

Bericht:

Evaluierungsbericht der Verteilernetzbetreiber zu der Prognosegüte der Standardlastprofile Gas und dem Anreizsystem für SLP-Entnahmestellen nach Tenor 9 lit. b der BNetzA-Festlegung in Sachen Bilanzierung Gas (Umsetzung des Netzkodexes Gas-bilanzierung, „GaBi Gas 2.0“) vom 19.12.2014 (BKZ-14020)

Inhalt

Abbildungen	5
Tabellen	11
Abkürzungsverzeichnis.....	15
1 Hintergrund und Zielsetzung des Berichts	17
1.1 Vorgehensweise und Zielsetzung.....	17
1.2 Ausgangslage	18
1.3 Regulatorische und rechtliche Vorgaben	18
1.4 Begriffsbestimmungen.....	20
2 Netzkontensystematik und Anreizsystem	27
2.1 Anzahl der Netzkonten	27
2.1.1 Marktgebiet NCG	27
2.1.2 Marktgebiet GASPOOL	28
2.1.3 Marktgebiet THE	29
2.1.4 Erläuterung zur Anzahl der NK in den Marktgebieten	29
2.2 Abrechnung, Veröffentlichung und Meldung nach der täglichen Netzkontensystematik.....	30
2.2.1 Grundlagen	30
2.2.2 Abrechnung und Veröffentlichung nach der täglichen Netzkontensystematik als Anreizsystem im zeitlichen Verlauf	33
2.2.2.1 Marktgebiet NCG	33
2.2.2.2 Marktgebiet GASPOOL	36
2.2.2.3 Marktgebiet THE	39
2.3 Häufigkeit der Abrechnung der NK nach der täglichen Netzkontensystematik.....	44
2.3.1 Marktgebiet NCG	44
2.3.2 Marktgebiet GASPOOL	46
2.3.3 Marktgebiet THE	48

3	Prognosegüte der SLP	50
3.1	Grundlagen der Anwendung der SLP Gas	50
3.2	Statistische Grundlagen	50
3.3	Datenanalyse	54
3.3.1	SLP- und RLM-Allokationsmengen.....	54
3.3.1.1	Marktgebiet NCG, GASPOOL und THE	55
3.3.2	SLP-Allokationsmengen nach Allokationsverfahren	56
3.3.2.1	Marktgebiet NCG	57
3.3.2.2	Marktgebiet GASPOOL	58
3.3.2.3	Marktgebiet THE	59
3.3.3	NKS auf Tagesbasis.....	61
3.3.3.1	Marktgebiet NCG	61
3.3.3.2	Marktgebiet GASPOOL	62
3.3.3.3	Marktgebiet THE	62
3.3.4	Allokationsgüte.....	63
3.3.4.1	Allokationsgüte auf Jahresbasis	63
3.3.4.1.1	Marktgebiet NCG, GASPOOL und THE	64
3.3.4.2	Allokationsgüte auf Monatsbasis	71
3.3.4.2.1	Marktgebiet NCG	72
3.3.4.2.2	Marktgebiet GASPOOL	75
3.3.4.2.3	Marktgebiet THE	80
3.3.5	Zusammenhangsanalyse zwischen NKS und Tagesmitteltemperatur	82
3.3.5.1	Synthetisches Verfahren	84
3.3.5.1.1	Marktgebiet NCG	84
3.3.5.1.2	Marktgebiet GASPOOL	88
3.3.5.1.3	Marktgebiet THE	92
3.3.5.2	Analytisches Verfahren	97

3.3.5.2.1	Marktgebiet NCG	97
3.3.5.2.2	Marktgebiet GASPOOL.....	101
3.3.5.2.3	Marktgebiet THE	105
3.3.6	Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung getrennt nach Verfahren je GWJ und Marktgebiet	109
3.3.6.1	Synthetisches Verfahren	110
3.3.6.1.1	Marktgebiet NCG	110
3.3.6.1.2	Marktgebiet GASPOOL.....	112
3.3.6.1.3	Marktgebiet THE	114
3.3.6.2	Analytisches Verfahren	115
3.3.6.2.1	Marktgebiet NCG	115
3.3.6.2.2	Marktgebiet GASPOOL.....	117
3.3.6.2.3	Marktgebiet THE	120
3.3.7	Externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis für ausgewählte Monate	121
3.3.7.1	Marktgebiet NCG	122
3.3.7.2	Marktgebiet GASPOOL.....	130
3.3.7.3	Marktgebiet THE	138
3.3.8	Prüfpflicht nach § 50 KoV.....	146
3.3.9	Auswirkungen des Ukrainekriegs	149
3.3.10	Modellbetrachtungen der PG SLP im BDEW.....	155
3.3.11	Modellbetrachtung eines schwäbischen Stadtwerks.....	158
4	Schlussfolgerung und Empfehlungen	160
4.1	Netzkontensystematik und Anreizsystem	160
4.2	Zusammenhangsanalyse zwischen Netzkontosalden und dem Einsatz externer Regelenergie	161
4.3	Prognosegüte der SLP	162

Abbildungen

Abbildung 1: Anzahl der NK (VNB mit SLP), GWJ 20/21, NCG	27
Abbildung 2: Anzahl der NK (VNB mit SLP), GWJ 20/21, GASPOOL	28
Abbildung 3: Anzahl der NK (VNB mit SLP), GWJ 21/22 bis 23/24, THE	29
Abbildung 4: Anzahl der Gutschriften, Rechnungen und Veröffentlichungen nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 20/21, NCG	33
Abbildung 5: Abrechnungsbeträge (in Mio. €) nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 20/21, NCG	35
Abbildung 6: Anzahl der Gutschriften, Rechnungen und Veröffentlichungen nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 20/21, GASPOOL	36
Abbildung 7: Abrechnungsbeträge (in Mio. €) nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 20/21, GASPOOL	38
Abbildung 8: Anzahl der Gutschriften, Rechnungen und Veröffentlichungen nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 21/22 bis 23/24, THE	39
Abbildung 9: Abrechnungsbeträge (in Mio. €) nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 21/22 bis 23/24, THE	41
Abbildung 10: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 20/21, NCG	44
Abbildung 11: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 20/21, GASPOOL	46
Abbildung 12: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 21/22 bis 23/24, THE	48
Abbildung 13: Übersicht Bestandteile Boxplot-Diagramm	53
Abbildung 14: monatliche Allokationsmengen SLP und RLM, GWJ 20/21 bis 23/24, NCG, GASPOOL und THE	55
Abbildung 15: monatliche Allokationsmengen SLP, analytisch und synthetisch, GWJ 20/21, NCG	57

Abbildung 16: monatliche Allokationsmengen SLP, analytisch und synthetisch, GWJ 20/21, GASPOOL.....	58
Abbildung 17: monatliche Allokationsmengen SLP, analytisch und synthetisch, GWJ 21/22 bis 23/24, THE.....	59
Abbildung 18: NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis getrennt nach Über- und Unterallokation, GWJ 20/21, NCG	61
Abbildung 19: NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis getrennt nach Über- und Unterallokation, GWJ 20/21, GASPOOL.....	62
Abbildung 20: NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis getrennt nach Über- und Unterallokation, GWJ 21/22 bis 23/24, THE	63
Abbildung 21: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, GWJ 20/21 bis 23/24, NCG, GASPOOL und THE ...	64
Abbildung 22: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, GWJ 20/21 bis 23/24, NCG, GASPOOL und THE.	65
Abbildung 23: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, synthetisch, GWJ 20/21 bis 23/24, NCG, GASPOOL und THE	66
Abbildung 24: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, synthetisch, GWJ 20/21 bis 23/24, NCG, GASPOOL und THE	67
Abbildung 25: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, analytisch, GWJ 20/21 bis 23/24, NCG, GASPOOL und THE	68
Abbildung 26: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, analytisch, GWJ 20/21 bis 23/24, NCG, GASPOOL und THE	69
Abbildung 27: Boxplot Tagesmitteltemperatur auf Monatsbasis, GWJ 20/21, NCG	72
Abbildung 28: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, GWJ 20/21, NCG	73

Abbildung 29: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, GWJ 20/21, NCG	74
Abbildung 30: Boxplot Tagesmitteltemperatur auf Monatsbasis, GWJ 20/21, GASPOOL	75
Abbildung 31: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, GWJ 20/21, GASPOOL	76
Abbildung 32: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, GWJ 20/21, GASPOOL	77
Abbildung 33: Boxplot Tagesmitteltemperatur auf Monatsbasis, GWJ 21/22 bis 23/24, THE	80
Abbildung 34: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, GWJ 21/22 bis 23/24, THE	81
Abbildung 35: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, GWJ 21/22 bis 23/24, THE	82
Abbildung 36: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 20/21, NCG	84
Abbildung 37: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 20/21, NCG	85
Abbildung 38: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 20/21, NCG	86
Abbildung 39: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 20/21, GASPOOL	88
Abbildung 40: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 20/21, GASPOOL	89
Abbildung 41: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 20/21, GASPOOL	90
Abbildung 42: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 21/22 bis 23/24, THE	92
Abbildung 43: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 21/22 bis 23/24, THE	93

Abbildung 44: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 21/22 bis 23/24, THE	95
Abbildung 45: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 20/21, NCG	97
Abbildung 46: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 20/21, NCG	98
Abbildung 47: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 20/21, NCG	99
Abbildung 48: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 20/21, GASPOOL	101
Abbildung 49: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 20/21, GASPOOL	102
Abbildung 50: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 20/21, GASPOOL	103
Abbildung 51: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 21/22 bis 23/24, THE	105
Abbildung 52: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 21/22 bis 23/24, THE	106
Abbildung 53: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 21/22 bis 23/24, THE	108
Abbildung 54: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 20/21, NCG	110
Abbildung 55: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 20/21, GASPOOL	112
Abbildung 56: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 21/22 bis 23/24, THE	114
Abbildung 57: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 20/21, NCG	116

Abbildung 58: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 20/21, GASPOOL	118
Abbildung 59: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 21/22 bis 23/24, THE	120
Abbildung 60: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Oktober, GWJ 20/21, NCG	122
Abbildung 61: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Februar, GWJ 20/21, NCG	124
Abbildung 62: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat April, GWJ 20/21, NCG	126
Abbildung 63: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Juli, GWJ 20/21, NCG	128
Abbildung 64: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Oktober, GWJ 20/21, GASPOOL.....	130
Abbildung 65: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Februar, GWJ 20/21, GASPOOL.....	132
Abbildung 66: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat April, GWJ 20/21, GASPOOL.....	134
Abbildung 67: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Juli, GWJ 20/21, GASPOOL.....	136
Abbildung 68: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Oktober, GWJ 21 bis 23/24, THE.....	138
Abbildung 69: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Februar, GWJ 21/22 bis 23/24, THE.....	140
Abbildung 70: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat April, GWJ 21/22 bis 23/24, THE.....	142
Abbildung 71: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Juli, GWJ 21/22 bis 23/24, THE.....	144

Abbildung 72: absolute Netzkontenabweichung, Mittelwert aller aufgeführten NB 2021, KJ 2020 bis 2023.....	147
Abbildung 73: Kumulierte absolute Netzkontoabweichung mit und ohne Korrektur, gleitender 365-Tage-Durchschnitt, NB 1, GWJ 21/22 bis 23/24	151
Abbildung 74: Kumulierte absolute Netzkontoabweichung mit und ohne Korrektur, gleitender 365-Tage-Durchschnitt, NB 2, GWJ 21/22 bis 23/24	152
Abbildung 75: Kumulierte absolute Netzkontoabweichung mit und ohne Korrektur, gleitender 365-Tage-Durchschnitt, NB 3, GWJ 21/22 bis 23/24	153
Abbildung 76: Kumulierte absolute Netzkontoabweichung mit und ohne Korrektur, gleitender 365-Tage-Durchschnitt, NB 4, GWJ 21/22 bis 23/24	153
Abbildung 77: Kumulierte absolute Netzkontoabweichung mit und ohne Korrektur, gleitender 365-Tage-Durchschnitt, NB 5, GWJ 21/22 bis 23/24	154
Abbildung 78: Kumulierte absolute Netzkontoabweichung mit und ohne Korrektur, gleitender 365-Tage-Durchschnitt, NB 6, GWJ 21/22 bis 23/24	154
Abbildung 79: Modellbetrachtung einer deutschlandweiten Gasprognosetemperatur mit einer Zieltemperatur	157
Abbildung 80: Darstellung des Berechnungsmodells für die Korrektur der GPT über die Zieltemperaturberechnung	158
Abbildung 81: Gleitender Durchschnitt der Allokationsgüte operativ und mit einer individuell angepassten GPT	159

Tabellen

Tabelle 1: Übersicht Abrechnung nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 20/21, NCG	36
Tabelle 2: Übersicht Abrechnung nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 20/21, GASPOOL	39
Tabelle 3: Übersicht Abrechnung nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 21/22 bis 23/24, THE	43
Tabelle 4: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 20/21, NCG	45
Tabelle 5: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 20/21, GASPOOL	47
Tabelle 6: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 21/22 bis 23/24, THE	49
Tabelle 7: Interpretationsrichtlinie Korrelationskoeffizient	52
Tabelle 8: Übersicht Bestandteile des Boxplot-Diagramms	53
Tabelle 9: Prämissen in der Datenanalyse	54
Tabelle 10: Verteilung der SLP-Allokationen nach Clustern, analytisch und synthetisch, GWJ 20/21, NCG	57
Tabelle 11: Verteilung der SLP-Allokationen nach Clustern, analytisch und synthetisch, GWJ 20/21, GASPOOL	59
Tabelle 12: Verteilung der SLP-Allokationen nach Clustern, analytisch und synthetisch, GWJ 21/22 bis 23/24, THE	60
Tabelle 13: Kennzahlen Boxplots kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, GWJ 20/21 bis 23/24, NCG, GASPOOL und THE	70
Tabelle 14: Kennzahlen Boxplots Temperaturverteilung und kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, Monat Oktober, GWJ 20/21, NCG und GASPOOL	78

Tabelle 15: Kennzahlen Boxplots Temperaturverteilung und kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, Monat Februar, GWJ 20/21, NCG und GASPOOL.....	78
Tabelle 16: Kennzahlen Boxplots Temperaturverteilung und kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, Monat April, GWJ 20/21, NCG und GASPOOL.....	79
Tabelle 17: Kennzahlen Boxplots Temperaturverteilung und kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, Monat Juli, GWJ 20/21, NCG und GASPOOL.....	79
Tabelle 18: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 20/21, NCG	85
Tabelle 19: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 20/21, NCG	87
Tabelle 20: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 20/21, GASPOOL	89
Tabelle 21: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 20/21, GASPOOL	91
Tabelle 22: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 21/22 bis 23/24, THE	94
Tabelle 23: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 21/22 bis 23/24, THE	96
Tabelle 24: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 20/21, NCG	99

Tabelle 25: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 20/21, NCG	100
Tabelle 26: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 20/21, GASPOOL	103
Tabelle 27: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ /21, GASPOOL	104
Tabelle 28: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 21/22 bis 23/24, THE	107
Tabelle 29: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 21/22 bis 23/24, THE	109
Tabelle 30: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, synthetisch, GWJ 20/21, NCG	111
Tabelle 31: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, synthetisch, GWJ 20/21, GASPOOL	113
Tabelle 32: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, synthetisch, GWJ 21/22 bis 23/24, THE.....	115
Tabelle 33: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, analytisch, GWJ 20/21, NCG	117
Tabelle 34: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, analytisch, GWJ 20/21, GASPOOL	119
Tabelle 35: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, analytisch, GWJ 21/22 bis 23/24, THE.....	121
Tabelle 36: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Oktober, GWJ 20/21, NCG	123

Tabelle 37: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Februar, GWJ 20/21, NCG	125
Tabelle 38: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat April, GWJ 20/21, NCG	127
Tabelle 39: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Juli, GWJ 20/21, NCG	129
Tabelle 40: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Oktober, GWJ 20/21, GASPOOL	131
Tabelle 41: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Februar, GWJ 20/21, GASPOOL.....	133
Tabelle 42: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat April, GWJ 20/21, GASPOOL.....	135
Tabelle 43: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Juli, GWJ 20/21, GASPOOL.....	137
Tabelle 44: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Oktober, GWJ 21/22 bis 23/24, THE	139
Tabelle 45: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Februar, GWJ 21/22 bis 23/24, THE.....	141
Tabelle 46: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat April, GWJ 21/22 bis 23/24, THE.....	143
Tabelle 47: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Juli, GWJ 21/22 bis 23/24, THE.....	145
Tabelle 48: Umgesetzte Maßnahmen nach Aufforderung 01. Juli 2021.....	148
Tabelle 49: Umgesetzte Maßnahmen nach Aufforderung 01. Juli 2022.....	148
Tabelle 50: Umgesetzte Maßnahmen nach Aufforderung 01. Juli 2023.....	149

Abkürzungsverzeichnis

A	Allokationsmenge
BBW	Bilanzierungsbrennwert
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BNetzA	Bundesnetzagentur
FfE	Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GaBi Gas	Festlegung in Sachen Bilanzierung Gas (Umsetzung des Netzkodexes Gasbilanzierung, „Gabi Gas 2.0“)
GasNZV	Verordnung über den Zugang von Gasversorgungsnetzen
GASPOOL	GASPOOL Balancing Services GmbH
GEODE	Europäischer Verband der unabhängigen Strom- und Gasverteilunternehmen
GPT	Gasprognosetemperatur
GÜP	Grenzübergangspunkt
GWJ	Gaswirtschaftsjahr(e)
Konni Gas	Anpassung der Festlegung zur Einführung eines Konvertierungssystems in qualitätsübergreifenden Gasmarktgebieten vom 27.03.2012
KoV	Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen
M	Monat
MMMA	Mehr/Mindermengenabrechnung
MGV	Marktgebietsverantwortliche(r)
Mini-MüT	Übertragung von Gasmengen des jeweiligen Transportkunden zwischen Bilanzkreisen unterschiedlicher Marktgebiete im Ausspeisetz
Mio.	Million(en)
MÜP	Marktgebietsübergangspunkt
M+2M-XWT	x-ter Werktag <u>vor</u> Ende des 2. Kalendermonats nach Ende des Liefermonats

M+2M+XWT	x-ter Werktag <u>nach</u> Ende des 2. Kalendermonats nach Ende des Liefermonats
NB	Netzbetreiber
NCG	NetConnect Germany GmbH & Co. KG
NK	Netzkonto/-en
NKP	Netzkopplungspunkt
NKS	Netzkontosaldo/-en
RLM	Registrierende Leistungsmessung
SLP	Standardlastprofil(e)
TAR-Diagramm	Temperatur-Allokation-Restlast-Diagramm
THE	Trading Hub Europe
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e.V.
VNB	Verteilnetzbetreiber

1 Hintergrund und Zielsetzung des Berichts

Im Rahmen der Festlegung in Sachen Bilanzierung Gas (BK7-14-020) „GaBi Gas 2.0“ hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) den VNB (Verteilnetzbetreibern) unter der Ziffer 9 b folgende Berichtspflicht auferlegt:

- Unter Mitwirkung der Marktgebietsverantwortlichen (MGV) haben die VNB die Prognosegüte der Standardlastprofile (SLP) und das Anreizsystem für SLP-Ausspeisepunkte regelmäßig zu überprüfen.
- Die BNetzA ist nach Einführung des Anreizmechanismus alle zwei Jahre über die Ergebnisse der jeweiligen Evaluierung zu informieren.
- Der Bericht soll Angaben über die in dem Berichtszeitraum erzielte Prognosegenauigkeit der von den VNB eingesetzten SLP-Verfahren sowie Empfehlungen zu möglichen Verbesserungen der SLP und zu möglichen Änderungen am Anreizmechanismus enthalten.
- Die MGV stellen die für die Evaluierung notwendigen Daten zur Verfügung.

Der vorliegende Bericht dient der Erfüllung dieser Aufgabe.

1.1 Vorgehensweise und Zielsetzung

Beteiligt an der Erstellung des Berichts waren die im Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), im Verband kommunalen Unternehmen e. V. (VKU) und im Europäischen Verband der unabhängigen Strom- und Gasverteilerunternehmen (GEODE) organisierten VNB Gas sowie die Marktgebietsverantwortlichen unter Einbindung der Händler.

Bei der Bearbeitung wurden die folgenden Schwerpunkte gesetzt:

- Erstellung eines Berichts zur Prognosegüte von SLP über die Gaswirtschaftsjahre (GWJ) 2020/21, 2021/22, 2022/23 und 2023/24. Die Betrachtung der Gaswirtschaftsjahre 2018/19 und 2019/20 entfällt.
- Ab dem GWJ 2021/22 erfolgt die Betrachtung für das bundesweite Marktgebiet THE. Wegen der Anwendung der THE- Netzkontobezeichnung auch für die Monate Juli, August und September 2021 wurden diese Monate im Kapitel 2 unter der Darstellung THE aufgeführt.

- Darstellung der täglichen Netzkontoabweichungssystematik in allen genannten GWJ.
- Bestandsaufnahme und Formulierung von Empfehlungen zu möglichen Verbesserungen der SLP.
- Empfehlung zu möglichen Änderungen am Anreizmechanismus.

Die Verbände haben während der Erarbeitungszeit des Evaluierungsberichtes den Dialog mit der BNetzA gepflegt.

1.2 Ausgangslage

Netzkontensystematik und Anreizsystem

Die Netzkontensystematik in Verbindung mit dem täglichen SLP-Anreizsystem wurde mit der GaBi Gas 2.0 durch die BNetzA festgelegt und ist seit Beginn des GWJ 2016/17 in Kraft. Der Anreizmechanismus sieht gemäß GaBi Gas 2.0 sowohl Gutschriften als auch Rechnungen der MGW an die VNB, bei gegenüber den prognostizierten und allokierten Mengen eines Tages auftretenden höheren oder niedrigeren Ausspeisungen unter Berücksichtigung der Parameter des Anreizsystems der Netzkontensystematik, vor.

Betrachtung der SLP

Netzbetreiber (NB) wenden für die Allokation der Ausspeisemengen von Letztverbrauchern nach § 24 Abs. 1 der Verordnung über den Zugang von Gasversorgungsnetzen (GasNZV) vereinfachte Methoden (SLP) an. Dies gilt, soweit es sich nicht um täglich gemessene Letztverbraucher handelt.

SLP ersetzen die nicht vorhandene Lastganglinie von Letztverbrauchern durch eine errechnete, hinreichend genaue Mengenermittlung der Gasabnahme in Abhängigkeit von der Vorhersagetemperatur des Betrachtungstages. Ohne SLP ist eine Bilanzierung von kleinen, nicht täglich gemessenen Letztverbrauchern nicht möglich.

1.3 Regulatorische und rechtliche Vorgaben

Netzkontensystematik und Anreizsystem

Gemäß GaBi Gas 2.0 haben die NB unter Mitwirkung der MGW den Vorschlag für einen Anreizmechanismus für die Bereitstellung einer genaueren Prognose bei SLP-Ausspeisepunkten

entwickelt und in der Kooperationsvereinbarung Gas (KoV) IX zum 1. Oktober 2016 aufgenommen und unter Berücksichtigung der Ergebnisse des Evaluierungsberichtes vom 29. März 2019 mit der KoV X zum 1. Oktober 2020 ergänzt. Die Festlegung enthält folgende Vorgaben:

- Die NB haben der BNetzA unter Mitwirkung der MGV einen Anreizmechanismus für die Bereitstellung einer genauen Prognose bei SLP-Ausspeisepunkten vorzuschlagen.
- Der Anreizmechanismus soll Zahlungen der MGV an die VNB und Zahlungen der VNB an die MGV bei gegenüber den prognostizierten und allokierten Mengen eines Tages auftretenden höheren oder niedrigeren Ausspeisungen vorsehen.
- Die Bestimmung der Differenzmengen ist auf Basis der Gegenüberstellung der prognostizierten Tagesmengen mit den vorläufig ermittelten Ausspeisungen im Rahmen einer Kontensystematik vorzunehmen.
- Die Differenzmengen von Ausspeisepunkten mit registrierender Leistungsmessung (RLM) sind herauszurechnen.
- Die Anreizwirkung ist durch eine vorläufige Abrechnung sicherzustellen.
- Die Festlegung der täglichen Prognosegüte der SLP-Ausspeisepunkte erfolgt unabhängig von dem eingesetzten SLP-Verfahren nach einer einheitlichen Systematik.
- Für die Bewertung der Höhe der täglich aufgetretenen Prognoseabweichung ist für die Über- und Unterspeisung jeweils ein Grenzwert zu bestimmen und gegebenenfalls anhand weiterer geeigneter Kriterien zu bewerten.

Die genaue Ausgestaltung des Systems der Abrechnung der täglichen Netzkontosalden¹ (NKS) als Anreizsystem wurde verbändeübergreifend erarbeitet und in die KoV aufgenommen.

Die Abrechnung der täglichen Netzkontensystematik als Anreizsystem erfolgt auf Basis des prozentualen Verhältnisses des täglichen NKS 1 (NKS 0 unter Berücksichtigung der täglichen RLM-Differenzmengen) zur Summe der täglichen Allokationen der SLP-Ausspeisepunkte (tägliche prozentuale Netzkontoabweichung) des jeweiligen Netzkontos (NK) und unter Berücksichtigung der Prüffrist des Netzkontoauszugs durch den NB gemäß der folgenden Grundsätze:

a) Tägliche prozentuale Netzkontoabweichungen im Bereich 0 % bis 35 % (Unterallokation) werden vom MGV nicht zur Abrechnung herangezogen.

¹ In der KoV wurde der Begriff „Netzkontoabweichung“ statt „Netzkontosaldo“ verwendet.

b) Überschreitet die tägliche prozentuale Netzkontoabweichung an mehr als 6 Tagen eines Monats den Schwellenwert von 35 % (Unterallokation), werden abweichend von lit. a) alle täglichen NKS 1 mit täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen größer 35 % des Monats (M) vom MGV gegenüber dem NB abgerechnet.

c) Tägliche prozentuale Netzkontoabweichungen zwischen 0 % und einschließlich -3 % (Überallokation) werden vom MGV gegenüber dem NB gezahlt. Bei täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen von kleiner -3 % findet keine Auszahlung statt. Der NB kann jeweils für ein GWJ auf die Gutschriften für Überallokationen verzichten, indem er schriftlich gegenüber dem MGV den Verzicht bis zum 1.10. eines Jahres erklärt. Hierzu stellen die MGV auf Ihrer jeweiligen Internetseite ein einheitliches Standard-Formular zur Verfügung oder eröffnen eine technische Übermittlungsmöglichkeit im Portal. Im letzteren Fall wird der MGV den NB mindestens zwei Monate im Voraus informieren.

Die Abrechnung erfolgt durch den MGV monatlich zwischen M+2M+15 Werktage und M+2M+25 Werktage. Alle täglichen NKS 1 nach den Grundsätzen b) und c) werden mit dem vom MGV veröffentlichten Monatsdurchschnittspreis (arithmetisches Mittel der täglichen Differenzmengenpreise) des Anwendungsmonats nach § 49 Ziffer 6 KoV multipliziert.

Die Verrechnung der Bruttobeträge aus dem Rechnungs-/Gutschriftbetrag erfolgt, soweit keine abweichende Vereinbarung zwischen MGV und NB getroffen wurde.

Betrachtung der SLP

Für die Anwendung der SLP-Verfahren sind insbesondere die verordnungsrechtlichen Bestimmungen der Gasnetzzugangsverordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), die zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist sowie der Beschluss der BNetzA zu GaBi Gas vom 28. Mai 2008 (BK7-08-002) und der Weiterentwicklung GaBi Gas 2.0 vom 19. Dezember 2014 (BK7-14-020) relevant. Gemäß § 24 GasNZV haben sich die SLP am typischen Abnahmeprofil verschiedener Letztverbrauchergruppen zu orientieren. Dabei sind insbesondere Heizgaskunden, Gewerbebetriebe und Kochgaskunden zu unterscheiden.

1.4 Begriffsbestimmungen

Für die weitere Betrachtung werden folgende Begriffe definiert und erläutert.

Netzkonto

Im Netzkonto (NK) werden auf Tagesbasis alle Einspeisemengen in ein Netz den allokierten Ausspeisemengen zu Letztverbrauchern und Übergaben in nachgelagerte Netze, Speicher, in angrenzende Marktgebiete und in ausländische Netze aus diesem Netz gegenübergestellt.

Marktgebiet (§ 2 Nr. 10 GasNZV)

Ein Marktgebiet ist die Zusammenfassung gleichgelagerter und nachgelagerter Netze, in denen Transportkunden gebuchte Kapazitäten frei zuordnen, Gas an Letztverbraucher ausspeisen und in andere Bilanzkreise übertragen können. In Deutschland bestanden bis zum 30.09.2021 zwei Marktgebiete: GASPOOL und NetConnect Germany (NCG). Ab dem 01.10.2021 besteht ein gemeinsames Marktgebiet Trading Hub Europe (THE).

SLP-Allokation

Die SLP-Allokation ist die Summe der auf Basis eines synthetischen oder analytischen Lastprofilverfahrens (SLP-Verfahren) ermittelten Prognosemenge eines Tages. Als Einheit wird kWh verwendet.

Restlast

Die Restlast ist die tägliche Differenz zwischen der Einspeisemenge in ein Netz, der Summe der Lastgänge aller RLM-Kunden und der Übergaben in nachgelagerte Netze, Speicher, ggf. unter Berücksichtigung des Netzpuffers, in angrenzende Marktgebiete und in ausländische Netze.

Sie ergibt sich als Summe aus NKS 1 und SLP-Allokation für das jeweilige Marktgebiet.

Die Einheit der Restlast ist kWh.

NKS 0

Der NKS 0 ergibt sich aus der Summe aller Einspeisungen abzüglich der Summe aller Ausspeisungen.

Bei Einspeisungen sind zu berücksichtigen:

- Summe aller Netzkopplungspunkte (NKP) zu vorgelagerten NB
- evtl. Netzpufferentleerungen, sofern gesondert vereinbart
- Summe aller NKP-Rückspeisungen von nachgelagerten NB
- Flüssiggaseinspeisung bei Biogasanlagen

- Speicherausspeisungen
- (Mini-)MüT, MÜP, GÜP-Einspeisungen
- Biogaseinspeisungen

Als Ausspeisungen sind zu berücksichtigen:

- Summe aller NKP zu nachgelagerten NB
- Evtl. Netzpufferbefüllungen, sofern gesondert vereinbart
- Summe aller NKP-Rückspeisungen an vorgelagerte NB
- Speicherbefüllungen
- (Mini-)MüT, MÜP, GÜP-Ausspeisungen
- SLP
- RLM

Der NKS 0 beinhaltet u.a. die SLP- und RLM-Mehr-/Mindermengen bzw. RLM-Differenzmengen, Messungenauigkeiten, Inventardifferenzen im Netzpuffer, Netzverluste sowie Brennwertdifferenzen aufgrund der Brennwertermittlung nach G685.

Der NKS 0 wird täglich auf Basis der Daten des Gastages ermittelt und jeweils an D+1 (bis 20:00 Uhr) sowie monatlich an M+2M-5WT und M+2M+15WT vom MGW an den NB übermittelt.

Die Einheit des NKS 0 ist kWh.

NKS 1

Der NKS 1 ergibt sich aus dem NKS 0 unter Berücksichtigung der RLM-Differenzmengen. Der NKS 1 wird täglich auf Basis der Daten des Gastages ermittelt und an M+2M-5WT und M+2M+15WT vom MGW an den NB übermittelt.

Die Einheit lautet kWh.

Im vorliegenden Bericht bezieht sich der Begriff NKS auf den NKS 1.

Positiver NKS (Unterallokation)

Ist für ein NK die Einspeisemenge größer als die Ausspeisemenge (Allokation) kommt es zu einem positiven NKS (Unterallokation). Der Begriff positiver NKS wird im vorliegenden Bericht

auch auf Marktgebietsebene verwendet und bezeichnet in diesem Zusammenhang die Summe aller positiven NKS in dem Marktgebiet.

Der positive NKS wird in kWh angegeben.

Negativer NKS (Überallokation)

Ist für ein NK die Einspeisemenge kleiner als die Ausspeisemenge (Allokation) kommt es zu einem negativen NKS (Überallokation). Der Begriff negativer NKS wird im vorliegenden Bericht auch auf Marktgebietsebene verwendet und bezeichnet in diesem Zusammenhang die Summe aller negativen NKS in dem Marktgebiet.

Der negative NKS wird in kWh angegeben.

Addierter positiver und negativer Netzkontosaldo

Der addierte positive und negative Netzkontosaldo wird im vorliegenden Bericht auf Marktgebiets- und Tagesbasis berechnet. Er stellt somit im vorliegenden Bericht die Summe aus dem positiven NKS eines Marktgebietes (siehe oben: Summe aller positiven NKS auf Netzkontoebene innerhalb des Marktgebietes) und dem negativen NKS eines Marktgebietes (siehe oben: Summe aller negativen NKS auf Netzkontoebene innerhalb des Marktgebietes) dar.

Überwiegen in einem Marktgebiet an einem Tag in Summe die positiven Netzkontosalden, so ist der addierte positive und negative Netzkontosaldo des Marktgebietes an diesem Tag positiv. Überwiegen in einem Marktgebiet an einem Tag in Summe die negativen Netzkontosalden, so ist der addierte positive und negative Netzkontosaldo des Marktgebietes an diesem Tag negativ.

Netzkontoabweichung

Die Netzkontoabweichung berechnet sich aus dem Verhältnis des NKS zur SLP-Allokation des jeweiligen Betrachtungszeitraums (täglich, monatlich, jährlich). Soweit nicht anders angegeben, ist die Einheit der Netzkontoabweichung kWh/MWh.

Tägliche prozentuale Netzkontoabweichung

Die tägliche prozentuale Netzkontoabweichung Δr berechnet sich aus dem Verhältnis des täglichen NKS 1 zur SLP-Allokation des jeweiligen Tages.

$$\text{tägliche prozentuale Netzkontoabweichung} = \Delta r = \frac{\text{täglicher NKS 1 in kWh}}{\text{tägliche SLP-Allokation in kWh}} \cdot 100 \%$$

Formel 1 tägliche prozentuale Netzkontoabweichung

Diese Größe wird folglich in der Einheit % angegeben.

Betrag der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung

Der Betrag der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung bezeichnet den mathematischen Betrag des Wertes der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung. Der Betrag ordnet der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung ihren Abstand zur Null zu bzw. wird durch Weglassen des Vorzeichens erreicht.

$$\begin{aligned} \text{Betrag der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung} &= |\Delta r| \\ &= \left| \frac{\text{täglicher NKS 1 in kWh}}{\text{tägliche SLP-Allokation in kWh}} \right| \cdot 100 \% \end{aligned}$$

Formel 2 Betrag der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung

Kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung

Die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung liefert eine normierte Aussage über den Gesamtbetrag der Differenz zwischen Restlast und Allokation (Summe der NKS aller Netzkonten NK(i) der NB außer den FNB pro Marktgebiet) pro allozierter MWh für einen bestimmten Zeitraum (im vorliegenden Bericht: Tag oder Monat).

$$\text{kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung} = \frac{\sum_{t=1}^{\text{Tage d. Zeitraums}} \sum_{i=1}^{\text{Zahl d. NK}} \text{NKS}_{t,i}}{\sum_{t=1}^{\text{Tage d. Zeitraums}} \sum_{i=1}^{\text{Zahl d. NK}} A_{t,i}} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{MWh}} \right]$$

Formel 3 kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung

Die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung wird somit in kWh/MWh angegeben.

Im vorliegenden Bericht wird die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung als Größe pro Marktgebiet berechnet und sowohl für tagesweise als auch monatsweise Betrachtungen verwendet.

Kumulierte absolute Netzkontoabweichung

Die kumulierte absolute Netzkontoabweichung ermöglicht eine vergleichende Beurteilung der Allokationsgüte eines Netzkontos innerhalb eines bestimmten Zeitraums unabhängig davon, ob es insgesamt zu einer Über- oder Unterallokation kam und unabhängig davon, wie groß der Anteil des NB am gesamtem Markt ist.

$$\text{kumulierte absolute Netzkontoabweichung} = \frac{\sum_{t=1}^{\text{Tage d. Zeitraums}} |\text{NKS}_t|}{\sum_{t=1}^{\text{Tage d. Zeitraums}} A_t} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{MWh}} \right]$$

Formel 4 kumulierte absolute Netzkontoabweichung

Die kumulierte absolute Netzkontoabweichung ist dabei separat für jedes Netzkonto des jeweiligen Betrachtungszeitraums (beispielsweise monatlich, jährlich oder als gleitender, 365 Tage Zeitraum,) definiert. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die Allokationsgüte umso höher ist, je geringer die Größe „kumulierte absolute Netzkontoabweichung“ ausfällt.

Regelenergie

Regelenergie wird im Rahmen des technisch Erforderlichen zum Ausgleich von Schwankungen der Netzlast mit dem Ziel eingesetzt, einen technisch sicheren und effizienten Netzbetrieb im Marktgebiet zu gewährleisten. Der MGV steuert den Einsatz der Regelenergie, die von den NB im Marktgebiet benötigt wird.

Interne Regelenergie

Schwankungen der Netzlast werden zunächst durch folgende Maßnahmen ausgeglichen:

1. Nutzung der Speicherfähigkeit des Netzes;
2. Einsatz des Teils von Anlagen zur Speicherung von Gas im Sinne des § 3 Nummer 31 des Energiewirtschaftsgesetzes, der ausschließlich Betreibern von Leitungsnetzen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten ist (netzzugehöriger Speicher) und der der Regulierungsbehörde vom NB angezeigt worden ist;
3. Nutzung der Speicherfähigkeit der an das betroffene Netz angrenzenden Netze sowie netzzugehöriger Speicher in anderen Netzen innerhalb und außerhalb des Marktgebiets.

Externe Regelenergie

Können Schwankungen der Netzlast nicht durch Maßnahmen mittels interner Regelenergie ausgeglichen werden, kommen Dienstleistungen Dritter zum Einsatz, bei denen von Transportkunden oder Speicherbetreibern Gasmengen aus dem Marktgebiet entnommen oder zur Verfügung gestellt werden.

Innerhalb eines Tages kann es sowohl zu positiven (Kauf) als auch zu negativen (Verkauf) externen Regelenergieeinsätzen kommen.

Externe Netto-Regelenergie

Die externe Netto-Regelenergie stellt die Summe aus den positiven und negativen externen Regelenergieeinsätzen eines Betrachtungszeitraums (im vorliegenden Bericht: Tage und Monate) dar.

Sommermonate

Die Monate April bis einschließlich September werden als Sommermonate bezeichnet.

Wintermonate

Die Monate Oktober bis einschließlich März werden als Wintermonate bezeichnet.

Übergangsmonate

Die Monate April und Oktober werden ergänzend als Übergangsmonate bezeichnet.

2 Netzkontensystematik und Anreizsystem

2.1 Anzahl der Netzkonten

Gemäß den Regelungen der jeweils geltenden KoV richtet der MGV für jeden NB zur operativen Abwicklung der Marktprozesse Bilanzkreismanagement Gas ein NK – wenn nötig – je Gasqualität ein.

Im Folgenden wird pro Marktgebiet eine Übersicht der monatscharfen Anzahl der NK (VNB mit SLP) über die vier betrachteten GWJ 2020/21 bis 2023/24 gegeben.

2.1.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 1 zeigt die Anzahl der NK (VNB mit SLP) im Marktgebiet NCG im GWJ 2020/21.

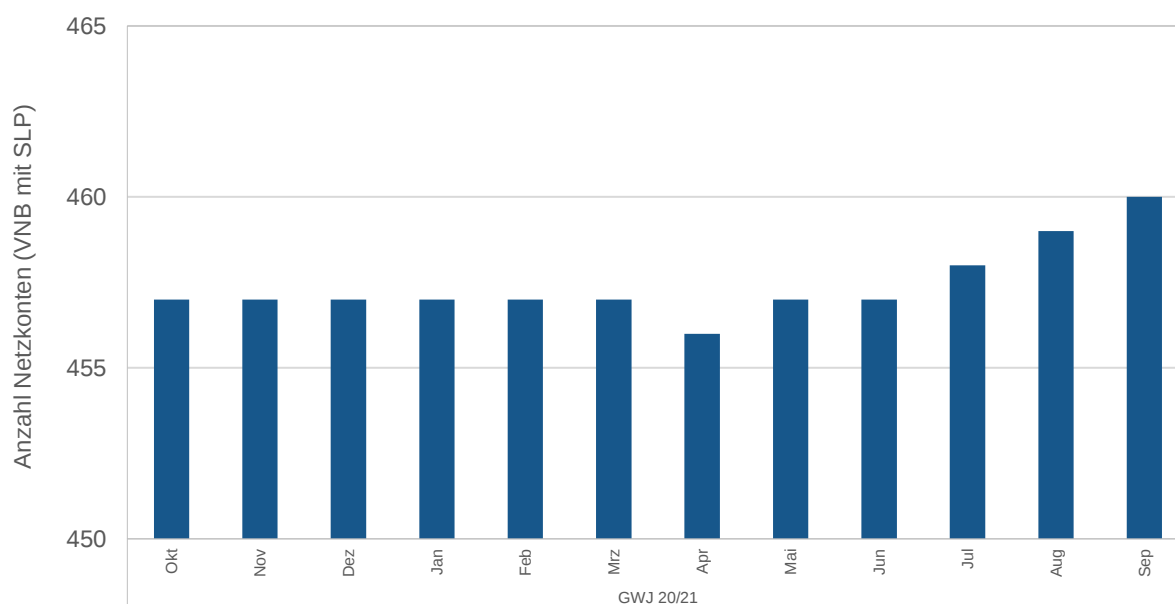


Abbildung 1: Anzahl der NK (VNB mit SLP), GWJ 20/21, NCG

2.1.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 2 zeigt die Anzahl der NK (VNB mit SLP) im Marktgebiet GASPOOL im GWJ 2020/21.

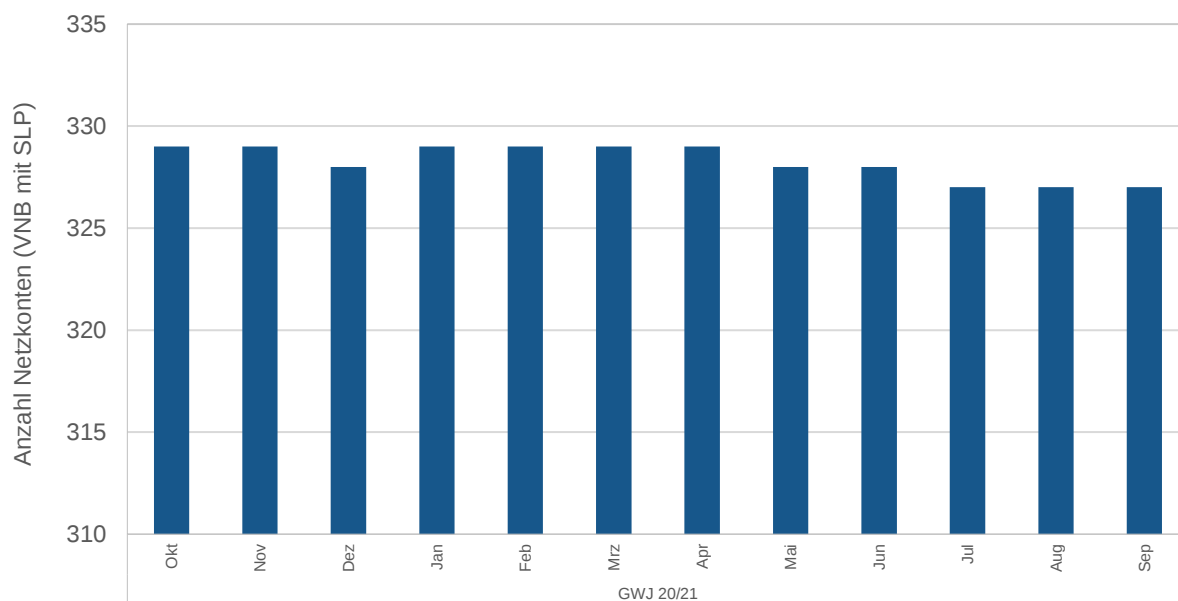


Abbildung 2: Anzahl der NK (VNB mit SLP), GWJ 20/21, GASPOOL

2.1.3 Marktgebiet THE

Abbildung 3 zeigt die Anzahl der NK (VNB mit SLP) im Marktgebiet THE im Betrachtungszeitraum Juli 2021 bis September 2024.

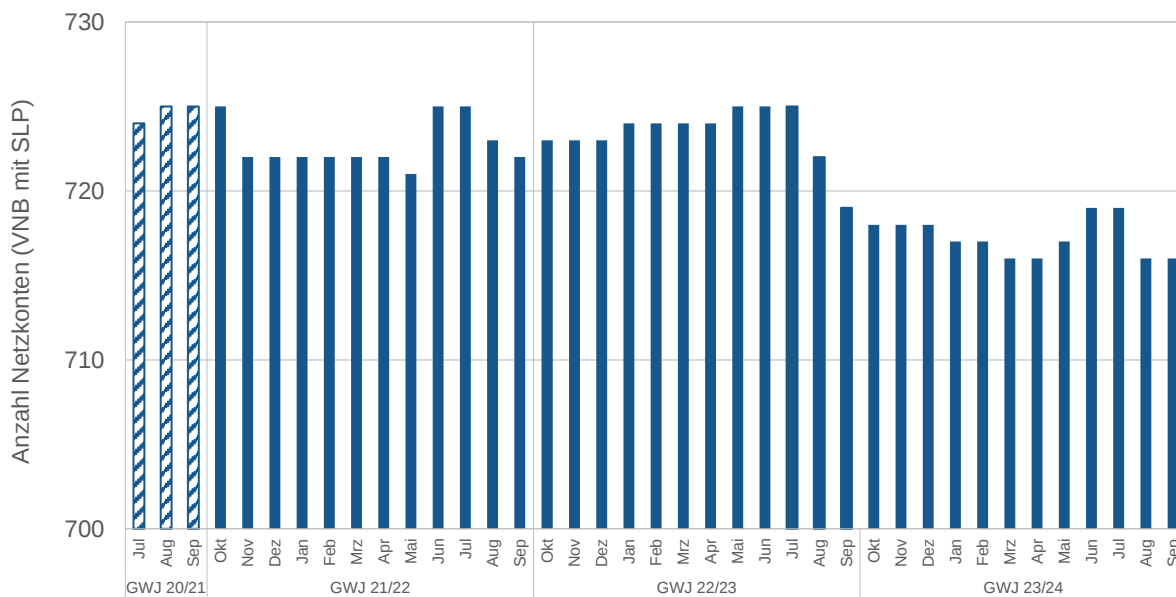


Abbildung 3: Anzahl der NK (VNB mit SLP), GWJ 21/22 bis 23/24, THE

2.1.4 Erläuterung zur Anzahl der NK in den Marktgebieten

Änderungen in der Anzahl der NK ergaben sich im Wesentlichen durch Netzübernahmen, Marktgebietswechsel und damit potenzielle Schließungen von NK oder die Einrichtung neuer NK sowie durch die Marktraumumstellung, die die Einrichtung neuer H-Gas NK und nach vollständiger Umstellung eine Schließung der L-Gas NK bedingt.

2.2 Abrechnung, Veröffentlichung und Meldung nach der täglichen Netzkontensystematik

2.2.1 Grundlagen

Zum 1. Oktober 2016 wurde die Abrechnung der monatlichen Netzkontensystematik als Anreizsystem – gemäß den Vorgaben der Festlegung GaBi Gas 2.0 – durch ein System, das die täglichen Abweichungen betrachtet, abgelöst.

Die Bemessungsgrundlage in der Abrechnung der täglichen Netzkontensystematik als Anreizsystem ist die tägliche prozentuale Netzkontoabweichung (siehe Formel 1).

Folgende Schwellenwerte und Karenztage für die Abrechnung sind innerhalb der Ausgestaltung festgelegt worden:

- > 35 % für Unterallokationen
- 6 Karenztage auf Unterallokationen
- 0 bis -3 % für Überallokationen

Bis zum Zeitpunkt M+2M-5WT berechnen die MGV die täglichen NKS und stellen den NB die vorläufigen Netzkontoauszüge bereit. NB in der Marktgebietsüberlappung erhalten zum Zeitpunkt M+2M-5WT einen marktgebietsscharfen Analyse- und Datenteil.

Nach Bereitstellung prüfen die NB die vorläufigen Netzkontoauszüge und können – bei festgestellten Abweichungen – ein NKP-Clearing² bis M+2M+10WT durchführen.

Nach M+2M+10WT tauschen die MGV die NK-Daten der marktgebietsüberlappenden NK aus und stellen bis M+2M+15WT die finalen Netzkontoauszüge für alle NB bereit. Im Zuge der finalen Netzkontoauszüge erhalten NB in der Marktgebietsüberlappung einen aggregierten Analyse- und einen weiterhin marktgebietsscharfen Datenteil.

Nach GaBi Gas 2.0 werden alle NK-Daten aller VNB an die BNetzA gemeldet.

Eine Veröffentlichung von NK erfolgt, sofern in einem Monat an mindestens zehn Tagen eine tägliche prozentuale Netzkontoabweichung von > 50 % bzw. < -50 % aufgetreten ist. Die „Fehlertage“ gelten allgemein für Unter- und Überallokationen. NB in der Marktgebietsüberlappung

² Das NKP-Clearing ist ab M+2M-8WT möglich

werden bezüglich der Veröffentlichung aggregiert betrachtet. Die Veröffentlichung erfolgt zwischen M+2M+15WT und M+2M+25WT.

Ebenfalls zwischen M+2M+15WT und M+2M+25WT wird durch den MGV die Erstellung der Rechnung bzw. Gutschrift vorgenommen.

Eine Rechnung wird erstellt, sofern die tägliche prozentuale Netzkontoabweichung an mehr als sechs Tagen im Betrachtungsmonat einen Wert von $> 35\%$ aufweist. Eine Gutschrift wird erstellt, sofern die tägliche prozentuale Netzkontoabweichung an mindestens einem Tag im Betrachtungsmonat einen Wert zwischen 0 und -3% aufweist. NB können jeweils für ein GWJ auf die Erstellung der Gutschriften verzichten.

Sowohl im Falle der Unterallokationen als auch im Falle der Überallokationen stellt – bei Erreichung der relevanten Schwellwerte bzw. Karenztage – der jeweilige tägliche NKS 1 den abzurechnenden Betrag dar. Dieser wird mit dem Monatsdurchschnittspreis des Anwendungsmonats multipliziert.

NK von NB in der Marktgebietsüberlappung werden aggregiert betrachtet, wobei folgende Systematik gilt:

- Unterallokationen
 - Kommt es an mehr als sechs Tagen bei aggregierter Betrachtung zur Überschreitung des Schwellenwertes, wird von beiden MGV die gesamte an den jeweiligen Tagen pro Marktgebiet unterallokierte Menge abgerechnet.
 - An Tagen, an denen die Überschreitung ausschließlich aus Unterallokationen in einem Marktgebiet resultiert, rechnet der entsprechende MGV nur die aggregierte Menge ab.
- Überallokationen
 - Tage, an denen der aggregierte Schwellenwert zwischen 0 und -3% liegt, führen bei beiden MGV zu Gutschriften über die gesamte Menge.
 - An Tagen, an denen die Unterschreitung ausschließlich durch Überallokationen in einem Marktgebiet resultiert, schreibt der entsprechende MGV nur die aggregierte Menge gut.

Im Zuge der MMMA werden ggf. gezahlte bzw. erhaltene Beträge der Abrechnung der täglichen NKS rückabgewickelt. Der Zeitpunkt der Rückabwicklung ist vom gewählten Verfahren der Ablesung und im Falle von Rechnungen zusätzlich von der Durchführung der MMMA abhängig.

