
**Abschlussbericht
zum Vorhaben**

**Ansätze zur Reduktion der konventionell erzeugten Wärme-
verteilverluste in solar unterstützten Mehrfamilienhäusern**

Kurzbezeichnung: „MFH-re-Net“
Förderkennzeichen: 03ET1194A
Laufzeit: 01.07.2013-31.08.2016

O. Mercker, O. Arnold
Institut für Solarenergieforschung Hameln GmbH (ISFH)

Februar 2017

Gefördert durch das Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) aufgrund
eines Beschlusses des deutschen Bundestages.

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Projektleitung und -koordination

Institut für Solarenergieforschung Hameln (ISFH)

Abteilung Solare Systeme
Ansprechpartner: O. Mercker & O. Arnold

Am Ohrberg 1
D-31860 Emmerthal
www.isfh.de



Mitwirkende Projektpartner

Delta Systemtechnik GmbH

Ansprechpartner: Th. Geck & F. Schubert

Heineckes Feld 9
D-29227 Celle
www.deltasystemtechnik.de



GBH Mieterservice Vahrenheide GmbH

Ansprechpartner: D. Schneider

In den Sieben Stücken 7A
D-30655 Hannover
www.gbh-mieterservice.de



Heimkehr Wohnungsgenossenschaft eG

Ansprechpartner: S. Scriba

Hildesheimer Str. 89
D-30169 Hannover
www.heimkehr-hannover.de



proKlima – Der enercity Fonds

Ansprechpartner: H. Halfpaap, R. Tepe & A. Unverzagt

Glockseestraße 33
D-30169 Hannover
www.proklima-hannover.de



Danksagung

Das Projekt wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) aufgrund eines Beschlusses des deutschen Bundestages gefördert. Die Autoren bedanken sich bei allen Partnern und beim Fördermittelgeber für die Unterstützung ihrer Arbeiten.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	5
1 Einleitung	7
1.1 Motivation.....	7
1.2 Projektziele.....	8
1.3 Projektmanagement.....	8
2 Simulationsmodell	11
2.1 TRNSYS.....	11
2.2 Gebäude.....	11
2.2.1 Allgemeines.....	11
2.2.2 Geometrie.....	12
2.2.3 Thermische Gebäudehülle.....	14
2.2.4 Randbedingungen und Vereinfachungen.....	15
2.3 Wärmeverteilnetze.....	17
2.3.1 Vierleiternetz.....	17
2.3.2 Zweileiternetz.....	19
2.4 Komponenten der Wärmeversorgung.....	21
2.4.1 Zentraler Gas-Brennwertkessel mit Pufferspeicher.....	21
2.4.2 Wohnungsstationen.....	22
2.4.3 Solarthermieranlagen.....	24
2.4.4 Dezentrale Pufferspeicher zur TWW-Bereitung.....	25
2.4.5 Dezentrale Gas-Brennwertthermen.....	27
2.4.6 Dezentrale Klein-Wärmepumpe mit Pufferspeicher.....	28
3 Auswertegrößen	31
3.1 Bewertung der Gesamtsysteme.....	31
3.2 Bewertung der Verteilnetze.....	32
3.3 Bewertung der solarthermischen Unterstützung.....	34
3.4 Berücksichtigung des Komforts.....	34
4 Vierleiternetz	35
4.1 Grundlegende Untersuchungen am fossil versorgten Netz.....	35
4.1.1 Auswirkungen der energetischen Sanierung.....	35
4.1.2 Detailbetrachtungen zur Bedeutung der Wärmeverteilverluste.....	39
4.1.3 Vergleich von Etagenringleitungs- und Steigleitungsnetz.....	47
4.1.4 Bedeutung des hydraulischen Abgleichs.....	49
4.2 Untersuchungen mit solarthermischer Unterstützung.....	51
4.2.1 Solarwärme und Verteilverluste.....	54
4.2.2 Dimensionierung.....	54
4.2.3 Einzelbetrachtung zur Nutzbarkeit unterschiedlicher Senken.....	57

5 Zweileiternetz.....	59
5.1 Grundlegende Untersuchungen am fossil versorgten Netz	59
5.2 Optimierung des Zweileiternetzes	64
5.3 Untersuchungen mit solarthermischer Unterstützung.....	68
5.3.1 Dimensionierung	69
5.3.2 Besonderheiten im optimierten Zweileiternetz	73
6 Ergebnisse der alternativen Konzepte im Zweileiternetz	77
6.1 Dezentrale Kleinspeicher	77
6.2 Dezentrale Gas-Brennwertkessel.....	81
6.3 Dezentrale Klein-Wärmepumpen	85
7 Ausgewählte Systemvergleiche.....	91
7.1 Optimierung der konventionellen Wärmeversorgungskonzepte	91
7.2 Verteilverluste und deren Nutzbarkeit	93
7.3 End- und Primärenergiebedarf	94
8 Projektorganisation.....	99
8.1 Veröffentlichungen und Präsentationen	99
8.2 Abschlussarbeiten	100
8.3 Projekttreffen.....	100
9 Verwertbarkeit der Ergebnisse.....	101
9.1 Handlungsempfehlungen	101
9.1.1 Berücksichtigung von Rebound-Effekten	101
9.1.2 Bedeutung von Wärmeverteilverlusten	101
9.1.3 Dämmung von Rohrleitungen	101
9.1.4 Effiziente Wärmeverteilung: Vier- oder Zweileiternetz?	102
9.1.5 Optimierungspotenzial für Zweileiternetze	102
9.1.6 Effiziente Wärmeerzeuger: Zentral oder dezentral?.....	102
9.1.7 Dimensionierung der Solaranlage.....	103
9.2 Wissenschaftlicher und technischer Erfolg.....	103
9.3 Wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit.....	104
9.4 Schutzrechtsanmeldungen.....	105
10Literatur.....	106
11Anhang.....	111
11.1 Wärmeträgerfluid.....	111
11.2 Gebäudemaße	111
11.3 Detailangaben zu den eingesetzten Fenster	112
11.4 Wandaufbauten	113
11.5 Möbelmassen	116
11.6 Rohrleitungslängen	117

Zusammenfassung

Die energetische Sanierung der Gebäudehülle soll den Energieverbrauch im Gebäudereich signifikant senken [Bun10]. Untersuchungen zeigen jedoch, dass die reale Energieeinsparung durch das Dämmen von Gebäuden oft geringer ist als die vorhergesagten Werte [Tec14]. Dies gilt sowohl für die Bundesrepublik Deutschland als auch andere EU-Staaten [Maj12]. Der Energiebedarf unsanierter Gebäude wird dabei meist überschätzt (sog. „Prebound-Effekt“), während er bei sanierten Gebäuden unterschätzt wird (sog. „Rebound-Effekt“) [Sun12]. Neben dem Einfluss der Bewohner*innen und handwerklicher Mängel gibt es relevante technische Ursachen für die Abweichung zwischen prognostizierter und realisierter Einsparung. Insbesondere ist hier die zunehmende Bedeutung ungeregelter Wärmeeinträge über die Rohre des Wärmeverteilsystems in der Energiebilanz sanierter Gebäude zu nennen. Diese Verluste sind dem jeweiligen Wärmeverteilsystem inhärent und hängen von der Netztopologie, der Rohrdämmung und den Netztemperaturen ab. Sie können zu ungewollt hohen Temperaturen im Gebäude führen, was die Transmissions- sowie Lüftungsverluste erhöht und letztlich den Energieverbrauch zur Wärmeversorgung steigert.

Hier setzt das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderte Projekt „Ansätze zur Reduktion der konventionell erzeugten Wärmeverteilverluste in solar unterstützten Mehrfamilienhäusern“ (Kurzbezeichnung: MFH-re-Net) an, in welchem die Bedeutung der Wärmeverteilverluste anhand unterschiedlicher Wärmeversorgungskonzepte analysiert und Empfehlungen zur Gestaltung energieeffizienter Systeme für Mehrfamilienhäuser (MFH) abgeleitet wird. Das Forschungsvorhaben ist vom Institut für Solarenergieforschung (ISFH) gemeinsam mit den Projektpartnerunternehmen der Delta Systemtechnik GmbH, der GBH Mieterservice Vahrenheide GmbH, der Heimkehr Wohnungsgenossenschaft eG und von pro Klima – der enercity Fonds vom 1. Juli 2013 bis zum 31. August 2016 durchgeführt worden.

Im Projekt sind typische Wärmeverteilsysteme sowie einige alternative Wärmeversorgungskonzepte in einem repräsentativen Mehrfamilienhaus (MFH) mit acht Wohneinheiten á 65 m² am Standort Zürich im unsanierten und im sanierten Zustand mit Hilfe des dynamischen Simulationsprogramms TRNSYS untersucht worden. Ausgehend von fossil betriebenen Vier- und Zweileiternetzen mit zentralem Gas-Brennwertkessel sind die Konzepte zur Wärmeversorgung sukzessive dezentralisiert und solarthermisch bzw. regenerativ unterstützt worden, um die nicht nutzbaren, fossil gedeckten Verteilverluste zu minimieren oder gar vollständig zu vermeiden. Der Fokus liegt auf der Analyse der Nutzbarkeit der Verteilverluste und ihrer Bedeutung für die Effizienz von Wärmeversorgungssystemen. In TRNSYS kann die Nutzbarkeit der Verteilverluste räumlich und zeitlich aufgelöst und auch der Einfluss von ungleichen Raumsolltemperaturen betrachtet werden. Hierfür sind jeweils Simulationen mit und ohne Verteilverluste verglichen worden, wobei der Mehrenergiebedarf der Simulationen mit Verteilverlusten die nicht nutzbaren Verteilverluste anzeigt. Die Optimierung der Einzelsysteme und der Regelungskonzepte stand dabei nicht im Vordergrund, weshalb die simulierten Solarerträge eher als Mindesterträge zu interpretieren sind.

Die Simulationsergebnisse belegen, dass der Einfluss der Wärmeverteilverluste bei gut gedämmten Gebäuden dringend berücksichtigt werden muss, wenn eine effiziente Wärmeversorgung erreicht werden soll. Die Höhe der Verteilverluste im Allgemeinen und ihres nicht nutzbaren Anteils im Speziellen werden meist unterschätzt, insbesondere dann, wenn per se angenommen wird, dass alle Räume die gleiche Solltemperatur aufweisen und das Verteilsystem stets hydraulisch abgeglichen ist. Die nicht nutzbaren Verteilverluste sorgen für eine Erwärmung des Gebäudes bzw. einzelner Bereiche des Gebäudes, die über die Anforderungen der Bewohner*innen hinausgehen. Der dafür notwendige Mehrenergiebedarf senkt die Effizienz der Wärmeversorgung. Der per Simulation ermittelte Mehrenergiebedarf des sanierten MFH mit Vierleiternetz beträgt beispielsweise 20 % gegenüber einer idealen Wärmeversorgung ohne Verteilverluste. Die hierbei auftretenden nicht nutzbaren Verteilverluste machen 38 % der gesamten Verteilverluste aus. 44 % der vom Kessel an das MFH abgegebenen Wärme dienen zur Deckung der Verteilverluste. Um diese Effizienz-minderung ohne solare Unterstützung zu reduzieren, ist der Übergang auf ein Zweileiternetz notwendig. Hierbei ist auf eine möglichst minimale Vorlauftemperatur (Sockeltemperatur) des Zweileiternetzes zu achten, was hochwertige Wohnungsstationen voraussetzt. Die Effizienz des Zweileiternetzes kann durch den Einsatz dezentraler elektrischer TWW-Nachheizungen nochmals gesteigert werden.

Überdies konnte gezeigt werden, dass nicht nutzbare Verteilverluste mit dem solaren Energieangebot korrelieren. Mit einer Solarkollektorfläche von 2 m² pro Person kann über die Hälfte der nicht nutzbaren Verteilverluste eines Zweileiternetzes gedeckt und der zentrale Gas-Brennwertkessel von Mai bis September abgeschaltet werden. Alternativ kann dies mit weniger Kollektorfläche und dezentraler elektrischer Nachheizung des TWW erreicht werden, was jedoch zu einem etwas höheren Primärenergiebedarf führt. Das einfache Konzept eines optimierten Zweileiternetzes mit solarthermischer Unterstützung arbeitet dabei ähnlich effizient wie die untersuchten innovativen Konzepte (dezentrale TWW-Speicher; Gasthermen; dezentrale Klein-Wärmepumpen). Das optimierte Zweileiternetz mit solarthermischer Unterstützung von 2 m² Kollektorfläche pro Person reduziert die nicht nutzbaren Verteilverluste um 72 %, womit das verbleibende Einsparpotenzial lediglich 6 % beträgt. Der Gebäudeenergiebedarf reduziert sich im Vergleich zum Vierleiternetz um 12 %, der Gasverbrauch um 39 % und der Primärenergiebedarf um 36 %.

Als Konsequenz aus diesen Ergebnissen wäre eine größere Dimensionierung der solarthermischen Unterstützung von 2 m² pro Person bei Mehrfamilienhäusern aus energetischen Gesichtspunkten zu empfehlen. Zudem sollten die Umrüstung auf sowie der Einbau von Zweileiternetzen mit möglichst niedriger Vorlauftemperatur im Geschoßwohnungsbau vorangetrieben werden. Die Qualität der Wohnungsstationen ist dabei sicherzustellen, um möglichst niedrige Vorlauftemperaturen realisieren zu können. Zuletzt wird empfohlen, weiterführende Untersuchungen zum solarthermisch unterstützten, optimierten Zweileiternetz mit einer zentralen Wärmepumpe anzustellen, da dieses Konzept einen relativ einfachen Aufbau mit hohen Einsparpotenzialen an End- und Primärenergie verbindet.

1 Einleitung

1.1 Motivation

Mit 751 TWh entfällt ein relevanter Anteil von 30,9 % des Endenergieverbrauchs der Bundesrepublik Deutschland auf Niedertemperaturwärme auf einem Temperaturniveau von 10 bis 100 °C [UBA14]. Der Verbrauch in diesem Bereich ist besonders stark vom Wetter (bzw. der Gradtagszahl) abhängig, da es sich im Wesentlichen um den Wärmeverbrauch von Wohngebäuden handelt. Zudem sind etwa 54 % aller Wohneinheiten in der Bundesrepublik in Mehrfamilienhäuser zu finden [BSW07].

Der Senkung des Energieverbrauchs in diesem Sektor wird seitens der Politik eine wichtige Rolle für den Klimaschutz beigemessen. Ein Hauptaugenmerk liegt dabei auf der Dämmung des Gebäudebestands, was sich auch in einer Vielzahl an gesetzgeberischen Maßnahmen in diesem Bereich widerspiegelt. Die Verbesserung der Anlagentechnik spielt hingegen nur eine untergeordnete Rolle.

Gleichzeitig zeigt sich, dass die Raten sowohl der Gebäudesanierung mit weniger als einem Prozent als auch des Austauschs von Wärmeerzeugern mit rund drei Prozent pro Jahr bei weitem nicht ausreichend sind, um die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung zu erreichen [Die10].

Erschwerend kommt hinzu, dass die tatsächlich realisierten Energieeinsparungen durch die Sanierung der Gebäudehülle häufig weit hinter den zuvor berechneten Werten zurückbleiben, worauf verschiedene Untersuchungen (nicht nur für die Bundesrepublik) hinweisen (siehe bspw. [Maj12]). So werden einerseits die Energiebedarfe der Altbauten überschätzt (sogenannter „Prebound-Effekt“) und andererseits die Energieverbräuche der sanierten Gebäude mit steigendem Dämmstandard zunehmend unterschätzt (sogenannter „Rebound-Effekt“) [Sun12].

Zudem ist bemerkenswert, dass die Abhängigkeit des Gebäudeenergieverbrauchs von der Gradtagszahl mit zunehmender Gebäudegröße abnimmt. Der Einfluss des Oberfläche-/Volumen-Verhältnis spielt also mit zunehmender Gebäudegröße eine immer geringere Rolle [Tec14].

MFH werden sehr häufig von Wärmezentralen mit Wärme für Raumheizung und TWW-Bereitung versorgt [Wol12]. Als Vorteile zentraler Versorgungskonzepte sind geringe Investitions-, Wartungs- und Messkosten der Wärmeerzeuger zu nennen. Nachteilig ist der vergleichsweise hohe Anteil an Verlusten, die bei der Verteilung der Wärme von der Zentrale (meist im Keller oder auf dem Dachboden) zu den einzelnen Verbrauchern auftreten.

Der Einfluss der Wärmeverteilverluste (ungeregelte Gewinne) in der Energiebilanz von Gebäuden nimmt mit steigendem Dämmstandard zu und verringert die Effizienz der Gebäudewärmeversorgung, was einen technischen „Rebound-Effekt“ darstellt. Die Höhe und Nutzbarkeit der Verteilverluste hängen vom jeweils verwendeten Wärmeversorgungs- und Wärmeverteilkonzept ab, ebenso wie von der Gebäudegeometrie und -physik sowie den Anforderungen der Bewohner*innen des Gebäudes.

Eine effiziente Wärmeversorgung vermeidet dabei konventionell gedeckte Wärmeverteilverluste möglichst vollständig. Zum einen durch die Senkung der Netztemperaturen (Dezentralisierung) und zum anderen durch die Verringerung der wärmeabgebenden Oberflächen (Vier- auf Zweileiternetz; Ring- oder Steigleitungsnetz) sowie durch die regenerative Deckung der Verteilverluste (Solar- und Umweltwärme).

1.2 Projektziele

Die Gesamtziele des Projekts bestehen in der Quantifizierung der (nicht nutzbaren) Wärmeverteilverluste für Raumheizung und Trinkwarmwasser in größeren Wohngebäuden und der daran anschließenden Analyse von Wärmeversorgungskonzepten, mit denen die durch fossile Energie gedeckten Verteilverluste deutlich reduziert bis vollständig vermieden werden können.

Die Verteilverluste und ihre Nutzbarkeit sind hierfür detailliert zu betrachten, was deren zeitliche Auflösung sowie die Zuordnung der Verluste zu den Nutzwärmearten Trinkwarmwasser und Raumheizung umfasst.

Im Fokus stehen integrative Lösungsansätze, die sowohl die konventionelle Wärmetechnik als auch die regenerative Wärmeerzeugung beinhalten. Die hierfür notwendigen Untersuchungen werden in Form dynamischer Systemsimulationen in TRNSYS durchgeführt. Ergänzend werden Praxisaspekte betrachtet, um eine möglichst umfassende Bewertung der Wärmeversorgungskonzepte vornehmen zu können.

Im ersten Schritt ist ein repräsentatives Modell eines Gebäudes im unsanierten sowie im energetisch sanierten Zustand zu definieren. Anschließend erfolgt eine Simulationsstudie (TRNSYS), die die konventionellen Verteilnetze und die Verteilverluste in Zwei- und Vierleiternetzen bewerten soll, einschließlich der Möglichkeit des in der Wohnungsstation nachgeschalteten Elektro-Durchlauferhitzers, der die Absenkung der Vorlauftemperatur des Verteilnetzes ermöglicht. Im nächsten Schritt werden die Konzepte zur regenerativen Deckung der Wärmeverteilverluste in einer Simulationsstudie bewertet. Die Konzepte sind hinsichtlich ihres Endenergie- und Primärenergiebedarfs sowie hinsichtlich der Höhe und Nutzbarkeit der Verteilverluste zu bewerten.

Die interessantesten Konzepte sollen in einem Folgevorhaben umgesetzt und vermessen werden, was die Identifikation geeigneter Pilot- und Demonstrationsobjekte voraussetzt. Die Ergebnisse sind in Form von Workshops sowie auf Tagungen verbreitet worden, wobei besonders die regionale Wohnungswirtschaft adressiert wurde.

Die Projektziele entsprechen dem im 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung formulierten Anliegen, den Primärenergiebedarf im Gebäudebereich durch Effizienzsteigerung und die Integration erneuerbarer Energien zu senken [Bun11].

1.3 Projektmanagement

Das Projekt war als Forschungs- und Entwicklungsvorhaben geplant und wurde am ISFH durchgeführt. Die Leitung und Organisation des Vorhabens erfolgten durch das ISFH, was im Wesentlichen die Planung des Projektablaufs und dessen zeitliche Verfolgung umfasste. Hierbei sind insbesondere die organisatorischen Maßnahmen zur

Erreichung der Meilensteine und Ziele in den einzelnen Arbeitspaketen sowie die Vorbereitung und Durchführung der in Abschnitt 8.3 auf Seite 100 aufgeführten Projekt-treffen und Veranstaltungen zu nennen.

Die Dokumentation des Projekts erfolgte in Form von Zwischenberichten sowie den in Abschnitt 8.1 ab Seite 99 aufgeführten wissenschaftlichen Veröffentlichungen und mit dem vorliegenden ausführlichen Abschlussbericht. Überdies entstanden im Rahmen des Projekts drei studentische Abschlussarbeiten, die in Abschnitt 8.2 auf der Seite 100 aufgelistet werden.

Die Projektpartner beteiligten sich sowohl finanziell als auch durch ihre jeweils spezifische Beratung. So unterstützte proKlima das Projekt beim Transfer des Wissens an Planer, Architekten und Ingenieurbüros, während Delta Systemtechnik neben dem Zugang zu wertvollem Praxiswissen insbesondere Beratung zu Wohnungsstationen lieferte. Die beiden Partnerunternehmen aus der Wohnungswirtschaft, GBH Mieterservice und Heimkehr, unterstützten das Projekt mit ihren Erfahrungen zur Wärme-verteiung in MFH, die vor allem im Rahmen der in Abschnitt 8.3 auf Seite 100 aufgeführten Projekt-treffen ausgetauscht werden konnten.

Aufgrund nicht planbarer personeller Veränderungen zu Projektbeginn, der unterschätzten Komplexität der Festlegung einer Vielzahl an Randbedingungen und Parametern, der immer wieder notwendigen Plausibilitätskontrollen sowie der Simulation einiger zusätzlicher, nicht im Projektantrag vorgesehener Systeme, wurde ein Antrag auf eine kostenneutrale Verlängerung des Projekts gestellt. Dieser wurde vom Projektträger bis Ende August 2016 bewilligt. Weitere Details hierzu sind in den Zwischenberichten zum Projekt festgehalten.

Für das Forschungs- und Entwicklungsvorhaben sind im Projektantrag 10 Arbeitspakete (AP) definiert. Es konnten nicht alle Arbeitspakete in der geplanten Detailtiefe bearbeitet werden. Fragen zur Wirtschaftlichkeit der hier untersuchten Systeme und Varianten konnten wegen Verzögerungen durch notwendig gewordene Simulationswiederholungen mit neuen Randbedingungen nicht wie geplant bearbeitet werden. Der Versuch der Beschaffung belastbarer Daten für alle betrachteten Systeme und Komponenten scheiterte infolge zeitlicher Verzögerungen. Teile dieser Betrachtungen werden ggf. im derzeit laufenden Forschungsprojekt „SUW MFH“ (FKZ: 03ET1212B) aufgegriffen. Ferner konnten bislang bei den beteiligten Wohnungsunternehmen keine geeigneten Objekte gefunden werden, die in einem Folgeprojekt mit den hier betrachteten, innovativen Systemen ausgestattet werden sollen. Im Rahmen eines Feldforschungsvorhabens zusammen mit verschiedenen Wohnungsunternehmen, das derzeit in der Entwicklung ist und die Ergebnisverwertung dieses Projekts aufnimmt, wird die Suche fortgesetzt.

Die Ergebnisse der bearbeiteten Arbeitspakete sind im vorliegenden Abschlussbericht dargestellt. Die Zuordnung der einzelnen Arbeitspakete zu den jeweiligen Abschnitten in diesem Bericht ist der nachfolgenden Auflistung zu entnehmen.

Arbeitspaket Inhalt und Verweis auf Kapitel im Bericht

- AP 1. Projektmanagement und Austausch
→ Kapitel 8 ab Seite 99

Block I: Bewertung konventioneller (nicht solar unterstützter) Verteilnetze

- AP 2. Simulation von 2- und 4-Leiternetzen
→ Kapitel 4 ab Seite 35 und Kapitel 5 ab Seite 59
- AP 3. Bewertung der Verteilverlustberechnungen nach AP 2
→ Abschnitt 3.2 ab Seite 32 und Unterpunkt 4.1.2 ab Seite 39
- AP 4. Fortschrittliche Wohnungsstation mit E-Durchlauferhitzer
(ohne Solarthermie)
→ Abschnitt 5.2 ab Seite 64

Block II: Bewertung von Konzepten zur regenerativen Deckung von Verteilverlusten

- AP 5. Fortschrittliche Wohnungsstation mit E-Durchlauferhitzer
(mit Solarthermie)
→ Abschnitt 5.3 ab Seite 68
- AP 6. Simulationsstudien an weiteren Konzepten mit Solarthermie
→ Abschnitt 6.1 ab Seite 77 und Abschnitt 6.2 ab Seite 81
- AP 7. Simulationsstudie mit Solar- und Umweltwärme-Verteilnetz
→ Abschnitt 6.3 ab Seite 85

Block III: Praxisfragen und Wissenstransfer

- AP 8. Praxisaspekte zu den verschiedenen Konzepten und
Kostenschätzungen
→ Kapitel 9 ab Seite 101
- AP 9. Vorauswahl geeigneter Pilot- und Demonstrationsvorhaben
→ Kapitel 9 ab Seite 101
- AP 10. Verbreitung der Ergebnisse, Workshops
→ Abschnitt 8.1 ab Seite 99

Die projektbeteiligten Unternehmen sind an der Entstehung der Projektergebnisse durch Diskussionen und Kritik inhaltlicher Aspekte stets eingebunden gewesen. Der Austausch erfolgte im Rahmen bi- und multilateraler Gespräche sowie auf Projekt-treffen und Workshops.

2 Simulationsmodell

2.1 TRNSYS

Die Simulationen im Projekt „MFH-re-Net“ werden mit TRNSYS (Version 17) durchgeführt. TRNSYS bietet eine umfangreiche, modular aufgebaute **Simulationsumgebung** zur Untersuchung dynamischer Systeme. Besonders geeignet ist es zur integrierten Betrachtung des thermischen Verhaltens von Anlagentechnik und Gebäuden mit mehreren „thermischen Zonen“ [TRN17].

TRNSYS basiert auf dem Prinzip **objektorientierter Programmierung** und bietet zahlreiche vorgefertigte, durch Blöcke symbolisierte Modelle (sogenannte Types), mit denen das dynamische Verhalten von Systemkomponenten, bspw. einer Wohnungstation, abgebildet werden kann. Diese Types sind Komponentenmodelle mit Inputs, Outputs und Parametern, die zu beliebig komplexen Blockschaltbildern (sogenannten Decks) zusammengesetzt werden können. Hinter den Modellen stecken Gleichungssysteme, die bei der Simulation iterativ gelöst werden. Zudem existieren diverse Darstellungs- und Auswertungsmöglichkeiten sowie eine Erweiterung zur automatisierten Parametervariation. Ein weiterer Vorteil besteht in der Les- und Bearbeitbarkeit des Quellcodes der meisten Types sowie des Rechenkerns und der damit verbundenen Option, eigene Modelle hinzuzufügen oder bestehende anpassen zu können.

2.2 Gebäude

2.2.1 Allgemeines

Das diesen Betrachtungen zu Grunde liegende Gebäude basiert auf dem Grundriss eines realen MFH in Hannover. Geometrische und bauphysikalische Daten wurden unter Berücksichtigung von Statistiken so gewählt, dass sie denen eines **typischen** – im Sinne von einem am häufigsten anzutreffenden – **MFH in der BRD** entsprechen [Sta10, Die10]. Das Gebäude hat vier Etagen mit je zwei nebeneinander spiegelbildlich und übereinander identisch aufgebauten Wohnungen. Jede Wohnung hat rund 65 m² Wohnfläche, die sich auf fünf beheizte Räume und einen unbeheizten Flur aufteilen. Es werden jeweils zwei Personen pro Wohnung berücksichtigt. Zudem weist es einen unbeheizten Keller sowie ein unbeheiztes Treppenhaus auf und wird nach oben von einem Flachdach begrenzt. Die Errichtung des Gebäudes wird auf die 1960er Jahren gelegt, weshalb entsprechende Wandaufbauten und typische Konstruktionen dieser Zeit berücksichtigt sind [Log11, Den04, Böh99].

Beheizt wird das MFH über **Radiatorheizkörper**, die im Referenzfall von einem (bereits einmal nach dem Bau des Gebäudes erneuertem) zentralen Gas-Brennwertkessel versorgt werden, der auch die Trinkwassererwärmung übernimmt. Die **Wärmeverteilungen** verlaufen in zwei Leitungsschächten, welche die übereinanderliegenden Wohnungen jeweils im Flur erschließen und die Heizkörper dann über ein Ringleitungsnetz innerhalb der Wohnung versorgen. Ergänzend wurden auch Untersuchungen an einem Steigleitungsnetz durchgeführt, was später im Unterpunkt 4.1.3 ab Seite 47 näher erläutert wird.

Das Gebäude liegt in **zwei Varianten** vor: Zum einen als **Altbau** mit einem seit der Errichtung des MFH unverändertem Wandaufbau, (bereits einmal erneuerten) isolierverglasten Fenstern und entsprechenden U-Werten der Bauteile. Zum anderen als **energetisch saniertes MFH**, mit zusätzlicher EPS-Dämmung für Kellerdecke, Dach und Außenwand sowie neuen Fenstern – entsprechend den Vorgaben der Energieeinsparverordnung (EnEV) aus dem Jahr 2014 (Höchstwerte von Bauteilen) [EnE14]. *Tabelle 2.1* enthält eine Übersicht der wesentlichen Merkmale des simulierten MFH.

Tabelle 2.1: Zusammenstellung wesentlicher Merkmale des simulierten Gebäudes

Merkm ^{al}	Wert	Bemerkung
Etagen	4	Plus unbeheizter Keller
Wohnungen	8	-
Zimmer je Wohnung	5	Plus unbeheizter Flur
Wohnfläche ¹⁾ je Wohnung	65,17 m ²	-
Personen je Wohnung	2	-
Sonstige Räume	Treppenhaus & Keller	Beide unbeheizt
Dachform	Flachdach	-
Baujahr	1960er	-
Standort / Klimadaten	Zürich	Typisches gemäßigt ^{es} , mitteleuropäisches Klima

1) Die angegebene Wohnfläche entspricht nicht der EnEV-Fläche sondern der tatsächlichen Grundfläche. Der Unterschied ist insbesondere dann zu beachten, wenn Vergleiche mit anderen Quellen angestellt werden.

2.2.2 Geometrie

Der **Grundriss des Gebäudes** orientiert sich an den Bauzeichnungen eines realen MFH aus Hannover und ist in **Abbildung 1** dargestellt. Übereinander liegende Wohnungen sind identisch und nebeneinander liegende Wohnungen sind spiegelbildlich aufgebaut. Dies ermöglicht unter Ausnutzung von Symmetrieebenen die Abbildung noch größerer Gebäude oder die Reduktion der Simulationszeit. Denn durch die Abwesenheit von Fenstern auf der Ost- und Westseite (abgesehen von den Balkontüren) kann das Gebäude durch wenige Anpassungen¹ als Ausschnitt einer breiteren MFH-Zeile simuliert werden (siehe hierzu Abschnitt 9.2 ab Seite 103).

¹ Um noch größere MFH simulieren zu können, sind die fensterlosen Außenwände als adiabat zu definieren, die Kesselleistung anzupassen und zusätzliche Verteilleitungen im Keller einzusetzen.

Das **Dach** wird als Flachdach angenommen. Der **Keller** wird vereinfacht nur als ein Raum abgebildet, da angenommen wird, dass es dort keine bzw. nur sehr undichte Türen gibt. Da der Keller aber real Trennwände zwischen den Räumen aufweist, wird vereinfachend ein identischer Wandverlauf wie in den oberen Etagen angenommen, weshalb sich die Grundfläche des Kellers als Summe der Grundflächen aller Räume einer oberen Etage ergibt.

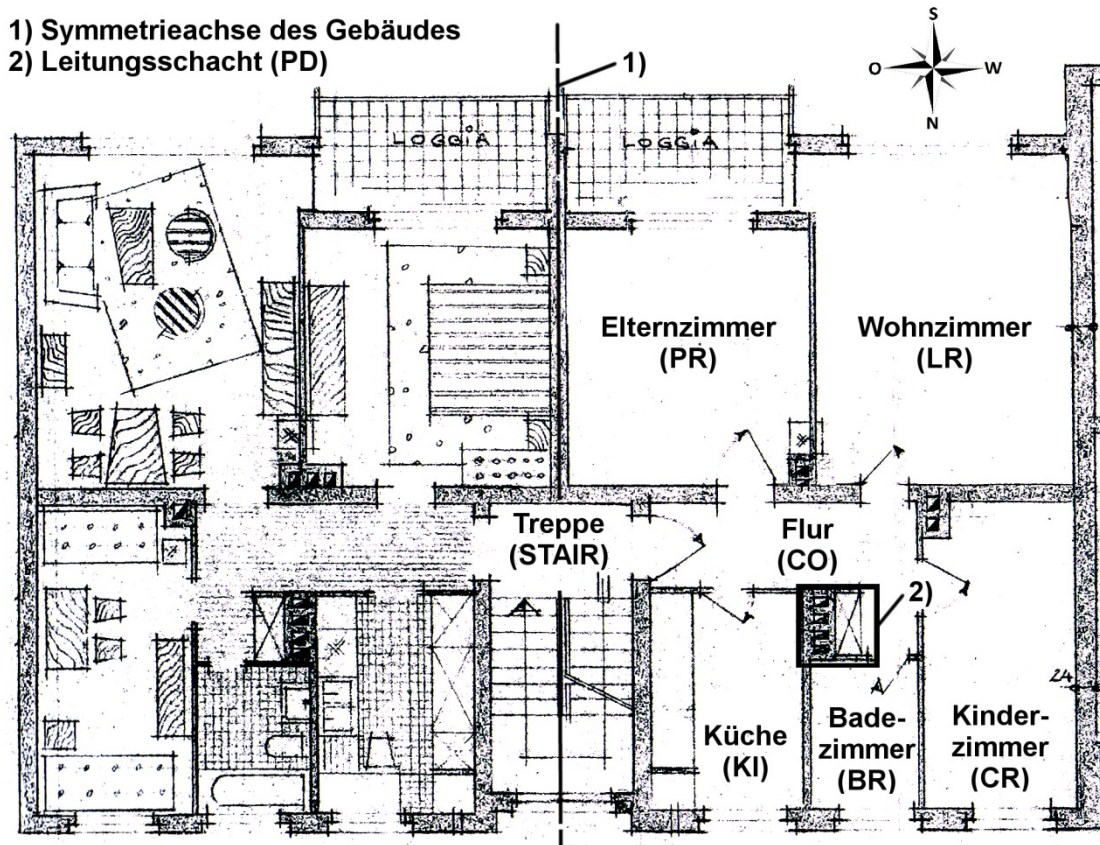


Abbildung 1: Grundriss einer Etage des Referenzgebäudes

Pro Wohnung werden eine Fläche von $65,2 \text{ m}^2$ und ein Volumen von $164,9 \text{ m}^3$ beheizt. Die lichte Raumhöhe beträgt $2,53 \text{ m}$ und ergibt sich durch $2,77 \text{ m}$ Etagenhöhe abzüglich $0,22 \text{ m}$ Deckenhöhe. Die **Maße** der einzelnen Räume und Bereiche des Gebäudes sind zusammen mit deren Kurzbezeichnungen sowie den resultierenden Flächen und Volumina der *Tabelle 11.2* im Anhang 11.2 ab Seite 111 zu entnehmen.

Der **Fensterflächenanteil** auf der Nordseite des Gebäudes beträgt 30% , was einer Fläche von 61 m^2 entspricht – die Fensterflächen in Keller und Treppenhaus sind hier inbegriffen. Auf der Südseite beträgt der Fensterflächenanteil 27% , was einer Fläche von 55% entspricht, ebenfalls inklusive der Fenster im Keller. Im Anhang 11.3 ab Seite 112 findet sich in *Tabelle 11.3* zudem eine detaillierte Zusammenstellung der simulierten Fensterflächen, sortiert nach Zimmer und Himmelsrichtung, für eine einzelne Etage sowie aufsummiert für 4 Etagen. Der Fensterflächenanteil der verbleibenden Himmelsrichtungen beträgt jeweils 5% , was auf die Balkontüren in den Wohnzimmern zurückzuführen ist und einer Gesamtfläche von je $7,5 \text{ m}^2$ entspricht.

Im **unsanierten Zustand** des Gebäudes wird bereits von isolierverglasten Fenstern ausgegangen, da diese minimale Wärmeschutzmaßnahme bei vielen Gebäuden aus den 1960er Jahren bereits vorgenommen wurde. Bei der energetischen Sanierung des Gebäudes werden diese Fenster dann durch Wärmeschutzverglasung ausgetauscht. Im Anhang 11.3 auf Seite 112 sind in *Tabelle 11.4* die U-Werte und g-Werte der Fenster für den sanierten und unsanierten Zustand des Gebäudes dargestellt. Bei den Kellerfenstern handelt es sich ebenfalls um isolierverglaste Fenster. Diese werden als einzige Fenster bei der energetischen Sanierung nicht ausgetauscht.

2.2.3 Thermische Gebäudehülle

Detaillierte Angaben zu Aufbau, **thermischen Eigenschaften** und U-Werten sämtlicher Wände des unsanierten Gebäudes sind den im Anhang 11.4 ab Seite 113 aufgeführten Tabellen zu entnehmen. Die Auswahl der Wandaufbauten erfolgte dabei in Anlehnung an [Log11], [Den04] und [Böh99]. Die verwendeten Stoffwerte sind der Software „Energieberater Professional“ in der Version 8.2.6 entnommen [Hot13]. Im Anhang 11.4 ab Seite 113 finden sich zudem Angaben zu den verwendeten Dämmstärken des energetisch sanierten MFH in *Tabelle 11.12*. Die folgende *Tabelle 2.2* fasst die wichtigsten Daten zur thermischen Simulation der Gebäudehülle für den unsanierten sowie für den sanierten Zustand des MFH zusammen. Die U-Werte des sanierten MFH entsprechen den Vorgaben der Energieeinsparverordnung [EnE14].

Tabelle 2.2: Kennwerte der thermischen Hülle des MFH vor und nach der Sanierung

	A m ²	Unsaniertes MFH		Saniertes MFH	
		U W/(m ² K)	(UA) W/K	U W/(m ² K)	(UA) W/K
Dach	173.5	1.46	253.4	0.19	33.0
Außenwand	513.5	1.37	703.5	0.22	113.0
Kellerdecke	173.5	1.42	123.2 ¹⁾	0.28	24.3 ¹⁾
Fenster	126.7	2.83	358.5	1.27	160.9
Summe	987.3		1438.6		331.1

1) Bei der Berechnung des (UA)-Wertes der Kellerdecke wird ein Reduktionsfaktor von 0,5 berücksichtigt, da als anrenzende Temperatur ein Wert zwischen der Raumsolltemperatur und der Außentemperatur anzunehmen ist.

Unter Berücksichtigung eines Wärmebrückenzuschlags von 5 % sowie von Lüftungswärmeverlusten (bei einem Luftwechsel von 0,4 h⁻¹ und einer Normtemperaturdifferenz zwischen Innen und Außen von 33 K) ergeben sich temperaturspezifische, auf die wärmeübertragende Hüllfläche bezogene Transmissionswärmeverluste (H_T') von 1,75 W/(m² K) im unsanierten und 0,57 W/(m² K) im sanierten Fall.

2.2.4 Randbedingungen und Vereinfachungen

Neben der Gebäudegeometrie und bauphysikalischen Daten existieren weitere Einflussgrößen, die im Folgenden erläutert werden. Wichtige Vereinfachungen und Besonderheiten des Simulationsmodells werden ebenfalls vorgestellt.

Als **interne Gewinne** bzw. interne „Wärmequellen“ gelten gemäß der DIN V 18599-2 Wärmeeinträge durch Personen, künstliche Beleuchtung, Geräte und Maschinen sowie durch in die Gebäudezone eingebrachte Güter, wie bspw. das TWW [DIN07a]. In dieser Untersuchung werden im Gegensatz zur DIN V 18599-2 die Wärmeeinträge durch das Wärmeverteilsystem nicht als interne Gewinne betrachtet. Diese Wärmeeinträge werden (aufgrund des Schwerpunkts der Untersuchungen) stets gesondert analysiert.

Die einzelnen internen Wärmequellen werden weder getrennt noch als zeitlich variable Größen betrachtet (wie es die DIN V 18599-2 beschreibt). Stattdessen wird konstant ein flächenspezifischer Pauschalwert von 3 W/m^2 berücksichtigt, der zwischen den Empfehlungen der DIN V 18599-10 für ein EFH mit $2,1 \text{ W/m}^2$ und einem MFH mit $4,2 \text{ W/m}^2$ liegt (und somit den Angaben in [Log15] entspricht). Grund für diese Festlegung ist die fehlende Angabe zur Größe des MFH in der DIN, sodass ein Mittelwert für das hier betrachtete „kleine MFH“ angenommen wird. Auf eine detaillierte (dynamische) Abbildung der internen Gewinne wird verzichtet, da diese nicht im Fokus der Untersuchung stehen und auf eine Analyse zahlreicher stochastischer Einflussfaktoren führen würden. Die einfachen und normkonformen Werte erlauben jedoch vergleichbare und reproduzierbare Untersuchungen. Pro Jahr ergeben sich somit rund 1700 kWh pro Wohnung an internen Gewinnen.

Die **Luftwechselrate** gibt an, welches Vielfache des Raumluftvolumens pro Stunde durch Frischluft ausgetauscht wird. Die thermischen Eigenschaften (Temperatur und Luftfeuchte) der Frischluft entsprechen dabei denen der Außenluft. Die Luftwechselrate setzt sich zusammen aus dem natürlichen Luftwechsel, welcher durch Undichtigkeiten in der Gebäudehülle zustande kommt, und dem erzwungenen Luftwechsel durch Fensterlüftung oder mechanische Lüftungsanlagen. Das betrachtete MFH hat keine mechanische Lüftungsanlage, die Belüftung erfolgt nur über Fensterlüftung durch die Bewohner.

Nach [Mün03] beträgt der natürliche Luftwechsel im Altbaubestand im Mittel $0,26 \text{ h}^{-1}$, was sich mit Angaben aus [Rec07] deckt, der als Mittelwert für natürlichen Luftwechsel in dichten Häusern (durch den nachträglichen Einbau isolierverglaster Fenstern kann das Gebäude als „dicht“ angenommen werden) einen Wert von $0,1$ bis $0,3 \text{ h}^{-1}$ angibt. Mit zwei zusätzlichen Stoßlüftungen zu je 12 min pro Tag ergibt sich nach [Mün03] eine gesamte Luftwechselrate von $0,4 \text{ h}^{-1}$. Diese wird vereinfachend als mittlere konstante Luftwechselrate für alle beheizten Räume sowie den Keller und das Treppenhaus angenommen. Ausgenommen ist der Flur, der keine Außenfenster besitzt und somit keinen Luftwechsel mit der Außenluft aufweisen kann. Für die beiden Leitungsschächte (ehemalige Schornsteine) wird angenommen, dass sie nicht speziell abgedichtet sind und deshalb eine Luftwechselrate von 1 h^{-1} aufweisen.

Eine Besonderheit ist die **Erhöhung der Luftwechselrate** als Reaktion auf zu hohe Raumtemperaturen, um zu modellieren, dass bei einer deutlichen Überschreitung der Raumsolltemperatur das Fenster geöffnet wird. Bei einer Überschreitung der Solltemperatur eines Raumes um 2 K wird die Luftwechselrate in diesem Raum auf 2 h^{-1} erhöht bis die Raumsolltemperatur wieder erreicht ist². Der Luftwechsel von 2 h^{-1} wird in Anlehnung an [Rec07] gewählt, wo Luftwechselraten bei gekippten Fenstern ohne Querlüftung mit $0,8$ bis $2,5 \text{ h}^{-1}$ und mit Querlüftung mit 2 bis 4 h^{-1} angegeben sind.

Die **Wärmekapazität des Mobiliars** in den einzelnen thermischen Zonen wird vereinfacht berücksichtigt. Es wird angenommen, dass die Räume im Durchschnitt mit 10 % ihrer maximalen Belastbarkeit von rund 150 kg/m^2 belastet sind [DIN10]. Daraus ergibt sich für jeden Raum eine Möbelmasse, die bei vereinfachter Darstellung der Möbel als 10 cm dicke Spanplatten zu einer äquivalenten Möbelfläche (für die Abbildung in TRNSYS) führt. Im Bad wird statt Spanplatten von Keramik ausgegangen und die Masse von Badewanne, Toilette und Waschbecken abgeschätzt.

Die **Wärmekapazität und das Volumen der Treppe** wird über die Grundfläche des Treppenhauses mit einer Dicke von 20 cm berechnet und mit dem Faktor 1,15 (aufgrund des Steigungswinkels der Treppe von zirka 40° , bei halber Einnahme der Raumfläche durch Treppen) multipliziert (je Etage). Hieraus ergeben sich die im Anhang 11.5 auf Seite 116 in *Tabelle 11.13* dargestellten Werte für die berücksichtigten Möbelmassen in den einzelnen Räumen des MFH.

Das MFH wird in **52 thermische Zonen** mit jeweils eigener Wärmekapazität und Temperatur unterteilt, um das Verhalten jedes Raumes in den 8 Wohnungen sowie des Treppenhauses, des Kellers und zweier Leitungsschächte einzeln betrachten zu können. Jede thermische Zone steht dabei in Wechselwirkung mit den angrenzenden Zonen bzw. ihrer Umgebung (Außenluft oder Erdreich). Zudem werden zwischen den thermischen Zonen und den in diesen befindlichen Heizkörpern und Rohrleitungen sowie weiteren thermisch wirksamen Komponenten, wie dem Kessel, dynamische Wechselwirkungen berücksichtigt.

Auch die thermische **Kopplung von Erdreich und Keller** erfolgt dynamisch. Das Erdreich wird hierfür mit einem einfachen Berechnungsgitter überzogen, um die Temperaturen im Erdreich in jedem Zeitschritt über ein finite Differenzen Verfahren zu berechnen und an den Keller als dynamische Randbedingung zurückzugeben.

Zur Vorgabe der **klimatischen Randbedingungen** kommt der METEONORM-Datensatz aus dem Jahr 2003 für den Standort Zürich zum Einsatz. Gemäß den IEA SHC Tasks 26, 32 und 44 ist dieser etablierte Datensatz repräsentativ für gemäßigt, mitteleuropäisches Klima [Str03, Hei07, Hal13]. Einige charakteristische Größen dieses Wetterdatensatzes sind in der nachfolgenden *Tabelle 2.3* zusammengefasst.

² Eine notwendige Bedingung für die Erhöhung der Luftwechselrate besteht darin, dass die Außentemperatur mindestens um 1 K niedriger als die Raumtemperatur sein muss – da sich sonst keine Abkühlung einstellen würde. Ist dies nicht der Fall, wird die Luftwechselrate auch im Fall einer Überschreitung der Raumsolltemperatur nicht erhöht.

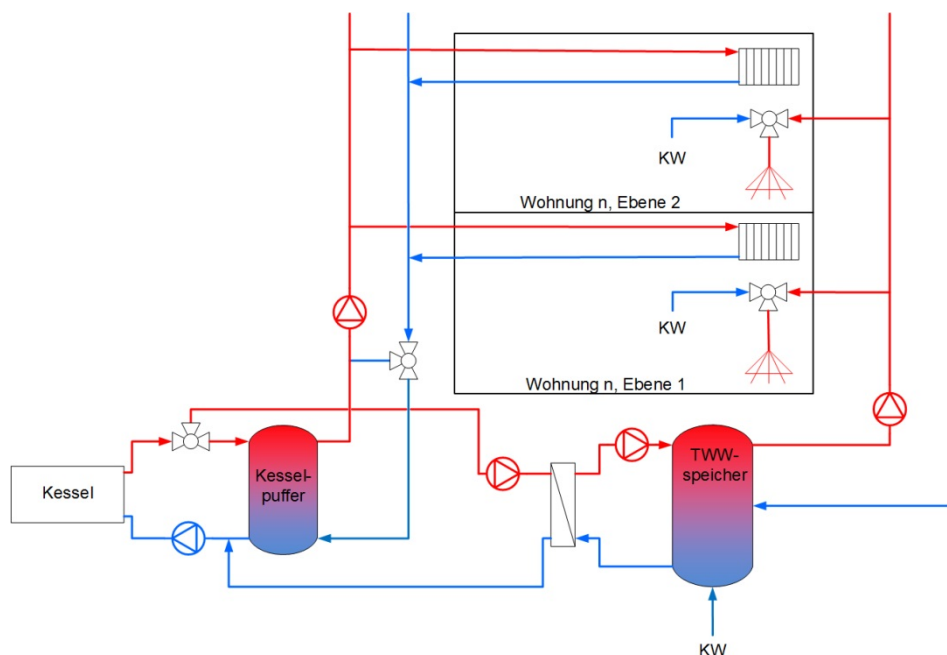
Tabelle 2.3: Charakteristische Größen des verwendeten Wetterdatensatzes

Kriterium	Wert	Einheit
Maximaltemperatur	29,20	°C
Minimaltemperatur	-9,70	°C
Jahresmitteltemperatur	9,07	°C
Globalstrahlungssumme	1087	kWh/(m ² a)
Direktstrahlungssumme	456	kWh/(m ² a)

2.3 Wärmeverteilnetze

2.3.1 Vierleiternetz

Im Vierleiternetz (Kurzbezeichnung: 4L) werden sowohl Heizungswasser als auch TWW zentral auf ihr jeweiliges Nutztemperaturniveau erwärmt und über vier Rohrleitungen (Heizung: Vorlauf & Rücklauf; TWW: Vorlauf & Zirkulation) im Gebäude verteilt. **Abbildung 2** zeigt schematisch das simulierte Vierleiternetz mit zwei Wohnungen und entsprechenden Verbrauchern. Um Spitzenlasten abzufangen und eine sichere Versorgung zu gewährleisten, wird das TWW in einem 750 Liter Speicher bevorratet. Für Komfort und die geforderte Hygiene sorgt die Zirkulation, die ein Absinken der TWW-Rücklauftemperatur unter 55 °C verhindert [DVG04]. Um häufiges Takten des Kessels zu vermeiden, wird ein 500 Liter Kessel-puffer berücksichtigt.

