

Gemeinsam für ein lebenswertes Bielefeld

# **Erfahrungsbericht Analytisches SLP-Verfahren mit Korrekturfaktoren**



Netzbetreiberforum THE, Essen am 23.09.2025



# Agenda

- Kurzvorstellung Bielefelder Netz
- Verfahrensvergleich: synthetisches vs. analytisches SLP-Verfahren
- Grundgedanke der Korrekturfaktoren im analytischen Verfahren
- Ermittlung der Korrekturfaktoren
- Einbindung von Korrekturfaktoren in das analytische SLP-Verfahren
- Ergebnis des Einsatzes von Korrekturfaktoren



# Kurzvorstellung Bielefelder Netz (BiN)



Strom- und Gasnetzbetreiber, 100%-Tochter der Stadtwerke Bielefeld

- Netzkopplungspunkte Gas 36 (vier vorgel. NB, ein nachgel. NB)
- Netzlänge Gas 1.300 km, davon 130 km HD
- HA-Leitungen Gas 660 km
- HA Gas 47.400
- MaLos 69.000, davon 150 RLM
- Gasabsatz 2024 2 TWh, davon 1,6 TWh SLP
- max. Netzlast 2024 812 MW
- H<sub>2</sub>-Kernnetz Anbindung 2032

SAP-ISU/EDM für Abrechnung, Netznutzung, MeMi, EEG

SAP-ISU/EDM für Bilanzierung/Allokation

## Aktuelle Projekte

- Umsetzung neuer Marktregeln Strom und Gas
- Unterstützung der Stadt Bielefeld bei der kommunalen Wärmeplanung
- Einführung SAP S4Utilities und SAP S4Core 2026/2027
- Erdgasumstellung des Netzes in 2026 (ca. 82.000 Geräte in fünf Umstellbezirken)

# Verfahrenvergleich: synthetisches vs. analytisches SLP



## Ziele beider Verfahren:

- Die Verbrauchsmenge des SLP-Segmentes soll für den morgigen Tag bestmöglich prognostiziert werden (Kriterium Allokationsgüte)
- Die allokierte Menge des SLP-Segments innerhalb eines Betrachtungszeitraumes soll dem tatsächlichen Verbrauch entsprechen (Kriterium Netzkontosaldo)

## Gemeinsamkeiten:

- Jeder Marktlokation MaLo ist ein Kundenwert (Neuberechnung mit jeder Abrechnung) zugeordnet
- Jeder MaLo ist ein Standardlastprofil SLP zugeordnet
- Jede MaLo ist einem Bilanzkreis BK zugeordnet
- Die tägliche Allokation aggregiert die MaLos identischer BK-Zuordnung
- Der Ausgleich der Differenz zwischen allokiertem und tatsächlichem Verbrauch erfolgt per Mehr- und Mindermengenabrechnung MeMi

# Verfahrenvergleich: synthetisches vs. analytisches SLP



## Synthetisches SLP-Verfahren (bottom-up-Methode)

- Mathematische Definition von verbrauchsstellenspezifischen SLP-Profilen (Sigmoidfunktionen, EFH, MFH, diverse Gewerbe, Handel u.v.m ->TU München)
- Eingangsparmeter: Temperatur für d (Prognose)
- Ergebnis: h-Wert
- Multiplikation h-Wert mit Kundenwert der MaLo ergibt Allokationsmenge der MaLo für d

## Voraussetzungen für das synthetische SLP-Verfahren

- Gute Stammdatenqualität, insbesondere Kundenwerte und deren Fortschreibung sowie Profiltyp zur Verbrauchsstelle
- Sichere Verarbeitung der Temperaturprognosedaten

## Optionen zur Verbesserung der Allokationsgüte

- Gasprognosetemperatur GPT statt reiner Temperaturprognose
- Anpassung der Parameter der verwendeten SLP-Profile
- Korrekturfaktoren – nur mit zeitlichem Vorlauf marktregelkonform

# Verfahrenvergleich: synthetisches vs. analytisches SLP



## analytisches SLP-Verfahren (top-down-Methode):

- Grundlage für die Allokation des morgigen Tages  $d$  ist die Kenntnis des Verbrauchsverhaltens (Restlast) des gestrigen Tages  $d-2$  (Zwei-Tage-Versatz)
- Ermittlung der Restlast des gestrigen Tages:
  - lastgemessene Einspeisung minus Entnahme durch RLM-Kunden
- Die Restlast des gestrigen Tages wird zur Allokationsmenge des morgigen Tages
- Die Allokationsmenge wird entsprechend der MaLo-Kundenwerte verteilt

## Voraussetzungen für das analytische SLP-Verfahren

- Sichere Verarbeitung der Lastgänge für Ein- und Ausspeisung (NKP und RLM)
- Strategie für fehlende Lastgangdaten

