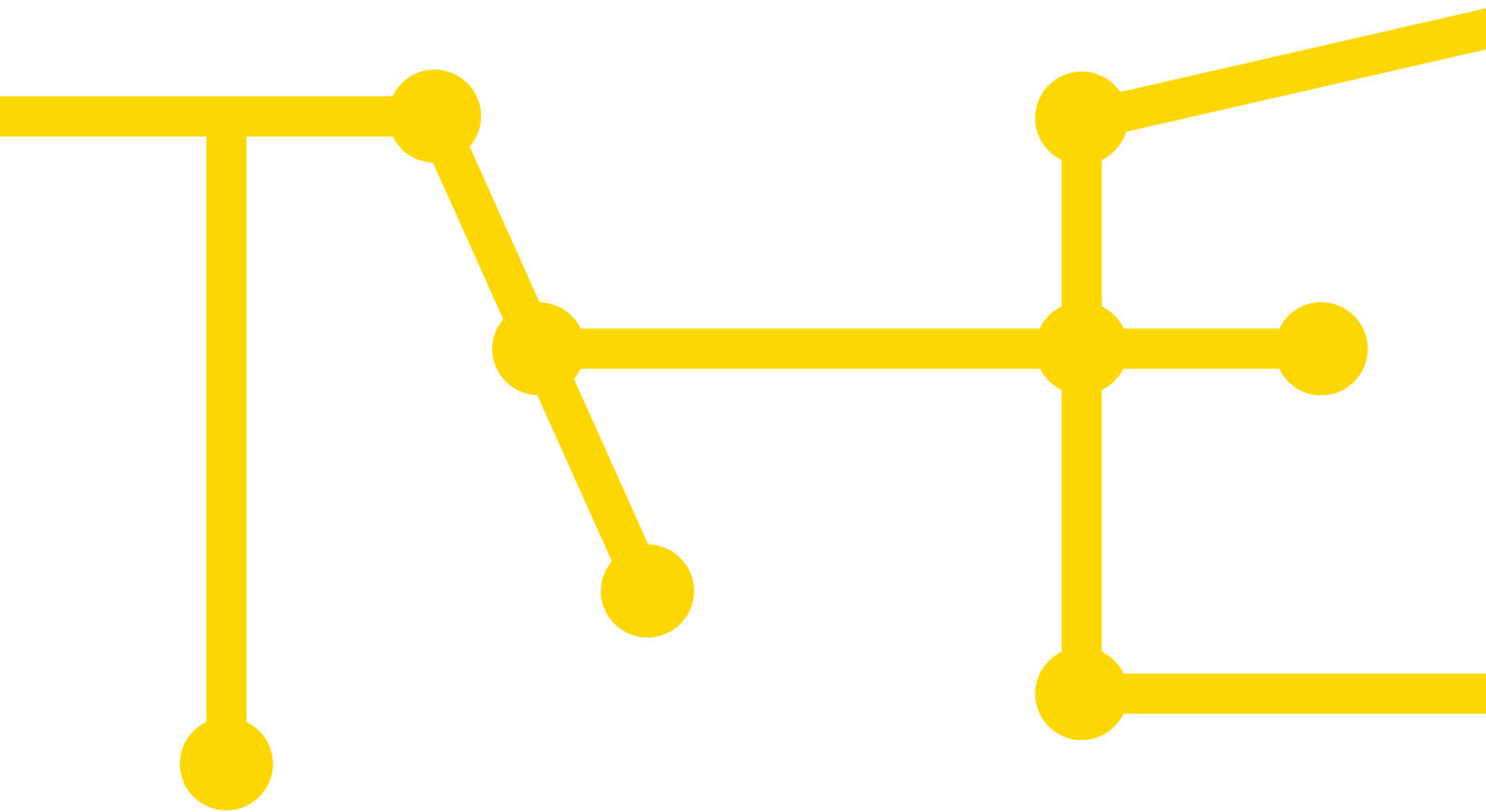


Kurzbericht 2022 gemäß § 50 (10) Kooperationsvereinbarung



Inhaltsverzeichnis

1. Hintergrund und Zielsetzung des Berichts	3
2. Ausgestaltung § 50 (10) KoV	4
3. 2021: Auswertung der umgesetzten Maßnahmen für das Marktgebiet THE	7
4. 2022: Auswertung der Prüfungspflicht für das Marktgebiet THE	8