Für NB mit stichtagsbezogener Ablesung gelten folgende Rückabwicklungsmechanismen:

- Rechnungen
 - Die Rückabwicklung von erfolgten Rechnungen (Unterallokationen) erfolgt bis Ende M+3M bezogen auf den Monat des Stichtages der Ablesung, sofern die MMMA zwischen MGV und NB für den Monat des Stichtages sowie der 11 vorangegangenen Monate durchgeführt worden sind.
 - Bsp. Stichtag 31.12, Betrachtungsjahr 2017: Die Rückabwicklung von durchgeführten Abrechnungen der täglichen NKS (Rechnungen) im Betrachtungsjahr 2017 erfolgt, sofern die MMMA der Monate Januar bis einschließlich Dezember 2017 durchgeführt wurden.
- Gutschriften
 - Die Rückabwicklung von erfolgten Gutschriften (Überallokationen) erfolgt bis Ende M+3M bezogen auf den Monat des Stichtages der Ablesung.
 - Bsp. Stichtag 31.12, Betrachtungsjahr 2017: Die Rückabwicklung von durchgeführten Abrechnungen der täglichen NKS (Gutschriften) im Betrachtungsjahr 2017 erfolgt bis Ende M+3M bezogen auf den Monat des Stichtages (=März 2018) unabhängig von der Durchführung der MMMA.

Für NB mit rollierender Ablesung gelten folgende Rückabwicklungsmechanismen:

- Rechnungen
 - Die Rückabwicklung von erfolgten Rechnungen (Unterallokationen) erfolgt bis Ende M+8M bezogen auf den Monat M (Monat der Abrechnung der täglichen NKS), sofern die MMMA der Monate M bis einschließlich M+5M durchgeführt worden sind.
 - Bsp.: Abrechnung der täglichen NKS für den Monat Januar 2017 (M). Die Rückabwicklung erfolgt, sofern die MMMA zwischen MGV und NB der Monate Januar 2017 bis einschließlich Juni 2017 durchgeführt worden sind.
- Gutschriften
 - Die Rückabwicklung von erfolgten Gutschriften (Überallokationen) erfolgt bis Ende M+8M bezogen auf den Monat M
 - Bsp.: Abrechnung der täglichen NKS für den Monat Januar 2017 (M). Die Rückabwicklung erfolgt bis Ende M+8M (September 2017).

2.2.2 Abrechnung und Veröffentlichung nach der täglichen Netzkontensystematik als Anreizsystem im zeitlichen Verlauf

Im Folgenden werden die Anzahl der veröffentlichten NK und der Gutschriften sowie der Rechnungen der täglichen Netzkontensystematik als Anreizsystem monats-scharf dargestellt. Anschließend folgt die Darstellung der monats-scharfen Abrechnungsbeträge.

Bei den dargestellten Gutschriften handelt es sich um die tatsächlich durchgeführten Gutschriften.³

2.2.2.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 4 zeigt den Verlauf der Abrechnung und Veröffentlichung nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem im Marktgebiet NCG im GWJ 2020/21.

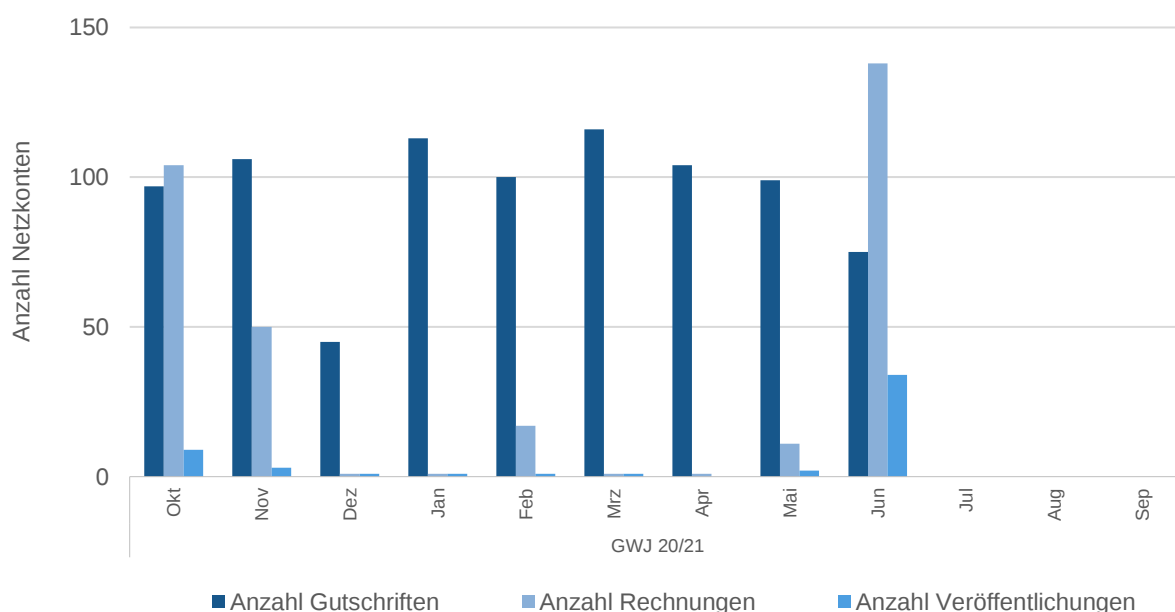


Abbildung 4: Anzahl der Gutschriften, Rechnungen und Veröffentlichungen nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 20/21, NCG

³ Die Anzahl an Gutschriften, die vor dem Hintergrund einer möglichen Gutschriftverzichtserklärung nicht durchgeführt worden sind, lassen sich aus der Differenz zwischen der Spalte „Gutschrift Anzahl Gesamt“ und „Gutschrift Anzahl Abrechnungen“ aus Tabelle 1 und Tabelle 2 berechnen.

Da alle VNB-NK an die BNetzA gemeldet werden, ist die Anzahl der Meldungen in obiger Abbildung nicht aufgeführt.

Im GWJ 2020/21 wurde im Monat März 2021 mit 116 Gutschriften die maximale Anzahl und im Dezember 2020 mit 45 Gutschriften die minimale Anzahl an Gutschriften erstellt. Im Allgemeinen ist die Verteilung der durchgeführten Gutschriften über das GWJ hinweg ausgeglichen.

Insgesamt wurden im GWJ 2020/21 in den Monaten Oktober 2020 bis Juni 2021 im Marktgebiet 855 Gutschriften durchgeführt.

Im GWJ 2020/21 haben insgesamt 347 NB im Marktgebiet NCG auf die Erstellung der Gutschriften verzichtet. Verglichen mit der Anzahl der aktiven NB im Marktgebiet NCG verzichten damit knapp 77 % aller aktiven NB auf die Erstellung der Gutschriften aus der Abrechnung der täglichen NKS. Die Option der Verzichtserklärung für Gutschriften ist in der KoV geregelt.

Während die Anzahl der erstellten Gutschriften über das GWJ 2020/21 hinweg als relativ ausgeglichen angesehen werden kann, variiert die Anzahl der durchgeführten Veröffentlichungen in einem stärkeren Maße. Während in den Wintermonaten des GWJ 2020/21 (Oktober 2020 bis einschließlich März 2021) insgesamt 16 Veröffentlichungen durchgeführt worden sind, stieg die Anzahl der Veröffentlichungen im Sommermonat Juli 2021 stark an (34 Veröffentlichungen). Insgesamt wurden im GWJ 2020/21 74 Veröffentlichungen durchgeführt.

Die Anzahl der durchgeführten Rechnungen im GWJ 2020/21 ist im Jahresverlauf unterschiedlich. Während in den Wintermonaten (Oktober 2020 bis einschließlich März 2021) insgesamt 174 Rechnungen erstellt wurden, stieg die Anzahl der Rechnungen im Sommermonat Juni 2021 auf 138 an. Im Monat Juni 2021 wurde mit 138 erstellten Rechnungen die maximale Anzahl, in den Monaten Dezember 2020, Januar 2021, März 2021 und April 2021 mit je einer erstellten Rechnung die minimale Anzahl im GWJ 2020/21 erreicht. Insgesamt wurden im GWJ 2020/21 in den Monaten Oktober 2020 bis Juni 2021 324 Rechnungen erstellt.

Insgesamt übersteigt die Anzahl der durchgeführten Gutschriften die Anzahl der durchgeführten Rechnungen in jedem Monat des GWJ 2020/21 mit Ausnahme der Monate Oktober 2020 und Juni 2021.

Abbildung 5 zeigt die Abrechnungsbeträge der Rechnungen und Gutschriften im GWJ 2020/21 im Marktgebiet NCG.

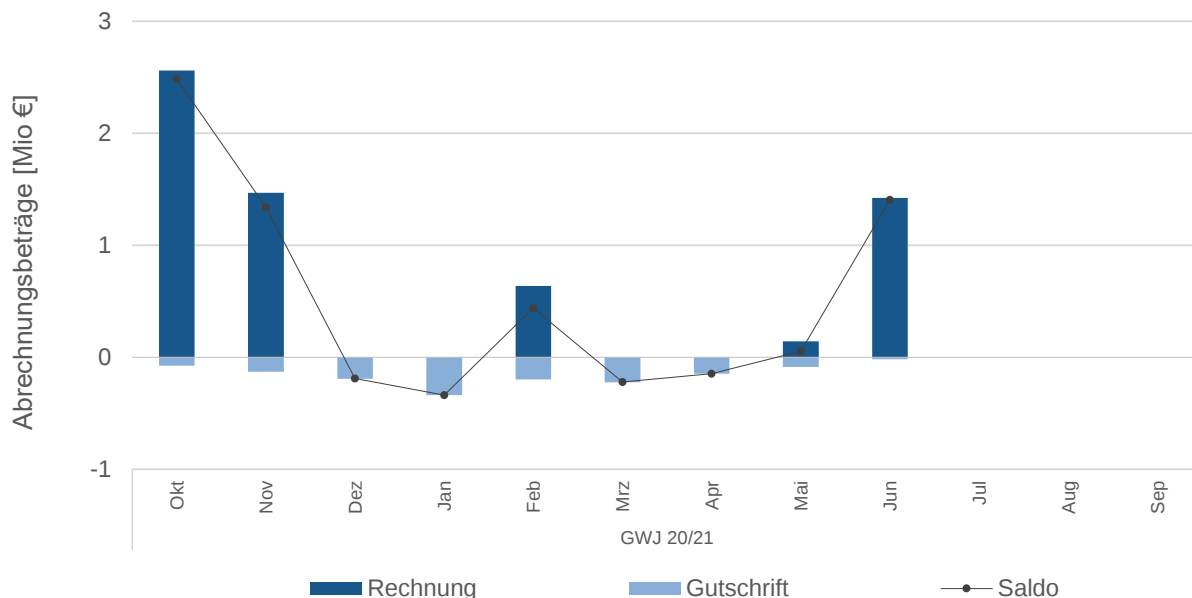


Abbildung 5: Abrechnungsbeträge (in Mio. €) nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 2021, NCG

Die Abrechnungsbeträge der durchgeführten Gutschriften überstiegen die Abrechnungsbeträge der durchgeführten Rechnungen in den Monaten Dezember und Januar sowie März und April des GWJ 2020/21. In allen anderen Monaten des GWJ überstiegen die Abrechnungsbeträge der durchgeführten Rechnungen die Abrechnungsbeträge der durchgeführten Gutschriften.

Der Monat Oktober 2020 stellte im GWJ 2020/21 den Monat mit der höchsten Summe der Rechnungsbeträge (2,560 Mio. Euro) und der Monat April 2021 den Monat mit der niedrigsten Summe der Rechnungsbeträge (0,001 Mio. Euro) dar. Bezüglich der Gutschriftsbeträge stellte der Monat Januar 2021 den Monat mit der höchsten Gutschriftsumme (0,339 Mio. Euro) und der Monat Juni 2021 den Monat mit der niedrigsten Gutschriftsumme (0,001 Mio. Euro) dar.

Insgesamt wurden im GWJ 2020/21 in den Monaten Oktober 2020 bis Juni 2021 ca. 6,2 Mio. Euro über Rechnungen und ca. 1,4 Mio. Euro über Gutschriften abgerechnet.

Tabelle 1 gibt einen Gesamtüberblick über den Verlauf der Abrechnung der täglichen NKS im Marktgebiet NCG.

GWJ	Monat	Anzahl Netzkonten		Rechnungen			Gutschriften				Saldo
		Mel- dungen	Veröffent- lichungen	Anzahl	Mio. kWh	€	Anzahl Gesamt	Anzahl Abrech- nungen	Mio. kWh	€	€
20/21	Okt	482	9	104	283	2.560.494 €	382	97	-8	- 75.343 €	2.485.151 €
	Nov	482	3	50	161	1.469.562 €	402	106	-14	- 128.560 €	1.341.002 €
	Dez	481	1	1	0	2.224 €	416	45	-20	- 191.112 €	188.888 €
	Jan	483	1	1	0	1.431 €	425	113	-36	- 339.473 €	338.042 €
	Feb	483	1	17	66	636.984 €	385	100	-21	- 197.460 €	439.523 €
	Mrz	483	1	1	0	2.516 €	436	116	-22	- 222.549 €	220.033 €
	Apr	483	-	1	0	972 €	390	104	-14	- 147.871 €	146.898 €
	Mai	483	2	11	12	140.933 €	384	99	-7	- 86.964 €	53.969 €
	Jun	484	34	138	111	1.422.298 €	308	75	-1	- 17.330 €	1.404.968 €
	Jul	486	10	Abrechnung im THE-System							
	Aug	484	7								
	Sep	483	5								

Tabelle 1: Übersicht Abrechnung nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 20/21, NCG

2.2.2.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 6 zeigt den Verlauf der Abrechnung und Veröffentlichung nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem im Marktgebiet GASPOOL im GWJ 2020/21.

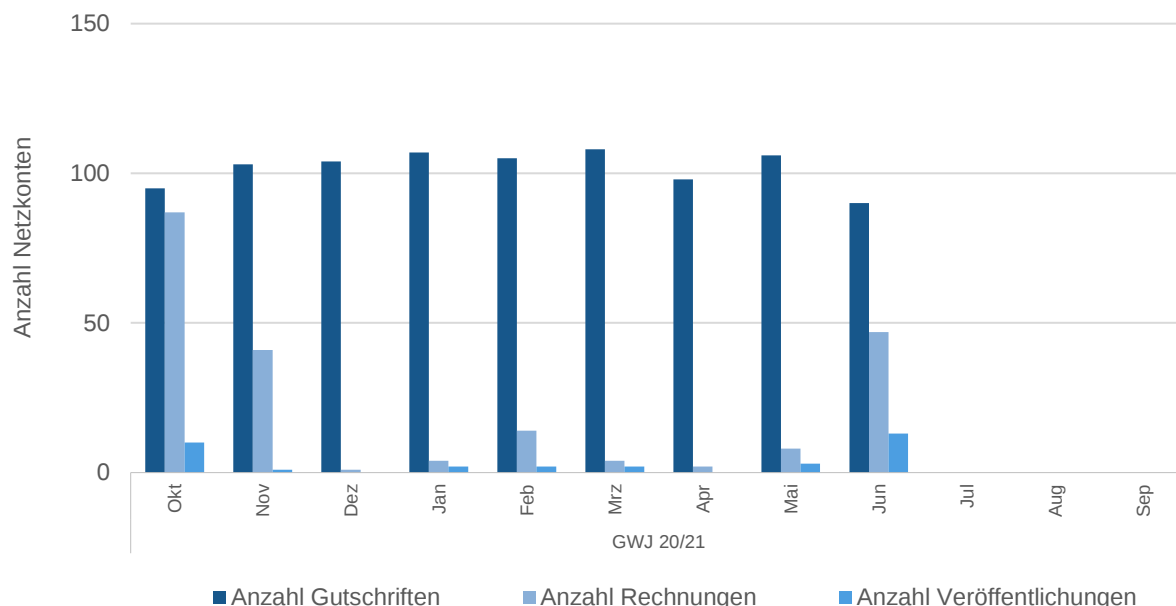


Abbildung 6: Anzahl der Gutschriften, Rechnungen und Veröffentlichungen nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 20/21, GASPOOL

Da alle VNB-NK an die BNetzA gemeldet werden, ist die Anzahl der Meldungen in obiger Abbildung nicht aufgeführt.

Im GWJ 2020/21 wurde im Monat März 2021 mit 108 Gutschriften die maximale Anzahl und im Monat Juni 2021 mit 90 Gutschriften die minimale Anzahl an Gutschriften erstellt. Im Allgemeinen ist die Verteilung der durchgeführten Gutschriften über das GWJ hinweg jedoch ausgeglichen. „Ausreißermonate“, in denen eine auffällig geringe oder auffällig hohe Anzahl an Gutschriften durchgeführt wurden, tauchen nicht auf.

Insgesamt wurden im GWJ in den Monaten Oktober 2020 bis Juni 2021 916 Gutschriften erstellt.

Im GWJ 2020/21 haben insgesamt 207 NB im Marktgebiet GASPOOL auf die Erstellung der Gutschriften verzichtet. Verglichen mit der Anzahl der aktiven NB im Marktgebiet GASPOOL verzichten damit knapp 62 % aller aktiven NB auf die Erstellung der Gutschriften aus der Abrechnung der täglichen NKS. Die Option der Verzichtserklärung für Gutschriften ist in der KoV geregelt und wird hier somit nicht weiter betrachtet.

Während die Anzahl der erstellten Gutschriften über das GWJ 2020/21 hinweg als relativ ausgeglichen angesehen werden kann, variiert die Anzahl der durchgeführten Veröffentlichungen in einem stärkeren Maße. Während in den Wintermonaten des GWJ 2020/21 (Oktober 2020 bis einschließlich März 2021) insgesamt 17 Veröffentlichungen durchgeführt worden sind, stieg die Anzahl der Veröffentlichungen in den Sommermonaten Juni bis einschließlich August 2021 an (13 Veröffentlichungen im Juni 2021, jeweils 8 Veröffentlichungen im Juli, August und September 2021). Insgesamt wurden im GWJ 2020/21 57 Veröffentlichungen durchgeführt.

Abbildung 7 zeigt die Abrechnungsbeträge der Rechnungen und Gutschriften im GWJ 2020/21 im Marktgebiet GASPOOL.

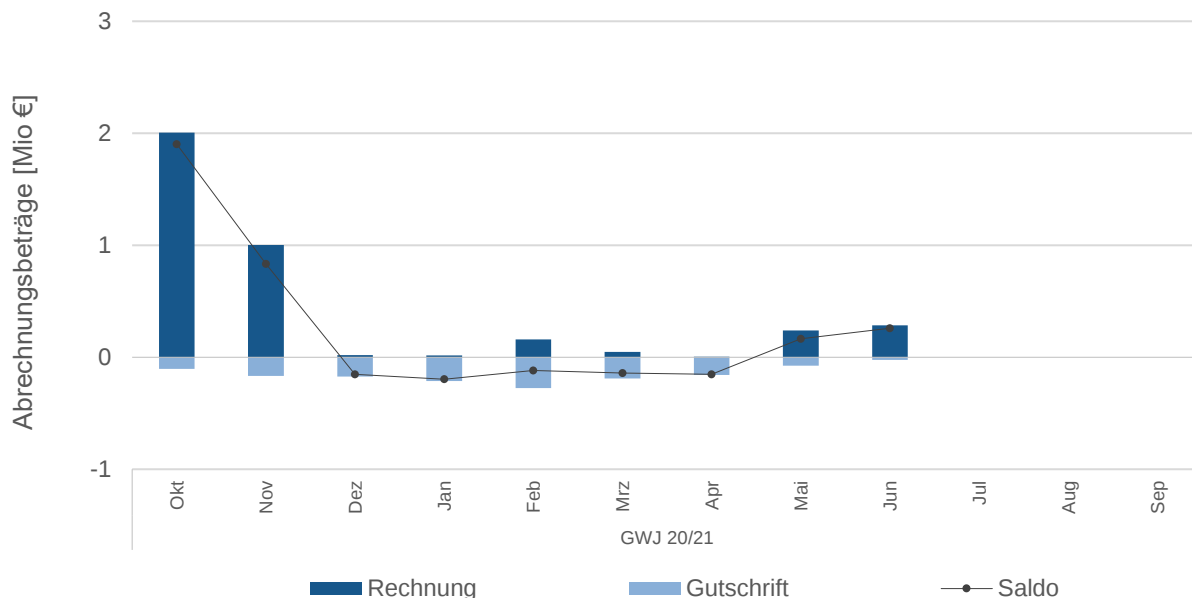


Abbildung 7: Abrechnungsbeträge (in Mio. €) nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 2021, GASPOOL

In den Monaten Dezember 2020 bis einschließlich April 2021 überstieg die Summe der Gutschriftsbeträge die Summe der Rechnungsbeträge. Dies änderte sich in den Sommermonaten Mai 2021 bis einschließlich Juni 2021. Hier überstiegen die Rechnungsbeträge die Gutschriftsbeträge.

In den Wintermonaten überwiegen vermehrt die Gutschriftsbeträge im Vergleich zu den Rechnungsbeträgen, in den Sommermonaten überwiegen vermehrt die Rechnungsbeträge im Vergleich zu den Gutschriftsbeträgen.

Der Monat Oktober 2020 stellte im GWJ 2020/21 den Monat mit der höchsten Summe der Rechnungsbeträge (2.005.601 Euro) und der Monat April 2021 den Monat mit der niedrigsten Summe der Rechnungsbeträge (4.925 Euro) dar. Bezüglich der Gutschriftsbeträge stellte der Monat Februar 2021 den Monat mit der höchsten Gutschriftsumme (276.542 Euro) und der Monat Juni 2021 den Monat mit der niedrigsten Gutschriftsumme (24.703 Euro) dar.

Im Monat Oktober 2020 wurden 87 Rechnungen erstellt.

Insgesamt wurden im GWJ 2020/21 in den Monaten Oktober 2020 bis Juni 2021 ca. 3,8 Mio. Euro als Rechnungen und ca. 1,4 Mio. Euro Gutschriften erstellt.

Tabelle 2 gibt einen Gesamtüberblick über den Verlauf der Abrechnung der täglichen NKS im Marktgebiet GASPOOL.

GWJ	Monat	Anzahl Netzkonten		Rechnungen			Gutschriften				Saldo
		Mel- dungen	Veröffent- lichungen	Anzahl	Mio. kWh	€	Anzahl Gesamt	Anzahl Abrech- nungen	Mio. kWh	€	€
20/21	Okt	351	10	87	222	2.005.601€	244	95	11	- 102.486 €	1903.115 €
	Nov	350	1	41	109	1.001.161€	274	103	18	- 166.416 €	834.745 €
	Dez	349	-	1	2	17.989 €	275	104	18	- 17.1593 €	153.603 €
	Jan	349	2	4	2	17.323 €	273	107	23	- 213.550 €	196.228 €
	Feb	349	2	14	17	158.356 €	272	105	29	- 276.542 €	118.186 €
	Mrz	349	2	4	5	48.769 €	286	108	19	- 190.492 €	141.723 €
	Apr	349	-	2	0	4.925 €	257	98	14	- 158.170 €	153.245 €
	Mai	349	3	8	21	240.398 €	271	106	6	- 75.566 €	164.832 €
	Jun	349	13	47	22	285.249 €	225	90	2	- 24.703 €	260.546 €
	Jul	348	8	Abrechnung im THE-System							
	Aug	348	8								
	Sep	348	8								

Tabelle 2: Übersicht Abrechnung nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 20/21, GASPOOL

2.2.2.3 Marktgebiet THE

Abbildung 8 zeigt den Verlauf der Abrechnung und Veröffentlichung nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem im Marktgebiet THE in den GWJ 2021/22 bis 2023/24.

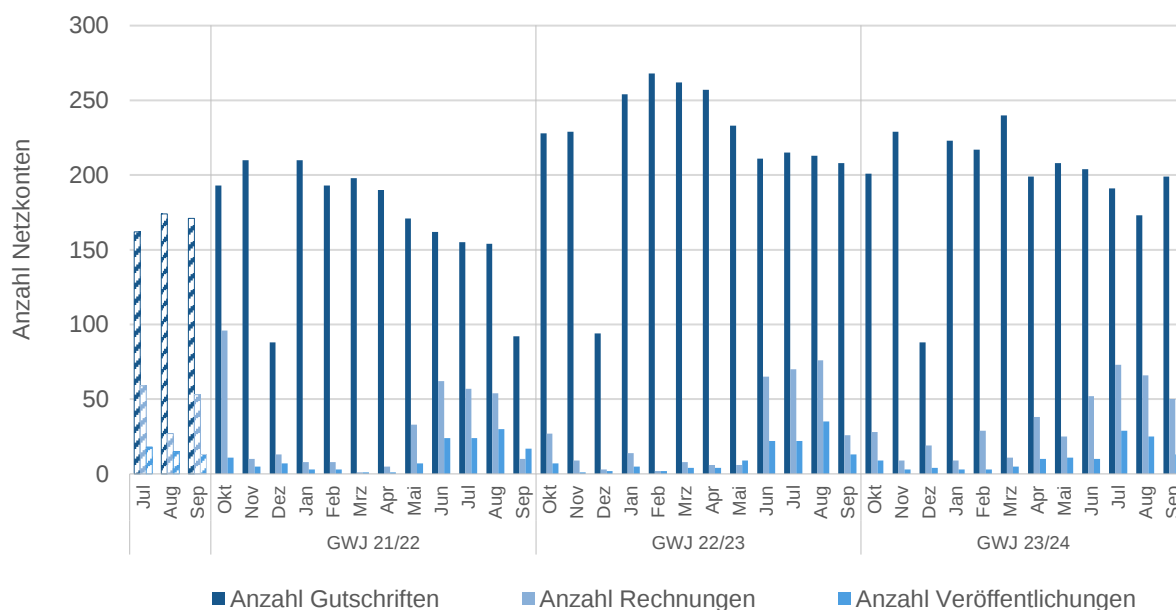


Abbildung 8: Anzahl der Gutschriften, Rechnungen und Veröffentlichungen nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 21/22 bis 23/24, THE

Da alle VNB-NK an die BNetzA gemeldet werden, ist die Anzahl der Meldungen in obiger Abbildung nicht aufgeführt.

Im GWJ 2022/23 wurde im Monat Februar 2023 mit 268 Gutschriften die maximale Anzahl und im Monat Dezember 2022 mit 94 Gutschriften die minimale Anzahl an Gutschriften erstellt. Im Allgemeinen ist die Verteilung der durchgeführten Gutschriften über das GWJ hinweg jedoch ausgeglichen. „Ausreißermonate“, in denen eine auffällig geringe oder auffällig hohe Anzahl an Gutschriften durchgeführt wurden, tauchen nicht auf.

Insgesamt wurden im GWJ 2022/23 2.672 Gutschriften erstellt.

Im GWJ 2022/23 haben insgesamt 397 NB im Marktgebiet THE auf die Erstellung der Gutschriften verzichtet. Verglichen mit der Anzahl der aktiven NB im Marktgebiet THE verzichten damit knapp 58 % aller aktiven NB auf die Erstellung der Gutschriften aus der Abrechnung der täglichen NKS. Die Option der Verzichtserklärung für Gutschriften ist in der KoV geregelt und wird hier somit nicht weiter betrachtet.

Während die Anzahl der erstellten Gutschriften über das GWJ 2022/23 hinweg als relativ ausgeglichen angesehen werden kann, variiert die Anzahl der durchgeführten Veröffentlichungen in einem stärkeren Maße. Während in den Wintermonaten des GWJ 2022/23 (Oktober 2022 bis einschließlich März 2023) insgesamt 21 Veröffentlichungen durchgeführt worden sind, stieg die Anzahl der Veröffentlichungen in den Sommermonaten Mai bis einschließlich Juli 2023 an (9 Veröffentlichungen im Mai 2023, 22 Veröffentlichungen im Juni 2023, 22 Veröffentlichungen im Juni 2023). Insgesamt wurden im GWJ 2022/23 78 Veröffentlichungen durchgeführt.

Im GWJ 2023/24 wurde im Monat März 2024 mit 240 Gutschriften die maximale Anzahl und im Monat Dezember 2023 mit 88 Gutschriften die minimale Anzahl an Gutschriften erstellt. Im Allgemeinen ist die Verteilung der durchgeführten Gutschriften über das GWJ hinweg jedoch ausgeglichen. „Ausreißermonate“, in denen eine auffällig geringe oder auffällig hohe Anzahl an Gutschriften durchgeführt wurden, tauchen nicht auf.

Insgesamt wurden im GWJ 2023/24 2.372 Gutschriften erstellt.

Im GWJ 2023/24 haben insgesamt 455 NB im Marktgebiet THE auf die Erstellung der Gutschriften verzichtet. Verglichen mit der Anzahl der aktiven NB im Marktgebiet THE verzichten damit knapp 65 % aller aktiven NB auf die Erstellung der Gutschriften aus der Abrechnung der

täglichen NKS. Die Option der Verzichtserklärung für Gutschriften ist in der KoV geregelt und wird hier somit nicht weiter betrachtet.

Während die Anzahl der erstellten Gutschriften über das GWJ 2023/24 hinweg als relativ ausgeglichen angesehen werden kann, variiert die Anzahl der durchgeführten Veröffentlichungen in einem stärkeren Maße. Während in den Wintermonaten des GWJ 2023/24 (Oktober 2023 bis einschließlich März 2024) insgesamt 27 Veröffentlichungen durchgeführt worden sind, stieg die Anzahl der Veröffentlichungen in den Sommermonaten Mai bis einschließlich Juli 2024 an (11 Veröffentlichungen im Mai 2024, 10 Veröffentlichungen im Juni 2024, 29 Veröffentlichungen im Juli 2024). Insgesamt wurden im GWJ 2023/24 125 Veröffentlichungen durchgeführt.

Abbildung 9 zeigt die Abrechnungsbeträge der Rechnungen und Gutschriften in den GWJ 2021/22 bis 2023/24 im Marktgebiet THE.

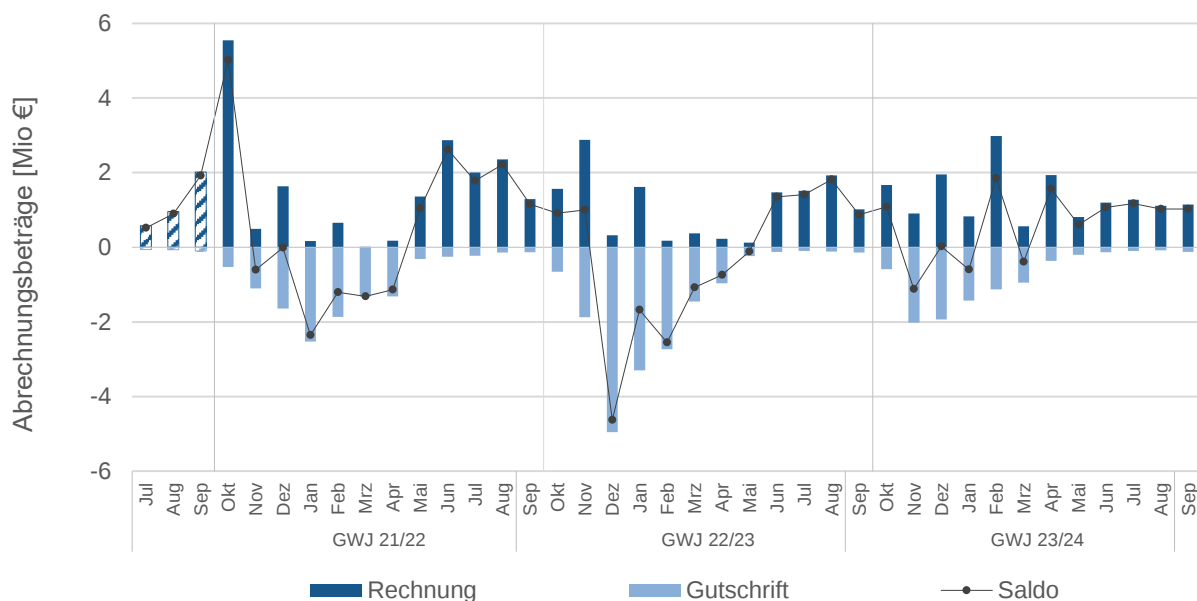


Abbildung 9: Abrechnungsbeträge (in Mio. €) nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 21/22 bis 23/24, THE

In den Monaten Dezember 2022 bis Mai 2023 überstieg die Summe der Gutschriftsbeträge die Summe der Rechnungsbeträge. Dies änderte sich in den Sommermonaten Juni 2023 bis September 2023. Hier überstiegen die Rechnungsbeträge die Gutschriftsbeträge.

In den Wintermonaten überwiegen vermehrt die Gutschriftsbeträge im Vergleich zu den Rechnungsbeträgen, in den Sommermonaten überwiegen vermehrt die Rechnungsbeträge im Vergleich zu den Gutschriftsbeträgen.

Der Monat November 2022 stellte im GWJ 2022/23 den Monat mit der höchsten Summe der Rechnungsbeträge (2.878.192 Euro) und der Monat Mai 2023 den Monat mit der niedrigsten Summe der Rechnungsbeträge (124.970 Euro) dar. Bezüglich der Gutschriftsbeträge stellte der Monat Dezember 2022 den Monat mit der höchsten Gutschriftsumme (4.951.547 Euro) und der Monat Juli 2023 den Monat mit der niedrigsten Gutschriftsumme (102.855 Euro) dar.

Insgesamt wurden im GWJ 2022/23 ca. 13,2 Mio. Euro als Rechnungen und ca. 16,7 Mio. Euro Gutschriften erstellt.

In den Monaten November 2023, Januar 2024 sowie März 2024 überstieg die Summe der Gutschriftsbeträge die Summe der Rechnungsbeträge. In den übrigen Wintermonaten sowie in den Sommermonaten überstiegen die Rechnungsbeträge die Gutschriftsbeträge.

Der Monat Februar 2024 stellte im GWJ 2023/24 den Monat mit der höchsten Summe der Rechnungsbeträge (2.977.621 Euro) und der Monat März 2024 den Monat mit der niedrigsten Summe der Rechnungsbeträge (558.075 Euro) dar. Bezüglich der Gutschriftsbeträge stellte der Monat November 2023 den Monat mit der höchsten Gutschriftsumme (2.021.216 Euro) und der Monat August 2024 den Monat mit der niedrigsten Gutschriftsumme (85.855 Euro) dar.

Insgesamt wurden im GWJ 2023/24 ca. 16,4 Mio. Euro als Rechnungen und ca. 7,3 Mio. Euro Gutschriften erstellt.

Tabelle 3 gibt einen Gesamtüberblick über den Verlauf der Abrechnung der täglichen NKS im Marktgebiet THE.

GWJ	Monat	Anzahl Netzkonten		Rechnungen			Gutschriften				Saldo
		Meldungen	Veröffentlichungen	Anzahl	Mio. kWh	€	Anzahl Gesamt	Anzahl Abrechnungen	Mio. kWh	€	€
20/21	Jul	834	18	59	40	577.828 €	539	162	4	- 60.863 €	516.964 €
	Aug	832	15	27	58	957.980 €	565	174	4	- 65.626 €	892.355 €
	Sep	831	13	53	106	2.016.217 €	573	171	5	- 101212 €	1915.005 €
21/22	Okt	753	11	96	251	5.545.605 €	634	193	24	- 523.617 €	5.021.988 €
	Nov	749	5	10	19	494.560 €	677	210	42	- 1099.947 €	605.386 €
	Dez	750	7	13	50	1635.725 €	684	88	50	- 1646.485 €	10.759 €
	Jan	749	3	8	4	166.659 €	664	210	66	- 2.525.560 €	2.358.902 €
	Feb	749	3	8	14	660.261 €	630	193	40	- 1863.797 €	1203.536 €
	Mrz	749	1	1	0	1370 €	637	198	25	- 1320.971 €	1319.602 €
	Apr	750	1	5	3	180.083 €	601	190	23	- 1318.347 €	1138.264 €
	Mai	750	7	33	20	1357.466 €	546	171	5	- 315.294 €	1042.172 €
	Jun	751	24	62	39	2.872.561 €	547	162	3	- 254.093 €	2.618.469 €
	Jul	751	24	57	25	2.005.653 €	503	155	3	- 226.908 €	1778.745 €
	Aug	750	30	54	28	2.357.482 €	500	154	2	- 141272 €	2.216.210 €
	Sep	749	17	10	13	1288.376 €	311	92	1	- 131783 €	1156.593 €
22/23	Okt	723	7	27	19	1567.069 €	557	228	8	- 655.154 €	911916 €
	Nov	723	1	9	31	2.878.192 €	543	229	20	- 1877.376 €	1000.816 €
	Dez	723	2	3	3	323.895 €	604	94	42	- 4.951547 €	4.627.652 €
	Jan	724	5	14	25	1619.750 €	424	254	51	- 3.297.764 €	1678.014 €
	Feb	724	2	2	3	179.833 €	647	268	50	- 2.731483 €	2.551649 €
	Mrz	724	4	8	8	376.044 €	644	262	32	- 1451638 €	1075.594 €
	Apr	724	4	6	5	224.217 €	618	257	22	- 964.057 €	739.841 €
	Mai	725	9	6	4	124.970 €	546	233	7	- 238.661 €	113.690 €
	Jun	725	22	65	46	1473.871 €	532	211	4	- 124.199 €	1349.672 €
	Jul	725	22	70	50	1512.762 €	516	215	3	- 102.855 €	1409.907 €
23/24	Aug	723	35	76	57	1924.733 €	512	213	3	- 113.018 €	1811716 €
	Sep	720	13	26	28	1015.882 €	513	208	4	- 145.580 €	870.302 €
	Okt	718	9	28	39	1670.766 €	549	201	-13	- 585.004 €	1085.762 €
	Nov	718	3	9	21	903.119 €	647	229	-46	- 2.021216 €	1118.098 €
	Dez	718	4	19	54	1948.355 €	636	88	-53	- 1931101 €	17.254 €
	Jan	717	3	9	27	827.734 €	633	223	-47	- 1424.553 €	596.819 €
	Feb	717	3	29	114	2.977.621 €	620	217	-43	- 1126.509 €	1851.112 €
	Mrz	716	5	11	21	558.075 €	660	240	-36	- 951239 €	393.164 €
	Apr	716	10	38	67	1935.711 €	545	199	-13	- 366.362 €	1569.349 €
	Mai	717	11	25	26	806.778 €	583	208	-6	- 198.380 €	608.398 €
	Jun	719	10	52	35	1196.614 €	573	204	-4	- 129.403 €	1067.211 €
23/24	Jul	719	29	73	40	1275.018 €	551	191	-3	- 102.337 €	1172.680 €
	Aug	716	25	66	30	1113.805 €	512	173	-2	- 85.855 €	1027.950 €
	Sep	717	13	50	32	1146.875 €	570	199	-3	- 121587 €	1025.288 €

Tabelle 3: Übersicht Abrechnung nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 21/22 bis 23/24, THE

2.3 Häufigkeit der Abrechnung der NK nach der täglichen Netzkontensystematik

Im Folgenden wird dargestellt, wie häufig (in wie vielen Monaten eines GWJ) NK von VNB mit SLP im System der täglichen Netzkontensystematik als Anreizsystem pro GWJ abgerechnet wurden.

2.3.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 10 zeigt die Häufigkeit von durchgeführten Abrechnungen der NK nach der täglichen Netzkontensystematik im GWJ 2020/21 (nur bis Juni 2021) im Marktgebiet NCG.

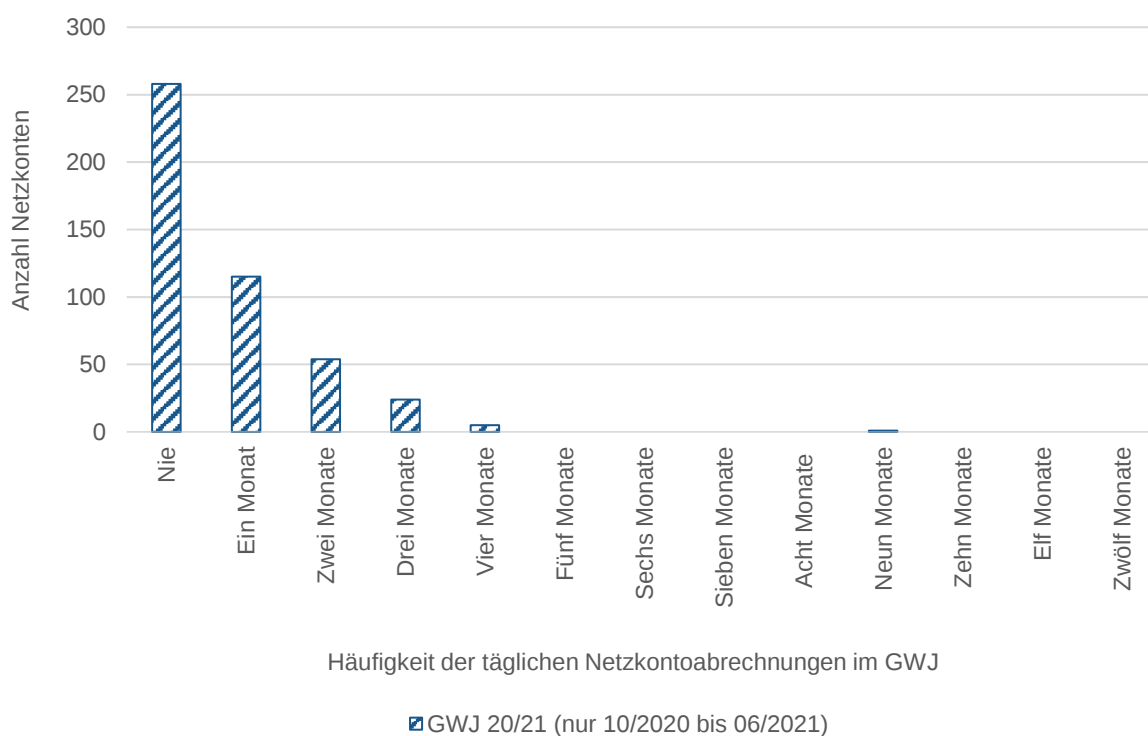


Abbildung 10: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 20/21, NCG

Im GWJ 2020/21 wurde für 258 NK (ca. 56 %)⁴ keine Abrechnung erstellt. Zu beachten ist hierbei, dass aufgrund der Zusammenlegung der Marktgebiete für NCG nur ein Zeitraum von neun Monaten betrachtet wird (vgl. Erläuterungen in Kapitel 1.1).

Tabelle 4 gibt einen zusammenfassenden Überblick über die Häufigkeit der Abrechnungen der NK nach der täglichen Netzkontensystematik als Anreizsystem im Marktgebiet NCG:

Anzahl Monate mit Abrechnung des täglichen Netzkontosaldos	Anzahl Netzkonten
	GWJ 20/21 (nur 10/2020 bis 06/2021)
Nie	258
Ein Monat	115
Zwei Monate	54
Drei Monate	24
Vier Monate	5
Fünf Monate	0
Sechs Monate	0
Sieben Monate	0
Acht Monate	0
Neun Monate	1
Zehn Monate	0
Elf Monate	0
Zwölf Monate	0

Tabelle 4: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 20/21, NCG

⁴ Zur Berechnung wird die durchschnittliche Anzahl aller VNB NK mit SLP pro GWJ verwendet. Für das GWJ 2020/21 waren dies 457 (im Zeitraum 9 Monate).

2.3.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 11 zeigt die Häufigkeit von durchgeführten Abrechnungen der NK nach der täglichen Netzkontensystematik im GWJ 2020/21 im Marktgebiet GASPOOL.

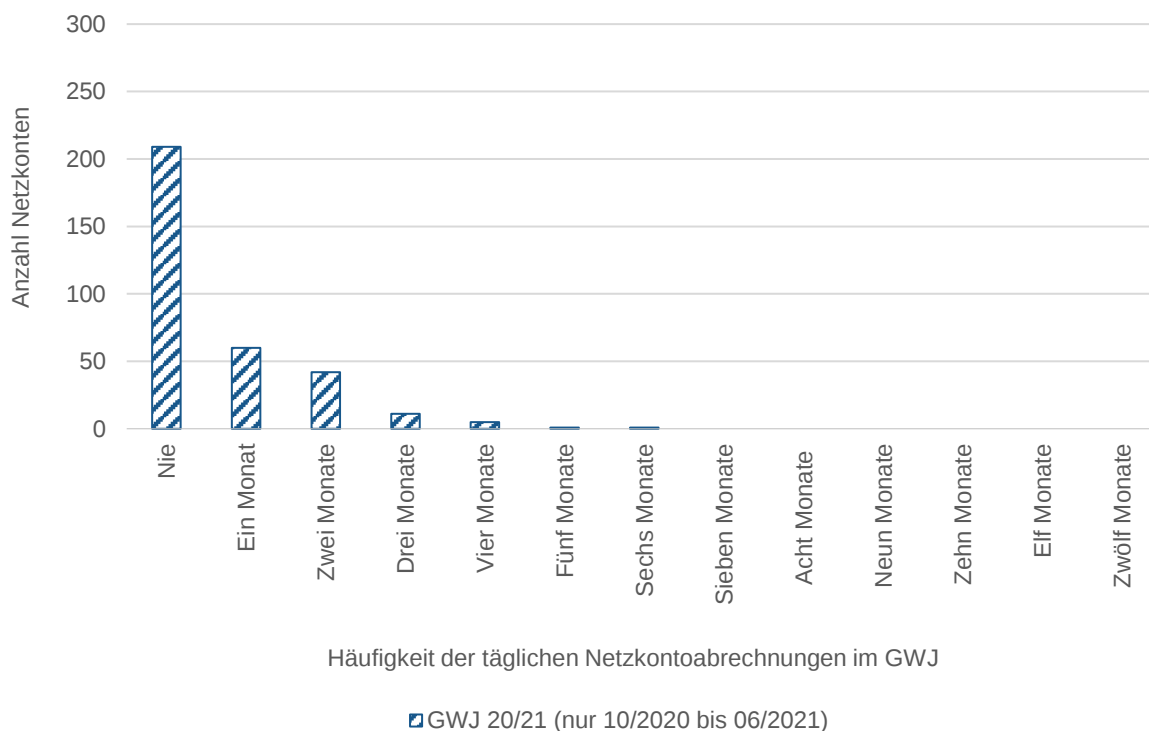


Abbildung 11: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 20/21, GASPOOL

Im GWJ 2020/21 wurde für 209 NK (ca. 63 %)⁵ keine Abrechnung erstellt. Zu beachten ist hierbei, dass aufgrund der Zusammenlegung der Marktgebiete für GASPOOL nur ein Zeitraum von neun Monaten betrachtet wird (vgl. Erläuterungen in Kapitel 1.1). Deswegen ist eine Vergleichbarkeit mit vorherigen GWJ nicht möglich.

⁵ Zur Berechnung wird die durchschnittliche Anzahl aller VNB NK mit SLP pro GWJ verwendet. Für das GWJ 2020/21 waren dies 329 (für 9 Monate).

Tabelle 5 gibt einen zusammenfassenden Überblick über die Häufigkeit der Abrechnungen der NK nach der täglichen Netzkontensystematik als Anreizsystem im Marktgebiet GASPOOL:

Anzahl Monate mit Abrechnung des täglichen Netzkontosaldos	Anzahl Netzkonten
	GWJ 20/21 (nur 10/2020 bis 06/2021)
Nie	209
Ein Monat	60
Zwei Monate	42
Drei Monate	11
Vier Monate	5
Fünf Monate	1
Sechs Monate	1
Sieben Monate	0
Acht Monate	0
Neun Monate	0
Zehn Monate	0
Elf Monate	0
Zwölf Monate	0

Tabelle 5: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 20/21, GASPOOL

2.3.3 Marktgebiet THE

Abbildung 12 zeigt die Häufigkeit von durchgeführten Abrechnungen der NK nach der täglichen Netzkontensystematik in den GWJ 2021/22 bis 2023/24 im Marktgebiet THE.

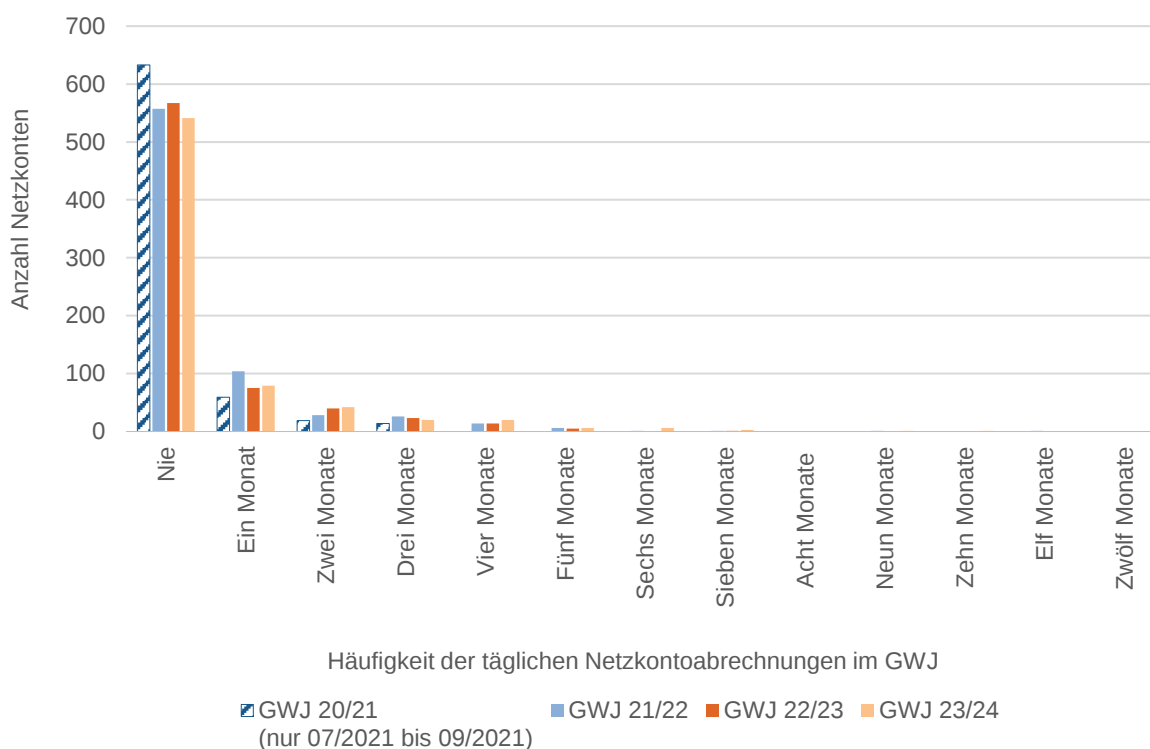


Abbildung 12: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 21/22 bis 23/24, THE

Im GWJ 2022/23 wurde für 567 NK (ca. 78 %)⁶ keine Abrechnung erstellt.

Im GWJ 2023/24 wurde für 541 NK (ca. 77 %)⁷ keine Abrechnung erstellt.

⁶Zur Berechnung wird die durchschnittliche Anzahl aller VNB NK mit SLP pro GWJ verwendet. Für das GWJ 2022/23 waren dies 723.

⁷Zur Berechnung wird die durchschnittliche Anzahl aller VNB NK mit SLP pro GWJ verwendet. Für das GWJ 2023/24 waren dies 717.