## Optionen zur Verbesserung der Allokationsgüte

- Korrekturverfahren zum Ausgleich des Zwei-Tage-Versatzes

# Vor- und Nachteile synthetisches vs. analytisches SLP



## Synthetisch:

-  Keine Anforderungen an Lastgangqualität NKP und RLM
-  Kann in die Zukunft ausgerollt werden
-  Reagiert träge auf Änderung des Verbrauchsverhaltens (Stichwort 2022)

## Analytisch:

-  Allokierte Mengen leiten sich aus tatsächlichem Kundenverbrauch ab
-  Erwartungsgemäß geringe Netzkontosalden und somit geringere MeMi-Menge
-  Ohne Korrekturverfahren erfahrungsgemäß schlechtere Allokationsgüte
-  Netzkontosaldo/Allokationsgüte abhängig von Qualität des Prognosebrennwerts

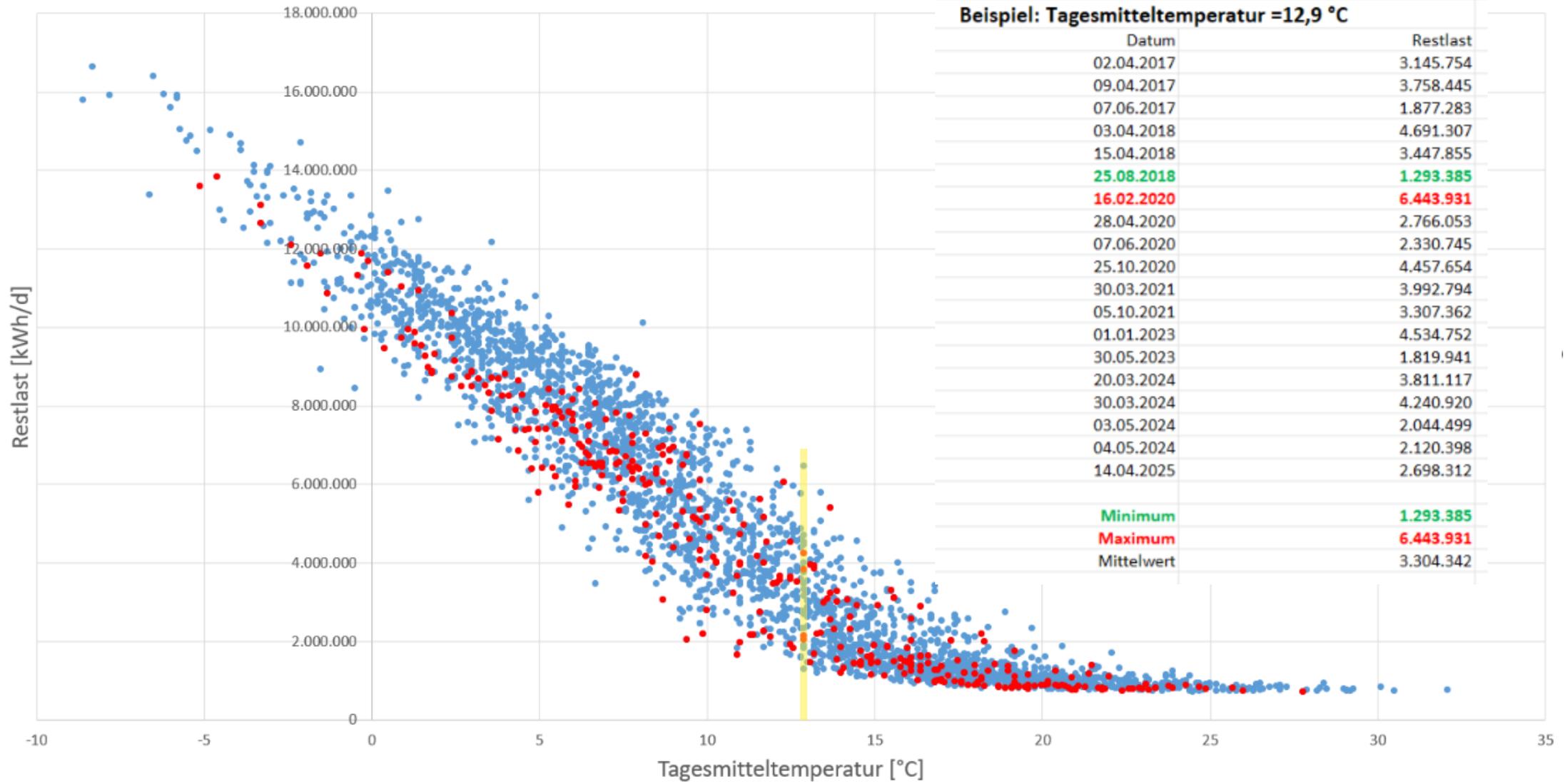
Schattenbilanzierungen durch Marktpartner nur im synthetischen Verfahren möglich

