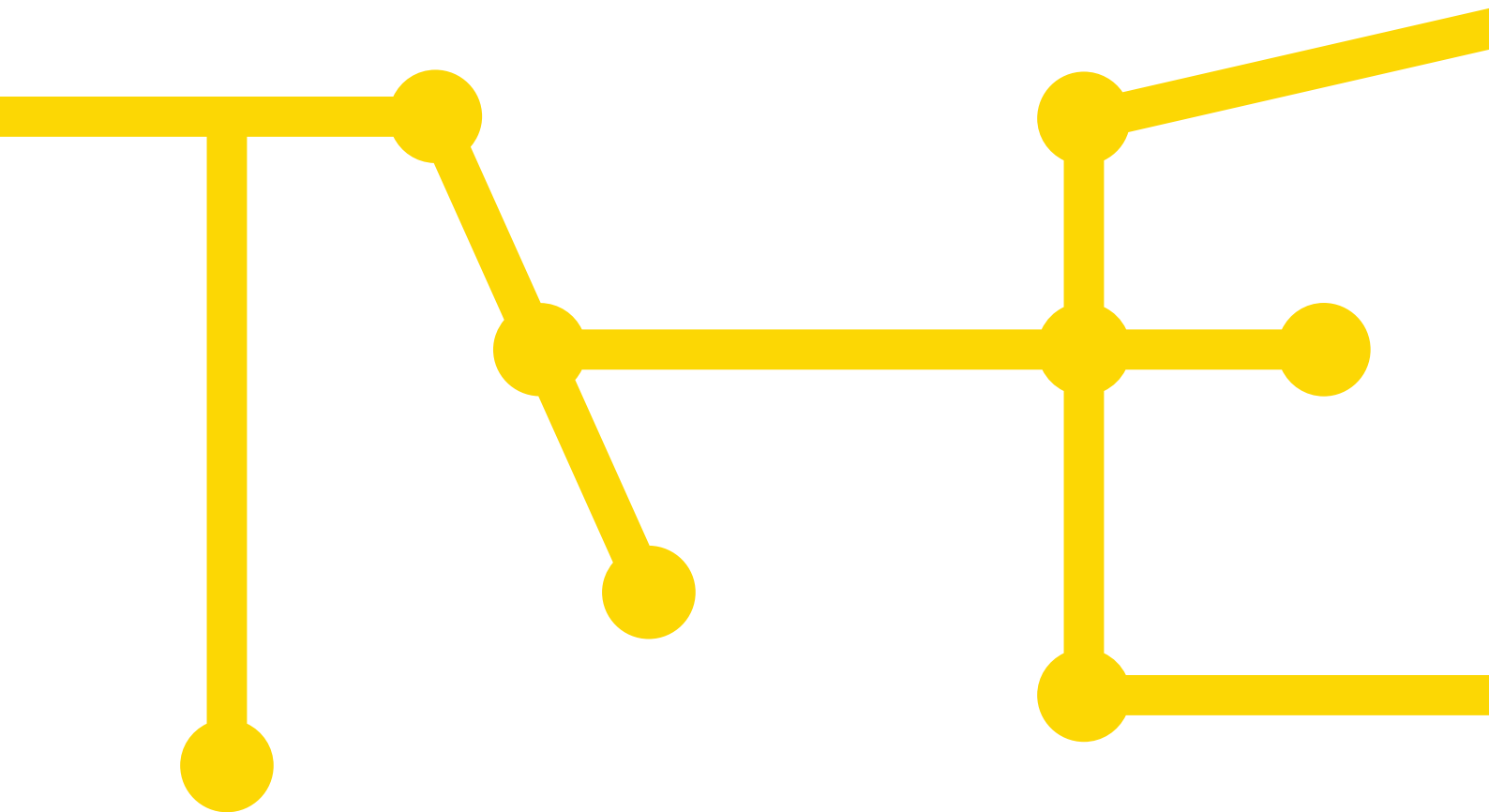


# Kurzbericht 2023 gemäß § 50 (10) Kooperationsvereinbarung

---



## Inhaltsverzeichnis

1. Hintergrund und Zielsetzung des Berichts .....	3
2. Ausgestaltung § 50 (10) KoV .....	4
3. 2022: Auswertung der umgesetzten Maßnahmen für das Marktgebiet THE .....	7
4. 2023: Auswertung der Prüfungspflicht für das Marktgebiet THE .....	8

