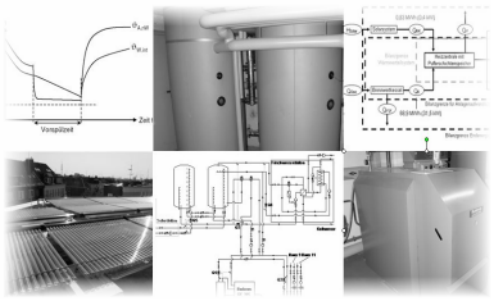
Abschlussbericht



Integration von Heizkesseln in Wärmeverbundsysteme
mit großen Solaranlagen

Teil 1:
Auswertung von Feldanlagen

Der Bericht wurde erstellt für die
Projektgruppe von:

Dipl.-Ing. (FH) Jörn Deidert
Dr.-Ing. Kati Jagnow
Prof. Dr.-Ing. Dieter Wolff

gefördert vom

Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

aufgrund eines Beschlusses des
Deutschen Bundestages

Projektträger Jülich
Forschungszentrum Jülich

FKZ 0325958A

Die Verantwortung für den Inhalt
dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

Projektgruppe:

EOS – Institut für Energieoptimierte Systeme
Ostfalia Hochschule für angewandte Wissenschaften

ISFH – Institut für Solarenergieforschung
Hameln/Emmerthal

E² - Erneuerbare Energien und Energieeffizienz
Fachhochschule Düsseldorf (ab 2010)

ZfS – Rationelle Energietechnik GmbH
Hilden (bis 2010)

Bezugsmöglichkeiten für den Bericht in 5 Teilen

als Datei im Internet	http://www.delta-q.de

Verantwortlichkeiten für den Inhalt dieses Berichtes

Ostfalia	Abschnitte: 1 bis 7

Inhalt

1 Kurzüberblick und Zusammenfassung ... 8

2 Aufgabenstellung und Lösungsstrategie ... 20

2.1 Aufgabenstellung ... 20
2.2 Vorgehensweise bei der Problemlösung ... 20
2.3 Aufbau des Berichtes ... 22

3 Grundlagen ... 23

3.1 Standorte der Anlagen ... 23
3.2 Gebäude- und Anlagenübersicht ... 24
3.3 Messeinrichtungen und Zählerwerte ... 27
3.4 Energieflussdiagramme und Energieanalyse aus dem Verbrauch ... 29
3.5 Wichtige Begriffe ... 37

4 Auswertung der Feldanlagen ... 41

4.1 Feldanlage 1 Sotzmannstraße, Berlin (Gebäudeanlage) ... 41
4.1.1 Gebäude und Nutzung ... 41
4.1.2 Anlagenaufbau ... 42
4.1.3 Vorhandene Messtechnik ... 43
4.1.4 Messwerte ... 43
4.1.5 Energieanalyse aus dem Verbrauch EAV ... 44
4.1.6 Jahresbilanzen und Kennwerte ... 45
4.1.7 Detailauswertung Wärmeerzeuger ... 48
4.1.8 Erreichte und mögliche Endenergieeinsparung ... 49
4.1.9 Probleme bei Messung und Auswertung ... 51
4.1.10 Verbesserungsvorschläge ... 52
4.2 Feldanlage 2 Allensteinstraße, Braunschweig (Gebäudeanlage) ... 53
4.2.1 Gebäude und Nutzung ... 53
4.2.2 Anlagenaufbau ... 53
4.2.3 Vorhandene Messtechnik ... 54
4.2.4 Messwerte ... 55
4.2.5 Energieanalyse aus dem Verbrauch EAV ... 57
4.2.6 Jahresbilanzen und Kennwerte ... 59
4.2.7 Detailauswertung der Wärmeverluste der Heizzentrale ... 61
4.2.8 Detailauswertung Heizungsunterstützung ... 64
4.2.9 Erreichte und mögliche Endenergieeinsparung ... 64
4.2.10 Probleme bei Messung und Auswertung ... 67
4.2.11 Verbesserungsvorschläge ... 67
4.3 Feldanlage 3 Eichendorffstraße, Braunschweig (Gebäudeanlage) ... 69
4.3.1 Gebäude und Nutzung ... 69
4.3.2 Anlagenaufbau ... 69
4.3.3 Vorhandene Messtechnik ... 70
4.3.4 Messwerte ... 71
4.3.5 Energieanalyse aus dem Verbrauch EAV ... 73
4.3.6 Jahresbilanzen und Kennwerte ... 75
4.3.7 Detailauswertung der Wärmeverluste der Heizzentrale ... 77
4.3.8 Detailauswertung Heizungsunterstützung ... 79
4.3.9 Erreichte und mögliche Endenergieeinsparung ... 80
4.3.10 Probleme bei Messung und Auswertung ... 83
4.3.11 Verbesserungsvorschläge ... 83

4.4 Feldanlage 4 Wurmbergstraße, Braunschweig (Gebäudeanlage) ... 85
4.4.1 Gebäude und Nutzung ... 85
4.4.2 Anlagenaufbau ... 85
4.4.3 Vorhandene Messtechnik ... 87
4.4.4 Messwerte ... 87
4.4.5 Energieanalyse aus dem Verbrauch EAV ... 87
4.4.6 Jahresbilanzen und Kennwerte ... 89
4.4.7 Detailauswertung Anlagenstromverbrauch ... 90
4.4.8 Erreichte und mögliche Endenergieeinsparung ... 91
4.4.9 Probleme bei Messung und Auswertung ... 94
4.4.10 Verbesserungsvorschläge ... 95
4.5 Feldanlage 5 Brautstraße, Eberswalde (Gebäudeanlage) ... 97
4.5.1 Gebäude und Nutzung ... 97
4.5.2 Anlagenaufbau ... 97
4.5.3 Vorhandene Messtechnik ... 98
4.5.4 Messwerte ... 98
4.5.5 Energieanalyse aus dem Verbrauch EAV ... 99
4.5.6 Jahresbilanzen und Kennwerte ... 101
4.5.7 Detailauswertung Pufferspeicher ... 103
4.5.8 Erreichte und mögliche Endenergieeinsparung ... 104
4.5.9 Probleme bei Messung und Auswertung ... 107
4.5.10 Verbesserungsvorschläge ... 107
4.6 Feldanlage 6 Gustav-Hirsch-Platz, Eberswalde (Gebäudeanlage) ... 108
4.6.1 Gebäude und Nutzung ... 108
4.6.2 Anlagenaufbau ... 108
4.6.3 Vorhandene Messtechnik ... 109
4.6.4 Messwerte ... 109
4.6.5 Energieanalyse aus dem Verbrauch EAV ... 110
4.6.6 Jahresbilanzen und Kennwerte ... 112
4.6.7 Detailauswertung Pufferspeicher ... 114
4.6.8 Detailauswertung Warmwasser ... 115
4.6.9 Erreichte und mögliche Endenergieeinsparung ... 116
4.6.10 Probleme bei Messung und Auswertung ... 118
4.6.11 Verbesserungsvorschläge ... 118
4.7 Feldanlage 7 Uckermarkstraße, Eberswalde (Gebäudeanlage, Fernwärme) .. 120
4.7.1 Gebäude und Nutzung ... 120
4.7.2 Anlagenaufbau ... 120
4.7.3 Vorhandene Messtechnik ... 121
4.7.4 Messwerte ... 121
4.7.5 Energieanalyse aus dem Verbrauch EAV ... 122
4.7.6 Jahresbilanzen und Kennwerte ... 123
4.7.7 Detailauswertung Pufferspeicher ... 126
4.7.8 Erreichte und mögliche Endenergieeinsparung ... 126
4.7.9 Probleme bei Messung und Auswertung ... 129
4.7.10 Verbesserungsvorschläge ... 129
4.8 Feldanlage 8 Rellinger Straße, Hamburg (Gebäudeanlage) ... 131
4.8.1 Gebäude und Nutzung ... 131
4.8.2 Anlagenaufbau ... 131
4.8.3 Vorhandene Messtechnik ... 132
4.8.4 Messwerte ... 133
4.8.5 Energieanalyse aus dem Verbrauch EAV ... 134
4.8.6 Jahresbilanzen und Kennwerte ... 136
4.8.7 Erreichte und mögliche Endenergieeinsparung ... 137
4.8.8 Probleme bei Messung und Auswertung ... 140
4.8.9 Verbesserungsvorschläge ... 141

4.9 Feldanlage 9 Magdeburger Straße, Hannover (Netzanlage, Holz) ... 143
4.9.1 Gebäude und Nutzung ... 143
4.9.2 Anlagenaufbau ... 144
4.9.3 Vorhandene Messtechnik ... 147
4.9.4 Messwerte ... 148
4.9.5 Energieanalyse aus dem Verbrauch EAV ... 149
4.9.6 Jahresbilanzen und Kennwerte ... 151
4.9.7 Erreichte und mögliche Endenergieeinsparung ... 152
4.9.8 Probleme bei Messung und Auswertung ... 154
4.9.9 Verbesserungsvorschläge ... 156
4.10 Feldanlage 10 Olbersstraße, Hannover (Gebäudeanlage) ... 158
4.10.1 Gebäude und Nutzung ... 158
4.10.2 Anlagenaufbau ... 158
4.10.3 Vorhandene Messtechnik ... 160
4.10.4 Messwerte ... 160
4.10.5 Energieanalyse aus dem Verbrauch EAV ... 162
4.10.6 Jahresbilanzen und Kennwerte ... 164
4.10.7 Thermographie der Heizzentrale ... 167
4.10.8 Detailauswertung Verluste der Heizzentrale ... 169
4.10.9 Detailauswertung Anlagenoptimierung ... 176
4.10.10 Erreichte und mögliche Endenergieeinsparung ... 184
4.10.11 Probleme bei Messung und Auswertung ... 187
4.10.12 Verbesserungsvorschläge ... 187
4.11 Feldanlage 11 Siegfried-Czapski-Straße, Jena (Netzanlage) ... 189
4.11.1 Gebäude und Nutzung ... 189
4.11.2 Anlagenaufbau ... 189
4.11.3 Vorhandene Messtechnik ... 193
4.11.4 Messwerte ... 194
4.11.5 Energieanalyse aus dem Verbrauch EAV ... 195
4.11.6 Jahresbilanzen und Kennwerte ... 198
4.11.7 Detailauswertung Kesselnutzungsgrad ... 200
4.11.8 Detailauswertung Hausübergabestationen ... 205
4.11.9 Erreichte und mögliche Endenergieeinsparung ... 210
4.11.10 Probleme bei Messung und Auswertung ... 213
4.11.11 Verbesserungsvorschläge ... 213
4.12 Feldanlage 12 Gorch-Fock-Weg, Norderney (Netzanlage) ... 217
4.12.1 Gebäude und Nutzung ... 217
4.12.2 Anlagenaufbau ... 217
4.12.3 Vorhandene Messtechnik ... 223
4.12.4 Messwerte ... 224
4.12.5 Energieanalyse aus dem Verbrauch EAV ... 226
4.12.6 Jahresbilanzen und Kennwerte ... 228
4.12.7 Detailauswertung Kesselnutzungsgrad ... 230
4.12.8 Erreichte und mögliche Endenergieeinsparung ... 236
4.12.9 Probleme bei Messung und Auswertung ... 238
4.12.10 Verbesserungsvorschläge ... 239
4.13 Feldanlage 13 Alter Schlachthof, Speyer (Netzanlage) ... 243
4.13.1 Gebäude und Nutzung ... 243
4.13.2 Anlagenaufbau ... 243
4.13.3 Vorhandene Messtechnik ... 247
4.13.4 Messwerte ... 248
4.13.5 Energieanalyse aus dem Verbrauch EAV ... 250
4.13.6 Jahresbilanzen und Kennwerte ... 252
4.13.7 Detailauswertung Kesselnutzungsgrad ... 255
4.13.8 Detailauswertung Gebäudeenergieverbrauch ... 256
4.13.9 Erreichte und mögliche Endenergieeinsparung ... 257
4.13.10 Probleme bei Messung und Auswertung ... 260
4.13.11 Verbesserungsvorschläge ... 260

4.14 Feldanlage 14 Am Roseneck, Wolfenbüttel-Atzum (Gebäudeanlage) ... 262
4.14.1 Gebäude und Nutzung ... 262
4.14.2 Anlagenaufbau ... 262
4.14.3 Vorhandene Messtechnik ... 263
4.14.4 Messwerte ... 263
4.14.5 Energieanalyse aus dem Verbrauch EAV ... 264
4.14.6 Jahresbilanzen und Kennwerte ... 266
4.14.7 Erreichte und mögliche Endenergieeinsparung ... 268
4.14.8 Probleme bei Messung und Auswertung ... 269
4.14.9 Verbesserungsvorschläge ... 269
4.15 Feldanlagenfazit ... 270

5 Kennwerte und Querauswertung ... 272

5.1 Vorbemerkungen ... 272
5.2 Belegungsdichte und Warmwasserverbrauch ... 273
5.3 Jahresenergiebilanzen ... 274
5.3.1 Mittlere Energiebilanzen der Gebäudeanlagen ... 274
5.3.2 Mittlere Energiebilanzen der Netzanlagen ... 277
5.4 Endenergieeinsparung ... 283
5.5 Energiekennwerte von Teilkomponenten ... 288
5.5.1 Kollektorkreis ... 288
5.5.2 Kessel ... 297
5.5.3 Speicher und Zentrale ... 304
5.5.4 Nahwärmenetz ... 306
5.5.5 Trinkwarmwasseranteil und Trinkwarmwasserzirkulation ... 308
5.6 Kennwerte der Energieanalyse aus dem Verbrauch ... 311
5.6.1 Verlustkoeffizient ... 311
5.6.2 Heizgrenztemperatur ... 312
5.6.3 Sommerliche Grundlast des Endenergieträgers ... 313
5.7 Dimensionierung der Komponenten ... 315
5.7.1 Kollektoren ... 315
5.7.2 Speicher ... 317
5.7.3 Erzeuger ... 322
5.7.4 Nahwärmenetz ... 323
5.8 Wirtschaftlichkeitsbewertung ... 325

6 Thematisierung von Problemen und Fazit ... 327

6.1 Nutzungsgrad der Kessel ... 327
6.2 Dimensionierung und Auslastung der Erzeuger ... 327
6.3 Einbindung von Kesseln ... 328
6.4 Kessel oder Therme ... 328
6.5 Regelung ... 329
6.6 Solare Erträge und Kollektorbemessung ... 329
6.7 Solare Trinkwarmwasserbereitung und Heizungsunterstützung ... 330
6.8 Speicherbemessung und Speicherverluste ... 330
6.9 Nahwärmekonzepte ... 331
6.10 Trinkwarmwasserbereitung und Zirkulationsverluste ... 331
6.11 Endenergieeinsparung durch Solarthermie ... 332
6.12 Wirtschaftlichkeit ... 333
6.13 Qualitätssicherung ... 333
6.14 Zusammenfassung und Ausblick ... 334

7 Anhang ... 337
7.1 Quellen ... 337
7.2 Luftaufnahmen ... 338
7.3 Übersichtstabellen der Ergebnisse ... 345
7.3.1 Grunddaten ... 345
7.3.2 Energiebilanzen ... 346
7.3.3 Warmwasserverbrauch ... 348
7.3.4 Kennwerte ... 348
7.3.5 Berechnete Einsparung an Endenergie und Wirtschaftlichkeit ... 349
7.3.6 Anlagenfazit ... 349
7.4 Annahmen für die Bilanzierung der Endenergieeinsparung ... 350
7.5 Basisdaten IWU Solar ... 353
7.6 Zusätzliche Auswertungen der Feldanlagen ... 355
7.6.1 Feldanlage 2 Allensteinstraße ... 355
7.6.2 Feldanlage 3 Eichendorffstraße ... 356
7.6.3 Feldanlage 4 Wurmbergstraße ... 357
7.6.4 Feldanlage 8 Rellinger Straße ... 358
7.6.5 Feldanlage 11 Siegfried-Czapski-Straße ... 360
7.6.6 Feldanlage 13 Alter Schlachthof ... 362
7.7 Anlagen- und Gebäudesteckbriefe ... 364

1 Kurzüberblick und Zusammenfassung

Die Zusammenfassung gibt die Bewertung und das Resümee der Berichtsverfasser des Teilprojekts "Feldanlagen" wieder. Die Aussagen müssen nicht immer mit den Meinungen der weiteren Projektpartner übereinstimmen.

Innerhalb des Projektes werden 14 Feldanlagen in unterschiedlicher Detailtiefe untersucht. Die Auswertung verfolgt mehrere Ziele:

- für alle Anlagen wird ein Jahresenergieflussbild erstellt, aus dem der Beitrag der Solarenergie an der Deckung aller benötigen Energiemengen sichtbar wird, die fossile Endenergie, der Kesselnutzungsgrad, die Wärmeverluste der Erzeuger und Speicher und die Nutzwärmemengen der angeschlossenen Abnehmer,
- für die Mehrzahl der Anlagen wird aus Messdaten kürzerer Messintervalle (Monate, Wochen, Tage) zusätzlich die Abhängigkeit der Messwerte von der Außentemperatur als Energieanalyse aus dem Verbrauch (E-A-V) bzw. als Monatswerte über der Zeitachse ausgewertet
- für alle Anlagen wird – mit einer Unsicherheit – abgeschätzt, wie groß die Endenergieeinsparung durch die Solaranlage tatsächlich ist,
- für alle Anlagen wird zusammengestellt, welche Schwachstellen das gewählte Solar-Kessel-Speicher-Regelungskonzept hat und wie diese ggf. zu verbessern wären,
- für die Mehrzahl der Anlagen wird das gewählte Versorgungskonzept – unabhängig von der Solarthermie – eingeschätzt, d.h. die Art der Ausstattung mit Wärmenetzen (Nahwärme, Heizungsnetz, Trinkwarmwassernetz),
- ausgewählte Anlagen mit größerer Messtechnikausstattung und höherer Datenerfassungsrate werden zusätzlich verwendet, um die Solar-Kessel-Simulation zu validieren.

Der Bericht mit Erkenntnissen und Auswertungen der Feldanlagen ist in drei inhaltliche Schwerpunktbereiche gegliedert.

Kapitel 3 stellt die Grundlagen der Auswertung zusammen: Anlagenstandorte, Solar- und Versorgungskonzepte der Gebäude im vergleichenden Überblick. Messkonzepte, Messeinrichtungen, mögliche Messfehler und Einflüsse auf die Auswertung werden analysiert und die Theorie der Auswertung wird kurz erläutert.

Das Kapitel 4 widmet sich den 14 Feldanlagen im Detail. Je Anlage werden Gebäude und Nutzung, Anlagen- und Versorgungskonzept, Messtechnik und -ergebnisse vorgestellt. Die Energieflussdiagramme und Energieanalysen des Bestandes werden interpretiert. Verbesserungsvorschläge und Erkenntnisse für die konkrete Anlage werden abgeleitet.

Die Kapitel 5 und 6 fassen die Einzelauswertungen der Anlagen zusammen. Im Überblick aller Anlagen erfolgt zunächst eine Querauswertung der wichtigsten Kennwerte zur Solaranlage, zum Kessel, zu den Nutzenergien. Wiederkehrende Probleme aller Art – der Messdatenerfassung, der Anlagenhydraulik, Regelung, Wärmenetzverluste usw. – werden zusammengeführt. Empfehlungen, die sich hieraus verallgemeinern lassen, werden ausgesprochen. Alternativ werden Probleme benannt, die mit weiteren Analysen gelöst werden können.

Wichtigste Erkenntnis vorab

Für die Fachplanung, den Anlagenbau, die Ausführung und für die Komponentenhersteller ergibt sich eine Aufforderung, welche allen Energiekonzepten – von der Einfamilienhausberatung bis zum Energiekonzept der Bundesregierung – zugrunde liegt: **erst Bedarf minimieren, dann die vorhandene Technik optimieren, dann den Restbedarf regenerativ decken!**

Dabei sollte folgende Reihenfolge eingehalten werden: Zirkulation und vorhandenes Nahwärmenetz optimieren, Bedarf der Gebäude und Trinkwarmwasserbereitung minimieren, Kesseleffizienz erhöhen, gegebenenfalls Solarthermie einbinden.

Die nachfolgende Zusammenfassung gibt die Bewertung und das Resümee der Berichtsverfasser des Teilprojekts "Feldanlagen" wieder. Die Aussagen müssen nicht mit den Meinungen der weiteren Projektpartner und des Projektgebers übereinstimmen.

Endenergiebilanzen und -einsparung in den Gebäudeanlagen

Die Auswertung der Gebäudeanlagen in diesem Projekt ergibt bei einem durchschnittlichen kollektorflächenbezogenen Kollektorkreisertrag von 340 kWh/(m²a) eine durch die Solarthermie erreichte Endenergieeinsparung von etwa 6 kWh/(m²a) bezogen auf die beheizte Fläche – je nach Art der Mittelwertbildung. Die Einzelwerte liegen zwischen 3 und 11 kWh/(m²a):

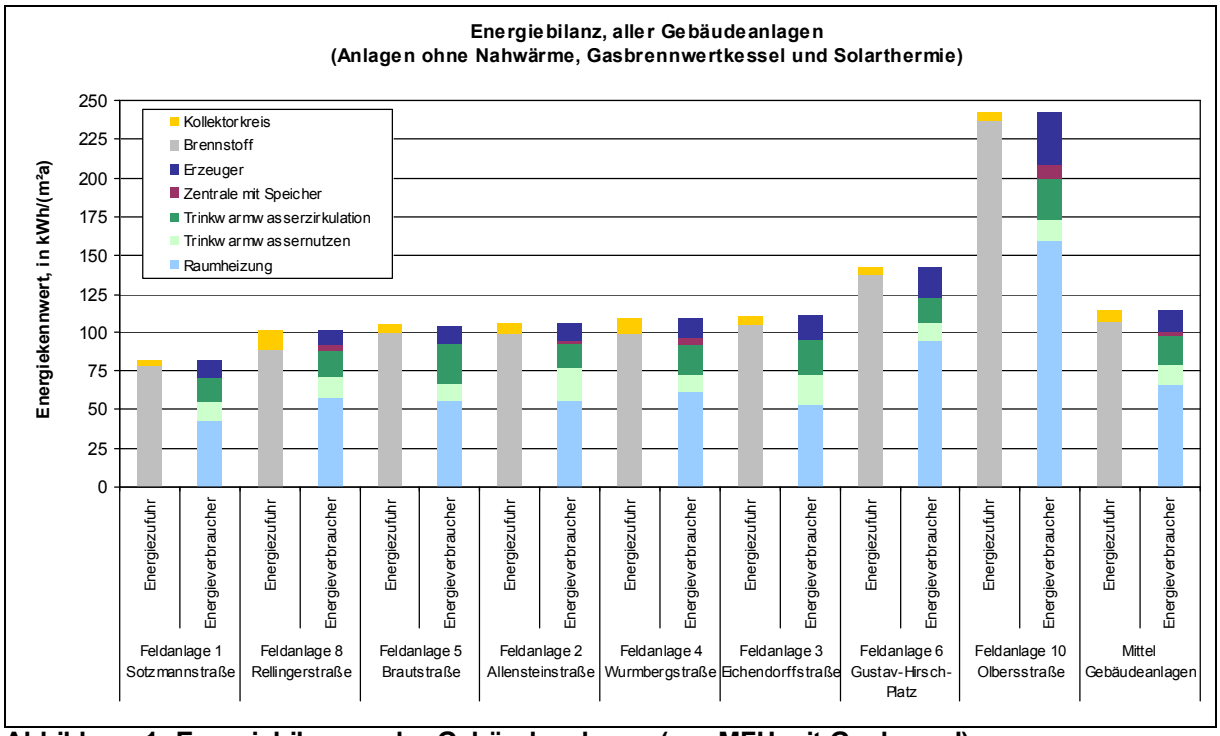


Abbildung 1: Energiebilanzen der Gebäudeanlagen (nur MFH mit Gaskessel)

Eine Anlagenoptimierung mit gleichzeitigem Wegfall der Solarthermie führt fast zum gleichen Endenergiekennwert.

In der Interpretation bedeutet dieser Wert: die Solarthermie und die Anlagenoptimierung haben – ausgehend von einem nicht optimierten Anfangszustand ohne Solaranlage – fast das gleiche Einsparpotential.

Die beiden Maßnahmen der Anlagenoptimierung und der Einsatz der Solarthermie lassen sich selbstverständlich koppeln. Das führt – verständlich bei den Ausgangswerten – in etwa zu einer Verdoppelung der Effekte. Mit einer zusätzlichen Anlagenoptimierung lassen sich weitere ca. 7 kWh/(m²a) an Endenergie einsparen. Je nach Anlage zwischen knapp 4 und bis 15 kWh/(m²a).

In den untersuchten Anlagen ist aus Sicht der Autoren eine nachträgliche Optimierung nur in einzelnen Fällen sinnvoll durchführbar und evtl. wirtschaftlich.

Endenergiebilanzen und -einsparung in den Netzanlagen

Die Auswertung der Netzanlagen zeigt eine durch die Solarthermie erreichte Endenergieeinsparung von etwa 16 … 18 kWh/(m²a) – je nach Art der Mittelwertbildung. Die Einzelwerte liegen zwischen knapp 11 und etwas mehr als 24 kWh/(m²a). Leider ist die Stichprobe sehr klein.

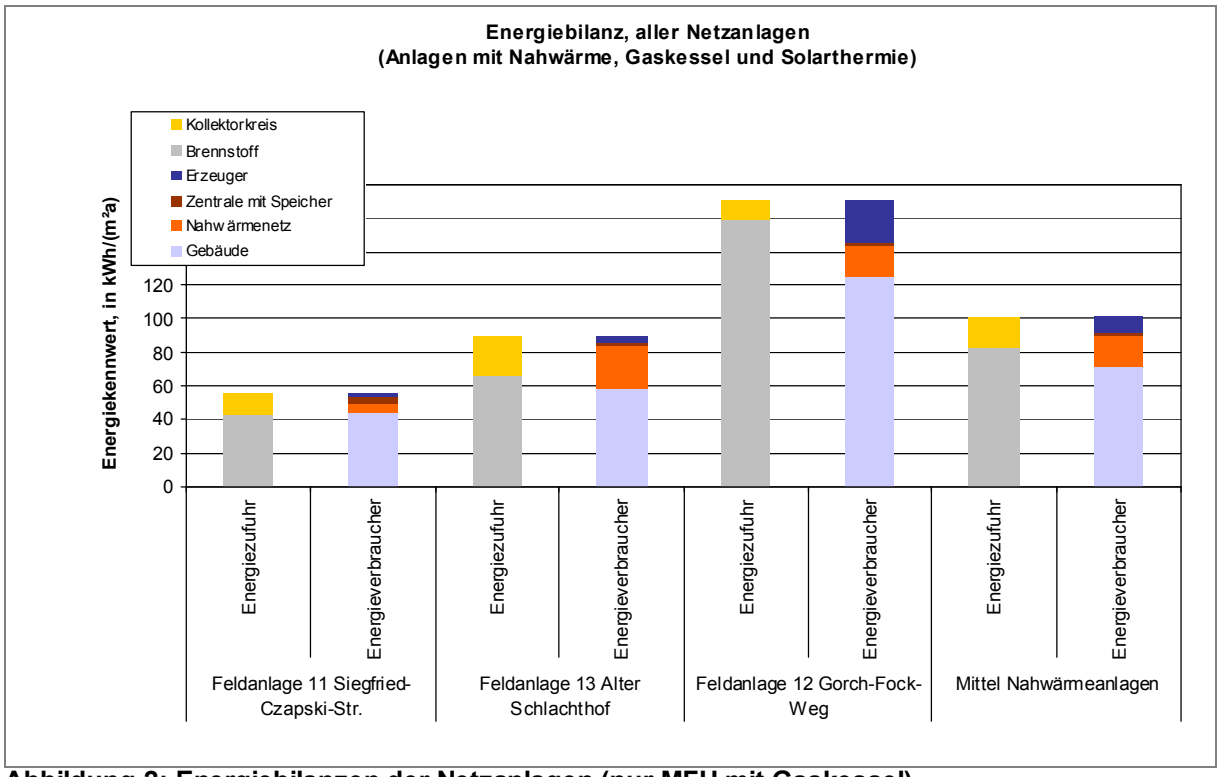


Abbildung 2: Energiebilanzen der Netzanlagen (nur MFH mit Gaskessel)

Alternativ zur Endenergieeinsparung der Solarthermieanlage wurde untersucht, welchen Effekt der Wegfall von Netz und Zentrale und eine Einzelversorgung der angeschlossenen Baukörper hätten. Die Einzelzentralen enthalten zusätzliche Speicher für Trinkwarmwasser, aber keine Solarthermie. Die Auswertung der Netzanlagen ergibt für drei Fälle:

Eine Dezentralisierung führt zu einem vernachlässigbaren Mehrverbrauch an Endenergie von 3 … 4 kWh/(m²a) bezogen auf den heute gebauten Zustand mit Nahwärme und Solarthermie. Dezentral könnten bei entsprechender Nutzerzahl solare Anlagen zur Trinkwarmwasserbereitung den Endenergieeinsatz reduzieren. Eine Abschätzung wird hier nicht vorgenommen.

Bei einer Stichprobe von nur drei Anlagen darf dieses Ergebnis für die Netzanlagen nicht überbewertet werden. Es liegt im Rahmen der Genauigkeit der getroffenen Annahmen. Es ist davon auszugehen, dass bei dezentraler Versorgung die Energiekosten der Endkunden niedriger liegen.

In der Interpretation bedeutet dieser Wert: die erreichte Endenergieeinsparung durch Solarthermie ist zwar groß, deckt aber im Wesentlichen nur etwas mehr als die Netzverluste ab. Der tatsächlich erreichte energetische Vorteil ist mit 3 … 4 kWh/(m²a) noch kleiner als bei den Gebäudeanlagen. Das spricht vor allem gegen das Netzkonzept.

Wirtschaftlichkeitsbewertung

Die wirtschaftliche Bewertung der Feldanlagen aus Sicht der Investoren bzw. Betreiber zeigt, dass bei dem jeweiligen "Status Quo" und unter Berücksichtigung von Pumpenstromaufwendungen und Wartung nur eine Anlage wirtschaftlich ist – die Feldanlage 13 Alter Schlachthof. Dabei sind die Kosten für das Nahwärmenetz nicht berücksichtigt! Es ist davon auszugehen, dass bei dezentraler Versorgung die Energiekosten der Endkunden wesentlich niedriger liegen; geschätzt bei etwa der Hälfte.

Eine genaue Untersuchung der Mehreinsparungen der Heizungsunterstützung und der Mehrkosten kann nicht vorgenommen werden. Es ist aber davon auszugehen, dass in den untersuchten Feldanlagen die Heizungsunterstützung in der Mehrzahl der Fälle nicht wirtschaftlich ist, da so gut wie keine Erträge erreicht wurden.

Ausgehend von einem mittleren Endenergiepreis der nächsten 20 Jahre von 0,14 €/kWh und einer Annuität von 0,074 1/a (Zins: 4%, 20 Jahre) dürften die spezifischen, auf die Kollektorfläche bezogenen Gesamtkosten einer solarthermischen Anlage nicht über 425 €/m² liegen.

Qualitätssicherung

Das Projekt hat wiederholt gezeigt, dass die Einstellung aller Beteiligten zur Qualitätssicherung zu wünschen lässt.

Bei mehreren Anlagen erschließt sich nicht, welche Ziele der Planer mit der Dimensionierung der Kollektorfläche, des Speichervolumens, der Stückelung der Speicher, der Kesselhydraulik und vor allem mit der Regelung bezweckte.

Den Betreibern der Anlage sind Regelungseinstellungen in der Mehrzahl der Fälle unbekannt. Die Anlagendokumentation – teilweise inklusive Hydraulikschema ! – liegt nicht jedem Gebäudebesitzer vor.

Gebäudeeigentümer oder Anlagenbetreiber konnten eine Planung mit Prognose der Ertragsdaten nur in Ausnahmefällen vorlegen. Wenn überhaupt, lagen diese Daten nur den Herstellerfirmen vor. Ausnahmen bildeten die Teilnehmer des früheren Forschungsprojektes "Solarthermie 2000", wo die genannten Daten zumindest in der betreuenden Forschungsstelle bekannt sind.

Alles in allem ergibt sich in mehreren Anlagen der Eindruck, dass die Planer/Betreiber kein Interesse an der korrekten Funktion der Anlage haben bzw. keine der Komplexität der Anlage angemessene Fachkompetenz vorhanden ist. Dies kann nicht hingenommen werden und ist künftig zu ändern!

Die Anlagen werden regelmäßig von Handwerksfirmen gewartet, wobei keine Einstellparameter überprüft oder gar optimiert werden – da Sollwerte niemandem bekannt sind. Es erfolgt nur die materielle Wartung aller Bauteile. Im Sinne der Anlagenoptimierung ist dies künftig zu ändern. Einstellwerte und Betriebszustände sind nachvollziehbar zu dokumentieren.

Darüber hinaus kann seitens der Berichtverfasser festgestellt werden, dass der Einfluss der Solarthermie auf den Kesselbetrieb kaum vernünftig und vertiefend untersucht werden konnte. In den Anlagen waren Unzulänglichkeiten in der Regelung und Hydraulik – auch der konventionellen Anlagenbestandteile! – vorhanden, die dies unmöglich machten.

Einzelergebnisse für die Solarthermie

Der in den untersuchen Feldanlagen gemessene Kollektorkreisertrag liegt bei ca. 340 kWh/(m²a) bezogen auf die Kollektorfläche. Die Streubreite ist hoch – zwischen 215 und 494 kWh/(m²a). Der erreichte solare Deckungsanteil liegt bei 11 … 13 % - mit einer Streuung von 2 … 28 %.

Sowohl die Speicherdimensionierung als auch die Kollektorbemessung beeinflussen Ertrag und Deckungsanteil. Die Speicherbemessung hat insgesamt einen geringeren Einfluss auf das Ergebnis als die Kollektorbemessung. Steigen Kollektorfläche je Person bzw. beheizter Fläche an, werden erwartungsgemäß höhere Deckungsraten erreicht. Gleichzeitig sinkt der kollektorflächenbezogene Ertrag ab – jedoch nur sehr gering.

Es ist erkennbar, dass bei nahezu identischer Dimensionierung der Kollektorfläche und des Speichervolumens sehr große Spannbreiten des Kollektorertrags möglich sind – das spricht für betriebsbedingte Effizienzschwankungen. Auch der Deckungsanteil schwankt – zusätzlich beeinflusst durch die Höhe der Wärmeabnahme.

Jedoch lässt sich erkennen, dass der Kollektorkreisertrag von der Zapfmenge an Trinkwarmwasser und dem Verteilungsnutzungsgrad bzw. von der Höhe der Zirkulationsverluste abhängt. Je mehr Trinkwarmwasser gezapft wird und je geringer die Zirkulationsverluste bzw. deren Anteil an der Trinkwarmwasserenergie, desto höhere Erträge wurden erreicht.

Hinsichtlich der Bemessung sind zwei grundsätzliche Strategien festzustellen.

Bei den Gebäudeanlagen ist die Kollektorbemessung extrem knapp: 0,5 … 1,5 m²/Person (im Mittel 0,84 m²/Person). Der Deckungsanteil liegt entsprechend bei nur 7 %. Es ist im Sommer in keinem Fall auch nur annähernd eine Volldeckung des Bedarfs festzustellen. Die Erzeuger müssen daher durchlaufen. Die kollektorbezogenen Erträge liegen bei etwa 360 kWh/(m²a). Die Vermutung liegt nahe, dass hier auf hohe spezifische Kollektorerträge abgezielt wurde.

Bei den Netzanlagen ist die Kollektorbemessung großzügiger: 1,2 … 2,5 m²/Person (im Mittel 2 m²/Person). Der Deckungsanteil liegt entsprechend höher, bei 18 %. In einem Fall kann im Sommer die Kesselanlage für längere Zeiträume ausgeschaltet werden, weil annähernd eine Volldeckung des Bedarfs festzustellen ist. Mit etwa 300 kWh/(m²a) liegen die kollektorbezogenen Erträge niedriger. Die Planung ähnelt der von Einfamilienhausanlagen: abgezielt wird auf die sommerliche Volldeckung.

Die untersuchten Anlagen tragen bilanziell größtenteils nur zur Trinkwarmwasserbereitung bei. In drei von 14 Fällen kann vermutet werden, dass Kollektor- und Speicherbemessung zu einer geringfügigen und vernachlässigbaren Heizungsunterstützung führen

In vielen der Gebäudeanlagen ergibt die Jahresbilanz eine mittlere Deckung des Trinkwarmwasserbedarfs incl. Zirkulationsverluste von 20 … 30 %. Aus der Monats- oder Tagesbilanz ist erkennbar, dass in den jeweiligen Messintervallen meist keine Überschüsse für die Heizung feststellbar sind. Die Solarerträge erreichen nicht den Bedarf der Trinkwarmwasserbereitung.

Dies ist zum einen auf die knappe Bemessung der Kollektorfelder zurückzuführen. Andererseits werden aufgrund der Zirkulation insgesamt für Solarthermie ungünstige Temperaturen benötigt. Bei den Gebäudeanlagen müsste für eine näherungsweise Volldeckung des sommerlichen Wärmebedarfs im Schnitt eine Kollektorverdoppelung vorliegen.

Erst ab einer etwa dreifach so großen Kollektorfläche als im Mittel der untersuchten Gebäudeanlagen wird eine Dimensionierung erreicht, die der Netzanlagen entspricht und bei der nennenswerte Heizungsbeiträge erwartet werden dürfen. Diese Aussage soll nicht eine Forderung nach zukünftig größeren zu installierenden Kollektorflächen beinhalten. Hiervon ist **aus Sicht der Verfasser dieses Berichtsteils** aus wirtschaftlichen Gründen abzuraten.

Für die Gebäudeanlagen lässt die Auswertung der Feldanlagen folgende Erkenntnis zu: die Kollektorkreisbemessung ist in fast allen Anlagen für die Heizungsunterstützung zu klein. Insofern ist die Mehrinvestition in die gewählten Pufferspeicher, Hydrauliken und aufwändigeren Regelungen mit der Zielsetzung eines heizungsunterstützenden Betriebs nicht sinnvoll gewesen. Bei der jeweils gewählten Kollektorfläche, aus Sicht der Verfasser aber auch aus grundsätzlichen Erwägungen, wären einfache Trinkwarmwasseranlagen sinnvoller gewesen.

Bei den Netzanlagen kann festgestellt werden: die gewählten Kollektorflächen führen aller Wahrscheinlichkeit nach zu einer geringfügigen und meist zu vernachlässigenden Heizungsunterstützung bzw. zumindest zu großen Deckungsanteilen im Bereich Trinkwarmwasser. Allerdings werden die größeren solaren Beiträge durch die Netzverluste vermindert oder gänzlich zunichte gemacht.

Auf Basis der Messergebnisse, d.h. aus Gründen der erreichbaren Energieeinsparung und damit zusammenhängenden wirtschaftlichen Erwägungen kann seitens der Autoren dieses Berichtsteils keine Empfehlung für eine Anlage mit Heizungsunterstützung gegeben werden.

Einzelergebnisse für die Speicher und Zentralen

Die Speicherbemessung entspricht in vielen Gebäudeanlagen den Empfehlungen der Literatur: vorgefunden wurden ca. 70 l/m² Kollektorfläche. Bei den Netzanlagen wurde nicht nur mehr Kollektorfläche, sondern auch mehr Speichervolumen je Kollektorfläche installiert: ca. 120 l/m² Kollektorfläche.

Die Wärmeverluste der Zentrale konnten in allen Fällen nur mit Unsicherheiten ermittelt werden. Es ist jedoch der Größeneinfluss der Speicher feststellbar.

Die Speichervolumina sind in den Netzanlagen mit wenigen großen Speichern realisiert worden, was als positiv zu bewerten ist. Anteilige Wärmeverluste der Zentrale im Bereich 2 … 3 kWh/(m²a) sind die Folge.

Bei den Gebäudeanlagen sind in mehreren Fällen ungünstige Speicherkonzepte mit vielen kleinen Speichern und entsprechend sehr vielen Anschlüssen, Leitungen usw. vorgefunden worden. Anteilige Wärmeverluste der Zentrale im Bereich 4 … 6 kWh/(m²a) resultieren.

Folgende Empfehlung ist an die Fachplanung gerichtet: es sind möglichst große Speichereinheiten und geringe Stückzahlen zu wählen, um das geplante Speichervolumen zu realisieren.

Aus der Untersuchung der Feldanlagen lässt sich nicht feststellen, welches optimale Speichervolumen je Person oder Kollektorfläche empfehlenswert ist. Es besteht weiterer Untersuchungsbedarf.

Einzelergebnisse für die Kessel

Die im Projekt gemessenen Nutzungsgrade für Gas-Brennwertkessel liegen brennwertbezogen zwischen 85,6 % und 93,6 %. Im Mittel lag der Nutzungsgrad der Brennwertkessel bei 88 %.

Im Projektmittel mussten die Kesselanlagen 80 … 90 kWh/(m²a) an Wärme bereitstellen. Mit oben genannter Spanne der Nutzungsgrade liegen Kesselverluste im Bereich 6 … 15 kWh/(m²a). Im Projektmittel lag der Erzeugerverlust bei ca. 12 kWh/(m²a). Das Optimierungspotential beträgt im Schnitt 6 kWh/(m²a).

Aufgrund der sehr kleinen Stichprobe von Messwerten können keine systematischen Einflüsse auf den Nutzungsgrad herausgearbeitet werden.

Der Nutzungsgrad des Gas-Niedertemperaturkessels lag bei knapp 82 %. Der Holzkesselnutzungsgrad bei 75 %.

Alle Kennwerte – Nutzungsgrade und Erzeugerwärmeverluste – liegen im Bereich der Ergebnisse eines Feldtests an kleinen Brennwertanlagen aus den Jahren 2002 und 2003 [BW03].

Die Überdimensionierung der Kessel ist zu kritisieren. Die installierte maximale Kesselnennwärmeleistung liegt etwa 2-mal so hoch wie die messtechnisch festgestellte maximale Gebäudeheizlast. Da in allen Anlagen mehr als ausreichende Speichervolumina vorhanden sind, ist eine Überdimensionierung aufgrund der Trinkwarmwasserbereitung nicht notwendig. Insbesondere bei den Zweikesselanlagen reicht in zwei von vier Fällen ein Kessel als alleiniger Erzeuger aus!

Der Holzkessel fällt hinsichtlich der Dimensionierung positiv auf: er ist nur um den Faktor 1,6 überdimensioniert. Das ist der geringste Wert innerhalb des Projektes. Es wird vermutet, dass hier aus Kostengründen die Leistung kleiner gewählt wurde.

Die mittlere Kesselbelastung liegt bei 15 %. Sie würde ansteigen, wenn keine Solarthermie vorhanden wäre – jedoch nur um wenige Prozentpunkte. Der Wert ist vor allem wegen der Überdimensionierung so gering. Er liegt weit unterhalb der mittleren Modulationsgrenze von etwa 35 % bei den Brennwertkesseln. Es ist bei vielen Anlagen von Taktbetrieb über die meiste Zeit des Jahres auszugehen, da bereits am kältesten Tag nur etwa 50 … 60 % Belastung gegeben sind.

Ohne genauen Nachweis der möglichen Nutzungsgradverbesserung wird an dieser Stelle die Forderung gestellt, Kessel künftig passender zu bemessen. Es kann zumindest die Anzahl der Brennerstarts vermindert werden.

Bezogen auf die Auswertung der Brennwertkessel in EFH ist die Auslastung in den untersuchten Mehrfamilienhäusern höher – der Wert lag bei nur 8 % [BW03].

Die Kessel sind in den Feldanlagen unterschiedlich eingebunden: durch Anschluss an den Pufferspeicher, eine hydraulische Weiche, beides oder keines von beidem.

Der zahlenmäßige Nachweis, welche dieser vier Varianten den Nutzungsgrad oder die Kesselverluste wie stark beeinflusst, sollte und konnte das Projekt nicht liefern.

Bei der Auswertung der einzelnen Anlagen war jedoch festzustellen, dass in den Lösungen mit hydraulischer Weiche die Kesselkreispumpen nicht auf die Anlage eingestellt wurden. Hier ist mit Beeinträchtigung des Brennwerteffektes zu rechnen, wenn die Vorlauftemperatur zu hoch ist – bei den Nahwärmeanlagen also dauerhaft.

Aufgrund der zu kleinen Stichprobe kann bei den anderen Anlagen kein systematischer Zusammenhang zwischen Pufferspeicher und verbessertem Nutzungsgrad nachgewiesen werden. Eine Anbindung über Weiche und Puffer (Anlage 4) gleichermaßen erscheint jedoch nicht sinnvoll.

Als Empfehlung wird aus den Projektergebnissen bzw. auch früheren Projekten [BW03] heraus empfohlen, die Verwendung einer hydraulischen Weiche oder Überströmventilen bei Thermen zu vermeiden.

Die geringe Anzahl der Feldanlagen ermöglicht es nicht, separat auszuwerten, ob der Nutzungsgrad von Kesseln mit großen internem oder von Thermen mit großem externem Puffervolumen besser ist. Allein aus Sicht der Oberflächenwärmeverluste der Geräte und Stutzen erscheint der interne Puffer sinnvoller.

Es ist nicht sinnvoll, Kessel mit großem Eigenwasserinhalt zusätzlich an eine hydraulische Weiche anzuschließen. Ein Anschluss eines Kessels an einen Pufferspeicher muss geprüft werden und kann ggf. entfallen, wenn der Kesselwasserinhalt selbst groß genug ist.

Für die Fachplanung ist vor allem zu fordern, dass das Problem der internen und externen Pufferung von Heizwasser überhaupt in der Planung thematisiert wird. Die Wahl eines Puffers oder einer hydraulischen Weiche muss begründet sein!

Einzelergebnisse für die Regelung

Bei den untersuchten Anlagen sind zwei Punkte festzustellen: die Dokumentation der Regelung liegt in den seltensten Fällen vor und ist zumeist sehr komplex. In etlichen Anlagen ist die Kesselregelung nicht in die Solarregelung eingebunden, was zu vermeiden ist!

Vor allem die Nachverfolgung von Betriebsfehlern und deren Beseitigung während der zweijährigen Messung zeigte, dass ein großes Unwissen über die Regelung herrscht. Bei Planern, Betreibern und Ausführenden gleichermaßen. Eine Anlagenoptimierung konnte vielfach nicht erfolgen, weil keine Beschreibung der grundsätzlichen Funktionsweise (Einschalt-, Ausschalt-, Umschaltkriterien für Ventile und Pumpen, Kennlinien von Reglern) vorliegt.

Der sich ergebende Wunsch für die Zukunft liegt auf der Hand: vor einer Optimierung der Solarthermie muss deren Regelung bekannt sein. Kessel-, Solar- und Anlagenregelung können nur zusammen betrachtet werden.

Einzelergebnisse für die Nahwärmenetze

In vier Fällen sind Konzepte mit Nahwärmenetz gewählt worden. Es handelt sich in allen Fällen um Netze, die im Zuge des Gebäudeneubaus (in allen Fällen nach 2002) oder zusammen mit der Erneuerung der Heizzentrale errichtet wurden.

Die Netze weisen unterschiedliche Trassenlängen auf, die zusammengeschlossenen Gebiete unterschiedliche Abnahmedichten (Reihenhausstruktur oder Mehrfamilienhäuser). Die anteiligen Nahwärmenetzverluste betragen 6 … 7 kWh/(m²a) bei den beiden Mehrfamilienhausnetzen und 18 … 26 kWh/(m²a) bei den beiden Reihenhausnetzen.

Die Netzverluste sind in den beiden Mehrfamilienhausfällen akzeptabel. Die solaren Erträge liegen in diesen Fällen deutlich über dem Netzverlust. Bei den beiden Reihenhausnetzen liegen die solaren Erträge deutlich unterhalb bzw. etwa gleich hoch wie die Netzverluste.

Aus den Feldanlagen ergibt sich die Erkenntnis: nur extrem gut konzipierte Wärmenetzanlagen mit hoher Abnehmerdichte weisen akzeptable anteilige Nahwärmenetzverluste auf. Die Einbindung von Solarthermie ist – wenn überhaupt – nur in diesem Fall in Erwägung zu ziehen.

Einzelergebnisse für die Trinkwarmwasserbereitung und Zirkulation

Die Trinkwarmwasserbereitung konnte in allen 9 Mehrfamilienhäusern mit Gebäudeanlagen näher untersucht werden. Es zeigt sich, dass der Nutzen für Trinkwarmwasser im Bereich 11… 21 kWh/(m²a) liegt – im Mittel bei 14 kWh/(m²a).
Gleichzeitig treten unerwartet hohe Zirkulationsverluste auf. Bei einer Spannbreite von 11 … 26 kWh/(m²a) ergibt sich ein mittlerer Zirkulationsverlust von 18 kWh/(m²a). Der Nutzungsgrad der Trinkwarmwasserbereitung reicht von 31 … 56 %. Im Mittel werden 44 % Verteilungsnutzungsgrad erreicht.

Es liegt hier ein geschätztes Optimierungspotential bei der Verteilung in der Größenordnung von mindestens 5 kWh/(m²a) vor, welches – unabhängig von der Solarthermie – gehoben werden sollte. Erreichbar sind Einsparungen durch angepasste Temperaturen, ggf. Zirkulationslaufzeiten, Leitungsdämmung, Abgleich der Zirkulationsnetze mit Absenkung der Umlaufwassermenge – sowie im Neubau durch Längenoptimierung.

In drei Fällen legt die Energiebilanz der Verbrauchsdaten nahe, dass eine Umstellung auf elektrische Warmwasserbereitung sinnvoll wäre. Unter heutigen Maßstäben der Primärenergiebewertung liegt die elektrische Warmwasserbereitung zwar meist noch knapp über der zentralen Warmwasserbereitung mit Solarthermie. Jedoch kippt dieser Vergleich, sobald der Primärenergiefaktor für Strom unter 2,0 liegt.

In allen Fällen ist u. a. die ungünstige Gebäudegeometrie (lange Netztrassen bei geringer Gebäudehöhe) maßgeblich für die hohen Zirkulationsverluste bzw. die Erdverlegung von Zirkulationsleitungen zum Zusammenschluss zweier Gebäude. Außerdem ist eine geringe Belegungsdichte gegeben.

An die Fachplanerschaft ist heute schon die Empfehlung auszusprechen: eine Verlegung von Vierleiternetzen (Zirkulationserdleitungen zwischen Gebäuden) ist zu vermeiden. Bei Baukörpern mit lang gestreckter und niedriger Bauform (mehr als 8 WE in der Breite bei gleichzeitig weniger als 4 Geschossen Höhe) ist zu prüfen, ob elektrische Warmwasserbereitung nicht sinnvoller ist – auch als Solarthermieanlagen! Gleichzeitig gilt diese Empfehlung für alle Gebäude mit geringer Belegungsdichte (mehr als 50 m²/Person).

Langfristig wird neben der konventionellen Warmwassersolarthermie auch Photovoltaik in den Fokus treten. Ebenso wie Gebäudeanlagen mit Zweileiternetzen zur Minimierung von Verteilverlusten. Beides wurde im Rahmen dieses Feldversuches nicht untersucht und bedarf weiterer Auswertung.

Vergleich mit IWU-Studie

In der vom [IWU05] veröffentlichten Studie für die Planung von Niedrigenergiehäusern werden Schätzwerte für den Solarertrag und die durch Solarthermie erreichbaren Einsparungen an Endenergie genannt. Es wird unterschieden in alleinige Trinkwarmwasserbereitung, zusätzlicher Heizungsunterstützung sowie auch für solare Nahwärmesysteme.

Die dort auf der Grundlage von wenig aussagekräftigen Feldmessungen oder Simulationen abgeschätzten Werte liegen bei ca. dem Doppelten der in diesem Projekt untersuchten Feldanlagen:

- nach [IWU05] für reine Trinkwarmwasseranlagen: 12 kWh/(m²a),
- nach [IWU05] für Anlagen mit Heizungsunterstützung: 20 kWh/(m²a),
- nach [IWU05] für solare Nahwärme: 30 kWh/(m²a) und mehr.

Alle Flächen beziehen sich hier auf die Energiebezugsflächen (Wohnflächen).

Die Ergebnisse des hier behandelten Feldprojektes für die Gebäudeanlagen liegen im Durchschnitt bei einem Drittel bis zur Hälfte der in [IWU 2005] angegebenen Solarerträge bzw. der daraus errechneten Endenergieeinsparungen im Vergleich zu Anlagen ohne Solarwärmenutzung.

Der IWU-Berechnung für heizungsunterstützende Anlagen sind größere Kollektorflächen als in den hier untersuchten Feldanlagen zugrunde gelegt.

Drei Feldanlagen zur reinen Trinkwassererwärmung erreichen einen Kollektorkreisertrag zwischen 3,3 und 7,7 kWh/(m²a) sowie eine mittlere abgeschätzte Endenergieersparnis im Vergleich zu optimierten Anlagen ohne Solarwärmenutzung zwischen -2,2 (Mehrverbrauch) und 5,5 kWh/(m²a).

Sechs Anlagen mit zusätzlicher Heizungsunterstützung erreichen einen Kollektorkreisertrag zwischen 4,0 und 12,5 kWh/(m²a) sowie eine mittlere abgeschätzte Endenergieersparnis im Vergleich zu optimierten Anlagen ohne Solarwärmenutzung zwischen -5,0 (Mehrverbrauch) und 8,0 kWh/(m²a). Die größeren Werte ergeben sich für die Anlage mit 0,034 m² Kollektorfläche bezogen auf die beheizte Energiebezugsfläche.

Von heizungsunterstützenden Anlagen nach Art der in dieser Studie untersuchten Anlagenkonzepte (Vierleiternetz, solare Nahwärme, Pufferspeicher mit Kesselbeladung) wird abgeraten.

Bei den Netzanlagen ist die erreichte Endenergieeinsparung durch Solarthermie zwar groß, deckt aber im Wesentlichen nur etwas mehr als die Netzverluste ab. Der tatsächlich erreichte energetische Vorteil ist mit 3 … 4 kWh/(m²a) noch kleiner als bei den Gebäudeanlagen.

Von solarer Nah- und Fernwärme als Neukonzept wird aus Sicht der Verfasser dieses Berichtsteils abgeraten.

Keine der hier untersuchten Anlagen kann aus Kundensicht als wirtschaftlich angesehen werden. Aus Investor- bzw. Betreibersicht ist nur eine Anlage wirtschaftlich.

Vergleich mit der Publikation "Stiftung Warentest – Heizen mit der Sonne"

Auf einen Teil der in der Publikation "Stiftung Warentest – Solarwärme – Heizen mit der Sonne" getroffenen Bewertungen und Empfehlungen wird nachfolgend eingegangen.

Der nachfolgenden in [test Solar 2012] getroffenen Aussage kann aus Sicht der Autoren nicht zugestimmt werden:

"*Beschränkte sich die konventionelle Heizungstechnik in der Vergangenheit auf standardisierte wie auch speziell geplante und angepasste Systeme, so wird in der Zukunft nahezu überall eine Hybridheizung Einzug halten, mit der Solarkomponente als einem von zwei gleichberechtigten Standbeinen….*"

Für Systeme mit Fernwärmeanschluss, für vorhandene Mehrfamilienhäuser mit Etagenheizung, für Gebäude mit eigenen kleinen Blockheizkraftwerksmodulen und für einzelne Anlagen mit Wärmepumpen ist eine solare "Hybridheizung" oder eine solare Ergänzung nicht sinnvoll. Nur eine Einzelfallbetrachtung kann zu einer technisch und wirtschaftlich optimierten Lösung führen.

Hinsichtlich der Einschätzung: kleinere, mittlere und große Anlagen wird in [test Solar 2012] für die solare Warmwassererzeugung in Einfamilienhäusern eine sinnvolle Dimensionierungsempfehlung von 0,8 (Röhrenkollektoren) und 1,5 m² (Flachkollektoren) bezogen auf eine Person gegeben.

Korrekt wird in [test Solar 2012] die Problematik der Warmwasserzirkulation, v. a. in Mehrfamilienhäusern, angesprochen. Aus Sicht der Autoren sollte bei Neuplanungen von Einfamilienhäusern möglichst auf eine Zirkulation verzichtet werden.

In neuen Mehrfamilienhäusern werden dezentrale Systeme (Etagenheizung) und zentrale Zweileitersysteme – dann gegebenenfalls solar unterstützt – an Bedeutung gewinnen und derzeitige Konzepte zur zentralen Trinkwarmwasserbereitung und Heizungsunterstützung ersetzen.

Auch im Geschosswohnungsbaubestand wird nach Ansicht der Autoren eine Wärmeversorgung – z. T. auch solar unterstützt - nach dem Zwei-Leiter-Prinzip mit wohnungsweisen Frischwasserstationen an Bedeutung gewinnen und mit zentralen Vierleitersystemen konkurrieren.

Eine Funktionstrennung der solaren Erträge in Anteile für die Warmwasserbereitung und für die Raumheizung ist bei Zweileitersystemen überflüssig. Für die mit diesen Systemen erreichbaren Endenergieeinsparungen im Vergleich "mit vs. ohne Solareinbindung" sind dann wesentlich die zusätzlichen Speicher- und Heizverteilnetzverluste verantwortlich. Eine Abschätzung der mit Zweileitersystemen möglichen Endenergieeinsparung liegt in der Differenz aus eingesparten Zirkulationsverlusten und zusätzlichen Heizverteilverlusten im Sommer sowie zusätzlichen Speicherverlusten. Auch hier kann nur eine Einzelfallbetrachtung zu einer technisch und wirtschaftlich optimierten Lösung führen.

Einzelnen Aussagen von [test Solar 2012] hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit solarthermischer Anlagen in Mehrfamilienhäusern – Schwerpunktthema dieser Feldstudie – kann ebenfalls weitgehend zugestimmt werden: "*In Mehrfamilienhäuser und den Mietwohnungsbau dringt diese Technik nur sehr langsam vor, denn bei Besitzern und Betreibern von Mehrfamilienhäusern herrscht die Meinung vor, dass solarthermische Anlagen für ihre Gebäudekategorie nichts bringen.*"

Durch die Ergebnisse dieser Feldstudie wird diese Aussage leider bestätigt.

Weiter in [test Solar 2012]: "*Da der Einbau einer Solarwärmeanlage nach BGB § 559 als Modernisierungsumlage mit 11% der Investitionskosten auf die Kaltmiete geschlagen werden kann, gerieten sie auch bei den Mietern in ein schlechtes Licht. Wer bezahlt gern für eine Modernisierung, die ihm keinen Gegenwert einbringt oder sogar noch höhere Heizkosten einbringt.*"

Auch diese Aussagen werden durch die Feldstudie voll bestätigt. Negativ zu diesen Ergebnissen beigetragen haben zusätzlich die gesetzlichen Rahmenbedingungen der Energieeinsparverordnung EnEV und des Erneuerbaren-Energie-Wärmegesetzes EEWärmeG für Neuanlagen (15% Minderung des Wärmeenergiebedarfs und nicht – was sinnvoller gewesen wäre – des Endenergiebedarfs [TGA-FP 04/09]); weiterhin die vielfach nicht sinnvollen Fördermodule der KfW und des Marktanreizprogramms MAP. Die Solarförderung wurde noch im Sommer 2012 ausgeweitet, obwohl den verantwortlichen Stellen die Ergebnisse aus diesem Feldprojekt bereits vorlagen und bekannt waren. Das BAFA zahlt eine Prämie von 500 € für den Ersatz eines Heizkessels sowie von 1500 € für die Montage von mindestens 9 m² Solarkollektoren. Zu kritisieren ist hier die Förderung allein nach der Kollektorfläche ohne Beachtung der Personenzahl sowie sonstiger effizienzbeeinflussender Randdaten im Gebäude und der Nutzung.

Bei 14 Mio. m² installierter Kollektorfläche ergeben sich geschätzte 5600 GWh für den Anteil der Solarwärme am Endenergieverbrauch für Wärme in Deutschland im Jahre 2010 nach BMU/UBA [BMU 08/12]. Das entspricht einer Annahme für das Endenergieäquivalent je Kollektorfläche von 400 kWh/(m²a).

Diese Werte müssen revidiert werden. In der vorliegenden Studie beträgt der gemessene Kollektorkreisertrag ca. 340 kWh/(m²a), während die Endenergieeinsparung etwas darunter liegt – umgerechnet 310 kWh/(m²a). Bestätigt werden diese Zahlen von proKlima-Hannover [proklima12].
Aufgrund der Ergebnisse dieser Feldstudie sind die Angaben des BMU/UBA um etwa ¼ auf 4300 GWh im Jahr 2010 nach unten zu korrigieren.

Der Anteil der Solarenergie am Endenergieverbrauch für Wärme liegt dann nicht mehr bei 0,4% nach [BMU 08/12], sondern bei nur noch 0,3%.

2 Aufgabenstellung und Lösungsstrategie

Im einleitenden Abschnitt des Berichtes wird erläutert, welche Ziele mit der Auswertung von Feldanlagen erreicht werden sollen. Die Vorgehensweise zum Erreichen des gesteckten Ziels wird ebenfalls erläutert.

2.1 Aufgabenstellung

Innerhalb des Projektes werden 14 Feldanlagen in unterschiedlicher Detailtiefe untersucht. Die Auswertung verfolgt mehrere Ziele:

- für alle Anlagen wird ein Jahresenergieflussbild erstellt, aus dem der Beitrag der Solarenergie an der Deckung aller benötigen Energiemengen sichtbar wird, die fossile Endenergie, der Kesselnutzungsgrad, die Wärmeverluste der Erzeuger und Speicher und die Nutzwärmemengen der angeschlossenen Abnehmer,
- für die Mehrzahl der Anlagen wird aus Messdaten kürzerer Messintervalle (Monate, Wochen, Tage) zusätzlich die Abhängigkeit der Messwerte von der Außentemperatur als Energieanalyse aus dem Verbrauch (E-A-V) bzw. als Monatswerte über der Zeitachse ausgewertet
- für alle Anlagen wird – mit einer Unsicherheit – abgeschätzt, wie groß die Endenergieeinsparung durch die Solaranlage tatsächlich ist,
- für alle Anlagen wird zusammengestellt, welche Schwachstellen das gewählte Solar-Kessel-Speicher-Regelungskonzept hat und wie diese ggf. zu verbessern wären,
- für die Mehrzahl der Anlagen wird das gewählte Versorgungskonzept – unabhängig von der Solarthermie – eingeschätzt, d.h. die Art der Ausstattung mit Wärmenetzen (Nahwärme, Heizungsnetz, Trinkwarmwassernetz),
- ausgewählte Anlagen mit größerer Messtechnikausstattung und höherer Datenerfassungsrate werden zusätzlich verwendet, um die Solar-Kessel-Simulation zu validieren.

Die Anzahl der untersuchten Anlagen ist höher als bei Antragstellung geplant – 14 statt 5. Die notwendige zusätzliche Ausstattung mit Messtechnik erwies sich als geringer als kalkuliert, da in vielen der ausgewerteten Anlagen bereits auf Kosten des Betreibers oder aus anderen Messprogrammen ausreichend viele und aussagekräftige Messpunkte erfasst wurden.

2.2 Vorgehensweise bei der Problemlösung

Die oben genannten Aufgaben erfordern unterschiedliche Lösungsansätze. Zentrales Element ist selbstverständlich die Messung von Energiemengen bzw. Volumenströmen und Temperaturen und deren Auswertung.

Die Messwerte entstammen teilweise einer zentralen Messwerterfassung, die für das Projekt aufgebaut oder erweitert wurde bzw. werden häufig von externer Stelle als Exceldaten zur Verfügung gestellt. In einem Fall wird manuell abgelesen. Eine Übersicht über die Messintervalle und Datenbezugsquellen liefert Kapitel 3.3.

Darüber hinaus werden Erkenntnisse bei der Begehung, der visuellen Auswertung von Hydraulik- und Regelschemen (Erfahrungswerte) und Vergleichsenergiekennzahlen aus anderen Projekten zur Problemlösung herangezogen.

Jahresenergieflussbild, Monatsanalyse und E-A-V

Für jede Anlage wird auf Basis einer möglichst vollständigen Jahresmessung ein Energieflussbild erstellt. Sofern die Messwerte eigentlich in feinerer Auflösung erfasst werden, ergeben sich die Energiemengen als Summenwerte. Eine Witterungskorrektur wird hierbei nicht durchgeführt.

Um den Verlauf aller Kennwerte abhängig von der Witterung darzustellen, wird auf Messwerte kürzerer Messintervalle – Monats-, Wochen- oder Tageswerte – zurückgegriffen. Sie werden als Monatswerte über der Zeitachse aufgetragen – Werte kürzerer Intervalle werden dabei als Monatssummen- bzw. Mittelwerte zusammengefasst. Alternativ werden die Messwerte als mittlere Leistungen über der Außentemperatur aufgetragen. Die zugehörigen Außentemperaturen entstammen den Angaben der Wetterdienste.

Die Zähleinrichtungen wurden dabei so platziert, dass die Messwerte Rückschluss auf die eingesetzten Energieträger, den Solarertrag (incl. oder excl. Speicher), die Nutzwärmemengen der angeschlossenen Verbraucher (teilweise getrennt nach Heizung und Warmwasser), den Nutzungsgrad des Erzeugers und seine Verluste ermöglichen. In fast allen Fällen werden Verlustkennwerte von Speichern und/oder Leitungsnetzen durch Differenzbildung zweier Zähler ermittelt.

Erreichte Endenergieeinsparung

Die durch die Solarthermieanlage erreichte Endenergieeinsparung (im Negativfall: der Mehrverbrauch) ist in allen Fällen ein rechnerischer Wert. Die reale Feldanlage kann nur im Zustand mit Solarthermie vermessen werden. Wie groß der Endenergieverbrauch ohne Solarthermie gewesen wäre, lässt sich nur mit einer gewissen Fehlerbandbreite abschätzen.

Der Nutzenergieverbrauch – d.h. die Energiemengen, die die Heizzentrale des betreffenden Objektes verlassen – werden als gegeben angenommen.

Es ist dann eine Annahme zu treffen, welche zusätzlichen Speicher- und Verteilnetzverluste sich allein aufgrund der Solarthermie ergeben haben bzw. wie die alternativen Verluste ohne Solarthermie sein könnten. Auch über eine geänderte Kesseleffizienz bei Abwesenheit der Solaranlage wird auf Basis der vorliegenden Messwerte eine Abschätzung getroffen.

Die erreichte Endenergieeinsparung ist daher nur in Form einer realistischen Bandbreite anzugeben.

Schwachstellenanalyse Technik

Die Schwachstellenanalyse erfolgt zum einen auf Basis von Messwerten. Sie lassen erkennen, welche Solarerträge, Speicherverluste, Kesselnutzungsgrade und -laufzeiten im Jahresgang zu verzeichnen waren. Darüber hinaus bieten Kennwerte zur Auslastung der Komponenten, personen- oder flächenbezogene Kennwerte Hinweise auf Fehldimensionierungen.

Hinsichtlich der gewählten Hydraulik wird das Konzept nach Sichtung der Hydraulikschemen ingenieurmäßig eingeschätzt – durch die Projektbearbeiter. Vorschläge zur Verbesserung werden benannt. Diese sind nur teilweise als Umbauvorschläge zu verstehen, da die damit verbundenen Kosten und Wirtschaftlichkeiten nicht geprüft wurden. Die Einschätzung ist vielmehr zur Optimierung künftiger Konzepte vor deren Erstellung zu verstehen.

Die Einschätzung, Analyse und Optimierung der Regelung erfolgt nur an ausgewählten Anlagen, da nicht für alle Anlagen eine Regelungsbeschreibung vorliegt.

Das Augenmerk bei der Schwachstellenanalyse der Technik bzw. der Zentrale liegt nicht nur auf der Solarthermieanlage und deren Einbindung, sondern auch auf der konventionellen Kesseltechnik.

Schwachstellenanalyse Konzept

Über die Komponenten der Technikzentrale hinaus sind die einzelnen Gebäude charakterisiert durch das gewählte Versorgungskonzept – mit Nahwärme oder als gebäudezentrales Netz.

Auf Basis der Messwerte zu abgenommenen Heizwärme- und Warmwassermengen und der technischen Verluste, insbesondere der Wärmeverteilung, können Rückschlüsse auf Gesamteffizienzen gezogen werden.

Anhand der Personenbelegung, Gebäudegeometrien und der Messwerte zu den technischen Verlusten des gebauten Zustandes wird eingeschätzt, ob das gewählte Versorgungskonzept optimal ist. Alternativkonzepte mit kleineren oder ohne Wärmenetze werden rechnerisch abgeschätzt und dem realisierten Zustand gegenüber gestellt.

Hierzu müssen wiederum Annahmen getroffen werden, mit welchen Leitungs- und Speicherverlusten sowie Erzeugereffizienzen die Alternativlösungen zu bewerten sind. Dies ist nur mit Unsicherheiten möglich – jedoch lässt sich eine Tendenz zu einem sinnvollen Versorgungskonzept ableiten.

Validierung der Solar-Kessel-Simulation

Die Messwerte von 3 ausgewählten Anlagen – Jena, Speyer, Norderney – werden in einer sehr hohen Taktrate (Sekunden, Minuten) erfasst. Mit dieser Detailtiefe gemessene Abnehmerprofile für Wärme und Warmwasser sind Grundlage der Validierung der Solar-Kessel-Simulation.

Das Abnehmerprofil des Gebäudes und seiner Nutzer werden als Anforderungsdatensatz für die Simulation verwendet. Die Simulation bestimmt auf dieser Basis die notwendigen Endenergiemengen, Taktraten, Kessellaufzeiten usw. Die so ermittelten Rechendaten werden mit den tatsächlich ebenfalls erfassten Kesseldaten verglichen.

Dieser Vergleich dient vor der eigentlichen Verwendung des TRNSYS-Modells dessen Validierung.

2.3 Aufbau des Berichtes

Der Bericht mit Erkenntnissen und Auswertungen der Feldanlagen ist in drei inhaltliche Schwerpunktbereiche gegliedert.

Kapitel 3 stellt die Grundlagen der Auswertung zusammen: Anlagenstandorte, Solar- und Versorgungskonzepte der Gebäude im vergleichenden Überblick. Messkonzepte, Messeinrichtungen, mögliche Messfehler und Einflüsse auf die Auswertung werden analysiert und die Theorie der Auswertung wird kurz erläutert.

Das Kapitel 4 widmet sich den 14 Feldanlagen im Detail. Je Anlage werden Gebäude und Nutzung, Anlagen- und Versorgungskonzept, Messtechnik und -ergebnisse vorgestellt. Die Energieflussdiagramme und Energieanalysen des Bestandes werden interpretiert. Verbesserungsvorschläge und Erkenntnisse für die konkrete Anlage werden abgeleitet.

Die Kapitel 5 und 6 fassen die Einzelauswertungen der Anlagen zusammen. Im Überblick aller Anlagen erfolgt zunächst eine Querauswertung der wichtigsten Kennwerte zur Solaranlage, zum Kessel, zu den Nutzenergien. Wiederkehrende Probleme aller Art – der Messdatenerfassung, der Anlagenhydraulik, Regelung, Wärmenetzverluste usw. – werden zusammengeführt. Empfehlungen, die sich hieraus verallgemeinern lassen, werden ausgesprochen. Alternativ werden Probleme benannt, die mit weiteren Analysen gelöst werden können.

3 Grundlagen

Kapitel 3 stellt die Grundlagen der Auswertung zusammen. Die Standorte der Anlagen und Gebäude werden im Überblick vorgestellt. Die Solarkonzepte sowie allgemeine Versorgungskonzepte werden erläutert.

Darüber hinaus werden die Messkonzepte und die jeweilige Messdatenerfassung der Gebäude beschrieben. Die Fehlerungenauigkeit der Messeinrichtungen und der damit verbundene Einfluss auf das Endergebnis werden analysiert.

Die Theorie zur Erstellung der Energieflussdiagramme und der Energieanalyse der Messdaten (E-A-V) wird kurz erläutert.

3.1 Standorte der Anlagen

Die 14 untersuchten Anlagen sind überwiegend in Norddeutschland zu finden. Tabelle 1 stellt die Adressen zusammen, Abbildung 3 zeigt die Standorte grafisch.

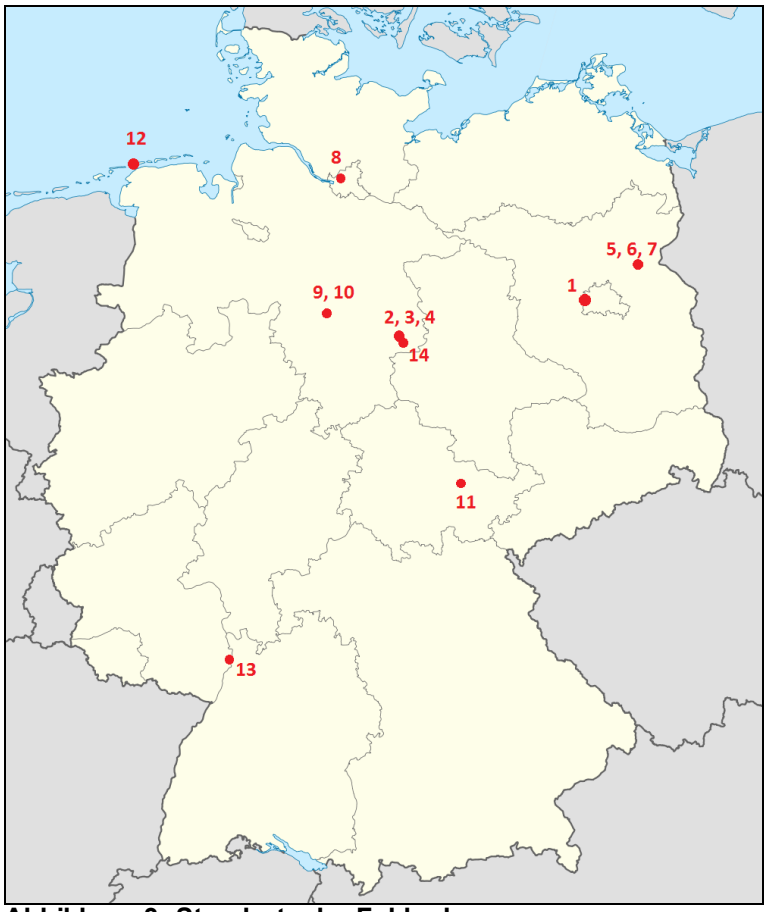


Abbildung 3: Standorte der Feldanlagen

Anlage	Hinweis	Adresse	Ort
1	c	Sotzmannstraße 3	13581 Berlin-Spandau
2	b	Allensteinstraße 25/26	38110 Braunschweig-Wenden
3	b	Eichendorffstraße 18/19	38110 Braunschweig-Wenden
4	b	Wurmbergstraße 9-13	38122 Braunschweig-Gartenstadt
5	c	Brautstraße 8-10	16225 Eberswalde
6	c	Gustav-Hirsch-Platz 1-3, 4-6, E.-Steinfurth Straße 14/15	16227 Eberswalde
7	c	Uckermarkstraße 30-36	16225 Eberswalde
8	b	Rellinger Straße 79-81	22527 Hamburg-Eimsbüttel
9	a	Magdeburger Straße 2/4	30179 Hannover-Vahrenheide
10	b	Olbersstraße 9/11	30519 Hannover-Döhren
11	a	Siegfried-Czapski-Straße 4-10	07749 Jena
12	a	Gorch-Fock-Weg 7 bzw. Gorch-Fock-Weg 1 und An der Reede 1-23	26548 Norderney
13	a	Elisabeth-Schleicher-Landgraf-Straße, Berta-Treib-Straße, Hermann-Langlotz-Straße, Mausbergweg 5/7/9 (Alter Schlachthof)	67346 Speyer
14	b	Am Roseneck 6	38302 Wolfenbüttel-Atzum
a: Anlagen aus Solarthermie 2000/2000+ mit detaillierter Messtechnikerfassung b: Anlagen, die für das vorliegende Projekt akquiriert und teilweise ausgestattet wurden c: Anlagen mit Ausstattung und Datenerfassung externer Betreiber			

Tabelle 1: Standorte bzw. Versorgungsgebiete der untersuchten Feldanlagen

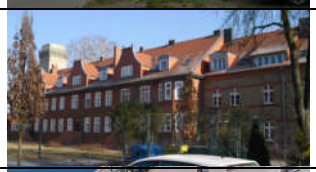
Die Anlagen wurden zu unterschiedlichen Zeiten akquiriert und unterschiedlich mit Messtechnik ausgestattet. Die Anlagen, die am längsten in der Untersuchung sind und auch die aufwändigste Messtechnik aufweisen entstammen den Solarthermie-Projekten – Anlagen 9, 12 und 13. Diese Anlagen sind seit etlichen Jahren in der Überwachung und wurden über die gesamte Projektlaufzeit des vorliegenden Projektes begleitet. Die Anlage in Jena ist seit 2010 in Betrieb und wird parallel von der TU Ilmenau untersucht.

Für das vorliegende Projekt akquiriert und anschließend teilweise oder vollständig mit deutlich einfacherer Messtechnik ausgestattet wurden die Anlagen 2, 3, 4, 8, 10 und 14. Diese Anlagen sind größtenteils erst seit Beginn des aktuellen Projektes im Monitoring. Sie wurden wenn möglich über die gesamte Projektlaufzeit des vorliegenden Projektes begleitet.

Darüber hinaus wurden 4 Anlagen – Anlage 1, 5, 6 und 7 – erst gegen Ende der Projektlaufzeit in die Auswertung mit übernommen. Die Ausstattung der Anlagen mit Messtechnik erfolgte außerhalb des Projektes. Das Monitoring bezieht sich auf Daten, die von den Betreibern oder anderen Externen zur Verfügung gestellt wurden.

3.2 Gebäude- und Anlagenübersicht

Die untersuchten Feldanlagen sind – mit einer Ausnahme – in Mehrfamilienhäusern bzw. Nahwärmenetzen mit Mehrfamilienhäusern installiert. Nachfolgende Tabelle 2 stellt die baulichen Grunddaten der Objekte zusammen. Darüber hinaus ist markiert, wie viele Gebäude jeweils zur Feldanlage gehören. Eine zusätzliche Übersicht mit Luftaufnahmen befindet sich im Anhang 7.2.

Feldanlage	Foto	Nutzung	Baukörper	Wohneinheiten	Baujahr	Modernisierung	Fläche, in m²	Bewohner
1 Sotzmannstraße		Alten- und Pflegeheim und betreutes Wohnen	1 MFH	k. A.	2010	---	5.689	ca. 91
2 Allensteinstraße		Wohnen	1 MFH	16	1968	teilweise ca. 2000-2005	1.120	ca. 32
3 Eichendorffstraße		Wohnen	1 MFH	16	1965	teilweise ca. 2000-2005	994	ca. 27
4 Wurmbergstraße		Wohnen	1 MFH	25	1935	vollständig 2010	1.426	ca. 26
5 Brautstraße		Wohnen	2 MFH	28	2002	---	1.508	ca. 38
6 Gustav-Hirsch-Platz		Wohnen	2 MFH	45	1900/ 1913/ 1916	teilweise 2000/ 2001	2.726	ca. 68
7 Uckermarkstraße		Wohnen	1 MFH	40	1976	vollständig 1999	2.450	ca. 61

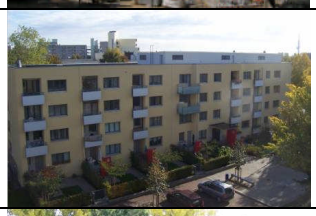
Feldanlage	Foto	Nutzung	Baukörper	Wohneinheiten	Baujahr	Modernisierung	Fläche, in m²	Bewohner
8 Rellinger Straße		Wohnen	1 MFH	36	2010	---	3.154	ca. 72
9 Magdeburger Straße		Wohnen	2 MFH	36	1962	vollständig 2006	2.930	ca. 100
10 Olbersstraße		Wohnen	2 MFH	30	1973	---	1.350	ca. 34
11 Siegfried-Czapski-Straße		Wohnen	4 MFH	57	2010	---	5.000	ca. 125
12 Gorch-Fock-Weg		Wohnen, Wirtschaftsbetriebe, Bauhof	5 RH 1 MFH Bauhof	37	2002	---	4866 Wo: 2960 Wi/B: 1906	ca. 124
13 Alter Schlachthof		Wohnen	21 RH/ MFH	63	2003 - 2009	---	9.800	ca. 217
14 Am Roseneck		Wohnen	1 EFH	1	1970	teilweise 2010	150	3

Tabelle 2: Gebäudeübersicht

Einen Überblick zur Anlagentechnik gibt Tabelle 3. Es ist vermerkt, wie viele Speicher vorhanden sind, wie groß die Solarthermieanlage ist und welche Leistung der Kessel aufweist.

Feldanlage	Kollektorfläche, in m²	Kollektorart*	Art der Solaranlage	Nahwärme	Zirkulation	Pufferspeicher, in l	Trinkwarmwasserspeicher, in l	Brennstoff	Kesselleistung, in kW	Wasserinhalt Erzeuger, in l	Kessel arbeitet auf Puffer	Kessel arbeitet auf Hydraulische Weiche
1 Sotzmannstraße	46,2	F	TWW	nein	ja	1000, 500	1000, 500	Gas	67-263	30	--	--
2 Allensteinstraße	15,48	F	Kombi	nein	ja	2 x 950	---	Gas	30,5-86,7	12	ja	--
3 Eichendorffstraße	15,48	F	Kombi	nein	ja	950	---	Gas	16,4-67,9	5,8	ja	--
4 Wurmbergstraße	33,18	F	Kombi	nein	ja	2 x 1000	---	Gas	19,0- 94,5	5,0	ja	ja
5 Brautstraße	27	F	TWW	nein	ja	1500	750	Gas	15,4-40,7 15,4-40,7	7,0 7,0	--	ja
6 Gustav-Hirsch-Platz	46	R	Kombi	nein	ja	4 x 500	2 x 550	Gas	35,5-104,7 35,5-104,7	240 240	--	--
7 Uckermarkstraße	52	F	TWW	nein	ja	4 x 750	2 x 500	Fernwärme	k. A.	--	--	--
8 Rellinger Straße	108	R	Kombi	nein	ja	6 x 1000	500	Gas	43-130	110	ja	--
9 Magdeburger Straße	124	F	Kombi	ja	ja	3 x 3000	2 x 550	Holz	45-150	432	ja	--
10 Olbersstraße	33,6	F	Kombi	nein	ja	2 x 950	---	Gas	141-203,2	376	--	--
11 Siegfried-Czapski-Straße	295	F	Kombi	ja	(ja)	30.000, 1000	---	Gas	27-95,6 27-95,6	12,8 12,8	--	ja
12 Gorch-Fock-Weg	194,9	F	Kombi	ja	(ja)	2 x 5.000	(5 x 120, 1 x 400)	Gas	257,8-319 123,1-310	298 648	--	ja
13 Alter Schlachthof	544,9	F	Kombi	ja	(ja)	100.000	---	Gas	173-575	570	ja	--
14 Am Roseneck	14	F	Kombi	nein	ja	1000	---	Gas	4,8-23,9	2,5	--	ja
* F = Flachkollektor, R = Röhrenkollektor												

Tabelle 3: Technikübersicht

Weitere Details sind in den Einzelkapiteln zu jeder Feldanlage (Kapitel 4) beschrieben.

3.3 Messeinrichtungen und Zählerwerte

In den Anlagen sind diverse Messeinrichtungen installiert, die teils auf eine zentrale Datenerfassung aufgeschaltet sind, teils manuell ausgelesen werden. Tabelle 4 gibt einen Überblick über die Messstellen, welche für die Erstellung der Energiebilanz herangezogen werden.

Angaben zu Zähleinrichtungen (Messorte und Stückzahlen von Zählern)	Primärzähler	Kollektorkreisertrag	Kesselwärmeabgabe	Raumheizung	Heizungsunterstützung	Warmwasserbereitung komplett	Trinkwarmwasser	Zirkulation	Warmwasserzähler	Netzeinspeisung	Netzabnahme	sonstige
1 Sotzmannstraße	Gas	2		2		2			2			
2 Allensteinstraße*	Gas	1	1	1			1	1	1			
3 Eichendorffstraße *	Gas	1	1	1			1	1	1			
4 Wurmbergstraße	Gas	1	1	1		1			1			
5 Brautstraße	Gas	1		1		1			1			
6 Gustav-Hirsch-Platz	Gas	1	1		1		1		1			
7 Uckermarkstraße	FW	1				1			1			
8 Rellinger Straße	Gas	1	1	1	1		1	1				
9 Magdeburger Straße**	Schn ecke	1	1							1	2	
10 Olbersstraße	Gas	1	1	1			1	1				
11 Siegfried-Czapski-Straße**	Gas	2	2							1	4	
12 Gorch-Fock-Weg**	Gas	1	1								div.	Wirtschaftsbetriebe, Bauhof
13 Alter Schlachthof**	Gas	1	1							1	div.	
14 Am Roseneck	Gas	1		1								
* gemischt Wärmemengenzähler sowie Volumenstrom- und Temperaturmessung ** ausschließlich separate Volumenstrom- und Temperaturmessung												

Tabelle 4: Messorte und Messeinrichtungen

Die Messstellen sind auch in den Energieflussdiagrammen der einzelnen Feldanlagen markiert.

Messunsicherheit und Plausibilitätsprüfung

Die Messeinrichtungen weisen Messungenauigkeiten auf. Während der Messung wurden aus diesem Grund Zähler ausgewechselt, da Messergebnisse unplausibel erschienen.

Die für diesen Bericht ausgewerteten Zählerwerte wurden als plausibel angesehen. Plausibilitätsprüfungen sind:

- sind Unterzählerzählersummen kleiner als die Hauptzählerwerte,
- passt der Trinkwarmwasserverbrauch zur Wärmemenge für die Trinkwarmwasserbereitung,
- passen Gas- und Kesselwärmemengen zueinander, so dass sich ein plausibler Nutzungsgrad ergibt – auch als Monatswert,

Dennoch sind Messfehler wahrscheinlich. Insbesondere eine Problematik ergibt sich für alle Zählerkonstellationen, bei denen die Differenzmessung ausgewertet werden soll. Ein typischer Fall ist die Differenzmessung der Wärmeverluste von Speichern bzw. der gesamten Heizzentrale. Es werden alle Eingangsenergieströme erfasst: Kesselwärmeabgabe, Solarkreisertrag. Darüber hinaus auch alle Ausgangsenergieströme: Raumheizung und Trinkwarmwasserbereitung.

Die Differenzenergiemenge der Ein- und Ausgangszähler ist der gesuchte Wärmeverlust der Zentrale. Aus zwei sehr großen Wärmemengen mit entsprechend großen absoluten Messunsicherheiten (Kesselwärmeabgabe und Raumheizung) soll hier eine eigentlich sehr viel kleinere Differenz ermittelt werden. In ungünstigen Konstellationen kann hier der Messfehler größer als die eigentliche Messgröße werden. Daher werden die sich ergebenden Wärmeverluste der Zentrale in allen Fällen auf Plausibilität geprüft.

Messdatenfrequenz und Datenübermittlung

Tabelle 5 gibt einen Überblick über die Datenbasis, die für die energetische Bewertung der Feldanlagen zur Verfügung stand. Bei praktisch allen Anlagen erlauben die Messwerte eine Analyse der Energiekennwerte im Jahresverlauf – über der Zeit bzw. der Außentemperatur.

Anlage	Messdatenfrequenz	Datenübermittlung
1 Sotzmannstraße	teilweise Jahreswerte, teilweise Monatswerte	Exceltabelle des Betreibers, zusätzlich eigene Zählerablesung vor Ort
2 Allensteinstraße	Wochenwerte	Exceltabelle eines externen Monitorings
3 Eichendorffstraße	Wochenwerte	Exceltabelle eines externen Monitorings
4 Wurmbergstraße	Monatswerte	eigene Zählerablesung vor Ort
5 Brautstraße	teilweise Monatswerte, teilweise Wochenwerte	Exceltabelle eines externen Monitorings
6 Gustav-Hirsch-Platz	teilweise Monatswerte, teilweise Wochenwerte	Exceltabelle eines externen Monitorings
7 Uckermarkstraße	teilweise Monatswerte, teilweise Wochenwerte	Exceltabelle eines externen Monitorings
8 Rellinger Straße	Tageswerte, 2-Monatswerte	zentrale Messwerterfassung ohne Datenleitung, zusätzlich eigene Zählerablesung vor Ort
9 Magdeburger Straße	Tageswerte, Monatswerte	zentrale Messwerterfassung mit Datenleitung, zusätzlich Exceltabelle des Betreibers
10 Olbersstraße	Monatswerte	Exceltabelle des Betreibers
11 Siegfried-Czapski-Straße	Tageswerte, Minuten/Sekundenwerte	zentrale Messwerterfassung mit Datenleitung
12 Gorch-Fock-Weg	Tageswerte, Minuten/Sekundenwerte	zentrale Messwerterfassung mit Datenleitung
13 Alter Schlachthof	Tageswerte, Minuten/Sekundenwerte	zentrale Messwerterfassung mit Datenleitung
14 Am Roseneck	Wochenwerte	Exceltabelle des Betreibers

Tabelle 5: Messfrequenz und Messdatenübermittlung

Zusätzlich zu den Anlagendaten werden die Außentemperaturen des Standortes bzw. einer Wetterstation in der Nähe eingeholt. Es handelt sich hierbei um Tagesmittelwerte, so dass keine Energieanalysen von Zeiträumen unter einem Tag durchgeführt werden.

Für die Anlagen 11, 12 und 13 sind alle Messwerte auch in sehr viel kleineren Messintervallen verfügbar. Diese Daten werden verwendet, um das Kesselmodell für die Simulation zu validieren – siehe Berichtsteile 2 und 4.

3.4 Energieflussdiagramme und Energieanalyse aus dem Verbrauch

Aus den Messwerten werden Energiebilanzflussbilder erstellt sowie Auftragungen verschiedener Abhängigkeiten – mit der Zeit oder der Außentemperatur als Bezugsgröße – ausgewertet. Nachfolgend wird die Vorgehensweise bei der Erstellung der Grafiken kurz erläutert.

Jahresenergiebilanzen

Auf Basis der Jahresenergiemengen eines repräsentativen Zeitraumes von etwa einem Jahr werden Energieflussdiagramme des Typs 1 oder 2 erstellt - Abbildung 4 bzw. Abbildung 5. Dabei ist folgendes anzumerken:

Die Endenergie für Gas ist bezogen auf den Brennwert H_S angegeben. Der Brennwert ist beim Versorger erfragt worden bzw. der Abrechnung entnommen. Bei Holz wurde ein Brennwert für Pellets angenommen, bei Fernwärme entspricht die Endenergie der gelieferten Energiemenge.
Der Nutzungsgrad des Kessels ist ebenfalls brennwertbezogen angegeben. Nutzungsgrade sind entsprechend auf den ersten Blick schlechter als gemeinhin in der Literatur bzw. von Kesselherstellern (Heizwertbezug) angegeben. In der gewählten Darstellung kann der Nutzungsgrad maximal bei 100 % liegen. Der Umrechnungsfaktor beträgt bei Gas H_s/H_i = 1,11. Auch die Kesselverluste sind brennwertbezogen angegeben.

In den Bilanzflussbildern des Typs 1 sind die Positionen der Messstellen angegeben. Größen ohne Markierung sind entsprechend aus Differenz- oder Summenbildung ermittelt.

In den Energieflussbildern wird gekennzeichnet, dass einzelne Bilanzanteile sich weiter untergliedern würden – z.B. die Messung der Raumheizung grundsätzlich die Rohrnetzverluste (innerhalb und ggf. außerhalb des beheizten Bereichs) und die eigentliche Nutwärmeabgabe der Heizkörper enthält. Der entsprechende Bilanzpfeil ist zweigeteilt gezeichnet, wobei dieser schematischen Zeichnung keine Zahlenwerte zugrunde liegen.

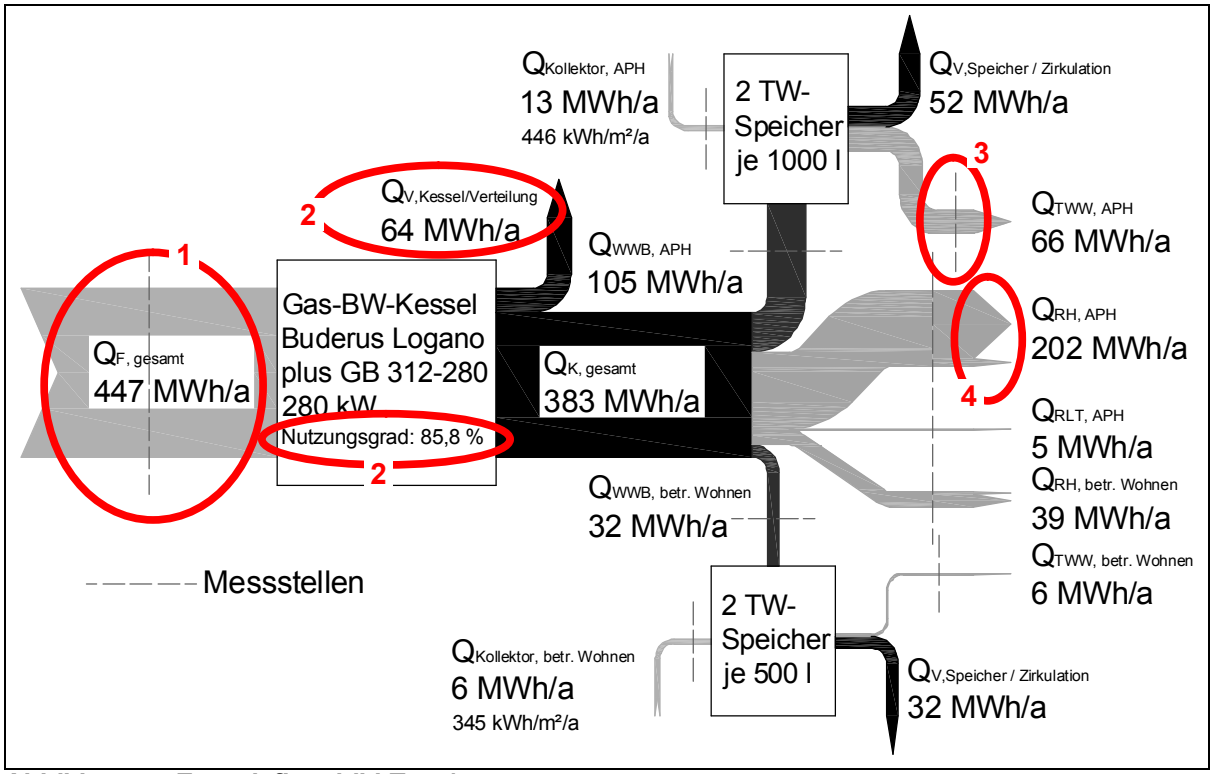


Abbildung 4: Energieflussbild Typ 1

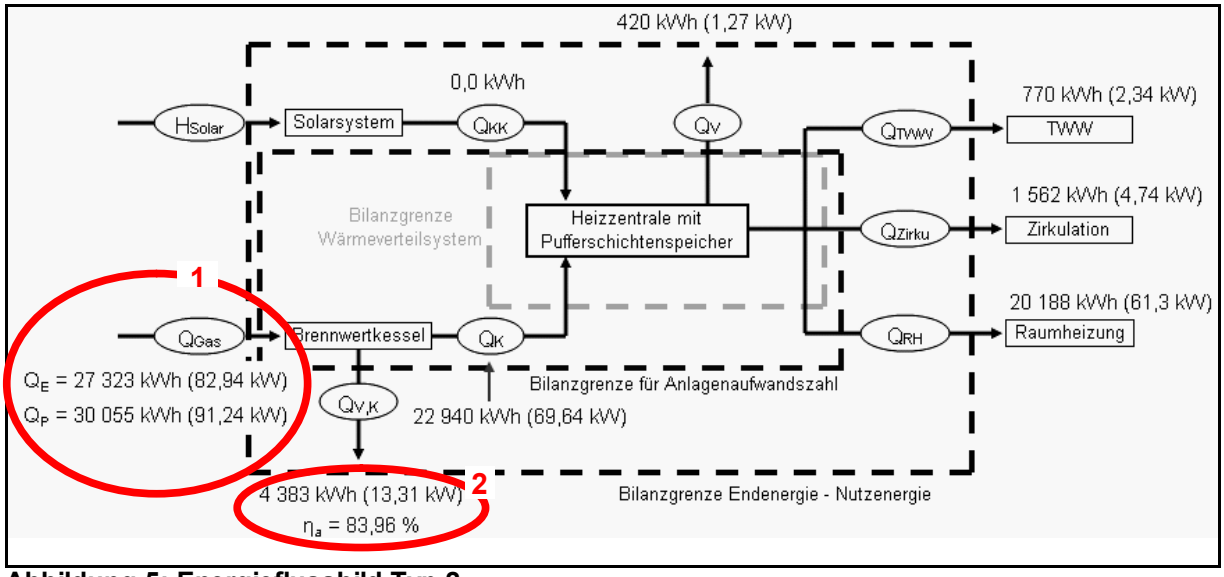


Abbildung 5: Energieflussbild Typ 2

Die Bilanzflussbilder unterscheiden sich in den Details von Anlage zu Anlage, da jeweils unterschiedliche Speicherkonzepte, Arten der Warmwasserbereitung und Anzahlen von Wärmeerzeugern zum Einsatz kommen. Bilanzdarstellungen des Typs 2 zeigen die Kennwerte für verschiedene Bilanzgrenzen: Endenergie, Nutzenergie, Anlagenaufwandszahl.

Grundsätzlich sind links die eingesetzten Energieträger eingetragen (Gas, Fernwärme, Holz, Solarwärme). Der mittlere Bereich beschreibt die Speicher bzw. die Zentrale. Der rechte Bildteil zeigt die Nutzenergie, ggf. incl. Verteilnetzverluste.

Die Zahlen in den Energieflussbildern sind grundsätzlich nicht witterungskorrigiert.

Zeitbezogene Auswertungen

Da die meisten Größen als Monatswerte bzw. mit noch feinerer Auflösung erfasst werden, lassen sich die Ergebnisse der Energiebilanz, aber auch Strahlungs- und Temperaturdaten oder Kennwerte wie der Nutzungsgrad im Zeitverlauf darstellen. Beispiele zeigt Abbildung 6.

Allen Auswertungen gemein ist: wo notwendig sind brennwertbezogene Kennwerte aufgetragen und es ist keine Witterungskorrektur erfolgt.

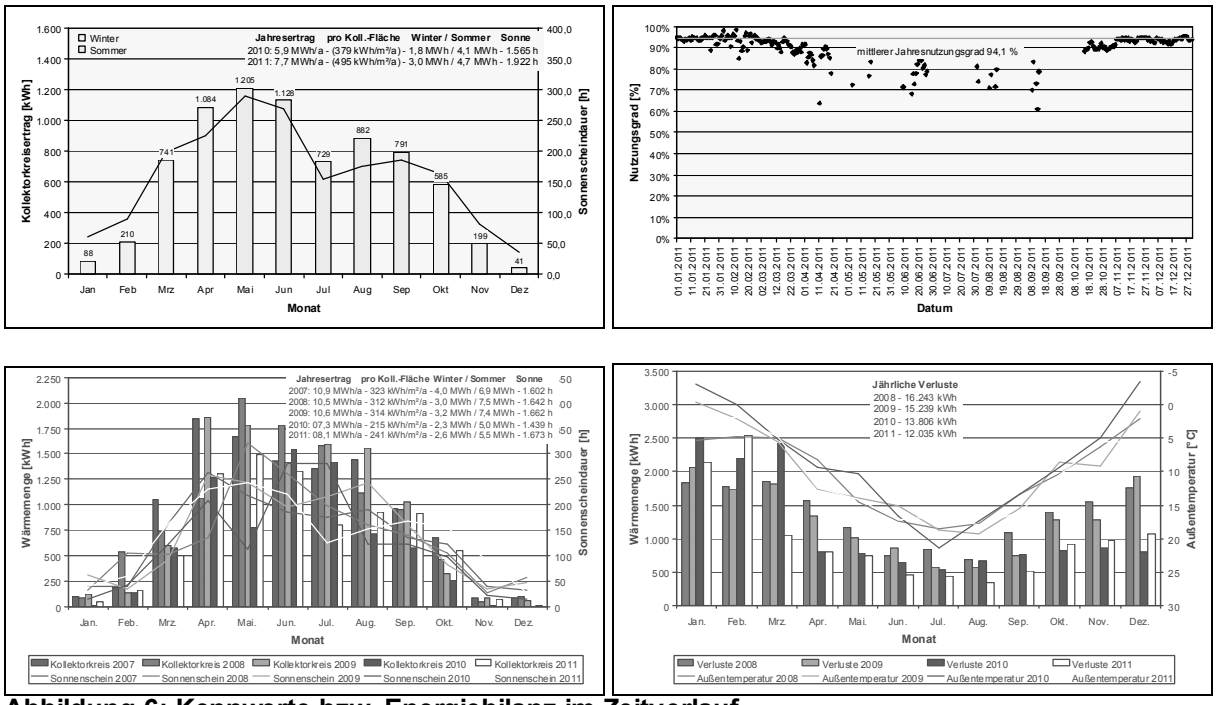


Abbildung 6: Kennwerte bzw. Energiebilanz im Zeitverlauf

Für einzelne Anlagen sind die Verluste der Technik bzw. die Bilanzflüsse zusätzlich als Halbjahresbilanzen aufgetragen, siehe Abbildung 7. Die Monate der Heizzeit sind projektbezogen festgelegt.

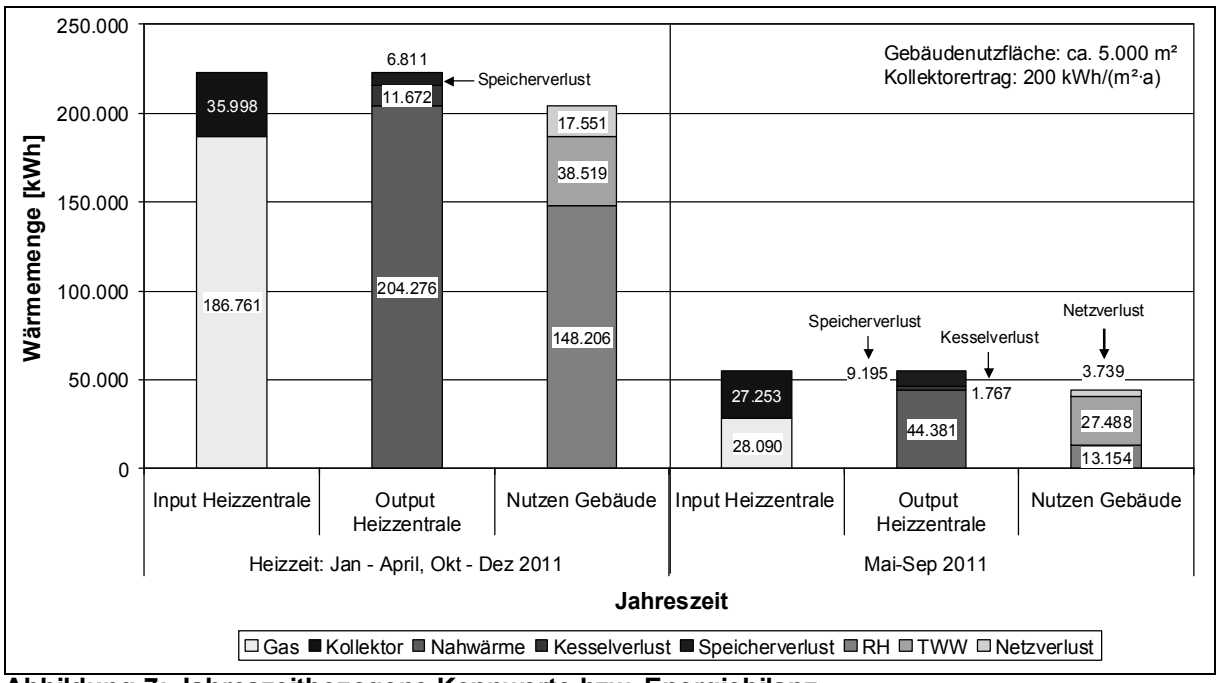


Abbildung 7: Jahreszeitbezogene Kennwerte bzw. Energiebilanz

Energieanalyse aus dem Verbrauch – E-A-V

Neben der zeitbezogenen Darstellung von Messwerten werden Auftragungen über die Außentemperatur vorgenommen, beispielsweise in Abbildung 8 für Wärmemengen und in Abbildung 9 für die Endenergie Gas desselben Gebäudes.

Die mittleren Außentemperaturen auf der Abszisse entstammen den Angaben der Wetterdienste. Da dies i. d. R. Tagesmittelwerte sind, müssen hier Mittelwerte für den Messzeitraum gebildet werden. Die Leistungen auf der Ordinate sind mittlere Leistungen im jeweiligen Messzeitraum. Sie ergeben sich aus der jeweiligen Zählerstandsdifferenz (in kWh) dividiert durch die Messzeit (in h).

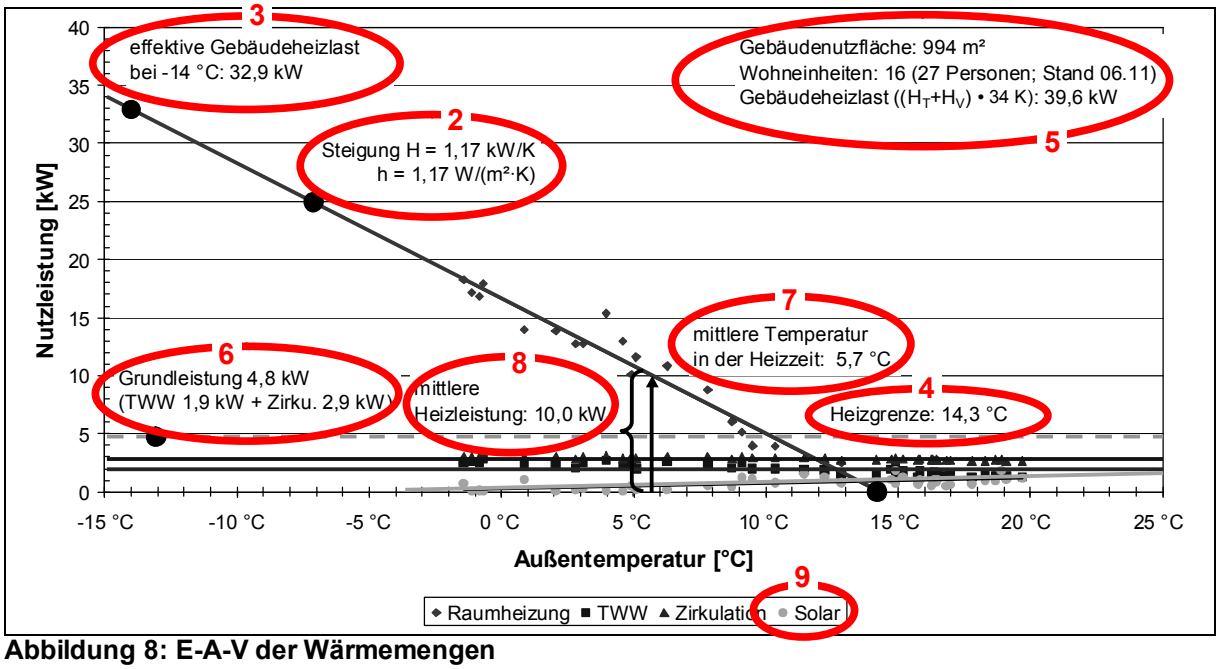


Abbildung 8: E-A-V der Wärmemengen

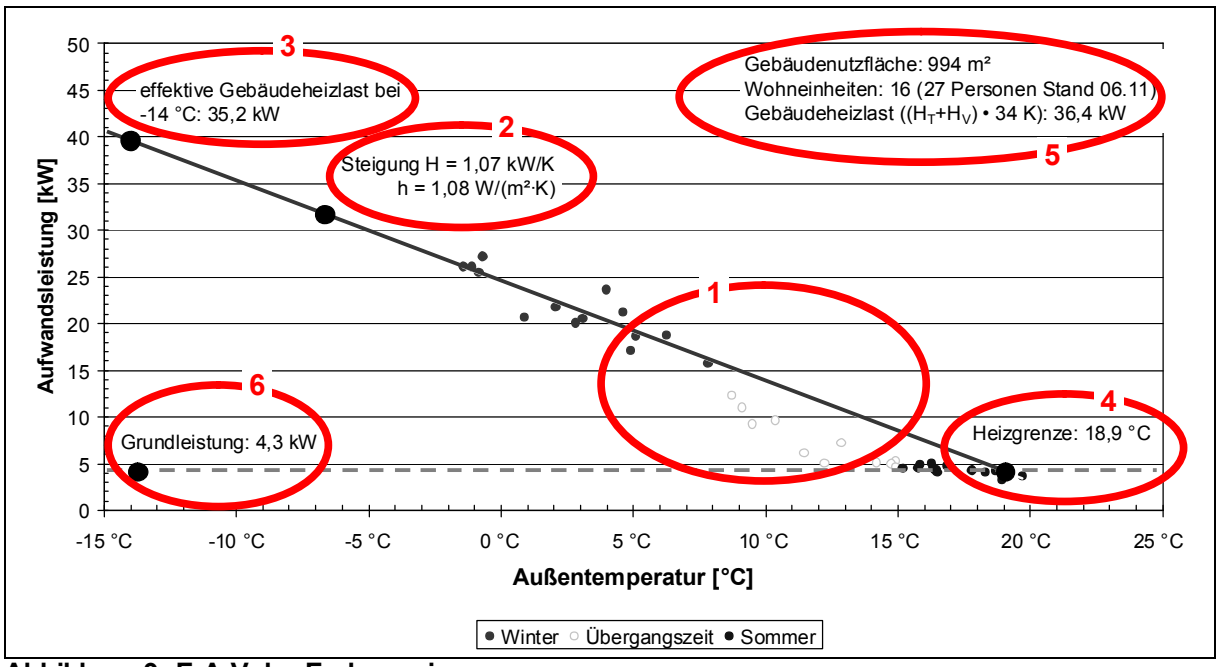


Abbildung 9: E-A-V der Endenergiemenge

Folgende Anmerkungen sind zu den eingetragenen Größen und Kennwerten zu machen:

Für alle Messintervalle, d.h. Tage, Wochen, Monate oder beliebige Zeiträume werden die mittlere Außentemperatur sowie die mittlere Leistung bestimmt und jeweils als Punkt in das Diagramm eingetragen. Die Messpunkte werden ggf. – bei den Zählern, die den Heizungsverbrauch enthalten – unterschieden in Messpunkte des Sommers, Winters und der Übergangszeit. In der Winterzeit ist von durchgehendem Heizbetrieb auszugehen, in der Übergangszeit enthalten Messintervalle ggf. heizfreie und Heiztage, der Sommer ist heizfrei. Für alle Punktwolken werden Ausgleichsgeraden erzeugt.

Die Ausgleichsgerade des Zählers für Raumheizung bzw. auch des Gaszählers weist eine ausgeprägte Abhängigkeit von der Außentemperatur auf. In beiden Fällen lässt sich eine Steigung H (in kW/K) berechnen, der Verlustkennwert. Er gibt den Leistungszuwachs für Raumheizung bzw. Gas bei fallenden Außentemperaturen an. Dabei ist anzumerken, dass der aussagekräftigere Wert der beiden auf den Wärmemengenmessungen der Raumheizung basiert. Der Endenergieverbrauch für Gas korreliert schlechter mit der Außentemperatur, da er zusätzlich vom Solarertrag beeinflusst wird und in der Übergangszeit unterproportional gering ist. Die Größe H kann zusätzlich – zum Vergleich der Gebäude untereinander – auf die Wohnfläche bezogen werden. Der resultierende Kennwert ist h, der flächenbezogene Verlustkennwert, in W/(m²K).

Wird die Ausgleichsfunktion des Raumheiz- und Endenergiezählers in den Bereich extremer Außentemperaturen (z.B. -14°C) extrapoliert, können Leistungsmaxima ermittelt werden. Auf Basis des Raumheizzählers ergeben sich in etwa die Leistungsbedarfswerte des beheizten Bereiches (Wärmeabgabe der Heizkörper und Rohrleitungen) zzgl. der Kellerleitungen. Wird der Endenergie- bzw. Gaszähler zugrunde gelegt, ergibt sich die maximale effektive Feuerungsleistung. In beiden Fällen wird – da Messwerte verwendet werden – eine effektive Leistung bestimmt. Sie berücksichtigt die aufgetretenen Wärmegewinne.

Der Wärmeleistungsbedarf der Raumheizung wird null, wenn die Heizgrenztemperatur erreicht ist. Eine näherungsweise Heizgrenztemperatur (Tagesaußentemperaturmittel) wird aus den Messwerten bzw. der Ausgleichsgerade und deren Nullstelle ermittelt (Abbildung 8). Sofern die Heizgrenztemperatur auf Basis von Zählerdaten ermittelt wird, die auch nicht witterungsabhängige Anteile (Warmwasserbereitung) enthält, ergibt sie sich, wenn ein konstantes sommerliches Grundleistungsniveau erreicht ist (Abbildung 9).

Die Heizgrenztemperatur liegt unterhalb der Raumtemperatur. Da der beheizte Bereich Wärmegewinne bezieht, die einen Teil der Wärmeverluste decken, beginnt die aktive Beheizung erst unterhalb der Heizgrenztemperatur. Die aus dem Gasverbrauch ermittelte Heizgrenztemperatur ist ungenauer, da wegen der Solarthermieerträge kein linearer Zusammenhang zwischen Gasverbrauch und Außentemperatur besteht.

Für die Wärmeerzeugerauswahl ist die maximale Heizlast ohne Wärmegewinne maßgeblich. Unterstellt man eine Raumtemperatur von 20°C sowie eine minimale Außentemperatur von z.B. -14°C und den aus Messdaten bestimmten Zuwachs H für die Heizleistung, lässt sich die gesuchte Gebäudeheizlast bestimmen. Sie liegt oberhalb der effektiven Gebäudeheizlast. Sofern die Messdaten es erlauben, sollte der Zähler für die Raumheizung zugrunde gelegt werden und nicht der Gaszähler.

Die Zählerauswertung von Warmwasserzählern (Nutzwärme, Zirkulation, Nutzwärme +Zirkulation) führt zu einer nahezu witterungsunabhängigen Grundlast. Auch der sommerliche Sockel des Gasverbrauchs zeigt den Sockel (incl. Technikverlusten) an.

Mit Hilfe der Heizgrenztemperatur kann das Jahr in eine Heizzeit und die heizfreie Zeit unterteilt werden. Werden die Tagesaußentemperaturen aller Heiztage gemittelt, ergibt sich die mittlere Außentemperatur in der Heizzeit. Ein Tag mit dieser Außentemperatur repräsentiert den mittleren Verbrauchsfall.

Zur mittleren Außentemperatur der Heizzeit gehört eine mittlere Heizleistung. Diese Leistung ergibt mit der Anzahl der Heiztage multipliziert einen Jahresenergieverbrauch für Raumheizung.

Auch für die Solarthermieanlage werden alle Messwerte in das E-A-V-Diagramm eingetragen und eine Ausgleichsfunktion gebildet. Insbesondere wird so ersichtlich, welchen Anteil des Leistungsgrundsockels die Solarthermie im Mittel abdecken kann.

Die weitere Theorie zu dieser Art der Auswertung ist in [E-A-V] beschrieben.

Energieanalyse des Kessels

Für viele Anlagen werden in gleichen Messintervallen Gasverbräuche (umgerechnet brennwertbezogene Energiemengen) und die erzeugte Kesselnutzwärme mitgeschrieben.

Die erfassten Energiemengen (in kWh) können mit Hilfe des Messzeitraumes (in h) in mittlere Dauerleistungen umgerechnet werden. Trägt man diese Messwerte in ein Diagramm mit der genutzten Kesselleistung auf der Abszisse und der aufgewendeten Gasfeuerungsleistung auf der Ordinate erhält man eine Energieanalyse des Kessels. Aus dieser Auftragung lassen sich folgende Erkenntnisse ziehen:

Aus einer linearen Regression der Messpunkte ergibt sich eine Ausgleichsgerade mit einem ausgesprochen hohen Regressionsgrad. Die Funktion stellt den Zusammenhang von Aufwand und Nutzen dar. Sie hat einen Achsenabschnitt (der die nutzenunabhängigen Verluste repräsentiert) und eine Steigung (stellvertretend für die nutzenabhängigen Umwandlungsverluste).

Aus der Steigung und dem Achsenabschnitt der Ausgleichsfunktion sowie der Kesselleistung können die beiden Kesselgrößen η_K und q_B abgleitet werden. Der Kesselwirkungsgrad und die Betriebsbereitschaftsverluste ergeben sich unter den Betriebsbedingungen der spezifischen Anlage. Sie lassen sich mit Herstellerangaben vergleichen. Die Theorie ist in [E-A-V] beschrieben.

Ist die mittlere benötigte Kesselleistung eines Jahres bekannt (z.B. aus der Energieanalyse der Abnehmer, siehe Abbildung 8), kann eine mittlere Kesselbelastung bestimmt werden. Hier 11,4 kW bzw. 16,3 % der Kesselleistung von 70 kW. Es kann weiterhin eine mittlere Aufwandsleistung (hier 13,3 kW) und ein mittlerer Nutzungsgrad (hier 85,8 %) bestimmt werden.

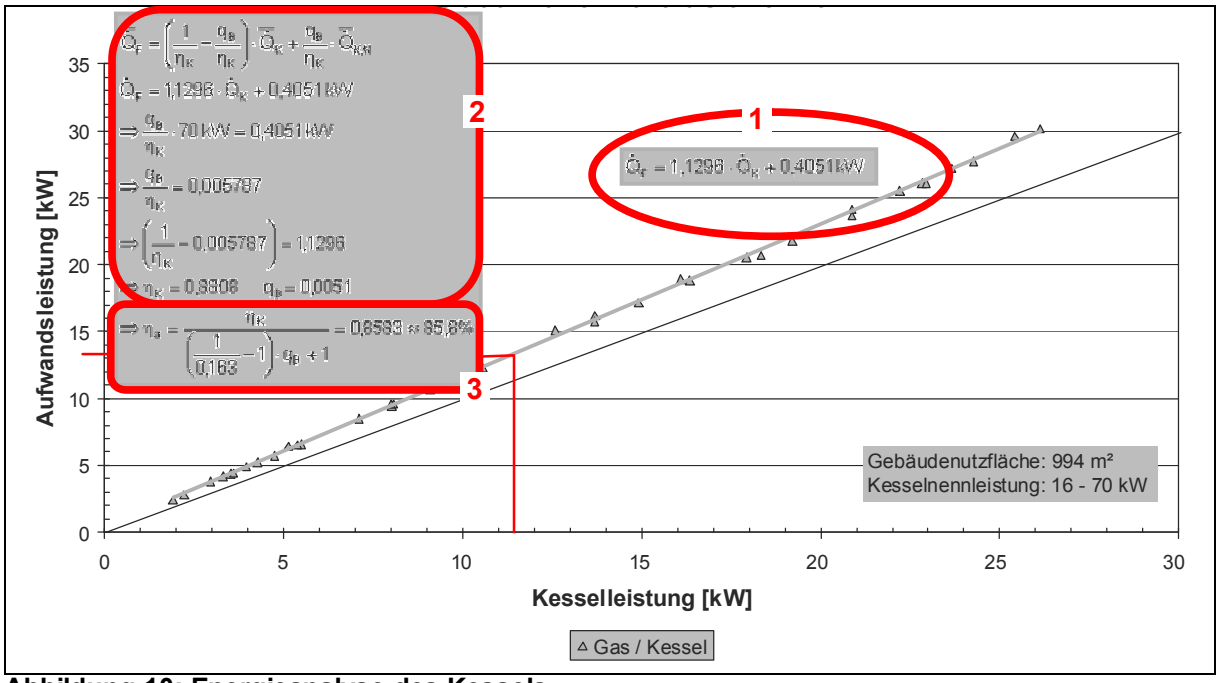


Abbildung 10: Energieanalyse des Kessels

Witterungskorrektur

Es werden innerhalb des gesamten Berichtes in der Regel keine Witterungskorrekturen vorgenommen, wenn nur für ein Jahr Messwerte vorhanden sind.

Eine Witterungskorrektur der Messwerte wurde nur bei Anlagen durchgeführt, bei denen über mehrere Jahre der Gasverbrauch bekannt ist, um hier die Jahre miteinander vergleichen zu können.

Kennwerte

Die gemessenen Bilanzflüsse und Energiemengen werden zusätzlich in Form von Kennwerten dargestellt. Sie sind untereinander und mit der Literatur vergleichbar. Die in Tabelle 6 zusammengestellten Kennwerte werden – sofern die Messwerte es zulassen – für alle Feldanlagen ermittelt.

Bilanzumfang	Beschreibung der Größe	Formelzeichen	Einheit(en)
Kessel	Erzeugerverlust als Energiemenge	Q_g	kWh/a
		q_g	kWh/m²a, kWh/Pa
	Erzeugerverlust als Dauerleistung	$\dot{Q}_g$	W
		$\dot{q}_g$	W/m², W/P
	Belastung bzw. Auslastung bezogen auf die Nennleistung	φ	%
	Verhältnis von Kesselnennleistung und genäherter Gebäudeheizlast als Grad der Überdimensionierung	$\dot{Q}_K/\Phi$	-
	Kesselwasserinhalt	V_K	l
	Kesselnutzungsgrad (brennwertbezogen)	η_a	%
	mittlerer Kesselwirkungsgrad, brennwertbezogen	η_K	%
	mittlerer Betriebsbereitschaftsverlust	q_B	-
	Jahresdeckungsanteil des Kessels an der Energielieferung	α_K	%
Kollektorkreis bzw. Solarthermie	Kollektorkreisertrag als Energiemenge	Q_{sol} | Q_{KK}	kWh/a
		q_{sol}	kWh/m²a, kWh/Pa
	Kollektorkreisertrag als Dauerleistung	$\dot{Q}_{sol}$	W
		$\dot{q}_{sol}$	W/m², W/P
	auf die Kollektorfläche bezogener Ertrag	e_{sol}	kWh/m²a
	Jahresdeckungsanteil der Solarthermie an der Energielieferung	α_{sol}	%
	Kollektorfläche je Person		m²/P
	Kollektorfläche je beheizte Fläche		m²/m²
	Speichervolumen je Kollektorfläche		l/m²
Wärmeverluste der Heizzentrale	Wärmeverluste der Zentrale als Energiemenge	Q_Z	kWh/a
		q_Z	kWh/m²a, kWh/Pa
	Wärmeverluste der Zentrale als Dauerleistung	$\dot{Q}_Z$	W
		$\dot{q}_Z$	W/m², W/P
Warmwassernutzen	Warmwassermenge	V_{TWW}	m³/a,
		v_{TWW}	m³/m²a, m³/Pa, l/Pd
	Nutzwärmemenge für Warmwasser als Energiemenge	Q_{ww}	kWh/a
		q_{ww}	kWh/m²a, kWh/Pa
	Nutzwärmemenge für Warmwasser als Dauerleistung	$\dot{Q}_{ww}$	W
		$\dot{q}_{ww}$	W/m², W/P
Verteilverluste Warmwasser	Verteilverlust als Energiemenge	$Q_{d,ww}$	kWh/a
		$q_{d,ww}$	kWh/m²a, kWh/Pa
	Verteilverlust als Dauerleistung	$\dot{Q}_{d,ww}$	W
		$\dot{q}_{d,ww}$	W/m², W/P
	Verteilungsnutzungsgrad Warmwasser	$\eta_{d,ww}$	%
Warmwasser (Nutzwärme plus Verteilverlust)	Energiemenge für Warmwasser	Q_W	kWh/a
		q_W	kWh/m²a, kWh/Pa
	Dauerleistung für Warmwasser	$\dot{Q}_W$	W
		$\dot{q}_W$	W/m², W/P
	Anteil der Warmwasserbereitung an der gesamten Energielieferung der Zentrale	α_W	%
Raumheizung (Nutzwärme plus Verteilverlust)	Energiemenge für Raumheizung	Q_H	kWh/a
		q_H	kWh/m²a, kWh/Pa
	Dauerleistung für Raumheizung	$\dot{Q}_H$	W
		$\dot{q}_H$	W/m², W/P
	Anteil der Raumheizung an der gesamten Energielieferung der Zentrale	α_H	%
	Heizgrenztemperatur	ϑ_{HG}	°C
	genäherte Gebäudeheizlast (ohne Wärmegewinne)	Φ	kW
	außentemperaturbezogene Wärmeverluste	H	W/K
	außentemperatur- und wohnflächenbezogene Wärmeverluste	h	W/m²K
Wärmeabgabe der Zentrale (Heizung und Warmwasser, Verluste und Nutzen)	aus der Zentrale gelieferte Energiemenge	Q_{HW}	kWh/a
		q_{HW}	kWh/m²a, kWh/Pa
	aus der Zentrale gelieferte Dauerleistung	$\dot{Q}_{HW}$	W
		$\dot{q}_{HW}$	W/m², W/P
	endenergiebezogener Nutzungsgrad der Zentrale	η_Z	%
Wärmeverlust der Nahwärme	Nahwärmenetzverlust als Energiemenge	Q_N	kWh/a
		q_N	kWh/m²a, kWh/Pa
	Nahwärmenetzverlust als Dauerleistung	$\dot{Q}_N$	W
		$\dot{q}_N$	W/m², W/P
	Nutzungsgrad des Nahwärmenetzes	η_N	%

Tabelle 6: Kennwerte bei der Auswertung der Messwerte

3.5 Wichtige Begriffe

Beheizte Fläche

Bezugsfläche für die Angabe von Energiekennwerten in diesem Bericht.

Im Allgemeinen wird der beheizte Anteil der Wohnfläche bzw. bei Nichtwohnbauten die beheizte Nettogrundfläche zu Grunde gelegt.

Im Rahmen dieses Projektberichtes wurde die beheizte Fläche der Gebäude nicht selbstständig ermittelt, sondern von den Gebäudebesitzern bzw. Anlagenbetreibern angegeben oder vorliegenden Dokumentationen entnommen. Bei den Mehrfamilienhäusern ist davon auszugehen, dass die Fläche niedrig bzw. indirekt beheizter Treppenhäuser nicht Teil der Flächenangabe ist.

Kollektorfläche

Bei Kollektoren wird in Bruttofläche, Aperturfläche oder Absorberfläche unterschieden.

Für alle Anlagen wurde eine der oben genannten Flächen seitens der Gebäudebesitzer oder Anlagenbetreiber genannt. Es ist in den meisten Fällen nicht genau bekannt, um welche Flächenangabe es sich handelt. Es fehlen Revisionsunterlagen bzw. Herstellerunterlagen. Es ist davon auszugehen, dass es sich in der Mehrzahl um Aperturflächen handeln dürfte.

Vereinfacht werden alle Angaben als "Kollektorfläche" im Rahmen dieses Projektberichtes zusammengefasst.

Heizwert und Brennwert

Angaben des Energiegehaltes von Brennstoffen. Beim Heizwert nur die Energiemenge, die durch chemische Umwandlung des jeweiligen Kohlenwasserstoffes in gasförmige Verbrennungsprodukte CO_2 und H_2O theoretisch zu gewinnen ist. Der Brennwert enthält zusätzlich die Energiemenge, die beim Kondensieren des Wasserdampfes im Abgas entsteht. Bezugstemperatur ist in beiden Fällen 0°C sowie Normaldruck.

Im Rahmen des Berichtes sind alle Angaben zur Endenergie sowie der Kesselnutzungsgrade auf den Brennwert bezogen. Abweichungen davon werden genannt.

Nutzungsgrad

Nutzen einer Energieanwendung bezogen auf den energetischen Aufwand. Im Rahmen dieses Berichtes werden zur Bestimmung von Nutzungsgraden Jahreswärme- bzw. Energiemengen verwendet.

Im Rahmen des Berichtes werden Kesselnutzungsgrade, Nutzungsgrade von Heizzentralen, Trinkwarmwasser- und Nahwärmenetzen angegeben.

Der Kesselnutzungsgrad ergibt sich durch Division der vom Kessel erzeugten Wärmemenge durch den Aufwand an Brennstoff. Letzterer ist auf den Brennwert bezogen, so dass die Nutzungsgrade bei Brennwertkesseln gegen das theoretische Maximum von 100 % streben können. Der Unterschied zwischen Aufwand und Nutzen ist der Kesselverlust.

Nutzungsgrade von Heizzentralen entstehen durch Division der Wärmemenge, die aus der Heizzentrale an ein Gebäude oder Nahwärmenetz abgegeben wird durch die Wärmezufuhr in die Heizzentrale. Die Wärmezufuhr ist im Rahmen dieses Projektes die Wärmeproduktion eines oder mehrere Kessel sowie die Wärmezufuhr aus dem Kollektorkreis. Der Unterschied zwischen Aufwand und Nutzen ist der Wärmeverlust der Heizzentrale.

Nutzungsgrade von Nahwärmenetzen ergeben sich, indem die an die Gebäude gelieferte Wärmemenge dividiert wird durch die dem Netz aus der Zentrale zugeführte Wärmemenge. Der Unterschied zwischen Aufwand und Nutzen ist der Nahwärmenetzverlust.

Der Nutzungsgrad der Trinkwarmwasserverteilung ergibt sich, indem der Trinkwarmwassernutzen, d.h. die in Form von Trinkwarmwasser gezapfte Wärmemenge durch die Wärmezufuhr in das Netz dividiert wird. Der Unterschied zwischen Aufwand und Nutzen ist der Zirkulationsverlust.

Kollektorkreisertrag

Die Energiemenge, die aus dem Solarkollektor in die Heizzentrale geliefert wird. Gemessen in der Nähe des Einspeisepunktes in der Heizzentrale, d.h. Wärmeverluste der Zuleitungen zwischen Kollektor und Heizzentrale werden mit erfasst. Der Kollektorkreisertrag wird vor dem ersten Speicher gemessen.

Nach dieser Grundübereinkunft sollen die Erträge aller Feldanlagen erfasst werden. In Ausnahmefällen wird gesondert darauf hingewiesen.

Endenergie und Endenergieanteil

Energiemenge, welche aktiv über die Gebäudegrenze fließen muss, um den Bedarf zu decken. Es kann zwischen endlichen und unendlichen Energiemengen unterschieden werden, zwischen fossilen und regenerativen, zwischen kostenpflichtigen und kostenlosen.

Im Rahmen des Berichtes wird unter Endenergie der fossile bzw. für den Betreiber kostenpflichtige und endliche Anteil der Energiezufuhr verstanden. Das ist der in eine Energiemenge umgerechnete Gas- oder Holzverbrauch oder der Fernwärmeverbrauch.

Die Energiezufuhr seitens der Solarthermieanlage (unendlich, regenerativ, nicht kostenpflichtig) wird im Rahmen der Kennwertbildung gesondert betrachtet und nicht als Endenergie eingestuft.

Abweichend von dieser allgemeinen Darstellung wird bei der Auswertung von Anlagen ein solarer Endenergieanteil angegeben. Er gibt an, welchen Anteil die Solarthermie an den aktiv dem Gebäude zugeführten Energieströmen hat. Bezugsgröße (100%) bildet die Summe aus Kollektorkreisertrag und der Endenergie für Gas/Holz/Fernwärme.

Wärmeabgabe der Erzeuger und Erzeugerverlust

Aus der dem Erzeuger zugeführten Energiemenge in Form eines Brennstoffes ergeben sich in der Energiebilanz zwei Anteile.

Zum einen die Wärmeabgabe des Erzeugers, auch Erzeugernutzwärmemenge. Dies ist die Wärmemenge, die in Form des Heizwassers den Erzeuger verlässt.

Der zweite Anteil sind die Erzeugerverluste. Über ein Jahr betrachtet sind dies alle Wärmeströme über das Abgas und die Kesseloberfläche an den Aufstellraum.

Der Anschluss an Fernwärme in einer der Feldanlagen wird im Rahmen des vorliegenden Berichtes als verlustfrei in Hinblick auf die Erzeugerverluste eingestuft. Die Endenergie für Fernwärme entspricht der Wärmeabgabe des Erzeugers.

Deckungsanteil

Alle untersuchten Feldanlagen sind multivalent, d.h. sie nutzen mehr als einen Energieträger zur Gebäudeversorgung. Die Kombinationen sind Gas+Solar, Holz+Solar und Fernwärme+Solar.

Deckungsanteile für die Wärmebereitstellung werden auf Ebene der Wärmemengen gebildet, die der Heizzentrale zugeführt werden. Die Summe der Wärmeabgabe aller Kessel bzw. die Wärmelieferung an Fernwärme und der Kollektorkreisertrag werden addiert. Auf Basis dieser Gesamtwärmemenge ergeben sich Anteile der Solarthermie (= solarer Deckungsanteil) sowie ein nicht solarer Rest.

Wärmeabgabe der Zentrale und Zentralenverlust

Kessel und die Solarthermie liefern Wärmemengen in die Heizzentrale. Diese weist ihrerseits Wärmeverluste aufgrund der Oberflächenverluste von Rohren, Speichern usw. auf – die Zentralenverluste.

Die Wärmemenge, die nach Abzug der Verluste noch übrig ist, ist die Wärmeabgabe der Zentrale. Sie wird in ein Nahwärmenetz eingespeist oder – im Falle der Gebäudeanlagen – direkt an dieses abgegeben.

Nahwärmeverlust

Die Oberflächenwärmeverluste der Rohre, Armaturen usw. einer Nahwärmeleitung an das Erdreich bzw. an Kellerräume werden als Nahwärmeverlust bezeichnet. Sie stehen bei den Netzanlagen zwischen der Wärmeabgabe der Zentrale und dem an die Gebäude gelieferten Wärmemengen.

Nutzen der Gebäude

Die an die Gebäude für Heizung und Trinkwarmwasserbereitung angegebene Wärmemenge. In beiden Fällen sind die Wärmeverluste der Rohrnetze mit enthalten. Bei einer Gebäudeanlage ist der Nutzen der Gebäude identisch mit der Wärmeabgabe der Zentrale. Bei einer Netzanlage mit der Wärmelieferung aus der Nahwärmetrasse.

Nutzen für Raumheizung

Im Rahmen des vorliegenden Projektes enthält der Nutzen für Raumheizung die Wärmemenge, die über die Heizflächen (Heizkörper, Luftheizregister, Flächenheizung) an das Gebäude abgegeben wird, aber auch alle Rohrleitungswärmeverluste in beheizten und unbeheizten Raum.

Diese Definition ist durch die Position der Wärmemengenzähler erforderlich.

Nutzen für Trinkwarmwasser, Nutzwarmwasser

Aus dem Wasserhahn in Form warmem Wassers entnommene Wärme. Bezugstemperatur ist die Kaltwassertemperatur. Der Nutzen für Trinkwarmwasser enthält keine Zirkulations- und Rohrleitungsverluste.

Zirkulationsverlust

Wärmeabgabe der Trinkwarmwasserleitungen und Zirkulationsleitungen über ihre Oberflächen.

Therme und Kessel

Eine Therme ist ein Heizkessel mit geringem Wasserinhalt; üblicherweise unter 0,15 l/kW. Dem gegenüber gibt es bodenstehende Kessel – im Bericht häufig nur Kessel genannt – mit großem Wasserinhalt; üblicherweise über 1 l/kW.

Die meisten Brennwertthermen weisen zum Schutz der Therme gegen Überhitzung Anforderungen an einen Mindestvolumenstrom auf. Weil das wenige in der Therme vorhandene Wasser nicht ausreicht, um als Wärmepuffer nach dem Stopp eines Brennvorgangs zu dienen, muss Heizwasser strömen. Da die nachgeschaltete Anlage mit Thermostatventilen aber keine Gewähr für strömendes Wasser bietet, fördert die Pumpe im Notfall direkt vom Vorlauf in den Rücklauf.

Dazu gibt es so genannte Überströmventile, Kurzschlussstellen von Vor- und Rücklauf. Diese sind nicht immer offen, sondern druckgeführt. Nimmt bei einer im Gerät integrierten Pumpe die Anlage nicht genug Wasser ab – und das kann bereits im Auslegungsfall eintreten – steigt also deren Gegendruck, lässt das Überströmventil Heizwasser vom Vorlauf in den Rücklauf passieren. Alternativ werden Thermen an hydraulische Weichen oder Pufferspeicher angeschlossen.

4 Auswertung der Feldanlagen

In diesem Kapitel werden alle von der Ostfalia Hochschule und von der FH Düsseldorf (bzw. ZfS Rationelle Energietechnik GmbH) untersuchten Feldanlagen vorgestellt, die vorhandenen Messwerte ausgewertet und die Anlagen bewertet.

Der Aufbau der einzelnen Kapitel wiederholt sich: zunächst werden Gebäude und Nutzung sowie der Anlagenaufbau beschrieben. Die Zahl und Lage der Messpunkte und die Messwerte werden zusammengestellt. Anschließend werden Energiebilanzen erstellt und Kennwerte gebildet.

Der letzte Teil widmet sich bei jeder Anlage den Problemen, die es bei der Messung und Auswertung gab. Dies ist als Hinweissammlung für spätere Feldversuche zu verstehen. Für die Anlage werden Verbesserungsvorschläge unterbreitet – sofern dies möglich ist und ein Fazit gezogen.

Einen Überblick über alle Ergebnisse gibt nachfolgendes Hauptkapitel 5.

4.1 Feldanlage 1 Sotzmannstraße, Berlin (Gebäudeanlage)

Die Feldanlage befindet sich in der Sotzmannstraße 3 in 13581 Berlin-Spandau. Zunächst werden das Gebäude, die Nutzung, der Anlagenaufbau und die vorhanden Messtechnik beschrieben. Nachfolgend werden die vorhanden Messwerte ausgewertet, Verbesserungsvorschläge gemacht und die Feldanlage bewertet.

4.1.1 Gebäude und Nutzung

Das Gebäude gehört zum Evangelischen Johannastift und wurde 2010 neu errichtet. Es beherbergt ein Alten- und Pflegeheim (APH) und eine Station für betreutes Wohnen (BW).

Die gesamte Nutzfläche beträgt 5.689 m² in einem zusammenhängenden Baukörper. Das Alten- und Pflegeheim bewohnten 2011 durchschnittlich 81 Personen und das Betreute Wohnen 10 Personen.

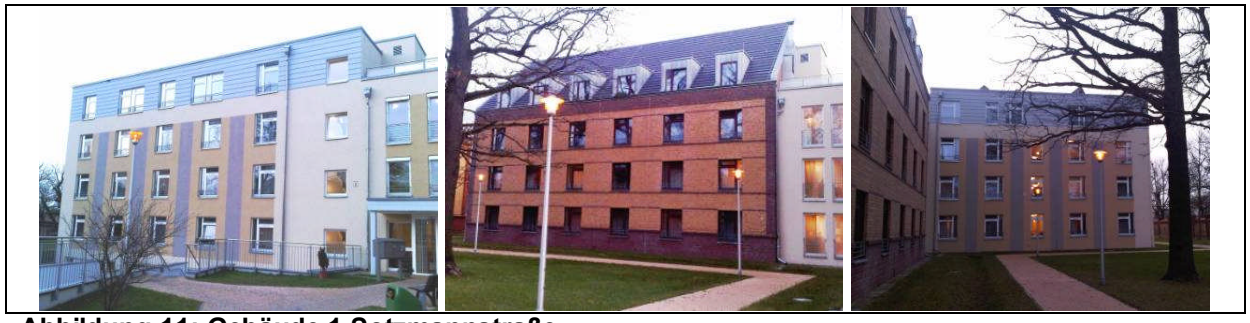


Abbildung 11: Gebäude 1 Sotzmannstraße

4.1.2 Anlagenaufbau

Nachfolgend ist das Anlagenschema der Feldanlage dargestellt.

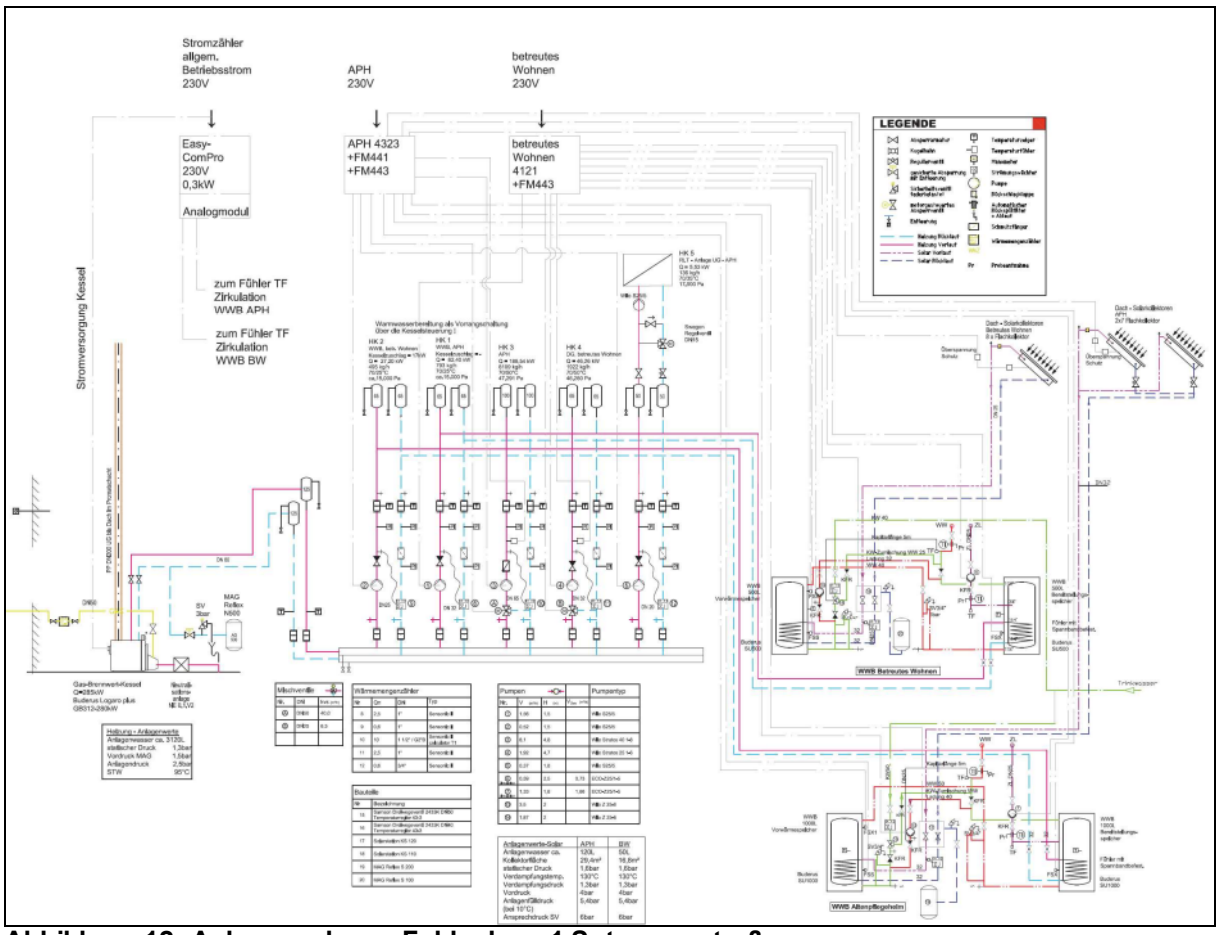


Abbildung 12: Anlagenschema Feldanlage 1 Sotzmannstraße

Als Wärmeerzeuger ist ein Gasbrennwertkessel vom Typ Buderus Logano plus GB 312-280 installiert. Die Nennleistung des Kessels bei 80/60°C beträgt 263 kW. Der Kessel kann bis auf 67 kW modulieren. Der Wasserinhalt ist mit nur 30 Litern extrem klein (0,114 l/kW).

Wie in der Abbildung 12 dargestellt, verfügt die Anlage über zwei von einander getrennte thermische Solaranlagen zur Warmwasserbereitung. Die Kollektorfläche für das Alten- und Pflegeheim beträgt 29,4 m² und für das Betreute Wohnen 16,8 m². Es handelt sich bei beiden Anlagen um Flachkollektoren, die Richtung Süden auf dem Flachdach des Gebäudes aufgeständert sind.

Für die ebenfalls von einander getrennte Warmwasserbereitung stehen für das Alten- und Pflegeheim je ein 1.000 Liter Solar- und Bereitschaftsspeicher (Typ: Buderus SU 1000) und für das Betreute Wohnen je ein 500 Liter Solar- und Bereitschaftsspeicher (Typ: Buderus SU 500) zur Verfügung. Der Bereitschaftsspeicher dient der Trinkwarmwasserbereitung per Frischwasserstation.

Ebenfalls getrennt sind die Heizkreise für beide Gebäudeteile. Zusätzlich gibt es für das Untergeschoss eine raumlufttechnische Anlage (RLT). Die Trennung der Heizkreise und der Warmwasserbereitung geschieht aus abrechnungstechnischen Gründen. Die gesamte Anlage und der Kessel werden von einer Buderus-Regelung geregelt.

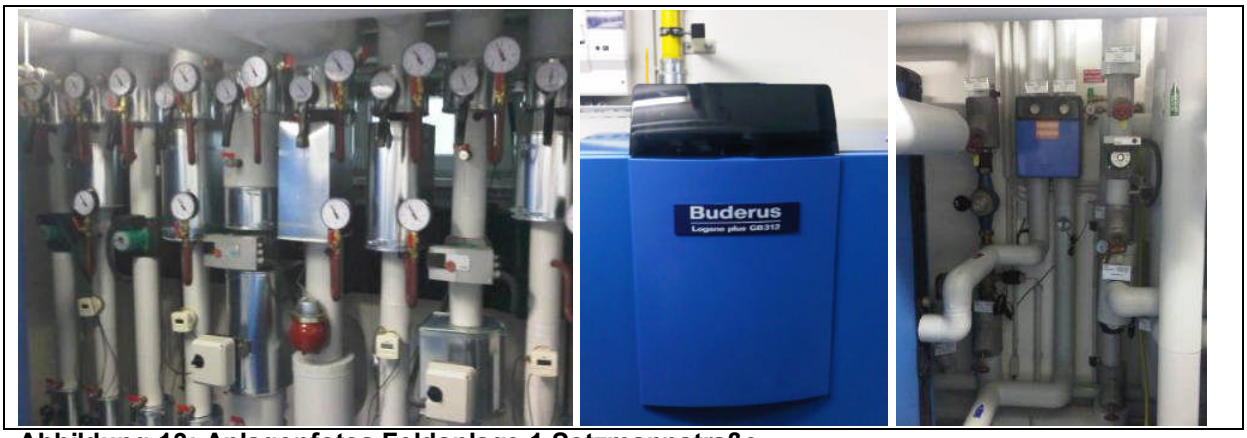


Abbildung 13: Anlagenfotos Feldanlage 1 Sotzmannstraße

4.1.3 Vorhandene Messtechnik

Vom Betreiber sind alle Kreise (Warmwasserbereitung, Raumheizung, RLT-Anlage und Kollektorkreis) mit je einen Wärmemengenzähler mit Monatsspeicher (außer Kollektorkreis) ausgestattet worden.

- WMZ 1 Warmwasserbereitung APH
- WMZ 2 Warmwasserbereitung BW
- WMZ 3 Raumheizung APH
- WMZ 4 Raumheizung BW
- WMZ 5 RLT APH
- Kollektorkreisertrag APH (interne Speicherung durch Buderus)
- Kollektorkreisertrag BW (interne Speicherung durch Buderus)

Zusätzlich wurden der Gaszähler und die beiden Warmwasserzähler für APH und BW manuell abgelesen.

4.1.4 Messwerte

Für die nachfolgende Auswertung stehen Monatswerte der WMZ 1 bis 5, der Jahresertrag der beiden Kollektorkreise und der Jahresverbrauch für Gas und Warmwasser für 2011 zur Verfügung.

Jahreswerte 2011	APH	BW	gesamt
Gas Messwert [kWh/a]	-	-	447.075
Kollektorkreis [kWh/a]	13.102	5.803	18.905
Warmwasserbereitung [kWh/a]	105.400	32.468	137.868
WW Nutzen [m³/a]	1.138	98	1.236
WW Nutzen [kWh/a]	66.175	5.699	71.874
Raumheizung [kWh/a]	202.223	38.529	240.752
Lüftungsanlage [kWh/a]	4.896	-	4.896

Tabelle 7: Feldanlage 1 Sotzmannstraße, Messwerte 2011

In Tabelle 7 sind alle Verbrauchwerte / Erträge für das Jahr 2011 (Messzeitraum 29.12.2010 bis 30.12.2011) aufgelistet. Der Gasverbrauch und alle Kennwerte, die mit dem Gasverbrauch zusammenhängen, sind auf den Brennwert bezogen. Nachfolgend werden die Messwerte einzeln bewertet.

Der Endenergieverbrauch für 2011 ist mit 447 MWh/a, d.h. 78,6 kWh/(m²a), fast doppelt so hoch wie der im Energiebedarfsausweis nach EnEV [EB] berechnete Wert von 234 MWh/a. Beide Werte beziehen sich auf den Brennwert und die tatsächlich beheizte Fläche.

Der Kollektorkreisertrag ist mit insgesamt 19 MWh/a und einem kollektorflächenbezogenen Ertrag von 409 kWh/(m²a) für beide Anlagen zusammen gut. Allerdings beträgt er nur ca. 2/3 des im Energiebedarfsausweis [EB] ausgewiesenen Wertes.

Für die Warmwasserbereitung der beiden Bereiche wurden vom Gaskessel insgesamt 138 MWh/a zur Verfügung gestellt. Die tatsächlich gezapfte Menge an Warmwasser beträgt für beide Abteilungen 1.236 m³/a. Daraus lässt sich mit einer Temperaturdifferenz von 50 K zwischen Warm- und Kaltwasser und einer spezifischen Wärmekapazität von 1,163 kWh/(m³·K) ein Nutzen von ca. 72 MWh/a abschätzen.

Der Raumheizungsverbrauch lag 2011 bei insgesamt 246 MWh/a inkl. RLT-Anlage.

4.1.5 Energieanalyse aus dem Verbrauch EAV

In der nachfolgenden Abbildung 14 ist die monatliche Nutzleistung für die Raumheizung (Summe APH, BW und RLT-Anlage) und für die Warmwasserbereitung über der Außentemperatur aufgetragen. Die Wetterdaten entstammen der Zusammenstellung des Deutschen Wetterdienstes für die Station: Berlin-Tegel.

Für eine bessere Zuordnung der Messwerte wurden folgende Festlegungen getroffen: für die Raumheizung (Winter) wurden nur die Messwerte aus den Monaten Januar bis April und Oktober bis Dezember für die Bildung der Ausgleichsfunktion verwendet. Die Werte der Übergangszeit sind informativ in das Bild eingetragen.

Die Winterwerte dienen der Bestimmung des spezifischen Wärmeverlustes h und der näherungsweisen Gebäudeheizlast. Für die Grundleistung wurden alle Messwerte der Warmwasserbereitung herangezogen. Hierin sind Zirkulationsverluste und Nutzwärme enthalten.

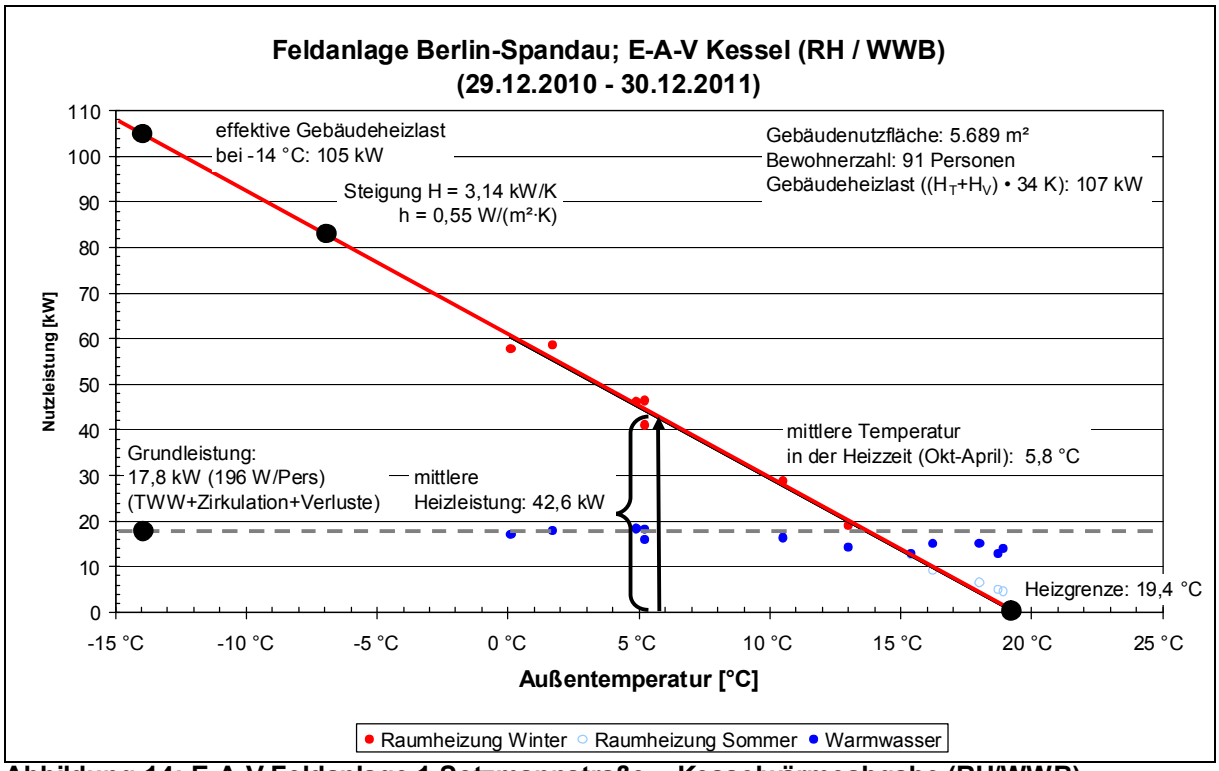


Abbildung 14: E-A-V Feldanlage 1 Sotzmannstraße – Kesselwärmeabgabe (RH/WWB)

Die Heizgrenztemperatur liegt bei 19,4 °C. Dieser Wert ist eher hoch, jedoch vermutlich der Nutzung geschuldet. Der spezifische Wärmverlust des Gebäudes liegt mit h = 0,55 W/m²/K sehr niedrig – was für einen sehr guten Baustandard spricht.

Die Gebäudeheizlast, bestehend aus Transmissions- und Lüftungswärmeverlusten, beträgt bei einer Auslegungstemperatur von -14 °C für Berlin (Raumtemperatur 20 °C) 107 kW.

Laut Aussage des Anlagenbetreibers ist in der Anlage keine Warmwasservorrangschaltung installiert. Auch bei minimaler Außentemperatur soll die Trinkwarmwasserbereitung gleichzeitig zur Heizung möglich sein. In der Planung wurde für die Trinkwassererwärmung zusätzlich noch 109 kW als Leistungszuschlag (Dauerleistung der Trinkwarmwasserbereitung) berücksichtigt.

Die notwendige Kesselleistung beträgt ca. 220 kW. Somit ist der jetzt installierte Kessel mit 263 kW (bei 80/60°C) mäßig überdimensioniert – zumal nur in seltenen Fällen von einer Dauergleichzeitigkeit aufzugehen ist.

Für die Bestimmung der Grundleistung (Dauerleistung für die Warmwasserbereitung, d. h. Nutzwärme und Verteilverluste) wurde aus dem jährlichen Kollektorkreisertrag der beiden Solaranlagen und dem jährlichen kesselseitig für die Warmwasserbereitung gelieferten Wärmemengen eine Summe gebildet.

Die Grundleistung beträgt 17,8 kW und beinhaltet den Wärmebedarf für das Warmwasser, die Zirkulation und die Verteil- und Speicherverluste. Der personenbezogene Wert ist mit 196 W/(P·a) sehr hoch.

4.1.6 Jahresbilanzen und Kennwerte

Für die Bewertung der Anlagentechnik wird die zugeführte Wärmemenge dem Nutzen gegenübergestellt. Aus der Differenz der beiden Werte ergibt sich der Verlust der Anlage. Die Zirkulationsverluste, werden nicht als Nutzen, sondern voll den Verlusten zu geschrieben.

Die zugeführte Energie setzt sich aus dem Gasverbrauch und dem Kollektorkreisertrag zusammen.

Q_{zu} zugeführte Energie [kWh/a]
Q_{Gas} Gasverbrauch [kWh/a]
Q_{KK} Kollektorkreisertrag [kWh/a]

$$Q_{zu} = Q_{Gas} + Q_{KK}$$
$$Q_{zu} = 447.075\,\text{kWh/a} + 18.929\,\text{kWh/a}$$
$$\underline{\underline{Q_{zu} = 466.004\,\text{kWh/a}}}$$

Insgesamt wurden dem Gebäude 466 MWh/a zur Verfügung gestellt.

Nachfolgend wird der tatsächliche Nutzen für Raumheizung (RH) und Trinkwarmwasser (TWW) berechnet bzw. abgeschätzt. Als Grundlage für die Berechnung des Raumheizungsverbrauches dienen die Werte aus der E-A-V für den Zeitraum 29.12.2010 bis 30.12.2012 (siehe Abbildung 14).

Q_{RH} Wärmemenge für Raumheizung [kWh/a]
H Verlustkoeffizient [kW/K]
G Heizgradtage des Messzeitraums in Berlin-Tegel [Kd/a]
t Zeit [h/d]

$$Q_{RH} = H \cdot G \cdot t$$
$$Q_{RH} = 3{,}14\,\text{kW/K} \cdot 3.260\,\text{Kd/a} \cdot 24\,\text{h/d}$$
$$\underline{\underline{Q_{RH} = 245.674\,\text{kWh/a}}}$$

Die Wärmemenge für die Raumheizung beträgt aus der E-A-V berechnet 246 MWh/a – der Messwert liegt ebenfalls bei 246 MWh/a.

Als Grundlage für die Berechnung der Wärmemenge für das TWW werden der Jahresverbrauch von 1.138 m³/a für das APH, 98 m³/a für BW und eine Temperaturdifferenz von 50 K (Annahme: Kaltwassertemperatur 10 °C und Warmwassertemperatur 60 °C) angesetzt.

Q_{TWW} Wärmemenge für Trinkwarmwasser [kWh/a]
V Volumen [m³/a]
ρc_P spezifische Wärmekapazität [kWh/(m³K)]
$\Delta\vartheta$ Temperaturdifferenz [K]

$$Q_{TWW,APH} = V \cdot c_P \cdot \Delta\vartheta$$
$$Q_{TWW,APH} = 1.138\,m^3/a \cdot 1{,}163\,kWh/(m^3K) \cdot 50\,K$$
$$\underline{\underline{Q_{TWW,APH} = 66.175\,kWh/a}}$$

$$Q_{TWW,BW} = V \cdot \rho c_P \cdot \Delta\vartheta$$
$$Q_{TWW,BW} = 98\,m^3/a \cdot 1{,}163\,kWh/(m^3K) \cdot 50\,K$$
$$\underline{\underline{Q_{TWW,BW} = 5.699\,kWh/a}}$$

Die Wärmemenge für das Warmwasser beträgt insgesamt ca. 72 MWh/a. Bei einer Bewohnerzahl von 91 Personen ergibt dies einen personenbezogenen Wert von 790 kWh/(P·a). Dies liegt über dem durchschnittlichen Verbrauch von 650 kWh/(P·a) für Wohnbauten [I-WU97].

Der gesamte Nutzen aus Raumheizung (incl. Verteilverlust) und TWW (ohne Verteilverlust) beträgt:

$$Q_{Nutz} = Q_{RH} + Q_{TWW,APH} + Q_{TWW,BW}$$
$$Q_{Nutz} = 245.648\,kWh/a + 66.175\,kWh/a + 5.699\,kWh/a$$
$$\underline{\underline{Q_{Nutz} = 317.522\,kWh/a}}$$

Die Anlagenverluste bestehend aus Kessel- und Speicherverlusten sowie Verteilverlusten für Warmwasser berechnen sich wie folgt:

Q_V Anlagenverluste

$$Q_V = Q_{zu} - Q_{Nutz}$$
$$Q_V = 466.004\,kWh/a - 317.522\,kWh/a$$
$$\underline{\underline{Q_V = 148.482\,kWh/a}}$$

Jahresenergiebilanz als Energieflussbild und Balkendiagramm

Nachfolgend sind alle Mess- und Berechnungswerte in einem Energieflussdiagramm (absolute Werte) und einem Balkendiagramm mit Energiezu- und Abflüssen (bezogen auf die beheizte Fläche) dargestellt.

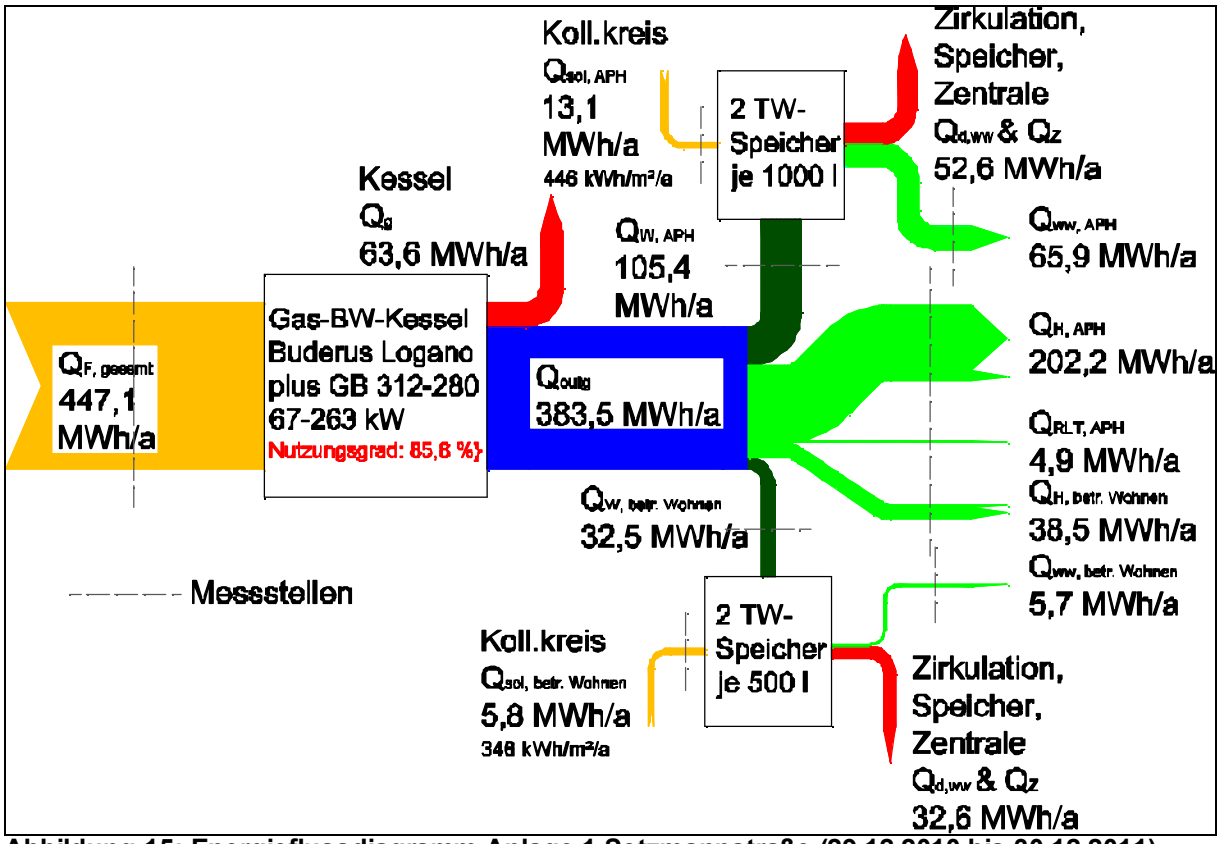


Abbildung 15: Energieflussdiagramm Anlage 1 Sotzmannstraße (29.12.2010 bis 30.12.2011)

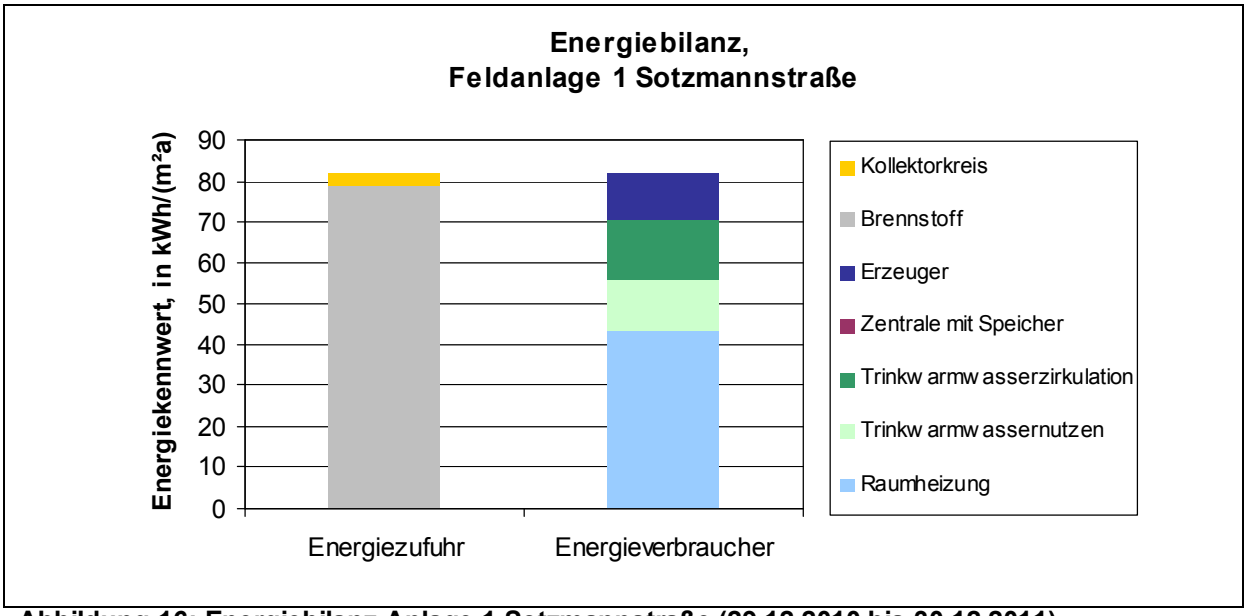


Abbildung 16: Energiebilanz Anlage 1 Sotzmannstraße (29.12.2010 bis 30.12.2011)

Die Kessel- und Verteilverluste sind mit 64 MWh/a als zu hoch anzusehen. Der Kesselnutzungsgrad beträgt nur 86 %. Er liegt in der unteren Hälfte der Ergebnisse aller Feldanlagen. Die hohen Verluste und damit verbunden der schlechte Nutzungsgrad des Kessels liegen unter anderem an der häufigen Taktung des Brenners und den daraus resultierenden. Anfahr- und Bereitschaftsverlusten

Der auf die Kollektorfläche bezogene Solarkreisertrag der beiden Solaranlagen ist sehr gut. Die Kollektoren liefern hohe flächenbezogene Erträge, da sie in ein Vorwärmsystem für Warmwasser eingebunden sind.

Der Verteilungsnutzungsgrad der Warmwasserbereitung für das APH ist mit 56 % als relativ gut anzusehen. Das Institut für Bauen und Wohnen (IWU) gibt hier einen Durchschnittswert von 50 % an. Hingegen ist der Verteilungsnutzungsgrad der Warmwasserbereitung für das BW mit 16 % als viel zu niedrig anzusehen.

Der Grund hierfür liegt in den hohen Speicher- und Zirkulationsverlusten. Als reiner Nutzen wurden in 2011 nur 98 m³/a bzw. 5,7 MWh/a verbraucht. Dies ergibt einen personenbezogenen Wert von 570 kWh/Pers/a und liegt damit nur knapp unter dem Richtwert des Institutes für Wohnen und Umwelt von 650 kWh/(P · a). Hier sollte der Aufwand geprüft werden, die beiden Warmwasserbereitungen zu einer zusammen zu legen, um die hohen Bereitstellungsverluste zu vermeiden.

4.1.7 Detailauswertung Wärmeerzeuger

Eine Untersuchung [MUTZ] des Kessels am 17.03.2011 ergab, dass es an diesem Tag etwa 210 Schaltungen gab. Die mittlere Brennerlaufzeit lag bei 4,7 Minuten. Zwei beispielhafte Auszüge aus der Messung zeigen Abbildung 17 (Messung vormittags) und Abbildung 18 (Messung nachts).

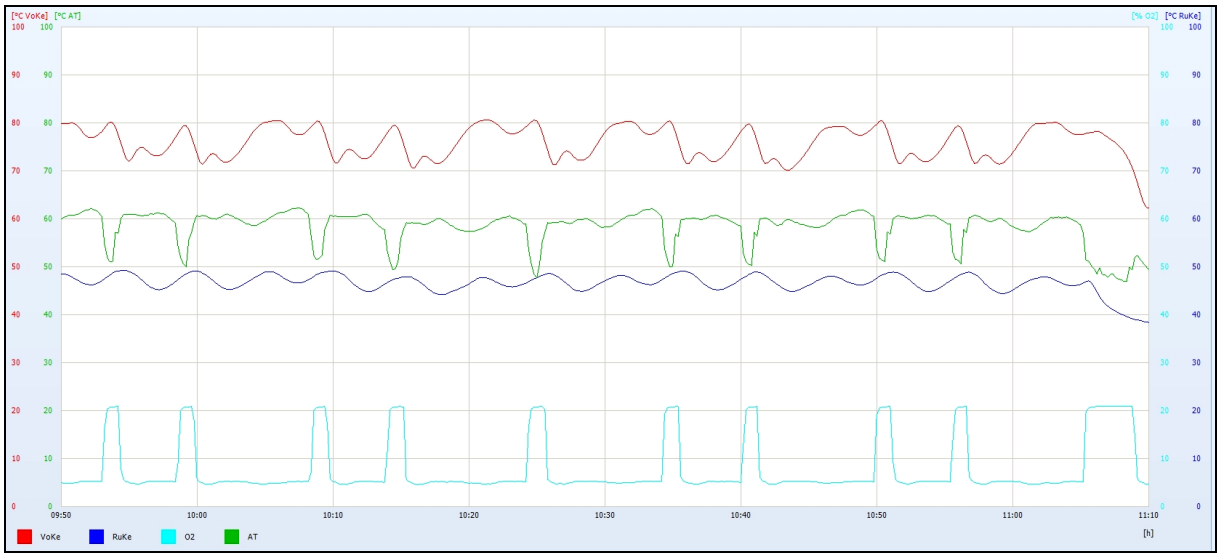


Abbildung 17: Beispielhafte Temperaturverläufe, 10 Uhr, Feldanlage 1 Sotzmannstraße

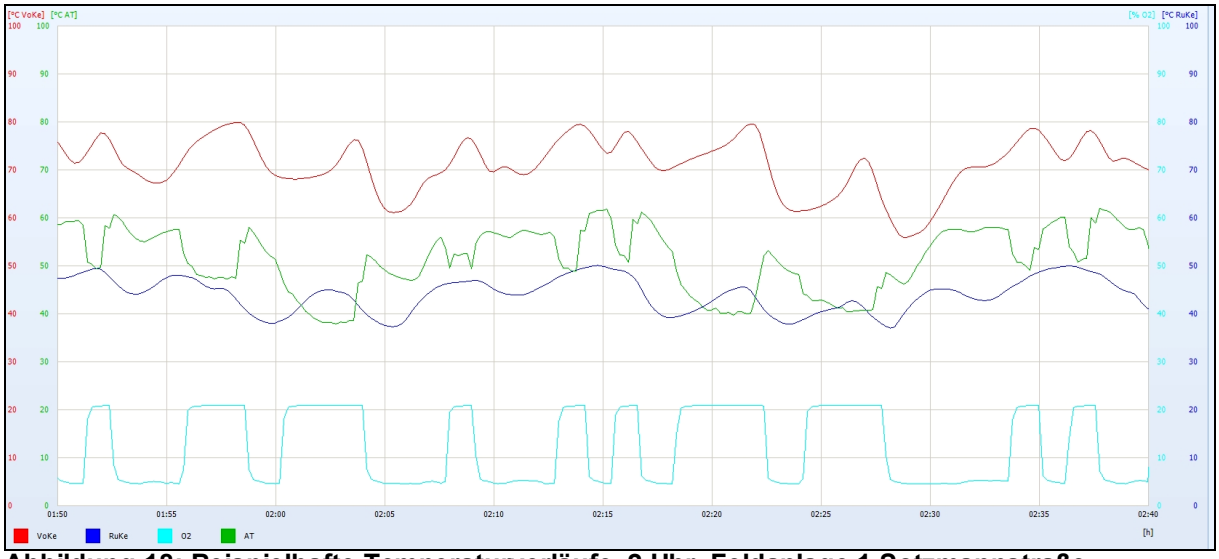


Abbildung 18: Beispielhafte Temperaturverläufe, 2 Uhr, Feldanlage 1 Sotzmannstraße

Die hohe Schalthäufigkeit des Brenners ist durch den geringen Kesselwasserinhalt von nur 30 Litern (0,11 Liter/kW) begründet. Trotz der hohen Leistung ist das Gerät konstruiert wie eine Therme.

Es gibt zwei Möglichkeiten, den Nutzungsgrad zu erhöhen. Die erste wäre, die Modulation des Kessels an die jetzigen Gegebenheiten anzupassen. Falls dies nicht möglich ist, den Kessel gegen einen mit einer kleineren Leistung auszutauschen (siehe E-A-V) – was wirtschaftlich gesehen erst mit einem später erforderlichen Kesseltausch realisiert werden dürfte. Zusätzlich sollte dann auch eine Warmwasservorrangschaltung installiert werden. Dies würde die benötigte Leistung des Kessels auf ca. 110 bis 120 kW verringern.

4.1.8 Erreichte und mögliche Endenergieeinsparung

Nachfolgend werden zwei Betrachtungsansätze durchlaufen.

Zum einen wird – auf Basis des gegebenen Nutzens an Wärme (ab Heizzentrale) abgeschätzt, welche Einsparung Endenergie die vorhandene Solaranlage gebracht hat. Dazu wird der Endenergiebedarf des Gebäudes ohne Solarthermie rechnerisch abgeschätzt.

Zum anderen wird untersucht, welche Einsparpotentiale sich – bei gegebener Versorgungsstruktur – näherungsweise ergeben, wenn Speicher, Kessel und Trinkwarmwasserverteilung optimiert geplant und ausgeführt wären. Hierzu werden die beiden Fälle mit und ohne Solarthermie betrachtet.

Erreichte Einsparung durch die Solarthermie

Um die Endenergieeinsparung quantifizieren zu können, wird rechnerisch abgeschätzt, welcher Energieverbrauch sich in dem Gebäude ohne Solarthermie ergeben hätte. Der ab Heizzentrale notwendige gemessene Wärmebedarf wird als gegeben angenommen.

Darüber hinaus wird abgeschätzt, welche Speicherverluste entfallen, wenn es die Solarthermieanlage nicht geben würde. In diesem Gebäude wird von 1 x 1500 l und 1 x 1000 l Speichervolumen ausgegangen (Halbierung der Speichervolumina). Üblich geschätzt haben diese zwei entfallenen Speicher einen Wärmeverlust von ca. 2500 kWh/a [IWU 97]. Der Wert wird variiert (+ ⅓, - ¼).

Der Kesselnutzungsgrad des Bestandes wird ebenfalls variiert. In welcher Richtung er sich ohne Solarthermie ändern wird, ist nicht abschätzbar – die Änderung wird jedoch klein sein, solange grundsätzlich das gleiche Kesselmodell verwendet wird (siehe auch Berichtsteil 4). Es wird von einer Änderung um ± 1 %-Punkte um den Bestandwert (85,8 %) ausgegangen.

Tabelle 8 zeigt die sich ergebenden Energiemengen für den Zustand ohne Solarthermie. Der rechnerische Bedarf liegt in allen drei Szenarien höher.

Szenario	Wärmebedarf ab Erzeuger	Kollektor-kreisertrag	entfallene Speicherver-luste	Kessel-nutzungs-grad	Endenergie	Mehr-verbrauch
	[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]		[kWh/a]	[kWh/a]
heute	402.421	-18.905	0	85,8%	447.075	
1	402.421	0	-3.750	86,8%	459.386	+12.311
2	**402.421**	**0**	**-2.500**	**85,8%**	**466.199**	**+19.124**
3	402.421	0	-1.250	84,8%	473.172	+26.097

Tabelle 8: Bewertung der erreichten Endenergieeinsparung – Anlage 1 Sotzmannstraße

Die wahrscheinlich erreichte Einsparung an Gas durch die Solarthermie liegt daher bei gerundet **3,4 ± 1,2 kWh/(m²a)** bezogen auf die beheizte Fläche von 5689 m². Die getroffenen Annahmen sind ausführlich im Anhang 7.3 dokumentiert.

Optimierung der Anlage

Eine zweite Fragestellung betrifft die Auswirkungen einer Anlagenoptimierung in Kombination mit oder ohne Solarthermie. Da keine Messwerte vorliegen, wird mit Hilfe der Literatur und auf Basis der Bestandsdaten eine Abschätzung vorgenommen.

Der Nutzen für die Raumheizung von ca. 246 MWh/a wird übernommen. Die Wärmemenge für den Nutzen der Warmwasserbereitung von ca. 72 MWh/a wird ebenfalls als konstant angenommen. Der Nutzungsgrad der Verteilung des Warmwassers wird variiert. Der Bestandswert von knapp 46 % wird als Minimalwert angenommen. Es wird geschätzt, dass er sich um 2,5 bzw. 5 %-Punkte verbessern lässt.

Darüber hinaus wird abgeschätzt, wie sich die Speicherverluste ändern. In der Variante mit Solarthermie werden die heute vorhandenen zwei Anlagen (2 x 1000 l, 2 x 500 l) zu einer Anlage verbunden (2 x 1500 l). Entfällt die Solarthermie wird von einem 1500 l-Speicher für die Trinkwarmwasserbereitung ausgegangen. Die sich ergebenden Einsparungen an Speicherverlusten werden wie oben variiert.

Der Gasverbrauch wird mit drei unterschiedlichen Kesselnutzungsgraden (brennwertbezogen) von 86 %, 90 % und 94 % berechnet. Die höheren Werte sind mit heutiger Kesseltechnologie – nicht mit dem vorhandenen Kessel! – erreichbar [BW03] [OPT05]. Der mittlere Wert entspricht dem Durchschnitt der besseren Hälfte der Kessel im vorliegenden Projekt.

Die Solaranlage wird prinzipiell in der vorhandenen Größe belassen. Der im Bestand erreichte Solarertrag wird als Minimum angesehen und in den verbesserten Varianten um 10 bzw. 20 % erhöht angenommen.

In allen Fällen wird von einer mit geringen Investitionsmitteln optimierten Anlagen- und Regelungstechnik ausgegangen. Tabelle 9 zeigt die Ergebnisse.

Szenario		Wärmebedarf ab Erzeuger	entfallene Speicherverluste	Kollektorkreisertrag	Kesselnutzungsgrad	Endenergie
		[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]		[kWh/a]
heute		402.421	0	-18.905	85,8%	447.075
ohne Solar	A	387.005	-4.800	0	94,0%	393.137
	B	**394.314**	**-3.200**	**0**	**90,0%**	**426.449**
	C	402.421	-1.600	0	86,0%	466.071
mit Solar	D	387.005	-2.100	-22.686	94,0%	371.875
	E	**394.314**	**-1.400**	**-20.796**	**90,0%**	**405.343**
	F	402.421	-700	-18.905	86,0%	445.135

Szenario		Ersparnis / Mehrverbrauch gegenüber Bestand		Ersparnis / Mehrverbrauch mit und ohne Solarthermie	
		[kWh/a]		[kWh/a]	
heute					
ohne Solar	A	-53.938	Ersparnis gegenüber heute		
	B	**-20.626**	**Ersparnis gegenüber heute**		
	C	18.996	Mehrverbrauch gegenüber heute		
mit Solar	D	-75.200	Ersparnis gegenüber heute	-21.262	Ersparnis der Solarthermie
	E	**-41.732**	**Ersparnis gegenüber heute**	**-21.106**	**Ersparnis der Solarthermie**
	F	-1.940	Ersparnis gegenüber heute	-20.936	Ersparnis der Solarthermie

Tabelle 9: Bewertung einer Anlagenoptimierung – Anlage 1 Sotzmannstraße

Bis auf das Szenario C ergibt sich jeweils eine Einsparung gegenüber dem Bestand.

Die Ersparnis der gering investiven Anlagenoptimierung (weniger Zirkulationswärmeverlust, optimierte Speicher, Kessel mit ca. 4 %-Punkten besserer Effizienz) und Solarthermie liegt bei ca. **7 kWh/(m²a)** in Variante E.

Eine wie oben optimierte Anlage jedoch ohne Solarthermie – Variante B – ergibt eine Endenergieeinsparung von ca. **2 kWh/(m²a).**

Zusammenfassung

Die Zusammenhänge zeigt nachfolgende Abbildung im Überblick. Dabei ist der Zustand des Gebäudes wie heute, jedoch ohne Solarthermie, die Bezugsvariante. Ausgehend davon ist die erreichte Einsparung durch die vorhandene Solarthermie abgetragen. Alternativ eine mögliche Einsparung durch eine Anlagenoptimierung (mit und ohne Solarthermie).

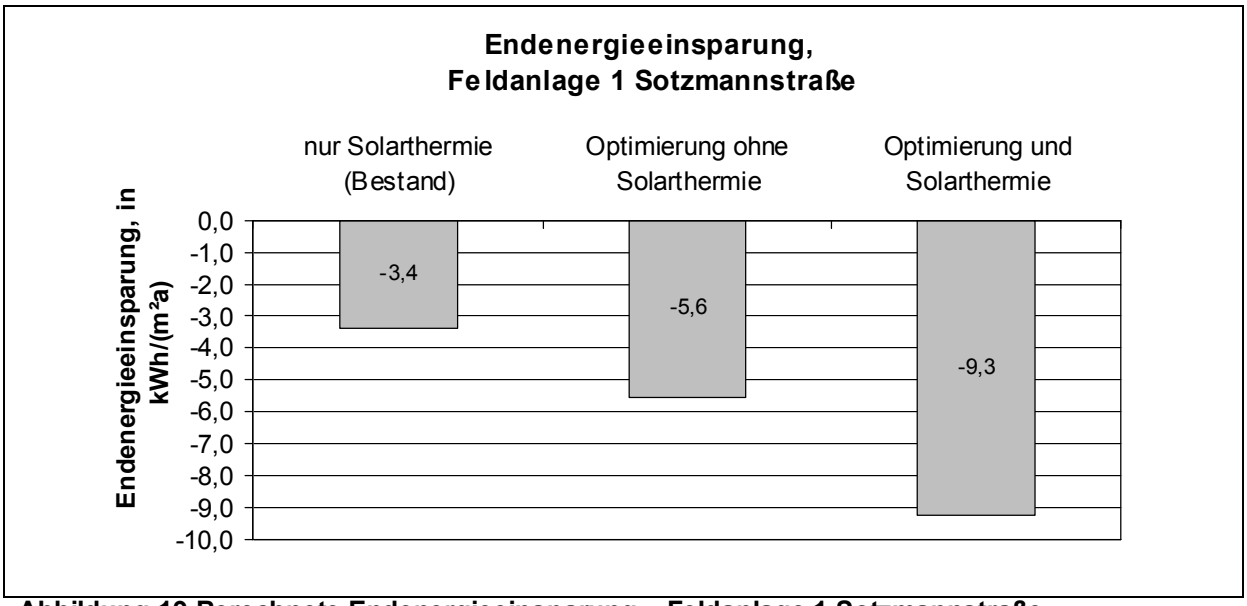


Abbildung 19 Berechnete Endenergieeinsparung – Feldanlage 1 Sotzmannstraße

Der Effekt einer gering investiven Anlagenoptimierung ist in dieser Anlage deutlich größer als die Endenergieeinsparung durch Solarthermie. Dieses Ergebnis soll die Solartechnik nicht negativ darstellen. Es muss aber bei der Planung und Ausführung darauf geachtet werden, dass alle Komponenten zusammen passen und die Regelung einwandfrei funktioniert. Auch ist eine laufende Überwachung aller Komponenten und der Regelung notwendig.

4.1.9 Probleme bei Messung und Auswertung

Bei der Messung und Auswertung kam es zu keinen Problemen.

4.1.10 Verbesserungsvorschläge

Solarthermie

Die installierte Solarthermiefläche je Person ist mit etwa 0,5 m²/P sehr gering. Es wird ein solarer Deckungsanteil von 4 % bezogen auf die gesamte Wärmeproduktion bzw. 12 % bezogen auf den Gesamtwärmebedarf für Trinkwarmwasser erreicht.

Dass mit dieser geringen Fläche ein Konzept zur reinen Trinkwarmwassererwärmung gewählt wurde, ist verständlich und korrekt. Dennoch ist davon auszugehen, dass eine doppelt so große Fläche mit dann optimiertem Speicherkonzept gesamtenergetisch und aus Sicht der Wirtschaftlichkeit besser abschneiden würde.

Da über den Verlauf der sommerlichen Erträge keine Informationen vorliegen, kann nicht eingeschätzt werden, welche solaren Deckungsraten im Sommer erreicht werden.

Speicherkonzept

Als Priorität sollten zunächst die Speicherverluste für die Warmwasserbereitung verringert werden. Dies kann durch eine Zusammenlegung der beiden Warmwasserbereitungen geschehen. Die dadurch frei werdenden Speicher können als Pufferspeicher für die Solaranlage verwendet werden.

Verteilnetz

Das Trinkwarmwassernetz liegt mit ca. 45 % Verteilungsnutzungsgrad im unteren Bereich der möglichen Effizienzen. Da die Anlage bereits errichtet ist, lässt sich dies kaum mehr ändern. Generell sind Werte über 50 % anzustreben.

Kessel

Die Effizienz des Kessels liegt mit 85,8 % in der schlechteren Hälfte aller Feldanlagen. Der Kessel ist bezogen auf die messtechnisch bestimmte Heizlast um den Faktor 2,5 überdimensioniert. Die jahresmittlere Auslastung liegt bei nur 17 %. Der nächste Kessel sollte im Zuge der Erneuerung kleiner gewählt werden.

Des Weiteren sollte die Taktzahl des Kessels verringert werden. Dies kann durch eine Anpassung der Leistung und eine Speichervorrangschaltung erreicht werden. Ist die Leistungsanpassung des Kessels nicht möglich und/oder die Taktzahl des Kessel kann dadurch nicht verringert werden, sollte der nächste Kessel einen großen Wasserinhalt (ca.1 bis 1,5 Liter/kW) aufweisen.

4.2 Feldanlage 2 Allensteinstraße, Braunschweig (Gebäudeanlage)

Die Feldanlage befindet sich in der Allensteinstraße 25/26 in 38110 Braunschweig-Wenden. Zunächst werden das Gebäude, die Nutzung, der Anlagenaufbau und die vorhanden Messtechnik beschrieben. Nachfolgend werden die vorhanden Messwerte ausgewertet, Verbesserungsvorschläge gemacht und die Feldanlage bewertet.

4.2.1 Gebäude und Nutzung

Das Mehrfamilienhaus mit 16 Wohneinheiten und einer Gebäudenutzfläche von ca. 1.120 m² wurde im Jahre 1968 gebaut. 2011 bewohnten nach Angabe des Eigentümers 32 Personen das Mehrfamilienhaus.

Abbildung 20: Gebäude 2 Allensteinstraße

Das Gebäude wurde vor längerer Zeit baulich modernisiert. Die Gebäudehülle ist wenig gedämmt, entspricht aber nicht heutigem Stand.

4.2.2 Anlagenaufbau

Das Wärmversorgungssystem wurde im Mai 2009 modernisiert und besteht aus einem Gas-Brennwertkessel und einer thermischen Solaranlage mit ca. 15,5 m² Kollektorfläche zur Trinkwarmwassererwärmung und Heizungsunterstützung.

Bei dem Kessel handelt es sich um einen Brötje EuroCondens SGB 90 F mit einer Kesselnennleistung von 30,5 bis 86,7 kW. Die maximale Brennerleistung wurde am 08.04.2010 auf 60 kW gedrosselt.

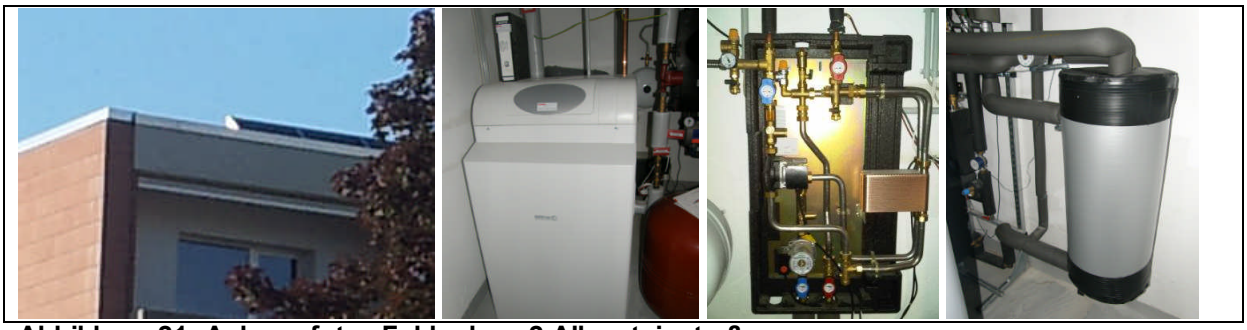


Abbildung 21: Anlagenfotos Feldanlage 2 Allensteinstraße

Die Solarübergabestation (Typ: SÜS 40) und die Solarkollektoren (Flachkollektoren) sind Produkte der Firma Solvis. Sie sind auf dem Flachdach des Gebäudes nach Süden ausgerichtet aufgestellt. Die von der Solaranlage erzeugte Wärme wird in zwei Pufferschichtenspeichern (Typ: Solvis Strato SR 956) mit je 950 Liter Inhalt gespeichert.

Die Wärmeübergabe an das Warmwasser und die Deckung der Zirkulationsverluste wird durch eine Frischwasserstation (WWS 36) der Firma Solvis ermöglicht. Die Raumheizung wird vom Pufferspeicher aus mit Wärme versorgt. Bei unzureichender solarer Wärme wird der Pufferspeicher vom Kessel beladen.

Die gesamte Anlage wird von einer von der Firma Solvis entwickelten Regelung geregelt. Die nachfolgende Abbildung zeigt das Anlagenschema.

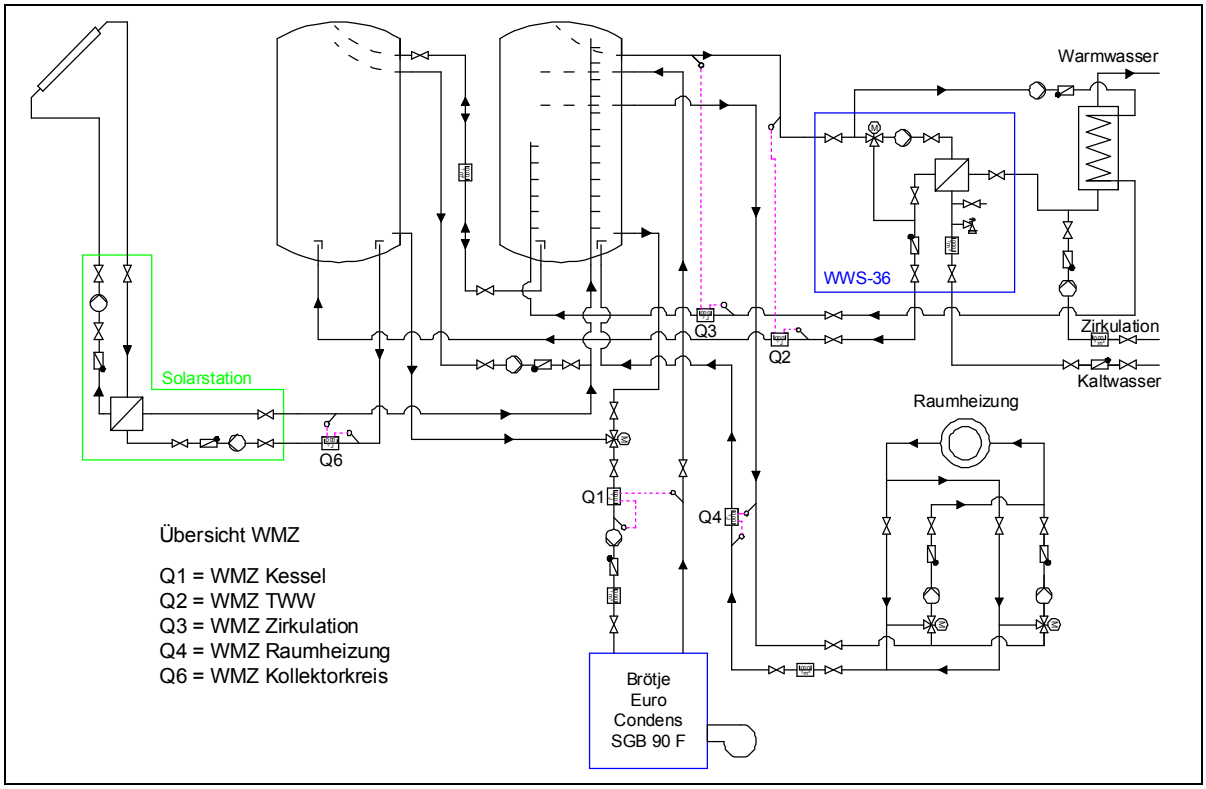


Abbildung 22: Anlagenschema Feldanlage 2 Allensteinstraße

4.2.3 Vorhandene Messtechnik

Zu Projektbeginn war die Anlage bereits von der Firma Solvis mit einer umfangreichen Messtechnik ausgestattet worden.

Wärmemengenzähler für den Kesselertrag, den Kollektorkreisertrag und den Raumheizungsbedarf waren bereits installiert und an diversen Stellen wurden die Anlagentemperaturen und Volumenströme gemessen sowie die Ausgangssignale aus den beiden Regelungen für Ventile, Pumpen und den Kessel aufgezeichnet.

Von der Ostfalia wurden im Rahmen des Projektes Mitte März 2010 noch je ein Wärmemengenzähler für die Erfassung des Trinkwarmwasserverbrauches und einer für die Zirkulationsverluste durch eine Heizungsfirma installiert. Beide Zähler wurden heizwasserseitig vor der Frischwasserstation eingebaut. Die nachfolgende Tabelle zeigt alle gemessenen Temperaturen (S), aufgezeichneten Ausgangssignale (A) und installierten Wärmemengenzähler.

Messeinrichtungen Allensteinstraße	
Gerät 1	
Sensor	**Bezeichnung**
S1	Pufferspeicher 1 oben (Warmwasser-Austritt)
S2	Warmwasser
S3	Speicherreferenz (Pufferspeicher 2 unten)
S4	Pufferspeicher 1 Heizungs-Austritt
S5	Solarvorlauf sekundär
S6	Solarrücklauf sekundär
S7	Solarvorlauf primär
S8	Kollektor
S9	Pufferspeicher 1 unten
S10	Pufferspeicher 2 oben
S11	Zirkulationsrücklauf
S12	Kaltwasser
S13	Zirkulationsweiche
S14	Kesselrücklauf
S15	Volumenstrom Solar sekündär
S16	Volumenstrom Warmwasser

Gerät 2	
Sensor	**Bezeichnung**
S1	Heizkreis 1 Vorlauf
S2	Heizkreis 2 Vorlauf
S3	Zirkulationsweiche Rücklauf
S4	Warmwasser PWÜ Rücklauf
S5	Pufferspeicher 1 oben
S6	Pufferspeicher 1 oberes drittel
S7	Pufferspeicher 1 mitte
S8	Kesseltemperatur
S9	Pufferspeicher 1 unteres drittel
S10	Außentemperatur
S11	Pufferspeicher 2 oberes drittel
S12	Pufferspeicher 2 mitte
S13	Pufferspeicher Bypass
S14	Heizkreisrücklauf
S15	Volumenstrom Pufferspeicher Bypass
S16	Volumenstrom Zirkulation

A1	Ladepumpe Zirkulationsweiche
A2	Pumpe Warmwasser
A3	Speicherumladepumpe
A5	Zirkulationspumpe
A6	Solarkreispumpe primär
A7	Solarkreispumpe sekundär
A8/A9	Mischer Kesselrücklauf

A4	Pumpe Heizkries 1
A5	Pumpe Heizkreis 2
A8/A9	Mischer Heizkreis 1
A10/A11	Mischer Heizkreis 2
A12	Brenner
A13	Beladepumpe Pufferspeicher (Kesselkreispumpe)

weitere Messeinrichtungen Allensteinstraße		
Art	**Nr.**	**Bezeichnung**
WMZ	1	Kessel
WMZ	2	Warmwasser
WMZ	3	Zirkulation
WMZ	4	Raumheizung
WMZ	6	Kollektorkreis
manuell		Gaszähler
manuell		Warmwasserzähler

Tabelle 10: Übersicht Messeinrichtungen Feldanlage 2 Allensteinstraße

Aufgrund von vermuteten Messfehlern am Kessel-Wärmemengenzähler wurde dieser im März 2010 mit dem Kessel-Wärmemengenzähler in der Anlage in der Eichendorffstraße getauscht. Es stellte sich allerdings heraus, dass keine Messfehler vorliegen.

4.2.4 Messwerte

Die Wärmemengenzähler, der Gas- und der Wasserzähler wurden wöchentlich von einem Mitarbeiter der Firma Solvis abgelesen und die Messwerte der Ostfalia in Form einer Exceltabelle zur Verfügung gestellt. Des Weiteren wurden alle Temperaturen und Ausgangssignale alle 20 Sekunden aufgenommen und von der Messwerterfassung der Firma Solvis gespeichert.

Diese Messwerte wurden der Ostfalia monatlich ebenfalls in einer Exceltabelle zur Verfügung gestellt. Für die Außentemperatur wurden die Daten der Wetter-Station Braunschweig-Waggum des Portals "Wetter-Online" herangezogen.

Seit April 2010 liegen alle zur Auswertung relevanten Messwerte vor. In der nachfolgenden Tabelle sind die Verbrauchs- und Ertragswerte der letzten beiden Jahre aufgetragen (Jahreswert 2010: 23.12.2009 bis 22.12.2011; Jahreswert 2011: 22.12.2010 bis 20.12.2011). Das Hauptaugenmerk für die Auswertung wird in den nachfolgenden Kapiteln auf das Jahr 2011 gelegt, um alle Anlagen mit einander vergleichen zu können.

Jahreswerte	2010	2011
Gas Messwert [kWh/a]	136.047	111.034
Heizgradtage [Kd/a]	3.812	3.001
Gas bereinigt [kWh/a]	126.340	122.099
WW Nutzen [m³/a]	437	440
Kollektorkreis [kWh/a]	5.870 (379 kWh/m²)	7.665 (495 kWh/m²)

Tabelle 11: Feldanlage 2 Allensteinstraße, Messwerte 2009 bis 2011

Um den Gasverbrauch der letzten zwei Jahre miteinander vergleichen zu können, wurde eine Witterungskorrektur mit Hilfe der Heizgradtage (Heizgrenze 14 °C; konstant für beide Jahre) des entsprechenden Jahres und dem langjährigen Mittelwert von 3.443 K/d (in den letzten 40 Jahren) durchgeführt.

Die Witterungsbereinigung wurde nur für den witterungsabhängigen Verbrauch (Raumheizung) durchgeführt. Der witterungsunabhängige Verbrauch wurde mit Hilfe der Grundleistung aus der E-A-V (siehe Anhang Abbildung 25) berechnet und als konstant für die beiden Jahre angenommen.

Es ist zu sehen, dass der Gasverbrauch von 2010 zu 2011 nahe zu konstant ist.

Beim Warmwasserbedarf ist über die beiden Jahre ebenfalls nur eine leichte Steigerung zu sehen, die aber vernachlässigt werden kann. Die Bewohnerzahl ist vermutlich in den beiden Jahren etwa konstant geblieben.

Der Kollektorkreisertrag im Jahr 2010 liegt deutlich unter dem von 2011. Der Grund hierfür wird in der unterschiedlichen Globalstrahlung vermutet (siehe Abbildung 23). Der Kollektorkreisertrag für 2011 ist mit einem Ertrag von 495 kWh/m² Kollektorfläche sehr gut. In der nachfolgenden Abbildung 23 sind der monatlicher Kollektorkreisertrag und die monatlichen Sonnenscheindauer (Station Magdeburg in den Daten des Deutschen Wetterdienstes) aufgetragen.

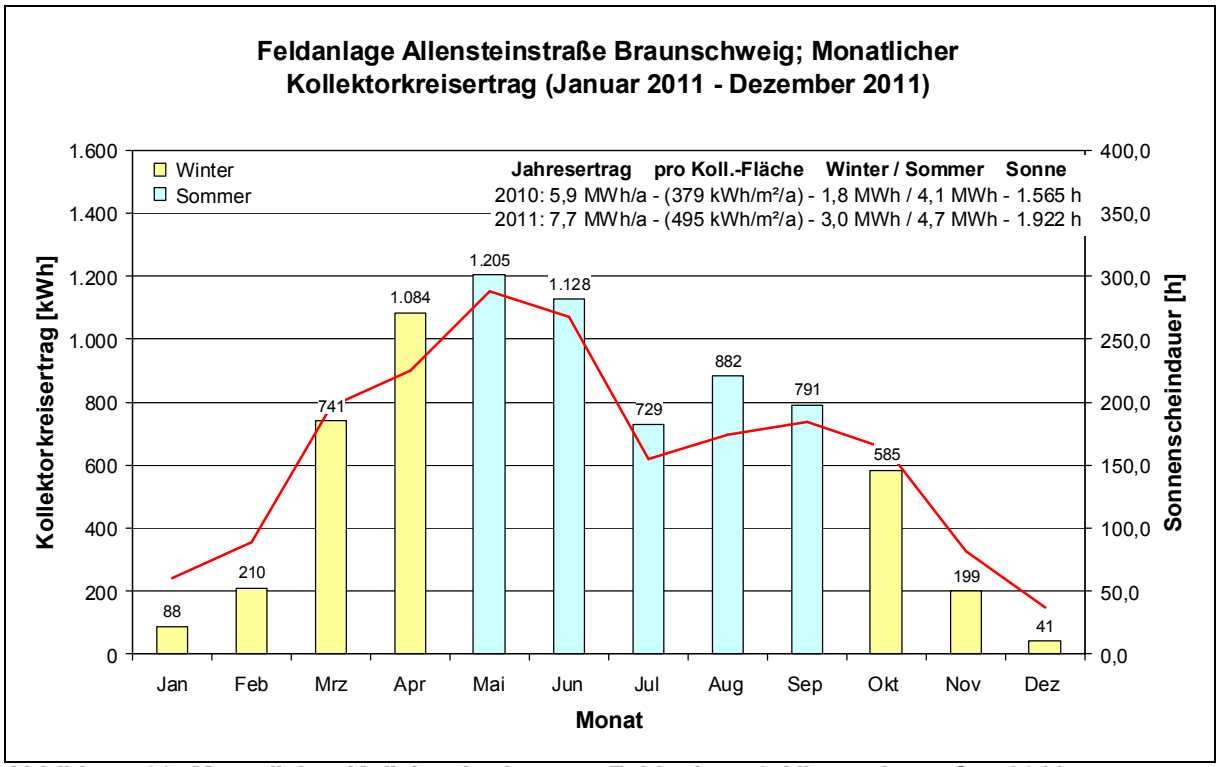


Abbildung 23: Monatlicher Kollektorkreisertrag Feldanlage 2 Allensteinstraße , 2011

Es ist zu sehen, dass der Ertrag in den Monaten Juli bis September deutlich unter dem Ertrag der Monate April bis Juni liegt. Dies hängt mit der niedrigern Sonnenscheindauer in diesem Zeitraum zusammen.

4.2.5 Energieanalyse aus dem Verbrauch EAV

In der nachfolgenden Abbildung 24 sind die wöchentlichen Leistungen für Raumheizung, Zirkulation, Trinkwarmwasser und Kollektorkreisertrag über der Außentemperatur aufgetragen.

Die Energieanalyse aus dem Verbrauch E-A-V dient der Bestimmung des spezifischen Temperaturbezogenen Wärmeverlustes h und der Gebäudeheizlast sowie der Grundleistung bestehend aus dem Trinkwarmwasserverbrauch und den Zirkulationsverlusten.

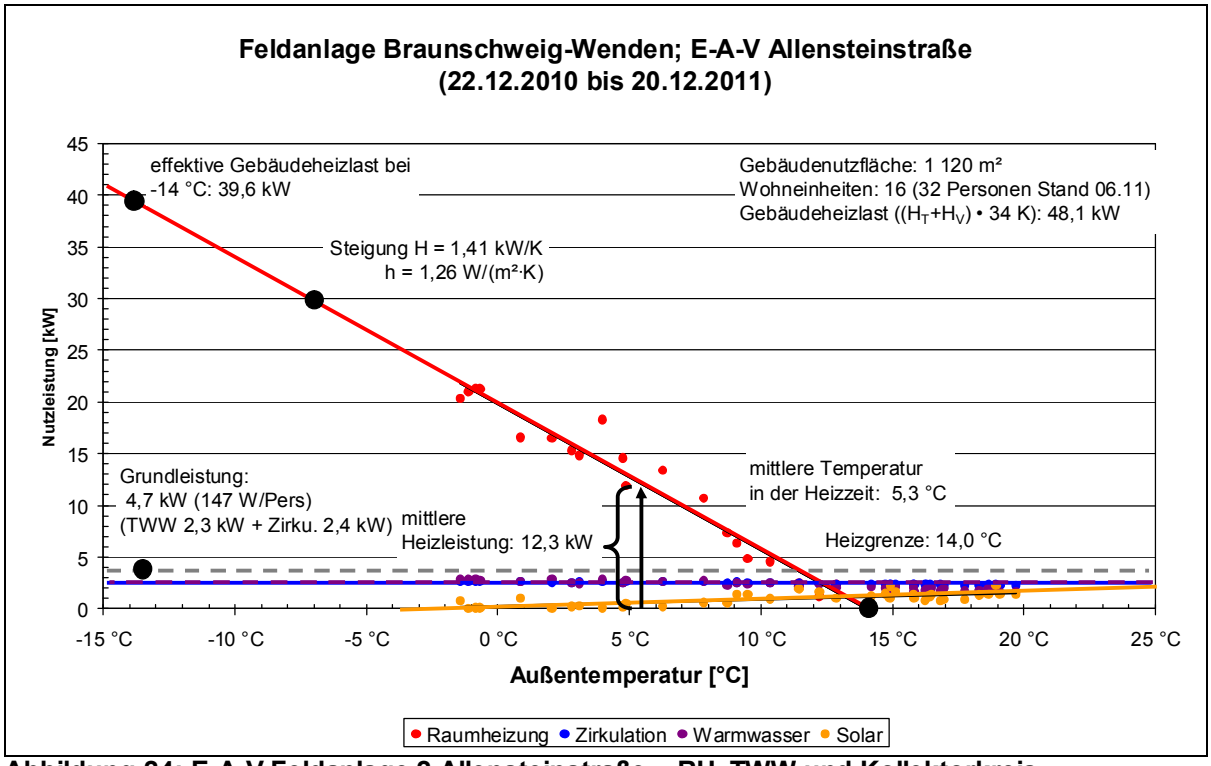


Abbildung 24: E-A-V Feldanlage 2 Allensteinstraße – RH, TWW und Kollektorkreis

Die Heizgrenztemperatur (Schnittpunkt x-Achse mit Ausgleichsgeraden Winter) liegt bei 14,0 °C. Der spezifische Wärmverlust des Gebäudes liegt mit 1,26 W/m²/K typisch für ein Bestandgebäude, aber für das Alter des Gebäudes im angemessenen Rahmen.

