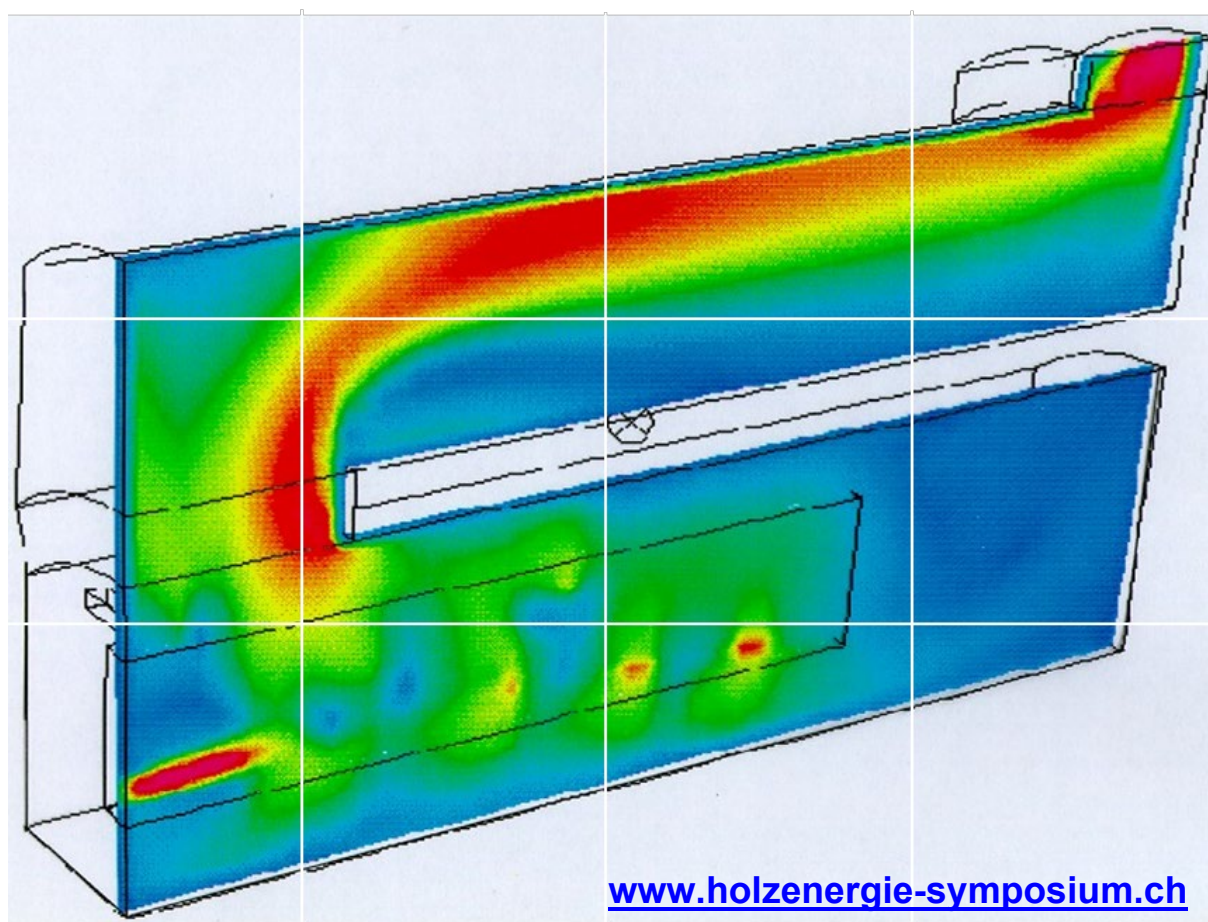


Thomas Nussbaumer, Stefan Thalmann, Peter Zotter (Hrsg.)

19. Holzenergie-Symposium

11. September 2026, ETH Zürich

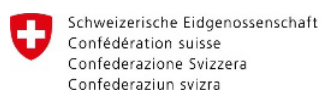
Tagungsband Version 2.0 vom 09.10.2026



Organisation



Sponsoren



Bundesamt für Umwelt BAFU
Office fédéral de l'environnement OFEV
Ufficio federale dell'ambiente UFAM

Mit Unterstützung von



Partner



Inhalt

Programm 19. Holzenergie-Symposium	2
1 Rolle der Holzenergie zur Versorgung der Schweiz und ihr Beitrag zur Klimapolitik des Bundes	3
2 Multi-Energie-Systeme – Hybride Wärmeerzeugung mit Energieholz für Spitzenlast	6
3 Prädiktive, optimierungsbasierte Einsatzsteuerung von sektorübergreifenden Bioenergiesystemen.....	9
4 Technik, Energiebilanz und Emissionen von Pflanzenkohleanlagen im Praxisbetrieb – Lessons Learned	13
5 Holz-WKK mit Kompressionswärmepumpe versus Holzheizkessel mit Absorptionswärmepumpe	17
6 Prozessintegration, Effizienz und Kosten von CCS für Holzheizkraftwerk, KVA und Vergärungsanlage.....	27
7 CO ₂ -Abscheidung bei Holzfeuerungen ab 5 MW durch optimierte Integration und umweltverträgliches Lösungsmittel	28
8 Ultra-Low-NO _x -Technologie für Rostfeuerungen von 700 kW bis 8 MW mit optimierter, adaptiver Luftstufung.....	30
9 Energy Recovery Center, Bühler (Uzwil).....	37
10 Praxis zur Verwertung und Entsorgung von Aschen aus Holzenergieanlagen ...	43
11 Entsorgung und Verwertung v. Holzaschen aus Sicht des Bundes	44

Programm 19. Holzenergie-Symposium

8:30	Registrierung im ETH-Hauptgebäude
Teil 1	Klimapolitik und Multi-Energie-Systeme. Moderation: T. Nussbaumer
9:10	Begrüssung
9:20	Rolle der Holzenergie zur Versorgung der Schweiz & ihr Beitrag zur Klimapolitik des Bundes <i>Dr. Frank Rutschmann, Leiter Sektion Erneuerbare Energien, BFE</i>
9:50	Multi-Energie-Systeme - Hybride Wärmeerzeugung mit Energieholz für Spitzenlast <i>Stefan Thalmann, Verenum AG & Martin Kiener, Enop</i>
10:15	Prädiktive, optimierungsbasierte Einsatzsteuerung von sektorübergreifenden Bioenergiesystemen <i>Dr. Markus Göller, BEST, Graz (Ö)</i>
10:40	Kaffeepause
Teil 2	Konzepte zur CO₂-Reduktion. Moderation: S. Thalmann
11:10	Technik, Energiebilanz und Emissionen von Pflanzkohleanlagen im Praxisbetrieb - Lessons learned <i>Philipp Vögelin, IWB</i>
11:35	Holz-WKK mit Kompressionswärmepumpe versus Holzheizkessel mit Absorptionswärmepumpe <i>Dr. Reinhold Spörl, Schmid Mawera Group</i>
12:00	Prozessintegration, Effizienz und Kosten von CCS für Holzheizkraftwerk, KVA und Vergärungsanlage <i>Prof. Dr. Beat Wellig, Hochschule Luzern</i>
12:25	CO ₂ -Abscheidung bei Holzfeuerungen ab 5 MW durch optimierte Integration und umweltverträgliches Lösungsmittel, <i>Nico Lenggenhager, SaveEnergy</i>
12:50	Diskussion: CCS und NET
13:00	Mittagessen
Teil 3	Schadstoffminderung und Ascheverwertung. Moderation: P. Zotter
14:15	Ultra-Low-NO _x -Technologie für Rostfeuerungen von 700 kW bis 8 MW mit optimierter, adaptiver Luftstufung, <i>Martin König, Schmid Mawera Group</i>
14:40	Energy Recovery Center, Bühler (Uzwil) und Vyncke (Harelbeke, Belgien) 14:40 Ausgangslage und Motivation, <i>Konstantinos Lanaras, Bühler Group</i> 14:50 Gestufte Verbrennung als Low-NO _x - Technologie für Biomassebrennstoffe in einer Wirbelschichtfeuerung, <i>Hans Fastenaekels, Vyncke</i>
15:10	Praxis zur Verwertung und Entsorgung von Aschen aus Holzenergieanlagen <i>Michael Tobler, Holz & Forst Consulting</i>
15:30	Entsorgung und Verwertung v. Holzaschen aus Sicht des Bundes <i>Dr. Matthieu Buchs, Leiter Sektion Rohstoffkreisläufe, Abteilung Abfall & Rohstoffe, BAFU</i>
15:50	Diskussion: Ascheverwertung
Teil 4	Schlusswort und Ausblick
16:00	Prof. Dr. T. Nussbaumer (OK), Dr. M. Bendig (BFE), Dr. B. Müller (BAFU)
16:15	Apéro

1 Rolle der Holzenergie zur Versorgung der Schweiz und ihr Beitrag zur Klimapolitik des Bundes

Dr. Frank Rutschmann

Leiter Sektion Erneuerbare Energien, Bundesamt für Energie BFE

Die Folgen des Klimawandels sind in der Schweiz bereits deutlich sichtbar. Die aussergewöhnliche Hitze und Trockenheit im Sommer 2026 belasteten nicht nur Gräser und kleinere Blütenpflanzen, sondern auch Waldgesellschaften, die grundsätzlich an trockene Standorte angepasst sind. Besonders Buchen sowie Fichten im Mittelland litten unter den Bedingungen. Diese Beobachtungen entsprechen den seit Jahren beschriebenen Klimatrends: Seit der vorindustriellen Zeit ist die globale Jahresmitteltemperatur um rund 1,4 °C gestiegen, in der Schweiz beträgt die Erwärmung bereits etwa 3,0 °C. Die schweizerischen Temperaturreihen zeigen zudem, dass es in den vergangenen 20 Jahren gegenüber der Referenzperiode 1961–1990 nahezu immer deutlich zu warm war. Der Klimawandel ist damit keine abstrakte Zukunftsfrage mehr, sondern bereits heute sichtbar.

Ursache der Erwärmung ist vor allem die anhaltend hohe Nutzung fossiler Energieträger. Weltweit werden weiterhin rund drei Viertel der gesamten Energieversorgung durch Kohle, Erdöl und Erdgas gedeckt; auch in der Schweiz sind Wärme und Mobilität noch stark von fossilen Brenn- und Treibstoffen abhängig. Zwar verfügt die Schweiz bei der Stromproduktion dank Wasserkraft und Kernenergie über einen vergleichsweise CO₂-armen Erzeugungsmix, doch die Dekarbonisierung des gesamten Energiesystems erfordert einen deutlich weitergehenden Ersatz fossiler Energien. Elektrifizierung, erneuerbare Energieproduktion und Effizienzsteigerungen müssen deshalb parallel vorangetrieben werden. Zugleich unterstreichen geopolitische Konflikte und Angriffe auf Öl- und Gasinfrastrukturen, wie eng fossile Energien mit Versorgungssicherheit, wirtschaftlicher Stabilität und politischer Abhängigkeit verbunden sind.

Mit dem Klima- und Innovationsgesetz, das 2023 mit 59,1 % angenommen wurde, sowie dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, dem die Stimmbevölkerung 2024 mit 68,7 % zustimmte, verfügt die Schweiz über wichtige Grundlagen für den Umbau des Energiesystems. Das Netto-Null-Ziel bis 2050 setzt für Gebäude und Verkehr eine vollständige Dekarbonisierung und für die Industrie eine Emissionsminderung um 90 % gegenüber 1990 voraus; verbleibende Emissionen müssen durch Negativemissionstechnologien ausgeglichen werden. Der eingeschlagene Weg ist grundsätzlich richtig, seine Umsetzung erfolgt jedoch angesichts der Dringlichkeit des Klimawandels weiterhin langsam.

Holzenergie heute: Wachstum, Effizienz und regionale Unterschiede

Die Holzenergie hat ihren Beitrag zur Schweizer Energieversorgung in den vergangenen Jahrzehnten deutlich ausgebaut. Der Bruttoenergieverbrauch aus Holz hat sich innerhalb von rund 20 Jahren nahezu verdoppelt. Gleichzeitig hat sich die Struktur der Anlagen verändert: Die Bedeutung von Einzelraumfeuerungen und kleinen Stückholzheizungen nimmt ab, während grössere automatische Anlagen zulegen. Dieser Strukturwandel ist positiv, weil diese Anlagen effizienter sind und geringere Schadstoffemissionen aufweisen. Bei der Stromerzeugung liefert Holz heute rund 1,4 % des schweizerischen Verbrauchs. Dieser Beitrag ist mengenmässig begrenzt, systemisch aber wertvoll, weil Holzstrom auch im Winter erzeugt werden kann, wenn die Solarstromproduktion geringer ist.

Die verfügbaren Holzressourcen sind innerhalb der Schweiz räumlich sehr ungleich verteilt. Gemäss Landesforstinventar gingen die Holzvorräte im Jura, im Mittelland und in den Voralpen zurück, während sie in den Alpen und auf der Alpensüdseite zunahmen. Zusätzliche Nutzungsmöglichkeiten bestehen

daher vor allem in schwer zugänglichen Gebieten. Deren Erschliessung ist wegen Topografie, Infrastruktur, Logistik und Kosten anspruchsvoll. Das theoretische Potenzial darf deshalb nicht mit einem kurzfristig oder preislich gesichert verfügbaren Brennstoffangebot gleichgesetzt werden. Für neue Anlagen muss stets geprüft werden, woher das Holz stammt, zu welchem Preis es beschafft werden kann und ob es auch in zehn oder zwanzig Jahren noch verfügbar ist.

Kaskadennutzung und Grenzen des Potenzials

Für die strategische Nutzung von Holz gilt die einfache, aber zentrale Feststellung: Jeder Baum kann nur einmal verbrannt werden, vorher jedoch mehrfach stofflich genutzt werden. Die stoffliche Verwendung erzielt gegenüber der direkten energetischen Nutzung eine wesentlich höhere Wertschöpfung und bindet den im Holz enthaltenen Kohlenstoff während der Lebensdauer von Gebäuden und Produkten über Jahrzehnte oder sogar Jahrhunderte. Durch Wiederverwendung und Recycling kann diese Speicherwirkung zusätzlich verlängert werden. Erst danach sollte das Holz energetisch verwertet werden. Baumteile, die sich nicht stofflich nutzen lassen, können dagegen unmittelbar als Energieholz eingesetzt werden. Die konsequente Kaskadennutzung verbindet eine hohe Wertschöpfung mit einer möglichst langen Kohlenstoffspeicherung.

Aktuelle Abschätzungen zeigen, dass das noch nicht genutzte Energieholzpotenzial begrenzt ist. Die erwartete Nachfrage bereits geplanter oder in Vorabklärung befindlicher grösserer Anlagen kann das verbleibende Potenzial übersteigen. Damit ist bei der Planung neuer Anlagen besondere Vorsicht erforderlich. Vor einer Investition muss geklärt werden, woher das Holz stammt, zu welchem Preis es beschafft werden kann und ob die benötigte Menge während der Laufzeit von zehn bis zwanzig Jahren verfügbar bleibt. Ist die Anlage einmal gebaut, lassen sich Versorgungsprobleme nur noch schwer korrigieren.

Vom Bandbetrieb zum systemdienlichen Einsatz

Mit dem Ausbau der Photovoltaik verändern sich auch die Anforderungen an Holzkraftwerke. Während eine gleichmässige Einspeisung über das Jahr 2016 noch gut zu den relativ gleichmässigen Strompreisen passte, sind die Preise 2025 jeweils morgens und abends deutlich höher als am Mittag; teilweise treten mittags sogar negative Preise auf. Holzkraftwerke sollten sich deshalb stärker an den Bedarf und die Strompreise anpassen, anstatt ganzjährig Bandenergie zu produzieren. Auch die Förderinstrumente müssen diese Marktbedingungen berücksichtigen und beispielsweise Anreize für Winterstrom schaffen.

Die Rolle der Holzenergie im klimaneutralen Energiesystem 2050

Das Zielbild der Energieperspektiven 2050+ sieht für die Wärmeversorgung eine klare Differenzierung nach Temperaturniveau und lokalen Voraussetzungen vor. Komfortwärme in Gebäuden soll hauptsächlich durch Wärmepumpen bereitgestellt werden; bis 2050 wird mit etwa 1,5 Millionen Anlagen gerechnet. In dicht besiedelten Gebieten ergänzen thermische Netze, Abwärme und weitere erneuerbare Quellen dieses System. Voraussetzung ist ein effizienter Gebäudebestand mit stark reduziertem Wärmebedarf. Diese Strategie folgt dem Grundsatz, hochwertige und begrenzte Energieträger nur dort einzusetzen, wo einfachere Technologien nicht ausreichen. Holz für die Bereitstellung niedriger Raumtemperaturen zu verbrennen, obwohl Wärmepumpen oder Abwärme verfügbar wären, nutzt dessen energetische Qualität nur unzureichend.

Seinen grössten Nutzen entfaltet Energieholz künftig in Anwendungen mit wenigen erneuerbaren Alternativen. Dazu gehört insbesondere Prozesswärme über 200 °C. Weitere sinnvolle Einsatzfelder sind die Spitzenlastdeckung in Fern- und Nahwärmenetzen, die Produktion von Winterstrom sowie die Herstellung chemischer Grundstoffe und flüssiger Brenn- und Treibstoffe. Dabei sind die Erntepotenziale

auszuschöpfen, die Kaskadennutzung einzuhalten und die Anforderungen der Luftreinhaltung zu beachten. Energieholz sollte damit gezielt dort eingesetzt werden, wo sein Einsatz besonders sinnvoll ist.

Die Priorisierung geeigneter Anwendungen muss mit konsequenter Luftreinhaltung verbunden werden. Automatisierte Feuerungen mit hohem Wirkungsgrad sollen so betrieben werden, dass Schadstoffe möglichst gar nicht erst entstehen. In Fern- und Nahwärmenetzen kann Holz vor allem die Spitzenlast im Winter decken, während im Sommer beispielsweise grosse Wärmepumpen eingesetzt werden können. Übergeordnet bleibt Energieeffizienz die wichtigste Massnahme, denn die günstigste, beste und nachhaltigste Energie ist jene, die gar nicht erst benötigt wird.

Schlussfolgerungen

Für die künftige Schweizer Energie- und Klimapolitik ist somit nicht allein entscheidend, wieviel Holz energetisch genutzt wird, sondern auch wofür und wann. Die Erntepotenziale sollten möglichst ausgeschöpft werden. Gleichzeitig ist Holz möglichst lange stofflich zu nutzen und erst danach energetisch zu verwerten. Neue Energieholzprojekte müssen ihre langfristige Brennstoffversorgung prüfen, Holzkraftwerke sollten stärker auf Winterstrom und eine bedarfsorientierte Produktion ausgerichtet werden und Wärme aus Holz ist prioritär für Prozesswärme über 200 °C sowie für Spitzenlasten einzusetzen. Mit dieser differenzierten Strategie kann das begrenzte Energieholz gezielt genutzt werden.

2 Multi-Energie-Systeme – Hybride Wärmeerzeugung mit Energieholz für Spitzenlast

Stefan Thalmann, Verenum AG

Martin Kiener, EnOp GmbH

Der ausführliche Schlussbericht zum Projekt wird Ende 2026 vorliegen. Der Link dazu wird hier entsprechend nachgereicht.

Ausgangslage und Zielsetzung

In der Schweiz bestehen knapp 1'600 thermische Netze; bei rund 71 % davon ist Holz der Hauptenergieträger. Bei zahlreichen dieser Netze stehen in den kommenden Jahren Erneuerungen, Sanierungen oder Erweiterungen an. Gleichzeitig ist das regional verfügbare Energieholzpotenzial begrenzt, während thermische Netze ausgebaut werden und die Nachfrage nach Energieholz für Prozesswärme steigt. Daraus ergibt sich ein Zielkonflikt: Holz soll weiterhin zur erneuerbaren Wärmeversorgung beitragen, zugleich aber dort eingesetzt werden, wo es im Energiesystem den grössten Nutzen entfaltet.

Das Projekt «Multisource-Wärmeproduktionsanlagen» untersucht daher die Kombination von Energieholz mit weiteren Wärmequellen und Erzeugungstechnologien und dokumentiert diese in anlagenspezifischen Porträts. Berücksichtigt werden Kompressions- und Absorptionswärmepumpen, direkt nutzbare Abwärme sowie Solarthermie. Teilweise sind die Systeme durch Spitzenlast- und Redundanzkessel ergänzt, die häufig fossile Energieträger nutzen.