Tabelle 6 gibt einen zusammenfassenden Überblick über die Häufigkeit der Abrechnungen der NK nach der täglichen Netzkontensystematik als Anreizsystem im Marktgebiet THE:

Anzahl Monate mit Abrechnung des täglichen Netzkontosaldos	Anzahl Netzkonten			
	GWJ 20/21 (nur 07/2021 bis 09/2021)	GWJ 21/22	GWJ 22/23	GWJ 23/24
Nie	633	557	567	541
Ein Monat	59	104	75	79
Zwei Monate	19	28	40	42
Drei Monate	14	26	23	20
Vier Monate	0	14	14	20
Fünf Monate	0	6	5	6
Sechs Monate	0	1	0	6
Sieben Monate	0	1	1	3
Acht Monate	0	0	0	0
Neun Monate	0	1	0	1
Zehn Monate	0	0	0	1
Elf Monate	0	1	0	0
Zwölf Monate	0	0	0	0

Tabelle 6: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 21/22 bis 23/24, THE

3 Prognosegüte der SLP

Im folgenden Kapitel wird die Prognosegüte der SLP analysiert. Um diese messbar darzustellen, wurden geeignete Kennzahlen entwickelt, die in Kapitel 1.4 näher erläutert wurden und im Folgenden in Abbildungen über die vier betrachteten GWJ 2020/21 bis 2023/24 dargestellt werden. Darüber hinaus werden auch statistische Zusammenhänge untersucht, weshalb zunächst die notwendigen statistischen Grundlagen erläutert werden.

3.1 Grundlagen der Anwendung der SLP Gas

Nach § 24 Abs. 3 GasNZV hat jeder NB darauf zu achten, dass durch die Anwendung der SLP zur Prognoseberechnung für die nicht gemessenen Kunden der Einsatz von Regelenergie möglichst reduziert wird.

Des Weiteren wird für die SLP-Prognose der Begriff der SLP-Allokation verwendet.

Derzeit wird für die Berechnung der SLP-Allokation unterschieden zwischen dem analytischen und dem synthetischen SLP-Verfahren, wobei ein NB zwischen den Verfahren nach eigenem Ermessen wählen kann⁸.

3.2 Statistische Grundlagen

Im Folgenden werden unterschiedliche Kenngrößen zur Bewertung der Allokationsgüte nicht nur einzeln betrachtet, sondern auch miteinander verglichen. Hierbei werden diese Größen auf mögliche Zusammenhänge untersucht. Zu diesem Zweck werden an dieser Stelle die beiden statistischen Kennzahlen Korrelationskoeffizient und Bestimmtheitsmaß eingeführt sowie deren Interpretationsmöglichkeiten dargestellt.

Darüber hinaus werden vereinzelt sogenannte Boxplot-Diagramme verwendet, um Datensätze möglichst informationsreich darzustellen. Der Aufbau eines Boxplot-Diagramms wird daher ebenfalls erläutert.

⁸BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden zur Abwicklung von Standardlastprofilen Gas vom 31.03.2022

Varianz

Die Varianz ist ein Maß für die Streuung von Messwerten und kennzeichnet die Verteilung der Werte um den Mittelwert. Sie berechnet sich als Summe der quadrierten Abweichungen aller Messwerte vom arithmetischen Mittel, dividiert durch die Anzahl der Messwerte. Die Varianz ist das Quadrat der Standardabweichung.

Kovarianz

Die Kovarianz ist ein Maß für die gegenseitige Abhängigkeit zweier Variablen.

Korrelationskoeffizient nach Pearson

Die Korrelation ist ein Maß für die statistische Beziehung zwischen zwei Variablen.

Der Korrelationskoeffizient r nach Pearson (im Folgenden kurz „Korrelationskoeffizient“) zweier Variablen X und Y misst den linearen statistischen Zusammenhang (im Folgenden als „linearer Zusammenhang“ bezeichnet) zwischen zwei Variablen und entspricht dem Quotienten aus der Kovarianz beider Variablen und dem Produkt der Standardabweichungen beider Variablen:

$$r = \frac{Cov(X, Y)}{S_x S_y}$$

Formel 5 Korrelationskoeffizient

Der Korrelationskoeffizient nimmt stets einen Wert zwischen -1 und 1 an. Für die Interpretation kann folgende Richtlinie zugrunde gelegt werden:

Korrelationskoeffizient r	Interpretation
• -1 bis -0,8	• starker negativer linearer Zusammenhang
• -0,8 bis -0,5	• mittlerer negativer linearer Zusammenhang
• -0,5 bis < 0	• schwacher negativer linearer Zusammenhang
• 0	• kein linearer Zusammenhang
• > 0 bis 0,5	• schwacher positiver linearer Zusammenhang
• 0,5 bis 0,8	• mittlerer positiver linearer Zusammenhang
• 0,8 bis 1	• starker positiver linearer Zusammenhang

Tabelle 7: Interpretationsrichtlinie Korrelationskoeffizient⁹

Im Rahmen der statistischen Betrachtungen werden ausschließlich die linearen Abhängigkeiten zweier Größen (bspw. Netzkontensalden und externer Regelenergieeinsatz)⁴ betrachtet (Korrelationskoeffizient nach Pearson). Darüberhinausgehende mögliche nichtlineare Abhängigkeiten sind nicht Gegenstand des Berichts.

Bestimmtheitsmaß

Das Bestimmtheitsmaß R^2 ist eine Kennzahl zur Bewertung der Anpassungsgüte einer Regression. Je größer das Bestimmtheitsmaß ist, desto besser passt das Regressionsmodell zu den beobachteten Werten. Bei der Verwendung einer Geraden als Regressionsmodell, das heißt im Falle einer linearen Regression, wird das Bestimmtheitsmaß als Quadrat des Korrelationskoeffizienten berechnet:

$$R^2 = r^2$$

Formel 6 Bestimmtheitsmaß bei linearer Regression

Das Bestimmtheitsmaß liegt stets zwischen 0 und 1 und gibt an, welcher Anteil der Varianz einer abhängigen Variablen durch die unabhängige Variable erklärt werden kann.

Boxplot-Diagramm

Die Darstellung von Daten mit Hilfe eines Boxplots erlaubt die gleichzeitige Veranschaulichung von Streuungs- und Lagemaßen. Ein Boxplot-Diagramm gibt einen Überblick über die Verteilung von Daten innerhalb eines Datensatzes.

⁹ Interpretationsgrenzen nicht einheitlich festgelegt, hier Interpretationsrichtlinie der Fernuniversität in Hagen (vom 31.03.2019)

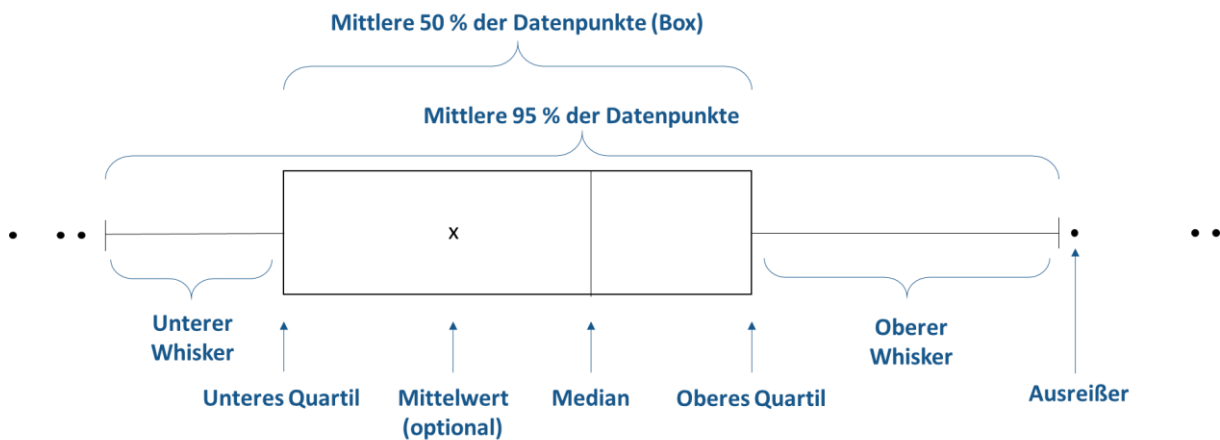


Abbildung 13: Übersicht Bestandteile Boxplot-Diagramm

Die einzelnen Bestandteile werden in der folgenden Tabelle 8 erläutert:

Teil des Boxplots	Erläuterung
Kasten in der Mitte („Box“)	- Umschließt die mittleren 50 % der Datenpunkte - Unteres Quartil: 25 % der Datenpunkte liegen unterhalb dieses Wertes, 75 % oberhalb - Oberes Quartil: 75 % der Datenpunkte liegen unterhalb dieses Wertes, 25 % oberhalb
Strich innerhalb der Box („Median“)	50 % der Datenpunkte liegen oberhalb dieses Wertes 50 % der Datenpunkte liegen unterhalb dieses Wertes
Antennen ober- und unterhalb der Box („Whisker“)	- Oberer Whisker: oberhalb/außerhalb des Whiskers liegen 2,5 % der Datenpunkte - Unterer Whisker: unterhalb/außerhalb des Whiskers liegen 2,5 % der Datenpunkte → zwischen den beiden Whisker liegen insgesamt 95 % der Datenpunkte
Einzeln dargestellte Datenpunkte („Ausreißer“)	Ausreißer, die die oberen bzw. unteren 2,5 % der Daten darstellen
X („Mittelwert“)	- Arithmetischer Mittelwert der Datenpunkte - Kein obligatorischer Bestandteil im Boxplot, optional

Tabelle 8: Übersicht Bestandteile des Boxplot-Diagramms

3.3 Datenanalyse

Für den vorliegenden Evaluierungsbericht werden bei der Datenanalyse Prämissen zu Grunde gelegt, die in folgender Tabelle 9 dargestellt werden und für alle folgenden Abbildungen gelten:

Sachverhalt	Erläuterung/Prämisse
• Betrachtungszeitraum	• GWJ 2020/21, 2021/22, 2022/23, 2023/24
• Betrachtete Netzknoten	• NK der VNB mit SLP-Allokation
• Betrachteter NKS	• NKS 1
• Betrachtete RLM-Allokation	• RLM-Allokationsmengen mit Abrechnungsbrennwert (X7G)
• NK in Marktgebietsüberlappung	• Keine separate Betrachtung, sondern in beiden Marktgebieten enthalten
• Gruppierung der NK (Cluster) pro GWJ	• Cluster nach SLP-Allokationsmenge: ○ „Klein“: bis 100 Mio. kWh/a ○ „Mittel“: 100 bis 250 Mio. kWh/a ○ „Groß“: ab 250 Mio. kWh/a
• Regelenergie-Daten	• Daten des externen Regelenergieaufkommens ohne kommerzielle Konvertierung ¹⁰ (GaBi Gas 2.0, nicht Konni Gas)

Tabelle 9: Prämissen in der Datenanalyse

3.3.1 SLP- und RLM-Allokationsmengen

Im Folgenden werden die monatlichen Summen der Allokationsmengen für SLP- und RLM-Kunden dargestellt. Diese Auswertung zeigt die saisonale Abhängigkeit der Allokationsmengen von SLP- und RLM-Kunden. Ein Datenpunkt stellt dabei die Summe der Allokationsmengen über alle NK des Marktgebietes und Tage eines Monats getrennt nach SLP und RLM dar.

¹⁰ Kommerzielle Konvertierung: Die Menge an externer Regelenergie, die auf Grund der Inanspruchnahme der Konvertierung durch die Bilanzkreisverantwortlichen hervorgerufen und dem Konvertierungssystem zugeordnet wird.

3.3.1.1 Marktgebiet NCG, GASPOOL und THE

Die folgende Abbildung 14 zeigt den Verlauf der RLM- und SLP-Allokationsmengen auf Monatsbasis für das GWJ 2020/21 in den Marktgebieten NCG und GASPOOL sowie die GWJ 2021/22 bis 2023/24 im Marktgebiet THE.

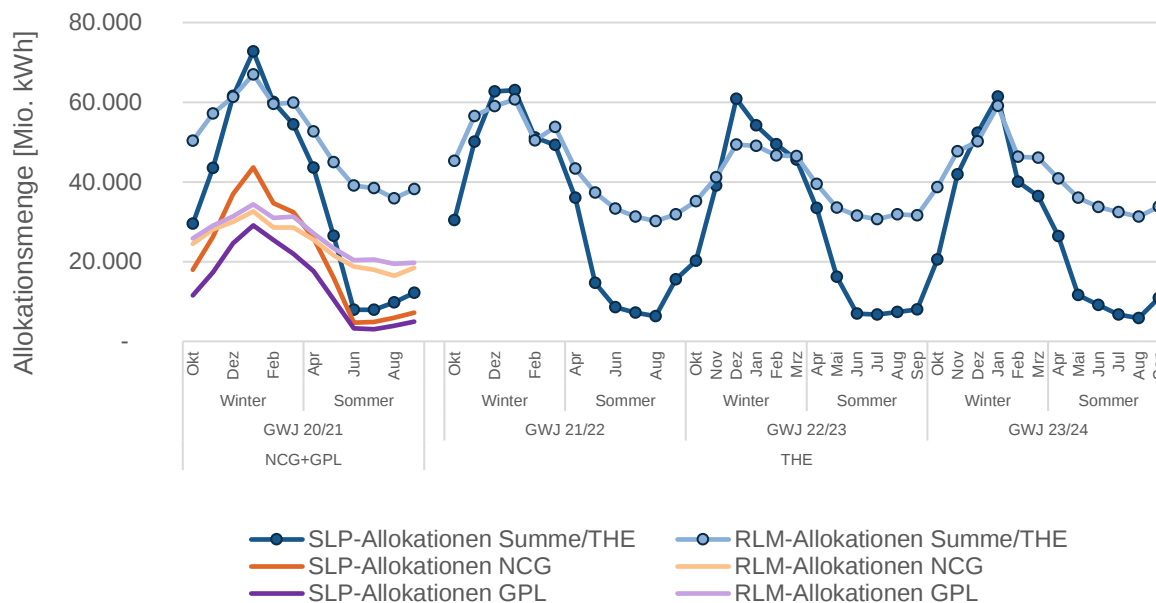


Abbildung 14: monatliche Allokationsmengen SLP und RLM, GWJ 20/21 bis 23/24, NCG, GASPOOL und THE

Bei den SLP-Kunden ist das charakteristische Abnahmeverhalten in Form einer sogenannten „Badewannen“-Kurve klar zu erkennen. In den Sommermonaten wird deutlich weniger Gas allokiert als im Winter. Auch die RLM-Kunden unterliegen saisonalen Schwankungen, mit einer höheren Allokationsmenge im Winter und einer geringeren Allokationsmenge im Sommer. Diese Sommer- und Winterschwankungen sind bei den RLM-Kunden jedoch deutlich geringer ausgeprägt als bei den SLP-Kunden.

Das GWJ 2022/23 wies sowohl bei den SLP- als auch den RLM-Mengen einen leichten Rückgang im Vergleich zum Vorjahr auf.

Im GWJ 2023/24 weisen die SLP-Mengen einen Rückgang und die RLM-Mengen eine Erhöhung auf.

3.3.2 SLP-Allokationsmengen nach Allokationsverfahren

Im Folgenden werden die monatlichen SLP-Allokationsmengen getrennt nach Allokationsverfahren (synthetisch, analytisch) dargestellt. Die Abbildungen zeigen das allokationsmengenmäßige Verhältnis auf, in dem NB mit synthetischem und analytischem Verfahren zueinander stehen. Ein Balken stellt dabei die Summe der SLP-Allokationsmengen über alle NK des Marktgebietes und Tage eines Monats getrennt nach analytischem und synthetischem Verfahren dar.

Da der Gasverbrauch der SLP-Kunden sehr stark von der Temperatur abhängt, kann es allein durch die unterschiedlichen Temperaturverläufe der GWJ zu sehr unterschiedlichen Allokationsmengen für die SLP-Kunden kommen. Es wurde bei den folgenden Mengenvergleichen der einzelnen GWJ auf eine Temperaturbereinigung verzichtet.

Darüber hinaus wird eine Übersicht zur Anzahl der NK im analytischen und synthetischen Verfahren je Cluster gemäß Tabelle 9 gegeben. Die Aufteilung der NK in die Cluster „Klein“, „Mittel“ und „Groß“ kommt im Folgenden nur in einem sogenannten Boxplot-Diagramm zur Allokationsgüte (Abbildung 21) zum Einsatz. Diese Aufteilung dient der Übersichtlichkeit und soll ein differenziertes Bild zur Allokationsgüte in Bezug auf die Jahresmenge des NK ermöglichen. Die Aufteilung zwischen den Clustern erfolgt allokationsmengenabhängig. Die Grenzen wurden dabei so gewählt, dass sich über beide Marktgebiete ungefähr gleich viele NK in den drei Clustern befinden (Cluster-Grenzen siehe Tabelle 9).

3.3.2.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 15 stellt den monatlichen Verlauf der SLP-Allokationsmengen im analytischen und synthetischen Verfahren für das GWJ 2020/21 im Marktgebiet NCG dar.

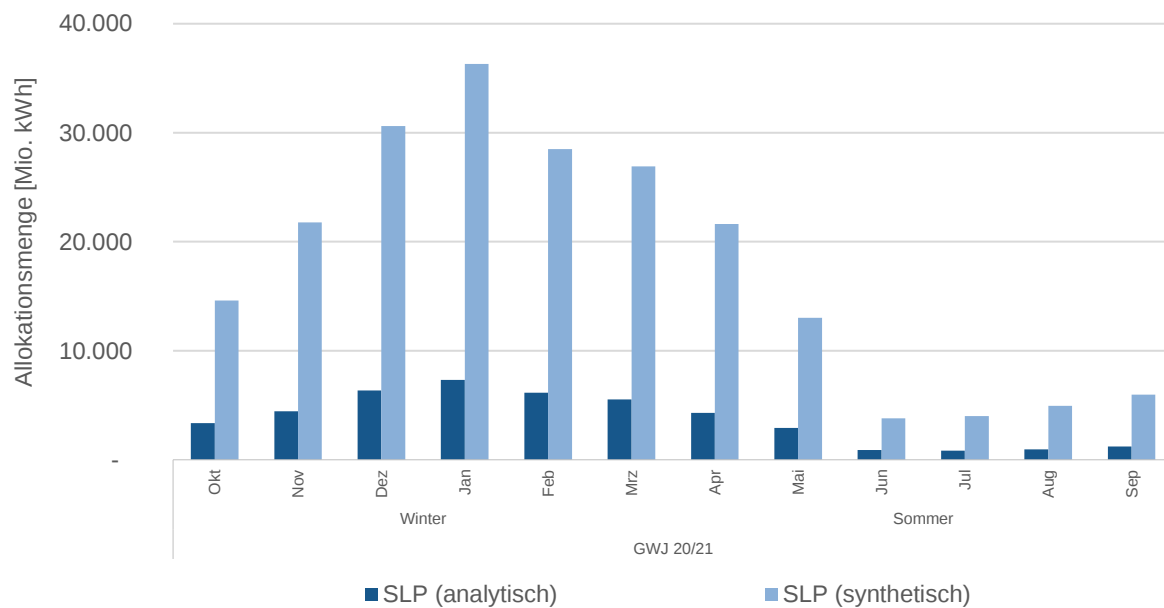


Abbildung 15: monatliche Allokationsmengen SLP, analytisch und synthetisch, GWJ 20/21, NCG

Die Allokationsmengen im synthetischen Verfahren liegen deutlich über den Mengen im analytischen Verfahren. Der Anteil der Allokationsmengen im analytischen Verfahren an den gesamten jährlichen Allokationsmengen liegt bei 17 %.

In der folgenden Tabelle 10 werden die Daten, die der Abbildung 15 zu Grunde liegen, dargestellt. Darüber hinaus wird ersichtlich, wie viele NB das jeweilige Verfahren anwenden. Sofern für ein NK innerhalb eines GWJ ein Verfahrenswechsel zwischen synthetischem und analytischem Verfahren stattfand, kommt dieses NK in folgender Tabelle doppelt vor. Auch die Einteilung in die Cluster gemäß Tabelle 9 wird dargestellt.

GWJ	Cluster	SLP-Allokationen [Mio. kWh]	davon SLPana [Mio. kWh]	davon SLPsyn [Mio. kWh]	Netzkonten Gesamt	davon SLPana	davon SLPsyn
20/21	Klein	6.261	142	6.119	125	5	120
	Mittel	21.291	1.751	19.540	131	12	120
	Groß	228.832	42.425	186.407	211	30	181
	SLP Gesamt	256.383	44.317	212.066	467	47	421

Tabelle 10: Verteilung der SLP-Allokationen nach Clustern, analytisch und synthetisch, GWJ 20/21, NCG

Es wird ersichtlich, dass die Anzahl der NK in Summe kaum variiert, auch die Aufteilung zwischen synthetischem und analytischem Verfahren ist relativ konstant.

Der Anteil der NK im analytischen Verfahren liegt bei der Anzahl der NK in allen GWJ nahezu konstant bei 10 bis 11 %, während der Anteil bei den Allokationsmengen bei 17 bis 18 % liegt.

3.3.2.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 16 stellt den monatlichen Verlauf der SLP-Allokationsmengen im analytischen und synthetischen Verfahren für das GWJ 2020/21 im Marktgebiet GASPOOL dar.

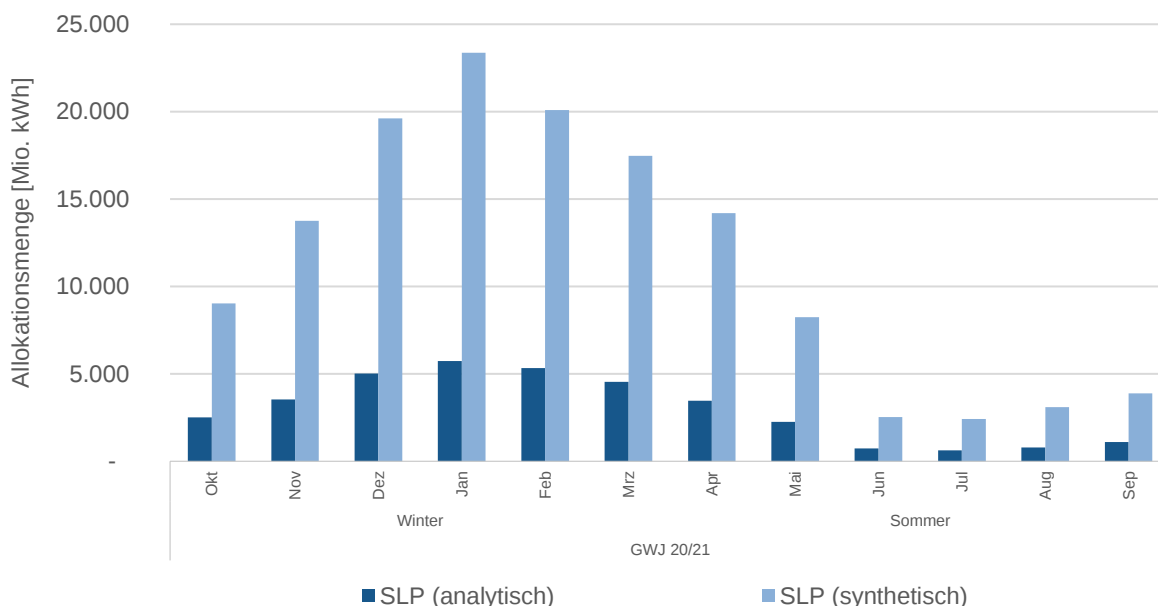


Abbildung 16: monatliche Allokationsmengen SLP, analytisch und synthetisch, GWJ 20/21, GASPOOL

Die Allokationsmengen im synthetischen Verfahren liegen deutlich über den Mengen im analytischen Verfahren. Der Anteil der Allokationsmengen im analytischen Verfahren an den gesamten jährlichen Allokationsmengen liegt bei 21 %.

Beide Verfahren weisen in den Allokationsmengen die typischen Schwankungen in der Sommer- bzw. Winterzeit auf („Badewannen“-Kurve).

In der folgenden Tabelle 11 werden die Daten, die der Abbildung 16 zu Grunde liegen, übersichtlich dargestellt. Darüber hinaus wird ersichtlich, wie viele NB das jeweilige Verfahren anwenden. Sofern für ein NK innerhalb eines GWJ ein Verfahrenswechsel zwischen synthetischem und analytischem Verfahren stattfand, kommt dieses NK in der folgenden Tabelle doppelt vor. Auch die Einteilung in die Cluster gemäß Tabelle 9 wird dargestellt.

GWJ	Cluster	SLP-Allokationen [Mio. kWh]	davon SLPana [Mio. kWh]	davon SLPsyn [Mio. kWh]	Netzknoten Gesamt	davon SLPana	davon SLPsyn
20/21	Klein	4.813	1.093	3.721	92	22	71
	Mittel	19.880	3.664	16.216	121	24	97
	Groß	148.632	30.884	117.748	118	25	93
	SLP Gesamt	173.326	35.641	137.685	331	71	261

Tabelle 11: Verteilung der SLP-Allokationen nach Clustern, analytisch und synthetisch, GWJ 20/21, GASPOOL

Es wird ersichtlich, dass die Anzahl der NK in Summe kaum variiert, auch die Aufteilung zwischen synthetischem und analytischem Verfahren ist relativ konstant.

Der Anteil der NK im analytischen Verfahren liegt bei der Anzahl der NK in allen GWJ zwischen 21,3 % und 21,5 %, während der Anteil bei den Allokationsmengen zwischen 20,6 % und 25,1 % liegt.

3.3.2.3 Marktgebiet THE

Abbildung 17 stellt den monatlichen Verlauf der SLP-Allokationsmengen im analytischen und synthetischen Verfahren für die GWJ 2021/22 bis 2023/24 im Marktgebiet THE dar.

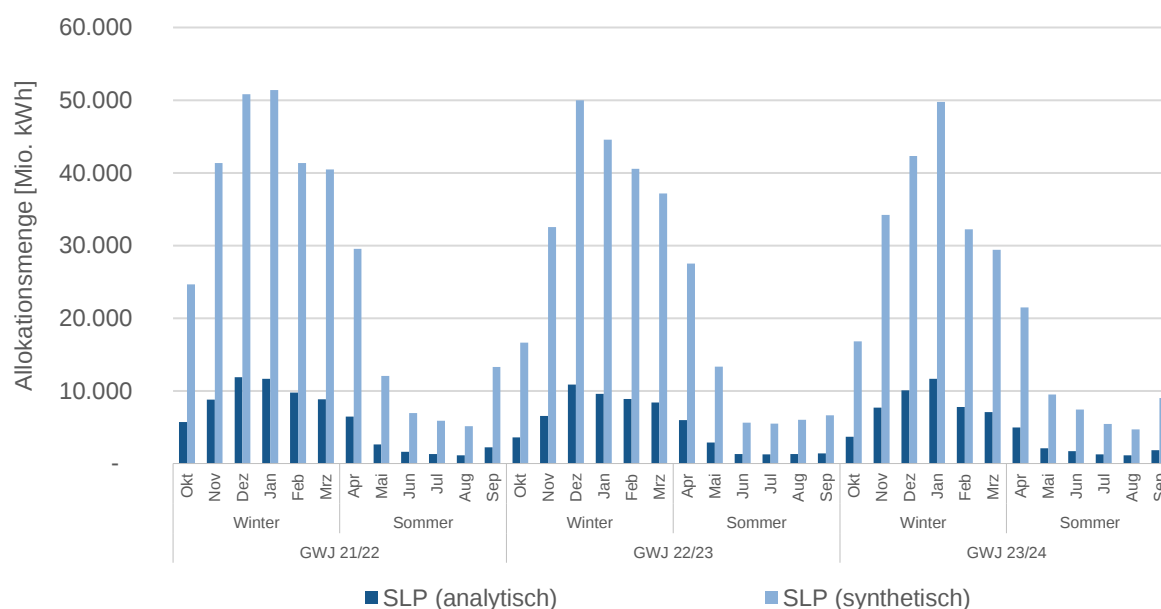


Abbildung 17: monatliche Allokationsmengen SLP, analytisch und synthetisch, GWJ 21/22 bis 23/24, THE

Die Allokationsmengen im synthetischen Verfahren liegen deutlich über den Mengen im analytischen Verfahren. Der Anteil der Allokationsmengen im analytischen Verfahren an den gesamten jährlichen Allokationsmengen liegt im GWJ 2022/23 bei 18 % und im GWJ 2023/24 bei 19 %.

Beide Verfahren weisen in den Allokationsmengen die typischen Schwankungen in der Sommer- bzw. Winterzeit auf („Badewannen“-Kurve).

In der folgenden Tabelle 12 werden die Daten, die der Abbildung 17 zu Grunde liegen, dargestellt. Darüber hinaus wird ersichtlich, wie viele NB das jeweilige Verfahren anwenden. Sofern für ein NK innerhalb eines GWJ ein Verfahrenswechsel zwischen synthetischem und analytischem Verfahren stattfand, kommt dieses NK in der folgenden Tabelle doppelt vor. Im GWJ 22/23 stellte ein NB den einzigen SLP-Ausspeisepunkt in seinem Netzgebiet auf RLM um. Das Netzkonto wurde in der Gesamtheit erfasst, jedoch das Allokationsverfahren auf Grund der Stichtagsbetrachtung (Ende des GWJ) nicht separat ausgewiesen, weshalb es zu einer Abweichung bei der Summe der Netzkonten bei den kleinen NB in der Tabelle kommt. Auch die Einteilung in die Cluster gemäß Tabelle 9 wird dargestellt.

GWJ	Cluster	SLP-Allokationen [Mio. kWh]	davon SLPana [Mio. kWh]	davon SLPsyn [Mio. kWh]	Netzkonten Gesamt	davon SLPana	davon SLPsyn
21/22	Klein	10.672	1.119	9.553	204	22	182
	Mittel	39.982	5.876	34.105	247	38	209
	Groß	344.287	64.886	279.401	288	45	243
	SLP Gesamt	394.941	71.882	323.059	739	105	634
22/23	Klein	12.295	1.830	10.464	230	31	198
	Mittel	40.329	4.072	36.256	251	28	223
	Groß	295.394	56.007	239.387	253	43	210
	SLP Gesamt	348.017	61.910	286.108	734	102	631
23/24	Klein	13.159	2.092	11.067	247	36	211
	Mittel	37.866	3.948	33.918	239	26	213
	Groß	272.218	54.885	217.333	242	41	201
	SLP Gesamt	323.243	60.925	262.318	728	103	625

Tabelle 12: Verteilung der SLP-Allokationen nach Clustern, analytisch und synthetisch, GWJ 21/22 bis 23/24, THE

Der Anteil der NK im analytischen Verfahren liegt im GWJ 2022/23 bezogen auf die Anzahl der NK bei 14 %, während der Anteil bei den Allokationsmengen bei 18 % liegt.

Der Anteil der NK im analytischen Verfahren liegt im GWJ 2023/24 bezogen auf die Anzahl der NK bei 14 %, während der Anteil bei den Allokationsmengen bei 19 % liegt.

3.3.3 NKS auf Tagesbasis

Im Folgenden wird der Verlauf der täglichen NKS getrennt nach NK mit Überallokation (negativer NKS) und NK mit Unterallokation (positiver NKS) dargestellt. Ein Datenpunkt stellt dabei die Summe der NKS (*NKS eines NK*: siehe Kapitel 1.4) über alle NK des Marktgebietes pro Tag getrennt nach positivem und negativem NKS dar.

3.3.3.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 18 zeigt die täglichen positiven und negativen NKS summiert über alle NK des Marktgebietes NCG im GWJ 2020/21.

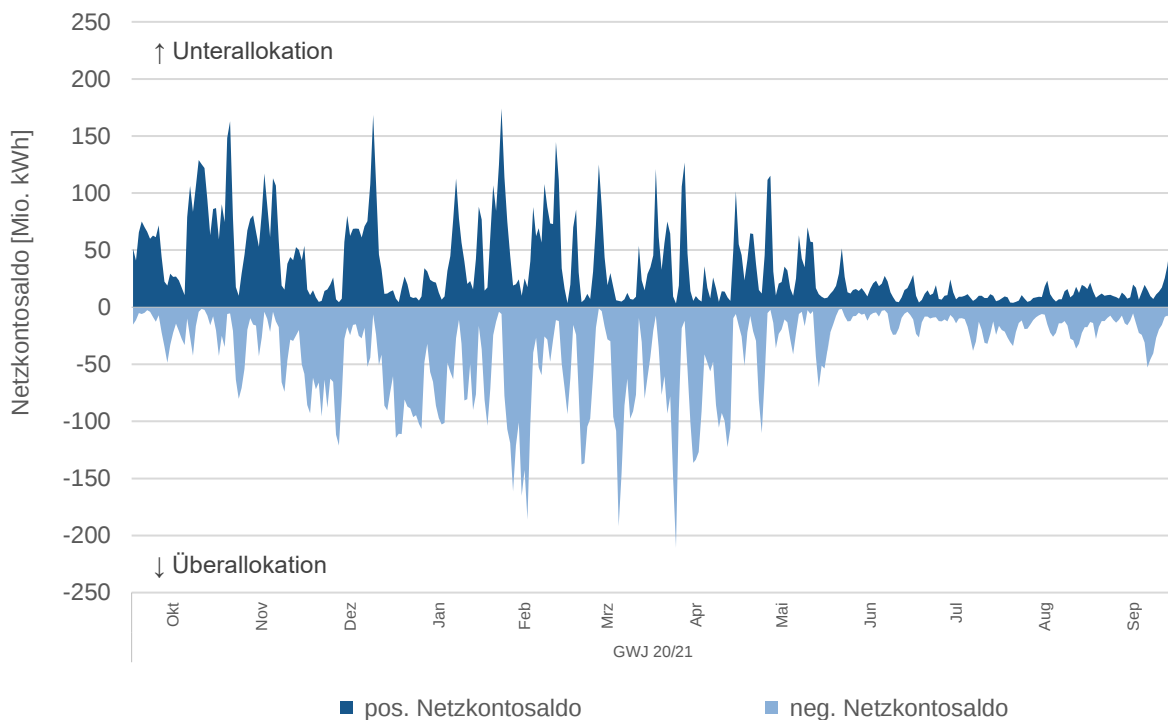


Abbildung 18: NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis getrennt nach Über- und Unterallokation, GWJ 20/21, NCG

Abbildung 18 zeigt eine saisonale Abhängigkeit der NKS. In den Wintermonaten sind die NKS tendenziell höher als in den Sommermonaten. Dies bedeutet jedoch nicht zwingend eine geringere Allokationsgüte in den Wintermonaten. Auf Grund des „Badewannen“-Verlaufs der SLP-Allokation (siehe auch Abbildung 14) fallen auch die NKS in den Wintermonaten tendenziell höher aus.

3.3.3.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 19 zeigt die täglichen positiven und negativen NKS summiert über alle NK des Marktgebietes GASPOOL im GWJ 2020/21.

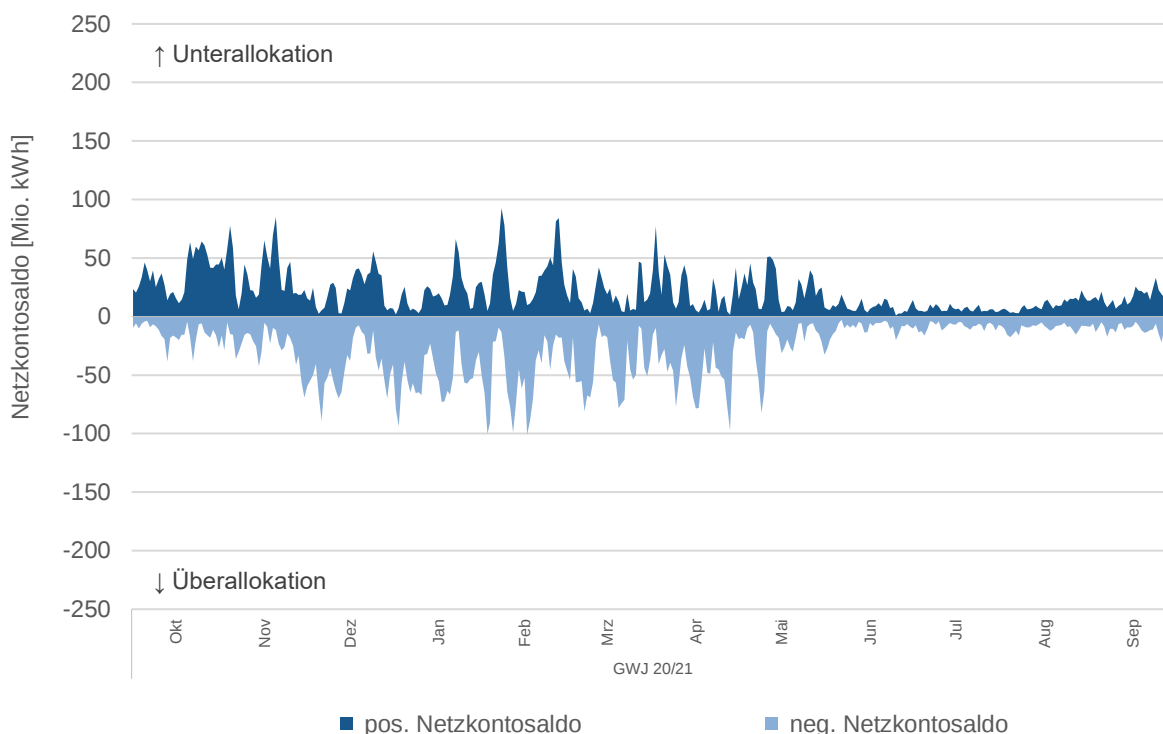


Abbildung 19: NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis getrennt nach Über- und Unterallokation, GWJ 20/21, GASPOOL

Abbildung 19 zeigt eine saisonale Abhängigkeit der NKS. In den Wintermonaten sind die NKS tendenziell höher als in den Sommermonaten. Dies bedeutet jedoch keine geringere Allokationsgüte in den Wintermonaten. Auf Grund des „Badewannen“-Verlaufs der SLP-Allokation (siehe auch Abbildung 14) fallen auch die NKS in den Wintermonaten tendenziell höher aus.

3.3.3.3 Marktgebiet THE

Abbildung 20 zeigt die täglichen positiven und negativen NKS summiert über alle NK des Marktgebietes THE im GWJ 2021/22 bis 2023/24.

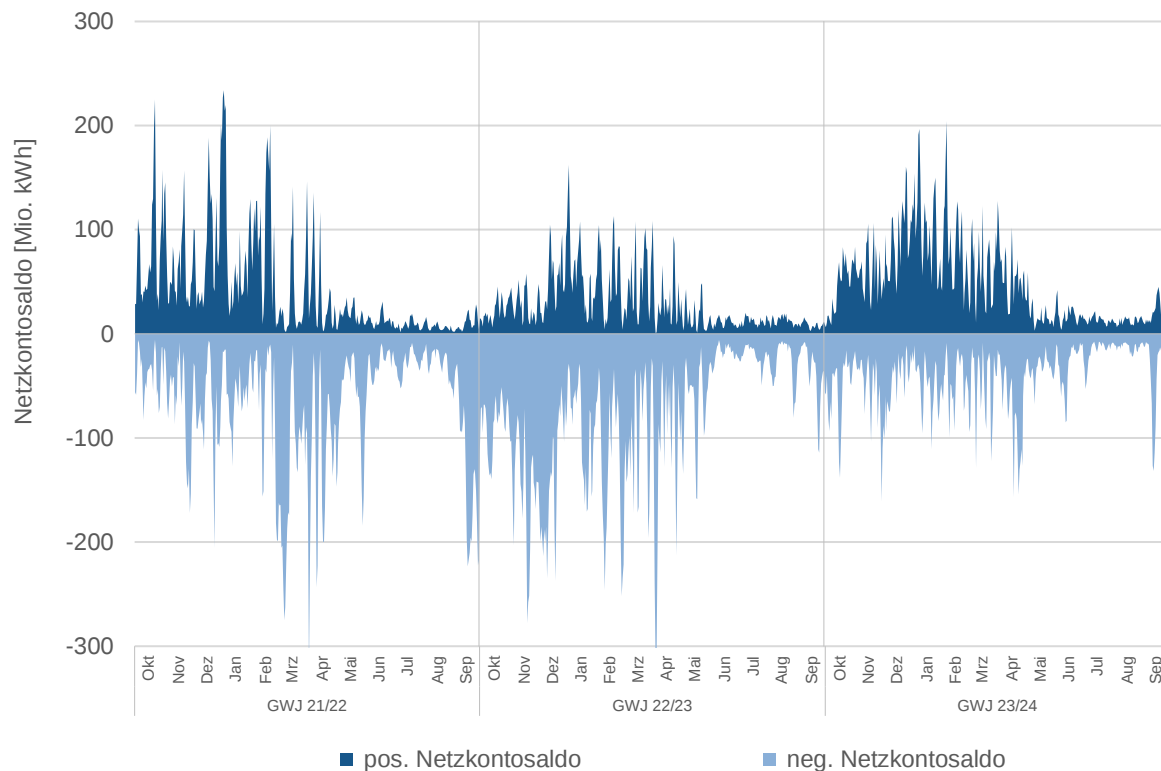


Abbildung 20: NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis getrennt nach Über- und Unterallokation, GWJ 21/22 bis 23/24, THE

Abbildung 20 zeigt eine saisonale Abhängigkeit der NKS. In den Wintermonaten sind die NKS tendenziell höher als in den Sommermonaten. Dies bedeutet jedoch keine geringere Allokationsgüte in den Wintermonaten. Auf Grund des „Badewannen“-Verlaufs der SLP-Allokation (siehe auch Abbildung 14) fallen auch die NKS in den Wintermonaten tendenziell höher aus.

3.3.4 Allokationsgüte

3.3.4.1 Allokationsgüte auf Jahresbasis

Im Folgenden wird die Allokationsgüte auf Jahresbasis anhand der Kenngröße kumulierte absolute Netzkontoabweichung (*kumulierte absolute Netzkontoabweichung*: siehe Kapitel 1.4) analysiert. Dabei ist zu beachten, dass die Allokationsgüte umso höher ist, je geringer die Kennzahl kumulierte absolute Netzkontoabweichung ausfällt.

Hierfür werden Boxplot-Diagramme verwendet. Die Analyse erfolgt Cluster-scharf (Einteilung Cluster siehe Tabelle 9). Die Boxplot-Diagramme basieren auf den kumulierten Jahreswerten pro NK im Marktgebiet.

Eine Erläuterung der einzelnen Bestandteile der gezeigten Boxplot-Diagramme erfolgte in Kapitel 3.2.

Pro Marktgebiet werden zwei Abbildungen dargestellt. Abbildung 21 gibt zunächst einen gesamthaften Überblick der jährlichen kumulierten absoluten Netzkontoabweichungen. Hierbei werden sämtliche Daten einschließlich Ausreißern dargestellt. Die dargestellten Daten entsprechen kumulierten Jahreswerten pro NK im Marktgebiet. Die gesamthafte Darstellung ermöglicht einen Überblick zur Entwicklung insbesondere von Ausreißern und Antennen der Boxplots. Auf Grund der Höhe von einzelnen Ausreißern wurde hier eine logarithmische Skalierung (Basis 10) zur Darstellung gewählt.

Im Anschluss zeigt Abbildung 22 dieselben Daten wie die gesamthaften Darstellungen, jedoch wurde die y-Achse so angepasst, dass nur die Ausschnitte der Boxen detailliert gezeigt werden, um die Entwicklung der Boxen (Lage der Mediane, Höhe und Breite der Boxen) genauer analysieren zu können.

3.3.4.1.1 Marktgebiet NCG, GASPOOL und THE

Abbildung 21 zeigt den Boxplot der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis für das GWJ 2020/21 in den Marktgebieten NCG und GASPOOL, sowie für die GWJ 2021/22 bis 2023/24 im Marktgebiet THE inklusive aller Ausreißer-Werte. Die y-Achse wird logarithmiert (Basis 10) dargestellt.

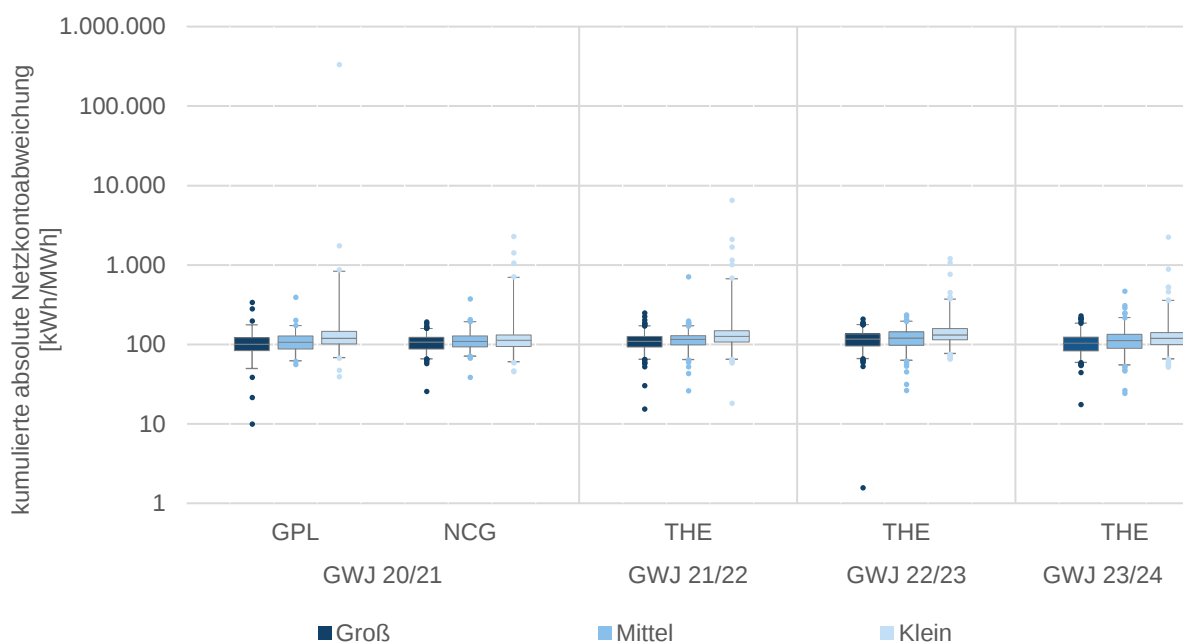


Abbildung 21: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, GWJ 20/21 bis 23/24, NCG, GASPOOL und THE

Abbildung 22 zeigt einen Ausschnitt von Abbildung 21, in welchem die Boxen des Boxplots detailliert betrachtet werden können.

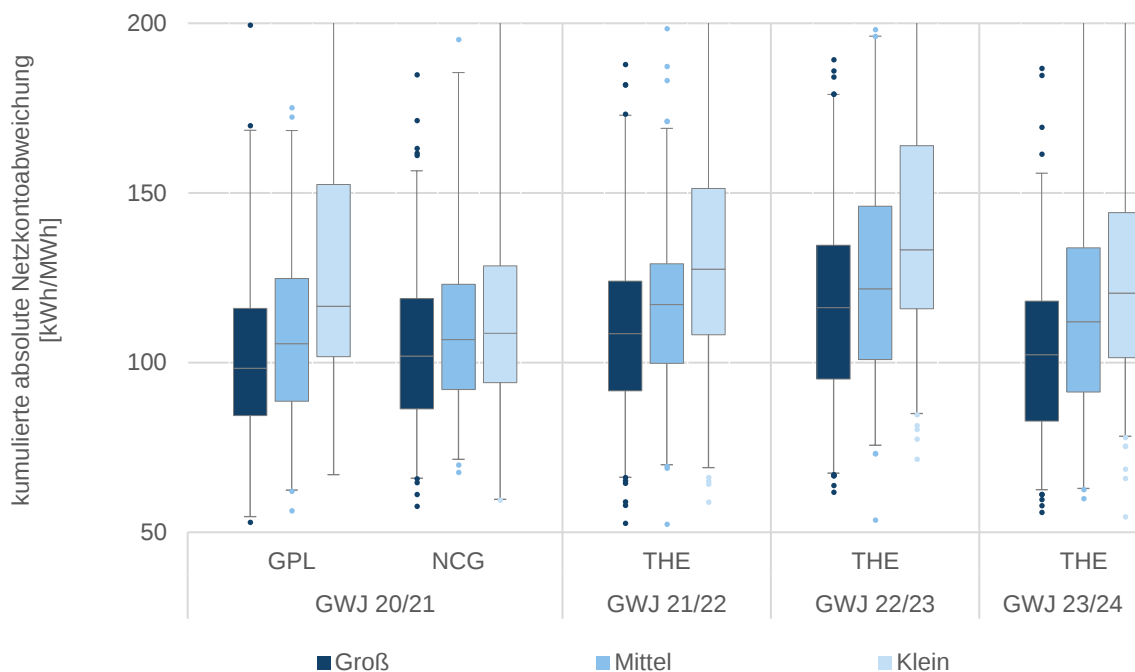


Abbildung 22: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, GWJ 20/21 bis 23/24, NCG, GASPOOL und THE

Ein Vergleich zwischen den Clustern zeigt, dass der Median der Verteilung der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung im Cluster der kleinen NK in der Regel höher ausfällt als für die mittleren und großen NK. Auch die Streuung ist bei den kleinen NK meistens am stärksten ausgeprägt, gut zu erkennen an den breiteren Boxen (Abbildung 22) und vor allem den langen Antennen (Abbildung 21). Darüber hinaus weisen einige Netzkonten Werte auf, auf deren Darstellung zwecks Übersichtlichkeit in der Abbildung 22 teilweise verzichtet wurde, die jedoch in der Abbildung 21 vollständig dargestellt werden. Über die vier GWJ lagen insgesamt 2.220 Einzelwerte zwischen dem in Abbildung 22 dargestellten Maximum von 200 kWh/MWh und dem Maximalwert in Höhe von 334.191 kWh/MWh. Bezogen auf die Summe der SLP-Allokation pro Jahr machen diese NK (kumulierte absolute Netzkontoabweichung > 200 kWh/MWh) in den untersuchten GWJ einen Anteil von 0,3 % der SLP-Gesamtallokationsmenge im Marktgebiet NCG, von 0,9 % im Marktgebiet GASPOOL und zwischen 0,4 % und 1,2 % im Marktgebiet THE aus. Die Ausreißerwerte (die oberen 2,5 % der Daten) begründen sich sowohl durch eine geringe SLP-Allokationsmenge bei großer Gesamtlast als auch durch Marktgebietsüberlapper (bis GWJ 2020/21).

Abbildung 23 zeigt den Boxplot der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis das GWJ 2020/21 in den Marktgebieten NCG und GASPOOL, sowie die GWJ 2021/22 bis 2023/24 im Marktgebiet THE inklusive aller Ausreißer-Werte für das synthetische Lastprofilverfahren. Die y-Achse wird logarithmiert (Basis 10) dargestellt.

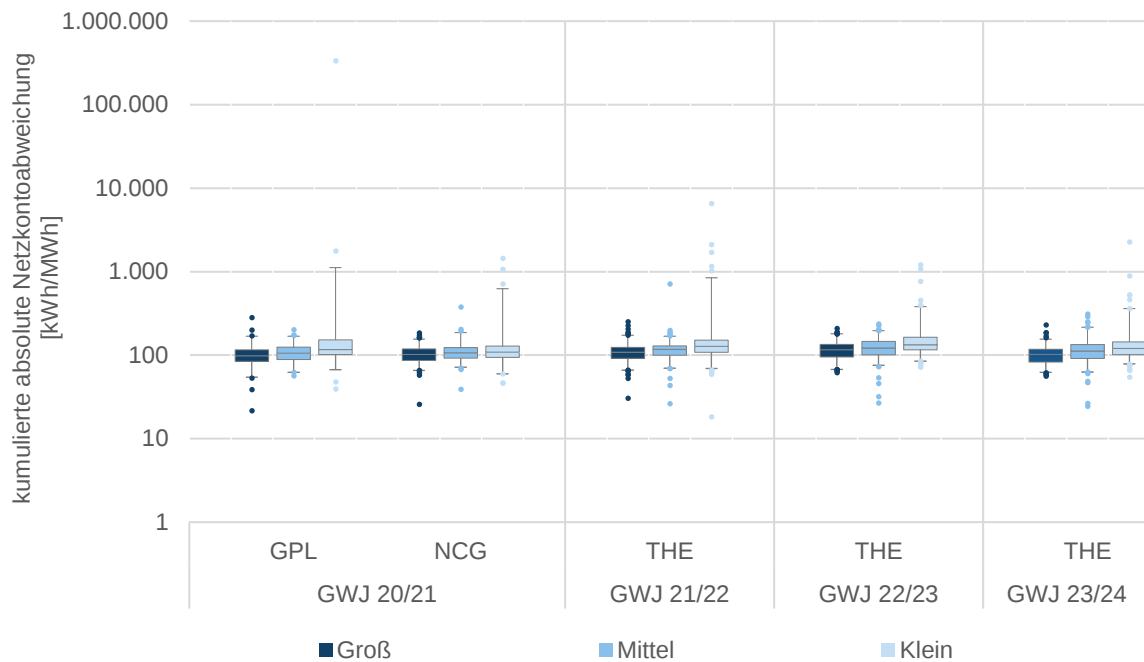


Abbildung 23: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, synthetisch, GWJ 20/21 bis 23/24, NCG, GASPOOL und THE

Abbildung 24 zeigt einen Ausschnitt von Abbildung 23, in welchem die Boxen des Boxplots detailliert betrachtet werden können.

