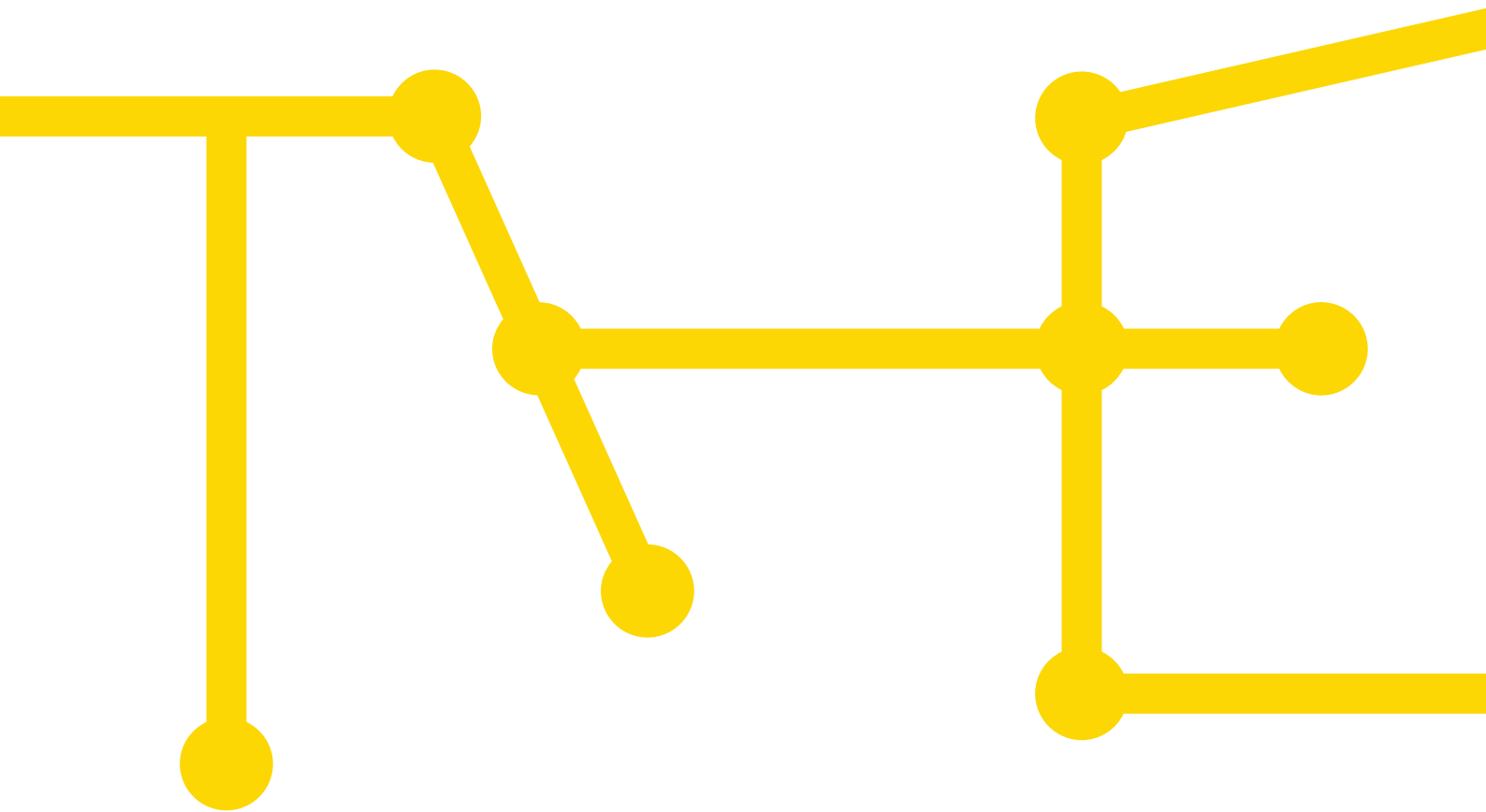


Kurzbericht gemäß § 50 (11) Kooperationsvereinbarung



Inhaltsverzeichnis

1. Hintergrund und Zielsetzung des Berichts	3
2. Ausgestaltung § 50 (11) KoV	4
3. Auswertung der Prüfungspflicht für das Marktgebiet NCG.....	7
4. Auswertung der Prüfungspflicht für das Marktgebiet GASPOOL	12

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Grenzwerte der 10% Quantile für das Marktgebiet NCG	7
Abbildung 2 Auswertung der Prüfungsergebnisse für das Marktgebiet NCG.....	8
Abbildung 3 Grenzwerte der 10% Quantile für das Marktgebiet GASPOOL	12
Abbildung 4 Auswertung der Prüfungsergebnisse für das Marktgebiet GASPOOL	13

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Größengruppen	4
Tabelle 2 Beispiel signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotenzial.....	5
Tabelle 3 Pönalhöhen	5
Tabelle 4 Identifiziertes signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotenzial im MG NCG.....	10
Tabelle 5 Kumulierte abs. Netzkontoabweichungen der KJ 2019 und 2020 im MG NCG	11
Tabelle 6 Identifiziertes signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotenzial im MG GASPOOL	14
Tabelle 7 Kumulierte abs. Netzkontoabweichungen der KJ 2019 und 2020 im MG GASPOOL	16

Abkürzungsverzeichnis

GASPOOL	GASPOOL Balancing Services
KoV	Kooperationsvereinbarung zwischen in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen
MG	Marktgebiet
KJ	Kalenderjahr
NCG	NetConnect Germany
THE	Trading Hub Europe GmbH

1. Hintergrund und Zielsetzung des Berichts

Gemäß § 50 (11) KoV ist der Marktgebietsverantwortliche verpflichtet, einen Kurzbericht bezüglich der in § 50 (11) KoV vorgegebenen Prüfungspflicht zu erstellen und zu veröffentlichen.

