

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	9
Abkürzungsverzeichnis.....	13
1 Hintergrund und Zielsetzung des Berichts	15
1.1 Vorgehensweise und Zielsetzung.....	15
1.2 Ausgangslage	16
1.3 Regulatorische und rechtliche Vorgaben	16
1.4 Begriffsbestimmungen.....	18
2 Netzkontensystematik und Anreizsystem	24
2.1 Anzahl der Netzkonten	24
2.1.1 Marktgebiet NCG	24
2.1.2 Marktgebiet GASPOOL	25
2.1.3 Erläuterung zur Anzahl der NK in den Marktgebieten	25
2.2 Abrechnung, Veröffentlichung und Meldung nach der täglichen Netzkontensystematik.....	25
2.2.1 Grundlagen	25
2.2.2 Abrechnung und Veröffentlichung nach der täglichen Netzkontensystematik als Anreizsystem im zeitlichen Verlauf	28
2.2.2.1 Marktgebiet NCG	29
2.2.2.2 Marktgebiet GASPOOL	34
2.2.2.3 Vergleich der Abrechnung der täglichen NKS in den Marktgebieten.....	38
2.3 Häufigkeit der Abrechnung der NK nach der täglichen Netzkontensystematik.....	39
2.3.1 Marktgebiet NCG	40
2.3.2 Marktgebiet GASPOOL	42
2.3.3 Vergleich der Marktgebiete.....	43
3 Prognosegüte der SLP	44

3.1	Grundlagen der Anwendung der SLP Gas	44
3.2	Statistische Grundlagen	44
3.3	Datenanalyse	48
3.3.1	SLP- und RLM-Allokationsmengen.....	48
3.3.1.1	Marktgebiet NCG	49
3.3.1.2	Marktgebiet GASPOOL.....	50
3.3.1.3	Vergleich der Marktgebiete.....	50
3.3.2	SLP-Allokationsmengen nach Allokationsverfahren	51
3.3.2.1	Marktgebiet NCG	52
3.3.2.2	Marktgebiet GASPOOL.....	54
3.3.2.3	Vergleich der Marktgebiete.....	55
3.3.3	NKS auf Tagesbasis.....	56
3.3.3.1	Marktgebiet NCG	57
3.3.3.2	Marktgebiet GASPOOL.....	58
3.3.3.3	Vergleich der Marktgebiete.....	59
3.3.4	Allokationsgüte.....	60
3.3.4.1	Allokationsgüte auf Jahresbasis	60
3.3.4.1.1	Marktgebiet NCG	61
3.3.4.1.2	Marktgebiet GASPOOL.....	63
3.3.4.1.3	Vergleich der Marktgebiete	65
3.3.4.2	Allokationsgüte auf Monatsbasis	66
3.3.4.2.1	Marktgebiet NCG	67
3.3.4.2.2	Marktgebiet GASPOOL.....	72
3.3.4.2.3	Vergleich der Marktgebiete	77
3.3.5	Zusammenhangsanalyse zwischen NKS und Tagesmitteltemperatur	81
3.3.5.1	Synthetisches Verfahren	83
3.3.5.1.1	Marktgebiet NCG	83

3.3.5.1.2	Marktgebiet GASPOOL.....	88
3.3.5.1.3	Vergleich der Marktgebiete	92
3.3.5.2	Analytisches Verfahren	93
3.3.5.2.1	Marktgebiet NCG	93
3.3.5.2.2	Marktgebiet GASPOOL.....	98
3.3.5.2.3	Vergleich der Marktgebiete	102
3.3.6	Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung getrennt nach Verfahren je GWJ und Marktgebiet	102
3.3.6.1	Synthetisches Verfahren	103
3.3.6.1.1	Marktgebiet NCG	103
3.3.6.1.2	Marktgebiet GASPOOL.....	105
3.3.6.1.3	Vergleich der Marktgebiete	106
3.3.6.2	Analytisches Verfahren	107
3.3.6.2.1	Marktgebiet NCG	107
3.3.6.2.2	Marktgebiet GASPOOL.....	109
3.3.6.2.3	Vergleich der Marktgebiete	110
3.3.7	Externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis für ausgewählte Monate	111
3.3.7.1	Marktgebiet NCG	112
3.3.7.2	Marktgebiet GASPOOL.....	116
3.3.7.3	Vergleich der Marktgebiete.....	119
3.3.8	Auswirkungen der Corona-Pandemie.....	130
4	Schlussfolgerung und Empfehlungen	131
4.1	Netzkontensystematik und Anreizsystem	131
4.2	Zusammenhangsanalyse zwischen Netzkontosalden und dem Einsatz externer Regelenergie	133
4.3	Prognosegüte der SLP	133

Abbildungen

Abbildung 1: Anzahl der NK (VNB mit SLP), GWJ 16/17 bis 19/20, NCG	24
Abbildung 2: Anzahl der NK (VNB mit SLP), GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL.....	25
Abbildung 3: Anzahl der Gutschriften, Rechnungen und Veröffentlichungen nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 bis 19/20 NCG	29
Abbildung 4: Abrechnungsbeträge (in Mio. €) nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG	31
Abbildung 5: Anzahl der Gutschriften, Rechnungen und Veröffentlichungen nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 bis 19/20 GASPOOL.....	34
Abbildung 6: Abrechnungsbeträge (in Mio. €) nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL.....	35
Abbildung 7: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG	40
Abbildung 8: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL.....	42
Abbildung 9: Übersicht Bestandteile Boxplot-Diagramm.....	46
Abbildung 10: monatliche Allokationsmengen SLP und RLM, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG	49
Abbildung 11: monatliche Allokationsmengen SLP und RLM, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL.....	50
Abbildung 12: monatliche Allokationsmengen SLP, analytisch und synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG.....	52
Abbildung 13: monatliche Allokationsmengen SLP, analytisch und synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL	54
Abbildung 14: NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis getrennt nach Über- und Unterallokation, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG.....	57
Abbildung 15: NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis getrennt nach Über- und Unterallokation, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL	58
Abbildung 16: positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL.....	59

Abbildung 17: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG.....	61
Abbildung 18: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG.....	62
Abbildung 19: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL	63
Abbildung 20: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL.....	64
Abbildung 21: Boxplot Tagesmitteltemperatur auf Monatsbasis, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG	67
Abbildung 22: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG.....	68
Abbildung 23: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG	69
Abbildung 24: Boxplot Tagesmitteltemperatur auf Monatsbasis, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL.....	72
Abbildung 25: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL	73
Abbildung 26: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL.....	74
Abbildung 27: SLP-Allokation bzw. Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG	83
Abbildung 28: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG	84
Abbildung 29: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG	86
Abbildung 30: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL	88

Abbildung 31: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL	89
Abbildung 32: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL	91
Abbildung 33: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG	93
Abbildung 34: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG	94
Abbildung 35: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG	96
Abbildung 36: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL	98
Abbildung 37: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL	99
Abbildung 38: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL	101
Abbildung 39: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG.....	103
Abbildung 40: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL	105
Abbildung 41: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG.....	107
Abbildung 42: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL	109
Abbildung 43: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Oktober, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG	112

Abbildung 44: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Februar, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG	113
Abbildung 45: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat April, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG.....	114
Abbildung 46: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Juli, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG.....	115
Abbildung 47: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Oktober, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL.....	116
Abbildung 48: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Februar, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL.....	117
Abbildung 49: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat April, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL	118
Abbildung 50: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Juli, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL	119
Abbildung 51: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis, Monat Oktober, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL.....	121
Abbildung 52: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis, Monat Februar, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL.....	123
Abbildung 53: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis, Monat April, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL	126
Abbildung 54: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis, Monat Juli, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL.....	129

Tabellen

Tabelle 1: Übersicht Abrechnung nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG	33
Tabelle 2: Übersicht Abrechnung nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL.....	37
Tabelle 3: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG	41
Tabelle 4: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL.....	43
Tabelle 5: Interpretationsrichtlinie Korrelationskoeffizient	45
Tabelle 6: Übersicht Bestandteile des Boxplot-Diagramms	47
Tabelle 7: Prämissen in der Datenanalyse	48
Tabelle 8: Übersicht höchste und geringste monatliche Allokationsmengen SLP und RLM, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL.....	51
Tabelle 9: Verteilung der SLP-Allokationen nach Clustern, analytisch und synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG	53
Tabelle 10: Verteilung der SLP-Allokationen nach Clustern, analytisch und synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL.....	55
Tabelle 11: Übersicht höchste und geringste monatliche Allokationsmengen SLP, analytisch und synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL.....	56
Tabelle 12: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen positivem NKS im Marktgebiet NCG und positivem NKS im Marktgebiet GASPOOL auf Tagesbasis, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL.....	59
Tabelle 13: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen negativem NKS im Marktgebiet NCG und negativem NKS im Marktgebiet GASPOOL auf Tagesbasis, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL.....	60
Tabelle 14: Kennzahlen Boxplots kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL.....	65

Tabelle 15: Kennzahlen Boxplots Temperaturverteilung und kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, Monat Oktober, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL	77
Tabelle 16: Kennzahlen Boxplots Temperaturverteilung und kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, Monat Februar, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL	78
Tabelle 17: Kennzahlen Boxplots Temperaturverteilung und kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, Monat April, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL	79
Tabelle 18: Kennzahlen Boxplots Temperaturverteilung und kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, Monat Juli, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL	80
Tabelle 19: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG	85
Tabelle 20: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG	87
Tabelle 21: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL	90
Tabelle 22: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL	92
Tabelle 23: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG	95
Tabelle 24: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG	97

Tabelle 25 Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL.....	100
Tabelle 26: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL.....	102
Tabelle 27: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG.....	104
Tabelle 28: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL	106
Tabelle 29: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, analytisch, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG.....	108
Tabelle 30: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, analytisch, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL	110
Tabelle 31: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Oktober, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL.....	120
Tabelle 32: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS in den Marktgebieten NCG und GASPOOL auf Tagesbasis, Monat Oktober, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL.....	121
Tabelle 33: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Februar, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL.....	122
Tabelle 34: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS in den Marktgebieten NCG und GASPOOL auf Tagesbasis, Monat Februar, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL.....	124
Tabelle 35: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat April, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL	125

Tabelle 36: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS in den Marktgebieten NCG und GASPOOL auf Tagesbasis, Monat April, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL127

Tabelle 37: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Juli, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL 128

Tabelle 38: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS in den Marktgebieten NCG und GASPOOL auf Tagesbasis, Monat Juli, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL130

Abkürzungsverzeichnis

A	Allokationsmenge
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 Gasverteilern
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 Ausspeisernetz
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
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e.V.
VNB	Verteilernetzbetreiber

1 Hintergrund und Zielsetzung des Berichts

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

- Unter Mitwirkung der Marktgebietsverantwortlichen (MGV) haben die Verteilernetzbetreiber (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 Gasverteilernetzunternehmen (GEODE) organisierten Verteilernetzbetreiber 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) 2018/19 und 2019/20. Die Betrachtung der GWJ 2016/17 und 2017/18 wurde bereits im Evaluierungsbericht vom März 2019 durchgeführt, auf die erneute Beschreibung wird im Folgenden verzichtet.
- Darstellung der täglichen Netzkontoabweichungssystematik in den 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 MGV 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 unmöglich.

1.3 Regulatorische und rechtliche Vorgaben

Netzkontensystematik und Anreizsystem

Gemäß GaBi Gas 2.0 haben die NB unter Mitwirkung der MGV 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 01. Oktober 2020 ergänzt. Folgende Vorgaben wurden durch die Festlegung vorgegeben:

- 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.

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

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

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 bundeseinheitlichen Mehr-/Mindermengenpreis des Anwendungsmonats 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 zuletzt am 11.8.2017 geänderten GasNZV (BGBl. I S. 3194) 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 bestehen zwei Marktgebiete: GASPOOL und NetConnect Germany (NCG).

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.²

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

² Siehe § 4 Nr. 26 KoV XI

- 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 MGV 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 MGV 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 NB (i) ohne Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) pro Marktgebiet) pro allozierter MWh für einen bestimmten Zeitraum (im vorliegenden Bericht: Tag oder Monat).

$$\text{kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung} = \frac{\sum_{\text{Zeitschritte}}^t \sum_{\text{Netzbetreiber}}^i \text{NKS}_{t,i}}{\sum_{\text{Zeitschritte}}^t \sum_{\text{Netzbetreiber}}^i A_{t,i}} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{MWh}} \right]$$

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 Beurteilung der Allokationsgüte eines Netzkontos innerhalb eines bestimmten Zeitraums unabhängig davon, ob es insgesamt zu einer Über- oder Unterallokation kam.

$$\text{kumulierte absolute Netzkontoabweichung} = \frac{\sum_{\text{Zeitschritte}}^t |\text{NKS}_t|}{\sum_{\text{Zeitschritte}}^t A_t} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{MWh}} \right]$$

Formel 4 kumulierte absolute Netzkontoabweichung

Die kumulierte absolute Netzkontoabweichung ist dabei pro NK des jeweiligen Betrachtungszeitraums (monatlich, jährlich) definiert.

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 Regelenenergie

Können Schwankungen der Netzlast nicht durch Maßnahmen mittels interner Regelenenergie 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 Regelenenergieeinsätzen kommen.

Externe Netto-Regelenenergie

Die externe Netto-Regelenenergie stellt die Summe aus den positiven und negativen externen Regelenenergieeinsätzen 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 vierbetrachteten GWJ 2016/17 bis einschließlich 2019/20 gegeben.

2.1.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 1 zeigt die Anzahl der NK (VNB mit SLP) im Marktgebiet NCG im Betrachtungszeitraum Oktober 2016 bis einschließlich September 2020.

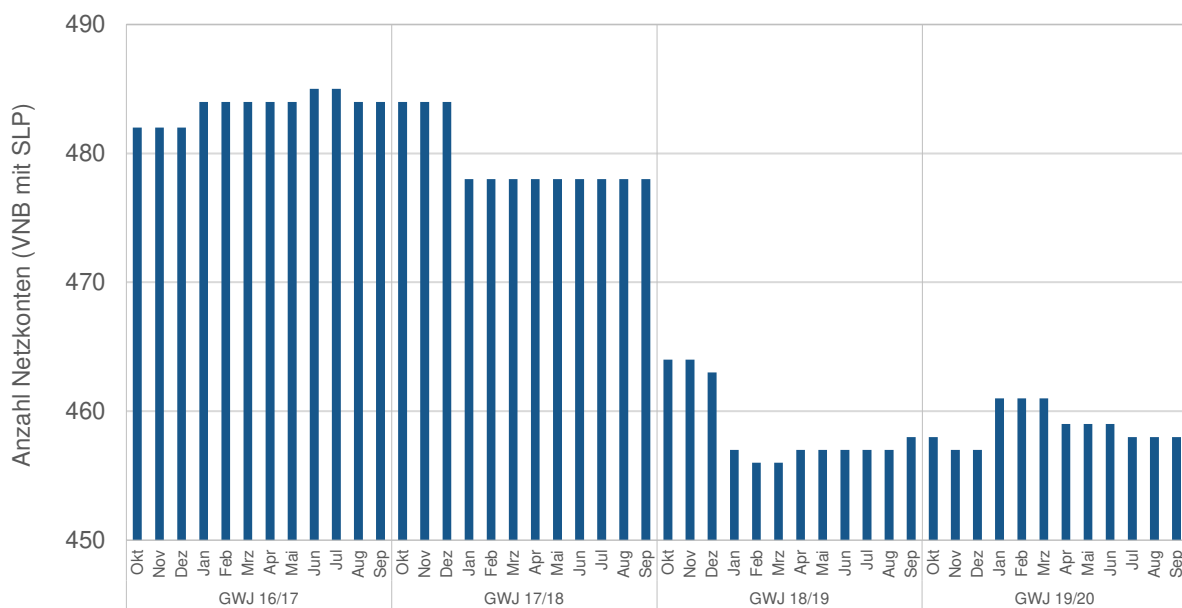


Abbildung 1: Anzahl der NK (VNB mit SLP), GWJ 16/17 bis 19/20, NCG

2.1.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 2 zeigt die Anzahl der NK (VNB mit SLP) im Marktgebiet GASPOOL im Betrachtungszeitraum Oktober 2016 bis einschließlich September 2020.

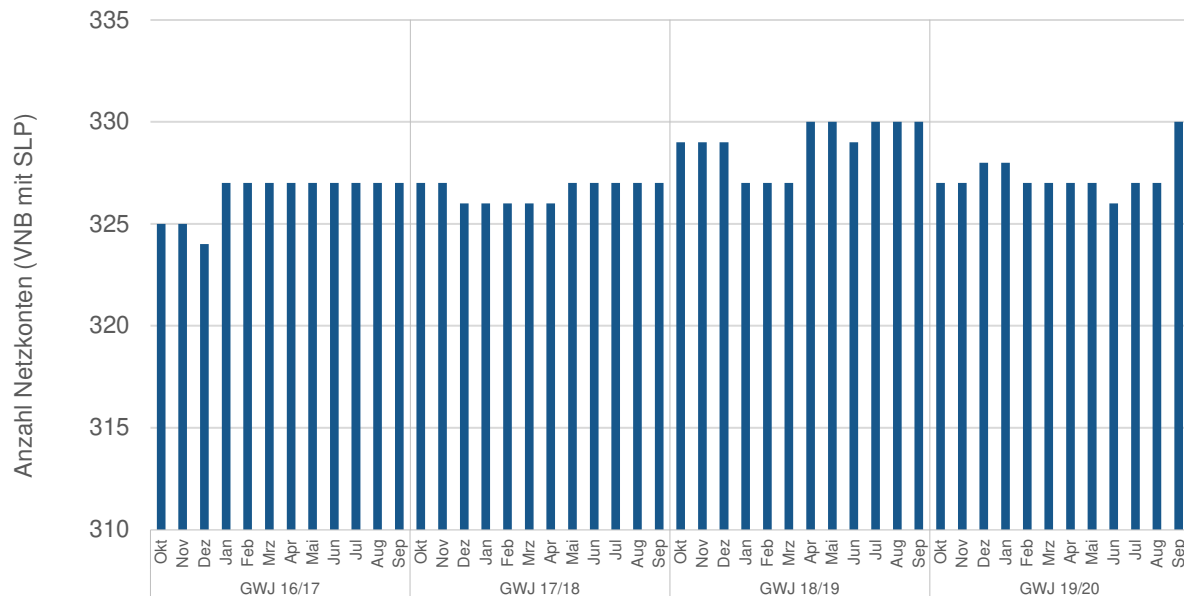


Abbildung 2: Anzahl der NK (VNB mit SLP), GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL

2.1.3 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-Clearing³ 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 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 Schwellenwerte bzw. Karenztage – der jeweilige tägliche NKS 1 den

³ Das NKP-Clearing ist ab M+2M-8WT möglich

abzurechnenden Betrag dar. Dieser wird mit dem MMM-Preis 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.⁴

⁴ 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.

2.2.2.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 3 zeigt den Verlauf der Abrechnung und Veröffentlichung nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem im Marktgebiet NCG in den GWJ 2016/17 bis 2019/20.

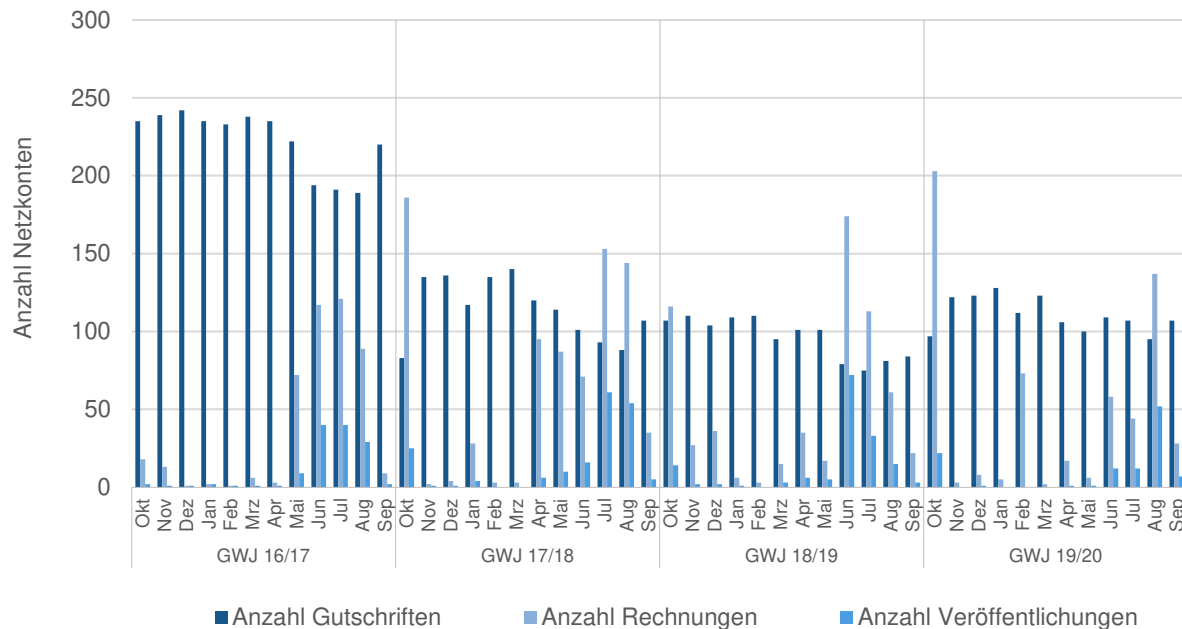


Abbildung 3: Anzahl der Gutschriften, Rechnungen und Veröffentlichungen nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 bis 19/20 NCG

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

Im GWJ 2018/19 wurde in den Monaten November 2018 sowie Februar 2019 mit jeweils 110 Gutschriften die maximale Anzahl und im Juli 2019 mit 75 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 2018/19 im Marktgebiet 1.156 Gutschriften durchgeführt.

Im GWJ 2019/20 wurde im Monat Januar 2020 mit 128 Gutschriften die maximale Anzahl und im Monat August 2020 mit 95 Gutschriften die minimale Anzahl an Gutschriften erstellt.

Insgesamt wurden im GWJ 2019/20 1.329 Gutschriften durchgeführt.

Im GWJ 2018/19 haben insgesamt 341 NB im Marktgebiet NCG auf die Erstellung der Gutschriften verzichtet. Im GWJ 2019/20 haben insgesamt 320 NB auf die Erstellung von Gutschriften verzichtet. Verglichen mit der Anzahl der aktiven NB im Marktgebiet NCG verzichten damit knapp 72 % (GWJ 2018/19) bzw. knapp 68 % (GWJ 2019/20) 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 2018/19 hinweg als relativ ausgeglichen angesehen werden kann, variiert die Anzahl der durchgeführten Veröffentlichungen in einem stärkeren Maße. Während in den Wintermonaten des GWJ 2018/19 (Oktober 2018 bis einschließlich März 2019) insgesamt 22 Veröffentlichungen durchgeführt worden sind, stieg die Anzahl der Veröffentlichungen in den Sommermonaten Juni, Juli und August 2019 stark an (72 Veröffentlichungen im Juni 2019, 33 Veröffentlichungen im Juli 2019, 15 im August 2019). Insgesamt wurden im GWJ 2018/19 156 Veröffentlichungen durchgeführt.

Im GWJ 2019/20 verhielt es sich tendenziell ähnlich, mit Ausnahme des Monats Oktober 2019, in welchem mit einer Anzahl von 22 vergleichsweise viele Veröffentlichungen für einen Wintermonat vorgenommen wurden. In den übrigen Wintermonaten November 2019 bis März 2020 wurde insgesamt eine Veröffentlichung durchgeführt. In den Sommermonaten stieg die Anzahl an auf 12 (Juli 2020) bzw. 58 (August 2020) Veröffentlichungen.

Die Anzahl der durchgeführten Rechnungen im GWJ 2018/19 ist im Jahresverlauf unterschiedlich. Während in den Wintermonaten (Oktober 2018 bis einschließlich März 2019) insgesamt 203 Rechnungen erstellt wurden, stieg die Anzahl der Rechnungen in den Sommermonaten April 2019 bis einschließlich September 2019 auf insgesamt 422 an. Im Monat Juni 2019 wurde mit 174 erstellten Rechnungen die maximale Anzahl, im Monat Februar 2019 mit drei erstellten Rechnungen die minimale Anzahl im GWJ 2018/19 erreicht. Insgesamt wurden im GWJ 2018/19 625 Rechnungen erstellt.

Auch im GWJ 2019/20 schwankte die Anzahl der durchgeführten Rechnungen im Jahresverlauf. Während in den Wintermonaten November 2019 bis einschließlich März 2020 insgesamt 91 Rechnungen erstellt wurden, stieg die Anzahl der Rechnungen in den Sommermonaten April 2020 bis einschließlich September 2020 auf insgesamt 290 an. Im Monat Oktober 2019 wurde mit 203 erstellten Rechnungen die maximale Anzahl und insbesondere im Vergleich zum Vorjahr eine deutlich höhere Anzahl an Rechnungen erstellt, im März 2020 mit zwei erstellten Rechnungen die minimale Anzahl im GWJ 2019/20 erreicht. Insgesamt wurden im GWJ 2019/20 584 Rechnungen erstellt.

Insgesamt übersteigt die Anzahl der durchgeführten Gutschriften die Anzahl der durchgeführten Rechnungen in jedem Monat des GWJ 2018/19 mit Ausnahme der Monate Oktober 2018, Juni 2019 und Juli 2019. Im GWJ 2019/20 übersteigt die Anzahl der durchgeführten Gutschriften die Anzahl der durchgeführten Rechnungen in jedem Monat mit Ausnahme der Monate Oktober 2019 und August 2020.

Abbildung 4 zeigt die Abrechnungsbeträge der Rechnungen und Gutschriften in den GWJ 2016/17 bis 2019/20 im Marktgebiet NCG.

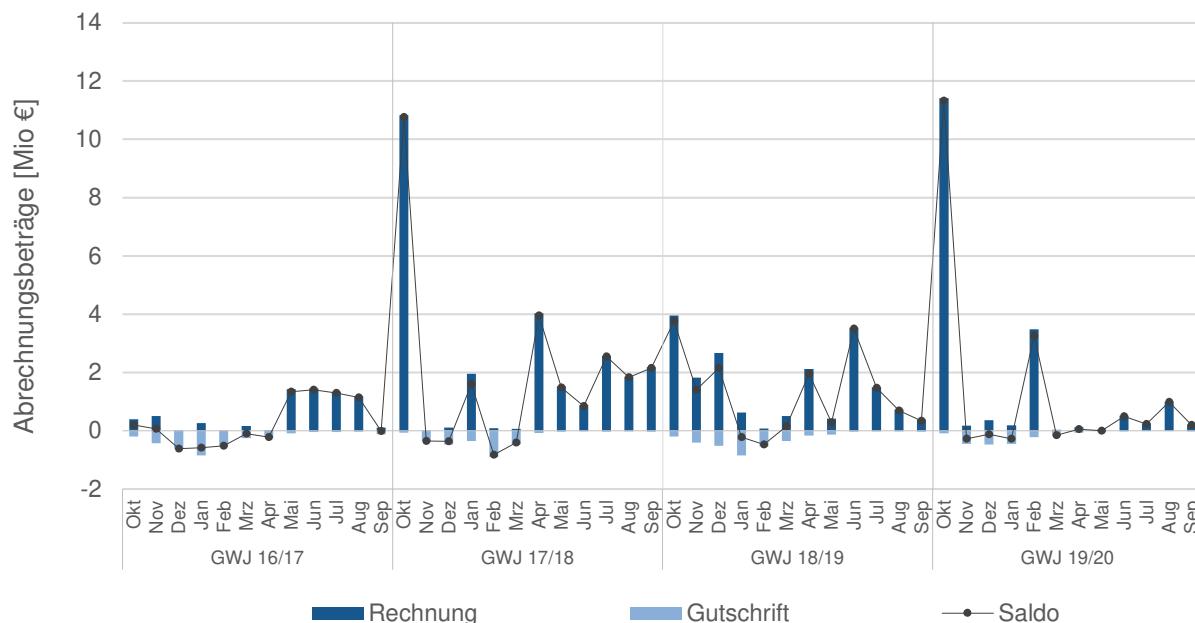


Abbildung 4: Abrechnungsbeträge (in Mio. €) nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG

Die Abrechnungsbeträge der durchgeführten Gutschriften überstiegen die Abrechnungsbeträge der durchgeführten Rechnungen ausschließlich in den Monaten Januar und Februar des GWJ 2018/19. In allen anderen Monaten des GWJ überstiegen die Abrechnungsbeträge der durchgeführten Rechnungen die Abrechnungsbeträge der durchgeführten Gutschriften.

Der Monat Oktober 2018 stellte im GWJ 2018/19 den Monat mit der höchsten Summe der Rechnungsbeträge (3,945 Mio. Euro) und der Monat Februar 2019 den Monat mit der niedrigsten Summe der Rechnungsbeträge (0,071 Mio. Euro) dar. Bezüglich der Gutschriftsbeträge stellte der Monat Januar 2019 den Monat mit der höchsten Gutschriftsumme (0,848 Mio. Euro) und der Monat Juli 2019 den Monat mit der niedrigsten Gutschriftsumme (0,023 Mio. Euro) dar.

Im Monat Oktober 2018 wurden 116 Rechnungen erstellt, im Oktober 2019 waren es 203 Rechnungen. Dies stellt die bis dato höchste Anzahl an durchgeführten Rechnungen innerhalb der Abrechnung der täglichen NKS im Marktgebiet NCG dar. Die hohe Anzahl an Rechnungen spiegelt sich auch in den Abrechnungsbeträgen wider. Im Oktober 2019 wurden über 11 Mio. Euro in Rechnung gestellt, was 0,6 Mio. Euro höher war als die bis dato höchste Abrechnungssumme im Marktgebiet NCG.

Während in den Monaten Oktober 2019 und Februar 2020 die Abrechnungsbeträge der durchgeführten Rechnungen die Abrechnungsbeträge der durchgeführten Gutschriften (insbesondere im Oktober deutlich) überstiegen, überstieg hingegen die Summe der Gutschriftsbeträge

die Summe der Rechnungsbeträge in den übrigen Wintermonaten. Dies änderte sich in den Sommermonaten April 2020 bis einschließlich September 2020. Hier überstiegen die Rechnungsbeträge die Gutschriftsbeträge, außer im Mai 2020.

Grundsätzlich ist damit ebenfalls im GWJ 2019/20 eine Sommer-/Winter-Verteilung, mit Ausnahme der Monate Oktober, Februar und Mai erkennbar. In den Wintermonaten überwiegen die Gutschriftsbeträge meist im Vergleich zu den Rechnungsbeträgen, in den Sommermonaten überwiegen die Rechnungsbeträge meist im Vergleich zu den Gutschriftsbeträgen.

Der Monat Oktober 2019 stellte im GWJ 2019/20 den Monat mit der höchsten Summe der Abrechnungsbeträge (11.414.329 Euro) und der Monat März 2020 den Monat mit der niedrigsten Summe der Abrechnungsbeträge (34.938 Euro) dar. Bezüglich der Gutschriftsbeträge stellte der Monat Dezember 2019 den Monat mit der höchsten Gutschriftsumme (477.937 Euro) und der Monat August 2019 den Monat mit der niedrigsten Gutschriftsumme (11.814 Euro) dar.

Insgesamt wurden im GWJ 2018/19 ca. 18,3 Mio. Euro über Rechnungen und ca. 3,3 Mio. Euro über Gutschriften abgerechnet. Im GWJ 2019/20 wurden 17,8 Mio. Euro in Summe über Rechnungen sowie in Summe 2,1 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	€	€
16/17	Okt	500	2	18	26	390.717 €	427	235	-13	- 196.164 €	194.553 €
	Nov	500	1	13	35	500.591 €	431	239	-31	- 435.388 €	65.202 €
	Dez	500	1	1	0	3.094 €	441	242	-44	- 619.415 €	616.321 €
	Jan	503	2	2	19	267.203 €	422	235	-60	- 847.692 €	580.489 €
	Feb	503	1	1	0	3.669 €	428	233	-37	- 518.331 €	514.662 €
	Mrz	503	1	6	11	158.574 €	437	238	-17	- 255.042 €	96.468 €
	Apr	503	1	3	1	16.518 €	427	235	-16	- 240.005 €	223.487 €
	Mai	503	9	72	92	1.429.956 €	396	222	-6	- 91.279 €	1.338.677 €
	Jun	504	40	117	91	1.443.817 €	349	194	-3	- 40.995 €	1.402.822 €
	Jul	504	40	121	83	1.343.798 €	344	191	-3	- 44.150 €	1.299.649 €
	Aug	503	29	89	73	1.180.707 €	342	189	-2	- 36.735 €	1.143.972 €
	Sep	503	2	9	6	104.535 €	410	220	-7	- 118.544 €	14.009 €
17/18	Okt	502	25	186	654	10.831.680 €	265	83	-4	- 64.027 €	10.767.652 €
	Nov	502	1	2	0	8.324 €	448	135	-21	- 356.277 €	347.953 €
	Dez	503	1	4	6	102.837 €	424	136	-28	- 470.675 €	367.838 €
	Jan	497	4	28	113	1.953.030 €	345	117	-20	- 349.927 €	1.603.104 €
	Feb	497	-	3	5	82.531 €	431	135	-52	- 907.197 €	824.665 €
	Mrz	497	-	3	3	60.193 €	449	140	-27	- 466.282 €	406.089 €
	Apr	497	6	95	232	4.025.364 €	368	120	-4	- 77.551 €	3.947.813 €
	Mai	497	10	87	84	1.521.183 €	363	114	-2	- 36.120 €	1.485.062 €
	Jun	497	16	71	48	871.747 €	342	101	-1	- 26.638 €	845.109 €
	Jul	497	61	153	137	2.573.959 €	315	93	-2	- 30.412 €	2.543.547 €
	Aug	497	54	144	96	1.853.738 €	317	88	-1	- 19.320 €	1.834.418 €
	Sep	497	5	35	110	2.180.808 €	360	107	-2	- 33.059 €	2.147.749 €
18/19	Okt	496	14	116	192	3.954.804 €	374	107	-10	- 200.379 €	3.754.425 €
	Nov	495	2	27	85	1.818.378 €	423	110	-19	- 408.844 €	1.409.534 €
	Dez	494	2	36	120	2.670.421 €	399	104	-23	- 520.861 €	2.149.560 €
	Jan	478	1	6	28	623.967 €	402	109	-37	- 847.964 €	223.997 €
	Feb	477	-	3	3	71.268 €	419	110	-24	- 543.971 €	472.703 €
	Mrz	480	3	15	22	499.485 €	393	95	-15	- 352.785 €	146.700 €
	Apr	480	6	35	92	2.120.929 €	368	101	-7	- 168.754 €	1.952.175 €
	Mai	479	5	17	19	417.571 €	375	101	-6	- 131.532 €	286.039 €
	Jun	480	72	174	160	3.540.680 €	320	79	-2	- 33.521 €	3.507.159 €
	Jul	479	33	113	69	1.488.079 €	305	75	-1	- 23.152 €	1.464.928 €
	Aug	479	15	61	35	721.122 €	329	81	-1	- 26.651 €	694.471 €
	Sep	481	3	22	19	380.889 €	318	84	-2	- 36.980 €	343.909 €
19/20	Okt	479	22	203	619	11.414.329 €	329	97	-5	- 93.436 €	11.320.893 €
	Nov	479	-	3	10	169.818 €	427	122	-26	- 448.188 €	278.370 €
	Dez	479	1	8	23	356.382 €	417	123	-31	- 477.937 €	121.555 €
	Jan	481	-	5	12	180.171 €	439	128	-31	- 456.558 €	276.387 €
	Feb	481	-	73	250	3.475.727 €	392	112	-16	- 220.343 €	3.255.384 €
	Mrz	480	-	2	3	34.938 €	427	123	-15	- 189.536 €	154.598 €
	Apr	480	1	17	10	124.083 €	371	106	-6	- 71.164 €	52.919 €
	Mai	478	1	6	3	38.433 €	349	100	-4	- 43.908 €	5.475 €
	Jun	478	12	58	47	516.638 €	365	109	-2	- 24.399 €	492.239 €
	Jul	479	12	44	25	251.887 €	349	107	-2	- 17.983 €	233.904 €
	Aug	478	52	137	102	994.051 €	333	95	-1	- 118.14 €	982.237 €
	Sep	481	7	28	24	219.659 €	370	107	-3	- 26.773 €	192.887 €

Tabelle 1: Übersicht Abrechnung nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG

2.2.2.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 5 zeigt den Verlauf der Abrechnung und Veröffentlichung nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem im Marktgebiet GASPOOL in den GWJ 2016/17 bis 2019/20.