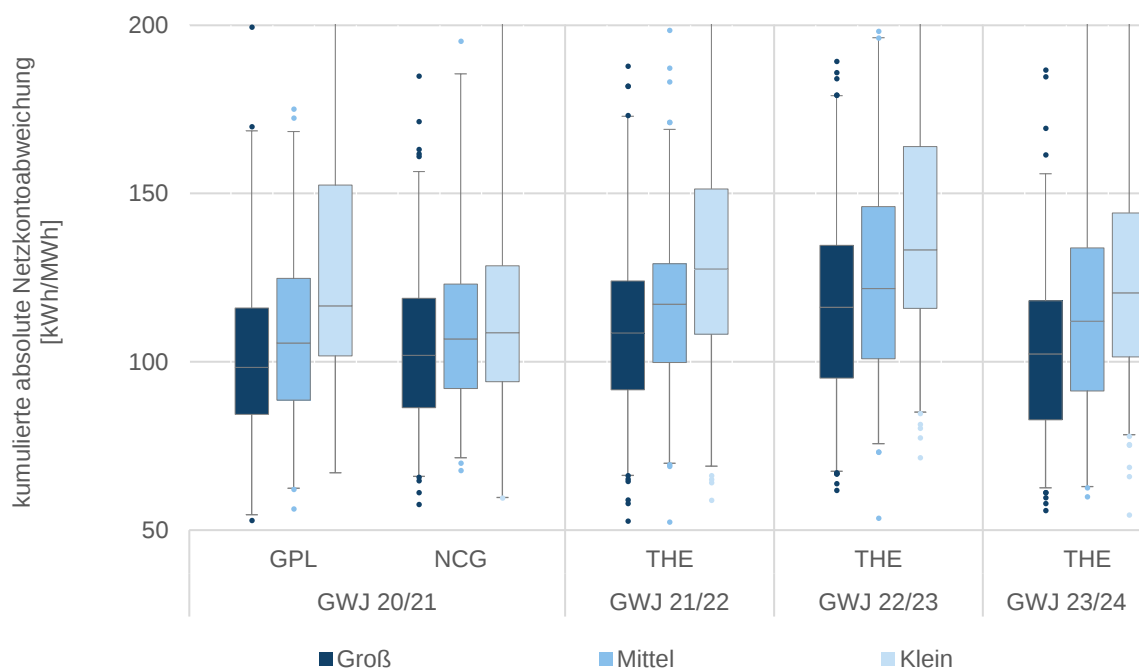


Abbildung 24: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, synthetisch, GWJ 20/21 bis 23/24, NCG, GASPOOL und THE

Abbildung 25 zeigt den Boxplot der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis das GWJ 2020/21 in den Marktgebieten NCG und GASPOOL, sowie die GWJ 2021/22 bis 2023/24 im Marktgebiet THE inklusive aller Ausreißer-Werte für das analytische Lastprofilverfahren. Die y-Achse wird logarithmiert (Basis 10) dargestellt.

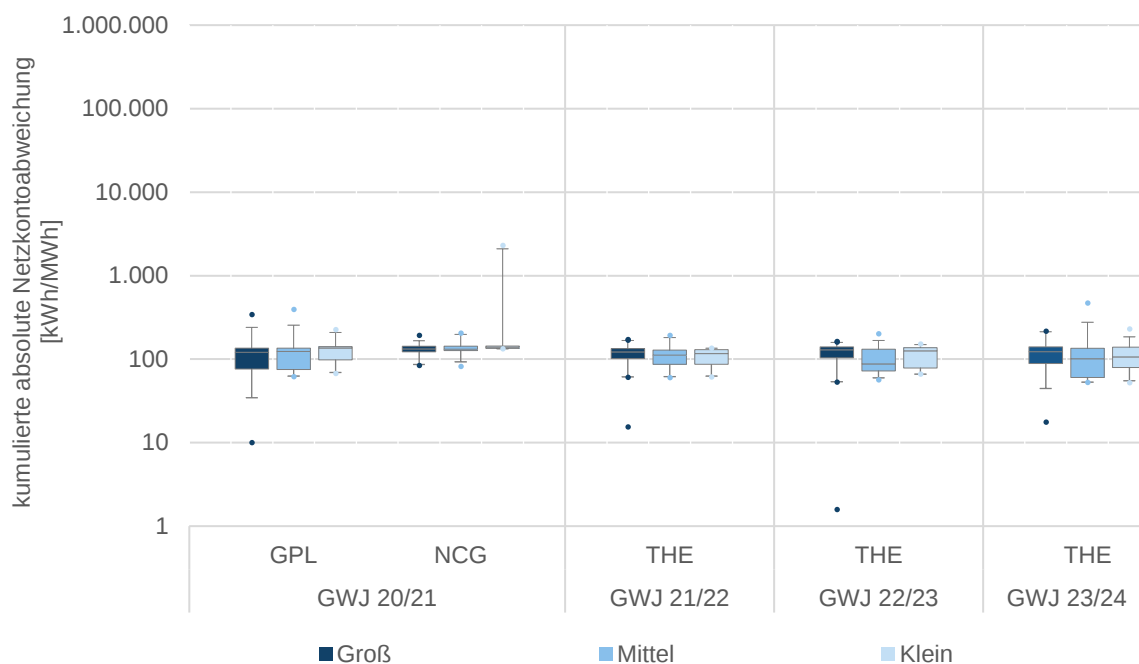


Abbildung 25: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, logarithmische Skale, analytisch, GWJ 20/21 bis 23/24, NCG, GASPOOL und THE

Abbildung 26 zeigt einen Ausschnitt von Abbildung 25, in welchem die Boxen des Boxplots detailliert betrachtet werden können.

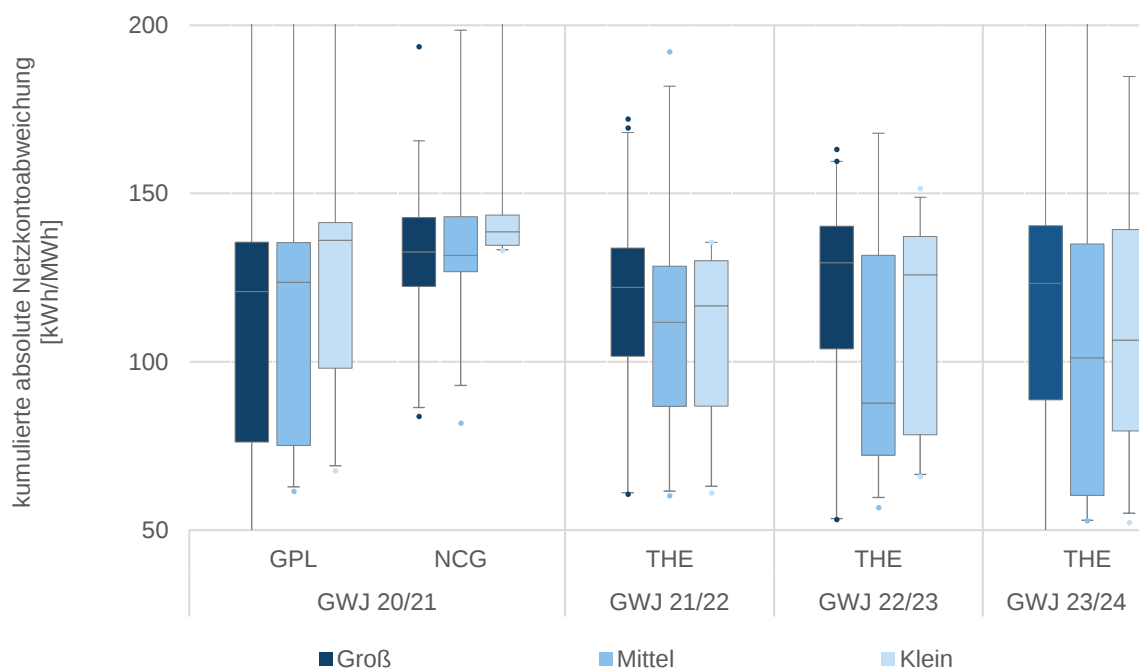


Abbildung 26: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, analytisch, GWJ 20/21 bis 23/24, NCG, GASPOOL und THE

Tabelle 13 gibt einen Überblick der Kennzahlen der zuvor dargestellten Boxplots für die beiden Marktgebiete NCG und GASPOOL sowie für das Marktgebiet THE in den vier betrachteten GWJ.

GWJ	Bezeichnung Boxplot- Bestandteil	Quantil	Groß			Mittel			Klein		
			NCG	GPL	THE	NCG	GPL	THE	NCG	GPL	THE
20/21	Untere Antenne	0,025	66	50		72	62		60	68	
	Unteres Quartil	0,25	88	84		93	88		94	102	
	Median	0,5	107	101		109	107		113	120	
	Oberes Quartil	0,75	123	122		128	128		132	146	
	Obere Antenne	0,975	160	176		193	172		705	840	
21/22	Untere Antenne	0,025			65			64			65
	Unteres Quartil	0,25			93			99			107
	Median	0,5			110			116			127
	Oberes Quartil	0,75			126			129			149
	Obere Antenne	0,975			172			171			667
22/23	Untere Antenne	0,025			67			64			77
	Unteres Quartil	0,25			96			98			115
	Median	0,5			117			121			132
	Oberes Quartil	0,75			136			144			159
	Obere Antenne	0,975			178			196			374
23/24	Untere Antenne	0,025			60			55			66
	Unteres Quartil	0,25			83			89			100
	Median	0,5			104			112			120
	Oberes Quartil	0,75			124			134			141
	Obere Antenne	0,975			187			217			361

Tabelle 13: Kennzahlen Boxplots kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, GWJ 20/21 bis 23/24, NCG, GASPOOL und THE

Aus der Tabelle 13 ist deutlich zu erkennen, dass der Median im Marktgebiet THE in allen drei Clustern – klein, mittel und groß – im GWJ 2022/23 am höchsten (zwischen 117 kWh/MWh und 132 kWh/MWh) und im GWJ 2023/24 am niedrigsten ausgefallen ist (zwischen 104 kWh/MWh und 120 kWh/MWh). Das GWJ 2020/21 geht dabei nicht in die Vergleichsbetrachtung ein, da es durch die Marktgebietszusammenlegung nicht mit den folgenden Jahren vergleichbar ist.

Für das Marktgebiet THE fällt auf, dass das Cluster der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung bei den kleinen Unternehmen deutlich über den Werten der mittleren und großen Unternehmen liegt.

3.3.4.2 Allokationsgüte auf Monatsbasis

Im Folgenden wird in Abbildung 27, Abbildung 30 und Abbildung 33 zunächst die Temperaturverteilung in den Marktgebieten anhand von Boxplot-Diagrammen monats-scharf dargestellt.

Anschließend wird die Allokationsgüte auf Monatsbasis anhand der Kenngröße kumulierte absolute Netzkontoabweichung analysiert. Hierfür werden ebenfalls Boxplot-Diagramme verwendet. Die Boxplot-Diagramme basieren auf den kumulierten Monatswerten pro NK im Marktgebiet.

Pro Marktgebiet werden zwei Abbildungen zur kumulierten absoluten Netzkontoabweichung dargestellt. Abbildung 28, Abbildung 31 und Abbildung 34 geben zunächst einen gesamthaften Überblick der monatlichen kumulierten absoluten Netzkontoabweichungen. Hierbei werden sämtliche Daten einschließlich Ausreißern dargestellt. Die gesamthafte Darstellung ermöglicht einen Überblick zur Entwicklung insbesondere von Ausreißern und Antennen der Boxplots. Auf Grund der Höhe von einzelnen Ausreißern wurde hier eine logarithmische Skalierung (Basis 10) zur Darstellung gewählt.

Im Anschluss zeigen Abbildung 29, Abbildung 32 und Abbildung 35 dieselben Daten wie die gesamthaften Darstellungen, jedoch wurde die y-Achse so angepasst, dass nur die Ausschnitte der Boxen detailliert gezeigt werden, um die Entwicklung der Boxen (Lage der Mediane, Höhe und Breite der Boxen) genauer analysieren zu können.

Eine Erläuterung der einzelnen Bestandteile der gezeigten Boxplot-Diagramme erfolgte in Kapitel 3.2.

3.3.4.2.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 27 stellt die Temperaturwerte detailliert in einem sogenannten Boxplot-Diagramm dar (zur Erläuterung der Bestandteile des Boxplot-Diagramms siehe Kapitel 3.2). Basis der Auswertung sind die mittleren Tagestemperaturen von 42 Wetterstationen der NCG, die jedoch zum Teil auch im Marktgebiet der GASPOOL liegen.

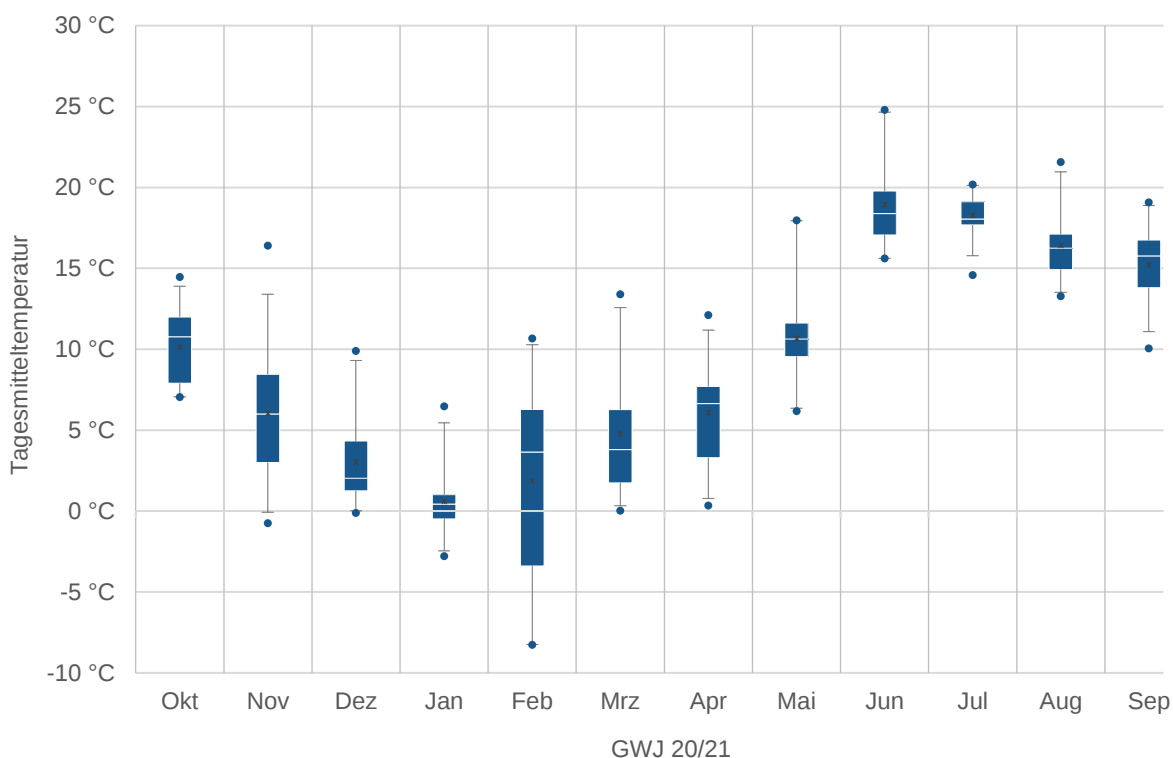


Abbildung 27: Boxplot Tagesmitteltemperatur auf Monatsbasis, GWJ 20/21, NCG

Deutlich zu erkennen ist die allgemeine Entwicklung der Tagesmitteltemperaturen in Abhängigkeit des Monats („Badewannenkurve“) mit den niedrigsten Temperaturen im Januar und Februar und den höchsten Temperaturen im Juli und August.

Die Darstellung im Boxplot-Diagramm erlaubt insbesondere eine Identifikation von Monaten mit auffälligen Temperaturniveaus und -streuungen.

Abbildung 28 zeigt den Boxplot der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis im Marktgebiet NCG inklusive aller Ausreißer-Werte. Die y-Achse wird logarithmiert (Basis 10) dargestellt.

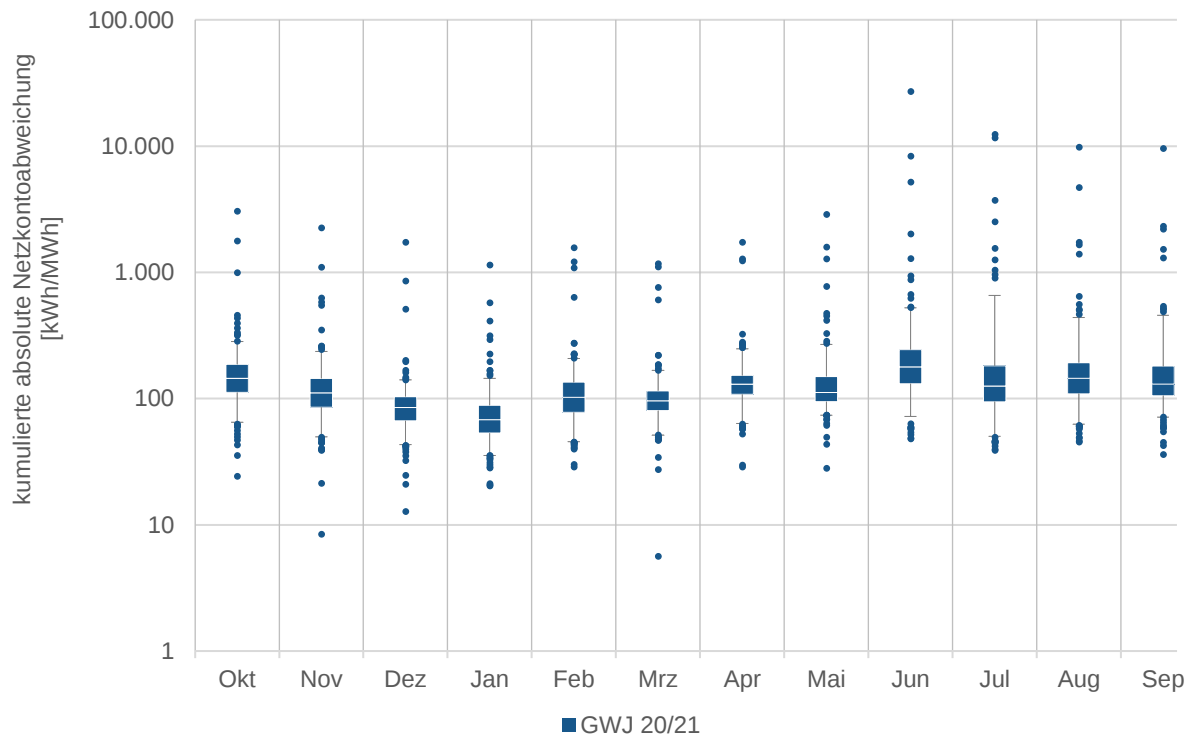


Abbildung 28: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, GWJ 20/21, NCG

Abbildung 29 zeigt einen Ausschnitt von Abbildung 28, in welchem die Boxen des Boxplots detailliert betrachtet werden können.

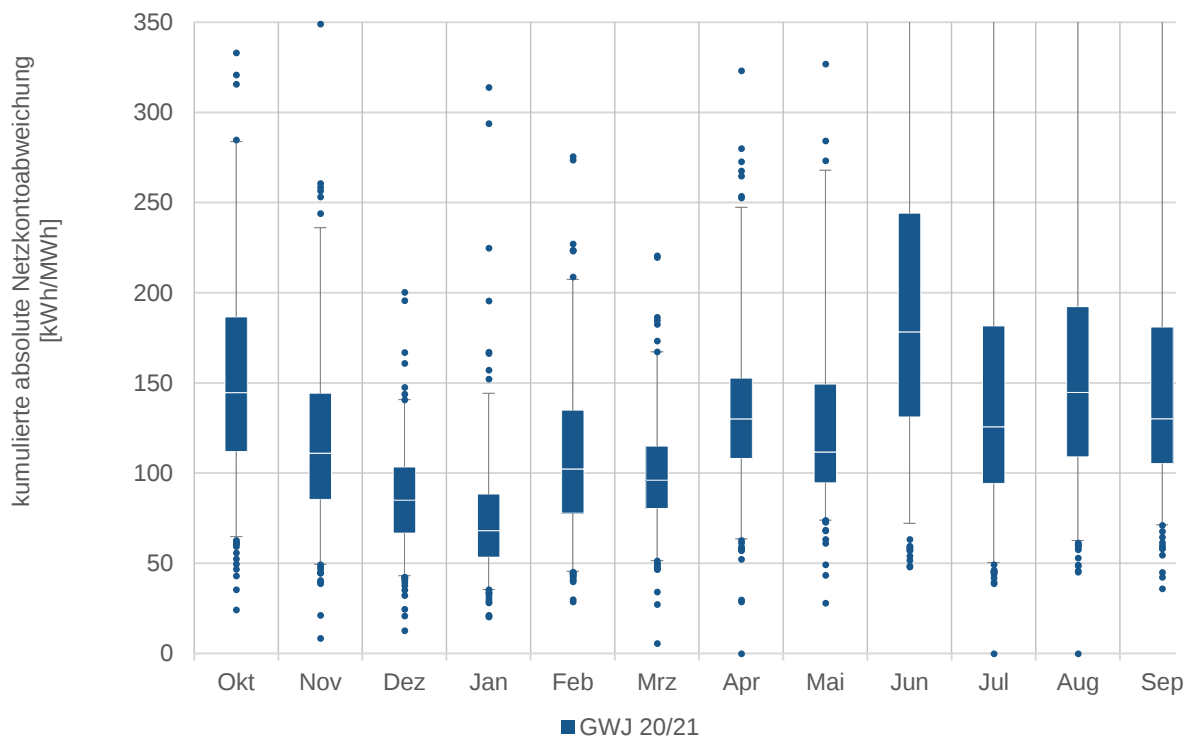


Abbildung 29: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, GWJ 20/21, NCG

Die Abbildungen verdeutlichen die saisonalen Schwankungen der Allokationsgüte. Es lässt sich eine Abhängigkeit der Allokationsgüte von den Jahreszeiten beobachten. So fallen die kumulierten absoluten Netzkontoabweichungen im Sommer tendenziell höher aus als im Winter (Abbildung 29) mit einer gleichzeitig höheren Streuung der Daten (Abbildung 28).

3.3.4.2.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 30 stellt die Temperaturwerte detailliert in einem sogenannten Boxplot-Diagramm dar (zur Erläuterung der Bestandteile des Boxplot-Diagramms siehe Kapitel 3.2). Basis der Auswertung sind die Durchschnittswerte der Tagesmitteltemperaturen aus Leipzig, Hannover und Kassel.

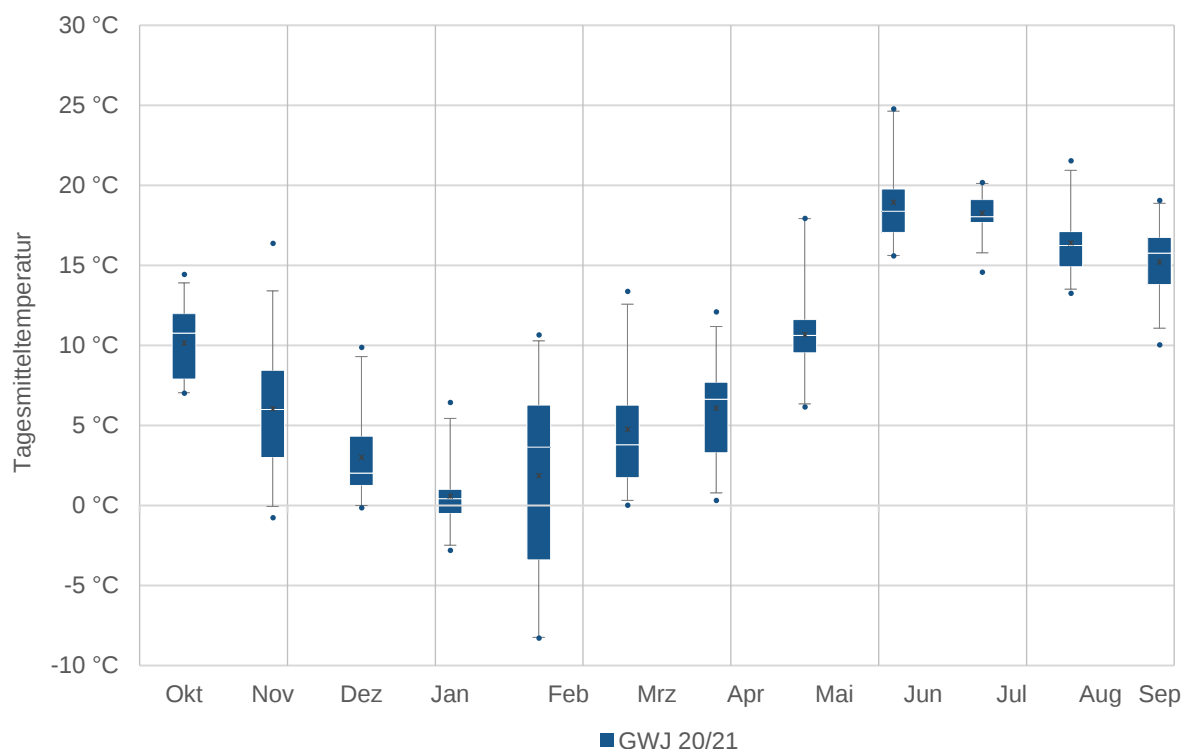


Abbildung 30: Boxplot Tagesmitteltemperatur auf Monatsbasis, GWJ 20/21, GASPOOL

Deutlich zu erkennen ist die allgemeine Entwicklung der Tagesmitteltemperaturen in Abhängigkeit des Monats, mit den niedrigsten Temperaturen im Januar und Februar und den höchsten Temperaturen im Juni bis August.

Die Darstellung im Boxplot-Diagramm erlaubt insbesondere eine Identifikation von Monaten mit auffälligen Temperaturniveaus und Streuungen.

Abbildung 31 zeigt den Boxplot der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis im Marktgebiet GASPOOL inklusive aller Ausreißer-Werte. Die y-Achse wird logarithmiert (Basis 10) dargestellt.

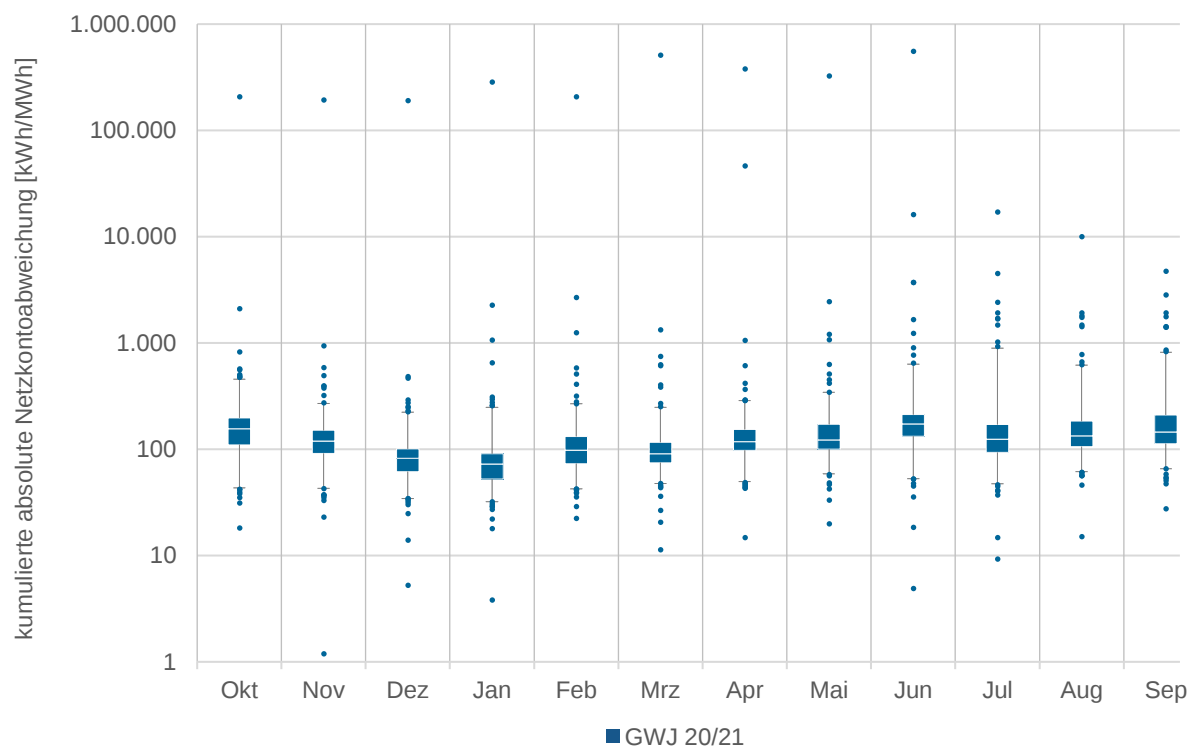


Abbildung 32 zeigt einen Ausschnitt von Abbildung 31, in welchem die Boxen des Boxplots detailliert betrachtet werden können.

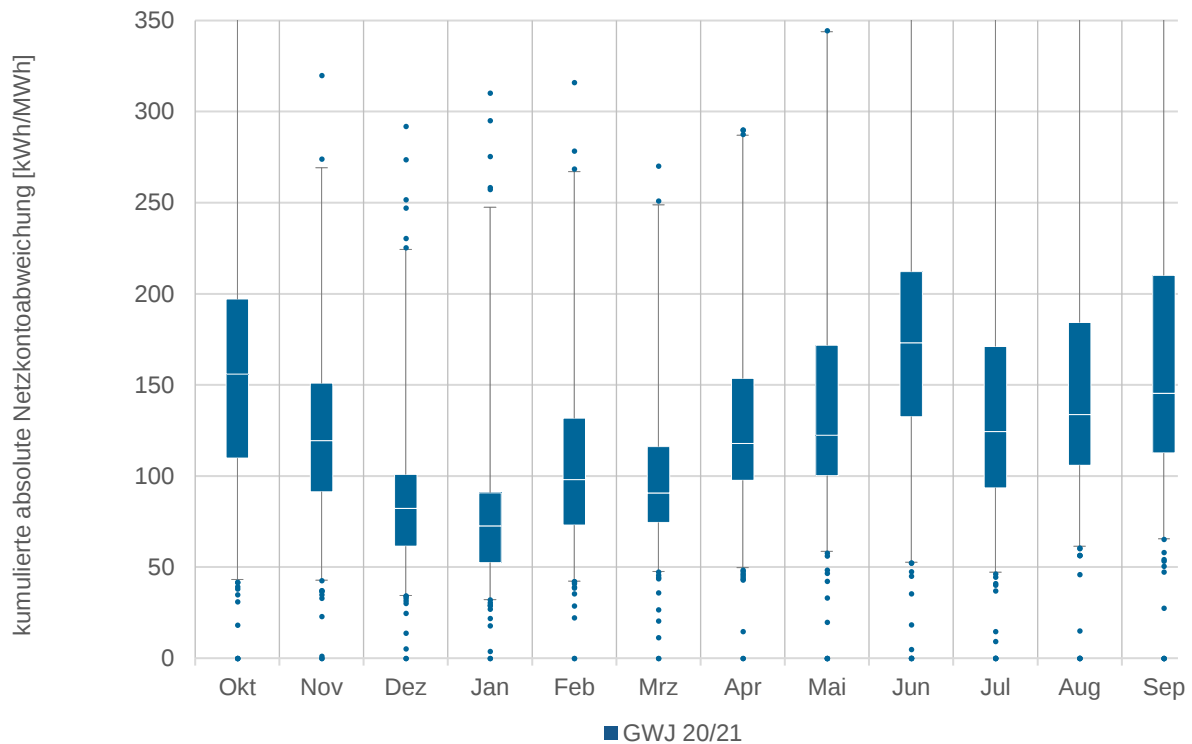


Abbildung 32: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, GWJ 20/21, GASPOOL

Die Abbildungen verdeutlichen die saisonalen Schwankungen der Allokationsgüte. Es lässt sich eine Abhängigkeit der Allokationsgüte von den Jahreszeiten beobachten. So fallen die kumulierten absoluten Netzkontoabweichungen im Sommer tendenziell höher aus als im Winter (Abbildung 32) mit einer gleichzeitig höheren Streuung der Daten (Abbildung 31).

Tabelle 14 gibt einen Überblick der Kennzahlen der zuvor dargestellten Boxplots (Temperatur und kumulierte absolute Netzkontoabweichung) für die beiden Marktgebiete NCG und GASPOOL für den im Herbst liegenden so genannten Übergangs-Monat Oktober im GWJ 2020/21.

GWJ	Bezeichnung Boxplot- Bestandteil	Quantil	NCG		GASPOOL	
			Temperatur [°C]	kum. abs. Netzkontoabw eichung [kWh/MWh]	Temperatur [°C]	kum. abs. Netzkontoabw eichung [kWh/MWh]
Okt 20	Untere Antenne	0,025	7,0	85	7,0	51
	Unteres Quartil	0,25	7,9	112	7,9	112
	Median	0,5	10,8	157	10,8	160
	Oberes Quartil	0,75	12,0	190	12,0	197
	Obere Antenne	0,975	13,9	251	13,9	419

Tabelle 14: Kennzahlen Boxplots Temperaturverteilung und kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, Monat Oktober, GWJ 20/21, NCG und GASPOOL

Tabelle 15 gibt einen Überblick der Kennzahlen der zuvor dargestellten Boxplots (Temperatur und kumulierte absolute Netzkontoabweichung) für die beiden Marktgebiete NCG und GASPOOL für den (Winter-)Monat Februar im GWJ 2020/21.

GWJ	Bezeichnung Boxplot- Bestandteil	Quantil	NCG		GASPOOL	
			Temperatur [°C]	kum. abs. Netzkontoabw eichung [kWh/MWh]	Temperatur [°C]	kum. abs. Netzkontoabw eichung [kWh/MWh]
Feb 21	Untere Antenne	0,025	-8,2	54	-8,2	42
	Unteres Quartil	0,25	-3,4	86	-3,4	73
	Median	0,5	3,6	103	3,6	98
	Oberes Quartil	0,75	6,3	122	6,3	133
	Obere Antenne	0,975	10,3	178	10,3	272

Tabelle 15: Kennzahlen Boxplots Temperaturverteilung und kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, Monat Februar, GWJ 20/21, NCG und GASPOOL

Tabelle 16 gibt einen Überblick der Kennzahlen der zuvor dargestellten Boxplots (Temperatur und kumulierte absolute Netzkontoabweichung) für die beiden Marktgebiete NCG und GASPOOL für den (Frühlings-)Monat April in den vier betrachteten GWJ.

GWJ	Bezeichnung Boxplot- Bestandteil	Quantil	NCG		GASPOOL	
			Temperatur [°C]	kum. abs. Netzkontoabw eichung [kWh/MWh]	Temperatur [°C]	kum. abs. Netzkontoabw eichung [kWh/MWh]
Apr 21	Untere Antenne	0,025	0,8	66	0,8	60
	Unteres Quartil	0,25	3,3	117	3,3	99
	Median	0,5	6,6	131	6,6	119
	Oberes Quartil	0,75	7,7	154	7,7	155
	Obere Antenne	0,975	11,2	186	11,2	289

Tabelle 16: Kennzahlen Boxplots Temperaturverteilung und kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, Monat April, GWJ 20/21, NCG und GASPOOL

Tabelle 17 gibt einen Überblick der Kennzahlen der zuvor dargestellten Boxplots (Temperatur und kumulierte absolute Netzkontoabweichung) für die beiden Marktgebiete NCG und GASPOOL für den (Sommer-)Monat Juli in den vier betrachteten GWJ.

GWJ	Bezeichnung Boxplot- Bestandteil	Quantil	NCG		GASPOOL	
			Temperatur [°C]	kum. abs. Netzkontoabw eichung [kWh/MWh]	Temperatur [°C]	kum. abs. Netzkontoabw eichung [kWh/MWh]
Jul 21	Untere Antenne	0,025	15,8	70	15,8	49
	Unteres Quartil	0,25	17,7	95	17,7	96
	Median	0,5	18,0	137	18,0	126
	Oberes Quartil	0,75	19,1	196	19,1	169
	Obere Antenne	0,975	20,1	475	20,1	680

Tabelle 17: Kennzahlen Boxplots Temperaturverteilung und kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, Monat Juli, GWJ 20/21, NCG und GASPOOL

Ein Vergleich aller Werte der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung in Tabelle 14 bis Tabelle 17 für beide Marktgebietsverantwortlichen über alle Monate – Oktober, Februar, April und Juli – aller GWJ zeigt, dass die Werte der unteren Antenne bei GASPOOL teilweise deutlich geringer sind als bei NCG. Umgekehrt sind die Werte der oberen Antenne bei NCG über alle Monate teilweise deutlich geringer als bei GASPOOL.

Die Streuungsmaße der mittleren 50 % bzw. der mittleren 95 % der Datenpunkte fallen im Marktgebiet NCG tendenziell geringer aus als bei GASPOOL.

Vergleicht man die Temperaturverläufe der Tabelle 14 bis Tabelle 17 beider Marktgebiete über alle Monate, fällt auf, dass alle Werte recht ähnlich sind (Abweichungen ca. 1 bis max. 2 K).

3.3.4.2.3 Marktgebiet THE

Abbildung 33 stellt die Temperaturwerte detailliert in einem sogenannten Boxplot-Diagramm dar (zur Erläuterung der Bestandteile des Boxplot-Diagramms siehe Kapitel 3.2). Basis der Auswertung sind die ungewichteten Durchschnittswerte der Tagesmitteltemperaturen von über 40 Wetterstationen, die das gesamte Marktgebiet abdecken.

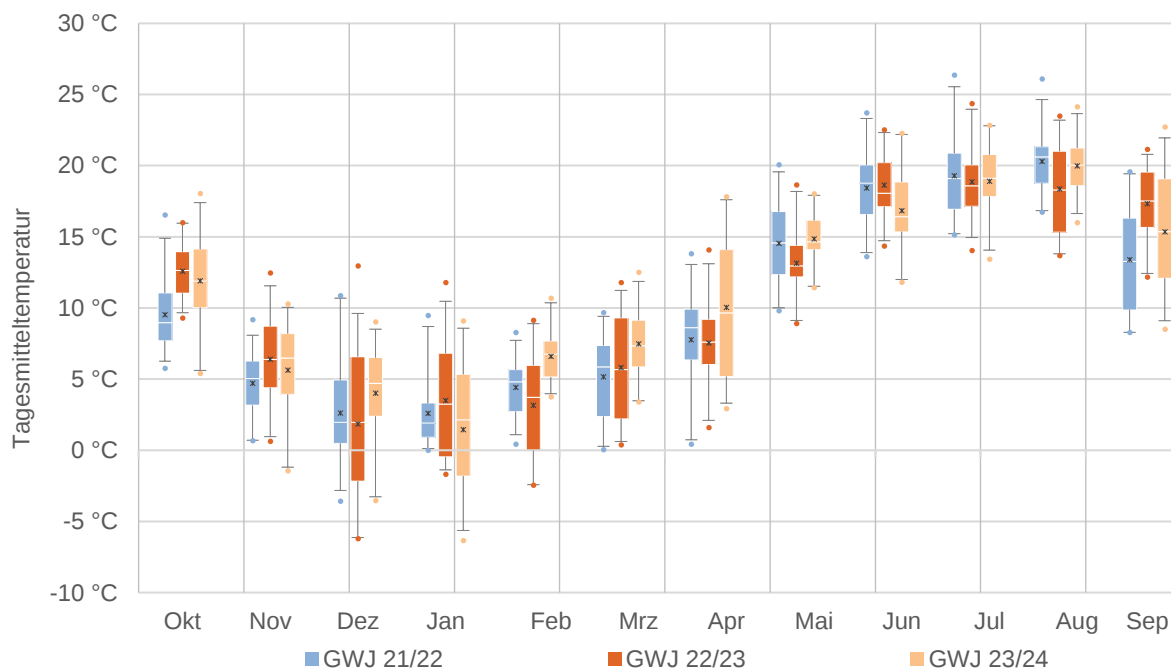


Abbildung 33: Boxplot Tagesmitteltemperatur auf Monatsbasis, GWJ 21/22 bis 23/24, THE

Deutlich zu erkennen ist die allgemeine Entwicklung der Tagesmitteltemperaturen in Abhängigkeit des Monats („Badewannenkurve“) mit den niedrigsten Temperaturen im Dezember und Januar und den höchsten Temperaturen im Juli und August jeden Jahres.

Die Darstellung im Boxplot-Diagramm erlaubt insbesondere eine Identifikation von Monaten mit auffälligen Temperaturniveaus und -streuungen.

Abbildung 34 zeigt den Boxplot der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis im Marktgebiet THE inklusive aller Ausreißerwerte. Die y-Achse wird logarithmiert (Basis 10) dargestellt.

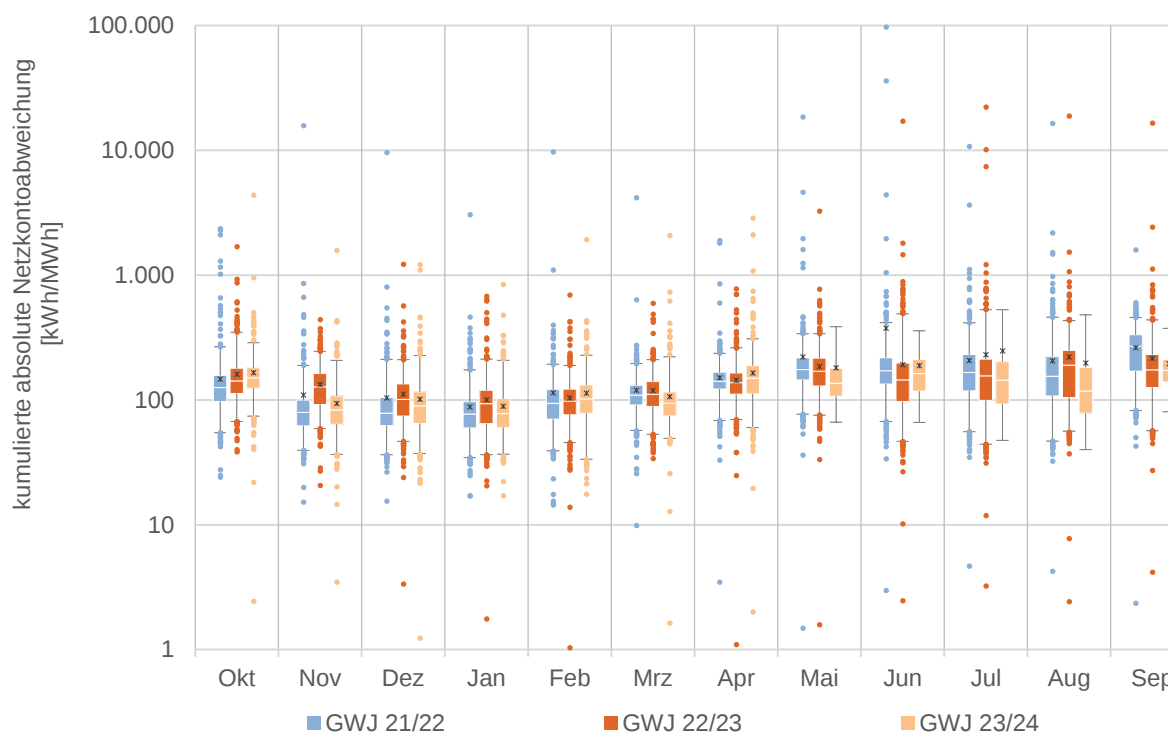


Abbildung 34: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, GWJ 21/22 bis 23/24, THE

Abbildung 35 zeigt einen Ausschnitt von Abbildung 34, in welchem die Boxen des Boxplots detailliert betrachtet werden können.

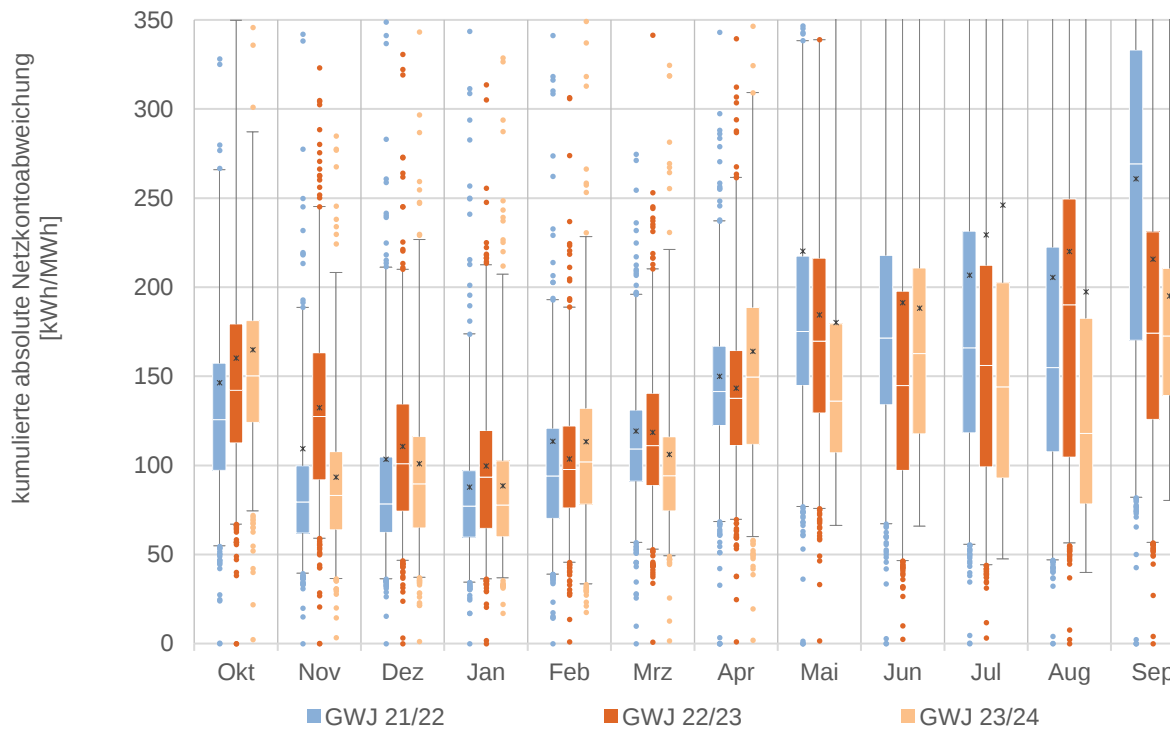


Abbildung 35: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, GWJ 21/22 bis 23/24, THE

Die Abbildungen verdeutlichen die saisonalen Schwankungen der Allokationsgüte. Es lässt sich eine Abhängigkeit der Allokationsgüte von den Jahreszeiten beobachten. So fallen die kumulierten absoluten Netzkontoabweichungen im Sommer tendenziell höher aus als im Winter (Abbildung 35) mit einer gleichzeitig höheren Streuung der Daten (Abbildung 34).

3.3.5 Zusammenhangsanalyse zwischen NKS und Tagesmitteltemperatur

Im Folgenden wird eine mögliche Abhängigkeit der Allokationsgüte von der Tagesmitteltemperatur untersucht. Hierzu werden insgesamt drei verschiedene Diagramme pro Marktgebiet und SLP-Verfahren (synthetisch/analytisch) dargestellt.

Abbildung 36, Abbildung 39, Abbildung 45 und Abbildung 48 stellen zunächst die SLP-Allokation (*SLP-Allokation*: siehe Kapitel 1.4) und die Restlast (*Restlast*: siehe Kapitel 1.4) in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur dar. Ein Datenpunkt in diesen Abbildungen stellt einen Wert pro Marktgebiet und Tag dar.

In Abbildung 37, Abbildung 40, Abbildung 46 und Abbildung 49 wird die Verteilung der addierten positiven und negativen NKS pro Tag und Marktgebiet in Abhängigkeit von der zugehörigen Tagesmitteltemperatur dargestellt.

Für Abbildung 38, Abbildung 41, Abbildung 47 und Abbildung 50 werden die Werte aus den vorherigen Abbildungen durch die jeweilige SLP-Allokationsmenge dividiert. Somit ergibt sich die Darstellung der kumulierten Marktgebietsnetzkontenabweichung (*kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung*: siehe Kapitel 1.4) in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, wobei ein Datenpunkt einen Wert pro Marktgebiet und Tag darstellt.

3.3.5.1 Synthetisches Verfahren

3.3.5.1.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 36 zeigt die tägliche SLP-Allokation bzw. Restlast im Marktgebiet NCG in Summe für alle NK im synthetischen Verfahren in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur (Temperatur-Allokation-Restlast-Diagramm, kurz TAR-Diagramm).

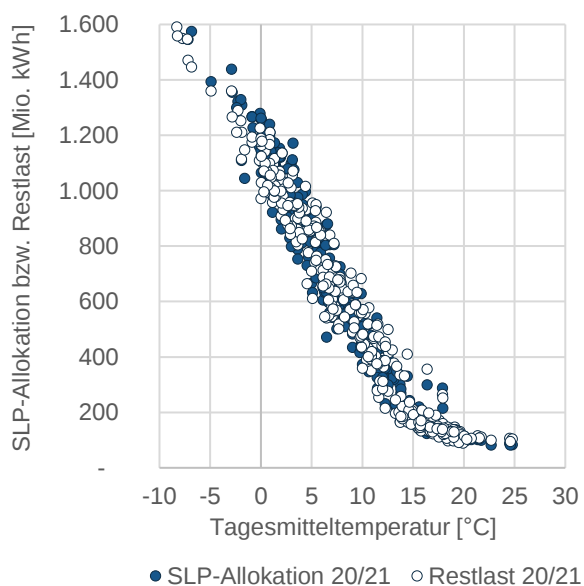


Abbildung 36: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 20/21, NCG

Wie erwartet ergibt der Verlauf der SLP-Allokationsmengen über der Tagesmitteltemperatur einen sigmoiden Verlauf.

Die farbigen Datenpunkte stellen die SLP-Allokationsmengen dar, die denen der Restlast als nicht ausgefüllte weiße Datenpunkte gegenüberstehen.

Abbildung 37 zeigt den Verlauf des addierten positiven und negativen NKS in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur für alle NK im synthetischen Verfahren im Marktgebiet NCG. Ein Datenpunkt stellt dabei einen Wert pro Marktgebiet und Tag dar.

