QM

Centrali termiche a legna

Manuale di pianificazione

Sviluppato dal gruppo di lavoro
QM Impianti termici a legna



4a edizione leggermente rivista

QM Holzheizwerke è un sistema di gestione della qualità per impianti di riscaldamento ad acqua calda e surriscaldata alimentati a biomassa, con una potenza a partire da circa 100 kW, destinati a fornire calore a singoli edifici o a reti di teleriscaldamento (TLR) locale e urbano. Il sistema si concentra sulla progettazione, la pianificazione e la realizzazione a regola d'arte dell'impianto di generazione di calore e della rete di teleriscaldamento. Criteri di qualità fondamentali sono l'elevata affidabilità operativa, una regolazione precisa, basse emissioni e una logistica del combustibile economicamente vantaggiosa. L'obiettivo è un funzionamento efficiente, a basse emissioni ed economico dell'intero sistema.

Questo sistema di gestione della qualità è stato sviluppato inizialmente in Svizzera nel 1998. Nel 2004 è stato fondato il gruppo di lavoro internazionale **QM Holzheizwerke** con l'obiettivo di offrire, sotto il nome **QM Holzheizwerke**, standard di qualità comuni per le centrali termiche a biomassa.

Il presente **Manuale di pianificazione** illustra il processo di progetto e mostra come raggiungere gli obiettivi di qualità per l'impianto di generazione di calore e la rete di teleriscaldamento mediante una pianificazione e un'esecuzione a regola d'arte.

Il Manuale di pianificazione fa parte della collana **QM Holzheizwerke**, nella quale sono stati pubblicati finora i seguenti volumi:

- Volume 1: Q-guida (con Q-piano) ISBN 978-3-937441-91-7
- Volume 2: Schemi idraulici standard – Parte I ISBN 978-3-937441-92-4
- Volume 3: Modello di capitolato d'appalto per caldaie a biomassa (versione svizzera per una caldaia a biomassa) ISBN 978-3-937441-87-0
- Volume 3: Modello di capitolato d'appalto per caldaie a biomassa (versione svizzera per due caldaie a biomassa) ISBN 978-3-937441-88-7
- Volume 4: Manuale di pianificazione ISBN 978-3-937441-96-2
- Volume 5: Schemi idraulici standard – Parte II ISBN 978-3-937441-95-5

La collana di pubblicazioni può essere richiesta direttamente dal sito web del gruppo di lavoro **QM Holzheizwerke** (www.qmholzheizwerke.ch). Sul sito sono disponibili anche altri documenti, strumenti software e FAQ, oltre a informazioni sugli sviluppi attuali in materia di energia da biomassa. Alcuni volumi della collana sono stati tradotti in inglese, italiano e parzialmente in altre lingue con il sostegno del progetto UE-Interreg ENTRAIN (disponibili gratuitamente, vedi www.qm-biomass-dh-plants.com).

svizzeraenergia
Hochschule für Forstwirtschaft Rottenburg
Hochschule für Angewandte Wissenschaften
Energia legno SVIZZERA
C.A.R.M.E.N.
AEE INTEC
APE Agenzia Per l'Energia del Friuli Venezia Giulia www.ape.fvg.it

Collana QM Holzheizwerke Volume 4

Sviluppato dal gruppo di lavoro
QM Holzheizwerke

Manuale di pianifica-zione

Elaborato dal
gruppo di lavoro
QM Impianti termici a legna

4a edizione leggermente rivista

C.A.R.M.E.N. e.V. Straubing 2026

Gruppo di lavoro QM Impianti termici a legna

Per la Svizzera:
Energia legno Svizzera con il sostegno finanziario dell'Ufficio federale dell'energia
www.qmholzheizwerke.ch
www.holzenergie.ch

Per l'Austria:
AEE INTEC – Istituto per le tecnologie sostenibili www.klimaaktiv.at/qmheizwerke

Per la Germania:
Baden-Württemberg: HFR – Hochschule für Forstwirtschaft Rottenburg (Università di scienze forestali di Rottenburg)
Baviera: C.A.R.M.E.N. e.V.
www.qmholzheizwerke.de

Per l'Italia:
APE FVG – Agenzia per l'Energia del Friuli Venezia Giulia
www.ape.fvg.it

Su questi siti web sono disponibili informazioni e pubblicazioni sul tema dell'energia da biomassa. Da qui è possibile scaricare anche strumenti software.

© Arbeitsgemeinschaft QM Holzheizwerke 2004 - 2026. È consentita la riproduzione parziale con indicazione della fonte.

QM Holzheizwerke®
è un marchio registrato.

Team del gruppo di lavoro QM Holzheizwerke

Matthias Bendig, Ufficio federale dell'energia, CH

Laurent Audergon, Energia legno Svizzera, CH

Stefan Thalmann (direzione ARGE QMH), Verenum AG, CH
Jürgen Good, Verenum AG, CH
Daniel Zaugg, Verenum AG

Andres Jenni, ardens GmbH, CH

Patrik Küttel, fokus-e gmbh, CH

Martin Kiener, EnOp GmbH

Christian Ramerstorfer, AEE INTEC, AT
Sabrina Metz, AEE INTEC, AT
Stefan Retschitzegger, AEE INTEC, AT

Wolfram Schöberl, C.A.R.M.E.N. e.V., DE
Christian Leuchtweis, C.A.R.M.E.N. e.V., DE
Sabine Hiendlmeier, C.A.R.M.E.N. e.V., DE
Matthias Wanderwitz, C.A.R.M.E.N. e.V., DE

Harald Thorwarth, HFR, DE
Johanna Eichermüller, HFR, DE

Matteo Mazzolini, APE FVG, IT
Matteo De Piccoli, APE FVG, IT

Team di autori della terza e quarta edizione

Jürgen Good (direzione), Verenum AG
Stefan Thalmann, Verenum AG
Thomas Nussbaumer, Verenum AG
Andreas Keel, Energia legno Svizzera
Andres Jenni, ardens GmbH
Patrik Küttel, fokus-e gmbh
Harald Schrammel, AEE INTEC
Sabrina Metz, AEE INTEC
Christian Ramerstorfer, AEE INTEC
Jakob Binder, AEE INTEC
Gilbert Krapf, C.A.R.M.E.N. e.V.
Niels Alter, C.A.R.M.E.N. e.V.
Christian Letalik, C.A.R.M.E.N. e.V.
Harald Thorwarth, HFR
Johanna Eichermüller, HFR

Precedente team di autori (prima e seconda edizione)

Jürgen Good (coordinamento), Verenum AG
Friedrich Biedermann, BIOS BIOENERGIESYSTEME GmbH
Ruedi Bühler, Ambiente ed energia
Helmut Bunk, Agenzia per la protezione del clima e l'energia (KEA-BW)
Thomas Deines, Ministero dell'alimentazione e dello spazio rurale del Baden-Württemberg
Hans Rudolf Gabathuler, Gabathuler Beratung GmbH
Alfred Hammerschmid, BIOS BIOENERGIESYSTEME GmbH
Andres Jenni, ardens GmbH
Gilbert Krapf, C.A.R.M.E.N. e.V.
Thomas Nussbaumer, Verenum AG
Ingwald Obernberger, BIOS BIOENERGIESYSTEME GmbH
Bernhard Pex, C.A.R.M.E.N. e.V.
Christian Rakos, Agenzia per lo sfruttamento energetico E.V.A.

ISBN 978-3-937441-90-0 Collana QM Holzheizwerke
ISBN 978-3-937441-96-2 Volume 4: Manuale di pianificazione

Prefazione

Su incarico dell'Ufficio federale dell'energia svizzero e di alcuni Cantoni, nel 1998 un gruppo di esperti svizzeri ha sviluppato un sistema di gestione della qualità (SGQ) per grandi impianti termici a biomassa, successivamente ampliato e divenuto noto come QS-Holzheizung. Partendo da questa base, nel 2004 i rappresentanti di Svizzera, Austria, Baden-Württemberg, Baviera, Renania-Palatinato (non più attiva) e, dal 2020, anche dell'Italia si sono riuniti nel gruppo di lavoro **QM Holzheizwerke** per creare insieme standard di qualità per le centrali termiche a biomassa e offrirli con la denominazione **QM Holzheizwerke**. Il sistema si concentra sulla progettazione, la pianificazione e la realizzazione a regola d'arte dell'impianto di generazione di calore e della rete di teleriscaldamento. Criteri di qualità fondamentali sono l'elevata **affidabilità** operativa, una regolazione precisa, **basse emissioni** e una logistica del combustibile economicamente vantaggiosa. L'obiettivo è un funzionamento efficiente, a basse emissioni ed economico dell'intero sistema.

QM Holzheizwerke è concepito per impianti di riscaldamento ad acqua calda e surriscaldata alimentati a biomassa (cippato, corteccia, segatura, pellet, ecc.) con una potenza a partire da circa 100 kW, per la fornitura di calore a singoli edifici o a reti di teleriscaldamento locale e urbano. Gli impianti per la produzione di energia elettrica non vengono presi in considerazione, ma si raccomanda di applicare il sistema **QM Holzheizwerke** anche a tali impianti, per analogia o per quanto possibile.

Il presente **Manuale di pianificazione** fa parte della collana **QM Holzheizwerke**, illustra lo svolgimento del progetto e mostra come raggiungere gli obiettivi di qualità per l'impianto di generazione di calore e la rete di teleriscaldamento mediante una pianificazione e un'esecuzione a regola d'arte. Si rivolge in particolare a investitori, gestori e progettisti, ma fornisce anche importanti nozioni di base per la formazione e l'aggiornamento professionale, la ricerca e lo sviluppo, nonché per gli enti promotori e i decisori in ambito politico e amministrativo. Il Manuale di pianificazione è suddiviso in quattro parti e un'appendice. La prima parte introduttiva illustra i principi fondamentali per un uso razionale dell'energia secondo il sistema **QM Holzheizwerke** e i primi passi dello sviluppo del progetto. La seconda parte tratta le basi tecniche ed economiche per la pianificazione, la costruzione e il funzionamento delle centrali termiche a biomassa. Nella terza parte viene descritto passo dopo passo il processo di pianificazione fino alla messa in servizio e al collaudo dell'impianto. La quarta parte, infine, fornisce il know-how necessario per il funzionamento, la gestione, l'ottimizzazione e l'ammodernamento degli impianti. Nell'appendice sono riassunte ulteriori informazioni, calcoli e strumenti di supporto, mentre i termini tecnici più importanti sono spiegati in un glossario.

Per tenere conto del continuo sviluppo della tecnologia e del know-how, nel 2022 la 3ª edizione del Manuale di pianificazione è stata completamente rivista, aggiornata e integrata dal team del gruppo di lavoro **QM Holzheizwerke**, basandosi sullo stato dell'arte più recente. Vengono trattati anche i «nuovi concetti di impianto» che si stanno affermando, come i sistemi multi-caldaia con apparecchi di serie, la condensazione dei fumi in combinazione con pompe di calore, o l'interazione delle centrali termiche a biomassa con diverse altre fonti di calore rinnovabili integrate a livello centrale o distribuito (solare termico, geotermia, calore di scarto, pompe di calore, ecc.), nella misura in cui siano già disponibili conoscenze sufficienti e confermate dalla pratica.

Per migliorare la leggibilità e consentire un'applicazione più ampia, anche a livello internazionale, sono state privilegiate formulazioni di validità generale, omettendo in gran parte indicazioni e sezioni di testo specifiche per i singoli Paesi. Ove possibile, il Manuale di pianificazione fa riferimento a norme e direttive valide a livello internazionale, mentre i riferimenti a normative nazionali specifiche sono riportati nell'appendice.

Per quanto riguarda i costi indicati, è stato possibile tenere conto solo in misura limitata dei diversi livelli di prezzo nei vari Paesi. È quindi necessario prestare attenzione alle spiegazioni specifiche di ogni dato e, se del caso, verificare e adeguare i costi in base alle condizioni nazionali.

I contenuti di questa quarta edizione leggermente rivista del Manuale di pianificazione sono stati redatti con la massima cura e secondo le migliori conoscenze attuali. Tuttavia, gli autori non si assumono alcuna responsabilità o garanzia per la completezza, l'attualità, la correttezza e la qualità delle informazioni fornite. Il manuale non sostituisce una pianificazione dettagliata e specifica del progetto da parte di specialisti, né la verifica e il rispetto delle norme e delle disposizioni di legge vigenti. Si esclude qualsiasi richiesta di risarcimento nei confronti degli autori per danni materiali o immateriali derivanti dall'uso di questo manuale.

Il team di autori del gruppo di lavoro QM Holzheizwerke ringrazia gli autori della prima edizione del Manuale di pianificazione, sul cui prezioso e completo lavoro si basa l'attuale nuova edizione. Si ringraziano inoltre i numerosi esperti del settore per il prezioso riscontro e la partecipazione attiva durante il processo di consultazione.

Un ringraziamento speciale va anche ai pionieri del gruppo di lavoro QM Holzheizwerke, Ruedi Bühler, Hans Rudolf Gabathuler e Franz Promitzer, per il loro impegno nello sviluppo e nel consolidamento di standard di qualità per le centrali termiche a biomassa.

La revisione e la nuova edizione del Manuale di pianificazione QM Holzheizwerke nelle quattro lingue IT / DE / FR / EN sono state rese possibili grazie al sostegno finanziario e di personale delle seguenti istituzioni, alle quali va il nostro più sincero ringraziamento!

- Confederazione Svizzera, Ufficio federale dell'energia (Svizzera)
- Energia legno Svizzera, Zurigo / Echandens / Avegno
- Ministero federale austriaco per la Protezione del Clima, l'Ambiente, l'Energia, la Mobilità, l'Innovazione e la Tecnologia, nell'ambito dell'iniziativa per la protezione del clima *klimaaktiv*
- APE FVG – Agenzia per l'Energia del Friuli Venezia Giulia
- C.A.R.M.E.N. e.V., Baviera
- Associazione di settore per l'energia dal legno del Baden-Württemberg e.V.

ARGE QM Holzheizwerke, 30 ottobre 2026

Panoramica

PARTE 1 – UTILIZZO RAZIONALE DELL'ENERGIA 14
PARTE 2 – NOZIONI DI BASE 28
PARTE 3 – PROCESSO DI PIANIFICAZIONE 114
PARTE 4 – FUNZIONAMENTO E GESTIONE 198
ALLEGATO 219

Indice

PARTE 1 – UTILIZZO RAZIONALE DELL'ENERGIA 14

1 LA BIOMASSA COME FONTE ENERGETICA 15
1.1 Introduzione 15
1.2 Importanza dell'energia da biomassa 15
1.2.1 Origine 15
1.2.2 Utilizzo 15
1.3 Il ruolo dell'energia da biomassa nel sistema energetico 17
1.3.1 Rilevanza nel confronto internazionale 17
1.3.2 Potenziale nei futuri sistemi energetici 17
1.4 Misure di promozione per l'energia da biomassa 18

2 QM HOLZHEIZWERKE 19
2.1 Origine e obiettivi 19
2.2 Perché QM Holzheizwerke? 19
2.3 QMstandard® 20
2.3.1 Principali partecipanti al progetto 20
2.3.2 Compiti e responsabilità 20
2.3.3 Processo di pianificazione con milestone 20
2.3.4 Il Q-piano 21
2.3.5 La Q-guida 21
2.3.6 Strumenti per i progettisti 21
2.4 QMmini 22
2.4.1 Ambito di applicazione 22
2.4.2 Procedura 23
2.4.3 Documenti e strumenti 23

3 SVILUPPO DEL PROGETTO 24
3.1 Dall'idea al chilowattora 24
3.2 Studio di fattibilità 25
3.2.1 Ubicazione della centrale termica e del deposito di combustibile 25
3.2.2 Requisiti di pianificazione territoriale 25
3.2.3 Disponibilità di combustibile 26
3.2.4 Perimetro di allacciamento e interesse all'allacciamento 26
3.2.5 Progetto di massima 26
3.2.6 Costi di investimento e di produzione del calore 26
3.3 Altri aspetti 26
3.3.1 Finanziamento 26
3.3.2 Società di gestione 26
3.3.3 Fattori di successo e «ostacoli» 26

PARTE 2 – NOZIONI DI BASE 28

4 ENERGIA DA BIOMASSA 29
4.1 Introduzione 29
4.2 Composizione elementare del combustibile da biomassa 29
4.3 Condizioni di riferimento 29
4.4 Parametri importanti 30
4.4.1 Contenuto d'acqua e umidità del legno 30
4.4.2 Contenuto di ceneri 31
4.4.3 Potere calorifico inferiore e superiore 31
4.4.4 Specifiche di volume 32
4.5 Fornitura di combustibile per impianti a biomassa ad alimentazione automatica ... 33
4.5.1 Panoramica 33
4.5.2 Assortimenti di combustibili legnosi 34

4.5.3 Preparazione del combustibile ... 36
4.5.4 Parametri di qualità ... 38
4.5.5 Strategie di approvvigionamento ... 42
4.6 Analisi ... 43
4.7 Contratto di fornitura e fatturazione del combustibile ... 43
4.7.1 Contratto di fornitura di combustibile ... 43
4.7.2 Fatturazione in base al volume ... 44
4.7.3 Fatturazione in base al peso ... 44
4.7.4 Fatturazione in base alla quantità di calore prodotta ... 45

5 COMPONENTI DELL'IMPIANTO DI GENERAZIONE DI CALORE ... 46
5.1 Campi di applicazione ... 46
5.2 Nozioni di base sulla combustione ... 47
5.3 Tecnologie di combustione ... 47
5.3.1 Panoramica ... 47
5.3.2 Combustione a letto fisso ... 48
5.3.3 Combustione a letto fluido ... 50
5.3.4 Combustione a polverino ... 51
5.4 Scambio termico nella sezione caldaia ... 51
5.5 Pulizia automatica dei tubi della caldaia ... 52
5.6 Emissioni ... 53
5.7 Misure primarie per la riduzione delle emissioni ... 54
5.8 Misure secondarie per la riduzione delle emissioni ... 55
5.8.1 Separazione delle polveri ... 55
5.8.2 Denitrificazione ... 57
5.9 Recupero di calore con economizzatore e condensazione dei gas di scarico ... 58
5.10 Tecnologia di controllo dei processi ... 59
5.10.1 Nozioni di base ... 59
5.10.2 Requisiti per la strumentazione di misura e l'acquisizione dati ... 62
5.10.3 Progettazione ed esecuzione ... 63

6 COMPONENTI PER LO STOCCAGGIO E IL TRASPORTO DEL COMBUSTIBILE E PER LA RIMOZIONE DELLE CENERI ... 64
6.1 Premessa ... 64
6.2 Stoccaggio del combustibile ... 64
6.3 Riempimento di silos e magazzini ... 66
6.3.1 Riempimento di silos per cippato ... 66
6.3.2 Riempimento e gestione dei magazzini ... 68
6.3.3 Riempimento dei silos per trucioli e segatura ... 70
6.3.4 Riempimento dei depositi di pellet ... 70
6.4 Sistemi di estrazione ... 71
6.4.1 Sistemi di estrazione per tutti i combustibili ... 71
6.4.2 Sistemi di estrazione speciali ... 73
6.5 Sistemi di trasporto ... 74
6.6 Alimentazione della caldaia ... 76
6.7 Dispositivo di sicurezza antincendio nel sistema di alimentazione del combustibile ... 77
6.8 Rimozione delle ceneri ... 77

7 IDRAULICA DELLA GENERAZIONE DI CALORE ... 79
7.1 Nozioni base di idraulica ... 79
7.2 Regolazione del circuito della caldaia ... 79
7.2.1 Valvola di regolazione del circuito caldaia ... 79
7.2.2. Bypass nel circuito della caldaia ... 81
7.3 Pompe ... 81
7.3.1 Tipi di pompe ... 81
7.3.2 Progettazione delle pompe ... 82

7.3.3 Pompa per caldaia a velocità variabile ... 83
7.3.4 Sicurezza di funzionamento e ridondanza della pompa della caldaia ... 84
7.4 Contatori di calore ... 84
7.4.1 Caratteristiche dei contatori di calore ... 84
7.4.2 Requisiti dei singoli metodi di misurazione ... 85
7.4.3 Installazione dei contatori di calore ... 86
7.4.4 Influenza sull'autorità della valvola ... 86
7.5 Accumulatori di calore ... 86
7.5.1 Accumulatori termici nella centrale ... 86
7.5.2 Integrazione idraulica dell'accumulatore termico ... 89
7.6 Domande sull'idraulica della generazione di calore ... 91
7.6.1 Qualità dell'acqua ... 91
7.6.2 Prevenzione delle circolazioni parassite ... 91

8 COMPONENTI DELLA DISTRIBUZIONE DEL CALORE ... 92
8.1 Panoramica ... 92
8.2 Sistemi di tubazioni ... 92
8.3 Valvole e raccordi ... 92
8.4 Monitoraggio delle perdite ... 93
8.5 Trasmissione dati e comunicazione ... 94
8.6 Struttura della rete ... 94
8.7 Metodi e situazioni di posa ... 94
8.8 Qualità dell'acqua nella rete di teleriscaldamento ... 95
8.9 Cessione del calore ... 95
8.9.1 Allacciamento delle utenze ... 95
8.9.2 Requisiti per la cessione di calore ... 95

9 CENERI ... 97
9.1 Produzione di ceneri ... 97
9.2 Frazioni di ceneri ... 97
9.3 Composizione delle ceneri ... 98
9.4 Smaltimento e valorizzazione ... 99
9.4.1 Situazione in Svizzera ... 100
9.4.2 Situazione in Germania ... 101
9.4.3 Situazione in Austria ... 102

10 ANALISI DI CONVENIENZA ECONOMICA ... 103
10.1 Questioni relative alla convenienza economica nelle centrali termiche a biomassa ... 103
10.2 Responsabilità ... 103
10.3 Struttura dei costi degli impianti a biomassa ... 103
10.4 Calcolo di redditività ... 105
10.4.1 Introduzione ... 105
10.4.2 Calcolo dei costi di produzione del calore con il metodo del costo annuo ... 105
10.4.3 Metodo del valore attuale netto (VAN) e tasso interno di rendimento (TIR) ... 106
10.4.4 Confronto tra varianti ... 107
10.4.5 Analisi di sensibilità ... 107
10.5 Struttura tariffaria per la vendita del calore ... 108
10.6 Business plan ... 109
10.6.1 Struttura e contenuti ... 109
10.6.2 Piano patrimoniale e conto economico previsionali ... 110
10.7 Strumento di calcolo della convenienza economica del sistema QM Holzheizwerke ... 110
10.8 Stima dei costi di investimento ... 112

PARTE 3 – PROCESSO DI PIANIFICAZIONE ... 114

11 VALUTAZIONE DELLA DOMANDA ... 115

11.1 Introduzione ... 115
11.2 Analisi del fabbisogno termico ... 116
11.2.1 Nuove costruzioni ... 116
11.2.2 Edifici esistenti ... 116
11.2.3 Aree edificabili ... 117
11.3 Fabbisogno termico complessivo dell'impianto ... 119
11.3.1 Determinazione del fabbisogno di potenza termica ... 119
11.3.2 Fabbisogno di potenza termica rappresentato come curva di carico ... 120
11.4 Analisi delle fonti di calore ... 122
11.5 Integrazione nel processo di progetto del sistema QM Holzheizwerke ... 122

12 PROGETTAZIONE DELLA DISTRIBUZIONE DEL CALORE ... 124
12.1 Introduzione ... 124
12.2 Indicatori e termini ... 124
12.2.1 Aree di fornitura potenziali ... 124
12.2.2 Densità di consumo di calore ... 125
12.2.3 Utenze chiave ... 125
12.2.4 Tasso di allaccio ... 126
12.2.5 Fattore di contemporaneità ... 126
12.2.6 Densità di allacciamento ... 126
12.2.7 Costi di investimento specifici ... 126
12.2.8 Perdite di distribuzione del calore ... 127
12.2.9 Scostamento dai criteri di efficienza ... 127
12.3 Svolgimento del progetto ... 127
12.4 Dimensionamento del diametro dei tubi ... 128
12.4.1 Raccomandazioni per il dimensionamento ... 128
12.4.2 Procedura di dimensionamento ... 129
12.4.3 Metodi di calcolo ... 129
12.5 Sviluppi nella tecnologia delle reti di teleriscaldamento ... 129

13 SCELTA DEL SISTEMA DI GENERAZIONE DI CALORE ... 131
13.1 Introduzione ... 131
13.2 Confronto ecologico con altri generatori di calore ... 131
13.2.1 Panoramica ... 131
13.2.2 Esempi ... 133
13.3 Requisiti generali e definizione dei termini più importanti ... 138
13.4 Qualità del combustibile e sistema di combustione ... 139
13.5 Scelta e dimensionamento di un sistema di generazione del calore ... 140
13.5.1 Varianti di base dei sistemi di generazione del calore con impianti di combustione a legna ... 141
13.5.2 Descrizione delle varianti di base ... 147
13.5.3 Procedura per la progettazione di un impianto bivalente ... 152
13.5.4 Scelta del sistema di combustione ... 153
13.5.5 Dimensionamento dell'accumulatore termico ... 153
13.5.6 Fabbisogno di combustibile ... 153
13.6 Varianti aggiuntive del sistema di generazione del calore ... 155
13.6.1 Impianti multi-caldaia con apparecchi di serie ... 155
13.6.2 Caldaia a biomassa supplementare con combustibile di alta qualità per il funzionamento estivo 156
13.6.3 Cogenerazione ... 158
13.7 Fonti di calore e sistemi di generazione supplementari ... 159
13.7.1 Osservazioni generali ... 159
13.7.2 Recupero di calore dai gas di scarico ... 160
13.7.3 Pompe di calore ... 163
13.7.4 Energia solare ... 168
13.7.5 Utilizzo del calore di scarto ... 170
13.8 Fornitura di calore di processo ... 172
13.9 Progettazione dei componenti dell'impianto ... 173

13.9.1 Selezione del sistema di abbattimento polveri ... 173
13.9.2 Scelta dei processi di riduzione dell'ossido di azoto ... 175
13.9.3 Scelta dei componenti aggiuntivi ... 177
13.10 Progettazione della centrale termica ... 177
13.10.1 Centrale termica ... 177
13.10.2 Container e centrali termiche prefabbricate ... 178
13.10.3 Fabbisogno di energia ausiliaria ... 179
13.10.4 Camino ... 179
13.10.5 Protezione acustica ... 180

14 PROGETTAZIONE DELLO STOCCAGGIO E DEL TRASPORTO DEL COMBUSTIBILE ... 182
14.1 Indicazioni generali ... 182
14.2 Selezione e dimensionamento dello stoccaggio ... 182
14.2.1 Tipi di deposito ... 182
14.2.2 Dimensionamento ... 182
14.2.3 Progettazione del silo per il combustibile ... 184
14.2.4 Ventilazione del silo ... 185
14.2.5 Progettazione del magazzino ... 186
14.2.6 Deposito esterno ... 187
14.2.7 Autocombustione e perdita di sostanza ... 187
14.2.8 Dimensionamento del silo per trucioli ... 188
14.2.9 Progettazione del deposito di pellet ... 188
14.3 Selezione e dimensionamento del sistema di alimentazione del combustibile ... 188
14.3.1 Osservazioni generali ... 188
14.3.2 Trasporto del combustibile ... 189
14.3.3 Estrazione ... 189
14.3.4 Sistemi di trasporto del combustibile ... 190
14.3.5 Alimentazione del combustibile ... 190
14.4 Selezione e dimensionamento del sistema di rimozione delle ceneri ... 190

15 REALIZZAZIONE E COLLAUDO DELL'IMPIANTO ... 193
15.1 Requisiti generali e definizione dei termini più importanti ... 193
15.2 Direzione dei lavori ... 193
15.3 Punti critici durante la fase di costruzione ... 194
15.4 Messa in funzione e avviamento ... 194
15.4.1 Preparativi per la messa in funzione, messa in funzione a freddo ... 194
15.4.2 Messa in funzione a caldo dell'impianto ... 195
15.5 Collaudo ... 196

PARTE 4 – FUNZIONAMENTO E GESTIONE ... 198

16 OTTIMIZZAZIONE OPERATIVA DOPO LA MESSA IN FUNZIONE ... 199
16.1 Motivi e obiettivi ... 199
16.2 Requisiti e responsabilità ... 200
16.3 Elaborazione e valutazione dei dati ... 200
16.4 Esecuzione ... 203

17 FUNZIONAMENTO E MANUTENZIONE ... 205
17.1 Organizzazione aziendale ... 205
17.2 Funzionamento tecnico ... 205
17.3 Manutenzione ... 205
17.3.1 Informazioni generali ... 205
17.3.2 Manutenzione preventiva e ispezione ... 206
17.3.3 Riparazione e miglioramento ... 208
17.4 Sicurezza sul lavoro ... 208
17.5 Assicurazioni ... 208

18 OTTIMIZZAZIONE E RINNOVAMENTO DEGLI IMPIANTI ESISTENTI 210
18.1 Spiegazioni 210
18.2 Ottimizzazione degli impianti esistenti 210
18.2.1 Procedura 210
18.2.2 Analisi dello status quo tecnico ed economico 210
18.2.3 Valutazione dei risultati dell'analisi dello status quo 211
18.2.4 Misure per l'ottimizzazione degli impianti esistenti 214
18.3 Riqualificazione degli impianti esistenti 216
18.3.1 Introduzione 216
18.3.2 Procedura in caso di riqualificazione 216
18.3.3 Riqualificazione impossibile 217

ALLEGATO 219

19 NORMATIVE 220

20 CALCOLI E CONVERSIONI IMPORTANTI 227
20.1 Indice di eccesso d'aria lambda 227
20.2 Conversione da ppm a mg/m^3 228
20.3 Contenuto di ossigeno di riferimento 229
20.4 Conversione da mg/m^3 a mg/MJ 231
20.5 Conversione da gas di scarico umido a gas di scarico secco 232
20.6 Determinazione della potenza termica nominale 233
20.7 Determinazione della portata massica del combustibile 234
20.8 Determinazione della quantità di aria di combustione 235
20.9 Determinazione della portata volumetrica dei fumi 237
20.10 Determinazione della portata massica di NO_x 238
20.11 Determinazione del rendimento di combustione 239
20.12 Determinazione del rendimento annuale 242
20.13 Unità di misura comuni e conversioni 245

21 GLOSSARIO 246

22 BIBLIOGRAFIA 253

Parte 1 – Utilizzo razionale dell’energia

1 La biomassa come fonte energetica

1.1 Introduzione

Le foreste sono ecosistemi preziosi: habitat e spazi di lavoro che offrono funzioni produttive, protettive e ricreative. Inoltre, le foreste, in quanto pozzi di assorbimento di CO_2, e il legno, come materia prima, forniscono un contributo fondamentale alla riduzione dei gas serra. La silvicoltura e l'industria del legno sono settori economici importanti nell'Europa centrale e plasmano i nostri paesaggi culturali. È essenziale che la gestione forestale avvenga in modo sostenibile e in armonia con la natura, per poter beneficiare nel lungo periodo dei suoi vantaggi ecologici, economici e sociali.

Il legno è una delle materie prime rinnovabili più importanti. Le sue proprietà lo rendono ideale per un'ampia gamma di utilizzi: nell'edilizia, nella produzione di carta, negli oggetti di uso quotidiano, il legno svolge un ruolo di primo piano sia in ambito tecnico che di design.

Perché scegliere l'energia da biomassa?

Vantaggi economici

- Diversificazione dell'approvvigionamento energetico
- Indipendenza in tempi di crisi
- Maggiore sicurezza della fornitura
- Ricavi per il settore forestale e del legno
- Creazione di valore aggiunto e posti di lavoro a livello regionale

Vantaggi ambientali

- Rinnovabile, a zero emissioni nette di CO_2
- Elevato rendimento e basse emissioni
- Percorsi di trasporto brevi e a basso rischio
- Preparazione e stoccaggio semplici
- Immagazzinabile e disponibile in qualsiasi momento
- Combinabile con altre fonti di calore rinnovabili regionali

Comfort del teleriscaldamento a biomassa

- Tecnologia collaudata con elevata sicurezza di fornitura
- Nessuna manutenzione e ingombro ridotto per gli utenti finali

Da millenni la legna da ardere viene utilizzata come fonte di calore per il riscaldamento, la cottura, l'artigianato e la produzione di vapore. Negli ultimi decenni, il legno ha acquisito grande importanza anche come fonte energetica sotto forma di cippato e pellet per impianti di riscaldamento individuali e sistemi di teleriscaldamento. **Nell'ottica di un uso efficiente e a cascata delle risorse**, per la produzione di cippato e pellet vengono impiegati principalmente assortimenti di legno per uso energetico e sottoprodotti della lavorazione del legno che altrimenti rimarrebbero inutilizzati. La combustione del legno non produce CO_2 aggiuntiva, poiché viene rilasciata nell'atmosfera solo la CO_2 immagazzinata durante la crescita.

1.2 Importanza dell'energia da biomassa

1.2.1 Origine

Il fabbisogno di legno dell'UE e dei suoi Stati membri è coperto principalmente dalle foreste e, in misura minore, da **legno di recupero** e da importazioni. La lavorazione industriale del legno avviene principalmente nell'**industria della segagione, dei pannelli e cartaria**, e nelle imprese della filiera a valle (falegnamerie, carpenterie, mobilifici, ecc.), e ha la priorità rispetto all'utilizzo energetico. Il legno per uso energetico viene ricavato da **legname di piccole dimensioni** (cimali o tronchi sottili), legno danneggiato (ad esempio da tempeste o infestazioni di bostrico), **legno di recupero**, ma anche da piantagioni a ciclo breve o da piccole foreste (private). La restante parte è costituita da frazioni non adatte all'uso industriale (corteccia, refili, segatura, trucioli e **liscivi** derivanti dalla produzione di cellulosa). Complessivamente, la quota di utilizzo energetico sul totale del legno raccolto nell'UE è di circa il 60%. La Figura 1.1 fornisce una panoramica dei flussi di legno nell'UE nel 2015. Per un utilizzo sostenibile è importante impiegare legno regionale con percorsi di trasporto il più possibile brevi. Di conseguenza, i combustibili disponibili e la loro provenienza dipendono fortemente dalle condizioni quadro e dalle **catene di approvvigionamento** regionali.

1.2.2 Utilizzo

Oltre il 50% del fabbisogno energetico finale nell'UE è destinato al calore. All'interno del settore termico, circa il 40% è attribuibile rispettivamente alle utenze domestiche e all'industria, mentre la quota restante è ripartita tra settore dei servizi, agricoltura e altro [1].

L'energia da biomassa svolge un ruolo chiave nella transizione energetica, in particolare nella generazione di calore. Sta crescendo, tuttavia, anche l'interesse per l'utilizzo del legno e di altre biomasse solide per la produzione di elettricità, carburanti o prodotti chimici. Circa il 17% del consumo energetico finale dell'UE è coperto da energie rinnovabili (Figura 1.2). Di questa quota, la bioenergia – che include l'energia da legno, da colture energetiche e da rifiuti biogenici – rappresenta circa il 60%. La maggior parte della bioenergia viene utilizzata per la fornitura di calore (74,6%), mentre la parte restante è destinata alla produzione di elettricità e carburanti.

Generazione di calore Per la generazione di calore in abitazioni mono- e plurifamiliari si utilizzano impianti a caricamento manuale (per legna a ciocchi, bricchetti, ecc.) o sistemi di riscaldamento automatici a pellet o cippato. Per questi impieghi sono disponibili, da un'ampia gamma di produttori, tecnologie di combustione e caldaie all'avanguardia e collaudate, con elevati rendimenti

e basse emissioni. Gli impianti di teleriscaldamento (TLR) a biomassa – composti da centrale termica, rete di distribuzione e sottostazioni d'utenza – possono fornire calore (per riscaldamento, acqua calda sanitaria e processi industriali) a utenze che vanno da pochi edifici fino a intere città. Il calore è generato dalla combustione di cippato, corteccia, ecc. in impianti e caldaie completamente automatizzati e adattati al tipo di combustibile. Singoli impianti a biomassa vengono impiegati anche in grandi stabilimenti per la produzione di calore di processo e vapore, o in impianti di cogenerazione (CHP) per la produzione combinata di calore ed elettricità. Spesso i sottoprodotti dell'industria del legno (come scarti di segheria o liscivi) vengono valorizzati termicamente direttamente in loco, e le eccedenze di elettricità e calore possono essere immesse nelle reti energetiche esistenti.

Elettricità L'elettricità può essere prodotta da biomassa tramite combustione (con turbine a vapore o cicli ORC) o gassificazione (con motori a gas), utilizzando processi a letto fisso o a letto fluido. Sebbene in origine la generazione elettrica fosse pensata per impianti di grandi dimensioni (da 400 kWel in su), oggi sono pronti per il mercato anche impianti di gassificazione a biomassa di piccola e micro-taglia. Un funzionamento ecologicamente ed economicamente vantaggioso richiede l'utilizzo completo del calore generato durante la produzione di elettricità, garantendo un elevato tasso di utilizzo annuo sia termico che elettrico.

Il gas di sintesi ottenuto dalla gassificazione della biomassa può essere utilizzato non solo per la cogenerazione, ma anche per la produzione di carburanti e altri prodotti chimici, oppure, dopo un apposito trattamento, può essere immesso nelle reti di gas naturale. A seconda del concetto di impianto e della modalità operativa, oltre al gas si possono ottenere anche carbone vegetale (charcoal) o olio di pirolisi come sottoprodotti utilizzabili, oppure biochar come pozzo di assorbimento di CO_2.

Indipendentemente dalla gamma di prodotti e dalla configurazione degli impianti attuali e futuri per la valorizzazione della biomassa, il calore sarà sempre un sottoprodotto che dovrà essere valorizzato appieno per garantire un funzionamento efficiente e rispettoso delle risorse.

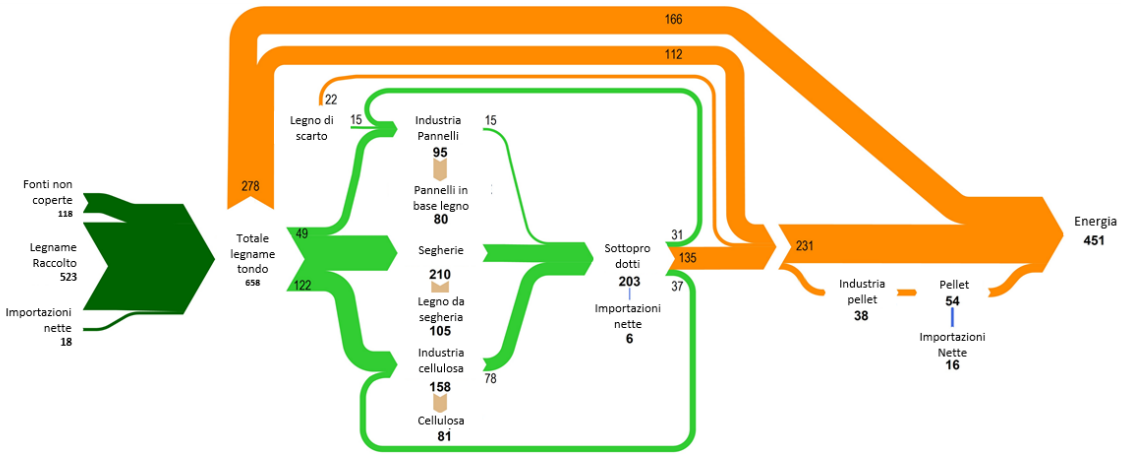


Figura 1.1 Diagramma di flusso del legno per il settore a base forestale dei Paesi dell'UE-28, in milioni di metri cubi solidi raccolti (2015); dati di base per la figura tratti da ([2], [3]).

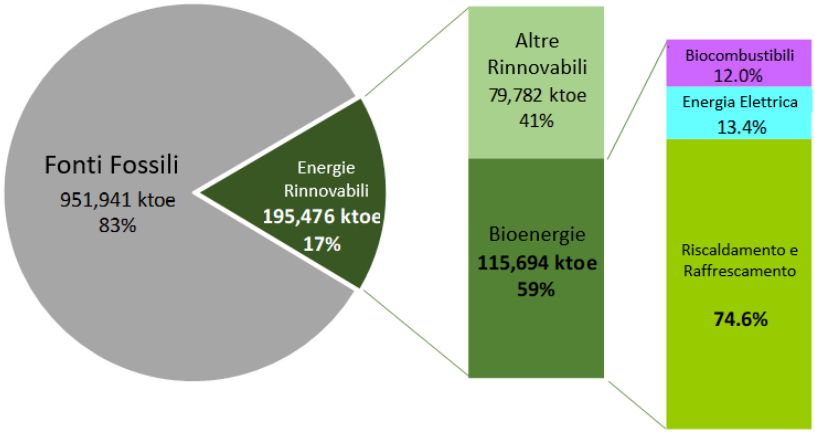


Figura 1.2 Contributo delle energie rinnovabili al consumo finale lordo di energia dell'UE in chilotonnellate equivalenti di petrolio (ktoe) e in percentuale, e suddivisione del contributo della bioenergia (2016); dati di base per la figura tratti da [4].

1.3 Il ruolo dell'energia da biomassa nel sistema energetico

1.3.1 Rilevanza nel confronto internazionale

Nel 2017 il consumo medio mondiale di energia primaria è stato di circa 60 kWh al giorno pro capite; nel 2018, nei Paesi dell'UE, questo valore è risultato nettamente superiore, attestandosi a 100 kWh ([1], [5], [6], [7]). Sebbene la quota di energie rinnovabili sia in costante aumento negli ultimi anni, circa l'85% dell'approvvigionamento energetico totale dell'UE è ancora coperto da fonti non rinnovabili (Tabella 1.1). Nella maggior parte dei Paesi, l'**energia da biomassa**, come parte della bioenergia, rappresenta la quota più consistente tra le rinnovabili (biomassa solida primaria). Essa svolge un ruolo fondamentale nella transizione verso un approvvigionamento energetico rinnovabile, in particolare nel **settore termico**, poiché le sue proprietà – alta densità energetica, immagazzinabilità e flessibilità – sono molto simili a quelle dei combustibili fossili. All'interno dell'UE, Finlandia, Svezia, Lettonia, Estonia e Austria registrano le quote più elevate di bioenergia in rapporto al numero di abitanti [4].

Tabella 1.1 Composizione delle fonti energetiche per l'approvvigionamento energetico totale a livello mondiale [5], nell'UE e in alcuni Paesi selezionati (2018) [1]; dati per la Svizzera da [8].

* Valore totale per energia eolica, solare e altre fonti

Approvvigionamento energetico totale 2018	Mondo	UE-28	DE	AT	CH	IT
Totale [TWh]	**166.098**	**18.742**	**3.543**	**386**	**304**	**1.781**
Fonti energetiche non rinnovabili	**86,2 %**	**85,0 %**	**85,9 %**	**69,9 %**	**78,8 %**	**80,9 %**
Fonti energetiche rinnovabili	**13,8 %**	**15,0 %**	**14,1 %**	**30,1 %**	**21,2 %**	**19,1 %**
Bioenergia	9,3 %	9,0 %	8,5 %	16,7 %	7,4 %	8,7 %
Biomassa solida primaria (incl. legno)	-	*6,2 %*	*4,0 %*	13,9 %	3,8 %	5,6 %
Energia idroelettrica	2,5 %	1,9 %	0,5 %	9,8 %	12,3 %	2,7 %
Energia eolica		2,0 %	3,1 %	1,6 %	0,04 %	1,0 %
Energia solare	2,0 %*	0,9 %	1,5 %	0,9 %	0,9 %	1,4 %
Altro		1,2 %	0,5 %	1,1 %	0,6 %	5,2 %

L'energia da biomassa occupa una posizione speciale non solo dal punto di vista tecnico, ma anche da quello economico. Mentre altre tecnologie rinnovabili possono attingere in gran parte a fonti energetiche dirette e gratuite (vento, sole, acqua, calore ambientale o geotermico), la fornitura di combustibili legnosi richiede attività aggiuntive come la coltivazione, la raccolta, la lavorazione e il trasporto. Questa **catena di approvvigionamento** più lunga crea posti di lavoro stabili a livello regionale nel settore della fornitura di combustibili.

A livello mondiale, nel 2018 [9], la produzione di energia da biomassa solida si è classificata al sesto posto per impatto occupazionale nel settore delle rinnovabili, con 787.000 posti di lavoro generati. Nello stesso anno, all'interno dell'UE, si è posizionata al primo posto: con 360.600 addetti nel settore della biomassa solida (su un totale di 1,5 milioni di posti di lavoro nelle energie rinnovabili), è stato generato un fatturato di 31,8 miliardi di euro [10].

1.3.2 Potenziale nei futuri sistemi energetici

Numerosi studi e strategie energetiche attribuiscono alla bioenergia (solida, liquida e gassosa) un ruolo chiave come sostituto delle fonti energetiche fossili. Ciò è dovuto principalmente al suo contenuto energetico, alla sua immagazzinabilità e alla sua flessibilità, oltre che alla sua provenienza prevalentemente locale. Allo stato attuale, sembra improbabile che la biomassa possa coprire completamente il fabbisogno energetico mondiale senza entrare in conflitto con altri obiettivi prioritari come la biodiversità, la sostenibilità e la domanda di suolo, acqua e cibo. Ciononostante, la biomassa sarà un pilastro fondamentale del nostro futuro approvvigionamento energetico. Attualmente, la quota mondiale di bioenergia è di circa 15.447 TWh/a (pari al 9,3% dell'approvvigionamento energetico totale, cfr. Tabella 1.1). Secondo uno studio bibliografico comparativo di Faaij et al. [11], il potenziale globale di bioenergia per il 2050 è stimato al massimo a 139.000 TWh/a, a fronte di un fabbisogno energetico che nello stesso periodo aumenterà fino a raggiungere un valore compreso tra 222.000 e 417.000 TWh/a. Il potenziale europeo per il 2050 è invece stimato al massimo a 8.300 TWh/a. Queste cifre devono essere considerate indicative e possono variare a seconda della disponibilità regionale.

Anche se in futuro la biomassa verrà utilizzata maggiormente per la produzione di carburanti, syngas o materie prime chimiche (parola chiave: «bioeconomia»), essa rimarrà una componente essenziale per la fornitura di elettricità e calore rinnovabili. Tuttavia, poiché il potenziale della biomassa non sarà certamente sufficiente a coprire l'intero fabbisogno energetico, è fondamentale

dare grande importanza all'efficienza delle centrali termiche a biomassa e a un utilizzo di questa risorsa che sia realmente sostenibile e attento al suo risparmio. Nel caso degli impianti di cogenerazione, è indispensabile garantire un utilizzo completo del calore e, di conseguenza, un funzionamento ottimizzato in base alla richiesta termica.

Per realizzare un approvvigionamento di calore completamente rinnovabile, sarà inoltre indispensabile integrare altre fonti di calore regionali e rinnovabili (solare termico, geotermia, calore di scarto e calore ambientale con o senza pompe di calore). Le centrali termiche a biomassa e le reti di teleriscaldamento rappresentano un punto di partenza ideale per integrare e rendere utilizzabili queste fonti. Poiché ciò porta inevitabilmente a configurazioni di impianto più complesse e a interazioni tra diverse fonti di calore, è ancora più importante dedicare grande attenzione a una pianificazione completa e dettagliata, che tenga conto delle esigenze dei singoli generatori di calore e della loro interazione efficiente e a basse emissioni.

1.4 Misure di promozione per l'energia da biomassa

Per promuovere una rapida transizione verso un approvvigionamento energetico completamente rinnovabile e per compensare condizioni quadro sfavorevoli (ad es. prezzi della CO_2 assenti o troppo bassi), in molti Paesi vengono incentivati gli impianti a biomassa. Le misure di promozione più comuni all'interno dell'UE sono [12]:

- Incentivi all'investimento (sovvenzioni a fondo perduto, prestiti agevolati)
- Tariffe di immissione in rete (feed-in tariff) (prezzi fissi)
- Premi di immissione in rete – feed-in premium (maggiorazioni sui prezzi di mercato, contributi ai costi di esercizio)
- Esenzioni o agevolazioni fiscali
- Rimborsi fiscali
- Regolamentazioni legislative (ad es. scambio di quote di emissione di CO_2, obiettivi per la quota di rinnovabili, tariffazione della CO_2)

Nel settore elettrico vengono applicate principalmente tariffe e premi di immissione, ma sempre più spesso anche contributi una tantum, mentre nel settore termico predominano gli incentivi all'investimento. Le agevolazioni fiscali, al contrario, sono utilizzate più raramente. Dall'accordo di Parigi sul clima del 2015, sono state inoltre adottate sempre più disposizioni legislative per la promozione delle energie rinnovabili, tra cui l'abbandono progressivo di gasolio da riscaldamento, gas naturale e carbone, o l'introduzione di requisiti sulla quota di energia rinnovabile nell'edilizia residenziale. Complessivamente, nel 2018 il settore della bioenergia è stato sostenuto dall'UE e dai suoi Stati membri con circa 14 miliardi di euro (su un totale di 73 miliardi di euro per le fonti rinnovabili) [13]. Circa l'8% dei finanziamenti energetici totali dell'UE è destinato alla biomassa, mentre oltre il 30% (pari a 50 miliardi di euro) continua a essere destinato alle fonti fossili.

A seconda del Paese, vengono incentivate la costruzione, l'ampliamento, l'ottimizzazione o la **riqualificazione** di centrali termiche a biomassa e delle relative reti di **TLR locale e urbano**, così come gli impianti individuali a biomassa per uso commerciale e privato. Le aliquote di incentivazione per gli investimenti sono spesso comprese tra il 20% e il 40%. I requisiti di finanziamento più comuni, con particolare attenzione al settore termico, sono:

- Quota minima di fonti rinnovabili nel sistema complessivo
- Rendimento della caldaia, efficienza della rete di TLR e del sistema nel suo complesso (ad es. valori di riferimento per il rendimento della caldaia e per le perdite di rete)
- Densità di allacciamento sufficiente della rete di distribuzione
- Temperatura di ritorno massima consentita
- Risparmio minimo di CO_2
- Requisiti di emissione più severi rispetto a quelli previsti dalla legge
- Sostituzione di fonti energetiche fossili con fonti rinnovabili
- Combinazione con la riqualificazione energetica degli edifici
- Sistema di gestione della qualità QM Holzheizwerke (www.qm-biomass-dh-plants.com)
- Altri requisiti di garanzia della qualità

Informazioni aggiornate e dettagliate sulle opportunità e sulle procedure di finanziamento devono essere richieste agli enti promotori nazionali e regionali competenti.

L'introduzione di un prezzo nazionale/internazionale, sotto forma di ETS (Emission Trading System) o carbon tax per la CO_2, già in vigore in alcuni Paesi, rappresenta un'efficace integrazione e alternativa alle misure di incentivazione per accelerare la transizione verso un approvvigionamento di calore sostenibile e rinnovabile, basato sulla biomassa e su altre fonti energetiche rinnovabili.

2 QM Holzheizwerke

2.1 Origine e obiettivi

Svizzera, Baden-Württemberg, Baviera e Austria hanno definito congiuntamente degli standard di qualità per le centrali termiche a biomassa, che dal 2004 offrono con la denominazione QM Holzheizwerke. Il sistema si concentra sulla concezione, la pianificazione e la realizzazione a regola d'arte dell'impianto di generazione di calore e della rete di teleriscaldamento. Criteri di qualità fondamentali sono un'elevata affidabilità operativa, una regolazione precisa, basse emissioni e una logistica del combustibile efficiente dal punto di vista economico. L'obiettivo è un funzionamento dell'intero sistema che sia efficiente dal punto di vista energetico, ecocompatibile ed economico. QM Holzheizwerke è un sistema di gestione della qualità legato al progetto. Garantisce che la qualità venga definita e verificata nell'ambito di un progetto a durata determinata che coinvolge più aziende.

2.2 Perché QM Holzheizwerke?

Le centrali termiche a biomassa, in particolare quelle dotate di reti di teleriscaldamento, sono iniziative a lungo termine che richiedono investimenti elevati e lunghi periodi di ammortamento. Di conseguenza, i rischi sono considerevoli. Spesso è difficile prevedere l'evoluzione della domanda, poiché l'attività edilizia, sia nel settore delle nuove costruzioni che in quello delle ristrutturazioni, è soggetta a forti fluttuazioni. Altrettanto complesse sono le previsioni sulla futura situazione energetica, attualmente in piena transizione verso una generazione di calore rinnovabile e priva di fonti fossili.

Una gestione professionale del progetto è quindi un presupposto indispensabile per realizzare e gestire con successo una centrale termica a biomassa di grandi dimensioni con rete di teleriscaldamento. Parte integrante di questo processo sono la gestione della qualità (GQ) – definita in un documento che stabilisce requisiti e responsabilità prima della realizzazione dell'impianto (il Q-piano) – e la verifica della sostenibilità economica, ad esempio tramite un business plan. Questi strumenti garantiscono la costruzione di impianti che, a fronte di bassi costi di investimento, raggiungono un elevato rendimento annuo, possono essere gestiti con bassi costi di manutenzione e basse emissioni e offrono un'elevata sicurezza della fornitura.

Di conseguenza, **il sistema QM Holzheizwerke è ideale da abbinare a programmi di incentivazione per le centrali termiche a biomassa e le reti di teleriscaldamento**. Solo un collegamento mirato tra incentivi e requisiti di qualità garantisce un utilizzo efficace e sostenibile dei fondi di sostegno nel lungo periodo. In Austria, ad esempio, l'applicazione del sistema QM Holzheizwerke è obbligatoria per ottenere incentivi sugli investimenti. La Corte dei conti europea ha definito l'applicazione del QM Holzheizwerke in combinazione con gli incentivi una «procedura particolarmente raccomandabile» [14].

QM Holzheizwerke mette a disposizione diverse procedure di garanzia della qualità (Figura 2.1), che possono essere applicate, a seconda delle dimensioni e della complessità, alla costruzione di una nuova centrale termica, di una rete di teleriscaldamento, alla sostituzione di caldaie o all'ampliamento di una rete esistente:

QMstandard®
La procedura standard copre l'intero processo di pianificazione e realizzazione attraverso cinque **milestone** (da MS1 a MS5).

Versione semplificata di QMstandard®
A determinate condizioni, la versione semplificata comprende solo tre delle cinque milestone nell'ambito della pianificazione e della realizzazione. In caso di sostituzione di una caldaia a biomassa o di ampliamento di una rete di teleriscaldamento, è inoltre possibile applicare requisiti semplificati all'interno delle singole milestone.

QMmini® (qm:kompakt)
Questa procedura, notevolmente semplificata, si svolge in due fasi e può essere applicata solo a impianti monovalenti (senza caldaia supplementare a combustibile fossile) nel campo di potenza specificato nella Figura 2.1.

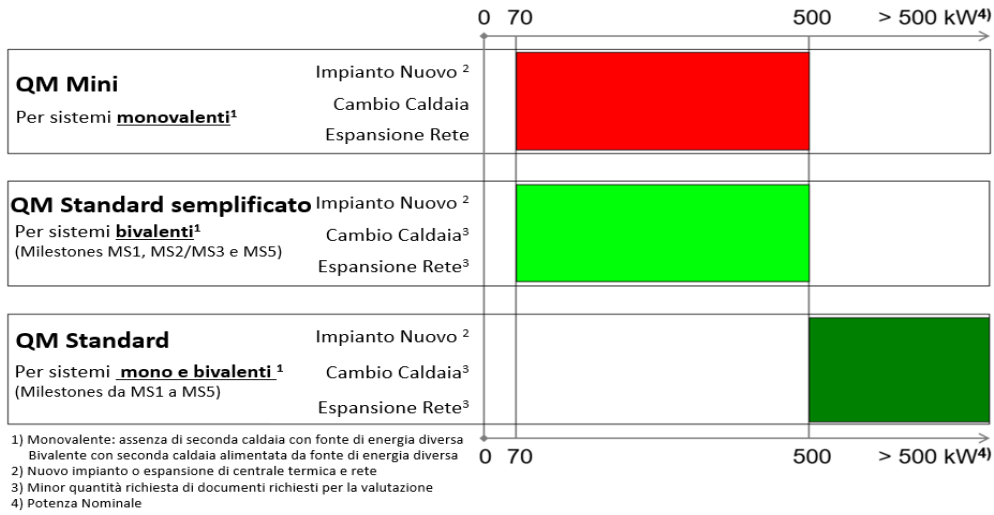


Figura 2.1 Orientamento di massima per l'applicazione di QMstandard® e QMmini® in Svizzera in base alla potenza termica al focolare.

Basandosi su valori empirici, il sistema **QM Holzheizwerke** ha definito una serie di requisiti di qualità (i «Q-requisiti»). I più importanti riguardano la valutazione della domanda e l'appropriata scelta del sistema, la progettazione della generazione di calore e della rete di teleriscaldamento, gli assortimenti di combustibile e l'ottimizzazione operativa.

L'implementazione di un'ottimizzazione operativa sistematica dopo la messa in servizio dell'impianto è una componente integrante e obbligatoria della garanzia della qualità con **QM Holzheizwerke**. Durante il primo anno di esercizio, i dati di funzionamento più importanti devono essere registrati e valutati per i diversi stati operativi. Questi dati costituiscono la base per dimostrare che l'impianto soddisfa i requisiti di qualità (Q-requisiti) concordati (cfr. capitolo 16).

2.3 QMstandard®

2.3.1 Principali partecipanti al progetto

Le figure principali coinvolte nella garanzia della qualità secondo la procedura **QM Holzheizwerke** sono:

- Il **committente**, o un suo rappresentante autorizzato, definisce lo standard di qualità ed è responsabile della **sostenibilità economica del progetto**.
- Il **responsabile della qualità (Q-Manager)** assicura che il sistema di gestione della qualità «QM Holzheizwerke» sia definito, implementato e mantenuto. A tal fine, il Q-Manager fornisce consulenza al committente e al progettista principale. Le sue attività comprendono la pianificazione, la verifica e il controllo della qualità.
- Il **progettista principale** è responsabile nei confronti del committente per la qualità dell'intero impianto (centrale termica a biomassa e rete di teleriscaldamento), nell'ambito delle prestazioni di progettazione definite nel contratto di ingegneria. Per una progettazione conforme al sistema **QM Holzheizwerke**, è obbligatorio nominare un progettista principale.

2.3.2 Compiti e responsabilità

- Nel normale svolgimento di un progetto, il committente o il suo rappresentante svolge i seguenti compiti:
- Nomina del Q-Manager e conferimento dell'incarico al progettista principale. Istituzione del sistema **QM Holzheizwerke** il prima possibile.
- Organizzazione del progetto con strutture chiare, responsabilità e competenze definite con precisione in tutte le aree di attività.
- Definizione dell'organizzazione e della forma giuridica del soggetto promotore (società di gestione) della centrale termica a biomassa.
- Dimostrazione della sostenibilità economica, ad esempio tramite un business plan.
- Garanzia del finanziamento.
- Approvazione dei documenti presentati dai partecipanti al progetto.
- Ottenimento delle autorizzazioni amministrative e dei diritti di passaggio necessari.
- Il **Q-Manager** ha i seguenti compiti:
- Svolgimento di tutte le attività amministrative relative al sistema **QM Holzheizwerke**: istituzione del sistema di GQ in collaborazione con il committente e il progettista principale, organizzazione delle riunioni necessarie, preparazione dei documenti richiesti.
- **Pianificazione della qualità**: definizione chiara dei requisiti di qualità nel Q-piano, in collaborazione con il committente e il progettista principale; garanzia che i Q-requisiti elencati siano conformi alle regole tecniche riconosciute.
- **Verifica della qualità**: ad ogni milestone, verifica della completezza di documenti e dati e del rispetto dei requisiti di qualità definiti nel Q-piano, entro le tolleranze concordate.
- **Controllo della qualità**: garanzia che le deviazioni qualitative vengano identificate e corrette tempestivamente; in caso di scostamenti, il Q-Manager deve collaborare con il committente e il progettista principale per trovare una soluzione.
- **Il Q-Manager** non si assume alcuna responsabilità legale per l'impianto realizzato. Questa spetta al progettista principale e ai fornitori nell'ambito dei rispettivi incarichi e, in ultima istanza, nei confronti del committente.
- Il **progettista principale** è responsabile verso il committente per la qualità della centrale termica a biomassa, nell'ambito delle prestazioni di progettazione definite nel contratto di ingegneria. La qualità richiesta è specificata nel Q-piano del sistema **QM Holzheizwerke** in sei aree tematiche:
- **Valutazione della domanda e appropriata scelta del sistema**
- Rete di teleriscaldamento
- Generazione di calore
- Documentazione dell'impianto
- Collaudo
- Ottimizzazione operativa

2.3.3 Processo di pianificazione con milestone

La Figura 2.2 offre una panoramica del processo **QM Holzheizwerke** e delle sue fasi di pianificazione. La Q-guida descrive in dettaglio la procedura e le singole fasi (cfr. capitoli 2.3.5 e [15]).

Il Q-Manager viene nominato dal committente e si assume la responsabilità dell'implementazione del sistema **QM Holzheizwerke**. Anche il progettista principale viene nominato dal committente ed è responsabile della pianificazione complessiva dell'impianto. Insieme, definiscono i requisiti di qualità nel documento principale del Q-piano (milestone MS1). Il processo di pianificazione è suddiviso in cinque fasi. Il sistema **QM Holzheizwerke** viene istituito già nella fase di studio preliminare con la milestone 1, in modo da avviare il prima

possibile la pianificazione della qualità (Q-pianificazione). Le milestone 2, 3 e 4 servono poi, nel corso del progetto, alla verifica della qualità (Q-check) e al controllo della qualità (Q-control). In questo modo si garantisce che le deviazioni vengano identificate e corrette tempestivamente. Il processo **QM Holzheizwerke** si

conclude con la milestone 5, dopo almeno un anno di ottimizzazione operativa.

Nel dettaglio, la procedura e l'applicazione del sistema **QM Holzheizwerke** possono essere adattate alle condizioni quadro dei singoli Paesi, in modo da garantire la conformità con le procedure di pianificazione e di incentivazione locali. Ciò può comportare, ad esempio, l'adeguamento dei campi di applicazione e delle denominazioni di QMstandard, della sua versione semplificata o di QMmini, oppure la modifica o l'integrazione di singoli documenti o criteri di qualità. Gli adeguamenti specifici per Paese non vengono trattati in dettaglio in questa sede. I rispettivi referenti nazionali del **QM Holzheizwerke** possono fornire informazioni più approfondite al riguardo.

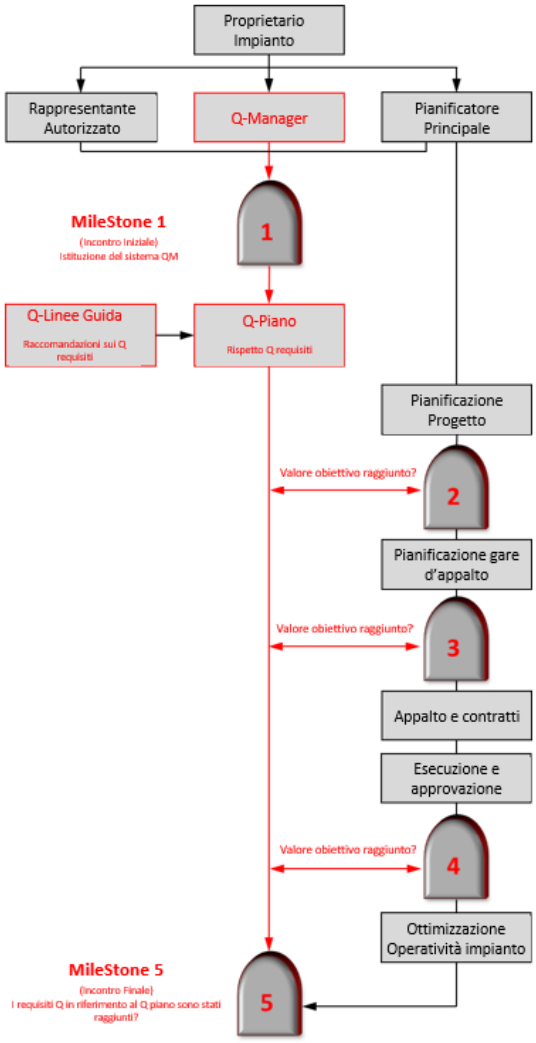


Figura 2.2 Procedura relativa al QM Holzheizwerke.

2.3.4 Il Q-piano

Il sistema **QM Holzheizwerke** è concepito per richiedere il minor numero possibile di documenti e di oneri amministrativi. Il documento centrale è il **Q-piano**, composto da due parti:

- Il **documento principale**, che viene redatto durante l'istituzione del sistema **QM Holzheizwerke** nella **milestone 1**. In questa fase vengono concordati e definiti i requisiti di qualità e le responsabilità specifici del progetto, prima della realizzazione dell'impianto.
- Il **documento supplementare**, una tabella Excel che viene aggiornata al raggiungimento di ogni milestone successiva. Questo documento serve alla verifica e al controllo della qualità durante lo svolgimento del progetto.

2.3.5 La Q-guida

Parte integrante del **Q-piano** è la **Q-guida** [15]. Essa descrive il processo del sistema **QM Holzheizwerke** e illustra in dettaglio i requisiti di qualità che devono essere soddisfatti oggi nella pianificazione e costruzione di una centrale termica a biomassa con rete di teleriscaldamento. La **Q-guida** e il **Q-piano** (documento principale) hanno la stessa struttura, in modo che entrambi i documenti possano essere utilizzati in parallelo in modo semplice e pratico:

A. Partecipanti al progetto
B. Istituzione del sistema **QM Holzheizwerke**
C. Svolgimento del progetto con milestone
D. Prestazioni del committente
E. Prestazioni e requisiti di qualità del progettista principale
F. Definizione del combustibile

Nell'appendice, la **Q-guida** [15] contiene le seguenti ulteriori informazioni:

- Regolamenti speciali per l'Austria
- Velocità massime di flusso per le condotte di teleriscaldamento
- Grafici:
  - Perdite di distribuzione del calore in funzione della densità di allacciamento
  - Costi specifici della generazione di calore
  - Costi specifici della distribuzione del calore
- Requisiti di qualità per la generazione di calore (tabella riassuntiva)
- Carico termico giornaliero minimo per il funzionamento a basso carico
- Liste di controllo per le **milestone** da MS1 a MS5 secondo QMstandard. Sono disponibili ulteriori liste di controllo per la sostituzione delle caldaie e l'ampliamento della rete.
- Documento principale e supplementare del **Q-piano** (modello)

2.3.6 Strumenti per i progettisti

Il sistema **QM Holzheizwerke** mette a disposizione dei progettisti ulteriori strumenti. I più importanti sono:

- **Schemi idraulici standard**: Raccolta di soluzioni collaudate per le varianti di generazione di calore. Contengono documentazione dettagliata come schemi di principio con designazione e posizione dei punti di misura, il dimensionamento idraulico dei circuiti delle caldaie, una descrizione funzionale dei diversi circuiti di regolazione con il relativo schema, un elenco dei punti di misura per l'ottimizzazione operativa e le specifiche per l'acquisizione dei dati. Contengono inoltre informazioni sul dimensionamento delle condotte di teleriscaldamento e sulla regolazione

delle pompe di rete. Per ogni schema idraulico standard, il progettista ha a disposizione un documento Word da compilare e adattare in base al progetto.

- **Modello di capitolato d'appalto** per impianti con una o due caldaie a biomassa: Il progettista ha a disposizione un modello di capitolato in formato Word che contiene gli elementi essenziali e può essere completato e adattato in base al progetto.
- **Il presente Manuale di pianificazione**: Offre una descrizione dettagliata del processo di pianificazione e dello stato dell'arte delle centrali termiche a biomassa con reti di teleriscaldamento. Descrive inoltre i requisiti per un funzionamento ottimale e fornisce le conoscenze di base su tutti gli aspetti importanti della progettazione e sui principali componenti dell'impianto.
- **Liste di controllo per le milestone da MS1 a MS5** secondo **QMstandard** (**Q-guida** [15]): Descrivono i documenti da presentare per la rispettiva milestone. Sono disponibili liste di controllo per nuovi impianti, per la sostituzione di caldaie e per l'ampliamento della rete.
- **Strumento Excel per la valutazione della domanda e l'appropriata scelta del sistema**: Questo strumento verifica la plausibilità dei dati di base delle utenze termiche (fabbisogno termico annuo, richiesta di potenza, superficie di riferimento energetico). Vengono specificate le condizioni climatiche del luogo di installazione, la lunghezza e le perdite di calore della rete di teleriscaldamento. Su questa base, lo strumento consente una prima configurazione della generazione e della distribuzione del calore già all'inizio del progetto, verificando il rispetto dei principali requisiti di qualità. Con il progredire della pianificazione, i dati vengono aggiornati nelle milestone successive (cfr. capitolo 11).
- **Strumento di consulenza per la riqualificazione delle centrali termiche a biomassa**: È un file Excel [16] in cui è possibile inserire i dati più importanti dell'impianto per una valutazione. Dopo l'inserimento, l'utente riceve un'analisi di massima tramite una valutazione automatica dei dati con valori di riferimento (benchmark). Lo strumento permette di formulare raccomandazioni e di rimandare a ulteriori strumenti e informazioni. È a disposizione gratuita di progettisti, consulenti e operatori di impianto.
- **Strumento Excel per il calcolo della sostenibilità economica**: Serve a elaborare un bilancio e un conto economico preventivi su un periodo di 25 anni. Lo strumento consente di determinare tempestivamente i modelli tariffari, l'evoluzione dei costi, le criticità economiche e le prospettive di successo del progetto (cfr. capitolo 10).
- **FAQ**: Il gruppo di lavoro **QM Holzheizwerke** mette a disposizione sul proprio sito web [17] ulteriori informazioni specifiche su domande tecniche frequenti (FAQ).

La garanzia della qualità con il sistema **QM Holzheizwerke** richiede lo scambio e l'aggiornamento costante di informazioni e documenti durante lo svolgimento del progetto. Nel caso più semplice, ciò può avvenire tramite e-mail e in formato cartaceo. Un'alternativa utile può essere una semplice soluzione cloud con una struttura di cartelle standardizzata e diritti di accesso specifici, in cui vengono salvati i documenti di un progetto rilevanti per la GQ.

Il database come strumento per la gestione del progetto

In Austria, dato l'elevato numero di progetti, è stato sviluppato un database con interfaccia web per la gestione dell'intero processo QM Holzheizwerke. Questo sistema garantisce che tutti i partecipanti al progetto e gli enti erogatori di incentivi, a livello federale e regionale, abbiano accesso alle stesse informazioni e documenti, facilitando la comunicazione e l'intera procedura di GQ:

- Punto di accesso centrale per tutti i partecipanti al progetto (committenti, studi di progettazione, Q-Manager, enti erogatori, management sovraordinato della GQ).
- Diritti di accesso specifici per ogni progetto.
- Assegnazione di ruoli e autorizzazioni specifiche in base alla Q-guida per committente, progettista principale e Q-Manager.
- Mappatura e documentazione completa del processo di GQ, con impostazione in sola lettura al completamento di ogni milestone.
- Funzione di caricamento e scaricamento (upload/download) per tutti i documenti.
- Notifiche automatiche al completamento delle milestone.
- Caricamento e valutazione automatizzata dei rapporti operativi annuali.
- Valutazione complessiva dei progressi qualitativi delle centrali termiche a biomassa e delle reti di teleriscaldamento registrate.
- Collegamento diretto con la gestione delle pratiche di incentivazione.
- Importante base di dati per gli enti erogatori, i decisori politici e le autorità amministrative.

2.4 QMmini

2.4.1 Ambito di applicazione

QMmini è stato sviluppato come integrazione a **QMstandard** per impianti nel campo di potenza compreso tra circa 100 kW e 500 kW ed è disponibile dal 2011. Per raggiungere gli stessi obiettivi di qualità con un minore onere di verifica, il campo di applicazione è limitato non solo in termini di potenza, ma anche a sistemi semplici con impianti monovalenti, ovvero impianti con una o più caldaie a biomassa. **QMmini** può essere applicato anche a sistemi esistenti, ad esempio in caso di sostituzione di una caldaia a biomassa o di ampliamento della rete di teleriscaldamento.

La Figura 2.1 mostra l'ambito di applicazione e la distinzione tra **QMmini** e **QMstandard**.

2.4.2 Procedura

QMmini si svolge in due fasi. Nella fase 1, viene verificata la progettazione dell'impianto tramite il modulo di progetto **QMmini**. Nella fase 2, in modo analogo alla milestone MS5, vengono analizzati diversi documenti e informazioni sul comportamento operativo dell'impianto e registrati nel rapporto finale **QMmini**.

2.4.3 Documenti e strumenti

In Svizzera, **QMmini** mette a disposizione di progettisti e installatori i seguenti strumenti scaricabili:

- Procedura di progetto per il supporto alla qualità **QMmini**
- Linee guida per il supporto alla qualità **QMmini**
- Modulo di progetto **QMmini** con esempio (basato su Excel)

In Austria, una procedura simile per «impianti di teleriscaldamento locale» al di sotto dei 400 kW viene offerta con la denominazione **qm:kompakt**.

3 Sviluppo del progetto

3.1 Dall'idea al chilowattora

All'inizio di ogni progetto a biomassa c'è un'idea, che può avere origini molto diverse:

- Buoni esempi
- Obiettivi di politica climatica
- Sostituzione imminente di impianti di riscaldamento a combustibili fossili (ad es. negli edifici pubblici)
- Problemi di vendita per assortimenti di legno di qualità inferiore
- Mandato politico
- Requisiti di pianificazione territoriale (ad es. piano energetico direzionale)
- Associazioni di settore, agenzie per l'energia, studi di progettazione

L'esperienza dimostra che il percorso «dall'idea al chilowattora di calore o elettricità» è lungo, e spesso solo una piccola parte delle idee porta direttamente alla costruzione di un impianto. A volte un'idea richiede diversi tentativi prima che i tempi siano maturi per la sua realizzazione. La sfida consiste, da un lato, nel disporre tempestivamente di elementi di base che permettano di decidere se proseguire o abbandonare il progetto; dall'altro, una volta presa la decisione di proseguire, inizia la complessa fase di pianificazione, durante la quale è fondamentale portare a termine con successo il percorso senza che il progetto venga abbandonato in una fase successiva. Una panoramica sullo sviluppo del progetto secondo il sistema **QM Holzheizwerke** è disponibile nella **Q-guida [15]**.

Tra l'idea e la messa in servizio dell'impianto, l'attenzione si concentra sulla discussione e la risoluzione di questioni tecniche ed economiche. Tuttavia, soprattutto nella fase iniziale, entrano in gioco anche aspetti non tecnici. Ogni grande progetto a biomassa innesca processi interpersonali, che si tratti della costituzione di una società di gestione o dell'acquisizione delle utenze. Gestire questi processi può essere altrettanto impegnativo e determinante per il successo del progetto quanto la scelta della giusta tecnologia impiantistica.

La fase iniziale del progetto è cruciale per l'istituzione del sistema **QM Holzheizwerke**. Quanto prima gli standard e le raccomandazioni del sistema vengono integrati nel progetto, tanto più facile sarà la loro successiva implementazione.

Nello sviluppo di un progetto a biomassa sono coinvolte diverse persone e gruppi di interesse (stakeholder) (cfr. Figura 3.1). Questi non solo hanno interessi diversi, ma anche prospettive e aspettative differenti. È fondamentale riunirli in modo costruttivo.

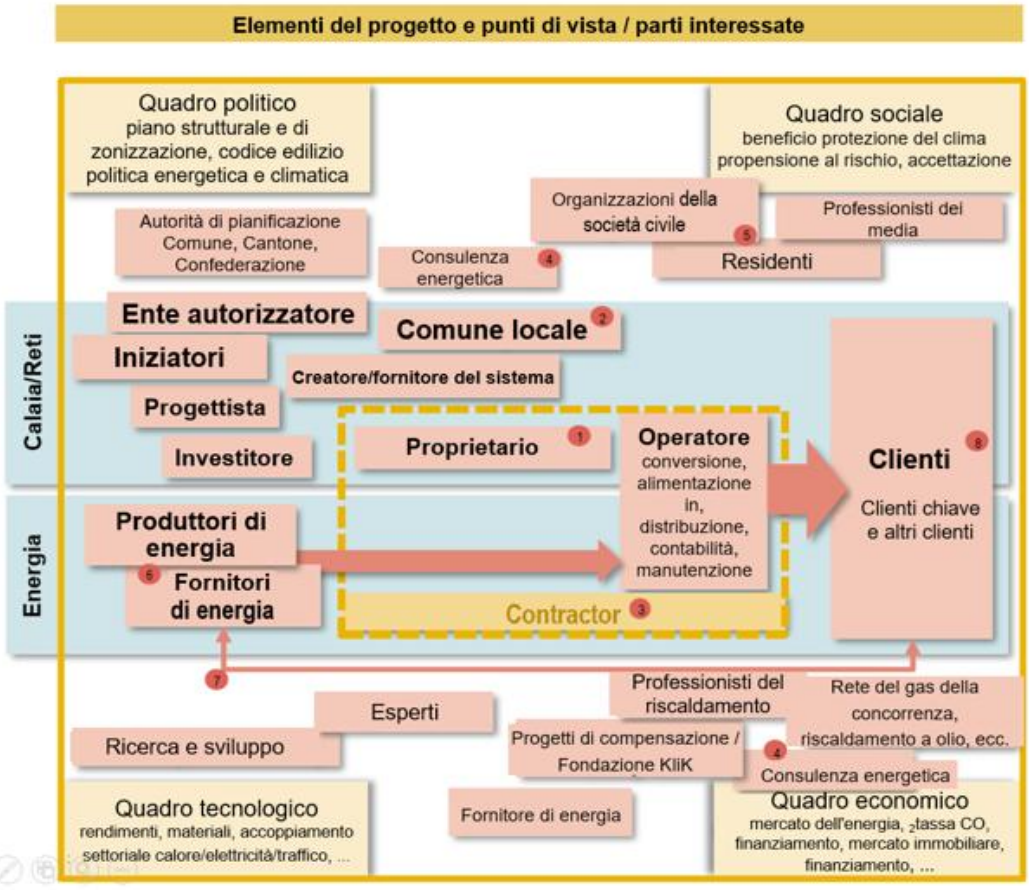


Figura 3.1 Elementi di progetto e prospettive dei diversi stakeholder [18].