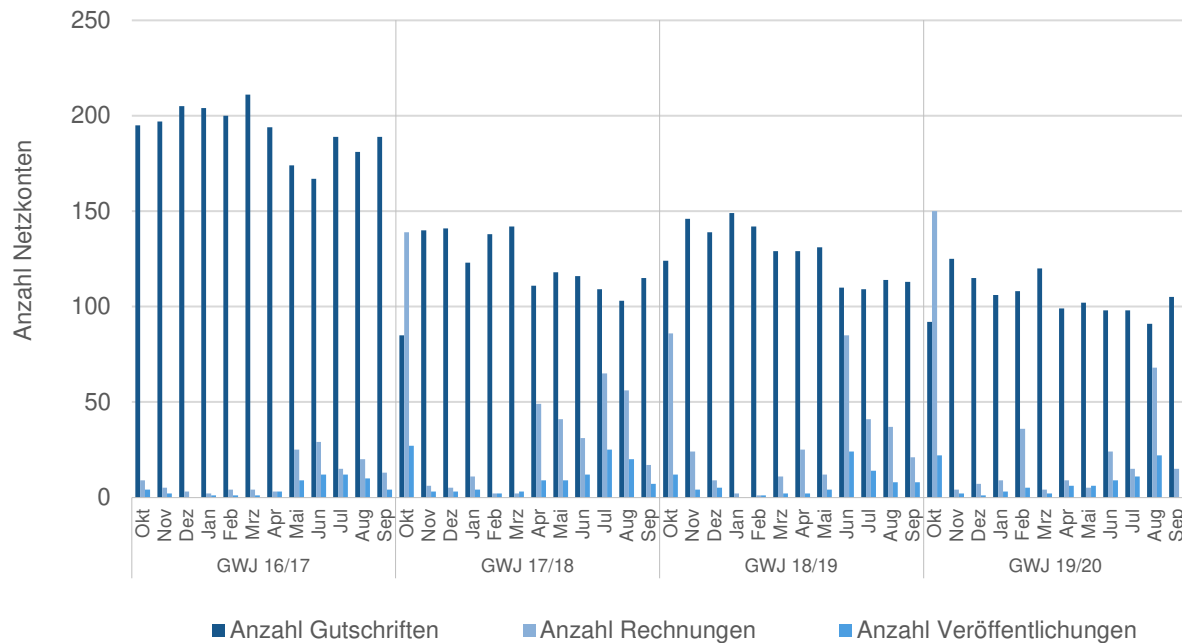


Abbildung 5: Anzahl der Gutschriften, Rechnungen und Veröffentlichungen nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 bis 19/20 GASPOOL

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

Im GWJ 2018/19 wurde im Monat Januar 2019 mit 149 Gutschriften die maximale Anzahl und im Monat Juli 2019 mit 109 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 2018/19 1.535 Gutschriften erstellt.

Im GWJ 2019/20 wurde im Monat November 2019 mit 125 Gutschriften die maximale Anzahl und im Monat August 2020 mit 91 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.

Im GWJ 2018/19 haben insgesamt 162 NB im Marktgebiet GASPOOL auf die Erstellung der Gutschriften verzichtet. Im GWJ 2019/20 haben insgesamt 182 NB auf die Erstellung von Gutschriften verzichtet. 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 2018/19 hinweg als relativ ausgeglichen angesehen werden kann, variiert die Anzahl der durchgeführten Veröffentlichungen in einem stärkeren Maße. Während in den Wintermonaten des GWJ 2018/19 (Oktober 2018 bis einschließlich März 2019) insgesamt 24 Veröffentlichungen durchgeführt worden sind, stieg die Anzahl der Veröffentlichungen in den Sommermonaten April bis einschließlich August 2019 an (24 Veröffentlichungen im Juni 2019, 14 Veröffentlichungen im Juli 2019, jeweils 8 im August und September 2019). Insgesamt wurden im GWJ 2018/19 84 Veröffentlichungen durchgeführt.

Im GWJ 2019/20 wurden in den Wintermonaten (Oktober 2019 bis einschließlich März 2020) insgesamt 35 durchgeführt, in den Sommermonaten April bis einschließlich August 2020 stieg die Anzahl an (9 Veröffentlichungen im Juni 2020, 11 im Juli 2020, 22 im Juli 2020 und 5 im September 2020). Insgesamt wurden im GWJ 2019/20 94 Veröffentlichungen durchgeführt.

Abbildung 6 zeigt die Abrechnungsbeträge der Rechnungen und Gutschriften in den GWJ 2016/17 bis 2019/20 im Marktgebiet GASPOOL.

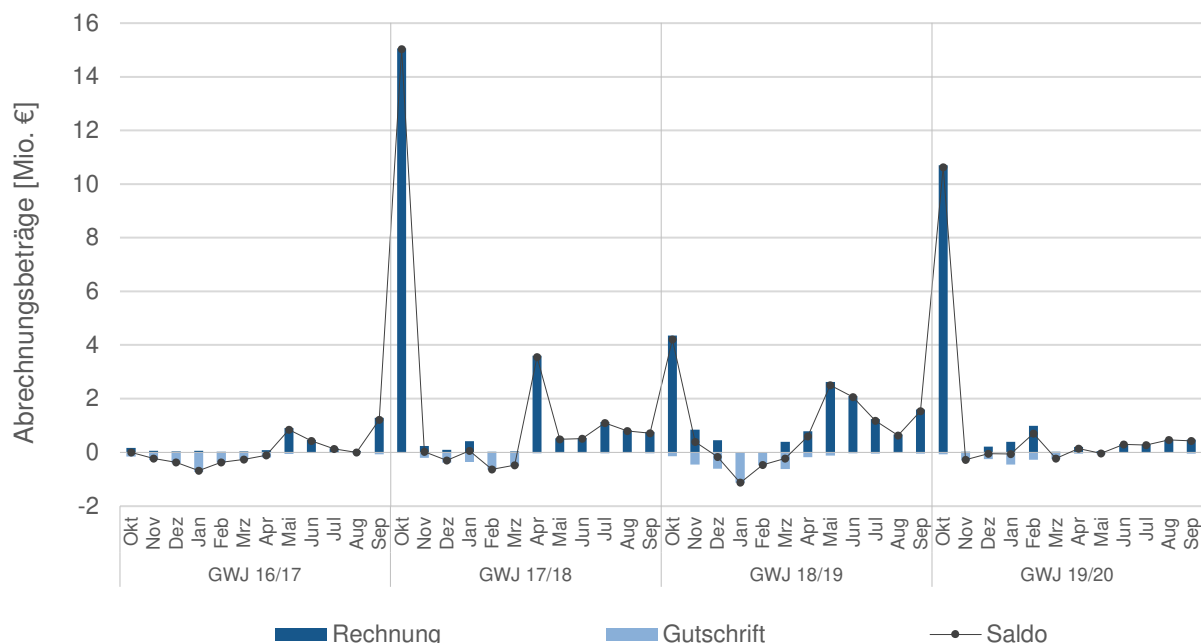


Abbildung 6: Abrechnungsbeträge (in Mio. €) nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL

In den Monaten Dezember 2018 bis einschließlich März 2019 überstieg die Summe der Gutschriftsbeträge die Summe der Rechnungsbeträge. Dies änderte sich in den Sommermonaten

April 2019 bis einschließlich September 2019. 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 2018 stellte im GWJ 2018/19 den Monat mit der höchsten Summe der Rechnungsbeträge (4.353.865 Euro) und der Monat Februar 2019 den Monat mit der niedrigsten Summe der Rechnungsbeträge (3.610 Euro) dar. Bezüglich der Gutschriftsbeträge stellte der Monat Januar 2019 den Monat mit der höchsten Gutschriftsumme (1.139.842 Euro) und der Monat August 2019 den Monat mit der niedrigsten Gutschriftsumme (33.831 Euro) dar.

Im Monat Oktober 2018 wurden 86 Rechnungen erstellt, im Oktober 2019 waren es 150 Rechnungen. Dies stellt die bis dato höchste Anzahl an durchgeführten Rechnungen innerhalb der Abrechnung der täglichen NKS im Marktgebiet GASPOOL dar. Die hohe Anzahl an Rechnungen spiegelt sich auch in den Abrechnungsbeträgen wider. Im Oktober 2019 wurden ca. 11 Mio. Euro in Rechnung gestellt, der einzige Monat mit einer höheren Abrechnungssumme war der Oktober 2017 mit 15 Mio. Euro (139 Rechnungen).

Während in den Monaten Oktober 2019 und Februar 2020 die Abrechnungsbeträge der durchgeführten Rechnungen die Abrechnungsbeträge der durchgeführten Gutschriften (insbesondere im Oktober deutlich) überstiegen, überstieg hingegen die Summe der Gutschriftsbeträge die Summe der Rechnungsbeträge in den übrigen Wintermonaten. Dies änderte sich in den Sommermonaten April 2020 bis einschließlich September 2020. Hier überstiegen die Rechnungsbeträge die Gutschriftsbeträge, außer im Mai 2020.

Der Monat Oktober 2019 stellte im GWJ 2019/20 den Monat mit der höchsten Summe der Abrechnungsbeträge (10.699.594 Euro) und der Monat März 2020 den Monat mit der niedrigsten Summe der Abrechnungsbeträge (15.359 Euro) dar. Bezüglich der Gutschriftsbeträge stellte der Monat Januar 2020 den Monat mit der höchsten Gutschriftsumme (454.767 Euro) und der Monat August 2020 den Monat mit der niedrigsten Gutschriftsumme (13.815 Euro) dar.

Insgesamt wurden im GWJ 2018/19 ca. 15 Mio. Euro als Rechnungen und ca. 3,9 Mio. Euro Gutschriften erstellt. Im GWJ 2019/20 wurden 14,1 Mio. Euro als Rechnungen sowie in Summe 1,9 Mio. Euro als Gutschriften abgerechnet.

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	€	€	
16/17	Okt	343	4	9	11	158.621€	280	195	11	158.426 €	195 €	
	Nov	343	2	5	4	51.794 €	280	197	20	288.092 €	236.298 €	
	Dez	343	-	3	3	35.885 €	291	205	30	412.692 €	376.807 €	
	Jan	346	1	2	4	56.918 €	295	204	53	737.238 €	680.321 €	
	Feb	346	1	4	1	20.722 €	286	200	28	390.703 €	369.981 €	
	Mrz	346	1	4	2	25.183 €	298	211	20	287.743 €	262.560 €	
	Apr	346	3	3	5	83.044 €	275	194	13	190.633 €	107.589 €	
	Mai	346	9	25	58	905.144 €	254	174	4	68.148 €	836.997 €	
	Jun	346	12	29	29	456.483 €	240	167	2	26.666 €	429.817 €	
	Jul	346	12	15	9	145.317 €	262	189	2	24.868 €	120.449 €	
	Aug	346	10	20	3	42.871 €	254	181	3	42.872 €	1 €	
17/18	Sep	346	4	13	79	1.288.266 €	272	189	5	81.072 €	1.207.194 €	
	Okt	346	27	139	909	15.057.407 €	184	85	2	30.335 €	15.027.072 €	
	Nov	346	3	6	14	230.845 €	292	140	13	213.472 €	17.373 €	
	Dez	346	3	5	5	86.470 €	291	141	23	387.927 €	301.457 €	
	Jan	346	4	11	24	410.165 €	265	123	21	361.053 €	49.112 €	
	Feb	346	2	2	1	13.158 €	291	138	37	645.602 €	632.443 €	
	Mrz	346	3	2	2	27.569 €	303	142	29	508.521 €	480.952 €	
	Apr	346	9	49	207	3.595.162 €	230	111	2	40.504 €	3.554.658 €	
	Mai	347	9	41	29	514.444 €	237	118	2	31.337 €	483.107 €	
	Jun	347	12	31	29	535.968 €	236	116	1	25.999 €	509.968 €	
	Jul	347	25	65	60	1.128.317 €	234	109	2	36.702 €	1.091.615 €	
18/19	Aug	347	20	56	43	820.531 €	225	103	1	26.836 €	793.695 €	
	Sep	347	7	17	38	757.346 €	246	115	2	45.990 €	711.355 €	
	Okt	374	12	86	212	4.353.865 €	252	124	7	143.378 €	4.210.488 €	
	Nov	378	4	24	39	838.018 €	299	146	21	454.547 €	383.470 €	
	Dez	381	5	9	20	452.640 €	293	139	28	619.388 €	166.748 €	
	Jan	376	-	2	1	12.549 €	301	149	50	1.139.842 €	1.127.293 €	
	Feb	378	1	1	0	3.610 €	301	142	21	478.666 €	475.056 €	
	Mrz	375	2	11	17	384.087 €	276	129	27	620.855 €	236.768 €	
	Apr	378	2	25	34	778.568 €	261	129	8	189.571 €	588.997 €	
	Mai	380	4	12	117	2.621.183 €	266	131	5	121.156 €	2.500.027 €	
	Jun	382	24	85	95	2.099.165 €	232	110	2	36.979 €	2.062.186 €	
19/20	Jul	380	14	41	57	1.231.349 €	251	109	3	54.937 €	1.176.412 €	
	Aug	381	8	37	32	660.031 €	246	114	2	33.831 €	626.201 €	
	Sep	378	8	21	81	1.591.564 €	243	113	3	55.497 €	1.536.068 €	
	Okt	384	22	150	580	10.699.594 €	218	92	4	75.780 €	10.623.814 €	
	Nov	377	2	4	1	22.369 €	301	125	18	305.240 €	282.871 €	
	Dez	383	1	7	13	206.045 €	288	115	17	260.590 €	54.545 €	
	Jan	383	3	9	26	387.900 €	268	106	31	454.767 €	66.866 €	
	Feb	382	5	36	71	987.472 €	258	108	20	284.344 €	703.128 €	
	Mrz	386	2	4	1	15.359 €	294	120	19	250.509 €	235.149 €	
	Apr	383	6	9	16	195.495 €	242	99	5	56.104 €	139.391 €	
	Mai	384	6	5	4	44.639 €	256	102	7	80.497 €	35.858 €	
	Jun	383	9	24	28	310.106 €	237	98	2	16.511 €	293.595 €	
	Jul	383	11	15	29	294.102 €	246	98	2	21.698 €	272.404 €	
	Aug	386	22	68	49	474.718 €	238	91	1	13.815 €	460.903 €	
	Sep	385	5	15	50	469.085 €	247	105	5	48.333 €	420.752 €	

Tabelle 2: Übersicht Abrechnung nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL

2.2.2.3 Vergleich der Abrechnung der täglichen NKS in den Marktgebieten

Eine vergleichende Betrachtung des Anreizsystems für das GWJ 2018/19 kommt zu folgenden Ergebnissen:

Im Marktgebiet NCG ist in jedem Monat des GWJ 2018/19 außer Februar 2019 mindestens eine Veröffentlichung vorgenommen worden, im Marktgebiet GASPOOL wurde in jedem Monat außer Januar 2019 mindestens eine Veröffentlichung vorgenommen. Insgesamt wurden im Marktgebiet NCG mehr Veröffentlichungen durchgeführt, die höchste Anzahl lag hier bei 72 Veröffentlichungen (entspricht ca. 15 % der NK⁵), während die höchste Anzahl bei GASPOOL nur 24 (entspricht ca. 7 % der NK) betrug. Im Marktgebiet NCG stellen die Monate Juni und Juli 2019 die Monate mit der höchsten Anzahl an Veröffentlichungen dar, im Marktgebiet GASPOOL sind es ebenfalls Juni und Juli. Zudem sind in beiden Marktgebieten tendenziell weniger Veröffentlichungen in den Wintermonaten als in den Sommermonaten durchgeführt worden.

In beiden Marktgebieten wurden mehr Abrechnungen in den Sommermonaten durchgeführt, wobei die Anzahl der Abrechnungen im Marktgebiet NCG im Vergleich zu denen im Marktgebiet GASPOOL in den Monaten Juni bis August deutlich höher war (Juni: ca. 37 % der NK im Marktgebiet NCG, ca. 26 % der NK im Marktgebiet GASPOOL; Juli: ca. 24 % der NK im Marktgebiet NCG, ca. 12 % der NK im Marktgebiet GASPOOL; August: ca. 13 % der NK im Marktgebiet NCG, ca. 11 % der NK im Marktgebiet GASPOOL).

Bezüglich der durchgeführten Gutschriften kann festgehalten werden, dass die Anzahl der erstellten Gutschriften in beiden Marktgebieten in jedem Monat höher war als die Anzahl der erstellten Rechnungen (Ausnahme: NCG Oktober 2018, Juni und Juli 2019). Tendenziell wurden in beiden Marktgebieten mehr Gutschriften in den Wintermonaten erstellt.

Während im Marktgebiet NCG die Beträge der Abrechnungen die Beträge der Gutschriften in 10 Monaten übersteigen, übersteigen die Abrechnungsbeträge die Gutschriftsbeträge im Marktgebiet GASPOOL in 8 Monaten.

Eine vergleichende Betrachtung des Anreizsystems für das GWJ 2019/20 kommt zu folgenden Ergebnissen:

Während im Marktgebiet GASPOOL in jedem Monat Veröffentlichungen durchgeführt worden sind, kam es im Marktgebiet NCG in 4 Monaten zu keiner Veröffentlichung. Insgesamt wurden abermals mehr Veröffentlichungen im Marktgebiet NCG durchgeführt. Die höchste Anzahl lag hier bei 52 (ca. 11 % der NK) im Monat August, im Marktgebiet GASPOOL lag die höchste

⁵ Als Grundgesamtheit wird die durchschnittliche monatliche Anzahl an NK (VNB mit SLP) pro GWJ angesetzt.

Anzahl bei 22 (ca. 6 % der NK) im Monat Oktober 2019 und August 2020. In beiden Marktgebieten wurden in den Wintermonaten tendenziell weniger Veröffentlichungen als in den Sommermonaten durchgeführt.

In beiden Marktgebieten stellt der Monat Oktober 2019 den Monat im Betrachtungszeitraum dar, in dem mit Abstand die meisten Abrechnungen durchgeführt worden sind. Abermals wurden in beiden Marktgebieten – mit Ausnahme des Monats Oktober – tendenziell mehr Abrechnungen in den Sommermonaten durchgeführt.

Im Marktgebiet NCG stieg die Anzahl der erstellten Gutschriften im Vergleich zum vorherigen GWJ. Während im Marktgebiet NCG im vorherigen GWJ in keinem Monat mehr als 110 Gutschriften durchgeführt wurden, wurden im GWJ 2019/20 in 5 Monaten mehr als 110 Gutschriften erstellt. Im Marktgebiet GASPOOL sank hingegen die Anzahl der erstellten Gutschriften im Vergleich zum vorherigen GWJ. Im GWJ 2019/20 wurden in keinem Monat mehr als 125 Gutschriften durchgeführt, im GWJ 2018/19 wurden in 7 Monaten mehr als 125 Gutschriften durchgeführt.

In beiden Marktgebieten überstiegen die Beträge der Abrechnungen die Beträge der Gutschriften in 7 Monaten.

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 7 zeigt die Häufigkeit von durchgeführten Abrechnungen der NK nach der täglichen Netzkontensystematik in den GWJ 2016/17 bis 2019/20 im Marktgebiet NCG.

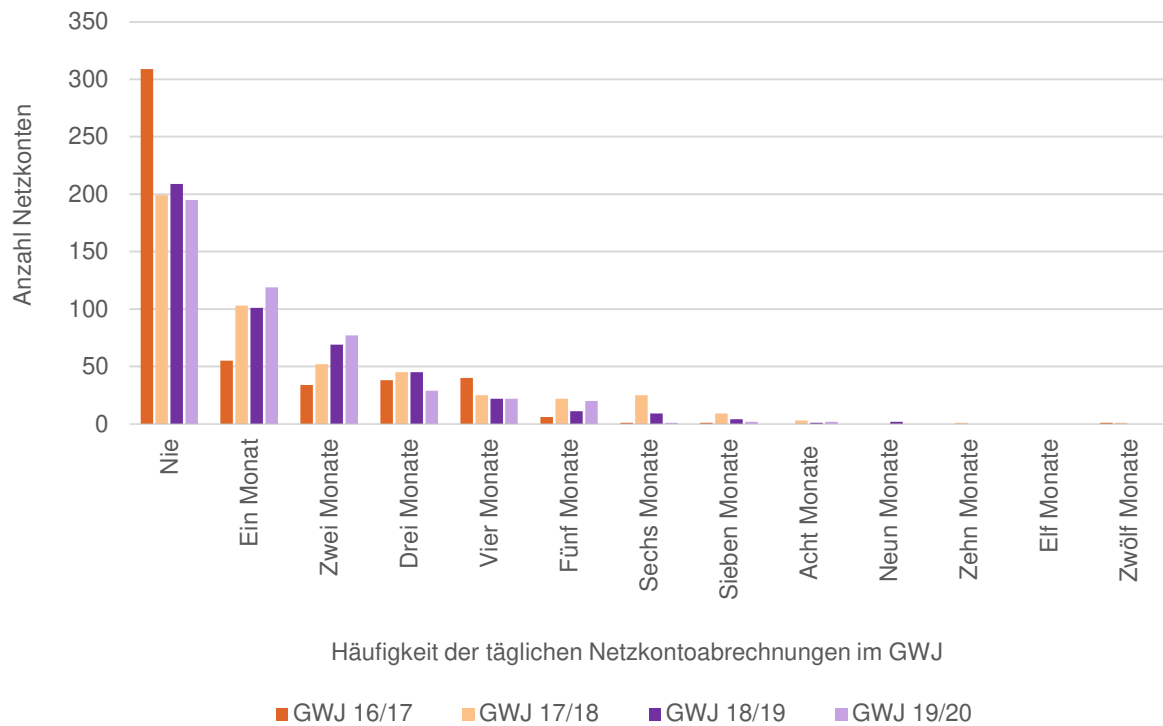


Abbildung 7: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG

Im GWJ 2018/19 wurde für 209 NK (ca. 44⁶ %) keine Abrechnung erstellt. Kein NK wurde jeden Monat abgerechnet.

Im GWJ 2019/20 wurde für 195 NK (ca. 42 %) keine Abrechnung erstellt. Kein NK wurde jeden Monat abgerechnet.

⁶ Zur Berechnung wird die durchschnittliche Anzahl aller VNB NK mit SLP pro GWJ verwendet. Für das GWJ 2018/19 waren dies 473, für das GWJ 2019/20 waren es 467.

Tabelle 3 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 16/17	GWJ 17/18	GWJ 18/19	GWJ 19/20
Nie	309	199	209	195
Ein Monat	55	103	101	119
Zwei Monate	34	52	69	77
Drei Monate	38	45	45	29
Vier Monate	40	25	22	22
Fünf Monate	6	22	11	20
Sechs Monate	1	25	9	1
Sieben Monate	1	9	4	2
Acht Monate	0	3	1	2
Neun Monate	0	0	2	0
Zehn Monate	0	1	0	0
Elf Monate	0	0	0	0
Zwölf Monate	1	1	0	0

Tabelle 3: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG

2.3.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 8 zeigt die Häufigkeit von durchgeführten Abrechnungen der NK nach der täglichen Netzkontensystematik im GWJ 2016/17 bis 2019/20 im Marktgebiet GASPOOL.

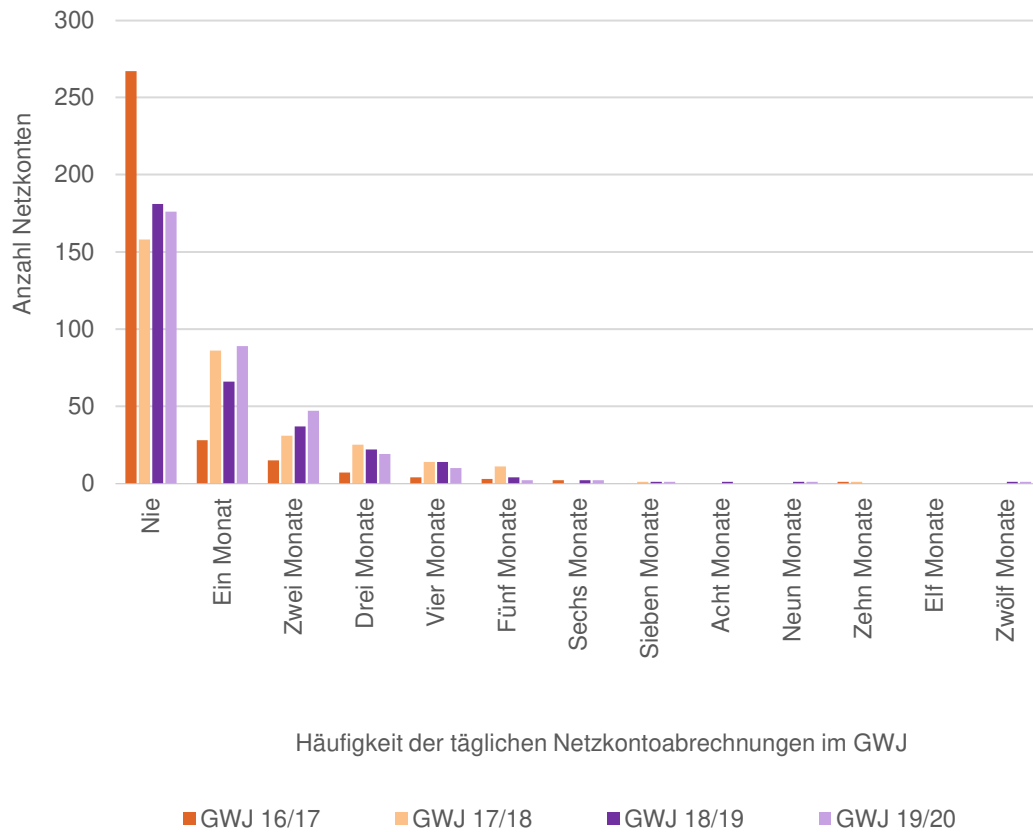


Abbildung 8: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL

Im GWJ 2018/19 wurde für 181 NK (ca. 55⁷ %) keine Abrechnung erstellt. Kein NK wurde in 10 oder 11 Monaten abgerechnet, ein Netzkonto wurde in 12 Monaten abgerechnet.

Im GWJ 2019/20 wurde für 176 NK (ca. 51 %) keine Abrechnung erstellt. Kein NK wurde in 10 oder 11 Monaten abgerechnet, ein Netzkonto wurde in 12 Monaten abgerechnet.

⁷ Zur Berechnung wird die durchschnittliche Anzahl aller VNB NK mit SLP pro GWJ verwendet. Für das GWJ 2018/19 waren es 330, für das GWJ 2019/20 waren es 334.

Tabelle 4 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			
	16/17	17/18	18/19	19/20
Nie	267	158	181	176
Ein Monat	28	86	66	89
Zwei Monate	15	31	37	47
Drei Monate	7	25	22	19
Vier Monate	4	14	14	10
Fünf Monate	3	11	4	2
Sechs Monate	2	0	2	2
Sieben Monate	0	1	1	1
Acht Monate	0	0	1	0
Neun Monate	0	0	1	1
Zehn Monate	1	1	0	0
Elf Monate	0	0	0	0
Zwölf Monate	0	0	1	1

Tabelle 4: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL

2.3.3 Vergleich der Marktgebiete

Eine vergleichende Betrachtung der Entwicklungen in beiden Marktgebieten im GWJ 2018/19 kommt zu folgenden Ergebnissen:

- Im Marktgebiet NCG wurden knapp 44 % aller NK nie abgerechnet, im Marktgebiet GASPOOL 55 % aller NK.
- Im Marktgebiet NCG wurde kein NK 12 Mal abgerechnet, die maximale Monatsanzahl betrug 9 Monate, im Marktgebiet GASPOOL wurde ein NK 12 Mal abgerechnet.

Eine vergleichende Betrachtung der Entwicklungen in beiden Marktgebieten im GWJ 2019/20 kommt zu folgenden Ergebnissen:

- Im Marktgebiet NCG wurden ca. 42 % aller NK nie abgerechnet, im Marktgebiet GASPOOL 51 %.
- Im Marktgebiet NCG wurde kein NK 12 Mal abgerechnet, die maximale Monatsanzahl betrug 8 Monate. Im Marktgebiet GASPOOL wurde ein NK 12 Mal abgerechnet.

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 2016/17, 2017/18, 2018/19 und 2019/20 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.

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

⁸BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden zur Abwicklung von Standardlastprofilen Gas vom 31.03.2020

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 5: Interpretationsrichtlinie Korrelationskoeffizient⁹

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

⁹ Interpretationsgrenzen nicht einheitlich festgelegt, hier Interpretationsrichtlinie der Fernuniversität in Hagen (Anm: Link nicht mehr verfügbar)

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.

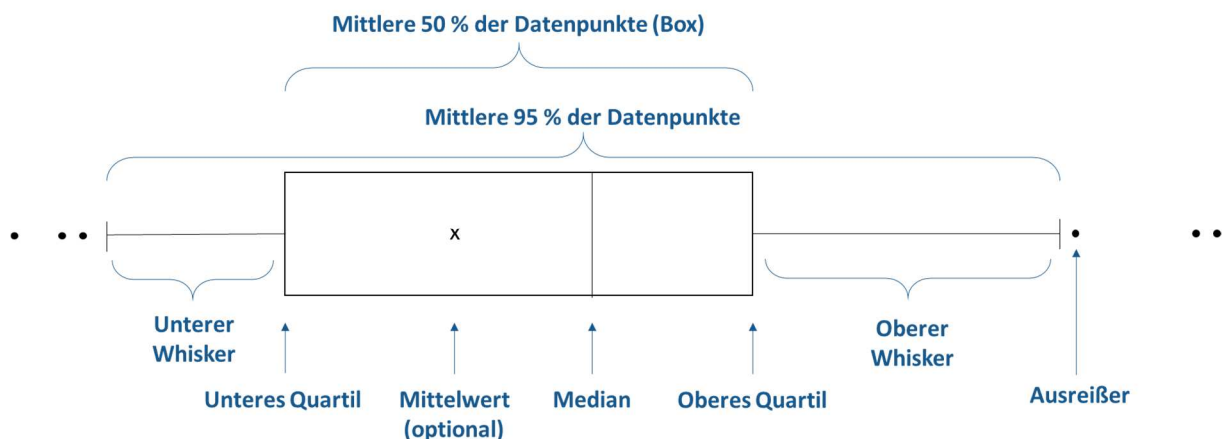


Abbildung 9: Übersicht Bestandteile Boxplot-Diagramm

Die einzelnen Bestandteile werden in der folgenden Tabelle 6 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
Einzelne 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 6: Übersicht Bestandteile des Boxplot-Diagramms

3.3 Datenanalyse

Für den vorliegenden Evaluierungsbericht werden bei der Datenanalyse Prämissen zu Grunde gelegt, die in folgender Tabelle 7 dargestellt werden und für alle folgenden Abbildungen gelten:

Sachverhalt	Erläuterung/Prämisse
• Betrachtungszeitraum	• GWJ 2016/17, 2017/18, 2018/19, 2019/20
• 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 7: 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

Die folgende Abbildung 10 zeigt den Verlauf der RLM- und SLP-Allokationsmengen auf Monatsbasis für die GWJ 2016/17 bis 2019/20 im Marktgebiet NCG.

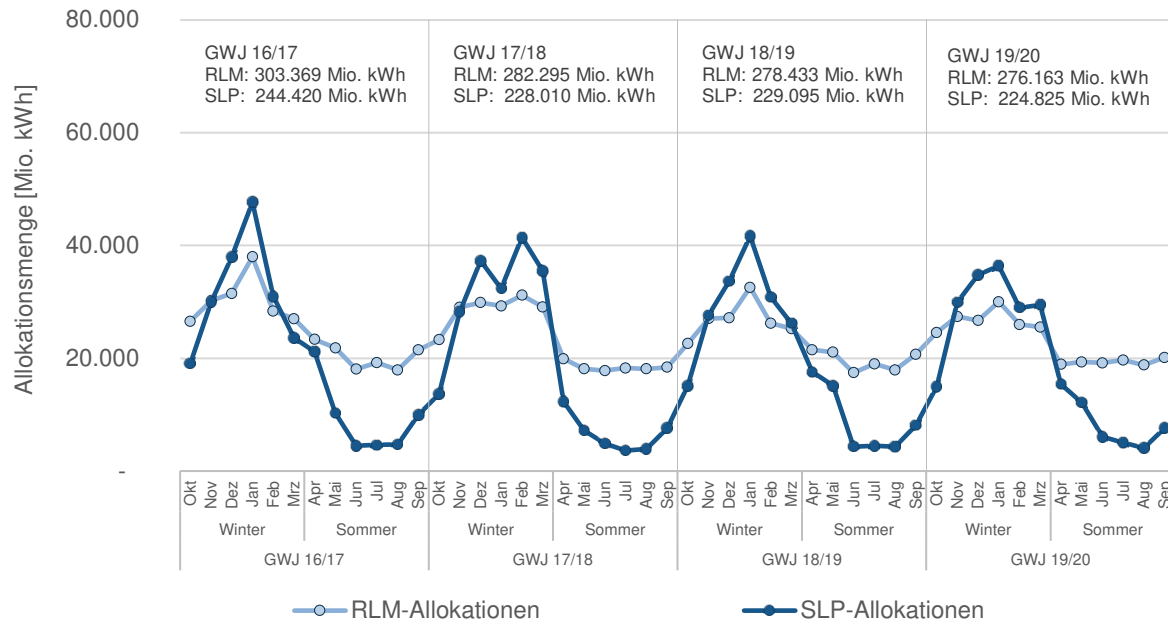


Abbildung 10: monatliche Allokationsmengen SLP und RLM, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG

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 2018/19 wies bei den RLM-Mengen einen geringeren Energiebedarf als die beiden GWJ zuvor auf. Bei den SLP-Mengen war im GWJ 2018/19 ein leicht steigender Energiebedarf im Vergleich zum Vorjahr erkennbar, jedoch geringer als im GWJ 2016/17.

Das GWJ 2019/20 wies bei den RLM-Mengen einen geringeren Energiebedarf als in den drei GWJ zuvor auf. Bei den SLP-Mengen war ebenfalls ein leicht sinkender Energiebedarf im Vergleich zum Vorjahr erkennbar.

3.3.1.2 Marktgebiet GASPOOL

Die folgende Abbildung 11 zeigt den Verlauf der RLM- und SLP-Allokationsmengen auf Monatsbasis für die GWJ 2016/17 bis 2019/20 im Marktgebiet GASPOOL.