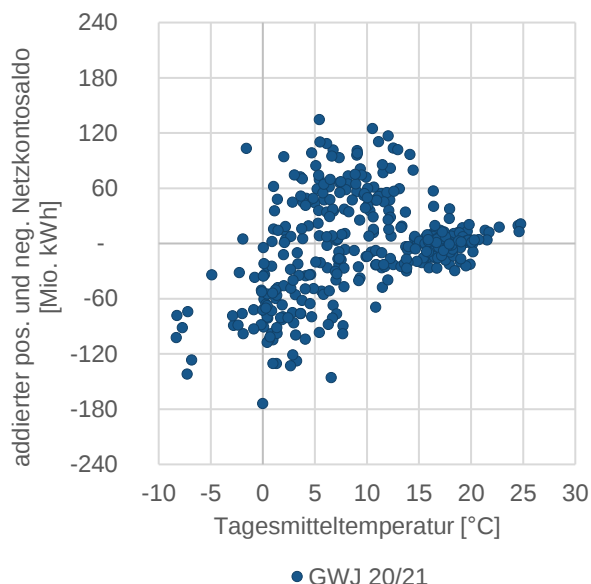


Abbildung 37: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 20/21, NCG

Die Abbildung zeigt, dass die Abweichung zwischen Allokation und Restlast auf Marktgebiets-ebene am stärksten im Temperaturbereich zwischen ca. 0°C und 15°C streut.

Im GWJ 2020/21 kam es im Temperaturbereich unter -2,5°C eher zu Überallokationen auf Marktgebietsebene.

Ab einem Temperaturbereich von 15°C liegen die Einzelwerte für den addierten positiven und negativen NKS auf Marktgebietsebene immer näher zusammen und entwickeln eine Tendenz zur Unterallokation.

Tabelle 18 stellt den Korrelationskoeffizienten und das Bestimmtheitsmaß zwischen addiertem positivem und negativem NKS und der Tagesmitteltemperatur für das synthetische Verfahren im Marktgebiet NCG dar.

	linearer Zusammenhang zwischen täglichem addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur	
GWJ	Korrelationskoeffizient r	Bestimmtheitsmaß R ²
20/21	0,34	0,12

Tabelle 18: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 20/21, NCG

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS (pro Marktgebiet und Tag) und der Tagesmitteltemperatur liegt im GWJ 2020/21 bei 0,34, das Bestimmtheitsmaß liegt bei 0,12. Es besteht somit nur ein schwacher linearer Zusammenhang zwischen den beiden Größen. Wie in Abbildung 37 gut zu erkennen ist, streuen die Werte des addierten positiven und negativen NKS in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur nahezu symmetrisch um den Wert Null. Dies führt dazu, dass sich bei der Untersuchung eines linearen Zusammenhangs zwischen Tagesmitteltemperatur und addiertem positivem und negativem NKS ein Wert nahe Null ergibt.

Die folgende Abbildung 38 zeigt die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur für NK im synthetischen Verfahren für das Marktgebiet NCG. Diese relative Betrachtung (addierter positiver und negativer NKS im Verhältnis zur zugehörigen SLP-Allokationsmenge) erlaubt eine vergleichende Betrachtung zwischen Marktgebieten und Allokationsverfahren.

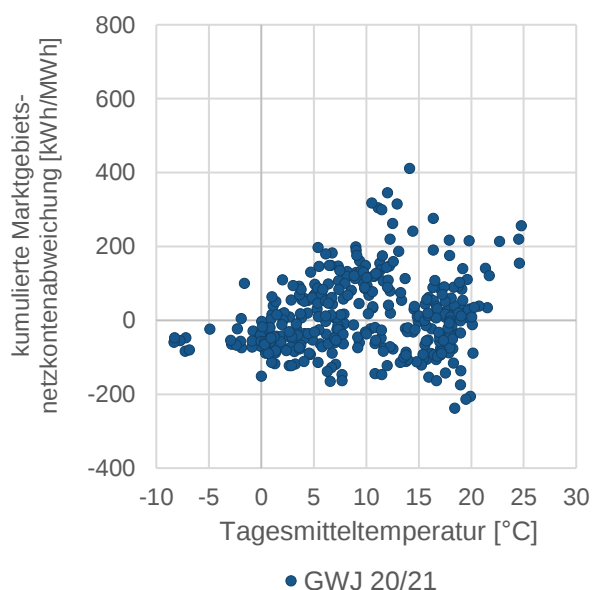


Abbildung 38: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 20/21, NCG

Die prinzipielle Ausprägung der Datenverteilung fällt in allen GWJ ähnlich aus. Im Temperaturbereich zwischen ca. 5°C und 15°C streut die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag am stärksten. Im Temperaturbereich unter 5°C nimmt die Streuung mit abnehmenden Tagesmitteltemperaturen immer weiter ab. Bei Temperaturen über 15°C bleibt die Streuung in etwa auf einem bestimmten Maß erhalten, die Punktwolke verschiebt sich jedoch nach oben Richtung Unterallokation. Der Wert von 500 kWh/MWh als Tageswert wird in keinem GWJ überschritten.

Tabelle 19 stellt den Korrelationskoeffizienten zwischen der kumulierten Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag und der Tagesmitteltemperatur für das synthetische Verfahren im Marktgebiet NCG dar:

linearer Zusammenhang zwischen täglicher kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung und Tagesmitteltemperatur		
GWJ	Korrelationskoeffizient r	Bestimmtheitsmaß R^2
20/21	0,19	0,04

Tabelle 19: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 20/21, NCG

Der Korrelationskoeffizient liegt im GWJ 2020/21 bei 0,19 und weist somit lediglich auf einen schwachen linearen Zusammenhang zwischen den beiden Größen hin.

Im Marktgebiet NCG konnte kein linearer Zusammenhang zwischen den kumulierten Marktgebietsnetzkontenabweichungen auf Tagesbasis und den Tagesmitteltemperaturen nachgewiesen werden. Gleiches gilt für die Abhängigkeit zwischen dem addierten positiven und negativen NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis und der Tagesmitteltemperatur.

3.3.5.1.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 39 zeigt die tägliche SLP-Allokation bzw. Restlast im Marktgebiet GASPOOL in Summe für alle NK im synthetischen Verfahren in Abhängigkeit des Tagesmitteltemperatur (TAR-Diagramm).

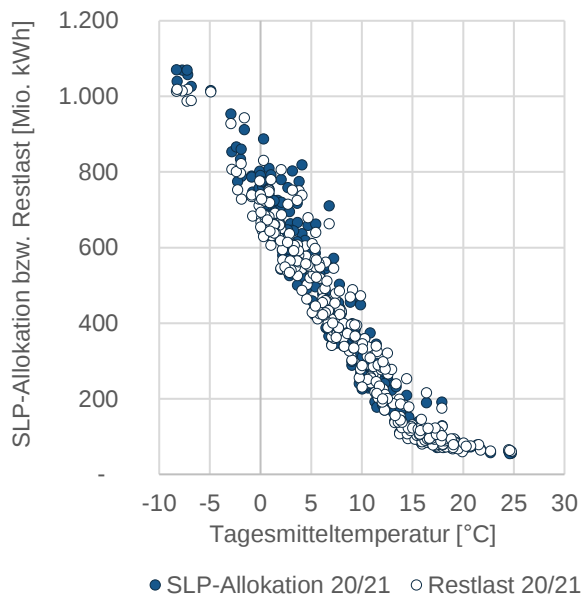


Abbildung 39: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 20/21, GASPOOL

Wie erwartet ergibt der Verlauf der SLP-Allokationsmengen über der Tagesmitteltemperatur einen sigmoiden Verlauf.

Die farbigen Datenpunkte stellen die SLP-Allokationsmengen dar, die denen der Restlast als nicht ausgefüllte weiße Datenpunkte gegenüberstehen.

Abbildung 40 zeigt den Verlauf des addierten positiven und negativen NKS in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur für alle NK im synthetischen Verfahren im Marktgebiet GASPOOL. Ein Datenpunkt stellt dabei einen Wert pro Marktgebiet und Tag dar.

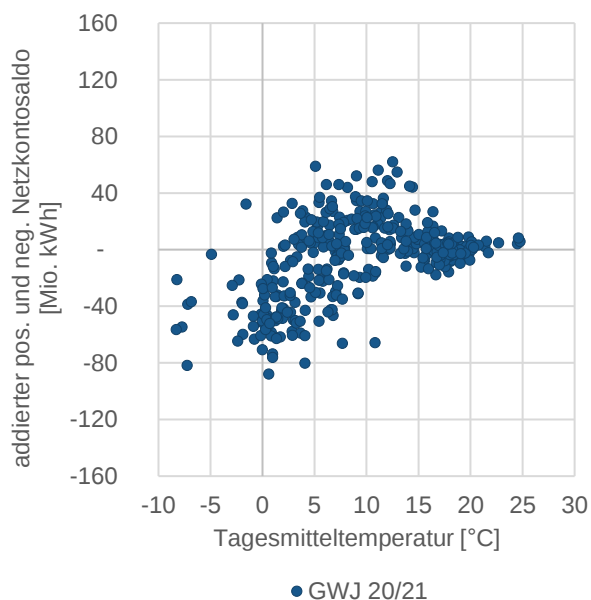


Abbildung 40: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 20/21, GASPOOL

Die Abbildung zeigt, dass die Abweichung zwischen Allokation und Restlast auf Marktgebiets-ebene am stärksten im Temperaturbereich zwischen ca. 0°C und 15°C streut.

Ab einem Temperaturbereich von 15°C liegen die Einzelwerte für den addierten positiven und negativen NKS auf Marktgebietsebene immer näher zusammen und entwickeln eine stärker werdende Tendenz zur Unterallokation.

Tabelle 20 stellt den Korrelationskoeffizienten und das Bestimmtheitsmaß zwischen addiertem positivem und negativem NKS und der Tagesmitteltemperatur für das synthetische Verfahren im Marktgebiet GASPOOL dar.

linearer Zusammenhang zwischen täglichem addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur		
GWJ	Korrelationskoeffizient r	Bestimmtheitsmaß R^2
20/21	0,48	0,23

Tabelle 20: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 20/21, GASPOOL

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS (pro Marktgebiet und Tag) und der Tagesmitteltemperatur lag im GWJ 2020/21 bei 0,48, das Bestimmtheitsmaß lag bei 0,23. Es besteht somit nur ein schwacher linearer Zusammenhang zwischen den beiden Größen. Wie in Abbildung 40 gut zu erkennen ist, streuen die Werte des addierten positiven und negativen NKS in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur nahezu symmetrisch um den Wert Null. Dies führt dazu, dass sich bei der Untersuchung eines linearen Zusammenhangs zwischen addiertem positiven und negativem NKS ein Wert nahe Null ergibt.

Die folgende Abbildung 41 zeigt die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur für NK im synthetischen Verfahren für das Marktgebiet GASPOOL. Diese relative Betrachtung (addierter positiver und negativer NKS im Verhältnis zur zugehörigen SLP-Allokationsmenge) erlaubt eine vergleichende Betrachtung zwischen Marktgebieten und Allokationsverfahren.

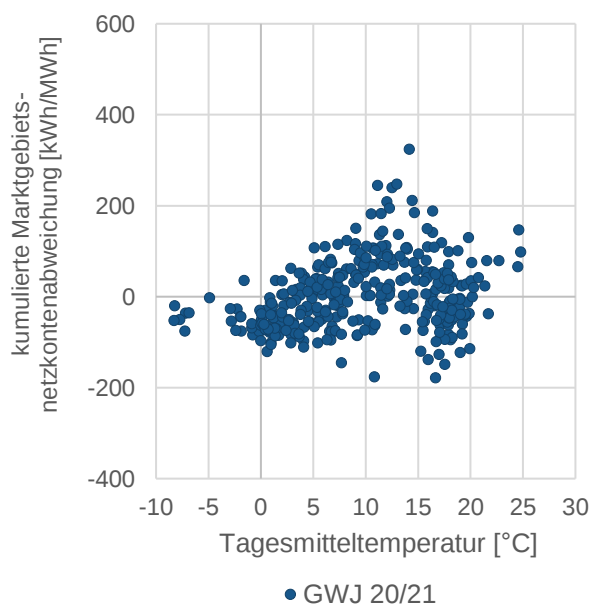


Abbildung 41: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 20/21, GASPOOL

Im Temperaturbereich zwischen ca. 5°C und 15°C streut die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag am stärksten. Im Temperaturbereich unter 5°C nimmt die Streuung mit abnehmenden Tagesmitteltemperaturen immer weiter ab. Bei Temperaturen über 15°C bleibt die Streuung in etwa auf einem bestimmten Maß erhalten, die Punktwolke verschiebt sich jedoch nach oben Richtung Unterallokation.

Die folgende Tabelle 21 stellt den Korrelationskoeffizienten zwischen der kumulierten Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag und der Tagesmitteltemperatur für das synthetische Verfahren im Marktgebiet GASPOOL dar.

	linearer Zusammenhang zwischen täglicher kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung und Tagesmitteltemperatur	
GWJ	Korrelationskoeffizient r	Bestimmtheitsmaß R^2
20/21	0,29	0,09

Tabelle 21: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 20/21, GASPOOL

Der Korrelationskoeffizient lag im GWJ 2020/21 bei 0,29 und weist somit lediglich auf einen schwachen positiven linearen Zusammenhang zwischen den beiden Größen hin.

Im Marktgebiet GASPOOL konnte kein linearer Zusammenhang zwischen den kumulierten Marktgebietsnetzkontenabweichungen auf Tagesbasis und den Tagesmitteltemperaturen nachgewiesen werden. Gleiches gilt für die Abhängigkeit zwischen dem addierten positiven und negativen NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis und der Tagesmitteltemperatur.

3.3.5.1.3 Marktgebiet THE

Abbildung 42 zeigt die tägliche SLP-Allokation bzw. Restlast im Marktgebiet THE in Summe für alle NK im synthetischen Verfahren in Abhängigkeit der Tagesmitteltemperatur (TAR-Diagramm):

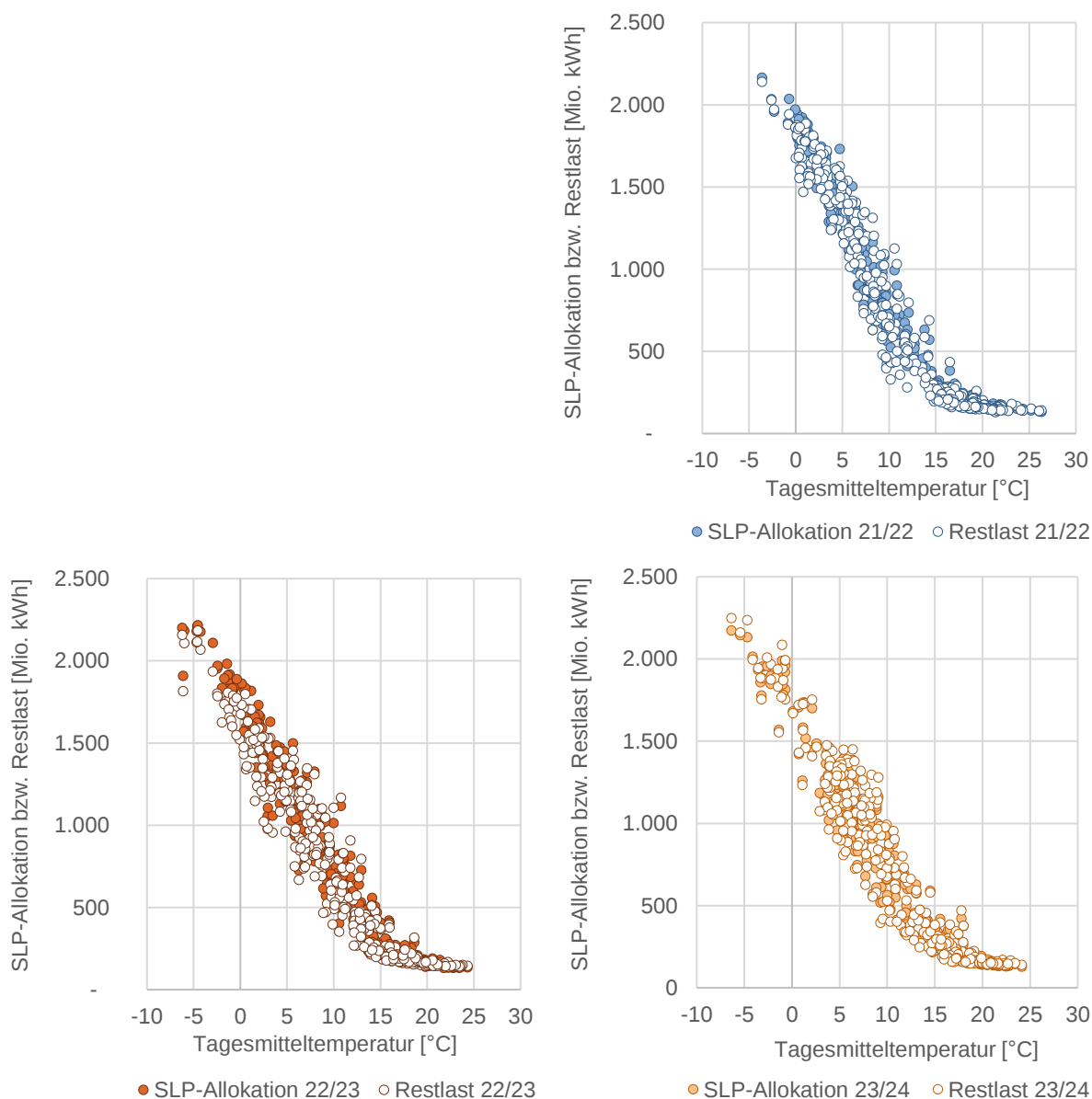


Abbildung 42: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 21/22 bis 23/24, THE

Wie erwartet, ergibt der Verlauf der SLP-Allokationsmengen über der Tagesmitteltemperatur einen sigmoiden Verlauf.

Die farbigen Datenpunkte stellen die SLP-Allokationsmengen dar, die denen der Restlast als nicht ausgefüllte weiße Datenpunkte gegenüberstehen.

Abbildung 43 zeigt den Verlauf des addierten positiven und negativen NKS in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur für alle NK im synthetischen Verfahren im Marktgebiet THE. Ein Datenpunkt stellt dabei einen Wert pro Marktgebiet und Tag dar.

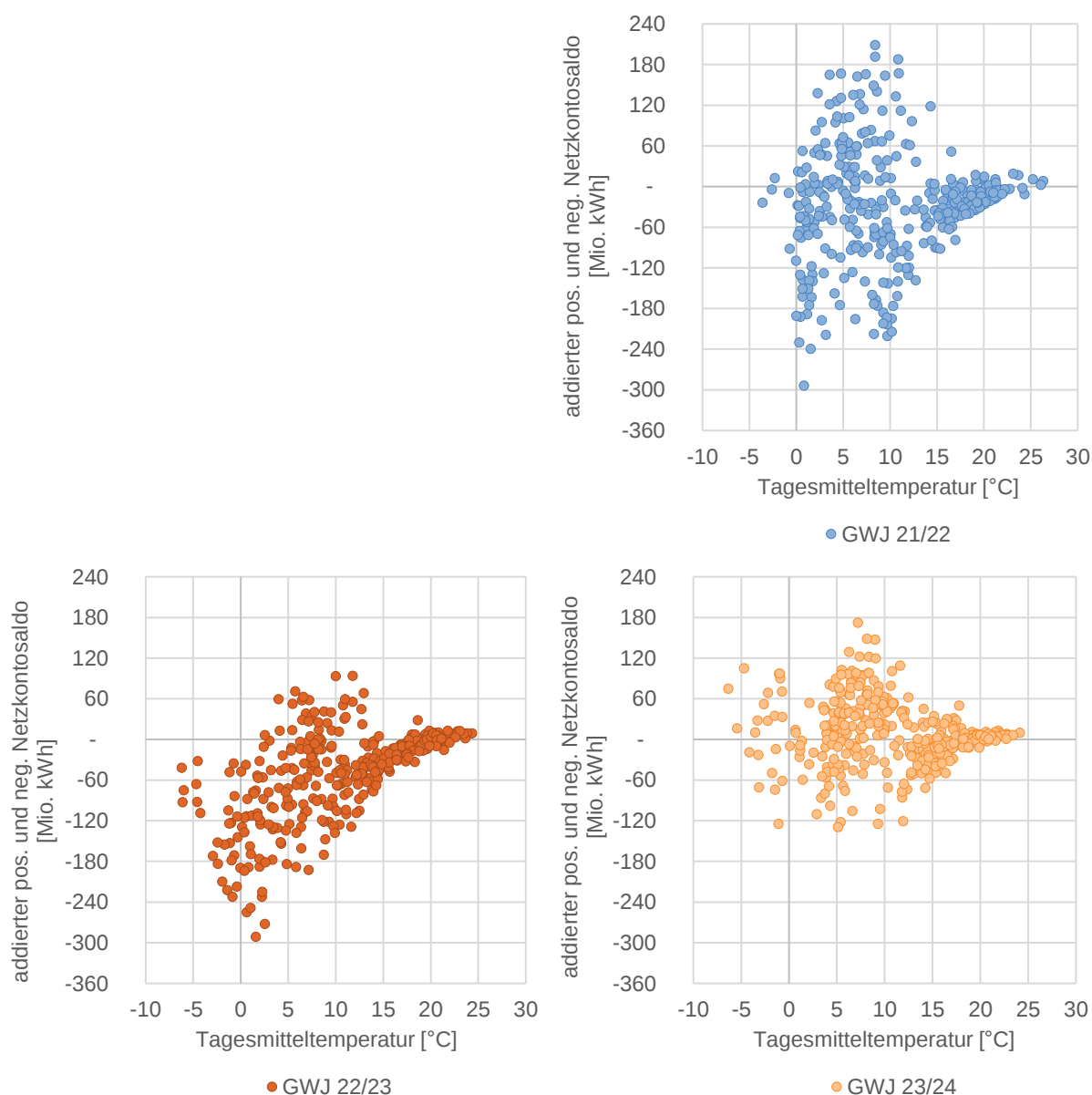


Abbildung 43: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 21/22 bis 23/24, THE

Die Abbildung zeigt, dass die Abweichung zwischen Allokation und Restlast auf Marktgebiets-ebene am stärksten im Temperaturbereich zwischen ca. 0°C und 15°C streut.

Ab einem Temperaturbereich von 15°C liegen die Einzelwerte für den addierten positiven und negativen NKS auf Marktgebietsebene immer näher zusammen und entwickeln eine stärker werdende Tendenz zur Unterallokation.

Tabelle 22 stellt den Korrelationskoeffizienten und das Bestimmtheitsmaß zwischen addiertem positivem und negativem NKS und der Tagesmitteltemperatur für das synthetische Verfahren im Marktgebiet THE dar.

linearer Zusammenhang zwischen täglichem addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur		
GWJ	Korrelationskoeffizient r	Bestimmtheitsmaß R ²
21/22	0,09	0,01
22/23	0,59	0,35
23/24	-0,13	0,02

Tabelle 22: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 21/22 bis 23/24, THE

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS (pro Marktgebiet und Tag) und der Tagesmitteltemperatur liegt zwischen -0,13 und 0,59. Es besteht somit nur ein sehr schwacher, im Ausnahmefall GWJ 2022/23 ein mittlerer, linearer Zusammenhang zwischen den beiden Größen.

Wie in Abbildung 43 gut zu erkennen ist, streuen die Werte des addierten positiven und negativen NKS in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur nahezu symmetrisch um den Wert Null. Dies führt dazu, dass sich bei der Untersuchung eines linearen Zusammenhangs zwischen addiertem positiven und negativen NKS ein Wert nahe Null ergibt.

Die folgende Abbildung 44 zeigt die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur für NK im synthetischen Verfahren für das Marktgebiet THE. Diese relative Betrachtung (addierter positiver und negativer NKS im Verhältnis zur zugehörigen SLP-Allokationsmenge) erlaubt eine vergleichende Betrachtung zwischen Marktgebieten und Allokationsverfahren.

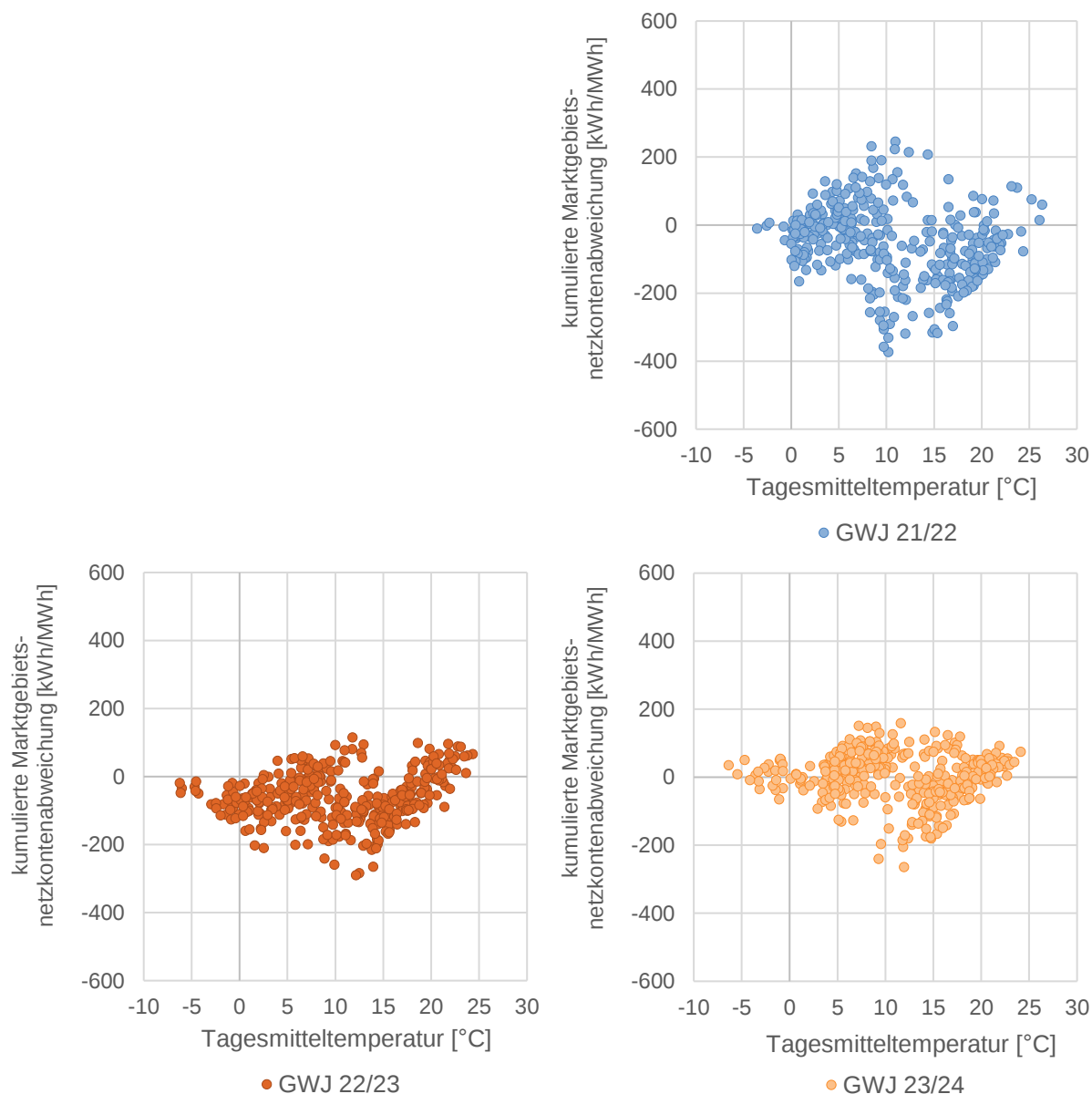


Abbildung 44: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 21/22 bis 23/24, THE

Im Temperaturbereich zwischen ca. 5°C und 20°C streut die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag am stärksten. Im Temperaturbereich unter 5°C nimmt die Streuung

mit abnehmenden Tagesmitteltemperaturen immer weiter ab. Bei Temperaturen über 20°C bleibt die Streuung in etwa auf einem bestimmten Maß erhalten, die Punktwolke verschiebt sich jedoch nach oben Richtung Unterallokation.

Die folgende Tabelle 23 stellt den Korrelationskoeffizienten zwischen der kumulierten Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag und der Tagesmitteltemperatur für das synthetische Verfahren im Marktgebiet THE dar.

linearer Zusammenhang zwischen täglicher kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung und Tagesmitteltemperatur		
GWJ	Korrelationskoeffizient r	Bestimmtheitsmaß R^2
21/22	-0,23	0,05
22/23	0,18	0,03
23/24	-0,05	0,00

Tabelle 23: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 21/22 bis 23/24, THE

Der Korrelationskoeffizient liegt zwischen -0,23 und 0,18 und weist somit lediglich auf einen schwachen negativen bis schwachen positiven linearen Zusammenhang zwischen den beiden Größen hin.

Im Marktgebiet THE konnte kein linearer Zusammenhang zwischen den kumulierten Marktgebietsnetzkontenabweichungen auf Tagesbasis und den Tagesmitteltemperaturen nachgewiesen werden. Gleiches gilt für die Abhängigkeit zwischen dem addierten positiven und negativen NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis sowie der Tagesmitteltemperatur.

3.3.5.2 Analytisches Verfahren

3.3.5.2.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 45 zeigt die tägliche SLP-Allokation bzw. Restlast im Marktgebiet NCG in Summe für alle NK im analytischen Verfahren in Abhängigkeit der Tagesmitteltemperatur (TAR-Diagramm).

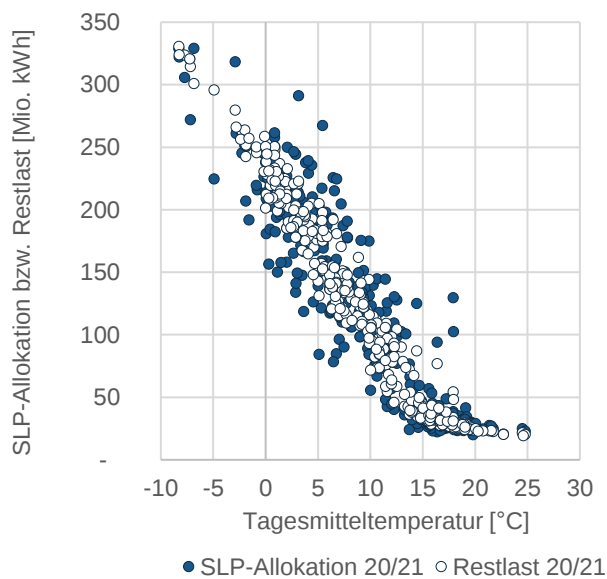


Abbildung 45: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 20/21, NCG

Wie erwartet ergibt der Verlauf der SLP-Allokationsmengen über der Tagesmitteltemperatur einen sigmoiden Verlauf.

Die farbigen Datenpunkte stellen die SLP-Allokationsmengen dar, die denen der Restlast als nicht ausgefüllte weiße Datenpunkte gegenüberstehen.

Abbildung 46 zeigt den Verlauf des addierten positiven und negativen NKS in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur für alle NK im analytischen Verfahren im Marktgebiet NCG. Ein Datenpunkt stellt dabei einen Wert pro Marktgebiet und Tag dar.

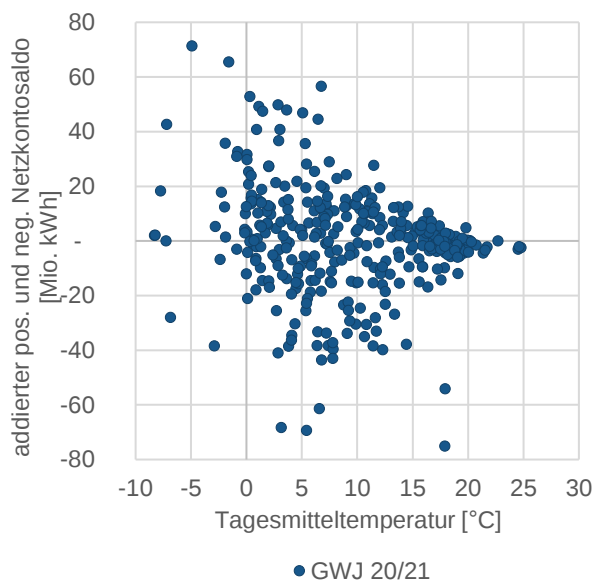


Abbildung 46: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 20/21, NCG

Die Abbildung zeigt die Abhängigkeit des addierten positiven und negativen NKS von der Temperatur. Eine Vergleichbarkeit zu den Werten im synthetischen Verfahren ist nicht gegeben, da die Werte nicht ins Verhältnis zur Allokationsmenge gesetzt werden und deutlich weniger NK im analytischen Verfahren als im synthetischen Verfahren allokiert werden (siehe auch Abbildung 15).

Die Tageswerte des addierten positiven und negativen NKS verteilen sich nahezu symmetrisch um den Wert 0 kWh, mit Tendenzen zu höheren Werten bei niedrigen Tagesmitteltemperaturen und niedrigen Werten bei hohen Tagesmitteltemperaturen. Dabei streuen die Werte im Temperaturbereich unter 15°C am meisten.

Ab einem Temperaturbereich von 15°C liegen die Einzelwerte für den addierten positiven und negativen NKS auf Marktgebietsebene immer näher zusammen und entwickeln eine leichte Tendenz zur Überallokation (Werte häufiger unter 0 kWh).

Tabelle 24 stellt den Korrelationskoeffizienten und das Bestimmtheitsmaß zwischen addiertem positivem und negativem NKS und der Tagesmitteltemperatur für das analytische Verfahren im Marktgebiet NCG dar.

	linearer Zusammenhang zwischen täglichem addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur	
GWJ	Korrelationskoeffizient r	Bestimmtheitsmaß R^2
20/21	-0,19	0,04

Tabelle 24: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 20/21, NCG

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS (pro Marktgebiet und Tag) und der Tagesmitteltemperatur liegt im GWJ 2020/21 bei -0,19 (schwacher negativer linearer Zusammenhang), das Bestimmtheitsmaß liegt bei 0,04.

Die folgende Abbildung 47 zeigt die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur für NK im analytischen Verfahren für das Marktgebiet NCG. Diese relative Betrachtung (addierter positiver und negativer NKS im Verhältnis zur zugehörigen SLP-Allokationsmenge) erlaubt eine vergleichende Betrachtung zwischen Marktgebieten und Allokationsverfahren.

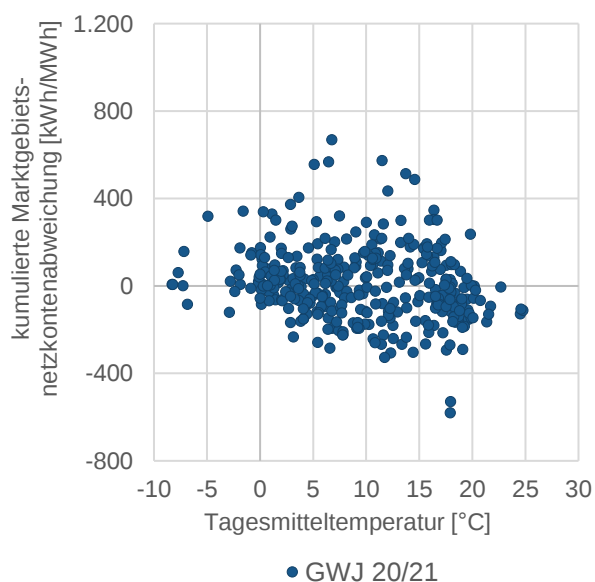


Abbildung 47: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 20/21, NCG

Die prinzipielle Ausprägung der Datenverteilung fällt in allen GWJ ähnlich aus. Insgesamt scheint die Verteilung einigermaßen symmetrisch um den Wert 0 kWh/MWh zu liegen.

Im Temperaturbereich zwischen ca. 0°C und 20°C streut die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag am stärksten. Im Temperaturbereich unter 0°C und über 20°C nimmt die Streuung mit abnehmenden bzw. steigenden Tagesmitteltemperaturen immer weiter ab.

Tabelle 25 stellt den Korrelationskoeffizienten zwischen der kumulierten Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag und der Tagesmitteltemperatur für das analytische Verfahren im Marktgebiet NCG dar:

linearer Zusammenhang zwischen täglicher kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung und Tagesmitteltemperatur		
GWJ	Korrelationskoeffizient r	Bestimmtheitsmaß R^2
20/21	-0,19	0,04

Tabelle 25: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 20/21, NCG

Der Korrelationskoeffizient liegt im GWJ 2020/21 bei -0,19 und weist somit nur auf einen schwachen negativen linearen Zusammenhang hin. Das Bestimmtheitsmaß liegt bei 0,04.

3.3.5.2.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 48 zeigt die tägliche SLP-Allokation bzw. Restlast im Marktgebiet GASPOOL in Summe für alle NK im analytischen Verfahren in Abhängigkeit der Tagesmitteltemperatur (TAR-Diagramm).

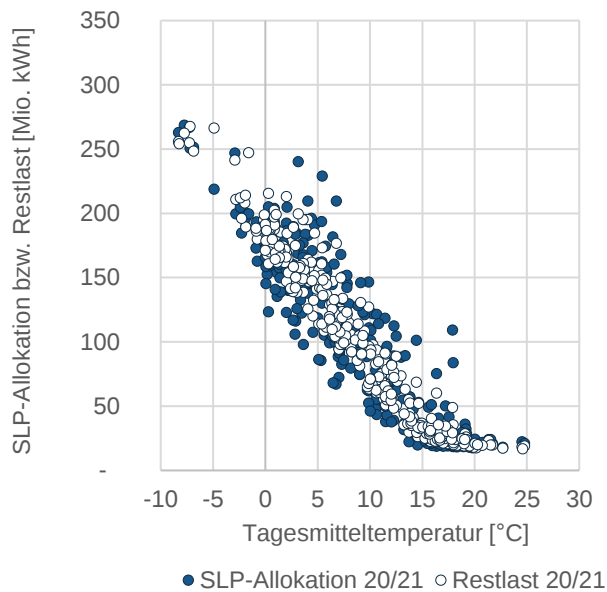


Abbildung 48: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 20/21, GASPOOL

Wie erwartet ergibt der Verlauf der SLP-Allokationsmengen über der Tagesmitteltemperatur einen sigmoiden Verlauf.

Die farbigen Datenpunkte stellen die SLP-Allokationsmengen dar, die denen der Restlast als nicht ausgefüllte weiße Datenpunkte gegenüberstehen.

Abbildung 49 zeigt den Verlauf des addierten positiven und negativen NKS in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur für alle NK im analytischen Verfahren im Marktgebiet GASPOOL. Ein Datenpunkt stellt dabei einen Wert pro Marktgebiet und Tag dar.

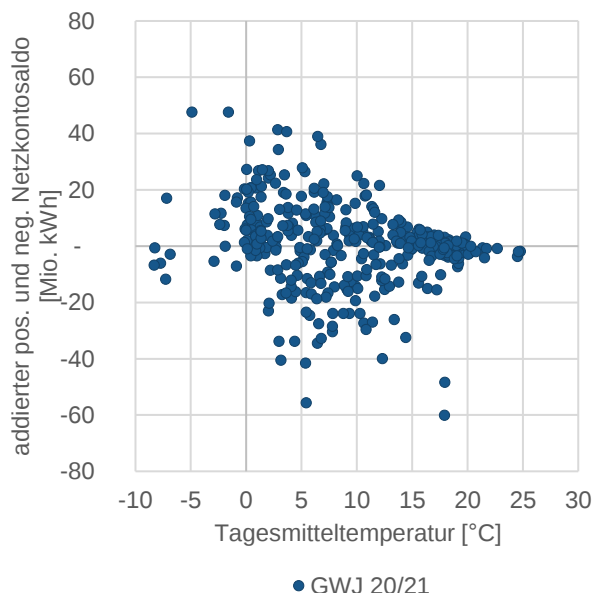


Abbildung 49: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 20/21, GASPOOL

Die Abbildung zeigt die Abhängigkeit des addierten positiven und negativen NKS von der Temperatur. Eine Vergleichbarkeit zu den Werten im synthetischen Verfahren ist nicht gegeben, da die Werte nicht ins Verhältnis zur Allokationsmenge gesetzt werden und deutlich weniger NK im analytischen Verfahren als im synthetischen Verfahren allokiert werden (siehe auch Abbildung 16).

Die Tageswerte des addierten positiven und negativen NKS verteilen sich nahezu symmetrisch um den Wert 0 kWh, mit Tendenzen zu höheren Werten bei niedrigen Tagesmitteltemperaturen und niedrigen Werten bei hohen Tagesmitteltemperaturen. Dabei streuen die Werte im Temperaturbereich unter 15°C am meisten.

Ab einem Temperaturbereich von 15°C liegen die Einzelwerte für den addierten positiven und negativen NKS auf Marktgebietsebene immer näher zusammen und entwickeln eine leichte Tendenz zur Überallokation (Werte häufiger unter 0 kWh).

Tabelle 26 stellt den Korrelationskoeffizienten und das Bestimmtheitsmaß zwischen addiertem positivem und negativem NKS und der Tagesmitteltemperatur für das analytische Verfahren im Marktgebiet GASPOOL dar.

	linearer Zusammenhang zwischen täglichem addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur	
GWJ	Korrelationskoeffizient r	Bestimmtheitsmaß R^2
20/21	-0,23	0,05

Tabelle 26: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 20/21, GASPOOL

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS (pro Marktgebiet und Tag) und der Tagesmitteltemperatur lag im GWJ 2020/21 bei -0,23 (schwacher negativer linearer Zusammenhang), das Bestimmtheitsmaß lag bei 0,05.

Die folgende Abbildung 50 zeigt die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur für NK im analytischen Verfahren für das Marktgebiet GASPOOL. Diese relative Betrachtung (addierter positiver und negativer NKS im Verhältnis zur zugehörigen SLP-Allokationsmenge) erlaubt eine vergleichende Betrachtung zwischen Marktgebieten und Allokationsverfahren.

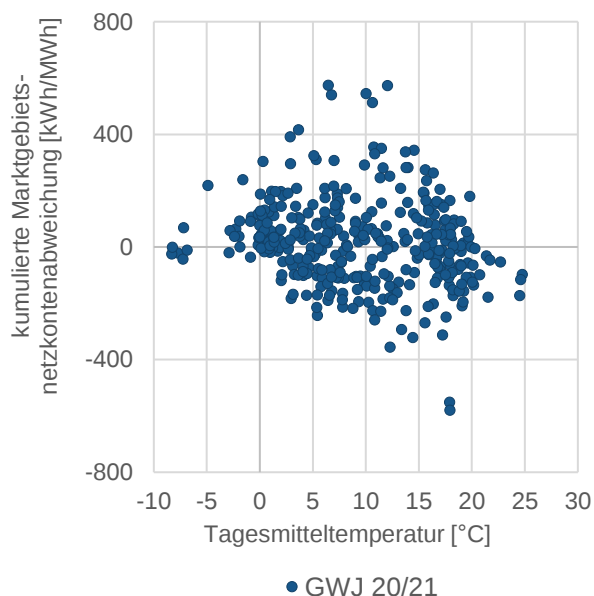


Abbildung 50: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 20/21, GASPOOL

Im Temperaturbereich zwischen ca. 0°C und 15°C streut die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag am stärksten. Im Temperaturbereich unter 0°C und über 15°C nimmt die Streuung mit abnehmenden bzw. steigenden Tagesmitteltemperaturen immer weiter ab.

Tabelle 27 stellt den Korrelationskoeffizienten zwischen der kumulierten Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag und der Tagesmitteltemperatur für das analytische Verfahren im Marktgebiet GASPOOL dar:

linearer Zusammenhang zwischen täglicher kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung und Tagesmitteltemperatur		
GWJ	Korrelationskoeffizient r	Bestimmtheitsmaß R ²
20/21	-0,19	0,04

Tabelle 27: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ /21, GASPOOL

Der Korrelationskoeffizient lag im GWJ 2020/21 bei -0,19 und weist somit nur auf einen schwachen negativen linearen Zusammenhang hin. Das Bestimmtheitsmaß lag bei 0,04. Somit konnten 4 % der Varianz der kumulierten Marktgebietsnetzkontenabweichung durch die Tagesmitteltemperatur erklärt werden.

3.3.5.2.3 Marktgebiet THE

Abbildung 51 zeigt die tägliche SLP-Allokation bzw. Restlast im Marktgebiet THE in Summe für alle NK im analytischen Verfahren in Abhängigkeit der Tagesmitteltemperatur (TAR-Diagramm).

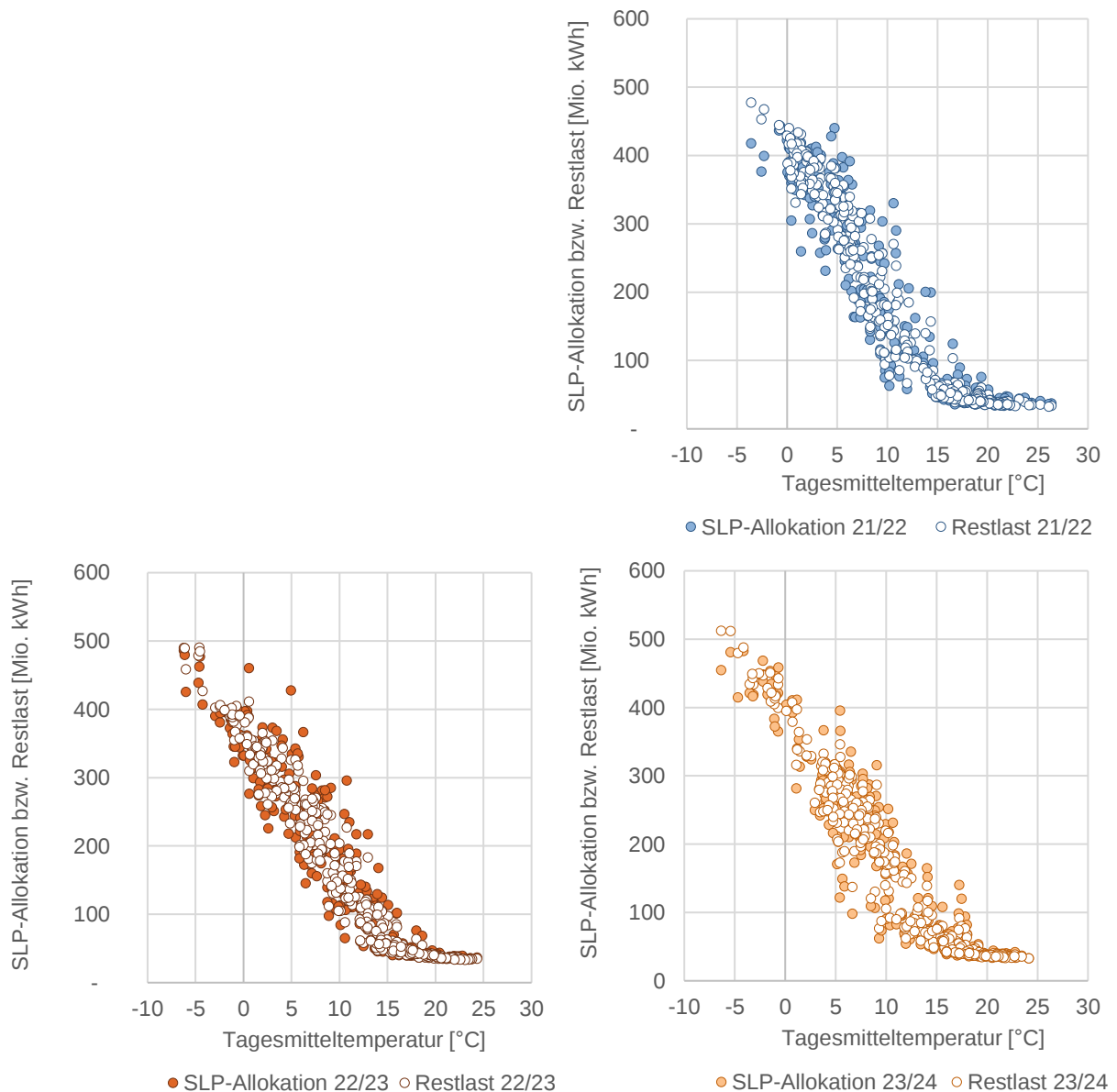


Abbildung 51: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 21/22 bis 23/24, THE

Wie erwartet ergibt der Verlauf der SLP-Allokationsmengen über der Tagesmitteltemperatur einen sigmoiden Verlauf.

Die farbigen Datenpunkte stellen die SLP-Allokationsmengen dar, die denen der Restlast als nicht ausgefüllte weiße Datenpunkte gegenüberstehen.

Abbildung 52 zeigt den Verlauf des addierten positiven und negativen NKS in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur für alle NK im analytischen Verfahren im Marktgebiet GASPOOL. Ein Datenpunkt stellt dabei einen Wert pro Marktgebiet und Tag dar.

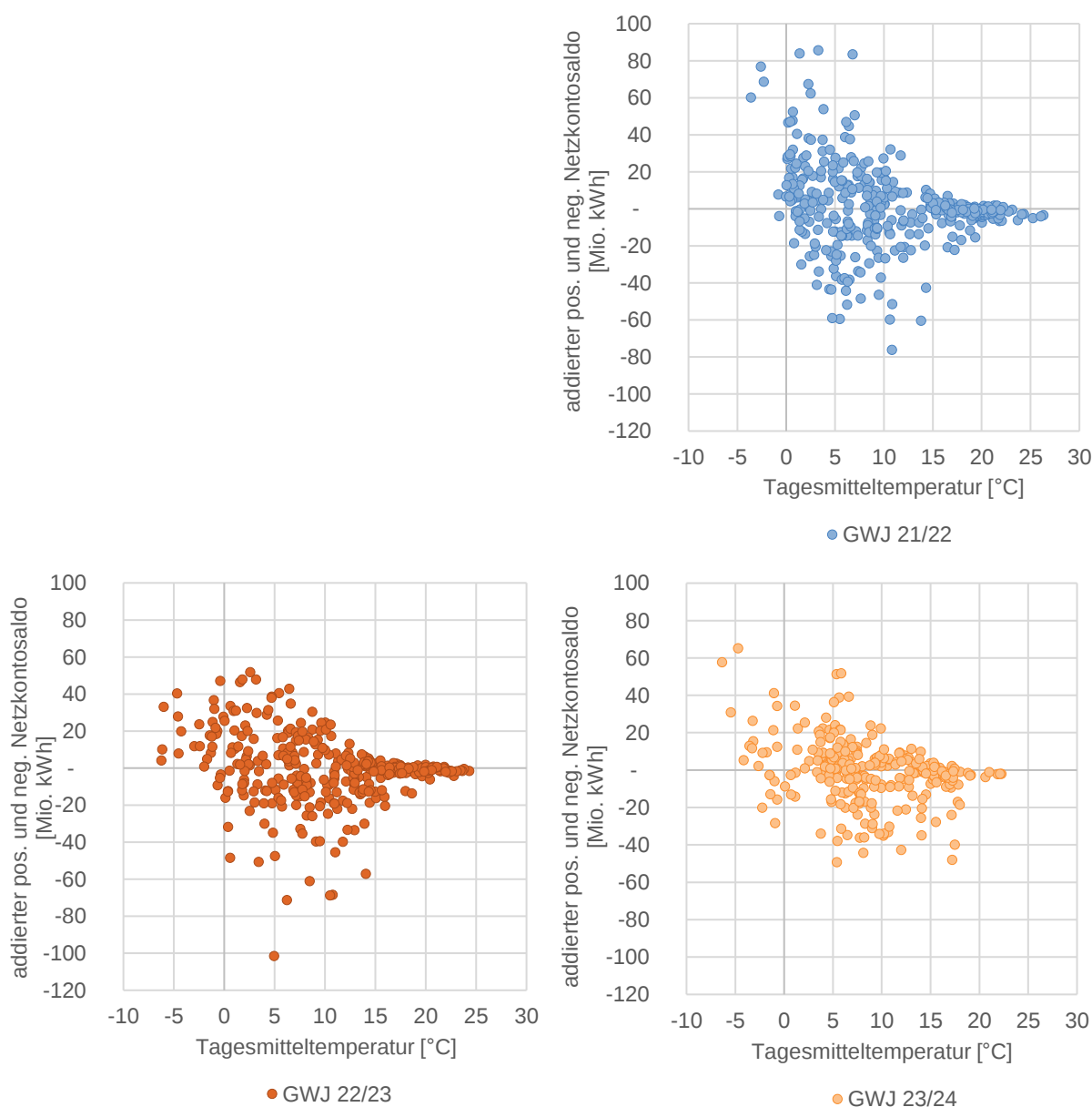


Abbildung 52: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 21/22 bis 23/24, THE

Die Abbildung zeigt die Abhängigkeit des addierten positiven und negativen NKS von der Temperatur. Eine Vergleichbarkeit zu den Werten im synthetischen Verfahren ist nicht gegeben, da die Werte nicht ins Verhältnis zur Allokationsmenge gesetzt werden und deutlich weniger NK im analytischen Verfahren als im synthetischen Verfahren allokiert werden (siehe auch Abbildung 17).

