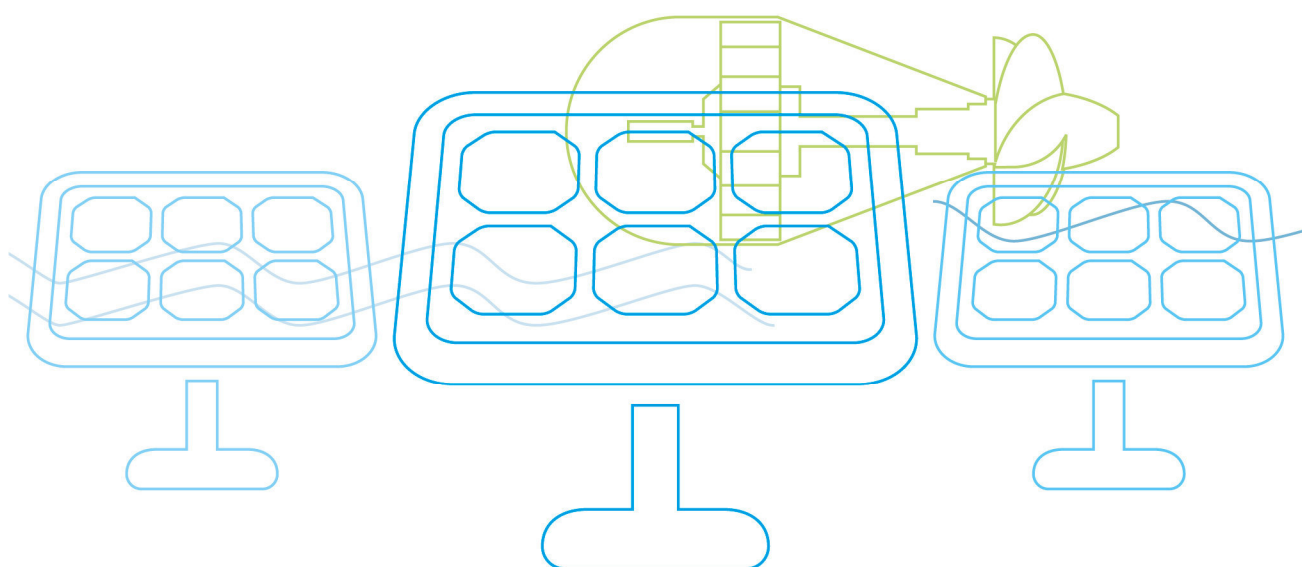




ProgReg

Prognostizierende Regelungen zur Effizienzsteigerung von Solaranlagen



VORWORT

Die Publikationsreihe **BLUE GLOBE REPORT** macht die Kompetenz und Vielfalt, mit der die österreichische Industrie und Forschung für die Lösung der zentralen Zukunftsaufgaben arbeiten, sichtbar. Strategie des Klima- und Energiefonds ist, mit langfristig ausgerichteten Förderprogrammen gezielt Impulse zu setzen. Impulse, die heimischen Unternehmen und Institutionen im internationalen Wettbewerb eine ausgezeichnete Ausgangsposition verschaffen.

Jährlich stehen dem Klima- und Energiefonds bis zu 150 Mio. Euro für die Förderung von nachhaltigen Energie- und Verkehrsprojekten im Sinne des Klimaschutzes zur Verfügung. Mit diesem Geld unterstützt der Klima- und Energiefonds Ideen, Konzepte und Projekte in den Bereichen Forschung, Mobilität und Marktdurchdringung.

Mit dem **BLUE GLOBE REPORT** informiert der Klima- und Energiefonds über Projektergebnisse und unterstützt so die Anwendungen von Innovation in der Praxis. Neben technologischen Innovationen im Energie- und Verkehrsbereich werden gesellschaftliche Fragestellung und wissenschaftliche Grundlagen für politische Planungsprozesse präsentiert. Der **BLUE GLOBE REPORT** wird der interessierten Öffentlichkeit über die Homepage www.klimafonds.gv.at zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „Neue Energien 2020“. Mit diesem Programm verfolgt der Klima- und Energiefonds das Ziel, durch Innovationen und technischen Fortschritt den Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem voranzutreiben.

Wer die nachhaltige Zukunft mitgestalten will, ist bei uns richtig: Der Klima- und Energiefonds fördert innovative Lösungen für die Zukunft!

A handwritten signature in black ink, reading 'Theresia Vogel'.

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

A handwritten signature in black ink, reading 'Ingmar Höbarth'.

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

1 Inhaltsverzeichnis

1	Inhaltsverzeichnis	1
2	Einleitung	2
3	Inhaltliche Darstellung	3
3.1	Analyse von Wetterdaten und Anlagenelementen	3
3.2	Vermessung an mehrgeschossigem Wohnbau	7
3.2.1	Anlagenbeschreibung	9
3.2.2	Ergebnisse	14
3.2.3	Ableitung des Lastprofils	17
3.3	Simulation und Berechnungen	19
3.3.1	Klima und Lastdaten	19
3.3.2	Parameterstudien Sensitivitätsanalysen	21
3.3.3	Validierung der Simulation mit Messdaten	24
3.4	Anforderungen für die Implementierung einer MPC – Regelung	26
3.4.1	Ultimatives Potential – Zusatzenergieeinsparung	26
3.4.2	Implementierung einer MPC – Regelung	30
3.4.3	Vorhersagedaten	32
3.4.4	Praktische Bedeutung	36
3.5	Wirtschaftlichkeitsanalyse	41
3.5.1	Methodik und Rahmenbedingungen:	41
3.5.2	Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse	42
4	Ergebnisse und Schlussfolgerungen	45
5	Ausblick und Empfehlungen	48
6	Literaturverzeichnis	49
	Abkürzungen	52
7	Anhang	54

2 Einleitung

Ausgangssituation

Bei vielen Solaranlagen wird häufig die Nachheizung aktiviert, obwohl die Sonne laut Wettervorhersage kurze Zeit später Energie zur Verfügung stellen würde. Dieses Energiepotential kann dann meist nicht oder nicht in vollem Umfang genutzt werden, da die Nachheizung bereits eine erhebliche Energiemenge in den Speicher eingebracht hat. Dieser ist somit, zumindest teilweise, bereits geladen. Das führt zu erhöhtem und meist taktendem Betrieb des Kessels und zur Verminderung des möglichen Solarertrages.

Zielsetzung

In diesem Projekt wurden die Grundlagen für eine Regelung entwickelt, in der eine zusätzliche Funktion integriert ist. Diese sorgt dafür, dass durch das Wissen über das unmittelbare und kurzfristige Wettergeschehen die Solaranlage vorausdenkend ausgenutzt wird. Dabei soll die Regelung Einfluss auf die gesamte Heizungsanlage haben oder zumindest mit der oftmals zusätzlich parallel geführten Heizungsregelung über Schnittstellen kommunizieren können. Ziel ist eine Effizienzsteigerung der Solaranlage und Reduktion des Energieverbrauchs des Nachheizsystems.

Methodik

In einer Recherche wurden die möglichen Regelungsgrößen und steuerbaren Geräte erfasst und nach Anwendbarkeit für eine prognostizierende Regelung untersucht. Alle Veränderungen, die in der Regelung vorgenommen werden müssen, damit das Anlagenverhalten durch die Einspielung der Wetterprognosen energetisch positiv beeinflusst wird, werden technisch beschrieben.

In einer Vergleichssimulation wurde die Effizienzsteigerung und die Solarertragssteigerung der modifizierten Regelung einer herkömmlichen Regelung gegenübergestellt. Die Simulation wurde für bestehende mehrgeschossige Wohnbauten vorgenommen. Die erwarteten und durch die Simulation errechneten Einsparungen wurden monetär bewertet und mit den zu erwartenden Mehrkosten für eine prognostizierende Regelung verglichen.

Arbeiten

Das Ergebnis ist eine Beschreibung der mit Wetterprognosen geführten Regelung, in der die erforderlichen Anlagenbestandteile und Eigenschaften beschrieben sind. Augenmerk wurde insbesondere auf das erzielbare Einsparungspotential gelegt, welches als Entscheidungskriterium für oder gegen ein prognostizierendes System wirkt.

3 Inhaltliche Darstellung

3.1 Analyse von Wetterdaten und Anlagenelementen

In diesem Arbeitspaket wurden die relevanten Wetterdaten erhoben und auf ihre Brauchbarkeit für prognostizierende Regelungen untersucht.

Für Wetterdaten wurde die Vorhersagequalität für Temperatur und Strahlung für Österreich ausgearbeitet. Dazu wurden auch jene „Wetterprodukte“ erhoben die derzeit am Markt verfügbar sind und hinterfragt ob diese für prognostizierende Regelungen brauchbar sind oder nicht.

Es wurde eine Machbarkeitsanalyse erstellt um die Frage zu klären, wie und ob Wetterprognosen in die Regelungstechnik von Solaranlagen eingreifen können. Dazu wurde erhoben ob die derzeitige Hardware ausreicht oder ob Neuentwicklungen notwendig sind. Dadurch konnte auch die Schnittstelle zur restlichen Haustechnik definiert und jene Solaranlagenkomponenten aufgelistet werden, die bei prognostizierenden Regelungen, bei Anlagen zur alleinigen Warmwasserbereitung und bei Anlagen mit solargestützter Heizung, beeinflusst werden müssen.

Wetterdaten

Die wichtigsten Vorhersagevariablen für eine prädiktive Regelung einer thermischen Solaranlage sind die Temperatur und die Solarstrahlung, beide über Wettervorhersagedienste beziehbar. Aus technischer Sicht ist ein Vorhersagehorizont zwischen 24 h und 72 h relevant. Wetterdaten könnten in Österreich über die ZAMG oder auch von gewerblichen Anbietern wie *BLUE SKY Wetteranalysen* (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) bezogen werden.

Die Genauigkeit der Wettervorhersage wurde seit Beginn des Computerzeitalters kontinuierlich verbessert. Details dazu findet man in (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden., Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Wetter-Modellrechnungen erfolgen aktuell um 00 Universal Time Coordinated (UTC) und um 12 UTC. Die Qualität von Vorhersagen für Temperaturen ist hoch und sehr verlässlich, während die Vorhersagen für die solare Bestrahlungsstärke erst kürzlich auf ein akzeptables Niveau gestiegen sind, für Details siehe (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden., Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden., Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

Temperatur

Die Standardabweichung eines Prognosefehlers für eine 72 h Vorhersage beträgt ca. 2.5°C und zeigt eine saisonabhängige Variation, und die systematische Abweichung des Prognosefehlers von 2°m Temperatur in Europa liegt innerhalb [-1,+1]°C – siehe (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**), Seite 32. ECMWF liegt bzgl. Vorhersagequalität im weltweiten Spitzenfeld, in Österreich gibt es allerdings Regionen mit relativ hohem Vorhersagefehler insbesondere im Winter. Der Grund ist das komplexe Relief und lokale Wettererscheinungen wie Nebel.

Strahlung

Verschiedene Methoden für die Vorhersage von Solarstrahlung in Europa wurden in (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**, **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) untersucht und der Genauigkeit von Morgen wie Heute-Vorhersagen (persistence) gegenübergestellt. Abbildung 1 zeigt die absoluten Fehler für verschiedene Länder in Europa, die relativen Fehler zeigt Abbildung 2 – erhalten mittels Normalisierung auf die mittlere bodennahe totale Einstrahlung für den untersuchten Zeitraum. Der relative Fehler liegt im Mittel zwischen 40-60%, wobei persistence deutlich schlechter ist als der Mittelwert über die jeweils besten Methoden. Der mittlere Fehler für unterschiedliche Methoden in Österreich liegt gering über 50%. Begünstigt durch wenig wechselhaftes Wetter ist die relative Genauigkeit in Spanien am höchsten, zwischen 20-35%.

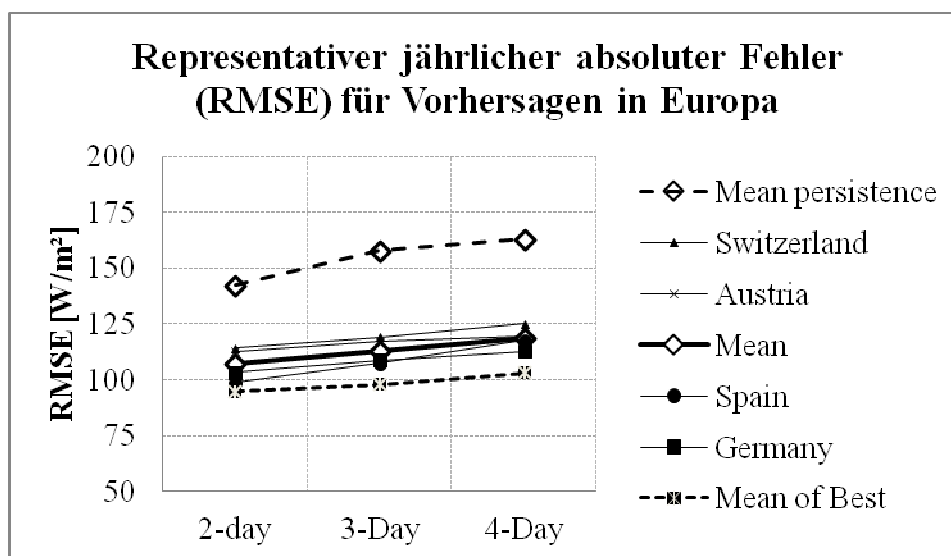


Abbildung 1: Jährlicher, mittlerer, absoluter Fehler für Strahlungsvorhersage in Europa für 24 h (2-day) bis 72 h (4-day) Vorhersage (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

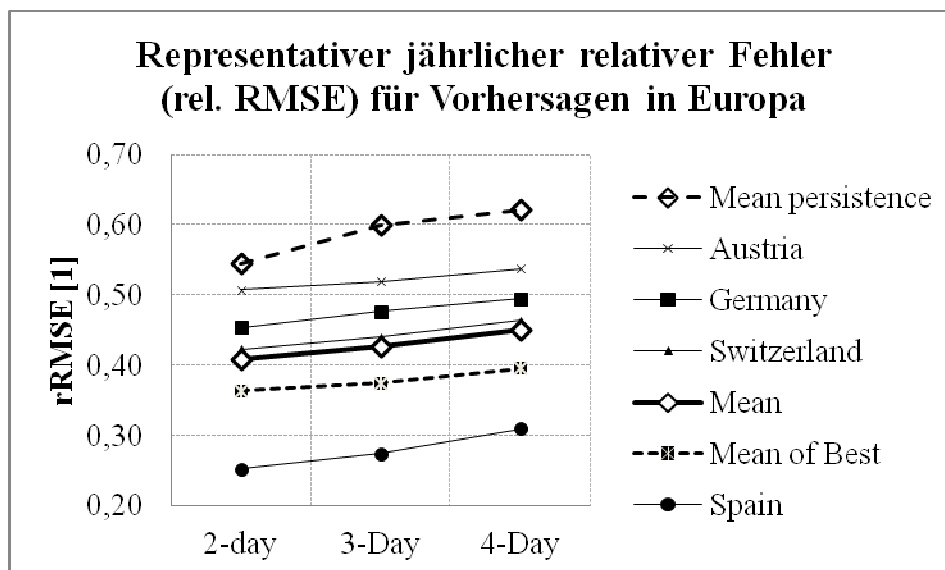


Abbildung 2: Jährlicher, mittlerer, relativer Fehler für Strahlungsvorhersage in Europa für 24 h (2-day) bis 72 h (4-day) Vorhersage (Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.).

Die Bedeutung von Model Output Statistics (MOS) für die Güte numerischer Wettervorhersagen wird in **(Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.)** untersucht. Dieses sogenannte *post processing* führt zu einer Verbesserung der Genauigkeit zwischen 14 und 23%. In diesem Zusammenhang wird auch deutlich, welche Genauigkeits-Verbesserung eine lokale Wetterstation, am Ort der thermischen Solaranlage, in Verbindung mit entsprechenden Methoden (MOS, Kalman Filter) bringen kann.

Neueste Ansätze nutzen Satellitenbilder für die Strahlungsvorhersage am Nachmittag **(Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.)**. Mit diesem Ansatz kann die Genauigkeit auf einen minimalen relativen Fehler von ca. 23%, und für einen Vorhersagehorizont von 6 h im Mittel auf 30% reduziert werden.

Markt / Preise

Temperaturprognosen sind von vielen Wetterdiensten problemlos zu beziehen. Der Markt für Strahlungsdaten ist hingegen neu. Eine hinreichende Genauigkeit kann erst seit kurzer Zeit erreicht werden. Es gibt noch keine fixen Preise. 100€/Jahr für eine ortsgenaue Prognose wurden beispielsweise von UBIMET veranschlagt. Dieser Wert kann aus verschiedenen Perspektiven betrachtet werden. Für den Einsatz in prädiktiven Regelungen sind diese Kosten noch etwas hoch (siehe auch Kapitel Wirtschaftlichkeit) und würden sich erst bei Anlagen ab 30-40 m² rechnen. Dieser Wert ist auf jeden Fall nach unten zu bringen um eine weite Verbreitung, auch im kleineren Bereich, zu gewährleisten. Aus Sicht des Konsortiums wären Kosten von 30€/Jahr für eine Strahlungs- und Temperaturprognose für einen Standort ein Wert, bei dem eine breite Marktdurchdringung auch bis hin in den Einfamilienhaus-Bereich möglich wäre.

Ansteuerbare Elemente

Es wurden einige Anlagenelemente zur Ansteuerung durch eine prädiktive Regelung im Projekt betrachtet. Nach der Abwägung von verschiedenen Szenarien kam man zu dem Ergebnis, dass in der Praxis eine möglichst einfache Herangehensweise zum Ziel führt.

Im Wesentlichen ist hier die **Unterdrückung des Nachheizkessels** maßgeblich. Die Nachheizung wird somit länger als sonst üblich unterdrückt, um prognostizierte Solarerträge zu einem späteren Zeitpunkt in das System einbringen zu können.

Bei trägen Heizsystemen wird auch eine Speichermassenaktivierung und die Nutzung von Latenzzeiten der Abgabesysteme möglich. Dies kann über eine Überheizung erfolgen. Auch die Variante, der Komfortsteigerung durch prädiktive Regelungen durch Unterdrückung der Heizung bei prognostizierten solaren Gewinnen im Gebäude, hat seine Berechtigung. In diesem Fall ist auch die **Ansteuerung der Heizkreispumpe** interessant.

3.2 Vermessung an mehrgeschossigem Wohnbau

Die Verbrauchsdatenerhebung eines mehrgeschossigen Wohnbaus bildet die Grundlage für die Simulation der Regelung und das reale Nutzerverhalten.

Es wurde ein Objekt der SGN (Siedlungsgenossenschaft Neunkirchen) heran gezogen. Am Ort stehen 3 gleiche Wohnblöcke zur Verfügung, die über eine zentrale Kesselanlage im Wohnblock 1 mit Heizenergie versorgt werden. Allerdings hat jeder Block eine eigene Solaranlage mit 3 Warmwasserboilern im jeweiligen Heiz- bzw. Verteilerraum.

Folgende Daten werden bei der Vermessung aufgenommen: Außentemperatur, Strahlung, Anlagenschema, Temperaturen und Wärmeströme der Solarerträge und der Warmwasserbereitung.

Als Messobjekt wurde der Wohnblock mit der Kesselanlage gewählt und mit dem Monitoring die Temperaturen und Wärmemengendaten der Solar- und Kesselanlage erhoben. Leider wurde schon nach kurzer Zeit ein Problem der Solaranlage bzw. der Solareinträge ausgemacht.

Da solar-sekundär sehr kalkhaltiges Trinkwasser auch zur Beladung der Boiler verwendet wird ergaben sich enorme Probleme durch den Kalkeinfluss auf Pumpen, Boiler und Heizregister der Kesselanlage. Die angesteuerten Boiler-Ladepumpen bleiben immer wieder hängen, bei Temperaturen über 60°C schaltet die Solaranlage bereits aus und der Boiler mit dem Heizregister sowie der Solarwärmetauscher wurden undicht. All die Probleme haben dazu geführt, dass die AEE einen Umbau der Anlage hin zu einer optimierten Solaranlage angeregt hat.

Folgend die erstellte schematische Darstellung der beiden Ausführungsvarianten.