Die Gebäudeheizlast, bestehend aus Transmissions- und Lüftungswärmeverlusten, beträgt bei einer Auslegungstemperatur von -14 °C für Braunschweig (Raumtemperatur 20 °C) 48 kW. Dies entspricht der in etwa notwendigen Kesselleistung. Somit ist der jetzt installierte Kessel mit fast 90 kW Nennleistung deutlich überdimensioniert. Am 06.04.2010 wurde die Leistung des Kessels von max. 90 kW auf 60 kW gedrosselt.

Die Grundleistung beträgt 4,7 kW und beinhaltet den Wärmebedarf für Warmwasser und Zirkulation. Der personenbezogene Wert ist mit 147 W/(P·a) durchschnittlich.

In Abbildung 24 ist ebenfalls gut zu erkennen, dass der Solarertrag – dargestellt als mittlere Dauerleistung – mit der Außentemperatur zunimmt, jedoch immer deutlich unter der Trinkwarmwassergrundleistung bleibt.

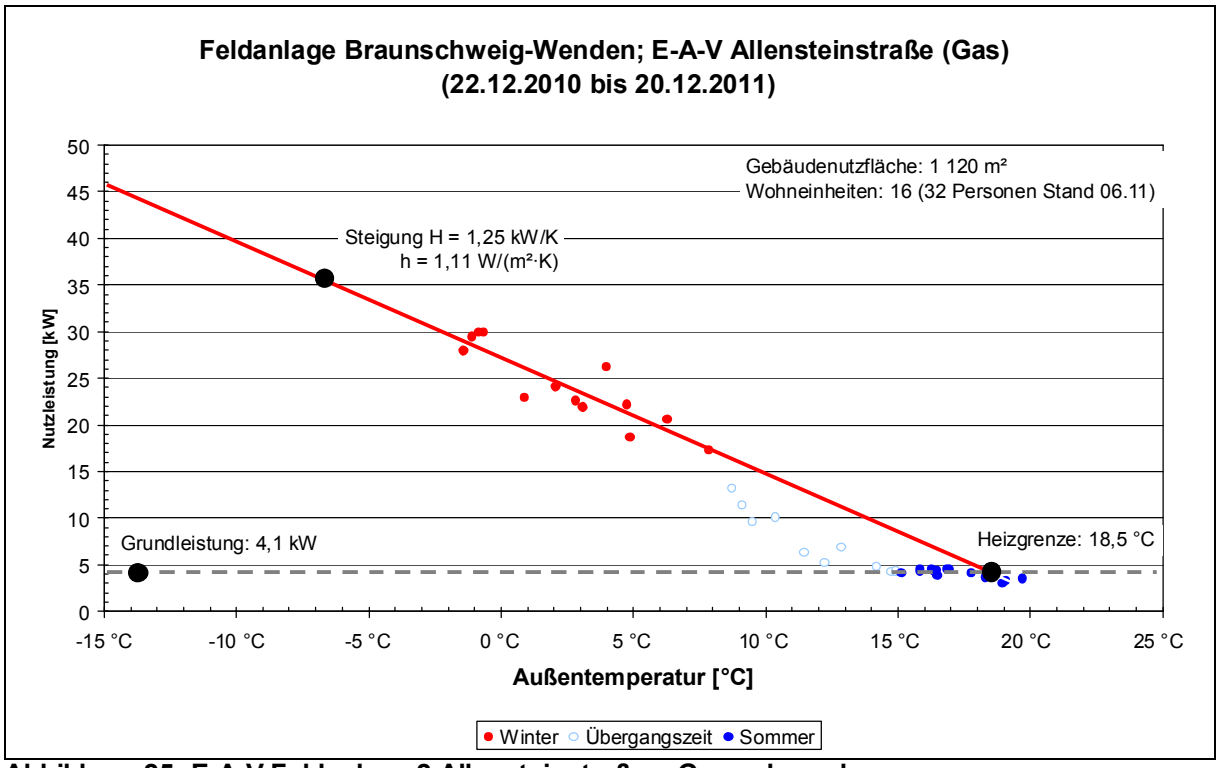


Abbildung 25: E-A-V Feldanlage 2 Allensteinstraße – Gasverbrauch

Abbildung 25 zeigt die Energieanalyse für den Gasverbrauch. Es ist gut der Einfluss der Solarthermie in der Übergangszeit zu erkennen.

Energieanalyse des Kessels

Die Messdaten der Energiezu- und Abfuhr für den Kessel liegen in einer wöchentlichen Auflösung vor. Werden die Werte als mittlere Leistungen im Messzeitraum in ein Diagramm eingetragen, ergibt sich ein Abbild mittlerer Kesseleigenschaften – Abbildung 26.

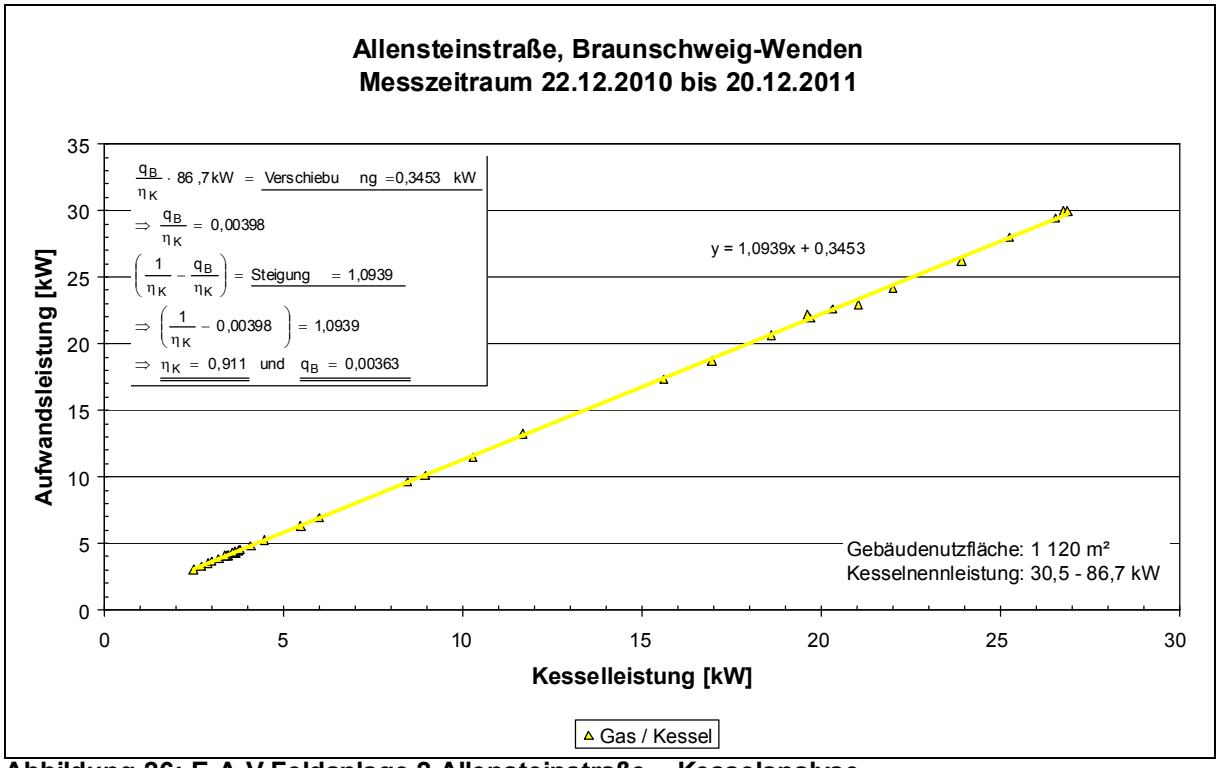


Abbildung 26: E-A-V Feldanlage 2 Allensteinstraße – Kesselanalyse

Die Steigung im Bild ist ein Maß für die Effizienz der Energieumwandlung, die Parallelverschiebung für die Wärmeverluste über die Kesseloberfläche.

Wie zu erkennen, ergeben die Messwerte keine nennenswerte Streuung rund um die Ausgleichsgerade. Mit Hilfe der Kesselnennleistung von 86,7 kW lassen sich aus Steigung und Parallelverschiebung der Geradengleichung die folgenden Kennwerte des Kessels ableiten:

- mittlerer Kesselwirkungsgrad im Betrieb: η_K **= 91,1 %**
- mittlerer Bereitschaftsverlust im Betrieb: q_B **= 0,363 %**.

Die Werte passen zum Jahresnutzungsgrad von 88,7%. Die Effizienz des Kessels ist – verglichen mit den anderen Projektkesseln – etwas besser als der Durchschnitt. Der Wirkungsgrad ist durchschnittlich, die Bereitschaftsverluste geringer.

4.2.6 Jahresbilanzen und Kennwerte

Für die Bewertung der Anlagentechnik wird die zugeführte Wärmemenge dem Nutzen gegenübergestellt. Aus der Differenz der beiden Werte ergibt sich der Verlust der Anlage. Die Zirkulationsverluste werden nicht als Nutzen, sondern den Verlusten zu geschrieben. Betrachtet wird der Messzeitraum 22.12.2010 bis 20.12.2011.

Die zugeführte Energiemenge setzt sich aus dem Gasverbrauch und dem Kollektorkreisertrag zusammen.

Q_{zu} zugeführte Energiemenge [kWh/a]
Q_{Gas} Gasverbrauch [kWh/a]
Q_{KK} Kollektorkreisertrag [kWh/a]

$$Q_{zu} = Q_{Gas} + Q_{KK}$$
$$Q_{zu} = 111.034\ \text{kWh/a} + 7.665\ \text{kWh/a}$$
$$\underline{\underline{Q_{zu} = 118.699\ \text{kWh/a}}}$$

Insgesamt wurden dem Gebäude 118,7 MWh/a zur Verfügung gestellt.

Nachfolgend werden die Messwerte für die Raumheizung (RH) mit Hilfe der E-A-V (siehe Abbildung 25) und für das Trinkwarmwasser (TWW) mit dem gezapften Volumen überprüft.

Q_{RH} Wärmemenge für Raumheizung [kWh/a]
H Verlustkoeffizient [kW/K]
G Heizgradtage für Braunschweig Waggum, www.wetter.com [Kd/a]
t Zeit [h/d]

$$Q_{RH} = H \cdot G \cdot t$$
$$Q_{RH} = 1{,}41\ \text{kW/K} \cdot 1.804\ \text{Kd/a} \cdot 24\ \text{h/d}$$
$$\underline{\underline{Q_{RH} = 61.047\ \text{kWh/a}}}$$

Die Wärmemenge für die Raumheizung berechnet mit Hilfe der E-A-V beträgt 61,0 MWh/a und liegt damit im Bereich des Messwertes von 63,3 MWh/a. Für die weiteren Berechnungen wird der Messwert verwendet. Auf die Nutzfläche von 1.120 m² bezogen, liegt der Raumheizungsverbrauch bei 56,5 kWh/(m²a). Dieser Wert ist gut.

Als Grundlage für die Überprüfung der Wärmemenge für das Trinkwarmwasser werden der Jahresverbrauch von 440 m³/a und eine Temperaturdifferenz von 41,4 K (Messwerte: Kaltwassertemperatur ca. 12,2 °C und Warmwassertemperatur 53,6 °C) angesetzt.

Q_{TWW} Wärmemenge für Trinkwarmwasser [kWh/a]
V Volumen [m³/a]
ρc_P spezifische Wärmekapazität [kWh/(m³K)]
$\Delta\vartheta$ Temperaturdifferenz [K]

$$Q_{TWW} = V \cdot \rho c_P \cdot \Delta\vartheta$$
$$Q_{TWW} = 440\ m^3/a \cdot 1{,}163\ kWh/(m^3K) \cdot (53{,}6\ °C - 12{,}2\ °C)$$
$$\underline{\underline{Q_{TWW} = 21.185\ kWh/a}}$$

Die Wärmemenge für das Warmwasser beträgt nach der obigen Annahme 21,2 MWh/a und liegt damit etwas unter dem Messwert von 23,2 MWh/a.

Die Differenz beruht auf der Tatsache, dass sich die Messstellen für den Warmwasserverbrauch und die Zirkulationsverluste vor der Frischwasserstation befinden. Über den Plattenwärmeübertrager (PWÜ) werden nur ca. 80 – 85 % des benötigten TWW erzeugt, der Rest wird laut Angaben der Firma Solvis über die Zirkulationsweiche gedeckt (Angabe Firma Solvis; E-Mail vom 10.12.2009).

Für die weiteren Berechnungen wird der gemessene Verbrauch von 23,0 MWh/a verwendet. Bei einer Bewohnerzahl von 32 Personen würde dies einen personenbezogenen Wert von 719 kWh/(P a) ergeben. Der Wert liegt etwas oberhalb des durchschnittlichen Verbrauchs von 650 kWh/(P a) [IWU 97].

Aus den Messwerten resultiert ein Zirkulationsverlust von 17,9 MWh/a. Somit ergibt sich für die Trinkwarmwasserbereitung ein Verteilungsnutzungsgrad von 56 % - ein vergleichsweise guter Wert.

Für den gesamten Nutzen werden der Messwert der Raumheizung (63,3 MWh/a) und der berechnete Wert für das TWW (23,0 MWh/a) verwendet.

$$Q_{Nutz} = Q_{RH} + Q_{TWW}$$
$$Q_{Nutz} = 63.300\ kWh/a + 23.020\ kWh/a$$
$$\underline{\underline{Q_{Nutz} = 86.320\ kWh/a}}$$

Die Anlagenverluste bestehend aus Kessel-, Speicher- und Verteilverlusten berechnen sich wie folgt:

Q_V Anlagenverluste

$$Q_V = Q_{zu} - Q_{Nutz}$$
$$Q_V = 118.699\ kWh/a - 86.320\ kWh/a$$
$$\underline{\underline{Q_V = 32.379\ kWh/a}}$$

Jahresenergiebilanz als Energieflussbild und Balkendiagramm

Nachfolgend sind alle Mess- und Berechnungswerte in einem Energieflussdiagramm (absolute Werte) und einem Balkendiagramm mit Energiezu- und Abflüssen (bezogen auf die beheizte Fläche) dargestellt.

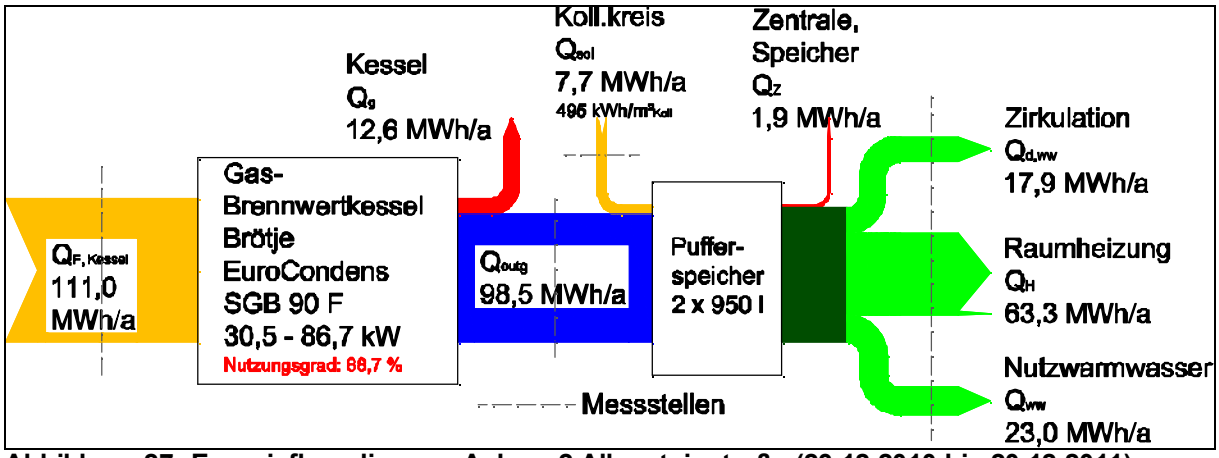


Abbildung 27: Energieflussdiagram Anlage 2 Allensteinstraße (23.12.2010 bis 20.12.2011)

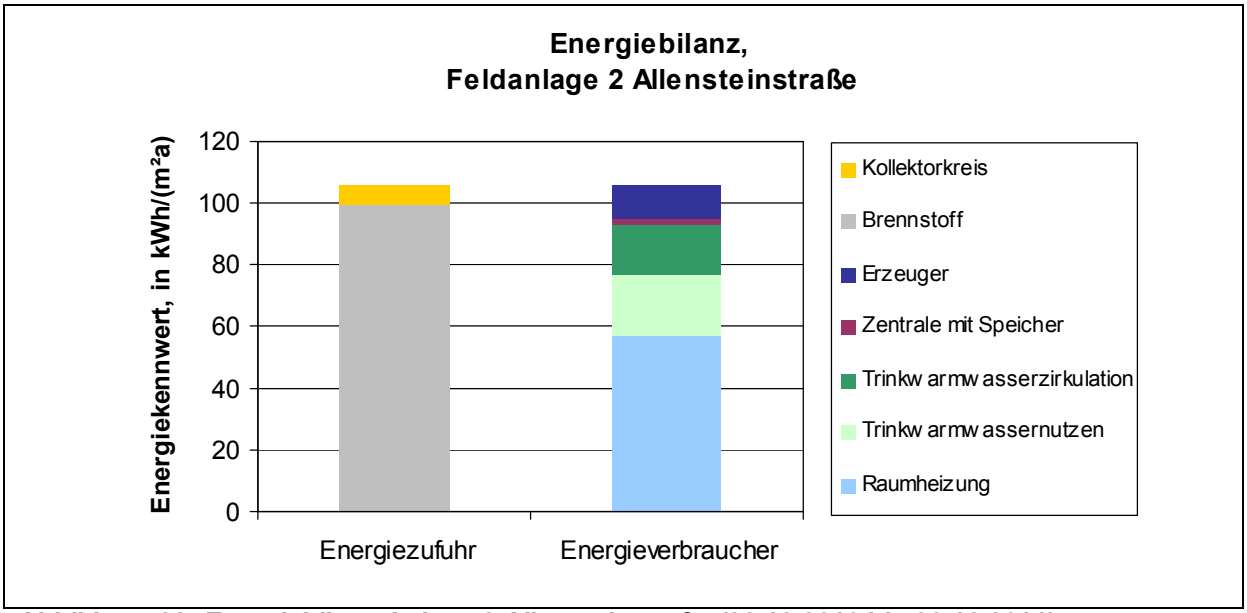


Abbildung 28: Energiebilanz Anlage 2 Allensteinstraße (23.12.2010 bis 20.12.2011)

Die Kesselverluste sind mit 12,6 MWh/a als zu hoch anzusehen. Der Kesselnutzungsgrad beträgt nur 88,7 %, trotz der Leistungsreduzierung. Die Speicher- und Verteilverluste betragen 1,9 MWh/a. Nachfolgend werden die Speicher- und Verteilverluste einer Plausibilitätsrechnung unterzogen.

4.2.7 Detailauswertung der Wärmeverluste der Heizzentrale

Um die Wärmeabgabe der Pufferspeicher und der Verrohrung in der Heizzentrale bestimmen zu können, wurden vor Ort zunächst die Längen der gedämmten und ungedämmten Rohrleitungslängen gemessen.

Von der Firma Solvis wurden in den Jahren 2010 und 2011 alle Systemtemperaturen im 20-Sekunden-Takt aufgezeichnet und für die Auswertung zur Verfügung gestellt. Für die Bewertung der Wärmeverluste sind daraus Tagesmittelwerte gebildet worden.

Nachfolgend werden die Verluste für das Jahr 2011 bestimmt. Auf Grund von Ausfällen der Messtechnik im August 2011 und vom 15.11. bis 19.11. sind für diese Zeiträume keine Messwerte vorhanden. Als Ersatz werden die Werte von 2010 verwendet. Die Raumtemperatur der Heizzentrale wird mit 22 °C vereinfacht als konstant für das ganze Jahr angenommen.

Pufferspeicher

Der Hersteller der beiden Pufferspeicher (Firma Solvis) gibt für die Speicher einen Wärmeverlust von je 2,99 W/K [SOLVIS] an. Für die Bestimmung der Verluste des linken Speichers (siehe Abbildung 22) werden folgende Temperaturmesswerte verwendet:

- von Gerät 1 (SolvisControl 1) S3 und S10 sowie
- von Gerät 2 (RK-SC-HK) S11 und S12.

Für den rechten Speicher werden folgende Temperaturen verwendet:

- von Gerät 1 (SolvisControl 1) S1 und S4 sowie
- von Gerät 2 (RK-SC-HK) S5, S6, S7 und S9.

Die Bezeichnungen der Messfühler sind in Tabelle 10 oben nachzuvollziehen. Der Wärmeverlust für Speicher 1 beträgt 390 KWh/a, für Speicher 2 beträgt er 888 kWh/a. Beide Speicher zusammen haben einen Wärmeverlust von 1.278 kWh/a.

Verteilung

In der nachfolgenden Tabelle sind alle Rohrleitungen mit den jeweiligen Querschnitten, Dämmstärken, Längen und Messpunkten aufgelistet. Es werden nur die Rohrleitungen zwischen den einzelnen Messpunkten (Wärmemengenzählern) betrachtet.

Leitung	Außendurchmesser		Dämmstärke	Länge	Messpunkt
	DN	mm	mm	m	
VL Kessel	32	35	30	4,9	S8 (2)
RL Kessel	32	35	30	9,9	S14 (1)
VL Raumheizung	32	35	30	2,9	S1/S2 (2)
RL Raumheizung	32	35	30	4,2	S14 (2)
VL TWW/Zirkulation	25	28	25	0,8	S1 (1)
RL TWW	25	28	35	3,7	S4 (2)
RL Zirkulation	20	22	20	2,9	S3 (2)
VL Kollektor	20	22	25	4,0	S5 (1)
RL Kollektor	20	22	25	5,2	S6 (1)

Tabelle 12: Übersicht Rohleitungen Allensteinstraße

Gedämmte und nicht gedämmte Rohrleitungen werden getrennt betrachtet. Als Grundlage der Berechnungen dient die Studie vom Institut Wohnen und Umwelt (IWU) "Energetische Kenngrößen für Heizungsanlagen im Bestand" vom November 2002 [IWU 02].

Ungedämmte Rohrleitungen, freiliegend

Die Wärmeabgabe von ungedämmten Rohrleitungen setzt sich aus den Verlusten durch Konvektion und durch Strahlung zusammen. Der Wärmeübergang vom Medium zum Rohr sowie die Wärmeleitung innerhalb der Rohrwandung (bei Metallrohren) kann vernachlässigt werden. Der Wärmeverlustkoeffizient für den äußeren konvektiven Wärmeübergang von ungedämmten Rohrleitungen $\alpha_{R,K}$ berechnet sich wie folgt [IWU 02]:

ΔT Temperaturdifferenz zwischen Rohr und Umgebung [K]
d_R Außendurchmesser des Rohres [m]

$$\alpha_{R,K} = 1{,}23 \frac{\Delta T^{0{,}25+0{,}1 \cdot d_R}}{d_R^{\ 0{,}25}} \cdot \pi \cdot d_R$$

Die Gleichung ist gültig für Umgebungstemperaturen von 0 bis 20 °C und Rohrdurchmesser zwischen 0,01 und 1 m. Diese Bedingung wird – bis auf die Raumtemperatur von 22°C – knapp eingehalten.

Der Wärmeverlustkoeffizient für die Wärmestrahlung von gedämmten Rohrleitungen in einem großen Raum berechnet sich wie folgt [IWU 02]:

T_R absolute Temperatur des Rohres [K]
T_U absolute Temperatur der Umgebung [K]
ε_R Emissionsgrad der Rohroberfläche

$$\alpha_{R,S} = 5{,}67 \cdot 10^{-8} \cdot \varepsilon_R \cdot \frac{\left(T_R^4 - T_U^4\right)}{\left(T_R - T_U\right)} \cdot \pi \cdot d_R$$

Der Emissionsgrad ε schwankt für ungedämmte Verteilrohre aus Kupfer oder Stahl je nach Grad der Oxidation zwischen ca. 0,07 und 0,8 – bei Farbanstrich bis zu ca. 0,95. Im Folgenden wird von einem Standardwert von $\varepsilon_R = 0{,}8$ ausgegangen.

Gedämmte Rohrleitungen

Der Wärmeverlustkoeffizient von gedämmten Rohrleitungen berechnet sich nach [IWU 02] wie folgt:

λ Wärmeleitfähigkeit der Dämmung [W/(m·K)]
d_a Außendurchmesser des gedämmten Rohres (inkl. Dämmung) [m]
d_R Rohrdurchmesser [m]
α_a Wärmeübergangskoeffizient [W/(m²·K)]

$$U_R = \frac{\pi}{\frac{1}{2 \cdot \lambda} \cdot \ln \frac{d_a}{d_R} + \frac{1}{\alpha_a \cdot d_a}}$$

Als Pauschalwert für die Wärmeleitfähigkeit wird λ=0,04 W/(m·K) angenommen. Der äußere Wärmeübergangskoeffizient wird standardmäßig mit α_a=8 W/(m²·K) angesetzt. Nach dieser Berechnung ergibt sich für die gesamten Rohrleitungen ein Wärmeverlust von ca. 2.166 kWh/a.

Ergebnis

Die Summe aus Rohrleitungs- und Speicherverlusten beträgt somit ca. 3,4 MWh/a und liegt damit um etwa 75 % über dem Messwert von 1,9 MWh/a (siehe auch Anhang Abbildung 257). Es ist davon auszugehen, dass der tatsächliche Verlust zwischen dem Messwert und dem berechneten Wert liegt. Eine Begründung für die Abweichung kann die Fehlertoleranz der Wärmemengen- bzw. auch der Temperaturmessung und die Genauigkeit der verwendeten empirischen Wärmetransportgleichungen sein.

4.2.8 Detailauswertung Heizungsunterstützung

Abbildung 29 zeigt die ab Heizzentrale benötigten Wärmemengen für Heizung und Trinkwarmwasserbereitung – jeweils incl. Verteilverlusten. Zum Vergleich sind auch die monatlichen Solarerträge aufgetragen.

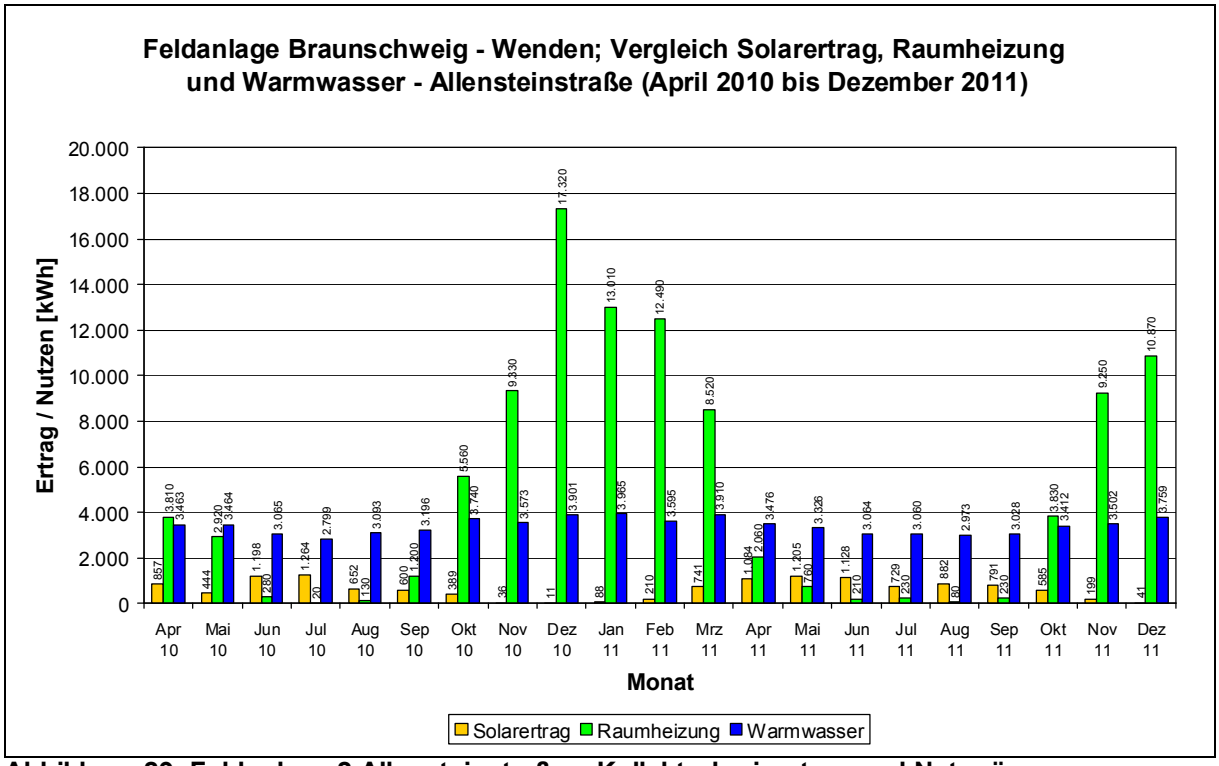


Abbildung 29: Feldanlage 2 Allensteinstraße – Kollektorkreisertrag und Nutzwärme

In den Wintermonaten November bis Februar ist fast kein Solarertrag erzielt worden. Eine gänzlich heizfreie Zeit ist praktisch nicht zu erkennen – die Monate Juli und August weisen jedoch sehr geringe Heizverbräuche auf.

In der Übergangszeit bestünde die Möglichkeit der solaren Heizungsunterstützung. Die Auftragung zeigt jedoch, dass es keinen Monat gab, in der die Solarthermieanlage den Bedarf für Heizung und Warmwasser voll decken konnte. In der Mehrzahl der Übergangsmonate reicht der Solarertrag in etwa aus, um die Hälfte des Warmwasserbedarfs zu decken. Das tagesweise Ergebnis kann ggf. für kurze Zeiträume anders aussehen. Im Sommer wurde keine Bedarfsdeckung erreicht.

Es kann vermutet werden, dass die Solarthermieanlage keinen nennenswerten Beitrag zur Heizungsunterstützung liefert. Sie ist auch für die Trinkwarmwasserbereitung nicht ausreichend groß.

4.2.9 Erreichte und mögliche Endenergieeinsparung

Nachfolgend werden zwei Betrachtungsansätze durchlaufen.

Zum einen wird – auf Basis des gegebenen Nutzens an Wärme ab Heizzentrale – abgeschätzt, welche Einsparung Endenergie die vorhandene Solaranlage gebracht hat. Dazu wird der Endenergiebedarf des Gebäudes ohne Solarthermie rechnerisch abgeschätzt.

Zum anderen wird untersucht, welche Einsparpotentiale sich – bei gegebener Versorgungsstruktur – näherungsweise ergeben, wenn Speicher, Kessel und Trinkwarmwasserverteilung optimiert wären. Hierzu wird der Fall mit und ohne Solarthermie betrachtet.

Erreichte Einsparung durch die Solarthermie

Um die Endenergieeinsparung quantifizieren zu können, wird rechnerisch abgeschätzt, welcher Energieverbrauch sich in dem Gebäude ohne Solarthermie ergeben hätte. Der ab Heizzentrale notwendige gemessene Wärmebedarf wird als gegeben angenommen.

Darüber hinaus wird abgeschätzt, welche Speicherverluste entfallen, wenn es die Solarthermieanlage nicht geben würde. In diesem Gebäude wird vom Wegfall der beiden Pufferspeicher á 950 l ausgegangen. Anstelle dessen wäre ein 600-l-Trinkwarmwasserspeicher ausreichend. Üblich geschätzt haben diese zwei entfallenen Speicher einen Wärmeverlust von ca. 2800 kWh/a und der neue Trinkwarmwasserspeicher einen Wärmeverlust von 1100 kWh/a [IWU 97]. Der Wert wird variiert (+ ⅓, - ¼).

Der Kesselnutzungsgrad des Bestandes wird ebenfalls variiert. In welcher Richtung er sich ohne Solarthermie ändern wird, ist nicht abschätzbar – die Änderung wird jedoch klein sein, solange grundsätzlich das gleiche Kesselmodell verwendet wird (siehe auch Berichtsteil 4). Es wird von einer Änderung um ± 1 %-Punkte um den Bestandwert (88,7 %) ausgegangen.

Tabelle 13 zeigt die sich ergebenden Energiemengen für den Zustand ohne Solarthermie. Der rechnerische Bedarf liegt in allen drei Szenarien höher.

Szenario	Wärmebedarf ab Zentrale	Kollektor-kreisertrag	entfallene Speicherver-luste	Kessel-nutzungs-grad	Endenergie	Ersparnis / Mehr-verbrauch
	[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]		[kWh/a]	[kWh/a]
heute	106.135	-7.665	0	88,7%	111.034	
1	106.135	0	-2.267	89,7%	115.815	4.781
2	**106.135**	**0**	**-1.700**	**88,7%**	**117.760**	**6.726**
3	106.135	0	-1.275	87,7%	119.588	8.554

Tabelle 13: Bewertung der erreichten Endenergieeinsparung – Anlage 2 Allensteinstraße

Die wahrscheinlich erreichte Einsparung an Gas durch die Solarthermie liegt daher bei gerundet **6,0 ± 1,6 kWh/(m²a)** bezogen auf die beheizte Fläche von 1120 m². Die getroffenen Annahmen sind ausführlich im Anhang 7.3 dokumentiert.

Optimierung der Anlage

Eine zweite Fragestellung betrifft die Auswirkungen einer Anlagenoptimierung in Kombination mit oder ohne Solarthermie. Da keine Messwerte vorliegen, wird mit Hilfe der Literatur und auf Basis der Bestandsdaten eine Abschätzung vorgenommen.

Der Nutzen für die Raumheizung von ca. 63,3 MWh/a wird übernommen. Die Wärmemenge für den Nutzen der Warmwasserbereitung von 23,0 MWh/a wird ebenfalls als konstant angenommen. Der Nutzungsgrad der Verteilung des Warmwassers wird variiert. Der Bestandswert von ca. 56 % wird in allen Varianten belassen, weil er bereits sehr gut ist.

Darüber hinaus wird abgeschätzt, wie sich die Speicher- und Zentralenverluste ändern. Bezugsgröße ist ein Verlust von 1,9 MWh/a. In der Variante mit Solarthermie wird einer der beiden Pufferspeicher entfernt (-1400 kWh/a). Das Puffervolumen je Kollektorfläche ist dann mit ca. 60 l/m² noch ausreichend. Entfällt die Solarthermie wird wie oben von einem 600 l-Speicher für die Trinkwarmwasserbereitung ausgegangen. Die sich ergebenden Einsparungen an Speicherverlusten werden wie oben variiert.

Der Gasverbrauch wird mit drei unterschiedlichen Kesselnutzungsgraden (brennwertbezogen) von 86 %, 90 % und 94 % berechnet. Die höheren Werte sind mit heutiger Kesseltechnologie erreichbar [BW03] [OPT05]. Der mittlere Wert entspricht dem Durchschnitt der besseren Hälfte der Kessel im vorliegenden Projekt. Die Solaranlage wird prinzipiell in der vorhandenen Größe belassen. Der im Bestand erreichte Solarertrag wird als Minimum angesehen und in den verbesserten Varianten um 10 bzw. 20 % erhöht angenommen.

In allen Fällen wird von einer mit geringen Investitionsmitteln optimierten Anlagen- und Regelungstechnik ausgegangen. Tabelle 14 zeigt die Ergebnisse.

Szenario		Wärmeabgabe der Erzeuger	entfallene Speicherverluste	Kollektorkreiserertrag	Kesselnutzungsgrad	Endenergie
		[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]		[kWh/a]
heute		106.135	0	-7.665	88,7%	111.034
ohne Solar	A	106.135	-2.267	0	94,0%	110.498
	B	**106.135**	**-1.700**	**0**	**90,0%**	**116.039**
	C	106.135	-1.275	0	86,0%	121.930
mit Solar	D	106.135	-1.867	-9.198	94,0%	101.139
	E	**106.135**	**-1.400**	**-8.432**	**90,0%**	**107.004**
	F	106.135	-1.050	-7.665	86,0%	113.279

Szenario		Ersparnis / Mehrverbrauch gegenüber Bestand		Ersparnis / Mehrverbrauch mit und ohne Solarthermie	
		[kWh/a]		[kWh/a]	
heute					
ohne Solar	A	-535	Ersparnis gegenüber heute		
	B	**5.005**	**Mehrverbrauch gg.über heute**		
	C	10.897	Mehrverbrauch gegenüber heute		
mit Solar	D	-9.895	Ersparnis gegenüber heute	-9.360	Ersparnis der Solarthermie
	E	**-4.030**	**Ersparnis gegenüber heute**	**-9.035**	**Ersparnis der Solarthermie**
	F	2.245	Mehrverbrauch gegenüber heute	-8.651	Ersparnis der Solarthermie

Tabelle 14: Bewertung einer Anlagenoptimierung – Anlage 2 Allensteinstraße

Die Ersparnis gegenüber dem derzeitigen Zustand liegt bei der gering investiven Anlagenoptimierung (weniger Zirkulationswärmeverlust, optimierte Speicher, Kessel mit besserer Effizienz) bei ca. **4 kWh/(m²a)** in Variante E. In dieser Lösung wird die Solarthermie beibehalten.

Eine wie oben optimierte Anlage jedoch ohne Solarthermie – Variante B – ergibt einen Mehrverbrauch an Endenergie von ca. **4 kWh/(m²a)** gegenüber dem heutigen Zustand.

Zusammenfassung

Die Zusammenhänge zeigt nachfolgende Abbildung im Überblick. Dabei ist der Zustand des Gebäudes wie heute, jedoch ohne Solarthermie, die Bezugsvariante. Ausgehend davon ist die erreichte Einsparung durch die vorhandene Solarthermie abgetragen. Alternativ eine mögliche Einsparung durch eine Anlagenoptimierung (mit und ohne Solarthermie).

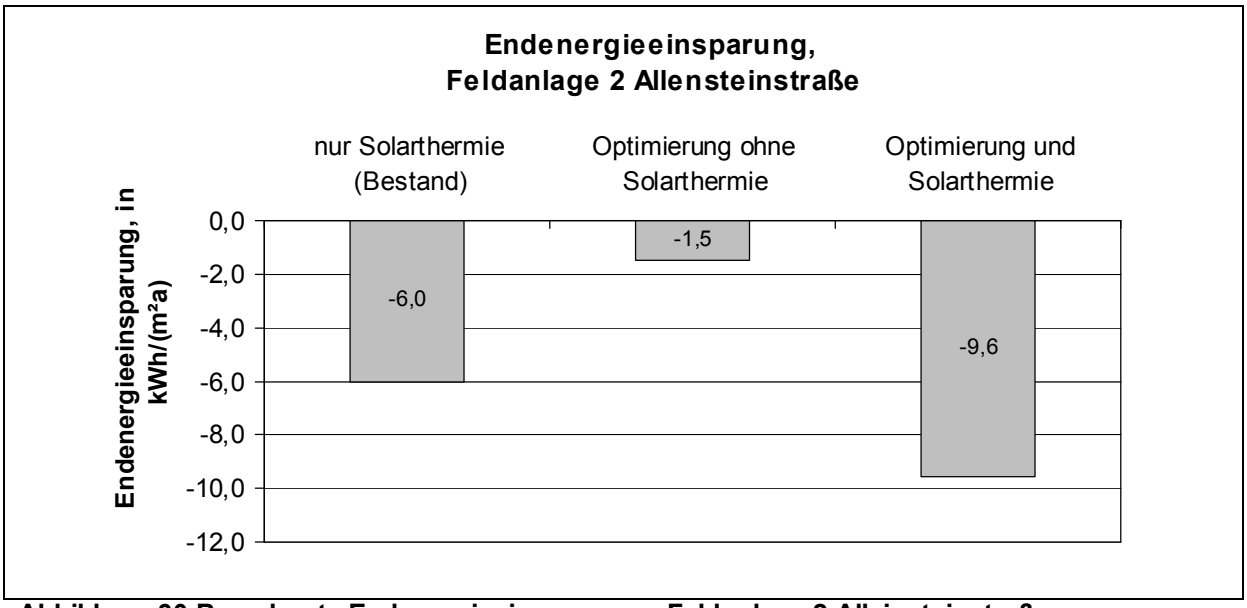


Abbildung 30 Berechnete Endenergieeinsparung – Feldanlage 2 Alleinsteinstraße

Der Effekt einer gering investiven Anlagenoptimierung ist in dieser Anlage etwas kleiner als die erreichte Endenergieeinsparung durch Solarthermie – 1,5 gegenüber 6 kWh/(m²a). In der Kombination ließe sich das beste Resultat erreichen.

4.2.10 Probleme bei Messung und Auswertung

Für den Wärmemengenzähler, welcher die Kesselwärmeproduktion erfasst, wurde ein Messfehler vermutet. Aus diesem Grund wurde dieser im März 2010 mit dem Kessel-Wärmemengenzähler in der Feldanlage 3 Eichendorffstraße getauscht. Es stellte sich allerdings heraus, dass vermutlich keine Messfehler vorliegen. Die Messergebnisse waren nach dem Tausch in beiden Anlagen unverändert.

Aufgrund von Ausfällen der Messtechnik sind für die Messzeiträume 01.08. bis 31.08.2011 und 15.11. bis 19.11.2011 keine Tageswerte verfügbar. In den oben durchgeführten Berechnungen wurden deshalb die Tageswerte für 2010 angesetzt. Die wöchentliche manuelle Ablesung war davon nicht betroffen.

4.2.11 Verbesserungsvorschläge

Solarthermie

Die installierte Solarthermiefläche je Person ist mit etwa 0,5 m²/P sehr gering. Es wird ein solarer Deckungsanteil von 7 % bezogen auf die gesamte Wärmeproduktion bzw. knapp 19 % bezogen auf den Gesamtwärmebedarf für Trinkwarmwasser erreicht.

Die gewählte Solarthermiefläche ist für eine Kombianlage offensichtlich zu klein. Eine Heizungsunterstützung dürfte vernachlässigbar gering ausgefallen sein, da die Anlage auch den Trinkwarmwasserbedarf bei weitem nicht decken konnte.

Es ist davon auszugehen, dass eine doppelt so große Fläche mit optimiertem Speicherkonzept – und zur ausschließlichen Warmwasservorwärmung – gesamtenergetisch und aus Sicht der Kosten besser abschneiden würde.

Speicherkonzept

Für die derzeit vorhandene Kollektorfläche wird die Speichergröße als überdimensioniert eingeschätzt. Es sind mehr als 120 l/m² installiert – üblich sind 60 l/m². Dass der Solarertrag sich auf diese Weise steigern lässt, ist unbenommen. Allerdings steigen insbesondere in der kalten Jahreszeit auch die Speicherverluste, da zumindest von teilweise fossiler Speicherbeheizung ausgegangen werden muss.

Verteilnetz

Das Trinkwarmwassernetz weist mit ca. 56 % Verteilungsnutzungsgrad einen der besten Werte des Projektes auf. Eine Detailanalyse wurde hier nicht durchgeführt. Der gute Wert wird – auf Basis von Praxiserfahrungen aus anderen Projekten – auf die optimierte Form des Baukörpers und Gestaltung der Wohnungsgrundrisse zurückgeführt.

Kessel

Die Effizienz des Kessels ist mit 88,7 % durchschnittlich – bezogen auf die Ergebnisse der Brennwertkessel in den Feldanlagen. Der Kessel ist bezogen auf die messtechnisch bestimmte Heizlast um den Faktor 1,8 überdimensioniert. Die jahresmittlere Auslastung liegt bei nur 13 %. Der nächste Kessel sollte im Zuge der Erneuerung kleiner gewählt werden.

4.3 Feldanlage 3 Eichendorffstraße, Braunschweig (Gebäudeanlage)

Die Feldanlage befindet sich in der Eichendorffstraße 18/19 in 38110 Braunschweig-Wenden. Zunächst werden das Gebäude, die Nutzung, der Anlagenaufbau und die vorhanden Messtechnik beschrieben. Nachfolgend werden die vorhanden Messwerte ausgewertet, Verbesserungsvorschläge gemacht und die Feldanlage bewertet.

4.3.1 Gebäude und Nutzung

Das Mehrfamilienhaus mit 16 Wohneinheiten und einer Gebäudenutzfläche von ca. 994 m² wurde im Jahre 1965 errichtet. 2011 bewohnten, nach Angabe des Eigentümers, 27 Personen das Mehrfamilienhaus.

Abbildung 31: Gebäude 3 Eichendorffstraße

Vor etlichen Jahren wurde die bauliche Hülle modernisiert. Sie entspricht allerdings nicht heutigen Standards.

4.3.2 Anlagenaufbau

Das Wärmversorgungssystem wurde im November 2009 modernisiert und besteht aus einer Gas-Brennwerttherme und einer ca. 15,5 m² großen thermischen Solaranlage zur Trinkwarmwassererwärmung und Heizungsunterstützung.

Bei der Therme handelt es sich um das Gerät Brötje ECOTherm Plus WGB 70-D mit einer Kesselnennleistung von 16,4 bis 67,9kW. Die Leistung wurde am 08.04.2010 auf 50 kW gedrosselt.

Die Solarübergabestation (Typ: SÜS 40) und die Solarkollektoren (Flachkollektoren) sind Produkte der Firma Solvis. Die Kollektoren sind auf dem Garagendach nach Süden ausgerichtet aufgestellt.

Abbildung 32: Anlagenfotos Feldanlage 3 Eichendorffstraße

Die von der Solaranlage erzeugte Wärme wird in einem Pufferschichtenspeicher (Typ: Solvis Strato SR 956) mit 950 Liter Inhalt gespeichert. Die Wärmeübergabe an das Warmwasser und die Deckung der Zirkulationsverluste wird durch eine Frischwasserstation (Typ: FWS 36 bzw. Zirkulationspuffer Typ: FWS 70) der Firma Solvis realisiert.

Die Raumheizung ist an den Pufferspeicher angeschlossen. Bei unzureichender solarer Wärmeversorgung wird der Pufferspeicher von der Therme beladen. Die gesamte Anlage wird von einer von der Firma Solvis entwickelten Regelung geregelt. Die nachfolgende Abbildung zeigt das Anlagenschema.

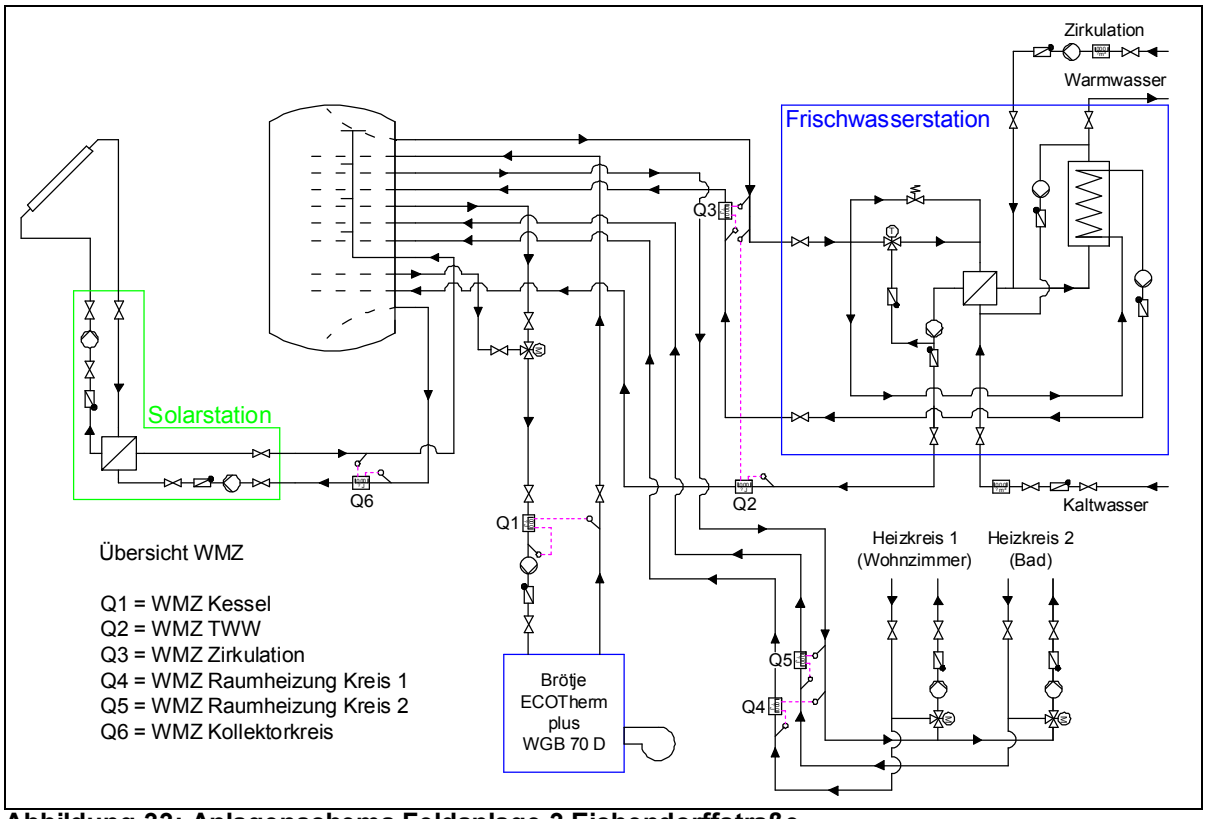


Abbildung 33: Anlagenschema Feldanlage 3 Eichendorffstraße

4.3.3 Vorhandene Messtechnik

Zu Projektbeginn war die Anlage bereits von der Firma Solvis mit einer umfangreichen Messtechnik ausgestattet worden. Wärmemengenzähler für den Kesselertrag und den Kollektorkreisertrag waren bereits installiert und an diversen Stellen wurden Anlagentemperaturen und Volumenströme gemessen sowie Ausgangssignale aus den beiden Regelungen für Ventile, Pumpen und den Kessel aufgezeichnet.

Während der Projektlaufzeit wurden Mitte März 2010 je ein Wärmemengenzähler für die Erfassung des Trinkwarmwasserverbrauches und einer für die Zirkulationsverluste durch eine Heizungsfirma installiert. Beide Zähler wurden vor der Frischwasserstation heizwasserseitig eingebaut.

Zusätzlich wurde durch die Heizungsfirma für jeden der beiden Heizkreise ein Wärmemengenzähler installiert. Die nachfolgende Tabelle zeigt alle gemessenen Temperaturen (S), aufgezeichneten Ausgangssignale (A) und installierten Wärmemengenzähler.

Messeinrichtungen Eichendorffstraße	
Gerät 1	
Sensor	**Bezeichnung**
S1	Pufferspeicher oben (Warmwasser-Austritt)
S2	Warmwasser
S3	Speicherreferenz (Pufferspeicher unten)
S4	Pufferspeicher Heizungs-Austritt
S5	Solarvorlauf sekundär
S6	Solarrücklauf sekundär
S7	Solarvorlauf primär
S8	Kollektor
S9	Pufferspeicher Heizungsrücklauf Eintritt (Kreis 1)
S11	Zirkulationsrücklauf
S12	Kaltwasser
S13	Zirkulationsweiche
S14	Kesselrücklauf
S15	Volumenstrom Solar sekündär
S16	Volumenstrom Warmwasser

Gerät 2	
Sensor	**Bezeichnung**
S1	Heizkreis 1 Vorlauf
S2	Heizkreis 2 Vorlauf
S3	Heizkreis 1 Rücklauf
S4	Heizkreis 2 Rücklauf
S5	Pufferspeicher Zirkulationsweiche Rücklauf Eintritt
S6	Pufferspeicher Kesselrücklauf Austritt
S7	Pufferspeicher Heizungsrücklauf Eintritt (Kreis 2)
S8	Pufferspeicher Solarvorlauf Eintritt
S10	Außentemperatur
S11	Zirkulationsweiche Rücklauf
S12	Warmwasser PWU Rücklauf
S16	Volumenstrom Zirkulation

A1	Ladepumpe Zirkulationsweiche
A2	Pumpe Warmwasser
A5	Zirkulationspumpe
A6	Solarkreispumpe primär
A7	Solarkreispumpe sekundär
A8/A9	Mischer Kesselrücklauf
A10	Ausgleichspumpe

A1	Beladepumpe Pufferspeicher (Kesselkreispumpe)
A5	Pumpe Heizkreis 1
A8/A9	Mischer Heizkreis 1
A10/A11	Mischer Heizkreis 2
A12	Brenner
A13	Pumpe Heizkreis 2

weitere Messeinrichtungen Eichendorffstraße		
Art	**Nr.**	**Bezeichnung**
WMZ	1	Kessel
WMZ	2	Warmwasser
WMZ	3	Zirkulation
WMZ	4	Raumheizung Kreis 1

Art	**Nr.**	**Bezeichnung**
WMZ	5	Raumheizung Kreis 2
WMZ	6	Kollektorkreis
manuell		Gaszähler
manuell		Warmwasserzähler

Tabelle 15: Übersicht Messeinrichtungen Feldanlage 3 Eichendorffstraße

Aufgrund vermuteter Messfehler am Kessel-Wärmemengenzähler in der Allensteinstraße, wurde dieser im März 2010 mit dem Kessel-Wärmemengenzähler in der Eichendorffstraße getauscht. Es stellte sich allerdings heraus, dass keine Messfehler vorliegen.

4.3.4 Messwerte

Die Wärmemengenzähler, der Gas- und der Wasserzähler wurden wöchentlich von einem Mitarbeiter der Firma Solvis abgelesen und die Messwerte zur Auswertung zur Verfügung gestellt. Des Weiteren wurden Temperaturen und Ausgangssignale alle 20 Sekunden aufgenommen und von der Messwerterfassung der Firma Solvis gespeichert. Diese Messwerte wurden der Ostfalia ebenfalls zur Verfügung gestellt. Für die Außentemperatur wurden die Daten der Wetterstation Braunschweig-Waggum (Internetseite von Wetter-Online) herangezogen.

Seit April 2010 liegen alle zur Auswertung relevanten Messwerte vor. In der nachfolgenden Tabelle sind die Verbrauchs- und Ertragswerte zusammengestellt (Jahreswert 2010: 23.12.2009 bis 22.12.2011; Jahreswert 2011: 22.12.2010 bis 20.12.2011).

Jahreswerte	**2010**	**2011**
Gas Messwert [kWh/a]	124.583	104.244
Heizgradtage [Kd/a]	3.924	3.110
Gas bereinigt [kWh/a]	116.452	113.801
WW Nutzen [m³/a]	429	410
Kollektorkreis [kWh/a]	5.081 (328 kWh/m²)	6.029 (390 kWh/m²)

Tabelle 16: Feldanlage 3 Eichendorffstraße, Messwerte 2010 und 2011

Um den Gasverbrauch der letzten zwei Jahre miteinander vergleichen zu können, wurde eine Witterungskorrektur mit Hilfe der Heizgradtage (Heizgrenze 14,3 °C; konstant für beide Jahre) des entsprechenden Jahres und dem langjährigen Mittelwert von 3.557 K/d (der letzten 40 Jahre für die Klimastation Magdeburg des Deutschen Wetterdienstes) durchgeführt.

Die Witterungsbereinigung wurde nur für den witterungsabhängigen Verbrauch (Raumheizung) durchgeführt. Der witterungsunabhängige Verbrauch wurde mit Hilfe der Grundleistung aus der E-A-V (siehe Abbildung 36) berechnet und als konstant für die beiden Jahre angenommen.

Es ist zu sehen, dass der Gasverbrauch von 2010 zu 2011 um ca. 2,5 MWh/a abgenommen hat. Zeitgleich ist ein Anstieg des Kollektorkreisertrages um ca. 1 MWh/a zu erkennen.

Beim Warmwasserbedarf ist über die beiden Jahre ebenfalls nur ein leichter Abfall zu sehen. Dieser lässt darauf schließen, dass die Bewohnerzahl 2011 vermutlich um eine Person abgenommen hat.

Der Kollektorkreisertrag im Jahr 2010 liegt deutlich unter dem von 2011. Der Grund hierfür wird in der unterschiedlichen Globalstrahlung angenommen.

In der nachfolgenden Abbildung 34 sind der monatliche Kollektorkreisertrag und die monatliche Sonnenscheindauer (Deutscher Wetterdienst, Wetterstation Magdeburg) aufgetragen. Es ist zu sehen, dass der Ertrag in den Monaten Juli bis September deutlich unter dem Ertrag der Monate April bis Juni liegt. Dies hängt mit der niedrigern Sonnenscheindauer in diesem Zeitraum zusammen.

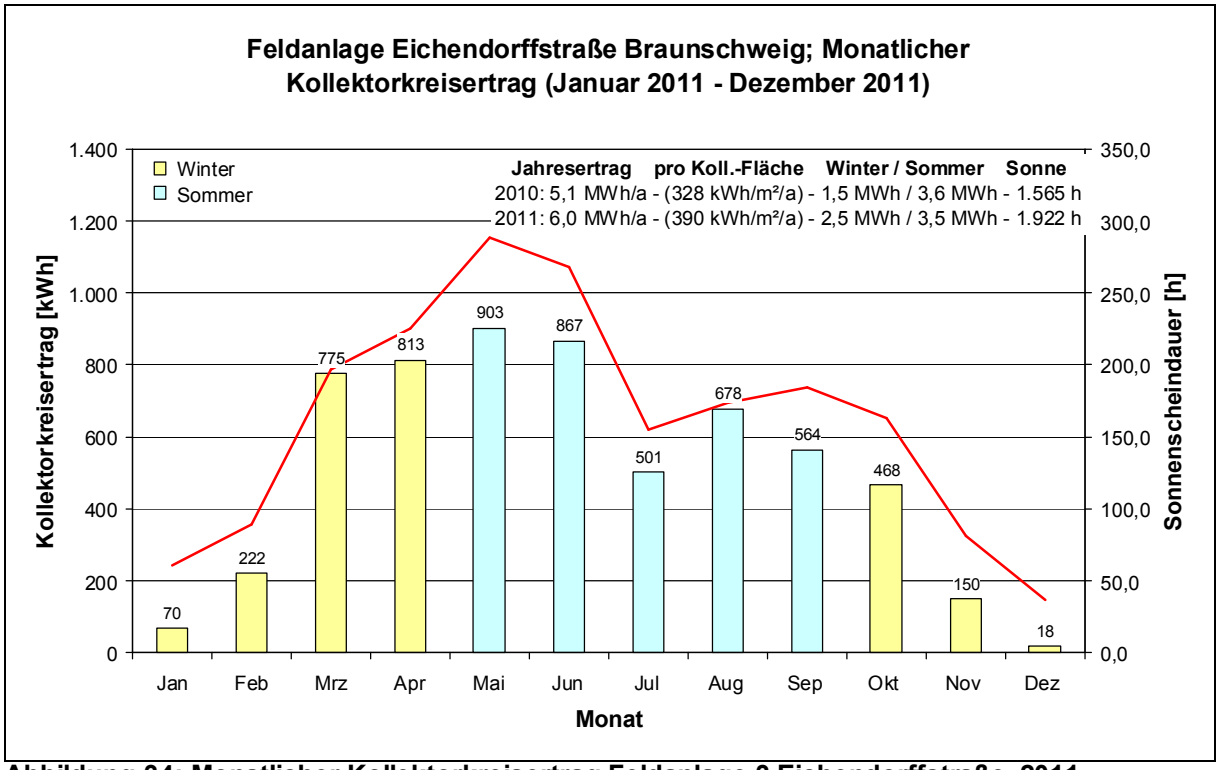


Abbildung 34: Monatlicher Kollektorkreisertrag Feldanlage 3 Eichendorffstraße, 2011

Der Kollektorkreisertrag für 2011 ist mit einem Ertrag von 390 kWh/m² Kollektorfläche als gut einzustufen.

4.3.5 Energieanalyse aus dem Verbrauch EAV

In der nachfolgenden Abbildung 35 sind die wöchentlichen Leistungen für Raumheizung, Zirkulation, Trinkwarmwassernutzen und Kollektorkreisertrag über der Außentemperatur aufgetragen. Diese Energieanalyse aus dem Verbrauch (E-A-V) dient der Bestimmung des spezifischen Wärmeverlustes h und der Gebäudeheizlast sowie der Grundleistung bestehend aus Trinkwarmwasserverbrauch und Zirkulationsverlusten.

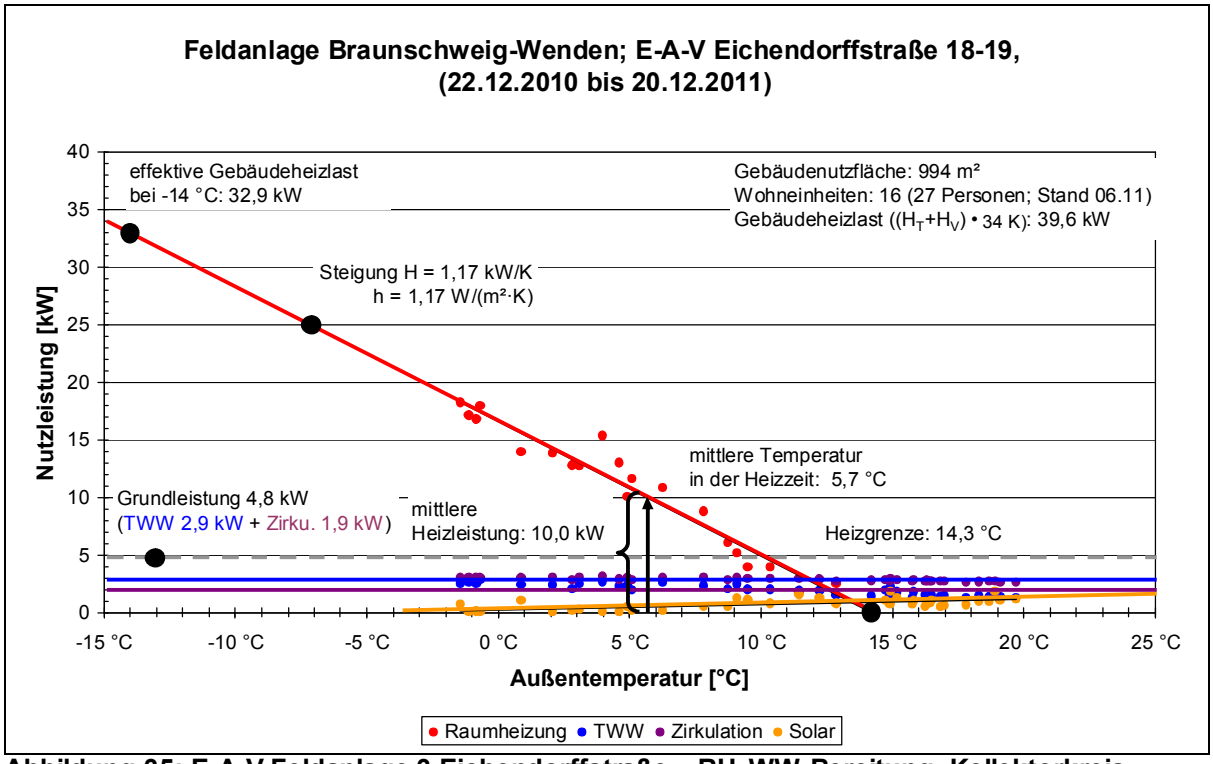


Abbildung 35: E-A-V Feldanlage 3 Eichendorffstraße – RH, WW-Bereitung, Kollektorkreis

Die Heizgrenztemperatur (Schnittpunkt x-Achse mit Ausgleichsgeraden Winter) liegt bei 14,3 °C. Der spezifische Wärmverlust des Gebäudes beträgt 1,17 W/m²/K, aber für das Alter und den Sanierungsgrad des Gebäudes im angemessenen Rahmen.

Die Gebäudeheizlast, bestehend aus Transmissions- und Lüftungswärmeverlusten, beträgt bei einer Auslegungstemperatur von -14 °C für Braunschweig (Raumtemperatur 20 °C) ca. 40 kW. Dies entspricht in etwa der notwendigen Kesselleistung. Somit ist der jetzt installierte Kessel mit fast 70 kW Nennleistung überdimensioniert.

Die Grundleistung beträgt 4,8 kW und beinhaltet den Wärmebedarf für Warmwasser und Zirkulation. Der personenbezogene Wert liegt mit 178 W/Pers/a über dem Durchschnitt.

In Abbildung 35 ist ebenfalls gut zu erkennen, dass der Solarertrag – dargestellt als mittlere Dauerleistung – mit der Außentemperatur zunimmt, jedoch immer deutlich unter der Trinkwarmwassergrundleistung bleibt.

Abbildung 36 zeigt die Energieanalyse für den Gasverbrauch. Es ist gut der Einfluss der Solarthermie in der Übergangszeit zu erkennen.

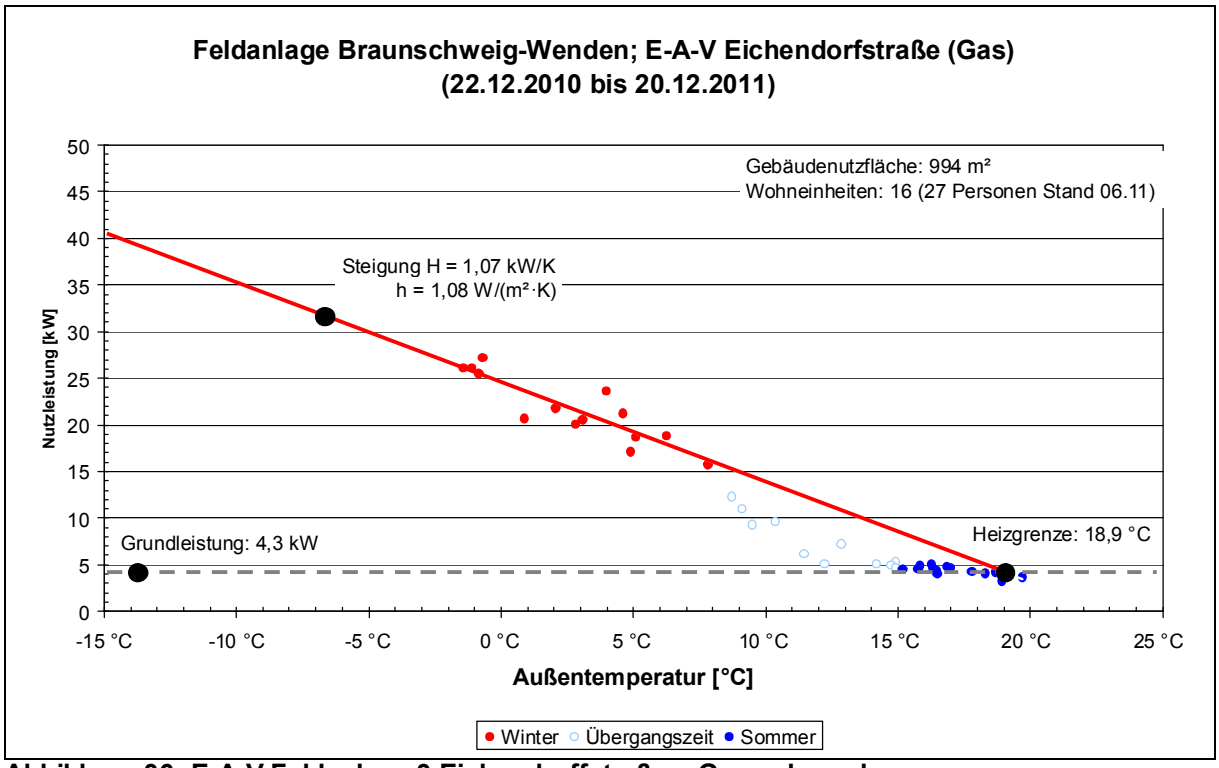


Abbildung 36: E-A-V Feldanlage 3 Eichendorffstraße – Gasverbrauch

Energieanalyse des Kessels

Die Messdaten der Energiezu- und Abfuhr für den Kessel liegen in einer wöchentlichen Auflösung vor. Werden die Werte als mittlere Leistungen im Messzeitraum in ein Diagramm eingetragen, ergibt sich ein Abbild mittlerer Kesseleigenschaften – Abbildung 37.

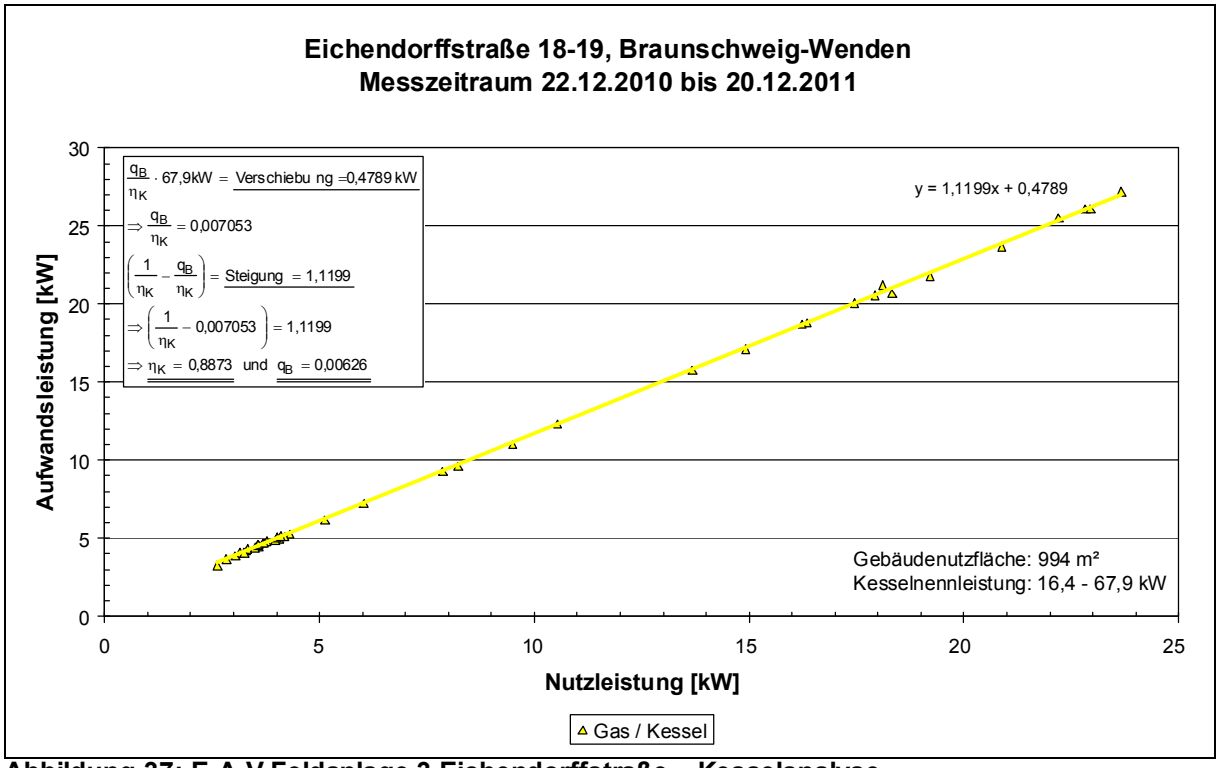


Abbildung 37: E-A-V Feldanlage 3 Eichendorffstraße – Kesselanalyse

Die Steigung im Bild ist ein Maß für die Effizienz der Energieumwandlung, die Parallelverschiebung für die Wärmeverluste über die Kesseloberfläche.

Wie zu erkennen ergeben die Messwerte keine nennenswerte Streuung rund um die Ausgleichsgerade. Mit Hilfe der Kesselnennleistung von 67,9 kW lassen sich aus Steigung und Parallelverschiebung der Geradengleichung die folgenden Kennwerte des Kessels in dieser speziellen Anlage ableiten:

- mittlerer Kesselwirkungsgrad im Betrieb: **η_K = 88,7 %**
- mittlerer Bereitschaftsverlust im Betrieb: **q_B = 0,626 %**.

Beide Werte liegen etwas unter dem Projektdurchschnitt. Die Kennwerte passen zum Jahresnutzungsgrad von 85,6 %. Dieser ist – verglichen mit den anderen Projektkesseln – ebenfalls etwas schlechter als der Durchschnitt.

4.3.6 Jahresbilanzen und Kennwerte

Für die Bewertung der Anlagentechnik wird die zugeführte Wärmemenge dem Nutzen gegenübergestellt. Aus der Differenz der beiden Werte ergibt sich der Verlust der Anlage. Betrachtet wird der Messzeitraum 22.12.2010 bis 20.12.2011.

Die zugeführte Energiemenge setzt sich aus dem Gasverbrauch und dem Kollektorkreisertrag zusammen.

Q_{zu} zugeführte Energiemenge [kWh/a]
Q_{Gas} Gasverbrauch [kWh/a]
Q_{KK} Kollektorkreisertrag [kWh/a]

$$Q_{zu} = Q_{Gas} + Q_{KK}$$
$$Q_{zu} = 104.244\ \text{kWh/a} + 6.029\ \text{kWh/a}$$
$$\underline{\underline{Q_{zu} = 110.273\ \text{kWh/a}}}$$

Insgesamt wurden dem Gebäude 110,3 MWh/a zur Verfügung gestellt.

Nachfolgend werden die Messwerte für die Raumheizung (RH) mit Hilfe der E-A-V (siehe Abbildung 35) und für das Trinkwarmwasser (TWW) mit dem gezapften Volumen überprüft.

Q_{RH} Wärmemenge für Raumheizung [kWh/a]
H Verlustkoeffizient [kW/K]
G Heizgradtage der Station Braunschweig-Waggum [Kd/a]
t Zeit [h/d]

$$Q_{RH} = H \cdot G \cdot t$$
$$Q_{RH} = 1{,}17\ \text{kW/K} \cdot 1.943\ \text{Kd/a} \cdot 24\ \text{h/d}$$
$$\underline{\underline{Q_{RH} = 54.559\ \text{kWh/a}}}$$

Die Wärmemenge für die Raumheizung berechnet mit Hilfe der E-A-V beträgt 54,6 MWh/a und liegt damit im Bereich des Messwertes von 53,0 MWh/a. Für die weiteren Berechnungen wird der Messwert verwendet. Auf die Nutzfläche von 994 m² bezogen, liegt der Verbrauch bei 53,3 kWh/(m²a).

Als Grundlage für die Überprüfung der Wärmemenge für das TWW werden der Jahresverbrauch von 410 m³/a und eine Temperaturdifferenz von 40,1 K (Messwerte: Kaltwassertemperatur ca. 13,2 °C und Warmwassertemperatur 53,3 °C) angesetzt.

Q_{TWW} Wärmemenge für Trinkwarmwasser [kWh/a]
V Volumen [m³/a]
c_P spezifische Wärmekapazität [kWh/(m³/K)]
$\Delta\vartheta$ Temperaturdifferenz [K]

$$Q_{TWW} = V \cdot c_P \cdot \Delta\vartheta$$
$$Q_{TWW} = 410\ m^3/a \cdot 1{,}163\ kWh/(m^3K) \cdot (53{,}3\ °C - 13{,}2\ °C)$$
$$\underline{\underline{Q_{TWW} = 19.121 kWh/a}}$$

Die Wärmemenge für das Warmwasser beträgt nach der obigen Annahme 19,1 MWh/a und liegt damit etwas über dem Messwert von 18,8 MWh/a. Die Differenz beruht auf der Tatsache, dass sich die Messstellen für den Warmwasserverbrauch und die Zirkulationsverluste vor der Frischwasserstation befinden. Über den Plattenwärmeübertrager (PWÜ) werden nur ca. 80 – 85 % des benötigten TWW erzeugt, der Rest wird über die Zirkulationsweiche gedeckt (Angabe Firma Solvis; E-Mail vom 10.12.2009).

Für die weiteren Berechnungen wird der gemessene Verbrauch von 18,8 MWh/a verwendet. Bei einer Bewohnerzahl von 27 Personen würde dies einen personenbezogenen Wert von 698 kWh/(P a) ergeben. Dieser liegt damit nur gering über dem durchschnittlichen Verbrauch von 650 kWh/(P a) nach [IWU 97].

Aus den Messwerten resultiert ein Zirkulationsverlust von ca. 23,0 MWh/a. Das ergibt einen Verteilungsnutzungsgrad von 45 % - ein vergleichsweise schlechtes Ergebnis.

Als gesamter Nutzen werden der Messwert der Raumheizung (53,3 MWh/a) und der Nutzen für das Trinkwarmwasser (18,8 MWh/a) verwendet.

$$Q_{Nutz} = Q_{RH} + Q_{TWW}$$
$$Q_{Nutz} = 52.976 kWh/a + 18.837 kWh/a$$
$$\underline{\underline{Q_{Nutz} = 71.813 kWh/a}}$$

Die Anlagenverluste bestehend aus Kessel-, Speicher- und Verteilverlusten der Trinkwarmwasserbereitung berechnen sich wie folgt:

Q_V Anlagenverluste

$$Q_V = Q_{zu} - Q_{Nutz}$$
$$Q_V = 110.273 kWh/a - 71.813 kWh/a$$
$$\underline{\underline{Q_V = 38.460 kWh/a}}$$

Mit 38,5 MWh/a bzw. auf die Nutzfläche bezogen von 38,4 kWh/(m²a), liegt dieser Wert hoch.

Jahresenergiebilanz als Energieflussbild und Balkendiagramm

Nachfolgend sind alle Mess- und Berechnungswerte in einem Energieflussdiagramm (absolute Werte) und einem Balkendiagramm mit Energiezu- und Abflüssen (bezogen auf die beheizte Fläche) dargestellt.

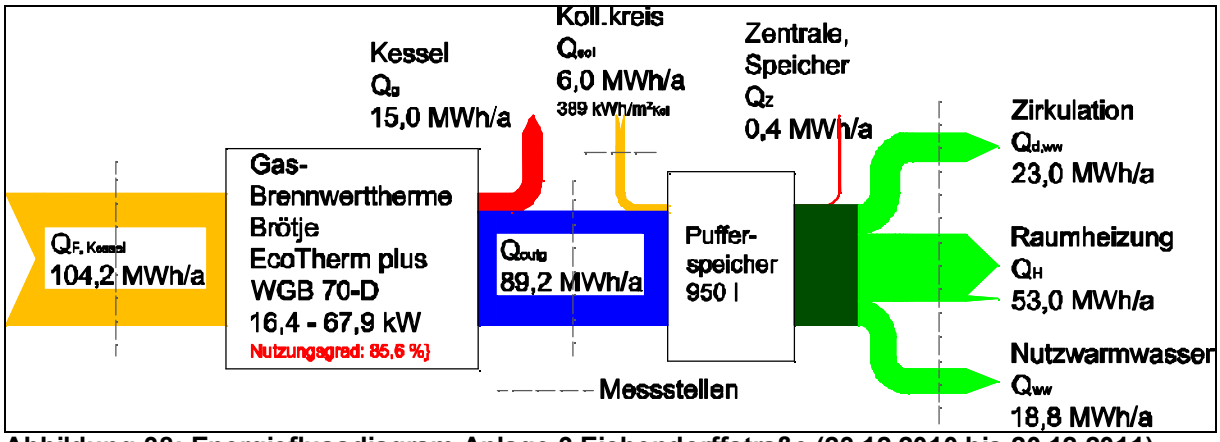


Abbildung 38: Energieflussdiagram Anlage 3 Eichendorffstraße (23.12.2010 bis 20.12.2011)

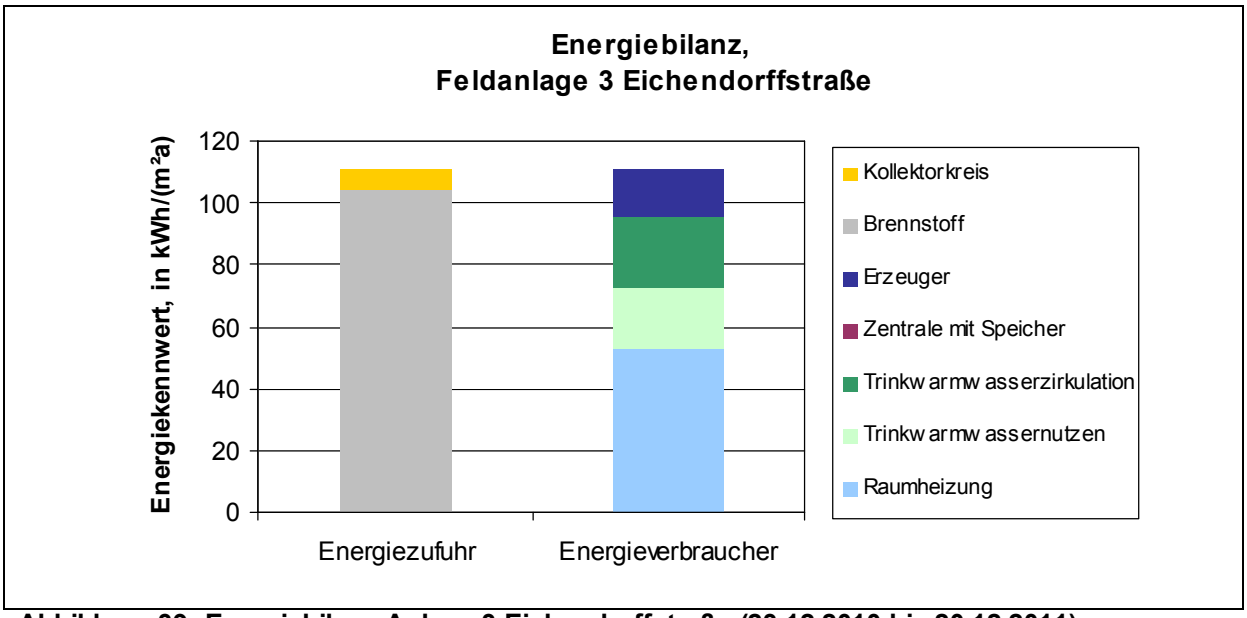


Abbildung 39: Energiebilanz Anlage 3 Eichendorffstraße (23.12.2010 bis 20.12.2011)

Die Kesselverluste sind mit 15,0 MWh/a als zu hoch anzusehen. Der Kesselnutzungsgrad beträgt nur 85,6 %. Die Speicher- und Verteilverluste betragen laut Messung nur 0,4 MWh/a. Dieser Wert wird als deutlich zu gering bewertet. Nachfolgend werden die Speicher- und Verteilverluste einer Plausibilitätsrechnung unterzogen.

4.3.7 Detailauswertung der Wärmeverluste der Heizzentrale

Um die Wärmeabgabe der Pufferspeicher und der Verrohrung in der Heizzentrale bestimmen zu können, wurden vor Ort zunächst die Längen der gedämmten und ungedämmten Rohrleitungslängen gemessen.

Von der Firma Solvis wurden in den Jahren 2010 und 2011 alle Systemtemperaturen im 20-Sekunden-Takt aufgezeichnet und für die Auswertung zur Verfügung gestellt. Für die Bewertung der Wärmeverluste sind daraus Tagesmittelwerte gebildet worden.

Nachfolgend werden die Verluste für das Jahr 2011 bestimmt. Auf Grund von Ausfällen der Messtechnik vom 23.03. bis 02.04. und vom 01.11. bis 31.12. sind für diese Zeiträume keine Messwerte vorhanden. Als Ersatz werden die Werte von 2010 verwendet. Die Raumtemperatur der Heizzentrale wird mit 19 °C als konstant für das ganze Jahr angenommen.

Verluste Pufferspeicher und Verrohrung

Der Hersteller des Pufferspeichers (Firma Solvis) gibt für den Speicher einen Wärmeverlust von 2,99 W/K [SOLVIS] an. Für die Bestimmung der Verluste des Speichers werden folgende Temperaturmesswerte verwendet:

- von Gerät 1 (SolvisControl 1) S1, S3, S4 und S9 sowie
- von Gerät 2 (RK-SC-HK) S5, S6 und S7.

Der Wärmeverlust für den Speicher beträgt auf Basis der Prüfstandswerte 876 kWh/a.

Verrohrung

In der nachfolgenden Tabelle sind alle Rohrleitungen mit den jeweiligen Querschnitten, Dämmstärken, Längen und Messpunkten aufgelistet. Es werden nur die Rohrleitungen zwischen den einzelnen Messpunkten (WMZ) betrachtet.

Leitung	Außendurchmesser		Dämmstärke	Länge	Messpunkt
	DN	mm	mm	m	
VL Kessel	32	35	30	1,0	S8 (2)
RL Kessel	32	35	30	3,0	S14 (1)
VL Raumheizung	25	28	30	1,0	S1/S2 (2)
RL Raumheizung Kreis 1	25	28	30	1,0	S3 (2)
RL Raumheizung Kreis 2	25	28	30	0,9	S4 (2)
VL TWW/Zirkulation	25	28	20	2,6	S1 (1)
RL TWW	25	28	20	4,1	S12 (2)
RL Zirkulation	25	28	20	2,8	S11 (2)
VL Kollektor	15	18	15	3,7	S5 (1)
RL Kollektor	15	18	15	3,1	S6 (1)

Tabelle 17: Übersicht Rohrleitungen Feldanlage 3 Eichendorffstraße

Gedämmte und nicht gedämmte Rohrleitungen werden getrennt betrachtet. Als Grundlage der Berechnungen dient die Studie vom Institut Wohnen und Umwelt (IWU) "Energetische Kenngrößen für Heizungsanlagen im Bestand" vom November 2002.

Ungedämmte Rohrleitungen, freiliegend

Die Wärmeabgabe von ungedämmten Rohrleitungen setzt sich aus den Verlusten durch Konvektion und durch Strahlung zusammen. Der Wärmeübergang vom Medium zum Rohr sowie die Wärmeleitung innerhalb der Rohrwandung (bei Metallrohren) kann vernachlässigt werden. Der Wärmeverlustkoeffizient für den äußeren konvektiven Wärmeübergang von ungedämmten Rohrleitungen $\alpha_{R,K}$ berechnet sich wie folgt [IWU 02]:

ΔT Temperaturdifferenz zwischen Rohr und Umgebung [K]
d_R Außendurchmesser des Rohres [m]

$$\alpha_{R,K} = 1{,}23 \frac{\Delta T^{0,25+0,1 \cdot d_R}}{d_R^{0,25}} \cdot \pi \cdot d_R$$

Die Gleichung ist gültig für Umgebungstemperaturen von 0 bis 20 °C und Rohrdurchmesser zwischen 0,01 und 1 m.

Der Wärmeverlustkoeffizient für die Wärmestrahlung von gedämmten Rohrleitungen in einem großen Raum berechnet sich wie folgt [IWU 02]:

T_R absolute Temperatur des Rohres [K]
T_U absolute Temperatur der Umgebung [K]
ε_R Emissionsgrad der Rohroberfläche

$$\alpha_{R,S} = 5{,}67 \cdot 10^{-8} \cdot \varepsilon_R \cdot \frac{\left(T_R^4 - T_U^4\right)}{\left(T_R - T_U\right)} \cdot \pi \cdot d_R$$

Der Emissionsgrad ε schwankt für ungedämmte Verteilrohre aus Kupfer oder Stahl je nach Grad der Oxidation zwischen ca. 0,07 und 0,8 – bei Farbanstrich bis zu ca. 0,95. Im Folgenden wird von einem Standardwert von ε_R = 0,8 ausgegangen.

Gedämmte Rohrleitungen

Der Wärmeverlustkoeffizient von gedämmten Rohrleitungen berechnet sich nach [IWU 02] wie folgt:

λ Wärmeleitfähigkeit der Dämmung [W/(m·K)]
d_a Außendurchmesser des gedämmten Rohres (inkl. Dämmung) [m]
d_R Rohrdurchmesser [m]
α_a Wärmeübergangskoeffizient [W/(m²·K)]

$$U_R = \frac{\pi}{\frac{1}{2 \cdot \lambda} \cdot \ln \frac{d_a}{d_R} + \frac{1}{\alpha_a \cdot d_a}}$$

Als Pauschalwert für die Wärmeleitfähigkeit wird λ=0,04 W/(m·K) angenommen. Der äußere Wärmeübergangskoeffizient wird standardmäßig mit α_a=8 W/(m²·K) angesetzt. Nach dieser Berechnung ergibt sich für die gesamten Rohrleitungen ein Wärmeverlust von ca. 1.351 kWh/a.

Ergebnis

Die Summe aus Rohrleitungs- und Speicherverlusten beträgt somit ca. 2,2 MWh/a und liegt damit etwa fünfmal höher als der Messwert (siehe auch Anhang Abbildung 258). Es ist davon auszugehen, dass der tatsächliche Verlust in der Nähe des berechneten Wertes liegt. Eine Begründung für die Abweichung kann die Fehlertoleranz der Wärmemengen- bzw. auch der Temperaturmessung sein.

4.3.8 Detailauswertung Heizungsunterstützung

Abbildung 40 zeigt die ab Heizzentrale benötigten Wärmemengen für Heizung und Trinkwarmwasserbereitung – jeweils incl. Verteilverlusten. Zum Vergleich sind auch die monatlichen Solarerträge aufgetragen.

In den Wintermonaten November bis Februar ist fast kein Solarertrag erzielt worden. Eine gänzlich heizfreie Zeit ist praktisch nicht zu erkennen – die Monate Juni bis August weisen jedoch sehr geringe Heizverbräuche auf.

In der Übergangszeit bestünde die Möglichkeit der solaren Heizungsunterstützung. Die Auftragung zeigt jedoch, dass es keinen Monat gab, in der die Solarthermieanlage den Bedarf für Heizung und Warmwasser voll decken konnte. In der Mehrzahl der Übergangsmonate reicht der Solarertrag in etwa aus, um die Hälfte des Warmwasserbedarfs zu decken. Das tagesweise Ergebnis kann ggf. für kurze Zeiträume anders aussehen. Im Sommer wurde keine ausschließlich solare Bedarfsdeckung erreicht.

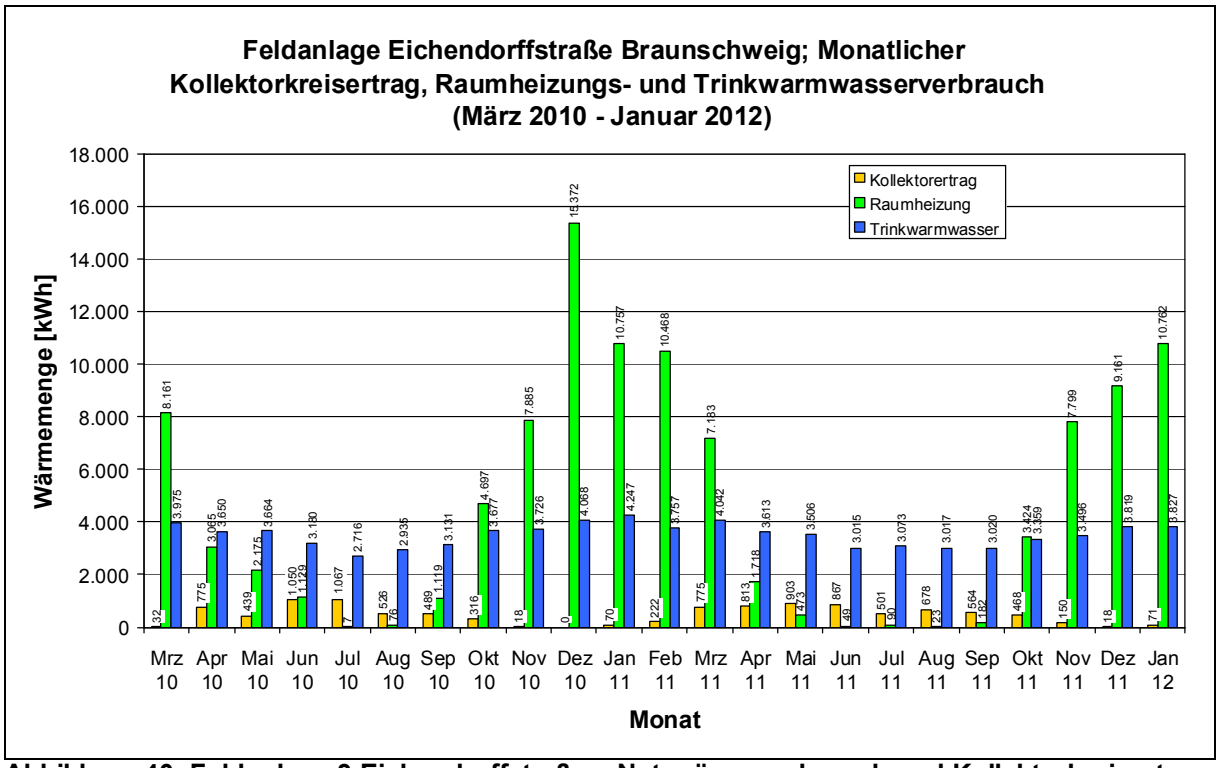


Abbildung 40: Feldanlage 3 Eichendorffstraße – Nutzwärmeverbrauch und Kollektorkreisertrag

Es kann vermutet werden, dass die Solarthermieanlage keinen nennenswerten Beitrag zur Heizungsunterstützung geliefert hat. Sie ist auch für die Trinkwarmwasserbereitung nicht ausreichend groß.

4.3.9 Erreichte und mögliche Endenergieeinsparung

Nachfolgend werden zwei Betrachtungsansätze durchlaufen.

Zum einen wird – auf Basis des gegebenen Nutzens an Wärme (ab Heizzentrale) abgeschätzt, welche Einsparung Endenergie die vorhandene Solaranlage gebracht hat. Dazu wird der Endenergiebedarf des Gebäudes ohne Solarthermie rechnerisch abgeschätzt.

Zum anderen wird untersucht, welche Einsparpotentiale sich – bei gegebener Versorgungsstruktur – näherungsweise ergeben, wenn Speicher, Kessel und Trinkwarmwasserverteilung optimiert wären. Hierzu wird der Fall mit und ohne Solarthermie betrachtet.

Erreichte Einsparung durch die Solarthermie

Um die Endenergieeinsparung quantifizieren zu können, wird rechnerisch abgeschätzt, welcher Energieverbrauch sich in dem Gebäude ohne Solarthermie ergeben hätte. Der ab Heizzentrale notwendige gemessene Wärmebedarf wird als gegeben angenommen.

Darüber hinaus wird abgeschätzt, welche Speicherverluste entfallen, wenn es die Solarthermieanlage nicht geben würde. In diesem Gebäude wird vom Wegfall des 950-l-Pufferspeichers ausgegangen. Anstelle dessen wäre ein 500-l-Trinkwarmwasserspeicher ausreichend. Üblich geschätzt hat der entfallene Speicher einen Wärmeverlust von ca. 1400 kWh/a und der neue Trinkwarmwasserspeicher einen Wärmeverlust von 1000 kWh/a [IWU 97]. Der Wert wird variiert (+ ⅓, - ¼).

Der Kesselnutzungsgrad des Bestandes wird ebenfalls variiert. In welcher Richtung er sich ohne Solarthermie ändern wird, ist nicht abschätzbar – die Änderung wird jedoch klein sein, solange grundsätzlich das gleiche Kesselmodell verwendet wird (siehe auch Berichtsteil 4). Es wird von einer Änderung um ± 1 %-Punkte um den Bestandwert (85,6 %) ausgegangen.

Tabelle 18 zeigt die sich ergebenden Energiemengen für den Zustand ohne Solarthermie. Der rechnerische Bedarf liegt in allen drei Szenarien höher.

Szenario	Wärmeabgabe der Erzeuger	Kollektor-kreisertrag	entfallene Speicherver-luste	Kessel-nutzungs-grad	Endenergie	Ersparnis / Mehr-verbrauch
	[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]		[kWh/a]	[kWh/a]
heute	95.219	-6.029	0	85,6%	104.245	
1	95.219	0	-533	86,6%	109.389	5.144
2	**95.219**	**0**	**-400**	**85,6%**	**110.823**	**6.579**
3	95.219	0	-300	84,6%	112.252	8.007

Tabelle 18: Bewertung der erreichten Endenergieeinsparung – Anlage 3 Eichendorffstraße

Die wahrscheinlich erreichte Einsparung an Gas durch die Solarthermie liegt daher bei gerundet **6,6 ± 1,4 kWh/(m²a)** bezogen auf die beheizte Fläche von 994 m². Die getroffenen Annahmen sind ausführlich im Anhang 7.3 dokumentiert.

Optimierung der Anlage

Eine zweite Fragestellung betrifft die Auswirkungen einer Anlagenoptimierung in Kombination mit oder ohne Solarthermie. Da keine Messwerte vorliegen, wird mit Hilfe der Literatur und auf Basis der Bestandsdaten eine Abschätzung vorgenommen.

Der Nutzen für die Raumheizung von ca. 53,0 MWh/a wird übernommen. Die Wärmemenge für den Nutzen der Warmwasserbereitung von 18,8 MWh/a wird ebenfalls als konstant angenommen. Der Nutzungsgrad der Verteilung des Warmwassers wird variiert. Der Bestandswert von ca. 45 % wird als Minimalwert angenommen. Es wird geschätzt, dass er sich um 2,5 bzw. 5 %-Punkte verbessern lässt.

Darüber hinaus wird abgeschätzt, wie sich die Speicher- und Zentralenverluste ändern. Bezugsgröße ist ein Verlust von 0,4 MWh/a. In der Variante mit Solarthermie wird der Bestand so belassen. Entfällt die Solarthermie wird wie oben von einem 500-l-Speicher für die Trinkwarmwasserbereitung ausgegangen. Die sich ergebenden Einsparungen an Speicherverlusten werden wie oben variiert.

Der Gasverbrauch wird mit drei unterschiedlichen Kesselnutzungsgraden (brennwertbezogen) von 86 %, 90 % und 94 % berechnet. Die höheren Werte sind mit heutiger Kesseltechnologie erreichbar [BW03] [OPT05]. Der mittlere Wert entspricht dem Durchschnitt der besseren Hälfte der Kessel im vorliegenden Projekt.

Die Solaranlage wird prinzipiell in der vorhandenen Größe belassen. Der im Bestand erreichte Solarertrag wird als Minimum angesehen und in den verbesserten Varianten um 10 bzw. 20 % erhöht angenommen.

In allen Fällen wird von einer mit geringen Investitionsmitteln optimierten Anlagen- und Regelungstechnik ausgegangen. Tabelle 19 zeigt die Ergebnisse.

Szenario		Wärmeabgabe der Erzeuger	entfallene Speicherverluste	Kollektorkreiser-trag	Kessel-nutzungsgrad	Endenergie
		[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]		[kWh/a]
heute		95.219	0	-6.029	85,6%	104.245
ohne Solar	A	91.033	-533	0	94,0%	96.276
	B	**93.016**	**-400**	**0**	**90,0%**	**102.906**
	C	95.219	-300	0	86,0%	110.371
mit Solar	D	91.033	0	-7.234	94,0%	89.147
	E	**93.016**	**0**	**-6.631**	**90,0%**	**95.983**
	F	95.219	0	-6.029	86,0%	103.710

Szenario		Ersparnis / Mehrverbrauch gegenüber Bestand		Ersparnis / Mehrverbrauch mit und ohne Solarthermie	
		[kWh/a]		[kWh/a]	
heute					
ohne Solar	A	-7.969	Ersparnis gegenüber heute		
	B	**-1.338**	**Ersparnis gegenüber heute**		
	C	6.126	Mehrverbrauch gegenüber heute		
mit Solar	D	-15.097	Ersparnis gegenüber heute	-7.129	Ersparnis der Solarthermie
	E	**-8.262**	**Ersparnis gegenüber heute**	**-6.924**	**Ersparnis der Solarthermie**
	F	-535	Ersparnis gegenüber heute	-6.661	Ersparnis der Solarthermie

Tabelle 19: Bewertung einer Anlagenoptimierung – Anlage 3 Eichendorffstraße

Die Ersparnis gegenüber dem derzeitigen Zustand liegt bei der gering investiven Anlagenoptimierung (weniger Zirkulationswärmeverlust, Kessel mit besserer Effizienz) bei ca. 8 **kWh/(m²a)** in Variante E. In dieser Lösung wird die Solarthermie beibehalten.

Eine wie oben optimierte Anlage jedoch ohne Solarthermie – Variante B – ergibt einen geringeren Endenergiebedarf als heute - ca. **1 kWh/(m²a)**.

Zusammenfassung

Die Zusammenhänge zeigt nachfolgende Abbildung im Überblick. Dabei ist der Zustand des Gebäudes wie heute, jedoch ohne Solarthermie, die Bezugsvariante. Ausgehend davon ist die erreichte Einsparung durch die vorhandene Solarthermie abgetragen. Alternativ dazu eine mögliche Einsparung durch eine Anlagenoptimierung (mit und ohne Solarthermie).

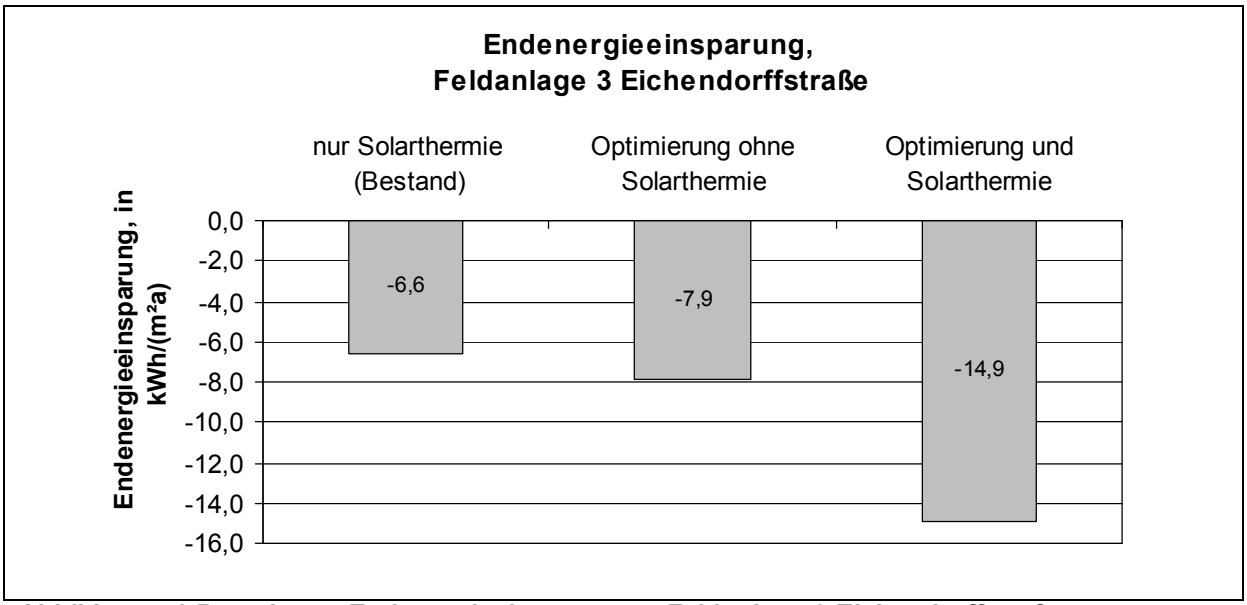


Abbildung 41 Berechnete Endenergieeinsparung – Feldanlage 3 Eichendorffstraße

Der Effekt einer gering investiven Anlagenoptimierung ist in dieser Anlage größer als die erreichte Endenergieeinsparung durch Solarthermie – 8 statt knapp 7 kWh/(m²a). In der Kombination ließe sich das beste Resultat erreichen.

4.3.10 Probleme bei Messung und Auswertung

Bei den Werten des Kessel-Wärmemengenzählers wurde ein Messfehler vermutet. Aus diesem Grund wurde dieser im März 2010 mit dem Kessel-Wärmemengenzähler in der Anlage in der Allensteinstraße getauscht. Es stellte sich allerdings heraus, dass vermutlich keine Messfehler vorliegen. Die Messwerte in beiden Anlagen waren unverändert.

Aufgrund von Ausfällen der Messtechnik sind für die Messzeiträume 23.03. bis 02.04.2011 und 01.11. bis 31.12.2011 keine Tageswerte verfügbar. In den durchgeführten Wärmeverlustberechnungen wurden deshalb die Tageswerte für 2010 angesetzt. Die wöchentliche Ablesung war davon nicht betroffen.

4.3.11 Verbesserungsvorschläge

Solarthermie

Die installierte Solarthermiefläche je Person ist mit knapp 0,6 m²/P sehr gering. Es wird ein solarer Deckungsanteil von 6 % bezogen auf die gesamte Wärmeproduktion bzw. gut 14 % bezogen auf den Gesamtwärmebedarf für Trinkwarmwasser erreicht.

Die gewählte Solarthermiefläche ist für eine Kombianlage offensichtlich zu klein. Eine Heizungsunterstützung dürfte vernachlässigbar gering ausgefallen sein, da die Anlage auch den Trinkwarmwasserbedarf bei weitem nicht decken konnte.

Es ist davon auszugehen, dass eine doppelt so große Fläche mit dann optimiertem Speicherkonzept – und zur ausschließlichen Warmwasservorwärmung – gesamtenergetisch und aus Sicht der Kosten besser abschneiden würde.

Speicherkonzept

Das Speicherkonzept ist schlüssig. Die installierte Speichergröße passt zum Kollektorfeld und es ist eine Einspeicheranlage gewählt worden.

Allerdings ist zu bemängeln – es handelt sich hierbei um eine allgemeine Kritik – dass der Speicher zumindest teilweise mit fossiler Energie beheizt wird.

Verteilnetz

Das Trinkwarmwassernetz liegt mit ca. 45 % Verteilungsnutzungsgrad im unteren Bereich der erstrebenswerten Effizienzen – jedoch im Projektmittel! Da die Anlage bereits errichtet ist, lässt sich dies kaum mehr ändern. Generell sind Werte über 50 % anzustreben. In dieser Anlage stehen einer Nutzwärmemenge für gezapftes Trinkwarmwasser von 19 kWh/(m²a) Zirkulationswärmeverluste von 23 kWh/(m²a) gegenüber.

Kessel

Die Effizienz des Kessels ist mit 85,6 % als deutlich unterdurchschnittlich – bezogen auf die Ergebnisse der Brennwertkessel in den Feldanlagen. Der Kessel ist bezogen auf die messtechnisch bestimmte Heizlast um den Faktor 1,7 überdimensioniert. Die jahresmittlere Auslastung liegt bei nur 15 %. Der nächste Kessel sollte im Zuge der Erneuerung kleiner gewählt werden.

4.4 Feldanlage 4 Wurmbergstraße, Braunschweig (Gebäudeanlage)

Die Feldanlage befindet sich in der Wurmbergstraße 9 – 13 in 38122 Braunschweig Gartenstadt. Zunächst werden das Gebäude, die Nutzung, der Anlagenaufbau und die vorhandene Messtechnik beschrieben. Nachfolgend werden die vorhanden Messwerte ausgewertet, Verbesserungsvorschläge gemacht und die Feldanlage bewertet.

4.4.1 Gebäude und Nutzung

Das Mehrfamilienhaus mit 25 Wohneinheiten und einer Gebäudenutzfläche von ca. 1.426 m² wurde im Jahre 1935 gebaut. Das Gebäude wurde in den Jahren 2009 bis 2010 baulich und energetisch modernisiert. Es wurden neue Fenster eingebaut, eine Wärmedämmung auf die Außenfassade gebracht, das Dach neu gedeckt und ebenfalls wärmegedämmt. Im Jahr 2011 bewohnten nach Angabe des Eigentümers ca. 26 Personen das Mehrfamilienhaus. Das ist noch keine Vollbelegung des Objektes. Diese wird mit ca. 38 Personen abgeschätzt.

Abbildung 42: Gebäude 4 Wurmbergstraße

4.4.2 Anlagenaufbau

Das Wärmversorgungssystem wurde im Jahr 2010 vollständig modernisiert. Es besteht aus einem Gas-Brennwertkessel und einer ca. 33,2 m² großen thermischen Solaranlage zur Trinkwarmwassererwärmung und Heizungsunterstützung.

Beim Kessel handelt es sich um einen Buderus Logamax plus GB 162-100 mit einer Kesselnennleistung von 19 kW bis 94,5 kW. Er ist über eine hydraulische Weiche an eine Solare Energie-Zentrale (SEZ) der Firma PEWO angeschlossen.

Die Solarkollektoren (Flachkollektoren) sind ebenfalls Produkte der Firma Buderus. Sie sind in das Dach des Mehrfamilienhauses nach Süden integriert.

Abbildung 43: Anlagenfotos Feldanlage 4 Wurmbergstraße

Die von der Solaranlage erzeugte Wärme wird in zwei Pufferschichtenspeicher mit je 1000 Litern Inhalt gespeichert. Die Wärmeübergabe an das Warmwasser und die Deckung der Zirkulationsverluste wird durch eine Frischwasserstation der SEZ ermöglicht.

Die nachfolgenden Abbildungen zeigen das Anlagenschema mit den einzelnen Funktionen.

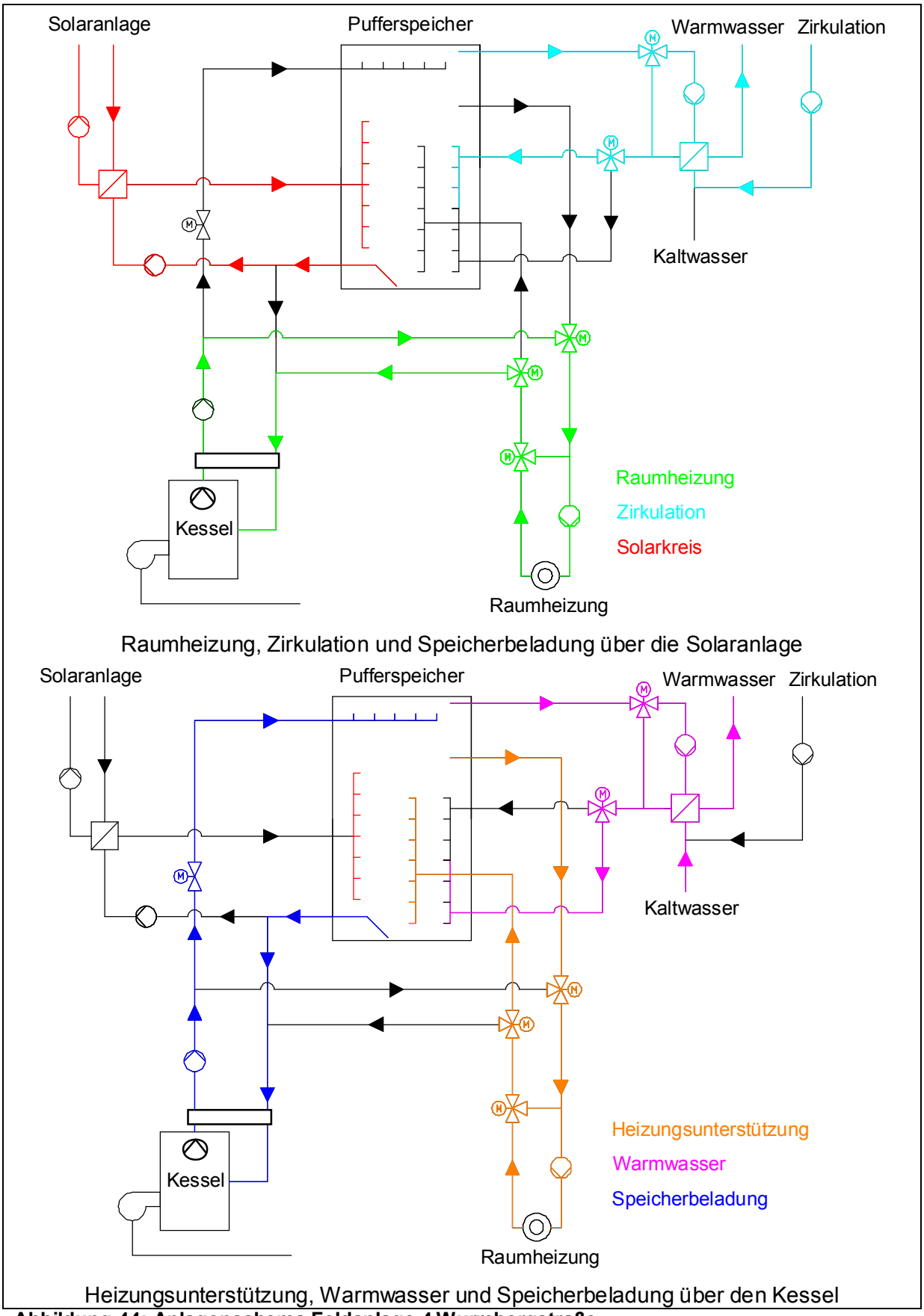


Abbildung 44: Anlagenschema Feldanlage 4 Wurmbergstraße

Die Raumheizung kann direkt vom Kessel oder bei ausreichender solarer Wärme vom Pufferspeicher aus mit Wärme versorgt werden (Heizungsunterstützung). Bei unzureichender solarer Wärme wird der Pufferspeicher vom Kessel beheizt.

Der Kessel wird von einer Buderus-Regelung und die gesamte Anlage von einer übergeordneten SEZ-Anlagenregelung geregelt.

4.4.3 Vorhandene Messtechnik

In der Anlage sind WMZ mit Monatsspeichern für die Raumheizung inkl. Verteilverlusten, das Trinkwarmwasser inkl. Zirkulation, die Kesselwärmeabgabe und den Kollektorkreisertrag installiert. Zusätzlich werden in regelmäßigen Abständen der Gas-, Warmwasser-, Gesamtwasser- und Anlagenstromzähler abgelesen.

Als Außentemperaturwerte werden die Daten der Wetterstation Braunschweig-Waggum des Anbieters Wetter-Online verwendet.

4.4.4 Messwerte

Tabelle 20 zeigt die im Verlaufe des Projektzeitraums erfassten Messdaten. Darüber hinaus sind für alle Wärmemengenzähler die gezählten Volumenstromwerte vorhanden.

Datum	Gas	Kessel	Kollektor	Raumheizung	Warmwasser	Warmwasser	Anlagenstrom
	m³	kWh	kWh	kWh	kWh	m³	kWh
11.04.2011	77866,11	1190	670	1735			81213,0
15.04.2011	77992,78	2320	1003	2525			81251,0
04.05.2011	78324,92	5200	2336	4144			81407,7
31.05.2011	78685,31	8220	3947	5202			81606,6
06.06.2011	78731,45	8610	4481	5274			81652,3
11.07.2011	79110,84	11810	6090	5524			81879,1
21.07.2011	79221,8	12730	6469	5559		225	81940,9
25.07.2011	79283,65	13250	6513	5657		227	81966,2
31.07.2011	79357,57	13860	6682	5692		229	82004,5
21.08.2011	79570,83	15570	7528	5750		238	82134,3
18.09.2011	79911,22	18200	8693	6124		254	82320,2
07.10.2011	80172,36	20280	9664	6755		266	82456,5
19.10.2011	80597,58	23820	10364	9110		276	82568,0
11.11.2011	81630,64	32510	11494	15449	124199	292	82789,1
09.12.2011	83582,69	49990	12032	28951	127469	316	83085,4
02.01.2012	85425,67	65960	12210	41557	130595	340	83343,6
30.01.2012	87569,32	84540	12473	56219	134269	367	83641,3
12.03.2012	90947,48	114580	14220	80621	139852	408	84096,9
10.04.2012	92215,53	125340	15632	88252	142473	435	84377,5

Tabelle 20: Feldanlage 4 Wurmbergstraße, Messwerte 2011/12

4.4.5 Energieanalyse aus dem Verbrauch EAV

In der nachfolgenden Abbildung 45 sind die monatlichen Leistungen für Raumheizung sowie Warmwasserbereitung (Zirkulation plus Trinkwarmwassernutzen) über der Außentemperatur aufgetragen.

Diese Energieanalyse aus dem Verbrauch (E-A-V) dient der Bestimmung des spezifischen Wärmeverlustes h und der Gebäudeheizlast sowie der Grundleistung für die Warmwasserbereitung.

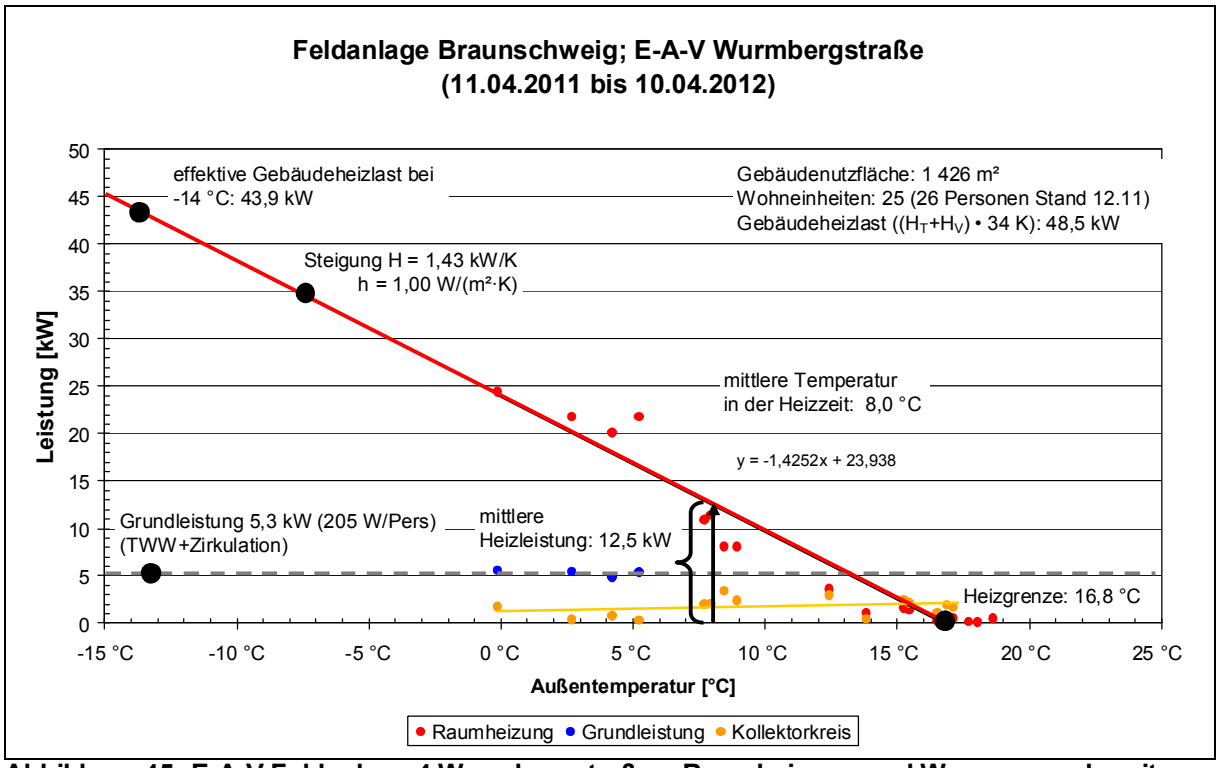


Abbildung 45: E-A-V Feldanlage 4 Wurmbergstraße – Raumheizung und Warmwasserbereitung

Die Heizgrenztemperatur (Schnittpunkt x-Achse mit Ausgleichsgeraden Winter) liegt bei 16,8 °C. Der spezifische Wärmverlust des Gebäudes liegt mit 1,00 W/m²/K im mittleren Bereich aller Feldanlagen. In Anbetracht des hohen Modernisierungsgrades wurde der Wert niedriger vermutet.

Die Gebäudeheizlast, bestehend aus Transmissions- und Lüftungswärmeverlusten, beträgt bei einer Auslegungstemperatur von -14 °C für Braunschweig (Raumtemperatur 20 °C) ca. 48,5 kW. Dies entspricht in etwa der notwendigen Kesselleistung. Somit ist der jetzt installierte Kessel mit 94,5 kW Nennleistung deutlich überdimensioniert.

Die Grundleistung beträgt 5,3 kW und beinhaltet den Wärmebedarf für Warmwasser und Zirkulation. Der personenbezogene Wert liegt mit 204 W/Pers/a deutlich über dem Durchschnitt. Der Kennwert ist auf die heutige Personenzahl bezogen. Das liegt an der noch geringen Personenbelegung nach der Modernisierung, aber auch an der ungünstigen Geometrie des Warmwassernetzes in dem langen, flachen Gebäude.

Zum Vergleich der Relationen ist in Abbildung 45 auch der Kollektorkreisertrag eingetragen. Es ist zu erkennen, dass er ganzjährig – auch im Sommer – geringer als die ab Zentrale benötigte Nutzwärmemenge liegt.

Energieanalyse des Kessels

Die Messdaten der Energiezu- und Abfuhr für den Kessel liegen in einer wöchentlichen Auflösung vor. Werden die Werte als mittlere Leistungen im Messzeitraum in ein Diagramm eingetragen, ergibt sich ein Abbild mittlerer Kesseleigenschaften – Abbildung 46.

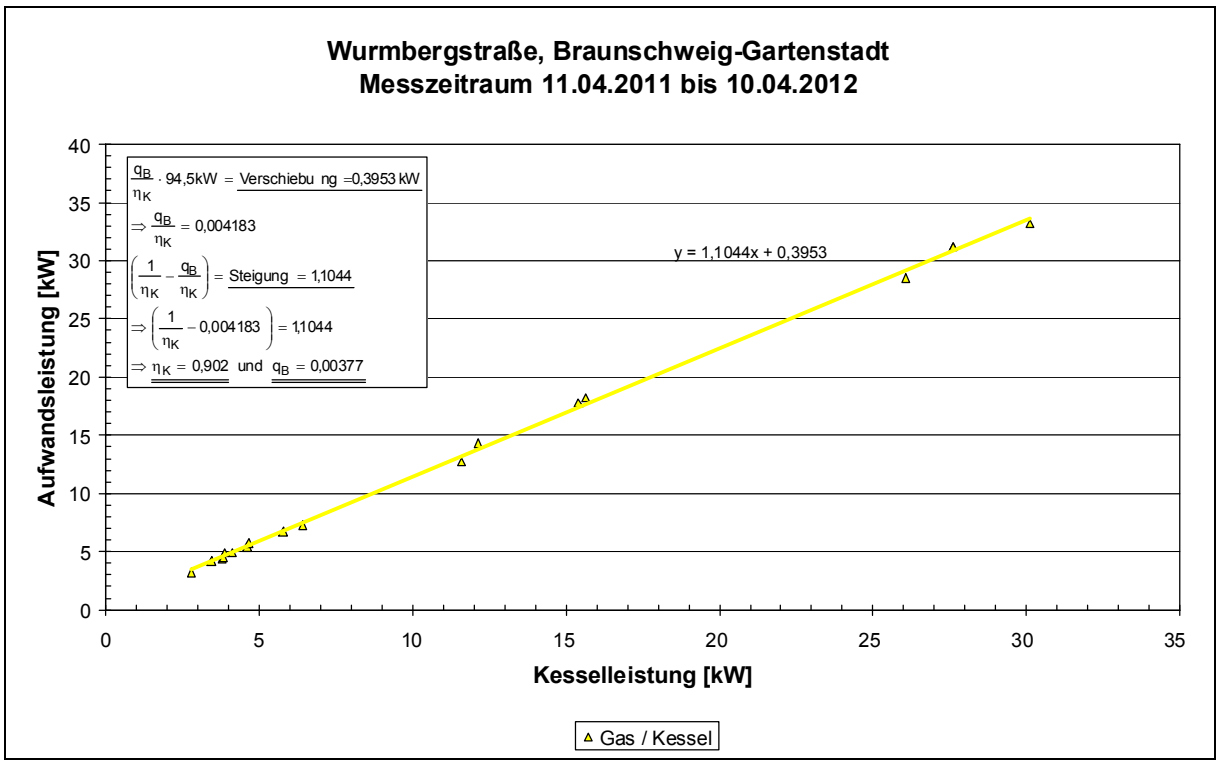


Abbildung 46: E-A-V Feldanlage 4 Wurmbergstraße – Kesselanalyse

Die Steigung im Bild ist ein Maß für die Effizienz der Energieumwandlung, die Parallelverschiebung für die Wärmeverluste über die Kesseloberfläche.

Wie zu erkennen ergeben die Messwerte keine nennenswerte Streuung rund um die Ausgleichsgerade. Mit Hilfe der Kesselnennleistung von 94,5 kW lassen sich aus Steigung und Parallelverschiebung der Geradengleichung die folgenden Kennwerte des Kessels ableiten:

- mittlerer Kesselwirkungsgrad im Betrieb: η_K **= 90,2 %**
- mittlerer Bereitschaftsverlust im Betrieb: q_B **= 0,377 %**.

Beide Werte liegen im Projektdurchschnitt. Die Kennwerte passen zum Jahresnutzungsgrad von 88,3 %. Dieser ist – verglichen mit den anderen Projektkesseln – ebenfalls durchschnittlich.

4.4.6 Jahresbilanzen und Kennwerte

Nachfolgend sind alle Mess- und Berechnungswerte in einem Energieflussdiagramm (absolute Werte) und einem Balkendiagramm mit Energiezu- und Abflüssen (bezogen auf die beheizte Fläche) dargestellt.

Es zeigt sich, dass der Kollektorkreisertrag mit 451 kWh/(m²a) bezogen auf die Kollektorfläche sehr gut ausfällt. Die solare Deckung der Trinkwarmwasserbereitung ergibt sich zu knapp 34 %. Wird der Ertrag auf den gesamten Nutzen bezogen, liegt der Wert bei immerhin 11 %. Beide Werte sind verglichen mit den anderen Projektanlagen – auf keinen Fall verallgemeinernd – als positiv einzustufen.

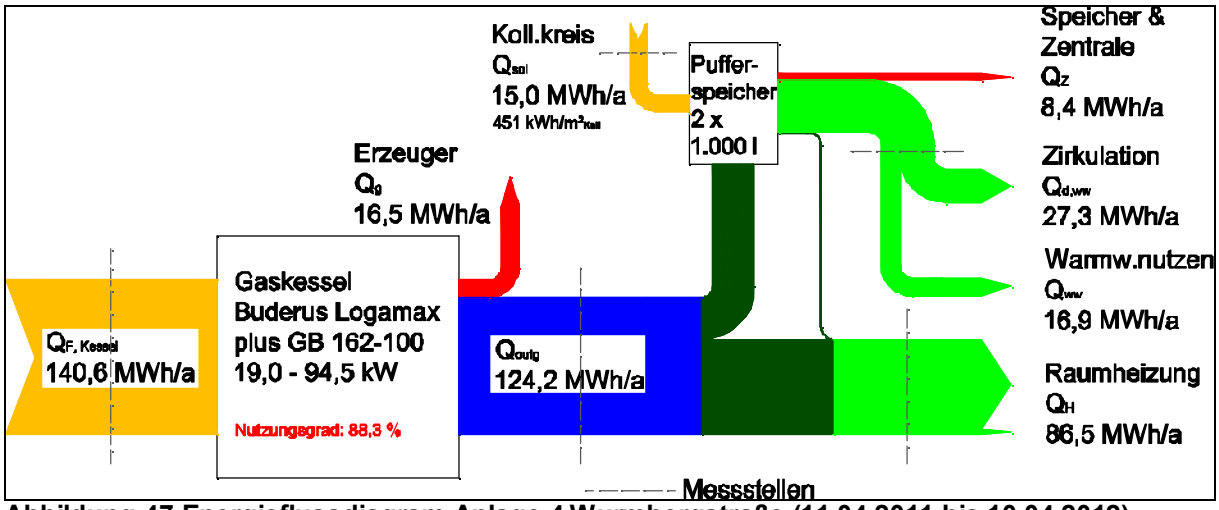


Abbildung 47 Energieflussdiagram Anlage 4 Wurmbergstraße (11.04.2011 bis 10.04.2012)

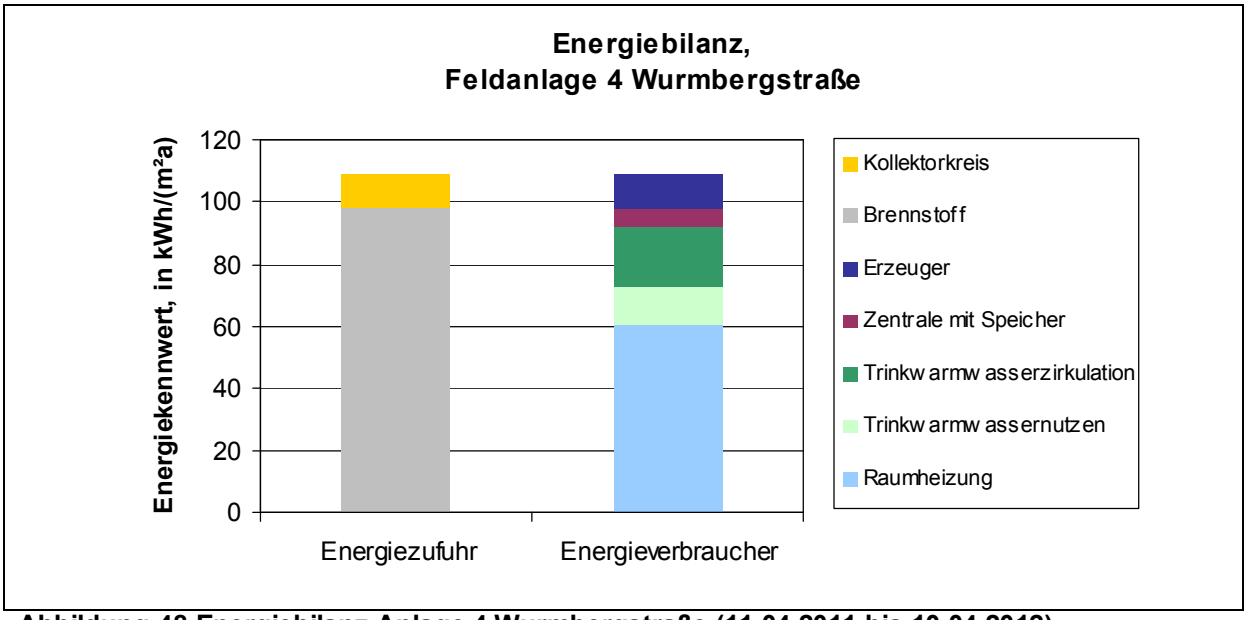


Abbildung 48 Energiebilanz Anlage 4 Wurmbergstraße (11.04.2011 bis 10.04.2012)

Die Zirkulationsverluste sind verglichen mit dem Nutzen für Trinkwarmwasserbereitung als sehr hoch einzustufen. Einem Nutzen von knapp 12 kWh/(m²a) stehen Verluste von ca. 19 kWh/(m²a) gegenüber.

Die Kesselverluste sind mit 16,5 MWh/a als durchschnittlich anzusehen – wären jedoch auch verbesserungswürdig. Der Kesselnutzungsgrad beträgt nur 88,3 %.

Die Speicher- und Verteilverluste betragen laut Messung 8,4 MWh/a. Dies entspricht 5,9 kWh/(m²a). Dieser Wert wird als plausibel, aber trotzdem als zu hoch angesehen. Die mittlere Temperatur der Heizzentrale im Sommer liegt deutlich über 30°C, im Winter über 20°C.

4.4.7 Detailauswertung Anlagenstromverbrauch

Der Anlagenstromverbrauch, der alle Verbraucher der Heizzentrale umfasst, liegt bei knapp 3200 kWh/a bzw. bei 360 W Dauerleistung.

Der Strombezug hängt von der Witterung ab bzw. lässt sich mit der thermischen Leistung gut korrelieren – siehe Abbildung 49 und Abbildung 50. Es ist eine Grundleistung von ca. 260 W festzustellen, die permanent vorhanden ist.

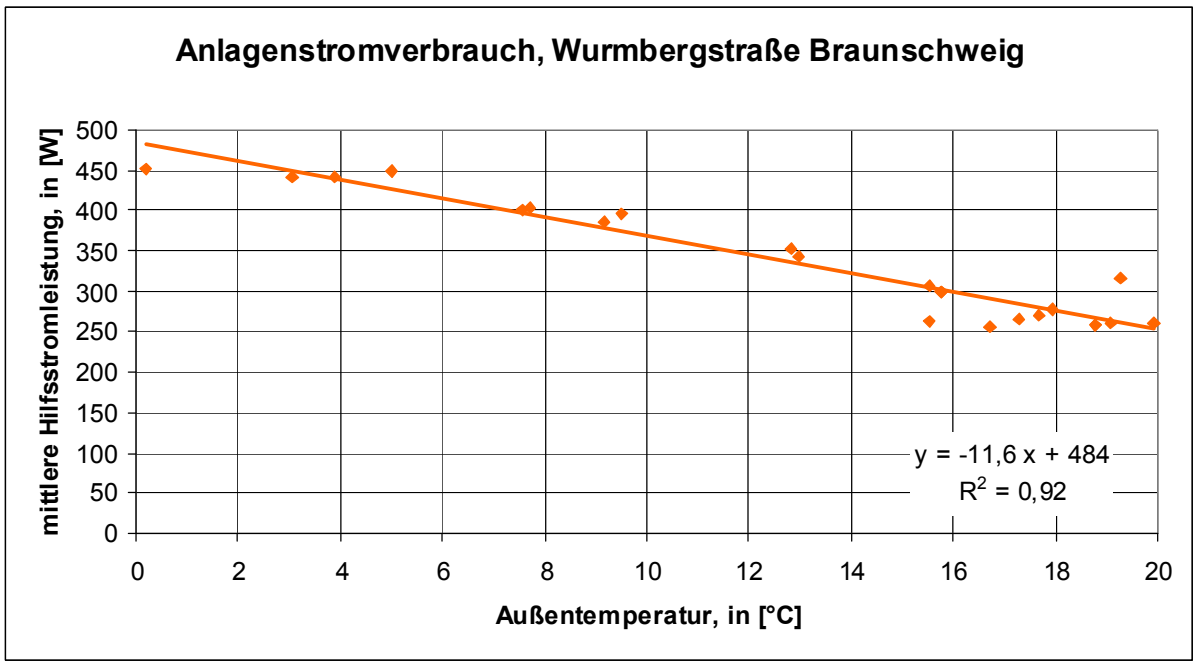


Abbildung 49 Feldanlage 4 Wurmbergstraße – Anlagenstrom über Außentemperatur

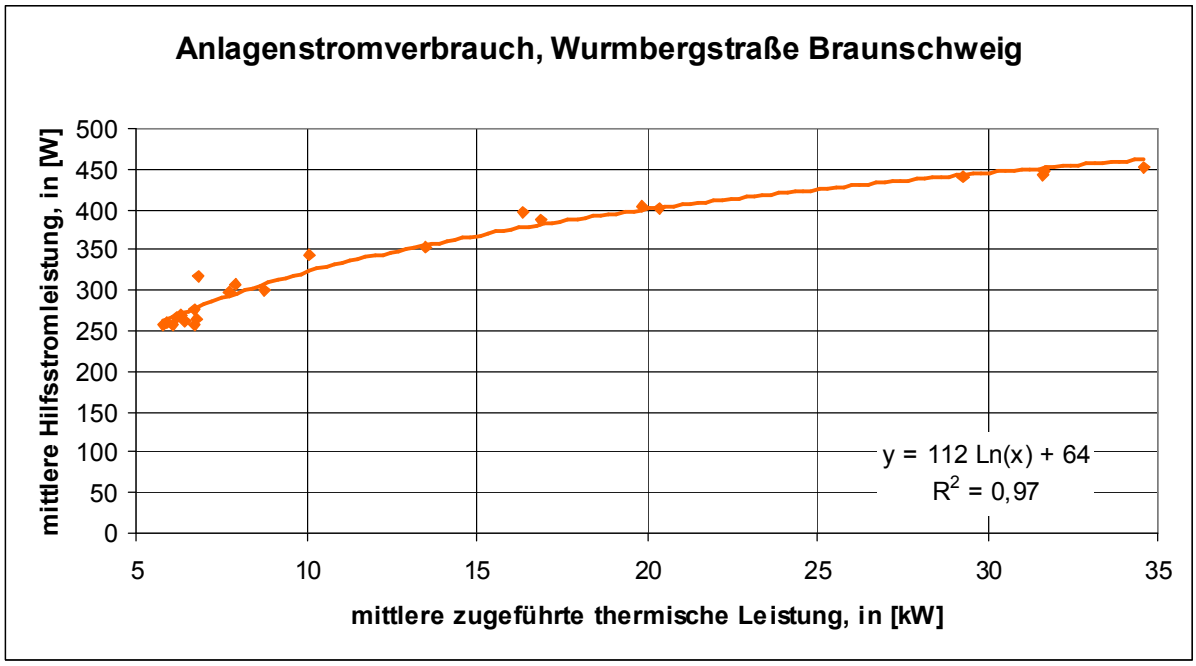


Abbildung 50 Feldanlage 4 Wurmbergstraße – Anlagenstrom über thermischer Leistung

Der Anlagenstromverbrauch durch die komplexe Anlagentechnik mit u. a. acht Pumpen bewirkte in der Messperiode 2011/12 Kosten von ca. 700 €/a bzw. 27 €/a pro Bewohner.

4.4.8 Erreichte und mögliche Endenergieeinsparung

Nachfolgend werden zwei Betrachtungsansätze durchlaufen.

Zum einen wird – auf Basis des gegebenen Nutzens an Wärme (ab Heizzentrale) abgeschätzt, welche Einsparung an Endenergie die vorhandene Solaranlage gebracht hat. Dazu wird der Endenergiebedarf des Gebäudes ohne Solarthermie rechnerisch abgeschätzt.

Zum anderen wird untersucht, welche Einsparpotentiale sich – bei gegebener Versorgungsstruktur – näherungsweise ergeben, wenn Speicher, Kessel und Trinkwarmwasserverteilung optimiert wären. Hierzu wird der Fall mit und ohne Solarthermie betrachtet.

Erreichte Einsparung durch die Solarthermie

Um die Endenergieeinsparung quantifizieren zu können, wird rechnerisch abgeschätzt, welcher Energieverbrauch sich in dem Gebäude ohne Solarthermie ergeben hätte. Der ab Heizzentrale notwendige gemessene Wärmebedarf wird als gegeben angenommen.

Darüber hinaus wird abgeschätzt, welche Speicherverluste entfallen, wenn es die Solarthermieanlage nicht geben würde. In diesem Gebäude würde es die beiden Pufferspeicher á 1000 l nicht geben, dafür einen Trinkwarmwasserspeicher mit ca. 700 l Volumen. Üblich geschätzt haben die beiden entfallenen Speicher einen Wärmeverlust von ca. 3000 kWh/a, der neue Trinkwarmwasserspeicher demgegenüber nur einen Verlust von 1200 kWh/a [IWU 97]. Der Wert wird variiert (+ ⅓, - ¼).

Der Kesselnutzungsgrad des Bestandes wird ebenfalls variiert. In welcher Richtung er sich ohne Solarthermie ändern wird, ist nicht abschätzbar – die Änderung wird jedoch klein sein, solange grundsätzlich das gleiche Kesselmodell verwendet wird (siehe auch Berichtsteil 4). Es wird von einer Änderung um ± 1 %-Punkte um den Bestandwert (88,3 %) ausgegangen.

Tabelle 21 zeigt die sich ergebenden Energiemengen für den Zustand ohne Solarthermie. Der rechnerische Bedarf liegt in allen drei Szenarien höher.

Szenario	Wärmeabgabe der Erzeuger	Kollektor-kreisertrag	entfallene Speicherver-luste	Kessel-nutzungs-grad	Endenergie	Ersparnis / Mehr-verbrauch
	[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]		[kWh/a]	[kWh/a]
heute	139.112	-14.962	0	88,3%	140.625	
1	139.112	0	-2.400	89,3%	153.119	+12.495
2	**139.112**	**0**	**-1.800**	**88,3%**	**155.533**	**+14.909**
3	139.112	0	-1.350	87,3%	157.831	+17.206

Tabelle 21: Bewertung der erreichten Endenergieeinsparung – Anlage 4 Wurmbergstraße

Die wahrscheinlich erreichte Einsparung an Gas durch die Solarthermie liegt daher bei gerundet **10,5 ± 1,6 kWh/(m²a)** bezogen auf die beheizte Fläche von 1426 m². Die getroffenen Annahmen sind ausführlich im Anhang 7.3 dokumentiert.

Optimierung der Anlage

Eine zweite Fragestellung betrifft die Auswirkungen einer Anlagenoptimierung in Kombination mit oder ohne Solarthermie. Da keine Messwerte vorliegen, wird mit Hilfe der Literatur und auf Basis der Bestandsdaten eine Abschätzung vorgenommen.

Der Nutzen für die Raumheizung von ca. 86,5 MWh/a wird übernommen. Die gemessene Wärmemenge für den Nutzen der Warmwasserbereitung von ca. 16,9 MWh/a wird ebenfalls als gegeben angenommen. Der Nutzungsgrad der Verteilung des Warmwassers wird variiert. Der Bestandswert von etwa 38 % wird als Minimalwert angenommen. Es wird geschätzt, dass er sich um 2,5 bzw. 5 %-Punkte verbessern lässt.

Darüber hinaus wird abgeschätzt, wie sich die Speicher- und Zentralenverluste ändern. Bezugsgröße ist ein Verlust von 8,4 MWh/a. In der Variante mit Solarthermie werden die Speicher unverändert belassen. Entfällt die Solarthermie gelten die oben geschilderten Aussagen zu einem typisch ausgelegten 700-l-Trinkwarmwasserspeicher. Die sich ergebenden Einsparungen an Speicherverlusten werden wie oben variiert.

Der Gasverbrauch wird mit drei unterschiedlichen Kesselnutzungsgraden (brennwertbezogen) von 86 %, 90 % und 94 % berechnet. Die höheren Werte sind mit heutiger Kesseltechnologie – nicht mit dem vorhandenen Kessel! – erreichbar [BW03] [OPT05].

Die Solaranlage wird prinzipiell in der vorhandenen Größe belassen. Der im Bestand erreichte Solarertrag wird als Minimum angesehen und in den verbesserten Varianten um 10 bzw. 20 % erhöht angenommen.

In allen Fällen wird von einer mit geringen Investitionsmitteln optimierten Anlagen- und Regelungstechnik ausgegangen. Tabelle 22 zeigt die Ergebnisse.

Szenario		Wärmeabgabe der Erzeuger	entfallene Speicherverluste	Kollektorkreisertrag	Kesselnutzungsgrad	Endenergie
		[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]		[kWh/a]
heute		139.112	0	-14.962	88,3%	140.625
ohne Solar	A	134.002	-2.400	0	94,0%	140.002
	B	**136.400**	**-1.800**	**0**	**90,0%**	**149.556**
	C	139.112	-1.350	0	86,0%	160.189
mit Solar	D	134.002	0	-17.954	94,0%	123.455
	E	**136.400**	**0**	**-16.458**	**90,0%**	**133.269**
	F	139.112	0	-14.962	86,0%	144.361

Szenario		Ersparnis / Mehrverbrauch gegenüber Bestand		Ersparnis / Mehrverbrauch mit und ohne Solarthermie	
		[kWh/a]		[kWh/a]	
heute					
ohne Solar	A	-622	Ersparnis gegenüber heute		
	B	**8.931**	**Mehrverbrauch gg.über heute**		
	C	19.564	Mehrverbrauch gegenüber heute		
mit Solar	D	-17.169	Ersparnis gegenüber heute	-16.547	Ersparnis der Solarthermie
	E	**-7.355**	**Ersparnis gegenüber heute**	**-16.287**	**Ersparnis der Solarthermie**
	F	3.736	Mehrverbrauch gegenüber heute	-15.828	Ersparnis der Solarthermie

Tabelle 22: Bewertung einer Anlagenoptimierung – Anlage 4 Wurmbergstraße

Die Ersparnis der gering investiven Anlagenoptimierung (weniger Zirkulationswärmeverluste, Kessel mit besserer Effizienz, bessere Regelung) bei Erhalt der Solarthermie liegt bei weiteren ca. **5 kWh/(m²a)** in Variante E.

Eine wie oben optimierte Anlage jedoch ohne Solarthermie – Variante B – ergibt einen Endenergiemehrverbrauch von ca. **6 kWh/(m²a)** – verglichen mit dem heutigen Zustand.

Zusammenfassung

Die Zusammenhänge zeigt nachfolgende Abbildung im Überblick. Dabei ist der Zustand des Gebäudes wie heute, jedoch ohne Solarthermie, die Bezugsvariante. Ausgehend davon ist die erreichte Einsparung durch die vorhandene Solarthermie abgetragen. Alternativ eine mögliche Einsparung durch eine Anlagenoptimierung (mit und ohne Solarthermie).

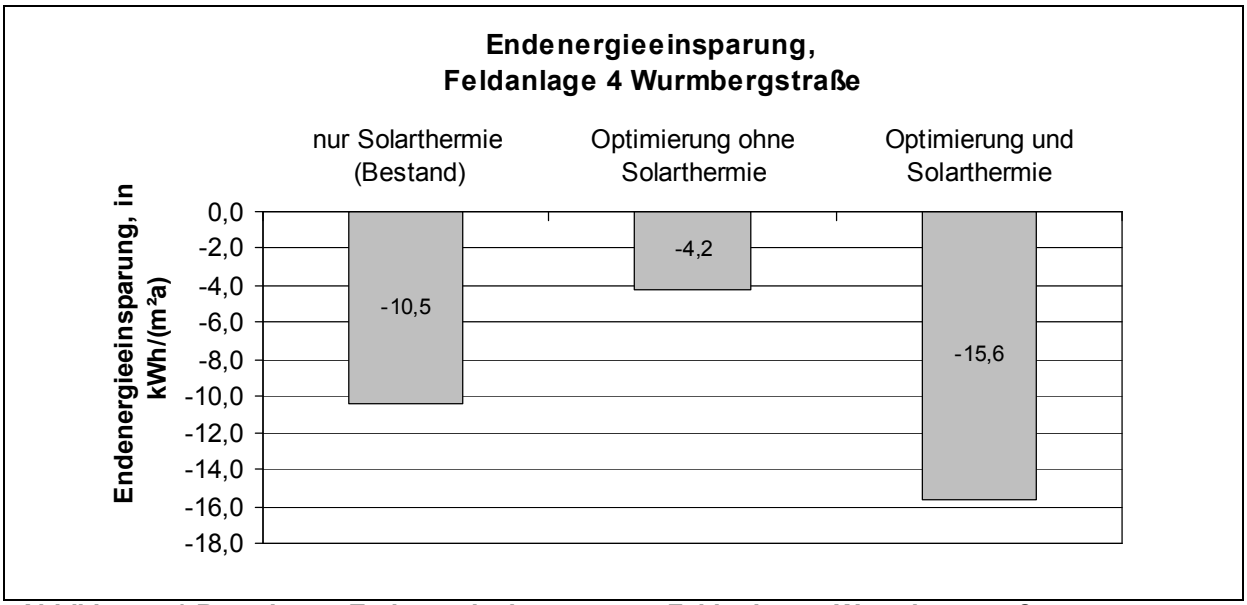


Abbildung 51 Berechnete Endenergieeinsparung – Feldanlage 4 Wurmbergstraße

Bei dieser Anlage wurde eine vergleichend mit den anderen Projektanlagen hohe Endenergieersparnis durch die Solaranlage erreicht, die sich aber noch deutlich durch eine Anlagenoptimierung steigern ließe.

Die Thematik einer dezentralen elektrischen Warmwasserbereitung wird im nachfolgenden Kapitel aufgegriffen.

4.4.9 Probleme bei Messung und Auswertung

Die Ausstattung mit Messtechnik zeigte das Problem, dass Messstellen zur Messung der Trinkwarmwasserbereitung vom ausführenden Handwerk falsch platziert wurden, siehe Abbildung 52.

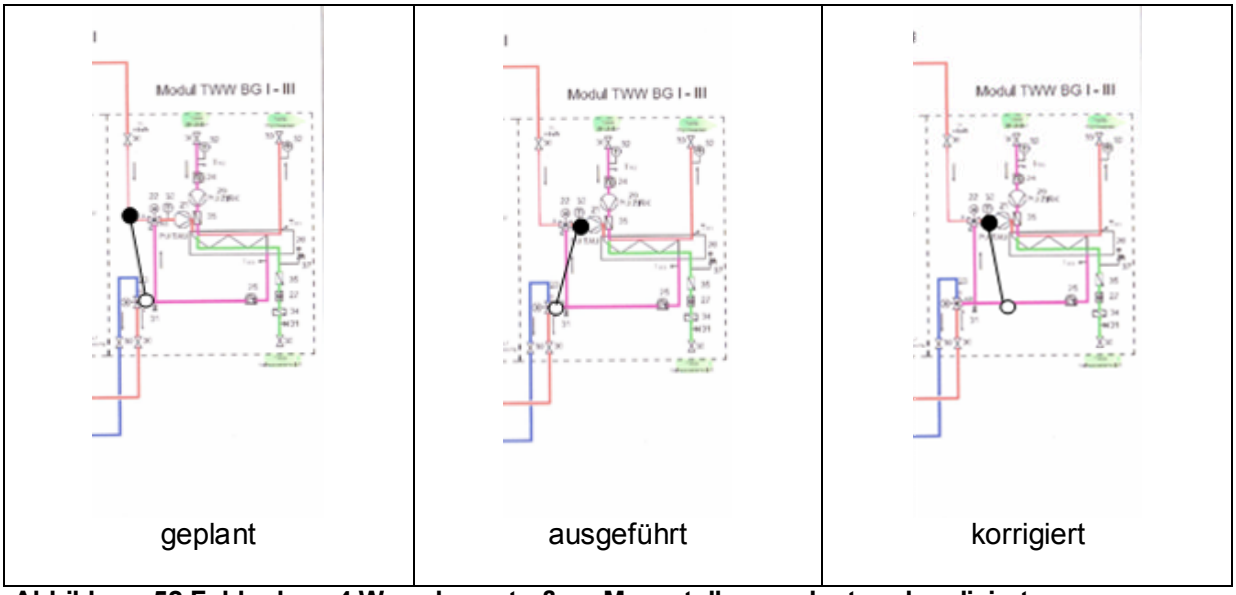


Abbildung 52 Feldanlage 4 Wurmbergstraße – Messstellen geplant und realisiert

Aufgrund fehlenden Platzes vor Ort wurde die Korrektur abweichend von der ursprünglichen Planung ausgeführt. Die Warmwasserkennwerte sind aufgrund dieses Fehlers nur für ein halbes Jahr verfügbar.

4.4.10 Verbesserungsvorschläge

Solarthermie

Die installierte Solarthermiefläche je Person ist mit fast 1,3 m²/P als üblich anzusehen. Der Wert wird sich allerdings auf ca. 1 m²/P verringern, wenn eine Vollbelegung des Gebäudes zukünftig erreicht ist. Dann ist eine Ausstattung erreicht, die für eine Trinkwarmwasservorwärmung ausreichend erscheint, aber nicht mehr nennenswert zur Heizungsunterstützung beiträgt. Die reine solare Trinkwarmwasserbereitung mit deutlich reduzierter Verrohrung und Regelungsaufwand hätte zum gewählten Kollektor besser gepasst.

Es wird ein solarer Deckungsanteil von knapp 11 % bezogen auf die gesamte Wärmeproduktion bzw. 34 % bezogen auf den Gesamtwärmebedarf für Trinkwarmwasser erreicht.

Speicherkonzept

Das Speicherkonzept ist schlüssig. Die installierte Speichergröße passt zum Kollektorfeld. Es ist aus Platzgründen eine Zweispeicheranlage gewählt worden.

Allerdings ist zu bemängeln – es handelt sich hierbei um eine allgemeine Kritik – dass ein Speicher fast ganzjährig mit fossiler Energie beheizt bzw. nachgeheizt wird.

Verteilnetz

Das Trinkwarmwassernetz ist mit nur 38 % Verteilungsnutzungsgrad eines der schlechtesten in der Auswertung. Die geringe Personenbelegung, aber auch die ungünstige Bauform (lang gestreckt und nur 2 bzw. 3 Geschosse) sind ausschlaggebend für den Wert.

Da die Anlage bereits errichtet ist, lässt sich dies kaum mehr ändern. Generell sind Werte über 50 % für den Nutzungsgrad anzustreben. Dieses Gebäude ist – aus Sicht der Verteilverluste – geeignet für eine elektrische Warmwasserbereitung ohne Netz.

Selbst wenn der Solarertrag komplett der Trinkwarmwasserbereitung zugeschlagen wird, ergibt sich ein Primärenergieaufwand für die Trinkwarmwasserbereitung, der etwa zweimal so hoch ist wie der Nutzen.

Folgende Werte werden bei dieser Berechnung zugrunde gelegt:

- der gewünschte Nutzen für Warmwasser von Q_{ww} = 16,8 MWh/a
- der gemessene Verteilungsnutzungsgrad von $\eta_{d,ww}$ = 38,2 %
- der gemessene Kesselnutzungsgrad von η_g = 88,3 %
- der erreichte solare Deckungsanteil, wenn alle Kollektorkreiserträge nur der Trinkwarmwasserbereitung gutgeschrieben werden: α_{sol} = 33,9%
- der Primärenergiefaktor für Erdgas: f_P = 1,1

$$
\begin{aligned}
&Q_{P,ww} \\
&= Q_{ww} \cdot \frac{1}{\eta_{d,ww}} \cdot (1-\alpha_{sol}) \cdot \frac{1}{\eta_g} \cdot f_P \\
&= 16.883 kWh/a \cdot \frac{1}{0,382} \cdot (1-0,339) \cdot \frac{1}{0,883} \cdot 1,1 \\
&= 34.026 kWh/a
\end{aligned}
$$

Der Primärenergieeinsatz in Form von Erdgas liegt bei 34,0 MWh/a. Die Bilanz wird schlechter, wenn zusätzliche Speicherverluste mit bilanziert würden.

Wenn elektrischer Strom mit Durchlauferhitzern eingesetzt würde, entfielen alle zusätzlichen technischen Verluste, jedoch auch der solare Deckungsanteil. Beim Primärenergiefaktor von Strom der letzten Ausgabe der DIN V 18599 (f_P = 2,4) läge der Primärenergieeinsatz dann bei:

$$
\begin{aligned}
&Q_{P,ww,el} \\
&= Q_{ww} \cdot \frac{1}{\eta_{d,ww}} \cdot (1 - \alpha_{sol}) \cdot \frac{1}{\eta_g} \cdot f_P \\
&= 16.883 kWh/a \cdot \frac{1}{1{,}000} \cdot (1 - 0{,}000) \cdot \frac{1}{1{,}000} \cdot 2{,}4 \\
&= 40.519 kWh/a
\end{aligned}
$$

Die Ergebnisse unterscheiden sich derzeit noch. Sobald der Primärenergiefaktor von Strom den Wert 2,0 erreicht hat, herrscht hier Gleichheit der Ergebnisse.

Wenn man noch den zusätzlichen Anlagenstromverbrauch hinzuzählt, wäre bereits heute ein Gleichstand erreicht.

Das vorliegende Objekt mit seiner Netztypologie ist prädestiniert, elektrische Warmwasserbereitung zumindest in Erwägung zu ziehen.

Kessel

Die Effizienz des Kessels ist mit 83,3 % als unterdurchschnittlich anzusehen – bezogen auf die Ergebnisse der Brennwertkessel in den Feldanlagen. Der Kessel ist verglichen mit der messtechnisch bestimmten Heizlast um den Faktor 1,9 überdimensioniert. Die jahresmittlere Auslastung liegt bei nur 15 %. Der nächste Kessel sollte im Zuge der Erneuerung kleiner gewählt werden.

Darüber hinaus ist der Anschluss an eine hydraulische Weiche und die Verwendung eines Kessels mit extrem geringem Wasserinhalt bei der nächsten Kesselerneuerung zu vermeiden.

4.5 Feldanlage 5 Brautstraße, Eberswalde (Gebäudeanlage)

Die Feldanlage befindet sich in der Brautstraße 8 – 10 in 16225 Eberswalde. Zunächst werden das Gebäude, die Nutzung, der Anlagenaufbau und die vorhanden Messtechnik beschrieben. Nachfolgend werden die vorhanden Messwerte ausgewertet, Verbesserungsvorschläge gemacht und die Feldanlage bewertet.

4.5.1 Gebäude und Nutzung

Das Mehrfamilienhaus mit 28 Wohneinheiten verfügt über eine Gebäudenutzfläche von ca. 1.508 m² und wurde im Jahre 2002 erbaut. Eigentümer und Betreiber des Gebäudes bzw. der Anlage ist die Wohnungsbau- und Hausverwaltungs GmbH (WHG) in Eberswalde.

Da die Bewohnerzahl für 2011 nicht bekannt war, wird auf Grundlage der Gebäudenutzfläche von einer Bewohnerzahl von 38 Personen ausgegangen. Das statistische Bundesamt gibt für das Land Brandenburg eine durchschnittliche Wohnfläche von 40,2 m²/Person an.

Abbildung 53: Gebäude 5 Brautstraße

4.5.2 Anlagenaufbau

In der Anlage sind zwei Wärmeerzeuger installiert. Es handelt sich dabei um zwei identische Gas-Brennwertthermen der Firma Viessmann vom Typ Vitoladens 200 W mit einem Leistungsbereich von 17 bis 45 kW (80/60) und einem Wasserinhalt von 7 Litern (0,172 l/kW).

Abbildung 54: Anlagenfotos Feldanlage 5 Brautstraße

Das Anlagenschema zeigt Abbildung 55. Eine Gastherme (rechts in Abbildung 55) versorgt nur die Raumheizung mit Wärme. Die zweite Therme (rechts in Abbildung 55) ist für die Wärmeversorgung der Raumheizung und der Warmwasserbereitung zuständig.

Zusätzlich ist eine thermische Solaranlage für die Warmwasserbereitung installiert. Die Kollektorfläche beträgt 27 m². Es handelt sich um Flachkollektoren vom Typ Eurostar Tx24 der UFE Solar GmbH.

Der Pufferspeicher der Solaranlage verfügt über einen Inhalt von 1.500 Litern (Typ: Euroheat P). Für die Warmwasserbereitung steht zusätzlich ein bivalenter Speicher mit 750 Litern Inhalt zur Verfügung. Die Raumheizung ist durch eine hydraulische Weiche vom Rest der Anlage abgekoppelt.

Da Anlagenschema sowie die Position der Messstellen zeigt Abbildung 55.

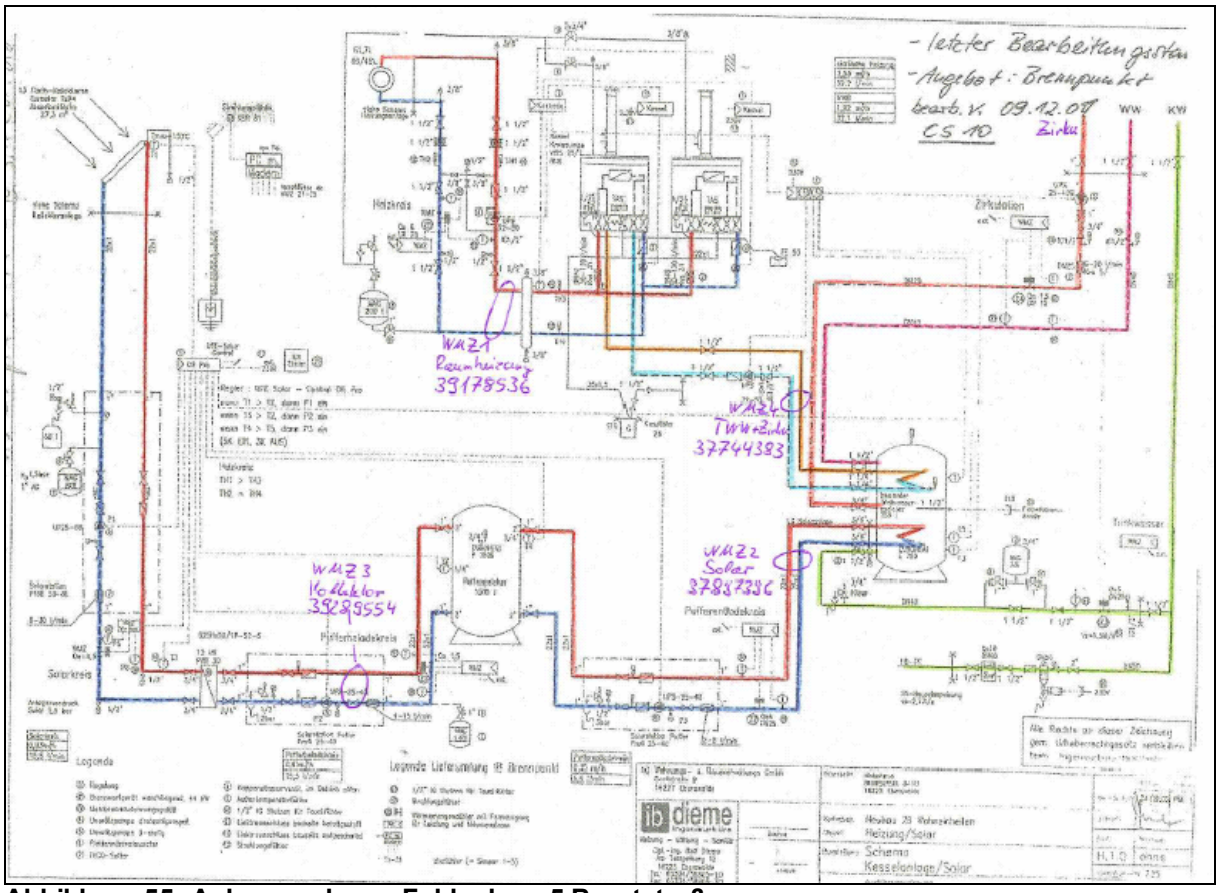


Abbildung 55: Anlagenschema Feldanlage 5 Brautstraße

4.5.3 Vorhandene Messtechnik

In der Anlage sind für die Raumheizung (WMZ 1), die Solareinspeisung (WMZ 2), den Kollektorertrag (WMZ 3) und für die Warmwasserbereitung und Zirkulation (WMZ 4) Wärmemengenzähler installiert. Die Messstellen sind in Abbildung 55 gekennzeichnet.

Alle Zähler wurden von der Firma Techem im Mai 2011 installiert und verfügen über Tages- und Monatsspeicher.

Ebenfalls wurde die täglich gezapfte Menge an Warmwasser aufgezeichnet. Die Messwerte wurden von einem Mitarbeiter der Firma Techem in regelmäßigen Abständen ausgelesen und in Form einer Exceltabelle übermittelt. Zusätzlich wurde der Gaszähler wöchentlich vom Hausmeister abgelesen.

4.5.4 Messwerte

Für den Zeitraum 01.06.2011 bis 09.02.2012 liegen für die Raumheizung (WMZ 1), die Solareinspeisung (WMZ 2) und den Kollektorertrag (WMZ 3) und die gezapfte Warmwassermenge Messwerte vor.

Für den WMZ 4 (Trinkwarmwasserbereitung) gibt es eine Einschränkung. Hier wurden bei der Installation die Vor- und Rücklauffühler vertauscht. Der Fehler ist erst am 09.02.2012 aufgefallen und sofort behoben worden. Danach sind für alle 4 WMZ Daten verfügbar.

Für den Gasverbrauch liegen für den Zeitraum 07.03.2011 bis 06.03.2012 nahezu wöchentliche Messwerte vor.

Des Weiteren wurden die Verbrauchs- und Ertragsdaten für Gas, Warmwasser und Kollektorkreisertrag vom Eigentümer der Anlage zur Verfügung gestellt. In der nachfolgenden Tabelle sind diese Werte aufgeführt.

Jahreswerte	2009	2010	2011
Gas Messwert [kWh/a]	184.100	133.690	149.440
Heizgradtage [Kd/a]	2.337	2.887	2.173
Gas bereinigt [kWh/a]	191.596	118.129	164.658
WW Nutzen [m³/a]	337	318	296
WW Nutzen [kWh/a]	19.597	18.492	17.212
Kollektorkreis [kWh/a]	-	3.970 (147 kWh/m²)	8.733 (323 kWh/m²)

Abbildung 56: Feldanlage 5 Brautstraße, Messwerte 2009 bis 2011

Um den Gasverbrauch der drei Jahre miteinander vergleichen zu können, wurde eine Witterungskorrektur mit Hilfe der Heizgradtage (Heizgrenze 14,9 °C; konstant für alle drei Jahre) des entsprechenden Jahres und dem langjährigen Mittelwert von 2.451 K/d (letzten 40 Jahre) durchgeführt.

Als Grundlage dienen die Daten des Deutschen Wetterdienstes mit der Wetterstation Neuruppin. Die Witterungsbereinigung wurde nur für den witterungsabhängigen Verbrauch (Raumheizung) durchgeführt. Der witterungsunabhängige Verbrauch wurde mit Hilfe der Grundleistung aus der E-A-V (siehe Abbildung 57) berechnet und als konstant für die drei Jahre angenommen.

Es ist zu sehen, dass sich der Gasverbrauch von 2009 zu 2010 deutlich verringert hat und zu 2011 wieder deutlich angestiegen ist. Für eine Bewertung dieser Ergebnisse muss zunächst geprüft werden, ob der Gaszählerstand immer am gleichen Tag (z.B. 01.01.) abgelesen wurde und ob die Bewohnerzahl über die drei Jahre konstant war.

Beim Warmwasserbedarf ist über die drei Jahre eine abnehmende Tendenz zu verzeichnen. Dies lässt die Vermutung zu, dass vielleicht die Bewohnerzahl leicht gesunken ist. Allerdings kann dies auch durch sparsamere Armaturen und / oder geringeren Verbrauch der Bewohner (z.B. Anschaffung einer Spülmaschine) erklärt werden.

Der niedrige Kollektorkreisertrag im Jahr 2010 kann zum einen auf eine Messlücke (25.05. bis 23.06.2010) zurückgeführt werden. Darüber hinaus wies das Jahr 2010 generell weniger Sonnenstunden auf. Allerdings muss noch ein weiterer Grund für den niedrigen Ertrag vorliegen, der nicht bekannt ist. Vermutlich war die Regelung falsch eingestellt und / oder die Pumpen defekt.

Der Kollektorertrag für 2011 ist plausibel.

4.5.5 Energieanalyse aus dem Verbrauch EAV

In der nachfolgenden Abbildung 57 sind die wöchentlichen Leistungen des Gasverbrauchs (Feuerungsleistung - Brennwertbezug) über der Außentemperatur aufgetragen. Der Brennwert beträgt 11,08 kWh/m³ (Angabe WHG).

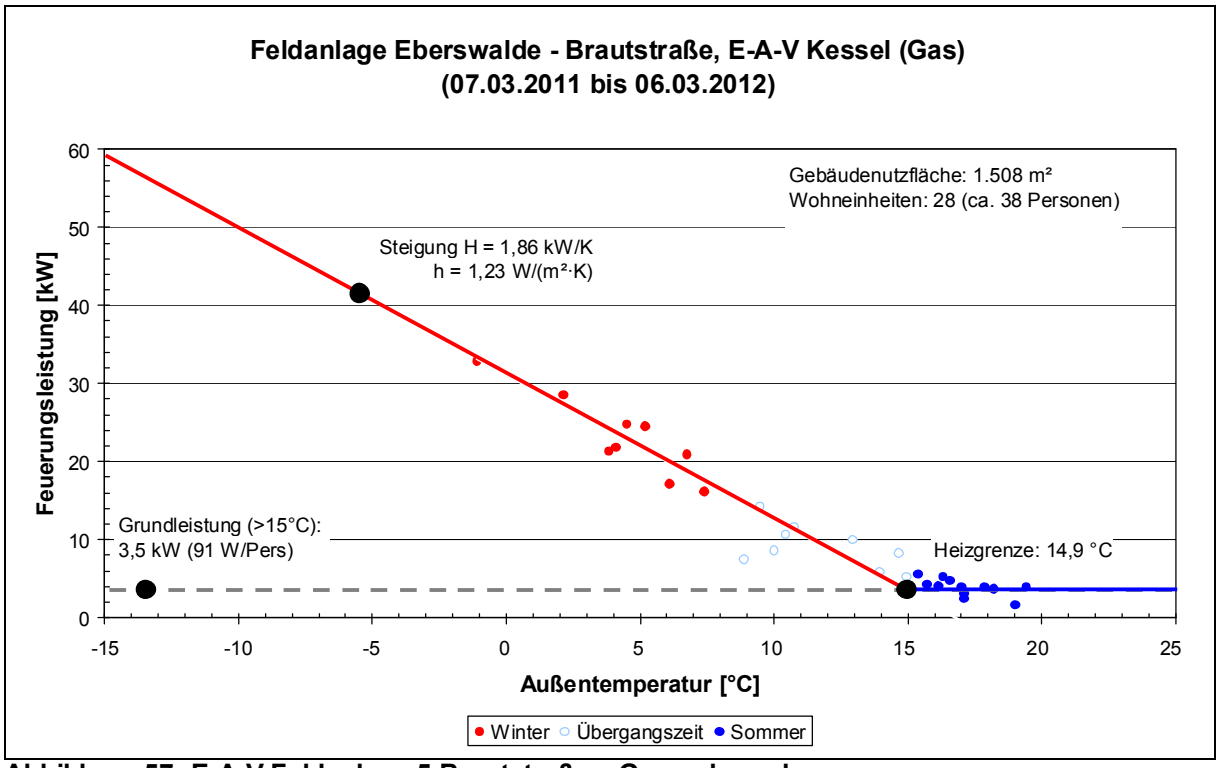


Abbildung 57: E-A-V Feldanlage 5 Brautstraße – Gasverbrauch

Die Grundleistung von 3,5 kW (91 W/Pers/a) setzt sich aus dem Wärmebedarf für Warmwasser, Zirkulation und den Kessel- und Verteilverlusten zusammen. Sie wird das gesamte Jahr über aufgewendet.

In Abbildung 58 ist nur die tägliche Nutzleistung für die Raumheizung im Zeitraum 01.06. bis 31.12.2011 über der Außentemperatur aufgetragen.

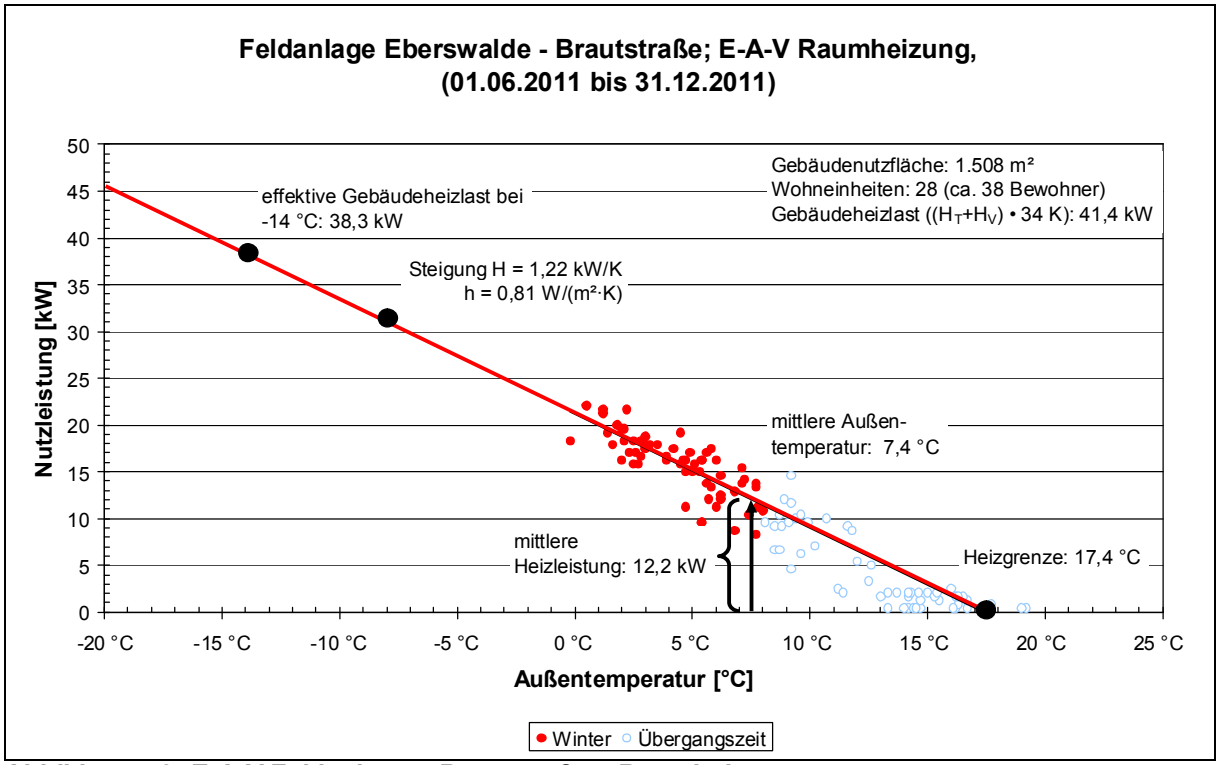


Abbildung 58: E-A-V Feldanlage 5 Brautstraße – Raumheizung

Für eine bessere Zuordnung der Verbrauchswerte wurden folgende Festlegungen getroffen: Der Verbrauch unterhalb einer Außentemperatur von 8 °C wurde dem Winter, oberhalb von 15 °C dem Sommer und dazwischen der Übergangszeit zugeordnet.

Die Heizgrenztemperatur liegt nach Abbildung 58 bei 17,4 °C und der spezifische Wärmeverlust bei 0,81 W/m²/K. Die Gebäudeheizlast beträgt 41,4 kW. Dies bedeutet, dass eine Therme (Nennleistung 45 kW) alleine die Wärme für das Gebäude bereitstellen kann. Die mittlere Heizleistung bei einer mittleren Jahresaußentemperatur von 7,4 °C beträgt 12,2 kW.

Nach Angabe des Betreibers war die Raumheizung vom 01.07.2011 bis 30.09.2011 ausgeschaltet. Trotzdem sind bei hohen Außentemperaturen Messpunkte in der Grafik zu sehen. Dies lässt auf eine unerwünschte Schwerkraftzirkulation schließen – wenn die Aussage des Betreibers stimmt.

4.5.6 Jahresbilanzen und Kennwerte

Für die Bewertung der Anlage wird die zugeführte Wärmemenge dem Nutzen gegenübergestellt. Aus der Differenz der beiden Werte ergibt sich der Verlust der Anlage.

Die zugeführte Energiemenge setzt sich aus dem Gasverbrauch und dem Kollektorkreisertrag zusammen.

Q_{zu} zugeführte Energiemenge [kWh/a]
Q_{Gas} Gasverbrauch [kWh/a]
Q_{KK} Kollektorkreisertrag [kWh/a]

$$Q_{zu} = Q_{Gas} + Q_{KK}$$
$$Q_{zu} = 149.440\,\text{kWh/a} + 8.733\,\text{kWh/a}$$
$$\underline{\underline{Q_{zu} = 158.173\,\text{kWh/a}}}$$

Insgesamt wurden dem Gebäude 158 MWh/a zur Verfügung gestellt.

Nachfolgend wird der tatsächliche Nutzen für Raumheizung (RH) und Trinkwarmwasser (TWW) berechnet. Als Grundlage für die Berechnung des Raumheizungsverbrauches dienen die Werte aus der E-A-V für den Zeitraum 01.06.2011 bis 31.12.2011 (siehe Abbildung 58).

Q_{RH} Wärmemenge für Raumheizung [kWh/a]
H Verlustkoeffizient [kW/K]
G Heizgradtage [Kd/a]
t Zeit [h/d]

$$Q_{RH} = H \cdot G \cdot t$$
$$Q_{RH} = 1{,}22\,\text{kW/K} \cdot 2.865\,\text{Kd/a} \cdot 24\,\text{h/d}$$
$$\underline{\underline{Q_{RH} = 83.887\,\text{kWh/a}}}$$

Die Wärmemenge für die Raumheizung beträgt 84 MWh/a. Auf die Nutzfläche von 1.508 m² bezogen, liegt der Verbrauch bei 55,6 kWh/(m²a).

Als Grundlage für die Berechnung der Wärmemenge für das Trinkwarmwasser werden der Jahresverbrauch von 296 m³/a und eine Temperaturdifferenz von 50 K (Annahme: Kaltwassertemperatur 10 °C und Warmwassertemperatur 60 °C) angesetzt.

Q_{TWW} Wärmemenge für Trinkwarmwasser [kWh/a]
V Volumen [m³/a]
ρc_P spezifische Wärmekapazität [kWh/(m³K)]
$\Delta\vartheta$ Temperaturdifferenz [K]

$$Q_{TWW} = V \cdot c_P \cdot \Delta\vartheta$$
$$Q_{TWW} = 296\,m^3/a \cdot 1{,}163\,kWh/(m^3K) \cdot 50\,K$$
$$\underline{\underline{Q_{TWW} = 17.212\,kWh/a}}$$

Die Wärmemenge für das Trinkwarmwasser beträgt ca. 17 MWh/a. Bei einer Bewohnerzahl von ca. 38 Personen würde dies einen personenbezogenen Wert von 453 kWh/(P a) ergeben. Dies entspricht etwa 2/3 des durchschnittlichen Verbrauches von 650 kWh/(P a) nach [IWU 97].

Der gesamte Nutzen aus Raumheizung und TWW beträgt:

$$Q_{Nutz} = Q_{RH} + Q_{TWW}$$
$$Q_{Nutz} = 83.887\,kWh/a + 17.212\,kWh/a$$
$$\underline{\underline{Q_{Nutz} = 101.099\,kWh/a}}$$

Die Anlagenverluste bestehend aus Kessel-, Speicher- und Verteilverlusten berechnen sich wie folgt:

Q_V Anlagenverluste

$$Q_V = Q_{zu} - Q_{Nutz}$$
$$Q_V = 158.173\,kWh/a - 101.099\,kWh/a$$
$$\underline{\underline{Q_V = 57.074\,kWh/a}}$$

Mit 57,1 MWh/a bzw. auf die Nutzfläche bezogen von 37,8 kWh/(m²a), liegt dieser Verlustwert im Vergleich zu anderen Gebäuden in dem Projekt recht hoch.

Jahresenergiebilanz als Energieflussbild und Balkendiagramm

Nachfolgend sind alle Mess- und Berechnungswerte in einem Energieflussdiagramm (absolute Werte) und einem Balkendiagramm mit Energiezu- und Abflüssen (bezogen auf die beheizte Fläche) dargestellt.

Der Nutzungsgrad der beiden Gasthermen kann aufgrund von Messfehlern nur für den Zeitraum 09.02.2012 bis 06.03.2012 bestimmt werden. In diesem Zeitraum lag dieser bei 89 % für beide Thermen zusammen. Daher wird dieser in erster Näherung auch für das Jahr 2011 angesetzt. Daraus resultieren Erzeugerverluste von insgesamt 16,4 MWh/a bzw. 10,9 kWh/(m²a).

Der spezifische Kollektorkreisertrag der Solaranlage ist mit 323 kWh/(m²a) eher gering und nicht zufrieden stellend. Die Zirkulations-, Speicher- und Verteilverluste sind mit 40,6 MWh/a bzw. 26,1 kWh/(m²a) hoch. Ein Teil dieser Verluste kann auf Fehlströmungen zwischen den beiden Speichern zurückgeführt werden.

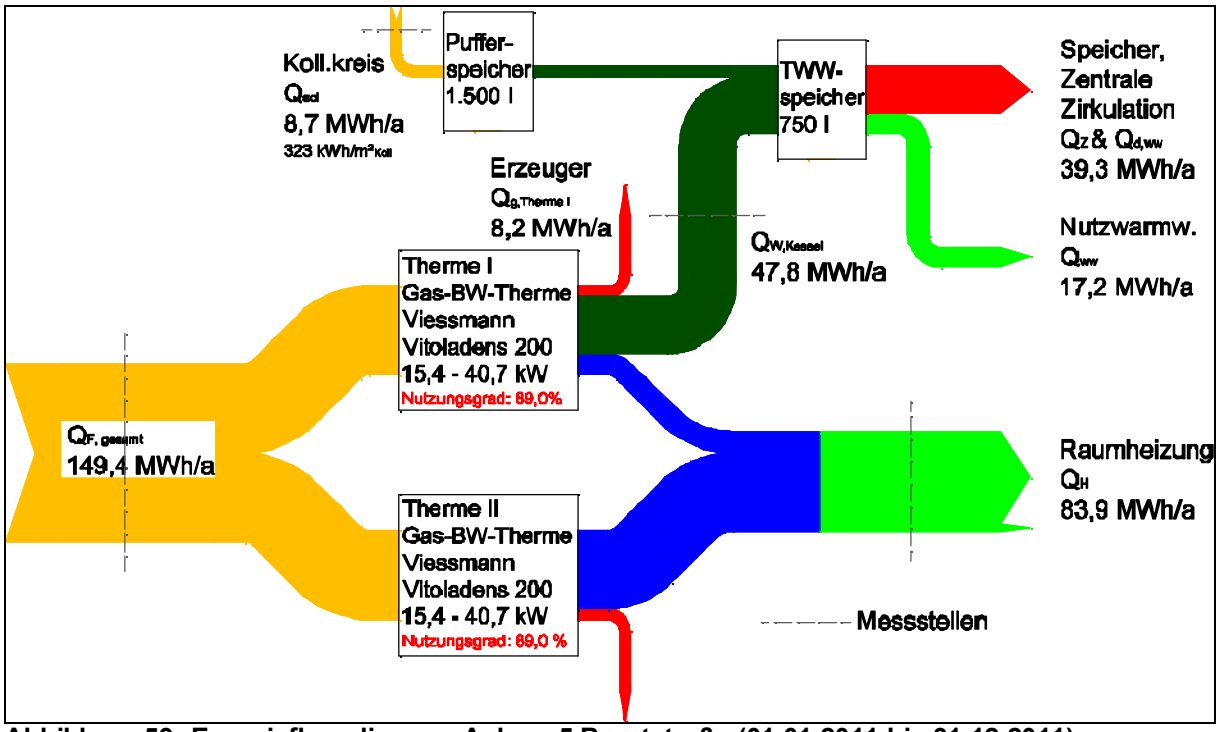


Abbildung 59: Energieflussdiagram Anlage 5 Brautstraße (01.01.2011 bis 31.12.2011)

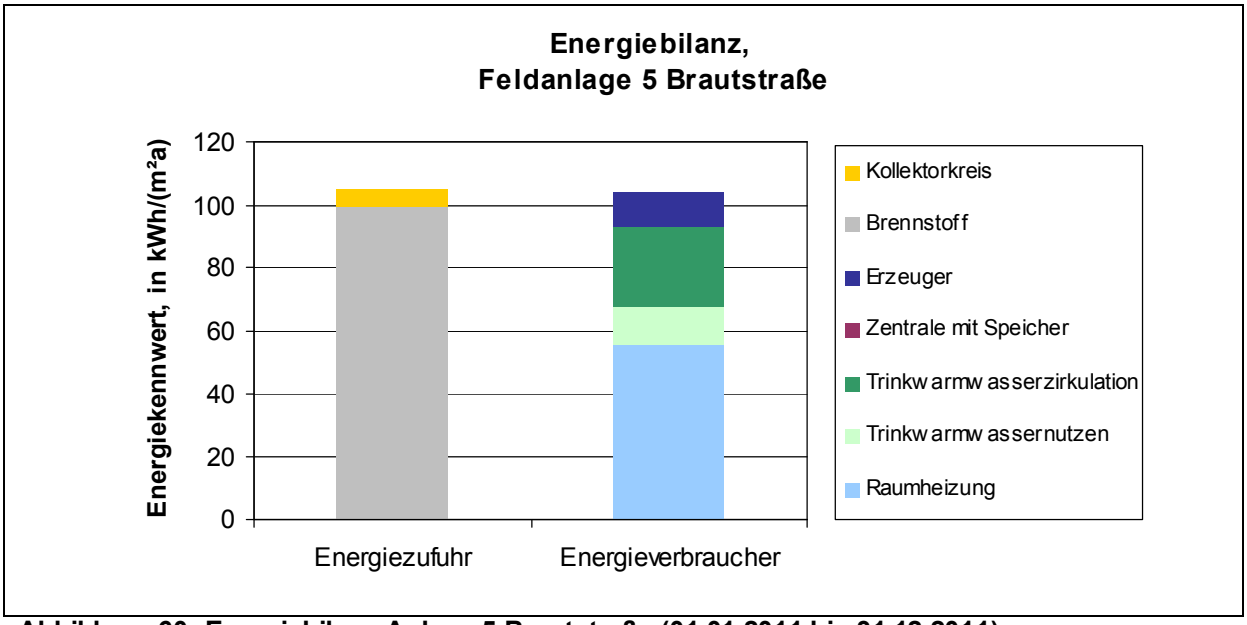


Abbildung 60: Energiebilanz Anlage 5 Brautstraße (01.01.2011 bis 31.12.2011)

4.5.7 Detailauswertung Pufferspeicher

In der nachfolgenden Abbildung 61 ist die Differenz zwischen der tägliche Beladung und Entladung des Pufferspeichers dargestellt.

Im ersten Fünftel (bis 04.07.11) und im letzten Drittel (ab 01.11.11) des Diagramms ist deutlich zu sehen, dass aus dem Pufferspeicher mehr Energie entnommen wird, als über die Kollektoren eingebracht wird.

Des Weiteren ist in den Messwerten des WMZ 2 (Solareinspeisung / Entladung) nachts eine höhere Rücklauftemperatur als Vorlauftemperatur gemessen worden.

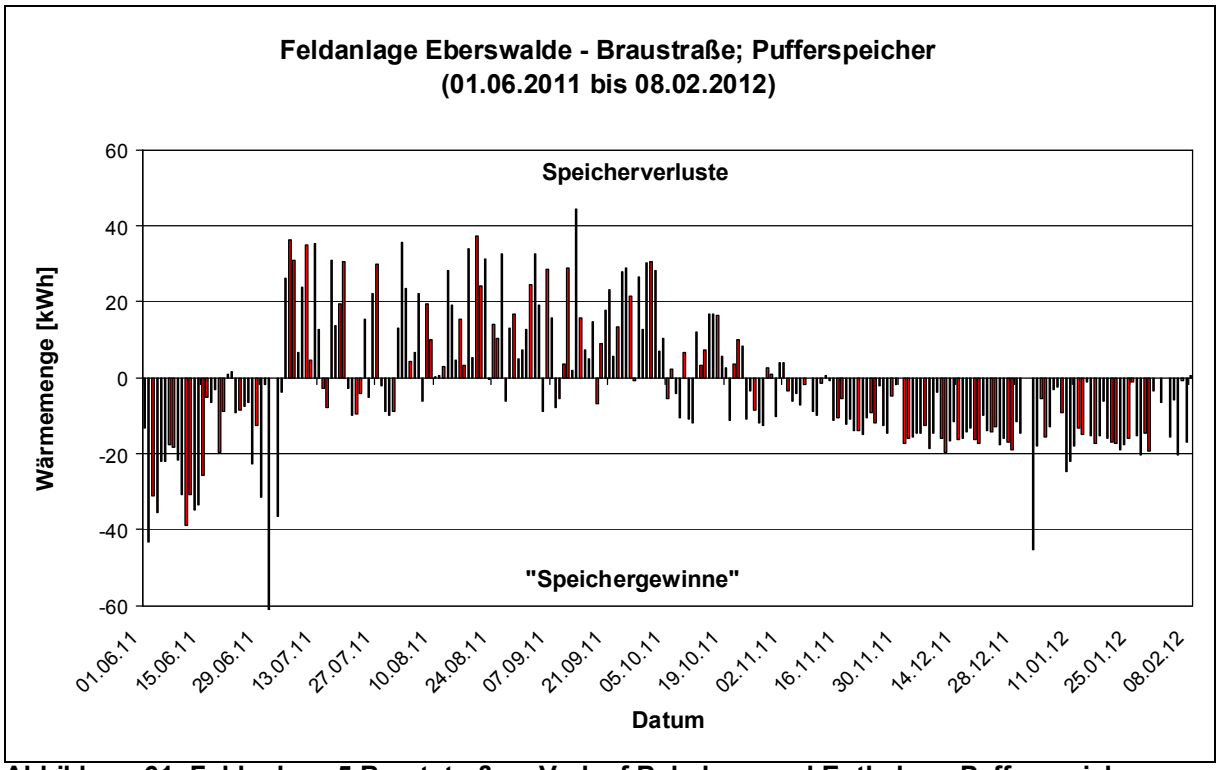


Abbildung 61: Feldanlage 5 Brautstraße – Verlauf Beladung und Entladung Pufferspeicher

Dies lässt den Schluss zu, dass es im Endladekreis eine Schwerkraftzirkulation gibt. Diese sorgt in der Nacht dafür, dass Wärme aus dem Trinkwasserspeicher in den Pufferspeicher gefördert wird. Hier muss geprüft werden, wie es zu diesen Strömungen kommt, oder ob es sogar eine Fehlfunktion der Pumpe gibt.

4.5.8 Erreichte und mögliche Endenergieeinsparung

Nachfolgend werden zwei Betrachtungsansätze durchlaufen.

Zum einen wird – auf Basis des gegebenen Nutzens an Wärme (ab Heizzentrale) abgeschätzt, welche Einsparung Endenergie die vorhandene Solaranlage gebracht hat. Dazu wird der Endenergiebedarf des Gebäudes ohne Solarthermie rechnerisch abgeschätzt.

Zum anderen wird untersucht, welche Einsparpotentiale sich – bei gegebener Versorgungsstruktur – näherungsweise ergeben, wenn Speicher, Kessel und Trinkwarmwasserverteilung optimiert wären. Hierzu wird der Fall mit und ohne Solarthermie betrachtet.

Erreichte Einsparung durch die Solarthermie

Um die Endenergieeinsparung quantifizieren zu können, wird rechnerisch abgeschätzt, welcher Energieverbrauch sich in dem Gebäude ohne Solarthermie ergeben hätte. Der ab Heizzentrale notwendige gemessene Wärmebedarf wird als gegeben angenommen.

Darüber hinaus wird abgeschätzt, welche Speicherverluste entfallen, wenn es die Solarthermieanlage nicht geben würde. In diesem Gebäude wird vom Wegfall des 1500-l-Pufferspeichers ausgegangen. Üblich geschätzt hat der entfallene Speicher einen Wärmeverlust von ca. 1800 kWh/a [IWU 97]. Der Wert wird variiert (+ ⅓, - ¼).

Der Kesselnutzungsgrad des Bestandes wird ebenfalls variiert. In welcher Richtung er sich ohne Solarthermie ändern wird, ist nicht abschätzbar – die Änderung wird jedoch klein sein, solange grundsätzlich das gleiche Kesselmodell verwendet wird (siehe auch Berichtsteil 4). Es wird von einer Änderung um ± 1 %-Punkte um den Bestandwert (89,0 %) ausgegangen.

Tabelle 23 zeigt die sich ergebenden Energiemengen für den Zustand ohne Solarthermie. Der rechnerische Bedarf liegt in allen drei Szenarien höher.

Szenario	Wärmeabgabe der Erzeuger	Kollektor-kreisertrag	entfallene Speicherver-luste	Kessel-nutzungs-grad	Endenergie	Ersparnis / Mehr-verbrauch
	[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]		[kWh/a]	[kWh/a]
heute	140.399	-8.733	0	89,0%	147.897	
1	140.399	0	-2.400	90,0%	153.288	+5.392
2	**140.399**	**0**	**-1.800**	**89,0%**	**155.684**	**+7.788**
3	140.399	0	-1.350	88,0%	157.964	+10.067

Tabelle 23: Bewertung der erreichten Endenergieeinsparung – Anlage 5 Brautstraße

Die wahrscheinlich erreichte Einsparung an Gas durch die Solarthermie liegt daher bei gerundet **5,2 ± 1,5 kWh/(m²a)** bezogen auf die beheizte Fläche von 1508 m². Die getroffenen Annahmen sind ausführlich im Anhang 7.3 dokumentiert.

Optimierung der Anlage

Eine zweite Fragestellung betrifft die Auswirkungen einer Anlagenoptimierung in Kombination mit oder ohne Solarthermie. Da keine Messwerte vorliegen, wird mit Hilfe der Literatur und auf Basis der Bestandsdaten eine Abschätzung vorgenommen.

Der Nutzen für die Raumheizung von ca. 83,9 MWh/a wird übernommen. Die Wärmemenge für den Nutzen der Warmwasserbereitung von 17,2 MWh/a wird ebenfalls als konstant angenommen. Der Nutzungsgrad der Verteilung des Warmwassers wird variiert. Der Bestandswert von ca. 31 % wird als Minimalwert angenommen. Es wird geschätzt, dass er sich wenigstens um 2,5 bzw. 5 %-Punkte verbessern lässt.

Darüber hinaus wird abgeschätzt, wie sich die Speicherverluste ändern. In der Variante mit Solarthermie wird der Bestand so belassen. Entfällt die Solarthermie wird wie oben vom Wegfall des 1500-l-Pufferspeichers ausgegangen. Die sich ergebenden Einsparungen an Speicherverlusten werden wie oben variiert.

Der Gasverbrauch wird mit drei unterschiedlichen Kesselnutzungsgraden (brennwertbezogen) von 86 %, 90 % und 94 % berechnet. Die höheren Werte sind mit heutiger Kesseltechnologie erreichbar [BW03] [OPT05]. Der mittlere Wert entspricht dem Durchschnitt der besseren Hälfte der Kessel im vorliegenden Projekt.

Die Solaranlage wird prinzipiell in der vorhandenen Größe belassen. Der im Bestand erreichte Solarertrag wird als Minimum angesehen und in den verbesserten Varianten um 10 bzw. 20 % erhöht angenommen. In allen Fällen wird von einer mit geringen Investitionsmitteln optimierten Anlagen- und Regelungstechnik ausgegangen. Tabelle 24 zeigt die Ergebnisse.

Szenario		Wärmeabgabe der Erzeuger	entfallene Speicherverluste	Kollektorkreiser-trag	Kessel-nutzungsgrad	Endenergie
		[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]		[kWh/a]
heute		140.399	0	-8.733	89,0%	147.897
ohne Solar	A	129.233	-2.400	0	94,0%	134.928
	B	**136.112**	**-1.800**	**0**	**90,0%**	**149.236**
	C	140.399	-1.350	0	86,0%	161.685
mit Solar	D	129.233	0	-10.480	94,0%	126.333
	E	**136.112**	**0**	**-9.606**	**90,0%**	**140.562**
	F	140.399	0	-8.733	86,0%	153.100

Szenario		Ersparnis / Mehrverbrauch gegenüber Bestand		Ersparnis / Mehrverbrauch mit und ohne Solarthermie	
		[kWh/a]		[kWh/a]	
heute					
ohne Solar	A	-12.968	Ersparnis gegenüber heute		
	B	**1.339**	**Mehrverbrauch gg.über heute**		
	C	13.788	Mehrverbrauch gegenüber heute		
mit Solar	D	-21.563	Ersparnis gegenüber heute	-8.595	Ersparnis der Solarthermie
	E	**-7.334**	**Ersparnis gegenüber heute**	**-8.674**	**Ersparnis der Solarthermie**
	F	5.203	Mehrverbrauch gegenüber heute	-8.585	Ersparnis der Solarthermie

Tabelle 24: Bewertung einer Anlagenoptimierung – Anlage 5 Brautstraße

Die Ersparnis der gering investiven Anlagenoptimierung (Kessel mit besserer Effizienz) und Solarthermie liegt bei ca. **5 kWh/(m²a)** in Variante E.

Eine wie oben optimierte Anlage jedoch ohne Solarthermie – Variante B – ergibt einen Endenergiemehrverbrauch gegenüber heute von ca. **1 kWh/(m²a).**

Zusammenfassung

Die Zusammenhänge zeigt nachfolgende Abbildung im Überblick. Dabei ist der Zustand des Gebäudes wie heute, jedoch ohne Solarthermie, die Bezugsvariante. Ausgehend davon ist die erreichte Einsparung durch die vorhandene Solarthermie abgetragen. Alternativ eine mögliche Einsparung durch eine Anlagenoptimierung (mit und ohne Solarthermie).

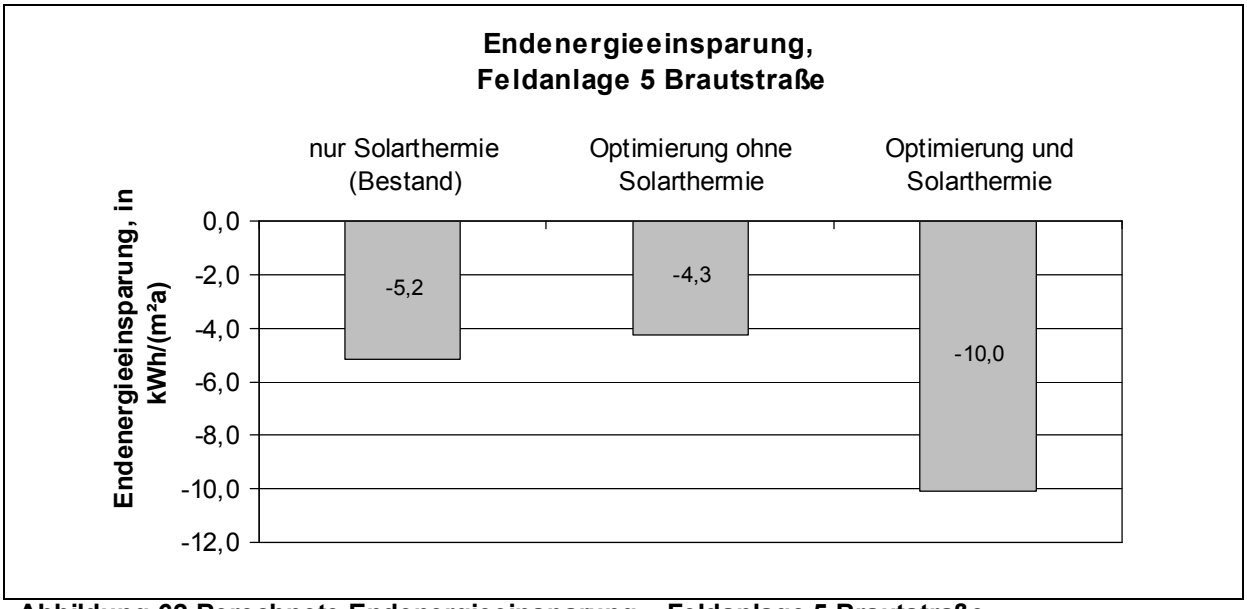


Abbildung 62 Berechnete Endenergieeinsparung – Feldanlage 5 Brautstraße

Bei dieser Gebäude- und Anlagentechnik sind Verteilnetz und Speicher schlecht und bieten so viel Optimierungspotential. Es wird fast die gleiche Endenergie durch Anlagenoptimierung ohne Solarthermie erreicht wie mit einer nicht optimierten Anlage mit Solarthermie.

4.5.9 Probleme bei Messung und Auswertung

Aufgrund des fehlerhaft installierten WMZ für die Warmwasserbereitung (WMZ 4) konnten für den Zeitraum 01.06.2011 bis 09.02.2012 keine Messwerte aufgenommen werden. Die Werte mussten durch Differenzbildung der anderen Zähler ermittelt werden.

Generell wurde bei der Aufnahme der Anlage festgestellt, dass der WMZ für Kesselertrag (WMZ 1) an der falschen Stelle eingebaut wurde. Laut Planung sollte der Zähler auf der Kesselseite der hydraulischen Weiche eingebaut werden. In der Realität wurde er anlagenseitig installiert.

Darüber hinaus ist kein Regelschema vorhanden und konnte auch nicht während der Projektlaufzeit beschafft werden.

Vorrangig muss messtechnisch geklärt werden, wie sich die 40,6 MWh/a Verluste in der Anlage aufteilen. Eine separate Messung der Zirkulationsverluste wird empfohlen.

4.5.10 Verbesserungsvorschläge

Solarthermie

Die installierte Solarthermiefläche je Person von 0,7 m²/P erscheint selbst für eine Anlage zur reinen Trinkwarmwasservorwärmung als vergleichsweise gering. Eine Heizungsunterstützung im nennenswerten Anteil dürfte nicht erreicht werden.

Es wird ein solarer Deckungsanteil von 6 % bezogen auf die gesamte Wärmeproduktion bzw. 15,5 % bezogen auf den Gesamtwärmebedarf für Trinkwarmwasser erreicht.

Speicherkonzept

Grundsätzlich ist das Speicherkonzept plausibel. Dennoch sollte die messtechnisch festgestellte Fehlströmung zwischen den beiden Speichern geklärt und dann behoben werden.

Verteilnetz

Das Trinkwarmwassernetz liegt mit ca. 59 % Verteilungsnutzungsgrad im sehr guten Bereich der möglichen Effizienzen. Hier ist kein Verbesserungspotential gegeben. Es ist dabei anzumerken, dass der Nutzungsgrad auf einer sehr geringen Anzahl von Messwerten basiert.

Kessel

Die Effizienz des Kessels liegt mit 89,0 % im typischen Mittel der erreichten Brennwertkesseleffizienzen. Auch dieser Wert wird nicht vertieft interpretiert, weil die Messdatenbasis eher gering ist.

Die Zweikesselanlage ist bezogen auf die messtechnisch bestimmte Heizlast um den Faktor 2,0 überdimensioniert – das bedeutet, dass ein Kessel eigentlich ausreichend wäre. Die jahresmittlere Auslastung liegt bei nur 19 %.

In Falle der Erneuerung sollte ein Kessel entsprechend kleiner Leistung gewählt werden. Auf ausreichenden Wasserinhalt ist dabei zu achten.

4.6 Feldanlage 6 Gustav-Hirsch-Platz, Eberswalde (Gebäudeanlage)

Die Feldanlage befindet sich in am Gustav-Hirsch-Platz 1-6 (G-H-P) Ecke Erich-Steinfurth-Straße 14/15 (E-S-S) in 16227 Eberswalde. Zunächst werden das Gebäude, die Nutzung, der Anlagenaufbau und die vorhanden Messtechnik beschrieben. Nachfolgend werden die vorhanden Messwerte ausgewertet, Verbesserungsvorschläge gemacht und die Feldanlage bewertet.

4.6.1 Gebäude und Nutzung

Die beiden Mehrfamilienhäuser mit insgesamt 45 Wohneinheiten verfügen über eine Gebäudenutzfläche von ca. 2.726 m² und wurden in den Jahren 1913 bis 1916 (G-H-P) und im Jahre 1900 (E-S-S) erbaut.

Im Jahr 2000 (G-H-P) bzw. 2001 (E-S-S) wurden beide Gebäude baulich modernisiert – teilweise mit Wärmedämmung – und die Anlagentechnik ebenfalls erneuert. Eigentümer und Betreiber der Gebäude bzw. der Anlage ist die Wohnungsbau- und Hausverwaltungs GmbH (WHG) in Eberswalde.

Da die Bewohnerzahl für 2011 nicht bekannt war, wird auf Grundlage der Gebäudenutzfläche von einer Bewohnerzahl von 68 Personen ausgegangen. Das statistische Bundesamt gibt für das Land Brandenburg eine Wohnfläche von 40,2 m²/Person an.

Abbildung 63: Gebäude 6 Gustav-Hirsch-Platz und Erich-Steinfurth-Straße

4.6.2 Anlagenaufbau

In der Anlage sind zwei Wärmeerzeuger installiert. Es handelt sich dabei um zwei bodenstehende Gasbrennwertkessel der Firma Buderus vom Typ Logano plus SB 315 mit einer Nennleistung von je 104,7 kW (bei 80/60°C) und einem Wasserinhalt von 240 Litern (2,29 l/kW).

Abbildung 64: Anlagenfotos Feldanlage 6 Gustav-Hirsch-Platz und Erich-Steinfurth-Straße

Beide Kessel sind nach dem Tichelmann-System ohne eigene Kesselpumpe angeschlossen – siehe Anlagenschema in Abbildung 65.

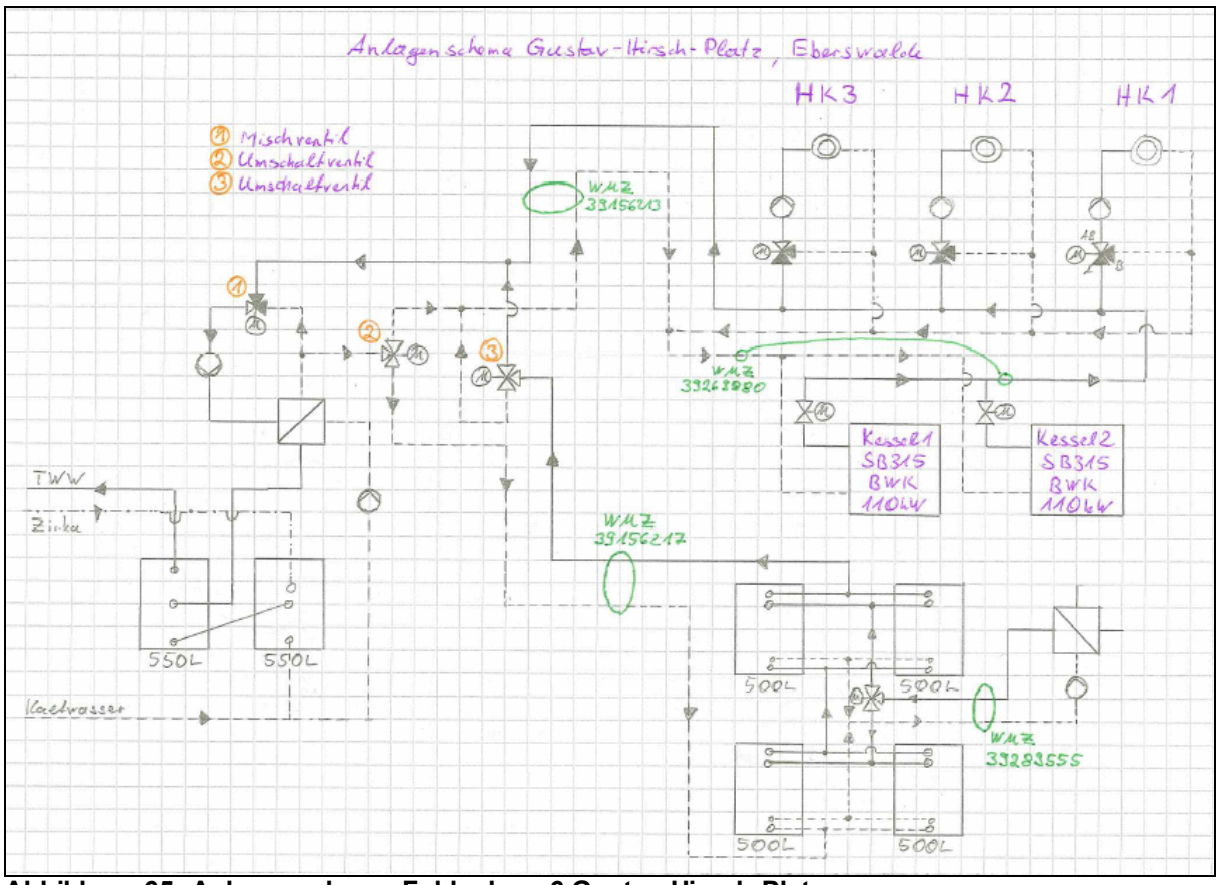


Abbildung 65: Anlagenschema Feldanlage 6 Gustav-Hirsch-Platz

Zusätzlich ist eine thermische Solaranlage für die Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung installiert. Die Kollektorfläche beträgt 46 m². Es handelt sich um Röhrenkollektoren vom Typ Vaccustar CPC 21 der Firma UFE Solar GmbH.

Die erzeugte Wärme wird in vier Heizwasser-Pufferspeichern mit je 500 Litern Inhalt gespeichert. Für die Trinkwarmwasserbereitung stehen eine Wärmeübergabestation Typ Logamatic RSG 2.1 von Buderus und zwei Trinkwasserspeicher mit je 550 Litern zur Verfügung.

4.6.3 Vorhandene Messtechnik

In der Anlage sind für die beiden Kessel (WMZ 1), die Solareinspeisung (WMZ 2), den Kollektorertrag (WMZ 3) und für die Warmwasserbereitung und Zirkulation / Heizungsunterstützung (WMZ 4) WMZ installiert.

