglichen ist. Der Einsatz von Regelenergie stellt somit eine physikalische Massnahme dar, die den Zweck hat, die Sicherheit des Netzes zu gewährleisten. Ausgleichsenergie ist nach Artikel 4 Absatz 1 Buchstabe e<sup>ter</sup> StromVG hingegen Elektrizität, die zum Ausgleich der Differenz zwischen dem effektiven Bezug oder der effektiven Lieferung einer Bilanzgruppe und deren Bezug bzw. deren Lieferung nach Fahrplan in Rechnung gestellt wird. Die von den Bilanzgruppen verursachten Ausgleichsenergiekosten, welche die Gesuchsgegnerin den Bilanzgruppenverantwortlichen bei Unausgeglichenheit ihrer Bilanzgruppen in Rechnung stellt (vgl. Rz. 92), stellt keine physikalische Massnahme, sondern eine reine Abrechnungsgrösse dar, wie die Gesuchsgegnerin richtig festhält (act. 23, Rz. 16, vgl. Art. 4 Abs. 1 Bst. e<sup>ter</sup> StromVG). Die Gesuchsgegnerin ist somit verpflichtet, die Regelzone physisch in Echtzeit auszugleichen und schliesslich den Bilanzgruppen zu einem späteren Zeitpunkt (nach Bekanntgabe der definitiven Fahrpläne) entsprechend ihrer Unausgeglichenheit die Kosten für die Ausgleichsenergie in Rechnung zu stellen. Resultiert aus dem Verkauf von Ausgleichsenergie ein Gewinn, so hat die Gesuchsgegnerin diesen nach Artikel 15a Absatz 3 StromVG mit den Kosten der Systemdienstleistungen zu verrechnen. Dadurch verringert sich im entsprechenden Umfang der von den Endverbrauchern zu bezahlende allgemeine SDL-Tarif (vgl. ANDRE SPIELMANN in: Brigitta Kratz/Michael Merker/Renato Tami/Stefan Rechsteiner/Kathrin Föhse [Hrsg.] Kommentar zum Energierecht, Bern 2016, Art. 15a Rz. 13). Eine Unausgeglichenheit in der betroffenen Bilanzgruppe mit Regelenergie ausgleichen und auf die Verrechnung von Ausgleichsenergiekosten, welche die Bilanzgruppen verursacht haben, zu verzichten, wie es die Gesuchstellerinnen vorliegend sinngemäss geltend machen, würde somit gegen den im Stromversorgungsrecht explizit vorgesehenen Mechanismus verstossen (act. 19 Rz. 30 f.). Eine entsprechende Pflichtverletzung der Gesuchsgegnerin liegt somit nicht vor.
- 113 Die Gesuchsgegnerin war sodann weder verpflichtet noch berechtigt, die Bilanzgruppe der Gesuchstellerin 1 nach dem direkten Eingriff in den Kraftwerkseinsatz am 22. August 2018 mittels eines nachgelagerten Fahrplanmanagementprozesses auszugleichen. Es wäre an der Gesuchstellerin 2 selbst gelegen, für den Ausgleich ihrer Bilanzgruppe zu sorgen oder vielmehr die Engpasswarnungen der Gesuchsgegnerin zu berücksichtigen. Die Gesuchsgegnerin war hingegen verpflichtet, der Gesuchstellerin 1 aufgrund der Unausgeglichenheit ihrer Bilanzgruppe die Kosten für Ausgleichsenergie nach Artikel 15a Absatz 1 StromVG in Rechnung zu stellen.
- 114 Die Gesuchstellerinnen bringen vor, seit der Abschaltung des Kernkraftwerkes Mühleberg bestehe auf der Leitung zwischen Mühleberg und Bassecourt ebenfalls ein struktureller Netzengpass. Im Unterschied zum vorliegenden Fall habe die Gesuchsgegnerin jedoch offenbar mit der betroffenen [...] eine Vereinbarung abgeschlossen, wonach diese für die mit dem Netzengpass zusammenhängenden Leistungsreduktionen entschädigt werde (act. 3 Rz. 40). Gemäss Artikel 20 Absatz 1 und 2 Buchstabe d StromVG sei die Gesuchsgegnerin verpflichtet, alle am Übertragungsnetz angeschlossenen Kraftwerke diskriminierungsfrei, d.h. unter gleichen Voraussetzungen gleich zu behandeln. Die rechtsungleiche Behandlung der Gesuchstellerin durch die Gesuchsgegnerin im Vergleich mit der [...] verstosse daher gegen diese gesetzlichen Bestimmungen. Gemäss Artikel 5 Absatz 2 StromVV habe die Gesuchsgegnerin zudem mit den Kraftwerksbetreibern die für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zu treffenden Massnahmen, insbesondere eine Regelung der Produktionsanpassung, auf rechtsgleiche Weise zu vereinbaren, was im Fall der Gesuchstellerin 2 im Vergleich mit der [...] nicht geschehen sei. Auch diese gesetzliche Vorschrift habe die Gesuchsgegnerin demnach missachtet (act. 3 Rz. 79 f.).