Die Tageswerte des addierten positiven und negativen NKS verteilen sich nahezu symmetrisch um den Wert 0 kWh, mit Tendenzen zu höheren Werten bei niedrigen Tagesmitteltemperaturen und niedrigen Werten bei hohen Tagesmitteltemperaturen. Dabei streuen die Werte im Temperaturbereich unter 15°C am meisten.

Ab einem Temperaturbereich von 15°C liegen die Einzelwerte für den addierten positiven und negativen NKS auf Marktgebietsebene immer näher zusammen und entwickeln eine leichte Tendenz zur Überallokation (Werte häufiger unter 0 kWh).

Tabelle 28 stellt den Korrelationskoeffizienten und das Bestimmtheitsmaß zwischen addiertem positivem und negativem NKS und der Tagesmitteltemperatur für das analytische Verfahren im Marktgebiet THE dar.

linearer Zusammenhang zwischen täglichem addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur		
GWJ	Korrelationskoeffizient r	Bestimmtheitsmaß R^2
21/22	-0,24	0,06
22/23	-0,20	0,04
23/24	-0,22	0,05

Tabelle 28: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 21/22 bis 23/24, THE

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS (pro Marktgebiet und Tag) und der Tagesmitteltemperatur liegt zwischen -0,24 und -0,2 und weist somit nur auf einen schwachen negativen linearen Zusammenhang hin.

Die folgende Abbildung 53 zeigt die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur für NK im analytischen Verfahren für das Marktgebiet THE. Diese relative Betrachtung (addierter positiver und negativer NKS im Verhältnis zur zugehörigen SLP-Allokationsmenge) erlaubt eine vergleichende Betrachtung zwischen Marktgebieten und Allokationsverfahren.

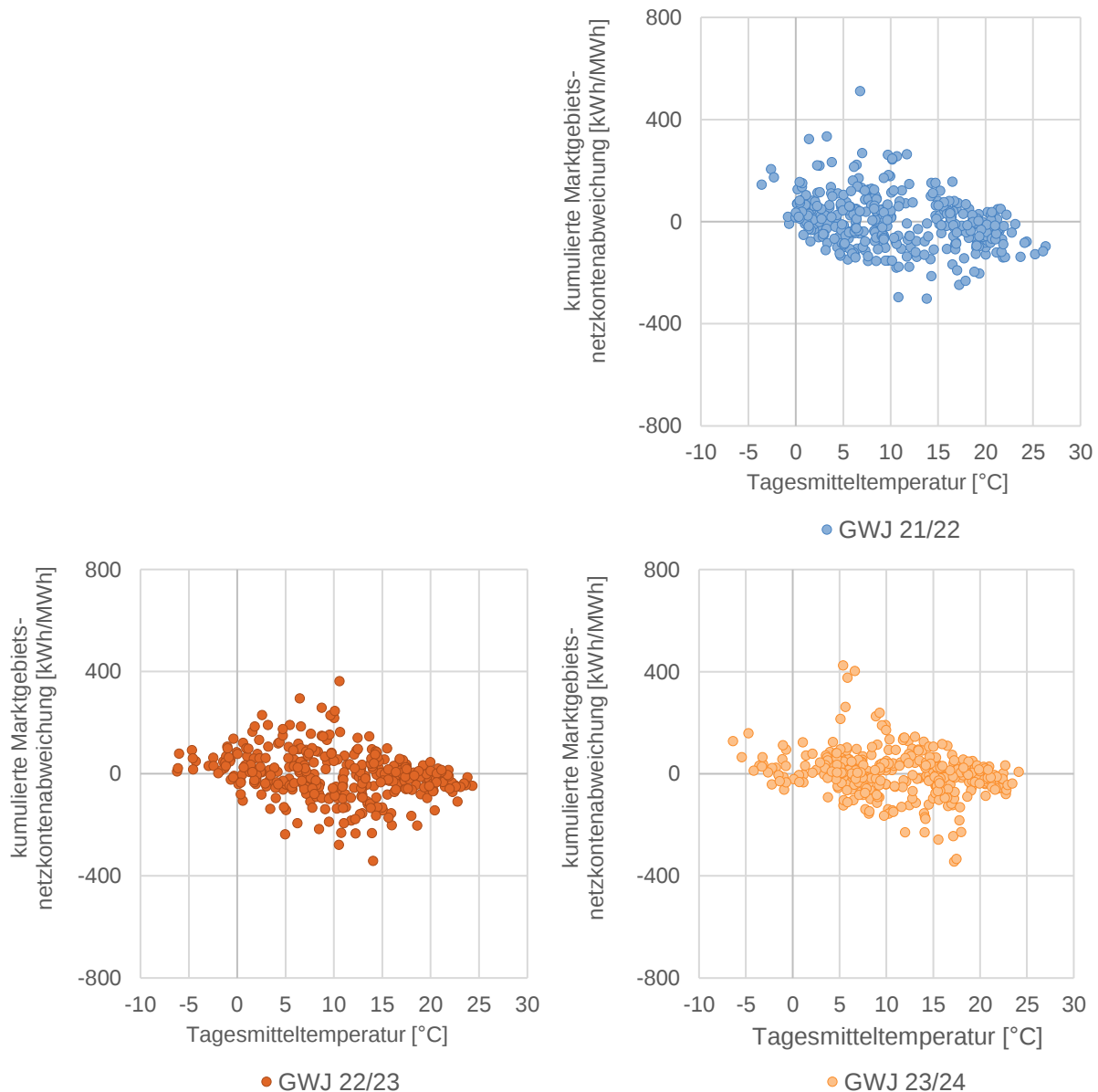


Abbildung 53: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 21/22 bis 23/24, THE

Im Temperaturbereich zwischen ca. 0°C und 15°C streut die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag am stärksten. Im Temperaturbereich unter 0°C und über 15°C nimmt die Streuung mit abnehmenden bzw. steigenden Tagesmitteltemperaturen immer weiter ab.

Tabelle 29 stellt den Korrelationskoeffizienten zwischen der kumulierten Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag und der Tagesmitteltemperatur für das analytische Verfahren im Marktgebiet THE dar.

linearer Zusammenhang zwischen täglicher kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung und Tagesmitteltemperatur		
GWJ	Korrelationskoeffizient r	Bestimmtheitsmaß R ²
21/22	-0,32	0,10
22/23	-0,25	0,06
23/24	-0,24	0,06

Tabelle 29: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 21/22 bis 23/24, THE

Der Korrelationskoeffizient liegt zwischen -0,32 und -0,24 und weist somit nur auf einen schwachen negativen linearen Zusammenhang hin. Das Bestimmtheitsmaß liegt zwischen 0,06 und 0,10. Somit können 6 bis 10 % der Varianz der kumulierten Marktgebietsnetzkontenabweichung durch die Tagesmitteltemperatur erklärt werden.

3.3.6 Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung getrennt nach Verfahren je GWJ und Marktgebiet

Im folgenden Abschnitt wird die Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung (*tägliche prozentuale Netzkontoabweichung*: siehe Kapitel 1.4) getrennt nach analytischem und synthetischem Verfahren pro Marktgebiet dargestellt. Hierfür werden die täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen pro NK (im jeweiligen Marktgebiet und Allokationsverfahren) berechnet und die Werte in 5 %-Schritten gruppiert. Anschließend wird die Anzahl der Einzelwerte innerhalb der Gruppe durch die gesamte Anzahl an NK-Tageswerten im GWJ dividiert, um die relative Häufigkeit der jeweiligen Gruppe zu berechnen.

Darüber hinaus werden alle NK mit einer täglichen prozentualen Netzkontoabweichung von weniger als -100 % oder mehr als 100 % in jeweils einer Gruppe zusammengefasst.

3.3.6.1 Synthetisches Verfahren

3.3.6.1.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 54 zeigt die Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung der NK im synthetischen Verfahren im Marktgebiet NCG.

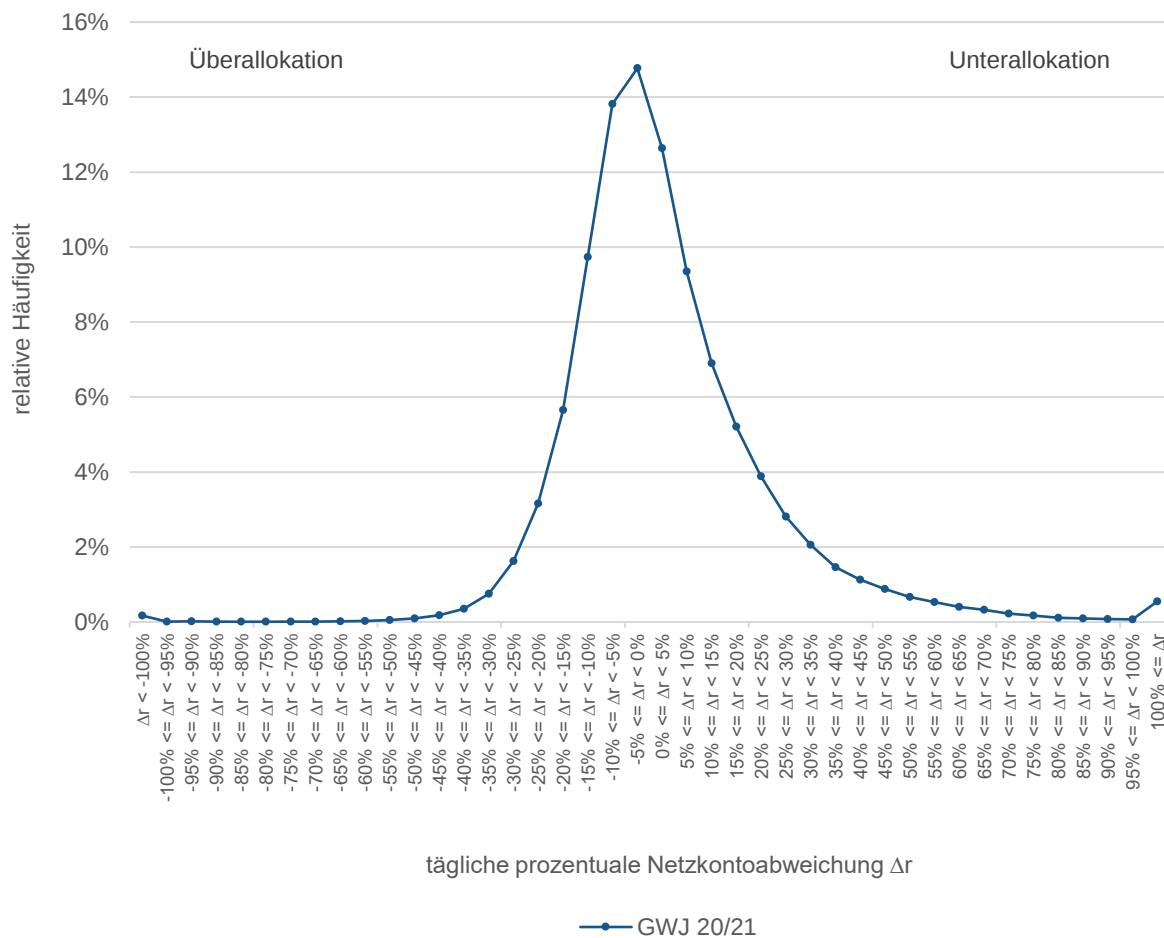


Abbildung 54: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 20/21, NCG

Die Häufigkeitsverteilung hat ihr Maximum, welches im GWJ 2020/21 bei ca. 15 % liegt, im Bereich einer täglichen prozentualen Netzkontoabweichung zwischen -5 % und 0 %.

Insgesamt lagen im GWJ 2020/21 51 % der relativen prozentualen Netzkontoabweichungen zwischen -10 % und 10 %.

Die Häufigkeit von täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen unter -100 % liegt im GWJ 2020/21 bei ca. 0,2 %. Tägliche prozentuale Netzkontoabweichungen von über 100 % traten in ca. 0,5 % der Fälle auf.

Die folgende Tabelle 30 gibt einen Überblick zu zwei statistischen Kennzahlen (Mittelwert der Beträge und Varianz) der Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung. Dabei wurden sogenannte Ausreißerwerte (Werte kleiner -100 % und größer als 100 %) nicht in die Auswertung einbezogen, da diese einzelnen Werte Ausnahmen darstellen, die die Ergebnisse stark verzerrt hätten.

GWJ	Mittelwert des Betrages der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung ohne Ausreißer	Varianz der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung ohne Ausreißer
20/21	13,6%	0,036

Tabelle 30: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, synthetisch, GWJ 20/21, NCG

Da eine tägliche prozentuale Netzkontoabweichung von 0 % den Idealfall darstellt, erlaubt die Betrachtung der Entwicklung des Mittelwertes des Betrages dieser Größe Rückschlüsse auf die Allokationsgüte. Hierbei gehen die Beträge (und somit vorzeichenlosen Werte) in die Mittelwertbildung ein, wodurch sich positive und negative Abweichungen nicht gegenseitig mathematisch aufheben. Im GWJ 2020/21 lag der Mittelwert bei 13,6 %.

Die Kenngröße Varianz erlaubt eine Einschätzung der Streuung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung in den einzelnen GWJ.

3.3.6.1.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 55 zeigt die Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung der NK im synthetischen Verfahren im Marktgebiet GASPOOL.

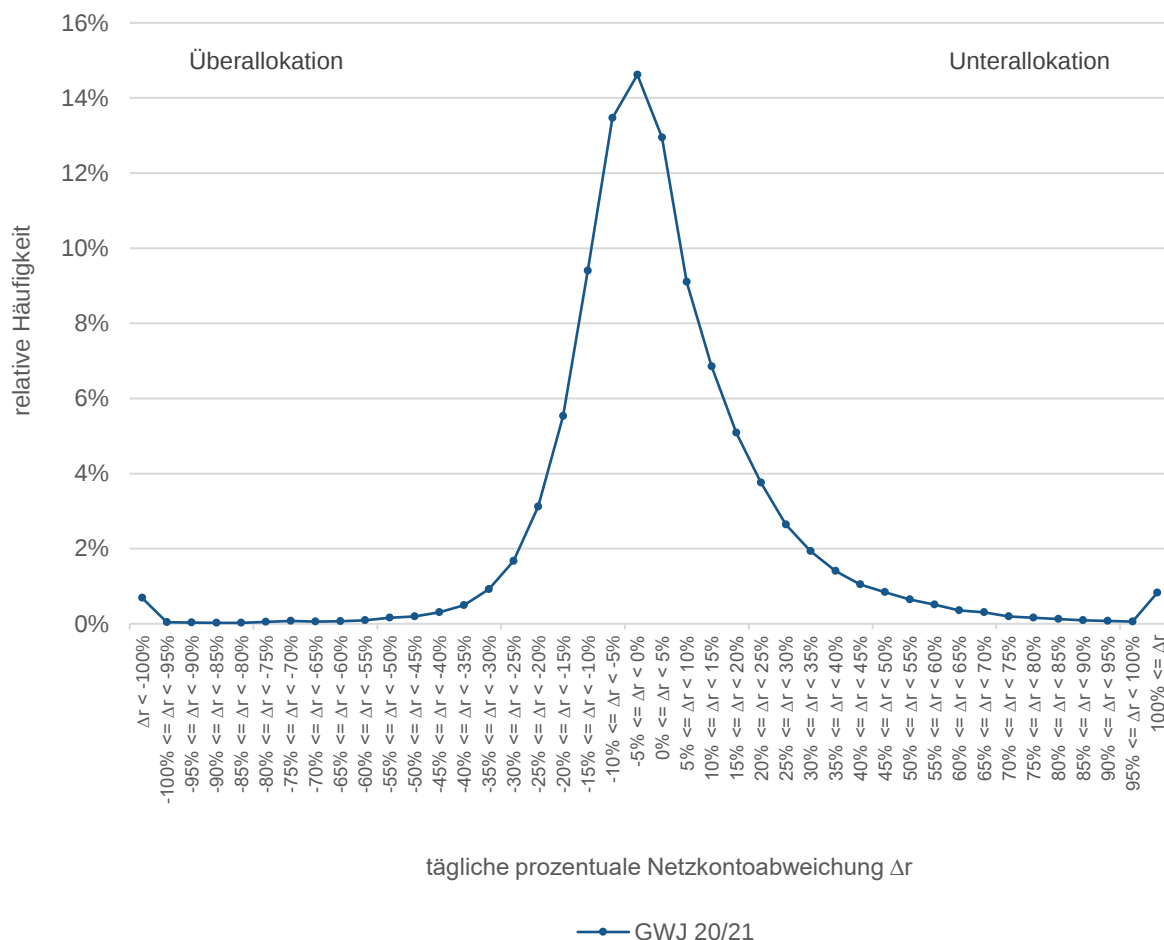


Abbildung 55: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 20/21, GASPOOL

Die Häufigkeitsverteilung hat ihr Maximum im GWJ 2020/21 im Bereich einer täglichen prozentualen Netzkontoabweichung zwischen -5 % und 0 %.

Insgesamt lagen im GWJ 2020/21 50 % der relativen prozentualen Netzkontoabweichungen zwischen -10 % und 10 %.

Die Häufigkeit von täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen unter -100 % lag bei 0,7 %. Tägliche prozentuale Netzkontoabweichungen von über 100 % traten in 0,8 % der Fälle auf.

Die folgende Tabelle 31 gibt einen Überblick zu zwei statistischen Kennzahlen (Mittelwert der Beträge und Varianz) der Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung. Dabei wurden sogenannte Ausreißerwerte (Werte kleiner -100 % und größer als 100 %) nicht in die Auswertung einbezogen, da diese einzelnen Werte Ausnahmen darstellen, die die Ergebnisse stark verzerrt hätten.

GWJ	Mittelwert des Betrages der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung ohne Ausreißer	Varianz der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung ohne Ausreißer
20/21	13,8%	0,038

Tabelle 31: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, synthetisch, GWJ 20/21, GASPOOL

Da eine tägliche prozentuale Netzkontoabweichung von 0 % den Idealfall darstellt, erlaubt die Betrachtung der Entwicklung des Mittelwertes des Betrages dieser Größe Rückschlüsse auf die Allokationsgüte. Hierbei gehen die Beträge (und somit vorzeichenlosen Werte) in die Mittelwertbildung ein, wodurch sich positive und negative Abweichungen nicht gegenseitig mathematisch aufheben. Im GWJ 2020/21 lag der Mittelwert bei 13,8 %.

Die Kenngröße Varianz erlaubt eine Einschätzung der Streuung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung in den einzelnen GWJ. Im GWJ 2020/21 lag die Varianz bei 0,038.

3.3.6.1.3 Marktgebiet THE

Abbildung 56 zeigt die Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung der NK im synthetischen Verfahren im Marktgebiet THE.

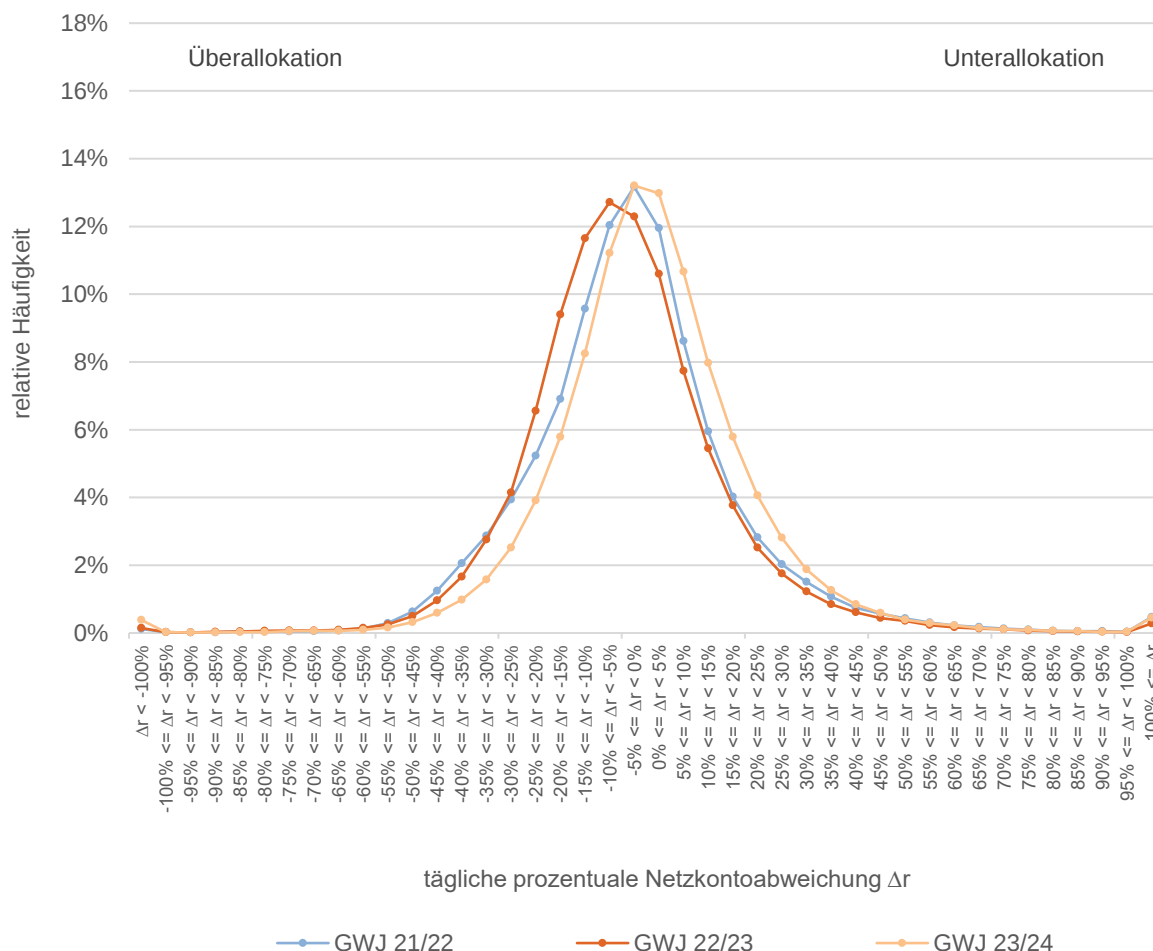


Abbildung 56: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 21/22 bis 23/24, THE

Die Häufigkeitsverteilung hat ihr Maximum im GWJ 2022/23 im Bereich einer täglichen prozentualen Netzkontoabweichung zwischen -10 % und -5 %. Im GWJ 2023/24 lag das Maximum im Bereich zwischen -5 % und 0 %.

Insgesamt lagen im GWJ 2022/23 43 % der relativen prozentualen Netzkontoabweichungen zwischen -10 % und 10 %. Im GWJ 2023/24 waren es 48 %.

Die Häufigkeit von täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen unter -100 % lag im GWJ 2022/23 bei 0,1 % und im GWJ 2023/24 bei 0,4 %. Tägliche prozentuale Netzkontoabweichungen von über 100 % traten im GWJ 2022/23 in 0,3 % und im GWJ 2023/24 in 0,4 % der Fälle auf.

Die folgende Tabelle 32 gibt einen Überblick zu zwei statistischen Kennzahlen (Mittelwert der Beträge und Varianz) der Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung. Dabei wurden sogenannte Ausreißerwerte (Werte kleiner -100 % und größer als 100 %) nicht in die Auswertung einbezogen, da diese einzelnen Werte Ausnahmen darstellen, die die Ergebnisse stark verzerrt hätten.

GWJ	Mittelwert des Betrages der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung ohne Ausreißer	Varianz der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung ohne Ausreißer
21/22	14,9%	0,040
22/23	14,8%	0,036
23/24	13,8%	0,035

Tabelle 32: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, synthetisch, GWJ 21/22 bis 23/24, THE

Da eine tägliche prozentuale Netzkontoabweichung von 0 % den Idealfall darstellt, erlaubt die Betrachtung der Entwicklung des Mittelwertes des Betrages dieser Größe Rückschlüsse auf die Allokationsgüte. Hierbei gehen die Beträge (und somit vorzeichenlose Werte) in die Mittelwertbildung ein, wodurch sich positive und negative Abweichungen nicht gegenseitig mathematisch aufheben. Im GWJ 2022/23 lag der Mittelwert bei 14,8 % und im GWJ 2023/24 bei 13,8 %.

Die Kenngröße Varianz erlaubt eine Einschätzung der Streuung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung in den einzelnen GWJ. Diese lag im GWJ 2022/23 bei 0,036 und im GWJ 2023/24 bei 0,035.

3.3.6.2 Analytisches Verfahren

3.3.6.2.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 57 zeigt die Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung der NK im analytischen Verfahren im Marktgebiet NCG.

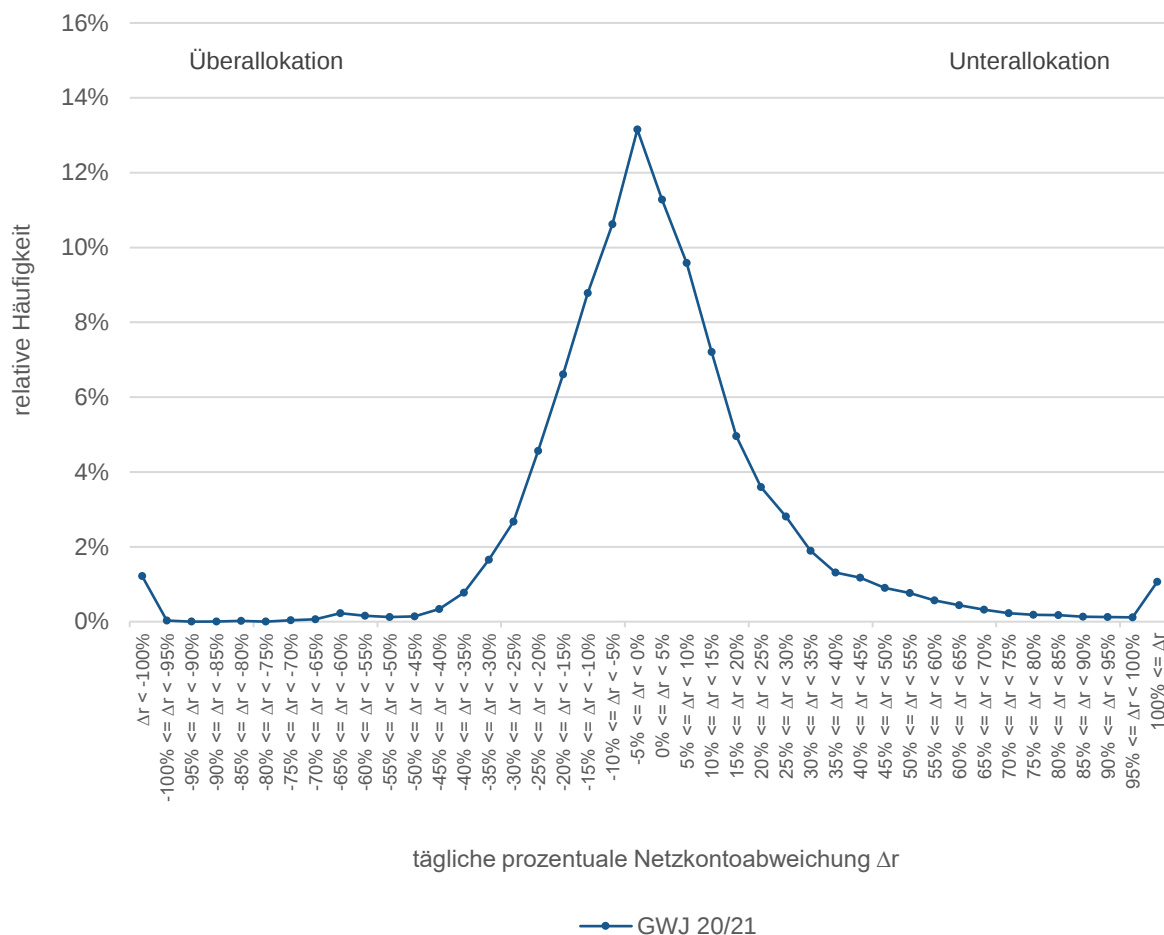


Abbildung 57: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 20/21, NCG

Die Häufigkeitsverteilung hat ihr Maximum im GWJ 2020/21 im Bereich -5 % bis 0 % bei ca. 13 %.

Insgesamt lagen im GWJ 2021/22 45 % der relativen prozentualen Netzkontoabweichungen zwischen -10 % und 10 %.

Die Häufigkeit von täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen unter -100 % liegt im GWJ 2020/21 bei 1,2 %. Tägliche prozentuale Netzkontoabweichungen von über 100 % traten in 1,1 % der Fälle auf.

Die folgende Tabelle 33 gibt einen Überblick zu zwei statistischen Kennzahlen (Mittelwert der Beträge und Varianz) der Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung. Dabei wurden sogenannte Ausreißerwerte (Werte kleiner -100 % und größer als 100 %) nicht in die Auswertung einbezogen, da diese einzelnen Werte Ausnahmen darstellen, die die Ergebnisse stark verzerrt hätten.

GWJ	Mittelwert des Betrages der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung ohne Ausreißer	Varianz der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung ohne Ausreißer
20/21	15,2%	0,044

Tabelle 33: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, analytisch, GWJ 20/21, NCG

Da eine tägliche prozentuale Netzkontoabweichung von 0 % den Idealfall darstellt, erlaubt die Betrachtung der Entwicklung des Mittelwertes des Betrages dieser Größe Rückschlüsse auf die Allokationsgüte. Hierbei gehen die Beträge (und somit vorzeichenlose Werte) in die Mittelwertbildung ein, wodurch sich positive und negative Abweichungen nicht gegenseitig mathematisch aufheben. Im GWJ 2020/21 lag der Mittelwert bei 15,2 %.

Die Kenngröße Varianz erlaubt eine Einschätzung der Streuung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung in den einzelnen GWJ. Die Varianz lag im GWJ 2020/21 bei 0,044.

3.3.6.2.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 58 zeigt die Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung der NK im analytischen Verfahren im Marktgebiet GASPOOL.

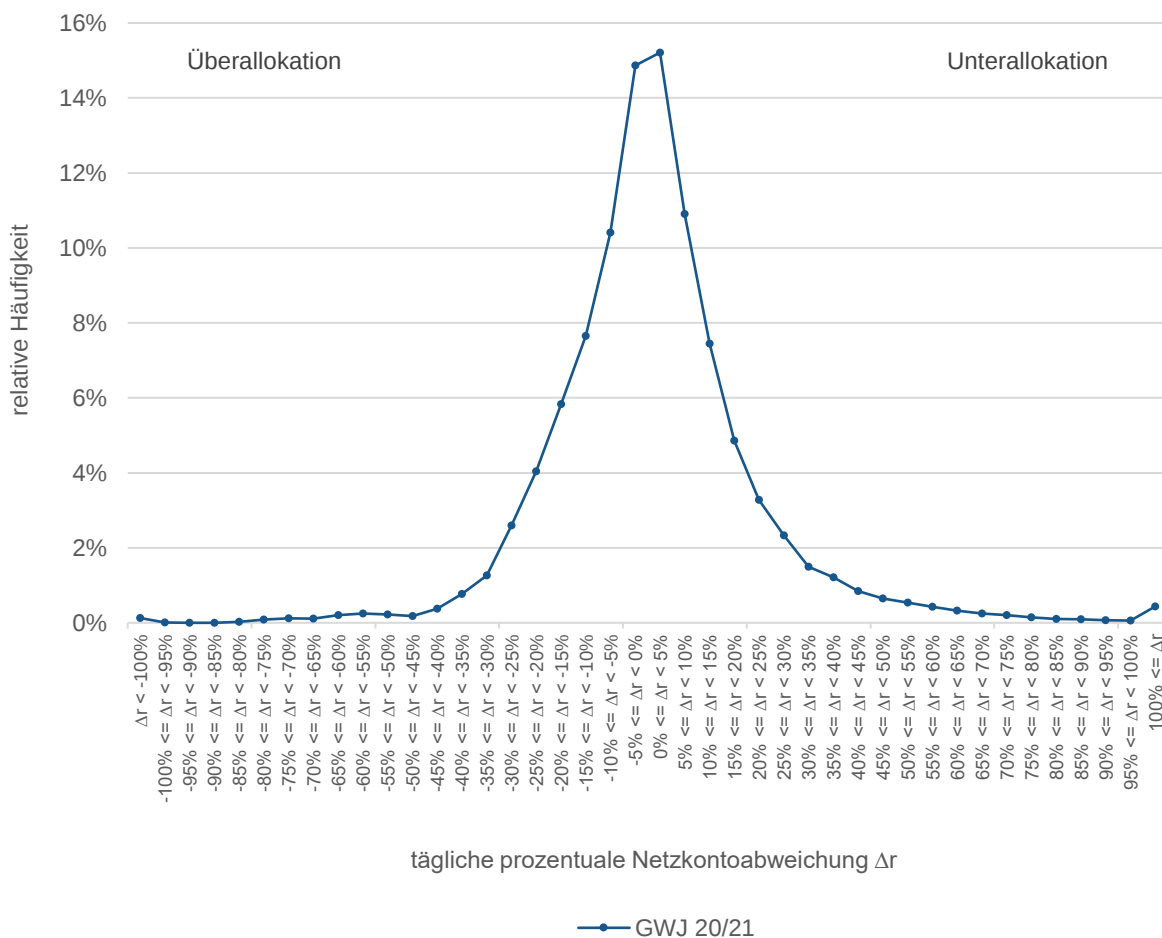


Abbildung 58: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 20/21, GASPOOL

Die Häufigkeitsverteilung hat ihr Maximum im GWJ 2020/21 in der Gruppe zwischen 0 % und 5 %.

Insgesamt lagen im GWJ 2021/22 51 % der relativen prozentualen Netzkontoabweichungen zwischen -10 % und 10 %.

Die Häufigkeit von täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen unter -100 % lag bei 0,1 %. Tägliche prozentuale Netzkontoabweichungen von über 100 % traten in 0,4 % der Fälle auf.

Die folgende Tabelle 34 gibt einen Überblick zu zwei statistischen Kennzahlen (Mittelwert der Beträge und Varianz) der Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung. Dabei wurden sogenannte Ausreißerwerte (Werte kleiner -100 % und größer als 100 %) nicht in die Auswertung einbezogen, da diese einzelnen Werte Ausnahmen darstellen, die die Ergebnisse stark verzerrt hätten.

GWJ	Mittelwert des Betrages der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung ohne Ausreißer	Varianz der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung ohne Ausreißer
20/21	13,7%	0,038

Tabelle 34: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, analytisch, GWJ 20/21, GASPOOL

Da eine tägliche prozentuale Netzkontoabweichung von 0 % den Idealfall darstellt, erlaubt die Betrachtung der Entwicklung des Mittelwertes des Betrages dieser Größe Rückschlüsse auf die Allokationsgüte. Hierbei gehen die Beträge (und somit vorzeichenlose Werte) in die Mittelwertbildung ein, wodurch sich positive und negative Abweichungen nicht gegenseitig mathematisch aufheben. Im GWJ 2020/21 lag der Mittelwert bei 13,7 %.

Die Kenngröße Varianz erlaubt eine Einschätzung der Streuung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung in den einzelnen GWJ. Die Varianz lag im GWJ 2020/21 bei 0,038.

3.3.6.2.3 Marktgebiet THE

Abbildung 59 zeigt die Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung der NK im analytischen Verfahren im Marktgebiet THE.

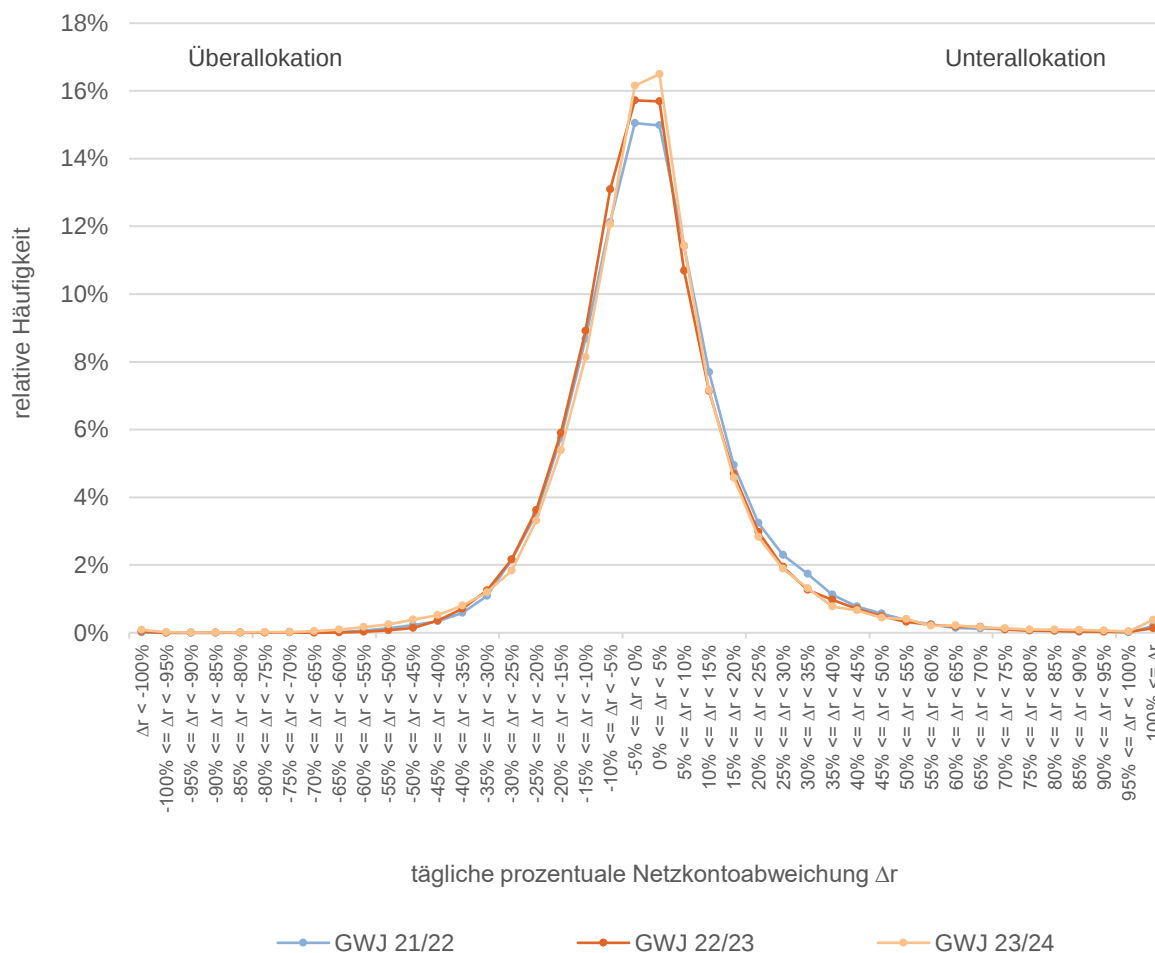


Abbildung 59: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 21/22 bis 23/24, THE

Die Häufigkeitsverteilung hat ihr Maximum im GWJ 2022/23 im Bereich einer täglichen prozentualen Netzkontoabweichung zwischen -5 % und 0 %. Im GWJ 2023/24 lag das Maximum im Bereich zwischen 0 % und 5 %.

Insgesamt lagen im GWJ 2022/23 55 % der relativen prozentualen Netzkontoabweichungen zwischen -10 % und 10 %. Im GWJ 2023/24 waren es 56 %.

Die Häufigkeit von täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen unter -100 % lag im GWJ 2022/23 bei 0,0 % und im GWJ 2023/24 bei 0,1 %. Tägliche prozentuale Netzkontoabweichungen von über 100 % traten im GWJ 2022/23 in 0,1 % und im GWJ 2023/24 in 0,4 % der Fälle auf.

Die folgende Tabelle 35 gibt einen Überblick zu zwei statistischen Kennzahlen (Mittelwert der Beträge und Varianz) der Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung. Dabei wurden sogenannte Ausreißerwerte (Werte kleiner -100 % und größer als 100 %) nicht in die Auswertung einbezogen, da diese einzelnen Werte Ausnahmen darstellen, die die Ergebnisse stark verzerrt hätten.

GWJ	Mittelwert des Betrages der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung ohne Ausreißer	Varianz der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung ohne Ausreißer
21/22	12,4%	0,029
22/23	12,0%	0,028
23/24	12,2%	0,031

Tabelle 35: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, analytisch, GWJ 21/22 bis 23/24, THE

Da eine tägliche prozentuale Netzkontoabweichung von 0 % den Idealfall darstellt, erlaubt die Betrachtung der Entwicklung des Mittelwertes des Betrages dieser Größe Rückschlüsse auf die Allokationsgüte. Hierbei gehen die Beträge (und somit vorzeichenlose Werte) in die Mittelwertbildung ein, wodurch sich positive und negative Abweichungen nicht gegenseitig mathematisch aufheben. Im GWJ 2022/23 lag der Mittelwert bei 12,0 % und im GWJ 2023/24 bei 12,2 %.

Die Kenngröße Varianz erlaubt eine Einschätzung der Streuung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung in den einzelnen GWJ. Die Varianz lag im GWJ 2022/23 bei 0,028 und im GWJ 2023/24 bei 0,031.

3.3.7 Externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis für ausgewählte Monate

Im Folgenden erfolgt eine Betrachtung des Zusammenhangs zwischen täglichem NKS und täglichem Einsatz externer Netto-Regelenergie für vier ausgewählte Monate über alle vier GWJ. Ein Datenpunkt der dunkelblauen Linie stellt dabei den addierten positiven und negativen NKS des Marktgebietes pro Tag dar, ein Datenpunkt der hellblauen Linie ist der Tageswert des externen Netto-Regelenergieeinsatzes im Marktgebiet.

Die Wahl der Beispielmomente deckt ein möglichst großes Spektrum an Jahreszeiten ab. Oktober und April stehen für Übergangsmomente im Herbst und Frühling sowie für Beginn und Ende der Heizperiode, der Februar ist ein typischer Wintermonat und der Juli stellt einen typischen Sommermonat dar.

3.3.7.1 Marktgebiet NCG

Monat Oktober

Abbildung 60 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS und Einsatzes externer Netto-Regelenergie für den Monat Oktober im GWJ 2020/21 im Marktgebiet NCG dar.

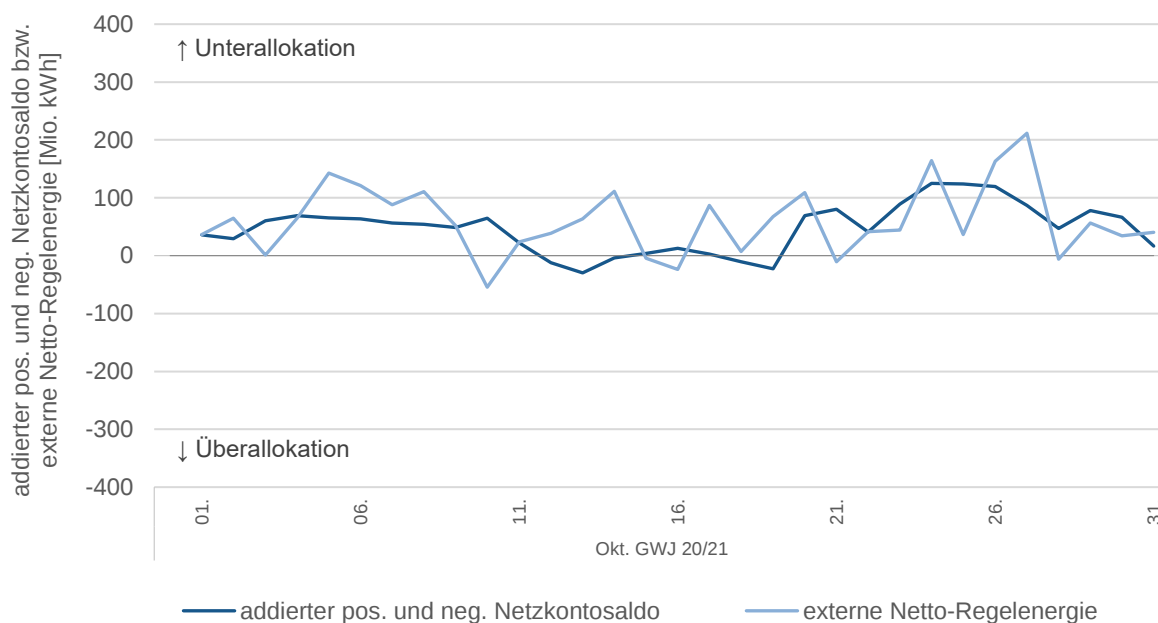


Abbildung 60: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Oktober, GWJ 20/21, NCG

Im Oktober 2020 überwogen die Unterallokationen bzw. Netto-Kaufsituationen von externer Regelenergie sowohl in der Häufigkeit als auch der Gesamtmenge.

Die folgende Tabelle 36 stellt Kennzahlen zur Untersuchung eines möglichen Zusammenhangs zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie im Marktgebiet NCG für den Monat Oktober dar:

	Okt 20
Anzahl Tage mit Unterallokation	26
Anzahl Tage mit Überallokation	5
Unterallokation insgesamt [Mio. kWh]	1.531
Überallokation insgesamt [Mio. kWh]	79
Anzahl Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie	26
Anzahl Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie	5
Netto-Kauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	1.981
Netto-Verkauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	99
Anzahl Tage ohne externen Regelenergieeinsatz	0
Korrelationskoeffizient r zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,33
Bestimmtheitsmaß R^2 zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,11
Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie trotz Überallokation	5
Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie trotz Unterallokation	5

Tabelle 36: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Oktober, GWJ 20/21, NCG

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie lag im Marktgebiet NCG im Oktober 2020 bei 0,33 (schwacher linearer Zusammenhang). Das Bestimmtheitsmaß lag bei 0,11.

An 5 Tagen musste mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft werden, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An 5 Tagen musste mehr externe Regelenergie verkauft als gekauft werden, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

Monat Februar

Abbildung 61 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS und Einsatzes externer Netto-Regelenergie für den Monat Februar im GWJ 2020/21 im Marktgebiet NCG dar.

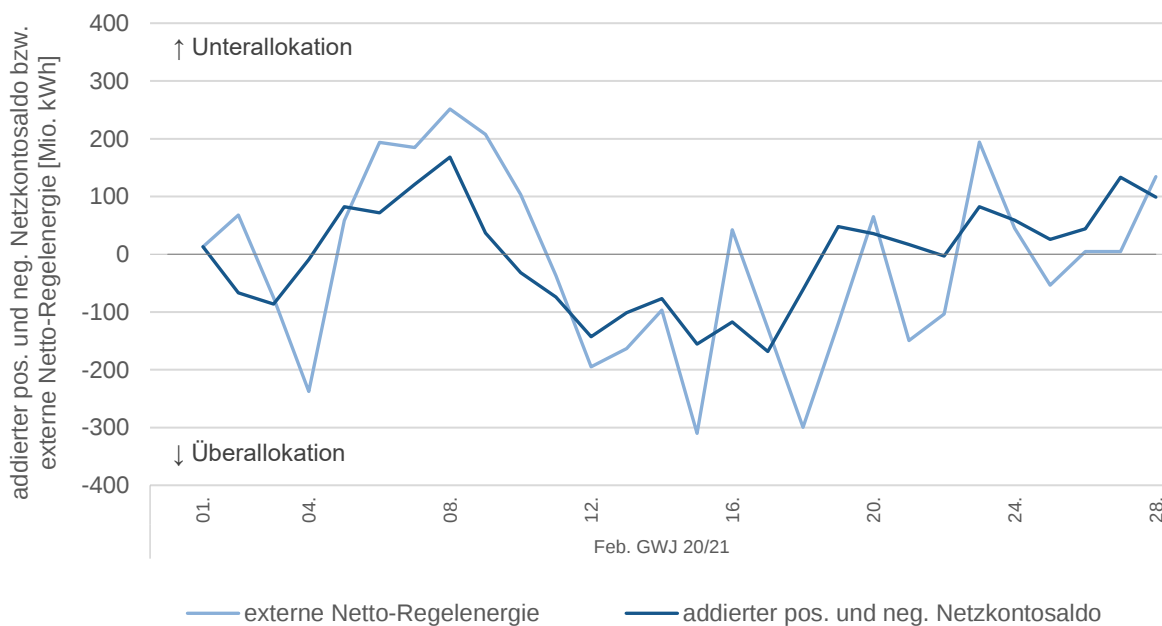


Abbildung 61: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Februar, GWJ 20/21, NCG

Eine klare Tendenz zur Über- oder Unterallokationen bzw. zu externem Netto-Kauf/Verkauf-Situationen von externer Regelenergie kann für den Monat Februar nicht gegeben werden.

Die folgende Tabelle 37 stellt Kennzahlen zur Untersuchung eines möglichen Zusammenhangs zwischen addiertem positivem und negativem NKS externer Netto-Regelenergie in dem Marktgebiet NCG für den Monat Februar dar.

	Feb 21
Anzahl Tage mit Unterallokation	15
Anzahl Tage mit Überallokation	13
Unterallokation insgesamt [Mio. kWh]	1.037
Überallokation insgesamt [Mio. kWh]	1.094
Anzahl Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie	15
Anzahl Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie	13
Netto-Kauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	1.570
Netto-Verkauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	1.969
Anzahl Tage ohne externen Regelenergieeinsatz	0
Korrelationskoeffizient r zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,67
Bestimmtheitsmaß R^2 zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,45
Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie trotz Überallokation	3
Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie trotz Unterallokation	3

Tabelle 37: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Februar, GWJ 20/21, NCG

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie lag im Marktgebiet NCG für den Monat Februar im GWJ 2020/21 bei 0,67 (mittlerer positiver linearer Zusammenhang). Das Bestimmtheitsmaß lag bei 0,45, somit konnten 45 % der Varianz der externen Netto-Regelenergie durch den addierten positiven und negativen NKS erklärt werden.

Im Februar 2021 musste im Marktgebiet NCG an 3 Tagen mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft werden, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An 3 Tagen musste mehr externe Regelenergie verkauft als gekauft werden, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

Monat April

Abbildung 62 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS und Einsatzes externer Netto-Regelenergie für den Monat April im GWJ 2020/21 im Marktgebiet NCG dar.