3.2 Studio di fattibilità

La base per decidere se un'idea debba essere sviluppata o abbandonata è, di norma, uno **studio di fattibilità** (noto anche come studio preliminare o analisi di massima). Lo studio di fattibilità serve a creare le basi decisionali necessarie per stabilire se un progetto debba essere realizzato o meno.

Poiché le **centrali termiche a biomassa** sono progetti infrastrutturali a lungo termine con un elevato investimento iniziale, lo studio di fattibilità assume grande importanza e deve essere redatto in modo approfondito da esperti del settore. Esso non include la progettazione di dettaglio o esecutiva e non può in alcun modo sostituirla.



Figura 3.2 Integrazione dello studio di fattibilità nello sviluppo del progetto.

Lo studio di fattibilità viene solitamente redatto quando non è ancora stata costituita una società di gestione e la successiva realizzazione del progetto non è ancora garantita. Di conseguenza, il suo finanziamento rappresenta spesso una sfida. Se i comuni o le aziende di fornitura energetica sono coinvolti nell'idea progettuale, possono talvolta farsi carico del finanziamento. È anche possibile avvalersi di servizi di consulenza a basso costo offerti da associazioni di settore, agenzie per l'energia e altri enti per sostenere la fase iniziale di sviluppo. A volte, gli stessi studi di progettazione sono promotori di un'idea e ne anticipano i costi. A seconda delle condizioni quadro specifiche del Paese, è possibile anche una partecipazione o un sostegno al finanziamento da parte di enti federali, regionali o di altro tipo.

La Figura 3.2 mostra quali aspetti devono essere chiariti in uno studio di fattibilità per poter prendere una decisione. Tali aspetti devono comunque essere definiti caso per caso. Lo sviluppo del progetto e il successivo processo di pianificazione possono essere supportati da un'analisi dei rischi parallela, al fine di individuare e considerare tempestivamente i potenziali rischi.

3.2.1 Ubicazione della centrale termica e del deposito di combustibile

A causa dell'intensa attività edilizia e dell'espansione delle aree residenziali, è sempre più difficile trovare siti adatti per le centrali termiche e i depositi di combustibile. Risultano quindi ideali le aree commerciali e industriali, le centrali esistenti ampliabili o l'accorpamento di due o più centrali esistenti. Per favorire l'accettazione del progetto, è vantaggioso valutare diverse ubicazioni già nello studio di fattibilità. La valutazione delle possibili sedi è quindi uno dei primi e più importanti compiti nello sviluppo del progetto e dovrebbe essere affrontata il prima possibile, anche alla luce del crescente ricorso al diritto di opposizione. Più grande è l'impianto, più questo aspetto diventa cruciale. Se non si riesce a trovare un sito, la valutazione delle altre questioni potrebbe diventare superflua. I criteri più importanti per la scelta del sito sono:

- Spazio disponibile e infrastrutture esistenti (elettricità, acqua, fognature, telecomunicazioni, ecc.)
- Accesso adeguato per la consegna del combustibile (ad es. evitare il transito attraverso zone residenziali, cortili scolastici, ecc.)
- Sicurezza dell'approvvigionamento di combustibile e materiali di consumo
- Topografia (ad es. posizione sfavorevole ai piedi di pendii abitati)
- Direzione prevalente del vento
- Assetto proprietario
- Vicinanza all'area di fornitura (per evitare lunghe condotte di teleriscaldamento).

3.2.2 Requisiti di pianificazione territoriale

Nell'ambito della valutazione del sito, è necessario verificare la conformità del luogo previsto con le normative urbanistiche e di pianificazione territoriale specifiche del Paese e del luogo. I siti in zona agricola o forestale richiedono, a seconda del Paese, specifiche procedure di autorizzazione e cambio di destinazione d'uso, le cui tempistiche devono essere prese in considerazione nello sviluppo del progetto.

3.2.3 Disponibilità di combustibile

La provenienza regionale è un argomento importante per lo sviluppo di progetti a biomassa. Pertanto, è necessario chiarire tempestivamente la disponibilità di combustibile a livello regionale e la sicurezza dell'approvvigionamento, includendo la valutazione della qualità e dei costi. Spesso è opportuno stipulare contratti preliminari con i potenziali fornitori. Nel caso di grandi centrali termiche a biomassa, si consiglia di approfondire l'analisi dell'approvvigionamento (cfr. capitolo 4).

3.2.4 Perimetro di allacciamento e interesse all'allacciamento

Utilizzando la **densità di fabbisogno termico** o la densità di allacciamento (cfr. capitolo 12), è possibile definire facilmente un primo perimetro di allacciamento provvisorio. Idealmente, questo si sviluppa attorno a grandi utenze stabili interessate all'allacciamento (utenze chiave), che costituiscono l'ossatura della rete. L'interesse delle utenze chiave viene rilevato tramite un sondaggio, se non è già noto. Le informazioni più importanti da raccogliere sono:

- Interesse di principio all'allacciamento
- Data di allacciamento prevista
- Consumo medio di energia finale registrato fino a quel momento
- Età dell'impianto di riscaldamento esistente
- Ampliamenti o riqualificazioni impiantistiche previste

La domanda sull'interesse di principio viene posta inizialmente senza indicare prezzi vincolanti, poiché questi possono essere determinati in dettaglio solo in una fase più avanzata del progetto. Le risposte sono quindi non vincolanti e di scarsa affidabilità. La decisione finale di allacciarsi dipende principalmente dai costi di produzione del calore, che a loro volta dipendono dal numero di immobili, dalla loro potenza di allacciamento e dalla data di connessione. Per questo motivo, le utenze chiave sono di fondamentale importanza. La procedura dettagliata è descritta anche nel Manuale di Pianificazione delle Reti di Teleriscaldamento [19].

I risultati del sondaggio consentono di definire i primi valori di riferimento per la potenza di allacciamento e il fabbisogno energetico, e di elaborare una prima **valutazione della domanda** (cfr. capitolo 11).

3.2.5 Progetto di massima

Si consiglia di elaborare un primo concetto di massima dell'impianto già in una fase molto precoce. Ciò garantisce che vengano presi in considerazione fin dall'inizio sia gli standard e i requisiti del sistema **QM Holzheizwerke** sia le disposizioni di legge vigenti (ad es. in materia di tutela dell'aria o smaltimento delle ceneri).

3.2.6 Costi di investimento e di produzione del calore

La stima dei costi di investimento e di produzione del calore si basa su preventivi, dati storici e valori di riferimento. I costi di produzione del calore permettono di **quantificare economicamente** l'interesse all'allacciamento emerso dalla prima indagine, al fine di sondare nuovamente l'interesse dei potenziali clienti.

A questo scopo si sono dimostrati efficaci gli incontri informativi. Chi ha partecipato al sondaggio si aspetta di ricevere informazioni sui risultati; allo stesso tempo, questi eventi servono ad acquisire nuove utenze.

I costi del calore dovrebbero essere già presentati sotto forma di una **tariffa trinomia** (cfr. capitolo 10.5) e confrontati con i costi di altri sistemi di riscaldamento.

3.3 Altri aspetti

3.3.1 Finanziamento

Il finanziamento degli investimenti avviene spesso tramite oneri di allacciamento una tantum, capitale proprio, contributi pubblici e prestiti, dove idealmente circa il 25% dei costi di investimento viene coperto dagli oneri di allacciamento. In presenza di garanzie da parte di enti pubblici, le condizioni dei prestiti bancari diventano notevolmente più vantaggiose. Può risultare interessante anche il finanziamento tramite fondazioni previdenziali (ad es. fondi pensione), forme di investimento «verdi» o sostenibili (fondi, obbligazioni, ecc.) o modelli di partecipazione cittadina.

3.3.2 Società di gestione

In linea di principio, per la società di gestione sono possibili le seguenti forme societarie:

- **Impresa privata**
  - Impresa individuale
  - Società di persone (ad es. società semplice)
  - Società di capitali (ad es. società per azioni S.p.A., società a responsabilità limitata S.r.l.)
  - Cooperative
- **Impresa pubblica**
  - Ente di diritto pubblico (ad es. azienda municipalizzata)
  - Società di diritto privato (ad es. S.r.l. a totale partecipazione pubblica)

La forma societaria più adatta dipende da diversi fattori (finanziamento, struttura delle utenze, ruolo del settore pubblico, ecc.) e deve essere valutata caso per caso. Se non è possibile costituire una propria società di gestione, il **contracting** (servizio energia) rappresenta un'ulteriore alternativa.

3.3.3 Fattori di successo e «ostacoli»

Secondo il rapporto «Aspetti socioeconomici delle reti termiche» [18], i **fattori di successo** più importanti nella fase iniziale di sviluppo del progetto sono:

- Sviluppo professionale del progetto e studio di fattibilità

- Considerazione degli aspetti socioeconomici
- Identificazione e classificazione degli stakeholder in base a motivazione, margini di manovra e meccanismi decisionali
- Chiarimento tempestivo delle responsabilità
- Comunicazione di parametri di riferimento chiari fin dall'inizio (ad es. valori obiettivo per densità di allacciamento, costi di produzione del calore, avanzamento necessario degli allacciamenti, ecc.)
- Presenza di utenze chiave
- Visite a impianti simili esistenti da parte di autorità, residenti e altre parti interessate
- Una figura di riferimento che porti avanti il progetto
- Ampliamento graduale della centrale e della rete di teleriscaldamento
- Sostegno da parte delle autorità pubbliche
- Evidenziare i vantaggi per il patrimonio forestale (elemento che genera consenso)
- Informazione tempestiva e trasparente
- Valorizzare i vantaggi della biomassa: rinnovabile, a zero emissioni nette di CO_2 e rispettosa del clima, creazione di valore aggiunto a livello regionale e altro

Secondo il rapporto «Rischi nelle reti termiche» [20], i principali «ostacoli» nella fase iniziale sono:

- Informazioni insufficienti o tardive
- Sovrastima del potenziale di allacciamento
- Opposizioni e reclami
- Pressioni temporali (lavori stradali, scadenze per le utenze chiave, ecc.)
- Focalizzazione su un singolo aspetto (ad es. le polveri sottili)
- Timore di dipendenza
- Diffusione di esempi negativi
- Stampa negativa

Parte 2 – Nozioni di base

4 Energia da biomassa

4.1 Introduzione

La qualità del combustibile è un aspetto fondamentale nel funzionamento degli impianti a biomassa. Oltre ai costi del combustibile, che incidono direttamente sulla sostenibilità economica, la qualità della biomassa utilizzata influenza i costi di esercizio e manutenzione, il rendimento dell'impianto e la formazione di inquinanti atmosferici. Per questo motivo, i parametri di qualità sono sempre più spesso un punto centrale nei contratti di fornitura tra i gestori degli impianti e i fornitori.

Oltre a fattori antropici (come la contaminazione con materiali minerali quali ghiaia o terra provenienti dai siti di stoccaggio), sono soprattutto i parametri naturali a determinare la qualità della biomassa. La composizione naturale del combustibile influisce su tre aspetti essenziali:

1. Il **potere calorifico inferiore (PCI)** [MJ/kg], determinato in gran parte dai componenti combustibili come carbonio e idrogeno, diminuisce all'aumentare del contenuto di acqua e ceneri.
2. Il **contenuto** e la **composizione delle ceneri** influenzano i processi di sporcamento e di formazione di scorie, così come la corrosione, con un impatto diretto sui costi di manutenzione.
3. Le **emissioni di ossidi di azoto (NOx) e di polveri** sono direttamente collegate alla qualità del combustibile. Altri componenti dei fumi (ad es. CO_2 o CO) non dipendono invece direttamente dal combustibile utilizzato [21].

Questo capitolo ha lo scopo di fornire ai gestori degli impianti gli strumenti per valutare la qualità dei combustibili.

4.2 Composizione elementare del combustibile da biomassa

La biomassa legnosa come combustibile è composta in gran parte dagli elementi principali: carbonio, idrogeno e ossigeno (

Tabella 4.1). A seconda del combustibile, possono essere presenti anche azoto e zolfo in concentrazioni superiori all'1%. Il potere calorifico è determinato essenzialmente dal contenuto di carbonio e idrogeno. L'ossigeno, legato chimicamente al combustibile, favorisce il processo di ossidazione. Lo zolfo contribuisce al potere calorifico e durante la combustione viene ossidato a SO_2 o SO_3, che possono poi reagire formando altri composti; gli ossidi di zolfo (SOx) sono inquinanti atmosferici e quindi emissioni indesiderate. L'azoto contenuto nel combustibile è il principale precursore per la formazione di ossidi di azoto (NOx) negli impianti a biomassa.

Gli **elementi secondari** sono i principali **agenti formatori di cenere**. Il contenuto di ceneri influenza il potere calorifico e, in combinazione con la tecnologia dell'impianto, ha un impatto sulle emissioni di polveri. Inoltre, il contenuto e la composizione delle ceneri sono variabili cruciali per i fenomeni di sporcamento e formazione di scorie. Particolare attenzione va prestata a potassio, sodio, cloro e zolfo. Potassio e sodio abbassano il punto di rammollimento delle ceneri e, attraverso la formazione di cloruri alcalini, influenzano i processi di corrosione, lo sporcamento (ad es. sui tubi degli scambiatori di calore) e la formazione di scorie. Il cloro può portare alla formazione di composti indesiderati come acido cloridrico (HCl), diossine e furani (PCDD/F); insieme allo zolfo, ha inoltre un effetto corrosivo.

Gli **oligoelementi** sono presenti principalmente sotto forma di metalli pesanti, assorbiti dall'ambiente durante la crescita delle piante. Le loro concentrazioni possono variare notevolmente e avere effetti tossici. Durante la combustione, questi elementi, presenti come vapore nei fumi, si condensano o vengono adsorbiti/assorbiti dalle particelle di cenere. In questo modo, vengono legati alle ceneri e possono essere rimossi dal ciclo naturale (ad es. tramite smaltimento in discarica o trattamento). Nei combustibili da biomassa, i metalli pesanti influenzano la qualità delle ceneri, in particolare per quanto riguarda la loro riciclabilità (cfr. capitolo 9).

4.3 Condizioni di riferimento

I combustibili solidi biogenici sono composti da sostanze combustibili e non combustibili. Tra i componenti non combustibili figurano l'acqua e le ceneri, mentre la parte organica rilascia energia durante i processi di ossidazione. Sebbene la sostanza organica e il contenuto di minerali e ceneri rientrino solitamente in un determinato intervallo di valori a seconda delle condizioni del sito e della specie legnosa, il contenuto d'acqua può variare notevolmente. Per poter confrontare le analisi dei combustibili, vengono definiti degli stati di riferimento (Figura 4.1).

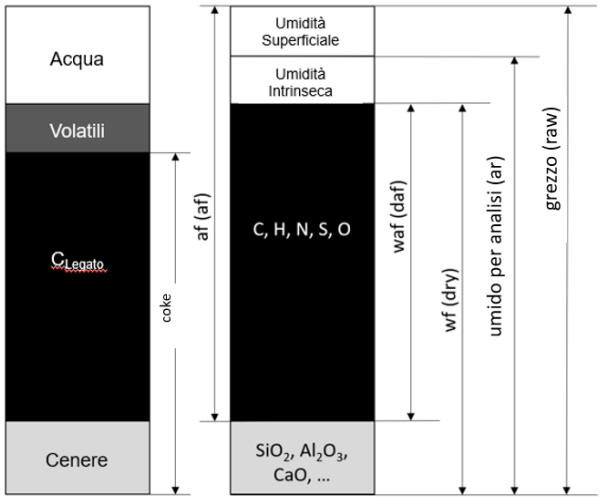


Figura 4.1 Stati di riferimento dei combustibili solidi.
Legenda:
raw: stato grezzo;
ar (as received): umidità analitica;
wf (water-free/dry): stato anidro;
af (ash-free): stato privo di ceneri;
daf (dry, ash-free): stato privo di acqua e ceneri.

Tabella 4.1 Composizione elementare del legno da energia.

Categoria	Elementi principali	Elementi secondari	Oligoelementi
Elementi:	Carbonio C Ossigeno O Idrogeno H Azoto N	Fosforo P Potassio K Sodio Na Zolfo S Calcio Ca Silicio Si Magnesio Mg Cloro Cl	Boro B Rame Cu Ferro Fe Manganese Mn Zinco Zn Piombo Pb Cromo Cr Arsenico As Cadmio Cd Altri elementi
Ordine di grandezza:	> 1 % o > 10.000 mg/kg	0,01 - 1 % o 100 - 10.000 mg/kg	< 0,01 % o < 100 mg/kg
Influenza su:	Contenuto energetico	Quantità/comportamento delle ceneri, emissioni, corrosione	Riciclaggio delle ceneri, emissioni

Ad esempio, il **potere calorifico inferiore (PCI)** di un campione di combustibile allo stato anidro è PCI_{wf} = 19 MJ/kg. Alla consegna alla centrale termica, lo stesso campione allo stato grezzo, con un contenuto d'acqua del 50% e un contenuto di ceneri dello 0,5%, avrebbe un PCI di PCI_{raw} = 8,2 MJ/kg.

Per specificare e confrontare con precisione i risultati delle analisi dei combustibili solidi biogenici, si distinguono cinque stati di riferimento [22]:

- **Stato grezzo (raw)**: Il combustibile nel suo stato al momento della consegna.
- **Umidità analitica (ar – as received)**: Il campione in equilibrio con l'umidità dell'aria ambiente (essiccato all'aria).
- **Stato anidro (d – dry / wf – water-free)**: Il valore si riferisce al combustibile completamente essiccato.
- **Stato privo di ceneri (af – ash-free)**: Il valore si riferisce al combustibile al netto della frazione di ceneri.
- **Stato privo di acqua e ceneri (daf – dry, ash-free)**: Il valore si riferisce alla sola sostanza organica secca.

La conversione dei risultati delle analisi tra i diversi stati del combustibile è possibile tramite le seguenti formule.

$$X_{wf} = \frac{x_i}{1-\gamma_{H_2O,1}}$$

$$X_{waf} = \frac{x_i}{1-\gamma_{A,1}-\gamma_{H_2O,1}}$$

X_i Parametro nello stato di riferimento i

γ_{Xi} Quota massica del parametro del combustibile X nello stato di riferimento i [kg/kg]

Il **potere calorifico inferiore (PCI)** tiene conto dell'entalpia di vaporizzazione dell'acqua contenuta nel combustibile (2,441 MJ/kg H_2O).

$$H_{u,waf} = \frac{H_u + 2.441 * \gamma_{H_2O}}{1-\gamma_A-\gamma_{H_2O}} \left[\frac{MJ}{kg}\right]$$

$$H_u = H_{u,waf} * \left(1-\gamma_A-\gamma_{H_2O}\right) - 2.441 * \gamma_{H_2O} \left[\frac{MJ}{kg}\right]$$

4.4 Parametri importanti

4.4.1 Contenuto d'acqua e umidità del legno

I combustibili legnosi contengono sempre una certa quantità d'acqua, che varia notevolmente a seconda della specie legnosa, del periodo di raccolta, del luogo e della durata dello stoccaggio, e che influisce in modo significativo sulla qualità della combustione. Il contenuto d'acqua è dato dall'umidità superficiale (causata, tra l'altro, da fattori esterni come le precipitazioni) e dall'umidità intrinseca (acqua immagazzinata nelle pareti cellulari, nelle cavità e negli interstizi cellulari).

La quantità d'acqua viene indicata come **contenuto d'acqua** o come **umidità del legno**. Queste due grandezze si differenziano per il valore di riferimento utilizzato. In accordo con la norma DIN EN ISO 17225, sono espresse in percentuale in massa (m.-%) [23].

Il **contenuto d'acqua** (M) è il parametro di qualità più importante per i combustibili legnosi. Esso descrive la massa d'acqua (m_w) presente nel combustibile umido in relazione alla sua massa totale, che è composta dalla massa del combustibile anidro (m_B) e dalla massa d'acqua (m_w) in esso contenuta.

$$\gamma_{H_2O} = \frac{m_w}{m_B + m_w}$$

$$M = \frac{m_w}{m_B + m_w} * 100$$

γ_{H2O} Percentuale in massa di acqua nel combustibile [kg/kg]

M Contenuto d'acqua [m.-%]

u Umidità del legno [m.-%]

m_w Massa dell'acqua nel combustibile [kg]

m_B Massa del combustibile [kg]

L'umidità del legno (u), al contrario, descrive la massa d'acqua (mw) contenuta nel combustibile, riferita alla massa del combustibile anidro (mB). Per (u) sono quindi possibili valori > 100%.

$$u = \frac{m_w}{m_B} * 100$$

Nel campo dell'utilizzo energetico, l'indicazione del contenuto d'acqua si è ampiamente affermata, mentre l'indicazione dell'umidità del legno è piuttosto insolita al di fuori della silvicoltura tradizionale. L'umidità del legno può essere calcolata a partire dal contenuto d'acqua indicato e viceversa (Tabella 4.2).

Tabella 4.2 Conversione contenuto d'acqua M – umidità del legno u.

Contenuto d'acqua M [%]	Umidità del legno u [%]
0	0
20	25
25	33
40	67
50	100
60	150

4.4.2 Contenuto di ceneri

Per **contenuto di ceneri** si intende la quantità di ceneri che rimane dopo la combustione completa del combustibile. Le ceneri contenute in un combustibile sono costituite dalla sua frazione inorganica, principalmente dagli elementi secondari elencati nel capitolo 4.2, come silicio, potassio o sodio. Nelle ceneri si ritrova inoltre gran parte degli oligoelementi e dei metalli pesanti, che dopo la combustione si depositano sulle particelle di cenere. Se, ad esempio, la concentrazione di ferro in un combustibile è di 50 mg/kg (wf), con un contenuto di ceneri dello 0,5% (wf) (ovvero 5 g di ceneri per 1 kg di combustibile anidro), la concentrazione di ferro nelle ceneri aumenta fino a 10.000 mg/kg (supponendo che il ferro sia presente interamente come Fe_2O_3) (cfr. capitolo 9).

Il contenuto di ceneri (A) si calcola dal rapporto tra la massa delle ceneri presenti nel combustibile (m_A) e la massa del combustibile utilizzato ($m_{B,i}$), specificando lo stato di riferimento (i).

$$\gamma_{Asche} = \frac{m_A}{m_{B,i}}$$

$$A = \frac{m_A}{m_{B,i}} * 100$$

γ_{ceneri}	Percentuale in massa delle ceneri nel combustibile [kg/kg]
A	Contenuto di ceneri [m.-%]
m_A	Massa delle ceneri nel combustibile [kg]
$m_{B,i}$	Massa del combustibile allo stato di riferimento [kg]

4.4.3 Potere calorifico inferiore e superiore

Il calore rilasciato durante la combustione (completa) dei combustibili legnosi viene indicato come **potere calorifico inferiore (PCI)** o **potere calorifico superiore (PCS)**. Il **potere calorifico superiore (PCS)** descrive la quantità totale di energia rilasciata durante la combustione di una determinata massa di combustibile [MJ/kg]. Questo valore include, oltre al calore sensibile, anche l'energia contenuta sotto forma di vapore acqueo nei fumi, che può essere recuperata tramite condensazione. Negli impianti a biomassa, tuttavia, l'acqua solitamente fuoriesce con i fumi sotto forma di vapore, e l'entalpia di vaporizzazione liberata durante la condensazione non può essere sfruttata. Per questo motivo, il contenuto energetico della biomassa viene quasi sempre indicato come **potere calorifico inferiore (PCI)**. Questo valore rappresenta il contenuto energetico di un combustibile [MJ/kg] al netto dell'energia contenuta nei fumi sotto forma di vapore acqueo. Il PCI dipende in modo lineare dal contenuto d'acqua del combustibile (Figura 4.2). La Tabella 4.3 illustra l'influenza del contenuto d'acqua sul potere calorifico. Il potere calorifico superiore viene determinato in laboratorio tramite calorimetro, secondo la norma EN ISO 18125:2017-08 [24]. Durante la combustione della biomassa si forma vapore acqueo, che proviene sia dall'acqua contenuta nel combustibile, sia dalla reazione dell'idrogeno legato chimicamente con l'ossigeno. Per calcolare il potere calorifico inferiore (PCI) a partire da quello superiore (PCS), si sottrae dal PCS la quantità di energia che verrebbe rilasciata dalla condensazione di tutto questo vapore acqueo.

$$H_u = H_O - h_V * \gamma_W \left[\frac{MJ}{kg}\right]$$

$$\gamma_W = \frac{M_{H_2O}}{M_{H_2}} * \gamma_{H_2} + \gamma_{H_2O} \left[\frac{kg}{kg}\right]$$

$$H_u = H_O - 2.441 * \left(8.937 * \gamma_{H_2} + \gamma_{H_2O}\right) \left[\frac{MJ}{kg}\right]$$

γ_W	Contenuto specifico di acqua dei gas di scarico in caso di combustione completa [kg/kg]
h_V	Entalpia di evaporazione dell'acqua h_V = 2,441 MJ/kg
M_i	Massa molare del parametro del combustibile i [kg/kmol]
γ_i	Quota massica del parametro del combustibile i [kg/kg]

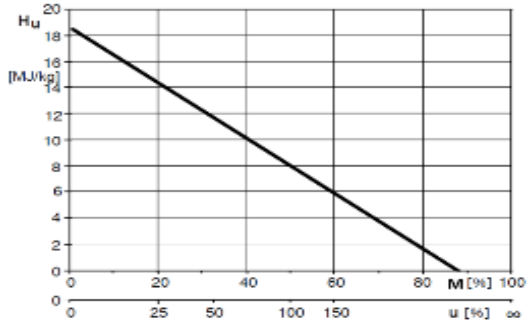


Figura 4.2 Potere calorifico del legno in funzione del contenuto d'acqua M e dell'umidità del legno u.

Tabella 4.3 Potere calorifico del legno in funzione del contenuto d'acqua M per diverse specie di alberi e unità di misura. Ipotesi per il potere calorifico in kWh/kg (base di riferimento anidra): 5,2 per il legno tenero e 5,0 per il legno duro [25].

Contenuto d'acqua M in [m.-%]		**0**	**5**	**10**	**15**	**20**	**25**	**30**	**35**	**40**	**45**	**50**	**55**	**60**
Tipo di albero/densità[1)]	**Unità di misura**	**Potere calorifico in funzione del contenuto d'acqua M**												
	kWh/kg	5,20	4,91	4,61	4,32	4,02	3,73	3,44	3,14	2,85	2,55	2,26	1,97	1,67
Abete rosso	kWh/m³	1'971	1'957	1'942	1'925	1'906	1'885	1'860	1'832	1'799	1'760	1'713	1'656	1'584
379 kg_{wf}/m^3	kWh/rm	1'380	1'370	1'360	1'348	1'334	1'319	1'302	1'282	1'259	1'232	1'199	1'159	1'109
	kWh/Srm	788	783	777	770	763	754	744	733	720	704	685	662	634
	kWh/kg	5,20	4,91	4,61	4,32	4,02	3,73	3,44	3,14	2,85	2,55	2,26	1,97	1,67
Pino	kWh/m³	2'241	2'226	2'209	2'189	2'168	2'144	2'116	2'083	2'046	2'001	1'948	1'883	1'802
431 kg_{wf}/m^3	kWh/rm	1'569	1'558	1'546	1'533	1'518	1'500	1'481	1'458	1'432	1'401	1'364	1'318	1'261
	kWh/Srm	896	890	883	876	867	857	846	833	818	801	779	753	721
	kWh/kg	5,00	4,72	4,43	4,15	3,86	3,58	3,30	3,01	2,73	2,44	2,16	1,88	1,59
Faggio	kWh/m³	2'790	2'770	2'748	2'723	2'695	2'664	2'627	2'586	2'537	2'480	2'411	2'326	2'221
558 kg_{wf}/m^3	kWh/rm	1'953	1'939	1'923	1'906	1'887	1'864	1'839	1'810	1'776	1'736	1'687	1'628	1'555
	kWh/Srm	1'116	1'108	1'099	1'089	1'078	1'065	1'051	1'034	1'015	992	964	930	888
	kWh/kg	5,00	4,72	4,43	4,15	3,86	3,58	3,30	3,01	2,73	2,44	2,16	1,88	1,59
Quercia	kWh/m³	2'855	2'835	2'812	2'786	2'758	2'726	2'689	2'646	2'596	2'537	2'467	2'380	2'273
571 kg_{wf}/m^3	kWh/rm	1'999	1'984	1'968	1'951	1'931	1'908	1'882	1'852	1'817	1'776	1'727	1'666	1'591
	kWh/Srm	1'142	1'134	1'125	1'115	1'103	1'090	1'075	1'058	1'038	1'015	987	952	909
	kWh/kg			4,43	4,15	3,86	3,58	3,30	3,01	2,73	2,44	2,16	1,88	1,59
Pioppo	kWh/m³			1'738	1'723	1'705	1'685	1'662	1'636	1'605	1'569	1'525	1'472	1'405
353 kg_{wf}/m^3	kWh/rm			1'217	1'206	1'193	1'179	1'163	1'145	1'123	1'098	1'067	1'030	983
	kWh/Srm			695	689	682	674	665	654	642	627	610	589	562

[1)] Valori per kg (wf) per m³ senza ritiro da essiccazione (densità basale) [26]
I poteri calorifici per metro stero (rm) sono stati calcolati forfettariamente con 0,7 m³/rm e per il metro stero riversato (Srm) di cippato con 0,4 m³/Srm (granulometria P16S).

4.4.4 Specifiche di volume

Come mostrato nella sezione 4.4.3, il potere calorifico è riferito alla massa del combustibile e dipende fortemente dal suo contenuto d'acqua. Tuttavia, nei piccoli impianti spesso non è possibile pesare le quantità di combustibile consegnate, a causa della mancanza di infrastrutture adeguate o dei costi eccessivi. Per questo motivo, specialmente per gli impianti di dimensioni ridotte, è prassi comune stimare e fatturare le quantità di combustibile in base al volume. Nel settore forestale e del legno esistono diverse unità di misura del volume comunemente utilizzate per il legno da energia (cfr. Un parametro importante è la **densità apparente** di un combustibile [kg/Srm]. Questa è influenzata principalmente dalla densità del legno [kg/m³], che a sua volta dipende fortemente dalla specie legnosa e dal contenuto d'acqua. La densità apparente tiene conto anche della **pezzatura** del materiale lavorato. Nel caso del cippato e del materiale triturato, questo fattore determina in modo decisivo gli interspazi vuoti all'interno di un cumulo. La densità, o densità apparente, insieme al potere calorifico, determina la densità energetica volumetrica [MJ/m³] o [kWh/m³] di un combustibile (cfr. Tabella 4.5).

Tabella 4.4).

Un parametro importante è la **densità apparente** di un combustibile [kg/Srm]. Questa è influenzata principalmente dalla densità del legno [kg/m³], che a sua volta dipende fortemente dalla specie legnosa e dal contenuto d'acqua. La densità apparente tiene conto anche della **pezzatura** del materiale lavorato. Nel caso del cippato e del materiale triturato, questo fattore determina in modo decisivo gli interspazi vuoti all'interno di un cumulo. La densità, o densità apparente, insieme al potere calorifico, determina la densità energetica volumetrica [MJ/m³] o [kWh/m³] di un combustibile (cfr. Tabella 4.5).

Tabella 4.4 Specifiche di volume per il combustibile legnoso [27].

Misura di volume	Definizione	Unità
Metro cubo solido	Riserva di legname in piedi, 1 m³ corrisponde a 1 m³ di massa legnosa solida, nel caso di legname accatastato senza spazi vuoti	m^3
Metro stero Ster	Legno accatastato; corrisponde a 1 m^3 compresi gli spazi intermedi (circa 0,8 m³ di massa legnosa solida)	rm
Metro stero riversato Metro cubo alla rinfusa	Quantità di legno sfuso; utilizzato per legna da ardere, cippato, trucioli o simili (circa 0,4 m³ di massa legnosa solida)	Srm, Sm^3

Si tratta di un parametro importante per stimare i costi di stoccaggio e trasporto. Dalla densità (ρ) e dal volume (V) è possibile calcolare la massa (m) del combustibile ($m = V \cdot \rho$).

Tuttavia, la densità apparente è considerata un valore molto impreciso, poiché dipende da molti fattori. In linea di principio, una pezzatura non uniforme riduce la densità apparente. L'omogeneità del cippato è influenzata sia dal processo di preparazione sia dal materiale di partenza. La lavorazione tramite trituratori o cippatrici a bassa velocità produce un materiale sfilacciato, di forma allungata e non omogenea. La densità apparente di tale materiale è inferiore a quella del cippato prodotto da cippatrici a tamburo ad alta velocità, che tende ad avere bordi più lisci e una maggiore percentuale di particelle fini. Mentre il cippato ottenuto da tronchi ha una pezzatura uniforme, quello derivante da **legno di risulta** o da **manutenzione del verde** contiene rami di spessore variabile, il che si traduce in una pezzatura molto disomogenea. Inoltre, va notato che la compattazione del materiale sfuso (ad esempio a causa di una pezzatura più fine, che riduce gli interspazi, o delle vibrazioni durante il trasporto) ne riduce il volume apparente.

Per la conversione da metri cubi solidi (legno non cippato) a metri steri riversati (cippato) si può utilizzare un fattore di conversione medio di 2,8. Una procedura per determinare la densità apparente è descritta nella norma EN ISO 17827 [28].

In sintesi, la determinazione del volume consegnato è molto semplice e a basso costo. Tuttavia, il volume non è un riferimento adatto per indicare il contenuto energetico o il prezzo del combustibile. A causa della variabilità di densità, densità apparente e contenuto d'acqua, tali indicazioni risultano molto imprecise. Una stima accurata dei parametri rilevanti è possibile solo basandosi sulla massa del combustibile e in funzione dello stato di riferimento o del contenuto d'acqua. Sebbene un calcolo basato sul volume sia utile per dimensionare il deposito e stimare le quantità da trasportare, risulta inadeguato per la fatturazione del combustibile (sezione 4.7).

Tabella 4.5 Densità apparente e contenuto energetico di diversi combustibili.

Fonte energetica	Contenuto d'acqua [m.-%]	Densità apparente [kg/Srm]	Contenuto energetico [kWh/Srm]	Volume per contenuto energetico [m³/MWh]
Cippato (HH)[1)]	30	250 - 330	900 – 1'100	1,10 - 0,90
Cippato (WH)[1)]	30	160 - 230	600 - 800	1,70 - 1,25
Corteccia (HH)	50	500	1.000	1,00
Corteccia (WH)	50	320	750	1,33
Segatura (HH)	40	230 - 270	650 - 750	1,50 - 1,33
Segatura (WH)	40	150 - 190	450 - 550	2,20 - 1,80
Segatura	15	170	717	1,39
Trucioli di piallatura	15	90	380	2,63
Bricchetti	2	900 – 1'500	4'500 – 7'500	0,17
Pellet	8 - 10	670	3'000 – 3'500	0,30
Carbone fossile	-	870	8'300	0,12
Olio combustibile extra leggero[2)]	-	840	10'000	0,10

[1)] HH: legno duro, WH: legno tenero; [2)] Srm corrisponde a m³

4.5 Fornitura di combustibile per impianti a biomassa ad alimentazione automatica

4.5.1 Panoramica

Il legno per uso energetico (ad eccezione delle colture a ciclo breve) si ottiene come residuo o sottoprodotto della valorizzazione materiale del legno o della gestione forestale (ad es. diradamenti). Le diverse fonti e i percorsi di lavorazione e utilizzo sono illustrati nella Figura 4.3. La norma DIN EN ISO 17225 [23] «Combustibili solidi biogenici – Specifiche e classi dei combustibili» è stata progressivamente ampliata a partire dal 2014 e contiene le classificazioni dei diversi combustibili legnosi:

- Parte 1: Requisiti generali
- Parte 2: Classificazione del pellet di legno
- Parte 3: Classificazione dei bricchetti di legno
- Parte 4: Classificazione del **cippato**
- Parte 5: Classificazione della **legna a ciocchi**
- Parte 6: Classificazione del pellet non legnoso
- Parte 7: Classificazione dei bricchetti non legnosi
- Parte 8: Classificazione dei combustibili da biomassa trattati termicamente e pressati (ritirata)
- Parte 9: Classificazione di legno triturato grossolano e cippato per uso industriale

Il flusso di materia del legno per uso energetico può essere ricondotto a tre fonti principali: (1) la silvicoltura, (2) la coltivazione di legno in piantagioni a ciclo breve (**SRC** – Short Rotation Coppice), (3) i residui derivanti da interventi di manutenzione del verde. Mentre le conifere, dopo la raccolta, vengono destinate principalmente alla valorizzazione materiale, nella foresta e durante la lavorazione del legno si ottengono diverse categorie di biomassa per uso energetico. Le varie fasi di lavorazione producono prodotti intermedi che vengono utilizzati come combustibile all'interno dell'industria del legno per coprire il proprio fabbisogno energetico. Oltre a questo autoconsumo, il legno proveniente dalla silvicoltura viene trasformato in prodotti finali e fornito agli utenti sotto forma di legna a ciocchi, pellet, cippato e materiale triturato. Il legno da SRC viene solitamente cippato subito dopo la raccolta e fornito ai grandi consumatori. Un percorso di valorizzazione simile è previsto per il legno da manutenzione del verde, che viene solitamente raccolto in appositi punti e destinato al recupero energetico come materiale triturato. Il **legno di recupero**, una volta esaurito il suo ciclo di vita come materiale, viene inviato ad impianti idonei per la valorizzazione energetica (cfr. Figura 4.3).

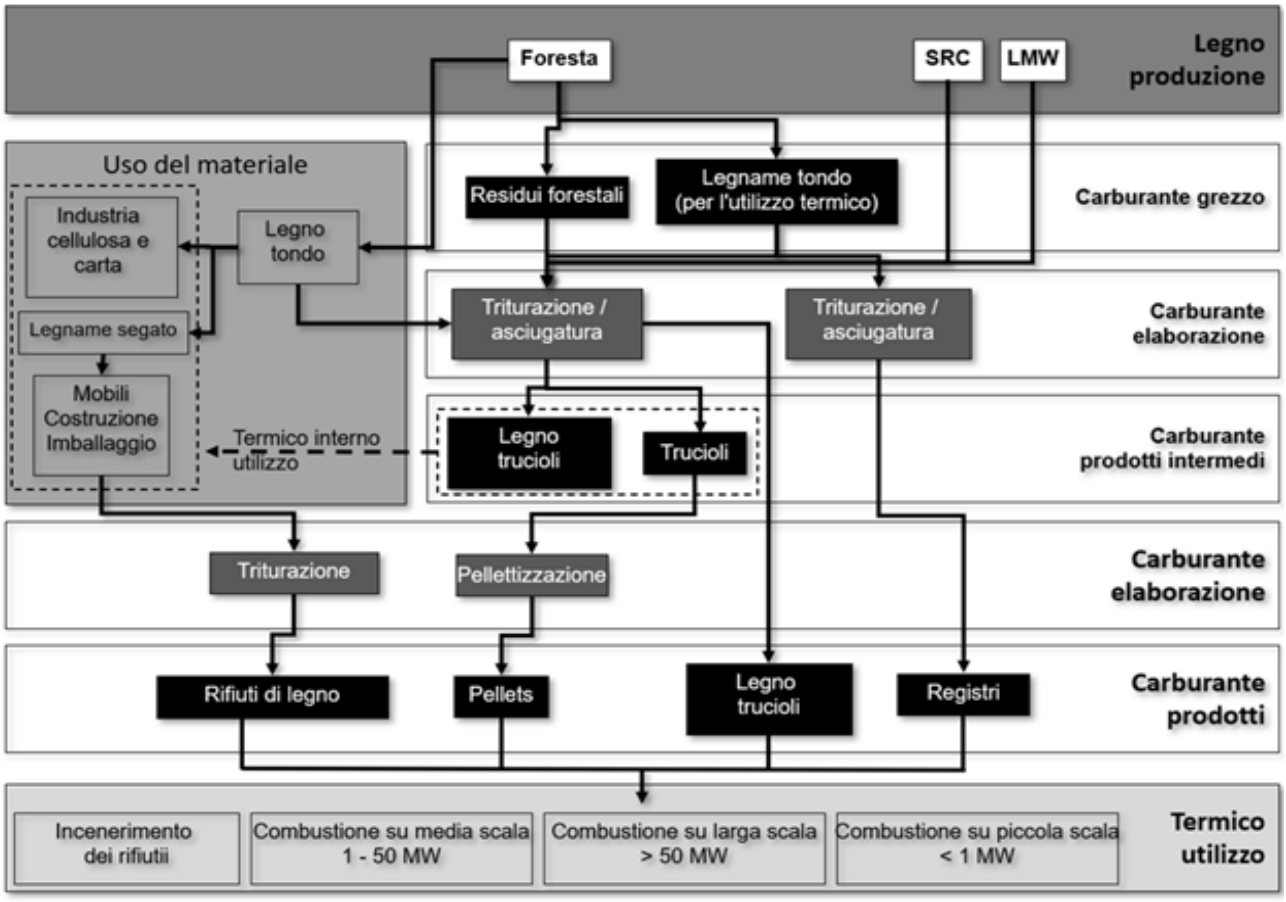


Figura 4.3 Diagramma di flusso del legno.

4.5.2 Assortimenti di combustibili legnosi

Residui forestali e legname tondo
Dall'utilizzo e dalla gestione delle foreste si ottengono i cosiddetti residui forestali, che vengono destinati alla valorizzazione energetica. Si tratta, da un lato, di residui di diradamento e, dall'altro, di scarti derivanti dall'esbosco di legname di pregio (per lo più legno di chioma). Entrambe le tipologie, a causa del loro diametro ridotto, presentano spesso un'elevata percentuale di corteccia e, in particolare nelle foreste di conifere, un'alta percentuale di aghi, ponendo così requisiti più stringenti alla tecnologia degli impianti. Viene inoltre valorizzato energeticamente il legname tondo proveniente dalla rimozione mirata di tronchi deboli. Di norma, le parti dell'albero con un alto contenuto di ceneri, come aghi, ramoscelli e rami, rimangono nel bosco, il che si traduce in un combustibile di alta qualità.

Combustibile da piantagioni a ciclo breve (SRC)
Nelle piantagioni a ciclo breve (SRC – Short Rotation Coppice) vengono solitamente coltivate specie a crescita rapida come il pioppo o il salice, con l'obiettivo di produrre biomassa a scopo energetico. La raccolta avviene principalmente in inverno, quando gli alberi sono spogli. Il contenuto d'acqua nel cippato proveniente da SRC tende a essere superiore a quello del cippato appena raccolto da residui forestali e legname tondo. I legni da SRC hanno inoltre una densità apparente relativamente bassa; questo aspetto, insieme all'elevato contenuto d'acqua, dovrebbe essere tenuto in considerazione soprattutto nella fatturazione basata sul volume. Il contenuto di ceneri del cippato da SRC è generalmente paragonabile a quello dei residui forestali, a causa del maggior contenuto di corteccia e rami sottili in entrambi gli assortimenti. Anche il potere calorifico (riferito alla sostanza secca) è simile a quello dei residui forestali. La combustione di cippato da SRC appena raccolto è sconsigliata, soprattutto nei piccoli impianti, poiché i produttori spesso prescrivono l'uso di combustibili con un contenuto d'acqua inferiore (max. 30-35%). Il contenuto d'acqua desiderato può essere raggiunto tramite essiccazione (naturale) o miscelando il cippato con combustibili più secchi [29].

Legno da manutenzione del verde (LMV)
Il legno da manutenzione del verde proviene dalla cura di siepi e scarpate lungo le vie di comunicazione (strade, ferrovie e corsi d'acqua), linee elettriche e aree verdi urbane. La sua composizione può essere molto varia: oltre a legni teneri (es. ontano, pioppo, salice) si trovano anche legni duri (es. acero, nocciolo, carpino). A livello comunale, i rifiuti di giardini e parchi e i residui di potatura vengono raccolti separatamente. Questi «sfalci e potature» contengono (soprattutto in estate) un'alta percentuale di materiale erbaceo, adatto al riciclo tramite compostaggio o fermentazione. Per la valorizzazione termica è importante la frazione legnosa, che è maggiore in inverno [30]. La letteratura specialistica segnala talvolta un contenuto più elevato di inquinanti come ceneri, metalli pesanti o cloro nel LMV, il che può comportare requisiti più severi per le procedure di autorizzazione e la tecnologia degli impianti [31]. Studi scientifici hanno dimostrato un'influenza dello spargimento di sale stradale in inverno o della concimazione dei terreni agricoli adiacenti. Tuttavia, i livelli di cloro misurati nel LMV sono paragonabili a quelli del cippato di origine forestale. Oltre al luogo di provenienza, è quindi decisivo quali parti di un albero vengono trasformate in cippato. Contenuti elevati di ceneri e cloro sono stati riscontrati in particolare nei rami più sottili, che hanno una percentuale di corteccia maggiore rispetto al legno [32].

Legno di recupero
Il legno utilizzato per scopi materiali diventa legno di recupero al termine del suo ciclo di vita. Questo materiale proviene da diverse fonti e viene riciclato secondo il principio dell'utilizzo a cascata. A tal fine, viene raccolto e trattato in siti idonei, dove i flussi di materiale vengono separati in base al loro successivo utilizzo: il legno di recupero non contaminato, adatto alla valorizzazione materiale, viene riutilizzato come materia prima seconda. Le eccedenze o il legno di recupero contaminato, non più idoneo all'uso materiale, vengono destinati alla valorizzazione energetica [33]. I materiali raccolti sotto questa definizione si caratterizzano per la loro disomogeneità, soprattutto per il contenuto di impurità e sostanze estranee. La classificazione del legno di recupero in base a provenienza, composizione e contaminazione da sostanze pericolose consente una suddivisione in diverse categorie (

Tabella 4.6).

Tabella 4.6 Catalogazione del legno di scarto secondo l'elenco europeo dei rifiuti [34] e gli elenchi sul traffico dei rifiuti del Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni [35].

Denominazione dei rifiuti	Codice dei rifiuti	Descrizione
Rifiuti della lavorazione del legno e della produzione di pannelli, mobili, cellulosa, carta e cartone	03 01 01	Rifiuti di corteccia e sughero
	03 01 04*	Segatura, trucioli, ritagli, legno, pannelli truciolari e impiallacciature contenenti sostanze pericolose/Rifiuti di legno problematici (CH)
	03 01 05	Segatura, trucioli, ritagli, legno, pannelli truciolari e impiallacciature, ad eccezione di quelli che rientrano nella voce 03 01 04*/Esclusivamente legno lavorato meccanicamente (CH)
	03 03 01	Rifiuti di corteccia e legno
Rifiuti di imballaggio	15 01 03	Imballaggi in legno

Denominazione dei rifiuti	Codice dei rifiuti	Descrizione
	15 01 10*	Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da sostanze pericolose
Rifiuti da costruzione e demolizione, terra di scavo	17 02 01	Legno, al posto di questo codice in Svizzera si utilizza 17 02 97 o 17 02 98
	17 02 04*	Vetro, plastica e legno contenenti sostanze pericolose o contaminati da sostanze pericolose/Vetro o plastica contenenti sostanze pericolose o contaminati da sostanze pericolose (CH)
	17 02 97	CH: Legno usato proveniente da cantieri, demolizioni, ristrutturazioni e trasformazioni
	17 02 98*	CH: Rifiuti di legno problematici
Rifiuti provenienti da impianti di trattamento dei rifiuti	19 12 06*	Legno contenente sostanze pericolose/Rifiuti di legno problematici
	19 12 07	Legno ad eccezione di quello che rientra nella voce 19 12 06/Rifiuti di legno naturale
Rifiuti urbani	20 01 37*	Legno contenente sostanze pericolose/Rifiuti di legno problematici
	20 01 38	Legno ad eccezione di quello che rientra nella voce 20 01 37/Rifiuti di legno non trattato
	20 03 07	Rifiuti ingombranti
* Rifiuti classificati come pericolosi secondo l'elenco europeo dei rifiuti [34]		

Tabella 4.7 Esempio di classificazione del legno usato in Germania e Svizzera.

Germania		Svizzera		
Categoria	Descrizione secondo l'ordinanza sui rifiuti di legno (AltholzV)	Descrizione generale	Ordinanza sulla protezione dell'aria (OPair)	
A I	Legno usato naturale o lavorato solo meccanicamente	Residui di legno provenienti dalle segherie	Legno naturale (in pezzi e non in pezzi) Lettere a+b Legno usato non trattato Lettera d 1	Combustibili legnosi Allegato 5, cifra 31, capoverso 1
		Residui di legno provenienti da carpenterie e falegnamerie	Legno usato non trattato Lettera d 1	
A II	Legno usato incollato, verniciato, rivestito, laccato o trattato in altro modo, senza composti organici alogenati nel rivestimento e senza preservanti del legno.		Residui di legno Lettera c	
		Legno usato trattato senza preservanti del legno, rivestimenti organici alogenati o PCB	Legno usato Lettera a	Gli altri combustibili derivati dal legno non sono considerati combustibili legnosi
A III	Legno usato con composti organici alogenati nel rivestimento senza preservanti del legno.	Legno usato trattato con rivestimento organico alogenato, senza preservanti del legno	Rifiuti di legno problematici Lettera b	
A IV	Legno usato trattato con preservanti del legno […] e altro legno usato che […] non può essere classificato nelle categorie A I – A III, ad eccezione del legno usato contenente PCB.	Legno usato trattato con preservanti del legno Rifiuti di legno trattati con PCB		Allegato 5, cifra 31, capoverso 2

Germania		Svizzera		
Legno usato contenente PCB (policlorobifenili)	Legno usato che contiene PCB ai sensi del regolamento sui rifiuti PCB/PCT e che deve essere smaltito secondo le disposizioni dello stesso, in particolare pannelli isolanti e fonoassorbenti trattati con prodotti contenenti PCB.			

In Germania, oltre alla catalogazione secondo i codici dei rifiuti, esiste una classificazione in categorie di legno di recupero (
Tabella 4.7). In Svizzera, il legno di recupero non è considerato un combustibile legnoso, ma un rifiuto ai sensi dell'Ordinanza sulla protezione dell'aria (OPair) [36]. Il legno di recupero di categoria A I e A II, secondo la classificazione tedesca, corrisponde al legno di recupero autorizzato dalla OPair, che può essere bruciato in impianti a biomassa (cfr.
Tabella 4.7). Per la valorizzazione termica di assortimenti contaminati (ad es. residui di legno rivestito in PVC o impregnato in autoclave) è necessario rispettare le normative specifiche di ciascun Paese in materia di tecnologia degli impianti e misure di protezione dalle emissioni.

Il termine «residui industriali o di segheria» si riferisce a un sottoprodotto dell'industria del legno che in Svizzera è ammesso come combustibile solo nella sua forma non trattata. Anche in Austria il legno di recupero è classificato come rifiuto e non come combustibile, ma i sottoprodotti dell'industria del legno possono essere utilizzati come combustibile. La valorizzazione termica del legno di recupero avviene quasi esclusivamente in appositi impianti di incenerimento per legno di recupero o per rifiuti, nonché in impianti industriali per la valorizzazione di residui biogenici (ad es. industria della carta e dei pannelli). Tuttavia, con un'apposita autorizzazione, è possibile la co-combustione di legno di recupero non trattato in centrali di teleriscaldamento a biomassa.

4.5.3 Preparazione del combustibile

Triturazione meccanica
La triturazione meccanica può avvenire secondo due principi fondamentali (cfr. Figura 4.4):

- **Processo di taglio con utensili affilati** (cippatrici a tamburo o a disco) per la produzione di cippato. Il cippato presenta una buona scorrevolezza e costituisce un combustibile omogeneo; viene utilizzato in particolare per la produzione di cippato di origine forestale, nelle segherie e nelle aziende di lavorazione del legno. Il cippato conforme alla norma ISO 17225-4 deve essere prodotto con utensili da taglio.
- **Processo di frantumazione con utensili non affilati** (trituratori a bassa velocità, mulini a martelli, trituratori a coclea, ecc.) per la produzione di materiale triturato. Questo materiale tende a incastrarsi, presenta una scarsa scorrevolezza ed è particolarmente disomogeneo. L'utensile è meno sensibile ai corpi estranei e viene quindi utilizzato principalmente nel settore della manutenzione del verde.

Essiccazione e stoccaggio
Lo stoccaggio dei combustibili è una fase importante della catena di approvvigionamento. Da un lato, i processi di essiccazione naturale che avvengono durante lo stoccaggio possono migliorare la qualità del combustibile grazie alla diminuzione del contenuto d'acqua. Dall'altro, lo stoccaggio svolge un ruolo fondamentale come riserva per garantire una fornitura di combustibile adeguata alla domanda. Esistono diverse possibilità: stoccaggio prima o dopo la cippatura, essiccazione naturale o tecnica, stoccaggio all'aperto o in capannoni. Le possibilità di impiego, i vantaggi e gli svantaggi dei rispettivi metodi sono descritti di seguito [37].



Figura 4.4 Distinzione tra cippato (tagliato con utensili affilati, a sinistra) e legno triturato (sminuzzato con utensili non affilati, a destra).

Dopo la raccolta, il legno da cippare può essere lasciato in cataste in un luogo di stoccaggio adeguato per alcune settimane o mesi, per una pre-essiccazione che permette di ridurre il contenuto d'acqua a valori inferiori al 50%, fino a meno del 30%. Un luogo ideale per la pre-essiccazione dovrebbe essere ben ventilato ed esposto al sole, situato vicino al bosco, con un terreno asciutto e permeabile e accessibile tutto l'anno.

L'essiccazione naturale dei cumuli di cippato avviene per convezione. Il riscaldamento spontaneo all'interno del cumulo crea una differenza di temperatura rispetto all'ambiente circostante. Di conseguenza, l'aria calda sale dal cumulo e trasporta via l'umidità, mentre aria più fresca e secca affluisce lateralmente. Le dimensioni e la forma del cumulo di cippato giocano un ruolo importante. La forma dovrebbe essere a «cono appuntito», simile a un tetto, per favorire la convezione (effetto camino) e impedire all'acqua piovana di accumularsi in avvallamenti. Inoltre, la copertura con un telo in tessuto non tessuto

traspirante offre protezione dalle precipitazioni, ma consente l'evaporazione dall'interno. L'altezza del cumulo non dovrebbe superare i quattro metri per evitare il rischio di incendio per autocombustione. L'essiccazione tecnica, invece, è molto più rapida ma anche più costosa. Per l'essiccazione è possibile utilizzare il calore di scarto di altri impianti, come i cogeneratori a biogas, oppure ricorrere a sistemi di essiccazione solare con collettori ad aria [38].

Spesso il cippato viene prodotto da materiale legnoso appena raccolto con un elevato contenuto d'acqua (> 50%) e stoccato per un lungo periodo, prima dell'utilizzo, in un deposito temporaneo (coperto o scoperto) o direttamente presso la centrale termica. Lo stoccaggio di cippato fresco e umido può causare diversi problemi:

- I processi biologici riscaldano il cumulo, con rischio di innesco.
- L'acqua si condensa sulla parte superiore del cumulo, causando la formazione di muffe nocive per la salute.
- I processi di decomposizione e i funghi xilofagi riducono la sostanza organica (diminuendo la densità e aumentando il contenuto di ceneri), il che può portare a un deterioramento dei parametri del combustibile (ad es. arricchimento di azoto).

Questi rischi possono essere ridotti mediante una rapida essiccazione del materiale fino a un contenuto d'acqua < 30% e condizioni di stoccaggio adeguate. L'ideale è un cippato grossolano e con spigoli vivi, con una bassa percentuale di particelle fini, per garantire spazi sufficienti alla circolazione dell'aria e all'evacuazione dell'umidità. Il periodo di stoccaggio non dovrebbe essere troppo lungo (indicativamente, tre mesi) e si dovrebbe rispettare il principio «first in – first out».

Per lo stoccaggio all'aperto, è necessario assicurarsi che il terreno sia asciutto e che il luogo sia il più possibile soleggiato ed esposto al vento. A differenza di un terreno non pavimentato, un piazzale asfaltato può essere percorso tutto l'anno da mezzi pesanti. Si sono dimostrati efficaci i piazzali in ghiaia, che stabilizzano la superficie senza impermeabilizzarla. Tuttavia, su questi e altri siti non asfaltati, esiste il rischio che il combustibile venga contaminato da terra, humus o pietre. Se stoccato in edifici come sili per cippato o capannoni, il combustibile è protetto dalle precipitazioni, ma è necessario garantire una buona circolazione dell'aria per contrastare la formazione di condensa e muffe.

Pressatura/Pellettizzazione

Dalla pressatura di **segatura o piallatura** secche e naturali, con o senza l'aggiunta di additivi, si ottiene il combustibile solido pellet di legno. La norma DIN EN ISO 17225-2 definisce i requisiti per le materie prime e le proprietà dei pellet (diametro e lunghezza, contenuto d'acqua, contenuto e comportamento fusorio delle ceneri, resistenza meccanica, percentuale di particelle fini, additivi, potere calorifico, densità apparente, contenuto di elementi), classificandoli in base all'uso commerciale e domestico (A1, A2, B) e industriale (I1, I2, I3).

Sebbene i pellet siano un combustibile molto secco, durante lo stoccaggio avvengono processi che portano al cosiddetto degassamento e all'autoriscaldamento. Le sostanze estrattive contenute nel legno (resine, grassi e acidi grassi liberi) raggiungono la superficie a causa delle alte temperature di essiccazione o della pressione durante la pellettizzazione, entrando in contatto con l'ossigeno. Ciò innesca reazioni di ossidazione che portano al rilascio di composti organici volatili (COV), monossido di carbonio (CO) e anidride carbonica (CO2). I composti organici che ne derivano, come l'acido butirrico e le aldeidi, possono causare cattivi odori. I gas inodori CO e CO2 possono provocare una carenza di ossigeno nei locali di stoccaggio non sufficientemente ventilati, con conseguente rischio di asfissia e avvelenamento per il personale. In combinazione con l'autoriscaldamento (causato sia dalle reazioni esotermiche sia dal calore di adsorbimento che si genera quando i pellet assorbono umidità), la presenza di gas infiammabili come il CO può portare all'autocombustione, soprattutto in depositi molto grandi. I locali di stoccaggio del pellet devono quindi essere sempre adeguatamente ventilati (cfr. capitoli 14.2.9 e 19). Il degassamento diminuisce con l'aumentare dell'età del combustibile e della durata dello stoccaggio. Altri fattori influenti sono lo stress meccanico durante il riempimento del deposito (percorsi brevi per evitare la formazione di polvere fine) e la temperatura di stoccaggio (più è bassa, minore è l'attività chimica) [39].

4.5.4 Parametri di qualità

I combustibili legnosi presentano grandi differenze di qualità a causa dei diversi materiali di partenza e delle differenze nel processo di produzione. Un funzionamento a basse emissioni, senza problemi e ad alta efficienza energetica degli impianti a biomassa è possibile solo con l'uso di un combustibile adeguato all'impianto (capitoli 5 e 13). Ad esempio, gli impianti di piccola taglia (apparecchi di serie) richiedono combustibili di qualità omogenea e costante, con basso contenuto di acqua, ceneri e particelle fini. Anche ai fini della fatturazione è essenziale una valutazione accurata della qualità del combustibile. La Tabella 4.8 fornisce una panoramica dei parametri di qualità essenziali che consentono di valutare i combustibili «a prima vista».

Tabella 4.8 Caratteristiche tipiche per la valutazione della qualità del combustibile.

Parametri di qualità	«Buona» qualità	Qualità «scadente»
Contenuto d'acqua	basso	alto
Contenuto di ceneri	basso	elevato
Potere calorifico	elevato	basso
Forma delle particelle	a spigoli vivi	ruvida
Contenuto di particelle fini	basso	elevato
Percentuale di particelle troppo lunghe	basse	elevate
Contenuto di sostanze estranee	basso	elevato

La Tabella 4.9 riporta i valori tipici dei principali parametri del combustibile per legno e corteccia di latifoglie e conifere, nonché per il legno di recupero. Le specie arboree salice e pioppo sono riportate a titolo di esempio per il legno proveniente da piantagioni a ciclo breve o da manutenzione del verde (SRC e LMV). Si noti che i valori indicati coprono ampi intervalli di variazione. Il «valore tipico» è un riferimento determinato statisticamente; la composizione effettiva del combustibile può discostarsene e dipende, ad esempio, dal luogo di provenienza. Progettisti, fornitori e operatori di impianto devono quindi determinare valori specifici per ogni progetto. Banche dati online come Phyllis2 [40] o FRED dell'Ufficio Bavarese per l'Ambiente [41] contengono dati aggiuntivi su diversi combustibili.

Tabella 4.9 Parametri tipici del combustibile per legno e corteccia – Parte I Elementi principali [23],[33],[42].

Parametri	Unità (condizione di riferimento: wf)		Legno (senza corteccia, foglie, aghi)		Corteccia		SRC e LMV		Legno di recupero
			Legno di conifere	Legno di latifoglie	Legno di conifere	Legno di latifoglie	Salice	Pioppo	
Contenuto di ceneri	m-%	Intervallo valori	0,1 - 1,0	0,2 - 1,0	< 1 - 5	0,8 - 3,0	1,1 - 4,0	1,5 - 3,4	0 - 2
		Valore tipico	0,3	0,3	1,5	1,5	2,0	2,0	
Potere calorifico	MJ/kg	Intervallo valori	18,5 - 19,8	18,4 - 19,2	17,5 - 20,5	17,1 - 21,3	17,7 - 19,0	18,1 - 18,8	18 - 20,2
		Valore tipico	19,1	18,9	19,2	19	18,4	18,4	
Carbonio C	m-%	Intervallo valori	47 - 54	48 - 52	48 - 55	47 - 55	46 - 49	46 - 50	n.d.
		Valore tipico	51	49	52	52	48	48	
Idrogeno H	m-%	Intervallo valori	5,6 - 7,0	5,9 - 6,5	5,5 - 6,4	5,3 - 6,4	5,7 - 6,4	5,7 - 6,5	n.d.
		Valore tipico	6,3	6,2	5,9	5,8	6,1	6,2	
Ossigeno O	m-%	Intervallo valori	40 - 44	41 - 45	34 - 42	32 - 42	40 - 44	39 - 45	n.d.
		Valore tipico	42	44	38	38	43	43	
Azoto N	m-%	Intervallo valori	< 0,1 - 0,5	< 0,1 - 0,5	0,3 - 0,9	0,1 - 0,8	0,2 - 0,8	0,2 - 0,6	n.d.
		Valore tipico	0,1[1)]	0,2[1)]	0,5	0,3	0,5	0,4	
Zolfo S	m-%	Intervallo valori	< 0,01 - 0,02	< 0,01 - 0,05	< 0,02 - 0,05	< 0,02 - 0,20	0,02 - 0,10	0,02 - 0,10	n.d.
		Valore tipico	< 0,02	0,02	0,03	0,03	0,05	0,03	
Cloro Cl	m-%	Intervallo valori	< 0,01 - 0,03	< 0,01 - 0,03	< 0,01 - 0,05	< 0,01 - 0,05	0,01 - 0,05	< 0,01 - 0,05	0,02 - 0,20
		Valore tipico	0,01	0,01	0,02	0,02	0,03	< 0,01	
Fluoro F	m-%	Intervallo valori	< 0,0005	< 0,0005	< 0,0005 - 0,002	n.d.	0 - 0,01	n.d.	n.d.
		Valore tipico	< 0,0005	< 0,0005	0,001		0,003		
Alluminio Al	mg/kg	Intervallo valori	30 - 400	< 10 - 50	400 - 1.200	30 - 100	3 - 100	n.d.	n.d.
		Valore tipico	100	20	800	50	50	10	
Calcio Ca	mg/kg	Intervallo valori	500 - 1.000	800 - 20.000	1.000 - 15.000	10.000 - 20.000	2.000 - 9.000	4.000 - 6.000	n.d.
		Valore tipico	900	1.200	5.000	15.000	5.000	5.000	
Ferro Fe	mg/kg	Intervallo valori	10 - 100	10 - 100	100 - 800	50 - 200	30 - 600	n.d.	n.d.
		Valore tipico	25	25	500	100	100	30	
Potassio K	mg/kg	Intervallo valori	200 - 500	500 - 1.500	1.000 - 3.000	1.000 - 3.200	1.700 - 4.000	2.000 - 4.000	n.d.
		Valore tipico	400	800	2.000	2.000	2.500	2.500	
Magnesio Mg	mg/kg	Intervallo valori	100 - 200	100 - 400	400 - 1.500	400 - 1.000	200 - 800	200 - 800	n.d.
		Valore tipico	150	200	1.000	500	500	500	
Manganese Mn	mg/kg	Intervallo valori	40 - 200	n.d.	9 - 840	n.d.	79 - 160	n.d.	n.d.
		Valore tipico	100		500	190	97	20	
Sodio Na	mg/kg	Intervallo valori	10 - 50	10 - 200	70 - 2.000	20 - 1.000	10 - 450	10 - 60	n.d.
		Valore tipico	20	50	300	100	n.d.	25	

Parametri	Unità (condizione di riferimento: wf)		Legno (senza corteccia, foglie, aghi)		Corteccia		SRC e LMV		Legno di recupero
			Legno di conifere	Legno di latifoglie	Legno di conifere	Legno di latifoglie	Salice	Pioppo	
Fosforo	mg/kg	Intervallo valori	50 - 100	50 - 200	20 - 600	300 - 700	500 - 1.300	800 - 1.100	n.d.
P		Valore tipico	60	100	400	400	800	1.000	
Silicio	mg/kg	Intervallo valori	100 - 200	100 - 200	500 - 5.000	2.000 - 20.000	2 - 2.000	n.d.	n.d.
Si		Valore tipico	150	150	2.000	2.500	500		
Arsenico	mg/kg	Intervallo valori	< 0,1 - 1,0	< 0,1 - 1,0	0,1 - 4,0	0,1 - 4	< 0,1	< 0,1 - 0,2	0,39 - 15,4
As		Valore tipico	< 0,1	< 0,1	1,0	0,4	< 0,1	< 0,1	
Cadmio	mg/kg	Intervallo valori	< 0,05 - 0,50	< 0,05 - 0,50	0,2 - 1,0	0,2 - 1,2	0,2 - 5	0,2 - 1	n.d.
Cd		Valore tipico	0,1	0,10	0,5	0,5	2	0,5	
Cromo	mg/kg	Intervallo valori	0,2 - 10,0	0,2 - 10,0	1 - 10	1 - 30	0,3 - 5	0,3 - 2	0,1 - 5,3
Cr		Valore tipico	1,0	1,0	5	5	1	1	
Rame	mg/kg	Intervallo valori	0,5 - 10,0	0,5 - 10,0	3 - 30	2 - 20	2 - 4	2 - 4	3,4 - 668,4
Cu		Valore tipico	2	2,0	5	5	3	3	
Mercurio	mg/kg	Intervallo valori	< 0,02 - 0,05	< 0,02 - 0,05	0,01 - 0,1	n.d.	< 0,03	< 0,03	0,02 - 36,1
Hg		Valore tipico	0,02	0,02	0,05	< 0,05	< 0,03	< 0,03	
Nichel	mg/kg	Intervallo valori	< 0,1 - 10,0	< 0,1 - 10,0	2 - 20	2 - 10	0,2 - 2	0,2 - 1,0	n.d.
Ni		Valore tipico	0,5	0,5	10	10	0,5	0,5	
Piombo	mg/kg	Intervallo valori	< 0,5 - 10,0	< 0,5 - 10,0	1 - 30	2 - 30	0,1 - 0,2	0,1 - 0,3	9,3 - 3.314,3
Pb		Valore tipico	2,0	2,0	4	15	0,1	0,1	
Vanadio	mg/kg	Intervallo valori	< 2	< 2	0,7 - 2,0	1 - 4	0,2 - 0,6	n.d.	n.d.
V		Valore tipico	< 2	< 2	1,0	2	0,3		
Zinco	mg/kg	Intervallo valori	5 - 50	5 - 100	70 - 200	7 - 200	40 - 100	30 - 100	n.d.
Zn		Valore tipico	10	10	100	50	70	50	

[1)] [II] contenuto tipico di azoto varia a seconda del tipo di legno: abete rosso 0,1, abete bianco 0,17, faggio 0,22 [43]. n.d. = non disponibile.

Il **contenuto d'acqua** è il parametro più importante per la qualità del combustibile. È un fattore essenziale per la stoccabilità e la stabilità del combustibile, e determina la necessità di essiccarlo (obiettivo: contenuto d'acqua < 30-35%) o, eventualmente, di miscelarlo. Influisce direttamente sul potere calorifico, poiché l'acqua contenuta nel combustibile deve prima evaporare durante la combustione, consumando energia termica. Senza tecnologia a condensazione, questa energia non può essere recuperata. Inoltre, il contenuto d'acqua influenza le emissioni di CO e di polveri, nonché l'accumulo di ceneri. La massa stessa dell'acqua e gli effetti del ritiro durante l'essiccazione incidono sulla densità apparente del combustibile.

Il contenuto d'acqua tipico del legname tondo appena raccolto e del cippato fresco è compreso tra il 45% e il 55%; per il materiale proveniente da SRC è spesso superiore al 55%. Tramite essiccazione tecnica o naturale è possibile ottenere contenuti d'acqua notevolmente inferiori, tra il 15% e il 35%. Un cippato con un contenuto d'acqua inferiore al 15% può essere prodotto, di norma, solo mediante essiccazione tecnica. Un combustibile particolarmente secco è invece il pellet di legno, che per norma ha un contenuto d'acqua inferiore al 10%. A seconda della tecnologia di combustione utilizzata, non è consentito superare determinati contenuti d'acqua nel combustibile (capitolo 5). Per le caldaie di piccola e media potenza, i produttori e la legislazione impongono requisiti relativamente elevati al combustibile, e devono essere rispettati i campi di umidità definiti in base alla prova di tipo (ad es. per impianti di piccola taglia/stufe a pellet < 15-20%, per apparecchi di serie < 35%). Nelle centrali termiche e di cogenerazione di grandi dimensioni è possibile garantire un funzionamento affidabile anche con contenuti d'acqua > 35%, fino ad arrivare a utilizzare legno fresco di bosco ([37], [44]).

Il **contenuto di ceneri** di un combustibile influisce sulle emissioni di polveri e sulla formazione di scorie durante la combustione, nonché sui costi di smaltimento della quantità totale di ceneri prodotte. Un elevato contenuto di ceneri favorisce l'usura e la corrosione dei componenti dell'impianto. A seconda della loro composizione chimica, le ceneri vengono valorizzate, ad esempio come componente di fertilizzanti o come additivo nella produzione di cemento. Se la valorizzazione non è possibile (ad esempio a causa di una contaminazione eccessiva da metalli pesanti), le ceneri devono essere smaltite in discariche idonee [44].

Come illustrato nella Tabella 4.9, il contenuto di ceneri varia tra lo 0,1% e il 5% a seconda della specie legnosa e della percentuale di corteccia. La norma DIN EN ISO 17225-4 definisce quattro classi per il cippato (da A1 a B2) con contenuti di ceneri consentiti compresi tra <1% e <3%. Contenuti di ceneri più elevati sono solitamente dovuti a maggiori percentuali di corteccia e aghi: più piccolo è il diametro di un albero o maggiore è la percentuale di rami, più alto è il rapporto tra corteccia e legno. Un altro fattore influente è la contaminazione con materiali inorganici (ad es. terra o pietre).

I poteri calorifici tipici della corteccia o del legno (riferiti alla sostanza secca) sono compresi tra 17,1 e 21,3

MJ/kg (Tabella 4.9), con la corteccia che presenta un intervallo di variazione notevolmente più ampio. Il potere calorifico delle conifere tende a essere superiore a quello delle latifoglie a causa di un contenuto di carbonio leggermente più elevato, ma questo aspetto è secondario rispetto ad altri parametri. A causa delle maggiori concentrazioni di elementi secondari e oligoelementi formatori di cenere, il contenuto di ceneri della corteccia è solitamente molto più elevato rispetto al legno corrispondente. Ne consegue che il potere calorifico della corteccia può essere sia superiore sia inferiore a quello del legno da cui proviene [21]. Contenuti di ceneri molto elevati, dovuti ad esempio a impurità minerali o alla decomposizione della lignina da parte di funghi specifici, riducono il potere calorifico [44].

La **pezzatura** influenza in modo determinante la scorrevolezza e il comportamento di stoccaggio ed essiccazione del combustibile. La pezzatura dipende dalle fasi di produzione e lavorazione, ma anche dalla specie legnosa e dall'assortimento scelto. Particelle di piccole dimensioni o un'elevata percentuale di materiale fine possono limitare la ventilazione e causare emissioni di polvere durante il riempimento del silo. Inoltre, un'alta percentuale di fini influisce negativamente sulla qualità della combustione, ostacolando l'alimentazione uniforme dell'aria nel letto di combustibile e causando la formazione di punti caldi (*hotspot*). Ciò comporta una maggiore usura nella zona della griglia e del rivestimento refrattario, nonché un aumento del contenuto di polveri nei fumi. Particelle grandi, eccessivamente lunghe o sfilacciate (senza spigoli vivi) favoriscono blocchi nei sistemi di trasporto, come le coclee, e possono causare la formazione di ponti nel deposito. Il cippato di alta qualità presenta una pezzatura relativamente omogenea, una bassa percentuale di fini, una lunghezza massima ridotta e spigoli vivi [37].

La **percentuale di corpi estranei** è la frazione di materiale estraneo presente nel combustibile. Oltre a parti metalliche, pietre e rifiuti (corpi estranei grossolani), rientrano in questa categoria in particolare l'humus e la terra (corpi estranei fini). Se i corpi estranei grossolani vengono cippati involontariamente, la cippatrice stessa, i componenti del sistema di trasporto o dell'impianto di riscaldamento possono subire danni, anche considerevoli. La terra adesa provoca una maggiore usura delle lame della cippatrice e aumenta il contenuto di ceneri. Durante la combustione nella centrale termica, un aumento del contenuto di ceneri, un'alterazione del comportamento fusorio delle stesse e un eventuale aumento del contenuto di metalli pesanti comportano maggiori costi di smaltimento, corrosione e formazione di scorie [44].

Per tenere conto nel miglior modo possibile della diversa composizione dei combustibili e delle conseguenti caratteristiche di combustione nella scelta della tecnologia di combustione e di trattamento fumi, il sistema QM Holzheizwerke ha elaborato una classificazione dei combustibili (cfr. Tabella 4.10 e Tabella 4.11).

Tabella 4.10 Parte I – Classificazione dei combustibili e delle dimensioni delle particelle di QM Holzheizwerke basata sulle specifiche secondo la norma EN ISO 17225-1; la classificazione delle dimensioni delle particelle è stata integrata con le classi S della norma EN ISO 17225-4.

Combustibili	**Abbreviazione**	**Dimensione delle particelle** mm (vedi Tabella 4.11) **P**	**Contenuto d' acqua** % in massa allo stato di consegna **M**	**Contenuto di azoto** % in massa su base anidra **N**[11]	**Percentuale di particelle fini < 3,15 mm** % in massa allo stato di consegna **F**	**Contenuto di ceneri con impurità** % in massa su base anidra **A**	**Contenuto energetico** Riferito a $H_{u\,umido}$ Intervallo di variazione kWh/Srm	
Cippato di qualità da residui forestali (legno tondo) (WS)[1) 9)] e residui industriali (IS)[1) 9)]	fine WS-P16S-M20 IS-P16S-M20	16S	15 - 20	0,1 - 0,5 (0,2)	F05	A1.0	WH: HH:	700 - 900 1'000 – 1'200
	grossolano WS-P31S-M20 IS-P31S-M20	31S	15 - 20	0,1 - 0,5 (0,2)	F05	A1.0	WH: HH:	630 - 850 950 – 1'150
Cippato da residui forestali (WS)[1)] e residui di legno industriali (IS)[1) 2)]	WS-P31S-M35 IS-P31S-M35	31S	20 - 35	0,1 - 0,5 (0,2)	F10	A3.0	WH: HH:	600 - 800 900 – 1'100
	WS-P31S-M50 IS-P31S-M50	31S	30 - 50	0,1 - 0,5 (0,2)	F10	A3.0	WH: HH:	550 - 750 850 – 1'050
	WS-P31S-M55+ IS-P31S-M55+	31S	30 - 60	0,1 - 0,5 (0,2)	F10	A3.0	WH: HH:	500 - 700 800 – 1'000
	WS-P45S-M35 IS-P45S-M35	45S	20 - 35	0,1 - 0,5 (0,2)	F10	A3.0	WH: HH:	550 - 750 850 – 1'050
	WS-P45S-M50 IS-P45S-M50	45S	30 - 50	0,1 - 0,5 (0,2)	F10	A3.0	WH: HH:	500 - 700 800 – 1'000
	WS-P45S-M55+ IS-P45S-M55+	45S	30 - 60	0,1 - 0,5 (0,2)	F10	A3.0	WH: HH:	450 - 650 750 - 950
	WS-P63-M50 IS-P63-M50	63	30 - 50	0,1 - 0,5 (0,2)	F10	A3.0	WH: HH:	450 - 650 750 - 950
	WS-P63-M55+ IS-P63-M55+	63	30 - 60	0,1 - 0,5 (0,2)	F10	A3.0	WH: HH:	400 - 600 700 - 900

Combustibili	Abbreviazione	**Dimensione delle particelle** mm (vedi Tabella 4.11) P	**Contenuto d' acqua** % in massa allo stato di consegna M	**Contenuto di azoto** % in massa su base anidra N[11]	**Percentuale di particelle fini < 3,15 mm** % in massa allo stato di consegna F	**Contenuto di ceneri con impurità** % in massa su base anidra A	**Contenuto energetico** Riferito a $H_{u\,umido}$ Intervallo di variazione kWh/Srm	
Pioppi e salici provenienti da boschi e campagne	PWW	31S 45S 63	30 - 60	0,2 - 0,8 (0,3)	F10 F10 F10	A5.0		450 - 700 400 - 650 350 - 600
Pioppo e salice provenienti da aree a ciclo breve	PWK	31 45 63	30 - 60	0,5 - 3,0 (0,5)	F25	A10.0		400 - 650 350 - 575 300 - 500
Legno da manutenzione del verde	LH[1]	31 45 63	30 - 60	0,4 - 1,0 (0,5)	F25	A10.0		400 - 800 350 - 750 300 - 700
Residui di diradamento di conifere e latifoglie Ø <80 mm e legno di chioma	DH	31 31 45 45 63 63	30 - 60	0,4 - 1,0 (0,6)	F25	A10.0	WH: HH: WH: HH: WH: HH:	400 - 650 650 - 900 350 - 600 600 - 850 300 - 550 550 - 800
Segatura	SP	< 4	35 - 50	0,1 - 0,3 (0,1)	-	A3.0	WH: HH:	450 - 550 650 - 750
Corteccia triturata[8] max. percentuale di frazione grossolana 5 %	Rz	45 45 63 63	30 - 65+	0,3 - 0,9 (0,5)	F05 F05 F05 F05	A10.0	WH: HH: WH: HH:	700 - 850 950 – 1'150 650 - 800 900 – 1'100
Corteccia non triturata[8]	Ruz	n.V.	30 - 65+	0,3 - 0,9 (0,5)	F05	A10.0		-
Residui di lavorazione del legno[10]	RHH	n.V.	n.V.	n.V.	n.V.	n.V.		-
Legno usato[4] [10]	AH	45 63	< 30	0,5 - 1,5 (0,8)[12]	F10 F10	A10.0		550 - 750 500 - 700
Pellet[5]	PEL	n.V.	-	-	-	-		-

Tabella 4.11 Parte II – Classificazione dei combustibili e delle dimensioni delle particelle di QM Holzheizwerke sulla base delle specifiche secondo la norma EN ISO 17225-1; la classificazione delle dimensioni delle particelle è stata integrata con le classi S della norma EN ISO 17225-4.