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Grenzwerte der 10 %-Quantile für das Marktgebiet THE (Skalierung angepasst) .....	8
Abbildung 2 Auswertung der Prüfungsergebnisse 2023 für das Marktgebiet THE .....	9

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Größengruppen nach jährlichen SLP-Allokationen .....	4
Tabelle 2 Beispiel sign. und nachhaltiges Verbesserungspotential.....	5
Tabelle 3 Pönalhöhen .....	5
Tabelle 4 Umgesetzte Maßnahmen nach Aufforderung 01. Juli 2022.....	7
Tabelle 5 Identifiziertes signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotential im Marktgebiet THE inkl. kumulierter absoluter Netzkontoabweichung .....	12

## Abkürzungsverzeichnis

Alt.	Alternativ
Ana.	Analytisch
GASPOOL	GASPOOL Balancing Services GmbH
GPT	Gasprognosetemperatur
KJ	Kalenderjahr
KoV	Kooperationsvereinbarung zwischen in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen
MG	Marktgebiet
NB	Netzbetreiber
NK	Netzkonto
NCG	NetConnect Germany GmbH & Co. KG
Sign.	Signifikant
Syn.	Synthetisch
THE	Trading Hub Europe GmbH – Betreiber des deutschlandweiten Marktgebietes THE
Verbesserungspot.	Verbesserungspotential

# **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 2022 aufgrund des Vorliegens von signifikantem und nachhaltigem Verbesserungspotential zur Umsetzung und Implementierung von Maßnahmen verpflichtet wurden.

## 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 sign. 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
<b>Bis einschließlich 100 Mio. kWh</b>	<b>3.000 EUR</b>
Von > 100 Mio. kWh bis einschließlich 175 Mio. kWh	5.000 EUR
<b>Von &gt; 175 Mio. kWh bis einschließlich 250 Mio. kWh</b>	<b>7.500 EUR</b>
Von > 250 Mio. kWh bis einschließlich 1.000 Mio. kWh	10.000 EUR
<b>Von &gt; 1.000 Mio. kWh bis einschließlich 5.000 Mio. kWh</b>	<b>15.000 EUR</b>
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. 2022: 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.

Im Jahr 2022 wurden insgesamt 61 Netzbetreiber zur Prüfung aufgefordert. Davon wurde bei 45 Netzbetreibern ein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotential ermittelt, verbunden mit der Aufforderung, entsprechende Maßnahmen zur Verbesserung bis zum 01. Juli 2023 umzusetzen (siehe Tabelle 4).

Zum 01. Juli 2023 sind davon 40 Netzbetreiber der Aufforderung nachgekommen.

Fünf Netzbetreiber haben in Absprache mit dem MGV eine längere Implementierungsfrist bis zum vierten Quartal 2023 vereinbart. Eine Pönalisierung wäre hier grundsätzlich noch möglich.

Anzahl NB	SLP-Verfahren	Umgesetzte Maßnahmen
13	Synthetisch	Gasprognosetemperatur
2	Synthetisch	Gasprognosetemperatur oder alternative Profilausprägung
7	Synthetisch	Alternative Profilausprägung oder Umstellung Syn./Ana.
23	Analytisch	Implementierung Optimierungsfaktorverfahren
Inkl. 5	1x Syn/4x Ana.	Längere Implementierungsfrist (Q4 2023)

Tabelle 4 Umgesetzte Maßnahmen nach Aufforderung 01. Juli 2022

## 4. 2023: Auswertung der Prüfungspflicht für das Marktgebiet THE

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

- Klein: 167,97 kWh/MWh
- Mittel: 155,04 kWh/MWh
- Groß: 149,34 kWh/MWh

Bemerkenswert ist, dass die Quantilgrenzen im Gegensatz zu den Vorjahren wieder ansteigen. Dies ist allerdings der Gesamtsituation des Winters 2022/23 geschuldet (Energiekrise etc.) und den daraus resultierenden Überallokationen der Netzkonten.