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Grenzwerte der 10% Quantile für das Marktgebiet THE (Skalierung auf max. 250 kWh/MWh und mind. 1 GWh-SLP-Menge angepasst)	8
Abbildung 2 Auswertung der Prüfungsergebnisse für das Marktgebiet THE.....	10

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Größengruppen nach jährlichen SLP-Allokationen	4
Tabelle 2 Beispiel signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotential	5
Tabelle 3 Pönlhöhen	5
Tabelle 4 Umgesetzte Maßnahmen nach Aufforderung 01. Juli 2021.....	7
Tabelle 5 Identifiziertes signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotential im MG THE inkl. kumulierter absoluter Netzkontoabweichung	13

Abkürzungsverzeichnis

GASPOOL	GASPOOL Balancing Services GmbH
GPT	Gasprognosetemperatur
KoV	Kooperationsvereinbarung zwischen in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen
MG	Marktgebiet
KJ	Kalenderjahr
NCG	NetConnect Germany GmbH & Co. KG
THE	Trading Hub Europe GmbH

1. Hintergrund und Zielsetzung des Berichts

Gemäß § 50 (10) Kooperationsvereinbarung zwischen in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen (KoV) ist der Marktgebietsverantwortliche verpflichtet, einen Kurzbericht bezüglich der in § 50 (10) 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 Aufgaben des Marktgebietsverantwortlichen wahrnimmt und das Marktgebiet THE in Deutschland betreibt, erstellt.

Dieser Kurzbericht evaluiert auch die Ergebnisse der Rückmeldungen derjenigen Netzbetreiber, die 2021 aufgrund des Vorliegens von signifikantem und nachhaltigem Verbesserungspotential zur Umsetzung und Implementierung von Maßnahmen verpflichtet wurden. Da zum Zeitpunkt der Ermittlung der Netzkonten (1. April 2021) noch die beiden Marktgebietsverantwortlichen GASPOOL Balancing Services GmbH sowie NetConnect Germany GmbH & Co. KG bestanden, wurden die entsprechenden Netzkonten in die THE-Nomenklatur überführt.

Der vorliegende Bericht wird daher die Ergebnisse der Prüfungspflicht nicht mehr getrennt nach Marktgebiet GASPOOL und NCG darlegen, sondern nach Netzkontensystematik der THE für 2021 und 2022.

2. Ausgestaltung § 50 (10) KoV

Verteilnetzbetreiber mit Standardlastprofilen (SLP) sind gemäß § 50 (10) 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 nach jährlichen SLP-Allokationen

Marktraumumstellende Netzkonten werden bzgl. der Ermittlung der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung aggregiert betrachtet.

Nach Abschluss der relevanten Clearingzeiträume des Kalenderjahres ermittelt der Marktgebietsverantwortliche die Netzkonten je Größengruppe, die der Prüfungspflicht gemäß § 50 (10) 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 geclearten Allokationsdaten von M+2M+10 WT.

Bis zum 01. Juli des gleichen Jahres informieren die betroffenen Netzbetreiber den Marktgebietsverantwortlichen über die entsprechenden Ergebnisse der Prüfungen.

Ergibt die Prüfung ein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotential, muss der Netzbetreiber die entsprechenden Maßnahmen zur Verbesserung bis zum 01. Juli des Folgejahres implementieren.

Von signifikantem und nachhaltigem Verbesserungspotential 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 Verbesserungspotential

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 pro Jahr	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-Bilanzierungs-umlagekonto 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 Verbesserungspotential identifiziert haben
- Anonymisierte Informationen über das identifizierte Verbesserungspotential
- Anonymisiert die kumulierten absoluten Netzkontoabweichungen der Netzkonten der letzten zwei Jahre

3. 2021: Auswertung der umgesetzten Maßnahmen für das Marktgebiet THE

Ergibt die Prüfung ein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotential, hat der Netzbetreiber die entsprechenden Maßnahmen zur Verbesserung bis zum 01. Juli des Folgejahres zu implementieren. In begründeten Einzelfällen kann in Absprache mit dem MGV eine längere Implementierungsfrist vereinbart werden.