# Das Handlungsfeld:

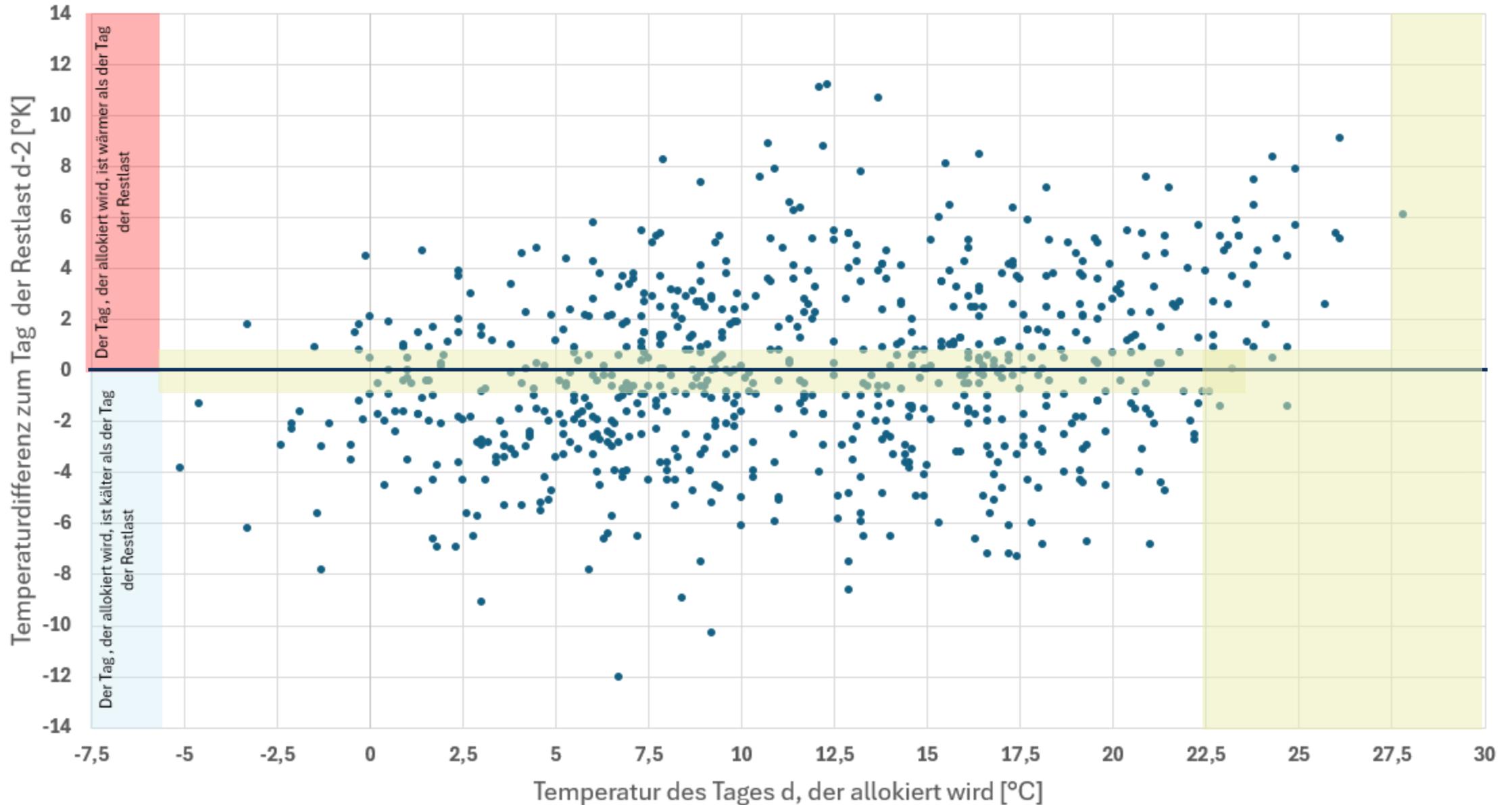


## Zusammenhang Restlast und Tagesmitteltemperatur ab 2017

• seit 2017 • 2024



# Der Zwei-Tage-Versatz der Ist-Temperatur (2023/2024)





## Grundgedanke der Korrekturfaktoren

BiN hat im Oktober 2016 eigenentwickelte Korrekturfaktoren zur Berücksichtigung von Temperaturdifferenzen (2-Tage-Versatz) im analytischen SLP-Verfahren eingeführt.

Ursprüngliches Ziel war die Vermeidung von täglichen Netzkontoabrechnungen.

Wird es morgen wärmer als es gestern war, wird die Allokationsmenge für morgen durch einen Faktor kleiner 1 reduziert.