- 115 Die Gesuchsgegnerin macht geltend, die Vorbringen der Gesuchstellerinnen, wonach die Gesuchsgegnerin mit der [...] eine Vereinbarung abgeschlossen habe, wonach Letztere für Lastreduktionen entschädigt würde, seien nicht korrekt. Die Gesuchsgegnerin habe mit ausgewählten Kraftwerken in der Westschweiz eine Vereinbarung abgeschlossen, wonach die Kraftwerke verpflichtet worden seien, über die Weihnachtsfeiertage eine Mindestproduktion einzuhalten. Der Grund für diese Massnahme sei in der beschränkten Verfügbarkeit des Transformators Bassecourt und des noch nicht installierten neuen Transformators Mühleberg gelegen. Es handle sich somit bei der genannten Vereinbarung um eine Regelung für eine ungeplante, ausserordentliche Netzsituation über eine kurze Zeitdauer. Die Gesuchsgegnerin habe mit der [...] keine Vereinbarung zur Entschädigung einer mit einem Netzengpass zusammenhängenden Leistungsreduktion abgeschlossen. Eine Vergleichbarkeit mit dem Engpass vom 22. August 2018 in der Region der Gesuchstellerin 2 liege nicht vor und entsprechend auch keine diskriminierende und rechtswidrige Handhabung von Netzengpässen durch die Gesuchsgegnerin (act. 10 Rz. 36 und 113).
- 116 Gemäss Medienmitteilung der Gesuchstellerin vom 19. Dezember 2019 (vgl. [www.swissgrid.ch](http://www.swissgrid.ch) > Newsroom > News und Medienmitteilungen > Mindestproduktion mit Speicherkraftwerken in der Westschweiz vereinbart, zuletzt besucht am 27.11.2025) hatte die Gesuchsgegnerin zur Sicherung der Netzstabilität in der Region zwischen Bassecourt, Mühleberg und Chamoson mit ausgewählten Speicherkraftwerken eine Mindestproduktion für die Zeit der Schwachlasttage zwischen Weihnachten und Neujahr, im Zeitraum vom 20. Dezember 2019 bis am 06. Januar 2020, vereinbart. Die präventive Massnahme diene der Vermeidung der Überlastung von Netzelementen in der Westschweiz und der Reduktion eines etwaigen Redispatchbedarfs während dieser Tage.
- 117 Mitte November 2019 hatten ungeplante Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken in Südfrankreich während einigen Tagen zu hohen geplanten und ungeplanten Flüssen in der Schweiz geführt. Dies hatte Auswirkungen auf den schweizerischen Netzbetrieb, insbesondere auf den inner-schweizerischen Zuleitungen Richtung Westschweiz, und machte zusätzlich eine Reduktion der Importkapazitäten notwendig. Aufgrund der generell angespannten Lage und wegen des Abschaltens des Kernkraftwerks Mühleberg Ende Dezember 2019 wurde daher in der Schweiz mit der Mindestproduktion von Speicherkraftwerken in der Westschweiz eine zusätzliche temporäre Massnahme ergriffen, was aufgrund der hohen verfügbaren Speicherenergie problemlos möglich war (vgl. Tätigkeitsbericht der EICom 2019, S. 39, abrufbar unter [www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch) > Publikationen und Veranstaltungen > Berichte und Studien). Die Massnahme diene einerseits der Vorbeugung einer kritischen Netzsituation in der betroffenen Region und andererseits der substanziellen Erhöhung der Grenzkapazitäten für den Stromimport über die Feiertage, womit gleichzeitig auch das Risiko für kurzfristig notwendigen Redispatch, welcher zu hohen Kosten geführt hätte, reduziert werden konnte. Im Gegensatz zum vorliegenden Streitfall, in welchem der Engpass für wenige Stunden während der Dauer der abgestimmten und geplanten knapp fünftägigen Ausserbetriebnahme der Leitung Innertkirchen-Mettlen (20.08.2018 07.00 bis 24.08.2018 17.00 Uhr) auftrat, war die Situation in der Westschweiz während längerer Zeit angespannt und hatte wegen der Reduktion der Importkapazitäten der Schweiz Auswirkungen auf die Versorgung des gesamten Landes. Es wurde in jenem Fall demzufolge kein Kraftwerkbetreiber angewiesen, seine Einspeisung zu verringern und es fand kein direkter Eingriff in einen Kraftwerkseinsatz statt. Hingegen wurden in jenem Fall Kraftwerke verpflichtet, zur Sicherstellung der Versorgung eine Mindestmenge an Strom zu produzieren und in das Netz einzuspeisen. Für die den Kraftwerken durch die vereinbarte Verpflichtung entstandenen zusätzlichen Kosten – insbesondere für die Nutzung des gespeicherten Wassers, welches nach der vereinbarten Mindestproduktion schliesslich nicht mehr für eine weitere Turbinierung bei höheren Marktpreisen zur Verfügung stand – wurde damals durch die Gesuchsgegnerin eine vertraglich vereinbarte Entschädigung ausgerichtet.