In 2021 wurden über beide Marktgebiete hinweg insgesamt 79 Netzbetreiber zur Prüfung aufgefordert. Davon wurde bei 58 Netzbetreibern ein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotential ermittelt, verbunden mit der Aufforderung, entsprechende Maßnahmen zur Verbesserung bis zum 01. Juli 2022 umzusetzen (siehe Tabelle 4).

Zum 01. Juli 2022 sind davon 56 Netzbetreiber der Aufforderung nachgekommen.

Zwei Netzbetreiber haben in Absprache mit dem MGV eine längere Implementierungsfrist bis zum 01. Oktober 2022 vereinbart. In beiden Fällen ist das identifizierte Verbesserungspotential die Einführung der Gasprognosetemperatur (GPT).

Anzahl NB	SLP-Verfahren	Umgesetzte Maßnahmen
35	Synthetisch	Gasprognosetemperatur
11	Synthetisch	Gasprognosetemperatur oder alternative Profilausprägung
3	Synthetisch	Alternative Profilausprägung
7	Analytisch	Implementierung Optimierungsfaktorverfahren
2	Synthetisch	Längere Implementierungsfrist (01. Oktober 2022); aufgeforderte Maßnahme: GPT

Tabelle 4 Umgesetzte Maßnahmen nach Aufforderung 01. Juli 2021

4. 2022: Auswertung der Prüfungspflicht für das Marktgebiet THE

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

- Klein: 147,39 kWh/MWh
- Mittel: 132,99 kWh/MWh
- Groß: 126,20 kWh/MWh

Bemerkenswert ist auch, dass das 10%-Quantil für die große Größengruppe bereits unter den Wert von 130 kWh/MWh gefallen ist. Insgesamt führte dies zu einem Ausschluss von 5 Netzbetreibern aus der Prüfungspflicht, da der erforderliche Schwellenwert unterschritten wurde. Eine Möglichkeit hier entgegenzuwirken, wäre bspw. eine Anpassung des Schwellenwertes in der Zukunft.