Der folgende Kurzbericht dient der Umsetzung dieser Verpflichtung und wurde durch die Trading Hub Europe GmbH (THE), die die Marktgebiete GASPOOL Balancing Services (GASPOOL) und NetConnect Germany (NCG) betreibt, erstellt.

Da zum Zeitpunkt der Ermittlung der Netzknoten, die der Prüfungspflicht unterliegen, noch die beiden Marktgebietsverantwortlichen GASPOOL Balancing Services GmbH sowie NetConnect Germany GmbH & Co. KG bestanden, wurden die entsprechenden Ermittlungen und Ansprachen noch durch die beiden ehemaligen Marktgebietsverantwortlichen durchgeführt. Der Abschluss (inklusive Pönalisierung) der Prüfungspflicht wurde durch die THE vorgenommen. Der vorliegende Bericht wird daher die Ergebnisse der Prüfungspflicht getrennt nach Marktgebiet GASPOOL und NCG darlegen.

2. Ausgestaltung § 50 (11) KoV

Verteilnetzbetreiber mit Standardlastprofilen (SLP) sind gemäß § 50 (11) KoV zur Prüfung von Maßnahmen zur Verbesserung der Anwendung von SLP verpflichtet, sofern sich die kumulierte absolute Netzkontoabweichung in einem Kalenderjahr im obersten 10%-Quantil der entsprechenden Größengruppe befindet. Ausnahme bilden Netzkonten mit einer kumulierten absoluten Netzkontoabweichung unterhalb von 130 kWh/MWh, auch wenn sich diese im obersten 10% Quantil der entsprechenden Größengruppe befinden.

Vor der Ermittlung der relevanten Quantile, werden die Netzkonten anhand der kalenderjährlichen SLP-Allokation im Betrachtungszeitraum in Größengruppen eingeordnet:

Größengruppe	SLP-Allokation
Klein	SLP-Allokation < 100 Mio. kWh/Kalenderjahr
Mittel	SLP-Allokation >= 100 Mio. bis < 250 Mio. kWh/Kalenderjahr
Groß	SLP-Allokation >= 250 Mio. kWh/Kalenderjahr

Tabelle 1 Größengruppen

Marktgebietsüberlappende sowie marktraumumstellende Netzkonten werden bzgl. der Ermittlung der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung aggregiert betrachtet. Hierzu haben die beiden bisherigen Marktgebietsverantwortlichen GASPOOL Balancing Services GmbH und NetConnect Germany GmbH & Co. KG die relevanten Daten ausgetauscht.

Nach Abschluss der relevanten Clearingzeiträume des Kalenderjahres ermittelt der Marktgebietsverantwortliche die Netzkonten je Größengruppe, die der Prüfungspflicht gemäß § 50 (11) KoV unterliegen, und fordert die betroffenen Netzbetreiber auf, die Prüfungspflicht unter Verwendung der im BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden Abwicklung von Standardlastprofilen Gas hinterlegten Prüfroutine zu erfüllen. Die Aufforderung seitens des Marktgebietsverantwortlichen erfolgt bis zum 1. April eines Jahres.

Die Prüfungen der Netzbetreiber umfassen grundsätzlich zwei Kalenderjahre und erfolgen auf Basis der bereinigten Clearing-Daten von M+2M+10 WT.

Bis zum 1. Juli des gleichen Jahres informieren die betroffenen Netzbetreiber den Marktgebietsverantwortlichen über die entsprechenden Ergebnisse der Prüfungen.

Ergibt die Prüfung ein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotenzial, muss der Netzbetreiber die entsprechenden Maßnahmen zur Verbesserung bis zum 1. Juli des Folgejahres implementieren.

Von signifikanten und nachhaltigem Verbesserungspotenzial wird ausgegangen, wenn die Prüfung eine mögliche Verringerung der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung von durchschnittlich 10% über beide betrachteten Kalenderjahre ergibt und sich eine Verringerung der Abweichung in beiden Kalenderjahren ergibt.

Kumulierte absolute Netz-kontoabweichung Jahr 1	Kumulierte absolute Netz-kontoabweichung Jahr 2	Durchschnitt über beide Jahre	Implementierung von Maßnahmen?
8% (Verringerung)	13% (Verringerung)	> 10% (Verringerung)	Ja
8% (Verschlechterung)	23 % (Verringerung)	> 10% (Verringerung)	Nein, da Verschlechterung in Jahr 1
4 % (Verringerung)	13% (Verringerung)	< 10% (Verringerung)	Nein, da Durchschnitt nicht > 10%

Tabelle 2 Beispiel signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotenzial

In begründeten Einzelfällen kann in Absprache mit dem Marktgebietsverantwortlichen eine längere Implementierungsfrist vereinbart werden.