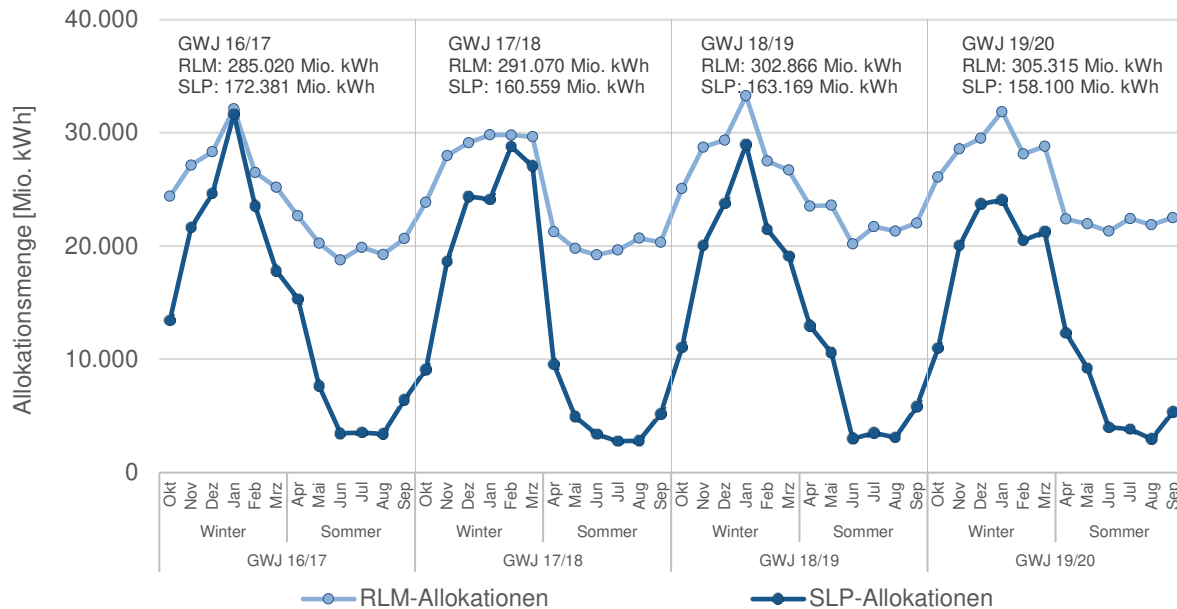


Abbildung 11: monatliche Allokationsmengen SLP und RLM, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL

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.

Die monatlichen RLM-Allokationsmengen liegen ausnahmslos über den SLP-Allokationsmengen. Der Abstand der RLM zu den SLP variiert dabei stark und liegt zwischen +1 % (Januar 2017) und +641 % (August 2020).

Die höchste jährliche Allokationsmenge trat bei den RLM im GWJ 2019/20 auf, bei den SLP im GWJ 2016/17.

3.3.1.3 Vergleich der Marktgebiete

Beide Marktgebiete weisen im Verlauf der SLP-Allokationsmengen einen deutlichen und bei den RLM-Allokationsmengen einen gemäßigten „Badewannen“-Kurvenverlauf auf.

Während bei den RLM-Allokationsmengen im Marktgebiet GASPOOL über die vier GWJ ein konstant steigender Trend abzulesen ist, ist bei NCG ein über die vier GWJ sinkender Trend

erkennbar. Bei den SLP- Allokationsmengen ist in beiden Marktgebieten über die vier GWJ ein sinkender Trend erkennbar.

Darüber hinaus weisen die RLM-Allokationsmengen in beiden Marktgebieten einen höheren Anteil an der Jahresallokationsmenge auf. Während die RLM-Allokationsmengen im Marktgebiet GASPOOL jedoch auch auf Monatsebene durchgängig über der Allokationsmenge der SLP-Kunden liegen und die Jahresallokationsmenge der RLM-Kunden in den vier GWJ mindestens 65 % oberhalb der SLP-Allokationsmenge liegt, übersteigen die RLM-Jahresallokationsmengen im Marktgebiet NCG die SLP-Jahresallokationsmengen höchstens um 24 % und liegen nur in den Sommermonaten oberhalb der SLP-Allokation.

Tabelle 8 zeigt die Monate mit den höchsten und geringsten Allokationsmengen für SLP und RLM und den GWJ 2016/17 bis 2019/20 sowie die zugehörigen Allokationsmengen. Es ist zu erkennen, dass die höchsten und geringsten SLP-Allokationsmengen in beiden Marktgebieten in denselben Monaten auftraten. Die höchsten und geringsten RLM-Allokationsmengen traten nicht in denselben Monaten auf.

Kenngröße	NCG	GASPOOL
Monat mit geringster SLP-Allokationsmenge	Jul 18	Jul 18
Monat mit geringster RLM-Allokationsmenge	Jun 19	Jun 17
Geringste SLP-Monatsallokationsmenge	3.680 Mio. kWh	2.758 Mio. kWh
Geringste RLM-Monatsallokationsmenge	17.426 Mio. kWh	18.763 Mio. kWh
Monat mit höchster SLP-Allokationsmenge	Jan 17	Jan 17
Monat mit höchster RLM-Allokationsmenge	Jan 17	Jan 19
Höchste SLP-Monatsallokationsmenge	47.690 Mio. kWh	31.663 Mio. kWh
Höchste RLM-Monatsallokationsmenge	38.001 Mio. kWh	33.263 Mio. kWh

Tabelle 8: Übersicht höchste und geringste monatliche Allokationsmengen SLP und RLM, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL

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 7 gegeben. Die Aufteilung der NK in die Cluster „Klein“, „Mittel“ und „Groß“ kommt im Folgenden nur in einem sogenannten Boxplot-Diagramm zur Allokationsgüte (Abbildung 17 und Abbildung 19) 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 Allokationsmengen-abhängig. Die Grenzen wurden dabei so gewählt, dass sich über beide Marktgebiete ungefähr gleich viele NK in den drei Clustern befinden (Cluster-Grenzen siehe Tabelle 7).

3.3.2.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 12 stellt den monatlichen Verlauf der SLP-Allokationsmengen im analytischen und synthetischen Verfahren für die GWJ 2016/17 bis 2019/20 im Marktgebiet NCG dar.

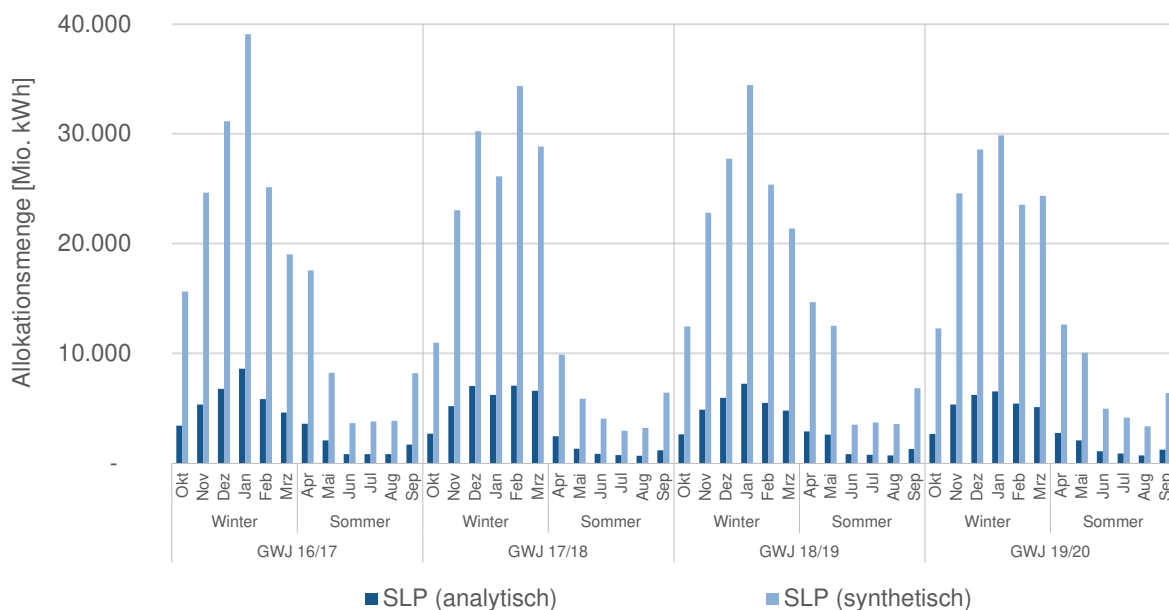


Abbildung 12: monatliche Allokationsmengen SLP, analytisch und synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG

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 nahezu konstant bei 18 %.

In beiden Verfahren ist ein sinkender Trend bei der Gesamt-Allokationsmenge erkennbar. Einzige Ausnahme bildet die Gesamt-Allokationsmenge im synthetischen Verfahren im GWJ 2018/19, wo die Menge leicht oberhalb der Vorjahresmenge lag.

In der folgenden Tabelle 9 werden die Daten, die Abbildung 12 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 7 wird dargestellt.

GWJ	Cluster	SLP-Allokationen [Mio. kWh]	davon SLPana [Mio. kWh]	davon SLPsyn [Mio. kWh]	Netzkonten Gesamt	davon SLPana	davon SLPsyn
16/17	Klein	6.662	322	6.340	139	9	130
	Mittel	21.889	2.088	19.801	138	14	124
	Groß	215.868	42.081	173.786	210	31	179
	SLP Gesamt	244.419	44.491	199.928	487	54	433
17/18	Klein	7.248	134	7.114	151	7	144
	Mittel	24.121	2.205	21.916	146	16	130
	Groß	196.642	39.672	156.970	189	30	159
	SLP Gesamt	228.011	42.011	186.000	486	53	433
18/19	Klein	6.789	317	6.471	143	8	135
	Mittel	22.506	1.785	20.721	139	13	127
	Groß	199.801	37.994	161.807	191	29	162
	SLP Gesamt	229.095	40.096	188.999	473	50	424
19/20	Klein	7.097	149	6.948	140	7	133
	Mittel	23.439	1.906	21.533	143	13	130
	Groß	194.292	38.000	156.292	184	28	156
	SLP Gesamt	224.828	40.055	184.773	467	48	419

Tabelle 9: Verteilung der SLP-Allokationen nach Clustern, analytisch und synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, 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 18 % liegt.

3.3.2.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 13 stellt den monatlichen Verlauf der SLP-Allokationsmengen im analytischen und synthetischen Verfahren für die GWJ 2016/17 bis 2019/20 im Marktgebiet GASPOOL dar.

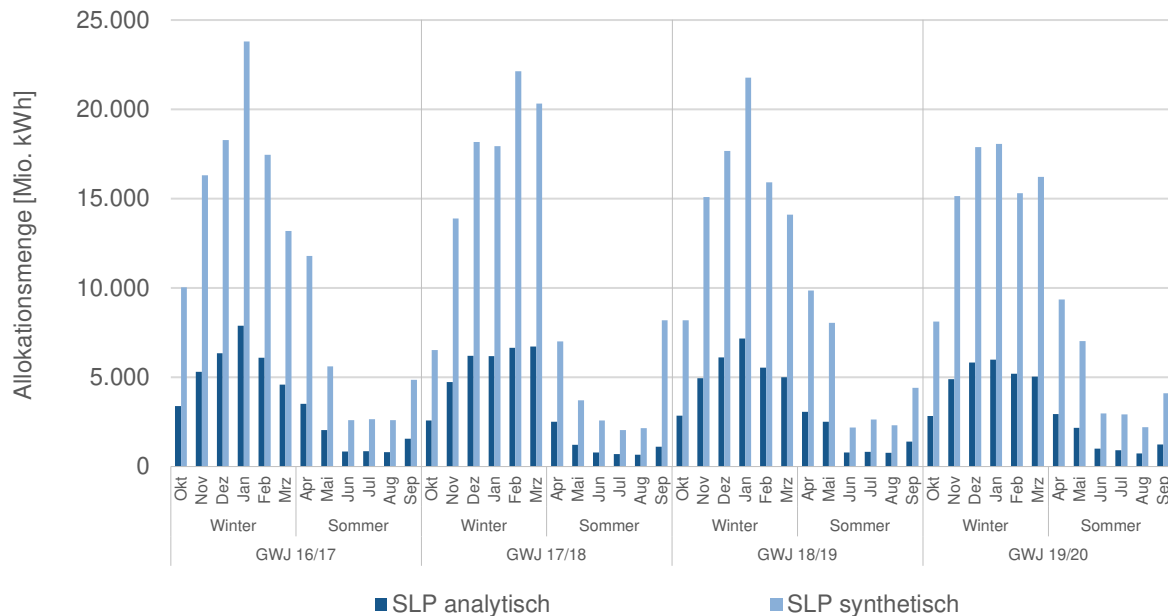


Abbildung 13: monatliche Allokationsmengen SLP, analytisch und synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL

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 nahezu konstant bei 25 %.

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

Im synthetischen Verfahren sank die Gesamt-Allokationsmenge im GWJ 2017/18 gegenüber dem Vorjahr ab, stieg jedoch im GWJ 2018/19 wieder etwas an. Im GWJ 2019/20 sank die Menge erneut. Im analytischen Verfahren nahm die jährliche Allokationsmenge im GWJ 2017/18 gegenüber dem Vorjahr ab, blieb im GWJ 2018/19 nahezu konstant zum Vorjahr und sank im GWJ 2019/20 erneut.

In der folgenden Tabelle 10 werden die Daten, die Abbildung 13 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 7 wird dargestellt.

GWJ	Cluster	SLP-Allokationen [Mio. kWh]	davon SLPana [Mio. kWh]	davon SLPsyn [Mio. kWh]	Netzkonten Gesamt	davon SLPana	davon SLPsyn
16/17	Klein	5.108	1.284	3.823	107	26	81
	Mittel	18.692	2.930	15.762	115	20	95
	Groß	148.582	39.011	109.571	108	27	81
	SLP Gesamt	172.381	43.225	129.156	330	73	257
17/18	Klein	5.424	1.188	4.236	112	27	85
	Mittel	18.308	3.013	15.295	114	20	94
	Groß	136.827	35.864	100.963	105	26	79
	SLP Gesamt	160.558	40.064	120.494	331	73	258
18/19	Klein	5.341	1.151	4.190	110	24	86
	Mittel	19.935	3.610	16.325	124	24	100
	Groß	137.893	36.201	101.693	103	24	79
	SLP Gesamt	163.169	40.961	122.208	337	72	265
19/20	Klein	5.322	1.126	4.196	107	23	84
	Mittel	20.762	4.049	16.713	129	26	103
	Groß	132.017	33.595	98.421	98	22	76
	SLP Gesamt	158.100	38.770	119.331	334	71	263

Tabelle 10: Verteilung der SLP-Allokationen nach Clustern, analytisch und synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, 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 22,1 %, während der Anteil bei den Allokationsmengen zwischen 24,5 % und 25,1 % liegt.

3.3.2.3 Vergleich der Marktgebiete

In beiden Marktgebieten überwiegt die Anwendung des synthetischen Verfahrens deutlich. Der Anteil des analytischen Verfahrens liegt bei den Allokationsmengen nahezu konstant bei 18 % (NCG) bzw. 25 % (GASPOOL).

Die Anzahl der NK ist in beiden Marktgebieten nahezu konstant, die Aufteilung in synthetisches und analytisches Verfahren auf die Cluster „Groß“, „Mittel“ und „Klein“ weicht jedoch in den Marktgebieten ab.

In beiden Marktgebieten sind die durchschnittlichen Allokationsmengen der analytisch bilanzierenden Netzbetreiber in allen vier GWJ höher als die der synthetisch bilanzierenden Netzbetreiber.

Tabelle 11 zeigt die Monate mit den höchsten und geringsten Allokationsmengen für SLP im synthetischen und analytischen Verfahren in den GWJ 2016/17 bis 2019/20 sowie die zugehörigen Allokationsmengen. In beiden Marktgebieten trat das monatliche Allokationsmaximum für synthetisches und analytisches Verfahren im Januar 2017 auf. Das Allokationsminimum für das synthetische Verfahren trat in beiden Marktgebieten im Juli 2018 auf. Das Allokationsminimum im analytischen Verfahren lag in beiden Marktgebieten im Monat August 2018.

Kenngröße	NCG	GASPOOL
Monat mit geringster anal. Allokationsmenge	Aug 18	Aug 18
Monat mit geringster synth. Allokationsmenge	Jul 18	Jul 18
geringste analytische Allokationsmenge	675 Mio. kWh	661 Mio. kWh
geringste synthetische Allokationsmenge	2.952 Mio. kWh	2.050 Mio. kWh
Monat mit höchster anal. Allokationsmenge	Jan 17	Jan 17
Monat mit höchster synth. Allokationsmenge	Jan 17	Jan 17
höchste analytische Allokationsmenge	8.603 Mio. kWh	7.877 Mio. kWh
höchste synthetische Allokationsmenge	39.086 Mio. kWh	23.786 Mio. kWh

Tabelle 11: Übersicht höchste und geringste monatliche Allokationsmengen SLP, analytisch und synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL

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 14 zeigt die täglichen positiven und negativen NKS summiert über alle NK des Marktgebietes NCG in den GWJ 2016/17 bis 2019/20.

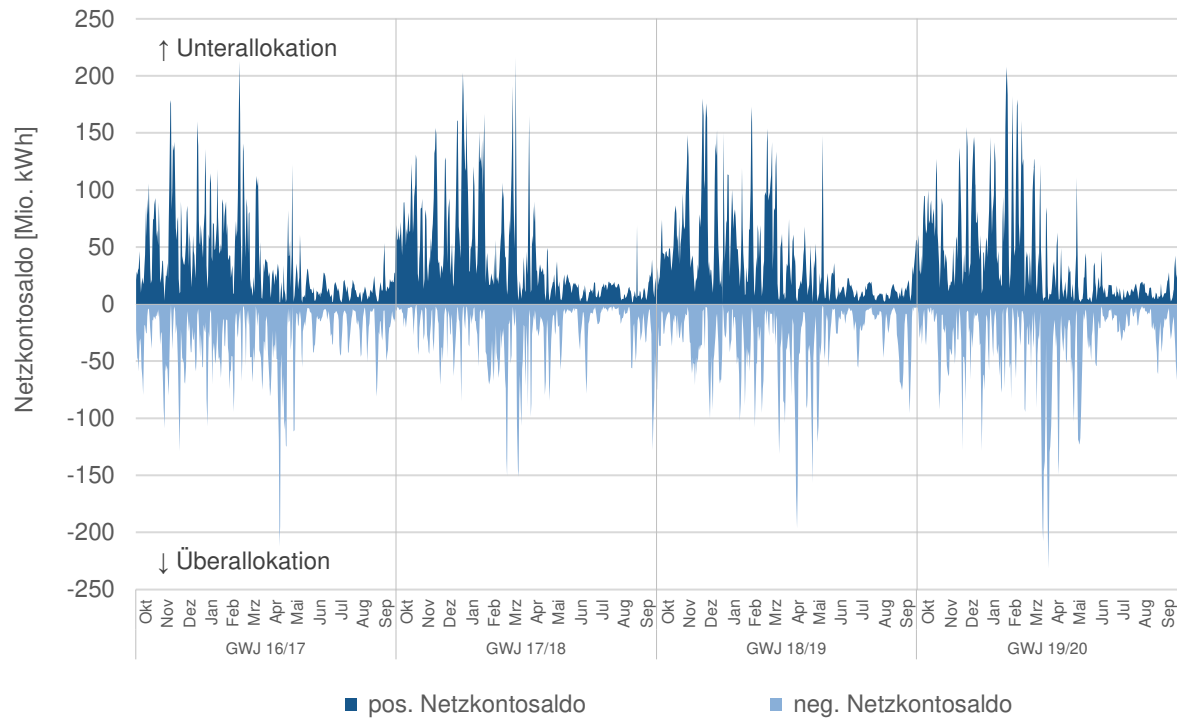


Abbildung 14: NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis getrennt nach Über- und Unterallokation, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG

Abbildung 14 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 10) fallen auch die NKS in den Wintermonaten tendenziell höher aus.

3.3.3.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 15 zeigt die täglichen positiven und negativen NKS summiert über alle NK des Marktgebietes GASPOOL in den GWJ 2016/17 bis 2019/20.

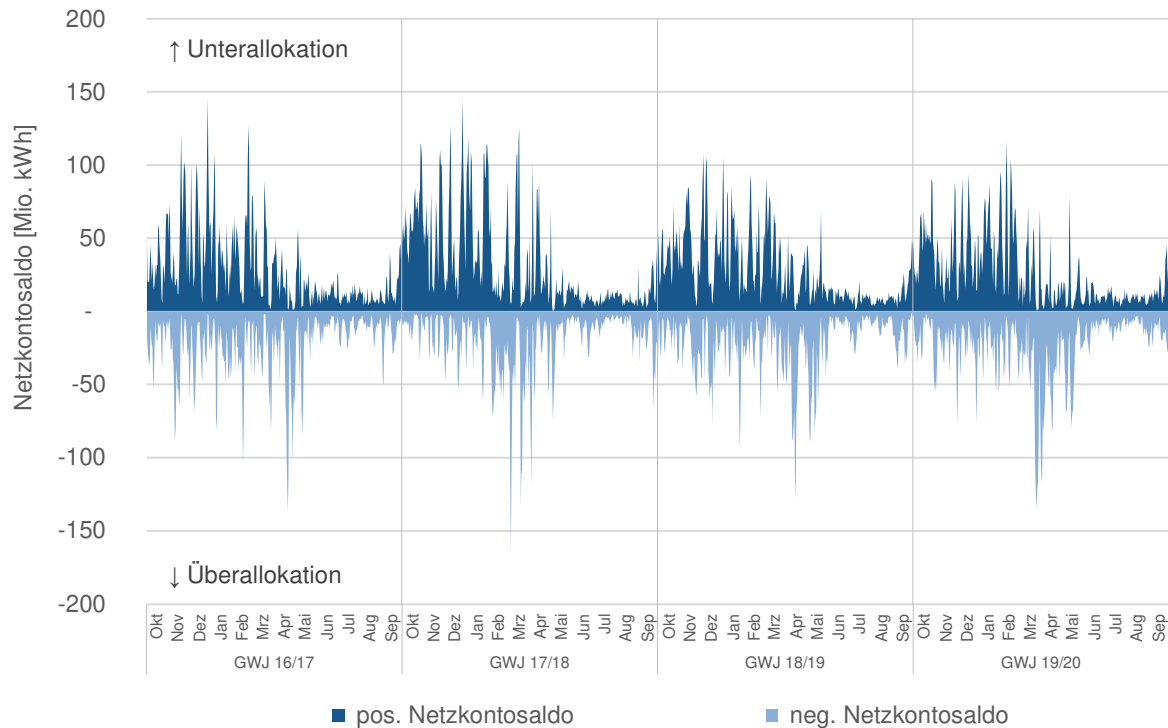


Abbildung 15: NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis getrennt nach Über- und Unterallokation, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL

Abbildung 15 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 11) fallen auch die NKS in den Wintermonaten tendenziell höher aus.

3.3.3.3 Vergleich der Marktgebiete

Die folgende Abbildung 16 zeigt den positiven und negativen NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis für die Marktgebiete NCG und GASPOOL.

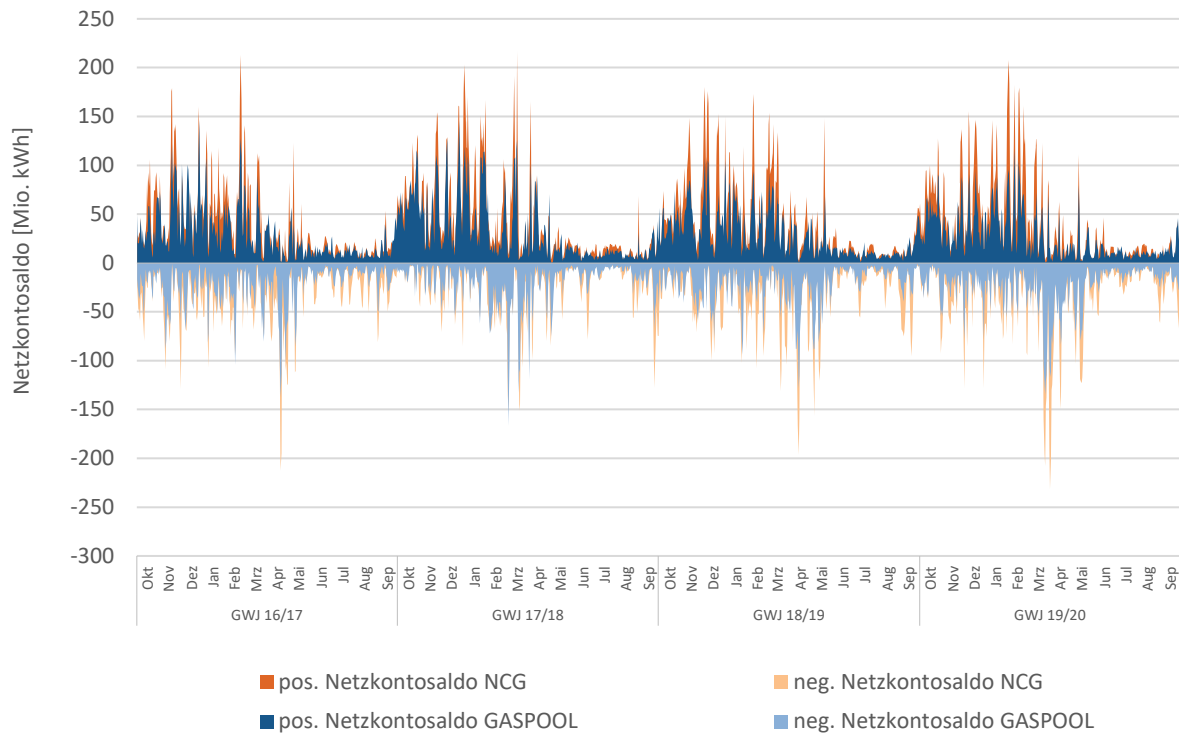


Abbildung 16: positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL

In Tabelle 12 werden der Korrelationskoeffizient und das Bestimmtheitsmaß als Maß für den linearen Zusammenhang zwischen dem täglichen positiven NKS im Marktgebiet NCG und dem täglichen positiven NKS im Marktgebiet GASPOOL pro GWJ dargestellt.

	linearer Zusammenhang zwischen täglichem positivem NKS im Marktgebiet NCG und täglichem positivem NKS im Marktgebiet GASPOOL				
	GWJ 16/17	GWJ 17/18	GWJ 18/19	GWJ 19/20	Gesamt
Korrelationskoeffizient r	0,86	0,89	0,87	0,92	0,88
Bestimmtheitsmaß R^2	0,73	0,80	0,76	0,84	0,77

Tabelle 12: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen positivem NKS im Marktgebiet NCG und positivem NKS im Marktgebiet GASPOOL auf Tagesbasis, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL

In Tabelle 13 werden der Korrelationskoeffizient und das Bestimmtheitsmaß als Maß für den linearen Zusammenhang zwischen dem täglichen negativen NKS im Marktgebiet NCG und dem täglichen negativen NKS im Marktgebiet GASPOOL pro GWJ dargestellt.

	linearer Zusammenhang zwischen täglichem negativem NKS im Marktgebiet NCG und täglichem negativem NKS im Marktgebiet GASPOOL				
	GWJ 16/17	GWJ 17/18	GWJ 18/19	GWJ 19/20	Gesamt
Korrelationskoeffizient r	0,84	0,85	0,81	0,91	0,85
Bestimmtheitsmaß R^2	0,71	0,72	0,65	0,83	0,73

Tabelle 13: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen negativem NKS im Marktgebiet NCG und negativem NKS im Marktgebiet GASPOOL auf Tagesbasis, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL

Die Marktgebiete von NCG und GASPOOL zeigen jeweilig zwischen den täglichen positiven und negativen NKS („Marktgebietssalden“) in der Vergleichsbetrachtung der Untersuchungsmonate eine starke Korrelation.

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 7). 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 17 und Abbildung 19 geben 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 zeigen Abbildung 18 und Abbildung 20 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

Abbildung 17 zeigt den Boxplot der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis im Marktgebiet NCG inklusive aller Ausreißer-Werte. Die y-Achse wird logarithmiert (Basis 10) dargestellt.

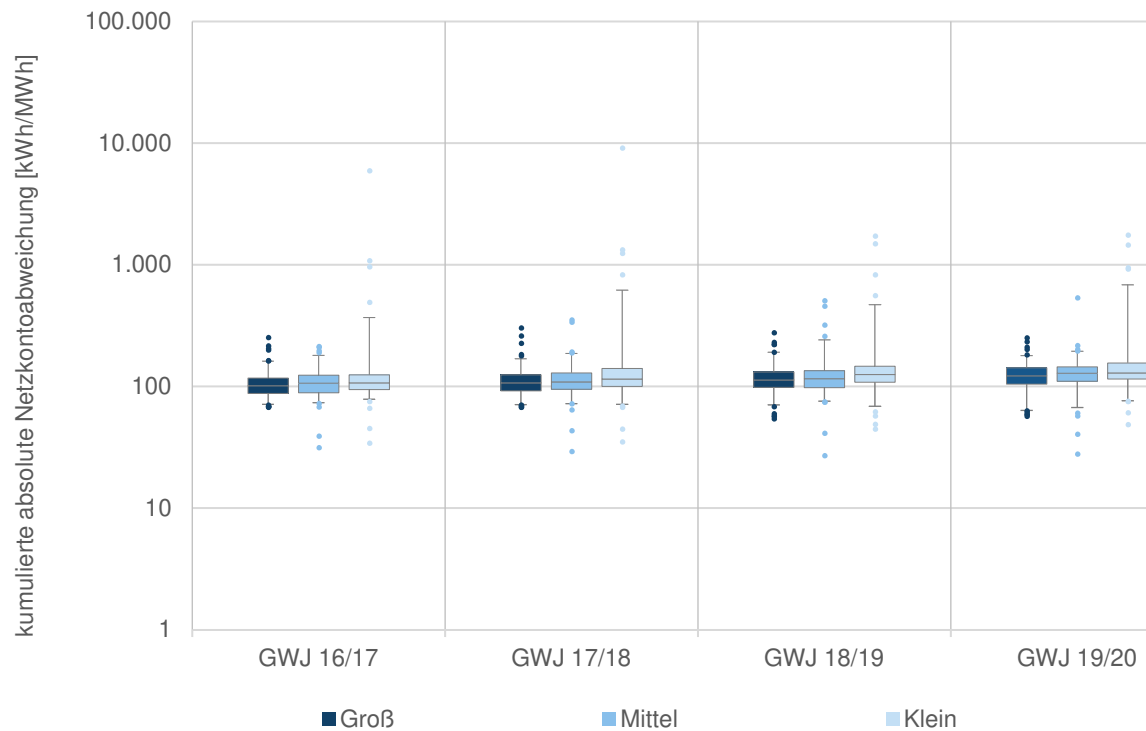


Abbildung 17: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG

Abbildung 18 zeigt einen Ausschnitt von Abbildung 17, in welchem die Boxen des Boxplots detailliert betrachtet werden können.

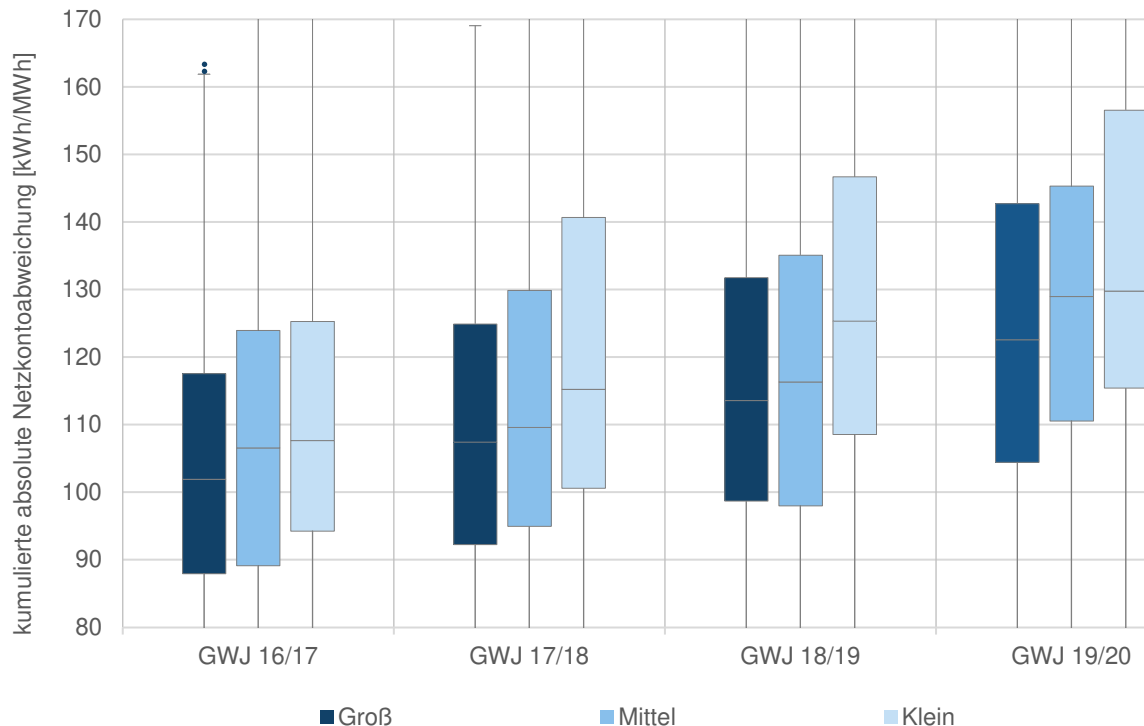


Abbildung 18: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG

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 18) und vor allem den langen Antennen (Abbildung 17). Darüber hinaus weisen einige Netzkonten Werte auf, auf deren Darstellung zwecks Übersichtlichkeit in Abbildung 18 teilweise verzichtet wurde, die jedoch in Abbildung 17 vollständig dargestellt werden. Über die vier GWJ lagen insgesamt 130 Einzelwerte zwischen dem in Abbildung 18 dargestellten Maximum von 170 kWh/MWh und dem Maximalwert in Höhe von 9.155 kWh/MWh. Bezogen auf die Summe der SLP-Allokation pro Jahr machen diese NK (kumulierte absolute Netzkontoabweichung > 170 kWh/MWh) in den untersuchten GWJ einen Anteil zwischen 1,4 % und 3,1 % der SLP-Gesamtallokationsmenge im NCG Marktgebiet aus. Die Ausreißerwerte (die oberen 2,5 % der Daten) begründen sich sowohl durch eine geringe SLP-Allokationsmenge bei großer Gesamtlast als auch durch Marktgebietsüberlapper.

3.3.4.1.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 19 zeigt den Boxplot der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis im Marktgebiet GASPOOL inklusive aller Ausreißer-Werte. Die y-Achse wird logarithmiert (Basis 10) dargestellt.

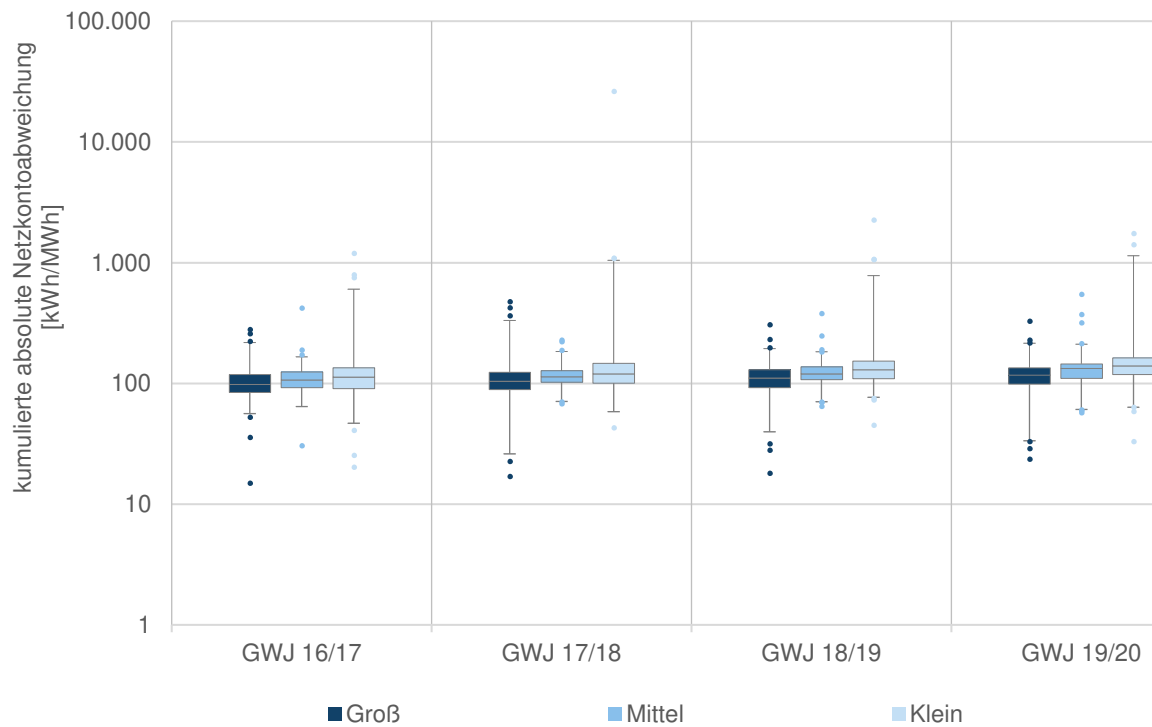


Abbildung 19: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL

Abbildung 20 zeigt einen Ausschnitt von Abbildung 19, in welchem die Boxen des Boxplots detailliert betrachtet werden können.