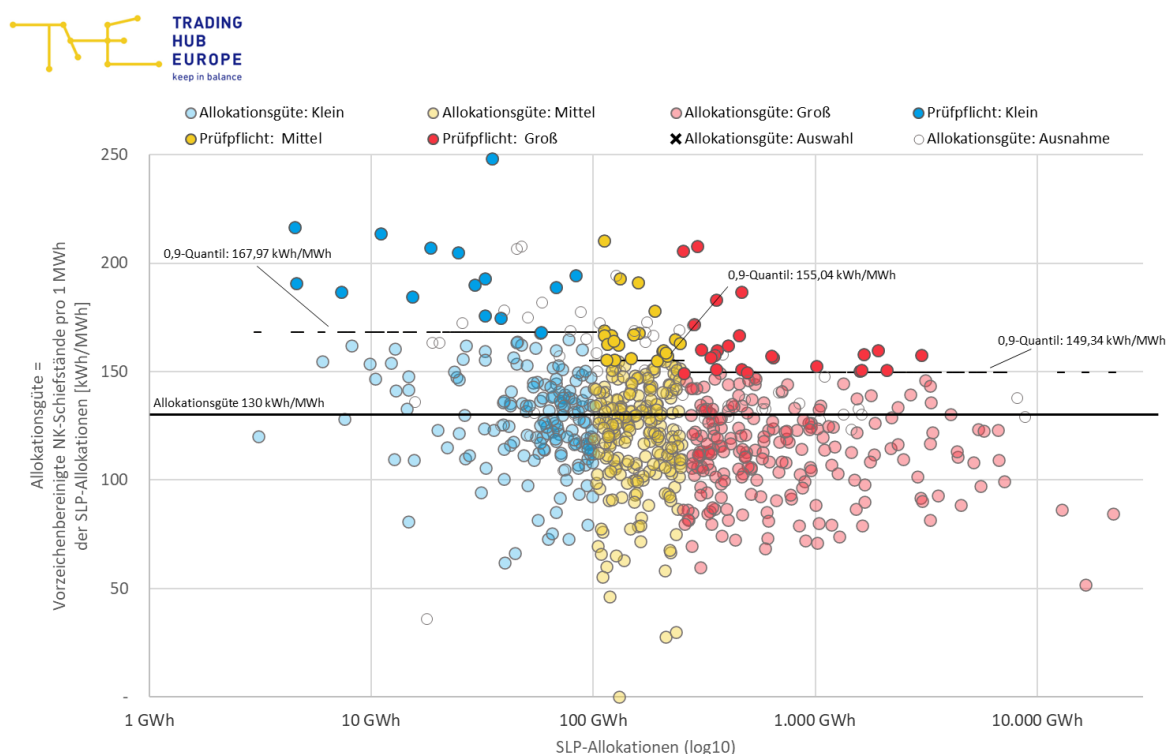


Abbildung 1 Grenzwerte der 10 %-Quantile für das Marktgebiet THE (Skalierung angepasst)

Für das Marktgebiet THE belief sich die Anzahl der angeschriebenen Netzbetreiber im Jahr 2022 auf 61. Davon wurden vier Netzbetreiber doppelt mit nicht aggregierten Netzkonten in H-Gas und L-Gas angesprochen (entspricht 65 Anschreiben). Insgesamt unterlagen 65 Netzkonten der Prüfungspflicht, wovon wiederum drei Netzkonten aggregiert betrachtet wurden (Marktraumumstellung).



Bei insgesamt 38 Netzkonten wurde ein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotential identifiziert:

Bei 15 Netzkonten wurden diese Potentiale bereits im Laufe des Kalenderjahres 2022 durch den Netzbetreiber eruiert und eigenständig, d. h. ohne Aufforderung durch den MGV, bereits umgesetzt. Es handelt sich hierbei um 14 synthetisch bilanzierende Netzbetreiber und einen analytisch bilanzierenden Netzbetreiber. Für 13 Netzkonten wurde die Gasprognosetemperatur als signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotential identifiziert, für fünf Netzkonten führte die Anwendung einer alternativen Profilausprägung zu einer signifikanten und nachhaltigen Verbesserung und für fünf Netzkonten wurde sowohl die Gasprognosetemperatur als auch die Anwendung einer alternativen Profilausprägung als geeignete Optimierungsmaßnahme identifiziert.

Für ein Netzkonto konnte die Überprüfung auf nachhaltiges Verbesserungspotential nicht abgeschlossen werden, da nach dem relevanten Untersuchungszeitraum der Kalenderjahre 2021 und 2022 eine Umstellung des SLP-Allokationsverfahrens erfolgte (zum 01.01.2023). Der Einfachheit halber wurde dieses Netzkonto für diesen Kurzbericht eingegliedert in die insgesamt 27 Netzkonten, für die kein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotential identifiziert werden konnte.

