



NETZGESELLSCHAFT
BERLIN-BRANDENBURG

ANALYTISCHES LASTPROFILVERFAHREN

OPTIMIERUNG BEI DER NBB

Carsten Strelow April / Mai 2023



UNSER NETZGEBIET.

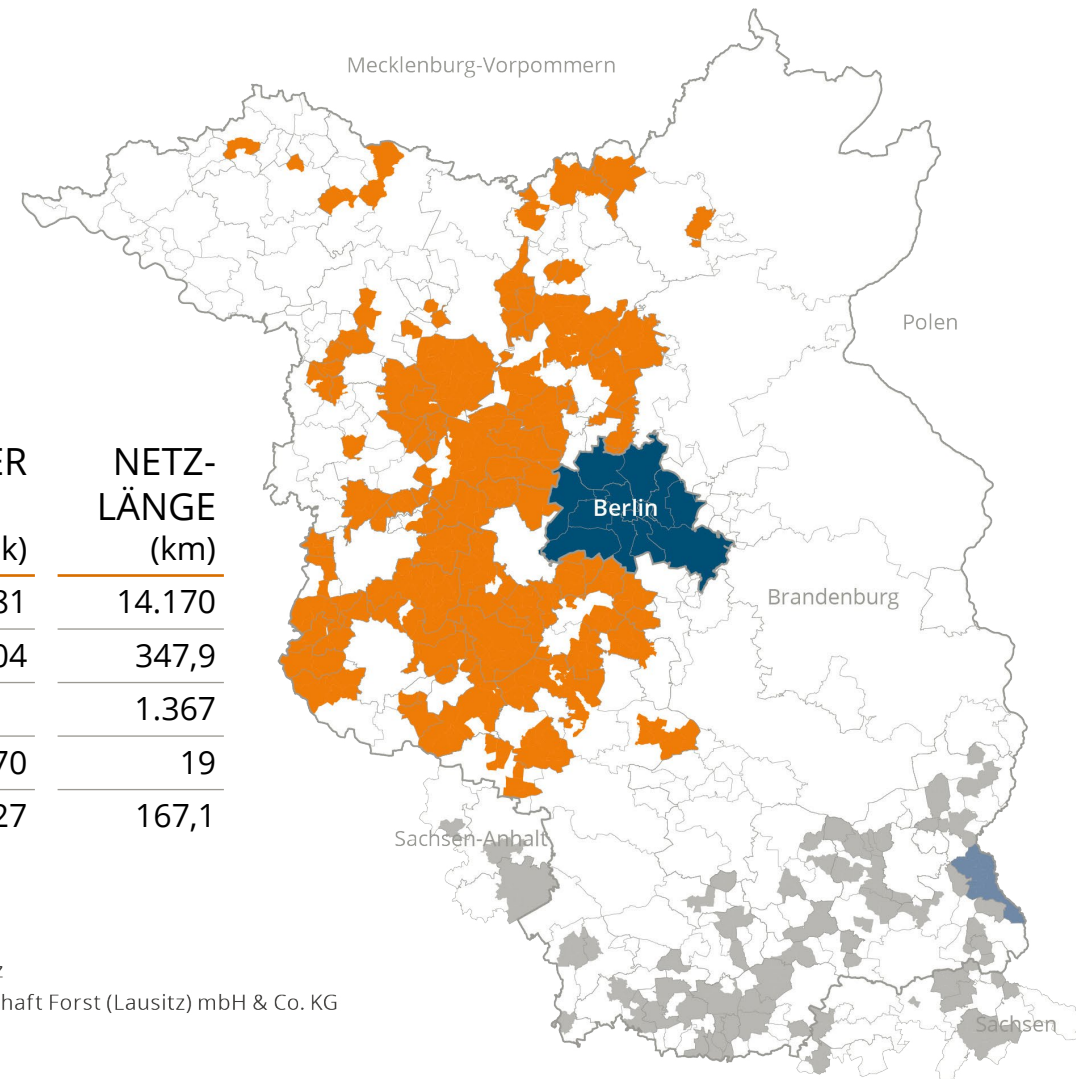
Präsent in vier Bundesländern

	NETZ-ABGABE (GWh)	ZÄHLER (Stück)	NETZ- LÄNGE (km)
Gas	41.893	767.281	14.170
Strom	47	13.404	347,9
Kabel			1.367
Fernwärme	17	70	19
Wasser	811.273*	5.227	167,1