Einbezogen wurden ausschliesslich Anlagen mit einer konkreten Investitionsentscheidung, die sich mindestens in der Ausführungsplanung befanden, kurz vor der Inbetriebnahme standen oder bereits in Betrieb waren. Ziel war es, Wissenslücken zu schliessen, realisierte Lösungen praxisnah zu dokumentieren sowie wiederkehrende Muster und Erfahrungen für Planende und Betreibende aufzubereiten.

Untersuchte Anlagen und Systemkonfigurationen

Insgesamt wurden 22 Anlagen porträtiert. Jede Anlage wurde anhand einer standardisierten Übersicht mit Anlagen- und Funktionsbeschreibung, Systemschema, Kennzahlen, Herausforderungen und «Lessons Learned» dokumentiert. Die Zusammensetzung der porträtierten Anlagen ergab sich aus den Rückmeldungen auf die Anfrage nach geeigneten Anlagenbeispielen. Entsprechend überwiegen Wärmeverbünde; ergänzt wird die Auswahl durch Wärmezentralen für industrielle Prozesse sowie einzelne Gebäude- und Areallösungen. Die Stichprobe ist statistisch nicht repräsentativ, vermittelt jedoch einen breiten Überblick über gegenwärtig geplante und realisierte Multisource-Anlagen.

Aus den porträtierten Anlagen lassen sich fünf typische Systemkombinationen ableiten: Holzfeuerung mit Kompressionswärmepumpe; Holzfeuerung mit Kompressionswärmepumpe und fossiler Spitzenlast beziehungsweise Redundanz; Holzfeuerung mit Absorptionswärmepumpe und fossiler Ergänzung; Holzfeuerung mit Solarthermie und fossiler Ergänzung; sowie Holzfeuerung mit direkt nutzbarer Abwärme und fossiler Ergänzung. Am häufigsten ist die Kombination aus Holzfeuerung und Kompressionswärmepumpe, die bei 15 der 22 Anlagen eingesetzt wird. Nur drei dieser Anlagen kommen ohne fossilen Zusatzkessel aus.

Die Betriebsweisen lassen sich drei Grundmustern zuordnen. Bei der saisonalen Aufteilung werden unterschiedliche Erzeuger für Heizsaison und Sommerbetrieb eingesetzt. Bei der klimunabhängigen

Laststufung übernehmen die Systeme definierte Rollen in Grund-, Mittel- und Spitzenlast. Die dritte Variante kombiniert diese Laststufung mit saisonalen Einsatzgrenzen, beispielsweise wenn eine Luft/Wasser-Wärmepumpe nur bis zu einer bestimmten Aussentemperatur effizient betrieben werden kann. Sechs Anlagen weisen eine klare saisonale Aufteilung auf; die übrigen staffeln ihre Erzeugungsleistung klimaunabhängig oder bis zu einer festgelegten Aussentemperatur. Entscheidend ist, die Rolle jedes Erzeugers frühzeitig und eindeutig im Systemkonzept festzulegen.

Anlagengrössen und Energiekennzahlen

Die untersuchten Anlagen decken ein breites Grössenspektrum ab. Der Leistungsbedarf der Netze reicht von 0,2 bis 15 MW. Die meisten Anlagen erreichen zwischen 2'000 und 3'000 Vollbetriebsstunden, einzelne deutlich mehr. Damit entspricht das Grössenspektrum weitgehend den in der Schweiz üblichen Leistungsklassen. Die Kennzahlen sind jedoch als Grössenordnungen zu interpretieren, da sie auf Selbstdeklarationen sowie auf Planungswerten oder ersten Betriebsdaten beruhen.

Für den Systemvergleich sind neben den installierten Leistungen insbesondere die Laufzeiten, die erzeugten Wärmemengen und die tatsächliche Aufgabenverteilung zwischen den Erzeugern relevant.

Installierte Leistungen und Anteile der Energieträger

Die untersuchten Anlagen zeigen, dass die Wärmebereitstellung bereits heute weitgehend auf erneuerbaren Energien beruht. Ihr Anteil beträgt rund 93,3 %. Wird der für Wärmepumpen benötigte Strom auf Grundlage des Schweizer Strommixes und einer angenommenen Jahresarbeitszahl von fünf berücksichtigt, beträgt der erneuerbare Anteil weiterhin rund 90,9 %. Einen wesentlichen Beitrag leistet die Holzenergie: Mit insgesamt rund 57 MW installierter Leistung aus Holzschnitzel- und Pelletfeuerungen bildet sie gemeinsam mit Wärmepumpen, Abwärme und Solarthermie das Rückgrat der Wärmeversorgung. Die zusätzlich installierten rund 72 MW Öl- und Gasleistung dienen vorwiegend der Deckung kurzzeitiger Spitzenlasten und der Redundanz. Aufgrund der meist geringen Laufzeiten entspricht die hohe installierte Leistung dieser Anlagen jedoch nicht einem vergleichbar hohen Anteil an der erzeugten Wärmemenge.

Der mittlere Holzenergieanteil über alle porträtierten Anlagen beträgt rund 65 % und liegt bei etwa zwei Dritteln der Anlagen teilweise deutlich über 60 %. Die Auswertung weist damit auf ein relevantes (Optimierungs-) Potenzial für einen geringeren und gezielteren Holzeinsatz hin. Wärmepumpen, Abwärme und Solarthermie können insbesondere Grund- und Schwachlasten sowie saisonale Aufgaben übernehmen. Dadurch bleibt Holzenergie für Anwendungen verfügbar, in denen ihre spezifischen Vorteile besonders wirksam sind, insbesondere für Prozesswärme, hohe Temperaturniveaus sowie Mittel- und Spitzenlasten. Die optimale Aufteilung ist standortspezifisch anhand der verfügbaren Energiequellen, der Temperaturanforderungen, des Lastprofils und der Anforderungen an die Versorgungssicherheit festzulegen.

Empfehlungen für Planung und Betrieb

Eine klare Zieldefinition, die standortspezifische Bewertung verfügbarer Energiequellen sowie ein frühzeitig festgelegtes System- und Betriebskonzept bilden die Grundlage der Planung. Die vorgesehene Funktion jedes Erzeugers bestimmt dessen Dimensionierung sowie die Auslegung von Hydraulik, Speichern und Regelung und beeinflusst damit die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems.

Entscheidend sind eine bedarfsgerechte Dimensionierung und die integrale Abstimmung von Erzeugern, Speichern, Temperaturniveaus, Hydraulik und Regelung. Klar definierte Schnittstellen zwischen

Planung, Ausführung, Leittechnik und Betrieb vermeiden Fehlfunktionen und unterstützen Versorgungssicherheit sowie Wirtschaftlichkeit.

Eine phasenweise Inbetriebnahme des Gesamtsystems, frühzeitig geschultes Betriebspersonal und ein kontinuierliches Monitoring sind Voraussetzungen für einen zuverlässigen und effizienten Betrieb. Die systematische Auswertung zentraler Betriebskennzahlen ermöglicht es, Fehlfunktionen frühzeitig zu erkennen und den Anlagenbetrieb fortlaufend zu optimieren.

Fazit und Ausblick

Multisource-Wärmeproduktionsanlagen sind als integrierte Gesamtsysteme zu planen und über ihren gesamten Lebenszyklus zu optimieren. Holzenergie bleibt ein zentraler, künftig jedoch gezielter einzusetzender Systembaustein, insbesondere für hohe Temperaturniveaus, Prozesswärme sowie Mittel- und Spitzenlasten. Bestehende holzbasierte Wärmeverbünde bieten somit ein erhebliches Potenzial für flexible, erneuerbare und ressourceneffiziente Versorgungssysteme.

Die technische Machbarkeit allein gewährleistet jedoch keinen erfolgreichen Betrieb. Entscheidend sind klare Zielsetzungen, eine standortbezogene Analyse der verfügbaren Wärmequellen, eine bedarfsgerechte Dimensionierung, abgestimmte Hydraulik- und Regelungskonzepte sowie ein aktives Betriebsmanagement. In einem Folgeprojekt sollten vertiefte Betriebsanalysen und die Wirtschaftlichkeit der Anlagen im Mittelpunkt stehen. Über einen Zeitraum von ein bis zwei Jahren liessen sich dabei Effizienz, Regelverhalten, Emissionen, Kosten und die tatsächliche Rolle der einzelnen Erzeuger systematisch erfassen und vergleichend auswerten.

3 Prädiktive, optimierungsbasierte Einsatzsteuerung von sektorübergreifenden Bioenergiesystemen

Markus Gölles, Valentin Kaisermayer, Daniel Muschick, Jakob Fuchsberger, Andreas Moser, Bernd Riederer, Daria Shabatska

BEST – Bioenergy and Sustainable Technologies GmbH, A-8010 Graz

Zusammenfassung

Ein nachhaltiges Energie- und Ressourcensystem erfordert ein intelligentes, sektorübergreifendes Zusammenspiel verschiedener nachhaltiger Technologien. Hierzu ist es wesentlich, die Systeme sektorübergreifend zu betrachten und dass sie über übergeordnete Regelungen (Einsatzsteuerungen) verfügen, die ein optimales Zusammenspiel aller Erzeuger, Speicher und Verbraucher garantieren.

Die so entstehenden flexiblen Systeme können die effiziente Nutzung erneuerbarer Technologien forcieren und darüber hinaus Flexibilität für übergeordnete Netze und insbesondere den Stromsektor bereitstellen.

Beispielhaft wird ein optimierungsbasiertes, vorausschauendes und modulares Softwareframework zur übergeordneten Einsatzsteuerung in sektorübergreifenden Energie- und Ressourcensystemen vorgestellt, das sein Potential bereits in vielen verschiedenen Anwendungsbereichen (von Einfamilienhäusern, über Gebäude und Quartiere, Fernwärmenetze bis zu gewerblichen und industriellen Energiesystemen) gezeigt hat. Es wird kurz auf praktische Anwendungen sowie die Abschätzung des Verbesserungspotentials durch Verwendung des Frameworks eingegangen, wobei ein besonderer Fokus auf sektorübergreifende Bioenergiesysteme gelegt wird.

Einleitung

Die Transformation des Energiesystems erhöht die Komplexität von Energieerzeugung, -speicherung und -verbrauch. Biomasseanlagen werden zunehmend mit Wärmepumpen, Photovoltaik, Kraft-Wärme-Kopplung, Elektrolyseuren, Abwärmequellen und Speichern kombiniert. Gleichzeitig führen volatile erneuerbare Energien zu Herausforderungen bei der Deckung der Erzeugung mit dem Bedarf.

Neben dieser grundsätzlichen Herausforderung bieten sektorübergreifende Energiesysteme aber auch neue Chancen. So können sie dem Stromsektor erhebliche Flexibilität bereitstellen. Wärmepumpen, Power-to-Heat-Anlagen und thermische Speicher verschieben den Stromverbrauch in Zeiten niedriger Preise oder hoher erneuerbarer Erzeugung. Neben dynamischen Strompreisen kommen Intraday-Handel, Regelenergie über Aggregatoren, virtuelle Kraftwerke sowie zeit- und leistungsvariable Netztarife als Anreize für einen markt- und netzdienlichen Betrieb infrage.

Damit gewinnt eine flexible Einsatzsteuerung an Bedeutung, die laufend entscheidet, welche Anlage zu welchem Zeitpunkt, mit welcher Leistung und gegebenenfalls auf welchem Temperaturniveau betrieben wird.

Optimierungsbasierte, vorausschauende Regelungen

Konventionelle, regelbasierte Steuerungen mit vordefinierten Betriebsarten und Schaltbedingungen stoßen bei komplexen Multi-Energiesystemen an Grenzen. Zukünftige Einsatzsteuerungen sollten deshalb optimierungsbasiert, prädiktiv und modular sein. Die Optimierung kann Betriebskosten, CO₂-

Emissionen und betriebliche Randbedingungen berücksichtigen. Prognosen für Wetter, Energiepreise, Wärme- und Strombedarf sowie erneuerbare Energieerträge ermöglichen vorausschauende Entscheidungen. Ein modularer Aufbau passt das Optimierungsproblem an die jeweils vorhandenen Komponenten an und reduziert den Implementierungsaufwand.

BEST – Bioenergy and Sustainable Technologies entwickelt seit Jahren ein Software-Framework für so eine modellprädiktive Regelung. Berücksichtigt werden technische Spezifikationen wie Nenn- und Mindestleistung, Wirkungsgrade, Laständerungsgeschwindigkeiten und verschiebbare Lasten. Bei Wärmepumpen kommen Abhängigkeiten des COP von Leistung und Temperaturniveau hinzu. Energiepreise, dynamische Tarife und betriebliche Randbedingungen fließen direkt in die Optimierung ein, sodass veränderte Preisrelationen automatisch zu einer angepassten Einsatzplanung führen. Besonderes Augenmerk wird auch auf die verschiedenen verfügbaren und geforderten Temperaturniveaus gelegt, die im Wärmesektor unbedingt berücksichtigt werden müssen.

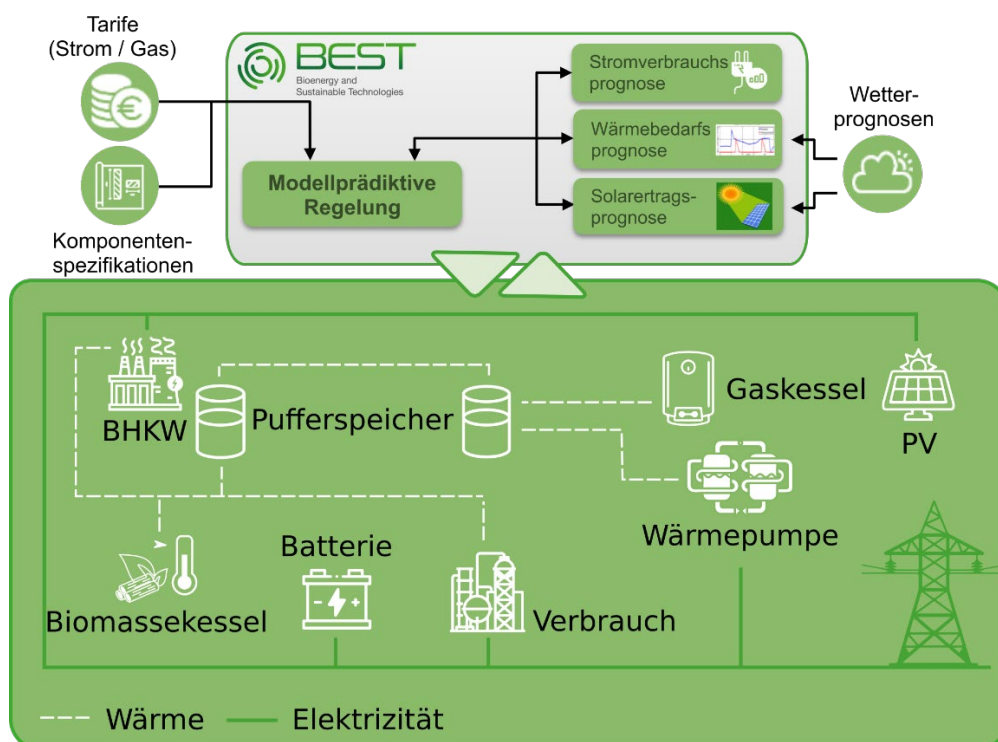


Abbildung 1: Schema der übergeordneten, modellprädiktiven Regelung von BEST

Aus den verfügbaren Informationen wird ein optimaler Fahrplan für die kommenden Tage berechnet. Ausgeführt wird jeweils nur der erste Zeitschritt; nach z.B. 15 Minuten werden aktuelle Messwerte und Prognosen eingelesen und der Fahrplan neu berechnet. Das Framework ist vom Einfamilienhaus über Quartiere und Industriebetriebe bis zu Fernwärmesystemen einsetzbar und ist z.B. für die Optimierung von Heizsystemen in Einfamilienhäusern bereits in hunderten Haushalten als Bestandteil eines Produktes der Firma KWB Energiesysteme GmbH im Einsatz (siehe <https://www.kwb.net/de-at/energiemanagement>).

Einsatzpotenziale im Bereich der Nahwärmenetze

Zusammenschluss von Nahwärmenetzen

Ein Umsetzungsbeispiel ist der Zusammenschluss mehrerer Nahwärmenetze in der Steiermark. Zwischen den Netzen Leibnitz und Leibnitzerfeld wurde ein Wärmeübertrager mit 4 MW installiert; im

Leibnitzerfeld standen zum Zeitpunkt der Umsetzung unter anderem ein 6-MW-Gaskessel, Wärmespeicher und rund 4.5 MW Abwärmepotenzial zur Verfügung. Während einer 13-monatigen Langzeitvalidierung durfte die übergeordnete Steuerung zunächst nur die Wärmeübertragung regeln. Dennoch wurden 6.65 GWh Gaswärme durch Biomassewärme ersetzt, entsprechend rund 31 % des Gesamtwärmeverbrauchs im Leibnitzerfeld. In einem späteren Kurzzeittest mit vollständig optimierter Steuerung aller Erzeuger stieg die Nutzung der Übergabestation um bis zu 60 %.

Potenzial auch bei einfachen Nahwärmenetzen

Auch einfache Systeme können profitieren. Im Nahwärmenetz Kreuzstätten mit zwei Biomassekesseln, Pufferspeicher und saisonaler Trocknungsanlage zielt die Optimierung auf hohe Kesselwirkungsgrade, weniger Tieflastbetrieb und reduzierte Starts und Stopps. In einer Halbjahressimulation sanken die Wärmegestehungskosten um 4.3 % und die Anzahl der Starts und Stopps um 22.5 %.

Abwärmenutzung und variable Strompreise

Im Biomasseheizwerk Wald im Pinzgau nutzt eine nachgerüstete Wärmepumpe Abwärme aus einem Speicherkraftwerk; ergänzt wird sie durch Biomasse- und Ölkessel sowie elektrische Nachheizung. Variable Strompreise vergrößern den Optimierungsspielraum. Die Potenzialabschätzung ergibt eine mögliche Reduktion der Wärmegestehungskosten um 29,5 % und verdeutlicht den wirtschaftlichen Nutzen flexibel betriebener Multi-Energiesysteme.

Nachvollziehbarkeit als Voraussetzung für Akzeptanz

Bei allen Simulationsstudien und Umsetzungen wurde immer wieder deutlich, dass technisch fortschrittliche Lösungen nur dann akzeptiert werden, wenn deren Verhalten nicht nur konsequent sinnvoll, sondern auch nachvollziehbar ist. In diesem Sinne wurden z.B. im Smart City Lab der Innsbrucker Kommunalbetriebe, wo räumlich verteilte Wärmeerzeuger und Speicher, darunter BHKW, Wärmepumpe und Power-to-Heat, zentral koordiniert wurden, besonderes Augenmerk auf eine Visualisierung gelegt, welche neben vergangenen Betriebszuständen auch erwartete Entwicklungen zeigt. Dadurch wird beispielsweise verständlich, weshalb ein Speicher aktuell nicht geladen wird, wenn später günstigere Bedingungen prognostiziert sind. Diese Nachvollziehbarkeit ist wesentlich für die Akzeptanz automatisierter Entscheidungen.