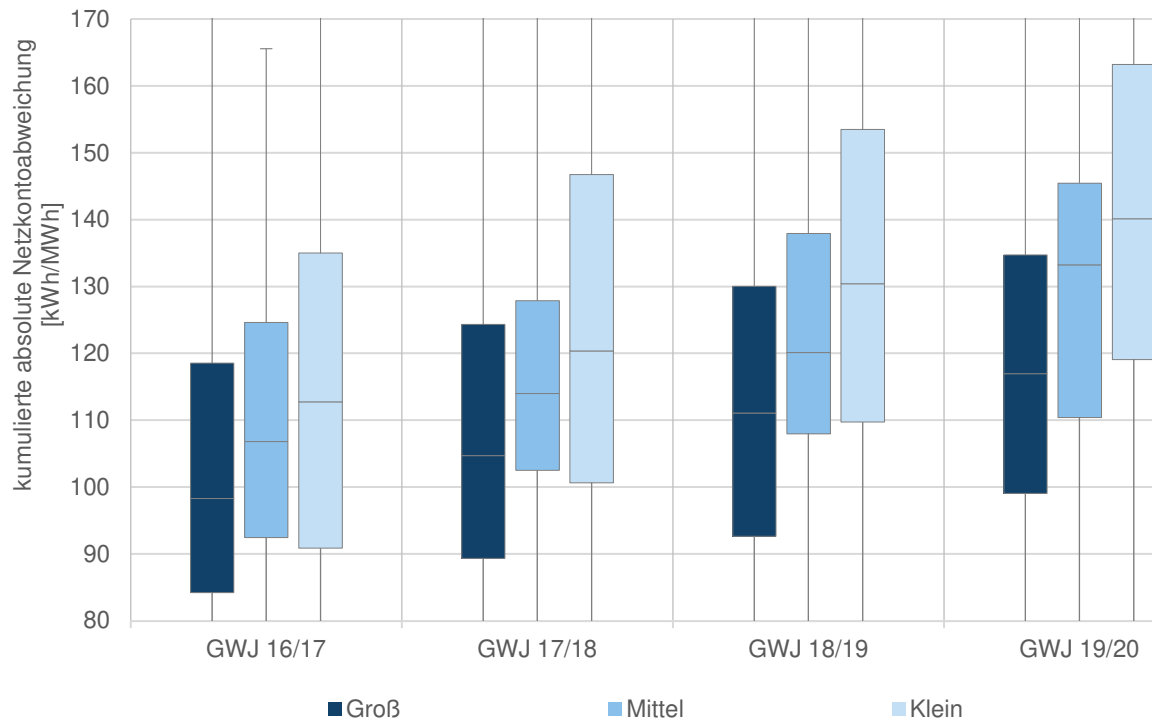


Abbildung 20: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL

Ein Vergleich zwischen den Clustern zeigt, dass der Median im Cluster der kleinen NK höher ausfällt als für die mittleren und großen NK (Abbildung 20). Auch die Streuung ist bei den kleinen NK am stärksten ausgeprägt, gut zu erkennen an den breiteren Boxen (Abbildung 20) und vor allem den langen Antennen sowie hohen Ausreißer-Werten (Abbildung 19). Sie zeigen, dass bei den kleinen NK nicht nur wenige Ausreißer (die oberen 2,5 % der Daten) extrem hohe Werte haben, sondern dass auch die mittleren 95 % der Daten eine sehr hohe Bandbreite an Einzelwerten aufweisen.

Darüber hinaus weisen einige Netzkonten hohe Ausreißerwerte auf, auf deren Darstellung zwecks Übersichtlichkeit in Abbildung 20 teilweise verzichtet wurde, die jedoch in Abbildung 19 vollständig dargestellt werden. Über die vier GWJ lagen insgesamt 139 Einzelwerte zwischen dem dargestellten Maximum von 170 kWh/MWh und dem Maximalwert von 150.804 kWh/MWh. Bezogen auf die Summe der SLP-Allokation pro Jahr machen diese NK (kumulierte absolute Netzkontoabweichung > 170 kWh/MWh) in den untersuchten GWJ einen Anteil zwischen 4,3 % und 8,2 % der SLP-Gesamtallokationsmenge im GASPOOL Marktgebiet aus. Die Ausreißerwerte (die oberen 2,5% der Daten) begründen sich sowohl durch eine geringe SLP-Allokationsmenge bei großer Gesamtlast als auch durch Marktgebietsüberlapper.

3.3.4.1.3 Vergleich der Marktgebiete

Tabelle 14 gibt einen Überblick der Kennzahlen der zuvor dargestellten Boxplots für die beiden Marktgebiete NCG und GASPOOL für die vier betrachteten GWJ.

GWJ	Bezeichnung Boxplot- Bestandteil	Quantil	Groß		Mittel		Klein	
			NCG	GASPOOL	NCG	GASPOOL	NCG	GASPOOL
16/17	Untere Antenne	0,025	71	56	74	64	78	47
	Unteres Quartil	0,25	88	84	89	92	94	91
	Median	0,5	102	98	107	107	108	113
	Oberes Quartil	0,75	118	119	124	125	125	135
	Obere Antenne	0,975	162	218	180	166	368	606
17/18	Untere Antenne	0,025	71	26	72	71	71	58
	Unteres Quartil	0,25	92	89	95	103	101	101
	Median	0,5	107	105	110	114	115	120
	Oberes Quartil	0,75	125	124	130	128	141	147
	Obere Antenne	0,975	169	333	187	184	619	1.048
18/19	Untere Antenne	0,025	71	40	76	70	69	77
	Unteres Quartil	0,25	99	93	98	108	109	110
	Median	0,5	114	111	116	120	125	130
	Oberes Quartil	0,75	132	130	135	138	147	154
	Obere Antenne	0,975	192	194	240	182	469	780
19/20	Untere Antenne	0,025	63	33	72	61	78	64
	Unteres Quartil	0,25	105	99	111	117	115	120
	Median	0,5	124	118	129	135	131	141
	Oberes Quartil	0,75	143	138	149	148	157	163
	Obere Antenne	0,975	179	224	211	225	694	1.151

Tabelle 14: Kennzahlen Boxplots kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL

Aus der Tabelle 14 ist deutlich zu erkennen, dass der Median in beiden Marktgebieten in allen drei Clustern – klein, mittel und groß – im GWJ 2019/20 am höchsten (zwischen 118 kWh/MWh und 141 kWh/MWh) und im GWJ 2016/17 am niedrigsten ausgefallen ist (zwischen 98 kWh/MWh und 113 kWh/MWh). Im GWJ 2017/18 liegt der Median in beiden Marktgebieten in allen drei Clustern unter dem Niveau des GWJ 2018/19.

Im Marktgebiet der GASPOOL fällt das Streuungsmaß der mittleren 95 % der Datenpunkte bei den großen und kleinen Clustern deutlich höher aus als bei NCG.

Die Streuung der mittleren 50 % der Daten hat im Marktgebiet der NCG über alle vier GWJ in allen drei Clustern zugenommen. Im Marktgebiet der GASPOOL nimmt die Streuung des großen Clusters zu, das mittlere und kleine Cluster schwankt von GWJ zu GWJ. In beiden Marktgebieten sind die Werte für das Streuungsmaß der mittleren 50 % der Datenpunkte ähnlich.

Auffällig ist, dass die Werte der Allokationsgüte der unteren Antenne im Marktgebiet GASPOOL über alle GWJ und Cluster teilweise deutlich geringer sind als bei NCG. Die Werte des unteren Quartils sind über alle Cluster in allen 4 GWJ sehr ähnlich.

Ein Vergleich aller Werte der Tabelle 14 für beide Marktgebietsverantwortlichen über alle GWJ und Cluster zeigt, dass in den kleinen Clustern die Werte bei GASPOOL meist höher sind als bei NCG. Für die anderen beiden Cluster ist kein klares Muster erkennbar.

3.3.4.2 Allokationsgüte auf Monatsbasis

Im Folgenden wird in Abbildung 21 und Abbildung 24 zunächst die Temperaturverteilung in den Marktgebieten anhand von Boxplot-Diagrammen monatsscharf 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 22 und Abbildung 25 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 23 und Abbildung 26 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 21 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.

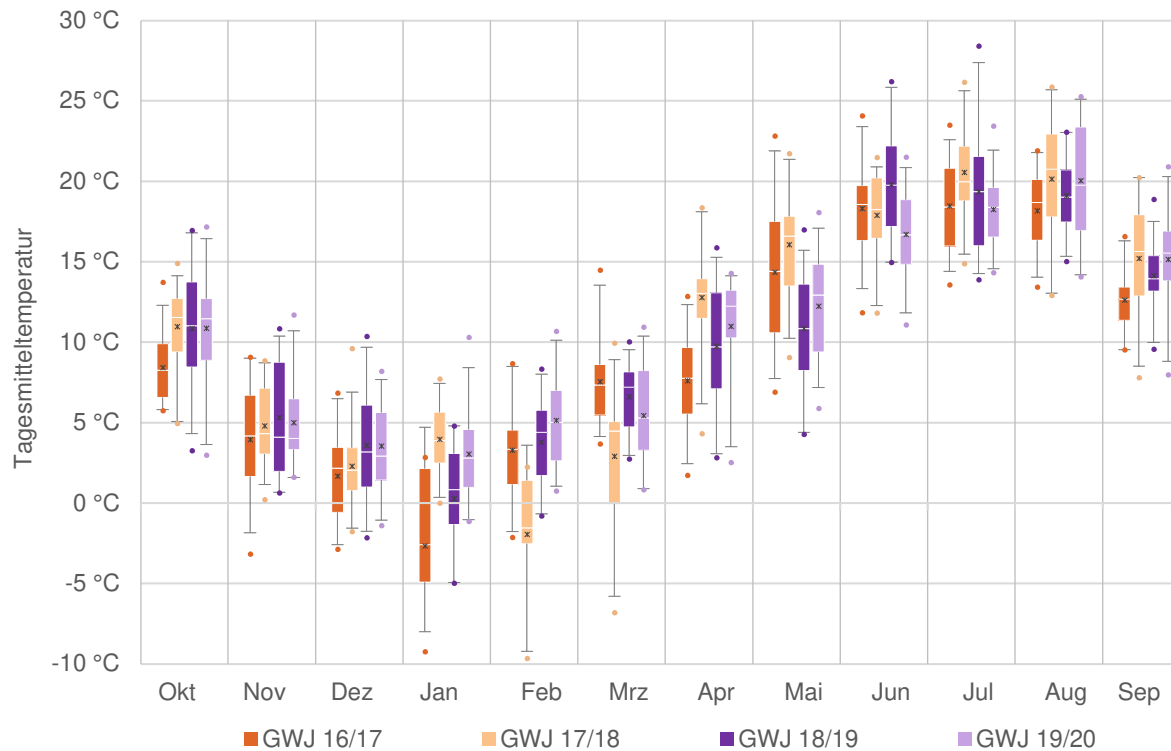


Abbildung 21: Boxplot Tagesmitteltemperatur auf Monatsbasis, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG

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 jeden Jahres.

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

Abbildung 22 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.

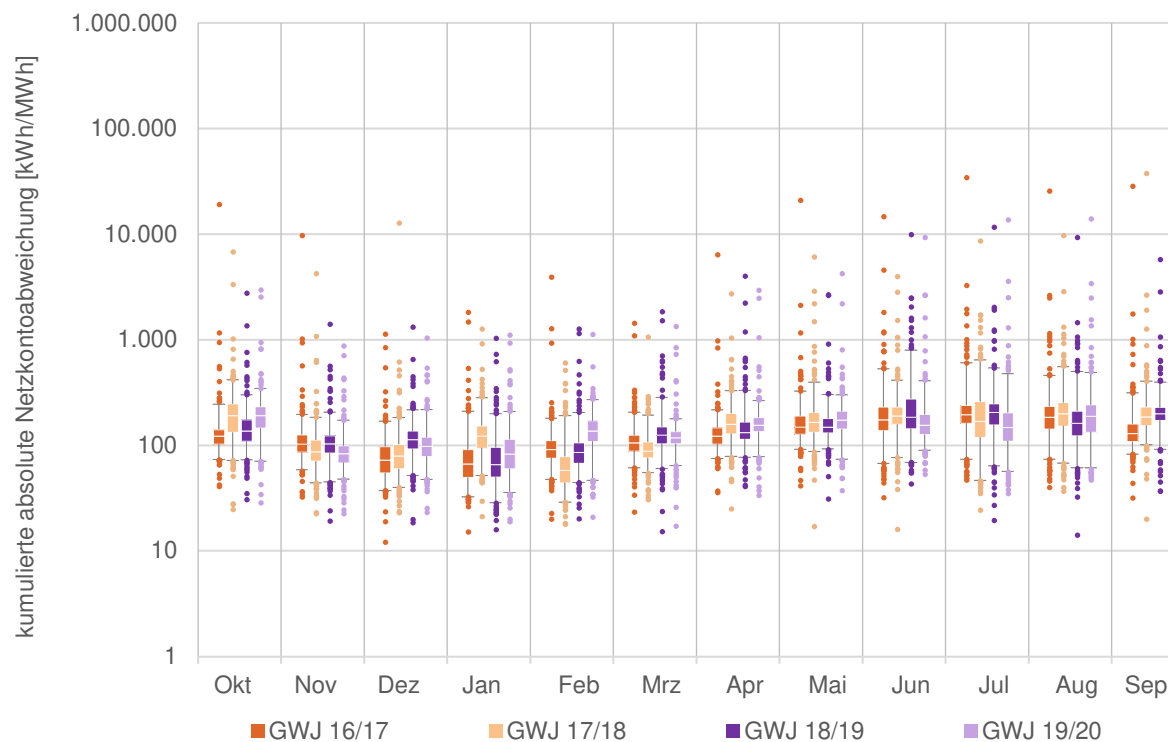


Abbildung 22: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG

Abbildung 23 zeigt einen Ausschnitt von Abbildung 22, in welchem die Boxen des Boxplots detailliert betrachtet werden können.

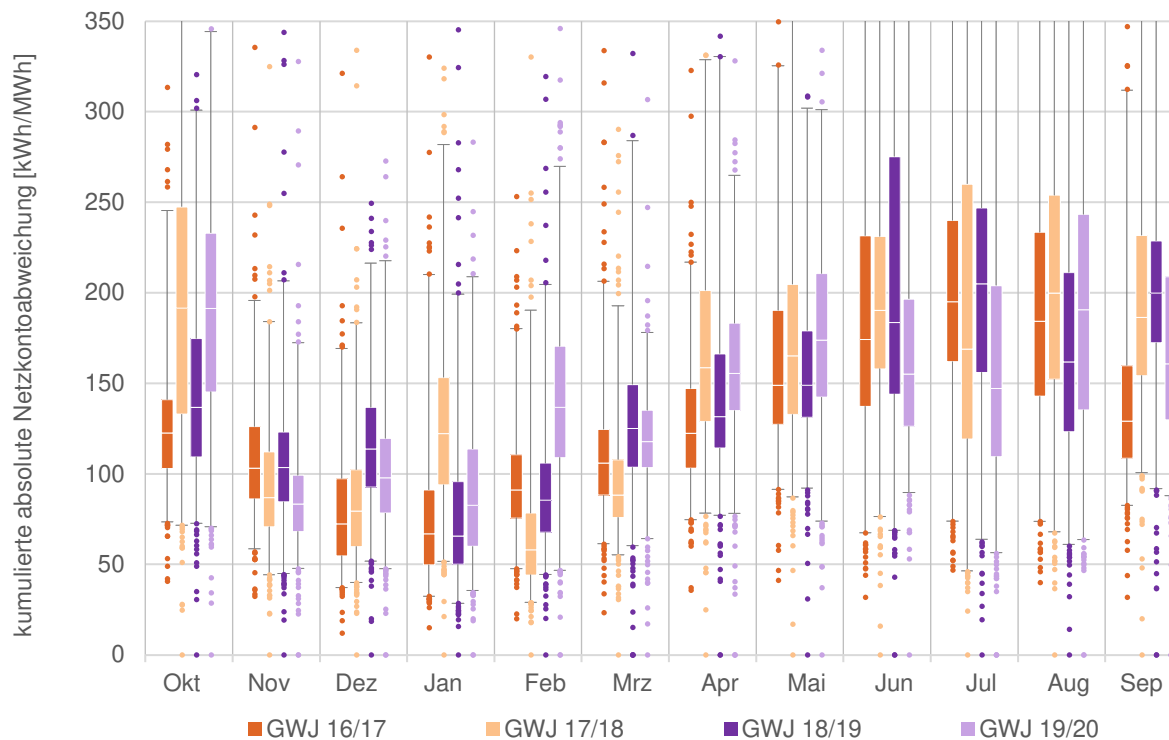


Abbildung 23: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG

Die Abbildungen verdeutlichen die saisonalen Schwankungen der Allokationsgüte, jedoch auch Unterschiede zwischen den gleichen Monaten in unterschiedlichen GWJ. In allen GWJ 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 23) mit einer gleichzeitig höheren Streuung der Daten (Abbildung 22).

Auf Monatsebene liegt kein GWJ mit den Antennen, Boxen oder dem Median durchgängig ober- oder unterhalb der anderen GWJ. Während beispielsweise Oktober und Januar des GWJ 2017/18 durch vergleichsweise hohe Werte der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung geprägt waren (Abbildung 23), fielen die Werte des Monats Februar im selben GWJ im Vergleich zu den anderen drei betrachteten GWJ niedrig aus. Die Streuung der Allokationsgüte (zu erkennen an breiten Boxen und Antennen sowie Ausreißerwerten, Abbildung 22) fiel in den Monaten Januar der GWJ 2017/18 und 2019/20 sowie in den Monaten Juni bis August aller GWJ höher aus als in anderen Monaten.

In allen GWJ fällt der Median der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung in den Monaten Oktober und April bis September höher aus als in den übrigen Monaten.

Im Folgenden wird eine Beurteilung der Allokationsgüte (siehe Abbildung 21) für vier ausgewählte Monate (Oktober, Februar, April und Juli) im Zusammenhang mit den aufgetretenen Temperaturen vorgenommen.

Oktober

Bei der Boxplot-Darstellung der Temperaturen sind insgesamt sehr unterschiedliche Boxen mit sehr unterschiedlichen Antennen zu erkennen, in unterschiedlichen Gesamthöhen. Die Boxplots der Monate Oktober 2017, 2018 und 2019 weisen bezüglich des Mittelwertes und der Lage des Medians Gemeinsamkeiten auf. Im Oktober 2018 liegen die mittleren 50 % der Daten zudem gleichmäßig um den Median verteilt. Der Oktober 2016 weist auffällig kalte Temperaturen auf. Der Median liegt bei 8,3 °C. Die kälteste Temperatur ergibt sich im Oktober 2019 mit 3,0°C.

Bei höheren Temperaturen in einem Oktober sind die kumulierten absoluten Netzkontoabweichungen des Marktgebietes größer und streuen stärker. Zum Vergleich kann der kälteste Oktober des Jahres 2016 mit den niedrigen Netzkontoabweichungen herangezogen werden.

Februar

Bei der Boxplot-Darstellung der Temperaturen sind insgesamt sehr unterschiedliche Ausprägungen zu erkennen. Sowohl die Lage als auch Breite der Boxen und Antennen weisen ein unterschiedliches Niveau auf. Dabei sieht der Boxplot des Februars 2019 dem Boxplot des Februars 2020 ähnlich, obwohl hier bei genauer Betrachtung deutliche Unterschiede in der Lage des Medians und des Mittelwertes zu erkennen sind. Darüber hinaus traten im Februar 2018 zum Teil sehr niedrige Temperaturen auf. Das bedeutet insgesamt, dass dieser Monat kalt mit einer großen Temperaturspanne war. Im Februar 2020 trat die höchste Temperatur mit 10,7 °C auf.

Der kälteste Februar im GWJ 17/18 in der Abbildung 21 weist in der Abbildung 23 die geringsten kumulierten absoluten Netzkontoabweichungen mit der niedrigsten Streuung auf. Die geringste Allokationsgüte tritt im Jahr GWJ 19/20 auf, in dem der Februar besonders mild war.

April

Bei der Boxplot-Darstellung der Temperaturen sind insgesamt sehr unterschiedliche Boxen in unterschiedlichen Gesamthöhen zu beobachten. Die Diagramme der Monate April 2018 und 2020 sehen bezogen auf die Lage der mittleren 50% der Daten insgesamt ähnlich aus. Der April 2018 hat im Vergleich zum April 2017, 2019 und 2020 deutlich höhere Temperaturen. Der April 2017 hatte insgesamt die niedrigsten Temperaturen, auch die niedrigste Temperatur mit 1,7 °C trat hier auf.

Die größten kumulierten absoluten Abweichungen der Netzkonten des Marktgebietes des GWJ 17/18 sind in der Abbildung 23 ersichtlich. Die Tagesmitteltemperaturen in der Abbildung 21 im GWJ 17/18 sind wesentlich höher als in den übrigen Gaswirtschaftsjahren.

Juli

In den Sommermonaten fehlt der Heizgasbedarf als Führungsgröße für die Allokationsmengenermittlung. Das Verbrauchsverhalten der SLP- Kunden wird nicht nur durch die Außentemperatur, sondern auch durch andere Umweltbedingungen und weiteren Einflussgrößen (z.B. regelmäßiges Aufheizen der Warmwasserspeicher zur Legionellen-Desinfektion) bestimmt. Der Juli 2019 weist einen ungewöhnlich breiten Temperaturbereich von 13,9 °C bis 28,4 °C auf und erklärt dadurch die im Median geringste monatliche Allokationsgüte der dargestellten vier Jahre.

Es werden bei 13,9°C die gleichen Mengen allokiert, wie z.B. in den Übergangsmonaten März/April, obwohl die Heizungen sicherlich nicht in Betrieb sind. Dies kann zu einer Überallokation führen. Bei sehr hohen Temperaturen steigt der Warmwasserbedarf, gleichzeitig sinkt die Allokationsmenge auf ein Minimum ab. Die Julimonate 2017 und 2020 weisen dagegen ein vollkommen unauffälliges Temperaturspektrum bis maximal 23,4°C auf. Die Allokationsgüte ist dementsprechend für einen Sommermonat durchschnittlich, wobei die Streuung der Allokationsgüte im Juli 2017 über der im Juli 2020 liegt. Der Juli 2018 ist ähnlich dem Juli 2019 ein wärmerer Monat im Vergleich mit den Julimonaten 2017 und 2020. Der große Temperaturbereich von über 14°C bis über 28°C begründet die im Median geringe monatliche Allokationsgüte.

Zusammenfassung

Insgesamt ist bei der Interpretation der Boxplots festzustellen, dass die Allokationsgüte in allen betrachteten Monaten bei wärmeren Tagesmitteltemperaturen tendenziell abnimmt.

Bei gleichgebliebenen Rahmenbedingungen der täglichen Allokationsmengenermittlung wird eine von den jeweiligen aufgetretenen, unüblichen oder auch üblichen, Temperaturen abhängige Allokationsgüte erreicht. Erst wenn die für die Allokation verwendete Einflussgröße sich ändert, kann auch eine positive Veränderung in der Allokationsgüte erreicht werden.

3.3.4.2.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 24 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.

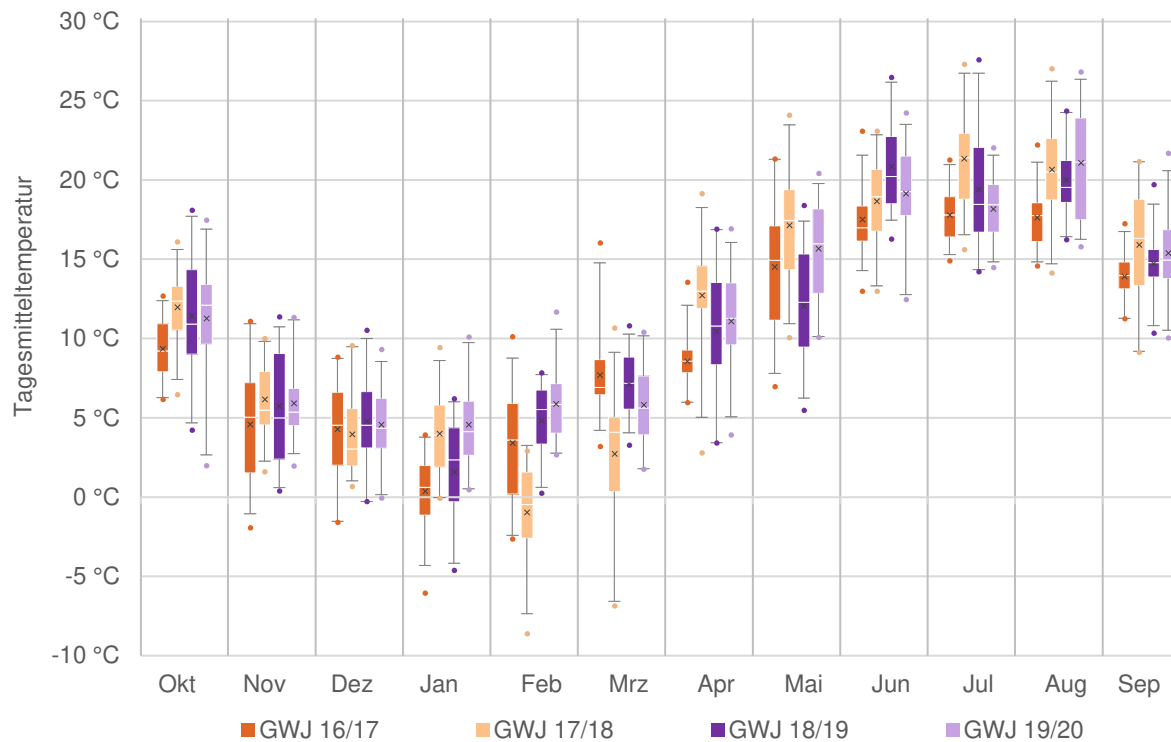


Abbildung 24: Boxplot Tagesmitteltemperatur auf Monatsbasis, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL

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 Juli und August jeden Jahres.

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

Abbildung 25 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.

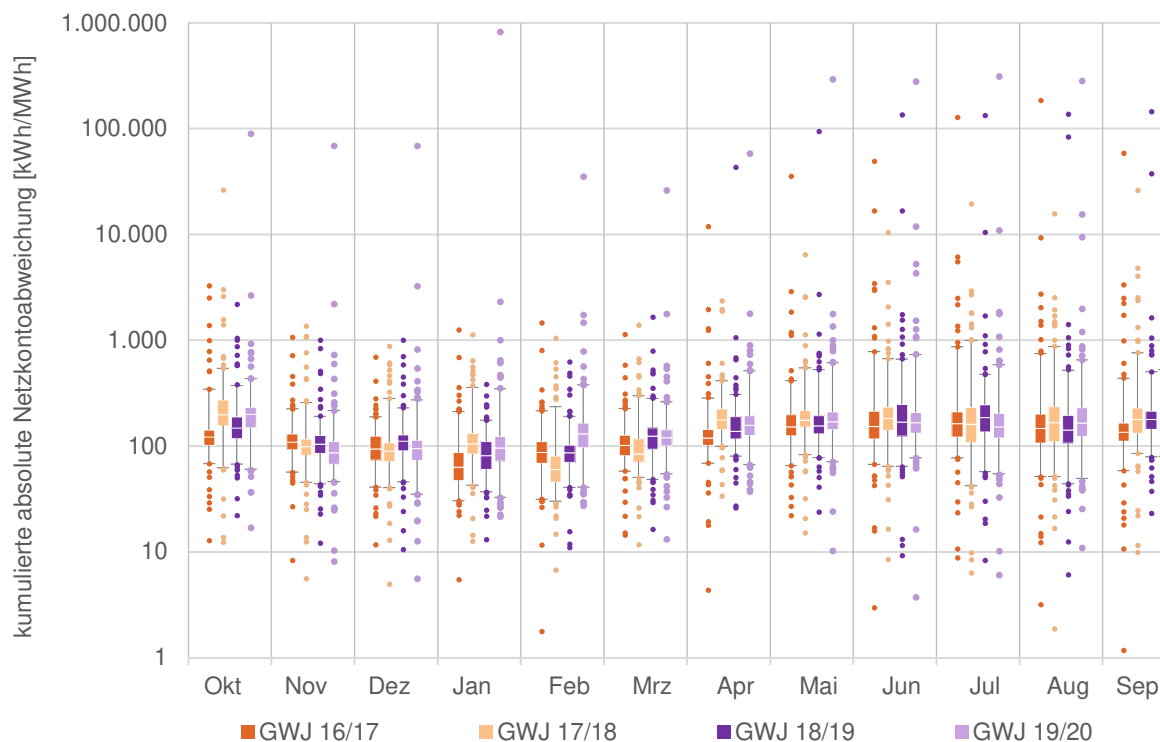


Abbildung 25: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL

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

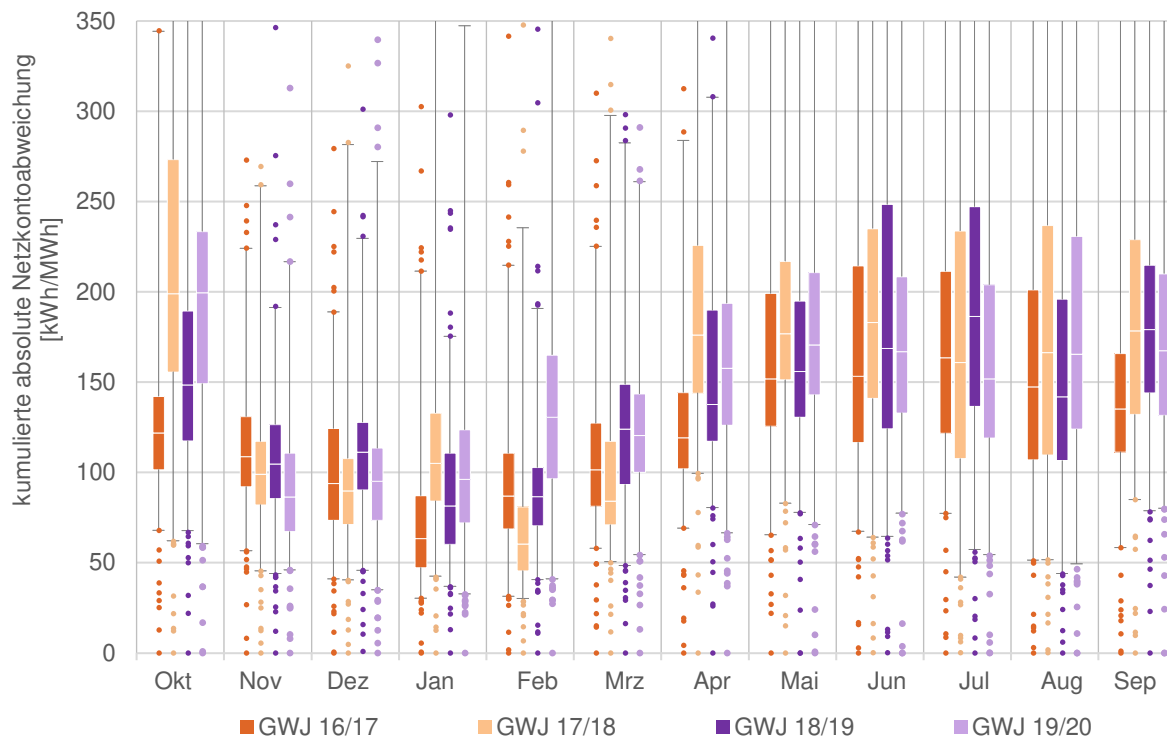


Abbildung 26: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL

Die Abbildungen verdeutlichen die saisonalen Schwankungen der Allokationsgüte, jedoch auch Unterschiede zwischen den gleichen Monaten in unterschiedlichen GWJ. In allen GWJ 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 26) mit einer gleichzeitig höheren Streuung der Daten (Abbildung 25).

Auf Monatsebene liegt kein GWJ mit den Antennen, Boxen oder dem Median durchgängig ober- oder unterhalb der anderen GWJ. Während beispielsweise Oktober und Februar des GWJ 2019/20 durch vergleichsweise hohe Werte der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung geprägt waren (Abbildung 26), fielen die Werte des Monats November im selben GWJ im Vergleich zu den anderen drei betrachteten GWJ niedrig aus. Die Streuung der Allokationsgüte (zu erkennen an breiten Boxen und Antennen sowie Ausreißerwerten, Abbildung 25) fiel im Februar des GWJ 2019/20 sowie in den Monaten Juni bis August aller GWJ höher aus als in anderen Monaten.

In allen GWJ 2016/17 und 2017/18 fällt der Median der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung in den Monaten Oktober und April bis September höher aus als in den übrigen Monaten.

Im Folgenden wird eine Beurteilung der Allokationsgüte (siehe Abbildung 26) für vier ausgewählte Monate (Oktober, Februar, April und Juli) im Zusammenhang mit den aufgetretenen Temperaturen vorgenommen.

Oktober

Bei der Boxplot-Darstellung der Temperaturen sind insgesamt sehr unterschiedliche Boxen mit sehr unterschiedlichen Antennen zu erkennen, in unterschiedlichen Gesamthöhen. Die Boxplots der Monate Oktober 2017 und 2019 weisen bezüglich des Medians Gemeinsamkeiten auf. Im Oktober 2016 liegen die mittleren 50 % der Daten gleichmäßig um den Median verteilt. Der Oktober 2016 weist in Mittelwert und Median auffällig kalte (Mittelwert 9,3 °C, Median 9,2 °C) auf, die insgesamt kälteste Temperatur ergab sich jedoch im Oktober 2019 mit 2,0 °C. Die Monate Oktober 2018 und 2019 weisen insgesamt die stärkste Streuung der Daten auf.

Bei höheren Temperaturen in einem Oktober sind die kumulierten absoluten Netzkontoabweichungen des Marktgebietes größer und streuen stärker. Zum Vergleich kann der kälteste Oktober des Jahres 2016 mit den geringeren Netzkontoabweichungen herangezogen werden.

Februar

Bei der Boxplot-Darstellung der Temperaturen sind insgesamt sehr unterschiedliche Ausprägungen zu erkennen. Sowohl die Lage als auch Breite der Boxen und Antennen weisen ein unterschiedliches Niveau auf. Dabei sieht der Boxplot des Februars 2019 dem Boxplot des Februars 2020 sehr ähnlich, obwohl hier bei genauer Betrachtung Unterschiede in der Lage des Mittelwertes zu erkennen sind. Zudem traten im Februar 2018 sowohl im Mittelwert (-1,0 °C) als auch im Minimum (-8,6 °C) sehr niedrige Temperaturen auf. Im Februar 2020 trat die höchste Temperatur (11,7 °C) auf.

Der kälteste Februar im GWJ 17/18 in der Abbildung 24 weist in der Abbildung 26 die geringsten kumulierten absoluten Netzkontoabweichungen mit der niedrigsten Streuung auf. Die geringste Allokationsgüte tritt im Jahr GWJ 19/20 auf, in dem der Februar besonders mild war.