Alle WMZ wurden von der Firma Techem im Mai 2011 installiert und verfügen über Tages- und Monatsspeicher. Ebenfalls wurde die täglich gezapfte Menge an Warmwasser aufgezeichnet. Die Messwerte wurden von einem Mitarbeiter der Firma Techem in regelmäßigen Abständen ausgelesen und in Form einer Exceltabelle zur Auswertung übermittelt. Zusätzlich wurde der Gaszähler wöchentlich vom Hausmeister abgelesen.

Das Anlagenschema in Abbildung 65 zeigt die Position der Messstellen.

4.6.4 Messwerte

Für den Zeitraum 30.04.2011 bis 09.02.2012 liegen für drei der vier WMZ und für die gezapfte Warmwassermenge Messwerte vor. Für den Gasverbrauch liegen für den Zeitraum 11.03.2011 bis 09.02.2012 nahezu wöchentliche Messwerte vor.

Darüber hinaus ist die Wärmemengenmessung im Solar- und Kollektorkreis von Ende Mai 2011 bis zum 09.02.2012 vorhanden.

Des Weiteren wurden die Verbrauchs- und Ertragsdaten für Gas, Warmwasser und Kollektorkreisertrag als Jahreswerte vom Eigentümer der Anlage zur Verfügung gestellt. In der nachfolgenden Tabelle sind diese Werte aufgeführt.

Jahreswerte	2009	2010	2011
Gas Messwert [kWh/a]	381.000	379.750	376.365
Heizgradtage [Kd/a]	2.523	3.084	2.353
Gas bereinigt [kWh]	395.145	338.290	412.108
WW Nutzen [m³/a]	649	618	565
WW Nutzen [kWh/a]	37.740	35.937	32.855
Kollektorkreis [kWh/a]	8.505 (185 kWh/m²)	k. A.	11.000 (239 kWh/m²)

Abbildung 66: Feldanlage 6 Gustav-Hirsch-Platz, Messwerte 2009 bis 2011

Um den Gasverbrauch der drei Jahre miteinander vergleichen zu können, wurde eine Witterungskorrektur mit Hilfe der Heizgradtage (Heizgrenze 15,6 °C; konstant für alle drei Jahre) des entsprechenden Jahres und dem langjährigen Mittelwert von 2.645 K/d (letzten 40 Jahre) durchgeführt. Als Grundlage dienen die Daten des Deutschen Wetterdienstes mit der Wetterstation Neuruppin.

Die Witterungsbereinigung wurde nur für den witterungsabhängigen Verbrauch durchgeführt. Der witterungsunabhängige Verbrauch wurde mit Hilfe der Grundleistung aus der E-A-V (siehe nachfolgende Abbildung 67) berechnet und als konstant für die drei Jahre angenommen.

Beim Warmwasserbedarf ist über die drei Jahre eine abnehmende Tendenz zu verzeichnen. Dies lässt die Vermutung zu, dass die Bewohnerzahl leicht gesunken ist. Allerdings kann dies auch durch sparsamere Armaturen und / oder geringeren Verbrauch der Bewohner (z.B. Anschaffung einer Spülmaschine) erklärt werden.

Die Wärmemenge für das Warmwasser (WW Nutzen) wurde überschlägig mit einer Temperaturdifferenz von 50 K und einer spezifischen Wärmekapazität von 1,163 kWh/(m³K) ermittelt.

Aufgrund von fehlenden Messwerten zum Jahreswechsel 2010 / 2011 ist für diese beiden Jahre keine konkrete Aussage zum Kollektorkreisertrag möglich. Der Kollektorkreisertrag im Jahr 2009 mit 8.505 kWh/a und einem spezifischen Ertrag von 185 kWh/m² Kollektorfläche ist als viel zu niedrig anzusehen.

Für 2011 wurde der Wert mit ca. 11.000 kWh/a aus den vorhandenen Messwerten auf ein Jahr hochgerechnet. Der kollektorflächenbezogene Ertrag ist zwar mit ca. 243 kWh/(m²a) etwas besser als 2009, aber immer noch als viel zu gering zu bezeichnen.

4.6.5 Energieanalyse aus dem Verbrauch EAV

In der nachfolgenden Abbildung 67 ist der Gasverbrauch (Feuerungsleistung - Brennwertbezug) über der Außentemperatur aufgetragen. Der Brennwert beträgt 11,08 kWh/m³ (Angabe WHG).

Es wurden folgende Festlegungen getroffen: Der Gasverbrauch unterhalb einer Außentemperatur von 8 °C wurde dem Winter, oberhalb von 15 °C dem Sommer und dazwischen der Übergangszeit zugeordnet.

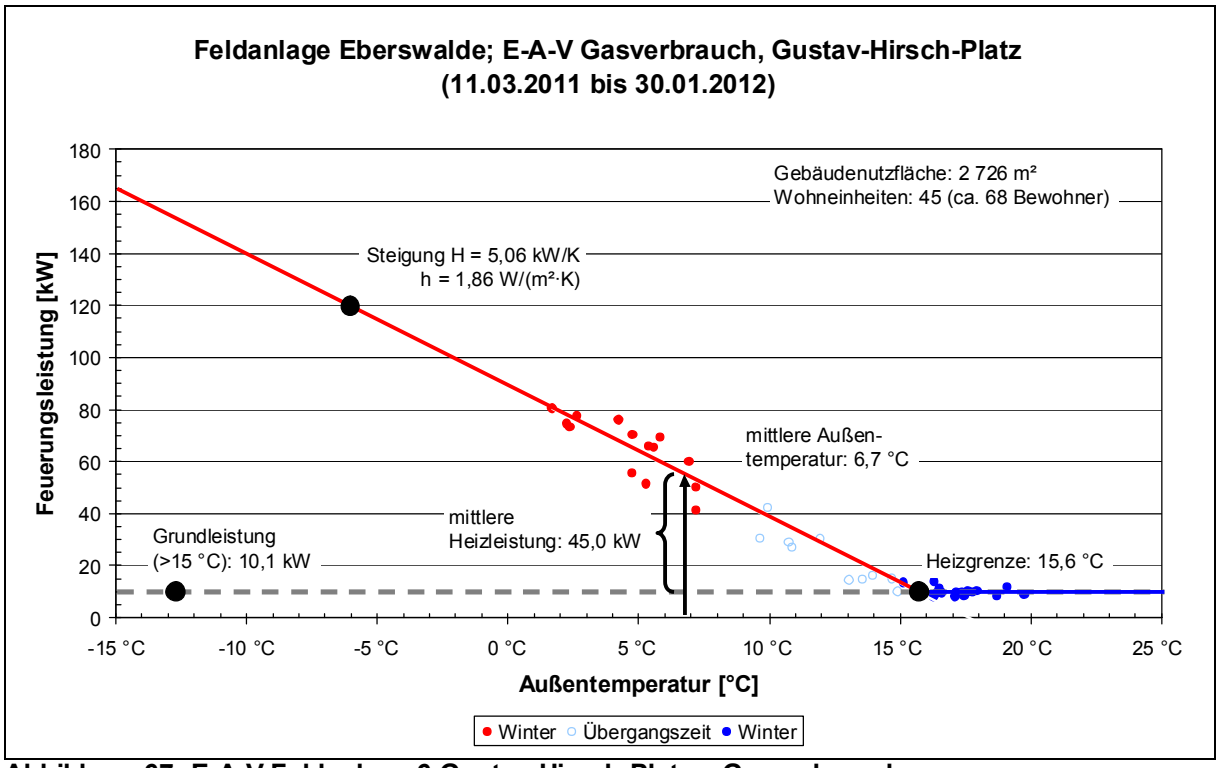


Abbildung 67: E-A-V Feldanlage 6 Gustav-Hirsch-Platz – Gasverbrauch

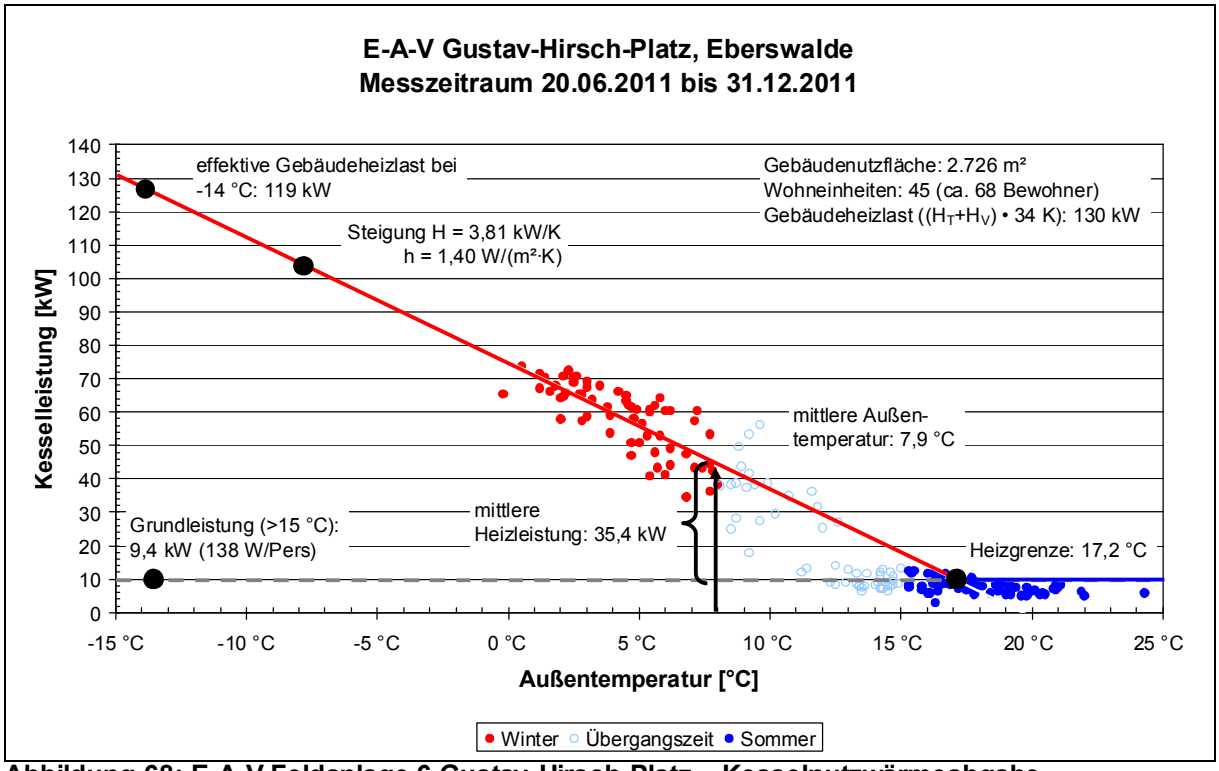


Abbildung 68: E-A-V Feldanlage 6 Gustav-Hirsch-Platz – Kesselnutzwärmeabgabe

In Abbildung 68 ist nur die tägliche abgegebene Leistung des Kessels im Zeitraum 20.06. bis 31.12.2011 über der Außentemperatur aufgetragen. Die Heizgrenztemperatur liegt in diesem Zeitraum bei 17,2 °C und der spezifische Wärmeverlust bei h = 1,40 W/m²/K. Dieser Wert liegt im oberen Bereich der ausgewerteten Gebäude und zeugt von einer nur geringen Wärmedämmung der Gebäude.

Die näherungsweise Gebäudeheizlast, bestehend aus Transmissions- und Lüftungswärmeverlusten, beträgt bei einer Auslegungstemperatur von -14 °C (Raumtemperatur 20 °C) 130 kW.

Dies bedeutet, dass ein Kessel (Nennleistung 104,7 kW) nicht alleine die Wärme für das Gebäude bereitstellen kann. Der zweite Kessel muss bei sehr niedrigen Außentemperaturen mit einspringen. Aber in der meisten Zeit des Jahres reicht der Grundlastkessel aus.

Die mittlere Heizleistung bei einer mittleren Jahresaußentemperatur von 7,9 °C beträgt 35,4 kW.

Nach Angabe des Betreibers war die Raumheizung vom 01.07. bis 30.09. ausgeschaltet. Für die Bestimmung der Grundleistung wurde diese Tage herangezogen. Die Grundleistung von 9,4 kW setzt sich aus dem Nutzen für Warmwasser, den Zirkulations-, Speicher- und Verteilverlusten zusammen. Der personenbezogene Kennwert von 138 W ist durchschnittlich "schlecht" für eine solar unterstützte Warmwasserbereitung.

4.6.6 Jahresbilanzen und Kennwerte

Für die Bewertung des Gebäudes und der Anlage wird die zugeführte Wärmemenge dem Nutzen gegenübergestellt. Aus der Differenz der beiden Werte ergibt sich der Verlust der Anlage.

Die zugeführte Energiemenge setzt sich aus dem Gasverbrauch und dem Kollektorkreisertrag zusammen.

Q_{zu} zugeführte Energiemenge [kWh/a]
Q_{Gas} Gasverbrauch [kWh/a]
Q_{KK} Kollektorkreisertrag [kWh/a]

$$Q_{zu} = Q_{Gas} + Q_{KK}$$
$$Q_{zu} = 376.365\,\text{kWh/a} + 11.000\,\text{kWh/a}$$
$$\underline{\underline{Q_{zu} = 387.365\,\text{kWh/a}}}$$

Insgesamt wurden dem Gebäude ca. 387,4 MWh/a zur Verfügung gestellt.

Nachfolgend wird der tatsächliche Nutzen für Raumheizung (RH) und Trinkwarmwasser (TWW) berechnet. Als Grundlage für die Berechnung des Raumheizungsverbrauches dienen die Werte aus der E-A-V für den Zeitraum 20.06.2011 bis 31.12.2011 (siehe Abbildung 68).

Q_{RH} Wärmemenge für Raumheizung [kWh/a]
H Verlustkoeffizient [kW/K]
G Heizgradtage [Kd/a]
t Zeit [h/d]

$$Q_{RH} = H \cdot G \cdot t$$
$$Q_{RH} = 3{,}81\,\text{kW/K} \cdot 2.805\,\text{Kd/a} \cdot 24\,\text{h/d}$$
$$\underline{\underline{Q_{RH} = 256.489\,\text{kWh/a}}}$$

Die Wärmemenge für die Raumheizung beträgt 256,5 MWh/a. Auf die Nutzfläche von 2.726 m² bezogen, liegt der Verbrauch bei 94,1 kWh/(m²a). Beim Nutzen für Raumheizung muss beachtet werden, dass hier Verteilverluste durch eine ca. 50 m (Trassenlänge) lange Erdleitung zum zweiten Gebäude enthalten sind.

Als Grundlage für die Berechnung der Nutzwärmemenge für das Trinkwarmwasser werden der Jahresverbrauch von 565 m³/a und eine Temperaturdifferenz von 50 K (Annahme: Kaltwassertemperatur 10 °C und Warmwassertemperatur 60 °C) angesetzt.

Q_{TWW} Wärmemenge für Trinkwarmwasser [kWh/a]
V Volumen [m³/a]
ρc_P spezifische Wärmekapazität [kWh/(m³K)]
$\Delta\vartheta$ Temperaturdifferenz [K]

$$Q_{TWW} = V \cdot c_P \cdot \Delta\vartheta$$
$$Q_{TWW} = 565\,m^3/a \cdot 1{,}163\,kWh/(m^3K) \cdot 50\,K$$
$$\underline{\underline{Q_{TWW} = 32.855\,kWh/a}}$$

Die Wärmemenge für das Trinkwarmwasser beträgt ca. 32,9 MWh/a. Bei einer Bewohnerzahl von ca. 68 Personen würde dies einen personenbezogenen Wert von 483 kWh/(P a) ergeben. Dies entspricht etwa 2/3 des durchschnittlichen Verbrauches von 650 kWh/(P a) nach [IWU 97].

Der gesamte Nutzen aus Raumheizung und TWW beträgt:

$$Q_{Nutz} = Q_{RH} + Q_{TWW}$$
$$Q_{Nutz} = 256.489\,kWh/a + 32.855\,kWh/a$$
$$\underline{\underline{Q_{Nutz} = 289.344\,kWh/a}}$$

Die Anlagenverluste bestehend aus Kessel-, Speicher- und Verteilverlusten berechnen sich wie folgt:

Q_V Anlagenverluste

$$Q_V = Q_{zu} - Q_{Nutz}$$
$$Q_V = 387.344\,kWh/a - 289.344\,kWh/a$$
$$\underline{\underline{Q_V = 98.000\,kWh/a}}$$

Mit 98 MWh/a bzw. auf die Nutzfläche bezogen von 36,0 kWh/(m²a) ist dieser Verlustwert hoch.

Jahresenergiebilanz als Energieflussbild und Balkendiagramm

Nachfolgend sind alle Mess- und Berechnungswerte in einem Energieflussdiagramm (absolute Werte) und einem Balkendiagramm mit Energiezu- und Abflüssen (bezogen auf die beheizte Fläche) dargestellt.

Der Nutzungsgrad der beiden Gasbrennwertkessel wurde für den Zeitraum 20.06.2012 bis 09.02.2012 aus den vorhandenen Messwerten ermittelt und lag bei 86,2% für beide Kessel zusammen. Daher wird dieser in erster Näherung auch für das Jahr 2011 angesetzt. Daraus resultieren Erzeugerverluste von insgesamt 52 MWh/a.

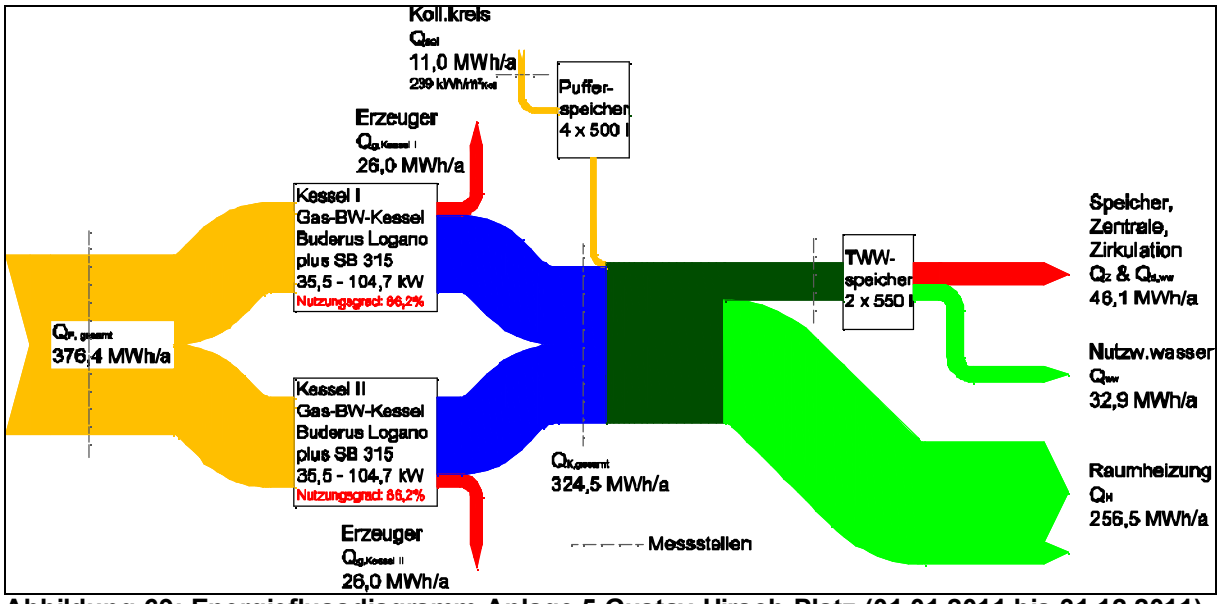


Abbildung 69: Energieflussdiagramm Anlage 5 Gustav-Hirsch-Platz (01.01.2011 bis 31.12.2011)

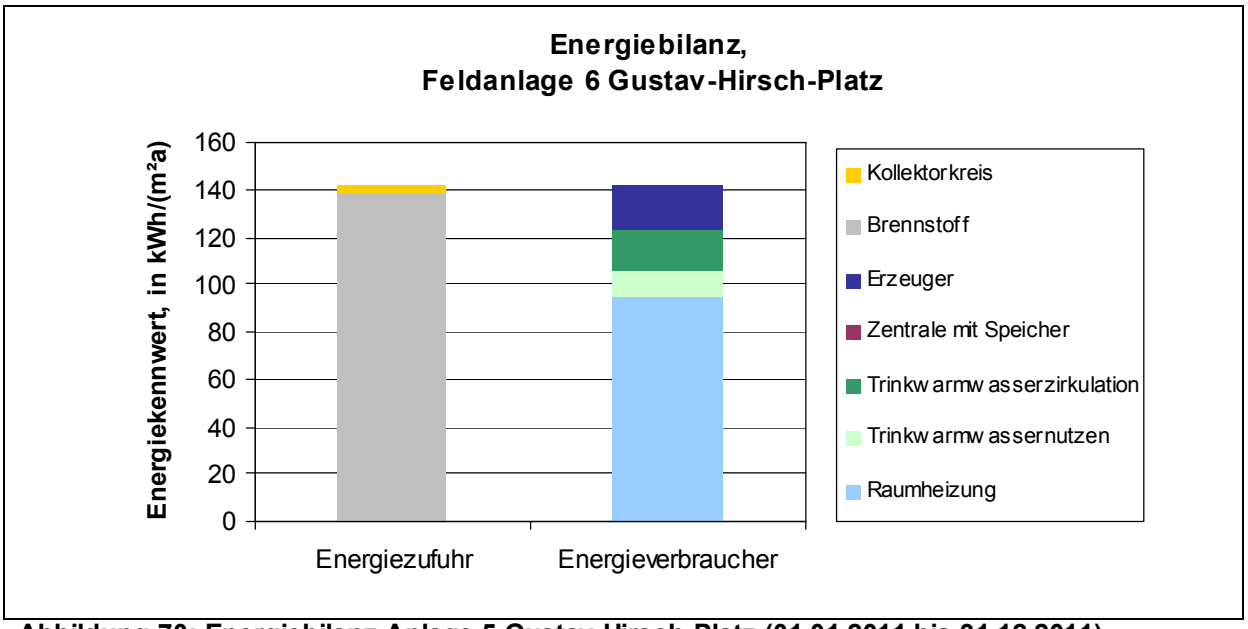


Abbildung 70: Energiebilanz Anlage 5 Gustav-Hirsch-Platz (01.01.2011 bis 31.12.2011)

4.6.7 Detailauswertung Pufferspeicher

In Abbildung 71 ist die Differenz zwischen der tägliche Beladung und Entladung des Puffer-speichers dargestellt.

Vom 01.08. bis 27.10.2011 ist deutlich zu sehen, dass aus dem Pufferspeicher mehr Energie entnommen wird, als über die Kollektoren eingebracht wird.

Dies lässt den Schluss zu, dass es im Endladekreis eine Schwerkraftzirkulation gibt. Diese sorgt dafür, dass Wärme aus dem Heizungssystem in den Pufferspeicher gefördert wird und somit zu vermeidbaren Verlusten führt. Hier muss geprüft werden, wie es zu diesen Fehl-strömungen kommt.

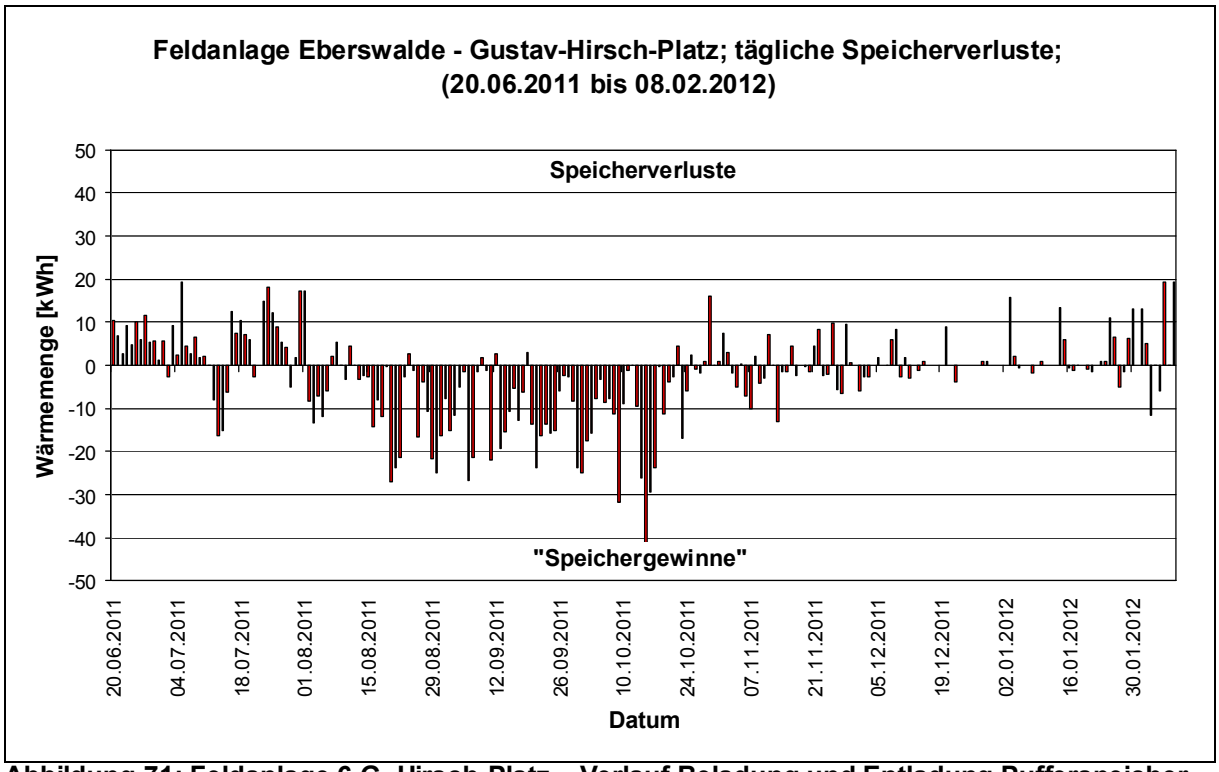


Abbildung 71: Feldanlage 6 G.-Hirsch-Platz – Verlauf Beladung und Entladung Pufferspeicher

4.6.8 Detailauswertung Warmwasser

Aus den Messwerten für die gezapfte Warmwassermenge lässt sich ein Tagesprofil erstellen. Die Abbildung 72 basiert auf den Stundenzählerständen von Montag, 22. August 2011 und Mittwoch, 24. August 2011.

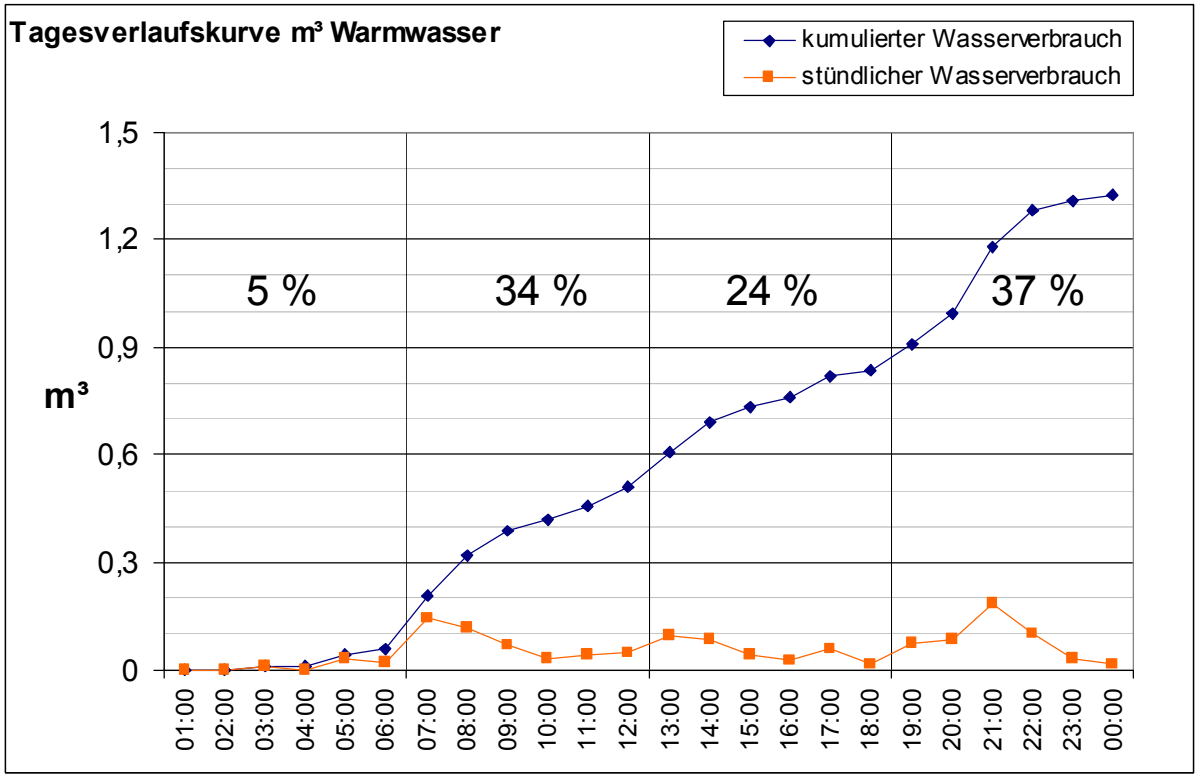


Abbildung 72 Feldanlage 6 Gustav-Hirsch-Platz – Warmwasserverbrauch

Es zeigt sich, dass es zwei größere (morgens 7-8 Uhr, abends 21 Uhr) und eine kleinere Lastspitze (mittags 13-14 Uhr) gibt.

Profile wie das gemessene Warmwasserverbrauchsprofil können Grundlage für z.B. Simulationen (siehe Berichtsteil 4) sein.

4.6.9 Erreichte und mögliche Endenergieeinsparung

Nachfolgend werden zwei Betrachtungsansätze durchlaufen.

Zum einen wird – auf Basis des gegebenen Nutzens an Wärme (ab Heizzentrale) abgeschätzt, welche Einsparung Endenergie die vorhandene Solaranlage gebracht hat. Dazu wird der Endenergiebedarf des Gebäudes ohne Solarthermie rechnerisch abgeschätzt.

Zum anderen wird untersucht, welche Einsparpotentiale sich – bei gegebener Versorgungsstruktur – näherungsweise ergeben, wenn Speicher, Kessel und Trinkwarmwasserverteilung optimiert wären. Hierzu wird der Fall mit und ohne Solarthermie betrachtet.

Erreichte Einsparung durch die Solarthermie

Um die Endenergieeinsparung quantifizieren zu können, wird rechnerisch abgeschätzt, welcher Energieverbrauch sich in dem Gebäude ohne Solarthermie ergeben hätte. Der ab Heizzentrale notwendige gemessene Wärmebedarf wird als gegeben angenommen.

Darüber hinaus wird abgeschätzt, welche Speicherverluste entfallen, wenn es die Solarthermieanlage nicht geben würde. In diesem Gebäude wird vom Wegfall der vier 500-l-Pufferspeicher ausgegangen. Üblich geschätzt haben diese Speicher einen Wärmeverlust von ca. 4000 kWh/a [IWU 97]. Der Wert wird variiert (+ ⅓, - ¼).

Der Kesselnutzungsgrad des Bestandes wird ebenfalls variiert. In welcher Richtung er sich ohne Solarthermie ändern wird, ist nicht abschätzbar – die Änderung wird jedoch klein sein, solange grundsätzlich das gleiche Kesselmodell verwendet wird (siehe auch Berichtsteil 4). Es wird von einer Änderung um ± 1 %-Punkte um den Bestandwert (86,2 %) ausgegangen.

Tabelle 25 zeigt die sich ergebenden Energiemengen für den Zustand ohne Solarthermie. Der rechnerische Bedarf liegt in allen drei Szenarien höher.

Szenario	Wärmeabgabe der Erzeuger	Kollektor-kreisertrag	entfallene Speicherver-luste	Kessel-nutzungs-grad	Endenergie	Ersparnis / Mehr-verbrauch
	[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]		[kWh/a]	[kWh/a]
heute	335.444	-11.000	0	86,2%	376.341	
1	335.444	0	-5.333	87,2%	378.523	+2.182
2	**335.444**	**0**	**-4.000**	**86,2%**	**384.460**	**+8.120**
3	335.444	0	-3.000	85,2%	390.146	+13.805

Tabelle 25: Bewertung der erreichten Endenergieeinsparung – Anlage 5 Gustav-Hirsch-Platz

Die wahrscheinlich erreichte Einsparung an Gas durch die Solarthermie liegt daher bei gerundet **3,0 ± 2,1 kWh/(m²a)** bezogen auf die beheizte Fläche von 2726 m². Die getroffenen Annahmen sind ausführlich im Anhang 7.3 dokumentiert.

Optimierung der Anlage

Eine zweite Fragestellung betrifft die Auswirkungen einer Anlagenoptimierung in Kombination mit oder ohne Solarthermie. Da keine Messwerte vorliegen, wird mit Hilfe der Literatur und auf Basis der Bestandsdaten eine Abschätzung vorgenommen.

Der Nutzen für die Raumheizung von ca. 256,5 MWh/a wird übernommen. Die Wärmemenge für den Nutzen der Warmwasserbereitung von 32,9 MWh/a wird ebenfalls als konstant angenommen. Der Nutzungsgrad der Verteilung des Warmwassers wird variiert. Der Bestandswert von ca. 42 % wird als Minimalwert angenommen. Es wird geschätzt, dass er sich um 2,5 bzw. 5 %-Punkte verbessern lässt.

Darüber hinaus wird abgeschätzt, wie sich die Speicherverluste ändern. In der Variante mit Solarthermie werden die vier 500-l-Speicher durch zwei á 1000 l ersetzt. Es entfallen 4 x 1000 kWh/a und werden ersetzt durch 2 x 1500 kWh/a. Die beiden Trinkwarmwasserspeicher á 500 l werden durch einen 1100-l-Speicher ersetzt. Hierbei entfallen 2 x 1000 kWh/a und es entstehen 1500 kWh/a Verluste.

In der Lösung ohne Solarthermie entfallen die 4 Pufferspeicher und die beiden Trinkwarmwasserspeicher werden zusammengefasst. Die sich ergebenden Einsparungen an Speicherverlusten werden wie oben variiert.

Der Gasverbrauch wird mit drei unterschiedlichen Kesselnutzungsgraden (brennwertbezogen) von 86 %, 90 % und 94 % berechnet. Die höheren Werte sind mit heutiger Kesseltechnologie erreichbar [BW03] [OPT05]. Der mittlere Wert entspricht dem Durchschnitt der besseren Hälfte der Kessel im vorliegenden Projekt. Die Solaranlage wird prinzipiell in der vorhandenen Größe belassen. Der im Bestand erreichte Solarertrag wird als Minimum angesehen und in den verbesserten Varianten um 10 bzw. 20 % erhöht angenommen.

In allen Fällen wird von einer mit geringen Investitionsmitteln optimierten Anlagen- und Regelungstechnik ausgegangen. Tabelle 26 zeigt die Ergebnisse.

Szenario		Wärmeabgabe der Erzeuger	entfallene Speicherverluste	Kollektorkreisertrag	Kesselnutzungsgrad	Endenergie
		[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]		[kWh/a]
heute		335.444	0	-11.000	86,2%	376.341
ohne Solar	A	326.975	-6.000	0	94,0%	341.462
	B	**330.969**	**-4.500**	**0**	**90,0%**	**362.744**
	C	335.444	-3.375	0	86,0%	386.127
mit Solar	D	326.975	-2.000	-13.200	94,0%	331.675
	E	**330.969**	**-1.500**	**-12.100**	**90,0%**	**352.633**
	F	335.444	-1.125	-11.000	86,0%	375.952

Szenario		Ersparnis / Mehrverbrauch gegenüber Bestand		Ersparnis / Mehrverbrauch mit und ohne Solarthermie	
		[kWh/a]		[kWh/a]	
heute					
ohne Solar	A	-34.878	Ersparnis gegenüber heute		
	B	**-13.597**	**Ersparnis gegenüber heute**		
	C	9.786	Mehrverbrauch gegenüber heute		
mit Solar	D	-44.665	Ersparnis gegenüber heute	-9.787	Ersparnis der Solarthermie
	E	**-23.708**	**Ersparnis gegenüber heute**	**-10.111**	**Ersparnis der Solarthermie**
	F	-388	Ersparnis gegenüber heute	-10.174	Ersparnis der Solarthermie

Tabelle 26: Bewertung einer Anlagenoptimierung – Anlage 5 Gustav-Hirsch-Platz

Die Ersparnis gegenüber dem derzeitigen Zustand liegt bei der gering investiven Anlagenoptimierung (weniger Zirkulationswärmeverlust, optimierte Speicher, Kessel mit besserer Effizienz) bei ca. **9 kWh/(m²a)** in Variante E. In dieser Lösung wird die Solarthermie beibehalten.

Eine wie oben optimierte Anlage jedoch ohne Solarthermie – Variante B – ergibt eine Einsparung an Endenergie von ca. **5 kWh/(m²a)** gegenüber dem heutigen Zustand. Das liegt vor allem an den verbesserten Speichern.

Zusammenfassung

Die Zusammenhänge zeigt nachfolgende Abbildung im Überblick. Dabei ist der Zustand des Gebäudes wie heute, jedoch ohne Solarthermie, die Bezugsvariante. Ausgehend davon ist die erreichte Einsparung durch die vorhandene Solarthermie abgetragen. Alternativ eine mögliche Einsparung durch eine Anlagenoptimierung (mit und ohne Solarthermie).

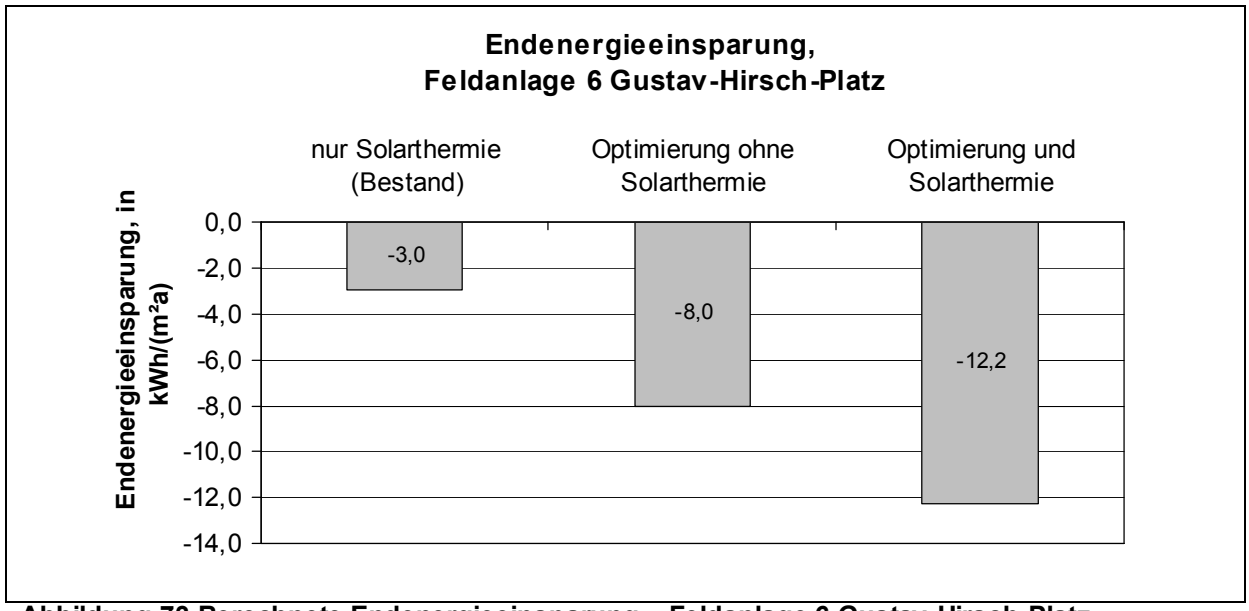


Abbildung 73 Berechnete Endenergieeinsparung – Feldanlage 6 Gustav-Hirsch-Platz

Der Effekt einer gering investiven Anlagenoptimierung ist in dieser Anlage bedeutend größer als die erreichte Endenergieeinsparung durch Solarthermie – 8 gegenüber 3 kWh/(m²a).

4.6.10 Probleme bei Messung und Auswertung

Mit dem WMZ 4 Warmwasserbereitung Zirkulation / Heizungsunterstützung ist keine Messung möglich. Durch die Rücklaufanhebung fließt das Wasser zwischen dem Kessel und der Wärmeübergabestation in beide Richtungen.

Für die Auswertung wäre ein Regelungsschema und Regelungsbeschreibug hilfreich gewesen. Allerdings war bis Projektende dies nicht zu erhalten.

4.6.11 Verbesserungsvorschläge

Solarthermie

Die installierte Solarthermiefläche je Person erscheint mit etwa 0,7 m²/P in Form von Röhrenkollektoren für eine Anlage zur reinen Trinkwarmwasservorwärmung üblich. Eine Heizungsunterstützung im nennenswerten Anteil dürfte nicht erreicht werden – was die Messwerte bestätigen.

Es wird ein solarer Deckungsanteil von 3 % bezogen auf die gesamte Wärmeproduktion bzw. knapp 14 % bezogen auf den Gesamtwärmebedarf für Trinkwarmwasser erreicht. Der kollektorflächenbezogene Ertrag ist für eine Röhrenkollektoranlage sehr gering. Hier können mehrere Ursachen vorliegen. Es können zum Beispiel die Röhrenkollektoren defekt sein oder einige Rohrleitungen verstopft.

Es ist davon auszugehen, dass eine Anlage dieser Dimensionierung besser als reine Trinkwarmwasservorwärmanlage eingesetzt werden sollte. Dann jedoch mit optimiertem Speicherkonzept.

Des Weiteren sollte die Rücklaufanhebung durch die Solaranlage deaktiviert werden. Sie ist aus energetischer Sicht nicht sinnvoll, da der Nutzungsgrad der Gasbrennwertkessel verringert wird.

Speicherkonzept

Für die vorhandene Kollektorfläche wird die gewählte Pufferspeichergröße als üblich angesehen. Auch die Dimensionierung der Trinkwarmwasserspeicher ist angesichts der Personenzahl plausibel.

Allerdings ist die Speicheraufteilung in 4 bzw. 2 Behälter energetisch äußerst ungünstig, da viele Anschlussleitungen, Anschlusspunkte und eine große Oberfläche resultieren. Sollten die Speicher ersetzt werden, dann durch größere Modelle und in geringerer Anzahl. Es muss zudem beim gewählten Speicherkonzept von einer teilweise fossilen Speicherbeheizung ausgegangen werden.

Die Ursache der Fehlströmung bei der Speicherentladung muss geklärt und dann behoben werden.

Verteilnetz

Das Trinkwarmwassernetz weist mit ca. 42 % Verteilungsnutzungsgrad einen der schlechtesten Werte des Projektes auf. Eine Detailanalyse wurde hier nicht durchgeführt. Ziel sollte ein Wert von wenigstens 50 % sein, der in dieser Anlage – da sie bereits errichtet ist – langfristig nicht erreicht werden wird.

Kessel

Die Effizienz des Kessels ist mit 86,2 % unterdurchschnittlich – bezogen auf die Ergebnisse der Brennwertkessel in den Feldanlagen. Es kann anhand der Messwerte nur vermutet werden, dass die Solarthermie eine Rücklaufanhebung verursacht.

Der Kessel ist bezogen auf die messtechnisch bestimmte Heizlast um den Faktor 1,6 überdimensioniert – das ist im Projekt ein geringer Wert. Die jahresmittlere Auslastung liegt bei 18 %. Der nächste Kessel sollte im Zuge der Erneuerung dennoch kleiner gewählt werden.

Weiterhin sollte überprüft werden, ob die beiden Gasbrennwertkessel tatsächlich in Kaskade geschaltet sind; die Messergebnisse lassen vermuten, dass dies nicht der Fall ist und somit sehr hohe Betriebsbereitschaftsverluste entstehen.

4.7 Feldanlage 7 Uckermarkstraße, Eberswalde (Gebäudeanlage, Fernwärme)

Die Feldanlage befindet sich in der Uckermarkstraße 30 bis 36 in 16225 Eberswalde. Zunächst werden das Gebäude, die Nutzung, der Anlagenaufbau und die vorhanden Messtechnik beschrieben. Nachfolgend werden die vorhanden Messwerte ausgewertet, Verbesserungsvorschläge gemacht und die Feldanlage bewertet.

4.7.1 Gebäude und Nutzung

Das Mehrfamilienhaus mit insgesamt 40 Wohneinheiten verfügt über eine Gebäudenutzfläche von ca. 2.450 m² und wurde im Jahre 1976 erbaut. Es handelt sich um einen Plattenbau (Großtafelbau).

1999 wurde das Gebäude baulich modernisiert und die Anlagentechnik auf den neusten Stand gebracht. Eigentümer und Betreiber des Gebäudes bzw. der Anlage ist die Wohnungsbau- und Hausverwaltungs GmbH (WHG) in Eberswalde.

Abbildung 74: Gebäude 7 Uckermarkstraße

Da die Bewohnerzahl für 2011 nicht bekannt war, wird auf Grundlage der Gebäudenutzfläche von einer Bewohnerzahl von 61 Personen ausgegangen. Das statistische Bundesamt gibt für das Land Brandenburg eine Wohnfläche von 40,2 m²/Person an.

4.7.2 Anlagenaufbau

Die gesamte Wohnsiedlung wird über Fernwärme von einer Heizzentrale aus versorgt. Zusätzlich zum Fernwärmeanschluss wurde bei der Modernisierung 1999 eine thermische Solaranlage zur Trinkwarmwasserbereitung installiert. Die Kollektorfläche beträgt 52 m². Es handelt sich dabei um Flachkollektoren vom Typ Eurostar Tx14.

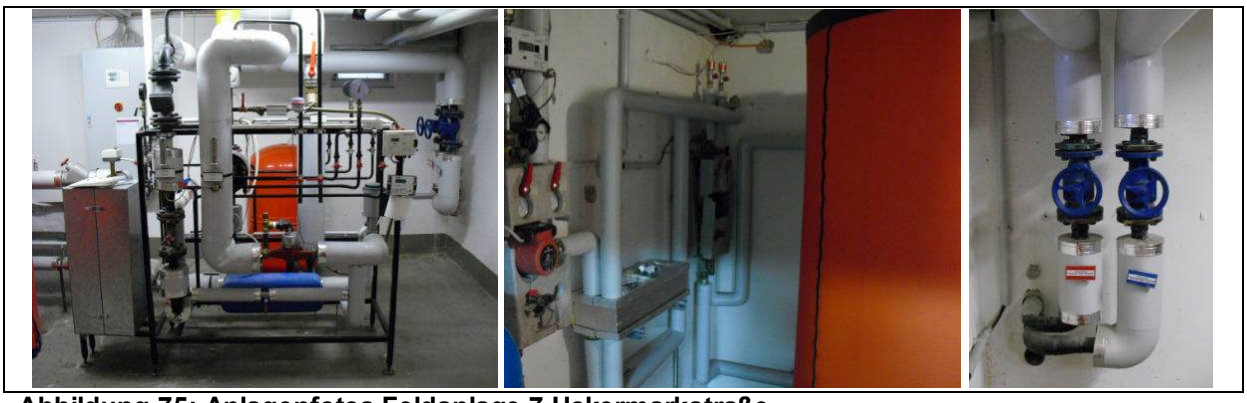


Abbildung 75: Anlagenfotos Feldanlage 7 Uckermarkstraße

Die erzeugte Wärme wird in drei Pufferspeichern mit je 750 Litern Inhalt gespeichert. Zusätzlich steht noch ein 750 Liter Vorwärmspeicher zur Verfügung. Für die Trinkwarmwasserbereitung steht ein Trinkwasserspeicher mit 500 Litern zur Verfügung. Eine schematische Darstellung der Anlage zeigt Abbildung 76.

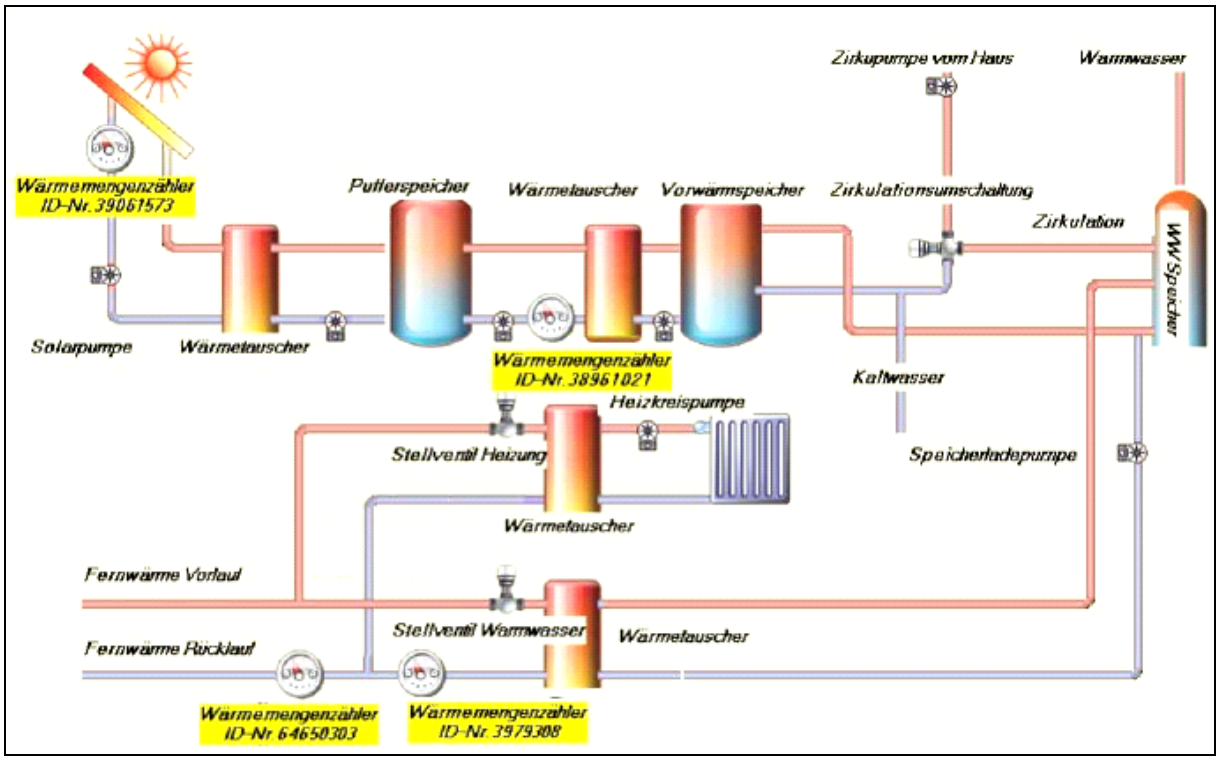


Abbildung 76: Anlagenschema Feldanlage 7 Uckermarkstraße

4.7.3 Vorhandene Messtechnik

In der Anlage sind für den Kollektorkreisertrag (WMZ 1), die Solareinspeisung (WMZ 2), die Warmwasserbereitung über Fernwärme (WMZ 3) und für die Fernwärme gesamt (WMZ 4) vier Wärmemengenzähler installiert.

Die Zähler 1 bis 3 wurden von der Firma Techem im Februar 2011 installiert bzw. nachgerüstet und verfügen über Tages- und Monatsspeicher, der Hauptzähler über den Fernwärmebezug war bereits vorhanden. Ebenfalls wurde die gezapfte Menge an Warmwasser aufgezeichnet.

Die Messwerte wurden von einem Mitarbeiter der Firma Techem in regelmäßigen Abständen ausgelesen und zur Auswertung in Form einer Exceltabelle übermittelt.

4.7.4 Messwerte

Für den Zeitraum 28.02.2011 bis 31.01.2012 liegen für die ersten drei WMZ und die gezapfte Warmwassermenge Messwerte in ca. 2-wöchiger Auflösung vor. Für den Hauptzähler ist ein komplettes Jahr von Januar 2011 bis Januar 2012 vorhanden.

Von Juni 2011 bis Ende Februar 2012 liegen von den Wärmemengenzählern Tageswerte vor.

Des Weiteren wurden die Verbrauchs- und Ertragsdaten für Fernwärme, Warmwasser und Kollektorkreisertrag der letzten Jahre vom Eigentümer der Anlage zur Verfügung gestellt. In der nachfolgenden Tabelle sind diese Werte aufgeführt.

Jahreswerte	2009	2010	2011
FW Messwert [kWh/a]	169.500	197.500	158.050
Heizgradtage [Kd/a]	2.063	2.589	1.912
FW bereinigt [kWh/a]	175.333	173.421	172.207
WW Nutzen [m³/a]	709	660	528
WW Nutzen [kWh/a]	41.228	38.379	30.703
Kollektorkreis [kWh/a]	8.718 (168 kWh/m²)	9.169 (176 kWh/m²)	18.827 (362 kWh/m²)

Tabelle 27: Feldanlage 7 Uckermarkstraße, Messwerte 2009 bis 2011

Um den Fernwärmeverbrauch der drei Jahre miteinander vergleichen zu können, wurde eine Witterungskorrektur mit Hilfe der Heizgradtage (Heizgrenze 13,8 °C; konstant für alle drei Jahre) des entsprechenden Jahres und dem langjährigen Mittelwert von 2.164 K/d (letzten 40 Jahre) durchgeführt. Als Grundlage dienen die Daten des Deutschen Wetterdienstes mit der Wetterstation Neuruppin. Die Witterungsbereinigung wurde nur für den witterungsabhängigen Verbrauch durchgeführt. Der witterungsunabhängige Verbrauch wurde mit Hilfe der Grundleistung aus der E-A-V (siehe Abbildung 77) berechnet und als konstant für die drei Jahre angenommen.

Es ist zu sehen, dass der Wärmeverbrauch in den letzten drei Jahren nahezu konstant ist. Dies lässt auf eine korrekte Datenerfassung schließen.

Beim Warmwasserverbrauch ist über die drei Jahre eine abnehmende Tendenz zu verzeichnen. Dies lässt die Vermutung zu, dass die Bewohnerzahl leicht gesunken ist. Allerdings kann dies auch durch sparsamere Armaturen und / oder geringeren Verbrauch der Bewohner (z.B. Anschaffung einer Spülmaschine) erklärt werden. Die Wärmemenge für das Warmwasser (WW Nutzen) wurde überschlägig mit einer Temperaturdifferenz von 50 K und einer spezifischen Wärmekapazität von 1,163 kWh/(m³K) ermittelt.

Der niedrige Kollektorkreisertrag in den Jahren 2009 und 2010 kann vermutlich auf einen Defekt in der Anlage zurückgeführt werden. Der Kollektorertrag für 2011 ist plausibel.

4.7.5 Energieanalyse aus dem Verbrauch EAV

In der nachfolgenden Abbildung 77 ist der Fernwärmeverbrauch des Gebäudes über der Außentemperatur aufgetragen.

Für die Bestimmung des spezifischen Wärmeverlustes h und der Gebäudeheizlast werden nur die Monatswerte für den Zeitraum Januar bis April und Oktober bis Dezember verwendet. Des Weiteren ist für den Zeitraum 01.06. bis 08.02.2012 der tägliche Wärmeverbrauch für das Warmwasser und die Zirkulation als Grundleistung dargestellt.

Die Heizgrenztemperatur (Schnittpunkt Ausgleichsgeraden Grundleistung mit Ausgleichsgeraden Winter) liegt bei 13,8 °C.

Die Gebäudeheizlast, bestehend aus Transmissions- und Lüftungswärmeverlusten, beträgt bei einer Auslegungstemperatur von -14 °C (Raumtemperatur 20 °C) 88,5 kW.

Die Grundleistung von 5,8 kW beinhaltet den Wärmebedarf für die Warmwasserbereitung und die Zirkulation und zusätzlich sind die Speicherverluste noch enthalten. Sie muss das gesamte Jahr über gedeckt werden. Der personenbezogene Wert liegt bei 95 W/(P a) – das ist ein sehr geringer Wert in diesem Projekt.

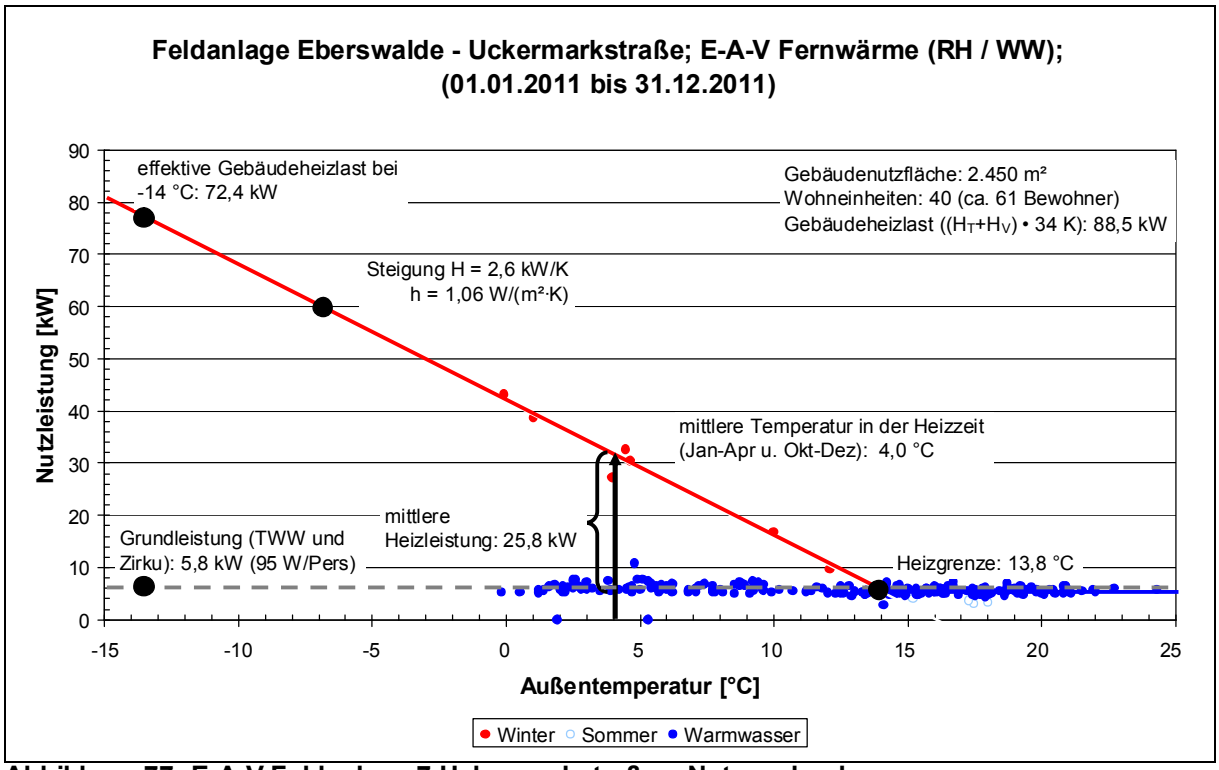


Abbildung 77: E-A-V Feldanlage 7 Uckermarkstraße – Nutzenabnahme

4.7.6 Jahresbilanzen und Kennwerte

Für die Bewertung der Anlage und des Gebäudes wird die zugeführte Wärmemenge dem Nutzen gegenübergestellt. Aus der Differenz der beiden Werte ergibt sich der Verlust der Anlage.

Die zugeführte Energiemenge setzt sich aus dem Fernwärmeverbrauch und dem Kollektorkreisertrag zusammen.

Q_{zu} zugeführte Energiemenge [kWh/a]
Q_{Fern} Fernwärmeverbrauch [kWh/a]
Q_{KK} Kollektorkreisertrag [kWh/a]

$$Q_{zu} = Q_{Fernwärme} + Q_{KK}$$
$$Q_{zu} = 158.050\,kWh/a + 18.827\,kWh/a$$
$$\underline{\underline{Q_{zu} = 176.877\,kWh/a}}$$

Insgesamt wurden dem Gebäude ca. 177 MWh/a zur Verfügung gestellt.

Nachfolgend wird der tatsächliche Nutzen für Raumheizung (RH) und Trinkwarmwasser (TWW) berechnet. Als Grundlage für die Berechnung des Raumheizungsverbrauches dienen die Werte aus der E-A-V für den Zeitraum 01.01.2011 bis 01.02.2012 (siehe Abbildung 77).

Q_{RH} Wärmemenge für Raumheizung [kWh/a]
H Verlustkoeffizient [kW/K]
G Heizgradtage [Kd/a]
t Zeit [h/d]

$$Q_{RH} = H \cdot G \cdot t$$
$$Q_{RH} = 2{,}60\,kW/K \cdot 1.912\,Kd/a \cdot 24\,h/d$$
$$\underline{\underline{Q_{RH} = 119.309\,kWh/a}}$$

Die Wärmemenge für die Raumheizung beträgt 119,3 MWh/a. Auf die Nutzfläche von 2.450 m² bezogen, liegt der Verbrauch bei niedrigen 48,7 kWh/(m²a). Für weitere Berechungen wird dieser Wert verwendet.

Als Grundlage für die Berechnung der Wärmemenge für das TWW werden der Jahresverbrauch von 528 m³/a und eine Temperaturdifferenz von 50 K (Annahme: Kaltwassertemperatur 10 °C und Warmwassertemperatur 60 °C) angesetzt.

Q_{TWW} Wärmemenge für Trinkwarmwasser [kWh/a]
V Volumen [m³/a]
ρc_P spezifische Wärmekapazität [kWh/(m³K)]
$\Delta\vartheta$ Temperaturdifferenz [K]

$$Q_{TWW} = V \cdot c_P \cdot \Delta\vartheta$$
$$Q_{TWW} = 528\,m^3/a \cdot 1{,}163\,kWh/(m^3K) \cdot 50\,K$$
$$\underline{\underline{Q_{TWW} = 30.703\,kWh/a}}$$

Die Wärmemenge für das Trinkwarmwasser beträgt ca. 31 MWh/a. Bei einer Bewohnerzahl von ca. 61 Personen würde dies einen personenbezogenen Wert von 503 kWh/(P a) ergeben. Dies entspricht etwa 3/4 des durchschnittlichen Verbrauches von 650 kWh/(P a) nach [IWU 97]. Hier kann entweder die Zahl der Bewohner falsch eingeschätzt worden sein, oder das Nutzerverhalten ist tatsächlich sparsamer.

Der gesamte Nutzen aus Raumheizung und TWW beträgt:

$$Q_{Nutz} = Q_{RH} + Q_{TWW}$$
$$Q_{Nutz} = 119.309\,kWh/a + 30.703\,kWh/a$$
$$\underline{\underline{Q_{Nutz} = 150.012\,kWh/a}}$$

Die Anlagenverluste bestehend aus Kessel-, Speicher- und Verteilverlusten berechnen sich wie folgt:

Q_V Anlagenverluste

$$Q_V = Q_{zu} - Q_{Nutz}$$
$$Q_V = 176.877\,kWh/a - 150.012\,kWh/a$$
$$\underline{\underline{Q_V = 26.865\,kWh/a}}$$

Mit 26,9 MWh/a bzw. auf die Nutzfläche bezogen von 11,0 kWh/(m²a), ist dieser Verlustwert niedrig im Vergleich zu anderen Projekten. Das liegt an den tatsächlich geringen Zirkulationsverlusten sowie am fehlenden Anteil der Erzeugerverluste.

Jahresenergiebilanz als Energieflussbild und Balkendiagramm

Nachfolgend sind alle Mess- und Berechnungswerte in einem Energieflussdiagramm (absolute Werte) und einem Balkendiagramm mit Energiezu- und Abflüssen (bezogen auf die beheizte Fläche) dargestellt.

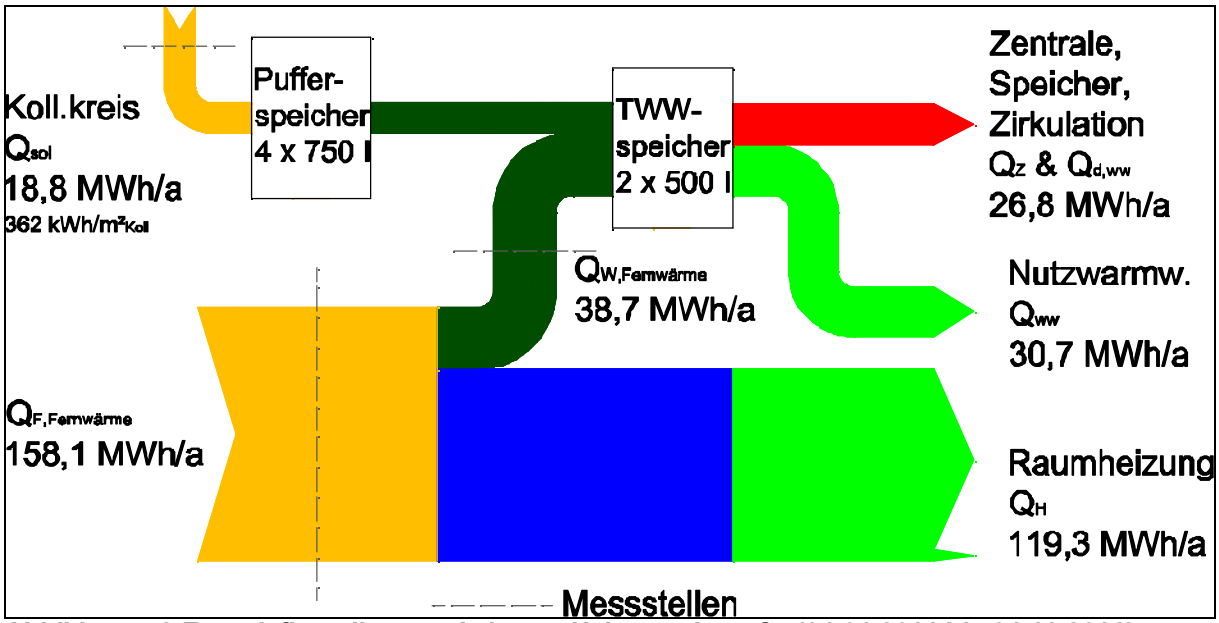


Abbildung 78 Energieflussdiagram Anlage 7 Uckermarkstraße (01.01.2011 bis 31.12.2011)

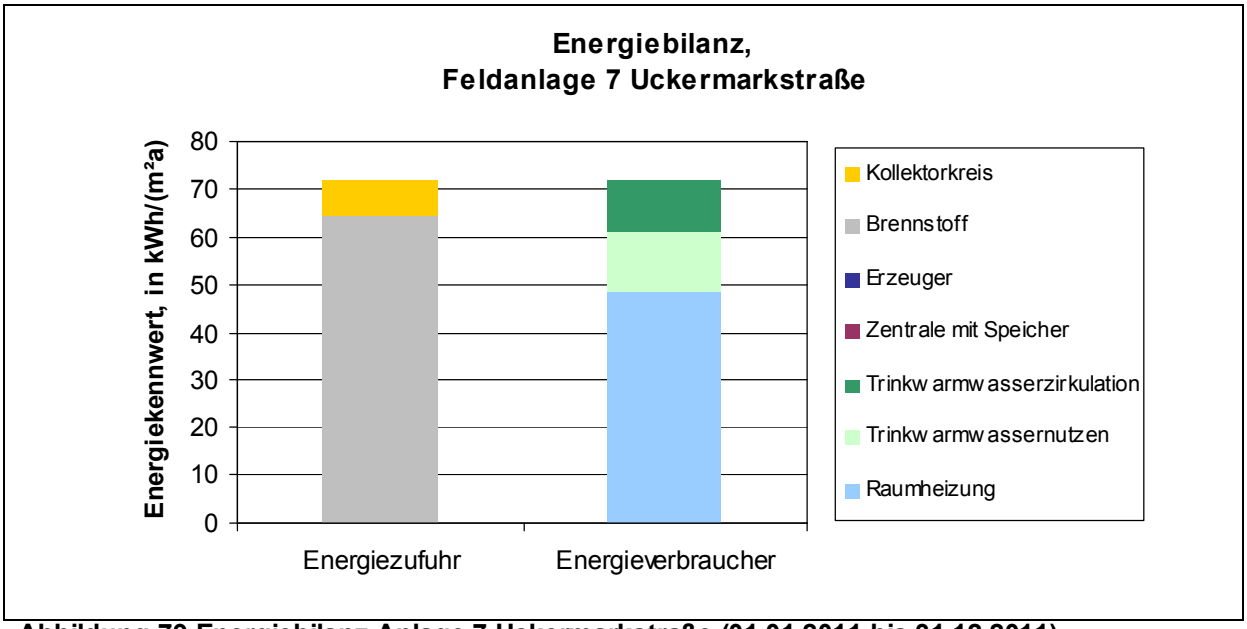


Abbildung 79 Energiebilanz Anlage 7 Uckermarkstraße (01.01.2011 bis 31.12.2011)

Der Nutzungsgrad der Trinkwarmwasserverteilung – incl. Speicherverlust – liegt mit ca. 53 % in der besseren Hälfte der Projektergebnisse. Dieser Wert ist auf die günstige Gebäudegeometrie und vermutlich gute Wärmedämmung der sanierten Leitungen zurückzuführen.

4.7.7 Detailauswertung Pufferspeicher

In Abbildung 80 ist die Differenz zwischen der tägliche Beladung und Entladung des Pufferspeichers dargestellt.

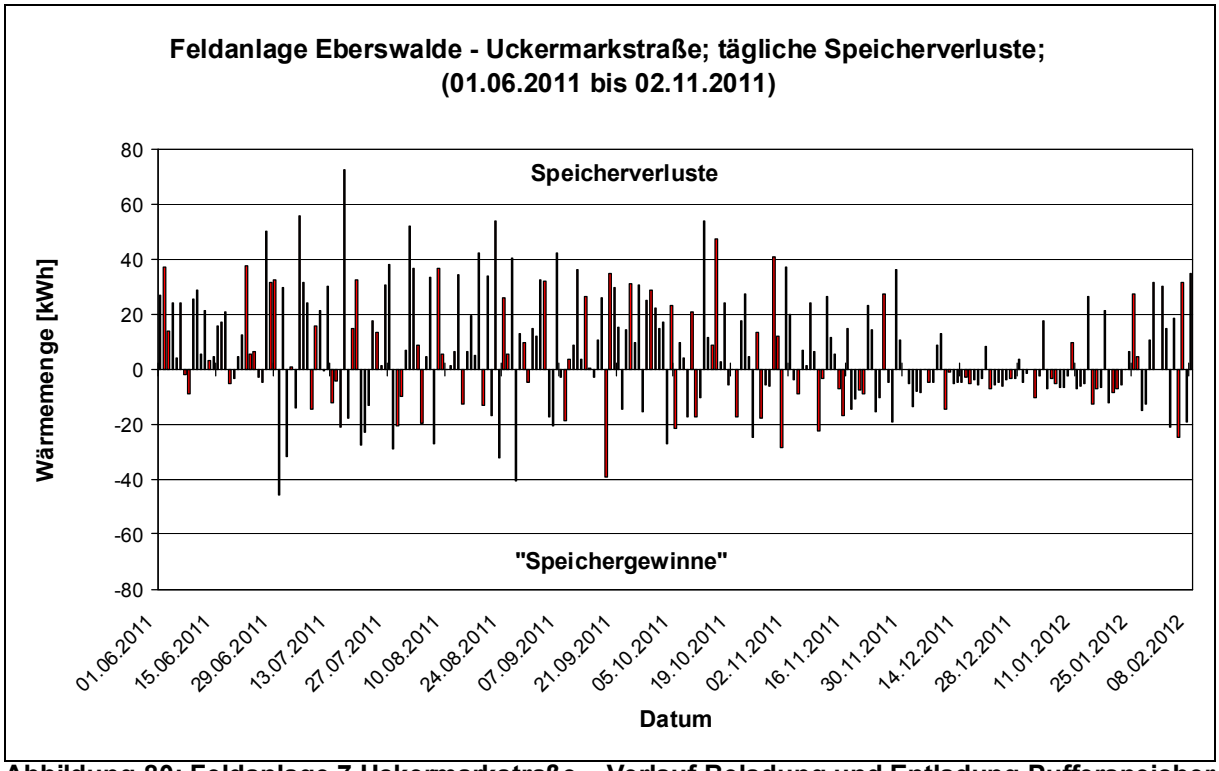


Abbildung 80: Feldanlage 7 Uckermarkstraße – Verlauf Beladung und Entladung Pufferspeicher

Es ist deutlich zusehen, dass an einigen Tagen mehr Wärme aus den Pufferspeichern entnommen als eingespeichert wird.

Dies lässt sich zum Teil dadurch begründen, dass am Vortag mehr Wärme eingespeichert, als tatsächlich genutzt wurde. Allerdings trifft dies nicht für jeden Tag zu.

An einigen Tagen treten auch "Gewinne" durch den Pufferspeicher auf. Hier ist besonders der Zeitraum Dezember und Januar zu nennen. Diese "Gewinne" entstehen vermutlich durch Schwerkraftzirkulation oder falsch eingestellte Pumpen. Hier ist zu überprüfen, ob Rückschlagklappen eingebaut oder noch funktionsfähig sind.

4.7.8 Erreichte und mögliche Endenergieeinsparung

Nachfolgend werden zwei Betrachtungsansätze durchlaufen.

Zum einen wird – auf Basis des gegebenen Nutzens an Wärme (ab Heizzentrale) abgeschätzt, welche Einsparung Endenergie die vorhandene Solaranlage gebracht hat. Dazu wird der Endenergiebedarf des Gebäudes ohne Solarthermie rechnerisch abgeschätzt.

Zum anderen wird untersucht, welche Einsparpotentiale sich – bei gegebener Versorgungsstruktur – näherungsweise ergeben, wenn Speicher und Trinkwarmwasserverteilung optimiert wären. Hierzu wird der Fall mit und ohne Solarthermie betrachtet.

Erreichte Einsparung durch die Solarthermie

Um die Endenergieeinsparung quantifizieren zu können, wird rechnerisch abgeschätzt, welcher Energieverbrauch sich in dem Gebäude ohne Solarthermie ergeben hätte. Der ab Heizzentrale notwendige gemessene Wärmebedarf wird als gegeben angenommen.

Darüber hinaus wird abgeschätzt, welche Speicherverluste entfallen, wenn es die Solarthermieanlage nicht geben würde. In diesem Gebäude wird vom Wegfall der vier 750-l-Pufferspeicher ausgegangen. Üblich geschätzt haben diese Speicher einen Wärmeverlust von ca. 4800 kWh/a [IWU 97]. Der Wert wird variiert (+ ⅓, - ¼).
Der Nutzungsgrad der Fernwärmeübergabe wird belassen wie im Bestand (ca. 100 %).

Tabelle 28 zeigt die sich ergebenden Energiemengen für den Zustand ohne Solarthermie. Der rechnerische Bedarf liegt in allen drei Szenarien höher.

Szenario	Wärmeabgabe der Erzeuger	Kollektor-kreisertrag	entfallene Speicherver-luste	Kessel-nutzungs-grad	Endenergie	Ersparnis / Mehr-verbrauch
	[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]		[kWh/a]	[kWh/a]
heute	176.836	-18.827	0	100,0%	158.009	
1	176.836	0	-6.400	100,0%	170.436	+12.427
2	**176.836**	**0**	**-4.800**	**100,0%**	**172.036**	**+14.027**
3	176.836	0	-3.600	100,0%	173.236	+15.227

Tabelle 28: Bewertung der erreichten Endenergieeinsparung – Anlage 7 Uckermarkstraße

Die wahrscheinlich erreichte Einsparung an Fernwärme durch die Solarthermie liegt daher bei gerundet **5,7 ± 0,6 kWh/(m²a)** bezogen auf die beheizte Fläche von 2450 m². Die getroffenen Annahmen sind ausführlich im Anhang 7.3 dokumentiert.

Optimierung der Anlage

Eine zweite Fragestellung betrifft die Auswirkungen einer Anlagenoptimierung in Kombination mit oder ohne Solarthermie. Da keine Messwerte vorliegen, wird mit Hilfe der Literatur und auf Basis der Bestandsdaten eine Abschätzung vorgenommen.

Der Nutzen für die Raumheizung von ca. 119,3 MWh/a wird übernommen. Die Wärmemenge für den Nutzen der Warmwasserbereitung von 30,7 MWh/a wird ebenfalls als konstant angenommen. Der Nutzungsgrad der Verteilung des Warmwassers wird variiert. Der Bestandswert von ca. 53 % wird als gegeben angesetzt. Er ist bereits sehr gut und wird nicht weiter verbessert.

Darüber hinaus wird abgeschätzt, wie sich die Speicherverluste ändern. In der Variante mit Solarthermie werden die vier 750-l-Pufferspeicher durch zwei á 1500 l ersetzt. Es entfallen 4 x 1200 kWh/a und werden ersetzt durch 2 x 1800 kWh/a. Die beiden Trinkwarmwasserspeicher á 500 l werden durch einen 1100-l-Speicher ersetzt. Hierbei entfallen 2 x 1000 kWh/a und es entstehen 1500 kWh/a Verluste.

In der Lösung ohne Solarthermie entfallen die 4 Pufferspeicher und die beiden Trinkwarmwasserspeicher werden zusammengefasst. Die sich ergebenden Einsparungen an Speicherverlusten werden wie oben variiert.

Die Solaranlage wird prinzipiell in der vorhandenen Größe belassen. Der im Bestand erreichte Solarertrag wird als Minimum angesehen und in den verbesserten Varianten um 10 bzw. 20 % erhöht angenommen.

In allen Fällen wird von einer mit geringen Investitionsmitteln optimierten Anlagen- und Regelungstechnik ausgegangen. Tabelle 29 zeigt die Ergebnisse.

Szenario		Wärmeabgabe der Erzeuger	entfallene Speicherverluste	Kollektorkreiser-trag	Kessel-nutzungsgrad	Endenergie
		[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]		[kWh/a]
heute		176.836	0	-18.827	100,0%	158.009
ohne Solar	A	176.836	-7.067	0	100,0%	169.769
	B	**176.836**	**-5.300**	**0**	**100,0%**	**171.536**
	C	176.836	-3.975	0	100,0%	172.861
mit Solar	D	176.836	-4.667	-22.592	100,0%	149.577
	E	**176.836**	**-3.500**	**-20.710**	**100,0%**	**152.626**
	F	176.836	-2.625	-18.827	100,0%	155.384

Szenario		Ersparnis / Mehrverbrauch gegenüber Bestand		Ersparnis / Mehrverbrauch mit und ohne Solarthermie	
		[kWh/a]		[kWh/a]	
heute					
ohne Solar	A	11.760	Mehrverbrauch gegenüber heute		
	B	**13.527**	**Mehrverbrauch gg.über heute**		
	C	14.852	Mehrverbrauch gegenüber heute		
mit Solar	D	-8.432	Ersparnis gegenüber heute	-20.192	Ersparnis der Solarthermie
	E	**-5.383**	**Ersparnis gegenüber heute**	**-18.910**	**Ersparnis der Solarthermie**
	F	-2.625	Ersparnis gegenüber heute	-17.477	Ersparnis der Solarthermie

Tabelle 29: Bewertung einer Anlagenoptimierung – Anlage 7 Uckermarkstraße

Die Ersparnis gegenüber dem derzeitigen Zustand liegt bei der gering investiven Anlagenoptimierung (optimierte Speicher und Solarthermie) bei ca. **2 kWh/(m²a)** in Variante E. In dieser Lösung wird die Solarthermie beibehalten. Es sind nur die Speicher optimiert.

Eine wie oben optimierte Anlage jedoch ohne Solarthermie – Variante B – ergibt einen Mehrverbrauch von ca. **6 kWh/(m²a)** gegenüber dem heutigen Zustand.

Zusammenfassung

Die Zusammenhänge zeigt nachfolgende Abbildung im Überblick. Dabei ist der Zustand des Gebäudes wie heute, jedoch ohne Solarthermie, die Bezugsvariante. Ausgehend davon ist die erreichte Einsparung durch die vorhandene Solarthermie abgetragen. Alternativ eine mögliche Einsparung durch eine Anlagenoptimierung (mit und ohne Solarthermie).

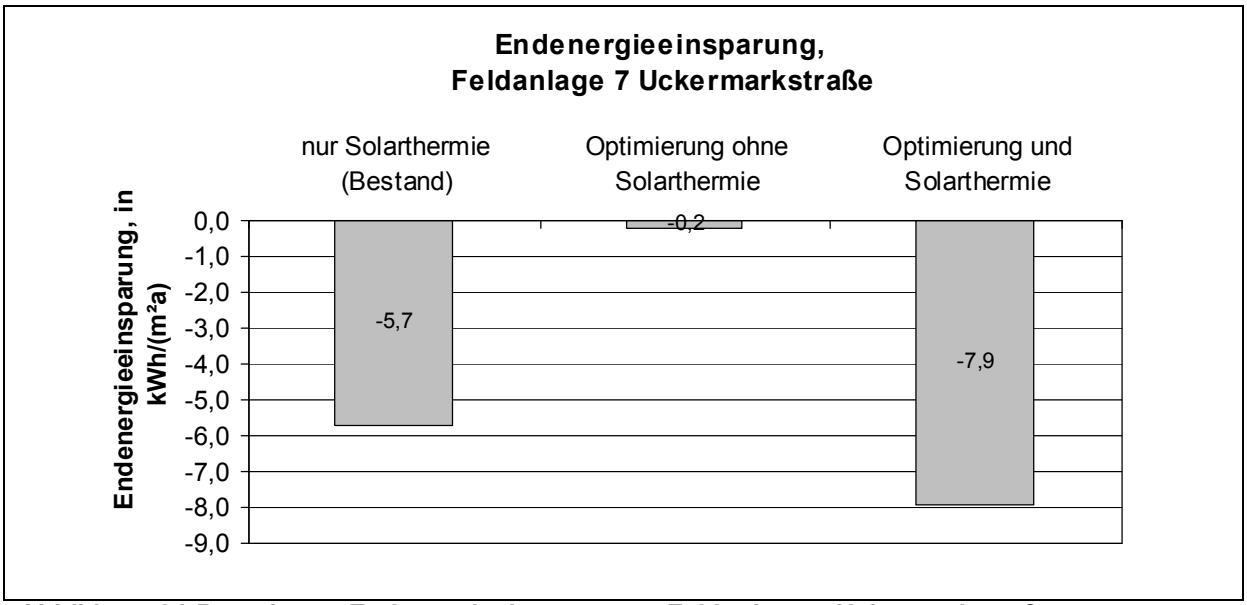


Abbildung 81 Berechnete Endenergieeinsparung – Feldanlage 7 Uckermarkstraße

Der Effekt einer gering investiven Anlagenoptimierung ist in dieser Anlage deutlich kleiner als die Endenergieeinsparung durch Solarthermie. Dies liegt einerseits an der Ausstattung mit Fernwärme – und daher fehlenden Optimierungsmöglichkeiten am Erzeuger – und andererseits an dem bereits sehr guten Trinkwarmwasserverteilnetz.

4.7.9 Probleme bei Messung und Auswertung

Bei der Erfassung der Messwerte sind keine Probleme aufgetreten. Die Daten sind in sich schlüssig und ohne zwischenzeitliche Fehlstellen.

Bei einer Anlagenbegehung am 01.06.2011 sind folgende offensichtliche Probleme festgestellt worden:

- der Hydraulikschaltplan und das Regelungsschema bzw. die Regelungsbeschreibung fehlen – letzteres konnte bis Projektende nicht bereitgestellt werden
- Die Speicherentladepumpe läuft ständig und verursacht hohe Stromkosten

4.7.10 Verbesserungsvorschläge

Solarthermie

Die installierte Solarthermiefläche je Person ist mit 0,85 m²/P für eine Anlage zur reinen Trinkwarmwasservorwärmung üblich bzw. leicht unterdurchschnittlich.

Es wird ein solarer Deckungsanteil von 11 % bezogen auf die gesamte Wärmeproduktion bzw. knapp 33 % bezogen auf den Gesamtwärmebedarf für Trinkwarmwasser erreicht. Das ist ein sehr guter Wert – verglichen mit den anderen Projektergebnissen.

Der kollektorflächenbezogene Ertrag ist mit 362 kWh/(m²a) als gut einzustufen. Für eine Trinkwarmwasservorwärmung dieser Dimensionierung und Ausführung als Flachkollektoren ist das Ergebnis zufrieden stellend.

Die Entscheidung, eine Anlage dieser Dimensionierung nur als Trinkwarmwasservorwärmanlage einzusetzen, erscheint angesichts der Messergebnisse als richtig.

Speicherkonzept

Für die vorhandene Kollektorfläche wird die gewählte Pufferspeichergröße als üblich angesehen. Auch die Dimensionierung der Trinkwarmwasserspeicher ist angesichts der Personenzahl plausibel.

Allerdings ist die Speicheraufteilung in 4 bzw. 2 Behälter energetisch äußerst ungünstig, da viele Anschlussleitungen, Anschlusspunkte und eine große Oberfläche resultieren. Sollten die Speicher ersetzt werden, dann durch größere Modelle und einer geringeren Anzahl. Es muss zudem beim gewählten Speicherkonzept von einer teilweise fossilen Speicherbeheizung ausgegangen werden.

Bei einer Begehung wurde festgestellt, dass die Kollektorkreispumpe jeweils nur kurzzeitig an ist und der Rücklauf wärmer als Vorlauf ist. Es sollte geklärt werden, ob dies häufiger der Fall ist oder nur während der ersten Minuten auftritt. Ist letzteres der Fall, müssen hier keine Veränderungen vorgenommen werden.

Verteilnetz

Das Trinkwarmwassernetz weist mit ca. 53 % Verteilungsnutzungsgrad einen der besten Werte des Projektes auf.

Grundsätzliches Konzept

Grundsätzlich ist allerdings in Frage zu stellen, ob die Einbindung von Solarthermie in eine Fernwärmeanlage sinnvoll ist. Das Netz selbst ist in der Regel der Grundlastabnehmer eines Kraftwerksbetreibers. Eine Minderung der Abnahme im Sommer bedeutet in der Regel in Fernwärmegebieten keine wirkliche Einsparung, da der Versorger die Abwärme anderweitig rückkühlen muss.

4.8 Feldanlage 8 Rellinger Straße, Hamburg (Gebäudeanlage)

Die Feldanlage befindet sich in der Rellinger Straße 79 in 20257 Hamburg, Stadtteil Eimsbüttel. Zunächst werden das Gebäude, die Nutzung, der Anlagenaufbau und die vorhanden Messtechnik beschrieben. Nachfolgend werden die vorhanden Messwerte ausgewertet, Verbesserungsvorschläge gemacht und die Feldanlage bewertet.

4.8.1 Gebäude und Nutzung

Das Mehrfamilienhaus mit insgesamt 36 Wohneinheiten verfügen über eine Gebäudenutzfläche von ca. 3.154 m² und wurde im Jahre 2010 bis 2011 erbaut.

Abbildung 82: Gebäude 8 Rellinger Straße

Die Bewohnerzahl wird in der Planung und für das Messjahr 2011/12 auf 72 Personen geschätzt. Es handelt sich um einen Wohnbau mit gehobenem Standard, bei dem der Investor von einer geringen Belegungsdichte ausgeht.

4.8.2 Anlagenaufbau

Als Wärmeerzeuger ist ein Gasbrennwertkessel vom Typ Viessmann Vitocrossal 300 installiert. Der Leistungsbereich bei 80/60°C beträgt 43 bis 130 kW. Der Wasserinhalt liegt bei 110 Liter (0,85 l/kW) und ist damit vergleichsweise hoch.

Wie in der Abbildung 83 dargestellt, verfügt die Anlage über eine thermische Solaranlage zur Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung.

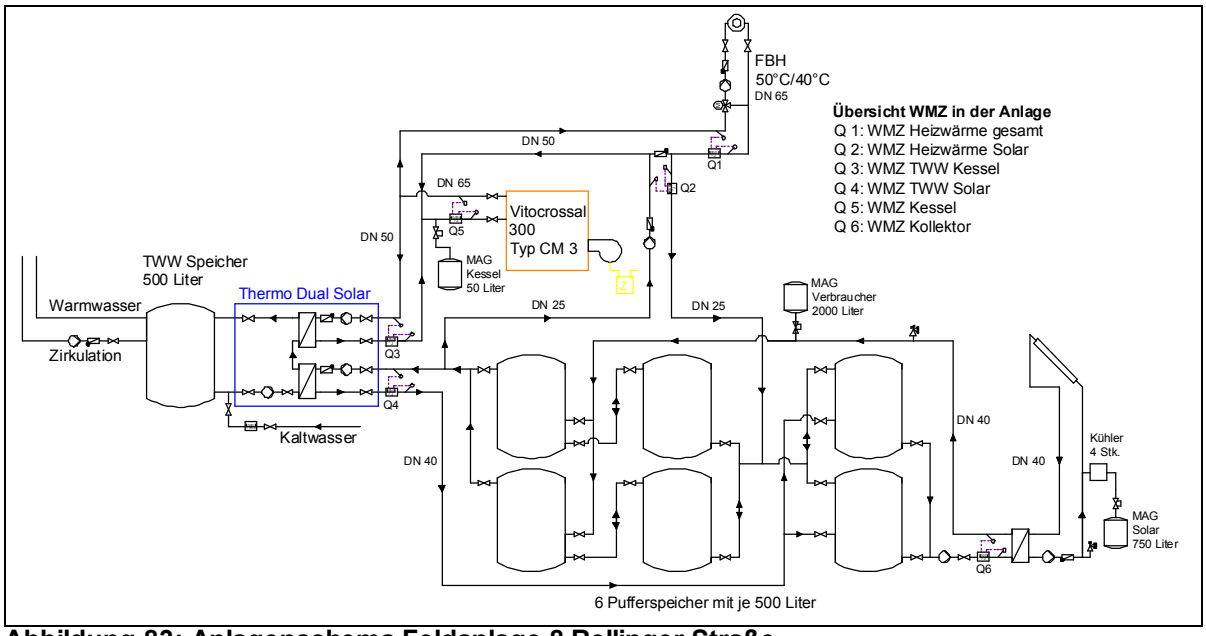


Abbildung 83: Anlagenschema Feldanlage 8 Rellinger Straße

Die Kollektorfläche beträgt 108 m². Es handelt sich bei der Anlage um Vakuumröhrenkollektoren vom Typ Vitosol 200-T, die Richtung Süden auf dem Flachdach des Gebäudes ausgerichtet sind. Die Röhren sind auf etwa 30° Neigung eingestellt (um ihre waagerechte Achse gedreht).

Abbildung 84: Anlagenfotos Feldanlage 8 Rellinger Straße

Die erzeugte Wärme wird in sechs Pufferspeicher mit je 1000 Litern Inhalt gespeichert. Zwei der Puffer stehen im Aufstellraum des Kessels, die anderen 4 im Nachbarraum – der Solarzentrale. Die bei Stagnation der Solaranlage überschüssige Wärme wird über vier direkt in der Solarzentrale angebrachte Heizkörper an den Kellerraum abgegeben.

Die Trinkwarmwasserbereitung erfolgt mit einer Übergabestation von Danfos, Typ Thermodual-MH-500-80 kW. Es sind zwei Wärmeübertrager für die Einbindung des Kessels und der Solaranlage vorhanden. Für Kleinzapfmengen steht ein 500-Liter-Speicher zur Verfügung.

Die Regelung der Anlage erfolgt mit einer von Viessmann individuell programmierten Regelung, in die auch die Kesselregelung eingebunden ist.

4.8.3 Vorhandene Messtechnik

In der Anlage sind sechs Wärmemengenzähler installiert: für die Raumheizung (WMZ 1), den solaren Beitrag zur Raumheizung (WMZ 2), die Warmwasserbereitung vom Kessel (WMZ 3), die Warmwasserbereitung von der Solaranlage (WMZ 4), die Wärmeabgabe des Kessels (WMZ 5) und den Kollektorkreisertrag (WMZ 6) WMZ. Die Lage ist in Abbildung 85 zu erkennen.

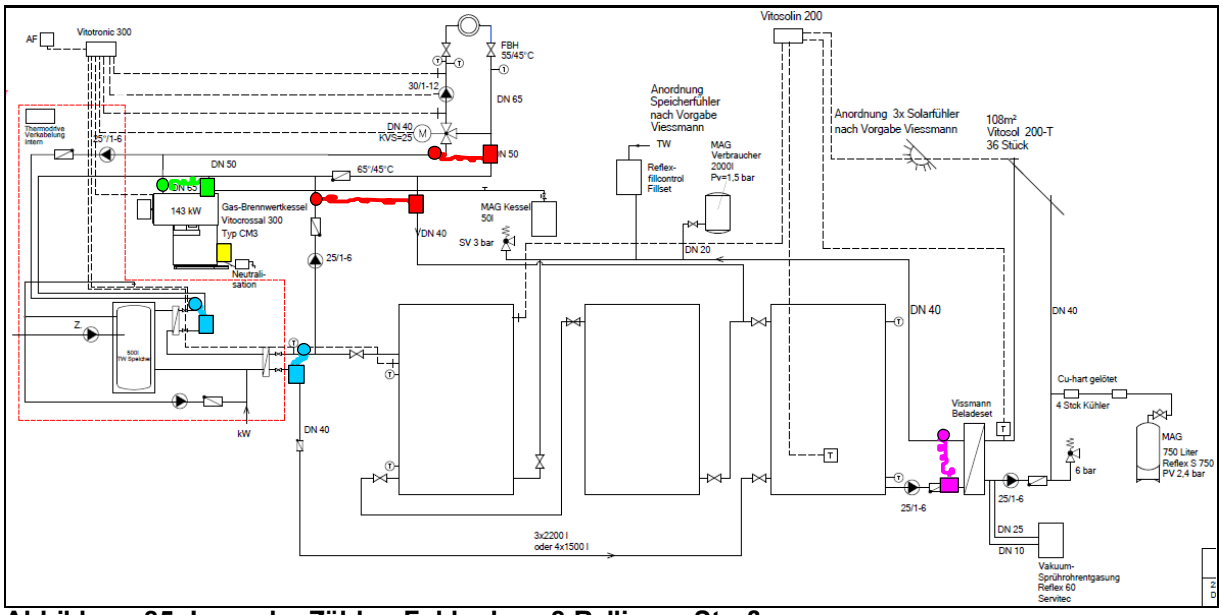


Abbildung 85: Lage der Zähler, Feldanlage 8 Rellinger Straße

Alle Wärmemengenzähler verfügen über Monatsspeicher. Zusätzlich sind an allen Wärmezählern und am Gaszähler Kameras installiert, die jeden Tag jeweils drei Fotos von den Zählerständen anfertigen. Die Kameras sind konventionelle WEB-Cams, die an einen zentralen konventionellen PC über einen USB-Hub angeschlossen sind. Die Daten wurden ca. alle 3 Monate manuell abgelesen, zu diesem Zeitpunkt auch die Speicher der Wärmemengenzähler ausgelesen und alle WEB-Cam Fotos vom Rechner übertragen.

Abbildung 86: Messwerterfassung mit Webcam, Feldanlage 8 Rellinger Straße

4.8.4 Messwerte

Für den Zeitraum 23.08.2011 bis 24.08.2012 liegen auswertbare Messwerte vor. Eine Zusammenstellung der manuellen Ablesewerte zeigt Tabelle 30. Es sind jeweils auch die Volumenströme für die Wärmemengenzähler verfügbar.

	Gas	Warm-wasser Kessel	Warm-wasser Solar	Heizung	Kessel	Solar	Solar Heizung	Wasser Gesamt
	m³	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	m³
23. Aug	4201,04	9709	5423		2	0	*1*	
31. Aug	4401,54	11247	6031	*470*	1880	1250	*2*	
30. Sep	5252,69	17506	7061	*2540*	9750	5060	*4*	
31. Okt	7267,91	24914	7302	*4040*	29280	6940	*5*	
10. Nov	8067,00	27424	7310	*4130*	37100	6980	*5*	
30. Nov	10403,42	32913	7329	*4340*	61360	7060	*5*	
31. Dez	14156,28	41497	7370	*4600*	98120	7060	*5*	
31. Jan	18107,8	50035	7415	*4890*	137570	7130	*5*	
09. Feb	19609,86	52562	7442	*5130*	152220	7240	*5*	
29. Feb	22025,22	58312	7513	*5630*	176990	7620	*5*	
31. Mrz	24562,59	66411	7923	*7890*	202140	10450	*5*	
30. Apr	26627,44	73934	8689	*11200*	222120	14920	*5*	
04. Mai	26702,43	74442	9059	*11710*	222800	15830	*5*	2742,0
31. Mai	27506,94	79277	11345	15140	230490	22050	7	
30. Jun	28396,83	85214	12913	20770	238720	27790	8	
31. Jul	29066,89	89930	15237	25500	244990	34120	10	
24. Aug	29524,95	93157	17378	28900	249170	39320	12	3659,7

Tabelle 30: Feldanlage 8 Rellinger Straße, Messwerte 2011/12 (grau: falsche Messwerte)

Die Messwerte für die Heizung sowie die solare Heizungsunterstützung sind erst ab Ende Mai 2012 verfügbar, weil vorher die Vorlauftemperaturfühler der beiden Zähler miteinander vertauscht waren.

Messwerte der Heizungsunterstützung

Die Messwerte der Heizungsunterstützung wurden während der ersten 9 Monate mit einer falschen Temperaturdifferenz mitgeschrieben. Statt der Vorlauftemperatur aus dem Pufferspeicher wurde die Vorlauftemperatur aus dem Kessel erfasst, siehe auch Abbildung 92. Das führte zu falschen Wärmemengen.

Der Fehler war aber sehr gering, wie am richtig erfassten Volumenstrom zu erkennen ist. Während der 9-monatigen Phase der Fehlmessung flossen nur 670 l Wasser durch das Volumenstromzählwerk. Es kann davon ausgegangen werden, dass es keine bzw. eine zu vernachlässigende Heizungsunterstützung gab.

In den anschließenden 3 Monaten mit korrekter Zuordnung der Volumenströme wurde ein Gesamtdurchfluss von 1,03 m³ Heizwasser und eine Wärmemenge von 5 kWh registriert.

Bei der Auswertung der Jahresbilanz wurde der Beitrag der solaren Heizungsunterstützung vernachlässigt.

Verluste der Heizzentrale

Aufgrund der geschilderten Fehlmessung kann auf Basis der Messwerte in den ersten 9 Monaten keine korrekte Aussage zum Wärmeverlust der Heizzentrale gemacht werden. Die letzten 3 Monate ergeben jedoch einen vergleichsweise konstanten und auch plausiblen Messwert:

- 31. Mai - 30. Jun: 835 kWh 1,16 kW
- 30. Jun - 31. Jul: 830 kWh 1,12 kW
- 31. Jul - 24. Aug: 612 kWh 1,06 kW

Da keine anderen Daten verfügbar sind, wird für die restliche Zeit des Jahres näherungsweise die mittlere Dauerleistung von 1,11 kW als Wärmeverlust der Zentrale angesetzt. Es ist davon auszugehen, dass im Winterhalbjahr prinzipiell weniger Speicherverluste zu verzeichnen sind, jedoch ist dann die Temperaturdifferenz zum Heizraum größer, so dass diese Vereinfachung als akzeptabel angesehen wird.

4.8.5 Energieanalyse aus dem Verbrauch EAV

In der nachfolgenden Abbildung 87 sind die monatlichen Leistungen für Raumheizung sowie Warmwasserbereitung (Zirkulation plus Trinkwarmwassernutzen, Summe der Wärmemengen von Kessel und Solarthermie) über der Außentemperatur aufgetragen.

Diese Energieanalyse aus dem Verbrauch (E-A-V) dient der Bestimmung des spezifischen Wärmeverlustes h und der Gebäudeheizlast sowie der Grundleistung für die Warmwasserbereitung.

Die Heizgrenztemperatur (Schnittpunkt x-Achse mit Ausgleichsgeraden Winter) liegt bei 18,8 °C. Der Wert ist für einen Neubau sehr hoch und kann mit der Bauaustrocknung und auch ggf. mit dem schwer regelbaren Wärmeabgabesystem einer Fußbodenheizung begründet werden.

Der spezifische Wärmverlust des Gebäudes liegt mit 0,72 W/m²/K im guten Bereich aller Feldanlagen. Der Wert wird voraussichtlich noch sinken, wenn die Bauaustrocknung vorbei ist.

Die Gebäudeheizlast, bestehend aus Transmissions- und Lüftungswärmeverlusten, beträgt bei einer Auslegungstemperatur von -10 °C für Hamburg (Raumtemperatur 20 °C) ca. 68,1 kW. Dies entspricht in etwa der notwendigen Kesselleistung. Somit ist der jetzt installierte Kessel mit 130 kW Nennleistung deutlich überdimensioniert. Auch die Warmwasserbereitung mit 80 kW Maximalleistung könnte durch einen kleineren Kessel gewährleistet werden.

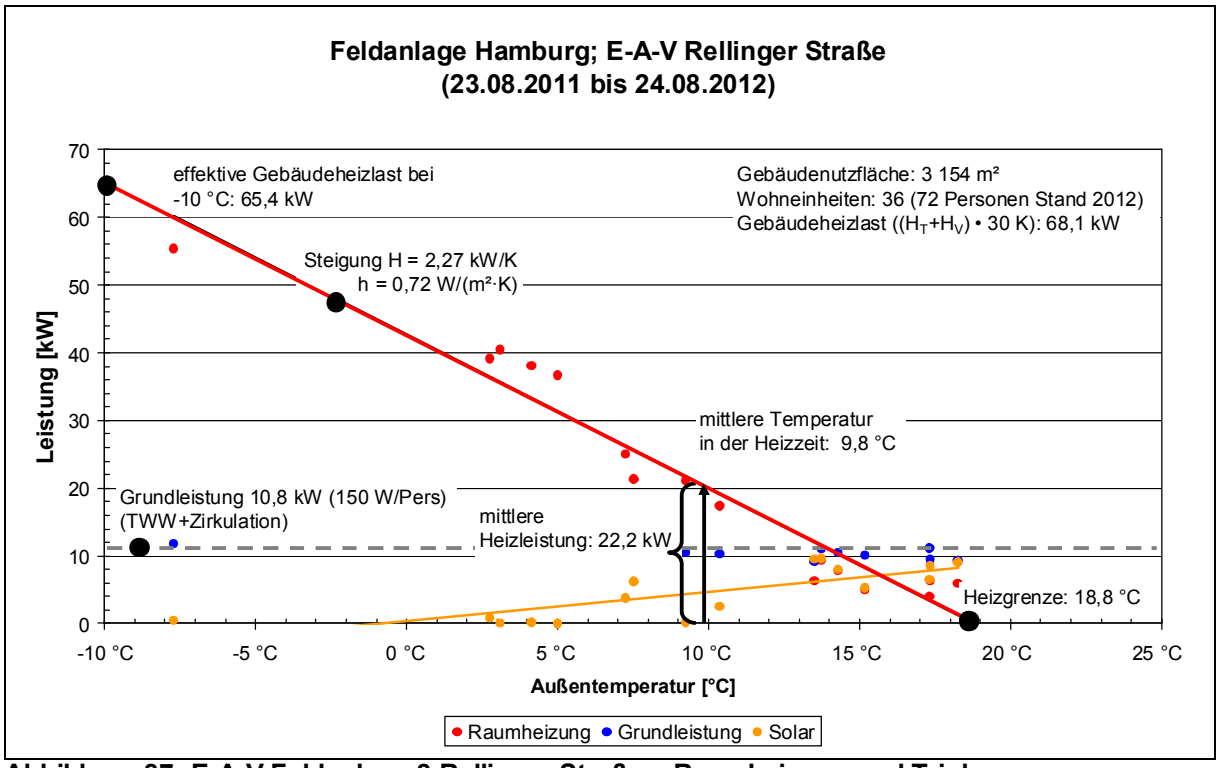


Abbildung 87: E-A-V Feldanlage 8 Rellinger Straße – Raumheizung und Trinkwarmwasser

Die Grundleistung beträgt 10,8 kW und beinhaltet den Wärmebedarf für Warmwasser und Zirkulation. Der personenbezogene Wert liegt mit 150 W/Pers/a etwa im Durchschnitt.

Zum Vergleich der Relationen ist in Abbildung 87 auch der Kollektorkreisertrag eingetragen. Es ist zu erkennen, dass der Ertrag im Auswertezeitraum jeweils immer unter der Nutzwärmemenge für Trinkwarmwasser lag. Jedoch könnte es mit einer Optimierung der Netztemperaturen und Schaltzeiten von Zirkulationspumpen ggf. in Zukunft gelingen, zumindest im Sommer eine Volldeckung des Warmwasserverbrauchs zu erreichen.

Energieanalyse des Kessels

Die Messdaten der Energiezu- und Abfuhr für den Kessel liegen in einer etwa monatlichen Auflösung vor. Werden die Werte als mittlere Leistungen im Messzeitraum in ein Diagramm eingetragen, ergibt sich ein Abbild mittlerer Kesseleigenschaften – Abbildung 88.

Die Steigung im Bild ist ein Maß für die Effizienz der Energieumwandlung, die Parallelverschiebung für die Wärmeverluste über die Kesseloberfläche.

Wie zu erkennen ist, ergeben die Messwerte keine nennenswerte Streuung rund um die Ausgleichsgerade. Mit Hilfe der Kesselnennleistung von 130 kW lassen sich aus Steigung und Parallelverschiebung der Geradengleichung die folgenden Kennwerte des Kessels ableiten:

- mittlerer Kesselwirkungsgrad im Betrieb: η_K **= 91,4 %**
- mittlerer Bereitschaftsverlust im Betrieb: q_B **= 0,629 %**.

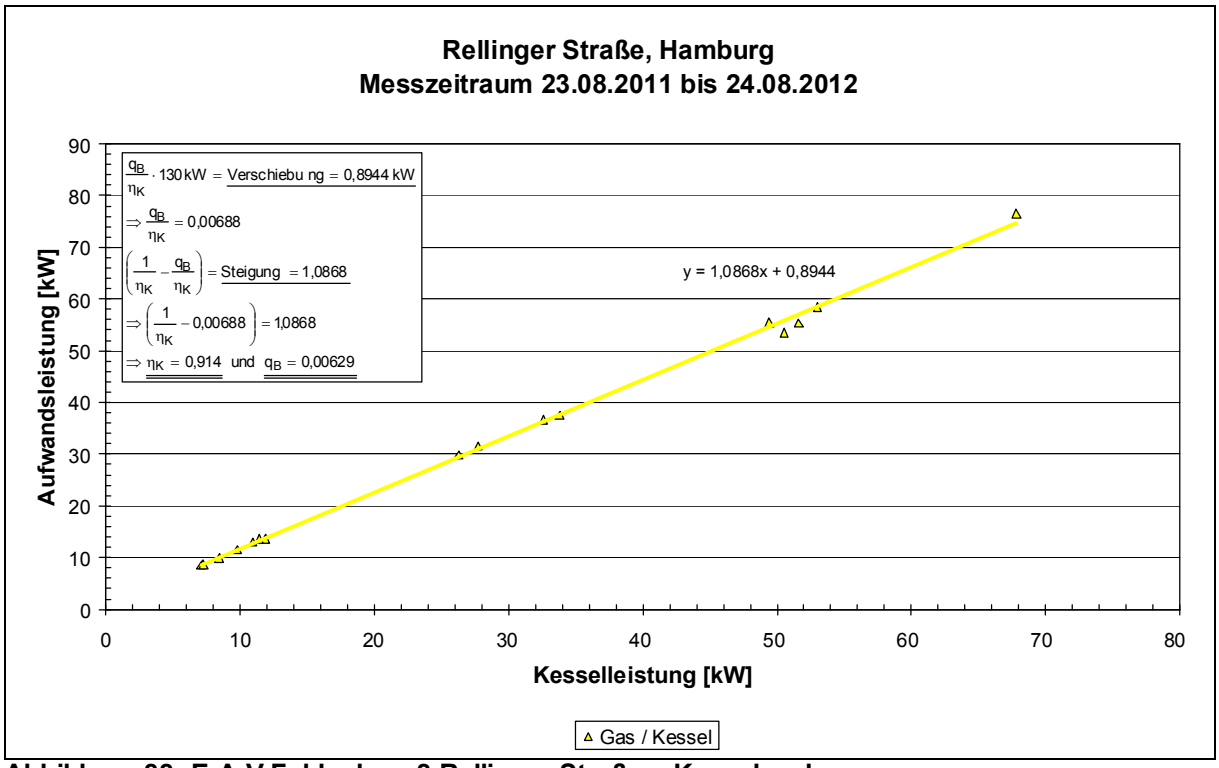


Abbildung 88: E-A-V Feldanlage 8 Rellinger Straße – Kesselanalyse

Beide Werte liegen im Projektdurchschnitt. Die Kennwerte passen zum Jahresnutzungsgrad von 89,4 %. Dieser ist – verglichen mit den anderen Projektkesseln – ebenfalls durchschnittlich.

4.8.6 Jahresbilanzen und Kennwerte

Nachfolgend sind alle Mess- und Berechnungswerte in einem Energieflussdiagramm (absolute Werte) und einem Balkendiagramm mit Energiezu- und Abflüssen (bezogen auf die beheizte Fläche) dargestellt.

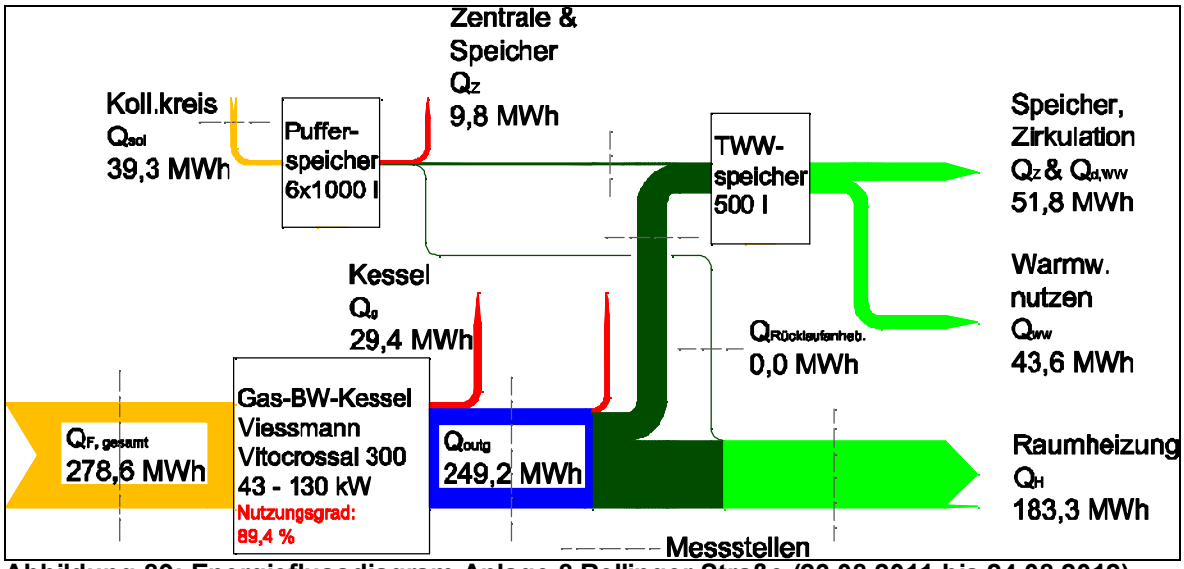


Abbildung 89: Energieflussdiagramm Anlage 8 Rellinger Straße (23.08.2011 bis 24.08.2012)

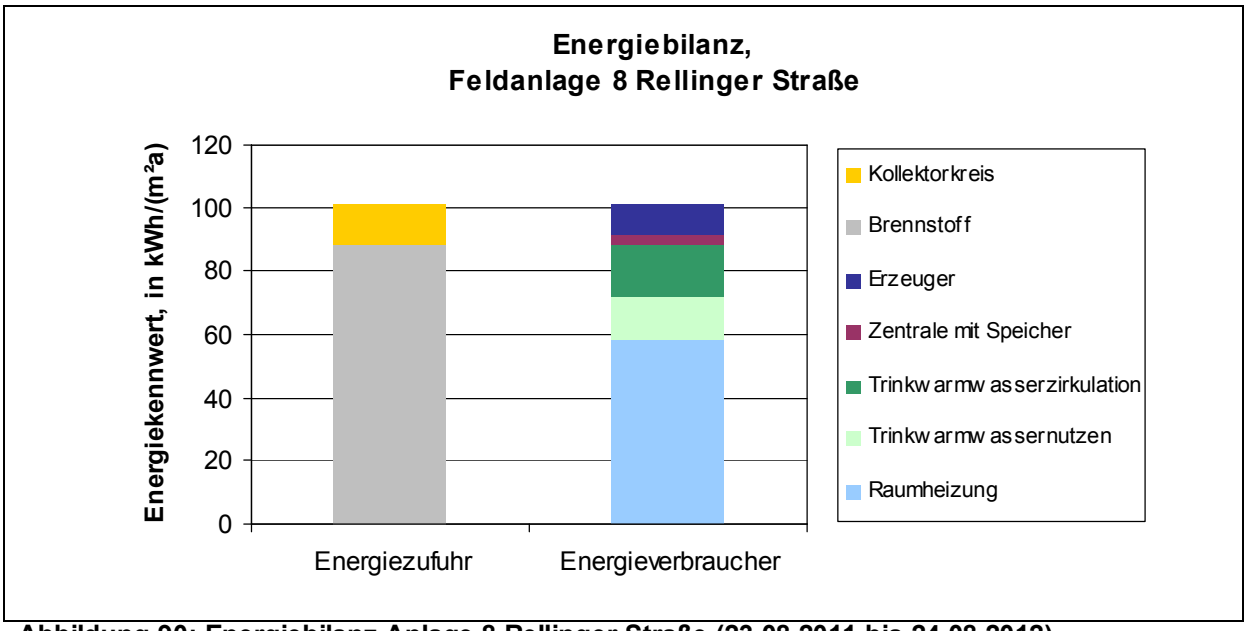


Abbildung 90: Energiebilanz Anlage 8 Rellinger Straße (23.08.2011 bis 24.08.2012)

Es zeigt sich, dass der Kollektorkreisertrag mit 364 kWh/(m²a) bezogen auf die Kollektorfläche gut bis mittelmäßig ausfällt. Bei einer Röhrenkollektoranlage liegt die Erwartung etwas höher.

Die solare Deckung der Trinkwarmwasserbereitung ergibt sich zu etwa 41 %. Wird der Ertrag auf den gesamten Nutzen bezogen, liegt der Wert bei immerhin 14 %. Beide Werte sind verglichen mit den anderen Projektanlagen als positiv einzustufen.

Die Zirkulationsverluste sind verglichen mit dem Nutzen für Trinkwarmwasserbereitung als zu hoch einzustufen. Einem Nutzen von knapp 14 kWh/(m²a) stehen Verluste von ca. 16 kWh/(m²a) gegenüber. Das entspricht einem Verteilungsnutzungsgrad von ca. 46 %.

Die Kesselverluste sind mit 29,4 MWh/a als durchschnittlich anzusehen – wären jedoch auch verbesserungswürdig. Der Kesselnutzungsgrad beträgt nur 89,4 %. Das liegt etwa im Mittel bis etwas höher der untersuchten Brennwertkessel.

Die Speicher- und Verteilverluste betragen laut Messung 9,8 MWh/a. Dieser Wert wird als plausibel angesehen. Die mittlere Temperatur der Heizzentrale im Sommer liegt deutlich über 20°C, im Winter bei knapp 20°C. Die Solarzentrale, die räumlich sehr klein ist und mit vier 1000-l-Speichern bestückt ist, hat im Sommer Temperaturen um 40°C.

4.8.7 Erreichte und mögliche Endenergieeinsparung

Nachfolgend werden zwei Betrachtungsansätze durchlaufen.

Zum einen wird – auf Basis des gegebenen Nutzens an Wärme (ab Heizzentrale) abgeschätzt, welche Einsparung Endenergie die vorhandene Solaranlage gebracht hat. Dazu wird der Endenergiebedarf des Gebäudes ohne Solarthermie rechnerisch abgeschätzt.

Zum anderen wird untersucht, welche Einsparpotentiale sich – bei gegebener Versorgungsstruktur – näherungsweise ergeben, wenn Speicher, Kessel und Trinkwarmwasserverteilung optimiert wären. Hierzu wird der Fall mit und ohne Solarthermie betrachtet.

Erreichte Einsparung durch die Solarthermie

Um die Endenergieeinsparung quantifizieren zu können, wird rechnerisch abgeschätzt, welcher Energieverbrauch sich in dem Gebäude ohne Solarthermie ergeben hätte. Der ab Heizzentrale notwendige gemessene Wärmebedarf wird als gegeben angenommen.

Darüber hinaus wird abgeschätzt, welche Speicherverluste entfallen, wenn es die Solarthermieanlage nicht geben würde. In diesem Gebäude würde es die sechs Pufferspeicher á 1000 l nicht geben, dafür anstelle des heutigen 500-l-Trinkwasserpeichers einen mit ca. 1400 l Volumen.

Üblich geschätzt haben diese entfallenen Pufferspeicher einen Wärmeverlust von je ca. 1500 kWh/a. Die Verluste für die Trinkwarmwasserspeicherung steigen von 1000 kWh/a auf 1800 kWh/a [IWU 97]. Der Summenwert wird variiert (+ ⅓, - ¼).

Der Kesselnutzungsgrad des Bestandes wird ebenfalls variiert. In welcher Richtung er sich ohne Solarthermie ändern wird, ist nicht abschätzbar – die Änderung wird jedoch klein sein, solange grundsätzlich das gleiche Kesselmodell verwendet wird (siehe auch Berichtsteil 4). Es wird von einer Änderung um ± 1 %-Punkte um den Bestandwert (89,4 %) ausgegangen.

Tabelle 31 zeigt die sich ergebenden Energiemengen für den Zustand ohne Solarthermie. Der rechnerische Bedarf liegt in allen drei Szenarien höher.

Szenario	Wärmeabgabe der Erzeuger	Kollektor-kreisertrag	entfallene Speicherver-luste	Kessel-nutzungs-grad	Endenergie	Ersparnis / Mehr-verbrauch
	[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]		[kWh/a]	[kWh/a]
heute	288.488	-39.320	0	89,4%	278.563	
1	288.488	0	-10.933	90,4%	306.868	28.305
2	**288.488**	**0**	**-8.200**	**89,4%**	**313.354**	**34.791**
3	288.488	0	-6.150	88,4%	319.215	40.652

Tabelle 31: Bewertung der erreichten Endenergieeinsparung – Anlage 8 Rellinger Straße

Die wahrscheinlich erreichte Einsparung an Gas durch die Solarthermie liegt daher bei gerundet **11,0 ± 2,0 kWh/(m²a)** bezogen auf die beheizte Fläche von 3154 m². Die getroffenen Annahmen sind ausführlich im Anhang 7.3 dokumentiert.

Optimierung der Anlage

Eine zweite Fragestellung betrifft die Auswirkungen einer Anlagenoptimierung in Kombination mit oder ohne Solarthermie. Da keine Messwerte vorliegen, wird mit Hilfe der Literatur und auf Basis der Bestandsdaten eine Abschätzung vorgenommen.

Der Nutzen für die Raumheizung von ca. 183 MWh/a wird übernommen. Die Wärmemenge für den Nutzen der Warmwasserbereitung von ca. 44 MWh/a wird ebenfalls als konstant angenommen. Der Nutzungsgrad der Verteilung des Warmwassers wird variiert. Der Bestandswert von etwa 46 % wird als Minimalwert angenommen. Es wird geschätzt, dass er sich um 2,5 bzw. 5 %-Punkte verbessern lässt.

Darüber hinaus wird abgeschätzt, wie sich die Speicher- und Zentralenverluste ändern. Bezugsgröße ist ein Verlust von 9,8 MWh/a. In der Variante mit Solarthermie werden die sechs kleinen Speicher (á 1500 kWh/a Verlust) durch drei doppelt so große (á 2200 kWh/a Verlust) ersetzt. Der Trinkwarmwasserspeicher des Bestandes bleibt erhalten. Entfällt die Solarthermie gelten die oben geschilderten Aussagen zu den Speichern. Die sich ergebenden Einsparungen an Speicherverlusten werden wie oben variiert.

Der Gasverbrauch wird mit drei unterschiedlichen Kesselnutzungsgraden (brennwertbezogen) von 86 %, 90 % und 94 % berechnet. Die höheren Werte sind mit heutiger Kesseltechnologie [BW03] [OPT05]. Der mittlere Wert entspricht dem Durchschnitt der besseren Hälfte der Kessel im vorliegenden Projekt.

Die Solaranlage wird prinzipiell in der vorhandenen Größe belassen. Der im Bestand erreichte Solarertrag wird als Minimum angesehen und in den verbesserten Varianten um 10 bzw. 20 % erhöht angenommen.

In allen Fällen wird von einer mit geringen Investitionsmitteln optimierten Anlagen- und Regelungstechnik ausgegangen. Tabelle 32 zeigt die Ergebnisse.

Szenario		Wärmeabgabe der Erzeuger	entfallene Speicherverluste	Kollektorkreisertrag	Kesselnutzungsgrad	Endenergie
		[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]		[kWh/a]
heute		288.488	0	-39.320	89,4%	278.563
ohne Solar	A	279.080	-10.933	0	94,0%	285.263
	B	**283.540**	**-8.200**	**0**	**90,0%**	**305.933**
	C	288.488	-6.150	0	86,0%	328.300
mit Solar	D	279.080	-3.200	-47.184	94,0%	243.294
	E	**283.540**	**-2.400**	**-43.252**	**90,0%**	**264.320**
	F	288.488	-1.800	-39.320	86,0%	287.637

Szenario		Ersparnis / Mehrverbrauch gegenüber Bestand		Ersparnis / Mehrverbrauch mit und ohne Solarthermie	
		[kWh/a]		[kWh/a]	
heute					
ohne Solar	A	6.700	Mehrverbrauch gegenüber heute		
	B	**27.370**	**Mehrverbrauch gg.über heute**		
	C	49.737	Mehrverbrauch gegenüber heute		
mit Solar	D	-35.269	Ersparnis gegenüber heute	-41.969	Ersparnis der Solarthermie
	E	**-14.243**	**Ersparnis gegenüber heute**	**-41.613**	**Ersparnis der Solarthermie**
	F	9.074	Mehrverbrauch gegenüber heute	-40.663	Ersparnis der Solarthermie

Tabelle 32: Bewertung einer Anlagenoptimierung – Anlage 8 Rellinger Straße

Die Endenergieersparnis der vorhandenen Solarthermie liegt bei 10 … 12 kWh/(m²a).

Die Ersparnis der gering investiven Anlagenoptimierung (weniger Zirkulationswärmeverlust, Kessel mit besserer Effizienz, bessere Regelung) bei Erhalt der Solarthermie liegt bei weiteren ca. **5 kWh/(m²a)** in Variante E.

Eine wie oben optimierte Anlage jedoch ohne Solarthermie – Variante B – ergibt einen Mehrverbrauch an Endenergieeinsparung von ca. **9 kWh/(m²a)** – verglichen mit dem heutigen Zustand.

Zusammenfassung

Die Zusammenhänge zeigt nachfolgende Abbildung im Überblick. Dabei ist der Zustand des Gebäudes wie heute, jedoch ohne Solarthermie, die Bezugsvariante. Ausgehend davon ist die erreichte Einsparung durch die vorhandene Solarthermie abgetragen. Alternativ eine mögliche Einsparung durch eine Anlagenoptimierung (mit und ohne Solarthermie).

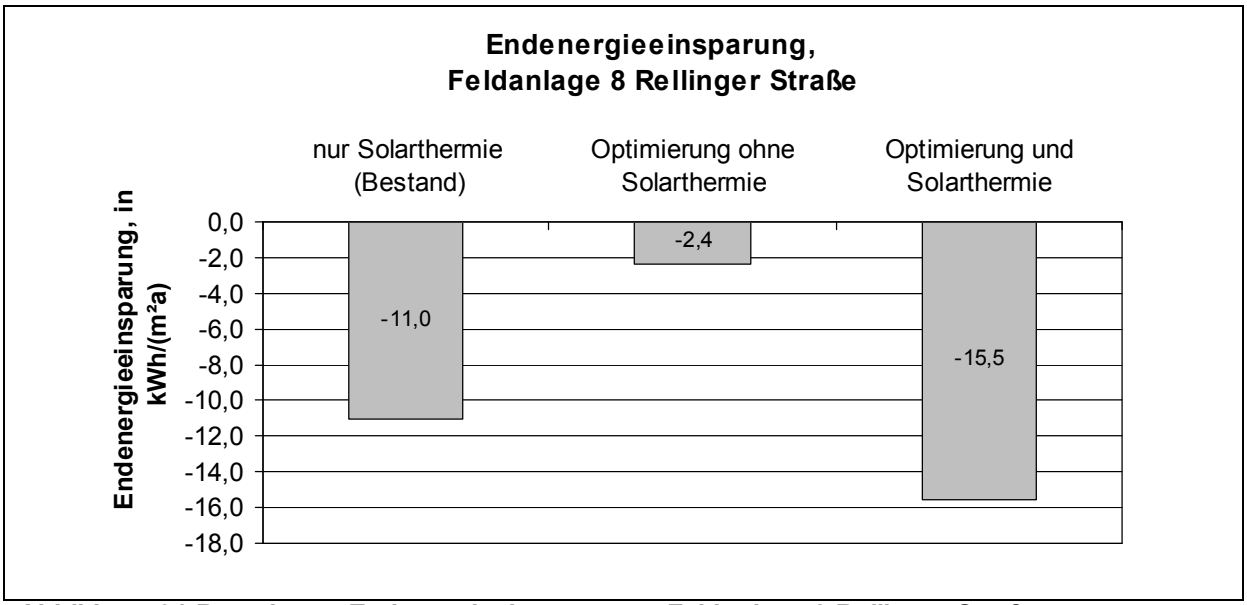


Abbildung 91 Berechnete Endenergieeinsparung – Feldanlage 8 Rellinger Straße

Bei dieser Anlage wurde eine vergleichsweise große Endenergieersparnis durch die Solaranlage erreicht, die sich aber deutlich durch eine Anlagenoptimierung steigern ließe. Die Anlagenoptimierung allein kann die Solarthermie hier nicht kompensieren. In der Kombination ist das beste Ergebnis erzielbar.

4.8.8 Probleme bei Messung und Auswertung

Die eher unkonventionelle Art der Datenerfassung mit WEB-Cam zeigte sich als robust und produzierte keine Datenausfälle. In der gewählten Lösung ohne Datenübertragung konnte dies allerdings immer erst nach mehreren Monaten festgestellt werden. Problematisch war nur das versehentliche verstellen des Kamerawinkels bei einer Wartung.

Hinsichtlich der Messung selbst war zu beklagen, dass zwei Vorlauftemperaturfühler miteinander vertauscht wurden, siehe Abbildung 92. Der Fehler wurde in der Messperiode korrigiert.

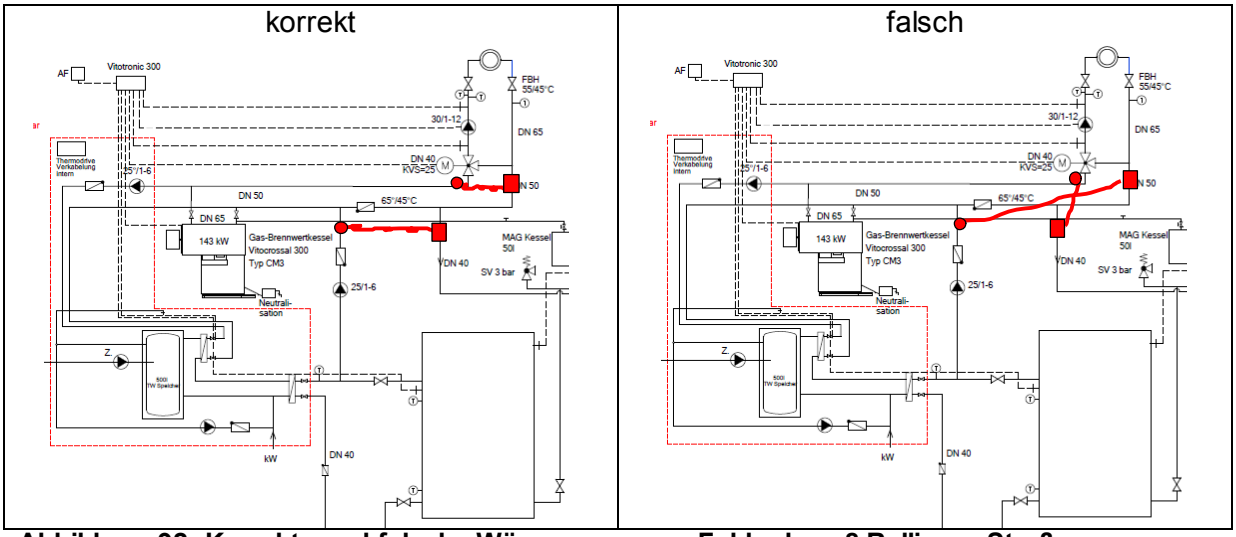


Abbildung 92: Korrekte und falsche Wärmemessung, Feldanlage 8 Rellinger Straße

4.8.9 Verbesserungsvorschläge

Solarthermie

Die installierte Solarthermiefläche je Person in Form von Röhrenkollektoren ist mit fast 1,5 m²/P als hoch anzusehen. Die Fläche lässt zunächst vermuten, dass eine solare Heizungsunterstützung erreicht werden kann bzw. zumindest im Sommer eine volle Deckung des Trinkwarmwasserbedarfs. Dies konnte im ersten Jahr nach Inbetriebnahme knapp nicht erreicht werden.

Es wird insgesamt ein solarer Deckungsanteil von knapp 14 % bezogen auf die gesamte Wärmeproduktion bzw. 41 % bezogen auf den Gesamtwärmebedarf für Trinkwarmwasser erreicht. Insbesondere der Ertrag je Quadratmeter Kollektorfläche ist mit 364 kWh/(m²a) als gering anzusehen. Das mag der Grund sein, dass der Hersteller nach der ersten Messperiode alle Kollektoren austauschen lässt.

Abbildung 93: Notkühler der Solaranlage

Als Verbesserungspotential an der Anlagengestaltung lässt sich sagen, dass die Notkühler für die Solarthermie (4 Heizkörper) in der Solarzentrale äußerst ungünstig platziert sind. Sie hängen an der niedrigeren Wand des sehr kleinen und ständig warmen bis heißen Raumes.

Eine bessere Platzierung wäre außerhalb dieses Raumes gegeben, wo sich ein mehrgeschossiges Treppenhaus bzw. eine Tiefgarage mit mehr als 50 Stellplätzen befindet.

Speicherkonzept

Die installierte Speichergröße passt grundsätzlich zum Kollektorfeld. Es ist aus Platzgründen jedoch eine Sechsspeicheranlage gewählt worden. Nur vier Speicher passen in die Solarzentrale, die anderen beiden stehen im Nachbarraum, der Kesselzentrale.

Wäre die Solarzentrale – die unter der schrägen Tiefgarageneinfahrt platziert ist – nur wenige m² größer und vor allem höher geplant worden, hätten 3 Speicher á 2000 l installiert werden können. Alternativ hätte eine etwas größere Heizzentrale auch zu optimierten Speichern geführt.

Verteilnetz

Das Trinkwarmwassernetz liegt mit 46 % Verteilungsnutzungsgrad im Mittelfeld der Anlagen. Da es sich um eine Neuanlage handelt, wird davon ausgegangen, dass dieser Wert hätte optimiert werden können. Jedoch ergeben sich u. a. sehr lange Leitungswege aufgrund des gehobenen Standards (Ausstattung mit großzügigeren und zahlreicheren Bädern).

Da die Anlage bereits errichtet ist, lässt sich dies kaum mehr ändern. Generell sind Werte über 50 % anzustreben.

Kessel

Die Effizienz des Kessels ist mit 89,4 % als leicht überdurchschnittlich anzusehen – bezogen auf die Ergebnisse der Brennwertkessel in den Feldanlagen. Allerdings war während der Datenauslesung vor Ort festzustellen, dass die Schalthäufigkeit trotz den großen Wasserinhaltes hoch war und die Laufzeit pro Brennerstart gering. Durch eine größere Schaltdifferenz sowie eine ggf. etwas geringere Vorlauftemperatur lässt sich dies ändern.

Der Kessel ist verglichen mit der messtechnisch bestimmten Heizlast um den Faktor 1,9 überdimensioniert. Die jahresmittlere Auslastung lag im ersten Betriebsjahr bei 22 %, wobei der Wert zurückgehen wird, wenn die Bautrocknung beendet ist.

Der nächste Kessel sollte im Zuge der Erneuerung kleiner gewählt werden. Die Messwerte geben darüber Aufschluss. Hilfreich ist in diesem Zusammenhang auch der Maximalwertspeicher des Wärmemengenzählers am Kessel.

4.9 Feldanlage 9 Magdeburger Straße, Hannover (Netzanlage, Holz)

Die Feldanlage in der Magdeburger Straße 2 und 4 in 30519 Hannover wurde bereits im Rahmen des Förderprogramms "Solarthermie2000plus" von der "ZfS – Rationelle Energietechnik GmbH" untersucht. Die Ergebnisse der Untersuchung bis Dezember 2009 sind im Abschlussbericht [MMRU10] des damaligen Projektes eingegangen. Sie werden hier nicht wiederholt.

Nachfolgend werden die Jahre 2010 und 2011 ausgewertet. Zum besseren Verständnis werden das Gebäude, die Nutzung, die Anlage und die Messstellen noch einmal kurz vorgestellt. Anschließend erfolgt die Auswertung der Jahre 2010 und 2011.

4.9.1 Gebäude und Nutzung

Eigentümer der Liegenschaft ist die "Gesellschaft für Bauen und Wohnen Hannover (GBH)". Betrieben wird die Anlage von einem Tochterunternehmen der GBH, der Mieterservice Vahrenheide GmbH (MSV) in Hannover. Die Gebäude mit Baujahr 1962 sind durch eine komplette Sanierung, die eine neue Wärmeversorgungstechnik mit gemeinschaftlich genutztem Pelletkessel und Solaranlage, einen erhöhten Wärmeschutz sowie den Umbau in familiengerechte Wohnungen umfasste, auf einen modernen und ansprechenden Stand gebracht worden.

Die beiden Blöcke bieten jetzt eine Wohnfläche von in Summe 2.930 m², aufgeteilt auf 36 Wohneinheiten mit:

- 4 x 3-Zimmer-Wohnungen
- 26 x 4-Zimmer-Wohnungen
- 6 x 5-Zimmer-Wohnungen

Abbildung 94: Gebäude 9 Magdeburger Straße

Die max. mögliche Belegung wurde in der Planung mit 144 Personen angenommen, was einer durchschnittlichen Belegung von 4 Personen pro WE entspricht. Da man von einem hohen Anteil an kinderreichen Familien ausging, wird die Belegungszahl für die Planung und Auslegung größer als nach der VDI-Vorgabe angesetzt [MMRU10].

Eine Bestimmung der Belegungszahl aufgrund der Wohnungsgrößen streng nach VDI-Richtlinie 6002-1 [VDI04] hat nur etwa 100 Personen ergeben. Dieser Wert wird im Rahmen der Auswertungen verwendet.

4.9.2 Anlagenaufbau

Das Kollektorfeld der thermischen Solaranlage mit 123,8 m² Aperturfläche ist auf dem Gebäude Magdeburger Str. 2 aufgestellt, die Heizzentrale mit Pelletkesselanlage (150 kW), die Pufferspeicher sowie das Pelletlager mit einem Fassungsvermögen von ca. 23 t Pellets sind im Untergeschoss desselben Gebäudes untergebracht.

Das Gebäude Magdeburger Str. 4 ist über eine Erdleitung an die Heizzentrale angeschlossen. Im Rahmen des Projektes fällt diese Feldanlage unter die Rubrik "Nahwärme". Jedes Gebäude verfügt über eine separate Warmwasserbereitung mit Ladewärmeübertrager und 550 l Warmwasserbereitschaftsspeicher.

In der Heizzentrale sind drei in Reihe verschaltete Pufferspeicher mit einem Volumen von jeweils 3 m³ aufgestellt, wobei für die Solaranlage 2 x 3 m³ als Solar- und für den Pelletkessel 1 x 3 m³ als Kesselpuffervolumen (der bei bestimmten Betriebssituationen durch Umschaltung auch mit Solarenergie geladen werden kann) zur Verfügung stehen.

Zum besseren Verständnis, welcher der 3 Pufferspeicher jeweils gemeint ist, wird für den gesamten nachfolgenden Bericht festgelegt, dass Pufferspeicher 1 als "Kesselpuffer" und die Pufferspeicher 2 und 3 als "Solarpuffer" bezeichnet werden.

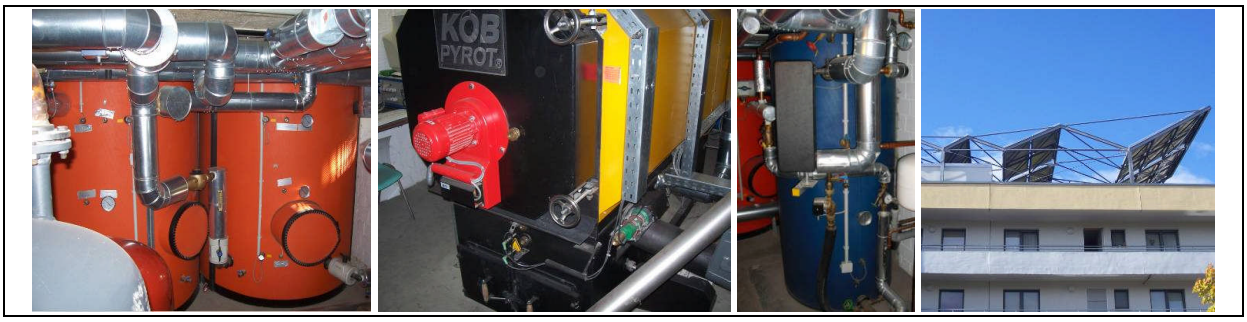


Abbildung 95: Anlagenfotos Feldanlage 9 Magdeburger Straße

Durch eine temperaturgesteuerte Ventilumschaltung kann auch das Volumen des Kesselpuffers von der Solaranlage genutzt werden, um an strahlungsreichen Tagen die angebotene Solarenergie möglichst vollständig nutzen und damit den Pelletkessel tageweise sogar vollständig durch die Solaranlage ersetzen zu können.

Prinzipiell bewirkt die Solaranlage eine Temperaturanhebung des Netzrücklaufes, der durch den Pelletkessel aufgeladene Kesselpuffer sorgt für die Einhaltung der erforderlichen Netzvorlauftemperatur, falls die verfügbare Solarenergie alleine nicht ausreicht.

Technische Daten und Hauptkomponenten der Wärmeerzeugung

In der nachfolgenden Tabelle 33 sind die Hauptkomponenten des Anlagensystems aufgelistet. Die Informationen wurden aus Angebotsangaben, Revisionsunterlagen und durch eigene Aufzeichnungen gewonnen, ein Ersatz für die beim Betreiber vorhandenen Anlagendokumente können sie jedoch nicht sein.

Kollektoren	
Ausrichtung (Süd = 0°, Ost = -90°, West = +90°)	-27° lt. Lageplan, -23° lt. Datentabelle
Neigung	30°
Anzahl Kollektormodule	24
aktive Kollektorfläche	24 x 5,16 m² = 123,8 m² Aperturfläche
Volumenstrom durch Kollektorfeld	14,5 l/(m²*h) entspricht 1,8 m³/h
Kollektorhersteller, Typ	Solvis Fera F552-S Art-Nr. 11185
Wärmeübertrager Solarkreis/Speicherladekreis	
Hersteller	SWEP
Typ	B45H x 101 / 2P-SC-S
Fläche	12,8 m²
Material Tauscherplatten	1.4401
Pufferspeicher	
Hersteller	Sirch Behältertechnik GmbH
Typ	stehender zylindrischer Speicher
Anzahl	3
Volumen je Speicher	3.000 l
Material Behälterwand	Stahl
Material Wärmedämmung	PU-Schaum
Dicke der Wärmedämmung	100 mm
Wärmeleitfähigkeit λ der Wärmedämmung	0,040 W/(mK)
Material Ummantelung	Kunststoff
Holzkessel	
Hersteller	Köb Holzheizsysteme GmbH
Typ	PYROT 150
Anzahl	1
Wärmeleistung	45 - 150 kW

Tabelle 33: Übersicht technischer Daten, Feldanlage 9 Magdeburger Straße

Beschreibung des Wärmeversorgungssystems

Abbildung 96 zeigt ein vereinfachtes Hydraulikschema des Wärmeversorgungssystems. Das Kollektorfeld auf dem Gebäude Magdeburger Str. 2 führt die Solarenergie über eine Steigleitung, die in einen nicht mehr benötigten Kaminzug verlegt wurde, dem gelöteten Plattenwärmeübertrager zwischen Kollektorkreis mit Wärmeträger und dem Speicherladekreis zu.

Der Speicherladekreis lädt die beiden in Reihe geschalteten solaren Pufferspeicher. Bei einer Temperatur im Ladekreis von mehr als 74 °C wird zusätzlich auch der Kesselpuffer mit Solarenergie beladen. Die Kollektorkreispumpe wird über einen Temperaturvergleich zwischen Kollektor und Pufferspeicher, die Ladekreispumpe durch einen Temperaturvergleich zwischen Kollektorkreis und Pufferspeicher ein- bzw. ausgeschaltet.

Der Rücklauf aus dem Wärmenetz wird durch die Solarpuffer geleitet, wenn die Temperatur oben im solaren Pufferspeicher um eine einstellbare Temperaturdifferenz größer ist als die Rücklauftemperatur aus dem Wärmenetz. Die Solarpuffer werden dann entladen und die Temperatur des Wärmenetzrücklaufs auf diese Weise angehoben.

Der Pelletkessel belädt nur den Kesselpuffer. Je nach solarem Energieangebot, kann der Pelletkessel auch über längere Phasen hinweg abgeschaltet bleiben, da durch die Reihenschaltung der Pufferspeicher einschl. Kesselpuffer gewährleistet ist, dass beim Entladen heißes Speicherwasser aus den Solarpuffern immer in den Kesselpuffer und von dort zum Netzvorlauf gelangt.

Ein Mischventil im Netzvorlauf regelt die Netztemperatur so, dass auch bei max. aufgeladenen Pufferspeichern (ca. 95 °C) die Netzvorlauftemperatur nicht über den voreingestellten Sollwert hinaus ansteigt.

Das Gebäude Magdeburger Str. 4 ist über eine Erdleitung (Länge ca. 20 m im Erdreich zzgl. Leitungen in den Kellerräumen) an die Heizzentrale im Gebäude Magdeburger Str. 2 angeschlossen [MMRU10].

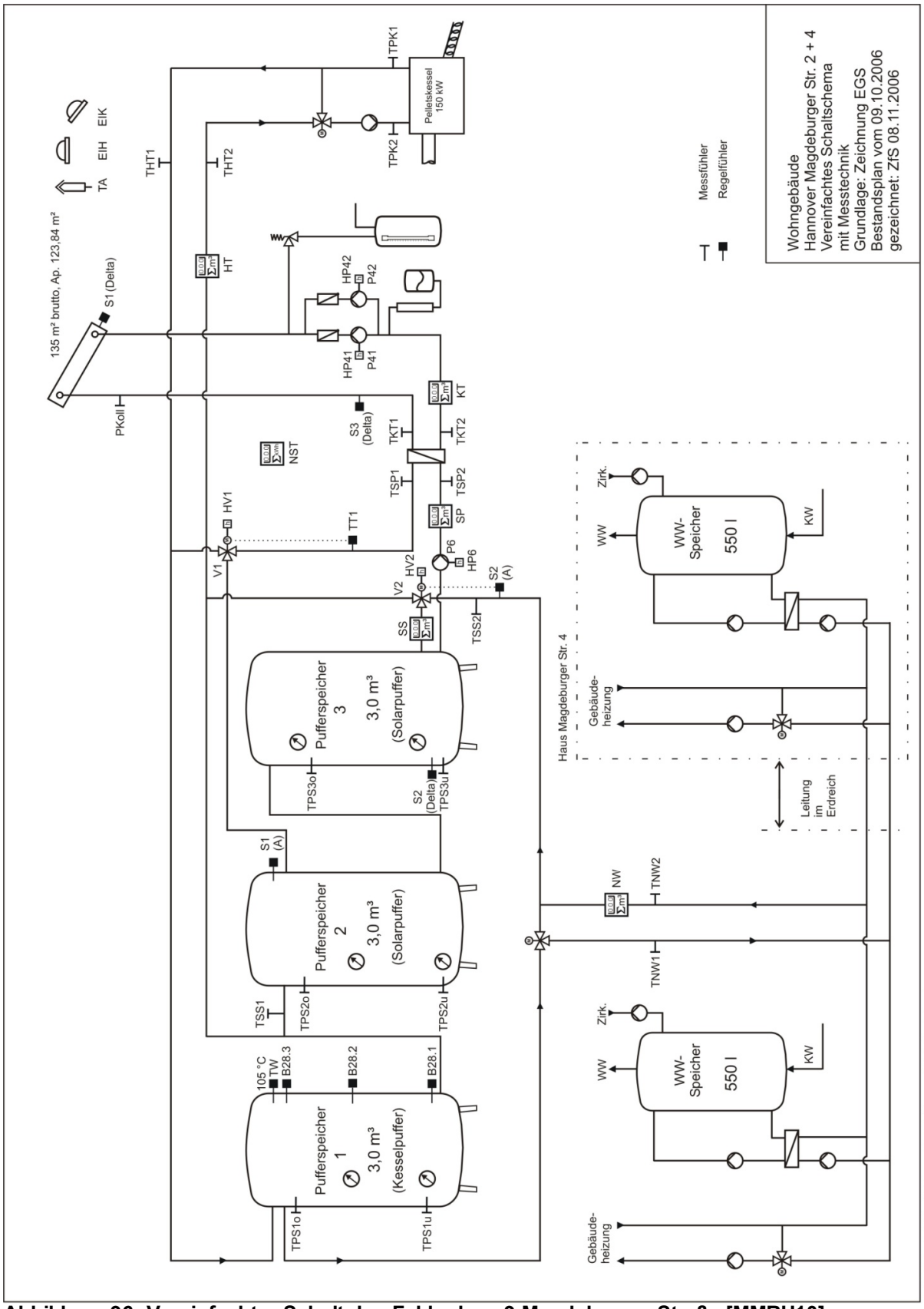


Abbildung 96: Vereinfachter Schaltplan Feldanlage 9 Magdeburger Straße [MMRU10]

4.9.3 Vorhandene Messtechnik

Die Position der Messfühler ist dem vereinfachten Schaltplan Abbildung 96 zu entnehmen. Im Zuge dieses Projektes wurde zusätzlich die Laufzeit der Förderschnecke in die vorhandene Messtechnik mit aufgenommen.

Messstellenverzeichnis:

Wärmeenergie (kWh)		
EIH	Strahlungsenergie (Einstrahlung) in die horizontale Ebene	
EIK	Strahlungsenergie (Einstrahlung) in die Kollektorfläche	
Q_{KT}	Solarenergie aus Kollektorkreis (Primärseite WT)	(berechnet mit VKT, TKT1, TKT2)
Q_{SP}	Solarenergie aus Kollektorkreis (Sekundärseite WT) bzw. Solarenergie zur Beladung Solarpuffer	(berechnet mit VSP, TSP1, TSP2)
Q_{HT}	Heizenergie aus Kessel	(berechnet mit VHT, THT1, THT2)
Q_{SS}	Solarenergie aus Entladung Solarpuffer	(berechnet mit VSS, TSS1, TSS2)
Q_{NW}	Nutzenergie an Wärmenetz bzw. Energiebedarf Wärmenetz	(berechnet mit VNW, TNW1, TNW2)
Q_{S_Sy}	Solarenergie aus Solarsystem	(berechnet)
Q_{H_Sy}	Heizenergie aus Kesselsystem	(berechnet)
Volumenströme (m³/h)		
V_{KT}	Volumenstrom Kollektorkreis	
V_{SP}	Volumenstrom Wärmeübertrager Kollektorkreis Sekundärseite bzw. Beladung Solarpuffer	
V_{HT}	Volumenstrom Kesselkreis	
V_{SS}	Volumenstrom Entladung Solarpuffer	
V_{NW}	Volumenstrom Wärmenetz (Umlauf im Netz)	
Elektrische Energie für Solarsystem (kWh)		
N_{ST}	Elektr. Energie für Solarsystem (Strombedarf Pumpen P41, P42 und P61, Ventile V1 und V2)	
Betriebsstunden (h)		
H_{P41}	Betriebsstunden Pumpe P41 Kollektorkreis	
H_{P42}	Betriebsstunden Pumpe P42 Kollektorkreis	
H_{P6}	Betriebsstunden Pumpe P6 Beladekreis Solarpuffer	
H_{V1}	Betriebsstunden Umschaltventil V1	
H_{V2}	Betriebsstunden Umschaltventil V2	
H_{SC}	Betriebsstunden Förderschnecke Holzpellets	
Temperaturen (°C)		
T_{KT1}	Temperatur Kollektorkreis Vorlauf, WT Primärseite (Warmseite)	
T_{KT2}	Temperatur Kollektorkreis Rücklauf, WT Primärseite (Kaltseite)	
T_{SP1}	Temperatur Ladekreis Vorlauf, WT Sekundärseite (Warmseite) bzw. Temperatur Beladung Solarpuffer Vorlauf (Warmseite)	
T_{SP2}	Temperatur Ladekreis Rücklauf, WT Sekundärseite (Warmseite) bzw. Temperatur Beladung Solarpuffer Rücklauf (Kaltseite)	
T_{HT1}	Temperatur aus Kessel Vorlauf (Warmseite)	
T_{HT2}	Temperatur zum Kessel Rücklauf (Kaltseite)	
T_{PK1}	Temperatur Kesselkreis Vorlauf (Warmseite)	
T_{PK2}	Temperatur Kesselkreis Rücklauf (Kaltseite)	
T_{SS1}	Temperatur Entladung Solarpuffer Vorlauf (Warmseite) bzw. Vorlauf aus Solarpuffer	
T_{SS2}	Temperatur Entladung Solarpuffer Rücklauf (Kaltseite) bzw. Rücklauf zum Solarpuffer	
T_{NW1}	Temperatur Wärmenetz Vorlauf, Netzvorlauftemperatur	
T_{NW2}	Temperatur Wärmenetz Rücklauf, Netzrücklauftemperatur	
T_{PS1o}	Temperatur Pufferspeicher 1 oben	
T_{PS1u}	Temperatur Pufferspeicher 1 unten	
T_{PS2o}	Temperatur Pufferspeicher 2 oben	
T_{PS2u}	Temperatur Pufferspeicher 2 unten	
T_{PS3o}	Temperatur Pufferspeicher 3 oben	
T_{PS3u}	Temperatur Pufferspeicher 3 unten	
T_A	Außentemperatur	
Druck (bar)		
P_{Koll}	Druck im Kollektorfeld	
Wärmemengenzähler		
WMZ 1	Kessel	
WMZ 2	Kollektorkreisertrag	
WMZ 3	Einspeisung ins Wärmenetz	
WMZ 4	Verbrauch Gebäude 2	
WMZ 5	Verbrauch Gebäude 4	

Tabelle 34: Vorhanden Messstellen Magdeburger Straße Hannover

4.9.4 Messwerte

Die in Tabelle 34 aufgelisteten Messstellen werden permanent von einem zentralen Messrechner aufgezeichnet. Sie sind in Auflösungen von Sekunden bis Stunden oder Tagen verfügbar. Je nach Untersuchungsschwerpunkt werden die Auflösungen – auch kurzzeitig - geändert. Im Rahmen der Energieanalyse werden zusammengefasste Tageswerte insbesondere der Wärmemengenmessungen verwendet.

Die Wärmemengen werden dabei mit der Solarthermie 2000-Messtechnikausstattung nicht von geeichten Wärmemengenzählern ermittelt. Es erfolgt eine Integration der separaten Volumenstrom- und Temperaturmesswerte im Datenlogger.

Darüber hinaus erfasst der Anlagenbetreiber mit konventionellen Wärmemengenzählern die Wärmeproduktion des Pelletkessels und die Wärmeabgabe an den Übergabestationen der Gebäude 2 und 4 (Summe Heizung und Trinkwarmwasser incl. aller gebäudeinternen Netzverluste). Die Zähler verfügen über Monatsspeicherwerke und werden manuell ausgelesen.

Tabelle 35 zeigt die Wärmemengenzählerwerte für die drei Hauptzähler im Jahr 2011.

Standort	Magdeburger Str. 2	Magdeburger Str. 4	Pelletkessel
Zählerstand	MWh	MWh	MWh
01.01.2011	74,30	93,41	182,20
01.02.2011	94,92	112,03	223,45
01.03.2011	113,07	129,04	259,84
01.04.2011	127,75	142,41	286,51
01.05.2011	135,65	150,39	301,67
01.06.2011	142,25	157,70	311,24
01.07.2011	147,90	164,20	319,65
01.08.2011	153,47	170,43	329,84
01.09.2011	159,51	176,74	339,89
01.10.2011	165,47	183,01	350,53
01.11.2011	175,03	192,23	368,66
01.12.2011	189,55	206,68	398,95
01.01.2012	205,92	223,59	434,45

Tabelle 35: Feldanlage 9 Magdeburger Straße, Messwerte 2011

Der Betreiber stellt zusätzlich für die vergangenen Jahre den summierten Holzverbrauch (in Tonnen) zur Verfügung. Eine Umrechnung in die brennwertbezogene Energiemenge erfolgt mit einem Brennwert von H_s = 5,21 kWh/kg:

- 2007 65,02 t
- 2008 66,58 t
- 2009 68,48 t
- 2010 83,56 t
- 2011 64,34 t

Für das Jahr 2011 zeichnete die zentrale Datenerfassung eine Laufzeit der Pelletförderschnecke von 304,58 h auf. Es ergibt sich daher ein Umrechnungsfaktor für die Laufzeit der Förderschnecke in Energiemengen von:

$$f_{Pellet} = \frac{64340\,kg \cdot 5{,}21\,kWh/kg}{304{,}58\,h} = \frac{335.211\,kWh/a}{304{,}58\,h} = \underline{\underline{1101\,\frac{kWh}{h}}}$$

Mit dem Umrechnungsfaktor kann – zumindest monatsweise – mit ausreichender Genauigkeit berechnet werden, welche Energiemenge des Pelletkessel zugeführt wurde.

Auf Basis des Holzverbrauch sowie der Werte der geeichten Wärmemengenzähler des Jahres 2011 wird die Energiebilanz erstellt. Fehlende Messwerte für wichtige Bilanzpunkte werden anhand der Messstellen aus dem Solarthermie 2000-Projekt ergänzt.

4.9.5 Energieanalyse aus dem Verbrauch EAV

In der nachfolgenden Abbildung 97 sind die monatlichen Leistungen für Raumheizung sowie Warmwasserbereitung (Zirkulation plus Trinkwarmwassernutzen) über der Außentemperatur aufgetragen. Grundlage sind die Zähler an der Übergabestation der Gebäude, deren Summe gebildet wurde.

Diese Energieanalyse aus dem Verbrauch (E-A-V) dient der Bestimmung des spezifischen Wärmeverlustes h und der Gebäudeheizlast sowie der Grundleistung für die Warmwasserbereitung.

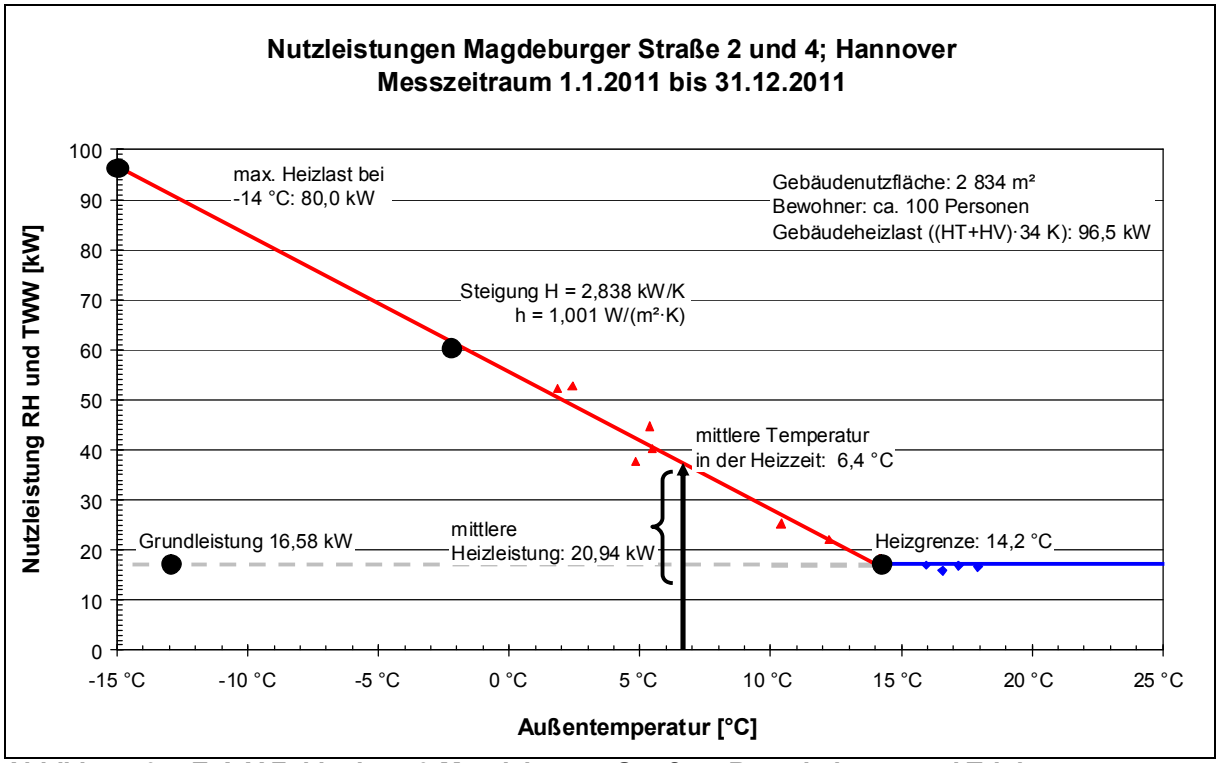


Abbildung 97: E-A-V Feldanlage 9 Magdeburger Straße – Raumheizung und Trinkwarmwasser

Die Heizgrenztemperatur (Schnittpunkt x-Achse mit Ausgleichsgeraden Winter) liegt bei 14,2 °C. Der spezifische Wärmverlust des Gebäudes liegt mit 1,00 W/m²/K im mittleren Bereich aller Feldanlagen. In Anbetracht des hohen Modernisierungsgrades wurde der Wert etwas niedriger vermutet.

Die Gebäudeheizlast, bestehend aus Transmissions- und Lüftungswärmeverlusten, beträgt bei einer Auslegungstemperatur von -14 °C für Hannover (Raumtemperatur 20 °C) ca. 96,5 kW. Dies entspricht in etwa der notwendigen Kesselleistung. Somit ist der jetzt installierte Kessel mit 150 kW Nennleistung überdimensioniert. Jedoch ist der Grad der Überdimensionierung mit ca. 150 % verglichen mit den anderen Projekten gering.

Die Grundleistung beträgt 16,6 kW und beinhaltet den Wärmebedarf für Warmwasser und Zirkulation. Der personenbezogene Wert liegt mit 166 W/Pers/a im Mittelfeld der untersuchten Anlagen.

Energieanalyse des Kessels

Die Messdaten der Wärmeproduktion des Kessels sowie die Laufzeit der Pelletförderschnecke liegen auf Basis der zentralen Solarthermie 2000-Datenerfassung in täglicher Auflösung vor. Darüber hinaus sind die manuell aus dem Kesselwärmemengenzähler des Anlagenbetreibers ausgelesenen Wärmeabgaben des Holzkessels monatlich vorhanden.

Auf Basis der Monatswerte wird eine Energieanalyse des Holzkessels erstellt. Die Energiemengen werden als mittlere Leistungen im Messzeitraum in ein Diagramm eingetragen. Es ergibt sich ein Abbild mittlerer Kesseleigenschaften – Abbildung 98. Die in Form von Holz zugeführte Energiemenge ergibt sich, indem die monatliche Laufzeit der Pelletförderschnecke mit dem vorher ermittelten Umrechnungsfaktor $f_{Pellets}$ multipliziert wird.

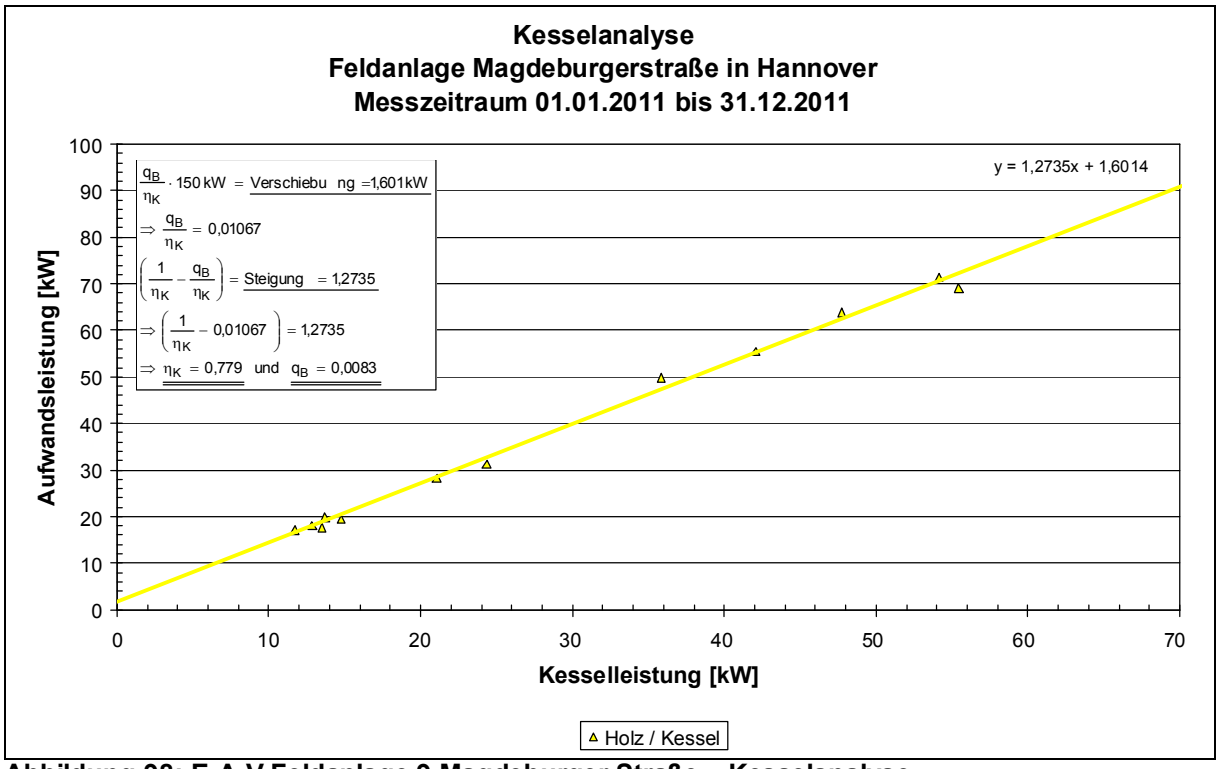


Abbildung 98: E-A-V Feldanlage 9 Magdeburger Straße – Kesselanalyse

Die Steigung im Bild ist ein Maß für die Effizienz der Energieumwandlung, die Parallelverschiebung für die Wärmeverluste über die Kesseloberfläche.

Wie zu erkennen ist, streuen die Datenpunkte vergleichsweise wenig um die Ausgleichsgerade – jedoch mehr als bei den Gaskesseln, die im Rahmen des Projektes ausgewertet wurden. Dies wird auf die unsichere Zuordnung des Holzverbrauchs zur Förderschneckenlaufzeit zurückgeführt.

Mit Hilfe der Kesselnennleistung von 150 kW lassen sich aus Steigung und Parallelverschiebung der Geradengleichung die folgenden Kennwerte des Kessels ableiten:

- mittlerer Kesselwirkungsgrad im Betrieb: η_K **= 77,9 %**
- mittlerer Bereitschaftsverlust im Betrieb: q_B **= 0,83 %**.

Der mittlere Kesselwirkungsgrad ist – wie üblich bei dieser Auswertung – brennwertbezogen. Wird er auf den Heizwert bezogen, liegt er bei 82,8 % (Umrechnungsfaktor H_S/H_I = 1,063). Er erscheint plausibel. Der Hersteller KÖB gibt in seinen Produktunterlagen einen Wert von 90 … 92 % für "Efficiency in operation to be performed" an. Es wird vermutet, dass dies die Wirkungsgradangabe sein soll.

Der Betriebsbereitschaftsverlust liegt auf Basis der Messwerte bei nur 0,83 %. Das entspricht einer Dauerleistung von ca. 1,24 kW. Dieser Wert wird als etwas zu gering angesehen. Jedoch ist auch aus der Auswertung der Gaskessel bekannt, dass aufgrund des Auswerteverfahrens dieser Werte nur mit größerer Unsicherheit bestimmt werden kann. Der Hersteller gibt keinen Vergleichswert an – jedoch ist die Heizzentrale bei den Vor-Ort-Begehungen sehr warm gewesen, was für einen etwas größeren Wert sprechen könnte.

Die beiden Kennwerte passen zum Jahresnutzungsgrad von 75,3 %. Dieser ist – verglichen mit den anderen Projektkesseln – als unterdurchschnittlich anzusehen. Allerdings handelt es sich bei dem Kessel um einen Holzkessel und nicht um einen Gas-Brennwertkessel, somit ist der Wert plausibel.

4.9.6 Jahresbilanzen und Kennwerte

Nachfolgend sind alle Mess- und Berechnungswerte in einem Energieflussdiagramm (absolute Werte) und einem Balkendiagramm mit Energiezu- und Abflüssen (bezogen auf die beheizte Fläche) dargestellt.

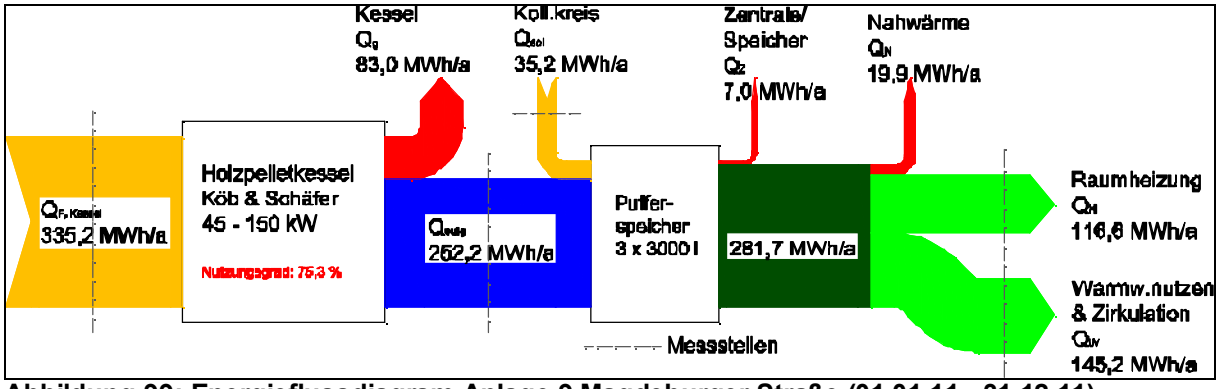


Abbildung 99: Energieflussdiagram Anlage 9 Magdeburger Straße (01.01.11 - 31.12.11)

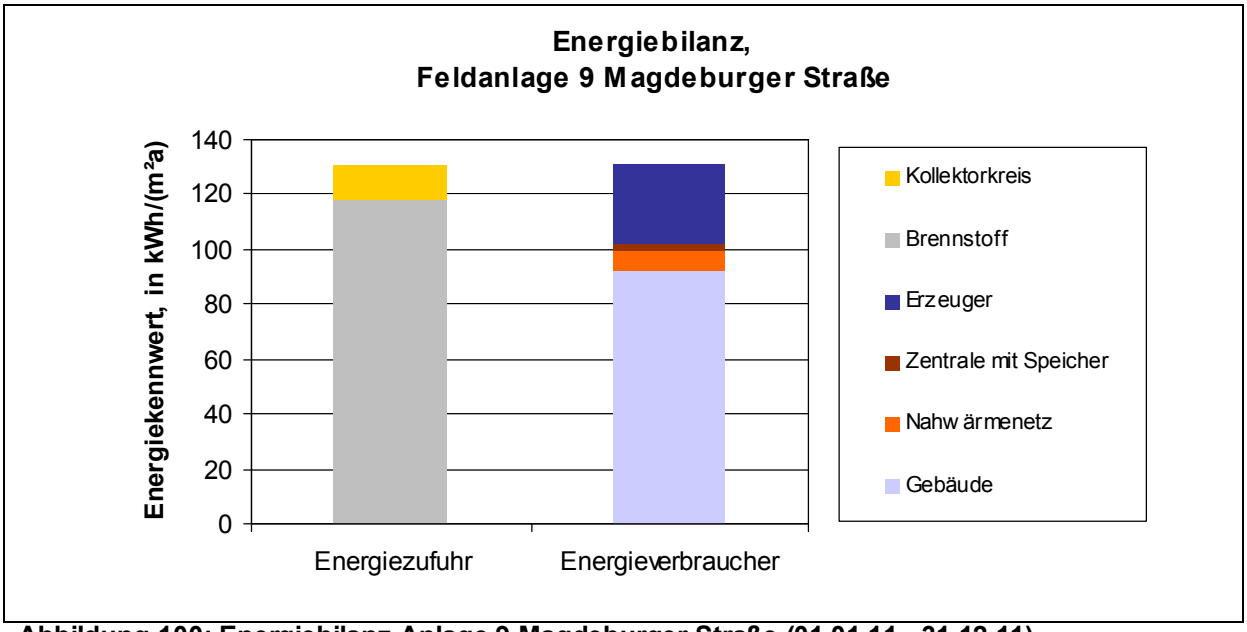


Abbildung 100: Energiebilanz Anlage 9 Magdeburger Straße (01.01.11 - 31.12.11)

Der flächenbezogene Brennstoffverbrauch liegt mit 118 kWh/(m²a) im mittleren bis unteren Bereich aller Feldanlagen. Der Anteil der Solarthermie an der Wärmezufuhr liegt mit 12 kWh/(m²a) bzw. 12 % Deckungsanteil ebenfalls im Mittelfeld.

Die Wärmeabgabe der Zentrale liegt bei 99 kWh/(m²a). Davon gehen etwa 7 kWh/(m²a) als Wärmeverlust der Nahwärme verloren. Das entspricht einem Netznutzungsgrad von 93 %. Dies ist im Vergleich mit den anderen untersuchten Wärmenetzanlagen ein positiver Wert. Allerdings ist die Trassenlänge auch extrem kurz.

Die Wärmeabnahme der Gebäude liegt bei 92 kWh/(m²a). Das ist für ein baulich bereits (teil)modernisiertes Objekt ein eher hoher Kennwert.

Aus der Energieanalyse der Verbrauchsdaten lässt sich näherungsweise ermitteln, dass witterungsabhängig 41 kWh/(m²a) aufgewendet werden und witterungsunabhängig 51 kWh/(m²a).

Der witterungsunabhängige Anteil ist üblicherweise allein der Trinkwarmwasserbereitung zuzuschreiben. Als alleiniger Trinkwarmwasserkennwert ist der vorhandene Kennwert jedoch zu hoch. Es ist davon auszugehen, dass er teilweise witterungsunabhängigen Heizungsverbrauch enthält. Der Kennwert lässt sich – mangels weiterer Messwerte – nicht detaillierter aufschlüsseln.

4.9.7 Erreichte und mögliche Endenergieeinsparung

Nachfolgend werden zwei Betrachtungsansätze durchlaufen.

Zum einen wird – auf Basis des gegebenen Nutzens an Wärme (ab Heizzentrale) – abgeschätzt, welche Einsparung Endenergie die vorhandene Solaranlage gebracht hat. Dazu wird der Endenergiebedarf der Nahwärme ohne Solarthermie rechnerisch abgeschätzt.

Zum anderen wird untersucht, welche Einsparpotentiale sich ergeben, wenn die Wärmeversorgung ohne Netz und mit optimierten Kesseln und Speichern erfolgen würde. Hierzu wird der Fall ohne Solarthermie betrachtet.

Die Solarthermie wird nicht untersucht, weil eine Neuauslegung erfolgen müsste und der gebäudeweise erreichbare Solarertrag nicht eingeschätzt werden kann und soll. Er kann in der Größenordnung dessen liegen, was in den Gebäudeanlagen erreicht wurde.

Erreichte Einsparung durch die Solarthermie

Um die Endenergieeinsparung quantifizieren zu können, wird rechnerisch abgeschätzt, welcher Energieverbrauch sich in der Nahwärme ohne Solarthermie ergeben hätte. Der ab Heizzentrale notwendige gemessene Wärmebedarf incl. Netzverlust der Nahwärme wird als gegeben angenommen.

Darüber hinaus wird abgeschätzt, welche Speicherverluste entfallen, wenn es die Solarthermieanlage nicht geben würde. In dieser Heizzentrale wird vom Wegfall zwei der drei Pufferspeicher á 3000 l ausgegangen. Üblich geschätzt haben diese zwei entfallenen Speicher einen Wärmeverlust von je ca. 2700 kWh/a [IWU 97]. Der Wert wird variiert (+ ⅓, - ¼).

Der Kesselnutzungsgrad des Bestandes wird ebenfalls variiert. In welcher Richtung er sich ohne Solarthermie ändern wird, ist nicht bekannt. Es wird von einer Änderung um ± 2 %-Punkte um den Bestandwert (75,3 %) ausgegangen. Die Varianz wird höher als beim Gaskessel angenommen, weil keine detaillierten Erkenntnisse in der Projektgruppe dazu vorliegen.

Tabelle 36 zeigt die sich ergebenden Energiemengen für den Zustand ohne Solarthermie. Der rechnerische Bedarf liegt in allen drei Szenarien höher.

Szenario	Wärmeabgabe der Erzeuger	Kollektor-kreisertrag	entfallene Speicherver-luste	Kessel-nutzungs-grad	Endenergie	Ersparnis / Mehr-verbrauch
	[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]		[kWh/a]	[kWh/a]
heute	288.740	-35.219	0	75,3%	336.903	
1	288.740	0	-7.200	77,3%	364.450	+27.548
2	**288.740**	**0**	**-5.400**	**75,3%**	**376.529**	**+39.626**
3	288.740	0	-4.050	73,3%	388.652	+51.749

Tabelle 36: Bewertung der erreichten Endenergieeinsparung – Anlage 9 Magdeburger Straße

Die wahrscheinlich erreichte Einsparung an Holz durch die Solarthermie liegt daher bei gerundet **14,0 ± 4,3 kWh/(m²a)** bezogen auf die beheizte Fläche von 2834 m². Die getroffenen Annahmen sind ausführlich im Anhang 7.3 dokumentiert.

Wegfall des Netzes

Eine zweite Fragestellung betrifft die Auswirkungen einer Anlagenoptimierung ohne Solarthermie. Da keine Messwerte vorliegen, wird mit Hilfe der Literatur und auf Basis der Bestandsverbrauchsdaten eine Abschätzung vorgenommen.

Die Wärmeabgabe der Erzeuger liegt derzeit bei 288,7 MWh/a. Von dieser Ausgangsenergiemenge entfallen die Netzverluste bei der Optimierung sowie die Wärmeverluste der zentralen Speicher. Dafür gibt es dezentrale Speicher und Erzeuger. Alle Angaben werden – weil sie unsicher sind – mit einer Bandbreite betrachtet. Folgende Annahmen werden hierzu getroffen:

- entfallene Netzverluste: - 19,9 MWh/a (Varianz $+^1/_5$ und $-^1/_6$)
- entfallene zentrale Pufferspeicher: - 3 x 3000 l á 2700 kWh/a (Varianz $+^1/_5$ und $-^1/_6$)
- neue dezentrale Pufferspeicher: + 2 x 3000 l á 2700 kWh/a (Varianz $+^1/_5$ und $-^1/_6$)
- Kesselnutzungsgrad 75% (Varianz +2% und -2%)

Der mittlere Kesselnutzungsgrad liegt beim heutigen Wert. In allen Fällen wird von einer mit geringen Investitionsmitteln optimierten Anlagen- und Regelungstechnik ausgegangen. Tabelle 37 zeigt die Ergebnisse.

Szenario		Wärmeabgabe der Erzeuger	entfallene Netz/ Speicherverlus-te	Kollektorkreiser-trag	Kessel-nutzungsgrad	Endenergie
		[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]		[kWh/a]
heute		288.740	0	-35.219	75,3%	336.903
ohne Solar	A	288.740	-27.175	0	77,0%	339.696
	B	**288.740**	**-22.645**	**0**	**75,0%**	**354.793**
	C	288.740	-18.871	0	73,0%	369.684

Szenario		Ersparnis / Mehrverbrauch gegenüber Bestand	
		[kWh/a]	
heute			
ohne Solar	A	2.793	Mehrverbrauch gegenüber heute
	B	**17.891**	**Mehrverbrauch gg.über heute**
	C	32.781	Mehrverbrauch gegenüber heute

Tabelle 37: Bewertung einer Anlagenoptimierung – Anlage 9 Magdeburger Straße

Eine dezentrale Versorgung der beiden Gebäude mit je einem Holzkessel, aber ohne Solarthermie brächte einen geringen Mehraufwand an Endenergie – siehe Variante B. Die Endenergie läge ca. **6 kWh/(m²a)** über der heutigen.

Zusammenfassung

Die Zusammenhänge zeigt nachfolgende Abbildung im Überblick. Dabei ist der Zustand des Gebäudes wie heute, jedoch ohne Solarthermie, die Bezugsvariante. Ausgehend davon ist die erreichte Einsparung durch die vorhandene Solarthermie abgetragen. Alternativ eine mögliche Einsparung durch eine Anlagenoptimierung ohne Solarthermie.

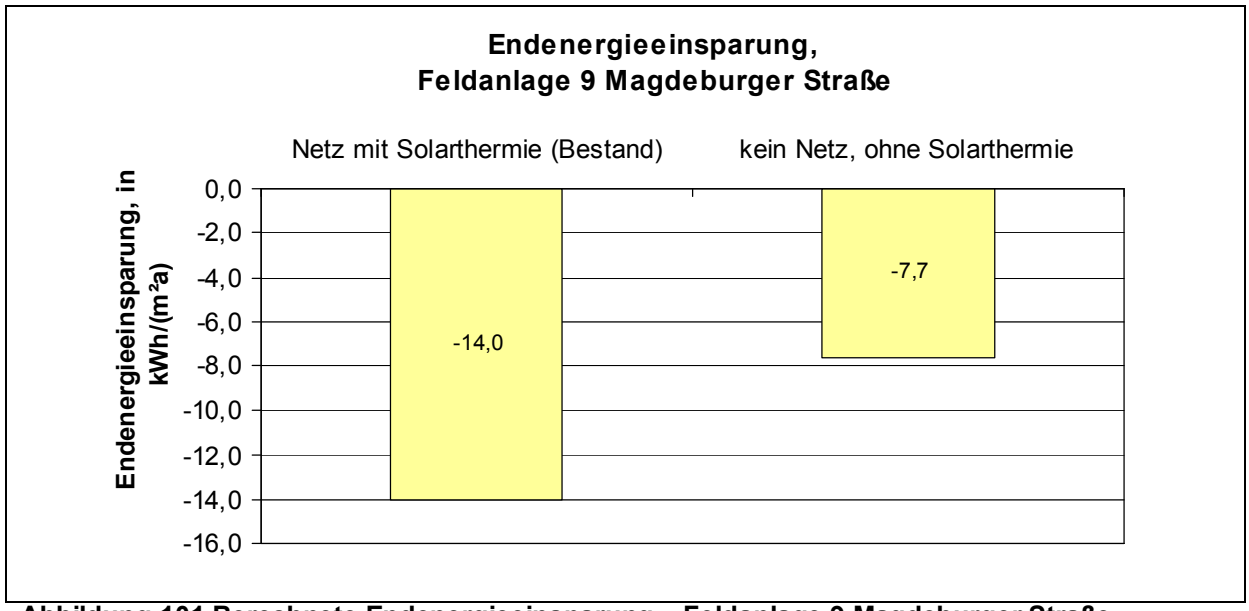


Abbildung 101 Berechnete Endenergieeinsparung – Feldanlage 9 Magdeburger Straße

Eine separate Versorgung der Gebäude führt zu geringeren Endenergiekennwerten. Dennoch schneidet die dezentrale Lösung ohne Solarthermie geringfügig schlechter als die heutige zentrale mit Solarthermie ab.

In Anbetracht der Kosten eines zentralen Holzkessels war die Entscheidung einer Zentralisierung hier sicherlich richtig. Dies ist unabhängig von einer Solarthermieanlage festzuhalten.

4.9.8 Probleme bei Messung und Auswertung

Grundsätzlich sind bei der Messung in dieser Feldanlage keine wesentlichen Datenausfälle zu beklagen.

Allerdings ist festzustellen, dass die installierten Wärmemengenzähler deutlich andere Zahlenwerte anzeigen als sich aus den Volumenstrom- und Temperaturmessungen mit der Solarthermie 2000-Messtechnik ergeben.

Die Wärmengen der ST2000 Messtechnik sind in sich konsistent, die Wärmemengenzählerwerte ebenfalls. Beide weichen jedoch deutlich voneinander ab. Warum hier so ein Unterschied zu den Wärmemengenzählern besteht, kann nicht erklärt werden.

Nachfolgende Tabelle zeigt die Mess- und Zwischenwerte.

		Solarthermie 2000-Daten	WMZ-Daten	Zusammengefasste Endbilanz aus beidem
Zufuhr	Summe Input	370.430	k. A.	370.430
	Solar	35.219	k. A.	35.219
	Holz	335.211	335.211	335.211
Holzkessel	Verluste	123.941	82.962	82.962
	Nutzwärmeabgabe	211.271	252.249	252.249
	Nutzungsgrad	63%	75%	75%
Zentrale	Wärmeabgabe ans Netz	240.768	k. A.	281.746
	Verluste Zentrale	5.721	k. A.	5.721
Netz	Verluste Netz	k. A.	k. A.	19.945
	Nutzungsgrad Netz & Zentrale	k. A.	k. A.	91,1%
Gebäude	Nutzwärmeabnahme	k. A.	261.801	261.801

Tabelle 38: Plausibilitätsprüfung der Messwerte, Feldanlage 9 Magdeburger Straße

Die zugeführte Solarenergie entstammt den Messdaten der Solarthermie 2000-Messtechnik. Es gibt keine Wärmemengenzählerwerte für diese Messstelle.

Kessel

Für die Energiezufuhr in Form von Holz gibt es einen Wert des Betreibers, der einheitlich angesetzt wird: 335,2 MWh/a.

Aus der Solarthermie 2000-Messtechnik folgt für den Kessel eine Wärmeabgabe von 211,3 MWh/a, was einem Nutzungsgrad des Kessels von 63 % und 123,9 MWh/a Kesselverlust entsprechen würde. Der Wärmemengenzähler hinter dem Kessel zeigt 252,2 MWh/a Wärmeproduktion an, was einem Nutzungsgrad des Kessels von 75 % und Kesselverlusten von 83,0 MWh/a entspricht.

Der Hersteller gibt als heizwertbezogenen Wirkungsgrad 90 … 92 % für den Betrieb an, das entspricht brennwertbezogen 85 … 87 %. Würde die gemessene Nutzwärmemenge mit diesem Wirkungsgrad produziert, ergäben sich Kesselverluste von 41 MWh/a (WMZ-Daten) bzw. 34 MWh/a (Solarthermie 2000-Daten).

Die zusätzlichen Bereitschaftsverluste des Kessels sind unbekannt. Ein schlechter Wert von 3 % der Feuerungsleistung [IWU97] würde zu ganzjährigen Bereitschaftsverlusten von ca. 39 MWh/a führen. Der reale Wert muss etwas kleiner sein, da nicht das ganze Jahr Betriebsbereitschaft ist, sondern auch Brennerbetriebszeiten.

Die aus Kesselkennwerten überschlägig berechneten Wärmeerzeugerverluste liegen bei etwa 70 … 80 MWh/a. Die Messwerte des Wärmemengenzählers sind insgesamt plausibler.

Zentrale

Die Wärmeabgabe des Kessels von 211,3 MWh/a sowie die Lieferung von Solarwärme mit 35,2 MWh/a führen bei der Solarthermie 2000-Messreihe zu 246,5 MWh/a Wärmezufuhr in die Zentrale. Als Wärmelieferung der Zentrale an das Netz sind 240,8 MWh/a gemessen. Das entspricht Wärmeverlusten der Zentrale von 5,7 MWh/a.

Die drei Pufferspeicher haben geschätzt 6 … 10 MWh/a Verlust [IWU 97]. Da die Kellertemperatur in diesem Fall eher hoch ist, ist der kleinere Wert plausibel und das Messergebnis selbst auch. Es ist etwas geringer als vermutet.

Mit Hilfe der Wärmemengenzählerwerte kann diese Betrachtung nicht durchgeführt werden.

Netz

Die Solarthermie 2000-Messwerte lassen die Auswertung des Netzes nicht zu, weil die Wärmelieferung an die Gebäude fehlt. Die Wärmemengenzählerwerte könnten ersatzweise herangezogen werden. Jedoch ist dann festzustellen, dass der Gebäudewärmebezug über der gemessenen Wärmelieferung liegt. Einer der beiden Messwerte ist nicht plausibel.

Zunächst wird die Gegenprobe gemacht.

Die Wärmemengenzählerwerte allein lassen keine Auswertung von Netz und Zentrale zu. Die Wärmelieferung an die Gebäude ist aus der Summe der beiden Gebäudewärmemengenzähler bekannt. Es fehlt jedoch die Wärmezufuhr der Solarthermie in die Zentrale. Wenn der Solarthermie 2000-Messwert hier übernommen wird, ergibt sich folgendes.

Die Wärmeabgabe des Kessels von 252,2 MWh/a sowie die Lieferung von Solarwärme mit 35,2 MWh/a führen zu 287,4 MWh/a Wärmezufuhr in die Zentrale. An die Gebäude geliefert werden 261,8 MWh/a. Die Verluste für Netz und Zentrale zusammen liegen bei 25,6 MWh/a.

Der Wert erscheint für ca. 50 … 90 m Rohrtrasse und 3 Pufferspeicher plausibel. Der Wärmeverlust eines Trassenmeters im unbeheizten Bereich liegt bei ca. 200 … 300 kWh/a. Der Speicherverlust liegt bei 6 … 10 MWh/a.

Insgesamt ist festzustellen, dass den Wärmemengenzählermesswerten an dieser Stelle mehr Vertrauen geschenkt wird.

Zusammengefasste Bilanz

Aus den beiden Messreihen wird eine zusammengefasst Bilanz erstellt. Dabei werden verwendet:

- die Holzzufuhr aus den Angaben des Betreibers
- die Solarwärmezufuhr aus den Solarthermie 2000-Messwerten
- die Wärmeabgabe des Kessels nach Wärmemengenzählern
- der Nutzwärmebezug der Gebäude aus Wärmemengenzählern
- der Wärmeverlust der Zentrale aus den Solarthermie 2000-Messwerten

4.9.9 Verbesserungsvorschläge

Solarthermie

Die installierte Solarthermiefläche je Person in Form von Flachkollektoren ist mit 1,24 m²/P als überdurchschnittlich hoch anzusehen. Die Fläche lässt zunächst vermuten, dass ein hoher Deckungsanteil bei der Trinkwarmwasserbereitung und ggf. eine solare Heizungsunterstützung knapp erreicht werden könnte.

Es wird insgesamt ein solarer Deckungsanteil von gut 12 % bezogen auf die gesamte Wärmeproduktion bzw. 24 % bezogen auf den Gesamtwärmebedarf für Trinkwarmwasser erreicht. Beide Werte liegen etwas unter den Erwartungen – geplant waren 15 % [MMRU10[.

Insbesondere der Ertrag je Quadratmeter Kollektorfläche ist mit 284 kWh/(m²a) als gering anzusehen. In den Jahren zuvor wurde mehr erreicht. 2007 z.B. 351 kWh/m²a was in etwa dem Planwert entspricht. Die Verringerung des solaren Ertrags liegt in den gestiegenen Netzvorlauf und -rücklauftemperaturen, was an einem defekten Mischventil im Netzvorlauf liegt [MRU10] und dem Betreiber bekannt sein dürfte. Die Rücklauftemperatur laut Plan sollte 40° C sein. 2009 lag der Mittelwert bei 57°C

In Kombination mit einem Holzkessel wird bei kleineren Gebäuden oft versucht, mit Hilfe der Solarthermie im Sommer den Holzkesselbetrieb zu vermeiden. Das gelingt hier nicht, weil die Trinkwarmwasserbereitung in den Gebäuden eine permanent hohe Nahwärmetemperatur benötigt. Vermutlich kann daher auch keine nennenswerte Heizungsunterstützung stattfinden. Sowohl der Erzeuger als auch der 1. Pufferspeicher sind Hochtemperatursysteme.

Da der Energieträger Holz sehr preiswert und regenerativ (wenn auch begrenzt verfügbar) ist, und es zu keiner Sommerabschaltung des Kessels kommt, sind die Vorteile der Solarthermie in diesem Konzept nicht erkennbar.

Bei einer notwendigen größeren Ersatzmaßnahme sollte über den Rückbau der Solarthermie nachgedacht werden.

Speicherkonzept

Die installierte Speichergröße passt grundsätzlich zum Kollektorfeld. Die Wahl von sehr großen 3000-l-Speichern ist als gut einzustufen.

Ggf. ließen sich bei künftigen Konzepten die Speicher lokal in den Gebäuden anordnen und die dortigen Trinkwasserspeicher vermeiden.

Nahwärmenetz

Das Nahwärmenetz ist in dieser Feldanlage optimal kurz und hat demzufolge bereits vergleichsweise geringe Wärmeverluste. Es ist im Zusammenhang mit dem teuren Holzkessel nachvollziehbar, dass die Nahwärmenetzlösung gewählt wurde.

Kessel

Die Effizienz des Kessels liegt bei 75,3 %. Der Wert ist für einen Holzkessel – der im Prinzip arbeitet wie ein Standardkessel – als durchschnittlich anzusehen.

Der Kessel ist verglichen mit der messtechnisch bestimmten Heizlast um den Faktor 1,6 überdimensioniert. Das ist die geringste Überdimensionierung innerhalb der ausgewerteten Feldanlagen. Die jahresmittlere Auslastung lag bei 19 %.

Der nächste Kessel sollte im Zuge der Erneuerung jedoch noch etwas kleiner gewählt werden. Hilfreich ist in diesem Zusammenhang auch der Maximalwertspeicher des Wärmemengenzählers am Kessel.

4.10 Feldanlage 10 Olbersstraße, Hannover (Gebäudeanlage)

Die Feldanlage befindet sich in der Olbersstraße 9 und 11 in 30519 Hannover. Zunächst werden das Gebäude, die Nutzung, der Anlagenaufbau und die vorhanden Messtechnik beschrieben. Nachfolgend werden die vorhanden Messwerte ausgewertet, Verbesserungsvorschläge gemacht und die Feldanlage bewertet.

4.10.1 Gebäude und Nutzung

Das Untersuchungsobjekt besteht aus zwei von einander getrennten Mehrfamilienhäusern (Baujahr 1973) mit insgesamt 30 Wohneinheiten und einer Nutzfläche von ca. 1.350 m². Die Gebäude sind nur geringfügig baulich modernisiert und auf einem energetisch schlechten Niveau.

Abbildung 102: Gebäude 10 Olbersstraße

Eigentümer der Liegenschaft ist die "Gesellschaft für Bauen und Wohnen Hannover (GBH)". Betrieben wird die Anlage von einem Tochterunternehmen der GBH, der Mieterservice Vahrenheide GmbH (MSV) in Hannover.

4.10.2 Anlagenaufbau

Das Wärmversorgungssystem wurde im Sommer 2006 modernisiert und besteht aus einem Gas-Niedertemperaturkessel mit Abgaswärmeübertrager und einer 33,6 m² großen thermischen Solaranlage zur Trinkwarmwassererwärmung und Heizungsunterstützung.

Abbildung 103: Anlagenfotos Feldanlage 10 Olbersstraße

Beim Kessel handelt es sich um einen bodenstehenden Buderus Logano GE 315 (Niedertemperaturkessel mit nachgeschaltetem Abgaswärmeübertrager) mit einer Kesselnennleistung von 141 bis 203,2 kW (bei 80/60°C) und einem Gasbrenner der Firma Weishaupt (Typ: WG 30/N-1C).

Die Solarübergabestation (SÜS 40) und die Solarkollektoren (Flachkollektoren) sind Produkte der Firma Solvis. Die von der Solaranlage erzeugte Wärme wird in zwei Pufferschichtenspeichern (Solvis Strato) mit je 950 Liter Inhalt gespeichert.

Die Wärmeübergabe an das Warmwasser und die Deckung der Zirkulationsverluste wird durch eine Frischwasserstation (FWS 70) der Firma Solvis ermöglicht. Die Raumheizung kann von den beiden Pufferspeichern, aber auch direkt aus dem Gaskessel versorgt werden.

In einem zweiwöchigen Versuch während der Projektlaufzeit wurde nachgewiesen, dass auch die Frischwasserstation alleine ohne Pufferspeicher vom Kessel versorgt werden kann, siehe Kapitel 4.10.9. Dies ist u. a. auf den hohen Kesselwasserinhalt zurückzuführen und sollte für die zukünftigen Kombinationen von Kessel und Frischwasserstationen mit o-der/ohne Pufferspeicher – unabhängig vom Solarthermieeinsatz – weiter und vertieft untersucht werden. Hier liegt wesentlicher zukünftiger Forschungsbedarf.

Die Abbildung 104 zeigt das Anlagenschema.

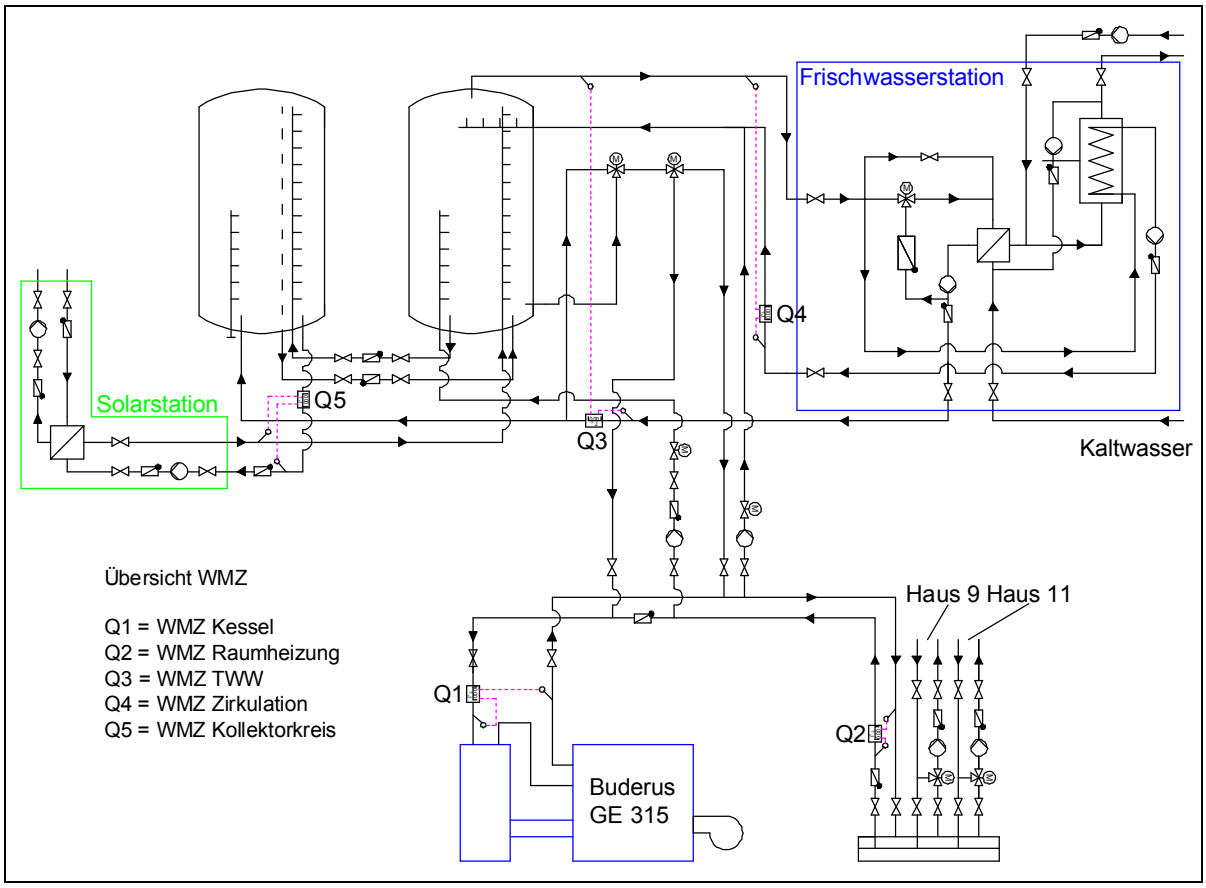


Abbildung 104: Anlagenschema Feldanlage 10 Olbersstraße

Die Heizzentrale befindet sich im Keller und die Solaranlage auf dem Dach von Gebäude Nr. 9. Das Gebäude Nr. 11 wird mittels Erdleitungen (Länge ca. 40 m) aus der Heizzentrale mit Warmwasser und Raumheizung versorgt. Es handelt sich um ein Vierleiternetz.

4.10.3 Vorhandene Messtechnik

Zu Projektbeginn war die Anlage bereits von der Firma Solvis mit einer umfangreichen Messtechnik ausgestattet worden. Des Weiteren waren bereits Wärmemengenzähler für den Kesselertrag, den Kollektorkreisertrag, den Raumheizungsverbrauch, den Trinkwarmwasserverbrauch und die Zirkulation installiert und an diversen Stellen wurden Anlagentemperaturen und Volumenströme gemessen. Darüber hinaus wurden die Ausgangssignale aus den beiden Regelungen für Ventile, Pumpen und den Kessel aufgezeichnet.

Die nachfolgende Tabelle 39 zeigt alle gemessenen Temperaturen (S), aufgezeichneten Ausgangssignale (A) und installierten Wärmemengenzähler.

Messeinrichtungen Olbersstraße

Gerät 1	
Sensor	**Bezeichnung**
S1	Heizkreis 1 Vorlauf
S2	Heizkreis 2 Vorlauf
S5	Kessel
S6	Kesselrücklauf
S9	Abgastemperatur
S10	Außentemperatur

Gerät 2	
Sensor	**Bezeichnung**
S1	Pufferspeicher 1 oben (Warmwasser-Austritt)
S2	Warmwasser
S3	Speicherreferenz (Pufferspeicher 2 unten)
S4	Warmwasser PWU Rücklauf
S5	Solarvorlauf sekundär
S6	Solarrücklauf sekundär
S7	Solarvorlauf primär
S8	Kollektor
S9	Pufferspeicher 1 unten
S10	Heizkreisrücklauf
S11	Zirkulationsrücklauf
S12	Heizkreisvorlauf
S13	Zirkulationsweiche
S14	Kesselrücklauf aus Pufferspeicher
S15	Volumenstrom Solar sekundär
S16	Volumenstrom Warmwasser

weitere Messeinrichtungen Olbersstraße

Art	Nr.	Bezeichnung
WMZ	1	Kessel
WMZ	2	Raumheizung
WMZ	3	Warmwasser
WMZ	4	Zirkulation
WMZ	5	Kollektorkreis
manuell		Gaszähler

A1	Ladepumpe Zirkulationsweiche
A2	Pumpe Warmwasser
A3	Pumpe Heizkreis aus Pufferspeicher
A5	Pumpe Zirkulation
A6	Solarkreispumpe primär
A7	Solarkreispumpe sekundär
A8/A9	Mischer Heizungsunterstützung
A10	Ausgleichspumpe
A12	Anforderung Brenner
A13	Ladepumpe Pufferspeicher

Tabelle 39 Übersicht Messeinrichtungen Feldanlage 10 Olbersstraße

Im Rahmen des Projektes wurden keine zusätzlichen Messpunkt installiert.

4.10.4 Messwerte

Die Anlage wurde nach Inbetriebnahme im Sommer 2006 zwei Jahre von der Firma Solvis messtechnisch untersucht und Verbesserungen vorgenommen. Die aus dieser Zeit aufgenommenen Messwerte liegen der Ostfalia vor.

Des Weiteren wurden von der MSV die monatlichen Zählerstände aller fünf installierten Wärmemengenzähler beginnend im Oktober 2006 zur Auswertung zur Verfügung gestellt. Ferner wurde bei regelmäßigen Besichtigungen der Anlage durch die Ostfalia während der Projektlaufzeit Zählerstände von Gas- und Wärmemengenzähler notiert.

Standort	Kessel	Kollektorkreis	Raumheizung	Warmwasser	Zirkulation
Zählerstand	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
01.02.2011	236,49	6,88	188,34	12,08	33,07
01.03.2011	273,60	7,03	218,83	13,39	35,99
01.04.2011	306,26	7,53	245,60	15,03	39,67
01.05.2011	324,99	8,84	260,23	16,81	42,50
01.06.2011	338,80	10,33	270,31	18,47	45,32
01.07.2011	345,77	11,65	273,85	19,92	48,15
01.08.2011	354,15	12,45	278,18	21,37	51,11
01.09.2011	361,37	13,38	281,68	22,75	54,04
23.09.2011	368,21	13,95	285,55	23,87	56,10
01.10.2011	371,96	14,30	288,37	24,29	56,80
01.11.2011	398,25	14,85	309,84	25,89	59,65
22.11.2011	421,88	14,91	329,50	27,13	61,74
30.11.2011	430,77	14,92	336,89	27,58	62,52
01.12.2011	431,48	14,92	337,50	27,63	62,58
01.01.2012	468,54	14,92	368,50	29,49	65,70

Tabelle 40: Feldanlage 10 Olbersstraße, Messwerte 2011

Tabelle 40 zeigt die Wärmemengenzählerdaten des Jahres 2011.

Für die Außentemperatur und die Sonnenscheindauer wurde die Daten der Wetter-Station Hannover-Langenhagen (Deutscher Wetterdienst) herangezogen.

Eine Auswertung der Solarerträge des gesamten Messzeitraumes Anfang 2007 bis Ende 2011 zeigt Abbildung 105. Das Jahr 2010 liegt aufgrund sehr geringer Sonnenscheindauern unter allen anderen Werten.

Es ist zu erkennen, dass der Ertrag der übrigen vier Jahre trotz relativ gleich vieler Sonnenstunden abnehmend ist.

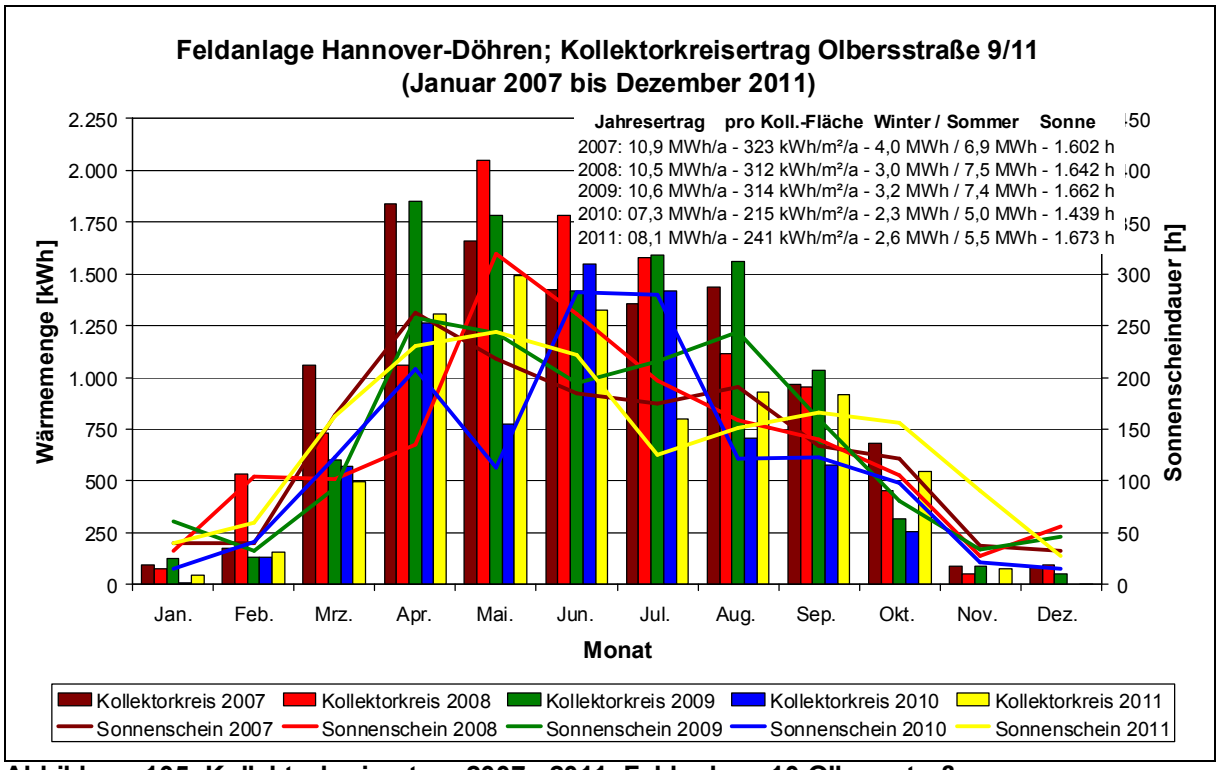


Abbildung 105: Kollektorkreisertrag 2007 - 2011, Feldanlage 10 Olbersstraße

4.10.5 Energieanalyse aus dem Verbrauch EAV

In der nachfolgenden Abbildung 106 sind die mittleren monatlichen Leistungen für Raumheizung, Zirkulation, Trinkwarmwasser und Kollektorkreisertrag über der Außentemperatur aufgetragen.

Die Heizgrenztemperatur (Schnittpunkt x-Achse mit Ausgleichsgeraden der Winter) liegt bei 19,5 °C. Der Wert ist verglichen mit anderen Gebäuden sehr hoch und zeigt an, dass noch fast bis in den Sommer hinein Heizwärme abgenommen wird. Ein Grund kann der hohe Altersdurchschnitt der Bewohner und damit eine erhöhte Raumtemperatur sein.

Der aus der Energieanalyse aus dem Verbrauch (E-A-V) ermittelte spezifische Wärmverlust des Gebäudes liegt mit 2,01 W/m²/K sehr hoch. Der Grund hierfür dürfte der energetische Zustand des nicht modernisierten Baukörpers sein.

Die Gebäudeheizlast, bestehend aus Transmissions- und Lüftungswärmeverlusten, beträgt bei einer Auslegungstemperatur von -14 °C für Hannover (Raumtemperatur 20 °C) ca. 92 kW. Dies entspricht der eigentlich notwendigen maximalen Kesselleistung. Somit ist der jetzt installierte Kessel mit fast 203 kW Nennleistung deutlich überdimensioniert.