La classificazione si basa, per quanto possibile, sulla norma ISO 17225 relativa ai combustibili; eventuali scostamenti sono indicati.

1) Se non diversamente concordato contrattualmente, non deve contenere pioppo e salice; la percentuale di corteccia aderente al cippato deve essere al massimo del 20% in peso su base anidra.
2) Secondo CEN/TS 14588. Cippato di legno prodotto come sottoprodotto dell'industria di lavorazione del legno, con o senza corteccia. In Svizzera sono considerati cippato di legno da residui industriali (IS) solo i cippati naturali provenienti da residui di segheria.
3) La classificazione del contenuto d'acqua non è conforme alla norma ISO 17225 sui combustibili.
4) DE: categoria di legno di scarto A I e A II; AT: concetto settoriale per il legno di scarto Q3 e Q4; CH: il legno di scarto non è considerato combustibile legnoso (Ordinanza sulla protezione dell'aria: allegato 5, cifra 31, capoverso 2, lettera a)
5) Rispettare le norme sui pellet secondo ISO 17225-2
6) Il margine di variazione è determinato dalla diversa densità apparente:
   - la cippatura di tronchi da cataste produce una densità apparente maggiore rispetto alla cippatura di alberi interi con rami
   - La distribuzione dimensionale del cippato nella percentuale principale del 60% influenza la densità apparente (una percentuale maggiore di cippato fine aumenta la densità apparente)
   - Il processo di preparazione del combustibile mediante cippatura o triturazione ha un grande influsso sulla densità apparente (il combustibile triturato ha una densità apparente inferiore rispetto al combustibile cippato)
7) con aghi, foglie e ramoscelli
8) I valori numerici (classe P) della massa si riferiscono alle dimensioni delle particelle (percentuale in massa almeno del 95 %) che passano attraverso le aperture indicate dei setacci a fori circolari (ISO 17827-1). Se un campione soddisfa i criteri di più di una classe, deve essere assegnato alla classe più bassa possibile. La percentuale di particelle grossolane è ≤ 5 % in peso allo stato di consegna.
9) Per il cippato di qualità (grossolano e fine) devono essere rispettati anche i requisiti più severi delle norme specifiche del paese.
10) Per i residui di lavorazione del legno RHH e il legno usato AH, la composizione chimica deve essere determinata sulla base delle analisi del combustibile secondo la norma EN ISO 17225-1, tabella 5b, pagina 24 e allegato B, tabella B.1, pagina 43. Nel caso del legno di scarto, oltre al contenuto massimo di ceneri, deve essere indicato anche il contenuto massimo di impurità (m.-% su base anidra) costituite da sabbia, pietre e vetro.
11) Per il contenuto di azoto viene indicato un intervallo di valori e tra parentesi un valore tipico. Per la progettazione della denitrificazione è importante il valore tipico.
12) Il contenuto di azoto nel legno di scarto dipende dalla composizione (percentuale di legno di scarto naturale e materiale in pannelli [MDF, pannelli truciolari, compensato, ecc.]). Nel caso di materiale in pannelli puro, si può prevedere un contenuto di azoto massimo del 6 %.

n.V.: da concordare, da stabilire caso per caso
WH: legno tenero (conifere: abete rosso, abete bianco, pino, douglasia, larice; latifoglie tenere: acero, ciliegio, ontano)
HH: legno duro (latifoglie dure: quercia, faggio, olmo, castagno, frassino, robinia, carpino bianco (carpino), nocciolo, betulla, noce, alberi da frutto [eccetto ciliegio])
Per tutti i combustibili vale: H_u > 1,5 kWh/kg_{umido}

Classificazione delle dimensioni delle particelle di cippato di legno e legno triturato grossolano

Dimensione delle particelle	Quota principale* ^{min}. 60 %/95 %[1)]	Percentuale di particelle fini* < 3,15 mm	Percentuale di particelle grossolane*	Lunghezza massima delle particelle	Sezione trasversale delle particelle sovradimensionate
P16S	3,15 mm - 16 mm	F15	> 31,5 mm, ≤ 6 %	≤ 45 mm	< 2 cm²
P31S	3,15 mm - 31,5 mm	F10	> 45 mm, ≤ 6 %	≤ 120 mm	< 4 cm²
P31	3,15 mm - 31,5 mm	F25[2)]	> 45 mm, ≤ 6 %	≤ 200 mm	< 4 cm²[4)]
P45S	3,15 mm - 45 mm	F10	> 63 mm, ≤ 10 %	≤ 200 mm	< 6 cm²
P45	3,15 mm - 45 mm	F25[2)]	> 63 mm, ≤ 10 %	≤ 350 mm	< 6 cm²[4)]
P63	3,15 mm - 63 mm	[3)]	> 100 mm, ≤ 10 %	≤ 350 mm	< 8 cm²[4)]
P100	3,15 mm - 100 mm	[3)]	> 150 mm, ≤ 10 %	≤ 350 mm	< 12 cm²[4)]

1) I valori numerici della massa si riferiscono alle dimensioni delle particelle (percentuale in massa almeno del 60 %) che passano attraverso le aperture circolari del setaccio specificato (ISO 17827-1). Nel caso della corteccia e della corteccia triturata, la frazione principale, compresa la frazione fine, deve avere una frazione massica del 95 %. Per il cippato di legno e il legno triturato grossolano destinati all'uso in focolari domestici e piccoli focolari commerciali devono essere utilizzate classi S. Deve essere indicata la classe di proprietà più bassa possibile.
2) con aghi, foglie e ramoscelli
3) Percentuale di particelle fini variabile a seconda del combustibile
4) Raccomandazione in deroga alla norma: per sistemi di trasporto e alimentazione del combustibile con coclee

* Dimensione delle particelle in % in massa allo stato di consegna

4.5.5 Strategie di approvvigionamento

Le singole fasi di lavorazione per la fornitura di **biomassa legnosa per uso energetico** comprendono la raccolta (abbattimento, sramatura, esbosco), la triturazione (cippatura), il trasporto al silo o a un deposito intermedio ed, eventualmente, lo stoccaggio, il trasbordo

e il trasporto successivi. I costi dipendono principalmente dal volume da lavorare e non dal peso. Per questo motivo, i prezzi per unità di energia del legno di conifere sono generalmente superiori del 10-15% rispetto a quelli delle latifoglie. La scelta della strategia di approvvigionamento dipende in particolare dalle condizioni locali (ubicazione e accessibilità, mercato e domanda di combustibile, logistica, fornitori e infrastrutture disponibili) e deve essere adeguata alle esigenze specifiche.

Se il legno viene trasformato in cippato direttamente nel bosco (da cataste di legname tondo o da materiale appena abbattuto) e da lì trasportato all'utente, si parla di **catena di approvvigionamento diretta**. L'assenza di uno stoccaggio intermedio rende questa variante la più

economica. Tuttavia, richiede una logistica del combustibile pianificata con precisione e affidabile, e occorre garantire la sicurezza della fornitura anche in condizioni estreme, come quelle climatiche e stradali invernali. Va inoltre notato che il cippato fresco di bosco può avere un contenuto d'acqua fino al 60%.

In una catena di approvvigionamento indiretta, invece, il legno per uso energetico, dopo essere stato prelevato dal bosco sotto forma di cippato o di legname tondo, viene stoccato temporaneamente in un capannone o in un'area di deposito, direttamente presso la centrale termica o in siti esterni. Lo stoccaggio temporaneo aumenta la sicurezza della fornitura, consente una maggiore flessibilità nella consegna e nell'acquisto del combustibile, e permette di adeguare il mix di combustibili in base alle condizioni operative e alla stagione. Soprattutto ad altitudini elevate, con accesso limitato in inverno, i depositi intermedi presso la centrale termica sono necessari per garantire la continuità della fornitura. Durante lo stoccaggio, il combustibile si pre-essicca e la flessibilità nell'acquisto può portare a vantaggi economici. Tuttavia, i costi di approvvigionamento aumentano a causa dei maggiori investimenti e dei costi di movimentazione. Alcuni combustibili secondo la Tabella 4.10, come il cippato di qualità o i combustibili essiccati e vagliati, possono essere forniti solo attraverso una catena di approvvigionamento indiretta. Questo aspetto deve essere preso in considerazione nella scelta del combustibile e della caldaia, e concordato con il fornitore (cfr. capitolo 13).

Combinando le due varianti (**catena di approvvigionamento mista**) è possibile ridurre le dimensioni dei depositi intermedi e quindi risparmiare sui costi, garantendo al contempo un'elevata sicurezza della fornitura. Se è necessaria la costruzione di un deposito intermedio, occorre valutare se sia possibile, per sfruttare le sinergie, creare un'unica grande area di stoccaggio per rifornire più impianti. Oltre al cippato, è possibile stoccare anche legname tondo in cataste e cipparlo all'occorrenza.

Assortimenti misti
Anche gli assortimenti con caratteristiche sfavorevoli possono essere utilizzati miscelandoli con combustibili di qualità superiore. Ad esempio, sono idonee combinazioni di corteccia ad alto contenuto d'acqua con residui di legno secchi, o di legno da manutenzione del verde con tendenza alla formazione di scorie con cippato a basso contenuto di ceneri. I combustibili misti sono generalmente economici e stanno acquisendo sempre più importanza. Per garantire il corretto funzionamento dell'impianto, è necessario definire con il produttore della caldaia le miscele consentite in base al carico operativo. Il contenuto d'acqua della miscela è un criterio particolarmente importante sia nel funzionamento a potenza nominale sia in quello a basso carico (potenza termica fornita < potenza minima dell'impianto).

4.6 Analisi

Come metodo standard per determinare il **contenuto d'acqua**, si utilizza la misurazione gravimetrica tramite essiccazione a 105 °C, secondo le norme DIN EN ISO 18134-1 [45] e DIN EN ISO 18134-2 [46] (procedura semplificata). Il contenuto d'acqua viene calcolato in base alla perdita di massa del combustibile durante l'essiccazione fino a massa costante. Questo metodo è riconosciuto e preciso, ma richiede molto tempo e lavoro. Nella pratica, sia i fornitori sia i gestori degli impianti hanno spesso la necessità di determinare il contenuto d'acqua il più rapidamente possibile, ad esempio per una fatturazione trasparente o per la valutazione qualitativa di una fornitura. A questo scopo, sul mercato sono disponibili numerosi dispositivi di determinazione rapida, che misurano il contenuto d'acqua con metodi diversi: gravimetrico, elettrico o a infrarossi. Inoltre, la misurazione può essere eseguita manualmente su campioni prelevati o automaticamente nel flusso di materiale. I metodi di misurazione rapida non raggiungono la precisione di una determinazione in essiccatoio e non sono quindi adatti a fini di fatturazione. Tuttavia, forniscono valori sufficientemente precisi per la valutazione qualitativa di un lotto di combustibile [47].

Il **contenuto di ceneri** della biomassa viene determinato secondo la norma DIN EN ISO 18122 [48]. In laboratorio, un campione viene riscaldato (incenerito) a 550 °C in un forno a muffola, con una velocità di riscaldamento prescritta e in atmosfera ossidante. Il residuo della combustione viene quindi pesato e il contenuto di ceneri viene calcolato dal rapporto tra la massa delle ceneri e quella del combustibile.

Il potere calorifico superiore viene determinato in laboratorio secondo la norma EN ISO 18125:2017-08 [24]. Una quantità pesata del campione viene bruciata in ossigeno ad alta pressione, in condizioni definite, all'interno di un calorimetro a bomba.

4.7 Contratto di fornitura e fatturazione del combustibile

4.7.1 Contratto di fornitura di combustibile

Il contratto di fornitura viene stipulato tra la società di gestione della centrale termica e l'azienda fornitrice, e ha lo scopo di garantire l'approvvigionamento ininterrotto dei combustibili idonei all'impianto. Nel contratto devono essere stabiliti i seguenti punti fondamentali:

- Definizione degli assortimenti di combustibile
- Quantità di fornitura e quote per assortimento, modalità di consegna
- Prezzo del combustibile, adeguamento dei prezzi (indicizzazione) e modalità di fatturazione
- Durata del contratto, termini di recesso e foro competente

Nell'acquisto e nella vendita di combustibili legnosi, l'elemento determinante è la quantità di energia scambiata. Questa, tuttavia, dipende da diversi parametri del combustibile (densità, densità apparente, contenuto d'acqua, specie legnosa). A seconda della struttura dell'approvvi-

gionamento (uno o più fornitori) e dell'infrastruttura disponibile presso la centrale termica, sono possibili diversi metodi di fatturazione (in base al volume, al peso o alla quantità di calore prodotta).

4.7.2 Fatturazione in base al volume

La fatturazione in base al volume è molto diffusa. Il prezzo di una fornitura viene determinato sulla base di valori di riferimento per il contenuto energetico per **metro stero riversato (Srm)**, per diversi assortimenti e in funzione del contenuto d'acqua. Si tratta, tuttavia, del metodo meno preciso, poiché il contenuto energetico dei combustibili può variare notevolmente a causa delle fluttuazioni di densità del legno, densità apparente e contenuto d'acqua. Ad esempio, un metro cubo di cippato di faggio contiene quasi il 50% di energia in più rispetto a un metro cubo di cippato di abete rosso. Un criterio di differenziazione importante nella fatturazione a volume è quindi la diversa densità dei legni di latifoglie e di conifere. I legni teneri come abete rosso, abete bianco, pino, douglasia e larice (in generale le conifere), così come i legni teneri di latifoglie come il ciliegio e l'ontano, hanno una densità (energetica) inferiore rispetto ai legni duri (in generale: acero, quercia, faggio, olmo, castagno, frassino, robinia, carpino, nocciolo, betulla, noce, alberi da frutto – ad eccezione del ciliegio). Sulla base di questa variazione, la Figura 4.5 mostra l'intervallo in cui può trovarsi il contenuto energetico per unità di volume e le fasce di prezzo per la fatturazione del cippato, basandosi su un prezzo medio esemplificativo di 30 €/MWh [49].

Nel commercio di cippato, la densità apparente ha un'influenza ancora maggiore rispetto alla variabilità della densità del legno. Essa è determinata essenzialmente dalla pezzatura, dalla percentuale di fini e da fattori esterni come la compattazione dovuta alle vibrazioni durante il trasporto. La norma DIN EN ISO 17225-1 specifica densità apparenti per il cippato comprese tra 150 kg/Srm e 450 kg/Srm. Una stima imprecisa del contenuto d'acqua o della densità apparente può quindi portare a significative discrepanze di prezzo. Pertanto, questo metodo di fatturazione è sconsigliato, a meno che i parametri del combustibile non siano noti con sufficiente accuratezza.

Vantaggio della fatturazione in base al volume:

- Semplice determinazione del volume

Svantaggio della fatturazione in base al volume:

- Elevata incertezza sul contenuto energetico

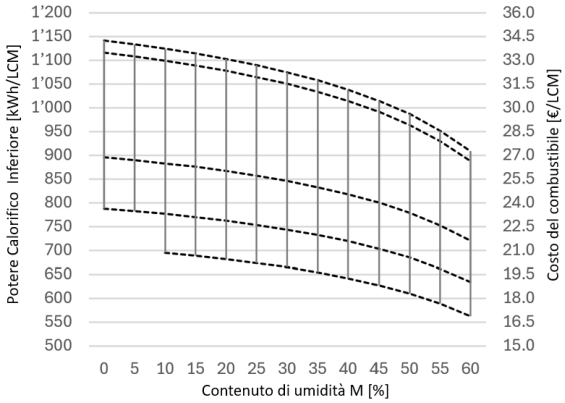


Figura 4.5 Contenuto energetico in base al volume e valori indicativi per i prezzi dei combustibili da cippato in funzione del contenuto d'acqua per diversi tipi di legno (base di calcolo 30 €/MWh) [25].
Dall'alto verso il basso:
Quercia (densità apparente 571 kg/m³$_{wf}$)
Faggio (558 kg/m³$_{wf}$)
Pino (431 kg/m³$_{wf}$)
Abete rosso (379 kg/m³$_{wf}$)
Pioppo (353 kg/m³$_{wf}$).

4.7.3 Fatturazione in base al peso

Nel caso della fatturazione in base al peso, pratica comune per gli impianti di grandi dimensioni, viene preso in considerazione il contenuto d'acqua del combustibile. Il prezzo di una fornitura viene determinato in base al contenuto energetico per tonnellata di combustibile anidro. Ad esempio, il **cippato fresco di bosco** con un contenuto d'acqua del 50% ha un potere calorifico di 2,3 kWh/kg (Figura 4.6). Per una fornitura di 20 tonnellate, ciò corrisponde a una quantità di energia di 46 MWh. Con un prezzo medio di 30 €/MWh, il costo per un carico da 20 tonnellate è di 1.380 €.
Mentre il contenuto d'acqua ha un'influenza significativa sulla quantità di energia scambiata, i **poteri calorifici massici** tra legno di conifere e di latifoglie differiscono solo in minima parte. A causa del maggiore contenuto di resine e lignina, il potere calorifico del legno di conifere supera di solito leggermente quello delle latifoglie. Tuttavia, trattandosi di un combustibile naturale, questi valori sono soggetti a variazioni (Tabella 4.9, Figura 4.6).
Il peso viene solitamente determinato pesando l'autocarro prima e dopo lo scarico. Se si utilizzano sensori di peso integrati nel veicolo, il fornitore deve garantirne un'adeguata precisione. Per una determinazione rappresentativa del contenuto d'acqua di una fornitura (capitolo 4.6), è necessario analizzare diversi campioni o un **campione composito** rappresentativo.

Vantaggi della fatturazione in base al peso:

- Indipendente dalla specie legnosa e dalla densità apparente
- Elevata precisione riguardo al contenuto energetico

Svantaggio della fatturazione in base al peso:

- Necessità di misurare il peso e il contenuto d'acqua

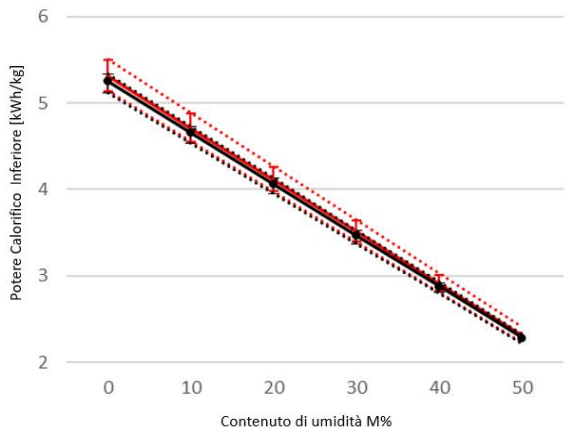


Figura 4.6 Potere calorifico specifico del legno di conifere (rosso) e delle latifoglie (nero) in funzione del contenuto d'acqua.

4.7.4 Fatturazione in base alla quantità di calore prodotta

- La fatturazione in base alla quantità di calore generata richiede un contatore di calore nel circuito primario della caldaia, in grado di rilevare la quantità di calore **ceduta** all'impianto. Questo deve essere installato a regola d'arte, in conformità con le direttive tecniche del produttore e deve funzionare correttamente (cfr. anche capitolo 7.4.3). Esiste tuttavia una differenza tra il contenuto energetico del combustibile e la quantità di energia misurata, dovuta alle **perdite di sistema**. Di conseguenza, le parti contraenti devono definire la procedura di fatturazione nel contratto di fornitura. Ad esempio, viene concordato un prezzo del combustibile in €/MWh di calore generato per un **rendimento annuo** definito dell'impianto (ad es. 85%). Il rendimento annuo viene determinato con una formula che tiene conto del rendimento della caldaia e delle perdite di standby (capitolo 20.12). Se il rendimento annuo effettivo si discosta dal valore concordato, il prezzo del combustibile viene adeguato linearmente.
- Questo tipo di fatturazione presuppone che tutto il combustibile utilizzato (in un circuito dotato di contatore di calore) sia acquistato da un'unica azienda. Con un contratto di fornitura adeguato, è quindi sufficiente una lettura periodica della quantità di calore prodotta per la fatturazione. È comunque possibile applicare anche metodi diversi o modificati (ad esempio, includendo criteri di qualità aggiuntivi o gestendo più fornitori).
- La fatturazione in base alla quantità di calore generata comporta un rischio minimo per l'**operatore dell'impianto**, poiché le perdite dovute a fluttuazioni del potere calorifico (ad esempio a causa della degradazione della sostanza durante lo stoccaggio) sono a carico del fornitore. Quest'ultimo dovrebbe quindi garantire condizioni di stoccaggio adeguate presso l'impianto o una fornitura *just-in-time*.

Vantaggi della fatturazione in base alla quantità di calore:

- Indipendente dal contenuto d'acqua
- Indipendente dalla specie legnosa e dalla densità apparente

Svantaggi della fatturazione in base alla quantità di calore:

- Dipendente dal **rendimento annuo** dell'impianto
- Necessità di stimare il **rendimento annuo**

5 Componenti dell'impianto di generazione di calore

5.1 Campi di applicazione

Le caldaie a biomassa automatiche sono disponibili in un'ampia gamma di potenze (Figura 5.1). L'offerta spazia dal riscaldamento di un'abitazione monofamiliare fino a caldaie per centrali termoelettriche con una potenza termica al focolare superiore a 100 MW. Le applicazioni più comuni per le **centrali termiche a biomassa** si trovano nel campo di potenza medio, tra 200 kW e 2 MW, dove vengono utilizzati come combustibile sia il cippato di origine forestale sia i residui della lavorazione del legno.

Di seguito vengono descritti i principi di base, i campi di applicazione e le configurazioni più comuni delle principali tipologie di combustione. Il combustibile utilizzato e la tecnologia di combustione sono interdipendenti. Pertanto, per la scelta e il funzionamento degli impianti a biomassa ad alimentazione automatica, è fondamentale valutare l'**assortimento di combustibile** in base ai criteri tecnici dell'impianto. Questi includono la pezzatura, la percentuale consentita di sovramisura, di corteccia e di fini, nonché il contenuto d'acqua (capitolo 4). La Tabella 5.1 fornisce una panoramica delle principali tipologie di sistemi di combustione a biomassa, dei loro campi di potenza e dei combustibili utilizzati. Il capitolo 13 approfondisce la scelta della tecnologia di combustione più adatta in funzione del combustibile disponibile.

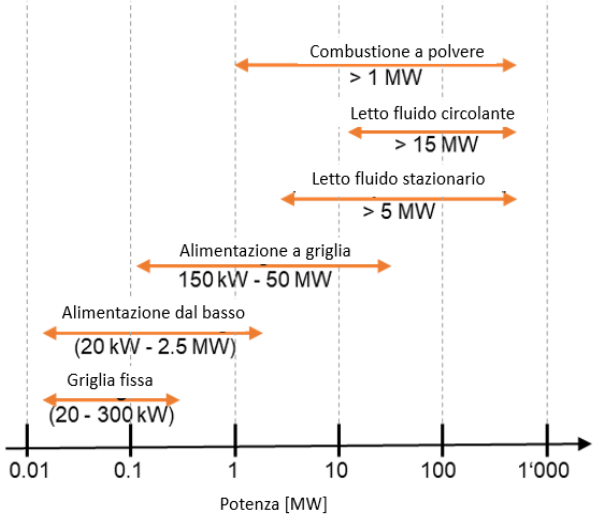


Figura 5.1 Campi di applicazione dei principali tipi di impianti di combustione a biomassa.

Tabella 5.1 Campi di applicazione dei principali tipi di impianti di combustione a biomassa.

Tipo	Intervallo di potenza	Combustibili	Contenuto d'acqua [%]	Contenuto di ceneri [% wf]
Griglia fissa	20 kW - 300 kW	Cippato	10 - 35	
Combustione con alimentazione dal basso	20 kW - 2,5 MW	Cippato, segatura, pellet, contenuto massimo di polvere 50 %	5 – 50*	< 2
Griglia mobile	150 kW - 50 MW	Pellet, cippato e la maggior parte delle biomasse, contenuto massimo di polvere 50 %	5 - 60	< 50
Letto fluido stazionario	da 5 MW da 20 MW	Biomasse diverse Diametro < 10 mm Diametro < 80 mm	5 - 60	< 10
Letto fluido circolante	15 MW - 100 MW	Biomasse diverse Diametro < 10 mm	5 - 60	< 10
Combustione a polverino	1 MW - 100 MW	Biomasse diverse Diametro < 5 mm	Di norma < 20	< 2

* Di solito fino a M35, con zona di combustione finale non raffreddata sufficientemente lunga, possibile fino a M50

5.2 Nozioni di base sulla combustione

Durante la combustione negli impianti energetici, l'energia contenuta nel combustibile deve essere completamente rilasciata. A tal fine è necessaria una combustione completa. Gli impianti di combustione devono quindi essere progettati e dimensionati in modo tale da consentirla anche con combustibili di qualità variabile. Il compito dell'operatore è quindi quello di gestire l'impianto in modo da realizzare una combustione completa, affinché i componenti organici del combustibile vengano convertiti il più possibile in CO2 e H2O. Il processo di combustione dei combustibili solidi può essere suddiviso nei seguenti sottoprocessi (Figura 5.2):

- Riscaldamento ed essiccazione
- Degassificazione e pirolisi
- Combustione dei componenti volatili del combustibile
- Combustione finale dei componenti solidi del combustibile

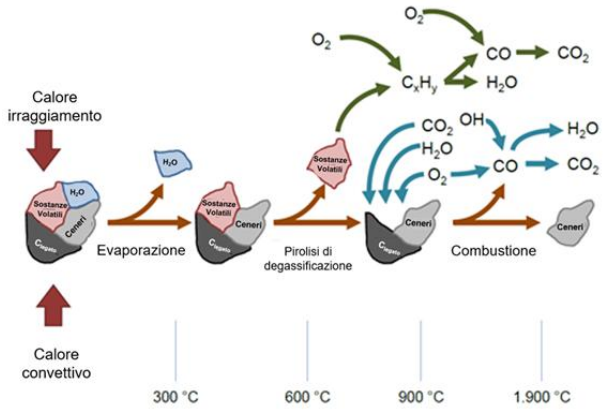


Figura 5.2 Schema semplificato del processo di combustione.

A seconda del tipo di combustione, i sottoprocessi illustrati non devono necessariamente svolgersi in sequenza, ma possono anche sovrapporsi. All'inizio del processo, l'acqua contenuta nel combustibile evapora: il combustibile viene riscaldato e, nel processo, essiccato. Con l'ulteriore riscaldamento, inizia la pirolisi, durante la quale i componenti volatili del combustibile fuoriescono e passano allo stato gassoso. Si forma così una miscela di gas combustibile, che inizia a bruciare al raggiungimento della relativa temperatura di accensione. Nel corso del processo, anche i restanti componenti solidi del combustibile reagiscono con l'ossigeno disponibile nell'aria comburente. In questa trasformazione chimica dei componenti organici si distingue tra reazioni omogenee (entrambi i reagenti sono gassosi) ed eterogenee (reazione tra fase solida e gassosa). La combustione eterogenea dei combustibili solidi è molto più complessa e impegnativa rispetto a quella omogenea dei combustibili gassosi, come il gas naturale.

5.3 Tecnologie di combustione

5.3.1 Panoramica

Di seguito vengono illustrate le tecnologie di combustione più comuni nelle centrali termiche (e di cogenerazione) a biomassa, che possono essere suddivise fondamentalmente in combustione **a letto fisso**, **a letto fluido** e **a polverino** (Figura 5.3).

Il calore necessario per l'essiccazione e la degassificazione viene fornito in modi diversi a seconda del tipo di combustione. Negli impianti a polverino, le particelle di combustibile in ingresso vengono messe a contatto con i fumi caldi. Negli impianti a letto fluido, il calore viene trasferito dalle particelle solide del letto. In questi casi, il trasferimento di calore avviene per convezione. Nei sistemi a griglia, il calore viene fornito principalmente tramite l'irraggiamento delle pareti circostanti della camera di combustione. Per l'accensione del combustibile all'avvio dell'impianto vengono utilizzati ventilatori elettrici ad aria calda (per combustibili con contenuto d'acqua < 35% e impianti con potenza fino a 900 kW) o bruciatori pilota a gas (per potenze superiori a 900 kW e umidità massima del combustibile di circa il 55%).

In linea di principio, occorre distinguere tra apparecchi di serie e caldaie industriali su misura. Con il peggiorare della qualità del combustibile – ovvero materiale più umido, con pezzatura irregolare e grossolana, che tende a intasare a causa della presenza di aghi, corteccia e foglie, ed eventualmente con una maggiore percentuale di sostanze estranee – è necessario ricorrere a una tecnologia più robusta e complessa. Questa tecnologia è tecnicamente realizzabile solo in misura limitata per gli impianti di piccola taglia e comporta costi di investimento specifici più elevati (€/kW di potenza installata).

Mentre i costi di investimento specifici per gli apparecchi di serie sono relativamente bassi, questi impianti richiedono combustibili di alta qualità. Gli apparecchi di serie sono adatti per combustibili secchi, ad esempio cippato con contenuto d'acqua < 35%, e sono disponibili solitamente fino a una potenza di 500 kW, raramente fino a 1.500 kW. Il combustibile, secco e scorrevole, può essere trasportato alla caldaia tramite sistemi di estrazione dal silo a basso costo. Tali apparecchi non sono adatti per il cippato fresco di bosco. L'esperienza dimostra che, con combustibile troppo umido, sussiste il rischio di incendi del camino, superamento dei limiti di emissione, maggiore sporcamento e usura dell'impianto, odori molesti e problemi nell'estrazione del cippato dal silo. Anche i sistemi di combustione per cippato fresco di bosco si sono evoluti nel campo di bassa potenza, a partire da 150 kW. Sebbene i costi di investimento specifici per la caldaia siano più elevati (fino al 50% in più a parità di potenza), queste caldaie industriali offrono una flessibilità di combustibile notevolmente maggiore. I maggiori costi di capitale possono essere compensati da costi del combustibile inferiori, soprattutto in impianti con un **elevato numero di ore di funzionamento**.

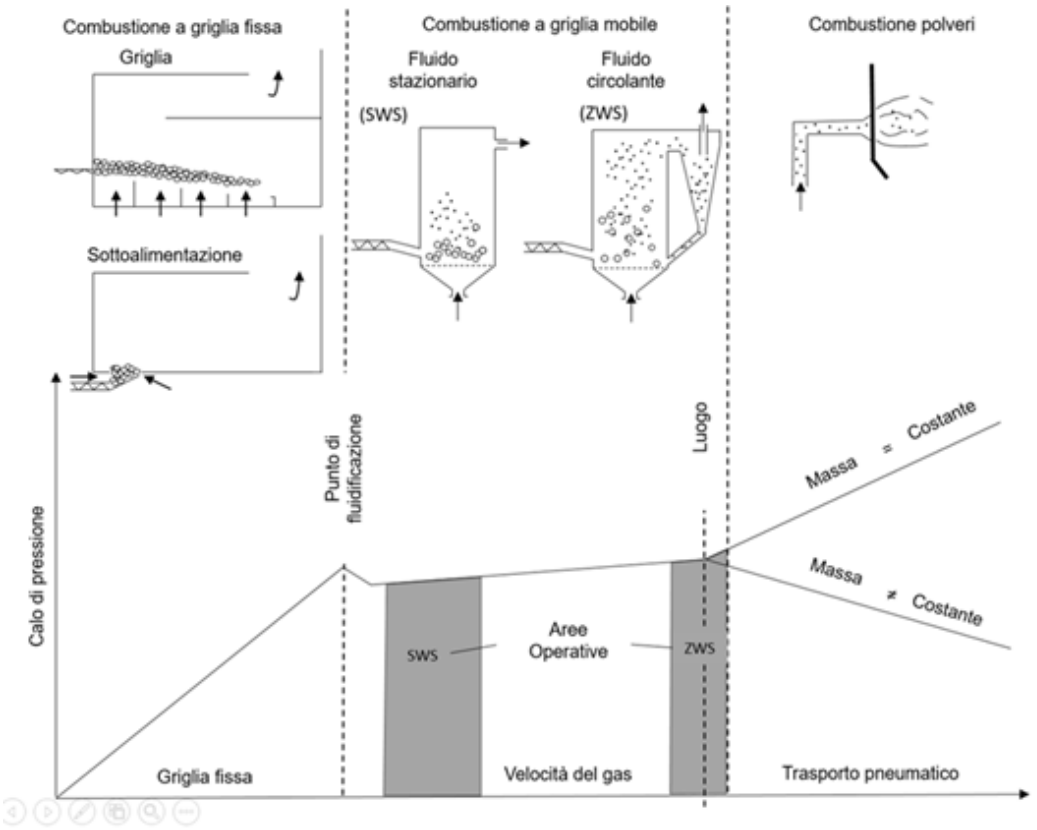


Figura 5.3 **Panoramica delle tecnologie di combustione.** Classificazione in base alla velocità del flusso gassoso attraverso l'impianto e alla modalità di trasporto del combustibile.

5.3.2 Combustione a letto fisso

Combustione con alimentazione dal basso

In un sistema di combustione con alimentazione dal basso (Figura 5.4), il combustibile viene spinto dal basso in un crogiolo di combustione tramite una coclea. Qui avvengono l'essiccazione, la degassificazione e la combustione finale del **char** residuo. Per ottenere un'ossidazione completa dei gas combustibili, prima dell'ingresso nella camera di post-combustione viene aggiunta e miscelata aria secondaria. Nello scambiatore di calore a valle, il calore viene ceduto dai fumi caldi. Di norma, la cenere della griglia deve essere rimossa manualmente, ma sul mercato esistono anche sistemi con rimozione automatica, dotati di una griglia di combustione finale mobile e di una coclea di estrazione ceneri. La potenza termica nominale degli impianti con alimentazione dal basso è limitata a circa 2,5 MWth. Sono particolarmente adatti per combustibili a grana fine come segatura, pellet o cippato (pezzatura massima 50 mm) con un contenuto d'acqua tra il 5% e il 50%. La struttura della camera di combustione e di post-combustione deve essere adeguata al contenuto d'acqua. I combustibili ricchi di ceneri causano problemi nell'estrazione delle stesse dalla camera di combustione calda. Inoltre, strati di cenere sinterizzata o fusa sulla superficie del combustibile possono bloccare temporaneamente il rilascio dei gas dal letto di braci, causando condizioni di combustione instabili. I costi di investimento dei sistemi con alimentazione dal basso sono inferiori a quelli dei sistemi a griglia. L'alimentazione continua del combustibile e un letto di combustione stabile e omogeneo consentono una regolazione della potenza semplice ed efficiente e un funzionamento a basso carico con emissioni ridotte. Tuttavia, questo tipo di costruzione è sempre meno utilizzato.

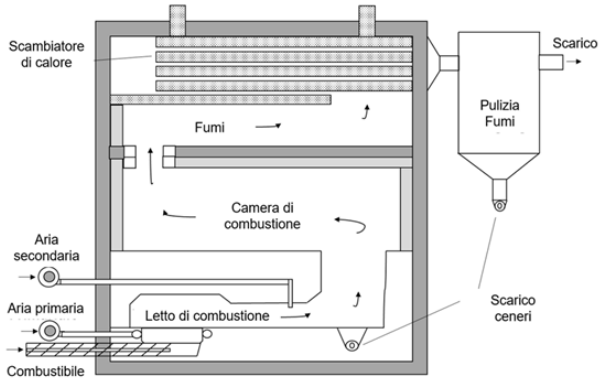


Figura 5.4 Principio di funzionamento di un sistema di combustione con alimentazione dal basso.

Combustione a griglia ribaltabile

Negli impianti a biomassa completamente automatici vengono spesso utilizzati sistemi con griglie ribaltabili

(Figura 5.5), che possono essere costituiti da uno a tre elementi rotanti. Non vi è un movimento attivo del combustibile sulla griglia; esso viene spinto sulla griglia in posizione chiusa (1), formando la base per un letto di braci stabile. Dopo un determinato periodo di funzionamento (ad es. 8 ore), l'alimentazione del combustibile viene interrotta. Successivamente, l'intera griglia o un suo elemento viene ribaltato lateralmente e aperto (2), facendo cadere la cenere. Sulla parte di griglia non ribaltata rimane una zona di braci residue, che permette di risparmiare energia per la riaccensione. Una griglia ribaltabile a due elementi è chiamata anche griglia a gradini rompiscoria. L'apertura di entrambi gli elementi consente la pulizia completa della camera di combustione.

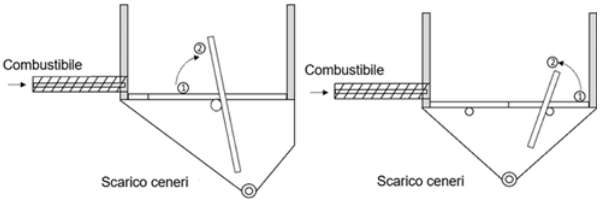


Figura 5.5 Principio di funzionamento dell'alimentazione del combustibile e della rimozione della cenere nella griglia ribaltabile (a sinistra) e nella griglia a gradini rompi-scoria (a destra); (1) posizione chiusa, (2) posizione aperta.

Combustione a griglia mobile

In un sistema di combustione a griglia mobile (Figura 5.6), il combustibile viene spinto orizzontalmente sulla griglia (tramite coclea o pistone idraulico) e trasportato attraverso la camera di combustione dal movimento degli elementi della griglia stessa. La rimozione delle ceneri avviene alla fine del percorso. Una parte dell'aria comburente viene alimentata come aria primaria attraverso la griglia, che può essere suddivisa in più zone. Nella prima zona avviene l'essiccazione del combustibile, nella zona centrale la degassificazione (zona di combustione principale) e nella zona finale la combustione del char. Un'alimentazione di aria primaria controllata per zone consente di adattarsi al comportamento del combustibile, di operare in modo continuo a carico parziale e di creare un'atmosfera riducente nella zona di combustione primaria. L'aria secondaria viene miscelata con i gas combustibili sopra la griglia o, per una più efficace riduzione degli NOx, con separazione spaziale in una zona di combustione secondaria, per la combustione finale nella camera successiva.

La griglia svolge le funzioni di trasporto del combustibile, di rimescolamento e di rivoltamento per omogeneizzare il letto di combustibile e migliorare il passaggio dell'aria. Per garantire un'alimentazione uniforme di aria primaria, è necessaria una distribuzione il più omogenea possibile del combustibile sulla griglia. Per un funzionamento efficiente, è quindi fondamentale una corretta regolazione della frequenza di avanzamento degli elementi della griglia. Una distribuzione non omogenea può causare la formazione di scorie, il trascinamento di particelle incombuste e un'elevata percentuale di ceneri volanti, rendendo necessario un maggiore eccesso d'aria per ottenere una combustione completa (formazione di canali preferenziali). Frequenze di movimento troppo elevate causano la presenza di carbonio incombusto nelle ceneri o un riempimento insufficiente della griglia. Per controllare l'altezza del letto di braci e regolare la velocità di avanzamento, si utilizzano barriere fotoelettriche a infrarossi distribuite sulle diverse zone.

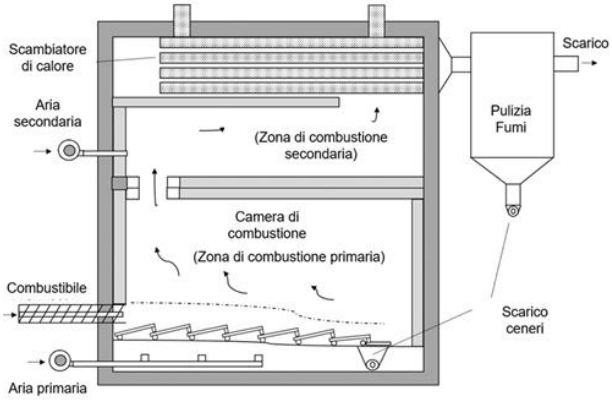


Figura 5.6 Principio di funzionamento di una combustione a griglia mobile.

Gli impianti a griglia sono adatti per combustibili con elevato contenuto di ceneri, pezzatura variabile ed elevato contenuto d'acqua. Una parte dell'energia rilasciata è necessaria per l'evaporazione dell'acqua contenuta nel combustibile. Una volta radiante sopra il combustibile garantisce un'elevata temperatura di degassificazione. Per l'utilizzo di combustibili con contenuto d'acqua > 50%, è necessario un canale di combustione finale non raffreddato. I sistemi a griglia mobile sono realizzati principalmente secondo il principio del controcorrente, che consente una ricircolazione mirata dei fumi: nel caso di combustibili molto umidi, i gas caldi vengono ricondotti sopra la griglia, in modo da pre-essiccare il combustibile nella prima zona. In questo modo è possibile utilizzare combustibili con un contenuto d'acqua fino al 60%. Esistono inoltre altre due geometrie della camera di combustione: in equicorrente e a flusso intermedio (Figura 5.7).

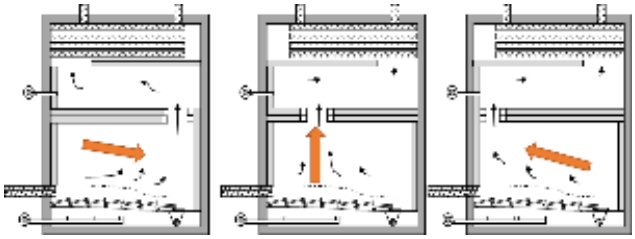


Figura 5.7 Principi costruttivi dei sistemi di combustione a griglia; in equicorrente (a sinistra), a flusso intermedio (al centro) e in controcorrente (a destra).

Tramite ventilatori, l'aria primaria viene immessa dal basso attraverso la griglia e il letto di combustibile, mentre l'aria secondaria viene immessa nella zona di post-combustione. L'alimentazione dell'aria è supportata da

un ventilatore di estrazione fumi, che garantisce una depressione nell'intero sistema. Per un'alimentazione uniforme e una combustione a basse emissioni, è importante una pezzatura omogenea del cippato con una bassa percentuale di fini. Nelle centrali termiche a biomassa sono diffuse le griglie mobili inclinate e orizzontali. La griglia è composta da elementi fissi e mobili alternati. Il movimento periodico degli elementi mobili trasporta il combustibile, mescolando le particelle e rinnovando la superficie del letto per ottenere una copertura omogenea. La griglia mobile orizzontale è dotata di elementi inclinati, il cui movimento garantisce una distribuzione molto omogenea e previene in larga misura la formazione di scorie da surriscaldamento locale. Un vantaggio rispetto alla griglia inclinata è la struttura più compatta.

Per combustibili con basso punto di fusione delle ceneri o molto secchi, è spesso necessario un raffreddamento della griglia (ad acqua o ad aria). Un altro metodo per controllare la temperatura è la ricircolazione dei fumi. Per evitare la formazione di scorie nel letto di combustibile, si può utilizzare una ricircolazione primaria dei fumi, in cui una parte del flusso di fumi, ricco di CO2 e povero di ossigeno, viene miscelata all'aria primaria. Per prevenire il surriscaldamento della camera di combustione, che causa formazione di scorie e usura del rivestimento, si può ricorrere a una ricircolazione secondaria dei fumi, in cui una parte dei fumi viene immessa separatamente o insieme all'aria secondaria. In questo modo è possibile ridurre la temperatura del letto di combustibile di 200 K al massimo, diminuendo la necessità di manutenzione.

5.3.3 Combustione a letto fluido

In un sistema a letto fluido non esiste un letto di combustibile fisso. Il combustibile viene miscelato con un materiale inerte e granulare (solitamente sabbia e cenere), e mantenuto in sospensione da un flusso d'aria primaria ad alta velocità (spesso contenente una parte di gas di ricircolo). Le particelle si trovano quindi in uno stato fluidizzato. Il materiale del letto funge da vettore termico: assorbe il calore rilasciato dalla combustione e lo distribuisce uniformemente in tutto il volume. La buona miscelazione e la distribuzione molto omogenea della temperatura creano le condizioni ideali per la conversione termica del combustibile. Le elevate velocità dell'aria, tuttavia, causano una maggiore caduta di pressione, che richiede una maggiore potenza dei ventilatori (circa 100 mbar in più rispetto alla combustione a griglia). Durante l'avviamento, il materiale del letto deve essere preriscaldato a circa 600 °C tramite un bruciatore pilota (solitamente a gas o a olio) prima di poter immettere il combustibile nella camera di combustione.

Gli impianti a letto fluido sono adatti per combustibili con diversi contenuti di acqua e ceneri. La temperatura di combustione deve essere mantenuta al di sotto della temperatura di rammollimento delle ceneri, poiché all'aumentare della temperatura cresce la tendenza alla formazione di scorie, alla corrosione e all'agglomerazione del materiale del letto. Per abbattere zolfo e cloro, è possibile aggiungere additivi (ad es. calcare) direttamente in camera di combustione, evitando così il rilascio di inquinanti come SO_x e composti alogenati senza la necessità di costose apparecchiature a valle. A causa delle temperature di combustione relativamente basse, non si formano praticamente NO_x di origine termica. La formazione di NO_x a partire dall'azoto contenuto nel combustibile può essere controllata tramite un basso eccesso d'aria, applicando la combustione stadiata (air staging) [50]. I sistemi a letto fluido sono quindi particolarmente adatti per la valorizzazione energetica dei residui biogenici.

Si distingue tra letto fluido stazionario e letto fluido circolante. A velocità del gas comprese tra 1 e 2 m/s, il materiale forma un letto fluido stazionario. Il combustibile viene immesso al di sopra di questo strato, cade sul letto e qui degassifica. L'ossidazione completa dei gas combustibili avviene nello spazio libero sovrastante con l'aggiunta di aria secondaria. Non è necessaria una preparazione particolare del combustibile, è sufficiente una pezzatura < 10 mm. Questa tecnologia è adatta per impianti fino a circa 80 MW. A velocità del gas più elevate (da 5 a 10 m/s), il materiale del letto viene progressivamente trascinato fuori dalla camera di combustione; dopo l'uscita, viene separato e reimmesso nel ciclo, realizzando un letto fluido circolante (Figura 5.8). Rispetto al letto fluido stazionario, questa tecnologia offre il vantaggio di una miscelazione più intensa dei solidi, riducendo il consumo di additivi.

Per motivi economici, il letto fluido circolante viene utilizzato solo per impianti di dimensioni superiori a circa 15 MW.

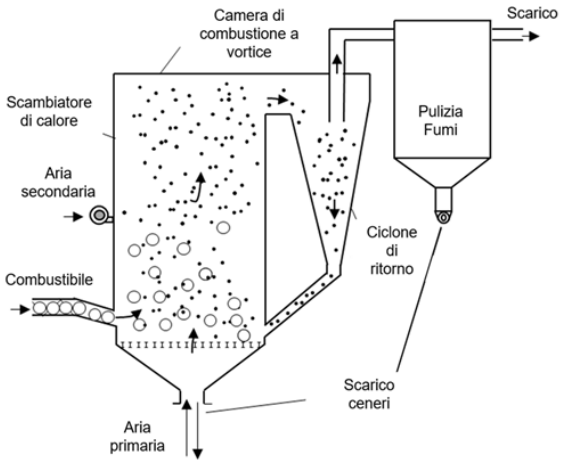


Figura 5.8 Principio di funzionamento di una combustione a letto fluido circolante.

5.3.4 Combustione a polverino

I combustibili con un contenuto di polveri > 50%, tipici dell'industria del legno, non sono più adatti all'uso in un impianto con alimentazione dal basso o a griglia. Un loro impiego richiederebbe un trattamento preliminare di bricchettatura o pellettizzazione (capitolo 4.5). In alternativa, il combustibile può essere utilizzato direttamente in un sistema di combustione a polverino. Questa tecnologia può essere combinata con altre (ad es. combustione a griglia o a letto fluido) e consente una stadiazione del combustibile (fuel staging) (capitolo 5.7).

Nei sistemi di combustione a iniezione o a polverino, il combustibile polverizzato (pezzatura massima da 10 a 20 mm, contenuto d'acqua < 20%) viene immesso pneumaticamente nella camera di combustione. L'aria di trasporto funge da aria primaria. Le particelle di combustibile iniziano a degassificare immediatamente dopo l'ingresso. La combustione dei componenti volatili avviene con l'aggiunta di aria secondaria e terziaria.

La combustione a polverino viene spesso realizzata tramite un bruciatore a vortice (Figura 5.9). In questo caso, i flussi d'aria primaria, secondaria e terziaria vengono soffiati concentricamente nella camera di combustione attraverso ugelli anulari. Al centro della fiamma si trovano il flusso d'aria primaria e l'ugello del combustibile, dove si forma una zona di combustione primaria. Verso l'esterno, i flussi d'aria secondaria e terziaria, più veloci, creano una stadiazione dell'aria (air staging), aspirando i gas combusti e completandone l'ossidazione (Figura 5.10).

Grazie all'ottima miscelazione tra combustibile e aria e alla ridotta pezzatura delle particelle, si ottiene un'elevata qualità di combustione con basse emissioni di CO (combustione completa). L'alimentazione di combustibile è regolabile in modo continuo fino a un carico parziale di circa il 25% del carico nominale, senza influire in modo significativo sulle caratteristiche di combustione. Un ulteriore vantaggio di questa tecnologia sono i bassi valori di NOx, grazie alla stadiazione dell'aria e al ridotto eccesso d'aria necessario. A causa dell'elevata temperatura di combustione e della conseguente alta densità di potenza termica sulle pareti della camera, è opportuno prevedere la possibilità di raffreddamento tramite acqua o ricircolo dei fumi. L'elevato carico termico e l'erosione possono causare una rapida usura del rivestimento refrattario ([51], [52]).

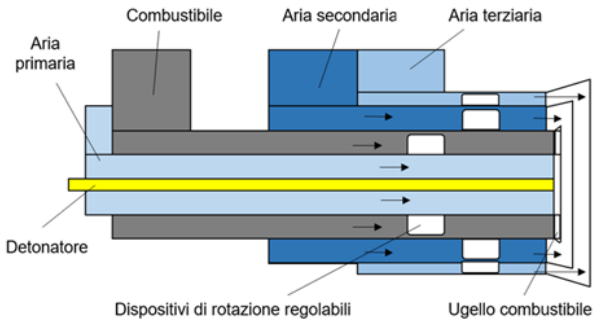


Figura 5.9 Sezione trasversale di un bruciatore a vortice.

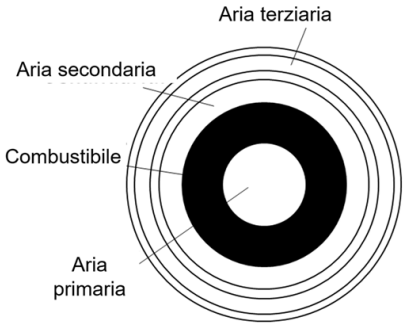


Figura 5.10 Principio della stadiazione dell'aria all'interno della fiamma di un bruciatore a vortice (vista frontale degli ugelli dell'aria e del combustibile).

5.4 Scambio termico nella sezione caldaia

Il calore rilasciato nella camera di combustione viene trasferito dai fumi caldi a un fluido termovettore in circolazione – solitamente acqua o vapore, oppure olio diatermico per impianti di cogenerazione o di processo – tramite uno scambiatore di calore. Per ottenere un elevato rendimento della caldaia (capitolo 20.11) e quindi un funzionamento efficiente, è fondamentale uno scambio termico efficace. Per garantirlo, le superfici dello scambiatore devono essere pulite a intervalli regolari dai depositi che si formano durante il funzionamento (cfr. capitolo 5.5).

A seconda delle esigenze, vengono utilizzati diversi tipi di costruzione e principi di funzionamento (equicorrente, controcorrente o a flussi incrociati) e diverse configurazioni (orizzontali o verticali). Nelle caldaie a biomassa sono molto diffuse le caldaie a tubi di fumo (con i fumi che scorrono all'interno dei tubi) e le caldaie a tubi d'acqua (con i fumi che scorrono all'esterno dei tubi). Se il fluido termovettore si trova all'interno dei tubi, si parla di caldaia a tubi d'acqua, la tipologia prevalente per la produzione di vapore. In una caldaia a tubi di fumo, invece, i gas caldi attraversano dei tubi lambiti esternamente dal fluido termovettore. Con l'acqua come fluido, questo tipo di costruzione è noto anche come caldaia a grande vo-

lume d'acqua e viene utilizzato principalmente per la produzione di acqua calda. Nei tubi di fumo si trovano solitamente i cosiddetti turbolatori, componenti a forma di spirale che creano una turbolenza nei fumi, migliorando così lo scambio termico. I turbolatori fungono anche da dispositivi di pulizia (cfr. capitolo 5.5).

La discesa della temperatura al di sotto del punto di rugiada dei fumi porta alla condensazione di componenti gassosi potenzialmente corrosivi. A questo riguardo, sono importanti sia il contenuto d'acqua sia il contenuto di zolfo e cloro nel combustibile. Indipendentemente da zolfo e cloro, la pressione parziale del vapore acqueo, e quindi il punto di rugiada, aumenta con l'aumentare del contenuto d'acqua nel combustibile. Il punto di rugiada acido nei fumi aumenta sia con l'aumentare del contenuto di zolfo e cloro, sia con l'aumentare della percentuale di vapore acqueo. Nel caso di combustibili con elevati contenuti di zolfo o cloro (ad es. legno di recupero, legno da manutenzione del verde, residui di lavorazione), il punto di rugiada acido sale notevolmente al di sopra di quello del solo vapore acqueo, fino a superare i 100 °C e raggiungere i 200 °C [53].

Se i fumi vengono raffreddati al di sotto dei rispettivi punti di rugiada acidi, si formano acido solforico o cloridrico, responsabili dei danni da corrosione (superficiale o puntiforme). Tuttavia, per evitare problemi di corrosione, non è determinante solo la temperatura dei fumi, ma anche quella delle superfici con cui entrano in contatto. Per ridurre al minimo questo rischio, i produttori di caldaie prescrivono una temperatura minima di ingresso dell'acqua. Più alto è il contenuto d'acqua, più alta dovrebbe essere questa temperatura. La temperatura minima di ritorno della caldaia viene garantita da un'adeguata miscelazione del flusso di mandata con quello di ritorno (cosiddetto innalzamento della temperatura di ritorno) tramite un circuito idraulico nel circuito caldaia (valvola a 3 vie) (cfr. capitolo 7.2). Allo stesso tempo, è necessario rispettare le portate minime e massime specificate dal produttore per garantire un flusso completo ed evitare surriscaldamenti locali.

Negli impianti che utilizzano combustibili con contenuti critici di zolfo e cloro, può essere necessario aumentare la temperatura di ingresso in caldaia a valori tra 80 °C e 110 °C, per evitare che i fumi si raffreddino localmente al di sotto del punto di rugiada acido. Nei componenti dell'impianto le cui superfici si trovano a temperature inferiori a quelle del punto di rugiada acido (ad es. economizzatori), le parti esposte ai fumi devono essere realizzate in materiale resistente alla corrosione (acciaio inossidabile). Anche le superfici raffreddate degli elettrodi degli elettrofiltri sono soggette a corrosione durante il funzionamento a basso carico della caldaia.

Gli impianti di generazione di calore e le caldaie devono rispettare i principi generali di sicurezza, le norme tecniche e gli standard di progettazione, installazione e funzionamento, e richiedono autorizzazioni, omologazioni e certificati di collaudo. Devono essere dotati di adeguati dispositivi di sicurezza (ad es. limitatore di temperatura, pressostato di sicurezza, valvola di sicurezza termica, valvola di sicurezza, dispositivi per il funzionamento non presidiato, alimentazione di emergenza, ecc.). È necessario garantire che in ogni condizione operativa, anche in caso di blackout, sia impedito un aumento non consentito della temperatura o della pressione. A tal proposito si fa esplicito riferimento alle normative nazionali vigenti (cfr. capitolo 19).

Durante l'installazione della caldaia è necessario assicurarsi che i dispositivi di comando siano accessibili e che sia disponibile lo spazio necessario per il funzionamento e, in particolare, per la manutenzione (pulizia).

5.5 Pulizia automatica dei tubi della caldaia

Durante il funzionamento, i tubi della caldaia a contatto con i fumi caldi si sporcano. Con l'aumentare dei depositi nello scambiatore di calore, lo scambio termico diminuisce e la temperatura dei fumi aumenta, con effetti negativi sul rendimento dell'impianto. Ciò può essere evitato con una pulizia regolare dei tubi. I sistemi di pulizia automatici rimuovono i depositi, ad esempio, mediante impulsi pneumatici di aria compressa, procedimenti meccanici o pulizia a getto con onde di pressione. Quest'ultima, tuttavia, viene utilizzata solo per requisiti specifici in impianti di grande potenza.

Negli impianti di combustione più piccoli, se la struttura è adeguata, i tubi di fumo possono essere puliti manualmente con spazzole attraverso le porte aperte della camera di inversione. Un'altra possibilità per rimuovere i depositi dalle pareti interne dei tubi è quella di muovere i turbolatori (spirali d'acciaio) verso l'alto e verso il basso (manualmente o elettricamente).

Per impianti di combustione con una potenza superiore a 200 kW e con un elevato numero di ore di funzionamento a pieno carico, si utilizza un sistema di pulizia pneumatica a impulsi di pressione (cfr. Figura 5.11). A intervalli regolari, i depositi sullo scambiatore di calore vengono rimossi con getti di aria compressa. In questo modo è possibile aumentare il rendimento annuo dell'impianto del 3-4% circa, riducendo notevolmente lo sforzo rispetto alla pulizia manuale. L'intervallo di servizio prima che sia necessaria una nuova pulizia manuale può essere esteso fino a superare le 2'500 ore di funzionamento a pieno carico.



Figura 5.11 Pulizia automatica dei tubi della caldaia (fonte: Schmid energy solutions).

5.6 Emissioni

Per garantire una combustione con le più basse emissioni possibili, la progettazione e la regolazione del sistema di combustione sono di fondamentale importanza. L'obiettivo è ottenere un'ossidazione del combustibile quanto più possibile completa. Durante questo processo, il carbonio contenuto nel combustibile viene ossidato con l'ossigeno dell'aria immessa. I prodotti principali di questa reazione sono l'anidride carbonica (CO_2) e il vapore acqueo (H_2O) (Tabella 5.2).

Un sottoprodotto della combustione completa sono gli ossidi di azoto (NO_x, nei processi tecnici principalmente NO e NO_2), che hanno un effetto irritante sulle vie respiratorie, favoriscono l'acidificazione dell'ecosistema e la formazione di ozono troposferico e di particolato secondario. Si possono distinguere tre meccanismi di formazione degli NO_x. Gli NO_x **di origine termica** si formano a temperature superiori ai 1.300 °C dalla reazione dell'ossigeno atmosferico con l'azoto atmosferico. Gli NO_x «**pronti**» (prompt NO_x) si formano in quantità relativamente ridotte, soprattutto durante la combustione di combustibili fossili in presenza di radicali idrocarburici, e la loro formazione aumenta con la temperatura. Il campo di temperatura tipico nella combustione di biomassa è compreso tra 800 °C e 1.200 °C. A causa di queste temperature relativamente basse, gli NO_x si formano quasi esclusivamente a partire dai composti azotati contenuti nel **combustibile**. La formazione di NO_x può essere notevolmente ridotta ottimizzando la geometria della camera di combustione e la regolazione (tramite stadiazione del combustibile o dell'aria) (cfr. capitolo 5.3).

Tabella 5.2 Prodotti della combustione della biomassa.

Meccanismo di formazione / fonte	Prodotto
Combustione completa	CO_2, H_2O
Combustione incompleta	CO, fuliggine, C_xH_y incombusti
Sottoprodotti della combustione completa	NO_x
Impurità del combustibile	SO_2, SO_3, H_2S, NO_x, ceneri e oligoelementi

In caso di combustione incompleta si verificano emissioni di monossido di carbonio (CO), idrocarburi incombusti (C_xH_y), idrocarburi policiclici aromatici (IPA), catrame, fuliggine, ammoniaca (NH_3) e protossido di azoto (N_2O). Le emissioni di polveri vengono suddivise in due frazioni in base alla loro granulometria: le ceneri volanti grossolane (> 1,0 µm) sono particelle che vengono trascinate via dal letto di combustione. Le particelle fini (da 0,01 a 1,0 µm) si formano principalmente dai componenti inorganici del combustibile che evaporano durante la combustione e, al raffreddarsi dei fumi, ricondensano formando sali. In questo processo si creano particelle dell'ordine di 0,1 µm; nel caso di legno non trattato con poca corteccia, si tratta principalmente di composti di potassio (ad es. solfato di potassio, K_2SO_4). Se i componenti inorganici entrano direttamente nel flusso dei fumi come particelle solide, durante il raffreddamento fungono da nuclei di cristallizzazione e possono accrescersi, formando particelle di circa 1 µm, anch'esse sali, ma principalmente composti di calcio (ad es. ossido di calcio, CaO). Questo meccanismo di formazione è particolarmente rilevante per i combustibili con un'alta percentuale di corteccia (maggiore contenuto di Ca). La formazione di polveri da particelle di carbonio è solitamente di importanza secondaria se la temperatura di combustione supera i 600 °C e si ottiene una combustione completa.

Altre emissioni rilevanti riguardano i composti dello zolfo (anidride solforosa SO_2, anidride solforica SO_3, acido solfidrico H_2S), l'acido cloridrico (HCl), le diossine e i furani (PCDD/F). A causa del basso contenuto di zolfo e cloro nel legno non trattato e dell'elevato tasso di ritenzione di questi elementi nelle ceneri, le emissioni di SO_2 e HCl sono solitamente basse. Le diossine e i furani si formano in un intervallo di temperatura compreso tra 200 °C e 500 °C sulla superficie delle particelle di ceneri volanti incombuste (sintesi de novo). Nella combustione di legno non trattato in impianti moderni, le emissioni di PCDD/F non rappresentano normalmente un problema e possono essere ridotte significativamente tramite una combustione completa, la riduzione del trascinamento di particelle dal letto di braci e un'efficiente separazione delle polveri. È comunque opportuno evitare lunghi tempi di permanenza nell'intervallo di temperatura della sintesi de novo.

Durante la combustione, i componenti inorganici e quindi anche gli oligoelementi (ad es. metalli pesanti) vengono rilasciati dalla matrice del combustibile. Sia durante la combustione sia nel percorso verso il camino, i singoli oligoelementi mostrano una diversa volatilità. Le loro specifiche temperature di evaporazione fanno sì che evaporino e ricondensino in punti diversi del processo. Gli elementi con un alto punto di ebollizione (Al, Cr, Fe, Mn, Si) sono poco volatili e rimangono quindi in gran parte nelle ceneri di griglia. Quelli con un punto di ebollizione leggermente inferiore (As, Pb, Cd, Zn) evaporano e, al raffreddarsi dei fumi, si ricondensano o vengono adsorbiti/assorbiti sulle ceneri volanti, venendo così separati. Gli elementi che hanno un punto di ebollizione molto

basso (N, S, Hg) passano nei fumi e vengono trattati separatamente nei sistemi di abbattimento (denitrificazione, desolforazione) (Figura 5.12).

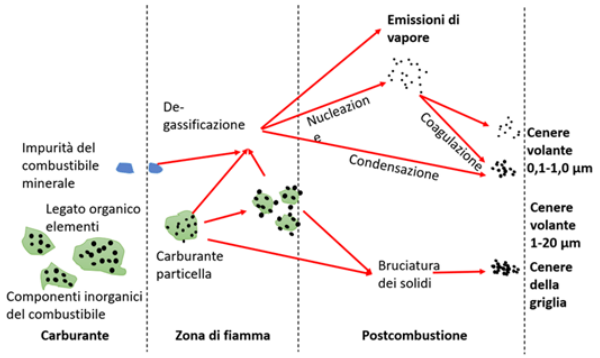


Figura 5.12 Comportamento degli oligoelementi nel combustibile durante e dopo la combustione.

5.7 Misure primarie per la riduzione delle emissioni

Per misure primarie si intendono sia accorgimenti costruttivi sia un'adeguata regolazione dei parametri di funzionamento. Ottimizzando le fasi del processo di combustione, è possibile ridurre in larga misura le emissioni derivanti da una combustione incompleta. A tal fine, sono determinanti un letto di combustibile alto e stabile, una buona miscelazione tra combustibile e comburente e un tempo di permanenza sufficientemente lungo dei gas di combustione in zone ad alta temperatura (> 850 °C). In questo contesto, il rapporto tra l'aria immessa e quella stechiometricamente necessaria (l'indice di eccesso d'aria, λ) gioca un ruolo fondamentale. In teoria, un indice λ = 1 sarebbe ottimale per ottenere una combustione completa. In pratica, si opera con un eccesso d'aria complessivo compreso tra 1,3 e 1,8 per gli impianti di grandi dimensioni e tra 1,5 e 2,0 per quelli di piccole e medie dimensioni, poiché ciò consente una miscelazione ottimale. Un indice λ < 1 porta a una combustione incompleta, mentre un eccesso d'aria troppo elevato (λ >> 1) provoca un raffreddamento che ostacola la combustione. L'ottimizzazione dell'eccesso d'aria può essere realizzata separando geometricamente la combustione in una zona primaria e una secondaria. Nella zona primaria avvengono l'essiccazione e la pirolisi/degassificazione in condizioni sub-stechiometriche (λ < 1), oltre all'ossidazione del char. Nella zona secondaria, l'immissione di aria secondaria (λ > 1) garantisce la completa ossidazione dei gas combustibili [54]. Negli impianti moderni, una buona regolazione permette di ridurre in modo molto efficiente la concentrazione degli incombusti. Anche la ricircolazione dei fumi, primaria e secondaria (cfr. capitolo 5.3.2), viene utilizzata per ottimizzare le condizioni di combustione e come misura primaria di riduzione delle emissioni.

Un'adeguata alimentazione d'aria è molto importante anche per ridurre le emissioni di polveri dagli impianti a letto fisso. Il letto di combustibile dovrebbe essere il più possibile omogeneo e stabile, e attraversato in modo uniforme dall'aria primaria, per evitare che le particelle vengano sollevate e trascinate via. Ciò, tuttavia, comporta una scarsa miscelazione nella zona di combustione primaria. Per questo motivo, nella zona secondaria l'attenzione si concentra su una miscelazione ottimale, al fine di mantenere basso l'eccesso d'aria totale e aumentare il rendimento dell'impianto. Questo risultato può essere ottenuto tramite sezioni di passaggio strette, dove il gas raggiunge un'alta velocità, e immettendo l'aria secondaria ad alta velocità tramite ugelli sfalsati. Altre soluzioni includono una camera di combustione secondaria a vortice o a ciclone. Nel complesso, si deve puntare a un eccesso d'aria totale ridotto, ma sufficiente a garantire una combustione completa.

Come misure primarie per la riduzione degli ossidi di azoto sono disponibili i processi di stadiazione dell'aria (air staging) e stadiazione del combustibile (fuel staging) ([55], [56], [57], [58]) (Figura 5.13). In entrambi i processi viene creata una zona di riduzione in cui i composti azotati, formatisi durante la decomposizione del combustibile, reagiscono tra loro in condizioni di carenza di ossigeno per formare azoto molecolare (N_2), stabile e innocuo, ad esempio secondo la reazione:

$$NH_2 + NO \rightarrow N_2 + H_2O.$$

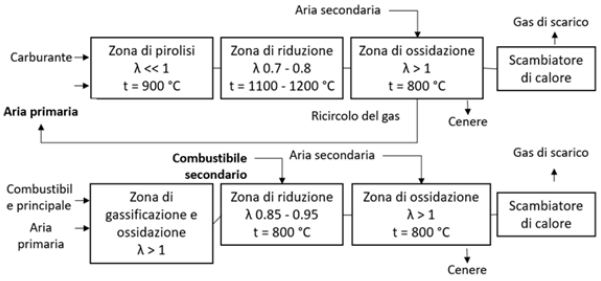


Figura 5.13 Principio della stadiazione dell'aria (in alto) e della stadiazione del combustibile (in basso) per la riduzione degli NOx.

Entrambi i processi non sono installabili a posteriori (non «retrofittabili»). Per i nuovi impianti > 200 kW viene utilizzata la stadiazione dell'aria. La stadiazione del combustibile può essere utilizzata a partire da circa 5000 kW. Questi processi hanno un potenziale di riduzione degli NO_x compreso tra il 30% e il 50% per i combustibili a basso contenuto di azoto e tra il 50% e il 70% per quelli a più alto contenuto di azoto ([55], [56]). Il potenziale di riduzione della stadiazione del combustibile è leggermente superiore e offre un campo di regolazione della potenza leggermente più ampio [57].

Una riduzione efficace dei composti azotati a N_2 tramite stadiazione dell'aria richiede un tempo di permanenza sufficiente dei gas nella zona di riduzione (min. 0,3 s, λ = 0,7 - 0,8) ad alte temperature (1.100-1.200 °C) ([55], [57]). A tal fine, l'impianto deve essere progettato specificamente per la combustione stadiata e tutti i parametri di funzionamento devono essere regolati con precisione. Per impedire il riflusso dell'aria secondaria nella zona primaria, è necessaria una separazione costruttiva tra le due zone. L'uso di combustibili ricchi di ceneri o con tendenza alla formazione di scorie è critico a causa delle alte temperature. La stadiazione del combustibile, in confronto, richiede un rispetto leggermente meno rigoroso delle condizioni di reazione. In questo caso, in una

seconda camera di combustione viene aggiunto un combustibile secondario (ad es. polverino di legno) che si mescola rapidamente con i fumi caldi (a circa 800 °C). Partendo da una leggera carenza di aria primaria (λ = 0,85 - 0,95), il combustibile aggiuntivo crea le condizioni riducenti. In entrambi i casi, la combustione finale avviene in una successiva zona di ossidazione in eccesso d'aria.

5.8 Misure secondarie per la riduzione delle emissioni

5.8.1 Separazione delle polveri

I **cicloni** vengono utilizzati per la separazione delle polveri grossolane. In caso di grandi portate volumetriche si utilizza un multiciclone, che è un collegamento in parallelo di più cicloni singoli riuniti in un unico alloggiamento. Il ciclone è un separatore centrifugo: il gas carico di particelle fluisce tangenzialmente (Figura 5.14) o assialmente (Figura 5.15) nella camera cilindrica, dove viene messo in rotazione. Le particelle di cenere vengono così separate dal flusso per forza centrifuga e proiettate contro la parete del mantello, da dove scendono verso lo scarico della polvere. Il gas depurato esce dal ciclone attraverso un tubo di immersione.

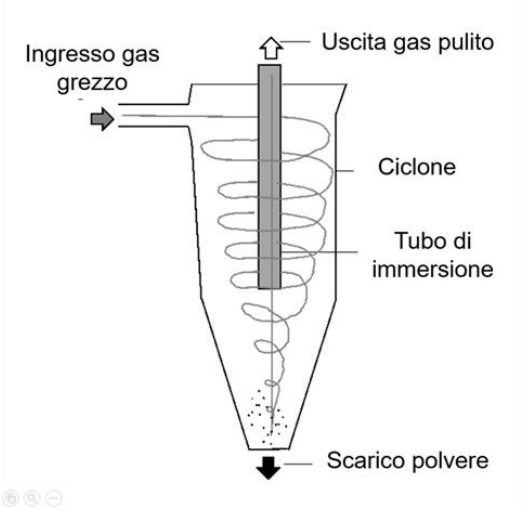


Figura 5.14 Sezione trasversale di un singolo ciclone (separatore tangenziale).

L'effetto di separazione dei cicloni negli impianti a biomassa è limitato alle particelle di cenere grossolane > 10 µm. Di norma, si raggiungono valori nel gas depurato compresi tra 120 e 200 mg/m³ (con 11% vol. di O_2) [59]. L'efficienza di separazione dipende dalla velocità periferica del flusso rotatorio e dalla configurazione geometrica del ciclone. Maggiore è la velocità, più piccole sono le particelle che possono essere separate; tuttavia, all'aumentare della velocità aumenta anche la perdita di carico. A potenze di combustione ridotte, invece, l'efficienza di separazione diminuisce a causa della minore velocità dei fumi. Inoltre, particelle > 10 µm non sempre possono essere separate in modo affidabile se hanno una densità molto bassa, e quindi una forza centrifuga insufficiente.

Grazie all'ingombro relativamente ridotto e ai bassi costi di investimento e di esercizio, il ciclone è il sistema di depolverazione più utilizzato negli impianti a biomassa. Tuttavia, il suo impiego da solo non è generalmente sufficiente per rispettare i limiti di emissione delle polveri. Per questo motivo, i cicloni vengono usati per la pre-separazione delle polveri grossolane a monte di altri sistemi di abbattimento. Ciò riduce il carico di polveri nelle unità filtranti successive, che possono così funzionare in modo più efficiente, e nei processi di separazione a umido permette di ridurre i costi di gestione e smaltimento dei fanghi.

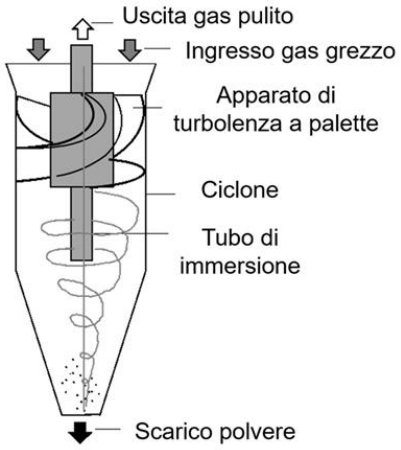


Figura 5.15 Sezione trasversale di un singolo ciclone (separatore assiale).

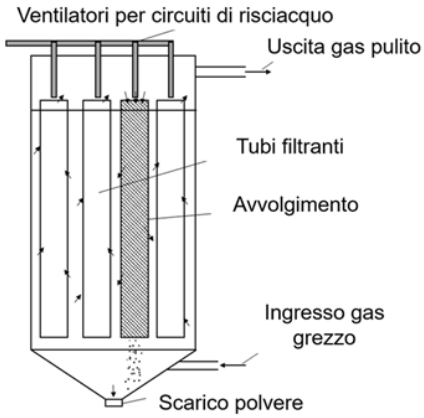


Figura 5.16 Schema di un filtro a maniche: disposizione parallela degli elementi filtranti. Tre elementi sono in funzione, il quarto viene pulito in controcorrente (con aria compressa).

In un **filtro a maniche**, il gas da trattare, carico di polveri, viene aspirato dall'esterno attraverso un mezzo filtrante, solitamente applicato su un supporto cilindrico (manica). Sul mezzo filtrante si forma uno strato di filtrazione (panello) che viene pulito periodicamente con brevi getti di aria compressa in controcorrente rispetto al flusso dei fumi (Figura 5.16, Figura 5.17).

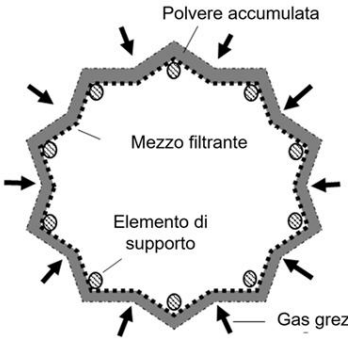


Figura 5.17 Sezione trasversale di una manica filtrante.

I mezzi filtranti più comuni sono i feltri agugliati, trattati superficialmente in base alla composizione chimica e alla temperatura dei fumi (ad es. con teflon, laminato in PTFE). Un fattore operativo importante è la temperatura dei fumi, poiché la condensazione può causare l'intasamento del filtro e la sostituzione prematura del mezzo filtrante. Il campo di funzionamento è compreso tra 180 e 220 °C (temperatura massima dei fumi 250 °C, temperatura minima con combustibile secco a partire da 140 °C). Un elevato contenuto di vapore acqueo nei fumi (ad es. con combustibile umido o in funzionamento a carico parziale) rappresenta una criticità. È inoltre necessaria la separazione di scintille e particelle incandescenti. I filtri a maniche, con costi di investimento medi ma costi di esercizio relativamente elevati, vengono utilizzati per potenze > 100 kW. Le unità compatte richiedono poco spazio. L'efficienza di separazione è molto alta: è possibile ottenere valori nel gas depurato da 1 a 5 mg/m³ (con 11% vol. di O_2) [59]. Eventuali perdite, come microfessure o fori nel tessuto, riducono drasticamente l'efficienza. L'aggiunta di assorbenti (additivi) consente una separazione aggiuntiva di HCl, SO_x e diossine (PCDD/F).