April

Bei der Boxplot-Darstellung der Temperaturen sind insgesamt sehr unterschiedliche Boxen in unterschiedlichen Gesamthöhen zu beobachten. Die Diagramme der Monate April 2019 und 2020 sehen in ihren Ausmaßen insgesamt ähnlich aus. Der April 2018 hingegen ist auffällig, da sowohl das Maximum mit 19,1 °C ungewöhnlich hoch ausfiel, als auch in den niedrigeren Temperaturen (2,8°C) hohe Schwankungen (lange untere Antenne) auftraten. Der April 2017 fällt durch eine geringe Schwankung, aber insgesamt sehr niedrigen Temperaturen auf.

Die größten kumulierten absoluten Abweichungen der Netzkonten des Marktgebietes treten im GWJ 17/18 in der Abbildung 26 auf. Die Tagesmitteltemperaturen in der Abbildung 24 im GWJ 17/18 sind wesentlich höher als in den übrigen Gaswirtschaftsjahren.

Juli

In den Sommermonaten fehlt der Heizgasbedarf als Führungsgröße für die Allokationsmengenermittlung. Das Verbrauchsverhalten der SLP-Kunden wird nicht nur durch die Außentemperatur, sondern auch durch andere Umweltbedingungen und weiteren Einflussgrößen (z.B. regelmäßiges Aufheizen der Warmwasserspeicher zur Legionellen-Desinfektion) bestimmt. Besonders kritisch sind die Sommermonate, die ein ungewöhnliches Temperaturspektrum haben.

Bei sehr hohen Temperaturen steigt der Warmwasserbedarf, gleichzeitig sinkt die Allokationsmenge auf ein Minimum ab. Die Julimonate 2017 und 2020 weisen ein enges Temperaturspektrum bis maximal 21,3°C bzw. 22,0°C auf. Die Allokationsgüte ist dementsprechend für einen Sommermonat durchschnittlich. Die Julimonate 2018 und 2019 wiederum sind extreme Monate mit dem wärmsten Sommer im Juli 2019 seit Beginn der Wetteraufzeichnungen. Der große Temperaturbereich von 14,2°C bis 27,6°C begründet die im Median geringe monatliche Allokationsgüte.

Zusammenfassung

Wie auch im Marktgebiet NCG ist bei der Interpretation der Boxplots festzustellen, dass die Allokationsgüte in allen betrachteten Monaten bei wärmeren Tagesmitteltemperaturen tendenziell abnimmt.

Bei gleichgebliebenen Rahmenbedingungen der täglichen Allokationsmengenermittlung wird eine von den jeweiligen aufgetretenen, unüblichen oder auch üblichen, Temperaturen abhängige Allokationsgüte erreicht. Erst wenn die für die Allokation verwendete Einflussgröße sich ändert, kann auch eine positive Veränderung in der Allokationsgüte erreicht werden.

3.3.4.2.3 Vergleich der Marktgebiete

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 im Herbst liegenden so genannten Übergangs-Monat Oktober 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]
Okt 16	Untere Antenne	0,025	5,8	73	6,3	68
	Unteres Quartil	0,25	6,6	103	7,9	102
	Median	0,5	8,3	123	9,2	122
	Oberes Quartil	0,75	9,9	141	10,9	142
	Obere Antenne	0,975	12,3	245	12,4	344
Okt 17	Untere Antenne	0,025	5,1	72	7,4	62
	Unteres Quartil	0,25	9,4	133	10,5	156
	Median	0,5	11,5	192	12,4	199
	Oberes Quartil	0,75	12,7	248	13,3	273
	Obere Antenne	0,975	14,1	417	15,6	544
Okt 18	Untere Antenne	0,025	4,3	73	4,7	68
	Unteres Quartil	0,25	8,5	109	9,0	118
	Median	0,5	11,0	137	10,9	148
	Oberes Quartil	0,75	13,8	175	14,3	190
	Obere Antenne	0,975	16,8	301	17,7	373
Okt 19	Untere Antenne	0,025	3,6	71	2,7	60
	Unteres Quartil	0,25	8,9	145	9,6	149
	Median	0,5	11,5	192	12,1	200
	Oberes Quartil	0,75	12,7	233	13,4	234
	Obere Antenne	0,975	16,4	344	16,9	433

Tabelle 15: Kennzahlen Boxplots Temperaturverteilung und kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, Monat Oktober, GWJ 16/17 bis 19/20, 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 (Winter-)Monat Februar 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]
Feb 17	Untere Antenne	0,025	-1,8	48	-2,4	31
	Unteres Quartil	0,25	1,2	76	0,2	69
	Median	0,5	3,3	91	3,6	87
	Oberes Quartil	0,75	4,5	111	5,9	111
	Obere Antenne	0,975	8,5	180	8,8	215
Feb 18	Untere Antenne	0,025	-9,2	29	-7,3	30
	Unteres Quartil	0,25	-2,5	44	-2,6	46
	Median	0,5	-1,5	58	-0,5	60
	Oberes Quartil	0,75	-0,1	78	1,1	81
	Obere Antenne	0,975	2,1	190	2,8	235
Feb 19	Untere Antenne	0,025	-0,7	44	0,6	41
	Unteres Quartil	0,25	1,7	68	3,3	70
	Median	0,5	4,4	86	5,5	87
	Oberes Quartil	0,75	5,8	106	6,8	103
	Obere Antenne	0,975	8,0	205	7,7	191
Feb 20	Untere Antenne	0,025	1,1	47	2,8	41
	Unteres Quartil	0,25	2,6	109	4,0	97
	Median	0,5	5,0	137	5,9	131
	Oberes Quartil	0,75	7,0	171	7,2	165
	Obere Antenne	0,975	10,1	270	10,6	379

Tabelle 16: Kennzahlen Boxplots Temperaturverteilung und kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, Monat Februar, GWJ 16/17 bis 19/20, 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 (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 17	Untere Antenne	0,025	2,5	75	6,0	69
	Unteres Quartil	0,25	5,5	103	7,8	102
	Median	0,5	7,8	123	8,6	119
	Oberes Quartil	0,75	9,7	147	9,3	144
	Obere Antenne	0,975	12,4	217	12,1	284
Apr 18	Untere Antenne	0,025	6,2	78	5,0	99
	Unteres Quartil	0,25	11,5	129	11,9	144
	Median	0,5	13,0	159	13,0	176
	Oberes Quartil	0,75	14,0	201	14,6	226
	Obere Antenne	0,975	18,1	329	18,3	416
Apr 19	Untere Antenne	0,025	3,1	77	3,4	81
	Unteres Quartil	0,25	7,1	114	8,3	117
	Median	0,5	9,7	132	10,8	138
	Oberes Quartil	0,75	13,1	166	13,5	190
	Obere Antenne	0,975	15,3	330	16,9	308
Apr 20	Untere Antenne	0,025	3,5	78	5,1	67
	Unteres Quartil	0,25	10,3	135	9,6	126
	Median	0,5	12,2	156	11,3	158
	Oberes Quartil	0,75	13,2	183	13,5	194
	Obere Antenne	0,975	14,1	265	16,1	514

Tabelle 17: Kennzahlen Boxplots Temperaturverteilung und kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, Monat April, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL

Tabelle 18 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 17	Untere Antenne	0,025	14,4	74	15,3	77
	Unteres Quartil	0,25	16,0	162	16,4	122
	Median	0,5	18,4	195	17,8	164
	Oberes Quartil	0,75	20,8	240	19,0	212
	Obere Antenne	0,975	22,6	603	21,0	864
Jul 18	Untere Antenne	0,025	15,5	46	16,5	42
	Unteres Quartil	0,25	18,8	119	18,8	108
	Median	0,5	20,0	169	21,4	161
	Oberes Quartil	0,75	22,2	260	22,9	234
	Obere Antenne	0,975	25,6	641	26,7	998
Jul 19	Untere Antenne	0,025	14,3	64	14,4	57
	Unteres Quartil	0,25	16,0	156	16,7	137
	Median	0,5	19,4	205	18,5	187
	Oberes Quartil	0,75	21,6	247	22,1	247
	Obere Antenne	0,975	27,4	539	26,7	476
Jul 20	Untere Antenne	0,025	14,6	57	14,8	55
	Unteres Quartil	0,25	16,5	110	16,7	119
	Median	0,5	18,4	147	18,4	152
	Oberes Quartil	0,75	19,6	204	19,7	204
	Obere Antenne	0,975	22,0	475	21,6	587

Tabelle 18: Kennzahlen Boxplots Temperaturverteilung und kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, Monat Juli, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL

Ein Vergleich aller Werte der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung in Tabelle 15 bis Tabelle 18 für beide Marktgebietsverantwortlichen über alle Monate – Oktober, Februar, April und Juli aller GWJ zeigt, dass die Werte der unteren Antenne bis auf den Februar 2018, April 2018, April 2019 und Juli 2017 bei GASPOOL teilweise deutlich geringer sind als bei NCG. Umgekehrt sind die Werte der oberen Antenne bei NCG über alle Monate und GWJ mit Ausnahme des GWJ 2018/19 teilweise deutlich geringer als bei GASPOOL.

Vergleicht man die Oktobermonate, fallen bis auf den Oktober 2016 die anderen drei Monate bei NCG geringer aus als bei GASPOOL, außer bei den unteren Antennen.

Bei den Februarmonaten ist nur der Februar 2018 durchgängig geringer bei NCG als bei GASPOOL, in den anderen Februarmonaten sind meist die Werte bei GASPOOL geringer als bei NCG.

Im April sieht es so aus, dass der April 2017 bei GASPOOL geringer ausfällt und der April 2018 und 2019 bei NCG. Der April 2020 ist gemischt. Die Werte der unteren Antenne und des unteren Quartils sind bei GASPOOL geringer, die Werte der oberen Antenne und des oberen Quartils bei NCG.

Am Juli ist interessant, dass die Werte bei GASPOOL meist geringer ausfallen, mit Ausnahme des Juli 2020 bzw. den oberen Antennen aller GWJ.

Schaut man sich die Verläufe der Mediane an, fällt auf, dass der Median im Oktober 2017 und 2020 in beiden Marktgebieten im Vergleich zu den zwei anderen Oktobermonaten deutlich höher ist. Im Februar 2018 lagen die Mediane in beiden Marktgebieten unterhalb des Niveaus im Vorjahr. In den folgenden beiden GWJ sind die Mediane wieder angestiegen. Die Mediane beider Marktgebiete sind im April 2018 gestiegen, im April 2019 gesunken und im April 2020 wieder gestiegen. Im Juli 2018 sind die Mediane in beiden Marktgebieten gesunken, im Juli 2019 gestiegen und im Juli 2020 auf das niedrigste Niveau im Betrachtungszeitraum gesunken.

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 15 bis Tabelle 18 beider Marktgebiete über alle Monate, fällt auf, dass alle Werte bis auf den Wert der unteren Antenne im April 2017 (2,5 °C zu 6,0 °C) alle recht ähnlich sind (Abweichungen ca. 1 bis max. 2 K).

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 27, Abbildung 30, Abbildung 33 und Abbildung 36 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 28, Abbildung 31, Abbildung 34 und Abbildung 37 wird die Verteilung der addierten positiven und negativen NKS pro Tag und Marktgebiet in Abhängigkeit von der zugehörigen Tagesmitteltemperatur dargestellt.

Für Abbildung 29, Abbildung 32, Abbildung 35 und Abbildung 38 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 27 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).

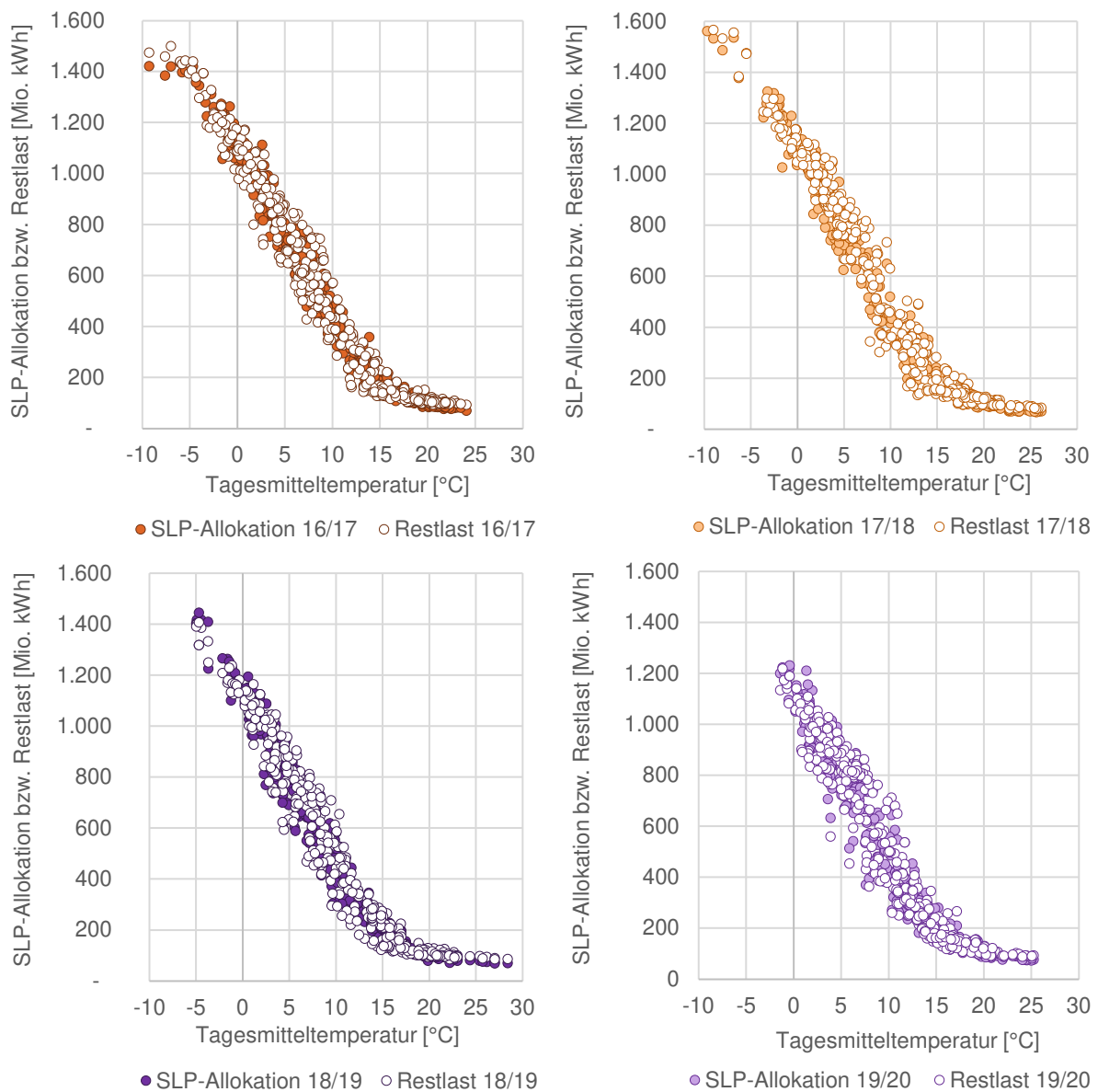


Abbildung 27: SLP-Allokation bzw. Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG

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 28 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.

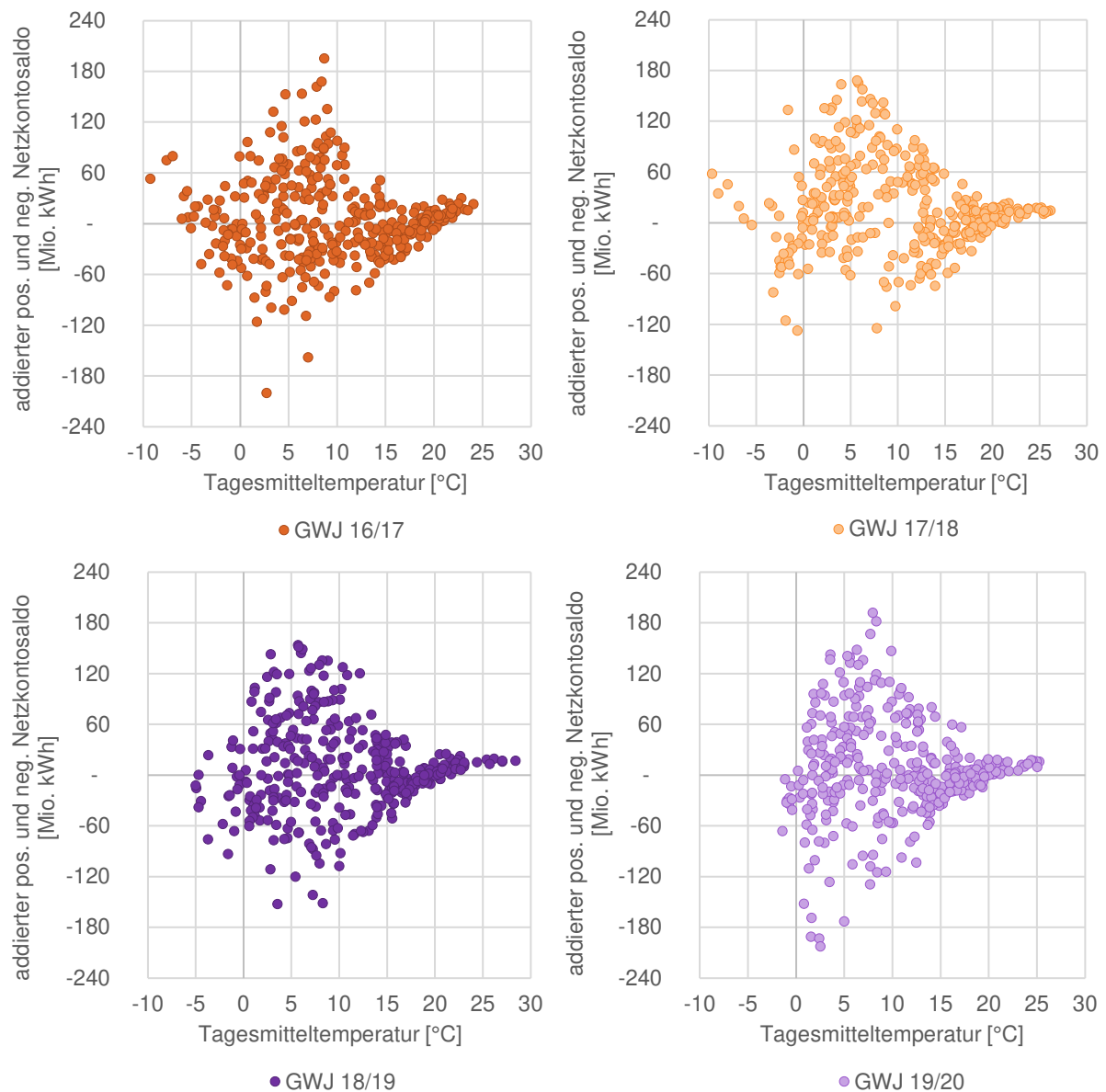


Abbildung 28: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG

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.

Während in den GWJ 2016/17 und 2017/18 im Temperaturbereich unter -2,5 °C vermehrt Unterallokationen auftraten, kam es im selben Temperaturbereich im GWJ 2018/19 eher zu Überallokationen auf Marktgebietsebene. Im GWJ 2019/20 fielen die Temperaturen nicht unter -2,5°C.

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 19 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
16/17	-0,05	0,00
17/18	-0,13	0,02
18/19	-0,02	0,00
19/20	0,00	0,00

Tabelle 19: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS (pro Marktgebiet und Tag) und der Tagesmitteltemperatur liegt zwischen -0,13 und 0,00, das Bestimmtheitsmaß übersteigt in keinem Jahr den Wert 0,02. Es besteht somit kein bzw. nur ein sehr schwacher linearer Zusammenhang zwischen den beiden Größen. Wie in Abbildung 28 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 positiven und negativem NKS ein Wert nahe Null ergibt.

Die folgende Abbildung 29 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.

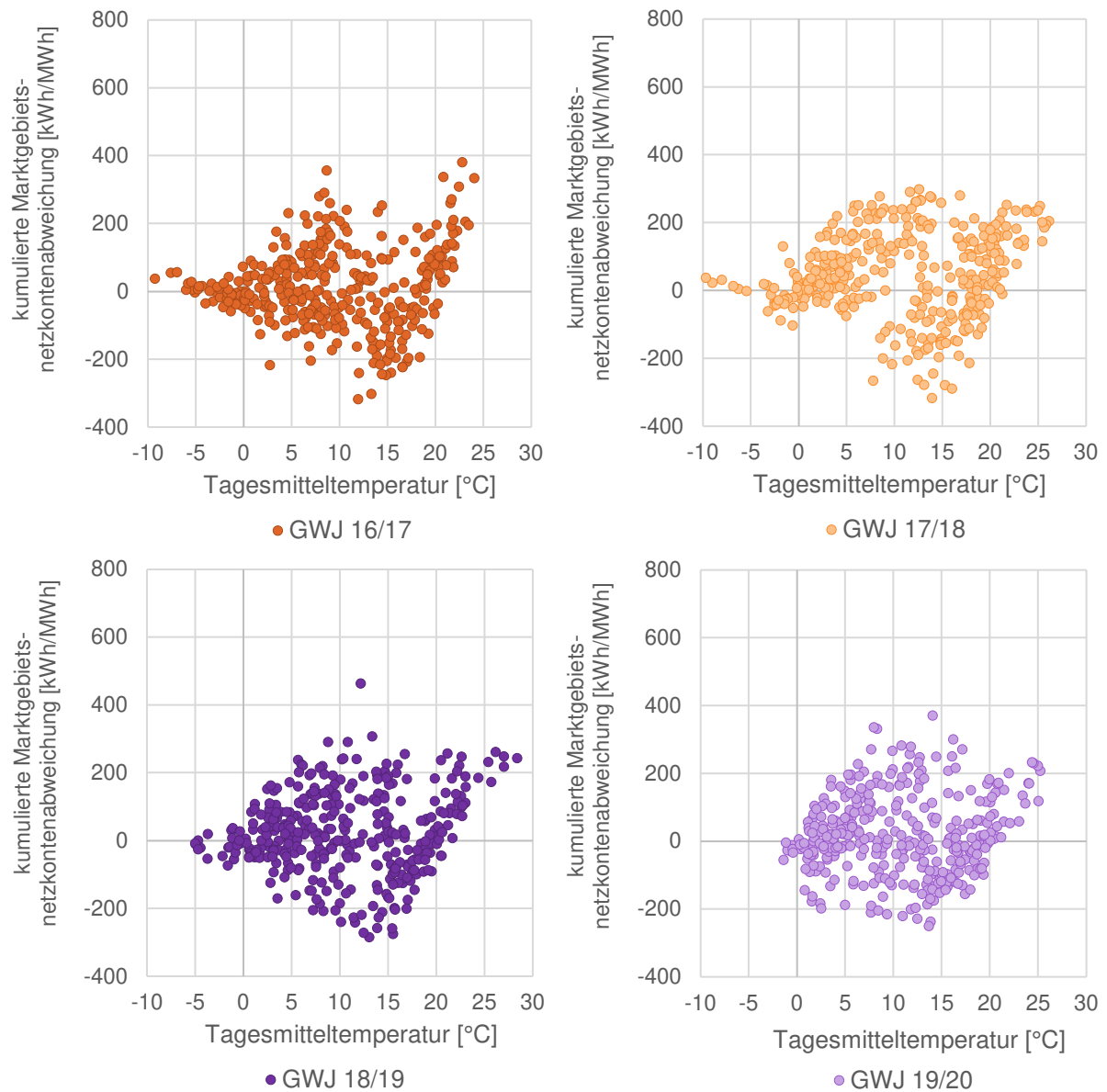


Abbildung 29: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG

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 Punktelwolke verschiebt sich jedoch

nach oben Richtung Unterallokation. Der Wert von 500 kWh/MWh als Tageswert wird in keinem GWJ überschritten.

Die folgende Tabelle 20 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
16/17	0,08	0,01
17/18	0,15	0,02
18/19	0,12	0,02
19/20	-0,13	0,02

Tabelle 20: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG

Der Korrelationskoeffizient schwankt in den einzelnen GWJ zwischen -0,13 im GWJ 2019/20 und 0,15 im GWJ 2017/18 und weist somit lediglich auf einen schwachen linearen Zusammenhang zwischen den beiden Größen hin.

3.3.5.1.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 30 zeigt die tägliche SLP-Allokation bzw. Restlast im Marktgebiet GASPOOL in Summe für alle NK im synthetischen Verfahren in Abhängigkeit des Tagesmitteltemperatur (TAR-Diagramm).

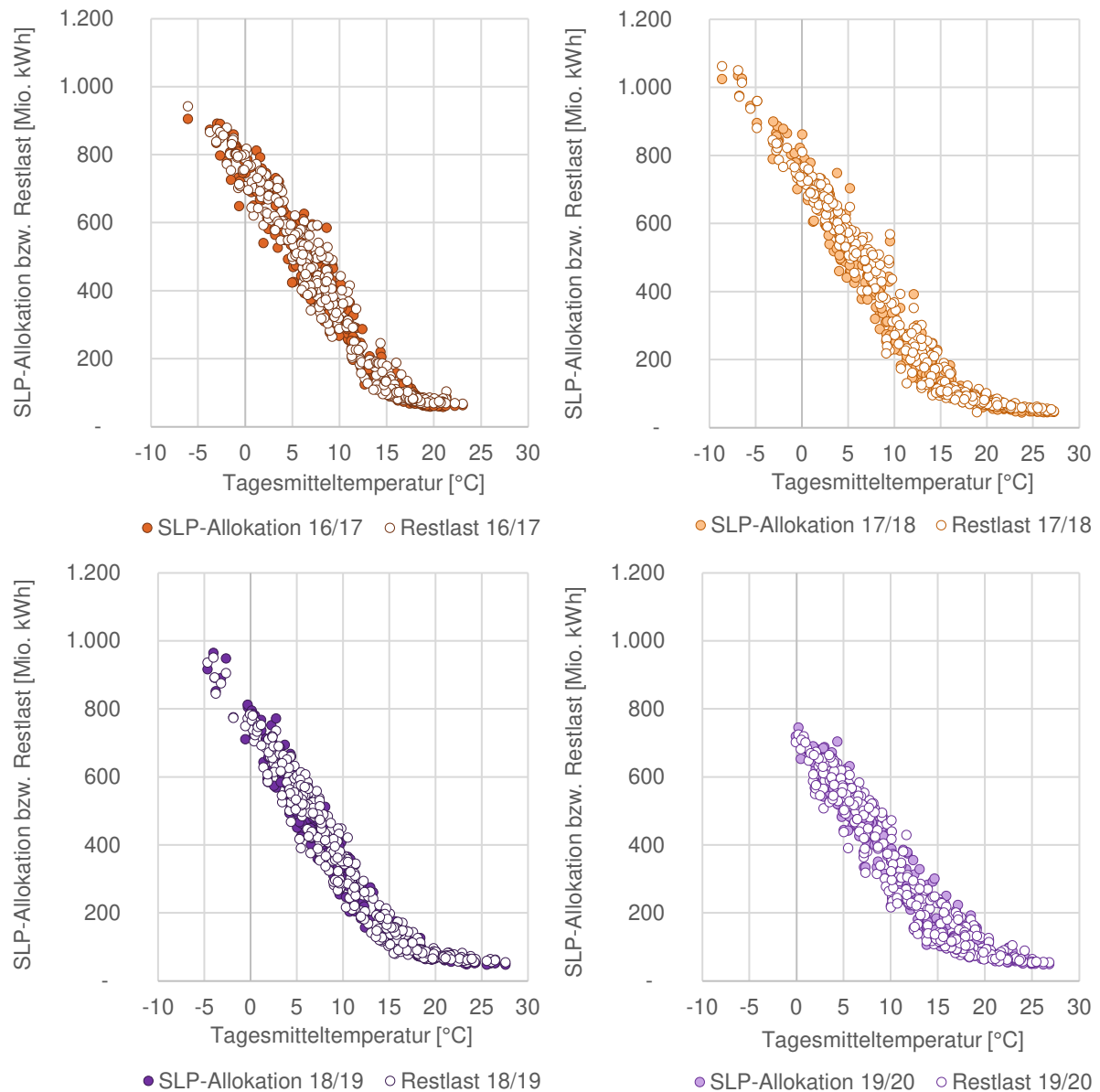


Abbildung 30: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL

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 31 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.

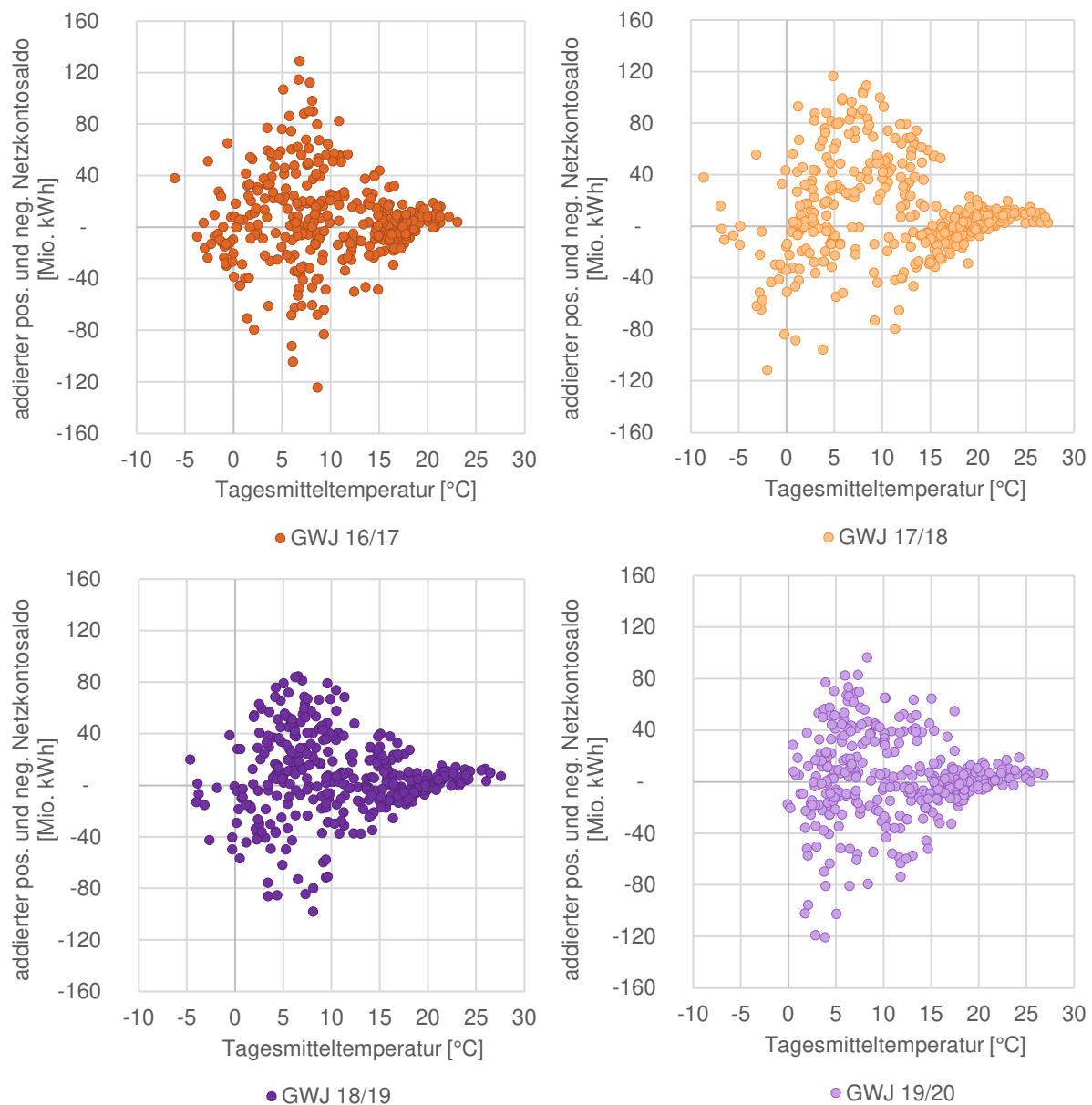


Abbildung 31: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL

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 21 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
16/17	-0,04	0,00
17/18	-0,05	0,00
18/19	-0,02	0,00
19/20	0,02	0,00

Tabelle 21: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS (pro Marktgebiet und Tag) und der Tagesmitteltemperatur liegt zwischen -0,05 und 0,02, das Bestimmtheitsmaß übersteigt in keinem Jahr den Wert 0,00. Es besteht somit kein bzw. nur ein sehr schwacher linearer Zusammenhang zwischen den beiden Größen. Wie in Abbildung 31 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 32 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.

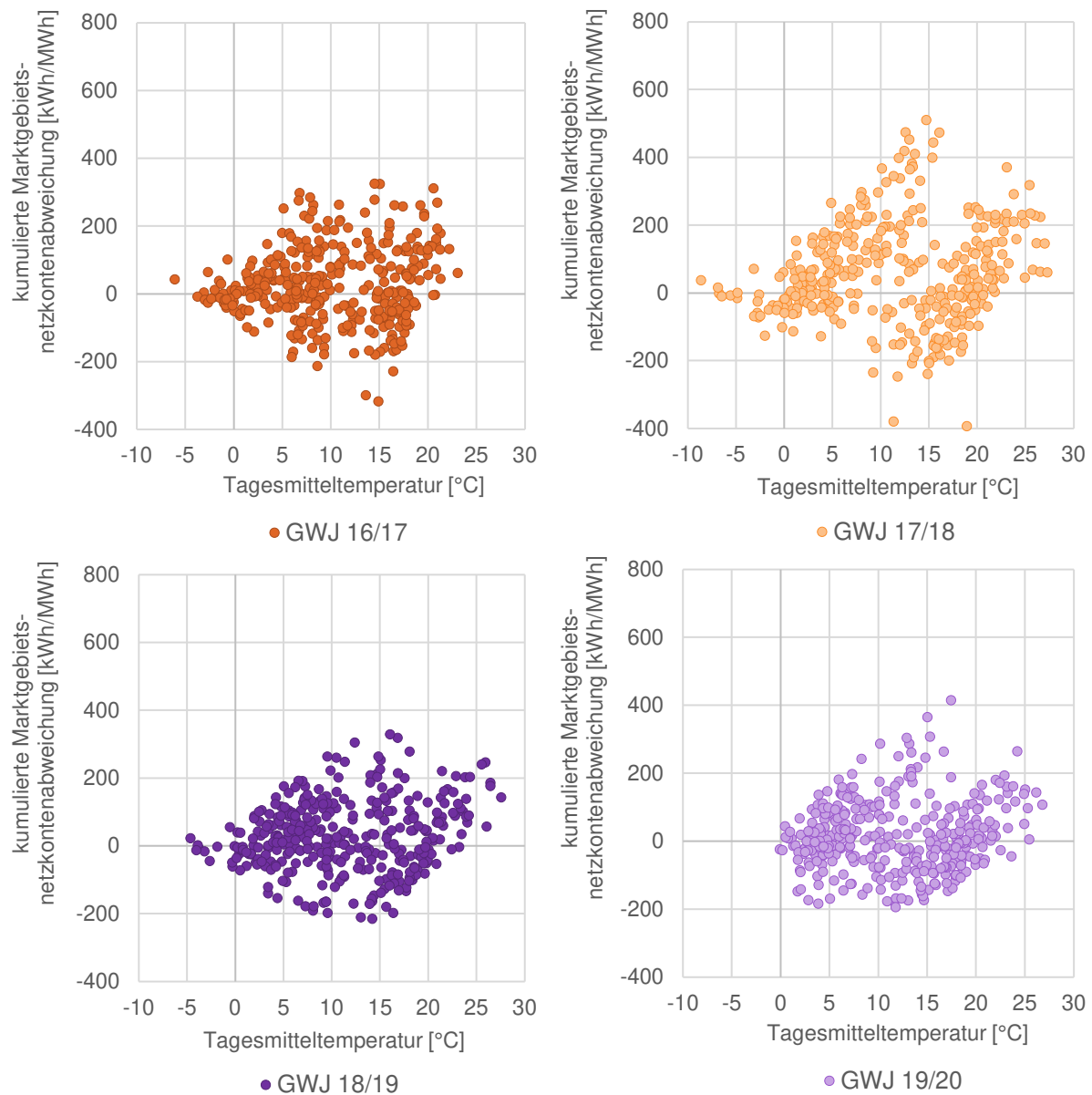


Abbildung 32: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL

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.