Wird es morgen kälter als es gestern war, wird die Allokationsmenge für morgen durch einen Faktor größer 1 erhöht.

Ist die Temperatur morgen ähnlich der Temperatur gestern, erfolgt keine Anpassung durch einen Faktor.



# Ermittlung der Korrekturfaktoren

Die Korrekturfaktoren werden anhand von Vergangenheitsdaten (mindestens 3a) ermittelt.

Hierzu wird die analytische SLP-Allokation im Nachgang simuliert.

Benötigt werden:

- Datum
- Ist-Temperaturen
- Restlastmengen

daraus abgeleitet werden

- Temperaturdifferenz  $d$  zu  $d-2$
- Allokierte Menge  $d$  (im analytischen Verfahren = Restlast  $d-2$ )
- Netzkontosaldo1 für Tag  $d$

Clusterung von Ist-Temperatur (z.B.  $2,5^{\circ}\text{C}$ ) und Temperaturdifferenz (z.B.  $2^{\circ}\text{K}$ )

Die Auswertung erfolgt mit Pivotfunktionalitäten, z.B. in Excel

# Herleitung der Korrekturfaktoren



Auswertezeitraum 01.2017 – 11.2022

Verprobungszeitraum 12.2022 – 03.2024

Anzahl		Temperatur des Tages d																			Summe
		größer gleich kleiner	-99 -10	-10 -7,5	-7,5 -5	-5 -2,5	-2,5 0	0 2,5	2,5 5	5 7,5	7,5 10	10 12,5	12,5 15	15 17,5	17,5 20	20 22,5	22,5 25	25 27,5	27,5 99		
Temperaturdifferenz d zu d-2 [°K]	Temperatur d-2	größer gleich	kleiner																		
	8	99							2	3	2	2	2	3	3	4	1	2	1	25	
	6	8						2	3	7	5	9	5	10	7	17	4	2	2	73	
	4	6						4	6	17	26	21	21	9	33	36	5	2	2	180	
	2	4			1	2	3	6	24	48	38	44	29	35	46	52	4	2	2	334	
	1	2			1	1	3	15	32	27	33	20	22	28	23	19	3			224	
	-1	1			2	2	5	46	45	66	68	51	60	68	51	30	8	2		504	
	-2	-1			2	4	10	27	29	33	32	25	20	32	22	12				248	
	-4	-2			1	1	6	13	33	55	40	43	35	30	31	16	19	2		325	
	-6	-4			1	1	4	15	24	19	12	7	25	28	10	4				150	
-8	-6					2	3	6	4	7	4	11	6	5	3	1			52		
-99	-8			1	2	3	1	3	1	8	2	3	7	7	4	1			43		
		Summe		0	3	9	18	39	154	227	272	268	221	232	257	220	197	28	10	3	2158

In einer generellen Matrix wird die Tagesmitteltemperatur des Tages d (2,5°C-Schritte, Spalte) und die Temperaturdifferenz gegenüber dem Tag d-2 (2°K-Schritte, Zeile) aufgetragen.

Rot hinterlegte Zellen: Temp. d ist höher als Temp. d-2 (d ist wärmer)

Blau hinterlegte Zellen: Temp. d ist niedriger als Temp. d-2 (d ist kälter)