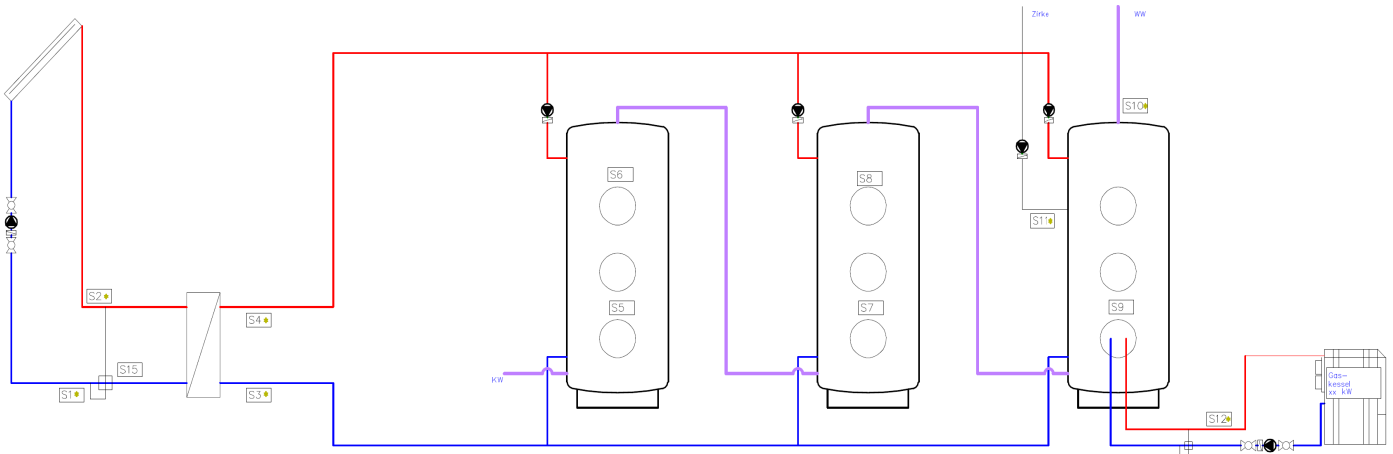


Abbildung 3: Schema alt

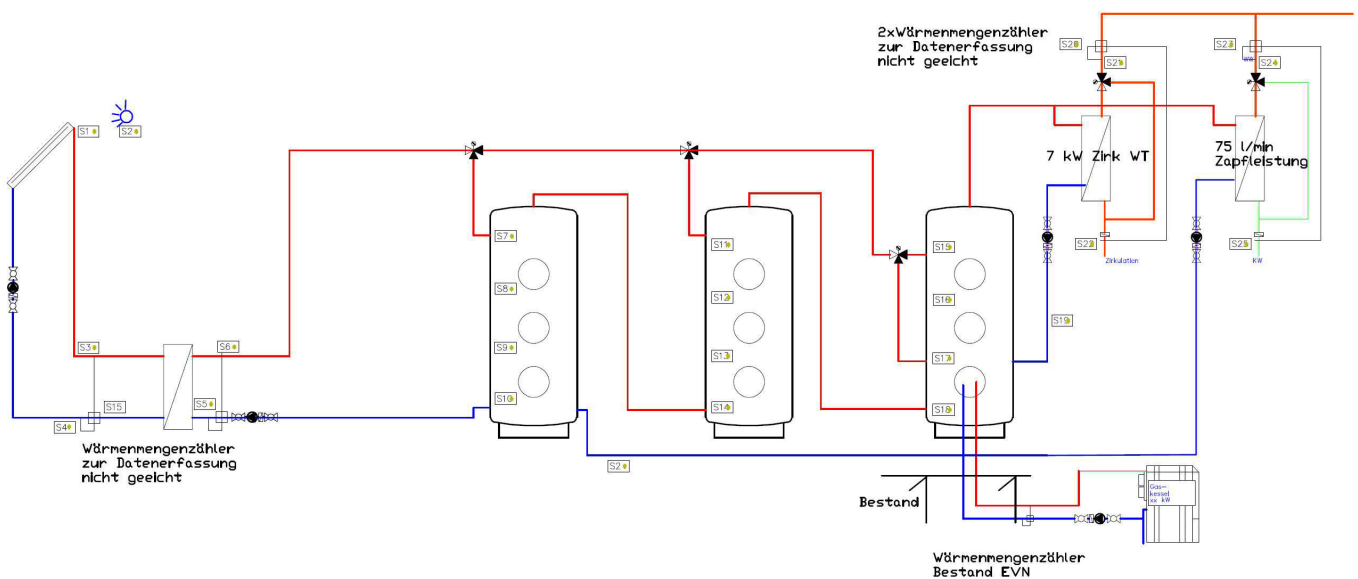


Abbildung 4: Schema neu

Mit einer modernen hygienischen Warmwasserbereitung soll sowohl Solaranlage als auch die Wartung der Warmwasserbereitung wesentlich effizienter betrieben werden.

Der Umbau der Anlage konnte jedoch nicht im Zeithorizont des Projektes umgesetzt werden. Aus diesem Grund wurde die Vermessung an einem anderen Objekt durchgeführt.

3.2.1 Anlagenbeschreibung

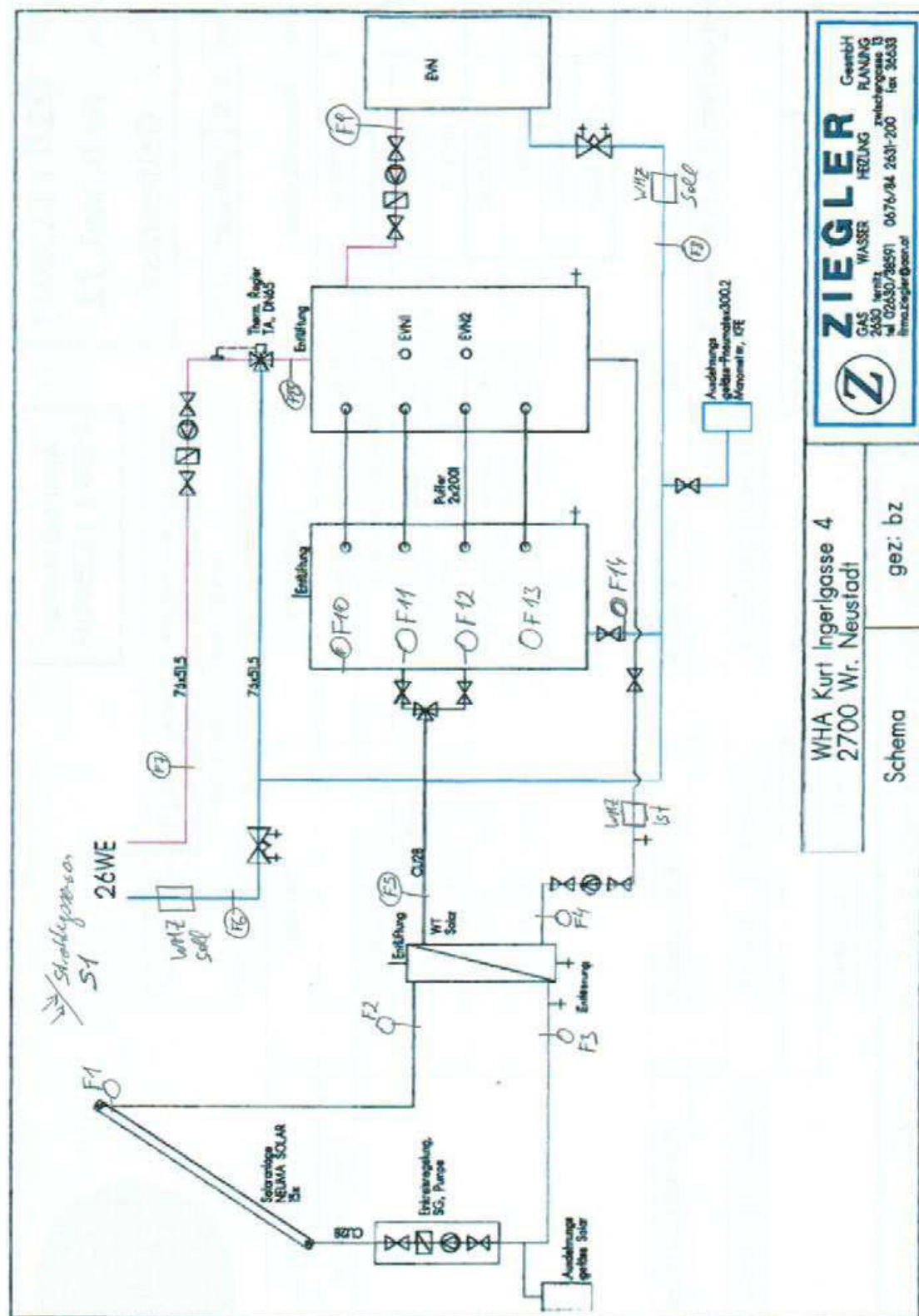


Abbildung 5 Anlagenschema der zu untersuchenden und vermessenden Anlage in Wr. Neustadt Kurt Ingerlgasse 4

Technische Daten – Kurt Ingerlgasse 4, Wr. Neustadt

Ursprünglich wurde eine Anlage in Neunkirchen in NÖ zur Vermessung ausgesucht. Nach teilweiser Installation und Start der Messung hat sich herausgestellt, dass die Anlage Probleme macht und nicht betriebssicher ist. Der Umgang mit Umbauvorschlägen war sehr zäh und die Bereitschaft dafür nicht wirklich gegeben, wodurch schließlich auf die Anlage in der Kurt Ingerlgasse 4 in Wr. Neustadt umgestellt wurde. Für den Projektablauf bedeutete das eine entsprechende Verzögerung.

Speicher: 2 x 2000 L parallel geschaltet mit Wellrohr (ca. 6 cm Durchmesser)

Speicherhöhe = 2,15 m, rel. Anschlusshöhen bzgl. Speicherboden: 0,08/0,35/0,62/0,87

Anzahl der Anschlüsse: Zwei pro Anschlusshöhe

Dämmung: Schaumgummi 100 mm, $\lambda = 0,07 \text{ W/mK}$ (Recknagel 2007/2008)

Annahme für mittlere Raumtemperatur am Standort des Speichers: 16 °C.

Flachkollektor:

Typ David Premium GF 2,9 m²; Absorberfläche = 2,385 m², Apertur = 2,476 m²

Kennlinienparameter¹: bezogen auf die Apertur $\eta_0 = 0,768$; $c_1 = 3,765$; $c_2 = 0,012$;

IAM (K50°) = 0,94 → $b_0 = 0,108$ IAM (K60°) = IAM_{diff} = 0,89

Wärmekapazität inkl. Sole = 4,81 kJ/(K m²_{Apertur})

Aperturfläche gesamt: 15 x 2,476 m² = 34,66 m² (Absorberfläche: 15 x 2,385 m² = 35,8 m²)

Verschaltung: 5 x 3 Kollektoren in Serie, diese 5 Felder sind parallel, der Abgang befindet sich nach dem zweiten Feld, das heißt die Druckverluste sind nicht gleich falls die Hydraulik keine Strangreguliertventile vorsieht.

¹gemäß Prüfbericht arsenalresearch vom 18.02.2009

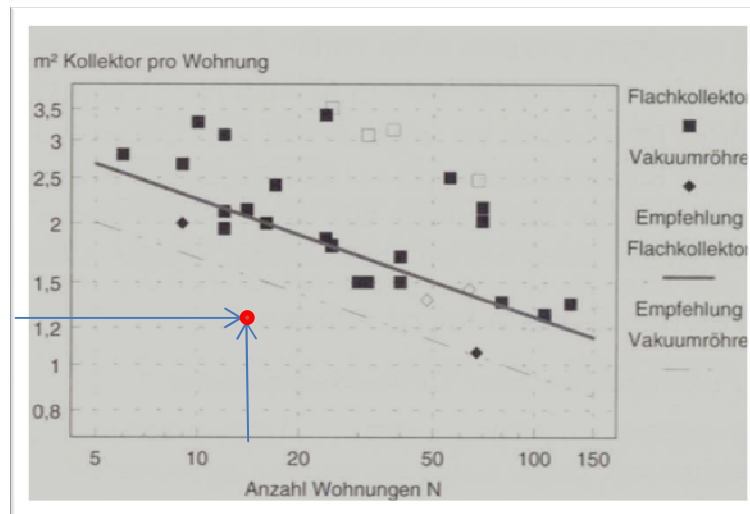


Abbildung 6 Optimaler Kollektorfläche pro Wohnung (Kosten/ Nutzen-Optimum); ACHTUNG doppelt logarithmische Darstellung. Empfehlung: Flachkollektor < 4*N0.25, (Vakuumkollektor < 3*N0.25) (Mack et al. 1998)

Betrieb Low Flow: Empfohlener Durchfluss = 72 L/h = 29.1 L/hm² (gemessen 22 L/hm²)

Ausrichtung: Neigung: 45° Azimut: 25° (SSW)

Solarleitung:

- Steigleitung & Heizungsraum: 15 m, 28 mm Cu (Annahme Wandstärke 1 mm)
- Verteilung Dach: 55 m
- Dämmung: 30 mm Steinwolle

Regelung des Solarkreises

Zur Regelung des Solarkreises ist eine UVR61-3 der Technischen Alternative (Programm 144) im Einsatz. Das Regelschema ist im Anhang dargestellt. Die Regelung des primären Kollektorkreises(A1) ist wie folgt:

Ein: $(T_{Kol} > (T_{S,unten} + 10 \text{ K}) \text{ UND } (T_{Kol} > 5 \text{ °C}) \text{ UND } (T_{S,unten} < 90 \text{ °C}))$

Aus: $(T_{Kol} < (T_{S,unten} + 5 \text{ K}) \text{ ODER } (T_{Kol} < 0 \text{ °C}) \text{ ODER } (T_{S,unten} > 95 \text{ °C}))$

Ein: $(T_{Kol} > (T_{S,unten} + 10 \text{ K}) \text{ UND } (T_{Kol} > 5 \text{ °C}) \text{ UND } (T_{S,unten} < 90 \text{ °C}))$

Die sekundäre Solarkreispumpe (A1) wird mit der primären Pumpe ein bzw. ausgeschaltet. Das Programm 384 würde eine separate Ansteuerung des Speicherkreises (A1 sekundär → A3) unabhängig vom Kollektorkreis erlauben, wodurch während des Anfahrens der Solaranlage ein Entladen des Speichers verhindert wird. Für Solaranlagen mit langen Leitungslängen, wie es hier der Fall ist, wäre Programm 384 grundsätzlich zu bevorzugen.

Für die Einspeisung solarer Energie in den Speicher sind zwei Optionen, je nach Temperaturniveau der Solarenergie, gegeben. Für die Umschaltung zwischen oberer und unterer solarer Einspeisung in den Speicher gilt:

Oben: ($T_{HX} > 75 \text{ °C}$ ODER $T_{HX} > (T_{S,oben} + 5 \text{ K})$) UND ($T_{S,oben} < 90 \text{ °C}$)

Unten: ($T_{HX} < 70 \text{ °C}$ ODER $T_{HX} < (T_{S,oben} + 3 \text{ K})$) ODER ($T_{S,oben} > 95 \text{ °C}$)

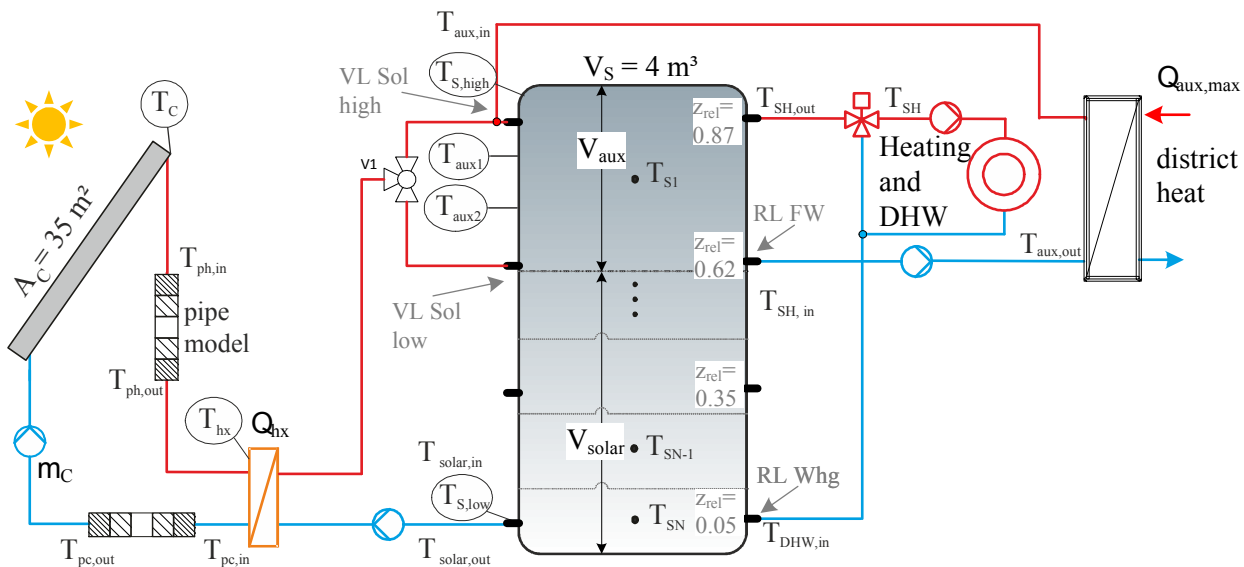


Abbildung 7 Anlagenhydraulik optimiert, Kurt Ingerlgasse 4, Wr. Neustadt

Regelung der Zusatzheizung – Fernwärmeeinspeisung

Für die Regelung der Zusatzheizung gibt es zwei Temperatur-Sensoren im Speicher, mit denen die Einspeisung seitens EVN in den Puffer geregelt wird. Die Schwellwerte der Regelung sind nicht bekannt. Wie die Auswertung der Messung zeigt, ist derzeit nur die Rücklauf Temperaturbegrenzung aktiv. Diese führt zur Abschaltung der Einspeisung sobald die Rücklauf Temperatur 70 °C erreicht. Ansonsten ist die Zusatzheizung dauerhaft eingeschaltet, das heißt, die speicherseitige Pumpe der Fernwärmeeinspeisung läuft mehr oder weniger dauerhaft mit einem Massenfluss von 4200 kg/h. Die Leistung der FW Übergabestation ist 120 kW (4.44 kW/K).

Die Regler-Einstellungen sollten jedenfalls so sein, dass die FW Einspeisung in den Speicher auch zeitweise abschaltet, vorausgesetzt die Einspeise-Solltemperatur (bzw. Ist-Temperatur) auf der Speicherseite bleibt 60 °C im Sommer bzw. 65 °C im Winter. Mit folgender Parametrierung würde dieses Ziel erreicht werden:

Bsp. für die Sommer-Solltemperatur 60°C: Ein, wenn $T_{aux1} < 52 \text{ °C}$; Aus, wenn $T_{aux2} > 58 \text{ °C}$ (vgl. Heimrath und Haller (2007)).

Regelung des Heizkreises – Zweileiternetz

Die Vorlauftemperatur des Zweileiternetzes beträgt ca. 56 °C; siehe dazu auch Ergebnisse zum Nutzwärmebedarf. Die Pumpenförderhöhe ist auf 8 m eingestellt. Der minimale Massenfluss ist mit ca. 3000 L/h relative hoch. Eine kurzfristige Verstellung der Pumpenförderhöhe (8 → 6m) hat keine merkbare Veränderung beim Massenfluss gebracht. Es könnte aber sein, dass der Zeitpunkt dafür ungünstig und die Zeit der Messung dafür (20 min) nicht lange genug waren.

Randbedingungen

Die Anlage versorgt ein Niedrigenergie Mehrfamilienhaus (MFH) mit insgesamt 26 Wohneinheiten (WE), für 22 WE wird pro WE mit drei Personen gerechnet, für vier WE wird mit jeweils nur einer Person gerechnet. Der durchschnittliche WW-Verbrauch pro WE wird vor Auswertung der tatsächlich durchgeführten Messungen nach (Heimrath 2004) mit 90 L (45°C) pro Tag angenommen (dieser mittlere Verbrauch wurde durch Auswertung von unterschiedlichen Messungen ermittelt). Der spezifische Heizwärmebedarf (HWB) gemäß Energieausweis, erstellt am 01.07.2011, ist 19 kWh/m²a, bei einer Normaußentemperatur von -13.1°C.

Messung

Die Messung im Rahmen dieses Projektes wurde von der AEE Niederösterreich und AEE Kärnten durchgeführt und betreut. Der Messzeitraum war von Juni 2012 bis Juli 2013. Aufgrund technischer Probleme sind einige Zeiträume mit nicht vernachlässigbaren Messdaten-Ausfällen in den Daten. Für die weitere Verarbeitung der Daten erfolgte ein Screening nach Datenausfällen (siehe Anhang), ggf. eine entsprechende Reparatur und belastbare Aussagen basieren jeweils auf ausgewählten Intervallen mit einer vernachlässigbaren Anzahl von Datenausfällen.