Für alle angeschriebenen Netzbetreiber konnte auf ein mögliches signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotential grundsätzlich geprüft werden, da die Rückmeldung aller Netzbetreibers innerhalb der vorgegebenen Prüfungsfrist erfolgte. Kein Netzbetreiber erhielt daher eine Pönale.

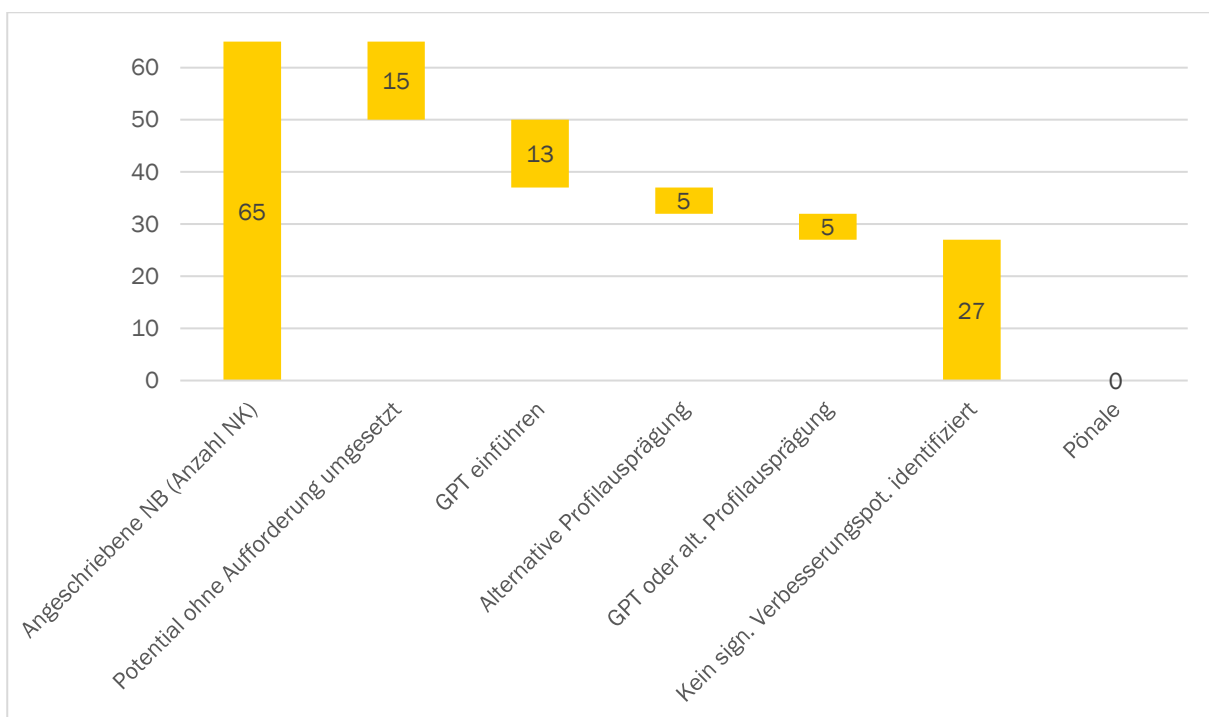


Abbildung 2 Auswertung der Prüfungsergebnisse 2023 für das Marktgebiet THE

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

Nr.	Identifiziertes Verbesserungspotential	Kumulierte absolute Netzkontoabweichung KJ 2022 (kWh/MWh)	Kumulierte absolute Netzkontoabweichung KJ 2021 (kWh/MWh)
1	GPT	3.028,12	6.205,09
2	Hat Optimierungen in KJ 2022 eigenständig umgesetzt	401,92	790,94
3	Kein signifikantes Verbesserungspotential	375,98	280,50
4	Kein signifikantes Verbesserungspotential	282,96	128,38
5	Kein signifikantes Verbesserungspotential	248,39	138,55
6	Kein signifikantes Verbesserungspotential	216,74	99,43
7	Hat Optimierungen in KJ 2022 eigenständig umgesetzt	213,57	174,79
8	Kein signifikantes Verbesserungspotential	210,36	85,64
9	Hat Optimierungen in KJ 2022 eigenständig umgesetzt	207,96	174,79
10	Profiländerung	207,13	141,45
11	GPT oder Profiländerung	205,55	124,96
12	Profiländerung	204,88	271,05
13	GPT	194,25	93,08
14	Hat Optimierungen in KJ 2022 eigenständig umgesetzt	192,96	167,07
15	Kein signifikantes Verbesserungspotential	192,94	114,76
16	GPT	191,17	113,58
17	Hat Optimierungen in KJ 2022 eigenständig umgesetzt	190,61	138,77
18	GPT	190,16	116,50
19	GPT	188,91	129,25
20	GPT	186,61	114,63
21	Hat Optimierungen in KJ 2022 eigenständig umgesetzt	186,60	94,76
22	GPT oder Profiländerung	184,71	190,66
23	Profiländerung	183,24	114,17
24	Kein signifikantes Verbesserungspotential	177,83	114,87
25	GPT	175,70	105,87