Sofern der Marktgebietsverantwortliche die Inhalte und / oder Ergebnisse der Prüfung anzweifelt, stimmen sich der Netzbetreiber und der Marktgebietsverantwortliche über einen unabhängigen Sachverständigen ab, der die Ergebnisse der Prüfung kontrolliert. Die Kosten für die Beauftragung des unabhängigen Sachverständigen werden durch den Marktgebietsverantwortlichen getragen, sofern der Sachverständige die Richtigkeit der Ergebnisse der Prüfung bestätigt. Bestätigt der Sachverständige die Richtigkeit der Ergebnisse der Prüfung nicht, trägt der Netzbetreiber die Kosten und ist verpflichtet, unverzüglich eine erneute Prüfung durchzuführen.

Für den Fall, dass ein betroffener Netzbetreiber ausreichend dargelegt hat, dass eine Verbesserung strukturell bedingt nicht möglich ist und wurde die Darlegung vom Marktgebietsverantwortlichen akzeptiert, gilt dieses Ergebnis für die beiden folgenden Kalenderjahre, sofern sich diese strukturellen Bedingungen nicht ändern.

Kommt der NB der Pflicht zur Prüfung und Vorlage der Ergebnisse nicht oder nicht ausreichend nach oder werden Maßnahmen innerhalb der Implementierungsfrist nicht umgesetzt, erhebt der Marktgebietsverantwortliche eine Pönale, die innerhalb von 10 Werktagen vom Netzbetreiber zu entrichten ist.

Die Pönalhöhe bemisst sich an der kalenderjährlichen SLP-Allokation im Betrachtungszeitraum:

SLP-Allokation	Pönalhöhe
Bis einschließlich 100 Mio. kWh	3.000 EUR
Von > 100 Mio. kWh bis einschließlich 175 Mio. kWh	5.000 EUR
Von > 175 Mio. kWh bis einschließlich 250 Mio. kWh	7.500 EUR
Von > 250 Mio. kWh bis einschließlich 1.000 Mio. kWh	10.000 EUR
Von > 1.000 Mio. kWh bis einschließlich 5.000 Mio. kWh	15.000 EUR
Ab > 5.000 Mio. kWh	20.000 EUR

Tabelle 3 Pönalhöhen

Die Erlöspositionen werden durch den Marktgebietsverantwortlichen auf dem SLP-Bilanzierungsumlagekonto erfasst.

Betroffene Netzbetreiber werden durch den Marktgebietsverantwortlichen an die Bundesnetzagentur gemeldet.

Für den Betrachtungszeitraum veröffentlicht der Marktgebietsverantwortliche die Namen der pönalisierten NB unter Angabe des Grundes der Pönalisierung auf der Website. Darüber hinaus erstellt der Marktgebietsverantwortliche einmal pro Jahr einen Kurzbericht, der folgende Inhalte erfasst:

- Grenzwerte der 10% Quantile je Größengruppe
- Anzahl angeschriebene Netzbetreiber
- Anzahl Netzbetreiber, die signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotenzial identifiziert haben
- Anonymisierte Informationen über das identifizierte Verbesserungspotenzial
- Anonymisiert die kumulierten absoluten Netzkontoabweichungen der Netzkonten der letzten zwei Jahre

3. Auswertung der Prüfungspflicht für das Marktgebiet NCG

Für das Marktgebiet NCG wurden folgende Grenzwerte der 10% Quantile je Größengruppe ermittelt:

- Klein: 167,22 kWh/MWh
- Mittel: 161,25 kWh/MWh
- Groß: 154,11 kWh/MWh

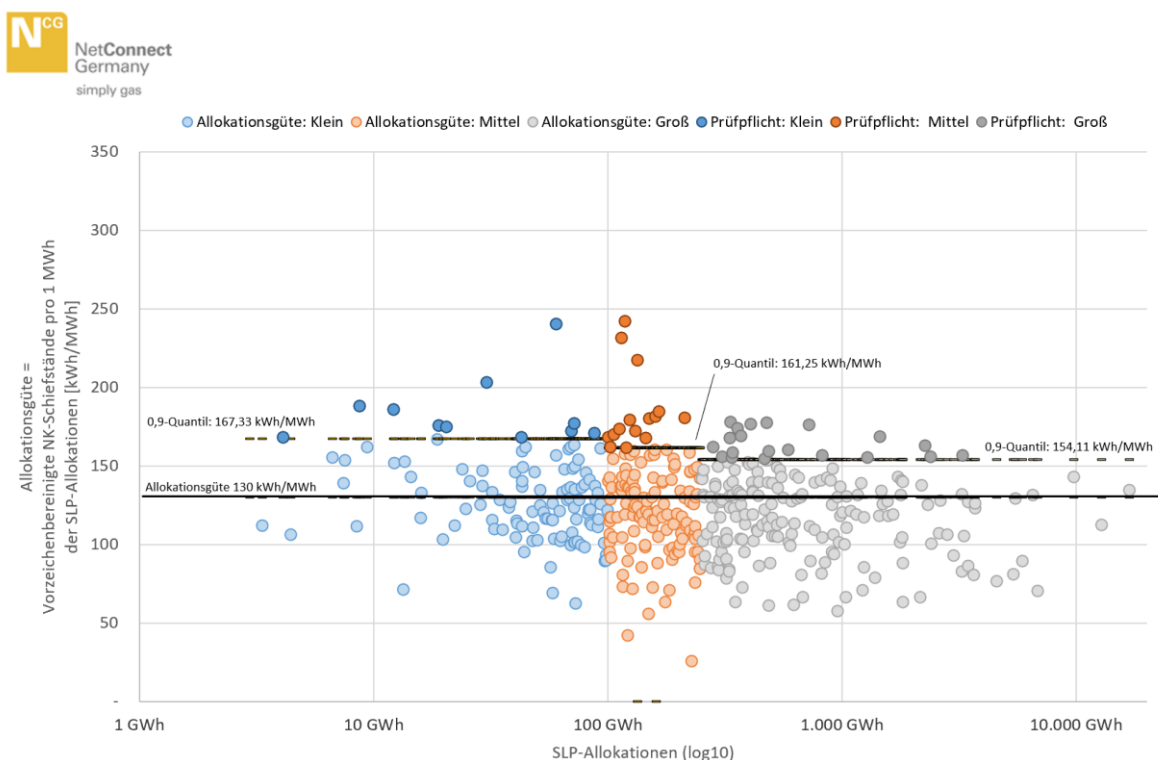


Abbildung 1 Grenzwerte der 10% Quantile für das Marktgebiet NCG (maximale Skalierung auf 350 kWh/MWh angepasst, d.h. ein Netzkonto fällt aus der grafischen Darstellung)

Die Anzahl der angeschriebenen Netzbetreiber belief sich auf 46, wobei insgesamt 47 Netzkonten der Prüfungspflicht unterlagen.

Von 34 Netzbetreibern (35 Netzkonten) wurde ein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotenzial identifiziert:

Für 24 Netzkonten wurde die Gasprognosetemperatur als signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotenzial identifiziert, für ein Netzkonto führte die Anwendung einer alternativen Profilausprägung zu einer signifikanten und nachhaltigen Verbesserung, sechs Netzkonten identifizierten sowohl die Gasprognosetemperatur als auch die Anwendung einer alternativen Profilausprägung als geeignete Optimierungsmaßnahmen und bei vier Netzkonten führte die Anwendung eines Optimierungsfaktorverfahrens zu einer signifikanten und nachhaltigen Verbesserung, wobei durch ein Netzkonto zusätzlich die

Umstellung des Allokationsverfahrens und Implementierung der Gasprognosetemperatur untersucht wurde und im Ergebnis ein höheres Verbesserungspotenzial identifizierte.

Für sechs Netzkonten konnte die Überprüfung auf nachhaltiges Verbesserungspotenzial nicht abgeschlossen werden, da im relevanten Untersuchungszeitraum der Kalenderjahre 2019 und 2020 eine Umstellung des SLP-Allokationsverfahrens erfolgte (zwei Netzkonten) oder der betroffene Netzbetreiber weniger als 24 Monate eigenständiger Netzbetreiber war (vier Netzkonten).

Signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotenzial konnte darüber hinaus für ein Netzkonto nicht ermittelt werden, da die Rückmeldung des Netzbetreibers innerhalb der vorgegebenen Prüfungsfrist ausblieb.

Fünf Netzkonten konnten kein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotenzial identifizieren.