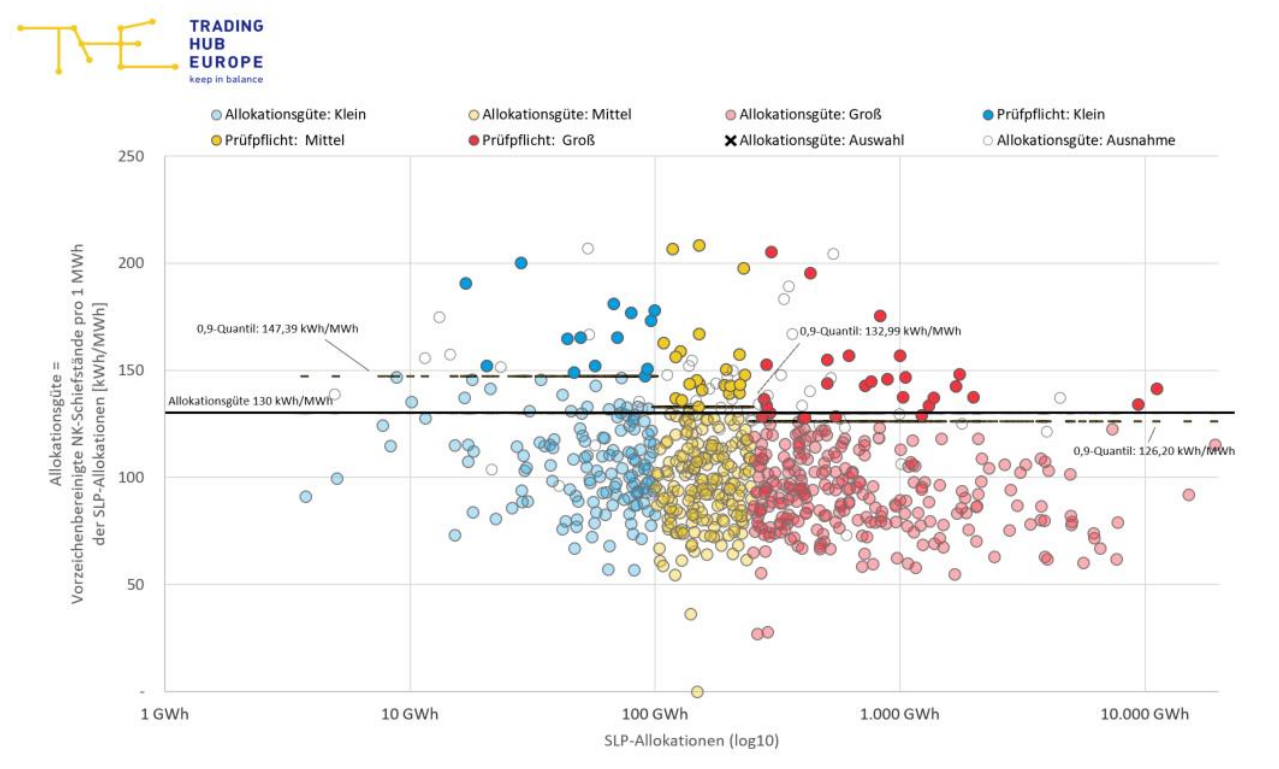


Abbildung 1 Grenzwerte der 10% Quantile für das Marktgebiet THE (Skalierung auf max. 250 kWh/MWh und mind. 1 GWh-SLP-Menge angepasst)

Für das Marktgebiet THE belief sich die Anzahl der angeschriebenen Netzbetreiber im Jahr 2022 auf 59. Davon wurden zwei Netzbetreiber doppelt mit nicht aggregierten Netzkonten in H-Gas und

L-Gas angesprochen (entspricht 61 Anschreiben). Insgesamt unterlagen 63 Netzkonten der Prüfungspflicht, wovon wiederum jeweils zwei Netzkonten aggregiert betrachtet wurden (Marktraumumstellung).

Von 43 Netzbetreibern (46 Netzkonten) wurde ein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotential identifiziert:

Für 13 Netzkonten (13 Netzbetreiber) wurde die Gasprognosetemperatur als signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotential identifiziert, für drei Netzbetreiber (drei Netzkonten) führte die Anwendung einer alternativen Profilausprägung zu einer signifikanten und nachhaltigen Verbesserung, zwei Netzbetreiber (zwei Netzkonten) identifizierten sowohl die Gasprognosetemperatur als auch die Anwendung einer alternativen Profilausprägung als geeignete Optimierungsmaßnahmen und bei 21 Netzbetreibern (24 Netzkonten) führte die Anwendung eines Optimierungsfaktorverfahrens zu einer signifikanten und nachhaltigen Verbesserung. Bei vier analytisch bilanzierenden Netzbetreibern (vier Netzkonten) führte nachweislich die Umstellung auf das synthetische Bilanzierungsverfahren mit Einbindung der Gasprognosetemperatur zu einer signifikanten Verbesserung.

Für drei Netzbetreiber (drei Netzkonten) konnte die Überprüfung auf nachhaltiges Verbesserungspotential nicht abgeschlossen werden, da im relevanten Untersuchungszeitraum der Kalenderjahre 2020 und 2021 eine Umstellung des SLP-Allokationsverfahrens erfolgte (ein Netzbetreiber, ein Netzkonto) oder der betroffene Netzbetreiber weniger als 24 Monate eigenständiger Netzbetreiber war (zwei Netzbetreiber, zwei Netzkonten).

12 Netzbetreiber (13 Netzkonten) konnten kein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotential identifizieren.

Signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotential konnte darüber hinaus für einen Netzbetreiber (ein Netzkonto) nicht ermittelt werden, da die Rückmeldung des Netzbetreibers innerhalb der vorgegebenen Prüfungsfrist ausblieb. Der Netzbetreiber erhielt daher eine Pönale.