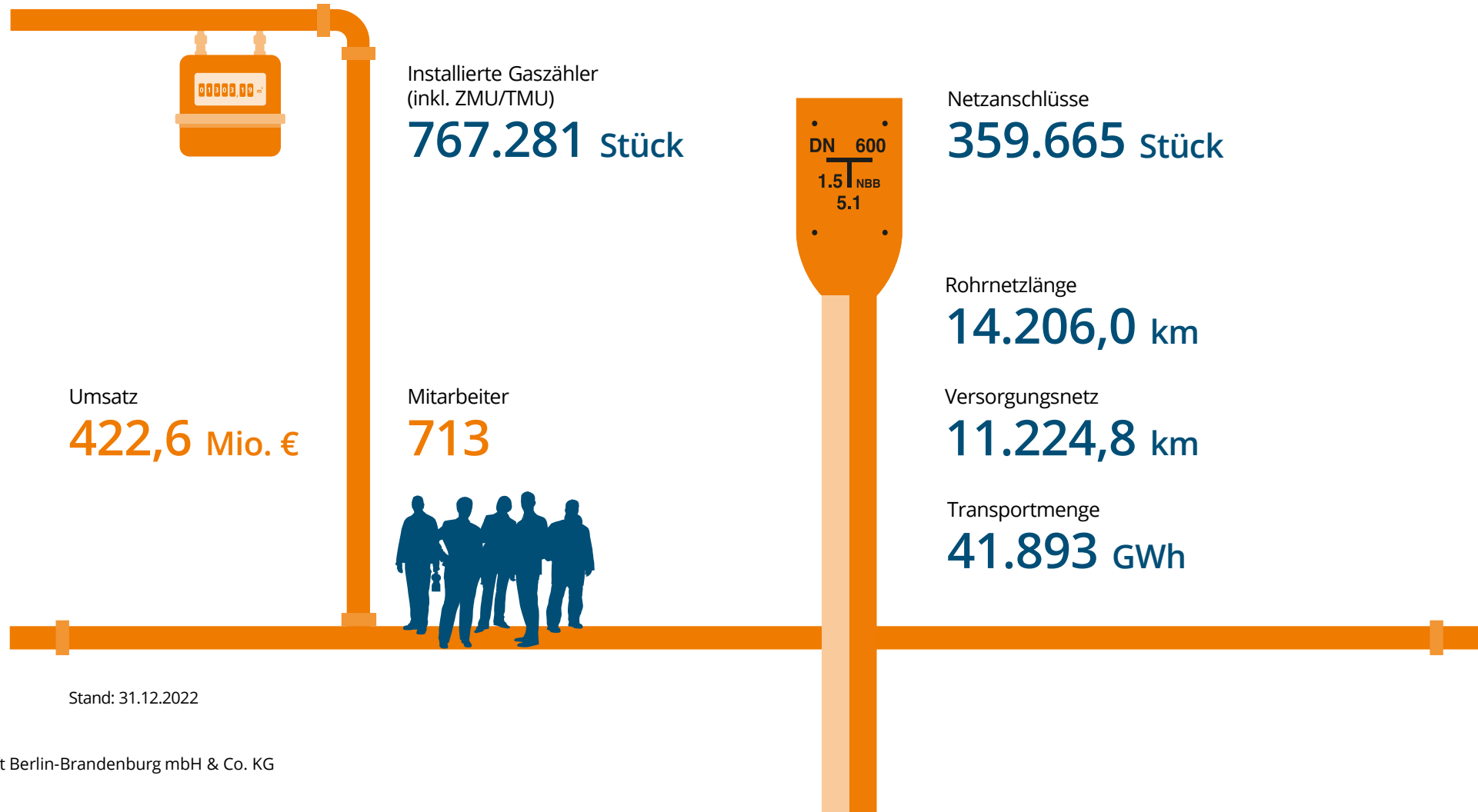
■ Teilnetz Berlin
■ Teilnetz Brandenburg

■ Teilnetz Spree-Niederlausitz
■ Netzgebiet der Netzgesellschaft Forst (Lausitz) mbH & Co. KG

Stand: 31.12.2022; * in m³



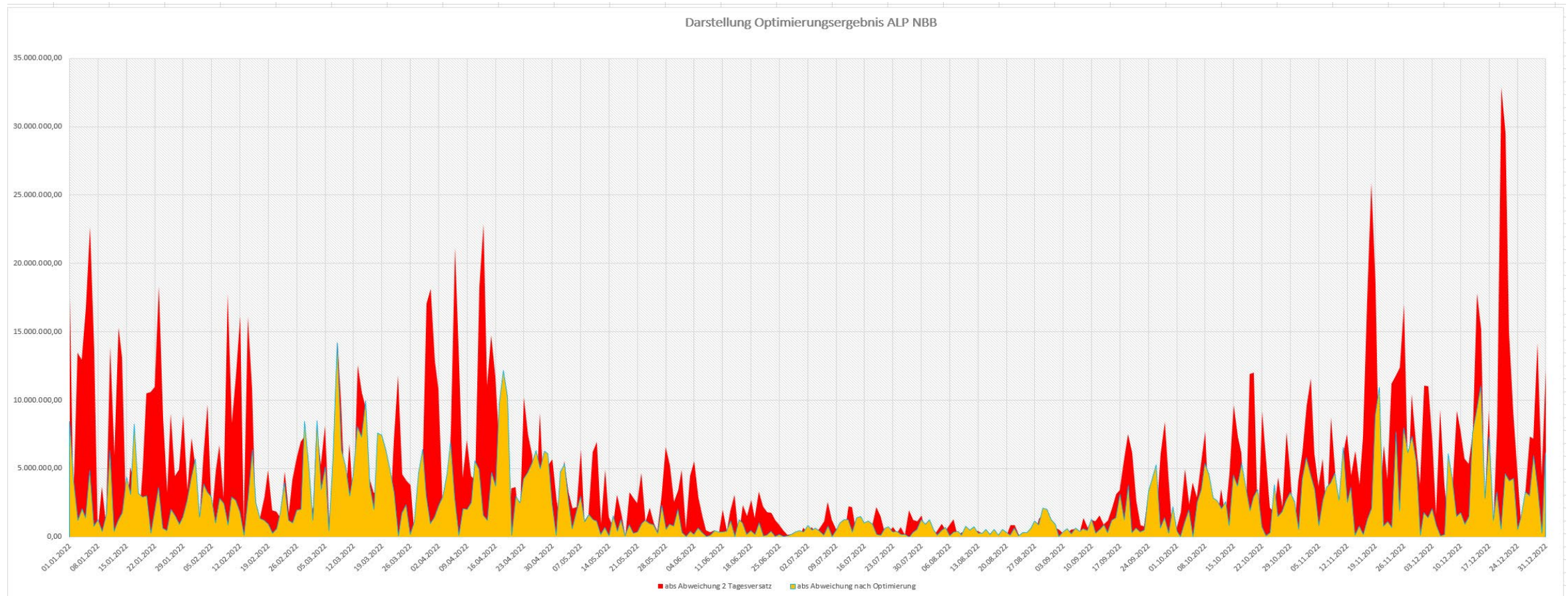
UNSERE UNTERNEHMENSKENNZAHLEN.