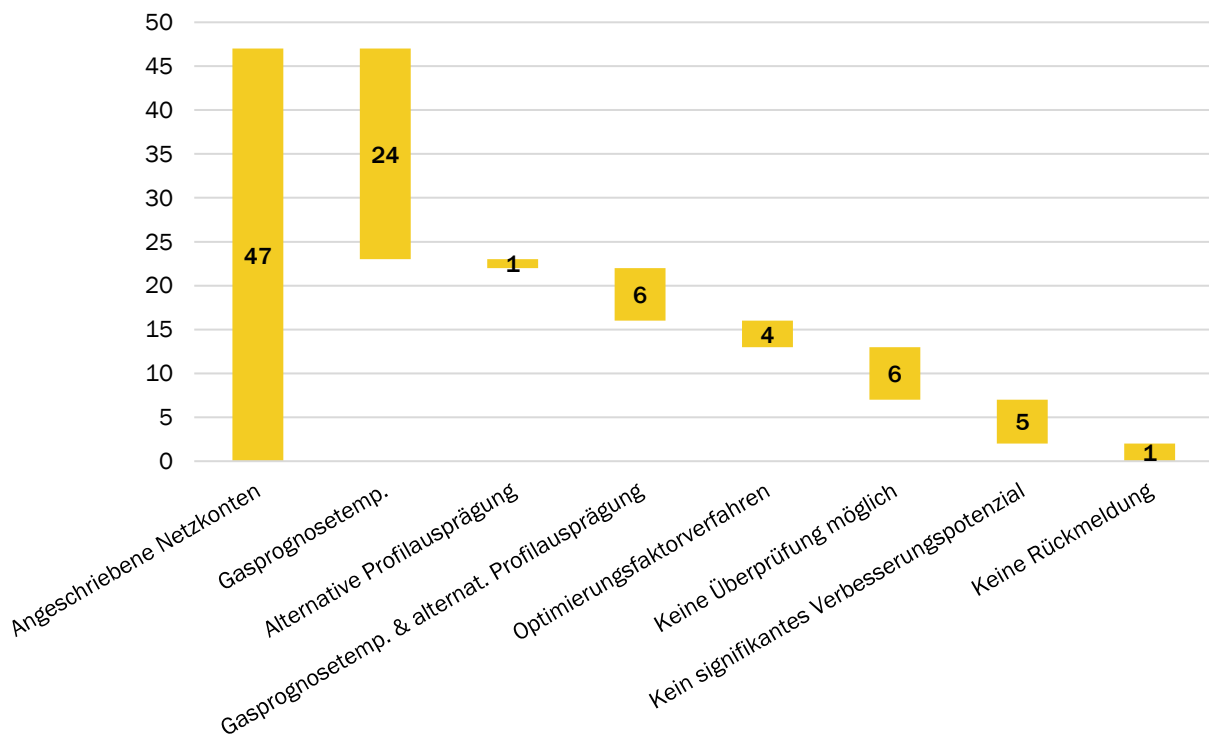


Abbildung 2 Auswertung der Prüfungsergebnisse für das Marktgebiet NCG

Folgende Tabelle gibt einen komprimierten Überblick über das identifizierte Verbesserungspotenzial:

Nr.	Identifiziertes Verbesserungspotenzial
1	Gasprognosetemperatur
2	Weniger als 24 Monate eigenständiger Netzbetreiber; Nachhaltiges Verbesserungspotenzial daher nicht ermittelbar
3	Gasprognosetemperatur
4	Gasprognosetemperatur
5	Gasprognosetemperatur und alternative Profilausprägung

Nr.	Identifiziertes Verbesserungspotenzial
6	Gasprognosetemperatur und alternative Profilausprägung
7	Kein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotenzial identifiziert
8	Kein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotenzial identifiziert
9	Kein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotenzial identifiziert
10	Gasprognosetemperatur
11	Gasprognosetemperatur und alternative Profilausprägung
12	Gasprognosetemperatur
13	Wechsel des Allokationsverfahrens im vorgegebenen Überprüfungszeitraum (Kalenderjahre 2019 und 2020); Nachhaltiges Verbesserungspotenzial daher nicht ermittelbar
14	Optimierungsfaktorverfahren
15	Gasprognosetemperatur
16	Gasprognosetemperatur und alternative Profilausprägung
17	Kein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotenzial identifiziert
18	Gasprognosetemperatur
19	Gasprognosetemperatur
20	Gasprognosetemperatur
21	Gasprognosetemperatur und alternative Profilausprägung
22	Keine Rückmeldung innerhalb der Überprüfungsfrist
23	Weniger als 24 Monate eigenständiger Netzbetreiber; Nachhaltiges Verbesserungspotenzial daher nicht ermittelbar
24	Gasprognosetemperatur
25	Gasprognosetemperatur
26	Wechsel des Allokationsverfahrens im vorgegebenen Überprüfungszeitraum (Kalenderjahre 2019 und 2020); Nachhaltiges Verbesserungspotenzial daher nicht ermittelbar
27	Gasprognosetemperatur
28	Weniger als 24 Monate eigenständiger Netzbetreiber; Nachhaltiges Verbesserungspotenzial daher nicht ermittelbar
29	Gasprognosetemperatur
30	Alternative Profilausprägung
31	Gasprognosetemperatur und alternative Profilausprägung
32	Gasprognosetemperatur
33	Gasprognosetemperatur
34	Gasprognosetemperatur

Nr.	Identifiziertes Verbesserungspotenzial
35	Gasprognosetemperatur
36	Optimierungsfaktorverfahren
37	Optimierungsfaktorverfahren; Umstellung auf synthetisch und Verwendung der Gasprognosetemperatur
38	Weniger als 24 Monate eigenständiger Netzbetreiber; Nachhaltiges Verbesserungspotenzial daher nicht ermittelbar
39	Gasprognosetemperatur
40	Optimierungsfaktorverfahren
41	Gasprognosetemperatur
42	Gasprognosetemperatur
43	Gasprognosetemperatur
44	Gasprognosetemperatur
45	Kein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotenzial identifiziert
46	Gasprognosetemperatur
47	Gasprognosetemperatur

Tabelle 4 Identifiziertes signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotenzial im MG NCG

Folgende Tabelle zeigt die kumulierten absoluten Netzkontoabweichungen der Netzkonten, die der Prüfungspflicht 2021 unterlagen, in den Kalenderjahren 2019 und 2020:

Nr.	Kumulierte absolute Netzkontoabweichung Kalenderjahr 2020	Kumulierte absolute Netzkontoabweichung Kalenderjahr 2019
1	539,38 kWh/MWh	235,68 kWh/MWh
2	240,32 kWh/MWh	n.v.
3	203,41 kWh/MWh	163,48 kWh/MWh
4	187,93 kWh/MWh	135,96 kWh/MWh
5	186,01 kWh/MWh	176,80 kWh/MWh
6	176,87 kWh/MWh	141,16 kWh/MWh
7	175,69 kWh/MWh	138,36 kWh/MWh
8	174,91 kWh/MWh	170,40 kWh/MWh
9	172,16 kWh/MWh	142,07 kWh/MWh
10	170,58 kWh/MWh	153,13 kWh/MWh
11	167,90 kWh/MWh	152,32 kWh/MWh
12	167,78 kWh/MWh	151,00 kWh/MWh
13	241,92 kWh/MWh	180,06 kWh/MWh
14	231,30 kWh/MWh	145,19 kWh/MWh
15	217,26 kWh/MWh	156,33 kWh/MWh

Nr.	Kumulierte absolute Netzkontoabweichung Kalenderjahr 2020	Kumulierte absolute Netzkontoabweichung Kalenderjahr 2019
16	184,37 kWh/MWh	175,96 kWh/MWh
17	181,58 kWh/MWh	143,24 kWh/MWh
18	180,31 kWh/MWh	147,35 kWh/MWh
19	180,20 kWh/MWh	162,81 kWh/MWh
20	179,44 kWh/MWh	184,91 kWh/MWh
21	173,46 kWh/MWh	151,93 kWh/MWh
22	172,07 kWh/MWh	137,78 kWh/MWh
23	169,82 kWh/MWh	n.v.
24	167,84 kWh/MWh	158,74 kWh/MWh
25	167,52 kWh/MWh	136,61 kWh/MWh
26	162,03 kWh/MWh	140,08 kWh/MWh
27	161,48 kWh/MWh	256,83 kWh/MWh
28	177,89 kWh/MWh	n.v.
29	177,36 kWh/MWh	161,85 kWh/MWh
30	176,56 kWh/MWh	156,41 kWh/MWh
31	175,89 kWh/MWh	164,10 kWh/MWh
32	173,89 kWh/MWh	157,14 kWh/MWh
33	169,01 kWh/MWh	138,75 kWh/MWh
34	168,50 kWh/MWh	127,43 kWh/MWh
35	167,54 kWh/MWh	181,22 kWh/MWh
36	162,57 kWh/MWh	135,14 kWh/MWh
37	161,60 kWh/MWh	140,74 kWh/MWh
38	159,89 kWh/MWh	n.v.
39	159,26 kWh/MWh	141,12 kWh/MWh
40	158,27 kWh/MWh	141,79 kWh/MWh
41	156,63 kWh/MWh	134,72 kWh/MWh
42	156,58 kWh/MWh	135,50 kWh/MWh
43	155,84 kWh/MWh	131,45 kWh/MWh
44	155,79 kWh/MWh	134,80 kWh/MWh
45	155,40 kWh/MWh	122,59 kWh/MWh
46	155,18 kWh/MWh	130,98 kWh/MWh
47	154,33 kWh/MWh	130,07 kWh/MWh

Tabelle 5 Kumulierte abs. Netzkontoabweichungen der KJ 2019 und 2020 im MG NCG

4. Auswertung der Prüfungspflicht für das Marktgebiet GASPOOL

Für das Marktgebiet GASPOOL wurden folgende Grenzwerte der 10% Quantile je Größengruppe ermittelt:

- Klein: 201,02 kWh/MWh
- Mittel: 156,38 kWh/MWh
- Groß: 154,79 kWh/MWh

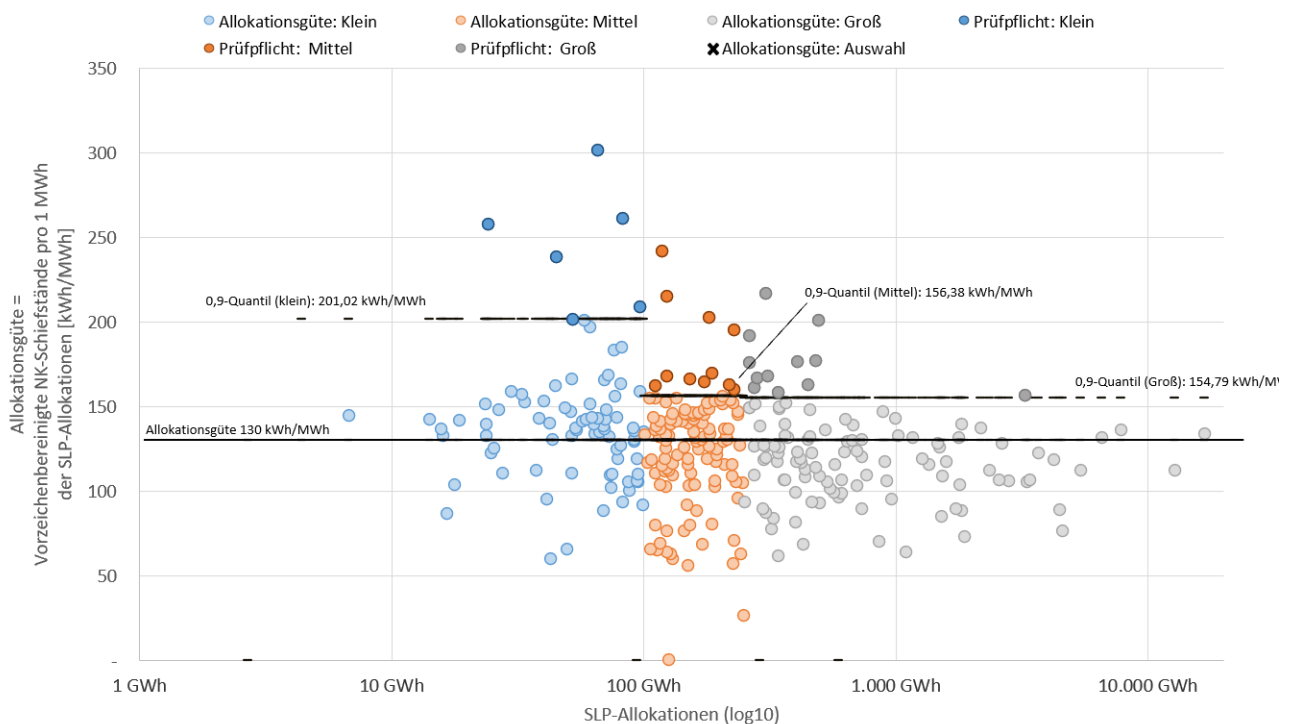


Abbildung 3 Grenzwerte der 10% Quantile für das Marktgebiet GASPOOL (maximale Skalierung auf 350 kWh/MWh angepasst, d.h. zwei Netzkonten fallen aus der grafischen Darstellung)

Die Anzahl der angeschriebenen Netzbetreiber belief sich auf 33, wobei insgesamt 33 Netzkonten der Prüfungspflicht unterlagen.

Von 24 Netzbetreibern (24 Netzkonten) wurde ein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotenzial identifiziert:

Für 14 Netzkonten wurde die Gasprognosetemperatur als signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotenzial identifiziert, für ein Netzkonto führte die Anwendung einer alternativen Profilausprägung zu einer signifikanten und nachhaltigen Verbesserung, fünf Netzkonten identifizierten sowohl die

Gasprognosetemperatur als auch die Anwendung einer alternativen Profilausprägung als geeignete Optimierungsmaßnahmen und bei vier Netzkonten führte die Anwendung eines Optimierungsfaktorverfahrens zu einer signifikanten und nachhaltigen Verbesserung.

Für drei Netzkonten konnte die Überprüfung auf nachhaltiges Verbesserungspotenzial nicht abgeschlossen werden, da im relevanten Untersuchungszeitraum der Kalenderjahre 2019 und 2020 eine Umstellung des SLP-Allokationsverfahrens erfolgte (ein Netzkonto) oder der betroffene Netzbetreiber weniger als 24 Monate eigenständiger Netzbetreiber war (zwei Netzkonten).

Sechs Netzkonten konnten kein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotenzial identifizieren.