**Abbildung 2:** Schaltbild des konventionellen Vierleiternetzes

Die **Dimensionierung** der Rohre des Verteilnetzes (hinsichtlich ihrer Innendurchmesser und Wandstärken), sämtlicher Pumpen (hinsichtlich ihrer hydraulischen und elektrischen Leistung sowie der Nennmassenströme), der Heizkörper (hinsichtlich ihrer Nennleistungen und Nennmassenströme sowie der dafür notwendigen Anzahl an Radiatorsegmenten), des zentralen Gas-Brennwertkessels (hinsichtlich seiner Heizleistung) und zuletzt auch des TWW-Speichers (hinsichtlich seiner Kapazität und Geometrie) erfolgte (überwiegend) nach den gängigen Regeln der Technik, wie sie in [Rec07] dokumentiert sind. Als einzige Ausnahme ist die Auslegung der Heizkörper zu nennen, die bewusst auf das 1,2-fache der nach [Rec07] üblichen Dimensionierung erfolgte, um auch die Untersuchung höherer Solltemperaturen in jedem Raum zu ermöglichen. Die eingesetzten Mischventile arbeiten zudem stets ideal, also ohne Verluste an die Umgebung und ohne Zeitverzug sowie zuletzt ohne Stromverbrauch.

Der **Vorteil** von Wärmezentralen liegt in den geringeren Investitions-, Wartungs- und Messkosten der Wärmeerzeuger (dieser Vorteil gilt in ähnlicher Weise für die in Unterpunkt 2.3.2 ab Seite 19 erläuterten Zweileiternetze). Moderne Heizkessel weisen auch im niedrigen Leistungsbereich hohe Wirkungsgrade auf, so dass das Argument des höheren Kesselwirkungsgrads bei größeren Einheiten heute kaum noch gilt.

Ein **Nachteil** zentraler Wärmeversorgungen sind die anteilig am Gesamtverbrauch hohen bis (bei nach heutigem Standard gut gedämmten Gebäuden) sehr hohen Verteilverluste. Auch die Bereitschaftsverluste sind relevant, da die Verteilnetze inklusive der Wärmezentrale verglichen mit dem jeweils aktuellen Bedarf meist sehr großzügig dimensioniert sind. Sie sind in der Lage, jederzeit ihre Maximalleistung (die zudem meist über dem tatsächlich auftretenden maximalen Bedarf liegt) anzubieten und verursachen somit hohe Bereitschaftsverluste, zum Beispiel bei zentralen Speichern oder betriebsbereit gehaltenen Kesseln. Auch für den Einsatz von zentralen Wärmepumpen in MFH spielen die Verteilverluste und noch mehr die Höhe der Verteilnetztemperatur eine wichtige Rolle. So kommen Wärmepumpen bei Kondensatorausgangstemperaturen von 65 °C bis 70 °C, wie es für eine legionellenfreie Versorgung von Vierleiternetzen erforderlich wäre, an ihre Grenzen. Auf jeden Fall sinkt die Arbeitszahl in diesem Betriebspunkt.

Beim Vierleiternetz lassen sich die drei in **Abbildung 3** dargestellten **Netztypen** realisieren: Ein Etagenringtyp (a), ein Etagenverteiltertyp (b) und ein Steigstrangtyp (c) [Die15]. Der verwendete Netztyp beeinflusst die Leitungslängen und Rohrquerschnitte ebenso wie die Dimensionierung der Pumpen im System.

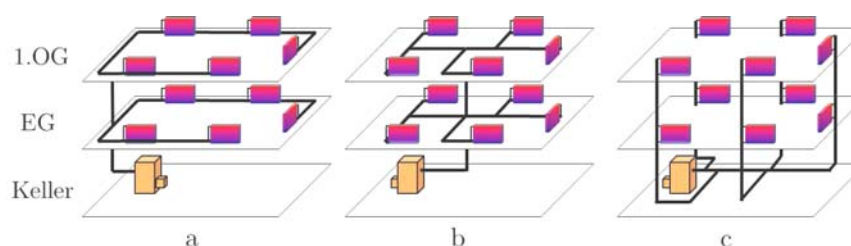


Abbildung 3: Etagenringnetz (a), Etagenverteilternetz (b) und Steigstrangnetz (c)

In diesem Projekt wurden lediglich der Etagenringtyp (a) und der Steigstrangtyp (c) betrachtet. Die umgesetzten Leitungsverläufe des Etagenringleitungsnetzes und des Steigleitungsnetzes zeigt **Abbildung 4**. Die TWW-Leitungen sind in den Abbildungen nicht enthalten. Sie verlaufen jeweils in den Schächten, die von Küche, Flur und Bad umgeben sind und erreichen auf kürzestem Weg die Zapfstellen in Küche und Bad. Die Verteilverluste für TWW in Küche, Bad und Flur sind daher vernachlässigbar.

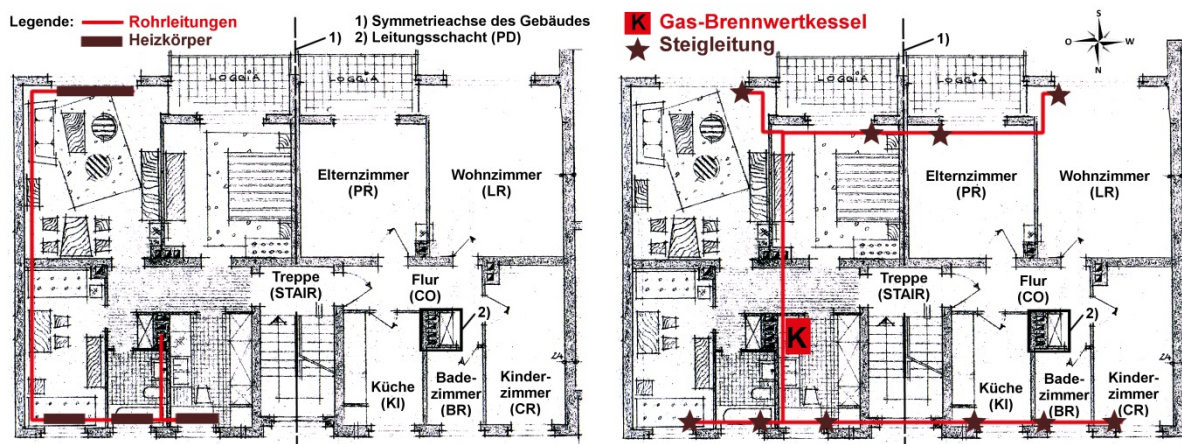


Abbildung 4: Heizkörper und Rohre des Etagenringleitungsnetz in einer Wohnung (links) sowie Rohre und Kessel des Steigleitungsnetzes im Keller (rechts)

Die sich ergebenden Leitungslängen wurden mit den Angaben aus [Wol12] verglichen, wobei eine zum Teil sehr gute Übereinstimmung festgestellt wurde. Eine detailliertere Gegenüberstellung findet sich im Anhang 11.6 auf Seite 117 in *Tabelle 11.14* und *Tabelle 11.15*. Die darin erkennbare gute Übereinstimmung belegt die Plausibilität der getroffenen Annahmen und die Repräsentativität des verwendeten Modells. Laut [Wol12] dominiert die Etagenringverteilung mit einem Anteil von 65 bis 95 % (die Wohnungsbauunternehmen unterscheiden sich hier beträchtlich). Da beide Netztypen anzutreffen sind, wurden sie als „typische Fälle“ auch beide simuliert.

2.3.2 Zweileiternetz

Als Zweileiternetz (Kurzbezeichnung: 2L) wird ein Wärmeverteilsystem bezeichnet, welches über zwei Leitungen (ein Vor- und ein Rücklaufrohr) nur noch Heizungswasser auf einem Nutztemperaturniveau verteilt. In **Abbildung 5** ist das simulierte Zweileiternetz mit zwei Wohnungen und entsprechenden Verbrauchern schematisch dargestellt. In Wohnungsstationen (gestrichelte Linien) erfolgen die Durchleitung der in jeder Wohnung benötigten Raumwärme und die dezentrale TWW-Bereitung über Plattenwärmetauscher im Durchlaufprinzip. Somit entfällt auch der zentrale TWW-Speicher. Die Netzvorlauftemperatur beträgt zur Sicherstellung der TWW-Bereitung (bei einer Zapftemperatur von 45 °C) stets mindestens 50 °C, kann jedoch bei (außentemperaturabhängig) höherem Heizwärmebedarf auch noch darüber liegen. Der dargestellte Kesselpuffer hat ein Volumen von 500 Litern und dient der Versorgungssicherheit sowie der Vermeidung von Taktvorgängen des Kessels.

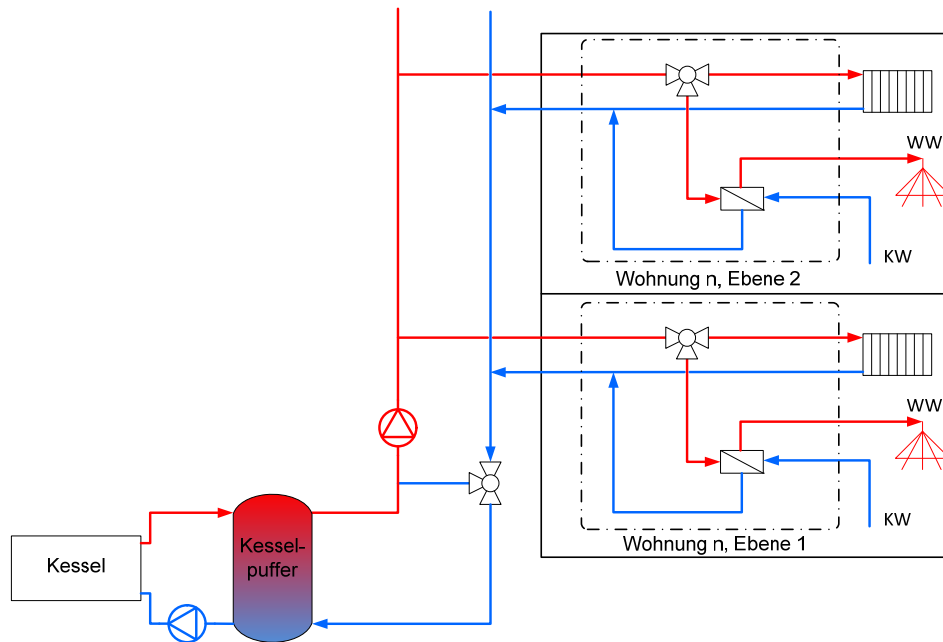


Abbildung 5: Schaltbild des konventionellen Zweileiternetzes

Die **Dimensionierung** von Rohren, Pumpen, Heizkörpern, Wärmeübertragern und Kesselpuffer erfolgte nach den Regeln der Technik wie sie in [Rec07] dokumentiert sind. Eine Ausnahme stellen auch beim Zweileiternetz wieder um 20 % überdimensionierte Heizkörper dar, um höhere Raumsolltemperaturen erreichen zu können.

Als **Vorteile** gegenüber dem Vierleiternetz sind die Senkung der Verteilverluste durch geringere Rohrlängen (bzw. Rohroberflächen) und die (im Idealfall) niedrigeren mittleren Netztemperaturen (sowohl Vor- als auch Rücklauftemperaturen) zu nennen. Die niedrigen Rücklauftemperaturen kommen der Einbindung einer solarthermischen Unterstützung entgegen, ebenso wie der Nutzung von Brennwerttechnik. Zudem ist eine einfache wohnungsweise Abrechnung über Wärmemengenzähler realisierbar. Die TWW-Bereitung im Durchflussprinzip gilt als besonders hygienisch (Legionellen-Problematik wird vermieden). Außerdem ist ein wohnungsweiser hydraulischer Abgleich über die Wohnungsstationen möglich und ein TWW-Speicher (samt seinen Speicherverlusten) entfällt. Weitere Vorteile sind bspw. in [Fin10] dokumentiert.

Als **Nachteil** des Zweileiternetzes ist der eingesetzte Kesselpuffer zur Abdeckung der TWW-Spitzenlasten zu nennen. Zudem ist im Vergleich zum Vierleiternetz ein erhöhter (dezentraler) apparativer Aufwand für die TWW-Bereitung zu verzeichnen, da in jeder Wohnung eine Wohnungsstation vorzusehen ist, die Pumpen, Ventile, Wärmetauscher und eine entsprechende Regelungstechnik enthält. Im Falle eines Defekts oder vorsorglicher Wartungen muss somit gegebenenfalls in die Wohnungen gegangen werden, was einen zusätzlichen Aufwand darstellt. Es besteht überdies die Gefahr, dass zur Erfüllung der Komfortanforderungen einer einzelnen Wohnung die Netztemperatur insgesamt angehoben wird, was den Effizienzvorteil schmälert.

Das Zweileiternetz kann nur mit einer **Etagenringverteilung** (sowie einem Etagenverteilnetz, welches hier nicht näher betrachtet wird) in Verbindung auftreten.

2.4 Komponenten der Wärmeversorgung

2.4.1 Zentraler Gas-Brennwertkessel mit Pufferspeicher

Fast alle untersuchten Wärmeversorgungskonzepte nutzen einen zentralen Wärmeerzeuger mit Pufferspeicher als Alleinversorger (in den konventionellen Varianten) oder als Back-up-System bei zu geringem Solarangebot. Als Wärmeerzeuger wird ein Gas-Brennwertkessel gewählt. Da sich das zu Grunde liegende Modell des MFH an einem Gebäude aus den 1960er-Jahren orientiert, wird davon ausgegangen, dass der Kessel in den 90er-Jahren **modernisiert** bzw. ausgetauscht wurde.

Die nötige **Heizleistung** richtet sich nach der Heizlast des MFH, da diese viel größer ist als die TWW-Last und das TWW nicht parallel sondern mit einer Vorrangschaltung erwärmt wird (nach [Jag09] ist dieses Vorgehen im Wohnungsbau üblich). Die Heizlast des Gebäudes wird mit einem in TRNSYS implementierten Tool für stationäre Bedingungen (minimale Außentemperatur = -10 °C , Raumsolltemperatur = 23 °C und Luftwechsel = $0,4\text{ h}^{-1}$) aus dem Gebäudemodell bestimmt. Die Gebäudeheizlast liegt unter diesen Randbedingungen bei 47 kW (und bei 22 kW für das sanierte MFH).

Daraufhin wurden **Datenblätter** von 5 realen Gas-Brennwertgeräten mit vergleichbarer Heizleistung gesichtet und als Grundlage verwendet, um die für das TRNSYS-Kesselmodell (Type 204) notwendigen Parameter (durch Mittelung) zu ermitteln. Die nachfolgende *Tabelle 2.4* enthält einige wesentliche Kennwerte des Kessels.

Tabelle 2.4: Wesentliche Parameter des zentralen Gas-Brennwertkesselmodells

Merkm ^{al}	Wert	Einheit
Maximale Leistung	47,9	kW
Minimale Leistung	12,3	kW
Elektrische Leistungsaufnahme	73	W
Gewicht	76	kg
Inhalt Wärmetauscher	4,8	Liter
Normnutzungsgrad (H_s H_i)	98 110	%

Wegen des (bei Brennwertgeräten üblichen) geringen Wasserinhalts von 4,8 Litern im Kessel selbst wird ein Pufferspeicher (kurz: **Kesselpuffer**) eingesetzt, um zu hohe Taktraten des Kessels zu vermeiden. Zudem werden TWW-Spitzenlasten zwar im Vierleiternetz vom TWW-Speicher aufgefangen, im Zweileiternetz ist ein solcher jedoch nicht vorhanden. Um nun den Komfort auch im Zweileiternetz sicherzustellen, wird daher ebenfalls ein Kesselpuffer verwendet. Diese Maßnahme zielt somit auch auf die Vergleichbarkeit der Systemkonzepte hinsichtlich der Komfortbedingungen.

Eine **Simulationsstudie** hierzu zeigte, dass sich die Endenergiebedarfswerte eines Kessels mit großem internem Volumen und ohne Pufferspeicher kaum von denen eines Kessels mit kleinem internen Volumen und mit Pufferspeicher unterscheiden, da den zusätzlich auftretenden Verlusten des Puffers geringere Bereitschaftsverluste und ein höherer Jahresnutzungsgrad des Kessels gegenüberstehen.

Der Kesselpuffer wurde so dimensioniert, dass er sich bei einer Beaufschlagung mit der Kesselnennleistung von 47 kW innerhalb von 15 min um 30 K erwärmt (der Puffer wurde dabei als Blockkapazität angenommen). Unter Berücksichtigung eines Sicherheitsaufschlags wurde somit ein Puffervolumen von rund 500 Litern ermittelt. Aus der Sichtung der Datenblätter von vier realen Speichern wurden durch Mittelung die Parameter für das in TRNSYS verwendete Speichermodell (Type 340) ermittelt. Einige wesentliche Parameter des zentralen Pufferspeichers sind in der nachfolgenden *Tabelle 2.5* zusammengestellt.

Tabelle 2.5: Wesentliche Parameter des verwendeten Kesselpufferspeichermodells

Merkmal	Wert	Einheit
Volumen	500	Liter
Höhe (Innenmaß)	1,61	m
Innendurchmesser	0,629	m
UA-Wert für Boden und Deckel	0,136	W/K
UA-Wert des Speichermantels	2,742	W/K
Anzahl der Anschlüsse ¹⁾	4	-

1) Die Anzahl der Anschlüsse beeinflusst die Höhe der zusätzlichen Verluste des Speichers, wie in den Untersuchungen zur Einrohrzirkulation am ISFH nachgewiesen werden konnte [Kli14]. Diese Zusatzverluste werden hier rechnerisch auf den UA-Wert des Speichermantels umgelegt. Pro Anschluss kommen hier somit etwa 0,1 W/K hinzu.

2.4.2 Wohnungsstationen

Die TWW-Bereitung erfolgt bei Zweileiternetzen wohnungszentral mit Wohnungsstationen im Durchflussprinzip (oder dezentral in rein elektrisch betriebenen Durchlaufheizern – was in diesem Unterpunkt nicht betrachtet wird). Das heißt, dass die im Heizungsvorlauf transportierte Wärme über einen Wärmetauscher erst im Moment einer Zapfung an das Trinkwasser übertragen und kein TWW in Speichern vorgehalten wird. Da diese Geräte gleichzeitig Vorrichtungen zur Übergabe von Heizwärme auf einem gewünschten Temperaturniveau an das Wärmeabgabesystem in einer Wohnung enthalten, werden diese nicht als Frischwasserstationen, sondern als Wohnungsstationen bezeichnet. **Abbildung 6** zeigt die wesentlichen Komponenten einer Wohnungsstation, wobei weitere Details zur Funktionsweise von Wohnungsstationen bspw. [Die15] entnommen werden können.

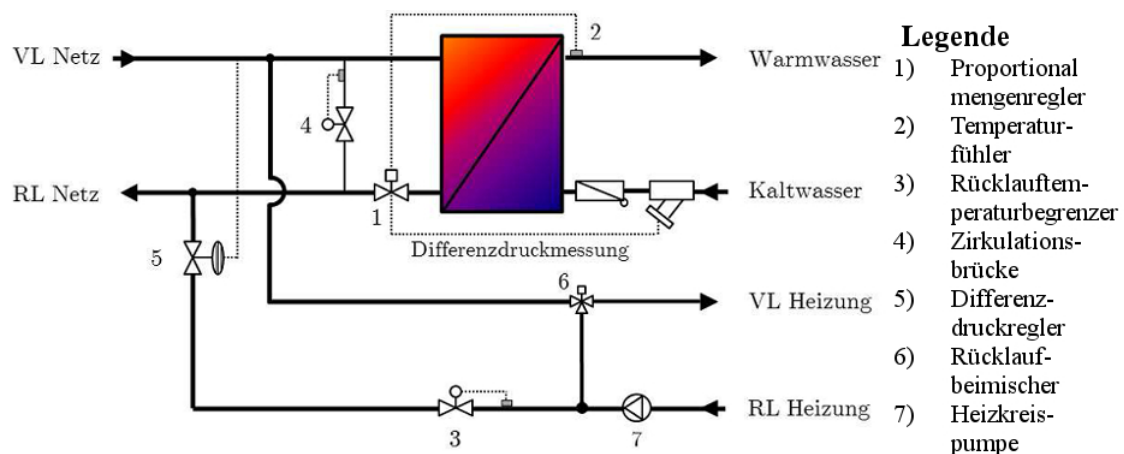


Abbildung 6: Schematischer Aufbau einer Wohnungsstation aus [Die15]

Die Wohnungsstation muss die Bereitstellung von TWW auf dem Solltemperaturniveau (hier 45 °C) für einen gegebenen Wertebereich von Zapfraten stets leisten können. Zudem ist sicherzustellen, dass die notwendige Heizleistung für die Raumwärmeversorgung vorhanden ist (oft ist die Anforderung der TWW-Bereitung höher, weshalb diese dann die Dimensionierung bestimmt). Als Randbedingungen im Auslegungsfall sind die minimale Netzvorlauftemperatur von 50 °C (entspricht der minimalen Vorlauftemperatur des Zweileiternetzes), ein maximaler Primärmassenstrom von 1080 kg/h sowie ein maximaler Sekundärmassenstrom von 900 kg/h (entspricht der maximalen Zapfrate und somit der größtmöglichen Anforderung) anzunehmen. Die Kaltwassertemperatur wird mit 10 °C als konstant angenommen.

Als wichtige Auslegungsgröße ist die notwendige **Wärmeübertragungsfähigkeit** zu bestimmen. Für das vorliegende System ergibt sich ein Wert von 4846 W/K, was bei aktuellem Stand der Technik einer sehr hochwertigen Wohnungsstation entspricht. Aufgrund der unvermeidlichen Verluste des Systems, sollte bei der Auslegung noch ein Sicherheitsfaktor berücksichtigt werden. Zudem ist eine leichte Überdimensionierung dahingehend zulässig, da diese zu einer schnelleren Bedienung der Komfortansprüche führt. Für die Wohnungsstation wurde daher ein Wert von 5000 W/K als Referenz angenommen.

Um ein Auskühlen des Netzes bei fehlender Wärmeabnahme und somit eine Unterschreitung der Komfortanforderungen bei in diesen Zeiten auftretenden Zapfungen zu vermeiden, sind in den Wohnungsstationen in der obersten Etage (in den Wohnung 7 und 8) die **Zirkulationsbrücken** (siehe „4“ in **Abbildung 6**) der Wohnungsstationen aktiv – eine Vorgehensweise, die zum Beispiel in [KaM13] empfohlen wird. Diese sorgen für einen minimalen Durchsatz von je 30 kg/h, wenn am quellenseitigen Eintritt in die Wohnungsstation eine Temperatur von 45 °C unterschritten wird. Der Zirkulationsmassenstrom im Zweileiternetz ist somit signifikant niedriger als im Vierleiternetz. Die Höhe des Zirkulationsmassenstroms entspricht zudem Messungen der Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energien (AEE) und kann auch anhand der damit erzielten Simulationsergebnisse als sehr effektiv bezeichnet werden [Fin10].

Zur Vermeidung sowohl von Über- als auch von Untertemperaturen des TWW wird der **Primärmassenstrom** in Abhängigkeit der Temperaturen und des Sekundärmassenstromes **geregelt**. Dies ist bei Wohnungsstationen (noch) nicht „üblich“ – Proportionalregelungen mit einem Verhältnis von 1,1 sind häufiger anzutreffen – jedoch in einigen Modulen bereits zu finden [Fin10]. Diese Annahme wird getroffen, um eine sonst notwendige Bewertung von überhitztem und unterkühltem TWW zu vermeiden.

Die **Wärmekapazität** der Wohnungsstationen wird in allen Simulationen auf den Wert null gesetzt. Auch diese Vereinfachung zielt darauf ab, die Vergleichbarkeit hinsichtlich der zur TWW-Bereitung notwendigen Wärmemenge zwischen den einzelnen Simulationen sicherzustellen. Somit müssen keine (willkürlichen) Annahmen zu den Komfortanforderungen³ getroffen werden. Würden planerische Detailfragen im Fokus stehen, müssten diese Vereinfachungen jedoch kritisch hinterfragt werden.

Sollten dennoch **Untertemperaturen** beim TWW auftreten, kann eine elektrische Nachheizung mit ausreichender Dimensionierung (die auch eine rein elektrische TWW-Bereitung erlaubt) die notwendige Restwärme zuführen. Diese Wärmemenge wird bilanziert und kann als „Regelfehler“ oder Vergleichswert für das Ausmaß der „Komfortunterschreitung“ angesehen werden (siehe Abschnitt 5.2 ab Seite 64). Zudem gibt es innovative Systemkonzepte mit gleitender Vorlauftemperatur, welche eine dezentrale (elektrische) Nachheizung voraussetzen.

2.4.3 Solarthermieranlagen

In den Simulationen mit solarthermischer Unterstützung wird stets ein auf dem Flachdach des MFH mit einem Neigungswinkel von 45 ° aufgeständertes Feld von in Reihe geschalteten, abgedeckten Flachkollektoren mit idealer Südausrichtung zu Grunde gelegt. *Tabelle 2.6* enthält einige wesentliche Kennwerte des mit dem TRNSYS-Modell (Type 832) abgebildeten Solarkollektors. Es werden Werte aus dem Prüfbericht eines typischen Flachkollektors verwendet.

Tabelle 2.6: Wesentliche Kennwerte des simulierten Flachkollektormodells

Kennwert	Wert	Einheit
Optischer Wirkungsgrad	0,831	-
Linearer Wärmeverlustkoeffizient	3,52	W/(m ² K)
Quadratischer Wärmeverlustkoeffizient	0,0167	W/(m ² K ²)
Effektive thermische Kapazität	4800	J/(m ² K)
IAM für diffuse Strahlung	0,88	-

³ Hier seien lediglich drei der somit vermiedenen Fragen genannt: 1.) Ab welcher Zapftemperatur gilt die TWW-Anforderung als erfüllt? 2.) Muss das TWW im Falle einer Zapfung zum Händewaschen erst die 45 °C erreichen, bevor es genutzt wird? 3.) Wie ist die Anlaufphase zu bewerten?

Die Solarwärme wird in den hier untersuchten Konzepten über nach EnEV gedämmte Rohre, die in einem der in **Abbildung 4** auf Seite 19 dargestellten Schächte verlaufen, zunächst vom Dach in den Keller verteilt. Im Keller wird die Solarwärme dann über einen externen Plattenwärmetauscher mit einer Wärmeübertragerleistung von 100 Watt pro Kelvin und m^2 Kollektorfläche (gemäß [VDI04]) an einen solaren Pufferspeicher abgegeben. Die Nutzung erfolgt abhängig vom jeweiligen Wärmeversorgungskonzept und wird in den Abschnitten 4.2 und 5.3 anhand von Schaltbildern erläutert. Als Wärmeträgerfluid im Solarkreis wird ein 60/40 Wasser/Glykol-Stoffgemisch verwendet, dessen Stoffwerte im Anhang 11.1 auf Seite 111 zu finden sind.

Die Dimensionierung der Solarkollektorfläche erfolgt zunächst in Anlehnung an die VDI Richtlinie 6002-1. Diese zielt auf eine Deckung der sommerlichen Schwachlast des TWW-Bedarfes (33 Liter 45-gradiges TWW pro Person und Tag) sowie der Zirkulationsverluste ab [VDI04]. Die Erzeugung wird damit dem niedrigsten Bedarf des Jahres angepasst, um lange Stagnationszeiten im Sommer zu vermeiden. Diese Auslegung soll dem wirtschaftlichen Optimum entsprechen, das nach VDI bei einer Auslastung von etwa 70 l/m^2 zu erwarten ist. Die resultierende Kollektorfläche beträgt 8 m^2 , was einem Wert von $0,5 \text{ m}^2/\text{Person}$ entspricht.

Nach [Fin07] hingegen wird für eine sommerliche Volldeckung des Wärmebedarfs (für Raumheizung und TWW) eine Solarkollektorfläche von etwa $2 \text{ m}^2/\text{Person}$ empfohlen, was zu einer Gesamtkollektorfläche von 32 m^2 führt. Angesichts dieser großen Spannweite an Empfehlungen und der Tatsache, dass in dieser Untersuchung hauptsächlich heizungsunterstützende Solarthermieanlagen betrachtet werden, wird die Kollektorfläche großzügig variiert. Neben der als wirtschaftlich optimal bezeichnete Auslegung von 8 m^2 werden daher Felder von 16 m^2 , 24 m^2 , 32 m^2 , 48 m^2 und 96 m^2 betrachtet. Das spezifische Volumen des Solarwärmespeichers beträgt stets 50 l/m^2 Kollektorfläche, was in Anlehnung an die VDI Richtlinie 6002 erfolgt [VDI04].

Details zur Dimensionierung sowie zur Einbindung finden sich für das Vierleiternetz in Abschnitt 4.2 ab Seite 51 und für das Zweileiternetz in Abschnitt 5.3 ab Seite 68.

Die Solaranlage wird in Low-Flow-Betriebsweise mit einem flächenspezifischen Feldvolumenstrom von 20 Litern pro m^2 Kollektorfläche und Stunde betrieben. Die Leistung der Kollektorkreispumpe wird dabei stets der Kollektorfläche angepasst (es erfolgt jeweils eine hydraulische Auslegung). Der Solarwärmetauscher wird mit einem Kapazitätsstromverhältnis von 1 betrieben.

2.4.4 Dezentrale Pufferspeicher zur TWW-Bereitung

Während die im Unterpunkt 2.4.2 beschriebenen Wohnungsstationen einen permanenten Volumenstrom auf der Primärseite voraussetzen und selbst auch (geringe) Wärmeverluste aufweisen, erlauben dezentrale Speicher eine Betriebsweise, die nur in **bestimmten Zeitfenstern** eine **Speicherbeladung** vornimmt. So können (außerhalb der Bedarfszeiten) Verteilverluste reduziert werden. Andererseits kommen Speicherverluste hinzu, und – ein baupraktisches Argument – es muss Platz für einen Kleinspeicher vorhanden sein oder geschaffen werden.

Bei den dezentralen Kleinspeichern handelt es sich um **Pufferspeicher** (gefüllt mit Heizungswasser), die nur der TWW-Bereitung dienen. Diese erfolgt über externe Plattenwärmetauscher. Das Konzept ähnelt somit dem normalen Zweileiternetz, nur sind hier keine Wohnungsstationen verbaut und vor dem TWW-Wärmetauscher befindet sich der dezentrale Pufferspeicher. Als Back-up für das TWW kann auch hier ein elektrischer Durchlauferhitzer dem Plattenwärmetauscher nachgeschaltet sein.

Die **Wärmeerzeugung** erfolgt nach wie vor zentral über einen Brennwertkessel mit zentralem Kesselpuffer, optional unterstützt durch eine Solaranlage. Die zentrale Wärmeverteilung erfolgt über ein Zweileiternetz auf Niveau der witterungsgeführten Heizungsvorlauftemperatur. Nur im Fall der Beladung von einem der dezentralen Pufferspeicher erfolgt die Verteilung auf einem Temperaturniveau von 55 °C. Das Wärmeversorgungskonzept zeigt **Abbildung 7** am Beispiel einer Wohnung.

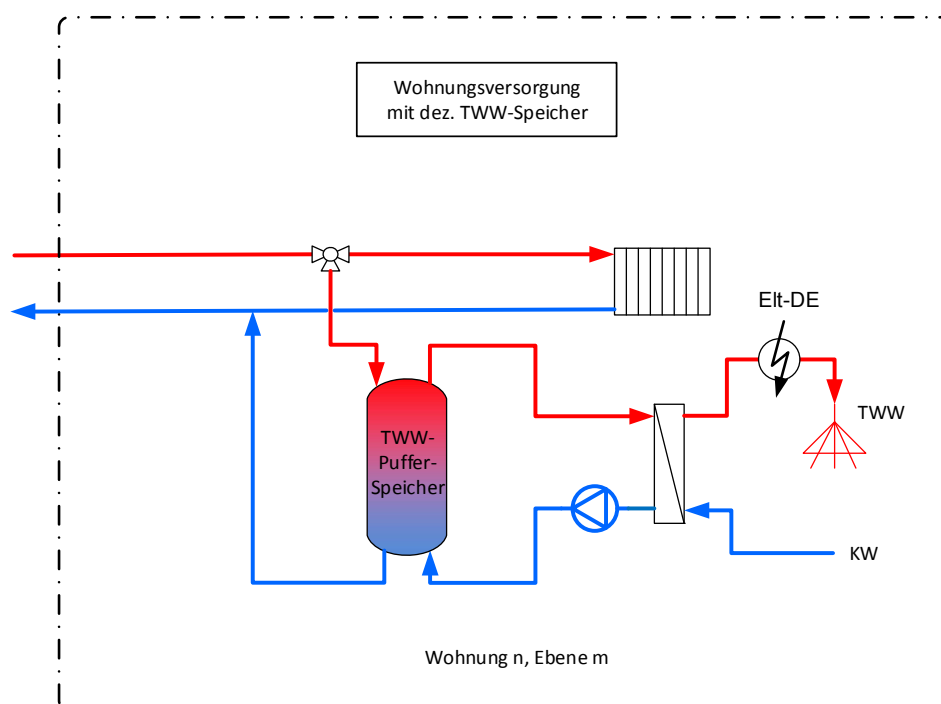


Abbildung 7: Zweileiternetz mit dezentralen Kleinspeichern zur TWW-Bereitung

Das **Volumen** der **dezentralen Speicher** wird über eine Parametervariation ermittelt, sodass eine TWW-Versorgung ohne Komforteinbußen sichergestellt ist. Bei Variation des Volumens in 50 Liter-Schritten von 50 bis 200 Liter ergeben sich 100 Liter als sinnvolle Größe (bei geringerem Volumen kann dauerhafter Komfort nicht gewährleistet werden). Speicher dieses Volumens sind auch zur dezentralen TWW-Bereitung im Handel erhältlich (allerdings als reine TWW-Speicher, gefüllt mit Trinkwasser, nicht mit Heizungswasser). In einer weiteren Parametervariation wurde der Belademassenstrom ermittelt, der für eine dauerhafte Komfortsicherung notwendig ist. Hierbei erwiesen sich 200 kg/h als geeignet.

Die **Speichermasse** sowie die Dämmstärke und **UA-Werte** sind an die Daten kleiner, marktverfügbarer TWW-Speicher angelehnt. Der UA-Wert des Speichers (unter Berücksichtigung von Deckel, Mantel, Boden und Anschlüssen) beträgt 1,2 W/K.

2.4.5 Dezentrale Gas-Brennwertthermen

Um im Gegensatz zu den vorigen Unterpunkten auch im Winter konventionell gedeckte Verteilverluste zu vermeiden, erfolgt in einem weiteren Konzept die konventionelle Wärmebereitstellung dezentral in den Wohnungen. Das Zweileiternetz dient nur noch der optionalen Verteilung von Solarwärme. Die Nachheizung muss dann in der Lage sein, den Wärmebedarf zu decken, der nicht zentral von der Sonne zur Verfügung gestellt werden kann. **Abbildung 8** zeigt eine schematische Darstellung der Umsetzung dieses Konzepts auf Wohnungsebene, wobei zur dezentralen Nachheizung eine Gas-Brennwerttherme eingesetzt wird.

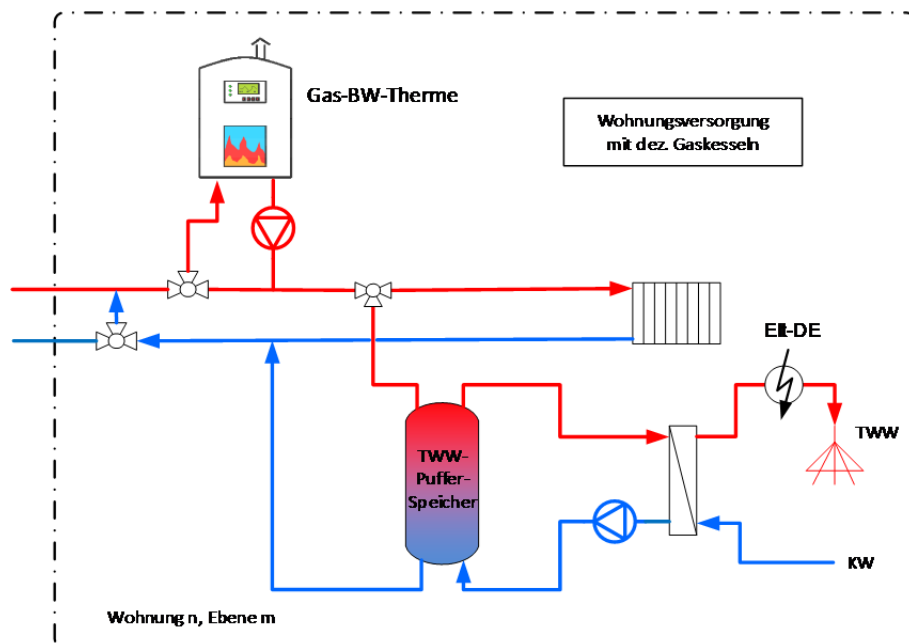


Abbildung 8: Zweileiternetz mit dezentralen Gas-Brennwertthermen

Aufgrund der größeren Nutzwärmemenge im Vergleich zu den Unterpunkten 2.4.2 und 2.4.4 wird eine elektrische Direktheizung hierzu nicht diskutiert. Grundsätzlich sind dezentrale Kessel oder Öfen möglich. Dabei wird einer **Gastherme** die größte Anwendungsnähe (kompakte und effiziente Standardgeräte, Gasanschluss oft vorhanden oder leicht installierbar, Abgasanschluss grundsätzlich lösbar) zugeschrieben. Die TWW-Bereitung erfolgt genau wie im vorherigen Konzept über dezentrale TWW-Pufferspeicher mit externen Plattenwärmetauschern. Deren Dimensionierung ist ebenfalls identisch zum vorigen Konzept.

Die Gas-Brennwertthermen wurden so **dimensioniert**, dass sie im schlimmsten Falle auch ohne einen Beitrag des (solar versorgten) Zweileiternetzes die Versorgung mit Raumwärme und TWW sicherstellen können. Die notwendige Kesselleistung wurde hierfür erneut mit einem in TRNSYS implementierten Tool stationär ermittelt, diesmal jedoch für eine einzelne Wohnung in der obersten Etage (und somit für die höchste Heizlast im Gebäude) bei sonst gleichen Randbedingungen wie in Unterpunkt 2.4.1 auf Seite 21. Da die TWW-Lastspitzen über den Puffer abgedeckt werden, ist die Raumheizlast entscheidend für die Auslegung des Kessels.

Es ergibt sich eine **notwendige Kesselleistung** von 13 kW. Diese Leistung wird in allen Wohnungen angesetzt, auch wenn grundsätzlich eine wohnungsweise Dimensionierung (unterschieden nach Dachwohnung, Mittelwohnung und Erdgeschoßwohnung) möglich wäre. Der Kessel kann seine Leistung auf 20 % seines Maximalwertes modulieren. Unter Berücksichtigung von Datenblättern von 6 realen Gas-Brennwertthermen wurden die weiteren Kesselparameter durch arithmetische Mittelung bestimmt. Das interne Wasservolumen beträgt nur noch 1,8 Liter, das Gewicht beläuft sich auf 41 kg und der Brennwerteffekt wird berücksichtigt.

2.4.6 Dezentrale Klein-Wärmepumpe mit Pufferspeicher

Ein noch weiter gehender Ansatz sieht vor, ganzjährig nur noch Solar- und/oder Erdwärme zu verteilen und bei Bedarf über kleine dezentrale Wärmepumpen in den Wohnungen das Nutztemperaturniveau sicherzustellen. Das damit verbundene Systemkonzept zeigt **Abbildung 9**, wobei zunächst die genaue Umsetzung in den einzelnen Wohnungen ausgespart bleibt – diese wird in **Abbildung 10** dargestellt.

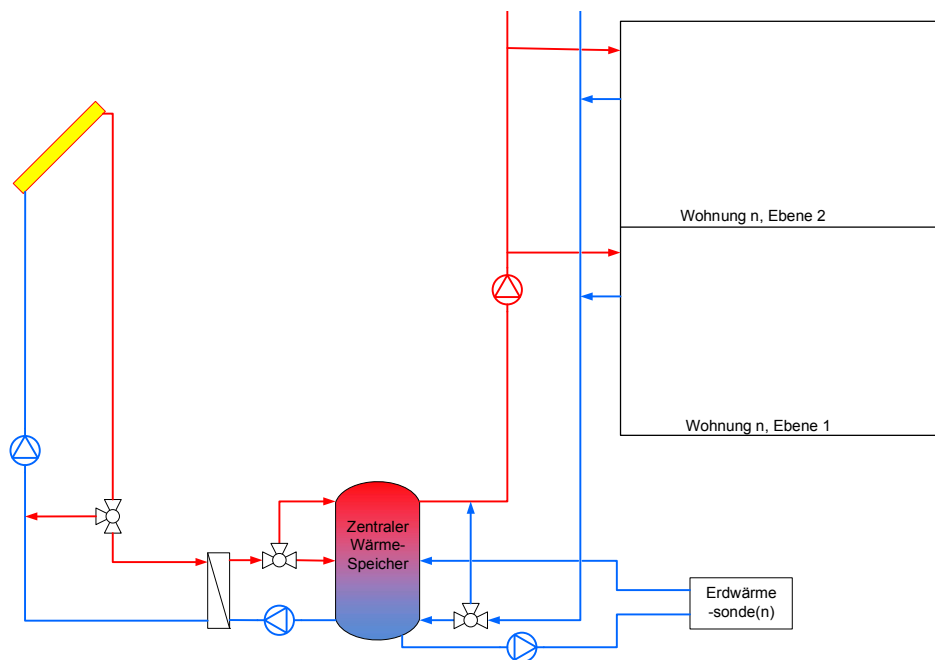


Abbildung 9: Regeneratives Zweileiternetz mit Solar- und Geothermieanlage

Nach **Abbildung 9** wird das Hausverteilnetz alternativ durch Solarwärme oder durch Erdwärme versorgt. In den Wohnungen wird je nach Angebot zwischen der Direktnutzung über den dezentralen Pufferspeicher und dem Wärmepumpenbetrieb umgeschaltet. Im dargestellten Fall werden also im Verteilnetz Temperaturen von etwa 5 bis maximal 55 °C angeboten. Dies erfordert eine sorgfältige, Tauwasser vermeidende Rohrleitungsdämmung. Es wird keine Gasversorgungsleitung zu den Wohnungen benötigt. Für die Wärmepumpe wird eine geringe elektrische Anschlussleistung von 1 bis 2 kW ausreichen. Der dezentrale Pufferspeicher ist in diesem Fall allerdings Voraussetzung. Dieser ermöglicht andererseits wie auch im Unterpunkt 2.4.4 die Berücksichtigung von lastglättenden Betriebsweisen für das öffentliche Stromnetz (gegebenenfalls „Smart-Grid“ taugliche Anwendung).

Die **Komponenten des Solarkreises** entsprechen denen aus dem Unterpunkt 2.4.3 ab Seite 24. Anstelle einer detaillierten **Modellierung der Erdwärmesonde (EWS)** wurde ein stark vereinfachter Ansatz gewählt. So wird die EWS in Anlehnung an [Ber15] als Quelle mit einer konstanten Temperatur von 7 °C (durchschnittliche Austrittstemperatur von 41 vermessenen EWS in Tiefen von 60 bis 300 m) modelliert.

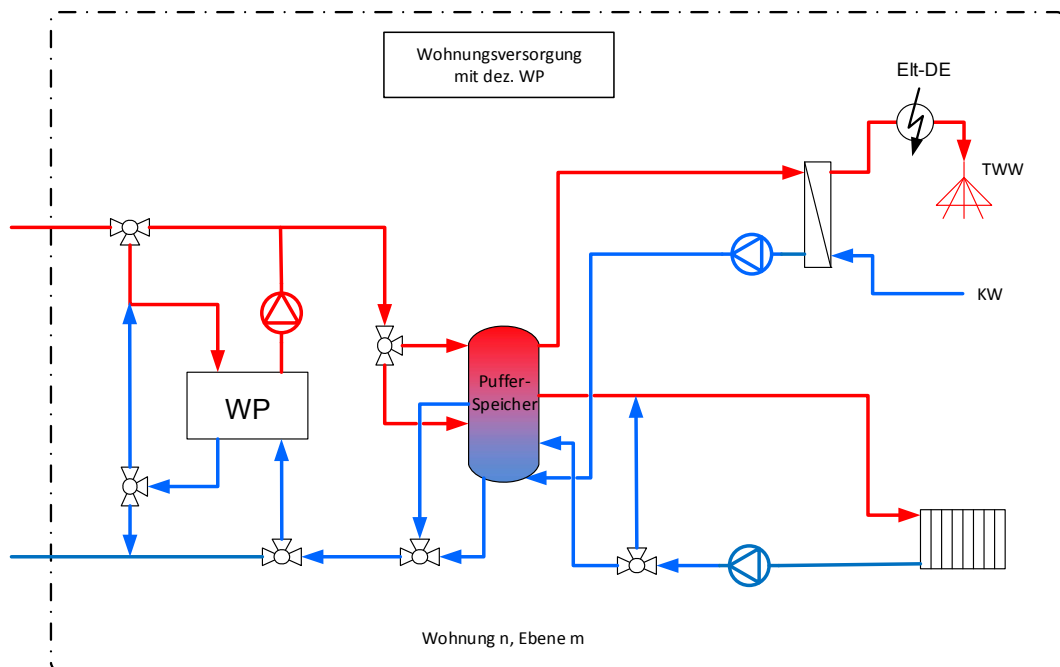


Abbildung 10: Einbindung dezentraler Klein-Wärmepumpen auf Wohnungsebene

Die **Wärmepumpe** beliefert ausschließlich den dezentralen Pufferspeicher. Sie wird so ausgelegt, dass sie die maximale Heizlast der Wohnung decken kann. Das Konzept wird nur im sanierten Gebäude angewendet, weil die Wärmepumpenleistung sonst zu hoch sein müsste. Da die Heizlast der sanierten Dachwohnung 2,5 kW beträgt, wird dieser Wert als Nennleistung der Wärmepumpe angenommen.

Da die Wärmepumpe nicht im Fokus der Betrachtungen steht, wurden bei ihrer Abbildung einige **Vereinfachungen** getroffen. So wird zur Parametrierung des TRNSYS-Modells für Wärmepumpen (Type 401) anstelle der Verwendung gemessener Kennlinienfeldern für Kondensator- und Kompressorleistung einer realen Wärmepumpe eine idealisierte Wärmepumpe angenommen, die mit einem konstanten Gütegrad von 45 % gemäß dem CARNOT-Prozess einer Kältemaschine arbeitet [Pär13]. Es wird eine konstante elektrische Leistungsaufnahme des Kompressors von 0,8 kW unterstellt, sodass sich die Kenndaten der Wärmepumpe für den gesamten Betriebsbereich (Verdampfeintrittstemperaturen von 0 bis 30 °C; Kondensatoraustrittstemperaturen von 35 bis 60 °C) analytisch ermitteln lassen.

Die minimale Verdampfer- und die maximale Kondensatortemperatur, deren Erreichen jeweils zu einer **Sicherheitsabschaltungen** der Wärmepumpen führt, werden so niedrig bzw. hoch gewählt, dass sie im Betrieb nicht auftreten können. Überdies wird **keine Eisbildung** berücksichtigt sowie das dynamische Aufheiz- und Abkühlverhalten vernachlässigt. Insgesamt erfolgt somit eine zu optimistische Modellierung.

Das **dezentrale Pufferspeichervolumen** muss bei diesem Konzept größer sein, da nicht nur Wärme zur TWW-Bereitung, sondern auch für die Heizwärmeversorgung gespeichert wird. Das Volumen wird hierfür zweigeteilt betrachtet: Der obere Teil dient der TWW-Versorgung und ist mit 100 Litern so dimensioniert wie in den vorigen Konzepten. Der Rest des Puffervolumens dient der Speicherung von Raumheizwärme. Die Anschlüsse für beide Bereiche sind derart angeordnet, dass sich keine Überschneidung ergibt. Beide Bereiche können auf unterschiedlichem Temperaturniveau beladen werden: Für den TWW-Teil ist eine Mindesttemperatur von 55 °C notwendig, während der Raumheizungsteil witterungsabhängig deutlich niedrigere Temperaturen aufweisen darf. Ein sinnvoller Wert für das Gesamtspeichervolumen wurde über eine Parametervariation in 100 Liter-Schritten auf einen Wert von 200 Litern ermittelt.

Auch in diesem Konzept wird wieder ein **Elektro-Back-up** für die **TWW-Bereitung** vorgesehen. Dieser elektronisch geregelte Heizstab ist ausreichend dimensioniert, um das TWW auch komplett ohne Unterstützung durch den Puffer zu erwärmen.

Die **Regelung zur Beladung** des zentralen Wärmespeichers sieht vor, die EWS immer dann zu durchströmen, wenn die Temperatur im zentralen Wärmespeicher auf halber Speicherhöhe eine Temperatur von 5 °C unterschreitet. Sie wird dann solange fortgesetzt, bis unten im zentralen Speicher eine Temperatur von 7 °C erreicht ist. An der Regelung für die Beladung des zentralen Wärmespeichers durch die Solaranlage hat sich im Vergleich zu den vorherigen Konzepten nichts geändert.