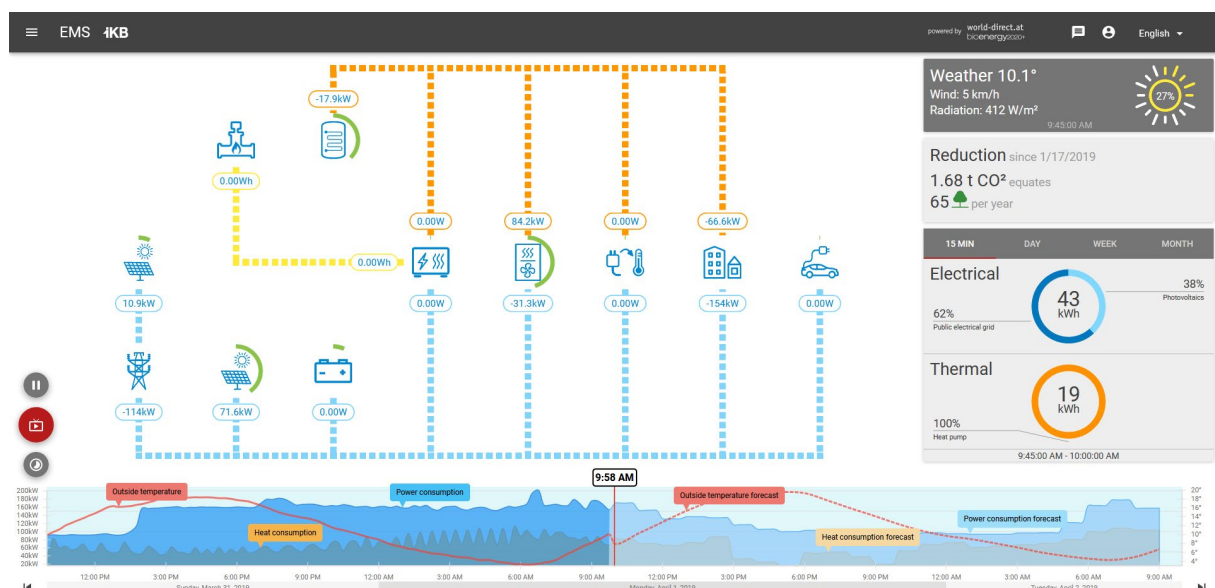


Abbildung 2: Visualisierung bei dem Smart City Lab der Innsbrucker Kommunalbetriebe.

Fazit und Ausblick

Die zunehmende Komplexität und Volatilität der Energieversorgung erfordern flexible, vorausschauende Einsatzsteuerungen. Optimierungsbasierte Verfahren koordinieren Biomasse, Wärmepumpen, Abwärme, elektrische Wärmeerzeuger und Speicher und passen ihren Betrieb laufend an Preise, Prognosen, Verfügbarkeiten und betriebliche Randbedingungen an. Dadurch lassen sich Wärmegestehungskosten senken, Anlagen effizienter betreiben und Flexibilität für das Stromsystem bereitstellen.

Biomasse behält dabei aufgrund ihrer Speicherbarkeit und steuerbaren Wärmeerzeugung eine wichtige Rolle, insbesondere wenn andere Energieträger weniger geeignet sind. In Zeiten von Stromüberschüssen können dagegen Wärmepumpen verstärkt eingesetzt werden. Eine prädiktive, optimierungsbasierte Steuerung nutzt die jeweiligen Vorteile der Technologien situationsabhängig. Dabei ist es aber nötig, die Besonderheiten bei Wärme, also z.B. temperaturabhängige COPs oder die verschiedenen Temperaturniveaus bei Abwärmequellen, korrekt zu berücksichtigen.

Für die breite Anwendung sind nachvollziehbare Entscheidungen, belastbare Methoden zur Potenzialabschätzung und standardisierte Schnittstellen entscheidend. Gerade bei der Nachvollziehbarkeit eröffnen sich gerade mit *large language models* neue Möglichkeiten, die es zu untersuchen gilt.

Literatur

V. Kaisermayer et al. Smart control of interconnected district heating networks on the example of “100% Renewable District Heating Leibnitz”. Smart Energy 2022.

V. Kaisermayer et al. Operation of coupled multi-owner district heating networks via distributed optimization. Energy Reports 2021.

A. Moser et al. A MILP-based modular energy management system for urban multi-energy systems: Performance and sensitivity analysis. Applied Energy 2020.

D. Muschick et al. A multi-layer model of stratified thermal storage for MILP-based energy management systems. Applied Energy 2022.

T. Nigitz und M. Gölls. A generally applicable, simple and adaptive forecasting method for the short-term heat load of consumers. Applied Energy 2019.

4 Technik, Energiebilanz und Emissionen von Pflanzkohleanlagen im Praxisbetrieb – Lessons Learned

Philipp Vögelin

Innovationsmanager, IWB

Ausgangslage und Zielsetzung

Pflanzkohle ist kein neues Produkt: Pyrogene Kohle wurde bereits von prähistorischen Kulturen zur Verbesserung von Böden eingesetzt. Neu ist jedoch ihre Einbindung in automatisierte Energie- und Produktionsanlagen. Seit den 2010er-Jahren entstanden in der Schweiz, in Deutschland und in Österreich erste technische Anlagen, welche die Pyrolyse mit einer systematischen Wärmenutzung verbinden. IWB griff das Thema vor rund acht Jahren auf, angestossen durch ein Projekt zur Verkohlung von Kaffeepulpen. Die dabei gewonnene Erkenntnis, dass grundsätzlich sehr unterschiedliche Biomassen als Ausgangsstoff geeignet sind, eröffnete ein neues Tätigkeitsfeld an der Schnittstelle von Energieversorgung, Reststoffverwertung und Kohlenstoffspeicherung.

Pyrolyse bezeichnet die thermische Umwandlung eines Stoffes ohne Luftzugabe. Da Biomasse selbst Sauerstoff enthält, wird ihr Energieinhalt ungefähr zur Hälfte in feste Kohle und zur Hälfte in brennbare Gase überführt. Die Gase werden zur Aufrechterhaltung des Prozesses und zur Wärmeerzeugung genutzt; die feste Kohle kann stofflich verwertet und langfristig gespeichert werden. Der Vortrag verbindet die Grundlagen dieses Konzepts mit Betriebserfahrungen aus zwei IWB-Anlagen. Im Mittelpunkt stehen dabei nicht nur Energie- und Stoffflüsse, sondern insbesondere die in der Praxis entscheidenden Fragen der Biomassequalität, Förder- und Trocknungstechnik, Prozessregelung, Emissionen, Produkthandhabung, Vermarktung und Zertifizierung.

Anlagenkonzept und Energiebilanz

Die Pilotanlage Basel (2021) verarbeitet rund 1'900 Tonnen Landschaftsholz pro Jahr und erzeugt etwa 400 Tonnen Pflanzkohle. Von rund 550 kW Abwärme werden 250 kW für die Vortrocknung und 300 kW für das Fernwärmenetz genutzt; eine heutige Neuerstellung würde etwa 5 Mio. CHF kosten. Die seit 2025 betriebene Anlage Maisprach ist in den gemeindeeigenen Wärmeverbund integriert. Sie verarbeitet rund 1'200 Tonnen Landschaftsholz, produziert 250 Tonnen Pflanzkohle und liefert von 450 kW Abwärme rund 180 kW an die Vortrocknung und 270 kW an den Wärmeverbund. Die Investitionskosten einer Neuerstellung werden mit etwa 3,5 Mio. CHF angegeben.

Das Anlagenkonzept umfasst Anlieferung und Bunkerung, Vortrocknung, Zwischenlagerung im Trockensilo, Pyrolyse, Wärmenutzung sowie Kühlung, Befeuchtung und Abfüllung der Kohle. Das Trockensilo entkoppelt die Prozessstufen und erhöht die betriebliche Flexibilität; für Winterspitzen kann eine zusätzliche Biomassefeuerung parallel betrieben werden. Je nach Rohstoff und Ausgangsfeuchte benötigt die Trocknung ungefähr ein Drittel bis die Hälfte der Abwärme. Eine ganzjährige Wärmesenke ist deshalb zentral; im Sommer kann beispielsweise Stückholz in Mulden getrocknet werden.

Wirtschaftlichkeit und Projektrisiken

Eine Pflanzkohleanlage ist wirtschaftlich nicht als reine Wärmeanlage, sondern als Produktionsanlage zu betrachten. In den IWB-Betrachtungen stammen ungefähr 50–75 % des Umsatzes aus dem Kohleverkauf, 25–35 % aus der Wärme und 15–20 % aus Kohlenstoffsensenzertifikaten. Letztere

entsprechen derzeit ungefähr einem Viertel des Kohlepreises. In einer Beispielrechnung über 20 Jahre mit einem Kohlepreis von 1'600 CHF pro Tonne Trockenmasse einschliesslich Zertifikat, einem Wärmepreis von 7 Rp./kWh, einer halben Vollzeitstelle und jährlichem Unterhalt von 2 % der Investition wird deutlich, dass ausreichend hohe Volllaststunden und ein günstiger Biomassebezug notwendig sind. Bei rund 6'000 Volllaststunden und 100 CHF pro Tonne trockener Biomasse kann eine einstellige Kapitalrendite erreicht werden. Mit Waldhackschnitzelpreisen um 220 CHF pro Tonne wird die Wirtschaftlichkeit dagegen schwierig.

Die grössten Projektrisiken liegen in der Anlagenreife und im Absatz der Pflanzenkohle. Lange Abschreibungszeiträume sind deshalb zentral. Landschaftsholz ist attraktiv, weil es vergleichsweise preisgünstig ist und eine Restbiomasse hochwertig verwertet werden kann. Gleichzeitig stellt es wegen stark schwankender Korngrössen, Feinanteile, Feuchte und Fremdstoffe hohe Anforderungen an die Gesamtanlage. Für typische Landschaftsholzfraktionen werden Feinanteile unter 3,15 mm von 15–25 %, Wassergehalte von 35–55 %, Aschegehalte von 5–15 %, Ascheerweichungstemperaturen über 1'100 °C sowie Stickstoffgehalte von 0,5–1,0 % genannt. Die bestehende Normung beschreibt diese Vielfalt nur eingeschränkt. Entsprechend muss die gesamte Prozesskette robust gegenüber wechselnden Brennstoffeigenschaften ausgelegt werden.

Lessons Learned entlang der Prozesskette

Anlieferung und Fördertechnik

Standardlösungen aus dem Energieanlagenbau genügen bei der Brennstoffannahme nicht immer. Wo kein Tief- oder Hochbunker möglich ist, eignen sich Schubbodenmulden vor allem für kurze Distanzen. Feuchte, feinanteilreiche Biomasse fördert Brückenbildung; glatte Edelstahlbleche können den Austrag verbessern. Förderbänder sind auf der Trockenseite wegen Staubaustritt, Leckagen und Blockaden ungünstig. Spiral- und Schneckenförderer sowie Übergabestellen müssen mit zunehmendem Feinanteil, Feuchtegehalt und länglichen Stücken grosszügiger dimensioniert werden. Zu enge Fallschutzgitter können den Materialfluss stark begrenzen und manuelles Entleeren nötig machen.

Vortrocknung

Für die Pyrolyse muss der Wassergehalt der angelieferten Biomasse von typischerweise 35–55 % auf etwa 10–20 % reduziert werden. Diese Vortrocknung ist aufwendig und bislang meist nicht in den Pyrolysereaktor integriert. Bandtrockner arbeiten mit hohen Luftgeschwindigkeiten und erzeugen dadurch staubbeladene Abluft, die gefiltert werden muss. Schubbodentrockner erlauben geringere Luftgeschwindigkeiten; ein Teil des Staubs setzt sich bereits im Bunker ab. Mit Abluftwerten unter 10 mg/Nm³ kann zwar häufig direkt an die Umgebung abgegeben werden, für eine Wärmerückgewinnung über einen Monoblock ist die Staubkonzentration dennoch zu hoch. Als interessante Alternativen wurden Wälzbett-trockner, Dampftrockner ohne klassische Abluft sowie künftig integrierte Trocknungssysteme in der Pyrolyse genannt.

Pyrolyse, Prozessregelung und Emissionen

Im Reaktor wird die Biomasse bei ungefähr 550–750 °C umgesetzt. Für eine ausreichende Ausgasung der Kohle wird eine Verweilzeit von mehr als 15 Minuten genannt. Das Pyrolysegas wird anschliessend in einem Brenner bei etwa 700–1'100 °C verbrannt. Für die Prozessstabilität gilt der Grundsatz, die Technik möglichst einfach und die Regelkreise möglichst kurz zu halten. Besonders bei einer Beheizung des Reaktors über rückgeführtes Abgas führen lange Wege und grosse Totzeiten zu Schwierigkeiten. Direkte Luftzugabe, bei der ein kleiner Anteil des Pyrolysegases im Prozess oxidiert wird, sowie elektrische Widerstandsheizung wurden als robuste Lösungen bezeichnet.

Die emissionsrechtliche Einstufung richtet sich nach den Abfallcodes der eingesetzten Biomasse und den Vorgaben der Luftreinhalteverordnung. Kohlenmonoxid und unverbrannte Kohlenwasserstoffe sind bei geeigneter Auslegung in der Regel unproblematisch. Die Stickoxidemissionen hängen dagegen stark vom Stickstoffgehalt der Biomasse ab; gegebenenfalls ist eine Minderungsmassnahme, etwa eine Harnstoffeindüsung, vorzusehen. Der Abgasstaub wird sowohl vom Feinanteil der Biomasse als auch von der Reaktorkonstruktion beeinflusst. Je mehr Staub mit dem Pyrolysegas in den Brenner gelangt, desto höher ist der Filterbedarf. Ebenso muss der nachgeschaltete Kessel auf die tatsächliche Brennstoff- und Gasqualität abgestimmt sein.

Kohlekühlung, Befeuchtung und Logistik

Nach dem Reaktor muss die Kohle ausreichend ausgasen und kontrolliert abkühlen. Ihre grosse, reaktive Oberfläche erzeugt beim Wasserkontakt Adsorptionswärme; ungenügend gekühlte Partien können lange glimmen. Eine geregelte, kalibrierte Befeuchtung auf etwa 20–30 % Wassergehalt und dichte Fördertechnik sind daher sicherheitsrelevant. Da die Schüttdichte stark schwankt, ist die gewogene und auf Trockenmasse umgerechnete Menge massgebend. Ein- oder Zwei-Kubikmeter-Säcke sind arbeitsintensiv und entsprechen oft nicht dem Kundenbedarf. Für grössere Nutzer sind Mulden effizienter, während Kleingebinde dem Haushaltsmarkt dienen.

Anwendungen und Absatzmärkte

Pflanzenkohle ist ein poröser, teilweise inerte Zusatzstoff und kein Dünger. Je nach Ausgangsmaterial liegt ihre spezifische Oberfläche bei ungefähr 50–500 m²/g; in den Poren können Wasser, Nährstoffe und Mikroorganismen gebunden werden. Die Düngerverordnung regelt Ausgangsstoffe und Schadstoffgehalte für Landwirtschaft und Grünflächen. Üblich sind Kompostierungen mit 5–30 Vol.-% Kohle und Kohlekomposte mit etwa 5–20 % Anteil in Erds substraten. Geeignete Anwendungen sind Stadtbäume, Grünflächen, Sportrasen und Stalleinstreu, die Gerüche und Stickstoffverluste mindern kann. Ein pauschaler Einsatz ist jedoch nicht sinnvoll; besonders in der Landwirtschaft lassen sich die Mehrkosten oft nicht über höhere Produktpreise weitergeben.

Seit Mitte 2025 ist der Kohleabsatz bei IWB schwieriger geworden. Als mögliche Gründe wurden Tiefpreisimporte, günstigere Vergaserkohlen und weniger Ausschreibungen von Gemeinden oder Liegenschaftsverwaltungen genannt. Neben Bodenanwendungen gewinnen Baustoffe an Bedeutung. Für viele Anwendungen ist eine Mahlung auf Korngrössen unter 1–3 mm erforderlich. Im Strassenbelag kann Pflanzenkohle die Bindung mit Bitumen verbessern, Spurrinnen vermindern und möglicherweise die Lebensdauer erhöhen. In Putzen kann sie Feuchtigkeit und Gerüche speichern. Beim direkten Zusatz zu Zement oder Beton wurde dagegen kein genereller materialtechnischer Vorteil festgestellt; bei höheren Anteilen kann vielmehr eine Schwächung eintreten. Aus Sicht der Gesamtwirkung ist es daher sinnvoller, die Kohle dort einzusetzen, wo sie neben der Speicherung auch einen technischen oder ökologischen Mehrwert bietet, und die Kohlenstoffsensenkenleistung gegebenenfalls anderen Produkten bilanziell zuzuordnen.

Kohlenstoffsensenkenzertifikate

Der Kohlenstoff der Biomasse stammt aus atmosphärischem CO₂; ungefähr die Hälfte verbleibt nach der Pyrolyse in der festen Kohle. Wird diese dauerhaft in Böden oder Baustoffen eingebracht, entsteht eine technische Kohlenstoffsenke. Für Bodenanwendungen wird in den vorgetragenen Annahmen mit einem Abbau von rund 27 % über 100 Jahre gerechnet, während Kohlenstoff in Baustoffen über einen Zeitraum von 1'000 Jahren als gespeichert betrachtet wird. Aufgrund der politischen und gesetzlichen Rahmenbedingungen besteht eine Zahlungsbereitschaft für die entsprechenden CO₂-Äquivalente.

IWB stellt die Kohlenstoffsenkenzertifikate selbst und erst nach dem dokumentierten Einbringen der Kohle aus. Dieses Vorgehen vermeidet den Vorverkauf künftiger Produktionsmengen und verknüpft das Zertifikat mit einem konkreten Einbringungsnachweis des Landwirts, Kompostierers oder eines anderen Anwenders. Benötigt der Anwender das Zertifikat nicht selbst, kann ein Teil des Erlöses über einen günstigeren Kohlepreis zurückerstattet werden. Derzeit sind diese Zertifikate im freien Schweizer CO₂-Markt handelbar; eine internationale Anrechnung ist nach Aussage des Referenten momentan nicht möglich.

Fazit

Die Erfahrungen von IWB zeigen, dass Pflanzkohleanlagen technisch und wirtschaftlich funktionieren können, aber eine konsequente Betrachtung als integrierte Produktionsanlage verlangen. Entscheidend sind ein günstiger und geeigneter Biomassestrom, hohe Jahreslaufzeiten, eine nutzbare Wärmesenke und ein tragfähiger Kohleabsatz. Viele Schwierigkeiten entstehen nicht im eigentlichen Pyrolysereaktor, sondern an den Schnittstellen: bei heterogenen Brennstoffen, Austrag und Förderung, Staubmanagement, Vortrocknung, Abgaskopplung, Kohlekühlung und Abfüllung. Einfache Verfahren, kurze Regelwege, grosszügig dimensionierte Förderquerschnitte und eine sicher kontrollierte Befeuchtung erhöhen die Verfügbarkeit.

Für weitere Anlagen bleibt eine Lern- und Optimierungsphase einzuplanen. Insbesondere integrierte Trocknung, robuste Lösungen für variable Restbiomassen und effizientere Produktlogistik versprechen Verbesserungen. Gleichzeitig muss die Vermarktung früh in die Projektentwicklung einbezogen werden. Erfolgversprechend sind Anwendungen, in denen Pflanzkohle mehrere Funktionen gleichzeitig erfüllt – beispielsweise Wasserspeicherung und bessere Wurzelbedingungen bei Stadtbäumen, Geruchs- und Stickstoffbindung in der Tierhaltung oder funktionale Effekte in Strassenbelägen und Putzen. Kohlenstoffsenkenzertifikate ergänzen diese Wertschöpfung, ersetzen jedoch weder einen verlässlichen Produktmarkt noch einen stabilen Anlagenbetrieb.