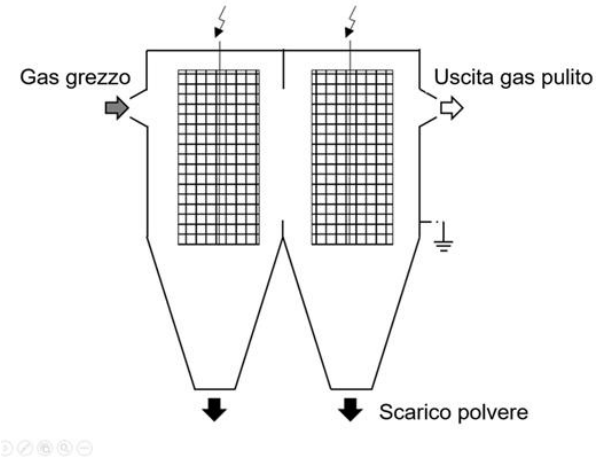


Figura 5.18 Schema di un elettrofiltro.

In un elettrofiltro (**precipitatore elettrostatico)**, la separazione delle particelle avviene tramite un campo elettrico. Sebbene la separazione non avvenga per filtrazione, di seguito si utilizzerà il termine d'uso comune «elettrofiltro» (Figura 5.18). Un elettrofiltro è costituito da un elettrodo di emissione collegato a una fonte di tensione e da un elettrodo di captazione collegato a terra. Le molecole di gas vengono ionizzate da una corrente di elettroni e aderiscono alle particelle contenute nel gas da trattare. Le particelle così caricate si depositano sull'elettrodo di captazione e vengono separate (Figura 5.19). Gli elettrofiltri possono essere utilizzati anche a basse potenze. L'efficienza di separazione è elevata, con contenuti di polveri nel gas depurato compresi tra 5 e 50 mg/m³ (con 11% vol. di O_2), ma l'impianto richiede molto spazio e comporta costi di investimento elevati e costi di esercizio medi.

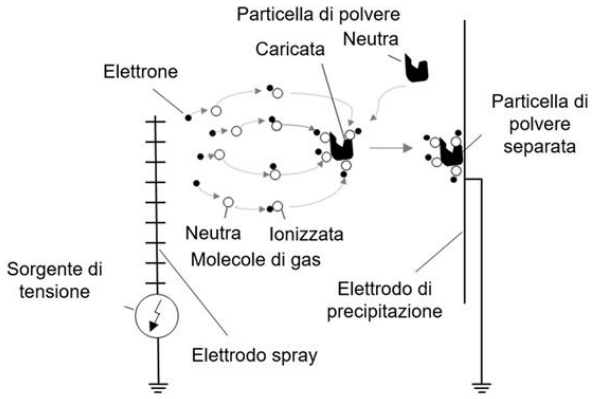


Figura 5.19 Principio di funzionamento fisico di un elettrofiltro.

I più utilizzati sono gli elettrofiltri a secco, solitamente a piastre o a tubi. Gli elettrofiltri a piastre, puliti periodicamente con sistemi di scuotimento, sono oggi una tecnologia consolidata a partire da 200 kW. Lo spazio richiesto è notevole e l'altezza è simile a quella della caldaia a monte. È fondamentale impedire che la temperatura dei fumi scenda al di sotto del punto di rugiada finché l'alta tensione è attiva. Per ridurre il rischio di cortocircuiti, gli isolatori sono inoltre arretrati rispetto al flusso di gas e spesso vengono riscaldati. Nonostante queste misure, l'alta tensione può essere attivata solo quando la temperatura dei fumi ha raggiunto, ad esempio, 80 °C per il legno non trattato e 130 °C per il legno di recupero. Al di sotto di questo valore limite specificato dal produttore, l'elettrofiltro è inefficace. Durante l'avviamento e il funzionamento a carico minimo è quindi necessario raggiungere il più rapidamente possibile un regime stazionario. A tal fine, è possibile utilizzare un bypass sul lato fumi per aumentare rapidamente la temperatura nell'elettrofiltro. Negli apparecchi di serie, l'elettrofiltro può essere integrato direttamente nella caldaia. Gli elettrofiltri a tubi sono disponibili per impianti a biomassa fino a circa 5.000 kW. Al loro interno sono disposti diversi tubi con elettrodi di emissione interni; la pulizia delle pareti interne dei tubi (elettrodo di captazione) avviene meccanicamente con spazzole. Rispetto all'elettrofiltro a piastre, lo spazio richiesto è ridotto, ma valgono gli stessi requisiti relativi alla temperatura di rugiada.

Esistono anche **elettrofiltri a umido**, utilizzati in combinazione con un sistema di condensazione dei fumi (cfr. capitolo 13.7.2.3). Affinché il vapore acqueo nei fumi si

condensi, è necessaria una temperatura di ritorno massima < 45 °C (ancora più bassa con combustibile secco). Durante la condensazione, le particelle di polvere cariche fungono da nuclei di condensazione e, inglobate nelle gocce d'acqua, vengono separate sotto forma di fango di condensa. Il grado di separazione viene aumentato dalla quantità di condensa e il fabbisogno di acqua esterna è ridotto al minimo. È necessario prestare attenzione al trattamento dei fanghi e dell'acqua.

Nell'ambito del sistema **QM Holzheizwerke**, deve essere definita una disponibilità annua minima del sistema di abbattimento polveri, il cui rispetto deve essere verificato durante l'ottimizzazione operativa (milestone 5). Ciò è dovuto al fatto che un elettrofiltro dovrebbe essere attivo durante tutte le fasi con emissioni di polveri rilevanti (Figura 5.20).

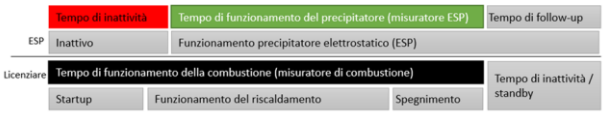


Figura 5.20 Ciclo di funzionamento tipico di un impianto di combustione e di un elettrofiltro (vedi FAQ 38).

L'avvio, il funzionamento e lo spegnimento dell'impianto di combustione vengono raggruppati in un'unica fase operativa, che corrisponde al tempo di esercizio della combustione. Il tempo di funzionamento dell'elettrofiltro può essere conteggiato solo se questo è in funzione contemporaneamente all'impianto di combustione (verde). Se l'elettrofiltro presenta un ritardo di accensione o un guasto, si verifica un tempo di inattività (rosso). Se l'elettrofiltro funziona più a lungo dell'impianto di combustione, si tratta di un tempo di post-funzionamento che non deve essere conteggiato nel tempo di esercizio. Durante il fermo/standby, le emissioni di polveri sono significativamente inferiori rispetto alla fase di combustione attiva. Con il post-funzionamento dell'elettrofiltro, le emissioni di polveri possono comunque essere ulteriormente ridotte. La disponibilità di un elettrofiltro viene solitamente determinata su base annua ed è definita come il rapporto tra il tempo di esercizio totale dell'elettrofiltro (verde) e il tempo di esercizio totale della combustione (nero).

$$\text{Disponibilità [\%]} = \frac{100 * \text{Tempo di funzionamento del separatore}}{\text{Tempo di funzionamento della combustione}}$$

Sia negli elettrofiltri sia nei filtri a maniche, la temperatura minima prescritta dal produttore, che dipende dal combustibile, deve essere raggiunta il più rapidamente possibile all'avvio ed è necessario evitare che scenda al di sotto di tale valore durante il funzionamento a basso carico. È inoltre indispensabile rispettare la temperatura massima consentita all'ingresso del separatore/filtro. La configurazione e la modalità di funzionamento dell'impianto hanno un'influenza notevole su questo aspetto. Mentre, ad esempio, gli impianti dell'industria del legno e gli inceneritori di legno di recupero funzionano spesso a carico di base, nel settore della fornitura di calore a edifici residenziali si trovano centrali termiche a biomassa mono- o bivalenti con una quota crescente di funzionamento a basso carico.

Note su integrazione e ottimizzazione operativa (cfr. anche capitolo 16)

- Negli impianti con due caldaie a biomassa, la soluzione con un solo separatore di particolato e un solo camino non è consigliata. Dotare ogni caldaia di un proprio separatore e di un proprio camino è più costoso, ma offre vantaggi grazie a circuiti fumo indipendenti (nessuna influenza reciproca, sezione del camino ottimale, meno problemi nel funzionamento a carico parziale, ecc.).
- Con temperature dei fumi > 120 °C, è necessario verificare se lo scambiatore di calore (economizzatore) debba essere installato prima o dopo l'elettrofiltro o il filtro a maniche. Con temperature dei fumi più basse, lo scambiatore di calore deve essere posizionato in ogni caso dopo l'elettrofiltro, al fine di evitare la condensazione di componenti dei fumi al suo interno.
- In uno scambiatore di calore a condensazione, è importante che le superfici di scambio sul lato fumi siano sempre bagnate. Solo in questo modo è possibile evitare depositi indesiderati che possono formarsi nelle zone che alternano condizioni di umido e secco.
- Nel concetto di ottimizzazione operativa deve essere specificato in modo inequivocabile che l'acquisizione dati automatica deve registrare lo stato «separatore di particolato in funzione» (cioè: alta tensione attivata, bypass chiuso o iniezione di acqua di lavaggio attiva) e non semplicemente un segnale di abilitazione.

5.8.2 Denitrificazione

Per i combustibili ricchi di azoto, come il legno di recupero, i residui di pannelli truciolari, il legno di latifoglie non trattato o il legno di conifere con un'alta percentuale di corteccia, è necessario ricorrere a misure secondarie per la riduzione degli NO_x al fine di rispettare i valori limite di emissione prescritti. Il campo di applicazione è spiegato più dettagliatamente nel capitolo 13.9.2. Le misure di denitrificazione sono difficili o impossibili da installare a posteriori; il loro impiego deve quindi essere preso in considerazione e pianificato fin dall'inizio, nella definizione della tecnologia di combustione e della gamma di combustibili.

Nel processo **SNCR** (Selective Non-Catalytic Reduction), un agente riducente viene iniettato in una zona di riduzione direttamente nella camera di combustione. Come agente riducente si utilizza una soluzione di ammoniaca (NH_3) o di urea (NH_2CONH_2), che non è corrosiva e quindi più facile da maneggiare. Ad alte temperature si formano radicali NH_2, che riducono gli NO ad azoto elementare (N_2). Nella zona di reazione è necessaria una buona miscelazione e si dovrebbe puntare a un tempo di permanenza di circa 0,5 secondi in un intervallo di temperatura compreso tra 850 e 950 °C. Per il dosaggio dell'agente riducente è necessaria una misurazione degli NO_x nei fumi (rapporto molare n = NH_3/NO_x [mol/mol] ≈ 2). Il grado medio di denitrificazione con il processo SNCR è compreso tra il 50% e il 75%; in condizioni di reazione ottimali è possibile raggiungere fino al 95% [57]. Il processo viene solitamente utilizzato nei nuovi impianti, ma può anche essere installato a posteriori a seconda dello spazio disponibile. Esiste anche la

possibilità di costruire nuovi impianti «SNCR-ready», dotandoli già dei componenti necessari (zona di riduzione, aperture per l'iniezione, spazio per il serbatoio dell'agente riducente, ecc.). Se dopo la messa in servizio si rendesse necessaria la denitrificazione, l'adeguamento potrebbe essere effettuato rapidamente.

Il processo SNCR richiede una regolazione precisa delle condizioni di reazione. È particolarmente adatto al funzionamento a carico di base e in combinazione con un lavatore a umido. L'iniezione dell'agente riducente al di fuori dell'intervallo di temperatura indicato favorisce la formazione di sottoprodotti azotati come l'ammoniaca, il protossido di azoto (N_2O) (climalterante), l'acido cianidrico (HCN) e l'acido isocianico (HNCO).

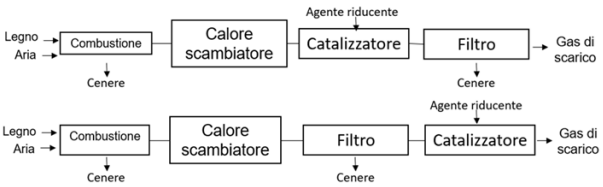


Figura 5.21 Riduzione Catalitica Selettiva (SCR): processo high-dust (in alto) e processo low-dust (in basso).

Se l'agente riducente viene utilizzato in combinazione con un catalizzatore, si parla di **SCR** (Selective Catalytic Reduction). L'SCR consente di ottenere un grado di denitrificazione superiore al 95% con un basso «slittamento» di ammoniaca (ammonia slip). Per l'abbattimento di eventuali diossine si raccomanda l'uso di un catalizzatore di ossidazione integrato. È necessaria una misurazione degli NO_x e una regolazione precisa del rapporto molare ($n = NH_3/NO_x$ [mol/mol] ≈ 1). Per quanto riguarda la configurazione, si distingue tra processo high-dust, con la separazione delle polveri a valle del catalizzatore, e processo low-dust, con la separazione a monte (Figura 5.21). L'intervallo di temperatura è compreso tra 200 e 250 °C per il processo low-dust e tra 250 e 450 °C per quello high-dust, per il quale si consiglia un economizzatore a valle per ridurre la temperatura dei fumi. Nel processo high-dust è possibile l'intasamento del catalizzatore a causa dei depositi di polvere, ed è quindi adatto solo in misura limitata per il legno residuo e di recupero. Inoltre, in entrambi i casi esiste la possibilità che i veleni del catalizzatore, come arsenico, fosforo o metalli alcalini, disattivino il materiale catalitico [51]. Se tali sostanze vengono separate prima dell'ingresso dei fumi nel catalizzatore, si riduce il rischio di avvelenamento e si aumenta la durata degli elementi. Il processo high-dust non è raccomandato dal sistema QM Holzheizwerke a causa dei problemi di avvelenamento e intasamento.

5.9 Recupero di calore con economizzatore e condensazione dei gas di scarico

L'efficienza della generazione di calore può essere notevolmente aumentata se i fumi, dopo l'uscita dalla caldaia, vengono ulteriormente raffreddati in scambiatori di calore aggiuntivi (capitolo 13.7.2).

Un **economizzatore** è uno scambiatore di calore aggiuntivo per il preriscaldamento del ritorno dell'impianto. In esso, i fumi vengono raffreddati fino a circa 75-80 °C (poco al di sopra del punto di rugiada). All'avvio dell'impianto o quando la temperatura nel camino scende al di sotto del valore di setpoint, una parte del flusso di fumi caldi viene convogliata direttamente al camino tramite una serranda, fino al raggiungimento della temperatura desiderata. Dato l'elevato potenziale di aumento dell'efficienza, l'uso di un economizzatore dovrebbe sempre essere preso in considerazione nella progettazione di un impianto a biomassa. Ad esempio, con un indice di eccesso d'aria $\lambda = 2$, un ulteriore raffreddamento dei fumi di 10 K comporta un aumento del rendimento di combustione dell'1% circa [60]. A seconda dell'eccesso d'aria e del contenuto d'acqua, è possibile ottenere un aumento del rendimento dal 5% al 7%. Per mantenere basso l'eccesso d'aria ($\lambda < 1{,}8$), è necessaria una buona regolazione della combustione.

Un **impianto di condensazione dei fumi** è generalmente composto da tre stadi. I fumi in uscita dalla caldaia passano prima attraverso un economizzatore, poi un condensatore (con un *quencher* a monte) e, se necessario, un preriscaldatore d'aria a valle (Figura 5.22). Il campo di applicazione riguarda generalmente gli impianti > 1 MW. In caso di costi elevati del combustibile e di un elevato numero di ore di funzionamento (funzionamento a carico di base), possono essere presi in considerazione anche impianti più piccoli, a partire da circa 500 kW. La temperatura media di ritorno delle utenze termiche dovrebbe essere bassa e almeno 10 °C al di sotto del punto di rugiada dei fumi. È opportuno valutare la predisposizione di un circuito di ritorno a bassa temperatura separato per il condensatore.

Nel condensatore, i fumi vengono ulteriormente raffreddati al di sotto del punto di rugiada. In questo modo, una parte del vapore acqueo contenuto nei fumi condensa, rilasciando grandi quantità di energia sotto forma di calore sensibile ma soprattutto latente. Il contenuto d'acqua del combustibile gioca un ruolo importante: maggiore è la quantità d'acqua che entra nel processo, maggiore è la quantità di vapore che può ricondensare. Più bassa è la temperatura a cui si riescono a raffreddare i fumi, più efficace è il funzionamento dell'impianto. Con un basso eccesso d'aria, un elevato contenuto d'acqua nel combustibile e una bassa temperatura di ritorno del circuito (< 40 °C), il rendimento dell'impianto di combustione può aumentare fino al 20%. Nella zona di ingresso del condensatore possono verificarsi, a seconda delle condizioni operative, punti sul lato fumi che sono alternativamente bagnati o asciutti. Tali zone sono soggette a depositi e corrosione. Per evitare questi problemi, viene spesso installato a monte un ***quencher***, che umidifica i fumi raffreddandoli fino al punto di rugiada. Quando i fumi così umidificati raggiungono il condensatore, il successivo raffreddamento provoca la condensazione, evitando la formazione di zone asciutte.

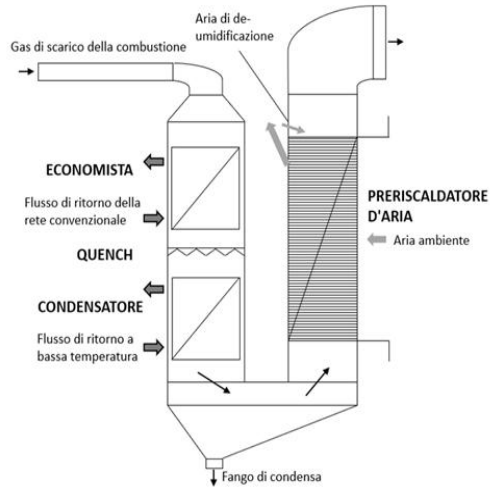


Figura 5.22 Schema di un impianto di condensazione dei fumi.

A causa dei metalli pesanti in essi contenuti, i **fanghi di condensazione** prodotti devono essere separati dalla fase liquida (la condensa), ad esempio in una vasca di sedimentazione, per essere poi smaltiti in discarica o trattati industrialmente. Questa separazione dovrebbe avvenire a un valore di pH > 7,5 per impedire l'eluizione dei metalli pesanti nella fase liquida. In caso di elevata qualità di combustione (CO < 250 mg/m³ con 11% vol. di O_2) e dopo l'utilizzo di uno stadio di neutralizzazione (regolazione del pH), il condensato in eccesso può essere scaricato in fognatura dopo la separazione dei fanghi, nel rispetto delle normative locali.

Di norma, gli impianti dispongono almeno di un **preriscaldatore d'aria**, nel quale i fumi cedono ulteriore calore all'aria di alimentazione. Quest'aria preriscaldata viene utilizzata da un lato come aria comburente, dall'altro viene miscelata ai fumi raffreddati per ridurne l'ulteriore condensazione nelle tubazioni a valle e nel camino, nonché per ridurre la formazione di pennacchi di vapore visibili all'uscita del camino. Una completa eliminazione del vapore visibile non è strettamente necessaria, poiché non offre alcun vantaggio tecnico ma solo un effetto estetico, che può essere importante per gli impianti a biomassa in zone turistiche o vicine a insediamenti.

Quando si integrano scambiatori di calore dei fumi, è necessario prestare attenzione alla loro corretta disposizione rispetto ai componenti per l'abbattimento degli inquinanti. Un impianto di condensazione dei fumi abbinato a un elettrofiltro a umido raggiunge un'efficienza di abbattimento delle polveri, comprese le particelle fini, di circa il 95%. Se un elettrofiltro a secco o un filtro a maniche viene installato a monte dell'economizzatore o dell'impianto di condensazione, è possibile ridurre notevolmente lo sporcamento di questi componenti ed evitare il costoso smaltimento dei fanghi di condensazione.

5.10 Tecnologia di controllo dei processi

5.10.1 Nozioni di base

Il termine «tecnologia di controllo dei processi» viene utilizzato in diversi campi di applicazione. In sostanza, comprende l'intera tecnologia di misura, controllo e regolazione (**tecnologia MSR**) e i relativi flussi di dati di un impianto (per ulteriori definizioni, cfr. [61]). La tecnologia MSR serve ad automatizzare il funzionamento dell'impianto e include tutte le attività di controllo, regolazione e monitoraggio necessarie. L'integrazione di sistemi MSR e di concetti di regolazione adeguati è il presupposto per un funzionamento efficiente, a basse emissioni e sicuro; è quindi una componente importante nella progettazione e realizzazione di centrali termiche a biomassa. Di conseguenza, la sua importanza nell'ambito del sistema **QM Holzheizwerke** è elevata. Questo argomento è trattato in dettaglio negli **schemi idraulici standard** [62]. Ad eccezione di alcune spiegazioni, in questo manuale non vengono affrontati i fondamenti della tecnologia di misura, controllo e regolazione (cfr. ad es. [63]), ma solo argomenti specifici rilevanti per la progettazione, la costruzione e il funzionamento degli impianti a biomassa.

La tecnologia di controllo dei processi ha subito un notevole sviluppo dalla costruzione delle prime centrali termiche a biomassa. Una dotazione completa di sistemi di misura, controllo e regolazione, che consente un funzionamento completamente automatico dell'impianto, rappresenta oggi lo stato dell'arte. Anche le caldaie di piccole dimensioni prodotte in serie sono ormai dotate di un sistema di regolazione completamente automatico e di un'interfaccia utente digitale.

Regolazione: Per regolazione si intende un processo in cui una grandezza (la variabile controllata) viene misurata continuamente e confrontata con un valore di riferimento (il setpoint). Il risultato del confronto influenza la variabile controllata in modo da allinearla al valore di riferimento. Il processo che ne deriva si svolge in un anello di regolazione chiuso.

Controllo: Al contrario, il controllo rappresenta una catena di azioni aperta, in cui la variabile da influenzare viene modificata in funzione della principale variabile di disturbo, senza che il suo valore effettivo venga misurato. Il valore raggiunto non viene quindi verificato e non ha alcuna influenza sulla catena di controllo (cfr. [63]).

Tecnica di misurazione: Il compito principale della tecnica di misurazione è quello di rilevare quantitativamente i processi tecnici con appositi strumenti (sensori) e di fornire, con le grandezze misurate, la base per il controllo e la regolazione dei processi (per approfondimenti, cfr. [64]).

Controllore a logica programmabile (PLC): Secondo la norma EN 61131-1 [65], un controllore a logica programmabile (PLC) è un sistema elettronico digitale per l'uso in ambienti industriali, dotato di una memoria programmabile per l'archiviazione interna di istruzioni orientate all'utente, finalizzate all'implementazione di funzioni specifiche – come logica combinatoria, controllo di sequenza, temporizzazione, conteggio e funzioni aritmetiche – per controllare diversi tipi di macchine e processi tramite segnali di ingresso e uscita digitali o analogici.

La tecnologia di controllo di processo di una centrale termica a biomassa deve soddisfare i seguenti requisiti fondamentali:

- Controllo e regolazione completamente automatici dell'intero impianto, senza necessità di interventi manuali regolari e, se possibile, senza la presenza costante di personale operativo.
- Garantire un funzionamento sicuro dell'impianto in ogni condizione operativa (protezione delle persone e dell'impianto).
- Garantire la fornitura di calore alle utenze.
- Permettere un funzionamento ottimale dell'impianto in qualsiasi condizione operativa.
- Gestione e monitoraggio dell'impianto (visualizzazione dello stato di funzionamento, impostazione dei setpoint e dei parametri di regolazione, accensione/spegnimento dei componenti, ecc.).
- Accesso remoto e segnalazione dei guasti.
- Acquisizione, elaborazione e archiviazione permanente di tutti i dati operativi rilevanti (dati di misura), nonché elaborazione e visualizzazione dei trend storici.
- Acquisizione e archiviazione permanente di tutti i dati rilevanti per la fatturazione (consumi delle utenze).
- Prevedere, se necessario, la possibilità di funzionamento manuale e di emergenza dell'impianto.

Il funzionamento durante le fasi di avvio e arresto, così come in condizioni operative particolari o impreviste (manutenzione, pulizia, piccole riparazioni, guasti di singoli componenti, funzionamento di emergenza, carichi estremi) avviene solitamente in modalità manuale o semiautomatica da parte del personale.

Negli impianti di produzione di calore con pressione e temperature moderate (ad es. sistemi ad acqua calda < 110 °C) non è generalmente richiesta la presenza costante del personale operativo. Negli impianti ad acqua surriscaldata e a vapore può essere invece richiesta una presenza costante, oppure sono necessari dispositivi di sicurezza aggiuntivi per un funzionamento senza intervento umano [66] o senza sorveglianza permanente («Betrieb ohne ständige Beaufsichtigung», BOSB). Per il funzionamento senza sorveglianza permanente è necessario verificare e rispettare le normative e le direttive nazionali vigenti (cfr. capitolo 19).

Il sistema di controllo di processo è costituito da più livelli che svolgono compiti diversi (Figura 5.23).

Suddivisione funzionale e realizzazione tecnica

Il sistema di controllo di processo può essere suddiviso, in base alle funzioni da svolgere, in un livello utente, un sistema MSR subordinato (ad es. per la regolazione dei singoli componenti) e un sistema MSR sovraordinato (funzioni relative all'intero impianto). Questa suddivisione funzionale aiuta a definire il concetto di regolazione e le singole funzioni, nonché a redigere la descrizione funzionale.

Tuttavia, questi tre livelli non rappresentano necessariamente i confini fisici dei singoli componenti tecnici (le unità di controllo) o i perimetri di fornitura. La realizzazione tecnica del sistema di controllo di processo dipende da diversi fattori e non deve necessariamente essere strutturata in modo analogo ai tre livelli funzionali. Ad esempio, il livello utente e i sistemi MSR sovraordinato e subordinato possono essere realizzati, a seconda dei casi, con un unico PLC oppure con tre unità separate di diversi produttori (collegate tra loro tramite interfacce).

La denominazione funzionale di «sistema MSR sovraordinato e subordinato» non è sempre di uso comune tra i tecnici del settore, che si orientano piuttosto ai componenti fisici o ai perimetri di fornitura, oppure utilizzano altre denominazioni (ad es. «sistema master»).

Il **livello utente** viene realizzato tramite un computer di supervisione (il computer della centrale termica) o un pannello operatore (display) sul quadro elettrico. Questo livello dispone di interfacce con i sistemi MSR sovraordinato e subordinato e consente la gestione completa dell'impianto. Tramite un'interfaccia grafica è possibile monitorare il funzionamento e i dati operativi, impostare setpoint, programmi orari e altro. Con un livello di autorizzazione più elevato (ad es. per tecnici dell'assistenza o produttori) è possibile anche modificare parametri di regolazione dettagliati. La selezione della modalità di

funzionamento (automatica, semiautomatica, manuale, ecc.) avviene tramite il computer di supervisione o direttamente sul quadro elettrico, dal quale è anche possibile comandare manualmente tutti i componenti essenziali e gestire un funzionamento di emergenza.

Il **sistema MSR sovraordinato** è responsabile di tutte le funzioni di controllo e regolazione di livello superiore, come il coordinamento e la gestione del carico dei singoli generatori di calore (segnale di potenza alle caldaie), la gestione dell'accumulo e, spesso, la regolazione dell'idraulica della centrale (pompe, valvole) e delle pompe della rete di teleriscaldamento (cfr. anche capitolo 8). Il sistema sovraordinato dispone di interfacce con i sistemi MSR subordinati dei singoli componenti e li collega tra loro. Spesso anche l'acquisizione dati viene realizzata tramite il sistema MSR sovraordinato (cfr. capitolo 5.10.2).

I **sistemi MSR subordinati** servono al controllo e alla regolazione specifici dei singoli gruppi funzionali dell'impianto. Un gruppo funzionale è, ad esempio, una caldaia a biomassa con tutti i relativi azionamenti e componenti, oppure, analogamente, una caldaia a gasolio/gas, un separatore di particolato, un impianto di condensazione fumi, un sistema di trattamento dell'acqua e altro. Questi sistemi MSR subordinati vengono solitamente forniti dai produttori dei rispettivi componenti e, a seconda del caso, possono variare da semplici regolatori autonomi (es. per il trattamento dell'acqua) a un complesso PLC per una caldaia a biomassa. Essi garantiscono il funzionamento sicuro e svolgono i compiti di controllo e regolazione di dettaglio dei singoli componenti. Per la caldaia a biomassa, ad esempio, gestiscono l'alimentazione del combustibile, l'altezza del letto di combustione sulla griglia, la velocità della griglia, la velocità dei ventilatori dell'aria comburente e dei fumi (regolazione della depressione), la ricircolazione dei fumi, la temperatura della camera di combustione, il controllo dell'estrazione ceneri, la potenza di combustione, la temperatura di mandata e le funzioni di sicurezza. I sistemi MSR dei componenti principali devono disporre di un'interfaccia per comunicare con il sistema sovraordinato e con il livello utente, al fine di elaborare i setpoint di potenza e garantire una visualizzazione e un'acquisizione dati complete. Si raccomanda di integrare nel sistema MSR sovraordinato anche tutti gli impianti ausiliari, almeno con un segnale di funzionamento e di guasto e, se del caso, con i parametri operativi più importanti. Anche i regolatori delle singole **sottostazioni d'utenza** di una rete di teleriscaldamento sono da considerarsi sistemi MSR subordinati che, pur funzionando in modo autonomo, secondo lo stato dell'arte dispongono di un collegamento a un sistema MSR centrale, di un accesso remoto e di un'acquisizione dati centralizzata (cfr. capitolo 8.5).

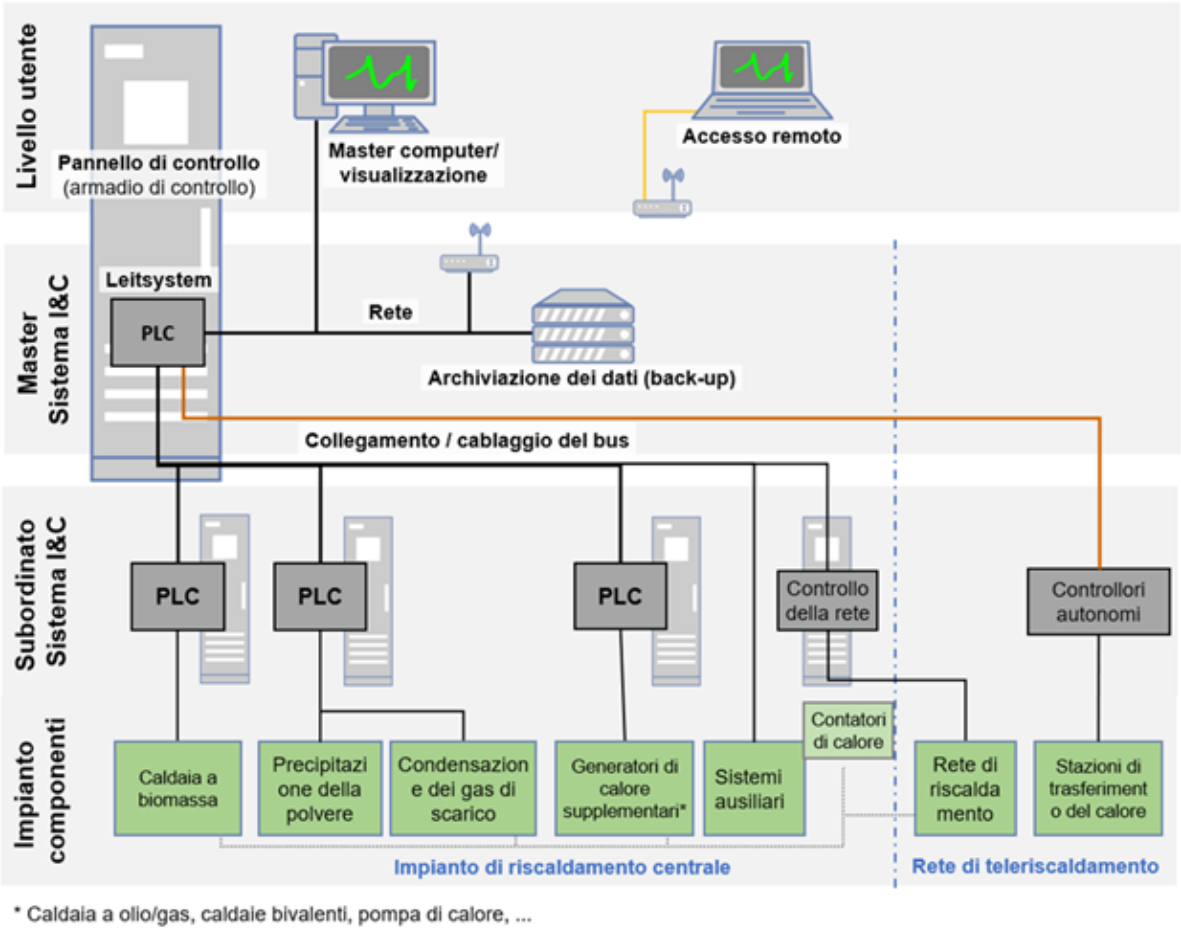


Figura 5.23 Suddivisione funzionale di un sistema di controllo di processo in livello utente, sistema MSR sovraordinato e sistemi MSR subordinati (esempio di una centrale termica a biomassa con rete di teleriscaldamento).

Esecuzione tecnica
Il sistema di controllo di processo e i livelli sopra menzionati possono essere realizzati in diversi modi (cfr. anche Tabella 6 degli schemi idraulici standard del sistema QM Holzheizwerke – Parte I [62]). Nel caso di piccoli impianti, spesso tutti e tre i livelli possono essere gestiti dal sistema MSR della caldaia a biomassa, poiché nella maggior parte dei casi non esistono altri sistemi MSR subordinati e le moderne caldaie, anche nella versione di serie, dispongono già della possibilità di regolare circuiti di riscaldamento, circuiti di carico dell'accumulatore o, ad esempio, un impianto solare. In questo caso, il comando avviene direttamente tramite il pannello operatore della caldaia e senza un computer di supervisione. Per l'acquisizione dei dati sono generalmente necessari dispositivi aggiuntivi.

Negli edifici di grandi dimensioni dotati di un sistema di gestione (Building Management System), le caldaie a biomassa vengono integrate come sistemi MSR subordinati, e il sistema di gestione dell'edificio funge da sistema MSR sovraordinato e da livello utente, occupandosi anche dell'acquisizione dei dati. Nel caso di grandi centrali termiche a biomassa, a seconda della configurazione, il PLC della/e caldaia/e può assumere anche il compito di sistema di controllo sovraordinato (ad es. con una programmazione estesa e l'integrazione di altri componenti), oppure può essere presente un sistema di controllo sovraordinato separato basato su PLC. In alternativa, le funzioni di regolazione sovraordinate possono essere suddivise tra diversi controllori o produttori (ad es. regolazione dell'accumulo e dell'idraulica della centrale tramite il PLC della caldaia, e regolazione della rete con un'unità separata del produttore delle sottostazioni d'utenza).

La struttura del sistema di controllo di processo, ed eventualmente la ripartizione delle funzioni su diversi controllori/PLC, deve essere definita in dettaglio durante la fase di pianificazione e tenuta in debita considerazione nella successiva gara d'appalto e realizzazione dell'impianto.

La struttura del sistema MSR e il concetto di regolazione sono componenti integranti e importanti del sistema QM Holzheizwerke e sono spiegati in dettaglio negli schemi idraulici standard [62] e nel capitolo 7 «Idraulica della generazione di calore».

5.10.2 Requisiti per la strumentazione di misura e l'acquisizione dati

Una dotazione completa di strumenti di misura per la centrale termica e la rete di teleriscaldamento, abbinata a un'adeguata tecnologia di controllo per la trasmissione, l'archiviazione e la visualizzazione dei dati di esercizio, rappresenta lo stato dell'arte per le moderne centrali termiche a biomassa. Questa dotazione è una base fondamentale per una gestione operativa scrupolosa e per l'implementazione di un'ottimizzazione completa del funzionamento (cfr. capitolo 16). Una raccolta dati completa e pluriennale costituisce un importante patrimonio di conoscenze che, oltre a supportare la gestione e l'ottimizzazione correnti, è di grande valore per la pianificazione di futuri ampliamenti, nonché per l'ammodernamento e la riqualificazione degli impianti (cfr. capitolo 18). Come supporto alla pianificazione e all'implementazione dell'acquisizione dati, il sistema QM Holzheizwerke fornisce, in abbinamento agli schemi idraulici standard, un elenco completo dei punti di misura (cfr. [62]) e raccomandazioni per la rappresentazione e la valutazione dei dati operativi (cfr. FAQ 8).

Il sistema di acquisizione dati e la visualizzazione (sul PC della sala controllo – cfr. Figura 5.24) devono soddisfare, tra gli altri, i seguenti requisiti minimi:

- Acquisizione e archiviazione automatica di tutti i valori misurati con un'elevata risoluzione temporale (raccomandazione QM Holzheizwerke [62]: intervallo di misura di 10 s e intervallo di registrazione di valori medi ogni 5 minuti).
- Visualizzazione dell'impianto tramite schemi grafici che riportino i principali parametri e stati operativi dei singoli componenti (valori istantanei).
- Rappresentazione grafica degli andamenti temporali (trend) sotto forma di diagrammi e parametri configurabili.
- Possibilità di esportazione di facile utilizzo di tutti i dati operativi (misurati, calcolati e archiviati) in un formato universalmente leggibile (ad es. file di testo in formato .csv).
- Backup regolare di tutti i dati operativi su un sistema indipendente.

Attraverso la comunicazione dati nella rete di teleriscaldamento, anche i dati operativi delle sottostazioni d'utenza dovrebbero essere integrati nel sistema di controllo e nell'acquisizione dati (cfr. capitolo 8.5). Per quanto riguarda la telelettura dei dati dei clienti, è necessario rispettare le normative vigenti in materia di protezione dei dati. Si raccomanda di includere il tema dell'accesso e della lettura a distanza dei dati nel contratto di fornitura di calore o di stipulare un accordo successivo con i clienti esistenti.

Per facilitare la gestione e il monitoraggio, le moderne centrali termiche a biomassa dispongono anche di un'opzione di accesso remoto alla visualizzazione e al sistema di controllo per il personale operativo. Questa possibilità dovrebbe essere prevista anche per i progettisti e per alcuni produttori selezionati, al fine di consentire un rapido accesso ai dati aggiornati dell'impianto in caso di necessità. Se più persone/aziende dispongono di un accesso remoto, è necessario definire con precisione le responsabilità e le competenze (eventualmente con autorizzazioni limitate) e documentare e comunicare ogni modifica (ad es. la variazione di setpoint o parametri di regolazione).

5.10.3 Progettazione ed esecuzione

La progettazione della tecnologia di controllo deve essere integrata nel processo di pianificazione generale. In particolare, il progettista principale deve definire in una fase iniziale l'architettura del sistema di controllo (cfr. capitolo 5.10.1) e le responsabilità che ne derivano, tenendone conto successivamente nei capitolati d'appalto e nei contratti.

Nel corso della progettazione deve essere redatta una descrizione funzionale completa. Questa costituisce, tra l'altro, la base per la progettazione di dettaglio e l'esecuzione (in particolare per il collegamento idraulico e la regolazione), ma è anche un presupposto fondamentale per il successo dell'ottimizzazione operativa.



Figura 5.24 Sala di controllo di una centrale di cogenerazione a biomassa (fonte: AEE INTEC).

Le descrizioni funzionali definiscono i principi di base del rispettivo concetto di regolazione, con particolare attenzione al sistema di controllo sovraordinato (gestione del carico, gestione dell'accumulo, idraulica della centrale, rete di teleriscaldamento). La programmazione dettagliata e l'implementazione del concetto di regolazione sono compito dei tecnici MSR dei produttori o dei fornitori. Ad esempio, la realizzazione del sistema MSR subordinato per le caldaie a biomassa è solitamente inclusa nella fornitura della caldaia. Spetta al progettista principale verificare la conformità dei sistemi MSR e dell'acquisizione dati ai requisiti fondamentali, in base alla descrizione funzionale e alle specifiche.

La descrizione funzionale comprende i seguenti elementi essenziali:

- Descrizione dettagliata del funzionamento dell'impianto per tutte le condizioni operative rilevanti (inclusa la descrizione della logica di regolazione).
- Panoramica dei parametri di regolazione più importanti e modificabili durante il funzionamento.
- Elenco completo dei punti di misura, conforme allo schema idraulico. Per ogni punto di misura devono essere indicati la posizione, il campo di misura, la risoluzione temporale e la precisione (cfr. capitolo 16).
- Descrizione dell'acquisizione dati automatica (principio di base, struttura dei dati e dei file, luogo e durata dell'archiviazione, ecc.).

Nella realizzazione della tecnologia di controllo è necessario prestare particolare attenzione ai seguenti punti (cfr. anche il modello di capitolato d'appalto per caldaie a biomassa del sistema QM Holzheizwerke):

- Luogo di installazione protetto dalla polvere e garanzia che la temperatura massima di esercizio dei componenti elettronici non venga superata. In caso di elevati carichi termici interni (ad es. dovuti a convertitori di frequenza), è necessario prevedere un sistema di ventilazione/climatizzazione.
- Prevedere una riserva di spazio di circa il 20% nei quadri elettrici o per quadri aggiuntivi (in caso di ampliamento dell'impianto).
- Massima standardizzazione possibile dei componenti utilizzati (ad es. quadri elettrici standard, sensori uniformi, ecc.).
- Garantire la compatibilità dei componenti e dei sistemi utilizzati, nonché la comunicazione tra tutti i livelli e le parti del sistema.
- Garantire la disponibilità a lungo termine dei pezzi di ricambio.
- Definire responsabilità e perimetri di fornitura chiari, e interfacce univoche.
- Rispettare tutte le norme, gli standard e le direttive pertinenti.
- Fornire una documentazione tecnica completa, inclusi schemi elettrici, schede tecniche ed elenchi dei punti dati (da integrare nel capitolato d'appalto).
- Garantire un'etichettatura chiara e professionale dei dispositivi in campo e del cablaggio.
- Inoltrare tutti i messaggi di errore dei singoli componenti al PLC sovraordinato tramite contatti puliti.
- Prevedere un livello di comando manuale con etichette chiare per il controllo dei componenti più importanti (rilevanti per la sicurezza). Il livello di comando manuale deve essere dotato di un interblocco.
- Prevedere la possibilità di accesso remoto e l'inoltro dei messaggi di errore.
- Prevedere la possibilità di assegnare autorizzazioni di accesso e diritti utente specifici.
- Fornire istruzioni e descrizioni intuitive e di facile comprensione per il personale operativo.

6 Componenti per lo stoccaggio e il trasporto del combustibile e per la rimozione delle ceneri

6.1 Premessa

In questo capitolo vengono descritti i componenti per lo stoccaggio e il trasporto del combustibile e per la rimozione delle ceneri. La scelta e il dimensionamento adeguati di questi componenti sono trattati nel capitolo 14.

Nel capitolo 19 sono elencati i requisiti specifici per Paese relativi ai dispositivi di sicurezza in materia di protezione antincendio, prevenzione delle esplosioni (ATEX, BGI Informationen 739-2) e prevenzione degli infortuni (barriere fotoelettriche, blocco antiavviamento, protezioni per l'accesso, parapetti, aspirazione dei gas di fermentazione, ecc.).

6.2 Stoccaggio del combustibile

Silos per combustibile con sistema di estrazione

I silos per combustibile sono adatti per cippato e bricchetti, da secchi a molto umidi, con una percentuale limitata di segatura e polveri. Sono facili da riempire, scaricando a ribalta il combustibile dall'autocarro. Poiché di solito sono realizzati come silos interrati (cfr. Figura 6.1), il loro volume di stoccaggio risulta costoso (lavori di scavo e cemento armato). I silos sono dotati di un sistema di estrazione automatico (cfr. capitolo 14.3) che convoglia il combustibile all'esterno.



Figura 6.1 Silo interrato (fonte: Andres Jenni).

Sistema mobile a container con estrazione

Il riempimento dei container mobili (Figura 6.2) con cippato avviene di norma nel bosco o presso la sede del fornitore.

Il container pieno (capacità circa 30 m³) viene consegnato con un autocarro. Il sistema di estrazione integrato nel container viene collegato al dispositivo di alimentazione fisso dell'impianto di combustione, che ne controlla l'estrazione. Un secondo container pieno è disponibile come riserva, in modo da poterlo sostituire immediatamente in caso di necessità e non interrompere la fornitura continua di combustibile. A seconda della potenza nominale dell'impianto, possono essere necessari più container. È richiesta una fornitura continua tramite container, i quali possono anche essere noleggiati.

I container mobili per cippato con sistema di estrazione sono adatti per cippato, corteccia triturata e segatura. La tecnologia di estrazione è, entro certi limiti, insensibile a pezzi di combustibile di pezzatura eccessiva e a sassi. Può servire come sostituto o alternativa ai silos fissi.

I vantaggi sono l'assenza di costi di investimento per un silo fisso e i brevi tempi di scarico.

Lo svantaggio è la dipendenza dal fornitore di combustibile. Inoltre, è necessario uno spazio di stazionamento al di fuori dell'edificio della centrale. Soprattutto in inverno, è utile una semplice barriera frangivento per i container. I costi di noleggio rendono i costi di esercizio relativamente elevati e in inverno sussiste il rischio di congelamento del materiale.



Figura 6.2 Container mobili per cippato con estrazione come sostituto del silo (fonte: Energia legno Svizzera).

Silos circolari fuori terra

I silos circolari fuori terra (Figura 6.3) sono adatti per combustibili con una pezzatura fino a P63, una lunghezza massima delle particelle di 200 mm e un contenuto d'acqua che varia da secco a > 55%. Il loro campo di applicazione sono le grandi centrali termiche a biomassa con brevi tempi di rotazione del combustibile nel silo, per evitare la formazione di ponti.

Il riempimento avviene di norma tramite trasportatori a catena raschiante e un sistema di distribuzione sopra il silo. L'estrazione avviene tramite una coclea fresante (cfr. capitolo 6.4.1).



Figura 6.3 Silo circolare (fonte: Gottwald GmbH Maschinenbau).

Silos per trucioli e segatura

I silos per trucioli e segatura (Figura 6.4) sono adatti per trucioli, segatura e polveri di levigatura provenienti da aziende di lavorazione del legno, ma anche per cippato secco e bricchetti. Il riempimento avviene di norma pneumaticamente. È necessario prestare particolare attenzione ai requisiti dei dispositivi di sicurezza per la protezione contro le esplosioni (ATEX) (cfr. capitolo 19, Norme per i silos per trucioli e segatura).



Figura 6.4 Silo per trucioli e segatura (fonte: Energia legno Svizzera).

Deposito di pellet

I pellet di legno vengono stoccati in locali o contenitori chiusi e asciutti. Sono disponibili serbatoi prefabbricati in acciaio, plastica o tessuto. Il riempimento avviene solitamente in modo pneumatico; nei silos interrati di grandi dimensioni, talvolta anche a ribalta. L'estrazione da depositi piccoli avviene tramite coclee o pneumaticamente, mentre in quelli più grandi viene spesso installato un sistema a braccio articolato. Per ridurre al minimo la quantità di particelle fini, i pellet devono essere movimentati con delicatezza e su percorsi brevi. Non devono essere previsti dispositivi di distribuzione supplementari come quelli usati per il cippato (ad es. distributori per silos). È assolutamente necessario evitare l'infiltrazione di acqua e la formazione di condensa nel deposito (ad es. su tubi di acqua fredda, pareti/soffitti non isolati o a causa di aria di trasporto umida in un deposito freddo). Ulteriori informazioni sono disponibili nella brochure «Lagerung von Holzpellets» del DEPV [67] e di proPellets (cfr. anche capitolo 14.2.9).

Magazzino di stoccaggio

Per impianti a biomassa con una potenza della caldaia superiore a 1 MW, invece dei costosi silos interrati, è opportuno prendere in considerazione i capannoni di stoccaggio (Figura 6.5) abbinati a un silo giornaliero. I capannoni sono adatti a tutti i tipi di combustibile. Il riempimento è complesso, poiché il materiale deve essere trasportato da una tramoggia di scarico fino sotto il colmo del capannone tramite un sistema di trasporto e da lì distribuito, oppure movimentato con una pala gommata. Il capannone in sé, tuttavia, è una soluzione economica e viene utilizzato anche come deposito temporaneo.



Figura 6.5 Magazzino di stoccaggio (fonte: Franz Promitzer).

Magazzino esterno

Il cippato o la corteccia possono essere stoccati temporaneamente all'aperto in cumuli (Figura 6.6), mentre il legname tondo viene stoccato in cataste (Figura 6.7). Il deposito esterno può trovarsi direttamente presso la centrale termica, in un luogo centrale accessibile tutto l'anno ai mezzi pesanti, oppure nel bosco.



Figura 6.6 Stoccaggio temporaneo di cippato all'aperto (fonte: AEE INTEC).



Figura 6.7 Catasta presso la centrale termica (fonte: AEE INTEC).

6.3 Riempimento di silos e magazzini

6.3.1 Riempimento di silos per cippato

Il riempimento dei silos interrati avviene solitamente scaricando a ribalta il combustibile dall'autocarro attraverso un'apertura di carico. Grazie a una disposizione ottimale delle aperture o all'utilizzo di distributori per silo, si ottiene un elevato grado di riempimento.

Coperchio del silo
Nel caso di silos a filo pavimento che vengono riempiti direttamente con gli autocarri, la struttura del coperchio è molto importante. Se il coperchio non è carrabile, deve essere posizionato su un bordo in cemento alto almeno 20 cm (Figura 6.8 e Figura 6.10), per impedire l'infiltrazione di acqua piovana. Se è necessario un coperchio carrabile (Figura 6.9), occorre assicurarsi che sia possibile chiuderlo dopo il riempimento senza dover pulire la canalina di scolo e la zona delle cerniere. A causa dei costi elevati e del rischio di infiltrazioni, i coperchi carrabili dovrebbero essere evitati, se possibile.

I coperchi dei silos possono anche essere realizzati in versione suddivisa, il che ne migliora la resistenza e, grazie al peso ridotto delle singole parti, ne facilita l'utilizzo. Inoltre, con questa disposizione, meno cippato cade lateralmente e si riduce il rischio che il coperchio venga danneggiato da blocchi compatti di materiale che scivolano dal cassone.

L'apertura di riempimento deve essere coperta con una griglia di protezione, in conformità con le normative locali sulla prevenzione degli infortuni (cfr. anche capitolo 19).

Poiché il cippato tende a formare ponti, durante il riempimento può accumularsi sulla griglia, rallentando il flusso del materiale e prolungando il tempo di scarico.

Per uno scarico senza problemi, il coperchio del silo deve potersi aprire di oltre 90°, superando il punto morto. In questo modo si garantisce spazio sufficiente per il veicolo e si impedisce che il coperchio possa richiudersi accidentalmente.



Figura 6.8 Coperchio del silo non carrabile in posizione aperta (fonte: Schmid energy solutions).



Figura 6.9 Coperchio del silo non carrabile sullo sfondo e carrabile in primo piano. Entrambi in posizione chiusa. (Fonte: Schmid energy solutions).



Figura 6.10 Coperchio pieghevole non carrabile (a sinistra chiuso, al centro aperto, a destra in fase di riempimento. Fonte: Patrik Küttel).

Coclee di riempimento
Nei silos situati nei seminterrati, le coclee di riempimento (Figura 6.11) trasportano il combustibile dalla tramoggia di scarico al silo, aumentandone il grado di riempimento. Le coclee orizzontali trasportano il materiale sotto il soffitto del silo per tutta la sua lunghezza fino al deflettore. Grazie all'elevata capacità di trasporto (> 200 Srm/h), sono possibili tempi di scarico < 10 minuti. Le coclee di riempimento sono adatte a tutti i tipi di cippato, corteccia triturata e segatura, e sono insensibili a pezzi di pezzatura eccessiva e a sassi.

Vantaggi:

- Elevato grado di riempimento dei silos situati sotto un edificio.
- Migliore sfruttamento dello spazio.

Svantaggi:

- Costi di investimento aggiuntivi.
- Tempi di scarico leggermente più lunghi per il fornitore.



Figura 6.11 Coclee di riempimento (fonte: Energia legno Svizzera).

Distributore per silo
Il distributore per silo (Figura 6.12) trasporta il cippato in orizzontale, riempiendo il silo in modo uniforme indipendentemente dalla sua forma. Funziona come una coclea di riempimento, ma agisce in due direzioni opposte a partire dall'apertura di carico. Le coclee orizzontali trasportano il combustibile sotto il soffitto del silo per tutta la sua lunghezza. Grazie all'elevata capacità di trasporto (> 250 Srm/h), sono possibili tempi di scarico < 10 minuti. Se le condizioni strutturali lo consentono, è preferibile installare tre coperchi piuttosto che un solo coperchio con distributore. I distributori per silo sono adatti a tutti i tipi di cippato, corteccia triturata e segatura e sono insensibili a pezzi di pezzatura eccessiva e a sassi.

- I vantaggi dei distributori per silo sono:
- Basso consumo energetico.
- Indipendenza dalla forma del combustibile e dal contenuto d'acqua.
- Insensibilità a corpi estranei di grandi dimensioni.
- Possibilità di realizzare silos lunghi.
- Elimina la necessità di coperchi aggiuntivi.

Gli svantaggi principali sono:

- Costi di investimento aggiuntivi.



Figura 6.12 Distributore per silo (fonte: Schmid energy solutions).

Sistema di trasporto a coclea verticale per silos fuori terra e capannoni
Nel caso di silos fuori terra e capannoni, il sistema di trasporto a coclea verticale (Figura 6.13) provvede al trasporto del combustibile dalla tramoggia di scarico al silo o al capannone. Una coclea orizzontale trasporta il combustibile dalla tramoggia di scarico alla coclea verticale, che lo solleva (altezza massima di trasporto circa 18 m) e lo trasferisce alle coclee di distribuzione orizzontali. La capacità di trasporto raggiunge circa 60 Srm/h o 120 Srm/h con un sistema a doppia coclea, a condizione che il volume della tramoggia di scarico sia superiore al volume di trasporto del veicolo di consegna. Il sistema è adatto a tutti i tipi di cippato, corteccia e segatura, con una pezzatura massima P100.

I vantaggi del sistema sono:

- Elevato grado di riempimento.
- Bassi costi di costruzione del silo.
- Tra gli svantaggi principali figurano:
- Costi di investimento aggiuntivi.
- Tempi di attesa fino a un'ora tra una consegna e l'altra.



Figura 6.13 Sistema di trasporto a coclea verticale (fonte: Schmid energy solutions).



Figura 6.14 Autocarro con sistema di pompaggio (fonte: Amstutz Holzenergie AG).

Autocarro con sistema di pompaggio

Un autocarro con sistema di pompaggio (Figura 6.14) consente il riempimento dei silos quando non è possibile l'accesso diretto dei veicoli per lo scarico a ribalta. Il cippato viene pompato direttamente dal cassone del veicolo (capacità circa 30 m³) tramite tubazioni flessibili nel silo interrato o fuori terra. I veicoli con sistema di pompaggio sono versatili e particolarmente adatti per cippato secco di qualità, proveniente da residui forestali e industriali, con una bassa percentuale di fini. Il sistema è sensibile a particelle di pezzatura eccessiva e a sassi.

I suoi principali vantaggi sono:

- Assenza di sporcizia nel luogo di scarico.
- Risparmio sugli investimenti per i sistemi convenzionali di alimentazione e distribuzione.
- Massimo grado di riempimento del silo (fino al 90%).

Gli svantaggi sono:

- Dipendenza dal fornitore di combustibile.
- Tempi di scarico più lunghi (circa 30 minuti rispetto ai 5 minuti dei veicoli a ribalta).
- Formazione di polvere con cippato secco; sistema non adatto per polveri di levigatura e piallatura.
- Costi di consegna più elevati.
- Rumorosità del sistema di pompaggio.

6.3.2 Riempimento e gestione dei magazzini

Sistema di gru completamente automatico

Il sistema a gru completamente automatico serve per il carico e lo scarico dei **magazzini** (Figura 6.15). Una gru a ponte con benna, a controllo automatico o manuale, preleva il combustibile da una tramoggia di scarico, lo distribuisce nel **magazzino** e alimenta un silo giornaliero o la zona a fondo mobile. Se necessario, è possibile anche miscelare combustibili di diversa qualità. Il sistema è indipendente dall'altezza e dalla superficie all'interno delle vie di corsa della gru. Se la tramoggia di scarico è sufficientemente grande, si possono raggiungere capacità fino a 150 m³/h. Il sistema è adatto a tutti i combustibili legnosi, ad eccezione di piallatura e polveri, ed è insensibile a pezzi di pezzatura eccessiva e a sassi.

I vantaggi principali sono:

- Adattabilità all'assortimento di combustibile.
- Possibilità di gestione automatica.
- Miscelazione di combustibili di diversa qualità.
- Buon utilizzo dello spazio di stoccaggio.
- Gli svantaggi includono:
- Utilizzabile solo in **magazzini** di grandi dimensioni.
- Funzionamento oneroso (usura delle funi d'acciaio e del dispositivo di sollevamento, obblighi di manutenzione previsti per legge). L'impiego intensivo richiede che il sistema a gru sia di standard industriale.



Figura 6.15 Sistema di gru completamente automatico con tramoggia di scarico e silo giornaliero (fonte: Schmid energy solutions).

Sistema di carico e scarico con trasportatore a catena raschiante mobile

I trasportatori a catena raschiante con trascinatori trasversali sono montati su un telaio che può essere spostato sia in verticale sia in orizzontale (Figura 6.16). In questo modo, il sistema si adatta automaticamente al livello di riempimento del **magazzino**. Durante il carico, funge da distributore; durante lo scarico, convoglia il cippato al sistema di alimentazione dell'impianto di combustione. La lunghezza operativa arriva fino a 28 m. Ad eccezione delle polveri, il sistema è adatto a tutti i combustibili legnosi ed è insensibile a pezzi di pezzatura eccessiva e a sassi.

I vantaggi principali sono:

- Sfruttamento ottimale del volume del **magazzino**.
- Adattabilità all'assortimento di combustibile.
- Possibilità di stoccare in modo controllato diversi assortimenti in corsie separate e di estrarli in modo mirato.

Gli svantaggi principali sono:

- Adatto solo per grandi volumi di stoccaggio.
- Costruzione complessa.



Figura 6.16 Sistema di carico e scarico con trasportatore a catena raschiante mobile in orizzontale e verticale [68].

Pala gommata

La pala gommata (o caricatore telescopico) trasporta il combustibile consegnato o cippato in loco nel **magazzino** di stoccaggio o lo deposita nel cumulo (Figura 6.17). Da lì, se necessario, viene riempito un pre-silo. Il sistema richiede un notevole impiego di manodopera e tempo. La pala gommata non può essere automatizzata, ma è molto flessibile e può essere utilizzata per una vasta gamma di compiti. È adatta a tutti gli assortimenti di combustibile, tranne piallatura e polveri.

I vantaggi principali della pala gommata sono:

- Flessibilità di impiego, possibilità di utilizzo multiplo.
- Adattamento ottimale al combustibile.
- Possibilità di separare diversi tipi di combustibile.

Gli svantaggi sono:

- Alta intensità di personale.
- Elevato consumo energetico.
- Rumorosità.



Figura 6.17 Pale gommate (fonte: AEE INTEC).

Toploader

Un toploader (Figura 6.18) è un sistema di carico e scarico che non necessita di una tramoggia di ricezione. Stocca il materiale scaricato dal veicolo direttamente sul pavimento del magazzino. Al bisogno, il toploader convoglia il combustibile dal cumulo stratificato al canale di estrazione trasversale, situato dietro la parete di fondo del magazzino. Il sistema è adatto a tutti i combustibili, tranne piallatura e polveri, ed è insensibile a pezzi di pezzatura eccessiva e a sassi.

Il toploader presenta diversi vantaggi:

- Possibilità di utilizzo multiplo dello spazio di stoccaggio.
- Semplice scarico del combustibile a livello del suolo.
- Bassi costi di costruzione del deposito (a partire dalla soletta), requisiti statici ridotti.
- Facilità di manutenzione grazie alla buona accessibilità.
- Basso consumo energetico.
- Gestione automatica, inclusa la misurazione del livello di riempimento.

Gli svantaggi includono:

- Il combustibile immagazzinato per ultimo viene prelevato per primo (principio LIFO – Last-In, First-Out).
- Ingombro relativamente elevato (area di stazionamento del toploader).



Figura 6.18 Toploader (fonte: Vecoplan AG).

6.3.3 Riempimento dei silos per trucioli e segatura

Polveri, trucioli, piallatura e cippato secco con un contenuto d'acqua inferiore al 20% vengono stoccati in appositi silos (Figura 6.19). Il riempimento di questi silos è sempre abbinato al sistema di aspirazione presente nell'azienda. A questo sistema può essere collegata anche una cippatrice. Il riempimento avviene tramite un flusso d'aria generato da un ventilatore, che trasporta il combustibile secco e fine. A causa dell'aumento della sezione trasversale nel silo, la velocità del flusso diminuisce e il combustibile cade all'interno. Un sistema di filtraggio autopulente separa le particelle fini dall'aria di scarico. Nei sistemi di aspirazione centralizzati, un filtro a ciclone separa l'aria di trasporto dal combustibile. A seconda della quantità di particelle fini, può essere necessario un sistema di filtraggio aggiuntivo per l'aria di scarico. Nei sistemi di trasporto individuali, l'aria di trasporto viene ricircolata e riutilizzata.

Il sistema di riempimento è indipendente dal dislivello da superare e dalle dimensioni del silo. Deve essere progettato esattamente in base al tipo di combustibile e reagisce in modo sensibile alla presenza di sassi e pezzi di pezzatura eccessiva. A seconda dell'isolamento acustico e della pezzatura del combustibile, può risultare più o meno rumoroso.

I vantaggi di questo sistema sono:

- Buona adattabilità alla struttura dell'edificio.
- Assenza di polvere.
- Facile superamento di grandi distanze orizzontali e verticali.

Gli svantaggi sono:

- Adatto solo per combustibile secco con pezzatura ridotta.
- Rumorosità elevata.
- Necessità di attrezzature aggiuntive per il silo.
- Pericolo di esplosione dovuto alla presenza di polvere.
- Elevato consumo di energia elettrica.

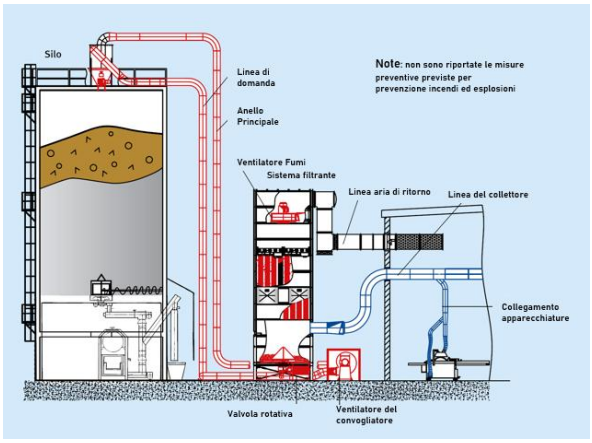


Figura 6.19 Riempimento del silo con impianto di aspirazione interno all'azienda (fonte: BGI 739-2 [69]).

6.3.4 Riempimento dei depositi di pellet

I pellet di legno vengono solitamente consegnati all'utente finale con un'autocisterna per pellet. Il riempimento del locale di stoccaggio avviene tramite un tubo flessibile che l'autista collega a un bocchettone, attraverso il quale i pellet vengono soffiati dal veicolo nel deposito. Durante l'insufflaggio è necessario compensare la pressione; a tal fine, i locali a tenuta d'aria dispongono di un secondo bocchettone, al quale viene collegato un aspiratore con sacco raccoglipolvere. Solo nel caso dei silos in tessuto è possibile rinunciare a tale bocchettone, poiché l'aria può fuoriuscire attraverso il tessuto stesso. La pressione per il riempimento viene generata tramite aria compressa.



Figura 6.20 Consegna di pellet con aspiratore e sacco raccoglipolvere (fonte: Energia legno Svizzera).

Se il deposito di pellet è un silo interrato, il riempimento può avvenire anche a ribalta. Grandi quantità possono essere consegnate anche con un veicolo dotato di fondo mobile che spinge il pellet nel deposito. Lo scarico a ribalta o a spinta può essere più delicato per i pellet rispetto all'insufflaggio, ma presenta alcuni svantaggi. Ad esempio, richiede una struttura interrata aggiuntiva all'esterno dell'edificio, eventualmente carrabile, e l'apertura di riempimento comporta il rischio di infiltrazioni di umidità.

6.4 Sistemi di estrazione

6.4.1 Sistemi di estrazione per tutti i combustibili

Fondo mobile

Il fondo mobile (Figura 6.21) consente l'estrazione continua del combustibile da silos di grandi dimensioni. Uno o più bracci di spinta vengono movimentati orizzontalmente da cilindri idraulici; il combustibile viene spinto nel canale di estrazione tramite trascinatori a forma di cuneo. Negli impianti moderni, il movimento in avanti dei singoli bracci avviene in modo sincronizzato, mentre quello all'indietro avviene singolarmente, riducendo così le forze di spinta. Le sollecitazioni generate dai cilindri idraulici devono essere assorbite dalla struttura dell'edificio. Il peso del combustibile sovrastante determina le forze di spinta necessarie e l'intero sistema deve essere adattato al silo. Il fondo mobile è adatto a tutti i combustibili e insensibile a pezzi di pezzatura eccessiva e a sassi. In caso di utilizzo di corteccia e legno da manutenzione del verde triturato grossolanamente, si consiglia l'installazione di un rullo dosatore aggiuntivo. È adatto per silos interrati, magazzini, silos per trucioli e segatura, depositi di pellet e container mobili per cippato.

I vantaggi principali del fondo mobile sono:

- Funzionamento affidabile e indipendente dal contenuto d'acqua del combustibile.
- Assenza di componenti della trasmissione all'interno del silo.
- Indipendenza dalla forma e dalla pezzatura del combustibile.

Gli svantaggi del fondo mobile sono:

- Elevate sollecitazioni sulla struttura dell'edificio.
- Usura del rivestimento del pavimento in caso di elevata movimentazione annua di combustibile.
- Lunghezza e portata di trasporto limitate.
- Possibilità di utilizzo solo in linea retta.
- Possibile rumorosità.



Figura 6.21 Estrazione dal silo tramite fondo mobile (fonte: Schmid energy solutions).

Trasportatore a fondo raschiante

Il trasportatore a fondo raschiante viene utilizzato in silos di piccole dimensioni (pre-silo, silo giornaliero) (Figura 6.22). Funziona in modo simile a un nastro trasportatore: profili trasversali fissati a catene convogliano il combustibile. L'impianto è adattato alla specifica configurazione del silo: larghezza e altezza del silo determinano il numero di catene di trasporto. Il dispositivo viene posizionato sopra il combustibile, raggiungendo così un'elevata capacità di trasporto. Il sistema è adatto a tutti i combustibili, ad eccezione delle polveri, ed è insensibile a pezzi di pezzatura eccessiva e a sassi.

I vantaggi principali del trasportatore a fondo raschiante sono:

- Ampia possibilità di adattamento al combustibile e alla configurazione del silo.

Gli svantaggi sono:

- Presenza di componenti della trasmissione all'interno del silo.
- Elevati costi di investimento.
- Elevati costi di manutenzione e riparazione.
- Costruzione complessa.

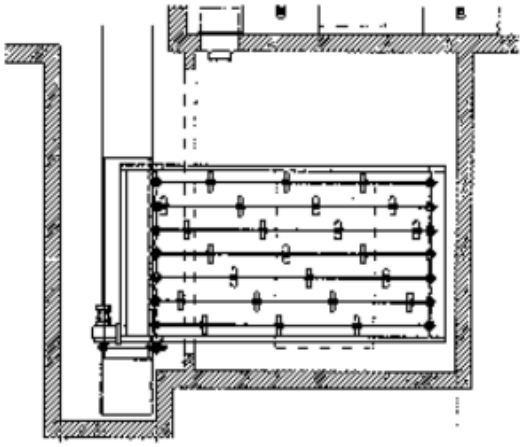


Figura 6.22 Estrazione dal silo tramite trasportatore a fondo raschiante [68].

Coclea centrale

La coclea centrale consente di estrarre il combustibile da silos quadrati e rotondi. La coclea ruota attorno al centro del fondo del silo e convoglia il materiale orizzontalmente verso il punto di estrazione centrale. Il diametro effettivo è > 4 m. Il sistema è adatto per cippato secco, piallatura, polveri e pellet. È sensibile a pezzi di pezzatura eccessiva e a sassi.

I vantaggi della coclea centrale sono:

- Costruzione semplice.
- Bassa tendenza alla formazione di ponti.
- Possibilità di realizzare silos alti (purché siano presenti aperture di manutenzione per la rimozione di eventuali intasamenti).

Gli svantaggi sono:

- Sensibilità a pezzi di pezzatura eccessiva e a sassi (necessaria vagliatura).
- Presenza di componenti della trasmissione nel vano silo.

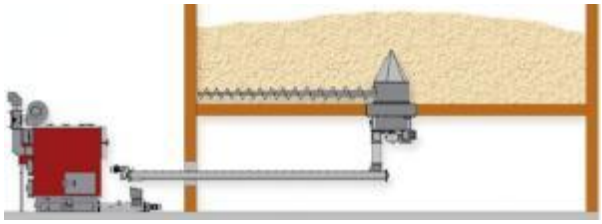


Figura 6.23 Sistema di estrazione con coclea centrale (fonte: Binder Energietechnik GmbH, coclea di scarico silo tipo SES-E1L di Gottwald GmbH Maschinenbau).

Coclea conica

La coclea conica (Figura 6.24) serve all'estrazione continua da silos alti con base circolare, ottagonale o quadrata. Trasporta il combustibile verso il dispositivo di estrazione al centro del silo. La sua struttura è simile a quella della coclea centrale, ma è inclinata. Il suo diametro effettivo è compreso tra 1,5 m e 5,0 m. È adatta per silos alti e per combustibili secchi, piallatura e polveri.

I vantaggi principali della coclea conica sono:

- Struttura semplice.
- Bassa tendenza alla formazione di ponti.
- Possibilità di realizzare silos alti (purché siano presenti aperture di manutenzione).

Gli svantaggi includono:

- Sfruttamento non completo del volume di stoccaggio (rimane un volume residuo).
- Superficie di estrazione limitata.
- Presenza di componenti della trasmissione nel vano silo.



Figura 6.24 Sistema di estrazione con coclea conica (fonte: Schmid energy solutions).

Coclea oscillante

Con la coclea oscillante (Figura 6.25) è possibile estrarre in modo continuo il combustibile da silos quadrati e rettangolari. La coclea è fissata al bordo del silo e oscilla orizzontalmente in un settore semicircolare sul fondo, convogliando il materiale al dispositivo di estrazione. È adatta a tutti i combustibili tranne la corteccia non triturata e il legno da manutenzione del verde triturato grossolanamente, ed è sensibile a pezzi di pezzatura eccessiva e a sassi.

I vantaggi della coclea oscillante sono:

- Costruzione semplice.
- Bassa tendenza alla formazione di ponti.
- Possibilità di realizzare silos alti (purché siano presenti aperture di manutenzione).
- Assenza di componenti della trasmissione nel vano silo.

Gli svantaggi sono:

- Sfruttamento non completo della superficie di base (rimane un volume residuo).
- Sensibilità a pezzi di pezzatura eccessiva e a sassi (necessaria vagliatura).

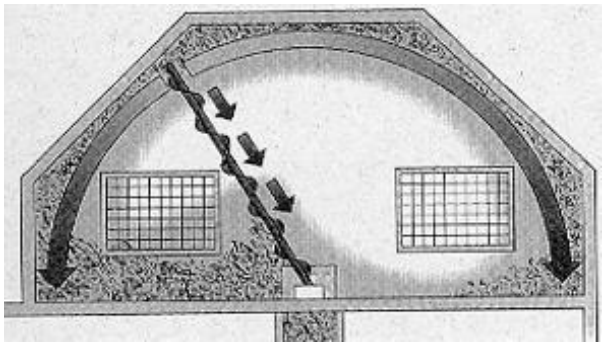


Figura 6.25 Sistema di estrazione con coclea oscillante [68].

Coclea fresante

La coclea fresante (Figura 6.26) viene utilizzata principalmente per l'estrazione da silos circolari e verticali fuori terra. La coclea ruota attorno al centro del fondo del silo, convogliando il combustibile verso il punto di estrazione centrale, con un diametro effettivo compreso tra 2 m e 20 m. È adatta a tutti i combustibili legnosi con una pezzatura massima di 200 mm.

I vantaggi della coclea fresante sono:

- Costruzione semplice e robusta.
- Possibilità di realizzare silos alti.

Gli svantaggi sono:

- Possibile formazione di ponti a seconda della scorrevolezza del combustibile.
- Presenza di componenti della trasmissione nel vano silo.
- Sensibilità a pezzi di pezzatura eccessiva e a sassi (necessaria vagliatura).



Figura 6.26 Coclea fresante (fonte: JPA Fördertechnik).

6.4.2 Sistemi di estrazione speciali

Per cippato e pellet di qualità è possibile utilizzare i seguenti sistemi di estrazione speciali.

Estrazione a braccio articolato
Con l'estrazione a braccio articolato (Figura 6.27) è possibile estrarre il combustibile in modo continuo da silos quadrati e rotondi per cippato di qualità e pellet. Due bracci articolati ruotano attorno al centro sul fondo del silo e trasportano il combustibile orizzontalmente verso il punto di estrazione. Il raggio d'azione del braccio aumenta durante l'estrazione, in modo da poter raccogliere anche il materiale situato in periferia. Il sistema ha un diametro di azione di circa 6 m, gestisce un'altezza del cumulo fino a 6 m e l'estrazione può avvenire in orizzontale o in diagonale.

I vantaggi dell'estrazione a braccio articolato sono:
- Costruzione semplice.
- Possibilità di gestire grandi altezze di stoccaggio.

Gli svantaggi sono:
- Superficie di estrazione limitata.
- Presenza di componenti della trasmissione nel locale di stoccaggio.



Figura 6.27 Sistema di estrazione a braccio articolato per cippato e pellet di qualità (fonte: Energia legno Svizzera).

Estrazione con agitatore a molle a balestra
Il sistema di estrazione con agitatore a molle a balestra (Figura 6.28) serve per l'estrazione continua di cippato e pellet di qualità da silos quadrati e rotondi. Due o tre bracci a molla, dotati di trascinatori, convogliano il combustibile verso il canale aperto della coclea di estrazione grazie al movimento rotatorio dell'agitatore. Il raggio descritto dai bracci aumenta durante l'estrazione, permettendo di raccogliere anche il materiale periferico. L'estrazione avviene in orizzontale o in diagonale verso l'alto. Il diametro effettivo massimo è di 6 m, l'altezza massima del cumulo è di 4 m (pellet) o 6 m (cippato di qualità).

I vantaggi di questo sistema sono:
- Costruzione semplice.
- Ridotta tendenza alla formazione di ponti.

Gli svantaggi sono:
- Superficie di estrazione limitata.
- Presenza di componenti della trasmissione nel locale di stoccaggio.



Figura 6.28 Estrazione con agitatore a molle a balestra (fonte: Herz).

Coclea centrale con fondo inclinato
La coclea centrale con fondo inclinato (Figura 6.29) serve per l'estrazione continua di pellet da locali di stoccaggio rettangolari. I pellet vengono estratti da una coclea posizionata in una canalina al centro del pavimento, che si estende per tutta la lunghezza del locale. Un fondo inclinato con superficie liscia assicura che tutto il materiale venga convogliato verso la coclea, impedendo che rimangano residui e che si accumulino frammenti nel locale. Per ridurre al minimo la perdita di volume utile, questo sistema viene utilizzato solo in locali di stoccaggio stretti e alti. Il fondo inclinato deve avere un'inclinazione > 40° ed essere molto stabile. Per non danneggiare i pellet, la distanza di trasporto deve essere il più breve possibile e senza curve, che possono causare malfunzionamenti.

I vantaggi di questo sistema sono:
- Assenza di componenti della trasmissione nel locale di stoccaggio.
- Basso consumo di energia ausiliaria.
- Economicità.

Gli svantaggi sono:
- Sfruttamento non completo del volume di stoccaggio (volume utile ≈ 2/3 del volume totale).
- Volume di stoccaggio limitato dalla lunghezza massima della coclea e dall'altezza massima del cumulo.
- Costruzione complessa del fondo inclinato.
- È possibile solo il trasporto rettilineo.
- Angolo di inclinazione del trasporto limitato.

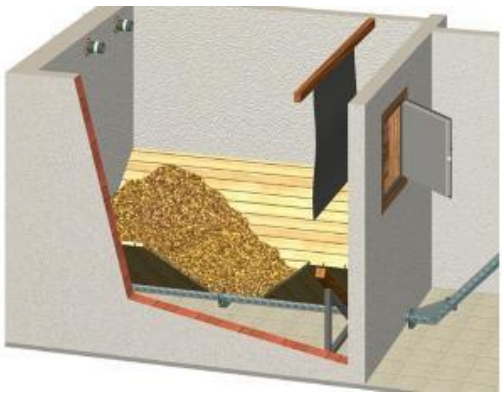


Figura 6.29 Sistema di estrazione per pellet con fondo inclinato [68].

Sistemi di aspirazione per depositi di pellet
I sistemi di aspirazione per pellet, come le sonde disposte sul fondo del deposito o il sistema «Maulwurf» (talpa) (Figura 6.30), convogliano i pellet pneumaticamente dal locale di stoccaggio alla caldaia. Questi sistemi trovano impiego in impianti a pellet con potenza nominale fino a 300 kW. Presentano tuttavia lo svantaggio di un maggiore consumo energetico per il trasporto del combustibile, che deve essere considerato nel calcolo dei costi del ciclo di vita per potenze superiori a 50 kW. Occorre tenere conto anche dell'usura dei dispositivi di trasporto. In compenso, questi sistemi sono più flessibili per quanto riguarda la progettazione del deposito e l'ubicazione della caldaia.



Figura 6.30 Sistema di estrazione «Maulwurf» (talpa) per pellet (fonte: Schellinger KG).

6.5 Sistemi di trasporto

Trasportatori a coclea
Con il trasportatore a coclea (Figura 6.31) è possibile trasportare il combustibile in orizzontale e in verticale. Una spira, in versione singola o doppia, trasporta il materiale in un canale a coclea aperto o chiuso. All'esterno del locale di stoccaggio, per motivi di sicurezza sul lavoro e di tutela della salute, devono essere utilizzati solo sistemi di trasporto chiusi. L'azionamento avviene tramite un motore elettrico a velocità regolabile. La coclea è realizzata a spira piena o a nastro (non senza albero).