Stand: 31.12.2022

OPTIMIERUNGSERGEBNIS NBB

Mit der Optimierung minimierte die NBB im KJ 2022 potentiell Regelenergie in Höhe von rund 930 Mio. kWh.



BASIS IST-STAND

- Gemäß Beschluss der BNetzA zur Gabi Gas 2.0 sind Verteilnetzbetreiber zur Bilanzierung verpflichtet. Es gilt ein Tagesbilanzierungssystem.
- Die NBB wendet das analytische Lastprofilverfahren zur Bestimmung der Lastprofilmengen für die jeweiligen Transportkunden an.
- Der BDEW Leitfaden „Abwicklung von Standardlastprofilen Gas“ beschreibt diese Anwendung des Verfahrens.

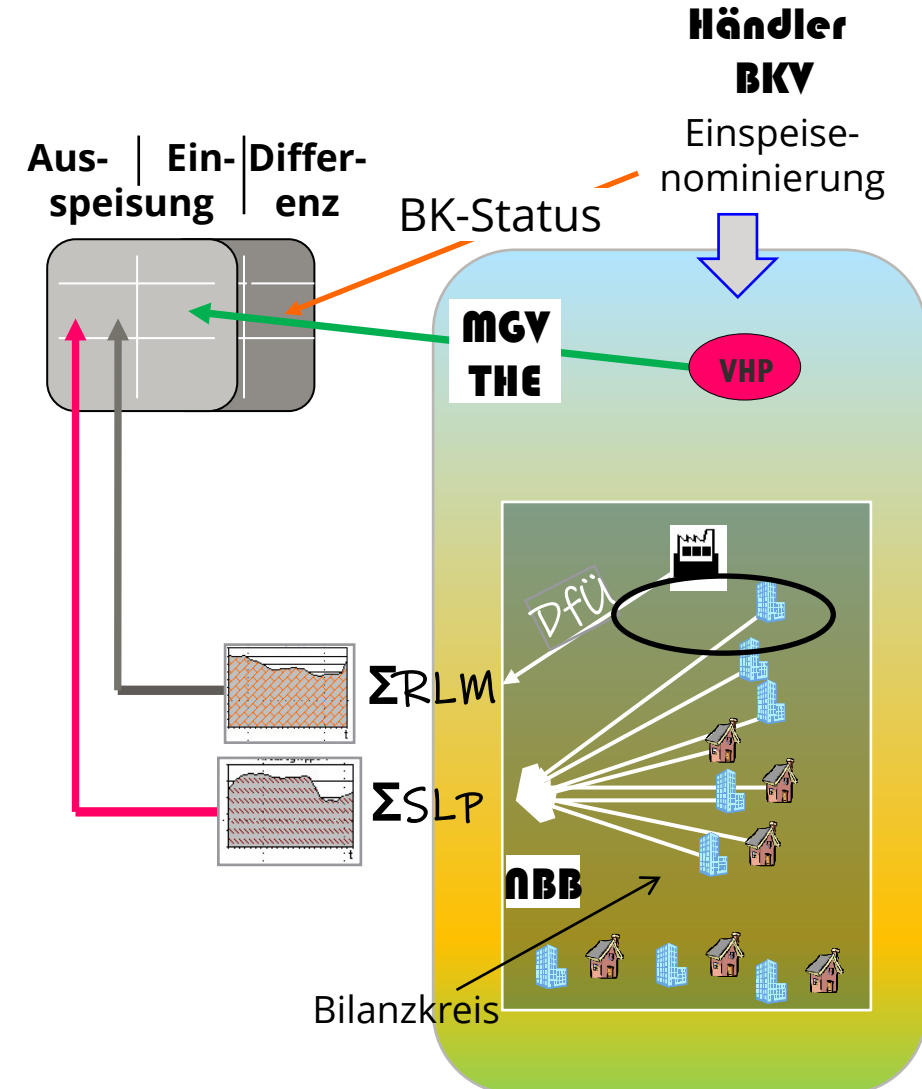
4.2 Analytisches Lastprofilverfahren

Ausgangspunkt des analytischen Lastprofilverfahrens ist jeweils eine Tagesmenge, die für die Gesamtlast aller nicht-leistungsgemessenen Verbraucher gemeinsam bestimmt wird. Diese jeweilige Tagesmenge der Restlast wird dabei in der Regel aus Messwerten gebildet, die sich aus der Aggregation der leistungsgemessenen Verbraucher und der **stündlich gemessenen Übernahmestationen zusammensetzen**. Daher berücksichtigt das analytische Verfahren für die Bestimmung der Mengen der nicht-leistungsgemessenen Letztverbraucher in der Regel den zeitnahen Netzzustand.

GABI GAS

Wirkungsweise der Netzbetreiberaufgaben

- Tägliche Ermittlung der Ein-/Auspeisemengen durch den NB
 - › Bei der NBB werden an NKP ca. 210 Mengenumwerter und bei RLM ca. 985 Mengenumwerter als stündliche Messwerte per DfÜ ausgelesen
 - › Bei SLP sind dies die Anteile des analytischen LP Verfahrens
 - › Entrys, Exits, Biogas
- Alle Werte werden getrennt an den MGV geliefert und stellen die Ausspeisung aus dem Bilanzkreis dar
- Der MGV ermittelt die Differenz zwischen Einspeisung und Ausspeisung (BK-Status)
- Der BKV kann über den BK-Status seine Differenzen erkennen und gegensteuern



MÖGLICHKEITEN ZUR OPTIMIERUNG DES LASTPROFILVERFAHRENS

- Der BDEW Leitfaden „Abwicklung von Standardlastprofilen Gas“ beschreibt Optimierungsmöglichkeiten

4.2.3 Optimierungsverfahren zur Minimierung des 2-Tagesversatzes im analytischen Lastprofilverfahren

Das analytische Verfahren weist einen Zeitversatz von zwei Gastagen auf. Der Restlastgang von D-2 kann der Allokation für D zu Grunde gelegt werden. Dieser Zeitversatz führt zu einer Abweichung zwischen Allokation und Restlastgang am Liefertag. Der ANB hat die Möglichkeit, über die Anwendung von geeigneten Optimierungsverfahren diese Abweichungen so gering wie möglich zu halten.