5 Holz-WKK mit Kompressionswärmepumpe versus Holzheizkessel mit Absorptionswärmepumpe

Performance- und Kostenvergleich für feuchtes Energieholz

Dr.-Ing. Reinhold Spörl

Schmid Mawera Group

Kurzfassung

Verglichen werden zwei Wege zur Bereitstellung von Heizwärme aus feuchtem Energieholz (hier M45) für ein Wärmenetz mit Vorlauftemperatur von 85 °C und Rücklauftemperatur von 55 °C: (A) Ein Holzheizwerk mit Economiser (ECO), aktiver Abgaskondensation (aAGK) und Absorptionswärmepumpe (AWP)¹ sowie (B) eine Holz-Wärme-Kraft-Kopplungsanlage mit Organic-Rankine-Cycle (ORC) und nachgeschalteter Kompressions-wärmepumpe (KWP)². Der Vergleich fokussiert sich auf Heizwerkslösungen im Leistungsbereich von ca. 1 bis 10 MW. Die Systeme werden beispielhaft mittels Sankey-Diagrammen veranschaulicht. Dabei beruhen die Energieflüsse auf einer normierten Brennstoffbasis, um die Mehrerträge gegenüber einem herkömmlichen Holzheizwerk ohne ECO und aAGK zu visualisieren. Für das ORC-WKK+KWP-System wird ein Beispiel mit Wasser 10/5 °C³ als Wärmequelle gezeigt. Im Rahmen eines energetischen Vergleichs wird aufgezeigt, welchen Wärmenutzungsgrad (WNG⁴) die Kompressionswärmepumpe erreichen muss, damit ORC-WKK+KWP energetisch mit den jeweiligen aAGK+AWP-Systemen gleichzieht. Daneben werden ORC-WKK+KWP und aAGK+AWP in Bezug auf die Investitionskosten verglichen. Dieser Vergleich erfolgt bei identischer Nutzwärmeleistung von rund 3.1 MW. Im Hauptfall erreichen die aAGK/AWP-Systeme mit 105 °C bzw. 150 °C Heisswasserantrieb heizwertbezogene Brennstoffnutzungsgrade von rund 110 % bzw. 115 %, wobei die Brennstoffnutzungsgrade je nach Einsatzbedingungen im Bereich von ca. 105 % bis 115 %, bzw. von ca. 112 % bis zu ca. 125 % liegen können. Bei ORC-WKK+KWP-Systemen ist der Wärmenutzungsgrad der KWP entscheidend dafür, ob diese Systeme Brennstoffnutzungsgrade in der Grössenordnung der aAGK+AWP-Systeme erreichen können: Luft- und Wasserquellen bleiben bei der untersuchten Wärmesenke (85/55 °C) durchgehend unter den aAGK/AWP-Systemen. Abwärme mit 25/20 °C ermöglicht etwa Parität zum 105-°C-AWP-System, bleibt aber unter dem 150-°C-AWP-System. Die modellierten Mehrinvestitionen gegenüber einem konventionellen Heizwerk gleicher Nutzwärmeleistung betragen rund 6 % bzw. 19 % für die 105-°C- und 150-°C-aAGK+AWP-Systeme, gegenüber 112 bis 127 % für ORC-WKK+KWP. Damit verbinden die aAGK+AWP-Systeme eine hohe Brennstoffausnutzung mit deutlich geringeren Investitionen als ORC-WKK+KWP und bieten auch für Nachrüstungen Potenzial zur Brennstoffeinsparung.

¹ System wird im Folgenden bezeichnet als: aAGK+AWP

² System wird im Folgenden bezeichnet als: ORC-WKK+KWP

³ 10/5 °C bedeutet im Zusammenhang mit KWP: Quell-Wärme wird dem Verdampfer der KWP mit 10 °C zugeführt und verlässt diesen mit 5 °C.

⁴ Der WNG ist eine Wärme-zu-Strom-Kennzahl für Kompressionswärmepumpensysteme: KWP-Nutzwärme dividiert durch den gesamten Strombedarf des KWP-Systems

Abkürzungen

Abkürzung	Bedeutung	Abkürzung	Bedeutung
aAGK	aktive Abgaskondensation	KWP	Kompressionswärmepumpe
AGK	Abgaskondensation	ORC	Organic Rankine Cycle
AWP	Absorptionswärmepumpe	VL/RL	Vorlauf-/Rücklauftemperatur
ECO	Economiser	WNG	Wärmenutzungsgrad
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung	H _u	Heizwert
Vergaser-BHKW	Vergaser-Blockheizkraftwerk (i.d.R. mit Gasmotor, welcher Vergaser-Produktgas als Brennstoff nutzt)		

1 Ausgangslage und Zielsetzung

Feuchtes Energieholz kann in zentralen Wärmenetzen entweder direkt in einem hocheffizienten Holzheizwerk mit ECO, aAGK und AWP genutzt oder zunächst teilweise in einer Holz-Wärme-Kraft-Kopplungsanlage mit ORC verstromt werden. Wird der erzeugte Strom anschliessend in einer Kompressionswärmepumpe eingesetzt, kann zusätzliche Umwelt- oder Abwärme erschlossen werden. Es steht dann sowohl die Abwärme aus dem ORC-Prozess als auch die Wärme aus der KWP als Heizwärme zur Verfügung. Die zentrale Frage lautet dabei: Welchen Wärmenutzungsgrad muss die KWP erreichen, damit die ORC-WKK+KWP-Kombination mindestens dieselbe Menge an Nutzwärme aus der eingesetzten Biomasse erzeugt wie ein hocheffizientes Heizwerk mit ECO, aAGK und AWP? Zudem soll dargestellt werden, welches Anlagenkonzept bei gleicher Nutzwärmeleistung in Bezug auf den Investitionsaufwand vorteilhafter ist.

Als Vergleichssystem zur Heizwärmebereitstellung aus Biomasse muss dabei ein hocheffizientes Heizwerk mit ECO, aAGK und AWP betrachtet werden und nicht nur ein konventionelles Heizwerk ohne Abgaskondensation. Zwar liegen bei vielen Wärmenetzen die Rücklauftemperaturen über 50 °C und damit in der Regel zu hoch für eine wirksame passive Kondensation. Jedoch kann mit einer Absorptionswärmepumpe die Abgaskondensation unterhalb der Netzzücklauftemperatur betrieben werden und so die Kondensationswärme dennoch auf einem nutzbaren Temperaturniveau in das Netz übertragen werden. Solche Systeme sind mittlerweile auf dem Markt verfügbar und erprobt. Daher stellt das Holzheizwerk mit ECO, aAGK und AWP den relevanten Vergleichsmassstab nach Stand der Technik dar. Die Absorptionswärmepumpe ist in 2 Varianten verfügbar: Mit Antriebstemperatur von 105 °C (Warmwasser) und Antriebstemperatur von 150 °C (Heisswasser). Die Varianten unterscheiden sich im Temperaturhub der AWP, wobei höhere Antriebstemperaturen höhere Temperaturhübe ermöglichen.

Die vorliegende Untersuchung betrachtet zentrale Heizwärmeversorgung im Leistungsbereich von ca. 1 bis 10 MW thermischer Leistung bei VL/RL 85/55 °C mit feuchtem Energieholz (M45). Als WKK-Vergleichstechnologie wird die ORC-Technologie gewählt, da diese im betrachteten Leistungsbereich etabliert ist [11]. Zudem erlauben ORC-Systeme den Einsatz von feuchter Biomasse als Brennstoff ohne Vortrocknung. Verglichen werden die energetische Performance sowie bei gleicher Nutzwärmeleistung der jährliche Biomasse- und Netzstrombedarf und die Investitionskosten. Eine zusätzliche Abgaskondensation am ORC-System wurde nicht untersucht, da im vorliegenden Fall mit 55 °C Netzzücklauftemperatur eine passive Abgaskondensation i.d.R. nicht möglich ist. Der Fall ORC-WKK+KWP mit Abwärme 25/20 °C kann jedoch energetisch als Indikator für ORC+KWP+aAGK dienen, sofern die aAGK ausreichend Wärme bereitstellen kann. Zusätzliche aAGK- und Integrationskosten sind in diesem Vergleichsfall jedoch nicht berücksichtigt.

2 Untersuchte Systeme und Modellansatz

2.1 Systemvarianten und Vergleichsbasis

Es wurden Sankey-Diagramme zu den Systemen A105 (Abb. 1) und B-Wasser (Abb. 2) erstellt, um die Energieflüsse auf einer normierten, heizwertbezogenen Brennstoffbasis von 1'176.5 kW zu veranschaulichen (siehe Kap. 2.2). Der heizwertbezogene Brennstoffnutzungsgrad f_Q ist dabei das Verhältnis von abgegebener Nutzwärme zur eingesetzten Brennstoffenergie. Ein konventionelles Heizwerk mit einem typischen Brennstoffnutzungsgrad von 85 % [2, 3] liefert daraus 1'000 kW Nutzwärme. Die Vergleichsfälle mit aAGK und AWP erreichen $f_Q = 110 %$ (A105) beziehungsweise $f_Q = 115 %$ (A150). Die Werte von f_Q sind heizwertbezogen und erreichen über 100 % durch die zusätzlich nutzbar gemachte Kondensationswärme. Die ORC-WKK+KWP-Variante B-Wasser wird beispielhaft für die Wasserquelle 10/5 °C mit WNG = 2.68 gezeigt. Der eigentliche energetische Vergleich erfolgt leistungsunabhängig über die WNG-Break-even-Werte in Kap. 3. Für den Kosten- und Ressourcenvergleich wird dagegen eine gemeinsame Nutzwärmeleistung von 3.1 MW bei 3'000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr verwendet.

Tabelle 1: Untersuchte Systemvarianten und Wärmequellen.

Variante	Systemkonzept	Wärmequelle der Wärmepumpe
A105	Holzheizkessel mit ECO, aAGK und 105-°C-AWP	Abgas/Kondensat
A150	Holzheizkessel mit ECO, aAGK und 150-°C-AWP	Abgas/Kondensat
B-Luft	Holz-WKK/ORC mit KWP	Aussenluft (Zürich/Kloten)
B-Wasser	Holz-WKK/ORC mit KWP	Wasser 10/5 °C
B-Abwärme	Holz-WKK/ORC mit KWP	warme Abwärme 25/20 °C

2.2 Energetische Modellierung

Bei A105 und A150 werden die sensible Abgaswärme im ECO und weitere sensible Abgaswärme und die Kondensationswärme in der aktiven Abgaskondensation zurückgewonnen. Die AWP wird mit Wärme/Heizwasser des Biomassekessels angetrieben. Ihre Antriebswärme wird anschliessend zusammen mit der Wärme aus der Kondensationsanlage zur Rücklaufanhebung genutzt. Bei einem Netzzrücklauf von 55 °C ergeben sich in den untersuchten Hauptfällen⁵ rund 1'294 kW Nutzwärme für A105 und rund 1'353 kW für A150. A105 basiert auf SMG-Auslegungsdaten. A150 bildet einen modellierten Vergleichsfall mit 150 °C Antriebstemperatur ab.

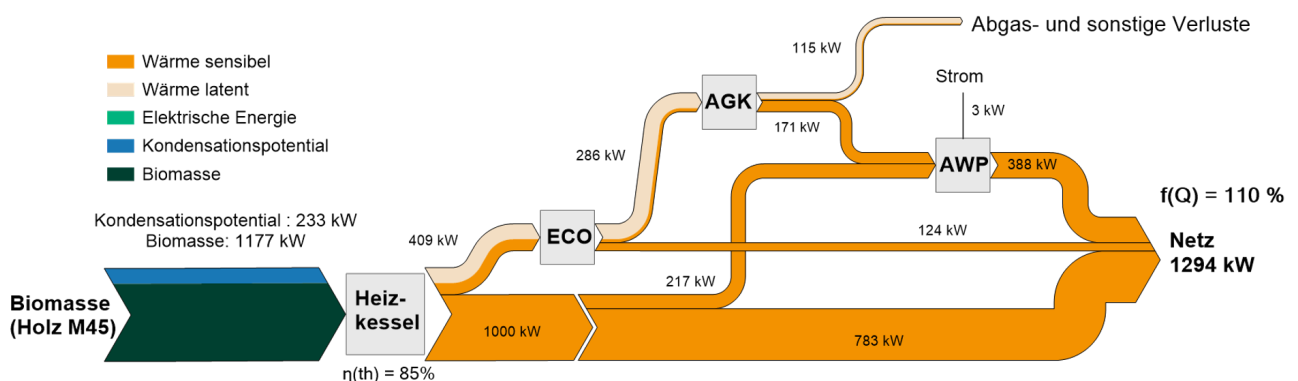


Abbildung 1: Energieflussbilanz des Holzheizwerks mit ECO, aktiver Abgaskondensation und 105-°C-AWP auf heizwertbezogener Brennstoffbasis von 1'176.5 kW_{HU}. Der Brennstoffnutzungsgrad f_Q erreicht 110 %. (Eigene Modellierung auf Basis von SMG-Auslegungsdaten)

⁵ Als Hauptfall werden die wesentlichen Auslegungsfälle dieser Studie bezeichnet (A105, A150, B-Luft, B-Wasser, B-Abwärme). Daneben wurden einige Sensitivitäten untersucht.

Für ORC-WKK+KWP wird der heizwertbezogene Brennstoffnutzungsgrad als Summe aus direkter ORC-Wärme und der mit Hilfe des ORC-Nettostroms erzeugten Wärme aus der KWP berechnet: $f_Q = \eta_{th} + \eta_{el,netto} \times WNG$. Der WNG ist dabei die KWP-Nutzwärme dividiert durch den gesamten Strombedarf des KWP-Systems: Verdichter, Pumpen, Ventilatoren, die Hydraulik zur Quellenerschliessung und bei Aussenluft die Abtauenergie sind enthalten. Der erzeugte ORC-Nettostrom wird in einer jahresäquivalenten Bilanz vollständig dem KWP-Systembedarf zugeordnet und zur Heizwärmeerzeugung genutzt. Es entstehen deshalb bilanziell weder ein zusätzlicher Netzstrombezug noch eine Exportgutschrift. Der technische Eigenstrombedarf der ORC-Anlage ist bereits im Nettostromwirkungsgrad berücksichtigt. Eine zeitaufgelöste Prüfung von Lastverläufen, Stromdeckung und Leistungsspitzen erfolgte nicht.

Die ORC-Systemkennwerte wurden aus einer IEA/BIOS-Referenzanlage abgeleitet [4]. Verwendet wurden $\eta_{th} = 67.5 \%$ als thermischer Nennwert ohne Abgaskondensation und $\eta_{el,netto} = 12.3 \%$ als Netto-Jahresstromwirkungsgrad. Der thermische Wirkungsgrad ergibt sich aus 9.58 MW nominaler Wärmeleistung dividiert durch 14.2 MW heizwertbezogene Brennstoffleistung und entspricht damit der hier untersuchten Systemgrenze ohne Abgaskondensation. Der zum Projekt veröffentlichte thermische Jahreswirkungsgrad von 74.8 % [4] enthält dagegen Kondensationswärme und wird deshalb nicht übernommen. Da die Quelle keinen separaten thermischen Jahreswirkungsgrad ohne Abgaskondensation ausweist, wird der aus den Nennleistungen berechnete Wert von 67.5 % ersatzweise für die Jahresbilanz dieser Studie verwendet. Die Kombination aus dem berechneten thermischen Nennwirkungsgrad und dem gemessenen Netto-Jahresstromwirkungsgrad ist somit ein Projektansatz und kein gemeinsam ermitteltes/gemessenes Paar von Jahreswirkungsgraden.

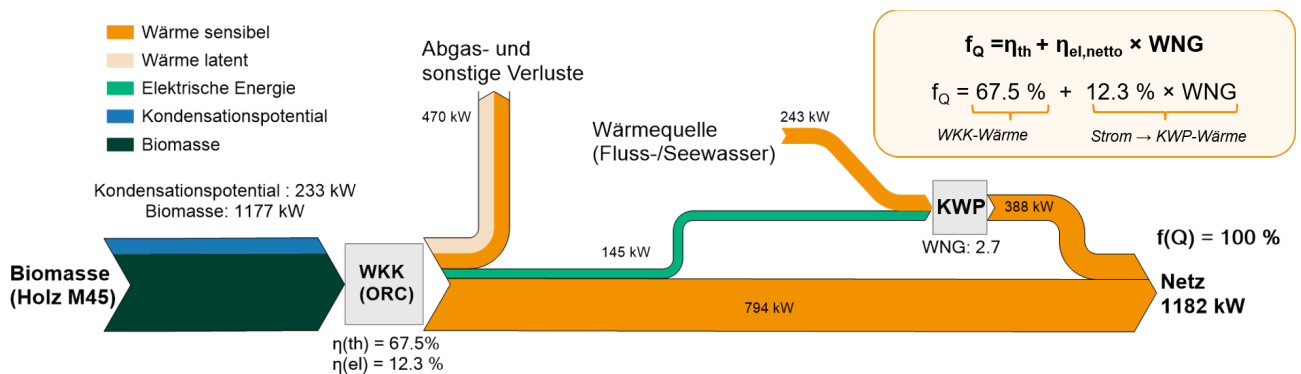


Abbildung 2: Energieflussbilanz der ORC-WKK mit Kompressionswärmepumpe für die Wasserquelle 10/5 °C bei WNG = 2.68 auf heizwertbezogener Brennstoffbasis von 1'176.5 kW_{Hu}. (Eigene Modellierung auf Basis von [4]. Der Brennstoffnutzungsgrad f_Q erreicht 100 %)

Für den in Abbildung 2 dargestellten exemplarischen Wasserquellenfall 10/5 °C mit WNG = 2.68 ergibt sich mit den oben genannten thermischen und elektrischen Wirkungsgraden ein Brennstoffnutzungsgrad f_Q von ca. 100 % beziehungsweise rund 1'182 kW Nutzwärme bei einem heizwertbezogenen Brennstoff-Input von 1'176.5 kW.

3 Energetischer Vergleich und Einflussgrössen

3.1 Break-even der ORC-Systeme mit Kompressionswärmepumpe

Aus der Bilanzgleichung $f_Q = \eta_{th} + \eta_{el,netto} \times WNG$ kann unmittelbar abgeleitet werden, welchen WNG die KWP erreichen muss, damit ORC-WKK+KWP den jeweiligen aAGK+AWP-Vergleichsfall erreicht. Für A105 mit $f_Q = 1.10$ liegt der Break-even bei WNG = 3.46, für A150 mit $f_Q = 1.15$ bei WNG = 3.86. Energetisch entscheidend ist dabei der unter realen Wärme-Quellen- und Senkenbedingungen erreichbare System-WNG der Kompressionswärmepumpe.

In Abbildung 3 sind die genannten Zusammenhänge visualisiert. Die im unteren Bereich des Diagramms dargestellten WNG-Bänder wurden mit einem Lorenz-COP-Modell für die gemeinsame Wärmesenke

85/55 °C berechnet⁶. Der Lorenz-Gütegrad⁷ wurde dabei einheitlich zwischen 45 und 55 % variiert. Daraus ergeben sich WNG-Werte von 2.13–2.57 für Aussenluft, 2.42–2.94 für Wasser mit 10/5 °C und 3.16–3.84 für warme Abwärme mit 25/20 °C. Zur Bestimmung der WNG-Werte für Aussenluft wurden als KWP-Quellentemperatur Lufttemperaturwerte für Zürich/Kloten wärmebedarfsgewichtet berücksichtigt. Zusätzlich wurden temperaturabhängige Abtauenergien berücksichtigt.

ORC-WKK+KWP-Systeme mit Wärmequelle Luft und Wasser bleiben klar unterhalb der beiden Break-even-WNG-Werte zu den aAGK+AWP-Vergleichssystemen A105 und A150. Ein ORC-WKK+KWP-System mit warmer Abwärme als Wärmequelle kann den energetischen Break-even gegenüber A105 erreichen, bleibt aber unter dem Break-even-WNG gegenüber A150. Zu beachten ist zudem: Ein eventueller energetischer Vorteil des ORC-WKK+KWP-Systems mit warmer Abwärme als Wärmequelle besteht nur, wenn Temperatur, Leistung und Verfügbarkeit dauerhaft und wärmebedarfsgerecht gesichert sind.