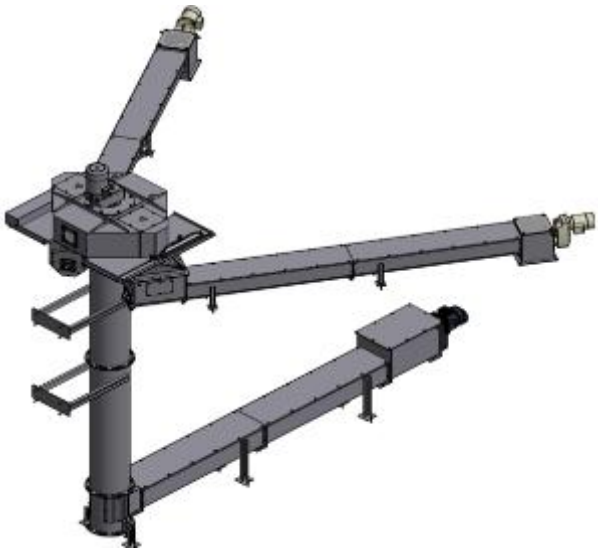


Figura 6.31 Trasportatore a coclea con percorso da orizzontale a verticale (fonte: Schmid energy solutions).

Il diametro del nucleo e la larghezza nominale del canale sono determinanti per la pezzatura del combustibile trasportabile. Il sistema funziona indipendentemente dal contenuto d'acqua ed è di facile utilizzo grazie alla sua struttura semplice. È adatto a tutti i tipi di combustibile, compreso il pellet, ad eccezione della corteccia non triturata e del legno da manutenzione del verde triturato grossolanamente; è inoltre insensibile a pezzi di pezzatura eccessiva e a sassi.

I vantaggi del trasportatore a coclea sono:
- Elevato rendimento.
- Ingombro ridotto.
- Costruzione economica e semplice.
- Facilità d'uso.
- Basso consumo energetico.

Gli svantaggi includono:
- Pezzatura del combustibile limitata.
- Trasporto possibile solo in linea retta, senza curve.

Sistema a spinta
Con il sistema a spinta (Figura 6.32) è possibile trasportare il combustibile in orizzontale. Uno o più cilindri idraulici muovono avanti e indietro uno o più bracci di spinta dotati di traverse. Grazie ai trascinatori a forma di cuneo, il combustibile viene spinto nella direzione desiderata. I trascinatori possono essere adattati alla situazione locale. Il peso del combustibile sovrastante determina le forze di spinta che devono essere assorbite dalla struttura dell'edificio. Il sistema è adatto a tutti i combustibili, ad eccezione di piallatura e polveri, ed è insensibile a pezzi di pezzatura eccessiva e a sassi.

I suoi vantaggi sono:

- Grande affidabilità operativa.
- Indipendenza da forma, dimensioni e contenuto d'acqua del combustibile.
- Assenza di componenti della trasmissione all'interno del silo.

Gli svantaggi sono:

- Elevate sollecitazioni sulla struttura dell'edificio.
- Lunghezza e portata di trasporto limitate.
- Possibilità di utilizzo solo in linea retta.
- Necessità di manutenzione e riparazione.

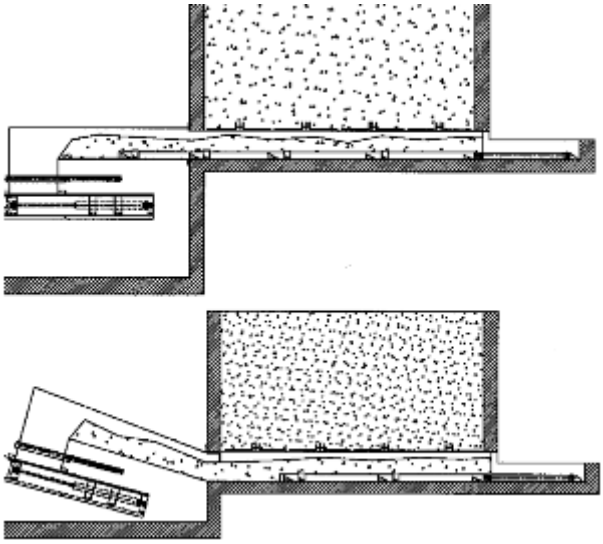


Figura 6.32 Sistema a spinta con trasporto orizzontale (in alto) e ascendente (in basso) [68].

Trasportatore a catena raschiante

Con il trasportatore a catena raschiante (Figura 6.33) è possibile trasportare orizzontalmente o verticalmente un'ampia gamma di combustibili legnosi. Funziona in modo simile a un nastro trasportatore: due catene scorrono parallelamente in una struttura chiusa, e i trascinatori montati tra di esse spingono il materiale verso la destinazione. Con opportune modifiche (diverse aperture di scarico) è possibile riempire anche grandi silos e magazzini. È insensibile a pezzi di pezzatura eccessiva e a sassi, ed è adatto a tutti i combustibili ad eccezione di piallatura, polveri e pellet.

I suoi vantaggi sono:

- Elevata capacità di trasporto.
- Ampia gamma di applicazioni.

I suoi svantaggi sono:

- Costruzione complessa.
- Elevati costi di investimento.
- Necessità di manutenzione e riparazione.
- Rumorosità.



Figura 6.33 Trasportatore a catena raschiante [68].

Trasporto pneumatico

Nel trasporto pneumatico (Figura 6.34) il combustibile viene soffiato nel silo tramite un flusso d'aria. Un sistema di filtraggio a pulizia automatica separa le particelle fini dall'aria di scarico. Nei sistemi di aspirazione centralizzati, un filtro a ciclone separa l'aria di trasporto dal combustibile, e una parte dell'aria viene riciclata. Il trasporto pneumatico consente di superare anche grandi distanze orizzontali e verticali, ma richiede una progettazione accurata in funzione dello specifico assortimento di combustibile. Il sistema è adatto per cippato secco, piallatura, polveri e pellet ed è sensibile a pezzi di pezzatura eccessiva e a sassi.

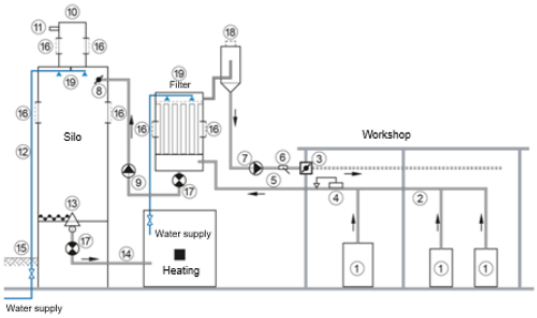
I vantaggi del trasporto pneumatico sono:

- Buona adattabilità alla struttura dell'edificio.
- L'ambiente rimane privo di polvere.
- Possibilità di superare grandi distanze orizzontali e verticali.

Gli svantaggi principali sono:

- Adatto solo per combustibile secco con pezzatura ridotta.
- Rumorosità elevata.
- Necessità di attrezzature aggiuntive per il silo.
- Pericolo di esplosione dovuto alla presenza di polvere.

- Elevato consumo di energia elettrica.



Legenda:

1. Produzione biomassa da combustione
2. Linea di aspirazione
3. Serranda tagliafuoco
4. Sistema di rilevamento scintille con eventuale linea estinguente
5. Aria di scarico all'esterno (operazione estiva)
6. Aletta di commutazione (aria di ritorno-aria esausta)
7. Ventilatore
8. Valvola di non ritorno
9. Ventilatore del convogliatore
10. Filtro di precipitazione finale
11. Aria pulita in uscita (aria esausta)
12. Linea estinguente
13. Scarico residui
14. Sistema di convogliamento alla fornace
15. Connessione idrica
16. Scarico di pressione
17. Valvola Rotativa
18. Sfiato esplosivo con disco di scoppio
19. Dispositivo estinguente

Figura 6.34 Trasporto pneumatico (fonte: VKF 104-15 Spänefeuerungen [70]).

6.6 Alimentazione della caldaia

Il combustibile viene convogliato nella camera di combustione tramite i dispositivi di alimentazione. Negli impianti multi-caldaia, ogni unità dispone di un proprio sistema di alimentazione. Di norma, l'alimentazione avviene tramite coclee o spintori idraulici.

Trasportatori a coclea

I trasportatori a coclea, o coclee di alimentazione (Figura 6.35), consentono un'alimentazione continua senza compattare il combustibile. Ciò garantisce una copertura uniforme della griglia di combustione, anche se limitata a un lato. L'utilizzo di trasportatori a doppia coclea permette di estendere la copertura uniforme all'intera larghezza della griglia.



Figura 6.35 Alimentazione con trasportatore a coclea (fonte: Schmid energy solutions).

Spintori idraulici

Gli spintori idraulici (Figura 6.36) alimentano la caldaia in modo discontinuo, compattando leggermente il combustibile. Una quantità predefinita di materiale viene portata in una camera di dosaggio tramite una saracinesca e quindi spinta lentamente e in modo continuo nel focolare, in base alla potenza di combustione richiesta. Nel caso di combustibili con un'elevata percentuale di sostanze estranee (legno di recupero), può verificarsi un'usura maggiore dello spintore e del canale di alimentazione.

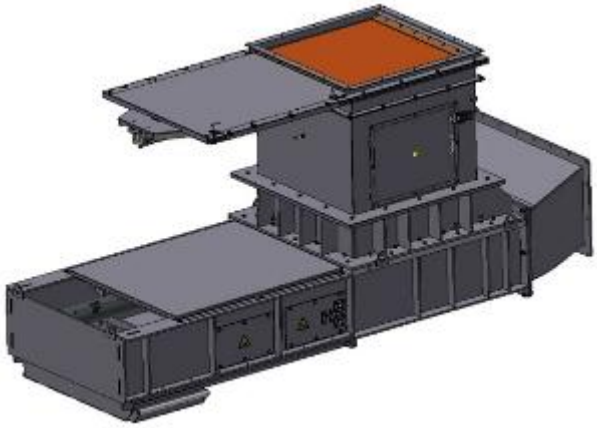


Figura 6.36 Alimentazione con spintore idraulico (fonte: Schmid energy solutions).

Alimentazione diretta (sistemi a spinta)

Nei sistemi ad alimentazione diretta (sistemi a spinta, Figura 6.37) si verifica una forte compattazione del combustibile. Affinché il materiale compattato possa bruciare in modo ottimale su una griglia mobile, deve essere preventivamente allentato con appositi accorgimenti. La compattazione può essere ridotta prevedendo una zona di decompressione nel canale di alimentazione. Per evitare fluttuazioni di potenza, il combustibile viene immesso in modo continuo nella camera di combustione, in base alla potenza richiesta.

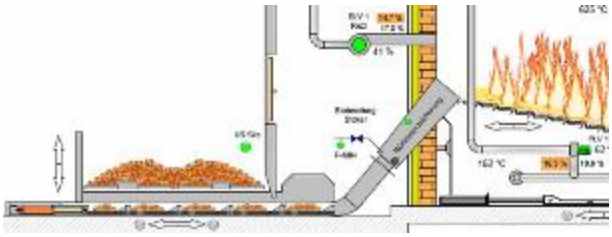


Figura 6.37 Alimentazione con sistema a spinta diretta (fonte: Agro Forst & Energietechnik GmbH).

6.7 Dispositivo di sicurezza antincendio nel sistema di alimentazione del combustibile

Per impedire il ritorno di fiamma dalla camera di combustione al sistema di alimentazione e al deposito, gli impianti a biomassa con alimentazione automatica devono essere dotati di appositi dispositivi di protezione. Le normative in materia variano da Paese a Paese.
CH e AT: sono prescritti almeno due dispositivi indipendenti: un dispositivo di spegnimento nel canale di alimentazione, ad attivazione termica e indipendente dalla rete elettrica, e almeno un altro dispositivo indipendente dall'acqua, come un pozzo di caduta, una saracinesca, una serranda tagliafuoco, una valvola rotativa o simili (Figura 6.38).

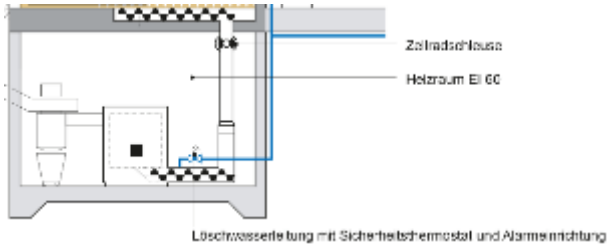


Figura 6.38 Protezione contro il ritorno di fiamma: pozzo di caduta e valvola rotativa (fonte: VKF 104-15 Spänefeuerungen [70]).

DE: Gli impianti a biomassa con alimentazione meccanica devono essere dotati di un dispositivo di sicurezza che impedisca il ritorno di fiamma e la proiezione di scintille nel sistema di alimentazione e nel locale caldaia (cfr. capitolo 19).

Dispositivo di spegnimento

Il dispositivo di spegnimento, in caso di attivazione, spruzza acqua di rete nel canale del combustibile per impedire il ritorno di fiamma. L'attivazione è termica e indipendente dalla rete elettrica. La valvola e il sensore termico sono inclusi nella fornitura della caldaia; il progettista è responsabile del collegamento delle tubazioni, prevedendo l'installazione di un filtro per impurità.

Pozzo di caduta

Un pozzo di caduta nell'alimentazione del combustibile crea un'interruzione fisica nel sistema di trasporto, impedendo così il ritorno di fiamma.

Saracinesche e serrande tagliafuoco

Le saracinesche e le serrande tagliafuoco sono installate nel pozzo di caduta del sistema di alimentazione. Se viene superata una temperatura limite impostabile, un termostato attiva la chiusura, bloccando il passaggio del combustibile.

Valvola rotativa

La valvola rotativa è costituita da un rotore a pale alloggiato in un corpo metallico e posizionato nel pozzo di caduta. L'azionamento è sincronizzato con i motori del sistema di trasporto. A rotore fermo, le pale bloccano il passaggio, impedendo il ritorno di fiamma.
Nei silos per trucioli e segatura in pressione, la valvola rotativa funge anche da elemento di separazione rispetto al sistema di trasporto non in pressione.

6.8 Rimozione delle ceneri

I sistemi meccanici di estrazione ceneri includono coclee, trasportatori a spinta, trasportatori a catena raschiante, trasportatori a catena in canalina, elevatori a tazze e sistemi di estrazione a umido con catena raschiante (Figure da 6.39 a 6.41). Questi sistemi trasportano le ceneri dalla camera di combustione ai contenitori o ai silos dedicati e, ad eccezione delle coclee, sono in grado di coprire anche distanze maggiori.

I vantaggi sono:
- Bassa incidenza di guasti.
- Insensibilità a corpi estranei, scorie e particelle incandescenti.
- Basso fabbisogno di energia ausiliaria.
- Basse emissioni acustiche.

Gli svantaggi principali sono:
- Elevato ingombro (non adatti in spazi ristretti).
- Elevata usura in caso di ceneri ricche di scorie o con alta percentuale di corpi estranei.



Figura 6.39 Coclea di estrazione ceneri dal focolare (fonte: Schmid energy solutions).



Figura 6.40 Estrazione ceneri da sotto la griglia tramite fondo mobile (fonte: Schmid energy solutions).



Figura 6.41 Sistema meccanico di estrazione ceneri con trasportatore a catena raschiante (fonte: AEE INTEC).

7 Idraulica della generazione di calore

7.1 Nozioni base di idraulica

Questo capitolo tratta i requisiti relativi all'idraulica per la generazione di calore. L'idraulica per la distribuzione del calore non viene trattata ulteriormente nel presente Manuale di pianificazione del sistema QM Holzheizwerke; a tal proposito si rimanda al Manuale di Pianificazione delle Reti di Teleriscaldamento [19].
I requisiti dettagliati per la progettazione delle soluzioni idrauliche e di regolazione sono riportati nei volumi 2 e 5 della collana QM Holzheizwerke (schemi idraulici standard – Parte I [62] e Parte II [71]).
Negli schemi idraulici standard, per ciascuna delle otto varianti di base di un «sistema di generazione di calore con impianto di combustione a legna», la soluzione idraulica e di regolazione è descritta in dettaglio in un documento completo che comprende le seguenti sezioni:

- Breve descrizione e responsabilità
- Schema di principio e progettazione
- Descrizione funzionale
- Acquisizione dati per l'ottimizzazione operativa
- Allegato al verbale di collaudo

Si raccomanda, ove possibile, di scegliere uno degli schemi idraulici standard collaudati per soddisfare i requisiti di qualità fondamentali relativi all'idraulica e al sistema di regolazione.

Per quanto riguarda l'idraulica della generazione di calore, vengono rispettati, tra gli altri, principi quali l'espandibilità del sistema con l'aggiunta di un'altra caldaia a biomassa, il rigoroso disaccoppiamento idraulico dei circuiti a bassa differenza di pressione (tramite bypass o separatore idraulico) e il rispetto della minima autorità richiesta per le valvole.

Calcolo semplificato di portata, differenza di pressione (prevalenza) e potenza della pompa
Nella progettazione dei circuiti idraulici della caldaia si pongono spesso le seguenti tre domande:

- Quale deve essere la portata?
- Qual è la differenza di pressione attraverso la valvola di regolazione con questa portata?
- Qual è la potenza richiesta dalla pompa per gestire questa portata?

Le tre formule semplificate seguenti rispondono a queste domande con sufficiente precisione.

Portata:

$$\dot{V}\left[\frac{m^3}{h}\right] = 0.86\ \frac{\dot{Q}\ [kW]}{\Delta T\ [K]}$$

Differenza di pressione:

$$\Delta p\ [kPa] = 100\left(\frac{\dot{V}\left[\frac{m^3}{h}\right]}{k_V\left[\frac{m^3}{h}\right]}\right)^2$$

Potenza della pompa:

$$P_{Pumpe}\ [kW] = 0.86\ \frac{\Delta p\ [kPa]\ \dot{V}\left[\frac{m^3}{h}\right]}{3600\ \eta_{Pumpe}\ [-]}$$

$\dot{V}$	Portata in m³/h
$\dot{Q}$	Potenza termica in kW
ΔT	Differenza di temperatura in K
Δp	Differenza di pressione in kPa
k_V	Fattore di portata in m³/h
P_{pompa}	Potenza assorbita dalla pompa in kW
η_{pompa}	Rendimento della pompa

Nota importante:
Queste formule sono valide in modo approssimativo per acqua con temperatura compresa tra 5 °C e 95 °C. Si tratta di equazioni numeriche in cui i valori devono essere inseriti nelle unità di misura prescritte. Il fattore 0,86 corrisponde al prodotto tra densità [kg/m³] e capacità termica dell'acqua [kWh/(kg*K)].

7.2 Regolazione del circuito della caldaia

Per ridurre al minimo la corrosione della caldaia sulle pareti dei tubi di fumo, i produttori di caldaie prescrivono una temperatura minima di ingresso dell'acqua nella caldaia (vedere il capitolo 5.4). Questa temperatura minima di ingresso nella caldaia è garantita dalla miscelazione appropriata dell'andata con il ritorno tramite un circuito di miscelazione idraulico nel circuito della caldaia tramite una valvola a tre vie. Per garantire una temperatura di uscita dalla caldaia costante, questa viene regolata indirettamente anche tramite la valvola a tre vie, aumentando o diminuendo la temperatura di ingresso nella caldaia. Di seguito sono riportati i principi di base per la progettazione della valvola di regolazione nel circuito di miscelazione.

7.2.1 Valvola di regolazione del circuito caldaia

Nel circuito della caldaia vengono solitamente utilizzate valvole a tre vie con due ingressi e un'uscita, le cosiddette valvole miscelatrici (cfr. Figura 7.1).

Il comportamento idraulico delle valvole di regolazione è descritto dalla cosiddetta **curva caratteristica intrinseca**, che rappresenta la relazione tra la corsa e la portata. Le valvole a tre vie sono solitamente disponibili con due diverse curve caratteristiche intrinseche:

- **Curva caratteristica lineare**: a uguali variazioni di corsa corrispondono uguali variazioni di portata (applicazione: circuiti di regolazione senza scambiatore di calore).
- **Curva caratteristica equipercentuale**: a uguali variazioni di corsa corrispondono uguali variazioni percentuali della portata istantanea (applicazione: circuiti di regolazione con scambiatore di calore).

Ulteriori informazioni sulle valvole di regolazione sono disponibili nel Manuale di Pianificazione delle Reti di Teleriscaldamento ([19], capitolo 8.4.4).

I produttori specificano per ogni valvola di regolazione un coefficiente di portata (valore k_{VS}). Questo consente di calcolare la caduta di pressione attraverso la valvola completamente aperta, al 100% della portata, utilizzando la seguente formula:

$$\Delta p_{V,100}\,[\mathrm{kPa}] = 100 \left(\frac{\dot{V}_{100}\left[\frac{m^3}{h}\right]}{k_{VS}\left[\frac{m^3}{h}\right]} \right)^2$$

$\Delta p_{V,100}$	Caduta di pressione sulla valvola con portata al 100%
$\Delta p_{V,0}$	Caduta di pressione sulla valvola con portata pari allo 0%, quando questa sta iniziando ad aprirsi
$\Delta p_{var,100}$	Caduta di pressione lungo il tratto contrassegnato in verde con portata variabile (Figura 7.1)

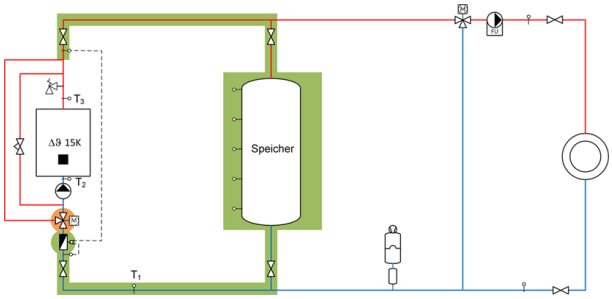


Figura 7.1 Circuito della caldaia a portata costante con l'indicazione in verde del tratto a portata variabile.

Per il dimensionamento della valvola di regolazione del controllo della temperatura di ritorno della caldaia, è determinante il tratto a portata variabile (cfr. sezione in verde nella Figura 7.1). La perdita di carico in questo tratto dovrebbe essere la più bassa possibile. La pompa nel circuito della caldaia opera a portata costante, il che rende possibile una regolazione basata sulla temperatura. Ciò significa che la temperatura di ingresso in caldaia viene regolata tramite la valvola miscelatrice in modo da mantenere costante la temperatura di mandata, a fronte di una portata costante nel circuito. Le seguenti formule consentono di determinare la portata della valvola e della pompa, nonché l'autorità della valvola (VA) nel circuito caldaia.

Portata della valvola:

$$\dot{V}_V\left[\frac{m^3}{h}\right] = 0.86\,\frac{\dot{Q}\,[\mathrm{kW}]}{T_3 - T_1\,[\mathrm{K}]}$$

Portata della pompa:

$$\dot{V}_P\left[\frac{m^3}{h}\right] = 0.86\,\frac{\dot{Q}\,[\mathrm{kW}]}{T_3 - T_2\,[\mathrm{K}]}$$

Autorità della valvola:

$$VA = \frac{\Delta p_{V,100}}{\Delta p_{V,100} + \Delta p_{var,100}}$$

$\dot{V}_P$	Portata in m^3/h
$\dot{V}_V$	Portata in m^3/h
VA	Autorità della valvola
$\dot{Q}$	Potenza termica in kW
$T_{1..3}$	Temperatura nel punto di misurazione da 1 a 3 in °C secondo Figura 7.1
$\Delta p_{V,100}$	Caduta di pressione sulla valvola al 100% della portata
$\Delta p_{var,100}$	Caduta di pressione sul tratto contrassegnato in verde con portata variabile (Figura 7.1)

Nota importante:
Queste formule sono approssimative per acqua da 5 °C a 95 °C. Si tratta di equazioni numeriche in cui i valori devono essere inseriti nelle unità prescritte. Il fattore 0,86 corrisponde al prodotto della densità [kg/m³] e della capacità termica dell'acqua [kWh/(kg*K)].

Autorità della valvola

Quando una valvola viene installata in un circuito idraulico, la sua curva caratteristica di funzionamento si discosta da quella intrinseca, perché la perdita di carico attraverso la valvola diventa una frazione variabile della perdita di carico totale del circuito. Di conseguenza, la curva caratteristica intrinseca viene deformata. Con l'aumentare della deformazione, la precisione e la velocità della regolazione vengono compromesse e, in casi estremi, l'anello di regolazione diventa instabile e inizia a oscillare.

Per quantificare la deformazione della curva caratteristica intrinseca si utilizza l'autorità della valvola. La formula per il calcolo dell'autorità (VA) è stata presentata in precedenza. In questo calcolo, gioca un ruolo fondamentale la perdita di carico del tratto di circuito a portata variabile, influenzato dalla valvola (cfr. Figura 7.1, sezione in verde).

Nei circuiti idraulici con valvole a tre vie non si verificano problemi di stabilità, a condizione che venga rispettata la seguente regola:

$$VA = \frac{\Delta p_{V,100}}{\Delta p_{V,100} + \Delta p_{var,100}} \geq 0.5$$

(valore target, valore limite in casi eccezionali VA ≥ 0,3)

Ne consegue che: $\Delta p_{V,100} \geq \Delta p_{var,100}$

Con una portata del 100%, la caduta di pressione attraverso la valvola a tre vie aperta ($\Delta p_{V,100}$) deve essere uguale o superiore alla caduta di pressione attraverso il tratto con portata variabile ($\Delta p_{var,100}$).

Spesso più circuiti caldaia vengono collegati a un **collettore a bassa differenza di pressione** (ad es. un accumulatore termico) in un **circuito di miscelazione**. Ogni pompa preleva quindi la propria portata d'acqua attraverso la rispettiva valvola e il tratto a portata variabile (cfr. Figura 7.2). Ciò solleva un'altra domanda: «Qual è la differenza di pressione massima consentita sul tratto a portata variabile?» Se questa differenza di pressione diventa eccessiva, i singoli circuiti si influenzano a vicenda. Ciò può comportare una riduzione della portata di una pompa con prevalenza insufficiente e l'impossibilità di erogare la potenza nominale della relativa caldaia. Per evitare che ciò accada, oltre alla regola sull'autorità della valvola, è necessario rispettare anche la seguente:

Più circuiti caldaia in un circuito di miscelazione

Se più circuiti caldaia sono collegati in un circuito di miscelazione a bassa differenza di pressione (ad es. a un accumulatore termico), la perdita di carico massima lungo il tratto a portata variabile non deve essere superiore al 20% della prevalenza della pompa della caldaia più piccola nel suo punto di progetto (cfr. Figura 7.2).

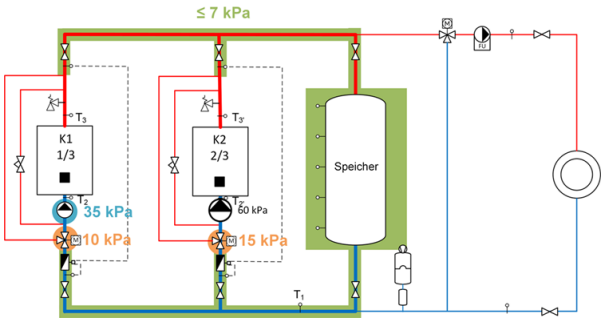


Figura 7.2 Circuiti caldaia a portata costante in un impianto multi-caldaia. La portata della caldaia 1 viene notevolmente ridotta quando entrambe le caldaie funzionano in parallelo alla loro potenza nominale.

7.2.2. Bypass nel circuito della caldaia

Con un circuito idraulico correttamente dimensionato, la valvola di regolazione funziona in modo ragionevolmente lineare: al 50% della corsa corrisponde il 50% della portata, al 100% della corsa corrisponde il 100% della portata.

Se il campo di regolazione della valvola è fortemente limitato da una grande differenza tra la temperatura del ritorno principale e quella di ingresso in caldaia, ciò può causare una regolazione imprecisa o addirittura un'oscillazione dell'anello di regolazione.

Con un bypass nel circuito caldaia è possibile ampliare notevolmente il campo di regolazione della valvola, nonostante i diversi livelli di temperatura tra il ritorno principale e l'ingresso in caldaia (cfr. Figura 7.3).

I bypass sono generalmente utili se:

- la differenza di temperatura tra la mandata e l'ingresso della caldaia (T_12 – T_11 in Figura 7.3) è inferiore di oltre 10 K rispetto alla differenza di temperatura tra la mandata della caldaia e la massima temperatura ammissibile del ritorno principale (T_12 – T_43 in Figura 7.3). In questo modo la valvola di regolazione può essere dimensionata più piccola e il suo campo di regolazione può essere sfruttato appieno.
- è garantito che la temperatura del ritorno principale (T_43) non possa superare in nessun caso operativo il valore di progetto. Solo così si assicura che la caldaia possa sempre erogare la sua potenza nominale.

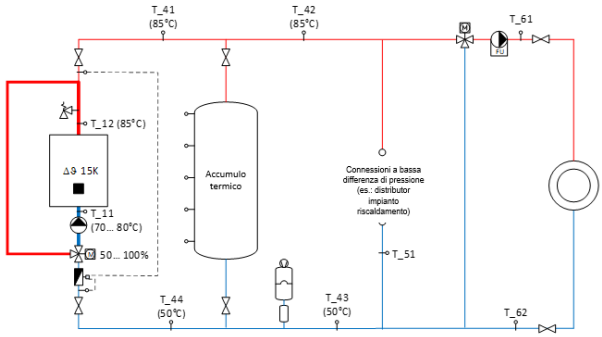
Il dimensionamento della portata del bypass avviene come segue: alla potenza nominale e con la massima temperatura del ritorno principale, la portata attraverso il bypass della valvola miscelatrice dovrebbe essere circa pari a zero. In questa condizione, la posizione della valvola è impostata al 100% di passaggio.

7.3 Pompe

7.3.1 Tipi di pompe

In linea di principio si distingue tra:

- **Pompa a secco**: la pompa è collegata a un motore standard tramite albero e giunto.
  - Nella **pompa su basamento**, il motore e la pompa sono montati su un basamento comune.
  - Nella **pompa in-line**, il motore standard è montato direttamente sulla pompa.



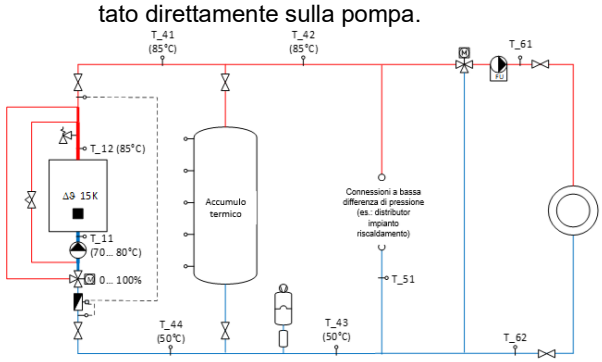


Figura 7.3 Integrazione idraulica del circuito caldaia nelle varianti con e senza bypass

- **Pompa a rotore bagnato**: la pompa e il motore a rotore bagnato formano un'unità. Il fluido pompato lubrifica i cuscinetti e raffredda il motore. L'azionamento avviene tramite un motore sincrono a corrente continua con rotore a magneti permanenti e velocità regolabile in continuo. Il campo di applicazione attuale è limitato a una portata massima di 80 m³/h.

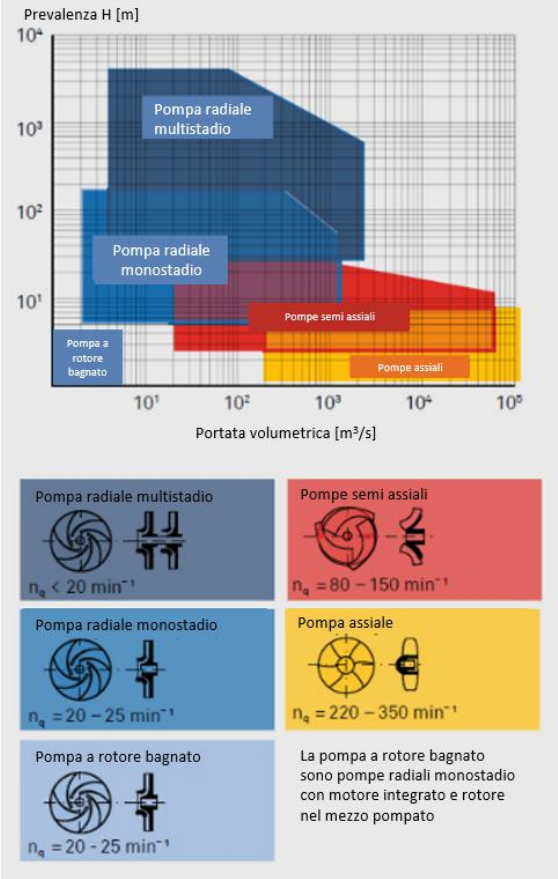


Figura 7.4 Tipologia delle pompe in base a prevalenza e portata. Grafico basato su [72].

Le pompe per caldaia a velocità variabile sono disponibili nelle seguenti versioni:

- Pompa a rotore bagnato con motore sincrono a corrente continua a velocità variabile.
- Pompa a secco con motore standard (in-line o su basamento) e convertitore di frequenza esterno.
- Pompa a secco con motore standard (in-line o su basamento) e convertitore di frequenza integrato.

7.3.2 Progettazione delle pompe

L'utilizzo dei software di dimensionamento dei produttori consente di confrontare diverse pompe per il campo di applicazione specificato (portata, prevalenza) in termini di efficienza energetica e costi del ciclo di vita. I dati specifici del prodotto (curva caratteristica, rendimento complessivo, rendimento della sola pompa) forniti dal produttore consentono una scelta ottimale.

Per poter verificare o confrontare tali dati, è necessario tenere conto dei seguenti principi fondamentali della tecnologia delle pompe:

Curva caratteristica della pompa

La curva caratteristica della pompa mostra la prevalenza (differenza di pressione) in funzione della portata. Si distingue tra le curve piatte delle pompe a bassa velocità e le curve ripide di quelle ad alta velocità (cfr. Figura 7.5). Le pompe per caldaia hanno curve piatte, mentre le pompe di rete hanno curve ripide.

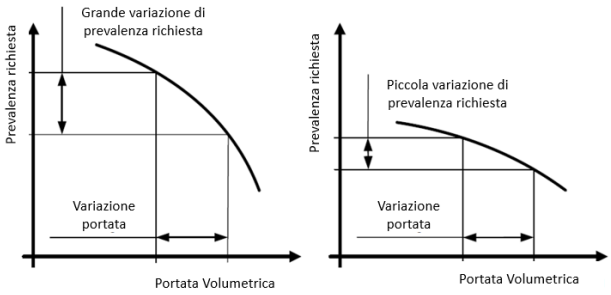


Figura 7.5 Curva caratteristica ripida (a sinistra) e curva caratteristica piatta (a destra).

Curva caratteristica dell'impianto

La perdita di carico di una rete aumenta in modo quadratico con la portata. Questa relazione tra prevalenza e portata è rappresentata dalla curva caratteristica dell'impianto. Poiché anche la curva della pompa mostra una relazione tra prevalenza e portata, le due curve possono essere rappresentate nello stesso sistema di coordinate (Figura 7.6). Il loro punto di intersezione è il punto di funzionamento della pompa, in cui la prevalenza fornita dalla pompa corrisponde alla perdita di carico dell'impianto.

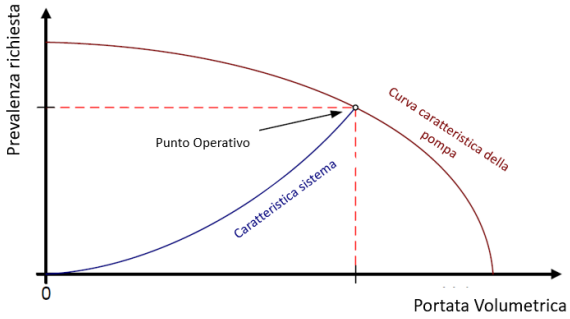


Figura 7.6 Curva caratteristica della pompa e dell'impianto [19].

Leggi di proporzionalità

Quando si modifica la velocità di rotazione di una pompa di circolazione, la prevalenza, la portata volumetrica e la potenza idraulica si comportano secondo le tre leggi di proporzionalità seguenti.

La portata volumetrica è proporzionale alla velocità della pompa:

$$\frac{\dot{V}_1}{\dot{V}_2} = \frac{n_1}{n_2}$$

La prevalenza (differenza di pressione) varia con il quadrato della velocità di rotazione:

$$\frac{H_1}{H_2} = \frac{\Delta p_1}{\Delta p_2} = \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2$$

La potenza idraulica della pompa varia con la terza potenza della velocità di rotazione:

$$\frac{P_{hydr1}}{P_{hydr2}} = \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^3$$

A metà della velocità, quindi, la portata si dimezza, la prevalenza si riduce a un quarto e la potenza richiesta dalla pompa a un ottavo.

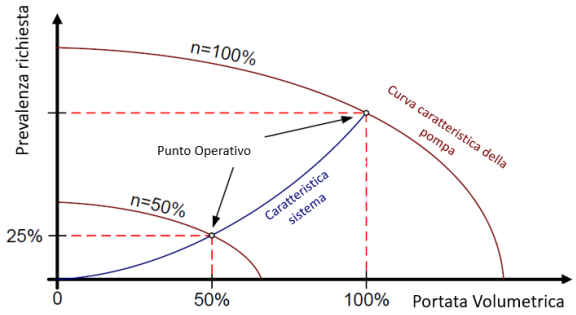


Figura 7.7 Curva caratteristica della pompa e dell'impianto per due diverse velocità di rotazione [19].

Consumo energetico, rendimento ed efficienza energetica

La scelta di una pompa è una questione di progettazione idraulica, ma è necessario tenere conto fin dall'inizio anche del suo consumo energetico. A tal fine, è necessario rispettare la classe di efficienza energetica richiesta per i motori elettrici delle pompe a secco e i valori limite dell'indice di efficienza energetica (IEE) per le pompe a rotore bagnato (cfr. anche Manuale di Pianificazione delle Reti di Teleriscaldamento [19], capitolo 3.3.2).

Cosa considerare?

- Evitare portate inutilmente elevate.
- Mantenere la curva caratteristica della rete il più piatta possibile.
- La posizione del punto di funzionamento nel diagramma della pompa ha un'influenza decisiva sul rendimento. Il rendimento ottimale si trova solitamente nel terzo centrale della curva caratteristica per la velocità massima; esistono tuttavia delle eccezioni.
- Utilizzare pompe a velocità variabile solo in circuiti caldaia con portata fortemente variabile (cfr. capitolo 7.3.3), assicurandosi che il punto di funzionamento non si discosti troppo dal terzo centrale della curva per la velocità massima.
- Per le pompe a velocità variabile, privilegiare, se possibile, le pompe a rotore bagnato con motori sincroni a corrente continua e rotore a magneti permanenti.

7.3.3 Pompa per caldaia a velocità variabile

Di norma, il circuito interno delle caldaie a biomassa viene gestito con una portata costante, come da specifiche degli schemi idraulici standard. Ciò semplifica la regolazione dell'impianto, poiché viene azionata solo la valvola a tre vie e non è necessaria una pompa a velocità variabile. Una pompa monostadio, dimensionata in modo ottimale, soddisfa i requisiti di un funzionamento efficiente dal punto di vista energetico. Le pompe a rotore bagnato con motore sincrono a corrente continua a velocità variabile devono essere fatte funzionare a un punto di lavoro fisso in termini di portata e prevalenza, ovvero a velocità costante.

La motivazione per l'utilizzo di una pompa a velocità variabile è la riduzione del consumo di energia elettrica. Una pompa di questo tipo viene utilizzata nelle seguenti applicazioni:

- **Logica di regolazione per la definizione indiretta della potenza tramite la temperatura di mandata della caldaia**: si tratta di una definizione indiretta della potenza tramite la regolazione della velocità della pompa, mantenendo costante la temperatura di ingresso in caldaia. Il setpoint di potenza viene specificato dal regolatore tramite la temperatura dell'acqua, regolando la temperatura di mandata a un valore costante. A causa dell'inerzia di questo metodo, questa logica di regolazione non è indicata se si utilizza un accumulo termico, poiché in quel caso il setpoint di potenza viene definito direttamente in base allo stato di carica dell'accumulo.
- **Logica di regolazione per una differenza di temperatura costante nel circuito caldaia**: in base al setpoint di potenza, la velocità della pompa viene regolata in modo che sia la temperatura di mandata sia quella di ingresso, e quindi la loro differenza, rimangano costanti. Le fasi di avvio, spegnimento e mantenimento braci sono problematiche, poiché è quasi impossibile mantenere costante la temperatura di mandata. Il comportamento della regolazione può essere ulteriormente compromesso dalla stratificazione dell'acqua nella caldaia a basse portate o a carico parziale.
- **Logica di regolazione semplificata**: la velocità della pompa viene impostata direttamente in funzione del setpoint di potenza della caldaia. Il campo di velocità richiesto deve essere definito o regolato al momento della messa in servizio. Tuttavia, la temperatura di mandata può presentare scostamenti indesiderati se la potenza effettiva della caldaia, a causa della qualità variabile del combustibile, non corrisponde più a quella impostata.
- **Logica di regolazione per circuito caldaia senza controllo della temperatura di ritorno**: le caldaie a biomassa di piccola potenza possono avere una struttura che non richiede una temperatura minima di ingresso. La velocità della pompa viene regolata in modo che la temperatura di mandata rimanga costante in tutto il campo di potenza (ad es. 50-100%), indipendentemente dal setpoint. La caldaia viene quindi attraversata da una portata variabile a una temperatura di ingresso variabile. Anche in questo caso, la precisione di regolazione della temperatura di mandata è limitata da una stratificazione indesiderata dell'acqua a basse portate o a carico parziale.

Come dimostrano queste considerazioni, l'uso di pompe a velocità variabile nel circuito di una caldaia a biomassa è complesso. Le variazioni della temperatura di mandata disturbano la stratificazione termica nell'accumulatore e possono quindi portare a un comportamento di regolazione sfavorevole. Per questo motivo, queste logiche di regolazione non sono incluse negli schemi idraulici standard.

Potrebbero essere necessari i seguenti requisiti di regolazione aggiuntivi:

- Le fasi di avvio, spegnimento e mantenimento braci richiedono funzioni di regolazione aggiuntive, in particolare per le caldaie con un pesante rivestimento refrattario e una grande inerzia.
- Quando si utilizza una caldaia con combustibile di qualità variabile, è possibile ottenere una temperatura di mandata costante solo con sistemi di regolazione supplementari (ad es. tenendo conto della potenza termica istantanea misurata dal contatore di calore e del tempo morto legato al volume d'acqua della caldaia).

7.3.4 Sicurezza di funzionamento e ridondanza della pompa della caldaia

Nei sistemi ad acqua calda con una temperatura massima < 110 °C, è possibile rinunciare a una pompa di riserva collegata in parallelo, a condizione che la pompa possa essere sostituita in breve tempo in caso di necessità. Se una pompa di ricambio non è disponibile a breve termine, si dovrebbe prendere in considerazione la possibilità di tenerne una a magazzino.

Nota: in caso di stoccaggio prolungato, è possibile che la pompa non sia più conforme allo stato dell'arte.

Nei sistemi ad acqua surriscaldata con una temperatura massima > 110 °C, le norme di sicurezza (leggi, disposizioni, cfr. capitolo 19) stabiliscono se sia necessaria o meno una pompa di riserva collegata in parallelo.

7.4 Contatori di calore

I contatori di calore vengono installati per rilevare la quantità di calore prodotta o consumata. Inoltre, consentono la registrazione dei dati operativi sulla potenza termica istantanea per il monitoraggio e l'ottimizzazione, come richiesto negli schemi idraulici standard. L'installazione di contatori di calore è un requisito del sistema QM Holzheizwerke.

In una centrale termica, l'installazione di contatori di calore deve essere prevista nei seguenti punti:

- Nel circuito di generazione di ogni singolo generatore di calore (caldaia a biomassa, economizzatore, condensazione fumi, pompa di calore, ecc.).
- Su ciascuna linea principale della rete di teleriscaldamento, per la registrazione della quantità di calore immessa in rete, delle perdite di distribuzione e dei picchi o delle riduzioni di carico.
- Nel circuito delle caldaie a gas e gasolio si raccomanda l'installazione di un contatore di calore. Qualora non venisse installato, le caldaie devono essere dotate di un contatore delle ore di funzionamento e di un contatore del combustibile (in caso di bruciatore modulante, il contatore deve rilevare continuamente la portata istantanea).

Per la fatturazione delle forniture di combustibile o del calore consumato da un'utenza è necessario l'uso di contatori di calore tarati. La misurazione del calore richiede una misurazione della portata e una della differenza di temperatura tra mandata e ritorno.

7.4.1 Caratteristiche dei contatori di calore

La **classe di precisione** di un contatore di calore è determinata dalla precisione di misurazione della portata e della differenza di temperatura.

Il **campo di misura della portata** è dato dall'intervallo operativo compreso tra la portata nominale (q_p) e la portata minima (q_i). Il rapporto tra portata nominale e minima è una misura dell'ampiezza del campo di misura entro il quale è garantita una determinata precisione. La Figura 7.8 mostra la curva di errore di un contatore a girante, mentre la Figura 7.9 mostra la curva di errore per il metodo a getto oscillante.

La **perdita di carico** alla portata nominale (q_p) è spesso molto elevata (da 20 a 25 kPa per i contatori a girante). Un'elevata perdita di carico, se da un lato aumenta il campo di misura e la precisione, dall'altro peggiora l'autorità della valvola di regolazione (cfr. capitolo 7.2.1), che spesso si trova nello stesso tratto di circuito.

La **qualità dell'acqua** ha un'influenza notevole sulla precisione di misurazione nel lungo periodo.

Per la misurazione della portata vengono utilizzati i seguenti metodi:

- Misurazione della portata elettromagnetica (MID)
- Misurazione della portata a ultrasuoni
- Misurazione della portata secondo il principio del getto oscillante
- Misurazione meccanica della portata con girante a pale o a turbina

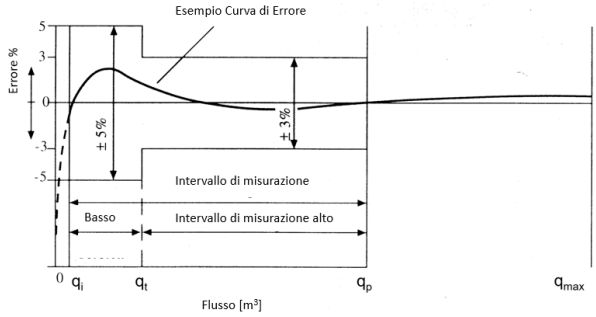


Figura 7.8 Curva di errore del metodo di misurazione meccanica della portata con girante a pale.

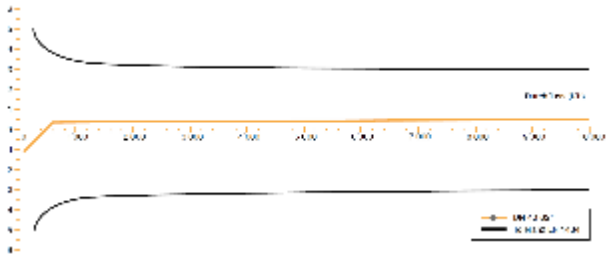


Figura 7.9 Curva di errore del metodo di misurazione della portata a getto oscillante (fonte: NeoVac Superstatic 440).

La Tabella 7.1 riporta una panoramica dei diversi metodi di misurazione della portata. I metodi elettromagnetico, a ultrasuoni e a getto oscillante presentano una precisione di misurazione superiore rispetto ai metodi meccanici (a girante o a turbina).

Tabella 7.1 Panoramica dei principali metodi di misurazione della portata.

Caratteristica	MID[1)]	Ultrasuoni	Getto oscillante	Meccanico
Rapporto q_p/q_i	100 - 150	100 - 150	25 - 100	25 - 100
Caduta di pressione alla portata nominale q_p in kPa	7 - 15	7 - 20	9 - 25	10 - 15
Precisione di misurazione	elevata	elevata	elevata	media
Sensibilità della precisione di misurazione alla qualità dell'acqua	elevata	da bassa a media[2)]	bassa	bassa
Usura/costi di manutenzione	bassa	bassa	bassa	elevata
Sensibilità della precisione di misurazione ai campi elettrici di disturbo	elevata	bassa	bassa	da bassa a moderata[3)]

[1)] Misuratore di portata magnetico-induttivo

[2)] Sporcamento degli specchi di deviazione con diametri nominali ridotti

[3)] con generatore di impulsi induttivo

7.4.2 Requisiti dei singoli metodi di misurazione

È necessario attenersi alle istruzioni di installazione fornite dal produttore e rispettare i requisiti di qualità dell'acqua.

Misuratori di portata elettromagnetici (MID)

- L'acqua non deve contenere magnetite, poiché questa si deposita sugli elettrodi di misura e ne altera notevolmente la lettura (riduzione del valore misurato). La magnetite si forma per ossidazione del ferro delle tubazioni con l'ossigeno disciolto in acqua.
- Negli impianti esistenti è possibile ottenere la qualità dell'acqua richiesta (acqua limpida) utilizzando un separatore di fanghi magnetico abbinato a un dispositivo di degasazione.
- Negli impianti nuovi, è necessario assicurarsi che l'acqua sia sufficientemente degasata fin dall'inizio per ridurre quasi a zero il contenuto di ossigeno.
- In caso di errori di misura significativi, si consiglia di pulire le pareti interne dei misuratori, sebbene ciò non risolva la causa del problema (qualità dell'acqua).
- Per garantire una velocità di flusso ottimale, il contatore deve essere dimensionato correttamente nell'intervallo tra la portata minima e massima di esercizio.
- Poiché gli elettrodi di misura operano a tensioni molto basse, sono sensibili ai campi elettrici interferenti. Ciò vale soprattutto per gli apparecchi in versione «split», in cui il sensore e il trasmettitore sono collegati da cavi sensibili ai disturbi. Questo problema può essere risolto utilizzando misuratori compatti.
- Si consiglia di utilizzare solo cavi schermati e intrecciati ed evitare la vicinanza di forti campi magnetici (motori, convertitori di frequenza).

Misuratori di portata a ultrasuoni

- Lo sporcamento dei riflettori nei diametri nominali più piccoli e le inclusioni di gas nell'acqua possono causare imprecisioni.
- Per evitare questi fattori di disturbo è necessaria un'elevata qualità dell'acqua e una degasazione sufficiente.

Misuratori di portata a getto oscillante

- Questi misuratori sono fondamentalmente insensibili allo sporcamento, poiché per la misurazione è necessaria solo una corrente parziale ad alta velocità.
- In caso di installazione orizzontale, la testa di misura deve essere montata lateralmente (non in basso o in alto). Per l'installazione verticale non sono necessarie misure particolari.

Misuratori di portata meccanici

- L'installazione di un filtro per impurità a monte del misuratore aiuta a evitare danni o blocchi della girante.
- Una revisione regolare permette di escludere l'usura meccanica come fonte di errore.
- È necessario garantire, tramite un'attenta progettazione, che la portata di esercizio non scenda al di sotto della portata minima (q_i), se non in rari casi eccezionali.

7.4.3 Installazione dei contatori di calore

Per ottenere la precisione di misura necessaria, è indispensabile osservare le seguenti indicazioni:

- Rispettare le istruzioni di installazione del produttore (tratti di ingresso/uscita, posizione orizzontale/verticale, installazione dei sensori, ecc.).
- I tratti rettilinei di ingresso e uscita variano a seconda del diametro nominale (DN) e della tecnologia. La linea guida AGFW FW 218 [73] raccomanda un tratto di ingresso di 5 x DN e un tratto di uscita di 3 x DN. In questi tratti di stabilizzazione non devono essere presenti componenti come sensori, valvole, filtri, curve o variazioni di sezione (cfr. Figura 7.10).
- Il sensore di temperatura per il ritorno deve essere posizionato a valle del misuratore di portata, nel senso del flusso.
- Il misuratore di portata deve essere posizionato, se possibile, tra due valvole di intercettazione per facilitarne la manutenzione e la sostituzione.
- Progettare per una differenza di temperatura > 20 K. Durante il funzionamento, la differenza deve essere di almeno 3 K; non è consentita l'installazione nel circuito a portata costante della caldaia.
- Garantire una distribuzione uniforme della temperatura sulla sezione trasversale del tubo in corrispondenza dei sensori (se necessario, installare un miscelatore statico).
- Garantire circuiti di regolazione stabili; regolatori oscillanti possono causare errori di misura considerevoli.
- Prevenire le circolazioni parassite che possono influenzare la misurazione.
- Se la misurazione della differenza di temperatura viene effettuata sullo stesso piano di quella della portata, è possibile ridurre al minimo i disturbi causati da circolazioni indesiderate.
- Utilizzare il contatore solo nell'intervallo di portata consentito (da q_p a q_i).
- I contatori di calore compatti sono vantaggiosi perché escludono interferenze sulla breve trasmissione del segnale.
- La messa in funzione e la ricerca di guasti devono essere eseguite da personale specializzato.
- Non è consentito allungare i cavi dei sensori, poiché il contatore è calibrato e tarato insieme ai suoi sensori.
- Rispettare le normative per il mantenimento della stabilità di misura (ricalibrazione, verifica periodica, ecc.).

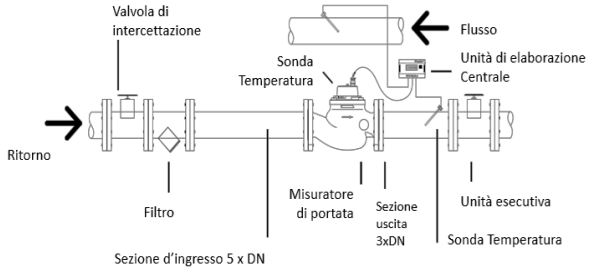


Figura 7.10 Installazione del contatore di calore (fonte: WDV-Molliné GmbH).

7.4.4 Influenza sull'autorità della valvola

I produttori indicano per ogni contatore la cosiddetta «portata nominale». Se i contatori vengono effettivamente dimensionati per questa portata, si verificano però perdite di carico da 20 a 25 kPa.

Queste elevate perdite di carico, causate dalla denominazione fuorviante, portano spesso a errori di dimensionamento: il misuratore di portata viene infatti installato in un tratto a portata variabile per ottenere la massima differenza di temperatura possibile (migliore precisione), ma ciò ha come conseguenza un peggioramento dell'autorità della valvola di regolazione. Si crea così un conflitto di obiettivi. Si possono dare i seguenti consigli:

- Se i contatori di calore più piccoli vengono dimensionati in modo che la portata effettiva corrisponda a circa il 50% della portata nominale indicata dal produttore, si ottengono perdite di carico ragionevoli (circa 5 kPa) con una precisione accettabile.
- Con i diversi modelli oggi disponibili è sempre possibile trovare soluzioni adeguate. Con i misuratori elettromagnetici e a ultrasuoni (o eventualmente a getto oscillante) è possibile realizzare contatori di grande diametro con una bassa perdita di carico.

7.5 Accumulatori di calore

7.5.1 Accumulatori termici nella centrale

Gli impianti a biomassa non possono variare la loro potenza istantaneamente; il processo di combustione e la massa termica dell'impianto ne limitano la rapidità di risposta. Di norma, le variazioni di potenza possono avvenire al massimo nell'ordine dello 0,5% - 1% al minuto. Il compito dell'accumulatore termico è quello di compensare le variazioni brevi e rapide del fabbisogno di potenza (picchi e cali di carico) delle utenze, in modo che la caldaia a biomassa possa seguire lentamente il fabbisogno medio (l'andamento del carico). Solo in questo modo è possibile garantire basse emissioni, una minore usura e, di conseguenza, bassi costi di manutenzione e una lunga durata dell'impianto. Affinché l'accumulatore possa svolgere questa funzione, devono essere soddisfatte le seguenti condizioni:

- Volume di accumulo sufficiente.
- Sonda di temperatura per determinare lo stato di carica.
- Buona stratificazione della temperatura nell'accumulatore.
- Gestione del carico dell'accumulatore.

Volume dell'accumulatore

Negli impianti utilizzati principalmente per il riscaldamento, l'accumulatore deve essere in grado di assorbire almeno il calore prodotto in un'ora alla potenza nominale della caldaia. A tal fine, si tiene conto della differenza di temperatura utile tra il livello superiore e quello inferiore dell'accumulatore (cfr. Figura 7.11). Il livello di temperatura superiore corrisponde alla temperatura di mandata della caldaia, mentre quello inferiore corrisponde alla massima temperatura di ritorno delle utenze nelle condizioni di progetto invernali. In caso di due o più caldaie a biomassa, come valore di riferimento si scelgono almeno due terzi della somma delle potenze nominali, sebbene si raccomandi di utilizzare la somma completa. In caso di variazioni di carico molto elevate e/o rapide, ad esempio a causa di utenze di processo, picchi di richiesta di acqua calda sanitaria (impianti sportivi, stazioni per la produzione istantanea di ACS), impianti di ventilazione, serre, ecc., il volume di accumulo deve essere aumentato in modo significativo. Ulteriori informazioni sono disponibili nel capitolo 13.5.5.

Se il volume di accumulo necessario non può essere realizzato in un unico serbatoio, deve essere distribuito su due o più unità. Di norma, si raccomanda il collegamento idraulico in serie, a condizione che la velocità di flusso negli accumulatori non superi i 6-10 m/h. Il collegamento in parallelo richiede un'installazione molto accurata delle tubazioni secondo il principio di Tichelmann, in modo che tutti i percorsi presentino la stessa perdita di carico, cosa che nella pratica viene raramente realizzata correttamente. La Figura 7.12 mostra una disposizione in serie di due accumulatori con le posizioni consigliate dei sensori di temperatura. Il Manuale di Pianificazione delle Reti di Teleriscaldamento [19] approfondisce nel capitolo 2.10.4 i tipi di costruzione e le modalità di funzionamento degli accumulatori.

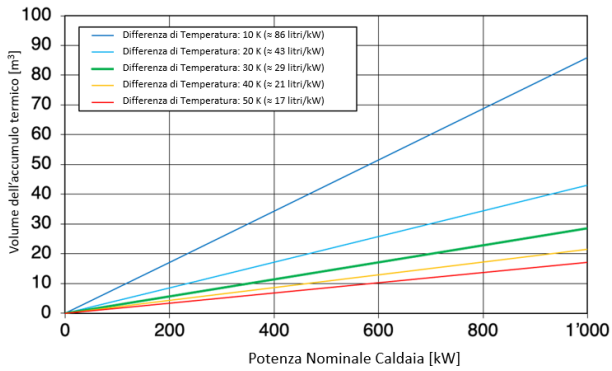


Figura 7.11 Volume dell'accumulatore termico in funzione della potenza nominale della caldaia e della differenza di temperatura.

Sonda di temperatura

È necessario disporre di almeno cinque sensori di temperatura distribuiti uniformemente sull'accumulatore. Nel caso di accumulatori alti, si dovrebbero utilizzare, se possibile, 10 sensori. Con il loro ausilio è possibile determinare lo stato di carica. Se i sensori sono distribuiti su più accumulatori, si dovrebbero utilizzare almeno cinque sensori in totale e, se possibile, fino a cinque sensori per accumulatore, che vengono letti dal sistema di regolazione per il calcolo dello stato di carica.

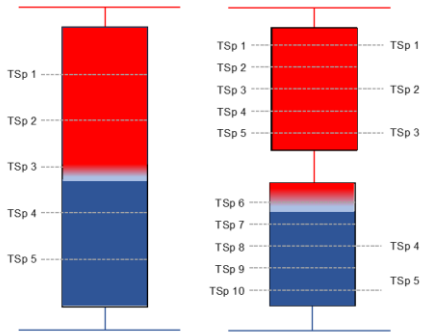


Figura 7.12 Disposizione consigliata di 5 sensori di temperatura per un accumulatore (a sinistra) e di dieci o cinque sensori per due accumulatori in serie (a destra).

Stratificazione della temperatura

L'accumulatore termico deve presentare una stratificazione marcata. Ciò richiede un bilanciamento idraulico delle portate dei generatori di calore e del prelievo di calore nelle condizioni di progetto invernali. Le velocità di flusso nell'accumulatore devono essere le più basse possibile. L'afflusso e il deflusso dell'acqua non devono provocare fenomeni di miscelazione, cosa che può essere ottenuta, ad esempio, utilizzando lamiere forate nella zona di ingresso/uscita. La Figura 7.13 mostra la stratificazione termica durante il carico e lo scarico. Una buona stratificazione è caratterizzata dal fatto che i sensori di temperatura non cambiano tutti contemporaneamente, ma uno dopo l'altro. Durante lo scarico, la temperatura del sensore più in basso scende per prima. Durante il carico, la temperatura del sensore più in basso sale per ultima.

Importante

Per preservare la stratificazione termica nell'accumulatore, la temperatura di mandata della caldaia deve essere mantenuta costante, indipendentemente dalla potenza istantanea e anche durante le fasi di spegnimento e accensione. Ciò richiede una regolazione della temperatura di mandata a un valore costante, che si ottiene agendo sulla temperatura di ingresso in caldaia in funzione della potenza richiesta. Innalzando la temperatura di ingresso appena al di sotto di quella di mandata dopo lo spegnimento della caldaia, è possibile mantenere quest'ultima costante durante la fase di spegnimento e mantenimento braci.

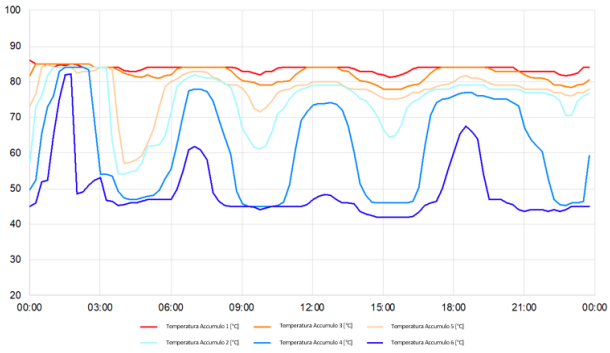


Figura 7.13 Andamento temporale delle temperature nell'accumulatore termico durante le fasi di carico e scarico.

Gestione del carico dell'accumulatore

L'accumulatore termico è un indicatore delle variazioni del fabbisogno energetico. Se il fabbisogno nella rete di teleriscaldamento aumenta rispetto alla potenza istantanea della caldaia a biomassa, lo strato freddo nell'accumulatore si sposta lentamente verso l'alto, riducendone lo stato di carica. Affinché l'accumulatore possa compensare i picchi e i cali di carico a breve termine, dovrebbe essere caldo nella metà superiore e freddo in quella inferiore, ovvero avere uno stato di carica del 50% circa. A tal fine, un regolatore PI confronta il valore effettivo con il setpoint dello stato di carica e regola quest'ultimo aumentando o diminuendo lentamente la potenza della caldaia (cfr. Figura 7.14). Una volta raggiunto lo stato di carica nominale, la potenza della caldaia viene ridotta al carico minimo (ad es. 30%). Se due caldaie a biomassa sono in funzione contemporaneamente, entrambe ricevono lo stesso setpoint di potenza dalla gestione del carico dell'accumulatore.

Per un'impostazione ottimale della potenza tramite il regolatore PI è necessario rilevare con precisione lo stato di carica dell'accumulatore. Ulteriori informazioni sono disponibili negli schemi idraulici standard, Parte I e Parte II (rilevamento dello stato di carica, varianti da 1 a 4).

Nel corso della progettazione è necessario redigere una descrizione funzionale completa dell'impianto, che includa in particolare una strategia di regolazione per la gestione del carico dell'accumulatore (cfr. capitolo 5.10.3). Già nei capitolati d'appalto e nei contratti con i progettisti e i produttori, è necessario definire chiaramente chi è responsabile della definizione e dell'implementazione di tale gestione.

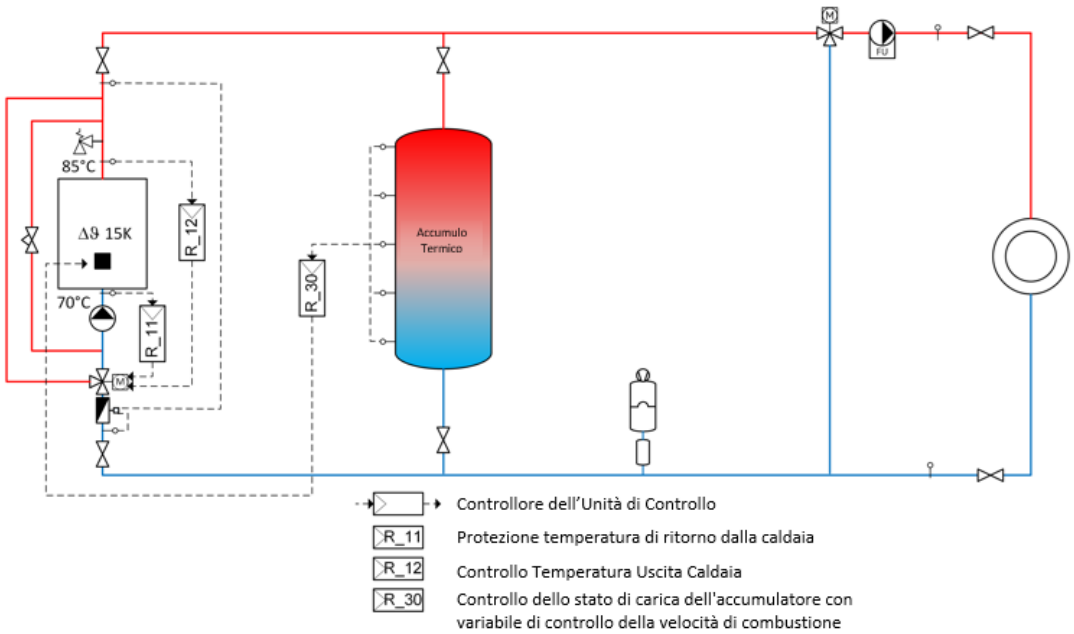


Figura 7.14 Regolazione dello stato di carica dell'accumulatore; variabile di controllo: potenza di combustione della caldaia a biomassa.

7.5.2 Integrazione idraulica dell'accumulatore termico

Per un'integrazione idraulica corretta, il generatore di calore, l'accumulatore e i collegamenti a bassa differenza di pressione devono essere disposti in una determinata sequenza e vicini tra loro (Circuito A, Figura 7.15). Le configurazioni problematiche che si discostano da questo requisito di base sono descritte nei circuiti da B a F, con indicazioni per la loro risoluzione (Figure da 7.16 a 7.20).

I problemi fondamentali che sorgono nel collegare tra loro un generatore di calore, un accumulatore e un collettore a bassa differenza di pressione (distributore) sono illustrati nelle Figure da 7.15 a 7.20.

Circuito A
Questo circuito non presenta problemi, poiché la perdita di carico attraverso l'accumulatore è minima. Il generatore e le utenze sono perfettamente disaccoppiati dal punto di vista idraulico (Figura 7.15).

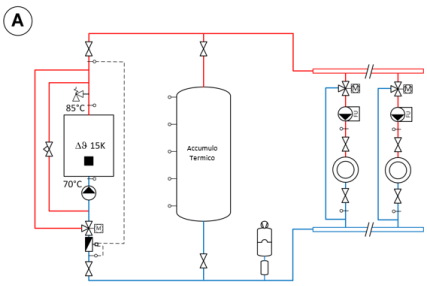


Figura 7.15 Integrazione idraulica dell'accumulatore termico – Circuito A.

Circuito B
L'accumulatore è posizionato lontano dal generatore e dal collettore (Figura 7.16). La perdita di carico (Δp) attraverso le tubazioni di collegamento e l'accumulatore provoca, in caso di tubazioni troppo lunghe, una fluttuazione inaccettabile della differenza di pressione ai capi del collettore durante le fasi di carico e scarico. L'esperienza dimostra che, con un'attenta progettazione, è possibile tollerare una variazione massima di circa 3 kPa.

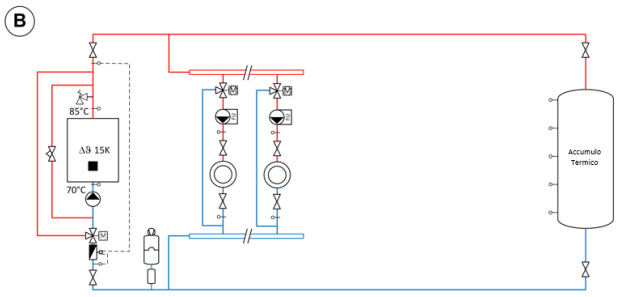


Figura 7.16 Integrazione idraulica dell'accumulatore termico – Circuito B.

Circuito C
Un collettore molto distante presenta delle difficoltà, perché la perdita di carico lungo le tubazioni e l'accumulatore lo mette in pressione (Figura 7.17). Tuttavia, a differenza del circuito B, la variazione della differenza di pressione si verifica solo in una direzione. Per stabilire quale sia la differenza di pressione massima tollerabile, si applicano le seguenti regole:

La perdita di carico su ciascuna valvola di regolazione del collettore deve essere maggiore della differenza di pressione ai suoi capi (autorità della valvola ≥ 0,5). Nei collettori esistenti, la perdita di carico sulle valvole è raramente superiore a 3-5 kPa, quindi anche la differenza di pressione ai capi del collettore non dovrebbe essere maggiore.

Inoltre, la perdita di carico sulla lunga tubazione di collegamento non deve superare il 20% della prevalenza della pompa di circuito più piccola (per evitare interferenze tra i circuiti sul collettore).

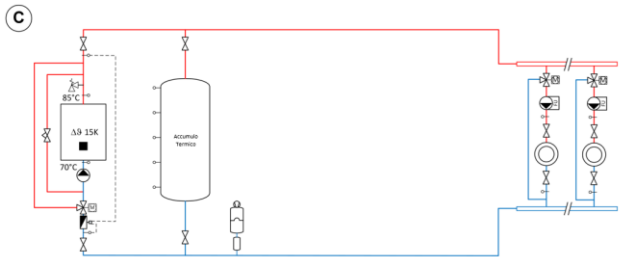


Figura 7.17 Integrazione idraulica dell'accumulatore termico – Circuito C.

Circuito D
Una pompa di rilancio e un bypass sul collettore non sono una soluzione, perché causano un aumento inaccettabile della temperatura di ritorno (Figura 7.18).

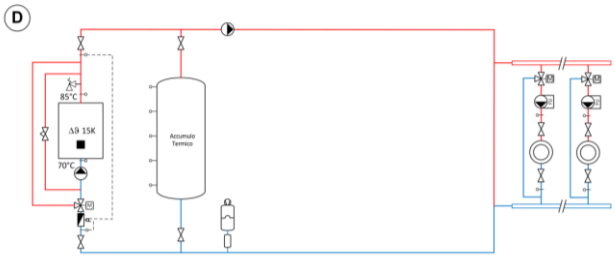


Figura 7.18 Integrazione idraulica dell'accumulatore termico – Circuito D.

Circuito E
In alternativa, l'accumulatore può essere posizionato il più vicino possibile al collettore; in questo caso la differenza di pressione ai suoi capi è sufficientemente ridotta (Figura 7.19). È tuttavia necessario assicurarsi che la valvola di regolazione del circuito del generatore sia installata il più vicino possibile al generatore stesso (per

ridurre il tempo morto) e che la perdita di carico attraverso la valvola sia almeno pari a quella attraverso le tubazioni e l'accumulatore (autorità della valvola ≥ 0,5).

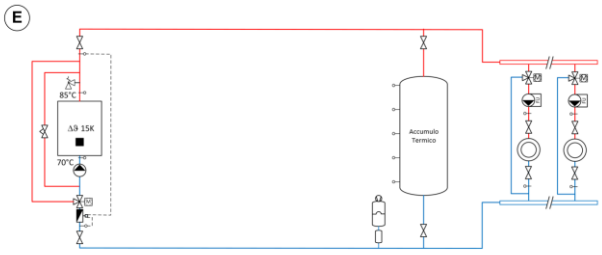


Figura 7.19 Integrazione idraulica dell'accumulatore termico – Circuito E.

Circuito F

Una soluzione che funziona sempre è un circuito di iniezione con valvole a 2 vie, abbinato a una pompa di rilancio a velocità variabile (Figura 7.20). Dal punto di vista della regolazione, è preferibile che la misura della differenza di pressione avvenga il più vicino possibile al collettore, poiché questo valore determina l'autorità delle valvole. Si sconsiglia vivamente di tentare di regolare la differenza di pressione ai capi di un collettore a $\Delta p = 0$. Una regolazione su $\Delta p < 10$ kPa è difficilmente realizzabile.

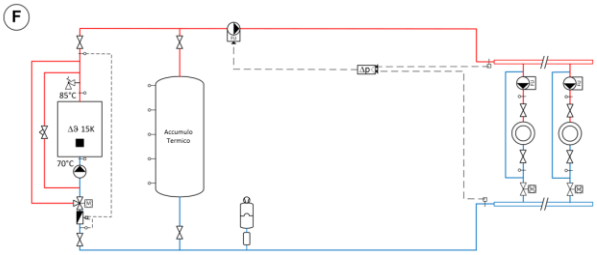


Figura 7.20 Integrazione idraulica dell'accumulatore termico – Circuito F.

Variante aggiuntiva: integrazione idraulica dell'accumulatore con separazione idraulica

Una separazione idraulica tra il circuito di generazione e la rete di teleriscaldamento è necessaria quando le elevate pressioni statiche della rete, causate da grandi dislivelli, non possono essere trasferite al circuito di generazione e all'accumulatore (Figura 7.21). Occorre tenere presente che il salto termico attraverso lo scambiatore di calore (tra il ritorno del lato primario e il ritorno del lato secondario) deve essere al massimo < 5 K in ogni punto di funzionamento. L'obiettivo è mantenerlo < 3 K, per non ridurre la capacità dell'accumulatore a causa di un innalzamento della temperatura di ritorno sul lato primario.

Se la portata attraverso lo scambiatore è troppo bassa, il salto termico aumenta notevolmente a causa della forte riduzione dello scambio termico in regime di flusso laminare. La ripartizione della potenza tra i singoli scambiatori deve quindi garantire in ogni punto di funzionamento un flusso turbolento.

Inoltre, è necessario garantire che l'attivazione e la disattivazione degli scambiatori sul lato primario non provochino picchi o cali di carico di breve durata. Ciò avviene, ad esempio, avviando uno scambiatore supplementare alla sua potenza nominale, mentre quello già in funzione continua a operare in parallelo, e regolando entrambi solo successivamente. Eventuali picchi di carico dovrebbero essere compensati dall'accumulatore. Il trasferimento di calore deve avvenire in modo tale che l'andamento del carico sul lato primario (generazione) sia identico a quello sul lato secondario (rete).

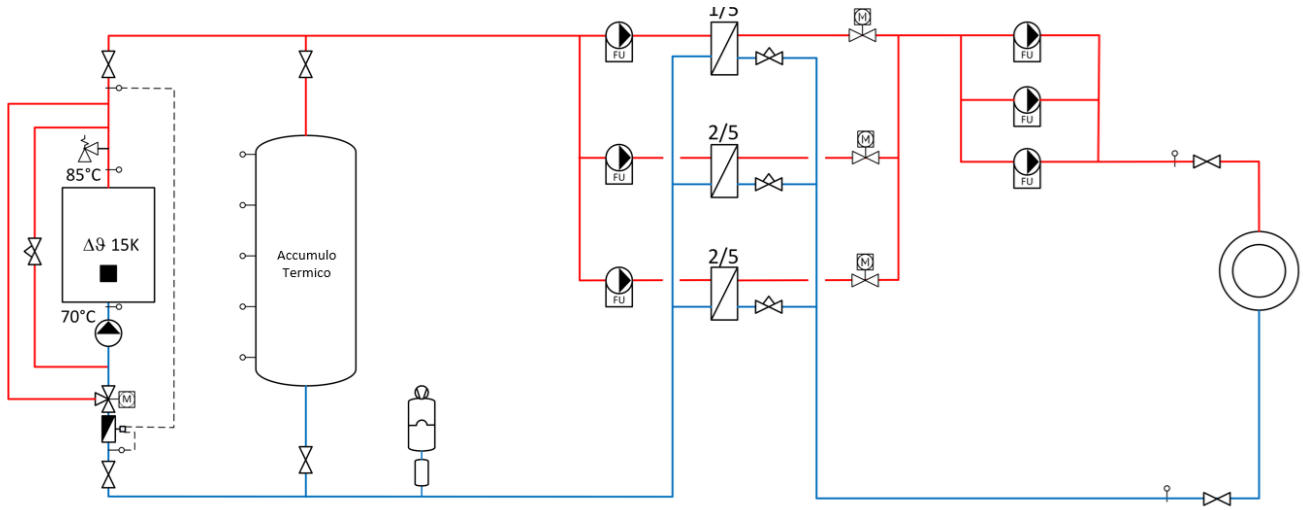


Figura 7.21 Separazione idraulica tra circuito di generazione e rete di teleriscaldamento con tre scambiatori di calore.

7.6 Domande sull'idraulica della generazione di calore

7.6.1 Qualità dell'acqua

Alla qualità dell'acqua come fluido termovettore nel sistema idraulico della centrale termica e della rete di teleriscaldamento deve essere prestata grande attenzione per i seguenti motivi:

- **Prevenzione della corrosione**: il contenuto di ossigeno non deve superare il valore limite stabilito dalle direttive e dalle norme. Grazie a una degasazione sistematica dell'acqua di riscaldamento durante il funzionamento tramite un degasatore, è generalmente possibile ridurre il contenuto di ossigeno al di sotto del valore limite senza additivi chimici. Se il contenuto di ossigeno è troppo elevato, anche il valore del pH scende al di sotto del limite e la comparsa di particelle di magnetite nera indica la presenza di processi di corrosione.
- **Prevenzione delle incrostazioni calcaree**: se la durezza totale o il contenuto di carbonato di calcio superano il valore limite, si formano incrostazioni sulle superfici di scambio termico dei generatori di calore. In caso di forte incrostazione, ciò può causare un surriscaldamento locale (*hot spot*), poiché le incrostazioni ostacolano lo scambio termico o il flusso dell'acqua. Di conseguenza, la struttura dello scambiatore (corpo caldaia) può subire danni.
- Il primo riempimento e il rabbocco del sistema idraulico devono essere effettuati con acqua trattata secondo le direttive e le norme nazionali, nonché secondo le specifiche del produttore della caldaia.
- Per garantire una qualità dell'acqua costantemente elevata, è necessario effettuare un controllo annuale, durante il quale vengono verificati tutti i valori limite tramite analisi di laboratorio.