Der **Entladung** des zentralen Wärmespeichers erfolgt, wenn eine Wärmepumpe zur dezentralen Speicherbeladung aktiviert wird. Sie kann auf zwei Temperaturniveaus stattfinden: a) Das **hohe Temperaturniveau** ist nur bei eingebauter Solaranlage erreichbar, wenn der zentrale Speicher eine Temperatur von mindestens 55 °C aufweist. Dann wird über ein Umschaltventil in der Wohnung die Wärmepumpe umgangen und der dezentrale Speicher direkt beladen. In der Wärmezentrale ist weiterhin ein Mischventil verbaut, das die Netzvorlauftemperatur auf 55 °C beschränkt. b) Das **niedrige Temperaturniveau** tritt auf, wenn der zentrale Wärmespeicher Temperaturen unterhalb von 55 °C aufweist. Dann beschränkt das Mischventil (hinter dem zentralen Speicher) die Netzvorlauftemperatur auf 25 °C, da die Wärmepumpen keine höheren Temperaturen am Verdampfer vertragen. Da die EWS den zentralen Speicher auf Temperatur hält, liegt die Minimaltemperatur der verteilten Wärme bei 7 °C.

Die Wärmepumpen **beladen die dezentralen Speicher** in zwei Zonen: a) Die Beladung der oberen TWW-Zone erfolgt immer dann, wenn die Temperatur der oberen 50 Liter einen Wert von 50 °C unterschreitet und dauert an, bis in der Mitte des Speichers (100 Liter) ein Wert von 50 °C erreicht wird. b) Die Beladung der unteren Zone für die Raumheizung erfolgt, wenn auf Höhe des Auslasses für den Heizungsvorlauf, (halbe Speicherhöhe) die aktuell geforderte, witterungsgeführte Vorlauftemperatur unterschritten wird. Die Beladung erfolgt dann so lange (auf dem Niveau jener geforderten Temperatur plus eines Aufschlags von 5 °C), bis unten im Speicher die gewünschte Vorlauftemperatur erreicht ist.

3 Auswertegrößen

3.1 Bewertung der Gesamtsysteme

Bevor im Folgenden die relevanten Auswertegrößen zur energetischen Bewertung der Gesamtsysteme vorgestellt werden, sei ein **einleitender Kommentar** zur hier verwendeten Nomenklatur bezüglich „Bedarf“ und „Verbrauch“ vorangestellt.

Als **Bedarf** gilt üblicherweise ein Rechenwert, der sich unter anderem aus der Geometrie und den thermischen Eigenschaften eines Gebäudes ermitteln lässt. Bedarfswerte stellen somit theoretische Größen dar. Als **Verbrauch** gilt üblicherweise ein gemessener Wert, der sich im realen Betrieb einer Anlage, wie beispielsweise eines Wärmeversorgungssystems, einstellt. Der Verbrauch berücksichtigt somit zahlreiche (oftmals nicht exakt erfassbare) stochastische Einflüsse und kann vom Bedarf sowohl positiv als auch negativ abweichen. Verbrauchswerte sind somit praktische Größen.

Da die hier angestellten Simulationen alle exakt beschreibbare Randbedingungen aufweisen, können die Ergebnisse als (theoretische) Rechenwerte aufgefasst werden. Dies gilt selbst dann, wenn die Simulationen darauf abzielen, möglichst zahlreiche Praxisaspekte, wie bspw. unterschiedlich hohe Verteilverluste, zu berücksichtigen. Vor diesem Hintergrund werden die **Simulationsergebnisse** in den folgenden Ausführungen stets als **Bedarfswerte** bezeichnet.

Der **Endenergiebedarf** ist eine übliche Größe zum Vergleich unterschiedlicher Wärmeversorgungssysteme. Endenergie ist dabei der Energieinhalt der Energieträger, die der Endverbraucher bezieht (zum Beispiel Erdgas und Strom) [Kal06]. Der Endenergiebedarf kann hinsichtlich seiner Nutzung und seiner Erzeugung unterschieden werden. Bei der Nutzung sind die geregelte Wärmeabgabe zur Raumheizung (gemessen an den Heizkörpern), die Nutzwärme zur TWW-Bereitung (gemessen an den Zapfstellen) und die unregelmäßige Wärmeabgabe (gemessen an den Verteilleitungen) zu nennen. Bei der Erzeugung kann zwischen fossiler, solarer und elektrisch bereitgestellter Wärme differenziert werden.

Der **Primärenergiebedarf** enthält zusätzlich alle Umwandlungs- und Bereitstellungsverluste, die dem Endenergiebedarf bereits abgezogen sind. Diese Verluste werden über Primärenergiefaktoren auf die Endenergiebedarfe aufgeschlagen [Kal06]. Als **Primärenergiefaktoren** für Strom finden sich Werte von 3,0 (bei rein fossiler Stromerzeugung); 2,4 (nach EnEV 2014) sowie 1,8 (nach EnEV 2016). Wenn nicht explizit erwähnt, wird hier der Primärenergiefaktor für Strom aus der EnEV 2014 verwendet. Als Primärenergiefaktor für Gas wird stets ein Wert von 1,1 angesetzt. Das heißt, dass 1,1 kWh Erdgas als Primärenergie eingesetzt werden müssen, um nach der Umwandlung und Bereitstellung des Erdgases 1 kWh Endenergie zu erhalten.

In den Simulationen werden die **Strombedarfe** sämtlicher Pumpen, Heizstäbe und Wärmepumpen berücksichtigt. Die Strombedarfe von Reglern und Ventilen werden hingegen vernachlässigt. Die **Gasbedarfe** des Gas-Brennwertkessels bzw. der dezentralen Gas-Brennwertthermen werden wiederum stets berücksichtigt.

3.2 Bewertung der Verteilnetze

Die Analyse von Wärmeverteilkonzepten setzt die **Definition** der verwendeten Begriffe voraus. Im Heizfall treten in (beheizten) Räumen geregelte Wärmeeinträge der Heizkörper Q_{heat} sowie unregelte Wärmeeinträge in Form solarer Gewinne Q_{sol} , interner Gewinne Q_{int} und von Wärmeverteilverlusten Q_v auf. **Wärmeverteilverluste** sind die Wärmeabgaben von Rohren des Verteilnetzes, die aufgrund einer Temperaturdifferenz zwischen dem Fluid in den Rohren und der Umgebung auftreten.

Wärmeverteilverluste bestehen aus einem nutzbaren und einen nicht nutzbaren Anteil. **Nutzbar** ist dabei der Teil der Wärmeverteilverluste, der zur Erwärmung eines Raumes auf seine Solltemperatur beiträgt und somit die durch den Heizkörper zuzuführende Wärme vermindert bzw. substituiert. **Nicht nutzbare** Wärmeverteilverluste tragen nicht mehr zur Deckung des Wärmebedarfs bei. Sie führen zu einem Anstieg der Raumtemperatur über den Sollwert hinaus. Dies erhöht einerseits die Transmissions- und Lüftungswärmeverluste und zögert andererseits den Zeitpunkt bis zum Wiedereinschalten des Heizkörpers hinaus. Die Bewertung der Nutzbarkeit kann daher nicht zum Zeitpunkt des Entstehens der Verteilverluste erfolgen, sondern erst über eine Bilanz nach mehreren Tagen, einem Monat oder einem gesamten Jahr.

Abbildung 11 zeigt diese Zusammenhänge für einen Referenzwärmebedarf Q_{ref} . Der Referenzwärmebedarf ergibt sich durch die Jahressimulation eines idealen Verteilnetzes, bei dem keine Wärmeverteilverluste auftreten. In TRNSYS lässt sich diese Referenzsimulation mit adiabaten Rohrleitungen realisieren, was in realen Gebäuden nicht möglich ist – daher ist die exakte Bestimmung der Nutzbarkeit von Verteilverlusten nur mit Hilfe von Simulationen möglich. Die Erkenntnisse die sich daraus ergeben, sind jedoch für reale Systeme nutzbar – selbst wenn die absoluten Werte nicht messtechnisch reproduzierbar sind.

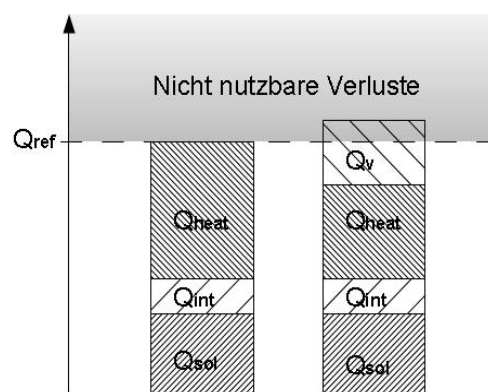


Abbildung 11: Skizze zur Definition nicht nutzbarer Wärmeverteilverluste mit Referenzwärmebedarf (links) und realem Wärmebedarf mit Verteilverlusten (rechts)

Eine weitere Bewertungsgröße für die Wärmeverteilverluste ist der **Nutzungsfaktor**. Er stellt das Verhältnis von nutzbaren Verteilverlusten zu den gesamten Verteilverlusten über einen definierten Zeitraum dar. Er ist zeitlich variabel und kann Werte zwischen 0 und 1 annehmen, wobei der Wert 1 eine vollständige Nutzbarkeit der Wärmeverteilverluste anzeigen würde und der Wert 0 das genaue Gegenteil.

Die **Verteilverluste** der in Abschnitt 2.3 ab Seite 17 beschriebenen Verteilkonzepte ergeben sich als Outputs sämtlicher Rohrstücke in Keller, Schacht und Wohnungen der Wärmeverteilungssysteme in TRNSYS. Bei den Konzepten, welche zur Versorgung mit Raumwärme und TWW noch einen zentralen TWW-Speicher (siehe Unterpunkt 2.3.1 ab Seite 17) oder dezentrale Wärmespeicher (siehe Unterpunkte 2.4.4, 2.4.5 und 2.4.6 ab Seite 25) benötigten, werden die Verluste dieser Zusatzkomponenten ebenfalls den Verlusten des Verteilsystems zugerechnet.

Hiervon zu unterscheiden sind jeweils die zusätzlich anfallenden **Erzeugerverluste**, welche die Verluste des zentralen Kessels und des zentralen Pufferspeichers (siehe Unterpunkt 2.4.1 ab Seite 21) sowie der dezentralen Gas-Brennwertthermen (siehe Unterpunkt 2.4.5 auf Seite 27) und der (dezentralen) Wärmepumpen (siehe Unterpunkt 2.4.6 auf Seite 28) umfassen.

In der nachfolgenden **Abbildung 12** sind die Zusammenhänge am **Beispiel** des sanierten MFH mit einem konventionell versorgten Vierleiternetz dargestellt. Die internen Gewinne Q_{int} tauchen hierbei (im Gegensatz zur **Abbildung 11**) ebenso wie die solaren Gewinne Q_{sol} nicht mehr direkt auf, sondern indirekt in Form einer geringeren, erforderlichen Wärmemenge zur Beheizung des MFH. Da die internen sowie die solaren Gewinne in allen Simulationen gleich bleiben (sofern jeweils entweder das sanierte oder das unsanierte MFH betrachtet wird), können diese als „Offset-Wärmeeintrag“ betrachtet werden. Die darzustellenden Wärmemengen reduzieren sich somit auf den Bedarf an TWW-Nutzwärme und die Wärmeabgabe der Heizkörper (im idealen bzw. „Referenz“-Fall). In der Simulation mit Verteilverlusten tritt dann ein Mehrenergieeintrag in das MFH auf, der die nicht nutzbaren Verteilverluste darstellt. Der Nutzungsfaktor der Verteilverluste beträgt in diesem Beispiel 63 %. Die Verteilverluste machen einen Anteil von 45 % in der Wärmebilanz des sanierten MFH aus.

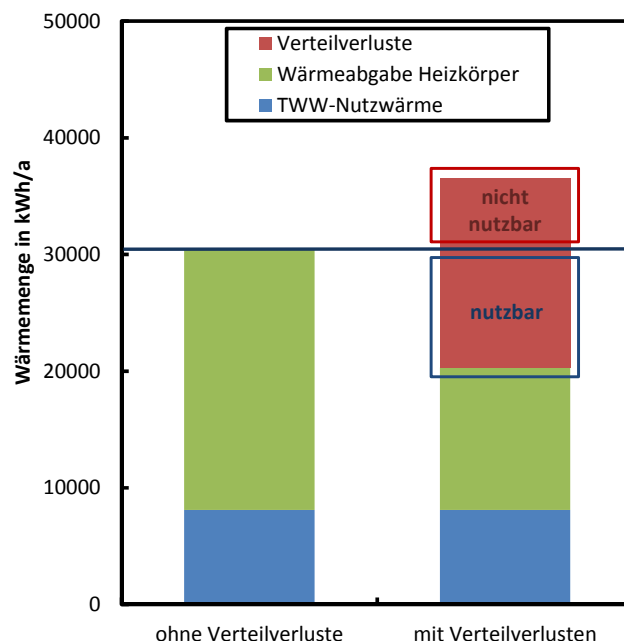


Abbildung 12: Einfaches Beispiel zur Bewertung der Verteilverluste anhand der Wärmeeinträge in das sanierte MFH mit und ohne Verteilverluste

3.3 Bewertung der solarthermischen Unterstützung

Da der Schwerpunkt der vorliegenden Untersuchung auf dem Wärmeverteilnetz und der **Vermeidung fossil gedeckter Verteilverluste** liegt, werden auch bei der Bewertung des solarthermischen Systems im Wesentlichen die Wärmemengen betrachtet, die auch tatsächlich in das Wärmeverteilsystem (für Heizung und TWW) eingespeist werden. Weder der optimale Betrieb der Kollektoren, noch die bestmögliche Einbindung in den Speicher sollten erforscht werden, sondern die prinzipiellen Zusammenhänge für unterschiedlich dimensionierte solarthermische Unterstützungen.

Unter **Solarertrag** ist vor diesem Hintergrund nur die Wärmemenge zu verstehen, welche aus dem (zentralen) Solarspeicher zur Bereitstellung von Raumheizwärme und/oder TWW entnommen wird. Die Verluste der Anschlussleitungen der Solaranlage vom Dach zum Keller sowie die Verluste des Solarspeichers fließen zwar in die Gebäudeenergiebilanz mit ein, werden jedoch nicht als Solarertrag gewertet.

Eine **Ausnahme** bildet lediglich das im Unterpunkt 2.4.6 auf Seite 28 beschriebene Konzept mit dezentralen Wärmepumpen. Hier wird als Solarertrag die in den zentralen Speicher eingetragene Solarwärme betrachtet, da es nicht mehr möglich ist zwischen der geothermischen und solarthermischen Quellenwärme bei der Entnahme aus dem zentralen Speicher zu unterscheiden. Dieser Umstand ist bei der Bewertung des Systems in Abschnitt 6.3 auf Seite 85 entsprechend zu berücksichtigen.

3.4 Berücksichtigung des Komforts

Auf eine detaillierte Betrachtung der in [DIN13] beschriebenen **Komfortkriterien**, wie sie beispielsweise in [Gle15] erfolgt ist, wird in diesem Projekt verzichtet. Stattdessen wird bei allen in diesem Abschlussbericht vorgestellten Simulationen (sofern nicht explizit Gegenteiliges erwähnt wird) darauf geachtet, dass die beiden folgenden, stark vereinfachten Komfortkriterien erfüllt sind, um so die Vergleichbarkeit zwischen unterschiedlichen Simulationen sicherzustellen.

Als erstes Komfortkriterium wurden für jede Simulation sogenannte **Untertemperaturstunden** aufgezeichnet. Untertemperaturstunden stehen für die aufsummierte Zeit eines Jahres, in welcher in der Dachwohnung des MFH, also der Wohnung mit der ungünstigsten/höchsten Heizlast, während der Betriebszeit der Heizung die Raumtemperatur ihren Sollwert um mindestens 1 K unterschreitet.

Als zweites Komfortkriterium wird die Zeit des Jahres in Stunden aufsummiert, in der es zu einer **Unterschreitung** der angestrebten **TWW-Zapftemperatur** um 1 K oder mehr kommt.

Um hinsichtlich der jeweiligen Lasten für Raumheizung und TWW tatsächlich vergleichbare Simulationen gegenüberstellen zu können, müssen diese beiden Komfortkriterien vergleichbare Werte möglichst nahe null aufweisen. Andernfalls könnte beispielsweise ein vermeintlich besonders effizientes Wärmeversorgungssystem einfach dadurch realisiert werden, dass die Raumsolltemperaturanforderungen ganzjährig unterschritten werden.

4 Vierleiternetz

4.1 Grundlegende Untersuchungen am fossil versorgten Netz

4.1.1 Auswirkungen der energetischen Sanierung

Im Folgenden wird zunächst die Auswirkung der energetischen Sanierung des MFH auf den **Wärmebedarf** betrachtet. In **Abbildung 13** ist hierfür die Wärmeabgabe des Kessels für das unsanierte und das nach EnEV gedämmte Gebäude in Form von Säulendiagrammen gegenübergestellt. Die Wärmemengen werden in die Anteile für TWW-Nutzwärme, für die geregelte Wärmeabgabe der Heizkörper und die unregelmäßigen Verteilverluste des Rohrleitungsnetzes (für Heizung und TWW) unterteilt.

Der **Gesamtwärmebedarf** reduziert sich (bei sonst identischen Randbedingungen) durch die energetische Sanierung von ursprünglich 105085 kWh/a auf einen Wert von 36454 kWh/a und somit um rund 65 %. Gleichzeitig steigt der relative Anteil der Wärmeverteilverluste am Gesamtwärmebedarf des MFH von 35 % im unsanierten Fall auf 45 % bei dem nach EnEV gedämmten Gebäude. Der Nutzungsfaktor der Verteilverluste reduziert sich durch die energetische Sanierung von 79 % auf 63 %.

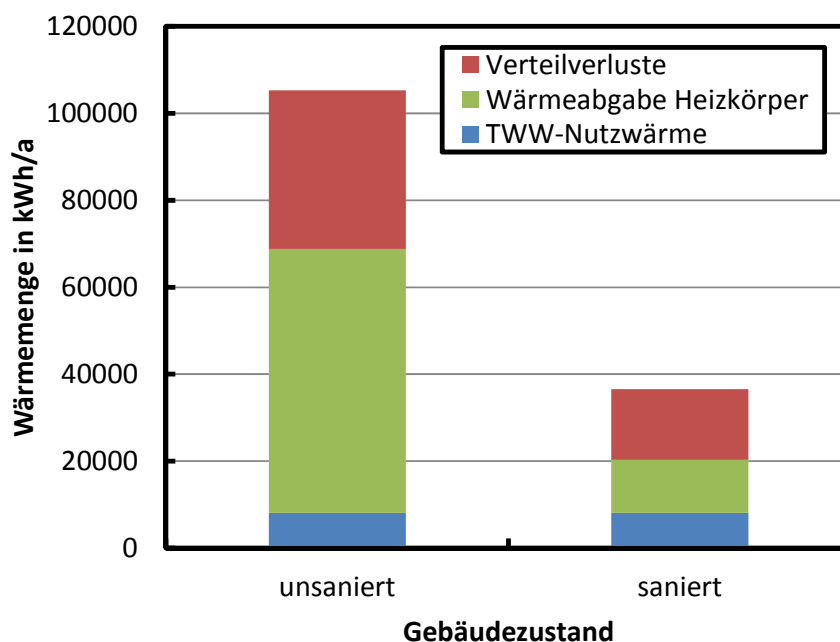


Abbildung 13: Wärmeabgabe des Kessels vor/nach der energetischen Sanierung

Die Auswirkungen der energetischen Sanierung auf das **Kesselverhalten** sind in der nachfolgenden **Tabelle 4.1** dargestellt. Es zeigt sich, dass der Endenergiebedarf von ursprünglich 116138 kWh/a um rund 63 % auf einen Wert von 42414 kWh/a zurückgeht. Gleichzeitig sinken der Jahresnutzungs- und der mittlere Modulationsgrad des Kessels um 3,7 % und 3,6 %, was zum Teil mit der nach der Sanierung gegebenen Überdimensionierung des Kessels zusammenhängt. Diese schlägt sich auch in einer Erhöhung der Anzahl an Ein- und Ausschaltvorgänge (Takte) des Kessels um 2311 Takte bzw. 49 % (bezogen auf den unsanierten Fall) nieder.

Tabelle 4.1: Kesselverhalten vor und nach der energetischen Sanierung

Kriterium	Unsanieretes MFH	Saniertes MFH	Einheit
Endenergiebedarf	116138	42414	kWh/a
Jahresnutzungsgrad	91,2	87,5	%
Taktzahl	4762	7073	Takte/a
Mittlerer Modulationsgrad	46,5	42,9	%
Wärmeverluste Kessel (+ Puffer)	4842 (+ 841)	2882 (+ 646)	kWh/a

Die Verringerung der Wärmeverluste des Kessels um knapp 2000 kWh/a und des Puffers um weitere 200 kWh/a lässt sich mit deren geringeren mittleren Temperaturen erklären sowie durch die im Jahresmittel gestiegene Kellertemperatur, was die treibende Temperaturdifferenz für Verluste von Kessel und Puffer vermindert.

Mehrere Studien weisen auf sogenannte „**Rebound-Effekte**“ bei der energetischen Gebäudesanierung hin, die für verringerte Energieeinsparungen sorgen – im Vergleich zu den bspw. nach EnEV bestimmten Werten (siehe zum Beispiel [Tec14]). Die messtechnische Quantifizierung dieser Effekte ist kaum möglich, da selbst mit hohem Aufwand kaum sichergestellt werden kann, dass eine verringerte Einsparung tatsächlich auf eine einzelne Ursache zurückzuführen ist.

Die Analyse der Wirkung von einzelnen Einflussgrößen lässt sich hingegen vorteilhaft mit Hilfe von Simulationen anstellen. In **Abbildung 14** sind hierfür exemplarisch die Endenergiebedarfswerte des sanierten MFH für unterschiedliche Raumsolltemperaturen (*links*) und veränderte Luftwechselraten (*rechts*) dargestellt.

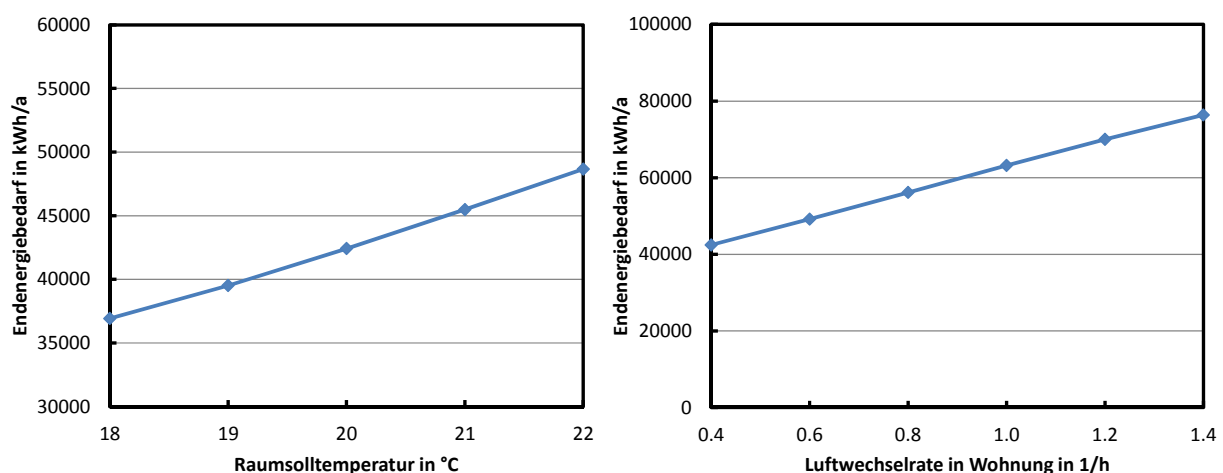


Abbildung 14: Endenergiebedarf des sanierten MFH für unterschiedliche Raumsolltemperaturen (*links*) und Luftwechselraten (*rechts*)

Die **Variation der Raumsolltemperatur** erlaubt eine Analyse des Einflusses gesteigerter Raumsolltemperaturanforderungen (Stichwort: Komfort) nach einer energetischen Sanierung. Eine Steigerung um 1 K, bezogen auf einen Referenzwert von 20 °C, sorgt für einen um 2900 kWh/a erhöhten Endenergiebedarf, was einer Steigerung von 7,3 % entspricht. Die **Variation der Luftwechselrate** wiederum erlaubt eine Analyse des Einflusses häufigeren Lüftens (nach der Sanierung), welcher sich in einer steigenden mittleren Luftwechselrate zeigt. Eine Steigerung der Luftwechselrate um $0,2 \text{ h}^{-1}$, was einer 50 %-igen Erhöhung bezogen auf den Referenzwert von $0,4 \text{ h}^{-1}$ entspricht, verursacht eine Zunahme des Endenergiebedarf des sanierten MFH um 6950 kWh/a bzw. 14,1 %.

In **Abbildung 15** sind nun die Auswirkungen einer angenommenen **Kombination beider Einflussgrößen** dargestellt. Nach der energetischen Sanierung nutzen die Bewohner*innen hierbei die verbesserten Möglichkeiten zur Erreichung der bereits vor der Sanierung vorhandenen Komfortanforderungen und beheizen die Wohnung auf ein 1 K (Nutzerverhalten I) oder gar 2 K (Nutzerverhalten II) höheres Raumsolltemperaturniveau als bisher (Ausgangspunkt vor Sanierung sind 20 °C). Außerdem lüften sie 50 % (Nutzerverhalten I) oder gar 100 % (Nutzerverhalten II) mehr, um der Entstehung von Schimmel vorzubeugen und da sich das Lüften nicht mehr so schnell auf die Raumtemperatur auswirkt wie zuvor (Ausgangswert sind $0,4 \text{ h}^{-1}$).

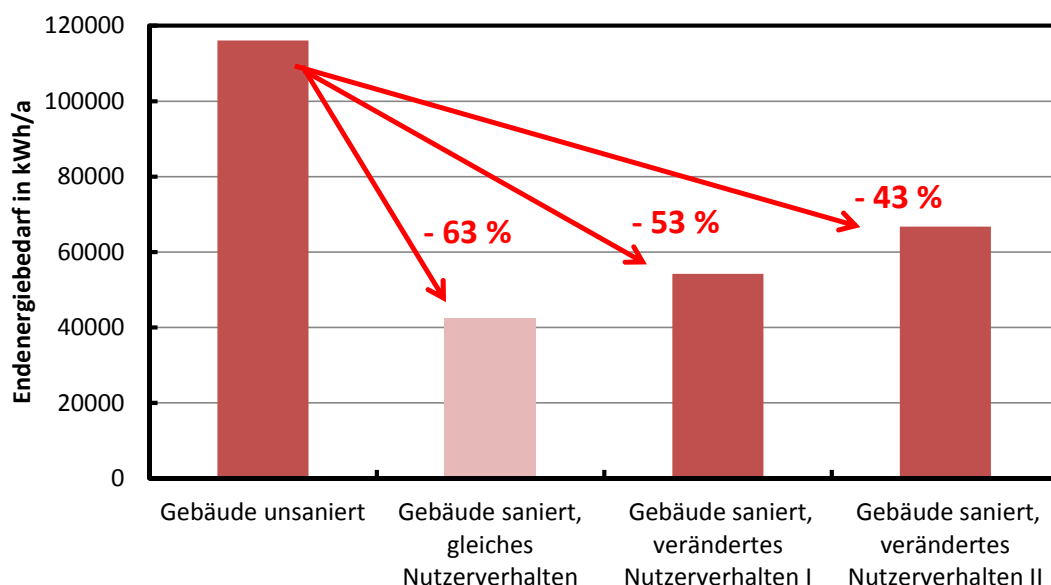


Abbildung 15: Einfluss des Verhaltens der Nutzer*innen auf die realisierbare Einsparung durch Dämmung der Gebäudehülle

Während die Endenergieeinsparung durch die Gebäudedämmung bei identischem Nutzer*innenverhalten 63 % beträgt, verringern die steigende Raumsolltemperatur und Luftwechselrate die Endenergieeinsparung auf 53 % bzw. 43 %. Der Endenergiebedarf steigt, bezogen auf den Fall gleichbleibenden Nutzer*innenverhaltens, bereits bei leicht höherem Nutzer*innenkomfortanspruch (21 °C Solltemperatur und 50 % höherer Luftwechsel) um 11808 kWh/a (entspricht 28 % Mehrenergiebedarf).

Einen weiteren Betrachtungsaspekt stellt die mit der energetischen Sanierung der Gebäudehülle mögliche **Anpassung der Heizkurve** dar. Allgemein bekannt ist, dass die Heizlast des Gebäudes durch die Sanierung sinkt und daher auch die Heizkurve (also die Heizungsvorlauftemperatur in Abhängigkeit der Außentemperatur) abgesenkt werden kann. In **Abbildung 16** sind die damit verbundenen Anpassungen dargestellt. Zum einen wird die Auslegungstemperatur von 70 auf 50 °C abgesenkt und zum anderen wird die Heizgrenztemperatur von 18 auf 12 °C verringert. Die realisierbare Absenkung wurde durch Parametervariationen in TRNSYS ermittelt, wobei die Einhaltung der in Abschnitt 3.4 auf Seite 34 beschriebenen Komfortbedingungen (vergleichbare Untertemperaturstunden) als Bewertungskriterium beachtet wurde.

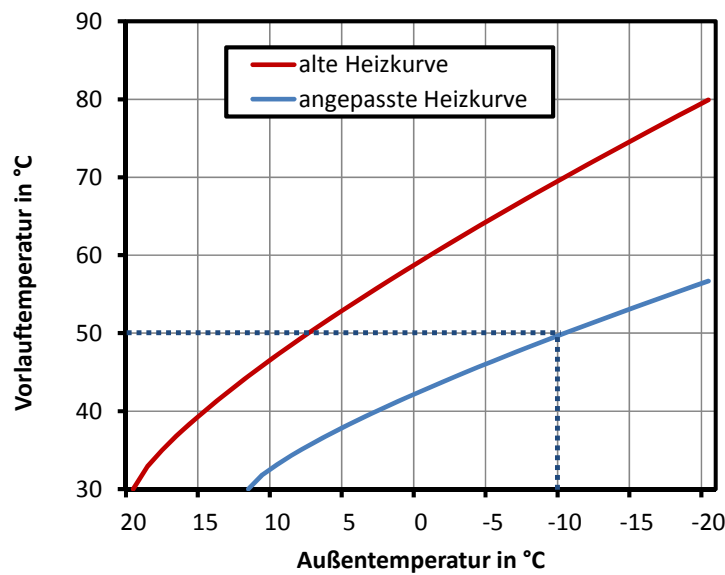


Abbildung 16: Mit der energetischen Sanierung mögliche Anpassung der Heizkurve

In *Tabelle 4.2* sind einige Ergebnisse der Simulationen mit und ohne angepasste Heizkurve zusammengefasst. Mit der Anpassung der Heizkurve nach der energetischen Sanierung kann der Endenergiebedarf um 1533 kWh/a gesenkt werden, was rund 3,5 % des Endenergiebedarfs entspricht. Zudem kann der Jahresnutzungsgrad des Kessels durch diese einfache Maßnahme um 1,4 % gesteigert werden. Die energetisch gewichtete Vorlauftemperatur (gemessen hinter dem Mischventil des Kessels) kann durch die Anpassung der Heizkurve um 15,6 K gesenkt werden.

Tabelle 4.2: Auswirkungen der Verwendung unterschiedlicher Heizkurven

Kriterium	Alte Heizkurve	Angepasste Heizkurve	Einheit
Endenergiebedarf	43947	42414	kWh/a
Jahresnutzungsgrad des Kessels	86,1	87,5	%
Energetisch gewichtete Vorlauftemperatur	56,2	40,6	°C

4.1.2 Detailbetrachtungen zur Bedeutung der Wärmeverteilverluste

Nachdem im vorigen Unterpunkt 4.1.1 bereits auf Rebound-Effekte eingegangen wurde, die auf das Nutzer*innenverhalten zurückzuführen sind, wird nun die Bedeutung der **Wärmeverteilverluste als technischer Rebound-Effekt** betrachtet. In **Abbildung 19** sind hierfür zunächst die Endenergiebedarfe des unsanierten MFH mit Verteilverlusten sowie des sanierten MFH mit und ohne Verteilverluste dargestellt.

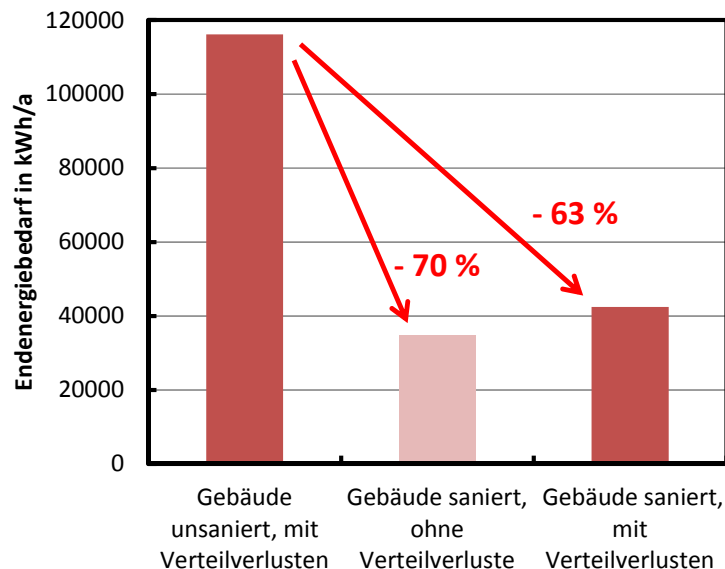


Abbildung 17: Vergleich der Endenergiebedarfe des unsanierten MFH mit Verteilverlusten mit dem sanierten MFH sowohl mit als auch ohne Verteilverluste

Eine **Voraussage der Energieeinsparung** in Folge einer energetischen Sanierung, die als Ausgangspunkt Messdaten des unsanierten MFH verwendet, in denen die Verteilverluste berücksichtigt sind, und ein saniertes MFH ohne Verteilverluste als Zielzustand annimmt, würde eine Endenergieeinsparung von 70 % ergeben. Eine Simulation mit Verteilverlusten zeigt jedoch, dass die tatsächliche Endenergieeinsparung lediglich 63 % beträgt, was einer Differenz von 7605 kWh/a oder einem Mehrenergieverbrauch von 22 % entspricht, bezogen auf das sanierte MFH ohne Verteilverluste. Hieraus ist bereits ersichtlich, dass der Einfluss der Verteilverluste in einer ähnlichen Größenordnung wie das Nutzer*innenverhalten liegen kann.

Im Gegensatz zum Verhalten der Bewohner*innen sind die Verteilverluste ein technischer Rebound-Effekt, der sich gut mit Hilfe von Simulationen analysieren lässt. Wie in Abschnitt 3.2 ab Seite 32 gezeigt wurde, können beispielsweise genaue Angaben zur Nutzbarkeit der Verteilverluste nur mit Hilfe von Simulationen getroffen werden.

Ein weiterer wichtiger Aspekt der bereits aus diesen grundlegenden Simulationen hervorgeht ist, dass der **Anteil der Verteilverluste** in der **Gebäudeenergiebilanz** von 35 % im unsaniert Zustand auf 45 % nach der energetischen Sanierung ansteigt. Mit zunehmendem Dämmstandard steigt also die Bedeutung ungerichteter Wärmeinträge, sodass die Realisierung effizienter Wärmeversorgungssysteme unbedingt eine detaillierte Betrachtung ungerichteter Gewinne wie der Wärmeverteilverluste erfordert.

In Simulationen ist es möglich **einzelne Beiträge zur Wärmelast** aufzuschlüsseln. Da im Vierleiternetz zwei separate Leitungspaare für die Verteilung von Raumwärme und TWW vorhanden sind, wird die Wärmelast für TWW und Raumwärme aufgeteilt. In **Abbildung 18** sind zunächst die Anteile der Speicher- und Leitungsverluste sowie der TWW-Nutzwärme in einem Kuchendiagramm dargestellt. Die TWW-Last weist in dem hier simulierten Fall lediglich 53 % Nutzwärme (entspricht 12,5 kWh/(m² a) nach EnEV) auf, während 47 % der TWW-Last auf Verluste des TWW-Speichers und der Rohrleitungen (TWW-Vorlauf und Zirkulation) zurückgehen. Der Aufwand zur TWW-Bereitung, der hier als Quotient von Nutzen und Mehraufwand (Verlusten) bestimmt wird, beträgt demnach 89 %. Dieses Ergebnis deckt sich mit Beobachtung aus verschiedenen Felduntersuchungen (siehe zum Beispiel [Tsc06] oder [Huh08]).

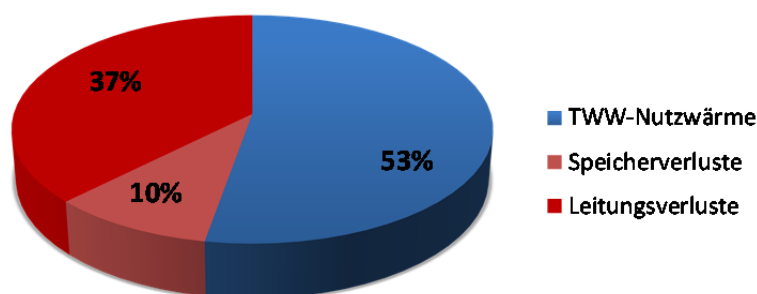


Abbildung 18: Aufschlüsselung der TWW-Last im sanierten MFH mit Vierleiternetz

In **Abbildung 19** ist die Aufteilung der Heizlast in die Wärmeabgabe der Heizkörper und der Verteilungen unterschieden. Diese setzt sich zu 58 % aus der geregelten Wärmeabgabe der Heizkörper und zu 42 % aus der unregulierten Wärmeabgabe der Rohrleitungen zusammen.

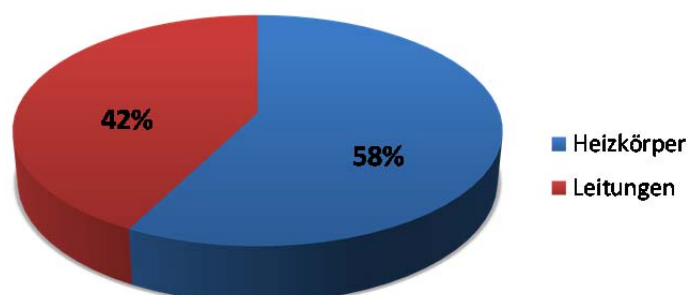


Abbildung 19: Aufschlüsselung der RH-Last im sanierten MFH mit Vierleiternetz

Zu beachten ist an dieser Stelle, dass die Rohrleitungen sowohl für die Raumheizung als auch für das TWW vorschriftsmäßig und ohne Fehlstellen gedämmt sind. Dies ist in der Praxis nicht immer der Fall, weshalb die gezeigten Ergebnisse stets einen optimistischen Fall darstellen. Der Einfluss der Verteilverluste sollte in realen MFH daher noch größer sein, weshalb auch die Bedeutung von Maßnahmen zur Verminderung der (fossil gedeckten) Verteilverluste in ihrer Relevanz noch höher zu bewerten sind.

Im Folgenden wird der in **Abbildung 20** dargestellte **Einfluss der Rohrdämmung** auf die Wärmeverteilverluste analysiert. Hierfür wurden drei Rohrdämmungsvarianten in TRNSYS simuliert: Einmal sind sämtliche Rohre ungedämmt (*linke Säule*), dann sind sie gemäß EnEV gedämmt⁴ (*mittlere Säule*) und zuletzt sind – zusätzlich zur nach EnEV vorgeschriebenen Dämmung – auch die Rohre innerhalb der Wohnung mit einer geringen Dämmung von 50 % des Rohrrinnendurchmessers versehen (*rechte Säule*). Die Verluste werden nach dem Ort ihres Auftretens in Wohnung, Schacht und Keller unterschieden, ergänzend ist mit dem Nutzungsfaktor der nutzbare Anteil der Verteilverluste ebenfalls im Diagramm dargestellt.

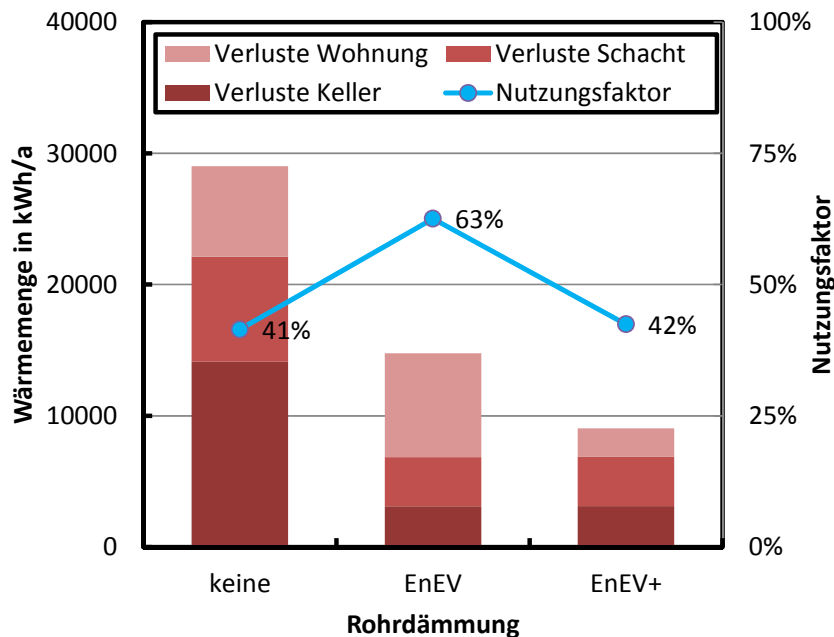


Abbildung 20: Verteilverluste in Wohnung, Schacht und Keller und deren Nutzbarkeit für unterschiedliche Dämmstandards der Verteilleitungen im sanierten MFH

Die **Dämmung** der Rohrleitungen **nach EnEV** senkt die Verteilverluste im Vergleich zur gänzlich ungedämmten Variante um 11725 kWh/a, was einer Reduktion um 66 % entspricht. Der Nutzungsfaktor steigt dabei von 41 auf 63 % deutlich, da die Verteilverluste im Wesentlichen außerhalb der Wohnungen vermieden werden und somit dort, wo sonst die meisten nicht nutzbaren Verluste auftreten. Eine noch stärkere Dämmung der Rohre (zum Beispiel mit 200 % Dämmstärke) führt zu einer relativ geringen zusätzlichen Einsparung nicht nutzbarer Verluste um weitere 1013 kWh/a, was 18 % gegenüber der einfachen Dämmstärke entspricht (hier nicht dargestellt).

Die **Dämmung** der Rohrleitungen **innerhalb der Wohnung (EnEV+)** bewirkt zwar eine deutliche Reduktion der dortigen Verteilverluste, jedoch ist dies nur mit einer sehr geringen Reduktion der nicht nutzbaren Verteilverluste um 21 kWh/a verbunden, da der Nutzungsfaktor innerhalb der Wohnung sehr hoch ist. Deshalb sinkt auch der Nutzungsfaktor der gesamten Verluste durch diese Maßnahme von 63 auf 42 %.

⁴ Die EnEV schreibt 100 % Dämmung in unbeheizten Bereichen wie im Keller vor, 50 % Dämmung im Schacht und keine Rohrdämmung im beheizten bzw. bewohnten Bereich [EnE14].

Nun wird der **zeitliche Verlauf der Nutzungsfaktoren in Wohnung, Schacht und Keller** betrachtet. Um diese Monatswerte der örtlich aufgelösten Nutzungsfaktoren zu bestimmen, wurden eine Referenzsimulation ohne Verteilverluste zur Ermittlung des Wärmebedarfs und drei Vergleichssimulationen mit Verteilverlusten nur im jeweils betrachteten Bereich zur Ermittlung des Mehrenergiebedarfs durch die Verteilverluste in Wohnung, Schacht und Keller durchgeführt. Es wurde das sanierte Gebäude mit Vierleiternetz und Etagenringverteilung verwendet, bei dem der Nutzungsfaktor der gesamten Verteilverluste im Jahresmittel 63 % beträgt. Die Rohrdämmung entspricht den Vorgaben der EnEV: Die Jahresverläufe der Nutzungsfaktoren in Wohnung, Schacht und Keller zeigt **Abbildung 21**.

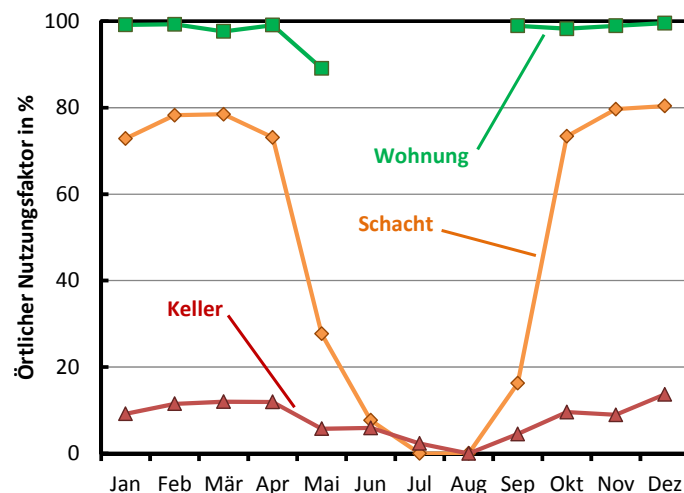


Abbildung 21: Örtlich und zeitlich aufgelöster Nutzungsfaktor im sanierten MFH mit Vierleiternetz und nach EnEV gedämmten Verteilleitungen

In der **Wohnung** ist der Nutzungsfaktor konstant hoch und erreicht im Jahresmittel rund 99 %, da die Verteilverluste hier direkt der Raumheizung dienlich sind bzw. die notwendige Wärmeabgabe der Heizkörper vermindert wird. Aufgrund der sehr präzisen Raumtemperaturregelung kommt es kaum zu einer Erwärmung über den Sollwert – die dargestellten Werte stellen also ein technisches Optimum dar. In den Sommermonaten kann kein Nutzungsfaktor ermittelt werden, da (fast) kein Heizwärmebedarf und somit auch keine Wärmeverteilung in diesem Bereich vorhanden ist.

Im **Schacht** beträgt der Nutzungsfaktor in der Heizperiode bis zu 80 %, in den Übergangsmonaten Mai und September sind die Werte bereits weit unter 40 % und während der Sommermonate werden 0 % erreicht. Die Verluste im Schacht erhöhen dessen Temperatur und somit die an den beheizten Bereich der Wohnung angrenzende Temperatur, was die notwendige Wärmezufuhr über die Heizkörper vermindert. Im Jahresmittel beträgt der Nutzungsfaktor im Schacht rund 53 %.

Im **Keller** ist der Nutzungsfaktor ganzjährig niedrig und sinkt in den Sommermonaten noch einmal ab, im Jahresmittel beträgt er 8 %. Der Nutzen entsteht dadurch, dass die Verluste die Kellertemperatur erhöhen und somit die Wärmeabgabe der angrenzenden Wohneinheiten an den Keller verringern – wodurch wiederum die notwendige Heizwärmezufuhr geringer wird.

In einer weiteren Simulationsstudie wurden die **Auswirkungen ungleicher Raumsolltemperaturen** – im Unterschied zum zuvor diskutierten Standardfall der gleichmäßig auf 20 °C temperierten Wohnungen – auf die Nutzbarkeit der Verteilverluste und den Wärmebedarf des MFH untersucht. Hierfür wurde die in **Abbildung 22** dargestellte Verteilung der Raumsolltemperaturen angesetzt. In Wohnraum und Bad wird zum Sockelwert der Raumsolltemperatur T_{Soll} von 20 °C eine Übertemperatur ΔT_{Soll} addiert, im Elternzimmer subtrahiert, Kinderzimmer und Küche bleiben unverändert. Je nachdem welche Übertemperatur zwischen -3 K und 3 K vorgegeben wird, liegt somit einmal der Raum mit der höchsten Heizlast am Ende des Etagenringnetzes und einmal der Raum mit der niedrigsten Last.

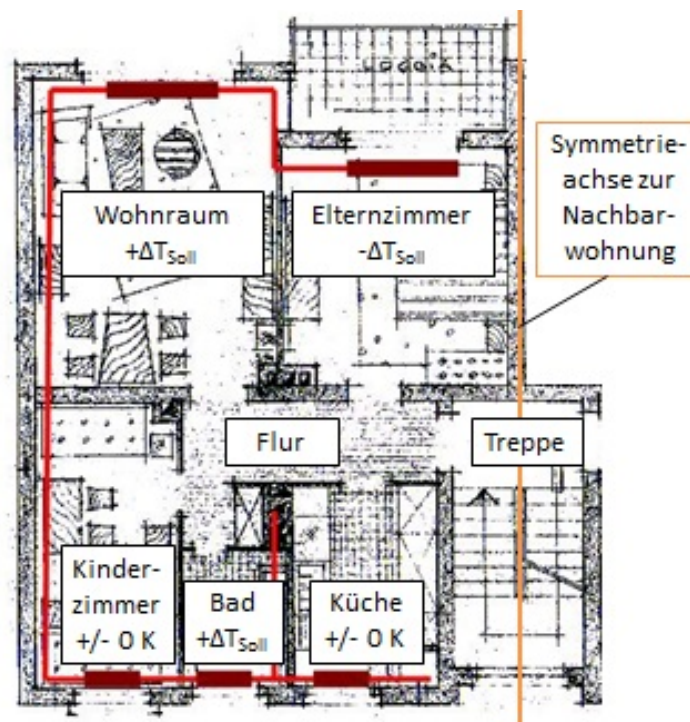


Abbildung 22: Verlauf der Heizungsrohre des simulierten Etagenringnetzes und angenommene Verteilung der Raumsolltemperaturen

In einer **Parametervariation** wurde die Sockeltemperatur für die nachfolgenden Ergebnisse konstant auf 20 °C eingestellt, während die Übertemperatur in 1 K-Schritten von -3 K bis 3 K variiert wurde. Zudem wurde jede Simulation mit 0 %, 50 % und 100 % Rohrdämmung in den Wohnungen durchgeführt – die Rohre in Keller und Schacht sind bei dieser Parametervariation stets nach EnEV gedämmt.