Nr.	Identifiziertes Verbesserungspotential	Kumulierte absolute Netzkontoabweichung KJ 2022 (kWh/MWh)	Kumulierte absolute Netzkontoabweichung KJ 2021 (kWh/MWh)
26	Kein signifikantes Verbesserungspotential	174,70	95,99
27	Hat Optimierungen in KJ 2022 eigenständig umgesetzt	171,81	166,99
28	Hat Optimierungen in KJ 2022 eigenständig umgesetzt	169,02	110,20
29	GPT oder Profiländerung	168,31	131,93
30	GPT oder Profiländerung	167,93	123,66
31	Kein signifikantes Verbesserungspotential	166,93	127,30
32	Kein signifikantes Verbesserungspotential	166,89	75,64
33	GPT oder Profiländerung	166,74	129,33
34	Profiländerung	166,71	190,66
35	Profiländerung	164,85	115,58
36	Hat Optimierungen in KJ 2022 eigenständig umgesetzt	164,15	129,59
37	Kein signifikantes Verbesserungspotential	163,17	110,95
38	Kein signifikantes Verbesserungspotential	162,81	120,33
39	Hat Optimierungen in KJ 2022 eigenständig umgesetzt	162,45	154,50
40	GPT	161,86	114,24
41	Kein signifikantes Verbesserungspotential	160,28	120,85
42	Kein signifikantes Verbesserungspotential	159,99	122,71
43	Kein signifikantes Verbesserungspotential	159,75	116,43
44	GPT	159,67	117,82
45	Kein signifikantes Verbesserungspotential	159,33	112,00
46	Kein signifikantes Verbesserungspotential	158,90	126,96
47	Hat Optimierungen in KJ 2022 eigenständig umgesetzt	157,83	136,99
48	GPT	157,82	110,95
49	Kein signifikantes Verbesserungspotential	157,60	108,98
50	Kein signifikantes Verbesserungspotential	157,37	102,92
51	GPT	157,37	116,98
52	Kein signifikantes Verbesserungspotential	156,54	189,18

Nr.	Identifiziertes Verbesserungspotential	Kumulierte absolute Netzkontoabweichung KJ 2022 (kWh/MWh)	Kumulierte absolute Netzkontoabweichung KJ 2021 (kWh/MWh)
53	GPT	156,54	110,45
54	Kein signifikantes Verbesserungspotential	156,01	108,77
55	Kein signifikantes Verbesserungspotential	155,47	101,38
56	Kein signifikantes Verbesserungspotential	155,43	115,74
57	Kein signifikantes Verbesserungspotential	155,09	64,32
58	GPT	152,43	129,16
59	Hat Optimierungen in KJ 2022 eigenständig umgesetzt	151,25	140,25
60	Kein signifikantes Verbesserungspotential	151,02	111,68
61	Hat Optimierungen in KJ 2022 eigenständig umgesetzt	150,84	83,56
62	Hat Optimierungen in KJ 2022 eigenständig umgesetzt	150,64	136,99
63	Kein signifikantes Verbesserungspotential	150,21	90,59
64	Hat Optimierungen in KJ 2022 eigenständig umgesetzt	149,56	94,55
65	Kein signifikantes Verbesserungspotential	149,36	92,77

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

Spalte 1 ist die fortlaufende Nummerierung der insgesamt 65 Netzkonten, die in die Prüfungspflicht fielen. Spalte 2 stellt das identifizierte Verbesserungspotential dar. Daraus resultiert dann die entsprechende Aufforderung durch den MGV (z. B.: „GPT“ = „Die Gasprognosestemperatur ist zum 01.07.2024 einzuführen.“). Spalte 3 und 4 stellen die IST-Allokationsgütern der letzten beiden Kalenderjahre dar.

### Trading Hub Europe GmbH

Anna-Louisa-Karsch-Str. 2

10178 Berlin

service@tradinghub.eu

T +49 (0) 2102 597 96 - 342

www.tradinghub.eu