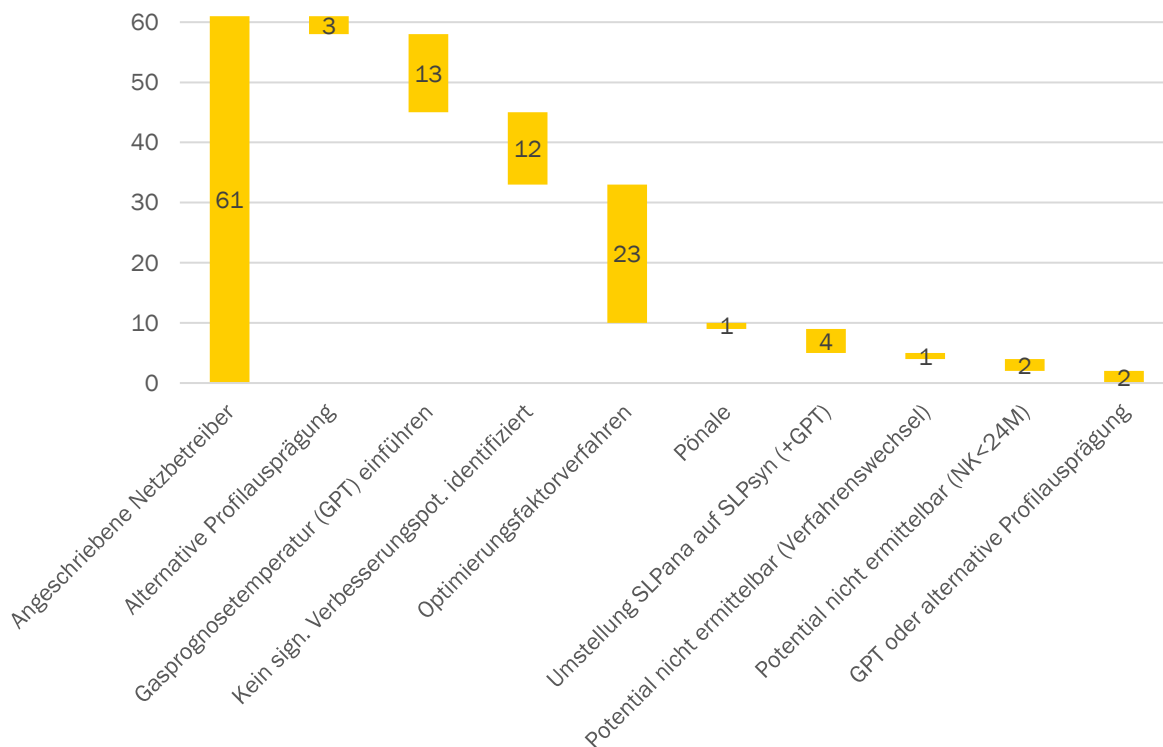


Abbildung 2 Auswertung der Prüfungsergebnisse für das Marktgebiet THE

Folgende Tabelle gibt einen komprimierten Überblick über das identifizierte Verbesserungspotential und die kumulierten absoluten Netzkontoabweichungen:

Nr.	Identifiziertes Verbesserungspotential	Kumulierte absolute Netzkontoabweichung KJ 2021 (kWh/MWh)	Kumulierte absolute Netzkontoabweichung KJ 2020 (kWh/MWh)
1	Weniger als 24 Monate eigenständiges Netzkonto; Nachhaltiges Verbesserungspotential daher nicht ermittelbar	6.205,09	NK<24M
2	Kein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotential identifiziert	300,01	253,44
3	Alternative Profilausprägung	200,21	151,37
4	Wechsel des Allokationsverfahrens im vorgegebenen Überprüfungszeitraum (KJ 2020 und 2021); Nachhaltiges Optimierungspotential daher nicht ermittelbar	190,66	209,94
5	Gasprognosetemperatur einführen	181,05	200,51
6	Optimierungsfaktorverfahren	178,19	163,86
7	Kein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotential identifiziert	176,82	124,75