In **Abbildung 23** sind die sich daraus ergebenden örtlichen Nutzungsfaktoren für die Wohnungen des sanierten MFH über den Betrachtungszeitraum eines Jahres als Linien und die nicht nutzbaren Verteilverluste als Balken in Abhängigkeit der Übertemperatur ΔT_{Soll} , also der Ungleichverteilung der Raumsolltemperaturen, für die drei unterschiedlichen Dämmstärken der Rohrleitungen in den Wohnungen dargestellt. Eine Übertemperatur ΔT_{Soll} von 0 K entspricht dabei den bisherigen Simulationen mit homogener Raumsolltemperatur von 20 °C in allen beheizten Räumen.

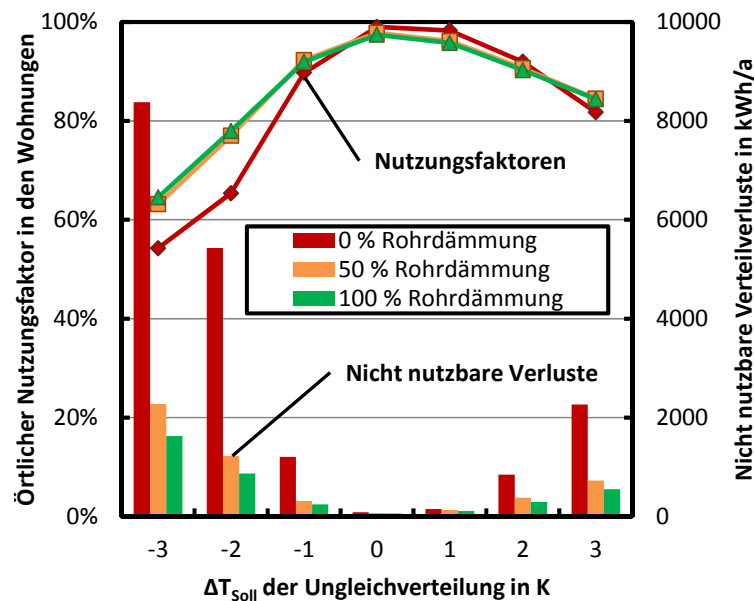


Abbildung 23: Örtlicher Nutzungsfaktor und nicht nutzbare Verteilverluste in den Wohnungen des sanierten MFH für verschiedene Rohrdämmstärken

Mit Nutzungsfaktoren über 95 % in den Wohnungen und nicht nutzbaren Verteilverlusten nahe null stellen die Simulationen mit **homogenen Raumsolltemperaturen** das **Optimum** hinsichtlich der Effizienz des betrachteten Wärmeverteilkonzepts dar. Sobald in den einzelnen Räumen unterschiedliche Solltemperaturen vorliegen, nehmen die nicht nutzbaren Verteilverluste zu und der Nutzungsfaktor sinkt. Ungleiche Solltemperaturen innerhalb einer Wohnung sind in der Praxis häufig anzutreffen, wie zum Beispiel bei einem kalten Schlafzimmer und einem warmen Bad – dies unterstreicht die Relevanz dieser Untersuchung.

Ein Anstieg der nicht nutzbaren Verluste auf über 8000 kWh/a im Falle ungedämmter Rohre innerhalb der Wohnung und das Absinken des Nutzungsfaktors deutlich unter 60 % zeigen, dass bei ungleicher Beheizung gegebenenfalls eine **Dämmung der Rohre in der Wohnung** sinnvoll sein kann, auch wenn diese gesetzlich derzeit nicht erforderlich ist. Schon mit einer geringen Dämmung von 50 % nach EnEV lassen sich die nicht nutzbaren Verluste wieder auf etwa 2000 kWh/a reduzieren. Noch stärkeres Dämmen der Rohre innerhalb der Wohnung bringt keinen nennenswerten Vorteil mehr, benötigt jedoch mehr Platz und berührt Fragen der Ästhetik.

Neben der eben diskutierten Beeinflussung der örtlichen Nutzungsfaktoren in den Wohnungen wurden auch die Auswirkungen ungleicher Raumsolltemperaturen auf das gesamte MFH betrachtet. In **Abbildung 24** und **Abbildung 25** sind hierzu der Einfluss auf den Jahresendenergiebedarf des Brennwertkessels und den Nutzungsfaktor für die im gesamten MFH anfallenden Verteilverluste dargestellt. Die beiden Diagramme enthalten zudem die Ergebnisse von Simulationen ohne Übertemperaturen ($\Delta T_{\text{Soll}} = 0 \text{ K}$) für variable (homogene) Raumsolltemperaturen T_{Soll} .

Die Simulationen mit raumweise unterschiedlichen Solltemperaturen können anhand einer **Äquivalenztemperatur** der Wohnungen mit den Simulationen mit homogenen Raumsolltemperaturen verglichen werden. Die Äquivalenztemperatur ergibt sich als

mit den jeweiligen Raumaußenwandflächen gewichteter Mittelwert der einzelnen Raumsolltemperaturen. Bei Simulationen ohne Übertemperaturen ($\Delta T_{\text{Soll}} = 0 \text{ K}$) sind die Raumsolltemperatur T_{Soll} und die Äquivalenztemperatur somit identisch. Bei einer Übertemperatur von $\Delta T_{\text{Soll}} = -3 \text{ K}$ und einer Raumsolltemperatur von $T_{\text{Soll}} = 20 \text{ °C}$ ergibt sich eine Äquivalenztemperatur von rund $19,2 \text{ °C}$. Eine Übertemperatur von $+3 \text{ K}$ ist bei gleicher Raumsolltemperatur von 20 °C mit einer Äquivalenztemperatur von $20,8 \text{ °C}$ verbunden.

Abbildung 24 zeigt den **Endenergiebedarf des Kessels** für unterschiedliche homogene und inhomogene Raumsolltemperaturen sowohl mit als auch ohne Verteilverluste, wobei die Simulationen mit inhomogener Solltemperatur und Verteilverlusten einmal mit ungedämmten und einmal mit 50 % nach EnEV gedämmten Rohren in der Wohnung wiedergegeben sind. Die durchgezogenen Linien kennzeichnen die Simulationen mit variabler Solltemperatur bei null Übertemperatur, während die gestrichelten Linien die Simulationen mit konstanter Solltemperatur und variabler Übertemperatur kennzeichnen.

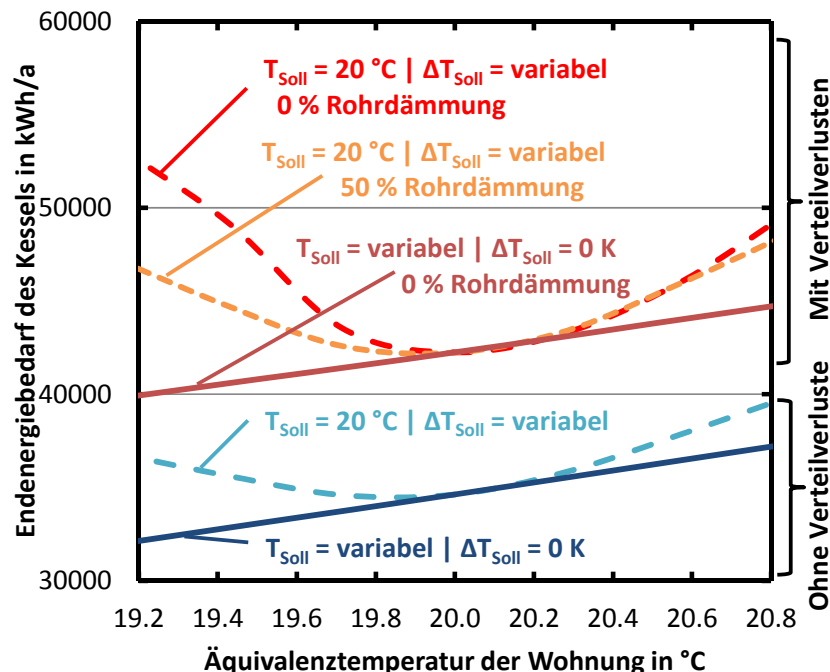


Abbildung 24: Einfluss einer inhomogenen Verteilung der Raumsolltemperaturen auf den Endenergiebedarf des Kessels im sanierten MFH

Der Unterschied zwischen den Kurven mit und ohne Verteilverluste (jeweils bei gleicher Äquivalenztemperatur) zeigt den Mehrbedarf an Endenergie des Brennwertkessels zur Deckung der nicht nutzbaren Verteilverluste. Bei einer homogenen Raumsolltemperatur von $19,5 \text{ °C}$ beträgt der zusätzliche Endenergiebedarf des Kessels rund 7730 kWh , was $23,4 \%$ des Gesamtenergiebedarfs entspricht. Dieser Mehrenergiebedarf sinkt bis zu einer homogenen Raumsolltemperatur von $20,5 \text{ °C}$ auf einen Wert von rund 7557 kWh ab, was $20,9 \%$ des Gesamtenergiebedarfs entspricht. Die durch Verteilverluste verursachte Verringerung der Effizienz der Wärmeversorgung des MFH nimmt also mit zunehmender Gebäudeheizlast geringfügig ab.

Ein Vergleich der Kurven mit homogenen und inhomogenen Solltemperaturen zeigt, dass inhomogene Solltemperaturen in jedem Fall zu einer nennenswerten Erhöhung der Endenergiebedarfs des Gas-Brennwertkessels führen. Während mit Verteilverlusten bei homogener Solltemperatur von 19,2 °C etwa 40000 kWh Endenergie dem Kessel zugeführt werden, sind im Falle inhomogener Solltemperatur mit rund 52500 kWh schon 31 % mehr erforderlich, wenn keine Rohrwärmedämmung in den Wohnungen verwendet wird. Eine leichte Dämmung der Rohre mit 50 % nach EnEV sorgt bei gleicher inhomogener Solltemperatur für eine Reduktion des Mehrenergiebedarfs des Kessels um ca. 5500 kWh, was 13,8 % des Gesamtbedarfs ausmacht.

In **Abbildung 25** sind die nicht nutzbaren Verteilverluste (durchgezogene Linien) und die Nutzungsfaktoren für das gesamte MFH (gestrichelte Linien) mit sowohl homogener als auch inhomogener Solltemperatur ohne Dämmung der Rohre in den Wohnungen dargestellt. In den Simulationen mit inhomogener Solltemperatur sind die nicht nutzbaren Verluste deutlich höher und die Nutzungsfaktoren niedriger als bei homogener Solltemperatur.

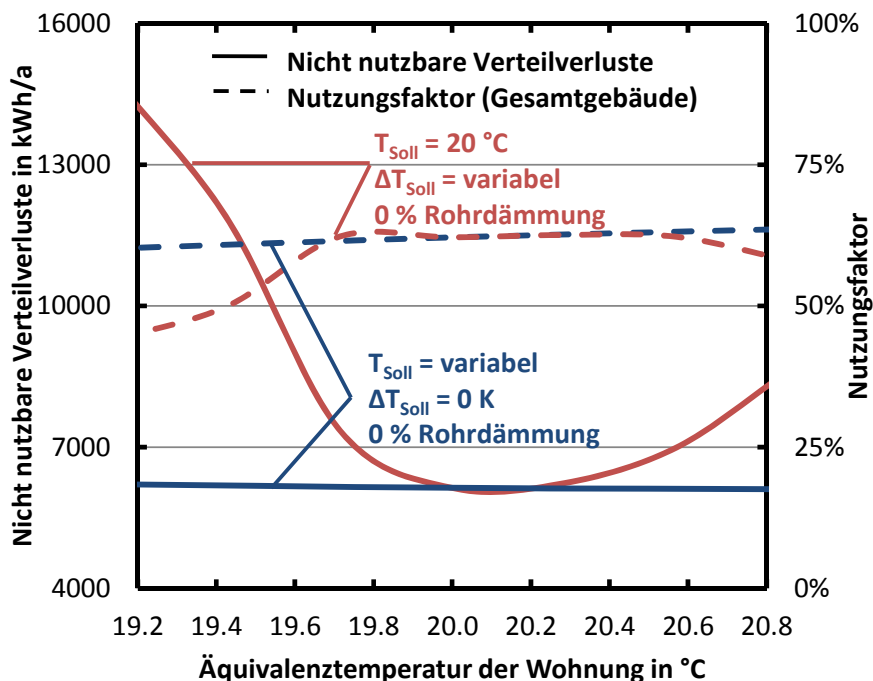


Abbildung 25: Einfluss einer inhomogenen Raumsolltemperaturverteilung auf nicht nutzbare Verteilverluste und Nutzungsfaktor des gesamten sanierten MFH

Diese Ergebnisse konnten nur aufgrund der Besonderheiten des verwendeten Gebäudemodells gewonnen werden, da dieses eine Vorgabe der Solltemperaturen für jeden einzelnen Raum ermöglicht. Inhomogene Raumsolltemperaturen haben einen starken Einfluss auf die Nutzbarkeit der Verteilverluste, was jedoch in Normen und Richtlinien, wie beispielsweise in der DIN 4701-10, nicht ausreichend berücksichtigt wird. Da in der Praxis häufig inhomogene Solltemperaturen anzutreffen sind, ist davon auszugehen, dass die Ergebnisse von Simulationen mit einer homogenen Solltemperatur stets den „günstigsten Fall“ darstellen, welcher die Nutzbarkeit der Verteilverluste über- und die Höhe der nicht nutzbaren Verteilverluste unterschätzt.

4.1.3 Vergleich von Etagenringleitungs- und Steigleitungsnetz

Nachdem im Abschnitt 4.1.2 zunächst die Auswirkungen ungleicher Raumsolltemperaturen innerhalb einer Wohnung auf die Nutzbarkeit der Verteilverluste eines Etagenringleitungsnetzes diskutiert wurden, schließt sich nun ein Vergleich der **Auswirkungen von raum- und etagenweise unterschiedlichen Solltemperaturen** sowohl für **Etagenringleitungsnetze** als auch für **Steigleitungsnetze** an. Die zu Grunde liegenden Leitungsverläufe sind in Abschnitt 2.3.1 auf Seite 18 dokumentiert. Dabei wird abermals der Einfluss der Rohrleitungs-dämmung (0 %, 50 % und 100 % nach EnEV) innerhalb der Wohnungen betrachtet.

Bei den **etagenweise unterschiedlichen Solltemperaturen** sind die Raumsolltemperaturen innerhalb einer Wohnung und auf einer Etage jeweils gleich, jedoch wird in der ersten Etage noch eine Übertemperatur ΔT_{Soll} zur Raumsolltemperatur subtrahiert und in der vierten Etage addiert. Somit kann durch eine Variation der Übertemperatur ΔT_{Soll} die Lage der Wohnung mit der höchsten bzw. niedrigsten Solltemperatur innerhalb des Gebäudes verändert werden.

In **Abbildung 26** sind zunächst die Gesamtwärmebedarfe der beiden Netztypen sowie der Referenzsimulation(en) ohne Verluste bei im gesamten Gebäude identischen bzw. homogenen Raumsolltemperaturen für unterschiedliche Rohrdämmstärken in den Wohnungen dargestellt. Die Referenzsimulation ohne Verteilverluste weist bei beiden Netztypen den gleichen Wärmebedarf auf, weshalb die Darstellung mit einer Linie in grün zur vereinfachten Darstellung verwendet wird – zudem stellt die Gleichheit der Ergebnisse der Referenzsimulation(en) ein notwendiges Kriterium für die Plausibilität des Modellverhaltens dar.

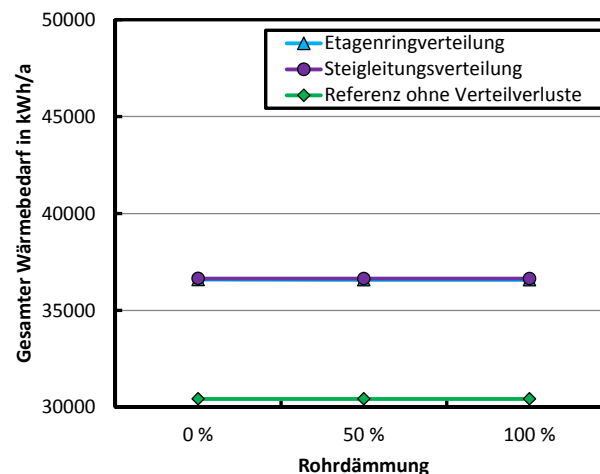


Abbildung 26: Netzvergleich bei homogenen Solltemperaturen im sanierten MFH

Bei homogener Solltemperatur verhalten sich Etagenring- und Steigleitungsnetz fast identisch, da die in den Wohnungen anfallenden Verteilverluste mit hohen Nutzungsfaktoren verknüpft sind. Eine Rohrdämmung in den Wohnungen bringt daher auch keine nennenswerte Einsparung beim Gesamtwärmebedarf des MFH. Die Differenz zwischen den beiden Kurven mit Verteilverlusten und der Referenzsimulation ist auf die nicht nutzbaren Verteilverluste zurückzuführen.

Abbildung 27 zeigt die Gesamtwärmebedarfe beider Netztypen sowie der Referenzsimulation(en) ohne Verluste bei raumweise inhomogenen Solltemperaturen für unterschiedliche Rohrdämmstärken in den Wohnungen. Es wird nur der Fall einer Übertemperatur von $\Delta T_{\text{Soll}} = -3 \text{ K}$ (höchste Solltemperatur im Elternzimmer) betrachtet.

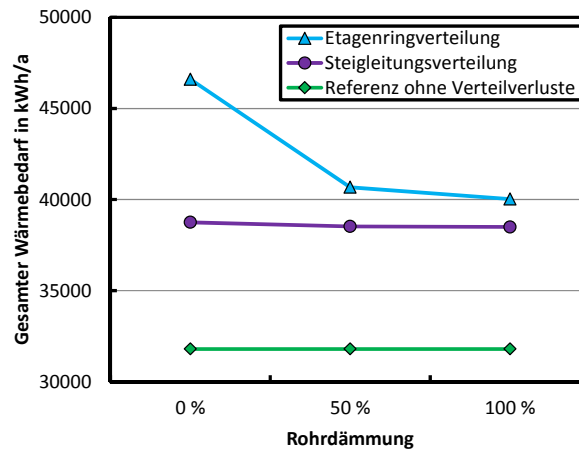


Abbildung 27: Netzvergleich bei raumweise inhomogener Solltemperaturverteilung im sanierten MFH

Ohne Rohrdämmung in den Wohnungen weist das Etagenringverteiltetz einen um 7849 kWh/a und somit 20 % höheren Wärmebedarf auf als das Steigleitungsnetz. Mit 50 % Rohrdämmung nach EnEV können die nicht nutzbaren Verteilverluste im Etagenringnetz um 5924 kWh/a gesenkt werden, was 13 % des Gesamtwärmebedarfs entspricht. Beim Steigleitungsnetz hat die Dämmung nahezu keinen Effekt. Trotzdem liegt dieses im Vergleich der Gesamtwärmebedarfswerte noch 2152 kWh/a bzw. 5 % unter dem Etagenringverteiltetz mit 50 % Rohrdämmung.

In **Abbildung 28** sind zuletzt die Gesamtwärmebedarfe der beiden Netztypen sowie der Referenzsimulation(en) ohne Verluste bei etagenweise inhomogenen Solltemperaturen für unterschiedliche Rohrdämmstärken in den Wohnungen dargestellt. Es wird der Fall einer Übertemperatur von 3 K in den Wohnungen der obersten Etage des MFH betrachtet. Die Referenzsimulation ohne Verteilverluste liefert wieder bei beiden Netztypen gleiche Wärmebedarfe.

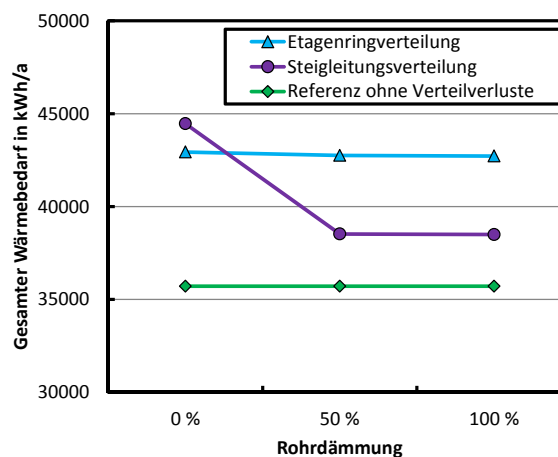


Abbildung 28: Netzvergleich bei etagenweise inhomogener Solltemperatur im sanierten MFH

Ohne Rohrleitungsdämmung in den Wohnungen weist das Steigleitungsnetz einen um 1523 kWh/a bzw. 4 % höheren Wärmebedarf auf als das Etagenringverteilnetz. Mit 50 % Rohrdämmung nach EnEV können die nicht nutzbaren Verteilverluste im Steigleitungsnetz um 5941 kWh/a und somit um 13 % reduziert werden. Im Etagenringleitungsnetz hat die Dämmung nahezu keinen Effekt. Mit 50 % Rohrdämmung liegt der Gesamtwärmebedarf des Steigleitungsnetzes bereits um 4230 kWh/a bzw. 10 % unter dem des Etagenringverteilnetzes.

Zusammenfassend ist somit festzustellen, dass bei Simulationen mit homogener Raumtemperaturverteilung keine signifikanten Unterschiede zwischen den Energiebedarfen und Nutzbarkeiten der Verteilverluste für die betrachteten Verteilnetztypen bestehen. In realen Gebäuden sind die Raumtemperaturen jedoch sowohl etagen- als auch raumweise inhomogen – wenngleich keine genaue Vorhersage der Ungleichverteilung der Solltemperaturen möglich ist. In jedem Fall sorgt eine inhomogene Raumsolltemperaturverteilung bei beiden Netztypen für höhere nicht nutzbare Verluste und somit höhere Gesamtwärmebedarfe. Eine geringfügige Dämmung der Rohre in der Wohnung von 50 % nach EnEV reduziert die nicht nutzbaren Verteilverluste bereits soweit wie möglich, eine noch stärkere Dämmung bringt keine Vorteile. Ein Steigleitungsnetz mit 50 % Rohrdämmung in den Wohnungen ist sowohl bei raumweiser- als auch bei etagenweiser Ungleichverteilung der Solltemperaturen effizienter als ein Etagenringleitungsnetz.

4.1.4 Bedeutung des hydraulischen Abgleichs

Der hydraulische Abgleich ist ein Verfahren, mit dem erreicht werden soll, dass in einem Heizungssystem jeder Heizkörper bzw. jede Heizfläche bei einer definierten Vorlauftemperatur – üblicherweise im Nennbetriebspunkt – mit genau dem Volumenstrom versorgt wird, der zur Erreichung der Raumsolltemperatur erforderlich ist. Zudem soll sich dabei über alle Heizkörper die gleich Spreizung einstellen, also die gleiche, möglichst niedrige Rücklauftemperatur resultieren. Somit sollen Überdimensionierungen vermieden und die Wärmeversorgungs-effizienz gesteigert werden.

Den bisher vorgestellten Simulationen lagen stets hydraulisch perfekt abgegliche Systeme zu Grunde, die nicht nur im Nennbetriebspunkt sondern in jedem Betriebspunkt genau den notwendigen Durchfluss an jedem Heizkörper eingestellt haben. Die simulierten Rücklauftemperaturen sind dementsprechend stets sehr niedrig, was sowohl die Höhe der Verteilverluste verringert als auch für einen effizienteren Betrieb des Gas-Brennwertkessels sorgt.

In der Realität sind jedoch nicht unbedingt hydraulisch abgegliche Systeme vorhanden. Zudem erfolgt der hydraulische Abgleich für den Nennbetriebspunkt oder einen Betriebspunkt des Heizungssystems. Bei anderen Betriebspunkten ist davon auszugehen, dass sich wiederum vom Optimum abweichende Durchflüsse einstellen.

Um die Auswirkung hydraulisch nicht abgeglichener Systeme auf die Effizienz der Wärmeversorgung bzw. die Nutzbarkeit der Verteilverluste zu untersuchen, wurde ein grober Ansatz zur Abbildung eines fehlenden hydraulischen Abgleichs betrachtet.

Der Ansatz realisiert eine etagenweise Ungleichverteilung der Massenströme durch einen Faktor f_h . Dieser Faktor wird als relatives Maß für die Abweichung vom hydraulisch abgeglichenen System gemäß **Abbildung 29** jeweils mit den tatsächlich vom Heizkörper benötigten Massenstrom \dot{m}_N multipliziert, sodass sich in den unteren Etagen ein jeweils etwas zu großer Massenstrom \dot{m} einstellt und in den oberen Etagen entsprechend etwas zu geringe Massenströme \dot{m} . Ist der Faktor f_N gleich null, so liegt ein hydraulisch abgeglichenes System vor. Für f_N gleich 0,4 wird bspw. jeder Heizkörper in der dritten Etage mit einem 20 % zu kleinen Durchfluss versorgt.

Etage	Formel für \dot{m}	bei Faktor 0.2	bei Faktor 0.4	bei Faktor 0.5
4	$\dot{m} = \dot{m}_N \cdot (1 - 1,5 \cdot f_h)$	$\dot{m} = \dot{m}_N \cdot 0,7$	$\dot{m} = \dot{m}_N \cdot 0,4$	$\dot{m} = \dot{m}_N \cdot 0,25$
3	$\dot{m} = \dot{m}_N \cdot (1 - 0,5 \cdot f_h)$	$\dot{m} = \dot{m}_N \cdot 0,9$	$\dot{m} = \dot{m}_N \cdot 0,8$	$\dot{m} = \dot{m}_N \cdot 0,75$
2	$\dot{m} = \dot{m}_N \cdot (1 + 0,5 \cdot f_h)$	$\dot{m} = \dot{m}_N \cdot 1,1$	$\dot{m} = \dot{m}_N \cdot 1,2$	$\dot{m} = \dot{m}_N \cdot 1,25$
1	$\dot{m} = \dot{m}_N \cdot (1 + 1,5 \cdot f_h)$	$\dot{m} = \dot{m}_N \cdot 1,3$	$\dot{m} = \dot{m}_N \cdot 1,6$	$\dot{m} = \dot{m}_N \cdot 1,25$

Abbildung 29: Ansatz zur Untersuchung des hydraulischen Abgleichs

Um das Erreichen der Raumsolltemperaturen trotz zu geringer Durchflüsse auch in Etage 3 und 4 sicherstellen zu können, wurde die Heizkurve einmal um 5 und einmal um 10 K parallel verschoben (angehoben). Die Auswirkungen auf die Untertemperaturstunden (Anzahl an Stunden des Jahres, in denen die Raumtemperaturen um 1 K unter ihren Sollwerten liegen) und den Endenergiebedarf zeigt **Abbildung 30**. Das Kürzel *h. a.* und die roten Linien markieren den hydraulisch abgeglichenen Fall.

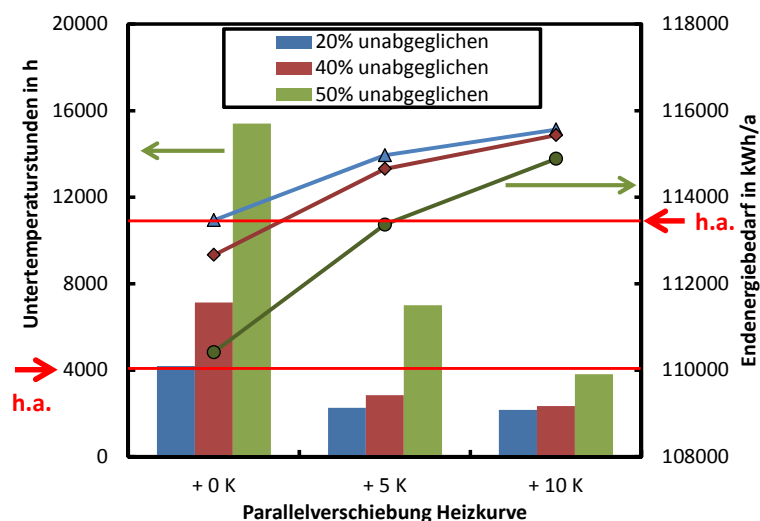


Abbildung 30: Auswirkungen eines fehlenden hydraulischen Abgleichs auf Untertemperaturstunden (Balken) und Endenergiebedarf (Kurven) im unsanierten MFH

Die Ergebnisse aus **Abbildung 30** gelten für das unsanierte MFH mit Vierleiternetz. Die Untertemperaturstunden beziehen sich auf den Mittelwert aller Räume in den Dachwohnungen, da hier der größte Effekt einer ungenügenden Wärmeversorgung auftritt. Direkt vergleichbar sind nur diejenigen Simulationen, welche eine „ähnliche“ Anzahl an Untertemperaturstunden aufweisen, wie es bspw. bei dem hydraulisch abgeglichen System und dem 50 % unabgeglichenen System mit um 10 K parallel verschobener (angehobener) Heizkurve der Fall ist. Der fehlende hydraulische Abgleich erhöht in diesem Fall den Endenergiebedarf des MFH von 113465 kWh/a auf 114888 kWh/a, was einem Mehrenergiebedarf von 1,3 % entspricht. Der Endenergiebedarf nimmt bei gleicher Heizkurve mit zunehmender Unabgeglichenheit ab, weil das MFH insgesamt kühler ist und die Untertemperaturstunden zunehmen – dies ist jedoch keine Effizienzsteigerung, sondern lediglich eine Komfortverschlechterung.

Mit dem vorgestellten, stark vereinfachenden Ansatz zur Modellierung eines hydraulisch nicht abgeglichenen Systems in TRNSYS lassen sich nur geringe Auswirkungen des hydraulischen Abgleichs feststellen – was sich mit gängigen Einschätzungen hierzu nicht deckt [Jag05]. Als mögliche Ursache ist das ideale Funktionieren der Heizkörperthermostate anzusehen. Die ideale Funktion der Thermostate gleicht die „falschen“ Massenströme eines Zeitschritts durch entsprechend angepasste Regelgrößen im nächsten Zeitschritt nahezu aus. Das Ausmaß der Überhitzung wie sie in der Realität in den unteren Etagen des MFH bei der entsprechenden Überversorgung (mit zu hohem Durchfluss) zu erwarten wäre, wird durch die Thermostate nahezu nivelliert – das System reagiert „sehr robust“. Ohne eine explizite Berechnung der hydraulischen Verhältnisse lässt sich der hydraulische Abgleich demnach in TRNSYS nicht abbilden. Die Ergebnisse stellen stets hydraulisch ideale Systeme dar.

4.2 Untersuchungen mit solarthermischer Unterstützung

Das im Unterpunkt 2.3.1 auf Seite 17 beschriebene Vierleiternetz wurde auch unter Berücksichtigung einer unterschiedlich groß dimensionierten solarthermischen Unterstützung betrachtet. Das zu Grunde liegende Systemschaltbild zeigt **Abbildung 31**. Die Solarwärme wird über die in *Tabelle 2.6* auf Seite 24 beschriebenen Flachkollektoren mit Südausrichtung bereitgestellt und zunächst über einen externen Wärmetauscher in einen rein solar versorgten, monovalenten Solarpufferspeicher im Keller eingebracht. Die sich anschließende Nutzung der Solarwärme kann entweder in Reihe oder parallel zum Kessel erfolgen und drei unterschiedliche Senken bedienen.

Die **serielle Verschaltung** von Solarthermie und Kessel ist in der Praxis oft anzutreffen, üblich ist hierfür die Bezeichnung der Rücklaufanhebung, da der Rücklauf des Kessels über den Solarspeicher geht und dort solarthermisch vorgewärmt wird. Der Kessel liefert dann je nach solarthermischem Angebot die fehlende Heizleistung zur Bereitstellung der gewünschten Vorlauftemperatur. Wenn die Solarthermie alleine die Vorlauftemperatur aufrechterhalten kann, muss der Kessel, abgesehen von etwaigen Standby-Verlusten, nicht arbeiten. Wenn die Solarthermie nicht arbeitet, kann der Kessel auch die gesamte Wärmeversorgung übernehmen. Dies erfordert eine ausreichende Dimensionierung des Kessels.

Die **parallele Betriebsweise** von Kessel und Solaranlage ist in der Praxis nicht gebräuchlich, da der Vereinfachung bei der Verschaltung eine unnötig große Verminderung des Solarertrags gegenübersteht. Bei der Parallelschaltung findet ein reiner Alternativbetrieb zwischen Kessel und Solarspeicher statt. Die Solaranlage kann nur dann Wärme an das Verteilnetz liefern, wenn die Temperaturen im Solarspeicher die vom Netz geforderten Vorlauftemperaturen um ein definiertes Mindestmaß überschreiten. Andernfalls versorgt der Kessel das Netz – ohne eine ggfs. mögliche solare Vorerwärmung des Rücklaufs zum Kessel. Trotz dieses Nachteils wurde diese Betriebsweise mit in die Betrachtungen einbezogen, da sie eine Unterscheidung zwischen dem konkreten Beitrag (bzgl. Wärmemenge und Zeit) der Solarthermie und des Kessels zur Wärmeversorgung ermöglicht. Die zu erwartende Performance einer (dann seriell verschalteten) realen Anlage sollte aufgrund der genannten Beschränkung des Parallelbetriebs entsprechend besser sein (höherer Solarertrag).

Weitere Varianten zur Einbindung der Solarthermie, wie bspw. eine direkte Einspeisung von Wärme aus dem Solarkreis in den Netzvorlauf, wurden nicht untersucht.

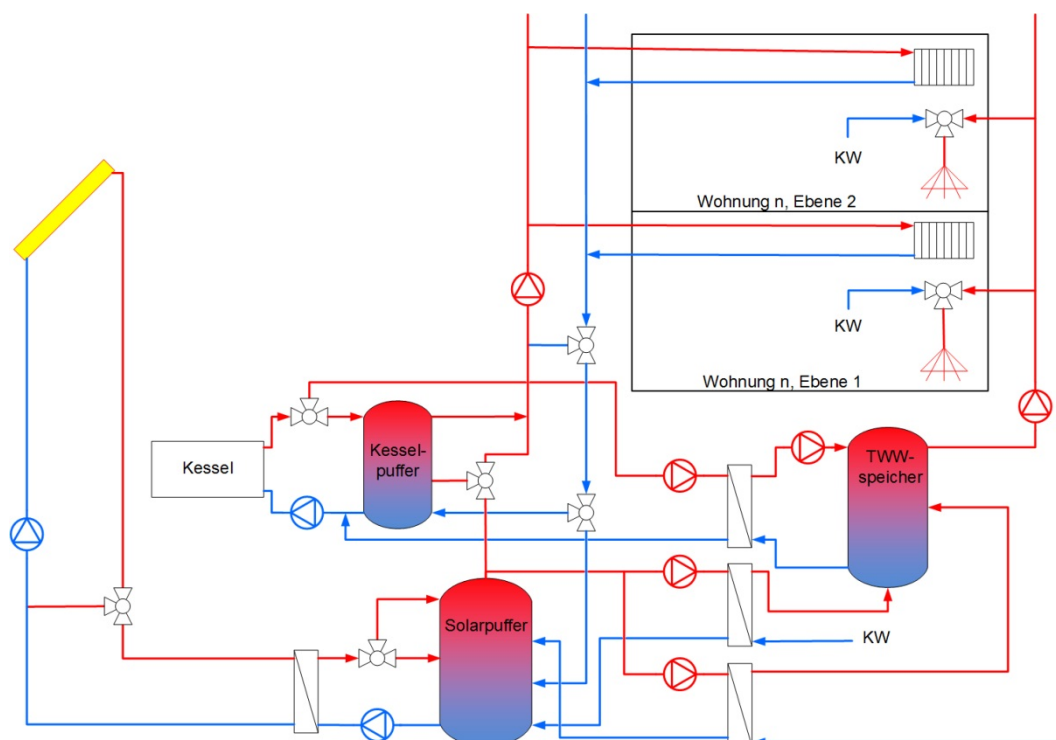


Abbildung 31: Schaltbild des solar unterstützten Vierleiternetzes

Die **Beladung des Solarpufferspeichers** erfolgt über einen externen Plattenwärmeübertrager, dem ein Drei-Wege-Ventil nachgeschaltet ist. Je nach Temperaturniveau des Kollektorkreises, kann Solarwärme mit dem Drei-Wege-Ventil über zwei unterschiedliche Anschlüsse in den Speicher eingebracht werden. Ein Anschluss befindet sich in einer relativen Höhe von 85 % des Speichers (die Speicherhöhe variiert mit dem Speichervolumen zwischen 1,78 m bei 400 l und max. 2,16 m ab 1600 l) und ein weiterer Anschluss befindet sich in einer relativen Höhe 40 %.

Die **Regelung der Kollektorkreispumpe** erfolgt über den Vergleich der Temperatur des erwärmten Solarfluides mit der Temperatur im unteren Bereich des Speichers. Wenn die Kollektorausstrittstemperatur mindestens 7 K über der unteren Speichertemperatur liegt, so wird die Kollektorkreispumpe eingeschaltet, solange bis die Temperaturdifferenz wieder unter einen Wert von 4 K sinkt. Um die Komponenten im Solarkreis gegen hohe Temperaturen und Dampfschläge abzusichern, wird die Pumpe im Kollektorkreis ausgeschaltet, sobald die Temperatur des Solarfluides auf Werte über 130 °C steigt [Pär14]. Um das Verdampfen des Heizungswassers im Solarspeicher zu vermeiden, wird die Kollektorkreispumpe auch abgeschaltet, wenn die Temperatur im oberen Bereich des Speichers 95 °C erreicht. Der Bypass im Vorlauf dient als Frostschutz für die wasserführende Sekundärseite des Plattenwärmetauschers⁵.

Die **Regelung der Speicherladepumpe** erfolgt anhand der Differenz zwischen der Temperatur des Solarfluides vor dem Bypass und der Temperatur im unteren Bereich des Speichers. Die Einschalttemperaturdifferenz beträgt 6 K und die Ausschalttemperaturdifferenz 3 K. Analog zur Kollektorkreispumpe erfolgt eine Abschaltung der Speicherladepumpe, wenn die Temperatur im oberen Speicherbereich 95 °C überschreitet. Eine weitere Voraussetzung für das Einschalten der Beladepumpe ist, dass die Kollektorkreispumpe in Betrieb ist, da sonst keine Erwärmung des Heizungswassers über den Wärmetauscher erfolgen und die Speicherschichtung zerstört würde.

Zur **Entladung des Solarspeichers** stehen drei Senken auf jeweils unterschiedlichen Temperaturniveaus zur Verfügung. Die Entladeregelung sorgt dabei dafür, dass jeweils die Senke mit dem höchstmöglichen Temperaturniveau aus dem Solarpuffer versorgt wird – sofern die Senke gerade einen Wärmebedarf aufweist. Dies ist als erstes die Einspeisung in den Zirkulationsrücklauf mit einem Temperaturbereich von 55 °C bis 60 °C, dann die Unterstützung der Raumheizung mit einem Temperaturbereich von 30 °C bis 50 °C (beim sanierten MFH) und zuletzt die TWW-Vorwärmung mit einem Temperaturbereich von 10 °C bis 15 °C. Die Entnahme der eingespeicherten Solarwärme für TWW oder Zirkulation erfolgt auf einer relativen Speicherhöhe von 100 %, während der Anschluss für den Heizungsvorlauf auf einer relativen Höhe von 75 % liegt.

Die solarthermische Unterstützung erfordert **zahlreiche zusätzliche Komponenten** im Wärmeversorgungssystem, bspw. Kollektorkreispumpe, Speicherladepumpe und Solarkreiswärmetauscher. Die Auslegung erfolgte nach üblichen Dimensionierungsvorschriften wie sie zum Beispiel in [Rec07] zu finden sind. Das abgebildete System sollte somit einer möglichst gewöhnlichen Auslegung entsprechen.

⁵ In den außenliegenden Rohren des Kollektorkreises kann das Solarfluid in kalten Nächten stark auskühlen. Bei einsetzender Solarstrahlung und mit einschaltender Kollektorkreispumpe wird das kalte Fluid durch die Vorlaufrohre gedrückt. Wird das Solarfluid mit einer Temperatur unter 4 °C über den Plattenwärmetauscher geleitet, kann das Wasser auf der Sekundärseite gefrieren und den Plattenwärmetauscher beschädigen [Rem01]. Das Solarfluid wird daher so lange über den Bypass im Kollektorkreis umgewälzt, bis die Temperatur vor dem Umschaltventil größer ist als 4 °C und erst dann über den Plattenwärmetauscher geleitet.

4.2.1 Solarwärme und Verteilverluste

Die Nutzbarkeit der Verteilverluste variiert im Jahresverlauf signifikant. **Abbildung 32** zeigt die Nutzungsfaktoren (*links*) und die nicht nutzbaren Verteilverluste (*rechts*) des Vierleiternetzes jeweils mit den monatlichen Einstrahlungssummen. Der Jahresverlauf des Nutzungsfaktors sämtlicher Verteilverluste ergibt sich energetisch gewichtet aus den in Unterpunkt 4.1.2 auf Seite 42 diskutierten lokalen Nutzungsfaktoren der Verluste in Keller, Schacht und Wohnung, weshalb die Analyse hier nicht im Detail wiederholt wird. Bemerkenswerter ist die starke zeitliche Korrelation von Einstrahlung und nicht nutzbaren Wärmeverteilverlusten in **Abbildung 32** (*rechts*).

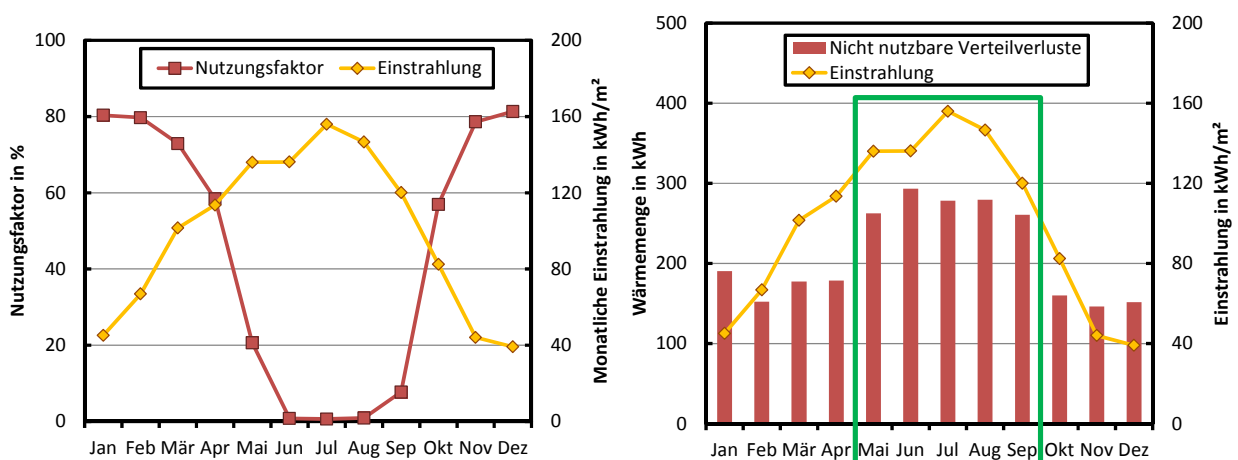


Abbildung 32: Jahresverlauf von Einstrahlung und Nutzungsfaktor (*links*) sowie von Einstrahlung und nicht nutzbaren Verteilverlusten des Vierleiternetzes (*rechts*)

Das solare Strahlungsangebot und die nicht nutzbaren Verteilverluste haben einen ähnlichen Verlauf, der im Winter sein Minimum und im Sommer sein Maximum aufweist. Für das vorliegende Vierleiternetz entfallen 54 % der nicht nutzbaren Verteilverluste auf den Zeitraum von Mai bis September und somit in den Zeitraum des größten solaren Energieangebots.

Die zeitliche Korrelation von Strahlungsangebot und dem Auftreten nicht nutzbarer Verteilverluste bietet ein großes Potential, um sonst fossil bereitzustellende Wärme einzusparen, indem die nicht nutzbaren Verteilverluste – die dem Wärmeverteilsystem immanent sind – möglichst vollständig solar gedeckt werden. Voraussetzung hierfür ist eine diesem Zweck angepasste Dimensionierung der Solaranlage, die auf eine solare Vollversorgung von TWW, Verteilverlusten und Raumheizung im Sommer und eine damit möglich werdende Kesselabschaltung in diesem Zeitraum abzielt.

4.2.2 Dimensionierung

Für eine möglichst vollständige Vermeidung fossil gedeckter Verteilverluste im Sommer ist die Solaranlage so zu dimensionieren, dass sie nicht nur den theoretischen Trinkwarmwasserbedarf (also den TWW-Nutzen), sondern den gesamten sommerlichen Wärmebedarf inklusive der unvermeidbaren Verteilverluste deckt.

Die Auslegung nach der VDI-Richtlinie 6002 Blatt-1 bietet hierfür einen geeigneten Ausgangspunkt. Sie empfiehlt, die Solaranlage so zu dimensionieren, dass sie die sogenannte „**sommerliche Schwachlast**“ decken kann. Hierbei handelt es sich um den Trinkwarmwasserbedarf $V_{D,60}$ (bezogen auf 60 °C), der mit der niedrigsten Nachfrage in der Urlaubszeit im Sommer auftritt. Es wird der in der VDI Richtlinie 6002 Blatt-1 empfohlenen Wert für $V_{D,60}$ von 22 Litern pro Person und Tag verwendet.

Die **wirtschaftlich sinnvolle Auslastung** einer Solaranlage v_{ausl} liegt laut VDI 6002 Blatt-1 in einem Bereich von 70 bis 100 Litern pro m² Kollektorfläche und Tag. Optional erlaubt die VDI 6002 Blatt-1 auch die Berücksichtigung der Wärmeverteilverluste durch einen Aufschlag von 50 % auf den $V_{D,60}$ -Wert. Diese Auslegung ergibt eine Kollektorfläche von 5 bis 8 m². Im Folgenden wird die obere Grenze der Kollektorfläche (8 m² bzw. 0,5 m² pro Person) als „Auslegung nach VDI“ bezeichnet.

Um die Effekte einer großzügigeren Dimensionierungen zu untersuchen, wird diese Kollektorfläche in den Vergleichssimulationen vervielfacht. Das Volumen des SolarSpeichers berechnet sich dabei ebenfalls nach der Empfehlung in VDI Richtlinie 6002 Blatt-1 anhand eines spezifischen Volumens v_s von 50 Litern pro m² Kollektorfläche. Die maximale Speichervolumen wird (in dieser Untersuchung) auf 1600 Liter begrenzt, da größere Speicher voraussichtlich schwer in üblichen Heizungskellern unterzubringen sind und auf die Untersuchung von Mehrspeicherlösungen verzichtet wird. *Tabelle 4.3* enthält die resultierenden Kollektorflächen und Speichergrößen.

Tabelle 4.3: *Betrachtete Solarkollektorflächen und Solarpufferspeichervolumina*

Auslegung nach VDI	Kollektorfläche in m ²	Kollektorfläche in m ² /Person	Speichergröße in l
x1	8	0,5	400
x2	16	1	800
x3	24	1,5	1200
x4	32	2	1600
x6	48	3	1600
x12	96	6	1600

In **Abbildung 33** sind die Solarerträge (als Wärmeaustrag aus dem Solarspeicher ins Verteilsystem) in absoluten sowie spezifischen (auf die Kollektorfläche bezogenen) Werten für die obigen Anlagengrößen bei serieller Betriebsweise dargestellt. Bei der Bewertung der Verläufe ist zu beachten, dass die Achsenskalierung ab 32 m² nicht mehr linear ist und dass ab 32 m² zudem die Speichergröße nicht mehr linear mit der Kollektorfläche zunimmt.

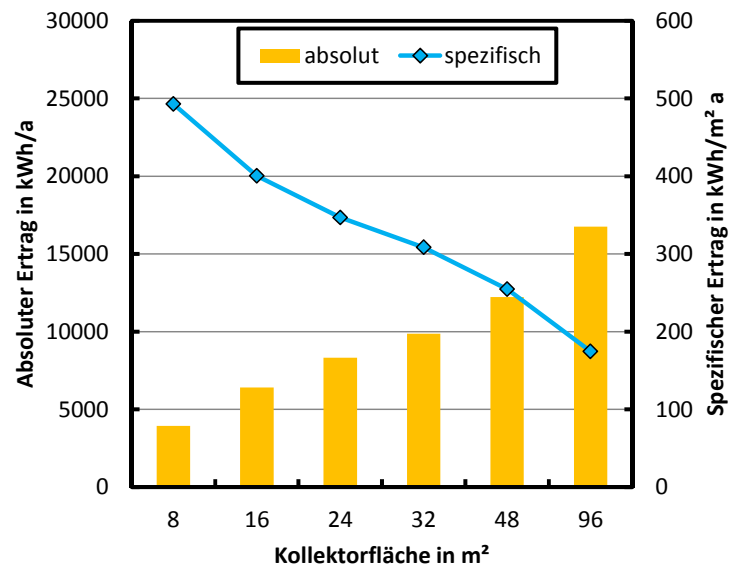


Abbildung 33: Solarertrag bei unterschiedlicher Dimensionierung im sanierten MFH

Der spezifische Ertrag ist bei einer Auslegung nach VDI von 8 m² mit 3942 kWh/a bzw. 493 kWh/(m² a) am höchsten (und würde bei einer weiteren Verringerung der Kollektorfläche weiter zunehmen). Für größere Kollektorflächen fällt der spezifische Solarertrag monoton. Bei einer Kollektorfläche von 32 m² erreicht der Solarertrag einen Wert von 9871 kWh/a bzw. 308 kWh/(m² a). Für noch größere Anlagen fallen die spezifischen Erträge unter 300 kWh/(m² a), was als Mindestertrag einer Kombianlage gilt, die noch eine finanzielle Förderung der BAFA erhalten kann [BAF15].