3.2.2 Ergebnisse

Zur Auswertung werden ein Sommer- und ein Winterintervall ohne gravierende Datenverluste ausgewählt und die jeweiligen Ergebnisse in geeigneter Weise hochgerechnet um schließlich jährliche Ergebnisse zu erhalten. Die ausgewählten Intervalle sind wie folgt:

Sommer 2012: 4859 h – 6551 h (22. Jul. – 30. Sep.)

Winter 2012: 6552 h – 8760 h & 2013: 0 h – 1594 h (01. Okt. 2012 – 08. Mar. 2013))

	Sommer		Winter		Total (Jahr)
	gemessen	extrapoliert	gemessen	extrapoliert	extrapoliert
Q_{Nutz} , kWh	9682	21075 ^a	72454	81717 ^c	102792
$Q_{\text{Nutz},\text{BW}}$	9682	21075 ^a	21915 ^b	29615 ^a	50690
q_{Aus} , kWh/m ² a	Spezifische Auslastung der Kollektorfläche:				2871
				$Q_{\text{Nutz}}/A_{\text{Koll}}$	
$Q_{\text{End},\text{FW}}$, kWh	3170	6900	64230	72442 ^d	79342
Rückspeisung _f	-835	-1818 ^a	-242	-273 ^d	-2091
$Q_{\text{End},\text{Sol}}$, kWh	4218	9180 ^a	1637	2185 ^a	11366
Rückspeisung	-195	-424 ^a	-244	-326 ^a	-750
$I_{\text{g},\text{Koll}}$, kWh/m ² ^e	381	830 ^a	351	468 ^a	1298
$I_{\text{g},\text{Koll}}$, kWh ^e	13205	28768 ^a	12166	16221 ^a	44989
SN_{solar}	0.32		0.13		0.25

^{a)} Über das Verhältnis der Sommer-/Winterdauer zur Mess-Periode angenähert.

^{b)} Mittels der Dauer der Mess-Periode und dem spezifischen BW Verbrauch im Sommer berechnet.

^{c)} Der Extrapolationsfaktor für den HWB ergibt sich aus einer Simulation eines EFH mit vergleichbarem HWB zu 0.97.

^{d)} Mit der aus Q_{Nutz} und Q_{End} ermittelten Effizienz für die gemessene Periode, und aus dem extrapolierten Q_{Nutz} berechnet.

^{e)} Solare Einstrahlung auf 45° geneigte Fläche gemessen mit einem Photosensor.

^{f)} Unter Rückspeisung sind negative Werte angeführt die über den jeweiligen Wärmetauscher aus dem Speicher abgeführt wurden, was bei Versorgungsanschlüssen grundsätzlich bedenklich ist.

Tabelle 1 Am Speicher gemessene Wärmemengen und kumulierte Leistungen; grau hinterlegte Werte können aus kausalen Gründen nicht richtig sein, was einen Messfehler annehmen lässt. Für die angegebenen Werte wird ein Fehler von jeweils $\pm 10\%$ angenommen.

Tabelle 1 fasst die Ergebnisse der Messung zusammen. Der jährliche Warmwasserbedarf von 50690 ergibt einen spezifischen jährlichen Nutzenergieverbrauch von ca. 2000 kWh/WE, was realistisch ist. Der spezifische HWB ergibt sich mit (102792-50690) kWh und einer Wohnnutzfläche von ca. 1907 m² zu 27.32 kWh/m²a, was ca. 50% über dem Bedarf laut Energieausweis liegt. Dazu muss betont werden, dass, erstens die Jahreswerte extrapolierte Werte sind, zweitens das Nutzerverhalten einen hohen

Einfluss auf den tatsächlichen Wärmebedarf hat und drittens der Energieausweis mit einem Norm-Jahr berechnet wird.

Endenergie Versorgung in kWh

Die Endenergieversorgung in den Speicher in Form von Fernwärme (FW) ist verglichen mit dem gemessenen Nutzwärmebedarf gering, die diesbezügliche Ursache ist unklar, Probleme der Messinstrumente bzw. Sensoren werden vermutet. Bemerkenswert ist die Tatsache, dass auch aus dem Speicher in das Fernwärmenetz zurückgespeist wird, wofür als Ursache eine unpassende Einstellung der Regelung oder falsche Platzierung der Temperatur Sensoren vermutet wird. Derzeit kommt es zur Abschaltung der FW-Einspeisung ausschließlich dann, wenn die Rücklauftemperaturbegrenzung bei 70 °C anspricht. Dadurch ist die Pumpe für die FW Einspeisung fast dauerhaft in Betrieb, was sogar ein zeitweiliges Entladen des Speichers bewirkt. Ungefähr 2% (2109 kWh) der eingespeisten Energie werden auf diese Weise „verloren“.

Die Vorlauftemperatur der Fernwärme wird speicherseitig auf einen konstanten Wert geregelt und scheint im Winter höher zu sein als im Sommer. Das zeigt sich in Form der speicherseitigen Vorlauftemperatur, die im Winter auf dem Niveau von 65 °C ist und im Sommer auf 60 °C. Die Anhebung im Winter ist nicht nachvollziehbar, da die Wohnungsstationen konstant mit 56 °C versorgt werden. Die aus den Messungen ermittelten Umschaltzeiten decken sich nicht genau mit den Annahmen für den Sommer und Winterbeginn. Trotzdem wird folgende Annahme für die Simulation getroffen:

$$T_{aux,VL} = \begin{cases} 65\text{ °C}, 01. \text{Oktober} - 30. \text{April} \\ 60\text{ °C}, 01. \text{Mai} - 30. \text{September} \end{cases}$$

Die Leistung der Zusatzheizung ergibt sich automatisch über die Rücklauftemperatur und den Massenfluss aus dem Speicher, der derzeit nur von der Rücklauftemperatur abhängt.

$$\dot{m}_{FW} = \begin{cases} 4200 \downarrow 0 \text{ kg / h}, T_{RL,FW} \geq 70\text{ °C} \\ 0 \uparrow 4200 \text{ kg / h}, T_{RL,FW} \leq 30\text{ °C} \end{cases}$$

Insgesamt 7 graphische Darstellungen zur FW Einspeisung befinden sich im Anhang. Das Histogramm zeigt, dass die Einspeiseleistung eher gering ist, was einerseits durch die hydraulische Verschaltung und andererseits durch den fast dauerhaften Betrieb verursacht wird.

Auslastung der Anlage, spezifischer Solarertrag und Systemnutzungsgrad

Gemäß der spezifischen Auslastung von 2871 kWh/m²a, die den Nutzenergiebedarf pro installierte Kollektorfläche angibt, sollte laut (Heimrath 2004) ein spezifischer Kollektorertrag in der Größenordnung von 500 kWh/m² erreicht werden. Der Ertrag der untersuchten Anlage beträgt ungefähr nur 2/3 des optimalen Wertes (320 kWh/m²a). Wie die Ergebnisse im Kapitel Simulation zeigen, kann der jährliche

Solarertrag und damit auch der spezifische Ertrag durch entsprechende Optimierungs-Maßnahmen fast verdoppelt werden.

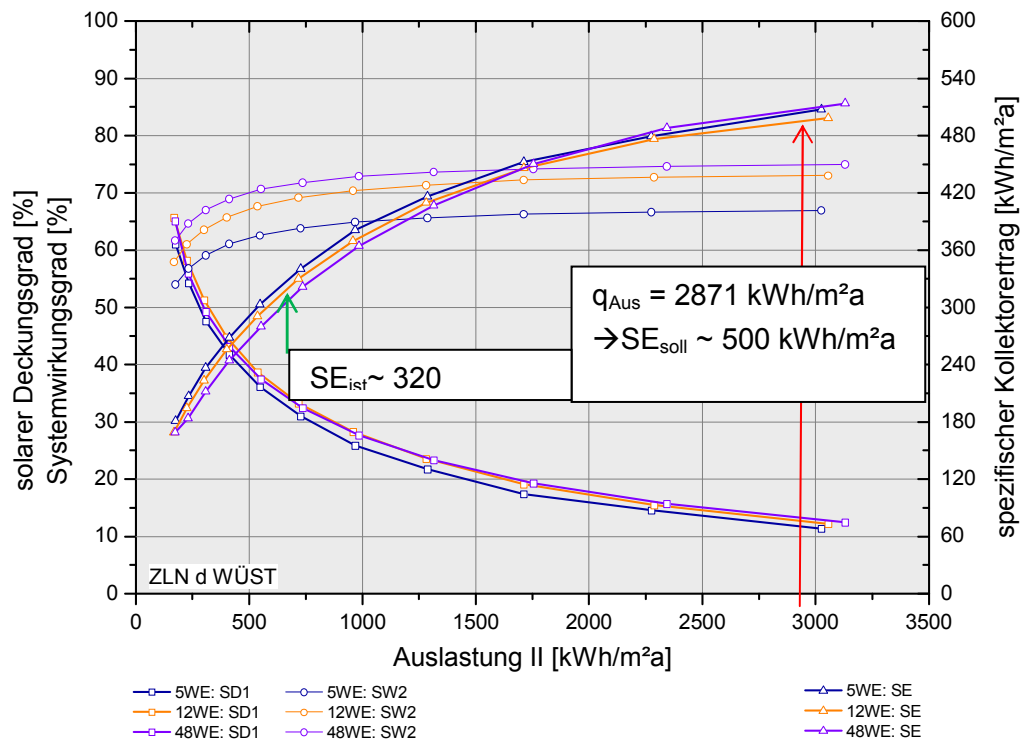


Abbildung 8 Solarer Deckungsgrad, Systemwirkungsgrad und spezifischer Ertrag über der Auslastung II für ein Zwei-Leiter-Netz mit dez. Wärmeübergabestation, Ergebnisse für 5, 12 und 48 Wohneinheiten, (Heimrath 2004).

Der Systemnutzungsgrad der Solaranlage (SN_{solar}) gibt an, welcher Anteil der auf die Kollektorfläche eingestrahlten Sonnenenergie (in kWh auf 45° geneigte Fläche), dem Speicher tatsächlich zugeführt wird. Der in dieser Arbeit zugrunde gelegte Zeitraum beträgt (falls nicht explizit angegeben) ein Jahr. Die Verluste bei der Umwandlung von Solarstrahlung sind einerseits durch den Kollektorwirkungsgrad gegeben und andererseits thermische Rohrleitungsverluste.

$$SN_{solar} := \frac{Q_{Sol,in,Speicher}}{\int I_{g,Sol,auf,KolFläche} dt}$$

Der Wert für die auf ein Jahr hochgerechnete Wärmemenge bzw. kumulierte Leistung aus der Messung ergibt sich zu 0,25. Für die gegebenen Randbedingungen könnte eine optimierte Anlage einen Nutzungsgrad von ca. 0,4 erreichen.

Der Systemwirkungsgrad ergibt sich aus entnommener Wärmemenge über der zugeführten Wärmemenge. Aufgrund der fehlerhaften Messdaten zur FW-Einspeisung ist die Berechnung aus den Messdaten nicht sinnvoll.

$$SW := \frac{Q_{aus, Speicher}}{Q_{in, Speicher}}$$

Nutzwärmebedarf

Der Nutzenergiebedarf wurde ausführlich analysiert. Einerseits hinsichtlich der auftretenden Vorlauf- und Rücklauftemperaturen und andererseits hinsichtlich der auftretenden Massenflüsse. Wie die Histogramme im Anhang zeigen ist die Vorlauftemperatur ungefähr konstant im Bereich von 55 °C und 56 °C. Die Rücklauftemperatur variiert überwiegend zwischen 55 °C und 50 °C, und unterschreitet kaum 45 °C. Die Analyse des Massenflusses zeigt ein Maximum bei ca. 3000 L/h, was dem Durchfluss bei reiner Zirkulation entspricht. Die durchschnittlichen Zirkulationsverluste, ermittelt aus Messwerten in der Nacht, betragen ca. 3,7 kW. Bedingt durch den hohen Massenfluss, der 2000 L/h nicht unterschreitet, ergeben sich die relativ hohen Rücklauftemperaturen, die sich nachteilig auf den Ertrag der Solaranlage auswirken. Derzeit fließen ca. 2/3 des Massenflusses über die Bypass-Leitung beim Mischer am Speicherausgang.

Eine Analyse des Leistungsbedarfs führt einem die Zirkulationsverluste vor Augen und zeigt, dass die maximal benötigte Nutzleistung kaum 50 kW übersteigt. Die Histogramme im Anhang zeigen die absoluten Häufigkeiten der Leistung und ein zweites Mal die Anzahl der absoluten Stunden die ein bestimmter Nutzleistungsbedarf vorliegt.

3.2.3 Ableitung des Lastprofiles

Wegen der Lückenhaftigkeit der Messdaten, wurde aus diesen ein synthetisches jährliches Nutzwärmebedarfsprofil abgeleitet um Jahressimulationen durchführen zu können. Die Messdaten der Sommermonate dienten dabei zur Ableitung des Warmwasserbedarfsprofils. Der Nutzwärmebedarf für Heizzwecke wurde mittels einer TRNSYS Gebäudesimulation und dem jeweiligen Klimadatensatz für ein fiktives Gebäude (Dott et al. 2012) mit 19 kWh/m²a Heizwärmebedarf berechnet und anschließend auf die Nutzfläche des vorliegenden Gebäudes skaliert.

Warmwasserbedarfsprofil

Für die Ermittlung des Warmwasserbedarfsprofils (WW-Bedarfs) wurden die Messwerte des Sommerintervalls in Wochentage (Mo-Fr.) und Wochenendtage (Sa, So) klassiert und für diese zwei Klassen ein mittleres Tagesprofil berechnet – siehe Anhang. Nimmt man eine annähernd bi-modale Normalverteilung an (vgl. (Jordan & Vajen 2001b) oder (Jordan & Vajen 2001a)), so gilt, dass die Modi am Wochenende ausgedehnter aber dafür eine geringere Amplitude als unter der Woche haben. Für die jährliche Variation wurde eine Kosinus Periode mit einer Amplitude von 20 %, die ihr Maximum Ende Februar hat, angenommen. Diese Schwingung ist um den mittleren WW-Bedarf (nominalen WW-Bedarf)

nach oben verschoben. Auf Basis der klassierten Sommermessdaten und der zugrunde gelegten jährlichen Verbrauchsschwankung kann ein nominales WW-Bedarfsprofil für eine Woche berechnet werden. Aus diesem kann dann das vollständige jährliche (synthetische) Profil abgeleitet werden.

Der totale Nutzenergiebedarf des gemessenen Intervalls beträgt $Q = 8682 \text{ kWh}$, der Leistungsmittelwert 5.91 kW und die Standardabweichung 3.39 kW . Das Ergebnis aus dem synthetischen Profil für den gleichen Zeitraum ist: $Q = 8939 \text{ kWh}$, die statistischen Kennzahlen für das Jahresprofil sind ein Leistungsmittelwert von 5.91 kW und eine Standardabweichung von 3.39 kW . Der jährlich kumulierte Nutzwärmebedarf aus diesem synthetischen WW-Bedarfsprofil liegt mit 56367 kWh ca. 10% über dem hochgerechneten Wert aus

Tabelle 1. Damit erhält man einen spezifischen WW-Nutzwärmebedarf von 2168 kWh pro Wohneinheit (der Wert aus der Hochrechnung ist 1950 kWh). Verglichen mit dem durchschnittlichen Verbrauch pro Wohnung von 1460 kWh/a , ausgewiesen in (Mack et al. 1998), ist der Verbrauch relativ hoch.

Heizwärmebedarf

Zur Ermittlung des Heizwärmebedarfsprofils (HWB) diente eine TRNSYS Gebäudesimulation mit gleichem spezifischen HWB wie er im Energieausweis des Gebäudes in der Kurt Ingerlgasse ausgewiesen ist. Mit der Wohnnutzfläche des Gebäudes (1907 m^2) wurde schließlich das Jahresprofil des Wärmebedarfs durch Skalierung ermittelt. Aufgrund des Benutzerverhaltens kann es zwischen dem spezifischen HWB laut Energieausweis und dem tatsächlichen HWB Abweichungen geben, was die Messdaten deutlich zeigen – der aus den Messdaten hochgerechnete HWB beträgt 150% des HWB laut Energieausweis.

Berechnung des Massenflusses aus dem aktuellen WB mittels Regression

Für das vollständige Lastprofil wird neben dem aktuellen HWB und der Vorlauftemperatur, die mit 56 °C konstant ist, ein Massenstrom benötigt, der die realen Verhältnisse wiedergibt. Zu diesem Zweck erfolgte für die Sommer- und Wintermessdaten getrennt eine Regressionsanalyse, bei der gemäß folgendem Zusammenhang die Koeffizienten a und b bestimmt wurden.

$$\dot{m} = a + b \cdot \dot{Q}_{Last, WW + HZg}$$

Die Regressionsanalyse aus den gemessenen Daten ergab die folgenden Parameter **Sommer:** $a = 2546.18 \text{ kg/h}$, $b = 75.63 \text{ (kg/h)/kW}$; **Winter:** $a = 2868.10 \text{ kg/h}$, $b = 64.58 \text{ (kg/h)/kW}$.

Die Rücklauftemperatur ergibt sich aus der konstanten Vorlauftemperatur 56 °C und dem mittels Regressionsparametern – aus dem aktuellen HWB pro Zeitschritt – berechneten Massenfluss.

3.3 Simulation und Berechnungen

Die Simulation der Anlage erfolgte mit TRNSYS 17. Die wesentlichen Elemente der Simulation sind die Bauteile der Anlage (Sonnenkollektor, Wärmetauscher, Speicher, Ventile, Pumpen, etc.), die hydraulische Verschaltung, das Wetterdatenfile und das Lastprofil. Für sämtliche Regler erfolgte die Parametrierung gemäß den ausgelesenen Parametern vor Ort oder auf Basis der bei der Messung festgestellten Schaltschwellen.

Die Anlagensimulation bildet alle wesentlichen Bauteile der realen Anlage nach (siehe Abbildung 5). Die Grundlage zur Erstellung eines Lastprofils wurde im Rahmen der Messung geschaffen. Da der Messhorizont weniger als ein ganzes Jahr betrug, es zusätzlich zu Datenausfällen kam, waren Maßnahmen notwendig, um allgemein vergleichbare Simulationsergebnisse für den Horizont eines Jahres zu erhalten. Aus den Messdaten, die sowohl Sommer als auch Wintermonate überspannen, wurde ein jährliches Wärmebedarfsprofil abgeleitet. Fehlende Wetterdaten wurden durch Messwerte der ZAMG ergänzt oder die Simulation erfolgte mit synthetischen Wetterdaten (Meteotest 2013). Die Simulationsschrittweite wurde mit 2.5 min festgelegt. Eine wichtige allgemeine Erläuterung zu TRNSYS Simulationen, der Gültigkeit und Zuverlässigkeit der Ergebnisse befindet sich im Anhang.

Für die Berechnung der **Rohrleitungsverluste** im Rahmen der Simulation, wurde eine mittlere Temperatur $T_{\text{pipes_loss}}$ wie folgt gebildet:

$$\text{CosWave} = \cos((\text{time}-21*24)*360/8760),$$

$$T_{\text{room}} = 22-2*\text{CosWave},$$

$$T_{\text{base}} = 16-3*\text{CosWave},$$

$$T_{\text{pipes_loss}} = (50*T_{\text{amb}}+15*T_{\text{room}}+15*T_{\text{base}})/80.$$

Die Gewichtung der Temperaturen T_{amb} , T_{room} und T_{base} erfolgte gemäß der Rohrleitungslängen in der Umgebung der Außen-, Raum- und Kellertemperatur. Die Speicherverluste werden rein bzgl. T_{base} ermittelt.

3.3.1 Klima und Lastdaten

Das Klimadatenfile und das Lastdatenfile sind zwei wesentliche Elemente der Simulation. Wie repräsentativ diese Daten sind entscheidet schließlich über die Repräsentativität der Simulationsergebnisse.

Klimadaten

Zwei unterschiedliche Klimadatensätze kamen bei Simulationen zur Anwendung. Einerseits ein gemessener Klimadatensatz der ZAMG für die Validierung der Simulation mittels der Messdaten (2012 und teilweise 2013) und andererseits ein synthetischer Referenzklimadatensatz, erstellt mit Meteonorm (Meteotest 2013), für die Durchführung von Sensitivitätsanalysen. Die wesentlichen Daten zum Meteonorm-Klimadatensatz befinden sich im Anhang.