- Es ist das Ziel der Anwendung eines täglichen Optimierungsverfahrens, die verbleibende Abweichung zu minimieren.
- Die im Folgenden dargestellten Varianten nach Leitfaden sind Beispiele für die Berechnung einer optimierten Restlast:
 - › die Temperaturabweichung von D-2 zu D und
 - › der Wochentagversatz.
- **Auch andere Varianten können netzspezifisch zu Verbesserungen führen.**
- Die NBB hat sich für eine andere Variante entschieden als die, die im Leitfaden dazu dezidiert beschrieben sind.

NBB OPTIMIERUNGSANSATZ UND ZIELE

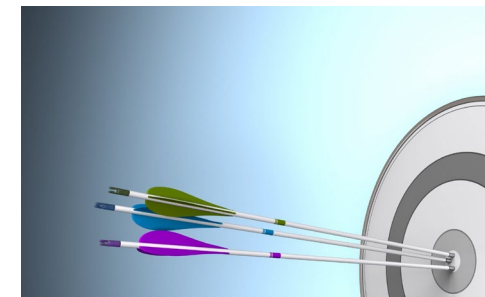
Wirksamkeitsnachweise

- Analyse und Vergleich der Restlastprognosen zu Ist-Restlast
- Analyse und Vergleich der Restlastprognose zu Ist-Restlast und im 2-Tagesversatz
- Auswirkungen auf Netzkonto und Schwellwert (neue Kennzahl) zur Beurteilung der Allokationsgüte der NBB

Zieldefinition aus dem Optimierungsansatz

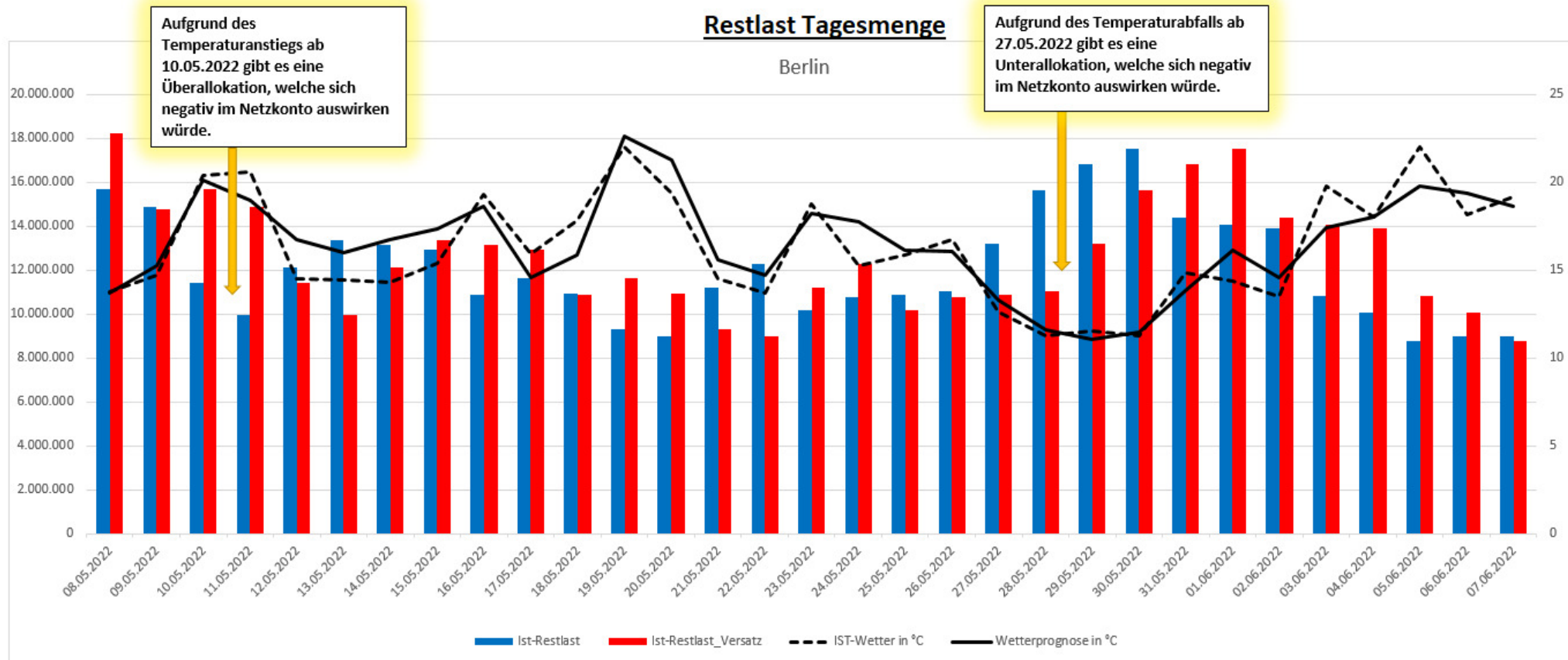
- Verbesserung der Allokationsgüte und Netzkonto-Abweichungen
- Korrektur des 2 Tagesversatzes
- Verwendung der Restlastprognose zur Bestimmung der Lastprofilmengen an die Transportkunden
- Schaffung von Freiheitsgraden bei der Bestimmung der Ist-Restlast durch mehr Flexibilität im Tagesablauf
- Die Optimierung kommt allen Marktteilnehmern MGW/FNB/BKV zu Gute und verringert den Einsatz von Regelenergie, welche Kosten im Markt verursacht

Vor der Anwendung eines Optimierungsverfahrens muss der Netzbetreiber die Wirksamkeit der Vorgehensweise netzspezifisch prüfen. Das haben wir getan und bewiesen!!!