Abbildung 34 zeigt die mit den genannten Anlagengrößen erreichten Deckungs- und Nutzungsgrade. Der Deckungsgrad gibt den Anteil der Solarthermie an der Gesamtwärmeversorgung (Raumheizung, TWW und Verteilverluste) an. Der Nutzungsgrad wiederum stellt das Verhältnis von auf die Kollektorfläche eingestrahelter Solarenergie zur tatsächlich aus dem Solarspeicher entnommenen Solarenergie dar.

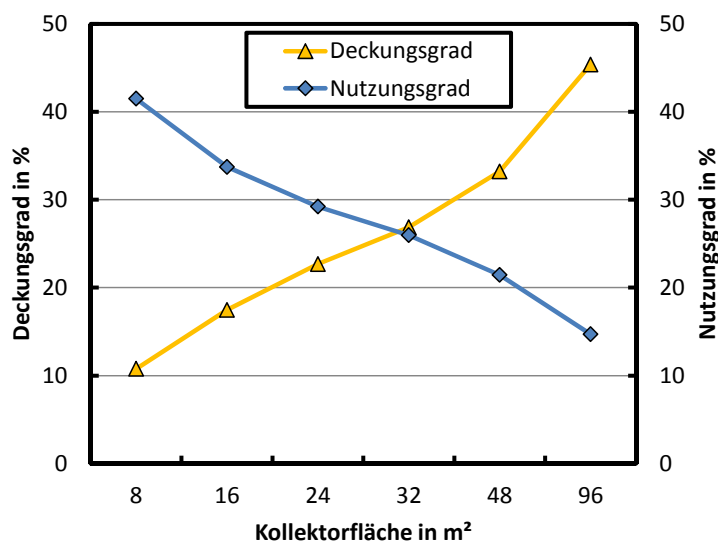


Abbildung 34: Deckungs- und Nutzungsgrad über der Solaranlagengröße im sanierten MFH

Die dargestellten Verläufe können als typisch bezeichnet werden, da der Deckungsgrad für größer werdende Anlagen zu- und der Nutzungsgrad abnimmt. Konkret erreicht die nach VDI ausgelegte Solaranlage einen Deckungsgrad von 11 % bei einem Nutzungsfaktor von 41 %. Bei einer Anlagengröße von 32 m² beträgt der Deckungsgrad bereits 27 %, während der Nutzungsgrad auf 26 % sinkt. Bei noch größeren Kollektorflächen sind Deckungsgrade über 30 % erreichbar, jedoch sinkt der Nutzungsfaktor auf 20 % und weniger.

Für das Vierleiternetz stellt sich heraus, dass eine sommerliche Kesselabschaltung in der streng ausgelegten Simulation nicht möglich ist, da sonst in einzelnen Zeitschritten die Vorschriften der TWW-Hygiene nicht eingehalten werden und die Temperatur am Speicherausgang in diesen Fällen unter 60 °C fällt.

4.2.3 Einzelbetrachtung zur Nutzbarkeit unterschiedlicher Senken

Zu Beginn von Abschnitt 4.2 wurde erläutert, dass die Nutzung der Solarwärme mit dem in **Abbildung 31** auf Seite 52 dargestellten Schaltungskonzept über drei unterschiedlichen Senken (und Temperaturniveaus) erfolgen kann: TWW, Raumheizung (RH) und Zirkulation (ZIRK). Eine solche Einbindung der Solarthermie ist zwar sehr flexibel, erfordert jedoch auch zusätzliche Komponenten und eine geeignete Regelung. Ob diesem Zusatzaufwand auch entsprechende Mehrerträge gegenüberstehen, wurde in einer Simulationsstudie für eine nach VDI dimensionierte Solaranlage mit 8 m² und eine größere Solaranlage mit 32 m² untersucht. Hierbei wurden Simulationen mit allen möglichen Kombinationen der einzelnen Senken durchgeführt, deren jeweilige Solarerträge in **Abbildung 35** dargestellt sind.

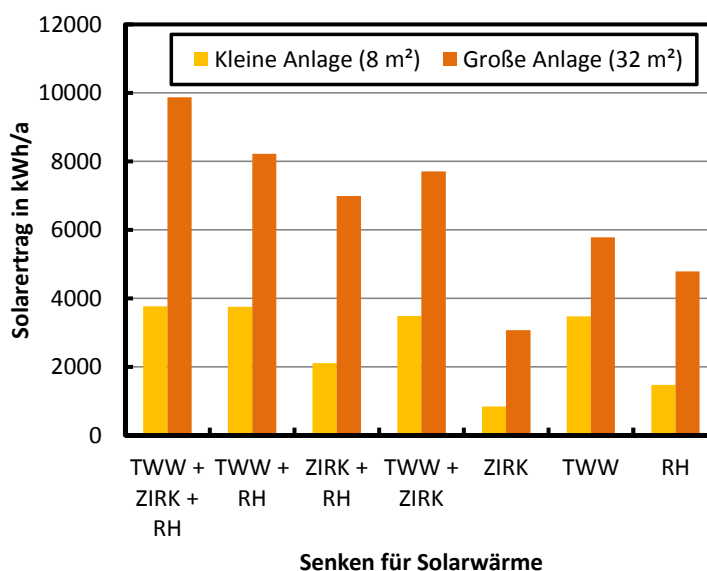


Abbildung 35: Solarerträge für die unterschiedliche Senken-Kombinationen im sanierten MFH

Erwartungsgemäß treten die **höchsten Solarerträge** für beide Anlagengrößen dann auf, wenn alle drei Senken bedient werden können. Bei der Anlage mit 8 m² beträgt der Solarertrag in diesem Fall 3765 kWh/a, während sich mit der 32 m² Anlage 9871 kWh/a erzielen lassen. Die vierfache Fläche ergibt somit den 2,6-fachen Ertrag.

Bei der **kleineren Anlage** zeigt sich jedoch, dass die Einbindung von Raumheizung und Zirkulation keinen relevanten Zusatznutzen erbringt. Der Mehrertrag zwischen der reinen TWW-Versorgung mit 3473 kWh/a und den kombinierten Varianten beträgt lediglich 16 kWh/a (für TWW+ZIRK) bzw. 277 kWh/a (für TWW+RH). Somit ist bei einer Dimensionierung nach VDI eine ausschließliche Solarunterstützung der TWW-Bereitung zu empfehlen. Zudem ist zu beachten, dass die verwendete Anlagengröße von 8 m² bereits die größtmögliche Dimensionierung nach VDI darstellt, die untere Grenze liegt sogar bei lediglich 5 m² Kollektorfläche.

Bei der **größeren Anlage** zeigen sich hingegen deutlichere Unterschiede zwischen der Nutzung der einzelnen Senken und deren Kombinationen. Der Mehrertrag zwischen der reinen TWW-Versorgung mit 5781 kWh/a und den kombinierten Varianten beträgt hier 1926 kWh/a (für TWW+ZIRK) und sogar 2445 kWh/a (für TWW+RH). Auch die eher ungewöhnliche Kombination von Raumheizungsunterstützung und Deckung der Zirkulationsverluste weist einen Mehrertrag von 1211 kWh/a auf, was jedoch bereits merklich hinter den anderen beiden Zwei-Senken-Kombinationen zurückbleibt. Die gemeinsame Nutzung der drei Senken ist bei einer Anlagengröße von 32 m² bzw. 2 m² pro Person nochmals deutlich besser und daher aus energetischer Sicht zu empfehlen, da sich gegenüber den Kombinationen zweier Senken Mehrerträge von zirka 2000 kWh/a und sogar darüber hinaus einstellen.

5 Zweileiternetz

5.1 Grundlegende Untersuchungen am fossil versorgten Netz

Im Folgenden wird nun der Übergang von dem im vorigen Kapitel 4 ab Seite 35 beschriebenen Vierleiternetz auf ein Zweileiternetz betrachtet. **Abbildung 36** zeigt hierfür zunächst *links* die Auswirkung auf die Wärmebilanz des sanierten MFH und *rechts* die Veränderung der nicht nutzbaren Verteilverluste und des Nutzungsfaktors.

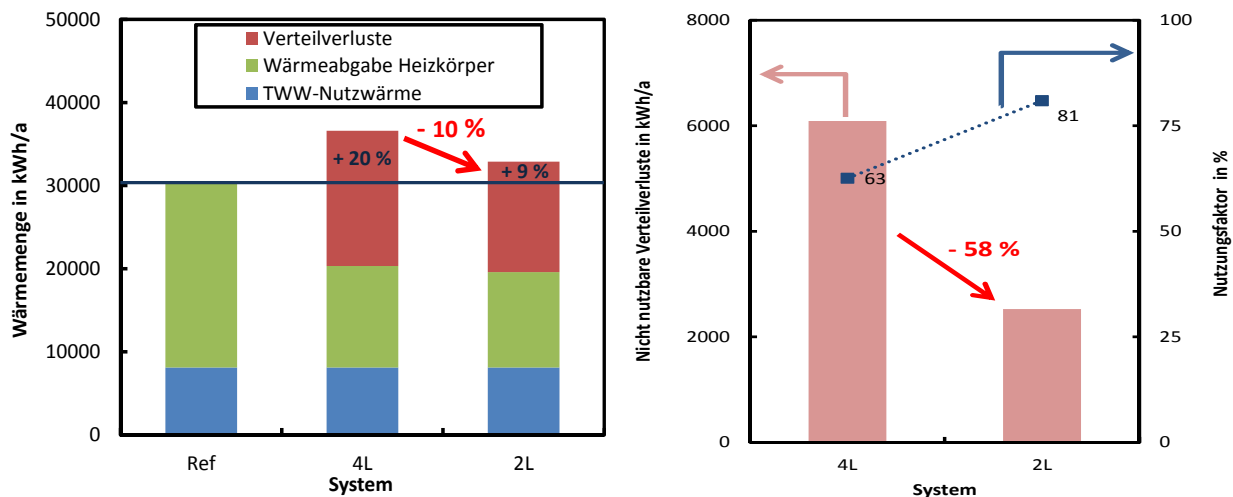


Abbildung 36: Wärmebedarf der Verteilnetze und der Referenz (links) sowie nicht nutzbare Verteilverluste und Nutzungsfaktor (rechts) im sanierten MFH

Im Vergleich zum Vierleiternetz sinkt der Wärmebedarf des MFH beim Übergang auf ein Zweileiternetz um 3700 kWh/a bzw. 10 %. Diese Einsparung ist auf die Reduktion der nicht nutzbaren Verteilverluste von 6091 auf 2530 kWh/a und somit um 58 % zurückzuführen, die durch die Verminderung der Rohrlänge bzw. -oberfläche und der Netztemperaturen verursacht wird. Somit steigt der Nutzungsfaktor der Verteilverluste von 63 % beim Vierleiternetz auf 81 % beim Zweileiternetz. *Tabelle 5.1* stellt weitere Ergebnisse von Systemsimulationen der beiden Konzepte gegenüber.

Tabelle 5.1: Energetischer Vergleich von Vierleiternetz und Zweileiternetz

Merkmal	4L	2L	Einheit
Endenergieverbrauch	42414	38590	kWh/a
Jahresnutzungsgrad	87,5	88,0	%
Taktzahl	7073	7178	Takte/a
Mittlerer Modulationsgrad	42,9	47,1	%
Wärmeverluste von Kessel und Puffer	2882 + 646	3040 + 988	kWh/a

Aus *Tabelle 5.1* ist zu entnehmen, dass sich der Endenergiebedarf um 3824 kWh/a bzw. 9,0 % verringert, wenn anstelle des Vierleiter- ein Zweileiternetz zum Einsatz kommt. Der Jahresnutzungsgrad des Kessels wird um 0,5 % gesteigert, trotz einer Steigerung der Anzahl an Ein- und Ausschaltvorgängen des Kessels um 105 Takte/a bzw. 1,5 %. Bemerkenswert ist die Steigerung des mittleren Modulationsgrads um 4,2 %-Punkte, was auf eine bessere Auslastung des Kessels schließen lässt. Die Zunahme der Wärmeverluste von Kessel und Puffer ist auf die veränderten Betriebszeiten und Temperaturen zurückzuführen, sie ist jedoch mit insgesamt 500 kWh/a von niedrigerer Relevanz im Vergleich z. B. zum Endenergiebedarf.

In den vorangegangenen Ausführungen wurde bereits die nach der energetischen Sanierung **angepasste Heizkurve** für das Zweileiternetz berücksichtigt. Im Folgenden wird der Einfluss der Heizkurve daher wie zuvor beim Vierleiternetz auf Seite 38 nachträglich analysiert. In **Abbildung 37** sind hierfür zunächst die alte Heizkurve des Zweileiternetzes *links* und die neue Heizkurve des Zweileiternetzes *rechts* zu sehen. Die neue Heizkurve unterscheidet sich erheblich hinsichtlich der jeweiligen Vorlauftemperatur des Zweileiternetzes von der alten Heizkurve. Die minimale Vorlauftemperatur wird als **Sockeltemperatur** bezeichnet und beträgt hier 50 °C. Die bisher gezeigten Ergebnisse gelten ebenfalls für eine Sockeltemperatur von 50 °C.

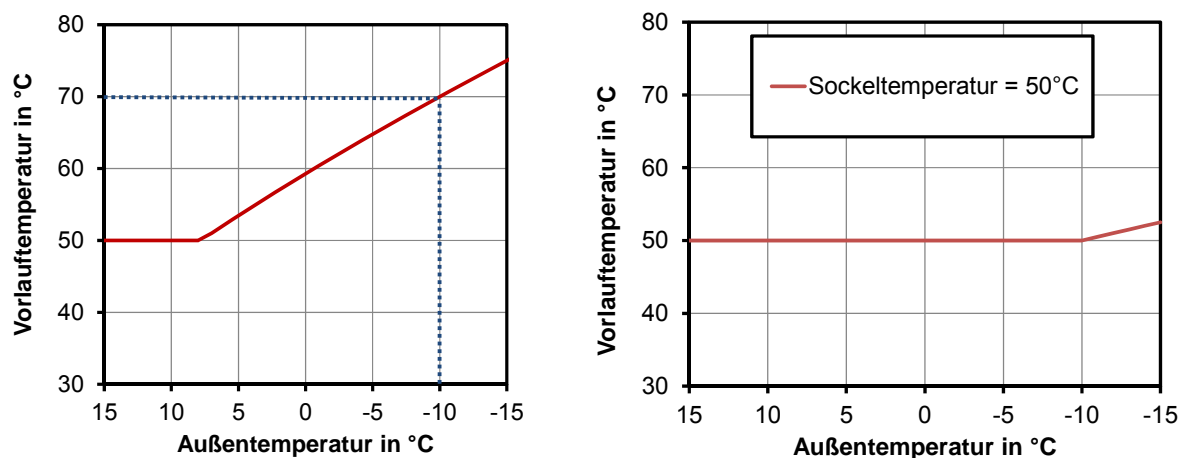


Abbildung 37: Heizkurve des Zweileiternetzes vor der Sanierung (*links*) sowie nach der Sanierung für eine Sockeltemperatur von 50 °C (*rechts*)

Eine Simulation mit der alten Heizkurve mit 70 °C-Vorlauftemperatur im Auslegungsfall von -10 °C Außentemperatur ergibt einen Endenergiebedarf von 39786 kWh/a und einen Jahresnutzungsgrad des Kessels von 86,4 %. Eine Simulation mit der angepassten Heizkurve mit einer Sockeltemperatur von 50 °C führt zu einem Endenergiebedarf von 38590 kWh/a und einem Jahresnutzungsgrad des Kessels von 88,0 %. Bei der angepassten Heizkurve wird die Vorlauftemperatur im Auslegungsfall (-10 °C Außentemperatur) auf 50 °C abgesenkt und die Heizgrenztemperatur beträgt nur noch 12 °C, anstatt der vorher eingestellten 20 °C. Simulationen mit einer Sockeltemperatur von 65 °C führen zu einem vergleichbaren Endenergiebedarf wie Simulationen mit einem Vierleiternetz. Eine gute Anlagentechnik entscheidet über Effizienz.

Der Einfluss von **Mischventilen in den Raumheizkreisen der Wohnungsstationen** wurde vor diesem Hintergrund ebenfalls analysiert. Wie in dem in **Abbildung 6** auf Seite 23 dargestellten Aufbau einer Wohnungsstation kann ein zusätzliches Mischventil (6) eingesetzt werden, das die Vorlauftemperatur für die Heizkörper auf den Außentemperaturgeführten Wert heruntermischt, wofür ein Teil des Rücklaufvolumenstroms eingesetzt werden kann. Ohne dieses Mischventil würde die Anforderung der TWW-Bereitung mit 50 °C Sockeltemperatur dafür sorgen, dass die Vorlauftemperatur der Heizkörper in den Wohnungen zu hoch ist, sofern die Außentemperatur größer oder gleich -10 °C beträgt. Die Simulationen mit und ohne Mischventile in den Wohnungsstationen wurden für homogene und inhomogene Raumsolltemperaturen (vergleiche **Abbildung 22** auf Seite 43) durchgeführt. Die resultierenden Verteilverluste zeigt **Abbildung 38** unterschieden nach Keller, Schacht und Wohnung.

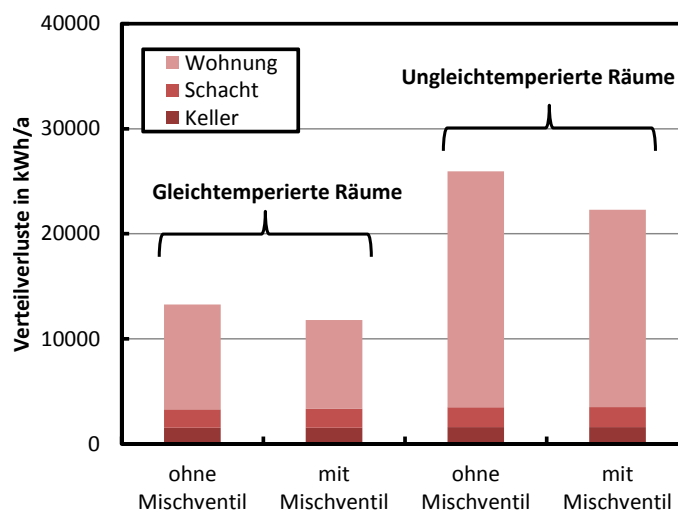


Abbildung 38: Auswirkungen zusätzlicher Mischventile in Wohnungsstationen auf die Höhe der Verteilverluste in Wohnung, Schacht und Keller des sanierten MFH

Bei **gleichtemperierten Räumen** mit einer Raumsolltemperatur von 20 °C verringern sich mit dem Einsatz der Mischventile die Verteilverluste in den Wohnungen insgesamt um 1500 kWh/a. Dabei werden jedoch lediglich 100 kWh/a an nicht nutzbaren Verteilverlusten vermieden, da die Nutzungsfaktoren in den Wohnungen bei homogenen Solltemperaturen hoch sind (siehe **Abbildung 21** auf Seite 42). Die unregelmäßigen Wärmeeinträge in Form von Verteilverlusten werden durch die geregelte Wärmeabgabe der Heizkörper ersetzt, was eine qualitative Verbesserung des Wärmeversorgungssystems bedeutet – obgleich keine relevante Einsparung eintritt.

Bei **ungleichtemperierten Räumen** (mit ΔT_{Soll} von -3 K) steigen die Verteilverluste insgesamt an. Der Einsatz von Mischventilen in den Wohnungsstationen verringert die Verteilverluste um 3700 kWh/a. Hiervon wären 3100 kWh/a nicht nutzbar gewesen, was die Effizienz des Wärmeversorgungssystems deutlich verbessert.

Reale MFH werden wahrscheinlich zwischen beiden Extremfällen liegen. Die mögliche Einsparung (energetisch und monetär) müsste dem Zusatzverbrauch der zusätzlichen Pumpen und den Kosten für Pumpen und Ventile gegenübergestellt werden, um zu einer abschließenden Bewertung zu gelangen.

Abschließend wurde noch der Einfluss der **Qualität des** in **Abbildung 6** auf Seite 23 dargestellten **Wärmetauschers der Wohnungsstation** untersucht. Die Qualität des Wärmetauschers wird dabei nur über die Wärmeübertragungsfähigkeit (in Form des UA-Wertes) abgebildet, da die Wärmekapazität des Wärmetauschers in den Simulationen vereinfachend auf null gesetzt wurde (wie in Unterpunkt 2.4.2 erläutert wurde).

In den Simulationen wurde die **Sockeltemperatur des Zweileiternetzes variiert** und der damit verbundene elektrische Nachheizbedarf eines der Wohnungsstation nachgeschalteten Heizstabes aufgezeichnet. Der Nachheizbedarf des Heizstabes zeigt somit an, wie sehr die Komfortbedingungen für die TWW-Bereitung verletzt würden, wenn keine elektrische Nachheizung verwendet würde. Da Wohnungsstationen in typischen Anwendungen ohne elektrische Nachheizung betrieben werden, müsste demnach die Sockeltemperatur so gewählt werden, dass bei einer gegebenen Wärmeübertragungsfähigkeit kein elektrischer Nachheizbedarf auftritt. In **Abbildung 39** sind nun die elektrischen Nachheizbedarfe für fünf unterschiedliche UA-Werte der Wärmetauscher in Abhängigkeit der Sockeltemperatur dargestellt.

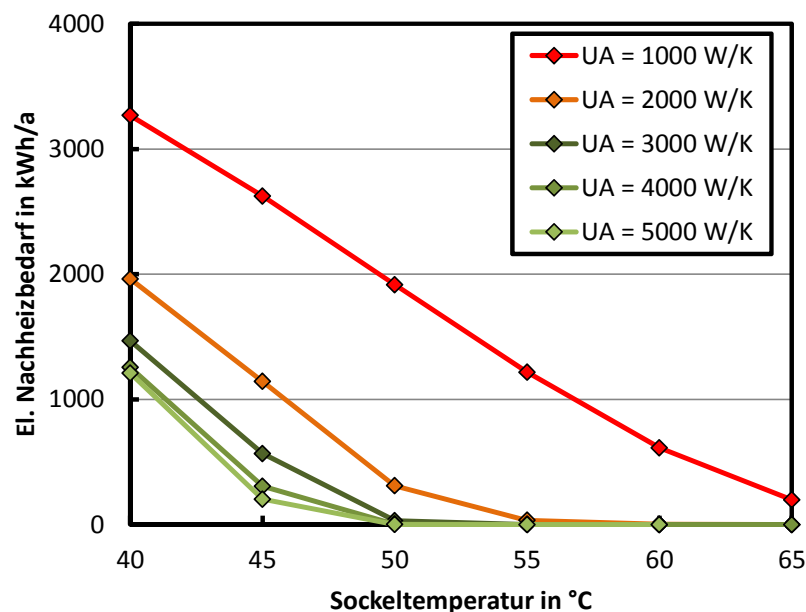


Abbildung 39: Elektrischer Nachheizbedarf bei unterschiedlicher Qualität des TWW-Wärmetauschers der Wohnungsstationen und in Abhängigkeit der Sockeltemperaturen des Zweileiternetzes im sanierten MFH

Es ist zu erkennen, dass die **minimale Netztemperatur** für Wärmetauscher mit 1000 W/K bei über 65 °C liegen muss, wenn eine elektrische Nachheizung oder Komforteinbußen vermieden werden sollen. In diesem Falle würden Endenergiebedarfe auftreten, die sogar noch höher sind als bei einem Vierleiternetz. Bei einem UA-Wert von 2000 W/K werden mindestens 55 °C Vorlauftemperatur benötigt, bei den UA-Werten von 3000 bis 5000 W/K sind stets 50 °C erforderlich – niedrigere Werte sind aufgrund der TWW-Solltemperatur von 45 °C physikalisch nicht möglich. Ab einem UA-Wert von 3000 W/K unterscheiden sich überdies die Wärmetauscher kaum in ihrer Performance, weshalb die 3000 W/K als Referenz betrachtet werden.

In **Abbildung 40** sind die mit den jeweils minimal notwendigen Sockeltemperaturen bei den unterschiedlichen Qualitäten der Wärmetauscher verbundenen Endenergiebedarfe des Kessels dargestellt. In realen MFH sind noch höhere Werte als diese Sockeltemperaturen zu erwarten, da hier die kapazitiven Effekte der Wohnungsstationen hinzukommen. Gegebenenfalls sorgen noch besondere Anforderungen der Nutzer*innen dafür, dass die Netztemperatur mit einem „Sicherheitsaufschlag“ versehen wird, um Beschwerden gegenüber dem Vermieter zu vermeiden.

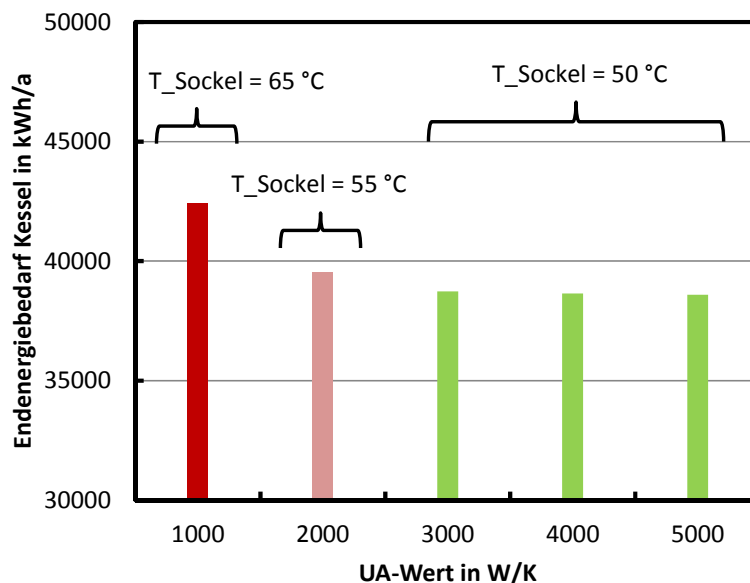


Abbildung 40: Einfluss der Güte des TWW-Wärmetauschers auf den Endenergiebedarf des Kessels im sanierten MFH

Wie zuvor bereits festgestellt werden konnte, kann oberhalb eines UA-Werts von 3000 W/K das Netz immer auf 50 °C betrieben werden. Die Endenergiebedarfe der Varianten mit 3000 bis 5000 W/K unterscheidet sich deshalb um weniger als 0,5 %. Im Vergleich zu dem Wärmetauscher mit einem UA-Wert von 3000 W/K führt die bei einem Wärmetauscher mit 2000 W/K notwendig höhere Netztemperatur zu einem Mehrbedarf an Endenergie von 795 kWh/a. Bei einem Wärmetauscher mit 1000 W/K würde sich der jährliche Mehrbedarf sogar auf 3674 kWh/a erhöhen.

Mit einem Endenergiebedarf von 38722 kWh/a ist das Zweileiternetz mit einer hochwertigen Wohnungsstation mit mindestens 3000 W/K effizienter als ein Vierleiternetz mit 42607 kWh/a. Bei einer geringen Qualität der Wohnungsstation von 1000 W/K oder weniger kann das Zweileiternetz einen Endenergiebedarf von 42732 kWh/a oder mehr aufweisen und somit ineffizienter sein als das Vierleiternetz.

Hieraus lässt sich schlussfolgern, dass in der Praxis auf die Qualität der TWW-Wärmetauscher der Wohnungsstationen geachtet werden sollte und dass bei der Vermessung von Wohnungsstationen die Wärmeübertragungsfähigkeit als wichtige Kenngröße berücksichtigt werden sollte. Diese ist zudem vom Temperaturniveau und Massenströmen (primär- und sekundärseitig) abhängig – was hier noch keine Berücksichtigung fand. Im Folgenden wurde bei allen Simulationen ein UA-Wert von 5000 W/K verwendet, was einer sehr hohen Qualität entspricht.

5.2 Optimierung des Zweileiternetzes

Anknüpfend an die Untersuchungen des vorherigen Abschnitts 5.1, in denen bereits eine elektrische Nachheizung nach dem TWW-Wärmetauscher der Wohnungsstation als methodisches Hilfsmittel eingesetzt wurde, wird nun bewusst elektrisch nachgeheizt, um die Netztemperaturen flexibel gestalten zu können. Das zugehörige Prinzipschaltbild ist in **Abbildung 41** für eine einzelne Wohnungsstation wiedergegeben. Die gestrichelte Linie umfasst die Komponenten der Wohnungsstation.

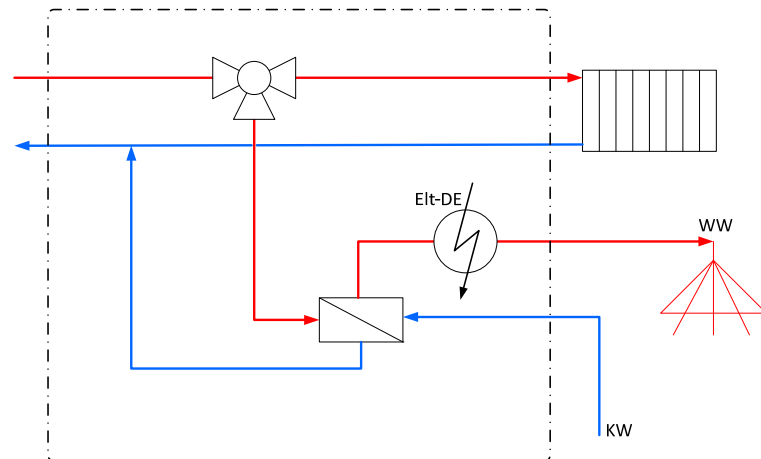


Abbildung 41: Prinzip einer Wohnungsstation mit elektrischer TWW-Nachheizung

Abweichend von einem üblichen Zweileiternetz zeichnet sich das als **optimiertes Zweileiternetz** bezeichnete Wärmeverteilsystem dadurch aus, dass für den Sockelwert der Netzvorlauftemperatur ein niedrigerer Wert als die zur TWW-Bereitung notwendigen 50 °C gewählt werden kann – im Extremfall wäre sogar eine rein heizunggeführte Vorlauftemperatur denkbar. In **Abbildung 42** sind neben der Heizkurve des typischen Zweileiternetzes (TWW-geführt mit einer Sockeltemperatur von 50 °C) auch zwei mögliche Heizkurven eines optimierten Zweileiternetzes mit abgesenkten Netztemperaturen (Sockeltemperaturen von 30 bzw. 40 °C) dargestellt.

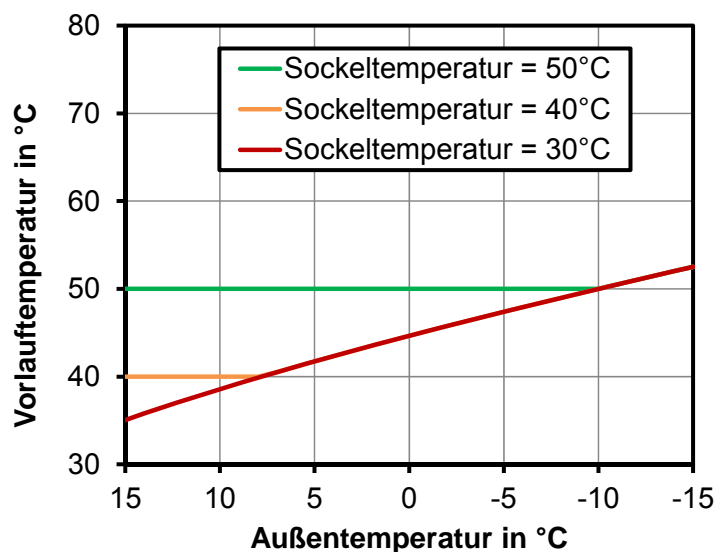


Abbildung 42: Anpassung der Heizkurve durch Absenkung der Sockeltemperatur

Um den Komfort auch bei Netztemperaturen unter 50 °C zu gewährleisten, muss das TWW dezentral elektrisch nacherwärmt werden. Dies erfolgt über in die Wohnungsstationen integrierte **Durchlauferhitzer**, die somit ein Back-up-System in den Übergangszeiten mit niedriger Vorlauftemperatur darstellen. Durch niedrigere Vorlauf- und somit auch Verteilnetztemperaturen können die Verteilverluste weiter gesenkt werden. Mit diesem Konzept sollte es zudem möglich sein, den Kessel im Sommer abzuschalten (insbesondere wenn zusätzlich solare Wärme genutzt wird).

Mit der Absenkung der **Sockeltemperatur** verringern sich die Verteilverluste insgesamt und deren nicht nutzbarer Anteil im Speziellen, wodurch der Gasbedarf des Kessels abnimmt. Gleichzeitig steigt jedoch der elektrische Nachheizbedarf an. Das Verhältnis zwischen diesen beiden Größen in Verbindung mit den Primärenergiefaktoren für Gas und Strom ist wichtig für eine Bewertung der einzelnen Heizkurven. Zudem ist in der Praxis die notwendige elektrische Heizleistung zu berücksichtigen, die ebenfalls von der Höhe der Sockeltemperatur sowie vom TWW-Zapfprofil abhängt – hierbei sind die Kosten der elektrischen Nachheizung und die technisch realisierbaren Anschlussleistungen zu beachten. In **Abbildung 43** sind die Änderungen der Endenergiebedarfe für Simulationen mit unterschiedlichen Sockeltemperaturen bezogen auf den Referenzfall mit einer Sockeltemperatur von 50 °C dargestellt.

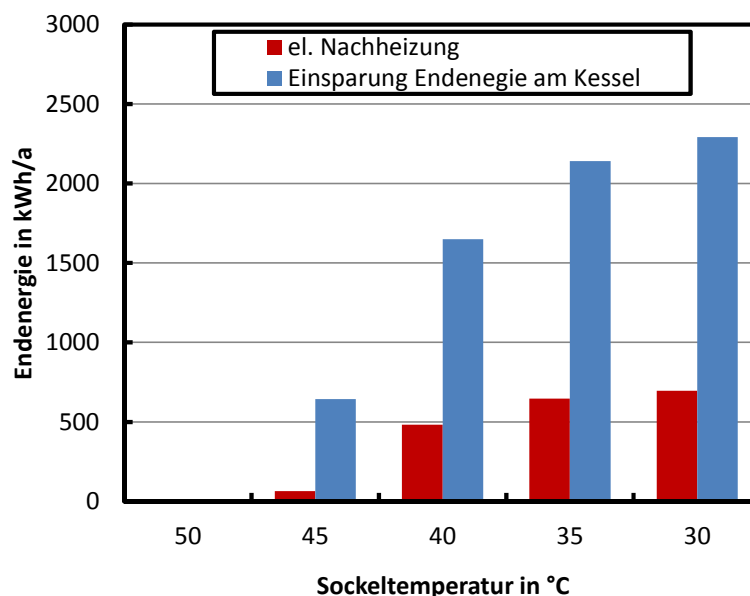


Abbildung 43: Änderung der Endenergiebedarfe für Strom und Gas bei unterschiedlichen Sockeltemperaturen im sanierten MFH mit Zweileiternetz

Die Zunahme der Endenergiemengen für die elektrische Nachheizung sowie die Einsparung an Gas für kleiner werdende Sockeltemperaturen strebt jeweils einem Maximum entgegen. Dieses würde bei einer raumheizungsgeführten Vorlauftemperatur des Zweileiternetzes mit dezentraler elektrischer Nacherwärmung des TWW auftreten. Die größten Veränderungen treten bei einer Absenkung der Sockeltemperatur von 45 auf 40 °C auf. Eine Sockeltemperatur von 40 °C führt zu einem elektrischen Nachheizbedarf von 482 kWh/a bei einer Einsparung an Gas von 1649 kWh/a, was einem Verhältnis von 1 zu 3,4 entspricht.

Die Simulationen mit unterschiedlichen Sockeltemperaturen werden im Folgenden über den in Abschnitt 3.1 auf Seite 31 definierten **Primärenergiebedarf** verglichen. In **Abbildung 44** sind hierfür der Endenergiebedarf des Kessels und der elektrische Nachheizbedarf sowie die damit verbundenen Primärenergiebedarfe für drei unterschiedliche Primärenergiefaktoren für Strom über der Sockeltemperatur dargestellt.

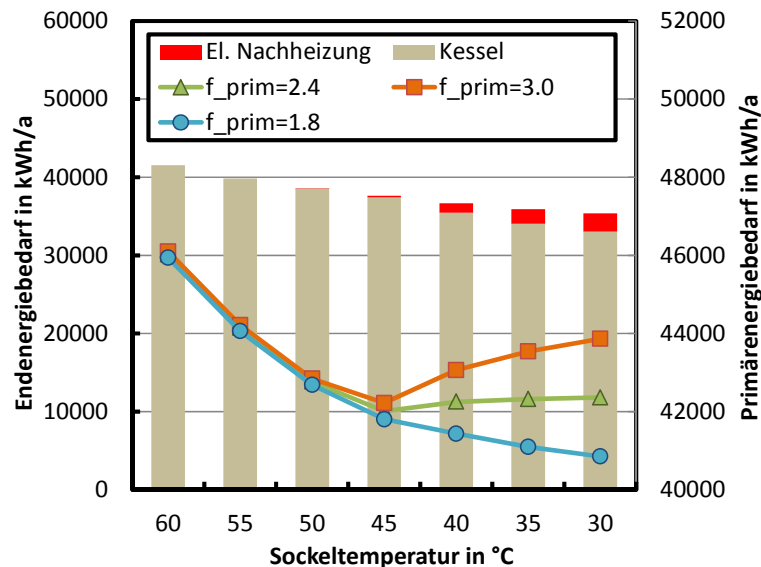


Abbildung 44: End- und Primärenergie bei Absenkung der Sockeltemperatur des Zweileiternetzes im sanierten MFH

Der Endenergiebedarf sinkt mit abnehmender Sockeltemperatur, was auf die Reduktion der (nicht nutzbaren) Verteilverluste sowie verbesserte Betriebsbedingungen des Kessels, wie bspw. geringere Rücklauftemperaturen, zurückzuführen ist. Es zeigt sich, dass ab einer Sockeltemperatur von 40 °C der elektrische Nachheizbedarf deutlicher ausfällt, weshalb bei dieser Sockeltemperatur auch die Primärenergiebedarfe sichtbar auseinanderdriften. Grundsätzlich zeigen die Primärenergiebedarfe ein Verhalten, welches stark vom jeweiligen Primärenergiefaktor für Strom abhängt. Ein relativ hoher Primärenergiefaktor für Strom von 3,0 sorgt dafür, dass der primärenergetisch sinnvollste Betrieb bei einer Sockeltemperatur von 45 °C auftritt. Bei einem Primärenergiefaktor von 2,4 hingegen unterscheiden sich die Primärenergiebedarfe der Simulationen mit Sockeltemperaturen zwischen 45 und 30 °C nur geringfügig. Für den niedrigsten Primärenergiefaktor von 1,8 folgt der Primärenergiebedarf dem Verlauf der Endenergie. Der elektrische Nachheizbedarf bei einer Sockeltemperatur von 30 °C beträgt 2364 kWh/a und somit 6,7 % des Endenergiebedarfs.

Die aus wissenschaftlicher Perspektive gebotene, zeitaufgelöste Betrachtung des Primärenergiefaktors für Strom war nicht Teil dieser Untersuchung. Stattdessen wird ein Primärenergiefaktor für Strom von 2,4 unterstellt und in den Bewertungen die Tendenz berücksichtigt, dass dieser Wert in Zukunft (mit zunehmendem Anteil regenerativen Stroms im Netz) weiter sinken wird. Unter diesen Annahmen wird ein Zweileiternetz mit 40 °C Sockeltemperatur im Folgenden als „optimiert“ bezeichnet. Der elektrische Nachheizbedarf beträgt in diesem Fall 1210 kWh/a, was 3,3 % des Endenergiebedarfs entspricht.

Table 5.2 enthält die Primärenergiebedarfe in Abhängigkeit der Primärenergiefaktoren für Strom $f_{p,el}$, wobei zum Vergleich noch zusätzlich eine Simulation mit **rein elektrischer TWW-Bereitung** (hier ist die Vorlauftemperatur raumheizungsgeführt, jedoch trägt das Netz nicht zur TWW-Bereitung bei) aufgeführt ist.

Table 5.2: Primärenergiebedarfe des Zweileiternetzes für unterschiedliche Sockeltemperaturen sowie bei rein elektrischer TWW-Bereitung

Variante	Primärenergiebedarf in kWh/a		
	$f_{p,el} = 3,0$	$f_{p,el} = 2,4$	$f_{p,el} = 1,8$
2L (Sockeltemperatur = 50 °C)	42845	42766	42687
2L (Sockeltemperatur = 40 °C)	43066	42253	41440
2L (Sockeltemperatur = 30 °C)	43867	42363	40858
2L (rein elektrische TWW-Bereitung)	53785	48842	43899

Diese Zahlen zeigen, dass eine rein elektrische TWW-Bereitung – selbst bei einem Primärenergiefaktor für Strom von 1,8 – primärenergetisch stets aufwendiger ist als das gängige Zweileiternetz mit einer Sockeltemperatur von 50 °C. Ein Zweileiternetz mit rein elektrischer TWW-Bereitung ist ein marktverfügbares Wärmeversorgungskonzept, welches (unter anderem) mit Verweis auf die Vermeidung von Verteilverlusten der TWW-Bereitung vertrieben wird. Die eben gezeigten Ergebnisse belegen jedoch, dass sich dieser „Vorteil“ nicht zwingend auch primärenergetisch widerspiegelt.

Abbildung 45 zeigt die Wärmebedarfe der bisher betrachteten Systeme sowie die relativen Unterschiede im Gesamtwärmebedarf und in den Wärmeverteilverlusten.

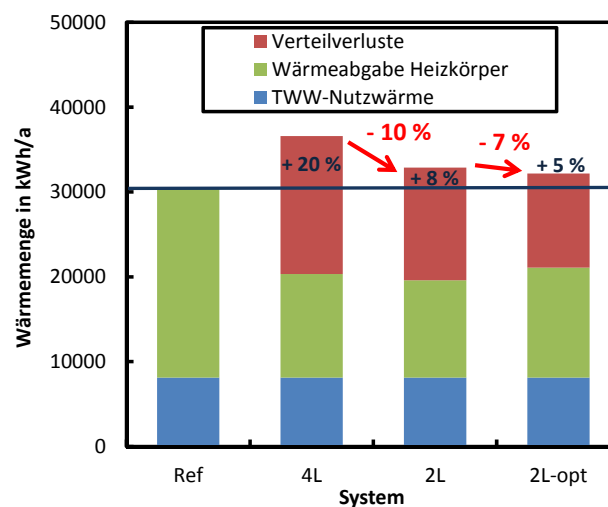


Abbildung 45: Wärmebedarfe der konventionellen Wärmeversorgungskonzepte sowie der Referenzsimulation im sanierten MFH

Der Übergang von einem üblichen TWW-geführten Zweileiternetz mit einer Sockeltemperatur, die zur ganzjährigen Sicherstellung des TWW-Komforts geeignet ist (hier 50 °C), zu einem optimierten Zweileiternetz mit einer Sockeltemperatur, die in Zeiten mit höheren Außentemperaturen (hier oberhalb von ca. 7 °C) eine elektrische Nacherwärmung des TWW nach dem Wärmetauscher der Wohnungsstation vorsieht, reduziert den Wärmebedarf um 7 %. Damit liegt der Wärmebedarf des optimierten Zweileiternetzes mit 40 °C Sockeltemperatur nur noch rund 5 % oberhalb der Referenzsimulation, die ein verteilverlustfreies Wärmeversorgungssystem darstellt.

Die Zeiten in denen die elektrische Nachheizung notwendig wird, sind zudem mit einem zunehmenden Angebot an Solarstrahlung verbunden, weshalb hier durch die Einspeisung von Photovoltaik-Anlagen in das Netz tendenziell geringe Primärenergiefaktoren für Strom auftreten sollten. Dieser Umstand steigert nochmals den primärenergetischen Vorteil des optimierten Zweileiternetzes.

Als Aufwand zur Umsetzung dieses Konzepts ist lediglich der Einsatz von Wohnungsstationen mit elektrischen Durchlauferhitzern zu benennen, wofür ausreichend hohe elektrische Anschlussleistungen in den Wohnungen vorhanden sein müssen. Auch das Nachrüsten von solchen elektrischen Back-up-Systemen wäre interessant, um bei bestehenden Zweileiternetzen die Netztemperaturen senken zu können.

5.3 Untersuchungen mit solarthermischer Unterstützung

Das im Unterpunkt 5.1 ab Seite 59 beschriebene Zweileiternetz wurde ebenfalls mit unterschiedlich groß dimensionierter solarthermischer Unterstützung betrachtet. Das zu Grunde liegende Systemschaltbild zeigt **Abbildung 46**. Die Solarwärme wird wie auch beim Vierleiternetz über die in *Tabelle 2.6* auf Seite 24 beschriebenen Flachkollektoren mit Südausrichtung bereitgestellt und zunächst über einen externen Wärmetauscher in einen rein solar versorgten, monovalenten Solarpufferspeicher im Keller eingebracht. Die Nutzung der Solarwärme kann wie auch beim Vierleiternetz in Reihe oder parallel zum Kessel erfolgen, wobei in diesem Fall nur eine Senke existiert.

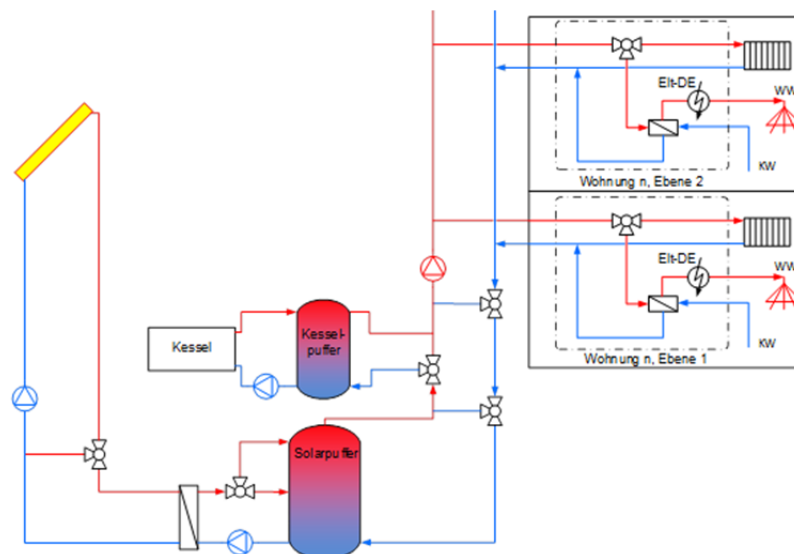


Abbildung 46: Prinzipschaltbild des solar unterstützten Zweileiternetzes

Im **parallelen Betrieb** kann die Wärme aus dem solaren Pufferspeicher nur dann genutzt (in das Zweileiternetz eingespeist) werden, wenn das vom Netz geforderte Temperaturniveau vom Solarspeicher bedient werden kann. Das Zweileiternetz wird in diesem Fall alleine mit Solarwärme versorgt, sonst tut dies allein der Kessel. Diese Betriebsweise ist nicht gebräuchlich, ermöglicht aber eine klare Bewertung, welcher Anteil der Verteilverluste solar gedeckt wird. In realen Anlagen, die üblicherweise seriell betrieben werden, sind entsprechend höhere solare Beiträge zu erwarten.

Im **seriellen Betrieb** kann die Solarwärme auch auf einem niedrigeren Temperaturniveau genutzt werden; weil nach der Entnahme aus dem Solarspeicher bei Bedarf eine Anhebung durch den Kessel erfolgt, bis das Heizwasser die gewünschte Vorlauftemperatur des Zweileiternetzes annimmt. Diese Einbindung wird auch als Rücklaufanhebung bezeichnet.

Weitere Varianten zur Einbindung der Solarthermie, wie bspw. eine direkte Einspeisung von Wärme aus dem Solarkreis in den Netzvorlauf, wurden auch beim Zweileiternetz nicht untersucht.

Die **Beladung des solaren Pufferspeichers** sowie die **Regelung der Pumpen** im Kollektorkreis und zur Speicherladung erfolgt analog zu den in Abschnitt 4.2 ab Seite 51 beschriebenen Vorgehensweisen beim Vierleiternetz. Auch die Anschlüsse zur Speicherbeladung entsprechen den Angaben des Solarspeichers beim Vierleiternetz.

Da sich die Anzahl der Senken beim Zweileiternetz auf eine reduziert, ist nur noch ein Anschluss zur **Speicherentladung** in einer relativen Höhe von 100 % vorhanden.

5.3.1 Dimensionierung

Die Dimensionierung der solarthermischen Unterstützung erfolgt **analog zu den Ausführungen beim Vierleiternetz** in Abschnitt 4.2 ab Seite 51. Das heißt, dass über die übliche Auslegung zur solaren Deckung der sommerlichen TWW-Schwachlast nach VDI 6002-Blatt 1 hinausgehende Kollektorflächen und Speichergrößen gemäß *Tabelle 4.3* auf Seite 55 untersucht wurden. Die Zielstellung war erneut die möglichst vollständige Vermeidung von fossil gedeckten Verteilverlusten im Sommer.

Mit der solarthermischen Unterstützung ist der Einsatz **zusätzlicher Komponenten** im Wärmeversorgungssystem verbunden, wie bspw. Solarkreispumpe sowie Ladepumpe des Solarspeichers. Die Auslegung erfolgte nach üblichen Dimensionierungsvorschriften wie sie bspw. in [Rec07] zu finden sind. Das abgebildete System sollte somit einer praxisüblichen Auslegung entsprechen.

Abbildung 47 zeigt *links* die Solarerträge im seriellen Betrieb als Wärmeaustrag aus dem Solarspeicher in das Verteilsystem in absoluten und spezifischen, auf die Kollektorfläche bezogenen Werten für alle untersuchten Anlagengrößen. **Abbildung 47** zeigt *rechts* zudem die mit den unterschiedlichen Dimensionierungen zusammenhängenden solaren Deckungsgrade und Nutzungsgrade. Hierbei ist jeweils zu beachten, dass die Achsenskalierung ab 32 m² nicht mehr linear verläuft und dass ab 32 m² zudem die Speichergröße nicht mehr linear mit der Kollektorfläche zunimmt.