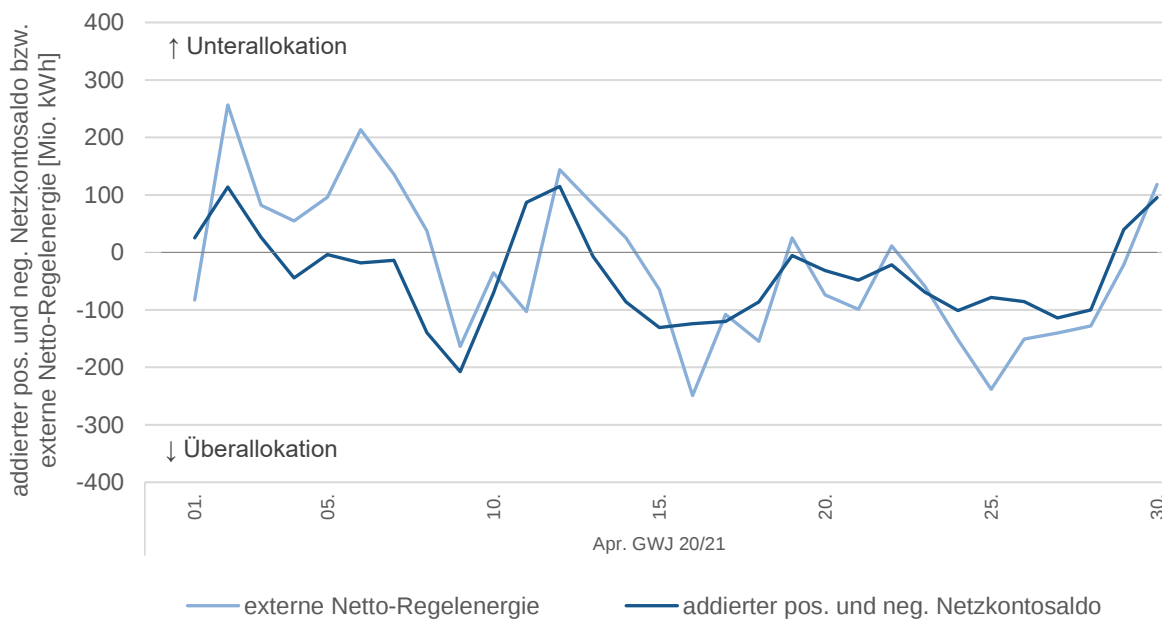


Abbildung 62: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat April, GWJ 2020/21, NCG

Im April 2021 überwogen die Überallokationen bzw. Netto-Verkaufssituationen von externer Regelenergie sowohl in der Häufigkeit als auch der Gesamtmenge.

Die folgende Tabelle 38 stellt Kennzahlen zur Untersuchung eines möglichen Zusammenhangs zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie im Marktgebiet NCG für den Monat April dar:

	Apr 21
Anzahl Tage mit Unterallokation	7
Anzahl Tage mit Überallokation	23
Unterallokation insgesamt [Mio. kWh]	502
Überallokation insgesamt [Mio. kWh]	1.709
Anzahl Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie	13
Anzahl Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie	17
Netto-Kauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	1.283
Netto-Verkauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	2.023
Anzahl Tage ohne externen Regelenergieeinsatz	0
Korrelationskoeffizient r zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,64
Bestimmtheitsmaß R^2 zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,41
Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie trotz Überallokation	9
Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie trotz Unterallokation	3

Tabelle 38: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat April, GWJ 20/21, NCG

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie lag im Marktgebiet NCG für den Monat April im GWJ 2020/21 bei 0,64 (mittlerer positiver linearer Zusammenhang). Das Bestimmtheitsmaß lag bei 0,41, somit konnten 41 % der Varianz der externen Netto-Regelenergie durch den addierten positiven und negativen NKS erklärt werden.

Im April 2021 musste im Marktgebiet NCG an 9 Tagen mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft werden, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An 3 Tagen musste mehr externe Regelenergie verkauft als gekauft werden, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

Monat Juli

Abbildung 63 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS und Einsatzes externer Netto-Regelenergie für den Monat Juli in den drei GWJ im Marktgebiet NCG dar.

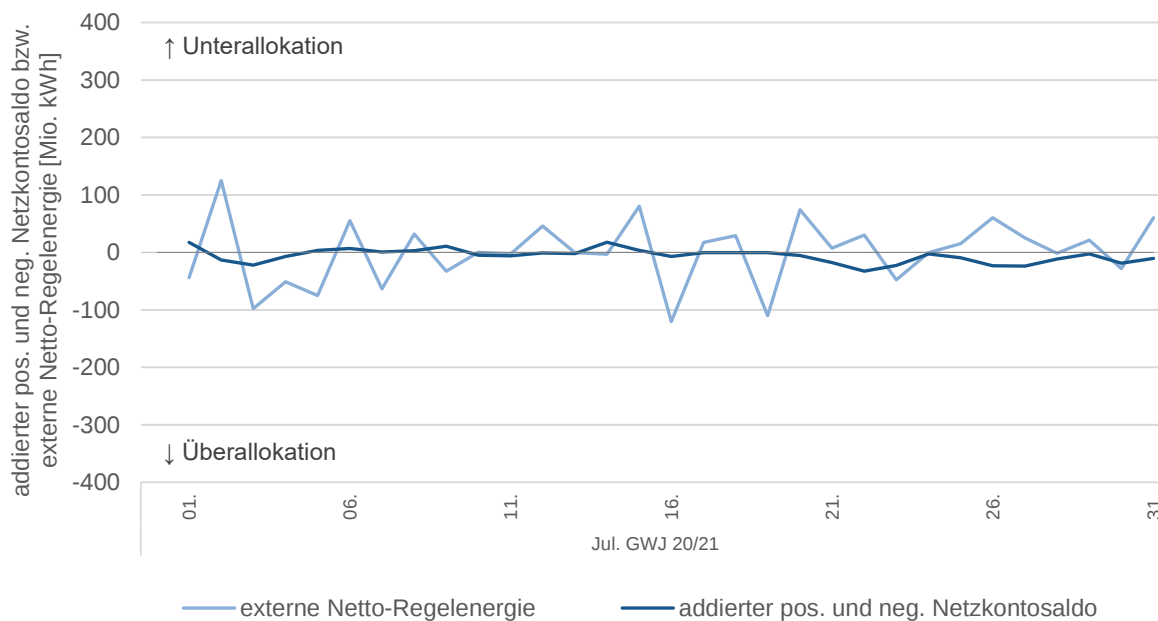


Abbildung 63: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Juli, GWJ 20/21, NCG

Der Monat Juli weist für den addierten positiven und negativen NKS starke Schwankungen um die Null auf. Es kommt häufiger zu Über- als zu Unterallokationen. Auch der Einsatz externer Netto-Regelenergie schwankt stark, insgesamt kommt es gleich häufig zu einem Netto-Kauf wie zu einem Netto-Verkauf von externer Regelenergie.

Die folgende Tabelle 39 stellt Kennzahlen zur Untersuchung eines möglichen Zusammenhangs zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie im Marktgebiet NCG für den Monat Juli dar:

	Jul 21
Anzahl Tage mit Unterallokation	8
Anzahl Tage mit Überallokation	23
Unterallokation insgesamt [Mio. kWh]	63
Überallokation insgesamt [Mio. kWh]	247
Anzahl Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie	16
Anzahl Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie	15
Netto-Kauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	678
Netto-Verkauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	680
Anzahl Tage ohne externen Regelenergieeinsatz	0
Korrelationskoeffizient r zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	-0,08
Bestimmtheitsmaß R^2 zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,01
Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie trotz Überallokation	13
Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie trotz Unterallokation	5

Tabelle 39: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Juli, GWJ 20/21, NCG

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie lag im Marktgebiet NCG für den Monat Juli im GWJ 2020/21 bei -0,08 (sehr schwacher negativer linearer Zusammenhang). Das Bestimmtheitsmaß lag bei 0,01, somit konnte 1 % der Varianz der externen Netto-Regelenergie durch den addierten positiven und negativen NKS erklärt werden.

Im Juli 2021 musste im Marktgebiet NCG an 13 Tagen mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft werden, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An 5 Tagen musste mehr externe Regelenergie verkauft als gekauft werden, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

3.3.7.2 Marktgebiet GASPOOL

Monat Oktober

Abbildung 64 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS und Einsatzes externer Netto-Regelenergie für den Monat Oktober in den drei GWJ im Marktgebiet GASPOOL dar.

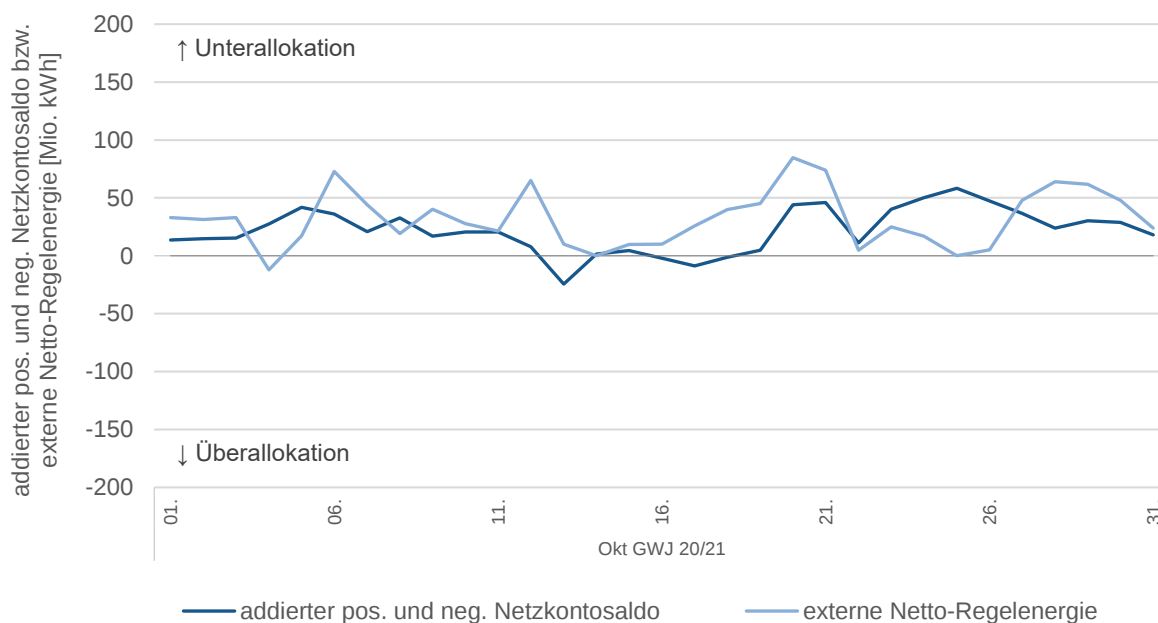


Abbildung 64: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Oktober, GWJ 20/21, GASPOOL

Im Oktober 2020 überwogen die Unterallokationen bzw. Netto-Kaufsituationen von externer Regelenergie sowohl in der Häufigkeit als auch der Gesamtmenge.

Die folgende Tabelle 40 stellt Kennzahlen zur Untersuchung eines möglichen Zusammenhangs zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie im Marktgebiet GASPOOL für den Monat Oktober dar:

	Okt 20
Anzahl Tage mit Unterallokation	27
Anzahl Tage mit Überallokation	4
Unterallokation insgesamt [Mio. kWh]	714
Überallokation insgesamt [Mio. kWh]	36
Anzahl Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie	28
Anzahl Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie	1
Netto-Kauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	1.002
Netto-Verkauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	12
Anzahl Tage ohne externen Regelenergieeinsatz	2
Korrelationskoeffizient r zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,18
Bestimmtheitsmaß R^2 zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,03
Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie trotz Überallokation	4
Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie trotz Unterallokation	1

Tabelle 40: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Oktober, GWJ 20/21, GASPOOL

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie liegt im Marktgebiet für den Monat Oktober im GWJ 2020/21 bei einem schwachen linearen Zusammenhang (0,18). Das Bestimmtheitsmaß lag bei 0,03.

Im Marktgebiet GASPOOL wurde im GWJ 2020/21 an 4 Tagen mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An einem Tag wurde mehr externe Regelenergie verkauft als gekauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

Monat Februar

Abbildung 65 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS und Einsatzes externer Netto-Regelenergie für den Monat Februar in den drei GWJ im Marktgebiet GASPOOL dar.

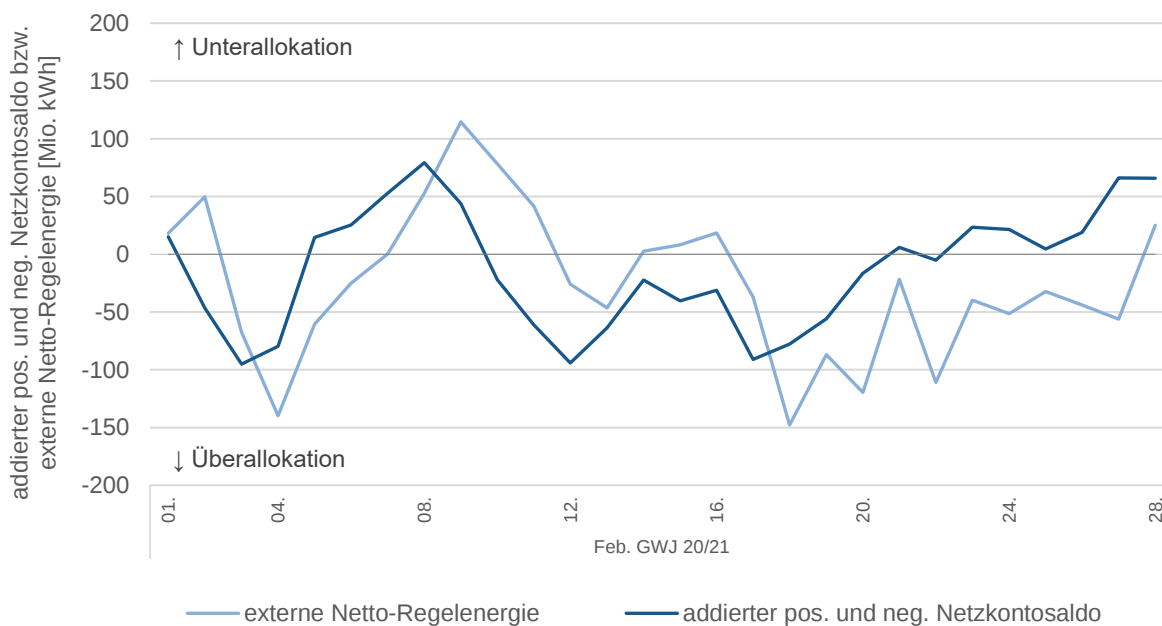


Abbildung 65: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Februar, GWJ 20/21, GASPOOL

Eine klare Tendenz zur Über- oder Unterallokationen kann für den Monat Februar nicht gegeben werden. Im GWJ 2020/21 kam es etwas häufiger zu Überallokationen und Netto-Verkaufssituationen externer Regelenergie.

Die folgende Tabelle 41 stellt Kennzahlen zur Untersuchung eines möglichen Zusammenhangs zwischen addiertem positivem und negativem NKS externer Netto-Regelenergie in dem Marktgebiet GASPOOL für den Monat Februar dar:

	Feb 21
Anzahl Tage mit Unterallokation	13
Anzahl Tage mit Überallokation	15
Unterallokation insgesamt [Mio. kWh]	437
Überallokation insgesamt [Mio. kWh]	802
Anzahl Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie	10
Anzahl Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie	18
Netto-Kauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	409
Netto-Verkauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	1.113
Anzahl Tage ohne externen Regelenergieeinsatz	0
Korrelationskoeffizient r zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,35
Bestimmtheitsmaß R^2 zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,12
Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie trotz Überallokation	6
Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie trotz Unterallokation	9

Tabelle 41: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Februar, GWJ 20/21, GASPOOL

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie liegt im Marktgebiet für den Monat Februar im GWJ 2020/21 bei 0,35 (schwacher positiver linearer Zusammenhang). Das Bestimmtheitsmaß lag bei 0,12.

Im Februar 2021 musste im Marktgebiet an 6 Tagen mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft werden, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An 9 Tagen musste mehr externe Regelenergie verkauft als gekauft werden, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

Monat April

Abbildung 66 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS und Einsatzes externer Netto-Regelenergie für den Monat April in den drei GWJ im Marktgebiet GASPOOL dar.

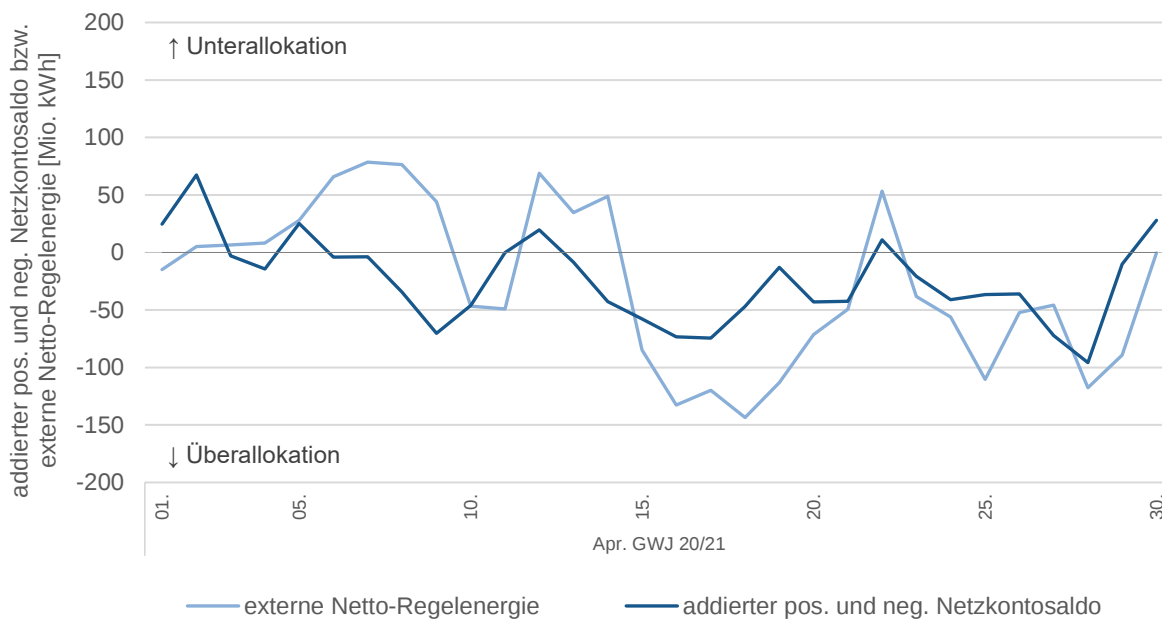


Abbildung 66: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat April, GWJ 20/21, GASPOOL

Im April 2021 überwogen die Überallokationen bzw. Netto-Verkaufssituationen von externer Regelenergie sowohl in der Häufigkeit als auch der Gesamtmenge.

Die folgende Tabelle 42 stellt Kennzahlen zur Untersuchung eines möglichen Zusammenhangs zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie im Marktgebiet GASPOOL für den Monat April dar:

	Apr 21
Anzahl Tage mit Unterallokation	6
Anzahl Tage mit Überallokation	24
Unterallokation insgesamt [Mio. kWh]	176
Überallokation insgesamt [Mio. kWh]	891
Anzahl Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie	12
Anzahl Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie	18
Netto-Kauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	518
Netto-Verkauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	1.335
Anzahl Tage ohne externen Regelenergieeinsatz	0
Korrelationskoeffizient r zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,51
Bestimmtheitsmaß R^2 zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,26
Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie trotz Überallokation	8
Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie trotz Unterallokation	2

Tabelle 42: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat April, GWJ 20/21, GASPOOL

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie liegt im Marktgebiet GASPOOL für den Monat April im GWJ 2020/21 bei 0,51 (mittlerer positiver linearer Zusammenhang). Das Bestimmtheitsmaß lag bei 0,26.

Im Marktgebiet GASPOOL wurde im GWJ 2020/21 an 8 Tagen im April mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An 2 Tagen wurde mehr externe Regelenergie verkauft als gekauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

Monat Juli

Abbildung 67 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS und Einsatzes externer Netto-Regelenergie für den Monat Juli in den drei GWJ im Marktgebiet GASPOOL dar.

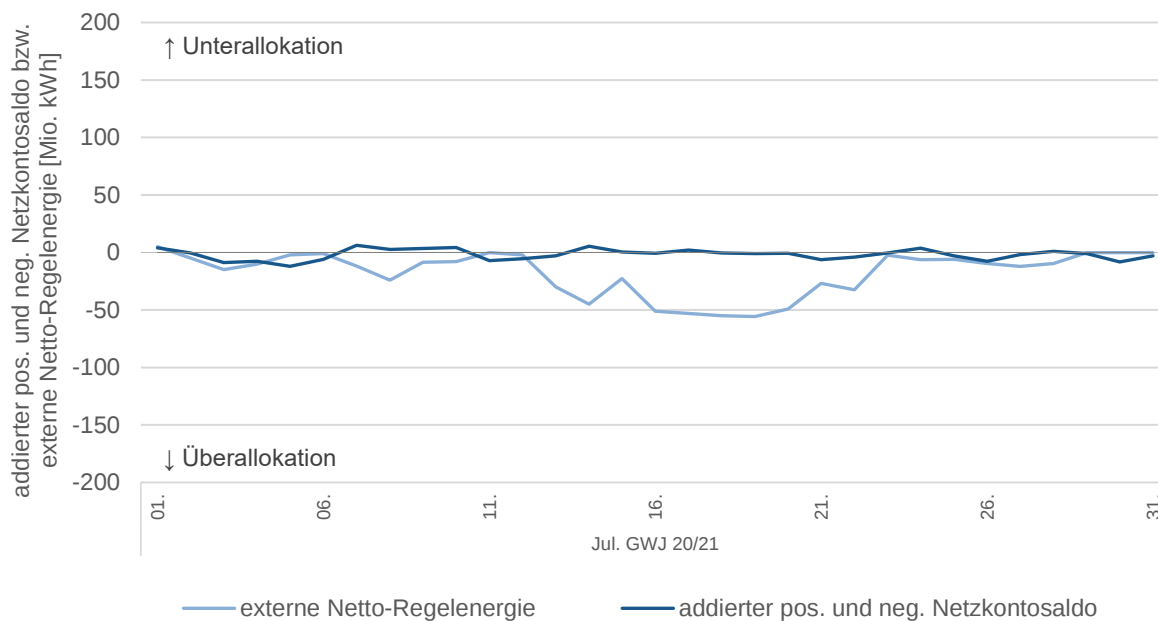


Abbildung 67: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Juli, GWJ 20/21, GASPOOL

Im Juli 2021 überwogen die Überallokationen in der Häufigkeit und der Menge. Es kam häufiger und in höheren Mengen zu einem Netto-Verkauf von externer Regelenergie.

Die folgende Tabelle 43 stellt Kennzahlen zur Untersuchung eines möglichen Zusammenhangs zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie im Marktgebiet GASPOOL für den Monat Juli dar:

	Jul 21
Anzahl Tage mit Unterallokation	10
Anzahl Tage mit Überallokation	21
Unterallokation insgesamt [Mio. kWh]	34
Überallokation insgesamt [Mio. kWh]	88
Anzahl Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie	1
Anzahl Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie	26
Netto-Kauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	5
Netto-Verkauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	554
Anzahl Tage ohne externen Regelenergieeinsatz	4
Korrelationskoeffizient r zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	-0,24
Bestimmtheitsmaß R^2 zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,06
Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie trotz Überallokation	0
Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie trotz Unterallokation	9

Tabelle 43: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Juli, GWJ 20/21, GASPOOL

Im Marktgebiet GASPOOL lag der Korrelationskoeffizient im GWJ 2020/21 bei -0,24 (schwacher negativer linearer Zusammenhang). Das Bestimmtheitsmaß lag bei 0,06.

Im Marktgebiet GASPOOL wurde an keinem Tag im Juli 2021 mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An 9 Tagen wurde mehr externe Regelenergie verkauft als gekauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

3.3.7.3 Marktgebiet THE

Monat Oktober

Abbildung 68 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS und Einsatzes externer Netto-Regelenergie für den Monat Oktober in den GWJ 2021/22 bis 2023/24 im Marktgebiet THE dar.

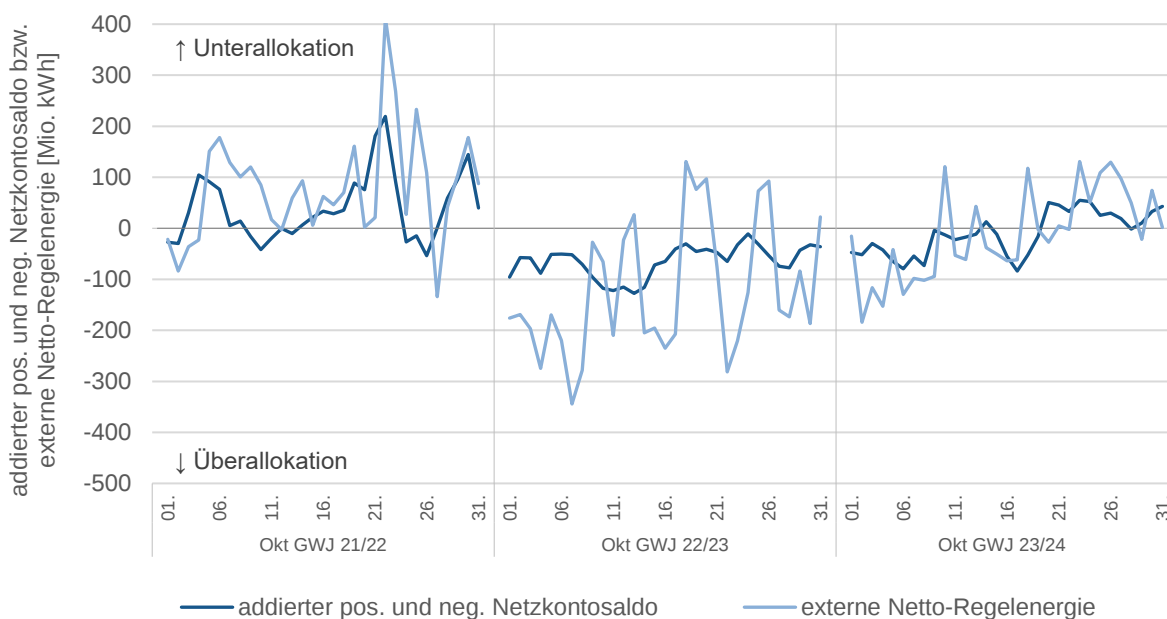


Abbildung 68: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Oktober, GWJ 21 bis 23/24, THE

Im Oktober 2021 überwogen die Unterallokationen bzw. Netto-Kaufssituationen von externer Regelenergie sowohl in der Häufigkeit als auch der Gesamtmenge.

Im Oktober 2022 kam es an jedem Tag zu einer Überallokation und Netto-Verkaufssituationen von externer Regelenergie überwogen in Häufigkeit und Menge.

Im Oktober 2023 überwogen die Überallokation und Netto-Verkaufssituationen von externer Regelenergie sowohl in der Häufigkeit als auch der Gesamtmenge.

Die folgende Tabelle 44 stellt Kennzahlen zur Untersuchung eines möglichen Zusammenhangs zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie im Marktgebiet THE für den Monat Oktober dar:

	Okt 21	Okt 22	Okt 23
Anzahl Tage mit Unterallokation	21	0	12
Anzahl Tage mit Überallokation	10	31	19
Unterallokation insgesamt [Mio. kWh]	1.443	0	408
Überallokation insgesamt [Mio. kWh]	241	2.015	731
Anzahl Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie	25	7	12
Anzahl Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie	6	24	19
Netto-Kauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	2.763	518	928
Netto-Verkauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	301	4.304	1.317
Anzahl Tage ohne externen Regelenergieeinsatz	0	0	0
Korrelationskoeffizient r zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,47	0,13	0,58
Bestimmtheitsmaß R^2 zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,22	0,02	0,34
Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie trotz Überallokation	7	7	4
Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie trotz Unterallokation	3	0	4

Tabelle 44: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Oktober, GWJ 21/22 bis 23/24, THE

Im Marktgebiet THE liegt der Korrelationskoeffizient zwischen 0,13 und 0,58 (schwacher bis mittlerer positiver linearer Zusammenhang). Das Bestimmtheitsmaß liegt zwischen 0,02 und 0,34 und zeigt, dass 2 % bis 34 % der Varianz der externen Netto-Regelenergie durch den addierten positiven und negativen NKS erklärt werden können.

Im Marktgebiet THE wurde an 4 bis 7 Tagen pro Oktober mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An maximal 4 Tagen pro Oktober wurde mehr externe Regelenergie verkauft als

gekauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

Monat Februar

Abbildung 69 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS und Einsatzes externer Netto-Regelenergie für den Monat Februar in den GWJ 2021/22 bis 2023/24 im Marktgebiet THE dar.

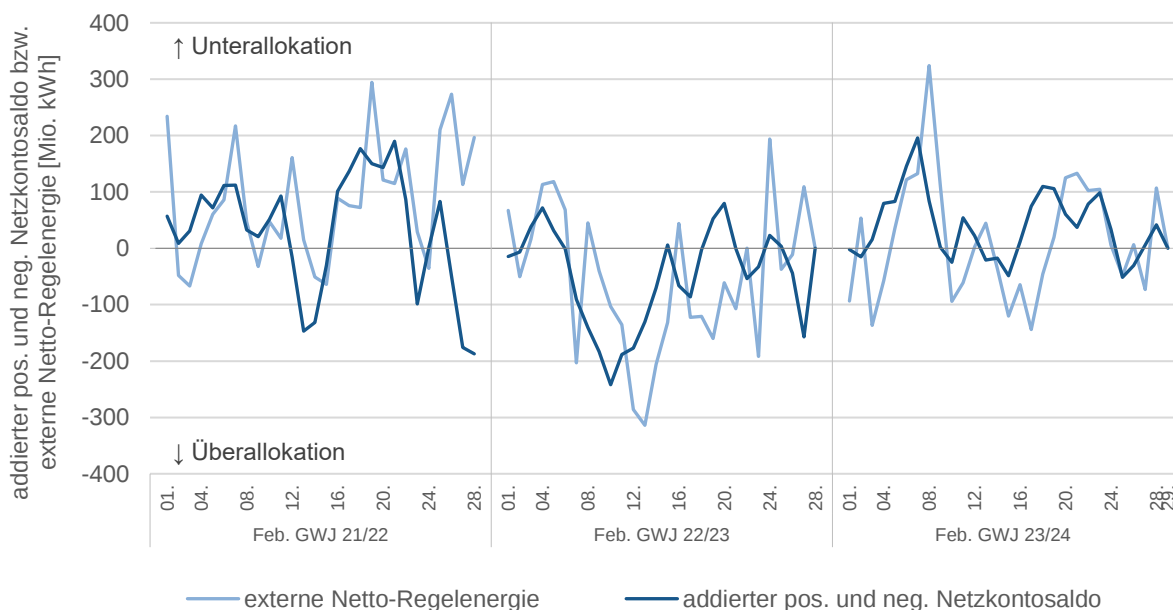


Abbildung 69: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Februar, GWJ 21/22 bis 23/24, THE

Im Februar 2022 und Februar 2024 überwogen die Unterallokationen bzw. Netto-Kaufssituationen von externer Regelenergie sowohl in der Häufigkeit als auch der Gesamtmenge. Im Februar 2023 war es umgekehrt.

Die folgende Tabelle 45 stellt Kennzahlen zur Untersuchung eines möglichen Zusammenhangs zwischen addiertem positivem und negativem NKS externer Netto-Regelenergie in dem Marktgebiet THE für den Monat Februar dar:

	Feb 22	Feb 23	Feb 24
Anzahl Tage mit Unterallokation	20	8	20
Anzahl Tage mit Überallokation	8	20	8
Unterallokation insgesamt [Mio. kWh]	1.752	305	1.339
Überallokation insgesamt [Mio. kWh]	836	1.925	211
Anzahl Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie	22	10	16
Anzahl Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie	6	18	12
Netto-Kauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	2.661	775	1.430
Netto-Verkauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	298	2.421	975
Anzahl Tage ohne externen Regelenergieeinsatz	0	0	0
Korrelationskoeffizient r zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,19	0,36	0,43
Bestimmtheitsmaß R^2 zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,04	0,13	0,19
Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie trotz Überallokation	6	6	3
Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie trotz Unterallokation	4	4	7

Tabelle 45: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Februar, GWJ 21/22 bis 23/24, THE

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie liegt im Marktgebiet THE für den Monat Februar zwischen 0,19 und 0,43 (schwacher positiver linearer Zusammenhang).

An 3 bis 6 Tagen pro Februar wurde mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An 4 bis 7 Tagen pro Februar wurde mehr externe Regelenergie verkauft als gekauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

Monat April

Abbildung 70 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS und Einsatzes externer Netto-Regelenergie für den Monat April im GWJ 2021/22 im Marktgebiet THE dar.

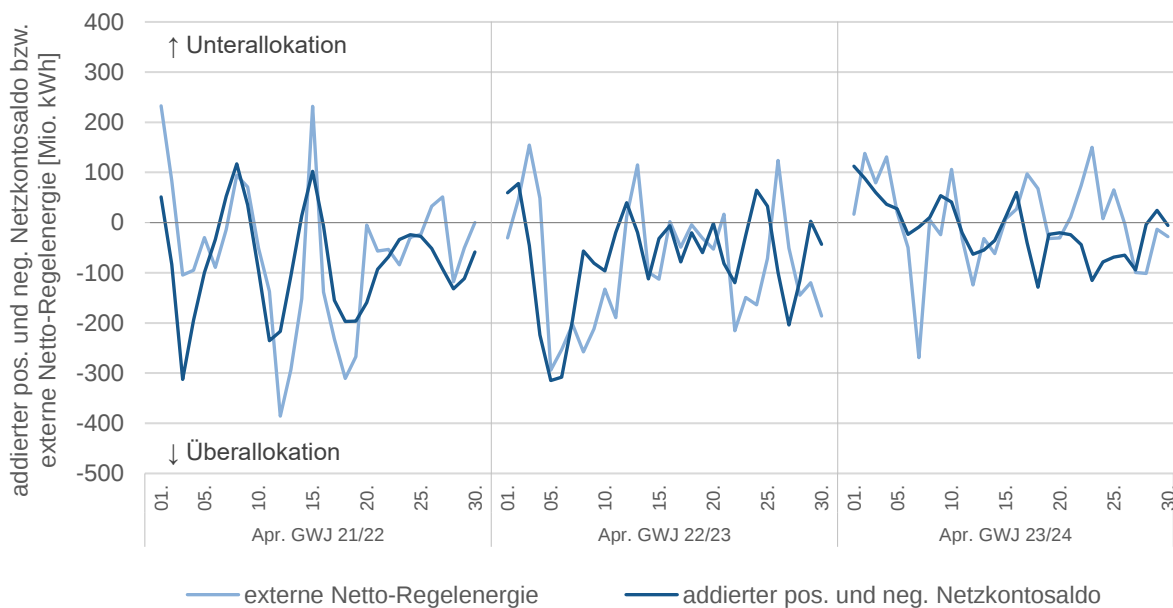


Abbildung 70: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat April, GWJ 21/22 bis 23/24, THE

Im April 2022 und April 2023 überwogen die Überallokationen bzw. Netto-Verkaufssituationen von externer Regelenergie sowohl in der Häufigkeit als auch der Gesamtmenge. Im April 2024 überwogen ebenfalls die Überallokationen, bei der externen Regelenergie überwogen jedoch knapp die Netto-Kaufssituationen.

Die folgende Tabelle 46 stellt Kennzahlen zur Untersuchung eines möglichen Zusammenhangs zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie im Marktgebiet THE für den Monat April dar:

	Apr 22	Apr 23	Apr 24
Anzahl Tage mit Unterallokation	6	6	11
Anzahl Tage mit Überallokation	24	24	19
Unterallokation insgesamt [Mio. kWh]	371	277	525
Überallokation insgesamt [Mio. kWh]	2.785	2.359	917
Anzahl Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie	8	8	16
Anzahl Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie	22	22	14
Netto-Kauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	798	519	1.004
Netto-Verkauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	2.719	3.022	899
Anzahl Tage ohne externen Regelenergieeinsatz	0	0	0
Korrelationskoeffizient r zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,65	0,36	0,13
Bestimmtheitsmaß R^2 zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,42	0,13	0,02
Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie trotz Überallokation	4	6	7
Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie trotz Unterallokation	2	4	2

Tabelle 46: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat April, GWJ 21/22 bis 23/24, THE

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie liegt im Marktgebiet THE für den Monat April zwischen 0,13 und 0,65 (schwacher bis mittlerer positiver linearer Zusammenhang).

An 4 bis 7 Tagen pro April wurde mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An 2 bis 4 Tagen pro April wurde mehr externe Regelenergie verkauft als gekauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

Monat Juli

Abbildung 71 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS und Einsatzes externer Netto-Regelenergie für den Monat Juli in den GWJ 2021/22 bis 2023/24 im Marktgebiet THE dar.

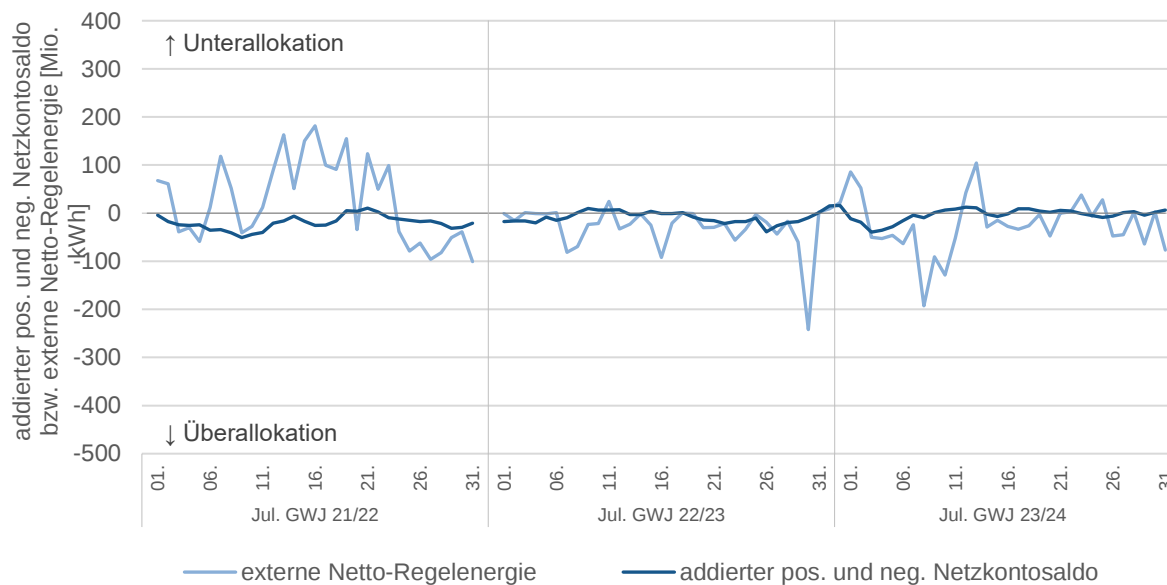


Abbildung 71: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Juli, GWJ 21/22 bis 23/24, THE

In allen drei GWJ überwogen die Überallokationen in der Häufigkeit und der Gesamtmenge. Im Juli 2023 und 2024 überwogen zudem die Netto-Verkaufssituationen externer Regelenergie in der Häufigkeit und der Gesamtmenge. Die Wartung der Nordstream führte zu massiven unvorhergesehenen Quellenverschiebungen, wodurch zur Herstellung der Transportfähigkeit unerwartet viel Regelenergie eingekauft werden musste.

Die folgende Tabelle 47 stellt Kennzahlen zur Untersuchung eines möglichen Zusammenhangs zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie im Marktgebiet THE für den Monat Juli dar:

	Jul 22	Jul 23	Jul 24
Anzahl Tage mit Unterallokation	4	8	15
Anzahl Tage mit Überallokation	27	23	16
Unterallokation insgesamt [Mio. kWh]	22	36	88
Überallokation insgesamt [Mio. kWh]	642	326	198
Anzahl Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie	17	5	9
Anzahl Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie	14	26	22
Netto-Kauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	1.575	29	357
Netto-Verkauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	778	964	1.124
Anzahl Tage ohne externen Regelenergieeinsatz	0	0	0
Korrelationskoeffizient r zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,27	0,03	0,14
Bestimmtheitsmaß R^2 zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,07	0,00	0,02
Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie trotz Überallokation	14	2	4
Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie trotz Unterallokation	1	5	10

Tabelle 47: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Juli, GWJ 21/22 bis 23/24, THE

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie liegt im Marktgebiet für den Monat zwischen 0,03 und 0,27.

An 2 bis 14 Tagen pro April wurde mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An 1 bis 10 Tagen pro April wurde mehr externe Regelenergie verkauft als gekauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

3.3.8 Prüfpflicht nach § 50 KoV

- Bei Netzkontosalden, die wesentlich von gaswirtschaftlich üblichen Netzkontosalden abweichen, wurde 2020 die Prüfpflicht nach § 50 KoV (aktuell: § 50 Ziffer 10 KoV XIV.1) vorgesehen:
 - NB sind zur Prüfung von Maßnahmen zur Verbesserung der Allokationsgüte verpflichtet, wenn sich die kumulierte absolute Netzkontoabweichung bezogen auf das Kalenderjahr außerhalb des 90 % Quantils der jeweiligen Größengruppe der NB befindet. Die Ausspeisenetzbetreiber mit vergleichsweise geringeren Netzkontoabweichungen sind somit nicht betroffen.
 - Ergibt die Prüfung ein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotenzial, hat der NB die entsprechenden Maßnahmen zu implementieren.
 - Kommt der NB seiner Verpflichtung zur Prüfung und Verbesserung nicht oder nicht ausreichend nach, so erhebt der Marktgebietsverantwortliche eine Pönale.
 - Erkenntnisse aus der ersten Anwendung der Prüfpflicht nach § 50 KoV: Im Kalenderjahr 2021 wurden über beide Marktgebiete hinweg insgesamt 79 NB zur Prüfung aufgefordert. Davon wurde bei 58 NB ein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotential ermittelt, verbunden mit der Aufforderung, entsprechende Maßnahmen zur Verbesserung bis zum 01. Juli 2022 umzusetzen (siehe nachfolgende Tabelle). Zum 01. Juli 2022 sind davon 56 NB der Aufforderung nachgekommen. Zwei NB 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). Nähere Informationen sind dem Bericht des MGV zu entnehmen.¹¹ Die Bewertung der Umstellungen der NB kann auf Grund des zeitlichen Ablaufs bisher nur für die NB der ersten Periode der Prüfpflicht vorgenommen werden, da auf das Kalenderjahr (KJ) der Ermittlung 12 Monate Zeit für die Umsetzung folgt. Somit liegt zum Zeitpunkt der Berichtserstellung lediglich für die NB der ersten Prüfungsperiode ein vollständiges KJ als Vergleichszeitraum vor.
 - Die gemittelte Allokationsgüte der NB, die 2021 durch die Marktgebietsverantwortlichen aufgefordert wurden, Maßnahmen zur Verbesserung der Anwendung von Standardlastprofilen einzuführen, hat sich vom KJ 2020 zum KJ 2023 um

¹¹ Kurzbericht 2022 des MGV gemäß § 50 Ziffer 10 Kooperationsvereinbarung

82,8 kWh/MWh reduziert und liegt mit 128,98 kWh/MWh unter dem aktuellen Grenzwert von 130 kWh/MWh gemäß KoV.

Abbildung 72 zeigt die Entwicklung des Mittelwertes der absoluten Netzkundenabweichung derjenigen 52 NB, die 2021 durch NCG/GASPOOL aufgefordert wurden, Maßnahmen zur Verbesserung der Anwendung von Standardlastprofilen einzuführen.

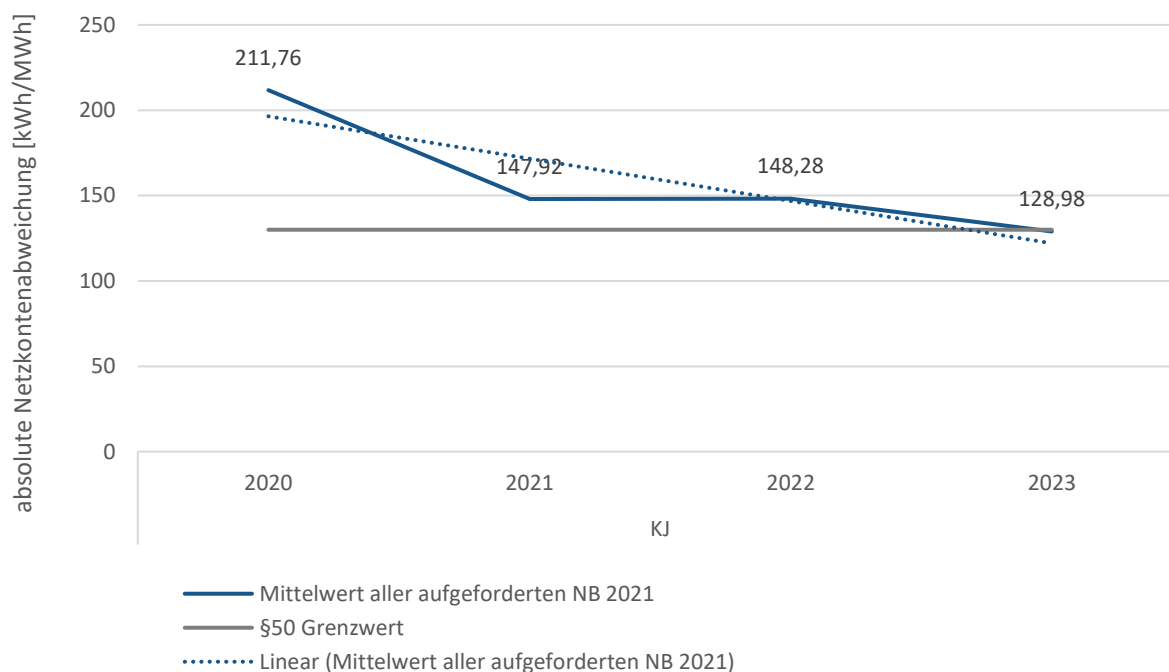


Abbildung 72: absolute Netzkundenabweichung, Mittelwert aller aufgeforderten NB 2021, KJ 2020 bis 2023

Tabelle 48 zeigt die umgesetzten Maßnahmen dieser NB:

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 48: Umgesetzte Maßnahmen nach Aufforderung 01. Juli 2021

- Zum Zweck der operativen Umsetzung wurden jeweils für das synthetische und analytische Standardlastprofilverfahren Prüfroutinen als Anlage zum Leitfaden SLP ab KoV XI aufgenommen, mit denen die Möglichkeit zur Verbesserung der Qualität der SLP-Allokation untersucht werden kann.
- Erkenntnisse der zweiten Prüfpflichtperiode: Im Kalenderjahr 2022 wurden insgesamt 61 NB zur Prüfung aufgefordert. Davon wurde bei 45 NB ein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotential ermittelt, verbunden mit der Aufforderung, entsprechende Maßnahmen zur Verbesserung bis zum 01. Juli 2023 umzusetzen. Zum 01. Juli 2023 sind davon 40 NB der Aufforderung nachgekommen. Fünf NB haben in Absprache mit dem MGV eine längere Implementierungsfrist bis zum vierten Quartal 2023 vereinbart. Tabelle 49 zeigt die umgesetzten Maßnahmen dieser NB:

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

Tabelle 49: Umgesetzte Maßnahmen nach Aufforderung 01. Juli 2022

- Im Kalenderjahr 2023 wurden insgesamt 65 NB zur Prüfung aufgefordert. Davon wurde bei 38 NB ein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotential ermittelt, verbunden mit der Aufforderung, entsprechende Maßnahmen zur Verbesserung bis zum 01.07.2024

umzusetzen. Zum 01.07.2024 sind davon 37 NB der Aufforderung nachgekommen. Kein NB hat in Absprache mit dem MGTV eine längere Implementierungsfrist beantragt. Eine Pönalisierung wurde zum 01.07.2024 ausgesprochen wegen nicht erfolgter Umsetzung der vom MGTV geforderten Maßnahmen innerhalb der Implementierungsfrist. Tabelle 50 zeigt die umgesetzten Maßnahmen dieser NB:

Anzahl NB	SLP-Verfahren	Umgesetzte Maßnahmen
28	Synthetisch	Gasprognosetemperatur
5	Synthetisch	Gasprognosetemperatur oder alternative Profilausprägung
5	Synthetisch	Alternative Profilausprägung oder Umstellung synthetisch / analytisch.

Tabelle 50: Umgesetzte Maßnahmen nach Aufforderung 01. Juli 2023

3.3.9 Auswirkungen des Ukrainekriegs

Zum Zeitpunkt der Erstellung des vorherigen SLP-Evaluierungsberichts wurde davon ausgegangen, dass die Aufrufe zur Energieeinsparung, die gestiegenen Energiepreise und die gesetzlichen Maßnahmen, die im Zusammenhang mit einer drohenden Gasmangellage ergriffen wurden, dazu führen würden, dass die Gasletztverbraucher ihr Verbrauchsverhalten - soweit es ihnen möglich ist - anpassen und Energie einsparen.

In der vorangegangenen Corona-Pandemie machten die NB die Erfahrung, dass synthetische Lastprofilverfahren keine kurzfristigen soziologischen Einflüsse abbilden. Nach dem Angriff Russlands auf die Ukraine drohte eine Gasmangellage. Vorsorglich kam es zu politischen Aufrufen zur Energieeinsparung. In Kombination mit gestiegenen Energiepreisen folgte kurzfristig eine gesamtheitliche Veränderung des Kundenverhaltens. Durch diese spontane Verhaltensveränderung war eine dazu nicht mehr passende Gasallokation zu erwarten.

Deshalb hat die Bundesnetzagentur proaktiv die [Mitteilung Nr. 9 zur Festlegung BK7-14-020](#) herausgegeben. Die synthetisch allozierenden NB, insbesondere die nicht rollierend abrechnenden, wurden aufgefordert, zu prüfen, ob systematische Überspeisungen erkennbar sind und gegebenenfalls Gegenmaßnahmen einzuleiten. Zu diesem Zweck wurde den NB explizit gestattet, pauschale, Kundenwertabsenkungen vorzunehmen oder die Allokation mit einem vorab zu veröffentlichenden, sachgerechten netzspezifischen Korrekturfaktor zu verrechnen.

Über die deutschlandweite Wirksamkeit der daraufhin getroffenen Maßnahmen kann nicht berichtet werden, da eine zentrale Erfassung der Maßnahmen nicht erfolgte. Um wenigstens eine Anmutung davon zu geben, ob und ggf. wie die Maßnahmen gewirkt haben, wird deshalb in diesem Bericht anhand nachstehender NB-Beispiele anekdotisch berichtet.

Beispiel 1: Anwendung eines dynamischen Korrekturfaktors

Bei NB 1 handelt es sich um ein Verteilnetz mit synthetischem SLP-Verfahren auf Basis der Gasprognosetemperatur und kalenderjähriger Stichtagsabrechnung, somit um einen Vertreter der durch BK7-14-020, Mitteilung Nr. 9 in erster Linie adressierten Gruppe von NB.

Es wurden unterschiedliche Ansätze zur Prognose eines Korrekturfaktors im Rahmen der technischen und organisatorischen Möglichkeiten des Unternehmens untersucht. In diesem Netz erwies sich in der ex-post Betrachtung der mengengewichtete Durchschnitt retrograd ermittelter optimaler Monatskorrekturfaktoren der vorhergehenden 11 Monate als das am besten geeignete Verfahren. Kürzere oder längere Zeiträume erwiesen sich als weniger geeignet.

Da eine verbesserte Allokation in der Krisensituation hierdurch zu erwarten war, wurde diese Option der Mitteilung Nr. 9 gezogen. Um nicht die Fristen einer Kundenwertanpassung abwarten zu müssen, wurde die Anwendung eines Korrekturfaktors gewählt. Dies wurde der BNetzA sowie den aktiven Transportkunden angezeigt. Nach der Überprüfung der Maßnahme im ersten Jahr hat sich die erwartete Verbesserung der Allokationsgüte eingestellt und das Verfahren wurde entsprechend prolongiert.