I requisiti dell'acqua di circolazione variano sostanzialmente in base alla temperatura di esercizio. Si distingue tra acqua calda (< 110 °C) e acqua surriscaldata (> 110 °C). Nel caso dell'acqua surriscaldata si distingue inoltre tra un esercizio a basso contenuto salino e uno con contenuto salino. Occorre inoltre tenere conto delle dimensioni dell'impianto, del volume d'acqua e dei requisiti dei produttori dei singoli componenti (raccordi, valvole, scambiatori, ecc.).

Informazioni approfondite sono disponibili nel Manuale di Pianificazione delle Reti di Teleriscaldamento ([19], pag. 93 e segg.). Una descrizione completa è fornita anche dalla normativa AGFW FW 510 [74] o dalla direttiva SWKI BT102-01 [75]. In linea di principio, devono essere rispettate le norme e le direttive nazionali, nonché le specifiche del produttore.

7.6.2 Prevenzione delle circolazioni parassite

I generatori di calore spenti (caldaie a biomassa, a gasolio/gas, ecc.) devono essere separati idraulicamente dal circuito, in modo da evitare circolazioni parassite che mantengano il generatore in temperatura o che causino perdite di calore indesiderate.

È necessario attuare le seguenti misure:

Chiusura controllata della valvola a tre vie nel circuito del generatore di calore.

Installazione di valvole di intercettazione automatiche nel tratto a portata variabile del circuito.

Prevenzione della circolazione «monotubo» tramite valvole di ritegno.

8 Componenti della distribuzione del calore

8.1 Panoramica

Questo capitolo fornisce una panoramica dei principi fondamentali della distribuzione del calore e della sua cessione alle utenze nelle reti termiche. Vengono trattati i seguenti argomenti:

- Sistemi di tubazioni
- Valvole e raccordi
- Monitoraggio delle perdite
- Trasmissione dati e comunicazione
- Struttura della rete
- Metodi e situazioni di posa
- Qualità dell'acqua
- Cessione del calore

Gli argomenti sopra elencati non vengono trattati in modo approfondito. Per approfondimenti si rimanda al Manuale di Pianificazione delle Reti di Teleriscaldamento [19] e alla Guida alla Progettazione delle Stazioni di Utenza [76]. Come ulteriore bibliografia si possono consigliare, ad esempio, il manuale «District Heating and Cooling» [77] o la documentazione delle associazioni di settore competenti (come AGFW o VFS). Nella progettazione e nel funzionamento devono inoltre essere rispettate le normative specifiche, aziendali e nazionali, che non vengono trattate in questo manuale.

8.2 Sistemi di tubazioni

Nella costruzione di reti di teleriscaldamento locale e urbano vengono utilizzati quasi esclusivamente tubi preisolati, che nella maggior parte dei casi vengono posati interrati. I tubi preisolati sono costituiti da un tubo di servizio in cui scorre il fluido termovettore, da un materiale isolante che riduce la dispersione di calore e da un tubo di rivestimento esterno che protegge dai danni meccanici. Spesso, nell'isolamento sono integrati elementi aggiuntivi come cavi dati o sistemi di rilevamento perdite. La scelta del sistema di tubazioni e della tecnica di posa adeguata dipende, oltre che da temperatura e pressione di rete, da requisiti che variano a seconda delle condizioni del sito:

- Condotte industriali
- Ambiente
- Edifici
- Strade
- Binari
- Sottopassi
- Falda acquifera
- Composizione del terreno
- Presenza di alberi

I tubi rigidi preisolati con rivestimento in materiale plastico (KMR) e tubo di servizio in acciaio sono il sistema più utilizzato, grazie alla loro standardizzazione, robustezza e al basso costo. Inoltre, soprattutto nel settore della distribuzione secondaria e delle tubazioni di allaccio, vengono utilizzati anche sistemi flessibili come i tubi con condotto in materiale polimerico (PMR) e i tubi con condotto metallico (MMR). Altri sistemi possibili sono i tubi con rivestimento in acciaio e in vetroresina (cfr. [19], pag. 68 e segg.).

Per i sistemi KMR, MMR e PMR sono disponibili anche versioni a doppio tubo (tubi «Duo») nei diametri nominali inferiori. Per applicazioni speciali, anche i tubi con rivestimento in acciaio o vetroresina possono essere realizzati in versione a doppio o multi-tubo. Questi sistemi presentano i seguenti vantaggi rispetto a quelli a tubo singolo:

- Bassi costi di posa (minore larghezza dello scavo).
- Minori perdite di calore specifiche.
- Numero di giunzioni dimezzato.
- Numero dimezzato di attraversamenti e sigillature per l'ingresso negli edifici.
- Numero ridotto di giunti di dilatazione.

I tubi doppi con MMR o PMR sono particolarmente adatti per la posa da un edificio all'altro, poiché non è necessario realizzare derivazioni interrate. Quando si utilizzano tubi doppi con KMR, è invece necessario conoscere con precisione la posizione delle derivazioni per poter utilizzare i raccordi necessari; l'installazione successiva di una derivazione comporta costi notevoli. Il tracciato della tubazione deve essere scavato con precisione, poiché i tubi doppi KMR sono molto rigidi e sono indicati per condotte rettilinee senza diramazioni e con pendenza costante. In caso di sottoattraversamenti (soprattutto su lunghe distanze) è possibile posare un tubo doppio di diametro ridotto.

Una panoramica dei singoli sistemi di tubazioni e del loro campo di applicazione è disponibile nella Tabella 8.1.

8.3 Valvole e raccordi

Le valvole vengono installate come dispositivi di intercettazione per limitare l'interruzione del servizio in caso di successivi ampliamenti della rete o di riparazioni. Vengono inoltre utilizzate per lo svuotamento e lo sfiato delle tubazioni. Devono soddisfare i seguenti requisiti:

- Bassa perdita di carico.
- Tenuta ermetica in entrambe le direzioni.
- Tenuta del corpo valvola verso l'esterno.
- Bassa manutenzione.
- Ingombro ridotto.
- Bassa rumorosità.
- Intercambiabilità.
- Isolabilità termica.
- Resistenza del materiale del corpo valvola.
- Funzionalità anche in caso di azionamento sporadico.

I singoli requisiti si influenzano a vicenda, pertanto è necessario stabilire le priorità in base alle esigenze. Si noti che le valvole di intercettazione non sono adatte a scopi di regola-

zione. Nelle reti di teleriscaldamento vengono utilizzati quattro tipi fondamentali di valvole: saracinesche, valvole a globo, valvole a sfera e valvole a farfalla, a seconda del diametro nominale, della temperatura e della pressione. L'installazione avviene tramite saldatura o flange.

Il Manuale di Pianificazione delle Reti di Teleriscaldamento tratta in modo approfondito le valvole e i raccordi (cfr. [19], pag. 75 e segg.).

Tabella 8.1 Panoramica dei sistemi di tubazioni [19].

Sistema di tubazioni	Campo di applicazione						Lunghezze disponibili	
	Temperatura massima di esercizio consentita	Temperatura di esercizio continua	Pressione nominale PN	Diametro nominale DN	Barre	Rotoli	Versione a doppio tubo fino a DN	Caratteristica
	°C	°C	bar	–	m	m	–	–
KMR	< 160	< 140	< 25	20 – 1'000	6/12/16*	–	DN 150	Il sistema di tubazioni più utilizzato grazie alla sua standardizzazione e robustezza
MMR	< 180	< 160	< 25	20 - 150	12*	< 1.000	DN 50	Relativamente costoso; da utilizzare quando le condizioni di posa lo richiedono
PMR	< 95	< 80	< 6	20 - 150	12*	< 780	DN 65	Relativamente economico; resistenza alla pressione e alla temperatura limitata. La durata di vita si riduce significativamente se viene superata la temperatura massima di esercizio consentita. Con una temperatura di esercizio continua inferiore a 70 °C, è possibile raggiungere una durata fino a 100 anni.
GFK	< 160	< 160	< 16	25 – 1'000	6*	–	–	Relativamente costoso; solo in caso di particolari requisiti di resistenza alla corrosione
SMR	< 400	< 400	< 64	25 – 1'200	16*	–	**	Relativamente costoso; solo se le condizioni di pressione, temperatura o posa lo rendono necessario.

KMR = Tubo rigido con rivestimento in plastica e tubo interno in acciaio
MMR = Tubo flessibile con rivestimento in plastica e tubo interno in acciaio (ondulato o liscio)
PMR = Tubo flessibile con rivestimento in plastica e tubo interno in plastica (ad es. PEX)
GFK = Tubo rigido con rivestimento in plastica e tubo interno in plastica rinforzata con fibra di vetro
SMR = Tubo rigido con rivestimento in acciaio e tubo interno in acciaio
* Lunghezze standard, altre lunghezze disponibili su richiesta.
** Versioni speciali disponibili su richiesta (ad es. versione a tubi multipli)

8.4 Monitoraggio delle perdite

A seconda della tecnica di posa e del sistema di tubazioni, le reti di teleriscaldamento possono essere realizzate con o senza dispositivi di monitoraggio delle perdite. L'esperienza operativa ha dimostrato che un monitoraggio continuo con localizzazione centralizzata dei guasti aumenta la sicurezza di esercizio di una rete e può quindi ridurre al minimo i danni in termini di tempo e costi. Per questo motivo, si raccomanda sempre l'installazione di un sistema di monitoraggio. Il controllo della rete dovrebbe essere effettuato in modo continuo in punti di misura appositamente previsti.

Il monitoraggio delle perdite è considerato lo stato dell'arte per i tubi con rivestimento in materiale plastico e condotto in acciaio (KMR e MMR) [78]. Per i tubi con condotto in materiale polimerico (PMR), il monitoraggio non è generalmente disponibile di serie. Per la posa in cunicolo, il controllo visivo dei pozzetti è considerato sufficiente; se necessario, devono essere utilizzati dispositivi automatici per il monitoraggio dei pozzetti stessi. Le linee aeree sono generalmente gestite senza sistemi di monitoraggio.

I sistemi attualmente in uso misurano la resistenza elettrica dell'isolamento termico tra due fili o tra un filo e il tubo di servizio (la resistenza durante il funzionamento deve essere > 1 MΩ). In caso di infiltrazioni di umidità, la resistenza diminuisce. Utilizzando due fili è possibile formare un circuito di monitoraggio che garantisce il controllo dell'intera tratta. Nella scelta del sistema, è importante assicurarsi che il principio di misurazione consenta il rilevamento tempestivo dei danni (ad es. ingresso di umidità a causa di un danneggiamento del rivestimento esterno o del tubo di servizio) e la loro localizzazione precisa, in modo da poter avviare i lavori di manutenzione il

più presto possibile. Il sistema di monitoraggio deve essere integrato nella tecnologia di controllo, nella visualizzazione e nell'acquisizione dati.

Il Manuale di Pianificazione delle Reti di Teleriscaldamento tratta in modo approfondito questo argomento (cfr. [19], pag. 73 e segg.), presentando e confrontando tre diversi sistemi (sistema nordico, sistema Brandes e sistema a indicatore) sulla base di diversi criteri (fili sensibili, metodo di misurazione, rilevamento guasti, tolleranza, lunghezza delle tratte monitorate).

8.5 Trasmissione dati e comunicazione

Nella realizzazione di impianti di teleriscaldamento, l'integrazione di sistemi di monitoraggio dei dati e delle perdite rappresenta oggi lo stato dell'arte e dovrebbe essere implementata ovunque, indipendentemente dalle dimensioni dell'impianto. I vantaggi sono la possibilità di una fatturazione semplice, sicura ed efficiente, un rilevamento centralizzato dei guasti, la possibilità di ottimizzare gli impianti delle utenze e di segnalare eventuali anomalie (ad es. scostamenti della temperatura di ritorno).

Il controllo delle stazioni di utenza tramite regolatori individuali è la soluzione più semplice per gli impianti di piccole dimensioni. Per impianti di medie e grandi dimensioni è opportuno prendere in considerazione anche una possibilità di monitoraggio centralizzato (ad es. un sistema di supervisione o la telelettura). Lo scambio costante di dati rende trasparenti i processi nell'intera rete e consente la regolazione a distanza di tutti i parametri di ogni singola stazione di utenza. Da qualsiasi luogo (ad es. tramite notebook o smartphone) è possibile assistere i clienti nella regolazione degli impianti. Grazie alla registrazione dei singoli contatori di calore e alla trasmissione dei dati a un sistema centrale, non è più necessario leggere i contatori in loco.

8.6 Struttura della rete

Il termine «rete di distribuzione del calore» indica il collegamento tra la centrale e le utenze. La scelta della struttura della rete, del tracciato, del sistema di tubazioni e del metodo di posa è influenzata da numerosi fattori. Oltre alla struttura urbanistica, anche aspetti tecnici, geologici, economici e di sicurezza, ma anche architettonici e giuridici, costituiscono criteri decisionali importanti. Il bacino di utenza e le dimensioni di una rete non sono solitamente definiti a priori, ma si sviluppano nel tempo.

La rete è solitamente suddivisa in condotte principali, di derivazione e di allaccio (cfr. Figura 8.1). La condotta principale è la prima che parte dalla centrale termica. Nel caso di grandi centrali situate lontano dalle aree di fornitura, si usa anche il termine «dorsale di trasporto». Le condotte secondarie, o di distribuzione, si diramano da quelle principali e servono le singole aree. Le condotte di allaccio collegano una singola utenza a una condotta principale o secondaria.

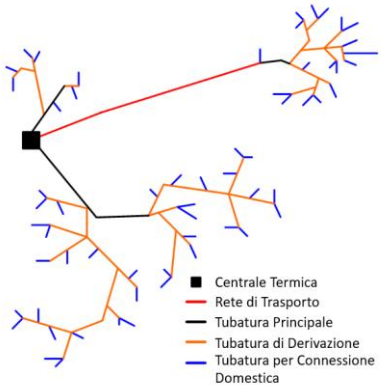


Figura 8.1 Struttura della rete e tipi di condotte [19].

Le reti di distribuzione sono quasi esclusivamente sistemi chiusi a due tubi (mandata e ritorno). Più rari sono i sistemi a tre o quattro tubi, che funzionano ad esempio a diversi livelli di temperatura.

Oltre al numero di tubi, la struttura della rete è influenzata dal numero di centrali e dalla posizione delle aree di fornitura. A seconda della situazione, la rete può presentare una struttura ad albero, ad anello o a maglia. Per la distribuzione secondaria e l'allaccio delle utenze si distingue fondamentalmente tra tracciato standard, tracciato «casa per casa» e tracciato ad anello.

Il Manuale di Pianificazione delle Reti di Teleriscaldamento descrive in dettaglio la struttura della rete (cfr. [19], pag. 73 e segg.).

8.7 Metodi e situazioni di posa

La posa delle condotte avviene fondamentalmente secondo i seguenti metodi:

- In superficie, su supporti
- Interrata, in cunicoli
- Interrata, in trincea
- Interrata, con tecnologie senza scavo
- Casi speciali (sifoni, ponti, ecc.)

Il metodo di posa dipende da diversi fattori, i più importanti dei quali sono il sistema di tubazioni utilizzato e la situazione in loco. Le situazioni più frequenti sono:

- Superfici pavimentate (strade pubbliche, aree urbane) o non pavimentate (aree rurali, terreni coltivati).
- Attraversamento di infrastrutture (linee ferroviarie, ponti, corsi d'acqua, autostrade).
- Coesistenza con altre condotte (elettricità, gas, acqua).
- Allaccio a condotte esistenti.

A seconda della situazione, è necessario tenere conto delle norme e ottenere le autorizzazioni pertinenti. Non sono da sottovalutare la durabilità e la sicurezza della condotta, che a seconda della situazione devono essere

considerate in un'analisi dei rischi durante la fase di progettazione.

Il presente manuale non tratta la costruzione di opere civili e condotte. A questo proposito si rimanda al Manuale di Pianificazione delle Reti di Teleriscaldamento (cfr. [19], pag. 73 e segg.).

8.8 Qualità dell'acqua nella rete di teleriscaldamento

Per evitare danni causati da corrosione, erosione o sollecitazioni eccessive sui materiali, l'acqua di circolazione nella rete e presso le utenze deve soddisfare determinati requisiti.

Informazioni approfondite sono disponibili nel capitolo 7.6.1 e nel Manuale di Pianificazione delle Reti di Teleriscaldamento (cfr. [19], pag. 93 e segg.). Una trattazione completa è disponibile anche in [74] e [75]. In linea di principio, devono essere rispettate le norme e le direttive nazionali, nonché le specifiche del produttore.

8.9 Cessione del calore

8.9.1 Allacciamento delle utenze

L'impianto interno di un edificio può essere collegato alla rete di teleriscaldamento in due modi:

- **Allaccio diretto**: senza scambiatore di calore intermedio.
- **Allaccio indiretto**: con scambiatore di calore intermedio.

Nel caso dell'allaccio diretto, l'impianto dell'edificio è attraversato direttamente dal fluido termovettore della rete. Nella scelta dei materiali occorre tenere conto delle caratteristiche chimiche dell'acqua di rete. Se la pressione di rete è superiore a quella consentita per l'impianto interno, il collegamento deve essere effettuato con un riduttore di pressione e un dispositivo di sicurezza. In linea di principio, la pressione nel ritorno della rete deve essere sempre inferiore alla pressione massima ammissibile dell'impianto interno. La temperatura massima di mandata è determinata dalla temperatura massima consentita dall'impianto dell'edificio.

In caso di allaccio indiretto, il fluido primario della rete è separato idraulicamente da quello secondario dell'impianto tramite uno scambiatore di calore. Il lato primario deve essere progettato per le temperature e le pressioni massime della rete, mentre il lato secondario deve essere progettato per le pressioni e le temperature dell'impianto interno.

8.9.2 Requisiti per la cessione di calore

I requisiti per la realizzazione dell'allaccio sono stabiliti nelle **Norme Tecniche di Allacciamento (NTA)**, allegate al contratto di fornitura. Queste servono come linee guida per garantire i requisiti tecnici nella progettazione, realizzazione e gestione della fornitura. L'obiettivo delle NTA è quello di raggiungere uno standard tecnico minimo, garantire la qualità della fornitura e prevenire errori. In esse viene anche stabilito se l'allaccio debba essere diretto o indiretto.

Le NTA devono essere concise, chiare e di facile comprensione, e fornire indicazioni realistiche su temperatura di ritorno, salto termico, perdite di carico, materiali, ecc., prescrivendo prodotti solo se necessario (ad es. contatori di calore, valvole, regolatori). Le NTA dovrebbero fornire indicazioni chiare anche sul lato secondario, ad esempio in relazione alla produzione di acqua calda sanitaria o a configurazioni idrauliche non consentite. La struttura delle NTA può essere la seguente:

- Parte generale
- Nozioni tecniche di base
- Specifiche delle apparecchiature
- Integrazione lato secondario
- Specifiche operative
- Allegati.

Ulteriori indicazioni sono disponibili nella Guida alla Progettazione delle Stazioni di Utenza [76] e nella scheda tecnica AGFW FW 515 [79].

Come requisito minimo, una stazione di utenza dovrebbe essere facile da usare, riparare e manutenere, essere realizzata in conformità con le NTA e soddisfare le norme e le direttive pertinenti. La Guida alla Progettazione delle Stazioni di Utenza [76] ha definito i seguenti componenti come dotazione minima (cfr. Figura 8.2):

1. Valvole di intercettazione in mandata e ritorno.
2. Termometri in mandata e ritorno.
3. Manometri in mandata e ritorno.
4. Valvola di sfiato in mandata e di scarico in ritorno.
5. Filtro in mandata (lato primario) e in ritorno (lato secondario).
6. Scambiatore di calore.
7. Valvola combinata con attuatore.
8. Contatore di calore.
9. Valvola di sicurezza.
10. Vaso di espansione.
11. Dispositivo di regolazione della temperatura di mandata lato secondario, con:
    - <Sonda di temperatura in mandata lato secondario.
    - Sonda di temperatura in ritorno lato primario.
    - Sonda di temperatura esterna (se regolazione climatica).
    - Collegamento alla valv<<<ola combinata.
12. Sonda di temperatura esterna.

La Guida alla Progettazione delle Stazioni di Utenza [76] fornisce raccomandazioni per la progettazione dei componenti, stabilisce i requisiti per il sistema di emissione del calore e per la produzione di acqua calda sanitaria (lato secondario) e descrive il processo di progettazione e funzionamento.

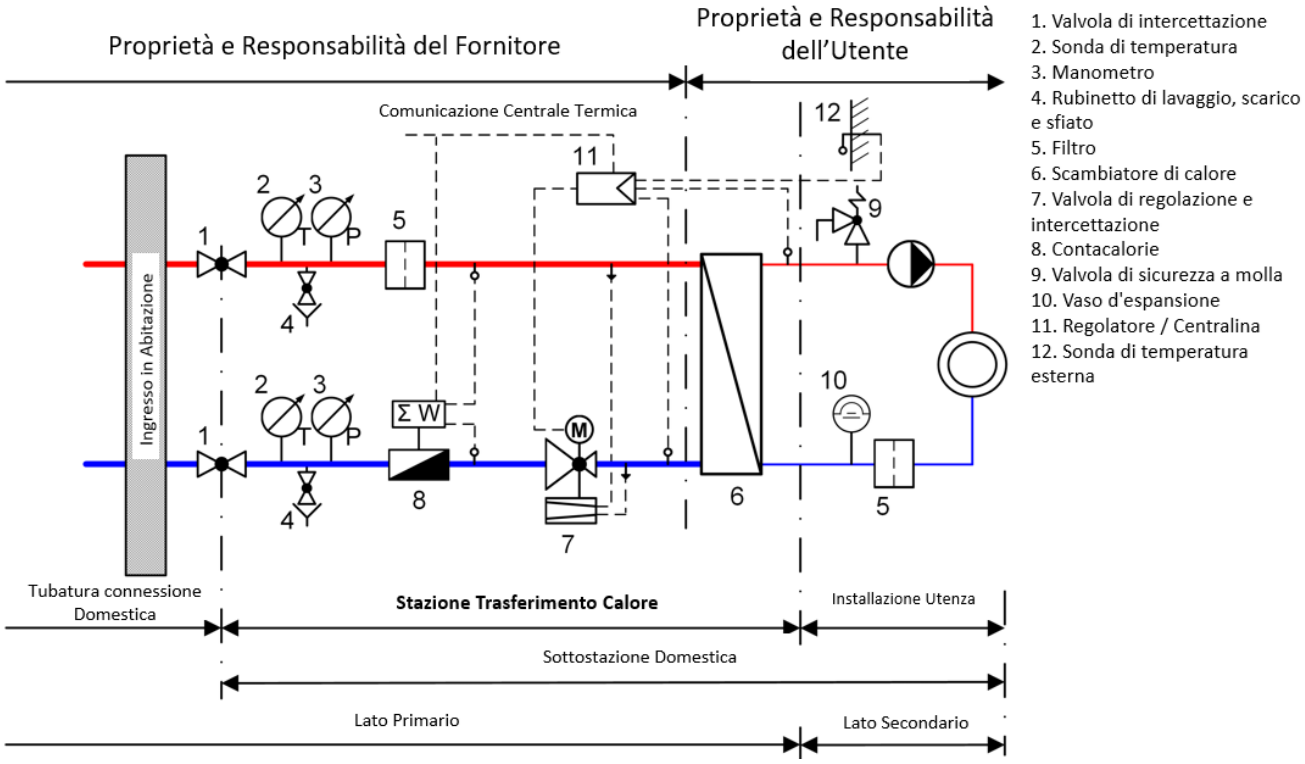


Figura 8.2 Requisiti minimi per le stazioni di utenza [76].

9 Ceneri

9.1 Produzione di ceneri

La valorizzazione energetica dei combustibili legnosi produce ceneri in quantità e qualità diverse. Queste devono essere smaltite o valorizzate in modo ecocompatibile per proteggere le acque e il suolo. In termini quantitativi, la produzione di ceneri è compresa tra lo 0,5% e l'8% in peso del combustibile immesso. I pellet hanno la percentuale di ceneri più bassa: la migliore qualità (EN-plus A1) ne contiene al massimo lo 0,7% in peso. Quando si utilizzano combustibili legnosi con un'alta percentuale di corteccia e aghi e molte impurità, o quando si utilizza legno di recupero, la produzione di ceneri può arrivare fino all'8% in peso. Come valore indicativo, si può stimare una produzione annua di ceneri per MW di potenza termica nominale compresa tra 10 e 20 t/a per il cippato con corteccia, e tra 8 e 15 t/a per il cippato senza corteccia [80]. La Tabella 9.1 mostra la produzione annua di ceneri derivanti dalla combustione di legna in Austria, Germania e Svizzera. A causa del maggiore utilizzo di energia da biomassa, queste quantità sono destinate ad aumentare in futuro.

Tabella 9.1 Produzione di ceneri in tonnellate di sostanza secca all'anno [t s.s./a] dalla combustione di legna in Austria (2017), Germania (2015) e Svizzera (2018); fonti ([81], [82], [83]).

Paese e provenienza delle ceneri		Produzione di ceneri t s.s./a
Austria totale		254.000
Germania totale		> 1.000.000
Svizzera totale		72.000
di cui:	Impianti < 50 kW	18.000
	Ceneri di griglia, impianti > 50 kW	41.000
	Ceneri da ciclone, impianti > 50 kW	9.000
	Ceneri da filtro, impianti > 50 kW	4.000

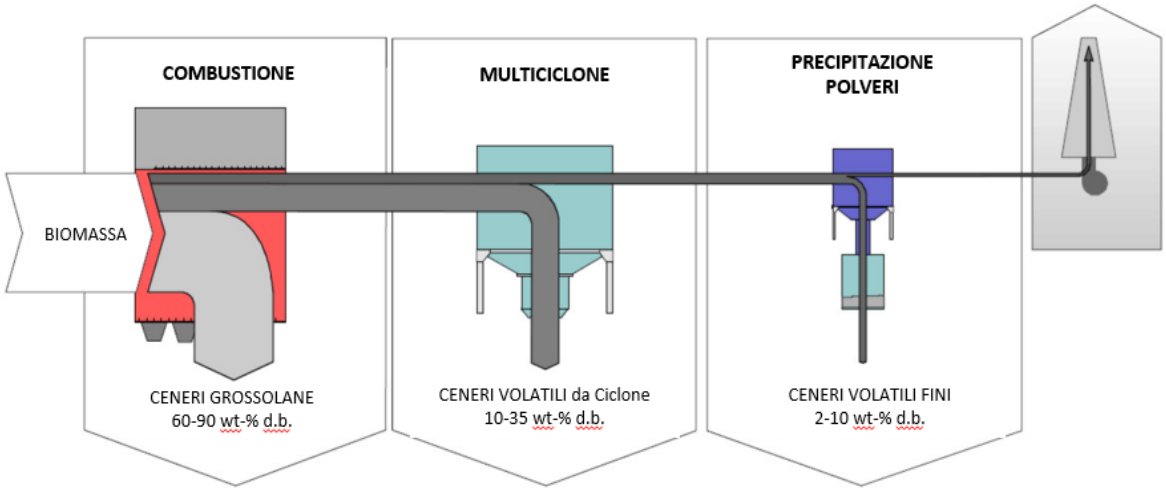


Figura 9.1 Percentuali in peso delle diverse frazioni di ceneri (sostanza secca, s.s.) [81].

9.2 Frazioni di ceneri

Luoghi di produzione delle ceneri

Negli impianti a biomassa ad alimentazione automatica, si distinguono le seguenti frazioni in base al luogo di produzione e alla dimensione delle particelle (cfr. Figura 9.1):

- Ceneri pesanti (ceneri di griglia, ceneri di focolare, ceneri di letto)
- Ceneri volanti da ciclone
- Ceneri fini da filtro

Ceneri di griglia

La quota di ceneri pesanti (nel caso della combustione a letto fluido si parla di ceneri di letto) è compresa tra il 60% e il 90% in peso della quantità totale di ceneri prodotte. Le ceneri pesanti si formano nella sezione di combustione dell'impianto e rappresentano il residuo prevalentemente minerale del combustibile. A seconda del tipo di combustibile e del grado di contaminazione, questa frazione è spesso mescolata con materiali estranei come sabbia, terra e sassi. Nel caso del legno di recupero, una percentuale significativa è dovuta a impurità come chiodi, cerniere, residui di cemento, ecc. Anche queste parti incombustibili vengono separate principalmente come ceneri di griglia. Al contrario, i componenti volatili come i metalli pesanti e i sali passano in misura maggiore nella fase gassosa e si accumulano quindi in concentrazioni più elevate nelle ceneri da ciclone e da filtro. Anche la qualità della combustione ha una grande influenza sulla percentuale di ceneri pesanti. Un indicatore è il contenuto di TOC («Total Organic Carbon», carbonio organico totale). Un elevato contenuto di TOC indica una grande quantità di materiale incombusto e rende impossibili alcuni percorsi di valorizzazione (ad es. nell'industria del cemento) o lo smaltimento in discarica,

per il quale si applicano valori limite di TOC specifici per ogni Paese. Le ceneri pesanti comprendono anche le ceneri e i depositi che si formano durante la pulizia periodica della camera di combustione e della caldaia.
Le impurità nel combustibile (legno di recupero) provocano un abbassamento della temperatura di fusione delle ceneri, portando alla formazione di scorie e incrostazioni sulla griglia e sulle pareti, specialmente a temperature troppo elevate in camera di combustione. Una volta raffreddate, le incrostazioni diventano vetrose e difficili da rimuovere.

Ceneri volanti da ciclone
Tra il 10% e il 35% in peso delle ceneri totali è costituito da ceneri volanti da ciclone. Queste sono composte da particelle solide, prevalentemente inorganiche, che vengono trascinate dai fumi e separate nei cicloni (o multicicloni) a valle della caldaia. La loro dimensione è sufficientemente grande da consentirne la separazione per forza di gravità o centrifuga (cfr. capitolo 5.8).

Ceneri fini da filtro
Le ceneri fini da filtro rappresentano una percentuale compresa tra il 2% e il 10% in peso e hanno una dimensione delle particelle talmente ridotta da essere trascinate dal flusso dei fumi. Possono quindi essere separate solo con sistemi di abbattimento meccanici o elettrostatici (elettrofiltri, filtri a maniche) o con scrubber, installati a valle della caldaia e del ciclone. Negli scrubber (condensazione dei fumi), queste ceneri si depositano sotto forma di fanghi di condensazione.

9.3 Composizione delle ceneri

La composizione delle ceneri dipende dal tipo di combustibile utilizzato, dalla qualità della combustione e dal punto di prelievo. Le ceneri da legno non trattato sono costituite principalmente da sostanze minerali, metalli alcalini e sali. Come nutrienti, contengono fosforo e potassio in quantità rilevanti (cfr. Tabella 9.2). Inoltre, contengono numerosi altri componenti di valore come calcio e magnesio, nonché oligoelementi come manganese e zolfo.

Tabella 9.2 Percentuali dei nutrienti rilevanti in diverse frazioni di cenere da legno non trattato, in percentuale in peso della sostanza secca [84].

Sostanze nutritive	Ceneri di griglia [% in peso]	Ceneri da ciclone [% in peso]	Ceneri da filtro [% in peso]
Calcio CaO	32 - 48	25 - 46	25 - 40
Magnesio MgO	5 - 7	3 - 5	3 - 4
Potassio K_2O	4 - 8	4 - 9	7 - 21
Fosforo P_2O_5	2 - 5	2 - 5	2 - 4
Sodio Na_2O	< 1	< 1	1 - 2

Le ceneri contengono anche inquinanti, tra cui i metalli pesanti arsenico, piombo, cadmio, cromo (come cromo totale, cromo(III) e cromo(VI)), rame, nichel, mercurio e zinco (cfr. Tabella 9.3). Queste sostanze si trovano in concentrazioni particolarmente elevate nelle ceneri fini da filtro, e le concentrazioni sono maggiori quando si utilizza legno di recupero. Tuttavia, anche le ceneri di griglia provenienti dalla combustione di legno non trattato contengono metalli pesanti, che sono stati assorbiti dall'albero durante la sua vita e si ritrovano in forma concentrata nelle ceneri. Nel caso del legno di recupero, i metalli pesanti provengono da ferramenta, vernici, rivestimenti e altre impurità presenti nel combustibile. Le ceneri provenienti da elettrofiltri a umido presentano un contenuto di metalli pesanti nettamente superiore rispetto a quelle da elettrofiltri a secco.
Tra i metalli pesanti particolarmente tossici figura il cromo(VI). Questo viene assorbito dall'albero sotto forma di cromo(III) e ossidato a cromo(VI) durante il processo termico di combustione. Questa ossidazione avviene in gran parte indipendentemente dal tipo di legno utilizzato e non può essere influenzata in modo significativo da misure tecniche di combustione. A differenza del cromo(III), il cromo(VI) è facilmente solubile in acqua, altamente tossico, mutageno e cancerogeno. Per questo motivo, durante la manipolazione delle ceneri è necessario prestare attenzione a evitare la formazione di polvere e indossare adeguati dispositivi di protezione individuale.
Il cromo(VI) gioca un ruolo secondario nelle ceneri pesanti provenienti da impianti dotati di un sistema di estrazione ceneri a umido, poiché in questo caso il cromo è presente prevalentemente sotto forma di cromo(III).



Figura 9.2 Deposito di ceneri in discarica, eseguito in modo da non sollevare polveri (fonte: Amstutz Holzenergie AG/Energia legno Svizzera).

In determinate condizioni, con l'aggiunta di acqua, il cromo(VI) si riduce nuovamente a cromo(III) a causa dell'invecchiamento delle ceneri. Questo processo richiede tuttavia spazio e tempo e può essere accelerato con l'aggiunta di agenti riducenti come il solfato ferroso (solfato di ferro(II)).

Tabella 9.3 Contenuti tipici di metalli pesanti in mg/kg s.s. delle ceneri derivanti dalla combustione di diversi combustibili legnosi e per diverse frazioni di cenere. Per le ceneri fini da filtro sono state considerate solo quelle provenienti da elettrofiltri a secco ([84], [85], [86]).

Metallo pesante	Legno non trattato			Residui di legno			Legno di recupero		
	Ceneri pesanti	Ceneri volanti cicloniche	Ceneri volanti fini	Ceneri pesanti	Ceneri volanti cicloniche	Ceneri volanti fini	Ceneri pesanti	Ceneri volanti cicloniche	Ceneri volanti fini
Antimonio Sb	< 10	< 10	< 10	10 - 31	< 30	n.d.	10 - 790	n.d.	50 - 810
Arsenico As	< 1	n.d.	< 15	n.d.	n.d.	59 - 140	13 - 41	< 60	20 - 290
Piombo Pb	2 - 45	10 - 70	33 - 266	6 - 350	180 - 1.182	n.d.	10 - 2.144	< 8.500	< 50.000
Cadmio Cd	1 - 6	21 - 36	3 - 81	3 - 30	16 - 30	n.d.	10 - 100	< 70	5 - 590
Cromo Cr totale	12 - 325	127 - 189	101 - 332	72 - 747	78 - 212	n.d.	109 - 873	< 1.415	< 404
Cromo Cr-VI	3 - 14	n.d.	4 - 47	7 - 13	n.d.	42 - 66	3 - 66	n.d.	3 - 62
Rame Cu	100 - 996	120 - 350	84 - 630	< 372	< 288	< 820	170 - 2.800	n.d.	< 422
Nichel Ni	42 - 80	10 - 79	28 - 99	∅ 113	∅ 61	n.d.	23 - 412	∅ 167	∅ 74
Mercurio Hg	< 0,05	< 0,1	< 3,5	< 0,5	< 0,7	n.d.	< 0,5	n.d.	< 1,0
Zinco Zn	22 - 738	1.271 - 2.469	22 - 25.177	∅ 503	∅ 3.656	n.d.	1.234 - 22.000	∅ 15.667	∅ 164.000

La diversa composizione delle varie frazioni di cenere influisce, da un lato, sulle loro possibilità di valorizzazione e, dall'altro, sul tipo e sui costi del loro smaltimento. A questo proposito, nei diversi Paesi vigono condizioni quadro differenti. In un'ottica di economia circolare, si raccomanda di prevedere la raccolta separata delle tre frazioni di cenere nei nuovi impianti di grandi dimensioni, o di predisporre misure per una successiva separazione (cfr. capitolo 6.8).

Le possibilità di valorizzazione, attuali e future, dipendono in larga misura dalla qualità delle ceneri, che può essere influenzata positivamente durante il funzionamento dell'impianto come segue [87]:

Utilizzo del combustibile corretto e idoneo all'impianto di combustione.

Prevenzione delle impurità nel combustibile.

Regolazione corretta dei parametri di combustione (un eccesso di aria primaria porta alla formazione di scorie; una quantità insufficiente aumenta la percentuale di incombusti).

Riduzione della temperatura della griglia (raffreddamento ad acqua, ricircolo dei fumi primario).

Funzionamento continuo senza rapidi cambi di carico.

Corretto stoccaggio presso la centrale termica.

9.4 Smaltimento e valorizzazione

Le ceneri di legno possono essere smaltite o valorizzate. Per lo **smaltimento** sono disponibili le seguenti opzioni ([81], [82], [88]):

- Conferimento in discarica.
- Reinterro di miniere dismesse (può essere considerato anche una forma di valorizzazione per la stabilizzazione).

Per la **valorizzazione** sono disponibili le seguenti opzioni:

- Impiego industriale (ad es. come aggregato o materia prima) per cemento e calcestruzzo.
- Impiego nella costruzione di strade e vie di comunicazione.
- Impiego come fertilizzante in agricoltura.
- Aggiunta alla concimazione di compensazione con calce nei boschi.
- Recupero di materie prime seconde.

Il presupposto per un impiego nell'industria del cemento è la disponibilità di quantità sufficienti di materiale di qualità elevata e costante; per questo motivo, vengono presi in considerazione solo grandi impianti di combustione. È importante che le frazioni di cenere vengano raccolte a secco e separatamente. Corpi estranei, impurità e un'elevata percentuale di incombusti ne rendono impossibile l'utilizzo. Meno esigente sotto questo aspetto è la valorizzazione nella produzione di determinati tipi di calcestruzzo («calcestruzzo magro»).

Le ceneri possono essere utilizzate come materiale di riempimento nella costruzione di strade, a condizione che i siti si trovino al di fuori di aree di protezione delle acque e di zone idrogeologicamente sensibili, nonché al di fuori di zone soggette a inondazioni. La cenere viene posata sotto uno strato impermeabile e funge da strato di fondazione non legato (antigelo o in misto granulare), legato (idraulicamente o con bitume) o come materiale per rilevati stradali. Durante la posa, per motivi di igiene sul lavoro, è necessario evitare la formazione di polvere.

Grazie al suo contenuto di nutrienti per le piante (cfr. Tabella 9.2), la cenere di legno è idonea come fertilizzante.

A causa dei metalli pesanti, è possibile utilizzare solo ceneri pesanti provenienti dalla combustione di legno non trattato. In combinazione con componenti organici (compost, digestato) è possibile produrre fertilizzanti organo-minerali utilizzabili anche in agricoltura biologica. In tempi di cambiamenti climatici, il potassio (K_2O) assume un'importanza particolare come «elemento di resistenza alla siccità» e il calcio (CaO) come presupposto per l'assorbimento e l'immagazzinamento dell'acqua nel suolo. Il requisito per il riutilizzo come fertilizzante è una rigorosa garanzia di qualità. L'uso come fertilizzante è soggetto a normative specifiche per ogni Paese, che possono differire notevolmente (cfr. capitolo 19).

Almeno nel Baden-Württemberg, l'uso della cenere di legno come additivo per la concimazione di compensazione con calce nei boschi è ormai una pratica consolidata. La percentuale massima di cenere nella miscela non deve superare il 30%, mentre il 70% è costituito da calcare dolomitico. Entro 15 anni è consentito spargere un massimo di 2,5 tonnellate di cenere per ettaro. Anche in questo caso sono ammesse solo ceneri di qualità garantita da legno non trattato.

Analogamente alle scorie degli inceneritori di rifiuti, anche la cenere di legno verrà utilizzata in futuro per il recupero di materie prime seconde. In diversi Paesi sono in corso progetti in tal senso (ad esempio il recupero dello zinco dalle ceneri fini provenienti dalla combustione di legno di recupero).

I percorsi di valorizzazione e smaltimento delle ceneri dipendono in larga misura dalle leggi e dalle normative nazionali e sono talvolta complessi. Di seguito viene quindi illustrata la situazione in alcuni Paesi selezionati. Le norme citate sono raccolte anche nel capitolo 19.

9.4.1 Situazione in Svizzera

In Svizzera, attualmente l'attenzione è rivolta allo smaltimento. La relativa Ordinanza sui rifiuti [89] prevede lo smaltimento in discarica delle ceneri secondo la Figura 9.3:

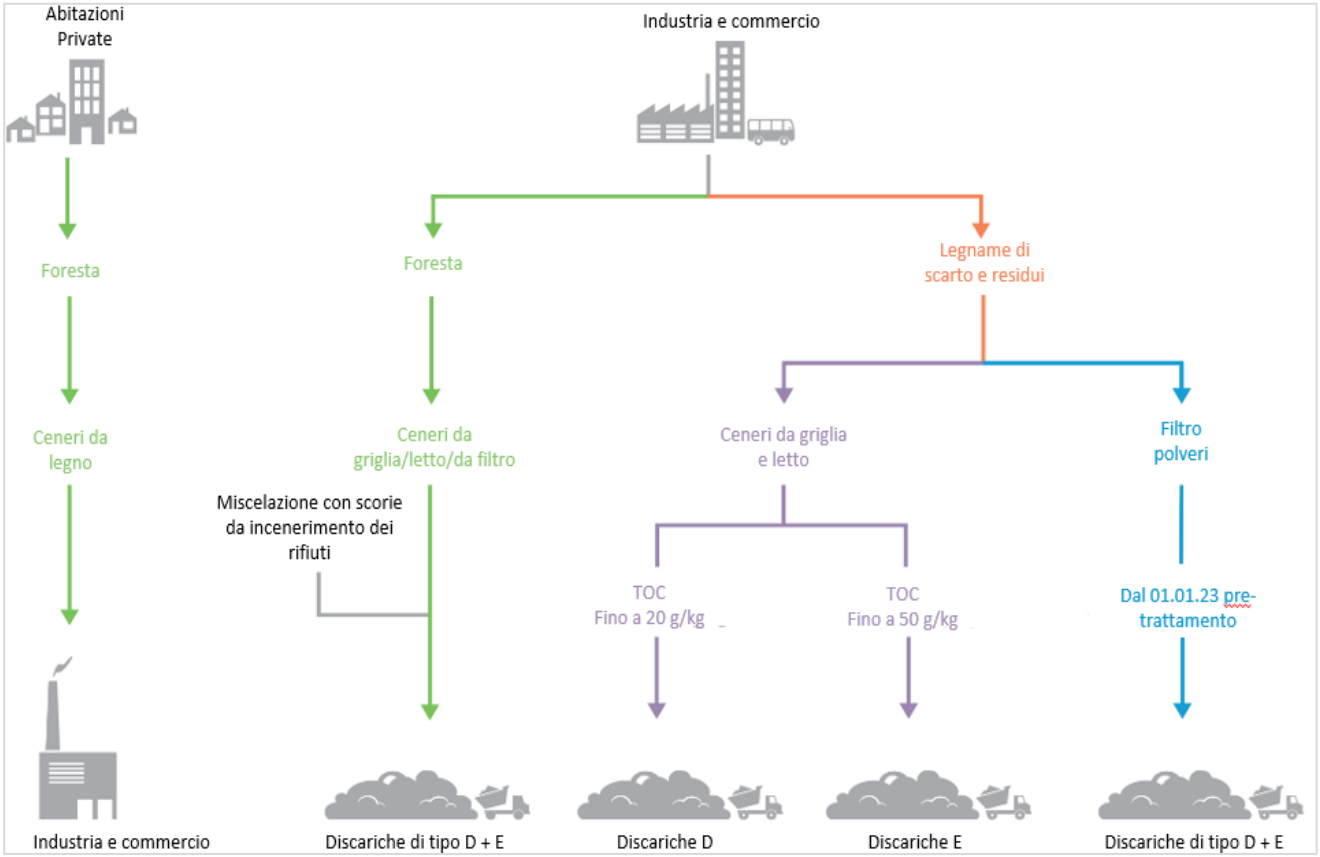


Figura 9.3 Percorsi di smaltimento delle ceneri in Svizzera. Legenda: KVA = impianto di incenerimento dei rifiuti; TOC = carbonio organico totale; i tipi di discarica si riferiscono all'Ordinanza svizzera sui rifiuti [89].

Le ceneri di legno provenienti da piccoli impianti devono essere smaltite insieme ai rifiuti domestici in un impianto di incenerimento. Le ceneri di griglia, da ciclone e da filtro provenienti dalla combustione di legna forestale e di residui di legno in impianti di grandi dimensioni devono essere depositate in discariche di tipo D ed E. Anche le ceneri di griglia provenienti dalla combustione di legno di recupero devono essere smaltite in questi due tipi di discarica. Poiché in queste discariche vengono smaltite anche le scorie degli inceneritori, che contengono grandi quantità di ferro elementare, il cromo(VI) viene rapidamente ridotto a cromo(III) se ben miscelato. Nella discarica di tipo D le ceneri devono rispettare un valore limite di TOC massimo di 20.000 mg/kg, mentre nella discarica di tipo E il limite è di 50.000 mg/kg. Ai sensi dell'Ordinanza sui rifiuti (OPSR), a partire dal 1° gennaio 2034 le ceneri da filtro derivanti dalla combustione di legno di recupero non potranno più essere smaltite in discariche di tipo D o E (art. 52a OPSR), ma dovranno essere sottoposte a un adeguato pretrattamento oppure rispettare i valori limite previsti dall'allegato 5 dell'OPSR.

I dettagli saranno disciplinati nella futura guida «Residui di combustione, parte II, ceneri di legno» dell'Ufficio federale dell'ambiente (UFAM), che definirà anche il limite di potenza a partire dal quale è necessario lo smaltimento in discarica.

La valorizzazione come fertilizzante agricolo e forestale non è possibile in base alle normative vigenti. La valorizzazione industriale è ancora agli inizi, anche a causa della potenza media relativamente bassa degli impianti svizzeri. Per questo motivo sono in corso sforzi per creare sistemi di raccolta regionali.

9.4.2 Situazione in Germania

In Germania, intorno al 2010, la *Bundesgütegemeinschaft Holzasche e.V.* (Associazione federale per la qualità delle ceneri di legno) ha avviato la creazione di un sistema di garanzia della qualità per le ceneri pesanti provenienti da combustibili legnosi non trattati (codice rifiuto 100101 secondo l'Ordinanza tedesca sul catalogo dei rifiuti, *Abfallverzeichnis-Verordnung – AVV* [90]). L'obiettivo è qualificare le ceneri di legno che presentano determinati contenuti minimi di nutrienti di valore (fosforo, potassio, magnesio) e di sostanze alcaline, rispettando al contempo i valori limite per gli inquinanti, in particolare i metalli pesanti.

Il sistema di garanzia della qualità si basa sul manuale di gestione della qualità (QMH) per le ceneri di legno come materia prima per fertilizzanti e come fertilizzanti stessi. Dopo aver superato la procedura di riconoscimento, le ceneri di legno qualificate ottengono il marchio di qualità RAL «Fertilizzanti» (RAL-GZ 252) e rimangono soggette a monitoraggio permanente (cfr. www.holzaschen.de). Il marchio viene assegnato dalla *Bundesgütegemeinschaft Holzasche e.V.*, un'istituzione indipendente che fa capo alla *Bundesgütegemeinschaft Kompost* (BGK, Associazione federale per la qualità del compost). Oltre alle ceneri da legno non trattato, anche frazioni idonee provenienti da altre biomasse, come la paglia, possono ottenere il marchio RAL-GZ 252 (cfr. www.kompost.de).

La garanzia di qualità delle ceneri ha lo scopo di attuare i principi dell'economia circolare nell'ambito delle normative vigenti in materia di rifiuti (*Kreislaufwirtschaftsgesetz – KrWG* [91], *Bioabfallverordnung – BioAbfV* [92], *Deponieverordnung – DepV* [93]) e di fertilizzanti (*Düngemittelverordnung – DüMV* [94], *Düngegesetz – DüngG* [95], *Düngeverordnung – DüV* [96]). Le ceneri di legno di qualità garantita sostituiscono i fertilizzanti minerali nell'agricoltura convenzionale e biologica, consentono la concimazione di compensazione nei boschi e contribuiscono così a un'economia a base biologica sostenibile e rispettosa delle risorse. I rifiuti destinati allo smaltimento diventano così un prodotto di valore. In questo contesto, gli aspetti economici giocano un ruolo decisivo: i costi aggiuntivi per la garanzia della qualità sono compensati dai ricavi derivanti dalla vendita dei fertilizzanti e dai risparmi sui costi di smaltimento. I calcifici e gli impianti di compostaggio autorizzati ai sensi della Legge federale sulla protezione dalle immissioni (*Bundes-Immissionsschutzgesetz – BImSchG*) sono i candidati ideali per la raccolta, il trattamento e la valorizzazione delle ceneri di legno.

Lo smaltimento in discarica a norma di legge rimane il metodo più comune in Germania per le ceneri pesanti da legno non trattato (AVV 100101). Si tratta di norma di discariche di classe DK II, ai sensi dell'Ordinanza sulle discariche (*DepV*), per rifiuti minerali contaminati ma non pericolosi. Prima del conferimento, è sempre necessaria un'analisi di caratterizzazione del produttore del rifiuto, redatta da un laboratorio specializzato sulla base di un campionamento eseguito a regola d'arte. I parametri da determinare, quali metalli pesanti, solidi disciolti e perdita al fuoco (max. 5%), sono regolati dall'Ordinanza sulle discariche.

Le polveri da filtro provenienti da impianti a legno non trattato (AVV 100103) possono essere smaltite in discariche a cielo aperto, se si tratta di ceneri volanti da ciclone e a seconda dei risultati delle analisi e dell'autorizzazione della singola discarica. Ciò non vale per le frazioni di rifiuti pericolosi (contrassegnate con * nell'AVV, ad es. AVV 100118*), come le ceneri volanti provenienti da elettrofiltri o filtri a maniche, che contengono una quantità significativamente maggiore di inquinanti e possono essere smaltite solo in discariche sotterranee (DK IV). Le discariche speciali in superficie di tipo DK III sono estremamente rare in Germania; in Baviera esiste attualmente un unico impianto. I produttori e i trasportatori di rifiuti pericolosi sono tenuti a rispettare gli obblighi di documentazione previsti dall'Ordinanza sulla tracciabilità dei rifiuti (*Nachweisverordnung – NachwV* [97]).

L'utilizzo delle ceneri da impianti a biomassa nell'industria del cemento e dei materiali da costruzione («calcestruzzo di cenere di legno») è attualmente in fase di sperimentazione, tra l'altro, presso l'Università di Stoccarda. Questioni importanti sono la durabilità e la resistenza dei calcestruzzi, sempre in conformità con le norme DIN e i criteri di conformità pertinenti.

9.4.3 Situazione in Austria

In Austria, le ceneri di legno sono generalmente considerate rifiuti. Per lo smaltimento in discarica sono determinanti le disposizioni dell'Ordinanza sulle discariche del 2008. Le ceneri di griglia e le ceneri volanti da ciclone (dopo l'abbassamento del pH) possono essere smaltite in discariche per rifiuti non pericolosi se il contenuto di metalli pesanti è inferiore ai valori limite di legge [98]. Se i limiti vengono superati, lo smaltimento è consentito solo in discariche per rifiuti pericolosi. Attualmente, gran parte delle ceneri viene smaltita in discarica.

Il riutilizzo delle ceneri come fertilizzante su terreni agricoli o forestali è possibile a determinate condizioni, ma non è esplicitamente regolamentato da una singola disposizione di legge. È quindi necessario rispettare diverse leggi e ordinanze:

- Legge sulla gestione dei rifiuti del 2002
- Ordinanza sul catalogo dei rifiuti del 2003
- Ordinanza sul bilancio dei rifiuti (obbligo di registrazione)
- Legge sul risanamento dei siti contaminati
- Ordinanza sul compost
- Legge sui fertilizzanti
- Legge sulle foreste
- Legge sulle acque
- Leggi sulla protezione della natura dei singoli Länder
- Leggi sulla protezione del suolo di alcuni Länder

È necessario verificare caso per caso quali di queste norme debbano essere rispettate.

Per la valorizzazione come fertilizzante sono adatte le ceneri pesanti e le ceneri volanti da ciclone, purché siano rispettati i limiti di composizione. Le ceneri da filtro non sono generalmente idonee a causa del loro elevato contenuto di metalli pesanti. I campionamenti sono prescritti a intervalli regolari. In base alle analisi, le ceneri vengono classificate in classi di qualità che ne determinano l'utilizzo. È obbligatorio registrare quantità, provenienza e destinazione delle ceneri. Per ulteriori informazioni si consiglia di consultare [80] e [99].

10 Analisi di convenienza economica

10.1 Questioni relative alla convenienza economica nelle centrali termiche a biomassa

La valutazione della convenienza economica degli impianti a biomassa solleva diverse questioni. Le più importanti sono:

- A quanto ammonteranno i costi di produzione del calore?
- Qual è la convenienza economica dell'impianto rispetto ad altri sistemi energetici?
- Quali prezzi del calore possono essere offerti alle future utenze?
- Quale struttura tariffaria scegliere (contributo di allacciamento, quota fissa, quota di misura, quota energia)?
- Quali sono i rischi economici più significativi?
- Come valutare l'evoluzione economica durante il ciclo di vita dell'impianto e in un contesto di condizioni quadro mutevoli (ad es. prezzi dei combustibili, calo della domanda a causa di riqualificazioni energetiche e cambiamenti climatici, tariffazione della CO_2, contesto politico e sociale)?

La scelta del metodo adeguato per l'analisi di convenienza economica dipende dalla questione specifica e dalla fase del progetto. Nelle fasi iniziali (studio di fattibilità) è sufficiente una stima dei costi di investimento e di produzione del calore basata su valori empirici (cfr. anche capitolo 3.2). Con i diagrammi riportati nel capitolo 10.8 è possibile stimare i costi di investimento per la generazione e la distribuzione di calore nell'ambito di uno studio di fattibilità. Successivamente, la precisione delle voci di costo viene aumentata grazie a offerte concrete e vengono prese in considerazione la sensibilità e l'evoluzione economica del progetto per tutta la sua durata. Nei capitoli seguenti vengono illustrati i metodi e gli strumenti adeguati per rispondere a queste domande. Innanzitutto, però, è necessario chiarire come vengono ripartite le responsabilità tra i partecipanti al progetto.

10.2 Responsabilità

La responsabilità principale della valutazione della convenienza economica spetta al committente. Di norma, il progettista fornisce al committente dati affidabili relativi a:

- Fabbisogno di potenza e di calore delle utenze previste.
- Contenuto energetico dell'assortimento di combustibile previsto e informazioni sui costi che ne possono derivare (particolarmente importante nel caso di assortimenti economici).
- Costi di investimento.
- Costi di manutenzione e riparazione.
- Costi energetici, composti dai costi del combustibile e dai costi dell'energia ausiliaria (costi legati al consumo).

Nel corso dell'analisi, il progettista deve essere in grado di fornire consulenza al committente. Come incarico aggiuntivo, il progettista può anche eseguire i calcoli al posto del committente. In ogni caso, spetta a quest'ultimo decidere quali ipotesi di base applicare. Tra queste figurano:

- Tasso di interesse di calcolo.
- Durata di vita utile delle opere.
- Tasso di inflazione.
- Aumento dei costi di esercizio.
- Prezzi dell'energia: nel caso degli impianti a biomassa, ciò include anche la scelta del tipo di combustibile e il relativo prezzo.
- Aumenti dei prezzi dell'energia.
- Andamento del fabbisogno di calore in base al tasso di riqualificazione energetica delle utenze o agli ampliamenti della rete.

Si consiglia di concordare per iscritto queste ipotesi di base.

Se in una rete di teleriscaldamento devono essere servite diverse utenze, le responsabilità tra il committente e il progettista devono essere ripartite come segue:

Committente

- Responsabile principale dell'analisi di convenienza economica; deve verificare e analizzare criticamente questo calcolo e i dati di base.
- Decisione su quali potenziali utenze prendere in considerazione.
- Decisione sulla data di allacciamento prevista (che influisce sulla tempistica dei costi di investimento e dei ricavi attesi).

Progettista

- Responsabile della determinazione affidabile del fabbisogno termico, compreso il profilo di carico e il fabbisogno annuo previsto delle potenziali utenze.
- Responsabile della determinazione dei costi di investimento per l'allacciamento delle potenziali utenze.

10.3 Struttura dei costi degli impianti a biomassa

- Secondo la direttiva VDI 2067 [100], nel calcolo dei costi degli impianti tecnici degli edifici vengono presi in considerazione i seguenti quattro gruppi di costi:
- Costi legati al capitale (incluse riparazioni e sostituzioni).
- Costi legati al consumo.
- Costi legati all'esercizio.
- Altri costi.
- L'assegnazione dei singoli tipi di costo a questi gruppi per un impianto a biomassa è riportata nella Tabella 10.1.

- Nell'analisi di convenienza economica, i costi per le singole voci vengono stimati sulla base di valori di riferimento, ad esempio come percentuale dell'investimento o della quantità di calore prodotta. A tal fine è necessario definire chiaramente quali voci di costo sono assegnate a ciascun gruppo. Secondo la norma VDI 2067 [100], la **manutenzione** (*Instandhaltung*) consiste nell'attuazione di misure volte a preservare e ripristinare lo stato nominale e comprende le seguenti attività:
  - **Riparazione**: misure volte al ripristino dello stato nominale.
  - **Manutenzione preventiva:** misure volte a preservare lo stato nominale.
  - **Ispezione**: misure volte a determinare e valutare lo stato effettivo.

Tabella 10.1 Categorie e tipi di costo di una centrale termica a biomassa. Principi e valori di riferimento per il calcolo dei costi annuali. Nota: in deroga alla norma VDI 2067 [100], i costi di manutenzione sono inclusi nei costi del personale. I dati tra parentesi () si riferiscono alla direttiva ÖKL 67 [101].

Categoria di costo	Tipo di costo	Base per il calcolo dei costi annuali	Valori indicativi
Costi legati al capitale	Costi di capitale dei componenti dell'impianto e delle strutture edilizie (investimenti)	Importi degli investimenti dei lavori, durata di utilizzo, interessi	Durata di utilizzo: vedi Tabella 10.2 Interessi: secondo le indicazioni del committente o degli istituti finanziatori (finanziamenti secondo [101])
	Costi di riparazione (riparazioni secondo VDI 2067 [100])	Importi degli investimenti dei lavori, percentuale dell'importo dell'investimento	Vedi Tabella 10.2
Costi legati al consumo	Costi del combustibile	Consumo annuo e potere calorifico o consumo di combustibile, prezzo del combustibile	Prezzi effettivi basati sulle offerte (più un prezzo minimo di 23 € per MWh di energia grezza, riferito al potere calorifico H_u, secondo [101])
	Energia ausiliaria (elettricità) per la produzione e la distribuzione di calore	Percentuale della quantità di calore (prodotto o distribuito) x prezzo dell'elettricità	per la produzione di calore: 1 - 1,5 % della quantità di calore prodotta per la rete di teleriscaldamento: 0,5 - 1 % della quantità di calore distribuita (min. 1,5 % in relazione alla quantità di calore prodotta; 2 % per impianti con condensazione dei gas di scarico o elettrofiltri secondo [101])
	Materiali di consumo per la produzione di calore (ad es. per impianti SNCR)	Prezzo, quantità consumata	Stimare i costi effettivi
	Smaltimento delle ceneri	Consumo di combustibile, contenuto di ceneri, tipo di smaltimento	Stimare i costi effettivi (eventualmente compreso nel prezzo del combustibile)
Costi legati all' esercizio	Costi del personale (per funzionamento, pulizia, manutenzione, ispezione, esclusa l'amministrazione)	Percentuale dei costi di investimento per la produzione di calore	circa l'1,5% dei costi di investimento per la produzione di calore (minimo 2,5 - 5 € per ogni MWh di calore prodotto secondo [101])
	Affitti, locazioni Diritti di concessione	A seconda dei singoli casi	Stima dei costi effettivi
	Spazzacamino, controllo dei gas di scarico, misurazione delle emissioni	A seconda dei singoli casi	Stima dei costi effettivi
Altri costi	Assicurazioni, tasse, imposte generali, spese amministrative	Percentuale dell'importo dell'investimento	0,5 - 1,5 % dell'investimento totale

La Tabella 10.1 fornisce una panoramica delle tipologie di costo e indica quali dati di base devono essere utilizzati per il calcolo. In alcuni casi sono indicati anche dei valori di riferimento, che possono essere utilizzati sia per l'analisi di convenienza economica secondo il metodo del costo annuo, sia per un bilancio e un conto economico previsionali. I valori di riferimento indicati non devono essere adottati dal progettista senza un'attenta verifica. Poiché i costi specifici (ad es. in €/MWh) dipen-

dono in parte dalle dimensioni dell'impianto e/o dal numero di ore di funzionamento a pieno carico, è necessario valutare caso per caso se e quale valore di riferimento utilizzare. Per l'Austria, la scheda ÖKL n. 67 [101] fornisce indicazioni specifiche, che devono essere considerate come requisiti minimi da non sottostimare.

La durata di vita utile da ipotizzare per l'analisi di convenienza economica deve essere stabilita insieme al committente ed, eventualmente, con gli istituti finanziatori (banche, enti promotori, ecc.). Nel definire la durata di vita utile, occorre tenere presente che questa non corrisponde necessariamente alla durata tecnica. La durata di vita utile è influenzata anche dall'evoluzione delle esigenze e dagli sviluppi tecnologici. Inoltre, in caso di riqualificazioni, di norma non vengono sostituiti singoli elementi, ma più componenti contemporaneamente, indipendentemente dal fatto che ciascuno di essi abbia raggiunto la propria durata tecnica.

Tabella 10.2 Valori di riferimento per la durata di vita utile e i costi di riparazione

Lavoro	Durata di utilizzo	Costi di riparazione specifici
	Anni	%
Componenti dell'impianto specifici per il legno *	20	3,0
Componenti dell'impianto specifici per i picchi di carico *	20	2,0
Sistema idraulico	20	2,0
Impianti elettrici e domotici	20	2,0
Strutture edilizie e urbanizzazione	50	1,0
Rete principale (incl. tubazioni e lavori di sterro)	40	1,0
Stazione di trasferimento del calore	30	2,0
Veicoli	15	3,0
Pianificazione**	media	-

* incl. regolazione e controllo

** Ai fini della progettazione, la durata di vita utile media deve essere ponderata in base ai costi di progettazione delle singole discipline; ciò significa che i costi di progettazione vengono attribuiti a ciascuna disciplina.

Le linee guida VDI 2067 [100] contengono informazioni più dettagliate e in parte divergenti rispetto alla Tabella 10.2. Per i calcoli secondo VDI devono essere utilizzate le informazioni contenute nella linea guida VDI 2067.

10.4 Calcolo di redditività

10.4.1 Introduzione

Nell'analisi di convenienza economica vengono determinati i costi di produzione e distribuzione del calore, i costi di investimento e i costi di esercizio e manutenzione. In un confronto tra varianti è possibile mettere a confronto diversi sistemi di riscaldamento o diverse configurazioni in termini di costi. L'analisi costituisce però anche la base per la definizione dei prezzi di vendita del calore.

Per un confronto tra varianti, oltre ai costi di investimento, è necessario determinare i costi di produzione del calore di ciascuna variante. Il confronto di tali costi consente una valutazione dei costi totali per l'intera durata di vita utile dell'impianto. Il calcolo dei costi di produzione del calore secondo il metodo del costo annuo è spesso utilizzato nella pratica ed è descritto nel capitolo 10.4.2.

Per poter valutare l'evoluzione economica di una rete di teleriscaldamento, è necessario calcolare le spese e i ricavi su un arco di tempo di diversi anni. A tal fine è molto adatto il metodo del **valore attuale netto** (**VAN**), dal quale è possibile calcolare anche il **tasso interno di rendimento** (**TIR**) dell'investimento. Lo strumento di calcolo del sistema **QM Holzheizwerke** si basa sul metodo del tasso interno di rendimento (cfr. capitolo 10.7).

Per l'analisi dei sistemi energetici, che di norma hanno una lunga durata e per i quali sono quindi rilevanti l'aumento dei prezzi e altre variazioni future, si raccomanda l'uso di metodi di calcolo dinamici. Con questi metodi, le variazioni previste nel periodo di riferimento vengono stimate o specificate sulla base di valori medi statistici. I metodi di calcolo statici, invece, considerano solo le condizioni esistenti al momento della valutazione. Per periodi di osservazione di almeno 15 anni, possono quindi verificarsi notevoli scostamenti rispetto ai metodi dinamici. In molti casi, i metodi dinamici possono basarsi su ipotesi semplificate, cosicché lo sforzo di calcolo non è molto maggiore rispetto ai metodi statici.

I principali metodi di calcolo dinamici sono:

- Metodo del valore attuale netto
- Metodo del costo annuo (o dell'annualità)
- Metodo del valore attuale

10.4.2 Calcolo dei costi di produzione del calore con il metodo del costo annuo

Per il calcolo dei costi di produzione del calore viene solitamente utilizzato il metodo del costo annuo (o dell'annualità), descritto in dettaglio nella direttiva VDI 2067 [100]. Questo metodo determina i costi medi annuali sostenuti nel periodo di riferimento. I costi annuali sono costituiti dai costi di capitale, dai costi operativi e dai costi energetici. I costi operativi e i costi energetici annuali (A) vengono sommati ai costi di capitale ($I \cdot a$) tenendo conto della loro possibile evoluzione ($d \cdot a$).

Poiché le voci di costo rilevanti dipendono fortemente da Paese, regione, ubicazione, condizioni quadro, tipo di costruzione, ecc., si rinuncia a fornire valori di riferimento. Spesso è più utile confrontare i costi di produzione del calore con altre soluzioni nell'ambito di un confronto tra varianti.

Calcolo dei costi annuali K secondo [102]:

$$K = I * a + A * d * a$$

K Costi annuali [EUR/a; CHF/a]

I Costi di investimento (per opera) [EUR; CHF]

A Costi operativi annuali [EUR/a; CHF/a] composti da:

- Costi di manutenzione e riparazione
- Costi energetici (combustibili ed energia ausiliaria)
- Altri costi

a Fattore di annualità [–], calcolato da:

$$\text{für } i = 0 : a = \frac{1}{n} \qquad \text{für } i > 0 : a = \frac{i * (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

d Fattore di sconto totale (anche fattore di valore attuale delle rendite), calcolato da:

$$d = \frac{(1+i-e)^n - 1}{(1+i-e)^n * (i-e)}$$

i Tasso di interesse di calcolo [–]

n Periodo di osservazione (durata di utilizzo) [–]

e Tasso d'inflazione [–]

La determinazione della durata di vita utile e dei costi di riparazione può essere effettuata secondo la Tabella 10.2.

In molti casi è possibile semplificare il metodo come segue:

- Gli investimenti vengono effettuati solo all'inizio del periodo di riferimento.
- Il periodo di riferimento corrisponde alla durata di vita degli investimenti.

Se la durata di vita utile non corrisponde al periodo di riferimento, occorre tenerne conto:

- se la durata è inferiore, considerare l'investimento sostitutivo (aggiungendo il suo valore attuale all'investimento iniziale).
- se la durata non è ancora terminata alla fine del periodo, l'investimento (I) viene ridotto del valore attuale del valore residuo.

Dalla divisione dei costi annuali (K) per il calore utile medio annuo previsto (Q_{utile}) si ottiene il costo di produzione del calore (k):

$$k = \frac{K}{Q_{Nutz}}$$

k Costo di produzione del calore [EUR/MWh; CHF/MWh]

K Costi annuali [EUR/a; CHF/a]

Q_{utile} Calore utile prodotto annualmente [MWh/a] (nelle reti di teleriscaldamento, i costi di produzione del calore possono anche essere riferiti al calore utile fornito)

Il calcolo dei costi di produzione del calore è incluso, ad esempio, anche nello strumento di calcolo del sistema QM Holzheizwerke (cfr. capitolo 10.7) o nel software open source Sophena [103].

Nella pratica, il metodo viene spesso semplificato utilizzando il tasso di interesse bancario come tasso di calcolo e non tenendo conto dell'inflazione. In questo modo, il metodo diventa un'analisi statica. Ciò può portare a errori significativi. Tuttavia, se le quote dei costi sono simili tra le varianti e si può ipotizzare un aumento dei prezzi uniforme, un confronto statico in uno studio preliminare è sufficientemente significativo.

Per valutare se il progetto possa essere gestito in modo redditizio, questa procedura da sola non è generalmente sufficiente. Per un impianto con rete di teleriscaldamento dovrebbe sempre essere redatto un business plan, considerando l'evoluzione economica su più anni (cfr. capitoli 10.6 e 10.7).

10.4.3 Metodo del valore attuale netto (VAN) e tasso interno di rendimento (TIR)

Il metodo del costo annuo calcola i costi medi. Poiché gli investimenti in impianti a biomassa hanno una lunga durata e si ripagano nel corso degli anni, è opportuno valutare l'andamento economico su un periodo di tempo più lungo. A tal fine è adatto il metodo del valore attuale netto (VAN), dal quale è possibile calcolare anche il tasso interno di rendimento (TIR) dell'investimento.

Il tasso interno di rendimento è il tasso di interesse medio del capitale investito per tutta la durata di vita utile. Il calcolo tiene conto delle fluttuazioni di ricavi e spese e determina un rendimento medio annuo. Si cerca il tasso di interesse per cui il valore attuale netto è pari a zero [104].

$$I_0 = \sum_{t=1}^{n} \frac{e_t - a_t}{(1+i)^t} + \frac{L_n}{(1+i)^n}$$

t Indice temporale, dove t = 1, 2, …, n

n Durata di utilizzo dell'investimento in anni

i Tasso di sconto (tasso di calcolo)

I_0 Pagamenti relativi all'acquisto dell'oggetto dell'investimento, ad esempio il prezzo di acquisto di un macchinario

a_t Esborsi durante il periodo di utilizzo, dovuti alla fine del rispettivo periodo t, ad esempio pagamenti per combustibili, salari e manutenzione

e_t Incassi durante il periodo di utilizzo, dovuti alla fine del rispettivo periodo t, ad esempio ricavi dalla vendita di energia

L_n Ricavi di liquidità alla fine della durata di utilizzo

Per determinare il TIR, è necessario risolvere l'equazione per *i*. Ciò comporta difficoltà matematiche, per cui si ricorre a soluzioni approssimate tramite interpolazione.

La procedura è la seguente [104]:

- Si determina un tasso di interesse di calcolo i per cui il valore attuale netto calcolato sia il più vicino possibile allo zero, ma comunque positivo.
- Si determina un secondo tasso di interesse di calcolo *i*, in base al quale il valore attuale netto calcolato è anch'esso il più vicino possibile allo zero, ma risulta negativo.
- Con i due valori determinati, mediante interpolazione viene calcolato il tasso di interesse con cui il valore attuale netto diventa pari a zero.

I moderni programmi di foglio elettronico come Excel dispongono di funzioni che semplificano questi calcoli.

Se il tasso interno di rendimento (TIR) calcolato per un investimento è superiore al tasso di attualizzazione, l'investimento è considerato economicamente conveniente. Di conseguenza, è considerato non conveniente se il suo tasso interno di rendimento è inferiore al tasso di attualizzazione.

10.4.4 Confronto tra varianti

Per determinare i costi di produzione del calore di una centrale termica a biomassa è possibile applicare il metodo descritto nel capitolo 10.4.2. Occorre distinguere se si devono calcolare i costi di produzione del calore del primo anno di esercizio (in cui gli aumenti dei prezzi non sono rilevanti) o i costi medi sul periodo di riferimento (approccio nominale). Solo con l'approccio nominale è possibile garantire che i costi medi di produzione del calore vengano determinati nel modo più accurato possibile.

Nel confronto tra diverse varianti di una centrale termica a biomassa è possibile applicare le semplificazioni descritte di seguito.

Il **tasso di interesse reale** rappresenta il tasso di interesse che supera il tasso di inflazione generale e si ottiene approssimativamente come differenza tra il tasso di interesse e il tasso di inflazione.

Esempio: se il tasso di interesse nominale è del 3% con un'inflazione generale dell'1%, il tasso di interesse reale è del 2%. In Svizzera, il tasso di interesse reale medio a lungo termine è compreso tra l'1% e il 3%.

Si ipotizza inoltre che la sostituzione degli impianti al termine della loro vita utile avvenga agli stessi prezzi reali dell'investimento iniziale. Ogni gruppo di costo di investimento viene ammortizzato entro la sua specifica durata di vita utile (cfr. Tabella 10.2).

Con questo approccio, i rapporti di costo tra le diverse varianti di generazione del calore confrontate vengono rappresentati correttamente. Va tuttavia notato che i costi di produzione del calore così determinati possono discostarsi dai costi effettivi a causa delle semplificazioni nel calcolo.

Se nel confrontare i costi di produzione del calore di diversi sistemi di riscaldamento non si tiene conto dell'inflazione, come tasso di interesse di calcolo va utilizzato il tasso di interesse reale.

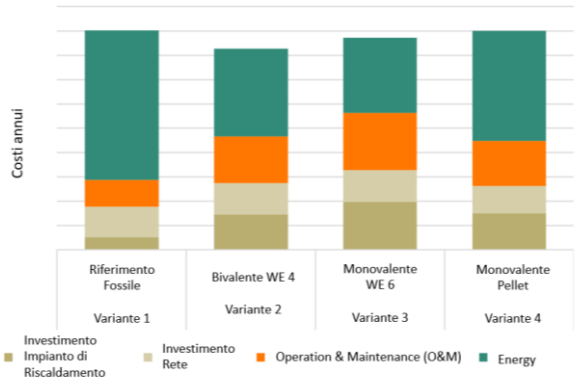


Figura 10.1 Esempio di ripartizione dei costi annuali in costi di capitale, di esercizio, di manutenzione e di energia.

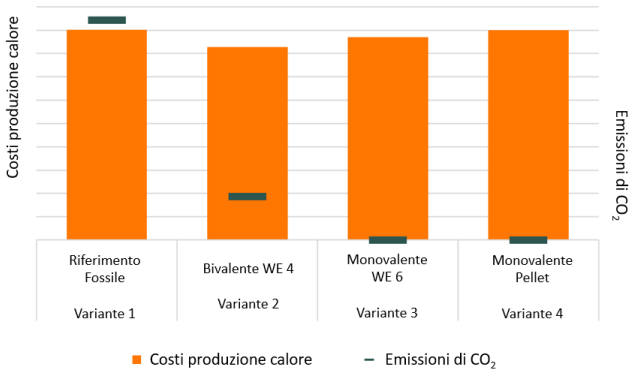


Figura 10.2 Esempio di confronto tra costi di produzione del calore ed emissioni di CO_2.

10.4.5 Analisi di sensibilità

Con un'analisi di sensibilità è possibile rappresentare l'influenza delle fluttuazioni dei singoli parametri di input sui risultati del confronto tra varianti e rispondere alle seguenti domande:

- Quali fattori influenzano in modo particolarmente significativo il risultato?
- Entro quali limiti possono variare i valori di input senza compromettere il successo del progetto?

È possibile calcolare, ad esempio, gli effetti di un superamento dei costi di investimento, di un minor consumo di calore o anche l'influenza delle fluttuazioni dei prezzi dell'energia e delle imposte sul costo di produzione del calore.

Nella Figura 10.3 sono riportati diversi fattori relativi ai costi energetici. Le fonti energetiche fossili e l'elettricità sono considerate critiche e la loro volatilità è presa in considerazione con una variazione del -10%/+20%. La

volatilità del legno per uso energetico è invece considerata minore (-5%/+10%). È quindi evidente che, grazie a costi energetici più stabili, i costi annuali dei generatori di calore a fonti rinnovabili variano molto meno rispetto a quelli a combustibili fossili.

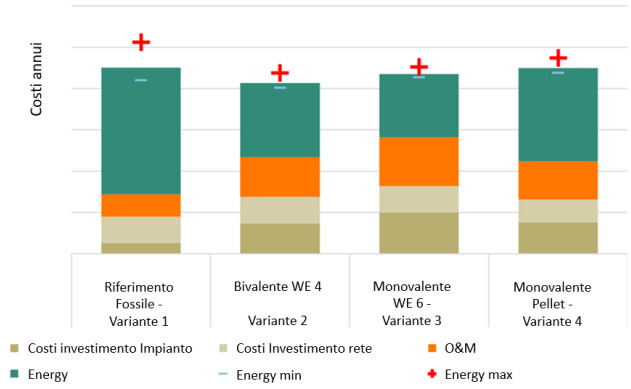


Figura 10.3 Costi annuali con confronto di sensibilità sui prezzi dell'energia.

Nella Figura 10.4 l'analisi di sensibilità (+20%/-10%) viene effettuata sulla base dei costi di investimento. A causa degli investimenti notevolmente più elevati delle varianti a fonti rinnovabili, i costi di capitale variano in misura significativamente maggiore rispetto alla variante di riferimento.

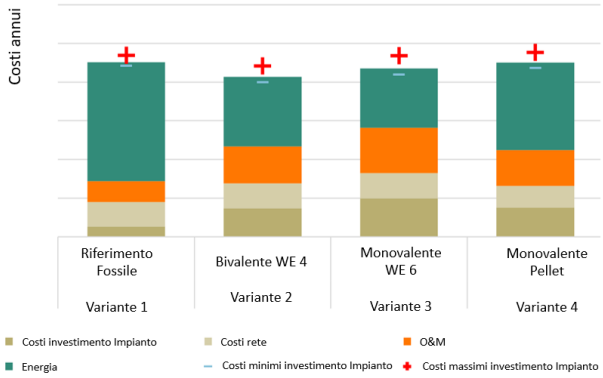


Figura 10.4 Costi annuali con confronto di sensibilità sui costi di investimento.