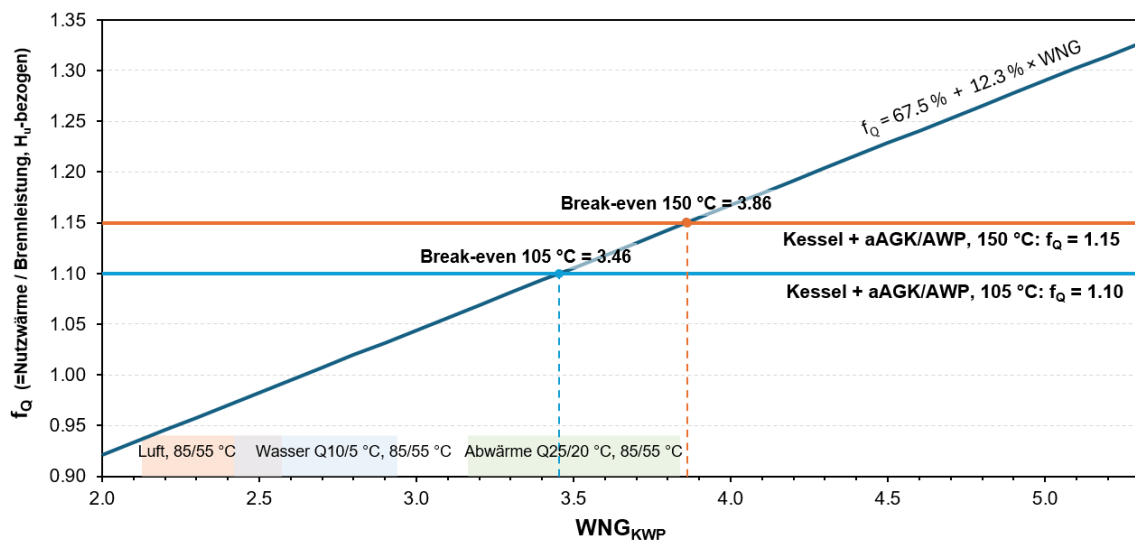


Abbildung 3: Visualisierung zum energetischen Break-even des ORC-WKK+KWP-Systems gegenüber aAGK+AWP und modellierte WNG-Bänder der untersuchten Wärmequellen bei Wärmeabgabe VL/RL 85/55 °C. (WNG-Bänder für Luft, Wasser und Abwärme aus eigener Lorenz-COP-Modellierung; ORC-Kenndaten nach [4])

3.2 Robustheit und Einordnung

Die in der Praxis realisierbaren Brennstoffnutzungsgrade im aAGK+AWP-System hängen stark von der Brennstofffeuchte, dem erreichbaren Abgas-Sauerstoffgehalt der Verbrennung und der Wärmenetz-Vor- und Rücklauf-Temperatur ab. Daher werden für beide aAGK+AWP-Varianten Bereiche des Brennstoffnutzungsgrads untersucht, die Änderungen dieser Größen abbilden. Für A105 liegen f_Q -Werte in einem Bereich von ca. 1.05–1.15. Damit ergibt sich ein energetischer Break-even-WNG von 3.05–3.86. Bei A150 treten f_Q -Werte von ca. 1.12–1.25 auf und der energetische Break-even-WNG liegt damit bei 3.62–4.67. Warme Abwärme erreicht den Break-even zur A150-Variante daher nur im unteren f_Q -Bereich dieser aAGK+AWP-Variante.

Auch die Wahl der WKK-Kenndaten beeinflusst das Ergebnis. Mit einem anderen real gemessenen ORC-Betriebspunkt nach Prando et al. [12] von $\eta_{th} = 66.0\%$ und $\eta_{el,netto} = 9.9\%$ steigen die erforderlichen Break-even-WNG deutlich. Ein modellierter Vergaser-BHKW-Fall mit höherem elektrischem Anteil verschiebt den Break-even dagegen etwas nach unten, weist bei feuchtem Waldhackgut jedoch einen

⁶ Details dazu: Siehe Anhang A.

⁷ Der Lorenz-Gütegrad beschreibt das Verhältnis des realen Verdichter-COP zum idealen Lorenz-COP, der die Temperaturänderungen von Wärmequelle und Wärmesenke berücksichtigt

deutlich geringeren Netto-Gesamtnutzungsgrad von 55.3 % auf, weil eine technische Trocknung des Brennstoffs erforderlich ist [1]. Auch in diesem Fall erreicht das Vergaser-BHKW+KWP-System den erforderlichen Break-even-WNG mit den untersuchten Wärmequellen Luft und Wasser nicht. Nur mit warmer Abwärme als Wärmequelle ist der energetische Break-even erreichbar. Die Kernaussage bleibt damit: Ein WKK-System mit höherem Stromanteil ist nur dann energetisch vorteilhaft, wenn die nachgeschaltete KWP einen ausreichend hohen WNG erreicht und die Wärmequelle gesichert verfügbar ist. Dabei fungiert der WNG als Multiplikator für die Wärmeerzeugung aus dem Stromanteil.

In der öffentlichen Diskussion werden teilweise vergleichsweise hohe Jahres-WNG-Werte von Wärmepumpen in Wohngebäuden auf den Einsatz von Wärmepumpen in Wärmenetzen übertragen. Es soll darauf hingewiesen werden, dass diese Werte in der Regel nicht direkt übertragbar sind. Grund dafür ist, dass Anlagen in Wohngebäuden oftmals mit sehr niedrigen mittleren Vorlauftemperaturen arbeiten (bspw. etwa 36 °C in [5]), während im hier betrachteten Wärmenetz 85 °C Netzvorlauf gefordert werden. Der wesentlich grössere Temperaturhub reduziert den erreichbaren WNG erheblich. Dies gilt umso mehr in Kälteperioden, in denen die Quellentemperaturen oftmals absinken und die benötigten Vorlauftemperaturen ansteigen.

4 Investitionskosten und Energiebedarf

4.1 Investitionskosten

Der Kostenvergleich bezieht sich auf Vergleichssysteme mit einheitlich 3.1 MW Nutzwärmeleistung. Sämtliche Investitionskosten wurden auf die Preisbasis CHF April 2025 vereinheitlicht. Historische EUR-Kosten wurden dazu mit Eurostat-Produzentenpreisindizes fortgeschrieben und anschliessend zum Monatsmittelkurs der europäischen Zentralbank in CHF umgerechnet⁸. Die Investitionskosten wurden komponentenweise ermittelt: Heizwerk und KWP basieren auf Kostenkennwerten der Danish Energy Agency [6], das ECO/aAGK/AWP-Paket auf SMG-Projektdaten. Die WKK-Kosten setzen sich aus einer thermischen Basisanlage⁹ und dem WKK-Mehrinvestitionsanteil gemäss IEA/BIOS-Referenz zusammen [4]. Die Grössenübertragung für Heizwerk, WKK-Mehrinvestition und AWP-Paket erfolgt mit einer Potenzskalierung mit Exponent 0.80. Die KWP-Kosten wurden stückweise log-linear zwischen den DEA-Kostenstützstellen für 1, 3 und 10 MW thermischer KWP-Leistung interpoliert [6]. Für das ECO/aAGK/AWP-Paket der 150-°C-Ausführung wird das 1.5-Fache der skalierten Kosten des ECO/aAGK/AWP-Pakets der 105-°C-Ausführung angesetzt, um die Mehrkosten des Heisswassersystems zu berücksichtigen. Im Kostenvergleich betrachtet werden Anlagentechnik sowie anteilige Gebäude- und Integrationskosten. Grundstück, Wärmenetz und projektspezifische Erschliessung externer Wasser- oder Abwärmequellen sind nicht enthalten. Die Mehrinvestition wird gegenüber einem konventionellen Holzheizwerk gleicher Nutzwärmeleistung ausgewiesen. Alle Werte sind vereinfachte Referenzkostenabschätzungen und keine Angebotskalkulationen. Weitere Details zur Methodik der Investitionskostenabschätzung können Anhang B entnommen werden.

Die Investitionskosten sind in Abbildung 4 dargestellt. Für die aAGK+AWP-Systeme betragen die Investitionskosten der Gesamtanlage rund 2.64 Mio. CHF für A105 und 2.94 Mio. CHF für A150. Ein konventionelles Heizwerk gleicher Nutzwärmeleistung liegt bei ca. 2.48 Mio. CHF. Dies entspricht Mehrinvestitionen von rund 0.153 bzw. 0.461 Mio. CHF oder 6 % bzw. 19 %. Im Falle der aAGK+AWP-Systeme kann der Biomassekessel gegenüber einem konventionellen Heizwerk kleiner dimensioniert werden, da zusätzliche Wärmeleistung aus dem ECO und der aAGK gewonnen wird. Dies kompensiert die Mehrkosten von ECO, aAGK und AWP teilweise.

⁸ Daten dazu aus: [7, 8]

⁹ Basieren auf Kostenkennwerten der Danish Energy Agency [6].

Für die ORC-WKK+KWP-Varianten ergeben sich Investitionskosten von 5.64 Mio. CHF mit Aussenluft als Quelle, 5.41 Mio. CHF mit Wasser als Wärmequelle und 5.27 Mio. CHF mit warmer Abwärme als Wärmequelle. Die Mehrinvestitionen betragen damit 112 bis 127 %. Ursache für die vergleichsweise hohen Investitionskosten ist vor allem die Kombination aus teurer ORC-Anlage und einer für die Wärmeerzeugung ausreichend gross dimensionierten KWP. Auch bei einer Variation des Skalierungsexponenten zwischen 0.70 und 1.00 (Hauptfall: 0.80) sowie der KWP-Kosten um ± 15 % bleibt die grundsätzliche Investitionskostenrangfolge erhalten.

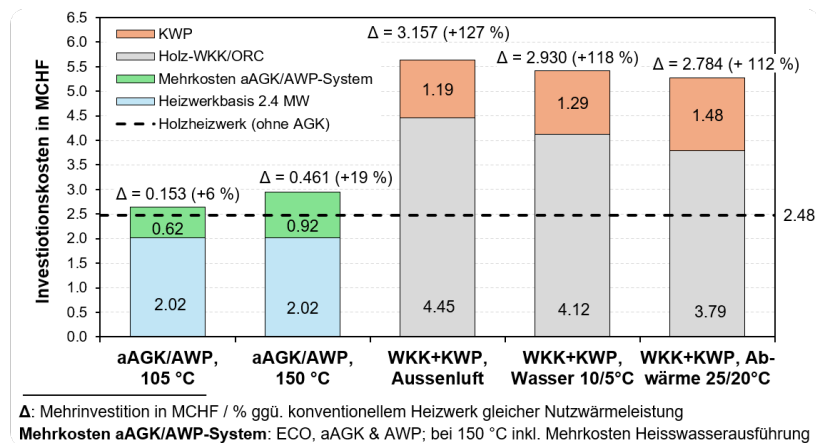


Abbildung 4: Investitionskosten der Systemvarianten bei gleicher Nutzwärmeleistung von rund 3.1 MW. (Eigene Modellierung: Kostenbasis SMG-Projektdaten 2025/2026 und IEA/BIOS [4], DEA [6], Eurostat [7] und ECB [8])

4.2 Biomasse- und Netzstrombedarf

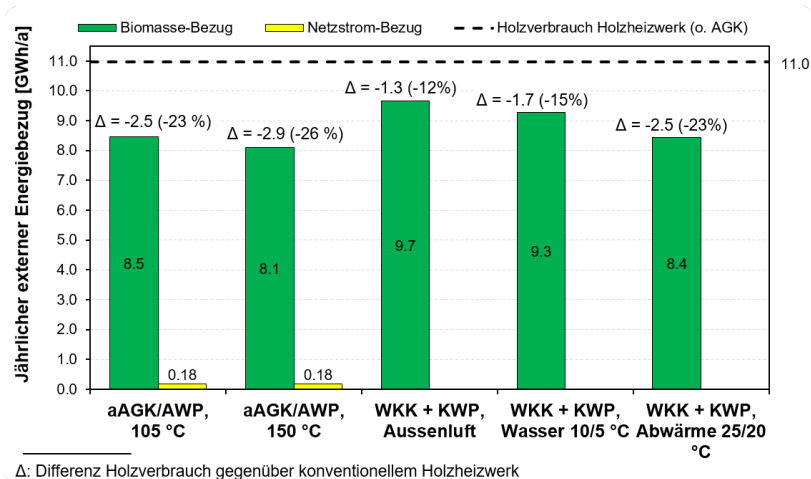


Abbildung 5: Jährlicher Biomasse- und externer Netzstrombedarf bei gleicher Nutzwärmeleistung von 3.1 MW und 3'000 Vollbenutzungsstunden. (Eigene Modellierung auf Basis von SMG-Auslegungsdaten sowie [4] und [6]).

Biomasse- und Netzstrombedarf wurden mit 3'000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr, entsprechend rund 9.3 GWh Jahresnutzwärme für alle Vergleichsfälle berechnet. Der jährliche Biomassebedarf ergibt sich aus der Jahresnutzwärme dividiert durch den jeweiligen Brennstoffnutzungsgrad. Bei 9'318 MWh Nutzwärme pro Jahr benötigt das konventionelle Heizwerk ohne AGK rund 10.96 GWh_{Hu} Biomasse. Mit dem aAGK+AWP-System A105 reduziert sich dieser Bedarf deutlich auf rund 8.47 GWh_{Hu}. Mit dem A150-System sinkt der Biomassebedarf weiter auf 8.10 GWh_{Hu}. Dies entspricht Einsparungen von rund 23 % bzw. 26 %. Die untersuchten ORC-WKK+KWP-Systeme benötigen rund 9.67 GWh_{Hu} mit Aussenluft-Quelle, 9.28 GWh_{Hu} mit Wasser-Quelle und 8.43 GWh_{Hu} mit warmer Abwärme als Wärmequelle der KWP. Nur der Abwärmefall erreicht damit ungefähr Parität zu A105 in Bezug auf den

Brennstoffverbrauch. Die anderen ORC-WKK+KWP-Fälle verbrauchen mehr Biomasse. Der externe Netzstrombedarf der betrachteten aAGK+AWP-Systeme ist mit rund 0.18 GW_{hel}/a einschliesslich Kessel- und AWP-Hilfsenergie niedrig, da Absorptionswärmepumpen nahezu vollständig mit Wärme aus dem Biomassekessel angetrieben werden.

5 Praxiseinordnung

Die aktive Abgaskondensation mit AWP wird bereits in mehreren Anlagen umgesetzt oder projektiert. Entsprechende Anlagen weisen im Nennbetrieb Auslegungs-Mehrleistungen von etwa 19 bis 34 % gegenüber der installierten Biomassekesselleistung auf. Für verschiedene externe Referenzen unseres AWP-Systempartners Stepsahead liegen ergänzende Betriebserfahrungen vor. Beispielhaft seien dabei Folgende genannt: In Gerlos wurden in der ersten Heizsaison 2023/24 26.2 % zusätzliche Wärme durch aAGK und ECO bezogen auf die von den Biomassekesseln erzeugte Wärme ausgewiesen [9, 10]. An der Anlage Wagrain wurde bei einer punktuellen Kundenmessung im Dezember 2020 eine zusätzlich gewonnene Wärme von bis zu 49 % durch aAGK und ECO bezogen auf die Kesselwärme berichtet [9].

SMG bietet die aktive Abgaskondensation mit Absorptionswärmepumpe gemeinsam mit dem auf AWP-Systeme spezialisierten Partner STEPSAHEAD als abgestimmte Systemlösung an. Ein niedriger Rest-O₂-Gehalt erhöht den Abgas-Wassertaupunkt und begünstigt die Kondensationswärmenutzung erheblich. Die Feuerungsregelung Revolution adaptive der SMG passt die Verbrennungseinstellungen bei wechselnder Brennstoffqualität vollautomatisch an und hält den Rest-O₂-Gehalt dadurch dauerhaft und ohne Bedienereingriffe niedrig. Die adaptive Regelung ist damit eine wesentliche Voraussetzung, um das Potenzial der Abgaskondensation auch bei wechselnden Brennstoffen dauerhaft auszuschöpfen. Die bereits mehrfach umgesetzte 105-°C-Ausführung wird mit Warmwasser angetrieben und benötigt keine Heisswasseranlage. Die 150-°C-Ausführung ermöglicht tiefere Kondensationstemperaturen und einen höheren Brennstoffnutzungsgrad, erfordert jedoch eine Heisswasseranlage und verursacht daher einen höheren Investitions- und Betriebsaufwand. Bei den hier betrachteten Bedingungen mit M45 und 55 °C Netzurücklauf gleicht die zusätzliche Brennstoffeinsparung diese Mehrkosten bei kleineren Anlagen häufig nicht vollständig aus. Nach SMG-Projekterfahrung ist die 150-°C-Ausführung gegenüber der 105-°C-Variante unter solchen Bedingungen aufgrund der Kostendegression erst ab etwa 5–6 MW Kesselnennwärmeleistung wirtschaftlich vorteilhaft. Bei höheren Netzurücklauftemperaturen oder trockenem Brennstoff kann sie dagegen schon bei kleineren Leistungen sinnvoll oder technisch erforderlich sein, um ausreichend gute Kondensationsbedingungen zu erreichen. Entsprechende Anlagen werden in diesem Fall bereits ab etwa 3 MW Kesselnennwärmeleistung geplant. Für Fälle, in denen der zusätzliche Effizienzgewinn die Mehrkosten nicht vollständig decken kann, könnte eine gezielte Förderung die Wirtschaftlichkeitslücke schliessen und damit die technisch mögliche Realisierung zusätzlicher Effizienzgewinne fördern.

aAGK+AWP-Systeme sind ebenfalls für Nachrüstungen interessant. Sie ermöglichen auch in diesem Fall eine aktive Abgaskondensation und damit die Nutzung der Kondensationswärme auch bei bestehenden Wärmenetzen mit Rücklauftemperaturen oberhalb von ca. 50 °C, bei denen eine passive Kondensation i.d.R. nicht möglich ist. Die konkrete Eignung hängt unter anderem von Brennstofffeuchte, Abgastemperatur, Rücklauftemperatur, Platzverhältnissen und Betriebsweise ab und sollte projektspezifisch geprüft werden.

6 Schlussfolgerungen

Für das in dieser Studie betrachtete Wärmenetz mit VL/RL 85/55 °C und den Einsatz von feuchtem Energieholz setzt das Holzheizwerk mit ECO, aktiver Abgaskondensation und AWP den energetischen Benchmark und weist gegenüber den untersuchten ORC-WKK+KWP-Systemen geringere Investitionskosten auf. Durch die aAGK mit 105-°C- bzw. 150-°C-AWP steigt der heizwertbezogene

Brennstoffnutzungsgrad von 85 % auf rund 110 % bzw. 115 %. Dadurch sinkt der Biomassebedarf um etwa 23 % bzw. 26 %, während die Mehrinvestition gegenüber einem konventionellen Heizwerk gleicher Nutzwärmeleistung vergleichsweise gering bleibt. aAGK+AWP-Systeme sind prinzipiell auch nachrüstbar und bieten somit auch ein grosses Effizienz- und Brennstoffeinsparpotenzial für Bestandsanlagen.

In den untersuchten ORC-WKK+KWP-Konfigurationen entscheidet die Qualität der KWP-Wärmequelle über die Effizienz bzw. den Brennstoffnutzungsgrad des Gesamtsystems. Aussenluft und Wasser als Quelle erreichen bei Netzbedingungen mit 85/55 °C nicht die erforderlichen WNG-Werte für eine Parität zum aAGK+AWP-System. Warme Abwärme mit 25/20 °C als Wärmequelle kann energetisch etwa Parität mit dem betrachteten A105-Fall erreichen, muss dafür aber in Temperatur, Leistung und zeitlicher Verfügbarkeit gesichert sein. Bei gleicher Nutzwärmeleistung von rund 3.1 MW liegen die modellierten Mehrinvestitionen der ORC-WKK+KWP-Systeme gegenüber einem konventionellen Heizwerk bei 112-127 %, verglichen mit 6 % für A105 und 19 % für A150. Nicht berücksichtigte Kosten der projektspezifischen Erschliessung externer Wärmequellen können die Wirtschaftlichkeit des ORC-WKK+KWP-Systems zusätzlich verschlechtern.

Literatur

- [1] Nussbaumer, T.; Schildhauer, T.; Bauer, C. (Hrsg.) (2026): Technologie-Monitoring Verwertungsprozesse für Biomasse: Vergasung, Methanisierung und Pyrolyse. BFE/PSI/Verenum.
- [2] Good, J.; Thalmann, S.; Nussbaumer, T. et al. (2022): QM Holzheizwerke – Planungshandbuch. Band 4, 3. Auflage. Arbeitsgemeinschaft QM Holzheizwerke / QM Thermische Netze.
- [3] Nussbaumer, T. (2023): Verwertungspfade Holzenergie – Ressourceneffizienz verschiedener Verwertungspfade zur Nutzung von Energieholz. Verenum AG, im Auftrag des BAFU.
- [4] IEA Bioenergy Task 32 / BIOS (2015): Techno-economic evaluation of selected decentralised CHP applications based on biomass combustion with steam turbine and ORC processes.
- [5] BFE/OST (2023): Feldmessungen von Wärmepumpen-Anlagen, Heizsaison 2022/23.
- [6] Danish Energy Agency (2026): Technology Data for Generation of Electricity and District Heating.
- [7] Eurostat (2025): Erzeugerpreisindex für Maschinenbau (NACE C28), Euroraum EA20; Jahresmittel 2015 und 2020 sowie April 2025.
- [8] European Central Bank (2025): Euro foreign exchange reference rates. Monatsmittel April 2025: 0.936995 CHF/EUR.
- [9] STEPSAHEAD Energiesysteme GmbH (o. J.): Referenzen. <https://stepsahead.at/referenzen/> (Abruf: 08.09.2026).
- [10] EUROSOLAR AUSTRIA (2024): Österreichischer Solarpreis 2024 – Biomasseheizwerk Gerlos.
- [11] IEA Bioenergy Task 32 (Biomass Combustion) (2026): Power generation and cogeneration. <https://task32.ieabioenergy.com/overview/power-generation-cogeneration/> (Abruf: August 2026).
- [12] Prando, D.; Renzi, M.; Gasparella, A.; Baratieri, M. (2015): Monitoring of the energy performance of a district heating CHP plant based on biomass boiler and ORC generator. Applied Thermal Engineering 79, 98–107. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2014.12.063.