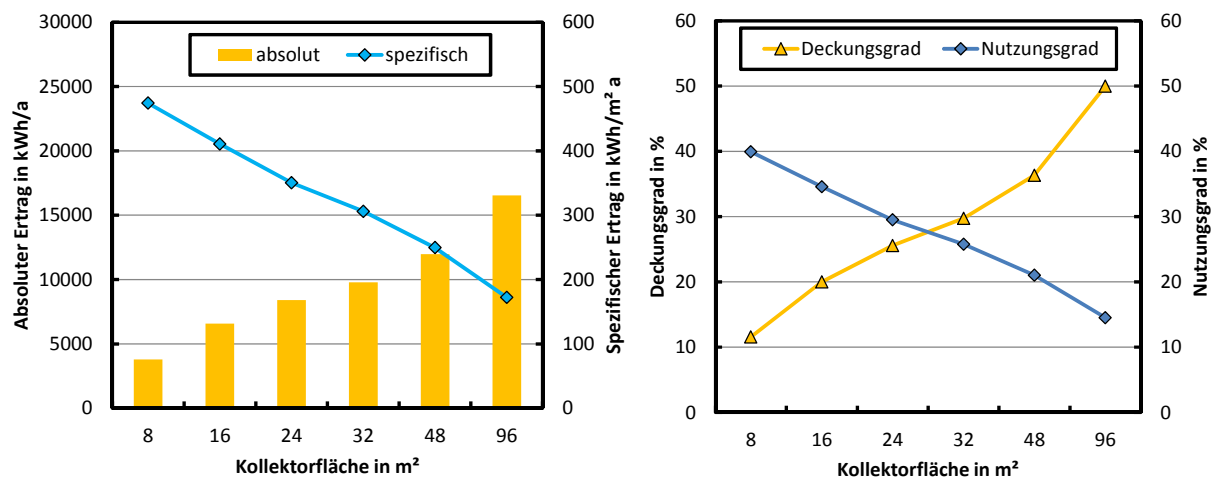


Abbildung 47: Absolute und spezifische Solarerträge im Zweileiternetz (links) sowie Deckungsgrade und Nutzungsgrade (rechts) im sanierten MFH

Die **Solarerträge** steigen absolut von 3794 kWh/a bei einer Kollektorfläche von 8 m² auf 9790 kWh/a bei einer Kollektorfläche von 32 m². Die spezifischen Erträge verhalten sich erwartungsgemäß umgekehrt und fallen von 474 kWh/(m² a) bei einer Kollektorfläche von 8 m² auf einen Wert von 306 kWh/(m² a) für 32 m² Kollektorfläche. Auch beim Zweileiternetz erzielen die Simulation mit bis zu 32 m² Kollektorfläche noch spezifische Erträge, die für eine Förderung von Kombianlagen für MFH durch die BAFA notwendig sind [BAF15]. Die Anlagen mit 48 und 96 m² würden dieses Förderkriterium ohne weitere Optimierungsmaßnahmen nicht mehr erfüllen.

Der **solare Deckungsgrad** steigt von rund 12 % bei 8 m² Kollektorfläche auf 30 % bei 32 m² Kollektorfläche und letztlich auf bis zu 50 % für die Simulation mit 96 m² Kollektorfläche. Gleichzeitig nimmt der solare Nutzungsgrad mit zunehmender Kollektorfläche ab, wobei sich 40 % Nutzungsgrad bei 8 m² Kollektorfläche einstellen, 26 % bei 32 m² und weniger als 15 % bei der größten Kollektorfläche von 96 m².

Neben diesen gewöhnlichen Bewertungskriterien für solarthermische Anlagen wurde zudem untersucht, welcher **Anteil der Verteilverluste** des Zweileiternetzes **solar gedeckt** werden kann. Hierfür wurden Simulationen durchgeführt, bei denen der Kessel und die Solarthermieanlage parallel bzw. alternativ betrieben wurden – das heißt, ohne eine Rücklaufanhebung durchzuführen. Die Aufrechterhaltung der Netztemperatur und somit auch die Deckung der zu einem bestimmten Zeitpunkt auftretenden Verteilverluste lassen sich unter diesen Bedingungen entweder dem Kessel oder der Solaranlage zuschreiben.

Da in der Praxis typischerweise von einer seriellen Betriebsweise von solarthermischer Wärmeversorgung und Kessel auszugehen ist, stellen die in der folgenden **Abbildung 48** wiedergegebenen Anteile solar gedeckter Verteilverluste lediglich einen theoretischen **Minimalwert** dar. Sobald auch Solarwärme auf niedrigerem Temperaturniveau mit fossiler Nachheizung genutzt wird, wächst der solare Beitrag zur Deckung der Verteilverluste – jedoch fehlt hier ein Ansatz zur Quantifizierung.

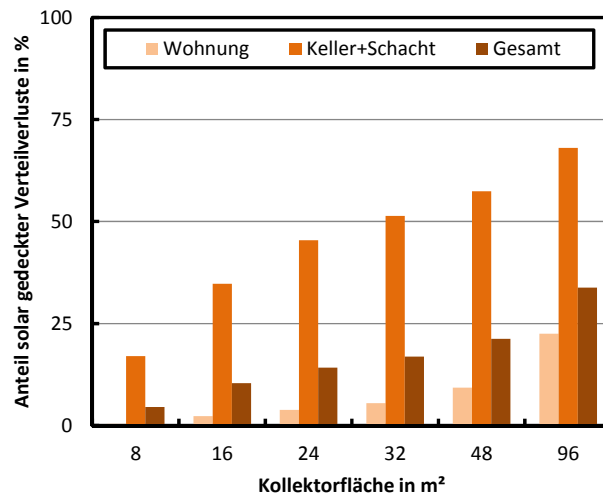


Abbildung 48: Solarer Beitrag zur Deckung der Verteilverluste des Zweileiternetzes im sanierten MFH

Es ist zu erkennen, dass die Wärmeverteilverluste im Keller und im Leitungsschacht (und somit die Verteilverluste mit dem geringsten Nutzungsfaktor) zu einem nennenswerten Teil solarthermisch gedeckt werden können. Konkret beläuft sich der solar gedeckte Anteil der Verteilverluste in Keller und Schacht bei einer Kollektorfläche von 8 m² auf 17 % und bei 32 m² auf 51 %. Der solare Beitrag zur Deckung der gesamten Verteilverluste ist aufgrund der in den Wohnungen anfallenden Verteilverluste jedoch wesentlich geringer. Denn die in den Wohnungen anfallenden Verteilverluste können aufgrund des geringeren Solarwärmeangebots in der Heizperiode kaum noch solar gedeckt werden. Energetisch ist dies jedoch auch nicht von großem Nachteil, da die Verteilverluste in den Wohnungen zugleich den höchsten Nutzungsfaktor aufweisen, wie bereits in Unterpunkt 4.1.2 ab Seite 42 gezeigt wurde.

Abbildung 49 zeigt nun als Monatswerte die **jahreszeitlichen Verläufe** der absoluten Solarerträge für die simulierten Kollektorflächen vor dem Hintergrund des zu deckenden Wärmebedarfs, der sich in TWW-Last, Heizlast und Verteilverluste aufteilt.

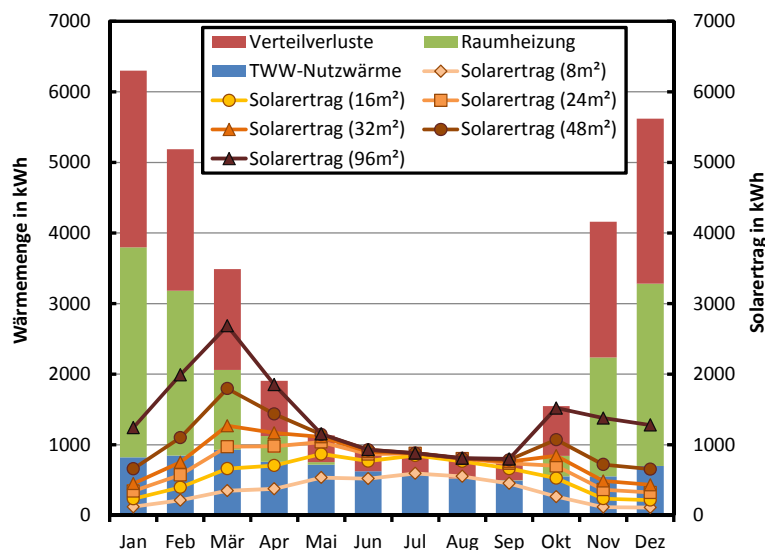


Abbildung 49: Wärmebedarf im sanierten MFH und Solarertrag im Jahresverlauf

Bei größeren Kollektorflächen ab 32 m² ist (nahezu) eine Volldeckung des Gesamtwärmebedarfs mit Solarthermie von Mai bis September möglich. Bei sehr großen Kollektorflächen von 100 m² kann die Wärmeversorgung sogar von April bis Oktober rein solarthermisch erfolgen.

Um die Unterschiede zwischen den kleiner dimensionierten Anlagen bis zu 32 m² genauer analysieren zu können, zeigt **Abbildung 50** erneut die Deckung des Wärmebedarfs (für TWW, Raumheizung und Verteilverluste) in Form von Monatswerten, wobei die Achsenskalierung derart angepasst wurde, dass alle Monatswerte oberhalb von 2000 kWh abgeschnitten sind.

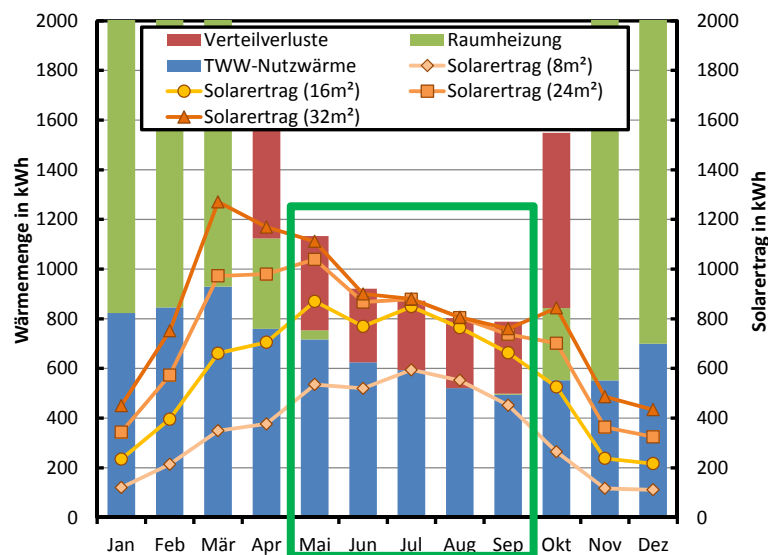


Abbildung 50: Wärmebedarf im sanierten MFH und Solarertrag im Detail

Die Darstellung verdeutlicht, dass die **nach VDI 6002-Blatt 1 ausgelegte Anlage** in keinem Monat den Gesamtwärmebedarf decken kann. Lediglich im Juli und August wird der reine TWW-Bedarf gedeckt, jedoch nicht die Verteilverluste. Dies ist deshalb hervorzuheben, da die Verteilverluste extra bei der Auslegung berücksichtigt worden sind, was zu einer Kollektorfläche von 8 m² geführt hat.

Mit 16 m² Kollektorfläche wird eine deutliche Steigerung des Solarertrags erreicht, jedoch weiterhin ohne eine sommerliche Volldeckung zu erreichen. Erst ab einer Kollektorfläche von 24 m² kann der Bedarf im Juli und im August vollständig solar gedeckt werden sowie beinahe im Juni und September. Bei 32 m² Kollektorfläche, was einer um den Faktor 4 größeren Dimensionierung als der maximalen Empfehlung der VDI 6002-Blatt 1 entspricht, kann der **gesamte Wärmebedarf von Mai bis September** (fast) vollständig solar gedeckt werden.

Eine weitere Simulation belegt, dass mit einer Solarkollektorfläche von 32 m² und einem Volumen des solaren Pufferspeichers von 1600 Litern der **Gas-Brennwertkessel im Sommer komplett abgeschaltet** werden kann, ohne Komforteinbußen in der Zeit von Mai bis September zu verursachen. Zudem unterstützt eine so dimensionierte Solaranlage den Kessel auch im März und Oktober relevant bei der Versorgung mit Raumheizwärme.

5.3.2 Besonderheiten im optimierten Zweileiternetz

Mit dem **elektrischen Durchlauferhitzer als Back-up** hinter dem TWW-Wärmetauscher der Wohnungsstation bietet das optimierte Zweileiternetz die Möglichkeit, den Kessel in der Sommerzeit auch bei einer kleineren Dimensionierung der Solaranlage abzuschalten, da in dieser Zeit nahezu kein Heizwärmebedarf vorliegt. Die nachfolgende **Abbildung 51** verdeutlicht dies anhand einer Gegenüberstellung der Monatswerte der Wärmelieferung für eine 32 m² Solaranlage *links* und für eine 8 m² Solaranlage *rechts* (jeweils mit Kesselabschaltung von Mai bis September).

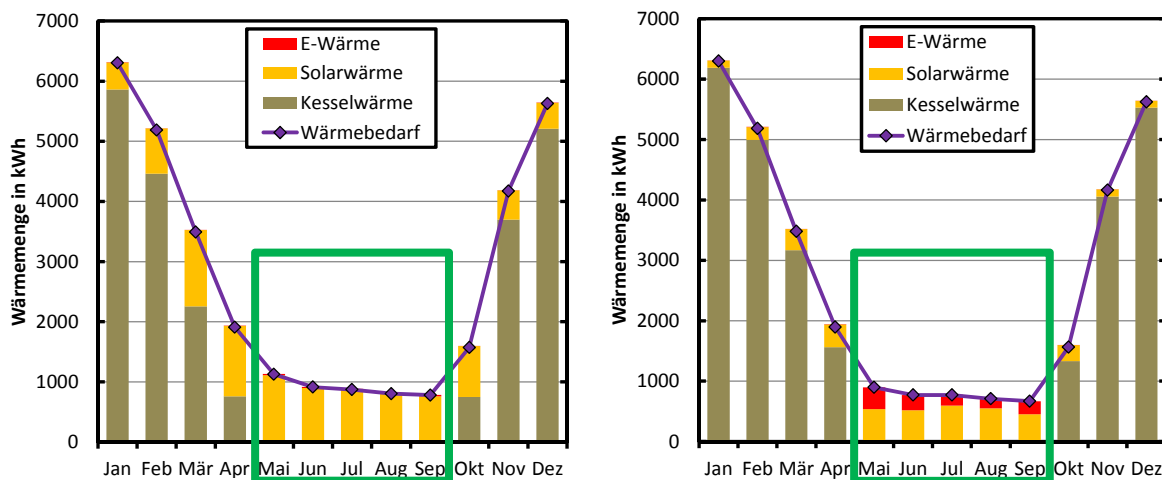


Abbildung 51: Deckung des Wärmebedarfs mit 32 m² Kollektorfläche (*links*) sowie mit 8 m² Kollektorfläche und elektrischer Nachheizung als Back-up (*rechts*)

Es zeigt sich, dass von Mai bis September der gesamte Wärmebedarf mit einem Mix aus elektrisch und solar bereitgestellter Wärme gedeckt werden kann. In den übrigen Monaten ist der Kessel eingeschaltet und der elektrische Durchlauferhitzer wird nicht benötigt – wie auch bei der *links* dargestellten Variante mit 32 m² Kollektorfläche. Der resultierende elektrische Energiebedarf ist in *Tabelle 5.3* auch für weitere Kollektorflächen von 8 bis 32 m² zusammen mit dem prozentualen Anteil der elektrisch erzeugten Wärme (an der Gesamtwärmeversorgung des MFH) zu finden.

Tabelle 5.3: Stromanteile bei verschiedenen Dimensionierungen der Solaranlage

Kollektorfläche in m ²	El. Energiebedarf in kWh/a	Anteil el. erzeugter Wärme in %
8	1156	3,6
16	399	1,2
24	147	0,4
32	65	0,2

Die Tabelle verdeutlicht, dass mit einem geringen Aufwand an elektrischer Energie eine **sommerliche Kesselabschaltung** auch bei kleinen Kollektorflächen möglich ist. Die verbleibenden Bedarfe an elektrischer Energie für Kollektorflächen von 24 und 32 m² sind zudem auf die strengen Randbedingungen der Simulationen zurückzuführen, da diese dazu führen, dass auch bei einer geringfügigen Unterschreitung der TWW-Solltemperatur nach dem TWW-Wärmetauscher der Wohnungsstation die elektrische Nachheizung aktiviert wird.

Die **Auswirkungen** der sommerlichen Kesselabschaltung sind in *Tabelle 5.4* anhand des Jahresnutzungsgrads, der Taktzahl, des mittleren Modulationsgrads sowie der Wärmeverluste von Kessel und Kesselpuffer am Beispiel der 8 m² Solarthermieanlage mit 400 Litern Solarspeichervolumen zusammengefasst.

Tabelle 5.4: Energetische Bewertung des Kesselverhaltens mit 8 m² Solaranlage

Merkm al	Ohne Abschaltung	Mit Abschaltung	Einheit
Jahresnutzungsgrad	88,5	87,6	%
Taktzahl	6701	4459	Takte/a
Mittlerer Modulationsgrad	44,7	46,6	%
Wärmeverluste Kessel + Puffer	2831 + 1008	2323 + 621	kWh/a

Bis auf den leichten Rückgang des Jahresnutzungsgrades um 0,9 %-Punkte, wirkt sich die sommerliche Kesselabschaltung vorteilhaft aus. Die Taktzahl verringert sich um 2242 Takte bzw. 33 %, der mittlere Modulationsgrad kann um 1,9 %-Punkte gesteigert werden und die Verluste von Kessel und Puffer gehen zusammen um 895 kWh/a bzw. 23 % zurück. Ähnliche Ergebnisse lassen sich auch mit 32 m² Solar Kollektorfläche erzielen, da hier – wie zuvor gezeigt wurde – auch eine sommerliche Abschaltung des Kessels möglich ist.

Die **Auswirkungen der abgesenkten Sockeltemperaturen** von 40 °C im Vergleich zu 50 °C beim gewöhnlichen Zweileiternetz **auf den Solarertrag** fallen äußerst gering aus. So vermindert sich der Jahreswert des Solarertrages bei 32 m² Kollektorfläche im optimierten Zweileiternetz um lediglich 207 kWh. Dieser Veränderung stehen geringere, nicht nutzbare Wärmeverteilungsverluste gegenüber, sodass der solare Deckungsgrad nahezu gleich bleibt.

In **Abbildung 52** sind die Endenergie- und Primärenergiebedarfe des sanierten MFH mit optimiertem Zweileiternetz und Kesselabschaltung von Mai bis September für 8, 16, 24 und 32 m² Kollektorfläche zu sehen. Der Endenergiebedarf wird durch Kessel, Solarthermie und elektrische TWW-Nacherwärmung gedeckt. Als Primärenergiefaktor für Strom wird hier ausschließlich der Wert 2,4 zu Grunde gelegt.

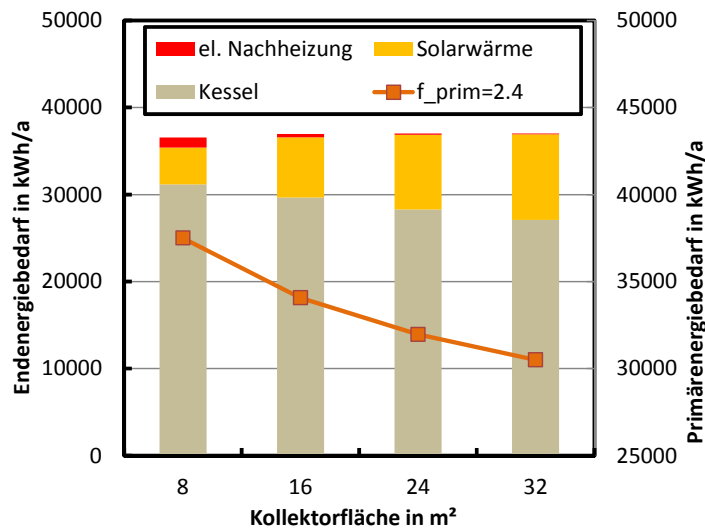


Abbildung 52: Deckung des Wärmebedarfs bei sommerlicher Kesselabschaltung für unterschiedliche Kollektorflächen mit elektrischem Back-up im sanierten MFH

Hieraus lässt sich erkennen, dass die in das sanierte MFH eingetragene Endenergie für größere Kollektorflächen zunimmt, was auf höhere nicht nutzbare Verteilverluste dieser Varianten hinweist. Gleichzeitig sinkt jedoch der Primärenergiebedarf mit zunehmender Kollektorfläche. So beträgt die Primärenergieeinsparung der 32 m² Simulation gegenüber der 8 m² Variante rund 7000 kWh/a, was sich auf eine Einsparung an Gas von 4108 kWh/a und an Strom von 1156 kWh/a zurückführen lässt.

Abschließend sind in **Abbildung 53** die in das sanierte MFH eingetragene Endenergie und der damit verbundene Primärenergiebedarf für verschiedene **Sockeltemperaturen** des Zweileiternetzes dargestellt. Die Endenergieeinträge gehen auf den Kessel, eine 32 m² Solarthermieanlage sowie auf die elektrische Nachheizung nach dem TWW-Wärmetauscher der Wohnungsstation zurück. Es werden die Primärenergiebedarfe für drei unterschiedliche Primärenergiefaktoren für Strom abgebildet.

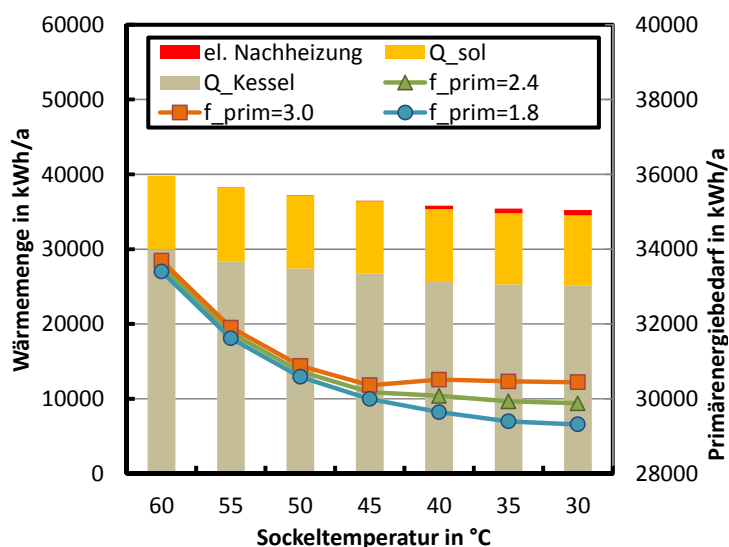


Abbildung 53: Endenergieeinträge und Primärenergiebedarf des solar unterstützten Zweileiternetzes für verschiedene Sockeltemperaturen und Primärenergiefaktoren

Zur Bewertung dieser Verläufe sind die Zusammenhänge aus **Abbildung 44** auf Seite 66 einzubeziehen, denen das gleiche Konzept jedoch ohne Solarthermie zu Grunde lag. Ein Vergleich beider Abbildungen zeigt, dass durch den Einsatz der 32 m² Kollektorfläche der Anteil der elektrischen Energie an der Wärmeversorgung deutlich reduziert werden kann. Dies hat zur Folge, dass beim solar unterstützten System die Abhängigkeit des Primärenergiebedarfs vom Primärenergiefaktor für Strom auch bei Sockeltemperaturen unter 45 °C gering ausfällt. Der Anteil der elektrischen Nachheizung beträgt bei 40 °C Sockeltemperatur mit 482 kWh/a lediglich 1,3 %. Dieser Wert steigt bei 30 °C Sockeltemperatur mit 695 kWh/a auf 2,0 % an.

Somit lässt sich **zusammenfassen**, dass die Integration einer elektrischen Nachheizung nach dem TWW-Wärmetauscher der Wohnungsstationen eine einfache Maßnahme darstellt, um durch eine sommerliche Kesselabschaltung im solar unterstützten Zweileiternetz mit optimierter Vorlauftemperatur den Anteil nicht nutzbarer Verteilverluste signifikant zu reduzieren. Ab einer Solarkollektorfläche von 32 m² bzw. 2 m² Kollektorfläche pro Person könnte sogar (nahezu) auf die elektrische Nachheizung verzichtet werden, da diese mit 65 kWh/a lediglich noch 0,2 % des jährlichen Wärmebedarfs liefern würde. Bei einem System mit 8 m² Kollektorfläche bzw. 0,5 m² pro Person müssten mit 1156 kWh/a etwa 3,6 % des Wärmebedarfs elektrisch bereitgestellt werden.

6 Ergebnisse der alternativen Konzepte im Zweileiternetz

6.1 Dezentrale Kleinspeicher

Das **Konzept** mit dezentralen Kleinspeichern baut auf dem (optimierten) Zweileiternetz auf, setzt jedoch zur TWW-Bereitung in jeder Wohnung – anstelle von Wohnungsstationen – kleine Pufferspeicher mit 100 Litern Volumen ein. Die TWW-Bereitung erfolgt bei einer Zapfung im Durchflussprinzip, wofür Wärme aus den dezentralen Speichern über Wärmetauscher an das Kaltwasser übertragen wird. Ein Prinzipschaltbild sowie Details zu den einzelnen Komponenten und zum Regelungskonzept sind im Unterpunkt 2.4.4 ab Seite 25 dokumentiert.

Die erwarteten **Vorteile** dieses Konzepts liegen in einem höheren Solarertrag (im Vergleich zum üblichen Zweileiternetz), der Möglichkeit einer zeitweisen Unterbrechung der zentralen Wärmeversorgung sowie dem netzdienlichen Einsatz der dezentralen Speicher. Dem gegenüber ist mit dem **Nachteil** höherer Verluste durch die dezentralen Speicher zu rechnen. Im Folgenden werden die Ergebnisse ausgewählter Jahressimulationen zur Bewertung dieses Systemkonzepts vorgestellt.

Einleitend werden die **Wärmeeinträge** in das sanierte MFH für ein System ohne Verteilverluste (Referenz), ein „Standard-Zweileiternetz“ (wie in Abschnitt 5.1) und das Zweileiternetz mit dezentralen Kleinspeichern in **Abbildung 54** gegenübergestellt.

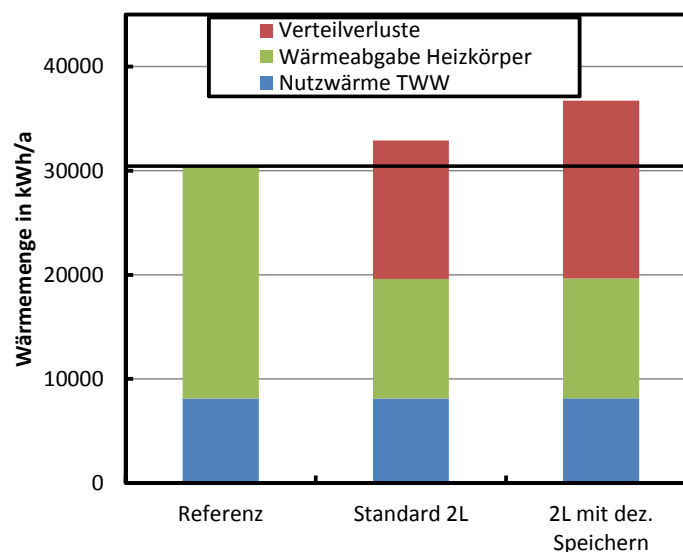


Abbildung 54: Wärmeeinträge in das sanierte MFH mit einem Zweileiternetz mit und ohne dezentrale Kleinspeicher sowie ohne Verteilverluste (Referenz)

Der Wärmebedarf des Zweileiternetzes mit dezentralen Kleinspeichern übersteigt den Wärmebedarf des gewöhnlichen Zweileiternetzes um 3848 kWh/a und liegt somit sogar über dem Wärmebedarf des Vierleiternetzes. Als Ursache lassen sich die zusätzlichen Wärmeverluste der dezentralen Speicher identifizieren.

Die nachfolgende **Abbildung 55** verdeutlicht dies anhand einer Gegenüberstellung der auftretenden **Verluste in Keller, Schacht und Wohnung** (mit separat aufgeführten Speicherverlusten) für das Zweileiternetz mit sowie ohne dezentrale Speicher.

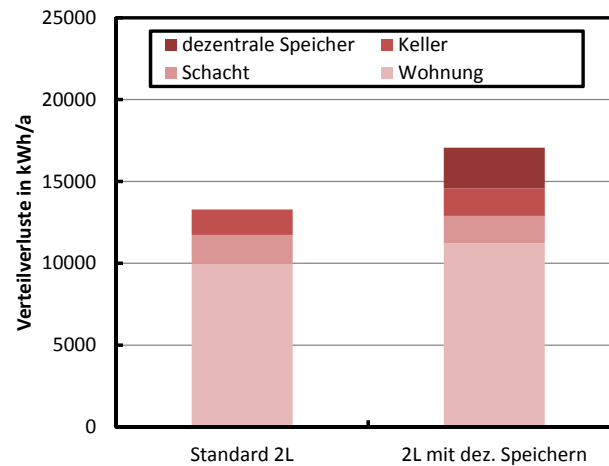


Abbildung 55: Vergleich der Verteilungsverluste in Wohnung, Schacht und Keller beim Zweileiternetz mit/ohne dezentrale Kleinspeicher

Es ist zu erkennen, dass der **Anstieg der Verteilungsverluste** insgesamt zu einem Großteil auf die zusätzlichen Verluste der dezentralen Speicher zurückgeht. Diese Speicherverluste betragen allein 2483 kWh/a. Außerdem steigen auch die Verteilungsverluste über die in den Wohnungen verlaufenden Rohre an. Dies geht auf die um 5 K höhere Sockeltemperatur zurück, die sich aufgrund der Regelung der Speicherladung ergibt. 50 °C dürfen hierbei nicht unterschritten werden, weshalb mit 5 K höherer Temperatur und somit 55 °C beladen wird.

Die zu Beginn dieses Abschnitts genannte Erwartung, dass sich mit diesem Konzept die **Versorgung des Netzes zeitweise unterbrechen** lässt, konnte in Simulationen mit einer „Stillstandszeit“ des Netzes von 23:00 Uhr bis 5:30 Uhr belegt werden. Jedoch stehen der damit erreichten Reduktion der Netzverluste von etwa 1000 kWh/a die eben dargestellten zusätzlichen Verluste der dezentralen Speicher gegenüber.

In **Abbildung 56** werden die **Solarerträge des Zweileiternetzes** mit sowie ohne dezentrale Kleinspeicher jeweils zusammen mit der vom zentralen Kessel an das Zweileiternetz gelieferten Wärme dargestellt.

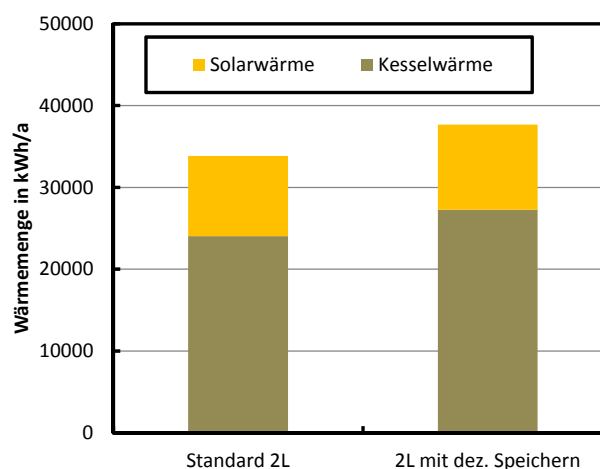


Abbildung 56: Solarerträge und Kesselwärmeabgabe des Zweileiternetzes mit und ohne dezentrale Kleinspeicher zur TWW-Bereitung

Es zeigt sich, dass der **Solarertrag** bei dem Konzept mit dezentralen Speichern um 600 kWh/a höher ist als beim gewöhnlichen Zweileiternetz mit Solarunterstützung. Jedoch ist dieser Verbesserung die Zunahme an Speicherverlusten gegenüberzustellen, wodurch der Vorteil überkompensiert wird – dies belegt die höhere **Wärmeabgabe des Kessels** von 3248 kWh/a, was einer Steigerung um 13,5 % entspricht.

Wird in den **dezentralen Speichern** bei ausreichendem Solarangebot eine **höhere Temperatur** (von bis zu 90 °C) zugelassen, lässt sich der Solarertrag nochmals um 542 kWh/a steigern. Gleichzeitig nehmen jedoch die Verteilverluste zu, was insgesamt zu einem äußerst geringen Vorteil des Konzepts mit dezentralen Speichern führt. So ergibt sich ein um 340 kWh/a geringerer Gasverbrauch als bei einem üblichen Zweileiternetz mit Wohnungsstationen.

Auch bei dem Zweileiternetz mit dezentralen Kleinspeichern können durch den Einbau von elektrischen Durchlauferhitzern hinter den Kleinspeichern die Netz- und Speichertemperatur gesenkt werden. Die Auswirkungen einer **Absenkung der Sockeltemperatur** (minimale Vorlauftemperatur des Verteilnetzes) auf die Zusammensetzung der Wärmelieferung und den Primärenergiebedarf zeigt **Abbildung 57** – in diesen Simulationen wurde keine solarthermische Unterstützung berücksichtigt. Die Zahlenwerte für Sockeltemperaturen von 30, 40 und 55 °C sind zusammen mit einer Simulation mit rein elektrischer TWW-Bereitung in *Tabelle 6.1* enthalten.

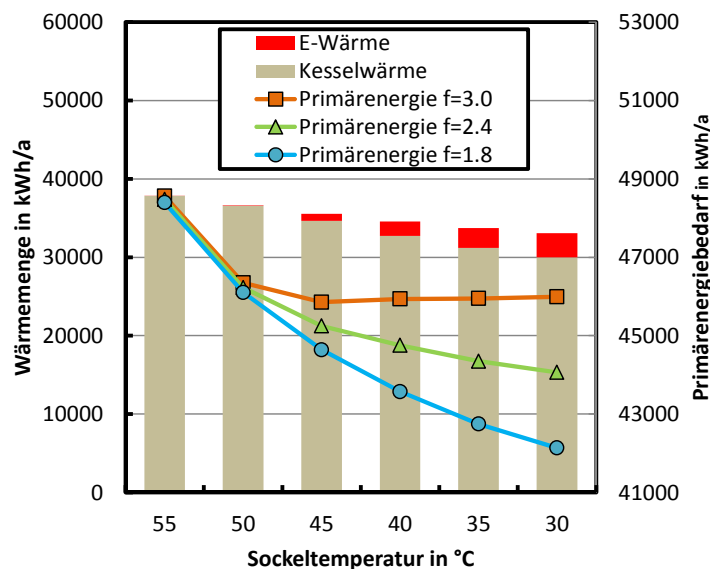


Abbildung 57: Wärmelieferung und Primärenergiebedarf des Zweileiternetzes mit dezentralen Kleinspeichern für verschiedene Sockeltemperaturen im sanierten MFH

Die Simulation mit einer Sockeltemperatur von 55 °C kann als Vergleichspunkt verwendet werden, da dieser Wert auch den bisherigen Betrachtungen zu diesem Konzept zu Grunde lag. Die Wärmelieferung des Kessels beträgt dabei 37824 kWh/a, was einem Primärenergiebedarf von rund 48500 kWh/a entspricht. Mit Absenkung der Sockeltemperatur sinkt die (notwendige) Gesamtwärmelieferung bei einer Zunahme des Anteils der elektrischen Nachheizung. Dies führt zu deutlich abweichenden Primärenergiebedarfen für die einzelnen Primärenergiefaktoren für Strom.

Ab einer Sockeltemperatur von 45 °C unterscheiden sich die Primärenergiebedarfe deutlich. Ab diesem Punkt ist sogar eine Zunahme des Primärenergiebedarfs bei einem Primärenergiefaktor für Strom von 3 festzustellen. Zum anderen zeigt sich, dass bei Primärenergiefaktoren für Strom von 2,4 (und weniger) die Sockeltemperaturabsenkung im betrachteten Bereich stets zu einer Senkung des Primärenergiebedarfs führt. Der Vergleich mit einer rein elektrischen TWW-Bereitung zeigt zudem, dass bei einer Sockeltemperatur von 55 °C die Höhe des Primärenergiefaktors für Strom darüber entscheidet, welches der beiden Konzepte primärenergetisch effizienter ist.

Tabelle 6.1: Primärenergiebedarfe des Zweileiternetzes mit dezentralen Kleinspeichern für verschiedene Sockeltemperaturen sowie bei rein elektr. TWW-Bereitung

Variante	Primärenergiebedarf in kWh/a		
	$f_{p,el} = 3,0$	$f_{p,el} = 2,4$	$f_{p,el} = 1,8$
2L (Sockeltemperatur = 55 °C)	48564	48479	48394
2L (Sockeltemperatur = 40 °C)	45936	44755	43575
2L (Sockeltemperatur = 30 °C)	45992	44064	42137
2L (rein elektrische TWW-Bereitung)	53785	48842	43899

Um die dezentralen Speicher im Sinne der „Netzdienlichkeit“ (Entlastung des Stromnetzes) einsetzen zu können, muss der elektrische Durchlauferhitzer nach dem Speicher durch einen Heizstab im Speicher ersetzt werden. Dieser könnte dann in Zeiten eines Überangebots an Strom die dezentralen Speicher beladen und somit das Stromnetz entlasten. Ein Absenken der Speichertemperatur ohne Komforteinbußen wäre dann jedoch nicht mehr möglich. Eine detaillierte Betrachtung der Netzdienlichkeit konnte im Rahmen dieses Projekts nicht vorgenommen werden.

Ausgehend von der Feststellung, dass die **zusätzlichen Verluste** der dezentralen Speicher den erhofften Vorteil des Konzepts mehr als kompensieren, wurden noch entsprechend **besser gedämmte Speicher** simuliert. Das naheliegende Ergebnis einer Halbierung des U-Wertes durch stärkere Dämmung ist die Halbierung der Speicherverluste. Hierfür musste jedoch die Speicherdämmung entsprechend verstärkt werden, was nicht nur für die ökonomische Bewertung eine Rolle spielt, sondern auch für den Platzbedarf, der in jeder einzelnen Wohnung besteht.

Insgesamt lässt sich daher festhalten, dass dieses Konzept keine signifikante Verbesserung im Vergleich zum (optimierten) Zweileiternetz darstellt. Der Mehrertrag der Solarthermieanlage wird von den gesteigerten Speicherverlusten überkompensiert. Erst wenn Konzepte zur Entlastung des Stromnetzes gefördert werden, könnte dieses Konzept als ein möglicher Ansatz wieder in den Fokus rücken.

6.2 Dezentrale Gas-Brennwertkessel

Auch dieses **Konzept** mit dezentralen Gas-Brennwertkesseln – geläufiger ist hier der Begriff der Kombitherme – basiert auf einem (optimierten) Zweileiternetz und verwendet zur TWW-Bereitung in jeder Wohnung kleine Pufferspeicher mit einem Volumen von 100 Litern. Die TWW-Bereitung erfolgt, wie im vorigen Abschnitt 6.1, just im Moment einer Zapfung im Durchflussprinzip. Der zentrale Kessel im Keller entfällt jedoch und wird durch Gas-Brennwertgeräte in den einzelnen Wohnungen ersetzt. Diese Thermen sorgen nicht nur für eine Beladung der TWW-Pufferspeicher, sondern auch für die Raumwärmebereitstellung, wenn die vom ausschließlich solar versorgten Zweileiternetz gelieferten Vorlauftemperaturen hierfür nicht ausreichen. Ein Prinzipschaltbild sowie Details zu den einzelnen Komponenten und zum Regelungskonzept sind im Unterpunkt 2.4.5 ab Seite 27 dokumentiert.

Die erwarteten **Vorteile** dieses Konzepts liegen in der vollständigen Vermeidung fossil gedeckter Wärmeverteilverluste außerhalb der Wohnungen sowie der damit verbundenen Verringerung der nicht nutzbaren Verteilverluste und damit des Endenergiebedarfs zur Wärmeversorgung des MFH. Mögliche **Nachteile** werden im weniger effizienten Betrieb mehrerer dezentraler Kessel (im Vergleich zu einem zentralen Kessel) gesehen sowie im Installations- und Betriebsaufwand solcher Anlagen. Hierbei wäre die Notwendigkeit von Gasanschlüssen in den Wohnungen hervorzuheben sowie eines Abgassystems, das auf die Brennwertnutzung angepasst ist.

Ohne die dezentralen TWW-Pufferspeicher wären überdies für die TWW-Bereitung ausreichend hohe Leistungen von etwa 25 kW von jeder Gastherme zu liefern, was aufgrund des Platzbedarfs, der Kosten und der Geräuschemissionen ebenfalls als Nachteil zu werten wäre.

Zu Beginn werden die **Wärmeeinträge** in das sanierte MFH für ein System ohne Verteilverluste (Referenz), ein „Standard-Zweileiternetz“ (wie in Abschnitt 5.1) und das Zweileiternetz mit dezentralen Gasthermen in **Abbildung 58** gegenübergestellt.

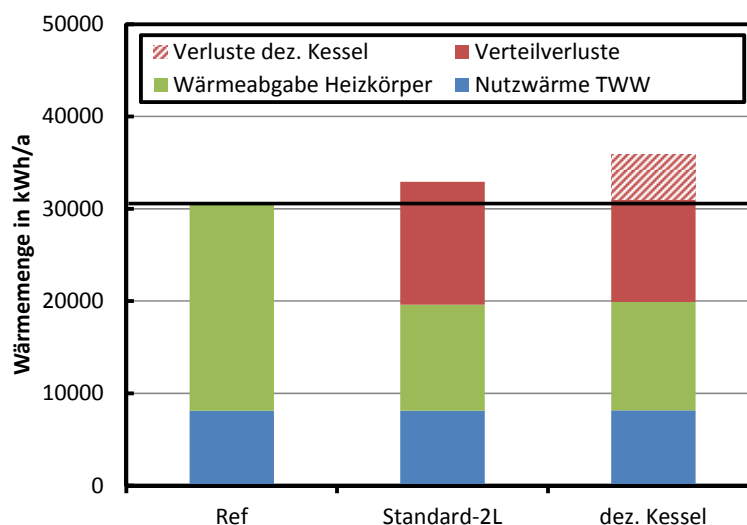


Abbildung 58: Wärmeeinträge in das sanierte MFH mit einem Zweileiternetz mit und ohne dezentrale Gasthermen sowie ohne Verteilverluste (Referenz)

Eine Bewertung nach **bisherigen Maßstäben**, also dem Vergleich der Wärmeeinträge über die Heizkörper, die Verteilleitungen und die TWW-Nutzwärme, ergibt, dass mit den dezentralen Gasthermen der Gesamtwärmebedarf des MFH um 2962 kWh/a niedriger als im Standard-Zweileiternetz ausfällt und somit nahezu den Wert der verlustfreien Referenzsimulation erreicht. Der Mehrbedarf beläuft sich auf lediglich 532 kWh/a, was bezogen auf den Referenzwärmebedarf nur noch 1,7 % entspricht.

Doch auch bei dem Konzept mit dezentralen Gasthermen sind die Verteilverluste nicht – wie es **Abbildung 58** suggeriert – vollständig nutzbar. Vielmehr stößt diese Darstellungsart hier an ihre Grenzen, da bei den dezentralen Gas-Brennwertkesseln die Wärmeverluste des Erzeugers ebenfalls zur Wärmebedarfsdeckung in der Wohnung beitragen. Bisher wurden die Erzeugerverluste stets als systemimmanent angesehen und daher nicht explizit betrachtet. Um die Größenordnung dieses zusätzlichen Wärmeeintrags einschätzen zu können, wurden die Verluste der dezentralen Kessel in **Abbildung 58** bereits mit eingezeichnet. Der Systemvergleich ist jedoch über die End- und Primärenergiebedarfe weiterhin möglich und erfolgt im Folgenden.

Zur weiteren Bewertung dieses Konzepts ist eine Betrachtung der **Zusammensetzung der Verteilverluste** hilfreich. **Abbildung 59** zeigt die Verteilverluste unterschieden nach dem Ort ihres Auftretens in Keller, Schacht und Wohnung (nur bezogen auf die Verteilleitungen) und ergänzend die Verluste der dezentralen Speicher.

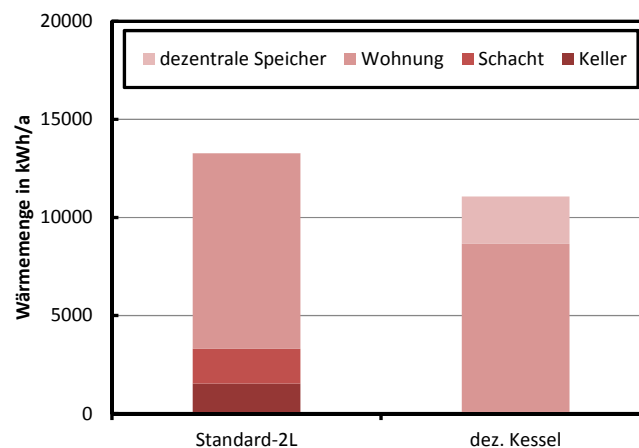


Abbildung 59: Verteilverluste des Zweileiternetzes mit/ohne dezentrale Thermen

Wenn das Konzept mit dezentralen Gasthermen **ohne Solarunterstützung** betrachtet wird, entfallen die Verteilverluste in Schacht und Keller vollständig. Die Verteilverluste über die Rohre sowie die Verluste der dezentralen TWW-Puffer sinken insgesamt um 2656 kWh/a verglichen mit dem Standard-Zweileiternetz. Dem gegenüber belaufen sich die Wärmeverluste der dezentralen Kessel jedoch auf 4865 kWh/a.

Um die **nicht nutzbaren Verteilverluste** dieses Konzepts zu bestimmen, wurde zusätzlich eine Simulation mit dezentralen Gasthermen jedoch ohne Verteilverluste durchgeführt und mit den Ergebnissen der dezentralen Gasthermen mit Verteilverlusten verglichen. Unter der Annahme, dass der Mehrwärmebedarf der Simulation mit Verteilverlusten auf die nicht nutzbaren Verteilverluste zurückzuführen ist, lassen sich nicht nutzbare Verteilverluste in Höhe von 3541 kWh/a bestimmen.

Insgesamt sind die nicht nutzbaren Verteilverluste damit um 1011 kWh/a höher als im Standard-Zweileiternetz. Dass die Verteilverluste zwar insgesamt sinken, die nicht nutzbaren Verteilverluste jedoch zunehmen, lässt sich auf die Verluste der dezentralen Wärmeerzeuger zurückführen, die nicht zu den Verteilverlusten gezählt werden. Da die Erzeugerverluste in diesem Konzept aber innerhalb der Wohnung anfallen, tragen sie zur Deckung des Heizwärmebedarfs bei.

Vor diesem Hintergrund wird nun die aussagekräftigere Gesamtwärmelieferung der Kessel betrachtet. Diese ist beim Konzept mit dezentralen Kesseln um 2971 kWh/a geringer als im Standard-Zweileiternetz. Unter Berücksichtigung der Wärmeverluste der Kessel, der Wärmeverluste durch Spülung und der ungenutzten Energie im Abgas sowie der Jahresnutzungsgrade der Kessel ergeben sich zudem die Endenergiebedarfswerte, die in *Tabelle 6.2* zusammen mit weiteren Vergleichsgrößen zur Bewertung des Kesselverhaltens dargestellt sind.

Tabelle 6.2: Standard-Zweileiternetz und dezentrale Gasthermen im Vergleich

Merkmale	Standard-Zweileiternetz	Dezentrale Gasthermen	Einheit
Endenergiebedarf	38590	36579	kWh/a
Jahresnutzungsgrad	88,0	84,8	%
Taktzahl	7178	68616	Takte/a
Laufzeit des Brenners	1534	1011	h/a
Mittlerer Modulationsgrad	47,1	29,5	%
Wärmeverluste Kessel (+ Puffer)	3040 (+ 988)	4865 ¹⁾	kWh/a

1) Die Verluste der dezentralen Puffer werden hier nicht dem Kessel, sondern dem Verteilsystem zugerechnet.

Der um 17,6 %-Punkte verminderte Modulationsgrad zeigt, dass durch die Abnahme der Wärmelast (pro Kessel) die dezentralen Kessel ihre Nennleistung viel seltener abgeben können. Aus demselben Grund ist auch die Taktzahl der dezentralen Kessel sehr hoch, womit sich unter Berücksichtigung der Brennerlaufzeiten durchschnittliche Betriebsdauern von rund 13 min/Takt beim Standard-Zweileiternetz und rund 1 min/Takt bei den dezentralen Gasthermen bestimmen lassen. Der Jahresnutzungsgrad ist aufgrund der höheren Wärmeverluste und der ungünstigeren Betriebsbedingungen der dezentralen Kessel um 3,2 %-Punkte geringer. Trotz alledem liegt der Endenergiebedarf – gemessen an der eingesetzten Gasmenge – um 2011 kWh/a unter dem des Standard-Zweileiternetzes, was sich im Wesentlichen auf die Abnahme der nicht nutzbaren Verteilverluste zurückführen lässt.

Der erreichbare Ertrag einer Solaranlage mit 32 m² Kollektorfläche ist zusammen mit der Wärmelieferung der Kessel für beide Konzepte in **Abbildung 60** visualisiert.