Die folgende Tabelle 22 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
16/17	0,11	0,01
17/18	0,13	0,02
18/19	0,16	0,03
19/20	0,11	0,01

Tabelle 22: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL

Der Korrelationskoeffizient steigt in den einzelnen GWJ von 0,11 im GWJ 2016/17 auf 0,16 im GWJ 2018/19 und weist somit lediglich auf einen schwachen positiven linearen Zusammenhang zwischen den beiden Größen hin.

3.3.5.1.3 Vergleich der Marktgebiete

In beiden Marktgebieten 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.

3.3.5.2 Analytisches Verfahren

3.3.5.2.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 33 zeigt die tägliche SLP-Allokation bzw. Restlast im Marktgebiet NCG in Summe für alle NK im analytischen Verfahren in Abhängigkeit des Tagesmitteltemperatur (TAR-Diagramm).

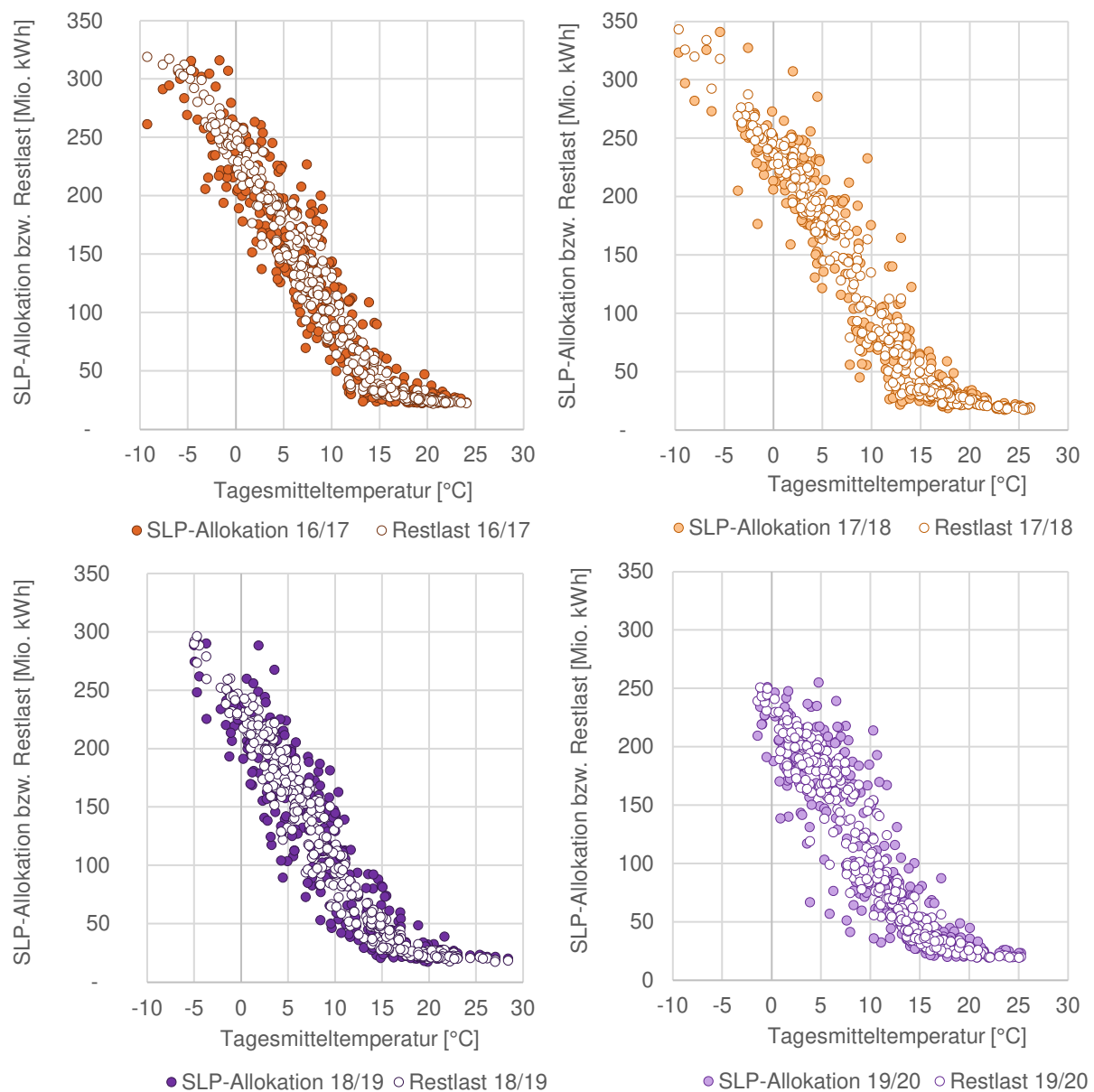


Abbildung 33: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG

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 34 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.

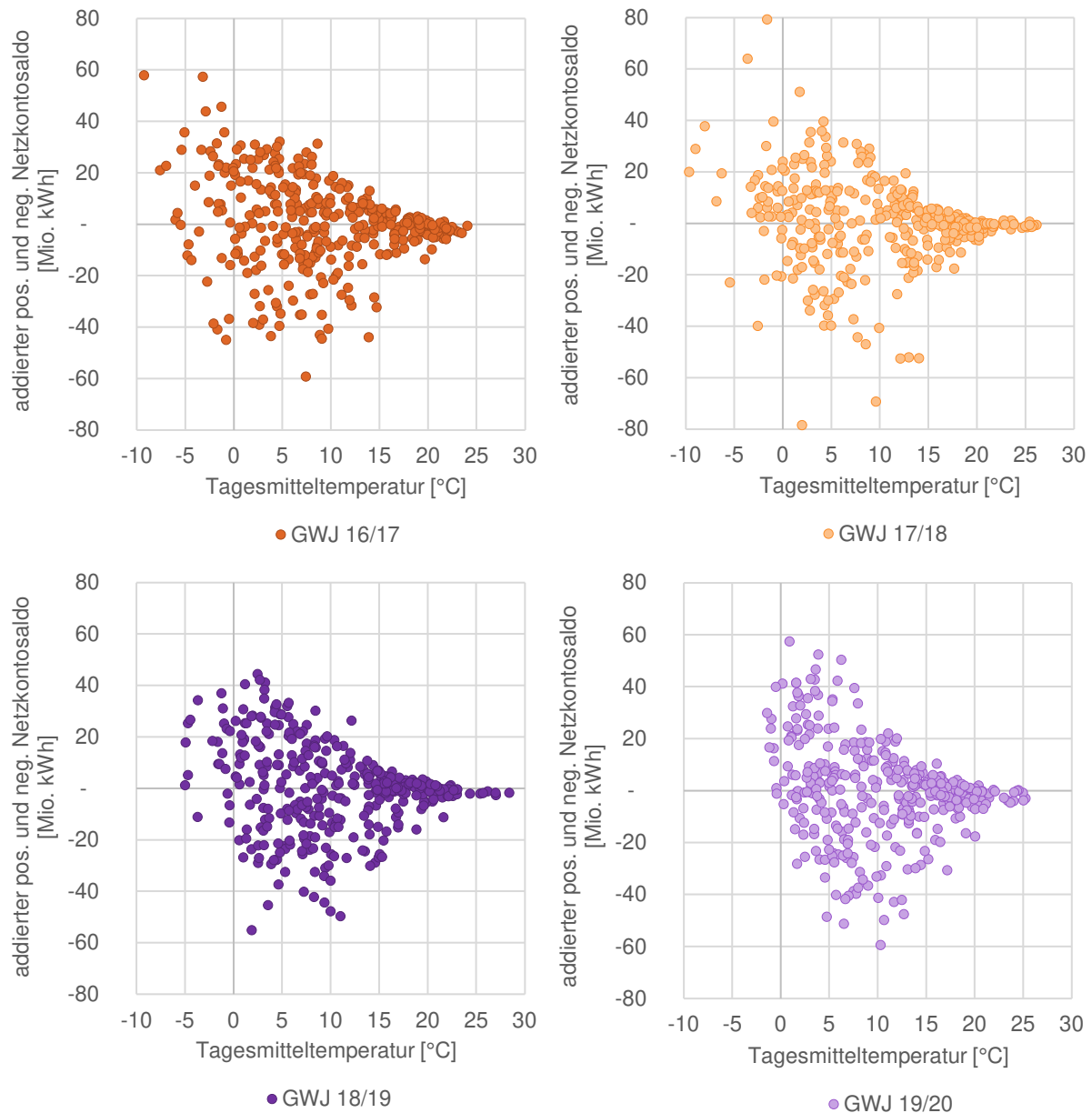


Abbildung 34: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG

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 12).

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 23 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
16/17	-0,19	0,04
17/18	-0,16	0,03
18/19	-0,20	0,04
19/20	-0,23	0,05

Tabelle 23: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS (pro Marktgebiet und Tag) und der Tagesmitteltemperatur liegt zwischen -0,16 und -0,23 (schwacher negativer linearer Zusammenhang), das Bestimmtheitsmaß übersteigt in keinem Jahr den Wert 0,04.

Die folgende Abbildung 35 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.

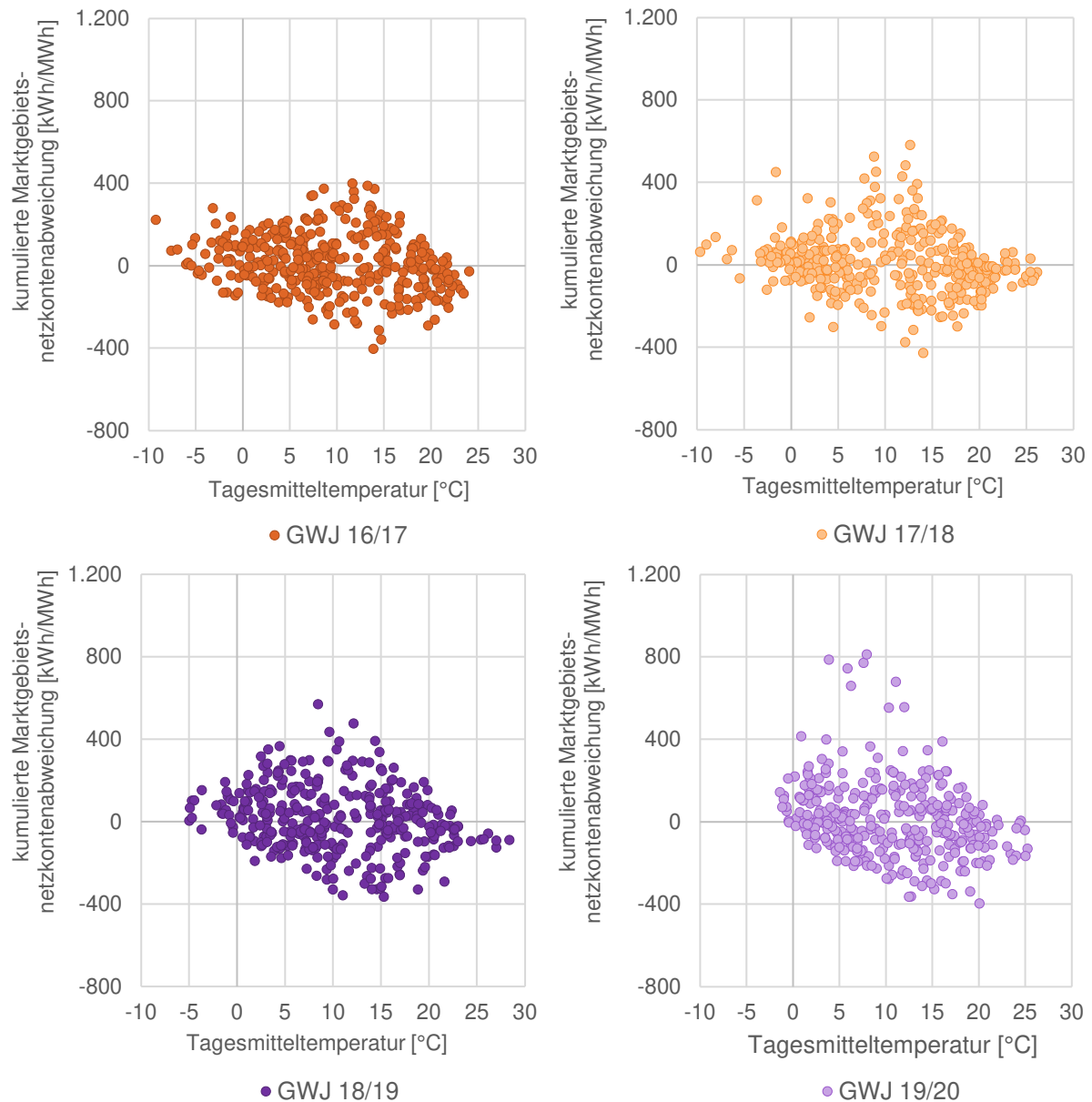


Abbildung 35: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG

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.

Auffällig sind einzelne Ausreißerwerte. Im GWJ 2016/17 lag die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag im analytischen Verfahren an keinem Tag über 400 kWh/MWh. In den GWJ 2017/18 und 2018/19 lag die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag im analytischen Verfahren an 7 bzw. 3 Tagen über 400 kWh/MWh, jedoch an keinem Tag über 600 kWh/MWh. Im GWJ 2019/20 lag die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag im analytischen Verfahren an 6 Tagen über 600 kWh/MWh und an 9 Tagen über 400 kWh/MWh.

Die folgende Tabelle 24 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
16/17	-0,20	0,04
17/18	-0,20	0,04
18/19	-0,20	0,04
19/20	-0,05	0,00

Tabelle 24: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG

Der Korrelationskoeffizient schwankt in den einzelnen GWJ zwischen -0,05 und -0,20 und weist somit nur auf einen schwachen negativen linearen Zusammenhang hin. Das Bestimmtheitsmaß liegt zwischen 0,00 und 0,04.

3.3.5.2.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 36 zeigt die tägliche SLP-Allokation bzw. Restlast im Marktgebiet GASPOOL in Summe für alle NK im analytischen Verfahren in Abhängigkeit des Tagesmitteltemperatur (TAR-Diagramm).

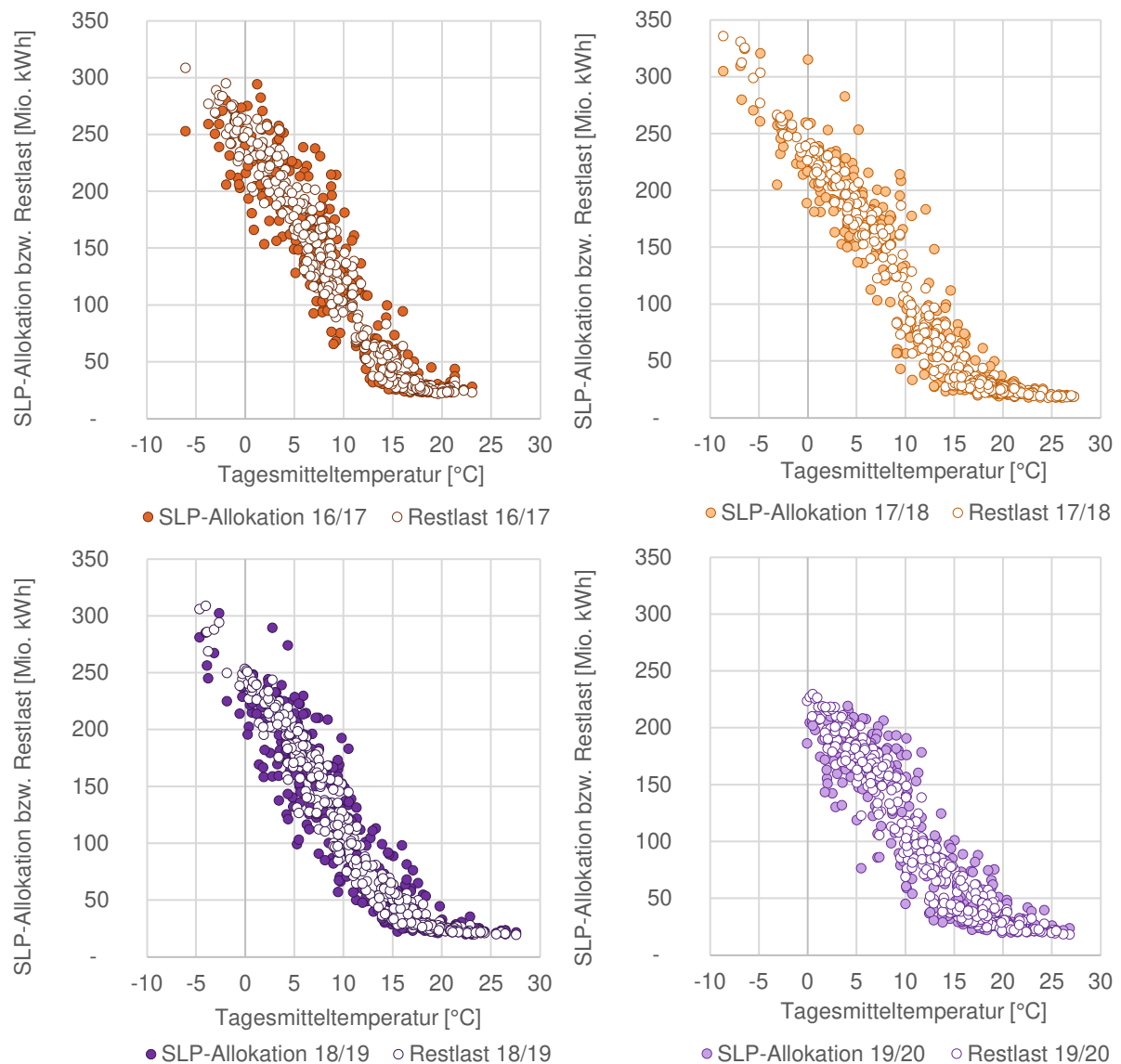


Abbildung 36: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL

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 37 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 37: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 16/17 bis 19/20, 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 13).

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 25 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
16/17	-0,23	0,05
17/18	-0,18	0,03
18/19	-0,24	0,06
19/20	-0,28	0,08

Tabelle 25 Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS (pro Marktgebiet und Tag) und der Tagesmitteltemperatur liegt zwischen -0,18 und -0,28 (schwacher negativer linearer Zusammenhang), das Bestimmtheitsmaß übersteigt in keinem Jahr den Wert 0,08.

Die folgende Abbildung 38 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.

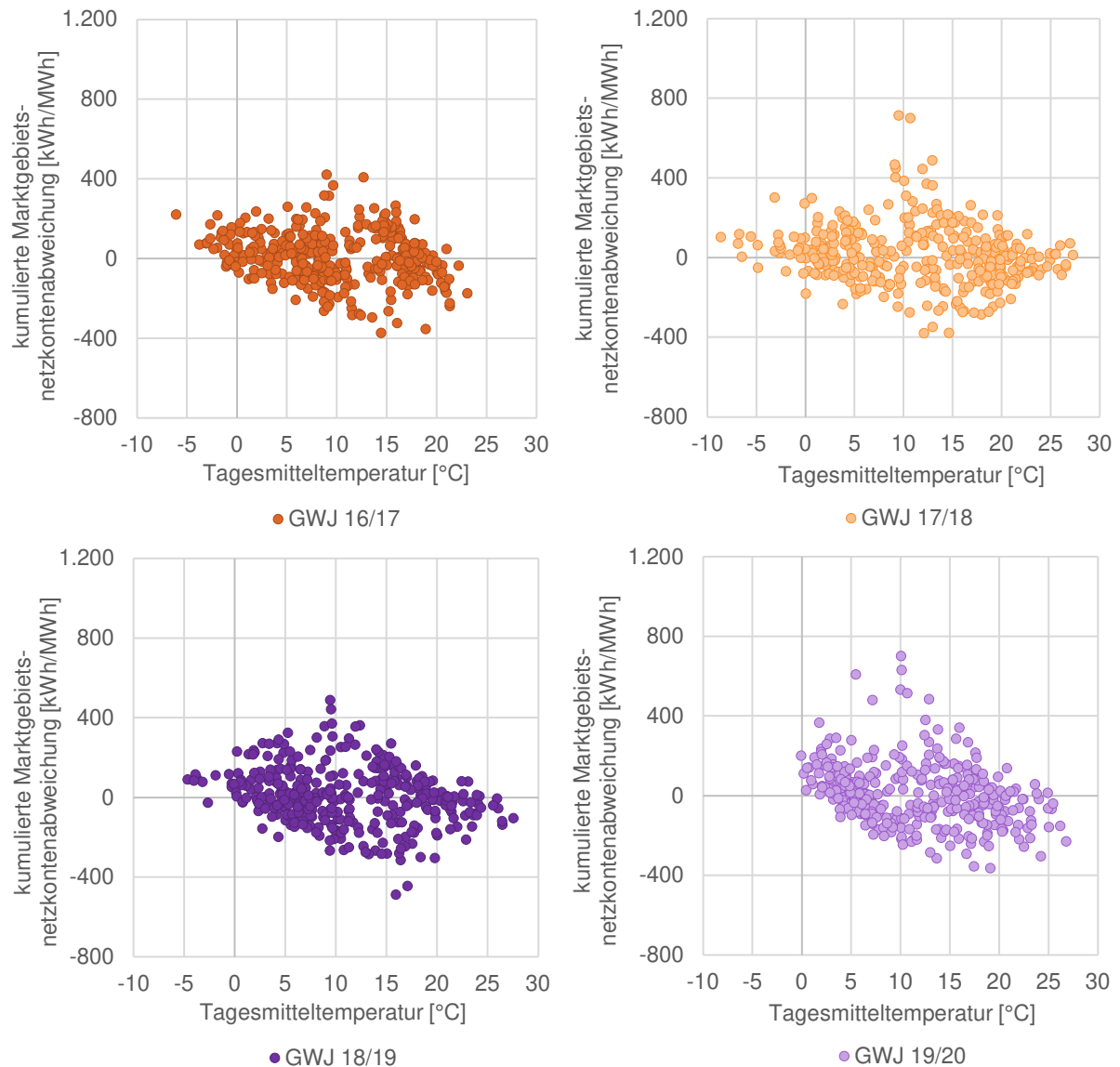


Abbildung 38: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL

Die prinzipielle Ausprägung der Datenverteilung fällt in allen GWJ ähnlich aus.

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.

Auffällig sind einzelne Ausreißerwerte. In den GWJ 2016/17 und 2018/19 lag die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag im analytischen Verfahren an 2 Tagen über 400 kWh/MWh, jedoch an keinem Tag über 600 kWh/MWh. Im GWJ 2017/18 lag die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag im analytischen Verfahren an 7 Tagen über 400 kWh/MWh und an 2 Tagen über 600 kWh/MWh. Im GWJ 2019/20 lag die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag im analytischen Verfahren 7 Tagen über 400 kWh/MWh und an 3 Tagen über 600 kWh/MWh.

Die folgende Tabelle 26 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
16/17	-0,20	0,04
17/18	-0,16	0,03
18/19	-0,25	0,06
19/20	-0,29	0,09

Tabelle 26: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL

Der Korrelationskoeffizient schwankt in den einzelnen GWJ zwischen -0,16 und -0,29 und weist somit nur auf einen schwachen negativen linearen Zusammenhang hin. Das Bestimmtheitsmaß liegt zwischen 0,03 und 0,09. Somit können zwischen 3 % und 9 % der Varianz der kumulierten Marktgebietsnetzkontenabweichung durch die Tagesmitteltemperatur erklärt werden.

3.3.5.2.3 Vergleich der Marktgebiete

In beiden Marktgebieten 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.

3.3.6 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 39 zeigt die Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung der NK im synthetischen Verfahren im Marktgebiet NCG.

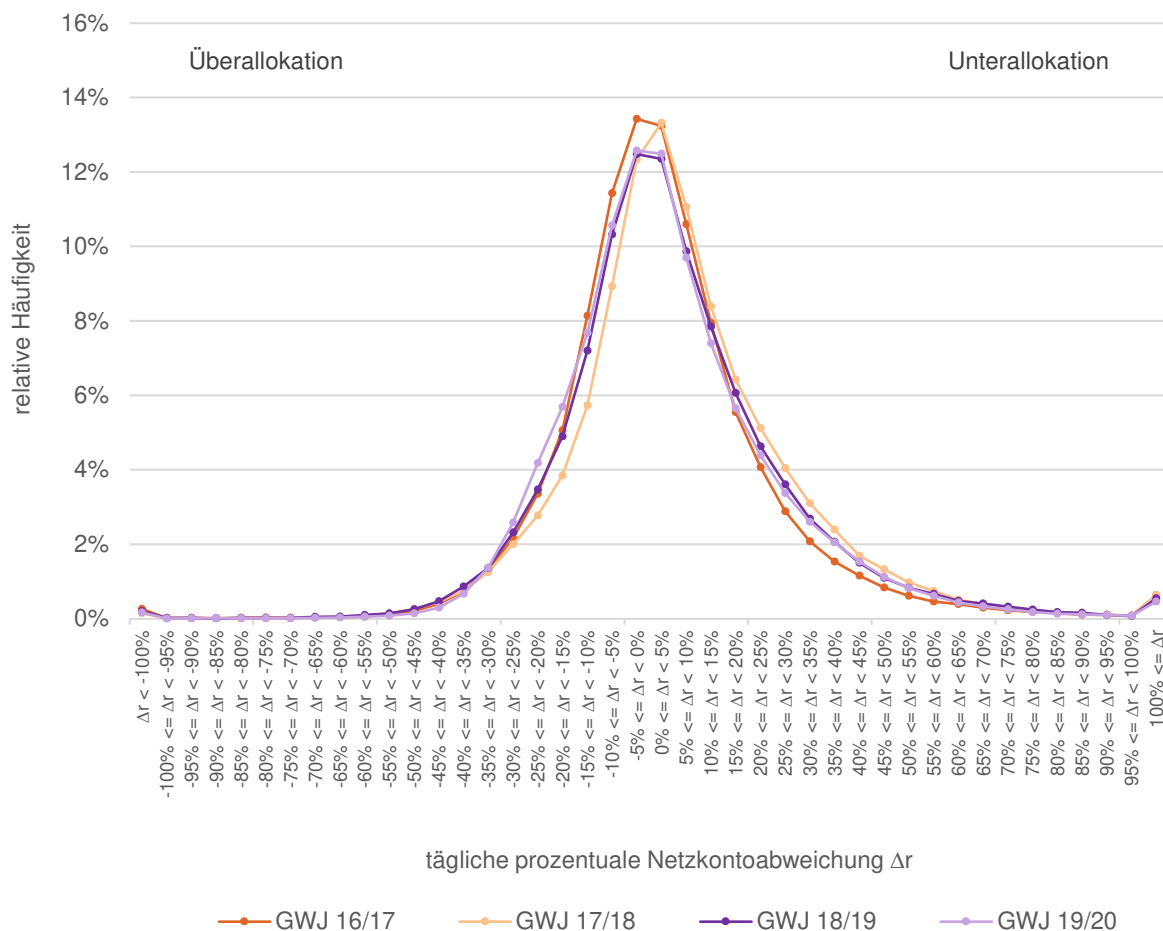


Abbildung 39: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG

Die Häufigkeitsverteilung hat ihr Maximum, welches bei ca. 12 bis 13 % liegt, in allen GWJ im Bereich einer täglichen prozentualen Netzkontoabweichung zwischen -5 % und 5 %.

Insgesamt lagen im GWJ 2016/17 49 % der relativen prozentualen Netzkontoabweichungen zwischen -10 % und 10 %. Im GWJ 2017/18 waren es 46 %, im GWJ 2018/19 insgesamt 45 % und im GWJ 2019/20 45 %.

Die Häufigkeit von täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen zwischen 15 % und 60 % ist im GWJ 2017/18 höher als in den anderen drei GWJ. Im Gegensatz dazu ist die Häufigkeitsverteilung bei Werten unter -10 % über alle GWJ ähnlich, mit Ausnahme des GWJ 2017/18, in welchem die Kurve in diesem Bereich niedriger liegt als in den übrigen GWJ.

Die Häufigkeit von täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen unter -100 % liegt in allen GWJ zwischen 0,2 % und 0,3 %. Tägliche prozentuale Netzkontoabweichungen von über 100 % traten in allen GWJ in 0,5 % bis 0,6 % der Fälle auf.

Die folgende Tabelle 27 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
16/17	14,4%	0,040
17/18	16,0%	0,045
18/19	15,8%	0,046
19/20	15,4%	0,044

Tabelle 27: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, 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 2017/18 stieg der Mittelwert zunächst von 14,4 % auf 16,0 % an, sank dann jedoch im GWJ 2018/19 auf 15,8 % und im GWJ 2019/20 auf 15,4 %.

Die Kenngröße Varianz erlaubt eine Einschätzung der Streuung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung in den einzelnen GWJ. Während die tägliche prozentuale Netzkontoabweichung im GWJ 2016/17 am wenigsten gestreut hat (Varianz 0,040), streute sie in den anderen drei GWJ stärker (Varianz zwischen 0,045 und 0,046). Insgesamt schwankt die Varianz jedoch nur in geringem Maße.

3.3.6.1.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 40 zeigt die Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung der NK im synthetischen Verfahren im Marktgebiet GASPOOL.

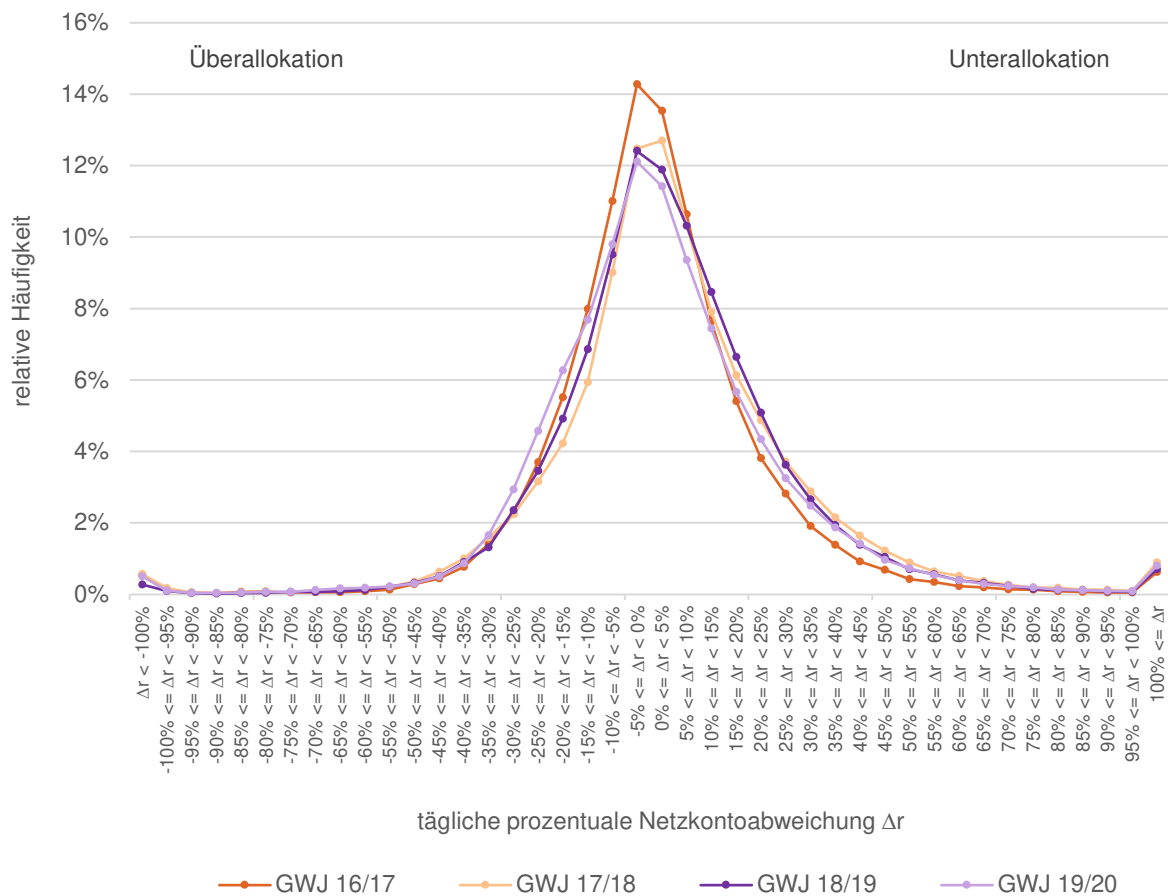


Abbildung 40: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL

Die Häufigkeitsverteilung hat ihr Maximum in den GWJ 2016/17, 2018/19 und 2019/20 im Bereich einer täglichen prozentualen Netzkontoabweichung zwischen -5 % und 0 %, im GWJ 2017/18 bei 0 % bis 5 %. Im GWJ 2016/17 fällt dieses Maximum mit ca. 14 % höher aus als in den übrigen GWJ, in denen der Wert bei ca. 12 % bis 13 % liegt.

Insgesamt lagen im GWJ 2016/17 49 % der relativen prozentualen Netzkontoabweichungen zwischen -10 % und 10 %. Im GWJ 2017/18 waren es 45 %, im GWJ 2018/19 insgesamt 44 % und im GWJ 2019/20 43 %.

Die Häufigkeit von täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen unter -100 % liegt in allen GWJ zwischen 0,3 % und 0,6 %. Tägliche prozentuale Netzkontoabweichungen von über 100 % traten in allen GWJ in 0,6 % bis 0,9 % der Fälle auf.

Die folgende Tabelle 28 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
16/17	14,0%	0,038
17/18	16,2%	0,051
18/19	15,5%	0,045
19/20	16,2%	0,049

Tabelle 28: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, synthetisch, GWJ 16/17 bis 19/20, 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 2017/18 stieg der Mittelwert zunächst von 14,0 % auf 16,2 % an, sank dann jedoch im GWJ 2018/19 auf 15,5 %. Im GWJ 2019/20 stieg der Mittelwert erneut auf 16,2 %.

Die Kenngröße Varianz erlaubt eine Einschätzung der Streuung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung in den einzelnen GWJ. Während die tägliche prozentuale Netzkontoabweichung im GWJ 2016/17 am wenigsten gestreut hat (Varianz 0,038), streute sie in den anderen drei GWJ stärker (Varianz zwischen 0,045 und 0,051). Insgesamt schwankt die Varianz jedoch nur in geringem Maße.

3.3.6.1.3 Vergleich der Marktgebiete

In beiden Marktgebieten liegen die maximalen Werte der Häufigkeitsverteilung bis auf das GWJ 2017/18 im Bereich einer täglichen prozentualen Netzkontoabweichung zwischen -5 % und 0 %. Das Maximum im GWJ 2017/18 liegt bei NCG und GASPOOL im Bereich 0 % bis 5 %.

Vergleicht man den Bereich -10 % bis 10 % der relativen prozentualen Netzkontoabweichungen, lässt sich feststellen, dass die Schwankungen in beiden Marktgebieten in allen vier GWJ nahezu gleichgerichtet sind. Darüber hinaus sind in beiden Marktgebieten der Werte im GWJ 2016/17 am größten, während sie bei GASPOOL im GWJ 2019/20 und bei NCG im GWJ 2018/19 am niedrigsten waren.

Die Mittelwerte des Betrages der täglichen prozentualen Netzkontoabrechnung zeigen in beiden Marktgebieten Schwankungen von GWJ zu GWJ und somit keinen Trend.