- 118 Nach Artikel 20 Absatz 1 StromVG hat die Gesuchsgegnerin dauernd für einen diskriminierungs-freien, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb des Übertragungsnetzes als wesentliche Grundlage für die sichere Versorgung der Schweiz zu sorgen. Sie legt die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten in Koordination mit den Netzbetreibern der Nachbarländer fest. Gemäss Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe d StromVG erarbeitet die Gesuchsgegnerin transparente und dis-kriminierungsfreie Verfahren zur Handhabung von Engpässen. In der Region Bassecourt, Mühle-berg und Chamoson lag um den Jahreswechsel 2019/2020 eine Situation vor, welche sich nicht mit dem Netzengpass vom 22. August 2018 in der Region der Gesuchstellerin 2 vergleichen lässt. Es handelt sich vorliegend vielmehr um zwei unterschiedliche Sachverhalte, welche eine unter-schiedliche Handhabung der jeweiligen Netzsituationen durch die Gesuchsgegnerin erforderlich machten. Es ist somit nicht ersichtlich, inwiefern die Gesuchsgegnerin durch den direkten Eingriff in den Kraftwerkseinsatz der Gesuchstellerin 2, welcher wie oben ausgeführt erforderlich war, die am Übertragungsnetz angeschlossenen Kraftwerke nicht diskriminierungsfrei behandelte und Ar-tikel 20 Absatz 1 und 2 Buchstabe d StromVG verletzt hätte.
- 119 Nach Artikel 5 Absatz 2 StromVV vereinbart die Gesuchsgegnerin sodann mit den Netzbetreibern, Erzeugern und den übrigen Beteiligten auf einheitliche Weise die für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zu treffenden Massnahmen, insbesondere eine Regelung des automati-schen Lastabwurfs sowie der Produktionsanpassung bei Kraftwerken im Fall einer Gefährdung des stabilen Netzbetriebes. Artikel 5 Absatz 2 StromVV schreibt somit den Abschluss einer Be-triebsvereinbarung vor (siehe Urteil des Bundesgerichtes 4A\_275/2021 und 4A\_283/2021 vom 11. Januar 2022, E. 4.2.1). Eine solche wurde vorliegend abgeschlossen (siehe oben Rz. 51). Der direkte Eingriff in den Kraftwerkseinsatz ist zwar in der Version der damals abgeschlossenen Be-triebsvereinbarung nicht direkt vorgesehen, jedoch wird darin auf das Betriebsführungshandbuch verwiesen, wo diese Massnahme explizit aufgeführt wird. Ausserdem ergibt sich aus der Verpflich-tung der Gesuchsgegnerin nach Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe c StromVG, dass dieser als zuläs-sig zu erachten ist (siehe oben Rz. 62 ff.). Insofern hat die Gesuchsgegnerin auch Artikel 5 Absatz 2 StromVV nicht, wie von den Gesuchstellerinnen vorgebracht, verletzt, indem sie im Jahr 2018 bei der Gesuchstellerin 2 einen als zulässig und notwendig erachteten direkten Eingriff in den Kraftwerkseinsatz durchführte und im Jahr 2019 mit einer anderen Kraftwerksbetreiberin in einer nicht vergleichbaren Situation eine Vereinbarung betreffend Mindestproduktion abschloss. Die Gesuchstellerinnen können somit aus der Vereinbarung zwischen der Gesuchsgegnerin und der [...] betreffend Mindestproduktion, welche zudem über ein Jahr später abgeschlossen wurde, als sich der vorliegend relevante Sachverhalt zugetragen hat, nichts zu ihren Gunsten ableiten.