Dargestellt ist die Häufigkeit des Auftretens im jeweiligen Matrixelement

# Herleitung der Korrekturfaktoren



Restlast d		Temperatur des Tages d																		Summe		
		größer gleich kleiner	-99 -10	-10 -7,5	-7,5 -5	-5 -2,5	-2,5 0	0 2,5	2,5 5	5 7,5	7,5 10	10 12,5	12,5 15	15 17,5	17,5 20	20 22,5	22,5 25	25 27,5	27,5 99			
Temperaturdifferenz d zu d-2 [°K]	Temperatur d minus Temperatur d-2	größer gleich	kleiner																			
	8	99							30.948.011	40.222.237	23.932.609	19.101.712	15.552.089	19.949.483	17.375.735	7.685.937	1.047.567	2.149.580	1.000.235	178.965.195		
	6	8						30.569.942	40.885.571	79.016.842	50.091.407	79.362.439	33.982.716	43.723.150	21.204.864	24.854.907	4.205.294	1.769.013	1.759.226	411.425.371		
	4	6						53.429.441	70.432.225	183.671.657	244.160.066	161.111.868	112.339.058	38.488.394	65.820.593	46.018.948	4.504.438	1.779.878		981.756.566		
	2	4						16.633.324	32.164.903	43.182.556	76.896.037	256.531.771	460.312.218	300.294.937	242.176.409	113.539.952	87.187.405	68.962.058	62.461.955	3.668.727	1.551.475	1.765.563.727
	1	2						15.905.543	13.328.679	173.701.325	326.877.269	241.244.287	243.232.020	89.859.711	79.709.972	58.000.533	31.498.790	21.272.647	2.535.375			1.297.166.151
	-1	1						30.581.422	28.439.931	61.613.306	500.628.518	417.008.647	529.202.546	407.353.018	199.956.179	156.076.154	106.733.972	57.022.423	28.468.346	6.403.569	1.625.017	2.531.113.048
	-2	-1						28.482.093	52.400.340	116.805.321	276.256.495	252.563.683	235.761.879	137.726.890	99.266.029	41.945.090	46.541.657	23.785.497	11.628.187			1.323.163.161
	-4	-2						14.471.297	14.088.296	71.481.991	143.190.843	311.354.672	429.838.120	275.141.615	178.930.571	100.780.443	47.403.583	37.727.311	15.658.078	16.926.410	1.685.782	1.658.679.012
	-6	-4						14.883.688		12.654.205	38.321.057	127.388.063	169.097.979	105.345.579	37.964.315	14.520.180	34.456.757	29.606.077	8.833.748	3.053.756		596.125.404
-8	-6							16.660.902	21.667.425	40.985.062	19.294.745	17.919.209	6.271.819	14.121.486	5.546.914	4.088.202	2.294.271	764.390			149.614.425	
-99	-8						11.848.385	21.043.493	26.573.377	5.376.124	19.435.448	4.588.310	24.626.173	3.769.785	3.873.364	7.132.894	5.691.503	3.360.822	729.375		138.049.053	
		Summe		0	41.203.370	126.734.171	223.714.747	438.478.788	1.591.327.366	2.039.756.648	2.193.839.778	1.645.374.827	1.016.280.153	656.259.751	479.196.399	317.610.810	225.394.739	24.815.142	8.874.963	2.759.461	11.031.621.113	

Dargestellt ist die aggregierte Restlastmenge im jeweiligen Matrixelement

# Herleitung der Korrekturfaktoren



		NKS1 kWh aus		Temperatur des Tages d																		
		Zwei-Tage-Versatz		größer gleich	-99	-10	-7,5	-5	-2,5	0	2,5	5	7,5	10	12,5	15	17,5	20	22,5	25	27,5	
			kleiner	-10	-7,5	-5	-2,5	0	2,5	5	7,5	10	12,5	15	17,5	20	22,5	25	27,5	99		
Temperaturdifferenz d zu d-2 [°K]	Temperatur d minus Temperatur d-2	größer gleich	kleiner	X																	Summe	
		8	99	X																	-62.598.874	
		6	8	X																	-109.517.977	
		4	6	X																	-197.039.654	
		2	4	X																	-219.533.419	
		1	2	X																	-82.004.929	
		-1	1	X																	10.454.486	
		-2	-1	X																	107.488.467	
		-4	-2	X																	259.097.309	
		-6	-4	X																	155.362.417	
	-8	-6	X																	57.145.707		
	-99	-8	X																	71.630.567		
			Summe	0	7.119.143	11.991.560	24.288.119	37.381.102	90.116.978	101.106.588	-19.538.121	-29.968.852	-64.344.610	-36.951.266	-46.954.314	-47.791.328	-32.346.528	-2.036.900	-1.145.984	-441.493	-9.515.906	

Dargestellt ist der aggregierte Netzkontosaldo 1 [kWh] im jeweiligen Matrixelement. Rote Ziffern: Überallokation, schwarze Ziffern Unterallokation.

NKS1 entsteht aus der Übertragung der Restlast d-2 als Allokationsmenge für d.

# Herleitung der Korrekturfaktoren



		NKS1 % aus Zwei-		Temperatur des Tages d																									
		Tage-Versatz		größer	gleich	-99	-10	-7,5	-5	-2,5	0	2,5	5	7,5	10	12,5	15	17,5	20	22,5	25	27,5							
		größer	kleiner	kleiner	größer	-10	-7,5	-5	-2,5	0	2,5	5	7,5	10	12,5	15	17,5	20	22,5	25	27,5	99							
Temperaturdifferenz d zu d-2 [°K]	Temperatur d minus Temperatur d-2	größer	gleich																										
		8	99																										
		6	8																										
		4	6																										
		2	4																										
		1	2																										
		-1	1																										
		-2	-1																										
		-4	-2																										
		-6	-4																										
		-8	-6																										
-99	-8																												

Dargestellt ist das aggregierte Netzkontosaldo 1 [%, bezogen auf Restlastmenge] im jeweiligen Matrixelement.