Anhang A – Relevante Modellannahmen

Tabelle A1: Annahmen zur Kompressionswärmepumpe und zu den Wärmequellen.

Parameter	Hauptfall / Bereich	Hinweis
Definition WNG	KWP-Nutzwärme / gesamter elektrischer KWP-Systembedarf	Verdichter und Hilfsenergien enthalten
Lorenz-Gütegrad η_L	50 %; Band 45–55 %	Einheitlich für die zentralen Quellenfälle
Aussenluft	WNG 2.348; Band 2.128–2.565	Bin-Modell mit 69 wärmebedarfsgewichteten Klimabins für Zürich/Kloten
Wasser 10/5 °C	WNG 2.679; Band 2.418–2.939	Stabile Wasserquelle
Abwärme 25/20 °C	WNG 3.499; Band 3.160–3.836	Temperatur, Leistung und Verfügbarkeit müssen gesichert sein
Hilfsenergie	0.01 kWh _{el} /kWh _{th}	Ventilator bzw. Quellenhydraulik
Abtauenergie Aussenluft	temperaturabhängig bis 0.03 kWh _{el} /kWh _{th}	Zusätzlich zur allgemeinen Hilfsenergie

Anhang B – Methodik zur Investitionskostenabschätzung und Kostenabgrenzung

Tabelle B1: Details zur Methodik der Investitionskostenabschätzung und Kostenabgrenzung.

Kostenblock	Ansatz	Quelle / Abgrenzung
Holzheizwerkbasis	DEA HOP small, Skalierung auf jeweilige thermische Leistung	DEA [6]
ECO+aAGK+AWP 105 °C	SMG-Projektanker; skaliert auf erforderliche AWP-Leistung	0.616 Mio. CHF im Hauptfall
ECO+aAGK+AWP 150 °C	Faktor 1.50 auf den skalierten 105-°C-Tech-CAPEX	0.923 Mio. CHF im Hauptfall
WKK/ORC-Inkrement	Potenzskalierung auf die erforderliche nominale ORC-Nettoleistung. Für Dimensionierung und CAPEX gilt der Netto-Nennstromwirkungsgrad von 14.4 %; für die energetische Jahresbilanz der gemessene Netto-Jahresstromwirkungsgrad von 12.3 %.	IEA/BIOS [4]
KWP	Stückweise log-lineare Interpolation zwischen den DEA-Stützstellen bei 1, 3 und 10 MW thermischer Leistung. Für Aussenluft wird zur Berücksichtigung ungünstiger Winterbedingungen ein Auslegungs-WNG von 2.0 angesetzt; bei Wasser und Abwärme entspricht der Auslegungs-WNG dem jeweiligen Jahreswert.	DEA [6]; Sensitivität ±15 %
Skalierungsexponent	n = 0.80	CAPEX-Sensitivität n = 1.00 / 0.70
Gebäude/Integration	Anteilig enthalten	Grundstück ausgeschlossen
Quellenerschliessung	Nicht enthalten	Projektspezifische Wasser-/Abwärmerschliessung

6 Prozessintegration, Effizienz und Kosten von CCS für Holzheizkraftwerk, KVA und Vergärungsanlage

Prof. Dr. Beat Wellig

ehemals Hochschule Luzern - Technik & Architektur, jetzt Plan K

Da ein ausführlicher Bericht zum Forschungsprojekt vorliegt, wird auf eine eigene Fassung fürs Holzenergie-Symposium verzichtet. Der Bericht ist hier zu finden:

<https://www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=51491>

7 CO₂-Abscheidung bei Holzfeuerungen ab 5 MW durch optimierte Integration und umweltverträgliches Lösungsmittel

Nico Lenggenhager

SaveEnergy AG

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
CO ₂	Kohlendioxid
HCl	Chlorwasserstoff
NO _x	Stickoxide
SO _x	Schwefeloxide
USP	Unique Selling Proposition
WRG	Wärmerückgewinnung

Kurzfassung

Der Vortrag stellt eine CO₂-Abscheidungstechnologie für Holzfeuerungen ab etwa 5 MW vor. Im Fokus stehen die optimierte Integration in Biomasseanlagen, ein hoher Gesamtwirkungsgrad durch Wärmerückgewinnung und ein umweltverträgliches Lösungsmittel auf Salzbasis. Die Technologie zielt insbesondere auf Anwendungen mit biogenem CO₂, etwa Gewächshäuser, industrielle CO₂-Nutzung oder langfristige Speicherung. Entscheidend für einen wirtschaftlichen Betrieb sind die Qualität des gereinigten Abgases, die Bereitstellung von Hochtemperaturwärme für den Reboiler sowie eine geeignete Wärmesenke zur Rückgewinnung grosser Teile der eingesetzten Wärme.

Ausgangslage und Zielsetzung

Holzfeuerungen emittieren biogenes CO₂, das bei geeigneter Abscheidung und Nutzung als erneuerbare Kohlenstoffquelle eingesetzt werden kann. Der Vortrag betrachtet die CO₂-Abscheidung vor allem im Leistungsbereich ab 5 MW und zeigt, wie sich die Abscheidung in bestehende oder neue Biomasseanlagen integrieren lässt. Ein wesentlicher Schwerpunkt liegt auf der Nutzung der verfügbaren Wärmequellen und Wärmesenken, damit die CO₂-Produktion mit möglichst niedrigen Betriebskosten erfolgen kann.

CAPT-Prozesstechnologie

Die CAPT-Technologie basiert auf einem Absorptions-/Desorptionsprozess. Das gereinigte, CO₂-reiche Abgas wird in den Absorber geführt, wo das CO₂ mithilfe eines Lösungsmittels aufgenommen wird.

Anschliessend wird das beladene Lösungsmittel im Reboiler regeneriert, sodass ein konzentrierter CO₂-Strom entsteht.

Zentrale Schnittstellen und Integrationsanforderungen

Schnittstelle	Bedeutung für die Integration
Abgaszusammensetzung	Abgasvolumen, Temperatur und Schadstoffe wie Staub, HCl, SO _x und NO _x bestimmen die erforderliche Vorreinigung vor dem Absorber.
Kesselanbindung	Für die Regeneration des Lösungsmittels ist Dampf oder Heisswasser auf hohem Temperaturniveau erforderlich, idealerweise um die 140 °C.
Wärmesenke	Eine geeignete Wärmesenke im Bereich von etwa 35 bis 50 °C ermöglicht die Rückgewinnung grosser Teile der eingesetzten Wärme.

Wärmerückgewinnung und Lösungsmittel

Ein zentrales Merkmal der SAVE-ENERGY-Technologie ist das aktive Management von Wärmequellen und Wärmeverbrauchern. Bis zu 90 % der für den Reboiler eingesetzten Hochtemperaturwärme können auf niedrigerem Temperaturniveau zurückgewonnen werden. Dadurch sinken die spezifischen CO₂-Produktionskosten deutlich. Zusätzlich wird das Lösungsmittel HORTISOL® als vollständig biologisch abbaubar, nichtflüchtig und auf Salzbasis beschrieben. Dies soll einen stabilen Betrieb ermöglichen und Wartungsaufwand sowie Umweltbelastung reduzieren.

Mögliche CO₂-Abnehmer

Als mögliche Anwendungen werden insbesondere Gewächshäuser, geologische oder mineralische Speicherung, die Lebensmittel- und Getränkeindustrie, Trockeneishersteller sowie E-Methanol- und E-Fuel-Anwendungen genannt. Der Schwerpunkt des Vortrags liegt auf CCU-Anwendungen, insbesondere auf der Nutzung von biogenem CO₂ in Gewächshäusern.

Praxisbeispiel Luttelgeest

Das Praxisbeispiel Luttelgeest in den Niederlanden zeigt die Einbindung der CO₂-Abscheidung in ein grosses Gewächshaus- und Energiesystem. Der Gesamtbetrieb weist 223 ha Gewächshausfläche, eine Jahresproduktion von rund 50 Mio. kg Paprika und ein Energiesystem aus Geothermie, Biomasse, Photovoltaik und KWK auf. Die CO₂-Anlage liefert flüssiges CO₂ mit einer Produktionsrate von rund 5 t/h beziehungsweise etwa 20'000 t/a; die Speicherung erfolgt bei rund 18 bar und -23 °C.

Fazit und Ausblick

Die CO₂-Abscheidung aus Holzfeuerungen kann eine wichtige Rolle für die Bereitstellung von biogenem CO₂ spielen. Technisch entscheidend sind eine ausreichend saubere Abgasqualität, eine geeignete Hochtemperatur-Wärmebereitstellung und die Integration einer Wärmesenke zur Rückgewinnung der eingesetzten Energie. Besonders attraktiv ist der Einsatz dort, wo ein kontinuierlicher CO₂-Bedarf besteht und die Wärmeintegration gut möglich ist. Die vorgestellte CAPT-Technologie verbindet CO₂-Abscheidung, Wärmerückgewinnung und ein umweltverträgliches Lösungsmittel zu einem integrierten Systemansatz.

8 Ultra-Low-NO_x-Technologie für Rostfeuerungen von 700 kW bis 8 MW mit optimierter, adaptiver Luftstufung

Martin König

Schmid Mawera Group

Kurzfassung

Zur Reduktion der NO_x-Emissionen wurde eine optimierte Brennkammer für Biomasse-Rostfeuerungen der Baureihe UTSR entwickelt. Neben einer erweiterten Luftstufung und optimierten Verweilzeiten wurde insbesondere die adaptive Feuerungsregelung funktional erweitert. Damit können NO_x-reduzierende Bedingungen auch bei schwankenden Brennstoffqualitäten gezielt eingestellt und stabil aufrechterhalten werden. Auf einem Prüfstand wurden bei Nennlast NO_x-Minderungen von 30–50 % gegenüber der Standardausführung erzielt und damit die aus der Literatur abgeleiteten Erwartungen bestätigt. Mit dem Versuchsaufbau und der optimierten Regelung wurden NO_x-Reduktionen von 39 % bei Waldhackschnitzeln, 32 % bei Rinde, 30 % bei einer Mischung aus Waldhackschnitzeln und Landschaftspflegeholz sowie rund 44 % bei Altholz der Kategorie A2 erreicht. Die gewonnenen Erkenntnisse bilden die Grundlage für eine Baureihe von Brennkammertypen mit Ultra-Low-NO_x-Technologie im Leistungsbe-
reich von 700 kW bis 8 MW. Darüber hinaus liefern sie wichtige Hinweise für die weitere Optimierung der Standardbrennkammern der UTSR-Baureihe.

Ausgangslage und Zielsetzung

Bei Biomassefeuerungen stammt der für die NO_x-Bildung massgebliche Stickstoff überwiegend aus dem Brennstoff. Da insbesondere naturbelassene Holzbrennstoffe geringe Stickstoffgehalte aufweisen, ist die Luftstufung als Primärmaßnahme zur NO_x-Minderung eine etablierte Technologie. Hierbei werden in der Brennkammer gezielt unterstöchiometrische Verbrennungszonen erzeugt. In diesen Zonen dient NO als Oxidationsmittel für brennbare Gasbestandteile und wird dabei zu molekularem Stickstoff (N₂) reduziert. Bereits frühere Laboruntersuchungen [1], [2] belegen das Potenzial dieses Verfahrens. Unter Praxisbedingungen erschweren jedoch Schwankungen der Brennstoffqualität, des Wassergehalts und der Zusammensetzung die dauerhafte Einhaltung optimaler Reduktionsbedingungen mit einer statisch parametrisierten Feuerung. Schmid Mawera hat diese Herausforderung bei Standardanlagen bereits mit der Verbrennungsregelung »Revolution adaptive« adressiert. Im Rahmen der vorliegenden Entwicklung wurde diese Regelung funktional erweitert, um auch bei wechselnden Brennstoffeigenschaften mithilfe geeigneter Sollwertvorgaben und Regelkreise gezielt NO_x-reduzierende Bedingungen einzustellen und aufrechtzuerhalten. Ziel ist eine zusätzliche NO_x-Minderung von mindestens 30 %, wie sie in bisherigen Untersuchungen und Veröffentlichungen ausgewiesen wird (siehe Abbildung 1).

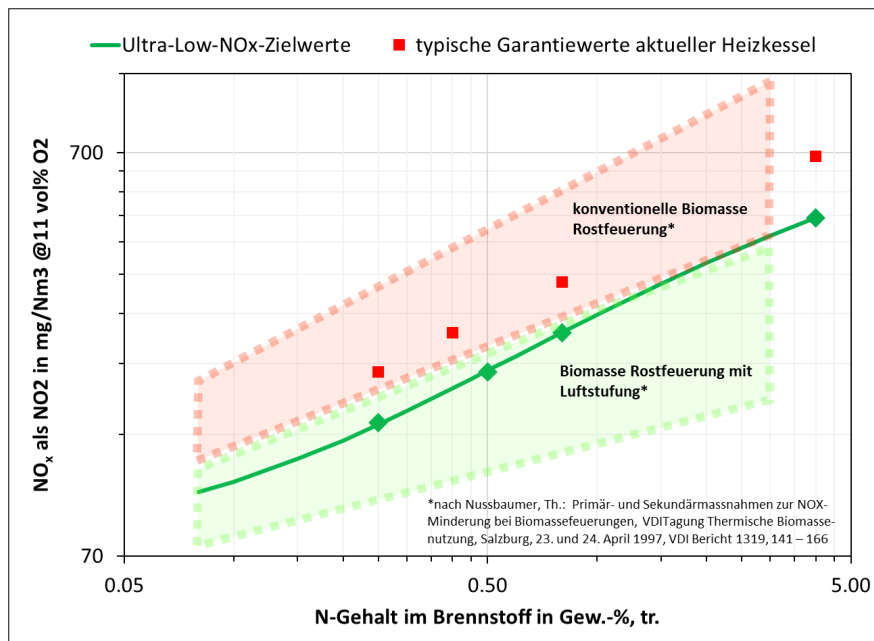


Abbildung 1: NO_x-Reduktion durch Luftstufung im Vergleich zu konventionellen Biomassefeuerungen; Neudarstellung auf Grundlage von [1]

Grundlagen der Luftstufung und verfahrenstechnische Herausforderungen

Für eine wirksame NO_x-Reduktion ist eine Verweilzeit von mehr als 0,5 s in einem Temperaturbereich von 950 bis 1.200 °C erforderlich [1], [2]. Einzelne Veröffentlichungen weisen darauf hin, dass die Reduktionsreaktionen auch bei niedrigeren Temperaturen wirksam ablaufen können [3], während deutlich höhere Temperaturen keine zusätzliche Verbesserung bewirken [4]. Neben Verweilzeit und Temperatur ist die präzise Abstimmung der Luftmengen in den einzelnen Verbrennungszonen von entscheidender Bedeutung. Wird die Sekundärluft zu früh oder in zu grosser Menge eingebracht, gehen die reduzierenden Bedingungen verloren. Bei Änderungen des Wassergehalts im Brennstoff können fest eingestellte Luftmengen die erforderlichen Reduktionsbedingungen nicht dauerhaft gewährleisten. Ungünstige Luftverteilungen können zudem erhöhte CO-Emissionen verursachen. Eine weitere Herausforderung besteht darin, dass die brennbaren Gase häufig Zwischenprodukte wie HCN und NH₃-Verbindungen enthalten, aus denen, während der Nachverbrennung, erneut NO_x gebildet werden kann. Die verfahrenstechnische Aufgabe besteht somit darin, über den gesamten Brennkammervverlauf definierte Reduktions- und Nachverbrennungsbedingungen zu erzeugen. Hierfür müssen Brennkammergeometrie, Verweilzeit und Luftstufung als zusammenhängendes System betrachtet werden.

Ultra-Low-NO_x-Brennkammer und adaptive Regelung

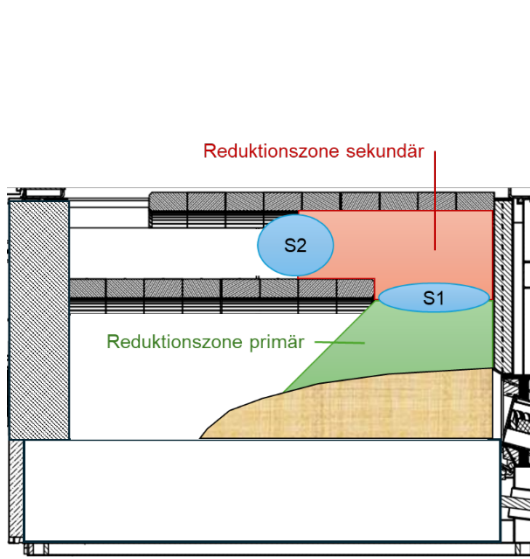


Abbildung 2: Beispiel einer Standardbrennkammer

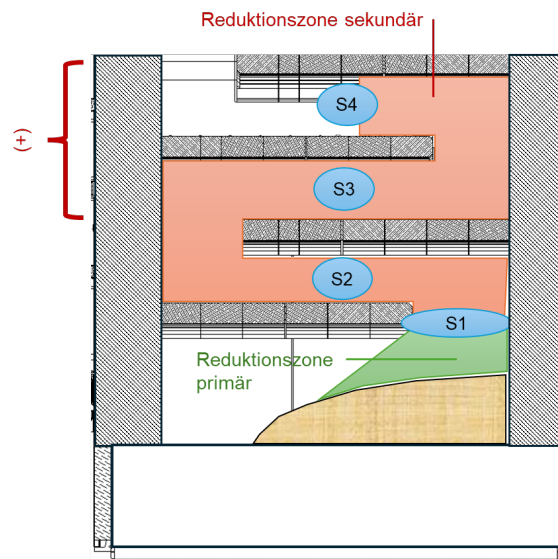


Abbildung 3: Ultra-Low-NO_x-Brennkammer des Prüfstands (900 kW)

Standardfeuerungen, insbesondere Anlagen kleinerer Leistung, weisen in den Reduktionszonen häufig unzureichende Verweilzeiten auf (siehe Abbildung 2). Als Lösungsansatz für Neuanlagen und zur systematischen Untersuchung der Reduktionsbedingungen wurde auf einem Prüfstand von Schmid Mawera eine erweiterte Ultra-Low-NO_x-Brennkammer (ULN) mit zwei zusätzlichen Gaszügen sowie den zusätzlichen Sekundärluftstufen S3 und S4 realisiert (siehe Abbildung 3). Dadurch erhöht sich die für die Reduktionsreaktionen verfügbare Verweilzeit deutlich. Gleichzeitig lässt sich die Verbrennungsluft auf mehrere Zonen verteilen und der Übergang von reduzierenden zu oxidierenden Bedingungen gezielter einstellen. Ein wesentliches Konstruktionsziel bestand in der weitgehenden Weiterverwendung bestehender Komponenten. Sowohl die Standardbrennkammer der UTSR-Baureihe als auch der Standardkessel können weiterhin eingesetzt werden. Bei kleineren Kesseln ermöglicht dieses Konzept grundsätzlich auch die Nachrüstung beziehungsweise den Umbau auf die ULN-Technologie. Die geometrische Erweiterung wird mit der Regelung »Revolution adaptive« gekoppelt. Diese adaptive Feuerungsregelung ist für UTSR-Warmwasser-, Heisswasser- und Dampfanlagen ausgelegt und führt verschiedene Einzelregler in einem übergeordneten Regelungskonzept zusammen. Mit einem einheitlichen Parametersatz kann sie auf unterschiedliche Brennstoffqualitäten reagieren. Zu den bestehenden Regelungszielen zählen das Erreichen und Nachführen der Sollleistung, ein konstant niedriger Restsauerstoffgehalt, eine optimierte Regelung der Abgasrückführung sowie ein möglichst stabiles Glutbett. Für die ULN-Konfiguration wurde die Regelung um einen zusätzlichen Luftstufenregler ergänzt. Dieser steuert die Luftzufuhr in den einzelnen Verbrennungsluftzonen und stellt Sollwertvorgaben bereit, mit denen NO_x-reduzierende Bedingungen gezielt eingestellt und stabil aufrechterhalten werden können. Auf diese Weise soll die für den Praxisbetrieb entscheidende Robustheit gegenüber wechselndem Wassergehalt und schwankender Brennstoffqualität erreicht werden.