### **7.3 Weiteres zur Kostentragung bei Massnahmen zur Gewährleistung des si- cheren Netzbetriebes**

- 120 Die Gesuchsgegnerin bringt vor, die sinngemässe Behauptung der Gesuchstellerinnen, dass für sämtliche Folgen eines tatsächlichen Engpasses die Gesuchsgegnerin ursächlich verantwortlich sei, aufgrund der tatsächlichen Gegebenheiten völlig verfehlt sei. Es sei faktisch schlicht unmög-lich und widersinnig, dass jeder Kraftwerksbetreiber jederzeit seine volle Produktionskapazität in das Netz einspeisen können müsse, und zwar unbesehen der konkreten Netzsituation und immer zulasten der Allgemeinheit (act. 10, Rz. 15).

- 121 Die Gesuchstellerinnen machen geltend, sie hätten entgegen der Behauptung der Gesuchsgegnerin nie den Standpunkt vertreten, dass jeder Kraftwerksbetreiber jederzeit seine volle Produktionskapazität in das Netz einspeisen können muss. Rechtlich verhalte es sich so, dass die Kraftwerksbetreiber mit dem Netzanschlussvertrag das Recht erwerben würden, die vereinbarte Leistung dauernd in das Netz einzuspeisen. Dieses Recht werde durch das Recht der Gesuchsgegnerin eingeschränkt, zur Aufrechterhaltung eines sicheren Netzbetriebs die Einspeisung der vereinbarten Leistung fallweise zu reduzieren. Damit stehe aber rechtlich noch nicht fest, wer die aus der Einschränkung resultierenden wirtschaftlichen Folgen zu tragen habe. Das in Artikel 15a und Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe d StromVG i.V.m. Artikel 15 Absatz 1 Buchstabe b StromVV verankerte Verursacherprinzip gebiete es analog zu Artikel 32d Absatz 3 USG, dass diese Kosten den allgemeinen Netzkosten und nicht einem einzelnen Kraftwerksbetreiber bzw. einer einzelnen Bilanzgruppe belastet würden (act. 19 Rz. 17).
- 122 Gemäss bundesgerichtlicher Rechtsprechung sind die Kraftwerksbetreiber gestützt auf Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe c StromVG und Art. 5 Abs. 2 StromVV vertraglich direkt in die Gewährleistung des stabilen Netzbetriebs eingebunden (Urteil 4A\_275/2021 und 4A\_283/2021 des Bundesgerichtes vom 11. Januar 2022, E. 4.2.2). Die Kraftwerksbetreiber haben somit ebenfalls einen Beitrag an den stabilen Netzbetrieb zu leisten. Eine Entschädigung ist weder im Stromversorgungsrecht noch den entsprechenden vertraglichen Vereinbarungen zwischen der Gesuchsgegnerin und den Gesuchstellerinnen vorgesehen (vgl. dazu ebenfalls das Urteil 4A\_275/2021 und 4A\_283/2021 des Bundesgerichtes vom 11. Januar 2022, welches aus dem Umstand der fehlenden Entschädigung das Vorliegen eines öffentlich-rechtlichen Verhältnisses zwischen Gesuchsgegnerin und Gesuchstellerin 2 ableitet, E. 4.2.2). Das Treffen von Massnahmen für den sicheren Betrieb der Netze durch Kraftwerksbetreiber auf eigene Kosten rechtfertigt sich auch insofern, dass zuletzt alle Akteure der Stromversorgung von einem sicheren Netzbetrieb profitieren (vgl. dazu rechtskräftige Verfügung der ECom 212-00405 vom 14. September 2023, Rz. 45).
- 123 Nach Artikel 8 Absatz 1 Buchstabe a StromVG obliegt den Netzbetreibern sodann die Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes. Im Stromversorgungsrecht gibt es keinen Anspruch der Kraftwerksbetreiber (oder anderen Netznutzern), das Netz ununterbrochen und mit voller Kapazität zu nutzen. Solange weder der Grundsatz eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetriebs nach Stromversorgungsrecht noch vertragliche Verpflichtungen verletzt werden, besteht somit kein Anspruch auf Entschädigung in Fällen, wo die Netznutzung aufgrund von Massnahmen zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebes eingeschränkt wird. Vorliegend wurde aufgezeigt, dass der direkte Eingriff in den Kraftwerkseinsatz der Gesuchstellerin 2 für die Aufrechterhaltung der Netzsicherheit angezeigt war und die Gesuchsgegnerin keine vertraglichen Verpflichtungen verletzt hat, welche zu einer Entschädigungspflicht gegenüber den Gesuchstellerinnen führen würden.
- 124 Die Gesuchstellerinnen machen geltend, dass sie nach aktueller Regelung für die Verluste im Zusammenhang mit der Befolgung der D-1 Warnungen in keiner Weise entschädigt werden (act. 3 Rz. 12). Umso weniger rechtfertigt sich vor diesem Hintergrund eine Übernahme der Kosten, welche aufgrund der Nicht-Befolgung einer D-1-Warnung entstanden sind. Eine Übernahme aller Kosten durch die Gesuchsgegnerin, die im Zusammenhang mit der Befolgung oder auch der «Nicht-Befolgung» ihrer Engpasswarnungen stehen, würde des Weiteren dem Sinn und Zweck des Engpassmanagements einerseits widersprechen und wäre andererseits kaum gerechtfertigt, da zuletzt alle Akteure der Stromversorgung, auch die Kraftwerksbetreiber, von einem sicheren Netzbetrieb profitieren.