Lastprofil

Im Rahmen der Validierung erfolgte die Simulation direkt mit dem gemessenen und „reparierten“ Lastprofil. Aufgrund der lückenhaften Messdaten sind damit aber keine Jahressimulationen möglich. Für sämtliche Sensitivitätsanalysen die grundsätzlich auf Jahresbasis durchgeführt wurden, wurde das synthetische Lastprofil, dessen Ableitung unter Punkt 3.2.3 beschrieben ist, verwendet.

Berechnungen zur Nachheizleistung und zum Bereitschaftsvolumen

Die Analyse der auftretenden Zapfleistung am Speicher während der gesamten Messperiode von fast einem Jahr, ermöglicht zu einem gewissen Maße eine Aussage über das erforderliche Bereitschaftsvolumen im Speicher, oder auch über das sogenannte Dauervolumen, dass über die Fernwärmeeinspeisung dauerhaft warm gehalten wird.

Eine umfangreiche Darstellung der Zapfleistungen in Form von Histogrammen befindet sich im Anhang. Bei insgesamt 84200 Werten (für Temperaturen und Massenfluss), die den Leistungsbedarf ermitteln lassen, treten Leistungswerte über 64 kW insgesamt nur 47-mal auf. Die maximal gemessene Leistung von 160 kW tritt genau einmal auf.

Das dauerwarme Volumen im Speicher bestimmt neben der Fernwärme-Einspeiseleistung (120 kW) das maximal mögliche Zeitintervall für das eine gewisse Zapfleistung bereitgestellt werden kann. Mit entsprechenden Annahmen die auf den umfangreichen Messungen basieren ergeben sich folgende Ergebnisse:

- 1. Annahme:** $Q_{\text{End,FW}} > 64 \text{ kW}$: Mittelwert(T_{RL}) = 43.6 °C, Mittelwert(M_{fr}) = 6633 kg/h;

Berechnung:

$Q_{\text{End,FW}} > 64 \text{ kW}$: Mittlere Temperaturspreizung $\Delta T = \text{Mittelwert}(T_{\text{Speicher}}) - \text{Mittelwert}(T_{\text{RL}})$

Für Mittelwert(T_{RL}) = Mittelwert($T_{\text{Speicher,Sommer}}$) = 58.1 °C und ein Bereitschaftsvolumen von 1520 L erhält man: (die Rechenschritte für Mittelwert(T_{RL}) = Mittelwert($T_{\text{Speicher,Winter}}$) = 63.5 °C sind analog)

$Q = m \cdot c_p \cdot \Delta T = 1520 \text{ L} \cdot 0.986 \text{ kg/L} \cdot 4.18 \text{ kJ/kgK} \cdot 14.5 \text{ K} = 90878 \text{ kJ} \text{ (25.2 kWh)}$

→ $t_{\text{Interval}_{64\text{kW}}} = 25.2 \text{ kWh} / 64 \text{ kW} = 0.39 \text{ h}$ oder 24 min

2. Annahme: $Q_{\text{End,FW}} > 100 \text{ kW}$: Mittelwert(T_{RL}) = 43.2 °C, Mittelwert(Mfr) = 8256 kg/h;

Führt man die Berechnung für Sommer und Winter jeweils für 64 kW und 100 kW, sowie für das kleine und das große Bereitschaftsvolumen durch, so erhält man die Ergebnisse, die in Tabelle 2 dargestellt sind.

Variante	V_{Zusatz}	Q_{Nutz}	Verfügbarkeit
Sommer: Mittelwert($T_{\text{Speicher,Sommer}}$) = 58.1 °C			
1 „kleines Bereitschaftsvolumen“	1520 L	64 kW	0.39 h, 24 min
2 „großes Bereitschaftsvolumen“	2600 L	64 kW	0.67 h, 41 min
Winter Mittelwert($T_{\text{Speicher,Winter}}$) = 63.5 °C			
1 „kleines Bereitschaftsvolumen“	1520 L	64 kW	0.54 h, 32 min
2 „großes Bereitschaftsvolumen“	2600 L	64 kW	0.93 h, 56 min
Sommer: Mittelwert($T_{\text{Speicher,Sommer}}$) = 58.1 °C			
1 „kleines Bereitschaftsvolumen“	1520 L	100 kW	0.26 h, 16 min
2 „großes Bereitschaftsvolumen“	2600 L	100 kW	0.44 h, 27 min
Winter Mittelwert($T_{\text{Speicher,Winter}}$) = 63.5 °C			
1 „kleines Bereitschaftsvolumen“	1520 L	100 kW	0.35 h, 21 min
2 „großes Bereitschaftsvolumen“	2600 L	100 kW	0.6 h, 36 min

Tabelle 2. Sollte die Nachheizleistung, die > 64 kW oder > 100 kW angenommen wurde, ausfallen, wird die Zapfleistung von 64 kW/100 kW ohne zwischenzeitliche Nachheizung noch so lange wie unter Verfügbarkeit angegeben bereitgestellt.

Wegen der höheren Temperaturspreizung die sich ergibt, ist der Unterschied für die Verfügbarkeit der unterschiedlichen Zapfleistungen marginal. Sofern die Verfügbarkeit der Fernwärmeeinspeisung dauerhaft gegeben ist, ist das kleine Bereitschaftsvolumen ausreichend. Sollte die Fernwärmeeinspeisung kurzfristig ausfallen, reicht dieses Volumen aus um ca. 5 Badewannen gleichzeitig zu füllen, was bei 22 mittleren und 4 kleinen Wohneinheiten eher unwahrscheinlich ist.

Die Darstellung der Bedarfs-Stunden für unterschiedliche Zapfleistungsklassen (siehe Anhang) zeigt auch, dass bei temporärem Ausfall der FW-Einspeisung (was grundsätzlich einer Störung entspricht) jede Leistung > 64 kW kurzfristig rein durch den Speicher abgedeckt werden kann. Leistungen über 64 kW treten insgesamt nicht häufig auf. Die Klasse im Bereich von 64 kW wird genau 0.33 h im Jahr nachgefragt, sämtliche Leistungen darüber jeweils viel kürzer. Diese Untersuchung zeigt außerdem, dass die erhöhte FW Einspeisetemperatur im Winter nicht notwendig ist.

3.3.2 Parameterstudien Sensitivitätsanalysen

Nach der Auswertung der Messung wurden Sensitivitätsanalysen durchgeführt, für die einerseits design-technische Parameter wie Vorlauf- und Rücklaufhöhen in den Speicher und andererseits Regelparameter verändert wurden. Diese Analysen erfolgten NICHT mit der validierten Simulation.

Trotzdem sind die erhaltenen Ergebnisse aussagekräftig, da die Ergebnisse der validierten Simulation nicht stark von jenen der Standardsimulation abweichen, siehe dazu die Ergebnisse in Tabelle 6.

Variationen der hydraulischen Verschaltung – Ein-/Auslasshöhen

Für die folgenden Untersuchungen ist die FW-Einspeisung dauerhaft in Betrieb, ohne Regelung nur mit Rücklauftemperaturbegrenzung - wie im derzeitigen, realen Betrieb. Ebenso sind die Reglereinstellungen exakt gleich wie sie aktuell vor Ort sind.

Vergleicht man die ersten drei Variationen aus Tabelle 3, so sieht man deutlich wie der solare Systemnutzungsgrad und der Solarertrag steigen, wenn man das Nachheizvolumen verkleinert. Die Maßnahme dafür ist das Versetzen des Rücklaufes in den FW-WT nach oben. Ein Vergleich der dritten, vierten und fünften Variation zeigt eine minimale Ertragserhöhung bei Versetzen der solaren Speichereinlässe nach oben.

Addiert man kumulierte Wärmeströme in den Speicher und die abgegebene Wärme inkl. der Verluste vorzeichenrichtig auf, so erhält man formal 0. Die bei den Werten in Tabelle 3 auftretende Abweichung im Promillebereich ergibt sich durch numerische Rundungsfehler bei der Simulation.

Variation	Speicher relative Einlass-/Auslasshöhen				Simulationsergebnisse						
	RL	RL FW	VL Sol	VL Sol	Q _{Nutz}	Q _{Verl}	Q _{End,FW}	Q _{End,Sol}	SN _{solar}	Laufzeit	η_{Koll}
	Whg dp2i	dp4o	high dp1i	low dp5i	kWh	kWh	kWh	kWh		h	^a
1	0.05	0.05	0.62	0.35	93180	8476	93808	7858	0.17	1114	0.43 ± 0.27
2	0.05	0.35 ^b	0.62	0.35	93180	7703	90085	10821	0.23	1342	0.47 ± 0.25
3	0.05	0.62 ^c	0.62	0.35	93180	7325	89378	11161	0.24	1367	0.48 ± 0.25
4	0.05	0.62 ^c	0.87	0.35	93180	7350	89495	11068	0.24	1365	0.47 ± 0.25
5	0.05	0.62 ^c	0.87	0.62	93180	7333	89336	11201	0.24	1363	0.48 ± 0.25

^{a)} Bei diesem Wert handelt es sich um das arithmetische Mittel über alle Simulationszeitschritte.

^{b)} Dieser Wert führt zu einem (kleinen) Bereitschaftsvolumen von 1520 L.

^{c)} Dieser Wert führt zu einem (großen) Bereitschaftsvolumen von 2600 L.

Tabelle 3 Parametervariationen zur Systembewertung und Optimierung

Variationen von Regelparametern und hydraulischen Verschaltung

Für die folgende Sensitivitätsanalyse ist die Regelung der FW-Einspeisung so realisiert wie es sein sollte – mit zwei Sensoren.

Variation Bezeichnung	Speicher relative Einlass-/Auslasshöhen				Regelung		Simulationsergebnisse						
	RL	RL FW	VL	VL	V1 ^c	sek. Pumpe	Q _{Nutz} kWh	Q _{Verl} kWh	Q _{End,FW} kWh	Q _{End,Sol} kWh	SN solar	Lauf- zeit h	η _{Koll} a
	Whg		Sol	Sol									
	dp2i	dp4o	dp1i	dp5i									
2/1	0.05	0.05	0.62	0.35	75/5 70/3	wie primär	93180	7743	90438	10488	0.22	1322	0.47 ± 0.25
2/2	0.05	0.35	0.87	0.35	75/5 70/3	Wie primär	93180	7467	89605	11066	0.24	1363	0.48 ± 0.25
2/3	0.05	0.62	0.87	0.62	75/5 70/3	Wie primär	93180	7232	89003	11425	0.24	1378	0.48 ± 0.25
2/5	0.05	0.62	0.87	0.62	65/5 60/1	Wie primär	93180	7210	88943	11457	0.25	1405	0.48 ± 0.25
3/1	0.05	0.62	0.87	0.62	65/5 60/1	7/3 ^d	93180	7231	88871	11553	0.25	1480	0.48 ± 0.31
4/1 ^a	0.05	0.62	0.87	0.62	65/5 60/1	7/3	93180	6139	84347	14997	0.32	1889	0.52 ± 0.26
5/1 ^{a,b}	0.05	0.62	0.87	0.62	65/5 60/1	7/3	93180	6092	82176	17121	0.37	2000	0.57 ± 0.27

^a) Rücklauftemperaturen wurden um 15 K reduziert, m analog sodass Q konstant bleibt.

^b) Ergebnisse mit validierter und angepasster Simulation.

^c) 75/5 70/3 auf oberen Solareinlass umschalten falls $T_{HX} > 75$ oder $T_{HX} - T_{S,High} > 5$; zurück auf unteren bei $T_{HX} < 70$ oder $T_{HX} - T_{S,High} < 3$.

^d) 7/3 Kreis ein falls $T_{HX} - T_{S,low} > 7$; Kreis aus falls $T_{HX} - T_{S,low} < 3$.

Tabelle 4 Variationen von Reglerparametern zur Systembewertung und Optimierung mit über zwei Sensoren geregelter FW Einspeisung (ACHTUNG Ergebnisse für NICHT validierte Simulation)

Die Variationen 2/1-2/3 zeigen, dass das Versetzen der solaren Einlässe bei ordnungsgemäßer FW-Einspeise-Regelung mehr bringt, als wenn die FW-Versorgung dauerhaft einspeist. Der Vergleich von 2/3 und 2/5 zeigt, dass sich die durchgeführte Änderung der Reglereinstellungen für die solare Einspeisung nicht wirklich auswirkt. Ebenso ändert sich bei einer getrennten Regelung der primären und sekundären Solarkreispumpe, 3/1, nichts merklich.

Für die Variation 4/1 wurde die Rücklauftemperatur des Zweileiternetzes um 15 K abgesenkt, die nachgefragte Leistung blieb konstant. Diese Änderung erhöhte den Solarertrag und sämtliche andere Performance-Kennzahlen der Anlage drastisch. Eine Maßnahme um eine tiefere Rücklauftemperatur zu erreichen, ist die Optimierung der Wohnungsübergabestationen hinsichtlich Durchfluss, wenn sie nicht in Betrieb sind, sowie falls möglich eine Reduktion des Pumpenvordruckes im Zweileiternetz.

Ergänzend zu den in Tabelle 4 angeführten Variationen wurden zwei Schaltschwellen für die Regelung der Nachheizung bzw. Fernwärmeeinspeisung untersucht. Die Einstellungen für die Einspeisetemperatur 65 °C sind:

Variante 1:

Zusatzheizung ein: $T_{S4,(aux\ unten)} < 58\text{ °C}$

Zusatzheizung aus: $T_{S3,(aux\ oben)} > 64\text{ °C}$

Variante 2:

Zusatzheizung ein: $T_{S4,(aux\ unten)} < 55\text{ °C}$

Zusatzheizung aus: $T_{S3,(aux\ oben)} > 62\text{ °C}$

Für die Einspeisetemperatur 60 °C (im Sommer) sind die Schaltschwellen entsprechend um 5 K kleiner. Ein Vergleich der Ergebnisse aus den Jahressimulationen hat keine nennenswerten Unterschiede gezeigt, die eine der beiden Einstellungen favorisieren würde. Zu bedenken ist, dass bei Variante 1 die Schwelle zum Ausschalten unter Umständen nicht erreicht wird. Bei Variante 2 könnte im Sommer (Einspeisetemperatur 60 °C) die Solltemperatur 56 °C am Speicherausgang unter Umständen unterschritten werden, da die Nachheizung erst eingeschaltet wird, wenn im unteren Bereich des Zusatzheizvolumens die Temperatur 50 °C unterschreitet.

3.3.3 Validierung der Simulation mit Messdaten

Die Validierung erfolgt derart, dass für das gemessene Intervall im Sommer 2012 (4859 h – 6551 h oder 22. Jul. – 30. Sep.) sowie im Winter 2012/13 (2012: 6552 h – 8760 h & 2013: 0 h – 1594 h oder 01. Okt. 2012 – 08. Mar. 2013) die Messwerte aus Tabelle 1 mit den Simulationswerten aus Tabelle 5 verglichen werden.

Gemäß den gleichen Gesetzmäßigkeiten wie bei der Chaostheorie gilt auch für die hier durchgeführte Simulation, dass minimale Abweichungen vom Anfangszustand oder unscharfe Modellierung zu maximalen Unterschieden bei den zeitlich ablaufenden Vorgängen führen. Aus diesem Grund ist es nicht zielführend gemessene und simulierte Daten für einzelne Temperaturverläufe oder Schaltzustände zu vergleichen.

Eine alternative Methode zur Validierung und Optimierung der Simulation (Parameter) ist der Vergleich von Energiebilanzwerten. In einem mehrstufigen Prozess wird ein Faktor für den optischen Wirkungsgrad des thermischen Kollektors angepasst um für den Validierungszeitraum für Simulation und Messung annähernd die gleichen Wärmemengen oder kumulierten Leistungen für den Solarertrag zu erhalten. Fehler in der Größenordnung von 10% sind grundsätzlich bereits akzeptabel, da dieser Fehler ungefähr der Abweichung der Ergebnisse bei Simulation mit verschiedener Software entspricht. Trotzdem wird versucht im Rahmen der Validierung genauer zu sein.

	Sommer			Winter		
	Gemessen	Simuliert		Gemessen	Simuliert	
		Fa ₀ = 1.0	Fa ₀ = 1.08		Fa ₀ = 1.0	Fa ₀ = 1.08
Q _{Nutz} , kWh	9682	9883	9883	72454	72900	72900
Q _{Nutz,BW}	9682	9883	9883	21915	--	--
Q _{End,FW} , kWh	3170 ^a	7738	7228	64230	75542	75290
Rückspeisung	-835	--	--	-242	--	--
			1410			3777
Q _{End,Sol} , kWh	4218	3558	4064	1637	1158	1411
Rückspeisung	-195	--	--	-244	--	--
I _{g,Koll} , kWh/m ² ^e	381	353		351	296	
I _{g,Koll} , kWh ^e	13205	12346	12346	12166	10343	10343
SN _{solar}	0.32	0.29	0.33	0.13	0.11	0.14

^e) Solare Einstrahlung auf 45° geneigte Fläche gemessen mit einem Photosensor.

^a) Die grau hinterlegten Werte sind nicht zuverlässig.

Tabelle 5 Gemessene und simulierte Wärmemengen am Speicher und kummulierte Leistungen zur Validierung des TRNSYS Modells, für die Multiplikatoren für a₀, Fa₀ = 1.0 und Fa₀ = 1.08.

Nach mehreren Simulationen führte schließlich der Multiplikator Fa₀ = 1.08 für den optischen Kollektorwirkungsgrad zu vergleichbaren Simulations- und Messergebnissen. Da die Speicherverluste nicht direkt gemessen wurden und kontinuierlich eine Nachheizung des Speichers erfolgte, lassen sich diese Verluste nicht direkt validieren. Gleiches gilt für die Nachheizenergie, für die die Messergebnisse nicht zuverlässig genug sind.

Simulationsergebnisse mit der validierten Simulation

Tabelle 6 zeigt deutlich die Performanceänderung bzgl. der eingespeisten Solarenergie für die optimierte Anlage (Variation 5/1, vgl. Abbildung 7) im Vergleich zur aktuellen Anlagenhydraulik. Der Solarertrag vergrößert sich fast um den Faktor 2. Für die optimierte Anlage sind darüber hinaus die Gesamtverluste um ca. 2000 kWh/a geringer. Insgesamt zeigen sich die Verbesserungen in einer Reduktion des Endenergiebedarfs um ca. 10000 kWh/a.

Variation	Einlass-/Auslasshöhen Speicher				Regelung		Simulationsergebnisse							
Bezeichnung	RL Whg	RL FW	VL Sol high	VL Sol low	V1	sek. Pumpe	Q _{Nutz}	Q _{Verl}	Q _{End,FW}	Q _{End,Sol}	SN solar	Laufzeit	I _{Koll}	
6/1 ^b	dp2i	dp4o	dp1i	dp5i	75/5	Wie primär	kWh	kWh	kWh	kWh	0.20	1215	0.47 ± 0.25	
	0.05	0.05	0.62	0.35	70/3		93180	8483	92320	9326				
5/1 ^{a,b}	0.05	0.62	0.87	0.62	65/5	7/3	93180	6092	82176	17121	0.37	2000	0.57 ± 0.27	
					60/1									

^a) Rücklauftemperaturen wurden um 15 K reduziert, m analog sodass Q konstant bleibt.

^b) Ergebnisse mit validierter und angepasster Simulation.

Tabelle 6 Anlagenperformance für den aktuellen Zustand (Variation 6/1) sowie die optimierte Systemvariante (Variation 5/1) vgl. Abbildung 7 mit der validierten Simulation und dem Meteonorm Referenzklimadatensatz.

3.4 Anforderungen für die Implementierung einer MPC – Regelung

Dieser Abschnitt behandelt die potentielle Verbesserung der Anlagen Performance bei Einsatz einer prädiktiven Regelung. Das ultimative Potential zum Thema prädiktive Regelung, ermittelt mit TRNSYS Simulationen, wird präsentiert. Des Weiteren wird diskutiert, wie die MPC Regelung praktisch umgesetzt werden kann und welche Entwicklungen oder Arbeiten dazu notwendig sind. Insbesondere hervorzuheben ist diesbezüglich die Anbindung von Wettervorhersagedaten sowie eine einfache und geeignete Vorhersage des HWB- und Brauchwasserbedarfs.

3.4.1 Ultimates Potential – Zusatzenergieeinsparung

Das ultimative Einsparungspotential wurde in Pichler et al. (2012) für die Anwendung einer prädiktiven Regelung für eine solare Kombianlage in einem Einfamilienhaus untersucht. Im Folgenden wird speziell auf die im Projekt vermessene Anlage eingegangen.