10.5 Struttura tariffaria per la vendita del calore

I costi elencati nel capitolo 10.3 devono essere integrati nella struttura tariffaria per la vendita del calore. È opportuno suddividere i costi in costi dipendenti dal consumo e costi indipendenti dal consumo. Gli investimenti e i costi di manutenzione e riparazione sono in gran parte indipendenti dalla quantità di calore venduta. Le spese per l'acquisto di combustibile e i costi dell'energia elettrica ausiliaria dipendono dall'energia prodotta e sono quindi costi legati al consumo.

La struttura tariffaria per il teleriscaldamento è spesso composta da tre o quattro elementi:

- **Contributo di allacciamento una tantum**: quota dei costi di investimento a carico dell'utente per la realizzazione dell'allaccio. Il pagamento viene effettuato una tantum, di solito dopo il completamento dei lavori.
- **Quota fissa annuale (o quota potenza)**: viene utilizzata per coprire i costi fissi, indipendenti dal consumo. A seconda dell'importo del contributo di allacciamento, anche una parte dei costi di investimento deve essere recuperata tramite la quota fissa.
- **Quota energia**: costi per il calore fornito, calcolati in base al contatore di calore tarato del cliente. Oltre ai costi del combustibile, nella quota energia devono essere inclusi anche i costi per l'energia ausiliaria, le perdite di rete e altri costi variabili.
- **Quota di misura**: la struttura tariffaria può inoltre includere una quota di misura che copre i costi per i dispositivi di misurazione e la loro manutenzione/taratura. L'incidenza di questa quota sul totale è minima.

I prezzi ricorrenti (quota fissa e quota energia) sono spesso indicizzati e adeguati periodicamente (ad es. annualmente). A seconda del Paese e della regione, sono disponibili numerosi indici dei prezzi che coprono, ad esempio, l'andamento dei prezzi al consumo, dei prezzi dell'energia (gasolio, gas, elettricità, biomassa), dei costi del personale o dei costi di costruzione. Ad esempio, l'indicizzazione della quota energia può essere effettuata con un indice dei prezzi dell'energia o del combustibile, e quella della quota fissa con un indice generale dei prezzi al consumo.

Le clausole di adeguamento dei prezzi devono essere formulate in modo da tenere adeguatamente conto sia dell'andamento dei costi di produzione e fornitura del calore, sia delle rispettive condizioni del mercato. Devono indicare in modo completo e comprensibile tutti i fattori di calcolo determinanti [105].

La struttura tariffaria, il metodo di determinazione delle singole componenti e l'adeguamento tramite indici devono essere definiti in modo completo e dettagliato nel contratto di fornitura o in un allegato (ad es. il listino prezzi). In caso di prezzi indicizzati, oltre al prezzo base devono essere specificati anche il nome, l'anno di riferimento e le fonti degli indici, il valore soglia a partire dal quale scattano gli adeguamenti e le formule di calcolo. A tal fine devono essere rispettate tutte le leggi e le direttive relative alla definizione dei prezzi e dei contratti per la fornitura di energia. Per garantire la sicurezza giuridica di un contratto, si raccomanda di ricorrere alla consulenza di studi legali esperti in materia. Il contratto di fornitura e le Norme Tecniche di Allacciamento in esso contenute devono essere redatti in modo da incentivare e offrire la base giuridica per ottimizzare il profilo di carico e le temperature di mandata e ritorno. A tal fine vengono utilizzate sempre più spesso le cosiddette «tariffe incentivanti», che tengono conto, ad esempio, della temperatura di ritorno o di una portata specifica per calcolare un

bonus o un malus sul prezzo del calore. Ulteriori informazioni sono disponibili nel Manuale di Pianificazione delle Reti di Teleriscaldamento [19].

Nella Figura 10.5 è rappresentata la ripartizione dei costi di un sistema di teleriscaldamento sulla struttura tariffaria.

La ripartizione è specifica per ogni progetto e deve essere stabilita dal gestore dell'impianto. Se, ad esempio, si rinuncia a un contributo di allacciamento una tantum, i costi di investimento complessivi, compresa la quota di rischio, devono essere capitalizzati e inclusi nella quota fissa.

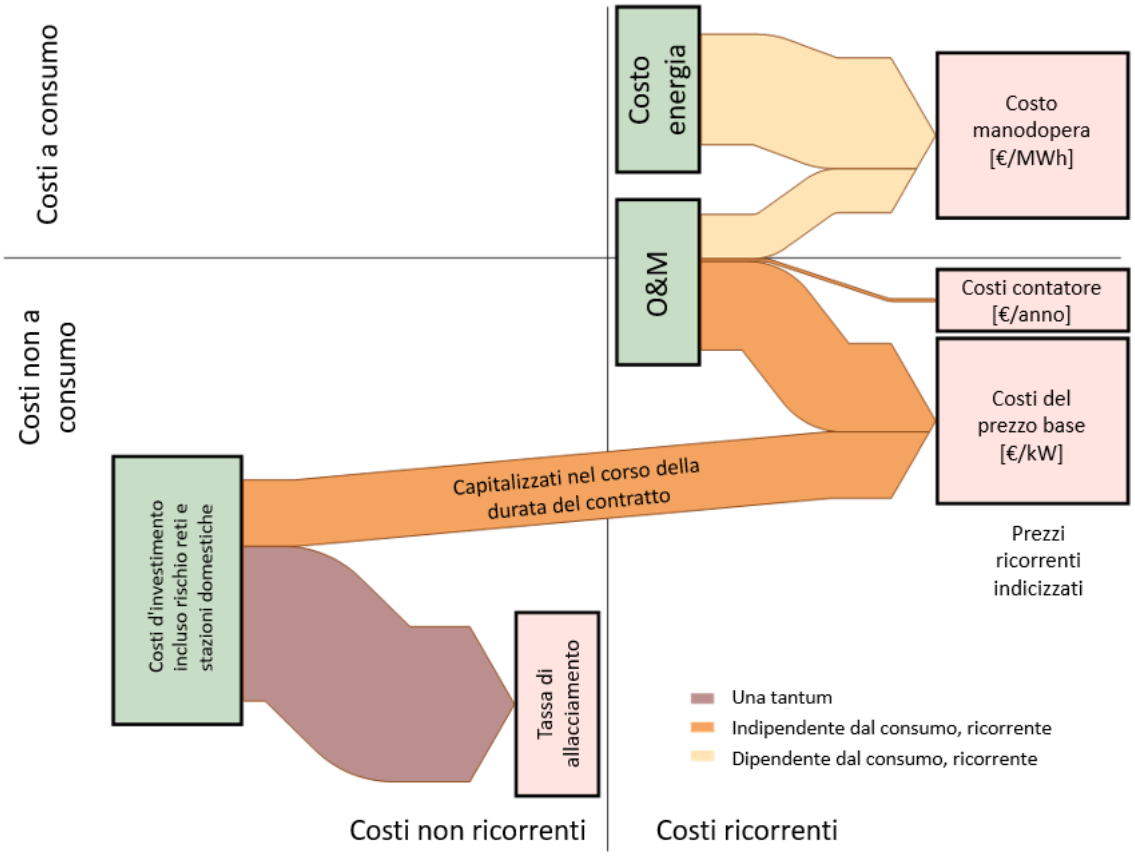


Figura 10.5 Ripartizione dei costi sulla struttura tariffaria.

10.6 Business plan

10.6.1 Struttura e contenuti

Il business plan descrive un'idea imprenditoriale e il relativo piano aziendale. Anche la costruzione e la gestione di una centrale termica a biomassa, in particolare di un sistema di teleriscaldamento, sono un'impresa in questo senso e richiedono un business plan. Quest'ultimo è quindi anche uno strumento che fornisce informazioni sulla qualità di un progetto e aiuta nel reperimento di finanziamenti e nell'acquisizione di utenze. Ai fini di questa trattazione, il business plan è un documento suddiviso nelle due parti seguenti:

1. **Parte descrittiva**: è la formulazione scritta dell'idea imprenditoriale in relazione al prodotto, al servizio, alla clientela e al marketing. Fornisce informazioni sullo sviluppo dell'azienda e consente una valutazione dei rischi. Per una rete di teleriscaldamento è importante illustrare gli effetti delle diverse varianti di ampliamento.
2. **Parte finanziaria**: il piano patrimoniale e il conto economico previsionali forniscono informazioni sulle entrate e le uscite previste, sui finanziamenti e sulla pianificazione della liquidità, coprendo di norma un periodo di almeno 20 anni.

Il business plan deve trattare i seguenti elementi:

- Executive Summary (massimo due pagine).
- Azienda: team, profilo e obiettivi aziendali.
- Prodotto o servizio: vantaggi e benefici per i clienti, stato di sviluppo.
- Settore e mercato: analisi del settore, del mercato, della clientela target, della concorrenza e dell'ubicazione.
- Marketing: strategia di ingresso nel mercato, concetto di vendita, promozione.
- Management e figure chiave.
- Pianificazione dell'implementazione.
- Opportunità e rischi.
- Parte finanziaria: pianificazione per i prossimi 20-25 anni (personale, investimenti e ammortamenti,

conto economico previsionale, pianificazione della liquidità, fabbisogno finanziario).

- Analisi di sensibilità, in cui, variando i principali parametri di input, si risponde alle seguenti domande:
  - Quali variabili influenzano in modo particolarmente significativo il risultato?
  - Entro quali limiti possono variare i parametri di input senza compromettere il successo del progetto?
- Tra i parametri di input importanti figurano:
  - Quota e interessi del capitale di terzi.
  - Prezzo del combustibile (e sicurezza dell'approvvigionamento).
  - Costi di costruzione e degli impianti.
  - Prezzo dell'elettricità.
  - Costi del personale.
  - Incentivi.

Il business plan dovrebbe essere redatto dal committente, che è il promotore dell'idea imprenditoriale e la figura più adatta a presentare il piano all'esterno. Il compito del progettista è quello di assisterlo nella redazione.

10.6.2 Piano patrimoniale e conto economico previsionali

La valutazione della convenienza economica di un'impresa non può basarsi esclusivamente sul calcolo dei costi medi di produzione del calore. Anche se su un periodo lungo i costi di produzione sono inferiori ai ricavi, non è possibile compensare eventuali perdite nei primi anni con gli utili successivi se la liquidità non è garantita. È quindi necessario prestare particolare attenzione alla situazione di cassa, e a tal fine sono utili un piano patrimoniale e un conto economico previsionali che documentino la situazione economica di ogni singolo anno.

Nel capitolo 10.7 viene presentato uno strumento basato su Excel, sviluppato dal sistema QM Holzheizwerke, con il quale è possibile rappresentare la situazione economica di un sistema di teleriscaldamento su un periodo di 25 anni. Condizioni quadro come la struttura e la densità di allacciamento della rete influiscono sulla convenienza economica. Poiché questi dati devono essere raccolti dal progettista, è opportuno che questi partecipi al processo di ottimizzazione.

La verifica della convenienza economica e dei relativi calcoli non dovrebbe essere effettuata una sola volta, ma dovrebbe essere aggiornata e confrontata regolarmente con i costi effettivi durante l'intero ciclo di vita del progetto, integrandola con la valutazione di possibili ottimizzazioni.

Nel calcolo del piano patrimoniale e del conto economico anno per anno si dovrebbe tenere conto dell'inflazione. Tuttavia, l'approccio reale semplificato (cfr. capitolo 10.4) non è ammissibile a tal fine, poiché la differenza tra il tasso di interesse reale e quello bancario diventa significativa in caso di tassi di inflazione elevati, comportando un onere per interessi più elevato nei primi anni. L'utilizzo del solo tasso di interesse reale può quindi portare a una sottovalutazione dei costi del capitale.

Se l'inflazione non viene presa in considerazione, utilizzando il tasso di interesse nominale senza aumento dei prezzi, l'onere per interessi risulterà leggermente superiore rispetto alla realtà. In caso di inflazione bassa, questa differenza può essere trascurata rispetto ad altre incertezze. Le ipotesi relative ai tassi di interesse e all'inflazione dovrebbero essere discusse e concordate con gli istituti di credito.

10.7 Strumento di calcolo della convenienza economica del sistema QM Holzheizwerke

Il sistema QM Holzheizwerke ha sviluppato per la Svizzera un semplice strumento per la creazione di un piano patrimoniale e di un conto economico previsionali su un periodo di 25 anni. Lo strumento si basa su un programma di calcolo sviluppato dal team austriaco QM Heizwerke [106] e consente di rappresentare l'andamento dei costi, le criticità economiche e le prospettive di successo del progetto, rispondendo, tra l'altro, alle seguenti domande:

- Come si evolve il progetto nel corso della sua durata?
- Quali sono i rischi economici?
- Il capitale di terzi è coperto dal valore residuo dell'impianto?
- A quanto ammontano i costi di produzione del calore per le utenze?

La versione attuale del modello Excel e i file di esempio si trovano nell'area download del sito di QM Holzheizwerke [17].

Esclusione di responsabilità

Lo strumento Excel «QMH-Wirtschaftlichkeitsrechnung» è stato creato con la massima cura; tuttavia, le persone e le istituzioni coinvolte nella sua creazione non possono fornire alcuna garanzia sui risultati ottenuti e sulle conclusioni che ne derivano. A causa delle semplificazioni apportate, il calcolo comporta alcune approssimazioni; ad esempio, non viene considerato se un pagamento viene effettuato all'inizio o alla fine dell'anno, poiché un anno è considerato un unico periodo di tempo.

Nota: sebbene lo strumento fornisca avvisi relativi a diversi limiti di immissione, non si può escludere che valori di input errati possano causare una rappresentazione non corretta del risultato finale. La valutazione delle conseguenze di determinate ipotesi spetta all'utente dello strumento.

Lo strumento Excel «QMH-Wirtschaftlichkeitsrechnung» (calcolo di convenienza economica) è composto da diversi fogli di lavoro. I fogli di lavoro sono protetti da scrittura, ma tutte le formule e i calcoli sono visibili. Si prega di notare che eventuali modifiche possono causare errori in altri punti e quindi falsare i risultati.

Al posto di un manuale, lo strumento è descritto direttamente nel foglio di lavoro «I1_Spiegazioni». I campi di immissione e di output sono collegati alle relative spiegazioni.

Nel foglio di lavoro «E1_Dati di progetto» vengono inseriti i dati relativi all'intero progetto. Questi includono:

- Dati generali del progetto, perdite di rete e altro.
- Prezzi dell'energia e loro andamento, costi di esercizio, inflazione.
- Costi di manutenzione.
- Costi di investimento, inclusa la durata di vita utile.
- Finanziamenti esterni, prestiti e crediti (inclusa durata e tasso di interesse).
- Incentivi.

Nel foglio di lavoro «E2_Prezzo del calore» è possibile definire diverse strutture tariffarie (prezzi e durata dei contratti). Le tariffe corrispondono alla struttura presentata nel capitolo 10.5.

I dati delle utenze vengono registrati nel foglio di lavoro «E3_Utenze». Nella tabella è possibile inserire i dati di allacciamento per ogni singola utenza. I dati generali e il fabbisogno di calore possono essere importati dallo strumento Excel di valutazione della domanda («Situationserfassung») o inseriti manualmente. È importante che per la potenza sottoscritta non venga inserito il fabbisogno di potenza calcolato, ma la potenza concordata contrattualmente. Dai dati di consumo e dalle tariffe è possibile calcolare i costi annuali e il costo di produzione del calore dal punto di vista delle utenze, o i ricavi dalla vendita del calore dal punto di vista del gestore.

I dati inseriti vengono raccolti nel foglio di lavoro «B1_Calcoli» e analizzati su un periodo di 25 anni. Durante il funzionamento, il file può essere utilizzato per un semplice controllo e per un'analisi a consuntivo, inserendo i valori effettivi di costo e ricavo.

I risultati e i grafici più importanti vengono raccolti nel foglio di lavoro «A1_Risultati» e possono essere stampati su due pagine A4.

Nel foglio di lavoro «A2_Conto economico preventivo» sono raccolti i risultati corrispondenti, riportati per l'intera durata del progetto.

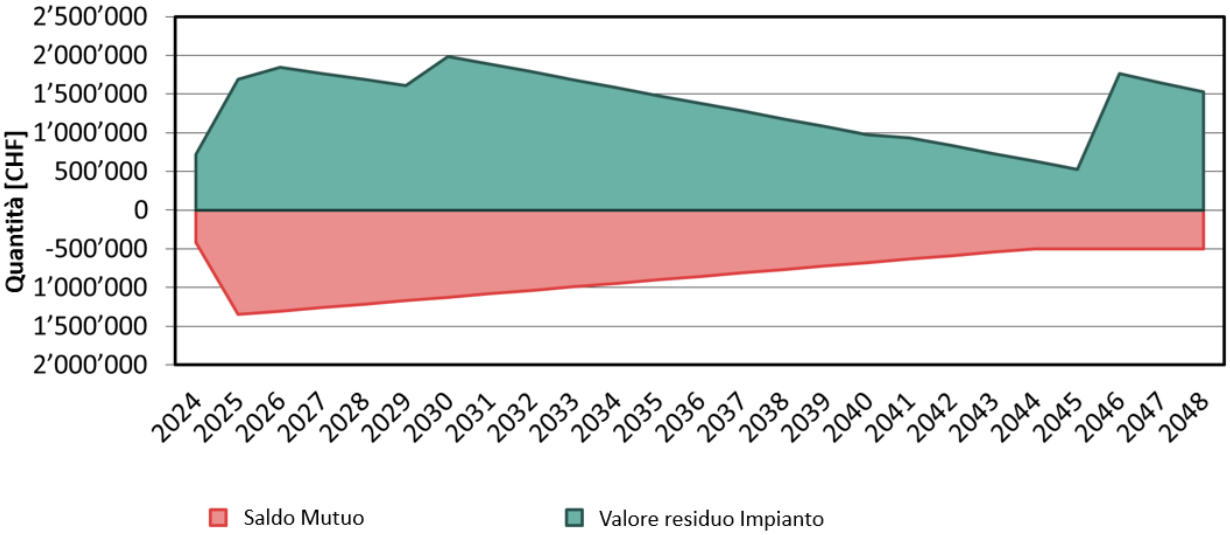


Figura 10.6 Diagramma dell'andamento del debito residuo, del valore residuo dell'impianto e del flusso di cassa cumulato.

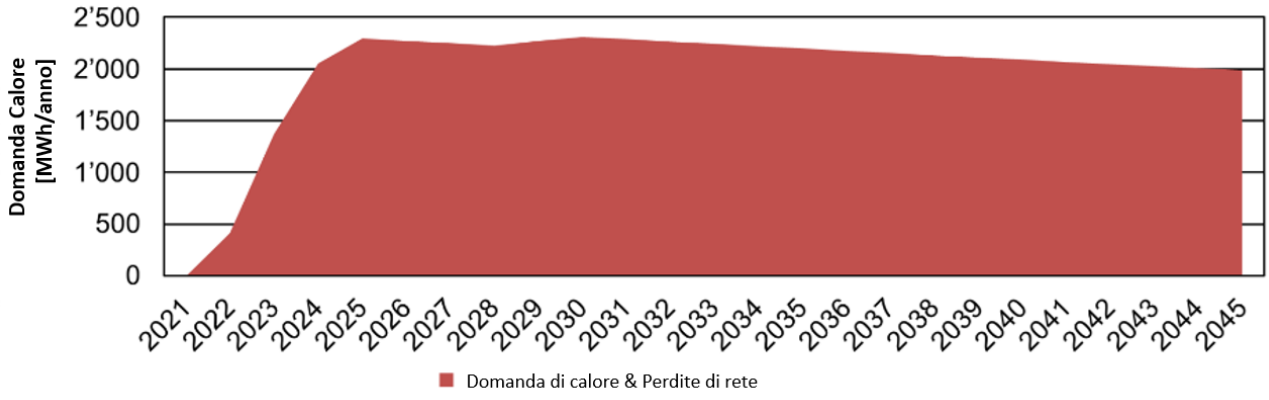


Figura 10.7 Andamento della vendita di energia termica. A causa delle riqualificazioni e delle misure di efficienza energetica adottate dalle utenze, la vendita di energia diminuisce nel corso degli anni se non vengono allacciati nuovi immobili.

Altri strumenti consigliati

Oltre alla documentazione sviluppata e messa a disposizione dal sistema QM Holzheizwerke, esistono altri strumenti di calcolo che possono essere consigliati per la progettazione e l'analisi di convenienza economica.

Sophena [103]
Il software open source Sophena offre la possibilità di eseguire in modo rapido e approfondito la pianificazione tecnica ed economica di un progetto di fornitura di calore. Il cuore di Sophena è una simulazione del sistema caldaia-accumulatore, dalla quale vengono determinati le curve di durata annuali e gli indici energetici. Sulla base di questi calcoli, viene effettuata un'analisi di convenienza economica secondo la norma VDI 2067, compresa la determinazione dei costi di produzione del calore. Altri risultati includono un bilancio dei gas serra e la densità termica lineare della rete.

THENA [107]
THENA (Thermal Network Analysis) è uno strumento di calcolo basato su Excel che serve per una semplice analisi tecnica della progettazione della rete e per una stima approssimativa dei costi della rete di distribuzione del calore.

DN-Sensi [108]
Con lo strumento di calcolo basato su Excel DN-Sensi è possibile calcolare e rappresentare graficamente in modo semplice il dimensionamento ottimale e la sensibilità di diversi parametri sui costi della distribuzione del calore per diametri nominali da DN 20 a DN 250.

10.8 Stima dei costi di investimento

I grafici seguenti consentono di stimare i costi di investimento complessivi per la generazione di calore (cfr. Figura 10.8) e per la rete di teleriscaldamento, incluse le stazioni di utenza (cfr. Figura 10.9). Le curve si basano sui dati di impianti realizzati nell'ambito del monitoraggio del sistema QM in Svizzera e in Austria nel periodo dal 2009 al 2018. I grafici rappresentano la maggior parte degli impianti analizzati che soddisfano i requisiti di qualità più importanti. L'intervallo di variazione è in parte considerevole e dipende da diversi fattori.

Note

I seguenti grafici sono da intendersi solo come una prima stima dei costi di investimento (per studi preliminari o di fattibilità). Forniscono indicazioni di massima, ma non devono essere utilizzati per determinare i costi di investimento nell'ambito della progettazione esecutiva. Servono come riferimento per il confronto con i calcoli specifici del progetto.

La conversione EUR/CHF non è una semplice conversione valutaria, ma tiene conto anche delle differenze di prezzo tra Austria e Svizzera, sulla base dei dati analizzati e dei diversi livelli di prezzi, costi di costruzione e salari.

Ulteriori tabelle e grafici con valori di riferimento per le condotte di teleriscaldamento e le stazioni di utenza sono stati elaborati e pubblicati nel Manuale di Pianificazione delle Reti di Teleriscaldamento [19] e nella Guida alla Progettazione delle Stazioni di Utenza [76].

Valori di riferimento per i costi di investimento specifici – Generazione di calore

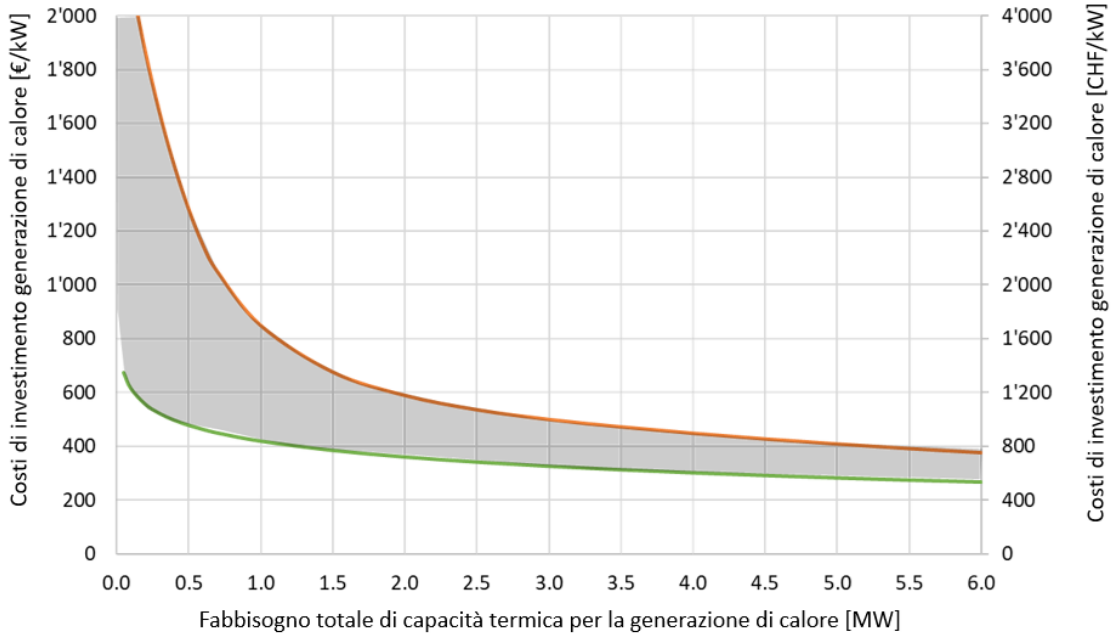


Figura 10.8 Costi di investimento specifici per la generazione di calore – Analisi di impianti realizzati in Austria e Svizzera nel periodo 2009-2018. I costi includono: generazione di calore, eventuali separatori di particolato, economizzatori e/o condensatori, accumulatori termici, sistema di scarico fumi (camino), integrazione idraulica, installazioni elettriche, sistema MSR, locale caldaia, deposito combustibile inclusa estrazione, per impianti monovalenti e bivalenti con accumulo. Il dimensionamento soddisfa i requisiti di qualità «E4 Generazione di calore». La conversione EUR/CHF tiene conto dei diversi livelli di prezzo in AT e CH.

Valori di riferimento per i costi di investimento specifici – Distribuzione del calore

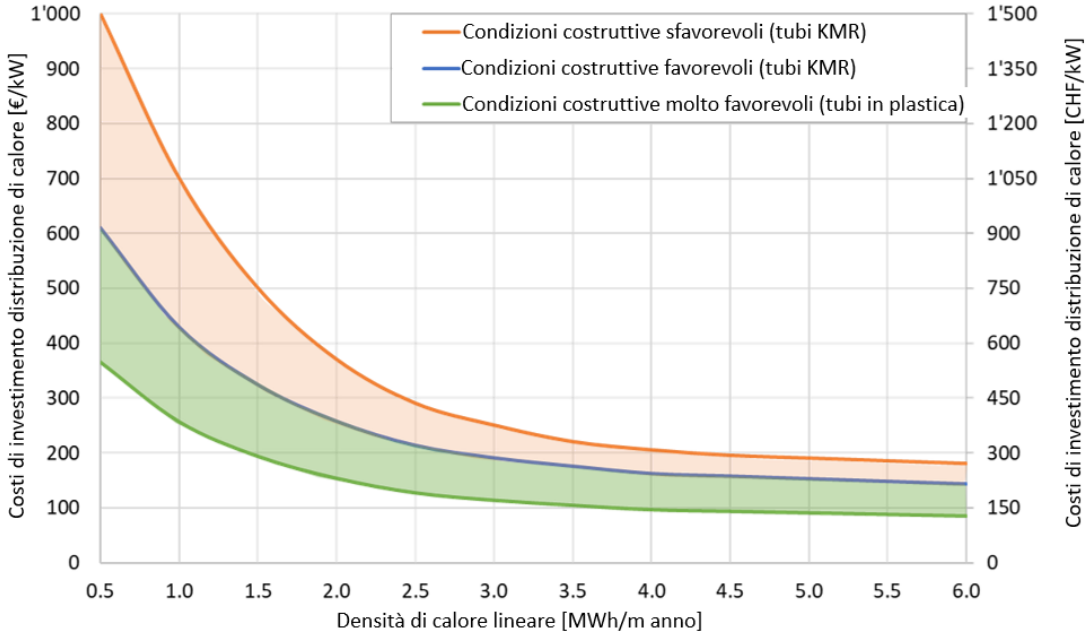


Figura 10.9 Costi di investimento specifici per la distribuzione del calore – Analisi di impianti realizzati in Austria e Svizzera nel periodo 2009-2018. I costi includono: gruppo di pompaggio e distribuzione della rete in centrale, rete di teleriscaldamento compresi i lavori di scavo e gli allacci fino alle stazioni di utenza (esclusa la parte di impianto interna all'edificio). La conversione EUR/CHF tiene conto dei diversi livelli di prezzo in Austria e Svizzera.

Parte 3 – Processo di pianificazione

11 Valutazione della domanda

11.1 Introduzione

La valutazione della domanda costituisce la base per la scelta del sistema, al fine di definire un impianto di generazione e distribuzione del calore adeguato all'edificio o all'area da servire.

La valutazione della domanda è la base più importante per tutte le fasi di progettazione successive e contribuisce in modo determinante al successo del progetto e al buon funzionamento dell'impianto. La sovrastima del fabbisogno di potenza e di energia termica, e il conseguente sovradimensionamento degli impianti, possono avere ripercussioni tecniche ed economiche negative.

Di conseguenza, già in una fase iniziale è necessario prestare grande attenzione a una corretta valutazione della domanda. L'esecuzione spetta a progettisti esperti e dovrebbe essere sottoposta a una verifica di plausibilità da parte di un ente indipendente (ad es. i responsabili della qualità del sistema QM Holzheizwerke).
La valutazione della domanda comprende, in un approccio olistico, la determinazione del fabbisogno attuale e futuro di calore e raffrescamento, nonché la valutazione di tutte le possibili fonti di calore rinnovabili e disponibili a livello regionale. Come risultato, essa fornisce il fabbisogno termico annuo dell'intero impianto per diversi scenari di fornitura e ampliamento, nonché i corrispondenti profili di carico e le curve di durata annuali per la successiva scelta del sistema (cfr. capitolo 13).

I sistemi **QM Holzheizwerke** e **QM Fernwärme** offrono documenti e strumenti utili a questo scopo:

- **Svolgimento** dettagliato **del progetto** secondo il sistema QM Holzheizwerke nella Q-guida [15], nella Parte 3 di questo manuale e nel Manuale di Pianificazione delle Reti di Teleriscaldamento ([19], pag. 102 e segg.).
- **Questionario** per l'allaccio al teleriscaldamento, come modello in formato Word [109].
- Strumento Excel per la **valutazione della domanda** [110], per la verifica di plausibilità dei dati di ogni singola utenza e dell'impianto complessivo. Nello strumento, la scelta del sistema di generazione del calore viene valutata direttamente sulla base dei valori obiettivo del sistema QM Holzheizwerke.

Si raccomanda di coinvolgere il prima possibile tutti gli attori rilevanti. Tra questi figurano il comune e gli enti locali, la società di gestione, le utenze, i fornitori di combustibile ed energia e i soggetti indirettamente coinvolti come residenti e proprietari di immobili, associazioni, agenzie regionali per l'energia e associazioni di categoria. Gli attori coinvolti nel progetto sono descritti in dettaglio nei rapporti «Rischi nelle reti termiche» [20] e «Aspetti socioeconomici delle reti termiche» [18].

Fasi di lavoro necessarie
A seconda dello stato di avanzamento del progetto e delle milestone, è necessario definire le seguenti fasi di lavoro con un grado di precisione crescente, in conformità con il sistema **QM Holzheizwerke**:

- Nella fase di studio preliminare o di sviluppo del progetto, viene effettuata una prima analisi di massima dell'area di fornitura. A tal fine, occorre chiarire il potenziale delle fonti e delle utenze termiche. Sono utili fonti di informazione quali linee guida per la pianificazione energetica, sistemi informativi geografici (GIS) o mappe catastali (cfr. anche capitolo 12):
  - Guida alla pianificazione termica comunale di KEA [111]
  - Moduli per la pianificazione energetica territoriale di Città dell'energia [112]
  - Strumento PETA 5.1 [113]
  - Strumento THERMOS [114]
  - Strumento Hotmaps-Toolbox [115]
  - Scheda informativa map.geo.admin.ch [116]
  - Strumento webGIS per la Svizzera [117]
- Coordinamento e chiarimento delle potenziali aree di fornitura sulla base delle strategie e dei piani energetici nazionali, regionali e comunali esistenti. Nel programma Heat Roadmap Europe [118] sono state elaborate a livello europeo strategie per il riscaldamento e il raffrescamento a zero emissioni di CO_2.
- Verifica dell'interesse delle principali utenze chiave.
- Analisi, valutazione e verifica di plausibilità dei dati, ad esempio con lo strumento Excel «Situationserfassung» [110] del sistema QM Holzheizwerke.
- Realizzazione di un'indagine approfondita sul fabbisogno termico e sull'interesse all'allaccio, tramite sondaggi porta a porta, eventi informativi e questionari (capitolo 11.2, fabbisogno delle singole utenze).
- Aggiornamento dell'analisi ed elaborazione di diverse varianti per la fornitura di calore. La selezione delle varianti si basa sui seguenti criteri:
  - Disponibilità di fonti energetiche locali e rinnovabili.
  - Quota minima richiesta di fonti rinnovabili.
  - Copertura del carico di picco.
  - Costi di investimento e di esercizio.
  - Eventuale fabbisogno di raffrescamento.
- Ripetere il processo in base allo stato di avanzamento del progetto e alle milestone, aumentando il grado di precisione (processo iterativo).

Risultato della valutazione della domanda
Fabbisogno termico annuo dell'intero impianto per diversi scenari di fornitura e ampliamento, nonché i corrispondenti profili di carico e le curve di durata annuali per la successiva scelta del sistema (cfr. capitolo 13).

11.2 Analisi del fabbisogno termico

11.2.1 Nuove costruzioni

Il **fabbisogno termico annuo per il riscaldamento degli ambienti** deve essere calcolato secondo la norma EN ISO 52016 [119]. Se necessario, occorre fare riferimento ad altre norme e direttive nazionali equivalenti. Questa norma tiene conto degli apporti termici gratuiti dovuti all'irraggiamento solare, alle persone, agli apparecchi elettrici e ad altri fattori.

Il calcolo del **fabbisogno termico annuo per l'acqua calda sanitaria (ACS)** viene solitamente effettuato sulla base di un'utenza standard predefinita. A tal fine, oltre alla Tabella 11.1, è possibile fare riferimento alle norme e alle direttive nazionali corrispondenti (cfr. capitolo 19).

Il **fabbisogno di potenza termica per il riscaldamento degli ambienti** dovrebbe essere calcolato secondo la norma EN 12831 [120]. Per il calcolo è possibile fare riferimento anche ad altre norme e direttive nazionali equivalenti. Gli apporti termici gratuiti dovuti all'irraggiamento solare, alle persone, agli apparecchi elettrici e altro non sono presi in considerazione in questa norma. Per compensare gli effetti di un funzionamento intermittente, è possibile considerare una potenza di ripresa supplementare. Senza tale supplemento, si ottiene un valore medio sulle 24 ore, senza tenere conto degli apporti gratuiti.

Il valore medio del **fabbisogno di potenza termica per l'ACS** si calcola dividendo il fabbisogno energetico per l'acqua calda per il numero di ore di riscaldamento (funzionamento invernale) o 8.760 ore (funzionamento per tutto l'anno). Il valore di picco del fabbisogno di potenza per l'ACS risulta dalla potenza di allaccio del sistema di produzione di acqua calda. Poiché nella maggior parte dei casi vengono utilizzati bollitori ad accumulo con circuito prioritario, di norma è sufficiente dividere il fabbisogno termico annuo per l'ACS per 4.000-6.000 ore. Se si utilizzano sistemi di produzione istantanea o stazioni per la produzione istantanea di ACS, il numero di ore di funzionamento a pieno carico deve essere ridotto. In questo modo si tiene conto di un picco di carico superiore al valore medio teorico, poiché il carico di picco in determinati giorni può essere superiore al valore medio e dipende dal giorno della settimana e dalla stagione.

Le **temperature di progetto** risultano dal dimensionamento del sistema di emissione (radiatori, riscaldamento a pavimento) e del sistema di produzione di ACS, basandosi di norma sulle indicazioni del produttore.

11.2.2 Edifici esistenti

Il calcolo del **fabbisogno termico annuo complessivo** viene effettuato di norma sulla base dei consumi energetici finali registrati (ad es. consumo di gasolio) e del rendimento del generatore di calore esistente. Da questo dato si ottiene una ripartizione tra riscaldamento, ACS e processi industriali (cfr. Tabella 11.1). Si sconsiglia di basare la scelta della potenza su quella delle caldaie precedentemente installate, di ricavare il fabbisogno energetico e di potenza dall'attestato di prestazione energetica o di affidarsi a stime approssimative e non qualificate.

Se non sono disponibili dati affidabili sui consumi o non è possibile effettuare una ripartizione attendibile, è necessario effettuare misurazioni o una stima qualificata.

Il metodo migliore per determinare il **fabbisogno di potenza termica** è la misurazione delle curve di carico. Sebbene questo metodo sia solitamente troppo oneroso per le piccole utenze, è assolutamente consigliabile in caso di prelievi di calore elevati e per utenze di processo. In questi casi è importante pianificare per tempo, poiché le misurazioni sono possibili solo se si dispone di tempo sufficiente e di un impianto funzionante.

L'esperienza dimostra che i calcoli esistenti del fabbisogno termico sono raramente utilizzabili o si basano su metodi di calcolo obsoleti. La redazione di nuovi calcoli fallisce spesso a causa della mancanza di documentazione progettuale con le informazioni necessarie sulla struttura dettagliata dell'edificio.

Il **fabbisogno di potenza termica** viene quindi determinato più spesso sulla base del fabbisogno energetico storico:

- **Potenza termica massima per il riscaldamento**: divisione del fabbisogno energetico per il riscaldamento per un numero adeguato di ore di funzionamento a pieno carico (per la spiegazione e le limitazioni, vedere il riquadro esplicativo).
- **Potenza termica media per l'ACS**: divisione del fabbisogno energetico per il numero di ore di riscaldamento (inverno) o 8.760 ore (tutto l'anno). Per tenere conto di un picco di carico superiore al valore medio teorico, il fabbisogno annuo viene solitamente diviso per 4.000-6.000 ore.
- **Potenza termica per il calore di processo**: divisione del fabbisogno energetico per un numero adeguato di ore di funzionamento a pieno carico, da determinare o stimare caso per caso, tenendo conto dei tempi di funzionamento, dei picchi, delle pause e delle riduzioni notturne e festive. Si noti che lo strumento Excel di valutazione della domanda considera il calore di processo come una media sulle ore di funzionamento annuali (valori medi giornalieri), non tenendo quindi conto dei picchi di potenza massimi. In alcuni casi, questo dato da solo non è sufficiente per il dimensionamento dell'impianto.

Le **temperature di progetto** possono essere stimate sulla base dei sistemi di emissione esistenti, come il riscaldamento a pavimento, i radiatori o i sistemi di produzione di ACS. Si raccomanda tuttavia di misurare le temperature (mandata/ritorno, esterna) presso le singole utenze durante i periodi freddi ed estrapolare i valori per le condizioni di progetto.

Le **misure di risparmio energetico previste** devono essere rilevate nel corso della valutazione della domanda e prese in considerazione nel calcolo del fabbisogno termico annuo, di potenza e di temperatura.

Numero di ore di funzionamento a pieno carico per il riscaldamento degli ambienti
Il numero di ore di funzionamento a pieno carico [h/a] è il rapporto tra il fabbisogno energetico utile per il riscaldamento (kWh/a) e la potenza termica massima richiesta per il riscaldamento (kW). Il numero di ore di funzionamento a pieno carico dipende dalla curva climatica annuale del luogo, dal limite di riscaldamento e dalla quota di fabbisogno di potenza non dipendente dalle condizioni meteorologiche. A seconda dello standard dell'edificio e del tipo di utilizzo si ottengono valori diversi, che sono in parte difficili da stimare, in particolare per gli edifici non residenziali, a causa del funzionamento limitato, delle riprese del riscaldamento, delle diverse temperature ambiente e dei carichi interni rispetto agli edifici residenziali (cfr. Tabella 11.1). Di conseguenza, le ore di funzionamento a pieno carico indicate nella Tabella 11.2 si applicano solo a edifici residenziali esistenti (riscaldamento senza ACS) costruiti prima del 1990 circa. Questi valori non possono essere applicati a nuove costruzioni, a edifici residenziali esistenti con un ottimo isolamento termico e con limiti di riscaldamento < 15 °C, né a edifici non residenziali; in questi casi si ottengono valori inferiori. Il numero di ore di funzionamento a pieno carico è fondamentalmente inteso come strumento ausiliario per la stima del fabbisogno di potenza e per la verifica di plausibilità. A seconda della situazione, del fabbisogno di potenza e della destinazione d'uso, questo metodo non è tuttavia sufficiente per una decisione di investimento e richiede una valutazione più accurata del fabbisogno di potenza sulla base della norma EN 12831-1 [120] o, nel caso di edifici esistenti, tramite misurazioni (cfr. capitoli 11.2.1 o 11.2.2).

11.2.3 Aree edificabili

Se per le aree edificabili non è ancora disponibile una progettazione edilizia precisa e quindi non è possibile effettuare calcoli, il fabbisogno termico viene determinato in modo approssimativo sulla base della superficie di riferimento energetico e del fabbisogno specifico di riscaldamento. Quest'ultimo dovrebbe essere calcolato in base agli standard edilizi attuali e futuri previsti, ma in nessun caso dovrebbe essere fissato a un livello troppo elevato. Il fabbisogno specifico di acqua calda viene inserito nel calcolo in base a un'utenza standard. Analogamente agli edifici esistenti, è possibile calcolare il fabbisogno di potenza termica a partire dal fabbisogno energetico (qui stimato). La stima delle **temperature di progetto** viene effettuata sulla base dei sistemi di emissione di calore previsti.

Tabella 11.1 Confronto tra edifici residenziali ed edifici non residenziali selezionati.

	Edifici residenziali	**Negozi e ristoranti**	**Hotel senza area benessere**	**Piscine coperte e aree benessere negli hotel**
Problemi	• Calcolo del fabbisogno termico senza guadagni di calore, che però sono relativamente ben noti e vengono considerati nella tabella Excel di rilevamento della situazione • Fabbisogno di acqua calda relativamente ben noto e uniforme • Nessuna limitazione di funzionamento, o solo durante la notte	• Calcolo del fabbisogno termico spesso inaffidabile • Carichi termici spesso poco noti • Elevate potenze di allacciamento dei riscaldatori d'aria • Orari di funzionamento limitati durante il giorno e la settimana • Consumo di acqua calda elevato nei ristoranti e basso nei negozi (ma variabile a seconda del settore)	• Calcolo del fabbisogno termico come nell'edilizia residenziale, ma i guadagni termici sono meno noti • Possibili tempi di funzionamento e occupazioni molto diversi a seconda della stagione • Picchi elevati di consumo di acqua calda, che non si verificano nell'edilizia residenziale normale	• Calcolo del fabbisogno termico spesso inaffidabile • Carichi di calore di scarto spesso poco conosciuti • Elevata potenza di allacciamento degli scambiatori di calore dell'acqua del bagno • Orari di funzionamento limitati per quanto riguarda il giorno, la settimana e l'anno • Elevato consumo giornaliero di acqua calda con picchi di domanda elevati
Riscaldamento degli ambienti Fabbisogno specifico di calore	Altopiano / Pianura Esistente 100 kWh/(m² *a) Edificio esistente 80 kWh/(m² *a) Nuova costruzione 40 kWh/(m² *a) Regione montana Esistente 120 kWh/(m² *a) Edificio esistente 100 kWh/(m² *a) Nuova costruzione 50 kWh/(m² *a)	Altopiano/Pianura Edificio esistente 80 kWh/(m² *a) Nuova costruzione 40 kWh/(m² *a) Regione montana Edificio esistente 100 kWh/(m² *a) Nuova costruzione 50 kWh/(m² *a)	Altopiano/Pianura Edificio esistente 80 kWh/(m² *a) Nuova costruzione 40 kWh/(m² *a) Regione montana Edificio esistente 100 kWh/(m² *a) Nuova costruzione 50 kWh/(m² *a) Con interruzioni dell'attività sono possibili valori inferiori	Altopiano/Pianura Edificio esistente 300 kWh/(m² *a) Nuova costruzione 150 kWh/(m² *a) Regione montana Edificio esistente 375 kWh/(m² *a) Nuova costruzione 190 kWh/(m² *a) (compreso riscaldamento dell'acqua calda sanitaria e dell'acqua delle piscine)
Numero di ore di funzionamento a pieno carico	Altopiano/pianura Esistente 2'000 h/a Edificio esistente 2'000 h/a Nuova costruzione 1'200 h/a Regione montana: Esistente 2'500 h/a Edificio esistente 2'500 h/a Nuova costruzione 1'500 h/a	Altopiano/pianura: Edificio esistente 1'350 h/a Nuova costruzione 800 h/a Regione montana Edificio esistente 1'700 h/a Nuova costruzione 1'000 h/a	Altopiano/Pianura Edificio esistente 2'000 h/a Nuova costruzione 1'200 h/a Regione montana Edificio esistente 2'500 h/a Nuova costruzione 1'500 h/a Valori inferiori possibili in caso di interruzioni dell'attività	Altopiano/Pianura Edificio esistente 2'000 h/a Nuova costruzione 1'200 h/a Regione montana Edificio esistente 2'500 h/a Nuova costruzione 1'500 h/a (compreso riscaldamento dell'acqua calda e dell'acqua del bagno)
Fabbisogno specifico di potenza	Altopiano/pianura: Esistente 50 W/m² Edificio esistente 40 W/m² Nuova costruzione 30 W/m² Regione montana Esistente 50 W/m² Edificio esistente 40 W/m² Nuova costruzione 30 W/m²	Altopiano / Pianura Edificio esistente 60 W/m² Nuova costruzione 50 W/m² Regione montana Edificio esistente 60 W/m² Nuova costruzione 50 W/m²	Altopiano/pianura: Edificio esistente 40 W/m² Nuova costruzione 30 W/m² Regione montana Edificio esistente 40 W/m² Nuova costruzione 30 W/m² In caso di interruzioni dell'attività sono necessari valori identici	Altopiano / pianura: Edificio esistente 150 W/m² Nuova costruzione 125 W/m² Regione montana Edificio esistente 150 W/m² Nuova costruzione 125 W/m² (compreso il riscaldamento dell'acqua calda sanitaria e dell'acqua delle piscine)
Acqua calda Fabbisogno specifico di calore	Casa unifamiliare: 15 - 20 kWh/(m² a) Casa plurifamiliare: 25 - 30 kWh/(m² a)	Ristoranti valori superiori rispetto all'edilizia residenziale 30 - 70 kWh/(m² a) Negozi valori inferiori rispetto all'edilizia residenziale: 5 - 15 kWh/(m² *a)	Valori notevolmente superiori rispetto agli edifici plurifamiliari, ma eventualmente compensati da un basso tasso di occupazione 30 - 50 kWh/(m² *a)	La produzione di acqua calda sanitaria e il riscaldamento dell'acqua del bagno sono inclusi nei valori sopra indicati. Questi valori indicativi consentono solo di stimare il fabbisogno totale approssimativo.
Numero di ore di funzionamento a pieno carico	Non 8.760 h/a, poiché il consumo giornaliero varia; raccomandazione: 4'000 – 6'000 h/a	Valori inferiori rispetto all'edilizia residenziale (picchi di potenza più elevati): 2'000 – 3'000 h/a	Valori inferiori rispetto all'edilizia residenziale (picchi di potenza più elevati): 2'000 – 3'000 h/a	

	Edifici residenziali	Negozi e ristoranti	Hotel senza area benessere	Piscine coperte e aree benessere negli hotel
Fabbisogno specifico di potenza	Casa unifamiliare: 5 W/m^2 Casa plurifamiliare: 8 W/m^2	Ristoranti valori superiori rispetto all'edilizia residenziale: 25 W/m^2 Negozi valori inferiori rispetto all'edilizia residenziale: 5 W/m^2	Il fabbisogno specifico di acqua calda è notevolmente superiore rispetto agli edifici plurifamiliari: 15 - 25 W/m^2	

Tabella 11.2 Numero di ore di funzionamento a pieno carico per edifici residenziali esistenti (riscaldamento degli ambienti senza acqua calda). Questi valori non possono essere applicati a edifici di nuova costruzione e a edifici esistenti con un ottimo isolamento termico con limiti di riscaldamento < 15 °C e a edifici non residenziali (indicazioni per l'applicazione nel riquadro).

Luogo	Numero di ore di funzionamento a pieno carico per edifici residenziali calcolati con l'aiuto della tabella Excel Situationserfassung (Rilevamento della situazione)	Numero di ore di funzionamento a pieno carico per edifici residenziali Valori comunemente utilizzati nei singoli paesi
Zurigo (CH)	2.050 h/a *	2.000 - 2.100 h/a *
Davos (CH)	2.800 h/a *	2.600 - 3.000 h/a *
Locarno-Monti (CH)	1.800 h/a *	1.700 - 1.900 h/a *
Università di Graz (AT)	1.900 h/a **	1.800 - 1.875 h/a ***
Tamsweg (AT)	2.350 h/a **	1.766 - 1.840 h/a ***
Vienna centro città (AT)	1.700 h/a **	1.714 - 1.813 h/a ***
Aeroporto di Monaco (DE)	2.050 h/a **	1.913 h/a ****
Karlsruhe (DE)	1.750 h/a **	1.611 h/a ****

* Valori empirici pluriennali dalla Svizzera. Alcuni di questi valori sono prescritti nelle ordinanze cantonali sull'energia.

** I valori relativi all'Austria e alla Germania sono stati calcolati esclusivamente sulla base della curva di durata annuale con il foglio Excel Situationserfassung (rilevamento della situazione) sulla base dei valori svizzeri. Questi valori dovrebbero essere utilizzati in Germania e in Austria solo come valori comparativi.

*** Fonte: Manuale per consulenti energetici, JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH, edizione ottobre 1994

**** Fonte: Recknagel/Sprenger/Hönmann, Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik 1990/1991.

11.3 Fabbisogno termico complessivo dell'impianto

11.3.1 Determinazione del fabbisogno di potenza termica

Nel determinare il fabbisogno di potenza termica dell'intero impianto sulla base dei dati delle singole utenze, si presentano spesso i seguenti problemi:

Il fabbisogno di potenza dell'intero impianto risulta da una combinazione di valori calcolati (con margini di sicurezza più o meno elevati) e di valori reali misurati (senza margini di sicurezza).

Il fabbisogno di potenza termica per il riscaldamento, calcolato secondo la norma EN 12831-1 [120], si basa su una temperatura esterna di progetto. Al contrario, le curve di carico determinate tramite misurazioni si riferiscono a temperature esterne reali.

Il calcolo secondo la norma EN 12831-1 [120] non tiene conto degli apporti termici interni ed esterni. Al contrario, le curve di carico determinate tramite misurazioni tengono correttamente conto di tali apporti.

Per stimare il fabbisogno di potenza per il riscaldamento a partire dal fabbisogno energetico, è necessario un numero di ore di funzionamento a pieno carico che dipende dalla curva di durata annuale della temperatura esterna, dalla temperatura ambiente, dal limite di riscaldamento e dalla quota di fabbisogno non dipendente dalle condizioni meteorologiche. Quale numero di ore di funzionamento a pieno carico va utilizzato?

Spesso non viene considerato il calcolo delle potenze di ripresa supplementari per compensare gli effetti di un funzionamento intermittente (ad es. la riaccensione del lunedì mattina in un edificio per uffici).

È possibile creare curve di carico tramite misurazioni per diversi scenari, mediante regressione dei valori medi giornalieri a valori medi orari. A tal proposito, occorre tenere presente che i picchi di carico così determinati non dipendono solo dal consumo di calore, ma anche dal generatore esistente (eventualmente sovra- o sottodimensionato) e dalla posizione del punto di misurazione.

Le curve di carico misurate mostrano spesso una quota significativa di fabbisogno di potenza non dipendente dalle condizioni meteorologiche. Come va considerata questa quota per i nuovi edifici?

Il valore medio del fabbisogno di potenza per l'ACS (fabbisogno energetico annuo diviso per 8.760 ore) è completamente diverso dal valore di picco (potenza di allaccio del sistema di produzione di ACS).

Domande a cui rispondere

Per determinare i valori relativi all'intero impianto in modo il più possibile realistico, sulla base di una combinazione di calcoli e valori misurati, è necessario rispondere alle seguenti domande:

Come vengono considerati gli apporti termici nei nuovi edifici?

Quali sono i valori adeguati delle ore di funzionamento a pieno carico da utilizzare per determinare il fabbisogno di potenza per il riscaldamento a partire dai consumi storici?

Come deve essere considerata la quota di fabbisogno di potenza per il riscaldamento non dipendente dalle condizioni meteorologiche?

In che misura vengono considerate le potenze di ripresa supplementari nell'impianto complessivo?

A quale temperatura esterna di progetto si riferisce l'impianto complessivo?

11.3.2 Fabbisogno di potenza termica rappresentato come curva di carico

La rappresentazione del fabbisogno di potenza termica come curva di carico, basata su temperature esterne il più possibile reali, richiede dati empirici ed è il risultato di misurazioni effettuate nella pratica. Il grande vantaggio è che è possibile rappresentare in modo chiaro la combinazione di dati provenienti da calcoli, da consumi storici e da misurazioni. Questo metodo è implementato e applicato nello strumento Excel «Situationserfassung» [110] del sistema QM Holzheizwerke.

Il metodo si basa sulle seguenti considerazioni fondamentali:

- Riscaldamento, ACS e processi devono essere considerati separatamente per ogni utenza.
- Per gli edifici residenziali convenzionali, nel calcolo viene utilizzata la media giornaliera del fabbisogno di potenza per il riscaldamento. L'esperienza dimostra che il calore necessario per riscaldare gli ambienti a una determinata temperatura esterna (anch'essa come media giornaliera) può essere fornito in qualsiasi momento nell'arco delle 24 ore. Le cosiddette riduzioni notturne sono quindi difficilmente percepibili, in particolare per gli edifici costruiti dopo il 1985 o per quelli più vecchi ben riqualificati.
- Casi speciali, come impianti con funzionamento ridotto durante il fine settimana, vengono dimensionati, in modo moderato, per i picchi di carico.
- Nel caso di bollitori ad accumulo, il fabbisogno di potenza per l'ACS viene considerato come il valore medio più alto e non come il valore di picco, poiché gli impianti funzionano in gran parte con priorità sulla produzione di ACS.
- Nel caso di stazioni per la produzione istantanea di ACS senza accumulo, il fabbisogno di potenza viene considerato come valore di picco. Negli impianti con accumulo, il fabbisogno di potenza può essere considerato anche come il valore medio più alto; in tal caso occorre tenere conto del volume dell'accumulo e del fatto che gli impianti funzionino o meno con priorità sulla produzione di ACS.
- Per le singole utenze vengono presi in considerazione fattori di sicurezza e supplementi per i picchi di carico, che devono essere motivati in modo plausibile. Ogni immobile viene quindi inserito nel calcolo complessivo in modo realistico, così che di norma non sono necessari fattori di contemporaneità. Tuttavia, fattori di contemporaneità moderati non sono «vietati» (cfr. capitolo 12.2.5).
- La rappresentazione avviene sotto forma di curva di carico dell'impianto complessivo. Per il riscaldamento si distingue tra una quota dipendente e una indipendente dalle condizioni meteorologiche. Quest'ultima si aggiunge alle quote, anch'esse indipendenti dal clima, del fabbisogno di potenza per l'ACS, il calore di processo e le perdite della rete di teleriscaldamento.
- Le perdite medie della rete di teleriscaldamento vengono calcolate sulla base delle indicazioni del produttore.

Un grande vantaggio del metodo basato sulla curva di carico è che, con l'ausilio della curva di durata annuale della temperatura esterna, è possibile calcolare la curva di durata annuale del fabbisogno di potenza termica.

Curva di carico
La curva di carico è la rappresentazione del fabbisogno di potenza termica in funzione del valore medio giornaliero della temperatura esterna. Per la temperatura esterna si deve sempre utilizzare il valore medio su 24 ore, mentre il fabbisogno di potenza può essere un valore medio giornaliero (ad es. per edifici residenziali) o un valore di picco (ad es. per edifici adibiti a uffici). La curva di carico dell'intero impianto risulta dalla sovrapposizione di più curve di carico individuali. Per il calcolo della curva di durata annuale viene calcolata una curva di carico ponderata (cfr. Figura 11.1).

Curva di durata annuale della temperatura esterna
La curva di durata annuale della temperatura esterna è la rappresentazione della frequenza cumulata della temperatura esterna come numero di giorni all'anno. Dalla Figura 11.2 si può dedurre, ad esempio, che la media giornaliera decennale della temperatura esterna a Zurigo è stata inferiore a 4 °C per 100 giorni.

Curva di durata annuale del fabbisogno di potenza termica
Questa curva risulta dalla combinazione della curva di carico ponderata e della curva di durata annuale della temperatura esterna. Dalla Figura 11.3 si può leggere, ad esempio, che il fabbisogno di potenza è superiore a 880 kW per 50 giorni. Il fabbisogno di energia per questi 50 giorni corrisponde all'area sotto la curva.

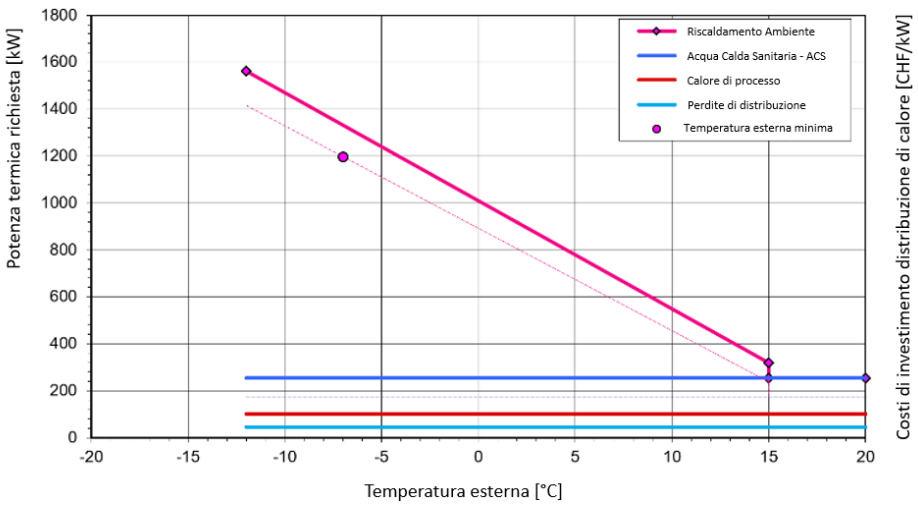


Figura 11.1 In linea continua la curva di carico dell'intero impianto, in linea tratteggiata la curva di carico ponderata per il calcolo della curva di durata annuale.

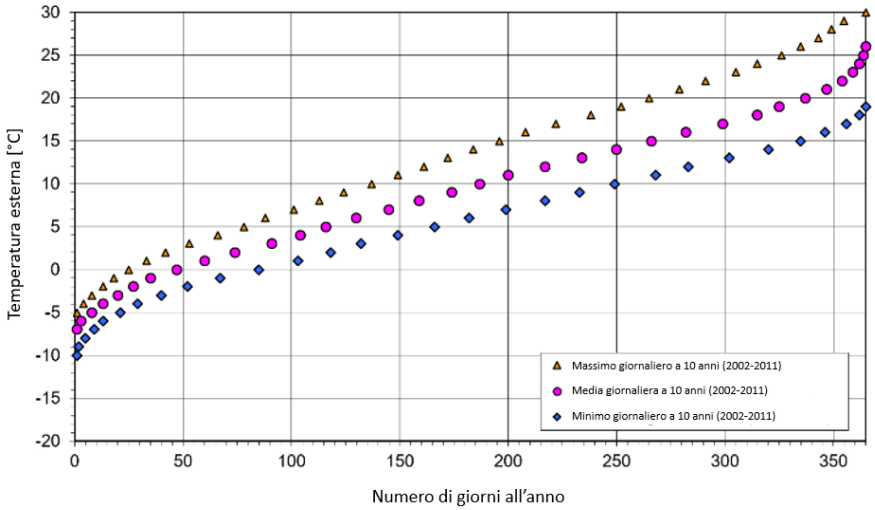


Figura 11.2 Curve di durata annuale della temperatura esterna per la località di Zurigo-Fluntern (media decennale 2002-2011).

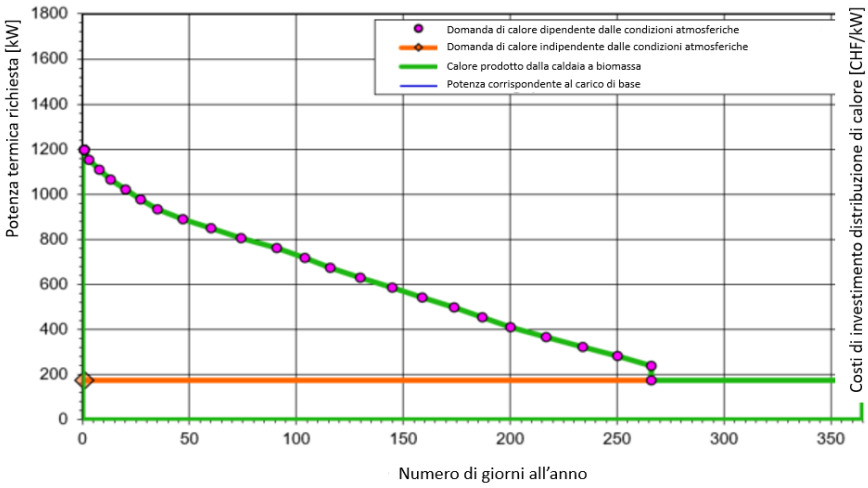


Figura 11.3 Curva di durata annuale del fabbisogno di potenza termica, con l'energia annuale prodotta da biomassa evidenziata in verde.

11.4 Analisi delle fonti di calore

Oltre al legno, vengono utilizzate sempre più spesso anche altre fonti di calore rinnovabili per ottenere in futuro un approvvigionamento di calore completamente rinnovabile e a zero emissioni di CO_2 (cfr. capitolo 1.3.2). Gli impianti a biomassa con reti di teleriscaldamento sono un punto di partenza ideale per sfruttare le fonti di calore disponibili a livello regionale.

Di conseguenza, in una fase iniziale di pianificazione, oltre alla valutazione della domanda (cfr. capitolo 11.2) e alla definizione della strategia di approvvigionamento del combustibile, è necessario analizzare anche la disponibilità di altre fonti di calore a livello locale. L'attenzione si concentra sulla neutralità in termini di CO_2, sulla disponibilità e sulla convenienza economica del loro sfruttamento. Nell'analisi è utile anche una strategia energetica esistente (ad es. un piano energetico), che stabilisce quali fonti energetiche devono essere utilizzate per edifici, quartieri o aree di fornitura più estese.

È preferibile utilizzare prima le fonti energetiche locali. Solo in una fase successiva si possono prendere in considerazione fonti non locali. Le fonti locali si caratterizzano per il fatto che non possono essere facilmente trasportate, ma sono di solito disponibili in abbondanza, come ad esempio l'acqua di fiumi e laghi o il calore di scarto industriale. Le fonti non legate al territorio, invece, sono facili da trasportare e immagazzinare, ma non sono disponibili sempre e ovunque (ad esempio il legno e l'energia solare).

Già nella prima analisi delle fonti di calore disponibili è necessario rilevare le condizioni del sito, il potenziale in termini di potenza ed energia, nonché le caratteristiche specifiche della fonte, quali la disponibilità temporale, il profilo di carico, la regolabilità e il livello di temperatura. Sulla base di questi dati è possibile stabilire una priorità e una preselezione delle fonti energetiche che confluiranno nella scelta del sistema di generazione del calore (cfr. capitolo 13).

11.5 Integrazione nel processo di progetto del sistema QM Holzheizwerke

Come descritto nel capitolo 2, il monitoraggio della qualità secondo il sistema QM Holzheizwerke prevede che nel corso del progetto venga effettuata una verifica di plausibilità per ogni singola utenza e per l'intero impianto, utilizzando lo strumento Excel «Situationserfassung» [110]. A tal fine è necessario calcolare indici e curve caratteristiche, che devono poi essere confrontati dal responsabile della qualità con i dati riportati in letteratura e con i propri valori empirici.

La valutazione della domanda in generale, e l'utilizzo dello strumento «Situationserfassung» in particolare, è un processo iterativo. Nel corso del progetto QM Holzheizwerke, la valutazione della domanda è richiesta al più tardi alla milestone 2 (progettazione preliminare), viene aggiornata alla milestone 3 (progetto di gara) e ripetuta alla milestone 5 (dopo l'ottimizzazione operativa). Alla milestone 4 (collaudo), la valutazione della domanda dovrebbe essere almeno verificata e la documentazione dell'impianto dovrebbe essere aggiornata.

Con ogni milestone, il livello di informazione aumenta, ma il grado di libertà diminuisce. Mentre alla milestone 2 una modifica spesso significa solo un tratto di matita, alle milestone 4 e 5 l'impianto è già costruito e un errore di valutazione può costare caro.

La

Tabella 11.3 fornisce una panoramica dello stato della valutazione della domanda nelle singole milestone e può essere utilizzata come lista di controllo. La colonna «Produzione di calore» è oggetto della successiva scelta del sistema (cfr. capitolo 13), ma per motivi di chiarezza viene trattata già qui.

Tabella 11.3 Panoramica e lista di controllo dello stato di avanzamento della valutazione della domanda per le singole milestone.

Milestone	Utenti del calore	Rete di teleriscaldamento	Produzione di calore in generale	Produzione di calore con legna
2 **Progettazione preliminare**	☐ È disponibile un elenco dei potenziali acquirenti di calore, di cui almeno il 70% dovrebbe aver firmato una dichiarazione di intenti. ☐ Per i nuovi edifici sono disponibili i dati di progettazione relativi al fabbisogno di calore, alla potenza termica e alla temperatura (con un grado di precisione variabile a seconda dello stato di avanzamento del progetto). ☐ Per gli edifici esistenti sono disponibili i dati relativi al consumo di combustibile.	☐ È disponibile una mappa della situazione con l'ubicazione della centrale termica e le condotte principali, secondarie e gli allacciamenti domestici. ☐ La rete di teleriscaldamento è dimensionata in base alle dimensioni nominali (non è ancora disponibile un calcolo preciso della rete di tubazioni/caduta di pressione). ☐ Le perdite di distribuzione del calore sono state determinate in base alla densità degli allacciamenti.	☐ Il fabbisogno di calore, potenza termica e temperatura è noto (vedi colonna «Utenti del calore»). ☐ Sono stati consultati i piani e le strategie energetiche nazionali, regionali o comunali. ☐ Le fonti di calore disponibili sono state analizzate in termini di caratteristiche, disponibilità ed economicità. ☐ È stata effettuata la scelta del sistema (mix energetico, tipo e numero di sistemi di produzione di calore). ☐ È stata effettuata la ripartizione della potenza tra i sistemi di produzione di calore. ☐ È stato definito il modo di funzionamento in estate e in inverno.	☐ Il fabbisogno di calore, potenza termica e temperatura è noto (vedi colonna «Utenti del calore»). ☐ È stata chiarita la gamma di combustibili e la loro disponibilità. ☐ La scelta del sistema (tipo di combustione, monovalente/bivalente, numero di caldaie) è stata effettuata. ☐ È stata effettuata la ripartizione della potenza tra le caldaie. ☐ Il funzionamento in estate e in inverno è stato definito.
3 **Progetto di gara**	☐ È stato definito l'elenco degli acquirenti di calore per la prima fase di ampliamento e per l'ampliamento finale. ☐ All'inizio dei lavori, almeno il 60% del fabbisogno termico annuale[1)] deve essere garantito da contratti di fornitura di calore firmati. ☐ Per i nuovi edifici sono disponibili i dati di progettazione più recenti relativi al fabbisogno di calore, alla potenza termica e alla temperatura. ☐ Per gli edifici esistenti sono stati verificati i dati relativi al consumo di combustibile e sono disponibili dati affidabili sul fabbisogno di temperatura (se possibile basati su misurazioni).	☐ La posizione della centrale termica e il percorso delle condotte principali, delle diramazioni e degli allacciamenti domestici sono stati definiti in modo definitivo. ☐ La rete di teleriscaldamento è stata definitivamente progettata in termini di diametri nominali e caduta di pressione. ☐ Le perdite di calore sono state calcolate sulla base della configurazione definitiva della rete.	☐ La fonte di calore è stata definitivamente stabilita ed è disponibile una concessione corrispondente, un contratto di fornitura di combustibile o un documento equivalente. ☐ La produzione di calore è stata definita o è disponibile una descrizione con schema di principio, descrizione del funzionamento, concetto di misurazione, ecc. ☐ È disponibile lo schema di principio definitivo con le potenze, le temperature e le portate registrate.	☐ La gamma di combustibili è stata definitivamente stabilita ed è disponibile un contratto di fornitura di combustibile corrispondente. ☐ Il circuito standard è stato definito o è disponibile una descrizione equivalente con schema di principio, descrizione del funzionamento, concetto di misurazione ecc. ☐ È disponibile lo schema di principio definitivo con le potenze, le temperature e le portate registrate.
4 **Collaudo**	☐ L'elenco degli acquirenti di calore è stato aggiornato.	☐ Le modifiche dovute alla progettazione esecutiva sono state aggiornate nella documentazione dell'impianto.	☐ Le modifiche dovute alla progettazione esecutiva sono state aggiornate nella documentazione dell'impianto.	☐ Le modifiche dovute alla progettazione esecutiva sono state aggiornate nella documentazione dell'impianto.

Milestone	Utenti del calore	Rete di teleriscaldamento	Produzione di calore in generale	Produzione di calore con legna
5 **Ottimizzazione operativa**	☐ L'ottimizzazione operativa è stata completata. ☐ È stato redatto l'elenco degli utenti effettivamente allacciati nel primo anno di esercizio. ☐ Sono noti il consumo effettivo di calore, la potenza di picco necessaria e il fabbisogno di temperatura degli utenti di calore secondo l'elenco. ☐ È stato effettuato un confronto tra la riserva di espansione effettivamente rimanente e gli utenti effettivamente disposti ad allacciarsi. ☐ Se necessario, è stato elaborato un piano per la ricerca di ulteriori utenti del calore.	☐ L'ottimizzazione operativa è stata completata. ☐ Le modifiche apportate nel corso dell'ottimizzazione dell'esercizio sono state aggiornate nella documentazione dell'impianto. ☐ Le perdite termiche effettive della conduttura di trasporto nel primo anno di esercizio sono note.	☐ L'ottimizzazione operativa è stata completata. ☐ Le modifiche apportate nel corso dell'ottimizzazione dell'esercizio sono state aggiornate nella documentazione dell'impianto. ☐ È noto l'effettivo utilizzo degli impianti di produzione di calore (numero di ore di funzionamento a pieno carico).	☐ L'ottimizzazione operativa è stata completata. ☐ Le modifiche apportate nel corso dell'ottimizzazione del funzionamento sono state aggiornate nella documentazione dell'impianto. ☐ L'utilizzo effettivo delle caldaie è noto (numero di ore di funzionamento a pieno carico).

[1] QM Holzheizwerke riferisce il valore alla vendita annuale di calore della prima fase di costruzione o dei primi cinque anni di esercizio.
I requisiti esterni (ad es. enti di finanziamento) possono discostarsi da questo valore e devono essere chiariti tempestivamente.

12 Progettazione della distribuzione del calore

12.1 Introduzione

Nei capitoli 2 e 11 sono stati illustrati in dettaglio il processo di progetto secondo il sistema QM Holzheizwerke e la valutazione della domanda. Il capitolo 12 fornisce una panoramica dei requisiti generali per la progettazione della distribuzione del calore, nonché dei principali indicatori e concetti. Per un approfondimento dell'argomento si rimanda al Manuale di Pianificazione delle Reti di Teleriscaldamento [19].

Come illustrato nella Figura 8.1, una rete di teleriscaldamento è costituita da una o più centrali termiche, una o più condotte principali, una o più condotte secondarie e le condotte di allaccio. Poiché una rete di teleriscaldamento è un progetto infrastrutturale costoso con una lunga durata, le modifiche successive sono difficili da realizzare e comportano costi elevati; lo stesso vale per la riparazione di guasti, come perdite o rotture. A causa della lunga durata, è necessario valutare attentamente il compromesso tra prevedere un margine per futuri ampliamenti, con maggiori costi di investimento e perdite di calore, e un dimensionamento più ridotto delle condotte. Questo difficile compito deve essere affrontato in base alla situazione specifica e con lungimiranza strategica. In caso di capacità insufficiente, esistono possibilità di ottimizzazione come la gestione del carico, gli accumulatori decentralizzati, la riduzione della temperatura di ritorno, l'integrazione di generatori di calore decentralizzati o la chiusura ad anello della rete. Nel caso di una rete sovradimensionata, invece, non esistono possibilità di ottimizzazione, se non quella di allacciare più utenze.

La progettazione della rete di teleriscaldamento è un processo iterativo e interdisciplinare e deve essere considerata in modo olistico come un sistema che comprende la valutazione della domanda, la scelta del sistema e l'ampliamento graduale della rete.

Le seguenti spiegazioni e indicatori si riferiscono alla «terza generazione» di reti di teleriscaldamento, con temperature < 110 °C, tubi preisolati con rivestimento in materiale plastico e stazioni di utenza indirette compatte (cfr. [19], pag. 65 e segg.). Nel capitolo conclusivo 12.5 viene affrontata l'ulteriore evoluzione della tecnologia, che si caratterizza per livelli di temperatura più bassi e una maggiore complessità dovuta all'integrazione di diversi sistemi.

12.2 Indicatori e termini

12.2.1 Aree di fornitura potenziali

Gli strumenti e i metodi descritti di seguito per l'individuazione di aree di fornitura potenziali servono come ausilio per una valutazione iniziale e una stima approssimativa in uno studio di fattibilità (cfr. anche capitolo 11). Per una decisione di investimento è indispensabile una pianificazione dettagliata.

Oltre alla stima convenzionale delle aree di fornitura potenziali, sono sempre più disponibili fonti di informazione digitali come strumenti GIS, mappe catastali o simili, che forniscono il fabbisogno di calore e raffrescamento e altre informazioni utili. Tra queste figurano, ad esempio, le seguenti applicazioni web gratuite (cfr. anche Figura 12.1):

- THERMOS [114] serve per la pianificazione e l'ottimizzazione delle reti termiche in base a esigenze specifiche dell'utente e del progetto, quali budget, clima e obiettivi energetici. Con THERMOS è possibile effettuare mappature immediate e stime integrate del fabbisogno energetico.
- Hotmaps-Toolbox [115] e PETA 5.1 [113] supportano le autorità, le società di servizi energetici e i progettisti nella pianificazione strategica del riscaldamento e del raffrescamento a livello locale, regionale e nazionale. Entrambi gli strumenti contengono dati per la stima del fabbisogno di riscaldamento e raffrescamento nelle regioni europee (Hotmaps include anche Svizzera e Norvegia).
- Map.geo.admin.ch [116] offre un servizio simile al toolbox Hotmaps per la Svizzera. Contiene dati per la stima del fabbisogno di riscaldamento e raffrescamento. Inoltre, riporta oltre 1.000 reti termiche esistenti.

Per stimare la densità di consumo di calore in un'area di fornitura, è anche possibile calcolare approssimativamente il fabbisogno annuo di calore per il riscaldamento degli ambienti, l'acqua calda e il calore di processo dei singoli edifici. A tal fine si utilizzano i seguenti metodi, descritti in modo più dettagliato nel capitolo 6.4.2 del Manuale di Pianificazione delle Reti di Teleriscaldamento [19]:

- Stima del fabbisogno termico annuo tramite la superficie di riferimento energetico (SRE) e la qualità dell'edificio.
- Stima del fabbisogno termico annuo tramite il volume dell'edificio e la qualità dell'edificio.

Per il calore di processo, i valori del fabbisogno devono essere chiariti in modo approfondito; inoltre, raramente sono disponibili indicatori specifici a questo proposito.



Figura 12.1 Estratti di mappa da THERMOS (in alto), Hotmaps-Toolbox (al centro) e map.geo.admin.ch (in basso) per la città di Lucerna (CH). I campi colorati rappresentano i diversi valori di fabbisogno di calore e raffrescamento.

12.2.2 Densità di consumo di calore

La densità di consumo di calore (chiamata anche **densità di fabbisogno termico**) è un criterio per valutare l'idoneità di un'area di fornitura a essere servita da una rete di teleriscaldamento. Mette in relazione il consumo annuo di calore di tutti gli edifici di un'area con la superficie dell'area stessa. Per valutare le densità di consumo di calore si consiglia di utilizzare la Tabella 12.1.

Tabella 12.1 Densità di fabbisogno termico raccomandata per un'area come criterio di idoneità.

Idoneità per il collegamento alla rete di teleriscaldamento	Densità di consumo di calore kWh/(a m^2)
Non idoneo	< 50
Idoneità limitata	50 - 70
Idoneo	> 70

Considerazioni sulla densità di consumo di calore

- Le zone composte esclusivamente da case unifamiliari non sono generalmente interessanti (densità di consumo di calore 15 - 30 kWh/m²a).
- Sono invece interessanti le aree con un'elevata densità edilizia, come ad esempio i quartieri con case plurifamiliari, i centri storici o urbani.
- La densità di consumo di calore e la convenienza economica di una rete di teleriscaldamento possono essere migliorate se vengono coinvolte in via prioritaria le grandi utenze («utenze chiave») presenti nella zona.
- Una rete di teleriscaldamento per una singola grande utenza è di norma interessante solo se anche le aree circostanti presentano un'elevata densità di consumo di calore.
- Una rete di teleriscaldamento può essere realizzata anche solo per poche grandi utenze, a condizione che la loro vicinanza geografica garantisca una densità di consumo di calore adeguata.
- In caso di bassi costi di investimento e di combustibile o di basse perdite di calore (elevato standard di isolamento, basse temperature di mandata), anche le aree con una densità di consumo di calore inferiore a 70 kWh/(m²a) possono essere servite in modo economicamente conveniente dal teleriscaldamento.