## 8 Fazit

- 125 Die Gesuchsgegnerin war in der am 22. August 2018 vorliegenden Situation berechtigt und verpflichtet, bei der Gesuchstellerin 2 einen direkten Eingriff in den Kraftwerkseinsatz anzuordnen (vgl. Art. 20 Abs. 2 Bst. c StromVG, Art. 5 Abs. 2 StromVV; Ziffer 4 und 8 der Betriebsvereinbarung sowie Ziffer 8.10 des Betriebsführungshandbuchs). Die Gesuchsgegnerin war berechtigt und verpflichtet, der Gesuchstellerin 1 die Kosten für die von der Bilanzgruppe verursachte Ausgleichsenergie in Rechnung zu stellen (vgl. Art. 15a Abs. 1 StromVG und Art. 15 Abs. 1 Bst. b StromVV). Bei den der Gesuchstellerin 1 durch die Unausgeglichenheit ihrer Bilanzgruppe entstandenen Kosten handelt es sich somit nicht um anrechenbare Kosten des Übertragungsnetzes, welche gemäss dem Ausspeiseprinzip von den Endverbrauchern zu tragen wären (vgl. Art. 14 f. StromVG).
- 126 Eine weitergehende gesetzliche Grundlage für die Kostentragung durch die Gesuchsgegnerin besteht im Stromversorgungsrecht nicht.