Die Gleichungen 1 und 2 (siehe unten) bilden die Grundlage für die Berechnung der in Abbildung 9 dargestellten Kurve – für Details siehe Pichler et al. (2013). Aus der Kurve kann das ultimative Verbesserungs-Potential der in Abbildung 5 dargestellten Anlage abgeschätzt werden. Die horizontale Achse gibt das relative Solarvolumen an, das gemäß dem Schema in Abbildung 5 den Wert 0 hat. Extrapoliert man die Kurve an ihrem linken Ende, wo die Steigung ca. 1 ist, so erhält man bei dem zugeordneten Abszissenwert von 0, konservativ geschätzt $\Delta f_s = 35\%$. Das heißt, wird bei der gegebenen Anlagenkonfiguration mit einem solaren Speichervolumen von 0 m³ eine prädiktive Regelung eingesetzt, so ergibt sich eine Deckungsgraderhöhung von maximal 35%.

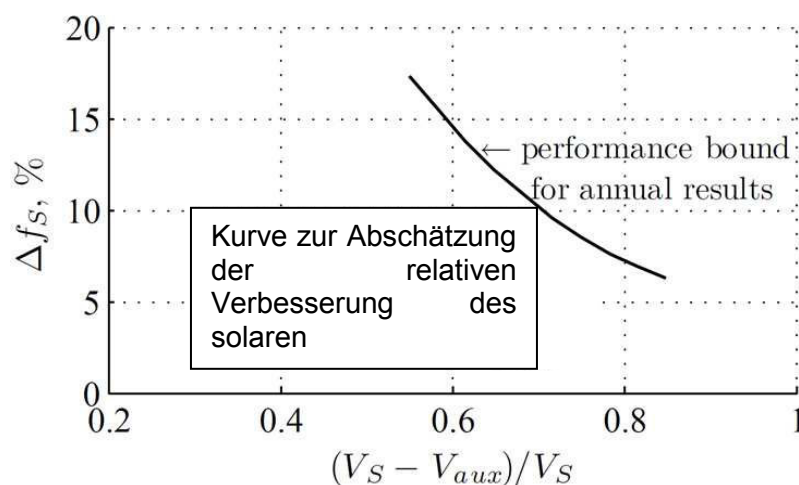


Abbildung 9 „Performance bound“ und potentielle Deckungsgraderhöhung einer thermischen Solaranlage – für Brauchwasser und Heizungsunterstützung in einem Einfamilienhaus – in Hinblick auf den Einsatz einer prädiktiven Regelung (Pichler et al. 2013).

Nach Abbildung 8 sollte der Deckungsgrad einer optimal arbeitenden Anlage bei ca. 13% liegen, für die vermessene Anlage wird wegen des geringeren Solarertrages $F_s = 9\%$ angenommen, was im Folgenden durch Anwendung von Gleichung 1a mittels Messergebnissen aus Tabelle 1 überprüft wird. Für den Zähler setzt man 11366 kWh und für den Nenner 102792 kWh ein und erhält einen Deckungsgrad $F_{s,high}$ von 11%. Im Unterschied zu F_s bleiben sämtliche Speicherverluste unberücksichtigt; inkl. der Speicherverluste sind die angenommen 9% sehr realistisch.

Mittels des angenommenen Deckungsgrades von 9% und der Deckungsgraderhöhung von 35% erhält man $F_s = 12.5\%$. Das heißt, für die in Abbildung 5 dargestellte Anlage kann mit einer prädiktiven Regelung maximal ein Deckungsgrad von $F_s = 12.5 \pm 1.3\%$ erzielt werden – wobei auch ein Fehler von 10% berücksichtigt wurde. Dieses ultimative Potential das mittels prädiktiver Regelung erreicht werden kann entspricht ungefähr dem Wert den eine optimal arbeitende Anlage gemäß Abbildung 8 haben sollte.

Für die Simulationsergebnisse aus Tabelle 4 und die Variation 4/1 (optimierte Hydraulik siehe Abbildung 7, reduzierte RL-Temperaturen und optimierte Regelung der sekundären Solarpumpe) lässt sich eine analoge Rechnung durchführen. Der Deckungsgrad ergibt sich mit $Q_{End,Sol} = 14997$ kWh und $Q_{End,FW} = 84347$ kWh zu 15.1 %. Das reine Solarvolumen beträgt 4000 L – 1520 L = 2480 L, was einem relativen Wert von 0.62 entspricht. Für diesen Wert erhält man nach Abbildung 9 eine potentielle

Deckungsgraderhöhung von $\Delta f_s = 13.5\%$. Damit ist mit einer prädiktiven Regelung maximal ein Deckungsgrad von $F_s = 17.1 \pm 1.7\%$ für diese Anlagenkonfiguration erreichbar – wobei ein Fehler von 10% berücksichtigt wurde.

$$F_s = \frac{\sum_i \dot{Q}_{\text{End},\text{Sol}}(t_i)}{\sum_i \dot{Q}_{\text{End},\text{Sol}}(t_i) + \dot{Q}_{\text{End},\text{FW}}(t_i)} \quad (\text{Glg. 1})$$

$$F_{s,\text{high}} = \frac{\sum_i \dot{Q}_{\text{End},\text{Sol}}(t_i)}{\sum_i \dot{Q}_{\text{Nutz}}(t_i)} \quad (\text{Glg. 1a})$$

$$\Delta f_s := \frac{(F_{s,\text{idealmpc}} - F_{s,\text{generic}})/F_{s,\text{generic}}}{(V_s - V_{\text{aux}})/V_s} \quad (\text{Glg. 2})$$

Zusatzenergieeinsparung

Das gewählte Konzept für die Ermittlung der Zusatzenergieeinsparung ist in Pichler et al. (2012) ausführlich beschrieben. Im Wesentlichen werden die Ergebnisse zweier thermischer Anlagensimulationen verglichen. Für die erste Simulation (*generic*) erfolgt die Simulation einer Anlage wie sie auch im realen Betrieb vorzufinden wäre. Für die zweite Simulation wird die Standard-Zusatzheizung ausgeschaltet, und es wird nur dann Zusatzheizungsenergie zugeführt, wenn die aktuelle Speichertemperatur nicht ausreicht um die Temperatur zu erreichen, die das Lastprofil vorgibt – Ergebnisse dieser Simulation werden mit *ideal mpc* indiziert.

Abbildung 10 zeigt das jährliche Zusatzenergie Einsparungspotential, es beträgt maximal bis zu 6600 kWh für die untersuchte Anlage. Das entspricht einer Verringerung des Zusatzenergiebedarfs um bis zu 7% bzgl. des derzeitigen Zustandes, vgl. auch Tabelle 6 (Variation 6/1).

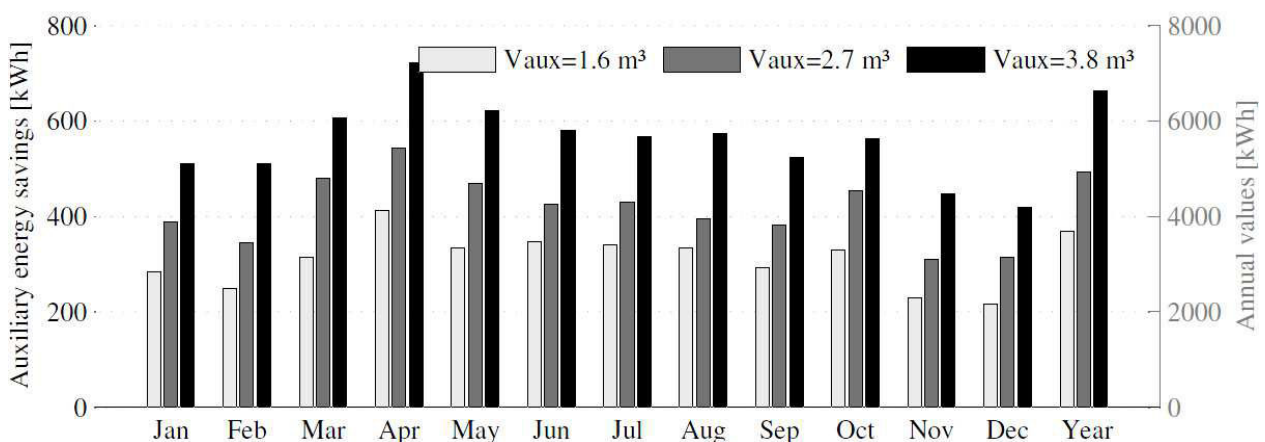


Abbildung 10 maximales Zusatzenergie-Einsparungspotential (Auxiliaryenergysavings) während eines Jahres für drei unterschiedliche Bereitschaftsvolumina (Vaux); die jährlichen Einsparungen können aus den drei Balken ganz rechts und auf der rechten Skalierung abgelesen werden.

Das Einsparungspotential ergibt sich einerseits aufgrund höherer Solarerträge und andererseits aufgrund geringerer Speicherverluste. Die erhöhten Solarerträge, maximal bis zu 4500 kWh für die untersuchte Anlage, dargestellt in Abbildung 11, ergeben sich aufgrund einer niedrigeren Speichertemperatur durch Wegfall der kontinuierlichen Nachheizung im Speicher für *ideal mpc*.

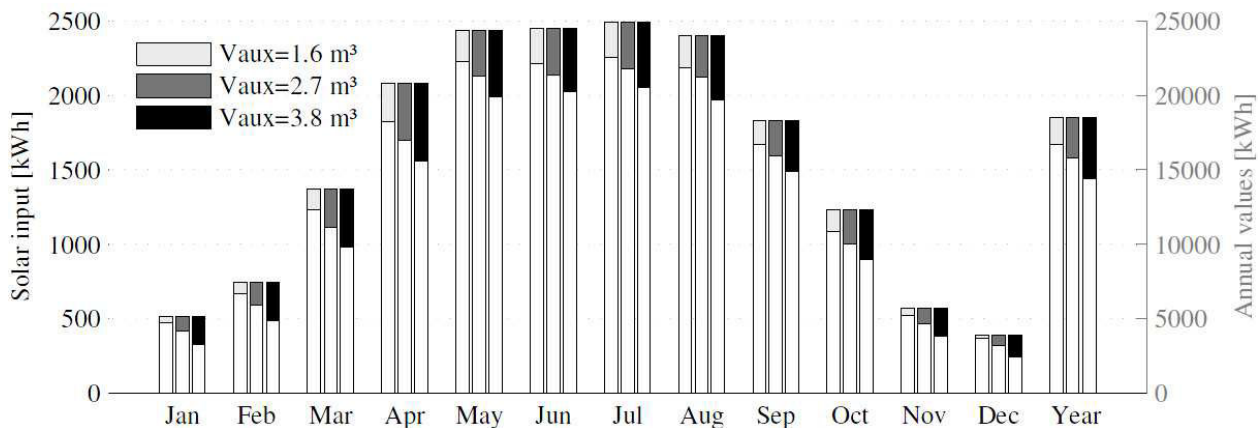


Abbildung 11 11-jährlicher Solarertrag für den Standardfall (generic) weiße Balken und in Graustufen im Hintergrund für die modifizierte Simulation (*ideal mpc*), für drei unterschiedliche Bereitschaftsvolumina (*Vaux*).

Die Speicherverluste für die drei unterschiedlichen Bereitschaftsvolumina und die jeweiligen Einsparpotentiale bei Einsatz einer prädiktiven Regelung sind in Abbildung 12 dargestellt. Die Einsparungspotentiale liegen insbesondere in den Heizungsmonaten Oktober bis April. Die jährlichen Verluste können maximal um ca. 2000 kWh reduziert werden.

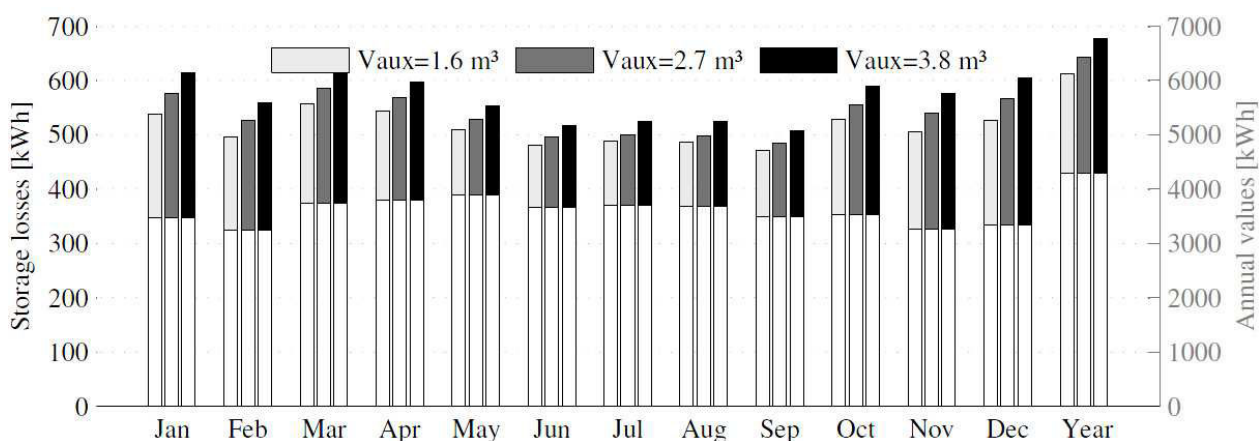


Abbildung 12 Speicherverluste für den Standardfall (generic) im Hintergrund in Graustufen und für die modifizierte Simulation (*ideal mpc*) in weiß im Vordergrund, für drei unterschiedliche Bereitschaftsvolumina (*Vaux*).

Zusammenfassend lässt sich erkennen, dass die Zusatzeneinsparungen zu 2/3 aus dem erhöhten Solarertrag und zu 1/3 aus den reduzierten Speicherverlusten resultieren.

3.4.2 Implementierung einer MPC – Regelung

Eine prädiktive Regelung zum Regeln der Zusatzheizung einer thermischen Solaranlage ist in Pichler et al. (2013) ausführlich erklärt. Diese Regelung bedarf eines einfachen Modells der Solaranlage inkl. Speicher sowie unterschiedlicher Vorhersagedaten (Heizwärmebedarf, Warmwasserbedarf, Wettervorhersage).

Exkurs zu Umsetzungskonzepten

Die ersten Anwendungen für RecedingHorizonControl (RHC) und Model (Based) PredictiveControl (MPC oder MBPC) stammen aus den frühen 1960er Jahren (Garcia et al. 1989). Die ersten praktischen heuristischen Anwendungen in der Industrie, die ansatzweise so etwas wie MPC erkennen lassen, findet man um 1976 (Schuss 2011).

In der Vergangenheit sind durch die steigende Rechenleistung von Prozessoren, Ansätze mit stochastischen Optimierungsalgorithmen in Verbindung mit Simulationsmodellen (Dröscher et al. 2011, Pichler et al. 2011, Schuss 2011) untersucht worden. Dieser Ansatz scheint allerdings wegen dem aufwendigen Modelldesign und der grundsätzlich hohen Anforderungen an die Rechenleistung bei der Optimierung reinen Forschungsanwendungen vorbehalten zu sein. Was für praktische Anwendungen Verwendung findet und vom Kanon mit MPC bezeichnet wird ist: ein mathematisches meist lineares Modell der Regelstrecke in Verbindung mit einer Kostenfunktion, sodass schließlich ein konvexes Optimierungsproblem zu lösen ist. Dieser Ansatz mit einem linearen zeitunabhängigen Modell in Verbindung mit einer quadratischen Kostenfunktion oder Gütefunktion, (Maciejowski 2002) ist weit verbreitet. Diese Konstellation führt zu einem konvexen Optimierungsproblem, welches bei inaktiven Beschränkungen sogar in geschlossener Form gelöst werden kann. Teilweise kommen auch lineare und quadratische Terme gemischt in der Kostenfunktion vor, (Oldewurtel et al. 2012, Wimmer 2004). Ansätze mit nichtlinearen Modellen (Andrade et al. 2013, Galvez-Carrillo et al. 2009), man spricht auch von nichtlinearer modellprädiktiver Regelung, basieren auch auf nichtlinearen Gütefunktionen. Bei der nichtlinearen MPC ergeben sich meist nicht-konvexe Optimierungsprobleme, die nicht in geschlossener Form lösbar sind. Außerdem ist die für die Optimierungsaufgabe notwendige Rechenzeit schwer abzuschätzen. Die Zustandsschätzung von nichtlinearen Modellen gestaltet sich als zusätzliche Hürde. Diese Tatsachen stellen gerade für online Anwendungen eine gravierende Einschränkung dar (Maciejowski 2002). Da Heizungssysteme meist in der Umgebung eines festen Arbeitspunkt arbeiten und es aufgrund der komplexen Strecke ohnehin schwierig ist ein exaktes Streckenmodell zu synthetisieren, wird für die Umsetzung der lineare Ansatz empfohlen.

Das mathematische Modell beruht auf physikalischen Zusammenhängen des zu regelnden Prozesses. Mit diesem Modell wird die Wirkung einer geplanten Stellgrößenfolge für den sogenannten Prädiktions-

Horizont im Vorhinein „getestet“ (Gyalistras&Gwerder 2010). Das Testen erfolgt auf Basis eines Gütekriteriums (Kostenfunktion) unter zahlreichen Randbedingungen (Referenzwert, Minimalwert, Maximalwert, etc.) mit einem Optimierungsalgorithmus. Die Optimierung wählt schließlich eine optimale Stellgrößenfolge aus, wovon zunächst tatsächlich nur das erste Element als Stellgröße ausgegeben wird. Nach einer definierten Zeit wird das Prozedere unter Abgleich des Modells an den realen Prozess wiederholt, wobei der Prädiktions-Horizont in die Zukunft verschoben wird usw. Das kontinuierliche Verschieben des Prädiktions-Horizonts und die Modellanpassung führen indirekt eine Rückkoppelung in das Regelsystem ein. Eine gute Einführung in die Thematik findet man in Maciejowski (2002).

Die wichtigsten Entwicklungsschritte beim Design eines prädiktiven Reglers sind:

- Aufstellen eines sinnvollen Modells (erfordert die meiste Zeit (Morari& Lee 1999))
- Modell Parameter Identifikation (Modell Identifikation)
- Modell Validierung
- Auswahl einer geeigneten Kostenfunktion
- Optimierung der MPC Parameter (Randbedingungen)

Modellierung der Regelstrecke

Für prädiktive Regelungsaufgaben im Kontext Heizungstechnik ist der Einsatz von Zustandsraummodellen weit verbreitet; (Wimmer 2004), (Oldewurtel et al. 2012), (Görtler&Beigelböck 2010)), (Lukasse et al. 2009). Bei einem Zustandsraummodell handelt es sich um eine lineare Differentialgleichung, zur Einführung siehe (Dourdoumas& Horn 2004). In zeitdiskreter Darstellung gilt:

$$\begin{aligned} \mathbf{x}(k+1) &= \mathbf{A}\mathbf{x}(k) + \mathbf{B}_u\mathbf{u}(k) + \mathbf{B}_v\mathbf{v}(k) \\ \mathbf{y}(k) &= \mathbf{C}\mathbf{x}(k) \end{aligned} \tag{1}$$

Die Größen bedeuten:

x ... Zustandsvariablenvektor

u ... Eingangsgrößenvektor, Einkopplungskonstanten stehen in **B_u**

v ... Störgrößenvektor, Einkopplungskonstanten stehen in **B_v**

y ... Ausgangsgrößenvektor,

A ... Dynamikmatrix

C ... Ausgangsmatrix

Die Matrizen **A**, **B** und **C** beinhalten die Modellparameter, welche als konstant angenommen werden – für den Einsatz der MPC Toolbox aus MATLAB (Bemporad et al. 2010) müssen die Matrizen für die

Dauer eines Optimierungshorizontes konstant sein. Im Fall eines Modelles mit nur einem „Speicher“ (= ein Zustand) und einer Eingangsgröße sind diese drei Matrizen jeweils nur Konstanten.

Modelle in Zustandsraumdarstellung wie oben können mittels MPC-Toolbox in MATLAB in einem linearen MPC Ansatz genutzt werden. Grundsätzlich ist zu berücksichtigen, dass komplizierte funktionale Zusammenhänge teilweise indirekt über die zur Optimierung anzugebenden Randbedingungen berücksichtigt werden können, vgl. dazu (Wimmer 2004). MATLAB erlaubt teilweise auch die Kompilierung und Portierung von erstellten Programmen für den Mikroprozessoreinsatz.