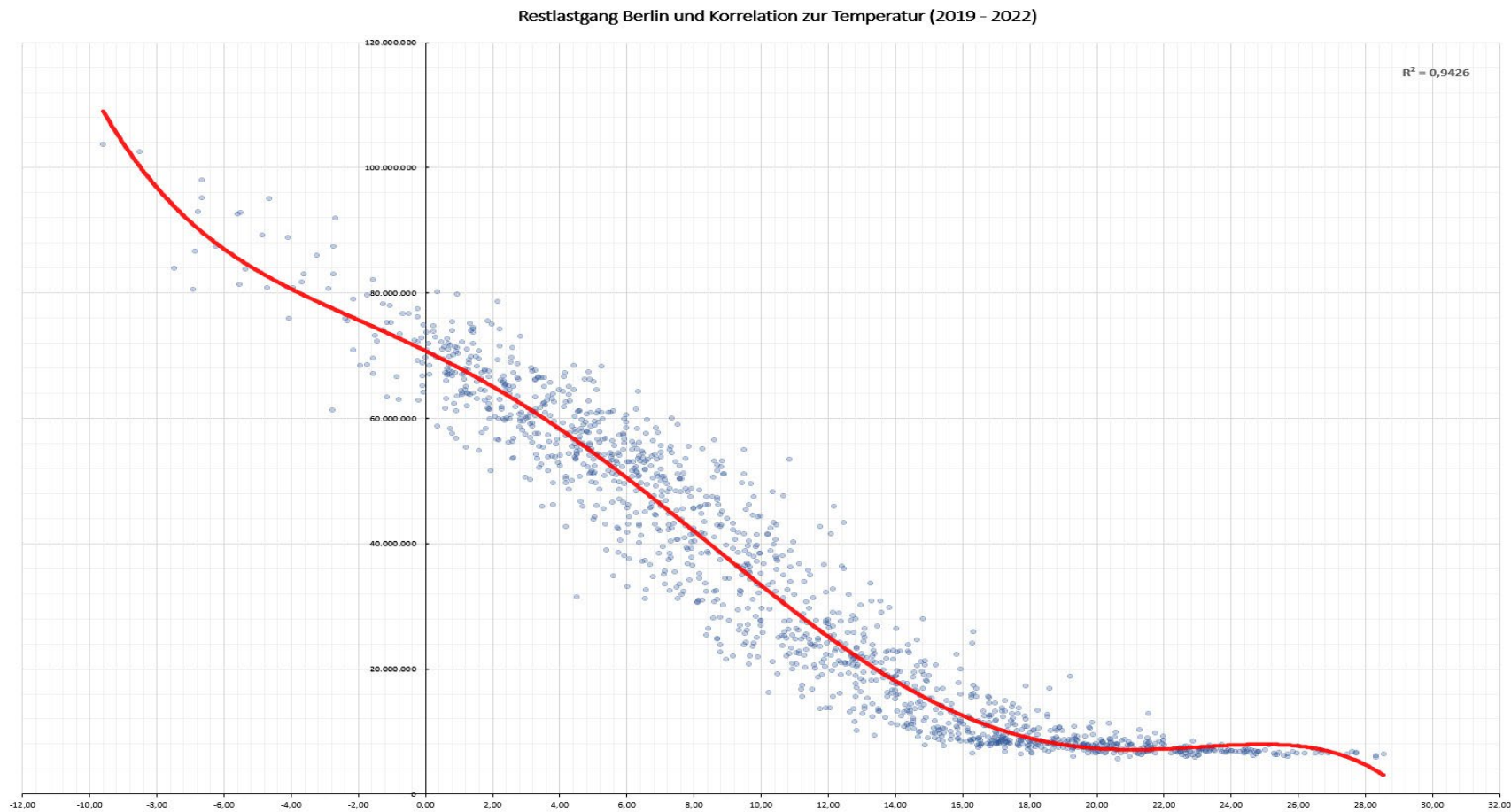


AUSWIRKUNGEN 2-TAGESVERSATZ IM NETZKONTO

Im Diagramm werden die Auswirkungen der Wetterwechseleffekte deutlich

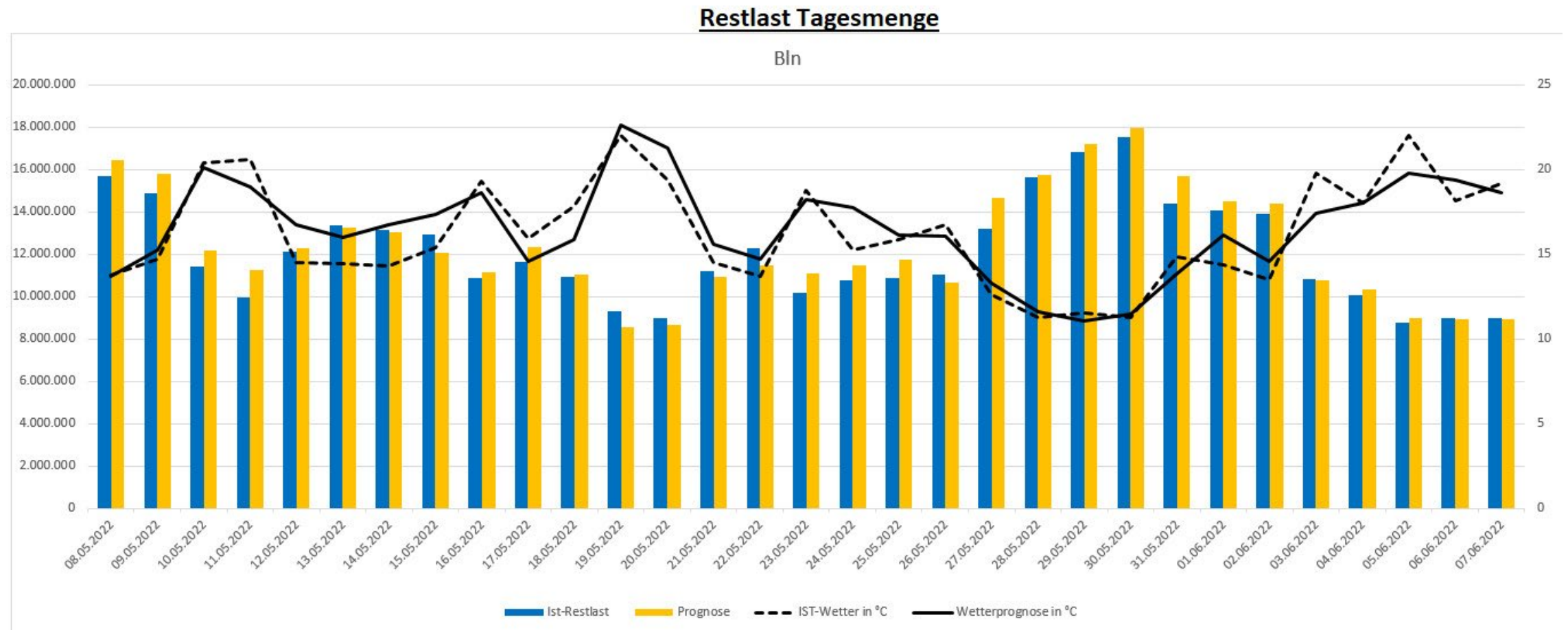


REGRESSIONSANALYSE



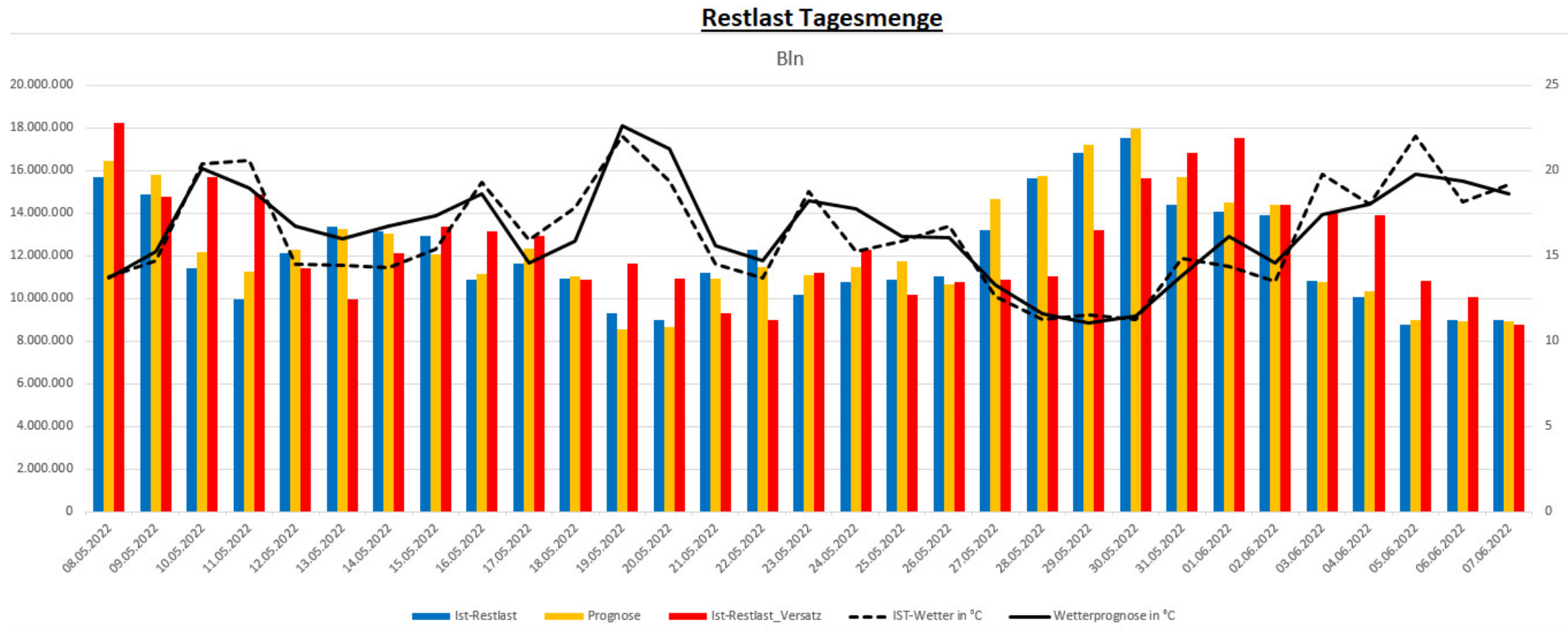
ANALYSE RESTLASTVERGLEICH BEISPIEL BERLIN

Dargestellt ist der Verlauf der Restlastprognose zur Ist-Restlast



ANALYSE RESTLASTVERGLEICH BEISPIEL BERLIN

Dargestellt ist der Verlauf der Restlastprognose zur Ist-Restlast und zur versetzten Ist-Restlast



ALLOKATIONSGÜTE ENTWICKLUNG NBB

- Die Prüfroutine hat für die NBB ein Optimierungspotential gemittelt von **29,6 %** ergeben.