Nr.	Identifiziertes Verbesserungspotential	Kumulierte absolute Netzkontoabweichung KJ 2021 (kWh/MWh)	Kumulierte absolute Netzkontoabweichung KJ 2020 (kWh/MWh)
8	Kein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotential identifiziert	173,17	132,55
9	Kein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotential identifiziert	165,46	156,40
10	Kein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotential identifiziert	165,38	113,06
11	Gasprognosetemperatur und alternative Profilausprägung	164,96	143,13
12	Optimierungsfaktorverfahren	152,14	141,97
13	Gasprognosetemperatur einführen	152,12	134,47
14	Gasprognosetemperatur einführen	150,87	183,54
15	Optimierungsfaktorverfahren	149,05	153,05
16	Gasprognosetemperatur einführen	147,45	153,56
17	Gasprognosetemperatur einführen	208,59	241,92
18	Optimierungsfaktorverfahren	206,73	140,23
19	Gasprognosetemperatur einführen	197,89	160,35
20	Weniger als 24 Monate eigenständiges Netzkonto; Nachhaltiges Verbesserungspotential daher nicht ermittelbar	167,07	NK<24M
21	Kein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotential identifiziert	162,92	130,88
22	Optimierungsfaktorverfahren	158,98	135,14
23	Optimierungsfaktorverfahren	157,57	154,34
24	Kein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotential identifiziert	156,39	162,03
25	Alternative Profilausprägung	150,52	129,53
26	Umstellung SLPana auf SLPsyn mit Gasprognosetemperatur	148,06	151,20
27	Optimierungsfaktorverfahren	145,49	135,18
28	Pönale	144,01	141,18
29	Umstellung SLPana auf SLPsyn mit Gasprognosetemperatur	143,69	143,47
30	Gasprognosetemperatur einführen	143,40	153,90
31	Umstellung SLPana auf SLPsyn mit Gasprognosetemperatur	143,31	145,83

Nr.	Identifiziertes Verbesserungspotential	Kumulierte absolute Netzkontoabweichung KJ 2021 (kWh/MWh)	Kumulierte absolute Netzkontoabweichung KJ 2020 (kWh/MWh)
32	Gasprognosetemperatur und alternative Profilausprägung	142,84	142,07
33	Gasprognosetemperatur einführen	141,05	154,58
34	Gasprognosetemperatur einführen	139,61	148,59
35	Optimierungsfaktorverfahren	139,10	144,92
36	Optimierungsfaktorverfahren	137,03	154,47
37	Alternative Profilausprägung	136,08	138,24
38	Gasprognosetemperatur einführen	133,11	109,44
39	Kein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotential identifiziert	205,24	127,25
40	Optimierungsfaktorverfahren	140,13	152,05
41	Optimierungsfaktorverfahren	175,43	143,42
42	Optimierungsfaktorverfahren	157,05	147,21
43	Optimierungsfaktorverfahren	156,86	142,19
44	Optimierungsfaktorverfahren	154,96	140,01
45	Optimierungsfaktorverfahren	152,81	142,05
46	Kein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotential identifiziert	148,13	127,95
47	Optimierungsfaktorverfahren	146,92	148,21
48	Kein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotential identifiziert	145,96	139,59
49	Optimierungsfaktorverfahren	144,81	139,23
50	Umstellung SLPana auf SLPsyn mit Gasprognosetemperatur	144,09	146,00
51	Optimierungsfaktorverfahren	142,88	142,34
52	Kein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotential identifiziert	142,68	133,81
53	Optimierungsfaktorverfahren	141,62	143,03
54	Optimierungsfaktorverfahren	137,53	140,43
55	Kein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotential identifiziert	137,51	142,68
56	Optimierungsfaktorverfahren	137,29	138,81
57	Gasprognosetemperatur einführen	136,74	148,71

Nr.	Identifiziertes Verbesserungspotential	Kumulierte absolute Netzkontoabweichung KJ 2021 (kWh/MWh)	Kumulierte absolute Netzkontoabweichung KJ 2020 (kWh/MWh)
58	Gasprognosetemperatur einführen	134,28	136,00
59	Optimierungsfaktorverfahren	133,66	142,90
60	Optimierungsfaktorverfahren	133,58	132,70
61	Gasprognosetemperatur einführen	130,34	149,39

Tabelle 5 Identifiziertes signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotential im MG THE inkl. kumulierter absoluter Netzkontoabweichung

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