Modellierung von Störungen

Das Modell der MPC Regelung wird verwendet um optimale Regelgrößen für zukünftige Randbedingungen bereitzustellen. Dafür ist auch eine Vorhersage der zu erwartenden Störungen des Prozesses bzw. der Anlage für den Prädiktionshorizont notwendig. Der zu verwendende Prädiktionshorizont einer MPC Regelung hängt im Wesentlichen von zwei Parametern ab: Erstens, von der Verfügbarkeit von Vorhersagedaten (Wetter, Nutzwärmebedarf) und zweitens, von den dominanten Zeitkonstanten der Regelstrecke. Die Zeitkonstanten sind im vorliegenden Fall im Wesentlichen vom Kombispeicher der Solaranlage bestimmt.

Die Störungsvorhersage sollte grundsätzlich so genau als möglich sein, die wichtigsten Wetterdaten sind die Solarstrahlung und die Umgebungstemperatur, bezüglich Nutzwärmebedarf ist eine Abschätzung der zu erwartenden Heizleistung sowie des zu erwartenden Warmwasserbedarfs erforderlich. Die Untersuchungen in Pichler et al. (2013) haben gezeigt, dass ein Prädiktionshorizont zwischen 12 und 24 Stunden liegen sollte. Das heißt sämtliche Vorhersagedaten sind minimal für den Horizont von 12 h bzw. maximal für den Horizont von 24 h erforderlich.

Auf die Vorhersage der Strahlung bzw. der Außentemperatur wird im Folgenden nicht näher eingegangen. Der Punkt 3.4.3 befasst sich mit der Vorhersage des Nutzwärmebedarfs.

3.4.3 Vorhersagedaten

Vorhersagedaten werden sowohl für die Versorgungsseite des Speichers (solarer Eintrag) als auch auf der Verbraucherseite (Nutzenergiebedarf) benötigt. Als Vorhersagedaten können für Simulationszwecke ideale Wettervorhersagedaten genutzt werden, die reale Anwendung erfordert idealerweise standort-optimierte Wettervorhersagedaten. Um den Nutzenergiebedarf vorherzusagen sind HWB und WW-Bedarf entscheidend. Der prädiktive Regler benötigt ein synthetisches und einfaches Brauchwarmwasserprofil sowie eine grobe Annäherung des Heizwärmebedarfs. Exemplarisch wird für den Nutzwärmebedarf der vermessenen Anlage ein Profil abgeleitet. Ähnlich kann für jede andere

thermische Solaranlage vorgegangen werden, wobei eine ausführliche Messung wie im Rahmen dieses Projektes grundsätzlich nicht erforderlich ist.

Die Profile zum Wärmebedarf werden mittels statistischen Methoden und wenigen Annahmen aus den gegebenen Messdaten ermittelt. Für die Vorhersage des Heizwärmebedarfs lässt sich aus den Messdaten nur schwerlich eine Korrelation berechnen, da der relativ geringe HWB teilweise im schwankenden WW Bedarfs untergeht. Das WW Bedarfsprofil lässt sich aus den Sommermessdaten ableiten.

Warmwasserbedarfsprofil-Vorhersage

Die Auswertung der Sommer Messdaten unter 0 ermöglicht einige allgemeine Erkenntnisse über den Brauchwasserbedarf wie sie teilweise auch in der Literatur zu finden sind (Mack et al. 1998). Für die Approximation des Tagesbedarfs wird eine Superposition eines bi-modalen Profils mit einem konstanten Wert (Zirkulationsverluste) angenommen, siehe Anhang; vgl. dazu auch den Tagesverlauf der mittleren Zapfleistung im Anhang. Das Wahrscheinlichkeitsprofil im Wochenverlauf wird mit [1, 1, 1, 1, 1, 1, 1] angenommen - in der Literatur findet man teilweise [0.9, 0.9, 0.9, 0.9, 1, 1.2, 1.2] (Mack et al. 1998). Zur Modellierung des Jahresprofils wird eine jährliche Schwankung mit einer Amplitude von 20% mit Maximum Ende Februar –aufmoduliert auf den Wert 1 – angenommen, vgl. dazu (Mack et al. 1998) und (Jordan & Vajen 2001a).

Durch Mittelwertbildungen im Rahmen der angewandten Methoden werden Spitzenwerte nicht erfasst. Diese approximative Vorhersage des Brauchwasser-Wärmebedarfs ermöglicht jedenfalls eine Reduktion der erforderlichen Minimaltemperaturen als Teil der MPC Regelparameter, was dabei hilft die Speicherverluste zu reduzieren. Das modellierte WW-Profil, im Wesentlichen aus zwei Gaußprofilen und einem konstanten Wert bestehend, ist im Anhang dargestellt. Für die Vorhersage des Brauchwasserbedarfs ist es zweckmäßig noch einen Vorfaktor einzuführen (F_{DHW}), mit dem eine Skalierung vorgenommen werden kann. Im ersten Ansatz wird F_{DHW} so gewählt, dass das Verhältnis zwischen dem kumulierten vorhergesagten BW-Wärmebedarf zum tatsächlichen BW-Wärmebedarf 0.75 beträgt. Eine graphische Darstellung die auch die Korrelation zeigt befindet sich im Anhang.

Heizwärmebedarfsvorhersage

Um den Heizwärmebedarf vorherzusagen kann die idealisierte Außentemperatur-abhängige Heizlastkurve genutzt werden. Aufgrund der thermischen Trägheit des Gebäudes kann es allerdings vorkommen, dass die aktuelle Heizleistung nicht mit der aktuellen Außentemperatur korreliert. Andererseits wirkt der hygienische Luftwechsel eines Gebäudes in dieser Sache in Richtung starke Korrelation. Für die vorliegenden Messdaten ist die Kreuzkorrelation $R_{xy}(m)$ mit $x=Q_{\dot{}}$, $y=(20^{\circ}\text{C}-T_a)$

am Stärksten für $m=13$ (in der Darstellung im Anhang 513 wobei der Index 500 den Versatz 0 angibt). Das heißt eine Außentemperaturveränderung zeigt sich im Heizwärmebedarf am deutlichsten 13 Stunden danach. Das Ergebnis ist mit Vorsicht zu verwenden, da die vorliegenden Messdaten ($\dot{Q}$) sowohl den Brauchwasserbedarf als auch den Heizwärmebedarf umfassen. Dieses Ergebnis widerspricht der aus folgender Gleichung abgeleiteten Erkenntnis, dass der Lüftungswärmebedarf größer ist als der Wärmebedarf zur Kompensation der Transmissionsverluste.

$$\dot{Q}_{max} = (U_m A_H + V_B n_L \rho_L c_{p,L})(20^\circ\text{C} - t_{a,norm})$$

Mit den Daten aus dem Energieausweis und der Annahme eines 0.5 fachen Luftwechsels erhält man:

$$\dot{Q}_{max} = (0.293 \text{ W/m}^2\text{K} \cdot 2989.18 \text{ m}^2 + 7477.78 \text{ m}^3 \cdot 0.5 \text{ h}^{-1} \cdot 1.2 \text{ kg/m}^3 \cdot 1 \text{ kJ/kgK})(20^\circ\text{C} + 13.1^\circ\text{C})$$

$$\text{bzw. } \dot{Q}_{max} = \underbrace{(875.8 \text{ W/K})}_{\text{Transmission}} + \underbrace{(1246.3 \text{ W/K})}_{\text{Luftwechsel}} (20^\circ\text{C} + 13.1^\circ\text{C}).$$

Daraus wird ersichtlich, dass die durch den Luftwechsel verursachte erforderliche Wärmeleistung größer ist als die zur Kompensation der Transmissionsverluste. Das bedeutet eine starke Kopplung der Heizleistung an die Außentemperatur.

Eine Analyse der Kreuzkorrelationen wie oben, jedoch für Simulationsdaten mit einer Luftwechselzahl von $n=0.5$ 1/h, zeigt die stärkste Korrelation für $m=0$, was bedeutet, dass der Effekt der thermischen Massen nicht zum Vorschein kommt. Der gemessene Versatz von $m = 13$ h lässt sich nur so erklären, dass die mittlere reale Luftwechselzahl deutlich geringer ist als 0.5 1/h.

Lineare Heizlastkurve

Da sämtliche Simulationen mit dem synthetischen Heizwärmebedarfs-Profil erfolgen, für das $n = 0.5$ 1/h gilt, wird kein Versatz berücksichtigt. Mit den Parametern $T_{norm} = 13.1^\circ\text{C}$, $Q_{max} = 70.2 \text{ kW}$, $T_{raum} = 20^\circ\text{C}$ lässt sich die zukünftige, „aktuelle“ Heizleistung bei gegebener Außentemperatur Vorhersage approximieren. Da solare Energieeinträge und innere Lasten die am Speicher tatsächlich messbare Heizleistung reduzieren, wird die Heizlastkurve nach links verschoben, sodass der Schnittpunkt mit der Abszisse bei $T < 20^\circ\text{C}$ liegt (Heinz & Rieberer 2010). Die Verschiebung wird durch die Konstante Q_{shift} bestimmt. Die Außentemperatur-abhängige Heizleistung lässt sich dann wie folgt berechnen:

$$\dot{Q}_H(t) = F_{H_{WB}} \cdot \max \left(42.57 \text{ kW} - T_a(t) \frac{42.57 \text{ kW}}{20^\circ\text{C}} + \dot{Q}_{shift}, 0 \right).$$

Diese Approximation dient nur dazu, die zu erwartende Heizleistung abzuschätzen, um akute nicht vorhergesagte Störungen² und darauffolgende adäquate Stellgrößen weitestgehend zu vermeiden. In der Realität bleibt es ohnehin nicht aus, dass die Regelung eingreifen muss. Um die Vorhersage ggf.

² Derartige, unvorhersehbare Störungen erschweren es der MPC Regelung innerhalb der parametrisierten Bandbreite von zulässigen Temperaturen tatsächlich zu bleiben. Jede Störung sollte zumindest approximativ dem Regler zur Verfügung gestellt werden.

noch beeinflussen zu können, wird der Vorfaktor $F_{\text{HWB}} = 0.5 \dots 2$ eingeführt, mit dem der vorhergesagte Wert erhöht oder reduziert werden kann. Im ersten Ansatz wird $Q_{\text{shift}} = -37 \text{ kW}$ (Maximalleistung die der Hälfte der ursprünglichen Maximalleistung entspricht) gleich und $F_{\text{HWB}} = 1.5$ gewählt; mit diesen Parametern ist das Verhältnis zwischen dem kumulierten, vorhergesagten Wärmebedarf zum tatsächlichen (synthetischen) Wärmebedarf der Simulation 0.42. Wird Q_{shift} kleiner gewählt, wird ein Wärmebedarf vorhergesagt, der tatsächlich aber nicht anfällt – das ist unerwünscht. Wird die Skalierung kleiner gewählt, so wird die Höhe des Wärmebedarfs in Zeiten wo Heizen notwendig ist, zu stark unterschätzt. Eine graphische Darstellung die auch die Kreuzkorrelation zwischen dem approximativ vorhergesagten Wärmebedarf zum tatsächlichen (synthetischen) Wärmebedarf zeigt befindet sich im Anhang.

Die einfache Vorhersage der Heizlast mittels linearer Heizlastkurve erfordert eine Verschiebung der Heizlastkurve nach unten bis ca. die Hälfte der ursprünglichen Normheizleistung bei Normauslegungstemperatur erreicht ist, sowie eine Skalierung mit dem Faktor 1.5. Das heißt, die lineare Heizlastkurve, die zweckmäßiger Weise zur Vorhersage verwendet wird, ist steiler und ist charakterisiert durch ca. 75% der ursprünglichen Normheizleistung, sowie eine deutlich niedrigere Außentemperatur unterhalb der die Heizleistung größer als null ist, siehe Abbildung 13.

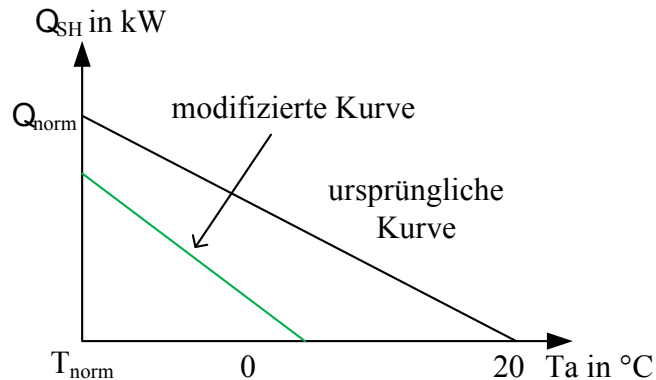


Abbildung 13 Lineare Heizlastkurve und modifizierte Heizlastkurve für die approximative Vorhersage.

3.4.4 Praktische Bedeutung

Entwicklung eines Regelungsalgorithmus

Das Ziel war es jedoch auch einen möglichst einfachen Ansatz zu finden, um eine prädiktive Regelung in der Praxis realisieren zu können. State-of-Art sind Heizungsregelungen mit Kesselanforderung bzw. -freigabe. Hierbei wird durch die Regelung der Kesselbetrieb nur bei Bedarf angefordert.

Exkurs: suboptimale Konfiguration in der Praxisanwendung:

In der Praxis finden sich aus verschiedenen Gründen aber noch immer andere Formen der Regelung. Weit verbreitet ist beispielsweise das gemeinsame Laden eines Puffers oder Boilers aus verschiedenen Quellen (Solarthermie, Biomasseheizung, Elektropatrone), wobei die Puffertemperatur als einzige Stellgröße für die individuellen Regelungen dient. Sinkt nun die Temperatur des Pufferspeichers unter einen bestimmten Wert, wird der Kessel gestartet und dieser lädt den Puffer durch. Dies ist auch oft in den Morgenstunden der Fall. Das Potential der Solaranlage kommt somit oft nicht zum Tragen. Oft ist auch ein Elektroheizstab für Wartungszwecke der Kesselanlage vorhanden. Dieser ist in der Praxis aufgrund der mangelnden Systemintegration oft unbemerkt in Betrieb, senkt die Energieeffizienz und erhöht die Betriebskosten von Objekten.

Konventionelle Kesselanforderung:

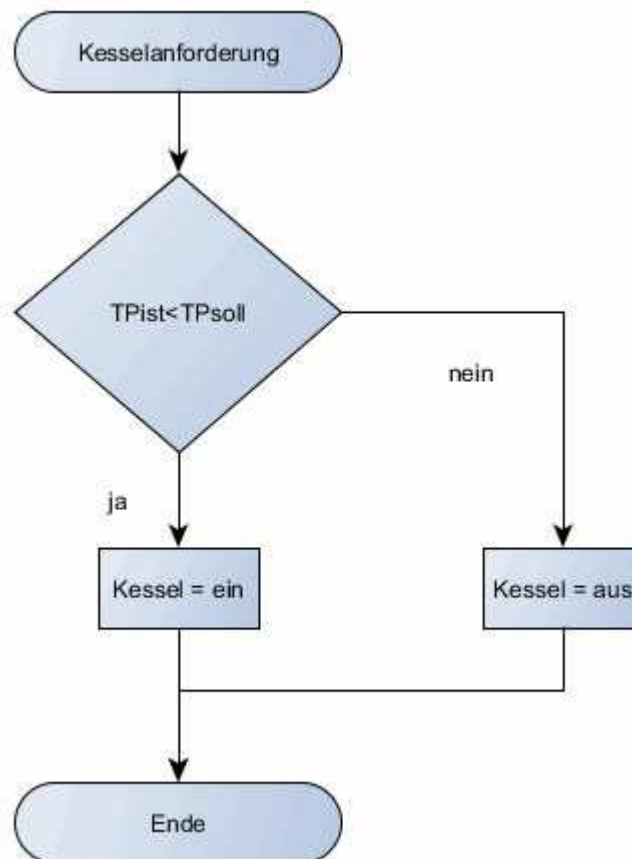


Abbildung 14: Konventionelle Kesselanforderung

Warmwasserbereitung

Rein regelungstechnisch ist die Variante für reine Warmwasserbereitung einfacher zu implementieren. Die energetischen Gewinne sind hierbei zwar geringer und die Gefahr eines möglichen Komfortverlustes eher gegeben bzw. für den Konsumenten offensichtlich (kein Warmes Wasser).

Realisierung, Vorschriften, Für und Wider

Darüber hinaus gilt es die Hygieneverordnung (Legionellenverordnung) zu beachten. Diese schreibt eine Mindestaustrittstemperatur an der Zapfstelle von 60°C , sowie eine Mindesttemperatur von 56°C in jedem Punkt der Zirkulationsleitung vor. Durch diese Vorschriften wird die Nutzung von prädiktiven Regelungen eingeschränkt.

Eine Variante wäre der Einsatz von dezentralen Warmwasserspeichern bzw. -bereitern (Wohnungsstation). Denn wenn die Zapfstelle nicht weiter als 6 m vom Warmwasserbereiter entfernt ist, ist diese Verordnung nicht relevant. Ebenfalls irrelevant ist sie für Einfamilienhäuser.

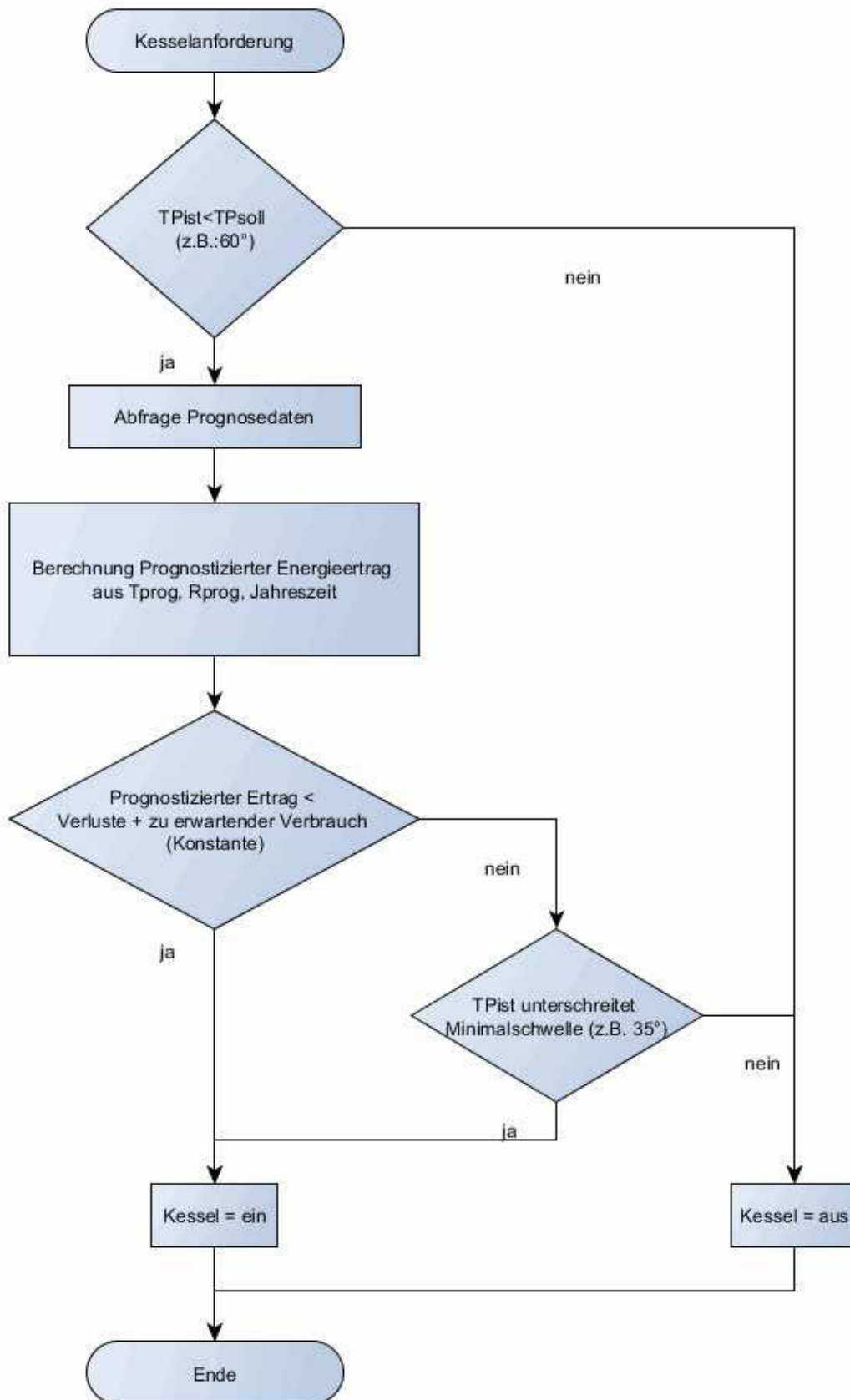


Abbildung 15: Prädiktive Kesselanforderung

Heizungsunterstützung

Aus energetischer Sicht ist die Variante der solar unterstützten Raumheizung am interessantesten. Hier kann vor allem in der Übergangszeit ein großes Potential ausgeschöpft werden. Die Implementierung in die Regelung ist in diesem Fall jedoch wesentlich komplexer.