Jahr	Kumulierte absolute Netzkontoabweichung	
	SLP-Allokation (an D-1 von D-2 für D)	Allokation mit Optimierungsfaktor
2018	122,66 kWh/MWh	85,43 kWh/MWh
2019	122,66 kWh/MWh	85,43 kWh/MWh
2020	133,40 kWh/MWh	94,91 kWh/MWh

- Mit den im Leitfaden „Abwicklung von Standardlastprofilen Gas“ beschriebenen Optimierungsmethoden haben wir mit unserem Optimierungsansatz eine deutliche Verbesserung erzielen können gegenüber der mit der Prüfroutine ermittelten Optimierung.
- Mit unserer durchgeführten Optimierung haben wir unsere Allokationsgüte gemittelt von 2018 bis 2021 von 119,3 auf 51,9 in KJ 2022 reduziert. Das ist eine Verbesserung von **56,5%**.
- In der Tabelle sieht man die Entwicklung der (Allokationsgüte) NBB

NBB Allokationsgüte Entwicklung:

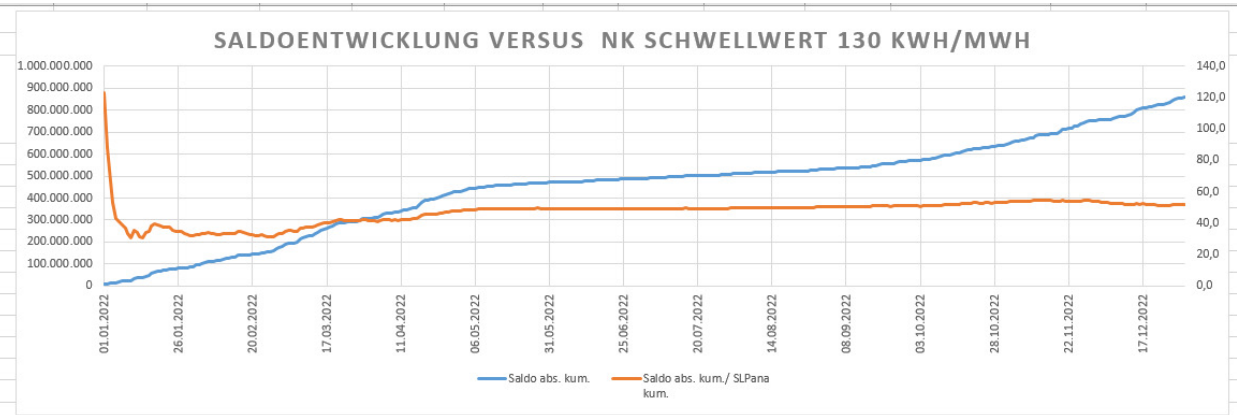
2018	122,66 kWh/MWh
2019	122,66 kWh/MWh
2020	133,40 kWh/MWh
2021	98,7 kWh/MWh mit 1 Monat Optimierung
2022	51,9 kWh/MWh durchgängig mit Optimierung

AUSWIRKUNGEN AUF NETZKONTO UNS SCHWELLWERT NBB

In der Tabelle sieht man die Schwellwertentwicklung (Allokationsgüte) für das KJ 2022 der NBB

KJ 2022 NBB Stand: 05.04.2023 nach NKA final für Dez

Monat	Saldo abs. kum. [kWh]	SLPana kum. [MWh]	Saldo / SLPana	Datenstand
Jan	89.590.978	2.789.646	32,1	endgültig
Feb	168.554.440	5.114.723	33,0	endgültig
März	307.764.904	7.357.517	41,8	endgültig
Apr	431.255.122	8.966.532	48,1	endgültig
Mai	472.531.193	9.578.973	49,3	endgültig
Jun	487.462.740	9.929.934	49,1	endgültig
Juli	508.022.382	10.263.190	49,5	endgültig
Aug	531.022.422	10.556.876	50,3	endgültig
Sep	570.195.088	11.149.261	51,1	endgültig
Okt	639.451.257	12.052.263	53,1	endgültig
Nov	753.229.484	13.877.137	54,3	endgültig
Dez	858.241.671	16.529.890	51,9	endgültig
KJ 2022	858.241.671	16.529.890	51,9	endgültig