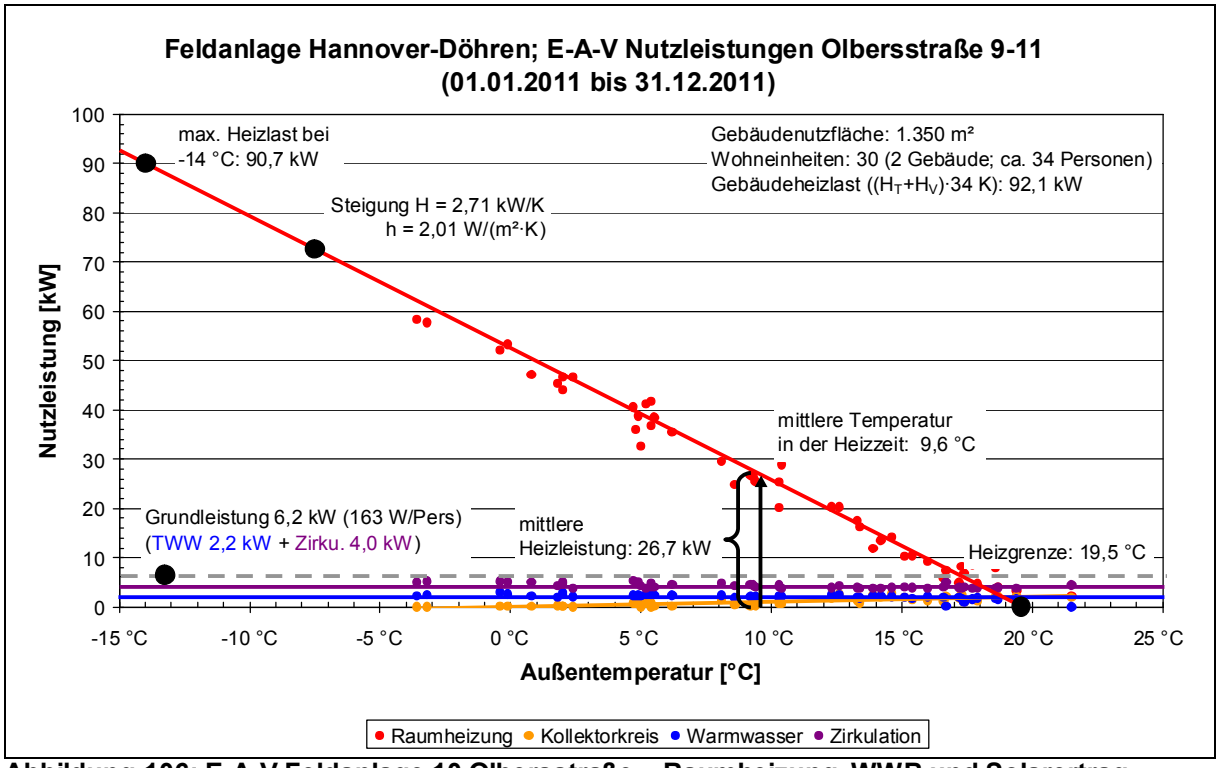


Abbildung 106: E-A-V Feldanlage 10 Olbersstraße – Raumheizung, WWB und Solarertrag

Die Grundleistung bestehend aus dem Trinkwarmwasserverbrauch und der Zirkulationsverlusten, beträgt 6,2 kW. Der personenbezogene Wert ist mit 162 W/Pers/a leicht überdurchschnittlich. Die Grafik zeigt, dass die Zirkulationsleistung deutlich über der Nutzleistung für Trinkwarmwasser liegt. Es ergibt sich etwa ein Verhältnis von 2:1.

Solarthermie

Die in das Diagramm informativ eingetragene mittlere Leistung des Kollektorkreises erreicht im Sommer knapp die Nutzleistung der Trinkwarmwasserbereitung, reicht jedoch bei weitem nicht an die Grundleistung heran. Im Sommer ergibt sich etwa ein Drittel solare Deckung.

Energieanalyse des Kessels

Für den Kessel liegen sowohl Zählerstandswerte des Gaszählers als auch des Wärmemengenzählers hinter dem Kessel vor. Allerdings sind die Ablesezeitpunkte jeweils unterschiedlich, so dass keine exakte Zuordnung von Gas- zu Wärmemengen möglich ist. Eine Auftragung der zugeführten über der abgeführten Leistung des Kessels ist somit nicht möglich.

Trotz Genauigkeitsverlustes werden daher zunächst Gas- und Wärmeleistung aller verfügbaren Messzeiträume von 2006 bis 2011 über der Außentemperatur aufgetragen – siehe Abbildung 107. Die Ausgleichsgeraden beider Messreihen werden bestimmt. Es liegen damit die Leistung des Sockels (Messwerte über 19°C), die Heizgrenze und die Steigung (Messwerte unter 12°C) vor.

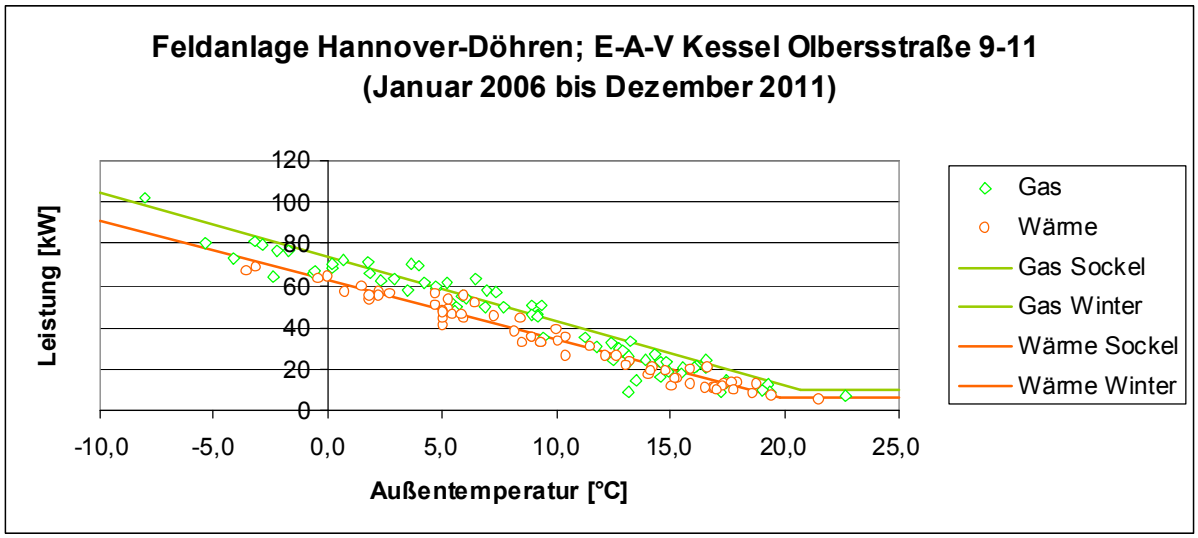


Abbildung 107: E-A-V Feldanlage 10 Olbersstraße – Erzeugeranalyse

Für die beiden Messreihen ergeben sich als absolute Werte:

Gas (**Abbildung 107** – grün):

Sockelleistung: 9,6 kW
Heizgrenze: 20,7 kW
Verlustkoeffizient: 3,092 kW/K
Achsenabschnitt: 73,47 kW

Wärme (**Abbildung 107** – rot):

Sockelleistung: 6,4 kW
Heizgrenze: 19,8 kW
Verlustkoeffizient: 2,850 kW/K
Achsenabschnitt: 63,67 kW

Die aus der Grafik in Abbildung 107 ermittelten Kennwerte werden anschließend mit der Kesselnennwärmeleistung von 203,2 kW normiert, d.h. durch diese dividiert. Es ergeben sich:

Gas:

normierte Steigung:

$$\frac{3{,}092\text{kW/K}}{203{,}2\text{kW}} = 0{,}0152\frac{1}{\text{K}}$$

normierter Achsenabschnitt:

$$\frac{(73{,}47 - 9{,}6)\text{kW}}{203{,}2\text{kW}} = 0{,}314$$

Wärme:

normierte Steigung:

$$\frac{2{,}850\text{kW/K}}{203{,}2\text{kW}} = 0{,}0140\frac{1}{\text{K}}$$

normierter Achsenabschnitt:

$$\frac{(63{,}67 - 6{,}4)\text{kW}}{203{,}2\text{kW}} = 0{,}277$$

Durch den Koeffizientenvergleich lassen sich die Kennwerte der Kesselanalyse bestimmen:

$$\text{Steigung} = \frac{0{,}0152}{0{,}0140} = 1{,}085$$

$$\text{Verschiebung} = 0{,}314 - \text{Steigung} \cdot 0{,}277 = 0{,}0138$$

Trägt man die normierte Gasleistung über der normierten Wärmeleistung des Kessels auf, ist die entstehende Gerade um 0,0138 nach oben verschoben und weist eine Steigung von 1,085 auf. Die Steigung im Bild ist ein Maß für die Effizienz der Energieumwandlung, die Parallelverschiebung für die Wärmeverluste über die Kesseloberfläche.

Aus Steigung und Parallelverschiebung der Geradengleichung lassen sich folgende Kennwerte des Kessels im Betrieb ableiten:

- mittlerer Kesselwirkungsgrad: $\eta_K = \frac{1}{\text{Verschiebung} + \text{Steigung}} = \frac{1}{1{,}085 + 0{,}0138} = 0{,}910$
- mittlerer Bereitschaftsverlust $q_B = \frac{\text{Verschiebung}}{\text{Verschiebung} + \text{Steigung}} = \frac{0{,}0138}{1{,}085 + 0{,}0138} = 0{,}013$

Beide Werte liegen im unteren Projektdurchschnitt. Die Kennwerte passen zum Jahresnutzungsgrad von 85,5%. Dieser ist – verglichen mit den anderen Projektkesseln – ebenfalls etwas geringer als der Durchschnitt anderer Brennwertkessel. Dies wird darauf zurückgeführt, dass der Kessel ein Niedertemperaturkessel mit nachgeschaltetem Abgaswärmeübertrager ist.

4.10.6 Jahresbilanzen und Kennwerte

Für die Bewertung der Anlagentechnik wird die zugeführte Wärmemenge dem Nutzen gegenübergestellt. Aus der Differenz der beiden Werte ergibt sich der Verlust der Anlage. Betrachtet wird das Kalenderjahr 2011 (Messzeitraum 01.01.2011 bis 31.12.2011).

Die zugeführte Energiemenge setzt sich aus dem Gasverbrauch und dem Kollektorkreisertrag zusammen. Insgesamt wurden der Liegenschaft 327,8 MWh/a zur Verfügung gestellt.

Q_{zu} zugeführte Energiemenge [kWh/a]
Q_{Gas} Gasverbrauch [kWh/a]
Q_{KK} Kollektorkreisertrag [kWh/a]

$$Q_{zu} = Q_{Gas} + Q_{KK}$$

$$Q_{zu} = 319.712\,\text{kWh/a} + 8.091\,\text{kWh/a}$$

$$\underline{\underline{Q_{zu} = 327.803\,\text{kWh/a}}}$$

Nachfolgend werden die Messwerte für die Raumheizung (RH) mit Hilfe der E-A-V (siehe Abbildung 106) und für das Trinkwarmwasser (TWW) überprüft.

Q_{RH} Wärmemenge für Raumheizung [kWh/a]
H Verlustkoeffizient [kW/K]
G Heizgradtage für die Station Hannover-Langenhagen [Kd/a]
t Zeit [h/d]

$$Q_{RH} = H \cdot G \cdot t$$

$$Q_{RH} = 2{,}71\,\text{kW/K} \cdot 3.219\,\text{Kd/a} \cdot 24\,\text{h/d}$$

$$\underline{\underline{Q_{RH} = 209.364\,\text{kWh/a}}}$$

Die Wärmemenge für die Raumheizung berechnet mit Hilfe der E-A-V beträgt 209,3 MWh/a und liegt damit im Bereich des Messwertes von 214,9 MWh/a. Für die weiteren Berechnungen wird der Messwert verwendet. Auf die Nutzfläche von 994 m² bezogen, liegt der Verbrauch bei 159,2 kWh/(m²a). Dieser Wert ist als sehr hoch einzuschätzen.

Eine Überprüfung der Wärmemenge für das TWW ist nicht möglich, da die gezapfte Menge für 2011 nicht bekannt ist.

Somit wird für weitere Berechnungen der Messwert von 18.927 kWh/a verwendet. Bei einer Bewohnerzahl von 34 Personen ergibt dies einen personenbezogenen Wert von 557 kWh/(P a). Der Messwert liegt damit etwas unter dem durchschnittlichen Kennwert von 650 kWh/(P a) [IWU 97]. In Anbetracht der älteren Bewohnerstruktur ist der Wert im Rahmen realistischer Werte.

Als gesamter Nutzen werden die Messwerte der Raumheizung (214,9 MWh/a) und des Trinkwarmwassers (18,9 MWh/a) verwendet.

$$Q_{Nutz} = Q_{RH} + Q_{TWW}$$
$$Q_{Nutz} = 214.872\,kWh/a + 18.927\,kWh/a$$
$$\underline{\underline{Q_{Nutz} = 233.799\,kWh/a}}$$

Die Anlagenverluste bestehend aus Kessel-, Speicher- und Zirkulationsverlusten berechnen sich wie folgt:

Q_V Anlagenverluste

$$Q_V = Q_{zu} - Q_{Nutz}$$
$$Q_V = 327.803\,kWh/a - 233.799\,kWh/a$$
$$\underline{\underline{Q_V = 94.004\,kWh/a}}$$

Mit 94,0 MWh/a bzw. auf die Nutzfläche bezogen von 69,6 kWh/(m²a), liegt dieser Wert sehr hoch.

Jahresenergiebilanz als Energieflussbild und Balkendiagramm

Nachfolgend sind alle Mess- und Berechnungswerte in einem Energieflussdiagramm (absolute Werte) und einem Balkendiagramm mit Energiezu- und Abflüssen (bezogen auf die beheizte Fläche) dargestellt.

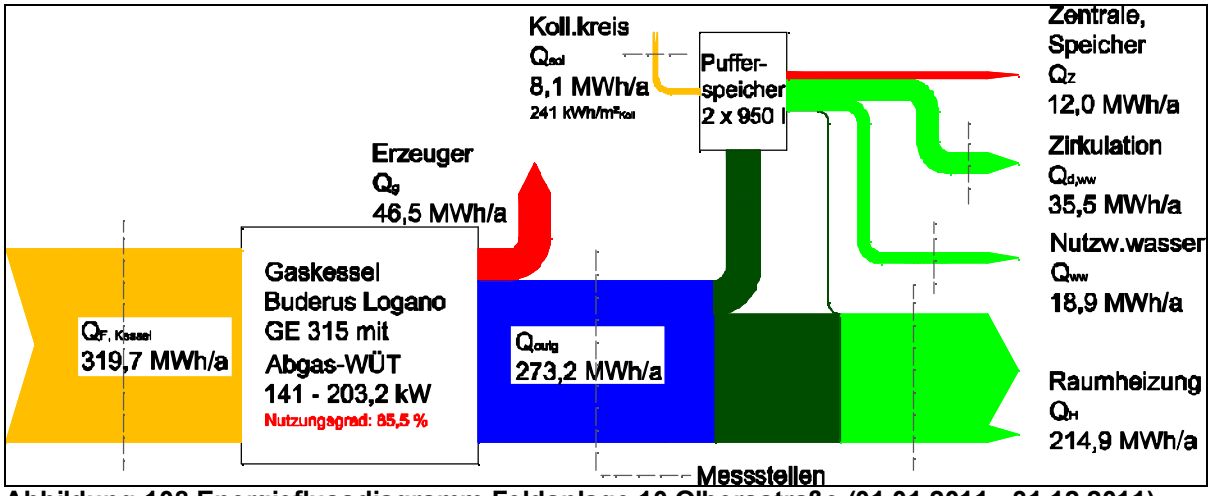


Abbildung 108 Energieflussdiagramm Feldanlage 10 Olbersstraße (01.01.2011 - 31.12.2011)

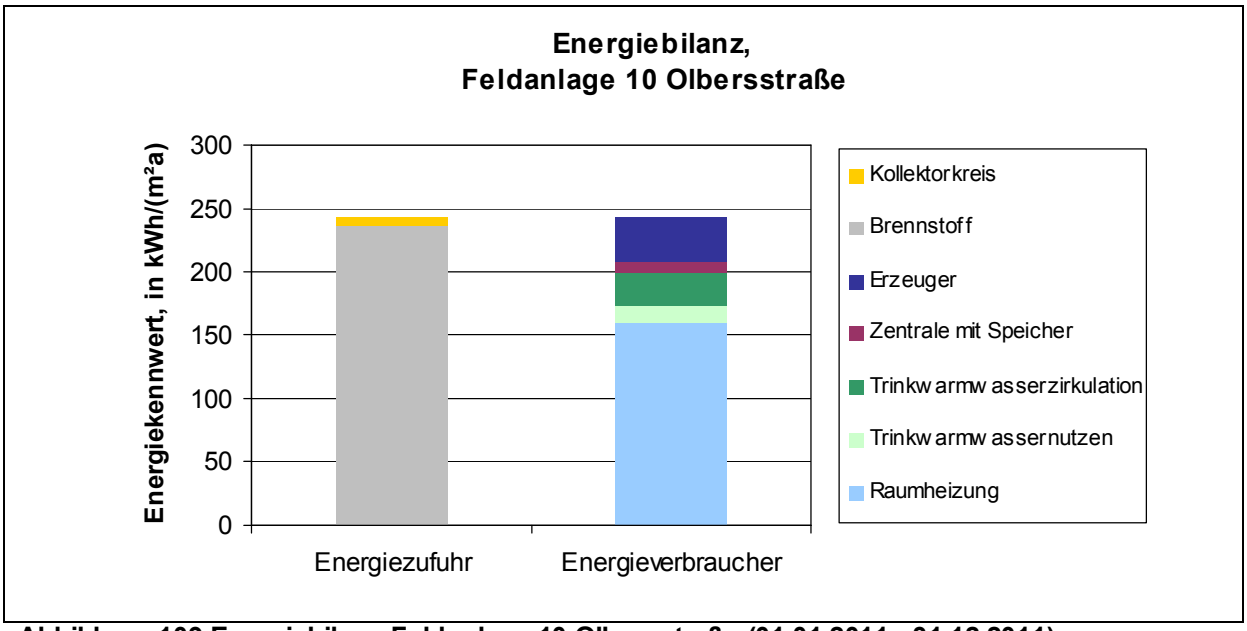


Abbildung 109 Energiebilanz Feldanlage 10 Olbersstraße (01.01.2011 - 31.12.2011)

Die Kesselverluste sind mit 46,6 MWh/a als hoch anzusehen. Der Kesselnutzungsgrad beträgt nur 85,4 % - das ist ein unterdurchschnittlicher Wert. Die Verluste der Zentrale mit den Speichern betragen laut Messung 12,0 MWh/a.

In der nachfolgenden Grafik sind die monatlichen Speicher- und Verteilverluste für die Jahre 2008 bis 2011 aufgetragen. Zusätzlich sind die monatlichen Außentemperaturen zu sehen.

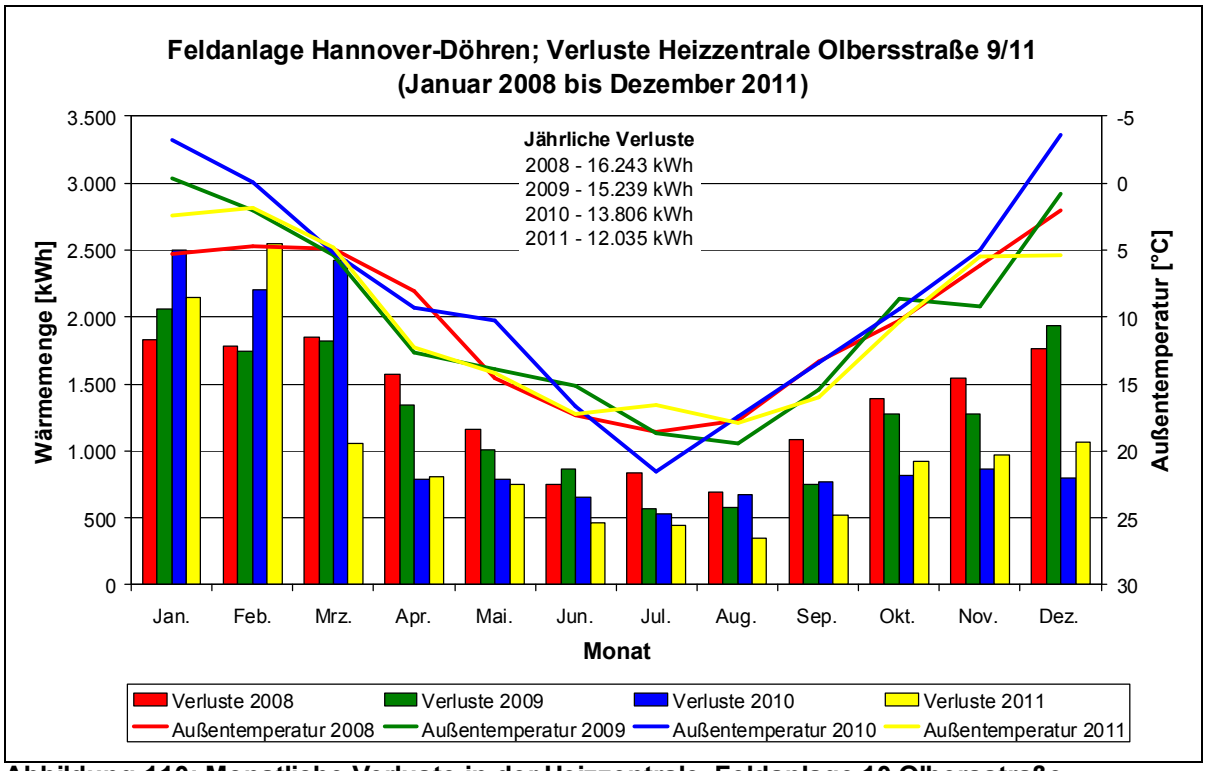


Abbildung 110: Monatliche Verluste in der Heizzentrale, Feldanlage 10 Olbersstraße

Es ist zu erkennen, dass in den Monaten April bis Dezember der Jahre 2010 und 2011 die monatlichen Verluste deutlich niedriger sind, als in den Jahren 2008 und 2009. Die Verluste der Heizzentrale werden in den nachfolgenden Kapiteln näher besprochen.

4.10.7 Thermographie der Heizzentrale

Um eine bessere Einschätzung der Wärmeverluste der Heizzentrale vornehmen zu können, wurden zum einen Oberflächentemperaturen von Komponenten gemessen. Darüber hinaus wurde am 20.01.2010 eine Thermographie der Heizzentrale durchgeführt. Nachfolgende Abbildungen zeigen daraus 4 beispielhafte Aufnahmen wichtiger Komponenten.

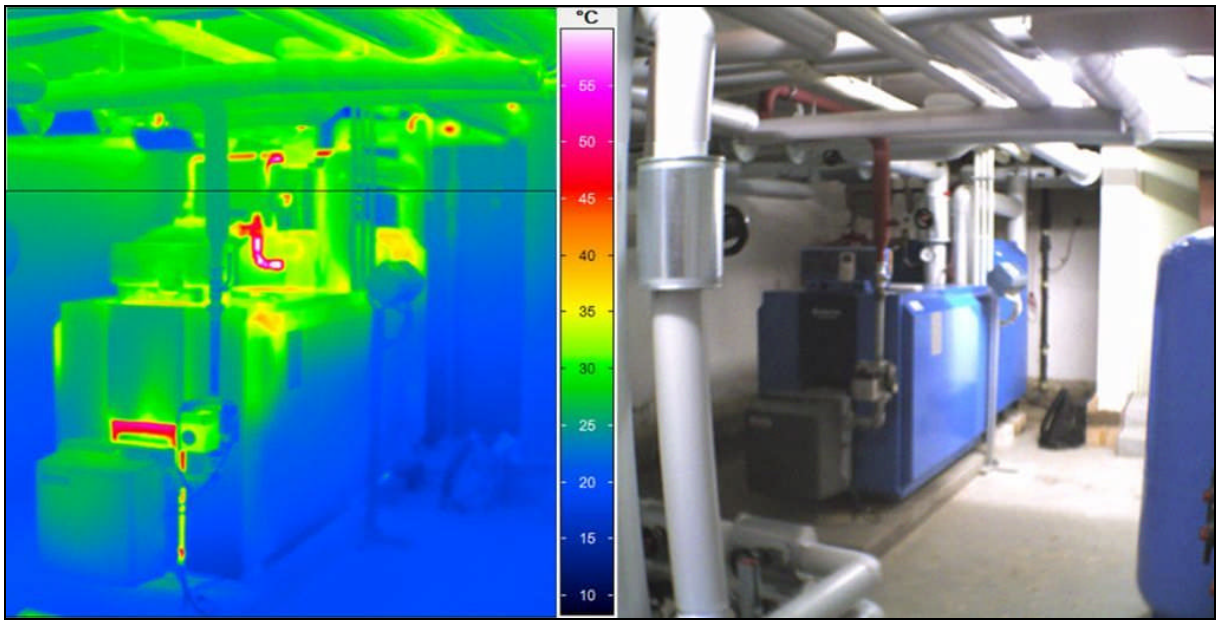


Abbildung 111: Thermografie Kessel, Feldanlage 10 Olbersstraße

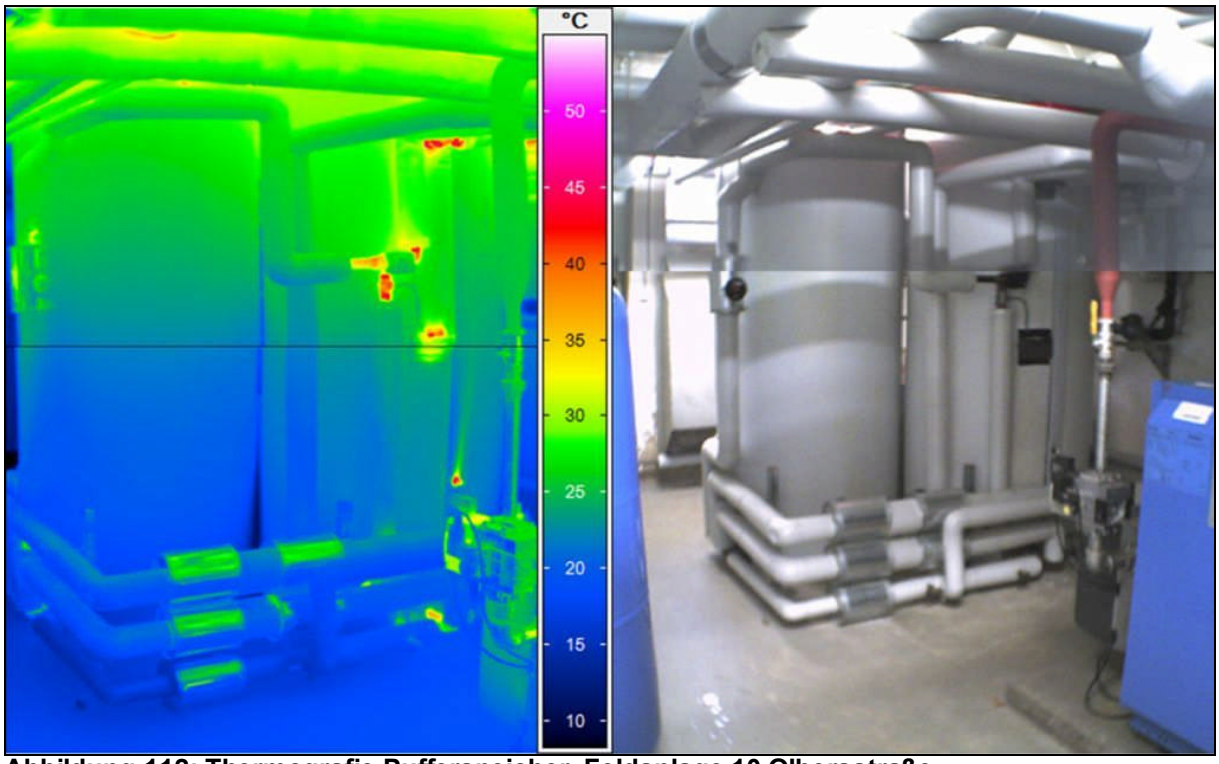


Abbildung 112: Thermografie Pufferspeicher, Feldanlage 10 Olbersstraße

Armaturen, Pumpen und Messgeräte sind als Wärmebrücken zu erkennen. Darüber hinaus ist zu sehen, dass der gesamte Raum oben wärmer als unten ist. Die Raumtemperatur liegt zwischen 15 und 30°C – bei einer mittleren Außentemperatur von 0,6°C.

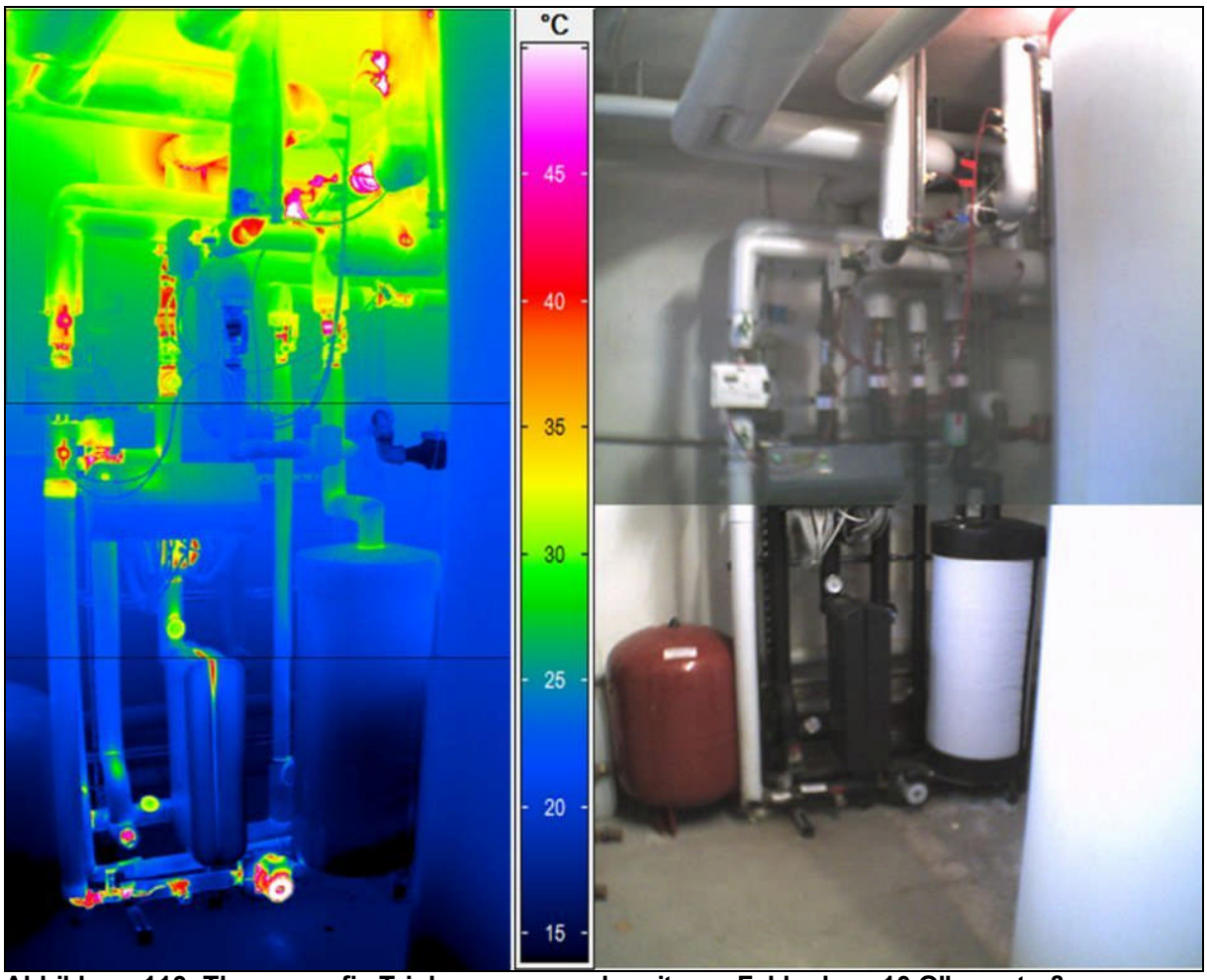


Abbildung 113: Thermografie Trinkwarmwasserbereitung, Feldanlage 10 Olbersstraße

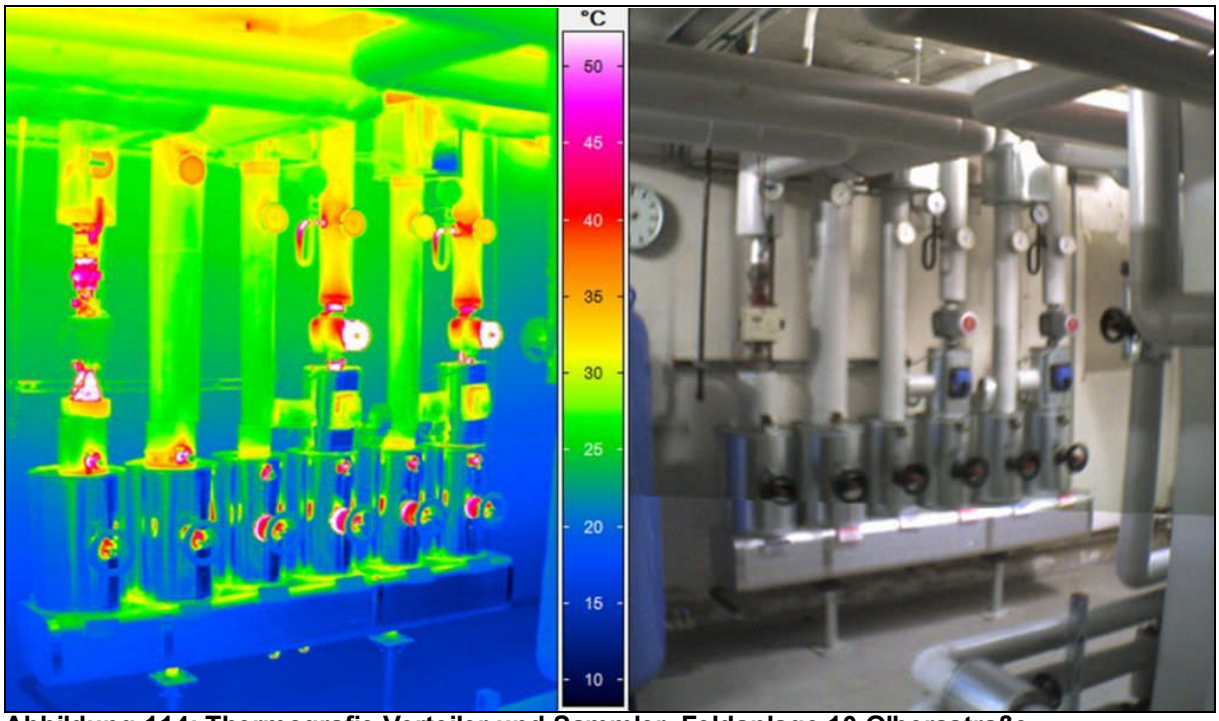


Abbildung 114: Thermografie Verteiler und Sammler, Feldanlage 10 Olbersstraße

4.10.8 Detailauswertung Verluste der Heizzentrale

In der Tabelle 41 sind alle zur Bestimmung der Heizzentrale relevanten Messwerte der Wärmemengenzähler für die Jahre 2007 bis 2011 aufgeführt. Aus der Wärmezufuhr und der Wärmeabgabe an die Verbraucher resultiert der Verlust der Heizzentrale als Differenz.

	2007	2008	2009	2010	2011
Kessel [MWh]	294,5	292,3	276,4	313,6	273,2
Solar [MWh]	10,9	10,5	10,6	7,3	8,1
Raumheizung [MWh]	226,0	228,5	214,1	253,0	214,9
Trinkwarmwasser [MWh]	17,5	18,9	19,2	15,1	18,9
Zirkulation [MWh]	45,9	39,1	38,5	38,9	35,5
Verluste Heizzentrale [MWh]	16,0	16,3	15,2	13,8	12,0

Tabelle 41: Jahresmesswerte der WMZ in der Olbersstraße Hannover

Auffällig ist, dass die Verluste in den Jahren 2007 bis 2009 nahezu konstant sind. Im Vergleich zum Jahr 2011 aber um etwa 1/3 höher liegen. Nachfolgend werden für das Jahr 2008 die Verluste in der Heizzentrale berechnet.

Die Wärmeverluste der Heizzentrale betrugen 2009 ca. 15,2 MWh/a. Um diesen Wert zu überprüfen, werden zwei unterschiedliche Bilanzen aufgestellt. Es wird die Heizlast der Heizzentrale berechnet und zusätzlich die Wärmeverluste der Verrohrung und der Speicher.

Heizlast

Die Heizlast setzt sich aus den Wärmeverlusten durch Transmission (H_T) und Lüftung (H_L) zusammen. Für die Berechnung der Heizlast müssen vorab einige grundlegende Festlegungen getroffen werden:

t_{Raum} 17 °C gemessen bei Vor-Ort-Termin; als konstant angenommen
t_{Keller} 12 °C Annahme für die benachbarten unbeheizten Kellerräume
$t_{Wohnung}$ 20 °C Annahme für die Wohnung oben
$t_{außen}$ 10,1°C Mittelwert über den gesamten Messzeitraum 2009 aus Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstens für den Standort Hannover-Langenhagen
$t_{Erdreich}$ 10 °C Annahme

Transmissionswärmeverlust

Die Transmissionswärmeverluste berücksichtigen die Verluste über die wärmeübertragende Hüllfläche des Heizraums und werden mit folgender Gleichung bestimmt:

H_T Verlustkoeffizient Transmission, in kW/K
U_i U-Wert von Bauteil in W/(m²·K)
A_i Fläche von Bauteil in m²

$$H_T = \sum_{i=1}^{n} U_i \cdot A_i$$

Die Berechnung des Transmissionswärmeverlustkoeffizienten erfolgt mit Excel. Die Ergebnisse können der Tabelle 42 entnommen werden. Der Transmissionswärmeverlustkoeffizienten beträgt für die Heizzentrale 191,7 W/K. Dies entspricht etwa dem Wert der gesamten Gebäudeverluste von zwei neuen Einfamilienhäusern.

WR	Bauteil	Fläche	Temperatur-korrekturfaktor	U - Wert	Wärmeverlustko-effizient
		A_{Netto}	f_k	U	H_T
		[m²]		[W / m² K]	[W / K]
Nord	Innenwand 56 cm	20,29	0,72	1,05	15,44
Ost	Innenwand 25 cm	8,82	0,72	1,71	10,93
Ost	Innenwand 13 cm	2,19	0,72	2,30	3,64
Ost	Tür zum Keller	1,76	0,72	6,50	8,29
Süd	Innenwand 13 cm	16,79	0,72	2,30	27,98
West	AW gegen Luft	3,16	1,00	1,46	4,61
West	AW gegen Erdreich	4,02	1,01	1,55	6,32
West	Fenster	0,39	1,00	5,80	2,25
Horizontal	Fußboden	33,12	1,01	3,00	100,80
West	Außentür	1,76	1,00	6,50	11,44
Horizontal	Decke	33,12	-0,43	0,90	-12,96
			Summe:	$H_{T,gesamt}$	**191,7**

Tabelle 42: Berechnung Transmissionswärmeverlustkoeffizient H_T

Lüftungswärmeverlust

Die Lüftungswärmeverluste setzen sich aus der benötigten Verbrennungsluftmenge des Gaskessels und dem natürlichen Luftaustausch in der Heizzentrale zusammen.

Der Lüftungswärmeverlustkoeffizient H_V berechnet sich nach folgender Gleichung:

$\dot{V}_{m,Luft}$ mittlerer stündlicher Luftwechsel in m³/h

$$H_V = \dot{V}_{m,Luft} \cdot 0{,}34 \frac{Wh}{m^3 \cdot K}$$

Die Konstante 0,34 Wh/(m³·K) berechnet sich aus der Dichte (ρ_L) und der spezifischen Wärmekapazität ($c_{P,L}$) der Luft.

Der mittlere stündliche Luftwechsel ergibt sich in erster Näherung aus dem für die Verbrennung notwendigen Luftvolumen für den Kessel. Dieser bezieht die benötigte Verbrennungsluft aus der Heizzentrale. Durch eine Verbrennungsrechnung kann das notwendige Verbrennungsluftvolumen sehr genau bestimmt werden. Aus der vorliegenden Abgasmessung kann über die Abgasbestandteile und deren prozentualen Anteilen der Luftüberschuss λ berechnet werden. Dieser berechnet sich wie folgt:

$v_{min,t}$ trockene Mindestverbrennungsmenge in m³ tA/m³ B
l_{min} Mindestluftbedarf in m³ L/m³ B
O_2^a Sauerstoffanteil im Abgas in %

$$\lambda = 1 + \frac{\upsilon_{min,t}}{l_{min}} \cdot \frac{O_2^a}{0{,}21 - O_2^a}$$

Für den verwendeten Brennstoff Erdgas L ergeben sich aus den Bestandteilen des Gases für die einzusetzenden Parameter folgende Werte:

$v_{min,t}$ = 9,5283 m³ tA/m³ B
l_{min} = 8,4143 m³ L/m³ B

Der überschüssige Sauerstoffgehalt im Abgas beträgt laut Abgasmessung O_2^a = 7,0 %. Mit der oben genannten Gleichung, kann der Luftüberschuss λ bestimmt werden:

$$\lambda = 1 + \frac{9{,}5283\,\frac{m^3\ tA}{m^3\ B}}{8{,}4143\,\frac{m^3\ L}{m^3\ B}} \cdot \frac{0{,}07}{0{,}21 - 0{,}07} = 1{,}57$$

Mithilfe des nun bekannten Luftüberschusses und dem Brennstoffverbrauch (V_b) für das Jahr 2009 von ca. 33.700 m³, kann das in die Heizzentrale geführte Verbrennungsluftvolumen V_{Luft} bestimmt werden:

$$V_{Luft} = \lambda \cdot l_{min} \cdot V_b$$

$$V_{Luft} = 1{,}57 \cdot 8{,}4143\,\frac{m^3L}{m^3B} \cdot 33\,700\,m^3B$$

$$\underline{\underline{V_{Luft} = 444\,113\,m^3L}}$$

Damit ergibt sich ein Verbrennungsluftvolumen von 444 113 m³. Unter der Berücksichtigung des Messzeitraums kann ein stündlicher Luftwechsel berechnet werden:

$$\dot{V}_{m,Luft} = \frac{V_{Luft}}{b_{mess}} = \frac{444\,113\,m^3}{8760\,h}$$

$$\underline{\underline{\dot{V}_{m,Luft} = 50{,}7\,\frac{m^3}{h}}}$$

Dieser Luftvolumenstrom entspricht einem Luftwechsel von ca. 0,62 h^{-1} für die Heizzentrale. Der mittlere stündliche Luftwechsel wird auf Grund natürlicher Luftzirkulation etwas höher angenommen. Es wird mit einem Jahreswert von 1,0 h^{-1} gerechnet.

Der Lüftungswärmeverlustkoeffizient für die Heizzentrale kann nun ermittelt werden:

$$H_V = \dot{V}_{m,Luft} \cdot 0{,}34\,\frac{Wh}{m^3 \cdot K}$$

$$H_V = 1{,}0\,\frac{1}{h} \cdot 81{,}14\,\frac{m^3}{h} \cdot 0{,}34\,\frac{Wh}{m^3 \cdot K}$$

$$\underline{\underline{H_V = 27{,}59\,\frac{W}{K}}}$$

Mit dem Lüftungswärme- und Transmissionswärmeverlustkoeffizienten kann nun unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen der gesamte durch die Heizlast verursachte Verlust Q_{HL} berechnet werden:

$$Q_{HL} = (H_T + H_V) \cdot \Delta t \cdot b_{mess}$$

$$Q_{HL} = \left(191{,}7\,\frac{W}{K} + 27{,}59\,\frac{W}{K}\right) \cdot (17\,°C - 10{,}1\,°C) \cdot 8760\,\frac{h}{a}$$

$$\underline{\underline{Q_{HL} = 13.255\,\frac{kWh}{a}}}$$

Die Verluste der Heizzentrale durch Transmission und Lüftung betragen im Jahr 2009 somit ca. 13,3 MWh/a. Bei 18°C Raumtemperatur ergeben sich 15,4 MWh/a; bei 16°C ergeben sich 11,1 MWh/a.

Verluste Pufferspeicher und Verrohrung

Um die Wärmeabgabe der Pufferspeicher und der Verrohrung über Konvektion an die Heizzentrale bestimmen zu können, wurden vor Ort die Oberflächentemperaturen der Pufferspeicher und der Rohrleitungen an verschiedenen Stellen gemessen und jeweils ein Mittelwert berechnet. Diese gemittelten Werte werden für das gesamte Jahr als konstant angenommen.

Des Weiteren wurde die Raumtemperatur gemessen und ebenfalls als konstant für das ganze Jahr angesetzt. Ferner wurden die jeweiligen Wärmeübergangskoeffizienten (α) der einzelnen Oberflächen mithilfe der gemessenen Temperaturdifferenzen bestimmt.

Pufferspeicher

Aus den geometrischen Daten der beiden Pufferspeicher, der Berechnung des Wärmeübergangskoeffizienten für die Speicher α_{PS} und der ermittelten Temperaturdifferenz, können die Speicherverluste ($Q_{d,PS}$) berechnet werden.

Die Abmessungen der beiden Speicher sind identisch:

Durchmesser:	1,03 m	inkl. Dämmung
Höhe:	2,20 m	inkl. Dämmung
Fläche (A_{PS}):	7,12 m²	

Die Oberflächentemperatur wurde jeweils an vier Punkten im oberen, im mittleren und im unteren Bereich des "warmen" Speichers gemessen, gemittelt und ebenfalls für den zweiten Speicher als konstant angenommen.

$$Q_{d,PS} = \alpha_{PS} \cdot A_{PS} \cdot \Delta t \cdot b_{Mess} \cdot z$$

$$Q_{d,PS} = 2{,}989 \frac{W}{m^2 \cdot K} \cdot 7{,}12\,m^2 \cdot (27\,°C - 17\,°C) \cdot 8760 \frac{h}{a} \cdot 2$$

$$\underline{\underline{Q_{d,PS} = 3\,728{,}5 \frac{kWh}{a}}}$$

Die Verluste beider Pufferspeichers durch Konvektion betragen ca. 3 700 kWh/a.

Verteilleitungen in der Zentrale

Alle Rohrleitungen, die zwischen den Wärmemengenzählern in der Heizzentrale installiert sind, wurden vermessen. An verschieden Stellen jeder Leitung wurde die Oberflächentemperatur gemessen, gemittelt und als konstant für die jeweilige Rohrleitung angenommen. I

n den nachfolgender Tabelle 43 sind alle Rohrleitungen mit den jeweiligen Längen, Querschnitten (inkl. Dämmung), Oberflächentemperaturen und Wärmeübergangskoeffizienten aufgelistet. Zur Orientierung ist in der Abbildung 115 das Anlagenschema mit den farblich gekennzeichneten Rohrleitungen dargestellt.

L1: Kessel - Verteiler/Sammler - Kessel; DN 65					
	Lage	Länge	Ø	Temperatur	α
Vorlauf gedämmt	senkrecht	-	-	29 °C	-
	waagerecht	5,0 m	0,160 m		3,704 W/(m²·K)
Rücklauf ge-dämmt	senkrecht	-	-	28 °C	-
	waagerecht	6,1 m	0,160 m		3,613 W/(m²·K)

L2: Kessel VL zum Pufferspeicher; DN 32					
	Lage	Länge	Ø	Temperatur	α
gedämmt	senkrecht	-	-	29 °C	-
	waagerecht	4,0 m	0,115 m		3,873 W/(m²·K)
nicht gedämmt	senkrecht	-	-	55 °C	-
	waagerecht	0,5 m	0,042 m		6,267 W/(m²·K)

L3: Kessel VL über A9 zum Kessel RL; DN 32					
	Lage	Länge	Ø	Temperatur	α
gedämmt	senkrecht	-	-	29 °C	-
	waagerecht	3,5 m	0,115 m		3,873 W/(m²·K)
nicht gedämmt	senkrecht	-	-	60 °C	-
	waagerecht	0,3 m	0,042 m		6,474 W/(m²·K)

L4: von A9 über A8 zum Speicher; DN 32					
	Lage	Länge	Ø	Temperatur	α
gedämmt	senkrecht	1,8 m	0,115 m	28 °C	3,345 W/(m²·K)
	waagerecht	2,2 m	0,115 m		3,780 W/(m²·K)

L5: von A8 zum Fühler RL WMZ Q3; DN 32					
	Lage	Länge	Ø	Temperatur	α
gedämmt	senkrecht	2,0 m	0,115 m	26 °C	3,138 W/(m²·K)
	waagerecht	3,1 m	0,115 m		3,573 W/(m²·K)

L6: Abzweig A8/Fühler RL WMZ Q3 - Speicher; DN 32					
	Lage	Länge	Ø	Temperatur	α
gedämmt	senkrecht	1,0 m	0,115 m	28 °C	3,466 W/(m²·K)
	waagerecht	1,0 m	0,115 m		3,780 W/(m²·K)

L7: Kessel RL über A3 zum Speicher; DN 32					
	Lage	Länge	Ø	Temperatur	α
gedämmt	senkrecht	2,5 m	0,115 m	26 °C	3,104 W/(m²·K)
	waagerecht	3,6 m	0,115 m		3,573 W/(m²·K)

L8: Zirkulationsweiche - Abzweig Kessel VL/Speicher; DN 20					
	Lage	Länge	Ø	Temperatur	α
gedämmt	senkrecht	-	-	32 °C	-
	waagerecht	1,5 m	0,080 m		4,358 W/(m²·K)

L9: Speicher - Fühler VL WMZ Q4; DN 32					
	Lage	Länge	Ø	Temperatur	α
gedämmt	senkrecht	0,3 m	0,115 m	36 °C	4,501 W/(m²·K)
	waagerecht	0,8 m	0,115 m		4,407 W/(m²·K)

L10: Solarstation - Speicher - Solarstation; DN 20					
	Lage	Länge	Ø	Temperatur	α
gedämmt	senkrecht	0,5 m	0,080 m	20 °C	2,596 W/(m²·K)
	waagerecht	4,5 m	0,080 m		2,820 W/(m²·K)

L11: Verrohrung zwischen den Speichern; DN 32					
	Lage	Länge	Ø	Temperatur	α
gedämmt	senkrecht	0,5 m	0,115 m	20 °C	2,564 W/(m²·K)
	waagerecht	5,7 m	0,115 m		2,634 W/(m²·K)

Tabelle 43: Leitungslängen, Durchmesser und Temperaturen der Verteilung (Olbersstraße)

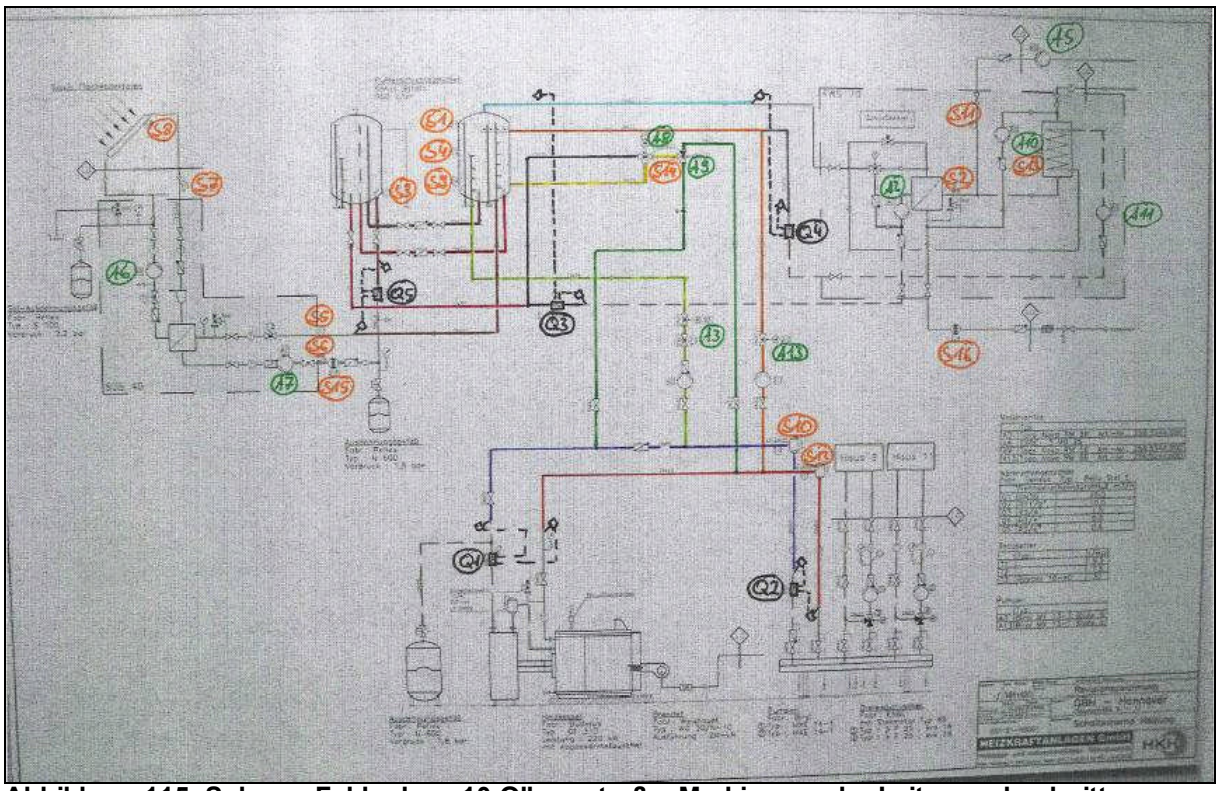


Abbildung 115: Schema Feldanlage 10 Olbersstraße, Markierung der Leitungsabschnitte

Nach der Auswertung aller Berechnungen ergibt sich für die Verteilung eine Verlustleistung durch Konvektion von $\dot{Q}_{d,Rohr}$ = 0,688 kW. Die absoluten Wärmeverluste $Q_{d,Rohr}$ betragen:

$$Q_{d,Rohr} = \dot{Q}_d \cdot b_{Mess} = 0{,}688\,kW \cdot 8760\,\frac{h}{a}$$

$$\underline{\underline{Q_{d,Rohr} = 6\,027{,}6\,\frac{kWh}{a}}}$$

Die gesamten Wärmeverluste der Zentrale berechnen sich aus den Speicherverlusten und den Rohrleitungsverlusten innerhalb der Heizzentrale:

$$Q_Z = Q_{d,PS} + Q_{d,Rohr}$$

$$Q_Z = 3\,728{,}5\,\frac{kWh}{a} + 6\,027{,}6\,\frac{kWh}{a}$$

$$\underline{\underline{Q_Z = 9.756\,\frac{kWh}{a}}}$$

Die Verluste innerhalb der Heizzentrale betragen nach dieser Rechnung jährlich ca. 9,7 MWh/a. Wenn aufgrund der Wärmeverluste der Pumpen, Fittings, Messstellen und anderer Wärmebrücken weitere ca. 30 % Verluste hinzukämen, ergäbe sich ein Wert in der Nähe des Verlustes aus der berechneten Heizlast.

Vergleich

Die Wärmeverluste innerhalb der Heizzentrale betragen aus der Messung für das Jahr 2009 ca. 15,2 MWh/a. Aus den Berechungen der Heizlast und der Rohrleitungsverlusten ergeben sich Verluste von ca. 13,3 MWh/a bzw. ca. 9,7 MWh/a.

Die Differenzen können zum größten Teil auf die getroffenen Annahmen zurückgeführt werden. Hier sind zum Beispiel die als konstant angenommene Raumtemperatur und die Oberflächentemperatur der Rohrleitungen und zusätzlich die Vernachlässigung der Wärmeverluste durch Strahlung zu nennen.

Fazit: die Wärmeverluste der Heizzentrale liegen in der Größenordnung von 10 … 15 MWh/a.

Auswertung der Messdaten März – Dezember 2010

Am 18. März 2010 wurden alle fünf WMZ turnusgemäß ausgetauscht, da die Eichfrist abgelaufen war. Von Anfang Juni bis Anfang August wurden vom WMZ Trinkwarmwasser keine Messdaten aufgezeichnet. Daher bezieht sich die Energiebilanz in Abbildung 116 nur auf den Messzeitraum vom 01.09. bis 01.12.2010.

In den drei betrachteten Monaten wurde ein Verlust in der Heizzentrale von ca. 2,5 MWh gemessen. Bezieht man diesen auf ein Jahr, ergibt sich daraus ein jährlicher Verlust von ca. 10 MWh/a.

Dieser ist im Vergleich zu den Jahren 2007 bis 2009 um ca. 1/3 geringer. Da in der Anlage keine baulichen Veränderungen vorgenommen wurden, muss der Grund hierfür in den Messfehlern (Differenzbildung aus den Hauptwärmemengenzählern) der "alten" bzw. "neuen" WMZ liegen.

Im obigen Abschnitt, wurde für die Heizzentrale eine Heizlastberechung durchgeführt und es wurden die Verluste der Rohrleitungen und Speicher theoretisch bestimmt. Die Berechnungen ergaben einen Wärmeverlust von ca. 10 … 15 MWh/a.

Vergleicht man diese mit den hochgerechneten Verlusten aus dem Messzeitraum 01.09. - 01.12.2010, so ergibt sich eine sehr gute Übereinstimmung. Dies lässt den Schluss zu, dass die neu eingebauten WMZ wahrscheinlich genauere Messwerte liefern als die alten.

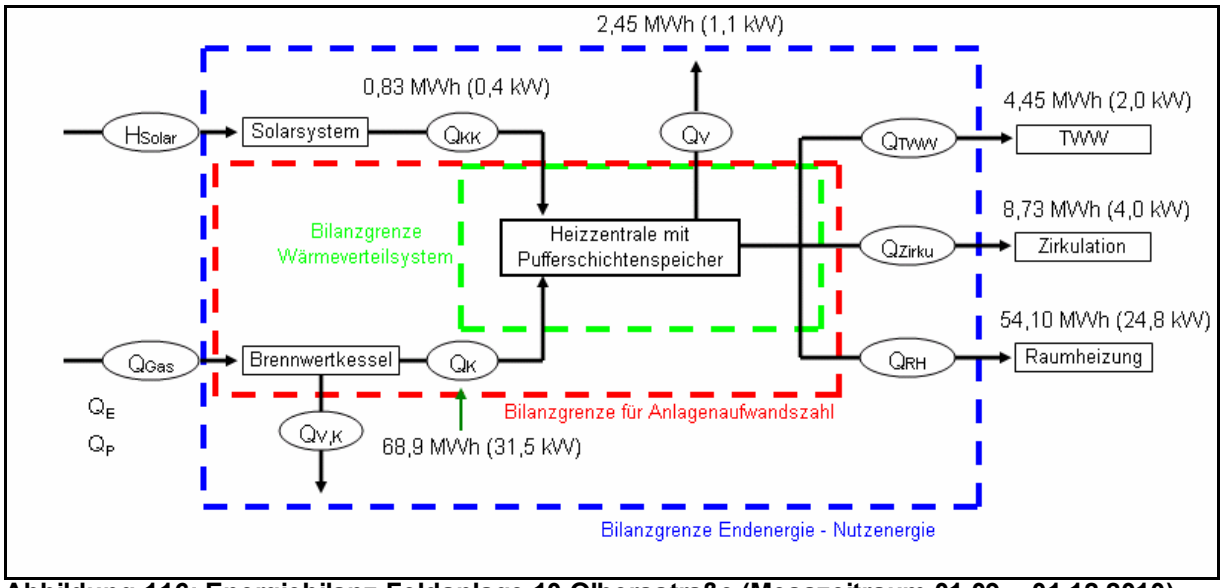


Abbildung 116: Energiebilanz Feldanlage 10 Olbersstraße (Messzeitraum 01.09. - 01.12.2010)

Die Differenz vom berechneten Wert von ca. 10 MWh/a zu den Messwerten der Jahre 2010 (13,8 MWh/a) und 2011 (12,0 MWh/a) kann damit begründet werden, dass die WMZ erst im März 2010 ausgetauscht wurden und so in den ersten zwei Monaten noch die alten Zähler eingebaut waren.

Für 2011 liegt der Grund vermutlich in der Tatsache, dass in der Zeit von Ende Dezember 2010 bis Ende Februar 2011 der Kessel auf Handbetrieb lief und somit eine viel zu hohe Vorlauftemperatur in die Anlage förderte.

4.10.9 Detailauswertung Anlagenoptimierung

Der nachfolgende Abschnitt erläutert die Auswirkungen einer Anlagenoptimierung.

Abkopplung der Speicher im Winter

Aufgrund der sehr hohen Verluste innerhalb der Heizzentrale wurde im Sommer 2010 in einem Gespräch mit dem Betreiber der Anlage, GBH Mieter Service Vahrenheide GmbH (MSV), der Firma Solvis aus Braunschweig und der Ostfalia Hochschule in Wolfenbüttel ein Umbau der Anlage beschlossen.

Es wurde vereinbart, zusätzliche Rohrleitungen und Absperreinrichtungen einzubauen, um die Anlage in der Übergangszeit und im Winter ohne die beiden Pufferspeicher betreiben zu können. Das nachfolgende Anlagenschaubild zeigt die Veränderungen in der Anlage (rot dargestellt).

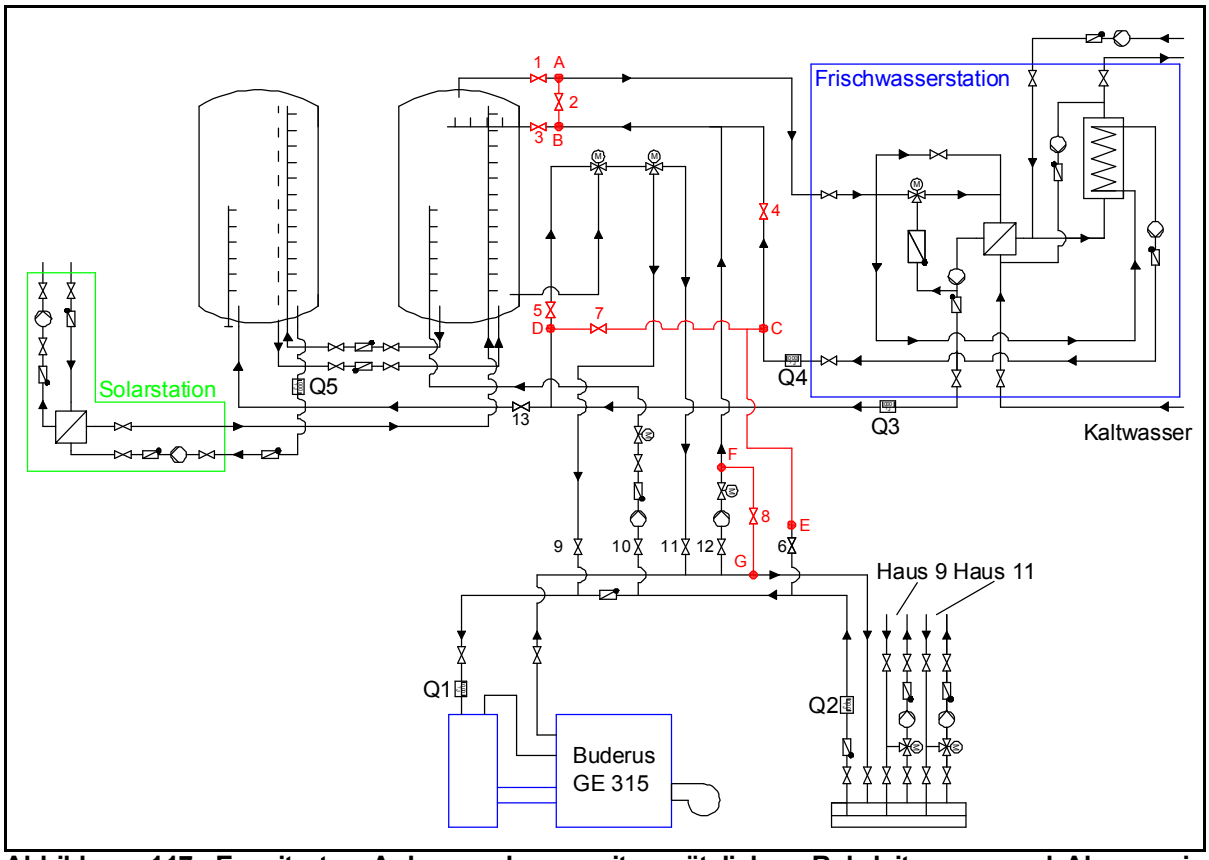


Abbildung 117: Erweitertes Anlagenschema mit zusätzlichen Rohrleitungen und Absperreinrichtungen (rot dargestellt) für den Betrieb ohne Speicher – Feldanlage 10 Olbersstraße

Anfang August 2010 wurde der hydraulische Umbau der Anlage für den Betrieb ohne Pufferspeicher durch die Firma Heizkraftanlagen Hannover (HKH) ausgeführt. Alle zusätzlich eingebauten Absperreinrichtungen und Rohrleitungen (siehe Abbildung 117) wurden gedämmt.

Am 30. November wurde durch einen Mitarbeiter der Firma Solvis die Regelung der Anlage dahingehend geändert, dass auch der regelungstechnische Betrieb der Anlage ohne Pufferspeicher möglich ist. Am gleichen Tag wurde ein dreistündiger Testbetrieb durchgeführt, bei dem es zu keinen Auffälligkeiten in der Anlage kam.

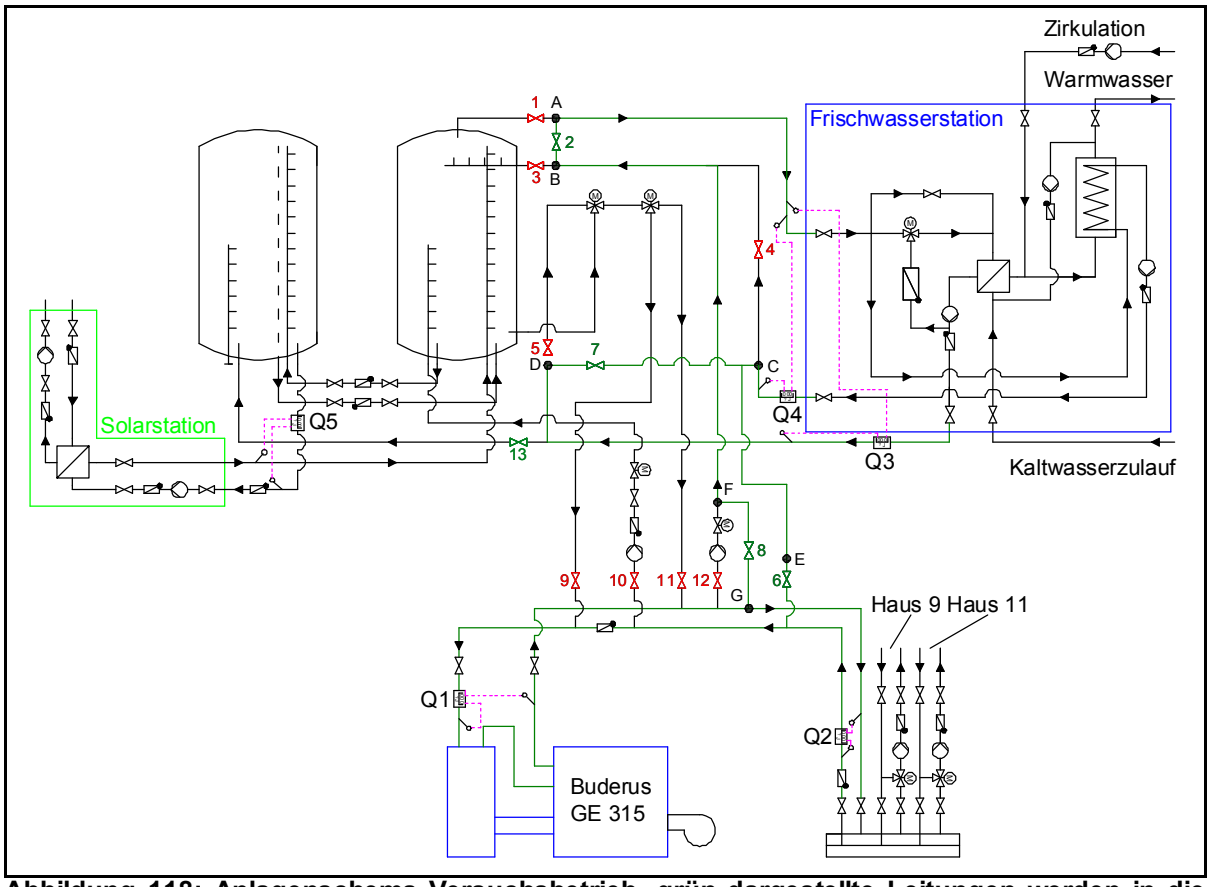


Abbildung 118: Anlagenschema Versuchsbetrieb, grün dargestellte Leitungen werden in diesem Betriebszustand genutzt – Feldanlage 10 Olbersstraße

Nach Rücksprache mit dem Betreiber der Anlage (MSV) wurde ein zweiwöchiger Betrieb der Anlage ohne Speicher beschlossen. Am Montag den 06. Dezember wurde die Anlage durch einen Mitarbeiter der Ostfalia auf den "Versuchsbetrieb" (ohne Pufferspeicher) umgestellt und die Firma, die für den Notdienst verantwortlich ist, über die Versuche informiert. Zusätzlich wurde in der Heizzentrale "für Notfälle" eine Beschreibung zum Umstellen der Anlage in den "Normalbetrieb" (mit Pufferspeicher) hinterlegt. Die Bewohner der beiden Gebäude wurden nicht informiert.

Die Abbildung 118 zeigt das Anlagenschema im "Versuchsbetrieb". Alle rot eingezeichneten Absperreinrichtungen wurden geschlossen und alle grün dargestellten geöffnet. Ausnahme ist das Ventil 13, dieses bleibt bei beiden Betriebsvarianten geöffnet, um den Druckausgleich in den Speichern zu gewährleisten. Alle grün gezeichneten Rohrleitungen werden im "Versuchsbetrieb" durchflossen. Die Solaranlage bleibt in Betrieb, um die nicht genutzte Solarwärme zu messen.

Auswertung des Versuchsbetriebs 06.12.2010 – 20.12.2010

Die Messperiode begann am 06.12.2010 und wurde am 20.12.2010 beendet und die Anlage durch einen Mitarbeiter der Ostfalia in den "Normalbetrieb" zurückgestellt. Im zweiwöchigen "Versuchsbetrieb" kam es zu keinen bekannten Einschränkungen bei den Bewohnern.

Es wurden die Wärmemengenzähler und die Messdaten des zusätzlich von der Firma Solvis aufgestellten Messrechners ausgewertet. Die nachfolgende Grafik zeigt die Energiebilanz in der Heizzentrale für die Messperiode vom 06.12. bis 20.12.2010 aus den Wärmemengenzählerwerten.

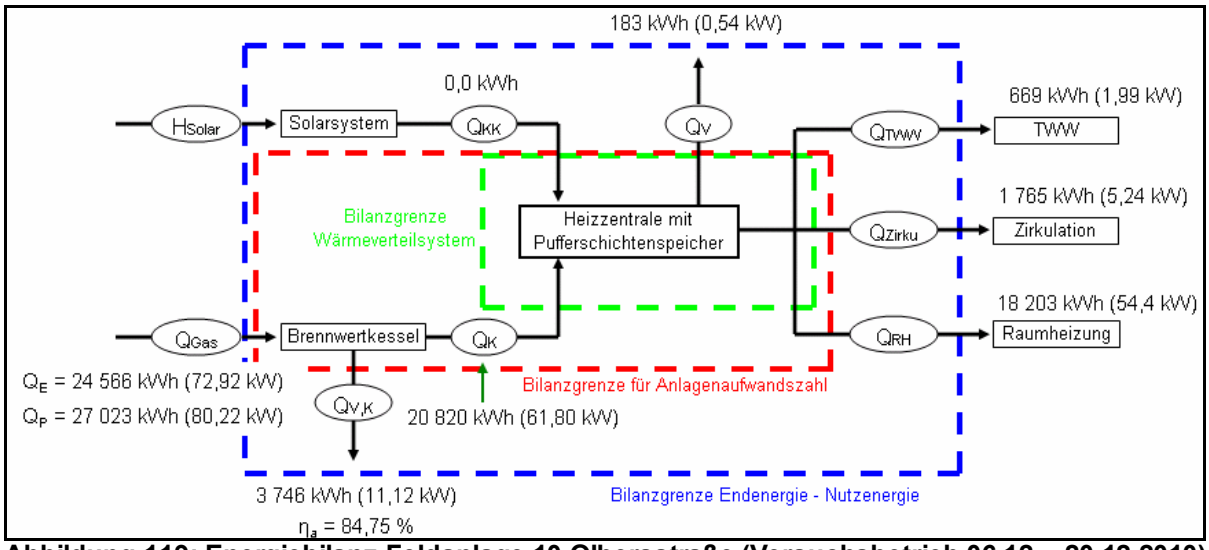


Abbildung 119: Energiebilanz Feldanlage 10 Olbersstraße (Versuchsbetrieb 06.12. - 20.12.2010)

Die Verluste in der Heizzentrale betragen für die zweiwöchige "Versuchsbetrieb" 183 kWh. Bezieht man dies auf ein Jahr, betragen die Verluste nur ca. 4,8 MWh/a. Dies bedeutet im Vergleich zur Messperiode 01.09. bis 01.12.2010 (siehe Abbildung 116) eine Reduzierung um ca. 50 %. Es konnte umgerechnet der Jahresheizwärmebedarf eines neuen EFH eingespart werden.

Der Kesselnutzungsgrad liegt für den "Versuchsbetrieb" bei 84,7 %. Ein Vergleich mit dem "Normalbetrieb" während der genannten Messperiode ist auf Grund fehlender Gaszählerstände nicht möglich. Ein Einbruch des Nutzungsgrades des Brennwertkessels konnte trotz Wegfall der Pufferspeicher nicht festgestellt werden. Ein Solarertrag war nicht zu messen.

Die beiden nachfolgenden Abbildungen zeigen jeweils den Tagesverlauf der Kessel- und Kesselrücklauftemperatur, sowie die Warmwasser-Anforderung der Regelung im "Normalbetrieb" (vor der Umschaltung) und im "Versuchsbetrieb".

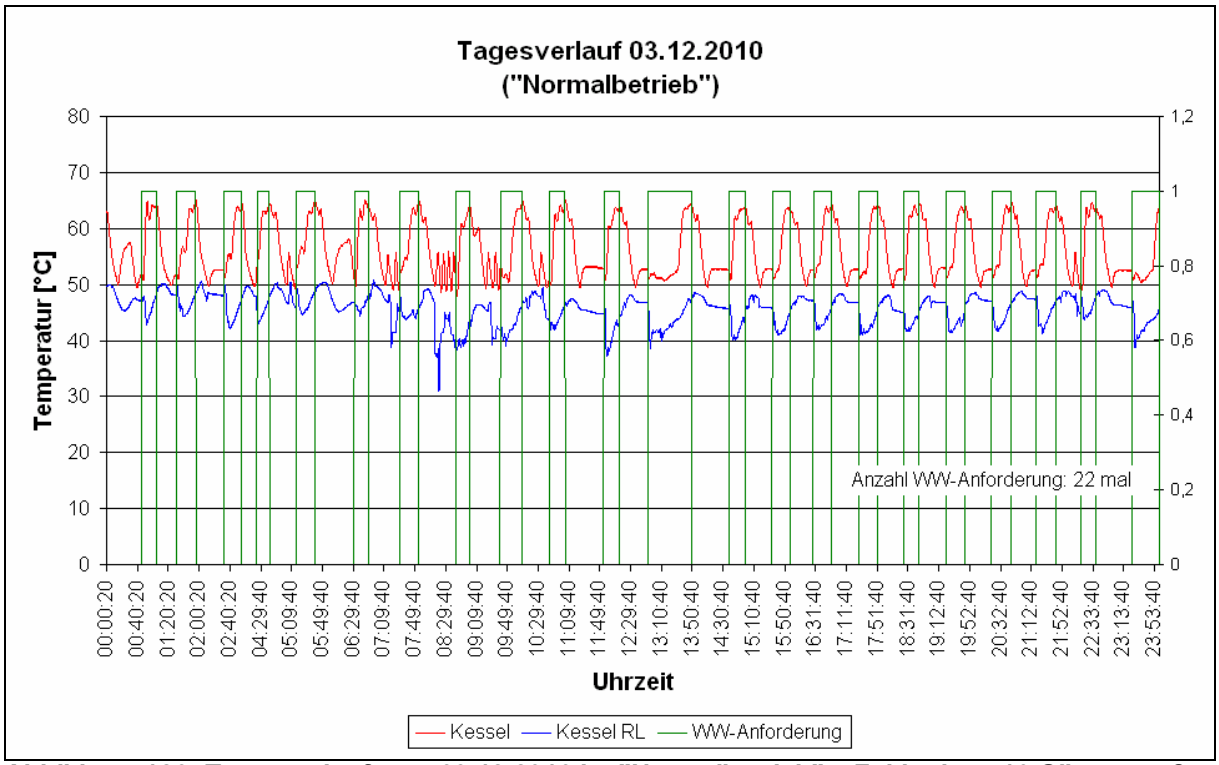


Abbildung 120: Tagesverlauf vom 03.12.2010 im "Normalbetrieb" – Feldanlage 10 Olbersstraße

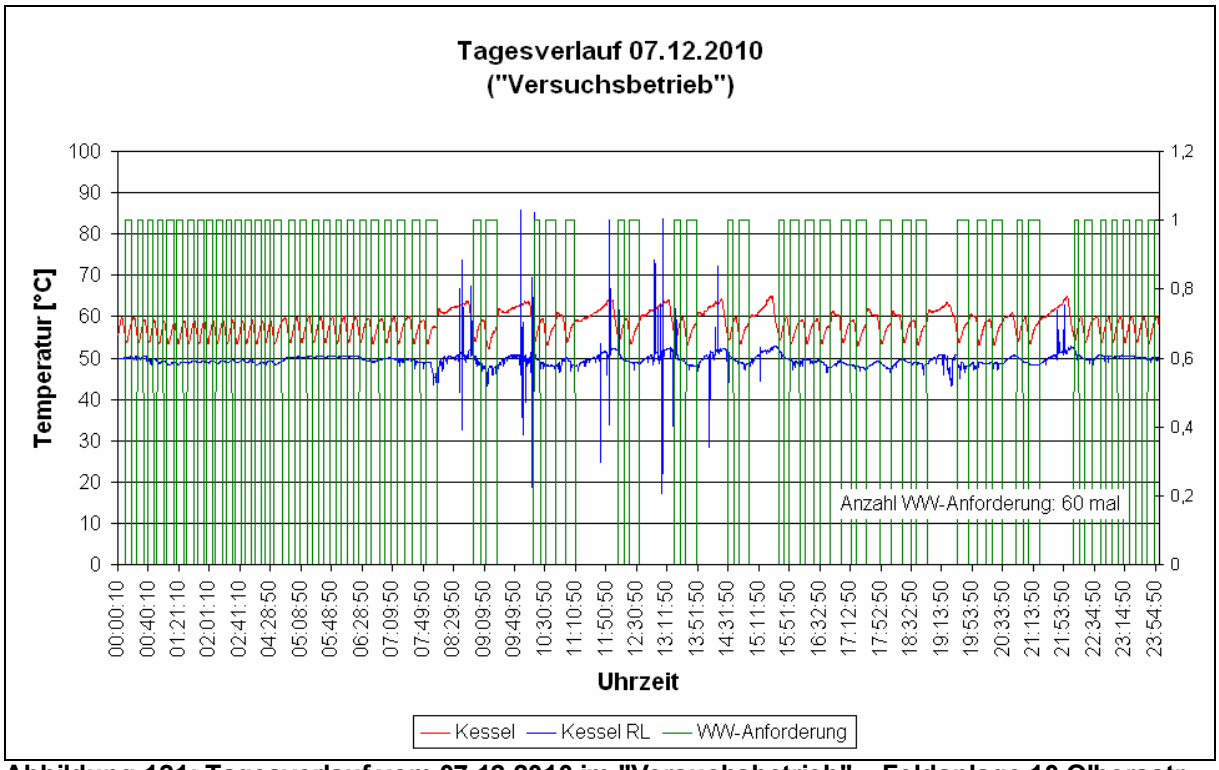


Abbildung 121: Tagesverlauf vom 07.12.2010 im "Versuchsbetrieb" – Feldanlage 10 Olbersstr.

Beim Vergleich der beiden Betriebsvarianten wird deutlich, dass die Warmwasser-Anforderung von der Regelung im "Versuchsbetrieb" viel häufiger ausgelöst wird als im "Normalbetrieb". Dies lässt die Vermutung zu, dass auch der Kessel viel häufiger taktet.

Allerdings kann dies mit dem aufgezeichnete Kesselsignal nicht bestätigt werden. Der Kessel schaltet demnach im gesamten Versuchszeitraum nicht aus. Dies ist unwahrscheinlich, da am 13.12.2010 um 13:00 Uhr und am 15.12.2010 um 08:45 Uhr ein Mitarbeiter der Ostfalia in der Anlage war und die Zählerstände abgelesen hat und jedes Mal war der Kessel zu dieser Zeit nicht in Betrieb. Die Parameter der Kessel- und Anlagenregelung werden daher weiter untersucht.

Des Weiteren ist erkennbar, dass die mittlere Kesseltemperatur im "Versuchsbetrieb" bei ca. 58 °C und die mittlere Kesselrücklauftemperatur bei ca. 49 °C liegen und im "Normalbetrieb" bei 56 °C bzw. 45 °C. Somit ist im "Normalbetrieb" ein besserer Nutzungsgrad aufgrund der niedrigeren Rücklauftemperatur und der vermutlich geringeren Taktung des Kessels zu erwarten.

Normalbetrieb 22.12.2010 – 05.01.2011

Vom 22.12.2010 bis 05.01.2011 wurde die Anlage wieder im "Normalbetrieb" (mit Pufferspeichern) betrieben. Zunächst werden nur die Wärmemengenzähler ausgewertet. Die nachfolgende Grafik zeigt die Energiebilanz in der Heizzentrale für die Messperiode vom 22.12.2010 bis 05.01.2011.

Die Verluste in der Heizzentrale betrugen für den zweiwöchigen "Normalbetrieb" 420 kWh. Bezieht man dies auf ein Jahr, betragen die Verluste ca. 10,9 MWh/a. Dies bedeutet im Vergleich zur Messperiode 06.12. bis 20.12.2010 ohne Pufferspeicher (siehe Abbildung 119) eine Verdopplung der Verluste. Dies entspricht wieder dem Heizwärmebedarf von zwei neuen Einfamilienhäusern.

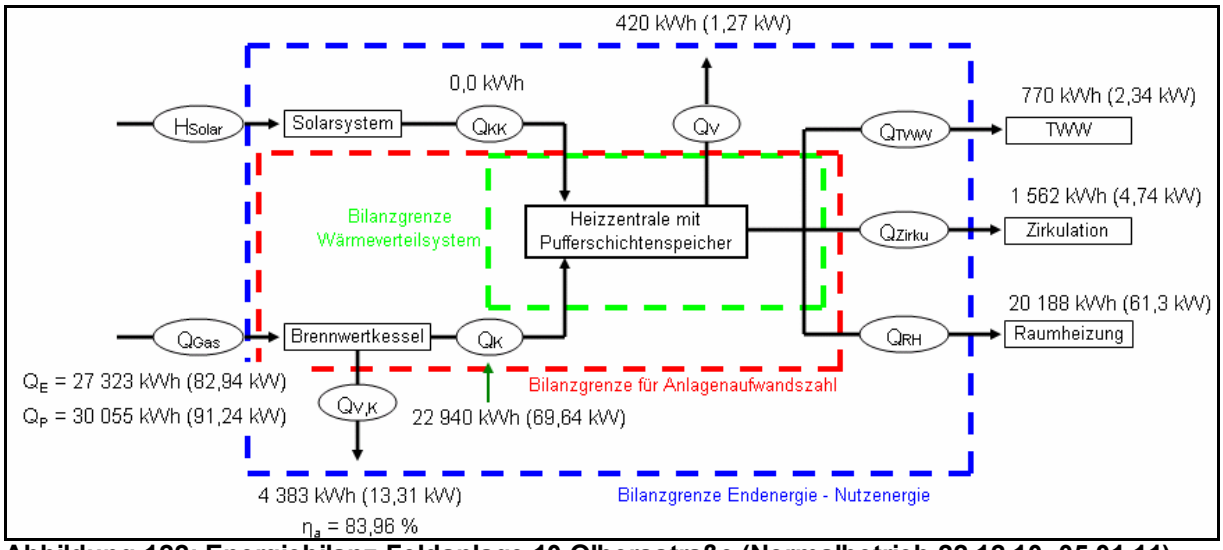


Abbildung 122: Energiebilanz Feldanlage 10 Olbersstraße (Normalbetrieb 22.12.10 -05.01.11)

Der Kesselnutzungsgrad lag für diesen Zeitraum bei 84,0 % und ist damit geringfügig schlechter. Die mittlere Außentemperatur für beide Zeiträume war identisch und lag bei -2,6 °C bzw. -2,5 °C (Quelle: Deutscher Wetterdienst; Station Hannover-Langenhagen).

Trotz gleicher Außentemperaturen lag der Verbrauch im "Normalbetrieb" für TWW, Zirkulation und Raumheizung um ca. 10 % über dem im "Versuchsbetrieb". Dies lässt sich mit der Weihnachtszeit begründen.

Die nachfolgende Abbildung 123 zeigt wiederum beispielhaft für den gesamten Messzeitraum den Tagesverlauf der Kessel- und Kesselrücklauftemperatur sowie die Warmwasser-Anforderung am 26.12.2010.

Auffällig ist, dass die Kesseltemperatur in der Nacht bei ca. 85 °C liegt. Seitens der Ostfalia wurden keine Änderungen in der Kessel- bzw. Anlagenregelung vorgenommen. Auch auf Nachfrage beim Betreiber und der Wartungsfirma konnte der Grund für diese sehr hohe Temperatur nicht ermittelt werden.

Zusätzlich wurden die Vorlauftemperaturen für die beiden Heizkreise untersucht. Hier konnte festgestellt werden, dass die Vorlauftemperatur vom Heizkreis 2 den gleichen Verlauf nimmt, wie die Kesseltemperatur. Daraus lässt sich schließen, dass das Mischventil im Heizkreis auf Hand gestellt wurde. Zum Vergleich: der Heizkreis 1 hat in der Nacht eine Temperatur von ca. 54 °C und liegt am Tag bei ca. 58 °C. Dies entspricht den Werten vor der Umschaltung in den "Versuchsbetrieb" am 06.12.2010.

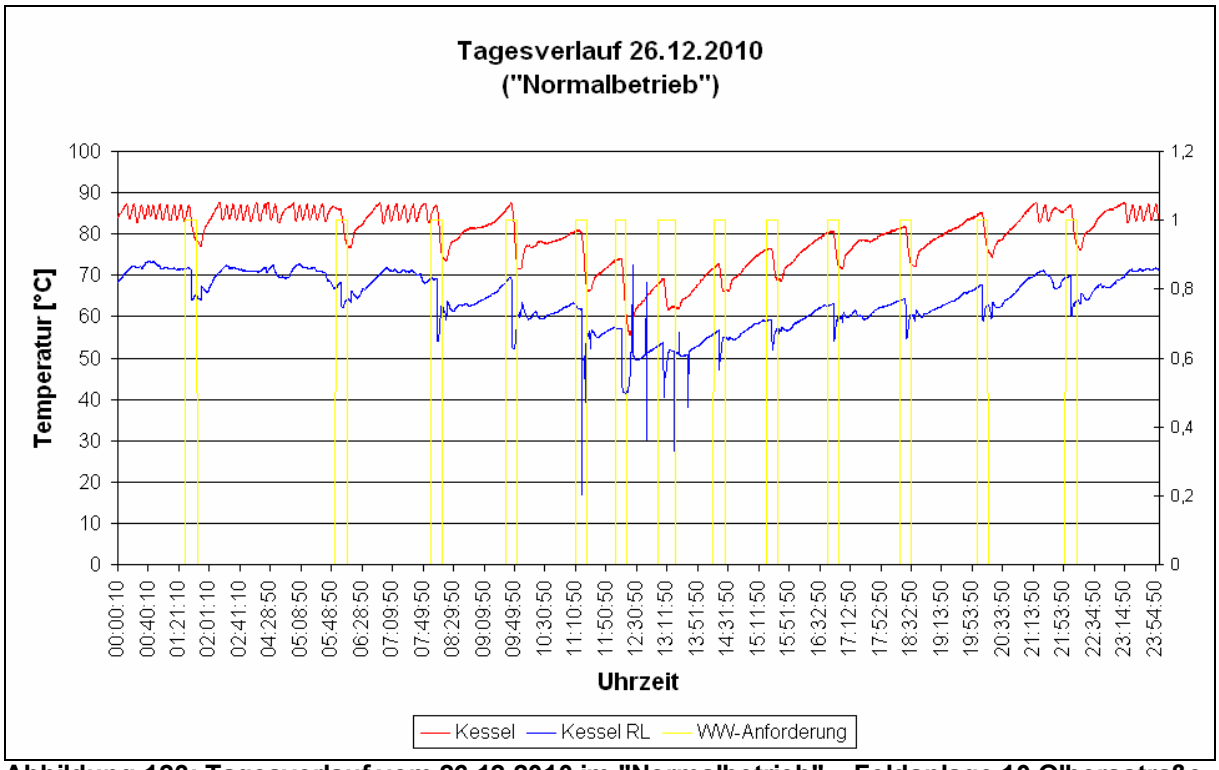


Abbildung 123: Tagesverlauf vom 26.12.2010 im "Normalbetrieb" – Feldanlage 10 Olbersstraße

Die hohe Vorlauftemperatur für den Heizkreis 2 trägt natürlich auch zu den höheren Verlusten in der Heizzentrale während des "Normalbetriebs" bei. Somit kann ein kleiner, nicht zu bestimmender Anteil der Verluste der zu hohen Vorlauftemperatur zugeschrieben werden.

Trotzdem bleibt festzuhalten, dass die Verluste in der Heizzentrale ohne Pufferspeicher wesentlich niedriger sind; entsprechend dem Heizwärmebedarf von ein oder zwei Einfamilienhäusern. Um die Messwerte aus dem "Versuchsbetrieb" zu überprüfen, wurde mit dem Betreiber vereinbart, die Anlage einen längeren Zeitraum ohne Speicher zu betreiben.

Versuchsbetrieb 05.01.2011 – 28.03.2011

Der zweite "Versuchbetrieb" wurde am 05.01.2011 für einen längern Zeitraum wieder aufgenommen. Nach zwei Wochen wurden die WMZ erneut abgelesen. Aus der Bilanz ergab sich ein Verlust von ca. 780 kWh.

Dieser Wert ist etwa doppelt so hoch wie im "Normalbetrieb" und etwa viermal so groß wie im ersten "Versuchsbetrieb". Zunächst wurde angenommen, dass ein Ablesefehler vorliegt. Dieser konnte aber zwei Tage später ausgeräumt werden. Auch in den nachfolgen Messperioden waren die Verlust viel höher als im ersten "Versuchsbetrieb".

Der Betreiber und die Wartungsfirma wurden noch einmal befragt, ob irgendwelche Veränderungen in der Regelung vorgenommen wurden. Dies wurde von beiden Seiten verneint. Ende Februar wurde der Fehler endlich gefunden: der Kessel wurde auf Handbetrieb gestellt. Somit konnte er keine Signale von der übergeordneten Anlagenregelung empfangen und es entstanden in diesem Zeitraum zusätzlich hohe Kesselverluste. Nach Sichtung der Messwerte lag der Umstellzeitpunkt vermutlich um den 20.12.2010.

Somit sind die Erkenntnisse aus dem "Normalbetrieb" über Weihnachten 2010 nur wenig belastbar.

Der Kessel wurde am 28.02.2011 wieder auf Automatik gestellt und der "Versuchsbetrieb" bis zum 28.03.2011 fortgesetzt. Nachfolgend sind zwei Energiebilanzen jeweils für eine Messdauer von zwei Wochen aufgeführt.

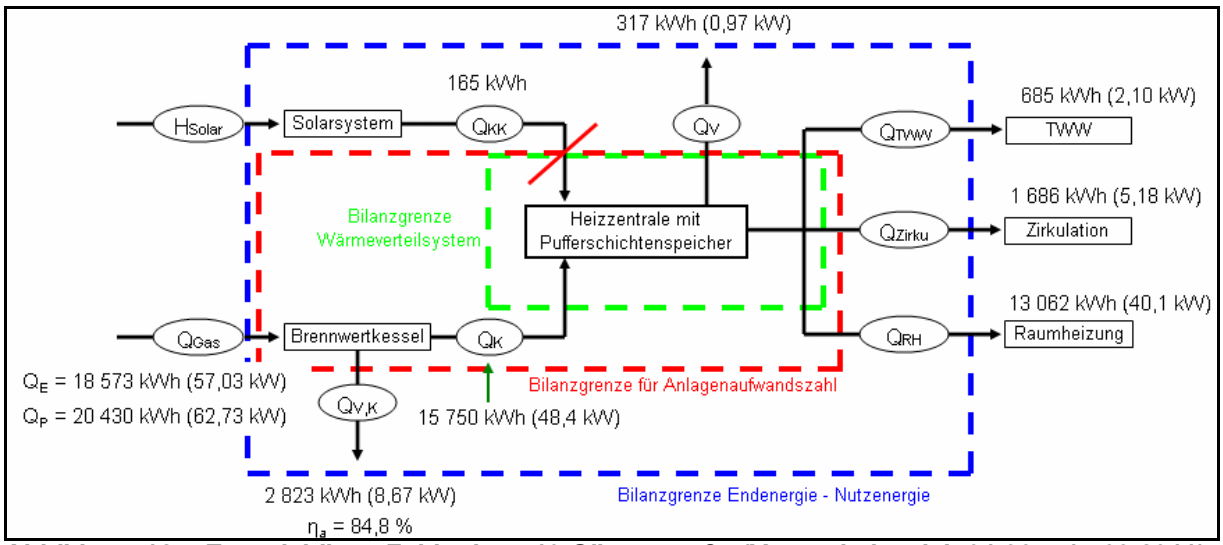


Abbildung 124: Energiebilanz Feldanlage 10 Olbersstraße (Versuchsbetrieb 01.03. - 14.03.2011)

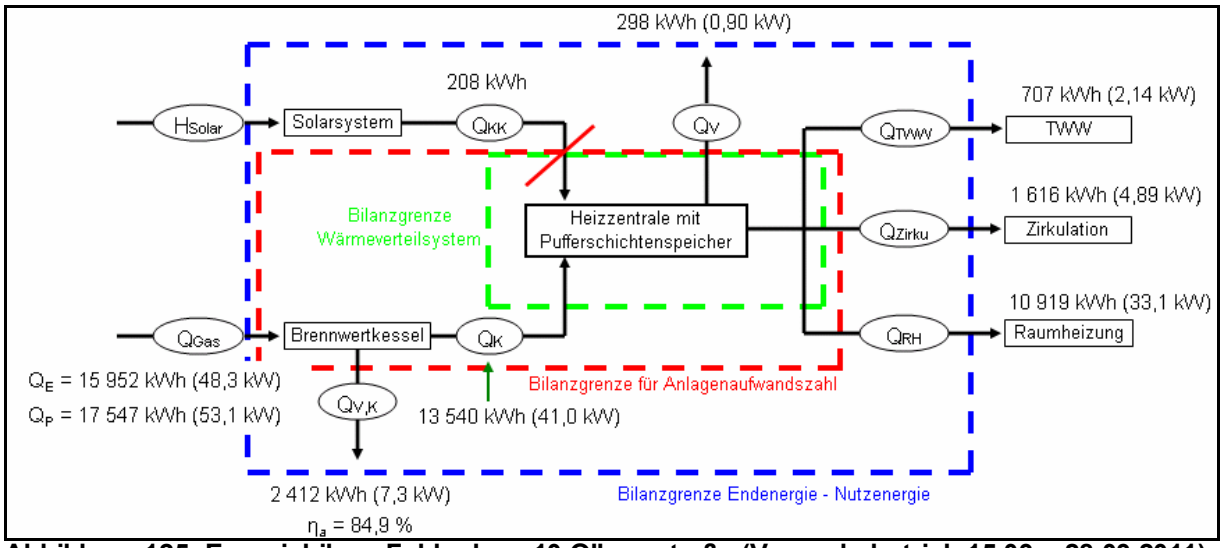


Abbildung 125: Energiebilanz Feldanlage 10 Olbersstraße (Versuchsbetrieb 15.03. - 28.03.2011)

Beide Messperioden zeigen einen nahezu konstanten Verbrauch für TWW und Zirkulation. Der Verbrauch für die Raumheizung ist witterungsbedingt in der zweiten Periode niedriger. Die mittlere Außentemperatur lag für den ersten Zeitraum bei ca. 3 °C und für den zweiten Zeitraum bei ca. 6 °C (Quelle: Deutscher Wetterdienst; Station Hannover-Langenhagen).

Der in beiden Bilanzen aufgeführte Solarertrag wurde nicht genutzt, da beide Speicher vom Rest der Anlage getrennt waren. Der Kesselnutzungsgrad war für beide Zeiträume konstant und lag bei 84,8 % bzw. 84,9 % und bestätigt die erste Messperiode (Nutzungsgrad von 84,7 %).

Die Verluste in der Heizzentrale betrugen für beide Zeiträume jeweils ca. 300 kWh. Im Vergleich zum ersten "Versuchsbetrieb" Anfang Dezember 2010, sind die Verluste nun um ca. 40 % höher. Der Grund hierfür ist vermutlich in der Anlagenregelung zu suchen.

Die nachfolgende Abbildung 126 zeigt den Tagesverlauf der Kessel-, Kesselrücklauftemperatur und das Signal der Warmwasser-Anforderung am 26.03.2011.

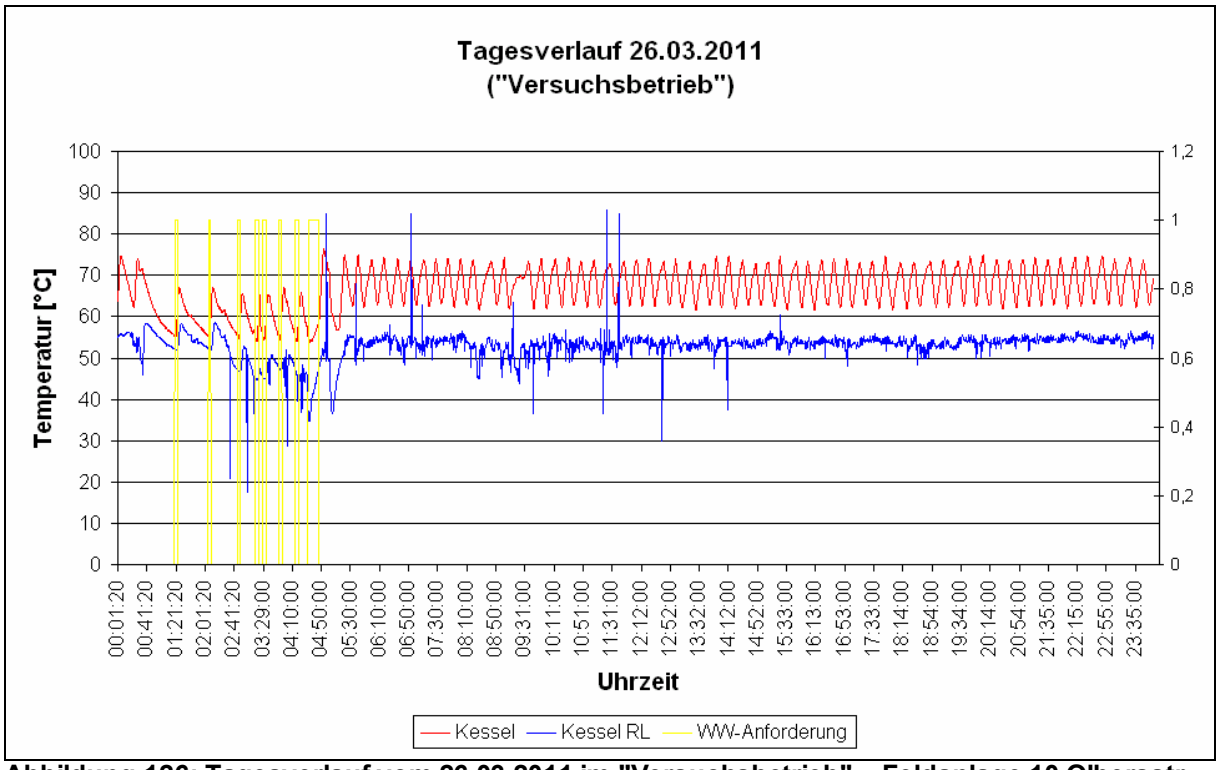


Abbildung 126: Tagesverlauf vom 26.03.2011 im "Versuchsbetrieb" – Feldanlage 10 Olbersstr.

Von ca. 01:20 Uhr bis 05:00 Uhr wird der Kessel ausschließlich aufgrund der Warmwasser-Anforderung betrieben. Ab 05:00 Uhr beeinflusst die eingestellt Heizkurve das Kesselverhalten und gibt eine Kesseltemperatur im Mittel von ca. 68 °C vor.

Die Auswertung der Vorlauftemperaturen für beide Heizkreise zeigt, dass der Kreis 1 am 26.03. von 05:00 Uhr bis 24:00 Uhr eine mittlere Temperatur von 62 °C und der Kreis 2 eine mittlere Temperatur von 56 °C aufweist. Diese beiden Temperaturen sind in der Abbildung 126 nicht aufgeführt.

Es muss geklärt werden, warum die Regelung eine um ca. 5 K höher Kesseltemperatur vorgibt, obwohl für die Heizkreise nur 62 °C bzw. 58 °C und für das TWW ca. 60 °C benötigt werden. Im Normalbetrieb vom 01.12. bis 05.12.2010 betrug die Differenz zwischen Kessel- und Heizkreisvorlauftemperatur nur ca. 1 K.

Es besteht die Möglichkeit, dass nicht nur der Kessel auf Handbetrieb umgestellt wurde, sondern auch noch in die Heizkurve eingegriffen wurde bzw. weitere Regelparameter geändert wurden. Von Seiten der Ostfalia und der Firma Solvis wurden während der gesamten Untersuchungen keine Veränderungen in der Heizungs- und Kesselregelung vorgenommen.

Fazit

Der "Versuchbetrieb" vom 06.12. bis 20.12.2010 hat gezeigt, dass in der solararmen Zeit die Verluste in der Heizzentrale durch Abkoppeln der beiden Pufferspeicher halbiert werden können. Allerdings geschieht dies vermutlich auf Kosten höhere Taktungen des Kessels und damit verbunden einer evtl. höheren Umweltbelastung.

Es sollte geprüft werden, wie oft der Kessel tatsächlich während des "Versuchsbetriebes" taktet und/oder ob die Modulation des Kessel angepasst werden kann. Der Nutzungsgrad des Kessels ändert sich nur geringfügig. Dies wird auch durch frühere Ergebnisse bei speicherbehafteten Kesseln mit großem Kesselwasserinhalt bestätigt.

Die Messperioden im März 2011 sind aufgrund der bereits erwähnten Probleme als wenig belastbar anzusehen.

Aus dem Versuchsbetrieb wird folgende Empfehlung gezogen: in der solarstrahlungsarmen Zeit (November bis Februar) wird empfohlen, die Speicher zu umgehen, um Wärmeverluste zu minimieren.

Aus der Umsetzung der Anlagenoptimierung kann folgende Empfehlung abgeleitet werden: die Kommunikation zwischen Betreiber und den beiden zuständigen Wartungsfirmen (eine nur für Heizzentrale, die andere nur für die Gebäude) muss verbessert werden. Der Betreiber sollte bei allen Problem und/oder Veränderungen in der Anlage von den Wartungsfirmen informiert werden.

4.10.10 Erreichte und mögliche Endenergieeinsparung

Nachfolgend werden zwei Betrachtungsansätze durchlaufen.

Zum einen wird – auf Basis des gegebenen Nutzens an Wärme (ab Heizzentrale) abgeschätzt, welche Einsparung Endenergie die vorhandene Solaranlage gebracht hat. Dazu wird der Endenergiebedarf des Gebäudes ohne Solarthermie rechnerisch abgeschätzt.

Zum anderen wird untersucht, welche Einsparpotentiale sich – bei gegebener Versorgungsstruktur – näherungsweise ergeben, wenn Speicher, Kessel und Trinkwarmwasserverteilung optimiert wären. Hierzu wird der Fall mit und ohne Solarthermie betrachtet.

Erreichte Einsparung durch die Solarthermie

Um die Endenergieeinsparung quantifizieren zu können, wird rechnerisch abgeschätzt, welcher Energieverbrauch sich in dem Gebäude ohne Solarthermie ergeben hätte. Der ab Heizzentrale notwendige gemessene Wärmebedarf wird als gegeben angenommen.

Darüber hinaus wird abgeschätzt, welche Speicherverluste entfallen, wenn es die Solarthermieanlage nicht geben würde. In diesem Gebäude wird vom Wegfall einer der beiden 950-l-Pufferspeicher ausgegangen. Üblich geschätzt hat der entfallene Speicher einen Wärmeverlust von ca. 1400 kWh/a [IWU 97]. Der Wert wird variiert (+ ⅓, - ¼).

Der Kesselnutzungsgrad des Bestandes wird ebenfalls variiert. In welcher Richtung er sich ohne Solarthermie ändern wird, ist nicht abschätzbar – die Änderung wird jedoch klein sein, solange grundsätzlich das gleiche Kesselmodell verwendet wird (siehe auch Berichtsteil 4). Es wird von einer Änderung um ± 1 %-Punkte um den Bestandwert (85,5 %) ausgegangen.

Tabelle 44 zeigt die sich ergebenden Energiemengen für den Zustand ohne Solarthermie. Der rechnerische Bedarf liegt in allen drei Szenarien höher.

Szenario	Wärmeabgabe der Erzeuger	Kollektor-kreisertrag	entfallene Speicherver-luste	Kessel-nutzungs-grad	Endenergie	Ersparnis / Mehr-verbrauch
	[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]		[kWh/a]	[kWh/a]
heute	281.301	-8.091	0	85,5%	319.712	
1	281.301	0	-1.867	86,5%	323.213	+3.501
2	**281.301**	**0**	**-1.400**	**85,5%**	**327.542**	**+7.830**
3	281.301	0	-1.050	84,5%	331.835	+12.123

Tabelle 44: Bewertung der erreichten Endenergieeinsparung – Anlage 10 Olbersstraße

Die wahrscheinlich erreichte Einsparung an Gas durch die Solarthermie liegt daher bei gerundet **5,8 ± 3,2 kWh/(m²a)** bezogen auf die beheizte Fläche von 1350 m². Die getroffenen Annahmen sind ausführlich im Anhang 7.3 dokumentiert.

In dieser Anlage ist zudem nachgewiesen, dass auch der Betrieb ohne jeglichen Speicher funktioniert. Die Einsparung der Solarthermie wird – verglichen mit einer "speicherlosen" Anlage geringer. Sie liegt dann etwa bei **4,6 kWh/(m²a).**

Optimierung der Anlage

Eine zweite Fragestellung betrifft die Auswirkungen einer Anlagenoptimierung in Kombination mit oder ohne Solarthermie. Da keine Messwerte vorliegen, wird mit Hilfe der Literatur und auf Basis der Bestandsdaten eine Abschätzung vorgenommen.

Der Nutzen für die Raumheizung von ca. 214,9 MWh/a wird übernommen. Die Wärmemenge für den Nutzen der Warmwasserbereitung von 18,9 MWh/a wird ebenfalls als konstant angenommen. Der Nutzungsgrad der Verteilung des Warmwassers wird variiert. Der Bestandswert von ca. 35 % wird als Minimalwert angenommen. Es wird geschätzt, dass er sich wenigstens um 2,5 bzw. 5 %-Punkte verbessern lässt.

Darüber hinaus wird abgeschätzt, wie sich die Speicher- und Zentralenverluste ändern. Bezugsgröße ist ein Verlust von 12,0 MWh/a. In der Variante mit Solarthermie wird der Bestand so belassen. Entfällt die Solarthermie wird vom Wegfall der beiden 950-l-Pufferspeichers ausgegangen (2 x 1400 kWh/a) und anstelle dessen ein 800-l-Trinkwarmwasserspeicher gerechnet (1300 kWh/a). Die sich ergebenden Einsparungen an Speicherverlusten werden wie oben variiert.

Der Gasverbrauch wird mit drei unterschiedlichen Kesselnutzungsgraden (brennwertbezogen) von 86 %, 90 % und 94 % berechnet. Die höheren Werte sind mit heutiger Kesseltechnologie erreichbar [BW03] [OPT05]. Der mittlere Wert entspricht dem Durchschnitt der besseren Hälfte der Kessel im vorliegenden Projekt.

Die Solaranlage wird prinzipiell in der vorhandenen Größe belassen. Der im Bestand erreichte Solarertrag wird als Minimum angesehen und in den verbesserten Varianten um 10 bzw. 20 % erhöht angenommen.

In allen Fällen wird von einer mit geringen Investitionsmitteln optimierten Anlagen- und Regelungstechnik ausgegangen. Tabelle 45 zeigt die Ergebnisse.

Die Ersparnis der gering investiven Anlagenoptimierung (Kessel mit besserer Effizienz, verbesserte Zirkulation) und Solarthermie liegt bei ca. **15 kWh/(m²a)** in Variante E.

Eine wie oben optimierte Anlage jedoch ohne Solarthermie – Variante B – ergibt eine Endenergieeinsparung gegenüber heute von ca. **9 kWh/(m²a).** Diese ist vor allem auf den besseren Kessel zurückzuführen.

Szenario		Wärmeabgabe der Erzeuger	entfallene Speicherverluste	Kollektorkreiser-trag	Kessel-nutzungsgrad	Endenergie
		[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]		[kWh/a]
heute		281.301	0	-8.091	85,5%	319.712
ohne Solar	A	274.467	-2.000	0	94,0%	289.858
	B	**277.655**	**-1.500**	**0**	**90,0%**	**306.839**
	C	281.301	-1.125	0	86,0%	325.786
mit Solar	D	274.467	0	-9.709	94,0%	281.657
	E	**277.655**	**0**	**-8.900**	**90,0%**	**298.616**
	F	281.301	0	-8.091	86,0%	317.686

Szenario		Ersparnis / Mehrverbrauch gegenüber Bestand		Ersparnis / Mehrverbrauch mit und ohne Solarthermie	
		[kWh/a]		[kWh/a]	
heute					
ohne Solar	A	-29.854	Ersparnis gegenüber heute		
	B	**-12.873**	**Ersparnis gegenüber heute**		
	C	6.074	Mehrverbrauch gegenüber heute		
mit Solar	D	-38.055	Ersparnis gegenüber heute	-8.201	Ersparnis der Solarthermie
	E	**-21.096**	**Ersparnis gegenüber heute**	**-8.222**	**Ersparnis der Solarthermie**
	F	-2.026	Ersparnis gegenüber heute	-8.100	Ersparnis der Solarthermie

Tabelle 45: Bewertung einer Anlagenoptimierung – Anlage 10 Olbersstraße

Zusammenfassung

Die Zusammenhänge zeigt nachfolgende Abbildung im Überblick. Dabei ist der Zustand des Gebäudes wie heute, jedoch ohne Solarthermie, die Bezugsvariante. Ausgehend davon ist die erreichte Einsparung durch die vorhandene Solarthermie abgetragen. Alternativ eine mögliche Einsparung durch eine Anlagenoptimierung (mit und ohne Solarthermie).

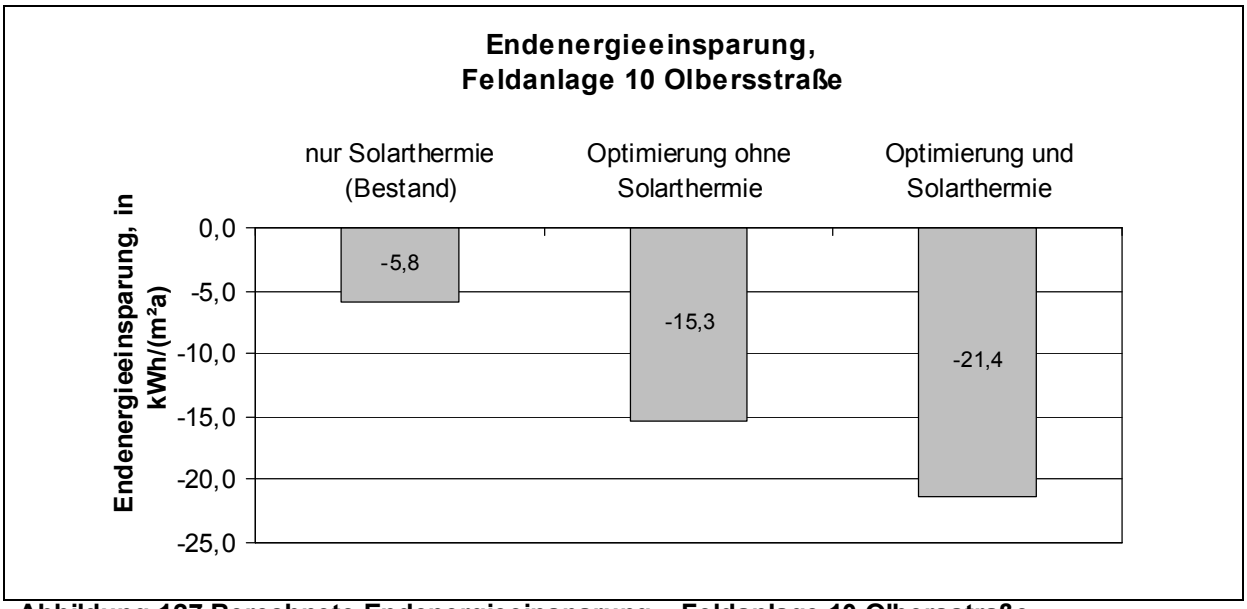


Abbildung 127 Berechnete Endenergieeinsparung – Feldanlage 10 Olbersstraße

Bei diesem Gebäude sind Verteilnetz und Kessel schlecht und bieten so viel Optimierungspotential, dass sich mit einer Optimierung der konventionellen Anlage deutlich mehr einsparen ließe als durch die Solarthermie erreicht wurde.

4.10.11 Probleme bei Messung und Auswertung

Grundsätzlich sind bei der Messung keine Schwierigkeiten aufgetreten.

Über die leicht veränderten Messwerte nach dem Tausch der Wärmemengenzähler wurde in Kapitel 4.10.8 berichtet.

4.10.12 Verbesserungsvorschläge

Solarthermie

Die installierte Solarthermiefläche je Person von fast 1,0 m²/P ist als typisch für eine Anlagenauslegung zur Trinkwasservorwärmung anzusehen.

Die Messwerte zeigen, dass bei weitem keine solare Deckung des Trinkwarmwasserbedarfs erreicht wurde – auch nicht im Sommer. Es wird ein solarer Deckungsanteil von 3 % bezogen auf die gesamte Wärmeproduktion bzw. 15 % bezogen auf den Gesamtwärmebedarf für Trinkwarmwasser erreicht.

Diese Zahlen sprechen dafür, dass hier keine Heizungsunterstützung erreicht wird.

Für Anlagen mit einer derart großen Zirkulationsheizlast ist Solarthermie kritisch zu hinterfragen.

Speicher

Grundsätzlich ist das Speicherkonzept bezogen auf die Solarthermiefläche plausibel.

Wie mehrfach auch in anderen Anlagen des Projektes vorgefunden, ist die teilweise fossile Beheizung der Speicher kritisch anzusehen. Insbesondere in der Winterperiode, in der mehr Verluste produziert werden als an Solarertrag gewonnen wird.

In dieser Anlage konnte nachgewiesen werden, dass ohne Komfortverlust die Speicher umgangen werden können, weil der Kessel selbst genügend Wasserinhalt aufwies, um auf die Leistungsspitzen der Frischwasserstation reagieren zu können. Diese Möglichkeit sollte in getrennten Untersuchungen zukünftig vertieft werden. Hier liegt ein wichtiger zukünftiger Forschungsbedarf.

Verteilnetz

Das Trinkwarmwassernetz liegt mit ca. 35 % Verteilungsnutzungsgrad im sehr schlechten Bereich der möglichen Effizienzen – der zweitschlechteste Wert aller auswertbaren Feldanlagen. Begründet wird dies vor allem durch die Erdleitungen des Vierleiternetzes.

Das Trinkwarmwassernetz weist ca. 40 m Gesamttrassenlänge und davon ca. 25 m Leitungstrasse in der Erde zur Verbindung der beiden Gebäude auf. Die allein daraus zu erwartenden Netzverluste liegen bei 10 MWh/a.

Dieses Gebäude ist – aus Sicht der Verteilverluste – geeignet für eine elektrische Warmwasserbereitung ohne Netz!

Selbst wenn der Solarertrag komplett der Trinkwarmwasserbereitung zugeschlagen wird, ergibt sich ein Primärenergieaufwand für die Trinkwarmwasserbereitung, der mehr als dreimal so hoch ist wie der Nutzen! Die Bilanz wird schlechter, wenn die zusätzlichen Wärmeverluste in der Zentrale mit bilanziert würden.

$$Q_{P,ww}$$
$$= Q_{ww} \cdot \frac{1}{\eta_{d,ww}} \cdot (1-\alpha_{sol}) \cdot \frac{1}{\eta_g} \cdot f_P$$
$$= 18.927 kWh/a \cdot \frac{1}{0,348} \cdot (1-0,149) \cdot \frac{1}{0,855} \cdot 1,1$$
$$= 59.546 kWh/a$$

Kessel

Die Effizienz des Kessels liegt mit 85,5 % unter dem Durchschnitt der erreichten Brennwertkesseleffizienzen. Das wird u. a. auf den Betrieb des nachgeschalteten Abgaswärmeübertragers zurückgeführt. Darüber hinaus ist die Modulation des Kessels auf minimal 69 % der Nennleistung sehr gering und damit nachteilig bei Schwachlast – Zusammen mit der Überdimensionierung kann ganzjährig ein Betrieb unterhalb der Modulation angenommen werden.

Die Kesselanlage ist bezogen auf die messtechnisch bestimmte Heizlast um den Faktor 2,2 überdimensioniert. Die jahresmittlere Auslastung liegt bei nur 15 %. Beide Werte sind als überdurchschnittlich schlecht – bezogen auf die restlichen Feldanlagen – einzustufen.

Auf ausreichenden Wasserinhalt ist dabei zu achten. Der jetzigen Kessel enthält genügend Wasser und ermöglicht den Betrieb der Frischwasserstation ohne Pufferspeicher.

Bei einer Neuausstattung sollte ein bodenstehender Brennwertkessel mit großem Modulationsbereich, großem Wasserinhalt und passender Leistung gewählt werden.

Grundsätzliches Konzept

Die Wärmeverluste des Vierleiternetzes an das Erdreich betragen mindestens 15 MWh/a, die der gesamten Trasse incl. Wärmeabgabe an die Kellerräume mindestens 20 MWh/a (⅔ Trinkwarmwasser, ⅓ Heizung).

Im Zusammenhang mit einer notwendigen Kesselerneuerung sollte darüber nachgedacht werden, die Gebäude zu separieren. Die Solarthermie, Pufferspeicher und ein kleiner Brennwertkessel versorgen das Gebäude Nr. 9.

In das Gebäude Nr. 11 wird eine eigene Heizzentrale (Erzeugerwahl offen) gestellt und die Leitungsverluste entfallen.

4.11 Feldanlage 11 Siegfried-Czapski-Straße, Jena (Netzanlage)

Die Feldanlage befindet sich in der Siegfried-Czapski-Straße 4 bis 10 in 07749 Jena und wurde innerhalb des Projektes "Solarthermie 2000plus" von der TU Ilmenau messtechnisch betreut und ausgewertet. Ein Bericht der TU Ilmenau über den Zeitraum bis Ende 2011 liegt vor [ILM12]. Ein Bericht mit den Untersuchungen der ZfS bis Februar 2011 liegt auch als separater Bericht [CRWHP11] vor.

Nachfolgend werden die Messwerte für 2011 ausgewertet. Zum besseren Verständnis werden das Gebäude, die Nutzung, die Anlage und die Messstellen vorab vorgestellt. Weiterhin werden Verbesserungsvorschläge gemacht und die Feldanlage bewertet.

4.11.1 Gebäude und Nutzung

Das Objekt besteht aus vier im Jahre 2010 fertig gestellten neuen Mehrfamilienhäusern nach KfW 40-Standard mit insgesamt 57 Wohneinheiten (Haus 4: 21 WE; Haus 6: 9 WE; Haus 8: 9 WE und Haus 10: 18 WE).

Abbildung 128: Gebäude 11 Siegfried-Czapski-Straße

Die gesamte Wohnfläche beträgt ca. 5.000 m². Anhand der Anzahl der Wohneinheiten wird die Bewohnerzahl mit insgesamt 130 Personen abgeschätzt [CRWHP11].

4.11.2 Anlagenaufbau

Die Gebäude werden von einer gemeinsamen Heizzentrale über ein Wärmenetz versorgt. Diese befindet sich in Gebäude 8 und besteht aus zwei wandhängenden Gasbrennwertthermen der Firma Viessmann vom Typ Vitodens 200 W mit einem Leistungsbereich von 27 bis 95,6 kW (80/60°C) und einem Wasserinhalt von 12,8 Litern (0,134 l/kW).

Abbildung 129: Anlagenfotos Feldanlage 11 Siegfried-Czapski-Straße

Zusätzlich wurden auf den Dachflächen der vier Gebäude Flachkollektoren installiert. Die vier Kollektorfelder mit insgesamt 296 m² Absorberfläche werden zentral über eine Kollektorpumpe in der Heizzentrale betrieben.

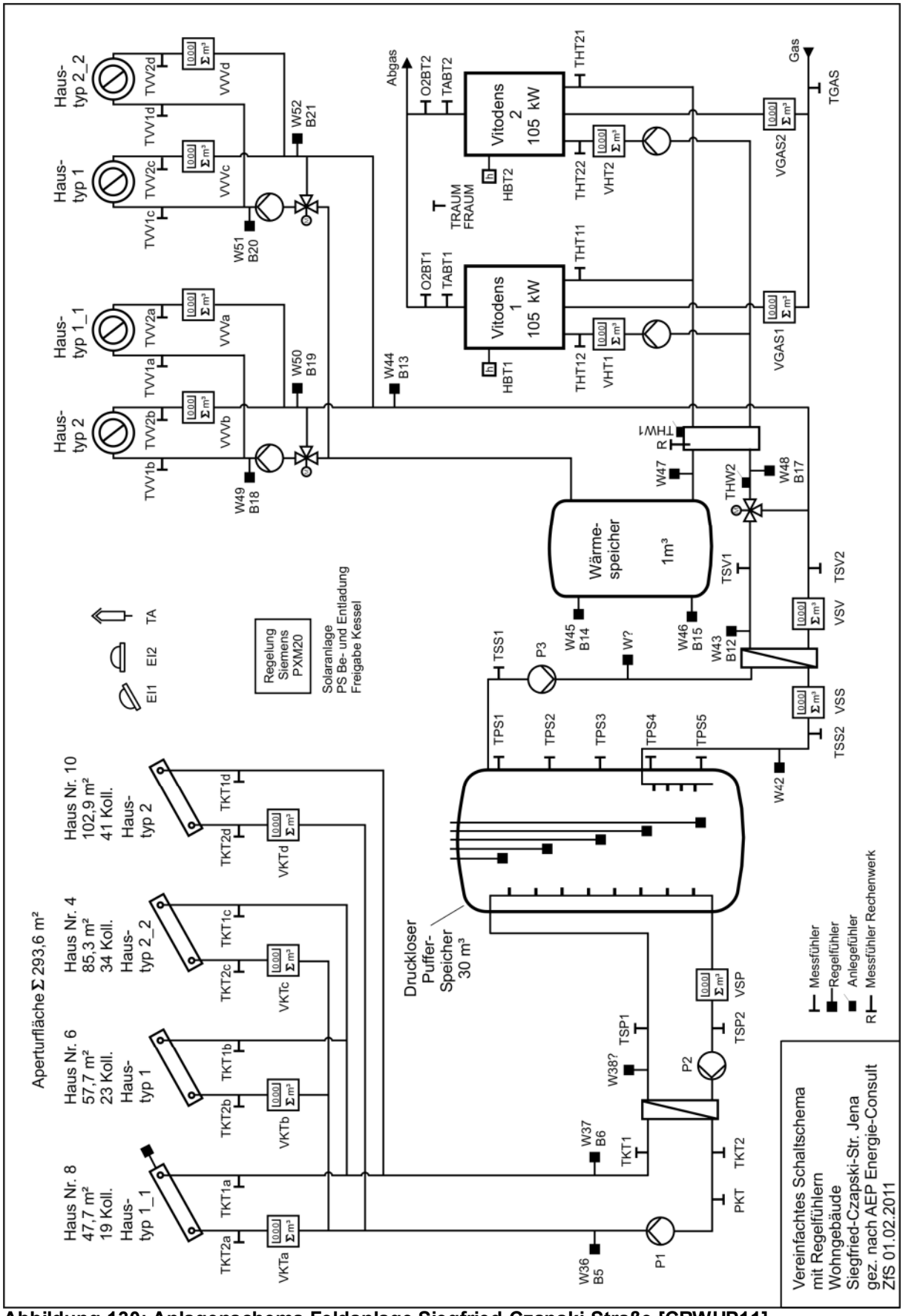


Abbildung 130: Anlagenschema Feldanlage Siegfried-Czapski-Straße [CRWHP11]

Die Solarwärme wird über zwei parallel geschaltete Wärmeübertrager in einen drucklosen GFK-Pufferspeicher mit 30 m³ Inhalt eingebracht. Die Entladung des Pufferspeichers erfolgt über einen weiteren Wärmeübertrager in eine hydraulische Weiche, an der auch die beiden Thermen angeschlossen sind. Von dort wird die erzeugte Wärme über einen 1 m³ großen Wärmespeicher mittels Erdleitungen an die drei übrigen Gebäude verteilt.

Abbildung 130 zeigt das Prinzipschaltbild des Wärmeversorgungssystems mit allen Mess- und Regelfühlern. Die Solaranlage verfügt über eine eigene Regelung. Eine Regelbeschreibung mit Regellogik und Einstellwerten liegt nicht vor und ist bis zum Zeitpunkt der Berichtserstellung nicht verfügbar.

Solarregelung

Die folgende Beschreibung basiert auf sinnvollen Annahmen unter Berücksichtigung der verbauten Regelfühler.

Die Kollektorkreispumpe P1 schaltet ein, wenn eine einstellbare Differenz zwischen Kollektorfühler und Puffertemperatur unten überschritten wird. Die Ladekreispumpe P2 schaltet ein, wenn eine einstellbare Differenz zwischen Kollektorkreisvorlauf (W37) und Puffertemperatur unten überschritten wird und die Kollektorkreispumpe P1 in Betrieb ist.

Die Kollektorkreispumpe P1 schaltet aus, wenn eine einstellbare Differenz zwischen Kollektorfühler und Puffertemperatur unten unterschritten wird oder die Kollektortemperatur einen einstellbaren Wert übersteigt. Die Ladekreispumpe P2 schaltet aus, wenn eine einstellbare Differenz zwischen Kollektorkreisvorlauf (W37) und Puffertemperatur unten unterschritten wird.

Als Überhitzungsschutz des Pufferspeichers werden die Pumpen P1 und P2 ausgeschaltet, wenn der Messwert vom Speicherfühler oben einen einstellbaren Wert überschreitet.

Der Rücklauf aus dem Wärmenetz wird durch Umschalten eines Ventils immer dann über den Wärmeübertrager auf der Endladeseite des Solarpuffers geleitet, wenn die Temperatur oben im Puffer um eine einstellbare Temperaturdifferenz größer ist als die Rücklauftemperatur (W44) aus dem Wärmenetz.

Der Solarpuffer wird dann durch Einschalten der Pumpe P3 entladen. Auf diese Weise wird die Temperatur des Wärmenetzrücklaufs vor dem Einströmen in die hydraulische Weiche angehoben.

Eine separate Beimischregelung für den Netzvorlauf durch ein Ventil existiert nicht, so dass im Sommer bei hohen Puffertemperaturen erhöhte Netzvorlauftemperaturen erzeugt werden können. Liegt die Temperatur in der hydraulischen Weiche jedoch unter dem Sollwert, erfolgt die Nacherwärmung durch die Thermen [CRWHP11].

Kesselregelung

Die Kesselregelung besteht laut Aussagen des für die Anlage zuständigen Ingenieurbüros aus einer übergeordneten DDC Regelung Siemens PXM20, die für die Freigabe der Nachheizung, Kesselfolgeschaltung und Modulation zuständig sein soll.

Diese ist der internen Kesselgrundregelung (Viessmann) übergeordnet. Eine der Thermen ist als Führungstherme programmiert. Eine schriftliche Dokumentation des Regelalgorithmus liegt auch nach mehrfacher Anfrage nicht vor.

Laut Programmierer (S-T-B Regeltechnik) sind folgende Werte eingestellt:

Sollwert Heizkreise in den Gebäuden:	58 °C
Sollwert Hydraulische Weiche:	60 °C

Bei Sollwertunterschreitung schaltet die Führungstherme ein und mit einer Hysterese von 4 K aus. Am Ausgang der hydraulischen Weiche ist im Netzvorlauf ein 1.000 Liter Wärmespeicher integriert.

Laut Planer ist der Sinn dieses Speichers, dass kurzfristige Anforderungen aus dem Netz gedeckt werden können, wenn die Thermen aufgrund ihres geringen Wasservolumens "so schnell nicht liefern können" [CRWHP11].

Technische Daten zum Kollektorfeld und zum konventionellen Anlagenteil sind in Tabelle 46 zusammengestellt [CRWHP11].

Kollektoren			
Kollektorhersteller, Typ	Schüco, SchücoSol.1 Al		
CE	0036		
Herstellungsjahr	2008		
Ausrichtung (Süd = 0°, Ost = -90°, West = +90°)	0°		
Neigung (geschätzt)	70°		
Bruttofläche	314,7 m^2_{Br}		
Aperturfläche	293,6 m^2_{Ap}		
aktive Absorberfläche	294,8 m^2_{Abs}		
Absorbermaterial	Kupfer		
Beschichtung	Sunselect		
Frontabdeckung	Solarglas		
Stillstandstemperatur	209 °C		
Quelle Kollektorkennwerte	Datenblatt		
Konversionsfaktor η_0	0,792		
linearer Wärmeverlustkoeffizient	3,77 W/(m²·K)		
quadratischer Wärmeverlustkoeffizient	0,012 W/(m²·K²)		
Winkelkorrekturfaktor	$K_{50°}$ = 0,96		
Pufferspeicher			
Hersteller	Haase GFK-Technik GmbH		
Volumeninhalt	29,8 m³		
Material Behälterwand	GFK		
Höhe ohne Dämmung	4550 mm		
Innendurchmesser	3100 mm		
Material Wärmedämmung	Boden: PU-Hartschaum Wand: anorg. Dämmwolle + Styropor Deckel: anorg. Dämmwolle + Styropor		
Dicke der Wärmedämmung	Boden: 100 mm Wand: 200 mm Deckel: 300 mm		
Regelung Solaranlage			
Hersteller	Siemens PXM20		
Regelung Kessel			
Hersteller	Siemens PXM20 und Viessmann		
Kessel			
Hersteller	Viessmann		
Typ	Gas-Brennwertthermen Vitodens 105 kW		
Anzahl	2		
Min./Max Wärmeleistung bei 80 / 60 °C	27,0 / 95,6 kW		
Min./Max Wärmeleistung bei 50 / 30 °C	30,0 / 105,0 kW		
Wärmeübertragerinhalt	12,8 l		
Kesselpumpen			
Hersteller	Wilo		
Typ	VITOP S25/10-3		
Anzahl	2		
max. zulässige Temperatur	110 °C		
Stufen	1	2	3
Leistungsaufnahme	330 W	385 W	390 W

Tabelle 46 Technische Daten, Feldanlage 11 Siegfried-Czapski-Straße

4.11.3 Vorhandene Messtechnik

Die Position der Messfühler ist dem vereinfachten Schaltplan Abbildung 130 zu entnehmen. Das folgende Messstellenverzeichnis zeigt den Stand der messtechnischen Ausrüstung innerhalb des ST2000plus – Programms (Tabelle 47):

Wärmeenergie (kWh)		**berechnet mit:**
EI2	Strahlungsenergie (Einstrahlung) in die horizontale Ebene	
EI1	Strahlungsenergie (Einstrahlung) in die Kollektorfläche	
Q_{KTa}	Solarenergie aus Kollektorkreis Haus 8	VKTa, TKT1a, TKT2a
Q_{KTb}	Solarenergie aus Kollektorkreis Haus 10	VKTb, TKT1b, TKT2b
Q_{KTc}	Solarenergie aus Kollektorkreis Haus 6	VKTc, TKT1c, TKT2c
Q_{KTd}	Solarenergie aus Kollektorkreis Haus 4	VKTd, TKT1d, TKT2d
Q_{SP}	Solarenergie aus Kollektorkreis (Sekundärseite WT) bzw. Solarenergie zur Beladung Solarpuffer	VSP, TSP1, TSP2
Q_{SS}	Solarenergie aus Entladung Solarpuffer	VSS, TSS1, TSS2
Q_{SV}	Solarenergie aus Entladung Solarpuffer (Sekundärseite WT) bzw. solare Nutzenergie an Wärmenetz	VSV, TSV1, TSV2
Q_{HT1}	Energie aus Therme 1	VHT1, THT11, THT12
Q_{HT2}	Energie aus Therme 2	VHT2, THT21, THT22
Q_{VVa}	Wärmeverbrauch Haus 8	VVVa, TVV1a, TVV2a
Q_{VVb}	Wärmeverbrauch Haus 10	VVVb, TVV1b, TVV2b
Q_{VVc}	Wärmeverbrauch Haus 6	VVVc, TVV1c, TVV2c
Q_{VVd}	Wärmeverbrauch Haus 4	VVVd, TVV1d, TVV2d
Elektrische Energie für Solarsystem (kWh)		
N_{ST}	Elektr. Energie für Solarsystem	
Temperaturen (°C)		
T_{KT1a}	Temperatur Kollektorkreis Vorlauf Haus 8	
T_{KT2a}	Temperatur Kollektorkreis Rücklauf, Haus 8	
T_{KT1b}	Temperatur Kollektorkreis Vorlauf Haus 10	
T_{KT2b}	Temperatur Kollektorkreis Rücklauf, Haus 10	
T_{KT1c}	Temperatur Kollektorkreis Vorlauf Haus 6	
T_{KT2c}	Temperatur Kollektorkreis Rücklauf, Haus 6	
T_{KT1d}	Temperatur Kollektorkreis Vorlauf Haus 4	
T_{KT2d}	Temperatur Kollektorkreis Rücklauf, Haus 4	
T_{KT1}	Temperatur Kollektorkreis Vorlauf Sammelleitung	
T_{KT2}	Temperatur Kollektorkreis Rücklauf Sammelleitung	
T_{SP1}	Temperatur Beladung Solarpuffer Vorlauf (Warmseite)	
T_{SP2}	Temperatur Beladung Solarpuffer Rücklauf (Kaltseite)	
T_{SS1}	Temperatur Entladung Solarpuffer Vorlauf (Warmseite)	
T_{SS2}	Temperatur Entladung Solarpuffer Rücklauf (Kaltseite)	
T_{SV1}	Temperatur Entladung Solarpuffer Vorlauf (Warmseite) Sekundärseite WT	
T_{SV2}	Temperatur Entladung Solarpuffer Rücklauf (Kaltseite) Sekundärseite WT	
T_{PS1}	Temperatur Pufferspeicher oben	
T_{PS2}	Temperatur Pufferspeicher oberes Viertel	
T_{PS3}	Temperatur Pufferspeicher mittig	
T_{PS4}	Temperatur Pufferspeicher unteres Viertel	
T_{PS5}	Temperatur Pufferspeicher unten	
T_{HT11}	Temperatur Vorlauf Therme 1	
T_{HT12}	Temperatur Rücklauf Therme 1	
T_{HT21}	Temperatur Vorlauf Therme 2	
T_{HT22}	Temperatur Rücklauf Therme 2	
T_{HW1}	Temperatur an hydraulischer Weiche oben	
T_{HW2}	Temperatur an hydraulischer Weiche unten	
T_{VV1a}	Vorlauf Wärmenetz Haus 8	
T_{VV2a}	Rücklauf Wärmenetz Haus 8	
T_{VV1b}	Vorlauf Wärmenetz Haus 10	
T_{VV2b}	Rücklauf Wärmenetz Haus 10	
T_{VV1c}	Vorlauf Wärmenetz Haus 6	
T_{VV2c}	Rücklauf Wärmenetz Haus 6	
T_{VV1d}	Vorlauf Wärmenetz Haus 4	
T_{VV2d}	Rücklauf Wärmenetz Haus 4	
T_A	Außentemperatur	

Volumenströme (m³/h)	
V_{KTa}	Volumenstrom Kollektorkreis Haus 8
V_{KTb}	Volumenstrom Kollektorkreis Haus 10
V_{KTc}	Volumenstrom Kollektorkreis Haus 6
V_{KTd}	Volumenstrom Kollektorkreis Haus 4
V_{SP}	Volumenstrom Wärmeübertrager Kollektorkreis Sekundärseite bzw. Beladung Solarpuffer
V_{SS}	Volumenstrom Entladung Solarpuffer
V_{SV}	Volumenstrom Entladung Solarpuffer (Sekundärseite WT)
V_{HT1}	Volumenstrom durch Therme 1
V_{HT2}	Volumenstrom durch Therme 2
V_{VVa}	Volumenstrom Wärmeübergabe Haus 8
V_{VVb}	Volumenstrom Wärmeübergabe Haus 10
V_{VVc}	Volumenstrom Wärmeübergabe Haus 6
V_{VVd}	Volumenstrom Wärmeübergabe Haus 4
Druck (bar)	
P_{KT}	Druck Im Kollektorfeld

Tabelle 47: Vorhanden Messstellen Siegfried-Czapski-Straße Jena [CRWHP11]

Für detaillierte Kesselvermessung innerhalb dieses Projektes wurden die folgenden Messstellen nachgerüstet (Tabelle 48):

Volumenströme (m³/h)	
V_{GAS1}	Volumenstrom Gasverbrauch Therme 1
V_{GAS2}	Volumenstrom Gasverbrauch Therme 2
Temperaturen (°C)	
T_{RAUM}	Temperatur der Ansaugluft der Brenner
T_{ABT1}	Abgastemperatur Therme 1
T_{ABT2}	Abgastemperatur Therme 2
T_{GAS}	Temperatur Gas
Betriebsstunden (h)	
H_{BT1}	Freigabesignal Therme 1
H_{BT2}	Freigabesignal Therme 2
Feuchte (% r.F.)	
F_{RAUM}	relative Luftfeuchte der Ansaugluft der Brenner
Sauerstoff (Vol. %)	
O_{2BT1}	Sauerstoffgehalt des Abgases Therme 1
O_{2BT2}	Sauerstoffgehalt des Abgases Therme 2
Druck (bar)	
P_{LUFT}	Luftdruck

Tabelle 48: Nachgerüstete Messstellen – Feldanlage 11 Siegfried-Czapski-Straße [CRWHP11]

4.11.4 Messwerte

Für die Messstellen liegen – erfasst über einen Leitrechner – alle Einzeldaten im Sekunden- bis Stundenraster vor. Die Auflösung der Messung kann variiert und dem Zweck der Untersuchung angepasst werden.

Für die Energiebilanzierung des Jahres 2011 wurden die Werte tagesgenau verwendet. Die Messdatenaufbereitung erfolgte an der FH Düsseldorf. Zugrunde gelegt werden die Gaszählerwerte sowie alle relevanten Wärmemengen (jeweils mit Hilfe von Volumenströmen und 2 Temperaturen ermittelt).

- Gasverbrauch Therme 1
- Gasverbrauch Therme 2
- Wärmeabgabe Therme 1
- Wärmeabgabe Therme 2
- Kollektorkreisertrag
- Wärmeeinspeisung aus der Zentrale ins Nahwärmenetz
- Wärmeabnahme Gebäude 4, 6, 8 und 10

Für das Jahr 2011 zeigt nachfolgende Abbildung die Messwerte für den Solarertrag und die Sonnenscheindauer. Die Sonnenscheindauer entstammt Daten des Deutschen Wetterdienstes für die Station "Erfurt/Weimar".

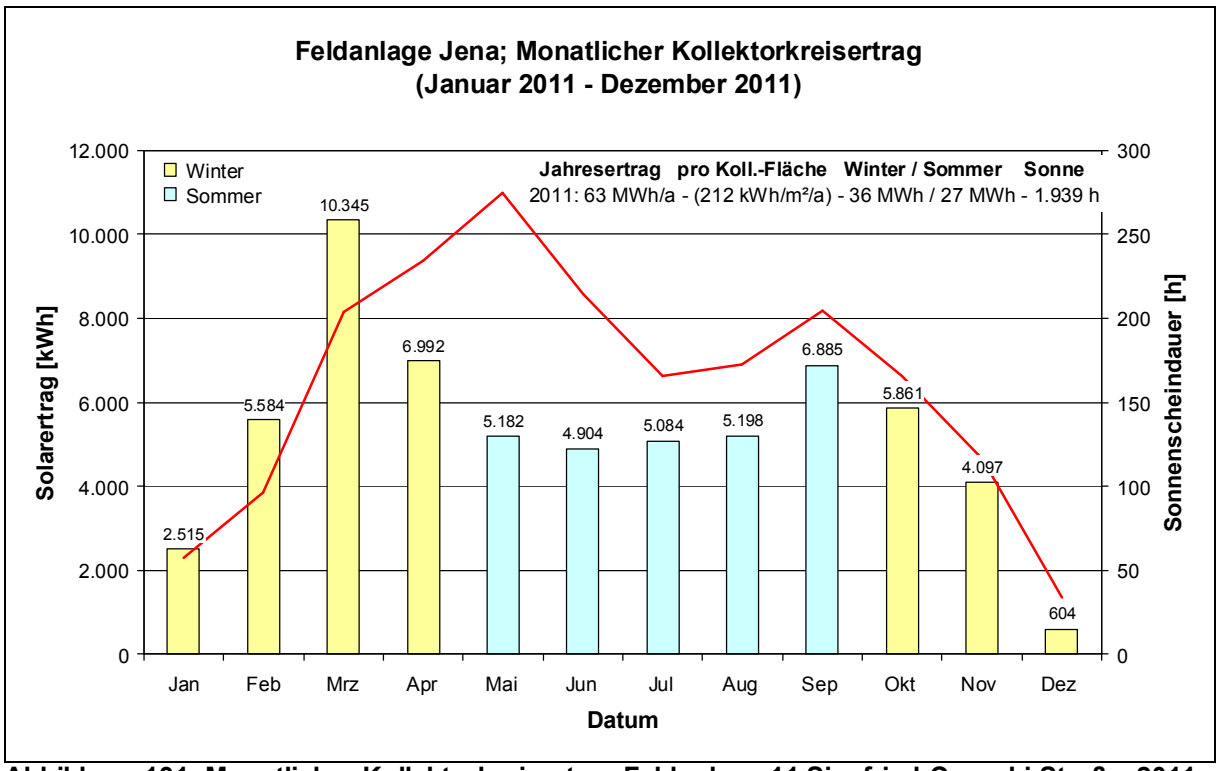


Abbildung 131: Monatlicher Kollektorkreisertrag Feldanlage 11 Siegfried-Czapski-Straße, 2011

Der kollektorflächenbezogene Ertrag liegt mit 212 kWh/(m²a) im untersten Bereich der untersuchten Feldanlagen. Der Wert ist aufgrund der großen Flächenbemessung der Anlage nicht ungewöhnlich.

Die Erträge korrelieren grundsätzlich mit den Sonnenscheindauern. Nur im März ist der Ertrag überdurchschnittlich, was ein Indiz für Heizungsunterstützung sein kann.

4.11.5 Energieanalyse aus dem Verbrauch EAV

In der nachfolgenden Abbildung 132 sind die täglichen Leistungen der an die Gebäude gelieferten Nahwärmemengen über der Außentemperatur aufgetragen. Die Zählerwerte der vier Gebäude sind zusammenaddiert. Die den mittleren Leistungen zugrunde liegenden Energiemengen werden in den Gebäuden für Raumheizung sowie Warmwasserbereitung (Zirkulation plus Trinkwarmwassernutzen) verwendet.

Diese Energieanalyse aus dem Verbrauch (E-A-V) dient der Bestimmung des spezifischen Wärmeverlustes h und der Gebäudeheizlast sowie der Grundleistung für die Warmwasserbereitung.

Es wurden folgende Festlegungen getroffen: Der Wärmeverbrauch unterhalb einer Außentemperatur von 8 °C wurde dem Winter, oberhalb von 15 °C dem Sommer und dazwischen der Übergangszeit zugeordnet.

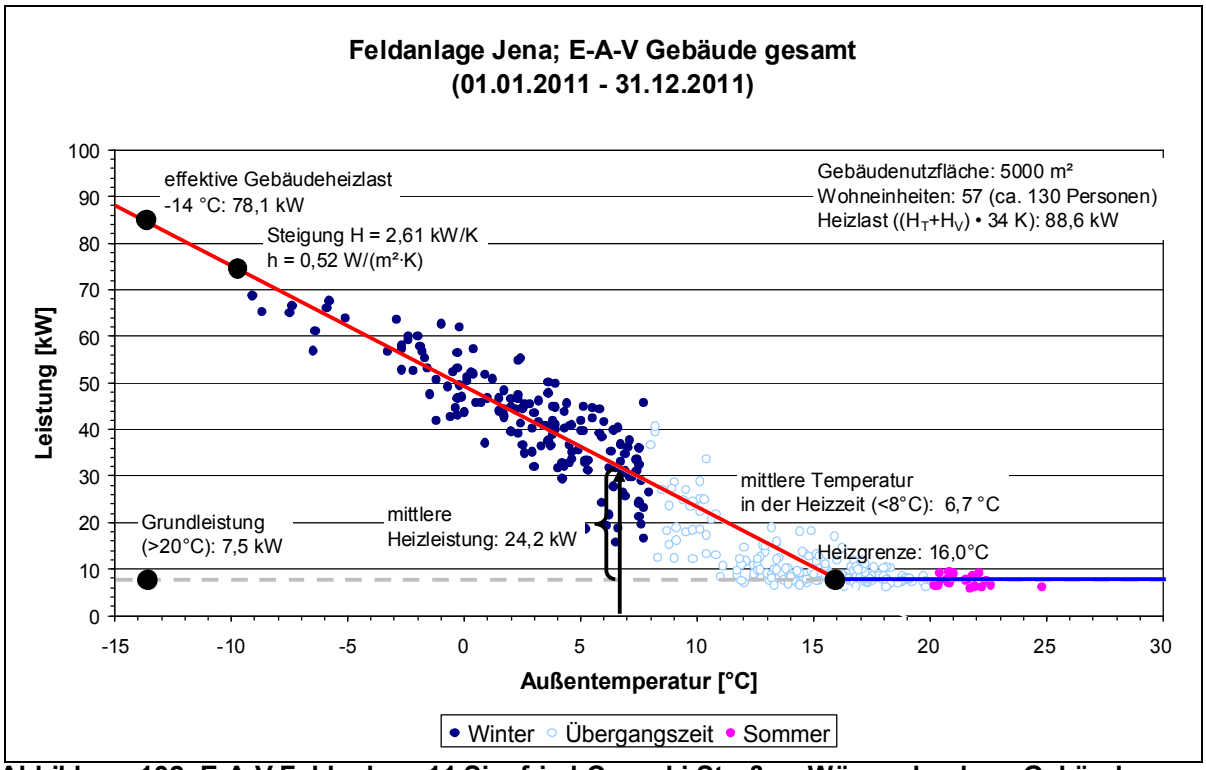


Abbildung 132: E-A-V Feldanlage 11 Siegfried-Czapski-Straße – Wärmeabnahme Gebäude

Die Heizgrenztemperatur (Schnittpunkt x-Achse mit Ausgleichsgeraden Winter) liegt bei 16,0 °C. Der Wert ist für einen Neubau dieses Standards als vergleichsweise hoch einzuschätzen.

Der spezifische Wärmverlust des Gebäudes liegt mit 0,52 W/m²/K im sehr guten Bereich aller untersuchten Feldanlagen. Der gute KfW-Standard ist hieran deutlich abzulesen.

Die Gebäudeheizlast, bestehend aus Transmissions- und Lüftungswärmeverlusten, beträgt bei einer Auslegungstemperatur von -14 °C für Jena (Raumtemperatur 20 °C) ca. 88,6 kW. Dies entspricht in etwa der notwendigen Kesselleistung. Somit sind die jetzt installierten Kessel mit zusammen 191,2 kW Nennwärmeleistung deutlich überdimensioniert.

Die Grundleistung beträgt 7,5 kW und beinhaltet den Wärmebedarf für Warmwasser und Zirkulation. Der personenbezogene Wert liegt mit 82 W/Pers/a deutlich unter dem Durchschnitt aller Projektergebnisse.

EAV der Nahwärmeeinspeisung

Abbildung 133 zeigt die gleiche Auswertung wie vorher, jedoch auf Basis des Zählers für die Nahwärmeeinspeisung.

Wesentlicher Unterschied ist die Lage des Grundsockels. Hier sind nun 10,3 kW zu verzeichnen. Die Differenz von 2,8 kW ist der Wärmeverlust der Nahwärmetrasse.

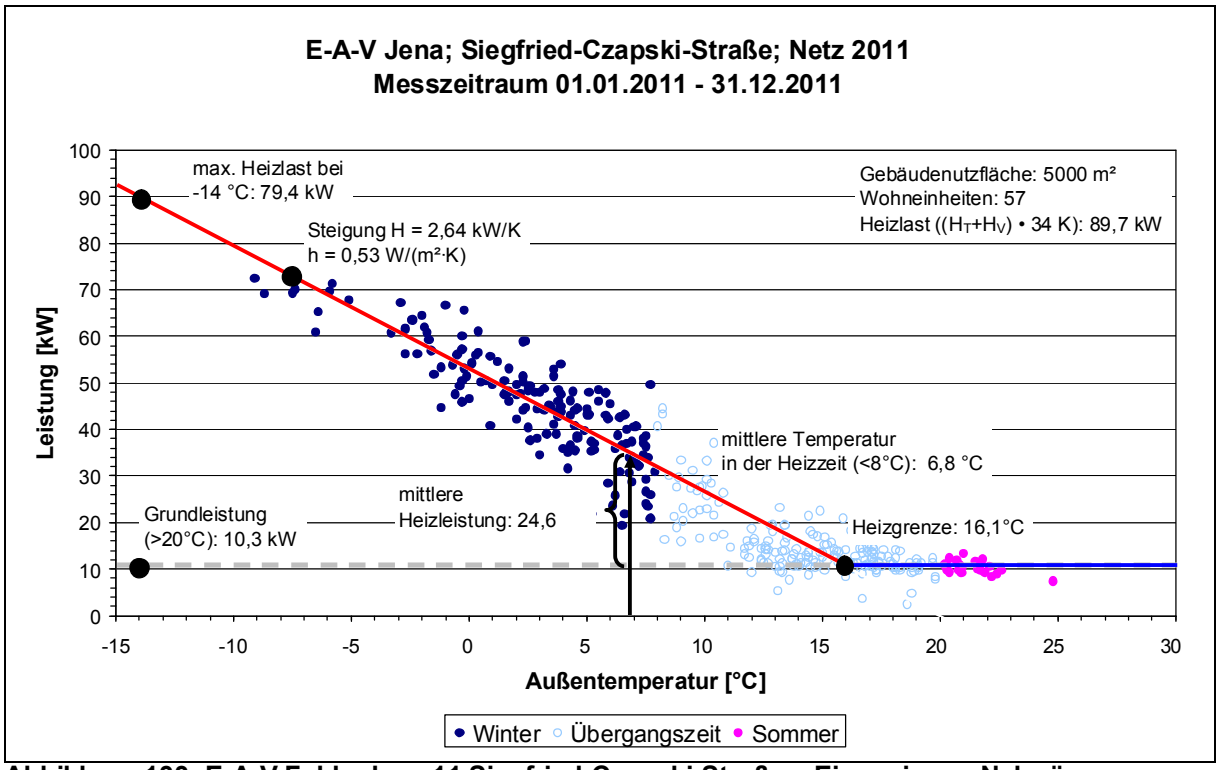


Abbildung 133: E-A-V Feldanlage 11 Siegfried-Czapski-Straße – Einspeisung Nahwärme

Energieanalyse des Kessels

Die Messdaten der Energiezu- und Abfuhr für die Kessel liegen in täglicher Auflösung vor. Werden die Werte als mittlere Leistungen im Messzeitraum in ein Diagramm eingetragen, ergibt sich ein Abbild mittlerer Kesseleigenschaften – Abbildung 134.

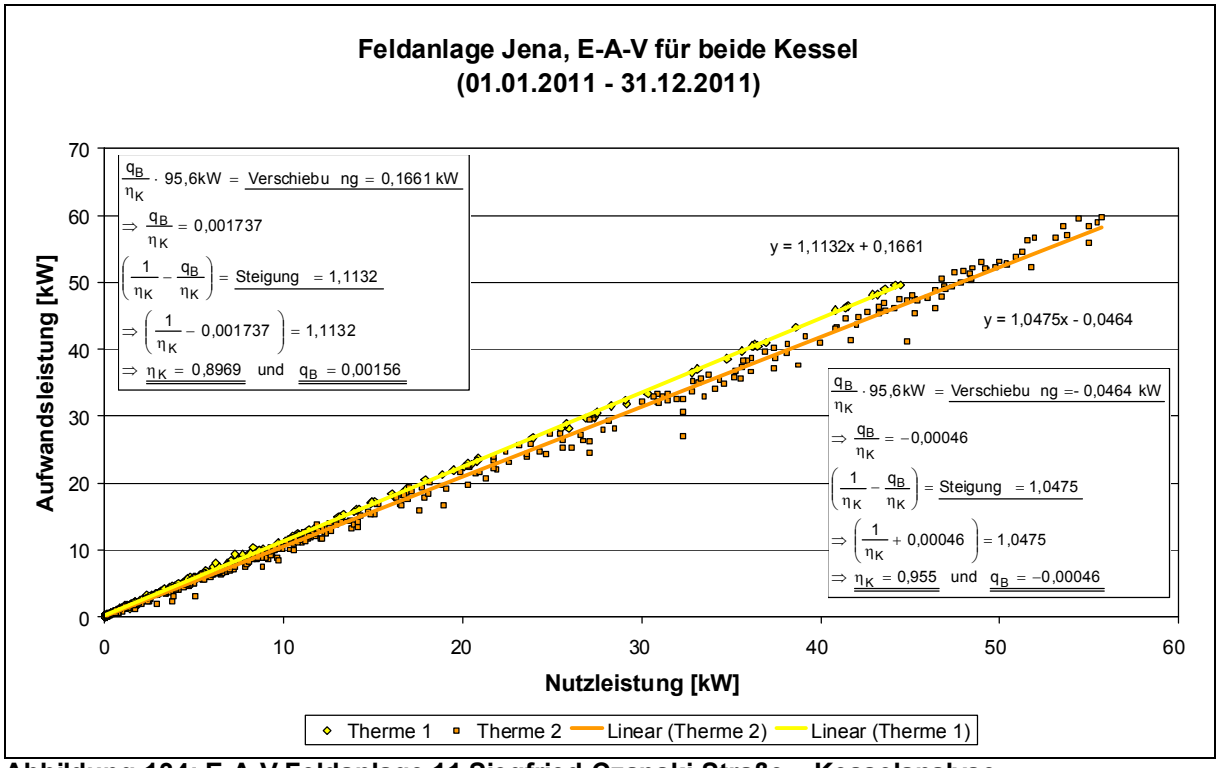


Abbildung 134: E-A-V Feldanlage 11 Siegfried-Czapski-Straße – Kesselanalyse

Die Steigung im Bild ist ein Maß für die Effizienz der Energieumwandlung, die Parallelverschiebung für die Wärmeverluste über die Kesseloberfläche.

Mit Hilfe der Kesselnennleistung von jeweils 95,6 kW lassen sich aus Steigung und Parallelverschiebung der Geradengleichungen die folgenden Kennwerte der Kessel ableiten:

- Therme 1:
  - mittlerer Kesselwirkungsgrad im Betrieb: η_K **= 89,7 %**
  - mittlerer Bereitschaftsverlust im Betrieb: q_B **= 0,156 %**.

Der Wirkungsgrad Wert für Therme 1 liegt im Projektdurchschnitt, der Bereitschaftsverlust ist etwas besser als der Durchschnitt. Die beiden Kennwerte führen zu einem Jahresnutzungsgrad von 87,9 %. Dieser Wert liegt leicht über dem Projektdurchschnitt

- Therme 2:
  - mittlerer Kesselwirkungsgrad im Betrieb: η_K **= 95,5 %**
  - mittlerer Bereitschaftsverlust im Betrieb: q_B **= -0,046 %**.

Die Messwerte für Therme 2 führen zu nicht plausiblen Werten. Der Betriebsbereitschaftsverlust wird negativ und der Wirkungsgrad liegt deutlich über den anderen Projektergebnissen. Dies verwundert, weil es sich hier um Thermen mit Anschluss an eine hydraulische Weiche handelt. Es wird davon ausgegangen, dass der Wert für Therme 2 aufgrund von Messfehlern nicht stimmt. Die vorhandenen Turbinengaszähler haben einen großen Nachlauf, daher insbesondere im Sommer große Fehler. Eine weitere Betrachtung liefert Kapitel 4.11.7.

4.11.6 Jahresbilanzen und Kennwerte

Nachfolgend sind alle Mess- und Berechnungswerte in einem Energieflussdiagramm (absolute Werte) und einem Balkendiagramm mit Energiezu- und Abflüssen (bezogen auf die beheizte Fläche) dargestellt.

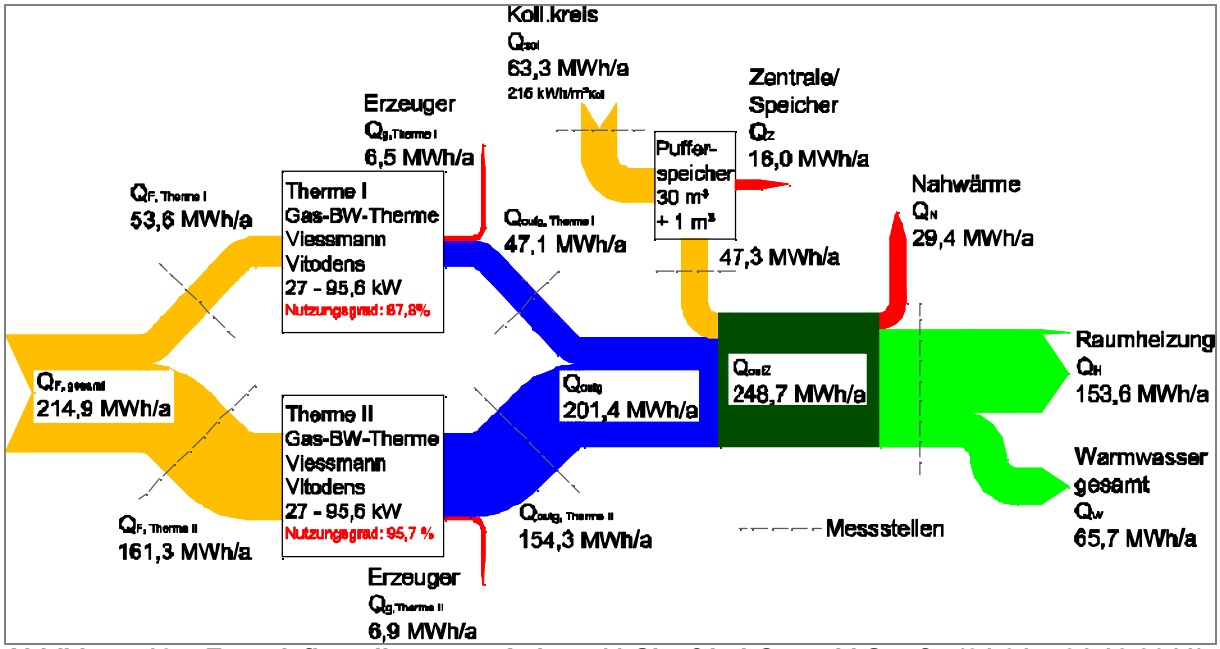


Abbildung 135: Energieflussdiagramm Anlage 11 Siegfried-Czapski-Straße (01.01. - 31.12.2011)

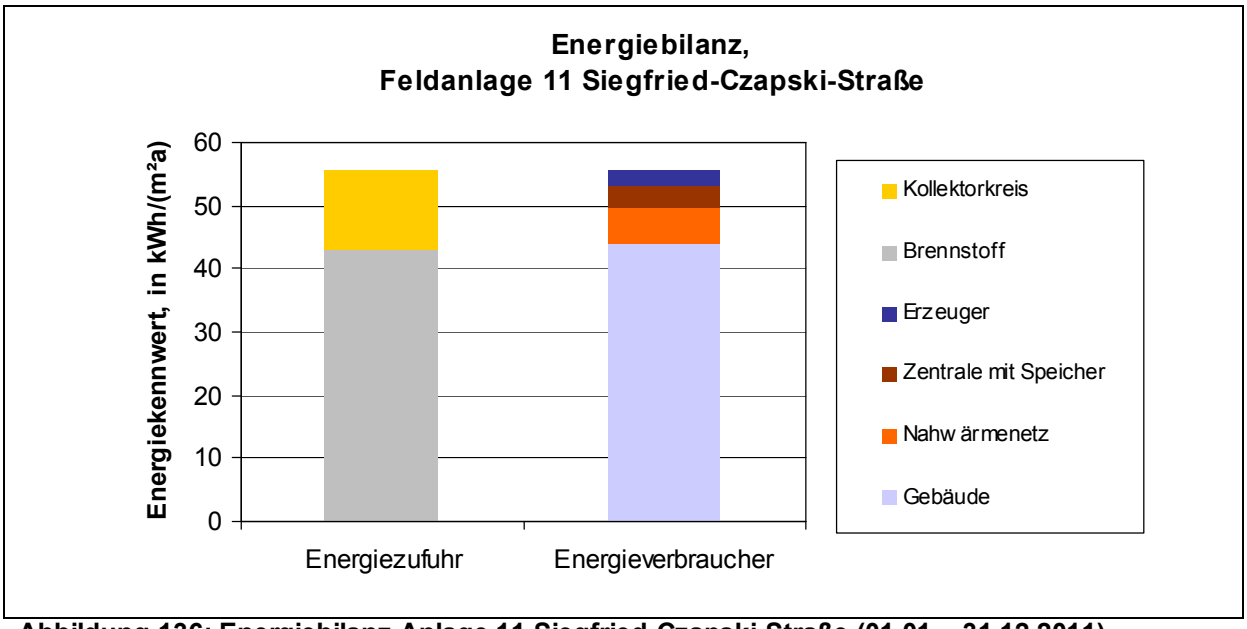


Abbildung 136: Energiebilanz Anlage 11 Siegfried-Czapski-Straße (01.01. - 31.12.2011)

Es zeigt sich, dass der Kollektorkreisertrag mit 215 kWh/(m²a) bezogen auf die Kollektorfläche schlecht ausfällt. Dies kann u. a. durch die große Dimensionierung der Anlage begründet werden. Pro Person sind deutlich mehr als 2 m² Kollektorfläche aufgestellt. Außerdem sind Mängel an der Funktion der Solaranlage zu verzeichnen.

Die solare Deckung der Trinkwarmwasserbereitung ergibt sich zu etwa 96 %. Wird der Ertrag auf den gesamten Nutzen bezogen, liegt der Wert bei knapp 24 %. Beide Werte sind verglichen mit den anderen Projektanlagen als sehr positiv einzustufen. Diese Anlage ist eine der wenigen, bei denen der Deckungsanteil der Trinkwarmwasserbereitung nahe 100 % erreicht. Hier ist in den Übergangszeiten davon auszugehen, dass eine Heizungsunterstützung stattfindet.

Die Zirkulationsverluste innerhalb der Gebäude können nicht eingeschätzt werden, weil keine detaillierten Messungen vorliegen. Da der sommerliche Lastsockel jedoch sehr gering ist, muss von einerseits sparsamem Nutzerverhalten und andererseits einem gut konzipierten Verteilnetz in den Gebäuden ausgegangen werden.

Die Kesselverluste sind mit 13,4 MWh/a als unterdurchschnittlich anzusehen. Der Nutzungsgrad von Therme I liegt bei 87,9 % (leicht überdurchschnittlich), der von Therme II bei 95,7 % (unplausibel sehr gut). Wie oben geschildert, wird bei Therme II von einem Messfehler ausgegangen.

Die Verluste der Zentrale betragen 16 MWh/a, das entspricht ca. 3 kWh/(m²a). Der Wert ist – verglichen mit anderen Feldanlagen als gering einzustufen. Da ein kompakter Speicher vorhanden ist, wird der Wert als plausibel angesehen.

Das Nahwärmenetz trägt mit 29,4 MWh/a Verlusten ebenfalls zur Gesamtbilanz bei. Der flächenbezogene Kennwert liegt bei etwa 6 kWh/(m²a). Dieser Kennwert ist für ein Nahwärmenetz als gut einzuschätzen.

Abbildung 137 zeigt die Energiebilanz in Form von Balkendiagrammen – getrennt nach Sommer- (5 Monate) und Winterhalbjahr (7 Monate).

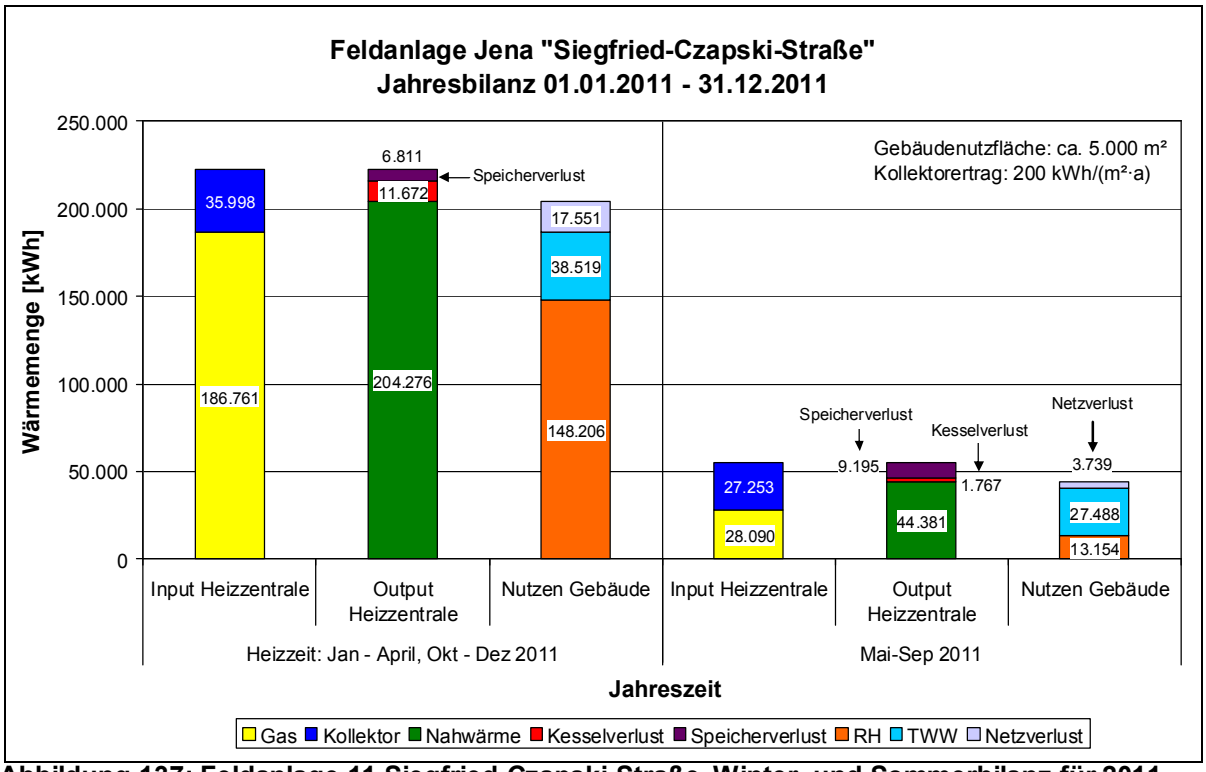


Abbildung 137: Feldanlage 11 Siegfried-Czapski-Straße, Winter- und Sommerbilanz für 2011

4.11.7 Detailauswertung Kesselnutzungsgrad

Aus den täglichen Messwerten für die Energielieferung und Wärmeproduktion der Thermen können Detailauswertungen erstellt werden. Mit Hilfe dieser Betrachtungen kann einerseits das Verhalten der Kessel bewertet werden und andererseits auf Messfehler rückgeschlossen werden. Eine Übersicht täglicher Nutzungsgrade der beiden Thermen im Jahr 2011 gibt Abbildung 138.

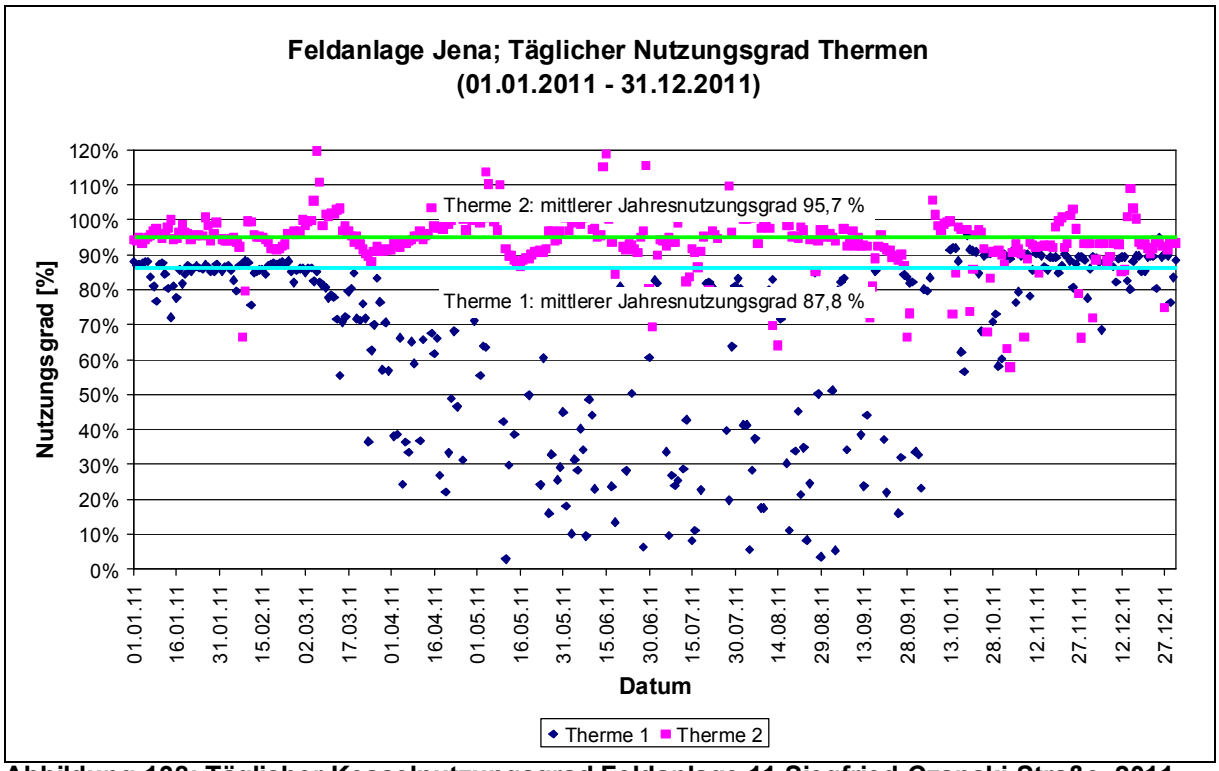


Abbildung 138: Täglicher Kesselnutzungsgrad Feldanlage 11 Siegfried-Czapski-Straße, 2011

Therme 2 ist die Führungstherme, Therme 1 für die Spitzenlasten zuständig. Auffällig ist, dass der Nutzungsgrad von Therme 2 oft über 100 % liegt, was physikalisch nicht sein kann, da die Auswertung brennwertbezogen ist.

Abbildung 139 und Abbildung 140 zeigen die tatsächlichen Energielieferungen und den gemessenen Nutzungsgrad beider Thermen. Gut erkennbar ist, dass die Hauptlast von der als Führungstherme definierten Therme 2 getragen wird.

Für drei Tage (16.11. - 18.11.10) war jedoch Therme 1 der Hauptlieferant. Auf Nachfrage konnte nicht gesagt werden, ob dies ein Regelungsfehler war, oder bewusst so programmiert wurde.

Betrachtet man den Zeitraum ab 16.11.10, so verläuft der Tagesnutzungsgrad der Therme 2 im Bereich von 91 % bis 95 %. Der Tagesnutzungsgrad der Therme 1 liegt an Tagen mit vergleichbaren hohen Wärmengen (16.11. - 18.11.10, 1.12. -3.12.10) bei etwa 89 % und damit einige Prozente unter dem von Therme 2. Als Begründung für diesen Unterschied bei baugleichen Thermen kann zunächst die höhere Rücklauftemperatur von Therme 1 angeführt werden (s. Abbildung 142 und die nachfolgenden Erläuterungen).

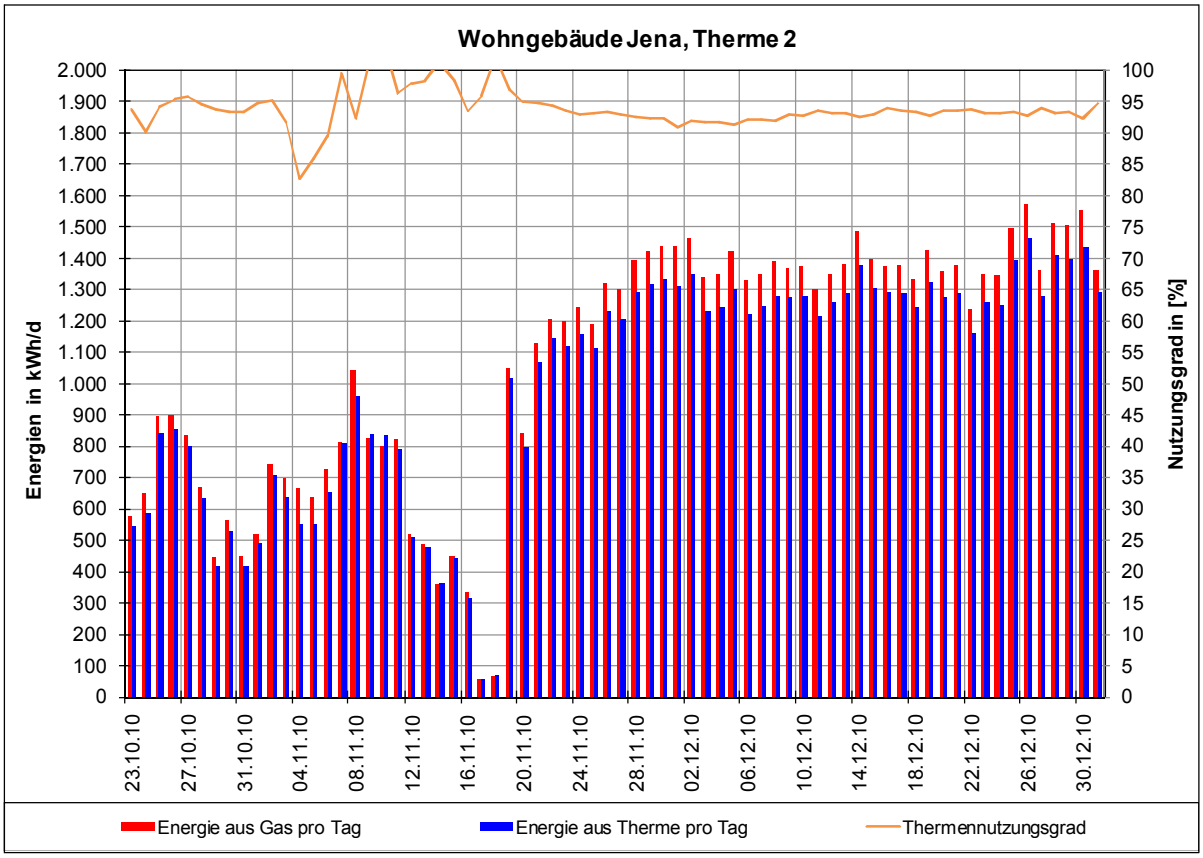


Abbildung 139: Tageswerte des Nutzungsgrads der Führungstherme, Feldanlage 11

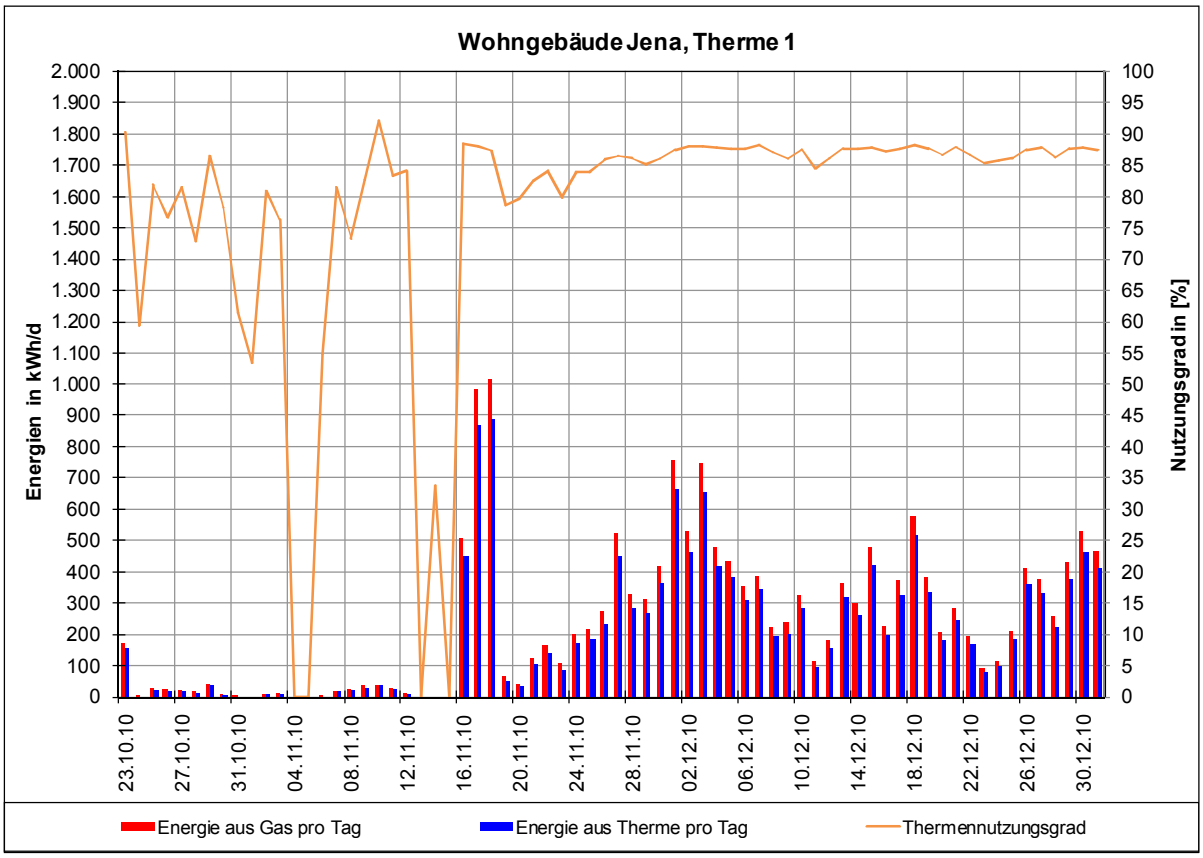


Abbildung 140: Tageswerte des Nutzungsgrads der Sekundärtherme, Feldanlage 11

Als weiterer Grund für die hohe Differenz muss allerdings auch die Messunsicherheit angeführt werden. Allein der Fehler bei der Volumenstrommessung zur Berechnung der Kesselleistung kann pro Messstelle bei bis zu 2 % liegen.

Ein Indiz für die Problematik der Messgenauigkeit ist auch die Tatsache, dass der Nutzungsgrad bei Therme 2 an einigen Tagen zu über 100 % berechnet wurde.

In Abbildung 141 ist ein typischer Ausschnitt des Betriebsverhaltens beider Thermen aufgezeigt.

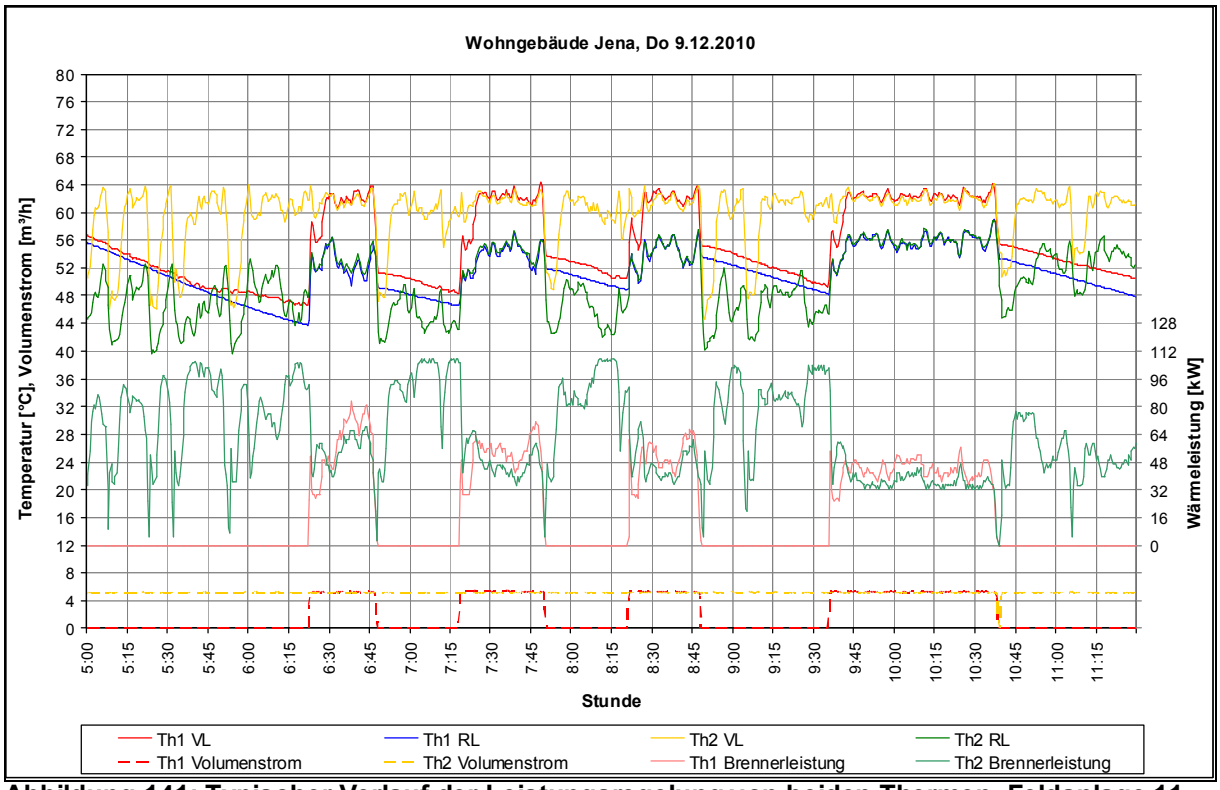


Abbildung 141: Typischer Verlauf der Leistungsregelung von beiden Thermen, Feldanlage 11

Im Zeitraum von 5:00 Uhr bis 6:20 Uhr ist zunächst nur die Führungstherme (Therme 2) in Betrieb. Gut erkennbar: Im Einzelbetrieb hat diese Therme hohe Leistungsschwankungen und erzeugt damit hohe Temperaturschwankungen im Vorlauf.

Die Vorlauftemperatur schwankt zwischen 44 °C und 64 °C. Da die Brennerleistung nicht direkt erfasst werden konnte, wird sie aus dem Gasvolumenstrom berechnet. Während des steilen Abfalls der Brennerleistung ist die Therme tatsächlich aus. Dies ergibt sich aus dem gemessenen Freigabesignal für die Therme. Dass der Gasvolumenstrom nicht sofort auf Null geht, liegt vermutlich an der Trägheit des eingebauten Turbinen-Gaszählers.

Es stellt sich die Frage, warum die Therme hier nicht gemäßigt die Leistung reduziert und die Vorlauftemperatur im Sollbereich hält, sondern komplett abschaltet. Eine solche Betriebsweise mit stark schwankenden Vorlauftemperaturen aufgrund einer schlechten Modulation der Therme ist kaum nachvollziehbar und nicht akzeptabel.

Zu einem gleichmäßigen Betrieb kommt es dagegen erstaunlicherweise, wenn beide Thermen an sind (z.B. 9:40 Uhr bis 10:40 Uhr). Die Leistungsmodulation ist jetzt gleitend und die Vorlauftemperatur bleibt im laut Regelbeschreibung erwarteten Bereich von 60 °C bis 64 °C.

Nach welchem Prinzip die zweite Therme (Nr.1) hinzu geschaltet wird, ist nicht immer nachvollziehbar. Dies geschieht oft viel zu früh, teilweise schon bei unterster Leistungsstufe der Führungstherme.

In Abbildung 142 ist dies sehr gut zu sehen. An diesem Tag wurde die Führungstherme meistens im unteren Modulationsbereich betrieben. Es gab keinen Grund zur Zuschaltung der 2. Therme. Trotzdem wurde diese immer wieder zugeschaltet. Auch das Anlaufen der Kesselpumpe ohne Feuerungsleistung (z.B. 7:35 – 8:10 Uhr) ist wenig sinnvoll.

Als weiterer Mangel ist erkenntlich: Wenn die zweite Therme abschaltet, schaltet die Führungstherme in der Regel mit ab, um darauf sofort wieder einzuschalten. Dieses Verhalten und das unnötige Zuschalten der Sekundärtherme führen zu höheren Einschaltvorgängen der Thermen und damit zu mehr Schadstoffemissionen sowie unnötigem Brennstoffverbrauch.

Zusammenfassend muss gesagt werden, dass die Thermenregelung wenig plausibel erscheint und im derzeitigen Zustand nicht akzeptable Mängel aufweist. Hinzuzufügen ist, dass in den ersten Betriebsmonaten beide Umwälzpumpen der Thermen im Dauerbetrieb liefen. Dieser unnötige Betrieb wurde auf Bestreben der ZfS bereits im September 2010 abgestellt.

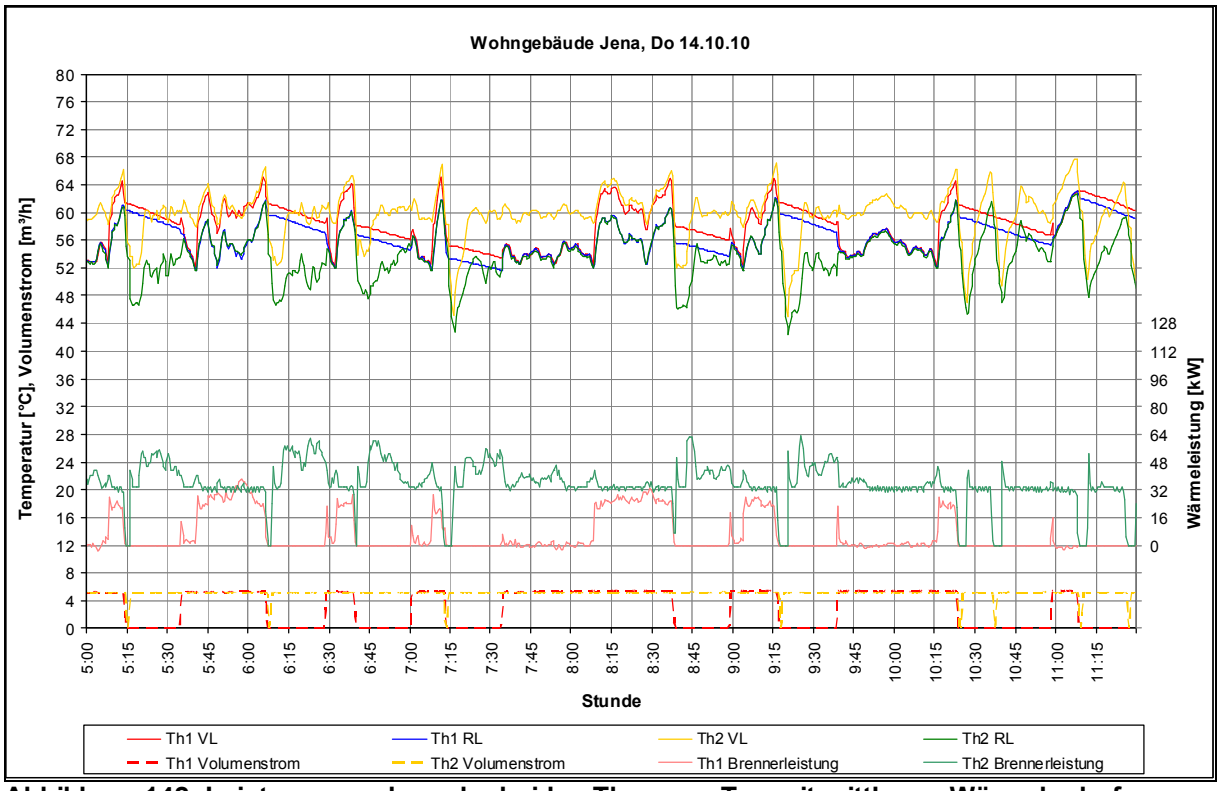


Abbildung 142: Leistungsregelung der beiden Thermen, Tag mit mittlerem Wärmebedarf

Wie In Abbildung 143 zu sehen, liegt die Netzrücklauftemperatur im Bereich von 32 °C – 38 °C, während die Rücklauftemperaturen zu den Thermen zwischen 40 °C und 58 °C liegen. Die Rücklauftemperatur zu den Thermen wird über die Anbindung an die hydraulische Weiche und den hohen Volumenstrom, besonders wenn beide Thermen laufen, stark angehoben.

Am hier betrachteten Tag liegt der Mittelwert des Netzvolumenstroms bei 2,2 m³/h und der höchste 30-Sekunden-Wert bei 4,2 m³/h. Im letzten Winterhalbjahr wurde an den kältesten Tagen ein maximaler Netzvolumenstrom von 4,3 m³/h gemessen.

Wenn beide Thermen laufen, wird ein Volumenstrom von etwas über 10 m³/h in der hydraulischen Weiche erzeugt, was die Rücklauftemperatur zu den Thermen entsprechend stark erhöht. Dadurch wird die Sekundärtherme über ihre Betriebszeit im Mittel immer höhere Rücklauftemperaturen erhalten als die Führungstherme, die oft auch allein in Betrieb ist. Am Beispiel des 9.12.2010 heißt das: Während der jeweiligen Betriebszeit beider Thermen lag der Mittelwert der Rücklauftemperatur in die Führungstherme (Therme 2) bei 51,2 °C und in die Sekundärtherme (Therme 1) bei 55,2 °C.

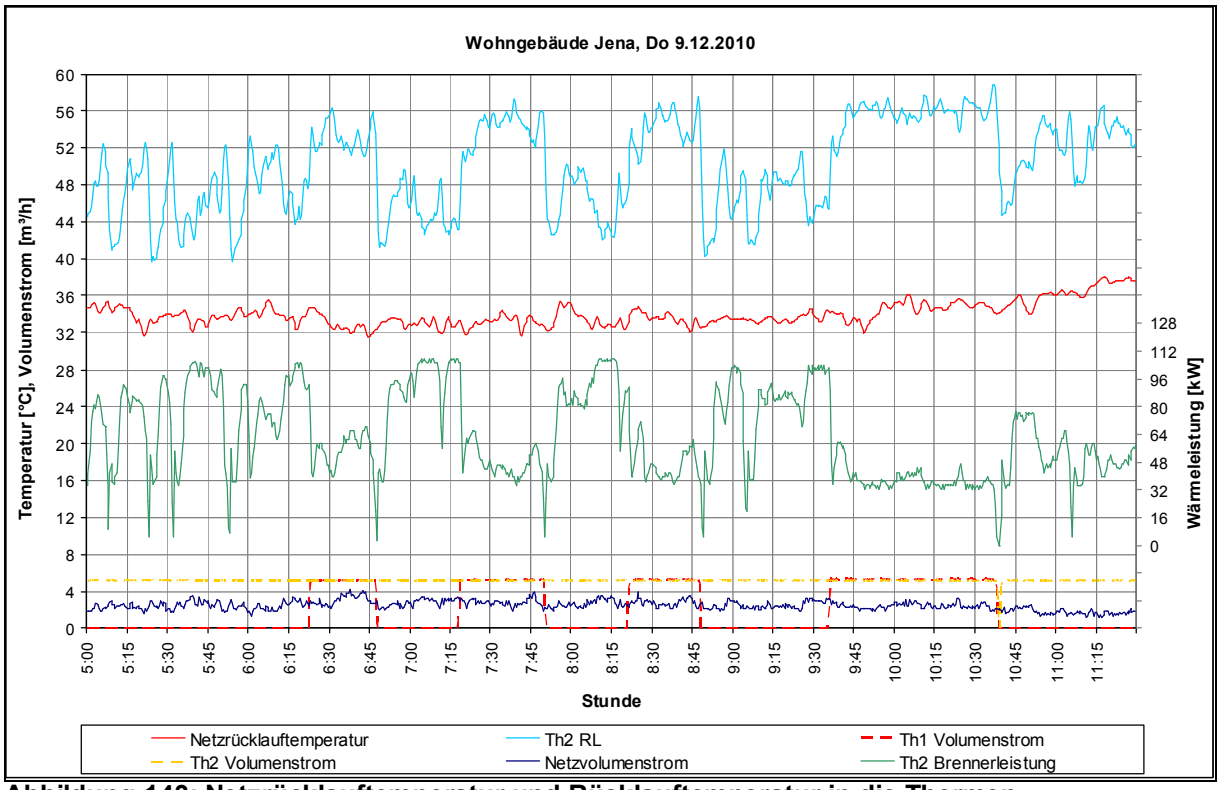


Abbildung 143: Netzrücklauftemperatur und Rücklauftemperatur in die Thermen

Der aktuelle Volumenstrom in den einzelnen Thermen-Kreisen beträgt etwas über 5 m³/h, die Nenn-Umlaufwassermenge laut Datenblatt der Geräte 4,1 m³/h, so dass Potenzial für eine Reduzierung des Volumenstroms vorhanden ist.

Durch den Einbau der hydraulischen Weiche und die nicht abgestimmten Volumenströme zwischen Erzeuger (Kesselkreis) und Verbraucherseite (Wärmenetz) ist die niedrige Netzrücklauftemperatur für den Thermenrücklauf nicht nutzbar. So werden durch die derzeitige Temperaturanhebung von teilweise über 20 K die Brennwertnutzung und damit der Nutzungsgrad der Thermen drastisch vermindert.

Aus oben erläuterter Problematik der Volumenströme stellt sich auch die Frage nach dem Zweck des im Netzvorlauf integrierten 1.000 Liter-Wärmespeichers. Ein vom Planer befürchteter Lieferengpass durch die Thermen ist bei dem hohen Volumenstrom der Kesselpumpen (über Faktor 2 höher als der höchste gemessene Netzvolumenstrom) kaum zu befürchten.

Auch bei einem kurzzeitigen Ausfall (max. 20 Min.) beider Thermen bietet der Speicher kaum Pufferfunktion für das Netz, da er auch nach Wiederinbetriebnahme der Thermen noch mit kühlem Netzwasser gefüllt ist und nicht überbrückt werden kann. Somit stellt sich der Wärmespeicher in der derzeitigen Schaltung lediglich als verzichtbare Quelle zusätzlicher Wärmeverluste dar und sollte außer Betrieb genommen werden.

4.11.8 Detailauswertung Hausübergabestationen

Bei den Hausanschlussstationen werden sehr unterschiedliche Rücklauftemperaturen (TVV2a, TVV2b, TVV2c, TVV2d) gemessen.

In Abbildung 144 sind die Tagesmittelwerte der Rücklauftemperaturen der Hausanschlussstationen ab dem 01.01.2011 aufgezeichnet. Die kühlsten und damit günstigsten Rücklauftemperaturen haben die Häuser Nr. 6 und Nr. 10.

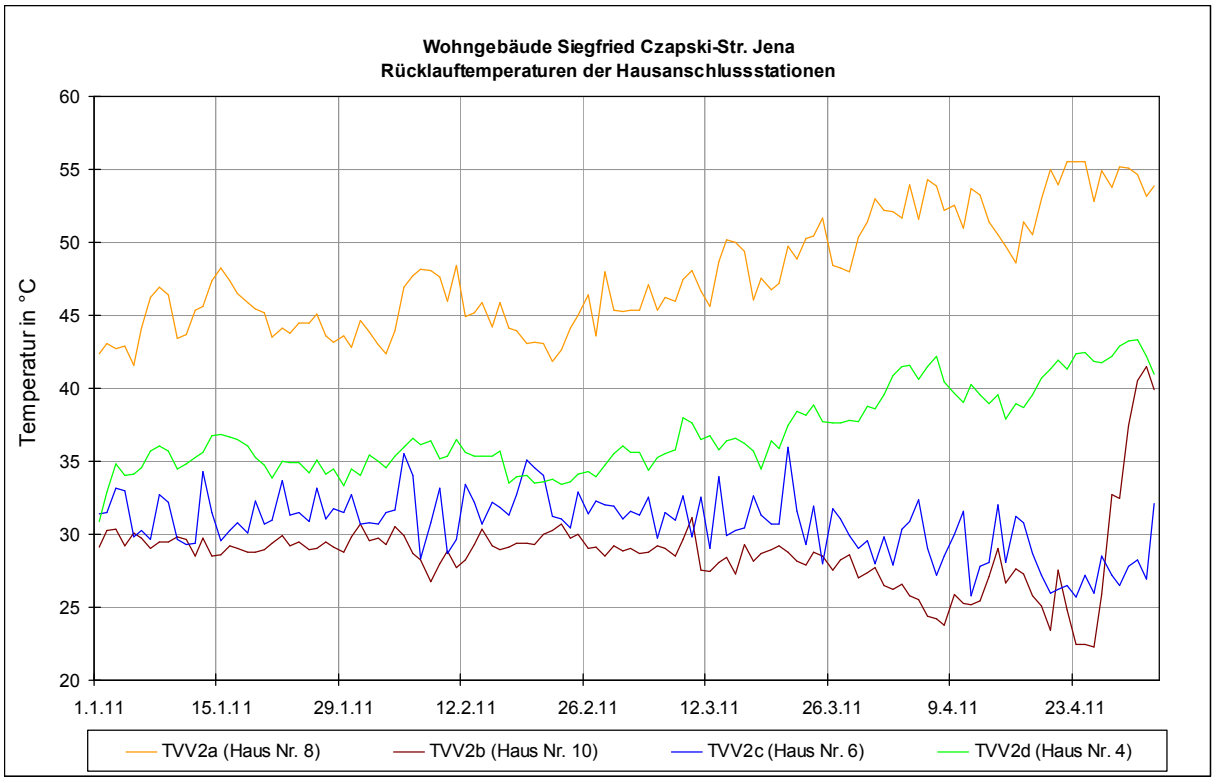


Abbildung 144: Rücklauftemperaturen der Hausanschlussstationen, Feldanlage 11

Mit im Mittel 45 °C (Winter) und 55 °C (Frühjahr) liegt die Rücklauftemperatur von Haus Nr. 8 um 15 … 25 K weit über diesen. Dazwischen befindet sich die Rücklauftemperatur von Haus Nr. 4.

Auch der Verlauf der Rücklauftemperaturen ist unterschiedlich. Die von Haus 4 und 8 laufen mit einer Differenz von etwa 10 K relativ parallel mit einem typischen Anstieg bei abnehmendem Heizbedarf. Ebenfalls weitgehend parallel laufen die Rücklauftemperaturen von Haus 10 und 6, jedoch mit einem leichten Abfall bei abnehmendem Heizbedarf.

Der starke Anstieg der Rücklauftemperaturen von Haus 10 Ende April basiert auf einer Änderung der Einstellung an der Station.

Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die Vor- und Rücklauftemperaturen der Hausanschlussstationen für den 24.4.2011 in hoher Auflösung mit 30 s-Mittelwerten. Es zeigen sich folgende Auffälligkeiten.