## 9 Gebühren

- 127 Die EICom erhebt für Verfügungen im Bereich der Stromversorgung Gebühren (Art. 21 Abs. 5 StromVG, Artikel 13a der Verordnung über Gebühren und Aufsichtsabgaben im Energiebereich vom 22. November 2006 [GebV-En; SR 730.05]). Die Gebühren werden nach Zeitaufwand berechnet und betragen je nach Funktionsstufe des ausführenden Personals 75 bis 250 Franken pro Stunde (Art. 3 GebV-En).
- 128 Für die vorliegende Verfügung werden folgende Gebühren in Rechnung gestellt: 5 anrechenbare Stunden zu einem Gebührenansatz von 250 Franken pro Stunde (ausmachend 1'250 Franken), 8 anrechenbare Stunden zu einem Gebührenansatz von 230 Franken pro Stunde (ausmachend 1'840 und 114 anrechenbare Stunden zu einem Gebührenansatz von 200 Franken pro Stunde (ausmachend 22'800 Franken). Gesamthaft ergibt sich damit eine Gebühr von 25'890 Franken.
- 129 Die Gebühr hat zu bezahlen, wer eine Verfügung veranlasst (Art. 1 Abs. 3 GebV-En i.V.m. Art. 2 Abs. 1 der Allgemeinen Gebührenverordnung vom 8. September 2004 [AllgGebV; SR 172.041.1]). Haben mehrere Parteien den Erlass einer Verfügung veranlasst, werden die dadurch entstandenen Gebühren nach dem Unterliegerprinzip auferlegt. Dies entspricht einem allgemeinen prozessualen Grundsatz, der für zahlreiche kostenpflichtige staatliche Verfahren üblich ist (siehe ALFRED KÖLZ/ISABELLE HÄNER/MARTIN BERTSCHI/LIVIO BUNDI, *Verwaltungsverfahren und Verwaltungsrechtspflege des Bundes*, 4. Aufl. Zürich/Genf 2025, Rz. 653; BGE 132 II 47 E. 3.3). Die Gesuchstellerinnen haben durch ihr Gesuch betreffend Verrechnung von Kosten für Ausgleichsenergie nach dem direkten Eingriff der Gesuchsgegnerin in den Kraftwerkseinsatz der Gesuchstellerin 2 vom 22. August 2018 diese Verfügung veranlasst und sind mit ihren Rechtsbehelfen nicht durchgedrungen. Die Gebühr ist somit je zur Hälfte und unter solidarischer Haftung den Gesuchstellerinnen aufzuerlegen.

## 10 Parteientschädigung

- 130 Weder das StromVG noch das VwVG sehen im erstinstanzlichen Verwaltungsverfahren die Ausrichtung einer Parteientschädigung vor. Für eine analoge Anwendung von Artikel 64 VwVG, welcher das Beschwerdeverfahren betrifft, besteht kein Raum, da es sich beim Ausschluss von Parteientschädigungen im erstinstanzlichen Verfahren nicht um eine echte Lücke handelt, sondern dies vom Gesetzgeber bewusst so vorgesehen wurde (BGE 132 II 47, E. 5.2 mit weiteren Hinweisen). Aus diesem Grund werden vorliegend keine Parteientschädigungen gesprochen.

### III Entscheid

#### Gestützt auf diesen Erwägungen wird verfügt:

1. Die Rechtsbegehren 1–5 der BKW Energie AG und der Kraftwerke Oberhasli AG werden abgewiesen.
2. Die Gebühr für diese Verfügung beträgt 25'890 Franken. Sie wird je zur Hälfte der BKW Energie AG und der Kraftwerke Oberhasli AG auferlegt. Sie haften dafür solidarisch. Die Rechnungen werden nach Rechtskraft der vorliegenden Verfügung zugestellt.
3. Es werden keine Parteientschädigungen gesprochen.
4. Die Verfügung wird der BKW Energie AG, der Kraftwerke Oberhasli AG sowie der Swissgrid AG mit eingeschriebenem Brief eröffnet.

Bern, 16. Dezember 2025

#### Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom

Felix Vontobel  
Vizepräsident

Michael Bhend  
Stv. Geschäftsführer

Versand:

#### Zu eröffnen mit eingeschriebenem Brief:

- BKW Energie AG, Viktoriaplatz 2, 3013 Bern
- Kraftwerke Oberhasli AG, Grimselstrasse 19, 3862 Innertkirchen

beide vertreten durch Rechtsanwalt Dr. Matthias Kaufmann, Swisslegal (Aarau), Jurastrasse 4, Postfach, 5001 Aarau

- Swissgrid AG, Bleichemattstrasse 31, 5001 Aarau

## IV Rechtsmittelbelehrung

Gegen diese Verfügung kann innert 30 Tagen seit Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist beim Bundesverwaltungsgericht, Postfach, 9023 St. Gallen, einzureichen (Art. 50 VwVG, Art. 23 Absatz 1 StromVG). Die Frist steht still:

- a) vom 7. Tag vor Ostern bis und mit dem 7. Tag nach Ostern;
- b) vom 15. Juli bis und mit dem 15. August;
- c) vom 18. Dezember bis und mit dem 2. Januar (Art. 22a VwVG).

Die Beschwerde hat die Begehren, deren Begründung mit Angabe der Beweismittel und die Unterschrift des Beschwerdeführers oder seines Vertreters zu enthalten. Die angefochtene Verfügung und die als Beweismittel angerufenen Urkunden sind beizulegen, soweit der Beschwerdeführer sie in Händen hat (Art. 52 Abs. 1 VwVG).