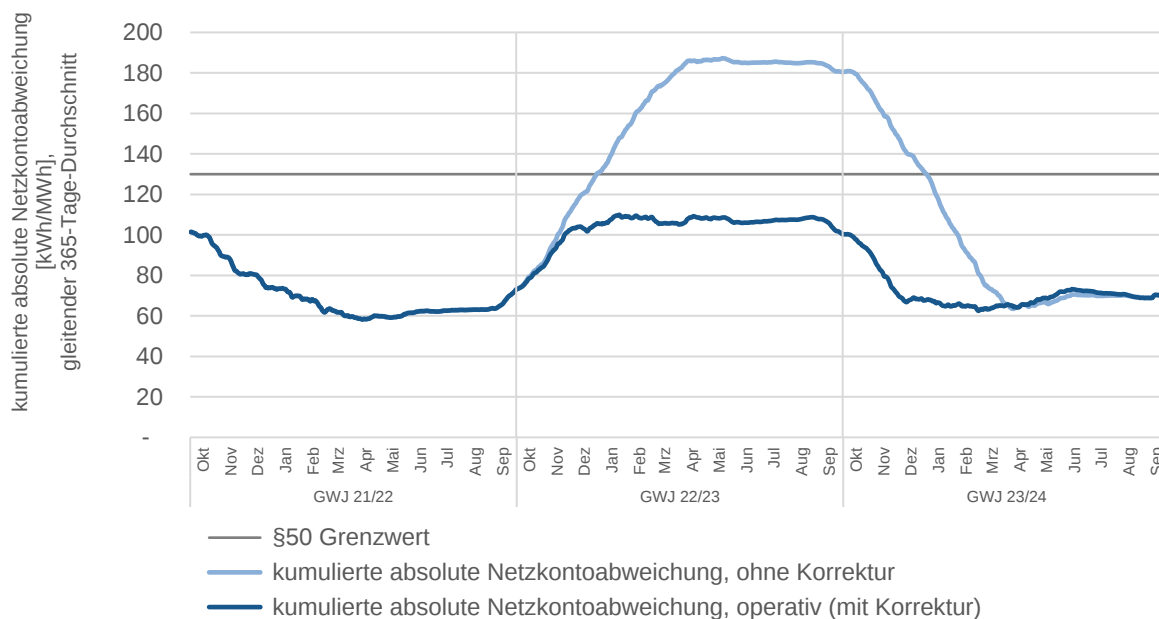


Abbildung 73: Kumulierte absolute Netzkontoabweichung mit und ohne Korrektur, gleitender 365-Tage-Durchschnitt, NB 1, GWJ 21/22 bis 23/24

Wie in der Abbildung ersichtlich wäre ohne den Einsatz eines Korrekturfaktors die Allokationsgüte wesentlich schlechter gewesen. Damit lässt sich für dieses Netz feststellen, dass der in der BK7 Mitteilung Nr. 9 freigegebene Einsatz von Korrekturfaktoren wirksam und schnell umsetzbar war.

Beispiel 2: Anwendung eines statischen Korrekturfaktors

Bei NB 2 handelt es sich um ein Verteilnetz mit synthetischem SLP-Verfahren auf Basis der Gasprognosetemperatur und rollierender Abrechnung.

Nach Absprache mit der BNetzA hat NB 2 ab Oktober 2022 einen pauschal festlegten, statischen Korrekturfaktor von 0,9 eingeführt (Reduktion der SLP-Allokationen um 10%). Im April 2023 erfolgte eine Anpassung auf 0,95 und ab Juli 2023 wurde die Anwendung des Korrekturfaktors beendet.

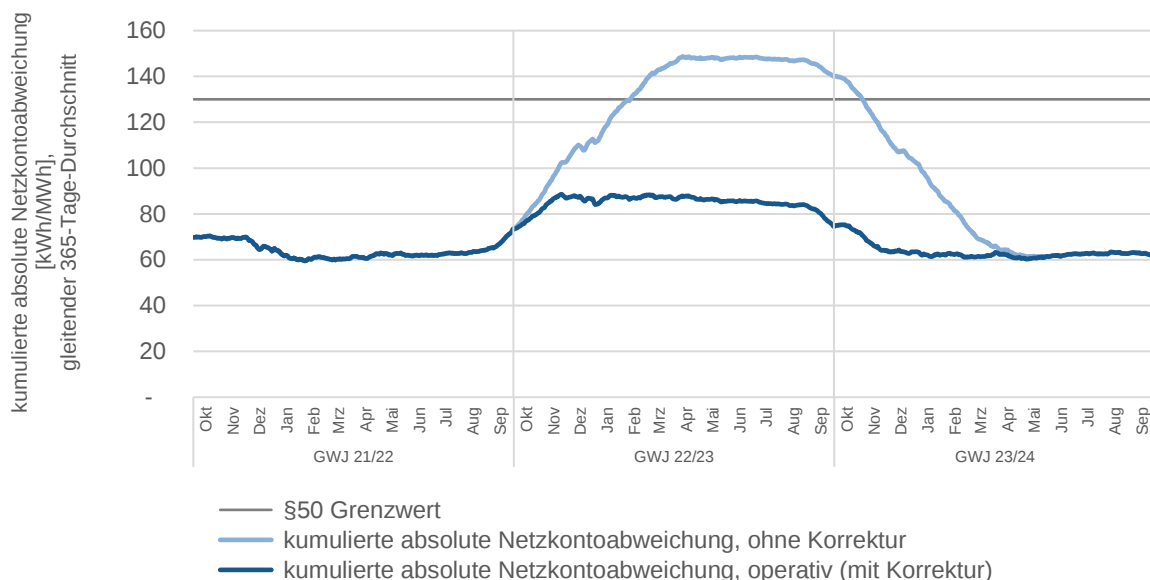


Abbildung 74: Kumulierte absolute Netzkontoabweichung mit und ohne Korrektur, gleitender 365-Tage-Durchschnitt, NB 2, GWJ 21/22 bis 23/24

Wie in der Abbildung ersichtlich wäre ohne den Einsatz eines Korrekturfaktors die Allokationsgüte wesentlich schlechter gewesen. Damit lässt sich auch für dieses Netz feststellen, dass der in der BK7 Mitteilung Nr. 9 freigegebene Einsatz von Korrekturfaktoren wirksam und schnell umsetzbar war.

Beispiel 3 bis 6: Als-ob-Betrachtung eines statischen Korrekturfaktors

Bei diesen NB handelt es sich um Verteilnetze mit synthetischem SLP-Verfahren auf Basis der Gasprognosetemperatur und rollierender Abrechnung.

Diese NB haben weder einen Korrekturfaktor angewendet noch Korrekturen an den Kundenwerten durchgeführt.

Die folgenden Abbildungen (Abbildung 75, Abbildung 76, Abbildung 77, Abbildung 78) zeigen den tatsächlichen Verlauf und die fiktiven Auswirkungen eines Korrekturfaktors, wie ihn NB 2 ab Oktober 2022 bzw. ab April 2023 vornahm.

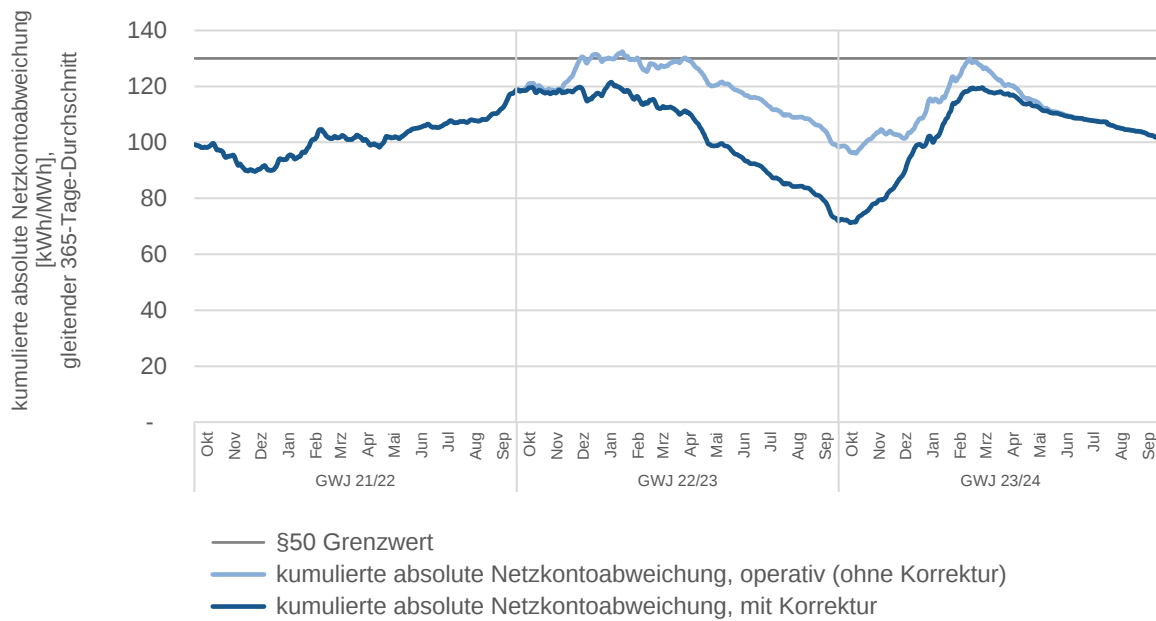


Abbildung 75: Kumulierte absolute Netzkontoabweichung mit und ohne Korrektur, gleitender 365-Tage-Durchschnitt, NB 3, GWJ 21/22 bis 23/24

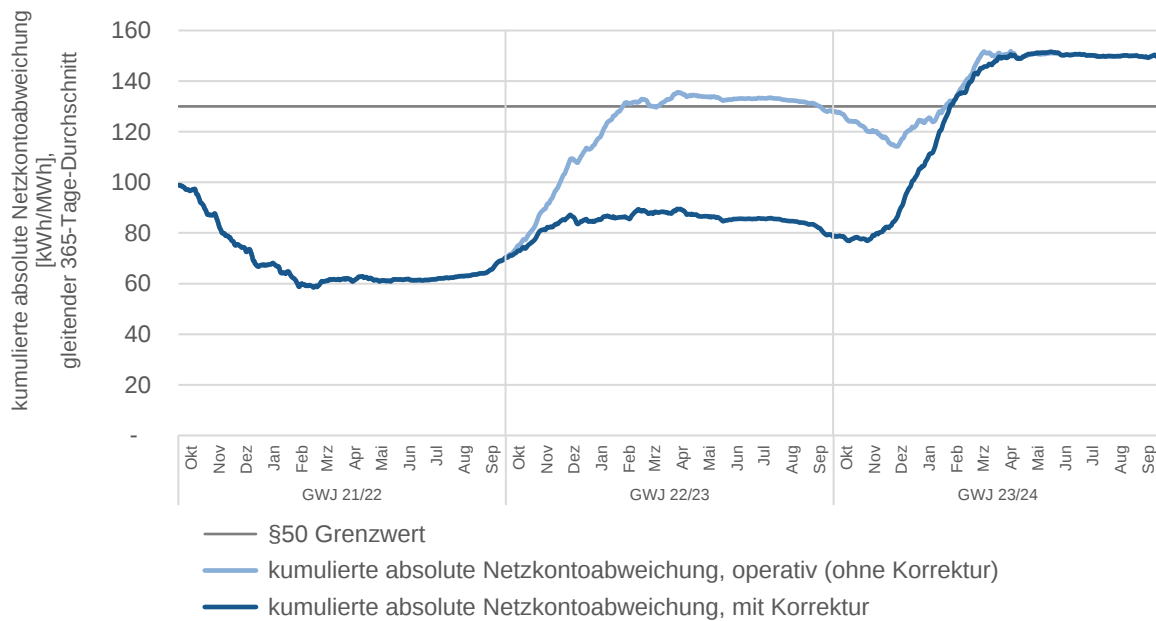


Abbildung 76: Kumulierte absolute Netzkontoabweichung mit und ohne Korrektur, gleitender 365-Tage-Durchschnitt, NB 4, GWJ 21/22 bis 23/24

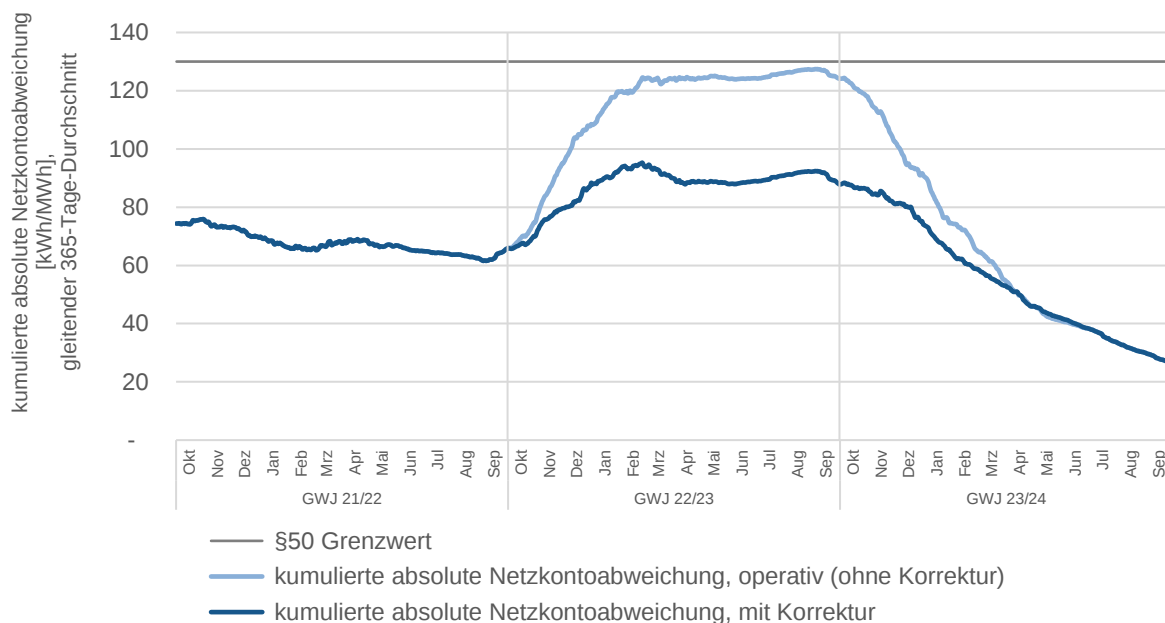


Abbildung 77: Kumulierte absolute Netzkontoabweichung mit und ohne Korrektur, gleitender 365-Tage-Durchschnitt, NB 5, GWJ 21/22 bis 23/24

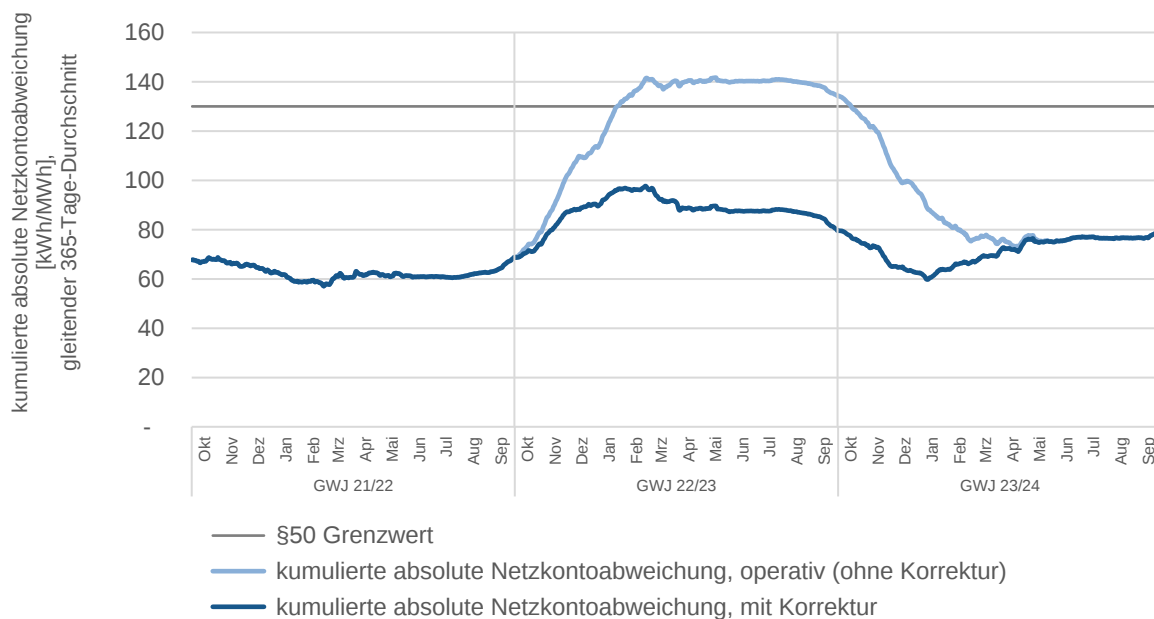


Abbildung 78: Kumulierte absolute Netzkontoabweichung mit und ohne Korrektur, gleitender 365-Tage-Durchschnitt, NB 6, GWJ 21/22 bis 23/24

Diese dargestellten Verläufe des gleitenden Durchschnitts der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung dieser vier NB zeigen deutlich, dass sie vor der Gaskrise zu den NB mit einer

sehr hohen Allokationsgüte gehörten. Die NB 3 und 4 haben in den Jahren vor der Gaskrise mit einem sehr großen Aufwand ihre Stammdaten gepflegt, die Profilausprägung geändert und die individuelle Gasprognosetemperatur (GPT) zur Allokationsmengenermittlung neu eingeführt. Sie scheuten daher den Aufwand, manuell in die Allokationsmengenermittlung einzugreifen. Die NB 5 und 6 sind seit Anbeginn Anwender der GPT und die zwei verschiedenen verlaufenden Diagramme zeigen, wie individuell das sich im Krisenfall ändernde Kundenverhalten ausfallen kann. Der NB 6 hat einen Großteil seiner SLP-Kunden im ländlichen Bereich, in dem eine Holzkomfortheizung zur wesentlichen Ausstattung der Häuser zählt. Hier wurde also vermutlich verstärkt auf die Beheizung mit Holz umgestellt und es wäre eine völlig anderer Korrekturfaktor notwendig gewesen als z.B. beim NB 5. Da aber aus der Netzkontosicht nicht auf das Verhalten des Einzelkunden (der NB weiß z.B. nicht, ob ein Holzofen vor Ort vorhanden ist und dieser auch benutzt wird) geschlossen werden kann, haben alle vier NB auf einen Korrekturfaktor verzichtet.

3.3.10 Modellbetrachtungen der PG SLP im BDEW

Die Verwerfungen, die durch die Gaskrise/Ukrainekrieg in den Netzkontensalden der NB deutlich zu sehen waren, stellten die Mitglieder vor die Herausforderung, Lösungsmöglichkeiten zu finden, um solche spontane Verbrauchsverhaltensänderungen besser abbilden zu können. Es wurde die Idee einer „angepassten“ Gasprognosetemperatur (GPT) entwickelt.

Zur Umsetzung wurde folgender Weg beschritten:

- Der Marktgebietsverantwortliche THE stellte der PG SLP die Summen-Restlast aller NB in Deutschland der letzten Jahre und die Verlaufskurve der Tagesmitteltemperatur zur Verfügung.
- Die PG SLP entwickelte daraus über einen Sammelkundenwert, skaliert über diese Temperatur und die Summen-Restlast pro Jahr, die Zieltemperatur über 4 Jahre.
- Daraus berechnete ein führender deutscher Wetterdienstleister eine GPT für ganz Deutschland für das jeweilige Folgejahr und stellte diese der PG SLP zu Modellberechnungen zur Verfügung.
- Die tägliche Differenz aus der deutschlandweiten Zieltemperatur und der deutschlandweiten GPT war das aktuelle, geänderte Verbrauchsverhalten aller Gaskunden durch die Gaskrise.

- Diese Berechnungen erfolgten für die Jahre 2018 – 2021, 2019 – 2022 und für die ersten Monate 2023

Zuerst mussten noch Grundsatzfragen geklärt werden:

- Welche Wetterstationen werden für die Bildung der GPT verwendet? Umgesetzter Vorschlag: Die TU München verwendete für ihre Gutachten als Referenzpunkt Würzburg. Deshalb wurde für „normal“ Würzburg als Referenzpunkt für die GPT verwendet. Für „windreich“ dann Hannover.
- Welche Kundenwerte werden für die Zieltemperaturzeitreihen verwendet? Umgesetzter Vorschlag: Die Kundenwerte eines großen NB werden hochskaliert und für die Zieltemperaturzeitreihenberechnung verwendet. Dieser NB stellt fast 4 % der Gesamtmenge der THE dar. Er verwendet die Profile D13, D23 und GHD03. Die Kundenwerte wurden auch auf D14, D24 und GHD04 umgerechnet und für die Zieltemperaturzeitreihenberechnung „windreich“ verwendet.

Sollte die Idee zum Tragen kommen, sähe die zukünftige Vorgehensweise so aus:

- Die THE erhält täglich die GPT für Deutschland und berechnet auf Basis der vorläufigen Restlast die tägliche Zieltemperatur.
- Die tägliche Differenz aus dieser deutschlandweiten Zieltemperatur und der deutschlandweiten GPT ist dann das aktuelle, geänderte Verbrauchsverhalten aller Gaskunden durch die spontane Gasverbrauchsveränderung.
- Der monatliche Mittelwert aus der Abweichung der Zieltemperatur und der GPT wird dem Wetterdienstleister anschließend zu Skalierung der GPT für einzelne NB zur Verfügung gestellt.
- Der Wetterdienstleister sendet anschließend die angepasste GPT im täglichen Prozess an die NB.

Dieser führende deutsche Wetterdienstleister hat in der Folge die historischen Wetterdaten zur Bildung der deutschlandweiten GPT verwendet. Anschließend wurde dann die tägliche Differenz zwischen der Zieltemperatur und der GPT berechnet und den PG SLP Mitgliedern für ihre hausinternen Berechnungen zur Verfügung gestellt.

Beispiel einer Modellrechnung:

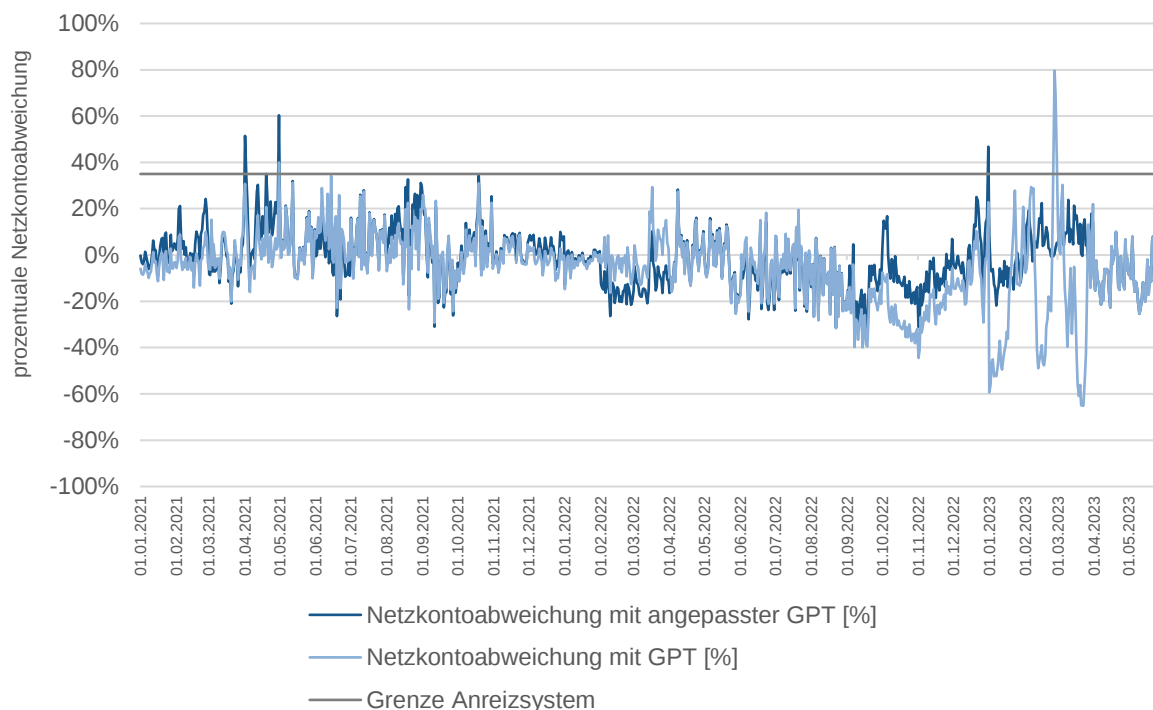


Abbildung 79: Modellbetrachtung einer deutschlandweiten Gasprognosetemperatur mit einer Zieltemperatur

In dem „Normaljahr“ 2021 hätte die angepasste GPT kaum eine Verbesserung gebracht. Im „Krisenjahr“ 2022 wäre die starke prozentuale Überallokation spürbar vermieden worden. Zu Beginn des Jahres 2023 hätte diese Anpassung jedoch in Richtung Unterallokation geführt. Dieses Phänomen trat bei allen der PG SLP zur Verfügung stehenden Auswertungen auf. Diese Idee wurde deshalb nicht weiterverfolgt.

Gründe dafür waren:

- Großer Aufwand auf Seiten der THE und des Wetterdienstleisters. Da viele NB nicht ihre Allokationstemperatur bei einem Wetterdienstleister mit Zieltemperaturanalyse beziehen, war es die Frage, ob sich dieser Aufwand tatsächlich lohnt.
- Wie würden die restlichen Wetterdienstleister, die eine GPT anbieten, diese Anpassung durchführen?
- Wer trägt für die wirtschaftlichen Folgen einer Anpassung die Verantwortung, sollte es wegen fehlenden Daten oder Meldungen zu einer Netzkontoabrechnung bei den NB kommen?

3.3.11 Modellbetrachtung eines schwäbischen Stadtwerks

Temperatur-Korrekturmodell

7-Tagesmittelwert Abweichung zwischen GPT und der Zieltemperatur auf Basis des Bilanzierungsbrennwerts (BBW).

- Berechnung der Zieltemperatur mit dem BBW
- Berechnung der täglichen Abweichung zwischen GPT und der Zieltemperatur BBW
- Berechnung 7-Tagesmittelwert Abweichung BBW, siehe Beispiel

Beispiel: 7-Tagesmittelwert für den Zeitraum 23.08.2022 - 29.08.2022

Am Montag, den 22.08.2022 wird die arithmetische Mittelwertabweichung vom 15.08.2022 - 21.08.2022 berechnet. Nun findet eine Korrektur der GPT 7 Tage lang mit derselben Temperatur statt (wie hier im Beispiel mit +1,2 °C) Original GPT: 23.08.2022 GPT = 21,3 °C + 1,2 °C Anpassung!

Die Allokationstemperatur für den 23.08.2022 ist nun 22,5 °C

Jahr	Monat	Datum	7 Tage	GPT (DWD)	Zieltemperatur BBW	Abweichung Zieltemperatur. GPT	7-Tagesmittelwert Abweichung BBW
2022	2022 08	Sa 13.08.2022	4	22,3	23,7	1,4	1,3
2022	2022 08	So 14.08.2022	5	22,5	24,3	1,8	1,3
2022	2022 08	Mo 15.08.2022	6	22,1	23,7	1,6	1,3
2022	2022 08	Di 16.08.2022	7	22,3	23,6	1,3	1,9
2022	2022 08	Mi 17.08.2022	1	22,3	22,6	0,3	1,9
2022	2022 08	Do 18.08.2022	2	21,7	22,4	0,7	1,9
2022	2022 08	Fr 19.08.2022	3	21,3	22,5	1,2	1,9
2022	2022 08	Sa 20.08.2022	4	20,8	22,2	1,4	1,9
2022	2022 08	So 21.08.2022	5	20,6	22,3	1,7	1,9
2022	2022 08	Mo 22.08.2022	6	21,0	23,2	2,2	1,9
2022	2022 08	Di 23.08.2022	7	21,3	22,0	0,7	1,2
2022	2022 08	Mi 24.08.2022	1	21,6	24,2	2,6	1,2
2022	2022 08	Do 25.08.2022	2	21,6	24,6	3,0	1,2
2022	2022 08	Fr 26.08.2022	3	21,6	23,8	2,2	1,2
2022	2022 08	Sa 27.08.2022	4	20,9	22,5	1,6	1,2
2022	2022 08	So 28.08.2022	5	20,6	23,0	2,4	1,2
2022	2022 08	Mo 29.08.2022	6	20,6	22,7	2,1	1,2

Abbildung 80: Darstellung des Berechnungsmodells für die Korrektur der GPT über die Zieltemperaturberechnung

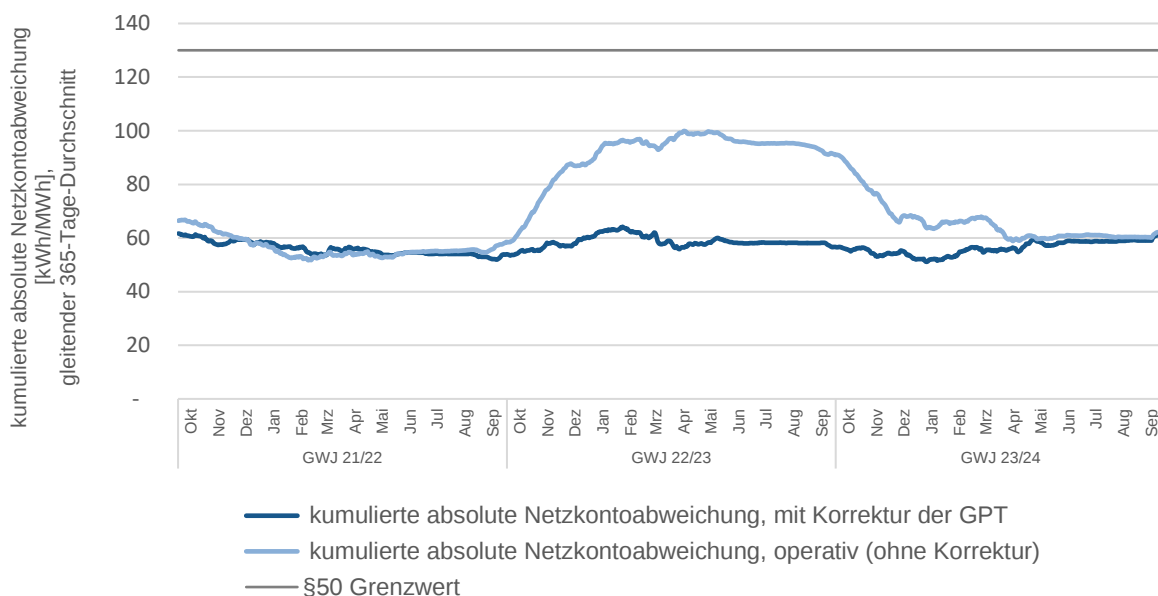


Abbildung 81: Gleitender Durchschnitt der Allokationsgüte operativ und mit einer individuell angepassten GPT

Da dieses Modell nicht marktregelkonform ist (die lokale GPT weicht von der angepassten GPT des Stadtwerks ab und diese Änderung kann das Stadtwerk dem Markt nicht melden), konnte es nicht zur Anwendung kommen.

Deshalb hat das Stadtwerk beschlossen, die Kundenwerte anzupassen. Die BNetzA/BK 7 wurde im August 2022 über dieses Verfahren informiert.

November 2022: 63 % aller SLP-Anlagen wurden abgeändert oder -5,8 % Wertänderung.

März 2023: ca. 60 % aller SLP-Anlagen wurden wieder auf den Stand zum 01.10.2022 oder 4,3 % Wertänderung.

Mai 2023: Neuberechnung aller Kundenwerte auf Basis der Abrechnung 2022. Wertänderung zu 10.2022 – 6,0 %.

Mai 2024: Neuberechnung aller Kundenwerte auf Basis der Abrechnung 2023.

4 Schlussfolgerung und Empfehlungen

Aus den Ergebnissen der durchgeführten Untersuchungen werden die nachfolgenden wesentlichen Schlussfolgerungen und Empfehlungen abgeleitet.

4.1 Netzkontensystematik und Anreizsystem

Ein sinnvolles Anreizsystem muss aus Sicht der Beteiligten so ausgestaltet sein, dass es die Marktteilnehmer zu einer regelkonformen Anwendung des SLP-Verfahrens unter Ausschöpfung der Optimierungsmöglichkeiten nach dem BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden zur Abwicklung von Standardlastprofilen Gas anreizt und diese nicht in ein systemwidriges Verhalten zu Lasten anderer Marktteilnehmer drängt. Insbesondere sollte ein Anreizsystem Wirkung gegenüber den Marktteilnehmern entfalten, deren Prozessqualität sich deutlich gegen die des sonstigen Marktes negativ abhebt.

Hinsichtlich der Netzkontensystematik und des Anreizsystems wird festgestellt:

- Das bestehende Anreizsystem auf täglicher Basis kann auch systemkonform tätige NB treffen, die bereits intensiv an der Optimierung der SLP-Allokationsgüte gearbeitet haben:
 - Für das GWJ 2020/21 im Zeitraum von 9 Monaten wurden im Marktgebiet NCG 44 % sowie im Marktgebiet GASPOOL 37 % abgerechnet.
 - Für das Marktgebiet THE ergibt sich 2021/22 eine geringere Abrechnungsquote (25 %). Diese lässt sich mit der Tatsache erklären, dass durch die Marktgebietszusammenlegung die VNB, die sich zuvor in der Marktgebietsüberlappung befanden, nur noch mit einem Netzkonto abgerechnet werden. Zusätzlich konnten vor allem diese NB mit der Zusammenlegung ihre Netzkonten besser prognostizieren, was vermutlich durch den Wegfall der Komplexität der damaligen Marktgebietstrennung erklärbar ist. Im Zuge der Gaskrise ab 2022 sind vor allem Netze mit synthetischen SLP-Bilanzierungsverfahren durch Verbrauchsreduzierung tendenziell eher überspeist, was zu deutlich weniger abgerechneten Unterspeisungen geführt hat und die Abrechnungsquote im GWJ 2022/23 auf 22 % sinken ließ. Des Weiteren ist eine Verbesserung der SLP-Allokationsgüte erkennbar, welche Einfluss auf die Abrechnungsquote hat und im GWJ 2023/24 dafür sorgte, dass die Abrechnungsquote bei 23 % lag und somit als stabil im gesamtdeutschen Marktgebiet angesehen werden kann (siehe Abbildung 12 und Tabelle 6).

- In einigen Netzkonten werden Allokationsgütern erreicht, die unter Berücksichtigung der systemischen Grenzen des SLP-Verfahrens nicht zu jedem Zeitpunkt nachvollziehbar erscheinen; diese sollten grundsätzlich nicht als Maß für die erreichbare Allokationsgüter herangezogen werden (Tabelle 13).
- Das Anreizsystem sollte ohne Anpassung der Modelllogik fortgeführt werden. Es wird empfohlen, auch die erweiterten Regelungen der Prüfpflicht nach § 50 KoV weiterhin anzuwenden.
 - Gemäß der Festlegung GaBi Gas 2.0 soll der Anreizmechanismus die Bereitstellung einer genauen Prognose bei SLP-Entnahmestellen anreizen. Es kann angenommen werden, dass das bestehende Anreizsystem grundsätzlich geeignet ist, NB zu einer Befassung mit den relevanten Prozessen zu veranlassen. Daher ist die Aufrechterhaltung eines entsprechenden Mechanismus jedenfalls zu befürworten.
 - Die 2020 eingeführte Prüfpflicht nach § 50 KoV stellt eine Ergänzung des bisherigen Anreizsystems dar. Die gemittelte Allokationsgüter der NB, die 2021 durch die Marktgebietsverantwortlichen aufgefordert wurden, Maßnahmen zur Verbesserung der Anwendung von Standardlastprofilen einzuführen, hat sich vom KJ 2020 zum KJ 2023 um 82,8 kWh/MWh reduziert und liegt mit 128,98 kWh/MWh unter dem aktuellen Grenzwert von 130 kWh/MWh gemäß KoV (siehe Abbildung 72).

4.2 Zusammenhangsanalyse zwischen Netzkontosalden und dem Einsatz externer Regelenergie

Hinsichtlich des Zusammenhangs zwischen Netzkontosalden und dem Einsatz externer Regelenergie wird festgehalten:

- Die täglichen addierten positiven und negativen Netzkontosalden („Marktgebietssalden“) und der Einsatz täglicher externer Netto-Regelenergie weisen eine schwache bis mittlere lineare Korrelation auf (Tabelle 36 bis Tabelle 47).
- Die externe Regelenergiebeschaffung wird von Netzkontosalden, Bilanzkreissalden, Konvertierung und dem Einsatz interner Regelenergie beeinflusst. Abweichungen in NK und Bilanzkreisen sowie Konvertierung und die Steuerung der internen Regelenergie glei-

chen sich in unterschiedlichem Grad aus. Daher wird der externe Netto-Regelenergiebedarf nicht allein durch die Netzkontosalden erklärt. Es besteht damit auf Tagesbasis kein eindeutiger funktionaler Zusammenhang zwischen Netzkontosalden bzw. SLP-Allokationen und dem Einsatz externer Netto-Regelenergie. Dies zeigte der untersuchte lineare statistische Zusammenhang der beiden Größen auf Tagesbasis. Das Ziel, die Netzkontosalden gering zu halten, wird weiterhin beibehalten.

- Eine Systemgefährdung, die Maßnahmen nach § 16 EnWG zur Folge gehabt hätte, trat im Betrachtungszeitraum nicht auf, obgleich negative Tagesmitteltemperaturen von bis zu - 6°C vorkamen.

4.3 Prognosegüte der SLP

Das aktuell praktizierte Allokationsverfahren für Ausspeisepunkte ohne stündliche Energiemengenerfassung (Standardlastprofile gemäß § 24 GasNZV) stellt weiterhin ein transparentes und massengeschäftstaugliches Verfahren dar, das durch seine Reduktion auf einfache, pauschalisierte Einflussfaktoren geeignet ist, auch die faire Partizipation neuer und kleiner Marktteilnehmer am Gasmarkt zu ermöglichen und weiterhin Wettbewerb zu fördern:

- Die Ermittlung tagesscharf zu bilanzierender Energiemengen erfolgt unter Berücksichtigung von Standardlastprofilen, ex ante zwischen dem NB und den Transportkunden abgestimmten Kundenwerten und ex ante diskriminierungsfrei ermittelter Allokationstemperaturen.
- Bilanzkreisverantwortliche/Transportkunden werden im Zuge des SLP-Bilanzierungsverfahrens in der Sparte Gas (bei temperaturabhängigen Entnahmen abweichend von der Sparte Strom) hinsichtlich evtl. Bilanzkreisabweichungen durch eine Bilanzierung auf Basis von ex ante bekannt gegebenen Allokationsmengen bewusst risikolos gestellt.
- Anteile der Gesamtkosten aus der Bereitstellung von Regelenergie werden nach einem in Konni und GaBi Gas 2.0 festgelegten Verteilungsmechanismus auf die Bilanzierungsumlagekonten verteilt. Neben den Kosten und Erlösen zur Bereitstellung der Regelenergie werden noch weitere Kosten und Erlöse dem SLP-Bilanzierungsumlagekonto zugerechnet.

Hinsichtlich der Anwendung des Standardlastprofilverfahrens und der Prognosegüte der SLP wird festgehalten:

- Es kann weiterhin vermutet werden, dass nicht wenige NB die Prüfpflicht nach § 50 KoV zum Anlass genommen haben, sich erneut mit der Überprüfung der Stammdaten und den Prozessen rund um die SLP-Anwendung zu beschäftigen. Grundvoraussetzung zur Anwendung der Allokationsverfahren nach Leitfaden SLP sind die korrekte Anwendung von Prozessen und Stammdaten.
- Es gibt weiterhin keine Anzeichen, dass die VNB in Deutschland die zur Verfügung stehenden SLP-Allokationswerkzeuge (vergl. hierzu insbesondere „Leitfaden Abwicklung von Standardlastprofilen Gas“) nicht dauerhaft bestimmungsgemäß anwenden.
- Das Optimierungspotenzial des Standardlastprofilverfahrens auf der Grundlage massengeschäftstauglicher und hochtransparenter Methoden scheint im Betrachtungszeitraum weitgehend ausgeschöpft:
 - Angesichts der durch die Verbände fortwährend durchgeführten Untersuchungen und Detailanpassungen (vergl. Statusbericht, FfE-Gutachten, Einführung Sig-LinDe) kann davon ausgegangen werden, dass die realistischen Optimierungsgrenzen des Verfahrens grundsätzlich erreicht sind. Diese Aussage schließt jedoch nicht die Optimierungsmöglichkeit durch die Anwendung der Gasprognosetemperatur nach SLP-Leitfaden ein, die seit dem 01. Oktober 2020 in die Prüfroutinen nach § 50 KoV aufgenommen wurde.
- Die aktuelle Tagesmitteltemperatur ist für die Prognose der Ausspeisemenge von SLP-Kunden eine wesentliche, aber nicht die einzig relevante Größe:
 - Offensichtlich haben neben der Tagesmitteltemperatur auch noch andere Wetterbedingungen, kalendarische Zusammenhänge, kundenindividuelles Verbrauchsverhalten sowie nicht näher identifizierbare Faktoren einen teils wesentlichen Einfluss auf die durch die SLP-Kunden entnommene Ausspeisemenge (bspw. Abbildung 36 und Abbildung 39 und Abbildung 42). Deutlich wird dies dadurch, dass bei gleicher Tagesmitteltemperatur in den verschiedenen Jahreszeiten andere Mengen von den SLP-Kunden bezogen werden. Auch kann beobachtet werden, dass bei gleicher Tagesmitteltemperatur und gleicher Jahreszeit im Vergleich zwischen den GWJ teils deutlich andere Mengen von den SLP-Kunden bezogen werden (bspw. Abbildung 37 und Abbildung 40 und Abbildung 43).
 - Einen weiteren systemimmanenten Fehler stellt hier die Prognoseabweichung seitens Wetterdienstleister dar (siehe FfE-Statusbericht).

- Die zuvor genannten Einflussgrößen waren aufgrund jahrzehntelanger Betriebserfahrungen bereits vor der Einführung des temperaturbasierten SLP-Verfahrens grundsätzlich bekannt (siehe Gutachten TU München, Nov. 2002). Mit dem Ziel, einen massengeschäftstauglichen Gasmarkt zu schaffen, wurde die Tagesmitteltemperatur als einzige Führungsgröße etabliert. Diese Führungsgröße wurde ab Oktober 2018 mit der Einführung der Gasprognosetemperatur weiterentwickelt. Die Gasprognosetemperatur berücksichtigt die oben genannten Einflussfaktoren.
- Die Gasprognosetemperatur (GPT) zielt darauf ab, den systemimmanenten Fehler der Allokationsmengenermittlung (bei gleicher Temperaturprognose und gleichem Wochentag wird unabhängig von der Jahreszeit die gleiche Menge allokiert) auszugleichen. Im idealen Fall spiegelt die GPT das Verbrauchsverhalten der SLP-Kunden im Netzgebiet wider. Mit der GPT ist es möglich, dass der NB eine Verbesserung der Allokationsgüte erreicht. Weiterhin sind allerdings eine hohe Güte der Stammdaten sowie die Auswahl des korrekten Lastprofils Kernelemente der SLP-Allokation.
- Dem NB werden – über den Rahmen verbindlicher regulatorischer und vertraglicher Leitplanken hinaus – Anreize zur Optimierung der SLP-Allokationsgüte gesetzt. Daher ist jede Einschränkung seiner Handlungsfreiheit bei der Parametrierung seines Lastprofilverfahrens kontraproduktiv:
 - Der NB hat bei der SLP-Allokation bei Einhaltung der gültigen verbindlichen regulatorischen und vertraglichen Leitplanken in der operativen, täglichen Praxis keine Freiheitsgrade. Die SLP-Allokationen ergeben sich aus einem mit dem Transportkunden verbindlich vereinbarten transparenten Algorithmus, den der NB eigenverantwortlich festzuschreiben hat.
 - Der NB darf derzeit auch dann, wenn er eine evtl. Fehlprognose für den Folgetag aufgrund langjähriger betrieblicher Erfahrungswerte als wahrscheinlich ansehen würde, nicht von seinem Standardverfahren abweichen.
 - Aus der Sicht des Transportkunden beugt dies evtl. Diskriminierungs- oder Missbrauchsvermutungen vor; für das Gesamtsystem ergeben sich hieraus zwangsläufig – und letztlich auch durch das Bilanzierungsregime bewusst in Kauf genommen – ggf. vermeidbare Prognoseabweichungen, die systemimmanent über das Marktgebiet monetär zu solidarisieren sind.

- Die Palette der zulässigen SLP-Allokationswerkzeuge muss möglichst breit gestaltet sein, um allen NB die optimale Anpassung des SLP-Verfahrens an das Kundenverhalten im jeweiligen Netzgebiet zu ermöglichen. Auch ergänzende Werkzeuge sind wichtige Hilfsmittel (bspw. die Gasprognosetemperatur, Optimierungsfaktoren gem. SLP-Leitfaden).
- Die Beschneidung der Handlungsoptionen des NB – bspw. durch eine Verringerung der zulässigen SLP oder auch durch die Vorgabe verbindlicher Temperaturstationen oder -verfahren – wären jedoch mit dem Grundsatz der Allokationsverantwortung des NB, von der jeder zielführende Anreizmechanismus getragen wird, nicht vereinbar.
- Die Entwicklung neuer Standardlastprofile – bspw. auf Grundlage kundenindividueller Messungen – erscheint aus heutiger Perspektive nicht sinnvoll; aus der Perspektive des Gesamtsystems sind Optimierungen der VNB auf der Netzkontenebene der VNB zu bevorzugen:
 - Die Entwicklung im Wärmesektor ist nach Erfahrung der NB derzeit so ausgeprägt, dass auch neuere Analysen ggf. schon nach kurzer Zeit wieder veraltet wären.
 - Es ist angesichts des vielschichtigen Wärmemarktes eine sehr breite Stichprobe zur Erreichung einer hinreichend repräsentativen Aussage notwendig. Kosten und Nutzen stünden in keinem angemessenen Verhältnis.
 - Grundsätzlich sind netzgebietsweite Optimierungen schneller umsetzbar und können in einem sich wandelnden dynamischen Gesamtsystem schneller nachgeführt werden.
- Für synthetisch bilanzierende NB wird zur Verbesserung der Allokationsgüte die Prüfung der Anwendung der GPT empfohlen; für NB, die der Prüfpflicht nach § 50 KoV unterliegen, ist dies verpflichtend. Hierbei ist zu beachten:
 - Eine Anwendung der GPT ist ohne vorherige Netzkontoanalyse nicht angeraten, da diese im Einzelfall auch zu einer Verschlechterung der Allokationsgüte des NB führen kann.
 - Die GPT kann eine Stammdaten- und Prozessbereinigung bei den NB nicht ersetzen. Vielmehr stellen diese Maßnahmen die Grundvoraussetzungen dar, ohne deren vorherige Durchführung auch die Verwendung der GPT scheitern wird.
 - Für die erste Indikation kann die Excel-Anwendung der Prüfroutine Nachweistool synthetisches Verfahren nach Leitfaden SLP herangezogen werden.

- Für analytisch bilanzierende NB wird zur Verbesserung der Allokationsgüte die Prüfung der Anwendung von Optimierungsverfahren nach Leitfaden SLP bzw. entsprechend der Prüfroutine empfohlen. Vor der Anwendung von Optimierungsverfahren sind die Restlastberechnung sowie die Ersatzwertbildung zu überprüfen. Für NB, die der Prüfpflicht nach § 50 KoV unterliegen, ist dies verpflichtend. Hierbei ist zu beachten:
 - Die Optimierungsfaktoren müssen in regelmäßigen Abständen aktualisiert werden.
 - Die Optimierungsverfahren können eine Stammdaten- und Prozessbereinigung bei den NB nicht ersetzen. Zum Beispiel ist auch im erweiterten analytischen Verfahren die korrekte Kundenwertberechnung für die Berechnung der Zerlegungsfaktoren zwingend erforderlich.
 - Für die erste Indikation kann die Excel-Anwendung der Prüfroutine Nachweistool analytisches Verfahren nach Leitfaden SLP herangezogen werden.
- Vor dem Hintergrund der Marktsituation, die infolge des Ukraine-Krieges zu einer mit einem hohen Preisniveau einhergehenden angespannten Beschaffungssituation in der Gaswirtschaft geführt hat, haben auch Einsparungen von SLP-Gaskunden zu einem signifikanten Verbrauchsrückgang im Winter 2022/23 geführt. Kurzfristige und starke Verbrauchsverhaltensänderungen der SLP-Gaskunden haben selbst bei Anwendung der Gasprognosetemperatur zu großen Abweichungen in den Netzkonten geführt. Daher war es folgerichtig, den Marktbeteiligten die Möglichkeit zu eröffnen, diese Verbrauchsänderung auch in den Allokationen des synthetischen Standardlastprofilverfahrens (SLP-Verfahren) zu berücksichtigen und diese damit an die veränderte Marktsituation anzupassen. Diese wurde dabei als außergewöhnlich eingeschätzt, so dass von einem „begründeten Ausnahmefall“ im Sinne Anwendung von § 24 Abs. 4, Satz 5 GasNZV ausgegangen werden konnte und damit in diesem Ausnahmefall eine unterjährige Anpassung der Jahresverbrauchsprognose gerechtfertigt erschien, sofern eine unternehmensindividuelle Überprüfung durch den NB systematische und signifikante Überspeisungen ergab.
 - Die Freigabe eines Korrekturfaktors führte zum Teil zu geringeren Netzkontoabweichungen. Ein Korrekturfaktor ist inhärent diskriminierungsfrei. Allerdings existierten zum einen zu wenige Erfahrungen, wie ein solcher Faktor zu ermitteln sei, zum anderen sind nicht alle vorhandenen IT-Systeme dazu in der Lage, einen Korrekturfaktor abzubilden, da dies grundsätzlich im Regelwerk nicht vorgesehen ist.
 - Auch die Freigabe der Kundenwertanpassungen führte zum Teil zu geringeren Netzkontoabweichungen. Die Umsetzung der Kundenwertanpassungen in den

Systemen des NB ist aufwändig. Dies gilt insbesondere dann, wenn einzelne Lieferanten einer Kundenwertanpassung widersprechen. Auch zur Höhe der Kundenwertanpassung lagen zu wenige Erfahrungen vor, sodass diese auf Grundlage von Schätzungen des NB vorgenommen werden mussten.

- Eine nicht in der Mitteilung Nr. 9 vom 17.08.2022 angeführte Anpassung der Gasprognosetemperatur analog des schwäbischen Stadtwerke Modells (siehe 3.3.11) könnte in einer Ausnahmesituation eine praxistaugliche und wirksame Alternative zu den genannten Optionen sein. Die Kundenwerte werden dabei nicht angepasst, einzig die Gasprognosetemperatur des Wetterdienstleisters wird an das kurzfristig geänderte Verbrauchsverhalten angeglichen.

Zusammenfassend und vor dem Hintergrund, dass Krisensituationen auch in Zukunft nicht ausgeschlossen werden können, sollten ergänzende bedingte Korrekturmöglichkeiten in Abstimmung mit der BNetzA weiter analysiert werden und im Rahmen der etablierten selbstregulatorischen KoV-Prozesse unter Mitwirkung der Marktbeteiligten im SLP-Leitfaden beschrieben werden.

Ansprechpartner:

Fabian Siemer

Geschäftsbereich Energienetze, Regulierung und Mobilität

BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.

Reinhardtstraße 32

10117 Berlin

Tel.: +49 30 300 199-1116

fabian.siemer@bdew.de

www.bdew.de