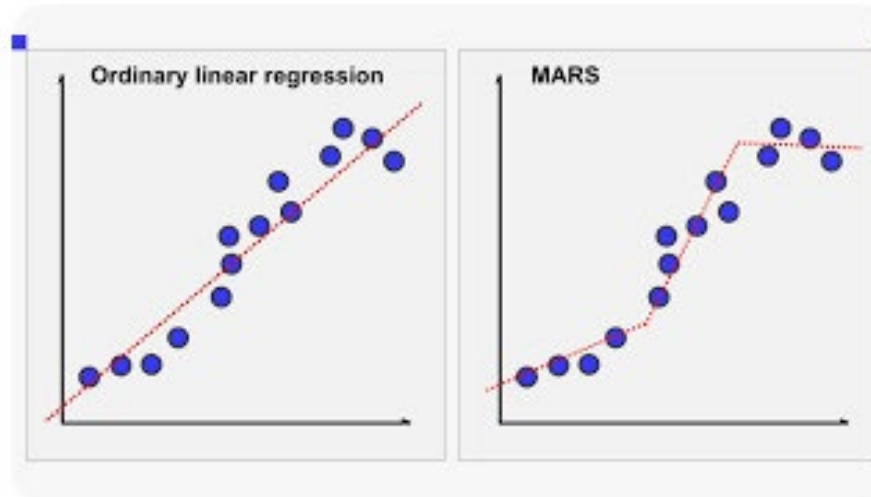


Tag	SLPana in kWh	Entry phys. in kWh	Exit phys. in kWh	Saldo	Saldo abs. kum.	SLPana kum. in MWh	Saldo abs. kum. / SLPana kum.	Abweichung g > 130 kWh/MWh	Differenz Saldo-abweichung Vortag	Ermittlung Tage > NK Veränderung Saldo um 2 Pkt	IST Temp Berlin D-1	PROG Temp Berlin D-1	Temp (Ist / Prog) Delta >= 1 Grad
01.01.2022	64.013.928	124.015.391	131.895.894	-7.880.503	7.880.503	64.014	123,1	-	0,0	0	10,9	9,7	Ja
02.01.2022	65.551.224	135.875.251	139.409.088	-3.533.837	11.414.341	129.565	88,1	-	-35,0	2	9,8	9,6	Nein
03.01.2022	70.207.992	155.838.555	157.825.150	-1.986.595	13.400.936	199.773	67,1	-	-21,0	2	7,7	7,8	Nein
04.01.2022	76.535.160	180.918.308	182.226.318	-1.308.010	14.708.946	276.308	53,2	-	-13,8	2	5,3	5,3	Nein
05.01.2022	87.219.648	195.347.127	196.306.850	-959.723	15.668.669	363.528	43,1	-	-10,1	2	3,3	3,4	Nein
06.01.2022	102.035.424	224.550.913	228.076.914	-3.526.001	19.194.670	465.563	41,2	-	-1,9	0	-0,2	-0,1	Nein
07.01.2022	98.610.720	230.425.359	227.823.574	2.601.785	21.796.455	564.174	38,6	-	-2,6	2	0,9	1,3	Nein
08.01.2022	96.215.256	213.997.038	211.451.528	2.545.510	24.341.965	660.389	36,9	-	-1,8	0	0,7	0,2	Nein
09.01.2022	96.132.648	218.015.462	217.067.276	948.186	25.290.151	756.522	33,4	-	-3,4	2	2,5	1,8	Nein
10.01.2022	98.157.024	228.730.951	229.483.998	-753.047	26.043.198	854.679	30,5	-	-3,0	2	1,5	1,6	Nein
11.01.2022	103.354.440	261.143.150	253.245.635	7.897.515	33.940.713	958.033	35,4	-	5,0	1	-2,2	-2,2	Nein
12.01.2022	102.039.552	243.349.976	241.129.560	2.220.416	36.161.128	1.060.073	34,1	-	-1,3	0	2,2	1,6	Nein
13.01.2022	95.591.856	224.346.771	224.604.813	-258.042	36.419.171	1.155.665	31,5	-	-2,6	2	4,4	4,7	Nein
14.01.2022	87.517.608	217.170.326	215.039.389	2.130.937	38.550.108	1.243.182	31,0	-	-0,5	0	4,4	4,0	Nein
15.01.2022	88.901.856	224.037.600	217.589.951	6.447.649	44.997.757	1.332.084	33,8	-	2,8	1	1,7	1,2	Nein
16.01.2022	91.329.048	216.834.670	212.555.014	4.279.656	49.277.412	1.423.413	34,6	-	0,8	0	3,1	3,0	Nein
17.01.2022	88.886.496	231.061.469	222.218.077	8.843.392	58.120.804	1.512.300	38,4	-	3,8	1	2,6	2,4	Nein
18.01.2022	90.428.904	223.223.984	218.091.140	5.132.844	63.253.648	1.602.729	39,5	-	1,0	0	4,2	3,5	Nein

0	Saldodifferenz liegt zwischen +2 bis -2
1	Saldodifferenz liegt größer gleich +2
2	Saldodifferenz liegt größer gleich -2
Nein	Temp Delta <1 Grad (Ist / Prog)
Ja	Temp Delta >=1 Grad (Ist / Prog)

MULTIVARIATE ADAPTIVE REGRESSIONSPLINES (MARS)

- Multivariate adaptive Regressionssplines sind in der Regressionsanalyse von Jerome H. Friedman 1991 eingeführt worden. MARS erlaubt es mithilfe von abschnittsweise linearen Funktionen, flexiblere Modelle zu bilden als rein lineare Modelle. Die Parameter des MARS-Modells werden während des Trainings bestimmt.
- Die NBB verwendet dieses Prognoseverfahren als mathematische Prognose. Die Prognosen werden maschinell erzeugt und anschließend plausibilisiert.
- Grundlage für die Optimierung des analytischen Lastprofilverfahrens bei der NBB bilden Restlastprognosen, welche auf Basis der Ist-Restlasten in der Vergangenheit dann für die Zukunft anhand von Prognosetemperaturen erstellt werden.



EINFLÜSSE AUF DIE PROGNOSEQUALITÄT

Wesentliche Einflüsse

- Ersatzwertbildung bei NKP, RLM, Netzpuffer,
- Ist-Restlastbestimmung,
- Wettervorhersage,
- Vor- und Nachlaufeffekte bei Wetterwechsel,
- Sonnenscheineffekte in den Übergangsmonaten,
- Wochentag und Wochenendeffekte,
- Feiertage,
- Änderung des Verbrauchsverhaltens,
- Regionale netztopologische Unterschiede (bei der NBB gibt es drei Teilnetze mit drei Klimazonen),
- Trägheitseffekte durch Lernen aus der Vergangenheit (365 Tage),
- Ausreißer.

FAZIT

Wichtigste Grundsätze

- Die Prognosen können nur so gut sein, wie die Ist-Restlastbestimmung durchgeführt wird.
- Je kürzer der Prognosehorizont, desto besser die Vorhersage (ab 48 h wird es volatil).
- Ohne Plausibilisierung der Prognosen kann die Qualität nicht dauerhaft sichergestellt sein.



AUSBLICK

- Die Anwendung einer mathematischen Prognose auf Basis einer Ist-Restlast (analytisches Verfahren) kann die Allokationsgüte deutlich verbessern. Wird diese Abwicklung in einen automatischen Prozessworkflow integriert, so halten sich die zusätzlichen Aufwände für die Plausibilisierung in Grenzen.



EINE ÜBERNAHMESTATION BERLIN



”

Wir sind verantwortlich für das, was wir tun, aber auch für das, was wir nicht tun (Voltaire)



Carsten Strelow

Themenverantwortlicher Energiedatenmanagement

NBB Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg mbh & Co.KG

EUREF-Campus 1-2

10829 Berlin

Tel. 030 81876-1345

Fax 030 81876-1309

Mobil 0170 3340858

c.strelow@nbb-netzgesellschaft.de

www.nbb-netzgesellschaft.de