Hierbei kommen weitere Stellgrößen hinzu, welche berücksichtigt werden müssen

- Speicherefähigkeit des Gebäudes
- Aufheizzeit des Gebäudes bzw. Heizsystems
- Solare Gewinne
- Interne Gewinne

Im Zusammenhang der genaueren Betrachtung ist jedoch ein interessanter Schluss zustande gekommen: Prädiktive Regelungen machen auch außerhalb der Nutzung von Solarthermie Sinn. So ist die Überwärmung von Gebäuden in der Übergangszeit ein Problem, welches damit vermieden werden könnte. Ein nicht seltenes Szenario ist z.B.: Am Morgen nach kalten Nächten wird die Fußbodenheizung beheizt. Wenige Stunden später beginnt die Sonne zu scheinen und heizt das Gebäude zusätzlich auf. Es kommt zu einer Überwärmung. Dies könnte unbeachtet der angepeilten verbesserten Solarnutzung durch eine prädiktive Regelung vermieden und somit der Komfort gesteigert werden. Ganz nebenbei wird auch Energie eingespart.

Dies wäre auch ein Verkaufsargument: Komfort steigern – Energie sparen durch prädiktive Regelung

Akzeptanz des Kunden

Ein entscheidendes Kriterium, ob sich prädiktive Regelungen durchsetzen werden, ist die Akzeptanz des Kunden gegenüber dieser Technologie. Hierbei ist wiederum zwischen 2 Anwendergruppen zu unterscheiden:

Wohnbauträger

Aufgrund der vorherrschenden Marktsituation (Kaltmiete, Bewohner tragen die Heizkosten) sehen Wohnungseigentümer keinen unmittelbaren Vorteil in der Anwendung von prädiktiven Regelungen. Eine Fehlprognose bzw. ein mögliches Unterschreiten der verfügbaren Warmwassertemperatur ist schlichtweg der Supergau. Mögliche Beschwerdefluten, Mietkostenrückforderungen, etc. können die Folge sein. Aus diesem Grund bevorzugen Vermieter die „sichere Variante“ und sehen von Effizienzoptimierungen bis ins letzte Detail eher ab.

Jedoch liegt gerade in diesem Bereich das größte Potential. Denn prädiktive Regelungen, welche eine Schnittstelle zum Internet benötigen, haben laufende Kosten zur Folge. Diese Kosten sind de facto unabhängig von der Größe der Solaranlage, bzw. der zu versorgenden Einheiten an einem Standort. Je größer also eine Heizungsanlage ist, desto mehr absolutes Potential bietet der Einsatz prognostizierender Regelungen (siehe AP4).

Umsetzung und Benutzerschnittstelle

Im großvolumigen Bau ist die Benutzerschnittstelle zweitrangig. Nach Einregulierung der Regelung sollte diese unbemerkt von den Bewohnern im Keller arbeiten.

Privathaushalte

In Privathaushalten ist das auszuschöpfende Potential gering. Ein schlagendes Argument, welches hier zu tragen kommen könnte, ist jenes der Komfortsteigerung. Denn Wetterschwankungen führen bei gut gedämmten, sowie auf passive solare Gewinne ausgerichteten Häusern häufig zur Überwärmung. Dies kann der Fall sein, wenn die Fußbodenheizung in den Morgenstunden aufgrund der Außentemperatur aktiviert wird und im Laufe des Vormittags kräftiger Sonnenschein hinzukommt. Durch den Einsatz von prädiktiven Reglern könnte dies unterbunden werden. Quasi als Nebeneffekt ergibt sich hier die Energieeinsparung.

Benutzerschnittstelle

Die Umsetzung muss möglichst einfach erfolgen und von allen Benutzern durchschaubar sein. Die Schnittstelle zum Benutzer könnte in Form eines Eco-Modus erfolgen. Dies ist ein Parameter in der Regelung welcher beispielsweise von 0 – 100% eingestellt werden kann. Bei der Einstellung „0%“ werden Energieeinsparungspotentiale nicht ausgenutzt, bei 100% das volle Spektrum, wobei es in Extremsituationen zu Engpässen bzw. Komforteinbußen kommen kann. (Bei einigen Regelungsherstellern ist diese Funktion bereits vorhanden. Es können hier abgesehen von der prädiktiven Regelung natürlich auch noch andere Parameter einfließen, wie z.B. die Laufzeit von Zirkulationspumpen, etc).

Umsetzung

Im Projekt hat sich gezeigt, dass eine prädiktive Regelung komplexe Regelungsalgorithmen benötigt. Insbesondere beim Einsatz für die Raumheizung, wo laut den Ergebnissen auch ein großes Potential liegt. Dies ist nur durch die Erprobung in der Praxis möglich. Dies führte zur Idee des Projekts der TU Graz Model Predictive Control von aktiven Bauteilen und Messungen in zwei Test-BOXen (840675), welches in der aktuellen HdZ-plus Ausschreibung seinen Platz fand. Auf der anderen Seite muss auch die Entwicklung einer marktreifen prädiktiven Regelung eng an einen Praxistest gebunden sein. Denn es gilt hier den Algorithmus so einfach wie möglich zu halten und an Stellgrößen zu schrauben. In der Theorie ist dies aufgrund der komplexen Zusammenhänge und Rückwirkungen nur bedingt möglich.

3.5 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Um neben der Energetischen Einsparung auch die wirtschaftlichen Auswirkungen einer prädiktiven Regelung darzustellen, wurde eine Investitionskostenanalyse durchgeführt.

3.5.1 Methodik und Rahmenbedingungen:

- **Dynamische Investitionskostenanalyse**
Es wurde eine dynamische Investitionskostenanalyse durchgeführt (d.h. unter Berücksichtigung von Inflation, Energiepreissteigerungen und Verzinsung)
- **Als Teilkostenrechnung**
Die Investitionskostenrechnung wurde als Teilkostenrechnung durchgeführt. D.h. es wurden lediglich die Mehrkosten bzw. Mehrerträge einer prädiktiven Regelung gegenüber einer konventionellen Regelung dargestellt. So kommt man auf die finanzielle Einsparung welche durch eine prädiktive Regelung erreicht werden kann.
- **In der Barwertmethode**
Alle Zahlungsflüsse wurden kumuliert und auf Barwerte abgezinst.
- **auf 30 Jahre gerechnet.**
Der betrachtete Zeithorizont wurde mit 30 Jahren festgelegt.

Darüber hinaus wurden die bei Szenarien „Neubau“ und „Regelungstausch“ betrachtet:

- **„Neubau“:** Es wird davon ausgegangen, dass direkt bei Inbetriebnahme eine prädiktive Regelung eingebaut wird oder eine defekte Regelung getauscht wird
- **„Regelungstausch“:** Es wird eine bestehende, funktionierende Regelung durch eine prädiktive Regelung ersetzt

In Tabelle 7 sind die angenommenen finanziellen Rahmenbedingungen im Detail dargestellt.

Finanzielle Rahmenbedingungen:

Verzinsung	3%	1.03
Inflation	2%	1.02
Energiepreisindex	4%	1.04
Fläche	100.00	m ²
Ertrag	330	kWh/m ²
Energiepreis	0.10	€
Jährlicher Mehrertrag in %	10%	
Laufzeit:	30	Jahre
Neuanlage		
Mehrkosten Anschaffung	200	€
Mehrkosten Jährlich	150	€
(Internetanbindung + 100€/a für Prognosedaten)		
Regelungstausch		
Umrüstung auf neue Regelung	2000	€
Mehrkosten Jährlich	150	€

Tabelle 7: Finanzielle Rahmenbedingungen für Prädiktive Regelungen

3.5.2 Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse

Neubau

Geschoßwohnbau:

Primär wurde die Betrachtung für Geschoßwohnbauten durchgeführt. Das gleiche Berechnungsschema ist jedoch prinzipiell auch für Einfamilienhäuser anwendbar.

In den folgenden Tabellen wurde eine Sensitivitätsanalyse nach verschiedenen Parametern durchgeführt. Primär wurde eine Variation der Fläche untersucht, denn je größer die Solarfläche ist, desto mehr Potential bietet eine prädiktive Regelung. Weiterhin wurden die in den vorhergehenden Simulationen ermittelten Mehrerträge variiert. 10% Mehrertrag stellen dabei eine realistisch erreichbare Einsparung dar.

		m²			
	4410	20	50	100	200
Mehrertrag	5%	-3233	-1959	164	4410
	10%	-2384	164	4410	12903
	15%	-1534	2287	8657	21396

Tabelle 8: Barwerte in €, Sensitivitätsanalyse nach Kollektorfläche und Mehrertrag bei Neubau

In Tabelle 8 ist schnell erkennbar, dass (rein wirtschaftlich betrachtet) der Einsatz von prädiktiven Regelungen bei Solaranlagen unter 50m² keinen Sinn macht. Dies betrifft nicht nur Einfamilienhäuser, sondern auch kleine Mehrfamilienhäuser, wie diese in ländlichen Regionen weit verbreitet sind. Die berechneten Barwerte sind negativ. D.h. durch den Einbau und den Betrieb von prädiktiven Regelungen würde finanziell gesehen ein Verlust verursacht. Insbesondere bei großen Anlagen

Einfamilienhausbereich:

Um trotzdem eine genauere Betrachtung von Einfamilienhäusern durchzuführen, wurden andere Parameter analysiert. Hier sind vor allem die jährlichen Kosten für die Internetanbindung sowie der Abruf der Prognosedaten relevant. Eine eigene Internetverbindung kann entfallen, da im Einfamilienhaus ohnehin meist eine Internetstandleitung vorhanden ist, welche auch durch eine prädiktive Regelung genutzt werden kann. Die 2. Komponente der jährlich anfallenden Kosten sind die Einstrahlungsprognosen. Auch hier wird reduziert. Die Bandbreite reicht von „gratis Wetterprognosen“ bis hin zu 50€/Jahr. Es zeigt sich schnell, dass (wie in Tabelle 9 ersichtlich) nur bei sehr günstigen, periodischen Kosten von unter 10€/Jahr der Betrieb einer prognostizierenden Regelung, rein finanziell gesehen, wirklich lohnt.

		m²				
		4410	2	5	10	20
Jährl. Kosten [€]	0	-30	225	649	1499	
	10	-289	-34	390	1240	
	50	-1324	-1069	-645	204	

Tabelle 9: Barwerte in €, Sensitivitätsanalyse nach Fläche und jährlichen Kosten für prädiktive Regelung

Regelungstausch

Eine zweite Variante wäre der Regelungstausch. Hier wird davon ausgegangen, dass eine funktionierende Regelung einer bestehenden Anlage getauscht wird. Dadurch fallen höhere Anschaffungs- und Einbaukosten an.

Geschoßwohnbau:

Diese erhöhten Kosten spiegeln sich in Tabelle 10 wider. Im Vergleich zur „Neuinstallation“ rechnet sich eine prädiktive Regelung hier erst bei einer Größeren Kollektorfläche bzw. bei größeren Einsparungen. Nur bei sehr großen Anlagen schlummert hier Potential für eine langfristige finanzielle Einsparung.

		m2			
		20	50	100	200
Mehrertrag	2610				
	5%	-5033	-3759	-1636	2610
	10%	-4184	-1636	2610	11103
	15%	-3334	487	6857	19596

Tabelle 10: Barwerte in €, Sensitivitätsanalyse nach Kollektorfläche und Mehrertrag bei Nachrüstung (Tausch)

Einfamilienhausbereich:

Im Einfamilienhausbereich ist dies noch viel drastischer. Aufgrund der hohen Anschaffungskosten sowie der geringen Kollektorfläche lässt sich eine prädiktive Regelung durch einen Regelungstausch nicht wirtschaftlich darstellen.

		m2			
		2	5	10	20
Jährl. Kosten	2610				
	0	-1830	-1575	-1151	-301
	10	-2089	-1834	-1410	-560
	50	-3124	-2869	-2445	-1596

Tabelle 11: Barwerte in €, Sensitivitätsanalyse nach Fläche und jährlichen Kosten für prädiktive Regelung (Tausch)

4 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Entwicklung einer Regelung -Praxiserprobung:

Es wurden die verfügbaren Wetterdaten erhoben und nach ihrer Brauchbarkeit für prognostizierende Regelungen bewertet. Grundsätzlich kann gesagt werden, dass man Wetterdaten für die Regelung von Solaranlagen verwenden kann. Die notwendige Hardware ist am Markt verfügbar und kann für prädiktive Regelungen eingesetzt werden. Die Genauigkeit und Qualität der verfügbaren Wetterdaten ist stark abhängig vom jeweiligen Standort. Daher kann derzeit noch nicht abgeschätzt werden, ob diese Qualität ausreicht. Nach längerer Recherche kann im besten Fall von einer Fehlerquote von 30% bei Strahlungsprognosen ausgegangen werden.

Es wurde eine Besichtigung der zu vermessenden Anlage durchgeführt, in der die Messpunkte für die Erfassung des Wärmeverbrauchs und der solaren Energieeinträge festgelegt wurden. Entgegen des ursprünglichen Vorhabens eine Kombianlage zu vermessen, bereitet die ausgewählte Solaranlage Brauchwasser solarthermisch auf, da der Projektpartner nur Solaranlagen zur Brauchwasseraufbereitung besitzt.

Da solar-sekundär und auch zur Beladung der Boiler sehr kalkhaltiges Trinkwasser verwendet wird, ergaben sich enorme Probleme durch den Kalkeinfluss auf Pumpen, Boiler und Heizregister der Kesselanlage. Es wurde ein Konzept für den Umbau der Anlage hin zu einer optimierten Solaranlage erstellt. Dadurch zeigte sich, dass zumindest an dieser Anlage noch großes Effizienzsteigerungspotenzial ohne prognostizierende Regelungen vorlag. Nachdem kein zeitgerechter Umbau der Anlage erfolgen konnte, wurde eine andere zur Vermessung herangezogen.

Auf Basis der besichtigten Anlage und der Pläne des Umbaus wurde mit dem Erstellen der Simulation begonnen. Im ersten Schritt erfolgten Simulationen für fiktive Randbedingungen, die zu einem späteren Zeitpunkt an die realen Anlagenrandbedingungen angepasst wurden. Ergebnisse aus den ersten Simulationen für ein solares Kombisystem zeigen ein ideales Verbesserungspotenzial von ca. 0.07 für den solaren Deckungsgrad F_s . Dieser ist wie folgt definiert:

$$F_s = \frac{\sum_i \dot{Q}_{HXsolar}(t_i)}{\sum_i \dot{Q}_{HXsolar}(t_i) + P_{aux}(t_i)}$$

Der Term im Zähler beschreibt den Energieeintrag in den solaren Speicher, die Summe im Nenner steht für den *gesamten* Energieeintrag in den thermischen Speicher.

In relativen Werten erhöht sich der jährliche Deckungsgrad um bis zu 20% bzgl. einer definierten Basisvariante. Für bestimmte Monatsmittelwerte (März, Oktober) erreicht man eine Verbesserung um bis zu 40%. Wichtig in diesem Zusammenhang ist die Einsicht, dass es sich hierbei um absolut ideale

Bedingungen handelt. Das reale Verbesserungspotential hängt von der Genauigkeit vorhergesagter Werte ab (Wetterdaten, Verbrauchsvorhersage), sowie von dem prädiktiven Regler und dessen Parametern. Somit liegt die Verbesserung bei 30% in den Monaten März und Oktober. Über das Jahr gerechnet ist in der Praxis eine Deckungsgradsteigerung von bis zu 10% realistisch.

Akzeptanz des Kunden

Ein entscheidendes Kriterium, ob sich prädiktive Regelungen durchsetzen werden, ist die Akzeptanz des Kunden gegenüber dieser Technologie. Hierbei ist wiederum zwischen 2 Anwendergruppen zu unterscheiden:

a) Wohnbauträger

Aufgrund der vorherrschenden Marktsituation (Kaltmiete, Bewohner tragen die Heizkosten) sehen Wohnungseigentümer keinen unmittelbaren Vorteil in der Anwendung von prädiktiven Regelungen. Eine Fehlprognose bzw. ein mögliches Unterschreiten der verfügbaren Warmwassertemperatur ist schlichtweg der Supergau. Mögliche Beschwerdefluten, Mietkostenrückforderungen, etc. können die Folge sein. Aus diesem Grund bevorzugen Vermieter die „sichere Variante“ und sehen von Effizienzoptimierungen bis ins letzte Detail eher ab.

Jedoch liegt gerade in diesem Bereich das größte Potential. Denn prädiktive Regelungen, welche eine Schnittstelle zum Internet benötigen, haben laufende Kosten zur Folge. Diese Kosten sind de facto unabhängig von der Größe der Solaranlage bzw. der zu versorgenden Einheiten an einem Standort. Je größer also eine Heizungsanlage ist, desto mehr absolutes Potential bietet der Einsatz prognostizierender Regelungen (siehe AP4)

Umsetzung und Benutzerschnittstelle

Im großvolumigen Bau ist die Benutzerschnittstelle zweitrangig. Nach Einregulierung der Regelung sollte diese unbemerkt von den Bewohnern im Keller arbeiten.

b) Privathaushalte

In Privathaushalten ist das auszuschöpfende Potential gering. Ein schlagendes Argument, welches hier zu tragen kommen könnte, ist jenes der Komfortsteigerung. Denn Wetterschwankungen führen bei gut gedämmten, sowie auf passive solare Gewinne ausgerichteten Häusern häufig zur Überwärmung. Dies kann der Fall sein, wenn die Fußbodenheizung in den Morgenstunden aufgrund der Außentemperatur aktiviert wird, und im Laufe des Vormittags kräftiger Sonnenschein hinzukommt. Durch den Einsatz von prädiktiven Reglern könnte dies unterbunden werden. Quasi als Nebeneffekt ergibt sich hier die Energieeinsparung.

Benutzerschnittstelle

Die Umsetzung muss möglichst einfach erfolgen, und von allen Benutzern durchschaubar sein. Die Schnittstelle zum Benutzer könnte in Form eines Eco-Modus erfolgen. Dies ist ein Parameter in der Regelung, welcher beispielsweise von 0 – 100% eingestellt werden kann. Bei der Einstellung „0%“ werden Energieeinsparungspotentiale nicht ausgenutzt, bei 100% das volle Spektrum, wobei es in Extremsituationen zu Engpässen bzw. Komforteinbußen kommen kann. (Bei einigen Regelungsherstellern ist diese Funktion bereits vorhanden. Es können hier natürlich auch noch andere Parameter, abgesehen von der prädiktiven Regelung, einfließen, wie z.B. Laufzeit von Zirkulationspumpen, etc).

Umsetzung

Im Projekt hat sich gezeigt, dass eine prädiktive Regelung komplexe Regelungsalgorithmen benötigt. Insbesondere beim Einsatz für die Raumheizung, wo laut den Ergebnissen auch viel Potential liegt. Dies ist nur durch die Erprobung in der Praxis möglich. Dies führte zur Idee des Projekts der TU Graz Model Predictive Control von aktiven Bauteilen und Messungen in zwei Test-BOXen (840675), welches in der aktuellen HdZ-plus Ausschreibung seinen Platz fand. Auf der anderen Seite muss auch die Entwicklung einer marktreifen prädiktiven Regelung eng an einen Praxistest gebunden sein. Denn es gilt hier den Algorithmus so einfach wie möglich zu halten und an Stellgrößen zu schrauben. In der Theorie ist dies aufgrund der komplexen Zusammenhänge und Rückwirkungen nur bedingt möglich.

5 Ausblick und Empfehlungen

Technik

Eine Erfassung, Filterung und Aufbereitung der Wetterdaten in einem geeigneten Web-Interface von z.B. XML-Wetterdaten stellt kein großes Problem dar. Prozesstechnisch ist eine zentrale Prognose der Strahlung, und Temperatur umsetzbar, aus denen in der Regelung der Wert „erwartbare solare Energie“ abgeleitet wird. Eine Prognose vor Ort ist aufgrund der begrenzten Rechenleistung bzw. der fehlenden Schnittstellen in die Umgebung wenig sinnvoll. Als Option gäbe es die „heute = morgen“ Prognose. Diese bietet eine einfach Vorhersagemöglichkeit, die Genauigkeit wurde jedoch im Projekt als zu gering eingestuft.