Haus Nr.: 8 (s. Abbildung 145)

- Überwiegend sehr geringe Temperaturdifferenz (2-3K) von Vor – und Rücklauf
- Dauerhafter Mindestvolumenstrom von ca. 180 l/h
- Wärmebedarf am 24.4.2011: 26,8 kWh/d

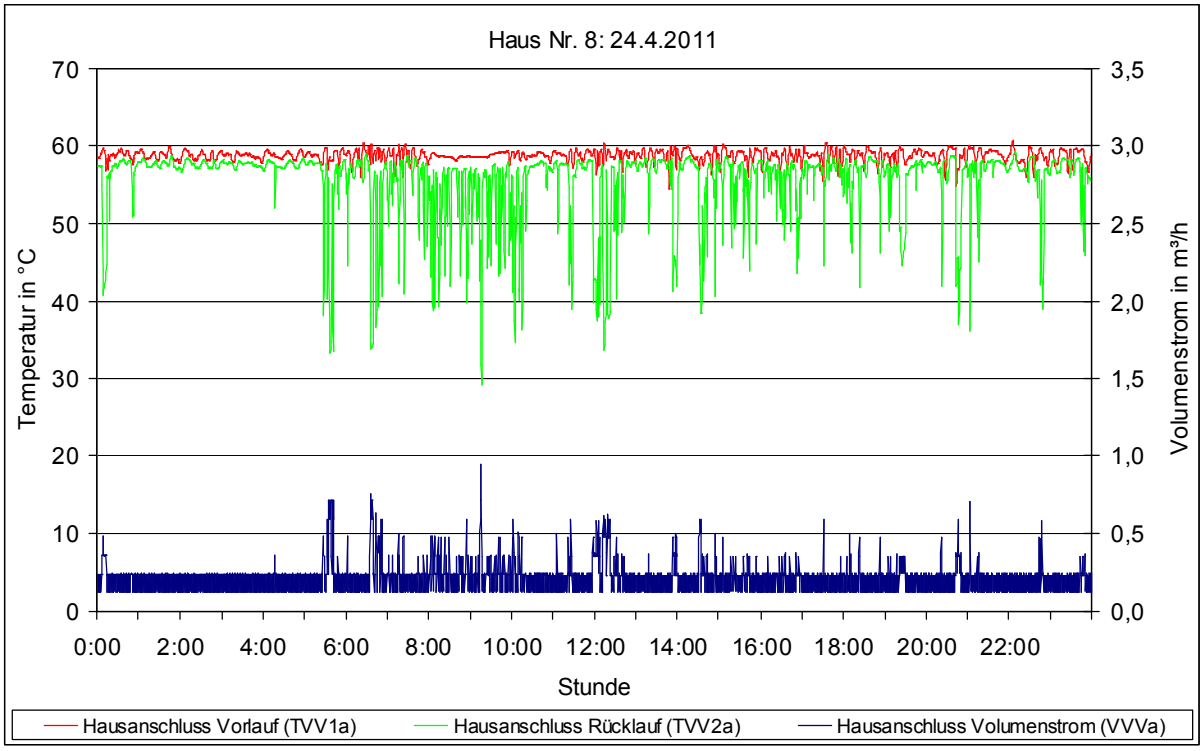


Abbildung 145: Vor- und Rücklauftemperaturen der Hausanschlussstation Haus Nr. 8

Haus Nr.: 4 (s. Abbildung 146)

- Zeitweise geringe Temperaturdifferenz (<10K) von Vor – und Rücklauf
- Rücklauftemperatur liegt insgesamt höher als bei den Häusern 6 und 10
- Dauerhafter Mindestvolumenstrom von ca. 170 l/h
- Wärmebedarf am 24.4.2011: 135,2 kWh/d

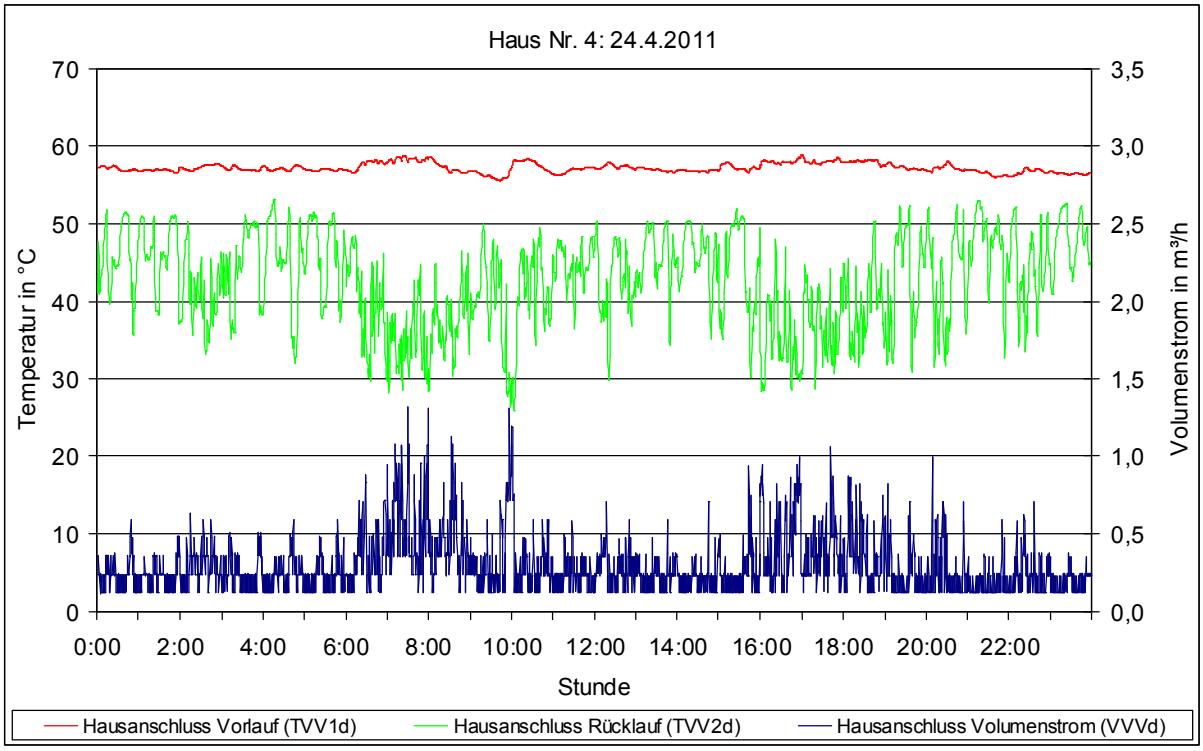


Abbildung 146: Vor- und Rücklauftemperaturen der Hausanschlussstation Haus Nr. 4

Haus Nr.: 6 (s. Abbildung 147)

- Überwiegend hohe Temperaturdifferenz von Vor – und Rücklauf
- Rücklauftemperatur liegt überwiegend im günstigen Bereich von unter 30 °C
- Kein dauerhafter Mindestvolumenstrom
- Wärmebedarf am 24.4.2011: 34,6 kWh/d

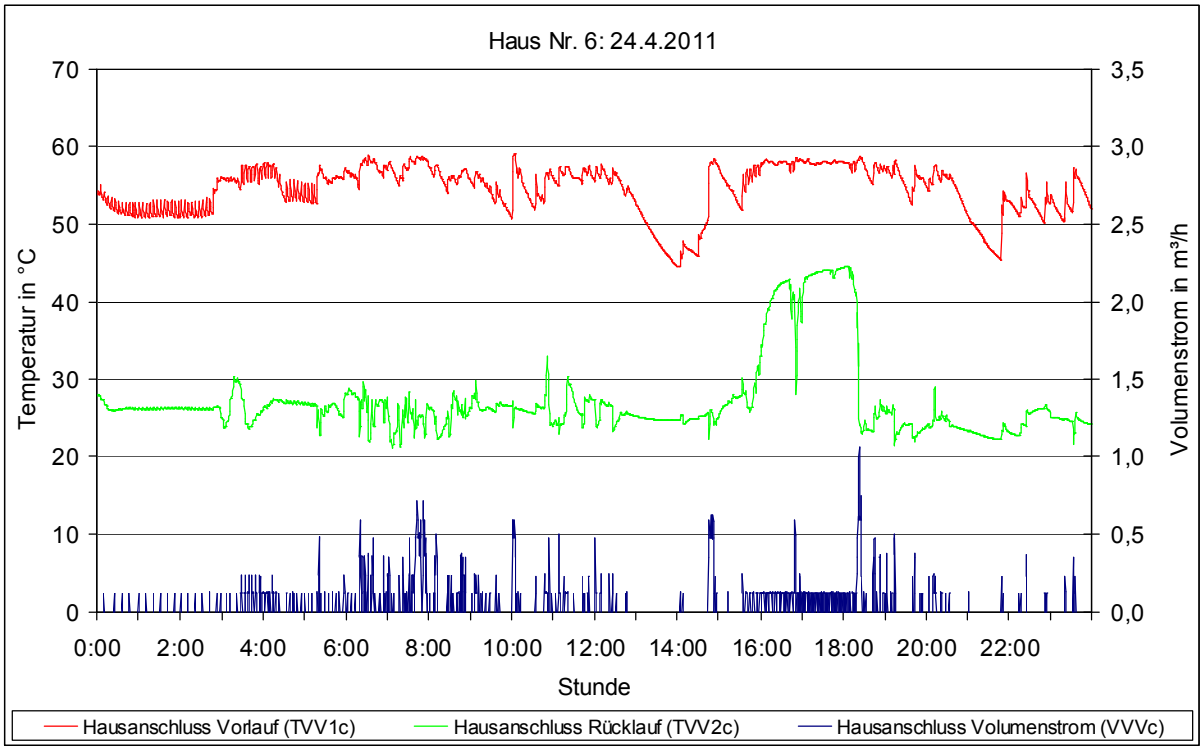


Abbildung 147: Vor- und Rücklauftemperaturen der Hausanschlussstation Haus Nr. 6

Haus Nr.: 10 bis Ende April 2011 (s. Abbildung 148)

- Hohe Temperaturdifferenz von Vor – und Rücklauf
- Rücklauftemperatur liegt im günstigen Bereich von unter 30 °C
- Kein dauerhafter Mindestvolumenstrom
- Vorlauftemperatur unterschreitet bei geringem Wärmebedarf (hier Zapfverbrauch, da Außentemperatur tagsüber bei über 20°C liegt) deutlich die Marke von 50°C. Die laut S-T-B Regeltechnik erforderliche Solltemperatur von 58 °C wird nicht eingehalten.
- Wärmebedarf am 24.4.2011: 30,2 kWh/d

Haus Nr.: 10 ab Ende April 2011 (s. Abbildung 149)

- Rücklauftemperatur liegt nun im Tagemittel bei 40 °C
- Jetzt dauerhafter Mindestvolumenstrom
- Vermutlich wurden aufgrund der häufigen Unterschreitung der Warmwassersolltemperatur Änderungen an der Einstellung vorgenommen
- Wärmebedarf am 02.05.2011: 39,9 kWh/d

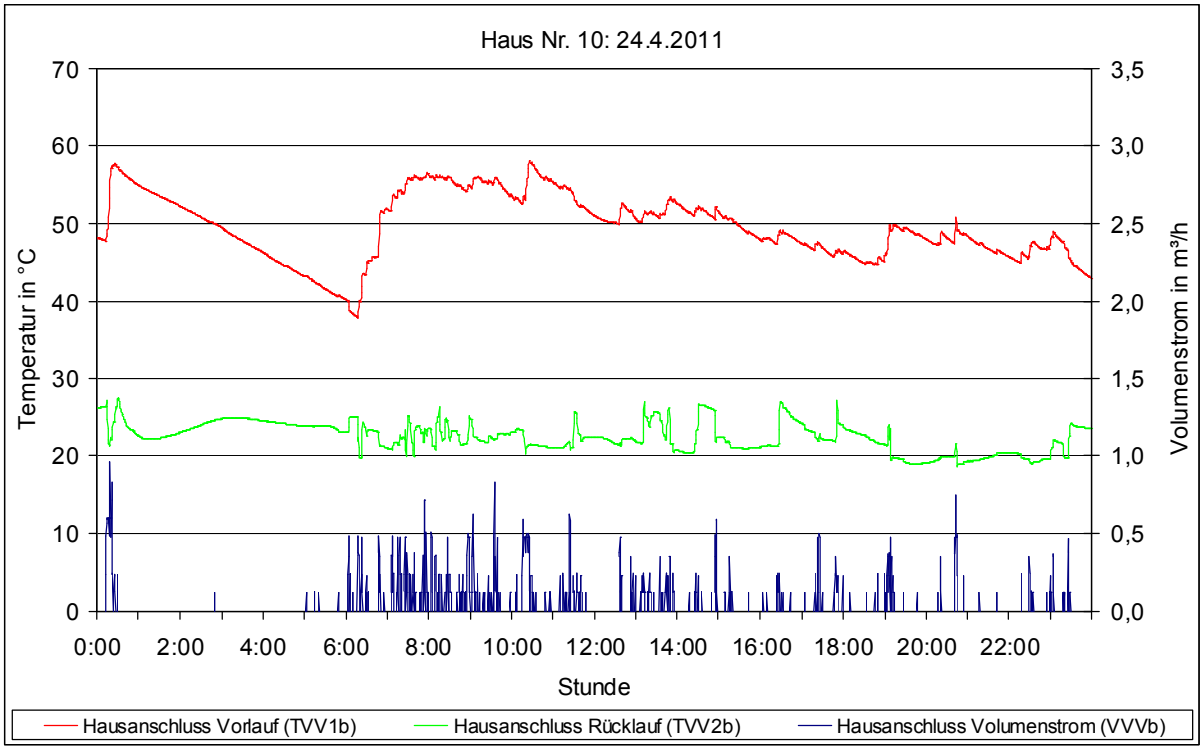


Abbildung 148: Vor- und Rücklauftemperaturen der Hausanschlussstation Haus Nr. 10

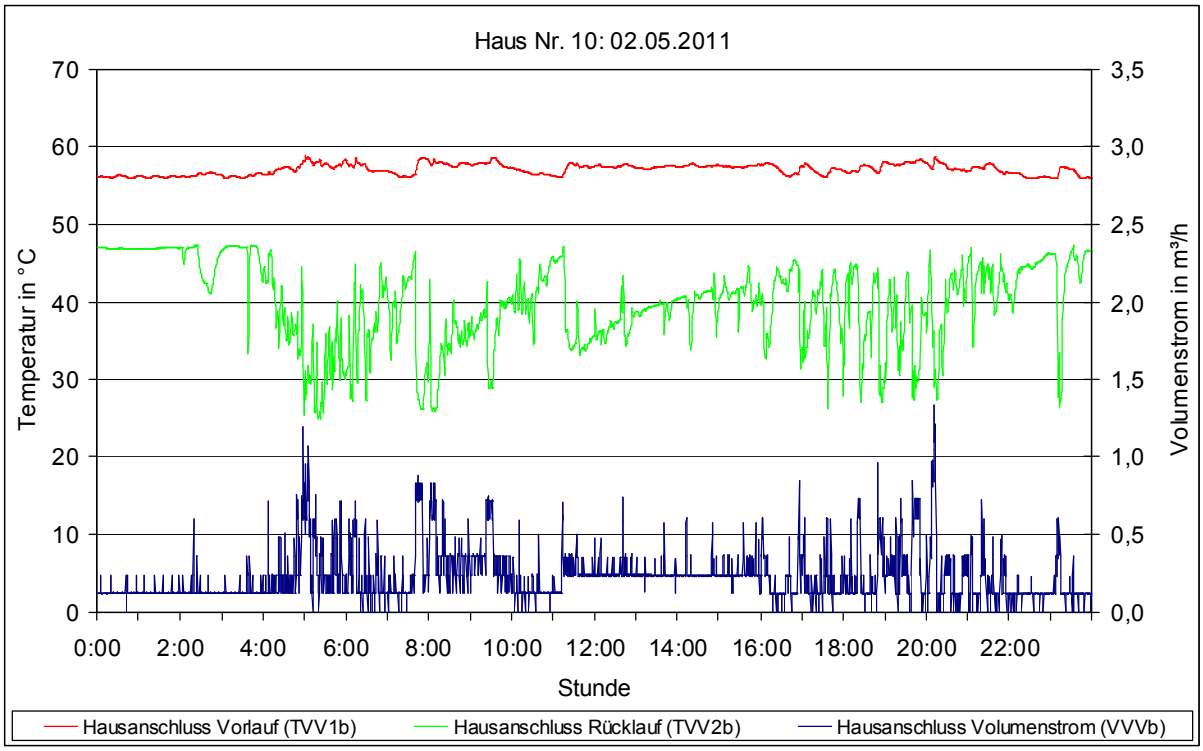


Abbildung 149: Vor- und Rücklauftemperaturen der Hausanschlussstation Haus Nr. 10 nach Einstellung eines Mindestvolumenstroms

Leider liegen bislang keine Unterlagen über die Hausanschlussstationen vor. Es lässt sich dadurch nicht abschließend sagen, ob die Unterschiede bauartbedingt sind oder nur aufgrund unterschiedlicher Einstellungen basieren. Bewertet man die Funktion der Stationen anhand der Messergebnisse, kann man folgende Benotung treffen:

- Haus 6: gut
- Haus 4: befriedigend
- Haus 8: mangelhaft (wegen sehr hoher Rücklauftemperaturen)
- Haus 10: bis Ende April 2011 mangelhaft (wegen unzureichend hoher Vorlauftemperaturen), ab Ende April 2011: befriedigend

Eine weitere Verbesserung der Nutzungsgrade der Solaranlage und der Thermen ist durch Absenkung der Netzrücklauftemperatur möglich, was gleichzeitig auch zu einer Minderung der Netzverluste führt.

Hier wäre zu überprüfen, auf welche Plandaten die Wärmeübergabestationen ausgelegt worden sind und in wieweit diese in Realität vorgefunden werden. Da erhebliche Unterschiede zwischen den einzelnen Stationen bestehen, kann davon ausgegangen werden, dass die Stationen (bei Baugleichheit) nur ungenügend eingeregelt wurden oder bereits Defekte haben.

Am Beispiel der Station von Haus Nr. 6 ist ersichtlich, dass eine gute Funktion realisierbar ist. Möglicherweise kann aber selbst diese Station noch optimiert werden.

4.11.9 Erreichte und mögliche Endenergieeinsparung

Nachfolgend werden zwei Betrachtungsansätze durchlaufen.

Zum einen wird – auf Basis des gegebenen Nutzens an Wärme (ab Heizzentrale) abgeschätzt, welche Einsparung an Endenergie die vorhandene Solaranlage gebracht hat. Dazu wird der Endenergiebedarf der Nahwärme ohne Solarthermie rechnerisch abgeschätzt.

Zum anderen wird untersucht, welche Einsparpotentiale sich ergeben, wenn die Wärmeversorgung ohne Netz und mit optimierten Kesseln und Speichern erfolgen würde. Hierzu wird der Fall ohne Solarthermie betrachtet.

Die Solarthermie wird nicht untersucht, weil eine Neuauslegung erfolgen müsste und der gebäudeweise erreichbare Solarertrag nicht eingeschätzt werden kann und soll. Er kann in der Größenordnung dessen liegen, was in den Gebäudeanlagen erreicht wurde.

Erreichte Einsparung durch die Solarthermie

Um die Endenergieeinsparung quantifizieren zu können, wird rechnerisch abgeschätzt, welcher Energieverbrauch sich in der Nahwärme ohne Solarthermie ergeben hätte. Der ab Heizzentrale notwendige gemessene Wärmebedarf incl. Netzverlust der Nahwärme wird als gegeben angenommen.

Darüber hinaus wird abgeschätzt, welche Speicherverluste entfallen, wenn es die Solarthermieanlage nicht geben würde. In dieser Heizzentrale wird vom Wegfall des 30 m³ Puffers sowie des 1 m³ Kesselpuffers ausgegangen. Anstelle dessen würde ein 2000-l-Speicher für die Trinkwarmwasserspitzen angenommen. Ob dieser wirklich in dieser Größe notwendig wäre, wird im Rahmen dieser Abschätzung nicht untersucht – er wird angenommen, um das konventionelle System auch verlustbehaftet zu rechnen.

Der vermiedene Wärmeverlust der 31 m³ Bestandsspeicher wird mit 16 MWh/a angenommen – das entspricht den Messwerten, da [IWU 97] für Speicher dieser Größe keine Kennwerte liefert. Der neu hinzugekommene Speicher hat einen Wärmeverlust von ca. 2200 kWh/a [IWU 97]. Der Wert wird variiert (+ ⅓, - ¼).

Der Kesselnutzungsgrad des Bestandes wird ebenfalls variiert. In welcher Richtung er sich ohne Solarthermie ändern wird, ist nicht abschätzbar – die Änderung wird jedoch klein sein, solange grundsätzlich das gleiche Kesselmodell verwendet wird (siehe auch Berichtsteil 4).

Es wird von einer Änderung um ± 1 %-Punkte um den Bestandwert (93,7 %) ausgegangen. Der Bestandswert wird in diese Betrachtung übernommen, obwohl Messfehler vermutet werden, weil keine anderen Werte verfügbar sind.

Tabelle 49 zeigt die sich ergebenden Energiemengen für den Zustand ohne Solarthermie. Der rechnerische Bedarf liegt in allen drei Szenarien höher.

Szenario	Wärmeabgabe der Erzeuger	Kollektor-kreisertrag	entfallene Speicherver-luste	Kessel-nutzungs-grad	Endenergie	Ersparnis / Mehr-verbrauch
	[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]		[kWh/a]	[kWh/a]
heute	264.663	-63.251	0	93,7%	214.851	
1	264.663	0	-18.408	94,7%	259.914	45.063
2	**264.663**	**0**	**-13.806**	**93,7%**	**267.595**	**52.744**
3	264.663	0	-10.355	92,7%	274.202	59.351

Tabelle 49: Bewertung der erreichten Endenergieeinsparung – Anlage 11 Siegfried-Czapski-Str.

Die wahrscheinlich erreichte Einsparung an Gas durch die Solarthermie liegt daher bei gerundet **10,5 ± 1,4 kWh/(m²a)** bezogen auf die beheizte Fläche von 5000 m². Wenn ein niedrigerer Kesselnutzungsgrad im Bestand verwendet wird, steigt die berechnete Einsparung an. Rechnet man mit Projektdurchschnittswerten, liegt das Ergebnis ca. **1 kWh/(m²a)** besser. Die getroffenen Annahmen sind ausführlich im Anhang 7.3 dokumentiert.

Die in diesem Projekt erreichte Endenergieeinsparung an Solarthermie liegt leicht über dem Durchschnitt.

Wegfall des Netzes

Eine zweite Fragestellung betrifft die Auswirkungen einer Anlagenoptimierung ohne Solarthermie. Da keine Messwerte vorliegen, wird mit Hilfe der Literatur und auf Basis der Bestandsverbrauchsdaten eine Abschätzung vorgenommen.

Die Wärmeabgabe der Erzeuger liegt derzeit bei 264,7 MWh/a. Von dieser Ausgangsenergiemenge entfallen die Netzverluste bei der Optimierung sowie die Wärmeverluste der zentralen Speicher. Dafür gibt es dezentrale Speicher und Erzeuger. Alle Angaben werden – weil sie unsicher sind – mit einer Bandbreite betrachtet. Folgende Annahmen werden hierzu getroffen:

- entfallene Netzverluste: - 29,4 MWh/a (Varianz $+^1/_5$ und $-^1/_6$)
- entfallene zentrale Pufferspeicher: - 31 m³ mit 16 MWh/a (Varianz $+^1/_5$ und $-^1/_6$)
- neue dezentrale TWW-Speicher: + 4 x 700 l á 1200 kWh/a (Varianz $+^1/_5$ und $-^1/_6$)
- Kesselnutzungsgrad 90% (Varianz +4% und -4%)

In allen Fällen wird von einer mit geringen Investitionsmitteln optimierten Anlagen- und Regelungstechnik ausgegangen. Tabelle 50 zeigt die Ergebnisse.

Szenario		Wärmebedarf der Erzeuger	entfallene Netz/ Speicherverlus-te	Kollektorkreiser-trag	Kessel-nutzungsgrad	Endenergie
		[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]		[kWh/a]
heute		264.663	0	-63.251	93,7%	214.851
ohne Solar	A	264.663	-48.700	0	94,0%	229.748
	B	**264.663**	**-40.583**	**0**	**90,0%**	**248.978**
	C	264.663	-30.437	0	86,0%	272.356

Szenario		Ersparnis / Mehrverbrauch gegenüber Bestand	
		[kWh/a]	
heute			
ohne Solar	A	14.897	Mehrverbrauch gegenüber heute
	B	**34.127**	**Mehrverbrauch gg.über heute**
	C	57.505	Mehrverbrauch gegenüber heute

Tabelle 50: Bewertung einer Anlagenoptimierung – Anlage 11 Siegfried-Czapski-Straße

Eine dezentrale Versorgung der vier Gebäude mit je einem Gaskessel, aber ohne Solarthermie brächte einen Mehraufwand an Endenergie – siehe Variante B. Die Endenergie läge ca. **7 kWh/(m²a)** über der heutigen.

Zusammenfassung

Die Zusammenhänge zeigt nachfolgende Abbildung im Überblick. Dabei ist der Zustand des Gebäudes wie heute, jedoch ohne Solarthermie, die Bezugsvariante. Ausgehend davon sind die erreichte Einsparung durch die vorhandene Solarthermie abgetragen. Alternativ eine mögliche Einsparung durch eine Anlagenoptimierung ohne Solarthermie.

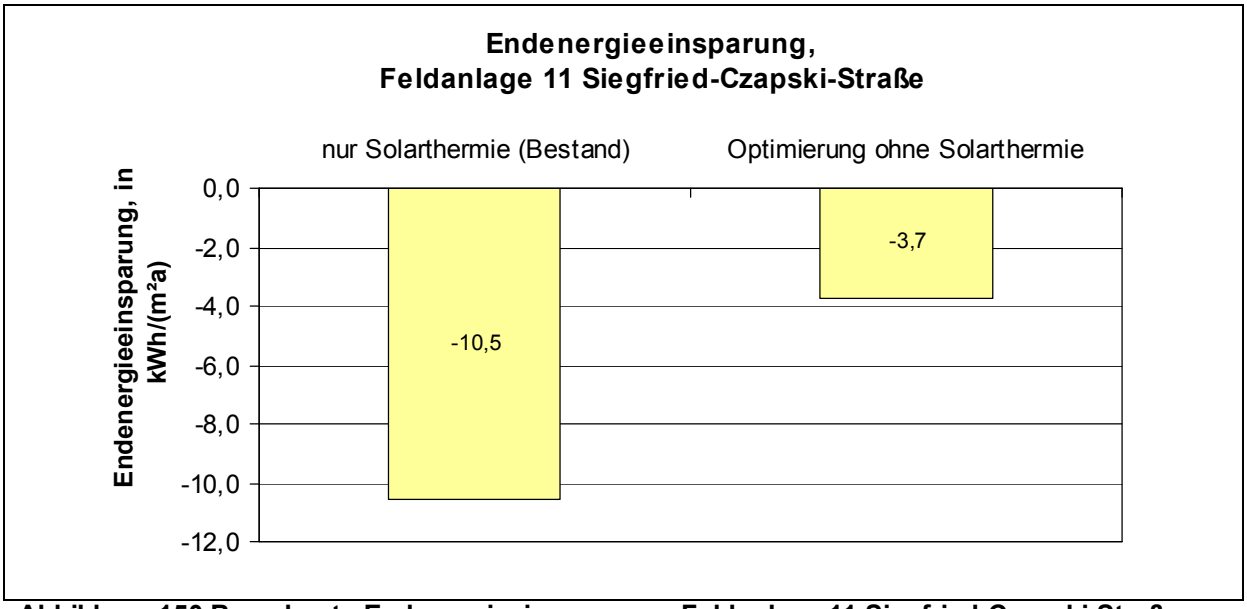


Abbildung 150 Berechnete Endenergieeinsparung – Feldanlage 11 Siegfried-Czapski-Straße

Der Unterschied zwischen der heute realisierten Lösung und einer dezentralen Versorgung der Gebäude mit eigenen Heizzentralen ist gering. Das Nahwärmenetz selbst ist kurz und mit geringen Verlusten behaftet. Die zentrale Versorgung über eine gemeinsame Heizzentrale erscheint hier angemessen.

4.11.10 Probleme bei Messung und Auswertung

Die Messwerte für die Therme 2 erscheinen nicht plausibel, jedoch kann der Messfehler nicht groß sein, weil alle anderen Werte ein glaubwürdiges Bild abgeben.

Hinsichtlich der Datenerfassung per Messrechner sind keine Probleme zu beklagen.

Die Kommunikation aller Beteiligten – Wohnbaugesellschaft, TU Ilmenau, beauftragte Planer und ausführende Firmen – lief jedoch schleppend. Es ist festzuhalten, dass an der Regelung Einstellungen während des laufenden Betriebes vorgenommen wurden, jedoch die auswertenden Institutionen hiervon erst auf Nachfrage und Monate später erfuhren.

4.11.11 Verbesserungsvorschläge

Solarthermie

Die installierte Solarthermiefläche je Person ist mit 2,4 m²/P als überdurchschnittlich hoch anzusehen. Die Fläche und die Messwerte lassen den Schluss zu, dass eine solare Heizungsunterstützung in der Übergangszeit erreicht wurde.

Es wird insgesamt ein solarer Deckungsanteil von gut 24 % bezogen auf die gesamte Wärmeproduktion bzw. 96 % bezogen auf den Gesamtwärmebedarf für Trinkwarmwasser erreicht. Zur zusätzlichen Deckung der Netzverluste des Nahwärmenetzes im Sommer reichen die Solarerträge aber nicht aus, so dass die Gaskessel in Betrieb bleiben.

Der Ertrag je Quadratmeter Kollektorfläche ist aufgrund der großen Flächenausstattung mit 295 kWh/(m²a) als gering anzusehen.

Allerdings sind auch unten genannte Probleme dafür maßgeblich, die in Form einer Betreiberinformation Mitte 2011 an den Eigentümer versendet wurde.

Volumenstrom Pufferladekreis

Dieser ist mit zurzeit 2200 l/h im Vergleich zum Volumenstrom im Kollektorkreis mit 5000 l/h deutlich zu gering. Der Volumenstrom im Pufferladekreis sollte idealerweise 4500 l/h betragen. Hier sollte die Pumpeneinstellung überprüft werden und die Schmutzfilter gereinigt werden.

Volumenstrom Pufferentladekreis

Dieser ist seit Anfang des Jahres 2011 kontinuierlich von 1500 l/h auf 120 l/h (Stand 30.04.2011) abgefallen, d.h. eine definierte Pufferentladung findet so gut wie nicht mehr statt. Die Effizienz der Solaranlage ist dadurch massiv (um über die Hälfte) gefallen. Der solare Energieertrag liegt damit weit unter den Möglichkeiten der Anlage.

Hier ist sofortiger Handlungsbedarf vonnöten. Auch wird die Solaranlage über kurz oder lang in Stagnation gehen, was eine unnötige Belastung der Materialien und des Wärmeträgers bedeutet. Mögliche Fehlerursachen sind: Pumpendefekt, Schmutzfilter zugesetzt, (eher unwahrscheinlich: Wärmeübertrager zugesetzt)

Defektes Umschaltventil bei Entladung des Solarpuffers

Der Rücklauf aus dem Wärmenetz wird durch Umschalten eines Ventils immer dann über den Wärmeübertrager auf der Entladeseite des Solarpuffers geleitet, wenn die Temperatur oben im Puffer um eine einstellbare Temperaturdifferenz größer ist als die Rücklauftemperatur (W44) aus dem Wärmenetz. Der Solarpuffer wird dann durch gleichzeitiges Einschalten der Pumpe P3 entladen. Auf diese Weise wird die Temperatur des Wärmenetzrücklaufs vor dem Einströmen in die hydraulische Weiche angehoben.

Aus Abbildung 151 ist ersichtlich, dass das Umschaltventil auf einer Zwischenstellung festhängt und nicht funktioniert. So fließt auch Netzvolumen (VSV) über den Entladetauscher, wenn keine Pufferentladung stattfindet (z.B. 0:00 – 6:00 Uhr).

Im Tagesverlauf findet Pufferentladung mit Temperaturen bis zu 60 °C im Pufferauslauf statt. Auf der Netzseite wird jedoch durch das Umschaltventil kühleres Wasser aus dem Netzrücklauf beigemischt, so dass in die hydraulische Weiche eine geringere Temperatur (z.B. 52 °C um 14:00 Uhr) einfließt.
Die maximal verfügbare Temperatur aus dem Solarpuffer wird somit nicht genutzt, wodurch die Auslastung und damit die Effizienz der Solaranlage sinken. Bei genügend hohen Puffertemperaturen führt dies auch dazu, dass die Thermen unnötig in Betrieb gehen.

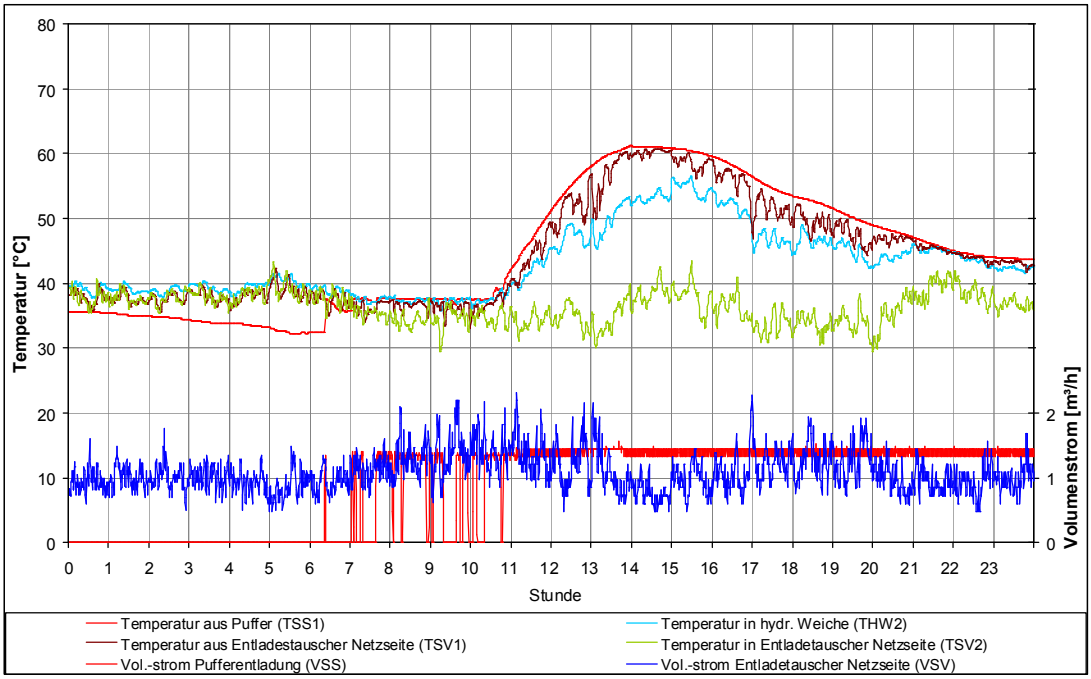


Abbildung 151: Temperaturen bei Pufferentladung am 16.1.2010, Feldanlage 11

Speicherkonzept

Die installierte Speichergröße ist bezogen auf die restlichen untersuchten Feldanlagen mit 31 m³ als hoch anzusehen (105 l/m² Kollektor). Die Wahl eines sehr großen einzelnen Speichers (30 m³) ist als gut einzustufen.

Der Pufferspeicher (1 m³) ist nach Auswertung des Betriebsverhaltens überflüssig. Ein Rückbau bzw. Probebetrieb durch Umgehen des Puffers wird empfohlen.

Kessel

Die Effizienz der Thermen liegt bei 87,9 % und 95,7 %. Der erste Wert wird als plausibel und im Durchschnitt liegend angesehen, beim zweiten gibt es vermutlich Messfehler.

Die Kesselanlage ist verglichen mit der messtechnisch bestimmten Heizlast um den Faktor 2,1 überdimensioniert. Das ist eine leicht überdurchschnittliche Überdimensionierung innerhalb der ausgewerteten Feldanlagen. Die jahresmittlere Auslastung lag bei 18 % (Führungstherme) bzw. 6 % (Folgetherme). Es gab praktisch trotz der Aufteilung kaum längere Zeitabschnitte, in denen das Folgegerät komplett aus war.

Der nächste Kessel sollte im Zuge der Erneuerung deutlich kleiner gewählt werden. Es wird eine Einkesselanlage (Brennwertkessel, größerer Wasserinhalt, große Modulation) empfohlen.

Unten genannte Probleme und Lösungsvorschläge wurden in Form einer Betreiberinformation Mitte 2011 an den Eigentümer versendet.

Thermenregelung

Es sollte die Regelung der Thermen überprüft werden. Zunächst ist zu überprüfen, ob die Regelfühler von Anzahl, Position und Funktion korrekt arbeiten. Hierzu ist der Hersteller mit einzubeziehen. Sollte sich hier kein Korrekturbedarf ergeben, muss die Programmierung der Kesselregelung hinterfragt werden. Dazu ist auch eine korrekte und verständliche Dokumentation unabdingbar. Ziel muss es sein, die o. g. Schwachstellen und Unplausibilitäten zeitnah abzustellen. Im Einzelnen:

- der unnötige Betrieb der Sekundärtherme bzw. die unverständliche Kesselfolgeschaltung
- die im Einzelbetrieb von Therme 2 hohen Leistungsschwankungen und damit hohen Temperaturschwankungen im Vorlauf bzw. das unverständliche Modulationsverhalten beider Thermen, was zu häufigem Abschalten beider Thermen führt
- der oft unnötige Betrieb der Umwälzpumpe bei der Sekundärtherme

Thermenvolumenströme und hydraulische Weiche

Ebenfalls wird empfohlen, die Volumenströme an der hydraulischen Weiche besser abzugleichen, d.h. den Volumenstrom in den Kesselkreisen auf das Niveau des Netzvolumenstroms abzusenken.

Im bisherigen Messzeitraum lag der Netzvolumenstrom an den kältesten Tagen bei maximal 4,3 m³/h. In einem ersten Schritt kann dies durch die Reduzierung der Volumenströme in den Kesselkreisen von aktuell etwas über 5 m³/h auf die Nenn-Umlaufwassermenge der Geräte von 4,1 m³/h geschehen oder in Abstimmung mit dem Gerätehersteller noch niedriger.

Laut Herstellerangaben sollte der geräteseitige Volumenstrom (Kesselkreis) bei Verwendung einer hydraulischen Weiche zwecks Rücklaufabsenkung ca. 10 bis 30 % unter dem anlagenseitigen Volumenstrom (Netz) liegen. Zusammen mit der Vermeidung unnötigen Betriebs der Sekundärtherme (siehe oben) würde so die unnötige Anhebung des Kesselrücklaufs und die damit einhergehende Verschlechterung des Kesselnutzungsgrades vermindert. Zudem könnte durch die Reduzierung von Pumpendrehzahl bzw. -fördermenge Strom eingespart werden.

Bezüglich der derzeitigen Einbindung der Thermen über eine hydraulische Weiche ist zu hinterfragen, ob keine intelligentere Anschlussform möglich (gewesen) wäre, um die Temperaturerhöhung im Kesselrücklauf gänzlich zu vermeiden und somit die Brennwertnutzung weiter zu verbessern. Würde man den Kesselrücklauf kontinuierlich auf das Temperaturniveau des Netzes absenken, ließe sich dadurch der Nutzungsgrad der Thermen in grober Schätzung um 3 Prozentpunkte erhöhen.

Unter Beibehaltung der hydraulischen Weiche würde sich dies dadurch erreichen lassen, wenn die Weiche zu jedem Betriebszeitpunkt hydraulisch abgeglichen ist, z.B. durch Messung des Gesamtvolumenstroms im Verbrauchernetz und entsprechender Nachführung drehzahlgeregelter Kesselkreispumpen (unter Einhaltung des Mindestvolumenstroms der Thermen).

Messung der Wärmeabgabe der Thermen

Im Zuge dieser Maßnahmen könnten auch die Wasserzähler (VHT1 und VHT2) in den beiden Kesselkreisen vertauscht werden, um mögliche Messfehler zu eruieren.

Nahwärmenetz und grundsätzliches Konzept

Das Nahwärmenetz ist in dieser Feldanlage sehr kurz und hat vergleichsweise geringe Wärmeverluste. Jedoch sind Verluste vorhanden, die bei dem ansonsten sehr guten Gebäudestandard negativ zu Buche schlagen.

Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass die Ausstattung mit 4 Heizzentralen (möglicherweise als Dachzentralen) und je einer Therme aus Sicht der Kosten vermutlich wenig Unterschied ergeben. Es gibt auch derzeit für alle Gebäude Heizräume und auf jedem Gebäudedach stehen Kollektoren. Insofern ist der Flächenbedarf für 4 Heizzentralen mit je einer Therme und Speicher nur wenig größer einzuschätzen. Das Netz – auch das Solarkreisnetz – wäre entfallen.

Betreiberinfo und Rückmeldung

Nach Versand der Betreiberinformation Mitte 2011 gab es einen Besprechungstermin (Wohnbaugesellschaft, TU Ilmenau, Siemens, Ausführender Betrieb Heizung/Sanitär, Planer) am 23.6.11 in Jena. Eine erste Rückmeldung erfolgte am 6.7.11.

Der Problematik der Verschmutzung der Anlage wird zugestimmt. Wärmeübertrager, auch Hausübergabestationen usw. sind mit Rostpartikeln zugesetzt. Ursache ist das offene System. Das Problem soll im Rahmen einer regelmäßigen Wartung gelöst werden.

Zur Problematik der Regelungen (Siemens, Viessmann) besteht Einigkeit darüber, dass eine Nachkorrektur bzw. Optimierung erfolgen muss. Dazu steht das Fernmanagement zur Verfügung.

Der Anschluss an die hydraulische Weiche kann nicht geändert werden, da der Mindestwasserumlauf der Thermen dann nicht mehr gegeben ist.

Dem Vorschlag zum Abbau des Netzpufferspeichers stimmen Planer und Kesselhersteller nicht zu. Mit je knapp 13 l Wärmeübertragerinhalt der Kessel besteht keine Möglichkeit, die notwendige Wärmemenge in das Netz zu transportieren.

4.12 Feldanlage 12 Gorch-Fock-Weg, Norderney (Netzanlage)

Auf dem Weg vom Hafen zur Ortsmitte der Nordseeinsel Norderney gelegen befindet sich das im Jahr 2002 neu erstellte Nahwärmenetz "Gorch-Fock-Weg".

Im Rahmen des Förderprogramms "Solarthermie2000plus" wurde die Anlage bereits von der ZfS Rationelle Energietechnik GmbH untersucht. Die Ergebnisse der Untersuchung bis Dezember 2009 sind in einem Abschlussbericht aufgeführt [MMRU10-2]. Auf diese Ergebnisse wird in diesem Bericht nicht eingegangen.

Nachfolgend werden die Jahre 2010 und 2011 ausgewertet. Zum besseren Verständnis werden das Gebäude, die Nutzung, die Anlage und die Messstellen kurz vorgestellt. Anschließend erfolgt die Auswertung der Messwerte. Weiterhin werden Verbesserungsvorschläge gemacht und die Feldanlage bewertet.

4.12.1 Gebäude und Nutzung

Die Wärmeversorgung erfolgt zentral für alle angeschlossenen Verbraucher komplett über eine im Bauhof der Wirtschaftsbetriebe Norderney untergebrachte Heizzentrale. Aufgrund seiner massiven Bauweise war der Bauhof, ein ehemaliges Bunkergebäude, auch für die Aufstellung eines Kollektorfeldes auf dem Gebäudedach gut geeignet.

An das Nahwärmenetz sind 23 Reihenhäuser (in 5 Gebäuden) und ein Mehrfamilienhaus angeschlossen. Die zu beheizende Wohnfläche beträgt etwa 2.960 m².

Die gesamte versorgte Fläche beträgt 4866 m², da zusätzlich zu den Wohnhäusern der Bauhof und zwei angrenzende Hallen der Wirtschaftsbetriebe über eine Erdleitung aus der Heizzentrale mit Wärme versorgt werden.

Abbildung 152: Gebäude 12 Gorch-Fock-Weg und An der Reede

Bei der Planung der Solaranlage wurde von einer Belegung der Reihenhäuser mit je 4 Personen und der Wohnungen im Mehrfamilienhaus mit 2,3 Personen ausgegangen. Insgesamt ergeben sich damit rechnerisch 124 Personen.

4.12.2 Anlagenaufbau

In der Heizzentrale im Bauhof sind ein Gas-Brennwertkessel mit einer Leistung von 310 kW und ein NT-Gaskessel mit einer Leistung von 295 kW aufgestellt. Hinzu kommt eine Solaranlage mit einer Kollektorfläche von 195 m² und einem Pufferspeichervolumen von 2 x 5.000 l.

Das Kollektorfeld hat eine Neigung von 30° (vordere Kollektorreihe) bzw. 35° (hintere Reihe) und ist nach Südsüdwesten (+26°) ausgerichtet.

Die Einspeisung der Solarwärme ins Netz erfolgt durch eine Rücklaufanhebung des Nahwärmenetzes "Gorch-Fock-Weg". Die Planung sah vor, dass durch die Solaranlage etwa 17 % des Gesamtwärmebedarfs des Nahwärmenetzes gedeckt werden kann.

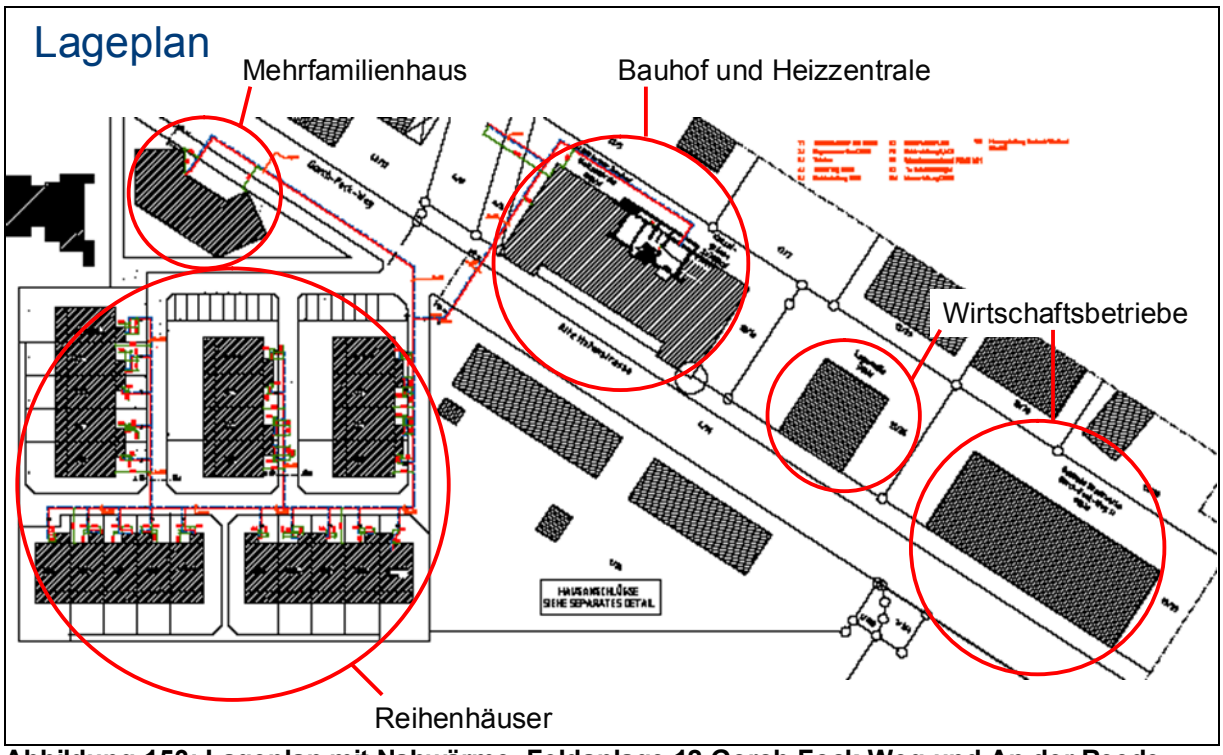


Abbildung 153: Lageplan mit Nahwärme, Feldanlage 12 Gorch-Fock-Weg und An der Reede

Die Gebäude sind mit Übergabestationen an die ca. 500 m lange Nahwärmetrasse angeschlossen. In jedem Reihenhaus befindet sich ein Warmwasserspeicher mit 120 l Inhalt, im Mehrfamilienhaus ein Speicher mit 400 l Inhalt. Die Anschlussstationen sind mit Rücklauftemperaturbegrenzern ausgestattet, die auf 50 °C eingestellt sind.

Abbildung 154: Anlagenfotos Feldanlage 12 Gorch-Fock-Weg und An der Reede

Das Kollektorfeld auf dem Dach des Betriebshofes mit einer Aperturfläche von 194,9 m² führt die Solarenergie über eine Steigleitung, die an der Innenseite der Fahrzeughallenaußenwand verlegt wurde, dem gelöteten Plattenwärmeübertrager zwischen Kollektorkreis mit Wärmeträger und dem Speicherladekreis zu.

Der Speicherladekreis lädt die beiden in Reihe geschalteten solaren Pufferspeicher mit je 5 m³ Volumen. Die Kollektorkreispumpe wird bei Über- und Unterschreiten vorgegebener Einstrahlungswerte ein- bzw. wieder ausgeschaltet.

Der Rücklauf aus dem Wärmenetz wird durch Umschalten eines Ventils immer dann durch die Solarpuffer geleitet, wenn die Temperatur oben im solaren Pufferspeicher 1 um eine einstellbare Temperaturdifferenz größer ist als die Rücklauftemperatur aus dem Wärmenetz.

Die Solarpuffer werden dann entladen und die Temperatur des Wärmenetzrücklaufs auf diese Weise angehoben. Das Umschaltventil ist in der Lage, auch als Beimischventil zu arbeiten, sodass die Temperatur in der Rücklaufleitung zum Gaskessel (nach Einspeisung der Solarenergie) auf nicht mehr als 75 °C ansteigt.

Die zwei Gaskessel, die von einem Rücklaufsammler gespeist werden, heben die Temperatur des Netzrücklaufes in Abhängigkeit von einer Heizkurve wieder auf die gewünschte Vorlauftemperatur an, eine separate Beimischregelung für den Netzvorlauf durch ein Ventil existiert nicht.

Zu erwähnen ist, dass die Gaskessel noch weitere Verbraucher außerhalb des Nahwärmenetzes Gorch-Fock-Weg versorgen. Der Rücklauf dieser Verbraucher wird nicht durch die Solaranlage angehoben. Die Zusammenführung Rücklauf aus dem Nahwärmenetz und dem Rücklauf der weiteren Verbraucher erfolgt erst in einem Sammler direkt vor den Gaskesseln. Dies ist insbesondere bei der Bildung eines solaren Deckungsanteils zu berücksichtigen.

Die technischen Daten zum konventionellen Anlagenteil zeigt Tabelle 51 [CRWHP11].

Regelung der Kessel	
Hersteller	Honeywell Excel 5000
Kessel 1	
Hersteller	Buderus
Typ	Logano GE 515
Brennstoff	Gas
Brennwertnutzung	nein
Einsatzbereich Wärmebedarf, Kesselgröße	295 kW
Pn (Hi) Einsatz Wärmebedarf	241 – 295 kW
Qn (Hi) Feuerungswärmeleistung	257,8 – 319 KW
Abgastemperatur Teillast 60 %/Volllast	138 °C/161 – 183 °C
Gewicht ohne Brenner, Wasserinhalt	1.430 kg, 294 l
Brenner	Weishaupt
Typ, Ausführung	G1/1-E, ZMD
Leistung	60 kW min, 335 kW max
Kessel 2	
Hersteller	Buderus
Typ	Logano plus SB 615
Brennstoff	Gas
Brennwertnutzung	ja
Kesselgröße	310 kW
Pn (Hi) 40/30 °C Einsatz Wärmebedarf	126,3 - 310,0 kW
Pn (Hi) 75/60 °C Einsatz Wärmebedarf	123,1 - 282,8 kW
Qn (Hi) Feuerungswärmeleistung	116,0 – 289,9 kW
Abgastemperatur 40/30 °C und 75/60 °C	46/34 °C und 71/44 °C
Gewicht ohne Brenner, Wasserinhalt	705 kg, 645 l
Brenner	Weishaupt
Typ, Ausführung	G1/1-E, ZMD
Leistung	60 kW min, 335 kW max

Tabelle 51 Technische Daten der konventionellen Technik, Feldanlage 12 Gorch-Fock-Weg

Abbildung 155 zeigt ein vereinfachtes Hydraulikschema des Wärmeversorgungssystems.

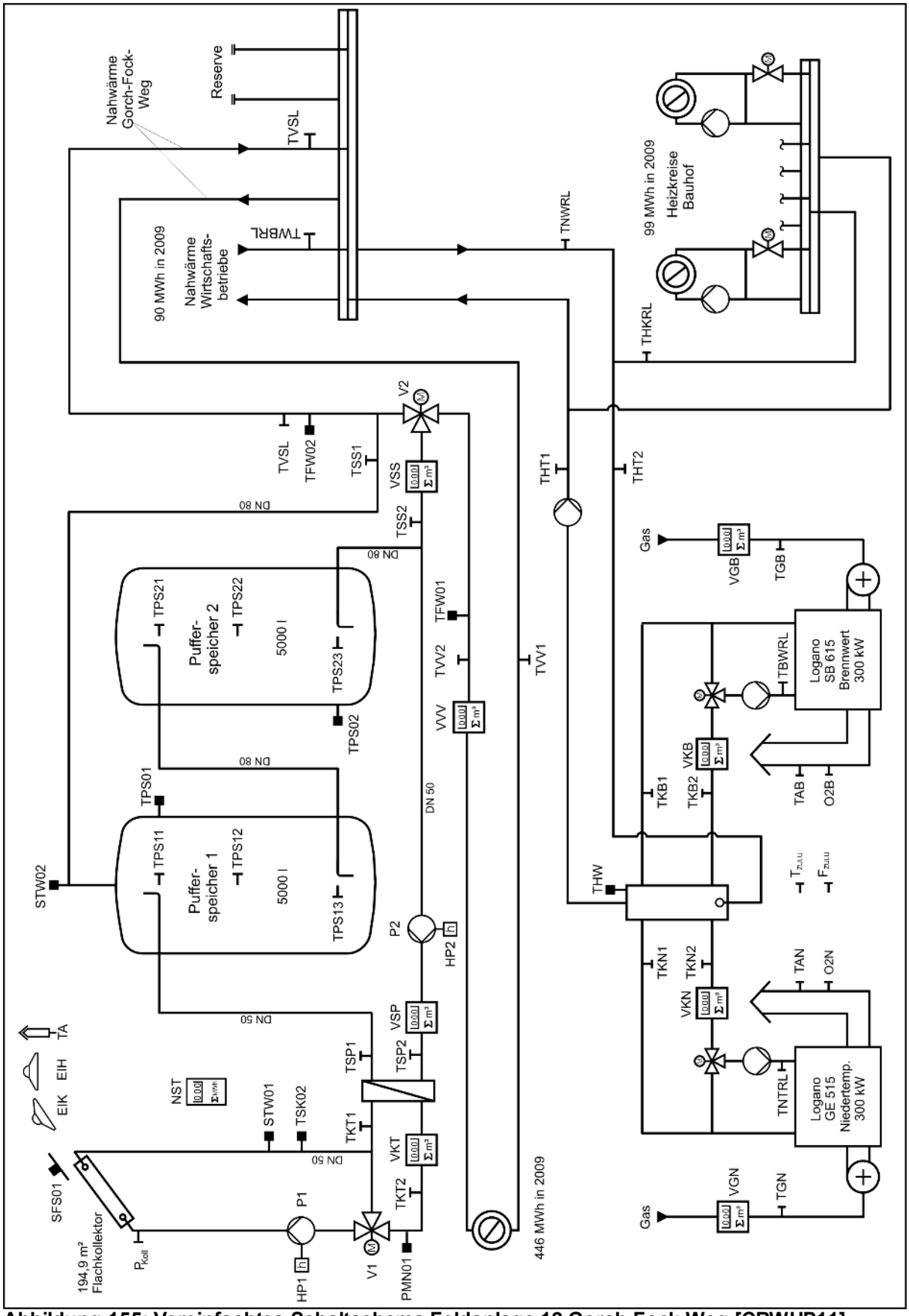


Abbildung 155: Vereinfachtes Schaltschema Feldanlage 12 Gorch-Fock-Weg [CRWHP11]

Kesselregelung

Die Programmierung der Kesselregelung erfolgt über eine DDC (Honeywell Excel 5000). Nach Auskunft des Programmherstellers soll die Regelung wie folgt funktionieren:

Der Brennwertkessel ist der Führungskessel. Die Kesselkreispumpe ist beim Führungskessel ständig eingeschaltet und läuft mit konstantem Durchsatz. Das Ventil im Kesselkreislauf schaltet um zwischen Kesselbypass und Kesselbetrieb in Abhängigkeit von der Kesselkreispumpe:

- Pumpe EIN, dann Ventil auf Kesselbetrieb
- Pumpe AUS, dann Ventil auf Kesselbypass

Der Niedertemperaturkessel steht ständig warm in Bereitschaft.

Die für die Kesselregelung maßgebende Temperatur ist die am Ausgang der hydraulischen Weiche, wo auch der Regelfühler sitzt. Folgender Einstellwert ist hinterlegt:

- Sollwert am Ausgang der hydraulischen Weiche: 71 °C

Beide Kessel haben eine definierte Ein- und Ausschalthysterese:

- BW-Kessel: EIN / AUS, wenn Sollwert 71 °C ± 2 K = 69 °C / 73 °C
- NT-Kessel: EIN / AUS, wenn Sollwert 71 °C - 6 K = 65 °C / + 1 K = 72 °C

Übergeordnet verhindert ein Kesselthermostat (Einstellung: 90 °C) ein Überhitzen der Kessel.

Die Solltemperatur an der hydraulischen Weiche ist mit einer Heizkurve überlagert:

- Außentemperatur 0 °C Solltemperatur 60 °C
- Außentemperatur - 5 °C Solltemperatur 67 °C
- Außentemperatur - 10 °C Solltemperatur 75 °C
- Außentemperatur - 14 °C Solltemperatur 82 °C

Die Kessel modulieren in der Leistung in Abhängigkeit vom zeitlichen Anstieg der Temperatur an der hydraulischen Weiche. Berechnet die Regelung, dass der Temperaturanstieg zum Erreichen der Solltemperatur zu langsam erfolgt, wird die Brennerleistung erhöht.

Ist die maximale Leistung des Führungskessels (310 kW) erreicht, aber noch nicht die Solltemperatur, wird der Folgekessel hinzugeschaltet.

Regelungstechnik für die Solaranlage

Die Regelungsfunktionen sowie die aktuellen Einstellwerte sind in Tabelle 52 aufgelistet. Die Einbaupositionen der erforderlichen Fühler können aus dem Schaltschema Abbildung 155 entnommen werden.

Grundgedanke bei der Konzeption der Regelungstechnik war, eine möglichst kostengünstige und einfache Regelung aufzubauen, die in die bestehende DDC zu integrieren war. Die Regelbedingungen sind im Wesentlichen:

- Kollektorkreispumpe P1 und Ladekreispumpe P2 freigegeben, wenn mehr als 0,5 bar Druck im Kollektorfeld.
- Kollektorkreispumpe P1 freigegeben, wenn die Temperatur im Kollektorkreisvorlauf nicht höher als 120 °C bzw. im Pufferspeicher 1 oben nicht höher als 95 °C.
- Umschaltventil im Kollektorkreis zum Umschalten auf Speicherbeladung freigegeben, wenn Temperatur im Kollektorkreisvorlauf höher als 5 °C (Frostschutz)
- Kollektorkreispumpe P1 EIN, wenn Einstrahlung größer als 200 W/m², AUS wenn Einstrahlung kleiner als 180 W/m²
- Beladepumpe P2 EIN, wenn Temperaturdifferenz zwischen dem Kollektorkreisvorlauf und Pufferspeicher 2 unten größer als 5 K, AUS wenn kleiner als 3 K.
- Umschaltventil im Netzrücklauf auf Durchfluss Pufferspeicher, wenn Temperatur im Pufferspeicher 1 oben 3 K höher als im Netzrücklauf. Wenn Temperaturdifferenz kleiner als 1 K, Umschaltung auf Bypass Pufferspeicher.

Regelfühler	Regelfunktion	Messtechnikfühler
Freigaben		
PMN01 < 0,5 $bar_ü$	P1, P2 aus	p_{Koll} < - 0,5 $bar_ü$
PMN01 > 0,5 $bar_ü$	P1, P2 freigegeben	p_{Koll} > - 0,5 $bar_ü$
STW01 > 120 °C	P1 aus	≈ TKT1 > 120 °C
STW01 < 120 °C	P1 freigegeben	≈ TKT1 < 120 °C
STW02 > 95 °C	P1 aus	≈ TPS11 > 95 °C
STW02 < 95 °C	P1 freigegeben	≈ TPS11 < 95 °C
TSK02 > 5 °C	V1 Durchgang freigegeben	≈ TKT1 > 5 °C
TSK02 < 5 °C	V1 Bypass	≈ TKT1 < 5 °C
Kollektorkreis		
SFS01 > 200 W/m²	P1 ein; 4,6 m³/h	EIK > 200 W/m²
SFS01 < 180 W/m²	P1 aus	EIK < 180 W/m²
Pufferspeicherbeladung		
TSK02 – TPS02 > 5 K	P2 ein, 4,2 m³/h	≈ TKT1 – TPS23 > 5 K
TSK02 – TPS02 < 3 K	P2 aus	≈ TKT1 – TPS23 < 3 K
TSK02 – TPS02 > 5 K	V1 Durchgang WT	≈ TKT1 – TPS23 > 5 K
TSK02 – TPS02 < 3 K	V1 Bypass WT	≈ TKT1 – TPS23 < 3 K
Pufferspeicherentladung		
TPS01 – TFW01 > 3 K	V2 Durchfluss PS	TPS11 – TVV2 > 3 K
TPS01 – TFW01 < 1 K	V2 Bypass PS	TPS11 – TVV2 < 1 K
TFW02 <= 70 °C	V2 regelt auf max. 70 °C	TVSL <= 70 °C

Tabelle 52: Regelfunktionen Solaranlage, Feldanlage 12 Gorch-Fock-Weg [CRWHP11]

4.12.3 Vorhandene Messtechnik

Die Position der Messfühler ist dem vereinfachten Schaltplan Abbildung 155 zu entnehmen. Das folgende Messstellenverzeichnis zeigt den Stand der messtechnischen Ausrüstung innerhalb des "ST2000plus – Programms".

Wärmeenergie (kWh)		**berechnet mit:**
EIH	Strahlungsenergie (Einstrahlung) in die horizontale Ebene	
EIK	Strahlungsenergie (Einstrahlung) in die Kollektorfläche	
Q_{KT}	Solarenergie aus Kollektorkreis (Primärseite WT)	VKT, TKT1, TKT2
Q_{SP}	Solarenergie aus Kollektorkreis (Sekundärseite WT) bzw. Solarenergie zur Beladung Solarpuffer	VSP, TSP1, TSP2
Q_{SS}	Solarenergie aus Entladung Solarpuffer	VSS, TSS1, TSS2
Q_{VV}	Nutzenergie an Wärmenetz bzw. Energiebedarf Wärmenetz	VVV, TVV1, TVV2
Volumenströme (m³/h)		
V_{KT}	Volumenstrom Kollektorkreis	
V_{SP}	Volumenstrom Wärmeübertrager Kollektorkreis Sekundärseite bzw. Beladung Solarpuffer	
V_{SS}	Volumenstrom Entladung Pufferspeicher	
V_{VV}	Volumenstrom Wärmenetz (Durchsatz im Netz)	
Elektrische Energie für Solarsystem (kWh)		
N_{ST}	Elektr. Energie für Solarsystem (Strombedarf Pumpen P1 und P2)	
Betriebsstunden (h)		
H_{P1}	Betriebsstunden Pumpe P1	
H_{P2}	Betriebsstunden Pumpe P2	
Temperaturen (°C)		
T_{KT1}	Temperatur Kollektorkreis Vorlauf, WT Primärseite (Warmseite)	
T_{KT2}	Temperatur Kollektorkreis Rücklauf, WT Primärseite (Kaltseite)	
T_{SP1}	Temperatur Beladung Solarpuffer Vorlauf (Warmseite)	
T_{SP2}	Temperatur Beladung Solarpuffer Rücklauf (Kaltseite)	
T_{SS1}	Temperatur Entladung Solarpuffer Vorlauf (Warmseite)	
T_{SS2}	Temperatur Entladung Solarpuffer Rücklauf (Kaltseite)	
T_{VV1}	Temperatur Wärmenetz Vorlauf, Netzvorlauftemperatur	
T_{VV2}	Temperatur Wärmenetz Rücklauf, vor Beimischung von Solarenergie	
T_{VSL}	Temperatur Wärmenetz Rücklauf, nach Beimischung von Solarenergie	
T_{PS11}	Temperatur Pufferspeicher 1 oben	
T_{PS12}	Temperatur Pufferspeicher 1 mittig	
T_{PS13}	Temperatur Pufferspeicher 1 unten	
T_{PS21}	Temperatur Pufferspeicher 2 oben	
T_{PS22}	Temperatur Pufferspeicher 2 mittig	
T_{PS23}	Temperatur Pufferspeicher 2 unten	
T_A	Außentemperatur	
Druck (bar)		
P_{Koll}	Druck Im Kollektorfeld	

Tabelle 53: Vorhanden Messstellen, Feldanlage 12 Gorch-Fock-Weg [CRWHP11]

Für detaillierte Kesselvermessung innerhalb dieses Projektes wurden die folgenden Messstellen nachgerüstet:

Wärmeenergie (kWh)		berechnet mit:
Q_{KB}	Energie aus Brennwertkessel	VKB, TKB1, TKB2
Q_{KN}	Energie aus NT-Kessel	VKN, TKN1, TKN2
Volumenströme (m³/h)		
V_{KB}	Volumenstrom Brennwertkessel zur hydraulischen Weiche	
V_{KN}	Volumenstrom NT-Kessel zur hydraulischen Weiche	
V_{GB}	Volumenstrom Gasverbrauch Brennwertkessel	
V_{GN}	Volumenstrom Gasverbrauch NT-Kessel	
Betriebsstunden (h)		
H_{KB}	Betriebsstunden Brenner	
H_{KN}	Betriebsstunden Brenner	
Feuchte (% r.F.)		
F_{ZULU}	relative Luftfeuchte der Ansaugluft der Brenner	
Sauerstoff (Vol %)		
O_{2B}	Sauerstoffgehalt des Abgases Brennwertkessel	
O_{2N}	Sauerstoffgehalt des Abgases NT-Kessel	
Temperaturen (°C)		
T_{BWRL}	Temperatur Rücklauf Brennwertkessel	
T_{NTRL}	Temperatur Rücklauf NT-Kessel	
T_{KB1}	Temperatur Vorlauf Brennwertkessel	
T_{KN1}	Temperatur Vorlauf NT-Kessel	
T_{KB2}	Temperatur von hydraulischer Weiche zum Brennwertkessel	
T_{KN2}	Temperatur von hydraulischer Weiche zum NT-Kessel	
T_{HKRL}	Rücklauftemperatur aus Heizkreisen des Bauhofs	
TW_{BRL}	Rücklauftemperatur aus Nahwärme Wirtschaftsbetriebe	
T_{NWRL}	Gesamtrücklauftemperatur aus Nahwärme Wirtschaftsbetriebe und Gorch-Fock-Weg	
T_{HT2}	Rücklauftemperatur in hydraulische Weiche	
T_{HT1}	(Netz-)Vorlauftemperatur aus hydraulischer Weiche	
T_{GB}	Temperatur Gasleitung Brennwertkessel	
T_{GN}	Temperatur Gasleitung NT-Kessel	
T_F	Raumtemperatur in Nähe des Kessels	
T_{AB}	Abgastemperatur Brennwertkessel	
T_{AN}	Abgastemperatur NT-Kessel	
T_{ZULU}	Temperatur der Ansaugluft der Brenner	

Tabelle 54: Nachgerüstete Messstellen, Feldanlage 12 Gorch-Fock-Weg [CRWHP11]

4.12.4 Messwerte

Für die Messstellen liegen – erfasst über einen Leitrechner – alle Einzeldaten im Sekunden- bis Stundenraster vor. Die Auflösung der Messung kann variiert und dem Zweck der Untersuchung angepasst werden.

Für die detaillierte Energiebilanzierung des Jahres 2011 wurden die Werte tagesgenau verwendet. Die Messdatenaufbereitung erfolgte an der FH Düsseldorf. Zugrunde gelegt werden die Gaszählerwerte sowie alle relevanten Wärmemengen (jeweils mit Hilfe von Volumenströmen und 2 Temperaturen ermittelt).

- Gasverbrauch Niedertemperaturkessel (Kessel 1)
- Gasverbrauch Brennwertkessel (Kessel 2)
- Wärmeabgabe Niedertemperaturkessel (Kessel 1)
- Wärmeabgabe Brennwertkessel (Kessel 2)
- Kollektorkreisertrag
- Wärmeeinspeisung aus der Zentrale ins Nahwärmenetz

Die an die Gebäude gelieferten Wärmemengen werden als Jahreswerte von den Stadtwerken Norderney zur Verfügung gestellt. Für das Jahr 2011 sind hierfür keine Werte zu erhalten.

Tabelle 55 zeigt die Eckwerte der Energiebilanzen für die Jahre 2008 bis 2011.

	Messstelle	Messort	Messgerät	2008	2009	2010	2011
				MWh/a	MWh/a	MWh/a	MWh/a
Erzeuger	Gasverbrauch gesamt (H_S ca. 9,7kWh/m³)	Gasübergabestation	Gaszähler	706,04	778,90	915,44	764,11
	Gasverbrauch Kessel 1	Heizzentrale	Gaszähler	-	-	-	336,62
	Gasverbrauch Kessel 2	Heizzentrale	Gaszähler	-	-	-	439,82
	Wärmeerzeugung gesamt	Heizzentrale	WMZ	585,18	627,98	768,97	
	Wirkungsgrad Kessel gesamt			82,88%	80,62%	84,00%	83,98%
	Wärmeerzeugung Kessel 1	Heizzentrale	Vol.strom und Temp.	-	-	-	275,39
	Wärmeerzeugung Kessel 2	Heizzentrale	Vol.strom und Temp.	-	-	-	376,66
	Solarenergie aus Kollektor (QSP)	Heizzentrale	Vol.strom und Temp.	69,21	71,66	59,10	55,04
	Solarenergie aus Speicher (QSS)	Heizzentrale	Vol.strom und Temp.	55,79	60,16	49,07	45,26
Verbraucher	Bauhof (Gorch-Fock-Weg 7)	Heizzentrale	WMZ	77,87	98,71	125,55	
	Wirt. Betriebe (Gorch-Fock-Weg 9)	Fahrzeughalle	WMZ	52,13	23,46	31,91	
	Wirt. Betriebe (Gorch-Fock-Weg 11)	Fahrzeughalle	WMZ	63,99	67,17	80,25	
	Nahwärmenetz Gorch-Fock-Weg	Heizzentrale	Vol.strom und Temp.	442,90	445,91	518,96	453,49
	Reihenhäuser gesamt	Wohnung	WMZ	296,16	301,50	332,55	
	Mehrfamilienhaus gesamt	Wohnung	WMZ	60,72	66,66	74,95	
	mittlere Vorlauftemp. Nahwärmenetz	Heizzentrale		69,1 °C	66,8 °C	71,2 °C	69,3 °C
	mittlere Rücklauftemp. Nahwärmenetz	Heizzentrale		57,0 °C	55,4 °C	57,3 °C	57,8 °C
	mittlere Rücklauftemp. Nahwärmenetz nach Beimischung Solarenergie	Heizzentrale		58,8 °C	57,3 °C	58,9 °C	59,0 °C

Tabelle 55: Feldanlage 12 Gorch-Fock-Weg, Messwerte 2008 bis 2011

Im Sommer 2010 wurde in beiden Kesselkreisen, vor der hydraulischen Weiche, weitere Messtechnik installiert. Dazu gehören unter anderem auf der Wasserseite jeweils ein Wasserzähler und ein Vor- und Rücklauftemperaturfühler sowie auf der Gasseite ein Gaszähler. Mithilfe dieser Messgeräte kann nun der Nutzungsgrad für jeden Kessel berechnet werden.

Für das Jahr 2011 zeigt nachfolgende Abbildung die Messwerte für den Solarertrag und die Sonnenscheindauer.

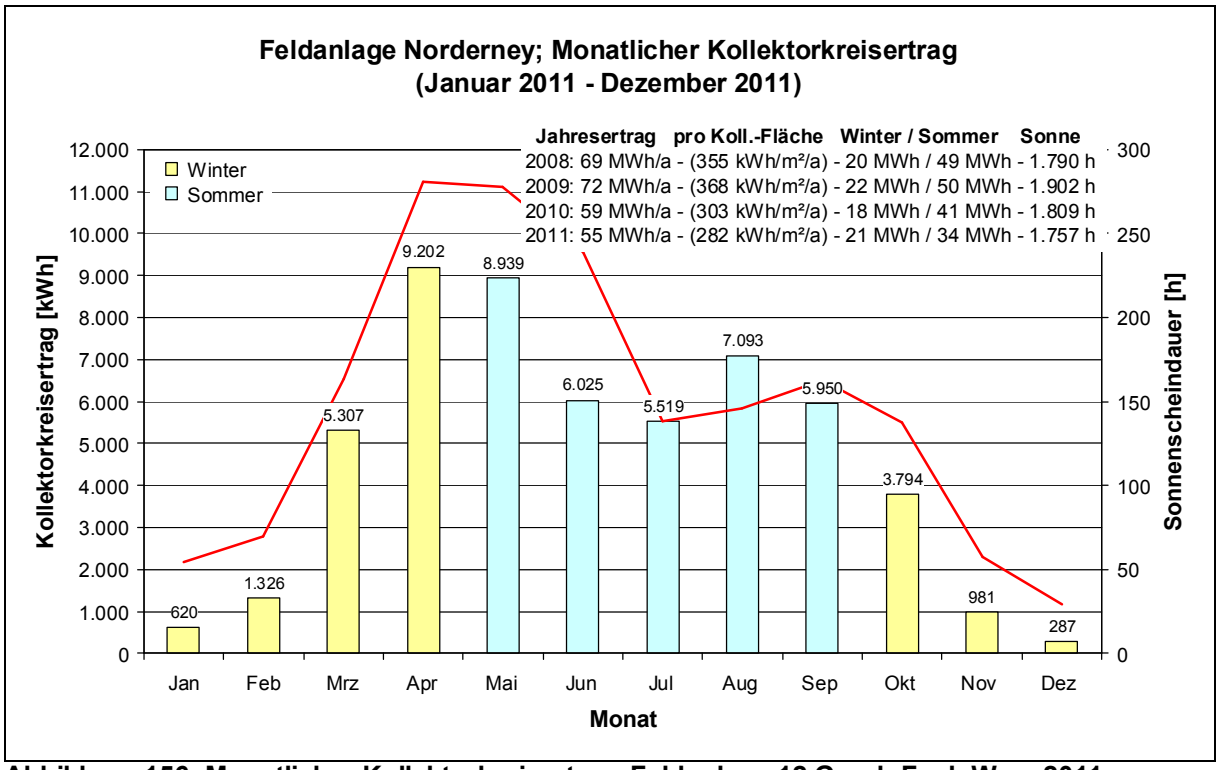


Abbildung 156: Monatlicher Kollektorkreisertrag, Feldanlage 12 Gorch-Fock-Weg, 2011

Der kollektorflächenbezogene Ertrag liegt mit 282 kWh/(m²a) im unteren Bereich der untersuchten Feldanlagen. Der Wert ist aufgrund der größeren Flächenbemessung der Anlage und der Betriebsbedingungen nicht ungewöhnlich.

Die Auswertung zeigt, dass die Erträge grundsätzlich mit den Sonnenscheindauern korrelieren. Eine überproportionale Ertragssituation in den Übergangsmonaten, welche auf Heizungsunterstützung hinweisen würde, ist nicht zu erkennen.

4.12.5 Energieanalyse aus dem Verbrauch EAV

In Abbildung 157 ist die dem Nahwärmenetz zugeführte mittlere Leistung für die Wohngebäude dargestellt. Zugrunde liegt der Energieverbrauch für Raumheizung sowie Warmwasserbereitung (Zirkulation plus Trinkwarmwassernutzen) der Gebäude sowie der Netzverlust.

Es wurden folgende Festlegungen getroffen: Der Wärmeverbrauch unterhalb einer Außentemperatur von 8 °C wurde dem Winter, oberhalb von 15 °C dem Sommer und dazwischen der Übergangszeit zugeordnet.

Diese Energieanalyse aus dem Verbrauch (E-A-V) dient der Bestimmung des spezifischen Wärmeverlustes h und der Gebäudeheizlast sowie der Grundleistung für die Warmwasserbereitung (hier incl. Netzverlust).

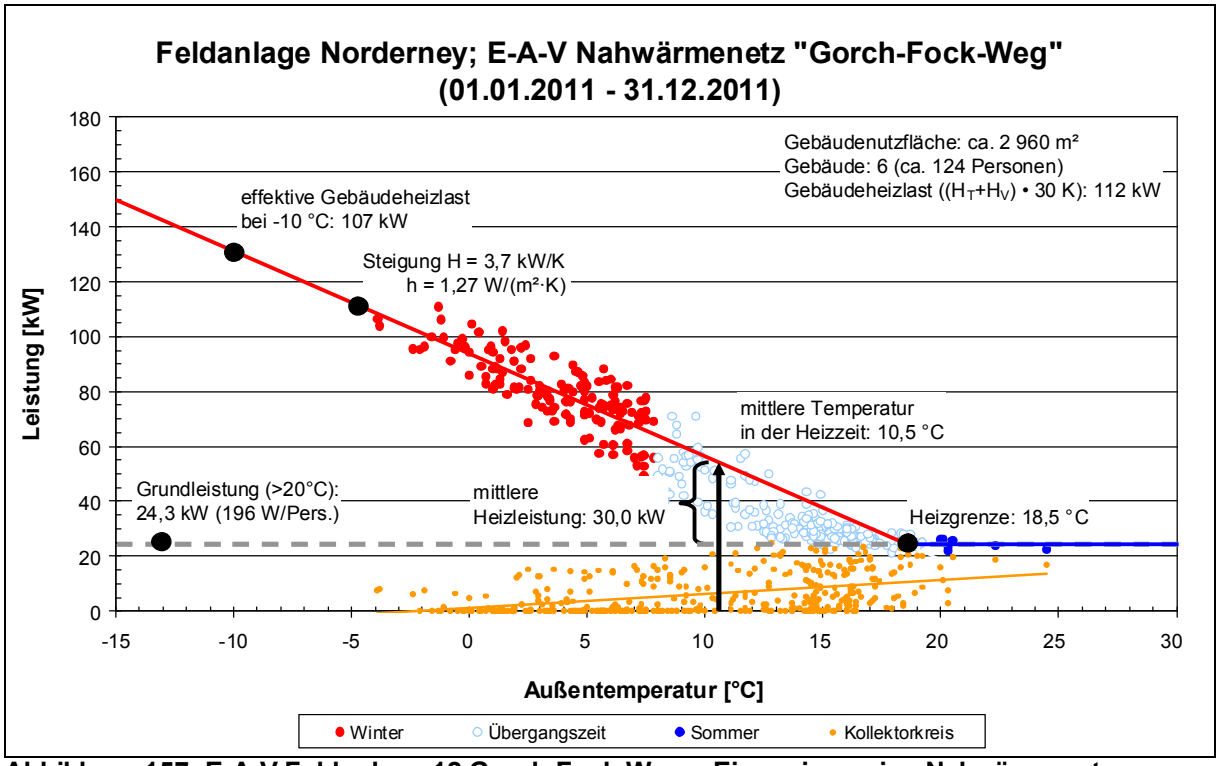


Abbildung 157: E-A-V Feldanlage 12 Gorch-Fock-Weg – Einspeisung ins Nahwärmenetz

Die Heizgrenztemperatur (Schnittpunkt x-Achse mit Ausgleichsgeraden Winter) liegt bei 18,5 °C. Der Wert ist für vergleichsweise neue Gebäude sehr hoch. Der spezifische Wärmverlust der Gebäude liegt mit 1,27 W/m²/K im mittleren Bereich aller Feldanlagen. Der Wert ist bezogen auf den vermuteten Bauzustand der Gebäude schlecht.

Die Gebäudeheizlast, bestehend aus Transmissions- und Lüftungswärmeverlusten und dem witterungsabhängigen Anteil des Netzverlustes, beträgt bei einer Auslegungstemperatur von -10 °C für Norderney (Raumtemperatur 20 °C) ca. 112 kW.

Die installierten Kessel versorgen neben den Wohnbauten auch die Wirtschaftsbetriebe und den Bauhof. Deren Heizlast ist – mangels Messwerten – unbekannt. Eine Aussage über eine Kesselüberdimensionierung kann nicht gemacht werden.

Die Grundleistung beträgt 24,3 kW und beinhaltet den Wärmebedarf für Warmwasser und Zirkulation in den Gebäuden sowie den Nahwärmeverlust. Der personenbezogene Wert liegt mit 195 W/Pers/a über dem Durchschnitt. Dies ist aufgrund des Nahwärmeverlustes erklärlich.

Zum Vergleich der Relationen ist in Abbildung 157 auch der Kollektorkreisertrag eingetragen. Es ist zu erkennen, dass der Ertrag im Auswertezeitraum jeweils immer unter dem Bedarf der Nahwärme lag. Im Jahresmittel betrug die Kollektorkreisleistung weniger als die Hälfte der Grundleistung.

In der Übergangszeit zwischen 11 und 17°C Außentemperatur sind die maximalen Einspeisungen aus dem Kollektorkreis zu erkennen. Ob dies mit einer Heizungsunterstützung begründet werden kann oder mit den größeren Sonnenstundenzahlen in den Übergangsmonaten (siehe Abbildung 156) kann mit Hilfe der Messwerte nicht geklärt werden.

Energieanalyse der Kessel

Die Messdaten der Energiezu- und Abfuhr für die Kessel liegen in einer etwa täglichen Auflösung vor. Werden die Werte als mittlere Leistungen im Messzeitraum in ein Diagramm eingetragen, ergibt sich ein Abbild mittlerer Kesseleigenschaften – Abbildung 158. Die Steigung im Bild ist ein Maß für die Effizienz der Energieumwandlung, die Parallelverschiebung für die Wärmeverluste über die Kesseloberfläche.

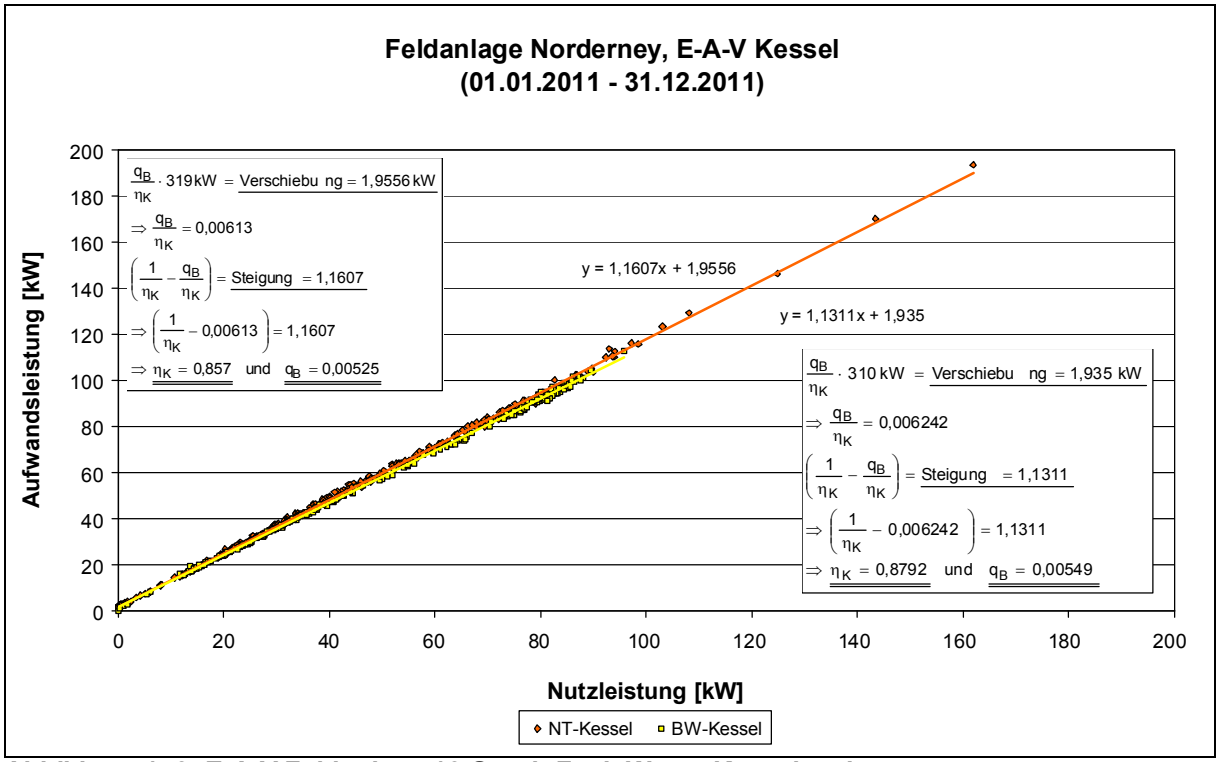


Abbildung 158: E-A-V Feldanlage 12 Gorch-Fock-Weg – Kesselanalyse

Mit Hilfe der Kesselnennleistung von 319 bzw. 310 kW lassen sich aus Steigung und Parallelverschiebung der Geradengleichungen die folgenden Kennwerte der Kessel ableiten:

- Niedertemperaturkessel (Kessel 1):
    - mittlerer Kesselwirkungsgrad im Betrieb: η_K **= 85,7 %**
    - mittlerer Bereitschaftsverlust im Betrieb: q_B **= 0,525 %**.

Der Wirkungsgrad des Niedertemperaturkessels liegt unter dem Projektdurchschnitt, was auf die fehlende Abgaskondensation zurückgeführt werden kann. Der Abstand zu den Brennwertkesseln ist jedoch sehr gering. Der Bereitschaftsverlust liegt im Projektdurchschnitt, ist aber für einen Kessel dieser Größe recht hoch.

Die beiden Kennwerte führen zu einem Jahresnutzungsgrad von 81,8 %. Dieser Wert liegt leicht unter dem Projektdurchschnitt, da es sich hier um einen der wenigen Niedertemperaturkessel handelt.

- Brennwertkessel (Kessel 2):
    - mittlerer Kesselwirkungsgrad im Betrieb: η_K **= 87,9 %**
    - mittlerer Bereitschaftsverlust im Betrieb: q_B **= 0,549 %**.

Die beiden Kennwerte für den Brennwertkessel sind unterdurchschnittlich, ebenso der Jahresnutzungsgrad von 85,6 %.

4.12.6 Jahresbilanzen und Kennwerte

Nachfolgend sind alle Mess- und Berechnungswerte in einem Energieflussdiagramm (absolute Werte) und einem Balkendiagramm mit Energiezu- und Abflüssen (bezogen auf die beheizte Fläche) dargestellt.

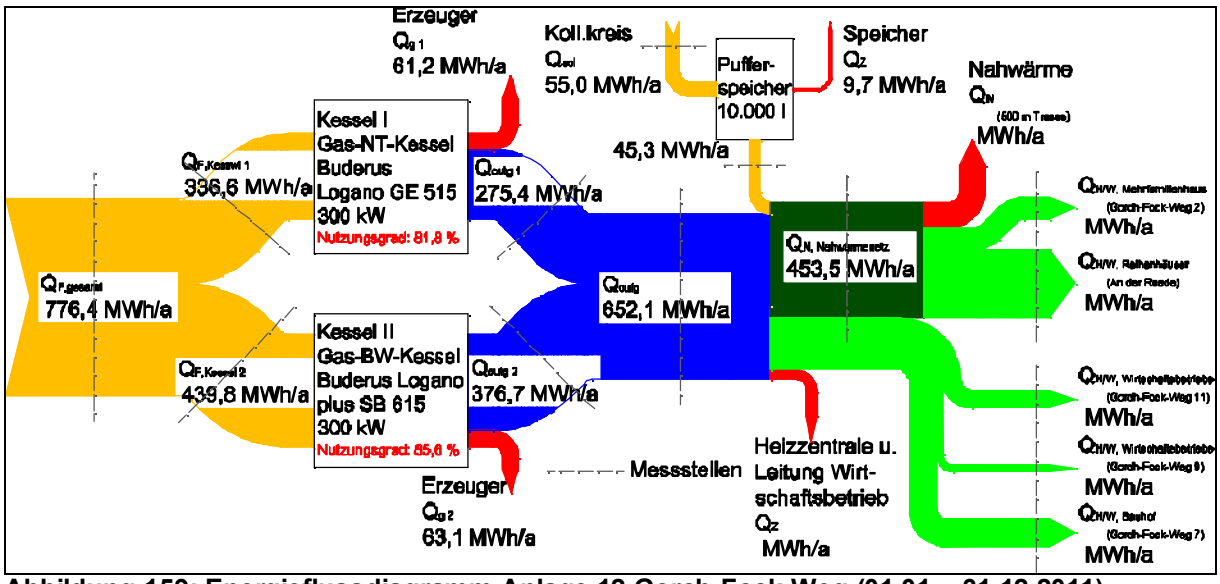


Abbildung 159: Energieflussdiagramm Anlage 12 Gorch-Fock-Weg (01.01. - 31.12.2011)

Es zeigt sich, dass der Kollektorkreisertrag mit 282 kWh/(m²a) bezogen auf die Kollektorfläche schlecht ausfällt. Die Dimensionierung liegt mit knapp 1,6 m²/Person höher als in vielen Anlagen, jedoch wurden in anderen Feldanlagen mit größeren Kollektorflächen bessere Ergebnisse erreicht.

Der solare Deckungsanteil liegt bei knapp 8 %. Dieser Wert ist bezogen auf die restlichen untersuchten Feldanlagen unterdurchschnittlich.

Die Kesselverluste sind mit 25,6 kWh/(m²a) als überdurchschnittlich anzusehen. Der Kesselnutzungsgrad beträgt im Mittel nur 84,0 %. Der Brennwertkessel ist mit 85,8 % besser, der Niedertemperaturkessel mit 81,8 % schlechter. Beide Kessel liegen unterhalb des Projektmittelwertes. Auffällig ist der große Deckungsanteil des Niedertemperaturkessels (42 % der Kesselwärme).

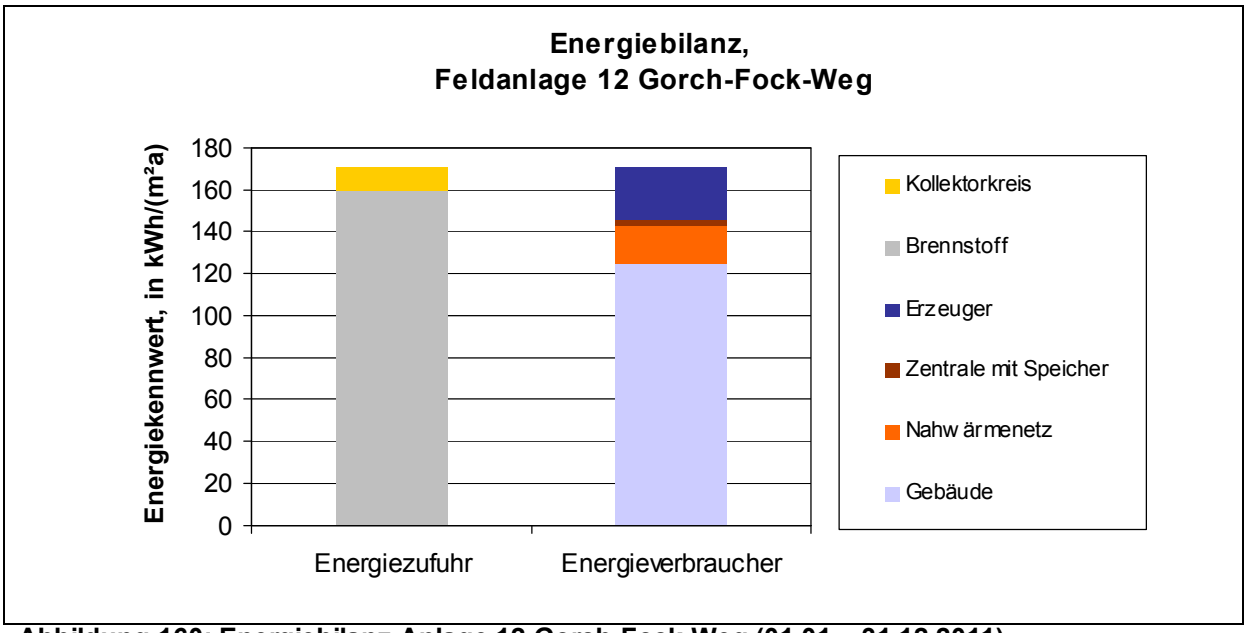


Abbildung 160: Energiebilanz Anlage 12 Gorch-Fock-Weg (01.01. - 31.12.2011)

Analyse von Netz und Wärmelieferung

Über die gelieferten Nutzwärmemengen und den Netzverlust der Nahwärme kann im Jahr 2011 keine Aussage gemacht werden, da keine Messwerte zur Verfügung stehen.

Im Jahr 2010 wurden von den beiden Kesseln insgesamt 842 MWh/a und von der Solaranlage 49 MWh/a Wärme bereitgestellt. Auf den Bauhof (TWW, Raumheizung und Lüftung) entfielen 126 MWh/a und auf die Wirtschaftsbetriebe (Raumheizung) 32 MWh/a (Gorch-Fock-Weg 9) bzw. 80 MWh/a (Gorch-Fock-Weg 11). Der Wärmeverbrauch der Reihenhäuser lag bei insgesamt 333 MWh/a und der des Mehrfamilienhauses bei 75 MWh/a. Zusammen ergibt sich daraus ein gesamter Nutzen für das Jahr 2010 von 646 MWh/a.

Unter Verwendung dieser Messwerte von 2008 bis 2010 ergeben sich näherungsweise folgende Kennwerte hoch gerechnet auf das Jahr 2011:

- Summe Wärme ab Zentrale: ca. 697 MWh/a 143 kWh/(m²a)
    - … für Nichtwohnbauten (1906 m²): ca. 237 MWh/a 124 kWh/(m²a)
    - … für Wohngebäude (2960 m²): ca. 454 MWh/a 153 kWh/(m²a)
        - Nahwärmenetzverlust: ca. 90 MWh/a 30 kWh/(m²a)
        - Wärmelieferung: ca. 364 MWh/a 123 kWh/(m²a)
        - Netznutzungsgrad ca. 80 %

Die Netzverluste sind geringer, wenn sie auf die gesamte Fläche der Wohn- und Nichtwohnbauten bezogen werden – 18,5 kWh/(m²a). Obiger Kennwert ergibt sich bei Bezug auf die Wohnfläche, weil nur die Wohnbauten an dieses Netz angeschlossen sind.

Der Wärmenetzverlust ist mit 90 MWh/a als extrem hoch einzuschätzen und liegt deutlich oberhalb des Solarertrags von 55 MWh/a! Die hohen Netzverluste sind unter anderem auf die hohen Netztemperaturen zurückzuführen. Im Jahresverlauf schwanken die Vorlauf- und Rücklauftemperatur nur leicht und liegen im Durchschnitt bei 71 °C bzw. 57 °C.

Das Gesamtsystem ist sowohl hinsichtlich der Endenergie- als auch hinsichtlich der Ressourcennutzung nach heutigem Stand der Technik sehr ineffizient.

Analyse der Pufferspeicher

Die von der Solaranlage ins Nahwärmenetz eingespeiste Wärmemenge lag bei nur 45 MWh/a. Der Kollektorkreisertrag hingegen bei 55 MWh/a. Die Speicherverluste betragen somit 10 MWh/a (gleicher Wert wie im Vorjahr)

Ein Grund für die hohen Verluste der Speicher ist beim Nahwärmenetz zu suchen. Aufgrund der sehr hohen Rücklauftemperatur von durchschnittlich 57 °C kann die von der Solaranlage in den Pufferspeichern eingelagerte Wärme erst bei Speichertemperaturen oberhalb der Rücklauftemperatur genutzt werden. Somit wird vor allem im Winter gespeicherte Wärme nicht genutzt, da die Speichertemperatur unter der Netzrücklauftemperatur liegt.

4.12.7 Detailauswertung Kesselnutzungsgrad

Aus den täglichen Messwerten für die Energielieferung und Wärmeproduktion der beiden Kessel können Detailauswertungen erstellt werden. Mit Hilfe dieser Betrachtungen kann einerseits das Verhalten der Kessel bewertet werden und andererseits auf Messfehler rückgeschlossen werden. Eine Übersicht täglicher Nutzungsgrad im Jahr 2011 gibt Abbildung 161. Es sind zunächst keine unplausiblen Messwerte über 100 % zu erkennen.

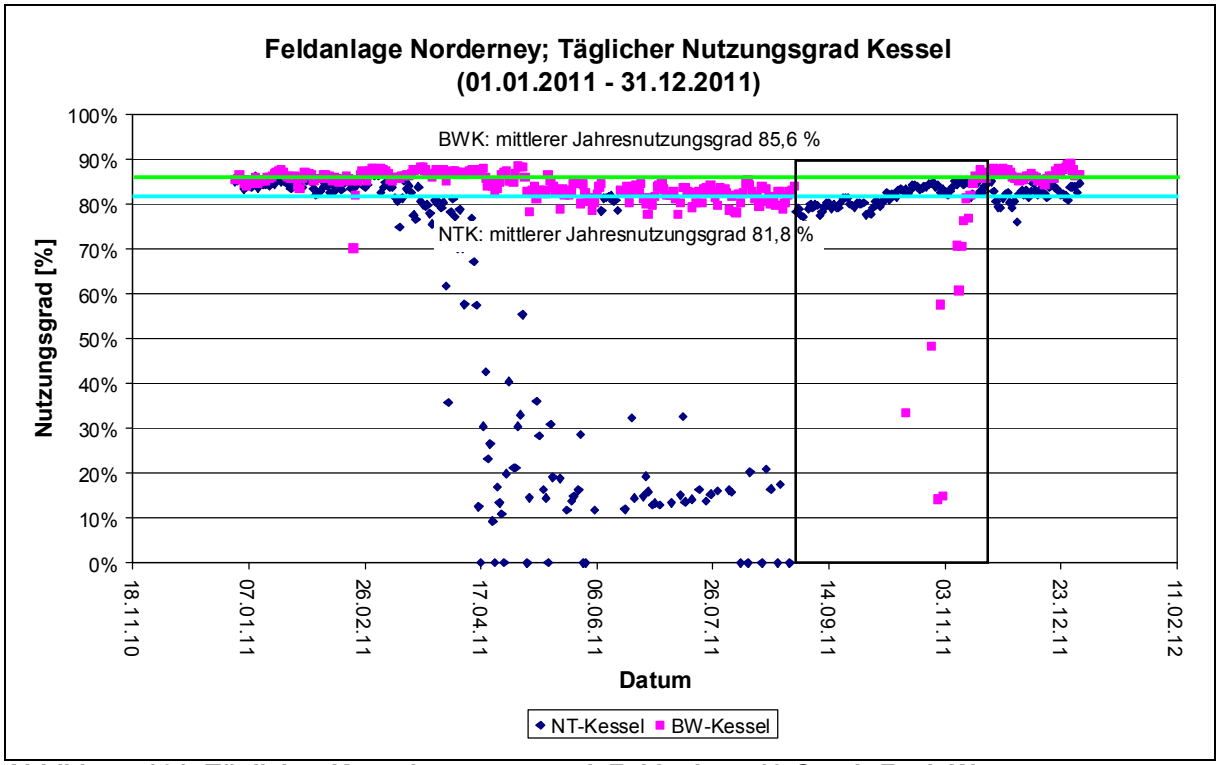


Abbildung 161: Täglicher Kesselnutzungsgrad, Feldanlage 12 Gorch-Fock-Weg

Der Brennwertkessel ist der Führungskessel, der Niedertemperaturkessel der Folgekessel – wobei sich dies im August 2011 umkehrt. Im Rahmen einer Wartung am 30.08.2011 wurde versehentlich der NT-Kessel als Führungskessel einprogrammiert. Dies wurde erst am 15.11.2011 rückgängig gemacht.

Es ist zu erkennen, dass trotz annähernd gleicher maximaler Kesselleistungen der Brennwertkessel als Spitzenlasterzeuger im Herbst weniger oft anspringt als der NT-Kessel im Frühjahr.

Detailanalyse aus dem Jahr 2010

Die folgende Auswertung bezieht sich auf den Zeitraum ab Einbau der zusätzlichen Messsensoren zur Vermessung der Kessel (Juni 2010) bis November 2010.

Abbildung 162 zeigt den Verlauf des Tagenutzungsgrades beim Brennwertkessel. Von Juni bis Mitte September 2010 liegt der gemessene Tagesnutzungsgrad im Bereich 85 % bis 89 %, ab Mitte September dagegen überwiegend im Bereich von 81 % bis 86 %.

Zum Zeitpunkt einer softwaremäßigen Nachkalibrierung der Temperatursensoren zur Messung der Wärmeleistung sieht man einen "Abfall" des Nutzungsgrades. Mit der Nachkalibrierung wurde versucht, den Temperaturmessfehler auf ein Minimum zu reduzieren. Dies wurde Mitte September 2010 durchgeführt.

Die Messung des Nutzungsgrades bis zu diesem Zeitpunkt muss daher trotz nachträglicher Fehlerkorrektur der Temperaturmessdaten als weniger belastbar angesehen werden.

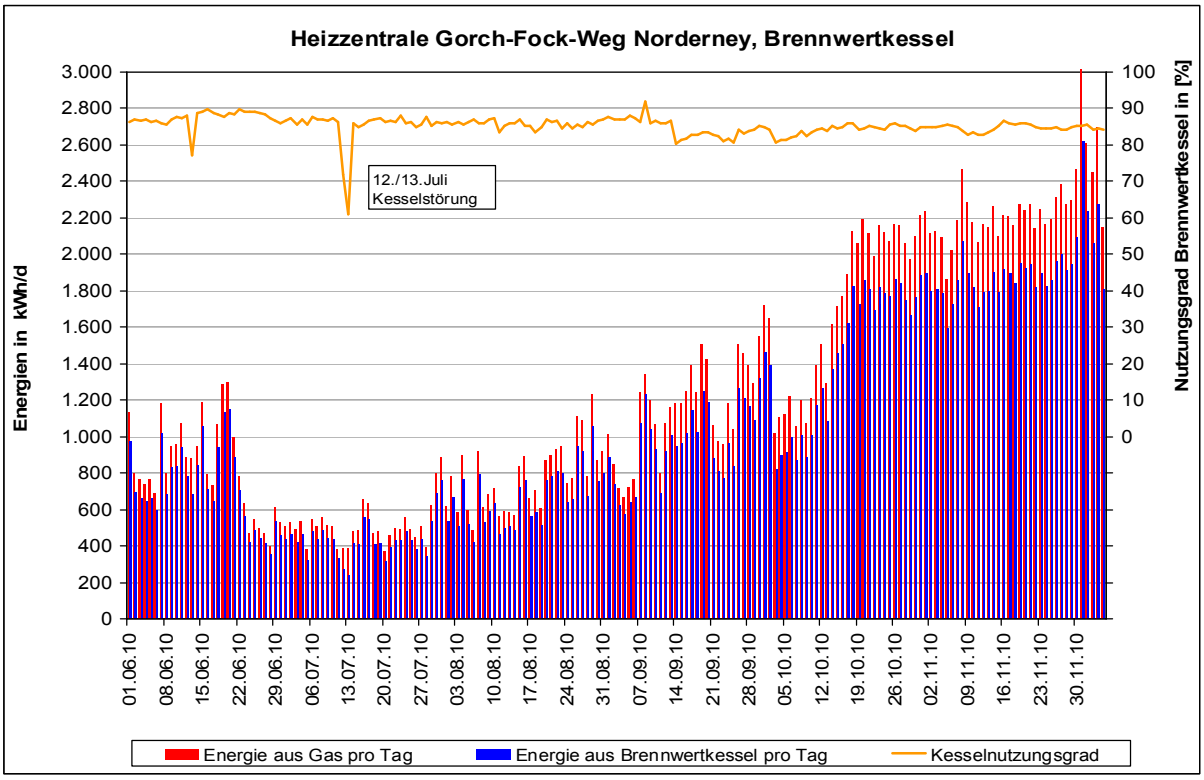


Abbildung 162: Tageswerte des Nutzungsgrads des Brennwertkessels, Feldanlage 12

Brennwertkessel, mäßige Wärmelast

Abbildung 163 zeigt den beispielhaften Verlauf der Kesselleistung des Brennwertkessels an einem Herbsttag mit mäßiger Wärmeanforderung. Der NT-Kessel war während dieser Zeit lediglich in Bereitschaft.

Anhand der Feuerungsleistung erkennt man, dass der Brennwertkessel vorwiegend in der untersten Modulationsstufe (ca. 95 kW) läuft, sehr häufig aber die Leistung plötzlich stark erhöht wird, was dann meistens zum Ausschalten des Brenners führt. Dieses unverständliche Modulationsverhalten führt in diesem exemplarischen Fall zu Brennerlaufzeiten im Bereich von 7 bis 12 Minuten.

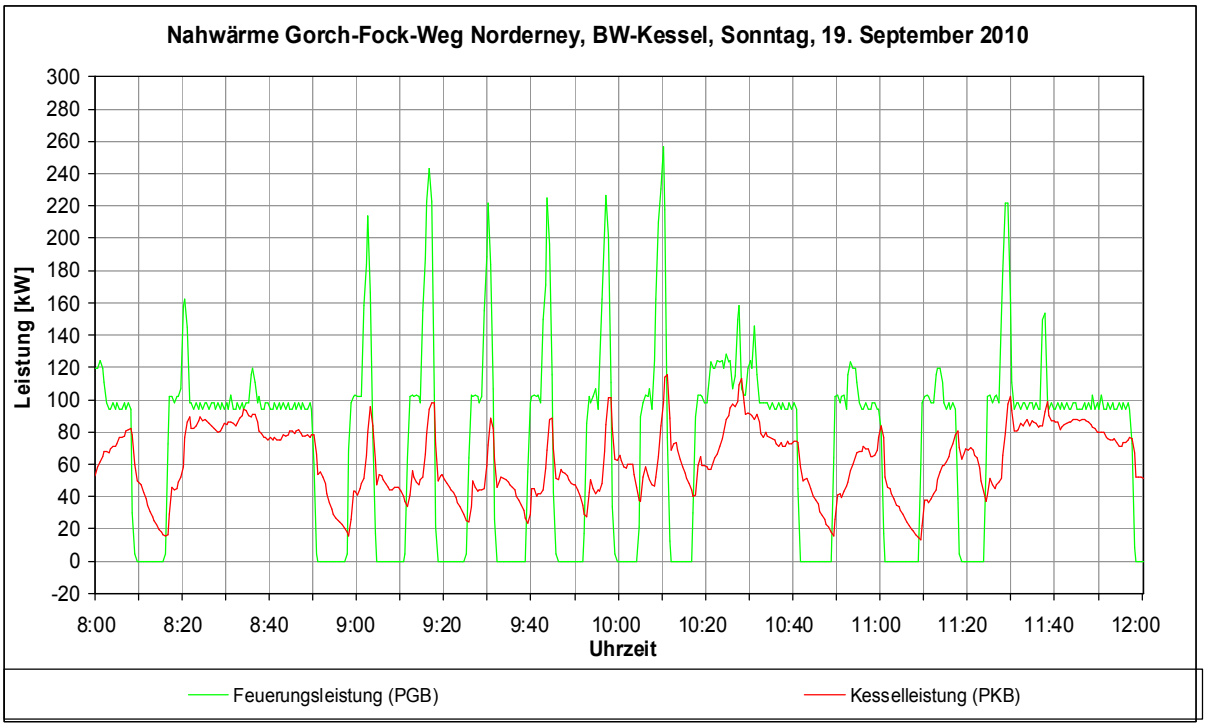


Abbildung 163: Feuerungs- und Kesselleistung, BW-Kessel, Tag mäßiger Wärmeanforderung

Längere Brennerlaufzeiten werden dann erreicht, wenn die Modulation in, wie eigentlich erwartet, kleinen Stufen erfolgt. Wie und warum es zu diesen unterschiedlichen Betriebsphasen kommt, konnte nicht geklärt werden. Die Kesselleistung folgt der Feuerungsleistung gut erkennbar mit der zu erwartenden Trägheit in der Aufheiz- und Abkühlphase.

Brennwertkessel, hohe Wärmelast

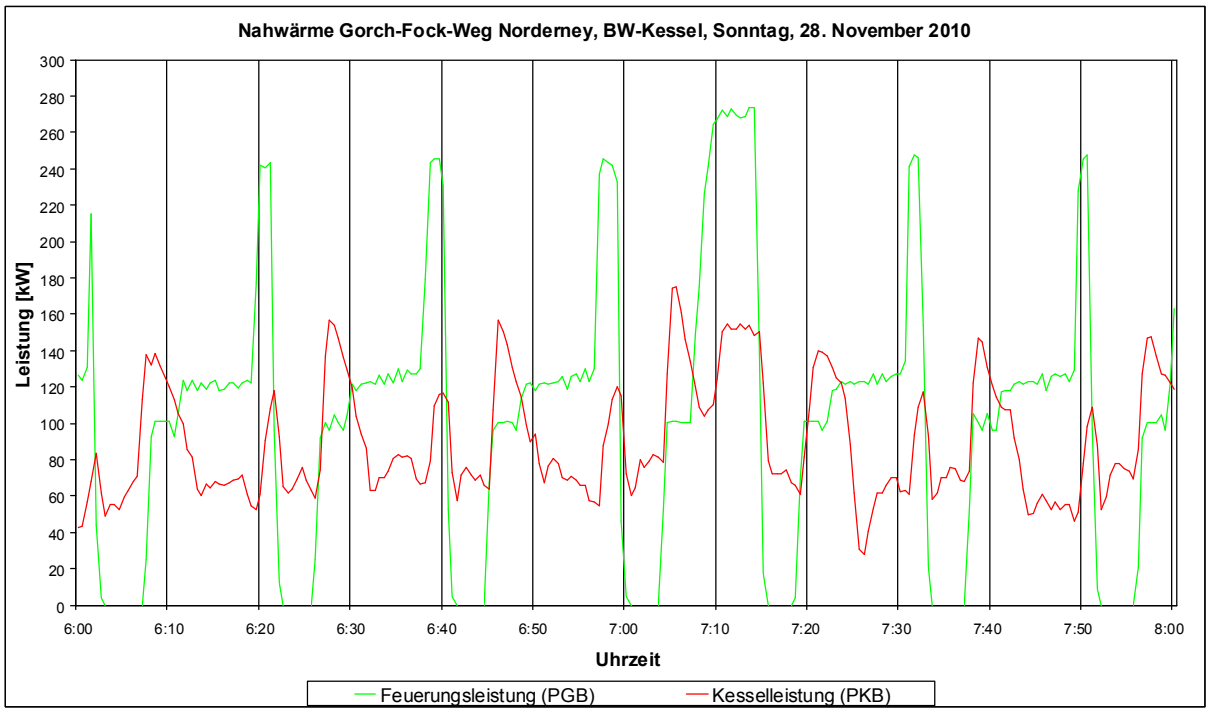


Abbildung 164: Feuerungs- und Kesselleistung, BW-Kessel, Tag hoher Wärmeanforderung

Abbildung 164 zeigt das typische Verhalten des Brennwertkessels an einem Tag mit hoher Wärmeanforderung. Der NT-Kessel war an diesem Tag auch in Betrieb (s. Abbildung 165).

Gut erkennbar ist das Einschalten des Brennwertkessels in der kleinsten Modulationsstufe gefolgt von einer ersten Erhöhung auf ca. 120 kW. Nach einigen Minuten erfolgt dann wie auch in Abbildung 163 die plötzliche Erhöhung der Leistung auf mehr als das Doppelte, mit anschließendem Abschalten des Brenners.

Die typischen Brennerlaufzeiten betragen hier 15 Minuten. Auffällig ist der teilweise asynchrone Verlauf der Kesselleistung zur Feuerungsleistung. Dieser Effekt ist auf das zusätzliche Einschalten des NT-Kessels zurückzuführen. In die hydraulische Weiche speisen nun zwei Kessel ein, wodurch sich die Rücklauftemperatur erhöht. Kurzfristig betrachtet sinkt die abgegebene Kesselleistung (s. Abbildung 164), bei längerem Kesselbetrieb würde sich das Temperaturniveau des Kessel insgesamt erhöhen und die abgegebene Kesselleistung wieder steigen.

Der Umstand, dass trotz niedrigem Modulationsgrades des Brennwertkessels ein Zuschalten des NT-Kessels erfolgt, muss eindeutig als Regelungsfehler angesehen werden (s. u.).

Insgesamt ist festzustellen, dass eine unübliche und schlechte Einbindung der beiden Kessel realisiert wurde.

Niedertemperaturkessel, hohe Wärmelast

In Abbildung 165 sind die Leistungen des NT-Kessels im gleichen Zeitfenster aufgetragen.

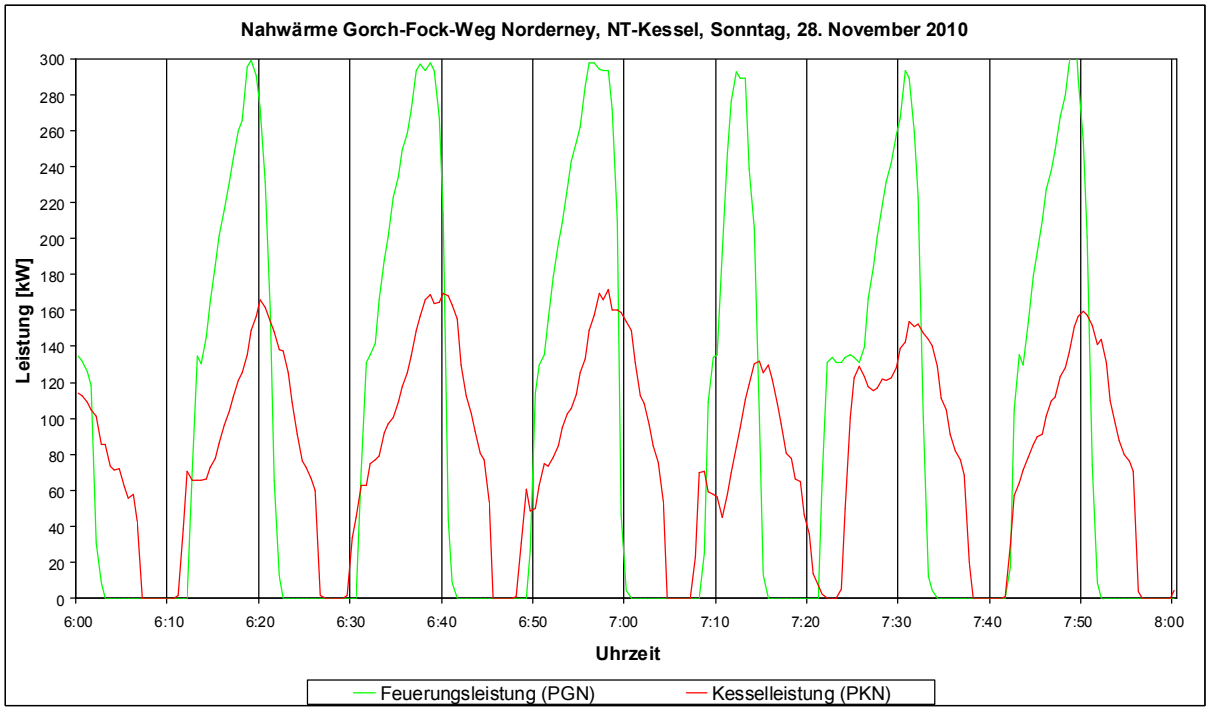


Abbildung 165: Feuerungs- und Kesselleistung, NT-Kessel, Tag hoher Wärmeanforderung

Die Brennerlaufzeiten liegen hier im Bereich von 10 Minuten. Der NT-Kessel schaltet mit einer Feuerungsleistung von ca. 130 kW ein und erhöht kontinuierlich seine Leistung bis zur Maximalleistung von 300 kW. Ähnlich verhält sich die träger verlaufende Kesselleistung, welche die Aufheiz- und Abkühlphasen des Kessels während der Pumpenlaufzeit wiedergibt.

An diesem Tag wurden maximale Kesselleistungen von 175 kW gemessen. Weiter erkennbar ist, dass die Kesselpumpe Vorlaufzeiten von 1 Minute hat. Sehr oft wurde jedoch auch beobachtet, dass das Umschaltventil erst 3 bis 4 Minuten nach dem Brennerstart auf die hydraulische Weiche umschaltet (s. Abbildung 165: 7:21 Uhr). Die Regelbedingungen hierzu sind uns nicht bekannt.

Beide Kessel, hohe Wärmelast

In Abbildung 166 sind die Feuerungsleistung beider Kessel und einige wichtige Temperaturen aufgetragen. Deutlich erkennbar ist das unnötige Zuschalten des NT-Kessels. Obwohl der Brennwertkessel im unteren Modulationsbereich mit 120 kW arbeitet, wird der NT-Kessel bereits zugeschaltet und übernimmt mit kontinuierlich steigender Leistung die Hauptlast.

Der effizientere Brennwertkessel wird nicht, wie es sinnvoll wäre bis zur Volllast betrieben, sondern durch das Zuschalten des NT-Kessels im Wesentlichen im unteren Modulationsbereich gehalten.

Wie oben schon erwähnt, wird auch hier beim Brennwertkessel aus unbekannten Gründen die Leistung plötzlich stark erhöht, was dann meistens zum Ausschalten beider Brenner führt. Es wurden jedoch auch Fälle beobachtet, wo der Brennwertkessel ausschaltet, aber der NT-Kessel weiterläuft. Auch dies widerspricht der Regelbeschreibung und ist aus Effizienzgründen wenig sinnvoll.

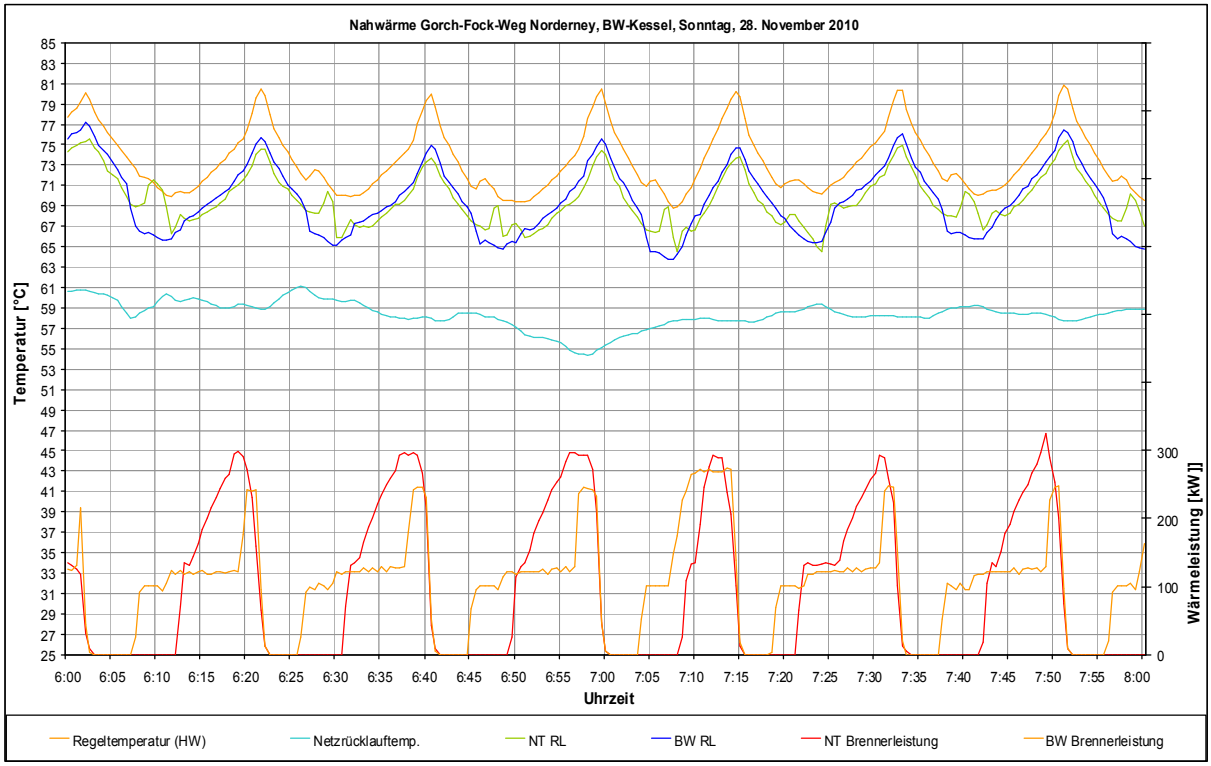


Abbildung 166: Feuerungs- und Kesselleistung, Tag hoher Wärmeanforderung

Aus Abbildung 166 weiter erkennbar sind die deutlich überhöhten Vorlauftemperaturen – im Diagramm bezeichnet als Regeltemperatur (HW) – am Ausgang der hydraulischen Weiche. Laut Regelbedingung soll bei den an diesem Tag herrschenden Außentemperaturen von nicht unter -2 °C ein Sollwert von 71 °C mit 4K Hysterese eingehalten werden. Tatsächlich werden aber Temperaturen von 80 °C erzeugt.

Unnötigerweise werden dadurch die Netzverluste erhöht und die Kesselrücklauftemperaturen angehoben. Letzteres verringert erheblich die Brennwertnutzung, soweit diese überhaupt noch vorhanden ist (siehe die geringen Nutzungsgrade des BW-Kessels in Abbildung 162).

Die Netzrücklauftemperatur (hier im Bereich von 55 °C – 61 °C) ist für den Kesselrücklauf nicht nutzbar, weil die Kesselrücklauftemperatur über die Anbindung der hydraulischen Weiche und den deutlich zu hohen Volumenstrom im Kesselkreis stark angehoben wird.

Im hier betrachteten Diagramm wird die Kesselrücklauftemperatur um 8 K bis 15 K angehoben und erreicht Werte von 75 °C! Die Temperaturspreizung an den beiden Kesseln ist sehr gering: ca. 3K bei Betrieb beider Kessel und ca. 6K bei Betrieb von nur einem Kessel. Dies zeigt ebenfalls den zu hohen Volumenstrom in den Kesselkreisen.

Nutzungsgrad des Niedertemperaturkessels

Abbildung 167 zeigt den Tagesnutzungsgrad des NT-Kessels. In der Sommerperiode steht der NT-Kessel im Wesentlichen in Bereitschaft mit entsprechend schlechten Nutzungsgraden unter 30 %.

Ab Mitte Oktober steigt der Nutzungsgrad mit der Auslastung auf Werte zwischen 60 % bis 86 % an. In Vergleich zum Brennwertkessel ist der Nutzungsgrad beim NT-Kessel wie erwartet geringer, besonders in Phasen geringer Auslastung. Es wird sehr deutlich, dass der unnötige Betrieb des NT-Kessels zu höherem Brennstoffverbrauch führt und als grober Regelungsfehler bzw. Fehler im Betrieb betrachtet werden muss.

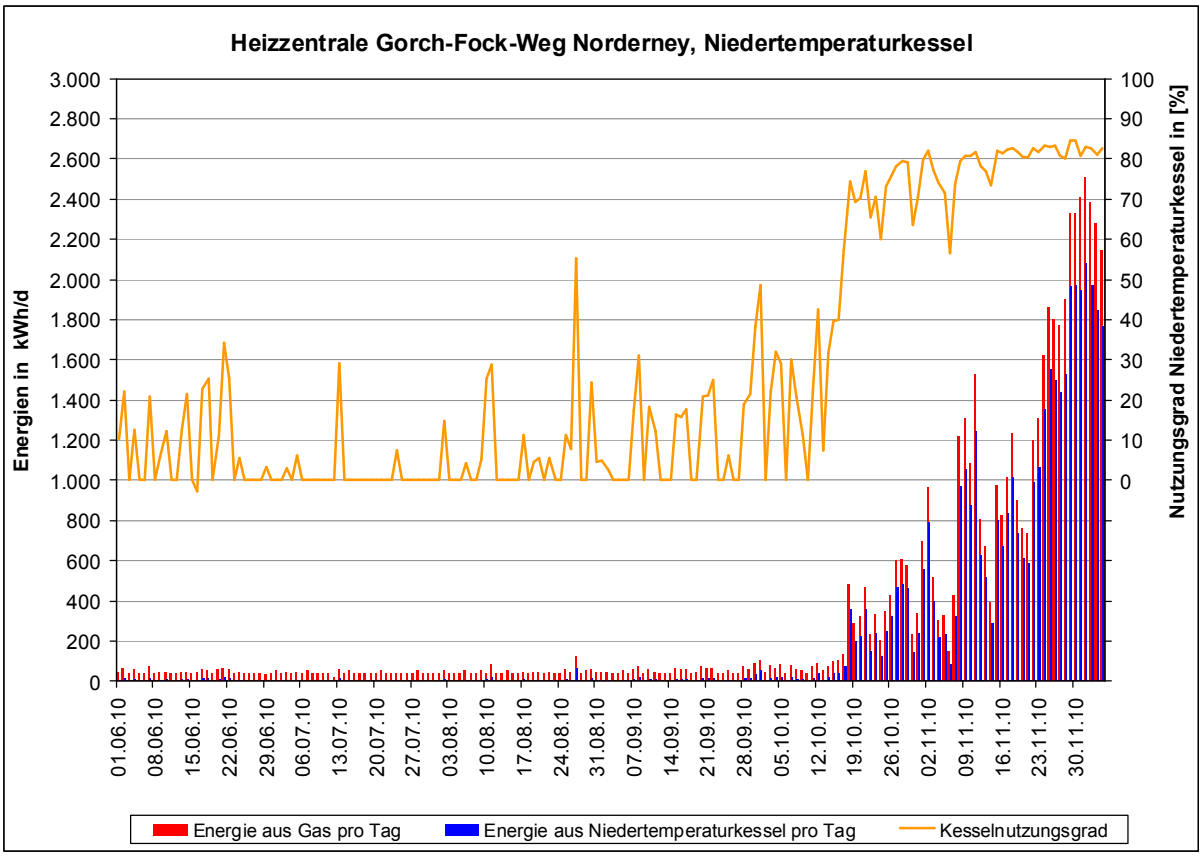


Abbildung 167: Tageswerte des Nutzungsgrads des Niedertemperaturkessels

In der Zeit vom 1.12.10 bis 19.12.10 wurden 46 % der Wärmemenge vom NT-Kessel geliefert. Der NT-Kessel hatte in diesem Zeitraum einen um ca. 2 % schlechteren Nutzungsgrad als der Brennwertkessel.

Im gesamten 2. Halbjahr 2010 wurde von beiden Kesseln eine Wärmemenge von 347 MWh geliefert. Der NT-Kessel lieferte davon 24,4 % mit einem Nutzungsgrad von 77 %, der Brennwertkessel lieferte 75,6 % mit einem Nutzungsgrad von 85,3 %. Als Gesamtnutzungsgrad über beide Kessel ergeben sich damit 83,2 %.

Wenn man zunächst vereinfachend davon ausgeht, dass der Brennwertkessel seinen Nutzungsgrad nicht wesentlich ändert, wenn er die gesamte Wärmeversorgung übernimmt, würde man durch Abschalten des NT-Kessels etwa 2 % an Gas einsparen.

Hinzu kommt, dass die zusätzliche Anhebung der Rücklauftemperatur durch den NT-Kessel entfallen würde, so dass der Nutzungsgrad des BW-Kessels ansteigt. Als weiterer Effekt würde die Anzahl von Kesselstarts und damit die Schadstoffemission erheblich reduziert.

Der höchste tägliche Wärmebedarf im 2. Halbjahr 2010 betrug 5300 kWh/d. Dies entspricht 74 % der Wärme, die der Brennwertkessel unter Volllast (7200 kWh/d bei 300 kW) an einem Tag liefern kann. Dieser Wert wurde auch im Januar 2011 nicht mehr übertroffen.

Aus den bisherigen Messergebnissen lässt sich also folgern, dass für die Wärmeversorgung des gesamten Objekts in der Regel lediglich der Brennwertkessel notwendig ist.

4.12.8 Erreichte und mögliche Endenergieeinsparung

Nachfolgend werden zwei Betrachtungsansätze durchlaufen.

Zum einen wird – auf Basis des gegebenen Nutzens an Wärme (ab Heizzentrale) abgeschätzt, welche Einsparung Endenergie die vorhandene Solaranlage gebracht hat. Dazu wird der Endenergiebedarf der Nahwärme ohne Solarthermie rechnerisch abgeschätzt.

Zum anderen wird untersucht, welche Einsparpotentiale sich ergeben, wenn die Wärmeversorgung ohne Netz erfolgen würde. Hierzu wird der Fall ohne Solarthermie betrachtet.

Die Solarthermie wird nicht untersucht, weil eine Neuauslegung erfolgen müsste und der gebäudeweise erreichbare Solarertrag nicht eingeschätzt werden kann und soll. Er kann in der Größenordnung dessen liegen, was in den Gebäudeanlagen erreicht wurde.

Erreichte Einsparung durch die Solarthermie

Um die Endenergieeinsparung quantifizieren zu können, wird rechnerisch abgeschätzt, welcher Energieverbrauch sich in der Nahwärme ohne Solarthermie ergeben hätte. Der ab Heizzentrale notwendige gemessene Wärmebedarf incl. Netzverlust der Nahwärme wird als gegeben angenommen.

Darüber hinaus wird abgeschätzt, welche Speicherverluste entfallen, wenn es die Solarthermieanlage nicht geben würde. In dieser Heizzentrale wird vom Wegfall der beiden Pufferspeicher á 5000 l ausgegangen. Anstelle dessen würde ein 1500-l-Speicher für die Trinkwarmwasserspitzen angenommen. Ob dieser wirklich in dieser Größe notwendig wäre, wird im Rahmen dieser Abschätzung nicht untersucht – er wird angenommen, um das konventionelle System auch verlustbehaftet zu rechnen.

Üblich geschätzt haben die zwei entfallenen Speicher einen Wärmeverlust von je ca. 3700 kWh/a und der neu hinzugekommene Speicher hat einen Wärmeverlust von ca. 1800 kWh/a [IWU 97]. Der Wert wird variiert (+ ⅓, - ¼).

Der Kesselnutzungsgrad des Bestandes wird ebenfalls variiert. In welcher Richtung er sich ohne Solarthermie ändern wird, ist nicht abschätzbar – die Änderung wird jedoch klein sein, solange grundsätzlich das gleiche Kesselmodell verwendet wird (siehe auch Berichtsteil 4). Es wird von einer Änderung um ± 1 %-Punkte um den Bestandwert (84,0 %) ausgegangen.

Tabelle 56 zeigt die sich ergebenden Energiemengen für den Zustand ohne Solarthermie. Der rechnerische Bedarf liegt in allen drei Szenarien höher.

Szenario	Wärmeabgabe der Erzeuger	Kollektorkreisertrag	entfallene Speicherverluste	Kesselnutzungsgrad	Endenergie	Ersparnis / Mehrverbrauch	
	[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]		[kWh/a]	[kWh/a]	
heute	707.094	-55.042	0	84,0%	776.441		
1	707.094	0	-7.467	85,0%	823.289	46.848	Ersparnis
2	**707.094**	**0**	**-5.600**	**84,0%**	**835.315**	**58.874**	**Ersparnis**
3	707.094	0	-4.200	83,0%	847.068	70.627	Ersparnis

Tabelle 56: Bewertung der erreichten Endenergieeinsparung – Anlage 12 Gorch-Fock-Weg

Die wahrscheinlich erreichte Einsparung an Gas durch die Solarthermie liegt daher bei gerundet **12,1 ± 2,4 kWh/(m²a)** bezogen auf die beheizte Fläche von 4866 m². Dieser Wert liegt im oberen Bereich der erreichten Projektergebnisse.

Die getroffenen Annahmen sind ausführlich im Anhang 7.3 dokumentiert.

Wegfall des Netzes

Eine zweite Fragestellung betrifft die Auswirkungen eines fiktiven Netzwegfalls und einer Anlagenoptimierung ohne Solarthermie. Da keine Messwerte vorliegen, wird mit Hilfe der Literatur und auf Basis der Bestandsverbrauchsdaten eine Abschätzung vorgenommen.

Die Wärmeabgabe der Erzeuger liegt derzeit bei 707,1 MWh/a. Von dieser Ausgangsenergiemenge entfallen die Netzverluste bei der Optimierung sowie die Wärmeverluste der zentralen Speicher. Dafür gibt es dezentrale Speicher und Erzeuger. Alle Angaben werden – weil sie unsicher sind – mit einer Bandbreite betrachtet.

Das Netz zwischen den Nichtwohnbauten wird nicht näher betrachtet und auch rechnerisch nicht entfernt. Folgende weitere Annahmen werden getroffen:

- entfallene Netzverluste: - 90 MWh/a (Varianz $+^1/_5$ und $-^1/_6$)
- entfallene zentrale Pufferspeicher: - 2 x 5000 l á 3700 kWh/a (Varianz $+^1/_5$ und $-^1/_6$)
- neue dezentrale TWW-Speicher: + 6 x 700 l á 1200 kWh/a (Varianz $+^1/_5$ und $-^1/_6$)
- Kesselnutzungsgrad 90% (Varianz +4% und -4%)

Der mittlere Kesselnutzungsgrad liegt beim heutigen Wert. In allen Fällen wird von einer mit geringen Investitionsmitteln optimierten Anlagen- und Regelungstechnik ausgegangen. Tabelle 57 zeigt die Ergebnisse.

Szenario		Wärmebedarf ab Zentrale	entfallene Netz/ Speicherverluste	Kollektorkreisertrag	Kesselnutzungsgrad	Endenergie
		[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]		[kWh/a]
heute		707.094	0	-55.042	84,0%	776.441
ohne Solar	A	707.094	-108.240	0	94,0%	637.079
	B	**707.094**	**-90.200**	**0**	**90,0%**	**685.438**
	C	707.094	-75.167	0	86,0%	734.799

Szenario		Ersparnis / Mehrverbrauch gegenüber Bestand	
		[kWh/a]	
heute			
ohne Solar	A	-139.362	Ersparnis gegenüber heute
	B	**-91.003**	**Ersparnis gegenüber heute**
	C	-41.642	Ersparnis gegenüber heute

Tabelle 57: Bewertung einer Anlagenoptimierung – Anlage 12 Gorch-Fock-Weg

Eine dezentrale Versorgung der 6 Wohngebäude mit je einem Gaskessel sowie der Nichtwohnbauten zusammen mit einem Gaskessel, aber ohne Solarthermie brächte eine deutliche Einsparung an Endenergie – siehe Variante B. Die Endenergie läge ca. **19 kWh/(m²a)** unter der heutigen. Eingespart wird vor allem der Netzverlust. Darüber hinaus werden dann durchschnittlich effiziente Brennwertkessel angesetzt.

Zusammenfassung

Die Zusammenhänge zeigt nachfolgende Abbildung im Überblick. Dabei ist der Zustand des Gebäudes wie heute, jedoch ohne Solarthermie, die Bezugsvariante. Ausgehend davon ist die erreichte Einsparung durch die vorhandene Solarthermie abgetragen. Alternativ eine mögliche Einsparung durch eine Anlagenoptimierung ohne Solarthermie.

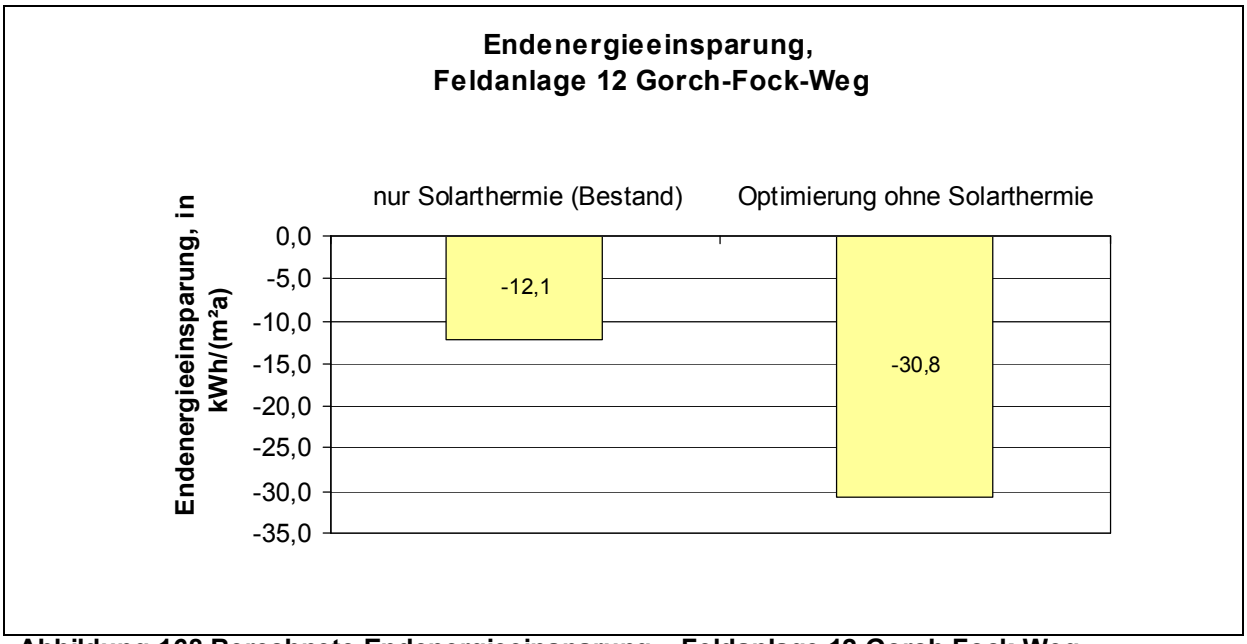


Abbildung 168 Berechnete Endenergieeinsparung – Feldanlage 12 Gorch-Fock-Weg

Eine separate Versorgung der Gebäude würde bei dieser Feldanlage zu deutlich geringeren Endenergiekennwerten führen.

Es folgt rückwirkend die Erkenntnis: der Aufbau der 500 m langen Nahwärmetrasse zusammen mit den Neubauten vor gut 10 Jahren war ein Fehler – dies ist unabhängig von der Solarthermie festzustellen.

4.12.9 Probleme bei Messung und Auswertung

Hinsichtlich der Datenerfassung per Messrechner sind keine Probleme zu beklagen. Die Messwerte sind in sich plausibel.

Die an die Gebäude gelieferten Wärmemengen hat der Betreiber jeweils erst auf mehrmalige Nachfrage – und im Jahr 2011 gar nicht – bereitgestellt. Die Kommunikation aller Beteiligten – Betreiber, Planer, ausführende Firmen, Regelungsfirma – lief mangelhaft.

Es ist festzuhalten, dass an der Regelung Einstellungen während des laufenden Betriebes vorgenommen wurden, die nicht aufgefallen wären, hätte es die begleitende Auswertung nicht gegeben (Vertauschen von Führungs- und Folgekessel).

Auch über den Totalausfall der Solarthermie bei einem Gewitter am 5.6.2011 (Blitzeinschlag) informierten erst die Projektbearbeiter den Betreiber, so dass dies 10 Tage später abgestellt werden konnte.

4.12.10 Verbesserungsvorschläge

Solarthermie

Die installierte Solarthermiefläche je Person liegt bei ca. 1,6 m²/P und damit etwas über dem Durchschnitt der untersuchten Feldanlagen. Da auch Nichtwohnbauten an das Netz angeschlossen sind, ist die effektive Solarfläche je Person geringer. Eine genauere Kennzahl kann nicht angegeben werden.

Handelte es sich um eine Gebäudeanlage, könnte bei dieser Dimensionierung von einer knappen Deckung des jährlichen Trinkwarmwasserbedarfs ausgegangen werden – vorausgesetzt wären optimiert kleine Netzverluste. Es könnte ggf. mit einer geringe Heizungsunterstützung gerechnet werden.

Da es sich hier aber um eine Nahwärmeanlage mit ausgedehntem Netz und Hochtemperaturbetrieb handelt, wird von keiner Heizungsunterstützung ausgegangen. Es wird insgesamt ein solarer Deckungsanteil von knapp 8 % bezogen auf die gesamte Wärmeproduktion erreicht. Der Wert liegt unter den Erwartungen. Insbesondere der Ertrag je Quadratmeter Kollektorfläche ist mit 282 kWh/(m²a) als gering anzusehen.

Zu berücksichtigen ist jedoch, dass die Erträge aus dem Solarsystem in den beiden Jahren 2008 und 2009 noch bei ca. 360 kWh/(m²a) lagen. Ein merklicher Abfall beim solaren Ertrag und solaren Systemnutzungsgrad war dagegen im Jahr 2010 festzustellen. Bei der Analyse des Kollektorwirkungsgrades konnte festgestellt werden, dass hier eine deutliche Verschlechterung (ca. 10 % relativ) gegenüber 2008 stattgefunden hat. Eine oder mehrere Ursachen hierfür konnten nicht ermittelt werden (Stand Juli 2011). Der Betreiber wurde Anfang 2011 über die Abnahme im Systemnutzungsgrad informiert (s. a. [CRWHP11]. Für das Jahr 2011 kommt im Juni noch ein 10-tägiger Ausfall der Solaranlage hinzu, was den Solarertrag zusätzlich reduzierte (s. a. in Abbildung 156 die im Vergleich zur Sonnenscheindauer geringe Balkenhöhe im Juni).

Bei einer notwendigen größeren Ersatzmaßnahme sollte über den Rückbau der Solarthermie nachgedacht werden, siehe auch unten gegebene Hinweise zum Gesamtkonzept.

Speicherkonzept

Die installierte Speichergröße erscheint mit 51 l/m² Kollektorfläche insgesamt gering. Sie liegt deutlich unter dem Mittelwert der untersuchten Projekte und unter dem üblichen Planungswert von 60 l/m². Sehr ungünstig ist auch das zusätzlich festzustellende ganzjährig hohe Temperaturniveau der Speicher.

Die Wahl von zwei sehr großen 5000-l-Speichern ist als sehr gut einzustufen.

Die Speicherverluste sind hoch. Um sie zu verringern und den nutzbaren Solarertrag zu steigern, kann versucht werden, die Netzrücklauftemperatur um mindestens 10 K zu senken. Dies erfordert einen Eingriff in die Hydraulik und Regelung der indirekt ausgeführten Wärmeübergabestationen der Verbraucher und muss hinsichtlich seiner Wirtschaftlichkeit geprüft werden.

Kessel

Die Effizienz der Kessels liegt bei 81,8% und 85,6%. Beide Werte liegen unter dem Projektdurchschnitt. Erreichbare 90 … 95% im optimalen Fall ergäben eine Einsparung, die dem Heizwärmebedarf von 15 … 20 neuen Einfamilienhäusern entspräche.

Eine Kesselüberdimensionierung bezogen auf die Heizlast kann nicht angegeben werden. Jedoch sind die Kessel nur zu 10% (Niedertemperaturkessel) und 14% (Brennwertkessel) ausgelastet. Beide Werte sprechen für eine deutliche Überdimensionierung um den Faktor 2.

Die nächsten Kessel sollte im Zuge der Erneuerung kleiner gewählt werden. Ein Brennwertkessel wird vermutlich ausreichen.

Beide Kessel enthalten ausreichend Wasserinhalt, insbesondere der Brennwertkessel (fast 700 l), was als positiv hinsichtlich des Taktverhaltens ist.

Aus der Betreiberinformation, welche Mitte 2011 an den Eigentümer versendet wurde, sollen die relevanten Optimierungsvorschläge an dieser Stelle wiederholt werden.

Kesselregelung

Die Regelung der Kessel sollte überprüft werden. Es gibt Unstimmigkeiten mit der bekannten Regelbeschreibung der MSR-Planer und dem tatsächlichen Kesselbetrieb. Zunächst ist zu überprüfen, ob die hier benutzte Honeywell-Regelung mit den Buderus-Kesseln kompatibel ist und ob die Regelfühler von Anzahl, Position und Funktion korrekt arbeiten. Hierzu sind die Hersteller mit einzubeziehen.

Sollte sich hier kein Korrekturbedarf ergeben, muss die Programmierung der Kesselregelung hinterfragt werden. Dazu ist auch eine korrekte und verständliche Dokumentation unabdingbar.

Ziel muss es sein, die o. g. Schwachstellen und Unplausibilitäten wie:

- unverständliches Modulationsverhalten beider Kessel
- die Kesselfolgeschaltung ist unverständlich
- Kesselkreispumpen des Brennwertkessels laufen ständig
- Das Ventil im Kesselkreislauf des Brennwertkessels schaltet nicht wie laut Regelbeschreibung vorgesehen, zwischen Kesselbypass und Kesselbetrieb um (Der Sinn des Umschaltventils ist ohnehin unklar)
- die Kesselvorlauftemperaturen liegen teilweise zu hoch
- unnötiger Betrieb des NT-Kessels

zeitnah abzustellen.

Aus den Abschätzungen zur maximalen Heizlast bzw. Überdimensionierung wird empfohlen, den NT-Kessel nur als Reservekessel für den Notfall zu benutzen (prognostizierte Gaseinsparung > 2%, siehe Kapitel 4.12.7).

Ebenfalls wird empfohlen, die Massenströme an der hydraulischen Weiche abzugleichen, d.h. den Massenstrom in den Kesselkreisen auf das Niveau des Netzvolumenstroms abzusenken. So würde die unnötige Anhebung des Kesselrücklaufs mit der damit einhergehenden Verschlechterung des Kesselnutzungsgrades vermieden. Zudem könnte durch die Reduzierung von Pumpenlaufzeiten und Pumpenfördermenge Strom eingespart werden.

Bei dem sehr großen Wasserinhalt der vorhandenen Kessel kann auf den Anschluss an eine hydraulische Weiche verzichtet werden.

Hydraulische Weiche

Bezüglich der derzeitigen Einbindung der Kessel über eine hydraulische Weiche ist zu hinterfragen, ob keine andere Anschlussform möglich (gewesen) wäre, um die Temperaturerhöhung im Kesselrücklauf zu vermeiden und somit die Brennwertnutzung überhaupt erst möglich zu machen.

Würde man den Kesselrücklauf auf das Temperaturniveau des Netzes absenken, ließe sich dadurch der Kesselnutzungsgrad des Brennwertkessels in grober Schätzung um voraussichtlich mindestens 2 Prozentpunkte erhöhen.

Dies entspricht bei einem jährlichen Gasverbrauch von 900 MWh einer Einsparung von 21 MWh. Zum Vergleich: Die Solaranlage lieferte z.B. in 2008 rund 56 MWh Nutzwärme.

Eine Möglichkeit die beiden Kessel ohne hydraulische Weiche einzubinden, wäre eine Reihenschaltung. Nachfolgende Abbildung 169 zeigt ein solches Beispiel.

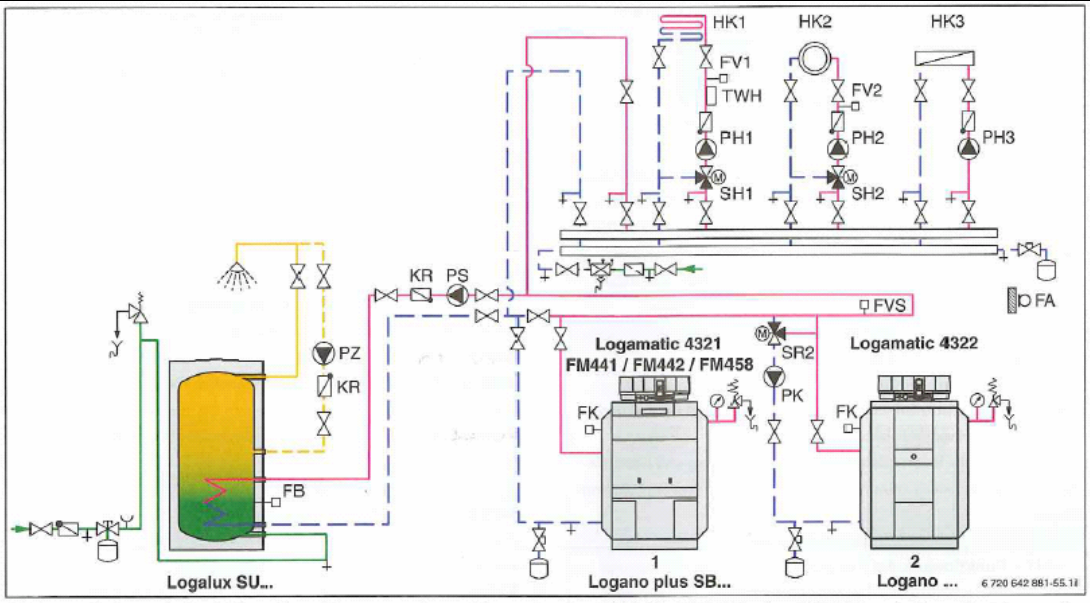


Bild 38 Anlagenbeispiel für einen Brennwertkessel Logano plus SB315, SB615 oder SB735 und einen Heizkessel in Reihenschaltung; Anzahl und Ausführung der Heizkreise abhängig vom Regelgerät

FA	Außentemperaturfühler
FB	Warmwasser-Temperaturfühler
FK	Kesselwasser-Temperaturfühler
FV	Vorlauftemperaturfühler
FVS	Strategiefühler
HK	Heizkreis
KR	Rückschlagklappe
PH	Heizungspumpe
PK	Kesselkreispumpe
PS	Speicherladepumpe
PZ	Zirkulationspumpe
SH	Stellglied Heizkreis
SR2	Stellglied Rücklauftemperaturanhebung
TWH	Vorlauftemperaturbegrenzer

Das Schaltbild ist nur eine schematische Darstellung!
Hinweise für alle Anlagenbeispiele
→ Seite 41.

Anwendungsbereich

- Brennwertkessel Logano plus SB315, SB615 und SB735
- Heizkessel Logano
- Ecostream-Heizkessel Logano bei hohen wasserseitigen Anlagenwiderständen (alternativ zum Anlagenbeispiel auf Seite 50)
- Kessel- und Heizkreisregelung Logamatic

Funktionsbeschreibung

Die Schaltung der Kesselfolge ist last- und zeitabhängig. Bei Unterschreitung des Sollwerts der Vorlauftemperatur geht der Führungskessel (1) in Betrieb. Wenn der Wärmebedarf steigt, wird der Folgekessel (2) automatisch über das Stellglied Rücklauftemperaturanhebung SR2 und die Kesselkreispumpe PK zugeschaltet.

Mit Erreichen der Mindestrücklauftemperatur oder der Betriebsvorlauftemperatur im Folgekessel wird der gesamte Volumenstrom über den Heizkessel geführt. Wenn die Belastung sinkt, laufen die Schaltvorgänge in umgekehrter Reihenfolge ab.

Spezielle Planungshinweise

- Eine Umkehr der Kesselfolge ist nicht möglich.
- Die Heizungspumpen entsprechend dem errechneten maximalen Druckabfall im Heiz- und Kesselkreis auslegen. Die zusätzliche Kesselkreispumpe PK überwindet den wasserseitigen Widerstand des Folgekessels bei maximal berechnetem Kesselvolumenstrom.
- Es wird empfohlen, die Gesamtwärmeleistung mit einem Anteil von 50 % bis 60 % für den Brennwertkessel und von 40 % bis 50 % für den Heizkessel aufzuteilen.
- Anschlüsse so ausführen, dass eine voneinander unabhängige Trennung der Kessel möglich ist, um bei Wartungen eine Notversorgung zu sichern.
- Ein optimaler Brennwertnutzen in Verbindung mit Hochtemperatur-Heizkreisen ist durch getrennte wasserseitige Rückläufe möglich. Ein Speicherladesystem sollte in diesen Fällen am Niedertemperatur-Rücklauf angeschlossen werden.

Abbildung 169: Anlagenbeispiel für BW-Kessel Logano plus SB615 in Reihenschaltung

Die Skizze ist einer Planungsunterlage der Firma Buderus entnommen (Buderus, Planungsunterlage 03/2010 – Logano plus SB315, SB615 und SB735, Leistungsbereich 50 kW bis 1200 kW). Sie zeigt die Einbindung eines Brennwertkessels (linker Kessel; hier Logano SB615) als Führungskessel in Reihe mit z.B. einem Niedertemperaturkessel (rechter Kessel) als Spitzenlastkessel.

Der Spitzenlastkessel wird nur dann von der Regelung in Betrieb genommen, wenn die Leistung des Brennwertkessels nicht ausreicht. Nach Auswertung der Energieanalyse aus dem Verbrauch sollte dies nur selten der Fall sein.

Zusätzlich müssen die Pumpe am Brennwertkessel und das Regelventil (Kesselbypass) demontiert werden. Des Weiteren muss sichergestellt werden, dass die Pumpen in den einzelnen Heizkreisen den Druckverlust des Brennwertkessels und der entsprechenden Leitungen überwinden können. Eventuell kann auch die Pumpe zwischen hydraulischer Weiche und Abzweig zum Bauhof entfernt werden.

Netzrücklauftemperatur

Eine weitere Verbesserung des Kesselnutzungsgrades ist durch die Absenkung der Netzrücklauftemperatur möglich, was gleichzeitig auch zu einer Minderung der Netzverluste und einer Effizienzsteigerung der Solaranlage führt.

Hier wäre zu überprüfen, auf welche Plandaten die Wärmeübergabestationen ausgelegt worden sind und in wieweit diese in Realität vorgefunden werden.

Nahwärmenetz und grundsätzliches Konzept

Das Nahwärmenetz zur Versorgung der Wohnbauten ist in dieser Feldanlage lang und hat demzufolge vergleichsweise hohe Wärmeverluste. Bezogen auf die Fläche der angeschlossenen Wohnbauten ergeben sich ca. 30 kWh/(m²a) Verteilverlust an das Erdreich – bei einer Abnahme der Gebäude von ca. 123 kWh/(m²a). Dies ist ein deutliches Missverhältnis.

Es ist nicht nachvollziehbar, wieso bei einem derart geringen Gebäudewärmebedarf vor ca. 10 Jahren überhaupt ein Netz geplant wurde – und dies im Ursprungszustand mit einer rein fossilen Wärmeversorgung ausgestattet wurde.

Aus Sicht der Vermeidung von Endenergieverbrauch und -kosten wäre hier die Aufforderung eines Rückbaus angemessen. Unter heutigen Gesichtpunkten ließen sich jährlich ca. 5000 € an Gasbezugskosten vermeiden und daraus ca. 60 000 € Investitionskosten für den Umbau rechtfertigen.

Da es jedoch aufgrund des Alters der Trasse als unrealistisch angesehen wird, das Netz zurückzubauen, sollte die Erzeugung optimiert werden. Wenn das Netz beibehalten wird, sollte bei Notwendigkeit der Erneuerung der Solarthermie diese ersetzt werden durch ein BHKW. Ausgelegt auf die Grundlast von Netzverlusten und Trinkwarmwasserabnahme (Sommersockel in der EAV). So wird im Netz wenigstens teilweise "Abwärme" verteilt und der Vorteil der Stromerzeugung wäre gegeben. Eine ökologische und ökonomische Überprüfung zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung wäre durchzuführen.

Betreiberinfo und Rückmeldung

Die Betreiberinformation wurde am 16.5.11 verschickt. Eine Rückmeldung erfolgte nicht. Bezüglich des Betriebsverhaltens der Solaranlage waren mehrere Mails notwendig, bis vom Betreiber eine Reaktion erfolgte.

Auf mehrfache Nachfrage bzgl. der Auswertung zur Kesseleinbindung und -regelung wurde vom Betreiber mitgeteilt, dass man in der Überlegungsphase über "ein ob und wie" sei.

4.13 Feldanlage 13 Alter Schlachthof, Speyer (Netzanlage)

Die Feldanlage in Speyer befindet sich auf dem Gelände des alten Schlachthofes am Mausbergwerg und wurde bereits im Rahmen des Förderprogramms "Solarthermie2000plus" von der ZfS Rationelle Energietechnik GmbH untersucht. Die Ergebnisse der Untersuchung bis September 2009 sind in einem separaten Bericht [CRWHP09] aufgeführt. Auf diese Ergebnisse wird in diesem Bericht nicht eingegangen.

Nachfolgend wird das Jahr 2011 ausgewertet. Zum besseren Verständnis werden die Gebäude, die Nutzung, die Anlage und die Messstellen kurz vorgestellt. Weiterhin werden Verbesserungsvorschläge gemacht und die Feldanlage bewertet.

4.13.1 Gebäude und Nutzung

Das Baugebiet auf dem ehemaligen Schlachthof in Speyer wurde 2001 vom Land Rheinland-Pfalz im Rahmen des experimentellen Wohnungs- und Städtebaus als Modellvorhaben für das kinder- und familienfreundliche Bauen ausgewählt.

In dem Gebiet entstanden 38 Reihenhäuser und 24 Doppelhäuser (alles Einfamilienhäuser), zuzüglich einer Einliegerwohnung in einem Doppelhaus, mit einer Gesamtwohnfläche von ca. 9.634 m². Es handelt sich um 21 zusammen hängende Baukörper.

Abbildung 170: Gebäude 13 Alter Schlachthof

Die Wohnfläche der Häuser variiert zwischen ca. 120 und 200 m². Das Neubaugebiet soll den Bewohnern anspruchsvolle Architektur sowie ein innovatives Energie- und Regenwasser-Nutzungskonzept bieten. Alle Gebäude sind in Niedrigenergiebauweise ausgeführt und werden von einem eigenen, neu angelegten Nahwärmenetz mit Wärme versorgt. Baubeginn der Wohnsiedlung war im Jahre 2003, Abschluss 2009 [CRWHP11].

4.13.2 Anlagenaufbau

In der Heizzentrale (ehemaliges Kesselhaus des alten Schlachthofes) ist als konventioneller Wärmeerzeuger ein Gasbrennwertkessel der Firma Viessmann vom Typ Vitocrossal 300 CT mit einer Leistung von 575 kW (bei 80/60°C) installiert.

Abbildung 171: Anlagenfotos Feldanlage 13 Alter Schlachthof

Auf den Dächern der ehemaligen Stallungen des Schlachthofes sind zwei je 176 m² große Solar-Roof-Kollektorfelder und auf den Carports ein 194 m² Kollektorfeld installiert. Die von der Solaranlage erzeugte Wärme wird in einem 100 m³ großen Solar- und Kesselpufferspeicher in der Heizzentrale gespeichert. An den Speicher ebenfalls der Brennwertkessel angeschlossen. Dem Kessel stehen ca. 13 m³ des Speichervolumens zur Verfügung.

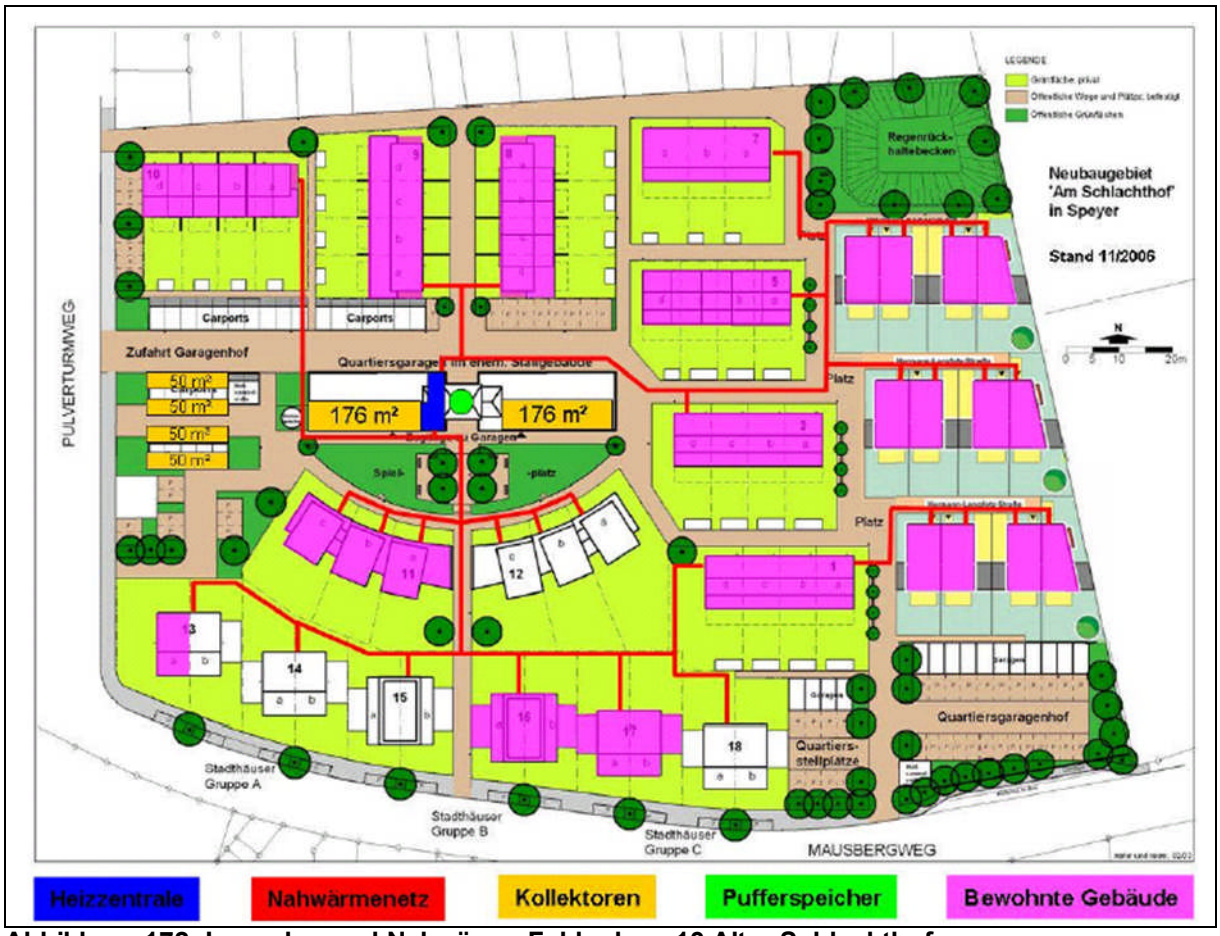


Abbildung 172: Lageplan und Nahwärme Feldanlage 13 Alter Schlachthof

Geplant war, den Großteil des Nahwärmenetzes in den Untergeschossen der Gebäude zu verlegen und nur die Gebäudegruppen durch erdverlegte Leitungen zu verbinden. Voraussetzung dafür wäre gewesen, dass der Baufortschritt der Häuser auf die Verlegung des Netzes abgestimmt wird, indem z. B. die Häuser am Ende eines Netzstranges zuletzt gebaut werden.

Dieses Konzept konnte jedoch nur in einigen Häusern umgesetzt werden, da die Bebauung des Wohngebietes entgegen der Ursprungsplanung nicht mit einem Bauträger erfolgte, sondern auf mehrer Bauträger aufgeteilt wurde und auf die Reihenfolge der Errichtung der Gebäude nur begrenzt Einfluss genommen werden konnte.

Dadurch wurden fast alle Leitungen erdverlegt, wodurch die Netzverluste angestiegen sind [CRWHP09]. Ein prinzipieller Fernwärmebestandsplan ist Abbildung 172 zu entnehmen.

Jedes der Einfamilienhäuser bzw. Doppelhäuser ist mit einer Wärmeübergabestation an das Wärmeverteilnetz angeschlossen. Die Trinkwarmwasserbereitung erfolgt im Durchlaufprinzip (oberer Wärmeübertrager in Abbildung 173). Der netzseitige Volumenstrom am Trinkwarmwasserwärmeübertrager wird durch ein Ventil V1 so geregelt, dass die notwendige Trinkwassertemperatur (ca. 50 °C) eingehalten wird.

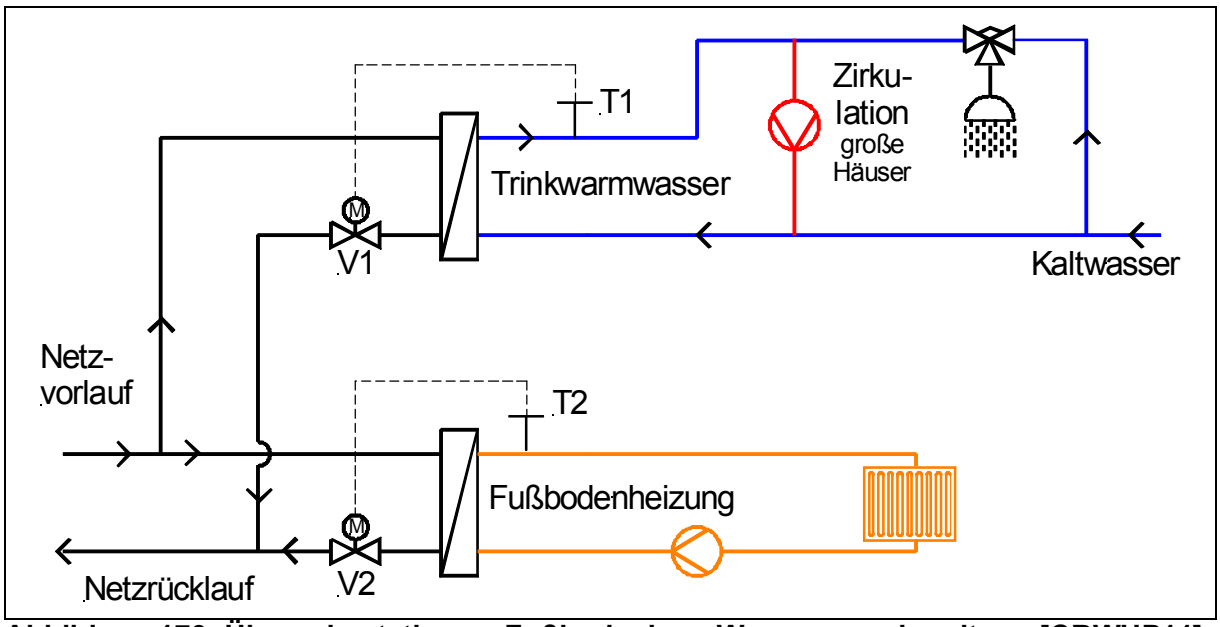


Abbildung 173: Übergabestation m. Fußbodenh. u. Warmwasserbereitung [CRWHP11]

Vorteil dieses Systems der Trinkwassererwärmung ist, dass der Wärmeübertrager sekundärseitig immer mit Kaltwassertemperatur betrieben wird, was zu niedrigen Rücklauftemperaturen auf der Netzseite führt. Ein Einsatz von Zweileitersystemen mit wohnungsweisen Übergabestationen hätte die gleichen Vorteile.

In den größeren Gebäuden ist aus Komfortgründen zumeist auch eine Warmwasserzirkulation vorhanden, deren Wärmeverluste ebenfalls über diesen Wärmeübertrager gedeckt werden. In diesem Fall erreichen sekundäre und primäre Rücklauftemperatur höhere Werte.

Obwohl die Trinkwassertemperatur nur 50 °C beträgt, wird die Netzvorlauftemperatur (gemessen am Netzaustritt der Heizzentrale) ganzjährig mit 67 °C gefahren, da die Trinkwarmwasserwärmeübertrager auf 65 °C Vorlauftemperatur ausgelegt sind (2 K Temperaturdifferenz werden für Netzverluste berücksichtigt).

An die Wärmeübergabestationen sind Fußboden- und/oder Radiatorenheizungen angeschlossen. 13 Stationen haben eine Fußbodenheizung (Auslegung 40/30 °C bei einer Außentemperatur von -12 °C), deren Heizkreis durch einen Wärmeübertrager vom Netz getrennt ist (Abbildung 173, unterer Wärmeübertrager).

Der netzseitige Volumenstrom am unteren Heizungswärmeübertrager wird durch ein Ventil V2 so geregelt, dass die erforderliche Heizungsvorlauftemperatur T2 eingehalten wird. Die Heizungsvorlauftemperatur wird über die Heizkurve vorgegeben.

An mindestens 30 Stationen (möglicherweise mehr) ist eine Radiatorenheizung (Auslegung 60/40 °C, ohne Abbildung) angeschlossen. Bei diesen Systemen entfällt der Heizungswärmeübertrager, und die Heizkörper werden direkt durchströmt. Sieben Stationen haben kombinierte Radiatoren- und Fußbodenheizung. Dort ist die Fußbodenheizung durch einen Wärmeübertrager vom Netz getrennt und die Radiatoren werden direkt durchströmt.

Ob in den Häusern Fußboden- und/oder Radiatorenheizung eingebaut wurde, richtete sich nach den Bauträgern und den finanziellen Möglichkeiten der Bauherren [CRWHP09]. Es ist anzumerken, dass eine konventionell nass im Estrich verlegte Fußbodenheizung in Gebäuden mit hohem Wärmeschutz und großem Fensterflächenanteil schwer regelbar ist. Es kann zu Mehrverbräuchen kommen.

Abbildung 174 zeigt das Schaltschema in der Heizzentrale.

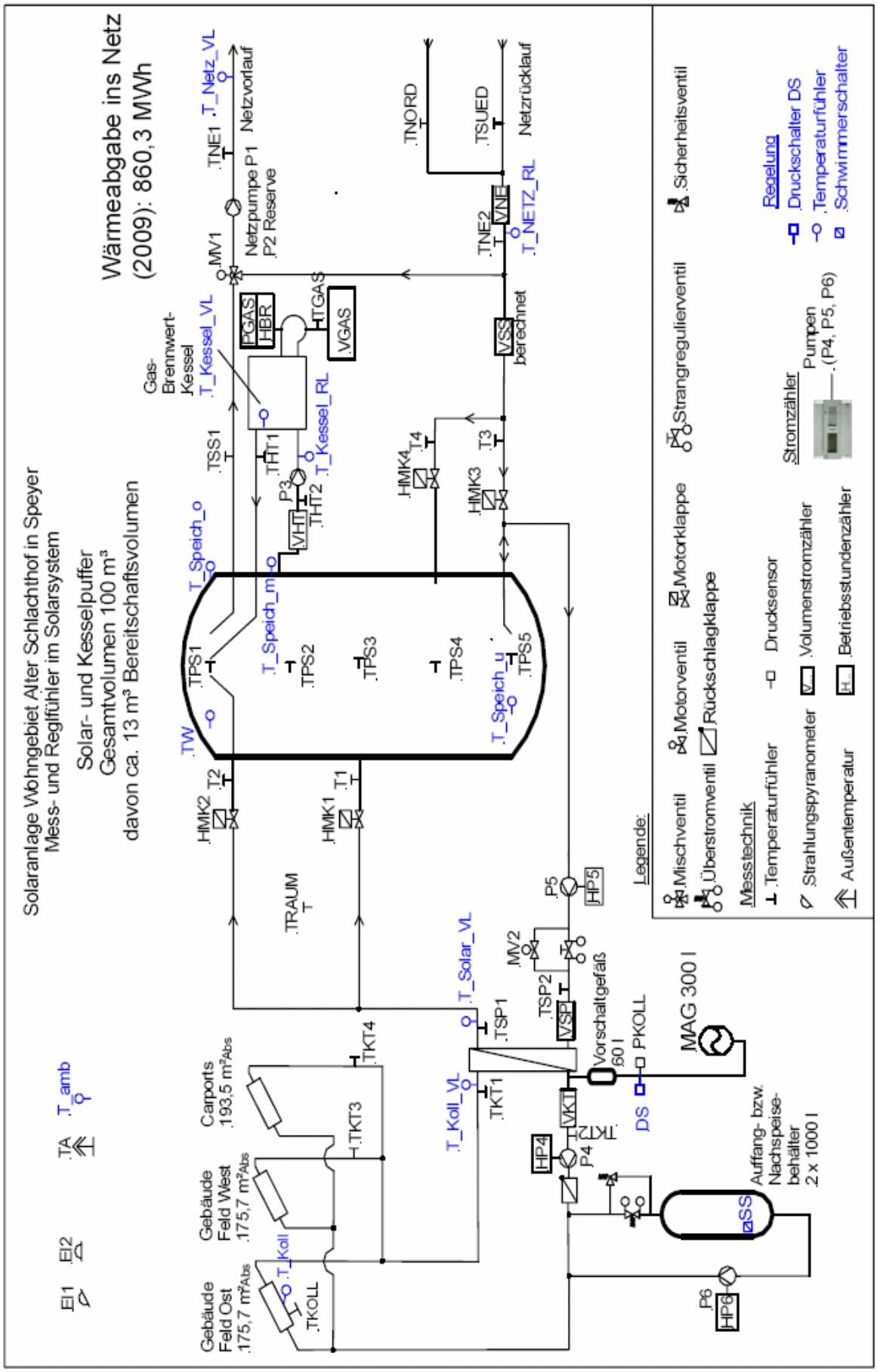


Abbildung 174: Vereinfachtes Schaltschema Feldanlage 13 Alter Schlachthof [CRWHP11]

4.13.3 Vorhandene Messtechnik

Abbildung 174 und Tabelle 58 zeigen eine Übersicht über die erfassten Messgrößen. Im Rahmen dieses Projektes wurde die ursprüngliche messtechnische Ausstattung wie folgt ergänzt:

- Tausch des Gaszähler (höhere Auflösung der gemessenen Gasmenge),
- Abgastemperatur,
- Sauerstoffgehalt des Abgases,
- Temperatur der angesaugten Zuluft,
- Feuchte der angesaugten Luft,
- Raumtemperatur in Kesselnähe.

Zur Bilanzierung von längeren Zeiträumen und zur Berechnung von Systemkennwerten werden aus den Leistungen und Volumenströmen Energien und Volumina berechnet. Außerdem wird die Strahlungsleistung auf die aktive Absorberfläche berechnet.

Strahlungsleistung (kW)	
EIK	Gesamtstrahlungsleistung auf die aktive Absorberfläche
Strahlungsenergien (kWh)	
EITK	Gesamtstrahlungsenergie auf die aktive Absorberfläche
EIT1	spezifische Gesamtstrahlungsenergie in die Kollektorebene
EIT2	spezifische Gesamtstrahlungsenergie horizontal
Energien (kWh)	
Q_{KT}	Energie Kollektorkreis
Q_{SP}	Energie Beladung Pufferspeicher
Q_{HT}	Energie Kessel
Q_{NE}	Energieverbrauch Nahwärmenetz
N_{ST}	elektrische Energie (Strombedarf Solarsystem)
Q_{GAS}	Energie Brenner
spezifische Strahlungsleistungen (W/m²)	
EI1	spez. Gesamtstrahlungsleistung in die Kollektorebene (30° geneigt; Ausrichtung 0° Süd)
EI2	spezifische Gesamtstrahlungsleistung horizontal
Temperaturen (°C)	
T_{KOLL}	Temperatur in einem Kollektor des Feldes Ost (neben Regelfühler T_Koll)
T_{KT1}	Temperatur Kollektorkreis gesamt Warmseite (Eintrittstemperatur in den Wärmeübertrager)
T_{KT2}	Temperatur Kollektorkreis gesamt Kaltseite (Austrittstemperatur aus dem Wärmeübertrager)
T_{KT3}	Temperatur Kollektorkreis Warmseite Gebäude Feld West
T_{KT4}	Temperatur Kollektorkreis Warmseite Feld Carports
T_{SP1}	Temperatur Ladekreis Pufferspeicher Warmseite
T_{SP2}	Temperatur Ladekreis Pufferspeicher Kaltseite
T_{SS1}	Temperatur Entladekreis Austritt Solarspeicher Warmseite
T_{HT1}	Temperatur Kesselkreis Warmseite
T_{HT2}	Temperatur Kesselkreis Kaltseite
T_{NE1}	Temperatur Netzvorlauf Gesamtnetz
T_{NE2}	Temperatur Netzrücklauf Gesamtnetz
T_{NORD}	Temperatur Netzrücklauf Wohngebiet Nord
T_{SUED}	Temperatur Netzrücklauf Wohngebiet Süd
T_{PS1}	Temperatur Pufferspeicher oben
T_{PS2}	Temperatur Pufferspeicher oberes Drittel
T_{PS3}	Temperatur Pufferspeicher Mitte
T_{PS4}	Temperatur Pufferspeicher unteres Drittel
T_{PS5}	Temperatur Pufferspeicher unten
T_1	Temperatur Ladekreis Pufferspeicher Einspeisung Mitte
T_2	Temperatur Ladekreis Pufferspeicher Einspeisung oben
T_3	Temperatur Netzrücklauf Pufferspeicher Einspeisung unten
T_4	Temperatur Netzrücklauf Pufferspeicher Einspeisung unteres Drittel
T_{GAS}	Temperatur Gasleitung
T_A	Außentemperatur
T_{RAUM}	Temperatur Aufstellraum Pufferspeicher
T_{RAUCH}	Abgastemperatur
T_{SAUG}	Temperatur der Ansaugluft Brenner
T_{STRA}	Raumtemperatur in Nähe des Kessels

Volumina (m³)		
K_T	Umwälzvolumen Kollektorkreis	
S_P	Umwälzvolumen Pufferspeicher-Ladekreis	
H_T	Umwälzvolumen Kesselkreis	
N_E	Umwälzvolumen Netz	
S_S	Umwälzvolumen Netz durch Puffer	
GAS	Gasvolumen	
Leistungen (kW)		**berechnet aus:**
P_{KT}	Wärmeleistung Kollektorkreis	(VKT; TKT1; TKT2)
P_{SP}	Wärmeleistung Beladung Pufferspeicher	(VSP; TSP1; TSP2)
P_{HT}	Wärmeleistung Kessel	(VHT; THT1; THT2)
P_{NE}	Wärmeleistung Nahwärmenetz	(VNE; TNE1; TNE2)
P_{ST}	elektrische Leistung Strombedarf Solarsystem; gemessen werden: Leistung P4, P5; P6	
P_{GAS}	Leistung Brenner	
Volumenströme (m³/h)		
V_{KT}	Volumenstrom Kollektorkreis	
V_{SP}	Volumenstrom Pufferspeicher-Ladekreis	
V_{HT}	Volumenstrom Kesselkreis	
V_{NE}	Volumenstrom Netz	
V_{SS}	Volumenstrom Netz durch Puffer	(VNE; TSS1; TNE1; TNE2)
V_{GAS}	Gasvolumenstrom	
Betriebsstunden (h)		
H_{P4}	Betriebsstunden Pumpe P4 Kollektorkreis	
H_{P5}	Betriebsstunden Pumpe P5 Beladung Pufferspeicher	
H_{P6}	Betriebsstunden Pumpe P6 Nachspeisepumpe Kollektorkreis	
H_{MK1A}	Betriebsstunden Motorklappe MK1 auf	
H_{MK1Z}	Betriebsstunden Motorklappe MK1 zu	
H_{MK2A}	Betriebsstunden Motorklappe MK2 auf	
H_{MK2Z}	Betriebsstunden Motorklappe MK2 zu	
H_{MK3A}	Betriebsstunden Motorklappe MK3 auf	
H_{MK3Z}	Betriebsstunden Motorklappe MK3 zu	
H_{MK4A}	Betriebsstunden Motorklappe MK4 auf	
H_{MK4Z}	Betriebsstunden Motorklappe MK4 zu	
H_{BR}	Betriebsstunden Brenner	
Druck (bar)		
P_{KOLL}	Absolutdruck Kollektorkreis Vorlauf (ca. 5 m unterhalb Oberkante Kollektorfeld)	
Feuchte (% r.F.)		
F_{EUCH}	relative Luftfeuchte der Ansaugluft Brenner	
Sauerstoff (Vol. %)		
O_2	Sauerstoffgehalt des Abgases	

Tabelle 58: Messstellen Feldanlage 13 Alter Schlachthof [CRWHP11]

4.13.4 Messwerte

Im Datenerfassungsgerät (Logger) werden Leistungen (in kW), Volumenströme (in m³/h), Temperaturen (in °C), Absolutdruck (in bar_{abs}) und Betriebsstunden (in h) ca. alle 2 sec erfasst und diese Werte als 5-Minuten-Mittelwert gespeichert. Kürzere Speicherintervalle (< 5 min) sind möglich, um so das dynamische Anlagenverhalten über begrenzte Zeiträume kontrollieren zu können.

Von vielen Messgrößen werden zusätzlich die Maximum- und/oder Minimumwerte innerhalb des Mittelungsintervalls gespeichert, da sie zusätzliche Informationen zum Anlagenverhalten geben und zur Kontrolle der Messdaten herangezogen werden. Bei einem eventuellen Defekt an einem Messsensor kann anhand der dann gemessenen Maximum- oder Minimumwerte festgestellt werden, ob die abgespeicherten Mittelwerte falsch sind und korrigiert werden müssen.

Für die Energiebilanzierung des Jahres 2011 wurden die Werte tagesgenau verwendet. Die Messdatenaufbereitung erfolgte an der FH Düsseldorf. Zugrunde gelegt werden die Gaszählerwerte sowie alle relevanten Wärmemengen (jeweils mit Hilfe von Volumenströmen und 2 Temperaturen ermittelt).

- Gasverbrauch
- Wärmeabgabe des Kessels
- Kollektorkreisertrag
- Wärmeeinspeisung aus der Zentrale ins Nahwärmenetz

Darüber hinaus ist für das Jahr 2011 die Wärmeabnahme von 65 % der Wohneinheiten als Jahressummenwert vom Betreiber zur Verfügung gestellt worden. In der Abrechnungsperiode Oktober 2009 bis Oktober 2011 liegen für 97 % der Fläche entsprechende Werte vor. Die Daten stammen aus der Auslesung der Gebäudewärmemengenzähler.

Für die Jahre 2008 bis 2011 sind der Gasverbrauch und der Kollektorkreisertrag in der nachfolgenden Tabelle aufgeführt. Für das Jahr 2011 sind zwei Werte angegeben: der reine Messwert und ein korrigierter Wert. Aufgrund eines Messwertausfalles vom 18.09. bis 15.10.2011 sind die aufgezeichneten Werte geringer und mussten korrigiert werden – siehe Kapitel 4.13.6.

Jahreswerte	2008	2009	2010	2011 Datenlücken	2011 korrigiert
Gas Messwert [kWh/a]	590.226	714.269	836.159	621.309	635.207
Kollektorkreis [kWh/a]	184.865	209.125	201.016	208.084	229.280
spez. Kollektorkreis [kWh/(m²a)]	339	384	369	383	421

Tabelle 59: Feldanlage 13 Alter Schlachthof, Messwerte 2008 bis 2011

In der nachfolgenden Abbildung 175 sind der monatlicher Kollektorkreisertrag und die monatlichen Sonnenscheindauer (Deutschen Wetterdienstes mit der Wetterstation Mannheim) aufgetragen. Der Ausfall der Datenerfassung wurde nicht korrigiert. Abbildung 176 zeigt den gleichen Zusammenhang mit korrigierten Werten.

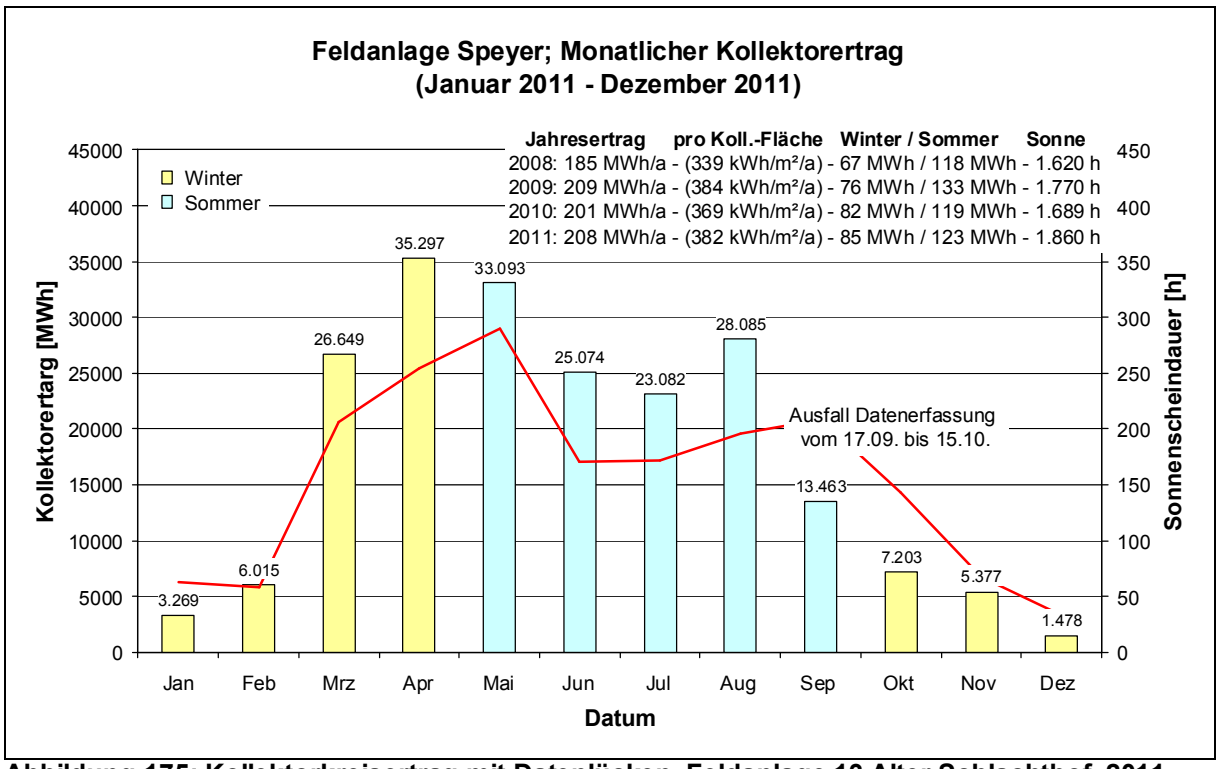


Abbildung 175: Kollektorkreisertrag mit Datenlücken, Feldanlage 13 Alter Schlachthof, 2011

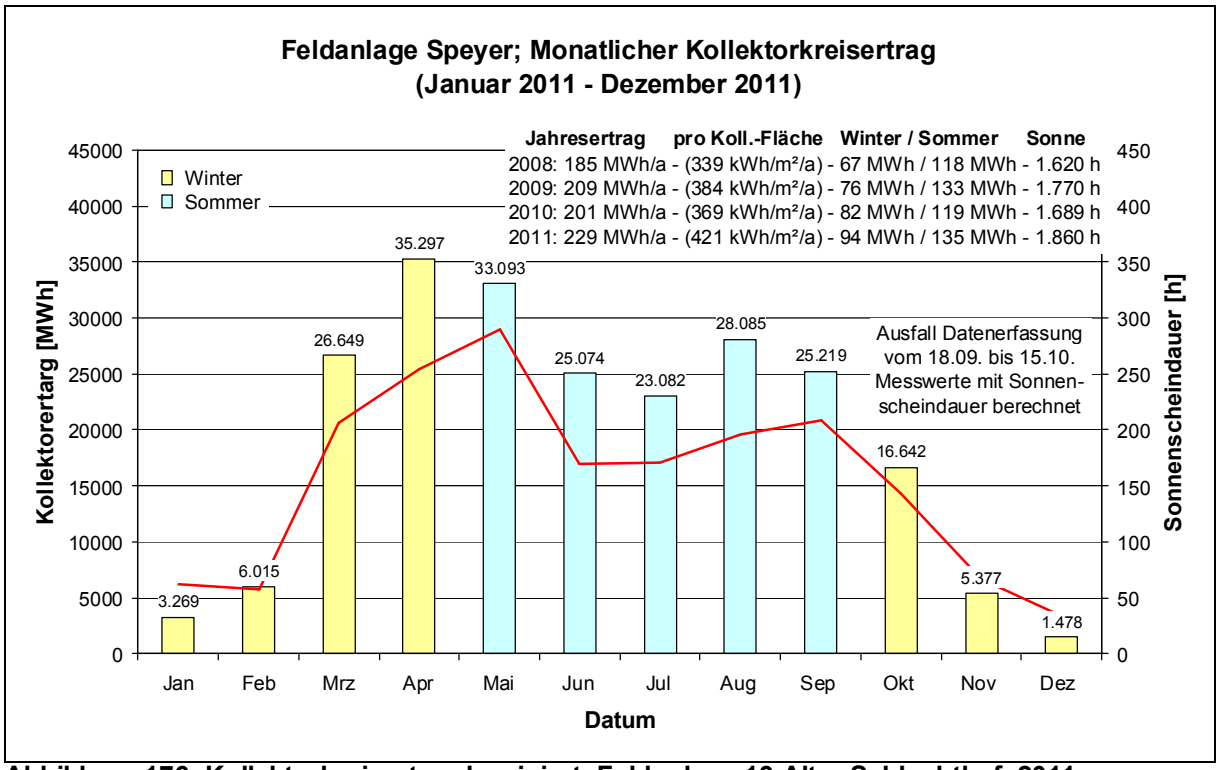


Abbildung 176: Kollektorkreisertrag korrigiert, Feldanlage 13 Alter Schlachthof, 2011

Legt man den korrigierten Wert zugrunde, ist ein sehr guter Solarertrag festzustellen.

4.13.5 Energieanalyse aus dem Verbrauch EAV

In Abbildung 177 ist die dem Nahwärmenetz zugeführte mittlere Leistung dargestellt. Zugrunde liegt der Energieverbrauch für Raumheizung sowie Warmwasserbereitung (Zirkulation plus Trinkwarmwassernutzen) der Gebäude sowie der Netzverlust.

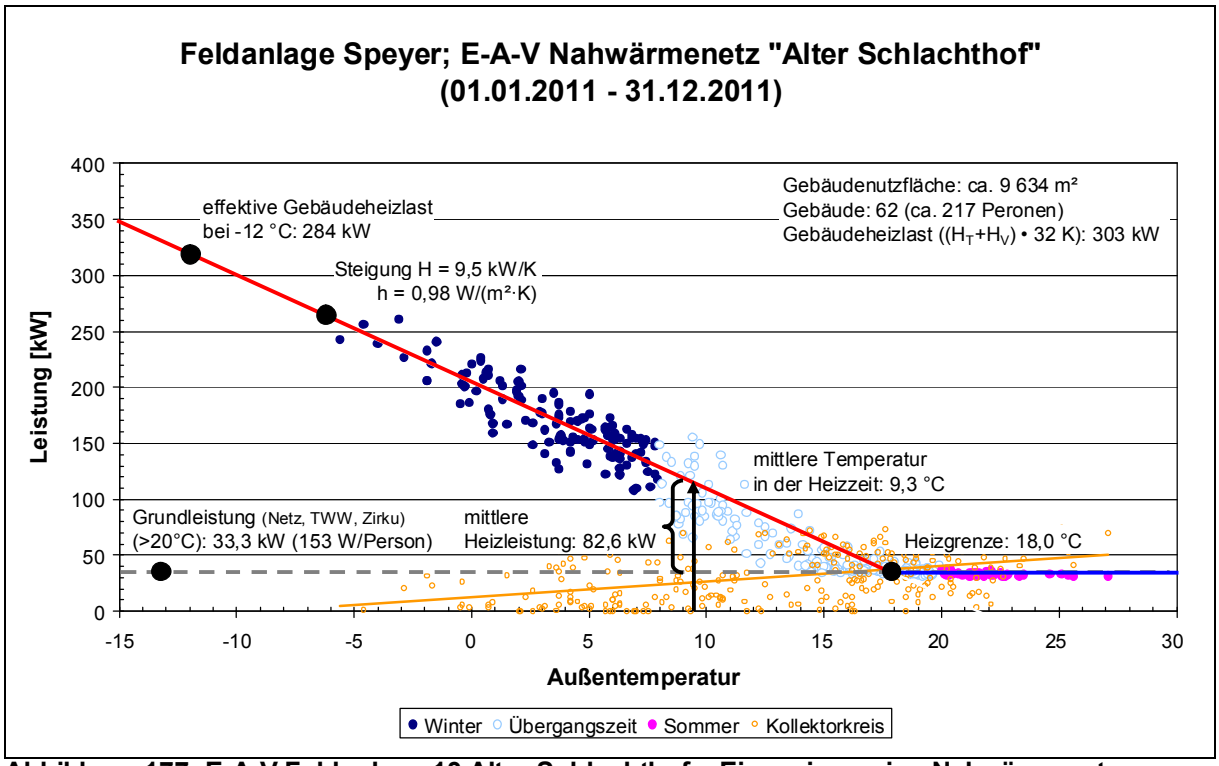


Abbildung 177: E-A-V Feldanlage 13 Alter Schlachthof – Einspeisung ins Nahwärmenetz

Es werden folgende Festlegungen getroffen: Der Wärmeverbrauch unterhalb einer Außentemperatur von 8 °C wurde dem Winter, oberhalb von 15 °C dem Sommer und dazwischen der Übergangszeit zugeordnet.

Diese Energieanalyse aus dem Verbrauch (E-A-V) dient der Bestimmung des spezifischen Wärmeverlustes h und der Gebäudeheizlast sowie der Grundleistung für die Warmwasserbereitung (hier incl. Netzverlust).

Die Heizgrenztemperatur (Schnittpunkt x-Achse mit Ausgleichsgeraden Winter) liegt bei 18,0 °C. Der Wert ist für vergleichsweise neue Gebäude sehr hoch. Der spezifische Wärmverlust der Gebäude liegt mit 0,98 W/m²/K im guten Bereich aller Feldanlagen, für neue Gebäude aber zu hoch.

Die Gebäudeheizlast, bestehend aus Transmissions- und Lüftungswärmeverlusten und dem witterungsabhängigen Anteil des Netzverlustes, beträgt bei einer Auslegungstemperatur von -12 °C für Speyer (Raumtemperatur 20 °C) ca. 303 kW. Das entspricht 32 W/m². Dies entspricht in etwa der notwendigen Kesselleistung. Somit ist der jetzt installierten Kessel mit 575 kW Nennwärmeleistung deutlich überdimensioniert.

Die Grundleistung beträgt 33,3 kW und beinhaltet den Wärmebedarf für Warmwasser und Zirkulation in den Gebäuden sowie den Nahwärmeverlust. Der personenbezogene Wert liegt mit 153 W/Pers/a im Mittelfeld. Dies ist dennoch als sehr gut anzusehen, weil der Wert auch den Netzverlust enthält.

Zum Vergleich der Relationen ist in Abbildung 177 auch der Kollektorkreisertrag eingetragen. Es ist zu erkennen, dass der Ertrag im Auswertezeitraum jeweils den Trinkwarmwasserbedarf häufig vollständig deckt und in der Übergangszeit auch eine teilweise Heizungsunterstützung erreicht wird.

Energieanalyse des Kessels

Die Messdaten der Energiezu- und Abfuhr für den Kessel liegen in einer täglichen Auflösung vor. Werden die Werte als mittlere Leistungen im Messzeitraum in ein Diagramm eingetragen, ergibt sich ein Abbild mittlerer Kesseleigenschaften – Abbildung 178.

Die Steigung im Bild ist ein Maß für die Effizienz der Energieumwandlung, die Parallelverschiebung für die Wärmeverluste über die Kesseloberfläche.

Wie zu erkennen ist, ergeben die Messwerte nur eine geringe Streuung rund um die Ausgleichsgerade. Mit Hilfe der Kesselnennleistung von 575 kW lassen sich aus Steigung und Parallelverschiebung der Geradengleichung die folgenden Kennwerte des Kessels ableiten:

- mittlerer Kesselwirkungsgrad im Betrieb: $\boldsymbol{\eta_K = 95{,}3\ \%}$
- mittlerer Bereitschaftsverlust im Betrieb: $\boldsymbol{q_B = 0{,}471\ \%}$.

Der Wirkungsgrad ist der beste im Projektdurchschnitt. Auch der Betriebsbereitschaftsverlust ist etwas besser als der Projektdurchschnitt. Die Kennwerte passen zum Jahresnutzungsgrad von 93,6 %. Dieser ist – verglichen mit den anderen Projektkesseln – ebenfalls überdurchschnittlich.

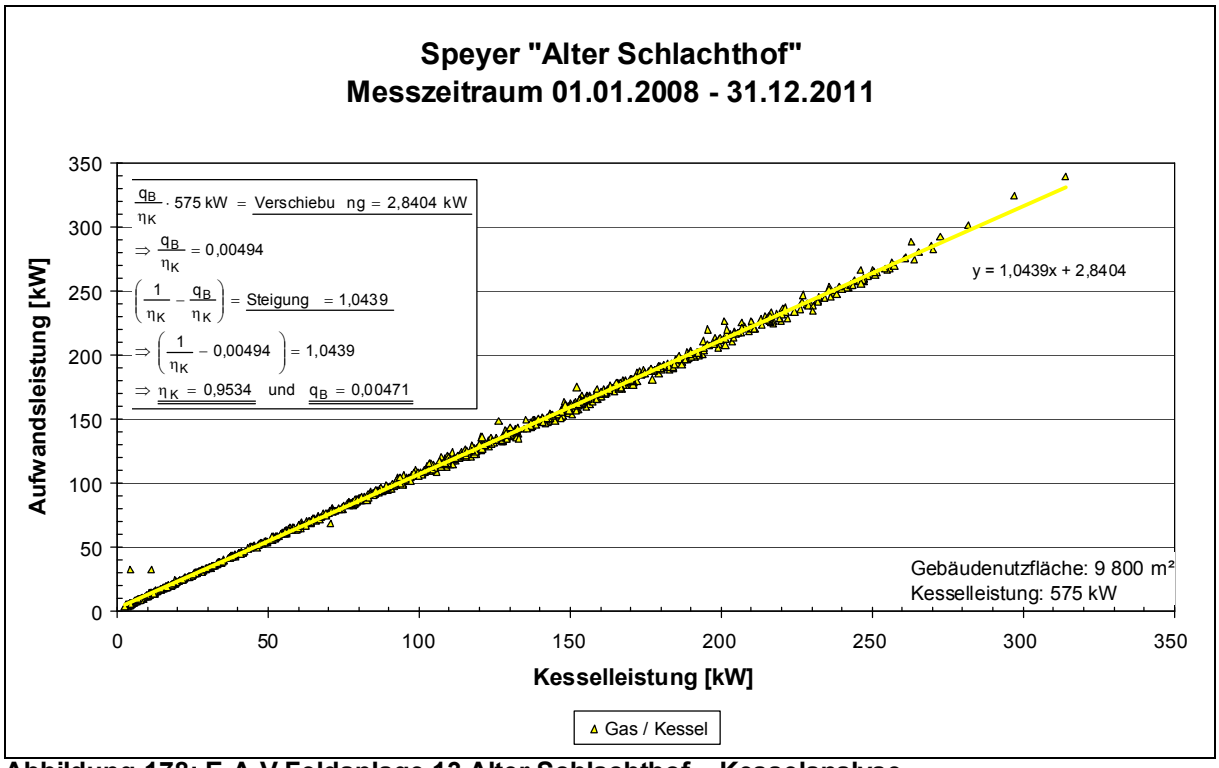


Abbildung 178: E-A-V Feldanlage 13 Alter Schlachthof – Kesselanalyse

4.13.6 Jahresbilanzen und Kennwerte

Aufgrund des Ausfalles der Messtechnik im Zeitraum vom 18.09.2011 bis 15.10.2011 sind die Messwerte für 2011 nicht vollständig. Diese betrifft den Gasverbrauch, die abgegebene Kesselwärmemenge, den Kollektorkreisertrag und die Einspeisung ins Nahwärmenetz. Zusätzlich gibt es Datenlücken bei den 62 angeschlossenen Reihen- und Doppelhäusern – nur für 58 von ihnen liegen Verbrauchsdaten für 2011 vor.

Um eine vollständige Energiebilanz für 2011 erstellen zu können, müssen nachfolgend einige Korrekturberechnungen durchgeführt werden.

Korrektor der Datenlücken

Die Stadtwerke Speyer haben monatlich den Gaszählerstand in der Anlage "Alter Schlachthof" dokumentiert und die Werte für 2011 zur Verfügung gestellt. Es wurden insgesamt 58.863,5 m³/a Erdgas verbraucht. Der Brennwert für 2011 lag im Mittel bei H_S = 11,242 kWh/m³. Zusätzlich gibt es einen Umrechnungsfaktor von Z = 0,9599 (Umrechnung von Normtemperatur und -druck in Betriebstemperatur und -druck).

Aus diesen Größen kann der Gasverbrauch nachfolgend für 2011 in kWh/a berechnet werden.

$Q_{F,Kessel}$	Gasverbrauch Kessel [kWh/a]
V_{Gas}	Gasvolumen [m³/a]
H_S	Gasbrennwert [kWh/m³]
Z	Umrechnungsfaktor

$$Q_{F,Kessel} = V_{Gas} \cdot H_S \cdot z$$

$$Q_{F,Kessel} = 58.863{,}5\,m^3/a \cdot 11{,}242\,kWh/m^3 \cdot 0{,}9599$$

$$Q_{F,Kessel} = 635.208\,kWh/a$$

Der Gasverbrauch beträgt insgesamt 635,2 MWh/a (die Messdatenlücken werden mit dem gemessenen Jahreswert gefüllt).

Der mittlere Kesselnutzungsgrad lag für 2011 im Mittel bei 93,6 % (Auswertung vorhandener Messwerte). Aus dem berechneten Gasverbrauch und dem Nutzungsgrad kann nun die abgegebene Wärmemenge und der Verlust des Kessels berechnet werden.

η_a Kesselnutzungsgrad
$Q_{K,\,gesamt}$ abgegebene Kesselwärmemenge [kWh/a]
$Q_{V,Kessel}$ Kesselverlust [kWh/a]

$$Q_{K,gesamt} = Q_{F,Kessel} \cdot \eta_a$$
$$Q_{K,gesamt} = 635.208\,kWh/a \cdot 0{,}936$$
$$Q_{K,gesamt} = 594.554\,kWh/a$$

$$Q_{V,Kessel} = Q_{F,Kessel} - Q_{K,gesamt}$$
$$Q_{V,Kessel} = 635.208\,kWh/a - 594.554\,kWh/a$$
$$Q_{V,Kessel} = 40.654\,kWh/a$$

Die abgegebene Kesselwärmemenge beträgt für 2011 insgesamt 594,6 MWh/a. Die Kesselverluste betragen 40,6 MWh/a (die Datenlücken des Zählers hinter dem Kessel werden unter Annahme eines jahresmittleren Nutzungsgrades bestimmt.)

Der gemessene Kollektorkreisertrag für 2011 liegt bei 208.084 kWh. Um für den fehlenden Zeitraum den Ertrag bestimmen zu können, ist in der nachfolgenden Abbildung 179 der tägliche Kollektorkreisertrag über der täglichen Sonnenscheindauer der letzten vier Jahre aufgetragen.

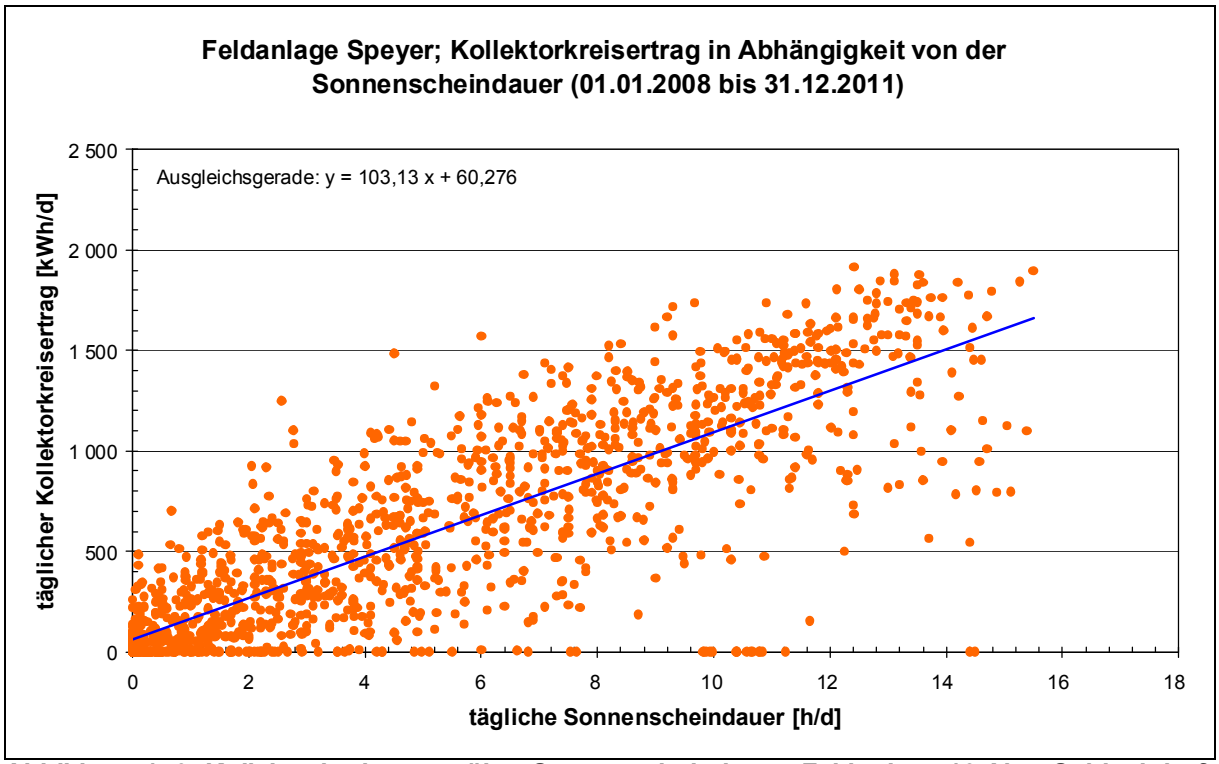


Abbildung 179: Kollektorkreisertrag über Sonnenscheindauer, Feldanlage 13 Alter Schlachthof

Mit Hilfe der Ausgleichgeraden und der täglichen Sonnenscheindauer für den Zeitraum 18.09. bis 15.10.2011 kann nun der fehlende Kollektorkreisertrag ermittelt werden. Insgesamt kommen zum Messwert 21.196 kWh hinzu. Dies ergibt einen Jahresertrag von 229.280 kWh/a. Auf die Kollektorfläche bezogen liegt der Wert bei sehr guten 421 kWh/(m²a).

Insgesamt wurden in den 100 m³ Pufferspeicher 823,9 MWh/a eingespeichert. Der gemessene Wärmeverlust des Speichers lag bei 10.698 kWh. Dies entspricht einer Verlustleistung von ca. 1,32 kW. Für den fehlenden Zeitraum von 672 Stunden ergeben sich daraus 889 kWh – hier wird linear mit der Messzeit hochgerechnet.

Insgesamt wird für den Wärmeverlust des Pufferspeichers etwa 11,6 MWh/a angenommen. In das Nahwärmenetz werden somit 812,3 MWh/a eingespeist.

Wie oben erläutert, liegen für 41 der 63 Abrechnungseinheiten Verbrauchsdaten als Jahreswerte für 2011 vor.

Der Verbrauch der 41 bekannten Wohneinheiten (Nutzfläche 6.256 m²) bei 363.886 kWh/a. Dies entspricht einem wohnflächenbezogenen Verbrauch von 58,17 kWh/(m²a) für Heizung und Trinkwarmwasser. Dieser Wert wird für alle Gebäude als Mittelwert angenommen und anhand der Wohnfläche hochgerechnet. Daraus ergibt sich ein Wärmeverbrauch für alle Gebäude (Nutzfläche 9.634 m²) von 560.370 kWh/a.

Der Nutzen der Gebäude für Heizung, Warmwasser und Zirkulation liegt für 2011 bei ca. 560,4 MWh/a. Ins Nahwärmenetz wurden in der gleichen Zeit 812,3 MWh/a eingespeist.

Daraus resultiert ein Verlust des Nahwärmenetzes von ca. 251,9 MWh/a. Das entspricht einer Dauerleistung von 28,76 kW. Bei einer Trassenlänge von etwa 1.250 m entspricht dies einem längenbezogenen Verlust von 202 kWh/m_{Trasse}. Dieser Wert ist realistisch für ein neues Netz.

Die an die Gebäude gelieferte Wärmemenge kann mit Hilfe der Messwerte nur näherungsweise auf die Bereiche Heizung und Trinkwarmwasserbereitung aufgeteilt werden. Dies soll hier nicht erfolgen.

Jahresenergiebilanz als Energieflussbild und Balkendiagramm

Nachfolgend sind alle Mess- und Berechnungswerte in einem Energieflussdiagramm (absolute Werte) und einem Balkendiagramm mit Energiezu- und Abflüssen (bezogen auf die beheizte Fläche) dargestellt.

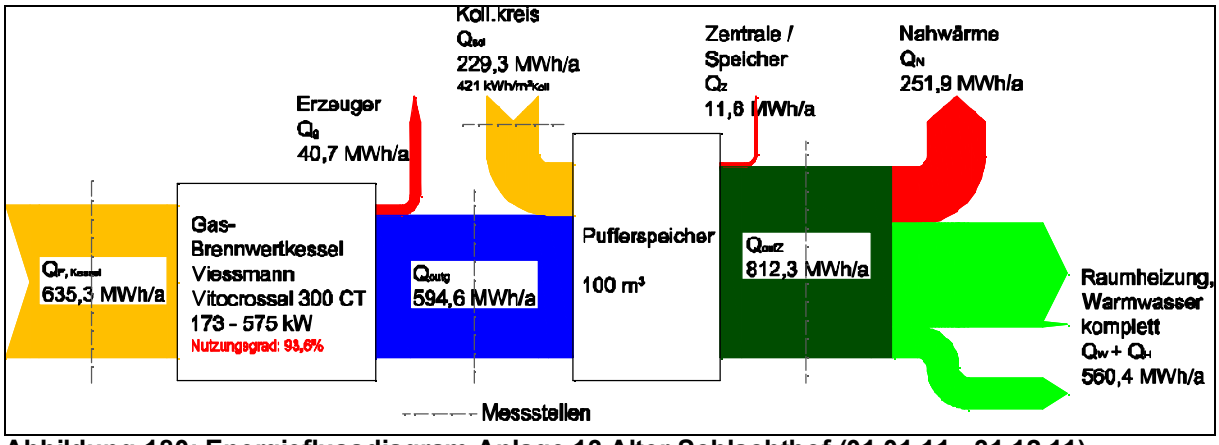


Abbildung 180: Energieflussdiagram Anlage 13 Alter Schlachthof (01.01.11 - 31.12.11)

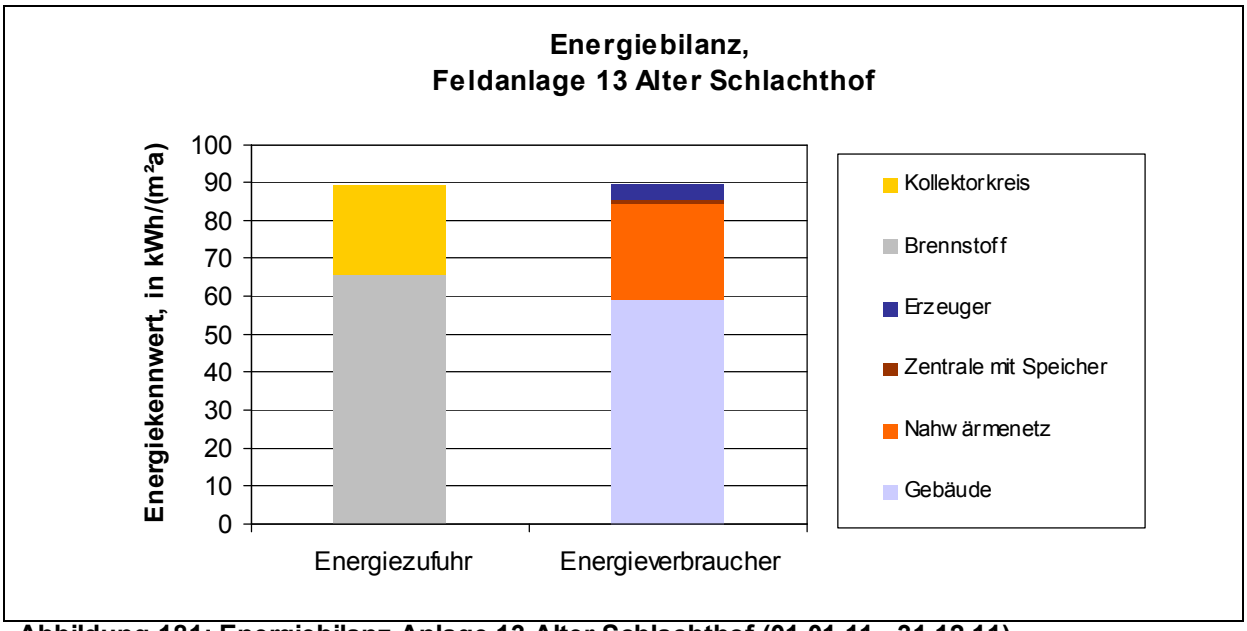


Abbildung 181: Energiebilanz Anlage 13 Alter Schlachthof (01.01.11 - 31.12.11)

Es zeigt sich, dass der Kollektorkreisertrag mit 421 kWh/(m²a) bezogen auf die Kollektorfläche sehr gut ausfällt. Dies ist trotz der großen Flächendimensionierung je Person ein beachtliches Ergebnis.

Die solare Deckung der Trinkwarmwasserbereitung ergibt sich zu etwa 172 % - die einzige Anlage mit mehr als der Volldeckung im Jahresmittel. Wird der Ertrag auf die gesamte zugeführte Wärme bezogen, liegt der Wert bei fast 28 %. Beide Werte sind verglichen mit den anderen Projektanlagen als positiv einzustufen.

Die Zirkulationsverluste innerhalb der Gebäude können nicht eingeschätzt werden, weil keine detaillierten Messungen vorliegen. Da der sommerliche Lastsockel jedoch sehr gering ist, muss von einerseits sparsamem Nutzerverhalten und andererseits einem gut konzipierten Verteilnetz in den Gebäuden ausgegangen werden.

Die Kesselverluste sind mit 40,7 MWh/a bzw. 4,2 kWh/(m²a) als unterdurchschnittlich anzusehen. Der Nutzungsgrad des Brennwertkessels liegt bei 93,6 % weit über Projektdurchschnitt.