Prüfstand und Versuchsprogramm

Für die Entwicklung wurde der bestehende UTSR-900-Prüfstand am Standort Eschlikon mit einer Nennleistung von 900 kW umgebaut. Zwischen der Standardbrennkammer UTSR.32-1 und dem Wärmetauscher wurde ein zusätzlicher Zwischenzug installiert (siehe Abbildung 4). Dadurch konnten das Prinzip der verlängerten Verweilzeit und die zusätzliche Luftstufung unter praxisnahen Bedingungen untersucht sowie die erweiterte Regelung erprobt werden.

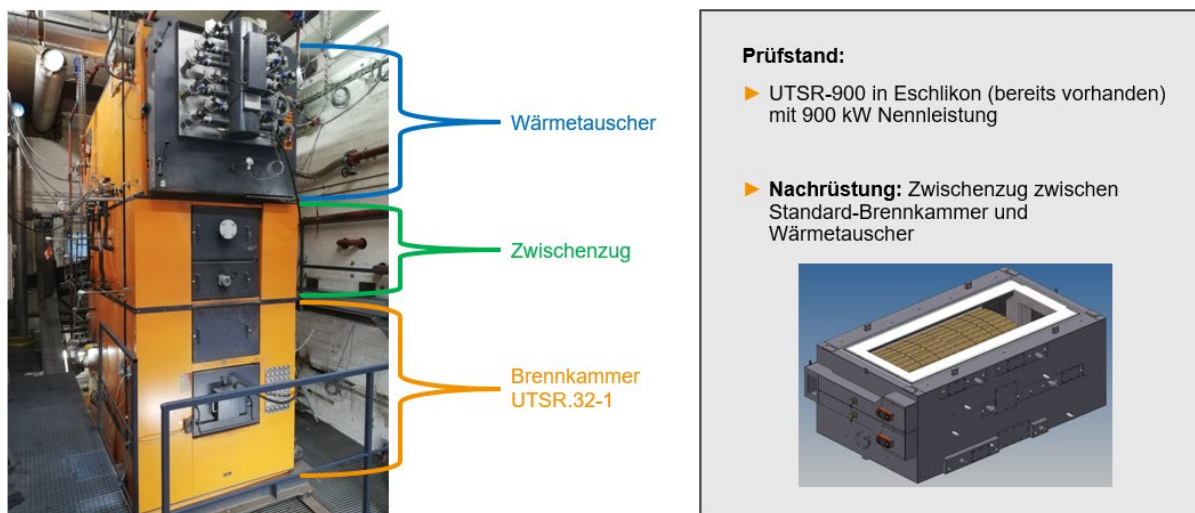


Abbildung 4: Aufbau und Umbau des Prüfstands

Das Versuchsprogramm umfasste Brennstoffe mit deutlich unterschiedlichen Eigenschaften. Neben Rinde und Waldhackschnitzeln wurden Landschaftspflegeholz sowie trockenes Altholz der Kategorie A2 eingesetzt (siehe Tabelle 1). Zur kontinuierlichen Bestimmung der NO_x-Konzentration war am Prüfstand ein Emissionsmessgerät des Typs SWG 200 CEM von MRU mit NDIR-Messzelle fest installiert. Ergänzend wurden die Messwerte stichprobenartig mit mobilen Messgeräten von ECOM auf Basis elektrochemischer Messzellen verglichen.

Tabelle 1: Im Prüfstandsversuch eingesetzte Brennstoffe

Brennstoff	Wassergehalt M [%]	Stickstoffgehalt N im Brennstoff [% TS]
Waldhackschnitzel (WH)	< M45	0.3–0.4
Rinde	M50	0.3–0.4
WH/ Landschaftspflegeholz	< M45	0.5–0.6
Altholz A2	< M20	1.0–1.3

Messergebnisse

Die Ergebnisse der NO_x-Messungen sind in Abbildung 5 für die Standard- und die ULN-Brennkammer bei Nennlast (100 %) sowie bei Teillast (30 %) dargestellt. Bei den angegebenen Werten handelt es sich um Mittelwerte aus jeweils zwei bis vier Messpunkten. Die Messungen wurden über einen Zeitraum von rund 1.5 Jahren zu unterschiedlichen Zeitpunkten und mit unterschiedlichen Brennstoffchargen durchgeführt. Lediglich die Messpunkte für Rinde stammen aus derselben Brennstofflieferung, da eine Wiederbeschaffung des Brennstoffes mit vergleichbaren Eigenschaften, insbesondere hinsichtlich Wasser- und Stickstoffgehalt, nicht möglich war. Für Rinde stand nicht ausreichend Brennstoff zur Verfügung, um mehrere Messpunkte im Teillastbetrieb aufzunehmen. Als Referenzwerte für die Standardausführung wurden sowohl frühere Messungen am Prüfstand als auch Ergebnisse anderer Anlagen herangezogen. Die NO_x-Referenzwerte der Standardausführung lassen sich am Prüfstand ebenfalls reproduzieren, indem eine für Standardfeuerungen typische Luftstufung vorgegeben wird. Unter diesen Bedingungen können die NO_x-reduzierenden Verhältnisse über weite Bereiche der Brennkammer nicht aufrechterhalten werden. Die Ergebnisse zeigen eine deutliche Verringerung der NO_x-Emissionen durch die optimierte Luftstufung. Der Einfluss des höheren Wassergehalts der Rinde ist im Vergleich zu den Waldhackschnitzeln deutlich erkennbar. Trotz des höheren Stickstoffgehalts werden mit Altholz A2 vergleichsweise sehr günstige Ergebnisse erzielt. Dies ist auf dessen geringeren Wassergehalt

zurückzuführen, der die Ausbildung reduzierender Bedingungen begünstigt. Erwartungsgemäss führen die längeren Verweilzeiten im Teillastbetrieb zu einem stärkeren NO_x-Abbau und damit zu niedrigeren Emissionswerten. Für die Auslegung der Anlagen sind insbesondere die Emissionsergebnisse bei Nennlast relevant. Abbildung 6 zeigt die mit der ULN-Brennkammer gegenüber der Standardausführung erzielten Reduktionen; die entsprechenden Werte sind in Tabelle 2 zusammengefasst. Die Ergebnisse bestätigen, dass die in Laboruntersuchungen nach [1] ausgewiesenen Minderungen auch auf dem Prüfstand erreicht werden können. Die optimierte Regelung ermöglicht eine reproduzierbare Einstellung und ein gezieltes Anfahren der erforderlichen Reduktionsbedingungen. Damit wird nachgewiesen, dass sich die aus Laboruntersuchungen bekannten Bedingungen der Luftstufung auch unter praxisnahen Verhältnissen und für unterschiedliche Brennstoffe geregelt herstellen lassen.

Tabelle 2: Mit der ULN-Technologie erzielte NO_x-Reduktionen gegenüber der Standardbrennkammer

Brennstoff	NO _x -Reduktion gegenüber der Standardausführung
Waldhackschnitzel	39 %
Rinde	32 %
WH / Landschaftspflegeholz	30 %
Altholz A2	44 %

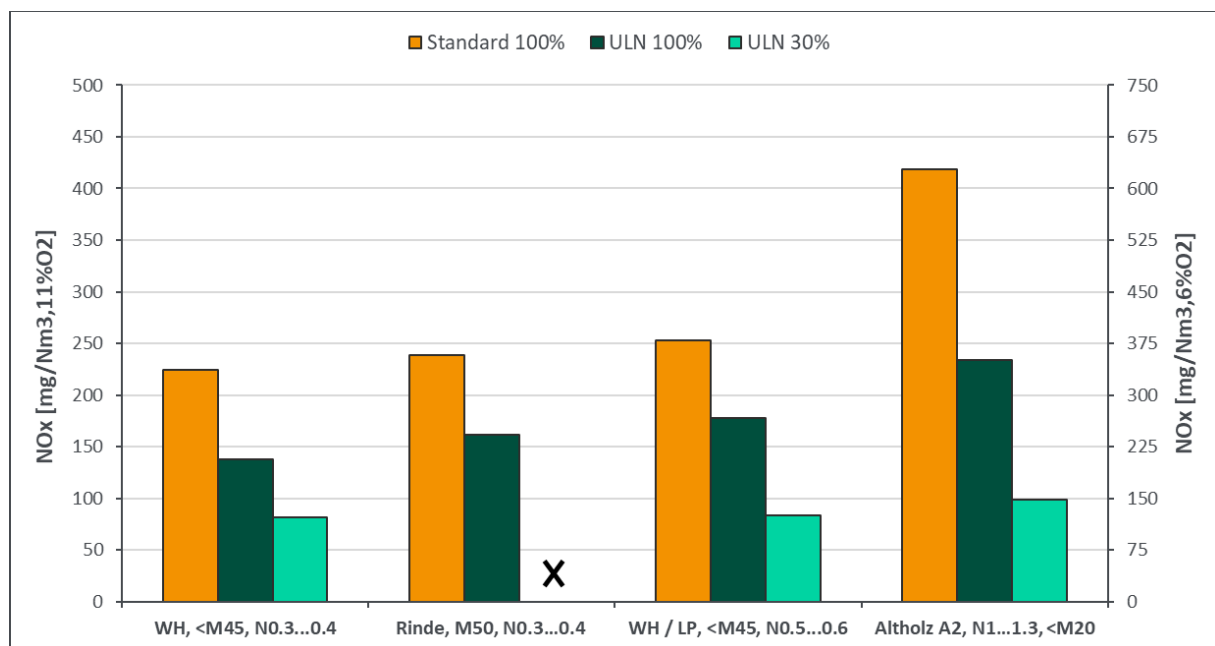


Abbildung 5: Ergebnisse der NO_x-Messungen am UTSR-900-ULN-Prüfstand

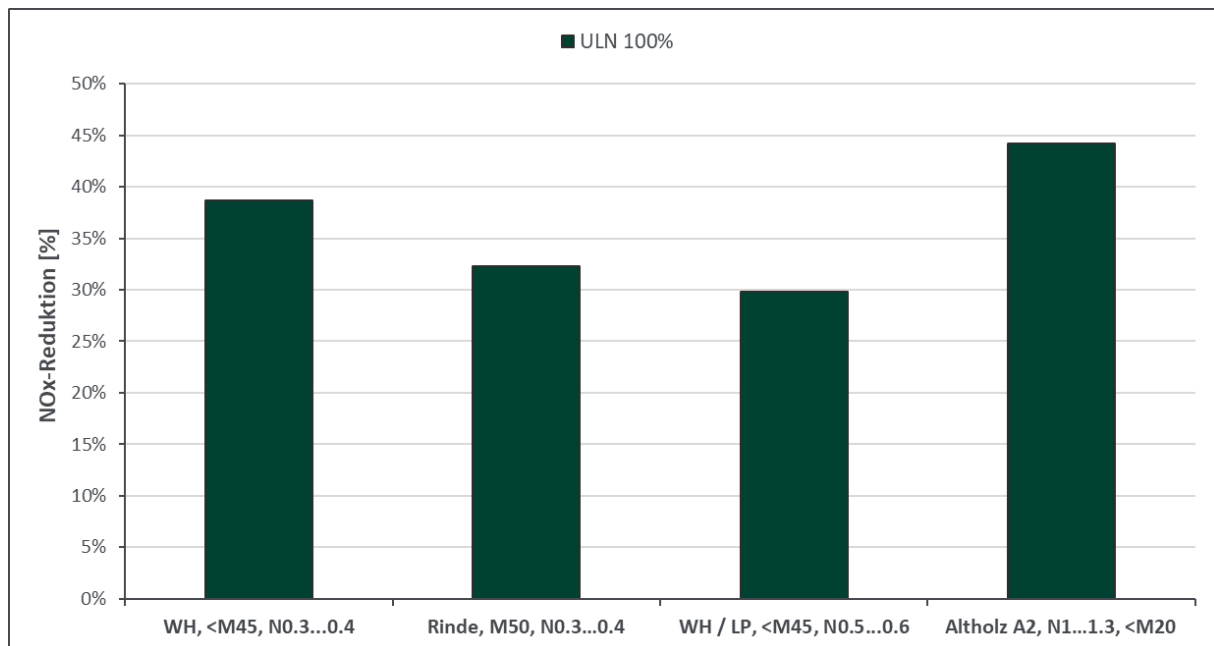


Abbildung 6: NO_x-Reduktion gegenüber der Standardausführung am UTSR-900-ULN-Prüfstand

Fazit und Ausblick

Die Untersuchungen am UTSR-900-Prüfstand bestätigen, dass mit der Ultra-Low-NO_x-Technologie und der erweiterten adaptiven Regelung zur optimierten Luftstufung die in der Literatur [1] ausgewiesenen NO_x-Minderungspotenziale von 30–50 % bei Nennlast erreicht werden können. Gegenüber der Standardfeuerung wurden NO_x-Reduktionen von 39 % bei Waldhackschnitzeln, 32 % bei Rinde, 30 % bei einer Mischung aus Waldhackschnitzeln und Landschaftspflegeholz sowie rund 44 % bei Altholz der Kategorie A2 nachgewiesen. Mithilfe der erweiterten Regelung lassen sich auch bei unterschiedlichen Brennstoffqualitäten geeignete Betriebszustände schnell und reproduzierbar einstellen sowie NO_x-reduzierende Bedingungen unter Praxisbedingungen stabil aufrechterhalten.

Erwartungsgemäss bewirken die längeren Verweilzeiten im Teillastbetrieb einen stärkeren NO_x-Abbau und damit niedrigere Emissionswerte. Eine Überdimensionierung der Brennkammer könnte zwar auch bei Nennlast zu weiteren Verbesserungen führen, würde jedoch grössere und kostenintensivere Anlagen zur Folge haben. Unter diesen Randbedingungen können alternative Verfahren zur NO_x-Minderung wirtschaftlich vorteilhafter sein. Beim Einsatz einer selektiven nichtkatalytischen Reduktion (SNCR) ist allerdings mit möglichen Ammoniakemissionen beziehungsweise Ammoniakschlupf zu rechnen; diese müssen messtechnisch erfasst und geltende Grenzwerte eingehalten werden. Ein wesentlicher Vorteil der Luftstufung als Primärmassnahme besteht darin, dass keine stickstoffhaltigen Reduktionsmittel zugeführt werden und daher kein verfahrensbedingter Ammoniakschlupf entsteht.

Die gewonnenen Erkenntnisse zu den NO_x-Reduktionsmechanismen innerhalb der Feuerung werden sowohl zur Optimierung der Standardausführung als auch zur Auslegung weiterer Brennkammern genutzt. Am Prüfstand werden die Langzeitversuche und die Arbeiten zur weiteren Optimierung der adaptiven Regelung fortgeführt.

Die Ergebnisse bilden die Grundlage für die Entwicklung einer Baureihe von ULN-Brennkammern im Leistungsbereich von 700 kW bis 8 MW. Abhängig vom Feuerungstyp ermöglicht das modulare Konzept bei Anlagen bis 2.4 MW auch die Nachrüstung der ULN-Technologie. Konstruktionen für verschiedene Leistungsgrössen liegen bereits vor und werden bedarfsgerecht weiterentwickelt.

Zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Beitrags befinden sich mehrere Projekte mit Leistungen von 2.4 MW, 3.8 MW und 5 MW in der Umsetzung. Weitere Brennkammern in den Leistungsklassen 1.2 MW, 1.6 MW, 2 MW, 5 MW und 8 MW wurden bereits in verschiedenen Märkten offeriert.

Danksagung

Ein solches Projekt ist nicht möglich ohne die Zusammenarbeit von Ingenieuren mit Fachwissen aus verschiedenen Abteilungen der Schmid Mawera AG. Ein spezieller Dank gebührt Philipp Gustedt, Roland Kölsch, Beat Müller, Jessica Stoll und Dave Schmid welche als Kernteam zum Erfolg des Projektes beigetragen haben.

Literatur

[1] Nussbaumer, Th.: Primär- und Sekundärmassnahmen zur NO_x-Minderung bei Biomassefeuerungen. VDI-Tagung »Thermische Biomassenutzung«, Salzburg, 23.–24. April 1997, VDI-Berichte 1319, S. 141–166.

[2] Spliethoff, H. et al.: Basic effects on NO_x emission in air staging and reburning at a bench-scale test facility. Fuel 75 (5), 1996, S. 560–564.

[3] Houshfar, E. et al.: Experimental Investigation on NO_x Reduction by Primary Measures in Biomass Combustion: Straw, Peat, Sewage Sludge, Forest Residues and Wood Pellets. Energies 5, 2012, S. 270–290.

[4] Steiner, D. et al.: Benchmarking of primary measures to achieve lowest NO_x emissions in small-scale biomass grate furnaces. Renewable Energy 234, 2024, 121226.

9 Energy Recovery Center, Bühler (Uzwil)

9.1 Ausgangslage und Motivation

Konstantinos Lanaras, *Bühler Group*



Energy Recovery Center (ERC)

Angesichts der grossen Menge an Nebenströmen, die in unserer Industrie anfallen, ist es entscheidend, optimale Wege zu finden, um jeden Teil der Rohstoffe zu verwerten und auf eine Kreislaufwirtschaft mit weniger Abfall und optimaler Energieausbeute zu fördern. Aus diesem Grund haben Bühler und Vyncke das Energy Recovery Center (ERC) errichtet – eine einzigartige Anlage, die zeigt, wie Nebenströme alternativ genutzt und gleichzeitig der CO₂-Fussabdruck, die Abfallmenge und die Energiekosten reduziert werden können.

Die Anlage hat zwei Ziele. Das erste Ziel ist es, nachhaltige Energie zu managen und zu erzeugen. Das ERC wird durch verschiedene Nebenströme gespeist, die von den Anwendungs- und Trainingszentren in Uzwil erzeugt werden. Diese vollständig integrierte Lösung wird den Brennstoff aufbereiten, Warmwasser erzeugen und diese Energie zurückführen, um Gebäude zu beheizen.

Die zweite Funktion besteht darin, die Biomasse-Nebenströme zu testen, die in den Prozessen der Kundinnen und Kunden von Bühler weltweit anfallen. Die Nebenströme, die im Zentrum getestet werden, umfassen eine breite Palette von Materialien wie Weizenkleie, Reishülsen und Kakaoschalen. Während der Forschungs- und Entwicklungstests lassen sich beispielsweise der Brennstoff, die Verbrennungsausbeute, die Aschequalität, die Rauchgasemissionen und die CO₂-Reduktion messen, beurteilen und optimieren.

Was macht es so einzigartig?

Das ERC bietet Kunden ein einzigartiges Umfeld, um das Verbrennungspotenzial ihrer Produktionsnebenprodukte zu erforschen und den Nachhaltigkeitskreislauf zu schliessen. Tatsächlich kombiniert das ERC Bühler's Know-how in der Feinvermahlung und Aufbereitung von Biomasse (was zu einem optimalen Brennstoff führt) mit dem Verbrennungswissen von Vyncke und der modernsten Technologie (die die Energieausbeute optimieren).

Es ist auch das erste Mal, dass die Technologie der mehrstufigen Pyrovergasungs-Turbix Verbrennung für landwirtschaftliche Kraftstoffe eingesetzt wird. Kombiniert man das Kraftstoffeinspritzsystem mit der

Einspritzung der primären und sekundären Verbrennungsluft, führt das zu einer besseren Verbrennung und damit zu geringeren Emissionen.

Es gibt immer noch viele Biomasse-Nebenprodukte und Abfallströme, die bisher noch niemand als Energiequelle in Betracht zieht, aber mit dem ERC sind Tests möglich, und es lassen sich mehr Erkenntnisse gewinnen als bei typischen Labortests und theoretischen Untersuchungen. Durch den direkten Austausch mit den Bühler Experten für Vermahlung und Aufbereitung lässt sich das Verbrennungsverhalten schnell beurteilen und vorhersagen.

Das ERC war von der Eidgenössischen Materialprüfungs- und Forschungsanstalt (EMPA) wissenschaftlich unterstützt, um die Ergebnisse von Forschung und Entwicklung (F&E) und weitere Anwendungen von Kesselasche (etwa als Dünger oder Baustoff) zu bewerten.