Wie weit Wetterdaten für das regionale Klima ausreichend genau verfügbar sind, muss zukünftig in der Praxis erprobt werden. Für einen international tätigen Regelungshersteller ist es darüber hinaus essentiell, dass Wetterdaten eines Anbieters welt- oder zumindest europaweit verfügbar sind.

Die Darstellung von prädiktiven Regelungen in der Simulation ohne praktische Erprobung kann leider nur einen Teil des gesamten Themengebiets abbilden bzw. ein erster Schritt sein.

Dies führte zur Idee des Projektes der TU Graz „Model Predictive Control von aktiven Bauteilen und Messungen in zwei Test-BOXen“ (840675), das in der aktuellen HdZ-plus Ausschreibung seinen Platz fand. Hier werden prädiktive Regelungen in der Praxis unter kontrollierten Bedingungen getestet.

Ökonomische, Rechtliche und Organisatorische Betrachtung

Rein ökonomisch betrachtet liegt in prädiktiven Regelungen nicht nur Energiesparpotential, sondern auch finanzielles Einsparungspotential. Dies gilt insbesondere für große Solaranlagen ($>50\text{m}^2$). Vor diesem Hintergrund müssen Wohnbauträger und Eigentümer die Zielgruppe sein. Diese Zielgruppe profitiert allerdings nicht von einer Einsparung, sondern die Bewohner. Insofern ist es fraglich, ob es eine Nachfrage nach dieser Technologie gibt. Doch technologisch und finanziell ist das Potential offensichtlich. Jetzt müssen rechtliche bzw. organisatorische Maßnahmen geschaffen werden um es zu nutzen.

Auf der anderen Seite kann man den Komfortgewinn und die persönlichen Einsparungspotentiale bei Einfamilienhäusern anführen. Eine Kaufentscheidung hier ist nicht finanziell begründet. Im Einfamilienhausbereich könnten sich prädiktive Regelungen langsam etablieren. Es darf dadurch aber keine übermäßige finanzielle Belastung entstehen. Dies ist nur zu erreichen wenn der Betrieb der prädiktiven Regelung quasi gratis ist. Dies ließe sich nur erreichen, wenn Strahlungsprognosedaten frei und ohne Gebühr verfügbar wären.

6 Literaturverzeichnis

- (Andrade et al. 2013) Andrade, G., Pagano, D., Alvarez, J. & Berenguel, M. (2013), 'A practical NMPC with robustness of stability applied to distributed solar power plants', *Solar Energy* **92**(0), 106 – 122. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X13000789>
- (Bemporad et al. 2010) Bemporad, A., Morari, M. & Ricker, N. L. (2010), *Model Predictive Control Toolbox 3.2, Manual*.
- (Dott et al. 2012) Dott, R., Haller, M. Y., Ruschenburg, J., Ochs, F. & Bony, J. (2012), The Reference Framework for System Simulations of the IEA SHC Task 44 / HPP Annex 38 Part A: General Simulation Boundary Conditions; Part B: Buildings and Space Heat Load, Technical report, IEA.
- (Dourdoumas & Horn 2004) Dourdoumas, N. & Horn, M. (2004), *Regelungstechnik: Rechnerunterstützter Entwurfzeitkontinuierlicher und zeitdiskreter Regelkreise*, Pearson Studium.
- (Dröscher et al. 2011) Dröscher, A., Pichler, M., Schranzhofer, H., Constantin, A., Exizidou, N., Giannakis, G. & Rovas, D. (2011), D2.2 Validation Results of the Models (Draft Version), Technical report.
- (Galvez-Carrillo et al. 2009) Galvez-Carrillo, M., Keyser, R. D. & Ionescu, C. (2009), 'Nonlinear predictive control with dead-time compensator: Application to a solar power plant', *Solar Energy* **83**(5), 743 – 752. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X08002971>
- (Garcia et al. 1989) Garcia, C. E., Prett, D. M. & Morari, M. (1989), 'Model predictive control: Theory and practice – a survey', *Automatica* **25**(3), 335 – 348. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0005109889900022>
- (Görtler & Beigelböck 2010) Görtler, G. & Beigelböck, B. (2010), 'Simulation einer prädiktiven Raumtemperaturregelung unter Verwendung einer idealen Wettervorhersage', *Bauphysik* **32**(6), 405–413.
- (Gyalistras & Gwerder 2010) Gyalistras, D. & Gwerder, M. (2010), Use of Weather and Occupancy Forecasts for Optimal Building Climate Control (OptiControl): Two Years Progress Report, Technical report, Terrestrial Systems Ecology ETH Zurich, Building Technologies Division, Siemens Switzerland Ltd., Zug, Switzerland.
- (Hazami et al. 2013) Hazami, M., Kooli, S., Naili, N. & Farhat, A. (2013), 'Long-term performances prediction of an evacuated tube solar water heating system used for single-family households under typical Nord-African climate (Tunisia)', *Solar Energy* **94**(0), 283 – 298. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X13002119>
- (Heimrath 2004) Heimrath, R. (2004), Simulation, Optimierung und Vergleich solarthermischer Anlagen zur Raumwärmeversorgung für Mehrfamilienhäuser, PhD thesis, Graz University of Technology.

- (Heimrath & Haller 2007) Heimrath, R. & Haller, M. (2007), IEA SHC – Task 32, Subtask A, The Reference Heating System, the Template Solar System, Technical report, Institute of Thermal Engineering, Graz University of Technology.
- (Heinz & Rieberer 2010) Heinz, A. & Rieberer, R. (2010), IEA Wärmepumpenprogramm Annex 32: Ökonomische Heiz- und Kühlsysteme für Niedrigenergiehäuser, Technical report, BMVIT.
- (Jordan & Vajen 2001a) Jordan, U. & Vajen, K. (2001a), 'Influence Of The DHW Load Profile On The Fractional Energy Savings:', *Solar Energy* **69**, 197–208. [http://dx.doi.org/10.1016/S0038-092X\(00\)00154-7](http://dx.doi.org/10.1016/S0038-092X(00)00154-7)
- (Jordan & Vajen 2001b) Jordan, U. & Vajen, K. (2001b), 'Realistische Trinkwarmwasser-Profile für bis zu 100 Wohneinheiten', *Universität Marburg* pp. 384 – 389.
- (Klein et al. 2010) Klein, S., Beckman, W., Mitchell, J., Duffie, J., Duffie, N., Freeman, T., Mitchell, J., Braun, J., Evans, B., Kummer, J., Urban, R., Fiksel, A., Thornton, J., Blair, N., Williams, P., Bradley, D., McDowell, T., Kummert, M., Arias, D. & Duffy, M. (2010), *A TRaNsientSYstems Simulation Program – TRNSYS 17.00.0019, Manual*, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin-Madison. <http://sel.me.wisc.edu/trnsys>
- (Lukasse et al. 2009) Lukasse, L., van Maldegem, J., Dierkes, E., van der Voort, A.-J., de Kramer-Cuppen, J. & van der Kolk, G. (2009), 'Optimal control of indoor climate in agricultural storage facilities for potatoes and onions', *Control Engineering Practice* **17**, 1044 – 1052. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0967066109000598>
- (Maciejowski 2002) Maciejowski, J. M. (2002), *Predictive Control with Constraints*, Pearson Education.
- (Mack et al. 1998) Mack, M., Schwenk, C. & Köhler, S. (1998), 'Kollektoranlagen im Geflügelwohnungsbaubau — eine Zwischenbilanz', *Proceedings of 11. Internationales Sonnenforum, Köln, Germany*.
- (Meteotest 2013) Meteotest (2013), 'Meteonorm 7.0.21.5, Global Meteorological Database for Engineers, Planners and Education, Software and Data on CD-ROM'.
- (Morari & Lee 1999) Morari, M. & Lee, J. H. (1999), 'Model predictive control: past, present and future', *Computers & Chemical Engineering* **23**(4-5), 667 – 682. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0098135498003019>
- (Oldewurtel et al. 2012) Oldewurtel, F., Parisio, A., Jones, C. N., Gyalistras, D., Gwerder, M., Stauch, V., Lehmann, B. & Morari, M. (2012), 'Use of model predictive control and weather forecasts for energy efficient building climate control', *Energy and Buildings* **45**(0), 15 – 27. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778811004105>
- (Pichler et al. 2011) Pichler, M. F., Dröschner, A., Schranzhofer, H., and G.I. Giannakis, G. K., Kosmatopoulos, E. & Rovas, D. (2011), Simulation-Assisted Building Energy Performance Improvement Using Sensible Control Decisions. BuildSys'11 Proceedings, Seattle, WA, USA,.

(Pichler et al. 2012) Pichler, M. F., Lerch, W., Heinz, A., Heimrath, R. & Schranzhofer, H. (2012), Auxiliary Energy Saving Potential of Solar Thermal Systems with predictive Controls, in 'EuroSun Conference Proceedings', ISES.

(Pichler et al. 2013) Pichler, M. F., Lerch, W., Heinz, A., Heimrath, R. & Schranzhofer, H. (2013), 'A novel linear predictive control approach for auxiliary energy supply to a solar thermal combistorage', *Solar Energy* .under review.

(Recknagel 2007/2008) Recknagel, Sprenger, A. (2007/2008), *TaschenbuchesfürHeizung und Klimatechnik*, OldenbourgIndustrieverlag.

(Schuss 2011) Schuss, M. (2011), Implementation of a predictive simulation-based controller for environmental systems in buildings, PhD thesis, Vienna University of Technology.

(Wimmer 2004) Wimmer, R. W. (2004), Regelung einer Wärmepumpenanlage mit Model Predictive Control, PhD thesis, ETH Zuerich.

Abkürzungen

a	Parameter der Regressionsanalyse
A	Fläche
b	Parameter der Regressionsanalyse
c_p	spezifische Wärmekapazität
EFH	Einfamilienhaus
Δf_s	relative Deckungsgraderhöhung (Potential)
F	Korrekturfaktor
F_s	solarer Deckungsgrad
$F_{s,high}$	solarer Deckungsgrad, Definition bei der die Speicherverluste unberücksichtigt bleiben
HWB	Heizwärmebedarf
I_g	globale Strahlung auf den Kollektor
MFH	Mehrfamilienhaus
n_L	Luftwechselzahl
Q	Wärmemenge
$\dot{Q}_{End,Sol}(t_i)$	solarer Wärmestrom (Leistung) in den Speicher zum Zeitpunkt t_i .
$\dot{Q}_{End,FW}(t_i)$	Fernwärmeheizleistung in den Speicher zum Zeitpunkt t_i .
$\dot{Q}_{Nutz}(t_i)$	Nutzleistungsbedarf aus dem Speicher zum Zeitpunkt t_i .
$\dot{Q}_{shift}$	Betrag um den die lineare Heizlastkurve verschoben wird
RL	Rücklauf
SN	Systemnutzungsgrad
SW	Systemwirkungsgrad
T	Temperatur
U_m	Mittlere Wärmedurchgangswert
V_s	totales Speichervolumen
V_{aux}	Bereitschafts- oder Zusatzheizvolumen im Speicher
VL	Vorlauf
WE	Wohneinheiten
WW oder BW	Warmwasser
ρ_L	Dichte (Luft)

Indizes:

A, a	außen
aux	Zusatzheizung
B	Bruttovolumen
C oder Koll	Kollektor
End	Endenergie
FW	Fernwärme
HX oder hx	Wärmetauscher (heatexchanger)
H	Gebäudehülle
L	Luft
Nutz	Nutzenergie
norm	bezogen auf den Normauslegungszustand
pc	pipecold, kalte Solarleitung
ph	pipehot, heiße Solarleitung
SH oder H _{zg}	Raumheizung (spaceheating)
S1	Speicherknoten 1
SN	Speicherknoten N
S	Speicher

7 Anhang

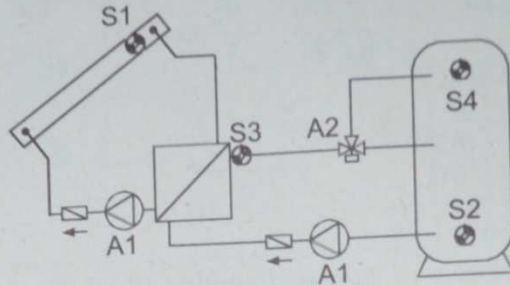
	Regelschema des Solarkreises
	Anmerkungen zur Simulation
00	Publikation Eurosun2012
01	David Premium Kollektordatenblatt (Kurzform)
03	Screening der Messdaten
04	Analyse zur Fernwärmeeinspeisung
04a	Analyse zur Fernwärmeeinspeisung
05	Vorlauf- und Rücklauftemperaturen im Heizkreis
05a	Vorlauftemperatur und Massenflüsse
05b	Rücklauftemperatur und Massenflüsse
06	Fernwärmeeinspeiseleistung Basis Häufigkeiten
06a	Fernwärmeeinspeiseleistung Basis Stunden
06b	Gemessene Zapfleistung im Sommer
06c	Brauchwasserbedarfsvorhersage
06d	Korrelationsanalyse Zapfleistung-Außentemperatur
06e	synthetische Bedarfsprofile und einfache Approximation und die jeweilige Korrelation
07	Meteonorm synthetische Klimadaten Übersicht
01a	Prüfbericht arsenalresearchNeuma Solar (David Premium)
02	Energieausweis Kurt Ingerlgasse 4

HINWEIS: Die angeführten Nummern haben in diesem Schriftstück keine Bedeutung.

Anhang Regelschema des Solarkreises

Programm 144 - Solaranlage mit geschichteter Speicherladung

Schichtsystem nur mit aktivierter Drehzahlregelung PDR sinnvoll!
(Absolutwertregelung: AR N1)



S1	S3	S3	notwendige Einstellungen:	
min1		min2	max1 ... Begrenzung SP S2	→ A1
diff1			max2 ... Begrenzung SP S4	→ A2
A1	diff2	A2	min1 ... Einschalttemp. Koll. S1	→ A1
			min2 ... Einschalttemp. Svl. S3	→ A2
S2	S4		diff1 ... Koll. S1 – SP S2	→ A1
max1	max2		diff2 ... Vorlauf S3 – SP S4	→ A2

Programm 144: Die Solarpumpen **A1** laufen, wenn:

- **S1** größer als die Schwelle **min1** ist • und **S1** um die Differenz **diff1** höher ist als **S2**
- und **S2** die Schwelle **max1** nicht überschritten hat.

Das Dreiwegeventil **A2** schaltet nach oben, wenn:

- **S3** größer als die Schwelle **min2** ist • oder **S3** um die Differenz **diff2** höher ist als **S4**
- und **S4** die Schwelle **max2** nicht überschritten hat.

$$A1 = S1 > (S2 + diff1) \ \& \ S1 > min1 \ \& \ S2 < max1$$

$$A2 = (S3 > min2 \ \text{oder} \ S3 > (S4 + diff2)) \ \& \ S4 < max2$$

Programm 145:

Wenn **S4** die Schwelle **max2** erreicht hat, ist die Schnellaufheizphase abgeschlossen und somit die Drehzahlregelung blockiert $\Rightarrow$ Wirkungsgradoptimum.

Anhang Anmerkungen zur Simulation

TRNSYS (Transient System Simulation Program) wurde ursprünglich für die detaillierte Analyse von Gebäuden mit aktiver Solartechnik entwickelt. Heute sind sowohl passive Solarkomponenten als auch herkömmliche Heiz- und Kühleinrichtungen als Modelle erhältlich. Der Vorteil von TRNSYS besteht in seiner Flexibilität und der Möglichkeit, ein System sehr detailliert nachzubilden. TRNSYS ist modular aufgebaut. Es enthält eine große Anzahl von Standardkomponenten, den TYPES, die je nach Anforderung zur Nachbildung des realen Systems zusammengebunden werden können. Die offene Struktur des Programms erlaubt es dem Anwender, selbst erstellte TYPES einzubinden und vorhandene Standardkomponenten zu verändern. Jeder TYPE beschreibt die Funktionsweise einer bestimmten Systemkomponente. Das reale Betriebsverhalten der Komponenten wird in den TYPES mit mathematischen Algorithmen nachgebildet. Zur Lösung des Gleichungssystems, das sich aus den Einzelkomponenten und deren logischen Verknüpfungen im Gesamtsystem ergibt, stehen in TRNSYS verschiedene Lösungsalgorithmen zur Verfügung. Die Zeitschrittweite und die Genauigkeit, mit der simuliert wird, sind durch den Anwender wählbar. Prinzipiell können alle Eingangs- und Ausgangsgrößen jeder Komponente ausgegeben werden. Die Ausgabegrößen können zudem über definierte Zeitintervalle (Tage, Monate, Jahre) integriert werden. A recent study by (Hazami et al. 2013) on the long-term performance and the comparison of data from TRNSYS simulations and real measurements showed an agreement within an error of 5 %.

Simulationsmethodik

Die Eingabedatei für die TRNSYS-Simulation ist das sogenannte Deck-File. Hier werden die Übergabedateien für das Gebäude und die Wetterdaten aufgerufen, eingelesen und mit den in der Simulation benötigten TYPES verknüpft. So werden zum Beispiel die Strahlungsdaten aus dem Wetterdatensatz zuerst in einem „Radiation Processor“ (TYPE 16) nach einem vorgewählten Himmelsmodell auf die Neigung und Orientierung der im .bid vereinbarten Gebäudeaußenflächen oder ggf. auch Kollektorflächen umgerechnet, bevor diese an den TYPE 56 übergeben werden können. Die Liste der INPUTS aus dem Userfile wird hier zur Vereinbarung des TYPE 56 im Deck benötigt. Zudem kann die Gebäudesimulation durch andere Komponenten, wie z.B. einem Wärmetauscher für die mechanische Lüftung, ergänzt werden. Die Ergebnisse der Simulation werden gezielt durch das Aufrufen der gewünschten OUTPUTS in einem Ausgabe-TYPE erzeugt.

Grenzen der dynamischen Simulation mit TRNSYS:

Sämtliche Modelle sind Vereinfachungen der Wirklichkeit. Die detaillierte Behandlung der thermischen Phänomene erfordert eine dreidimensionale Auflösung der Strömungsvorgänge, die nur von CFD

Programmen (Computed Fluid Dynamics) geleistet werden. Im Allgemeinen kann man sagen, dass das Nutzerverhalten in Gebäuden einen Mehrverbrauch an Heizenergie von bis zu 100 % verursachen kann. Einer (Gebäude) Simulation ist immer ein festes Nutzerschema zugrunde gelegt. Aussagen können also nur bezüglich eines Standardnutzerverhaltens (Standardlastprofils) gemacht werden. Untersuchungen von Systemen mit sehr kleinen Zeitschritten sind unter TRNSYS nur eingeschränkt durchführbar. Das Gebäudemodell und die Numerik sind auf schnelle Berechnungen ganzer Jahresdurchläufe, in der Regel im Stundenzeitschritt, angepasst. Der Zeitschritt kann nur als konstant vorgegeben werden und führt bei Größenordnungen kleiner weniger Sekunden zu numerischen Instabilitäten. Die klimatischen Randbedingungen werden in der Regel aus Referenzwetterdaten gebildet, wie sie vom Deutschen Wetterdienst als "Testreferenzjahre" für bestimmte Regionen Deutschlands angeboten werden. Aber auch Klimadatengeneratoren (z.B. Meteonorm) erzeugen synthetische Jahresprofile der Klimadaten eines Standortes. Solche Datensätze sind künstlich erzeugte Jahresprofile für ein typisches Jahr am Standort. Lange Hitze- und Kälteperioden bleiben meist, da sie nicht typisch für den Standort sind, unberücksichtigt.

IMPRESSUM

Verfasser

AEE – Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie

Daniel Reiterer
Schönbrunnerstraße 253/10
Tel: 01/710 75 23
Fax: 01/710 75 23 - 18
E-Mail: reiterer@aee-now.at
Web: www.aee-now.at

Autoren

- Daniel Reiterer
- Martin Felix Pichler
- Armin Themeßl
- Toni Helm
- Anna Hauswirth

Projektpartner

- Technische Universität Graz
- Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie Villach
- Technische Alternative
- Siedlungsgenossenschaft Neunkirchen

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

Klima- und Energiefonds
Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien
office@klimafonds.gv.at
www.klimafonds.gv.at

Disclaimer

Die Autoren tragen die alleinige Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts. Er spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Klima- und Energiefonds wider.

Der Klima- und Energiefonds ist nicht für die Weiternutzung der hier enthaltenen Informationen verantwortlich.

Gestaltung des Deckblattes

ZS communication + art GmbH