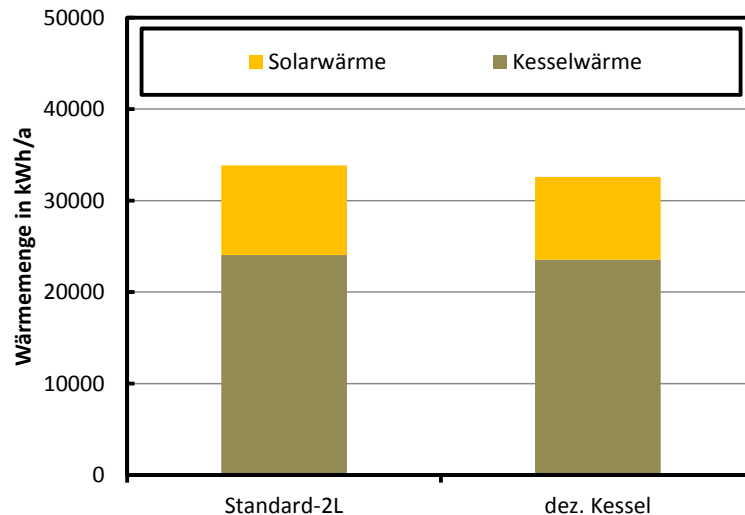


Abbildung 60: Solarertrag und Wärmelieferung der Kessel im Standard-Zweileiternetz und im System mit dezentralen Kesseln im sanierten MFH

Bei Einbindung der solarthermischen Unterstützung mit 32 m²Kollektorfläche zeigt sich, dass der **Solarertrag** bei dem Konzept mit dezentralen Gasthermen etwas niedriger ist als im Standard-Zweileiternetz. Der Minderertrag beläuft sich auf rund 760 kWh/a, was einer Änderung von zirka 8 % entspricht. Die Differenz der von den Kesseln gelieferten Wärmemengen reduziert sich auf einen Wert von 501 kWh/a, die von den dezentralen Kesseln weniger an das Verteilsystem abgegeben werden. Als mögliche Ursache sind die geringeren Verteilverluste in Schacht und Keller zu benennen. Eine Steigerung der Solarerträge des Systems mit dezentralen Gasthermen könnte unter Umständen durch eine verbesserte Regelung erreicht werden. Diese zu optimieren, lag jedoch nicht im Fokus dieser Untersuchungen.

Insgesamt lässt sich somit feststellen, dass die **vollständige Vermeidung fossil gedeckter, nicht nutzbarer Wärmeverteilverluste** mit diesem Konzept ganzjährig möglich ist. Hierdurch lässt sich eine nennenswerte Endenergieeinsparung im Vergleich zum (optimierten) Zweileiternetz erreichen, die jedoch dem apparativen Mehraufwand (acht Kessel und dezentrale Kleinspeicher, statt einem zentralem Kessel samt Pufferspeicher) gegenüberzustellen ist – insbesondere im Vergleich zum optimierten Zweileiternetz. Das häufige Takten der dezentralen Gasthermen und deren geringe Laufzeiten sowie die im Vergleich zum Standard-Zweileiternetz geringeren Solarerträge sind als Nachteil zu bewerten. Jedoch besteht hier noch Potenzial zur Verbesserungen der Regelung sowie der Anlagendimensionierung. Besonders interessant ist dieses Konzept voraussichtlich als solarthermisch unterstützte Umrüstung bestehender Gasetagenheizungssysteme, die laut [Wol12] häufig anzutreffen sind.

Eine **mögliche Erweiterung** ist auch in diesem Konzept der Einsatz von elektrischen Nachheizungen zur TWW-Bereitung, die eine Absenkung der Temperaturen der dezentralen Pufferspeicher erlauben würden. Neben den zu erwartenden geringeren Speicherverlusten, wäre mit höheren Solarerträgen zu rechnen, wenn das Senktemperaturniveau verringert wird.

6.3 Dezentrale Klein-Wärmepumpen

In einem noch weitergehenden **Konzept** zur Verteilverlustreduktion wird über ein Zweileiternetz ganzjährig nur noch Solar- oder Umweltwärme (hier: aus einer Erdwärmesonde) verteilt, die dann bei Bedarf über dezentrale Klein-Wärmepumpen auf das Nutztemperaturniveau angehoben werden kann. Die geringe Wärmepumpenleistung erfordert dezentrale Pufferspeicher mit 200 Litern Volumen, um die Versorgung mit Raumwärme und mit (im Durchflussprinzip im Moment der Zapfung bereitem) TWW zu gewährleisten. Ein Schaltbild sowie Details zu den einzelnen Komponenten und zum Regelungskonzept sind im Unterpunkt 2.4.6 ab Seite 28 dokumentiert.

Ein **Vorteil** dieses Konzepts besteht in der vollständigen Vermeidung fossil gedeckter Verteilverluste außerhalb der Wohnungen, was zu einer signifikanten Senkung des Primärenergiebedarfs führen sollte. Die zu erwartenden niedrigen Verteilnetztemperaturen senken die nicht nutzbaren Verteilverluste und sorgen somit für einen noch geringeren Endenergiebedarf. Vorteilhaft ist zudem, dass keine Gasversorgungsleitungen zu den Wohnungen gelegt werden müssen und die notwendigen elektrischen Anschlussleistungen der dezentralen Klein-Wärmepumpen mit maximal 2 kW sehr gering ausfallen. Auch der denkbare Einsatz der dezentralen Pufferspeicher für „Smart-Grid“-Anwendungen ist als positives Merkmal dieses Konzepts festzuhalten

Als **Nachteile** der erforderlichen dezentralen Pufferspeicher sind der Platzbedarf und die zusätzlichen Verteilverluste zu nennen (die Wärmeverluste der dezentralen Pufferspeicher werden als Verteilverluste bilanziert). Zudem fehlt es an Erfahrung im Umgang mit „kalter Nahwärme in Gebäuden“ sowie den im Konzept vorausgesetzten kleinen und kostengünstigen Wärmepumpen für den dezentralen Einsatz. Bei der Bewertung der noch zu leistenden Entwicklungsarbeit sollten die nachfolgenden Ergebnisse als theoretisch erreichbare Einsparpotenziale berücksichtigt werden.

Zuerst werden wieder die **Wärmeeinträge** in das sanierte MFH für ein System ohne Verteilverluste (Referenz), ein „Standard-Zweileiternetz“ (wie in Abschnitt 5.1) und das Zweileiternetz mit dezentralen Klein-Wärmepumpen in **Abbildung 61** betrachtet.

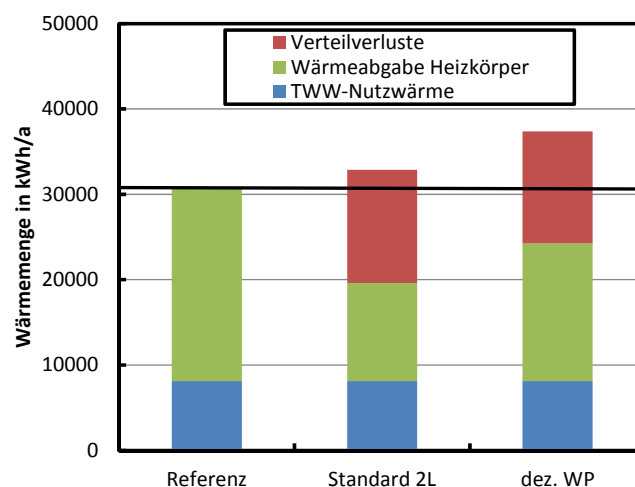


Abbildung 61: Wärmeeinträge in das sanierte MFH mit einem Zweileiternetz mit und ohne dezentrale Klein-Wärmepumpen sowie ohne Verteilverluste (Referenz)

Es zeigt sich, dass der **Wärmebedarf** des Zweileiternetzes mit Klein-Wärmepumpen um 3348 kWh/a höher ist als im Standard-Zweileiternetz, was hauptsächlich auf die hohen Verluste der dezentralen Pufferspeicher (3765 kWh/a) zurückzuführen ist. Außerdem fällt die höhere Wärmeabgabe der Heizkörper auf, die aus den fehlenden Wärmeeinträgen über die Leitungsschächte in die Wohnungen resultieren.

Jedoch besitzt die Darstellung auch für dieses Konzept eine eingeschränkte Aussagekraft, da die **Wärmegewinne** der Verteilleitungen im Schacht und im Keller nicht berücksichtigt werden. Diese Gewinne treten immer dann auf, wenn das Verteilnetz selbst eine niedrigere Temperatur aufweist als seine Umgebung, was beispielsweise bei der Versorgung des Netzes mit Erdwärme der Fall ist. Diese Gewinne müssten vom Balken der Verteilverluste abgezogen oder separat dargestellt werden.

Abbildung 62 zeigt die **Verteilverluste** des Zweileiternetzes mit und ohne dezentrale Klein-Wärmepumpen wieder unterschieden nach dem Ort ihres Auftretens. Außerdem werden die Wärmeverteilverluste der Rohrleitungen in den Wohnungen und die Verluste der dezentralen Pufferspeicher getrennt dargestellt.

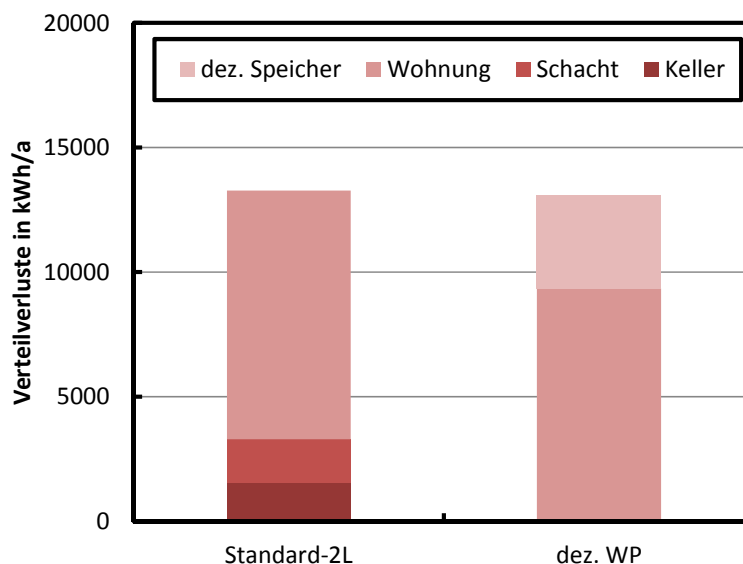


Abbildung 62: Verteilverluste des Zweileiternetzes mit und ohne dezentrale Klein-Wärmepumpen unter Vernachlässigung von Wärmegewinnen im sanierten MFH

Die **Verteilverluste** in Schacht und Keller werden bei dem Konzept mit dezentralen Klein-Wärmepumpen nicht dargestellt, da diese in der Jahresbilanz einen negativen Wert aufweisen und somit keine **Vergleichbarkeit** der Ergebnisse ermöglichen. Darüber hinaus zeigt sich jedoch, dass die Verluste der dezentralen Pufferspeicher aufgrund ihres größeren Volumens sogar noch höher sind als in dem System mit dezentralen Gasthermen. Die Höhe der Verteilverluste der Rohre in den Wohnungen ist für beide Systeme fast identisch mit 9972 kWh/a im Zweileiternetz und 9340 kWh/a bei den Klein-Wärmepumpen.

In der nachfolgenden *Tabelle 6.3* sind als nächstes einige wesentliche Betriebsdaten der dezentralen Klein-Wärmepumpen zusammengestellt, die zur Bewertung der Effizienz des Wärmepumpenbetriebs herangezogen werden können.

Tabelle 6.3: Betriebsdaten der dezentralen Klein-Wärmepumpen

Merkm ^{al}	Wert	Einheit
Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems	3,19	-
Jahresarbeitszahl einer Klein-Wärmepumpe	3,30	-
Laufzeit	2530	h/a
Mittlere Verdampfeintrittstemperatur	7	°C
Mittlere Verdampferaustrittstemperatur	4	°C
Mittlere Kondensatoreintrittstemperatur	36	°C
Mittlere Kondensatoraustrittstemperatur	53	°C

Die Jahresarbeitszahl einer Wärmepumpe und des Gesamtsystems sind größer als 3,0, was bei rein fossil erzeugtem Strom das Minimum eines primärenergetisch sinnvollen Wärmepumpenbetriebs markiert. Um die **Plausibilität** der simulierten Betriebsdaten der Wärmepumpe zu prüfen, wird die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe mit Erwartungswerten verglichen. **Abbildung 63** zeigt hierfür die Leistungszahl (COP) einer Wärmepumpe in Abhängigkeit der Quellen- und Senkentemperatur.

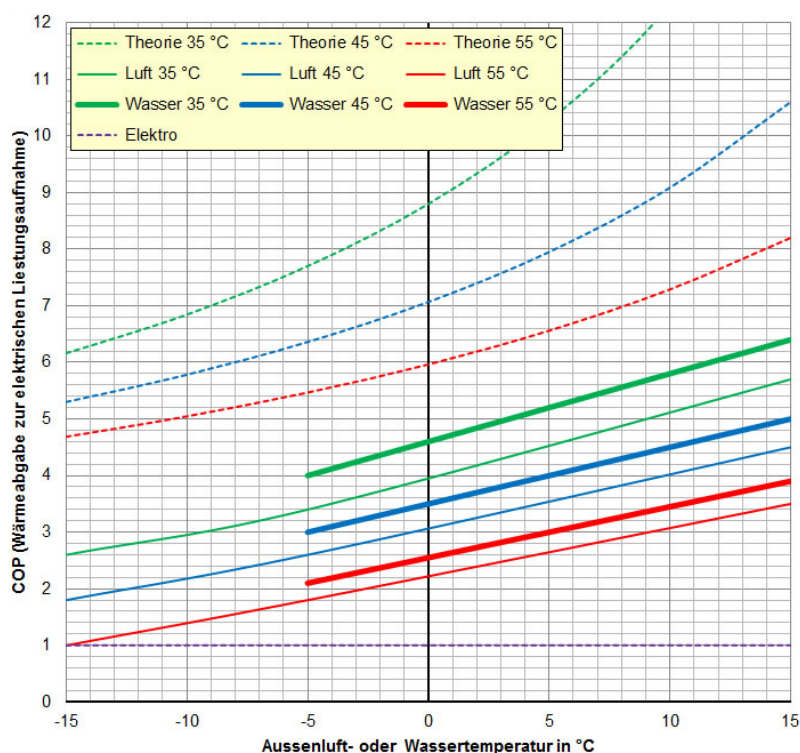


Abbildung 63: COP in Abhängigkeit von Quellen- und Vorlauftemperatur der WP
(Quelle: <http://www.energie.ch/waermepumpe>, abgerufen am 03.02.2017)

Das Diagramm zeigt, dass bei der hier vorliegenden Quellentemperatur von 7 °C (Wasser) und der Senktemperatur von 55 °C (Wasser) eine Leistungszahl von 3,2 zu erwarten ist. Da die Wärmepumpe in diesem Konzept nur dann eine Vorlauftemperatur von 55 °C bereitstellen müssen, wenn der TWW-Teil der dezentralen Pufferspeicher beladen wird und sonst meist niedrigere Temperaturen genügen, wird der simulierte Wert der Jahresarbeitszahl von 3,3 als **plausibel** betrachtet.

Die Simulationsergebnisse zeigen hierbei jedoch bereits **Optimierungspotenzial** auf, da die derzeitige Regelung zu hohe mittlere Kondensatoraustrittstemperaturen für die Zweizonenbeladung der dezentralen Pufferspeicher verursacht. Die Zweizonenbeladung funktioniert nicht optimal, da die Beladung zu oft im TWW-Teil des Speichers erfolgt. Auch in der detaillierteren Modellierung des Wärmepumpenverhaltens, zum Beispiel durch die Berücksichtigung einer variablen Leistungsaufnahme des Verdichters anstelle des derzeit fixen Wertes, sowie in der dynamischen Abbildung der Erdwärmesonden könnten weitere Verbesserungspotenziale liegen.

Abbildung 64 zeigt die Zusammensetzung der Wärmeerzeugung für das sanierte MFH mit Zweileiternetz und dezentralen Klein-Wärmepumpen ohne Verteilverluste (als Referenz), mit Verteilverlusten sowie mit Verteilverlusten und Solarthermie.

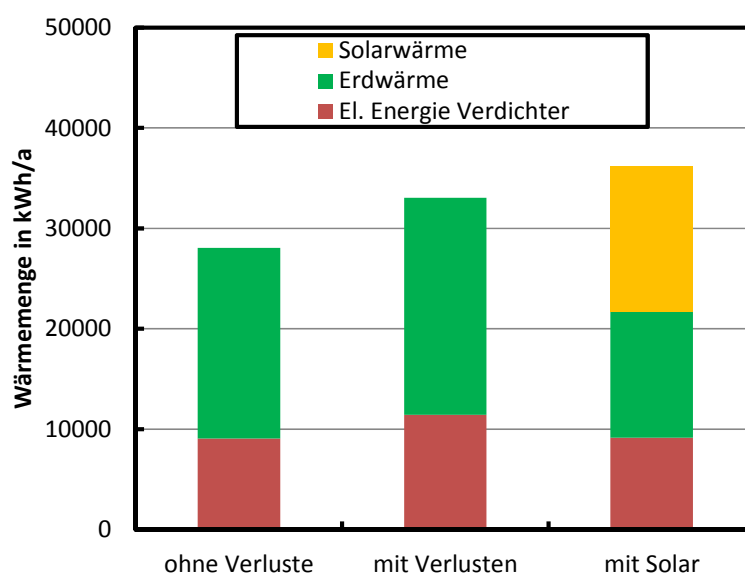


Abbildung 64: Wärmeerzeugung für ein geo- und solarthermisch versorgtes Zweileiternetz mit dezentralen Klein-Wärmepumpen im sanierten MFH

Der dargestellte **Solarertrag** ist diesmal die **in** den zentralen **Pufferspeicher** eingetragene Solarwärme, da beim Austrag aus dem Speicher nicht zwischen Solar- und Erdwärme unterschieden werden kann. Dies gilt auch für die folgenden Diagramme.

Es zeigt sich, dass mit 14468 kWh/a ein signifikanter Teil von zirka 40 % der benötigten Wärme solarthermisch bereitgestellt werden kann. Überdies ist zu erkennen, dass mit dem Einsatz der Solarthermie der **elektrische Energiebedarf** der Verdichter gesenkt werden kann. Diese Solarerträge wurden von abgedeckten Flachkollektoren mit insgesamt 32 m² Fläche erzielt.

Da die solarthermische Versorgung des Zweileiternetzes nur selten auf die relativ hohen Temperaturen angewiesen ist, die ein abgedeckter Flachkollektor bereitstellt, wurden zusätzliche Simulationen mit kostengünstigeren **unabgedeckten Kollektoren** durchgeführt. Hierbei sollte geprüft werden, ob auch diese simplere Technologie einen ähnlichen Nutzen erbringen kann. Die Daten des unabgedeckten Flachkollektors entsprechen den Erkenntnissen des im Jahr 2007 am ISFH abgeschlossenen Forschungsprojekts „Metalldachkollektoren nach dem Elastomer-Metall-Absorber-Prinzip: Entwicklung und Demonstration“ [Ber07].

In **Abbildung 65** sind die Solarerträge des Standard-Zweileiternetzes und des Konzepts mit dezentralen Klein-Wärmepumpen für verschiedene Kollektorfeldgrößen dargestellt, wobei letzteres einmal mit abgedeckten und einmal mit unabgedeckten Kollektoren simuliert wurde.

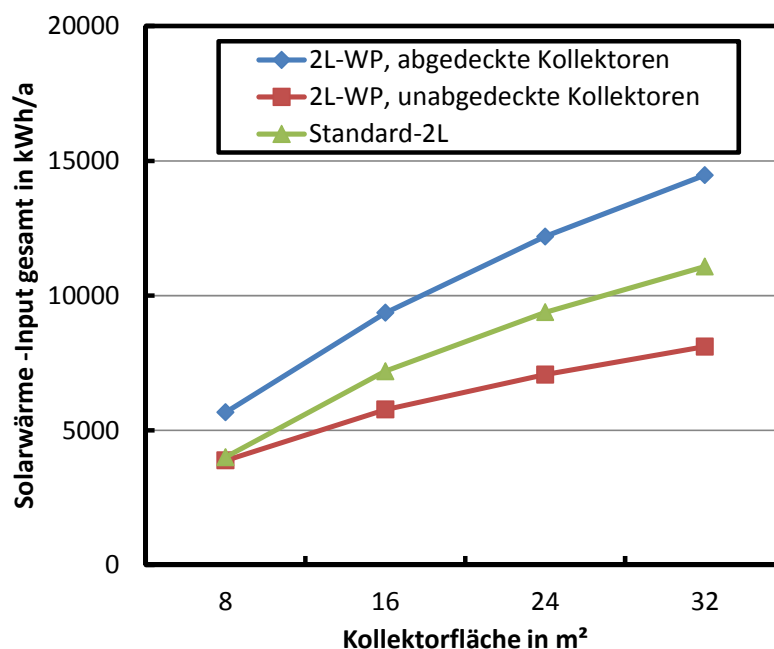


Abbildung 65: Solarertrag des Standard-Zweileiternetzes sowie des Konzepts mit dezentralen Klein-Wärmepumpen für verschiedene Kollektortypen und -flächen

Erwartungsgemäß zeigt sich, dass unabgedeckte Solarkollektoren einen deutlich geringeren Solarertrag erzielen als abgedeckte Kollektoren. Dennoch könnten unabgedeckte Kollektoren von Interesse sein, da sie signifikant günstiger sind als abgedeckte Kollektoren und die geringeren flächenspezifischen Erträge durch größere Flächen kompensiert werden könnten.

Weiterhin lässt sich feststellen, dass das Wärmepumpensystem einen signifikant höheren Solarertrag als das Standard-Zweileiternetz aufweist. So beläuft sich der Mehrertrag auf 3391 kWh/a bei 32 m² Kollektorfläche. Ursache hierfür ist, dass beim Konzept mit dezentralen Klein-Wärmepumpen auch Solarwärme auf sehr niedrigem Temperaturniveau als Wärmequelle für die Wärmepumpe dienen kann.

Die folgende **Abbildung 66** verdeutlicht dies, indem sie die direkt (ohne Einsatz der Wärmepumpen) genutzte Solarwärme für die drei Systemvarianten gegenüberstellt.

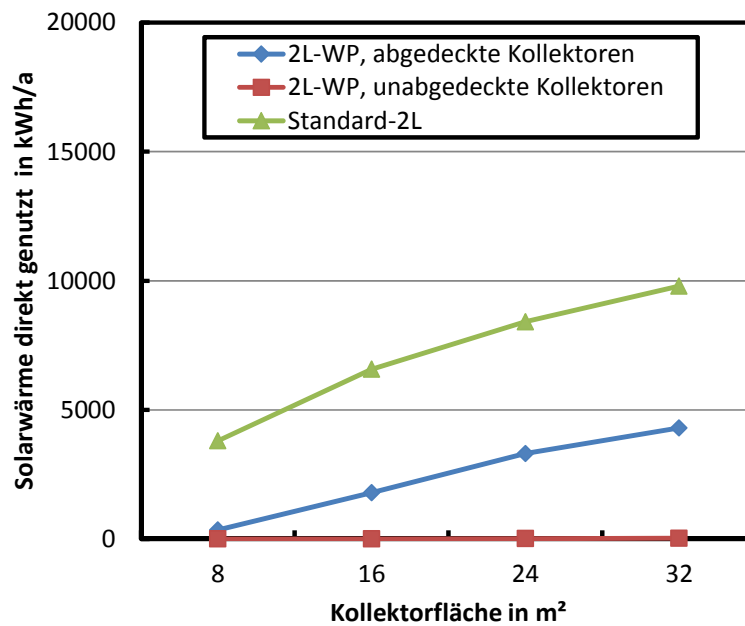


Abbildung 66: Direkt genutzte Solarwärme des Zweileiternetzes mit und ohne dezentrale Klein-Wärmepumpen für verschiedene Kollektortypen und -flächen

Es zeigt sich, dass bei Betrachtung der direkt genutzten Solarwärme das Standard-Zweileiternetz mit Abstand am besten abschneidet. Im Wärmepumpensystem wird ein großer Teil der Solarwärme indirekt über die Verdampferseite (als Quellenwärme) der Wärmepumpen genutzt. Dies erklärt auch, wieso trotz des hohen Solarertrags der elektrische Energiebedarf der Wärmepumpen nicht im erwarteten Maße sinkt. Auch an dieser Stelle scheint das System, bzw. seine Regelung, noch **Optimierungspotenzial** zu haben, da auch hier prinzipiell ähnlich hohe direkt nutzbare Solarwärmeanteile wie im Standard-Zweileiternetz möglich sein sollten.

Bei der Nutzung unabgedeckter Kollektoren kann offenbar nur Solarwärme auf so niedrigem Temperaturniveau bereitgestellt werden, dass sie vollständig auf der Verdampferseite der Wärmepumpe genutzt wird.

Die hohe Nutzbarkeit der Solarwärme auf der Quellenseite der Wärmepumpe kann weitere Vorteile mit sich bringen. So kann, je nach Regelungskonzept, die Erdwärmequelle knapper dimensioniert werden, Stagnationszeiten der Solaranlage deutlich vermindert werden, das Erdreich durch Regeneration vor Langzeitabkühlung geschützt oder gar als Kurzzeitwärmespeicher genutzt werden, wie Ergebnisse anderer Forschungsprojekte am ISFH zeigen [Ber14, Gle15].

Vor diesem Hintergrund und ihren geringen Kosten kann auch die Nutzung unabgedeckter Flachkollektoren sinnvoll sein, wird hier aber nicht tiefergehend betrachtet.

Aufgrund der vergleichsweise hohen Komplexität dieses Konzepts, sowohl hinsichtlich des apparativen Aufwands als auch bezüglich der Regelungstechnik, dienen die hier angestellten Betrachtungen eher zur Bewertung des theoretischen Potenzials, da von einer baldigen Anwendung aufgrund dieser Faktoren nicht auszugehen ist. Dass bereits mit „kalter Nahwärme in Gebäuden“ experimentiert wird, zeigt, dass die dahinterstehenden Überlegungen an Attraktivität gewinnen [BIN16, Kem15].

7 Ausgewählte Systemvergleiche

7.1 Optimierung der konventionellen Wärmeversorgungskonzepte

Nachdem in den vorangegangenen Kapiteln bereits Vergleiche zwischen einzelnen Systemvarianten angestellt wurden, folgt nun eine **zusammenfassende Gegenüberstellung** aller vorgestellten konventionellen Wärmeversorgungskonzepte. Es werden die Auswirkungen von Veränderungen am Verteilnetz selbst beim Übergang vom Vierleiter- auf ein Zweileiternetz sowie der Anpassung der Verteilnetztemperaturen beim optimierten Zweileiternetz betrachtet.

Abbildung 67 zeigt hierfür *links* die Zusammensetzung der **Gesamtwärmebedarfe** und deren prozentuale Veränderung sowie *rechts* die damit verbundenen **nicht nutzbaren Verteilverluste** und deren jeweilige Nutzungsfaktoren.

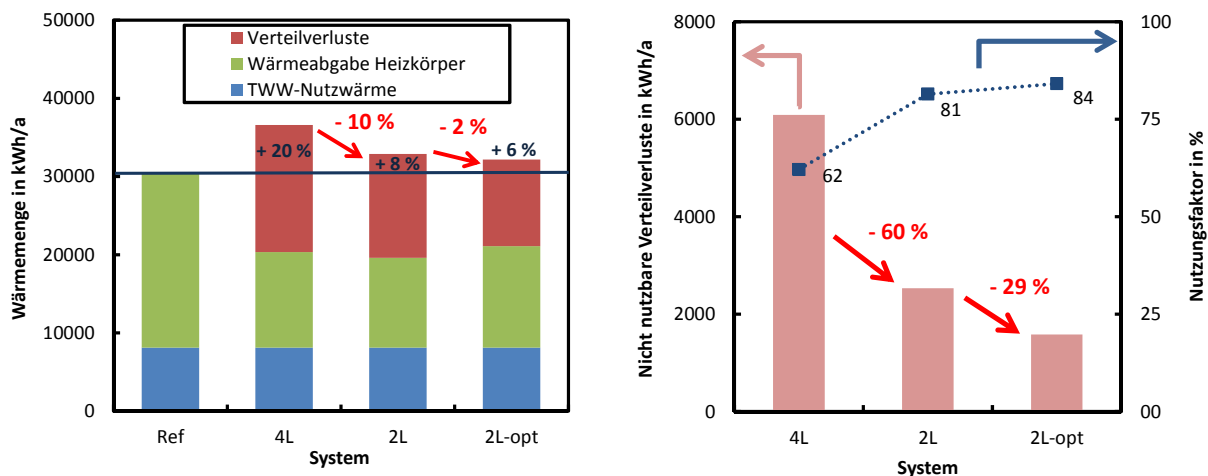


Abbildung 67: Gesamtwärmebedarfe (*links*) und Vergleich der nicht nutzbaren Verluste sowie des Nutzungsfaktors (*rechts*) für das sanierte MFH

Die **verteilverlustfreie Referenzsimulation** zeigt den „tatsächlichen Wärmebedarf“ des sanierten MFH aufgrund seiner bauphysikalischen Eigenschaften sowie der Anforderungen der Nutzer*innen an Raumsolltemperaturen und TWW-Bedarf. Dieser Referenzwärmebedarf von 30423 kWh/a teilt sich zu 73 % in die Anforderungen der Raumheizung und zu 27 % in die Anforderungen der TWW-Bereitung auf.

Unter **Berücksichtigung der Wärmeverteilverluste**, die vom Wärmeverteilnetz an und für sich sowie von den Betriebsrandbedingungen desselben abhängig sind, steigen die simulierten Gesamtwärmebedarfe des MFH mitunter deutlich an. Der Mehrenergiebedarf des Vierleiternetzes liegt mit 6164 kWh/a um 20 % über dem idealen Referenzfall. Durch die Verwendung eines Zweileiternetzes lässt sich dieser Mehrenergiebedarf auf 2465 kWh/a und somit 8 % mehr als im Referenzfall bzw. 10 % weniger als beim Vierleiternetz reduzieren. Die abgesenkten Netztemperaturen des entsprechend Abschnitt 5.2 optimierten Zweileiternetzes senken den Mehrenergiebedarf auf 1756 kWh/a und somit 6 % mehr als im Referenzfall bzw. 2 % weniger als beim Standard-Zweileiternetz.

Die Mehrenergiebedarfe der verschiedenen Verteilkonzepte gehen auf die **nicht nutzbaren Verteilverluste** zurück, die anhand ihrer absoluten Höhe sowie indirekt über die Nutzungsfaktoren bewertet werden. Nicht nutzbare Verteilverluste verringern die Effizienz einer Wärmeversorgung, wobei diese Effizienzminderung mit abnehmenden Nutzungsfaktoren noch zunimmt. Die absolute Höhe der nicht nutzbaren Verteilverluste entspricht jeweils den eben genannten Mehrenergiebedarfen, also 6164 kWh/a beim Vierleiternetz, 2465 kWh/a beim Zweileiternetz und 1756 kWh/a beim optimierten Zweileiternetz. Die nicht nutzbaren Verteilverluste werden demnach beim Übergang vom Vierleiter- auf ein Zweileiternetz um 60 % und beim Übergang vom Zweileiter- zum optimierten Zweileiternetz um weitere 29 % reduziert. Im Gegensatz dazu steigen die **Nutzungsfaktoren** von 62 % beim Vierleiternetz, über 81 % beim Standard-Zweileiternetz, auf bis zu 84 % beim optimierten Zweileiternetz.

Auch die **Zusammensetzung der Wärmeeinträge** in das MFH ändert sich, wobei die Verteilverluste als unregelmäßige Wärmeeinträge von den geregelten Wärmeeinträgen der Heizkörper und zur TWW-Bereitung zu unterscheiden sind. Der Anteil der Verteilverluste am Gesamtwärmebedarf beträgt beim Vierleiternetz 44 %, beim Zweileiternetz 40 % und beim optimierten Zweileiternetz 34 %. Während die Wärmeeinträge der Heizkörper von 12205 kWh/a beim Vierleiternetz auf 11493 kWh/a beim Zweileiternetz und somit um 6 % gesenkt werden, kann die geregelte Wärmeabgabe der Heizkörper im optimierten Zweileiternetz auf 12981 kWh/a und somit um 6 % im Vergleich zum Vierleiternetz gesteigert werden.

Unter Berücksichtigung dieser Ergebnisse der rein fossil versorgten Konzepte lässt sich **schlussfolgern**, dass schon bei der Planung von Wärmeverteilnetzen möglichst geringe Rohrlängen (bzw. -oberflächen) angestrebt werden sollten – was gleichzeitig mit geringeren Investitionskosten einhergeht. Diese Anforderung lässt sich mit einem Zweileiternetz prinzipiell besser erfüllen als mit einem Vierleiternetz. Zudem sollten die Temperaturen des Verteilnetzes so gering wie möglich sein, wobei auf die Einhaltung der Komfort- und Hygieneanforderungen zu achten ist. Diese Anforderung kann durch den Einsatz der dezentralen elektrischen Nachheizung im optimierten Zweileiternetz am besten erfüllt werden. Dieses Wärmeversorgungskonzept kommt bis auf einen Mehrenergieeintrag von 6 % an den Bedarf eines idealen Versorgungskonzepts heran, womit das Optimierungspotenzial im Vergleich zum Vierleiternetz bereits zu 72 % ausgeschöpft ist. Zusätzlich bietet ein optimiertes Zweileiternetz die Möglichkeit, die Netztemperatur den Bedürfnissen der Nutzer*innen anzupassen und den dafür notwendigen Strombedarf zu analysieren. Eine wiederkehrende Auswertung kann sukzessive zu einem optimal angepassten Versorgungskonzept (mit minimalen Systemreserven in der Grundversorgung durch das Netz) führen, welches zudem als systemtechnisch robust zu bezeichnen ist. Der Aufwand zur Umsetzung eines optimierten Zweileiternetzes ist vergleichsweise gering, da die notwendigen Wohnungsstationen mit elektrischer Nachheizung bereits marktverfügbar sind und die notwendigen elektrischen Anschlussleistungen mit unter 10 kW pro Wohnung ebenfalls kein Hindernis darstellen. Zuletzt ist die zeitliche Korrelation des elektrischen Nachheizbedarfs und des regenerativen Energieangebots von Vorteil.

7.2 Verteilverluste und deren Nutzbarkeit

In diesem Abschnitt werden die Verteilverluste und Nutzungsfaktoren sämtlicher untersuchten Systeme miteinander verglichen. Je höher die Verteilverluste eines Konzepts insgesamt sind, desto höher ist der Anteil unregelter Wärmeeinträge in das MFH in diesem Fall. Niedrige absolute Werte der Verteilverluste müssen jedoch nicht zwingend auf ein effizientes Konzept hinweisen, sofern der nutzbare Anteil der Verteilverluste entsprechend gering ist.

Abbildung 68 stellt daher die absolute Höhe der nutzbaren und nicht nutzbaren **Verteilverluste** sowie die **Nutzungsfaktoren** der Verteilverluste für alle untersuchten Systeme am Beispiel des sanierten MFH ohne solarthermische Unterstützung dar.

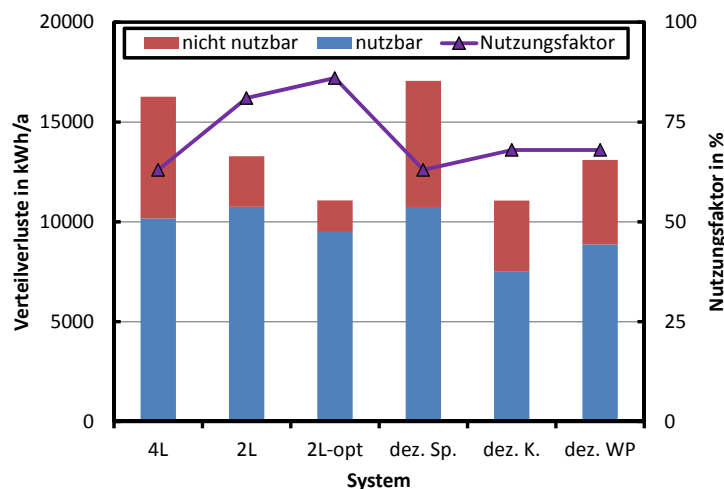


Abbildung 68: Nutzbare und nicht nutzbare Verteilverluste sowie deren Nutzungsfaktoren für alle untersuchten Versorgungskonzepte im sanierten MFH

Das optimierte Zweileiternetz weist die niedrigsten Verteilverluste insgesamt und die höchste Nutzbarkeit der Verteilverluste auf. Ähnlich hohe Verteilverluste insgesamt weist das Konzept mit dezentralen Gasthermen (*dez. K.*) auf, jedoch sind bei diesem höhere nicht nutzbare Verteilverluste zu verzeichnen, was der entsprechend niedrige Nutzungsfaktor von 68 % belegt. Die höchsten Verteilverluste und zugleich die niedrigsten Nutzungsfaktoren weisen das Vierleiternetz und das System mit dezentralen TWW-Pufferspeichern (*dez. Sp.*) auf. Das Konzept mit dezentralen Klein-Wärmepumpen (*dez. WP*) liegt etwa gleichauf mit dem Zweileiternetz, zeigt jedoch höhere nicht nutzbare Verteilverluste, was sich in einem relativ niedrigen Nutzungsfaktor von 68 % ausdrückt.

Abbildung 69 zeigt daran anknüpfend die nicht nutzbaren, fossil gedeckten Verteilverluste aller betrachteten Systeme. Hierbei wird auf Grundlage der Erkenntnis, dass 54 % der nicht nutzbaren Verteilverluste im Zeitraum von Mai bis September anfallen, die Annahme getroffen, dass 50 % der nicht nutzbaren Verteilverluste durch eine ausreichend groß dimensionierte Solaranlage mit 32 m² Kollektorfläche gedeckt werden können. Somit wird jeweils die Hälfte der nicht nutzbaren Verteilverluste aus der vorherigen Grafik abgezogen und auch bei der Berechnung des Nutzungsfaktors der verbleibenden fossil gedeckten Verteilverluste ausgeklammert.

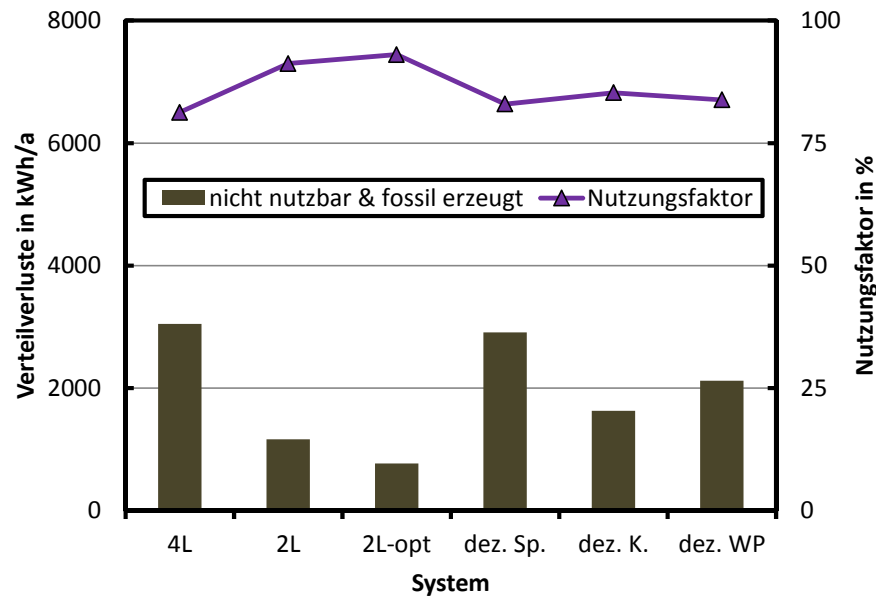


Abbildung 69: Nutzbarkeit der fossil gedeckten Verteilverluste bei solarthermischer Vollversorgung von Mai bis September für das sanierte MFH

Auch in den solarthermisch unterstützten Varianten ist das optimierte Zweileiternetz am effizientesten. Die nicht nutzbaren, fossil gedeckten Verteilverluste betragen im solar unterstützten, optimierten Zweileiternetz nur noch 878 kWh/a und sind damit mit etwa 100 kWh pro Wohnung und Jahr bzw. etwas mehr als einer 1 kWh pro m² und Jahr nahezu vernachlässigbar klein. Eine weitere Optimierung scheint vor diesem Hintergrund kaum noch lohnenswert bzw. wäre der dafür notwendige Aufwand dem simplen Konzept des optimierten Zweileiternetzes mit solarthermischer Unterstützung gegenüberzustellen.

Wie im Unterpunkt 5.3.2 ab Seite 73 erläutert wurde, erlaubt dieses Konzept auch bei kleiner dimensionierter Solaranlage eine sommerliche Kesselabschaltung, sodass die nicht nutzbaren, fossil gedeckten Verteilverluste genauso gering sind (im Gegensatz zu den anderen Systemen) – hierfür sind ausreichend dimensionierte elektrische Nachheizungen vorzusehen.

7.3 End- und Primärenergiebedarf

Abschließend erfolgt ein Vergleich aller vorgestellten Wärmeversorgungskonzepte anhand ihres End- und Primärenergiebedarfs, wobei für den Primärenergiebedarf jeweils drei verschiedene Primärenergiefaktoren für Strom betrachtet werden (von rein fossiler Stromerzeugung mit einem Primärenergiefaktor von 3,0 bis hin zu einer weitgehend regenerativen Stromerzeugung mit einem Primärenergiefaktor von 1,8).

In der nachfolgenden **Abbildung 70** sind die End- und Primärenergiebedarfe aller simulierten Wärmeversorgungskonzepte für das sanierte MFH zunächst ohne solarthermische Unterstützung dargestellt. Die Strombedarfswerte beinhalten jeweils auch die Nachfrage aller Pumpen im System und beziehen sich nicht nur auf die dezentrale elektrische Nachheizung mit Durchlauferhitzern oder Klein-Wärmepumpen.

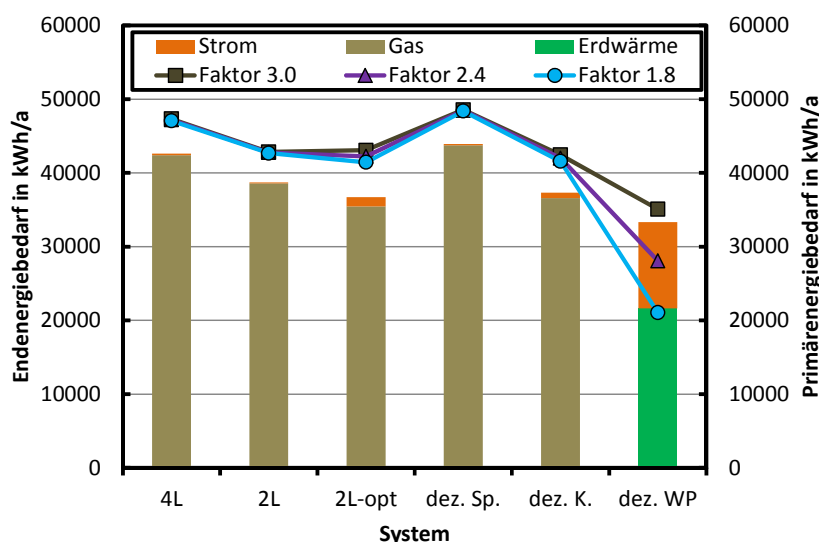


Abbildung 70: End- und Primärenergiebedarf aller betrachteten Wärmeversorgungskonzepte für das sanierte MFH ohne solarthermische Unterstützung

Das Konzept mit dezentralen TWW-Pufferspeichern weist aufgrund der hohen Speicherverluste sowohl den höchste Bedarf an End- als auch an Primärenergie auf und schneidet damit sogar noch schlechter ab als das Vierleiternetz. End- und primärenergetisch vorteilhaft sind das (optimierte) Zweileiternetz sowie die dezentralen Gasthermen. Bemerkenswert ist dabei, dass das simple Konzept des (optimierten) Zweileiternetzes vergleichbare Ergebnisse erzielt wie das Konzept mit acht dezentralen Brennwertkesseln, die insgesamt acht Luftabgassystemen voraussetzen. Das end- und primärenergetisch beste Konzept nutzt dezentrale Klein-Wärmepumpen, die auf Erdwärme über ein (Niedertemperatur-)Zweileiternetz zugreifen. Je nach Primärenergiefaktor des Stromes ist insbesondere die Einsparung an Primärenergie gegenüber dem optimierten Zweileiternetz sowie den dezentralen Gasthermen beträchtlich. *Tabelle 7.1* zeigt die wesentlichen Ergebnisse nochmals als Zahlenwerte, wobei ein Primärenergiefaktor für Strom von 2,4 zu Grunde gelegt ist.

Tabelle 7.1: Systeme im Vergleich für das sanierten MFH ohne Solarthermie

System	Gasbedarf in kWh/a	Strombedarf in kWh/a	Primärenergie in kWh/a	Nicht nutzbare Verluste in kWh/a
4L	42417	220	47187	6091
2L	38590	131	42766	2530
2L-opt	35455	1274	42253	1582
Dez. Sp.	43764	141	48479	6326
Dez. K.	36579	736	42005	3541
Dez. WP	-	11699	28078	4242

Unter Berücksichtigung einer solarthermischen Unterstützung mit 32 m² Kollektorfläche und 1600 l solarem Pufferspeicher ergeben sich die in **Abbildung 71** dargestellten End- und Primärenergiebedarfe für die betrachteten Systeme im sanierten MFH.

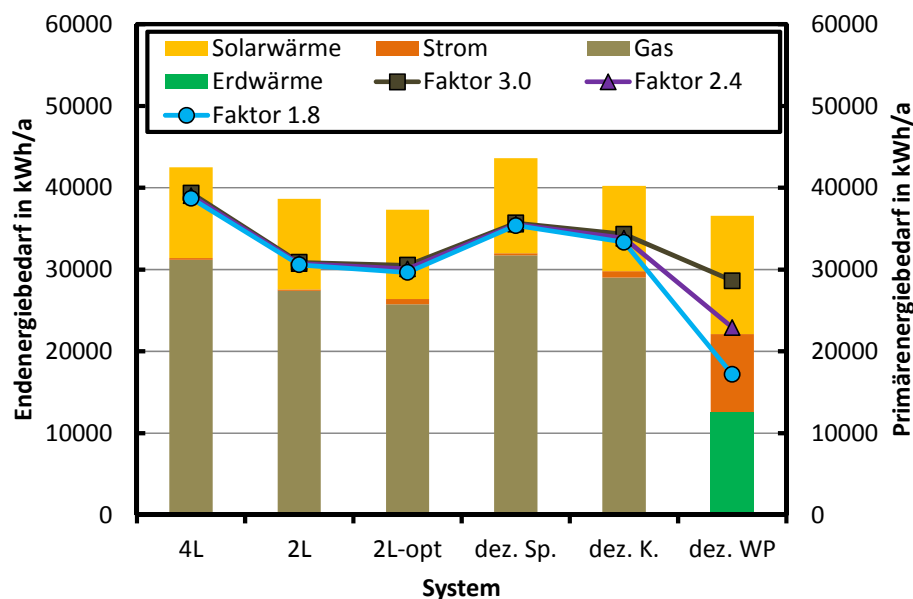


Abbildung 71: End- und Primärenergiebedarf aller betrachteten Wärmeversorgungskonzepte für das sanierte MFH mit solarthermischer Unterstützung

An der grundsätzlichen Bewertung der Systeme sowie deren Vergleich untereinander ändert sich durch die solarthermische Unterstützung nichts, außer dass die dezentralen TWW-Speicher primärenergetisch besser abschneiden als das Vierleiternetz. Es zeigt sich, dass der Solarertrag aller Konzepte in ähnlicher Höhe liegt, außer bei dem Konzept mit dezentralen Klein-Wärmepumpen, welches einen um etwa 30 % höheren Ertrag als alle anderen aufweist. Diese zusätzlichen Solarerträge lassen sich auf die Möglichkeit der indirekten Nutzung der (Niedertemperatur-)Solarwärme als Quelle für die Klein-Wärmepumpen zurückführen. Bezüglich des End- und Primärenergiebedarfs stellt das optimierte Zweileiternetz das Optimum unter den „fossil versorgten“ Konzepten dar. Das Konzept mit dezentralen Speichern wiederum zeigt auch hier die höchsten Bedarfswerte, was den Speicherverlusten geschuldet ist – zudem konnte der erhoffte solare Mehrertrag nicht realisiert werden. Das Konzept mit dezentralen Gasthermen hat einen etwas höheren Endenergiebedarf als das Standard-Zweileiternetz. Das Konzept mit dezentralen Klein-Wärmepumpen hat einen geringeren Endenergiebedarf als das optimierte Zweileiternetz, was auf die weitere Senkung der Verteilverluste zurückzuführen ist – teilweise können sogar Betriebszustände auftreten, in denen das Verteilnetz Wärme aus seiner Umgebung aufnimmt, was an den niedrigen Quellentemperaturen der Erdwärmesondenanlage mit 7 °C liegt.

Auch hinsichtlich des Primärenergiebedarfs zeigt der Vergleich, dass das Konzept mit den dezentralen Klein-Wärmepumpen am effizientesten ist – unabhängig vom Primärenergiefaktor des Stromes. An zweiter Stelle steht das wesentlich einfacher aufgebaute, optimierte Zweileiternetz. In der folgenden *Tabelle 7.2* sind die wichtigsten Ergebnisse ($f_{p,el}$ ist hier stets 2,4) nochmals als Zahlenwerte dokumentiert.

Tabelle 7.2: Systeme im Vergleich für das sanierten MFH mit Solarthermie

System	Gasbedarf in kWh/a	Strombedarf in kWh/a	Primärenergie in kWh/a	Solärertrag in kWh/a	Nicht nutz- bare Verluste in kWh/a
4L	31175	227	39030	11103	3046
2L	27409	164	30735	11077	1164
2L-opt	25760	653	30078	10904	769
Dez. Sp.	31745	255	35533	11630	2910
Dez. K.	29007	802	33834	10438	1629
Dez. WP	-	9542	22902	14468	2121

Die Zahlenwerte aus *Tabelle 7.1* und *Tabelle 7.2* erlauben interessante **Vergleiche** zwischen **rein fossilen** und **solar unterstützten Systemen**. So spart das solar unterstützte Vierleiternetz 27 % an Gas gegenüber einem rein fossilen Vierleiternetz ein, während das rein fossil versorgte Standard-Zweileiternetz lediglich 9 % weniger Gas benötigt. Das solar unterstützte Standard-Zweileiternetz sorgt bereits für eine Senkung des Gasbedarfs um 35 % bezogen auf das rein fossile Vierleiternetz, während das rein fossile optimierte Zweileiternetz lediglich 16 % Gas einspart – und zudem einen Strombedarf von 1274 kWh/a für die dezentrale elektrische Nachheizung des TWW erfordert. Das solar unterstützte, optimierte Zweileiternetz vermindert den Gasbedarf um 16657 kWh/a und somit 39 % im Vergleich zum fossilen Vierleiternetz. Zudem zeigt sich, dass mit abnehmenden Verteilverlusten der Nutzungsgrad des Kessels erhöht werden kann.