# Herleitung der Korrekturfaktoren



		NKS1%, Anzahl>3		Temperatur des Tages d																			
		größer gleich	kleiner	-99	-10	-7,5	-5	-2,5	0	2,5	5	7,5	10	12,5	15	17,5	20	22,5	25	27,5			
		größer gleich	kleiner	-10	-7,5	-5	-2,5	0	2,5	5	7,5	10	12,5	15	17,5	20	22,5	25	27,5	99			
Temperaturdifferenz d zu d-2 [°K]	Temperatur d minus Temperatur d-2	8	99																				
		6	8																				
		4	6																				
		2	4																				
		1	2																				
		-1	1																				
		-2	-1																				
		-4	-2																				
		-6	-4																				
		-8	-6																				
	-99	-8																					

Dargestellt ist das aggregierte Netzkontosaldo 1 [%, bezogen auf Restlastmenge] im jeweiligen Matrixelement, sofern das Matrixelement eine Häufigkeit des Auftretens (s.o.) von mindestens 3 aufweist.

# Herleitung der Korrekturfaktoren



Umwandlung in Faktor: 1+NKS%		Temperatur des Tages d																			
		größer gleich kleiner	-99 -10	-10 -7,5	-7,5 -5	-5 -2,5	-2,5 0	0 2,5	2,5 5	5 7,5	7,5 10	10 12,5	12,5 15	15 17,5	17,5 20	20 22,5	22,5 25	25 27,5	27,5 99		
Temperaturdifferenz d zu d-2 [°K]	größer gleich	kleiner																			
	8	99		0,7000	0,7000	0,7000	0,7000	0,7000	0,7000	0,7000	0,6942	0,6500	0,6100	0,5700	0,5269	0,3972	0,6402	0,7000	0,8500	1,0000	
	6	8		0,7500	0,7500	0,7500	0,7500	0,7500	0,7500	0,7822	0,8042	0,7567	0,7016	0,6770	0,6179	0,5923	0,7204	0,8157	0,9000	1,0000	
	4	6		0,8500	0,8500	0,8500	0,8500	0,8500	0,8873	0,8857	0,8371	0,8050	0,7790	0,7358	0,6726	0,7306	0,7995	0,9192	0,9500	1,0000	
	2	4		0,9000	0,9000	0,9000	0,9000	0,9582	0,9134	0,9223	0,8920	0,8657	0,8346	0,8188	0,8094	0,8500	0,8418	0,9021	1,0000	1,0000	
	1	2		0,9800	0,9800	0,9800	0,9800	0,9800	0,9807	0,9610	0,9277	0,9362	0,9363	0,8529	0,8514	0,8882	0,8978	0,9839	1,0000	1,0000	
	-1	1		1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	
	-2	-1		1,0500	1,0500	1,0500	1,0574	1,0756	1,0707	1,0755	1,0686	1,1693	1,0612	1,1536	1,0463	1,0212	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	-4	-2		1,1300	1,1300	1,1300	1,1511	1,1137	1,1351	1,1610	1,1147	1,2273	1,2632	1,2674	1,1521	1,0947	1,0200	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	-6	-4		1,2000	1,2000	1,2000	1,2000	1,1873	1,2398	1,2453	1,2846	1,4481	1,4670	1,3616	1,2064	1,0979	1,0466	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	-8	-6		1,3500	1,3500	1,3500	1,3500	1,3500	1,3792	1,3487	1,4349	1,5266	1,7111	1,4287	1,2480	1,1496	1,0623	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
-99	-8		1,4500	1,4500	1,4500	1,4482	1,4500	1,4436	1,5000	1,8569	1,7000	1,6893	1,4918	1,2923	1,1539	1,1000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	

Abgeleitete Korrekturfaktoren im jeweiligen Matrixelement: Faktor = 1+NKS1(min 3)  
 (fett: Faktoren aus empirischer Auswertung, normal: interpolierte Schätzung)

Die Ergebnisse sollten in einem Verprobungszeitraum verifiziert werden.



# Einbau der Korrekturfaktoren in das analytische Allokationsverfahren

1. Anpassung des analytischen Allokationsverfahren (Einbindung der Korrekturfaktormatrix, die Matrix an sich ist im Customizing hinterlegt).
2. Faktorprofil für die zu allozierende Menge anlegen.
3. Ermittlung der Restlast d-2 (Einspeisung NKP minus Ausspeisung RLM (nachgel. NB und Speicher falls vorhanden ebenfalls berücksichtigen)).
4. Ermittlung Temperaturdifferenz (Prognosetemp. d minus Isttemp. d-2).
5. Abgriff des Korrekturfaktors aus der Matrix, als Tagesmitteltemp. d wird die Prognosetemperatur d angenommen.
6. Berechnung des Faktorprofils: Restlast d-2 mal Korrekturfaktor.
7. Das analytische SLP-Verfahren wird mit der Menge des Faktorprofils statt der Restlast d-2 angewandt.