Die Verluste der Zentrale bzw. nur der Pufferspeicher betragen 11,6 MWh/a, das entspricht ca. 1,2 kWh/(m²a). Der Wert ist – verglichen mit anderen Feldanlagen als sehr gering einzustufen. Da ein kompakter Speicher und eine sehr große versorgte Fläche vorhanden sind, wird der Wert als plausibel angesehen.

Das Nahwärmenetz trägt mit 242,8 MWh/a Verlusten sehr negativ zur Gesamtbilanz bei. Der flächenbezogene Kennwert liegt bei etwa 25 kWh/(m²a). Dieser Kennwert ist für ein Nahwärmenetz für eine Neubausiedlung als sehr schlecht einzuschätzen.

4.13.7 Detailauswertung Kesselnutzungsgrad

Abbildung 182 zeigt den täglichen Nutzungsgrad für den Kessel. Die Zeit des Datenausfalls ist markiert. Es ist gut zu erkennen, dass es ab Mitte April immer wieder Tage gibt, an denen der Kessel komplett nicht in Betrieb ist, so z. B. fast den gesamten Juni.

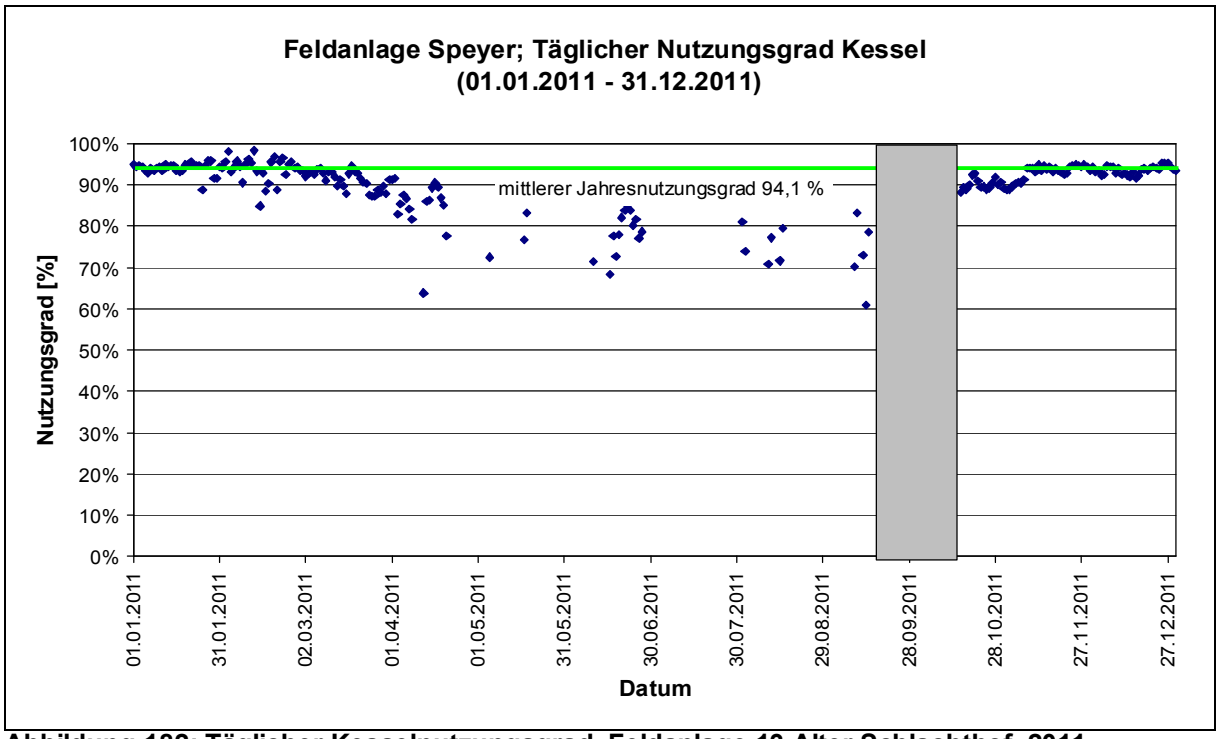


Abbildung 182: Täglicher Kesselnutzungsgrad, Feldanlage 13 Alter Schlachthof, 2011

4.13.8 Detailauswertung Gebäudeenergieverbrauch

Abbildung 183 zeigt den wohnflächenbezogenen Wärmeverbrauch der an das Nahwärmenetz angeschlossenen Gebäude. Es ist gut zu erkennen, dass die Verbrauchswerte der Reihenmittelhäuser (schwarz) im Mittel am geringsten sind.

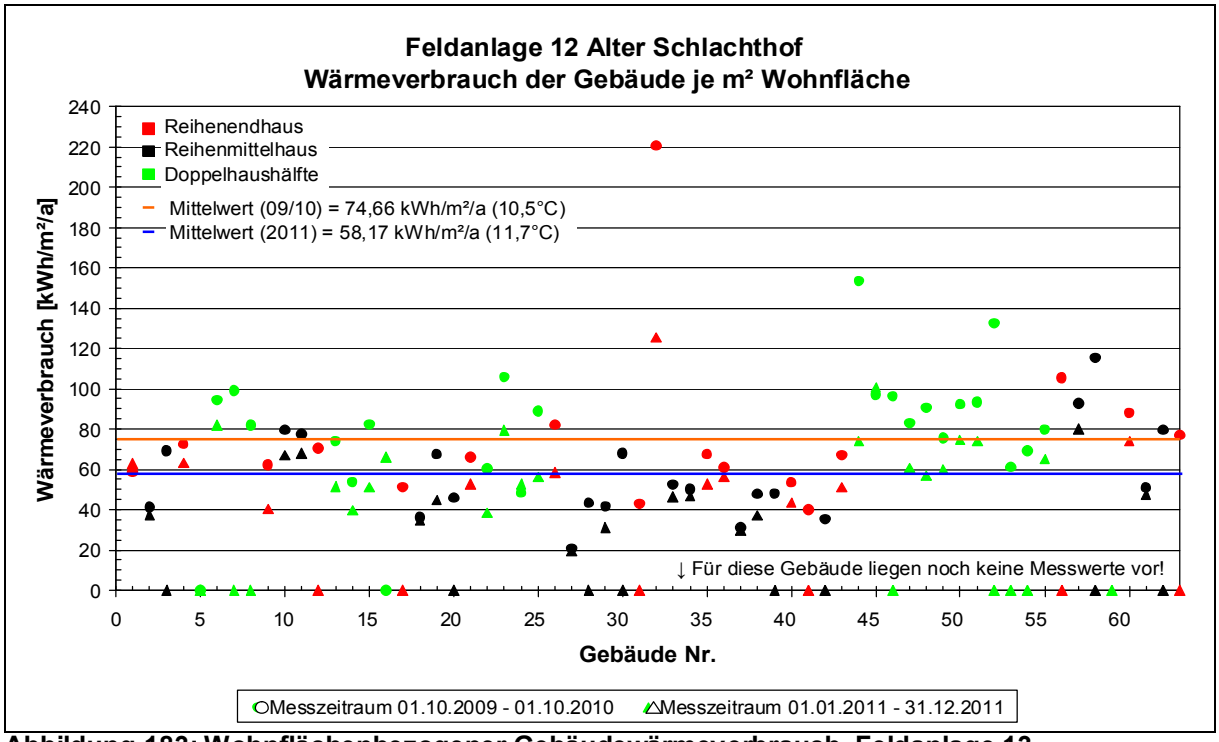


Abbildung 183: Wohnflächenbezogener Gebäudewärmeverbrauch, Feldanlage 13

Insgesamt liegt die Wärmeabnahme der Gebäude witterungsbedingt in der Abrechnungsperiode 2009/10 deutlich über dem Wert von 2011. Die Gebäude sind als sehr gut einzustufen.

4.13.9 Erreichte und mögliche Endenergieeinsparung

Nachfolgend werden zwei Betrachtungsansätze durchlaufen.

Zum einen wird – auf Basis des gegebenen Nutzens an Wärme (ab Heizzentrale) abgeschätzt, welche Einsparung Endenergie die vorhandene Solaranlage gebracht hat. Dazu wird der Endenergiebedarf der Nahwärme ohne Solarthermie rechnerisch abgeschätzt.

Zum anderen wird untersucht, welche Einsparpotentiale sich ergeben, wenn die Wärmeversorgung ohne Netz erfolgen würde. Hierzu wird der Fall ohne Solarthermie betrachtet.

Die Solarthermie wird nicht untersucht, weil eine Neuauslegung erfolgen müsste und der gebäudeweise erreichbare Solarertrag nicht eingeschätzt werden kann und soll. Er kann in der Größenordnung dessen liegen, was in den Gebäudeanlagen erreicht wurde.

Erreichte Einsparung durch die Solarthermie

Um die Endenergieeinsparung zu quantifizieren, wird rechnerisch abgeschätzt, welcher Energieverbrauch sich in der Nahwärme ohne Solarthermie ergeben hätte. Der ab Heizzentrale notwendige gemessene Wärmebedarf incl. Netzverlust der Nahwärme wird als gegeben angenommen.

Darüber hinaus wird abgeschätzt, welche Speicherverluste entfallen, wenn es die Solarthermieanlage nicht geben würde. In der Heizzentrale wird vom Wegfall des zentralen Pufferspeichers ausgegangen. An seiner Stelle wird ein kleinerer Puffer für die Spitzenlasten installiert.

Der vermiedene Wärmeverlust des 100 m³ Bestandsspeichers wird mit 11,6 MWh/a angenommen – das entspricht den Messwerten, da [IWU 97] für Speicher dieser Größe keine Kennwerte liefert.

Der neu hinzugekommene Speicher (2500 l) hat einen Wärmeverlust von ca. 2500 kWh/a [IWU 97]. Ob dieser wirklich in dieser Größe notwendig wäre, wird im Rahmen dieser Abschätzung nicht untersucht – er wird angenommen, um das konventionelle System auch verlustbehaftet zu rechnen. Die Werte werden variiert (+ ⅓, - ¼).

Der Kesselnutzungsgrad des Bestandes wird ebenfalls variiert. In welcher Richtung er sich ohne Solarthermie ändern wird, ist nicht abschätzbar – die Änderung wird jedoch klein sein, solange grundsätzlich das gleiche Kesselmodell verwendet wird (siehe auch Berichtsteil 4). Es wird von einer Änderung um ± 1 %-Punkt um den Bestandwert (93,6 %) ausgegangen.

Tabelle 60 zeigt die sich ergebenden Energiemengen für den Zustand ohne Solarthermie. Der rechnerische Bedarf liegt in allen drei Szenarien höher.

Szenario	Wärmeabgabe der Erzeuger	Kollektor-kreisertrag	entfallene Speicherver-luste	Kessel-nutzungs-grad	Endenergie	Ersparnis / Mehr-verbrauch
	[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]		[kWh/a]	[kWh/a]
heute	823.834	-229.280	0	93,6%	635.208	
1	823.834	0	-12.116	94,6%	858.054	222.846
2	**823.834**	**0**	**-9.087**	**93,6%**	**870.457**	**235.249**
3	823.834	0	-6.815	92,6%	882.311	247.103

Tabelle 60: Bewertung der erreichten Endenergieeinsparung – Anlage 13 Alter Schlachthof

Die wahrscheinlich erreichte Einsparung an Gas durch die Solarthermie liegt daher bei gerundet **24,4 ± 1,2 kWh/(m²a)** bezogen auf die beheizte Fläche von 9634 m². Das ist der höchste Wert der untersuchten Feldanlagen. Die getroffenen Annahmen sind ausführlich im Anhang 7.3 dokumentiert.

Wegfall des Netzes

Eine zweite Fragestellung betrifft die Auswirkungen des Netzwegfalls und einer Anlagenoptimierung ohne Solarthermie. Da keine Messwerte vorliegen, wird mit Hilfe der Literatur und auf Basis der Bestandsverbrauchsdaten eine Abschätzung vorgenommen.

Die Wärmeabgabe der Erzeuger liegt derzeit bei 823,8 MWh/a. Von dieser Ausgangsenergiemenge entfallen die Netzverluste bei der Optimierung sowie die Wärmeverluste des zentralen Speichers. Dafür gibt es dezentrale Speicher und Erzeuger. Alle Angaben werden – weil sie unsicher sind – mit einer Bandbreite betrachtet.

Folgende weitere Annahmen werden getroffen:

- entfallene Netzverluste: - 242,8 MWh/a (Varianz $+^1/_5$ und $-^1/_6$)
- entfallener zentraler Pufferspeicher: - 100 m³ á 11,6 MWh/a (Varianz $+^1/_5$ und $-^1/_6$)
- neue dezentrale TWW-Speicher: + 21 x 300 l á 700 kWh/a (Varianz $+^1/_5$ und $-^1/_6$)
- Kesselnutzungsgrad 90% (Varianz +4% und -4%)

Der mittlere Kesselnutzungsgrad liegt beim heutigen Wert. In allen Fällen wird von einer mit geringen Investitionsmitteln optimierten Anlagen- und Regelungstechnik ausgegangen. Tabelle 57 zeigt die Ergebnisse.

Szenario		Wärmebedarf ab Zentrale	entfallene Netz/ Speicherverluste	Kollektorkreisertrag	Kesselnutzungsgrad	Endenergie
		[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]		[kWh/a]
heute		823.834	0	-229.280	93,6%	635.208
ohne Solar	A	823.834	-287.605	0	94,0%	570.456
	B	**823.834**	**-239.671**	**0**	**90,0%**	**649.070**
	C	823.834	-179.753	0	86,0%	748.931

Szenario		Ersparnis / Mehrverbrauch gegenüber Bestand	
		[kWh/a]	
heute			
ohne Solar	A	-64.752	Ersparnis gegenüber heute
	B	**13.862**	**Mehrverbrauch gg.über heute**
	C	113.723	Mehrverbrauch gegenüber heute

Tabelle 61: Bewertung einer Anlagenoptimierung – Anlage 13 Alter Schlachthof

Eine dezentrale Versorgung der 21 Gebäude mit je einem Gaskessel, aber ohne Solarthermie brächte einen sehr geringen Mehrverbrauch an Endenergie – siehe Variante B. Die Endenergie läge ca. **1,4 kWh/(m²a)** über der heutigen. Eingespart wird vor allem der Netzverlust.

Zusammenfassung

Die Zusammenhänge zeigt nachfolgende Abbildung im Überblick. Dabei ist der Zustand des Gebäudes wie heute, jedoch ohne Solarthermie, die Bezugsvariante. Ausgehend davon ist die erreichte Einsparung durch die vorhandene Solarthermie abgetragen. Alternativ eine mögliche Einsparung durch eine Anlagenoptimierung ohne Solarthermie.

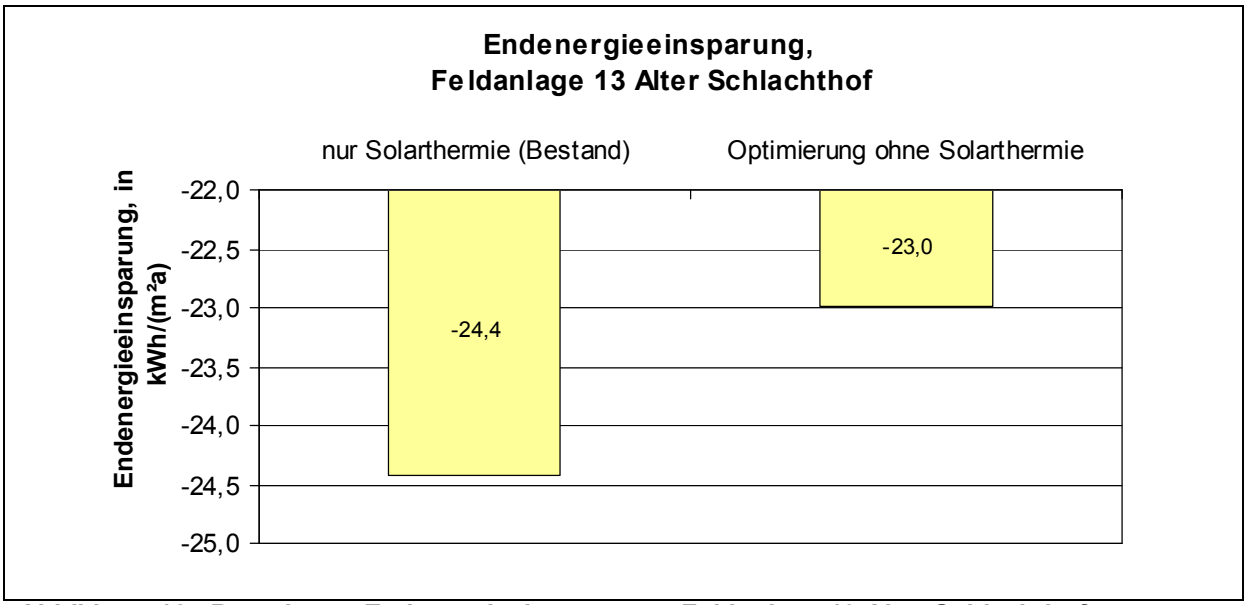


Abbildung 184 Berechnete Endenergieeinsparung – Feldanlage 13 Alter Schlachthof

Eine separate Versorgung der Gebäude führt bei dieser Feldanlage zu etwa gleichen Endenergiekennwerten.

Ausgehend von 570 … 640 MWh/a für Erdgas ergeben sich Arbeitspreise von geschätzt 28.000 €/a (zentral, besserer Gaspreis) … 42.000 €/a (dezentrale Versorgung, schlechterer Gaspreis).

Die Leistungspreise für die Nahwärme sind unbekannt. Es muss davon ausgegangen werden, dass die Investition in Speicher, Kollektoren, Nahwärmenetz und Regelung usw. fast 1 Mio. € oder sogar mehr betrug:

600.000 €	1,25 km Netz
50.000 €	575 kW Kessel
100.000 €	Speicher (grob geschätzt)
300.000 €	577 m² Kollektoren

Der Preis für die Übergabestationen (á ca. 6000 €) wird hier nicht angesetzt. Es wird davon ausgegangen, dass diese mit dem Kauf des Gebäudes direkt bezahlt wurden.

Bei einer Abschreibung über 30 - 40 Jahre – ohne Gewinn, Wartung, Instandhaltung, Erneuerungsmaßnahmen – müssten ca. 50.000 €/a umgelegt werden, um die Investition zu refinanzieren. Das bedeutet eine Grundgebühr von 800 € pro Hausanschluss und Jahr (66 €/mon je Anschluss).

In der Alternative ergäben sich die Kosten für einen Gashausanschluss und den Schornstein. Die Kessel selbst würden nicht mit betrachtet, da ihre Kosten in der Größenordnung der Übergabestationen liegen, welche ebenfalls nicht eingerechnet wurden.

Es ist davon auszugehen, dass sich aufgrund der Umlage der Anlagenkosten über die Grundgebühren / Leistungspreise, fast doppelt so hohe Energiekosten für die Nutzer ergeben.

Wartungs- und sonstigen Aufwendungen fallen in beiden Systemen an. Der Aufwand 13 Gebäudekessel zu warten oder eine Zentralanlage mit Netz und Kollektorfeld wird etwa gleich eingestuft.

4.13.10 Probleme bei Messung und Auswertung

Als Problem ist der Messdatenausfall im September 2011 zu nennen. Die betreffenden Datenlücken mussten rechnerisch gefüllt werden, so dass die Ergebnisse etwas unsicherer wurden.

Als sehr positiv ist die gute Kommunikation aller Beteiligten herauszustellen.

4.13.11 Verbesserungsvorschläge

Solarthermie

Die installierte Solarthermiefläche je Person in Form von Flachkollektoren ist mit 2,5 m²/P als überdurchschnittlich hoch anzusehen. Diese Dimensionierung wird gewählt, wenn Heizungsunterstützung erreicht werden soll, was in diesem Fall auch gelungen ist.

Insbesondere der Ertrag je Quadratmeter Kollektorfläche ist mit 421 kWh/(m²a) als hoch anzusehen – vor allem in Anbetracht der großzügigen Bemessung.

Es wird insgesamt ein solarer Deckungsanteil von knapp 28 % bezogen auf die gesamte Wärmeproduktion erreicht. Dieser Wert ist als sehr hoch anzusehen. Der Gesamtwärmebedarf für Trinkwarmwasser kann gedeckt werden (172 % Deckung), jedoch nicht zusätzlich der gesamte Nahwärmenetzverlust. Über größere zusammenhängende Zeitfenster kann in der Übergangszeit und im Sommer der Gaskessel komplett ausgeschaltet werden.

Die Solarthermieanlage samt Speicherbetrieb funktioniert einwandfrei und ist nicht zu beanstanden.

Speicherkonzept

Das installierte Speichervolumen liegt mit 184 l/m² Kollektorfläche beim Dreifachen des Durchschnittswertes der anderen Projekte. Die Wahl des einzelnen extrem großen 100-m³-Speichern ist als sehr gut einzustufen.

Der konventionell beheizte 13 m³ große Bereitschaftsteil ist hinsichtlich des fossilen Energieverbrauchs insbesondere im Winter kritisch. Wobei nur dieses Gesamtkonzept zu der Totalabschaltung des Kessels im Sommer führte.

Kessel

Die Effizienz des Kessels liegt bei sehr guten 93,6 %. Der Wert ist verglichen mit den anderen Projektergebnissen als überdurchschnittlich anzusehen. Die hohe Effizienz wird einerseits begründet mit den erreichten Totalabschaltungen des Kessels (Vermeiden von Betriebsbereitschaftsverlust) sowie durch die niedrigen Rücklauftemperaturen. Außerdem hat der Kessel auch einen sehr großen Eigenwasserinhalt, der ein häufiges Takten vermindert.

Der Kessel ist verglichen mit der messtechnisch bestimmten Heizlast um den Faktor 1,9 überdimensioniert. Das ist eine mittlere Überdimensionierung innerhalb der ausgewerteten Feldanlagen. Die jahresmittlere Auslastung lag bei nur 12 %. Der nächste Kessel sollte im Zuge der Erneuerung kleiner gewählt werden.

Nahwärmenetz und Versorgungskonzept

Das Nahwärmenetz ist in dieser Feldanlage extrem ungünstig und der eigentliche Schwachpunkt des gesamten Konzeptes. Alle Vorteile der Solarthermie sowie des guten Zusammenspiels von Pufferspeicher und Kessel werden hiervon zunichte gemacht. Die erreichte Endenergieeinsparung der Solarthermie wird durch die Netzverluste mehr als aufgebraucht.

Aufgrund der geringen Verbrauchswerte der Gebäude hätte im Zuge des Neubaus keine Nahwärme installiert werden sollen. Die Gebäude wiesen 2011 eine Wärmeabnahme für Heizung und Trinkwarmwasser von knapp 60 kWh/(m²a) auf. Der zusätzliche Netzverlust lag bei 25 kWh/(m²a). Anteilig wurde also 40 % mehr Energie aufgewendet.

Die Solarthermie hätte gebäudeweise deutlich sinnvoller eingesetzt werden können.

4.14 Feldanlage 14 Am Roseneck, Wolfenbüttel-Atzum (Gebäudeanlage)

Die Feldanlage befindet sich in der Straße am Roseneck 6 im Wolfenbütteler Ortsteil 38302 Atzum. Zunächst werden das Gebäude, die Nutzung, der Anlagenaufbau und die vorhanden Messtechnik beschrieben. Nachfolgend werden die vorhanden Messwerte ausgewertet, Verbesserungsvorschläge gemacht und die Feldanlage bewertet.

4.14.1 Gebäude und Nutzung

Das Einfamilienhaus verfügt über eine Gebäudenutzfläche von ca. 150 m² und wurde im Jahre 1970 erbaut. 2010 wurde das Haus teilweise modernisiert, Dach, Fenster und die Heizungsanlage wurden auf den neusten Stand gebracht und eine thermische Solaranlage installiert. Das Haus wird von drei Personen bewohnt.

Abbildung 185: Gebäude 14 Am Roseneck

4.14.2 Anlagenaufbau

Die Wärmegrundversorgung wird mit einer Gasbrennwerttherme vom Typ Buderus Logamax plus GB 162 sichergestellt. Der Leistungsbereich der Therme liegt im Bereich von 4,8 bis 23,9 kW. Die Therme heizt auf eine hydraulische Weiche.

Abbildung 186: Anlagenfotos Feldanlage 14 Am Roseneck

Die Solaranlage wird zur Trinkwarmwasserbereitung und Heizungsunterstützung eingesetzt. Die Kollektorfläche beträgt 14 m². Die Warmwasserversorgung verfügt über eine Zirkulation. Es ist kein Trinkwarmwasserspeicher vorhanden. Das Trinkwarmwasser wird per Wärmeübertrager aus dem Pufferspeicher ausgekoppelt.

Ein Anlagenschema zeigt Abbildung 187.

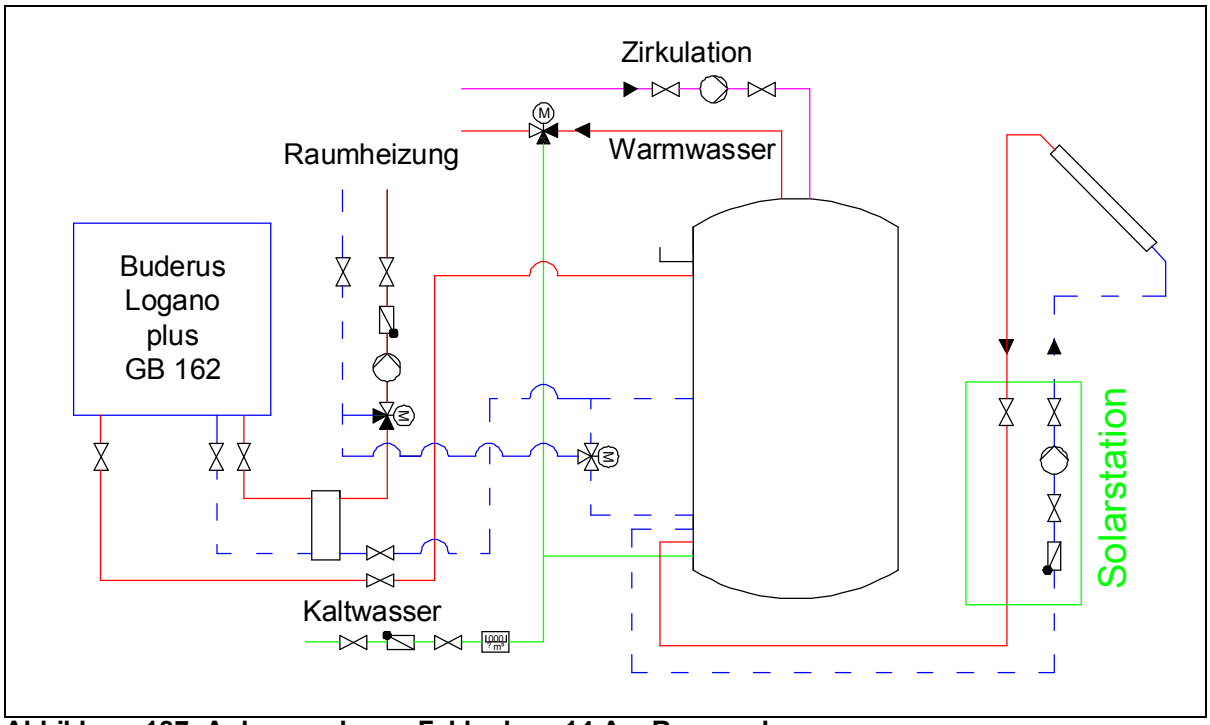


Abbildung 187: Anlagenschema Feldanlage 14 Am Roseneck

4.14.3 Vorhandene Messtechnik

Im Zuge der Anlagenmodernisierung wurde in die Raumheizung ein Wärmemengenzähler, gestellt von der Ostfalia Hochschule, eingebaut. Dieser verfügt über einen Monatsspeicher.

Die Buderus-Anlagenregelung speichert den Kollektorkreisertrag. Zusätzlich wird der Gaszähler manuell abgelesen. Alle Messwerte wurden in wöchentlichem Rhythmus vom Eigentümer abgelesen und regelmäßig als Exceltabelle zur Auswertung zur Verfügung gestellt.

Es war aus baulichen Gründen nicht möglich, einen Wärmemengenzähler in den Kesselkreis einzubauen.

4.14.4 Messwerte

In der nachfolgenden Tabelle sind alle Verbrauchwerte / Erträge für das Jahr 2011 (Messzeitraum 03.01.2011 bis 02.01.2012) aufgelistet. Nachfolgend werden die Messwerte einzeln bewertet.

Jahreswerte	2011
Gas Messwert [kWh/a]	19.032
Kollektorkreis [kWh/a]	3.327 (238 kWh/m²)
Raumheizung [kWh/a]	13.759

Tabelle 62: Feldanlage 14 Am Roseneck, Messwerte 2011

Der Endenergieverbrauch für 2011 ist mit 19 MWh/a, d.h. mit 127 kWh/(m²a) durchschnittlich. Da der Wärmeschutz des Gebäudes eher gering ist, erscheint der Wert plausibel.

Der Kollektorkreisertrag ist mit 3.327 kWh/a und einem spezifischen Ertrag von 238 KWh/(m²a) gering. Wenn berücksichtigt wird, dass die Kollektoren nach Westen ausgerichtet sind und mit fast 5 m²/Person eine sehr großzügige Dimensionierung vorliegt, sind die Werte nachvollziehbar.

Nachfolgend sind der wöchentliche Gasverbrauch und der Kollektorkreisertrag dargestellt.

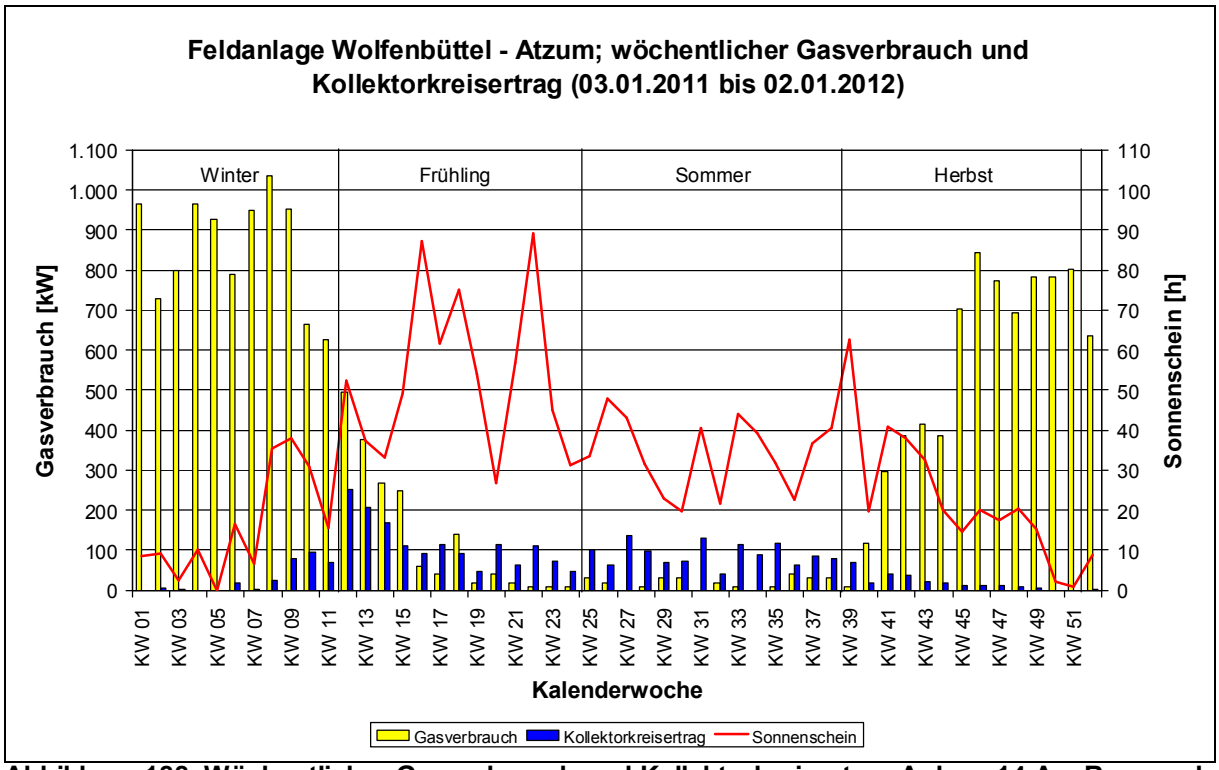


Abbildung 188: Wöchentlicher Gasverbrauch und Kollektorkreisertrag Anlage 14 Am Roseneck

Im Frühling und Sommer ist zu erkennen, dass der größte Teil der Warmwasserbereitung und Zirkulation über die Solaranlage abgedeckt wird, denn es wird kaum zusätzliches Gas benötigt. Es gibt allerdings nur drei Wochen, in denen kein Gasverbrauch vorhanden ist (KW 27, 31, 34).

Des Weiteren ist zu sehen, dass in den ersten drei Frühlingswochen (KW12 bis KW 14) etwa 1/5 des Jahresertrages von der Solaranlage erbracht wird. Im Herbst und Winter dagegen sind die Erträge sehr gering.

4.14.5 Energieanalyse aus dem Verbrauch EAV

In der nachfolgenden Abbildung 189 ist der wöchentliche Input (Gasverbrauch addiert mit dem Kollektorkreisertrag) als mittlere Leistung über der Außentemperatur (Temperaturen der Station Braunschweig – Waggum, Internetquelle www.wetter.com) aufgetragen.

Für eine bessere Zuordnung der Verbrauchswerte wurden folgende Festlegungen getroffen: Der Gasverbrauch unterhalb einer Außentemperatur von 8 °C wurde dem Winter, oberhalb von 15 °C dem Sommer und dazwischen der Übergangszeit zugeordnet. Nach Angabe des Eigentümers war die Raumheizung von Anfang Juni bis Anfang Oktober ausgeschaltet.

Die Grundleistung von 0,62 kW setzt sich aus dem Wärmebedarf für Warmwasser, Zirkulation und den Kessel-, Speicher- und Verteilverlusten zusammen. Sie muss das gesamte Jahr über gedeckt werden. Der personenbezogene Wert ist mit 207 W/Pers/a sehr hoch.

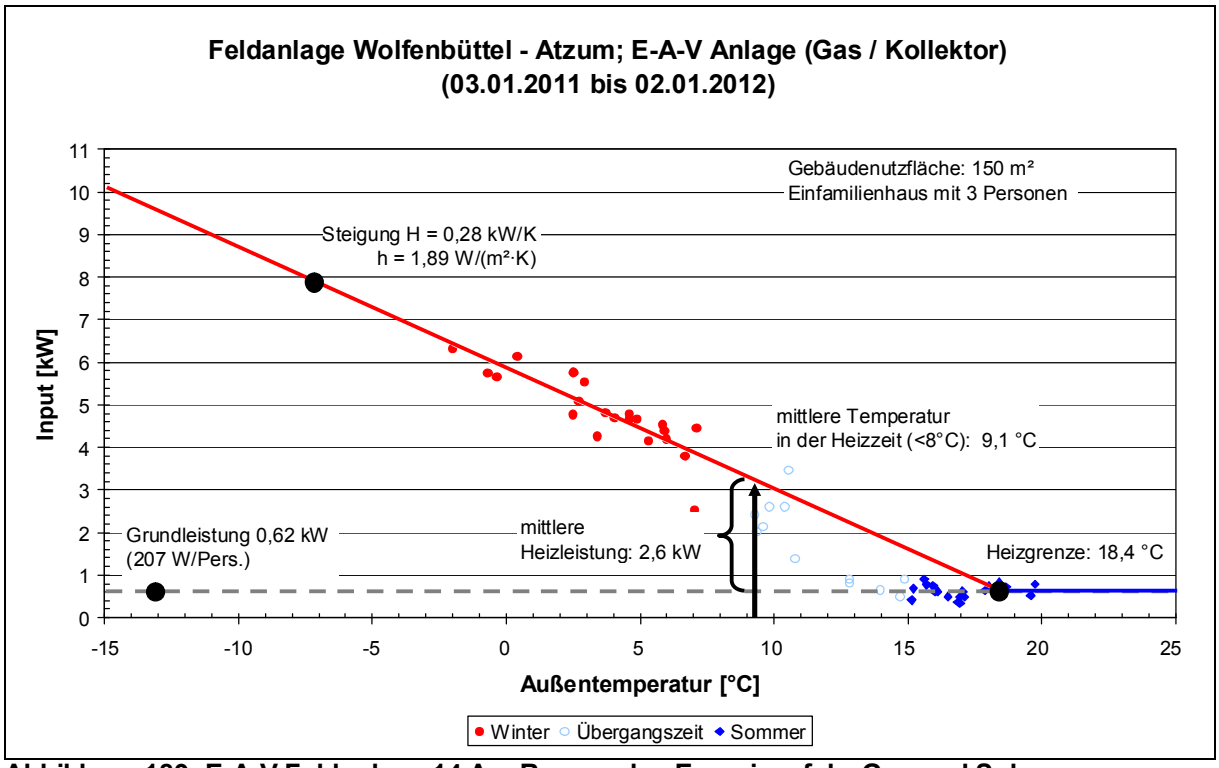


Abbildung 189: E-A-V Feldanlage 14 Am Roseneck – Energiezufuhr Gas und Solar

In Abbildung 190 ist ausschließlich die Nutzleistung für die Raumheizung über der Außentemperatur aufgetragen.

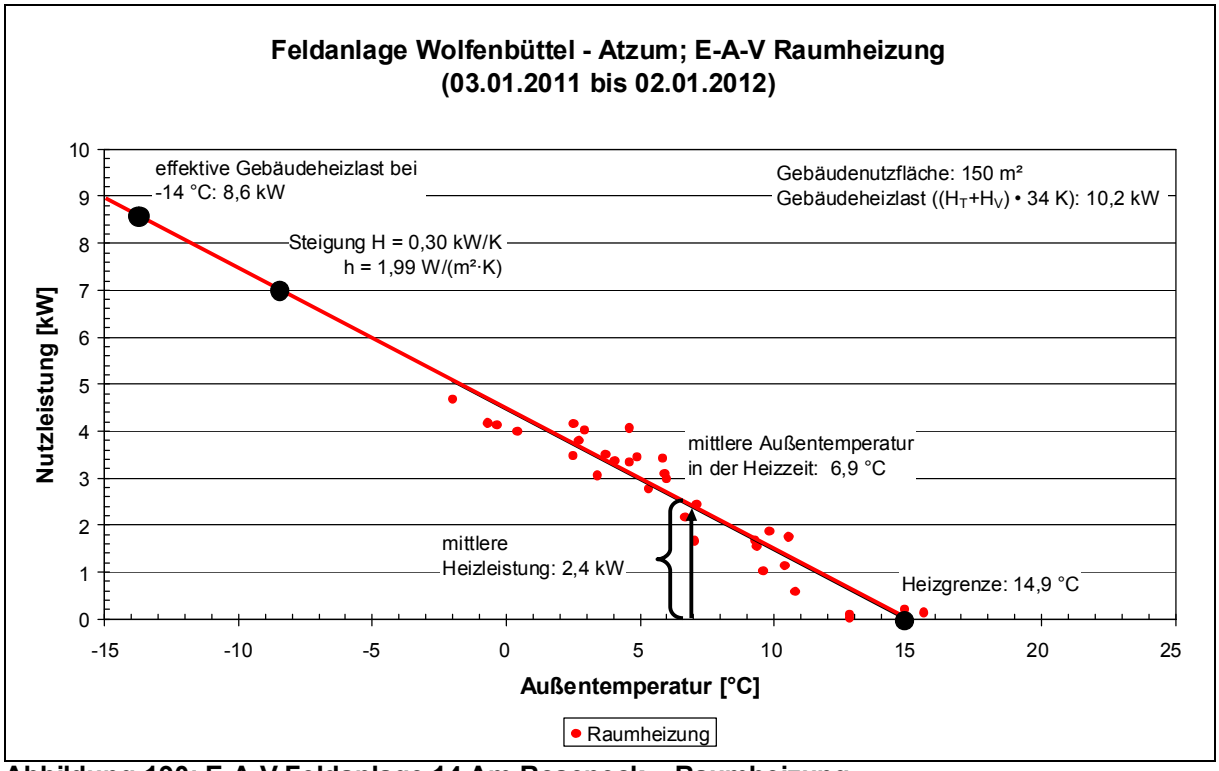


Abbildung 190: E-A-V Feldanlage 14 Am Roseneck – Raumheizung

Beim Vergleich mir der E-A-V für den Input fällt auf, dass die Heizgrenztemperatur hier um ca. 2,5 K niedriger ist. Dies lässt sich durch die Aufteilung der Messwerte in Winter, Übergangszeit und Sommer in der Input-E-A-V erklären. Für die E-A-V der Raumheizung wurden alle Messwerte verwendet.

Der spezifische Wärmverlust des Gebäudes liegt mit 1,99 W/(m²K) für ein Bestandsgebäude, dass teilweise modernisiert wurde, recht hoch.

Die Gebäudeheizlast, bestehend aus Transmissions- und Lüftungswärmeverlusten, beträgt bei einer Auslegungstemperatur von -14 °C für Braunschweig (Raumtemperatur 20 °C) 10,2 kW. Die notwendige Kesselleistung beträgt somit ca. 10 kW. Somit ist der jetzt installierte Kessel mit 24 kW deutlich überdimensioniert.

4.14.6 Jahresbilanzen und Kennwerte

Für die Bewertung der Anlagentechnik wird die zugeführte Energiemenge dem Nutzen gegenübergestellt. Aus der Differenz der beiden Werte ergibt sich der Verlust der Anlage.

Die zugeführte Energiemenge setzt sich aus dem Gasverbrauch und dem Kollektorkreisertrag zusammen.

Q_{zu} zugeführte Energiemenge [kWh/a]
Q_{Gas} Gasverbrauch [kWh/a]
Q_{KK} Kollektorkreisertrag [kWh/a]

$$Q_{zu} = Q_{Gas} + Q_{KK}$$
$$Q_{zu} = 19.031\,\text{kWh/a} + 3.327\,\text{kWh/a}$$
$$\underline{\underline{Q_{zu} = 22.358\,\text{kWh/a}}}$$

Insgesamt wurden dem Gebäude 22,4 MWh/a zur Verfügung gestellt.

Nachfolgend wird der tatsächliche Nutzen für Raumheizung (RH) berechnet und für Trinkwarmwasser (TWW) abgeschätzt. Als Grundlage für die Berechnung des Raumheizungsverbrauches dienen die Werte aus der E-A-V Raumheizung für den Zeitraum 03.01.2011 bis 02.01.2012 (siehe Abbildung 190).

Q_{RH} Wärmemenge für Raumheizung [kWh/a]
H Verlustkoeffizient [kW/K]
G Heizgradtage [Kd/a]
t Zeit [h/d]

$$Q_{RH} = H \cdot G \cdot t$$
$$Q_{RH} = 0{,}30\,\text{kW/K} \cdot 2.017\,\text{Kd/a} \cdot 24\,\text{h/d}$$
$$\underline{\underline{Q_{RH} = 14.522\,\text{kWh/a}}}$$

Die aus der EAV resultierende Wärmemenge für die Raumheizung beträgt 14,5 MWh/a. Der Messwert liegt bei 13,8 MWh/a. Auf die Nutzfläche von ca. 150 m² bezogen, liegt der Nutzwärmeverbrauch bei 91,7 kWh/(m²a).

Da für die Anlage weder der Warmwasserverbrauch noch der Wärmebedarf für die Warmwasserbereitung bekannt sind, wird der Warmwassernutzen mit dem Durchschnittswert von 650 kWh/(P a) abgeschätzt [IWU 97].

Q_{TWW} Wärmemenge für Trinkwarmwasser [kWh/a]

$$Q_{TWW} = 650\ kWh/Pers/a \cdot 3\ Pers$$
$$\underline{\underline{Q_{TWW} = 1.950\ kWh/a}}$$

Die Wärmemenge für das Warmwasser beträgt insgesamt ca. 2 MWh/a.

Der gesamte Nutzen aus Raumheizung (Messwert) und TWW beträgt:

$$Q_{Nutz} = Q_{RH} + Q_{TWW}$$
$$Q_{Nutz} = 13.759\ kWh/a + 1.950\ kWh/a$$
$$\underline{\underline{Q_{Nutz} = 15.709\ kWh/a}}$$

Die Anlagenverluste bestehend aus Kessel-, Speicher- und Verteilverlusten berechnen sich wie folgt:

Q_V Anlagenverluste

$$Q_V = Q_{zu} - Q_{Nutz}$$
$$Q_V = 22.358\ kWh/a - 15.709\ kWh/a$$
$$\underline{\underline{Q_V = 6.649\ kWh/a}}$$

Mit 6,6 MWh/a bzw. auf die Nutzfläche bezogen von 44,3 kWh/(m²a), liegt dieser Wert verglichen mit anderen Projektergebnissen sehr hoch.

Jahresenergiebilanz als Energieflussbild und Balkendiagramm

Nachfolgend sind alle Mess- und Berechnungswerte in einem Energieflussdiagramm (absolute Werte) dargestellt.

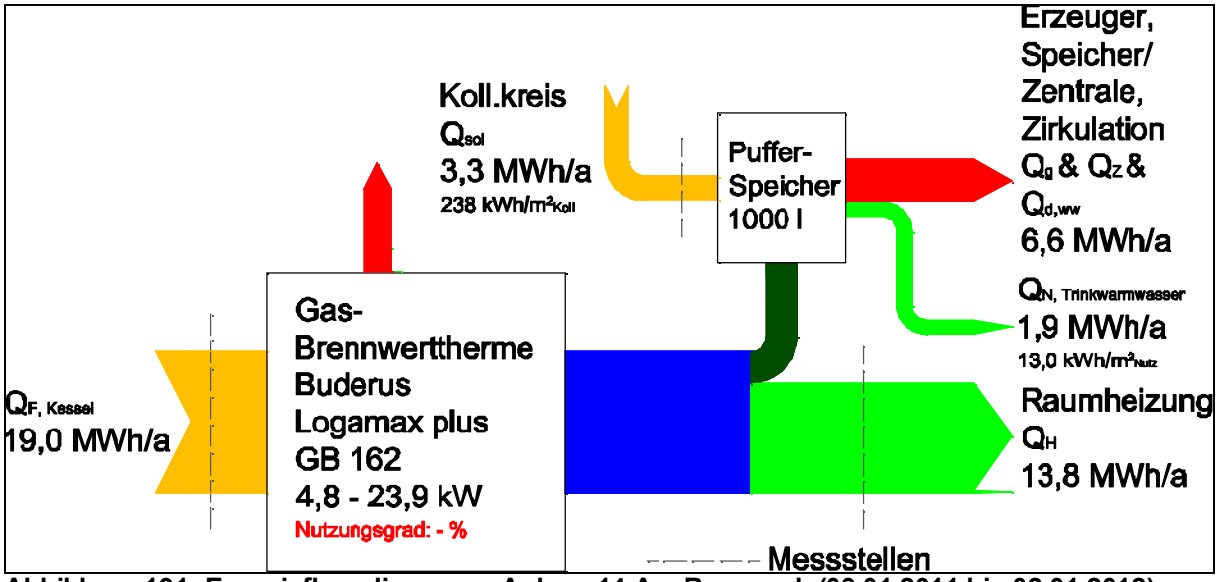


Abbildung 191: Energieflussdiagramm Anlage 14 Am Roseneck (03.01.2011 bis 02.01.2012)

Aufgrund der vorhandenen Messtechnik lässt sich keine Aussage über die Aufteilung der Verluste machen. Der Nutzungsgrad der Therme kann nicht ermittelt werden.

4.14.7 Erreichte und mögliche Endenergieeinsparung

Um die Endenergieeinsparung quantifizieren zu können, wird rechnerisch abgeschätzt, welcher Energieverbrauch sich in dem Gebäude ohne Solarthermie ergeben hätte. Der ab Heizzentrale notwendige gemessene Wärmebedarf wird als gegeben angenommen.

Darüber hinaus wird abgeschätzt, welche Speicherverluste entfallen, wenn es die Solarthermieanlage nicht geben würde. In diesem Gebäude wird vom Wegfall des 1000-l-Pufferspeichers ausgegangen, dafür würde ein 200-l-Trinkwarmwasserspeicher benötigt. Üblich geschätzt hat der Pufferspeicher einen Wärmeverlust von ca. 1500 kWh/a und der Trinkwarmwasserspeicher von ca. 600 kWh/a [IWU 97]. Die Werte werden variiert (+ ⅓, - ¼).

Der Kesselnutzungsgrad des Bestandes ist unbekannt. Es wird ein projekttypischer Wert für Brennwertthermen als Bestandswert eingesetzt: 88 %. In welcher Richtung er sich ohne Solarthermie ändern wird, ist nicht abschätzbar – die Änderung wird jedoch klein sein, solange grundsätzlich das gleiche Kesselmodell verwendet wird (siehe auch Berichtsteil 4). Es wird von einer Änderung um ± 1 %-Punkte um den Ausgangswert ausgegangen.

Tabelle 63 zeigt die sich ergebenden Energiemengen für den Zustand ohne Solarthermie. Der rechnerische Bedarf liegt in allen drei Szenarien höher.

Szenario	Wärmeabgabe der Erzeuger	Kollektor-kreisertrag	entfallene Speicherver-luste	Kessel-nutzungs-grad	Endenergie	Ersparnis / Mehr-verbrauch
	[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]		[kWh/a]	[kWh/a]
heute	17.659	-3.327	0	88,0%	16.286	
1	17.659	0	-1.200	89,0%	18.493	+2.207
2	**17.659**	**0**	**-900**	**88,0%**	**19.044**	**+2.758**
3	17.659	0	-675	87,0%	19.522	+3.235

Tabelle 63: Bewertung der erreichten Endenergieeinsparung – Anlage 14 Am Roseneck

Die wahrscheinlich erreichte Einsparung an Gas durch die Solarthermie liegt daher bei gerundet **18,4 ± 3,3 kWh/(m²a)** bezogen auf die beheizte Fläche von 150 m². Das ist einer der besten Werte im Projekt.

Die getroffenen Annahmen sind ausführlich im Anhang 7.3 dokumentiert.

Zusammenfassung

Die Zusammenhänge zeigt nachfolgende Abbildung im Überblick. Dabei ist der Zustand des Gebäudes wie heute, jedoch ohne Solarthermie, die Bezugsvariante. Ausgehend davon ist die erreichte Einsparung durch die vorhandene Solarthermie abgetragen. Alternativ eine mögliche Einsparung durch eine Anlagenoptimierung (mit und ohne Solarthermie).

Die Auswirkungen einer Anlagenoptimierung werden nicht untersucht, da die Datenbasis im Bestand nicht ausreichend hoch ist.

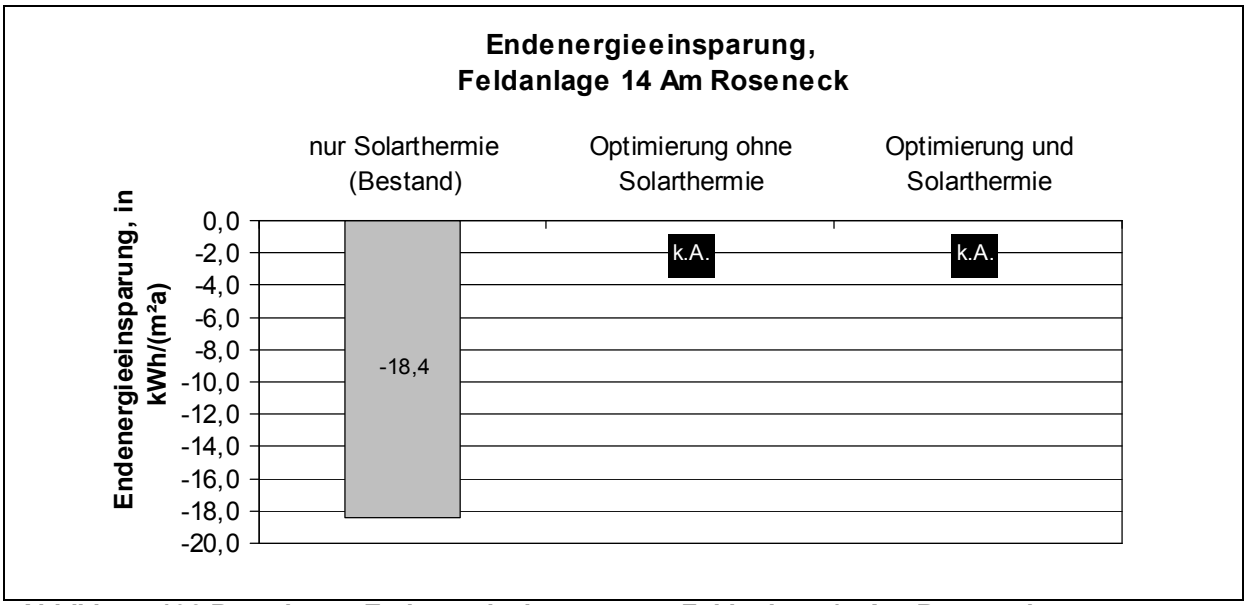


Abbildung 192 Berechnete Endenergieeinsparung – Feldanlage 14 Am Roseneck

4.14.8 Probleme bei Messung und Auswertung

Eine Messung der Wärmeabgabe der Therme konnte aufgrund der Anlagenverschaltung nicht durchgeführt werden.

Die Raumheizung und die Warmwasserversorgung verfügen zwar über getrennte Vorläufe, aber nur über einen gemeinsamen Rücklauf. Da der Volumenzähler in den Rücklauf eingebaut werden muss, kann nicht zwischen Raumheizung und Warmwasserbereitung unterschieden werden und somit ist auch keine Nutzungsgradbestimmung möglich.

4.14.9 Verbesserungsvorschläge

Solarthermie

Die installierte Solarthermiefläche je Person liegt bei 4,7 m²/P. Das ist der höchste Wert im Projekt. Es ist von einer Dimensionierung für eine Heizungsunterstützung auszugehen, da fast dreimal so viel Fläche gewählt wurde wie für die reine Trinkwarmwasserbereitung üblich ist.
Der tatsächlich erreichte Deckungsanteil kann nicht bestimmt werden, weil nicht genügend Messwerte vorliegen. Werden ein Kesselnutzungsgrad (88 %) und ein Nutzungsgrad für die Trinkwarmwasserverteilung (50%) angenommen, kann der Deckungsanteil geschätzt werden.

Näherungsweise ergibt sich ein Deckungsanteil von knapp 17 % bezogen auf die gesamte Wärmeproduktion bzw. 85 % bezogen auf den Gesamtwärmebedarf für Trinkwarmwasser. Das ist ein sehr gutes Ergebnis. In dieser Anlage ist zu vermuten, dass anteilige Heizungsunterstützung stattfindet.

Der Gaskessel wird dennoch in jeder Woche des Jahres benötigt. Das signalisiert, dass keine vollständige Trinkwarmwasserdeckung vorliegt.

Speicherkonzept

Das Speicherkonzept ist schlüssig. Die installierte Speichergröße passt zum Kollektorfeld. Wenn man jedoch davon ausgeht, dass der obere Kesselpufferbereich nur zum Teil für die Solaranlage nutzbar ist, könnte der solare Teil im Speicher für diese Kollektorfläche und der Vorgabe einer Heizungsunterstützung etwas zu klein sein.

Es ist zu bemängeln – es handelt sich hierbei um eine allgemeine Kritik – dass ein großer Speicherbereich fast ganzjährig mit fossiler Energie beheizt bzw. nachgeheizt wird. Der Bereitschaftsteil ist größer (geschätzt 200 … 300 l) als ein reiner Trinkwarmwasserspeicher in dem Gebäude wäre.

Verteilnetz

Das Trinkwarmwassernetz ist nicht detailliert untersucht worden. Außerdem gibt es nicht genügend Messwerte. Insofern lässt sich hier nur die Empfehlung aus der Anlagenbegehung aussprechen: die Zirkulationslaufzeiten können angepasst werden.

Kessel

Die Effizienz des Kessels kann nicht ermittelt werden.

Der Kessel ist verglichen mit der messtechnisch bestimmten Heizlast um den Faktor 2,3 überdimensioniert. Die jahresmittlere Auslastung liegt näherungsweise bei nur 8 %. Der nächste Kessel sollte im Zuge der Erneuerung kleiner gewählt werden.

Darüber hinaus ist der Anschluss an eine hydraulische Weiche und die Verwendung eines Kessels mit extrem geringem Wasserinhalt beim nächsten Tausch möglichst zu vermeiden.

4.15 Feldanlagenfazit

Die nachfolgenden Tabellen geben einen Überblick über die Einschätzung der einzelnen Anlagenbestandteile sowie des Gesamtkonzeptes.

Feldanlage	Einschätzung der Nahwärme im Schulnotenraster, mit Positiv- und Negativeigenschaften		Einschätzung der Heizung/Gebäude im Schulnotenraster, mit Positiv- und Negativeigenschaften		Einschätzung der Trinkwarmwasserbereitung im Schulnotenraster, mit Positiv- und Negativeigenschaften	
1 Sotzmannstraße		k. A.	3	+ Raumheizverbrauch gering - Heizgrenze hoch	3	- Nutzen pro Person hoch o Zirkulationsverlust mittel o Nutzungsgrad mittel
2 Allensteinstraße		k. A.	2	o Raumheizverbrauch mittel + Heizgrenze gering	3	- Nutzen pro Person hoch o Zirkulationsverlust mittel + Nutzungsgrad hoch
3 Eichendorffstraße		k. A.	2	o Raumheizverbrauch mittel + Heizgrenze gering	5	- Nutzen pro Person hoch - Zirkulationsverlust hoch o Nutzungsgrad mittel
4 Wurmbergstraße		k. A.	3	o Raumheizverbrauch mittel o Heizgrenze mittel	4	o Nutzen pro Person mittel - Zirkulationsverlust hoch - Nutzungsgrad gering
5 Brautstraße		k. A.	3	o Raumheizverbrauch mittel o Heizgrenze mittel	4	+ Nutzen pro Person gering - Zirkulationsverlust hoch - Nutzungsgrad hoch
6 Gustav-Hirsch-Platz		k. A.	4	- Raumheizverbrauch hoch o Heizgrenze mittel	3	+ Nutzen pro Person gering - Zirkulationsverlust hoch - Nutzungsgrad gering
7 Uckermarkstraße		k. A.	1	+ Raumheizverbrauch gering + Heizgrenze gering	2	+ Nutzen pro Person gering + Zirkulationsverlust gering + Nutzungsgrad hoch
8 Rellinger Straße		k. A.	4	o Raumheizverbrauch mittel - Heizgrenze hoch	3	+ Nutzen pro Person gering o Zirkulationsverlust mittel o Nutzungsgrad mittel
9 Magdeburger Straße	3	o geringe Netzverluste	1	+ Raumheizverbrauch gering + Heizgrenze gering		k. A.
10 Olbersstraße		k. A.	5	- Raumheizverbrauch hoch - Heizgrenze hoch	4	+ Nutzen pro Person gering - Zirkulationsverlust hoch - Nutzungsgrad gering
11 Siegfried-Czapski-Straße	3	o geringe Netzverluste	2	+ Raumheizverbrauch gering + Heizgrenze gering		k. A.
12 Gorch-Fock-Weg	5	- hohe Netzverluste	4	o Raumheizverbrauch mittel - Heizgrenze hoch		k. A.
13 Alter Schlachthof	5	- hohe Netzverluste	3	+ Raumheizverbrauch gering o Heizgrenze mittel		k. A.
14 Am Roseneck		k. A.	4	- Raumheizverbrauch hoch - Heizgrenze hoch		k. A.

Tabelle 64: Feldanlagenfazit – Heizung, Trinkwarmwasser, Nahwärme

Feldanlage	Einschätzung der Erzeugung im Schulnotenraster, mit Positiv- und Negativeigenschaften		Einschätzung der Speicherung im Schulnotenraster, mit Positiv- und Negativeigenschaften		Einschätzung der Solarthermie. mit Positiv- und Negativeigenschaften	
1 Sotzmannstraße	4	+ Einbindung, + Einkesselanlage o Auslastung - Überdimensionierung - Effizienz - Wasserinhalt gering	4	o Bemessung - Stückelung	4	+ Erträge gut - Bemessung - Deckungsanteil gering
2 Allensteinstraße	3	+ Effizienz + Einkesselanlage o Einbindung o Überdimensionierung - Auslastung - Wasserinhalt gering	2	+ Bemessung + Stückelung o Verluste mittel	3	+ Erträge gut - Bemessung - Deckungsanteil gering
3 Eichendorffstraße	4	+ Einkesselanlage o Einbindung o Überdimensionierung - Effizienz, Auslastung - Wasserinhalt gering	2	+ Stückelung + Verluste gering o Bemessung	4	o Erträge mittel - Bemessung - Deckungsanteil gering
4 Wurmbergstraße	4	+ Einkesselanlage o Effizienz, Einbindung - Überdimensionierung - Auslastung - Wasserinhalt gering	4	+ Stückelung o Bemessung - Verluste hoch	3	+ Erträge gut o Bemessung o Deckungsanteil mittel
5 Brautstraße	4	+ Effizienz o Auslastung - Mehrkesselanlage - Einbindung - Überdimensionierung - Wasserinhalt gering	2	+ Bemessung + Stückelung	4	o Erträge mittel - Bemessung - Deckungsanteil gering
6 Gustav-Hirsch-Platz	4	+ Wasserinhalt groß + Einbindung + Überdimensionierung o Auslastung - Effizienz - Mehrkesselanlage	5	o Bemessung - Stückelung	5	- Bemessung - Erträge gering - Deckungsanteil gering
7 Uckermarkstraße		o Fernwärmeanschluss	5	+ Bemessung - Stückelung	3	o Erträge mittel o Deckungsanteil mittel - Bemessung
8 Rellinger Straße	2	+ Effizienz, Auslastung + Einkesselanlage + Wasserinhalt groß o Einbindung - Überdimensionierung	4	o Bemessung - Stückelung - Verluste hoch	3	+ Bemessung + Deckungsanteil gut o Erträge mittel
9 Magdeburger Straße	3	+ Einkesselanlage + Überdimensionierung + Wasserinhalt groß o Einbindung, Auslastung - Effizienz	3	+ Bemessung o Stückelung o Verluste mittel	3	o Bemessung o Deckungsanteil mittel - Erträge gering
10 Olbersstraße	5	+ Einkesselanlage + Einbindung + Wasserinhalt groß - Überdimensionierung - Effizienz, Auslastung	4	+ Stückelung o Bemessung - Verluste hoch	5	o Bemessung - Erträge gering - Deckungsanteil gering
11 Siegfried-Czapski-Straße	4	+ Effizienz - Zweikesselanlage - Einbindung, Auslastung - Überdimensionierung - Wasserinhalt gering	3	+ Bemessung + Stückelung - Verluste gering	2	+ Bemessung + Deckungsanteil gut - Erträge gering
12 Gorch-Fock-Weg	5	+ Wasserinhalt groß o Überdimensionierung - Effizienz - Zweikesselanlage - Einbindung, Auslastung	3	+ Stückelung o Verluste mittel - Bemessung	4	+ Bemessung - Erträge gering - Deckungsanteil gering
13 Alter Schlachthof	2	+ Effizienz + Einkesselanlage + Wasserinhalt groß o Einbindung - Überdimensionierung - Auslastung	1	+ Bemessung + Stückelung + Verluste gering	1	+ Bemessung + Erträge gut + Deckungsanteil gut
14 Am Roseneck	5	+ Einkesselanlage o Effizienz - Einbindung, Auslastung - Überdimensionierung - Wasserinhalt gering	3	+ Stückelung o Bemessung	3	+ Bemessung + Deckungsanteil gut - Erträge gering

Tabelle 65: Feldanlagenfazit – Erzeuger, Speicher, Solarthermie

Eine detaillierte Zusammenfassung der Ergebnisse befindet sich im Anhang 7.3.6. Die wirtschaftliche Bewertung folgt in Kapitel 5.8.

5 Kennwerte und Querauswertung

Das nachfolgende Kapitel gibt eine zusammenfassende Ergebnisdarstellung für alle Feldanlagen. In der Übersicht werden Kennwerte verglichen und Einflussgrößen auf die Messwerte analysiert.

Zu Beginn werden die Energiebilanzen mit ihren Einzelbilanzanteilen vorgestellt. Daraus leitet sich die erreichte Endenergieeinsparung durch die Solarthermie bzw. näherungsweise erreichbare Endenergieeinsparung durch Anlagenoptimierung ab. Anschließend werden Einzelkennwerte – Nutzungsgrade der Erzeuger, Erträge und Deckungsanteile der Solarthermie, Netz- und Speicherverluste – analysiert. Zum Abschluss wird die in der Praxis vorgefundene Dimensionierung von Komponenten (Netze, Speicher, Kollektoren, Kessel) aufgezeigt und bewertet.

Es wird darauf verzichtet, bei den Auswertungen (Nutzungsgrad, Solarertrag etc.) nach Herstellern zu unterscheiden. Zum einen ist die Stichprobe sehr gering, zum anderen sind viele die Effizienz beeinflussenden Faktoren nicht herstellerabhängig, sondern durch die Planung und die Systemranddaten des Gebäudes bedingt.

5.1 Vorbemerkungen

Grundsätzlich erfolgt die Ergebnisdarstellung für jede Feldanlagen getrennt. Das heißt, es gibt pro Untersuchungsprojekt einen Datenpunkt in der Auswertung. Beispiel: die Feldanlage 9 Magdeburger Straße (Hannover) hat genau einen Kennwert für den Raumheizungsverbrauch – obwohl es sich um 2 gemeinsam versorgte Baukörper handelt.

Abweichend von dieser Vorgehensweise werden nur bei der Bewertung der Kessel ggf. zwei Kennwerte pro Feldanlage angegeben, wenn Messwerte für beide Kessel vorliegen.

Ausschluss von Projekten in der Auswertung

In die Querauswertung bestimmter Themenstellungen werden jeweils nicht alle Feldanlagen einbezogen. Folgende Regeln gelten:

1. Anlagen, für die keine Messwerte zu diesem Teilaspekt vorliegen, werden nicht ausgewertet. Beispiel: die Zirkulationsverluste in den einzelnen vier Gebäuden der Feldanlage 11 Siegfried-Czapski-Straße (Jena) sind nicht bekannt, daher kann dieses Gebäude nicht in der entsprechenden Auswertung zur Zirkulation teilnehmen

2. Eine Anlage wird nicht in eine Querauswertung und Mittelwertbildung einbezogen, wenn sie grundlegend andere Merkmale aufweist und eine Mischung der Datensätze nicht logisch erscheint. Beispiel: das Einfamilienhaus (Feldanlage 14), die Anlage mit dem Holzkessel (Feldanlage 9), die Anlage mit dem Niedertemperaturkessel (Feldanlage 12) werden in diversen Auswertungen ausgespart.

3. Es wird bei vielen Auswertungen in zwei Teildatenmengen unterschieden: die Gebäudeanlagen (ohne Nahwärmenetz) und die Netzanlagen. Dabei umfasst die Stichprobe der Gebäudeanlagen in der Regel 8 Mehrfamilienhäuser mit Gaskessel (Ausschluss des Einfamilienhauses Feldanlage 14) und die Netzanlagen 3 Feldanlagen mit Gaskessel (Ausschluss des Holzkessels Feldanlage 9).

Sollten Abweichungen von dieser grundsätzlichen Logik erforderlich sein, wird dies in den entsprechenden Auswertungen erwähnt und begründet.

Statistische Auswertung

Es folgen einerseits grafische Auswertungen, andererseits statistische Angaben zu den jeweiligen Themengebieten. Es gelten dazu folgende Vereinbarungen, die anhand der Datensätze 1 bis 3 erläutert werden:

Datensatz 1: Fläche 1000 m², 25 Personen, 40 m²/P
Datensatz 2: Fläche 5000 m², 150 Personen, 33,3 m²/P
Datensatz 3: Fläche 2000 m², 40 Personen, 50 m²/P

1. **gewichteter Mittelwert**: Summation aller Ergebniswerte (Zähler) und aller Bezugswerte (Nenner) sowie anschließende Kennwertbildung. Beispiel:

   gewichtetet Mittelwert: $\frac{1000\text{m}^2 + 5000\text{m}^2 + 2000\text{m}^2}{25\text{P} + 150\text{P} + 40\text{P}} = 37{,}2\,\frac{\text{m}^2}{\text{P}}$

2. **arithmetischer Mittelwert**: Summation aller Einzelkennwerte und Division durch die Anzahl der Datenpunkte der Stichprobe. Beispiel:

   arithmetischer Mittelwert: $\frac{40\text{m}^2/\text{P} + 33{,}3\text{m}^2/\text{P} + 50\text{m}^2/\text{P}}{3} = 41{,}1\,\frac{\text{m}^2}{\text{P}}$

3. **Minimalwert** und **Maximalwert**: kleinster und größter Wert der Stichprobe. Beispiel:

   Minimalwert: $33{,}3\,\frac{\text{m}^2}{\text{P}}$ Maximalwert: $50{,}0\,\frac{\text{m}^2}{\text{P}}$

4. **Größe der Stichprobe**: Anzahl von Datensätzen in der Auswertung. Es wird angegeben, ob es sich um Projekte, Baukörper, Kesselanlagen o. ä. handelt. Beispiel:

   Größe der Stichprobe: 3 Projekte

5.2 Belegungsdichte und Warmwasserverbrauch

Belegungsdichte

Die Wohnfläche der im Projekt untersuchten Mehrfamilienhäuser liegt bei 40 m²/Person. Damit liegt eine für Deutschland übliche Belegungsdichte der Gebäude auch innerhalb der kleinen Projektstichprobe vor.

- beheizte Fläche je Person, in m²/Person:

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
40	40	28	55	12 Projekte

In die Querauswertung wurden das Einfamilienhaus Feldanlage 14 (50 m²/P) und das Alten- und Pflegeheim Feldanlage 1 (63 m²/P) nicht einbezogen, da die zur Verfügung stehende Fläche dieser Objekte sehr weit von denen der Mehrfamilienhäuser abweicht.

Warmwasserverbrauch

Der Warmwasserverbrauch kann in 8 Projekten angegeben werden, weil Messwerte vorliegen. Der Mittelwert liegt bei 30 l/Person je Tag. Die Speicherauslauftemperatur ist in der Mehrzahl der Projekte unbekannt, kann aber – da es sich um Mehrfamilienhäuser handelt – mit näherungsweise 60°C angenommen werden.

- Warmwasserverbrauch, in l/(Person · d):

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
30	30	21	42	8 Projekte

Der gemessene Wert liegt über den Messwerten aus Einfamilienhäusern, die bei proKlima erfasst wurden [proKlima12]. Der Wert liegt bei den Erfahrungswerten des Instituts Wohnen und Umwelt [IWU97].

5.3 Jahresenergiebilanzen

Die in den Einzelkapiteln der Feldanlagen 4.2 ff. erstellten Jahresenergiebilanzen des Messjahres 2011 werden nachfolgend gegenübergestellt und interpretiert.

5.3.1 Mittlere Energiebilanzen der Gebäudeanlagen

Ausgewertet werden 8 Mehrfamilienhäuser, in denen kein Nahwärmenetz vorhanden ist. Alle Anlagen weisen einen Betrieb mit Gasbrennwertkessel auf. Das Einfamilienhaus Feldanlage 14 wird aus der Betrachtung herausgenommen. Abbildung 193 zeigt eine Gegenüberstellung der Einzelergebnisse.

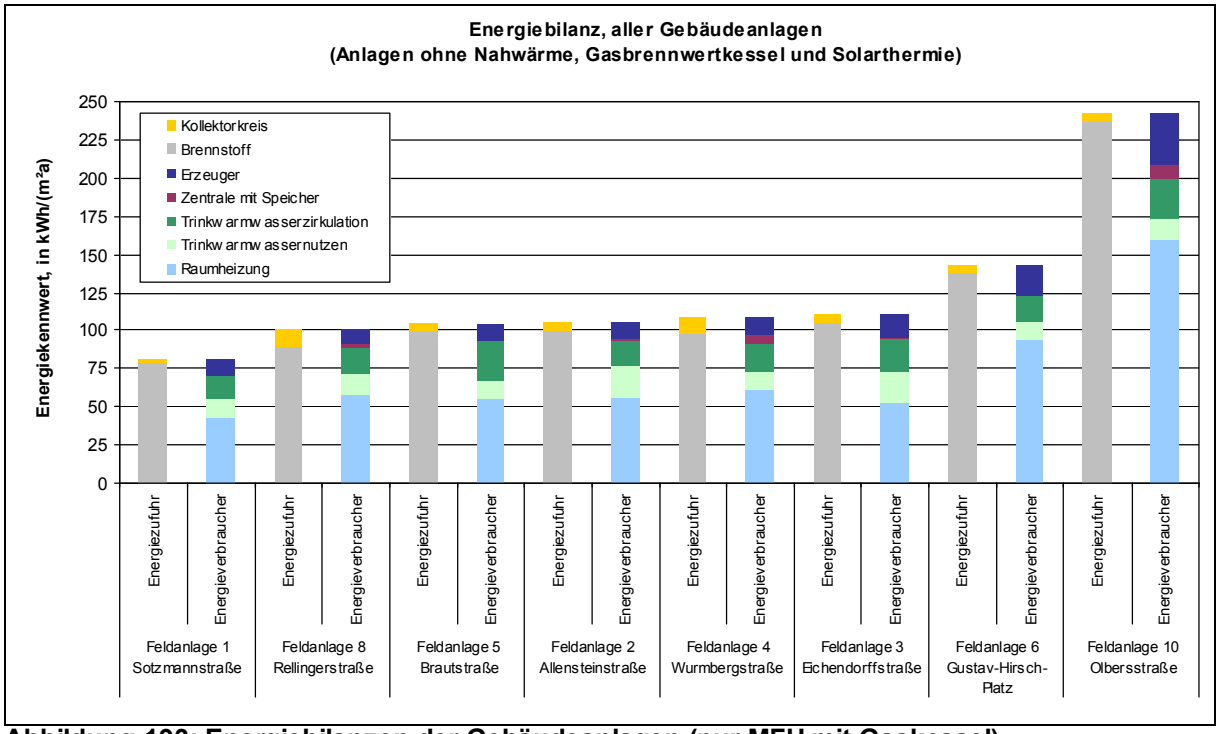


Abbildung 193: Energiebilanzen der Gebäudeanlagen (nur MFH mit Gaskessel)

Auffällig sind die insgesamt großen Energiekennwerte der Feldanlage 10 Olbersstraße. Dies liegt zum einen an dem Sanierungszustand der Gebäude und andererseits an der Ausstattung mit Vierleiternetz, das zu größeren Verteilverlusten führt (Raumheizung, Trinkwarmwasserzirkulation). Zudem ist der Erzeuger in dieser Anlage ein Niedertemperaturkessel mit nachgeschaltetem Abgaswärmeübertrager und damit nicht so effizient wie ein Brennwertkessel (Erzeugerverluste).

Abbildung 194 und Abbildung 195 zeigen die Ergebnisse der Mittelwertbildung der Jahresbilanzen – als gewichtete und arithmetische Mittelwerte.

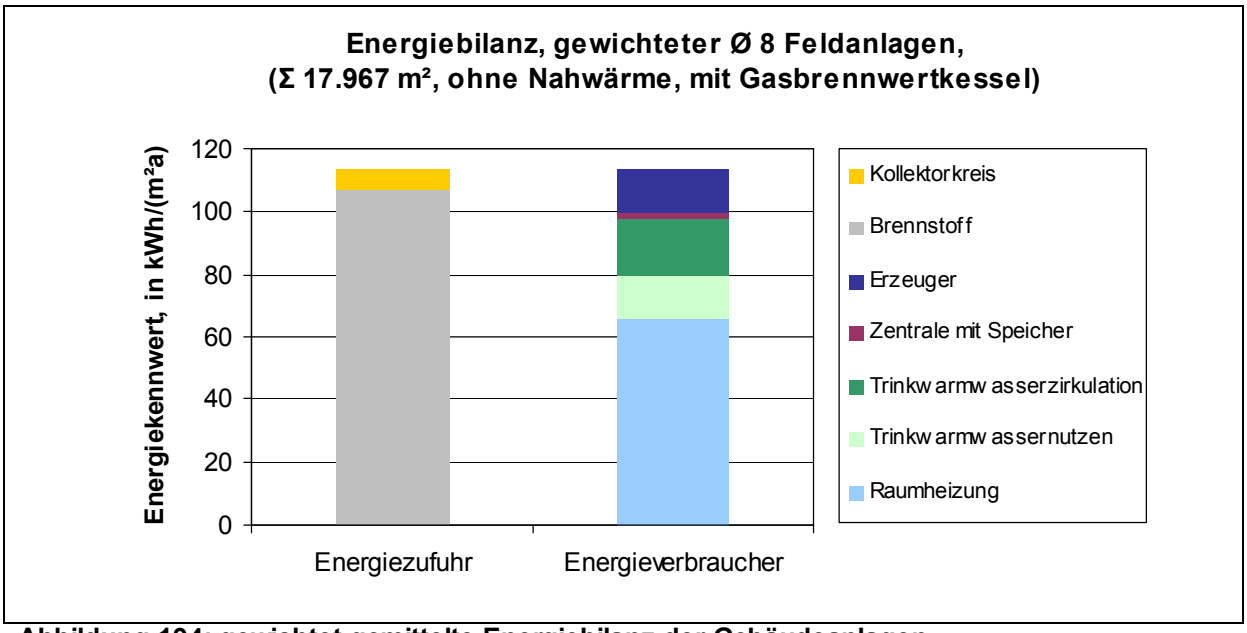


Abbildung 194: gewichtet gemittelte Energiebilanz der Gebäudeanlagen

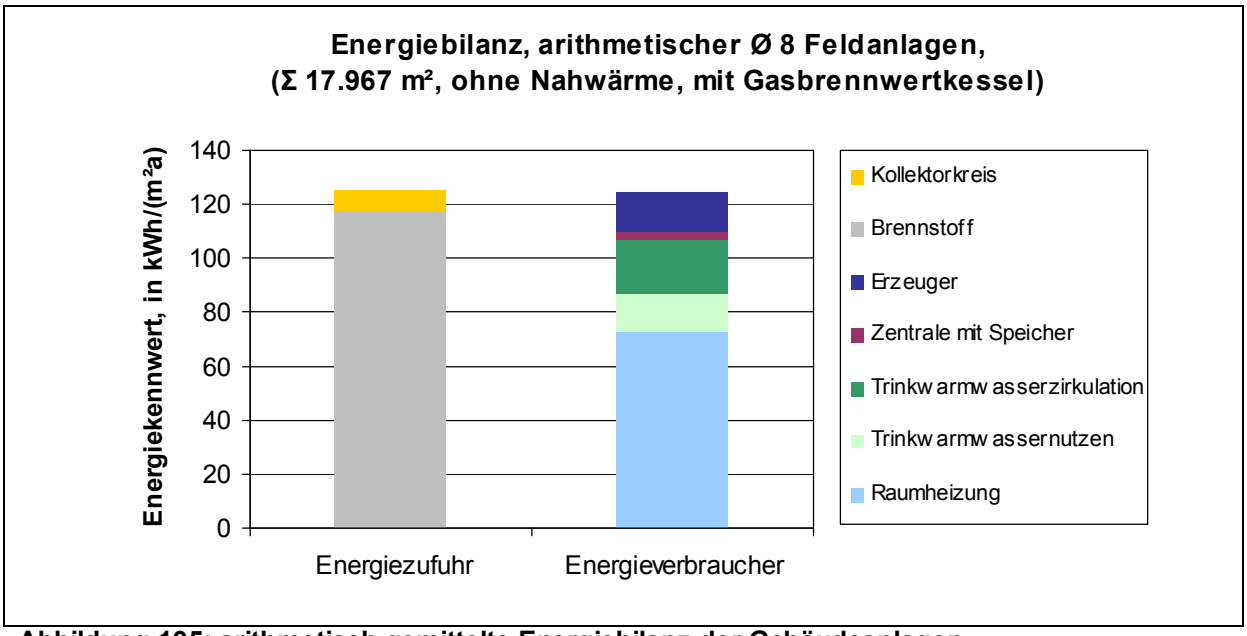


Abbildung 195: arithmetisch gemittelte Energiebilanz der Gebäudeanlagen

Die in den Bildern grafisch dargestellten Energiezu- und -abflüsse aus den Gebäuden betragen im Einzelnen:

- flächenbezogene Endenergie für Gas in Gebäudeanlagen, in kWh/(m²a):

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
107,3	117,9	78,6	236,8	8 Projekte

- flächenbezogener Kollektorkreisertrag in Gebäudeanlagen, in kWh/(m²a):

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
6,4	6,9	3,3	12,5	8 Projekte

Die gesamte Energiezufuhr beträgt 114 bzw. 125 kWh/(m²a) je nach Art der Mittelwertbildung. Beide Werte liegen unterhalb des Bundesdurchschnitts, wenn man z.B. Mittelwerte aus Heizkostenabrechnungen vergleichend heranzieht [Techem11]. Die Stichprobe des Projektes enthält überdurchschnittlich viele sanierte Gebäude und Neubauten.

Der Anteil der Solarthermie an den Energiezuflüssen liegt bei ca. 5,5 %. Dies ist nicht der Deckungsanteil, dazu siehe Kapitel 5.5.1. Dennoch ist ein deutlich geringer solarer Anteil an der Endenergieversorgung festzustellen als vorher vermutet und i. A. propagiert.

- flächenbezogener Nutzen für Raumheizung in Gebäudeanlagen, in kWh/(m²a):

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
66,1	72,6	43,2	159,2	8 Projekte

Der Energieverbrauch für Raumheizung enthält auch sämtliche Verteilnetzverluste der Heizung, die ab dem Zählpunkt (vereinfacht ab Heizzentrale) auftreten. Die Streuung ist insgesamt gering – lediglich die Feldanlage 10 Olbersstraße liegt weit über dem Mittelwert.

- flächenbezogener Nutzen für Trinkwarmwasser in Gebäudeanlagen, in kWh/(m²a):

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
13,5	14,4	11,4	20,6	8 Projekte

Der Nutzen für die Warmwasserbereitung liegt im Mittel unter typischen Vergleichswerten von 17 kWh/(m²a) nach [IWU97]. Das kann mit einer geringeren Belegungsdichte der Gebäude und einem leicht geringeren Warmwasserverbrauch pro Person begründet werden – jeweils verglichen mit der Datenlage Ende der 1990er Jahre.

- flächenbezogene Wärmeverluste für Zirkulation in Gebäudeanlagen, in kWh/(m²a):

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
18,1	19,9	15,0	26,3	8 Projekte

Der Wärmeverlust für Zirkulation in den Gebäuden ist im Mittel – und auch in fast allen Einzelanlagen – größer als der Nutzen für das gezapfte Warmwasser. Der mittlere Verteilungsnutzungsgrad liegt bei 42 … 43 %. Dies ist ein erschreckend geringer Wert für Mehrfamilienhäuser, der unmittelbar effizienzbeeinflussend für die Solarthermie ist. Siehe Kapitel 5.5.1.

- flächenbezogene Wärmeverluste der Zentrale in Gebäudeanlagen, in kWh/(m²a):

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
4,0	4,0	0,4	8,9	5 Projekte

Der mittlere Wärmeverlust der Zentrale ist nicht in allen Anlagen separat ermittelbar, weil die vorhandenen Zähleinrichtungen dies nicht ermöglichen. In allen Fällen handelt es sich um Differenzmessungen, die sehr unsicher sind (vgl. Ausführungen zu Fehlerfortpflanzungen in Kapitel 3.3). Der mittlere Messwert von 4 kWh/(m²a) wird dennoch als plausibel angesehen.

- flächenbezogene Wärmeverluste der Erzeugung in Gebäudeanlagen, in kWh/(m²a):

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
14,0	15,3	9,3	34,4	8 Projekte

Der Wärmeverlust der Erzeugung streut in den Gebäudeanlagen zwischen ca. 10 … 20 kWh/(m²a). Der Ausreißer nach oben ist in der Feldanlage 10 Olbersstraße aufgrund der deutlich größeren Wärmeproduktion und des nicht so effizienten Kessels festzustellen (NT-Kessel mit Abgaswärmeübertrager).

Die Kesselverluste liegen im Mittel beim 2 bis 3-fachen des Solarertrags.

- Anteil der Trinkwarmwasserbereitung vom Nutzen in Gebäudeanlagen, in %:

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
32,4%	34,3%	20,2%	44,1%	8 Projekte

Die Trinkwarmwasserbereitung incl. der Zirkulationsverluste beträgt im Schnitt der untersuchten Gebäude ⅓ der zu produzierenden gesamten Wärmemenge (ab Heizzentrale). Dies beeinflusst die Effizienz der Solaranlage, siehe Kapitel 5.5.1.

5.3.2 Mittlere Energiebilanzen der Netzanlagen

Ausgewertet werden 3 Feldanlagen, in denen ein Nahwärmenetz vorhanden ist. Alle Anlagen weisen einen Betrieb mit Gaskessel auf. Die Feldanlage 9 Magdeburger Straße mit dem Holzkessel wird aus der Betrachtung herausgenommen. Abbildung 196 zeigt eine Gegenüberstellung der Einzelergebnisse.

Im Gegensatz zur Auswertung der Gebäudeanlagen kann die an die Gebäude gelieferte Energiemenge nicht in allen Fällen auf Heizung und Trinkwarmwasser aufgeteilt werden. Es wird der Summenwert gezeigt.

Auffällig sind die insgesamt großen Energiekennwerte der Feldanlage 12 Gorch-Fock-Weg. Dies liegt an dem etwas schlechteren Gebäudezustand als in den anderen beiden Anlagen. Darüber hinaus an den Netzverlusten und der schlechten Kesseleffizienz – hier ist einer der beiden Erzeuger ein Niedertemperaturkessel.

In der Feldanlage 13 Alter Schlachthof sind aufgrund der Netzgestaltung sehr hohe Verteilverluste an das Erdreich zu verzeichnen. Außerdem ist ein extrem geringer Nutzen festzustellen, der u. a. dem dort bekannten lokalen Betrieb von Holzkaminen in gut gedämmten Neubauten zugeschrieben wird.

Die Anlage in Jena sticht – was das Verhältnis von Nutzen und Verlusten betrifft – insgesamt positiv aus den drei Netzanlagen hervor.

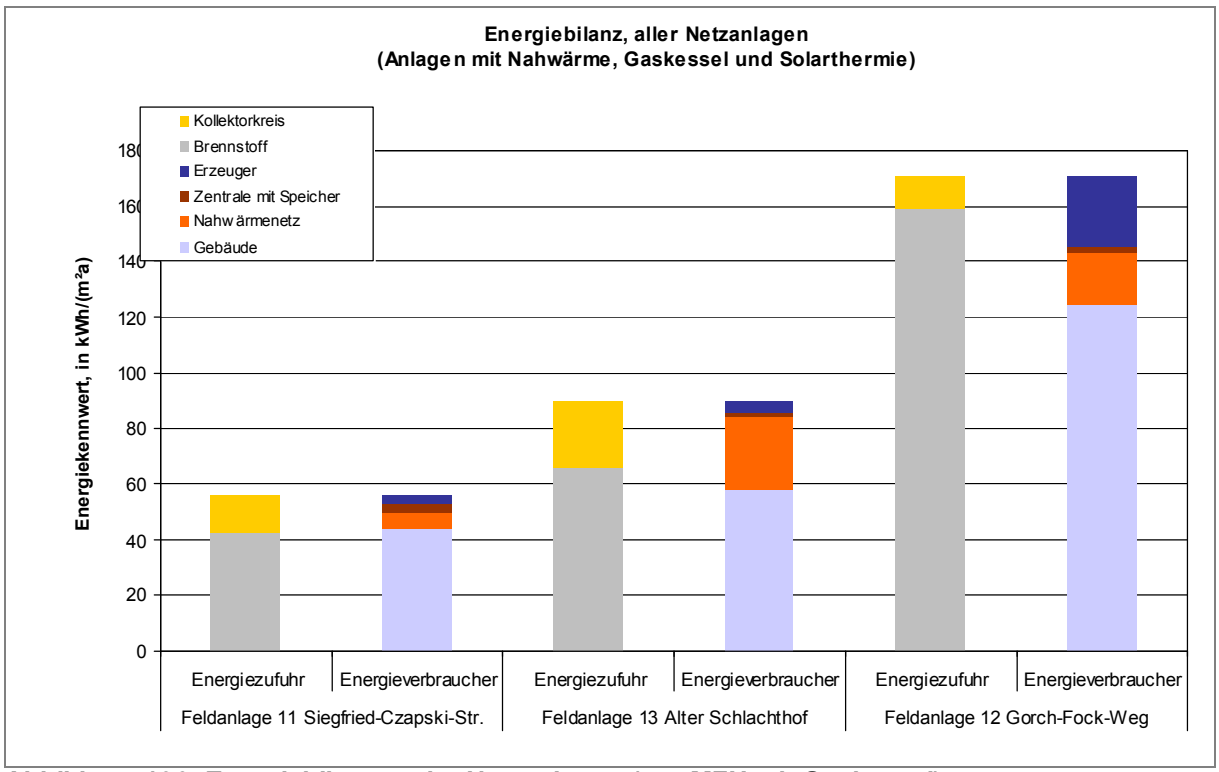


Abbildung 196: Energiebilanzen der Netzanlagen (nur MFH mit Gaskessel)

Abbildung 197 und Abbildung 198 zeigen die Ergebnisse der Mittelwertbildung der Jahresbilanzen – als gewichtete und arithmetische Mittelwerte.

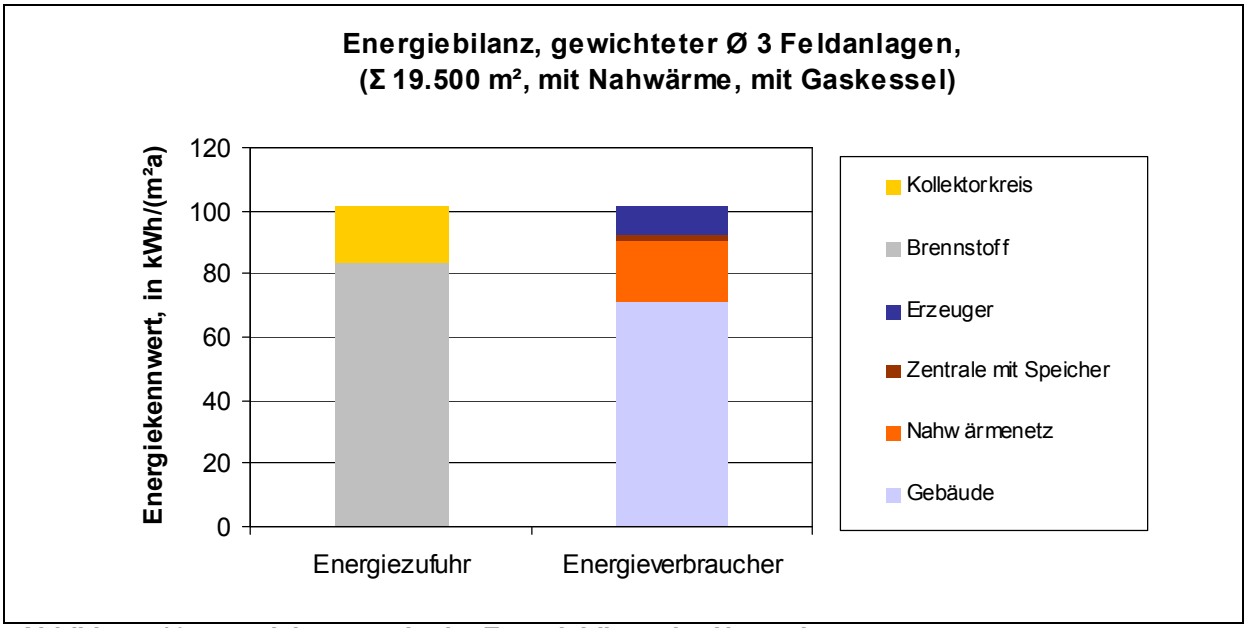


Abbildung 197: gewichtet gemittelte Energiebilanz der Netzanlagen

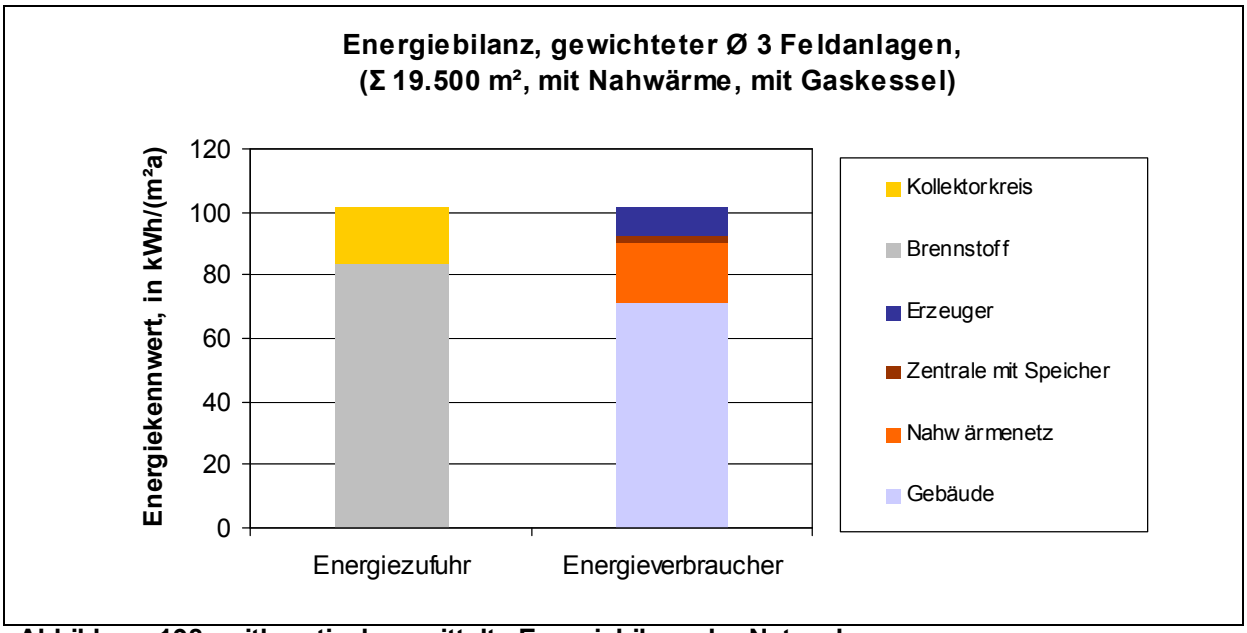


Abbildung 198: arithmetisch gemittelte Energiebilanz der Netzanlagen

Die in den Bildern grafisch dargestellten Energiezu- und -abflüsse aus den Gebäuden betragen im Einzelnen:

- flächenbezogene Endenergie für Gas in Netzanlagen, in kWh/(m²a):

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
83,4	89,5	43,0	159,6	3 Projekte

- flächenbezogener Kollektorkreisertrag in Netzanlagen, in kWh/(m²a):

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
17,8	15,9	11,3	23,8	3 Projekte

Die gesamte Energiezufuhr beträgt 101 bzw. 105 kWh/(m²a). Beide Werte liegen unterhalb des Bundesdurchschnitts, wenn man z.B. Mittelwerte aus Heizkostenabrechnungen vergleichend heranzieht [Techem11]. Die Stichprobe des Projektes enthält ausschließlich Gebäude mit Baujahren ab der Jahrtausendwende.

Der Anteil der Solarthermie an den Energiezuflüssen liegt bei ca. 15 … 18 %. Dies ist nicht der Deckungsanteil, dazu siehe Kapitel 5.5.1. Der Anteil ist – vor allem verglichen mit den Gebäudeanlagen – erfreulich hoch. Dies liegt an der grundsätzlichen Konzeptgestaltung mit großer personenbezogener Kollektorfläche.

- flächenbezogener Nutzen der Gebäude in Netzanlagen, in kWh/(m²a):

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
53,9	51,5	43,9	59,1	2 Projekte

Der Kennwert ist sehr niedrig. Es können nur die Anlagen 11 Siegfried-Czapski-Straße und 13 Alter Schlachthof ausgewertet werden. Die Gebäude in Jena sind in sehr gutem Baustandard als KfW-Effizienzhäuser errichtet worden, die Gebäude in Speyer weisen teilweise Holzkaminheizung auf.

- flächenbezogener Verlust der Nahwärme in Netzanlagen, in kWh/(m²a):

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
19,2	16,0	5,9	26,1	2 Projekte

Der Netzverlust kann nur für die beiden Anlagen in Jena und Speyer angegeben werden. In Jena liegt der Netzverlust halb so hoch wie der Solarertrag, in Speyer sind beide Werte etwa gleich. Insgesamt ist ein – verglichen mit dem Gebäudenutzen – großer Anteil festzustellen.

- flächenbezogene Wärmeverluste der Zentrale in Netzanlagen, in kWh/(m²a):

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
1,9	2,1	1,2	3,2	3 Projekte

Der mittlere Wärmeverlust der Zentrale ist in allen drei Anlagen separat ermittelbar. In allen Fällen handelt es sich um Differenzmessungen, die sehr unsicher sind (vgl. Ausführungen zu Fehlerfortpflanzungen in Kapitel 3.3). Der mittlere Messwert von 2 kWh/(m²a) wird dennoch als plausibel angesehen. Er liegt bei nur der Hälfte des Wertes in den Gebäudeanlagen – was durch eine deutlich größere angeschlossene Fläche an die jeweilige Zentrale erklärt werden kann.

- flächenbezogene Wärmeverluste der Erzeugung in Netzanlagen, in kWh/(m²a):

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
9,2	10,8	2,7	25,6	3 Projekte

Der Wärmeverlust der Erzeugung streut in den Netzanlagen extrem. Für die Anlage in Jena wird von einem Messfehler bei einem der Kessel ausgegangen. Der Ausreißer nach oben ist in der Feldanlage 12 Gorch-Fock-Weg aufgrund der deutlich größeren Wärmeproduktion und des nicht so effizienten Kessels festzustellen (ein NT-Kessel, ein Brennwertkessel).

Ausgleichsfunktionen der Energiebilanzen

Trägt man die Energiekennwerte für den Aufwand an Gas sowie den Einsatz an Gas und Solarenergie über dem an die Gebäude gelieferten Nutzen auf, erhält man Abbildung 199. Die Dateninterpretation ist aufgrund der kleinen Stichprobe sehr unsicher.

Die Geradengleichung der roten Linie (Gesamtaufwand) in Relation zur grauen Linie (Nutzen) gibt Aufschluss über die Verluste der Technik in den betreffenden Feldanlagen. Im Schnitt wurden 37 % mehr Energie eingesetzt als in den Gebäuden nutzbar ankommt (Steigung 1,37).

Die Lage der blauen Linie (zu bezahlender Gaseinsatz) in Relation zur grauen Linie (Nutzen) gibt Aufschluss über die Effizienz des Systems. Nur bei der Anlage ganz links im Diagramm (Jena) wird in etwa so viel Gas eingesetzt, wie als Nutzen den Gebäuden zur Verfügung gestellt wird. Die solaren Erträge decken alle Wärmeverluste (Erzeuger, Netz, Zentrale). Bei den beiden anderen Konzepten ist das Verhältnis ungünstiger.

Der Abstand zwischen roter und blauer Linie ist der Solarertrag.

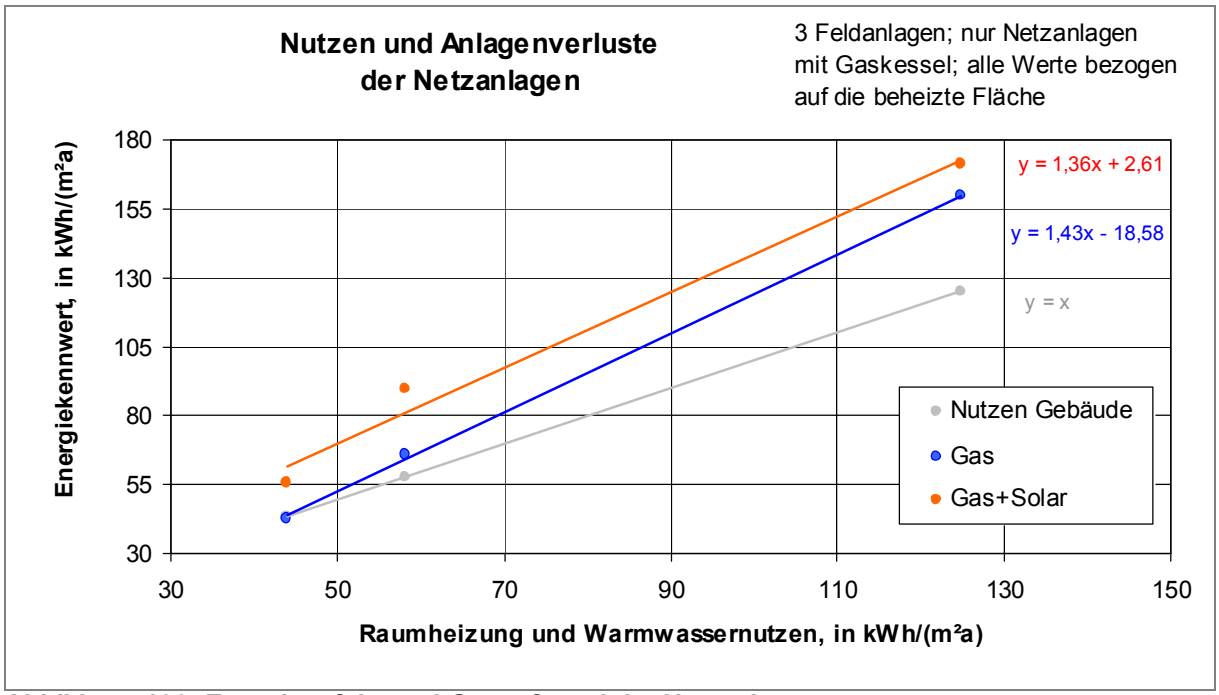


Abbildung 199: Energiezufuhr und Gasaufwand der Netzanlagen

Abbildung 200 zeigt den eben geschilderten Auswertevorgang für die Gebäudeanlagen. Die Dateninterpretation ist sicherer, weil immerhin 8 Anlagen auswertbar sind. Aufgetragen sind der Aufwand an Gas sowie der Einsatz an Gas und Solarenergie über dem an die Gebäude gelieferten Nutzen. Darüber hinaus die Nutzwarmwassermenge.

Die Geradengleichung der grünen Linie (Warmwassernutzen) ist in etwa eine waagerechte Linie. Sie ist um 14,8 kWh/(m²a) parallel nach oben verschoben. Das entspricht – unabhängig vom Dämmstandard des Gebäudes einem Grundsockel.

Die Geradengleichung der roten Linie (Gesamtaufwand) in Relation zur grauen Linie (Nutzen) gibt Aufschluss über die Verluste der Technik in den betreffenden Feldanlagen. Im Schnitt wurden 33 % mehr Energie eingesetzt als in den Gebäuden nutzbar ankommt (Steigung 1,33) sowie ein zusätzlicher nutzenunabhängiger Grundsockel an technischen Verlusten von knapp 9 kWh/(m²a).

Die Lage der blauen Linie (zu bezahlender Gaseinsatz) in Relation zur grauen Linie (Nutzen) gibt Aufschluss über die Effizienz des Systems. Es wird in allen Anlagen deutlich mehr Gas eingesetzt als in den Gebäuden nutzbar für Raumheizung und gezapftes Trinkwarmwasser ist.

Der Abstand zwischen roter und blauer Linie ist der Solarertrag. Beide Linien haben fast die gleiche Steigung und sind um ca. 8 kWh/(m²a) parallel zueinander verschoben. Die Verschiebung entspricht dem Kollektorkreisertrag (welcher sich aus der Regression ergibt und etwas vom Mittelwert abweichen kann, siehe Kapitel 5.3.1).

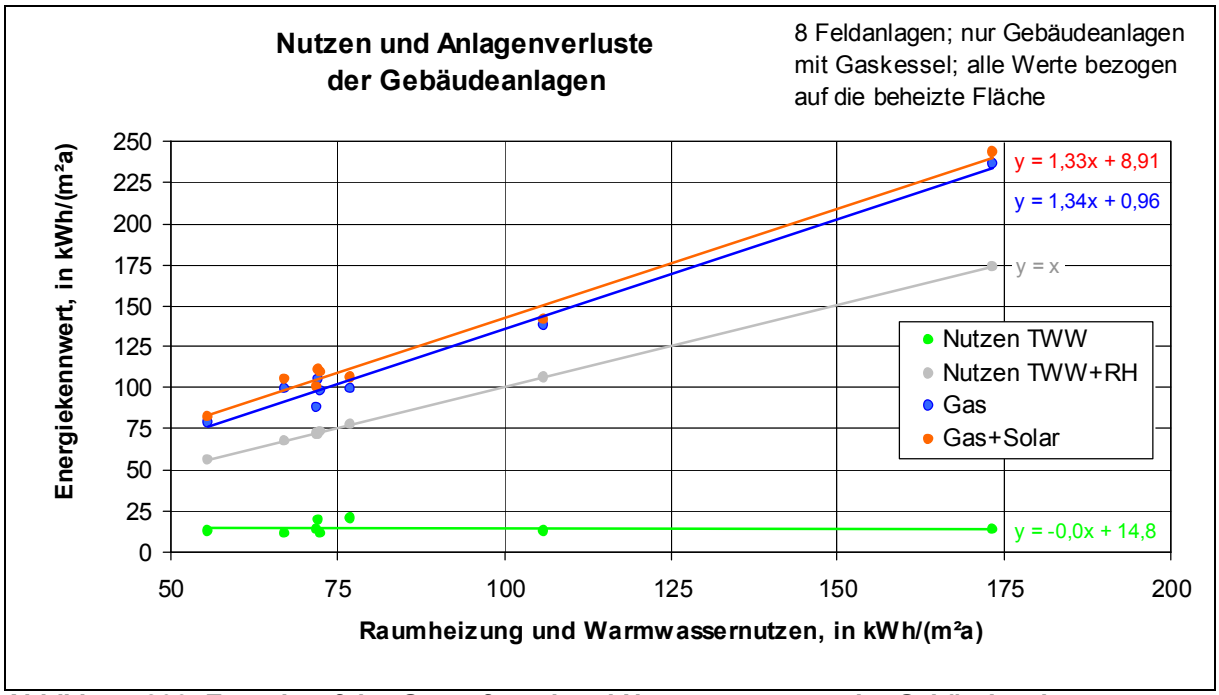


Abbildung 200: Energiezufuhr, Gasaufwand und Nutzwarmwasser der Gebäudeanlagen

Abbildung 201 zeigt die Aufschlüsselung der technischen Verluste in die Wärmeverluste der Zirkulation, der Zentrale und des Erzeugers. Die Datenpunkte streuen stark, insofern sollen sie nicht vertiefend interpretiert werden. Es ist erkennbar, dass ein fast konstanter Sockelbetrag von 18 … 25 kWh/(m²a) für die Zirkulation anfallen. Bei den besser gedämmten Gebäuden (links im Bild) machen die Erzeugerverluste ca. ⅓ aller Verluste aus. Bei den schlechteren Gebäuden (Mitte und rechts im Bild) etwa die Hälfte.

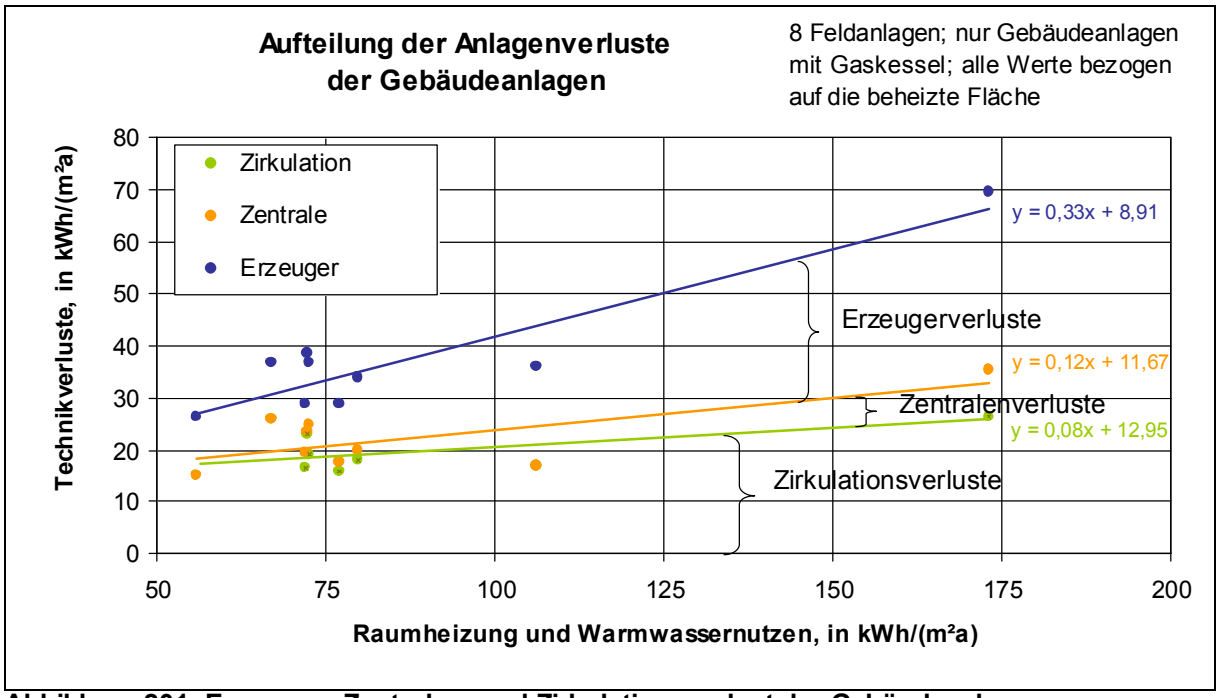


Abbildung 201: Erzeuger-, Zentralen- und Zirkulationsverlust der Gebäudeanlagen

5.4 Endenergieeinsparung

Die Annahmen zur Endenergieeinsparung sind im Kapitel 7.4 im Anhang detailliert erläutert und für jede Feldanlage individuell angepasst im Kapitel 4.1 ff. wiedergegeben. Die sich ergebenden Daten für die durch Solarthermie und Anlagenoptimierung erreichbare Endenergieeinsparung werden nachfolgend zusammengestellt.

Endenergieeinsparung in Gebäudeanlagen

Abbildung 202 zeigt die Übersicht über alle acht Gebäudeanlagen in Mehrfamilienhäusern. Das Einfamilienhaus Feldanlage 14 Am Rosenbusch ist nicht in die Querauswertung einbezogen.

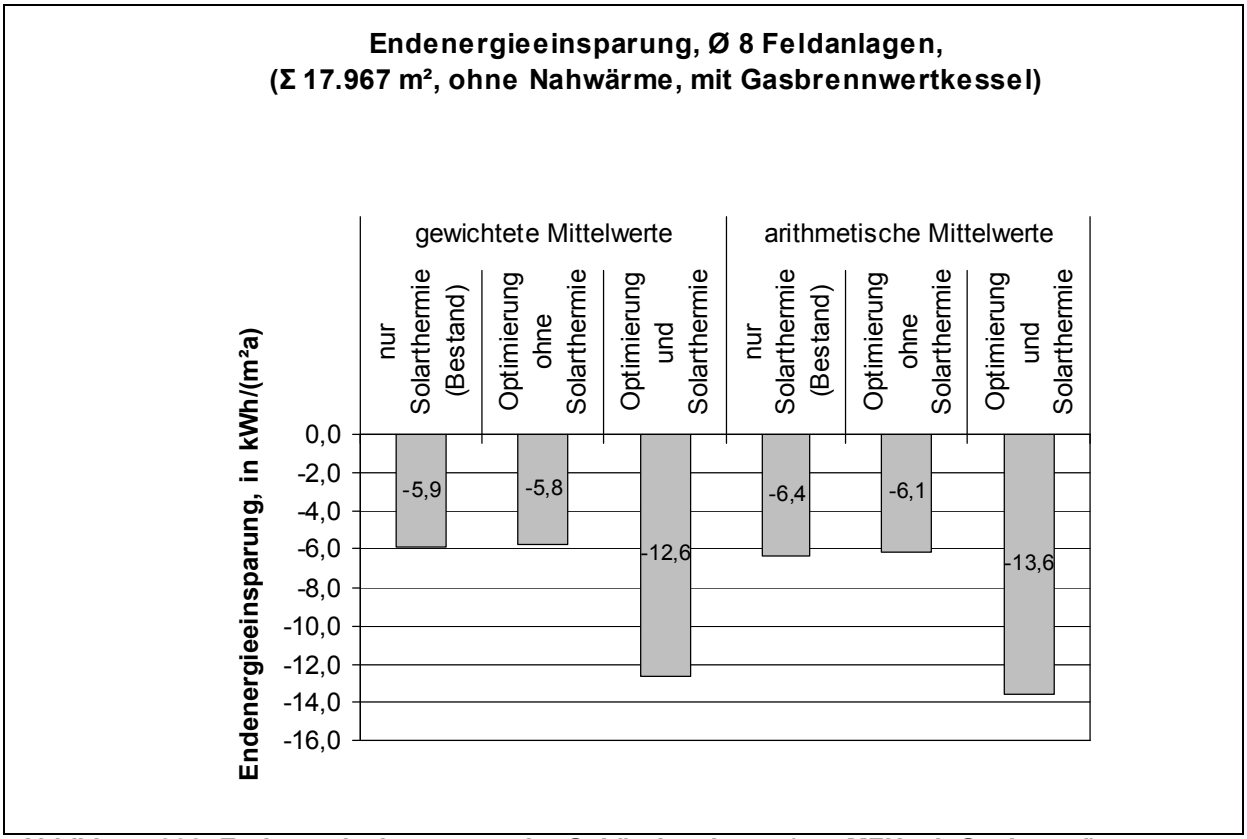


Abbildung 202: Endenergieeinsparung der Gebäudeanlagen (nur MFH mit Gaskessel)

Die Auswertung zeigt eine durch die Solarthermie erreichte Endenergieeinsparung von etwa 6 kWh/(m²a) – je nach Art der Mittelwertbildung. Die Einzelwerte liegen zwischen 3 und 11 kWh/(m²a):

- berechnete Endenergieeinsparung durch die Solarthermie in den Gebäudeanlagen, bezogen auf die beheizte Fläche, in kWh/(m²a):

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
-5,9	-6,4	-3,0	-11,0	8 Projekte

Alternativ zur Endenergieeinsparung der Solarthermieanlage wurde untersucht, welchen Effekt eine Anlagenoptimierung hätte. Dies ist die Minderung der Zirkulationsverluste, Zentralenverluste durch Speicherwegfall und/oder Optimierung und Verbesserung der Erzeugereffizienz. Die Auswertung der Gebäudeanlagen ergibt – bezogen auf den heutigen Zustand mit Solarthermie:

- berechnete Endenergieeinsparung durch eine Anlagenoptimierung ohne Solarthermie in den Gebäudeanlagen, bezogen auf die beheizte Fläche, in kWh/(m²a):

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
0,1	0,3	-9,5	8,7	8 Projekte

Eine Anlagenoptimierung mit gleichzeitigem Wegfall der Solarthermie kann zu einer Einsparung von 9 kWh/(m²a) bezogen auf den heutigen Zustand mit Solarthermie führen oder auch zu einem Mehrverbrauch von 8,7 kWh/(m²a). Die Spanne ist größer, weil der Ausgangszustand der Anlagen mehr oder weniger Potential bietet.

Im Mittel wird ein Mehrverbrauch von 0,1 … 0,3 kWh/(m²a) bezogen auf den heutigen Zustand als Optimierungspotential festgestellt. In der Interpretation bedeutet dieser Wert: die Solarthermie und die Anlagenoptimierung haben – ausgehend von einem nicht optimierten Anfangszustand ohne Solaranlage – fast das gleiche Einsparpotential.

Die beiden Maßnahmen der Anlagenoptimierung und der Einsatz der Solarthermie lassen sich selbstverständlich koppeln. Das führt – verständlich bei den Ausgangswerten – in etwa zu einer Verdoppelung der Effekte. Mit einer zusätzlichen Anlagenoptimierung lassen sich weitere ca. 7 kWh/(m²a) an Endenergie einsparen. Je nach Anlage zwischen knapp 4 und bis 16 kWh/(m²a).

- berechnete erreichte Endenergieeinsparung durch eine Anlagenoptimierung mit Solarthermie in den Gebäudeanlagen, bezogen auf die beheizte Fläche, in kWh/(m²a):

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
-6,7	-7,2	-15,6	-3,6	8 Projekte

Zusammen mit der Solarthermie liegt die Einsparung bei etwa 13 kWh/(m²a) – ausgehend von einem nicht optimierten Anfangszustand ohne Solaranlage.

Endenergieeinsparung in Netzanlagen

Abbildung 203 zeigt die Übersicht über alle drei Netzanlagen mit Gasversorgung. Die Feldanlage 9 Magdeburger Straße mit dem Holzkessel ist nicht in die Querauswertung einbezogen.

Die Auswertung zeigt eine durch die Solarthermie erreichte Endenergieeinsparung von etwa 16 … 18 kWh/(m²a) – je nach Art der Mittelwertbildung. Die Einzelwerte liegen zwischen knapp 11 und etwas mehr als 24 kWh/(m²a). Leider ist die Stichprobe sehr klein.

- berechnete erreichte Endenergieeinsparung durch die Solarthermie in den Netzanlagen, bezogen auf die beheizte Fläche, in kWh/(m²a):

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
-17,8	-15,7	-10,5	-24,4	3 Projekte

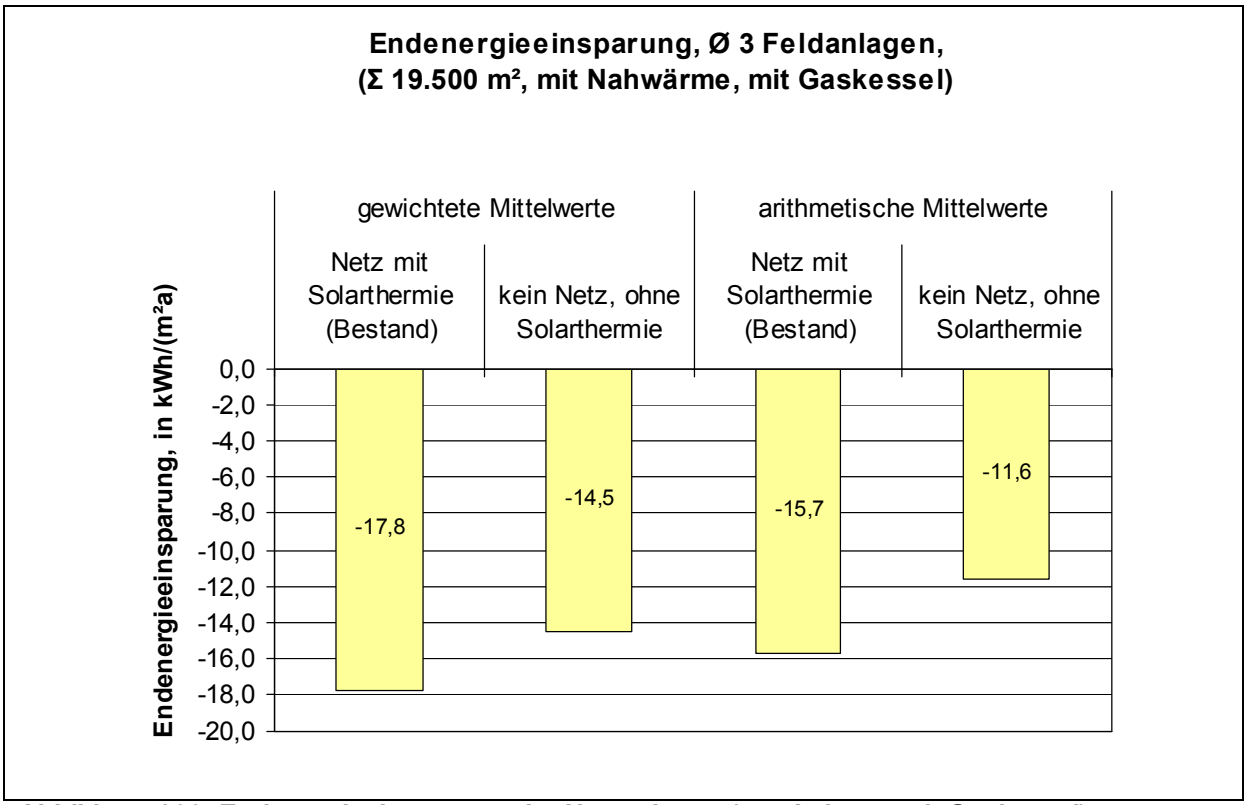


Abbildung 203: Endenergieeinsparung der Netzanlagen (nur Anlagen mit Gaskessel)

Alternativ zur Endenergieeinsparung der Solarthermieanlage wurde untersucht, welchen Effekt der Wegfall von Netz und Zentrale und eine Einzelversorgung der angeschlossenen Baukörper hätten. Die Einzelzentralen enthalten zusätzliche Speicher, aber keine Solarthermie. Die Auswertung der Netzanlagen ergibt für drei Fälle:

- berechnete erreichte Endenergieeinsparung durch Netzwegfall und Anlagenoptimierung ohne Solarthermie, bezogen auf die beheizte Fläche, in kWh/(m²a):

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
2,9	3,5	-18,7	6,8	3 Projekte

Eine Dezentralisierung führt zu einem Mehrverbrauch an Endenergie von 3 … 4 kWh/(m²a) bezogen auf den heute gebauten Zustand mit Nahwärme und Solarthermie. Bei einer Stichprobe von nur drei Anlagen darf dieses Ergebnis nicht überbewertet werden. Die beste Optimierung spart fast 19 kWh/(m²a) Endenergie ein – das ist die Feldanlage 12 Gorch-Fock-Weg in Norderney. Im schlechtesten Fall ergeben sich fast 7 kWh/(m²a) Mehrverbrauch in der Feldanlage 11 Siegfried-Czapski-Straße in Jena.

In der Interpretation bedeutet dieser Wert: die erreichte Endenergieeinsparung durch Solarthermie ist zwar sehr groß, deckt in beiden Fällen aber im Wesentlichen nur etwas mehr als die Netzverluste ab. Der tatsächlich erreichte energetische Vorteil ist mit 3 … 4 kWh/(m²a) noch kleiner als bei den Gebäudeanlagen. Das spricht nicht gegen die Solarthermie als Technologie, sondern gegen das Netzkonzept.

Die beiden Maßnahmen des Netzwegfalls und der Einsatz der Solarthermie auf den einzelnen Baukörpern (es ergeben sich Gebäudeanlagen) ließen sich auch kombiniert betrachten. Es wird aufgrund nur zu vermutender gebäudeweiser Solarerträge darauf verzichtet.

Untersuchung von Einflussgrößen auf die Endenergieeinsparung

Die Einflussgrößen auf die erreichte bzw. erreichbare Endenergieeinsparung der Solarthermieanlage sind vielfältig. Sie sollen hier nicht vertieft grafisch ausgewertet werden, da sich Kapitel 5.5.1 mit den Einflüssen auf die Solarthermie noch detailliert befasst.

Abbildung 204 zeigt den Zusammenhang zwischen gemessenem Kollektorkreisertrag und berechneter erreichter Endenergieeinsparung in allen Feldanlagen. Zur Vervollständigung: die beiden Werte unterscheiden sich, weil vom Kollektorkreisertrag anteilige Speicherverluste abzuziehen sind (negativ für Solarthermie), andererseits die kostenlose Solarenergie nicht mit einem Kesselnutzungsgrad bewertet wird (positiv für Solarthermie).

Beide Effekte heben sich nicht komplett gegenseitig auf. Es gibt eine Unsicherheit (siehe Fehlermarkierungen in Abbildung 204), die vor allem im Einfluss der Solarthermie auf die Kesseleffizienz begründet ist. Es ist festzustellen, dass im Mittel die erreichte Endenergieeinsparung **0,6 kWh/(m²a)** unter dem Kollektorkreisertrag liegt.

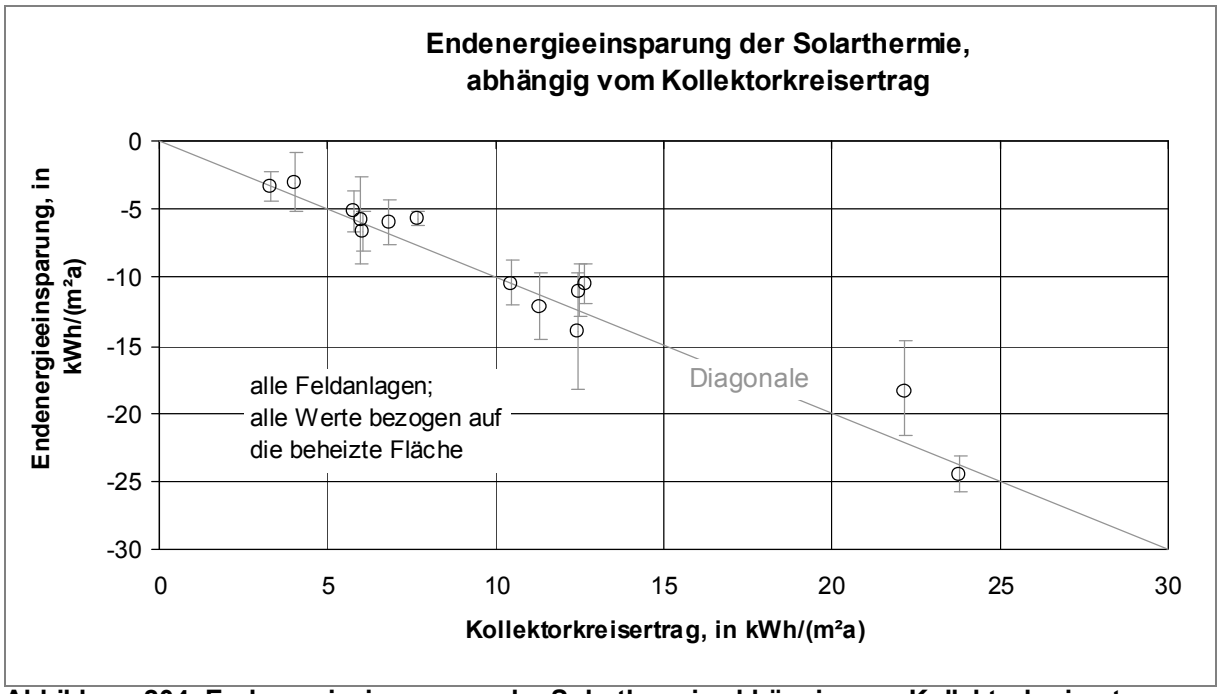


Abbildung 204: Endenergieeinsparung der Solarthermie abhängig vom Kollektorkreisertrag

Abbildung 205 zeigt den Einfluss der Anlagenverluste (Zirkulation, Speicher, Erzeuger) auf die durch Anlagenoptimierung erreichbaren Einsparungen ohne Solarthermie. Ausgewertet sind nur die 8 Mehrfamilienhäuser mit Gebäudeanlagen. Es ist kein eindeutiger Zusammenhang erkennbar. Die gleichzeitig wegfallende Solarthermieanlage beeinflusst hier die Auswertung.

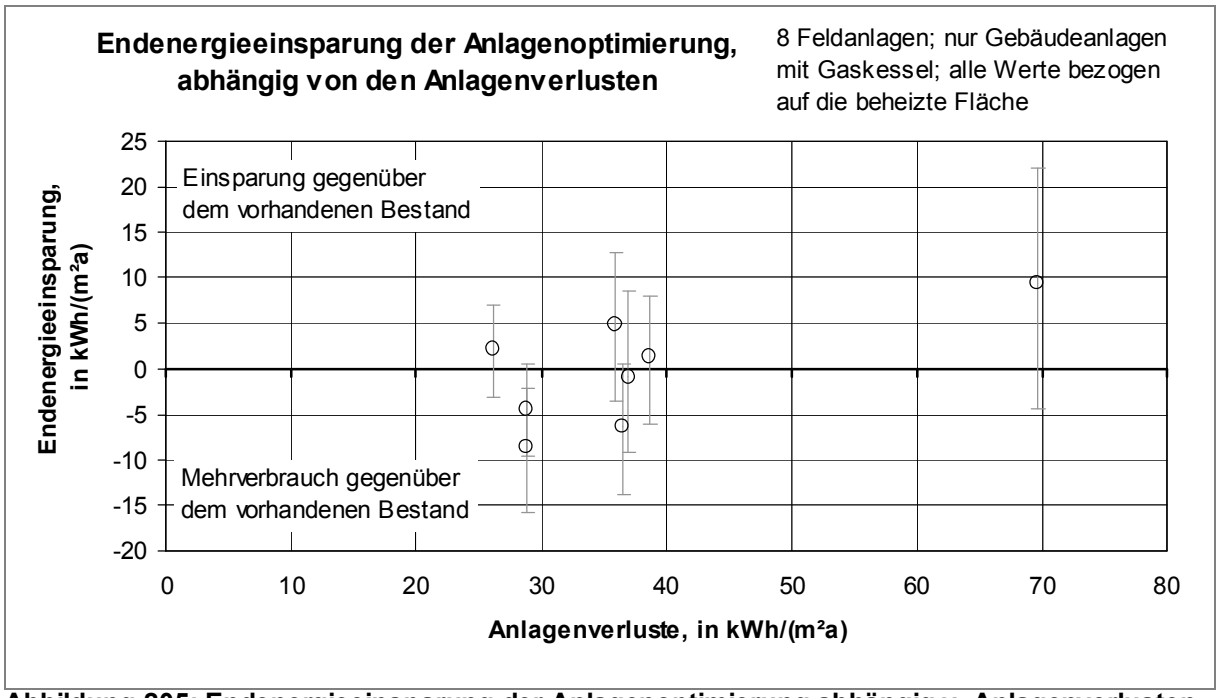


Abbildung 205: Endenergieeinsparung der Anlagenoptimierung abhängig v. Anlagenverlusten

Ein besserer Zusammenhang ist in Abbildung 206 hergestellt. Es ist erkennbar, dass eine Endenergieeinsparung gegenüber dem vorhandenen Bestand mit Solarthermie immer dann auftritt, wenn der Kesselnutzungsgrad schlecht ist. Ist bereits im Bestand der Kesselnutzungsgrad besser, kann die Anlagenoptimierung die wegfallende Solarthermie nicht kompensieren.

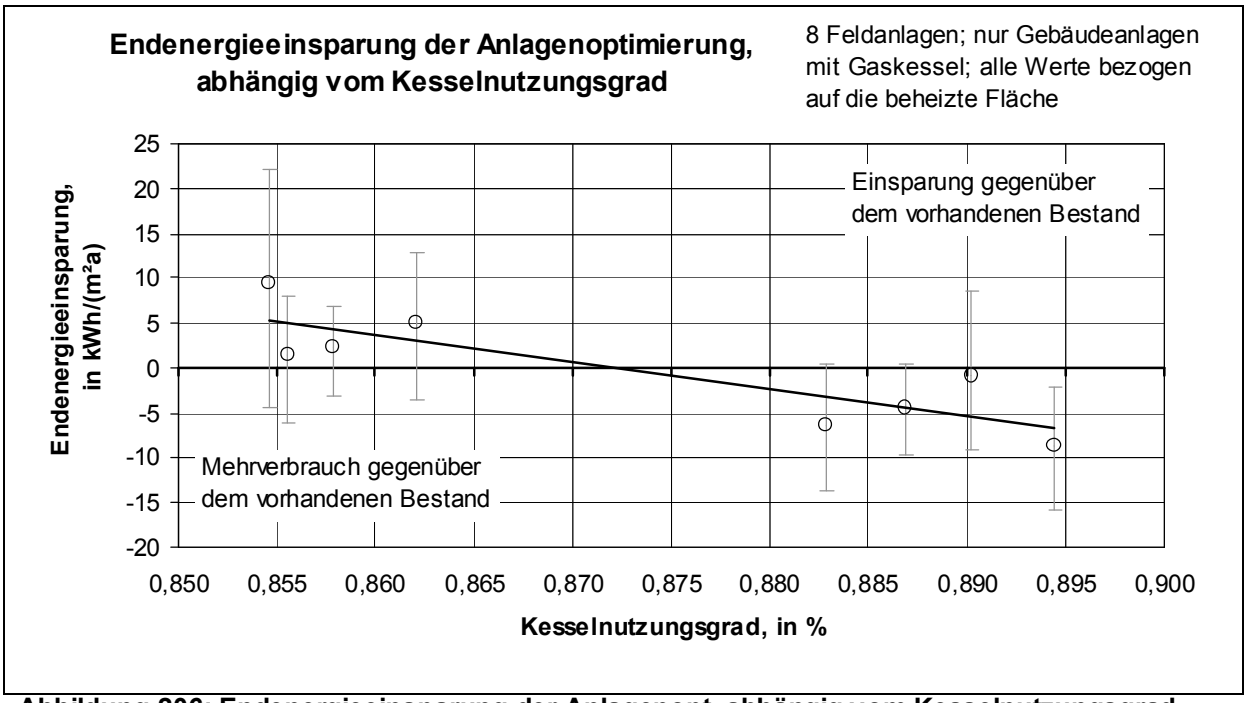


Abbildung 206: Endenergieeinsparung der Anlagenopt. abhängig vom Kesselnutzungsgrad

Ausgehend aus der – leider vergleichsweise kleinen – Stichprobe lässt sich ableiten, dass bei Kesselnutzungsgraden im Bestand unter 87 % (brennwertbezogen) zunächst der Kessel mit Qualitätssicherung optimiert werden sollte, bevor eine Solarthermie zusätzlich installiert wird – da die erreichbare Endenergieeinsparung dort größer ist.

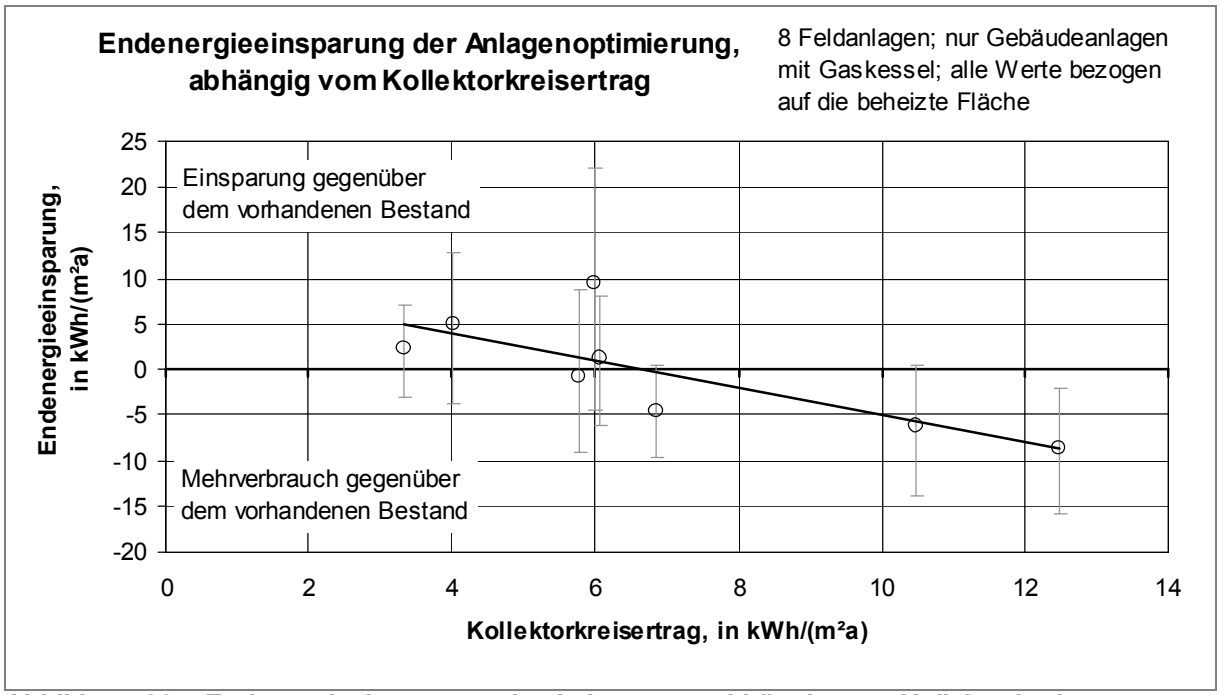


Abbildung 207: Endenergieeinsparung der Anlagenopt. abhängig vom Kollektorkreisertrag

Eine ähnliche Auswertung zeigt Abbildung 207. Der Vorteil einer Anlagenoptimierung anstelle der Solarthermie ist besonders groß, wenn der erreichte Kollektorkreisertrag klein ist. Liegt der Kollektorkreisertrag über ca. 7 kWh/(m²a) ist die Anlagenoptimierung sinnvoll, aber in ihrer Auswirkung auf die Endenergie geringer als die Anlagenoptimierung ohne Solarthermie.

5.5 Energiekennwerte von Teilkomponenten

Für die einzelnen Teilbereiche der Anlagentechnik werden in diesem Abschnitt Einzeluntersuchungen durchgeführt. Es sollen mit Hilfe von Querauswertungen Einflussgrößen auf die Effizienz des Kollektorkreises, der Kessel, Zentrale, des Nahwärmenetzes und der Trinkwarmwasserzirkulation herausgearbeitet werden.

5.5.1 Kollektorkreis

Mittelwerte der Gebäudeanlagen

Die erreichten Kollektorkreiserträge liegen in den Gebäudeanlagen zwischen 239 und 495 kWh/(m²a). Der Mittelwert beträgt ca. 360 kWh/(m²a). Die Stichprobe umfasst 9 Feldanlagen in Mehrfamilienhäusern. Das Einfamilienhaus Anlage 14 Am Roseneck wurde ausgenommen.

- Kollektorkreisertrag bezogen auf die Kollektorfläche in Gebäudeanlagen, in kWh/(m²a):

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
354	364	239	495	9 Projekte

Damit ergeben sich solare Deckungsanteile von 2,9 … 13,6 %. Der Mittelwert liegt bei 7 %. In keiner der Anlagen wurde die Zielquote des EEWärmeG (15 %-Marke des Wärmeenergiebedarfs) erreicht.

Es ist anzumerken, dass nur eines der Gebäude bei seiner Errichtung unter dieses Gesetz fällt: die Anlage 8 Rellinger Straße. Hier wurde auch das Maximum aller Anlagen von 13,6 % erreicht – nach Ende der Bautrocknungsphase wird voraussichtlich die 15 %-Marke überschritten.

Die Sinnhaftigkeit der "15 %-Marke" wird jedoch von den Autoren in Frage gestellt, da sie sich nicht auf den End- sondern auf den Wärmeenergiebedarf ohne Berücksichtigung der Kesselverluste und der zusätzlichen (durch die Solarthermie bedingten) Speicherverluste bezieht.

- solarer Deckungsanteil in Gebäudeanlagen, in %

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
6,8%	7,2%	2,9%	13,6%	9 Projekte

Die erreichten kollektorflächenbezogenen Kennwerte und auch Deckungsanteile liegen deutlich unter denen von Simulationen, siehe auch Berichtsteil 4!

Mittelwerte der Netzanlagen

Bei den vier Netzanlagen sind Erträge zwischen 215 und 421 kWh/(m²a) erreicht worden. Der Mittelwert beträgt ca. 300 … 330kWh/(m²a) – je nach Verfahren der Mittelwertbildung. Der Ertrag liegt etwas unter dem der Gebäudeanlagen, was mit einer deutlich größeren Kollektordimensionierung zu begründen ist.

- Kollektorkreisertrag bezogen auf die Kollektorfläche in Netzanlagen, in kWh/(m²a):

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
330	300	215	421	4 Projekte

Der ereichte solare Deckungsanteil ist deutlich größer, was ebenfalls auf die Dimensionierung zurückzuführen ist. Werte von 8 bis 28 % sind erreicht worden. Der Mittelwert liegt bei 18 %.

- solarer Deckungsanteil in Netzanlagen, in %

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
18,4%	18,0%	7,8%	27,8%	4 Projekte

Einfluss des Trinkwarmwassernutzens und der Zirkulation

Im ersten Schritt wird der Einfluss der Trinkwarmwasserbereitung auf den kollektorflächenbezogenen Ertrag untersucht. Es werden nur die Gebäudeanlagen in die Auswertung einbezogen, bei denen Angaben zu Zirkulationsverlusten und gezapften Wassermengen vorliegen.

Abbildung 208 zeigt den Zusammenhang zwischen Kollektorkreisertrag und gezapfter Wassermenge. Der Zusammenhang ist trotz kleiner Stichprobe und schwankender Einzelwerte erkennbar. Mit steigenden Zapfmengen steigt der Kollektorkreisertrag. Ein großer Nutzen steigert die Kollektoreffizienz.

Abbildung 209 zeigt den Einfluss der Effizienz der Zirkulation auf den Kollektorkreisertrag. In der Tendenz – wenn auch mit deutlichen Ausreißern – steigt der flächenbezogene Kollektorkreisertrag an, wenn der Nutzungsgrad ebenfalls besser ist.

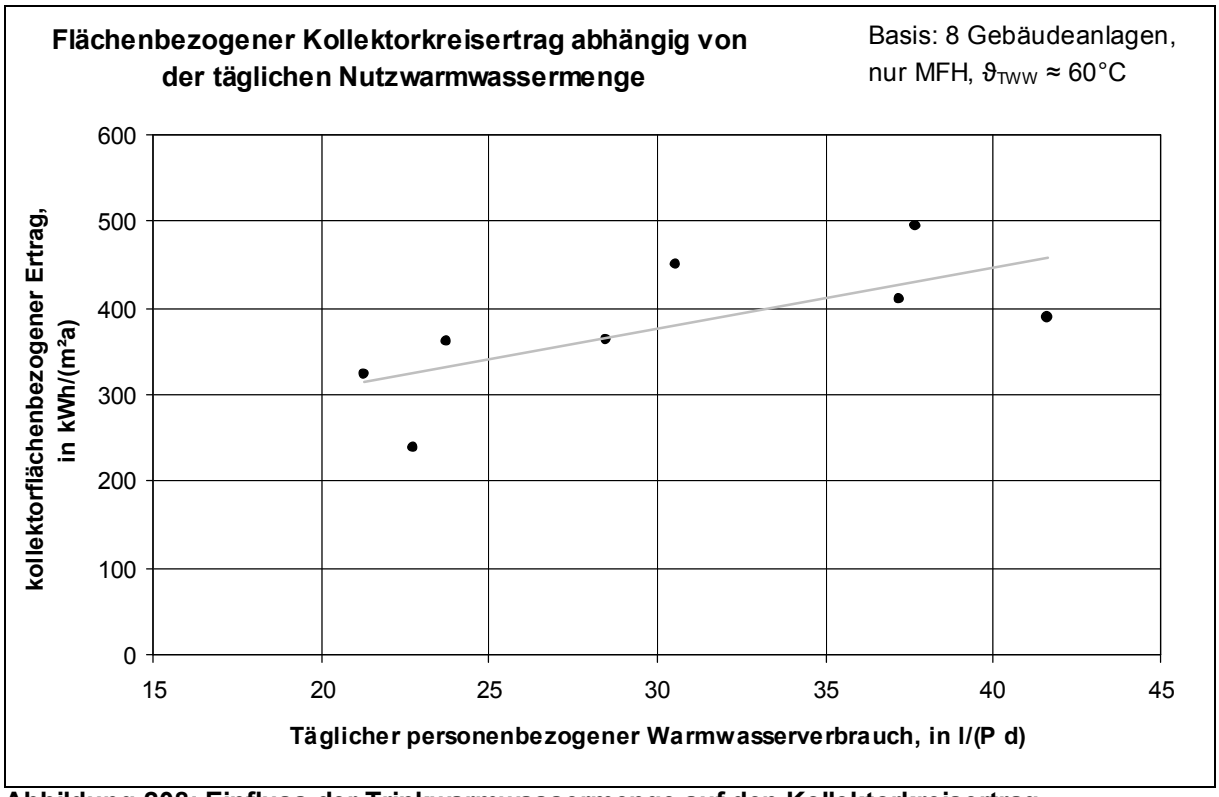


Abbildung 208: Einfluss der Trinkwarmwassermenge auf den Kollektorkreisertrag

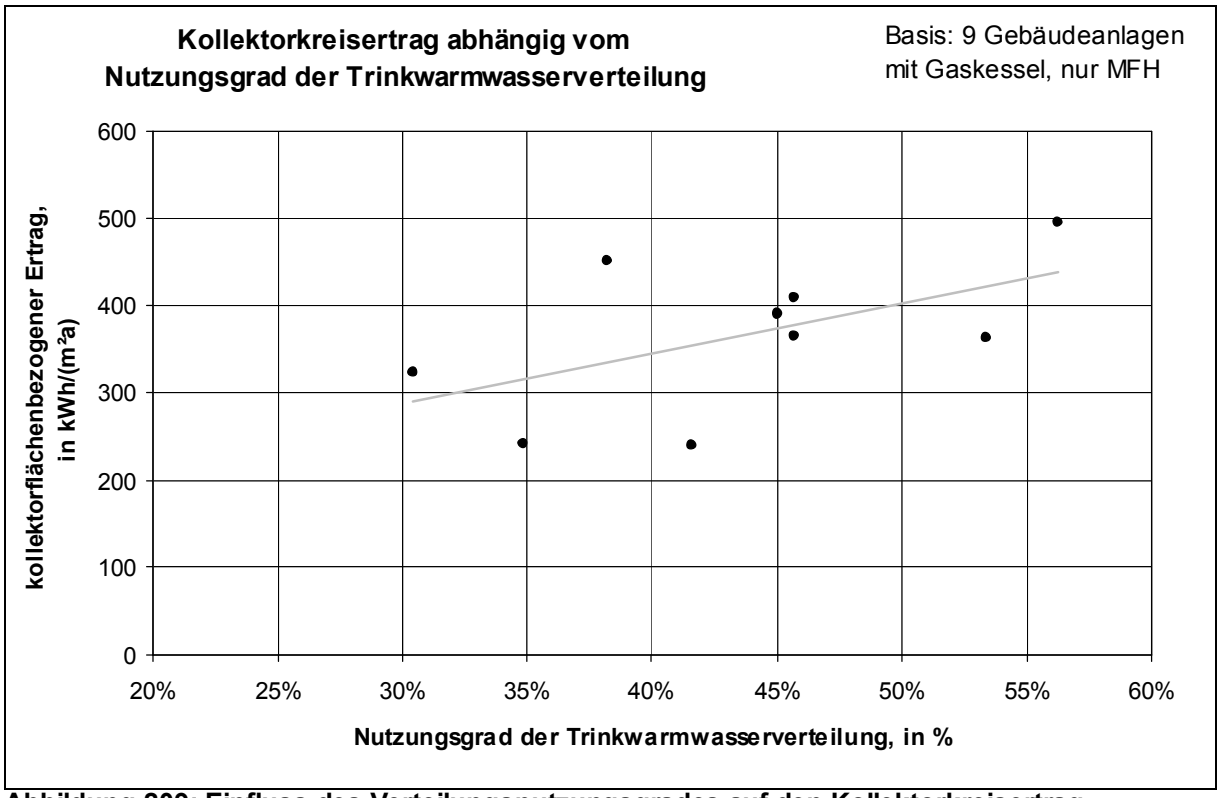


Abbildung 209: Einfluss des Verteilungsnutzungsgrades auf den Kollektorkreisertrag

Die Kombination der Zusammenhänge aus Abbildung 208 und Abbildung 209 lässt sich wie folgt interpretieren: Wenn der Nutzen groß ist und die Zirkulationsverluste anteilig gering, ergibt sich eine gute Effizienz. Im Mittel dürfte die Zulauftemperatur in den Kollektorkreis in diesem Fall geringer (also besser) sein.

Einfluss der Kollektordimensionierung auf den Kollektorkreisertrag

Der Zusammenhang zwischen der installierten Kollektorfläche und dem kollektorflächenbezogenen Ertrag kann als geringfügig besser bezeichnet werden. In Abbildung 210 ist zu erkennen, dass die Flächenvergrößerung bei den Kollektoren den spezifischen Ertrag vermindert. Die Gebäudeanlagen mit Kollektorflächen von 0,8 … 3,4 % der beheizten Fläche erreichen etwas höhere Erträge als die Netzanlagen mit 4 … 6 % Kollektor- je beheizte Fläche. Am schlechtesten schneidet das Einfamilienhaus ab.

Allerdings ist ebenfalls zu erkennen, dass bei gleicher Dimensionierung – bei den Gebäudeanlagen ca. 1,5 % und bei den Netzanlagen ca. 6 % - auch völlig unterschiedliche Ergebnisse erzielt werden können. Hier spielen deutlich mehr Faktoren eine Rolle als die reine Dimensionierung.

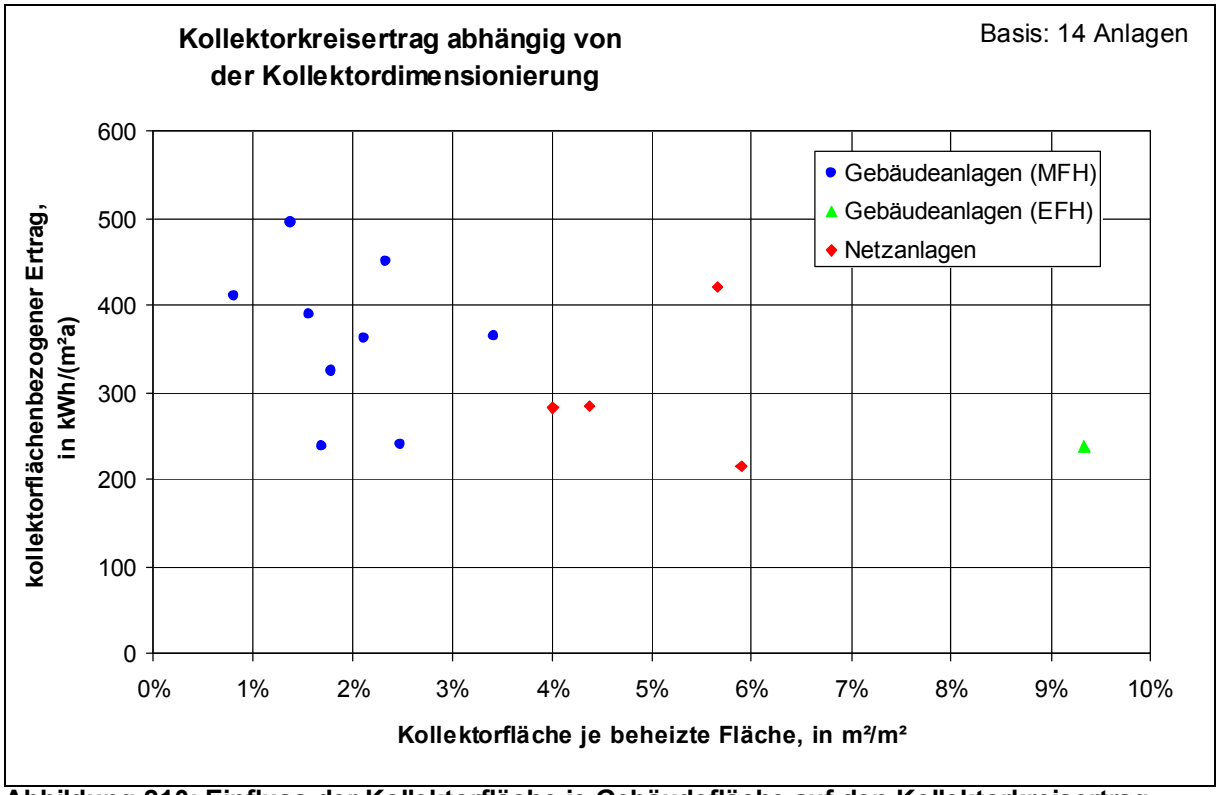


Abbildung 210: Einfluss der Kollektorfläche je Gebäudefläche auf den Kollektorkreisertrag

Abbildung 211 zeigt den Zusammenhang zwischen Kollektorkreisertrag und personenbezogener Dimensionierung. Es können grundsätzlich die gleichen Aussagen wie zu Abbildung 210 gemacht werden.

Der Ertrag sinkt mit steigender Fläche je Person. Jedoch ist die Schwankungsbreite auch bei gleicher Bemessung enorm – was auf andere ertragsrelevante Einflussgrößen schließen lässt.

Eine für den Kollektorkreis optimale Kollektorfläche je Person oder Fläche lässt sich nicht benennen.

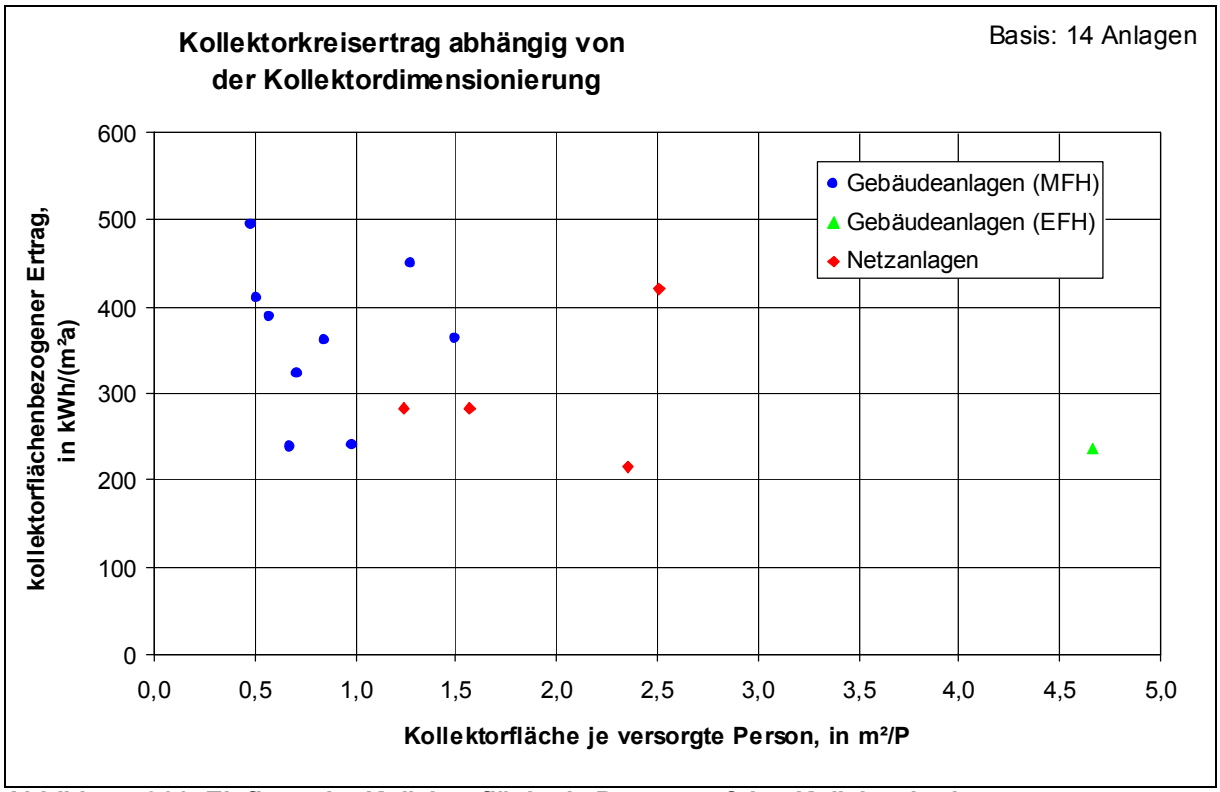


Abbildung 211: Einfluss der Kollektorfläche je Person auf den Kollektorkreisertrag

Einfluss der Speicherdimensionierung auf den Kollektorkreisertrag

Der Ertrag einer Solaranlage hängt vom Speichervolumen ab. Abbildung 212 liefert die Einzelkennwerte aller 14 Feldanlagen. Eingetragen sind in unterschiedlichen Farben die Gebäudeanlagen in Mehrfamilienhäusern und dem Einfamilienhaus sowie die Netzanlagen.

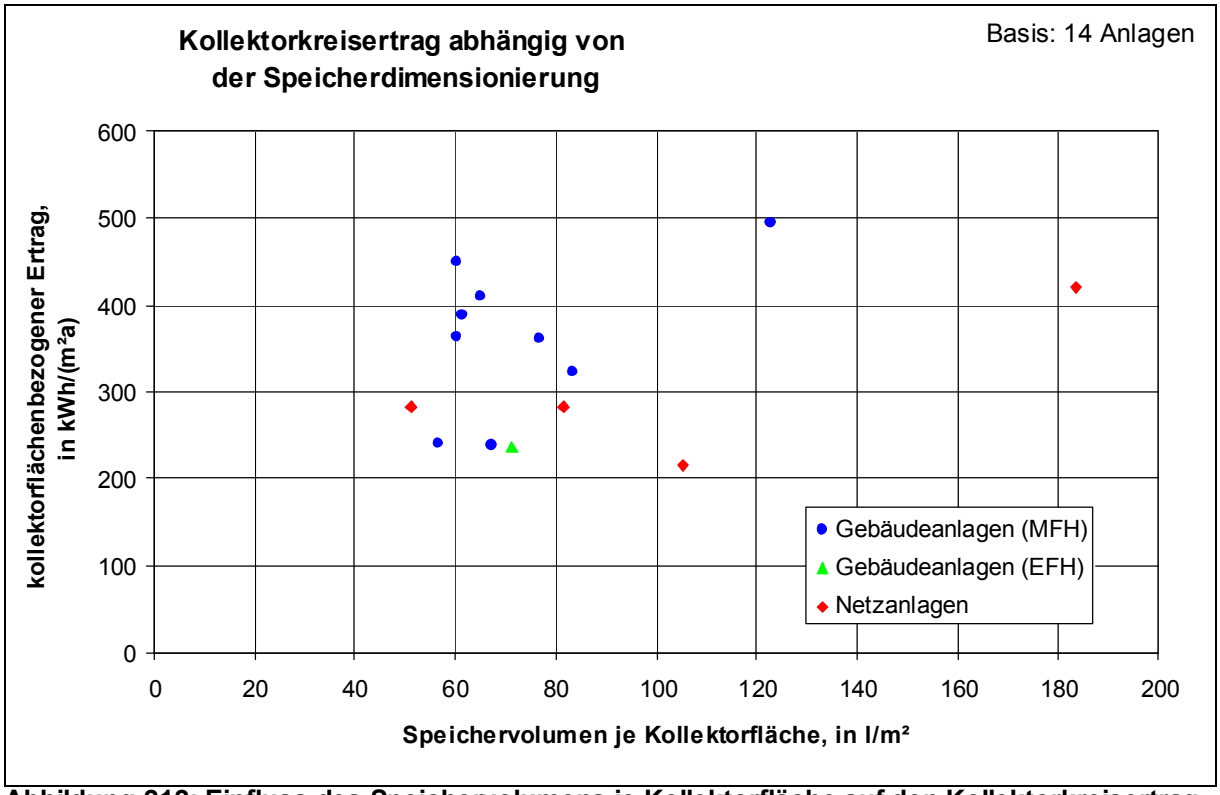


Abbildung 212: Einfluss des Speichervolumens je Kollektorfläche auf den Kollektorkreisertrag

Ein eindeutiger Zusammenhang zwischen dem installierten Speichervolumen je Kollektorfläche und dem Ertrag ist nicht festzustellen. Hier spielen weitere Fakten, d.h. insbesondere die Kollektordimensionierung eine Rolle.

Im Umkehrschluss lässt sich bei den Gebäudeanlagen in Mehrfamilienhäusern feststellen, dass mit Volumina im Bereich 60 … 80 l/m² Kollektorfläche Erträge von 240 … über 400 kWh/(m²a) erreichbar sind.

Abbildung 213 zeigt die gleiche Auswertung, jedoch mit personenbezogenen Volumina. In den Gebäudeanlagen findet man typisch Volumina von 50 … 70 l/Person vor. Die erreichbaren Kollektorkreiserträge korrespondieren wenig mit dem Speichervolumen.

Der Ausreißer unter den Gebäudeanlagen in Abbildung 212 mit einem Ertrag von knapp 500 kWh/(m²a) ist die Feldanlage 2 Alleinsteinstraße. Hier ist ein sehr großes Speichervolumen je Fläche installiert – jedoch liegt dieser Wert personenbezogen in Abbildung 213 im Mittelfeld. Hier ist festzustellen, dass ein für die Personenzahl typisches Speichervolumen mit einer extrem kleinen Kollektorfläche kombiniert wurde, was zu dem hohen Ertrag des Kollektors führt.

Bei den Netzanlagen ist Feldanlage 13 Alter Schlachthof mit über 180 l/m² Kollektorfläche bzw. fast 470 l/Person auffällig. Die personenbezogene Speicherbemessung beträgt hier fast das 10-fache einer üblichen Bemessung in Gebäuden.

Es kann keine Empfehlung hinsichtlich eines optimalen Speichervolumens zur Optimierung des kollektorflächenbezogenen Ertrags gegeben werden.

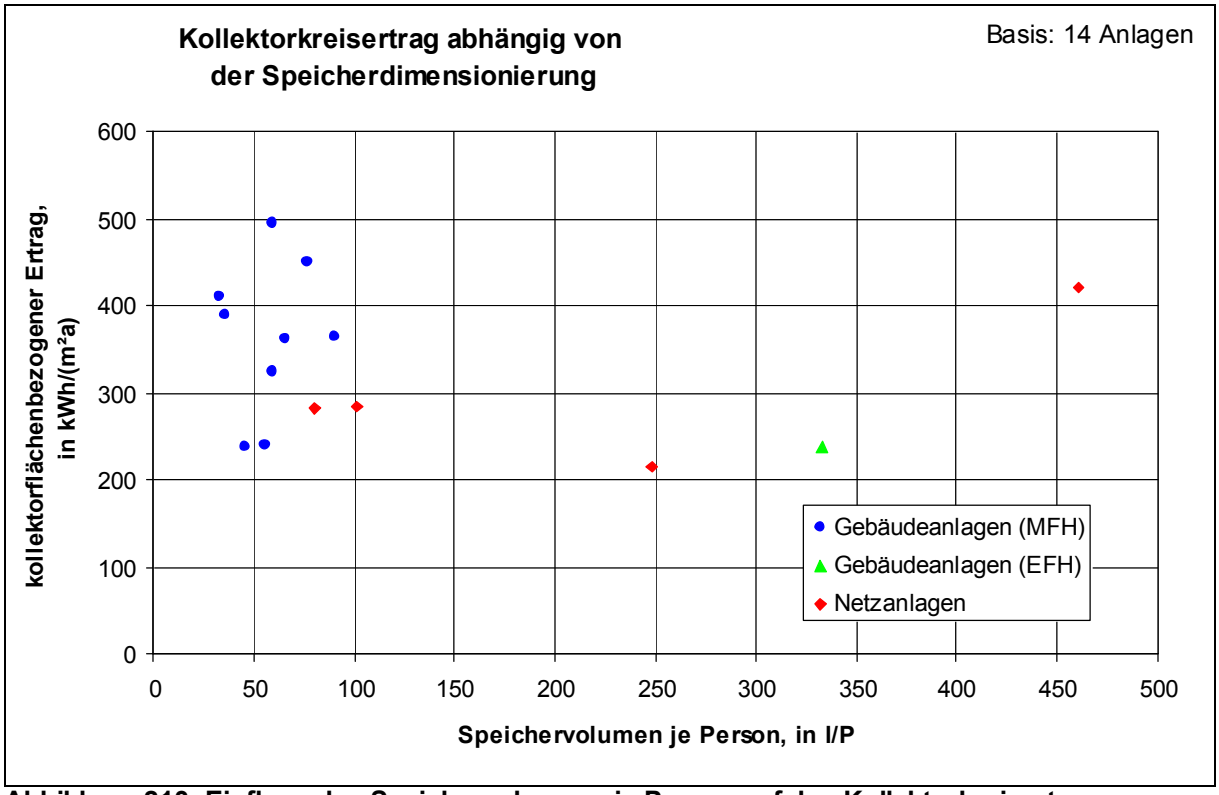


Abbildung 213: Einfluss des Speichervolumens je Person auf den Kollektorkreisertrag

Einfluss der Kollektordimensionierung auf den Deckungsanteil

Abbildung 214 zeigt den erreichten Deckungsanteil in Abhängigkeit von der Kollektordimensionierung. Es ist grundsätzlich erkennbar, dass mit steigender Dimensionierung der Anlage der Deckungsanteil steigt. Das Einfamilienhaus bildet eine auffällige Ausnahme.

Allerdings ist insbesondere bei den Gebäudeanlagen festzustellen, dass trotz gleicher Dimensionierung große Unterschiede im Deckungsanteil auftreten. Beispielsweise kann mit einer Kollektorfläche, die 2,5 % der beheizten Fläche beträgt, ein Deckungsanteil von 2,5 oder über 10 % erreicht werden. Hier spielen weitaus mehr Parameter eine Rolle.

Die Grafik zeigt kein Optimum. Es lässt sich nicht erkennen, dass der Deckungsanteil durch immer weitere Flächenvergrößerung nicht mehr steigerbar ist. Dafür ist die Stichprobe deutlich zu klein und die Abnehmerstruktur zu unterschiedlich.

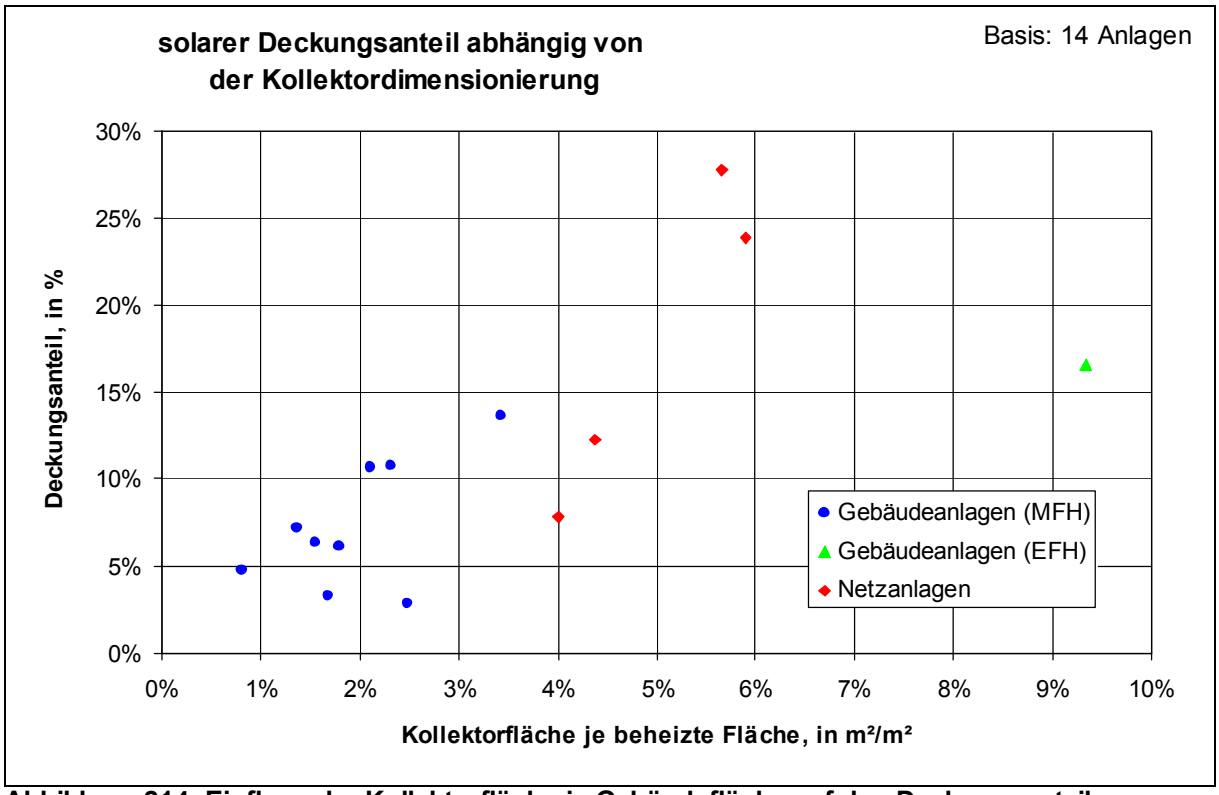


Abbildung 214: Einfluss der Kollektorfläche je Gebäudefläche auf den Deckungsanteil

Abbildung 215 zeigt den vorherigen Zusammenhang, jedoch auf Basis der personenbezogenen Kollektorfläche. Deckungsanteile über 15 % sind nur mit Kollektorflächen von über 2,5 m²/Person erreicht worden. Andererseits wurde ein Deckungsanteil von 7 % mit 0,5 aber auch mit 1,5 m²/Person erreicht.

Es spielt die Abnehmerstruktur – Gebäude oder Netz, heiz- oder warmwasserdominierter Abnehmern usw. – eine entscheidende Rolle. Eine Empfehlung hinsichtlich der Dimensionierung ist nicht ableitbar.

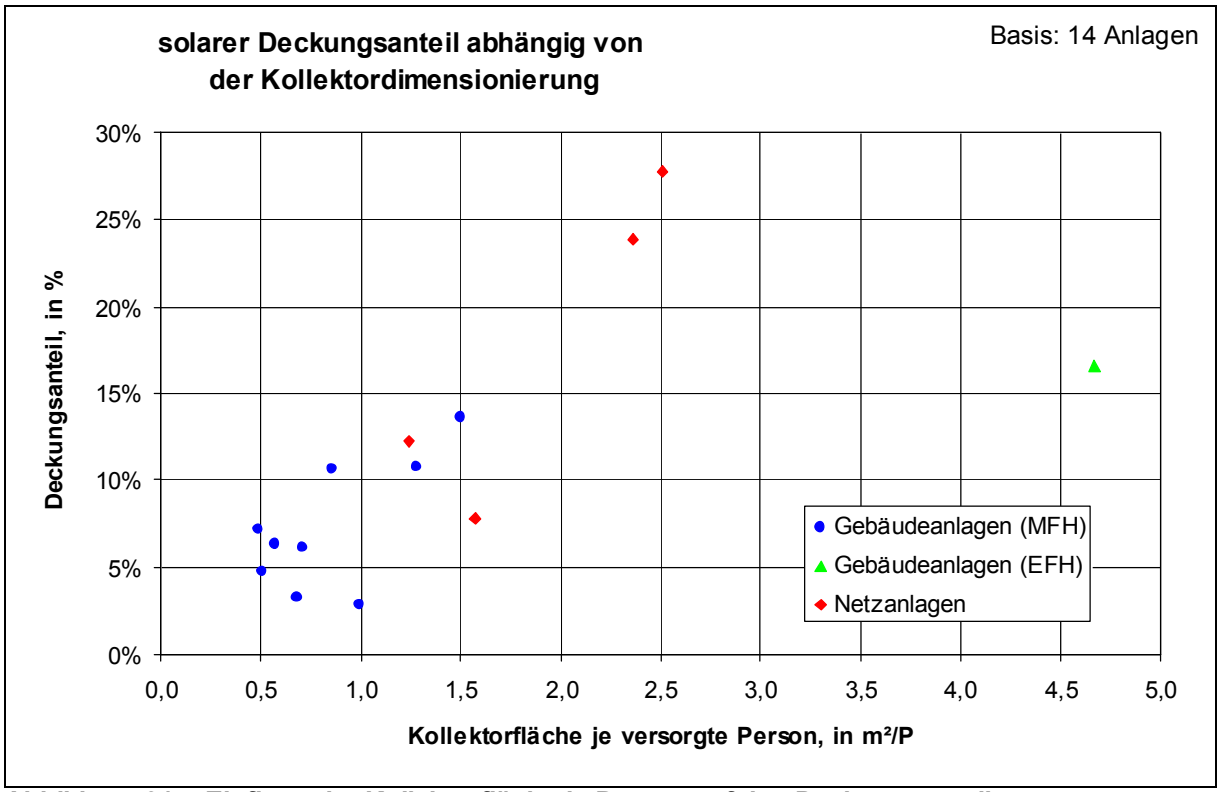


Abbildung 215: Einfluss der Kollektorfläche je Person auf den Deckungsanteil

Einfluss der Speicherdimensionierung auf den Deckungsanteil

Das installierte Speichervolumen wirkt sich auf den solaren Deckungsanteil aus. Abbildung 216 zeigt den Zusammenhang für alle 14 Anlagen.

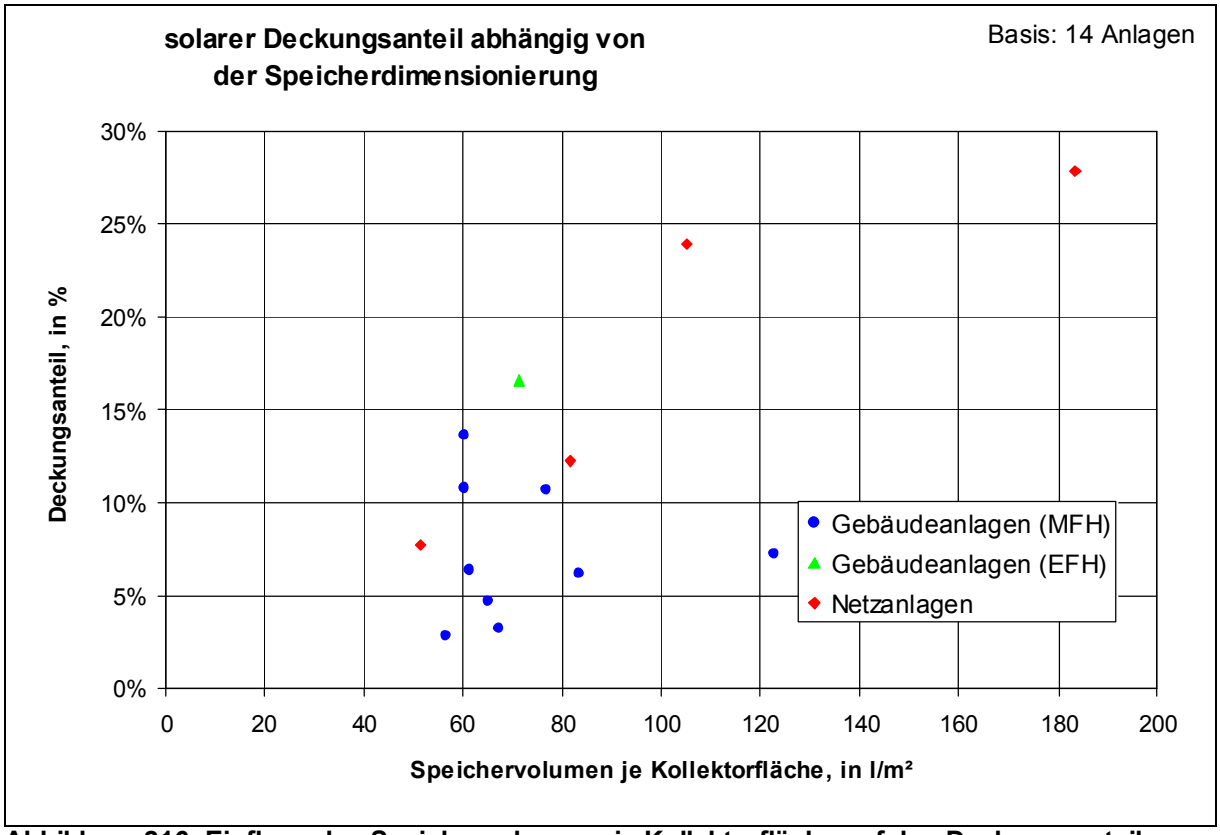


Abbildung 216: Einfluss des Speichervolumens je Kollektorfläche auf den Deckungsanteil

Besonders die Datenreihe der Gebäudeanlagen in den Mehrfamilienhäusern lässt keinen Zusammenhang – und kein Optimum – erkennen.

Generell zeigen die großzügiger dimensionierten Speicher in den Netzanlagen bessere Deckungsanteile. Jedoch ist hier eine Überlagerung der Kollektordimensionierung festzustellen: in diesen Anlagen sind auch die Kollektorflächen deutlich größer. Insofern soll auf eine weitere Interpretation verzichtet werden.

In Abbildung 217 ist der Zusammenhang personenbezogen zu erkennen. Insgesamt ist der Trend zu höheren Deckungsanteilen bei größeren Speichervolumina zu erkennen.

Es ist zusätzlich anzumerken, dass bei allen Netzanlagen insgesamt auch mehr Kollektorfläche installiert ist – und nicht das Speichervolumen allein maßgeblich ist.

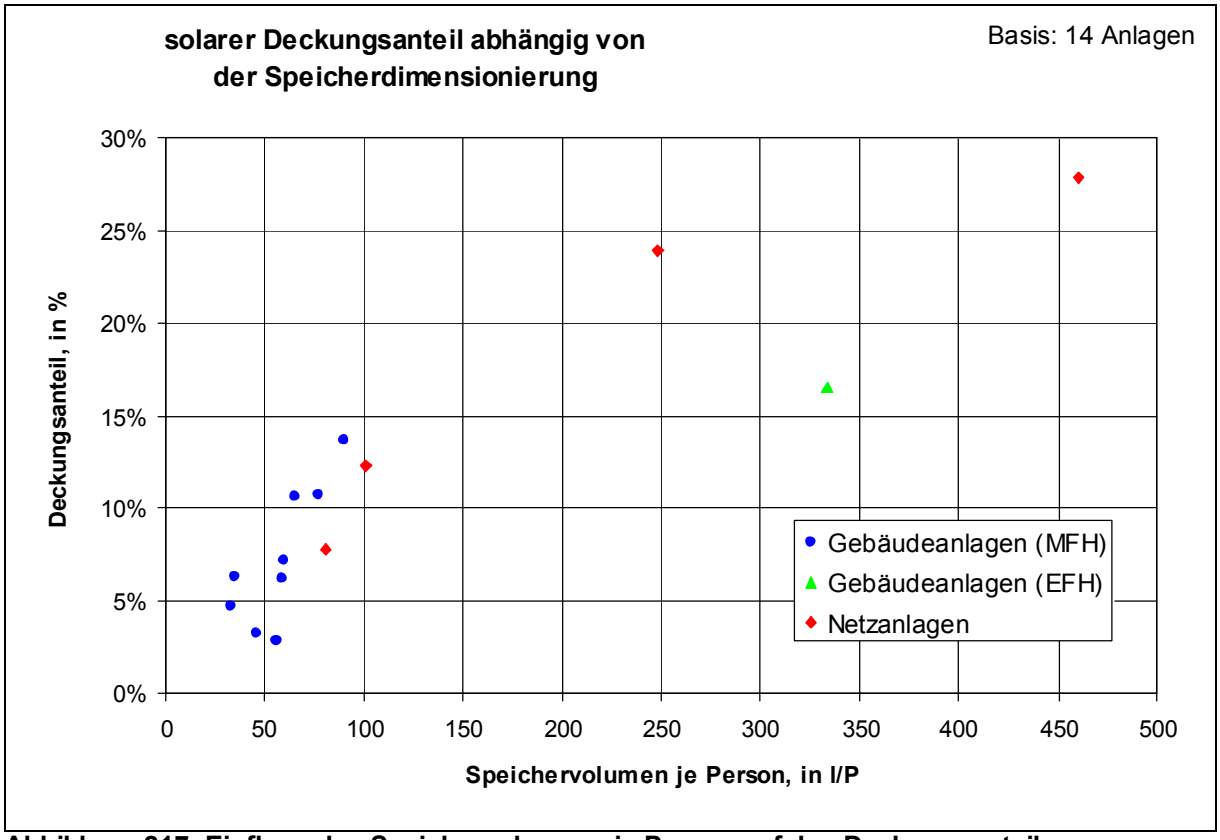


Abbildung 217: Einfluss des Speichervolumens je Person auf den Deckungsanteil

Zusammenfassung

Es lässt sich erkennen, dass der Kollektorkreisertrag von der Zapfmenge an Trinkwarmwasser und dem Verteilungsnutzungsgrad abhängt. Je mehr Trinkwarmwasser gezapft wird und je geringer die Zirkulationsverluste bzw. deren Anteil an der Trinkwarmwasserenergie, desto höhere Erträge wurden erreicht.

Sowohl die Speicherdimensionierung als auch die Kollektorbemessung beeinflussen den Ertrag und Deckungsanteil. Die Speicherbemessung hat insgesamt einen geringeren Einfluss auf das Ergebnis als die Kollektorbemessung.

Steigen Kollektorfläche je Person bzw. beheizter Fläche an, werden erwartungsgemäß höhere Deckungsraten erreicht. Gleichzeitig sinkt der kollektorflächenbezogene Ertrag ab – jedoch nur sehr gering. Die Streubreite der Ergebnisse ist jeweils so stark, dass sich kein Optimum ableiten lässt. Gleiches gilt für das Speichervolumen.

5.5.2 Kessel

Die Effizienz des Wärmeerzeugers hängt in der theoretischen Betrachtung von sehr vielen Einflussgrößen ab: u. a. von der Dimensionierung (Überdimensionierung) und der mittleren Belastung, dem Regelverhalten (Modulation) und dem Wasserinhalt.

Für eine statistisch abgesicherte Auswertung dieser Einflüsse auf den Nutzungsgrad ist die vorhandene Stichprobe deutlich zu klein. Die nachfolgenden Grafiken sollen dennoch die Ergebnisse in Hinblick auf die genannten Einflüsse der Kesseleigenschaften, der Dimensionierung und sonstiger Anlageneigenschaften auf den Nutzungsgrad aufzeigen.

Für die Interpretation der Kesseleffizienz in den solarthermisch unterstützten Feldanlagen sollte man sich der jeweiligen Potenziale auf die Endenergieeinsparung bewusst sein. Die typische Bandbreite der in den Feldanlagen gemessenen Jahresnutzungsgrade zwischen 85 … 94 % ergibt genauso große Unterschiede in den Kesselverlusten (± 10 kWh/(m²a)) wie der in den Feldanlagen typisch gemessene Solarertrag (7 … 12 kWh/(m²a)).

Erreichte Effizienz

In der vorhandenen Auswertung können für 13 Brennwertkesselanlagen in 11 Feldanlagen der Nutzungsgrad und die Erzeugerverluste bestimmt werden. Es ergibt sich ein brennwertbezogener mittlerer Nutzungsgrad von 87,8 … 88,1 % (je nach Art der Mittelwertbildung). Dies entspricht einem heizwertbezogenen Nutzungsgrad von 97,5 … 97,8 %.

- Nutzungsgrade der Gasbrennwertkessel, in %

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
88,1%	87,8%	85,5%	93,6%	13 Kessel

Der geringste Wert wurde erreicht bei dem Niedertemperaturkessel mit nachgeschalteten Abgaswärmeübertrager in der Feldanlage 10 Olbersstraße. Der Maximalwert von dem größten Gerät in der Auswertung, dem 575 kW-Kessel in der Feldanlage 13 Alter Schlachthof, in Speyer.

Die zugehörigen flächenbezogenen Wärmeerzeugerverluste aller 13 auswertbaren Brennwertkessel liegen bei 11 … 13 kWh/(m²a). Bei den Zweikesselanlagen wurde als Bezugsfläche die Hälfte der Gebäudefläche gewählt. Die Streubreite ist sehr groß, da der Kennwert nicht nur von der Effizienz, sondern auch von der zu produzierenden Wärmemenge abhängt.

Der Maximalwert ergibt sich ebenfalls in der Feldanlage 10 Olbersstraße.

Der geringste Wert ergibt sich bei einem der beiden Kessel in der Feldanlage 11 Siegfried-Czapski-Straße. Es ist davon auszugehen, dass der Wert so niedrig ist, weil dies ein Spitzenlastkessel ist, der anteilig wenig Wärme erzeugt.

- flächenbezogene Wärmeerzeugerverluste der Gasbrennwertkessel, in kWh/(m²a)

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
11,1	13,2	1,3	34,4	13 Kessel

Die brennwertbezogene Effizienzen des Niedertemperaturkessels (η_a = 81,8 %) und des Holzkessels (η_a = 75,3 %) liegen deutlich unter denen der Gasbrennwertkessel.

Die Projektergebnisse sind grundsätzlich vergleichbar mit den Feldmessungen an kleinen Kesselanlagen in Einfamilienhäusern der Jahre 2003 und 2004 [BW03]. Es wurden Jahresnutzungsgrade von 86,8 % (60 Brennwertkessel) und 75,1 % (7 Niedertemperaturkessel) gemessen. Das entsprach Wärmeerzeugerverlusten von 15,9 bzw. 37,8 kWh/(m²a).

Die erreichten Ergebnisse der Großanlagen sind geringfügig besser, was größtenteils der Gerätegröße zugeschrieben wird, aber auch der besseren Effizienz neuerer Kessel.

Einfluss von Kesseleigenschaften auf den Nutzungsgrad

Die nachfolgenden Auswertungen untersuchen Einflüsse der Kesseleigenschaften auf die Effizienz. Für alle Auswertungen ist vorab festzustellen, dass sich keine eindeutigen Abhängigkeiten zeigen. Dies liegt zum einen an der sehr kleinen Stichprobe. Andererseits wird vermutet, dass eine Abhängigkeit von mehreren kombinierten Parametern besteht. Jedoch kann keine multivariable Auswertung aufgrund der kleinen Stichprobe durchgeführt werden.

Abbildung 218 zeigt den Nutzungsgrad aufgetragen über der Kesselnennwärmeleistung (maximale Modulation). Für die Brennwertkessel ist kein eindeutiger Trend erkennbar.

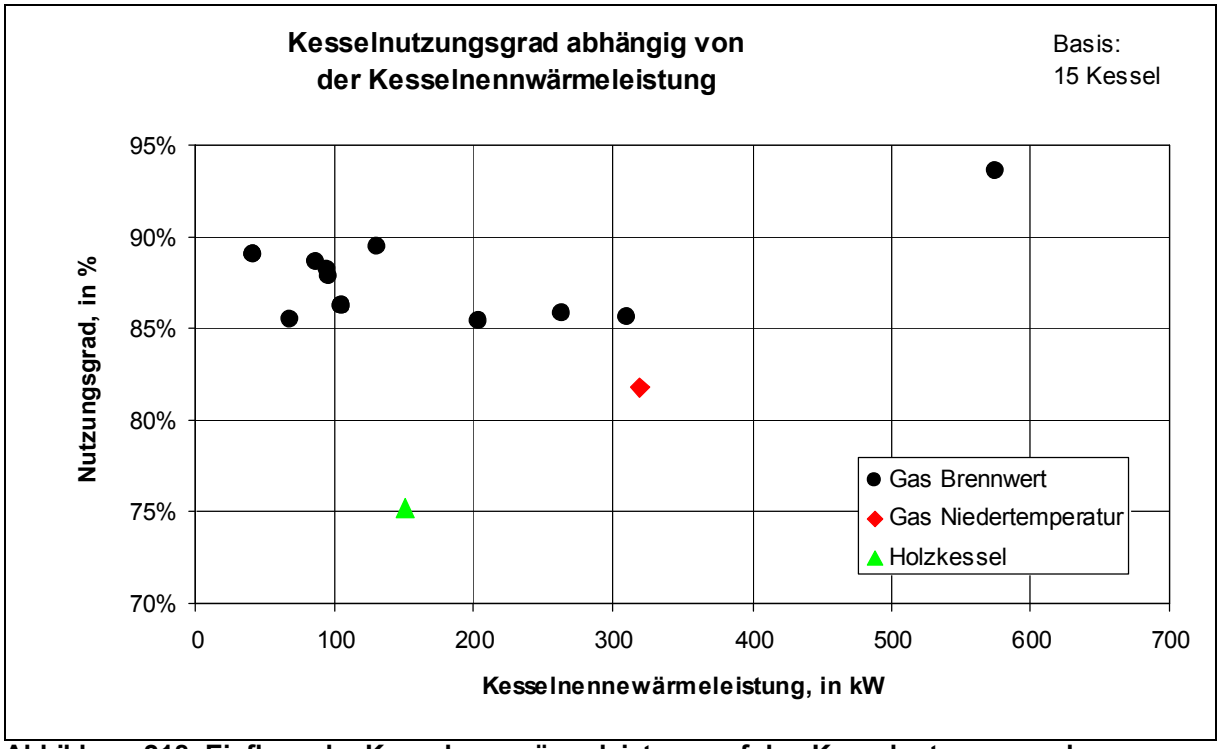


Abbildung 218: Einfluss der Kesselnennwärmeleistung auf den Kesselnutzungsgrad

Abbildung 219 stellt den Zusammenhang zwischen Kesselwasserinhalt und Nutzungsgrad her. Die beiden Brennwertkessel mit mittlerem Wasserinhalt um 1 l/kW weisen die besten Effizienzen auf. Die Thermen mit weniger als 0,2 l/kW schneiden teilweise besser ab als die Geräte mit sehr großem Wasserinhalt um 2 l/kW.

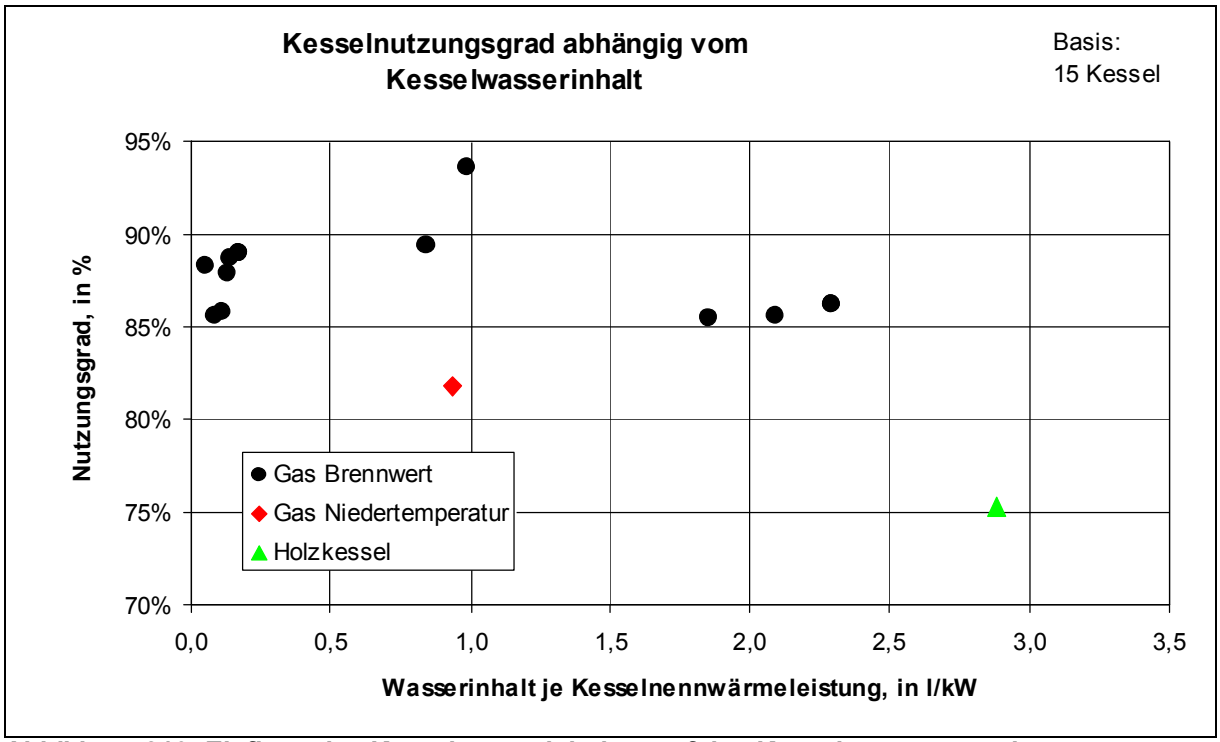


Abbildung 219: Einfluss des Kesselwasserinhaltes auf den Kesselnutzungsgrad

Die Modulation der Brennwertkessel liegt zwischen 20 und 69 %, bei einem Mittelwert von 35 %. Abbildung 220 zeigt die Auftragung des Nutzungsgrades über der Modulation. Es lässt sich aus der Stichprobe kein Zusammenhang erkennen.

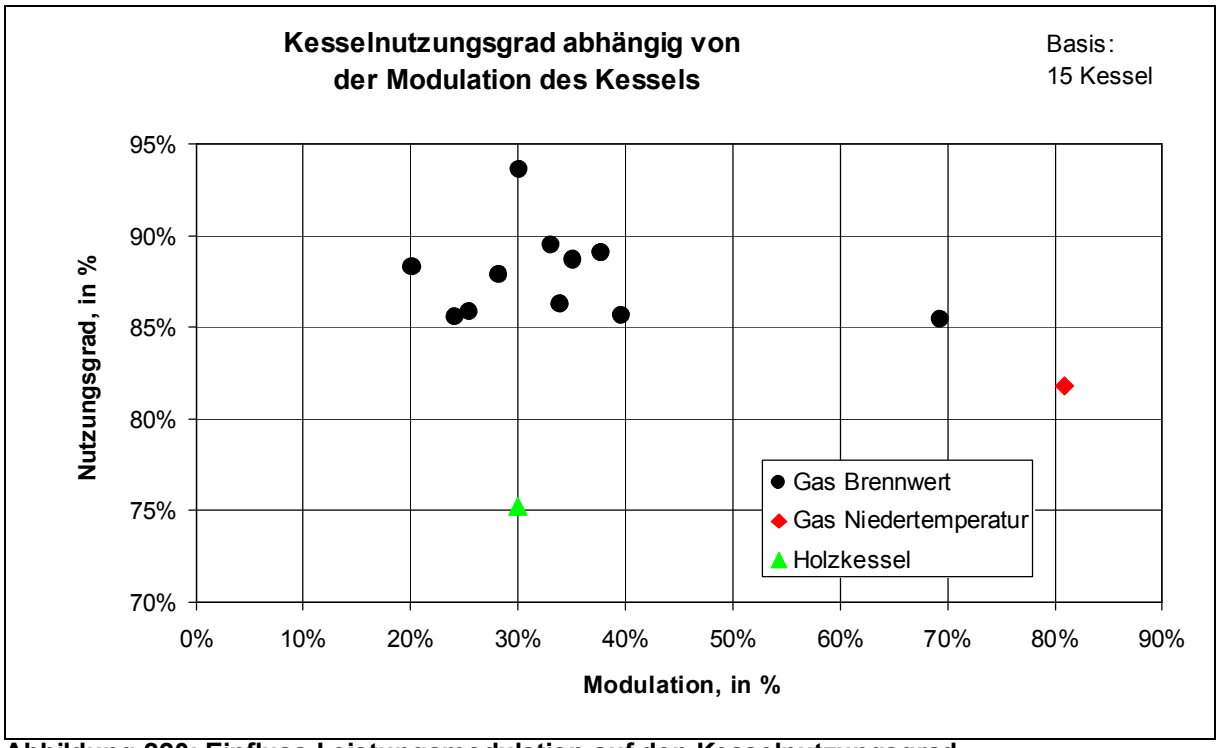


Abbildung 220: Einfluss Leistungsmodulation auf den Kesselnutzungsgrad

Einfluss der Dimensionierung auf den Nutzungsgrad

Abbildung 221 stellt den Zusammenhang zwischen Nutzungsgrad und Überdimensionierung her. Basis der Auswertung sind Gesamtanlagen, d.h. es wurde bei Zweikesselanlagen der Summenwert der installierten Kesselleistung durch die Heizlast geteilt. Die Grafik zeigt keine Abhängigkeit beider Größen.

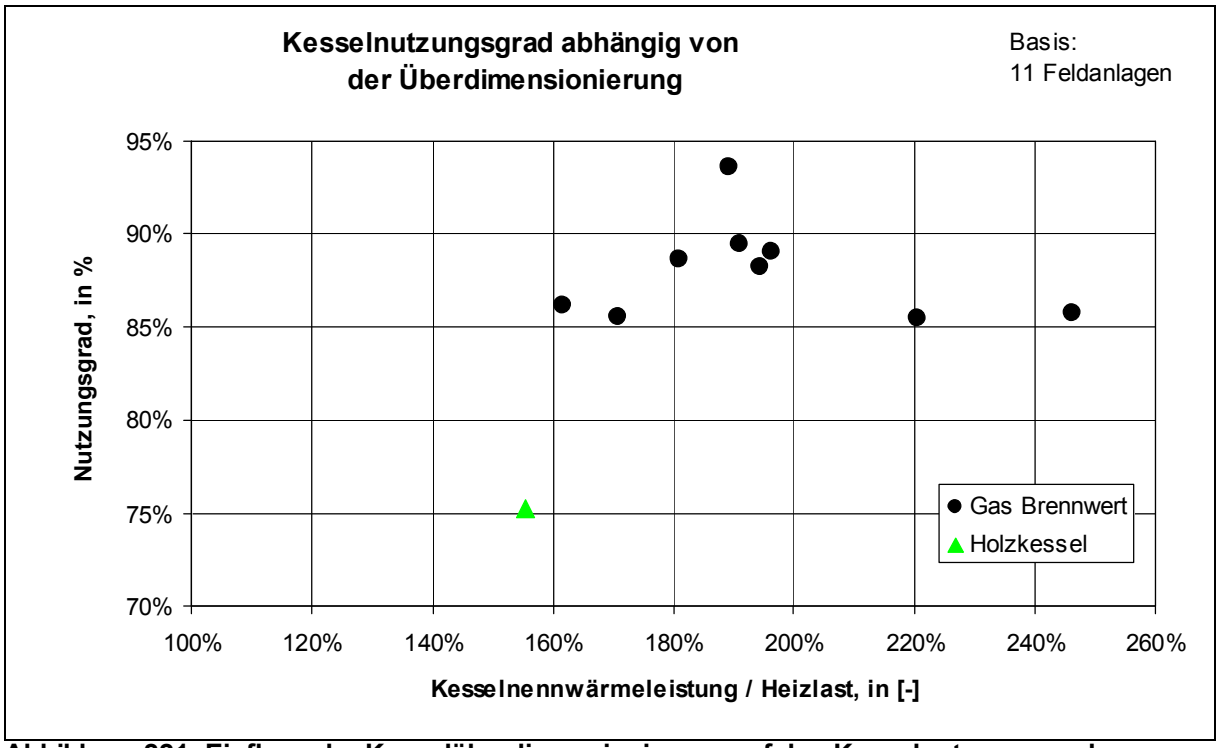


Abbildung 221: Einfluss der Kesselüberdimensionierung auf den Kesselnutzungsgrad

Die jahresmittlere Kesselbelastung der Gasbrennwertkessel liegt bei 15 … 16 %. Dabei schwanken die Werte zwischen 6 und 22 %. Es handelt sich hierbei um Angaben für Einzelkessel, sofern die Messwerte dies erlaubten. Die Belastung bezieht sich auf die maximale Kesselnennwärmeleistung.

- Kesselbelastung der Gasbrennwertkessel, in %:

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
14,7%	15,7%	5,6%	21,9%	14 Kessel

Der Minimalwert von 5,6% wird bei der Spitzenlasttherme in der Feldanlage 11 Siegfried-Czapski-Straße erreicht. Der größte Wert von 21,9 % in der Feldanlage 8 Rellinger Straße – aufgrund einer geringen Heizlast und hohen Warmwasserlast.

Abbildung 222 zeigt den Zusammenhang von Nutzungsgrad und Kesselbelastung – wobei sich ebenfalls keine Abhängigkeit erkennen lässt.

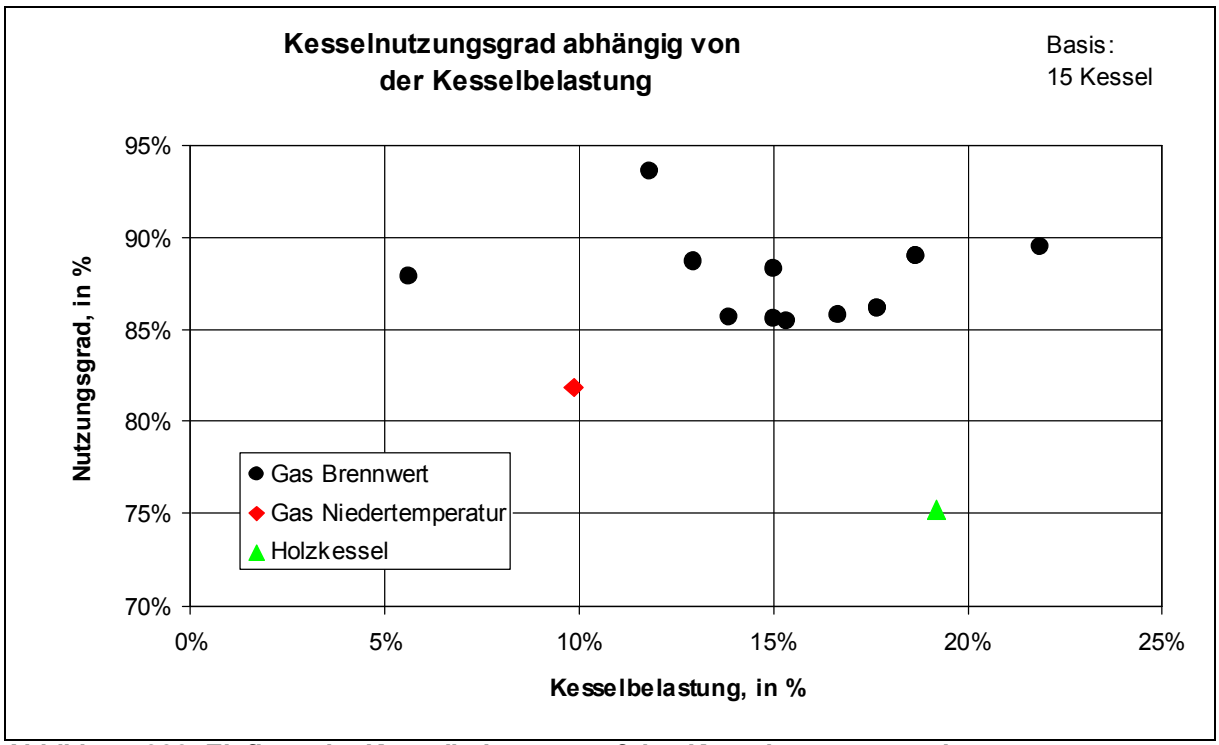


Abbildung 222: Einfluss der Kesselbelastung auf den Kesselnutzungsgrad

Einfluss der Anlagenranddaten auf den Nutzungsgrad

Auch Einflüsse der Regelung, Hydraulik, Kesseleinbindung in das Gesamtsystem und die Rückkopplung der Solarthermie auf den Kessel lassen sich untersuchen. Zwei Auftragungen zeigen die nachfolgenden Bilder.

Abbildung 223 stellt den Zusammenhang zwischen Nutzungsgrad und solarem Deckungsanteil her. Die Feldanlage 13 Alter Schlachthof in Speyer ragt – wie in allen anderen Auswertungen – aus dem ansonsten homogenen Feld der Datenpunkte heraus. Im Bereich 5 … 10 % Deckungsanteil ist kein Zusammenhang ersichtlich.

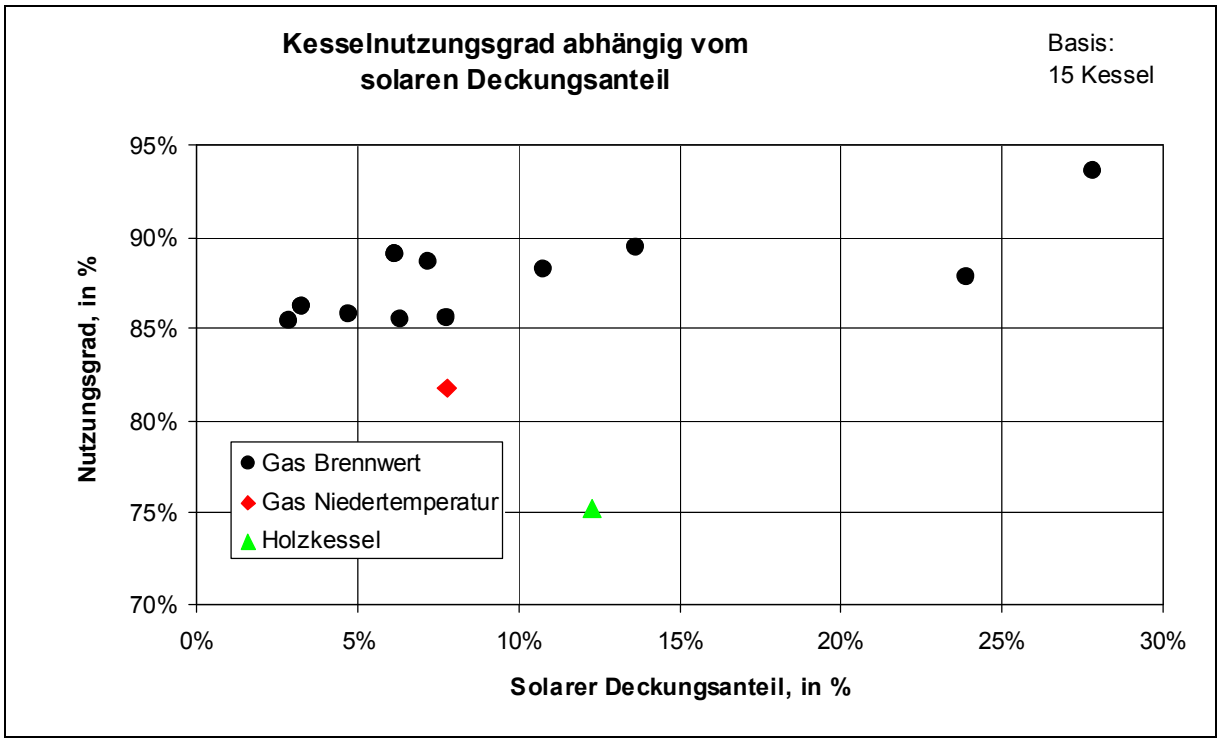


Abbildung 223: Einfluss der Solarthermie auf den Kesselnutzungsgrad

Untersucht man den Einfluss des Warmwasseranteils auf den Kessel, lassen sich nur 8 Anlagen – die Gebäudeanlagen – auswerten. Abbildung 224 zeigt die Ergebnisse, die keine vertiefte Interpretation zulassen. Es ist zusätzlich zu erkennen, dass Anlagen mit Frischwasserstation und Anlagen mit Speicherwassererwärmung sich nicht unterschiedlich auf den Nutzungsgrad auswirken.