Die größte Reduktion des Primärenergiebedarfs (um 24285 kWh/a bzw. 52 % bezogen auf das fossile Vierleiternetz) lässt sich mit dem Konzept mit dezentralen Klein-Wärmepumpen und solarthermischer Unterstützung erreichen. Die Bewertung der nicht nutzbaren Verluste ist hier problematisch, da Gewinne des Verteilsystems nicht berücksichtigt werden. Der technische Aufwand dieses Konzepts (verglichen mit dem optimierten Zweileiternetz) steht einer breiten Anwendung wahrscheinlich entgegen.

Mit den vorliegenden Ergebnissen kann jedoch eine Überschlagsrechnung angestellt werden, die ein **Standard-Zweileiternetz** mit einer **zentralen Wärmepumpe** als alleinige Versorgung (zunächst ohne Solarthermie) zu Grunde legt. Die Wärmelieferung des Kessels beträgt 32888 kWh/a im Zweileiternetz. Eine Wärmepumpe mit einer Systemjahresarbeitszahl von 3,5 benötigt rund 9397 kWh/a an Strom (zuzüglich 131 kWh/a Pumpenstrom des Zweileiternetzes), um die gleiche Wärmemenge zu liefern, was einem Primärenergiebedarf von 22866 kWh/a entspricht.

Ein solches System wäre somit sogar **noch effizienter** als das Konzept mit dezentralen Wärmepumpen. Entsprechend nochmals effizienter wäre dieser Ansatz mit einem optimierten Zweileiternetz. In Verbindung mit einer Solarthermieanlage auf Basis der Simulationsergebnisse in *Tabelle 7.2* könnte dieses System einen Primärenergiebedarf von etwa 20000 kWh/a erreichen, was einem Primärenergiebedarf von rund 38 kWh pro m² beheizter Wohnfläche und Jahr entspricht.

8 Projektorganisation

8.1 Veröffentlichungen und Präsentationen

Im Rahmen des Projektes sind die folgenden Beiträge auf Fachtagungen und Konferenzen publiziert worden, zum Teil in Verbindung mit Postern und/oder Vorträgen.

- Mercker, O.; Arnold, O.; Rockendorf, G.: *Ansätze zur Reduktion der konventionell erzeugten Wärmeverteilverluste in solar unterstützten Mehrfamilienhäusern*. Tagungsband EnOB Symposium 2014, Essen, März 2014.
- Mercker, O.; Arnold, O.; Rockendorf, G.: *Unterschätzte Verteilverluste erfordern neue (solare) Wärmekonzepte für Mehrfamilienhäuser*. Tagungsband 24. OTTI Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, Mai 2014.
- Arnold, O.; Mercker, O.; Dieck, L.; Brandes, M.; Rockendorf, G.: *Untersuchung (solarer) Wärmeversorgungs-konzepte für Mehrfamilienhäuser in TRNSYS*. Tagungsband 25. OTTI Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, Mai 2015.
- Mercker, O.; Arnold, O.; Rockendorf, G.: *Verteilverluste zu verstehen, hilft Effizienz zu steigern! Untersuchungen zur Wärmeversorgung von Mehrfamilienhäusern*. Tagungsband 7. Effizienztagung Bauen + Modernisieren, Hannover, November 2015.
- Glembin, J.; Arnold, O.; Mercker, O.: *Heat losses in the distribution network of multi-family houses*. Vortrag zum TRNSYS Experience Seminar 2016, Kaiserslautern, Februar 2016.
- Mercker, O.; Arnold, O.; Rockendorf, G.: *Wie sind zentrale Wärmeversorgungssysteme in hochgedämmten Gebäuden zu gestalten?* Tagungsband 26. OTTI Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, April 2016.
- Mercker, O.; Arnold, O.; Rockendorf, G.: *Ansätze zur Reduktion konventionell gedeckter Verteilverluste in solar unterstützten Mehrfamilienhäusern*. Konferenzband Gleisdorf SOLAR 12. Internationale Konferenz für solares Heizen und Kühlen, Gleisdorf, Österreich, Juni 2016.
- Mercker, O.; Arnold, O.; Rockendorf, G.: *Bestimmung, Bewertung und Reduktion von Wärmeverteilverlusten in Wohngebäuden*. Proceedings Central European Symposium on Building Physics and BauSIM 2016, Dresden, September 2016.
- Arnold, O.; Mercker, O.; Steinweg, J.; Rockendorf, G.: *Efficiency Analysis of Solar Assisted Heat Supply Systems in Multi-Family Houses*, Conference Proceedings EuroSun 2016, Palma de Mallorca, Spanien, Oktober 2016.
- Mercker, O.: *Relevanz von Wohnungsstationen im Mehrfamilienhaus*. Vortrag zum Workshop „Frischwasser und Wohnungsstationen – Bewertungsverfahren und Relevanz“, Hameln, November 2016.
- Mercker, O.; Arnold, O.; Rockendorf, G.: *Wärmeverteilverluste im Mehrfamilienhaus – Lösungsvorschläge für ein unterschätztes Problem*. Tagungsband 27. OTTI Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, geplant für Mai 2017.

Am 19.10.2016 wurden zudem die Projektergebnisse im Rahmen eines öffentlichen Abschlussworkshops in den Räumen der NBank in Hannover – in Zusammenarbeit mit der Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen (KEAN) – präsentiert. Die vorgestellten Projektergebnisse des ISFH sowie Kurzbeiträge der als Partner eingebundenen Unternehmen wurden mit den 44 anwesenden Gästen aus Forschung und Praxis diskutiert. Eine Veranstaltungsnachlese der KEAN ist unter dem nachfolgenden Link zu finden:

- <https://www.klimaschutz-niedersachsen.de/aktuelles-1/veranstaltungen/nachlese-unserer-veranstaltungen/nachlese-workshop-waermeverteilverluste-in-mehrfamilienhausern.html>, Zuletzt abgerufen am 20.02.2017

8.2 Abschlussarbeiten

Im Rahmen des Projekts sind drei studentische Abschlussarbeiten entstanden, wobei die zuerst aufgeführte Arbeit einen gemeinsamen Abschlussbericht der Bachelorarbeiten zweier Student*innen darstellt:

- Dieck, L.; Brandes, M.: *Simulation von Ansätzen zur Reduktion konventionell gedeckter Wärmeverteilerluste in solar unterstützten Mehrfamilienhäusern in TRNSYS*. Hochschule Nordhausen, Bachelorarbeit, 2015.
- Yang, Y.: *Vergleichende Untersuchung von zwei Modellen für die thermisch-energetische Gebäudesimulation eines Mehrfamilienwohnhauses im unsanierten und sanierten Zustand mittels TRNSYS*. Westsächsische Hochschule Zittau, Diplomarbeit, 2016.

8.3 Projekttreffen

Folgende Treffen fanden im Rahmen des Forschungsvorhabens statt.

Datum	Ort	Teilnehmer*innen
23.04.2015	ISFH in Emmerthal	Brandes, Dieck, Arnold, Mercker (ISFH) Schubert (Delta Systemtechnik)
15.10.2015	ISFH in Emmerthal	Insgesamt besuchten die Veranstaltung etwa 20 Personen, wobei von jedem der am Projekt beteiligten Unternehmen mindestens ein*e Vertreter*in anwesend war. Überdies war auch Herr Croy vom Projektträger Jülich zu gegen.
19.10.2016	NBank in Hannover	Insgesamt besuchten die Veranstaltung etwa 50 Personen, wobei von jedem der am Projekt beteiligten Unternehmen mindestens ein*e Vertreter*in anwesend war sowie Herr Croy vom Projektträger Jülich. Überdies waren mehrere Vertreter*innen der NBank sowie der KEAN zu gegen.

9 Verwertbarkeit der Ergebnisse

9.1 Handlungsempfehlungen

9.1.1 Berücksichtigung von Rebound-Effekten

Die Ursache dafür, dass die Energieeinsparungen nach einer energetischen Sanierung von Wohngebäuden häufig geringer ausfallen als erwartet, sind zumindest teilweise die sogenannten „Rebound-Effekte“. Dabei kann unterschieden werden zwischen dem Verhalten der Bewohner*innen und rein technischen Effekten.

Bewohner*innen können nach der Sanierung ihr Heiz- oder Lüftungsverhalten ändern – zum Beispiel wegen neuer Komfortmöglichkeiten oder aus Angst vor Schimmel. Durch nun erreichbare, höhere Raumtemperaturen oder eine erhöhte Luftwechselrate kann der Heizwärmebedarf signifikant steigen. Diese Effekte sind vor einer Sanierung schwer abschätzbar, dennoch sollten sie nicht vernachlässigt werden. So sollte im Vorfeld einer Sanierung darauf hingewiesen werden, dass die berechneten Einsparungen für ein standardisiertes Verhalten der Bewohner*innen gelten und somit einen theoretischen Wert darstellen, der wahrscheinlich nicht exakt erreicht wird.

Weiterhin gibt es technische Rebound-Effekte, zu denen die Verteilverluste zählen. Werden diese nicht ausreichend bedacht, ergibt sich ein theoretisches Einsparpotenzial der energetischen Sanierung, das deutlich über der Realität liegt. Die Verteilverluste und deren Nutzbarkeit sollten daher umfassend berücksichtigt werden.

9.1.2 Bedeutung von Wärmeverteilverlusten

Durch eine energetische Sanierung der Gebäudehülle steigt der Anteil der Verteilverluste an der Gesamtwärmeerzeugung deutlich an (Werte von 50 % und mehr können erreicht werden). Daher ist es von hoher Wichtigkeit, die Verteilverluste nicht einfach pauschal zu betrachten oder gar zu ignorieren, sondern sie stets angemessen in allen Berechnungen mit einzubeziehen und ihre Nutzbarkeit richtig einzuschätzen. Die Empfehlungen der EnEV sind vor dem Hintergrund dieser Arbeit kritisch zu prüfen, insbesondere bei Gebäuden mit unterschiedlichen Raumsolltemperaturen.

9.1.3 Dämmung von Rohrleitungen

Außerhalb der Wohnungen, also in Kellern und Leitungsschächten, ist eine Dämmung der Rohrleitungen nach EnEV nicht nur vorgeschrieben, sondern auch sehr sinnvoll. Nicht nutzbare Verteilverluste können dadurch signifikant reduziert werden.

Obwohl nicht vorgeschrieben, kann eine Dämmung der Rohrleitungen auch innerhalb der Wohnungen sinnvoll sein. Dies gilt je nach Netztyp vor allem bei ungleicher Temperaturverteilung innerhalb der einzelnen Wohnungen oder unterschiedlichem Heizverhalten der Bewohner*innen verschiedener Wohnungen. Da beides in der Praxis mit hoher Wahrscheinlichkeit anzutreffen ist, ist eine Dämmung der Leitungen innerhalb der Wohnung zu empfehlen. Schon eine geringe Dämmstärke erweist sich hier als ausreichend (50 % der EnEV-Empfehlung für nicht beheizte Zonen).

9.1.4 Effiziente Wärmeverteilung: Vier- oder Zweileiternetz?

Das Zweileiternetz weist gegenüber dem Vierleiternetz zahlreiche Vorteile auf. Zuerst ist hier die deutliche Reduktion nicht nutzbarer Verteilverluste durch die geringere wärmeabgebende Oberfläche des Verteilnetzes aufgrund kürzerer Gesamtleitungslängen sowie niedrige Netztemperaturen zu nennen. Während sich der geometrische Vorteil prinzipiell einstellt, setzen die niedrigeren Netztemperaturen eine hohe Qualität der Wohnungsstationen voraus.

Darüber hinaus wird die TWW-Bereitung beim Zweileiternetz meist als hygienisch vorteilhaft bewertet, da diese im Durchlaufprinzip erfolgt und somit keine relevanten Mengen an TWW auf einem Temperaturniveau vorgehalten werden, das eine erhöhte Legionellenbildung begünstigt. Als weitere Vorteile des Zweileiternetzes sind die einfachere Anlagentechnik und die einfachere Regelung in der Wärmezentrale zu nennen, sowie die ebenfalls einfachere Integration von Solarwärme im Vergleich zum Vierleiternetz.

Da die Komplexität der Anlagentechnik beim Zweileiternetz in die dezentralen Wohnungsstationen eingeht, kann umgekehrt der geringere Wartungsaufwand (nämlich nur in der Heizzentrale) als Vorteil des Vierleiternetzes gewertet werden. Eine Absenkung der TWW-Verteiltemperaturen auf Bedarfsniveau durch Anwendung von Ultrafiltrationsverfahren kann zudem zukünftig helfen, Verteilverluste zu mindern.

9.1.5 Optimierungspotenzial für Zweileiternetze

Zur Senkung der Wärmeverteilverluste ist das Verteilnetz auf möglichst niedriger Temperatur zu betreiben. Da der TWW-Komfort zugleich gesichert sein muss, ist die korrekte Auslegung des TWW-Wärmetauschers von hoher Wichtigkeit. Die hier angestellten Untersuchungen zeigen, dass ein UA-Wert des Wärmetauschers von etwa 3000 W/K empfehlenswert ist, da ab diesem Wert das Verteilnetz auf 50 °C betrieben werden kann – höhere UA-Werte sorgen für keine Verbesserung. Eine Angabe des UA-Werts im Datenblatt von Wärmeübergabestationen hilft bei der Komponentenauswahl und sollte daher in Zukunft obligatorisch erfolgen.

Noch weiter lassen sich die Netztemperaturen durch den Einbau von dezentralen Elektro-Durchlauferhitzern in den Wohnungsstationen senken. Dadurch können Verteilverluste, Gasverbrauch und Primärenergiebedarf weiter gesenkt werden. Außerdem wird dadurch die Möglichkeit geschaffen, höhere Temperaturanforderungen einzelner Bewohner*innen zu erfüllen, ohne dass diese mit hohen Netztemperaturen und damit verbundenen Verteilverlusten einhergehen – überdurchschnittliche Komfortansprüche zahlt hier nur der*die einzelne Bewohner*in.

9.1.6 Effiziente Wärmeerzeuger: Zentral oder dezentral?

Die dezentrale bzw. wohnungszentrale Wärmeerzeugung über Gasthermen oder Klein-Wärmepumpen führt dazu, dass Verteilverluste nur noch in den Wohnungen anfallen. Das heißt aber nicht automatisch, dass die nicht nutzbaren Verteilverluste bzw. der Endenergieverbrauch geringer sind als bei zentraler Wärmeerzeugung. Bei

klein dimensionierten Wärmeerzeugern ist zudem ein Wärmespeicher nötig, der für zusätzliche Verluste sorgt. Auch die Wärmeerzeuger selbst arbeiten wegen geringerer Auslastung und häufigerem Takten meist weniger effizient als ihre zentralen Pendants.

Zudem ist ein zentraler Wärmeerzeuger normalerweise deutlich günstiger als eine entsprechende Anzahl dezentraler Erzeuger mit entsprechenden Abgassystemen. Auch die Installation und Wartung wird im dezentralen Fall aufwändiger sowie kosten- und fehlerintensiver.

Die hier vorgestellten Untersuchungen ergaben, dass bei einem richtig ausgelegten Zweileiternetz die zentrale Wärmeerzeugung unter energetischen Gesichtspunkten der dezentralen vorzuziehen ist, sowohl.

Der Einbau von Wärmepumpen anstelle von Gasthermen hat unter Umweltaspekten den Vorteil, dass der Primärenergiebedarf deutlich reduziert wird. Dies gilt für dezentrale allerdings genauso wie für zentrale Wärmepumpen. Vor dem Hintergrund der obigen Ausführungen ist daher eine zentrale Wärmepumpe in einem sorgfältig ausgelegten Zweileiternetz die energetisch sinnvollste Variante.

9.1.7 Dimensionierung der Solaranlage

Eine Dimensionierung der solarthermischen Unterstützung, deren Fläche über die Empfehlungen der VDI-Richtlinie 6002 Blatt-1 hinausgeht, ist unter energetischen Gesichtspunkten sinnvoll. Denn aufgrund der niedrigen Nutzbarkeit von sommerlichen Verteilverlusten und der oft gleichzeitig geringen Nutzungsgrade des Wärmeerzeugers ist eine Kesselabschaltung über die Sommermonate anzustreben. Dies ist im Zweileiternetz von Mai bis September möglich; entweder durch eine großzügig dimensionierte Solaranlage mit 2 m² Kollektorfläche pro Person, oder eine kleinere Dimensionierung mit zusätzlichem Einbau von dezentralen Elektro-Durchlauferhitzern als Back-up für Spitzenlasten der TWW-Bereitung.

9.2 Wissenschaftlicher und technischer Erfolg

Das Projekt hat erstmalig mit Hilfe der dynamischen Gebäude- und Anlagensimulation ermittelte Ergebnisse zu Verteilnetzen in MFH geliefert, mit denen die Problematik von Wärmeverteilverlusten und Nutzungsfaktoren detailliert analysiert werden kann. Aufgrund der komplexen Zusammenhänge und Überlagerungen verschiedener Effekte ist die differenzierte Analyse der raum- und wohnungsübergreifenden Energieflüsse durch Feldmessungen in dem hier erreichten Maß nicht möglich.

Ein wichtiges Ergebnis ist die mit Zahlen belegte Empfehlung, dass eine umfassende bauphysikalische Sanierung eines Gebäudes unbedingt eine Optimierung und ggf. auch einen Konzeptwechsel der Wärmeverteilung nach sich ziehen sollte. Ein Wechsel von Vierleiter- auf Zweileiter-Systeme führt zu einer deutlichen Minderung nicht nutzbarer Verteilverluste nach einer Anlagensanierung, eine optimale Auslegung und Einstellung im Betrieb vorausgesetzt. Weitere Möglichkeiten der Effizienzsteigerung bieten die zusätzliche Absenkung der Netzvorlauftemperaturen und die Kombination

mit einer Solarthermieanlage. Wird in den Wohnungsstationen eine Möglichkeit zur dezentralen elektrischen Nacherwärmung des TWW vorgesehen, kann auch mit einer kleinen Solarkollektorfläche von 0,5 m² pro Person eine sommerliche Abschaltung des fossilen Wärmeerzeugers erfolgen. Die Verteilverluste werden in dieser Zeit ausschließlich regenerativ gedeckt und ineffizienter Teillastbetrieb wird reduziert.

Darüber hinaus ist im Projekt ein komplexes Simulationsmodell eines für die Bundesrepublik Deutschland repräsentativen Mehrfamilienhauses entwickelt worden. Sein detaillierter Aufbau sowie seine Modularität ermöglichen die Skalierbarkeit der Gebäudegröße und Anzahl an Wohneinheiten sowie den Einsatz unterschiedlichster Wärmeversorgungssysteme. Die Möglichkeit zur Definition exakter Randbedingungen erlaubt die Analyse einzelner Effekte, die messtechnisch schwer oder gar nicht betrachtet werden könnten. Damit ist die Nutzung in weiteren Forschungs- und Entwicklungsvorhaben empfehlenswert.

9.3 Wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit

Das ISFH plant, im Bereich effiziente und solarthermisch unterstützte Anlagentechnik für Mehrfamilienhäuser ein zentrales Arbeitsgebiet einzurichten. Damit werden die Ergebnisse aus diesem Projekt in einen größeren und auch längerfristigen Kontext eingebunden. Daher ist es geplant, im Anschluss an dieses Projekt das Thema mit der Evaluierung von Pilot- und Demonstrationsvorhaben fortzuführen.

Die Projektergebnisse könnten ferner in einen zukünftigen Fördern- und Forderkontext eingebunden werden. So können Investitionen in Anlagen mit Vermeidung konventioneller Verteilverluste durch entsprechende Programme unterstützt werden, oder aber die detailliertere Bewertung der Verteilverluste fließt in offizielle Regelwerke wie das zukünftige Gebäudeenergiegesetz ein.

Darüber hinausgehend werden nach dem Ende des Projekts folgende Aktivitäten erwartet:

- Für die bekannten Komponententypen der Wärmeverteilung und -übertragung wurden Anregungen zu Produkt-Weiterentwicklungen oder Optimierungen gemacht und mit den beteiligten Partnern diskutiert. Dies betrifft Wohnungsstationen mit Heizkreismischern und elektrischen Nachheizungen, dezentrale Kleinspeicher mit Wärmepumpen oder zentrale Wärmepumpen mit einer bivalenten Quelle aus solarer und geothermischer Energie. Hieraus entstehen mögliche weitere Anknüpfungspunkte für Forschung und Entwicklung.
- Für die innovativen Konzepte, für die noch keine marktreifen Komponenten zur Verfügung stehen (dies ist insbesondere beim Konzept mit dezentralen Klein-Wärmepumpen der Fall, aber auch die Details der anderen Konzepte wie Umschaltstationen, Regellogik und ggf. neue TWW- Speicher sind betroffen), werden Produkt-Neuentwicklungen erwartet.

- Die Industrie kennt die für die untersuchten Anwendungen erforderlichen Eigenschaften der Komponententypen wie Wohnungsstationen oder dezentrale solartaugliche Brennwertkessel. Sie kann ihre Produkte daraufhin bewerten und ggf. Weiterentwicklungen oder Optimierungen in die Wege leiten. Auch kann die Industrie die Ergebnisse im Rahmen von Kundenschulungen verwenden.
- Der Partner proKlima wird die Ergebnisse in Form von Schulungsveranstaltungen an die Heizungs- und Wohnungsbranche weiter geben. Ferner dienen die Ergebnisse proKlima der Weiterentwicklung der eigenen Förderprogramme. Ggf. ist eine gezielte Anpassung eines vorhandenen Programms oder die Erarbeitung eines neuen Programms sinnvoll, die direkt auf Projektergebnissen basieren.
- Die Wohnungswirtschaft wird in einem ersten Schritt die Erkenntnisse für ihre Liegenschaften verwenden, solange dies niedrig-investiv möglich ist, z. B. bezüglich Netzbetriebsweise und Steuerung (Temperatur, Volumenstrom, bedarfsabhängig). Sie wird prüfen, was vertraglich und technisch einfach realisierbar ist. Die Wohnungswirtschaft bekommt ferner Informationen, die sie im Rahmen von Investitionsentscheidungen für energetische Sanierungen verwendet.
- Für die Bewertung von praxisüblichen und fortschrittlichen Netzkonzepten werden am ISFH aktuell Pilot- und Demonstrations- (P&D) Vorhaben entwickelt, in denen die energieeffizientesten Lösungen im Feld realisiert, vermessen und konventionellen Systemen gegenübergestellt werden sollen. Die beiden Unternehmen der Wohnungswirtschaft sowie weitere interessierte Wohnungsunternehmen unterstützen die Suche nach P&D-Anlagen aktiv durch Sichtung ihres eigenen Bestands.

Die Gesamtbetrachtung von MFH verlangt neben den Verteilverlusten ebenso eine kritische Analyse der Wärmezentralen einschließlich der Wärmeerzeuger. Hier werden bereits weitere Fragestellungen bearbeitet. Seit Herbst 2014 werden am ISFH im Forschungsprojekt „MFH-SUW“ (FKZ:03ET1212B) marktverfügbare solar unterstützte Wärmezentralen in einem Hardware-in-the-Loop Verfahren funktional, ökologisch und ökonomisch bewertet. Dabei werden die Erkenntnisse des MFH-re-Net Projekts direkt für die Optimierungsvorschläge der verschiedenen Systeme herangezogen. Insbesondere der Ansatz des optimierten Zweileiter-Systems wird in diesem Zusammenhang experimentell und per Systemsimulationen auf seine Praxistauglichkeit und Effizienz geprüft. Die Erkenntnisse werden direkt an die projektbeteiligten Hersteller aus der Heizungsbranche transferiert.

9.4 Schutzrechtsanmeldungen

Im Projekt sind keine Schutzrechtsanmeldungen entstanden.

10 Literatur

- [Ber07] Bertram, E.; Eisenmann, W.: *Verglaste und unverglaste Sonnenkollektoren nach dem Elastomer-Metall-Absorber-Prinzip (EMA) in Freibadanwendungen*. Tagungsband zum 17. Symposium OTTI Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2007
- [Ber14] Bertram, E.; Pärtsch, P.; Mercker, O.; Arnold, O.; Tepe, R.; Rockendorf, G.: *Hocheffiziente Wärmepumpensysteme mit Geo- und Solarthermie-Nutzung*. Niedersächsisches Verbundvorhaben, Abschlussbericht für das Teilprojekt des ISFH, 2014
- [BAF15] *Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt*. Nichtamtliche Lesefassung vom 11.03.2015, URL: http://www.sonnenhaus-institut.de/wp-content/uploads/BAFA_KFW_Foerderrichtlinien_2015.pdf, Zuletzt abgerufen am: 10.02.2017
- [Ber15] Bertram, E.: *Heat Pump Systems with Vertical Ground Heat Exchangers and Uncovered Solar Thermal Collectors*. Hannover, 2015
- [BIN16] BINE-News vom 1.12.2016: *Mikro-Wärmepumpen beheizen Hotelzimmer*. URL: http://www.bine.info/index.php?id=39&no_cache=1&typ=30&artikel=3358&cHash=9cf9561fd1b72ab0beb0071f1de15f8d, Zuletzt abgerufen am 21.02.2017
- [Böh99] Böhmer, H.: *k-Werte alter Bauteile*. RKW-Verlag, Eschborn, 1999
- [Bos09a] Bosch Thermotechnology Corp. (Hrsgb.): *Tyfocor® L "G" Propylene Glycol-bases Solar Fluid. Engineering Submittal Sheet*. Londonderry 2009, Zuletzt abgerufen am 03.12.2014, URL: http://www.buderus.us/files/201003042213260.Tyfocor_L_G_HTF\%20Specification\%20ESS.pdf
- [Bos09b] Bosch Thermotechnology Corp. (Hrsgb.): *Tyfocor® L Propylene Glycol-bases Solar Fluid. Engineering Submittal Sheet*. Londonderry 2009, Zuletzt abgerufen am 03.12.2014, URL: http://www.buderus.us/files/201003042213260.Tyfocor_L_HTF_Specification_ESS.pdf
- [BSW07] Bundesverband für Solarwirtschaft e.V. (BSW): *GroSol – Studie zu großen Solarwärmeanlagen*. Berlin, 2007, URL: http://www.solarthermietechologie.de/fileadmin/img/Intranet/AG2/PDF/GROSOL_Studie_BSW_final.pdf, Zuletzt abgerufen am: 10.02.2017

- [Bun11] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: *Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung - Das 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung*. Berlin, Juli 2011
- [Den04] Deutsche Energie-Agentur: *Energetische Bewertung von Bestandsgebäuden*. Berlin, 2004
- [Die10] Diefenbach, N; Cischinsky, H.; Rodenfels, M.; Clausnitzer, K.-D.: *Datenbasis Gebäudebestand - Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand*. Darmstadt, 2010
- [Die15] Dieck, L.; Brandes, M.: *Simulation von Ansätzen zur Reduktion konventionell gedeckter Wärmeverteilverluste in solar unterstützten Mehrfamilienhäusern in TRNSYS*. Bachelorarbeit, Hochschule Nordhausen, 2015
- [DIN07a] DIN V 18599-2: *Energetische Bewertung von Gebäuden – Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung – Teil 2: Nutzenergiebedarf für Heizen und Kühlen von Gebäudezonen*, Beuth Verlag, Berlin, 2007
- [DIN10] DIN EN 1991-1-1: *Allgemeine Einwirkungen auf Tragwerke - Wichten, Eigengewicht und Nutzlasten im Hochbau*. Beuth Verlag, Berlin, 2010
- [DIN13] DIN 4108-2 2013, *Wärmeschutz und Energie-Einsparung in Gebäuden – Teil 2: Mindestanforderungen an den Wärmeschutz*. Beuth Verlag, Berlin, 2013.
- [DVG04] DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V.: *Technische Regel Arbeitsblatt W551: Trinkwassererwärmungs- und Trinkwasserleitungsanlagen; Technische Maßnahmen zur Verminderung des Legionellenwachstums; Planung, Errichtung, Betrieb und Sanierung von Trinkwasser-Installationen*, Bonn, 2004
- [EnE14] *EnEV 2014 – die neue Energieeinsparverordnung*. URL: http://www.enev-online.com/enev_2014_volltext/index.htm, Zuletzt abgerufen am 21.02.2017
- [Fin10] Fink, C.; Kaiser, A.; Wagner, W.: *Qualitätsstandards von Wohnungsstationen in Zwei-Leiter-Netzen – Ein Bericht zu messtechnischen Untersuchungen*. AEE – Institut für Nachhaltige Technologien, Gleisdorf (Österreich), 2010

- [Gle15] Glebin, J.; Steinweg, J.; Rockendorf, G.; Rudolph, N.; Rust, J.: *Entwicklung eines Konzepts zur temperaturoptimierten Wärmebedarfsdeckung in Solaraktivhäusern*. Abschlussbericht zu einem Verbundvorhaben von ISFH und HELMA, August 2015
- [Hal13] Haller, M.; Dott, R.; Ruschenburg J.; et al.: *The Reference Framework for System Simulations of the IEA SHC Task 44 / HPP Annex 38, Part A: General Simulation Boundary Conditions, A technical report of subtask C, Report C1 Part A*. Institut für Solartechnik, Hochschule für Technik, Rapperswil, 2013
- [Hei07] Heimrath, R.; Haller, M.: *The Reference Heating System, the Template Solar System of Task 32, A Report of IEA Solar Heating and Cooling programme - Task 32: "Advanced storage concepts for solar and low energy buildings", Report A2 of Subtask A*. Institute of Thermal Engineering, Graz University of Technology, Graz, 2007
- [Hot13] Software: „Energieberater Professional“ von Hottgenroth Software (Version 8.2.6)
- [Huh08] Huhn, R.; Davids, A.: *Senkung der Zirkulationsverluste in zentralen Trinkwassererwärmungsanlagen*. EuroHeat&Power Deutschland 37 (3), 2008
- [Jag05] Jagnow, K.; Wolff, D.: *Umweltkommunikation in der mittelständischen Wirtschaft am Beispiel der Optimierung von Heizungssystemen durch Information und Qualifikation zur nachhaltigen Nutzung von Energieeinsparpotenzialen“ (OPTIMUS) – Teil 2: Technische Optimierung und Energieeinsparung*. Endbericht, Wilhelmshaven, 2005
- [Jag09] Jagnow, K.; Wolff, D.: *Der Energieberater*. Verlag deutscher Wirtschaftsdienst, Köln, 2009
- [Kal06] Kaltschmitt, M.; Streicher, W.; Wiese, A.: *Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. Springer-Verlag, Berlin & Heidelberg, 2006
- [KaM13] KaMo Systemtechnik: *KaMo-System – Dezentrale Wohnstationen*. Technische Preisliste DWS 11/13, KaMo Frischwassersysteme GmbH, Ehingen, 2013
- [Kem15] Kempkens, W.: *Neue Technik senkt Energieverbrauch in Hotels radikal*. Wirtschaftswoche vom 02.02.2015, URL: <http://www.wiwo.de/technologie/green/biz/innovation-neue-technik-senkt-energieverbrauch-in-hotels-radikal/13551096.html>, Zuletzt abgerufen am 21.02.2017

- [Kli14] Kliem, F.; Steinweg, J.; Rockendorf, G.: *Wärmeverluste durch Einrohrzirkulation - Bewerten und Vermindern*. Eigenverlag des Instituts für Solarenergieforschung GmbH, Hameln, 2014
- [Log11] Loga, T., Diefenbach, N. and Born, R.: *Deutsche Gebäudetypologie – Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden*. Institut für Wohnen und Umwelt, Darmstadt, 2011
- [Log15] Loga, T., Stein, B., Diefenbach, N. und Born, R.: *Deutsche Gebäudetypologie – Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden*. Zweite erweiterte Auflage, Institut für Wohnen und Umwelt, Darmstadt, 2015
- [Maj12] Majcen, D.; Itard, L.; Visscher, H.: *Theoretical vs. actual energy consumption of Labeled dwellings in the Netherlands: Discrepancies and policy implications*. Energy Policy, Volume 54, März 2013, pp. 125-136
- [Mün03] Münzenberg, U.; et al.: *Luftwechsel im Gebäudebestand*, Stuttgart, 2003
- [Pär13] Pärisch, P.; Mercker, O.; Warmuth, J.; Tepe, R.; Bertram, E.; Rockendorf, G.: *Investigations and model validation of a ground-coupled heat pump for the combination with solar collectors*. Applied Thermal Engineering 62 (2014), 375-381
- [Pär14] Pärisch, P.; et al.: *5 Regelungskonzepte für die parallel/serielle Einbindung von Solarkollektoren in erdgekoppelte Wärmepumpensysteme*. Tagungsband zum 24. OTTI Symposium Thermische Solarenergie. ISFH. Bad Staffelstein 2014
- [Rec07] Recknagel, H.; Sprenger, E.; Schramek, E.: *Taschenbuch für Heizung und Klima*. Oldenbourg Industrieverlag, München, 2007
- [Rem01] Remmers, K.: *Große Solaranlagen. Einstieg in Planung und Praxis*. Beuth-Verlag, 2. Überarbeitete Auflage, Berlin, 2001
- [Sta10] Statistisches Bundesamt: *Mikrozensus Zusatzerhebung*. 2010
- [Str03] Streicher, W.; Heimrath, R.; Bales, Ch.: *Analysis of System Reports of Task 26 for Sensitivity of Parameters - A Report of IEA SHC - Task 26: Solar Combisystems*. Institute of Thermal Engineering, Graz University of Technology, Graz, 2003 (revised February 2007)

- [Sun12] Sunikka-Blank, M.; Galvin, R.: *Introducing the prebound effect: the gap between performance and actual energy consumption*. Building Research & Information, 40:3, 260-273, 2012, DOI: 10.1080/09613218.2012.690952
- [Tec14] Techem Energy Services: *Energiekennwerte 2013*. Techem GmbH, Eschborn, 2014
- [TRN17] Klein, S.A.; Beckmann, W.A.; Mitchell, J.W.; et al.: *TRNSYS 17 Documentation – Volume 1 „Getting Started“*. Solar Energy Laboratory – University of Wisconsin-Madison, Wisconsin-Madison, USA, 2012
- [Tsc06] Tschui, A.; Stadelmann, B.: *Studie Warmwasserverteilung – Kurzstudie über die Energieverluste der verschiedenen Verteilsituationen von Warmwasser im Mehrfamilienhaus*. Schlussbericht, Hochschule für Technik und Architektur Luzern, 2006
- [UBA14] Umweltbundesamt: *Der Weg zum klimaneutralen Gebäudebestand – Hintergrund // Oktober 2014*. URL: http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/hgp_gebaeudesanierung_final_04.11.2014.pdf, Zuletzt abgerufen am: 10.02.2017
- [VDI04] Verein Deutscher Ingenieure: VDI 6002 Blatt 1: *Solare Trinkwassererwärmung – Allgemeine Grundlagen, Systemtechnik und Anwendung im Wohnungsbau*, Beuth Verlag GmbH, Berlin, 2004
- [Wol12] Wolff, D.; von Krosigk, D.; et al.: *Einfluss der Verteilungsverluste bei der energetischen Modernisierung von Mehrfamilienhäusern. Analyse und Ableitung von Optimierungsmaßnahmen*. Projekt im Auftrag des proKlima energcity-Fonds; Hannover/Braunschweig/Wolfenbüttel, 2012.

11 Anhang

11.1 Wärmeträgerfluid

Die Stoffdaten des **Wärmeträgermediums im Solarkreis** wurden aus zwei Solarflüssigkeiten mit ähnlichen Eigenschaften gemittelt und gelten für eine Fluidtemperatur von 40 °C. Die Solarfluide basieren auf Propylenglykol gemäß [Bos09a, Bos09b].

Tabelle 11.1: Eigenschaften des Wärmeträgermediums im Solarkreis

Eigenschaft	Wasser	Solarfluid	Einheit
Dichte	990,0	1026,5	kg/m ³
Wärmeleitfähigkeit	2,2946	1,5516	kJ/(m K h)
Spezifische Wärmekapazität	4,179	3,762	kJ/(kg K)
Kinematische Viskosität	1,000	2,335	mm ² /s
Dynamische Viskosität	2,146	8,406	kg/(m K)

11.2 Gebäudemaße

Innenmaße der Räume des Referenzgebäudes aus **Abbildung 1** von Seite 13.

Tabelle 11.2: Innenmaße der einzelnen Räume des Referenzgebäudes

Raum (Kürzel)	Länge in m	Breite in m	Höhe in m	Fläche in m ²	Volumen in m ³
Wohnzimmer (LR)	5,07	3,93	2,53	19,93	50,42
Elternzimmer (PR)	3,89	3,8	2,53	14,78	37,39
Kinderzimmer (CR)	4,96	2,33	2,53	11,56	29,25
Badezimmer (BR)	2,26	1,68	2,53	3,8	9,61
Küche (KI)	3,33	2,35	2,53	7,83	19,81
Flur (CO)	1,33 / 1,3	1,3 / 4,26	2,53	7,27	18,39
Treppe (STAIR)	4,66	2,3	13,75	10,72	147,40
Leitungsschacht (PD)	0,77	0,27	13,75	0,21	2,89
Keller (CELLAR)	10,02	15,02 / 12,72	2,53	130,34	329,76

11.3 Detailangaben zu den eingesetzten Fenster

Die simulierten **Fensterflächen** sind für zwei Wohnungen auf einer Etage sowie für das Treppenhaus und den Keller (je 2 m² für Süd und Nord) nachfolgend angegeben.

Tabelle 11.3: Fensterflächen in einer Etage aufgeteilt nach Himmelsrichtung

Raum	Ost	West	Süd	Nord
LR1	0	1,86 m ²	3,31 m ²	0
PR1	0	0	3,31 m ²	0
CR1	0	0	0	1,90 m ²
BR1	0	0	0	1,90 m ²
KI1	0	0	0	1,90 m ²
STAIR	0	0	0	0
LR2	1,86 m ²	0	3,31 m ²	0
PR2	0	0	3,31 m ²	0
CR2	0	0	0	1,90 m ²
BR2	0	0	0	1,90 m ²
KI2	0	0	0	1,90 m ²
Gesamt pro Etage	1,86 m ²	1,86 m ²	13,24 m ²	14,71 m ²
Gesamtgebäude	7,44 m ²	7,44 m ²	52,96 m ²	58,84 m ²

Die dabei zu Grunde liegenden **U-Werte und g-Werte** der Fenster sind für den sanierten und den unsanierten Zustand des MFH in der folgenden Tabelle aufgeführt. Die Werte sind an die Angaben aus [Log11] und [Den04] angelehnt.

Tabelle 11.4: Spezifikation der Fenster im sanierten und unsanierten Gebäude

Gebäudezustand	Fensterart	U-Wert in W/(m ² K)	g-Wert in -
Unsaniert	Isolierverglasung	2,83	0,76
Saniert	Wärmeschutzverglasung	1,27	0,59

11.4 Wandaufbauten

Die **Außenwand** weist einen U-Wert von $1,37 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$ auf und besteht aus den in *Tabelle 11.5* zusammengefassten Schichten mit ihren zugehörigen Stoffwerten.

Tabelle 11.5: Aufbau und Eigenschaften einer Außenwand des simulierten MFH

Bezeichnung	Schicht- dicke in cm	Dichte in kg/m^3	Wärmeleit- fähigkeit in $\text{W}/(\text{m K})$	Wärme- kapazität in $\text{kJ}/(\text{kg K})$
Innenputz (Gips)	1,5	1400	0,70	1,00
Hochlochziegel	30,0	1400	0,58	1,00
Außenputz (Kalkzement)	2,0	1800	1,00	1,00

Das **Flachdach** weist einen U-Wert von $1,46 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$ auf und setzt sich aus den in *Tabelle 11.6* dargestellten Schichten mit ihren zugehörigen Stoffwerten zusammen.

Tabelle 11.6: Aufbau und Eigenschaften des Flachdachs des simulierten MFH

Bezeichnung	Schicht- dicke in cm	Dichte in kg/m^3	Wärmeleit- fähigkeit in $\text{W}/(\text{m K})$	Wärme- kapazität in $\text{kJ}/(\text{kg K})$
Innenputz (Gips)	1,5	1400	0,70	1,00
Stahlbeton	15,0	2300	2,30	1,00
Mineralfasermatte	2,0	260	0,05	1,00
Zementestrich	4,0	2000	1,40	1,00

Die **Kellerdecke** weist einen U-Wert von $1,42 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$ auf und ist wie in der nachfolgenden *Tabelle 11.7* beschrieben aufgebaut.

Tabelle 11.7: Aufbau und Eigenschaften der Kellerdecke des simulierten MFH

Bezeichnung	Schicht- dicke in cm	Dichte in kg/m ³	Wärmeleit- fähigkeit in W/(m K)	Wärme- kapazität in kJ/(kg K)
Linoleum	0,25	1200	0,17	1,40
Zementestrich	4,0	2000	1,40	1,00
Mineralfasermatte	2,0	260	0,05	1,00
Stahlbeton	15,0	2300	2,30	1,00
Innenputz (Gips)	1,5	1400	0,70	1,00

Die **Geschossdecke** weist einen U-Wert von 1,99 W/(m² K) auf und besteht aus den in *Tabelle 11.8* zusammengefassten Schichten mit ihren zugehörigen Stoffwerten.

Tabelle 11.8: Aufbau und Eigenschaften der Geschossdecke des simulierten MFH

Bezeichnung	Schicht- dicke in cm	Dichte in kg/m ³	Wärmeleit- fähigkeit in W/(m K)	Wärme- kapazität in kJ/(kg K)
Linoleum	0,25	1200	0,17	1,40
Zementestrich	4,0	2000	1,40	1,00
Mineralfasermatte	1,0	260	0,05	1,00
Stahlbeton	15,0	2300	2,30	1,00
Innenputz (Gips)	1,5	1400	0,70	1,00

Die **Bodenplatte** weist einen U-Wert von 3,50 W/(m² K) auf und setzt sich aus den in *Tabelle 11.9* dargestellten Schichten mit ihren zugehörigen Stoffwerten zusammen.

Tabelle 11.9: Aufbau und Eigenschaften der Bodenplatte des simulierten MFH

Bezeichnung	Schicht- dicke in cm	Dichte in kg/m ³	Wärmeleit- fähigkeit in W/(m K)	Wärme- kapazität in kJ/(kg K)
Zementestrich	4,0	2000	1,40	1,00
Stahlbeton	20,0	2300	2,30	1,00

Eine **tragende Innenwand** weist einen U-Wert von 1,6 W/(m² K) auf und ist wie in *Tabelle 11.10* beschrieben aufgebaut.

Tabelle 11.10: Aufbau und Eigenschaften einer tragenden Innenwand des MFH

Bezeichnung	Schicht- dicke in cm	Dichte in kg/m ³	Wärmeleit- fähigkeit in W/(m K)	Wärme- kapazität in kJ/(kg K)
Innenputz (Gips)	1,5	1400	0,70	1,00
Hochlochziegel	24,0	1400	0,58	1,00
Innenputz (Gips)	1,5	1400	0,70	1,00

Eine **nicht tragende Innenwand** weist einen U-Wert von 2,43 W/(m² K) auf und setzt sich aus den in *Tabelle 11.11* dargestellten Schichten zusammen.

Tabelle 11.11: Aufbau und Eigenschaften einer nicht tragenden Innenwand des MFH

Bezeichnung	Schicht- dicke in cm	Dichte in kg/m ³	Wärmeleit- fähigkeit in W/(m K)	Wärme- kapazität in kJ/(kg K)
Innenputz (Gips)	1,5	1400	0,70	1,00
Hochlochziegel	11,5	1400	0,58	1,00
Innenputz (Gips)	1,5	1400	0,70	1,00

Bei einer **energetischen Sanierung** werden (zusätzlich zum Austausch der Fenster) die Außenwände, das Dach und die Kellerdecke mit EPS (WLG 035) gedämmt und mit 1,5 cm Stärke verputzt. Die Dämmstärke wird dabei so gewählt, dass der U-Wert des Bauteils den Mindestanforderungen der EnEV 2014 genügt [EnE14].

Tabelle 11.12: Aufbau und Eigenschaften der Außenwand des MFH-Modells

Bauteil	Dämmstärke in cm	Neuer U-Wert des Bauteils in W/(m ² K)
Dach	16	0,19
Außenwand	13	0,22
Kellerdecke	10	0,28

11.5 Möbelmassen

Die Wärmekapazität des Mobiliars wird berücksichtigt, indem in jedem Raum eine Möbelmasse von 10 % der maximalen Belastbarkeit von rund 150 kg/m² angenommen wird [DIN10]. So ergibt sich für jeden Raum bei vereinfachter Darstellung der Möbel als 10 cm dicke Spanplatten eine äquivalente Möbelfläche (für die Abbildung in TRNSYS). Im Bad wird statt Spanplatten von Keramik ausgegangen und die Masse von Badewanne, Toilette und Waschbecken abgeschätzt (siehe *Tabelle 11.13*).

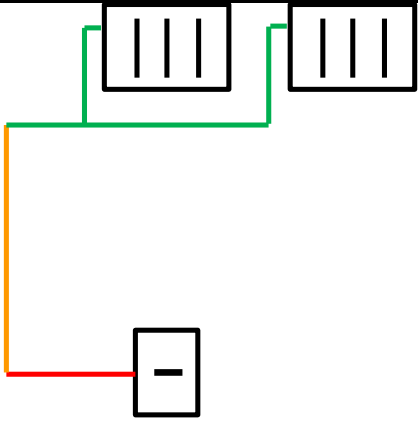
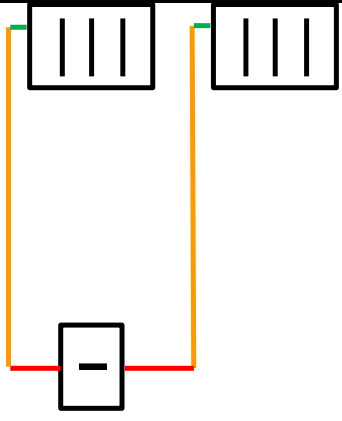
Tabelle 11.13: Betrachtete Möbelmassen (inkl. Treppe und Sanitäranlagen) im MFH

Raum	Fläche in m ²	Möbel- masse in kg	Material	Dichte in kg/m ³	Dicke in m	Äquivalente Fläche in m ²
Wohnzimmer	19,93	299	Spanplatte	600	0,1	4,98
Elternzimmer	14,78	222	Spanplatte	600	0,1	3,70
Kinderzimmer	11,56	173	Spanplatte	600	0,1	2,89
Badezimmer	3,80	150	Keramik	1300	0,1	1,15
Küche	7,83	117	Spanplatte	600	0,1	1,96
Flur	7,27	109	Spanplatte	600	0,1	1,82
Treppe	12,33	5672	Stahlbeton	2300	0,2	12,33
Keller	130,34	1955	Spanplatte	600	0,1	32,59

11.6 Rohrleitungslängen

In *Tabelle 11.14* sind die Längen der charakteristischen Leitungsabschnitte der beiden abgebildeten Netztypen gegenübergestellt. Die Längenangaben beziehen sich dabei auf die Summe aus Vor- und Rücklauf sämtlicher Leitungen.

Tabelle 11.14: Gegenüberstellung der Leitungslängen eines Verteilnetzes vom Etagenringtyp und vom Steigstrangtyp

	 Etagenringtyp	 Steigstrangtyp
Anbindeleitungen	375	0
Steigleitungen	44	220
Verteilleitungen	36	60
Gesamtlänge	455	280

Bezogen auf die Nettogebäudefläche von 521 m² ergeben sich somit Verlegedichten der Verteilleitungen von 0,87 m/m² beim Etagenringtyp und 0,54 m/m² beim Steigstrangtyp.

Um die Plausibilität der gesamten und anteiligen Leitungslängen zu überprüfen, werden in *Tabelle 11.15* die hier verwendeten Werte mit den Ergebnissen und den daraus abgeleiteten Faustformeln einer umfangreichen Feldstudie verglichen [Wol12].

Tabelle 11.15: Vergleich der simulierten Leitungslängen mit den gemessenen Werten einer umfangreichen Feldstudie [Wol12]

	Etagenringtyp¹⁾		Steigstrangtyp	
	Studie	verwendet	Studie	verwendet
Anbindeleitungen	81 %	82 %	49 %	0 %
Steigleitungen	6 %	10 %	28 %	79 %
Verteilleitungen	13 %	8 %	24 %	21 %
Gesamtlänge	1,57 m · $A_{NGF} [m^2]^{0,9}$ = 438 m	455 m	1,63 m · $A_{NGF} [m^2]^{0,88}$ = 401 m	280 m

1) Da in der referenzierten Studie bei dem Etagenringtyp die Aufteilung der charakteristischen Leitungsabschnitte anders bzw. nicht vollständig nachvollziehbar erfolgt, werden hier stattdessen die Werte des ebenfalls dort aufgeführten, vom Aufbau sehr ähnlichen Etagenverteiltertyps verwendet.

Aus dem Vergleich mit der referenzierten Studie wird deutlich, dass beim Etagenringtyp sowohl die angenommenen Gesamtleitungslängen als auch deren Aufteilung in Anbinde-, Verteil- und Steigleitungen realistisch sind. Beim Steigstrangtyp ergeben sich Differenzen, deren Ursache vermutlich in einer abweichenden Definitionen der charakteristischen Leitungsabschnitte liegt.