# Ergebnisse des Korrekturverfahrens 2024



	Anzahl Tage	Allokationsgüte mit Faktor	Allokationsgüte ohne Faktor
Gesamtjahr 2024	366	89	146
Verbesserung durch Faktor	213	83	193
Verschlechterung durch Faktor	54	125	54
keine Änderung, Faktor=1	99	78	77
		NKS1 mit Faktor (Echtwerte)	NKS1 ohne Faktor (reproduzierte Werte)
Gesamtjahr 2024	366	0,50%	0,35%
Verbesserung durch Faktor	213	-0,70%	-0,92%
Verschlechterung durch Faktor	54	-0,11%	1,16%
keine Änderung, Faktor=1	99	3,85%	3,14%

Verbesserung: der tägliche NKS1 verschiebt sich durch Verwendung eines Korrekturfaktors in Richtung Null.

# Netzkontoabrechnungen 2024



Netzkontoabrechnungen 2024	mit Faktoren		ohne Faktoren	
	Anzahl	Menge [kWh]	Anzahl	Menge [kWh]
Gutschriften (-3% bis 0% Überallokation)	40	-3.260.139	22	-2.077.116
Abrechnungstage (>35% Unterallokation)	6	5.458.676	22	29.200.672

In keinem Monat erfolgte eine Abrechnung des Netzkontos, da die Anzahl der monatlichen Karenztage sicher unterschritten wurde.

Beim Verzicht auf Faktoren wären zwei Monate mit jeweils fünf Abrechnungstagen, also knapp unter der Karenzregelung, aufgetreten.

BiN verzichtet auf Gutschriften.



# Fragen oder Anmerkungen?

[eckhard.tiemann@bielefelder-netz.de](mailto:eckhard.tiemann@bielefelder-netz.de)

0521 – 51 41 80

# Back Up: Bilanzierungs- vs. Abrechnungsbrennwerte



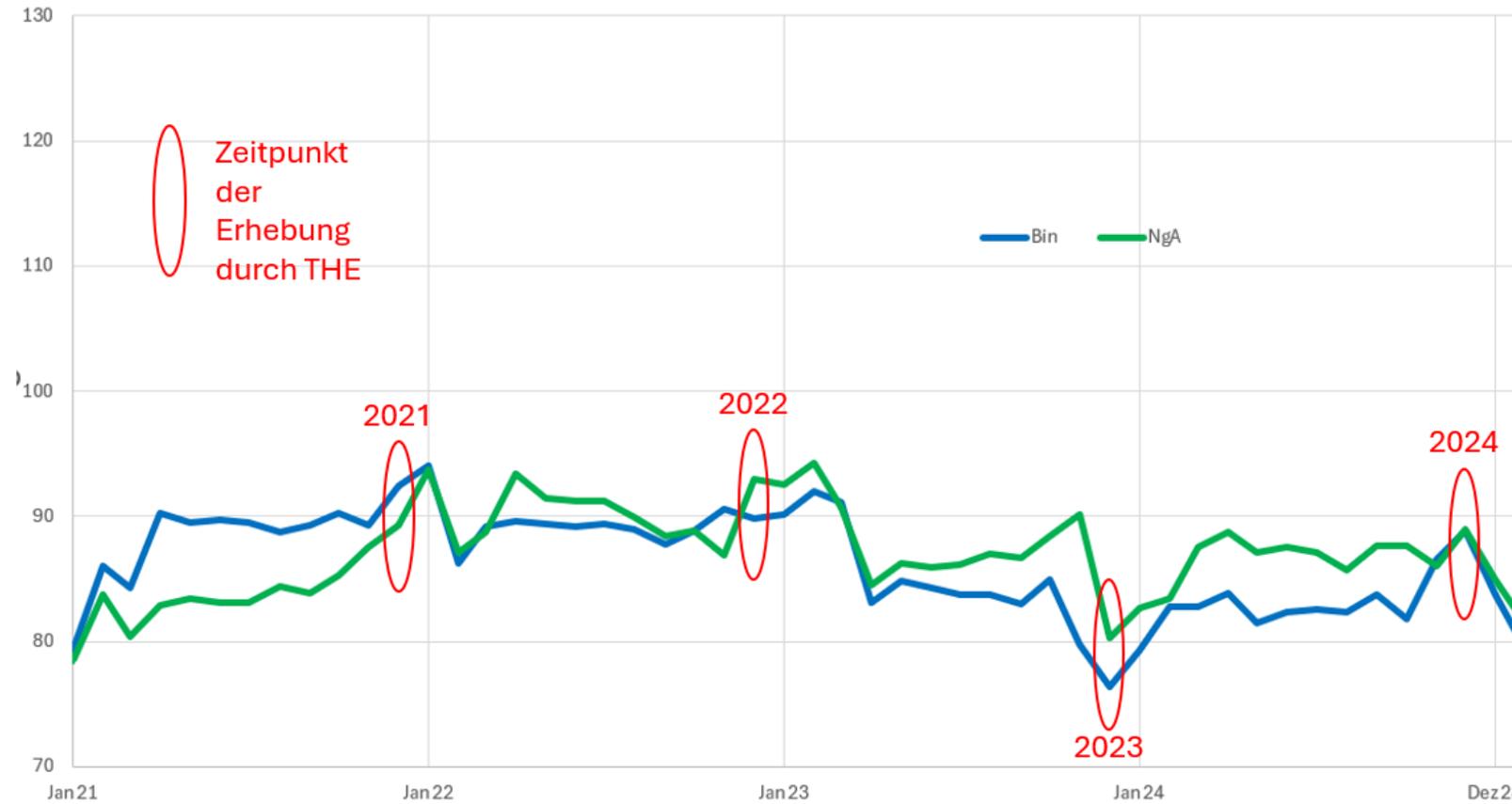
<b>2024</b>	Bilanzierungsbrennwert	Abrechnungsbrennwert
Allokierte NKP-Menge	1.951.546.395	1.959.251.381
Allokierte RLM-Menge	322.037.129	323.586.896
nachgelagerter NB	36.522.385	36.726.667
Allokierte SLP-Menge	1.590.971.942	1.590.971.942
NKS	2.014.939	7.965.876
NKS1%	0,13%	0,50%
Restlast	1.592.986.881	1.598.937.818