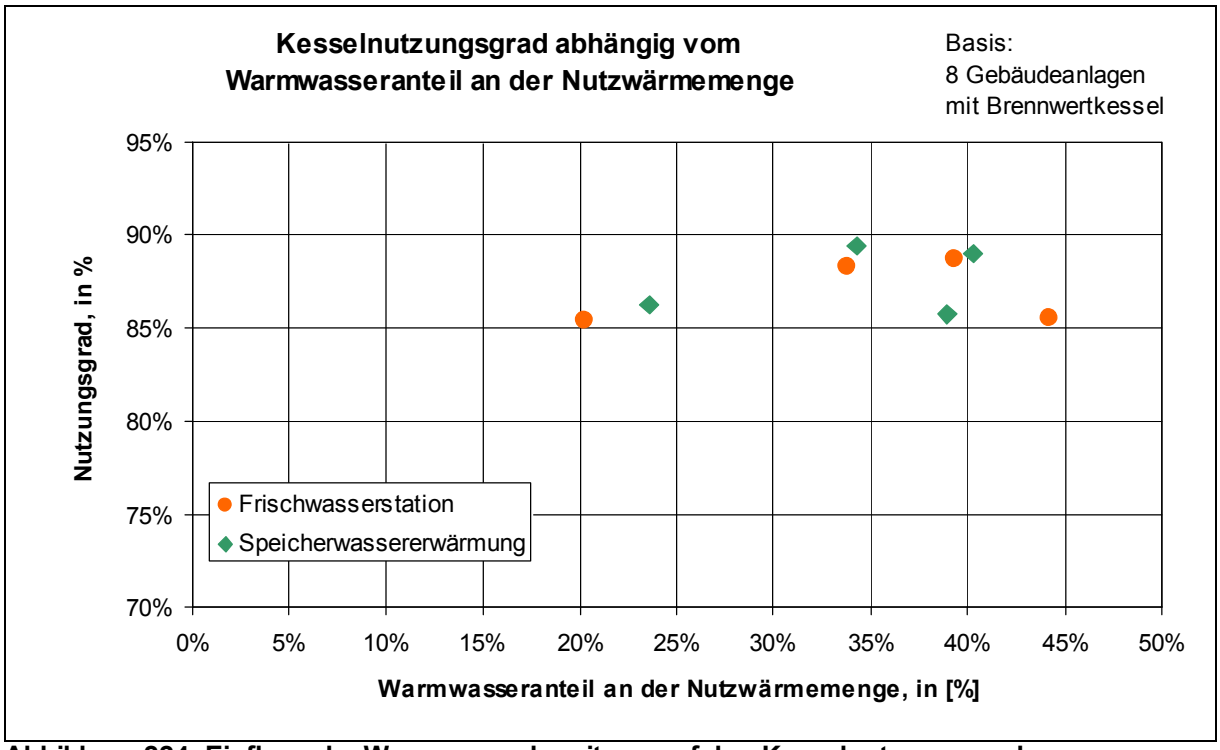


Abbildung 224: Einfluss der Warmwasserbereitung auf den Kesselnutzungsgrad

Der Einfluss des Kesselanschlusses an den Pufferspeicher (6 x), an eine hydraulische Weiche (5 x), an beides (1 x) oder keines von beidem (4 x) kann ebenfalls untersucht werden. Die sich ergebenden Datenpunkt lassen keinen statistischen Vergleich der Ergebnisse zu. Es ist keine Abhängigkeit des Nutzungsgrades zu erkennen.

Ebenfalls ergeben sich keine systematisch anderen Nutzungsgrade bei Kesseln in Ein- oder Zweikesselanlagen, weshalb auf die Darstellung als Grafik verzichtet wird.

Abgleich mit der Energieanalyse aus dem Verbrauch

Im letzten Schritt der Analyse wird der Zusammenhang zwischen Nutzungsgrad, Wirkungsgrad und Betriebsbereitschaftsverlusten hergestellt. Es werden dabei die über die Kesselanalyse ermittelten Wirkungsgrade und Bereitschaftsverluste zugrunde gelegt, nicht Herstellerangaben.

Abbildung 225 zeigt den Zusammenhang zwischen mittlerem Wirkungsgrad und Jahresnutzungsgrad für 10 Kessel. Ausreißer nach unten mit fast 92 % Wirkungsgrad, aber nur etwas mehr als 85 % Nutzungsgrad ist der Kessel in Feldanlage 10 Olbersstraße. Es handelt sich hierbei um den Niedertemperaturkessel mit nachgeschaltetem Abgaswärmeübertrager.

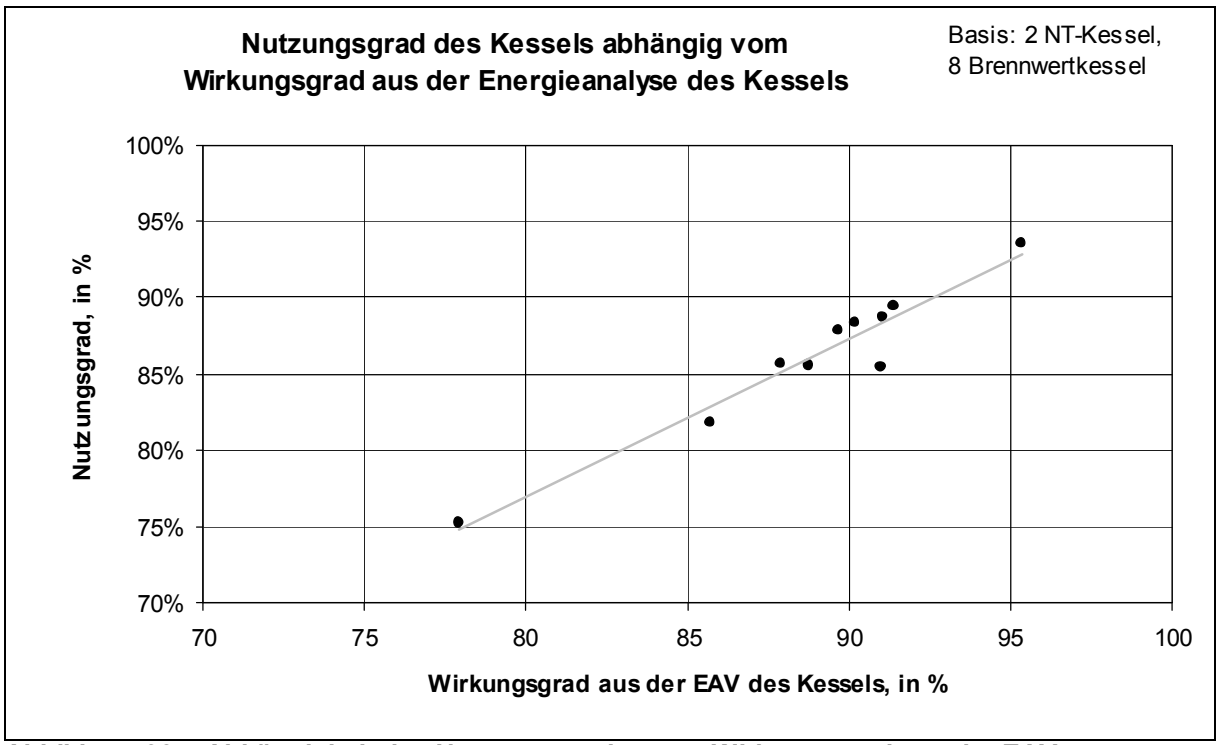


Abbildung 225: Abhängigkeit des Nutzungsgrades vom Wirkungsgrad aus der EAV

Der Zusammenhang zwischen Betriebsbereitschaftsverlust und Nutzungsgrad ist erwartungsgemäß umgekehrt proportional, siehe Abbildung 226. Die Ergebnisse streuen mehr, weil grundsätzlich der Wirkungsgrad einen höheren Einfluss auf den Nutzungsgrad hat – das ist gut am Ausreißer mit 75 % Nutzungsgrad zu erkennen (Holzkessel).

Dennoch ist erkennbar, dass Kessel mit höheren Betriebsbereitschaftsverlusten schlechtere Nutzungsgrade aufweisen. Der maximale Betriebsbereitschaftsverlust innerhalb des Projektes (1,3 %) ergibt sich bei dem Kessel mit nachgeschaltetem Abgaswärmeübertrager in der Feldanlage 10 Olbersstraße.

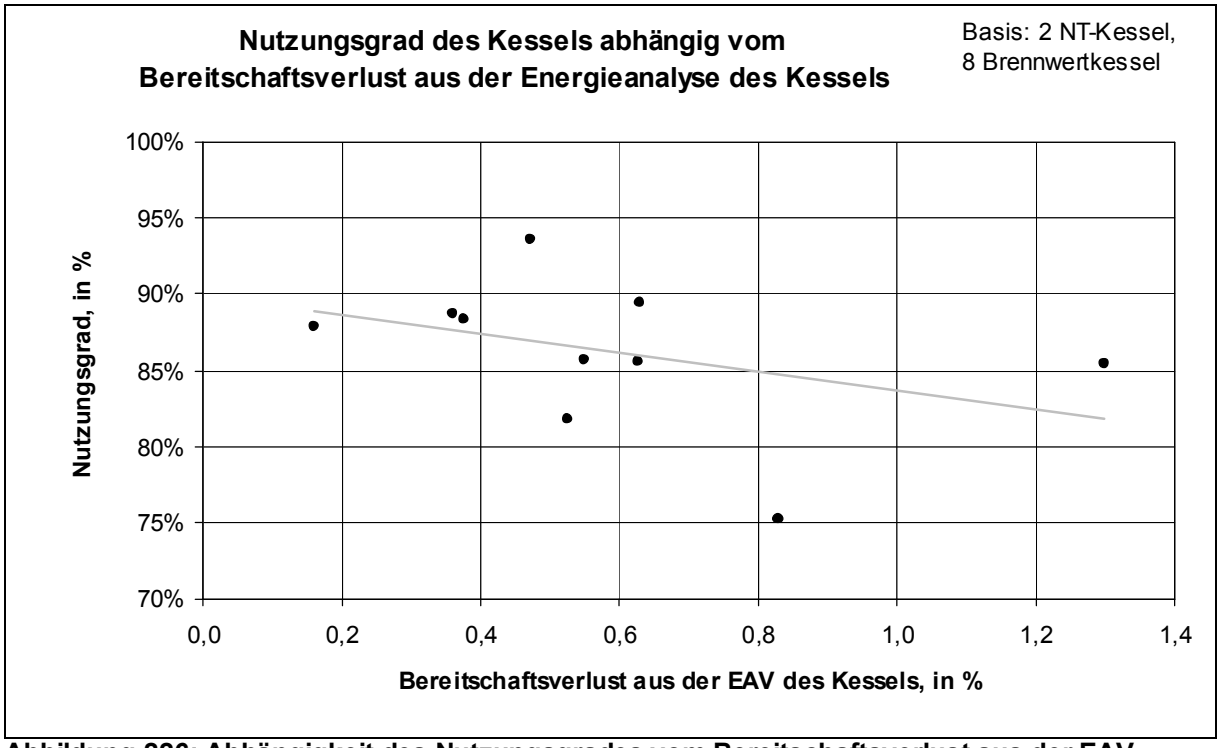


Abbildung 226: Abhängigkeit des Nutzungsgrades vom Bereitschaftsverlust aus der EAV

Die Kesselwassermenge beeinflusst den Betriebsbereitschaftsverlust negativ, siehe Abbildung 227. Ausreißer ist wiederum die Feldanlage 10 Olbersstraße. Hier ist nicht der Wasserinhalt von ca. 1,8 l/kW maßgeblich, sondern die Konstruktion als Kessel mit nachgeschaltetem Abgaswärmeübertrager.

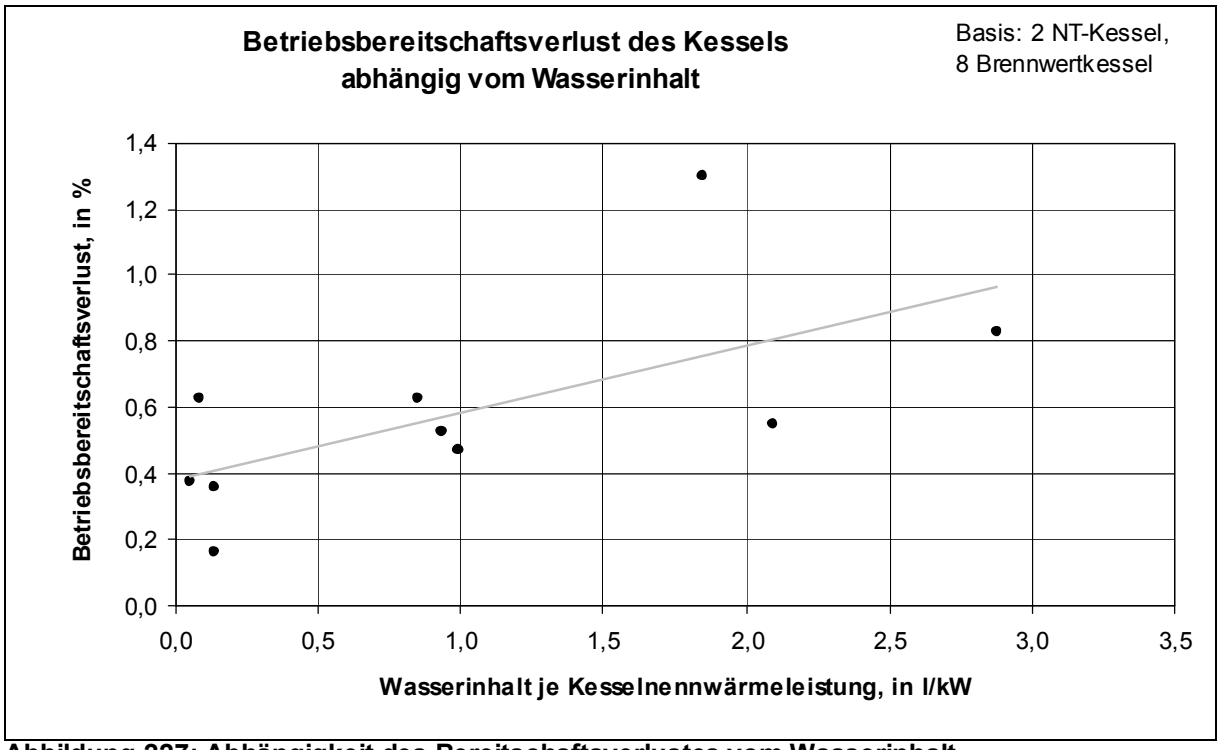


Abbildung 227: Abhängigkeit des Bereitschaftsverlustes vom Wasserinhalt

Fazit

Die Auswertung der Feldanlagen zeigt eine Abhängigkeit des Nutzungsgrades vom Wirkungsgrad und den Betriebsbereitschaftsverlusten.

Alle anderen Kesseleigenschaften, Betriebsbedingungen bzw. Anlagenranddaten zeigen keine statistisch nachweisbaren Auswirkungen auf den Nutzungsgrad. Es wurden untersucht: Überdimensionierung und Auslastung, Kesselwasserinhalt und Modulation, solarer Deckungsanteil und Warmwasseranteil an der Nutzwärmeerzeugung.

Es ist davon auszugehen, dass eine Abhängigkeit von mehreren kombinierten Parametern besteht. Jedoch kann keine multivariable Auswertung aufgrund der zu kleinen Stichprobe durchgeführt werden.

5.5.3 Speicher und Zentrale

Nicht in allen Anlagen sind an entsprechender Stelle und in ausreichender Zahl Zähler vorhanden, um die Wärmeverluste von Speichern bzw. der Zentrale auszuwerten. Und auch bei den Feldanlagen, in denen Messwerte vorliegen, ist der Wärmeverlust nur mit einer großen Unsicherheit auswertbar. Die Wärmeverluste der Zentrale ergeben sich aus Differenzbildung von:

- dem Zähler hinter dem Kessel und dem Kollektorkreiszähler (beide Input)
- den Zählern für die Raumheizung und die Trinkwarmwasserbereitung (beide Output)

Da die Wärmeverluste der Zentrale im Vergleich zu den Größenordnungen der Energie-In- und -Outputs klein sind, wirken sich Messfehler stark aus. Dies spiegelt auch die Streubreite der Ergebnisse der 9 auswertbaren Anlagen:

- Wärmeverlust der Zentrale bezogen auf die beheizte Gebäudefläche, in kWh/(m²a)

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
2,5	3,2	0,4	8,9	9 Projekte

Abbildung 228 zeigt den Zusammenhang der Speichervolumina und der resultierenden Wärmeverluste der Zentrale. Erwartungsgemäß ist der Zuwachs an Wärmverlusten stark degressiv bei steigenden Volumina. Dennoch ist in der Darstellung die starke Streubreite im Bereich der kleinen Anlagen gegeben.

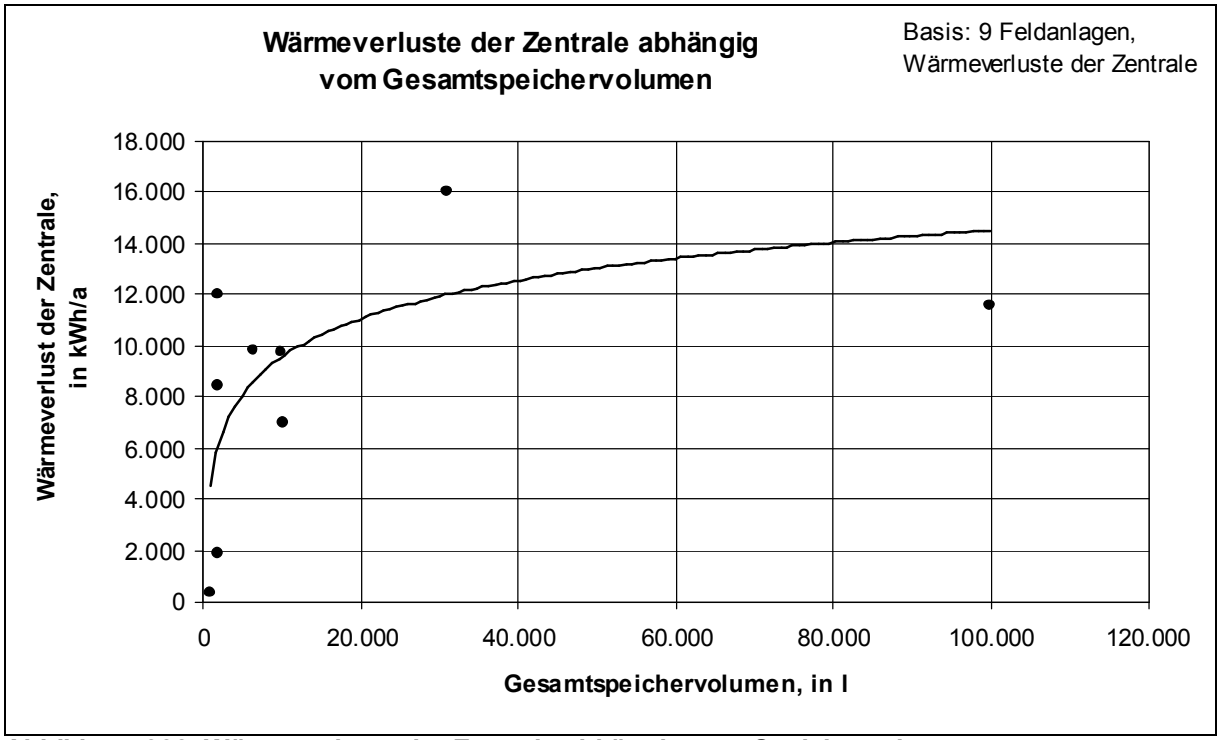


Abbildung 228: Wärmeverluste der Zentrale abhängig vom Speichervolumen

Maximalwerte für Speicherwärmeverluste sind nach DIN V 4753-8 zu ermitteln. Pro Klima greift bei der Festlegung auf die Grenzwerte in modifizierter Form zurück. Der Wärmeverlust eines Speichers ergibt sich danach wie folgt:

$$Q_S = \left(0{,}5 + 0{,}24 \cdot \left(V/_{[l]}\right)^{0{,}4}\right) \frac{kWh}{d} \cdot 365 \frac{d}{a}$$

Abbildung 229 zeigt den Zusammenhang zwischen den Grenzwerten der Norm und den Messwerten. Es ist anzumerken, dass der Normwert nur für die Speicher selbst – ohne Stutzen, Rohr usw. – gilt. Der Messwert enthält dagegen alle Wärmeverluste zwischen den Messeinrichtungen für Wärmezu- und -abfuhr aus der Zentrale.

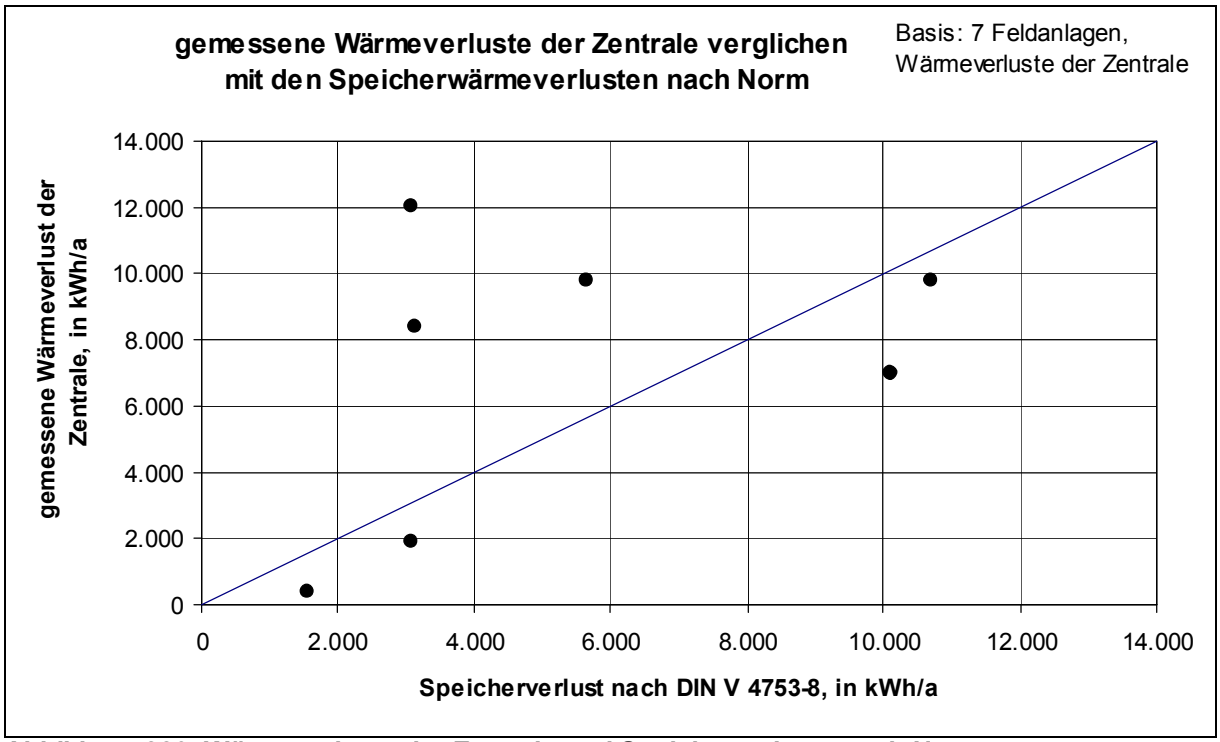


Abbildung 229: Wärmeverluste der Zentrale und Speicherverluste nach Norm

Die Werte schwanken stark, so dass sie an dieser Stelle nicht weiter interpretiert werden. Wegen der großen Schwankungsbreite wird im Rahmen des vorliegenden Berichtes der Wärmeverlust von Speichern bei der Berechnung der erreichten Endenergieeinsparung der Solarthermie theoretisch abgeschätzt.

5.5.4 Nahwärmenetz

Der gemessene Nahwärmenetzverlust kann für 3 Gebäude sicher anhand der Energiebilanz von 2011 angegeben werden. Er liegt bei ca. 15 kWh/(m²a) in der Größenordnung des Trinkwarmwassernutzens. In der von den Autoren veröffentlichten Studie [Fernwärme11] werden als max. Grenzwerte für die wohnflächenbezogenen Netzverluste 10 … 15 kWh/(m²a) gefordert.

Der Wert schwankt in den hier untersuchten Anlagen stark zwischen 6 … 26 kWh/(m²a) – abhängig von der Netzausdehnung:

- Nahwärmenetzverlust bezogen auf die beheizte Gebäudefläche, in kWh/(m²a)

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
17,2	13,0	5,9	26,1	3 Projekte

Mit Hilfe der in den drei Netzen an die Gebäude übertragenen Wärmemenge kann der Netznutzungsgrad bestimmt werden. Er liegt zwischen 69 % in der Feldanlage 13 Alter Schlachthof und 93 % in der Feldanlage 9 Magdeburger Straße.

- Verteilungsnutzungsgrad der Nahwärme, in %

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
77,6%	83,4%	69,0%	92,9%	3 Projekte

Der Wärmeverlust der Anlage 12 Gorch-Fock-Weg wurde nicht in die Mittelwertbildung einbezogen, weil nur näherungsweise Verluste aus der Energiebilanz der Vorjahre vorliegen.

Abbildung 230 zeigt den Wärmeverlust nach Länge der Leitungstrasse. Es lässt sich eine sehr hohe Regression feststellen. Aus der Ausgleichsgeraden folgt ein längenbezogener Wärmeverlust von 201 kWh/a je Meter Trassenlänge. Dieser stimmt sehr gut mit der Literatur überein [Fernwärme11].

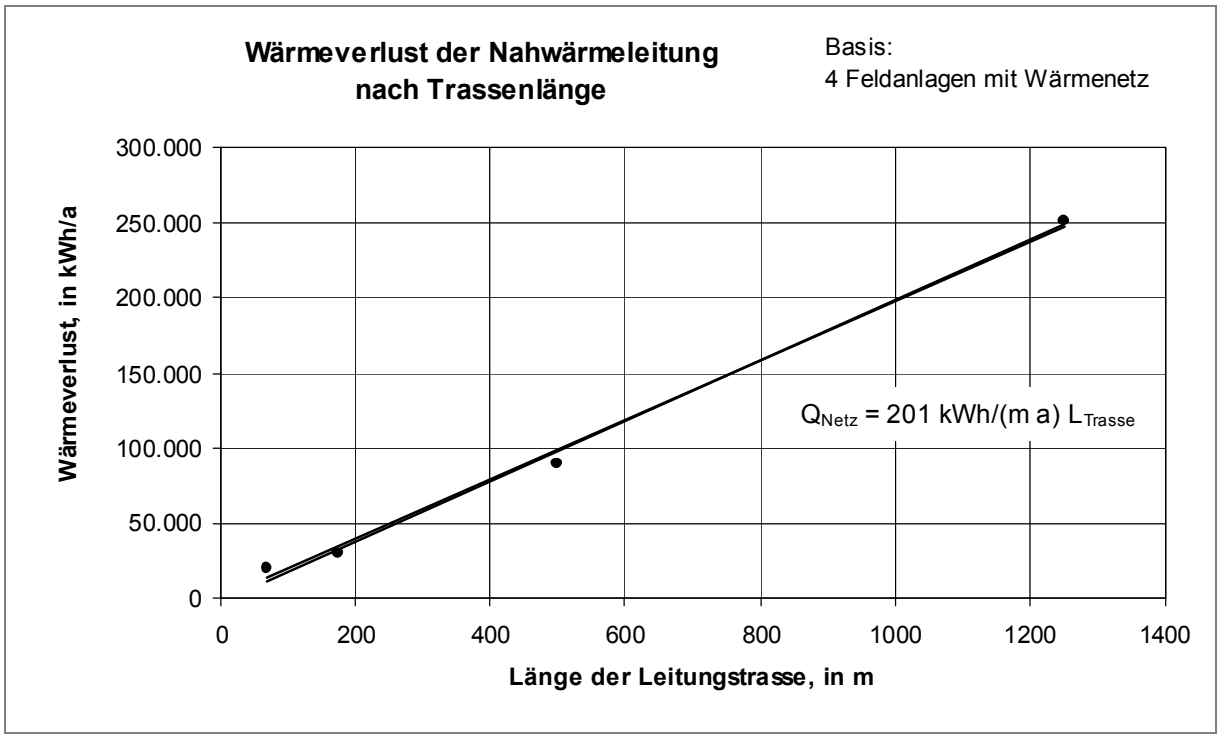


Abbildung 230: Wärmeverluste der Nahwärmeleitung nach Trassenlänge

Der Wärmeverlust je angeschlossene Gebäudefläche hängt von der Siedlungsdichte des Versorgungsgebietes und der Gebäudegröße ab. Diesen Zusammenhang zeigt Abbildung 231.

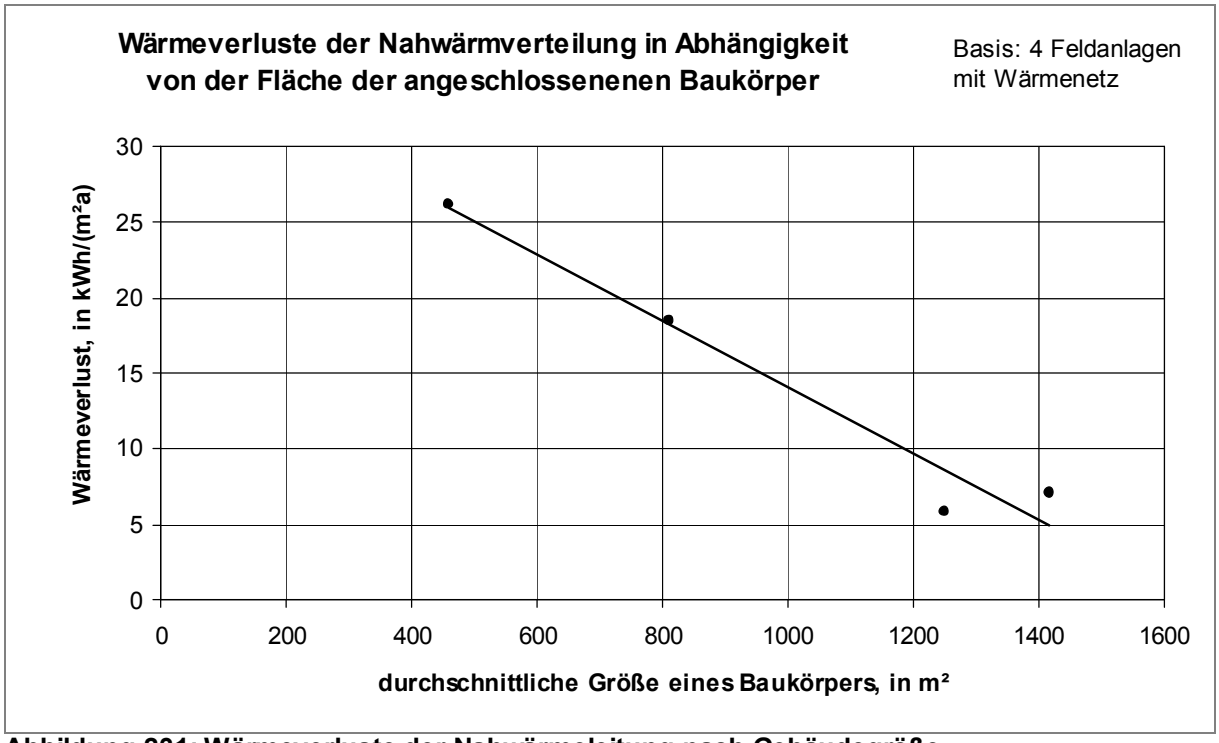


Abbildung 231: Wärmeverluste der Nahwärmeleitung nach Gebäudegröße

Je kleiner die angeschlossenen Baukörper, desto größer der flächenbezogene Nahwärmeverlust. Mit Zwei- bis Dreifamilienhäusern (á 450 m²) ist die Gebäudegröße der Netzteilnehmer in der Feldanlage 13 Alter Schlachthof am geringsten. Dagegen werden in der Feldanlage 9 Magdeburger Straße zwei mittlere Mehrfamilienhäuser (á 1400 m²) mit Wärme aus dem Netz versorgt.

5.5.5 Trinkwarmwasseranteil und Trinkwarmwasserzirkulation

In 11 von 14 Feldanlagen kann auf Basis von Messwerten der Anteil der Trinkwarmwasserbreitung am gelieferten Nutzen der Gebäude festgestellt werden. Dies erfolgt entweder auf Grundlage von getrennter Messung der Raumheizung und Trinkwarmwasserbereitung oder anhand eines Summenzählers mit Hilfe der Energieanalyse aus dem Verbrauch (Sommerliche Grundleistung). Im Mittel liegt der Trinkwarmwasseranteil inklusive Zirkulationsverlusten in den Feldanlagen bei ca. 35 %. Der Rest ist entsprechend der Raumheizung zuzuordnen.

- Anteil der Trinkwarmwasserbereitung vom Nutzen, in %:

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
34,7%	35,7%	20,2%	55,5%	11 Projekte

Die große Streubreite des Trinkwarmwasseranteils von 20 % bis 56 % hängt in erster Linie vom Dämmstandard der Gebäude ab. Jedoch spielt auch der Zirkulationswärmeverlust selbst eine Rolle. Er liegt bei 9 auswertbaren Feldanlagen bei 17 … 19 kWh/(m²a).

Die Verluste sind mit knapp 11 kWh/(m²a) in der Feldanlage 11 Uckermarkstraße am geringsten. Das Gebäude ist ein 5-geschossiger Plattenbaublock mit längenoptimierten Leitungsnetzen, welche bereits modernisiert sind.

- Wärmeverluste für Zirkulation bezogen auf die beheizte Fläche, in kWh/(m²a)

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
17,3	18,9	10,9	26,3	9 Projekte

Der maximale Wert von 26 kWh/(m²a) tritt in der Feldanlage 10 Olbersstraße auf. Es handelt sich um das Gebäude mit 4-Leiternetz, also bei der Zirkulation um ein Leitungsnetz mit teilweiser Verlegung im Erdreich zur Verbindung beider Baukörper.

Auf Basis der gelieferten Trinkwarmwassernutzwärme ergeben sich Verteilungsnutzungsgrade für die Trinkwarmwasserbereitung zwischen 31 % und 56 %. Im Mittel werden nur 44 % erreicht. Das ist ein geringer Wert, insbesondere bei Auswertung von 9 Mehrfamilienhäusern.

- Verteilungsnutzungsgrad für Trinkwarmwasser, in %

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
43,7%	43,5%	30,5%	56,2%	9 Projekte

Abbildung 232 zeigt die Auswertung der Zirkulationswärmeverluste in Abhängigkeit von der Fläche eines Gebäudes. Die großen – und damit zumeist auch eher hohen – Gebäude schneiden besser ab als kleine Gebäude. Der flächenbezogene Zirkulationswärmeverlust ist in einem 1000 m² Mehrfamilienhaus fast doppelt so hoch wie in einem 5000 m²-Objekt. Selbstverständlich gibt es eine Streuung.

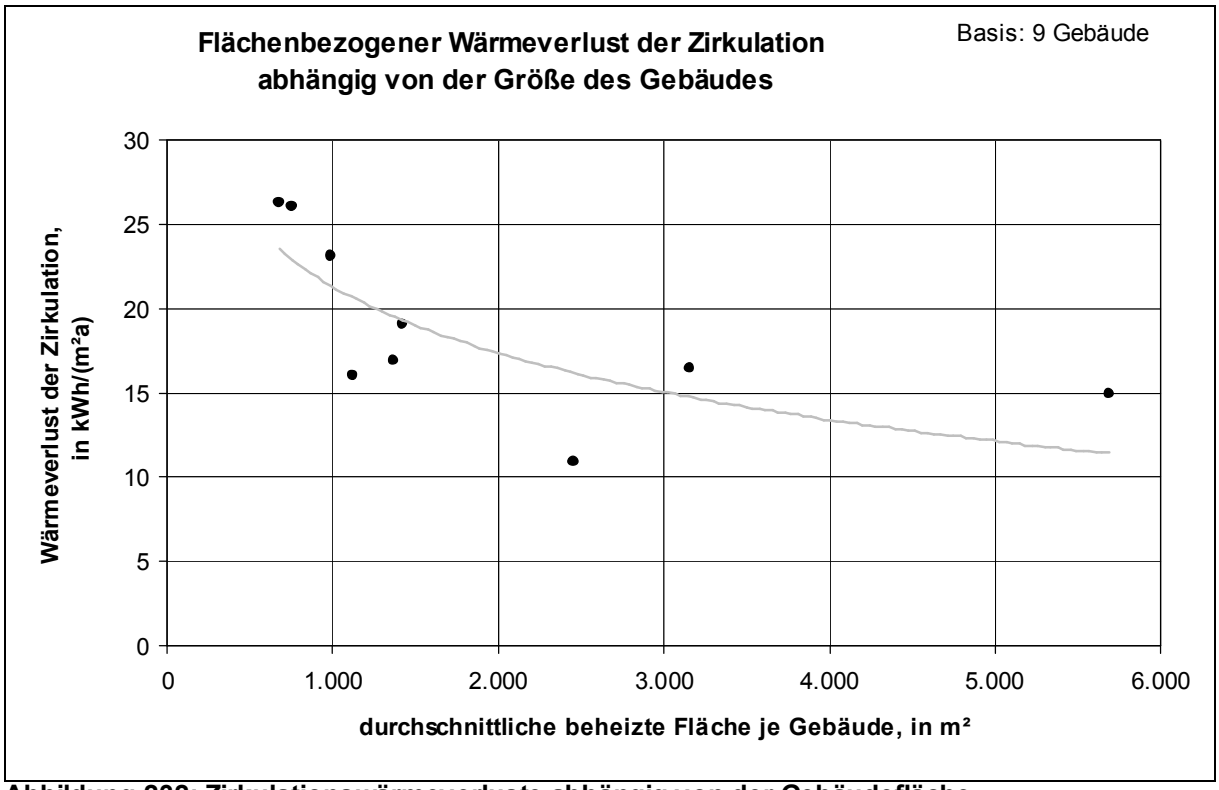


Abbildung 232: Zirkulationswärmeverluste abhängig von der Gebäudefläche

Ebenso lässt sich anhand der Messwerte zeigen, dass die Zirkulationswärmeverlust von der Wohnungsgröße abhängen. Abbildung 233 zeigt den Zusammenhang. Je kleiner die einzelne Wohneinheit ist, desto höher die Verlegedichte von Trinkwarmwassernetzen und damit der Netzverlust. Bei Wohneinheiten von 50 m² Größe ergeben sich über 25 kWh/(m²a) Zirkulationsverlust, bei 70 … 90 m² Wohnungsgröße nur 17 kWh/(m²a).

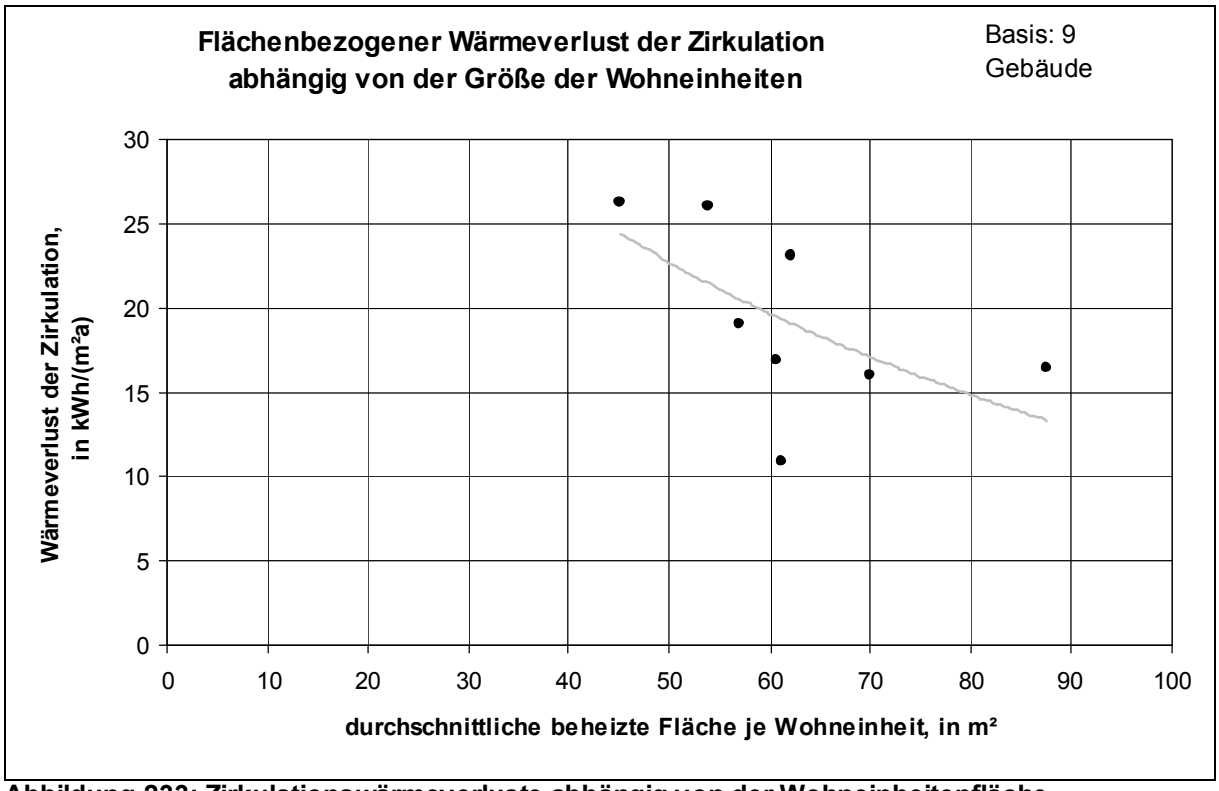


Abbildung 233: Zirkulationswärmeverluste abhängig von der Wohneinheitenfläche

Die Ergebnisse zu den Zirkulationsverlusten stimmen gut mit früheren Untersuchungen der Autoren überein [OPT 06].

Der Nutzungsgrad der Netze streut stark. Es ist kein eindeutiger Zusammenhang mit der Belegungsdichte nachweisbar, siehe Abbildung 234. Jedoch werden die höchsten Nutzungsgrade in Gebäuden mit hoher Belegungsdichte festgestellt. Dies ist plausibel, weil dort von einer großen Warmwasserzapfmenge ausgegangen werden kann, siehe auch Abbildung 235.

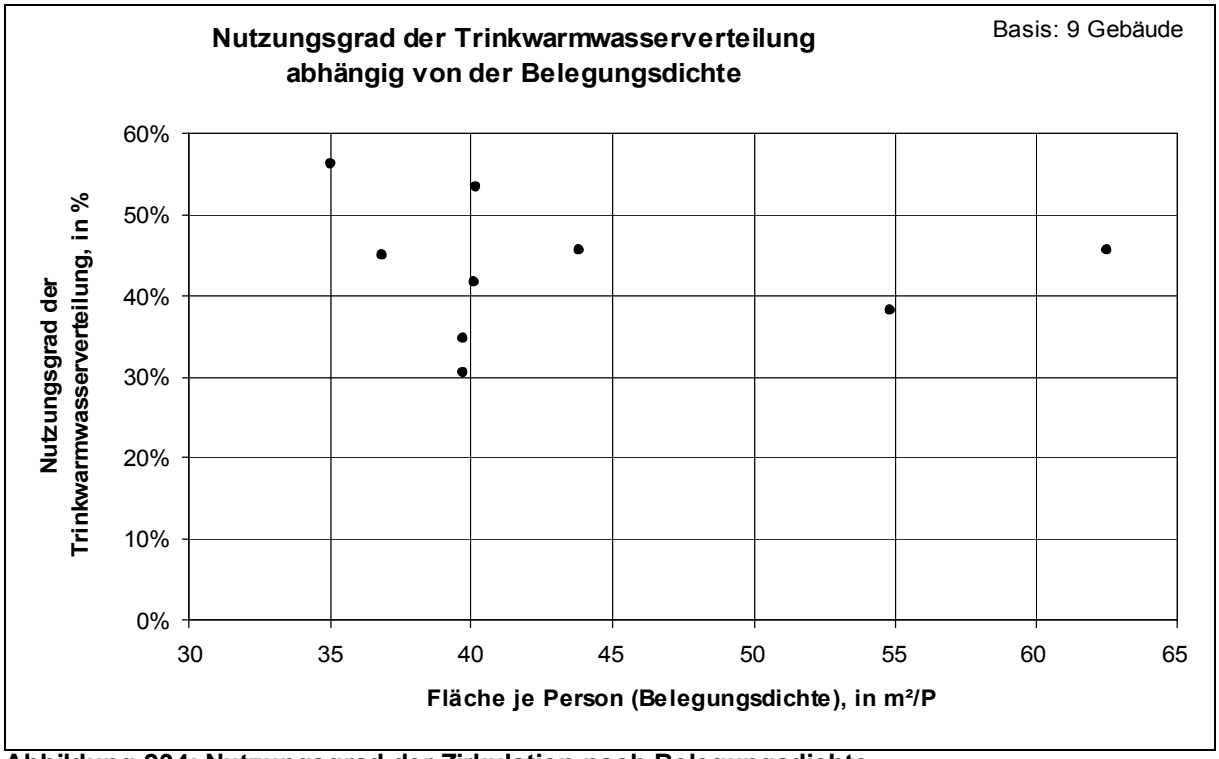


Abbildung 234: Nutzungsgrad der Zirkulation nach Belegungsdichte

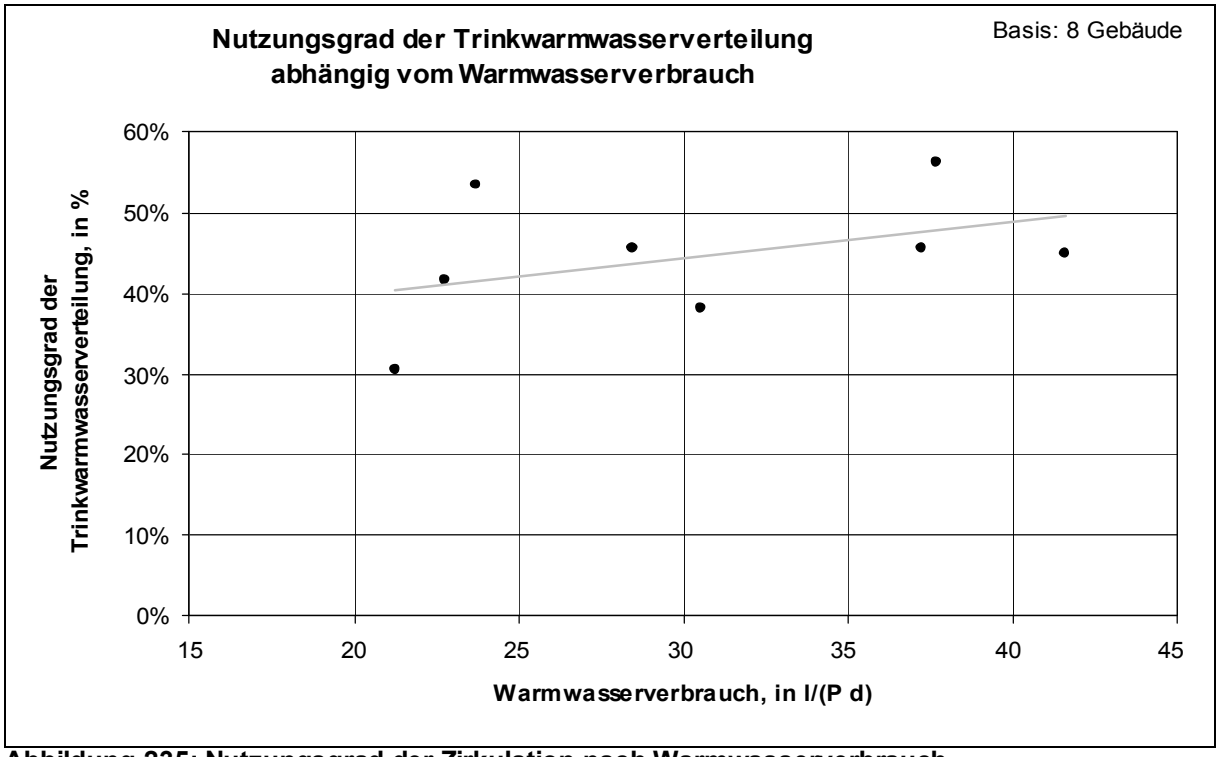


Abbildung 235: Nutzungsgrad der Zirkulation nach Warmwasserverbrauch

Allerdings spielen auch die Netzgeometrien eine Rolle, die in beiden Auswertungen jedoch nicht berücksichtigt werden.

5.6 Kennwerte der Energieanalyse aus dem Verbrauch

Die Auftragung der Messwerte über der Außentemperatur ermöglicht es, Leistungszuwächse im Winterhalbjahr und Grundverbrauchssockel im Sommerhalbjahr zu analysieren. Auch die Heizgrenze – also der Umschlagpunkt zwischen Heiz- und Nichtheizperiode ist erkennbar.

5.6.1 Verlustkoeffizient

Der Verlustkoeffizient ist ein Maß für die Leistungszunahme für die Raumheizung bei fallenden Außentemperaturen. Trägt man Raumheizverbräuche einzelner Messperioden als Dauerleistungen über der mittleren Außentemperatur auf, ergibt sich in der Ausgleichsfunktion je Feldanlage eine Gerade bestimmter Steigung. Die Steigung wird im Rahmen dieser Auswertung und in Anlehnung an die Heizlastberechnung in DIN EN 12831 als Verlustkoeffizient bezeichnet.

Die auf die beheizte Fläche bezogenen Verlustkoeffizienten streuen für 13 ausgewertete Feldanlagen stark, da diese vom Dämmstandard der Gebäude abhängen. Nicht ausgewertet wird in dieser Stichprobe das Einfamilienhaus der Feldanlage 14 Am Roseneck. Die Werte liegen zwischen 0,53 und 2,01 W/(m²K).

- Verlustkoeffizient aus der Energieanalyse der Verbrauchsdaten (EAV), bezogen auf die beheizte Fläche, in W/(m²K):

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
0,90	1,02	0,53	2,01	13 Projekte

Abbildung 236 zeigt die Ergebnisse grafisch sowie den sich ergebenden flächenbezogenen Raumheizungsverbrauch. Grundsätzlich ist ein Zusammenhang erkennbar, jedoch sind die üblichen Kennwertstreuungen vorhanden. In der Grafik kann die Feldanlage 12 Gorch-Fock-Weg nicht ausgewertet werden, da kein Kennwert für den Raumheizungsverbrauch vorliegt.

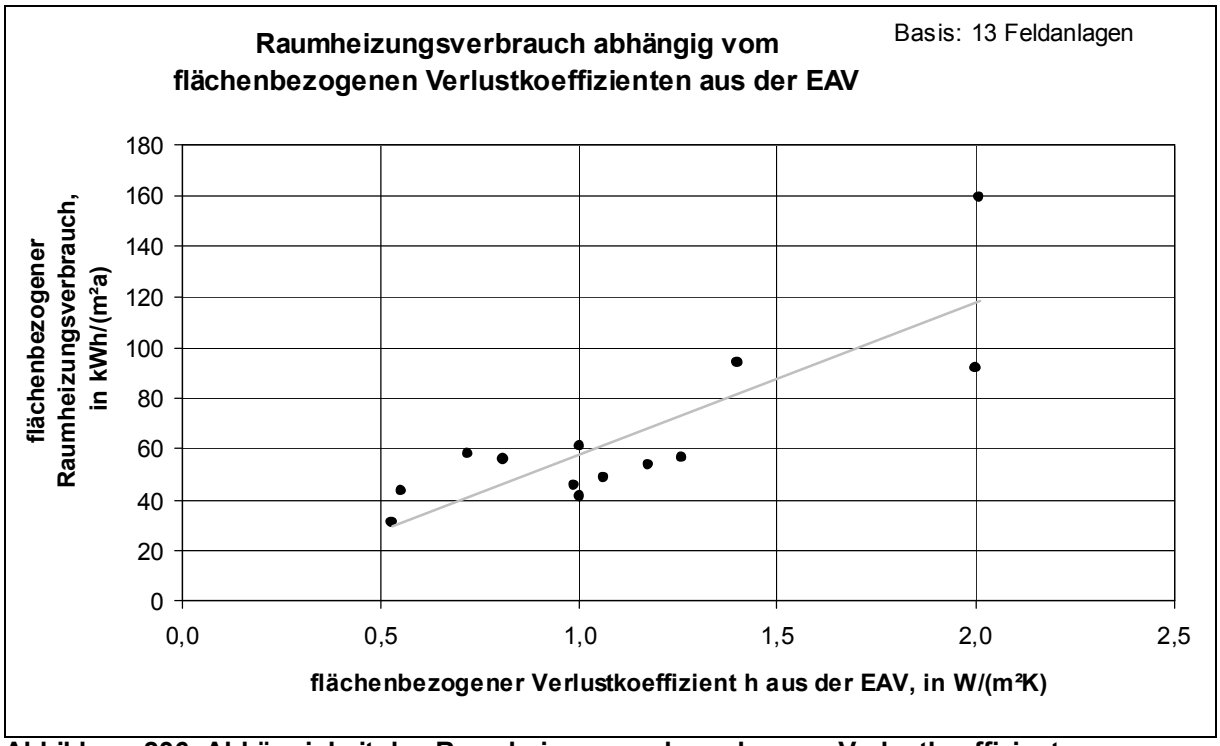


Abbildung 236: Abhängigkeit des Raumheizungsverbrauchs vom Verlustkoeffizienten

Die beiden Datenpunkte bei ca. 2 W/(m²K) sind das Mehrfamilienhaus in der Feldanlage 10 Olbersstraße und das Einfamilienhaus in der Feldanlage 14 Am Roseneck. Deutlich erkennbar ist der sehr unterschiedliche Raumheizungsverbrauch trotz grundsätzlich ähnlich schlechter Bausubstanz. Hier spielt die Belegungsdichte und Teilbeheizung eine große Rolle.

5.6.2 Heizgrenztemperatur

Die Heizgrenztemperatur eines Gebäudes gibt den Umschlagpunkt zwischen Heiz- und Nichtheizzeit an. Theoretisch hängt sie vom Baustandard ab. Jedoch ist dies anhand von Messwerten nicht eindeutig bzw. nur schwach nachweisbar.

Die Heizgrenztemperatur liegt in 13 auswertbaren Objekten bei durchschnittlich 17°C. Sie streut zwischen 14 und fast 20°C. Die höheren Werte ergeben sich in dem Alten- und Pflegeheim der Feldanlage 1 Sotzmannstraße sowie der Feldanlage 8 Rellinger Straße. Im erstgenannten Fall wegen der vermuteten höheren mittleren Raumtemperaturen, im zweiten wegen der Bauaustrocknungsphase im Messjahr.

- Heizgrenztemperatur aus der Energieanalyse der Verbrauchsdaten (EAV), in °C:

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
17,3	16,8	13,8	19,5	13 Projekte

Abbildung 237 zeigt den Zusammenhang zwischen Heizgrenze und Baustandard des Gebäudes – hier ausgedrückt durch den flächenbezogenen Raumheizungsverbrauch. Die Streubreite ist hoch. Jedoch ist erkennbar, dass Heizgrenzen unterhalb 15°C nur erreicht wurden, wenn der Raumheizungsverbrauch unter 60 kWh/(m²a) lag.

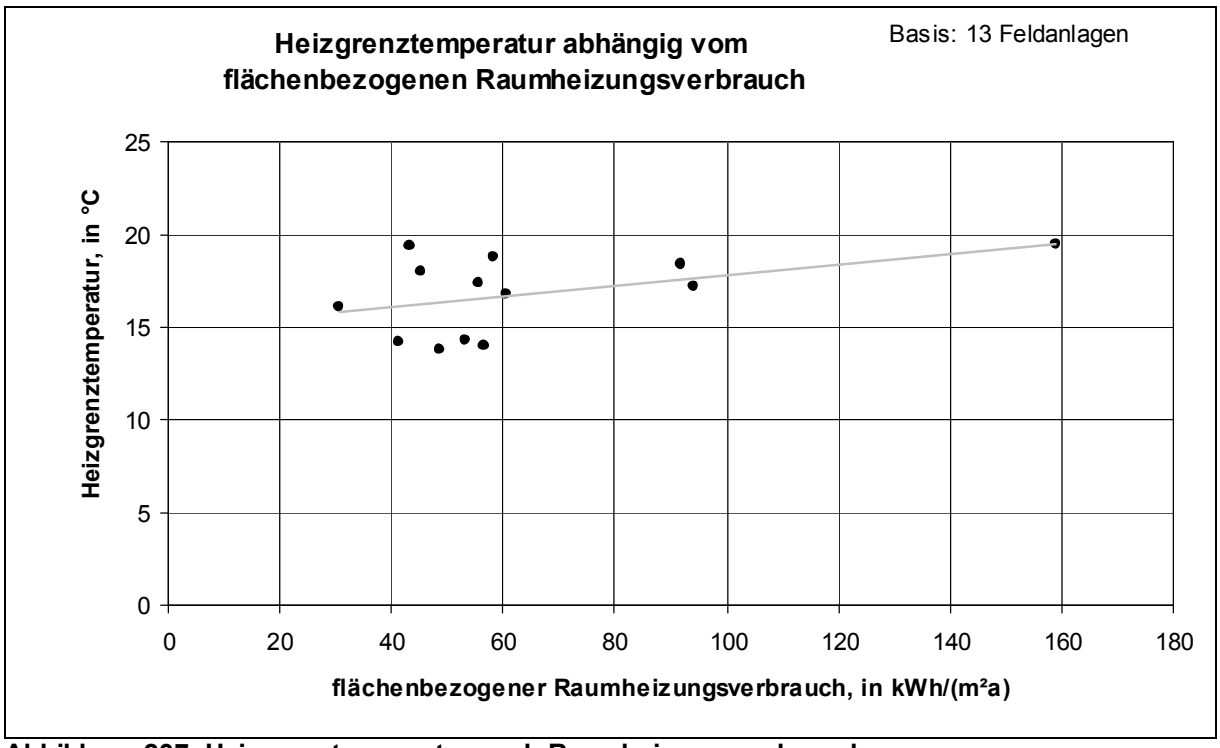


Abbildung 237: Heizgrenztemperatur nach Raumheizungsverbrauch

In Gebäuden mit mehr beheizter Fläche je Person bzw. Bewohner lag die Heizgrenze im Mittel etwas höher als bei geringeren Werten. Die statistische Schwankungsbreite der Wert in Abbildung 238 ist jedoch hoch.

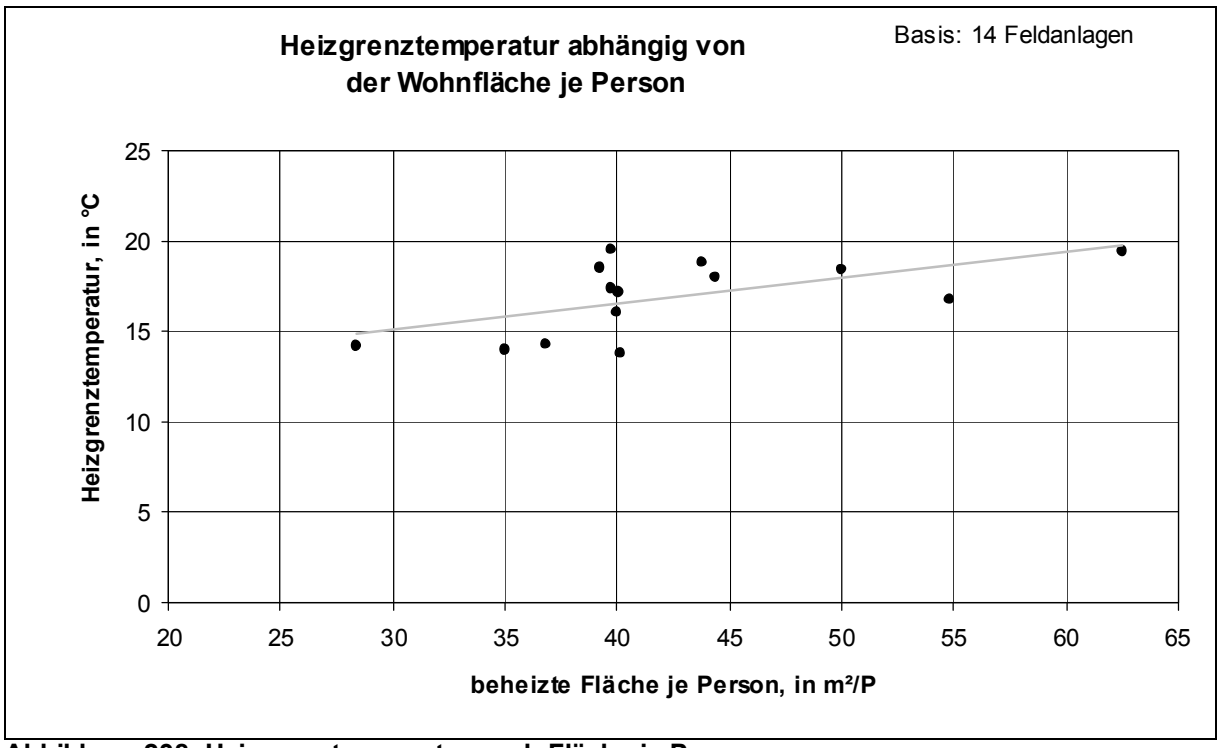


Abbildung 238: Heizgrenztemperatur nach Fläche je Person

5.6.3 Sommerliche Grundlast des Endenergieträgers

Ein großer Erkenntnisgewinn über die Bemessung der Solarthermie ergibt sich, wenn der sommerliche Endenergieverbrauch des Endenergieträgers (Gas, Fernwärme, Holz) als Dauerleistung ausgewertet wird. Je höher der sommerliche Deckungsanteil der Solarthermie, desto geringer sollte die Dauerleistung der Nachheizung durch den Zusatzwärmeerzeuger sein.

Nicht auswertbar sind Gebäude, bei denen der sommerliche Endenergieverbrauch nicht verfügbar ist. Darüber hinaus wurde das Einfamilienhaus nicht berücksichtigt.

Bei den restlichen 10 auswertbaren Gebäuden ergibt sich eine personenbezogene Leistung zwischen 5 und 162 W/Person. Eine Mittelwertbildung ist aufgrund der starken Streubreite der Einzelwerte schwierig. Deshalb werden die Gebäudeanlagen zusätzlich separat ausgewertet.

- Sommerliche Dauerleistung des Energieträgers (Gas, Holz, Fernwärme) aus der Energieanalyse der Verbrauchsdaten (EAV) aller Anlagen, in W/Person:

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
81	110	5	162	10 Projekte

- Sommerliche Dauerleistung des Energieträgers (Gas, Fernwärme) aus der Energieanalyse der Verbrauchsdaten (EAV) der Gebäudeanlagen, in W/Person:

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
124	127	64	162	7 Projekte

Die mittlere Dauerleistung des Endenergieeinsatzes je Person in den Gebäudeanlagen beträgt 124 … 127 W. Auch hier ist eine große Schwankungsbreite erkennbar.

Es ist folgendes anzumerken: der typische sommerliche Verbrauch, der sich ohne Solarthermie auf Basis typischer mittlerer Messergebnisse in einer Gebäudeanlage berechnen lässt, liegt bei 192 W/Person. Folgende Randdaten liegen dieser Zahl zugrunde:

- mittlere Wohnfläche je Person: 42 m²/Person
- mittlere personenbezogene Wärmemenge für Trinkwarmwasser: 606 kWh/(P a)
- mittlere flächenbezogene Zirkulationswärmeverluste: 18 kWh/(m²a)
- mittlere flächenbezogene Heizzentralenverluste: 3 kWh/(m²a)
- mittlerer brennwertbezogener Nutzungsgrad eines Brennwertkessels: 88%

Abbildung 239 zeigt die Ergebnisse grafisch. Es ist erkennbar, dass grundsätzlich eine größere Kollektorfläche je Person zu einer geringeren Dauerleistung des Endenergieträgers führt. Dennoch ist die Streubreite bei den Gebäudeanlagen extrem. Trotz fast gleich großer Solarthermiebemessung um 0,6 m²/Person ergibt sich eine notwendige Dauerleistung zwischen 70 und 150 W/Person. Dies lässt darauf schließen, dass nicht allein die Kollektordimensionierung zu einer hohen Sommerdeckung des Verbrauchs führt.

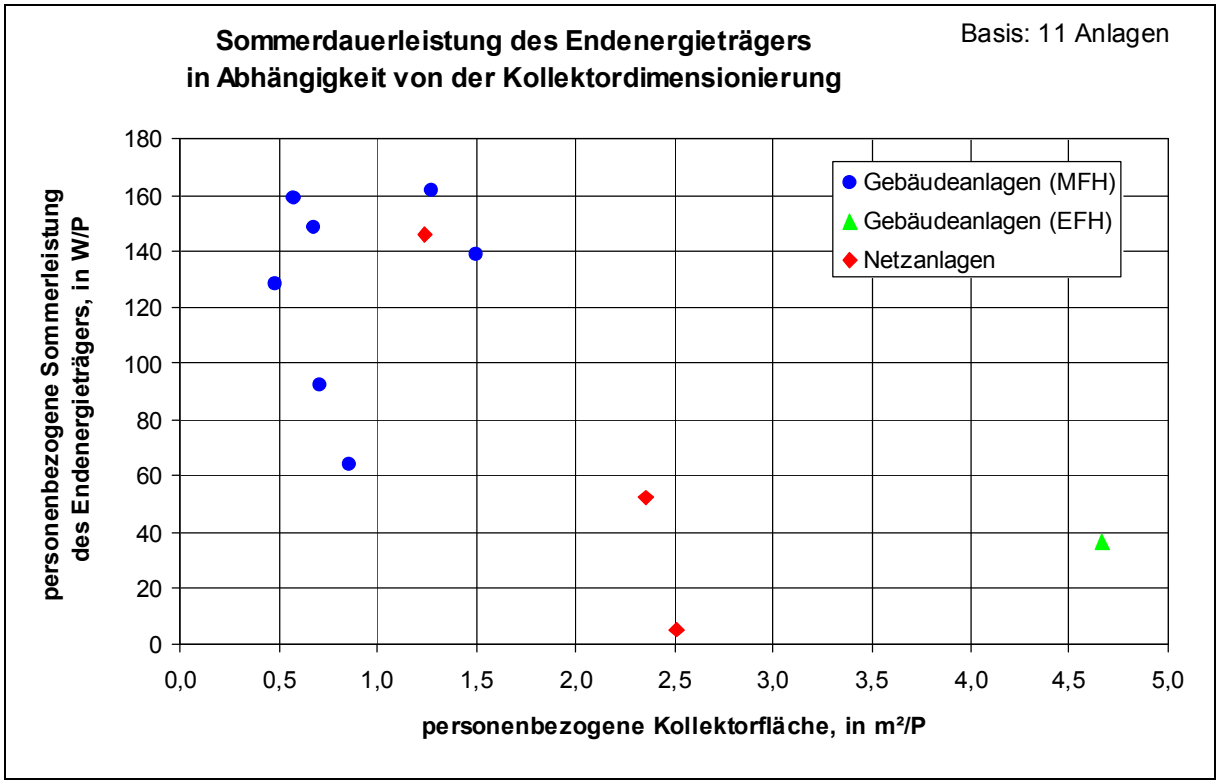


Abbildung 239: Endenergiegrundlast abgängig von der Kollektordimensionierung

Es ist eine Abhängigkeit von den Wärmeverlusten der Zirkulation festzustellen, siehe Abbildung 240. Je größer der Zirkulationswärmeverlust ist, desto höher ist der neben Solarthermie festzustellende Endenergieeinsatz. Es gibt einen Ausreißer, die Feldanlage 5 Brautstraße. Hier handelt es sich ggf. um einen Messfehler.

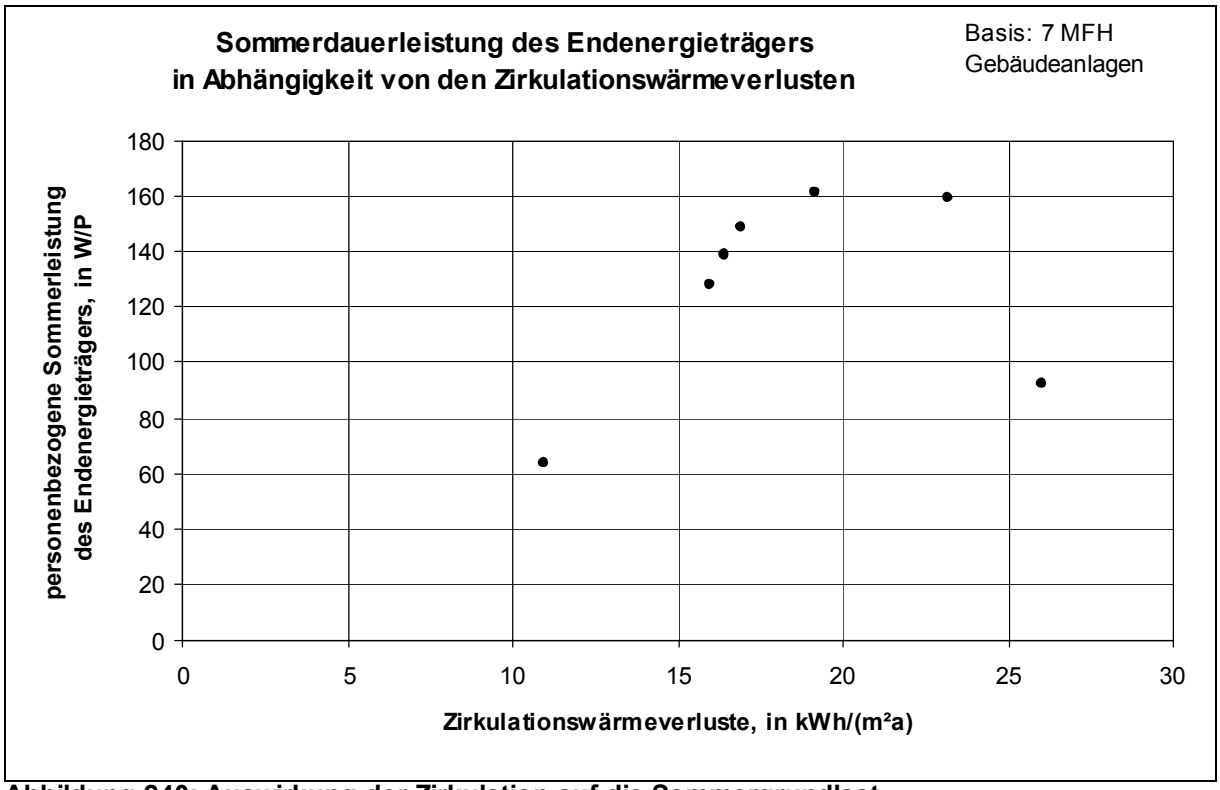


Abbildung 240: Auswirkung der Zirkulation auf die Sommergrundlast

Dies bestätigt auch messtechnisch die Vermutung, dass hohe Zirkulationswärmeverluste aufgrund ihres Temperaturniveaus nicht solarthermisch zu decken sind. Im Umkehrschluss ist eine Optimierung der Zirkulation vor Einbau der Solarthermie eine gute Ausgangslage für einen erfolgreichen Anlagenbetrieb.

5.7 Dimensionierung der Komponenten

Im letzten Abschnitt der Queranalyse der Feldanlagen wird die Bemessung der Komponenten näher untersucht; im Einzelnen sind das die Kollektoren, Speicher, Erzeuger und das Nahwärmenetz.

5.7.1 Kollektoren

Die Kollektorfläche ist für alle 14 untersuchten Feldanlagen bekannt. Es ist anzumerken, dass für viele Anlagen nicht genau bekannt ist, um welche Fläche (Bruttofläche, Aperturfläche oder Absorberfläche) es sich handelt, da Herstellerunterlagen fehlen. Vereinfacht werden alle Angaben von Gebäudebesitzern, Anlagenbetreibern usw. zur "Kollektorfläche" zusammengefasst.

Abbildung 241 zeigt die installierte Kollektorfläche je Person in Abhängigkeit von der Personenzahl.

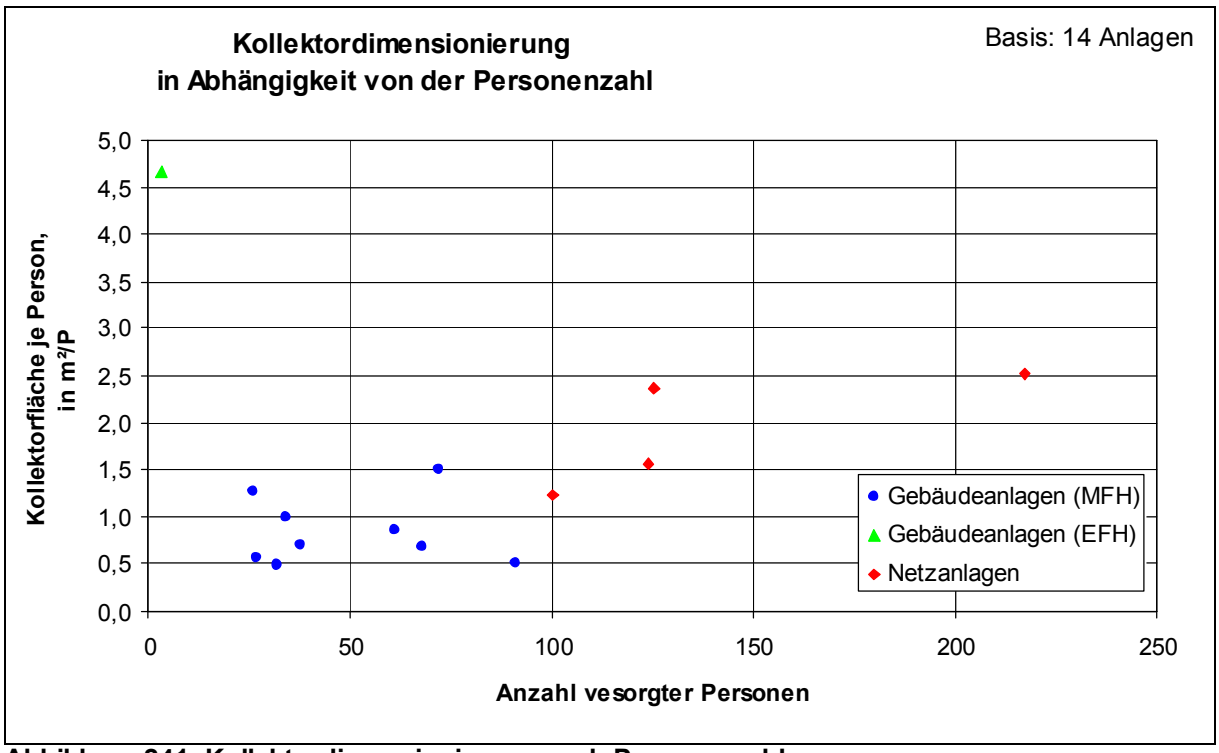


Abbildung 241: Kollektordimensionierung nach Personenzahl

Bei den neun Gebäudeanlagen mit Gesamtzahlen von 30 bis 90 Personen sind 0,5 bis 1,5 m² je Person installiert. Im Mittel wurden 0,84 m²/Person installiert. Diese Fläche wird – da es sich zumeist um Anlagen mit Heizungsunterstützung handelt, als sehr gering eingestuft.

- Kollektorfläche je Person in den Gebäudeanlagen, in m²/Person:

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
0,84	0,84	0,48	1,50	9 Projekte

Bei den vier Netzanlagen mit 100 bis 220 Personen. sind 1,2 bis 2,5 m²/Person installiert – im Mittel ca. 2,0 m²/Person.

- Kollektorfläche je Person in den Netzanlagen, in m²/Person:

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
2,05	1,92	1,24	2,51	4 Projekte

Bildet man flächenbezogene Kennwerte für die installierte Kollektorfläche, ergibt sich die Grafik in Abbildung 242. Es ist ebenso zu erkennen, dass die Netzanlagen – neben dem Einfamilienhaus – eine sehr viel größere Dimensionierung aufweisen.

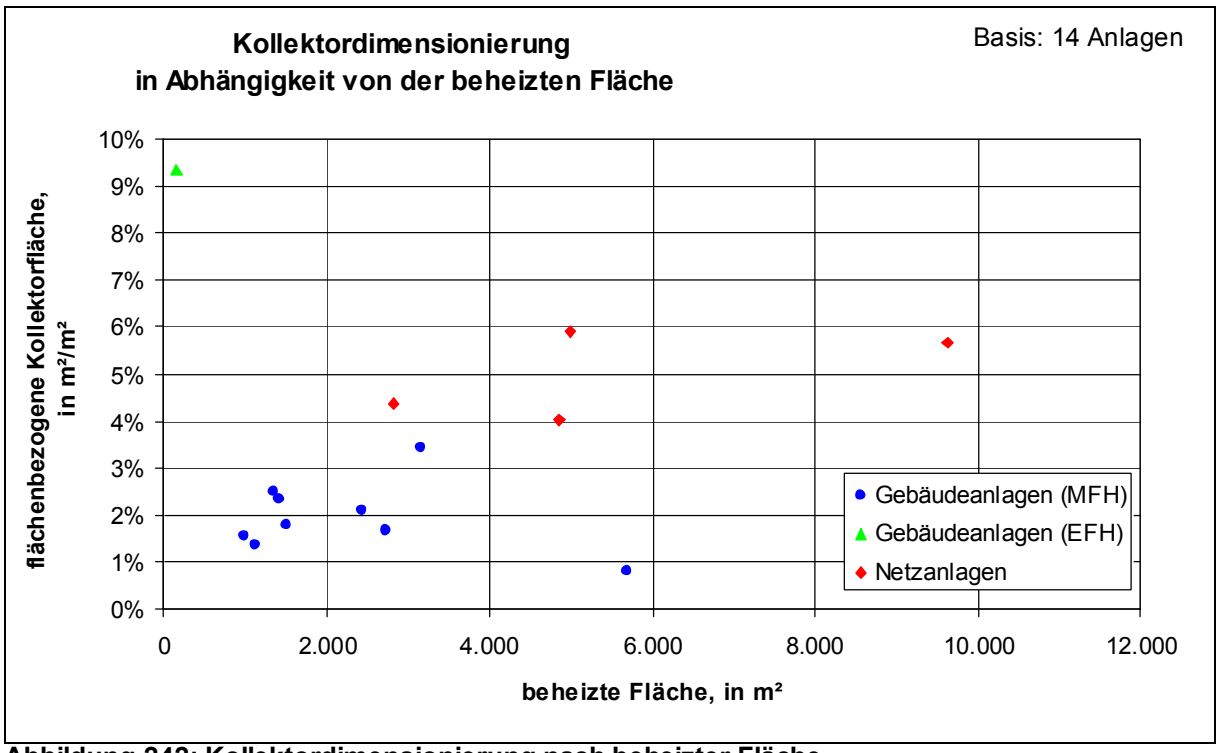


Abbildung 242: Kollektordimensionierung nach beheizter Fläche

Bei den Gebäudeanlagen beträgt die Kollektorfläche knapp 2 % der Gebäudefläche, bei den Netzanlagen 5 %. Die Schwankungsbreiten sind nachfolgend zusammengestellt.

- Kollektorfläche je beheizte Fläche in den Gebäudeanlagen, in m²/m²:

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
0,018	0,020	0,008	0,034	9 Projekte

- Kollektorfläche je beheizte Fläche in den Netzanlagen, in m²/m²:

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
0,052	0,050	0,040	0,059	4 Projekte

Bei den Gebäudeanlagen liegt der Kennwert weit unter dem Wert des Erneuerbare Energien Wärme Gesetzes, welches für Mehrfamilienhäuser von 3 % der EnEV-Nutzfläche A_N ausgeht. Die Nutzfläche A_N ist dabei ca. 10 % größer als die beheizte Wohnfläche, welche in diesem Bericht zugrunde gelegt wird.

5.7.2 Speicher

Abbildung 243 zeigt das installierte Gesamtspeichervolumen je Kollektorfläche. Dabei sind alle Speichervolumina der jeweiligen Feldanlage addiert, weil sich vielfach nicht exakt zuordnen lässt, welches Einsatzgebiet der Speicher hat.

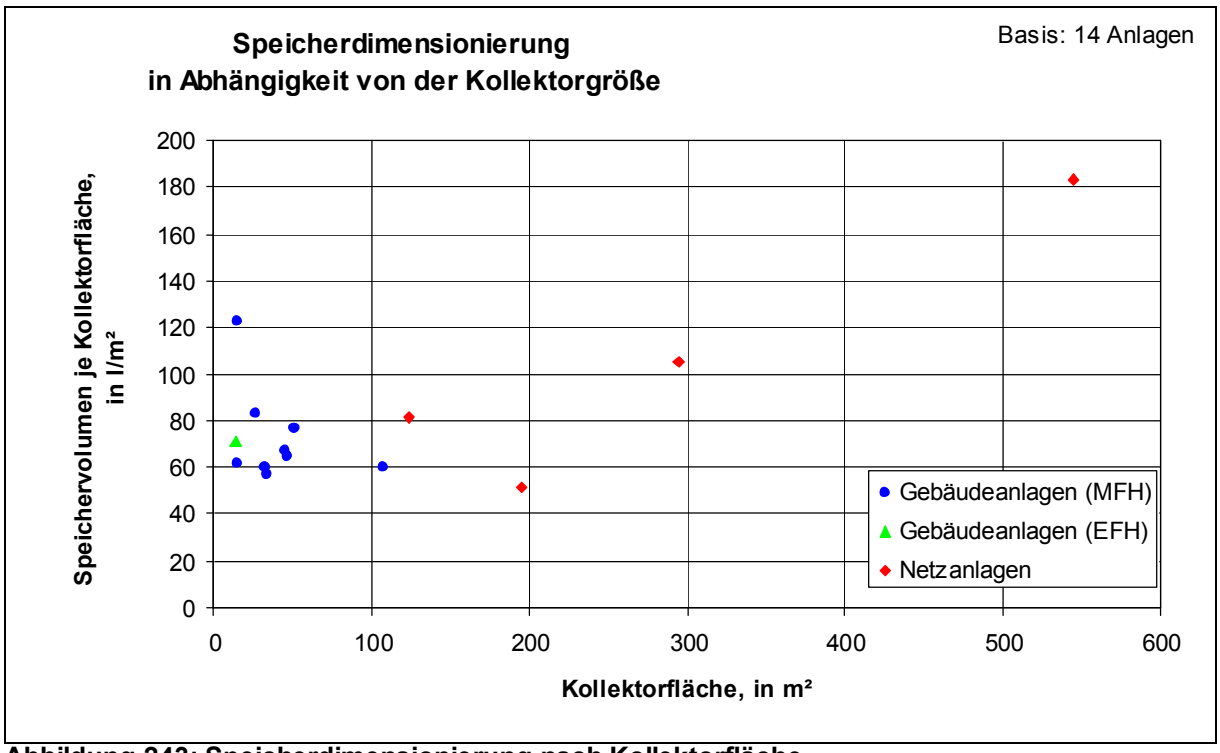


Abbildung 243: Speicherdimensionierung nach Kollektorfläche

Bis auf eine Ausnahme – die Feldanlage 2 Allensteinstraße – weisen die Gebäudeanlagen Speichervolumina von etwa 70 l/m² Kollektorfläche auf. Der in der Fachliteratur und von Herstellern empfohlene Kennwert von 60 l/m² fand – so lassen die Zahlen vermuten – oft Anwendung bei der Speicherwahl. Die Streubreite der Kennwerte ist gering.

- Speichervolumen je Kollektorfläche in den Gebäudeanlagen, in l/m²:

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
68	73	57	123	9 Projekte

Bei den Netzanlagen sind nicht nur größere Kollektorflächen installiert, sondern auch überproportional größere Speicher in 3 von 4 Anlagen. Im Schnitt liegt das Volumen deutlich über 100 l/m² Kollektorfläche.

- Speichervolumen je Kollektorfläche in den Netzanlagen, in l/m²:

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
130	105	51	184	4 Projekte

Der Kennwert in der Feldanlage 12 Gorch-Fock-Weg ist unterproportional niedrig. In der Feldanlage 13 Alter Schlachthof sind mehr als 180 l/m² installiert.

Abhängigkeit von der Personenzahl

Abbildung 244 zeigt die personenbezogenen Speichervolumina. In den Gebäudeanlagen sind zwischen 40 und 90 l Gesamtspeichervolumen vorhanden. Das entspricht dem ein- bis dreifachen Tagesbedarf an genutztem Warmwasser.

Bei den Netzanlagen sind deutlich andere Auslegungsphilosophien zum Einsatz gekommen. Die installierten Speichervolumina liegen zwischen 80 und 460 l/Person.

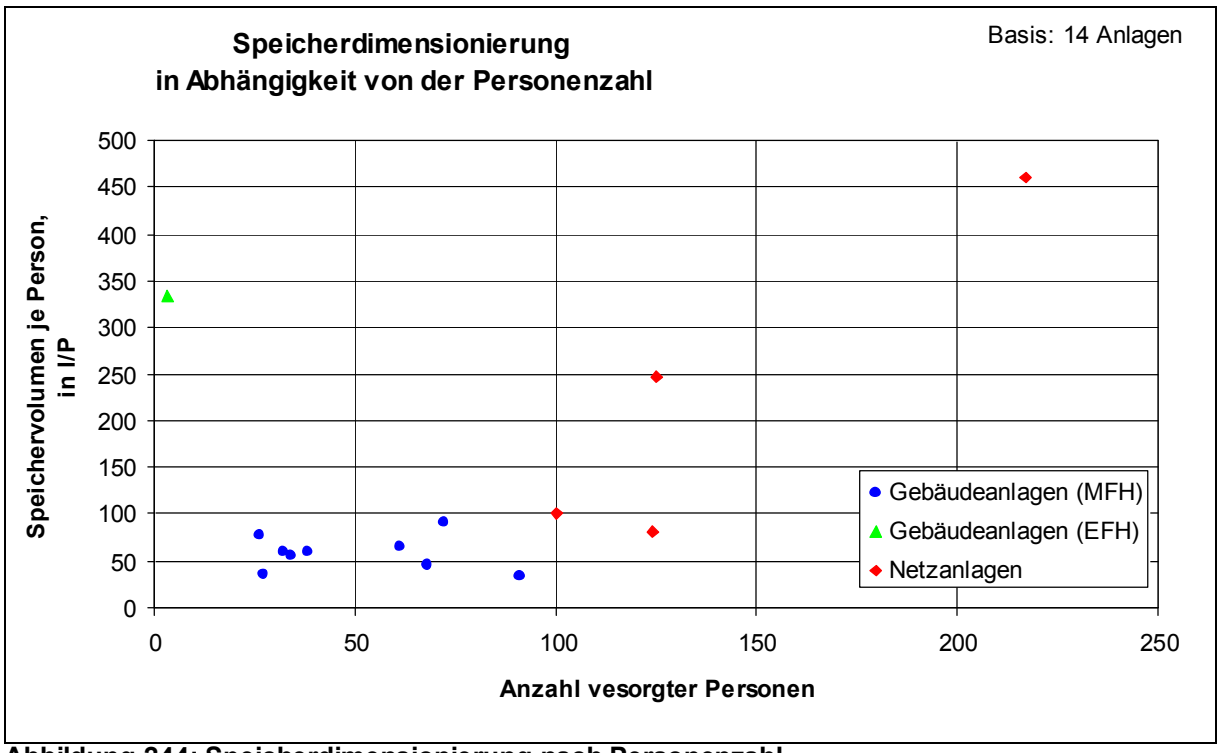


Abbildung 244: Speicherdimensionierung nach Personenzahl

Abbildung 245 und Abbildung 246 zeigen die absoluten Speichervolumina je Person.

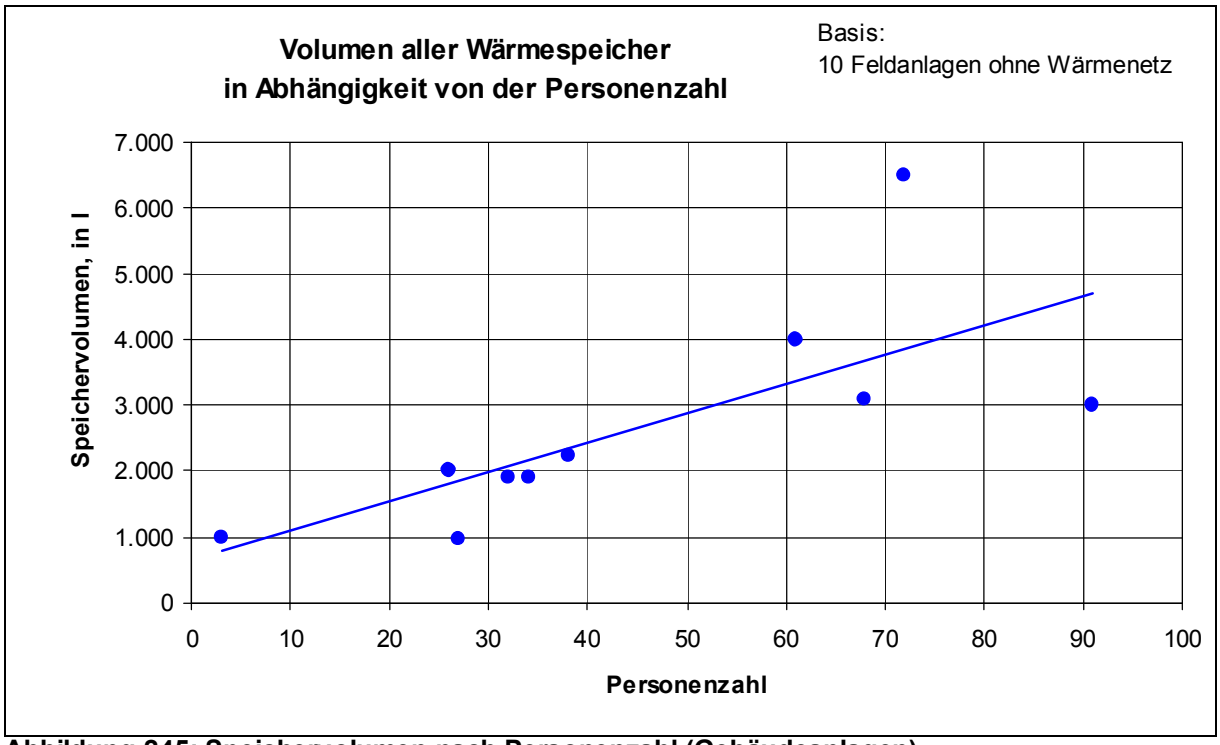


Abbildung 245: Speichervolumen nach Personenzahl (Gebäudeanlagen)

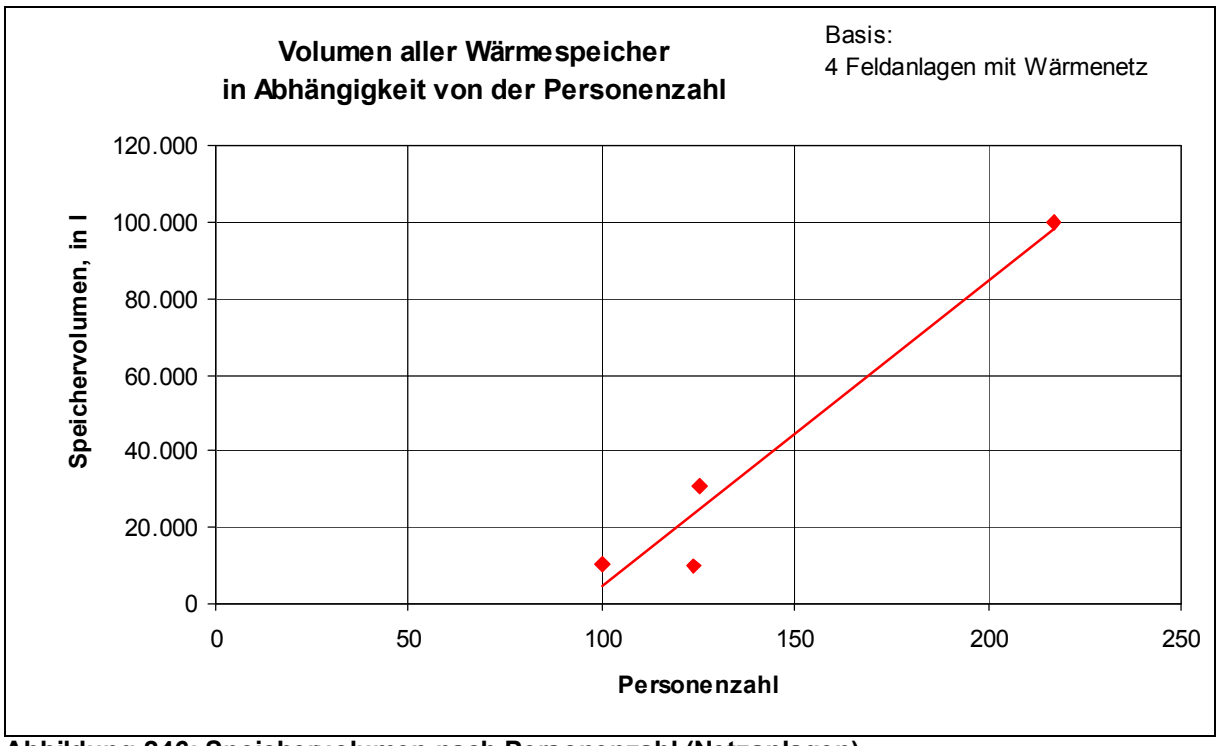


Abbildung 246: Speichervolumen nach Personenzahl (Netzanlagen)

Abhängigkeit von der beheizten Fläche

Abbildung 247 zeigt die wohnflächenbezogenen Speichervolumina. In den Gebäudeanlagen liegen die Kennwerte um 1,5 Liter je Quadratmeter. Bei den Netzanlagen sind um ein Vielfaches größere Speicher vorhanden.

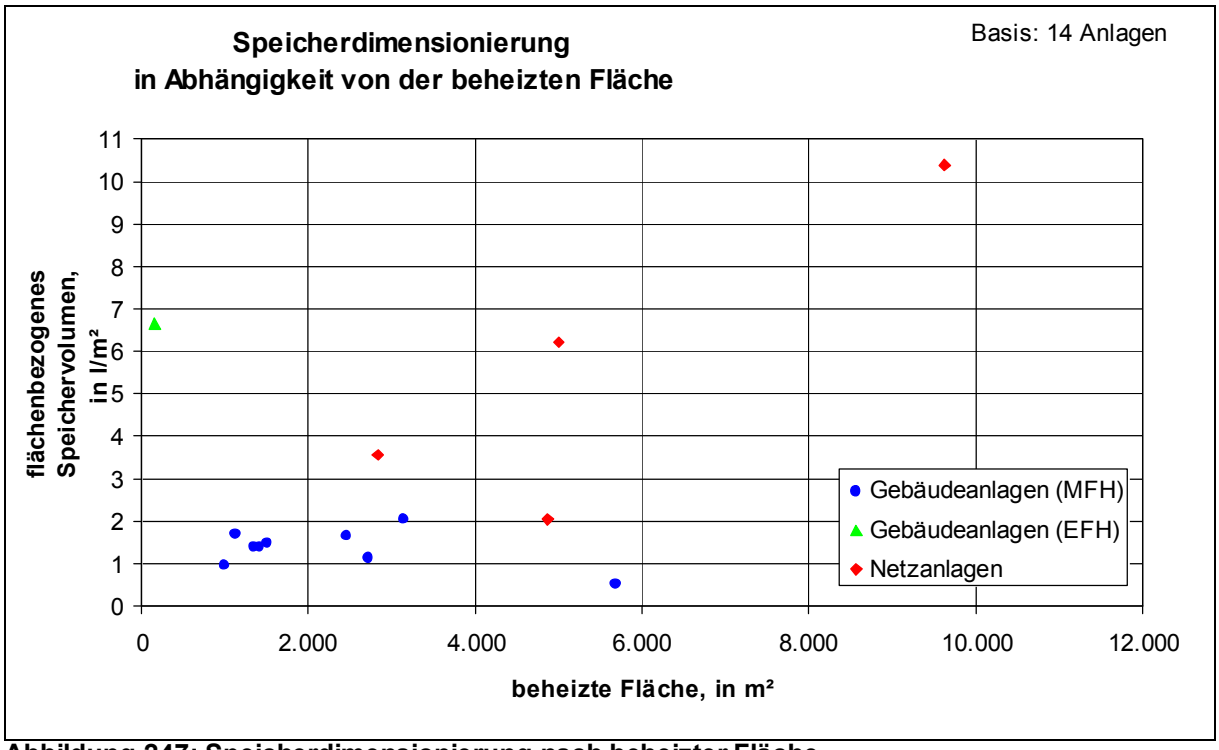


Abbildung 247: Speicherdimensionierung nach beheizter Fläche

Abbildung 248 und Abbildung 249 zeigen die absoluten Speichervolumina je Fläche.

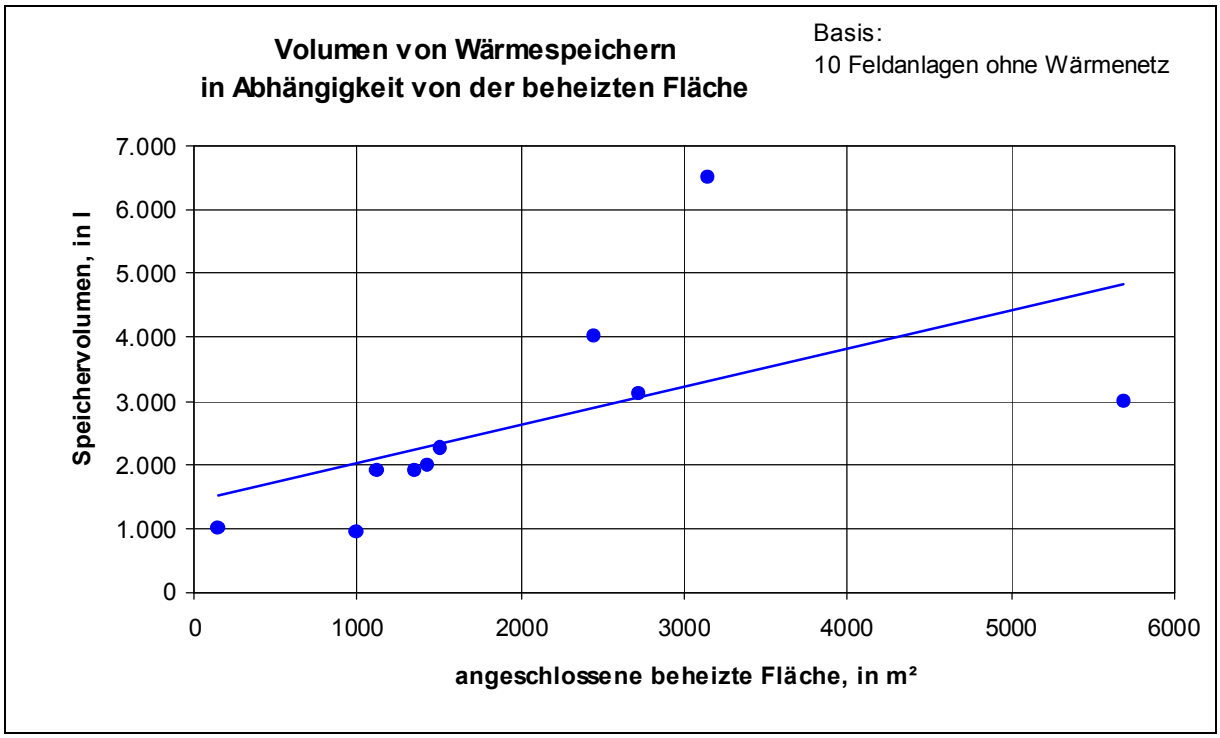


Abbildung 248: Speichervolumen nach beheizter Fläche (Gebäudeanlagen)

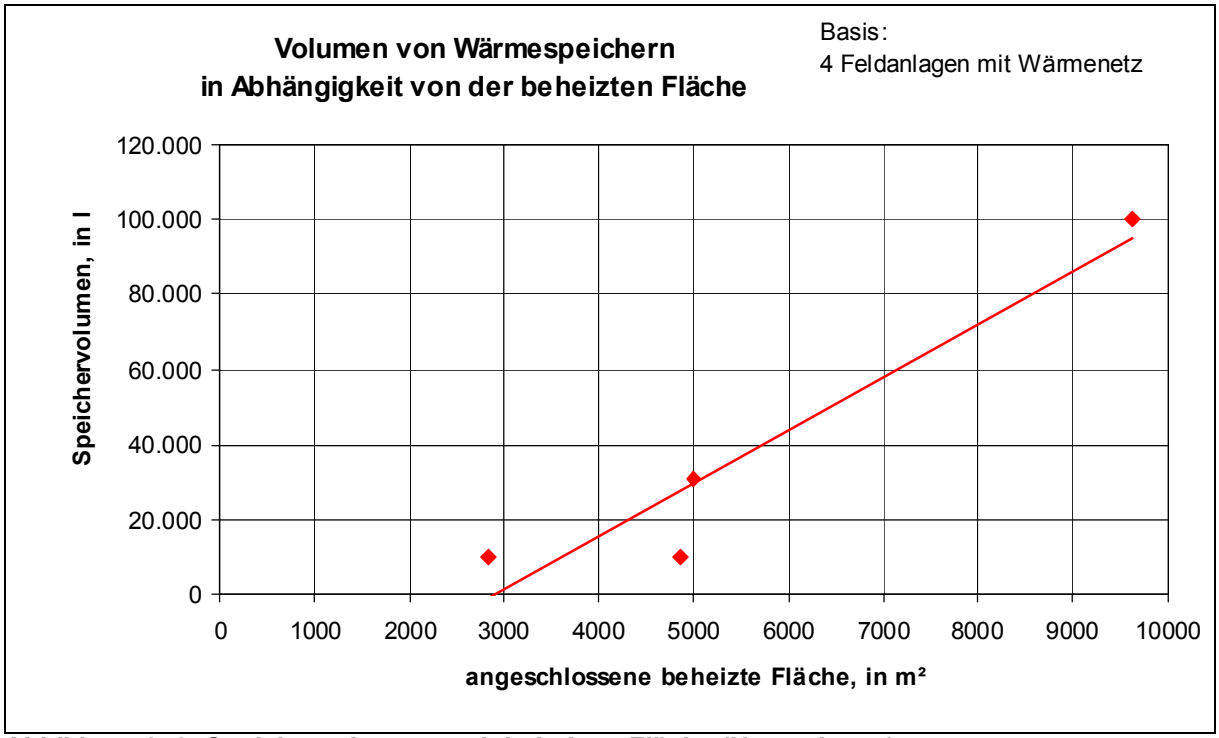


Abbildung 249: Speichervolumen nach beheizter Fläche (Netzanlagen)

5.7.3 Erzeuger

Hinsichtlich der Erzeuger kann eine Überdimensionierung ausgewertet werden, siehe Abbildung 250. Basis für den Kennwert sind die maximale Kesselnennwärmeleistung und die aus Messwerten näherungsweise bestimmte Heizlast der Feldanlage. Es wird kein Zuschlag für die Warmwasserbereitung angenommen und nicht in Netz- und Gebäudeanlagen unterschieden, da keine grundsätzlichen Unterschiede erkennbar sind.

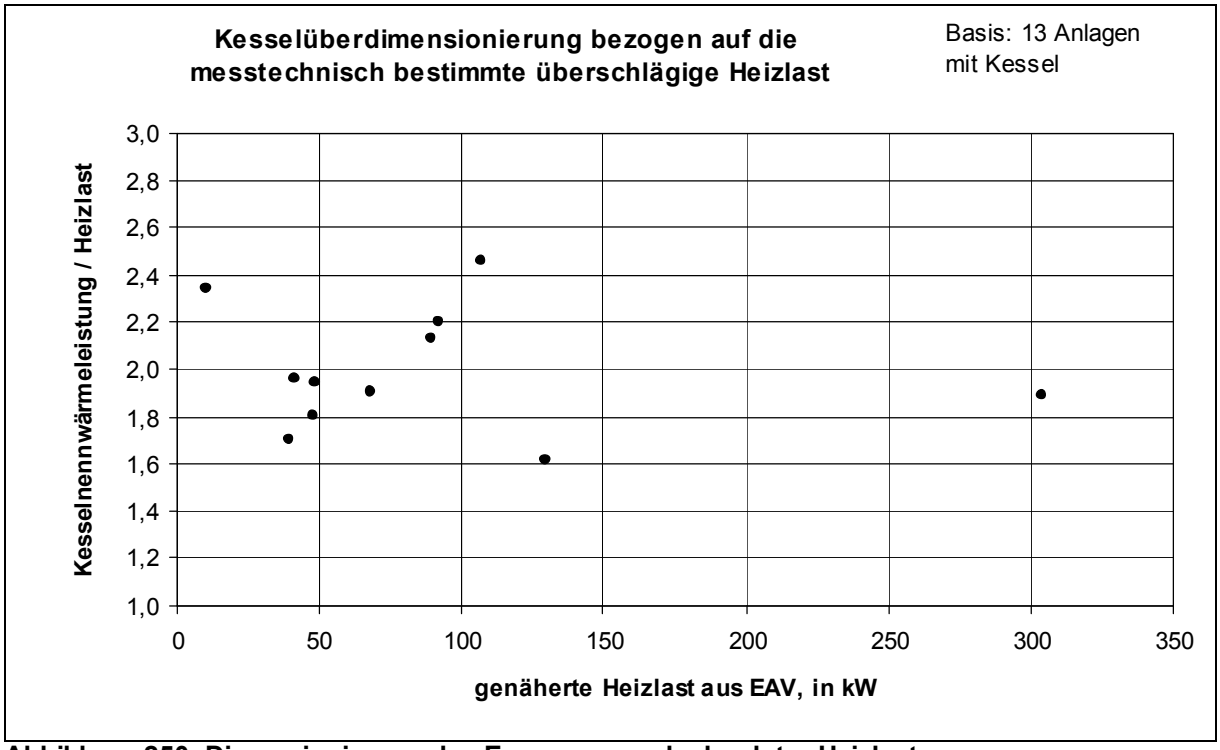


Abbildung 250: Dimensionierung des Erzeugers nach absoluter Heizlast

Die festgestellte Dimensionierung der Kesselanlagen liegt im Mittel bei 193 %, also einer deutlichen Überdimensionierung. Das Einfamilienhaus Feldanlage 14, die Fernwärmeanlage 7 Uckermarkstraße sowie die Anlage 12 Gorch-Fock-Weg sind nicht ausgewertet, weil jeweils kein vollständiger Datensatz vorliegt.

- Überdimensionierung aller Kessel; ermittelt aus Kesselnennwärmeleistung und näherungsweiser Heizlast aus der Energieanalyse der Verbrauchsdaten:

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
1,93	1,93	1,55	2,46	11 Projekte

Der kleinste Wert ergibt sich für den Holzkessel, dessen Kostenintensität offenbar zu einer genaueren Auslegung geführt hat. Die größte Überdimensionierung liegt in dem Alten- und Pflegeheim in Feldanlage 1 Sotzmannstraße vor. Hier wurde aus Sicherheitsgründen die Trinkwarmwasserleistung zur Heizlast hinzuaddiert, so dass vollständiger Parallelbetrieb möglich ist.

Abbildung 251 zeigt den Zusammenhang der Überdimensionierung abhängig von der flächenbezogenen Heizlast. Die größten Überdimensionierungen lassen sich bei den sehr guten und sehr schlechten Gebäuden erkennen.

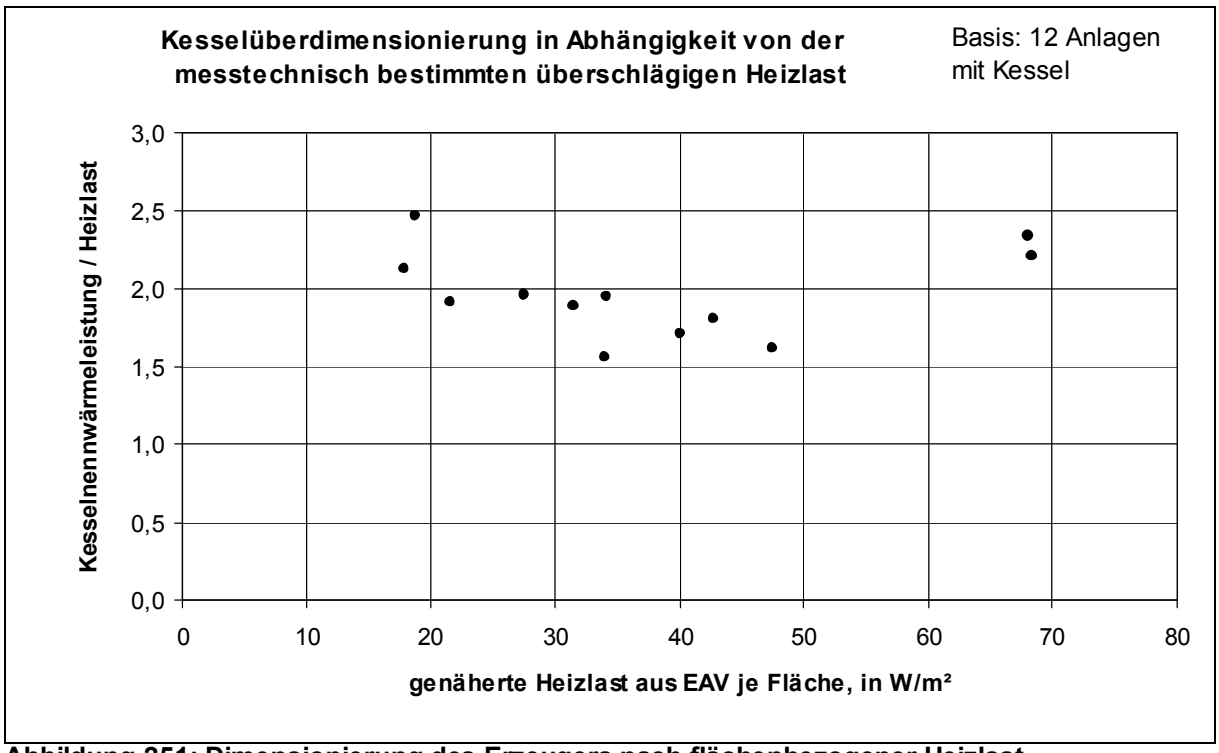


Abbildung 251: Dimensionierung des Erzeugers nach flächenbezogener Heizlast

Insgesamt ist die Bemessung als kritisch einzuschätzen – alle Kessel hätten mit Hilfe einer Planung sehr viel kleiner bemessen werden können. Die sich ergebenden sehr geringen Auslastungen von ca. 15 % liegen weit unter der unteren Modulationsgrenze von 35 … 40 % vieler Kessel.

5.7.4 Nahwärmenetz

Die installierte Trassenlänge lässt sich in den vier Netzanlagen auswerten und einerseits der beheizten Gebäudefläche und andererseits der Anzahl der angeschlossenen Baukörper zuordnen.

Mit zunehmender absoluter Größe der angeschlossenen beheizten Fläche nimmt die Trassenlänge zu, wie Abbildung 252 zeigt.

Im Mittel sind je Quadratmeter beheizter Fläche 0,07 … 0,09 Meter Trasse installiert. Allerdings streut der Kennwert stark zwischen 0,02 und 0,13 m/m².

- Trassenlänge je beheizter Gebäudefläche, in m/m²

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
0,09	0,07	0,02	0,13	4 Projekte

Ein besserer Zusammenhang ergibt sich, wenn nicht die beheizte Gebäudefläche, sondern die Anzahl von Baukörpern zugrunde gelegt wird – siehe Abbildung 253.

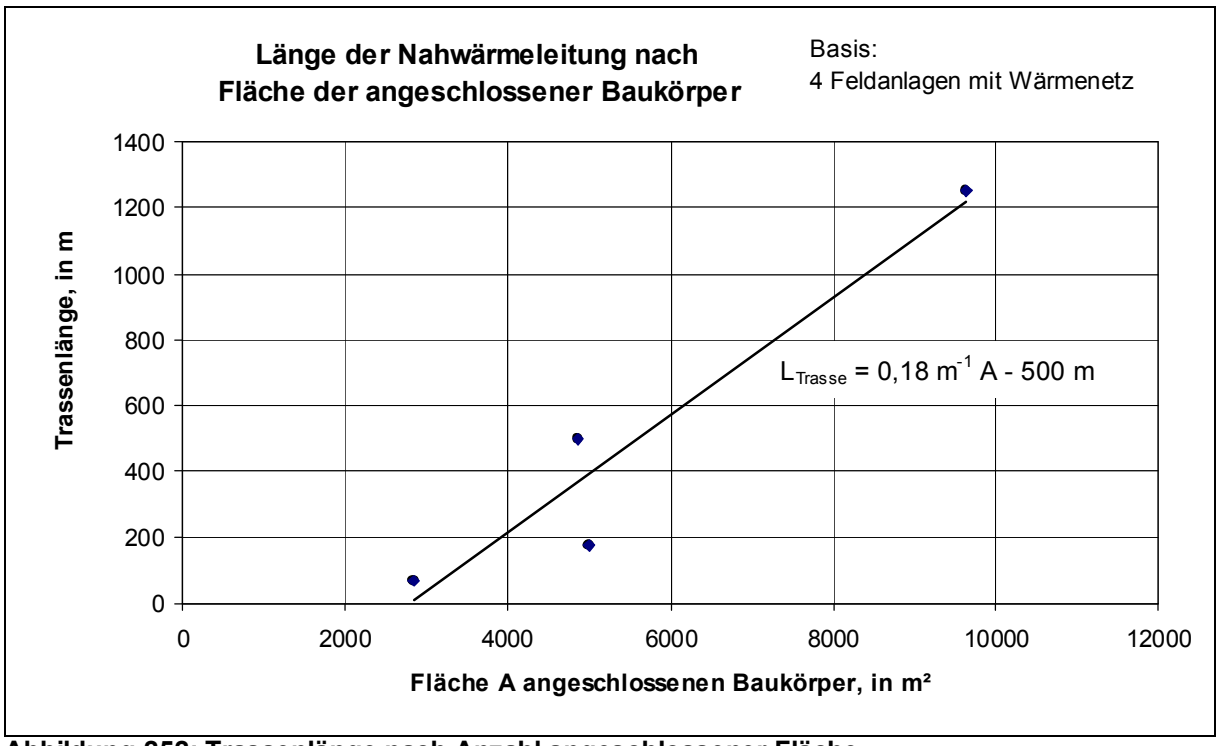


Abbildung 252: Trassenlänge nach Anzahl angeschlossener Fläche

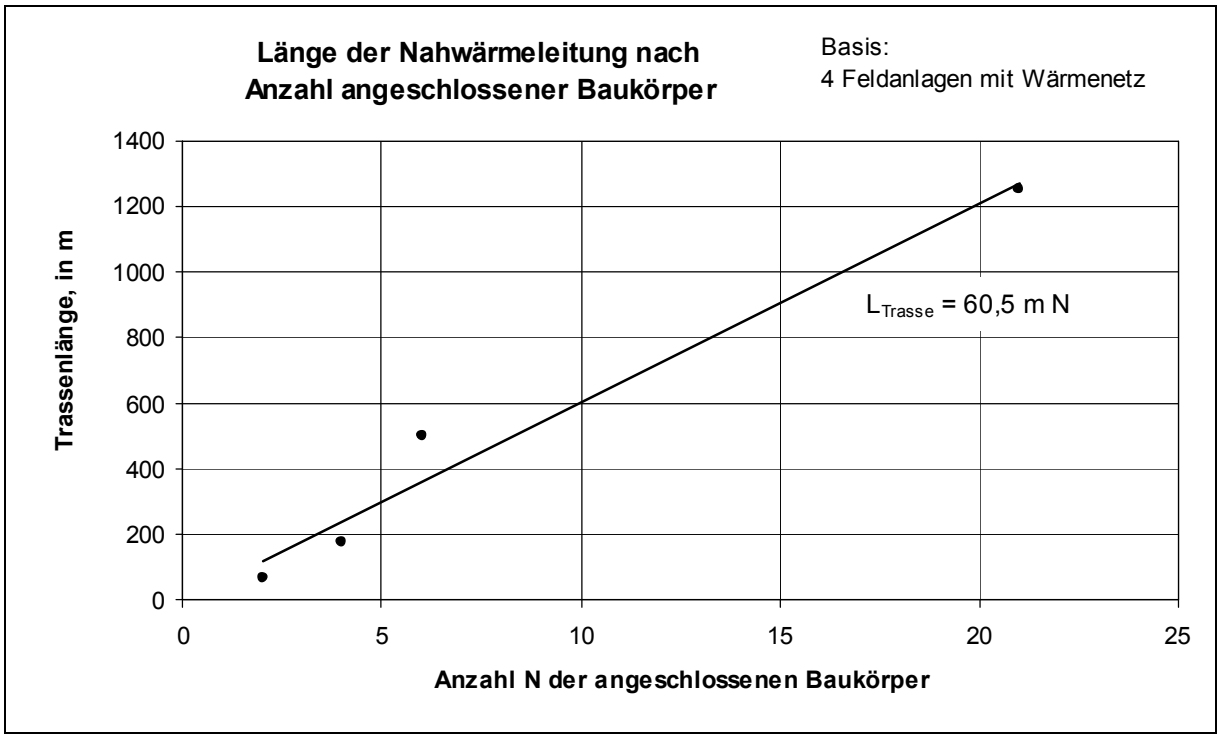


Abbildung 253: Trassenlänge nach Anzahl angeschlossener Baukörper

Je Baukörper sind anteilig im Netz 55 … 60 Meter Trasse verlegt. Der Minimalwert von 35 m/Baukörper ist in der Feldanlage 9 Magdeburger Straße vorzufinden, der Maximalwert von 83 m/Baukörper in Anlage 12 Gorch-Fock-Weg.

- Trassenlänge je beheizter Baukörper, in m/Baukörper

gewichteter Mittelwert:	arithmetischer Mittelwert:	Minimalwert:	Maximalwert:	Größe der Stichprobe:
60	55	35	83	4 Projekte

5.8 Wirtschaftlichkeitsbewertung

Eine Wirtschaftlichkeitsbewertung der Solarthermie soll erfolgen, indem bewertet wird, welche Investitionssumme sich aus der erreichten Endenergieeinsparung heraus finanzieren ließe. Es wird ein Zins von 4 %/a angesetzt und ein Zeitraum von 20 Jahren betrachtet (Annuität 0,074 a^{-1})

Die allgemeine Inflation beträgt 2 %/a und die nominale Energiepreissteigerung wird mit 7 %/a festgesetzt. Das führt zu einer Verdopplung der realen Energiepreise im Mittel des Betrachtungszeitraumes (m_E = 2). Zugrunde gelegt werden für den Brennstoff 7 Cent/kWh bei Gas, 5 Cent/kWh bei Holz und 20 Cent/kWh für Strom.

Werden die Energiekosten für Gas und Holz sowie die Energiepreissteigerung geringer gewählt, sinkt die refinanzierbare Investition. Gleiches gilt für kürzere Betrachtungszeiträume. Geringere Zinsen erhöhen die Investitionssumme.

Die erreichte Endenergieeinsparung aller Anlagen ist in Kapitel 5.4 zusammengestellt. Sie lässt sich in jährliche eingesparte Energiekosten umrechnen. Dabei werden die Energieträgerpreise und die mittlere Preisverdopplung eingerechnet. Beispiel für die Feldanlage 4 Wurmbergstraße:

- Kostenersparnis heute: 10,45 kWh/(m²a) · 1426 m² · 0,07 €/kWh = 1044 €/a
- Kostenersparnis langfristig: 1044 €/a · 2 = 2088 €/a
- refinanzierbare Investitionssumme: 2088 €/a / 0,074 a^{-1} = 28205 €/a

Wenn keine Wartungskosten und Pumpenstromkosten anfallen, dürfte die Anlage zum heutigen Zeitpunkt nicht mehr als 28.000 € kosten. Das wäre bei der vorhandenen Anlage mit 33 m² Kollektorfläche und 2 Pufferspeichern grenzwertig machbar.

Eine realistische Wirtschaftlichkeitsbewertung sollte die Kosten für Hilfsenergie und Wartung/Instandhaltung berücksichtigen. Der Pumpenstromaufwand wird mit Hilfe der Literatur [Toolbox01] geschätzt. Im Falle der Feldanlage 4 ergibt sich:

- Leistung der Pumpe: 20 W +5 W/WE · 25 WE = 145 W
- Laufzeit der Pumpe: 1500 h/a
- Stromkosten der Pumpe heute: 0,145 kW · 1500 h/a · 0,2 €/kWh = 44 €/a
- Stromkosten der Pumpe langfristig: 2 · 44 €/a = 88 €/a

Wartungskosten werden anhand von Erfahrungswerten und anhand der Kollektorfläche abgeschätzt: und langfristig nicht erhöht:

- Wartungskosten heute und künftig: 300 €/a + 10 €/(m²a) · 33,18 m² = 632 €/a

Daraus lässt sich ebenfalls die Höhe der refinanzierbaren Kosten bestimmen:

- refinanzierbare Investitionssumme: (2088 - 88 - 632) €/a / 0,074 a^{-1} = 18.492 €/a

Tabelle 66 zeigt die Ergebnisse aller Anlagen und ohne Rundungsfehler – sowie eine Einschätzung, ob die Anlage zu der genannten Summe tatsächlich zu beschaffen wäre.

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Kollektorfläche		46,2	15,5	15,5	33,2	27,0	46,0	52,0	108,0	124,0	33,6	294,8	194,9	544,9	14,0
Kostenersparnis Brennstoff heute	€/a	1339	471	460	1044	545	568	982	2435	1981	548	3692	4121	16467	193
refinanzierbare Investitionssumme	T €	36,2	12,7	12,4	28,2	14,7	15,4	26,5	65,8	53,5	14,8	99,8	111	445	5,2
Realistisch?		ja	knapp	knapp	ja	nein	nein	nein	knapp	nein	nein	nein	knapp	ja	nein
Kostenersparnis Brennstoff heute	€/a	1339	471	460	1044	545	568	982	2435	1981	548	3692	4121	16467	193
Mehrkosten Pumpenstrom heute	€/a	74	30	30	44	48	74	66	60	60	51	92	62	101	8
Wartungsmehrkosten	€/a	762	455	455	632	570	760	820	1380	1540	636	3248	2249	5749	440
refinanzierbare Investitionssumme	T €	23,9	5,8	5,5	18,5	5,7	3,1	13,7	45,6	31,1	4,8	53,4	79,3	365	-0,9
Realistisch?		nein	nein	nein	ggf.	nein	nein	nein	nein	nein	nein	nein	nein	ja	nein

Tabelle 66 Überschlägige Wirtschaftlichkeitsbewertung

In der Übersicht aller Anlagen zeigt sich, dass unter Berücksichtigung der Wartung/Instandhaltung und des Pumpenstroms eine Anlage voraussichtlich wirtschaftlich wäre. Werden allein die Energieeinsparungen bedacht, ist etwa die Hälfte der Anlagen unter den genannten Randbedingungen knapp wirtschaftlich.

6 Thematisierung von Problemen und Fazit

Das nachfolgende letzte Kapitel dient der Zusammenfassung der Erkenntnisse aus den Einzelanlagen in Kapitel 4 sowie den themenbezogenen Querauswertungen des Kapitels 5. Es werden die wichtigsten Erkenntnisse des Projektes zusammengefasst und ggf. weiterer Untersuchungsbedarf benannt.

6.1 Nutzungsgrad der Kessel

Die im Projekt gemessenen Nutzungsgrade für Gas-Brennwertkessel liegen brennwertbezogen zwischen 85,6 % und 93,6 %. Insbesondere die Spannbreite ist enorm, zeigt sie doch das prinzipiell Erreichbare auf und damit auch Optimierungspotential in punkto Kessel. **Im Mittel lag der Nutzungsgrad der Brennwertkessel bei 88 %.**

Im Projektmittel mussten die Kesselanlagen 80 … 90 kWh/(m²a) an Wärme bereitstellen. Mit oben genannter Spanne der Nutzungsgrade liegen Kesselverluste im Bereich 6 … 15 kWh/(m²a). Im Projektmittel lag der Erzeugerverlust bei ca. 12 kWh/(m²a). **Das Optimierungspotential beträgt im Schnitt 6 kWh/(m²a).**

Aufgrund der sehr kleinen Stichprobe von Messwerten können keine systematischen Einflüsse auf den Nutzungsgrad herausgearbeitet werden. Infrage kommen: die Kesselleistung (große vs. kleine Geräte), der Wasserinhalt (Taktverhalten), Dimensionierung und Auslastung, Anteil der Trinkwarmwasserbereitung am Nutzen (Einfluss des Temperaturniveaus), solarer Deckungsanteil, Einbindung des Kessels in die Anlage (Hydraulische Weiche, Puffer), die Ausführung als Ein- oder Zweikesselanlage (Stillstandszeiten, Abschaltzeiten), die Modulation, der Baustandard des Objektes (Temperaturniveau), Betrieb als Gebäude- oder Nahwärmekessel (Temperaturniveau). **Genauere Untersuchungen an Feldanlagen könnten klären, welche Einflüsse besonders hoch sind.**

Der Nutzungsgrad des Gas-Niedertemperaturkessel lag bei knapp 82 %. Der Holzkesselnutzungsgrad bei 75 %.

Alle Kennwerte – Nutzungsgrade und Erzeugerwärmeverluste – liegen im Bereich der Ergebnisse eine Feldtests an kleinen Brennwertanlagen aus den Jahren 2002 und 2003 [BW03].

6.2 Dimensionierung und Auslastung der Erzeuger

Die **Überdimensionierung** der Kessel ist zu kritisieren. Die installierte maximale Kesselnennwärmeleistung liegt etwa **1,93-mal** so hoch wie die messtechnisch festgestellte maximale Gebäudeheizlast. Da in allen Anlagen mehr als ausreichende Speichervolumina vorhanden sind, ist eine Überdimensionierung aufgrund der Trinkwarmwasserbereitung nicht notwendig. Insbesondere bei den Zweikesselanlagen reicht in zwei von vier Fällen ein Kessel als alleiniger Erzeuger aus!

Der Holzkessel fällt hinsichtlich der Dimensionierung positiv auf: er ist nur um den Faktor 1,6 überdimensioniert. Das ist der geringste Wert innerhalb des Projektes. Es wird vermutet, dass hier aus Kostengründen die Leistung kleiner gewählt wurde.

Die mittlere **Kesselbelastung liegt bei 15 %.** Sie würde ansteigen, wenn keine Solarthermie vorhanden wäre – jedoch nur um wenige Prozentpunkte. Der Wert ist vor allem wegen der Überdimensionierung so gering. Er liegt weit unterhalb der mittleren **Modulationsgrenze von etwa 35 %** bei den Brennwertkesseln. Es ist bei vielen Anlagen von Taktbetrieb über die meiste Zeit des Jahres auszugehen, da bereits am kältesten Tag nur etwa 50 … 60 % Belastung gegeben sind.

Ohne genauen Nachweis der möglichen Nutzungsgradverbesserung wird an dieser Stelle die Forderung gestellt, Kessel künftig passender zu bemessen. Es kann zumindest die Anzahl der Brennerstarts vermindert werden.

Bezogen auf die Auswertung der Brennwertkessel in EFH ist die Auslastung in den untersuchten Mehrfamilienhäusern höher – der Wert lag bei nur 8 % [BW03].

6.3 Einbindung von Kesseln

Die Kessel sind in den Feldanlagen unterschiedlich eingebunden: durch Anschluss an den Pufferspeicher, eine hydraulische Weiche, beides oder keines von beidem.

Der zahlenmäßige Nachweis, welche dieser vier Varianten den Nutzungsgrad oder die Kesselverluste wie stark beeinflusst sollte und konnte das Projekt nicht liefern.

Bei der Auswertung der einzelnen Anlagen war jedoch festzustellen, dass in den Lösungen mit hydraulischer Weiche (Feldanlage 4, 5, 11, 12, 14) die Kesselkreispumpen nicht auf die Anlage eingestellt wurden. Hier ist mit Beeinträchtigung des Brennwerteffektes zu rechnen, wenn die Vorlauftemperatur zu hoch ist – bei den Nahwärmeanlagen also dauerhaft.

Eine positive Beeinflussung des Kessels durch einen geschichteten Pufferspeicher ist in einer Feldanlage (13) sicher. Hier wird erreicht, dass der Kessel längere Zeiträume am Stück ausgeschaltet werden kann.

Aufgrund der zu kleinen Stichprobe kann bei den anderen Anlagen kein systematischer Zusammenhang zwischen Pufferspeicher und verbessertem Nutzungsgrad nachgewiesen werden. Eine Anbindung über Weiche und Puffer (Anlage 4) gleichermaßen erscheint jedoch nicht sinnvoll.

Als Empfehlung wird aus den Projektergebnissen bzw. auch früheren Projekten [BW03] heraus empfohlen, die Verwendung einer hydraulischen Weiche oder Überströmventilen bei Thermen zu vermeiden.

6.4 Kessel oder Therme

Im Projekt waren 7 Anlagen mit Thermen (zweimal als Zweikesselanlage), 6 Anlagen mit bodenstehenden Kesseln (zweimal als Zweikesselanlage) und eine Anlage mit einem Fernwärmeanschluss ausgestattet. Es ist in den Feldanlagen keine Planungslogik zu erkennen, die Thermen mit zusätzlichen Kesselpuffern auszustatten und die bodenstehenden Kessel nicht – es sind praktisch alle Konstellationen vorhanden.

Etliche Thermenanlagen sind mit hydraulischer Weiche oder Pufferanschluss ausgestattet, um den Mindestdurchfluss zu gewährleisten. Alle Thermen haben integrierte Pumpen. Diese sind meist nicht in die übergeordnete Regelung einbezogen und nicht an die Anlage angepasst (z.B. Anlage 1, 4).

Die geringe Anzahl der Feldanlagen ermöglicht es nicht, separat auszuwerten ob der Nutzungsgrad von Kesseln mit großen internem oder Thermen mit großem externem Puffervolumen effizienter arbeiten. Allein aus Sicht der Oberflächenwärmeverluste der Geräte und Stutzen erscheint der interne Puffer sinnvoller.

Es ist nicht sinnvoll, Kessel mit großem Eigenwasserinhalt zusätzlich an eine hydraulische Weiche anzuschließen (Anlage 12). Ein Anschluss eines Kessels an einen Pufferspeicher muss geprüft werden und kann ggf. entfallen, wenn der Kesselwasserinhalt selbst groß genug ist.

Für die Fachplanung ist vor allem zu fordern, dass das Problem der internen und externen Pufferung von Heizwasser überhaupt in der Planung thematisiert wird. Die Wahl eines Puffers oder einer hydraulischen Weiche muss begründet sein!

6.5 Regelung

Bei den untersuchten Anlagen sind zwei Punkte festzustellen: die Dokumentation der Regelung liegt in den seltensten Fällen vor und ist zumeist sehr komplex. In etlichen Anlagen ist die Kesselregelung nicht in die Solarregelung eingebunden, was zu vermeiden ist!

Vor allem die Nachverfolgung von Betriebsfehlern und deren Beseitigung während der zweijährigen Messung zeigte, dass ein großes Unwissen über die Regelung herrscht. Bei Planern, Betreibern und Ausführenden gleichermaßen. Eine Anlagenoptimierung konnte vielfach nicht erfolgen, weil keine Beschreibung der grundsätzlichen Funktionsweise (Einschalt-, Ausschalt-, Umschaltkriterien für Ventile und Pumpen, Kennlinien von Reglern) vorliegt.

Der sich ergebende Wunsch für die Zukunft liegt auf der Hand: **vor einer Optimierung der Solarthermie muss deren Regelung bekannt sein. Kessel-, Solar- und Anlagenregelung können nur zusammen betrachtet werden.**

6.6 Solare Erträge und Kollektorbemessung

Der in den untersuchen Feldanlagen gemessene **Kollektorkreisertrag liegt bei ca. 340 kWh/(m²a)** bezogen auf die Kollektorfläche. Die Streubreite ist hoch – zwischen 215 und 494 kWh/(m²a). Der erreichte **solare Deckungsanteil liegt bei 11 … 13 %** - mit einer Streuung von 2 … 28 %.

Sowohl die Speicherdimensionierung als auch die Kollektorbemessung beeinflussen den Ertrag und Deckungsanteil. Die Speicherbemessung hat insgesamt einen geringeren Einfluss auf das Ergebnis als die Kollektorbemessung. Steigen Kollektorfläche je Person bzw. beheizter Fläche an, werden erwartungsgemäß höhere Deckungsraten erreicht. Gleichzeitig sinkt der kollektorflächenbezogene Ertrag ab – jedoch nur sehr gering.

Es ist erkennbar, dass bei nahezu identischer Dimensionierung der Kollektorfläche und des Speichervolumens sehr große Spannbreiten bei Kollektorertrag und Deckungsanteil möglich sind – das spricht für betriebsbedingte Effizienzschwankungen.

Es lässt sich aber erkennen, dass der Kollektorkreisertrag von der Zapfmenge an Trinkwarmwasser und dem Verteilungsnutzungsgrad bzw. von der Höhe der Zirkulationsverluste abhängt. Je mehr Trinkwarmwasser gezapft wird und je geringer die Zirkulationsverluste bzw. deren Anteil an der Trinkwarmwasserenergie, desto höhere Erträge wurden erreicht.

Hinsichtlich der Bemessung sind zwei grundsätzliche Strategien festzustellen.

Bei den Gebäudeanlagen ist die Kollektorbemessung extrem knapp: 0,5 … 1,5 m²/Person (im Mittel 0,84 m²/Person). Der Deckungsanteil liegt entsprechend bei nur 7 %. Es ist im Sommer in keinem Fall auch nur annähernd eine Volldeckung des Bedarfs festzustellen. Die Erzeuger müssen durchlaufen. Die kollektorbezogenen Erträge liegen bei etwa 360 kWh/(m²a). Die Vermutung liegt nahe, dass hier auf hohe Kollektorerträge abgezielt wurde.

Bei den Netzanlagen ist die Kollektorbemessung großzügiger: 1,2 … 2,5 m²/Person (im Mittel 2 m²/Person). Der Deckungsanteil liegt entsprechend höher, bei 18 %. In einem Fall kann im Sommer die Kesselanlage für längere Zeiträume ausgeschaltet werden, weil eine Volldeckung des Bedarfs festzustellen ist. Die kollektorbezogenen Erträge liegen niedriger, bei etwa 300 kWh/(m²a). Die Planung ähnelt der von Einfamilienhausanlagen: abgezielt wird auf die sommerliche Volldeckung.

6.7 Solare Trinkwarmwasserbereitung und Heizungsunterstützung

Die untersuchten Anlagen tragen größtenteils nur zur Trinkwarmwasserbereitung bei. In drei von 14 Fällen kann vermutet werden, dass Kollektor- und Speicherbemessung zu einer geringfügigen Heizungsunterstützung führen

- Feldanlage 11 Siegfried-Czapski-Straße, Netzanlage mit Gaskessel
- Feldanlage 13 Alter Schlachthof, Netzanlage mit Gaskessel
- Feldanlage 14 Am Roseneck, Einfamilienhaus mit Gaskessel

In vielen der Gebäudeanlagen ergibt die Jahresbilanz eine mittlere Deckung des Trinkwarmwasserbedarfs incl. Zirkulationsverluste von 20 … 30 %. Aus der Monats- oder Tagesbilanz ist erkennbar, dass in den jeweiligen Messintervallen meist keine Überschüsse für die Heizung feststellbar sind. Die Solarerträge erreichen auch in Kurzzeitintervallen nicht den Bedarf der Trinkwarmwasserbereitung.

Dies ist zum einen auf die knappe Bemessung der Kollektorfelder zurückzuführen. Andererseits werden aufgrund der Zirkulation insgesamt für Solarthermie ungünstige Temperaturen benötigt. Bei den Gebäudeanlagen müsste für eine näherungsweise Volldeckung des sommerlichen Wärmebedarfs im Schnitt eine Kollektorverdoppelung vorliegen. Erst ab einer etwa dreifach so großen Kollektorfläche als im Mittel der untersuchten Gebäudeanlagen wird eine Dimensionierung erreicht, die der der Netzanlagen entspricht und bei der nennenswerte Heizungsbeiträge erwartet werden dürfen.

Für die Gebäudeanlagen lässt die Auswertung der Feldanlagen folgende Erkenntnis zu: **die Kollektorfeldbemessung ist in fast allen Anlagen für die Heizungsunterstützung zu klein. Insofern ist die Mehrinvestition in die gewählten Pufferspeicher, Hydrauliken und aufwändigeren Regelungen mit der Zielsetzung eines heizungsunterstützenden Betriebs nicht sinnvoll gewesen. Bei der jeweils gewählten Kollektorfläche, aus Sicht der Verfasser dieses Berichtsteils aber auch aus grundsätzlichen Erwägungen, wären einfache Trinkwarmwasseranlagen sinnvoller gewesen.**

Bei den Netzanlagen kann festgestellt werden: **die gewählten Kollektorflächen führen aller Wahrscheinlichkeit nach zu einer geringfügigen Heizungsunterstützung bzw. zumindest zu großen Deckungsanteilen im Bereich Trinkwarmwasser. Allerdings werden die größeren solaren Beiträge durch die Netzverluste vermindert oder gänzlich zunichte gemacht**.

Auf Basis der Messergebnisse, aber auch aus grundsätzlichen und wirtschaftlichen Erwägungen kann seitens der Autoren dieses Berichtsteils keine Empfehlung für eine Anlage mit Heizungsunterstützung gegeben werden. Siehe auch Kapitel 6.11 zur Wirtschaftlichkeit.

6.8 Speicherbemessung und Speicherverluste

Die Speicherbemessung entspricht in vielen Gebäudeanlagen den Empfehlungen der Literatur: vorgefunden wurden **ca. 70 l/m² Kollektorfläche**. Bei den Netzanlagen wurde nicht nur mehr Kollektorfläche, sondern auch mehr Speichervolumen je Kollektorfläche installiert: ca. **120 l/m² Kollektorfläche**.

Die Wärmeverluste der Zentrale konnten in allen Fällen nur mit Unsicherheiten ermittelt werden. Es ist jedoch der Größeneinfluss der Speicher feststellbar.

Die Speichervolumina sind in den Netzanlagen mit wenigen großen Speichern realisiert worden, was als positiv zu bewerten ist. Anteilige **Wärmeverluste der Zentrale im Bereich 2 … 3 kWh/(m²a)** sind die Folge.

Bei den Gebäudeanlagen sind in mehreren Fällen (Anlage 1, 5, 7, 8, 9) ungünstige Speicherkonzepte mit vielen kleinen Speichern und entsprechend sehr vielen Anschlüssen, Leitungen usw. vorgefunden worden. Anteilige **Wärmeverluste der Zentrale im Bereich 4 … 6 kWh/(m²a)** resultieren.

An die Fachplanung gerichtet wird die Empfehlung: **es sind möglichst große Speichereinheiten und geringe Stückzahlen zu wählen, um das geplante Speichervolumen zu realisieren.**

Aus der Untersuchung der Feldanlagen lässt sich nicht feststellen, welches optimale Speichervolumen je Person oder Kollektorfläche empfehlenswert ist. Es besteht weiterer Untersuchungsbedarf.

6.9 Nahwärmekonzepte

In vier Fällen (Feldanlage 9, 11, 12 und 13) sind Konzepte mit Nahwärmenetz gewählt worden. Es handelt sich in allen Fällen um Netze, die im Zuge des Gebäudeneubaus (in allen Fällen nach 2002) oder der Erzeugung errichtet wurden.

Die Netze weisen unterschiedliche Trassenlängen auf, die zusammengeschlossenen Gebiete unterschiedliche Abnahmedichten (Reihenhausstruktur oder Mehrfamilienhäuser). Die anteiligen **Nahwärmenetzverluste betragen 6 … 7 kWh/(m²a) bei den beiden Mehrfamilienhausnetzen und 18 … 26 kWh/(m²a) bei den beiden Reihenhausnetzen**.

Die Netzverluste sind in den beiden Mehrfamilienhausfällen akzeptabel. Die solaren Erträge liegen in diesen Fällen deutlich über dem Netzverlust. Bei den beiden Reihenhausnetzen liegen die solaren Erträge deutlich unterhalb bzw. etwa gleich hoch wie die Netzverluste.

Aus den Feldanlagen ergibt sich die Erkenntnis: **nur extrem gut konzipierten Wärmenetzanlagen mit hoher Abnehmerdichte weisen akzeptable anteilige Nahwärmenetzverluste auf. Die Einbindung von Solarthermie ist nur in diesem Fall in Erwägung zu ziehen.**

6.10 Trinkwarmwasserbereitung und Zirkulationsverluste

Die Trinkwarmwasserbereitung konnte in allen 9 Mehrfamilienhäusern mit Gebäudeanlagen näher untersucht werden. Es zeigt sich, dass der **Nutzen für Trinkwarmwasser im Bereich 11… 21 kWh/(m²a) liegt – im Mittel bei 14 kWh/(m²a).**

Gleichzeitig treten unerwartet hohe Zirkulationsverluste auf. Bei einer Spannbreite von **11 … 26 kWh/(m²a) ergibt sich ein mittlerer Zirkulationsverlust von 18 kWh/(m²a).** Der Nutzungsgrad der Trinkwarmwasserbereitung reicht von 31 … 56 %. Im Mittel werden **44 % Verteilungsnutzungsgrad** erreicht.

Es liegt hier ein geschätztes **Optimierungspotential bei der Verteilung in der Größenordnung von mindestens 5 kWh/(m²a) vor**, welches – unabhängig von der Solarthermie – gehoben werden sollte. Erreichbar sind Einsparungen durch angepasste Temperaturen, ggf. Zirkulationslaufzeiten, Leitungsdämmung, Abgleich der Zirkulationsnetze mit Absenkung der Umlaufwassermenge – sowie im Neubau durch Längenoptimierung.

In drei Fällen (Anlagen 4, 5, 10) legt die Energiebilanz der Verbrauchsdaten nahe, dass eine Umstellung auf elektrische Warmwasserbereitung sinnvoll wäre. Unter heutigen Maßstäben der Primärenergiebewertung liegt die elektrische Warmwasserbereitung zwar meist noch knapp über der zentralen Warmwasserbereitung mit Solarthermie. Jedoch kippt dieser Vergleich, z.B. in der Feldanlage 4 Wurmbergstraße, sobald der Primärenergiefaktor für Strom unter 2,0 liegt.

In allen Fällen ist u. a. die ungünstige Gebäudegeometrie (lange Netztrassen bei geringer Gebäudehöhe) maßgeblich für die hohen Zirkulationsverluste bzw. die Erdverlegung von Zirkulationsleitungen zum Zusammenschluss zweier Gebäude. Außerdem ist eine geringe Belegungsdichte gegeben.

An die Fachplanerschaft ist heute schon die Empfehlung auszusprechen: **eine Verlegung von Vierleiternetzen (Zirkulationserdleitungen zwischen Gebäuden) ist zu vermeiden. Bei Baukörpern mit lang gestreckter und niedriger Bauform (mehr als 8 WE in der Breite bei gleichzeitig weniger als 4 Geschossen Höhe) ist zu prüfen, ob elektrische Warmwasserbereitung nicht sinnvoller ist – auch als Solarthermieanlagen! Gleichzeitig gilt diese Empfehlung für alle Gebäude mit geringer Belegungsdichte (mehr als 50 m²/Person).**

Langfristig wird neben der konventionellen Warmwassersolarthermie auch Photovoltaik in den Fokus treten. Ebenso wie Gebäudeanlagen mit Zweileiternetzen zur Minimierung von Verteilverlusten. Beides wurde im Rahmen dieses Feldversuches nicht untersucht und bedarf weiterer Auswertung.

6.11 Endenergieeinsparung durch Solarthermie

In der vom [IWU05] veröffentlichten Studie für die Planung von Niedrigenergiehäusern werden Schätzwerte für den Solarertrag und die durch Solarthermie erreichbaren Einsparungen an Endenergie genannt. Es wird unterschieden in alleinige Trinkwarmwasserbereitung, zusätzlicher Heizungsunterstützung sowie auch für solare Nahwärmesysteme.

Die dort auf der Grundlage von wenig aussagekräftigen Feldmessungen oder Simulationen abgeschätzten Werte liegen bei ca. dem Doppelten der in diesem Projekt untersuchten Feldanlagen:

- nach [IWU05] für reine Trinkwarmwasseranlagen: 12 kWh/(m²a),
- nach [IWU05] für Anlagen mit Heizungsunterstützung: 20 kWh/(m²a),
- nach [IWU05] für solare Nahwärme: 30 kWh/(m²a) und mehr.

Endenergieeinsparung in Gebäudeanlagen

Die Auswertung ergibt eine durch die Solarthermie erreichte Endenergieeinsparung von etwa 6 kWh/(m²a) – je nach Art der Mittelwertbildung. Die Einzelwerte liegen zwischen 3 und 11 kWh/(m²a).

Eine Anlagenoptimierung mit gleichzeitigem Wegfall der Solarthermie führt fast zum gleichen Endenergiekennwert.

In der Interpretation bedeutet dieser Wert: die Solarthermie und die Anlagenoptimierung haben – ausgehend von einem nicht optimierten Anfangszustand ohne Solaranlage – fast das gleiche Einsparpotential.

Die beiden Maßnahmen der Anlagenoptimierung und der Einsatz der Solarthermie lassen sich selbstverständlich koppeln. Das führt – verständlich bei den Ausgangswerten – in etwa zu einer Verdoppelung der Effekte. Mit einer zusätzlichen Anlagenoptimierung lassen sich weitere ca. 7 kWh/(m²a) an Endenergie einsparen. Je nach Anlage zwischen knapp 4 und bis 15 kWh/(m²a).

Endenergieeinsparung in Netzanlagen

Die Auswertung zeigt eine durch die Solarthermie erreichte Endenergieeinsparung von etwa 15 … 17 kWh/(m²a) – je nach Art der Mittelwertbildung. Die Einzelwerte liegen zwischen knapp 11 und etwas mehr als 24 kWh/(m²a). Leider ist die Stichprobe sehr klein.

Alternativ zur Endenergieeinsparung der Solarthermieanlage wurde untersucht, welchen Effekt der Wegfall von Netz und Zentrale und eine Einzelversorgung der angeschlossenen Baukörper hätten. Die Einzelzentralen enthalten zusätzliche Speicher für Trinkwarmwasser, aber keine Solarthermie. Die Auswertung der Netzanlagen ergibt für drei Fälle:

Eine Dezentralisierung ohne Solarthermie führt zu einem Mehrverbrauch an Endenergie von 4 … 5 kWh/(m²a) bezogen auf den heute gebauten Zustand mit Nahwärme und Solarthermie. Dezentral könnten bei entsprechender Nutzerzahl solare Anlagen zur Trinkwarmwasserbereitung den Endenergieeinsatz reduzieren. Eine Abschätzung wird hier nicht vorgenommen.

Bei einer Stichprobe von nur drei Anlagen darf dieses Ergebnis für die Netzanlagen nicht überbewertet werden. Es liegt im Rahmen der Genauigkeit der getroffenen Annahmen. Es ist davon auszugehen, dass bei dezentraler Versorgung die Energiekosten der Endkunden niedriger liegen.

In der Interpretation bedeutet dieser Wert: die erreichte Endenergieeinsparung durch Solarthermie ist zwar groß, deckt aber im Wesentlichen nur etwas mehr als die Netzverluste ab. Der tatsächlich erreichte energetische Vorteil ist mit 3 … 4 kWh/(m²a) noch kleiner als bei den Gebäudeanlagen. Das spricht vor allem gegen das Netzkonzept.

6.12 Wirtschaftlichkeit

Die wirtschaftliche Bewertung der Feldanlagen aus Sicht der Investoren bzw. Betreiber zeigt, dass bei dem jeweiligen "Status Quo" und unter Berücksichtigung von Pumpenstromaufwendungen und Wartung nur eine Anlage wirtschaftlich ist – die Feldanlage 13 Alter Schlachthof. Dabei sind die Kosten für das Nahwärmenetz nicht berücksichtigt! Es ist davon auszugehen, dass bei dezentraler Versorgung die Energiekosten der Endkunden wesentlich niedriger liegen; geschätzt bei etwa der Hälfte.

Die Betrachtung geht von 20 Jahren Lebensdauer aus, 4 %/a Zins für die Investition und 7 %/a Energiepreissteigerung bei 7 Cent/kWh Gaspreis heute.

Auch wenn die Investition zinslos wäre, sind nur 5 von 14 Anlagen wirtschaftlich.

Eine genaue Untersuchung der Mehreinsparungen der Heizungsunterstützung und der Mehrkosten kann nicht vorgenommen werden. Es ist aber davon auszugehen, dass in den untersuchten Feldanlagen die Heizungsunterstützung in der Mehrzahl der Fälle nicht wirtschaftlich ist, da so gut wie keine Erträge erreicht wurden.

6.13 Qualitätssicherung

Das Projekt hat wiederholt gezeigt, dass die Einstellung aller Beteiligten zur Qualitätssicherung zu wünschen lässt.

Bei mehreren Anlagen erschließt sich nicht, welche Ziele der Planer mit der Dimensionierung der Kollektorfläche, des Speichervolumens, der Stückelung der Speicher, der Kesselhydraulik und vor allem mit der Regelung bezweckte.

Den Betreibern der Anlage sind Regelungseinstellungen in der Mehrzahl der Fälle unbekannt. Die Anlagendokumentation – teilweise inklusive Hydraulikschema ! – liegt nicht jedem Gebäudebesitzer vor.

Gebäudeeigentümer oder Anlagenbetreiber konnten eine Planung mit Prognose der Ertragsdaten nur in Ausnahmefällen vorlegen. Wenn überhaupt, lagen diese Daten nur den Herstellerfirmen vor. Ausnahmen bildeten die Teilnehmer des früheren Forschungsprojektes "Solarthermie 2000", wo die genannten Daten zumindest in der betreuenden Forschungsstelle bekannt sind.

Alles in allem ergibt sich in mehreren Anlagen der Eindruck, **dass die Planer/Betreiber kein Interesse an der korrekten Funktion der Anlage haben bzw. keine der Komplexität der Anlage angemessene Fachkompetenz vorhanden ist**. Dies ist künftig zu ändern!

Die Anlagen werden regelmäßig von Handwerksfirmen gewartet, wobei keine Einstellparameter überprüft oder gar optimiert werden – da Sollwerte niemandem bekannt sind. **Es erfolgt nur die materielle Wartung aller Bauteile.** Im Sinne der Anlagenoptimierung ist dies künftig zu ändern.

Auch an der Nachrüstung von Messeinrichtungen waren Handwerksunternehmen beteiligt. In mehr als einem Fall waren Fühler von Wärmemengenzählern vertauscht oder nicht verbunden. Dies lässt sich mit einer Qualitätssicherung verbessern.

Aufgrund des allgemein schlechten Dokumentationszustandes der Anlagen musste im Verlauf des Projektes viel Zeit investiert werden, um die fehlenden Daten zu beschaffen.

Darüber hinaus kann seitens der Berichtverfasser festgestellt werden, dass der Einfluss der Solarthermie auf den Kesselbetrieb kaum vernünftig und vertiefend untersucht werden konnte. In den Anlagen waren Unzulänglichkeiten in der Regelung und Hydraulik – auch der konventionellen Anlagenbestandteile! – vorhanden, die dies unmöglich machten.

6.14 Zusammenfassung und Ausblick

Die nachfolgende Zusammenfassung gibt die Bewertung und das Resümee der Berichtsverfasser des Teilprojekts "Feldanlagen" wieder. Die Aussagen müssen nicht mit den Meinungen der weiteren Projektpartner und des Projektgebers übereinstimmen.

Das Fazit orientiert sich an den Publikationen [IWU 2005] hinsichtlich der Energiebilanzergebnisse und [test Solar 2012] hinsichtlich der inhaltlichen Aussagen und der Gliederung.

Die Ergebnisse des Feldprojektes für die Gebäudeanlagen liegen im Durchschnitt bei einem Drittel bis zur Hälfte der in [IWU 2005] angegebenen Solarerträge bzw. der daraus errechneten Endenergieeinsparungen im Vergleich zu Anlagen ohne Solarwärmenutzung. Der IWU-Berechnung für heizungsunterstützende Anlagen sind größere Kollektorflächen als in den hier untersuchten Feldanlagen zugrunde gelegt.

Drei Feldanlagen zur reinen Trinkwassererwärmung erreichen einen Kollektorkreisertrag zwischen 3,3 und 7,7 kWh/(m²a) sowie eine mittlere abgeschätzte Endenergieersparnis im Vergleich zu optimierten Anlagen ohne Solarwärmenutzung zwischen -2,2 (Mehrverbrauch) und 5,5 kWh/(m²a).

Sechs Anlagen mit zusätzlicher Heizungsunterstützung erreichen einen Kollektorkreisertrag zwischen 4,0 und 12,5 kWh/(m²a) sowie eine mittlere abgeschätzte Endenergieersparnis im Vergleich zu optimierten Anlagen ohne Solarwärmenutzung zwischen -5,0 (Mehrverbrauch) und 8,0 kWh/(m²a). Die größeren Werte ergeben sich für die Anlage mit 0,034 m² Kollektorfläche bezogen auf die beheizte Energiebezugsfläche.
Von heizungsunterstützenden Anlagen nach Art der in dieser Studie untersuchten Anlagenkonzepte (Vierleiternetz, solare Nahwärme, Pufferspeicher mit Kesselbeladung) wird abgeraten.

Bei den Netzanlagen ist die erreichte Endenergieeinsparung durch Solarthermie zwar groß, deckt aber im Wesentlichen nur etwas mehr als die Netzverluste ab. Der tatsächlich erreichte energetische Vorteil ist mit 3 … 4 kWh/(m²a) noch kleiner als bei den Gebäudeanlagen.

Von solarer Nah- und Fernwärme als Neukonzept wird aus Sicht der Verfasser dieses Berichtsteils abgeraten.

Keine der hier untersuchten Anlagen kann aus Kundensicht als wirtschaftlich angesehen werden. Aus Investor- bzw. Betreibersicht ist nur eine Anlage wirtschaftlich.

Fazit in Anlehnung an [test Solar 2012]

Auf einen Teil der in der Publikation "Stiftung Warentest – Solarwärme – Heizen mit der Sonne" getroffenen Bewertungen und Empfehlungen wird nachfolgend eingegangen.

Der nachfolgenden in [test Solar 2012] getroffenen Aussage kann aus Sicht der Autoren nicht zugestimmt werden:

"*Beschränkte sich die konventionelle Heizungstechnik in der Vergangenheit auf standardisierte wie auch speziell geplante und angepasste Systeme, so wird in der Zukunft nahezu überall eine Hybridheizung Einzug halten, mit der Solarkomponente als einem von zwei gleichberechtigten Standbeinen….*"

Für Systeme mit Fernwärmeanschluss, für vorhandene Mehrfamilienhäuser mit Etagenheizung, für Gebäude mit eigenen kleinen Blockheizkraftwerksmodulen und für einzelne Anlagen mit Wärmepumpen ist eine solare "Hybridheizung" oder eine solare Ergänzung nicht sinnvoll. Nur eine Einzelfallbetrachtung kann zu einer technisch und wirtschaftlich optimierten Lösung führen.

Hinsichtlich der Einschätzung: kleinere, mittlere und große Anlagen wird in [test Solar 2012] für die solare Warmwassererzeugung in Einfamilienhäusern eine sinnvolle Dimensionierungsempfehlung von 0,8 (Röhrenkollektoren) und 1,5 m² (Flachkollektoren) bezogen auf eine Person gegeben.

Korrekt wird in [test Solar 2012] die Problematik der Warmwasserzirkulation, v. a. in Mehrfamilienhäusern, angesprochen. Aus Sicht der Autoren sollte bei Neuplanungen von Einfamilienhäusern möglichst auf eine Zirkulation verzichtet werden.

In neuen Mehrfamilienhäusern werden dezentrale Systeme (Etagenheizung) und zentrale Zweileitersysteme – dann gegebenenfalls solar unterstützt – an Bedeutung gewinnen und derzeitige Konzepte zur zentralen Trinkwarmwasserbereitung und Heizungsunterstützung ersetzen.

Auch im Geschosswohnungsbaubestand wird nach Ansicht der Autoren eine Wärmeversorgung – z. T. auch solar unterstützt - nach dem Zwei-Leiter-Prinzip mit wohnungsweisen Frischwasserstationen an Bedeutung gewinnen und mit zentralen Vierleitersystemen konkurrieren.

Eine Funktionstrennung der solaren Erträge in Anteile für die Warmwasserbereitung und für die Raumheizung ist bei Zweileitersystemen überflüssig. Für die mit diesen Systemen erreichbaren Endenergieeinsparungen im Vergleich "mit vs. ohne Solareinbindung" sind dann wesentlich die zusätzlichen Speicher- und Heizverteilnetzverluste verantwortlich. Eine Abschätzung der mit Zweileitersystemen möglichen Endenergieeinsparung liegt in der Differenz aus eingesparten Zirkulationsverlusten und zusätzlichen Heizverteilverlusten im Sommer sowie zusätzlichen Speicherverlusten. Auch hier kann nur eine Einzelfallbetrachtung zu einer technisch und wirtschaftlich optimierten Lösung führen.

Einzelnen Aussagen von [test Solar 2012] hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit solarthermischer Anlagen in Mehrfamilienhäusern – Schwerpunktthema dieser Feldstudie – kann ebenfalls weitgehend zugestimmt werden: "*In Mehrfamilienhäuser und den Mietwohnungsbau dringt diese Technik nur sehr langsam vor, denn bei Besitzern und Betreibern von Mehrfamilienhäusern herrscht die Meinung vor, dass solarthermische Anlagen für ihre Gebäudekategorie nichts bringen.*"

Durch die Ergebnisse dieser Feldstudie wird diese Aussage leider bestätigt.

Weiter in [test Solar 2012]: "*Da der Einbau einer Solarwärmeanlage nach BGB § 559 als Modernisierungsumlage mit 11% der Investitionskosten auf die Kaltmiete geschlagen werden kann, gerieten sie auch bei den Mietern in ein schlechtes Licht. Wer bezahlt gern für eine Modernisierung, die ihm keinen Gegenwert einbringt oder sogar noch höhere Heizkosten einbringt.*"

Auch diese Aussagen werden durch die Feldstudie voll bestätigt. Negativ zu diesen Ergebnissen beigetragen haben zusätzlich die gesetzlichen Rahmenbedingungen der Energieeinsparverordnung EnEV und des Erneuerbaren-Energie-Wärmegesetzes EEWärmeG für Neuanlagen (15% Minderung des Wärmeenergiebedarfs und nicht – was sinnvoller gewesen wäre – des Endenergiebedarfs [TGA-FP 04/09]); weiterhin die vielfach nicht sinnvollen Fördermodule der KfW und des Marktanreizprogramms MAP. Die Solarförderung wurde noch im Sommer 2012 ausgeweitet, obwohl den verantwortlichen Stellen die Ergebnisse aus diesem Feldprojekt bereits vorlagen und bekannt waren. Das BAFA zahlt eine Prämie von 500 € für den Ersatz eines Heizkessels sowie von 1500 € für die Montage von mindestens 9 m² Solarkollektoren. Zu kritisieren ist hier die Förderung allein nach der Kollektorfläche ohne Beachtung der Personenzahl sowie sonstiger effizienzbeeinflussender Randdaten im Gebäude und der Nutzung.

Bei 14 Mio. m² installierter Kollektorfläche ergeben sich geschätzte 5600 GWh für den Anteil der Solarwärme am Endenergieverbrauch für Wärme in Deutschland im Jahre 2010 nach BMU/UBA [BMU 08/12]. Das entspricht einer Annahme für das Endenergieäquivalent je Kollektorfläche von 400 kWh/(m²a).

Diese Werte müssen revidiert werden. In der vorliegenden Studie beträgt der gemessene Kollektorkreisertrag ca. 340 kWh/(m²a), während die Endenergieeinsparung etwas darunter liegt – umgerechnet 310 kWh/(m²a). Bestätigt werden diese Zahlen von proKlima-Hannover [proklima12].

Aufgrund der Ergebnisse dieser Feldstudie sind die Angaben des BMU/UBA um etwa ¼ auf 4300 GWh im Jahr 2010 nach unten zu korrigieren.

Der Anteil der Solarenergie am Endenergieverbrauch für Wärme liegt dann nicht mehr bei 0,4% nach [BMU 08/12] sondern bei nur noch 0,3%.

7 Anhang

7.1 Quellen

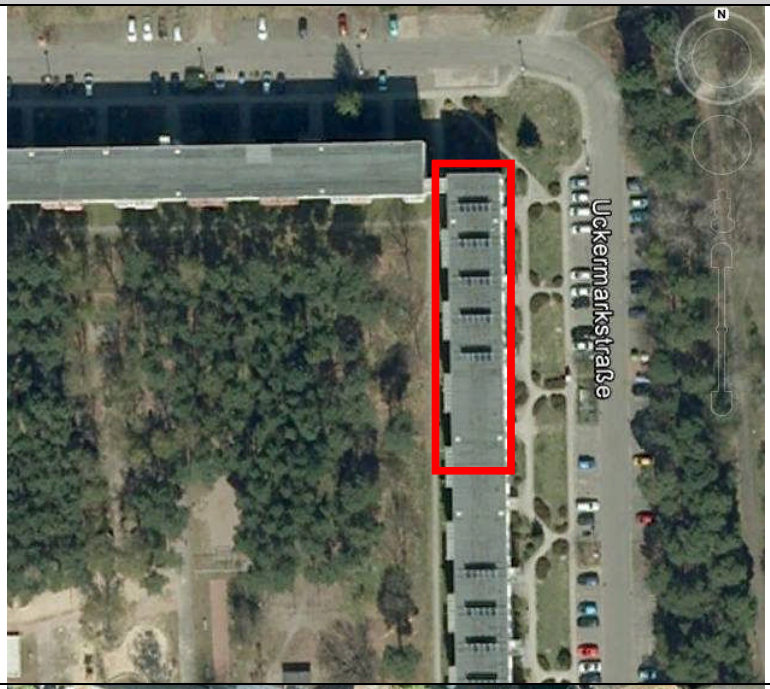
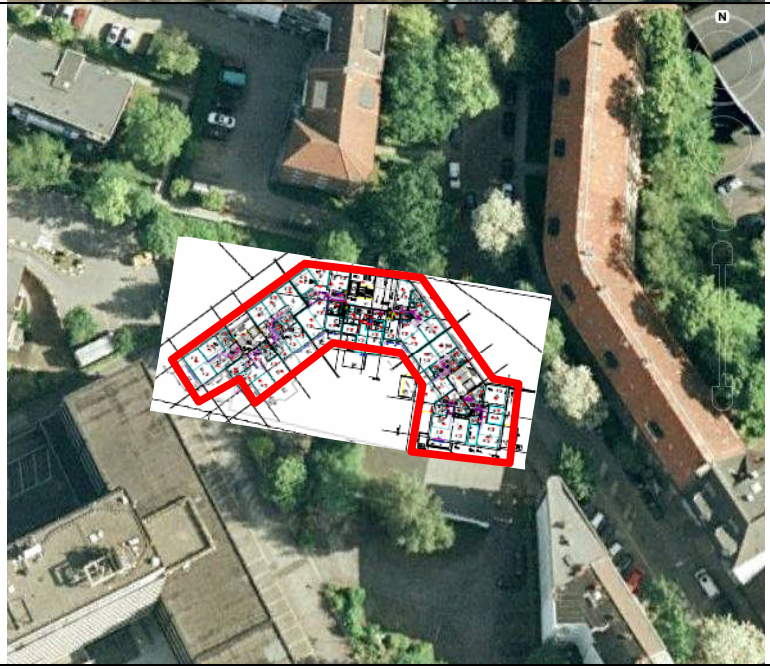
[BMU 08/12]	Autorenteam; Erneuerbare Energie Zahlen; als PDF verfügbar unter www.erneuerbare-energien.de; BMU; Berlin; August 2012;
[BW03]	Wolff, D. / Budde, J. / Teuber, P. / Jagnow, K.; Felduntersuchung: Betriebsverhalten von Brennwertkesseln; Abschlussbericht zum DBU Projekt; Fachhochschule Braunschweig/Wolfenbüttel; Wolfenbüttel; 2003.
[CRWHP09]	"Solaranlage im Wohngebiet ehemaliger Schlachthof in Speyer"; 4. Zwischenbericht; Croy, Reiner und Wirth, Hans Peter; ZfS – Rationelle Energietechnik GmbH; Hilden September 2009
[CRWHP11]	"Bericht für das Projekt: Integration von Heizkesseln im Wärmeverbundsysteme mit großen Solaranlagen"; Croy, Reiner und Wirth, Hans Peter; ZfS – Rationelle Energietechnik GmbH; Hilden Februar 2011
[DIN V 18599]	DIN V 18599 Teil 1 bis Teil 11, Energetische Bewertung von Gebäuden, Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung; Beuth; Berlin; 2011.
[DIN V 4701]	DIN V 4701 Teil 10; Energetische Bewertung heiz- und raumlufttechnischer Anlagen; Vornorm - Teil 10: Heizung, Trinkwarmwasser, Lüftung; Beuth, Berlin, 2001 und 2003.
[E-A-V]	Wolff, D. und Jagnow, K.; E-A-V - Energieanalyse aus dem Verbrauch; TGA Fachplaner; Nr. 09 und 10/2004; Gentner; Stuttgart; 2004.
[GJ10]	"Energieberatung nach DIN 4108-6 und DIN 4701-10"; Dipl.-Ing. Geerke, J.; Hannover Mai 2010
[ILM12]	Brühl, J. und Müller, M.; Zwischenbericht während der 1. Messperiode der Anlage - Wohngebäude Czapski-Str.; Förderprogramm ”Solarthermie 2000 Plus”, Fakultät für Maschinenbau AG Regenerative Energien, TU Ilmenau; 2012.
[IWU02]	"Energetische Kenngrößen für Heizungsanlagen im Bestand"; Institut für Wohnen und Umwelt (IWU); Darmstadt November 2002
[IWU05]	Diefenbach, N. et. al.; Wärmeversorgung für Niedrigenergiehäuser; Darmstadt 2005
[IWU97]	Loga, T. et al; Energiepass Heizung/Warmwasser; Institut Wohnen und Umwelt, IMPLUS Programm Hessen; Darmstadt; 1997
[LEG]	Heizenergie im Hochbau - Leitfaden energiebewusste Gebäudeplanung; Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie, Jugend, Familie und Gesundheit; Druck: Elektra/Niedernhausen; 1999
[MMRU10]	"Wohngebäude Magdeburgerstraße Hannover (Förderprogramm Solarthermie2000plus)"; Abschlussbericht; Mies, Michael; Rehrmann, Ulrich; ZfS – Rationelle Energietechnik GmbH; Hilden September 2010
[MMRU10-2]	"Nahwärme Gorch-Fock-Weg Norderney (Förderprogramm Solarthermie2000plus)"; Abschlussbericht; Mies, Michael; Rehrmann, Ulrich; ZfS – Rationelle Energietechnik GmbH; Hilden September 2010
[MUTZ11]	"Inspektion der Heizungsanlage APH Seeburgerstraße 60-61a gemäß DIN EN 15378"; M.UT.Z Ingenieurgesellschaft mbH; Berlin März 2011
[Nahwärme11]	Wolff, D. und Jagnow, K.; Überlegungen zu Einsatzgrenzen und zur Gestaltung einer zukünftigen Fern- und Nahwärmeversorgung; verfügbar unter www.delta-q.de; Braunschweig, Wolfenbüttel; 2011.
[OPT05]	Wolff, D. und Jagnow, K.; Optimus; Abschlussbericht zum DBU Projekt – Technischer Teil; Fachhochschule Braunschweig/Wolfenbüttel; Wolfenbüttel; 2005.
[proKlima12]	Hufnagel, D.; Sonnenernte in proKlima-Land – Wissenswertes aus der Praxis zu Erträgen von Solarwärmeanlagen; Workshopunterlagen; Hannover; 20.09.2012.
[SOLVIS09]	"Großanlagen – Technische Information"; Art. Nr. 15445; Firma Solvis; Braunschweig März 2009
[test Solar 2012]	Stiftung Warentest; Solarwärme – Heizen mit der Sonne; Berlin; April 2012.
[Toolbox01]	Loga, T. et al; Energiebilanz-Toolbox, Arbeitshilfe und Ergänzungen zum Energiepass Heizung/Warmwasser; Institut Wohnen und Umwelt; Darmstadt; 2001.
[TGA-FP 04/09]	Wolff, D.; Gastkommentar " EnEV 2012 sollte Pflicht sein"; TGA Fachplaner; 04/2009; Gentner, Stuttgart; 2009.
[VDI04]	"Solare Trinkwassererwärmung, Allgemeine Grundlagen, Systemtechnik und Anwendung"; VDI Richtlinie 6002, Blatt 1; September 2004

7.2 Luftaufnahmen

Anlage	Adresse	Ort	
1	Sotz-mannstra-ße 3	13581 Berlin-Spandau	
2	Allenstein-straße 25/26	38110 Braun-schweig-Wenden	

Anlage	Adresse	Ort	
3	Eichen-dorffstraße 18/19	38110 Braun-schweig-Wenden	
4	Wurm-bergstraße 9-13	38122 Braun-schweig-Gartenstadt	

Anlage	Adresse	Ort	
5	Brautstra-ße 8-10	16225 Ebers-walde	
6	Gustav-Hirsch-Platz 1-3, 4-6, Erich-Steinfurth-Straße 14/15	16227 Ebers-walde	

Anlage	Adresse	Ort	
7	Ucker-markstraße 30-36	16225 Ebers-walde	
8	Rellinger Straße 79-81	22527 Ham-burg-Eimsbüttel	

Anlage	Adresse	Ort	
9	Magdeburger Straße 2/4	30179 Hannover-Vahrenheide	
10	Olbersstraße 9/11	30519 Hannover-Döhren	

Anlage	Adresse	Ort	
11	Siegfried-Czapski-Straße 4-10	07749 Jena	
12	Gorch-Fock-Weg 7 bzw. Gorch-Fock-Weg 1 und An der Reede 1-23	26548 Norder-ney	

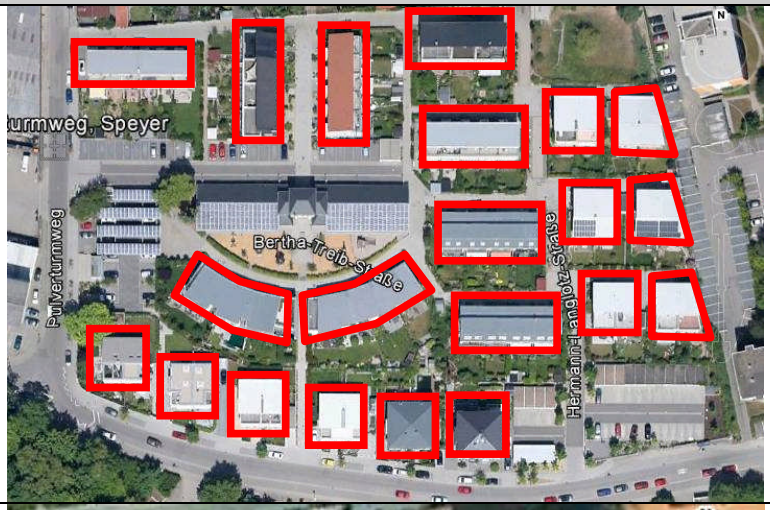
Anlage	Adresse	Ort	
13	Elisabeth-Schleicher-Landgraf-Straße, Berta-Treib-Straße, Hermann-Langlotz-Straße, Mausbergweg (Alter Schlachthof)	67346 Speyer	
14	Am Roseneck 6	38302 Wolfenbüttel-Atzum	

Tabelle 67: Standorte bzw. Versorgungsgebiete der untersuchten Feldanlagen

7.3 Übersichtstabellen der Ergebnisse

7.3.1 Grunddaten

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Gebäudeart		Alten- und Pflege-heim	MFH	MFH	MFH	MFH	MFH	MFH	MFH	MFH	MFH	MFH	23 RH u. 1 MFH	49 RH u. 12 DH	EFH
Anzahl Baukörper		1	1	1	1	2	2	1	1	2	2	4	6	21	1
Baujahr		2010	1968	1965	1935	2002	1900, 1913 - 1916	1976	2010	1962	1973	2010	2002	2003 bis 2009	1970
Wohneinheiten		k. A.	16	16	25	28	45	40	36	36	30	57	37	63	1
Nutzfläche	m²	5.689	1.120	994	1.426	1.508	2.726	2.450	3.154	2.834	1.350	5.000	4.866	9.634	150
Bewohner	P	91	32	27	26	38	68	61	72	100	34	125	124	217	3

Tabelle 68 Grunddaten der Gebäude

			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Pufferspei-cher	V_P	l	1.000+ 500	2 x950	950	2 x1000	1.500	4x 500	4x750	6x 1.000	3x 3.000	2x950	30.000 +1.000	2x 5.000	100000	1.000
TWW-Speicher	V_{TWW}	l	1.000+ 500	-	-	-	750	2x 550	2x 500	500	2x 550	-	-	(je RH 120; MFH 400)	-	-
Speicher-zahl	n	-	4	2	1	2	2	6	6	7	5	2	2	2	1	1
Speichervo-lumen	V_{Ges}	l	3.000	1900	950	2000	2.250	3.100	4000	6500	10100	1900	31.000	10.000	100000	1000
Trassen-länge	L	m	0	0	0	0	0	0	0	0	70	0	175	500	1.250	0

Tabelle 69 Grunddaten Speicherung und Nahwärme

			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Kollektorfläche	A_C	m²	46,2	15,48	15,48	33,18	27	46	52	108	124	33,6	294,8	194,9	544,9	14
Kollektorfläche, personenbezogen	A_C/P	m²/P	0,51	0,48	0,57	1,28	0,71	0,68	0,85	1,50	1,24	0,99	2,36	1,57	2,51	4,67
Kollektorfläche, flächenbezogen	A_C/A_{EB}	m²/m²	0,008	0,014	0,016	0,023	0,018	0,017	0,021	0,034	0,044	0,025	0,059	0,040	0,057	0,093
Kollektorart	-	-	Flach	Flach	Flach	Flach	Flach	Röh-ren	Flach	Röh-ren	Flach	Flach	Flach	Flach	Flach	Flach
Speichervolumen/ Kollektorfläche	-	l/m²	65	123	61	60	83	67	77	60	81	57	105	51	184	71

Tabelle 70 Grunddaten Solarthermie

			1	2	3	4	5		6		7
Hersteller			Buderus	Brötje	Brötje	Buderus	Viessmann	Viessmann	Buderus	Buderus	Fern-wärme
Kesseltyp			Logano plus GB 312-280	EuroCondens SGB 90 F	EcoTherm Plus WGB 70-D	Logano plus GB 162-100	Vitoladens 200 W	Vitoladens 200 W	Logano plus SB 315	Logano plus SB 315	
Kesselart			BW	BW	BW	BW	BW	BW	BW	BW	-
Brennstoff			Gas	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas	-
Kessel heizt auf hydraulische Weiche			nein	nein	nein	ja	ja		nein		nein
Kessel heizt auf Puffer			nein	ja	ja	ja	nein		nein		nein
Leistung (80/60°C)	$Q_{K,min}$	kW	67	30,5	16,4	19	15,4	15,4	35,5	35,5	k. A.
Leistung (80/60°C)	$Q_{K,max}$	kW	263	86,7	67,9	94,5	40,7	40,7	104,7	104,7	k. A.
Modulation	$Q_{K,min}$ / $Q_{K,max}$	%	25%	35%	24%	20%	38%	38%	34%	34%	k. A.
Wasserinhalt Kessel	V_K	l	30,0	12,0	5,8	5,0	7,0	7,0	240	240	k. A.
	V_K/Q_K	l/kW	0,11	0,14	0,09	0,05	0,17	0,17	2,29	2,29	k. A.

			9	10	11		12		13	14
Hersteller			Köb Holzheizsys-teme	Buderus	Viessmann	Viessmann	Buderus Logano	Buderus Logano	Viessmann	Buderus
Kesseltyp			PYROT 150	Logano GE 315	Vitoladens 200 W	Vitoladens 200 W	GE 515	plus SB 615	Vitocrossal 300 CT	Logamax plus GB 162
Kesselart			NT	BW	BW	BW	NT	BW	BW	BW
Brennstoff			Holz	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas
Kessel heizt auf hydraulische Weiche			nein	nein	ja		ja		nein	ja
Kessel heizt auf Puffer			ja	nein	nein		nein		ja	nein
Leistung (80/60°C)	$Q_{K,min}$	kW	45	141	27	27	257,8	123,1	173	4,8
Leistung (80/60°C)	$Q_{K,max}$	kW	150	203,2	95,6	95,6	319	310	575	23,9
Modulation	$Q_{K,min}$ / $Q_{K,max}$	%	30%	69%	28%	28%	81%	40%	30%	20%
Wasserinhalt Kessel	V_K	l	432	376	12,8	12,8	298	648	570	2,5
	V_K/Q_K	l/kW	2,88	1,85	0,13	0,13	0,93	2,09	0,99	0,10

Tabelle 71 Grunddaten Kessel und Erzeuger

7.3.2 Energiebilanzen

kWh/a		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		12		13	14
												Kes. 1	Kes. 2	Kes. 1	Kes. 2		
Kollektorkreisertrag	Q_{sol}	18.929	7.665	6.029	14.962	8.733	10.979	18.827	39.320	35.219	8.091	63.251		55.042		229.280	3.327
Kesselwärmeproduktion	Q_{outg}	383.516	98.470	89.190	124.150	133.040	324.465	158.050	249.168	252.249	273.210	47.075	154.337	275.393	376.659	594.554	k. A.
Erzeugerverluste	Q_g	63.559	12.564	15.054	16.474	16.400	51.900	0	29.395	82.962	46.502	6.509	6.930	61.231	63.158	40.654	k. A.
Gesamtenergiezufuhr incl. Kollektorkreis	Q_{zu}	466.004	118.699	110.273	155.586	158.173	387.344	176.877	317.883	370.430	327.803	278.102		831.483		864.488	22.358
Brennstoffverbrauch	Q_F	447.075	111.034	104.244	140.624	149.440	376.365	158.050	278.563	335.211	319.712	53.584	161.267	336.624	439.817	635.208	19.031
Verluste der Zentrale	Q_Z	k. A.	1.898	381	8.423	k. A.	k. A.	k. A.	9.807	6.994	12.035	16.006		9.786		11.587	k. A.
Wärmeabgabe der Zentrale	Q_{outz}	402.444	104.237	94.838	130.689	140.399	335.444	176.836	278.681	281.746	269.266	248.657		697.308		812.247	k. A.
Nahwärmeverlust	Q_N	0	0	0	0	0	0	0	0	19.945	0	29.377		k. A.		251.877	0
Raumheizung incl. Verteilung	Q_H	245.648	63.300	52.976	86.517	83.887	256.489	119.309	183.278	116.574	214.872	153.580		k. A.		560.370	13.759
Gesamtenergie Warmwasser incl. Verteilung	Q_W	156.796	40.937	41.862	44.172	56.512	78.955	57.527	95.403	145.227	54.394	65.700		k. A.			k. A.
Warmwassernutzwärmemenge	Q_{ww}	71.615	23.020	18.837	16.883	17.212	32.855	30.703	43.603	k. A.	18.927	k. A.		k. A.		k. A.	1.950
Verteilverluste Warmwasser	$Q_{d,ww}$	85.181	17.917	23.025	27.289	39.300	46.100	26.824	51.800	k. A.	35.467	k. A.		k. A.		k. A.	k. A.

Tabelle 72 Energiebilanzanteile aller Feldanlagen, absolute Energiemengen

kWh/(m²a)		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		12		13	14
												Kes. 1	Kes. 2	Kes. 1	Kes. 2		
Kollektorkreisertrag	q_{sol}	3,3	6,8	6,1	10,5	5,8	4,0	7,7	12,5	12,4	6,0	12,7		11,3		23,8	22,2
Kesselwärmeproduktion	q_{outg}	67,4	87,9	89,7	87,1	88,2	119,0	64,5	79,0	89,0	202,4	9,4	30,9	56,6	77,4	61,7	k. A.
Erzeugerverluste	q_g	11,2	11,2	15,1	11,6	10,9	19,0	0,0	9,3	29,3	34,4	1,3	1,4	12,6	13,0	4,2	k. A.
Gesamtenergiezufuhr incl. Kollektorkreis	q_{zu}	81,9	106,0	110,9	109,1	104,9	142,1	72,2	100,8	130,7	242,8	55,6		170,9		89,7	149,1
Brennstoffverbrauch	q_F	78,6	99,1	104,9	98,6	99,1	138,1	64,5	88,3	118,3	236,8	10,7	32,3	69,2	90,4	65,9	126,9
Verluste der Zentrale	q_Z	k. A.	1,7	0,4	5,9	k. A.	k. A.	k. A.	3,1	2,5	8,9	3,2		2,0		1,2	k. A.
Wärmeabgabe der Zentrale	q_{outz}	70,7	93,1	95,4	91,6	93,1	123,1	72,2	88,4	99,4	199,5	49,7		143,3		84,3	k. A.
Nahwärmeverlust	q_N	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,0	0,0	5,9		k. A.		26,1	0,0
Raumheizung incl. Verteilung	q_H	43,2	56,5	53,3	60,7	55,6	94,1	48,7	58,1	41,1	159,2	30,7		k. A.		58,2	91,7
Gesamtenergie Warmwasser incl. Verteilung	q_W	27,6	36,6	42,1	31,0	37,5	29,0	23,5	30,2	51,2	40,3	13,1		k. A.			k. A.
Warmwassernutzwärmemenge	q_{ww}	12,6	20,6	19,0	11,8	11,4	12,1	12,5	13,8	k. A.	14,0	k. A.		k. A.		k. A.	13,0
Verteilverluste Warmwasser	$q_{d,ww}$	15,0	16,0	23,2	19,1	26,1	16,9	10,9	16,4	k. A.	26,3	k. A.		k. A.		k. A.	k. A.

Tabelle 73 Energiebilanzanteile aller Feldanlagen, flächenbezogene Energiemengen

kWh/(P a)		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		12		13	14
												Kes. 1	Kes. 2	Kes. 1	Kes. 2		
Kollektorkreisertrag	q_{sol}	208	240	223	575	230	161	309	546	352	238	506		444		1.057	1.109
Kesselwärmeproduktion	q_{outg}	4.214	3.077	3.303	4.775	3.501	4.772	2.591	3.461	2.522	8.036	377	1.235	2.221	3.038	2.740	k. A.
Erzeugerverluste	q_g	698	393	558	634	432	763	0	408	830	1.368	52	55	494	509	187	k. A.
Gesamtenergiezufuhr incl. Kollektorkreis	q_{zu}	5.121	3.709	4.084	5.984	4.162	5.696	2.900	4.415	3.704	9.641	2.225		6.706		3.984	7.453
Brennstoffverbrauch	q_F	4.913	3.470	3.861	5.409	3.933	5.535	2.591	3.869	3.352	9.403	429	1.290	2.715	3.547	2.927	6.344
Verluste der Zentrale	q_Z	k. A.	59	14	324	k. A.	k. A.	k. A.	136	70	354	128		79		53	k. A.
Wärmeabgabe der Zentrale	q_{outz}	4.422	3.257	3.513	5.027	3.695	4.933	2.899	3.871	2.817	7.920	1.989		5.623		3.743	k. A.
Nahwärmeverlust	q_N	0	0	0	0	0	0	0	0	199	0	235		k. A.		1.161	0
Raumheizung incl. Verteilung	q_H	2.699	1.978	1.962	3.328	2.208	3.772	1.956	2.546	1.166	6.320	1.229		k. A.		2.582	4.586
Gesamtenergie Warmwasser incl. Verteilung	q_W	1.723	1.279	1.550	1.699	1.487	1.161	943	1.325	1.452	1.600	526		k. A.			k. A.
Warmwassernutzwärmemenge	q_{ww}	787	719	698	649	453	483	503	606	k. A.	557	k. A.		k. A.		k. A.	650
Verteilverluste Warmwasser	$q_{d,ww}$	936	560	853	1.050	1.034	678	440	719	k. A.	1.043	k. A.		k. A.		k. A.	k. A.

Tabelle 74 Energiebilanzanteile aller Feldanlagen, personenbezogene Energiemengen

W		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		12		13	14
												Kes. 1	Kes. 2	Kes. 1	Kes. 2		
Kollektorkreisertrag	$\dot{Q}_{sol}$	2.161	875	688	1.708	997	1.253	2.149	4.489	4.020	924	7.220		6.283		26.174	380
Kesselwärmeproduktion	$\dot{Q}_{outg}$	43.780	11.241	10.182	14.172	15.187	37.039	18.042	28.444	28.796	31.188	5.374	17.618	31.438	42.998	67.871	k. A.
Erzeugerverluste	$\dot{Q}_g$	7.256	1.434	1.718	1.881	1.872	5.925	0	3.356	9.471	5.308	743	791	6.990	7.210	4.641	k. A.
Gesamtenergiezufuhr incl. Kollektorkreis	$\dot{Q}_{zu}$	53.197	13.550	12.588	17.761	18.056	44.217	20.191	36.288	42.287	37.420	31.747		94.918		98.686	2.552
Brennstoffverbrauch	$\dot{Q}_F$	51.036	12.675	11.900	16.053	17.059	42.964	18.042	31.799	38.266	36.497	6.117	18.409	38.427	50.207	72.512	2.172
Verluste der Zentrale	$\dot{Q}_Z$	k. A.	217	43	962	k. A.	k. A.	k. A.	1.120	798	1.374	1.827		1.117		1.323	k. A.
Wärmeabgabe der Zentrale	$\dot{Q}_{outz}$	45.941	11.899	10.826	14.919	16.027	38.293	20.187	31.813	32.163	30.738	28.386		79.601		92.722	k. A.
Nahwärmeverlust	$\dot{Q}_N$	0	0	0	0	0	0	0	0	2.277	0	3.354		k. A.		28.753	0
Raumheizung incl. Verteilung	$\dot{Q}_H$	28.042	7.226	6.047	9.876	9.576	29.280	13.620	20.922	13.308	24.529	17.532		k. A.		63.969	1.571
Gesamtenergie Warmwasser incl. Verteilung	$\dot{Q}_W$	17.899	4.673	4.779	5.042	6.451	9.013	6.567	10.891	16.578	6.209	7.500		k. A.			k. A.
Warmwassernutzwärmemenge	$\dot{Q}_{ww}$	8.175	2.628	2.150	1.927	1.965	3.751	3.505	4.978	k. A.	2.161	k. A.		k. A.		k. A.	223
Verteilverluste Warmwasser	$\dot{Q}_{d,ww}$	9.724	2.045	2.628	3.115	4.486	5.263	3.062	5.913	k. A.	4.049	k. A.		k. A.		k. A.	k. A.

Tabelle 75 Energiebilanzanteile aller Feldanlagen, Energien als mittlere Dauerleistungen

W/m²		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		12		13	14
												Kes. 1	Kes. 2	Kes. 1	Kes. 2		
Kollektorkreisertrag	$\dot{q}_{sol}$	0,4	0,8	0,7	1,2	0,7	0,5	0,9	1,4	1,4	0,7	1,4		1,3		2,7	2,5
Kesselwärmeproduktion	$\dot{q}_{outg}$	7,7	10,0	10,2	9,9	10,1	13,6	7,4	9,0	10,2	23,1	1,1	3,5	6,5	8,8	7,0	k. A.
Erzeugerverluste	$\dot{q}_g$	1,3	1,3	1,7	1,3	1,2	2,2	0,0	1,1	3,3	3,9	0,1	0,2	1,4	1,5	0,5	k. A.
Gesamtenergiezufuhr incl. Kollektorkreis	$\dot{q}_{zu}$	9,4	12,1	12,7	12,5	12,0	16,2	8,2	11,5	14,9	27,7	6,3		19,5		10,2	17,0
Brennstoffverbrauch	$\dot{q}_F$	9,0	11,3	12,0	11,3	11,3	15,8	7,4	10,1	13,5	27,0	1,2	3,7	7,9	10,3	7,5	14,5
Verluste der Zentrale	$\dot{q}_Z$	k. A.	0,2	0,0	0,7	k. A.	k. A.	k. A.	0,4	0,3	1,0	0,4		0,2		0,1	k. A.
Wärmeabgabe der Zentrale	$\dot{q}_{outz}$	8,1	10,6	10,9	10,5	10,6	14,0	8,2	10,1	11,3	22,8	5,7		16,4		9,6	k. A.
Nahwärmeverlust	$\dot{q}_N$	-	-	-	-	-	-	-	-	0,8	-	0,7		k. A.		3,0	-
Raumheizung incl. Verteilung	$\dot{q}_H$	4,9	6,5	6,1	6,9	6,4	10,7	5,6	6,6	4,7	18,2	3,5		k. A.		6,6	10,5
Gesamtenergie Warmwasser incl. Verteilung	$\dot{q}_W$	3,1	4,2	4,8	3,5	4,3	3,3	2,7	3,5	5,8	4,6	1,5		k. A.			k. A.
Warmwassernutzwärmemenge	$\dot{q}_{ww}$	1,4	2,3	2,2	1,4	1,3	1,4	1,4	1,6	k. A.	1,6	k. A.		k. A.		k. A.	1,5
Verteilverluste Warmwasser	$\dot{q}_{d,ww}$	1,7	1,8	2,6	2,2	3,0	1,9	1,2	1,9	k. A.	3,0	k. A.		k. A.		k. A.	k. A.

Tabelle 76 Energiebilanzanteile aller Feldanlagen, Mittlere flächenbezogene Dauerleistungen

W/P		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		12		13	14
												Kes. 1	Kes. 2	Kes. 1	Kes. 2		
Kollektorkreisertrag	$\dot{q}_{sol}$	24	27	25	66	26	18	35	62	40	27	58		51		121	127
Kesselwärmeproduktion	$\dot{q}_{outg}$	481	351	377	545	400	545	296	395	288	917	43	141	254	347	313	k. A.
Erzeugerverluste	$\dot{q}_g$	80	45	64	72	49	87	0	47	95	156	6	6	56	58	21	k. A.
Gesamtenergiezufuhr incl. Kollektorkreis	$\dot{q}_{zu}$	585	423	466	683	475	650	331	504	423	1.101	254		765		455	851
Brennstoffverbrauch	$\dot{q}_F$	561	396	441	617	449	632	296	442	383	1.073	49	147	310	405	334	724
Verluste der Zentrale	$\dot{q}_Z$	k. A.	7	2	37	k. A.	k. A.	k. A.	16	8	40	15		9		6	k. A.
Wärmeabgabe der Zentrale	$\dot{q}_{outz}$	505	372	401	574	422	563	331	442	322	904	227		642		427	k. A.
Nahwärmeverlust	$\dot{q}_N$	0	0	0	0	0	0	0	0	23	0	27		k. A.		133	0
Raumheizung incl. Verteilung	$\dot{q}_H$	308	226	224	380	252	431	223	291	133	721	140		k. A.		295	524
Gesamtenergie Warmwasser incl. Verteilung	$\dot{q}_W$	197	146	177	194	170	133	108	151	166	183	60		k. A.			k. A.
Warmwassernutzwärmemenge	$\dot{q}_{ww}$	90	82	80	74	52	55	57	69	k. A.	64	k. A.		k. A.		k. A.	74
Verteilverluste Warmwasser	$\dot{q}_{d,ww}$	107	64	97	120	118	77	50	82	k. A.	119	k. A.		k. A.		k. A.	k. A.

Tabelle 77 Energiebilanzanteile aller Feldanlagen, Mittlere personenbezogene Dauerleistungen

7.3.3 Warmwasserverbrauch

			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Jahreswarmwasser-verbrauch	V_{TWW}	m³/a	1.236	440	410	290	295	565	528	748	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
… personenbezogen	v_{TWW}	m³/(P a)	14	14	15	11	8	8	9	10	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
	v_{TWW}	l/(P d)	37	38	42	31	21	23	24	28	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
… flächenbezogen	v_{TWW}	m³/(m²a)	0,22	0,39	0,41	0,20	0,20	0,21	0,22	0,24	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.

Tabelle 78 Warmwasserverbrauch

7.3.4 Kennwerte

%		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		12		13	14
												Kes. 1	Kes. 2	Kes. 1	Kes. 2		
Deckungsanteil Kessel	α_K	95,3	92,8	93,7	89,2	93,8	96,7	89,4	86,4	87,7	97,1	76,1		92,2		72,2	k. A.
Solarer Deckungsanteil	α_{sol}	4,7	7,2	6,3	10,8	6,2	3,3	10,6	13,6	12,3	2,9	23,9		7,8		27,8	k. A.
Solarer Deckungsanteil für WW	$\alpha_{sol,ww}$	12,1	18,7	14,4	33,9	15,5	13,9	32,7	41,2	24,3	14,9	96,3		k. A.		k. A.	k. A.
Nutzungsgrad Erzeuger	η_a	85,78	88,68	85,56	88,29	89,03	86,21	100	89,4	75,3	85,46	87,85	95,70	81,81	85,64	93,60	k. A.
Nutzungsgrad Erzeugung	η_a	85,78	88,68	85,56	88,29	89,03	86,21	100	89,4	75,3	85,46	93,7		84,0		93,60	k. A.
Nutzungsgrad Zentrale	η_Z	k. A.	98,2	99,6	93,9	k. A.	k. A.	k. A.	96,6	97,6	95,7	94,0		98,6		98,6	k. A.
Nutzungsgrad Nahwärmenetz	η_N	-	-	-	-	-	-	-	-	93	-	88,19		k. A.		68,99	-
Nutzungsgrad Trinkwarmwasserver-teilung	$\eta_{d,ww}$	45,7	56,2	45,0	38,2	30,5	41,6	53,4	45,7	k. A.	34,8	k. A.		k. A.		k. A.	k. A.
Anteil Heizung an Nutzenabnahme	α_H	61,0	60,7	55,9	66,2	59,7	76,5	67,5	65,8	44,5	79,8	70,0		k. A.		k. A.	k. A.
Anteil WW an Nutzenabnahme	α_W	39,0	39,3	44,1	33,8	40,3	23,5	32,5	34,2	55,5	20,2	30,0		k. A.		k. A.	k. A.

Tabelle 79 Nutzungsgrade und Deckungsanteile

kWh/(m²a)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Kollektorkreisertrag bezogen auf Kollektorfläche	410	495	389	451	323	239	362	364	284	241	215	282	421	238

Tabelle 80 Kollektorflächenbezogener Ertrag

%		1	2	3	4	5	6	8	9	10	11		12		13	14
											Kes. 1	Kes. 2	Kes. 1	Kes. 2		
Verhältnis Heizlast/ Kesselleistung	$\Phi/\dot{Q}_K$	246	181	171	194	196	162	191	155	221	213		k. A.		189	234
Belastung Kessel	φ	17	13	15	15	19	18	22	19	15	6	18	10	14	12	k. A.
Wirkungsgrad aus EAV	η_K	k. A.	91,08	88,73	90,2	k. A.	k. A.	91,4	77,9	91	89,7	95,5	85,7	87,9	95,34	k. A.
Bereitschaftsverlust aus EAV	q_B	k. A.	0,36	0,626	0,377	k. A.	k. A.	0,63	0,83	1,3	0,16	-0,04	0,525	0,549	0,471	k. A.

Tabelle 81 Kennwerte der Kesselanalyse (EAV)

			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Verlustkoeffizient	H	kW/K	3,14	1,41	1,17	1,43	1,22	3,81	2,60	2,27	2,84	2,71	2,64	3,70	9,50	0,30
… flächenbezogen	h	W/(m²K)	0,552	1,259	1,177	1,003	0,809	1,398	1,061	0,720	1,002	2,007	0,528	0,760	0,986	2,000
Heizgrenze	ϑ_{HG}	°C	19,4	14	14,3	16,8	17,4	17,2	13,8	18,8	14,2	19,5	16,1	18,5	18	18,4
Heizlast näherungsweise	Φ	kW	107	48	40	49	41	130	88	68	97	92	90	111	304	10
Nutzengrundlast	-	kW	17,8	4,7	4,8	5,3	3,9	9,4	5,8	10,8	16,58	6,2	10,3	24,3	33,3	0,62
… personenbezogen	-	W/P	196	147	178	204	103	138	95	150	166	182	82	196	153	207
… flächenbezogen	-	W/m²	3,13	4,20	4,83	3,72	2,59	3,45	2,37	3,42	5,85	4,59	2,06	4,99	3,46	4,13
Endenergiegrundlast	-	kW	k. A.	4,10	4,30	4,20	3,50	10,10	3,90	10,00	14,60	k. A.	6,53	k. A.	1,10	0,11
… personenbezogen	-	W/P	k. A.	128	159	162	92	149	64	139	146	k. A.	52	k. A.	5	37
… flächenbezogen	-	W/m²	k. A.	3,66	4,33	2,95	2,32	3,71	1,59	3,17	5,15	k. A.	1,31	k. A.	0,11	0,73

Tabelle 82 Kennwert der Energieanalyse aus dem Verbrauch des Gebäudes (EAV)

7.3.5 Berechnete Einsparung an Endenergie und Wirtschaftlichkeit

kWh/(m²a)		1	2	3	4	5	6	7	8	10	14
Einsparung	Szenario 1	2,2	4,3	5,2	8,8	3,6	0,8	5,1	9,0	2,6	14,7
	Szenario 2	3,4	6,0	6,6	10,45	5,2	3,0	5,7	11,0	5,8	18,4
	Szenario 3	4,5	7,6	8,1	12,1	6,7	5,1	6,2	12,9	9,0	21,6
Optimierung ohne solar	Szenario 1	-7,0	-0,5	-8,0	-0,4	-8,6	-12,8	4,8	2,1	-22,1	k. A.
	Szenario 2	-2,2	4,5	-1,3	6,3	0,9	-5,0	5,5	8,7	-9,5	k. A.
	Szenario 3	3,2	9,7	6,2	13,7	9,1	3,6	6,1	15,8	4,5	k. A.
Optimierung mit solar	Szenario 1	-10,8	-8,8	-15,2	-12,0	-14,3	-17,1	-3,4	-11,2	-28,2	k. A.
	Szenario 2	-5,9	-3,6	-8,3	-5,2	-4,9	-9,3	-2,2	-4,5	-15,6	k. A.
	Szenario 3	-0,4	2,0	-0,5	2,6	3,5	-0,6	-1,1	2,9	-1,5	k. A.

Tabelle 83 Bilanzierte Endenergieeinsparung Gebäudeanlagen

kWh/(m²a)		9	11	12	13
Einsparung	Szenario 1	9,7	9,0	9,6	23,1
	Szenario 2	14,0	10,5	12,1	24,4
	Szenario 3	18,3	11,9	14,5	25,6
Optimierung ohne solar	Szenario 1	1,0	3,0	-28,6	-6,7
	Szenario 2	6,3	6,8	-18,7	1,4
	Szenario 3	11,6	11,5	-8,6	11,8

Tabelle 84 Bilanzierte Endenergieeinsparung Netzanlagen

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Preis Brennstoff heute	€/kWh	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,05	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Preis Strom heute	€/kWh	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Preissteigerungsfaktor	-	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Annuität	a^{-1}	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074
Kostenersparnis Brennstoff heute	€/a	1339	471	460	1044	545	568	982	2435	1981	548	3692	4121	16467	193
Mehrkosten Pumpenstrom heute	€/a	73,5	30	30	44	48	74	66	60	60	51	92	62	101	8
Wartungsmehrkosten	€/a	762	455	455	632	570	760	820	1380	1540	636	3248	2249	5749	440
Refinanzierung ohne Wartung/Pumpe	€	36.180	12.725	12.446	28.205	14.733	15.362	26.538	65.821	53.548	14.813	99.786	111.383	445.066	5.218
Refinanzierung mit Wartung/Pumpe	€	23.896	5.768	5.489	18.492	5.733	3.105	13.673	45.551	31.116	4.840	53.421	79.329	364.661	-931

Tabelle 85 Überschlägige Wirtschaftlichkeitsbewertung

7.3.6 Anlagenfazit

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Kessel	Effizienz	86%	89%	86%	88%	89%	86%	100%	89%	75%	85%	94%	84%	94%	k. A.
	Einbindung	-	P	P	P,W	W	-	-	P	P	-	W	W	P	W
	Dimensionierung	2,5	1,8	1,7	1,9	2,0	1,6	k. A.	1,9	1,6	2,2	2,1	k. A.	1,9	2,3
	Belastung	0,17	0,13	0,15	0,15	0,19	0,18	k. A.	0,22	0,19	0,15	0,12	0,12	0,12	0,08
	Therme/Kessel	T	T	T	T	T	K	k. A.	K	K	K	T	K	K	T
	Stückelung	1	1	1	1	2	2	1	1	1	1	2	2	1	1
	Einzelbewertung Erzeuger*	**4**	**3**	**4**	**4**	**4**	**4**	**k. A.**	**2**	**2**	**5**	**4**	**5**	**2**	**5**
Speicher	Bemessung, l/m²	65	123	61	60	83	67	77	60	81	57	105	51	184	71
	Stückelung	4	2	1	2	2	6	6	7	5	2	2	2	1	1
	Größe je Speicher, l	750	950	950	1000	1125	517	667	929	2020	950	15500	5000	100000	1000
	Verluste, kWh/(m²a)	k. A.	1,7	0,4	5,9	k. A.	k. A.	k. A.	3,1	2,5	8,9	3,2	2,0	1,2	k. A.
	Einzelbewertung Speicher*	**4**	**2**	**2**	**4**	**2**	**5**	**5**	**4**	**3**	**4**	**3**	**3**	**1**	**3**
Solarthermie	Bemessung, m²/P	0,51	0,48	0,57	1,28	0,71	0,68	0,85	1,50	1,24	0,99	2,36	1,57	2,51	4,67
	Erträge, kWh/(m²a	410	495	389	451	323	239	362	364	284	241	215	282	421	238
	Deckungsanteil	5%	7%	6%	11%	6%	3%	11%	14%	12%	3%	24%	8%	28%	17%
	Einzelbewertung Solarthermie*	**4**	**3**	**4**	**3**	**4**	**5**	**3**	**3**	**3**	**5**	**2**	**4**	**1**	**3**
Wärmenetz	Verluste, kWh/(m²a)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,0	0,0	5,9	18,5	25,2	0,0
	Einzelbewertung Netzkonzept*	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**	**3**	**1**	**3**	**5**	**5**	**1**
Gebäude	Raumheizung, kWh/(m²a)	43	57	53	61	56	94	49	58	41	159	31	k. A.	45	92
	Heizgrenze, °C	19,4	14,0	14,3	16,8	17,4	17,2	13,8	18,8	14,2	19,5	16,1	18,5	18,0	18,4
	Einzelbewertung Gebäude*	**3**	**2**	**2**	**3**	**3**	**4**	**1**	**4**	**1**	**5**	**2**	**4**	**3**	**4**
Warmwasser	Nutzen, kWh/(Pa)	787	719	698	649	453	483	503	606	k. A.	557	k. A.	k. A.	k. A.	650
	Nutzen, kWh/(m²a)	13	21	19	12	11	12	13	14	k. A.	14	k. A.	k. A.	k. A.	13
	Zirkulationsverlust, kWh/(m²a)	15	16	23	19	26	17	11	16	k. A.	26	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
	Nutzungsgrad	46%	56%	45%	38%	30%	42%	53%	46%	k. A.	35%	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
	Einzelbewertung, Netzkonzept*	**3**	**3**	**5**	**4**	**4**	**3**	**2**	**3**	**k. A.**	**4**	**k. A.**	**k. A.**	**k. A.**	**3**
Legende		P = Puffer, W = Weiche, T = Therme, K = bodenstehender Kessel													
*		qualitative Bewertung, Dr.-Ing. Kati Jagnow													

Tabelle 86: Feldanlagenfazit

7.4 Annahmen für die Bilanzierung der Endenergieeinsparung

Annahmen für die Berechnung der erreichten Endenergieeinsparung durch die Solarthermie

Die fiktive Anlage im Bestand, welche keine Solarthermieanlage besitzt, hat folgende Eigenschaften:

- Nutzen ab Zentrale wie im Bestand gemessen
- kein Kollektorkreisertrag
- Solarspeicher in der Zentrale entfällt; Abschätzung der entfallenen Verluste mit Abbildung 256; Variation der Verluste in 3 Stufen (Faktor 4/3, 1, 3/4)
- Trinkwasserspeicher in der Zentrale kommt hinzu; Größe siehe Tabelle 87; Abschätzung der hinzukommenden Verluste mit Abbildung 256; Variation der Verluste in 3 Stufen (Faktor 4/3, 1, 3/4)
- Kesselnutzungsgrad wie im Bestand; Variation des Nutzungsgrades in 3 Stufen (Bestandsnutzungsgrad -1 %, ± 0 %, +1 % bzw. beim Holzkessel 2 %-Punkte)

Annahmen für die Berechnung der erreichten Endenergieeinsparung durch Anlagenoptimierung ohne Solarthermie (Netzanlagen)

Die fiktive Anlage ohne Solarthermie hat folgende Eigenschaften:

- alle Gebäude werden einzeln versorgt, je Baukörper gibt es eine neue Zentrale
- Nutzen der Gebäude wie im Bestand gemessen
- kein Kollektorkreisertrag
- Netzverluste entfallen; Variation der entfallenen Verluste in 3 Stufen (Faktor 6/5, 1, 5/6)
- Kesselnutzungsgrad 86, 90 und 94 % (Holz: 73, 75 und 77 %)
- Solarspeicher in der Zentrale entfällt; Abschätzung der entfallenen Verluste mit Abbildung 256; Variation der Verluste in 3 Stufen (Faktor 6/5, 1, 5/6)
- Trinkwasserspeicher je Baukörper kommt hinzu; Größe siehe Tabelle 88; Abschätzung der hinzukommenden Verluste mit Abbildung 256; Variation der Verluste in 3 Stufen (Faktor 6/5, 1, 5/6)

Annahmen für die Berechnung der erreichten Endenergieeinsparung durch Anlagenoptimierung ohne Solarthermie (Gebäudeanlagen)

Die fiktive Anlage ohne Solarthermie hat folgende Eigenschaften:

- kein Kollektorkreisertrag
- Nutzen für Raumheizung und Trinkwarmwassernutzen wie im Bestand gemessen
- Nutzungsgrad der Trinkwarmwasserzirkulation wie gemessen bzw. 2,5 und 5 %-Punkte besser
- Solarspeicher in der Zentrale entfällt; Abschätzung der entfallenen Verluste mit Abbildung 256; Variation der Verluste in 3 Stufen (Faktor 4/3, 1, 3/4)
- Trinkwasserspeicher in der Zentrale kommt hinzu; Größe siehe Tabelle 87; Abschätzung der hinzukommenden Verluste mit Abbildung 256; Variation der Verluste in 3 Stufen (Faktor 4/3, 1, 3/4)
- Kesselnutzungsgrad 86, 90 und 94 %

Annahmen für die Berechnung der erreichten Endenergieeinsparung durch Anlagenoptimierung mit Solarthermie (Gebäudeanlagen)

Die fiktive Anlage mit Solarthermie hat folgende Eigenschaften:

- Kollektorkreisertrag wie im Bestand gemessen bzw. um den Faktor 1,1 bzw. 1,2 höher
- Nutzen für Raumheizung und Trinkwarmwassernutzen wie im Bestand gemessen
- Nutzungsgrad der Trinkwarmwasserzirkulation wie gemessen bzw. 2,5 und 5 %-Punkte besser
- Solarspeicher in der Zentrale ggf. hinsichtlich Größe und Stückzahl optimiert; Abschätzung der veränderten Verluste mit Abbildung 256; Variation der Verluste in 3 Stufen (Faktor 4/3, 1, 3/4)
- Trinkwasserspeicher in der Zentrale ggf. hinsichtlich Größe und Stückzahl optimiert; Größe siehe Tabelle 87; Abschätzung der hinzukommenden Verluste mit Abbildung 256; Variation der Verluste in 3 Stufen (Faktor 4/3, 1, 3/4)
- Kesselnutzungsgrad 86, 90 und 94 %

Raumzahl	Personenzahl p	Raumzahl	Personenzahl p
1	2,0*	4	3,5
1,5	2,0*	4,5	3,9
2	2,0*	5	4,3
2,5	2,3	5,5	4,6
3	2,7	6	5,0
3,5	3,1	6,5	5,4
* wenn das Gebäude über wiegend 1- und 2-Zimmerwohnungen hat, ist die Personenzahl um 0,5 zu erhöhen		7	5,6

Abbildung 254 Annahmen zur Personenbelegung von Wohnungen nach DIN 4708

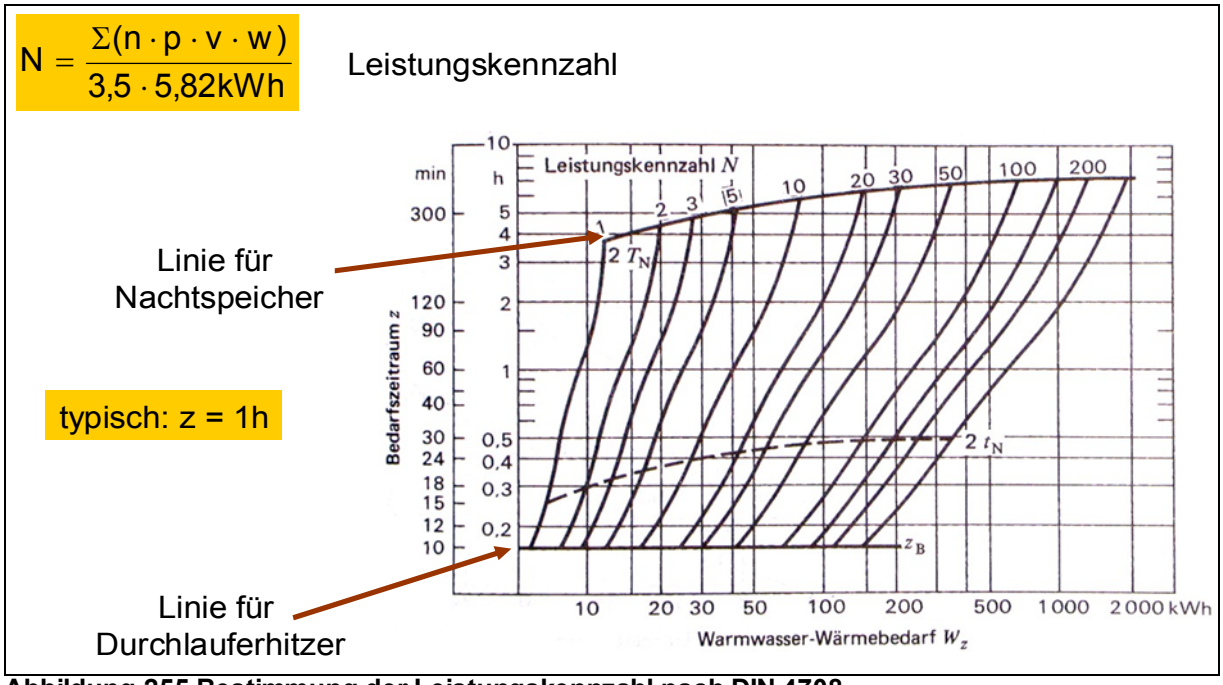


Abbildung 255 Bestimmung der Leistungskennzahl nach DIN 4708

Gebäude:		2	3	4	5	6	7	8	10	14
Fläche	m²	1.120	994	1.426	1.508	2.726	2.450	3.154	1.350	150
WE Anzahl	-	16	16	25	28	45	40	36	30	1
Fläche je WE	m²	70	62	57	54	61	61	88	45	150
Raumzahl je WE (geschätzt)		3	2	2	1,5	2	2	4	1,5	5
n		16	16	25	28	45	40	36	30	1
p		2,7	2	2	2	2	2	3,5	2	5,3
v		1	1	1	1	1	1	1	1	1
w	kWh	5,82	5,82	5,82	5,82	5,82	5,82	5,82	5,82	5,82
N (berechnet)		12	9	14	16	26	23	36	17	2
Wz (aus Bild)	kWh	35	28	40	45	67	62	80	48	13
Bedarfszeit (Festlegung)	h									
V	l	602	482	688	774	1152	1066	1376	825	224
gerundet	l	600	500	700	800	1200	1100	1400	800	200

Tabelle 87 Ermittlung Trinkwarmwasserspeichergrößen (Gebäudeanlagen)

Gebäude:		9	9 mod	11	11 mod	12	12 mod	13	13 mod
Fläche	m²	2.834		5.000		4.866		9.800	
WE Anzahl	-	36		57		37		63	
Fläche je WE	m²	79		88		132		156	
Raumzahl je WE (geschätzt)		4	4	4	4	4,5	4,5	5	5
n		36	18	57	14	37	6	63	3
p		3,5	3,5	3,5	3,5	3,9	3,5	4,3	3,5
v		1	1	1	1	1	1	1	1
w	kWh	5,82	5,82	5,82	5,82	5,82	5,82	5,82	5,82
N (berechnet)		36	18	57	14	41	7	77	4
Wz (aus Bild)	kWh	80	50	110	45	88	40	145	17
Bedarfszeit (Festlegung)	h	1	1	1	1	1	1	1	1
V	l	1376	860	1892	774	1513	688	2494	292
gerundet	l	1400	900	1900	800	1500	700	2500	300

Tabelle 88 Ermittlung Trinkwarmwasserspeichergrößen (Netzanlagen)

Die mit "mod" gekennzeichneten Spalten ergeben sich, wenn die Netzanlagen in Einzelgebäude aufgeteilt werden.