Betrachtet man die Varianz der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, ist kein einheitlicher Verlauf in den Marktgebieten festzustellen. Insgesamt schwankt die Varianz im geringen Maße.

3.3.6.2 Analytisches Verfahren

3.3.6.2.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 41 zeigt die Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung der NK im analytischen Verfahren im Marktgebiet NCG.

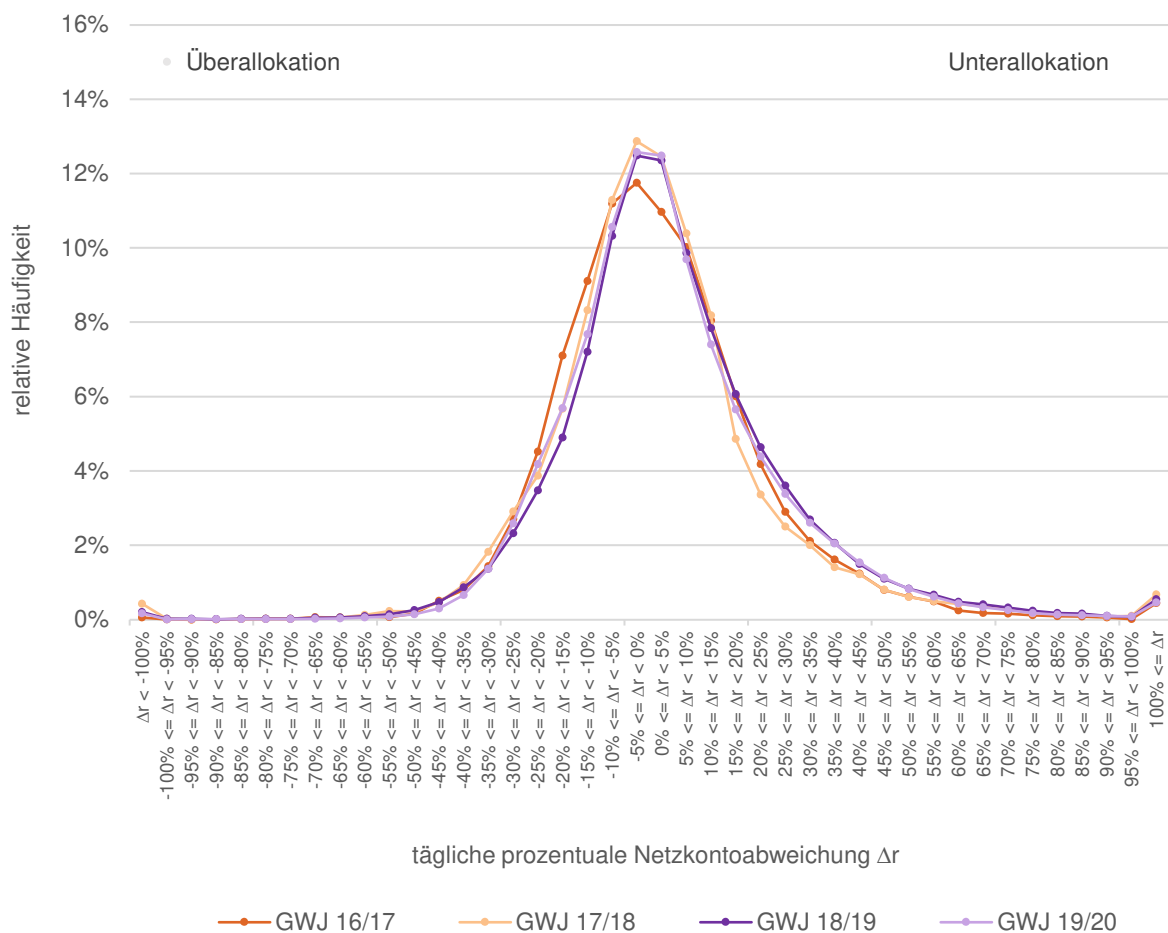


Abbildung 41: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG

Die Häufigkeitsverteilung hat ihr Maximum in allen GWJ im Bereich -5 % bis 0 % bei ca. 12 % bis 13 %.

Insgesamt lagen im GWJ 2016/17 44 % der relativen prozentualen Netzkontoabweichungen zwischen -10 % und 10 %. Im GWJ 2017/18 waren es 47 % und in den GWJ 2018/19 und 2019/20 waren es 45 %.

Insgesamt weichen die Häufigkeitsverteilungen der einzelnen GWJ im Bereich von täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen zwischen -10 % und 10 % am stärksten voneinander ab, in den Bereichen unterhalb von -10 % und oberhalb von 10 % verlaufen die Kurven sehr ähnlich.

Die Häufigkeit von täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen unter -100 % liegt in allen GWJ zwischen 0,1 % und 0,4 %. Tägliche prozentuale Netzkontoabweichungen von über 100 % traten in allen GWJ in 0,4 % bis 0,7 % der Fälle auf.

Die folgende Tabelle 29 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
16/17	14,8%	0,039
17/18	14,8%	0,042
18/19	16,2%	0,046
19/20	15,4%	0,044

Tabelle 29: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, analytisch, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG¹¹

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. In den GWJ 2016/17 und 2017/18 lag der Mittelwert bei 14,8 %, stieg dann im GWJ 2018/19 auf 16,2 % und sank im GWJ 2019/20 auf 15,4 %.

Die Kenngröße Varianz erlaubt eine Einschätzung der Streuung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung in den einzelnen GWJ. Die Varianz ist in den GWJ 2017/18 und 2018/19 jeweils um 0,03 bis 0,04 im Vergleich zum Vorjahr gestiegen, sank jedoch im GWJ 2019/20 wieder um 0,02. Insgesamt schwankt die Varianz jedoch nur in geringem Maße.

¹¹ Abweichung zum ersten Evaluierungsbericht mit Veröffentlichung 29.03.2019: Angaben zum GWJ 2017/18 korrigiert von 14,9 % bzw. 0,043 auf 14,8 % bzw. 0,042

Der Trend des Mittelwertes entwickelt sich zu geringeren täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen. Auch die Varianz entwickelt sich in Richtung kleinerer Werte.

3.3.6.2.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 42 zeigt die Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung der NK im analytischen Verfahren im Marktgebiet GASPOOL.

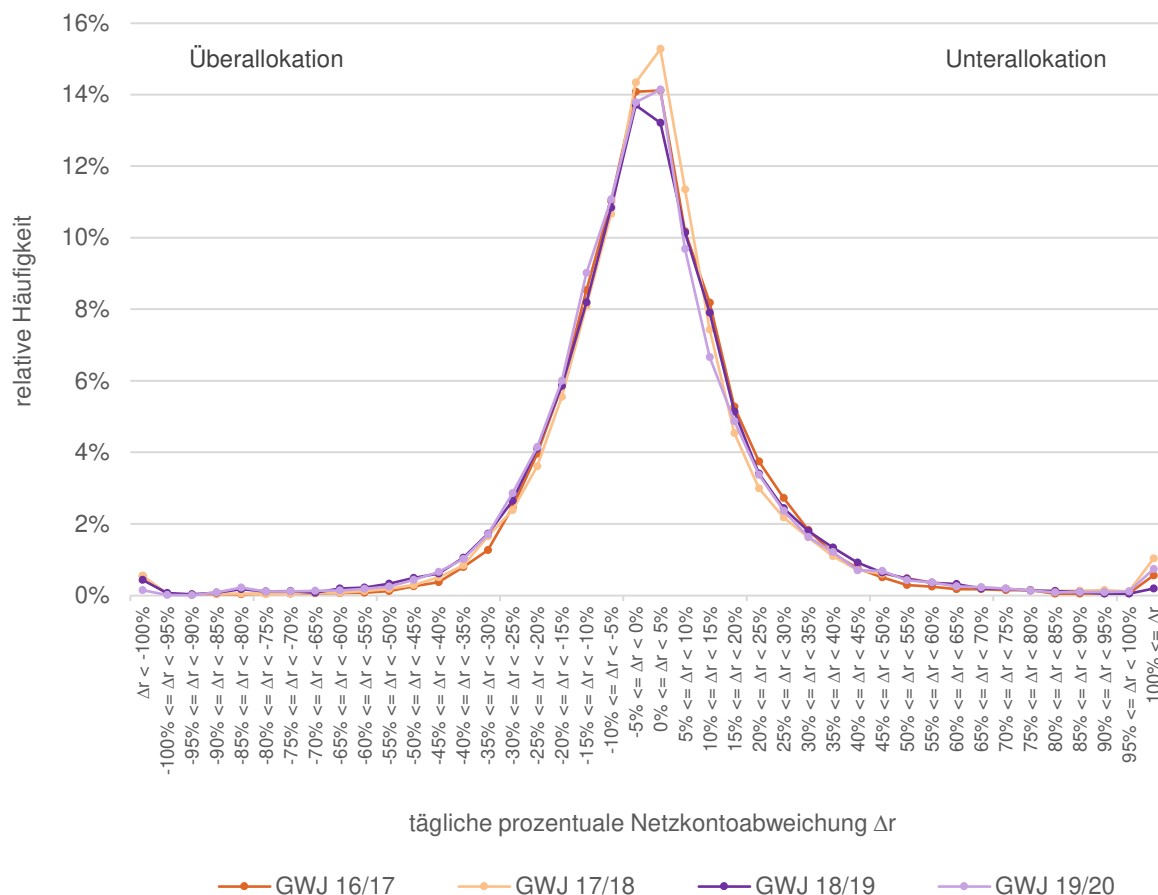


Abbildung 42: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL

Die Häufigkeitsverteilung hat ihr Maximum in allen GWJ entweder in der Gruppe zwischen -5 % und 0 % oder zwischen 0 % und 5 %. In den GWJ 2016/17, 2017/18 und 2019/20 liegt das Maximum im Bereich 0 % bis 5 % bei ca. 14 % bis 15 %. Im GWJ 2018/19 liegt das Maximum der relativen Häufigkeit in Höhe von ca. 14 % im Bereich einer täglichen prozentualen Netzkontoabweichung zwischen -5 % und 0 %.

Insgesamt lagen im GWJ 2016/17 49 % der relativen prozentualen Netzkontoabweichungen zwischen -10 % und 10 %. Im GWJ 2017/18 waren es 52 %. Die Häufigkeitsverteilung in den GWJ 2018/19 und 2019/20 lag im Bereich -10 % bis 10 % auch bei insgesamt 48 % bzw. 49 %.

Insgesamt weichen die Häufigkeitsverteilungen der einzelnen GWJ im Bereich von täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen zwischen -10 % und 10 % am stärksten voneinander ab, in den Bereichen unterhalb von -10 % und oberhalb von 10 % verlaufen die Kurven sehr ähnlich.

Die Häufigkeit von täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen unter -100 % liegt in allen GWJ zwischen 0,1 % und 0,6 %. Tägliche prozentuale Netzkontoabweichungen von über 100 % traten in allen GWJ mit 0,2 % bis 1,0 % der Fälle ähnlich häufig 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
16/17	13,5%	0,034
17/18	13,7%	0,039
18/19	14,8%	0,043
19/20	14,7%	0,043

Tabelle 30: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, analytisch, GWJ 16/17 bis 19/20, 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. Seit dem GWJ 2016/17 stieg der Mittelwert um 0,2 bis 1,1 Prozentpunkte pro Jahr bis zum GWJ 2018/19, sank im GWJ 2019/20 jedoch wieder um 0,1 Prozentpunkte.

Die Kenngröße Varianz erlaubt eine Einschätzung der Streuung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung in den einzelnen GWJ. Die Varianz stieg seit dem GWJ 2016/17 um 0,04 bis 0,05 pro Jahr bis zum GWJ 2018/19, und blieb im GWJ 2019/20 nahezu konstant zum Vorjahr. Insgesamt schwankt die Varianz jedoch nur in geringem Maße.

3.3.6.2.3 Vergleich der Marktgebiete

Beim Vergleich der Marktgebiete im analytischen Verfahren fällt auf, dass die maximalen Werte der Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung im Bereich -5 % - 5 % sich nicht so einheitlich auf die GWJ verteilen wie im synthetischen Verfahren.

Während bei NCG die maximalen Werten in allen GWJ im Bereich -5 % bis 0 % liegen, liegen bei GASPOOL die maximalen Werte in drei GWJ im Bereich 0 % bis 5 %.

Die Mittelwerte des Betrages der täglichen prozentualen Netzkontoabrechnung zeigen in beiden Marktgebieten einen leicht steigenden Trend, der jedoch im GWJ 2019/20 unterbrochen wird, da die Werte dort wieder leicht absinken.

Betrachtet man die Varianz der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, ist in beiden Marktgebieten in den ersten drei GWJ ein leicht steigender Trend zu erkennen. Im GWJ 2019/20 sinkt die Varianz in beiden Marktgebieten, bleibt aber über dem Wert von 2016/17. Insgesamt schwankt die Varianz im geringen Maße.

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 Beispielmonate deckt ein möglichst großes Spektrum an Jahreszeiten ab. Oktober und April stehen für Übergangsmonate 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 43 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS und Einsatzes externer Netto-Regelenergie für den Monat Oktober in den vier GWJ im Marktgebiet NCG dar.

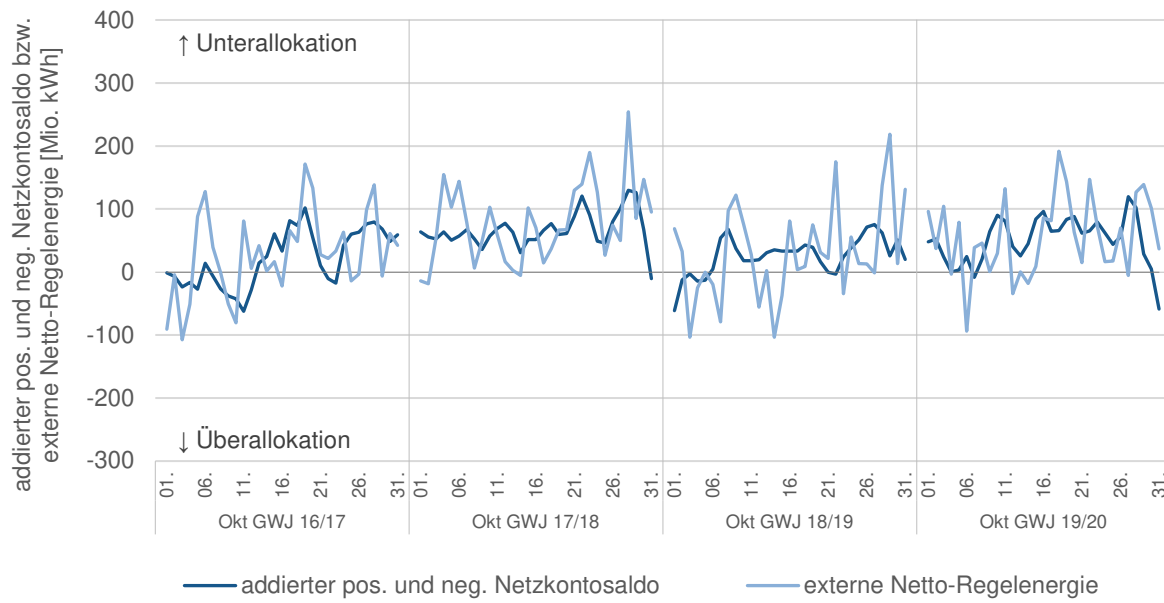


Abbildung 43: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Oktober, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG

In den Oktobermonaten aller GWJ überwiegen die Unterallokationen bzw. Netto-Kaufssituationen von externer Regelenergie sowohl in der Häufigkeit als auch der Gesamtmenge. Besonders auffällig ist hierbei der Oktober 2017, in welchem es nur an einem Tag zu einer Überallokation bzw. an drei Tagen zu einer Netto-Verkaufssituation von externer Regelenergie kam. Mengenseitig konnten im GWJ 2017/18 die höchste Unterallokation und Netto-Kaufssituation von externer Regelenergie verzeichnet werden, im GWJ 2018/19 die geringsten Werte. Eine klare Tendenz zu sinkenden oder steigenden Werten ist nicht ersichtlich.

Monat Februar

Abbildung 44 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS und Einsatzes externer Netto-Regelenergie für den Monat Februar in den vier GWJ im Marktgebiet NCG dar.

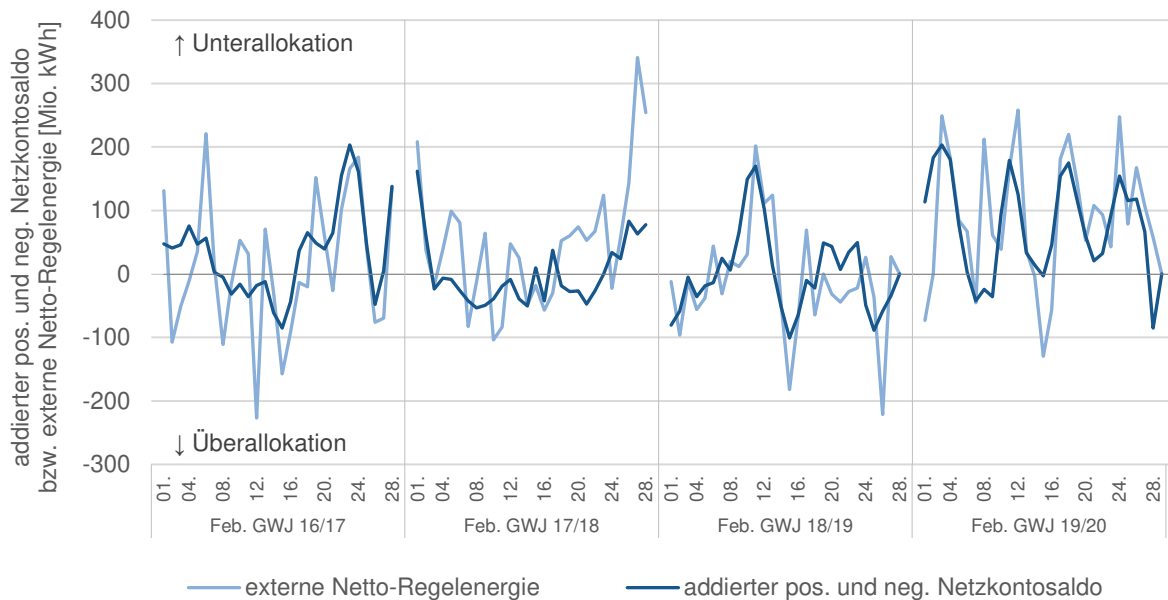


Abbildung 44: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Februar, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG

Eine klare Tendenz zur Über- oder Unterallokationen bzw. zu externen Netto-Kauf/Verkauf-Situationen von externer Regelenergie kann für den Monat Februar nicht gegeben werden. Auffällig ist die häufige und deutliche Unterallokation sowie Netto-Kaufsituation von externer Regelenergie in den GWJ 2016/17 und 2019/20.

Monat April

Abbildung 45 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS und Einsatzes externer Netto-Regelenergie für den Monat April in den vier GWJ im Marktgebiet NCG dar.

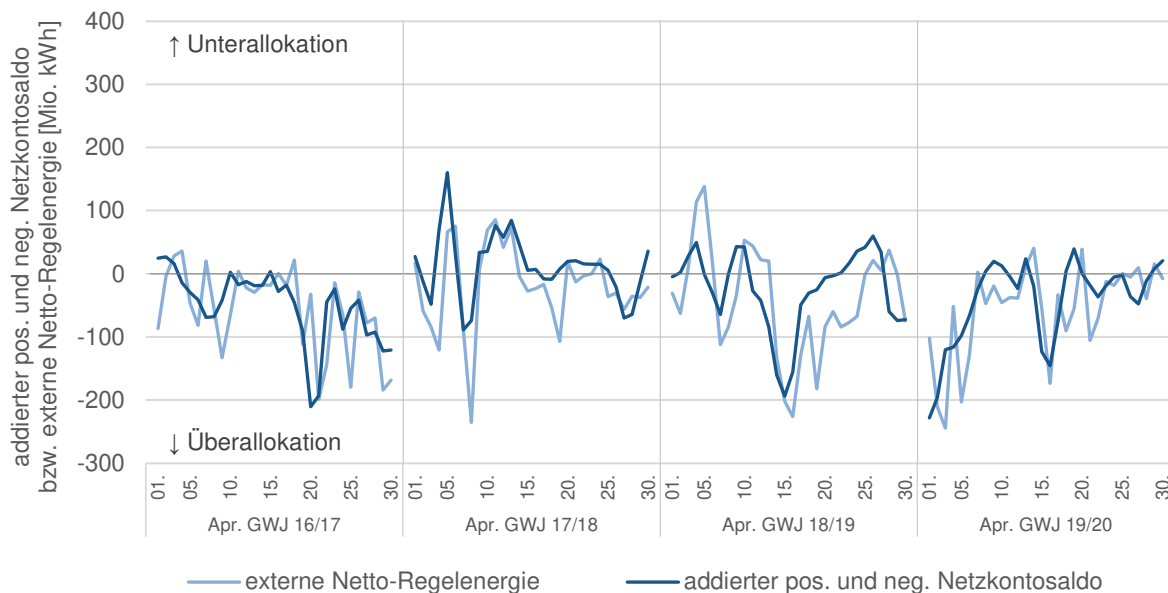


Abbildung 45: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat April, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG

In den Aprilmonaten überwiegen die Überallokationen bzw. Netto-Verkaufssituationen von externer Regelenergie sowohl in der Häufigkeit als auch der Gesamtmenge (Ausnahme: GWJ 2017/18). Besonders auffällig ist das GWJ 2016/17, in welchem nur an 5 bzw. 6 Tagen eine Unterallokation bzw. Netto-Kaufssituationen von externer Regelenergie auftraten, die zudem äußerst gering ausfielen. Hervorzuheben ist jedoch das GWJ 2017/18, in dem die Unterallokation deutlich überwiegt.

Monat Juli

Abbildung 46 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS und Einsatzes externer Netto-Regelenergie für den Monat Juli in den vier GWJ im Marktgebiet NCG dar.

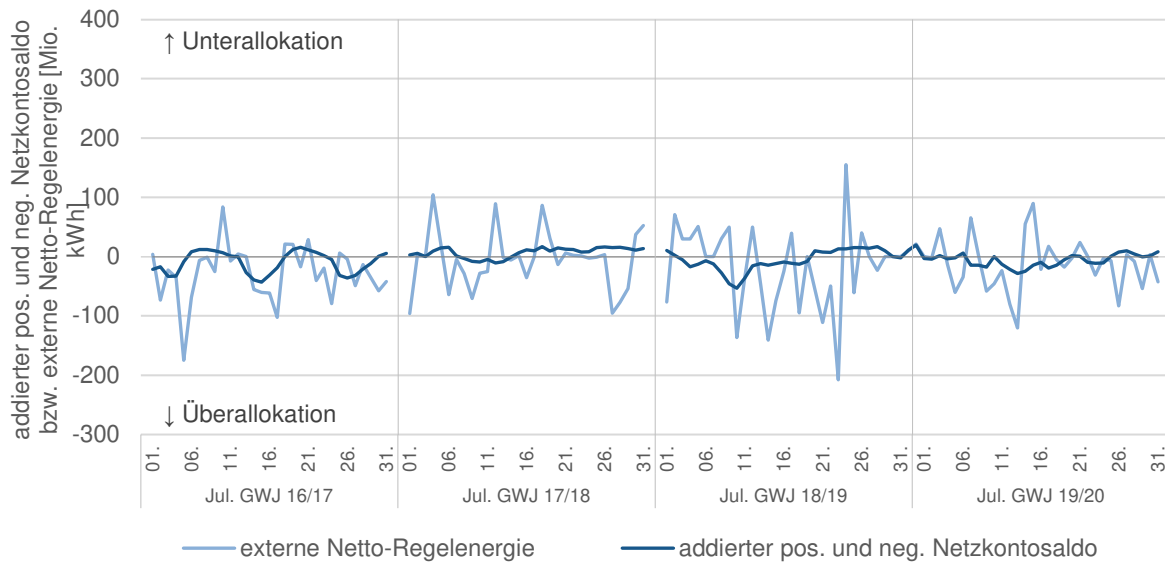


Abbildung 46: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Juli, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG

Der Monat Juli weist für den addierten positiven und negativen NKS starke Schwankungen um die Null auf. Eine klare Tendenz der Häufigkeit zu Über- oder Unterallokationen ist nicht erkennbar. Die Mengen der Überallokationen übersteigen insgesamt die Mengen der Unterallokation in den 2016/17, 2018/19 und 2019/20. Im GWJ 2017/18 ist es umgekehrt. Auch der Einsatz externer Netto-Regelenergie schwankt stark, insgesamt kommt es häufiger und in höheren Mengen zu einem Netto-Verkauf von externer Regelenergie.

3.3.7.2 Marktgebiet GASPOOL

Monat Oktober

Abbildung 47 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS und Einsatzes externer Netto-Regelenergie für den Monat Oktober in den vier GWJ im Marktgebiet GASPOOL dar.

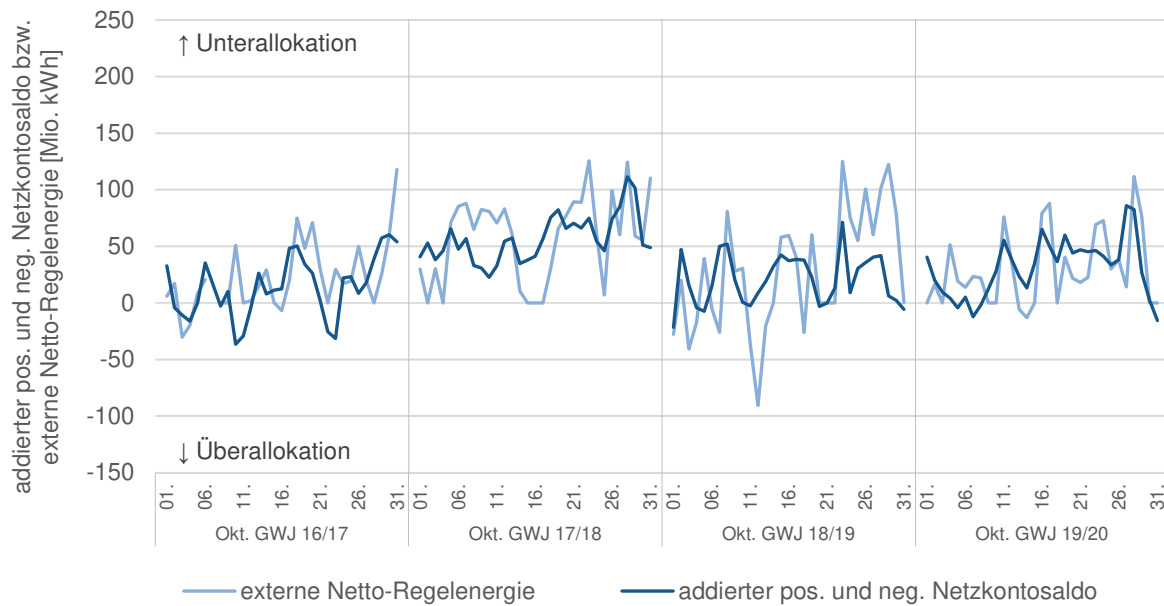


Abbildung 47: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Oktober, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL

In den Oktobermonaten aller GWJ überwiegen die Unterallokationen bzw. Netto-Kaufssituationen von externer Regelenergie sowohl in der Häufigkeit als auch der Gesamtmenge. Besonders auffällig ist hierbei der Oktober 2017, in welchem es an keinem Tag zu einer Überallokation bzw. Netto-Verkaufssituation von externer Regelenergie kam.

Monat Februar

Abbildung 48 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS und Einsatzes externer Netto-Regelenergie für den Monat Februar in den vier GWJ im Marktgebiet GASPOOL dar.

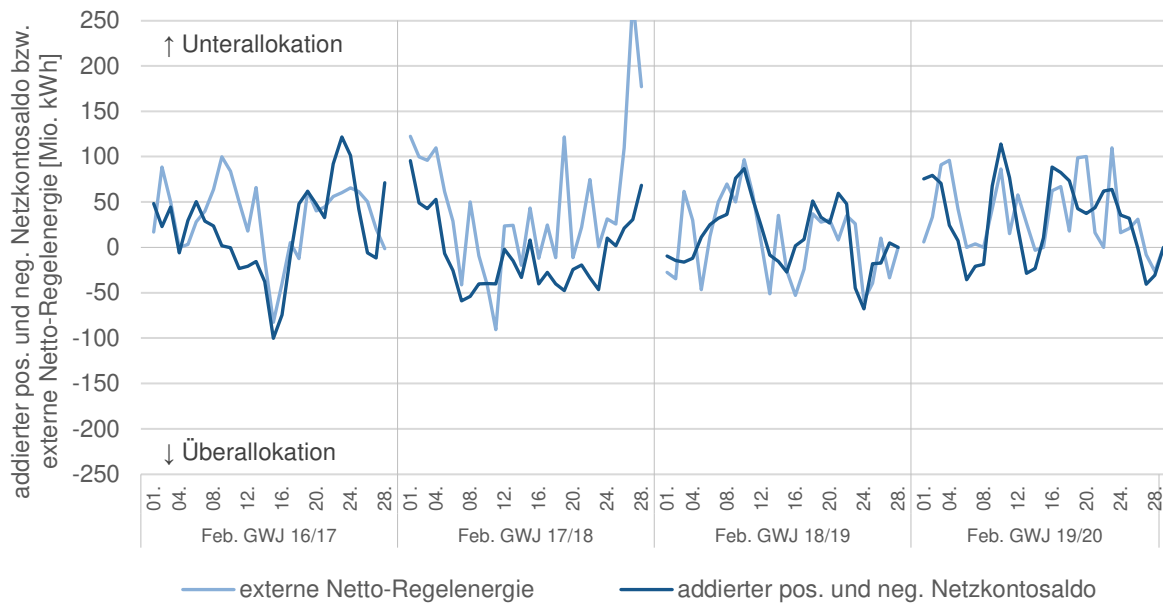


Abbildung 48: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Februar, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL

Eine klare Tendenz zur Über- oder Unterallokationen kann für den Monat Februar nicht gegeben werden. Bei der externen Regelenergie kommt es in jedem GWJ in Summe zu einer Netto-Kaufsituation.

Monat April

Abbildung 49 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS und Einsatzes externer Netto-Regelenergie für den Monat April in den vier GWJ im Marktgebiet GASPOOL dar.

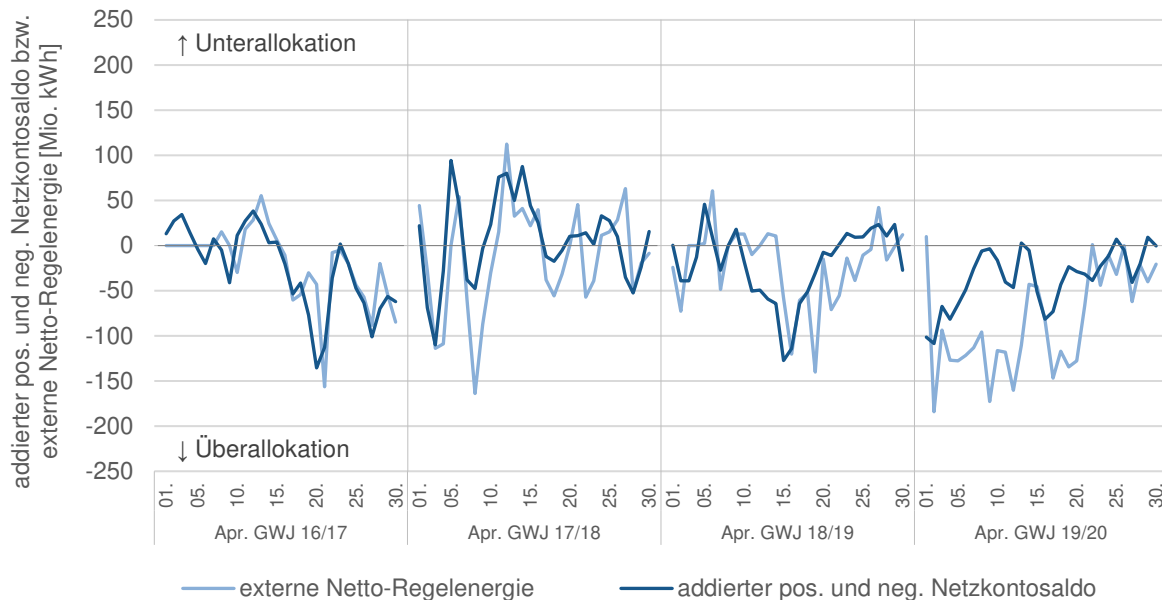


Abbildung 49: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat April, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL

In den Aprilmonaten überwiegen die Überallokationen bzw. Netto-Verkaufssituationen von externer Regelenergie sowohl in der Häufigkeit als auch der Gesamtmenge (Ausnahme: GWJ 2017/18). Hervorzuheben ist jedoch das GWJ 2017/18, in dem die Unterallokation deutlich überwiegt.

Monat Juli

Abbildung 50 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS und Einsatzes externer Netto-Regelenergie für den Monat Juli in den vier GWJ im Marktgebiet GASPOOL dar.

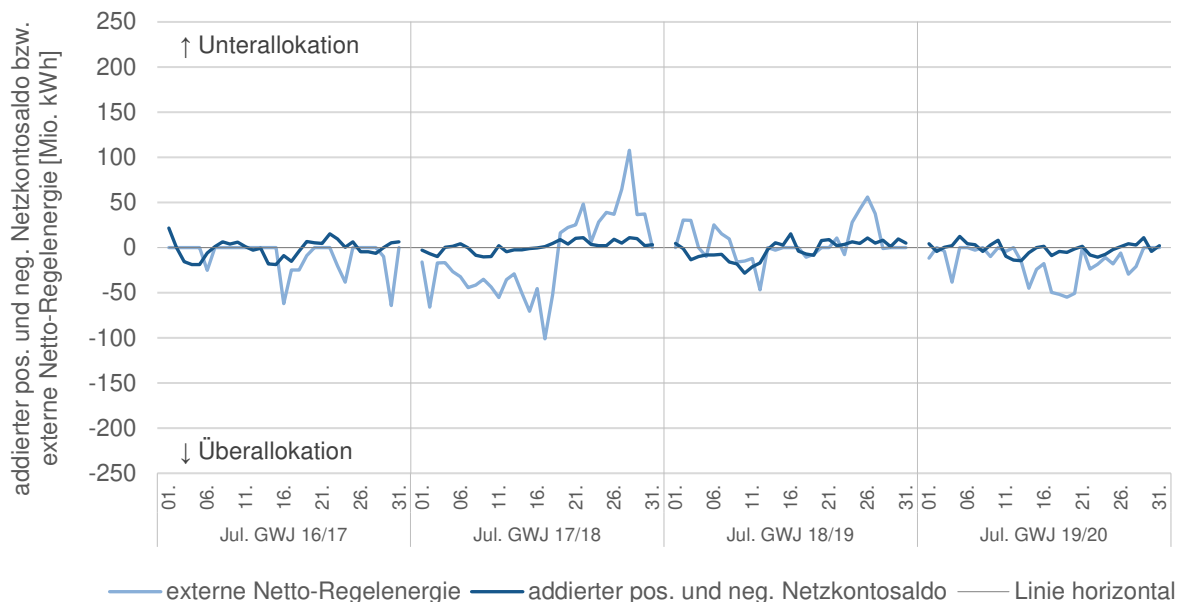


Abbildung 50: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Juli, GWJ 16/17 bis 19/20, GASPOOL

Der Monat Juli weist für den addierten positiven und negativen NKS starke Schwankungen um die Null auf. Eine klare Tendenz der Häufigkeit zu Über- oder Unterallokationen ist nicht erkennbar. Die Mengen der Überallokationen übersteigen insgesamt die Mengen der Unterallokation in den GWJ 2016/17, 2018/19 und 2019/20. Im GWJ 2017/18 ist es umgekehrt. Auch der Einsatz externer Netto-Regelenergie schwankt stark, insgesamt kommt es häufiger und in höheren Mengen zu einem Netto-Verkauf von externer Regelenergie.