Kennzahlen

- Netto-Wärmeleistung: 1 MW
- Medium: überhitztes Wasser
- Wassertemperatur: bis 140°C
- Brennstoffverbrauch: 0.26 t/h
- CO₂e-Reduktion: bis zu 600 t/a
- 24/7-Betrieb während der Winterperiode

Rohstoffe

Rohstoffe sind die Nebenprodukte, die in den Anwendungs- und Trainingszentren in Uzwil bei Kundenversuchen anfallen. Zu diesen Nebenströmen können gehören:

- Weizenkleie, Reisschalen, Kakaoschalen, trockene Extrudate, trockene Proteine.

Die Nebenprodukte werden entweder einzeln oder in einer Mischung verbrannt, wobei ein „Test-and-Learn“ Ansatz verfolgt wird.

Endproduktkategorien

Thermische Energie in Form von Warmwasser ist ein Endprodukt. Mit dem Warmwasser werden die Gebäude in Uzwil im Winter beheizt. Ein weiteres Endprodukt sind Flugasche und Bodenasche. Diese können unter anderem als Zementzusatz oder Dünger verwendet werden.

Verfügbare Technologielösungen

Die Anlage umfasst folgende Komponenten:

- Lagersilos als "Biobatterie"
- Pneumatische Förderung
- Zerkleinerung mit einer Hammermühle
- Additivstation
- Waagen zum Wiegen und Dosieren
- NIR (Nahinfrarot) Sensor
- Brennkammer – mehrstufige Pyrovergasung Turbix
- gestufte Verbrennungsluftzufuhr

- Abgasrückführung
- Automatische Entaschung
- Automatische Reinigung
- Heisswasser-Wärmetauscher
- Gewebefilter
- Kontinuierliche Messung der Rauchgasemissionen (CEMS)

Die Automatisierung umfasst:

- Bühler Manufacturing Execution System Mercury (MES)
- Bühler Insights
- Bühler Replay
- Vyncke SMARTplant

Dienstleistungen

Das ERC dient als F&E Anlage, die Kunden als Demonstrations- und Testplattform sowie als Zentrum für die Weiterentwicklung integrierter Energieeffizienzlösungen nutzen können. Dabei lassen sich verschiedene Parameter testen, beispielsweise die Brennstoffart, Mischungen aus mehreren Brennstoffen, die Partikelgrösse des Brennstoffs, die Qualität der anfallenden Asche und unterschiedliche Verbrennungsparameter.

Zusammenarbeit mit anderen Anwendungs- und Trainingszentren, um zusätzliche Wertschöpfungspotenziale für Nebenströme durch deren Nutzung als Brennstoff zu erschliessen.

- Grain Innovation Center & Milling Academy
- Extrusion Application Center
- Pasta Application Center
- Food Creation Center
- Flavor Creation Center

Scannen Sie den QR-Code, um mehr auf unserer Website zu erfahren:



Machen Sie einen virtuellen Rundgang durch das Energy Recovery Center:



9.2 Gestufte Verbrennung als Low-NO_x- Technologie für Biomassebrennstoffe in einer Wirbelschichtfeuerung

Hans Fastenaekels, Vyncke



VORTEX LAB: qualifying for a new class of agricultural fuels

The Energy Recovery Center provides the physical platform for converting side streams into useful heat and for testing customer fuels under industrially relevant conditions. VORTEX LAB is the next layer of that story: it explains how the combustion concept was adapted to make particularly difficult agricultural residues usable. Wheat bran was selected as the demonstration fuel because it combines several unfavourable properties in one material. Its broad particle-size distribution challenges flame stability and complete burn-out, its ash can start melting at about 700 °C, and its high fuel-nitrogen content creates a substantial risk of NO_x formation. Solving only one of these issues would therefore not be sufficient.

A proven principle, applied in a new way

The underlying low-NO_x philosophy is not new. It is based on fuel-staging research carried out at ETH Zurich in 2000 to 2001 and on the first industrial realization of wood at Mapolux in 2002. The development undertaken between 2023 and 2026 transfers that principle to a more demanding fuel class. Innovation lies less in inventing an isolated combustion mechanism than in integrating established ideas into a configuration that can handle fine, nitrogen-rich agricultural residues with low-melting ash. This continuity is important: VORTEX LAB combines twenty-five years of experience with a distinctly new application window.

Five technologies acting as one combustion concept

No single component makes wheat bran burnable. The result comes from five mutually dependent building blocks. First, VORTEX combustion keeps the fine fuel in suspension inside a cyclone instead of applying grate technology. The resulting vortex increases residence time, supports high burn-out. Second, a cooling curtain together with flue-gas recirculation controls the furnace temperature below the ash-melting threshold. Third, Lhoist additive technology conditions the ash and contributes to SO_x capture. Fourth, fuel staging separates combustion into a fuel-rich primary stage, a reburn stage and a final post-combustion stage. Fifth, the water-cooled furnace provides thermal control and robust construction required for stable operation. Each block addresses a specific failure mode; together they create a usable agricultural fuel.

Managing ash instead of fighting it

Fuel screening identified potassium-phosphate ash as a central constraint. Deposit-probe testing showed the scale of the problem: wheat bran alone produced 11 g of molten and sticky deposit, whereas the use of Sorbacal Heat reduced the deposit to 0.1 g and left it solid and easy to remove. The additive is therefore not a secondary accessory but part of the combustion concept. This was confirmed after the test campaign. Despite an ash-fusion temperature of approximately 700 °C, the furnace showed no significant slag build-up, the boiler surfaces did not suffer heavy fouling, and an additive dose of only 3-5% was sufficient to condition the ash. The conclusion is practical: difficult ash chemistry can be controlled when temperature management and mineral dosing are designed together.

Fuel staging as the main operating dial

The staged architecture controls how fuel nitrogen is converted during combustion. The primary furnace operates fuel-rich and sub-stoichiometrically. In the reburn furnace, nitrogen species are converted before they can form NO_x. Staged air is then introduced in the post-combustion furnace to complete burn-out. Staging is not applied at minimum load and becomes fully active above 60% load. This creates the key engineering trade-off. More staging lowers NO_x by maintaining a cooler, oxygen-lean first stage, but makes complete burn-out more challenging. Less staging improves burn-out by introducing oxygen earlier but increases NO_x. VORTEX LAB turns this trade-off into a controllable operating parameter rather than an unresolved limitation.

Measured performance across the operating range

At full load with wheat bran and 35% primary staging, the system achieved CO below 100 mg/m³ and a loss on ignition close to zero, indicating practically complete carbon burn-out. Across the tested load range, NO_x remained below 300 mg/m³ at 6% O₂ with approximately 3% nitrogen in the fuel and without a separate deNO_x step. SO_x remained below 50 mg/m³ at 0.2% sulphur when the additive was correctly dosed. The presentation therefore positions compliance with the Medium Combustion Plant requirements for biomass plants below 50 MW as being achieved without secondary emission control measures. Taken together, the results show that combustion quality, emissions and ash behaviour can be balanced simultaneously.

From feasibility to an application window

The most valuable outcome is not one headline figure. The work starts to define an application window that connects fuel particle-size distribution, additive dosage, NO_x performance, loss on ignition and load range. Fuel preparation is a decisive part of that window. With coarse particles, the operating points for lowest NO_x and best burn-out remain far apart. Finer particles burn more rapidly, bringing these extremes closer together and widening the staging range in which both emission and burn-out targets can be met. Because the VORTEX furnace operates in this fine-fuel band, the system retains a broader workable window from 60% to 100% load. The focus has consequently shifted from proving that wheat bran can burn to optimizing how it should be burned reliably.

Beyond wheat bran

Wheat bran is the first chapter rather than the boundary of the platform. The same combustion approach is under evaluation for cocoa shells, maize bran, rice husk, sunflower hulls and coarser wheat bran. Each fuel will require its own qualification of preparation, ash conditioning, staging and load limits, but the platform provides a common engineering method. In combination with the ERC described in the first

abstract, this creates a complementary proposition: the ERC supplies the integrated test, demonstration and heat-recovery environment, while VORTEX LAB supplies the combustion logic needed to turn difficult residues into qualified renewable process fuels. The result is a pathway from side-stream availability to a defined, testable and scalable energy application.

10 Praxis zur Verwertung und Entsorgung von Aschen aus Holzenergieanlagen

Michael Tobler

Holz & Forst Consulting

Der Beitrag im Tagungsband von Michael Tobler wird ca. Ende Oktober hier nachgereicht. Bis dahin stehen Ihnen die Folien seines Vortrages zur Verfügung.

11 Entsorgung und Verwertung v. Holzaschen aus Sicht des Bundes

Dr. Matthieu Buchs

*Leiter Sektion Rohstoffkreisläufe, Abteilung Abfall & Rohstoffe
Bundesamt für Umwelt BAFU*

Ausgangslage und Zielsetzung

Die Kreislaufwirtschaft ist ein zentraler Pfeiler der schweizerischen Umwelt- und Abfallpolitik. Für Holzaschen bedeutet dies, dass verwertbare Bestandteile möglichst wieder in den Stoffkreislauf zurückgeführt werden sollen. Voraussetzung ist jedoch, dass Schadstoffe – insbesondere Schwermetalle – sicher aus dem Kreislauf ausgeschleust werden und Umwelt-, Gewässer- sowie Gesundheitsschutz gewährleistet bleiben. Diese Abwägung ist besonders relevant, weil Holzenergie als erneuerbare und weitgehend CO₂-neutrale Energiequelle einen wichtigen Beitrag zur Energieversorgung und Versorgungssicherheit der Schweiz leistet, gleichzeitig aber erhebliche Mengen an Verbrennungsrückständen erzeugt.

Mit der parlamentarischen Initiative 20.433 «Schweizer Kreislaufwirtschaft stärken» wurden die politischen Grundlagen weiterentwickelt. Die entsprechende Revision des Umweltschutzgesetzes ist seit dem 1. Januar 2025 in Kraft. Sie verfolgt drei eng miteinander verknüpfte Ziele: Stoffkreisläufe sollen geschlossen, Ressourcen effizienter genutzt und der Bedarf an knappem Deponieraum reduziert werden. Ergänzend stärkt die Rückgewinnung kritischer Rohstoffe die Versorgungssicherheit. Die Umsetzung auf Verordnungsstufe erfolgt schrittweise und soll sowohl praktikable Rahmenbedingungen als auch einen wirksamen Schutz der Umwelt sicherstellen.

Rechtliche Rahmenbedingungen

Nach Art. 7 Ziff. 6 des Umweltschutzgesetzes gelten Holzaschen als Abfall; ihre Verwertung ist gemäss Art. 7 Ziff. 6bis Bestandteil der Entsorgung. Die neue Verwertungshierarchie in Art. 30d USG priorisiert die stoffliche Verwertung vor der stofflich-energetischen und der rein energetischen Verwertung. Auf Verordnungsstufe konkretisiert Art. 12 VVEA die Verwertungspflicht nach den Vorgaben des USG und entsprechend dem Stand der Technik. Anhang 4 VVEA regelt den Einsatz geeigneter Abfälle bei der Zement- und Betonherstellung, während Anhang 5 die Anforderungen an die Ablagerung auf Deponien enthält. Für Altholz-Filteraschen enthält Art. 52a VVEA eine befristete Übergangslösung für die Ablagerung auf Deponien der Typen D und E.

Das Abfallrecht verhindert die Verwertung von Holzaschen grundsätzlich nicht. Kann eine Asche aufgrund anderer gesetzlicher Anforderungen nicht verwertet werden, sieht das Abfallrecht die Entsorgung auf geeigneten Deponien vor, d.h. grundsätzlich auf Deponien der Typen D oder E. Die konkrete Annahme bleibt zudem Sache der Deponiebetreiber, die wegen der langfristigen Nachsorge und der Verantwortung für das Sickerwasser zusätzliche Anforderungen stellen können.

Auch andere Erlasse befassen sich mit Holzasche und schränken manchmal deren Verwertungsmöglichkeiten ein. Die Luftreinhalte-Verordnung unterscheidet zwischen Holzbrennstoffen und Nicht-Holzbrennstoffen und verwendet unter anderem die Feuerungswärmeleistung von 70 kW als relevante Schwelle. Für eine Nutzung als Dünger sind die Düngerverordnung und die Chemikalien-Risikoreduktions-Verordnung massgebend. In der Düngerverordnung sind durch thermische Oxidation gewonnene Dünger zwar geregelt, Holz ist derzeit jedoch nicht als zulässiger Ausgangsstoff aufgeführt. Zusätzlich

wären geeignete Schadstoffgrenzwerte festzulegen. Agroscope, das Bundesamt für Landwirtschaft und das Bundesamt für Umwelt führen dazu Gespräche.

Potenzielle Verwertungswege

Der derzeit wichtigste Verwertungsweg ist der Einsatz in der Zement- und Betonherstellung. Anhang 4 VVEA ermöglicht die Verwendung geeigneter Holzaschen als Rohmaterial beziehungsweise Rohmehlkorrekturstoff sowie als Zumahl- oder Zuschlagstoff. Ob eine Asche tatsächlich angenommen wird, entscheiden die Hersteller anhand ihres Bedarfs, der chemischen und physikalischen Eigenschaften der Asche sowie der geforderten Produktqualität. Eine gesetzliche Zulässigkeit begründet deshalb noch keine Abnahmepflicht. Besonders interessant ist Substitution mineralischer Rohstoffe, etwa von Kalkstein oder bisher eingesetzten Kohleaschen. Sie kann Primärrohstoffe schonen und die Treibhausgasbilanz des Endprodukts verbessern, muss für die Werke aber technisch und wirtschaftlich attraktiv sein.

Nach den vom BAFU ausgewerteten kantonalen Abfallmeldungen könnten bereits gegen 30 % der Holzaschen in Zementwerken verwertet werden. In der Diskussion wurde allerdings darauf hingewiesen, dass Branchenangaben deutlich tiefere Mengen ausweisen. Die Zahlen sollten daher gemeinsam plausibilisiert werden. Unbestritten ist, dass der Weg industriell etabliert ist, derzeit aber nur von einem Teil der Zementwerke genutzt wird. Daraus ergibt sich weiteres Entwicklungspotenzial, sofern eine verlässliche Qualität, ausreichende Mengen und tragfähige Logistik gewährleistet werden können.

Die Verwertung als Dünger ist gegenwärtig in der Schweiz nicht zulässig, wird jedoch als möglicher Zukunftspfad diskutiert. Sie könnte Nährstoffe aus der Biomasse in den Kreislauf zurückführen und den Einsatz konventioneller Düngemittel vermindern. Dem stehen problematische Begleitstoffe gegenüber. Neben einer Anpassung der Düngerverordnung wären deshalb klare Grenzwerte, ein Zulassungs- beziehungsweise Qualifizierungsverfahren, regelmässige Analysen und eine dauerhaft gesicherte Aschequalität erforderlich. Erfahrungen aus Deutschland zeigen, dass eine solche Nutzung möglich ist, wenn zulässige Ausgangsstoffe, Qualitätsanforderungen und Verantwortlichkeiten eindeutig geregelt sind. Dort unterstützen Branchenorganisationen und Qualitätssicherungssysteme die kontinuierliche Einhaltung. Für die Schweiz fehlt bislang eine vergleichbare Struktur, doch Gespräche zwischen BLW, BAFU, Agroscope und Branchenvertretungen weisen auf Bewegung hin.

Entsorgungswege und Verantwortlichkeiten

Wo eine Verwertung nicht möglich ist, müssen Holzaschen deponiert werden. Im Vollzug wird zwischen kleinen Feuerungen bis 70 kW und grösseren Anlagen unterschieden. Aschen aus Kleinf Feuerungen werden üblicherweise mit dem Kehrrecht der Kehrrechtverwertungsanlage zugeführt. Holzaschen aus Anlagen über 70 kW gelten dagegen nicht als Siedlungsabfall. Für ihre rechtskonforme Entsorgung sind die Abfallinhaber beziehungsweise die Betreiber der Feuerungsanlagen verantwortlich. Je nach Herkunft und Eigenschaften gelangen Aschen auf Deponien Typ D (Verbrennungsrückstände) oder E.

Bei naturbelassenem Holz werden Rost-, Bett- und Filteraschen im geltenden Deponierecht teilweise derselben Kategorie zugeordnet, obwohl insbesondere Filteraschen aufgrund der Anreicherung flüchtiger Schadstoffe höher belastet sein können. Für die stoffliche Verwertung ist diese Differenzierung dagegen bedeutsam: Gemischte Aschen können zwar im Zementwerk einsetzbar sein, für anspruchsvollere Produkte oder einen landwirtschaftlichen Einsatz müssen Zusammensetzung und Konstanz genauer kontrolliert werden. Die Diskussion machte deutlich, dass eine Vermischung ohne Kenntnis der Einzelqualitäten künftige hochwertige Verwertungsoptionen einschränken kann.

Besonders offen ist der künftige Umgang mit Filteraschen aus Altholzfeuerungen. Für sie gilt eine Übergangsregelung, nach deren Ablauf ab 1. Januar 2034 entweder die Grenzwerte von Anhang 5 VVEA für die Deponierung einzuhalten sind oder eine vorgängige Behandlung erfolgen muss. Damit rücken

Verfahren zur Schadstoffabtrennung und zur Konditionierung der Aschen in den Vordergrund. Forschungsprojekte wie SENKATO der Universität Bern untersuchen eine optimierte Ablagerung und sollen praxistaugliche Lösungen für die langfristige Entsorgung entwickeln.

Herausforderungen für die Kreislaufwirtschaft

Eine kreislauforientierte Bewirtschaftung von Holzaschen verlangt mehr als die formale Öffnung einzelner Verwertungswege. Zuerst müssen Schadstoffe sicher entfernt oder so gebunden werden, dass keine relevanten Risiken entstehen. Danach braucht es definierte Aschequalitäten, repräsentative Probenahmen, regelmässige Analysen, nachvollziehbare Stoffströme und verlässliche Abnehmer. Die Branche muss hierfür Know-how, Zeit und finanzielle Mittel bereitstellen. Insbesondere für eine Nutzung als Dünger wäre eine institutionalisierte Qualitätssicherung mit klaren Verantwortlichkeiten sinnvoll. Gleichzeitig sind die unterschiedlichen Interessen von Anlagenbetreibern, Verwertern, Deponien, Kantonen und Bund zu koordinieren.

Die Deponierung bleibt dennoch auf absehbare Zeit notwendig. Holzaschen entsprechen mengenmässig zwar nur ungefähr 10 % des Schlackenvolumens, treffen aber auf eine allgemein angespannte Deponiesituation. Gerade deshalb sollten technisch sinnvolle Verwertungen konsequent entwickelt werden, ohne den Schutz der Umwelt zu relativieren. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass eine gesetzlich zulässige Ablagerung nicht automatisch eine Annahmegarantie schafft: Deponiebetreiber tragen über Jahrzehnte Verantwortung für Nachsorge und Sickerwasser und beurteilen deshalb die Risiken einzelner Abfälle eigenständig.

Fazit und Ausblick

Die Kreislaufwirtschaft bildet den strategischen Rahmen für die zukünftige Bewirtschaftung von Holzaschen in der Schweiz. Der Einsatz in Zement und Beton ist bereits möglich und stellt den derzeit wichtigsten Verwertungsweg dar, dürfte aber noch nicht ausgeschöpft sein. Eine Nutzung als Dünger besitzt grundsätzlich Potenzial, setzt jedoch Anpassungen der rechtlichen Grundlagen, belastbare Grenzwerte sowie eine umfassende Qualitätssicherung voraus. Parallel müssen praxistaugliche Behandlungs- und Deponielösungen entwickelt werden, insbesondere für Altholz-Filteraschen ab 2034.

Entscheidend ist eine enge Zusammenarbeit zwischen Industrie, Holzenergiebranche, Kantonen, Bund und Forschung. Die Anlagenbetreiber tragen die Verantwortung für ihre Aschen, benötigen aber klare und verlässliche Rahmenbedingungen. Forschung und Behörden müssen geeignete Verfahren, Qualitätsanforderungen und Vollzugshilfen weiterentwickeln, während Verwerter und Deponien frühzeitig eingebunden werden sollten. Nur so lässt sich der Beitrag der Holzenergie zur erneuerbaren Energieversorgung mit sicherer und langfristig tragfähiger Bewirtschaftung der anfallenden Aschen verbinden.