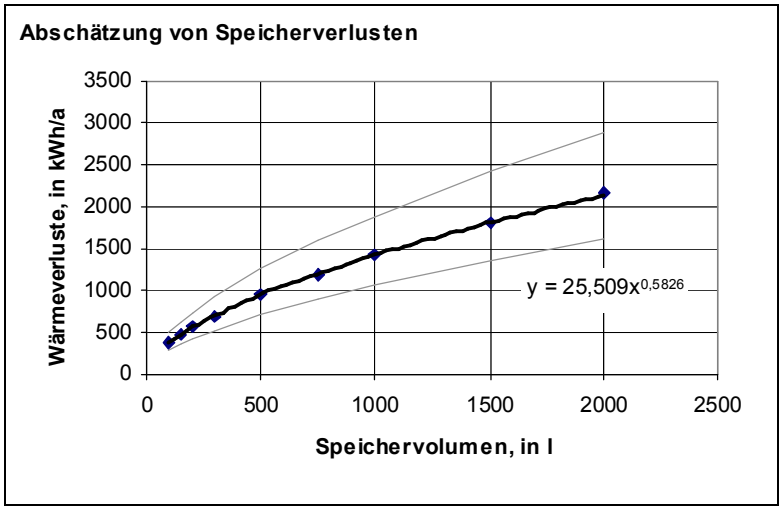


Abbildung 256 Abschätzung von Wärmeverlusten je nach Speichervolumen [IWU 97]

7.5 Basisdaten IWU Solar

Auszug aus [IWU05]:

Solaranlagen zur Warmwasserbereitung

Die DIN V 4701-10 nennt in Anhang C Werte für den solaren Deckungsgrad an der Warmwasserbereitung $D_{Sol,W}$, die im Bereich von 40 % bis 60 % liegen. Es kann also davon ausgegangen werden, dass bei einer normalen Auslegung ein Deckungsgrad von ca. 50 % erreicht werden kann. Die Wärmelieferung der Solaranlage berechnet sich dann zu:

$q_{Sol} = D_{Sol,W} \times q^*_W$

Bei üblichen Werten für q^*_W zwischen 20 und 30 kWh/(m²a) sollte q_{Sol} im Bereich von 10 bis 15 kWh/(m²a) liegen, als Anhaltswert wird 12 kWh/(m²a) gewählt.

Wenn q^*_W stärker vom Standardwert abweicht oder variabel ist, sollte die Berechnung eher mit dem Deckungsanteil $D_{Sol,W}$ durchgeführt werden (siehe Rechenhilfe in Abbildung 18).

Solaranlagen zur Heizungsunterstützung

Diese Anlagen sind größer dimensioniert als reine Brauchwasseranlagen. Im Sinne einer vereinfachten Betrachtung kann man davon ausgehen, dass sie im Sommerhalbjahr den Warmwasserbedarf rechnerisch vollständig abdecken können, die entsprechende Wärmelieferung beträgt 0,5 x q^*_W.

Der zusätzliche Ertrag im Winter lässt sich, wie Auswertungen mit dem auf Simulationsrechnungen beruhenden Berechnungsschema aus [Boese 2001] zeigen, recht gut durch einen festen Zuschlag abschätzen. Abbildung 17 zeigt die Ergebnisse der Berechnung. Die drei Werte übereinander entsprechen jeweils einer Anlagenauslegung von 0,06 / 0,08 bzw. 0,1 m² Kollektorfläche pro m² Wohnfläche. Für den Wärmebedarf wurden folgende Paarungen q^*_W/q^*_H angenommen: 20/20, 20/40, 25/60, 30/80 (jeweils in kWh/(m²a)).

Abhängig von der Anlagengröße ist der Zuschlag einigermaßen konstant. Bei entsprechender Anlagenauslegung sind 6 bis 12 kWh/(m²a) erreichbar. Als Anhaltswert werden 8 kWh/(m²a) angesetzt. Nach den Auswertungen des Projekts "Sustainable Solar Housing" (Kap. 3.5) ist bei Gebäuden mit sehr niedrigem Heizwärmebedarf eventuell eine vorsichtigere Abschätzung angebracht.

Abbildung 17: Beispielberechnungen zur Wärmelieferung von Solaranlagen mit Heizungsunterstützung

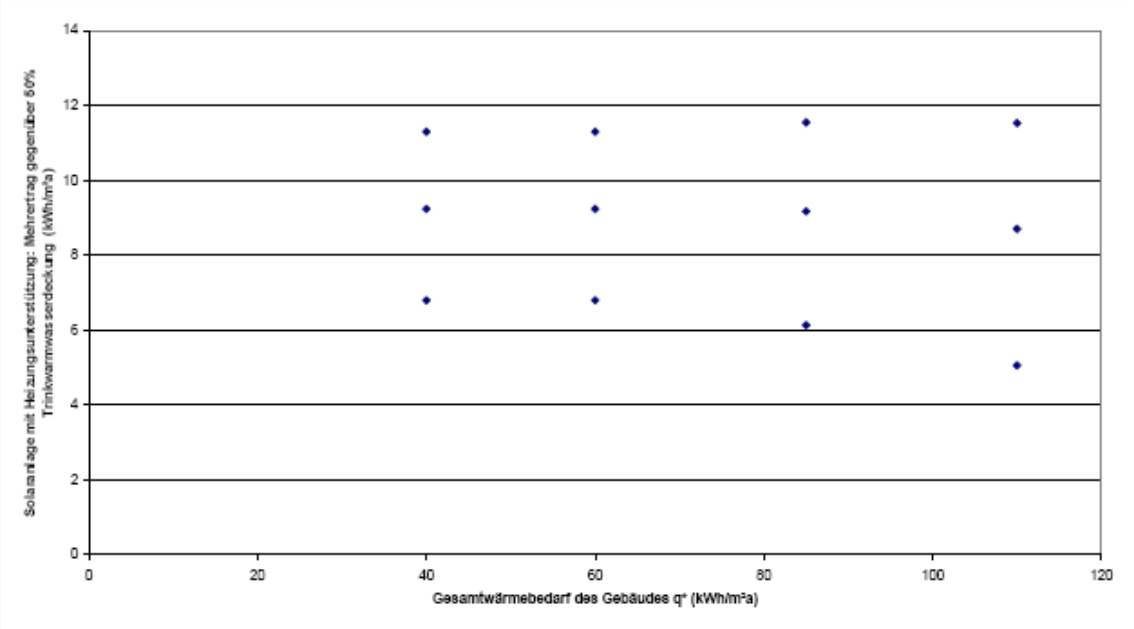


Abbildung 18: Rechenhilfe – Wärmelieferung thermische Solaranlage (Beispielberechnung)

Solarer Deckungsgrad Warmwasser	$D_{Sol,W}$	50%	
Gesamtwärmebedarf Warmwasser	q^*_W	21	kWh/(m²a)
zusätzlicher Beitrag bei Solaranlage dimensioniert für Heizungsunterstützung	$q_{Sol,Zuschlag}$	8	kWh/(m²a)
Wärmelieferung Solaranlage	$q_{Sol} = D_{Sol,W} \times q^*_W + q_{Sol,Zuschlag}$	19	kWh/(m²a)

	je nach Auslegung	Anhaltswert	
$D_{Sol,W}$ *	40% ... 60%	50%	
*) bei Solaranlagen mit Heizungsunterstützung Festwert 50%			
	je nach Auslegung	Anhaltswert	
$q_{Sol,Zuschlag}$	6 ... 12	8	kWh/(m²a)

"

Berechnung der Rohrleitungswärmeverluste

Temperatur in der Heizzentrale	22
Leitung 1	Vorlauf Kessel (vom WMZ Kessel zum Speicher)
Leitung 2	Rücklauf Kessel (vom Speicher zum WMZ Kessel)
Leitung 3	Vorlauf Raumheizung (vom Speicher zum WMZ Raumheizung)
Leitung 4	Rücklauf Raumheizung (vom WMZ Raumheizung zum Speicher)
Leitung 5	Vorlauf TWW / Zirku (vom Speicher zum WMZ TWW / Zirku)
Leitung 6	Rücklauf TWW (vom WMZ TWW zum Speicher)
Leitung 7	Rücklauf Zirku (vom WMZ Zirku zum Speicher)
Leitung 8	Vorlauf Solar (vom WMZ Solar zum Speicher)
Leitung 9	Rücklauf Solar (vom Speicher zum WMZ Solar)

	Einheit	Leitung 1		Leitung 2		Leitung 3		Leitung 4		Leitung 5		Leitung 6		Leitung 7		Leitung 8		Leitung 9	
		ged.	n. ged.	ged.	n. ged.	ged.	n. ged.	ged.	n. ged.	ged.	n. ged.	ged.	n. ged.	ged.	n. ged.	ged.	n. ged.	ged.	n. ged.
Rohrdurchmesser	m	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,028	0,028	0,028	0,028	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022
Länge	m	4,1	0,8	8,8	1,1	2,85	0,05	3,95	0,25	0,6	0,2	3,5	0,15	2,7	0,18	3,85	0,1	4,95	0,25
Dämmung	m	0,030	-	0,030	-	0,030	-	0,030	-	0,025	-	0,025	-	0,020	-	0,025	-	0,025	-
W-V-K k_R	W/(m·K)	0,2277	1	0,2277	-	0,2277	-	0,2277	-	0,2180	-	0,2180	-	0,2099	-	0,1898	-	0,1898	-
Fläche	m²	-	0,0880	-	0,1210	-	0,0055	-	0,0275	-	0,0176	-	0,0132	-	0,0124	-	0,0069	-	0,0173
Temperatursensor	-																		
Wärmeverluste																			
Januar	kWh	26,24	31,64	30,56	20,84	13,82	1,41	11,76	3,95	4,11	7,47	6,95	1,28	14,93	4,40	0,62	0,05	0,20	0,03
Februar	kWh	22,76	27,19	28,04	19,18	12,89	1,33	11,09	3,76	3,77	6,87	6,45	1,19	13,77	4,08	1,27	0,12	0,32	0,05
März	kWh	23,58	27,74	30,57	20,84	12,34	1,23	10,75	3,56	4,12	7,48	8,77	1,68	15,51	4,61	4,58	0,47	1,79	0,30
April	kWh	22,13	25,86	34,07	23,85	8,35	0,78	7,63	2,40	3,85	6,95	9,30	1,81	14,68	4,34	7,33	0,79	4,06	0,74
Mai	kWh	22,77	26,58	36,98	26,14	7,69	0,71	7,37	2,30	3,98	7,18	9,86	1,92	15,18	4,49	8,85	0,97	5,70	1,09
Juni	kWh	22,13	25,86	35,90	25,39	6,24	0,56	6,37	1,95	3,89	7,04	9,83	1,93	14,77	4,37	8,98	1,00	6,26	1,22
Juli	kWh	23,14	27,11	38,07	27,05	6,64	0,59	6,79	2,09	3,99	7,19	10,49	2,07	15,19	4,50	7,11	0,76	5,53	1,05
August	kWh	23,15	27,12	35,13	24,63	6,27	0,56	6,32	1,92	4,03	7,29	10,14	1,99	15,21	4,50	9,19	1,02	7,71	1,54
September	kWh	22,42	26,27	36,94	26,26	6,75	0,61	7,00	2,17	3,85	6,95	9,96	1,96	14,67	4,34	7,26	0,78	5,22	0,98
Oktober	kWh	22,64	26,40	34,07	23,71	9,93	0,96	9,64	3,14	3,96	7,13	10,02	1,96	15,07	4,45	5,17	0,52	3,13	0,55
November	kWh	23,01	27,15	30,06	20,55	11,74	1,17	10,67	3,55	3,85	6,94	9,10	1,76	14,54	4,29	1,72	0,16	1,11	0,18
Dezember	kWh	23,36	27,43	30,39	20,70	12,77	1,28	11,54	3,86	3,93	7,08	9,57	1,86	14,99	4,42	0,17	0,01	0,04	0,01
Gesamt	kWh	**277,3**	**326,3**	**400,8**	**279,1**	**115,5**	**11,2**	**106,9**	**34,7**	**47,3**	**85,6**	**110,4**	**21,4**	**178,5**	**52,8**	**62,3**	**6,7**	**41,1**	**7,7**

Gesamte Verteilung	2 166 kWh / a

Pufferspeicher Solvis Strato SR 956			
Speicher		1	2
Wärmeverlust	W/K	2,99	2,99
Verlust Speicher	kWh/a	390	888

Verlust Heizzentrale gesamt:	3.443 kWh/a

Abbildung 257: Feldanlage 2 Allensteinstraße - Berechnung Rohrleitungsverluste 2011

Berechnung der Rohrleitungswärmeverluste

Temperatur in der Heizzentrale	19
Leitung 1	Vorlauf Kessel (vom WMZ Kessel zum Speicher)
Leitung 2	Rücklauf Kessel (vom Speicher zum WMZ Kessel)
Leitung 3	Vorlauf Raumheizung (vom Speicher zum WMZ Raumheizung)
Leitung 4	Rücklauf Raumheizung Kreis 1 (vom WMZ Raumheizung zum Speicher)
Leitung 5	Rücklauf Raumheizung Kreis 2 (vom WMZ Raumheizung zum Speicher)
Leitung 6	Vorlauf TWW / Zirku (vom Speicher zum WMZ TWW / Zirku)
Leitung 7	Rücklauf TWW (vom WMZ TWW zum Speicher)
Leitung 8	Rücklauf Zirku (vom WMZ Zirku zum Speicher)
Leitung 9	Vorlauf Solar (vom WMZ Solar zum Speicher)
Leitung 10	Rücklauf Solar (vom Speicher zum WMZ Solar)

	Einheit	Leitung 1		Leitung 2		Leitung 3		Leitung 4		Leitung 5		Leitung 6		Leitung 7		Leitung 8		Leitung 9		Leitung 10	
		ged.	n. ged.	ged.	n. ged.	ged.	n. ged.	ged.	n. ged.	ged.	n. ged.	ged.	n. ged.	ged.	n. ged.	ged.	n. ged.	ged.	n. ged.	ged.	n. ged.
Rohrdurchmesser	m	0,035	0,035	0,035	0,035	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,018	0,018	0,018	0,018
Länge	m	1	0	2,35	0,6	0,75	0,2	0,85	0,15	0,65	0,25	2,35	0,2	3,9	0,2	2,55	0,2	3,68	0	2,65	0,4
Dämmung	m	0,030	-	0,030	-	0,030	-	0,030	-	0,03	-	0,02	-	0,020	-	0,02	-	0,015	-	0,015	-
W-V-K kR	W/(m·K)	0,2277	-	0,2277	-	0,1997	-	0,1997	-	0,1997	-	0,2430	-	0,2430	-	0,2430	-	0,2113	-	0,2113	-
Temperatursensor	-																				
Wärmeverluste																					
Januar	kWh	6,80	0,00	7,73	10,52	3,15	4,54	1,93	1,64	1,72	3,25	18,83	7,84	3,04	0,51	17,88	6,65	0,29	0,00	0,06	0,02
Februar	kWh	6,20	0,00	7,33	10,06	2,91	4,21	1,79	1,52	1,58	3,02	17,05	7,10	2,95	0,50	16,39	6,11	1,22	0,00	0,23	0,08
März	kWh	6,21	0,00	8,56	11,89	2,63	3,67	1,64	1,36	1,47	2,73	18,44	7,64	4,22	0,74	18,18	6,78	4,04	0,00	1,24	0,47
April	kWh	5,64	0,00	11,01	16,14	2,04	2,71	1,53	1,25	1,29	2,33	17,43	7,18	5,43	0,99	17,46	6,50	7,80	0,00	3,84	1,68
Mai	kWh	5,74	0,00	12,14	18,05	1,76	2,28	1,71	1,42	1,43	2,62	18,24	7,53	6,50	1,21	18,33	6,85	9,57	0,00	5,24	2,38
Juni	kWh	5,49	0,00	12,02	17,95	1,58	2,01	2,04	1,75	1,50	2,78	17,80	7,37	7,12	1,35	17,88	6,70	10,17	0,00	5,73	2,66
Juli	kWh	6,08	0,00	13,14	19,85	1,91	2,50	2,06	1,77	1,54	2,87	17,98	7,40	7,42	1,41	18,27	6,82	8,38	0,00	5,02	2,28
August	kWh	5,93	0,00	13,04	19,67	2,05	2,73	2,19	1,89	1,51	2,79	18,07	7,45	7,96	1,53	18,30	6,84	9,68	0,00	5,74	2,64
September	kWh	5,85	0,00	12,67	19,12	2,08	2,84	1,87	1,58	1,54	2,89	17,45	7,18	7,44	1,42	17,68	6,60	8,62	0,00	5,01	2,27
Oktober	kWh	6,13	0,00	10,97	15,99	3,22	4,69	1,77	1,48	1,65	3,11	17,86	7,34	7,06	1,33	18,09	6,74	5,88	0,00	2,98	1,24
November	kWh	6,13	0,00	10,33	14,95	2,77	3,92	1,80	1,52	1,56	2,94	18,02	7,48	5,14	0,93	16,97	6,28	0,63	0,00	0,37	0,12
Dezember	kWh	7,00	0,00	8,95	12,52	3,75	5,59	2,27	1,98	1,98	3,84	18,99	7,92	3,58	0,61	17,75	6,59	0,00	0,00	0,00	0,00
Gesamt	kWh	73,2	0,0	127,9	186,7	29,9	41,7	22,6	19,2	18,8	35,2	216,2	89,4	67,9	12,5	213,2	79,5	66,3	0,0	35,5	15,8

Gesamte Verteilung	1 351 kWh/a

Pufferspeicher Solvis Strato SR 956		
Speicher		1
Wärmeverlust	W/K	2,99
Verlust Speicher	kWh/a	876

Verlust Heizzentrale gesamt:	2.228 kWh/a

Abbildung 258: Feldanlage 3 Eichendorffstraße - Berechnung Rohrleitungsverluste 2011

7.6.3 Feldanlage 4 Wurmbergstraße

Die Messwerte lassen eine Auswertung der mittleren Spreizungen zwischen Vor- und Rücklauf an den Messstellen zu. Abbildung 259 zeigt farbig markiert die Messstellen, die zur Auswertung in Abbildung 260 gehören.

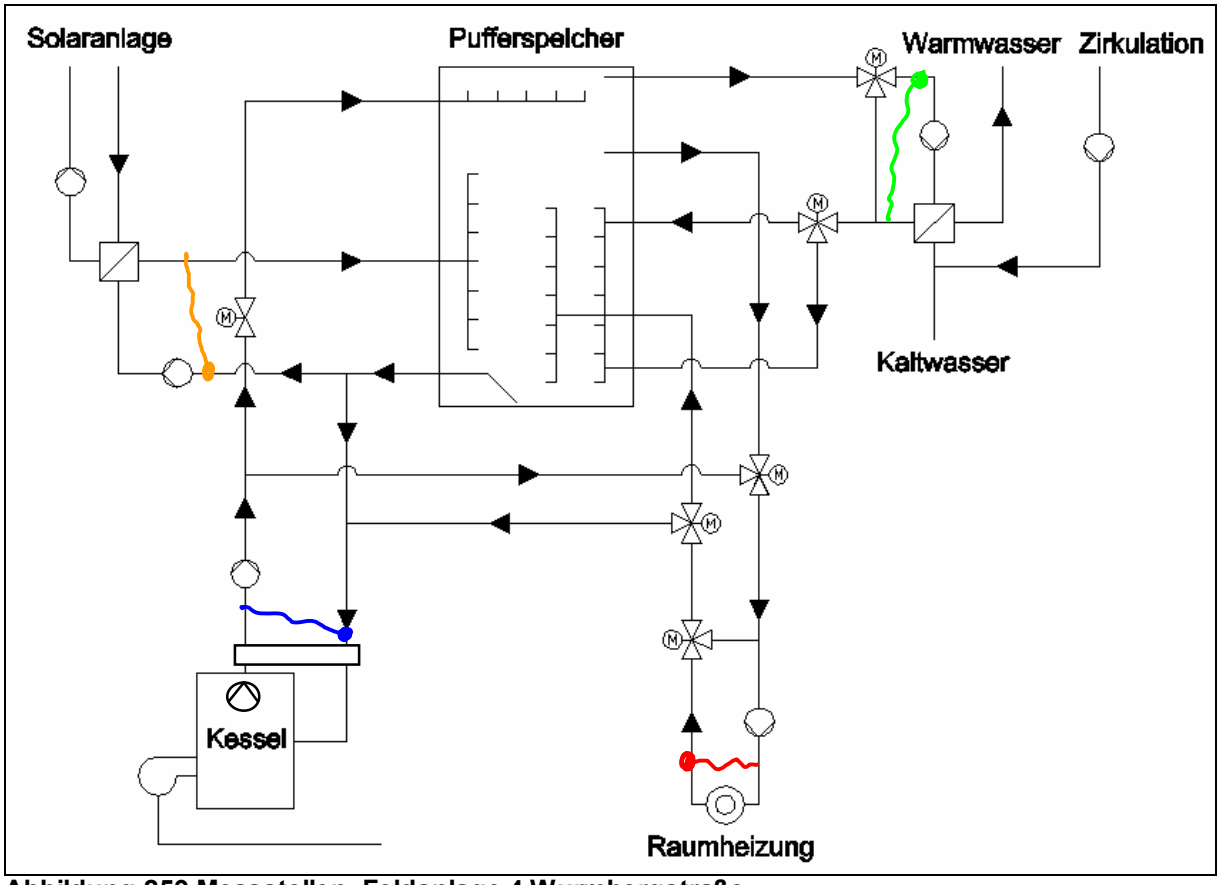


Abbildung 259 Messstellen, Feldanlage 4 Wurmbergstraße

Es ist gut zu erkennen, dass die Spreizung in der Heizungsanlage – gemessen nach dem Dreiwegeventil zur witterungsgeführten Regelung – temperaturabhängig ist. Bei etwa 0°C Außentemperatur ergeben sich 15 K Spreizung, am Ende der Heizperiode bei +16 °C Außentemperatur liegt der Wert bei nur noch 7 K. Bis zur Abschaltung der Heizung bei +20 °C bleibt eine Spreizung von ca. 5 … 7 K.

Im Warmwasserkreis liegt die mittlere Spreizung bei 2 … 3 K. Der Wert ist extrem gering. Es kann davon ausgegangen werden, dass auf der Heizwasserseite des Wärmeübertragers permanent etwa 65 °C herrschen. Da die Zirkulation permanent in Betrieb ist, dürfte dies auch für den gesamten oberen Teil des Pufferspeichers in Abbildung 259 gelten. Für die reale Anlage, die mit 2 Speichern ausgestattet ist, bedeutet dies einen konstant auf ca. 65°C beheizten Pufferspeicher.

Die Spreizung für den Kessel wird auf der Anlagenseite der hydraulischen Weiche gemessen. Sie liegt witterungsabhängig zwischen 12 und bis 25 K. Es kann allerdings davon ausgegangen werden, dass auf der Kesselseite der Weiche – vor allem bei kleinen Heizleistungen – eine deutlich kleinere Spreizung vorhanden sein muss. Diese Temperaturen wurden leider nicht erfasst.

Die Spreizung im Solarkreis schwankt stark. Im Zeitraum der größeren Solarerträge – oberhalb ca. 12°C Außentemperatur – liegt die Spreizung um 5 K. Da auf der Heizwasserseite des Wärmeübertragers gemessen wurde, wurde die kleinere Spreizung erfasst. Im Kollektorfeld selbst kann von 5 … 10 K höheren Werten ausgegangen werden.

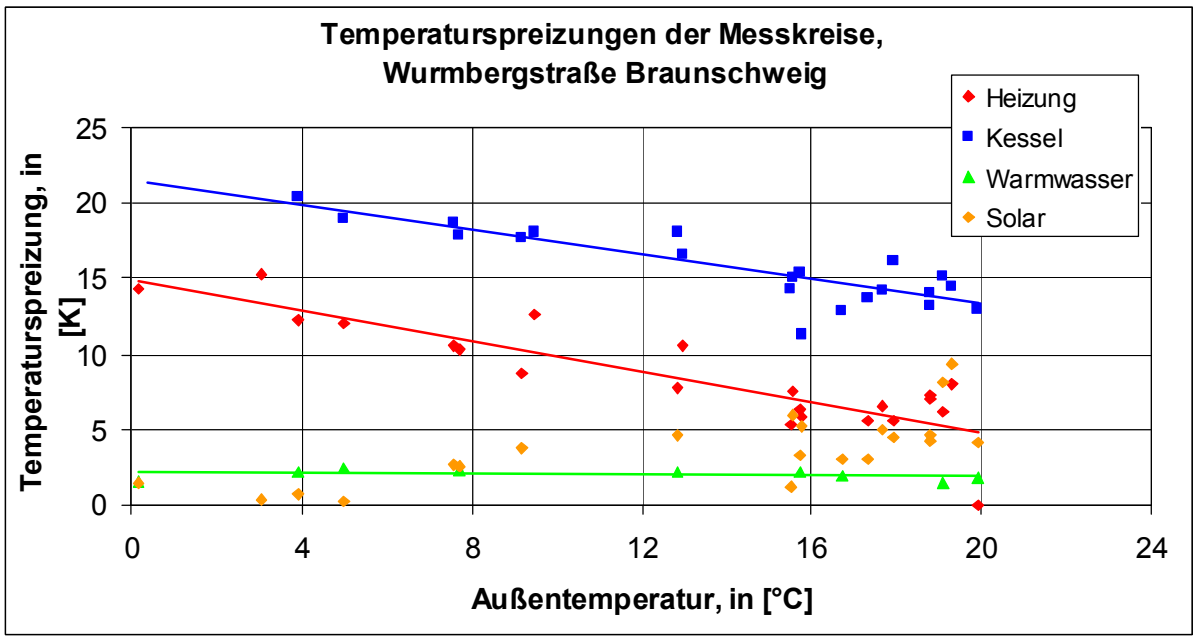


Abbildung 260 Temperaturspreizungen der Messkreise, Feldanlage 4 Wurmbergstraße

7.6.4 Feldanlage 8 Rellinger Straße

Die Messwerte lassen in gewissem Umfang eine Auswertung der mittleren Spreizungen zwischen Vor- und Rücklauf an den Messstellen zu. Die Lage der Messstellen ist in Abbildung 85 zu erkennen.

Wegen der Fülle der Daten sind die Auswertungen in zwei Grafiken aufgeteilt.

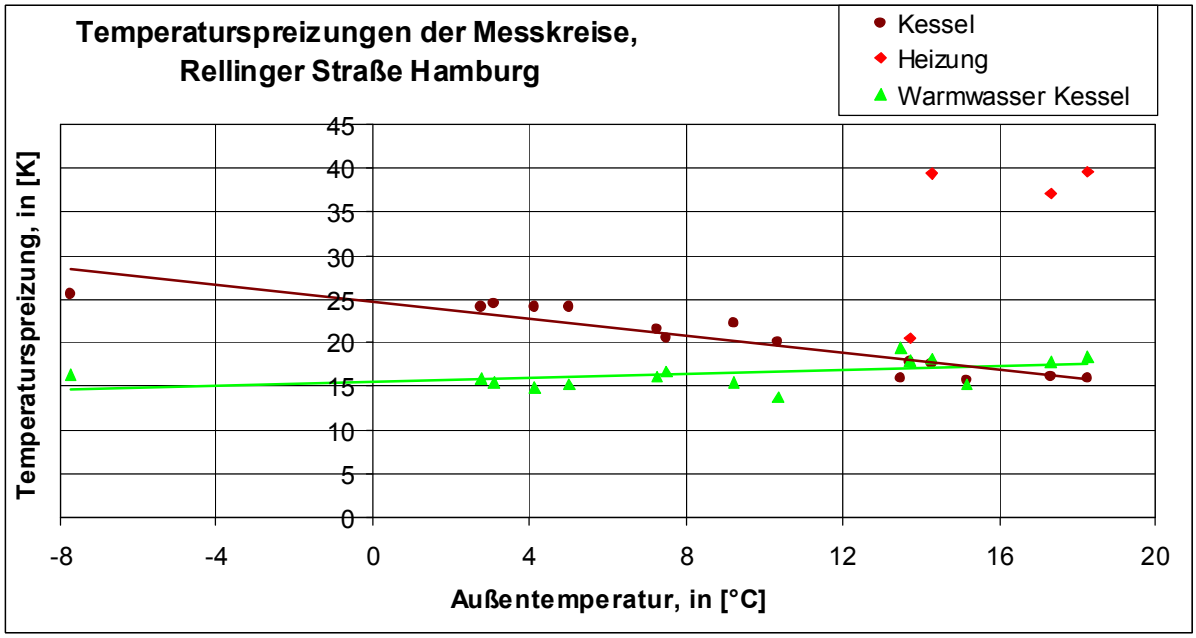


Abbildung 261: Feldanlage 8 Rellinger Straße: Spreizungen (Kessel, Heizung)

Es ist in Abbildung 261 gut zu erkennen, dass die Spreizung im Kesselkreis zwischen ca. 25 K im Winter und 17 K im Sommer liegt. Wenn von einer konstanten Vorlauftemperatur von 65°C im Kesselkreis ausgegangen wird (Planwert), bedeutet dies, dass die Rücklauftemperatur im Sommer höher ist als im Winter (40 bzw. 48°C). Das erscheint plausibel, weil anteilig der Rücklauf aus der Fußbodenheizung zum Sommer hin abnimmt und aus der Trinkwarmwasserbereitung bzw. den Pufferspeichern zunimmt.

Die Spreizung im Ladekreis der Trinkwarmwasserbereitung aus dem Kessel ist nahezu konstant mit ca. 16 … 18 K.

Die Auswertung der Daten des Heizkreises ist noch nicht repräsentativ, da keine Winterwerte vorhanden sind. Die sommerlichen Daten sind plausibel – weil fast keine Wärmeabnahme vorhanden war, ist von Vorlauftemperaturen um 65°C bei Rücklauftemperaturen nahe der Raumtemperatur auszugehen – also 40 K Spreizung.

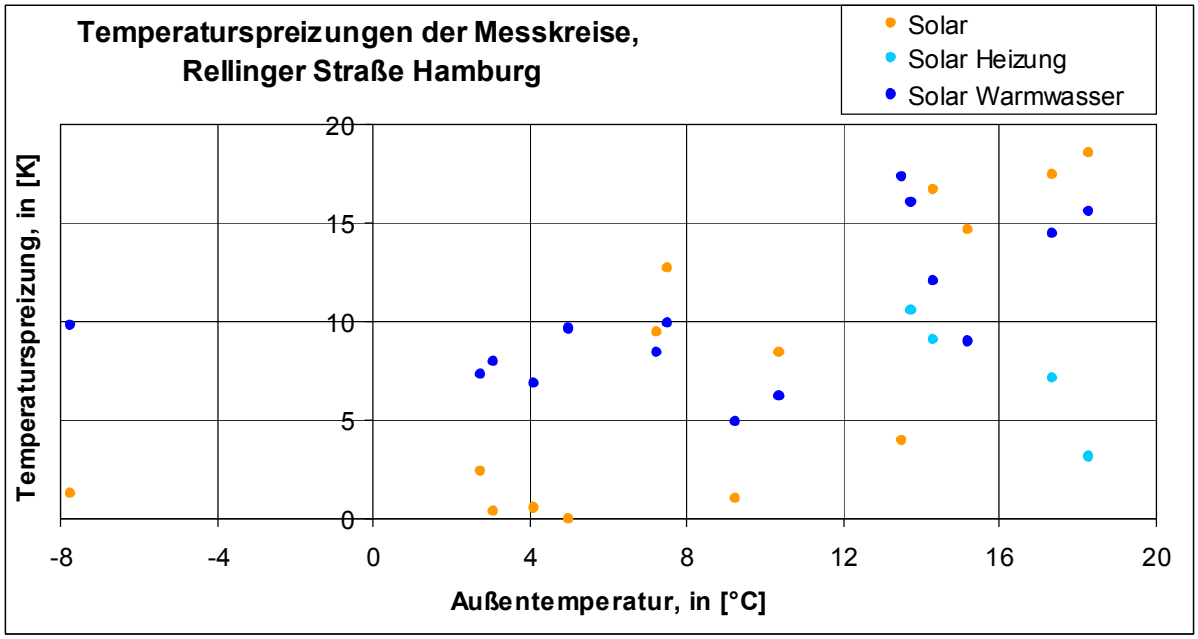


Abbildung 262: Feldanlage 8 Rellinger Straße: Spreizungen (Solarthermie)

Abbildung 262 zeigt die Auswertung der Solarkreise. Es wurde auf Eintragung von Ausgleichsgeraden verzichtet.

Die Messung der solaren Vorwärmung des Trinkwarmwassers erfolgt heizwasserseitig. Die erfasste Spreizung ist im Sommer größer. Das ist plausibel, da von einer größeren Übertemperatur des Pufferspeicherwassers oberhalb der Trinkwarmwassertemperatur ausgegangen werden kann. Es werden Werte von 7 K im Winter bis 15 K im Sommer erreicht.

Für die solare Heizungsunterstützung liegen noch zu wenige Werte vor. Die Auskopplung von Heizwärme aus dem Pufferspeicher erfolgte mit 5 … 10 K Spreizung.

Im Solarkreislauf werden im Sommer ebenfalls höhere Werte (15 … 18 K) als im Winter (unter 10 K) erreicht.

7.6.5 Feldanlage 11 Siegfried-Czapski-Straße

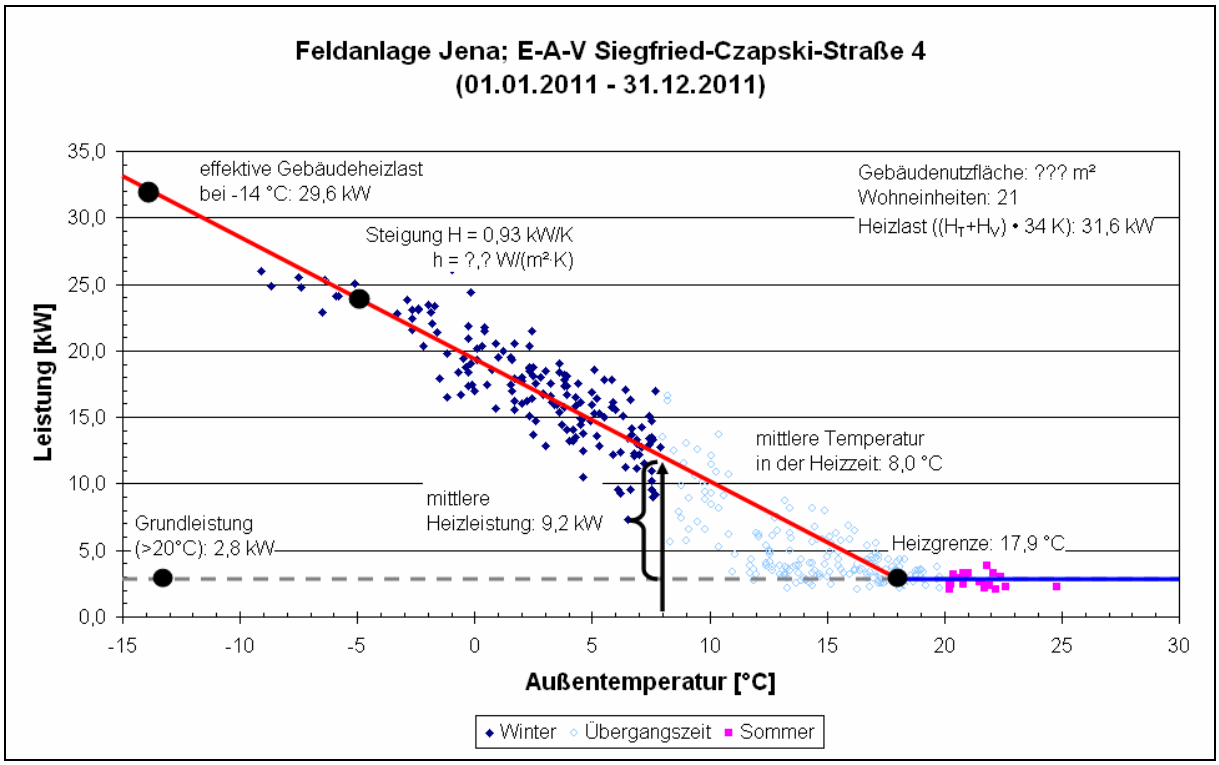


Abbildung 263: E-A-V Siegfried-Czapski-Straße Jena – Gebäude 4; 01.01. – 31.12.2011

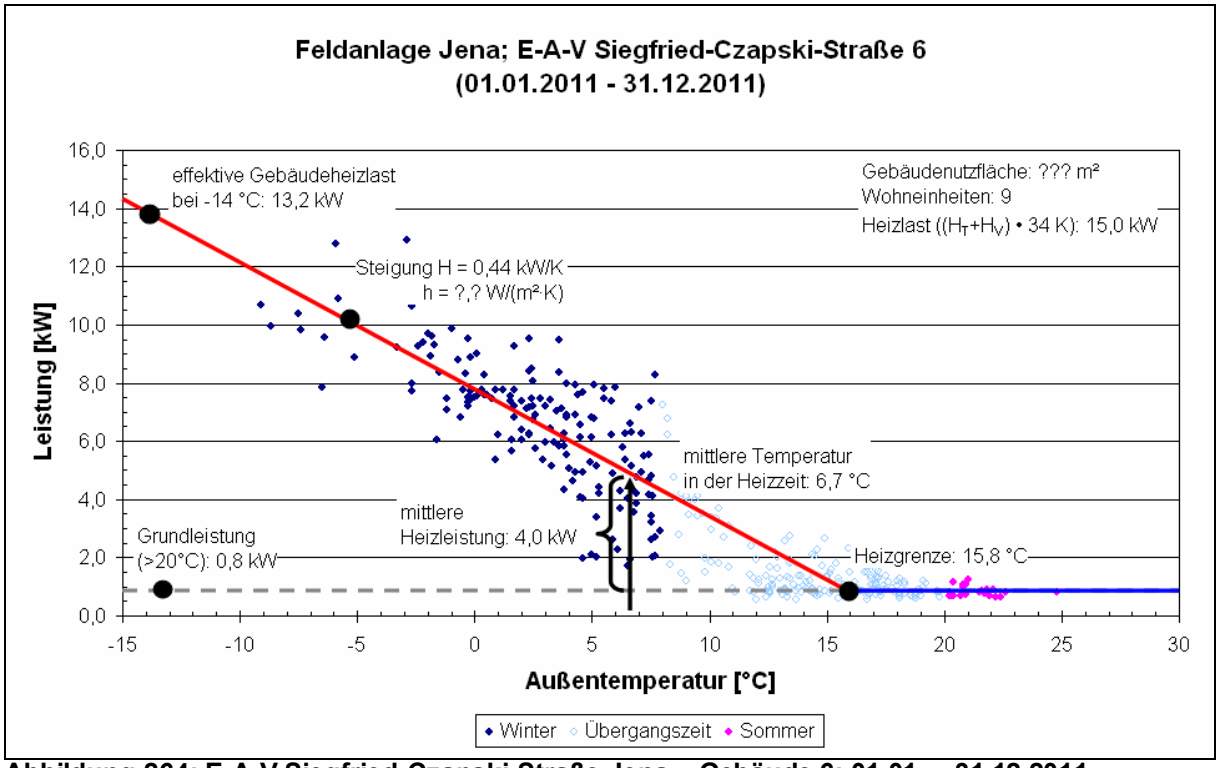


Abbildung 264: E-A-V Siegfried-Czapski-Straße Jena – Gebäude 6; 01.01. – 31.12.2011

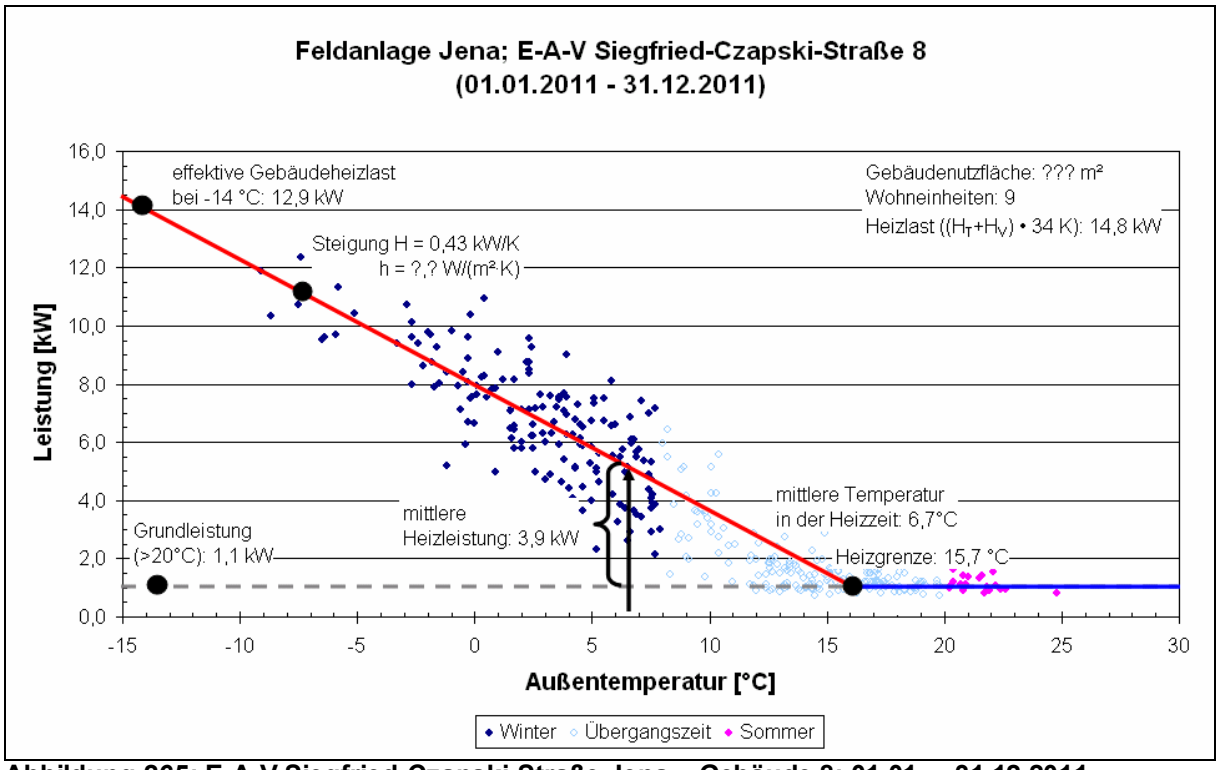


Abbildung 265: E-A-V Siegfried-Czapski-Straße Jena – Gebäude 8; 01.01. – 31.12.2011

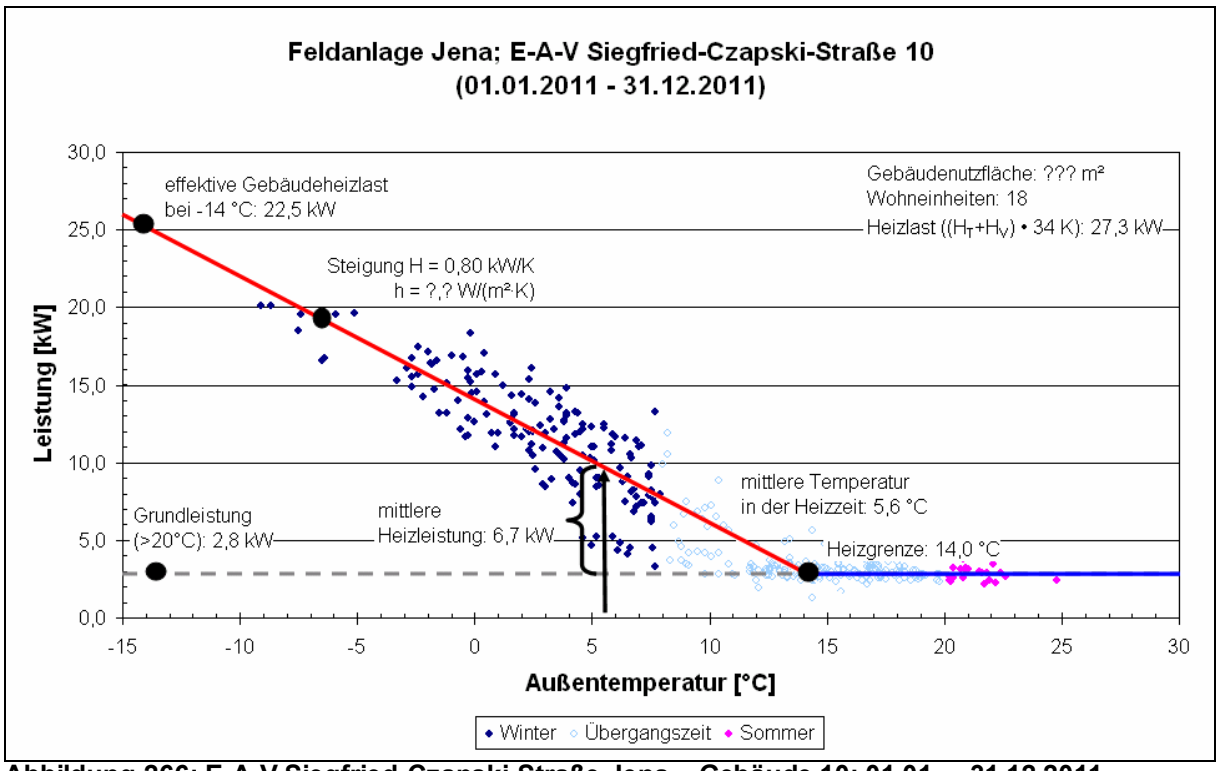


Abbildung 266: E-A-V Siegfried-Czapski-Straße Jena – Gebäude 10; 01.01. – 31.12.2011

7.6.6 Feldanlage 13 Alter Schlachthof

Regelparameter der Solaranlage

- Die Kollektorkreispumpe P4 schaltet ein, wenn die Differenz T_Koll – T_Speich_u größer als der Anschaltwert DTan1 = 10 K ist.
  P4 ein, wenn T_Koll – T_Speich_u > 10 K
- Die Ladekreispumpe P5 schaltet ein, wenn die Differenz T_Koll_VL – T_Speich_u größer als der Anschaltwert DTan2 = 5 K ist und die Kollektorkreispumpe P4 in Betrieb ist.
  P5 ein, wenn T_Koll_VL – T_Speich_u > 5 K und P4 ein
- Die Kollektorkreispumpe P4 schaltet aus, wenn die Differenz T_Koll_VL – T_Speich_u unter den Ausschaltwert DTaus1 = 5 K sinkt (Hysterese).
  P4 aus, wenn T_Koll_VL – T_Speich_u < 5 K
- Übersteigt die Kollektortemperatur T_Koll 130 °C, schaltet die Kollektorkreispumpe ab. Die Freigabe erfolgt, wenn die Kollektortemperatur unter 120 °C sinkt.
  P4 aus, wenn T_Koll > 130 °C
  P4 in Einschaltbereitschaft, wenn T_Koll < 120 °C
- Die Ladekreispumpe P5 schaltet aus, wenn die Differenz T_Solar_VL – T_Speich_u unter den Ausschaltwert DTaus2 = 2 K sinkt (Hysterese).
  P5 aus, wenn T_Solar_VL – T_Speich_u < 2 K
- Das Motorventil MV2 regelt den Volumenstrom im Bypass des Ladekreis-Rücklaufs (und damit im gesamten Ladekreis) so, dass am Solarfühler Vorlauf T_Solar_VL die eingestellte Zieltemperatur von 70 °C erreicht und wenn möglich eingehalten wird.
  MV2 regelt T_Solar_VL auf 70 °C
- Die Motorabsperrklappe MK2 wird geöffnet und die Motorabsperrklappe MK1 geschlossen, wenn die Differenz T_Solar_VL – T_Speich_o größer als der Anschaltwert DTan3 = 2 K ist.
  MK2 auf und MK1 zu, wenn T_Solar_VL – T_Speich_o > 2 K
- Die Motorabsperrklappe MK2 wird geschlossen und die Motorabsperrklappe MK1 geöffnet, wenn die Differenz T_Solar_VL – T_Speich_o unter den Ausschaltwert DTaus3 = 0 K sinkt (Hysterese).
  MK2 zu und MK1 auf, wenn T_Solar_VL – T_Speich_o < 0 K
  MK2 zu und MK1 auf, wenn T_Solar_VL < T_Speich_o
- Beim Anlauf der Kollektorkreispumpe kann es nach längeren Standzeiten an kalten Wintertagen dazu kommen, dass im Kollektorkreis am Vorlauffühler Vorlauf T_Koll_VL kurzfristig Frosttemperaturen auftreten. Um ein Einfrieren des Solarwärmeübertragers auf der Speicherseite zu vermeiden, wird die Ladekreispumpe P5 unabhängig von den obigen Kriterien auch gestartet, wenn der Messwert vom Kollektorkreisvorlauffühler T_Koll_VL den Wert Tan1 = 5 °C unterschreitet. Dieser Start hat Priorität gegenüber den anderen Kriterien.
  P5 ein, wenn T_Koll_VL < 5 °C
- Als Überhitzungsschutz des Pufferspeichers werden die Pumpen P4 und P5 ausgeschaltet, wenn der Messwert vom Speicherfühler oben T_Speich_o den Wert Taus1 = 98 °C überschreitet. Dadurch wird die Wärmezufuhr beendet. Durch das Ansprechen des Überhitzungsschutzes wird ein Zeitprogramm aktiviert, das einen Neustart von P4 erst abends frei gibt (alternative Einstellung nach einer Zeitdifferenz DZ1 ist möglich), damit gewährleistet ist, dass sich beim Neustart kein Dampf im Solarkreis befindet. P5 wird freigegeben, sobald der Messwert vom Speicherfühler oben T_Speich_o den Wert Tan3 = 90 °C unterschreitet.
  P4 und P5 aus, wenn T_Speich_o > 98 °C
  Freigabe P4 abends
  Freigabe P5, wenn T_Speich_o < 90 °C

- Als übergeordneter Überhitzungsschutz unterbricht der Temperaturwächter TW im Pufferspeicher die Stromversorgung der Pumpen von P4 und P5, wenn die am Temperaturwächter eingestellte Temperatur TW = 105 °C überschritten wird. Die Pumpen P4 und P5 werden freigegeben, sobald das Schaltsignal des Temperaturwächters wieder erlischt.
  P4 und P5 aus, wenn TW > 105 °C
  Freigabe P4 und P5, wenn TW < 105 °C

- Sinkt der Messwert des Druckschalters DS im Kollektorkreis unter den Anschaltwert Pan1 = 1,8 $bar_ü$, schaltet die Nachspeisepumpe P6 ein. Erreicht der Druck im Kollektorkreis wieder den Ausschaltwert Paus1 = 2,2 $bar_ü$, wird P6 abgeschaltet (Hysterese). Die Kollektorpumpe P4 wird abgeschaltet, solange P6 in Betrieb ist. Wenn P6 einschaltet, wird eine Meldung ausgegeben.
  P6 ein, wenn DS < 1,8 $bar_ü$
  P6 aus, wenn DS > 2,2 $bar_ü$
  P4 aus, wenn P6 ein

- Um die Nachspeisepumpe P6 vor Trockenlauf zu schützen, ist im Nachspeisetank ein Schwimmerschalter SS eingebaut. Der Schwimmerschalter ist so montiert, dass er bei Unterschreiten eines Mindestfüllstandes von 15 cm oberhalb des Saugleitungsanschlusses am Behälter anspricht. Sobald die Wärmeträgervorlage im Behälter nicht mehr ausreicht, spricht der Schwimmerschalter an. P6 wird dann gesperrt. Der Nachspeisetank muss dann manuell mit Wasser-Glykol-Gemisch über einen verschließbaren Stutzen aufgefüllt werden, und es wird eine Störmeldung ausgegeben.
  P6 aus, wenn an SS der Mindestfüllstand angezeigt wird.

Regelparameter der Netzvorlauftemperatur und des Kessels

- Entsprechend einer einstellbaren Heizkennlinie kann der Sollwert der Netzvorlauftemperatur T_Netz_VL_soll in Abhängigkeit der Außentemperatur T_amb geregelt werden. Außerdem besteht die Möglichkeit, den Sollwert der Netzvorlauftemperatur um den Wert DT1 zu erhöhen. Die Heizkennlinie ist gemäß der Temperaturanforderung für die Warmwasserbereitung so eingestellt, dass unabhängig von der Außentemperatur eine konstante Netzvorlauf-Solltemperatur von 67 °C gefahren wird. Die Überhöhung DT1 wurde auf Null gesetzt.
  T_Netz_VL_soll = 67 °C

- Zur Berechnung des Sollwertes für die Kesselvorlauftemperatur T_Kessel_VL_soll wird zum Sollwert für die Netzvorlauftemperatur T_Netz_VL_soll (67 °C) die Überhöhung DT2 = 3 K addiert.
  T_Kessel_VL_soll = T_Netz_VL_soll + 3 K
  T_Kessel_VL_soll = 70 °C

- Brenner und Kessel schalten ein, wenn die Differenz T_Netz_VL_soll – T_Speich_o den Anschaltwert DTan4 = 0 K überschreitet.
  Kessel und Brenner ein, wenn T_Netz_VL_soll – T_Speich_o > 0 K
  Kessel und Brenner ein, wenn T_Speich_o < 67 °C

- Die Kesselpumpe P3 schaltet ein, wenn die Differenz T_Kessel_VL_soll – T_Kessel_VL den Anschaltwert DTan5 = -5 K unterschreitet und der Kessel in Betrieb ist.
  P3 ein, wenn T_Kessel_VL_soll – T_Kessel_VL < -5 K
  P3 ein, wenn T_Kessel_VL > 65 °C

- Die Leistung des Brenners wird durch die Kesselregelung so eingestellt, dass am Kesselfühler Vorlauf T_Kessel_VL eine Temperatur von T_Kessel_VL_soll (70 °C) erreicht wird.[1]
  Leistung Brenner so, dass T_Kessel_VL = 70 °C
  [1] *Aufgrund der Kessel-Mindestleistung und des eingestellten Volumenstroms der Kesselpumpe beträgt der Temperaturhub zwischen Kesselvor- und -rücklauf ca. 8 K. Dadurch wird die Vorlauftemperatur **T_Kessel_VL** in Realität oft überschritten (bis zu 73 °C).*

- Brenner und Kessel schalten ab, wenn die Differenz T_Netz_VL_soll – T_Speich_m den Ausschaltwert DTaus4 = 1 K unterschreitet.
  Brenner und Kessel aus, wenn T_Netz_VL_soll – T_Speich_m < 1 K bzw.
  Brenner und Kessel aus, wenn T_Speich_m > 66 °C
- Die Kesselpumpe P3 schaltet ab, wenn die Differenz T_Kessel_VL_soll – T_Kessel_VL den Ausschaltwert DTaus5 = 0 K überschreitet und der Kessel ausgeschaltet ist (Nachlaufzeit nach dem Ausschalten des Kessels: 10 sec).
  P3 aus, wenn T_Kessel_VL_soll – T_Kessel_VL > 0 K bzw.
  P3 aus, wenn T_Kessel_VL < 70 °C

Regelparameter für die Wärmeverteilung

- Falls im Pufferspeicher eine höhere Temperatur herrscht, als im Netzvorlauf benötigt wird, mischt das Motor-Dreiwegeventil MV1 kaltes Netzrücklaufwasser in den Vorlauf bei, wobei die Temperatur im Netzvorlauf T_Netz_VL auf den Sollwert T_Netz_VL_soll begrenzt wird.
  MV1 mischt T_Netz_VL auf 67 °C
- Die Motorabsperrklappe MK4 wird geöffnet und die Motorabsperrklappe MK3 geschlossen, wenn die Differenz T_Netz_RL – T_Speich_u über dem Anschaltwert DTan6 = 2 K liegt.
  MK4 auf und MK3 zu, wenn T_Netz_RL – T_Speich_u > 2 K
- Die Motorabsperrklappe MK4 wird geschlossen und die Motorabsperrklappe MK3 geöffnet, wenn die Differenz T_Netz_RL – T_Speich_u unter den Ausschaltwert DTaus6 = 0 K sinkt (Hysterese).
  MK4 zu und MK3 auf, wenn T_Netz_RL – T_Speich_u < 0 K
  MK4 zu und MK3 auf, wenn T_Netz_RL < T_Speich_u
- Überschreitet die Differenz T_Netz_VL_soll – T_Netz_VL den Wert DTan7 = 10 K, wird eine Störmeldung ausgegeben.
  Störmeldung, wenn T_Netz_VL_soll – T_Netz_VL > 10 K bzw.
  Störmeldung, wenn T_Netz_VL < 55 °C
- Die Reserve-Netzpumpe P2 wird eingeschaltet, wenn die Netzpumpe P1 eine Störmeldung an die DDC gibt.
  P2 ein, wenn Störmeldung von P1

Blockierschutz

- Als Blockierschutz gegen längere Stillstandszeiten werden die Pumpen P2, P3, P4, P5 und P6 jeden 2. Tag für die Dauer von DZ2 = 10 sec um 16:20 Uhr in Betrieb genommen.

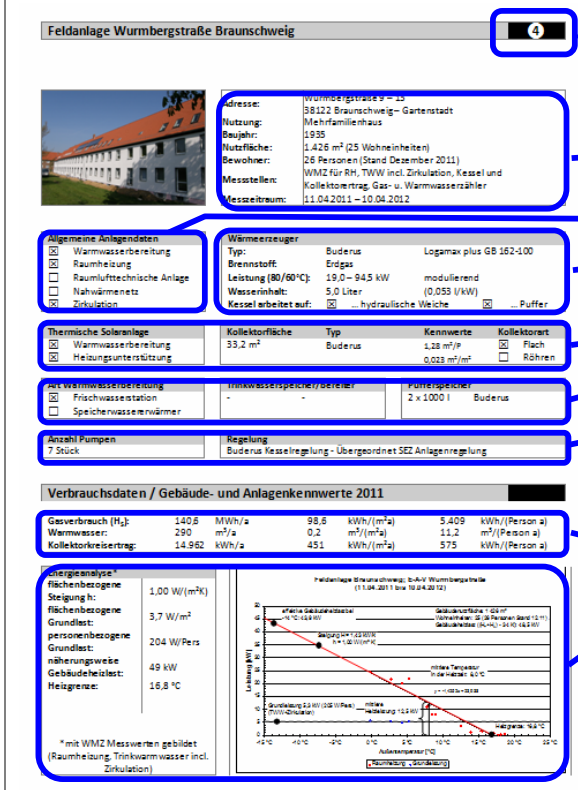
7.7 Anlagen- und Gebäudesteckbriefe

Siehe folgende Seiten.

Erläuterungen zum Gebäudesteckbrief

0

Vorderseite



A: Feldanlagennummer

B: Grunddaten

C: Allgemeine Anlagendaten

D: Daten des Wärmeerzeugers

E: Daten der Solaranlage

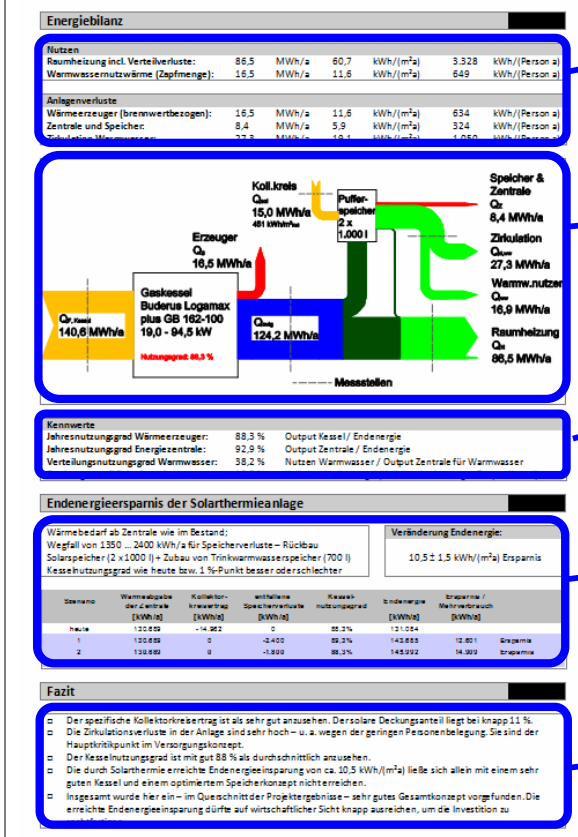
F: Daten der Speicher

G: Daten der Hilfsenergien

H: Gesamtdaten des Medienverbrauchs

I: Energieanalyse aus dem Verbrauch

Rückseite



J: Nutz- und Verlustenergiekennwerte

K: Bilanzflussbild

L: Prozente und Anteilskennwerte

M: Endenergieeinsparung

N: Fazit

Nachfolgend wird der Gebäudesteckbrief beschrieben. Wenn es bei anderen Anlagen Abweichungen zu diesen Erläuterungen gibt, sind diese unter Bemerkungen im Steckbrief aufgeführt.

Die Gebäude- und Anlagendaten wurden bei den Eigentümer bzw. Betreibern der Anlagen erfragt, aus zur Verfügung gestellten Unterlagen / Berichten entnommen und / oder während Besichtigungen der jeweiligen Anlage aufgenommen.

A: Feldanlagennummer

Alle Anlagen werden mit einer Feldanlagennummer 1 bis 14 versehen. Sie findet sich durchgehend im gesamten Projektbericht wieder.

B: Grunddaten

Die allgemeinen Angaben betreffen die Adresse der versorgten Gebäude, die Art der Nutzung (größtenteils Wohngebäude), das Baujahr, die Nutzfläche und die Anzahl der Wohneinheiten. Auf die Nutzfläche – in der Regel die beheizte Wohnfläche – werden die Energiekennwerte bezogen. Ist dies nicht der Fall, wird darauf hingewiesen.

Die angegebene Personenzahl ist in der Regel eine Schätzung bzw. Annahme für den Messzeitraum. Es ist dies die Grundgröße für alle personenbezogenen Aussagen.

Des Weiteren werden die einzelnen Messstellen im Gebäude und die jeweilige Messtechnik angegeben. Der Messzeitraum ist relevant für alle energiebezogenen Aussagen – werden einzelne Größen in abweichenden Zeiträumen als dem genannten bestimmt, wird darauf hingewiesen. Es wird für die Wärmezähleinrichtungen benannt, ob es sich um Wärmemengenzähler oder eine separate Temperatur- und Volumenstrommessung handelt.

C: Allgemeine Anlagendaten

Die allgemeine Anlagenbeschreibung enthält die Angaben zur Heizung und Warmwasserbereitung und dem Vorhandensein einer Zirkulation (jeweils immer vorhanden). Darüber hinaus wird gekennzeichnet, ob es eine RLT-Anlage gibt, welche ebenfalls mit Wärme versorgt wird sowie ob ein Nahwärmenetz vorhanden ist.

D: Daten des Wärmeerzeugers

Als wichtige Erzeugerdaten werden Hersteller und Kesseltyp genannt. Die minimale und maximale Leistung (Nutzwärme) sind angegeben. Der Wasserinhalt des Kessels sowie der Kennwert für den Wasserinhalt (bezogen auf die maximale Kesselleistung) sind benannt.

Es wird vermerkt, ob der Kessel an eine hydraulische Weiche angeschlossen ist und/oder auf einen Pufferspeicher arbeitet.

E: Daten der Solaranlage

Die Kollektorfläche, die Kollektorart und – sofern bekannt – der Kollektortyp werden benannt. Es werden personen- und nutzflächenbezogene Kollektorkennwerte abgegeben. Darüber hinaus wird vermerkt, ob die Solaranlage heizungsunterstützend wirkt.

F: Daten der Speicher

Hinsichtlich der Trinkwarmwasserbereitung wird dargestellt, ob es sich um ein Durchlauf- oder Speicherprinzip handelt. Sofern bekannt, wird der Typ des Trinkwarmwasserbereiters benannt. Bei den Trinkwarmwasserspeichern auch das Speichervolumen. Auch für die Pufferspeicher werden das Volumen und der Speichertyp – sofern bekannt – vermerkt.

G: Daten der Hilfsenergien

Die Anzahl von Pumpen in der Anlage wird genannt. Darüber hinaus die Regelungsart (Kessel- und Solarregelung) benannt.

H: Gesamtdaten des Medienverbrauchs

Als Betrachtungsjahr wird – sofern es die Daten erlauben - das Jahr 2011 herangezogen. Genaue Zeitangaben sind im Abschnitt B genannt. Es wird keine Witterungskorrektur der Messwerte durchgeführt.

Es werden die jährlichen Endenergieverbräuche für Wärme und Warmwasser (Gas, Holz oder Fernwärme) sowie der Warmwasserverbrauch und der Kollektorkreisertrag aufgeführt. Die drei Werte sind als Jahreswerte sowie als flächen- und personenbezogene Kennwerte aufgeführt.

Die Bezugsfläche ist die Nutzfläche (siehe Abschnitt B).

I: Energieanalyse aus dem Verbrauch

Je nach Datenlage wird auf Basis von täglichen, wöchentlichen oder monatlichen Wärmemengendaten eine Energieanalyse aus dem Verbrauch (E-A-V) erstellt. Energiekennwerte werden als mittlere Leistungen über der Außentemperatur aufgetragen.

Ziel ist dabei jeweils das Abnehmerprofil (Nutzen ab Heizzentrale bzw. gelieferte Nahwärme) für das Gebäude zu erstellen: der Energieverbrauch der Raumheizung und der Trinkwarmwasserbereitung incl. Zirkulation. Aus den Messwerten für die Raumheizung kann die flächenbezogene Steigung h, die Heizgrenze und die Gebäudeheizlast gebildet werden. Die Grundleistung setzt sich aus dem Warmwasserverbrauch und den Zirkulationsverlusten zusammen. Sie wird auf die Gebäudenutzfläche und die Bewohnerzahl bezogen.

Sofern die passenden Zähler nicht vorhanden sind, wird ersatzweise auf andere Messeinrichtungen zurückgegriffen, z.B. die Summe von Kollektorkreis- und Kesselwärmemengenzähler. Hierin sind die Verluste der Zentrale mit enthalten.

J: Nutz- und Verlustenergiekennwerte

Als Nutzenergien sind bei den Nahwärmeanlagen die an die Gebäude gelieferten Energiemengen für Heizung (incl. Verteilverluste) und Trinkwarmwasser (incl. Verteilverluste) aufgeführt. Bei den Gebäudeanlagen werden die Energiemenge für Raumheizung (incl. Verteilverluste) und die Nutzwärmemenge für Trinkwarmwasser (ohne Verteilverluste, d.h. die Zapfmenge) aufgeführt.

Unter den Anlagenverlusten werden in jeden Fall die Verluste des Wärmeerzeugers (bezogen auf den Brennwert) und der Heizzentrale mit (Speicher, Verrohrung) verzeichnet. Zusätzlich ist für die Nahwärmeanlagen der Nahwärmenetzverlust und für die Gebäudeanlagen der Zirkulationsverlust für Warmwarmwasser vermerkt.

Alle hier genannten absoluten Zahlenwerte lassen sich im nachfolgenden Bilanzflussbild wiederfinden. Darüber hinaus sind flächen- und personenbezogene Kennwerte gebildet.

K: Bilanzflussbild

In der Energiebilanz sind die Energieströme (brennwertbezogen) dargestellt. Eine grau gestrichelte Linie zeigt die einzelnen Messpunkte. Die Verluste innerhalb der Anlage sind durch Differenzbildung berechnet worden.

Der Kollektorertrag ist zusätzlich bezogen auf die Kollektorfläche (siehe Anschnitt E) angegeben.

L: Prozente und Anteilskennwerte

Aus den Daten der Energiebilanz werden 4 prozentuale Kennwerte gebildet. Der Jahresnutzungsgrad des Wärmeerzeugers beschreibt das Verhältnis der vom Kessel abgegebenen Wärme zur aufgewendeten brennwertbezogenen Gas- oder Holzmenge. Es ist – bei Vorhandensein von 2 Kesseln – der gewichtete Mittelwert angegeben. Er ist immer brennwertbezogen angegeben und kann bei maximal 100 % liegen.
Der Jahresnutzungsgrad der Energiezentrale beschreibt das Verhältnis der aus der Zentrale abgegebenen Wärmemenge zu der Endenergiemenge für Fernwärme, Gas oder Holz. Er berücksichtigt somit auf der Verlustseite die Erzeuger-, Speicher- und Zentralenverluste und auf der Gewinnseite den Kollektorkreisertrag. Er liegt im optimalen Fall über 100 %.

Der Deckungsanteil der Solarthermie gibt an, welchen Beitrag zur Energielieferung die Solaranlage übernimmt. Bezugsgröße ist die Summe der Wärmeabgabe aller Erzeuger (meist Kessel plus Solaranlage).

Zusätzlich ist für die Nahwärmeanlagen der Nahwärmenetznutzungsgrad und für die Gebäudeanlagen der Verteilungsnutzungsgrad für die Warmwarmwasserversorgung vermerkt. In beiden Fälle ist dargestellt, welcher Anteil der den Netzen zugeführten Energiemenge auf der Nutzenseite ankommt.

M: Endenergieeinsparung

Die Berechnung der Endenergieeinsparung durch das Vorhandensein der Solaranlage erfolgt mit Angabe einer Bandbreite. Es wird rechnerisch in 3 Szenarien bestimmt, wie groß die Endenergie gewesen wäre, gäbe es die Solarthermieanlage nicht. Basis ist in allen Fällen die gleiche Wärmeabgabe der Energiezentrale (wie gemessen). Modifiziert werden Kessel (Nutzungsgrad) und die Speicherverluste (Verringerung bei Wegfall der Solaranlage).

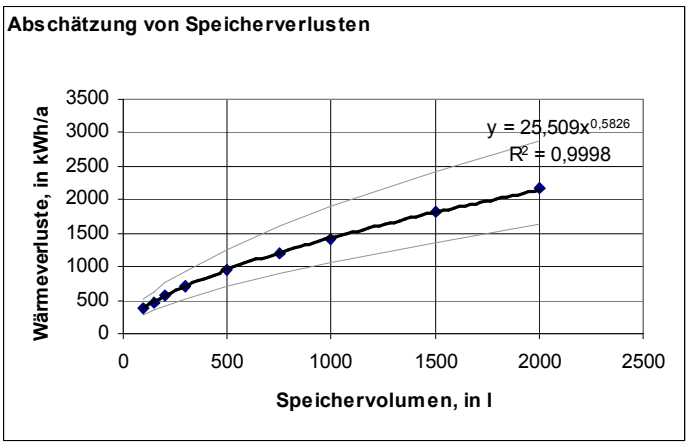
Szenario 1 (ungünstiger Fall): es entfällt der Kollektorkreisertrag, die ohne Solarthermie entfallenen Speicherverluste sind sehr hoch angesetzt, der Kesselnutzungsgrad ist etwas besser als mit Solarthermie. Der Umkehrschluss dieser für die Solarthermie ungünstigen Variante lautet: mit Hinzukommen der Solarthermie kommt ein hoher Speicherverlust hinzu und der Kesselnutzungsgrad geht etwas zurück. Die sich dann ergebende Endenergieeinsparung ist gering.

Szenario 2: (wahrscheinlicher Fall): es entfällt der Kollektorkreisertrag, die ohne Solarthermie entfallenen Speicherverluste werden anhand von Standardkennwerten geschätzt, der Kesselnutzungsgrad ist so hoch wie in der Realität.

Szenario 3: (günstiger Fall): es entfällt der Kollektorkreisertrag, die ohne Solarthermie entfallenen Speicherverluste sind sehr gering angesetzt, der Kesselnutzungsgrad ist etwas schlechter als mit Solarthermie.

Der Kesselnutzungsgrad wird – bezogen auf den gemessenen Wert – um 1 %-Punkt variiert (beim Holzkessel 2 %), da die Auswirkung der fehlenden Solaranlage nur näherungsweise abgeschätzt werden kann.

Hinsichtlich der Speicherung wird wie folgt vorgegangen: im Falle der Versorgung ohne Solarthermie entfallen alle Solarspeicher. Dafür kommt ein Trinkwarmwasserspeicher hinzu. Er wird nach DIN 4708 (mit Bedarfskennzahlen) bemessen. Das Speichervolumen ist gerundet und angegeben.



Die Veränderung der Speicherverluste wird mit nebenstehender Grafik – nach IWU - abgeschätzt. Da bei der Schätzung von Speicherverlusten ebenfalls eine Unsicherheit besteht, werden die Standardwerte variiert (ein Drittel höher bzw. ein Viertel geringer).

Der Hauptteil des Berichtes beschreibt und bewertet zusätzliche Optimierungsvorschläge für die Anlagen – z.B. Optimierung von Zirkulations- und Nahwärmenetzen.

Die flächenbezogene Endenergieeinsparung wird zusätzlich mit einer gerundeten Bandbreite (±) angegeben.

N: Fazit

Zum Schluss wird ein Fazit gezogen. Es betrifft jeweils den Kollektorkreisertrag und Deckungsanteil, den Kesselnutzungsgrad und die erreichte Endenergieeinsparung. Sofern es die Messwerte zulassen, werden zusätzlich die Verteilnetze (Zirkulation und Nahwärme) eingeschätzt.

Es wird angegeben, welche Ausgaben sich über 20 Jahre aus den Endenergieeinsparungen finanzieren lassen. Eine Energiepreissteigerung ist berücksichtigt. Die Ausgaben werden zur Anschaffung der Anlage sowie zur Begleichung der zusätzlichen Pumpenkosten und Wartung/Instandhaltung benötigt. Auf dieser Basis wird eingeschätzt, ob die Anlage wirtschaftlich sein kann.

Ein Gesamtfazit wird gezogen – wobei der Hauptbericht detailliertere Aussagen bietet.

Feldanlage Sotzmannstraße Berlin-Spandau

1

Adresse:	Sotzmannstraße 3 13581 Berlin-Spandau
Nutzung:	Alten- u. Pflegeheim (APH) und betreutes Wohnen (BW)
Baujahr:	2010 (Neubau)
Nutzfläche:	5.689 m²
Bewohner:	91 Personen (APH 81 Pers.; BW 10 Pers.)
Messstellen:	WMZ für RH, TWWB und Kollektorkreis – getrennt für APH und BW, Gaszähler, Warmwasserzähler getrennt für APH und BW
Messzeitraum:	29.12.2010 – 30.12.2011

Allgemeine Anlagendaten	
☒	Warmwasserbereitung
☒	Raumheizung
☒	Raumlufttechnische Anlage
☐	Nahwärmenetz
☒	Zirkulation

Wärmeerzeuger				
Typ:	Buderus	Logano plus GB 312-280		
Brennstoff:	Erdgas	(Brennwert)		
Leistung (80/60°C):	67 … 263 kW	modulierend		
Wasserinhalt:	30 Liter	(0,114 l/kW)		
Kessel arbeitet auf:	☐	… hydraulische Weiche	☐	… Puffer

Thermische Solaranlage	
☒	Warmwasserbereitung
☐	Heizungsunterstützung

Kollektorfläche	**Typ**	**Kennwerte**	**Kollektorart**	
29,4 m² für APH	-	0,51 m²/P	☒	Flach
16,8 m² für BW	-	0,008 m²/m²	☐	Röhren

Art Warmwasserbereitung	
☐	Frischwasserstation
☒	Speicherwassererwärmer

Trinkwasserspeicher/bereiter	
1000 l (APH)	Buderus SU 1000
500 l (BW)	Buderus SU 500

Pufferspeicher	
1000 l (APH)	Buderus SU 1000
500 l (BW)	Buderus SU 500

Anzahl Pumpen
12 Stück

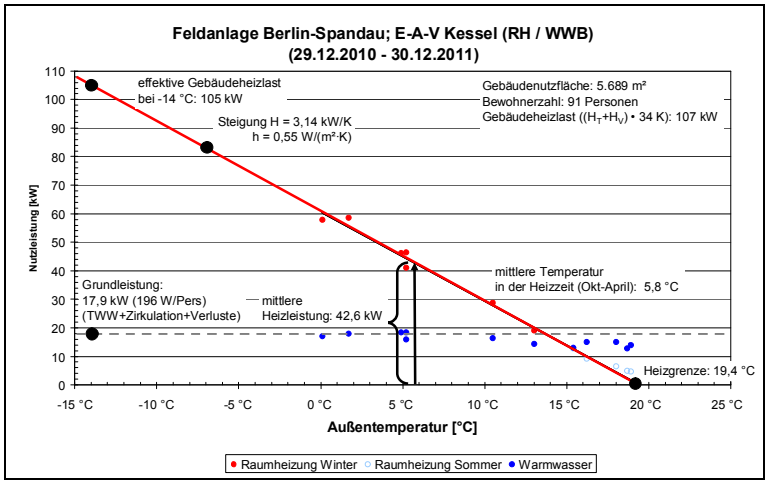
Regelung
Buderus Kessel- und Anlagenregelung

Verbrauchsdaten / Gebäude- und Anlagenkennwerte 2011

Gasverbrauch (H_S):	447,1	MWh/a	78,6	kWh/(m²a)	4.913	kWh/(Person a)
Warmwasser:	1.236	m³/a	0,2	m³/(m²a)	13,6	m³/(Person a)
Kollektorkreisertrag:	18.929	kWh/a	3,3	kWh/(m²a)	208	kWh/(Person a)

Energieanalyse*	
flächenbezogene Steigung h:	0,55 W/(m²K)
flächenbezogene Grundlast:	3,1 W/m²
personenbezogene Grundlast:	196 W/Pers
näherungsweise Gebäudeheizlast:	107 kW
Heizgrenze:	19,4 °C

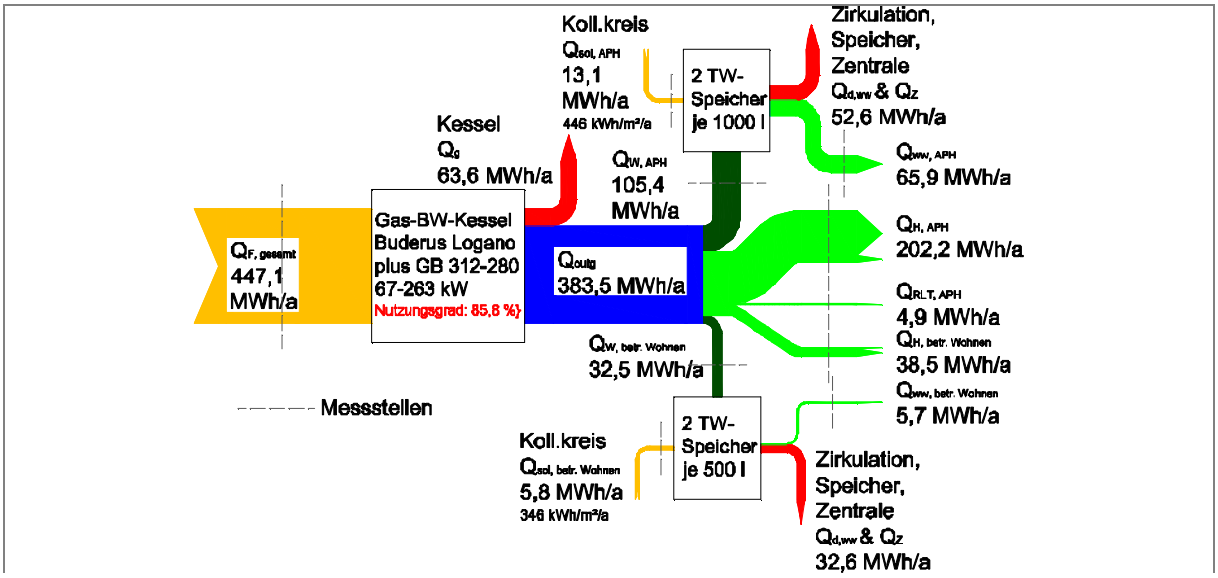
*mit WMZ Messwerten gebildet; WMZ für RH und WWB + Solar; Grundleistung inkl. Zirkulations-, Speicher- u. Verteilverlusten



Energiebilanz

Nutzen						
Raumheizung incl. Verteilverluste:	246	MWh/a	43,2	kWh/(m²a)	2.699	kWh/(Person a)
Warmwassernutzwärme (Zapfmenge):	72	MWh/a	12,6	kWh/(m²a)	789	kWh/(Person a)

Anlagenverluste						
Wärmeerzeuger (brennwertbezogen):	63,6	MWh/a	11,2	kWh/(m²a)	698	kWh/(Person a)
Zentrale und Speicher: Zirkulation Warmwasser:	85,2	MWh/a	15,0	kWh/(m²a)	936	kWh/(Person a)



Kennwerte		
Jahresnutzungsgrad Wärmeerzeuger:	Output Kessel / Endenergie	85,8 %
Jahresnutzungsgrad Energiezentrale:	Output Zentrale / Endenergie	90,0 %
Verteilungsnutzungsgrad Warmwasser:	Nutzen Warmwasser / Output Zentrale für Warmwasser	45,8 %
Deckungsanteil Solarthermie:	Kollektorkreisertrag / (Kollektorkreisertrag + Output Kessel)	4,7 %

Endenergieersparnis der Solarthermieanlage

Wärmebedarf ab Zentrale wie im Bestand;
Wegfall von 1875 … 3333 kWh/a für Solarspeicher (1 x 1000 l, 1 x 500 l)
Kesselnutzungsgrad wie heute bzw. 1 %-Punkt besser oder schlechter

Veränderung Endenergie:

3,4 ± 1,1 kWh/(m²a) Ersparnis

Szenario	Wärmeabgabe der Erzeuger [kWh/a]	Kollektor-kreisertrag [kWh/a]	entfallene Speicherverluste [kWh/a]	Kessel-nutzungsgrad	Endenergie [kWh/a]	Ersparnis / Mehrverbrauch [kWh/a]	
heute	402.421	-18.905	0	85,8%	447.075		
1	402.421	0	-3.333	86,8%	459.867	12.792	Ersparnis
2	**402.421**	**0**	**-2.500**	**85,8%**	**466.199**	**19.124**	**Ersparnis**
3	402.421	0	-1.875	84,8%	472.435	25.360	Ersparnis

Fazit

- Der spezifische Kollektorkreisertrag ist als sehr gut anzusehen. Der solare Deckungsanteil liegt jedoch unter 5 %.
- Die Zirkulations-, Speicher- und Verteilverluste in der Anlage sind hoch.
- Der Kesselnutzungsgrad ist mit knapp 86 % eher unterdurchschnittlich.
- Die durch Solarthermie erreichte Endenergieeinsparung von ca. 3,4 kWh/(m²a) ließe sich mit eher geringem Aufwand auch mit einem besserem Kessel und optimiertem Speicherkonzept erreichen.
- Über 20 Jahre betrachtet ermöglicht die erreichte Endenergieeinsparung Ausgaben von ca. 36.000 € für die einmalige Investition plus alle laufende Kosten für Wartung, Instandhaltung und Pumpenstrom – von einer Wirtschaftlichkeit wird nicht bzw. nur knapp ausgegangen.

Feldanlage Allensteinstraße Braunschweig

2

Adresse:	Allensteinstraße 25 / 26 38110 Braunschweig – Wenden
Nutzung:	Mehrfamilienhaus
Baujahr:	1968 (baulich vor längerem modernisiert)
Nutzfläche:	1.120 m² (16 Wohneinheiten)
Bewohner:	32 Personen (Stand Juni 2011)
Messstellen:	WMZ für Kessel und RH, $\dot{V}/\Delta\vartheta$-Messung für TWW, Zirkulation und Kollektorkreis, Gas- u. Warmwasserzähler
Messzeitraum:	22.12.2010 – 20.12.2011

Allgemeine Anlagendaten

- ☒ Warmwasserbereitung
- ☒ Raumheizung
- ☐ Raumlufttechnische Anlage
- ☐ Nahwärmenetz
- ☒ Zirkulation

Wärmeerzeuger

Typ:	Brötje	EuroCondens SGB 90 F
Brennstoff:	Erdgas	(Brennwert)
Leistung (80/60°C):	30,5 - 86,7 kW	modulierend
Wasserinhalt:	12 Liter	(0,138 l/kW)
Kessel arbeitet auf:	☐ ... hydraulische Weiche	☒ ... Puffer

Thermische Solaranlage

- ☒ Warmwasserbereitung
- ☒ Heizungsunterstützung

Kollektorfläche	Typ	Kennwerte	Kollektorart
15,48 m²	-	0,48 m²/P 0,014 m²/m²	☒ Flach ☐ Röhren

Art Warmwasserbereitung

- ☒ Frischwasserstation
- ☐ Speicherwassererwärmer

Trinkwasserspeicher/bereiter

Frischwasser-station — WWS 36

Pufferspeicher

2 x 950 l — Solvis Strato SR 956

Anzahl Pumpen

9 Stück

Regelung

Brötje Kessel Regelung - übergeordnet Solvis Anlagenregelung

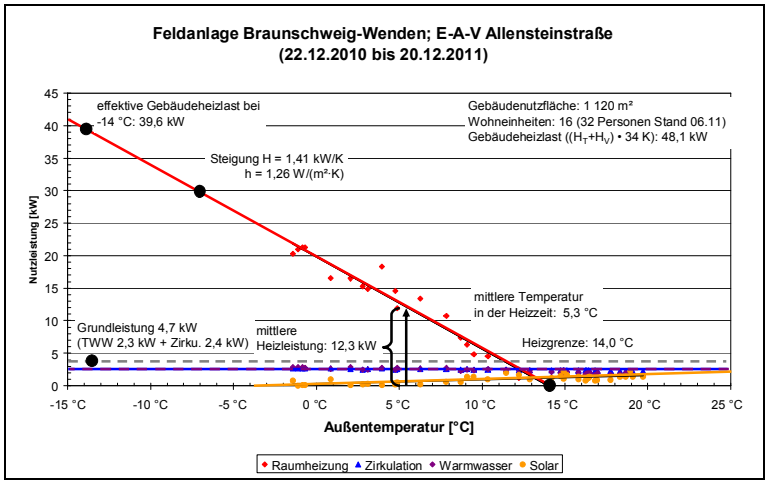
Verbrauchsdaten / Gebäude- und Anlagenkennwerte 2011

Gasverbrauch (H_S):	111,0	MWh/a	99,1	kWh/(m²a)	3.470	kWh/(Person a)
Warmwasser:	440	m³/a	0,4	m³/(m²a)	13,8	m³/(Person a)
Kollektorkreisertrag:	7.665	kWh/a	6,8	kWh/(m²a)	240	kWh/(Person a)

Energieanalyse*

flächenbezogene Steigung h:	1,26 W/(m²K)
flächenbezogene Grundlast:	4,2 W/m²
personenbezogene Grundlast:	147 W/Pers
näherungsweise Gebäudeheizlast:	48 kW
Heizgrenze:	14,0 °C

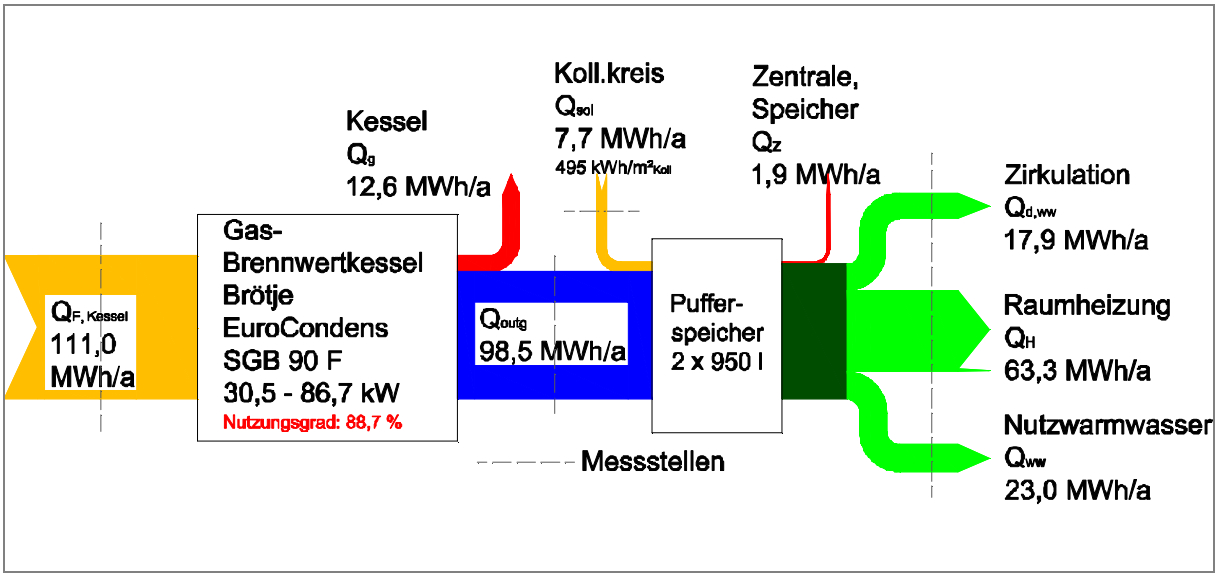
*mit WMZ Messwerten gebildet (Raumheizung, Trinkwarmwasser, Zirkulation)



Energiebilanz

Nutzen						
Raumheizung incl. Verteilverluste:	63,3	MWh/a	56,5	kWh/(m²a)	1.978	kWh/(Person a)
Warmwassernutzwärme (Zapfmenge):	23,0	MWh/a	20,6	kWh/(m²a)	719	kWh/(Person a)

Anlagenverluste						
Wärmeerzeuger (brennwertbezogen):	12,6	MWh/a	11,2	kWh/(m²a)	393	kWh/(Person a)
Zentrale und Speicher:	1,9	MWh/a	1,7	kWh/(m²a)	59	kWh/(Person a)
Zirkulation Warmwasser:	17,9	MWh/a	16,0	kWh/(m²a)	560	kWh/(Person a)



Kennwerte		
Jahresnutzungsgrad Wärmeerzeuger:	Output Kessel / Endenergie	88,7 %
Jahresnutzungsgrad Energiezentrale:	Output Zentrale / Endenergie	93,9 %
Verteilungsnutzungsgrad Warmwasser:	Nutzen Warmwasser / Output Zentrale für Warmwasser	56,2 %
Deckungsanteil Solarthermie	Kollektorkreisertrag / (Kollektorkreisertrag + Output Kessel)	7,2 %

Endenergieersparnis der Solarthermieanlage

Wärmebedarf ab Zentrale wie im Bestand;
Wegfall von 1275 … 2267 kWh/a für Speicherverluste – Rückbau
Solarspeicher (2 x 950 l) + Zubau von Trinkwarmwasserspeicher (1 x 600 l)
Kesselnutzungsgrad wie heute bzw. 1 %-Punkt besser oder schlechter

Veränderung Endenergie:

6,0 ± 1,6 kWh/(m²a) Ersparnis

Szenario	Wärmeabgabe der Erzeuger [kWh/a]	Kollektor-kreisertrag [kWh/a]	entfallene Speicherverluste [kWh/a]	Kessel-nutzungsgrad	Endenergie [kWh/a]	Ersparnis / Mehrverbrauch [kWh/a]	
heute	106.135	-7.665	0	88,7%	111.034		
1	106.135	0	-2.267	89,7%	115.815	4.781	Ersparnis
2	**106.135**	**0**	**-1.700**	**88,7%**	**117.760**	**6.726**	**Ersparnis**
3	106.135	0	-1.275	87,7%	119.588	8.554	Ersparnis

Fazit

- Der spezifische Kollektorkreisertrag ist als sehr gut anzusehen. Der solare Deckungsanteil liegt bei gut 7 %.
- Die Zirkulationsverluste in der Anlage sind sehr hoch.
- Der Kesselnutzungsgrad ist mit knapp 89 % als durchschnittlich anzusehen.
- Die durch Solarthermie erreichte Endenergieeinsparung von ca. 6,0 kWh/(m²a) ließe sich ggf. mit einem sehr guten Kessel und optimiertem Speicherkonzept knapp erreichen.
- Über 20 Jahre betrachtet ermöglicht die erreichte Endenergieeinsparung Ausgaben von ca. 13.000 € für die einmalige Investition plus alle laufende Kosten für Wartung, Instandhaltung und Pumpenstrom – von einer Wirtschaftlichkeit wird nicht ausgegangen.

Feldanlage Eichendorffstraße Braunschweig

3

Adresse:	Eichendorffstraße 18/19 38110 Braunschweig – Wenden
Nutzung:	Mehrfamilienhaus
Baujahr:	1965 (baulich vor längerem modernisiert)
Nutzfläche:	994 m² (16 Wohneinheiten)
Bewohner:	27 Personen (Stand Juni 2011)
Messstellen:	WMZ für Kessel und RH, V̇/Δϑ-Messung für TWW, Zirkulation und Kollektorkreis, Gas- u. Warmwasserzähler
Messzeitraum:	22.12.2010 – 20.12.2011

Allgemeine Anlagendaten

- ☒ Warmwasserbereitung
- ☒ Raumheizung
- ☐ Raumlufttechnische Anlage
- ☐ Nahwärmenetz
- ☒ Zirkulation

Wärmeerzeuger

Typ:	Brötje	EcoTherm Plus WGB 70-D
Brennstoff:	Erdgas	(Brennwert)
Leistung (80/60°C):	16,4 – 67,9 kW	modulierend
Wasserinhalt:	5,8 Liter	(0,085 l/kW)
Kessel arbeitet auf:	☐ … hydraulische Weiche	☒ … Puffer

Thermische Solaranlage

- ☒ Warmwasserbereitung
- ☒ Heizungsunterstützung

Kollektorfläche	Typ	Kennwerte	Kollektorart
15,48 m²	-	0,57 m²/P 0,016 m²/m²	☒ Flach ☐ Röhren

Art Warmwasserbereitung

- ☒ Frischwasserstation
- ☐ Speicherwassererwärmer

Trinkwasserspeicher/bereiter

Frischwasser-station FWS 36

Pufferspeicher

1 x 950 l Solvis Strato SR 956

Anzahl Pumpen

9 Stück

Regelung

Brötje Kessel Regelung - übergeordnet Solvis Anlagenregelung

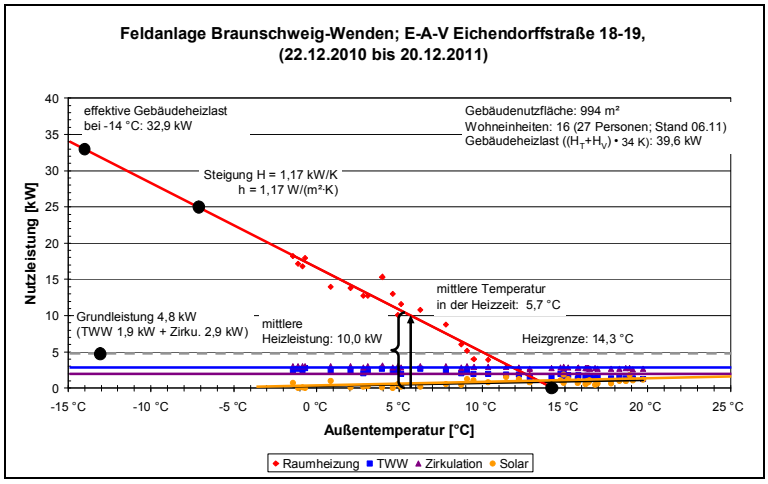
Verbrauchsdaten / Gebäude- und Anlagenkennwerte 2011

Gasverbrauch (H_S):	104,2	MWh/a	104,9	kWh/(m²a)	3.861	kWh/(Person a)
Warmwasser:	410	m³/a	0,4	m³/(m²a)	15,2	m³/(Person a)
Kollektorkreisertrag:	6.029	kWh/a	6,1	kWh/(m²a)	223	kWh/(Person a)

Energieanalyse*

flächenbezogene Steigung h:	1,17 W/(m²K)
flächenbezogene Grundlast:	4,8 W/m²
personenbezogene Grundlast:	178 W/Pers
näherungsweise Gebäudeheizlast:	40 kW
Heizgrenze:	14,3 °C

*mit WMZ Messwerten gebildet (Raumheizung, Trinkwarmwasser, Zirkulation)

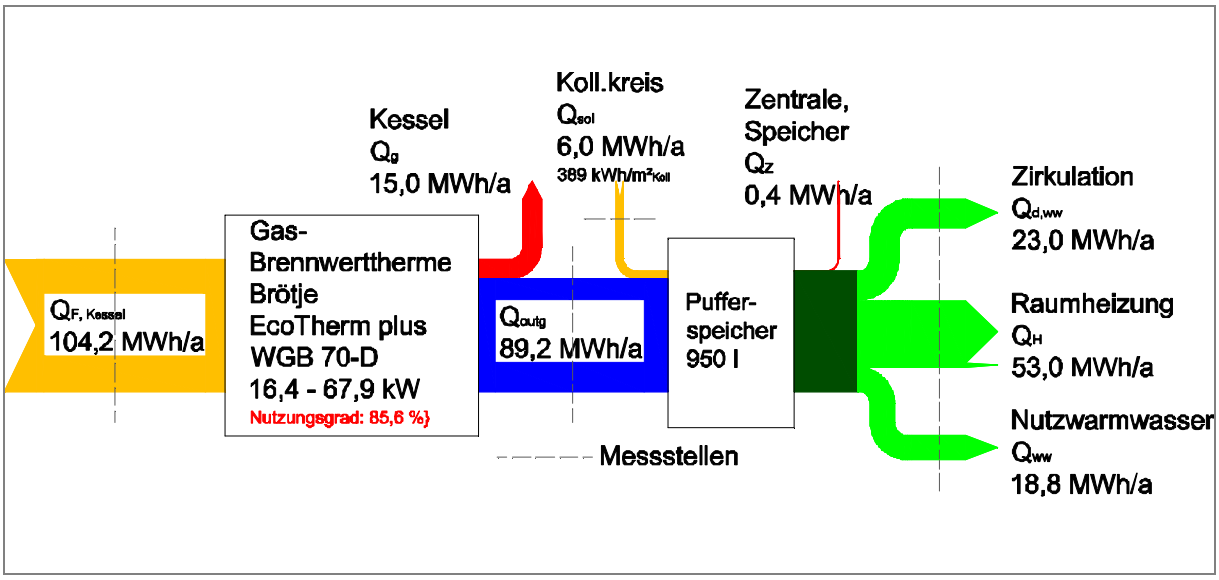


Energiebilanz

Nutzen						
Raumheizung incl. Verteilverluste:	53,0	MWh/a	53,3	kWh/(m²a)	1.962	kWh/(Person a)
Warmwassernutzwärme (Zapfmenge):	18,8	MWh/a	19,0	kWh/(m²a)	698	kWh/(Person a)

Anlagenverluste						
Wärmeerzeuger (brennwertbezogen):	15,1	MWh/a	15,1	kWh/(m²a)	558	kWh/(Person a)
Zentrale und Speicher:	0,4 *	MWh/a	0,4 *	kWh/(m²a)	14 *	kWh/(Person a)
Zirkulation Warmwasser:	23,0	MWh/a	23,2	kWh/(m²a)	853	kWh/(Person a)

* hier liegt vermutlich ein Messfehler vor



Kennwerte		
Jahresnutzungsgrad Wärmeerzeuger:	Output Kessel / Endenergie	85,6 %
Jahresnutzungsgrad Energiezentrale:	Output Zentrale / Endenergie	91,0 %
Verteilungsnutzungsgrad Warmwasser:	Nutzen Warmwasser / Output Zentrale für Warmwasser	45,0 %
Deckungsanteil Solarthermie	Kollektorkreisertrag / (Kollektorkreisertrag + Output Kessel)	6,3 %

Endenergieersparnis der Solarthermieanlage

Wärmebedarf ab Zentrale wie im Bestand;
Wegfall von 300 … 533 kWh/a für Speicherverluste – Rückbau
Solarspeicher (1 x 950 l) + Zubau von Trinkwarmwasserspeicher (1 x 500 l)
Kesselnutzungsgrad wie heute bzw. 1 %-Punkt besser oder schlechter

Veränderung Endenergie:

6,6 ± 1,4 kWh/(m²a) Ersparnis

Szenario	Wärmeabgabe der Erzeuger [kWh/a]	Kollektor-kreisertrag [kWh/a]	entfallene Speicherverluste [kWh/a]	Kessel-nutzungsgrad	Endenergie [kWh/a]	Ersparnis / Mehrverbrauch [kWh/a]	
heute	95.219	-6.029	0	85,6%	104.245		
1	95.219	0	-533	86,6%	109.389	5.144	Ersparnis
2	**95.219**	**0**	**-400**	**85,6%**	**110.823**	**6.579**	**Ersparnis**
3	95.219	0	-300	84,6%	112.252	8.007	Ersparnis

Fazit

- Der spezifische Kollektorkreisertrag ist als gut anzusehen. Der solare Deckungsanteil liegt bei gut 6 %.
- Die Zirkulationsverluste in der Anlage sind sehr hoch.
- Der Kesselnutzungsgrad ist mit knapp 86 % als unterdurchschnittlich anzusehen.
- Die durch Solarthermie erreichte Endenergieeinsparung von ca. 6,6 kWh/(m²a) ließe sich mit einem sehr guten Kessel und einem optimiertem Speicherkonzept erreichen.
- Über 20 Jahre betrachtet ermöglicht die erreichte Endenergieeinsparung Ausgaben von ca. 12.000 € für die einmalige Investition plus alle laufende Kosten für Wartung, Instandhaltung und Pumpenstrom – von einer Wirtschaftlichkeit wird nicht ausgegangen.

Feldanlage Wurmbergstraße Braunschweig

Adresse:	Wurmbergstraße 9 – 13 38122 Braunschweig – Gartenstadt
Nutzung:	Mehrfamilienhaus
Baujahr:	1935 (vollmodernisiert 2009/10)
Nutzfläche:	1.426 m² (25 Wohneinheiten)
Bewohner:	26 Personen (Stand Dezember 2011)
Messstellen:	WMZ für RH, TWW incl. Zirkulation, Kessel und Kollektorertrag, Gas- u. Warmwasserzähler, Anlagenstrom
Messzeitraum:	11.04.2011 – 10.04.2012

Allgemeine Anlagendaten

- ☒ Warmwasserbereitung
- ☒ Raumheizung
- ☐ Raumlufttechnische Anlage
- ☐ Nahwärmenetz
- ☒ Zirkulation

Wärmeerzeuger

Typ:	Buderus	Logamax plus GB 162-100
Brennstoff:	Erdgas	(Brennwert)
Leistung (80/60°C):	19,0 – 94,5 kW	modulierend
Wasserinhalt:	5,0 Liter	(0,053 l/kW)
Kessel arbeitet auf:	☒ … hydraulische Weiche	☒ … Puffer

Thermische Solaranlage

- ☒ Warmwasserbereitung
- ☒ Heizungsunterstützung

Kollektorfläche	Typ	Kennwerte	Kollektorart
33,2 m²	Buderus	1,28 m²/P 0,023 m²/m²	☒ Flach ☐ Röhren

Art Warmwasserbereitung

- ☒ Frischwasserstation
- ☐ Speicherwassererwärmer

Trinkwasserspeicher/bereiter

- -

Pufferspeicher

2 x 1000 l Buderus

Anzahl Pumpen

8 Stück

Regelung

Buderus Kesselregelung - Übergeordnet SEZ Anlagenregelung

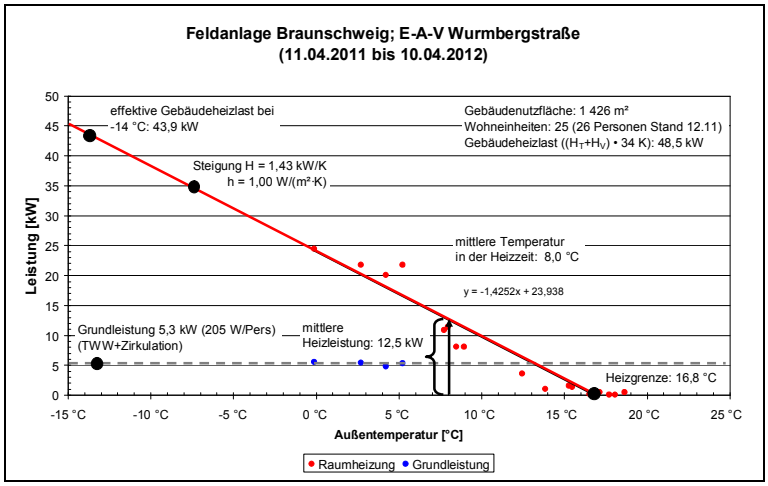
Verbrauchsdaten / Gebäude- und Anlagenkennwerte 2011

Gasverbrauch (H_S):	140,6	MWh/a	98,6	kWh/(m²a)	5.409	kWh/(Person a)
Warmwasser:	290	m³/a	0,2	m³/(m²a)	11,2	m³/(Person a)
Kollektorkreisertrag:	14.962	kWh/a	10,5	kWh/(m²a)	575	kWh/(Person a)

Energieanalyse*

flächenbezogene Steigung h:	1,00 W/(m²K)
flächenbezogene Grundlast:	3,7 W/m²
personenbezogene Grundlast:	204 W/Pers
näherungsweise Gebäudeheizlast:	49 kW
Heizgrenze:	16,8 °C

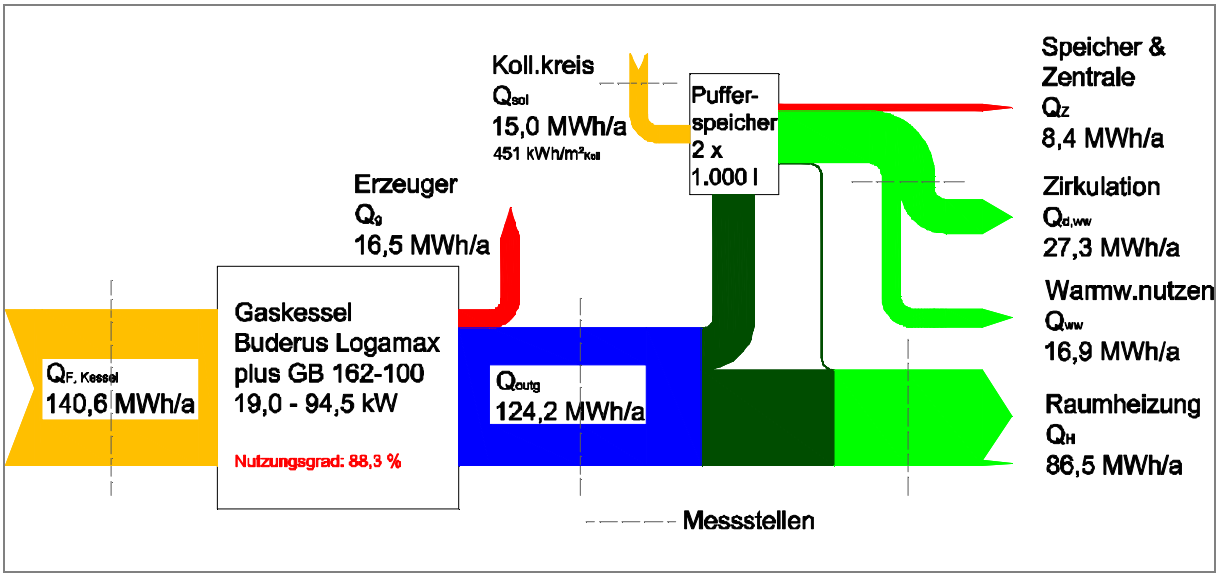
*mit WMZ Messwerten gebildet (Raumheizung, Trinkwarmwasser incl. Zirkulation)



Energiebilanz

Nutzen						
Raumheizung incl. Verteilverluste:	86,5	MWh/a	60,7	kWh/(m²a)	3.328	kWh/(Person a)
Warmwassernutzwärme (Zapfmenge):	16,5	MWh/a	11,6	kWh/(m²a)	649	kWh/(Person a)

Anlagenverluste						
Wärmeerzeuger (brennwertbezogen):	16,5	MWh/a	11,6	kWh/(m²a)	634	kWh/(Person a)
Zentrale und Speicher:	8,4	MWh/a	5,9	kWh/(m²a)	324	kWh/(Person a)
Zirkulation Warmwasser:	27,3	MWh/a	19,1	kWh/(m²a)	1.050	kWh/(Person a)



Kennwerte		
Jahresnutzungsgrad Wärmeerzeuger:	Output Kessel / Endenergie	88,3 %
Jahresnutzungsgrad Energiezentrale:	Output Zentrale / Endenergie	92,9 %
Verteilungsnutzungsgrad Warmwasser:	Nutzen Warmwasser / Output Zentrale für Warmwasser	38,2 %
Deckungsanteil Solarthermie	Kollektorkreisertrag / (Kollektorkreisertrag + Output Kessel)	10,8 %

Endenergieersparnis der Solarthermieanlage

Wärmebedarf ab Zentrale wie im Bestand;
Wegfall von 1350 … 2400 kWh/a für Speicherverluste – Rückbau
Solarspeicher (2 x 1000 l) + Zubau von Trinkwarmwasserspeicher (700 l)
Kesselnutzungsgrad wie heute bzw. 1 %-Punkt besser oder schlechter

Veränderung Endenergie:

10,5 ± 1,6 kWh/(m²a) Ersparnis

Szenario	Wärmeabgabe der Erzeuger [kWh/a]	Kollektor-kreisertrag [kWh/a]	entfallene Speicherverluste [kWh/a]	Kessel-nutzungsgrad	Endenergie [kWh/a]	Ersparnis / Mehrverbrauch [kWh/a]	
heute	139.112	-14.962	0	88,3%	140.625		
1	139.112	0	-2.400	89,3%	153.119	12.495	Ersparnis
2	**139.112**	**0**	**-1.800**	**88,3%**	**155.533**	**14.909**	**Ersparnis**
3	139.112	0	-1.350	87,3%	157.831	17.206	Ersparnis

Fazit

- Der spezifische Kollektorkreisertrag ist als sehr gut anzusehen. Der solare Deckungsanteil liegt bei knapp 11 %.
- Die Zirkulationsverluste in der Anlage sind sehr hoch – u. a. wegen der geringen Personenbelegung. Sie sind der Hauptkritikpunkt im Versorgungskonzept.
- Der Kesselnutzungsgrad ist mit gut 88 % als durchschnittlich anzusehen.
- Die durch Solarthermie erreichte Endenergieeinsparung von ca. 10,5 kWh/(m²a) ließe sich allein mit einem sehr guten Kessel und einem optimiertem Speicherkonzept nicht erreichen.
- Über 20 Jahre betrachtet ermöglicht die erreichte Endenergieeinsparung Ausgaben von ca. 28.000 € für die einmalige Investition plus alle laufende Kosten für Wartung, Instandhaltung und Pumpenstrom – von einer Wirtschaftlichkeit wird nicht bzw. nur knapp ausgegangen.

Feldanlage Brautstraße Eberswalde

5

Adresse:	Brautstraße 8-10 16225 Eberswalde
Nutzung:	Mehrfamilienhaus
Baujahr:	2002 (Neubau)
Nutzfläche:	1.508 m² (28 Wohneinheiten)
Bewohner:	38 Personen (anhand der Nutzfläche geschätzt)
Messstellen:	WMZ für Raumheizung, Trinkwarmwasserbreitung, Solareinspeisung, Kollektorkreis, Gas- u. Warmwasserzähler
Messzeitraum:	01.01.2011 – 31.12.2011

Allgemeine Anlagendaten

- ☒ Warmwasserbereitung
- ☒ Raumheizung
- ☐ Raumlufttechnische Anlage
- ☐ Nahwärmenetz
- ☒ Zirkulation

Wärmeerzeuger

Typ:	2 x Viessmann	Vitoladens 200 W
Brennstoff:	Erdgas	(Brennwert)
Leistung (80/60°C):	15,4 – 40,7 kW	modulierend
Wasserinhalt:	7,0 Liter	(0,172 l/kW)
Kessel arbeitet auf:	☒ … hydraulische Weiche	☐ … Puffer

Thermische Solaranlage

- ☒ Warmwasserbereitung
- ☐ Heizungsunterstützung

Kollektorfläche	Typ	Kennwerte	Kollektorart
27,3 m²	Eurostar Tx24	0,71 m²/P 0,018 m²/m²	☒ Flach ☐ Röhren

Art Warmwasserbereitung

- ☐ Frischwasserstation
- ☒ Speicherwassererwärmer

Trinkwasserspeicher/bereiter

1 x 750 l -

Pufferspeicher

1 x 1500 l Euroheat P

Anzahl Pumpen

6 Stück

Regelung

Solarregler Typ Vaillant auroMatic 620

Verbrauchsdaten / Gebäude- und Anlagenkennwerte 2011

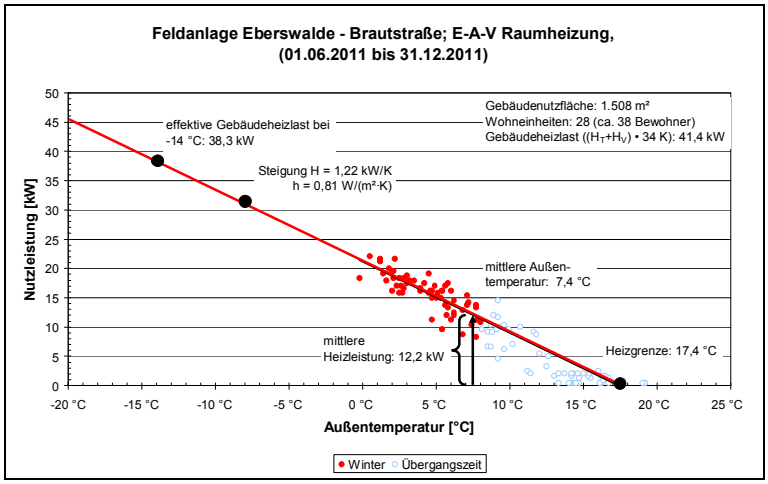
Gasverbrauch (H_S):	149,4	MWh/a	99,1	kWh/(m²a)	3.933	kWh/(Person a)
Warmwasser:	295 *	m³/a	0,2 *	m³/(m²a)	7,8 *	m³/(Person a)
Kollektorkreisertrag:	8.733	kWh/a	5,8	kWh/(m²a)	230	kWh/(Person a)

* Hochrechnung aus dem Zeitraum 22.09.2011 – 06.03.2012

Energieanalyse*

flächenbezogene Steigung h:	0,81 W/(m²K)
flächenbezogene Grundlast:	2,6 W/m²
personenbezogene Grundlast:	103 W/Pers
näherungsweise Gebäudeheizlast:	41 kW
Heizgrenze:	17,4 °C

*mit WMZ Messwerten gebildet (Raumheizung) bzw. Grundlastdaten aus Gasverbrauch und Solarthermie

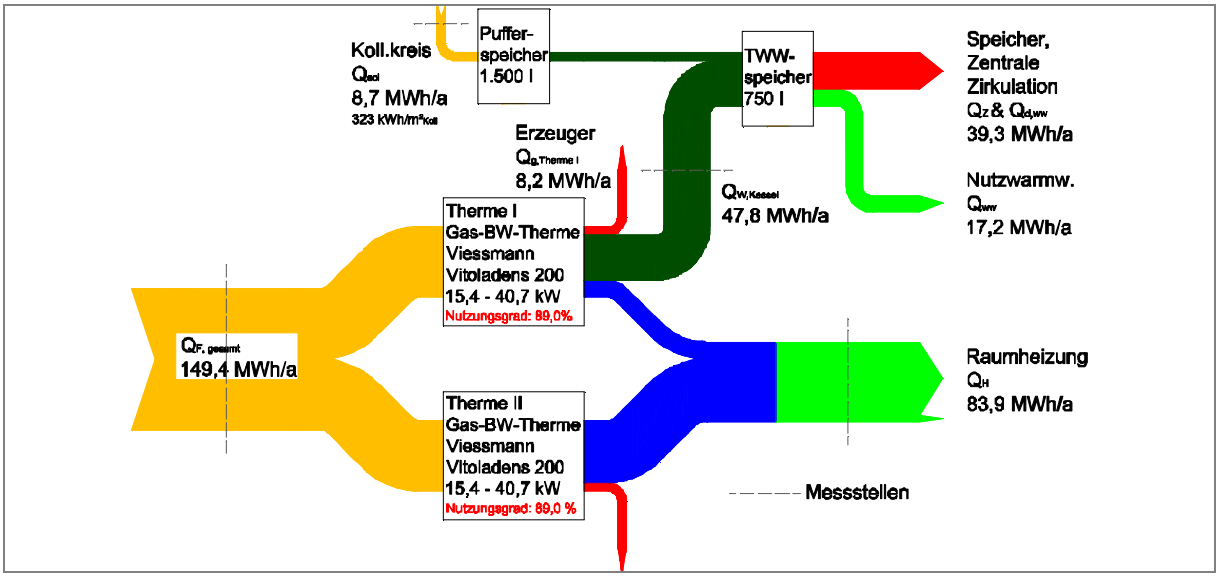


Energiebilanz

Nutzen						
Raumheizung incl. Verteilverluste:	83,9 *	MWh/a	55,6 *	kWh/(m²a)	2.207 *	kWh/(Person a)
Warmwassernutzwärme (Zapfmenge):	17,2	MWh/a	11,4	kWh/(m²a)	453	kWh/(Person a)

* Wärmeverbrauch der Raumheizung aus E-A-V ermittelt

Anlagenverluste						
Wärmeerzeuger (brennwertbezogen):	16,4	MWh/a	10,9	kWh/(m²a)	432	kWh/(Person a)
Zentrale und Speicher: **Zirkulation Warmwasser:**	39,3	MWh/a	26,1	kWh/(m²a)	1.034	kWh/(Person a)



Kennwerte		
Jahresnutzungsgrad Wärmeerzeuger:	Output Kessel / Endenergie	89,0 %
Jahresnutzungsgrad Energiezentrale:	Output Zentrale / Endenergie	94,0 %
Verteilungsnutzungsgrad Warmwasser:	Nutzen Warmwasser / Output Zentrale für Warmwasser	30,5 %
Deckungsanteil Solarthermie	Kollektorkreisertrag / (Kollektorkreisertrag + Output Kessel)	6,2 %

Endenergieersparnis der Solarthermieanlage

Wärmebedarf ab Zentrale wie im Bestand;
Wegfall von 1350 … 2400 kWh/a für Speicherverluste durch Rückbau Solarspeicher (1500 l)
Kesselnutzungsgrad wie heute bzw. 1 %-Punkt besser oder schlechter

Veränderung Endenergie:

5,2 ± 1,5 kWh/(m²a) Ersparnis

Szenario	Wärmeabgabe der Erzeuger [kWh/a]	Kollektor-kreisertrag [kWh/a]	entfallene Speicherverluste [kWh/a]	Kessel-nutzungsgrad	Endenergie [kWh/a]	Ersparnis / Mehrverbrauch [kWh/a]	
heute	140.399	-8.733	0	89,0%	147.897		
1	140.399	0	-2.400	90,0%	153.288	5.392	Ersparnis
2	**140.399**	**0**	**-1.800**	**89,0%**	**155.684**	**7.788**	**Ersparnis**
3	140.399	0	-1.350	88,0%	157.964	10.067	Ersparnis

Fazit

- Der spezifische Kollektorkreisertrag ist durchschnittlich. Der solare Deckungsanteil liegt bei etwa 6 %.
- Die Zirkulationsverluste in der Anlage sind extrem hoch – u. a. wegen der geringen Personenbelegung. Sie sind der Hauptkritikpunkt im Versorgungskonzept.
- Der Kesselnutzungsgrad ist mit 89 % als durchschnittlich anzusehen.
- Die durch Solarthermie erreichte Endenergieeinsparung von ca. 5,2 kWh/(m²a) ließe sich mit eher geringem Aufwand auch mit einem besserem Kessel und optimiertem Speicherkonzept erreichen.
- Über 20 Jahre betrachtet ermöglicht die erreichte Endenergieeinsparung Ausgaben von ca. 15.000 € für die einmalige Investition plus alle laufende Kosten für Wartung, Instandhaltung und Pumpenstrom – von einer Wirtschaftlichkeit wird nicht ausgegangen.

Feldanlage Gustav-Hirsch-Platz Eberswalde

6

Adresse:	Gustav-Hirsch-Platz 1-6, Erich-Steinfurth-Straße 14/15, 16227 Eberswalde
Nutzung:	2 Mehrfamilienhäuser
Baujahr:	1913 – 1916 und 1900 (teilmodernisiert 2000/2001)
Nutzfläche:	2.726 m² (45 Wohneinheiten)
Bewohner:	68 Personen (mit Nutzfläche geschätzt)
Messstellen:	WMZ Kessel, Trinkwarmwasser, Heizungsunterstützung, Kollektorkreis, Solareinspeisung, Gas- u. Warmwasserzähler
Messzeitraum:	01.01.2011 – 31.12.2011

Allgemeine Anlagendaten

- ☒ Warmwasserbereitung
- ☒ Raumheizung
- ☐ Raumlufttechnische Anlage
- ☐ Nahwärmenetz
- ☒ Zirkulation

Wärmeerzeuger

Typ:	2 x Buderus	Logano plus SB 315
Brennstoff:	Erdgas	(Brennwert)
Leistung (80/60°C):	35,5 – 104,7 kW	modulierend
Wasserinhalt:	240 Liter	(2,29 l/kW)
Kessel arbeitet auf:	☐ … hydraulische Weiche	☐ … Puffer

Thermische Solaranlage

- ☒ Warmwasserbereitung
- ☒ Heizungsunterstützung

Kollektorfläche	Typ	Kennwerte	Kollektorart
46 m²	UFE Solar / Vaccustar CPC 21	0,68 m²/P 0,017 m²/m²	☐ Flach ☒ Röhren

Art Warmwasserbereitung

- ☐ Frischwasserstation
- ☒ Speicherwassererwärmer

Trinkwasserspeicher/bereiter	
2 x 550 l	-

Pufferspeicher	
4 x 500 l	-

Anzahl Pumpen

7 Stück

Regelung

k. A.

Verbrauchsdaten / Gebäude- und Anlagenkennwerte 2011

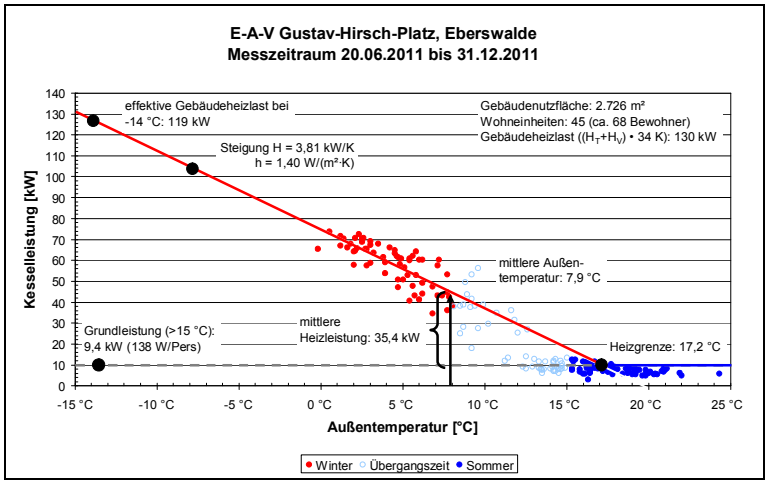
Gasverbrauch (H_S):	376,4	MWh/a	138,1	kWh/(m²a)	5.535	kWh/(Person a)
Warmwasser:	565	m³/a	0,2	m³/(m²a)	8,3	m³/(Person a)
Kollektorkreisertrag:	11.000 *	kWh/a	4,0 *	kWh/(m²a)	162 *	kWh/(Person a)

* hochgerechnet, da für den 01.01.2011 kein Messwert vorliegt

Energieanalyse*

flächenbezogene Steigung h:	1,40 W/(m²K)
flächenbezogene Grundlast:	3,4 W/m²
personenbezogene Grundlast:	138 W/Pers
näherungsweise Gebäudeheizlast:	130 kW
Heizgrenze:	17,2 °C

*mit WMZ Messwerten gebildet (Kessel und Solar)

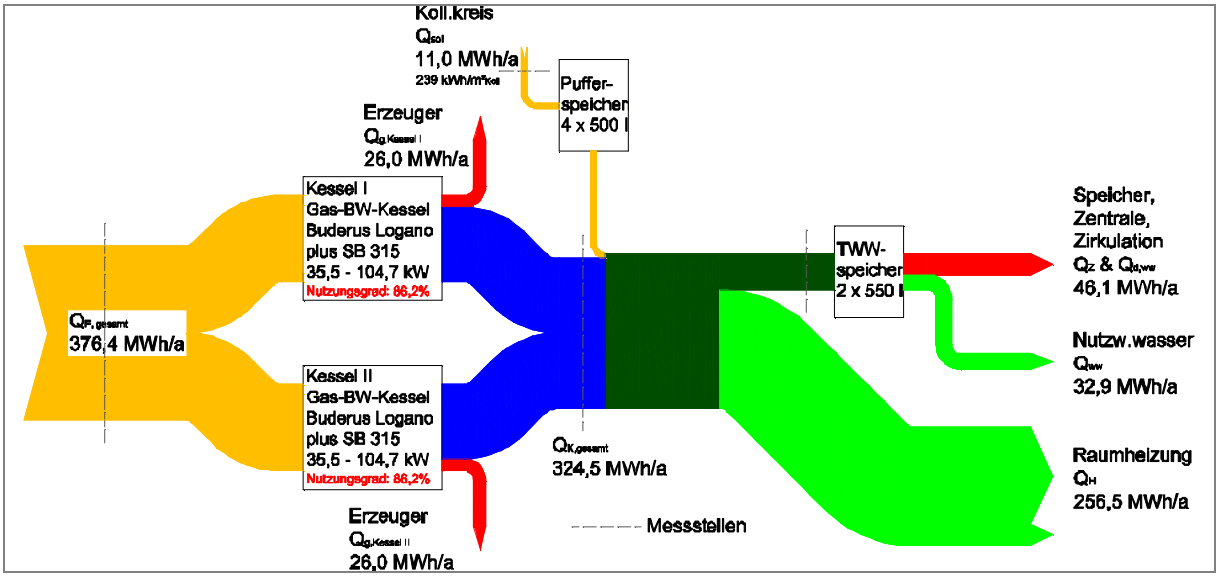


Energiebilanz

Nutzen						
Raumheizung incl. Verteilverluste:	256,5 *	MWh/a	94,1 *	kWh/(m²a)	3.772 *	kWh/(Person a)
Warmwassernutzwärme (Zapfmenge):	32,8	MWh/a	12,1	kWh/(m²a)	483	kWh/(Person a)

* Wärmeverbrauch der Raumheizung aus E-A-V ermittelt

Anlagenverluste						
Wärmeerzeuger (brennwertbezogen):	51,9	MWh/a	19,0	kWh/(m²a)	763	kWh/(Person a)
Zentrale und Speicher: Zirkulation Warmwasser:	46,1	MWh/a	16,9	kWh/(m²a)	678	kWh/(Person a)



Kennwerte		
Jahresnutzungsgrad Wärmeerzeuger:	Output Kessel / Endenergie	86,2 %
Jahresnutzungsgrad Energiezentrale:	Output Zentrale / Endenergie	89,1 %
Verteilungsnutzungsgrad Warmwasser:	Nutzen Warmwasser / Output Zentrale für Warmwasser	41,6 %
Deckungsanteil Solarthermie	Kollektorkreisertrag / (Kollektorkreisertrag + Output Kessel)	3,3 %

Endenergieersparnis der Solarthermieanlage

Wärmebedarf ab Zentrale wie im Bestand;
Wegfall von 3000 … 5333 kWh/a für Speicherverluste durch Rückbau der Solarspeicher (4 x 500 l)
Kesselnutzungsgrad wie heute bzw. 1 %-Punkt besser oder schlechter

Veränderung Endenergie:

3,0 ± 2,2 kWh/(m²a) Ersparnis

Szenario	Wärmeabgabe der Erzeuger [kWh/a]	Kollektor-kreisertrag [kWh/a]	entfallene Speicherverluste [kWh/a]	Kessel-nutzungsgrad	Endenergie [kWh/a]	Ersparnis / Mehrverbrauch [kWh/a]	
heute	335.444	-11.000	0	86,2%	376.341		
1	335.444	0	-5.333	87,2%	378.523	2.182	Ersparnis
2	**335.444**	**0**	**-4.000**	**86,2%**	**384.460**	**8.120**	**Ersparnis**
3	335.444	0	-3.000	85,2%	390.146	13.805	Ersparnis

Fazit

- Der spezifische Kollektorkreisertrag ist als gering anzusehen. Der solare Deckungsanteil liegt bei gut 3 %.
- Die Zirkulationsverluste in der Anlage sind sehr hoch.
- Der Kesselnutzungsgrad ist mit gut 86 % als unterdurchschnittlich anzusehen.
- Die durch Solarthermie erreichte Endenergieeinsparung von ca. 3,0 kWh/(m²a) ließe sich bereits mit einer mäßigen Verbesserung des Kessels und einem optimiertem Speicherkonzept erreichen.
- Über 20 Jahre betrachtet ermöglicht die erreichte Endenergieeinsparung Ausgaben von ca. 15.000 € für die einmalige Investition plus alle laufende Kosten für Wartung, Instandhaltung und Pumpenstrom – von einer Wirtschaftlichkeit wird nicht ausgegangen.

Feldanlage Uckermarkstraße Eberswalde

7

Adresse:	Uckermarkstraße 30 - 36 16227 Eberswalde
Nutzung:	1 Mehrfamilienhaus
Baujahr:	1976 (1999 Gebäude und Anlage modernisiert)
Nutzfläche:	2.450 m² (40 Wohneinheiten)
Bewohner:	61 Personen (mit Nutzfläche geschätzt)
Messstellen:	WMZ für Fernwärme, Trinkwarmwasserbereitung, Kollektorkreis und Solareinspeisung, Warmwasserzähler
Messzeitraum:	01.01.2011 – 31.12.2011

Allgemeine Anlagendaten

- ☒ Warmwasserbereitung
- ☒ Raumheizung
- ☐ Raumlufttechnische Anlage
- ☐ Nahwärmenetz
- ☒ Zirkulation

Wärmeerzeuger

Typ:	Fernwärme
Brennstoff:	Fernwärme
Leistung (80/60°C):	k. A.
Wasserinhalt:	k. A.
Kessel arbeitet auf:	☐ … hydraulische Weiche ☐ … Puffer

Thermische Solaranlage

- ☒ Warmwasserbereitung
- ☐ Heizungsunterstützung

Kollektorfläche	Typ	Kennwerte	Kollektorart
52 m²	Eurostar T x 24	0,85 m²/P 0,021 m²/m²	☒ Flach ☐ Röhren

Art Warmwasserbereitung

- ☐ Frischwasserstation
- ☒ Speicherwassererwärmer

Trinkwasserspeicher/bereiter

2 x 500 l -

Pufferspeicher

3 x 750 l	Euroheat P 750
1 x 750 l	Euroheat EP 750

Anzahl Pumpen

7 Stück

Regelung

Solarregler Solarcontrol CW 21-K

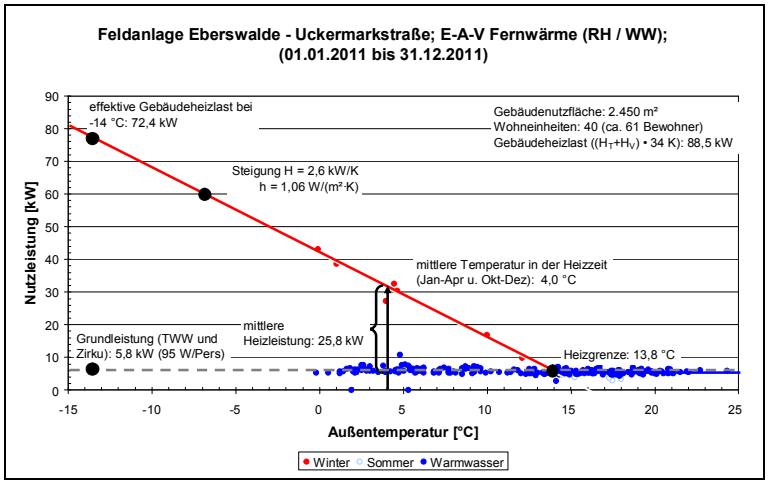
Verbrauchsdaten / Gebäude- und Anlagenkennwerte 2011

Fernwärmeverbrauch:	158,1	MWh/a	64,5	kWh/(m²a)	2.591	kWh/(Person a)
Warmwasser:	528	m³/a	0,2	m³/(m²a)	8,7	m³/(Person a)
Kollektorkreisertrag:	18.827	kWh/a	7,7	kWh/(m²a)	309	kWh/(Person a)

Energieanalyse*

flächenbezogene Steigung h:	1,06 W/(m²K)
flächenbezogene Grundlast:	2,4 W/m²
personenbezogene Grundlast:	95 W/Pers
näherungsweise Gebäudeheizlast:	88 kW
Heizgrenze:	13,8 °C

*mit WMZ Messwerten gebildet (Fernwärme und Solar)

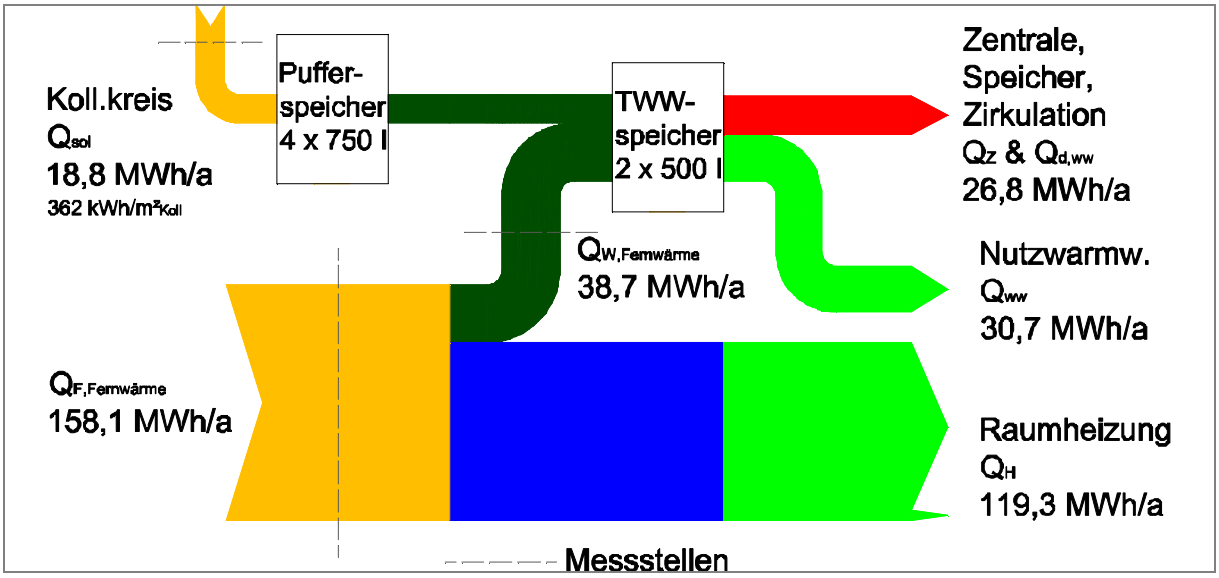


Energiebilanz

Nutzen						
Raumheizung incl. Verteilverluste:	119,3 *	MWh/a	48,7 *	kWh/(m²a)	1.956 *	kWh/(Person a)
Warmwassernutzwärme (Zapfmenge):	30,7	MWh/a	12,5	kWh/(m²a)	503	kWh/(Person a)

* Wärmeverbrauch der Raumheizung aus E-A-V ermittelt

Anlagenverluste						
Wärmeerzeuger (brennwertbezogen):	0	MWh/a	0	kWh/(m²a)	0	kWh/(Person a)
Zentrale und Speicher: Zirkulation Warmwasser:	26,8	MWh/a	10,9	kWh/(m²a)	440	kWh/(Person a)



Kennwerte		
Jahresnutzungsgrad Wärmeerzeuger:	Output Kessel / Endenergie	100,0 %
Jahresnutzungsgrad Energiezentrale:	Output Zentrale / Endenergie	111,9 %
Verteilungsnutzungsgrad Warmwasser:	Nutzen Warmwasser / Output Zentrale für Warmwasser	53,4 %
Deckungsanteil Solarthermie	Kollektorkreisertrag / (Kollektorkreisertrag + Output Kessel)	10,6 %

Endenergieersparnis der Solarthermieanlage

Wärmebedarf ab Zentrale wie im Bestand;
Wegfall von 1350 … 2400 kWh/a für Speicherverluste durch Rückbau Solarspeicher (4 x 500 l)
Nutzungsgrad der Fernwärme wie im Bestand 100 %

Veränderung Endenergie:

5,7 ± 0,6 kWh/(m²a) Ersparnis

Szenario	Wärmeabgabe der Erzeuger [kWh/a]	Kollektor-kreisertrag [kWh/a]	entfallene Speicherverluste [kWh/a]	Kessel-nutzungsgrad	Endenergie [kWh/a]	Ersparnis / Mehrverbrauch [kWh/a]	
heute	176.836	-18.827	0	100,0%	158.009		
1	176.836	0	-6.400	100,0%	170.436	12.427	Ersparnis
2	**176.836**	**0**	**-4.800**	**100,0%**	**172.036**	**14.027**	**Ersparnis**
3	176.836	0	-3.600	100,0%	173.236	15.227	Ersparnis

Fazit

- Der spezifische Kollektorkreisertrag ist als gut anzusehen. Der solare Deckungsanteil liegt bei fast 11 %.
- Die Zirkulationsverluste in der Anlage sind vergleichsweise gering.
- Die durch Solarthermie erreichte Endenergieeinsparung von ca. 5,7 kWh/(m²a) ist gering und lässt sich - Fernwärmeanschluss vorausgesetzt – kaum durch eine Anlagenoptimierung erreichen.
- Über 20 Jahre betrachtet ermöglicht die erreichte Endenergieeinsparung Ausgaben von ca. 27.000 € für die einmalige Investition plus alle laufende Kosten für Wartung, Instandhaltung und Pumpenstrom – von einer Wirtschaftlichkeit wird nicht ausgegangen.

Feldanlage Rellinger Straße Hamburg

8

Adresse:	Rellinger Straße 79 – 81 20257 Hamburg – Eimsbüttel
Nutzung:	Mehrfamilienhaus
Baujahr:	2010 (Neubau)
Nutzfläche:	3.154 m² (36 Wohneinheiten)
Bewohner:	72 Personen (Annahme aus der Planung)
Messstellen:	WMZ für Raumheizung, Kessel, Kollektorertrag, Solarbeitrag Heizung, TWW Solar, TWW Kessel, Gaszähler
Messzeitraum:	23.08.2011 – 24.08.2012

Allgemeine Anlagendaten

- ☒ Warmwasserbereitung
- ☒ Raumheizung
- ☐ Raumlufttechnische Anlage
- ☐ Nahwärmenetz
- ☒ Zirkulation

Wärmeerzeuger

Typ:	Viessmann	Vitocrossal 300
Brennstoff:	Erdgas	(Brennwert)
Leistung (80/60°C):	43 – 130 kW	modulierend
Wasserinhalt:	110 Liter	(0,85 l/kW)
Kessel arbeitet auf:	☐ … hydraulische Weiche	☒ … Puffer

Thermische Solaranlage

- ☒ Warmwasserbereitung
- ☒ Heizungsunterstützung

Kollektorfläche	Typ	Kennwerte	Kollektorart
108 m²	Vitosol 200-T	1,5 m²/P 0,034 m²/m²	☐ Flach ☒ Röhren

Art Warmwasserbereitung

- ☒ Frischwasserstation
- ☒ Speicherwassererwärmer

Trinkwasserspeicher/bereiter

Frischw.station	Danfos
1 x 500 l	Viessmann

Pufferspeicher

6 x 1000 l	Viessmann

Anzahl Pumpen

7 Stück

Regelung

Viessmann Kessel- und Anlagenregelung

Verbrauchsdaten / Gebäude- und Anlagenkennwerte 2011

Gasverbrauch (H_S):	278,6	MWh/a	88,3	kWh/(m²a)	3.869	kWh/(Person a)
Warmwasser:	748 *	m³/a	0,2 *	m³/(m²a)	10,4 *	m³/(Person a)
Kollektorkreisertrag:	39.320	kWh/a	12,5	kWh/(m²a)	546	kWh/(Person a)

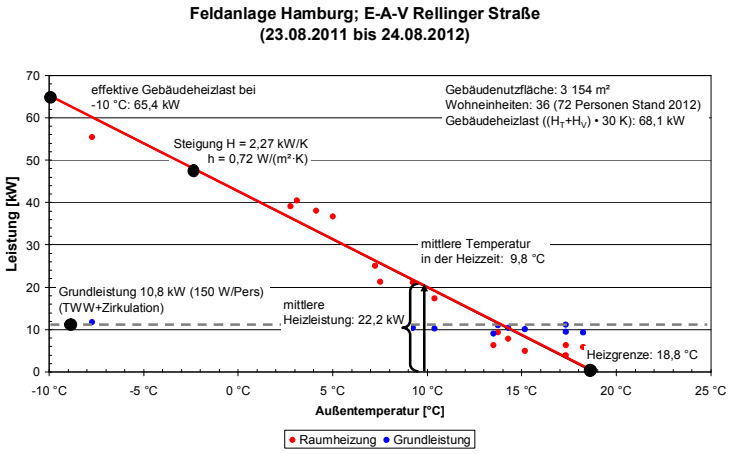
* aus Kaltwasserverbrauch abgeschätzt

Energieanalyse*

flächenbezogene Steigung h:	0,72 W/(m²K)
flächenbezogene Grundlast:	3,4 W/m²
personenbezogene Grundlast:	150 W/Pers
näherungsweise Gebäudeheizlast:	68 kW
Heizgrenze:	18,8 °C **

*mit WMZ Messwerten gebildet (Raumheizung, Trinkwarmwasser incl. Zirkulation)

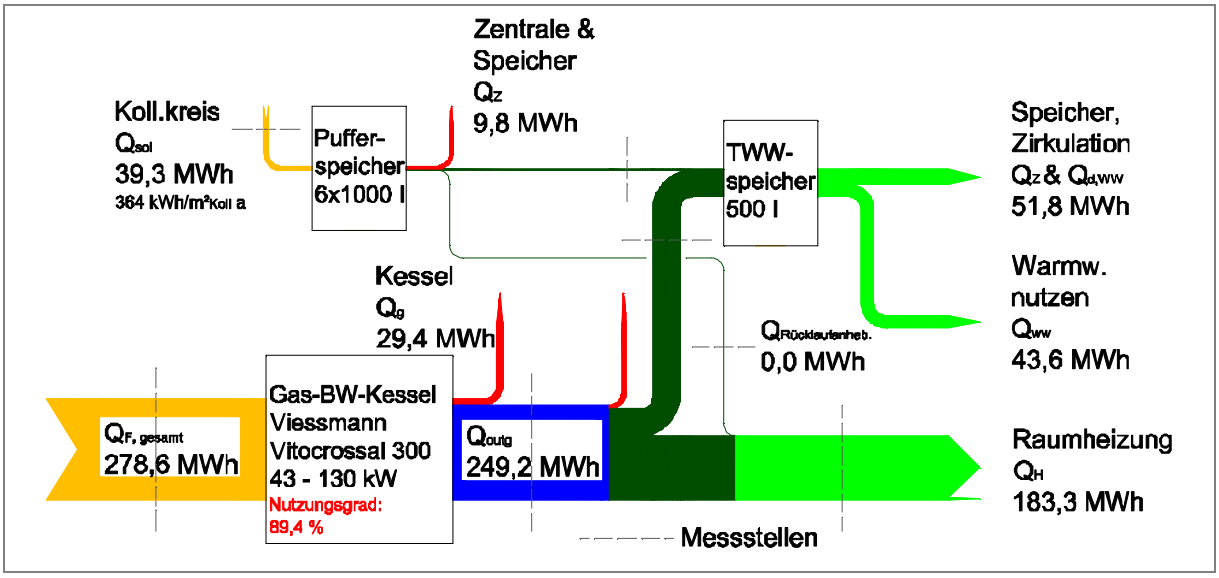
** das Gebäude befindet sich in der Bautrocknungsphase.



Energiebilanz

Nutzen						
Raumheizung incl. Verteilverluste:	183,3	MWh/a	58,1	kWh/(m²a)	2.546	kWh/(Person a)
Warmwassernutzwärme (Zapfmenge):	43,6	MWh/a	13,8	kWh/(m²a)	606	kWh/(Person a)

Anlagenverluste						
Wärmeerzeuger (brennwertbezogen):	29,4	MWh/a	9,3	kWh/(m²a)	408	kWh/(Person a)
Zentrale u. Speicher (o. TWW-Speicher):	9,8	MWh/a	3,1	kWh/(m²a)	136	kWh/(Person a)
Zirkulation Ww. (mit TWW-Speicher):	51,8	MWh/a	16,4	kWh/(m²a)	719	kWh/(Person a)



Kennwerte		
Jahresnutzungsgrad Wärmeerzeuger:	Output Kessel / Endenergie	89,4 %
Jahresnutzungsgrad Energiezentrale:	Output Zentrale / Endenergie	100,0 %
Verteilungsnutzungsgrad Warmwasser:	Nutzen Warmwasser / Output Zentrale für Warmwasser	45,7 %
Deckungsanteil Solarthermie	Kollektorkreisertrag / (Kollektorkreisertrag + Output Kessel)	13,6 %

Endenergieersparnis der Solarthermieanlage

Wärmebedarf ab Zentrale wie im Bestand;
Wegfall von 6150 … 10933 kWh/a für Speicherverluste – Rückbau
Solarspeicher (6 x 1000 l) + Vergrößerung TWW-Speicher (1400 statt 500 l)
Kesselnutzungsgrad wie heute bzw. 1 %-Punkt besser oder schlechter

Veränderung Endenergie:

11,0 ± 2,0 kWh/(m²a) Ersparnis

Szenario	Wärmeabgabe der Erzeuger [kWh/a]	Kollektor-kreisertrag [kWh/a]	entfallene Speicherverluste [kWh/a]	Kessel-nutzungsgrad	Endenergie [kWh/a]	Ersparnis / Mehrverbrauch [kWh/a]	
heute	288.488	-39.320	0	89,4%	278.563		
1	288.488	0	-10.933	90,4%	306.868	28.305	Ersparnis
2	**288.488**	**0**	**-8.200**	**89,4%**	**313.354**	**34.791**	**Ersparnis**
3	288.488	0	-6.150	88,4%	319.215	40.652	Ersparnis

Fazit

- Der spezifische Kollektorkreisertrag ist als gut anzusehen – es handelt sich um Röhrenkollektoren. Der solare Deckungsanteil liegt bei fast 14 %.
- Die Zirkulationsverluste in der Anlage sind hoch.
- Der Kesselnutzungsgrad ist mit etwas mehr als 89 % als durchschnittlich anzusehen.
- Die durch Solarthermie erreichte Endenergieeinsparung von ca. 11,5 kWh/(m²a) ließe sich allein mit einem sehr guten Kessel und einem optimiertem Speicherkonzept nicht erreichen.
- Über 20 Jahre betrachtet ermöglicht die erreichte Endenergieeinsparung Ausgaben von ca. 66.000 € für die einmalige Investition plus alle laufende Kosten für Wartung, Instandhaltung und Pumpenstrom – von einer Wirtschaftlichkeit wird nicht ausgegangen.

Feldanlage Magdeburger Straße Hannover

9

Adresse:	Magdeburger Straße 2 / 4 30179 Hannover / Vahrenheide
Nutzung:	2 Mehrfamilienhäuser
Baujahr:	1962 (2006 Gebäude und Anlage modernisiert)
Nutzfläche:	2.834,48 m² (36 Wohneinheiten)
Bewohner:	100 Personen
Messstellen:	WMZ Kessel, Einspeisung Wärmenetz, Gebäudeverbrauch, $\dot{V}/\Delta\vartheta$-Messung Kollektorkreis, Laufzeit Pelletförderung
Messzeitraum:	01.01.2011 – 31.12.2011

Allgemeine Anlagendaten

- ☒ Warmwasserbereitung
- ☒ Raumheizung
- ☐ Raumlufttechnische Anlage
- ☒ Nahwärmenetz
- ☒ Zirkulation

Wärmeerzeuger

Typ:	Köb	PYROT 150
Brennstoff:	Holzpellets	(Niedertemperatur)
Leistung (80/60°C):	45 – 150 kW	modulierend
Wasserinhalt:	432 Liter	(2,88 l/kW)
Kessel arbeitet auf:	☐ … hydraulische Weiche	☒ … Puffer

Thermische Solaranlage

- ☒ Warmwasserbereitung
- ☒ Heizungsunterstützung

Kollektorfläche	Typ	Kennwerte	Kollektorart
124 m²	Solvis Fera F552-S	1,24 m²/P 0,044 m²/m²	☒ Flach ☐ Röhren

Art Warmwasserbereitung

- ☐ Frischwasserstation
- ☒ Speicherwassererwärmer

Trinkwasserspeicher/bereiter

2 x 550 l -

Pufferspeicher

3 x 3000 l -

Anzahl Pumpen

11 Stück

Regelung

Resol

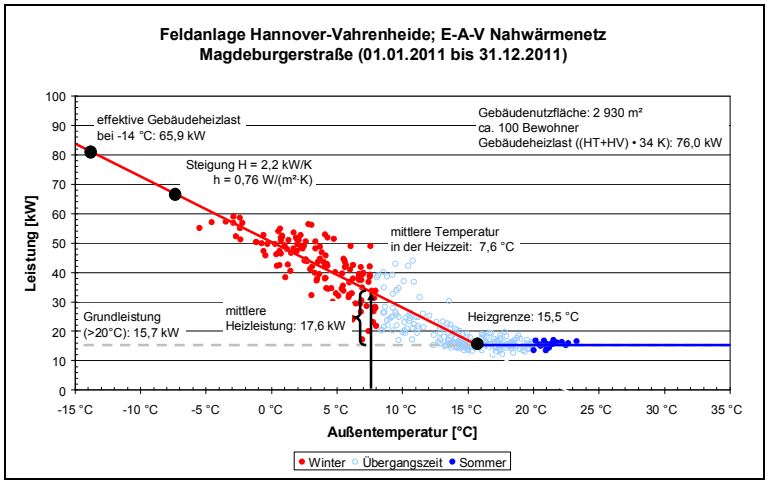
Verbrauchsdaten / Gebäude- und Anlagenkennwerte 2011

Holzverbrauch (H_S):	335,2	MWh/a	118,3	kWh/(m²a)	3.352	kWh/(Person a)
Warmwasser:	k. A.	m³/a	k. A.	m³/(m²a)	k. A.	m³/(Person a)
Kollektorkreisertrag:	35.219	kWh/a	12,4	kWh/(m²a)	352	kWh/(Person a)

Energieanalyse*

flächenbezogene Steigung h:	1,00 W/(m²K)
flächenbezogene Grundlast:	5,8 W/m²
personenbezogene Grundlast:	166 W/Pers
näherungsweise Gebäudeheizlast:	97 kW
Heizgrenze:	14,2 °C

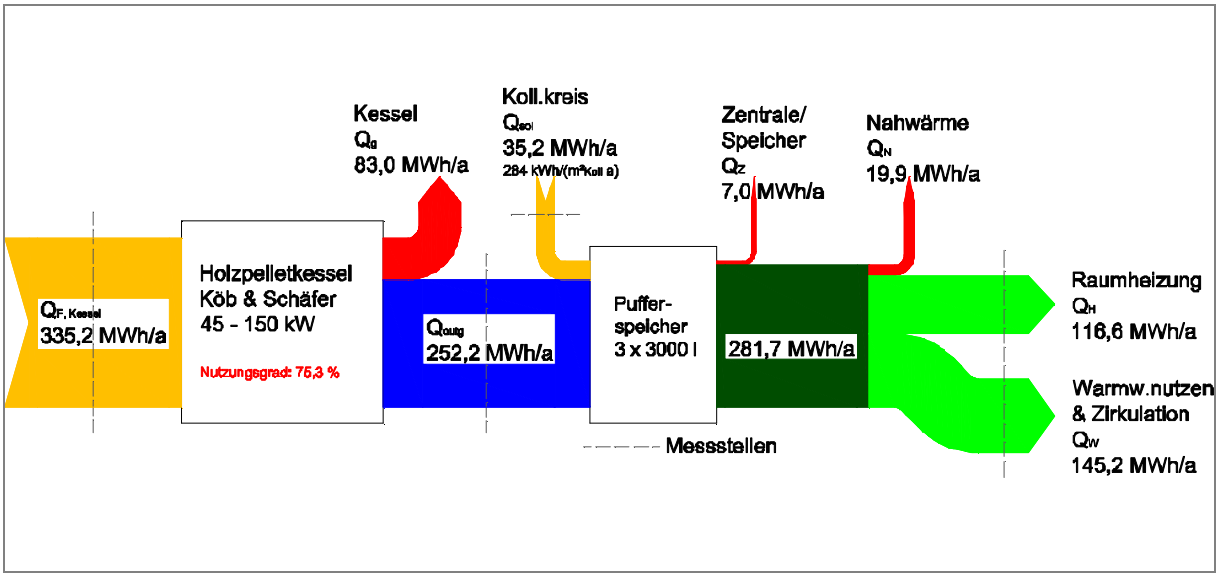
*mit WMZ Messwerten gebildet (Einspeisung in Netz)



Energiebilanz

Wärmeabnahme der Gebäude						
Raumheizung incl. Verteilverluste:	116,6	MWh/a	41,1	kWh/(m²a)	1.166	kWh/(Person a)
Warmwasser incl. Verteilverluste:	145,2	MWh/a	51,2.	kWh/(m²a)	1.452	kWh/(Person a)

Anlagenverluste						
Wärmeerzeuger (brennwertbezogen):	83,0	MWh/a	29,3	kWh/(m²a)	830	kWh/(Person a)
Zentrale und Speicher:	7,0	MWh/a	2,5	kWh/(m²a)	70	kWh/(Person a)
Nahwärmenetz (ca. 50 - 90 m Trasse)	19,9	MWh/a	7,0	kWh/(m²a)	199	kWh/(Person a)



Kennwerte		
Jahresnutzungsgrad Wärmeerzeuger:	Output Kessel / Endenergie	75,3 %
Jahresnutzungsgrad Energiezentrale:	Output Zentrale / Endenergie	84,1 %
Netznutzungsgrad Nahwärme:	Nutzen Gebäude / Output Zentrale	92,9 %
Deckungsanteil Solarthermie	Kollektorkreisertrag / (Kollektorkreisertrag + Output Kessel)	12,3 %

Endenergieersparnis der Solarthermieanlage

Wärmebedarf ab Zentrale wie im Bestand;
Wegfall von 4050 … 7200 kWh/a für Speicherverluste durch Rückbau Solarspeicher (2 x 3000 l)
Kesselnutzungsgrad wie heute bzw. 2 %-Punkte besser oder schlechter

Veränderung Endenergie:

14,0 ± 4,3 kWh/(m²a) Ersparnis
[Nahwärmeverlust: 7,0 kWh/(m²a)]

Szenario	Wärmeabgabe der Erzeuger [kWh/a]	Kollektor-kreisertrag [kWh/a]	entfallene Speicherverluste [kWh/a]	Kessel-nutzungsgrad	Endenergie [kWh/a]	Ersparnis / Mehrverbrauch [kWh/a]	
heute	288.740	-35.219	0	75,3%	336.903		
1	288.740	0	-7.200	77,3%	364.450	27.548	Ersparnis
2	**288.740**	**0**	**-5.400**	**75,3%**	**376.529**	**39.626**	**Ersparnis**
3	288.740	0	-4.050	73,3%	388.652	51.749	Ersparnis

Fazit

- Der spezifische Kollektorkreisertrag ist als unterdurchschnittlich anzusehen. Der solare Deckungsanteil liegt dennoch bei über 12 %.
- Der Kesselnutzungsgrad ist mit gut 75 % als durchschnittlich für einen Holzkessel anzusehen.
- Die durch Solarthermie erreichte Endenergieeinsparung von ca. 14,0 kWh/(m²a) ließe sich allein mit einem sehr guten Kessel und einem optimiertem Speicherkonzept nicht erreichen.
- Die Nahwärmenetzverluste sind mit ca. 7,0 kWh/(m²a) als eher gering einzuschätzen.
- Über 20 Jahre betrachtet ermöglicht die erreichte Endenergieeinsparung Ausgaben von ca. 54.000 € für die einmalige Investition plus alle laufende Kosten für Wartung, Instandhaltung und Pumpenstrom – von einer Wirtschaftlichkeit wird nicht ausgegangen.

Feldanlage Olbersstraße Hannover

10

Adresse:	Olbersstraße 9 / 11 30519 Hannover / Döhren
Nutzung:	2 Mehrfamilienhäuser
Baujahr:	1973 (geringfügig modernisiert)
Nutzfläche:	1.350 m² (30 Wohneinheiten)
Bewohner:	34 Personen
Messstellen:	WMZ für Kessel, Kollektorkreis, Raumheizung, Trinkwarmwassernutzen und Zirkulation, Gaszähler
Messzeitraum:	01.01.2011 – 31.12.2011

Allgemeine Anlagendaten

- ☒ Warmwasserbereitung
- ☒ Raumheizung
- ☐ Raumlufttechnische Anlage
- ☐ Nahwärmenetz
- ☒ Zirkulation

Wärmeerzeuger

Typ:	Buderus	Logano GE 315
Brennstoff:	Erdgas	(Niedertemperatur)
Leistung (80/60°C):	141 – 203,2 kW	modulierend
Wasserinhalt:	376 Liter	(1,85 l/kW)
Kessel arbeitet auf:	☐ … hydraulische Weiche	☐ … Puffer

Thermische Solaranlage

- ☒ Warmwasserbereitung
- ☒ Heizungsunterstützung

Kollektorfläche	Typ	Kennwerte	Kollektorart
33,6 m²	-	0,99 m²/P 0,025 m²/m²	☒ Flach ☐ Röhren

Art Warmwasserbereitung

- ☒ Frischwasserstation
- ☐ Speicherwassererwärmer

Trinkwasserspeicher/bereiter

Frischwasser-station FWS 70

Pufferspeicher

2 x 950 l SR 956

Anzahl Pumpen

10 Stück

Regelung

Buderus Kessel Regelung – Übergeordnet Solvis Anlagenregelung

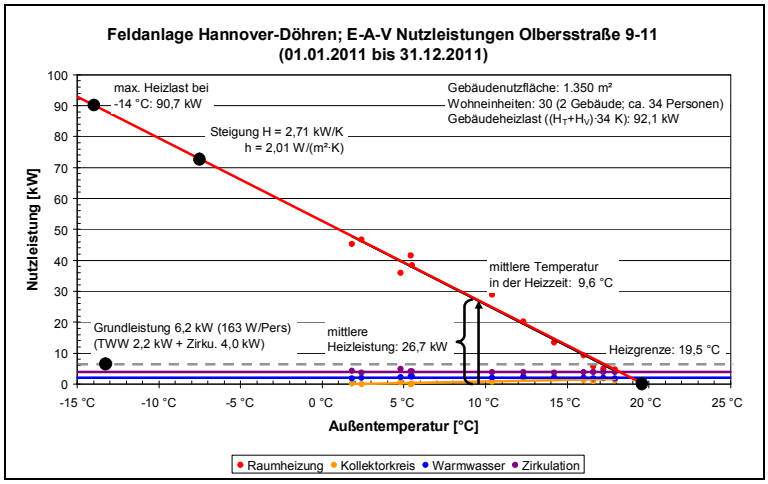
Verbrauchsdaten / Gebäude- und Anlagenkennwerte 2011

Gasverbrauch (H_S):	319,7	MWh/a	236,8	kWh/(m²a)	9.403	kWh/(Person a)
Warmwasser:	k .A.	m³/a	k .A.	m³/(m²a)	k .A.	m³/(Person a)
Kollektorkreisertrag:	8.091	kWh/a	6,0	kWh/(m²a)	238	kWh/(Person a)

Energieanalyse*

flächenbezogene Steigung h:	2,01 W/(m²K)
flächenbezogene Grundlast:	4,6 W/m²
personenbezogene Grundlast:	182 W/Pers
näherungsweise Gebäudeheizlast:	92 kW
Heizgrenze:	19,5 °C

*mit WMZ Messwerten gebildet (Raumheizung, Trinkwarmwasser incl. Zirkulation)



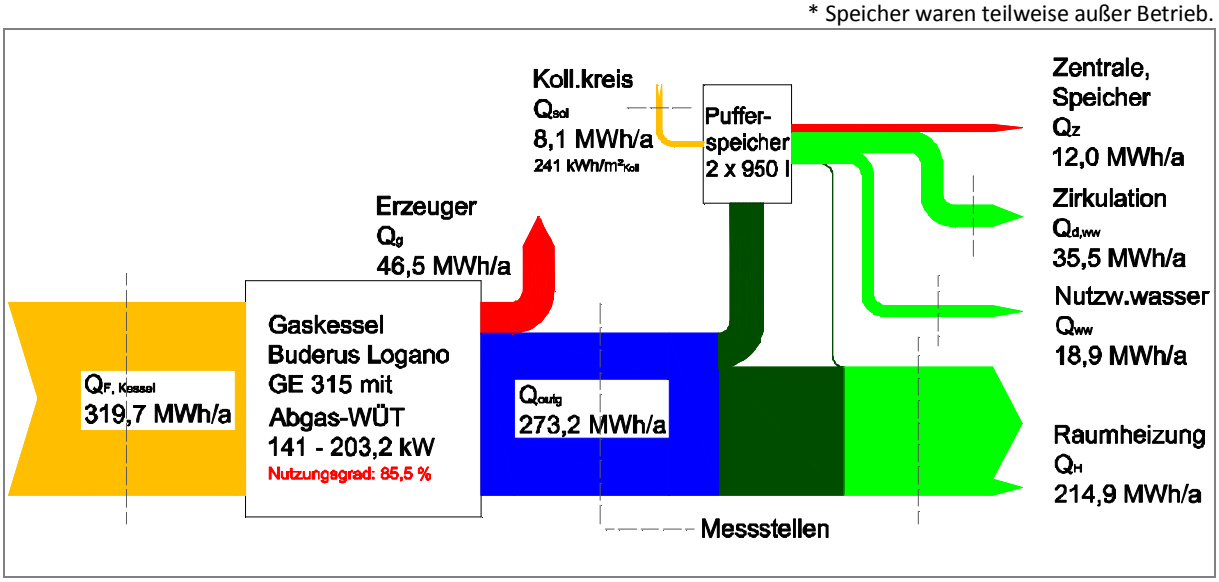
Energiebilanz

Nutzen						
Raumheizung incl. Verteilverluste:	214,9 *	MWh/a	159,2 *	kWh/(m²a)	6.320 *	kWh/(Person a)
Warmwassernutzwärme (Zapfmenge):	18,9	MWh/a	14,0	kWh/(m²a)	557	kWh/(Person a)

* beinhaltet Verteilverluste im Erdreich

Anlagenverluste						
Wärmeerzeuger (brennwertbezogen):	46,5	MWh/a	34,4	kWh/(m²a)	1.368	kWh/(Person a)
Zentrale und Speicher:	12,0 *	MWh/a	8,9 *	kWh/(m²a)	354 *	kWh/(Person a)
Zirkulation Warmwasser:	35,5	MWh/a	26,3	kWh/(m²a)	1.043	kWh/(Person a)

* Speicher waren teilweise außer Betrieb.



Kennwerte		
Jahresnutzungsgrad Wärmeerzeuger:	Output Kessel / Endenergie	85,5 %
Jahresnutzungsgrad Energiezentrale:	Output Zentrale / Endenergie	84,2 %
Verteilungsnutzungsgrad Warmwasser:	Nutzen Warmwasser / Output Zentrale für Warmwasser	34,8 %
Deckungsanteil Solarthermie	Kollektorkreisertrag / (Kollektorkreisertrag + Output Kessel)	2,9 %

Endenergieersparnis der Solarthermieanlage

Wärmebedarf ab Zentrale wie im Bestand;
Wegfall von 1050 … 1867 kWh/a für Speicherverluste durch Rückbau Solarspeicher (1 x 950 l)
Kesselnutzungsgrad wie heute bzw. 1 %-Punkt besser oder schlechter

Veränderung Endenergie:

5,8 ± 3,2 kWh/(m²a) Ersparnis

Szenario	Wärmeabgabe der Erzeuger [kWh/a]	Kollektor-kreisertrag [kWh/a]	entfallene Speicherverluste [kWh/a]	Kessel-nutzungsgrad	Endenergie [kWh/a]	Ersparnis / Mehrverbrauch [kWh/a]	
heute	281.301	-8.091	0	85,5%	319.712		
1	281.301	0	-1.867	86,5%	323.213	3.501	Ersparnis
2	**281.301**	**0**	**-1.400**	**85,5%**	**327.542**	**7.830**	**Ersparnis**
3	281.301	0	-1.050	84,5%	331.835	12.123	Ersparnis

Fazit

- Der spezifische Kollektorkreisertrag ist als schlecht anzusehen. Der solare Deckungsanteil liegt unter 3 %.
- Die Zirkulationsverluste in der Anlage sind wegen der Versorgung mit 4-Leiternetz sehr hoch. Sie sind der Hauptkritikpunkt im Versorgungskonzept. Eine separate Versorgung der Gebäude wäre energetisch besser.
- Der Kesselnutzungsgrad ist mit unter 86 % als unterdurchschnittlich anzusehen.
- Die durch Solarthermie erreichte Endenergieeinsparung von ca. 5,8 kWh/(m²a) ließe sich mit einem guten Kessel und einem optimiertem Speicherkonzept einfach erreichen. Die Anlage kann auch ohne Speicher betrieben werden (Testbetrieb erfolgreich).
- Über 20 Jahre betrachtet ermöglicht die erreichte Endenergieeinsparung Ausgaben von ca. 15.000 € für die einmalige Investition plus alle laufende Kosten für Wartung, Instandhaltung und Pumpenstrom – von einer Wirtschaftlichkeit wird nicht ausgegangen.

Feldanlage Siegfried-Czapski-Straße Jena

11

Adresse:	Siegfried-Czapski-Straße 4 - 10 07749 Jena
Nutzung:	4 Mehrfamilienhäuser
Baujahr:	2010 (Neubau)
Nutzfläche:	5.000 m² (57 Wohneinheiten)
Bewohner:	125 Personen (mit Nutzfläche geschätzt)
Messstellen:	Gaszähler, V̇/Δϑ-Messung für Kollektorkreis, Wärmeabgabe ins Netz, Wärmeabgabe Thermen, Verbrauch der Gebäude
Messzeitraum:	01.01.2011 – 31.12.2011

Allgemeine Anlagendaten	
☒	Warmwasserbereitung
☒	Raumheizung
☐	Raumlufttechnische Anlage
☒	Nahwärmenetz
☒	Zirkulation

Wärmeerzeuger				
Typ:	2 x Viessmann	Vitoladens 200 W		
Brennstoff:	Erdgas	(Brennwert)		
Leistung (80/60°C):	27,0 – 95,6 kW	modulierend		
Wasserinhalt:	12,8 Liter	(0,134 l/kW)		
Kessel arbeitet auf:	☒	… hydraulische Weiche	☐	… Puffer

Thermische Solaranlage	
☒	Warmwasserbereitung
☒	Heizungsunterstützung

Kollektorfläche	**Typ**	**Kennwerte**	**Kollektorart**	
294,8 m²	SchücoSol. 1 AI	2,36 m²/P 0,059 m²/m²	☒	Flach
			☐	Röhren

Art Warmwasserbereitung	
☒	Frischwasserstation
☐	Speicherwassererwärmer

Trinkwasserspeicher/bereiter
Übergabe in den Wohnungen

Pufferspeicher	
30.000 l	-
1.000	-

Anzahl Pumpen
7 Stück

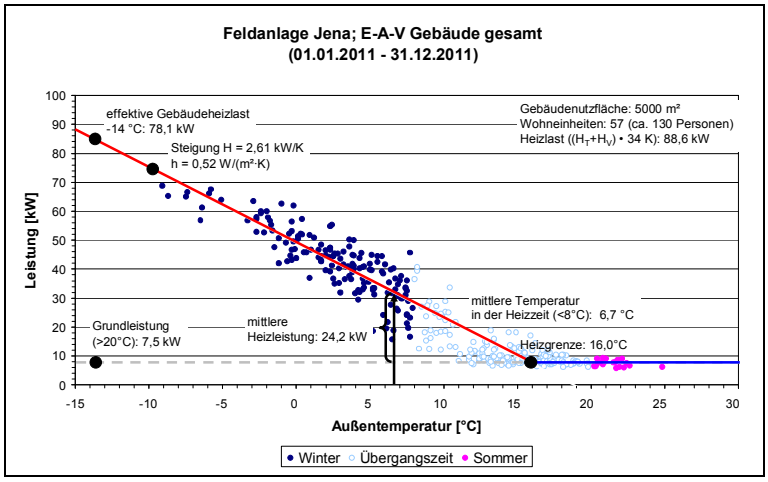
Regelung
Siemens PXM 20 übergeordnet und Viessmann für die Kessel

Verbrauchsdaten / Gebäude- und Anlagenkennwerte 2011

Gasverbrauch (H_S):	214,9	MWh/a	43,0	kWh/(m²a)	1.719	kWh/(Person a)
Warmwasser:	k. A.	m³/a	k. A.	m³/(m²a)	k. A.	m³/(Person a)
Kollektorkreisertrag:	63,3	kWh/a	12,7	kWh/(m²a)	506	kWh/(Person a)

Energieanalyse*	
flächenbezogene Steigung h:	0,53 W/(m²K)
flächenbezogene Grundlast:	2,1 W/m²
personenbezogene Grundlast:	82 W/Pers
näherungsweise Gebäudeheizlast:	90 kW
Heizgrenze:	16,1 °C

*mit WMZ Messwerten gebildet (Raumheizung, Trinkwarmwasser incl. Zirkulation für die 4 Gebäude zusammen)

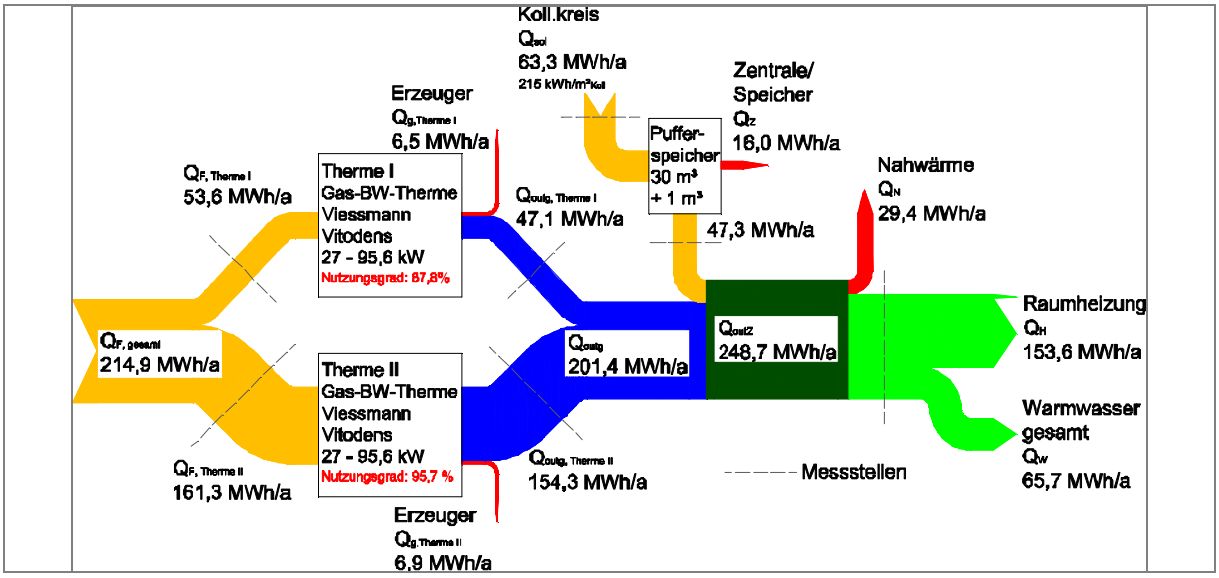


Energiebilanz

Wärmeabnahme der Gebäude						
Raumheizung incl. Verteilverluste:	153,6 *	MWh/a	30,7 *	kWh/(m²a)	1.229 *	kWh/(Person a)
Warmwasser incl. Verteilverluste:	65,7 *	MWh/a	13,1. *	kWh/(m²a)	526 *	kWh/(Person a)

* mit Hilfe der E-A-V auf H und WW aufgeteilt

Anlagenverluste						
Wärmeerzeuger (brennwertbezogen):	13,4	MWh/a	2,7	kWh/(m²a)	108	kWh/(Person a)
Zentrale und Speicher:	16,0	MWh/a	3,2	kWh/(m²a)	128	kWh/(Person a)
Nahwärmenetz (ca. 150 - 200 m Trasse)	29,4	MWh/a	5,9	kWh/(m²a)	235	kWh/(Person a)



Kennwerte			
Jahresnutzungsgrad Wärmeerzeuger:	Output Kessel / Endenergie	(87,9 % und 95,7 %*)	93,7 %
Jahresnutzungsgrad Energiezentrale:	Output Zentrale / Endenergie		115,7 %
Netznutzungsgrad Nahwärme:	Nutzen Gebäude / Output Zentrale		88,2 %
Deckungsanteil Solarthermie	Kollektorkreisertrag / (Kollektorkreisertrag + Output Kessel)		23,9 %

* hier liegt evtl. ein Messfehler vor

Endenergieersparnis der Solarthermieanlage

Wärmebedarf ab Zentrale wie im Bestand;
Wegfall von 10806 … 18408 kWh/a für Speicherverluste – Rückbau Solarspeicher (31 m³) + Zubau von Pufferspeicher (2000 l)
Kesselnutzungsgrad wie heute bzw. 1 %-Punkt besser oder schlechter

Veränderung Endenergie:

10,5 ± 1,4 kWh/(m²a) Ersparnis
[Nahwärmeverlust: 5,9 kWh/(m²a)]

Szenario	Wärmeabgabe der Erzeuger [kWh/a]	Kollektor-kreisertrag [kWh/a]	entfallene Speicherverluste [kWh/a]	Kessel-nutzungsgrad	Endenergie [kWh/a]	Ersparnis / Mehrverbrauch [kWh/a]	
heute	264.663	-63.251	0	93,7%	214.851		
1	264.663	0	-18.408	94,7%	259.914	45.063	Ersparnis
2	**264.663**	**0**	**-13.806**	**93,7%**	**267.595**	**52.744**	**Ersparnis**
3	264.663	0	-10.355	92,7%	274.202	59.351	Ersparnis

Fazit

- Der spezifische Kollektorkreisertrag ist als gering anzusehen – was durch die sehr große Dimensionierung begründet werden kann. Der solare Deckungsanteil liegt bei fast 24 %.
- Der Kesselnutzungsgrad (Mittelwert beider Kessel) ist mit fast 94 % als sehr gut anzusehen – allerdings sind Messfehler für eine der beiden Thermen zu vermuten
- Die durch Solarthermie erreichte Endenergieeinsparung von ca. 11,2 kWh/(m²a) ließe sich allein mit einem noch besseren Kessel und einem optimiertem Speicherkonzept nicht erreichen.
- Die Nahwärmenetzverluste sind mit ca. 5,9 kWh/(m²a) als sehr gering einzuschätzen.
- Über 20 Jahre betrachtet ermöglicht die erreichte Endenergieeinsparung Ausgaben von ca. 100.000 € für die einmalige Investition plus alle laufende Kosten für Wartung, Instandhaltung und Pumpenstrom – von einer Wirtschaftlichkeit wird nicht ausgegangen.

Feldanlage Gorch-Fock-Weg Norderney

12

Adresse:	Gorch-Fock-Weg 1, 7 und An der Reede 1-23 26548 Norderney
Nutzung:	23 Reihenhäuser (5 Gebäude) und 1 Mehrfamilienhaus, Wirtschaftsbetriebe und Bauhof
Baujahr:	ca. 2002 (Netz + Wohnbauten), 2007 (Solaranlage)
Nutzfläche:	2.960 m² (Wohnen), 1.906 m² Wirtschaftsbetriebe u. Bauhof
Bewohner:	124 Personen (Wohnbauten)
Messstellen:	Gaszähler, $\dot{V}/\Delta\vartheta$-Messung für Kessel, Wirtschaftsbetriebe, Bauhof, Wohnbauten, Kollektorkreis und Solareinspeisung
Messzeitraum:	01.01.2011 – 31.12.2011

Allgemeine Anlagendaten

- ☒ Warmwasserbereitung
- ☒ Raumheizung
- ☐ Raumlufttechnische Anlage
- ☒ Nahwärmenetz
- ☒ Zirkulation

Wärmeerzeuger

Typ:	2 x Buderus	Logano GE 515 u. plus SB 615	
Brennstoff:	Erdgas	(NT)	(BW)
Leistung (80/60°C):	257,8 – 319 kW 123,1 – 310 kW	modulierend; mit Weishaupt Brenner G 1/1 E (60 - 335 kW)	
Wasserinhalt:	298 u. 648 Liter	(1,0 u. 2,29 l/kW)	
Kessel arbeitet auf:	☒ … hydraulische Weiche		☐ … Puffer

Thermische Solaranlage

- ☒ Warmwasserbereitung
- ☒ Heizungsunterstützung

Kollektorfläche	Typ	Kennwerte	Kollektorart
194,9 m²	Viessmann Vitosol 100 SH 1	1,57 m²/P 0,040 m²/m²	☒ Flach ☐ Röhren

Art Warmwasserbereitung

- ☒ Frischwasserstation
- ☐ Speicherwassererwärmer

Trinkwasserspeicher/bereiter

je Gebäude eine Übergabe

Pufferspeicher

2 x 5.000 l Feuron ESP 5000

Anzahl Pumpen

7 Stück

Regelung

k. A.

Verbrauchsdaten / Gebäude- und Anlagenkennwerte 2011

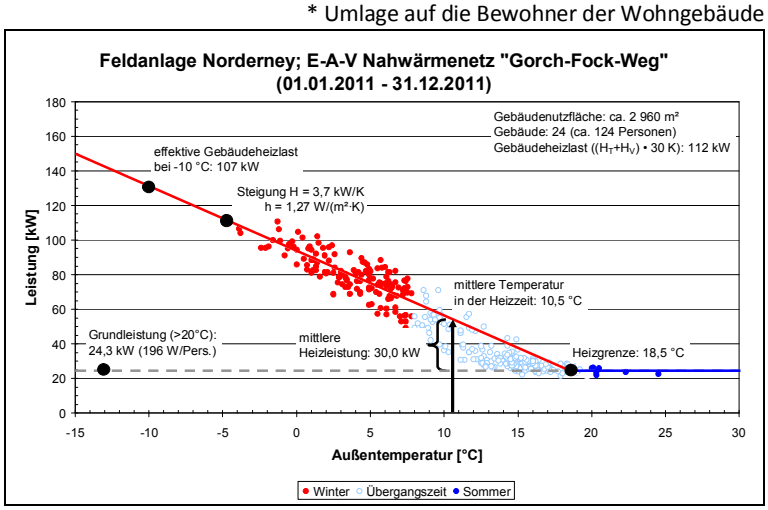
Gasverbrauch (H_S):	776,4	MWh/a	159,6	kWh/(m²a)	6.262 *	kWh/(Person a)
Warmwasser:	k. A.	m³/a	k. A.	m³/(m²a)	k. A.	m³/(Person a)
Kollektorkreisertrag:	55.042	kWh/a	11,3	kWh/(m²a)	444 *	kWh/(Person a)

* Umlage auf die Bewohner der Wohngebäude

Energieanalyse*

flächenbezogene Steigung h:	0,76 W/(m²K)
flächenbezogene Grundlast:	5,0 W/m²
personenbezogene Grundlast:	196 W/Pers
näherungsweise Gebäudeheizlast:	111 kW
Heizgrenze:	18,5 °C

*mit WMZ Messwerten gebildet (Einspeisung ins Nahwärmenetz - Wohngebäudeanteil)

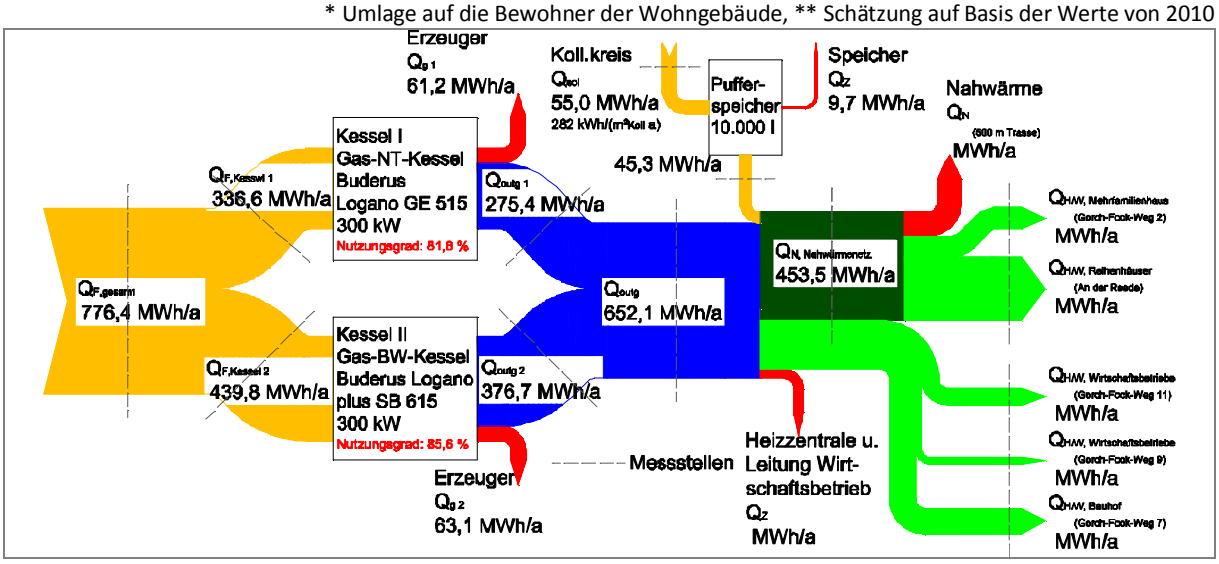


Energiebilanz

Wärmeabnahme der Gebäude						
Raumheizung incl. Verteilverluste:	k. A.	MWh/a	k. A.	kWh/(m²a)	k. A.	kWh/(Person a)
Warmwasser incl. Verteilverluste:	k. A.	MWh/a	k. A.	kWh/(m²a)	k. A.	kWh/(Person a)

Anlagenverluste						
Wärmeerzeuger (brennwertbezogen):	124,4	MWh/a	25,6	kWh/(m²a)	1.003 *	kWh/(Person a)
Zentrale und Speicher:	9,8	MWh/a	2,0	kWh/(m²a)	79 *	kWh/(Person a)
Nahwärmenetz (ca. 400 – 600 m Trasse)	90,0	MWh/a	18,5	kWh/(m²a)	73 *	kWh/(Person a)

* Umlage auf die Bewohner der Wohngebäude, ** Schätzung auf Basis der Werte von 2010



Kennwerte			
Jahresnutzungsgrad Wärmeerzeuger:	Output Kessel / Endenergie	(81,8 % und 85,6%)	84,0 %
Jahresnutzungsgrad Energiezentrale:	Output Zentrale / Endenergie		89,8 %
Netznutzungsgrad Nahwärme:	Nutzen Gebäude / Output Zentrale		k. A. %
Deckungsanteil Solarthermie	Kollektorkreisertrag / (Kollektorkreisertrag + Output Kessel)		7,8 %

Endenergieersparnis der Solarthermieanlage

Wärmebedarf ab Zentrale wie im Bestand;
Wegfall von 4200 … 7467 kWh/a für Speicherverluste – Rückbau Solarspeicher (2 x 5000 l) + Zubau von Pufferspeicher (1500 l)
Kesselnutzungsgrad wie heute bzw. 1 %-Punkt besser oder schlechter

Veränderung Endenergie:

12,1 ± 2,4 kWh/(m²a) Ersparnis
[Nahwärmeverlust: 18,5 kWh/(m²a)]

Szenario	Wärmeabgabe der Erzeuger [kWh/a]	Kollektor-kreisertrag [kWh/a]	entfallene Speicherverluste [kWh/a]	Kessel-nutzungsgrad	Endenergie [kWh/a]	Ersparnis / Mehrverbrauch [kWh/a]	
heute	707.094	-55.042	0	84,0%	776.441		
1	707.094	0	-7.467	85,0%	823.289	46.848	Ersparnis
2	**707.094**	**0**	**-5.600**	**84,0%**	**835.315**	**58.874**	**Ersparnis**
3	707.094	0	-4.200	83,0%	847.068	70.627	Ersparnis

Fazit

- Der spezifische Kollektorkreisertrag ist eher gering, was durch die sehr große Dimensionierung begründet werden kann. Der solare Deckungsanteil liegt bei unter 8 %.
- Der Kesselnutzungsgrad ist mit knapp 84 % als schlecht anzusehen.
- Die durch Solarthermie erreichte Endenergieeinsparung von ca. 12,1 kWh/(m²a) ließe sich allein mit einem sehr guten Kessel und einem optimiertem Speicherkonzept nicht erreichen.
- Die Nahwärmenetzverluste betragen auf Basis der Messwerte von 2010 ca. 18 kWh/(m²a) bezogen auf die gesamte Liegenschaftsfläche bzw. 30 kWh/(m²a) bezogen auf die Wohnfläche; sie sind extrem hoch
- Über 20 Jahre betrachtet ermöglicht die erreichte Endenergieeinsparung Ausgaben von ca. 111.000 € für die einmalige Investition plus alle laufende Kosten für Wartung, Instandhaltung und Pumpenstrom – von einer Wirtschaftlichkeit wird nicht ausgegangen.

Feldanlage Alter Schlachthof Speyer

13

Adresse:	Elisabeth-Schleicher-Landgraf-Straße, Berta-Treib-Straße, Hermann-Langlotz-Straße, Mausbergweg 5/7/9 67346 Speyer
Nutzung:	51 Reihen- und 12 Doppelhäuser (21 Gebäude)
Baujahr:	2003 – 2009 (Neubau)
Nutzfläche:	9.634 m²
Bewohner:	ca. 217 Personen
Messstellen:	Gaszähler , V̇/Δϑ-Messung für Kessel, Kollektorkreis und Einspeisung ins Nahwärmenetz
Messzeitraum:	01.01.2011 – 31.12.2011

Allgemeine Anlagendaten	
☒	Warmwasserbereitung
☒	Raumheizung
☐	Raumlufttechnische Anlage
☒	Nahwärmenetz
☒	Zirkulation

Wärmeerzeuger		
Typ:	Viessmann	Vitocrossal 300 CT
Brennstoff:	Erdgas	(Brennwert)
Leistung (80/60°C):	173 – 575 kW	modulierend; 1 Elco-Brenner EK 05 B.70 G-ZVT (240 – 700 kW)
Wasserinhalt:	570 Liter	(1,00 l/kW)
Kessel arbeitet auf:	☐ … hydraulische Weiche	☒ … Puffer

Thermische Solaranlage	
☒	Warmwasserbereitung
☒	Heizungsunterstützung

Kollektorfläche	**Typ**	**Kennwerte**	**Kollektorart**	
544,9 m²	Wagner & Co Solar Roof FDK	2,51 m²/P 0,057 m²/m²	☒	Flach
			☐	Röhren

Art Warmwasserbereitung	
☒	Frischwasserstation
☐	Speicherwassererwärmer

Trinkwasserspeicher/bereiter
je Gebäude eine Übergabestation

Pufferspeicher	
100.000 l	(davon ca. 13 m³ Bereitschaftsteil)

Anzahl Pumpen
4 Stück

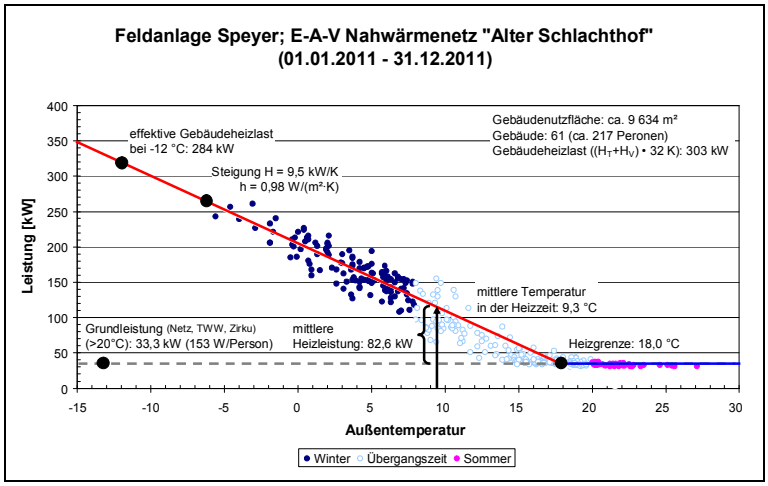
Regelung
Kieback & Peter, DDC

Verbrauchsdaten / Gebäude- und Anlagenkennwerte 2011

Gasverbrauch (H_S):	635,2	MWh/a	65,9	kWh/(m²a)	2.927	kWh/(Person a)
Warmwasser:	k. A.	m³/a	k. A.	m³/(m²a)	k. A.	m³/(Person a)
Kollektorkreisertrag:	229.280	kWh/a	23,8	kWh/(m²a)	1057	kWh/(Person a)

Energieanalyse*	
flächenbezogene Steigung h:	0,99 W/(m²K)
flächenbezogene Grundlast:	3,5 W/m²
personenbezogene Grundlast:	153 W/Pers
näherungsweise Gebäudeheizlast:	304 kW
Heizgrenze:	18,0 °C

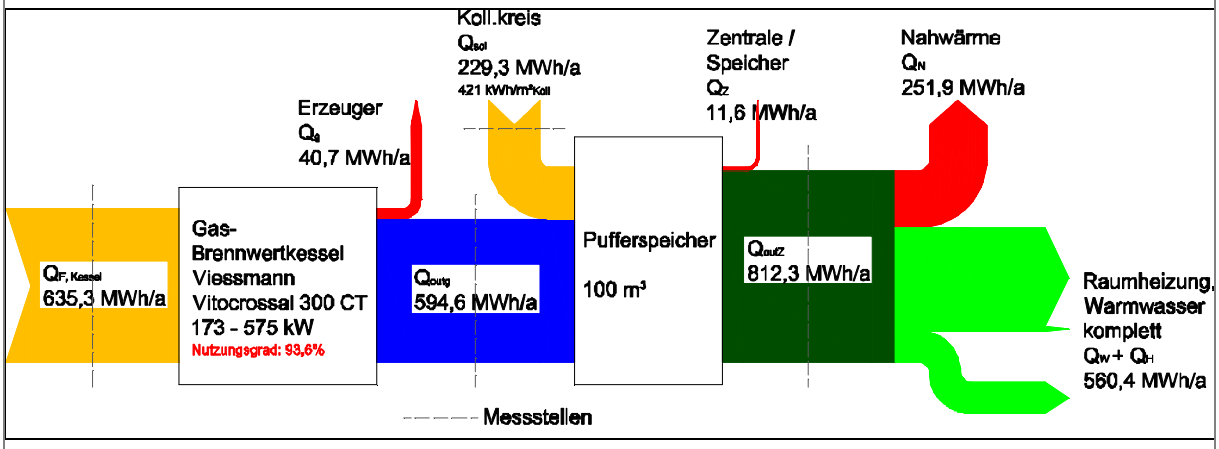
*mit WMZ Messwerten gebildet (Einspeisung in die Nahwärme)



Energiebilanz

Wärmeabnahme der Gebäude						
Raumheizung incl. Verteilverluste:	560,4	MWh/a	58,2	kWh/(m²a)	2.582	kWh/(Person a)
Warmwasser incl. Verteilverluste:						

Anlagenverluste						
Wärmeerzeuger (brennwertbezogen):	40,7	MWh/a	4,2	kWh/(m²a)	187	kWh/(Person a)
Zentrale und Speicher:	11,6	MWh/a	1,2	kWh/(m²a)	53	kWh/(Person a)
Nahwärmenetz (ca. 1250 m Trasse)	242,8	MWh/a	25,2	kWh/(m²a)	1.119	kWh/(Person a)



Kennwerte		
Jahresnutzungsgrad Wärmeerzeuger:	Output Kessel / Endenergie	93,6 %
Jahresnutzungsgrad Energiezentrale:	Output Zentrale / Endenergie	127,9 %
Netznutzungsgrad Nahwärme:	Nutzen Gebäude / Output Zentrale	70,1 %
Deckungsanteil Solarthermie	Kollektorkreisertrag / (Kollektorkreisertrag + Output Kessel)	27,8 %

Endenergieersparnis der Solarthermieanlage

Wärmebedarf ab Zentrale wie im Bestand;
Wegfall von 6815 … 12116 kWh/a für Speicherverluste – Rückbau Solarspeicher (10 m³) + Zubau von Pufferspeicher (2500 l)
Kesselnutzungsgrad wie heute bzw. 1 %-Punkt besser oder schlechter

Veränderung Endenergie:

24,4 ± 1,2 kWh/(m²a) Ersparnis
[Nahwärmeverlust: 25,2 kWh/(m²a)]

Szenario	Wärmeabgabe der Erzeuger [kWh/a]	Kollektor-kreisertrag [kWh/a]	entfallene Speicherverluste [kWh/a]	Kessel-nutzungsgrad	Endenergie [kWh/a]	Ersparnis / Mehrverbrauch [kWh/a]	
heute	823.834	-229.280	0	93,6%	635.208		
1	823.834	0	-12.116	94,6%	858.054	222.846	Ersparnis
2	**823.834**	**0**	**-9.087**	**93,6%**	**870.457**	**235.249**	**Ersparnis**
3	823.834	0	-6.815	92,6%	882.311	247.103	Ersparnis

Fazit

- Der spezifische Kollektorkreisertrag ist als sehr gut – trotz großer Anlagendimensionierung – anzusehen. Der solare Deckungsanteil liegt bei fast 28 %.
- Der Kesselnutzungsgrad ist mit knapp 94 % als überdurchschnittlich anzusehen.
- Die durch Solarthermie erreichte Endenergieeinsparung von ca. 24,4 kWh/(m²a) ließe sich allein mit einem noch besseren Kessel und einem optimiertem Speicherkonzept nicht erreichen.
- Die Nahwärmenetzverluste sind mit ca. 25,2 kWh/(m²a) hoch – und liegen über dem Solarertrag.
- Über 20 Jahre betrachtet ermöglicht die erreichte Endenergieeinsparung Ausgaben von ca. 445.000 € für die einmalige Investition plus alle laufende Kosten für Wartung, Instandhaltung und Pumpenstrom – von einer Wirtschaftlichkeit der Solarthermie wird nicht bzw. nur knapp ausgegangen.

Feldanlage Am Roseneck Wolfenbüttel

14

Adresse:	Am Roseneck 6 38302 Wolfenbüttel / Atzum
Nutzung:	1 Einfamilienhaus
Baujahr:	Ende der 60iger (Dach modernisiert)
Nutzfläche:	ca. 150 m²
Bewohner:	3 Personen
Messstellen:	WMZ für RH und Kollektorkreis, Gaszähler
Messzeitraum:	03.01.2011 – 02.01.2012

Allgemeine Anlagendaten

- ☒ Warmwasserbereitung
- ☒ Raumheizung
- ☐ Raumlufttechnische Anlage
- ☐ Nahwärmenetz
- ☒ Zirkulation

Wärmeerzeuger

Typ:	Buderus	Logamax plus GB 162
Brennstoff:	Erdgas	(Brennwert)
Leistung (80/60°C):	4,8 – 23,9 kW	modulierend
Wasserinhalt:	2,5 Liter	(0,105 l/kW)
Kessel arbeitet auf:	☒ … hydraulische Weiche	☐ … Puffer

Thermische Solaranlage

- ☒ Warmwasserbereitung
- ☒ Heizungsunterstützung

Kollektorfläche	Typ	Kennwerte	Kollektorart
14 m²	Buderus	4,67 m²/P 0,093 m²/m²	☒ Flach ☐ Röhren

Art Warmwasserbereitung

- ☒ Frischwasserstation
- ☐ Speicherwassererwärmer

Trinkwasserspeicher/bereiter

- -

Pufferspeicher

1 x 1000 l Logalux PL 1000 2S

Anzahl Pumpen

5 Stück

Regelung

Buderus

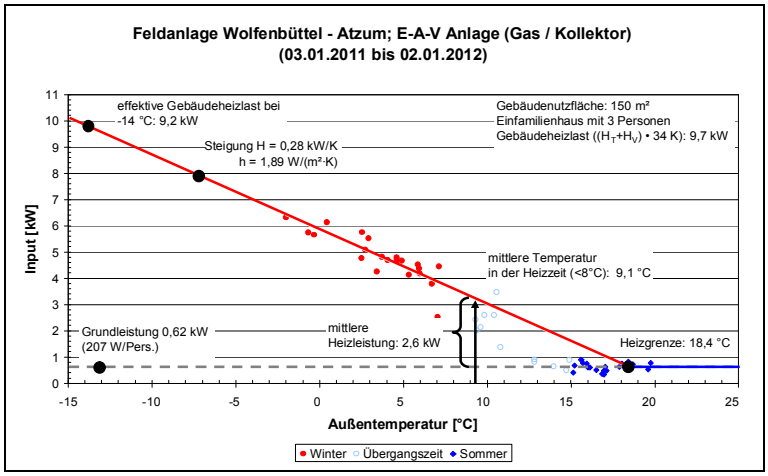
Verbrauchsdaten / Gebäude- und Anlagenkennwerte 2011

Gasverbrauch (H_S):	19,0	MWh/a	126,9	kWh/(m²a)	6.344	kWh/(Person a)
Warmwasser:	k. A.	m³/a	k. A.	m³/(m²a)	k. A.	m³/(Person a)
Kollektorkreisertrag:	3.327	kWh/a	22,2	kWh/(m²a)	1.109	kWh/(Person a)

Energieanalyse*

flächenbezogene Steigung h:	2,00 W/(m²K)
flächenbezogene Grundlast:	4,1 W/m²
personenbezogene Grundlast:	207 W/Pers
näherungsweise Gebäudeheizlast:	10 kW
Heizgrenze:	18,4 °C

*mit Messwerten gebildet (Gas und Kollektorkreis)

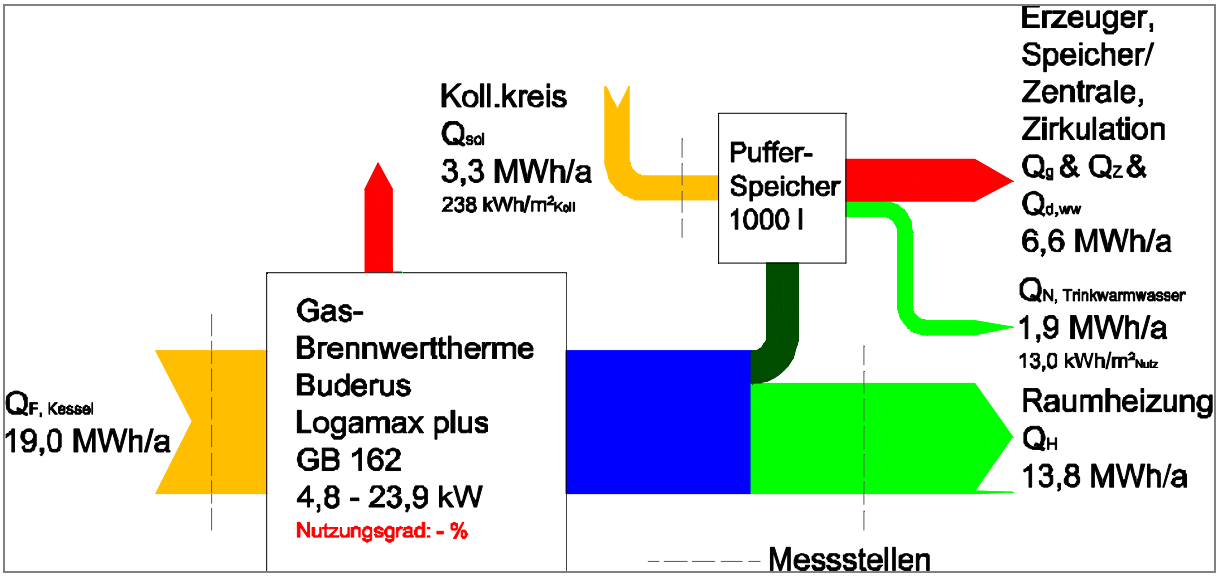


Energiebilanz

Nutzen						
Raumheizung incl. Verteilverluste:	13,8	MWh/a	91,7	kWh/(m²a)	4,586	kWh/(Person a)
Warmwassernutzwärme (Zapfmenge):	1,9 *	MWh/a	13,0 *	kWh/(m²a)	650 *	kWh/(Person a)

* geschätzt mit 650 kWh/(Person a) nach IWU

Anlagenverluste						
Wärmeerzeuger (brennwertbezogen):						
Zentrale und Speicher:	6,6	MWh/a	44,3	kWh/(m²a)	2.216	kWh/(Person a)
Zirkulation Warmwasser:						



Kennwerte		
Jahresnutzungsgrad Wärmeerzeuger:	Output Kessel / Endenergie	k. A. %
Jahresnutzungsgrad Energiezentrale:	Output Zentrale / Endenergie	k. A. %
Verteilungsnutzungsgrad Warmwasser:	Nutzen Warmwasser / Output Zentrale für Warmwasser	k. A. %
Deckungsanteil Solarthermie	Kollektorkreisertrag / (Kollektorkreisertrag + Output Kessel)	k. A. %

Endenergieersparnis der Solarthermieanlage

Wärmebedarf ab Zentrale wie im Bestand;
Wegfall von 675 … 1200 kWh/a für Speicherverluste – Rückbau Solarspeicher (1000 l) + Zubau von Trinkwarmwasserspeicher (200 l)
Kesselnutzungsgrad wie heute bzw. 1 %-Punkt besser oder schlechter

Veränderung Endenergie:

18,4 ± 3,3 kWh/(m²a) Ersparnis

Szenario	Wärmeabgabe der Erzeuger [kWh/a]	Kollektor-kreisertrag [kWh/a]	entfallene Speicherverluste [kWh/a]	Kessel-nutzungsgrad	Endenergie [kWh/a]	Ersparnis / Mehrverbrauch [kWh/a]	
heute	17.659	-3.327	0	88,0%	16.286		
1	17.659	0	-1.200	89,0%	18.493	2.207	Ersparnis
2	**17.659**	**0**	**-900**	**88,0%**	**19.044**	**2.758**	**Ersparnis**
3	17.659	0	-675	87,0%	19.522	3.235	Ersparnis

Fazit

- Der spezifische Kollektorkreisertrag ist gering, aber in Anbetracht der großen Kollektorfläche und Ausrichtung nach Westen als akzeptabel anzusehen. Über den Deckungsanteil kann keine Aussage getätigt werden.
- Der Kesselnutzungsgrad ist wegen fehlender Wärmemengenmessung nicht anzugeben.
- Die durch Solarthermie erreichte Endenergieeinsparung von ca. 18,4 kWh/(m²a) ließe sich allein mit einem sehr guten Kessel und einem optimiertem Speicherkonzept nicht erreichen.
- Über 20 Jahre betrachtet ermöglicht die erreichte Endenergieeinsparung Ausgaben von ca. 5.000 € für die einmalige Investition plus alle laufende Kosten für Wartung, Instandhaltung und Pumpenstrom – von einer Wirtschaftlichkeit wird nicht ausgegangen.