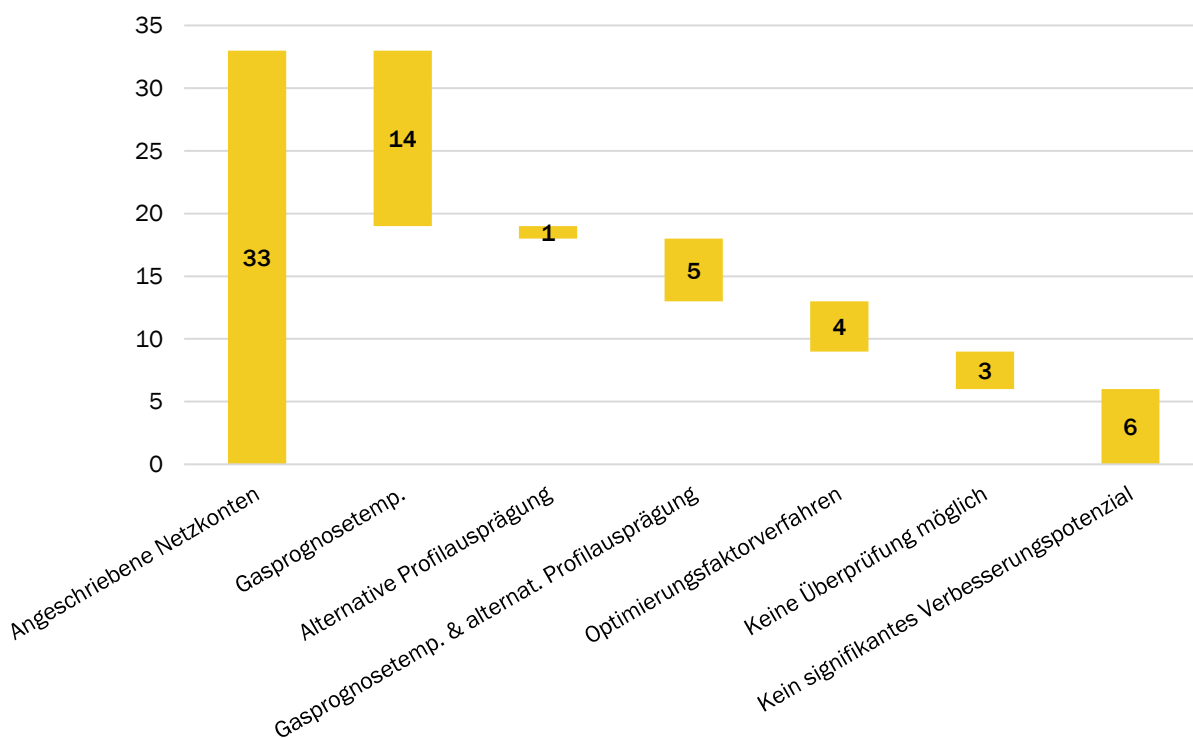


Abbildung 4 Auswertung der Prüfungsergebnisse für das Marktgebiet GASPOOL

Folgende Tabelle gibt einen komprimierten Überblick über das identifizierte Verbesserungspotenzial:

Nr.	Identifiziertes Verbesserungspotenzial
1	Gasprognosetemperatur
2	Optimierungsfaktorverfahren
3	Optimierungsfaktorverfahren
4	Kein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotenzial identifiziert
5	Gasprognosetemperatur
6	Gasprognosetemperatur
7	Kein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotenzial identifiziert
8	Gasprognosetemperatur

Nr.	Identifiziertes Verbesserungspotenzial
9	Gasprognosetemperatur und alternative Profilausprägung
10	Optimierungsfaktorverfahren
11	Gasprognosetemperatur
12	Optimierungsfaktorverfahren
13	Gasprognosetemperatur
14	Kein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotenzial identifiziert
15	Gasprognosetemperatur
16	Alternative Profilausprägung
17	Gasprognosetemperatur und alternative Profilausprägung
18	Weniger als 24 Monate eigenständiges Netzkonto; Nachhaltiges Verbesserungspotenzial daher nicht ermittelbar
19	Gasprognosetemperatur
20	Kein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotenzial identifiziert
21	Gasprognosetemperatur
22	Kein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotenzial identifiziert
23	Gasprognosetemperatur
24	Gasprognosetemperatur
25	Kein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotenzial identifiziert
26	Wechsel des Allokationsverfahrens im vorgegebenen Überprüfungszeitraum (Kalenderjahre 2019 und 2020); Nachhaltiges Optimierungspotenzial daher nicht ermittelbar
27	Weniger als 24 Monate eigenständiges Netzkonto; Nachhaltiges Verbesserungspotenzial daher nicht ermittelbar
28	Gasprognosetemperatur und alternative Profilausprägung
29	Gasprognosetemperatur
30	Gasprognosetemperatur und alternative Profilausprägung
31	Gasprognosetemperatur
32	Gasprognosetemperatur
33	Gasprognosetemperatur und alternative Profilausprägung

Tabelle 6 Identifiziertes signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotenzial im MG GASPOOL

Folgende Tabelle zeigt die kumulierten absoluten Netzkontoabweichungen der Netzkonten, die der Prüfungspflicht 2021 unterlagen, in den Kalenderjahren 2019 und 2020:

Nr.	Kumulierte absolute Netzkontoabweichung Kalenderjahr 2020 (kWh/MWh)	Kumulierte absolute Netzkontoabweichung Kalenderjahr 2019 (kWh/MWh)
1	156,63	134,72
2	158,27	141,79
3	160,18	155,56
4	160,98	130,35
5	162,40	129,86
6	162,92	150,27
7	163,22	128,60
8	164,05	191,83
9	167,06	134,23
10	166,61	154,66
11	167,99	143,97
12	168,03	178,09
13	170,06	117,28
14	175,62	149,45
15	177,36	161,80
16	176,56	156,41
17	191,64	129,99
18	194,87	n.v.
19	201,37	145,36
20	200,73	181,57
21	202,89	140,74
22	209,12	132,90
23	215,33	108,36
24	217,29	194,76
25	238,11	196,69
26	241,92	180,06
27	253,44	n.v.
28	257,38	237,34
29	260,85	140,66
30	301,39	247,23

Nr.	Kumulierte absolute Netzkontoabweichung Kalenderjahr 2020 (kWh/MWh)	Kumulierte absolute Netzkontoabwei- chung Kalenderjahr 2019 (kWh/MWh)
31	342,11	407,84
32	364,19	114,26
33	1.506,94	497,14

Tabelle 7 Kumulierte abs. Netzkontoabweichungen der KJ 2019 und 2020 im MG GASPOOL

Trading Hub Europe GmbH

Anna-Louisa-Karsch-Str. 2

10178 Berlin

service@tradinghub.eu

T +49 (0) 2102 597 96 - 342

F +49 (0) 2102 597 96 - 420

www.tradinghub.eu