Die tägliche Bilanzierung erfolgt auf Basis vorläufiger Bilanzierungsbrennwerte.  
Die Ausweisung der NKS1 erfolgt auf Basis von Abrechnungsbrennwerten.  
Empfehlung: Prüfen sie die Qualität ihrer Bilanzierungsbrennwerte.

# Back Up: Volatilität der Allokationsgüte



Entwicklung der jährlichen Allokationsgüte in monatlicher Auflösung seit Jan 2021



# Back Up: Eigener Netzkontomonitor?



Monat	Januar 24	Februar 24	März 24	April 24	Mai 24	Juni 24	Juli 24	August 24	September 24	Oktober 24	November 24	Dezember 24
SLP gesamt	308.714.736	207.461.256	190.473.737	130.462.440	46.646.664	41.861.424	29.337.024	25.073.280	44.080.464	111.339.717	203.232.096	252.289.104
Netzkonto gesamt	-4.959.705	-5.288.863	-8.727.797	72.873	857.500	-138.890	722.569	1.087.558	3.858.520	3.121.902	8.333.367	9.026.842
Netzkonto gesamt [%]	-1,607%	-2,549%	-4,582%	0,056%	1,838%	-0,332%	2,463%	4,338%	8,753%	2,804%	4,100%	3,578%
Summe Einspeisung vorgelagerter NB incl. Leo	361.240.141	244.219.863	223.408.301	161.566.932	67.890.141	59.613.549	41.296.868	35.976.478	66.466.768	144.598.931	249.362.889	303.610.520
RLM gesamt	50.440.628	37.440.117	37.572.516	28.056.602	19.191.985	16.845.358	10.398.375	9.034.215	17.349.969	27.621.778	33.114.902	36.520.451
Ausspeisung nachgel. NB SWLWS	7.044.482	4.607.353	4.089.845	2.975.017	1.193.992	1.045.657	838.900	781.425	1.177.815	2.515.534	4.682.524	5.774.123
MGV-Kriterium gesamt	68,8	83,4	88,5	157,9	128,9	112,1	86,8	63,1	124,9	88,7	85,5	70,7
Rechnungen Anzahl (6 Karenztage)	0	0	0	3	1	1	0	0	0	1	0	0
Rechnungen Menge	0	0	0	4.681.127	325.710	451.839	0	0	0	1.399.941	0	0
Gutschriften Anzahl	6	3	5	2	3	0	2	4	4	3	2	6
Gutschriften Menge	-1.170.540	-425.150	-605.777	-137.075	-59.367	0	-26.660	-35.972	-32.213	-146.821	-7.387	-612.895
Netzkonto Gesamt Summe Absolutwerte	21.226.201	17.295.491	16.854.823	20.601.457	6.011.522	4.691.576	2.545.349	1.582.006	5.506.618	9.876.950	17.384.433	17.829.358
MGV-Kriterium der vorvergangenen 12 Monate	79,33	82,78	82,82	83,89	81,51	82,31	82,56	82,33	83,71	81,84	86,53	88,88
Netzkontosaldo der vorvergangenen 12 Monate	-2,45%	-2,63%	-2,76%	-2,17%	-1,64%	-1,56%	-1,56%	-1,55%	-1,23%	-1,19%	-0,67%	0,50%

Ausprägung eines eigenen Netzkontomonitors: Die Daten basieren auf einem Standardreport des EDM, werden per drag&drop in Excel übertragen und hier aufbereitet. Vorteil ist, dass Datenschiefstände unmittelbar nach deren Behebung bereinigt werden und die Historie übersichtlich dargestellt ist.