3.3.7.3 Vergleich der Marktgebiete

Eine statistische Betrachtung des linearen Zusammenhangs zwischen NKS und externer Netto-Regelenergie wird im Folgenden auf täglicher Ebene durchgeführt.

Monat Oktober

Die folgende Tabelle 31 stellt Kennzahlen zur Untersuchung eines möglichen Zusammenhangs zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie in den beiden Marktgebieten für den Monat Oktober dar:

	Okt 16		Okt 17		Okt 18		Okt 19	
	NCG	GAS-POOL	NCG	GAS-POOL	NCG	GAS-POOL	NCG	GAS-POOL
Anzahl Tage mit Unterallokation	18	21	30	31	24	24	28	27
Anzahl Tage mit Überallokation	13	10	1	0	7	7	3	4
Unterallokation insgesamt [Mio. kWh]	965	595	2.059	1.757	900	689	1.623	990
Überallokation insgesamt [Mio. kWh]	309	160	11	0	108	45	67	34
Anzahl Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie	20	23	28	26	21	18	26	21
Anzahl Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie	11	3	3	0	10	9	5	2
Netto-Kauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	1.306	817	2.442	1.811	1.404	1.136	1.879	942
Netto-Verkauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	432	57	38	0	460	290	155	19
Anzahl Tage ohne externen Regelenergieeinsatz	0	5	0	5	0	4	0	8
Korrelationskoeffizient r zw . addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,48	0,44	0,39	0,39	0,01	0,42	0,18	0,52
Bestimmtheitsmaß R ² zw . addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,23	0,19	0,15	0,15	0,0002	0,18	0,03	0,27
Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie trotz Überallokation	6	5	1	0	4	2	2	3
Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie trotz Unterallokation	4	1	3	0	7	6	4	2

Tabelle 31: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Oktober, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie liegt im Marktgebiet NCG für den Monat Oktober in allen GWJ bei einem schwachen linearen Zusammenhang (kleiner 0,5), wobei von GWJ 2016/17 mit 0,48 ein Absinken bis zum GWJ 2018/19 auf 0,01 und anschließend wieder ein leichter Anstieg auf 0,18 im GWJ 2019/20 beobachtet werden kann. Das Bestimmtheitsmaß sinkt von 0,23 im GWJ 2016/17 auf 0,0002 im GWJ 2018/19 und steigt im GWJ 2019/20 wieder auf 0,03.

Im Marktgebiet GASPOOL liegt der Korrelationskoeffizient zwischen 0,39 und 0,52 (schwacher bis mittlerer positiver linearer Zusammenhang).

Pro Oktober musste im Marktgebiet NCG an 1 bis 6 Tagen mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft werden, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An 3 bis 7 Tagen pro Oktober musste mehr externe Regelenergie verkauft als gekauft werden, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

Im Marktgebiet GASPOOL wurde an maximal 5 Tagen pro Oktober mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An maximal 6 Tagen pro Oktober wurde mehr externe Regelenergie verkauft als gekauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

Abbildung 51 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS für die beiden Marktgebiete NCG und GASPOOL für die Oktober-Monate der vier betrachteten GWJ dar.

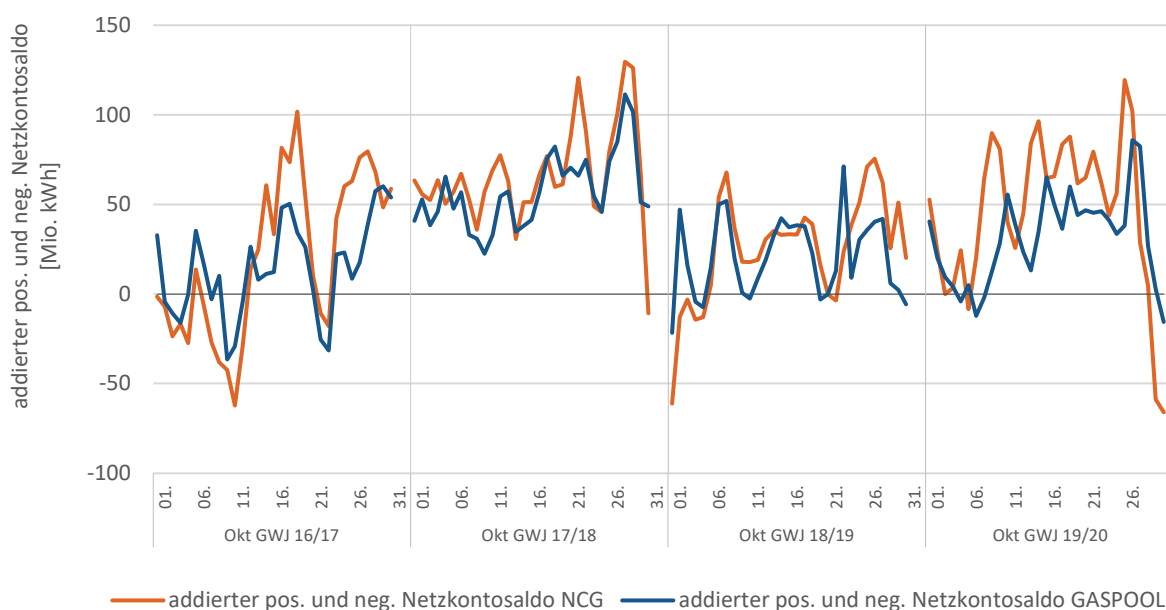


Abbildung 51: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis, Monat Oktober, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL

Tabelle 32 stellt den Korrelationskoeffizienten und das Bestimmtheitsmaß zwischen dem täglichen addierten positiven und negativen NKS der beiden Marktgebiete NCG und GASPOOL für die Oktober-Monate der vier betrachteten GWJ dar.

	linearer Zusammenhang zwischen täglichem addiertem pos. und neg. NKS in den Marktgebieten NCG und GASPOOL (Oktober)			
	GWJ 16/17	GWJ 17/18	GWJ 18/19	GWJ 19/20
Korrelationskoeffizient r	0,76	0,71	0,59	0,88
Bestimmtheitsmaß R^2	0,58	0,50	0,35	0,77

Tabelle 32: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS in den Marktgebieten NCG und GASPOOL auf Tagesbasis, Monat Oktober, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL

Die Korrelation des addierten positiven und negativen NKS zwischen den beiden Marktgebieten nimmt von GWJ 2016/17 bis 2018/19 ab (in allen 3 GWJ mittlerer positiver linearer Zusammenhang zwischen 0,5 und 0,8), steigt dann jedoch im GWJ 2019/20 auf 0,88 und somit einen starken positiven linearen Zusammenhang.

Monat Februar

Die folgende Tabelle 33 stellt Kennzahlen zur Untersuchung eines möglichen Zusammenhangs zwischen addiertem positivem und negativem NKS externer Netto-Regelenergie in den beiden Marktgebieten für den Monat Februar dar:

	Feb 17		Feb 18		Feb 19		Feb 20	
	NCG	GAS-POOL	NCG	GAS-POOL	NCG	GAS-POOL	NCG	GAS-POOL
Anzahl Tage mit Unterallokation	18	17	9	10	13	16	24	21
Anzahl Tage mit Überallokation	10	11	19	18	15	12	5	8
Unterallokation insgesamt [Mio. kWh]	1.276	868	551	380	728	579	2.364	1.137
Überallokation insgesamt [Mio. kWh]	356	306	556	596	693	255	190	200
Anzahl Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie	14	22	18	20	11	18	24	21
Anzahl Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie	14	5	10	8	17	10	5	3
Netto-Kauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	1.397	1.073	1.827	1.520	682	666	2.861	1.041
Netto-Verkauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	1.007	150	478	237	991	395	308	38
Anzahl Tage ohne externen Regelenergieeinsatz	0	1	0	0	0	0	0	5
Korrelationskoeffizient r zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,65	0,50	0,62	0,68	0,65	0,60	0,51	0,51
Bestimmtheitsmaß R^2 zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,42	0,25	0,39	0,47	0,42	0,36	0,26	0,26
Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie trotz Überallokation	3	7	12	10	4	6	3	3
Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie trotz Unterallokation	7	2	3	0	6	4	3	0

Tabelle 33: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Februar, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie liegt im Marktgebiet NCG für den Monat Februar über alle vier GWJ zwischen 0,51 und 0,65 (mittlerer positiver linearer Zusammenhang). Das Bestimmtheitsmaß liegt zwischen 0,26 und 0,42, somit können zwischen 26 % und 42 % der Varianz der externen Netto-Regelenergie durch den addierten positiven und negativen NKS erklärt werden.

Im Marktgebiet GASPOOL liegt der Korrelationskoeffizient zwischen 0,50 und 0,68 (schwacher bis mittlerer positiver linearer Zusammenhang). Das Bestimmtheitsmaß liegt zwischen 0,25 und 0,47 und zeigt, dass 25 % bis 47 % der Varianz der externen Netto-Regelenergie durch den addierten positiven und negativen NKS erklärt werden können.

Pro Februar musste im Marktgebiet NCG an 3 bis 12 Tagen mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft werden, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An 3 bis 7 Tagen pro Februar musste mehr externe Regelenergie verkauft als gekauft werden, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

Im Marktgebiet GASPOOL wurde an 3 bis 10 Tagen pro Februar mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An maximal 4 Tagen pro Februar wurde mehr externe Regelenergie verkauft als gekauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

Abbildung 52 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS für die beiden Marktgebiete NCG und GASPOOL für die Februar-Monate der vier betrachteten GWJ dar.

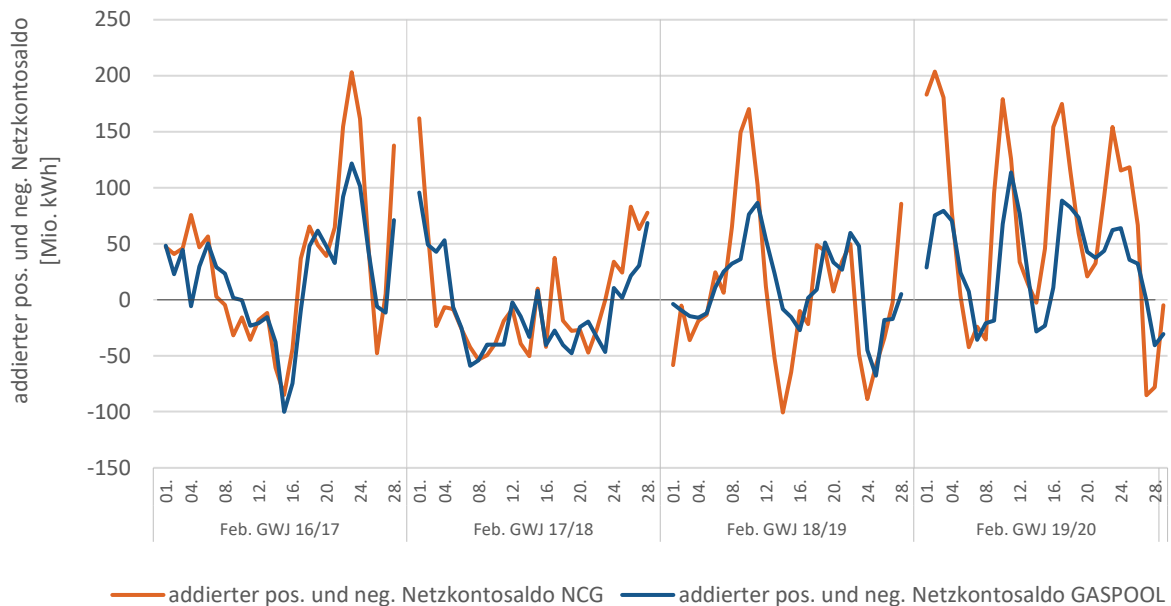


Abbildung 52: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis, Monat Februar, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL

Tabelle 34 stellt den Korrelationskoeffizienten und das Bestimmtheitsmaß zwischen dem täglichen addierten positiven und negativen NKS der beiden Marktgebiete NCG und GASPOOL für die Februar-Monate der vier betrachteten GWJ dar.

	linearer Zusammenhang zwischen täglichem addiertem pos. und neg. NKS in den Marktgebieten NCG und GASPOOL (Februar)			
	GWJ 16/17	GWJ 17/18	GWJ 18/19	GWJ 19/20
Korrelationskoeffizient r	0,89	0,79	0,90	0,90
Bestimmtheitsmaß R^2	0,79	0,62	0,81	0,81

Tabelle 34: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS in den Marktgebieten NCG und GASPOOL auf Tagesbasis, Monat Februar, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL

Die Korrelation des addierten positiven und negativen NKS zwischen den beiden Marktgebieten steigt von 0,89 im GWJ 2016/17 (starker positiver linearer Zusammenhang) auf 0,90 im GWJ 2019/20 (starker positiver linearer Zusammenhang).

Monat April

Die folgende Tabelle 35 stellt Kennzahlen zur Untersuchung eines möglichen Zusammenhangs zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie in den beiden Marktgebieten für den Monat April dar:

	Apr 17		Apr 18		Apr 19		Apr 20	
	NCG	GAS-POOL	NCG	GAS-POOL	NCG	GAS-POOL	NCG	GAS-POOL
Anzahl Tage mit Unterallokation	5	12	20	18	11	12	9	3
Anzahl Tage mit Überallokation	25	18	10	12	19	18	21	27
Unterallokation insgesamt [Mio. kWh]	73	205	768	670	355	182	132	19
Überallokation insgesamt [Mio. kWh]	1.603	967	409	442	1.086	794	1.417	1.091
Anzahl Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie	6	6	10	15	11	8	7	2
Anzahl Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie	24	16	20	15	19	18	23	27
Netto-Kauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	111	147	478	524	485	166	118	11
Netto-Verkauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	1.853	766	1.055	894	1.715	814	1.795	2.537
Anzahl Tage ohne externen Regelenergieeinsatz	0	8	0	0	0	4	0	2
Korrelationskoeffizient r zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,52	0,78	0,65	0,66	0,57	0,46	0,65	0,30
Bestimmtheitsmaß R^2 zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,27	0,61	0,42	0,44	0,32	0,21	0,43	0,09
Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie trotz Überallokation	5	1	0	1	6	4	4	2
Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie trotz Unterallokation	4	2	10	4	6	8	6	3

Tabelle 35: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat April, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie liegt im Marktgebiet NCG für den Monat April über alle vier GWJ zwischen 0,52 und 0,65 (mittlerer positiver linearer Zusammenhang). Das Bestimmtheitsmaß liegt zwischen 0,27 und 0,43, somit können zwischen 27 % und 43 % der Varianz der externen Netto-Regelenergie durch den addierten positiven und negativen NKS erklärt werden.

Im Marktgebiet GASPOOL liegt der Korrelationskoeffizient zwischen 0,30 und 0,78 (schwacher bis mittlerer positiver linearer Zusammenhang). Das Bestimmtheitsmaß liegt zwischen 0,09 und 0,61 und zeigt, dass 9 % bis 61 % der Varianz der externen Netto-Regelenergie durch den addierten positiven und negativen NKS erklärt werden können.

Pro April musste im Marktgebiet NCG an maximal 6 Tagen mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft werden, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An 4 bis 10 Tagen pro April musste mehr externe Regelenergie verkauft als gekauft werden, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

Im Marktgebiet GASPOOL wurde an 1 bis 4 Tagen pro April mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An 2 bis 8 Tagen pro April wurde mehr externe Regelenergie verkauft als gekauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

Abbildung 53 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS für die beiden Marktgebiete NCG und GASPOOL für die April-Monate der vier betrachteten GWJ dar.

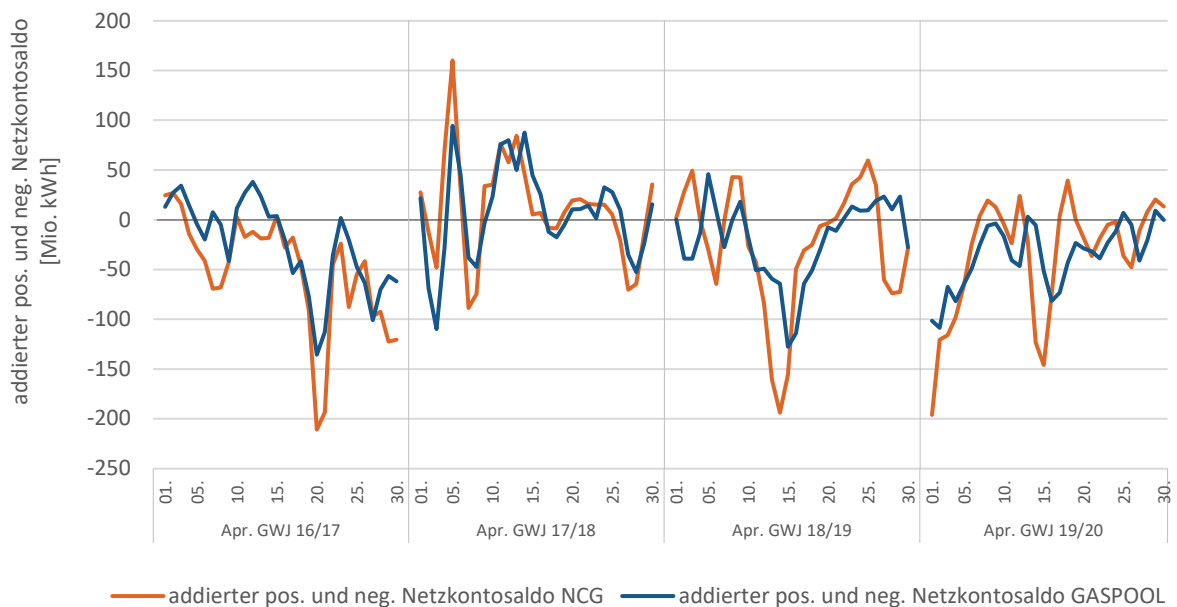


Abbildung 53: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis, Monat April, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL

Tabelle 36 stellt den Korrelationskoeffizienten und das Bestimmtheitsmaß zwischen dem täglichen addierten positiven und negativen NKS der beiden Marktgebiete NCG und GASPOOL für die April-Monate der vier betrachteten GWJ dar.

	linearer Zusammenhang zwischen täglichem addiertem pos. und neg. NKS in den Marktgebieten NCG und GASPOOL (April)			
	GWJ 16/17	GWJ 17/18	GWJ 18/19	GWJ 19/20
Korrelationskoeffizient r	0,84	0,76	0,73	0,88
Bestimmtheitsmaß R^2	0,71	0,57	0,53	0,78

Tabelle 36: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS in den Marktgebieten NCG und GASPOOL auf Tagesbasis, Monat April, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL

Die Korrelation des addierten positiven und negativen NKS zwischen den beiden Marktgebieten schwankt über die GWJ auf und ab (zwischen einem starken positiven linearen Zusammenhang und mittleren positiven linearen Zusammenhang).

Monat Juli

Die folgende Tabelle 37 stellt Kennzahlen zur Untersuchung eines möglichen Zusammenhangs zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie in den beiden Marktgebieten für den Monat Juli dar:

	Jul 17		Jul 18		Jul 19		Jul 20	
	NCG	GAS-POOL	NCG	GAS-POOL	NCG	GAS-POOL	NCG	GAS-POOL
Anzahl Tage mit Unterallokation	14	16	24	19	13	16	11	15
Anzahl Tage mit Überallokation	17	15	7	12	18	15	20	16
Unterallokation insgesamt [Mio. kWh]	104	98	259	94	134	99	42	60
Überallokation insgesamt [Mio. kWh]	410	144	45	61	313	172	242	106
Anzahl Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie	8	0	14	12	10	10	10	0
Anzahl Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie	23	9	17	18	14	10	21	21
Netto-Kauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	170	0	438	468	547	284	308	0
Netto-Verkauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	1.052	280	604	780	1.135	130	713	510
Anzahl Tage ohne externen Regelenergieeinsatz	0	22	0	1	7	11	0	10
Korrelationskoeffizient r zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,24	0,03	0,01	0,64	0,01	0,39	-0,02	0,26
Bestimmtheitsmaß R^2 zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,06	0,001	0,0001	0,41	0,0002	0,16	0,0004	0,07
Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie trotz Überallokation	4	0	1	0	7	5	6	0
Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie trotz Unterallokation	10	5	11	6	7	3	7	9

Tabelle 37: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Juli, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie liegt im Marktgebiet NCG für den Monat Juli über alle vier GWJ zwischen -0,02 und 0,24 (sehr schwacher negativer bis mittlerer positiver linearer Zusammenhang), wobei eine klare sinkende Entwicklung über die vier GWJ zu beobachten ist. Das Bestimmtheitsmaß liegt zwischen 0,0001 und 0,06, somit können zwischen 0,01 % und 6 % der Varianz der externen Netto-Regelenergie durch den addierten positiven und negativen NKS erklärt werden.

Im Marktgebiet GASPOOL liegt der Korrelationskoeffizient zwischen 0,03 und 0,64 (sehr schwacher bis mittlerer positiver linearer Zusammenhang). Das Bestimmtheitsmaß liegt zwischen 0,001 und 0,41 und zeigt, dass 0,1 % bis 41 % der Varianz der externen Netto-Regelenergie durch den addierten positiven und negativen NKS erklärt werden können.

Pro Juli musste im Marktgebiet NCG an 1 bis 7 Tagen mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft werden, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An 7 bis 11 Tagen pro Juli musste mehr externe Regelenergie verkauft als gekauft werden, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

Im Marktgebiet GASPOOL wurde an maximal 5 Tagen pro Juli mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An 3 bis 9 Tagen pro Juli wurde mehr externe Regelenergie verkauft als gekauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

Abbildung 54 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS für die beiden Marktgebiete NCG und GASPOOL für die Juli-Monate der vier betrachteten GWJ dar.

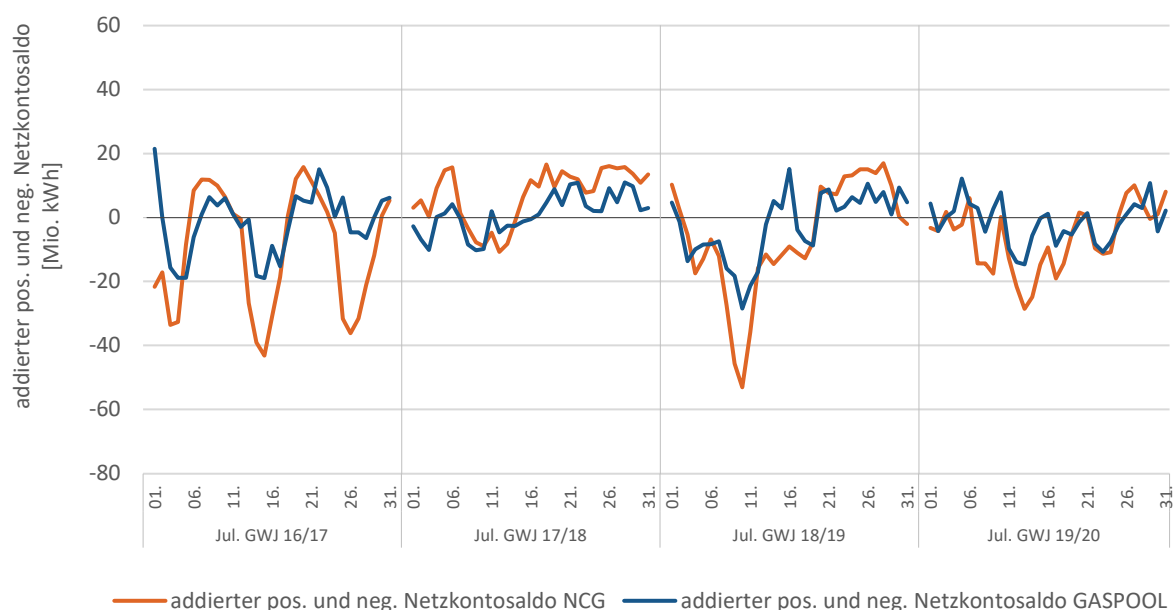


Abbildung 54: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis, Monat Juli, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL

Tabelle 38 stellt den Korrelationskoeffizienten und das Bestimmtheitsmaß zwischen dem täglichen addierten positiven und negativen NKS der beiden Marktgebiete NCG und GASPOOL für die Julimonate der vier betrachteten GWJ dar.

	linearer Zusammenhang zwischen täglichem addiertem pos. und neg. NKS in den Marktgebieten NCG und GASPOOL (Juli)			
	GWJ 16/17	GWJ 17/18	GWJ 18/19	GWJ 19/20
Korrelationskoeffizient r	0,57	0,75	0,82	0,63
Bestimmtheitsmaß R^2	0,32	0,57	0,67	0,39

Tabelle 38: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS in den Marktgebieten NCG und GASPOOL auf Tagesbasis, Monat Juli, GWJ 16/17 bis 19/20, NCG und GASPOOL

Die Korrelation des addierten positiven und negativen NKS zwischen den beiden Marktgebieten schwankt über die GWJ auf und ab (zwischen einem starken positiven linearen Zusammenhang und mittleren positiven linearen Zusammenhang).

3.3.8 Auswirkungen der Corona-Pandemie

Im GWJ 19/20 wurde infolge der sich ausbreitenden Corona-Pandemie (SARS-CoV2 bzw. COVID-19) im März 2020 in Deutschland der sogenannte „Corona-Lockdown“ verfügt. Der Stillstand vieler wirtschaftlicher Bereiche während dieser Zeit wirkte sich auch auf die Allokationen aus. So konnten ab Mitte März 2020 vermehrt Überallokationen bei den SLP-Ausspeisungen festgestellt werden, die im Wesentlichen auf wegfallende Verbräuche im Gewerbebereich zurückzuführen sein dürften, wie dies in der Abbildung 16 zu erkennen ist.

Die Überallokationen ergeben sich aus der Systematik der Standardlastprofile. Die Profile sind temperaturabhängig und reagierten daher nicht auf damaligen Corona-Verordnungen. Verbrauchsreduktionen von Einrichtungen, die wegen der Corona-Maßnahmen schließen, werden somit durch das Lastprofilverfahren nicht erfasst.

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-Allokationsgüter gearbeitet haben:
 - In den GWJ 2017/18, 2018/19 sowie 2019/2020 wurden im Marktgebiet NCG jeweils zwischen 56% und 59% der Netzkonten mindestens in einem Monat abgerechnet; im Marktgebiet GASPOOL betrug die entsprechende Quote in diesem Zeitraum 48% bis 52%. Daher ist es folgerichtig davon auszugehen ist, dass auch die NB getroffen werden, die mögliche Optimierungen weitestgehend ausgeschöpft haben. Lediglich für das GWJ 2016/17 ergibt sich eine geringere Abrechnungsquote (NCG 37%, GASPOOL 18%).
 - In einigen Netzkonten werden Allokationsgüter 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 14Tabelle 14).
- Das Anreizsystem sollte ohne Anpassung der Modelllogik grundsätzlich fortgeführt werden.
 - 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, Netzbetreiber zu einer Befassung mit den relevanten Prozessen zu veranlassen. Daher ist die Aufrechterhaltung eines entsprechenden Mechanismus jedenfalls zu befürworten.

- In den GWJ 2018/19 und 2019/20 ist eine verringerte Qualität der SLP-Allokation im Vergleich zu den GWJ 2016/17 und 2017/18 ersichtlich. Es kann angenommen werden, dass dies durch die Temperaturverläufe in den GWJ 2018/19 und 2019/20 (insbesondere warme Wintermonate siehe auch Abbildung 21 und Abbildung 24) verursacht wurde, denn die Temperatur stellt die maßgebliche Einflussgröße zur Berechnung der Allokation dar. Dennoch wurden in diesen GWJ weniger Netzbetreiber dauerhaft abgerechnet, sodass anzunehmen ist, dass bereits Verbesserungsmöglichkeiten durch die Netzbetreiber umgesetzt wurden (siehe Abbildung 7 und Abbildung 8, Tabelle 3 und Tabelle 4). Es ist anzunehmen, dass die Allokationsgüte zudem durch die Corona-Pandemie im März/April 2020 negativ beeinflusst wurde.
- Bei Netzkontosalden, die wesentlich von gaswirtschaftlich üblichen Netzkontosalden abweichen, wurde eine Prüfpflicht nach § 50 Ziffer 11 KoV XI (auf Empfehlung des vorherigen Evaluierungsberichts) vorgesehen:
 - Netzbetreiber 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 Größen- gruppe der Netzbetreiber befindet. Die Ausspeisenetzbetreiber mit vergleichs- weise geringeren Netzkontoabweichungen sind somit nicht betroffen.
 - Ergibt die Prüfung ein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotenzial hat der Netzbetreiber die entsprechenden Maßnahmen zu implementieren.
 - Kommt der Netzbetreiber seiner Verpflichtung zur Prüfung und Verbesserung nicht oder nicht ausreichend nach, so erhebt der Marktgebietsverantwortliche eine Pönale.
- Zum Zweck der operativen Umsetzung wurden jeweils für das synthetische und analyti- sche Standardlastprofilverfahren Prüfroutinen als Anlage zum Leitfaden SLP KoV XI auf- genommen, mit denen die Möglichkeit zur Verbesserung der Qualität der SLP Allokation untersucht werden kann.
- Erkenntnisse zur Wirkung der erweiterten Regelung nach § 50 Ziffer 11 KoV XI werden erst zum nachfolgenden Evaluierungsbericht vorliegen. Daher wird empfohlen, das be- stehende Anreizsystem der täglichen Netzkontensystematik unverändert beizubehalten sowie die erweiterten Regelungen nach § 50 Ziffer 11 KoV XI anzuwenden.

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 31, Tabelle 33, Tabelle 35, Tabelle 37).
- 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 gleichen 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 -10°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 tagescharf zu bilanzierender Energiemengen erfolgt unter Berücksichtigung von Standardlastprofilen, ex ante zwischen dem Netzbetreiber 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 zugeordnet.

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

- Für einzelne Monate oder Jahreszeiten unübliche Tagesmitteltemperaturen wirken sich in der Regel negativ auf die Allokationsgüte aus. Dies ist im betrachteten Zeitraum in den GWJ 2017/18 bis 2019/20 deutlich zu erkennen.
- Die Temperaturcharakteristik keines der GWJ gleicht tendenziell der Temperaturcharakteristik eines der anderen betrachteten GWJ (vergl. Abbildung 21 und Abbildung 24 sowie Tabelle 15 bis Tabelle 18).
- Es ist anzunehmen, dass die Allokationsgüte zudem durch die Corona-Pandemie im März/April 2020 negativ beeinflusst wurde.
- Es kann vermutet werden, dass nicht wenige NB die Erweiterung nach § 50 Ziffer 11 KoV XI 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 kann festgestellt werden, dass die meisten Verteilnetzbetreiber in Deutschland die zur Verfügung stehenden SLP-Allokationswerkzeuge (vergl. hierzu insbesondere „Leitfaden Abwicklung von Standardlastprofilen Gas“) dauerhaft bestimmungsgemäß anwenden:
 - Die Marktgebiete von NCG und Gaspool zeigen hinsichtlich der jeweiligen positiven und negativen Netzkontosalden („Marktgebietssalden“) als auch in der Addition, in der Vergleichsbetrachtung eine mittlere bis starke Korrelationen (vergl. Tabelle 12, Tabelle 13, Tabelle 32, Tabelle 34, Tabelle 36 und Tabelle 38).

Eine im Vergleich der beiden Marktgebiete analoge Übereinstimmung ist tendenziell auch hinsichtlich der Wirkungsmechanismen der Anreizsysteme zu erkennen.

- Es kann angenommen werden, dass sich die mittleren bis starken Korrelationen der beiden Marktgebiete bei gleichen oder ähnlichen Randbedingungen durch die systemische Wirkung der Bilanzierungsregeln als solche und deren weit überwiegend korrekte Anwendung ergibt. Den wesentlichen Baustein zur operativen Anwendung stellt hierbei der BDEW-Leitfaden „Abwicklung von Standardlastprofilen Gas“ dar.
- Es liegt die Schlussfolgerung nahe, dass das Anreizsystem nach täglicher Netzkontensystematik einen Großteil der Verteilnetzbetreiber zu einer aktiven Beschäftigung mit der Thematik der Allokationsgüte angereizt hat.
- Das Optimierungspotenzial des Standardlastprofilverfahrens auf der Grundlage massengeschäftstauglicher und hochtransparenter Methoden scheint im Betrachtungszeitraum weitgehend ausgeschöpft:
 - Aus dem Vergleich der positiven und negativen NKS (Abbildung 16) als auch der addierten positiven und negativen NKS (Abbildung 51 bis Abbildung 54) auf Marktgebiets- und Tagesbasis kann abgeleitet werden, dass Probleme mit der Allokationsgüte in weiten Teilen bei den Netzbetreibern tagessynchron auftreten. Dies liegt letztlich begründet in systemimmanenten Schwächen stark standardisierter und transparenter SLP-Verfahren.
 - Angesichts der durch die Verbände fortwährend durchgeführten Untersuchungen und Detailanpassungen (vergl. Statusbericht, FfE-Gutachten, Einführung SigLinDe) 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 nun auch zum 01. Oktober 2020 in die Prüfroutinen nach § 50 Ziffer 11 KoV XI 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 27 und Abbildung 30).

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 28 und Abbildung 31).

- Einen weiteren systemimmanenten Fehler stellt hier die Prognoseabweichung seitens der 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 Netzbetreiber 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 Netzbetreiber 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 Netzbetreiber eigenverantwortlich festzuschreiben hat.
 - Der Netzbetreiber darf derzeit auch dann, wenn er eine evtl. Fehlprognose für den Folgetag aufgrund langjähriger betrieblicher Erfahrungswerten 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 Netzbetreibern 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 Netzbetreibers jedoch - bspw. durch eine Verringerung der zulässigen SLP oder auch durch die Vorgabe verbindlicher Temperaturstationen oder –verfahren - wären jedoch mit dem Grundsatz der Allokationsverantwortung des Netzbetreibers, 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 Verteilnetzbetreiber auf der Netzkontenebene der Verteilnetzbetreiber zu bevorzugen:
 - Die Entwicklung im Wärmesektor ist nach Erfahrung der Netzbetreiber 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 Netzbetreiber wird zur Verbesserung der Allokationsgüte die Prüfung der Anwendung der GPT empfohlen; für Netzbetreiber, die der Prüfpflicht nach § 50 Ziffer 11 KoV XI 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 Netzbetreibers führen kann.

- Die GPT kann eine Stammdaten- und Prozessbereinigung bei den Netzbetreibern 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 Netzbetreiber wird zur Verbesserung der Allokationsgüte die Prüfung der Anwendung von Optimierungsverfahren nach Leitfaden SLP empfohlen; für Netzbetreiber, die der Prüfpflicht nach § 50 Ziffer 11 KoV XI unterliegen, ist dies verpflichtend. Hierbei ist zu beachten:
 - Eine Anwendung der Optimierungsverfahren ist ohne vorherige Netzkontoanalyse nicht angeraten, da diese im Einzelfall auch zu einer Verschlechterung der Allokationsgüte des Netzbetreibers führen kann.
 - Die Optimierungsverfahren können eine Stammdaten- und Prozessbereinigung bei den Netzbetreibern nicht ersetzen. Vielmehr stellen diese Maßnahmen die Grundvoraussetzungen dar, ohne deren vorherige Durchführung auch die Anwendung von Optimierungsverfahren scheitern wird.
 - Für die erste Indikation kann die Excel-Anwendung der Prüfroutine Nachweistool analytisches Verfahren nach Leitfaden SLP herangezogen werden.

Ansprechpartnerin:

Ingride Kouengoué

Geschäftsbereich Energienetze, Regulierung und Mobilität

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.

Reinhardtstraße 32

10117 Berlin

Tel.: +49 30 300 199-1116

ingride.kouengoué@bdew.de

www.bdew.de