12.2.3 Utenze chiave

Oltre alla densità di consumo di calore come misura dell'idoneità di un'area, anche gli immobili con un elevato consumo di calore, denominati utenze chiave, sono fondamentali per la convenienza economica di una rete di teleriscaldamento.

Un sondaggio tempestivo tra le utenze chiave dovrebbe chiarire l'interesse all'allaccio e fornire dati per la pianificazione. Spesso, nel caso di edifici esistenti o di utenze speciali, in particolare nell'industria con calore di processo, non sono disponibili dati adeguati o la loro rac-

colta è complessa. Nello studio preliminare, lo sforzo richiesto dovrebbe essere ridotto al minimo, ma si dovrebbe comunque lavorare con richieste verbali e stime qualificate.

12.2.4 Tasso di allaccio

In una potenziale area di fornitura, raramente vengono allacciati tutti gli edifici. Soprattutto nel caso di nuovi sviluppi di aree più grandi, ad esempio in uno studio di fattibilità o preliminare, è necessario considerare il fabbisogno termico annuo di un'area applicando il cosiddetto tasso di allaccio. Questo tasso deve essere valutato in base alla situazione specifica e può variare tra il 50% e l'80%.

12.2.5 Fattore di contemporaneità

Per dimensionare la rete di distribuzione del calore occorre tenere conto anche di un fattore di contemporaneità. Questo descrive, in presenza di molte utenze, l'effetto per cui praticamente in nessun momento tutti i consumatori prelevano contemporaneamente la loro potenza massima. Viene calcolato come rapporto tra il fabbisogno di potenza termica massima contemporanea e la somma delle potenze termiche sottoscritte.

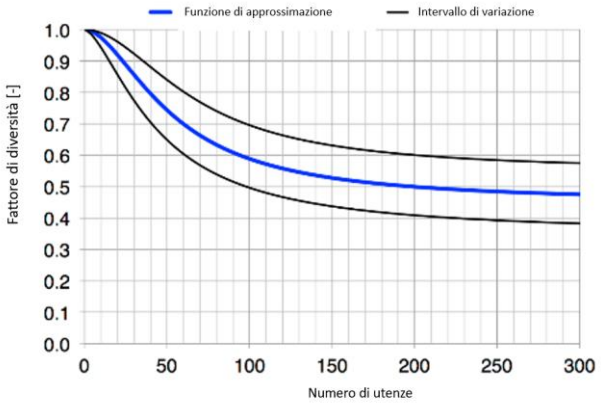


Figura 12.2 Andamento del fattore di contemporaneità in funzione del numero di utenze, con relativo intervallo di variazione (cfr. [19]).

Nella Figura 12.2 il fattore di contemporaneità è rappresentato come funzione approssimata del numero di utenze. Di conseguenza, con 10-20 utenze si può prevedere una contemporaneità di circa il 95%, in un intervallo di variazione compreso tra l'85% e il 100%. Per reti con oltre 100 utenze si può ipotizzare una contemporaneità di circa il 60%.

La struttura delle utenze è determinante per la definizione della contemporaneità. Ad esempio, le utenze di processo con prelievo costante comportano una contemporaneità maggiore rispetto a un complesso residenziale di case unifamiliari. Un consumo di calore temporaneo o stagionale riduce la contemporaneità, mentre i picchi di carico stagionali la aumentano, ad esempio durante il periodo delle vacanze nelle località sciistiche. La stima della contemporaneità si basa su una conoscenza approfondita della struttura delle utenze e su una grande esperienza.

Quando si utilizza lo strumento Excel «Situationserfassung» del sistema QM Holzheizwerke, è importante notare che in linea di principio non viene utilizzato alcun fattore di contemporaneità, poiché il generatore di calore è dimensionato sul fabbisogno di potenza medio giornaliero, il che significa che l'effetto descritto è già preso in considerazione in modo simile.

12.2.6 Densità di allacciamento

Nelle reti di teleriscaldamento, si presume che l'esercizio sia economicamente conveniente quando i ricavi dalla vendita di calore superano i costi di produzione. Un indicatore importante per stimare la convenienza economica è la densità di allaccio lineare (chiamata anche densità lineare). È il rapporto tra la quantità di calore venduta annualmente [MWh/a] e la lunghezza totale in metri delle condotte principali, secondarie e di allaccio. Analogamente alla densità di consumo di calore, anche la densità di allaccio lineare può essere calcolata per singole sottoreti o tratte e utilizzata per la loro valutazione.

Per una stima approssimativa, le aree di fornitura con una densità di allaccio > 2 MWh/(a·m) nella fase finale di sviluppo e con funzionamento per tutto l'anno sono generalmente considerate interessanti. Condizioni quadro favorevoli, come elevati ricavi, bassi costi del combustibile, basse perdite di calore o condizioni di costruzione vantaggiose e incentivi, consentono un esercizio economicamente conveniente anche con densità di allaccio inferiori.

L'allaccio di piccole utenze nelle vicinanze o lungo un tracciato è generalmente auspicabile e di norma non critico. Tuttavia, se una piccola utenza si trova lontano dalla linea principale, riduce la densità di allaccio, motivo per cui un tale collegamento può risultare poco interessante e deve essere valutato caso per caso. L'allaccio può essere subordinato alla partecipazione ai costi aggiuntivi o a un aumento del prezzo del calore.

Maggiori dettagli sono riportati nel Manuale di Pianificazione delle Reti di Teleriscaldamento [19] al capitolo 6.4.4.

12.2.7 Costi di investimento specifici

I costi specifici della distribuzione del calore presentano una grande variabilità e sono determinati principalmente dalle condizioni di cantiere, dal tipo di tubazione, dal livello dei prezzi locali, dallo stato di urbanizzazione e dalla densità degli allacci.

Nelle zone rurali, i costi di posa sono generalmente inferiori rispetto alle aree urbane, dove condotte esistenti, edifici, caratteristiche del sottosuolo, elevati costi di ripristino ed esigenze di traffico impediscono un tracciato ottimale, causando costi aggiuntivi considerevoli.

Se il valore obiettivo dei costi di investimento specifici non può essere raggiunto, è possibile concordare valori

più elevati in accordo con l'investitore e i finanziatori. In tal caso occorre verificare l'impatto a lungo termine sulla convenienza economica, soprattutto in considerazione di possibili aumenti dei prezzi. In ogni caso, la convenienza economica dovrebbe essere dimostrata con un business plan (cfr. capitolo 10).

12.2.8 Perdite di distribuzione del calore

Come la densità di allaccio lineare, anche le perdite di calore nella distribuzione sono un parametro importante che influenza la convenienza economica. Esse dipendono dai seguenti fattori:

- Dimensionamento delle tubazioni.
- Efficacia dell'isolamento (valore U).
- Livello delle temperature di mandata e ritorno.
- Profilo di funzionamento (costante, variabile).
- Densità di allaccio.
- Durata del funzionamento (annuale o stagionale).

Durante l'esercizio, le perdite di distribuzione vengono determinate come differenza tra il calore immesso in rete dalla centrale e quello prelevato da tutte le utenze. Possono essere considerate in termini assoluti o relativi (di norma, in relazione alla quantità di calore immessa). In termini relativi, le perdite sono notevolmente più elevate in estate che in inverno, mentre in termini assoluti la differenza è quasi trascurabile.

La Figura 12.3 mostra le perdite di calore relative (percentuali) annuali in funzione della densità di allaccio per diverse modalità di funzionamento e temperature di mandata. Per motivi di efficienza, secondo il sistema QM Holzheizwerke le perdite di distribuzione non dovrebbero superare un valore obiettivo del 10% del calore utile venduto alle utenze. Per rispettare tale valore, è necessario raggiungere diverse densità di allaccio a seconda della modalità di funzionamento e del livello di temperatura.

In una rete in funzione, le perdite relative possono essere ridotte in primo luogo aumentando la densità di allaccio (densificazione), migliorando così l'efficienza economica complessiva.

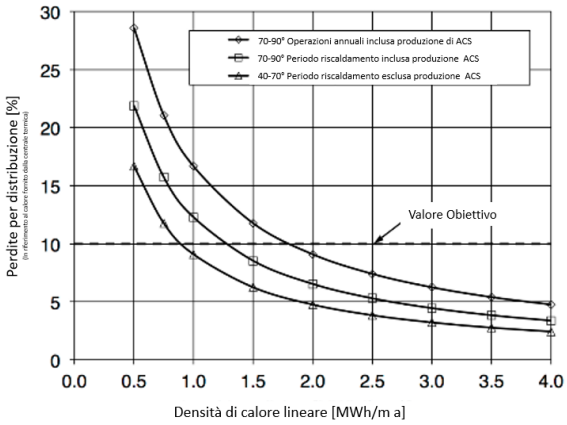


Figura 12.3 Perdite di distribuzione del calore in funzione della densità di allaccio per diverse modalità operative e livelli di temperatura di mandata.

12.2.9 Scostamento dai criteri di efficienza

Come già descritto, condizioni di costruzione e di esercizio favorevoli consentono un funzionamento economicamente conveniente anche con densità di allaccio inferiori.

Se si considera il calore di scarto inevitabile (ad es. da processi industriali), si possono presentare conflitti di obiettivi tra efficienza (basse perdite di distribuzione) ed economicità (investimenti ridotti). Poiché spesso le fonti di calore di scarto non si trovano nelle immediate vicinanze delle utenze, sarebbe opportuno consentire densità di allaccio più basse per il loro sfruttamento, accettando ad esempio perdite di calore più elevate per le condotte di trasporto.

Non è possibile fornire una risposta definitiva a questa domanda. In linea di principio, tuttavia, in determinate circostanze dovrebbe essere possibile consentire requisiti di efficienza inferiori, a condizione che l'utilizzo si basi su un impiego parsimonioso delle risorse e prevalentemente su fonti energetiche a zero emissioni di CO_2. La valutazione dovrebbe quindi essere sempre effettuata in base alla situazione specifica e adeguata alle rispettive condizioni quadro.

12.3 Svolgimento del progetto

Una rete di teleriscaldamento comprende la generazione, la distribuzione e la cessione del calore alle utenze. La seguente descrizione del processo di progetto illustra i compiti di pianificazione per la distribuzione del calore, dalla centrale fino alla cessione alle utenze, ed è descritta in dettaglio nel Manuale di Pianificazione delle Reti di Teleriscaldamento [19] al capitolo 6.

Si distingue fondamentalmente tra una fase di pianificazione e una fase di esercizio.

Nella Tabella 12.2 sono elencate queste fasi di progetto e le relative attività e compiti. Il dimensionamento dei diametri dei tubi è trattato nel capitolo successivo.

Tabella 12.2 Fasi di progetto e attività secondo il Manuale di Pianificazione delle Reti di Teleriscaldamento (cfr. [19], pag. 103 e segg.).

Fase di progettazione	Attività / Compito
Studio preliminare	Determinare la potenziale area di fornitura di calore
	Determinare la clientela chiave
	Aggiornare l'area di fornitura di calore
	Prima valutazione di redditività
	Decisione sullo sviluppo ulteriore
Progettazione preliminare	Concretizzazione dei clienti chiave
	Sondaggio tra le piccole utenze
	Definizione dell'area di fornitura del calore
	Seconda valutazione di redditività
	Decisione relativa all'attuazione
Progettazione per la gara d'appalto	Progettazione della rete di teleriscaldamento
	Specifiche delle stazioni di utenza
	Permesso di costruire
	Bando di gara e presentazione delle offerte
	Terza valutazione di redditività
	Aggiudicazione, esecuzione e collaudo

12.4 Dimensionamento del diametro dei tubi

Il dimensionamento del diametro dei tubi avviene fondamentalmente sulla base della perdita di carico specifica per metro di lunghezza della conduttura, in Pa/m. La Figura 12.4 mostra le raccomandazioni per le velocità massime di flusso secondo la scheda ÖKL 67 [101] e secondo la Swedish District Heating Association (DHA) [77]. A titolo di confronto, sono riportate le velocità di flusso corrispondenti a una perdita di carico specifica costante di 100, 200 e 300 Pa/m [121].

Risultati dell'indagine pratica

Un'indagine pratica condotta su 52 reti di teleriscaldamento ha dimostrato che circa l'80% delle condotte principali e secondarie sono state realizzate con dimensioni maggiori di quelle effettivamente necessarie [122]. Il sovradimensionamento corrisponde solitamente a uno o due diametri nominali, ma in alcuni casi arriva fino a quattro, e comporta perdite di calore e costi notevolmente superiori rispetto a una rete dimensionata con il diametro più piccolo possibile.

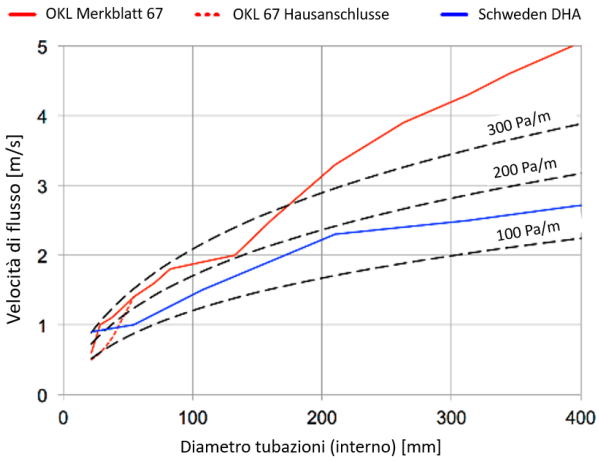


Figura 12.4 Velocità di flusso in funzione del diametro interno del tubo, con le raccomandazioni per la velocità massima secondo la scheda ÖKL 67 [101] e la Swedish District Heating Association (DHA) [77]. Inoltre, sono riportate le velocità di flusso per perdite di carico specifiche costanti di 100, 200 e 300 Pa/m [121].

12.4.1 Raccomandazioni per il dimensionamento

Il dimensionamento del diametro dei tubi si basa sull'ampliamento finale previsto o atteso. Data la lunga durata di vita, è indispensabile una visione strategica a lungo termine, che però comporta anche incertezze. È necessario valutare attentamente se optare per un margine di ampliamento preventivo, con maggiori costi di investimento e perdite di calore, o per un dimensionamento delle tubazioni tendenzialmente più ridotto.

Occorre inoltre tenere conto della scelta adeguata del sistema di tubazioni e dello standard di isolamento, del livello di pressione, delle situazioni e dei metodi di posa, nonché della trasmissione dei dati e del monitoraggio delle perdite. A ciò si aggiungono i requisiti statici dei tubi e le temperature di progetto, come la temperatura di esercizio continuo in inverno e la temperatura di ritorno prevista.

Sulla base delle condizioni al contorno sopra elencate, il dimensionamento del diametro dei tubi viene effettuato secondo le seguenti raccomandazioni:

- Rugosità idraulica dei tubi k ≤ 0,01 mm
- Dimensionamento di singole tratte per una perdita di carico specifica da 250 Pa/m a 300 Pa/m
- Valore di controllo per tratte più lunghe con diametri nominali diversi (ad es. il punto idraulicamente più sfavorito) con una perdita di carico specifica media da 150 Pa/m a 200 Pa/m

Per una prima valutazione, nel Manuale di Pianificazione delle Reti di Teleriscaldamento sono rappresentate graficamente le potenze trasmissibili per diversi sistemi di tubazioni (KMR, KMR-Duo, MMR, MMR-Duo, PMR e PMR-Duo), con diversi salti termici e perdite di carico specifiche (cfr. [19], pag. 191 e segg.).

12.4.2 Procedura di dimensionamento

La procedura per il dimensionamento della rete di teleriscaldamento è descritta in dettaglio nel capitolo 7.3 del Manuale di Pianificazione delle Reti di Teleriscaldamento (cfr. [19], pag. 130 e segg. e tabelle di dimensionamento pag. 191 e segg.).

Come punto di partenza si utilizza una mappa o uno schema della rete in cui le condotte sono suddivise in tratte. Una tratta è definita come una condotta senza diramazioni e senza variazioni di diametro nominale. Per il dimensionamento è necessario definire i seguenti dati per ogni tratta:

- Numerazione della tratta.
- Potenza termica della tratta.
- Portata della tratta.
- Lunghezza della tratta.
- Perdite di carico concentrate della tratta (tenendo conto di curve e componenti).
- Primo dimensionamento del diametro della tratta.

Importante: la determinazione del diametro nominale ottimale è un processo iterativo.

12.4.3 Metodi di calcolo

Il calcolo della perdita di carico e il conseguente dimensionamento possono essere effettuati in diversi modi: manualmente con l'ausilio di tabelle, grafici e moduli, oppure tramite appositi programmi di calcolo.

Esistono numerosi programmi di calcolo delle reti di tubazioni (ad es. per la termotecnica). In alcuni casi servono solo per calcolare le perdite di carico, come ad esempio lo strumento Excel «Druckverlust» della Scuola universitaria professionale di Lucerna [123].

Esistono anche programmi più completi, specifici per il teleriscaldamento, adatti al calcolo di grandi reti. Questi dispongono spesso di interfacce per l'importazione e l'esportazione di dati (ad es. dati GIS) e coprono tutti gli aspetti rilevanti, come la perdita di carico, la perdita di calore, il dimensionamento, l'ottimizzazione e l'analisi di rete. Esistono numerosi programmi disponibili in commercio, come ad esempio:

- STANET [124]
- ROKA GS [125]
- SIR-3S [126]
- THENA [107]

La maggior parte dei programmi dispone di valori preimpostati (ad es. per la rugosità dei tubi), che tuttavia non dovrebbero essere utilizzati senza un'attenta verifica. Tutti i parametri di calcolo sono generalmente configurabili e dovrebbero essere verificati e impostati con precisione.

12.5 Sviluppi nella tecnologia delle reti di teleriscaldamento

Le **reti di teleriscaldamento classiche** trasferiscono il calore dalla fonte al consumatore con temperature di mandata > 60 °C e in alcuni casi > 150 °C [77] e sono denominate anche «reti ad alta temperatura» (cfr. Figura 12.5).

Le **reti a bassa temperatura** funzionano a temperature inferiori a 60 °C, consentendo un'alimentazione diretta per il riscaldamento fino a un limite di circa 30 °C. Per la produzione di ACS sono necessarie pompe di calore decentralizzate. A temperature di mandata inferiori a 30 °C, le pompe di calore decentralizzate sono necessarie sia per il riscaldamento sia per l'ACS. Le reti a bassa temperatura possono essere utilizzate anche come fonte per centrali termiche decentralizzate con pompe di calore, che a loro volta alimentano reti di distribuzione convenzionali. A temperature inferiori a 20 °C, la rete può anche fungere da pozzo termico e quindi fornire raffrescamento (teleraffrescamento). Le applicazioni al di sotto dei 30 °C sono talvolta denominate anche «reti anergiche»; poiché questo termine è fisicamente impreciso, non viene utilizzato nel presente documento.

Il termine **reti termiche** indica le reti per il trasporto di calore a tutti i livelli di temperatura. Si distinguono in base alla temperatura di mandata e alla modalità di funzionamento (direzionale o non direzionale, unidirezionale o bidirezionale; cfr. [127]).

La tendenza nello sviluppo della tecnologia va nella direzione di temperature di sistema più basse, per consentire una distribuzione efficiente, aumentare il rendimento delle fonti rinnovabili e sfruttare nuove fonti a bassa temperatura. La scelta dipende in larga misura dalle fonti di calore disponibili e dalle condizioni del progetto.

Le tipiche fonti di calore fossili per il teleriscaldamento non saranno più disponibili a medio termine. Altre fonti ad alta temperatura, come il calore di scarto da inceneritori e da impianti a biomassa, saranno in futuro integrate da altre fonti rinnovabili e di recupero:

- Calore ambientale come fonte per pompe di calore (centralizzate e decentralizzate) o come pozzo per il raffrescamento passivo (*free cooling*), utilizzando:
  - Acque superficiali (laghi e fiumi)
  - Acque sotterranee
  - Calore geotermico (sonde)
- Calore di scarto da diverse fonti (centrali termoelettriche, processi industriali, impianti di refrigerazione, acque reflue, geotermia).
- Fonti energetiche fossili (per picchi di carico e ridondanza, in futuro limitate).

Inoltre, anche l'aria ambiente e l'energia solare termica sono disponibili come fonti di calore.

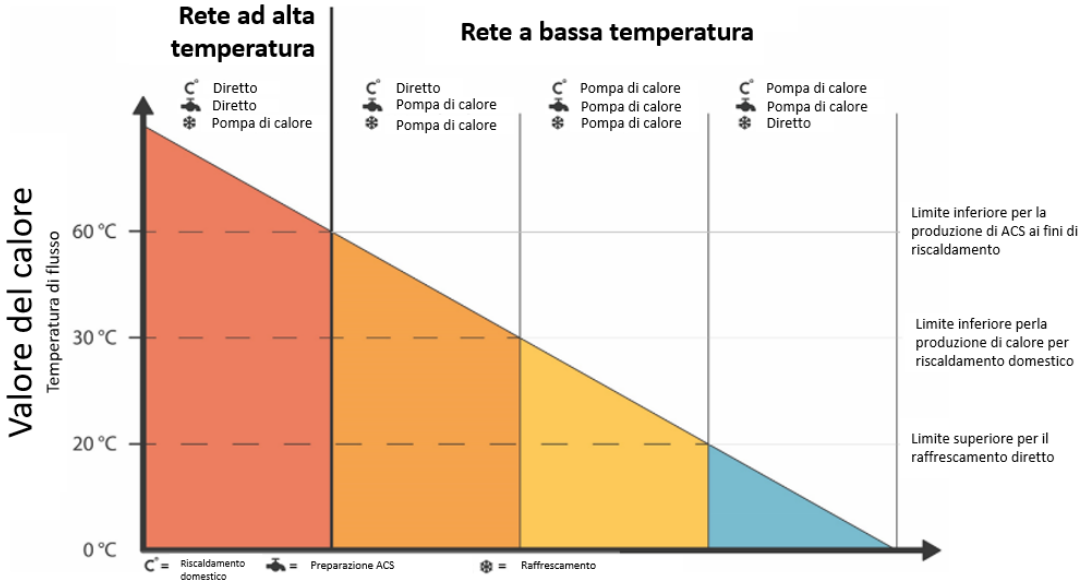


Figura 12.5 Classificazione delle reti termiche in funzione della temperatura di mandata (secondo [127] con integrazioni).

L'energia da biomassa, in quanto materia prima rinnovabile, continuerà a svolgere un ruolo importante e fondamentale nel futuro approvvigionamento di calore grazie alla sua disponibilità regionale, stoccabilità e flessibilità (cfr. capitolo 1.3.2). Le centrali termiche a biomassa traggono particolari vantaggi dalle basse temperature delle reti di teleriscaldamento grazie alla riduzione delle perdite, in particolare in combinazione con la condensazione dei fumi, dove è possibile ottenere rendimenti significativamente più elevati a basse temperature di mandata (cfr. capitolo 13).

Gli impianti a biomassa possono essere integrati in vari modi nei concetti a bassa temperatura. Ad esempio, è possibile realizzare un utilizzo a cascata del calore prelevando dal ritorno per alimentare sottoreti a bassa temperatura. Viceversa, una fonte a bassa temperatura può essere integrata in un sistema di teleriscaldamento tramite una condotta di trasporto e una pompa di calore centrale.

Esistono numerosi progetti attuali e futuri volti allo sviluppo di concetti e tecnologie nel settore delle reti termiche. In alcuni casi si tratta di impianti pilota e dimostrativi, la cui maturità tecnologica e commerciale non è sempre garantita, oppure di concetti molto specifici sviluppati per applicazioni particolari. L'obiettivo del sistema QM Holzheizwerke e del presente manuale di pianificazione è un funzionamento efficiente, rispettoso delle risorse e a basse emissioni degli impianti a biomassa e delle reti termiche. Sulla base di ciò, è possibile formulare i seguenti principi generali per le reti termiche e l'interazione tra diverse fonti di calore rinnovabili:

- Utilizzo ottimale e rispettoso delle risorse di tutte le fonti di calore disponibili a livello regionale.
- Utilizzo delle fonti locali prima di quelle non locali.
- La configurazione dell'impianto e il dimensionamento dei singoli generatori e accumulatori di calore devono essere tali da garantire che tutte le fonti di calore funzionino in condizioni operative ottimali (potenza, temperatura).
- Riduzione al minimo delle perdite di calore nella rete di teleriscaldamento.

Non appena gli impianti a biomassa diventano parte di un sistema complesso, i principi e le raccomandazioni di questo manuale per un funzionamento efficiente e a basse emissioni delle caldaie a biomassa dovrebbero essere applicati in modo analogo e per quanto possibile (cfr. capitolo 13.7). Inoltre, allo stato attuale delle conoscenze, non è possibile dedurre raccomandazioni universalmente valide su quali concetti siano sostenibili e quali no. È lecito supporre che, data la grande varietà di concetti, non tutti si affermeranno a lungo termine.

Per analizzare la situazione attuale, il programma «Reti termiche» di SvizzeraEnergia ha registrato circa 1.000 reti [116]. Oltre a due reti di teleriscaldamento classiche, l'analisi descrive anche sette casi di studio di reti termiche con temperature di mandata inferiori a 40 °C [128], che possono servire come esempi. Il manuale «Low-Temperature District Heating Implementation Guidebook» dell'Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE) [129] offre ulteriori approfondimenti sul tema delle reti a bassa temperatura e una serie di esempi dimostrativi.

13 Scelta del sistema di generazione di calore

13.1 Introduzione

Una volta acquisiti i dati fondamentali, quali la produzione annua di calore e il fabbisogno di potenza termica complessivo sulla base della valutazione della domanda e della progettazione della distribuzione del calore, il capitolo 13 si occupa della progettazione della generazione di calore. A seconda del fabbisogno di potenza e della ripartizione desiderata tra i diversi generatori, viene selezionata una variante di base tra i sistemi di generazione disponibili. A tal fine occorre valutare anche l'integrazione di altre fonti di calore rinnovabili, l'adozione di misure volte ad aumentare l'efficienza e le possibilità di cogenerazione. La scelta dei generatori di calore influisce a sua volta sulla progettazione della centrale termica, dell'impianto idraulico e del sistema di scarico fumi. Inoltre, occorre garantire il rispetto dei requisiti di legge in materia di sicurezza, protezione acustica ed emissioni.

13.2 Confronto ecologico con altri generatori di calore

13.2.1 Panoramica

Nella scelta di un sistema di riscaldamento, oltre ai costi, oggi sono sempre in primo piano anche la compatibilità ambientale e la sostenibilità. Sebbene non sia possibile effettuare una valutazione precisa e universalmente valida, esistono diversi indicatori e metodi che possono essere utilizzati per un confronto qualitativo tra diverse varianti.

Se si desidera valutare solo l'impatto locale, ad esempio sul rumore o sulla qualità dell'aria, è possibile effettuare indagini specifiche. Nel caso della qualità dell'aria, si possono confrontare le emissioni dei diversi sistemi. I fattori di emissione dei singoli tipi di impianti vengono rilevati dalle autorità ambientali, aggiornati regolarmente e, ad esempio in Svizzera, messi a disposizione dall'Ufficio federale dell'ambiente nella «Scheda informativa sui fattori di emissione degli impianti di combustione» [130].

Per una valutazione più approfondita, tuttavia, è necessario tenere conto degli effetti dei processi a monte e a valle, quali la costruzione dell'impianto, l'approvvigionamento del combustibile, il consumo di energia ausiliaria e lo smaltimento, considerando l'intero ciclo di vita dell'impianto. Una valutazione completa viene effettuata sulla base di un'analisi del ciclo di vita (nota anche come bilancio ecologico o Life Cycle Assessment, LCA).

Particolarmente importanti per la valutazione degli impianti energetici sono l'efficienza energetica e l'impatto sul clima, che possono essere quantificati come segue:

- **Valutazione dell'efficienza energetica** (riferita all'energia primaria):
  - consumo energetico cumulato (indicato come fattore di energia primaria) e, opzionalmente, il tempo di recupero energetico e il fattore di raccolto energetico che ne derivano.
- **Valutazione dell'impatto climatico**:
  - Determinazione delle emissioni totali di gas serra (equivalente in CO_2 o GHG).

Sebbene la raccolta di questi dati richieda un'analisi del ciclo di vita, i dati raccolti descrivono un'unità fisica che può essere quantificata senza ponderare soggettivamente i diversi effetti.

Se è richiesta una valutazione completa dei diversi impatti ambientali, è possibile valutare separatamente i singoli comparti ambientali (ad esempio tramite i «volumi critici» per aria, acqua, rifiuti ed energia). In Germania viene utilizzato, tra l'altro, il metodo degli «indicatori di impatto UBA» sviluppato dall'Agenzia federale per l'ambiente (UBA), che classifica i diversi impatti ambientali richiedendo una valutazione soggettiva.

Altri metodi riassumono gli impatti ambientali in un unico indicatore. L'aggregazione avviene, ad esempio, secondo il «metodo della scarsità ecologica» utilizzato in Svizzera per i cosiddetti «punti di impatto ambientale» (PIA), che richiede anch'esso una ponderazione soggettiva. In Svizzera, la determinazione dei PIA viene utilizzata per valutare la sostenibilità nell'edilizia. I dati corrispondenti sono messi a disposizione in una raccomandazione della Conferenza di coordinamento degli organi della costruzione e degli immobili dei committenti pubblici (KBOB), che riporta dati sul fattore di energia primaria, sulle emissioni di gas serra e sui punti di impatto ambientale [131].

Il riquadro seguente descrive le caratteristiche dei metodi citati.

Valutazione dell'efficienza energetica

Consumo energetico cumulativo (CEC)

Il CEC comprende il consumo energetico per la produzione, l'utilizzo e lo smaltimento di un impianto o di un prodotto [132]. Di norma viene valutata l'energia primaria, e il CEC viene quindi denominato anche «fattore di energia primaria». Il CEC e la produzione energetica annuale consentono di determinare il tempo di recupero energetico.

Fattore di raccolto energetico (FRE) Se per il sistema si ipotizza anche una durata di vita utile, dal CEC e dalla produzione energetica cumulativa durante tale durata (PEC) è possibile determinare anche il fattore di raccolto energetico (FRE). FRE = PEC / CEC

Secondo questa definizione, FRE è < 1 e il valore può essere utilizzato, ad esempio, per confrontare due sistemi di valorizzazione della biomassa. Questa definizione non è invece utile per confrontare un impianto a gasolio con uno a biomassa. A tal fine, è possibile determinare un fattore di raccolto a condizione che l'energia primaria non rinnovabile sia considerata come un costo, mentre l'energia primaria rinnovabile non viene valutata. Con l'indice ER per l'energia rinnovabile vale: FRE_{er} = PEC / CEC_{er} Con l'indice NER per l'energia non rinnovabile vale: FRE_{ner} = PEC / CEC_{ner}

Di norma, per le fonti energetiche fossili vale quindi: FRE_{ner} = FRE < 1 e per le energie rinnovabili: FRE_{ner} > 1 > FRE.

Questo metodo consente di confrontare l'efficienza nell'uso delle risorse di diversi sistemi energetici, dove per le fonti rinnovabili è possibile ottenere FRE_{ner} > 2 e fino a > 10, mentre per le fonti non rinnovabili FRE_{ner} < 1. Vale inoltre: CEC_{er} + CEC_{ner} = CEC

Valutazione dell'impatto climatico

Equivalente di gas serra Il vapore acqueo, la CO_2, il metano (CH_4) e numerosi altri gas e particelle presenti nell'atmosfera influenzano il bilancio radiativo della Terra, fenomeno descritto come effetto serra. Come misura della variazione dell'effetto serra si utilizza l'equivalente in CO_2 o l'equivalente di gas serra. Questo descrive il contributo di un composto all'effetto serra rispetto alla CO_2, in un determinato periodo di tempo (solitamente 100 anni). Ad esempio, su 100 anni, 1 kg di metano (CH_4) ha un equivalente in CO_2 di 28 kg. Per il protossido di azoto (N_2O) questo valore è pari a 265. Sommando tutte le emissioni climalteranti di un processo nel corso del suo ciclo di vita, è possibile determinare l'equivalente di gas serra. Per i combustibili fossili, l'equivalente di gas serra è solitamente dominato dalla CO_2. In altri processi possono essere importanti anche il CH_4 (ad es. nel biogas) o il N_2O (ad es. nella coltivazione di piante).

Bilancio ecologico con valutazione dei diversi impatti ambientali

Esempi sono il metodo CML con 14 categorie o il metodo Eco-Indicator con 9 categorie (radioattività, riduzione dello strato di ozono, metalli pesanti, cancerogenicità, smog estivo, smog invernale, pesticidi, effetto serra, acidificazione ed eutrofizzazione). Questi metodi consentono un confronto sintetico di numerosi

impatti ambientali. Tuttavia, se si desidera confrontare, ad esempio, il legno con il petrolio in un unico valore, è necessario ponderare l'effetto serra.

Bilancio ecologico con valutazione basata sulla scarsità ecologica

In questo caso, la valutazione viene effettuata in relazione agli obiettivi ambientali e al loro attuale grado di raggiungimento in una regione o in un Paese, e tramite la somma dei punti di impatto ambientale (PIA). Questo metodo consente una facile valutazione della sensibilità di fattori influenti, come ad esempio le emissioni degli impianti a biomassa. La valutazione complessiva si basa tuttavia su una definizione soggettiva degli obiettivi, come il superamento o il mancato raggiungimento dei valori limite nazionali.

13.2.2 Esempi

La Tabella 13.1 mostra un confronto del fattore di raccolto energetico non rinnovabile (FRE_{ner}) di diversi sistemi di riscaldamento, in cui è stata esaminata anche l'influenza di una rete di teleriscaldamento. I valori più elevati per gli impianti a biomassa automatici, pari a 13,0, sono raggiunti dagli impianti senza rete di teleriscaldamento. I consumi energetici a monte e le perdite di rete comportano fattori di raccolto leggermente inferiori, pari a 9, per densità di allacciamento tipiche. In caso di basse densità di allacciamento, il fattore di raccolto diminuisce ulteriormente.

Tabella 13.1 Fattore di raccolto energetico (FRE_{ner}) di diversi sistemi di riscaldamento, espresso in TJ di calore utile per TJ di energia primaria non rinnovabile. Per il teleriscaldamento è inoltre rappresentata l'influenza della densità di allacciamento in MWh/(a·m). Dati secondo [132].

Catena di approvvigionamento	FRE_{ner} [TJ/TJ]
Pellet di legno	8,3
Cippato con teleriscaldamento a 0,6 MWh/(a*m)	7,9
Cippato con teleriscaldamento a 1,5 MWh/(a*m)	9,0
Cippato con teleriscaldamento a 3 MWh/(a*m)	9,4
Cippato senza teleriscaldamento	13,0
Caldaia a legna	13,8
Caldaia a gasolio con condensazione dei gas di scarico	0,71
Riscaldamento a gas naturale con condensazione dei gas di scarico	0,74

Poiché i sistemi di riscaldamento a gasolio e a gas raggiungono un fattore di raccolto compreso tra 0,71 e 0,74, gli impianti a biomassa ottengono un effetto di sostituzione delle fonti energetiche non rinnovabili da 10 a 20 volte superiore. Il potenziale di sostituzione risulta dal rapporto tra i fattori di raccolto dei sistemi a biomassa e dei sistemi fossili (ad es. 14 / 0,7 = 20). Ciò significa che con un litro di petrolio «investito» nella costruzione e nel funzionamento di impianti a biomassa, si sostituiscono da 10 a 20 litri di petrolio necessari per un impianto a gasolio con la stessa utilità. Poiché le fonti energetiche fossili producono CO_2, questo fattore è anche un indicatore della sostituzione delle emissioni di CO_2 di origine fossile.

La Figura 13.1 mostra un esempio di bilancio ecologico secondo il metodo degli eco-indicatori. Poiché nel grafico tutti gli impatti ambientali sono aggregati in un unico indice, l'ordine delle varianti esaminate dipende dalla ponderazione data all'effetto serra. Con una ponderazione «alta», i sistemi a biomassa ottengono una valutazione nettamente migliore rispetto a quelli fossili; con una ponderazione «bassa», il riscaldamento a gas ottiene il punteggio migliore, il che illustra la criticità della ponderazione aggregata.

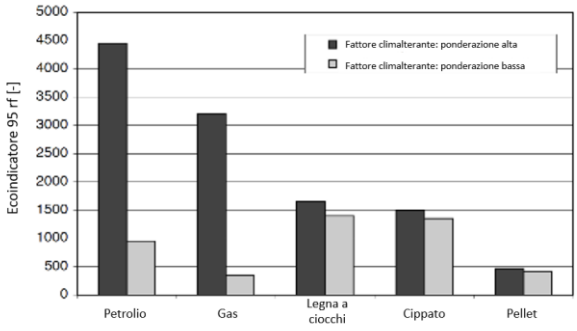


Figura 13.1 Impatto ambientale espresso in punti eco-indicatori per TJ di energia utile per sistemi di riscaldamento a gasolio, gas e biomassa, per le varianti di ponderazione dell'effetto serra «alta» e «bassa», secondo i dati di [133].

I valori relativi alla legna a ciocchi e al cippato sono attribuibili per oltre l'80% alle emissioni di polveri e ossidi di azoto. Per i moderni impianti a cippato con separatore di polveri, il valore si ridurrebbe a circa un terzo.

La Tabella 13.2 mostra un estratto della raccomandazione KBOB [131] per la valutazione della sostenibilità nell'edilizia in Svizzera. I dati relativi al fattore di energia primaria (consumo energetico cumulato) sono riportati nella Figura 13.2 (a sinistra), dove viene valutata solo l'energia primaria non rinnovabile (indice NER). I dati mostrano che i sistemi a biomassa raggiungono fattori di raccolto elevati e possono ridurre il consumo di energie non rinnovabili di circa l'80-90% rispetto a gasolio e gas naturale (Figura 13.2, a destra). Un effetto simile si ottiene in relazione alle emissioni di gas serra, come si evince dalla Figura 13.3 (a sinistra).

Al contrario, la Figura 13.3 (a destra) mostra che le differenze in termini di punti di impatto ambientale sono inferiori rispetto a quelle osservate considerando l'energia primaria o l'effetto serra. Considerando tutti gli impatti ambientali, il vantaggio del gas naturale rispetto al gasolio aumenta, mentre si riducono i vantaggi dei sistemi a biomassa rispetto a quelli fossili.

Per i prossimi decenni, tuttavia, la massima priorità dovrà essere data alle emissioni di gas serra, poiché la sfida più importante è il raggiungimento degli obiettivi climatici. Come mostra la Figura 13.3 (a sinistra), in termini

di emissioni di gas serra sono particolarmente vantaggiosi gli impianti a biomassa e gli impianti solari. Anche le pompe di calore sono una buona soluzione, a condizione che funzionino con elettricità a basse emissioni di CO_2. I dati relativi alle pompe di calore riportati nella Tabella 13.2 si riferiscono al mix elettrico svizzero, con 0,102 kg di CO_2 per kWh. Per gli altri Paesi occorre tenere conto della corrispondente intensità di CO_2 dell'elettricità. Nella Tabella 13.2 sono riportati i dati per Austria, Germania e Italia. L'elettricità in questi Paesi presenta un'intensità di CO_2 superiore di un fattore circa 2, 4 e 6 rispettivamente. Con un fattore 2, il vantaggio delle pompe di calore rispetto ai sistemi fossili si riduce; con un fattore 4 si ottengono emissioni di gas serra simili; mentre con elettricità ad alta intensità di CO_2 (fattore 6), le pompe di calore causano emissioni di CO_2 più elevate rispetto ai sistemi di riscaldamento fossili.

Tabella 13.2 Fattore di energia primaria non rinnovabile (CEC_{ner}), fattore di raccolto (FRE_{ner}), emissioni di gas serra e punti di impatto ambientale di diversi sistemi di riscaldamento in relazione al calore utile prodotto. Il fattore di raccolto (FRE_{ner}) è stato calcolato come il reciproco del CEC_{ner}. I dati relativi alle pompe di calore si riferiscono al mix elettrico svizzero; i valori per Austria, Germania e Italia sono indicati alla fine della tabella. Dati secondo [131] e [134].

	Energia primaria (equivalente petrolio) = Consumo energetico cumulativo CEC			Fattore di raccolto	Emissioni di gas serra	Punti di impatto ambientale
	Non rinnovabile (CEC_{ner})	Rinnovabile	Totale	Non rinnovabile (FRE_{ner} = $1/CEC_{ner}$)	GHG	PIA
Caldaia[1)]	kWh/kWh Q_n			kWh Q_n/kWh	$_{kg}$ CO_2/kWh Q_n	PIA/kWh Q_n
Olio combustibile EL	1,300	0,007	1,31	0,77	0,322	251,0
Gas naturale	1,160	0,005	1,17	0,86	0,249	151,0
Legna a ciocchi	0,194	1,580	1,77	5,2	0,045	152,0
Legna a ciocchi con filtro anti-particolato	0,198	1,580	1,78	5,1	0,046	144,0
Cippato	0,097	1,420	1,52	10,3	0,020	116,0
Cippato con filtro antiparticolato	0,100	1,420	1,52	10,0	0,020	106,0
Pellet	0,210	1,320	1,53	4,8	0,038	108,0
Pellet con filtro antiparticolato	0,213	1,320	1,53	4,7	0,038	103,0
Biogas	0,330			3,0	0,142	121,0
Pompa di calore aria/acqua (JAZ 2,8)	0,908			1,1	0,063	149,0
Pompa di calore a sonde geotermiche (JAZ 3,9)	0,665			1,5	0,046	110,0
Collettore piano WW EFH	0,275			3,6	0,037	102,0
Collettore piano RW+WW EFH	0,221			4,5	0,034	90,0
Collettore piano WW MFH	0,086			11,6	0,014	40,7
Collettore a tubi RW+WW EFH	0,193			5,2	0,031	76,5
Teleriscaldamento[2)]	kWh/kWh_{finale}			kWh_{finale}/kWh	$_{kg}$ CO_2/kWh_{finale}	PIA/kWh_{finale}
Centrale termica a legna	0,143	1,580	1,72	6,99	0,050	120,0
Centrale termoelettrica a legna	0,128	1,330	1,46	7,81	0,042	102,0
Centrale termica a pompa di calore, acque reflue (JAZ 3,4)	0,894			1,1	0,041	124,0
Centrale termica a pompa di calore, acque sotterranee (JAZ 3,4)	0,963			1,0	0,062	155,0
Teleriscaldamento da calore di scarto dei rifiuti (media CH)	0,452			2,2	0,089	75,5

	Energia primaria (equivalente petrolio) = Consumo energetico cumulativo CEC			Fattore di raccolto	Emissioni di gas serra	Punti di impatto ambientale
Centrale termoelettrica a bio-gas	0,207			4,8	0,079	72,9
Elettricità dalla rete[2)]	kWh/kWhfinale			kWh_{finale}/kWh	$kg\ CO_2/kWh_{finale}$	PIA/kWh_{finale}
Svizzera (mix consumatori CH)	2,520	0,488	3,01	0,40	0,102	347,0
Austria[3)]	0,820	0,980	1,80	1,22	0,202[4)]	170,0
Germania[3)]	1,760	0,830	2,59	0,57	0,427[5)]	400,0
Italia[3)]	2,760	0,320	3,08	0,36	0,610	489,0

Abbreviazioni: JAZ: coefficiente di prestazione annuale, Q_n: calore utile, WW: acqua calda, RW: riscaldamento degli ambienti, EFH: casa unifamiliare, MFH: casa plurifamiliare

[1)] Per le caldaie il valore di riferimento è 1 kWh di calore utile
[2)] Per il teleriscaldamento e l'elettricità, il valore di riferimento è 1 kWh di energia finale (unità commerciale).
[3)] Fonte: Treeze 2021 [134], tutti gli altri dati secondo KBOB 2016 [131].
[4)] I dati attuali e i valori applicabili alle emissioni di CO_2 in Austria sono forniti dall'Agenzia federale per l'ambiente https://www.umweltbundesamt.at/
[5)] I dati attuali e i valori applicabili alle emissioni di CO_2 in Germania sono forniti dall'Agenzia federale per l'ambiente https://www.umweltbundesamt.de/

Per il gasolio da riscaldamento, il gas naturale e i combustibili legnosi, secondo KBOB vengono riportati valori CEC superiori a 1 e comparabili tra loro. Per il biogas e i rifiuti vengono indicati valori CEC < 1, poiché la loro quota di energia primaria non viene valutata o viene valutata solo in parte. Questi valori per CEC = CEC_{er} + CEC_{ner} non sono comparabili con altri e non sono riportati nella tabella.

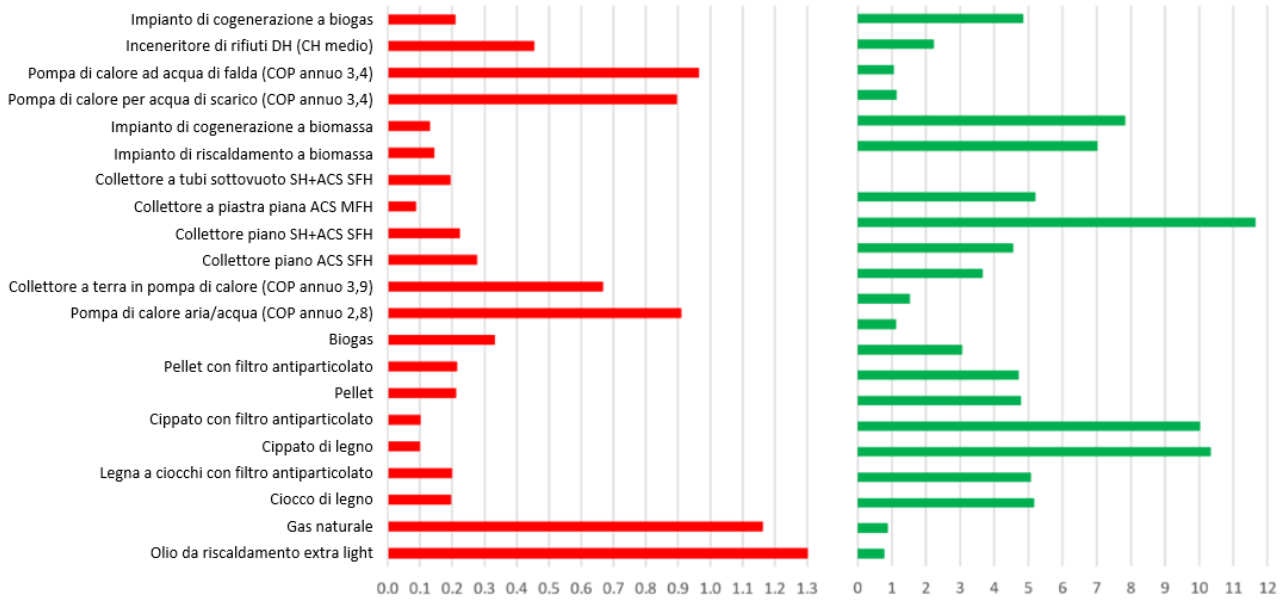


Figura 13.2 A sinistra (rosso): Fattore di energia primaria non rinnovabile o consumo energetico cumulato (CEC_{ner}). A destra (verde): Fattore di raccolto energetico non rinnovabile (FRE_{ner} = 1/CEC_{ner}) secondo la Tabella 13.2.

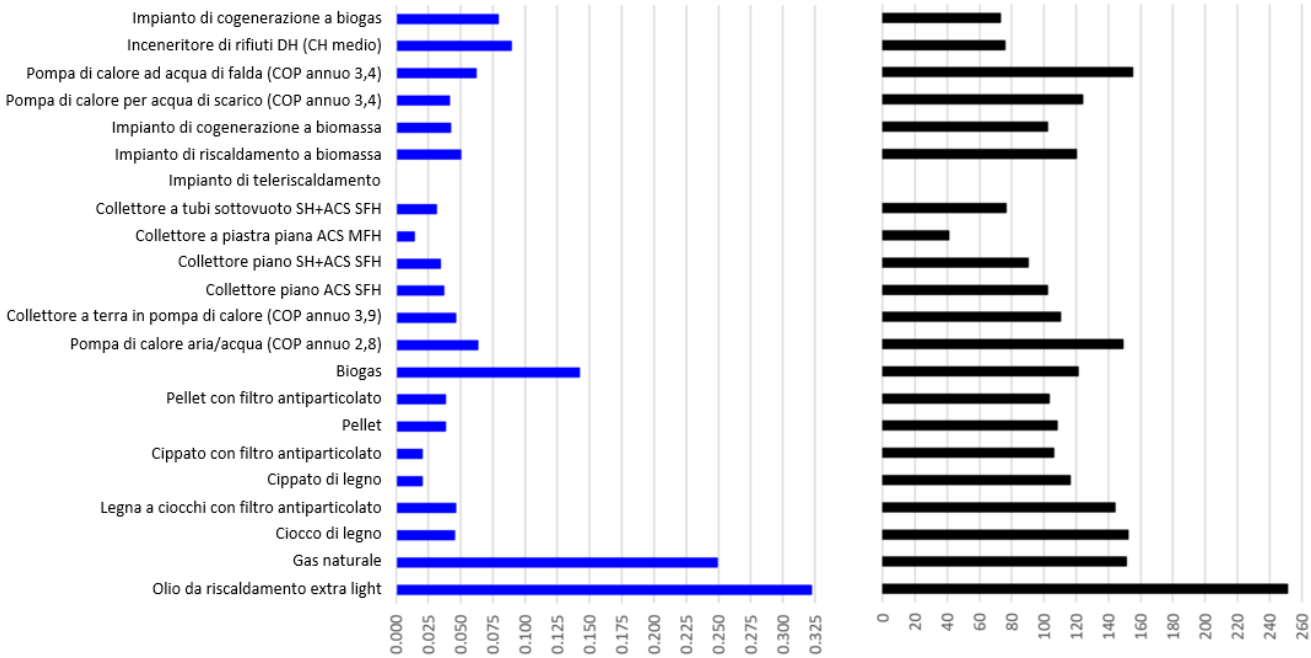


Figura 13.3 A sinistra (blu): Emissioni di gas serra in [kg CO_2-eq/kWh di calore utile]. A destra (nero): Punti di impatto ambientale [PIA/kWh di calore utile] secondo la Tabella 13.2.

13.3 Requisiti generali e definizione dei termini più importanti

Gli impianti a biomassa devono funzionare in modo economicamente conveniente e a basse emissioni. Ciò richiede un sistema di combustione adeguato all'assortimento di combustibile, un corretto dimensionamento della potenza termica dei singoli generatori, un volume di stoccaggio del combustibile adeguato alla logistica (volume netto del silo) e un'integrazione idraulica ottimale nel sistema complessivo. Concentrandosi sull'essenziale e su concetti semplici, si dovrebbero prediligere impianti collaudati ed economici.

A seconda dello stato di avanzamento del progetto (milestone), è necessario definire i seguenti obiettivi con un grado di precisione crescente:

1. Fabbisogno termico annuo complessivo[1)] o produzione termica annua necessaria.
2. Fabbisogno di potenza termica totale[1)].
3. Sistema di generazione del calore (schema idraulico, concetto di regolazione).
4. Sistema di combustione della caldaia a biomassa.
5. Ripartizione del fabbisogno di potenza termica totale tra i generatori delle singole fonti energetiche, inclusa la loro quota di produzione[1)].
6. Dimensionamento degli altri componenti della centrale (volume del deposito combustibile e dell'accumulatore termico, ecc.).

[1)] secondo lo strumento Excel «Valutazione della domanda»

Nella progettazione di una centrale termica a biomassa occorre tenere in particolare considerazione le seguenti caratteristiche specifiche:

- Tempo di reazione lungo dopo una modifica del set-point di potenza, a causa del lento comportamento di combustione.
- La caldaia a biomassa può essere generalmente utilizzata in un campo di potenza compreso tra il 30% e il 100% in funzionamento continuo. È possibile estendere il campo di potenza inferiore fino al 15% circa adottando misure adeguate (ad es. preriscaldamento dell'aria comburente).
- Carico termico giornaliero medio minimo richiesto in funzionamento a basso carico, compreso tra il 10% e il 30% della potenza nominale della caldaia.

La progettazione ottimale di una centrale termica a biomassa richiede conoscenze specialistiche e pone quindi requisiti elevati ai progettisti. Si consiglia a chi progetta per la prima volta un impianto di questo tipo di rivolgersi a professionisti esperti per una consulenza.

Affinché gli obiettivi di qualità del sistema QM Holzheizwerke possano essere raggiunti, l'impianto deve soddisfare i seguenti requisiti e valori obiettivo:

- Basse emissioni: i valori limite di legge non devono essere superati durante il funzionamento stazionario. Ciò vale per tutti i tipi di combustibile e per l'intero campo di potenza.
- Le emissioni odorigene durante le fasi di funzionamento non stazionario (avvio, spegnimento, mantenimento braci) devono essere evitate con le misure descritte nel capitolo 13.5 (cfr. Tabella 13.4).
- Elevato rendimento annuo η_a > 85%: i requisiti per un elevato rendimento annuo (cfr. capitolo 20.12) sono:
    - Eccesso d'aria in tutto il campo di potenza (30-100%) con λ < 1,7.
    - Temperature medie dei fumi < 140 °C e basse perdite per irraggiamento della caldaia.
    - Impianto monovalente: numero minimo di ore di funzionamento a pieno carico > 1.400 h/a (fase 1) e > 2.000 h/a (a regime).
    - Impianto bivalente: le ore di funzionamento a pieno carico sono notevolmente superiori (in AT, valore obiettivo > 4.000 h/a).
    - Basso numero di ore di standby o di mantenimento braci (rapporto tra durata annuale dello standby e durata di accensione < 0,2).
    - Numero di avvii e spegnimenti il più basso possibile.
    - Rispetto delle condizioni di funzionamento a basso carico secondo la Tabella 13.4.
- Bassi costi di investimento: nessun sovradimensionamento, centrale semplice con struttura chiara e il minor numero possibile di caldaie con un campo di potenza il più ampio possibile (fanno eccezione gli impianti multi-caldaia con apparecchi di serie).
- Bassi costi di manutenzione e riparazione: utilizzo di sistemi automatici di estrazione ceneri e pulizia tubi, componenti di lunga durata, sistema di alimentazione e combustione adeguato all'assortimento di combustibile e manutenzione regolare. Carico uniforme della caldaia con un numero ridotto di avvii e spegnimenti.

- Stoccaggio economico del combustibile:
    - Il volume del deposito per cippato con estrazione automatica (volume netto del silo) deve coprire, in caso di catena di approvvigionamento diretta (cfr. capitolo 4.5.5), da cinque a sette giorni di fabbisogno a potenza nominale (24 h), più il volume di una consegna. Questo dimensionamento consente di superare senza problemi festività o interruzioni a breve termine. In caso di catena di approvvigionamento indiretta, il volume può essere ridotto in accordo con il fornitore. La sicurezza della fornitura in condizioni estreme (neve, ghiaccio) deve essere concordata con il fornitore.

    - Il volume di stoccaggio per i pellet deve essere pari a circa dieci giorni di fabbisogno alle temperature di progetto, più una capacità minima di consegna di 25-30 m³.

- Utilizzo ottimale della caldaia a biomassa:
    - La caldaia deve seguire continuamente l'andamento medio del carico al livello di potenza più basso possibile.
    - Evitare frequenti avvii e spegnimenti, garantendo lunghi periodi di funzionamento.
    - La caldaia deve essere in grado di seguire le lente variazioni di carico della rete.
    - Evitare variazioni di potenza a breve termine.
    - La potenza richiesta alla caldaia deve essere regolata più lentamente del tempo di reazione della caldaia stessa. A tal fine è generalmente necessario un accumulatore termico.

- Quota annuale di produzione di calore dell'impianto a biomassa:
    - Impianto monovalente: 100%.
    - Impianto bivalente con caldaia a gasolio/gas per picco e funzionamento estivo a basso carico: 80-85%.
    - Impianto bivalente con caldaia a gasolio/gas per il solo picco: 90-95%.

- Sicurezza della fornitura: la ridondanza in caso di guasto può essere garantita con le seguenti misure:
    - Caldaia di picco a gasolio o gas (o bio-olio/biogas).
    - Predisposizione per l'allaccio di una centrale termica mobile.
    - Sgancio del carico delle grandi utenze con impianto di backup.
    - Allaccio per centrali termiche mobili presso la centrale o presso grandi utenze selezionate.

Terminologia:

Mantenimento del letto di braci
Affinché un impianto possa riavviarsi dopo alcune ore senza richiesta di potenza e senza accensione esterna, durante questo periodo di standby il letto di braci viene mantenuto alimentando periodicamente piccole quantità di combustibile.

Mantenimento controllato e a basse emissioni del letto di braci Periodicamente viene aggiunta una piccola quantità di combustibile sulla griglia e bruciata in modo controllato con i ventilatori accesi. Dopo lo spegnimento dei ventilatori, il letto di braci rinnovato non dovrebbe più contenere parti di combustibile che rilasciano gas di pirolisi.

Accensione automatica Con combustibile secco (M < 35% fino a un massimo di M < 40%), la caldaia viene spenta a basse emissioni bruciando completamente il letto di combustibile con i ventilatori accesi. Dopo la fase di arresto, al successivo fabbisogno, il processo viene riavviato con un'accensione automatica.

Durata di accensione Il tempo di funzionamento che comprende sia il funzionamento regolare sia il tempo di standby (mantenimento braci o fase senza richiesta di potenza) di un impianto tra l'inizio e la fine del periodo di riscaldamento.

13.4 Qualità del combustibile e sistema di combustione

La scelta del sistema comprende anche la selezione del sistema di combustione, che dipende dalla qualità del combustibile. La classificazione dei combustibili e della pezzatura del sistema QM Holzheizwerke si basa sulla norma EN ISO 17225-1, integrata con le classi S della EN ISO 17225-4. Il sistema QM Holzheizwerke ha ulteriormente limitato la sezione trasversale delle particelle di sovramisura rispetto alla norma. La classificazione dei combustibili è descritta in dettaglio nel capitolo 4. Con la Tabella 13.3 come guida, è possibile assegnare a una determinata qualità di combustibile il sistema di combustione raccomandato per la relativa gamma di potenza.

Tabella 13.3 Campo di applicazione raccomandato dei combustibili legnosi in base al sistema di combustione e al campo di potenza (cfr. anche FAQ 36).

Classificazione dei combustibili	Sistema di combustione	Intervallo di potenza	Osservazioni
WS e IS-P16S-M20	Piccoli impianti di combustione, apparecchi standard di serie Combustione ad alimentazione dal basso, griglia fissa*	20 kW - 200 kW	Cippato di qualità setacciato finemente con F05
WS e IS-P31S-M20	Apparecchi standard di serie Combustione a griglia fissa e alimentazione dal basso*	> 100 kW	Cippato di qualità vagliato grossolanamente con F05
WS e IS-P31S-M35	Combustione con alimentazione dal basso e a griglia mobile	> 200 kW	
WS e IS-P31S-M50	Combustione con alimentazione dal basso e a griglia mobile	> 200 kW	
WS e IS-P31S-M55+	Combustione a griglia mobile	> 200 kW	
P31-M35	Combustione a griglia mobile	> 200 kW	PWK, LH, DH
P31-M50	Combustione a griglia mobile	> 200 kW	PWK, LH, DH
P31-M55+	Combustione a griglia mobile	> 200 kW	PWK, LH, DH
WS e IS-P45S-M35	Combustione a griglia mobile	> 500 kW	
WS e IS-P45S-M50	Combustione a griglia mobile	> 500 kW	
WS e IS-P45S-M55+	Combustione a griglia mobile	> 500 kW	
P45-M35	Combustione a griglia mobile	> 1.000 kW	PWK, LH, DH, AH
P45-M50	Combustione a griglia mobile	> 1.000 kW	PWK, LH, DH, RZ
P45-M55+	Combustione a griglia mobile	> 1.000 kW	PWK, LH, DH, RZ
P63-M35	Combustione a griglia mobile	> 3.000 kW	PWK, LH, DH, AH
P63-M50	Combustione a griglia mobile	> 3.000 kW	WS, IS, PWW, PWK, LH, DH, RZ
P63-M55+	Combustione a griglia mobile	> 3.000 kW	WS, IS, PWW, PWK, LH, DH, RZ

Si presume che siano soddisfatti i requisiti relativi alla capacità di accumulo (cfr. Q-guida; Tabella 19) e al carico termico medio giornaliero minimo in condizioni di basso carico (cfr. Q-guida; Tabella 20).

*Combustione a griglia fissa: combustione a griglia senza movimento o trasporto attivo del combustibile sulla griglia stessa (ad es. griglia piana, griglia inclinata). Il combustibile viene spinto sulla griglia tramite la coclea di alimentazione; la cenere può essere rimossa, ad esempio, ribaltando i segmenti della griglia.

Specifiche per residui di legno da lavorazione (piallatura, segatura), cippato e materiale triturato con elevata percentuale di polveri:

- Per i sistemi di combustione con alimentazione dal basso e a griglia è consentito un contenuto di polveri massimo del 50%; oltre tale percentuale è necessario prevedere un sistema di combustione a polverino.
- Per evitare la formazione di scorie nel letto di combustione, verificare l'utilizzo di un sistema di ricircolo primario dei fumi (cfr. capitolo 5.3.2).
- La pezzatura (percentuale di cippato, piallatura e polveri) e la composizione chimica, sulla base di analisi del combustibile, costituiscono la base per le garanzie di prestazione del produttore dell'impianto di combustione.

13.5 Scelta e dimensionamento di un sistema di generazione del calore

Per la scelta e la progettazione del sistema di generazione del calore è necessario conoscere i seguenti dati fondamentali:

- Fabbisogno termico annuo complessivo[1)]
- Fabbisogno di potenza termica[1)] e curva di carico[1)] dell'impianto complessivo
- Curva di durata annuale del fabbisogno di potenza, con le quote coperte dalla caldaia a biomassa e dal carico di base[1)]
- Sviluppo futuro della vendita di calore (riqualificazioni energetiche, clima, potenziale di espansione, «utenze a rischio»)

- Carico termico medio giornaliero minimo in condizioni di basso carico nelle diverse fasi di ampliamento, secondo la Tabella 13.4
- Temperatura di mandata (T_{vl}) in funzione della temperatura esterna
- Temperatura del ritorno principale (T_{rl})
- Disponibilità e qualità del combustibile in funzione della logistica (catena di approvvigionamento diretta o indiretta)
- Potenziale di calore di scarto e altre fonti di calore

[1)] secondo lo strumento Excel «Valutazione della domanda»

Nel capitolo 13.3 sono riportati i requisiti determinanti per la scelta di un impianto a biomassa monovalente o bivalente. I requisiti relativi al funzionamento e al carico delle caldaie determinano la potenza nominale e il numero di unità.

- **Selezione del sistema di generazione del calore come variante di base:**
  - In base alla classe di potenza secondo la Tabella 13.5.
  - Ripartizione della potenza termica tra i singoli generatori negli impianti bivalenti e determinazione del fabbisogno di combustibile.
- **Selezione del sistema di combustione** in funzione della qualità e della logistica del combustibile.
- **Progettazione dei componenti dell'impianto:**
  - Impianto di combustione con componenti aggiuntivi (deposito, sistema di trasporto, trattamento fumi, ecc.).
  - Integrazione idraulica, compreso il volume dell'accumulatore termico.
  - Centrale termica.
  - Camino (sistema di scarico fumi).
- **Verifica della conformità** ai requisiti di sicurezza, protezione acustica ed emissioni.
- **Verifica della variante di base** tenendo conto delle varianti aggiuntive (capitolo 13.6) e delle opzioni supplementari (capitolo 13.7).
- **Determinazione dei costi** di investimento e annuali, analisi di convenienza economica (capitolo 10).

13.5.1 Varianti di base dei sistemi di generazione del calore con impianti di combustione a legna

Gli impianti di generazione di calore con caldaie a biomassa possono essere realizzati come impianti a caldaia singola o multipla, monovalenti o bivalenti con accumulo. Una volta determinati il fabbisogno di potenza complessivo, la curva di carico e la curva di durata annuale, e definiti con precisione tutti i requisiti per l'impianto a biomassa, viene selezionata una delle varianti di base riassunte nella Tabella 13.5.

Tutte le varianti di base elencate dispongono di un accumulatore termico per soddisfare i requisiti generali di cui al capitolo 13.3. Le varianti senza accumulo possono essere scelte solo se l'impianto a biomassa funziona a carico di base costante.

Per la scelta del sistema, oltre alla classe di potenza, devono essere presi in considerazione i seguenti requisiti e fattori:

- **Ore di funzionamento a pieno carico della caldaia a biomassa** (Tabella 13.5); il presupposto per raggiungere un numero elevato di ore senza un'usura eccessiva è un carico uniforme e una costruzione di tipo industriale della caldaia. Le ore di funzionamento a pieno carico [h/a] sono definite come il rapporto tra la produzione annua di calore [kWh/a] e la potenza termica nominale della caldaia [kW].
- **Periodo di funzionamento**: tutto l'anno o solo durante la stagione di riscaldamento.
- **Condizioni di basso carico** secondo la Tabella 13.4. In caso di funzionamento per tutto l'anno, queste condizioni devono essere soddisfatte in estate; in caso di funzionamento stagionale, si applicano nelle mezze stagioni.
- **Variazioni di carico**:
  - Grandi e rapide fluttuazioni di carico si verificano in situazioni come: picchi di riaccensione mattutini, riduzione serale del fabbisogno, produzione di ACS in estate (in particolare con stazioni istantanee), profili di carico speciali (es. località sciistiche), attivazione di uno scambiatore di separazione in centrale, ecc.
  - Un andamento giornaliero con elevate fluttuazioni di carico si verifica in situazioni come: serre, riscaldamento mattutino di piscine, profili di carico irregolari per il calore di processo, ecc.
- **Carico di base**: ad es. per calore di processo, o per funzionamento a carico di base a causa di una potenza nominale della caldaia ridotta rispetto al fabbisogno totale.
- L'**assortimento di combustibile** richiede un sistema di alimentazione e combustione adeguato.
- **Investimento** nell'impianto.
- **Sicurezza della fornitura/ridondanza**: l'affidabilità del sistema dipende in larga misura dalla conformità alla qualità del combustibile specificata. La ridondanza corrisponde alla potenza termica (in % del fabbisogno totale) che può ancora essere fornita in caso di guasto della caldaia più grande.
- **Quota di energia da biomassa**.
- **Prezzo del combustibile**: con prezzi bassi, si preferisce il funzionamento per tutto l'anno dell'impianto a biomassa.
- **Flessibilità/margine di ampliamento**: gli impianti multi-caldaia consentono un utilizzo ottimale delle singole unità in caso di sviluppo graduale dell'area di fornitura.
- **Stato dell'arte**: gli impianti con potenza nominale fino a circa 500 kW possono funzionare con combustibile a contenuto d'acqua < M35 – M40, ad esempio senza mantenimento del letto di braci e con accensione automatica. Ciò consente un funzionamento a basso carico con emissioni e perdite ridotte ed è particolarmente importante negli impianti monovalenti.

- **Carico minimo costante richiesto**: nei sistemi di combustione con alimentazione a spinta è necessario un carico minimo costante per evitare il ritorno di fiamma. A tal fine valgono i seguenti valori indicativi:
  - combustibile secco < M35: 30% della potenza nominale.
  - combustibile umido > M40: 20% della potenza nominale.

Tabella 13.4 Carico termico medio giornaliero minimo in funzionamento a basso carico, sulla base della Q-guida [15] (Tabella 20).

Tipo di combustione →	**Combustione con griglia mobile**					**Combustione con alimentazione dal basso e griglia fissa**		
Raccomandazioni ↓	con accensione automatica		con mantenimento del letto di braci			con accensione automatica		con mantenimento del letto di braci
Contenuto d'acqua	≤ M35	M35 - 40	≤ M35	M35 - 50	> M50	M ≤ M35	M35 - 40	≤ M50
Carico termico giornaliero medio minimo in percentuale della potenza nominale della caldaia con produzione di calore e accumulatore termico	15	20	15	20	30	10	15	15

Nota importante: a seconda del produttore, i valori possono variare leggermente. Fanno sempre fede i valori e le raccomandazioni del produttore della caldaia.

Condizioni di carico ridotto

Il rispetto delle condizioni di carico ridotto evita i seguenti problemi in caso di assorbimento di carico insufficiente:

- Odori sgradevoli
- Fumo visibile periodicamente
- Pericolo di incrostazioni della caldaia a legna
- Efficacia limitata del separatore di particelle, poiché questo non raggiunge la temperatura di esercizio e quindi funziona solo in modo limitato o per nulla in condizioni di carico ridotto. Ciò comporta una disponibilità ridotta o, nel peggiore dei casi, insufficiente del separatore.
  - Elettrofiltro: se la temperatura scende al di sotto del punto di rugiada, sussiste il pericolo di accumuli di particelle umide nell'alloggiamento, sugli isolatori e sugli elettrodi di separazione. Conseguenze: cortocircuito sugli isolatori, guasto della pulizia automatica e dello scarico delle ceneri.
  - Filtri a maniche: se la temperatura scende al di sotto del punto di rugiada, sussiste il pericolo di accumuli di particelle umide sul tessuto filtrante. Conseguenze: guasto della pulizia automatica fino alla distruzione del tessuto filtrante.
  - I dettagli relativi ai processi di separazione sono riportati nel capitolo 5.8.

È necessario tenere conto delle seguenti condizioni generali:

- A causa del letto di combustibile più grande (letto di braci), i forni a griglia mobile devono funzionare con una potenza minima superiore rispetto ai forni a griglia fissa o ad alimentazione dal basso.
- Il vantaggio dell'accensione automatica è che consente una commutazione automatica ed elimina il prelievo minimo di calore durante il mantenimento del letto di braci. In condizioni di carico ridotto, ciò può comportare vantaggi rispetto a un impianto con mantenimento del letto di braci.
- Negli impianti con accumulo di calore e accensione automatica, l'accumulatore può essere riempito completamente e poi svuotato completamente con una potenza minima della caldaia in funzionamento a basso carico senza che si verifichino fluttuazioni di carico elevate a breve termine. In questo modo è possibile ottenere un funzionamento continuo più lungo con una potenza minima della caldaia.

  Esempio: potenza massima della caldaia a legna = 200 kW; fabbisogno termico in funzionamento estivo = 300 kWh al giorno; perdite dell'accumulatore e della conduttura in funzionamento estivo = 180 kWh al giorno.

  Carico termico giornaliero in percentuale della potenza nominale della caldaia :

$$\textit{Tagesheizlast in Prozent der Kesselnennleistung} = \frac{300\ \frac{kWh}{d} + 180\ \frac{kWh}{d}}{24\ \frac{h}{d} * 200\ kW} = 0.10 = 10\%$$

- Utilizzando cippato di legno secco di buona qualità (M ≤ 35 %), con questo impianto dovrebbe essere possibile un funzionamento estivo con una combustione ad alimentazione dal basso o a griglia fissa, se sono presenti un sistema di accensione automatica e un accumulatore termico.
- Negli impianti senza funzionamento estivo, il funzionamento nella stagione di transizione deve soddisfare gli stessi requisiti. Spesso è quindi necessario, in caso di funzionamento a basso carico, utilizzare inizialmente la caldaia a gasolio/gas (se presente) o la piccola caldaia a legna (negli impianti monovalenti).

13.5.1.1 Influenza del fabbisogno di potenza termica totale

Il fabbisogno di potenza termica totale determina la classe di potenza delle varianti di base, suddivise nei seguenti gruppi:

- da 100 kW a 500 kW
- da 501 kW a 1.000 kW
- maggiori di 1.000 kW

Nel caso di impianti bivalenti, la ripartizione della potenza tra le caldaie a biomassa deve essere effettuata sulla base della curva di durata annuale (cfr. Figura 13.5), in modo da raggiungere il numero minimo di ore di funzionamento a pieno carico, tenendo conto del carico termico medio giornaliero minimo richiesto in condizioni di basso carico.

13.5.1.1 Influenza del fabbisogno di potenza termica totale

Il fabbisogno di potenza termica totale determina la classe di potenza delle varianti di base, suddivise nei seguenti gruppi:

- da 100 kW a 500 kW
- da 501 kW a 1.000 kW
- maggiori di 1.000 kW

Nel caso di impianti bivalenti, la ripartizione della potenza tra le caldaie a biomassa deve essere effettuata sulla base della curva di durata annuale (cfr. Figura 13.5), in modo da raggiungere il numero minimo di ore di funzionamento a pieno carico, tenendo conto del carico termico medio giornaliero minimo richiesto in condizioni di basso carico.

Tabella 13.5 Panoramica delle varianti di base dei sistemi di generazione del calore con accumulo, in funzione del fabbisogno di potenza termica totale, sulla base della Tabella 19 della Q-guida [15]. Negli schemi idraulici standard – Parte I [62] sono descritti in dettaglio gli schemi da WE1 a WE8, e nella Parte II [71] gli schemi da WE12 a WE16.

Circuito	**Descrizione**	**Fabbisogno di potenza termica totale**		
		100 - 500 kW	**501 - 1.000 kW**	**> 1.000 kW**
1 caldaia a legna con accumulo WE2 (WE12)	Produzione termica annua con legna	100 %		
	Dimensionamento della potenza della caldaia a legna	100% senza picchi di carico		
	Numero di ore di funzionamento a pieno carico della caldaia a legna	> 2.000 h/a		
	Funzionamento a carico ridotto	Funzionamento estivo possibile se il carico estivo è sufficiente secondo Tabella 13.4		
	Accensione automatica?	Sì		
	Combustibile	Massimo P31S; con accensione automatica≤ M40		
	Riserva di espansione	A causa dei problemi legati al carico ridotto, possibile solo in casi eccezionali		
	Capacità di accumulo	≥ 1 h in relazione alla potenza nominale della caldaia a legna		
1 caldaia a legna + 1 caldaia a gasolio/gas con accumulo WE4 (WE14/16 con 1 caldaia a legna)	Produzione annua di calore con legna	80 - 90 %		Negli impianti senza funzionamento estivo, anche con oltre 1.000 kW può essere opportuno utilizzare solo 1 caldaia a legna + 1 caldaia a gasolio/gas
	Dimensionamento della potenza della caldaia a legna	50 - 60 %*		
	Dimensionamento della potenza della caldaia a gasolio/gas	Minimo al 70%, massimo al 100%		
	Numero di ore di funzionamento a pieno carico della caldaia a legna	> 3.500 h/a Obiettivo 4.000 h/a		
	Funzionamento a basso carico	Se Tabella 13.4 non soddisfatta, tramite caldaia a gasolio/gas		
	Accensione automatica?	Sì		
	Combustibile	Massimo P31S; con accensione automatica≤ M40	Nessuna limitazione; con accensione automatica≤ M40	
	Riserva di espansione	Possibile tramite caldaia a gasolio/gas (con corrispondente riduzione del grado di copertura del legno)		
	Capacità di accumulo	≥ 1 h in relazione alla potenza nominale della caldaia a legna		
2 caldaie a legna con accumulo WE6	Produzione annua di calore con legna	→ Realizzazione di un funzionamento estivo monovalente eventualmente possibile solo con due caldaie a legna	100 %	
	Potenza nominale caldaia a legna 1		33 % senza picchi di carico	
	Potenza nominale caldaia a legna 2		67 % senza picchi di carico	
	Numero di ore di funzionamento a pieno carico delle caldaie a legna 1 + 2		> 2.000 h/a	
	Funzionamento a carico ridotto		Conformità alla Tabella 13.4 con la piccola caldaia a legna di norma possibile	
	Accensione automatica?		Per la piccola caldaia a legna	
	Combustibile		Max. P31S; con accensione automatica≤ M40	Nessuna limitazione; con accensione automatica≤ M40

Circuito	Descrizione	Fabbisogno di potenza termica totale		
		100 - 500 kW	501 - 1.000 kW	> 1.000 kW
	Riserva di espansione		Possibile con costi di investimento adeguatamente elevati (caldaie a legna costose)	
	Capacità di accumulo		≥ 1 h riferita a 2/3 della potenza nominale totale delle caldaie a legna	
Circuito	**Descrizione**	**Fabbisogno di potenza termica totale**		
		100 - 500 kW	**501 - 1.000 kW**	**> 1.000 kW**
2 caldaie a legna + 1 caldaia a gasolio/gas con accumulo WE8 (WE14/16 con 2 caldaie a legna)	Produzione termica annua con legna			80 - 90 %
	Potenza nominale caldaia a legna 1			17 - 20 %*
	Potenza nominale caldaia a legna 2			33 - 40 %*
	Potenza nominale caldaia a gasolio/gas			Min. 100 % – caldaia a legna piccola, max. al 100 %
	Numero di ore di funzionamento a pieno carico delle caldaie a legna 1 + 2			> 3.000 h/a Obiettivo 4.000 h/a
	Funzionamento a carico ridotto			Rispetto della Tabella 13.4 con la piccola caldaia a legna o la caldaia a gasolio/gas
	Accensione automatica?			Per la piccola caldaia a legna
	Combustibile			Nessuna limitazione; con accensione automatica ≤ M40
	Riserva di espansione			Possibile con caldaia a gasolio/gas (con riduzione del grado di copertura del legno)
	Capacità di accumulo			≥ 1 h riferita a 2/3 della potenza nominale totale delle caldaie a legna
* Valore indicativo per impianti con riscaldamento prevalentemente degli ambienti				

13.5.1.2 Determinazione della potenza totale richiesta della caldaia

La determinazione della potenza totale richiesta della caldaia avviene come segue:

- Nel caso di impianti a legna **bivalenti**, in base al fabbisogno termico complessivo. Ciò corrisponde al quadrato blu della curva di carico a tratto continuo in Figura 13.4 (fabbisogno termico complessivo comprese le punte di carico).
- Per impianti **monovalenti** a legna con accumulo in base al fabbisogno termico totale medio. Ciò corrisponde al rombo nero della curva di carico tratteggiata in Figura 13.4 (valore medio giornaliero del fabbisogno termico totale senza picchi di carico). In questo modo si evita un sovradimensionamento delle caldaie a legna, mentre i picchi di carico di breve durata (da 3 a 4 ore) devono essere coperti dall'accumulatore termico.

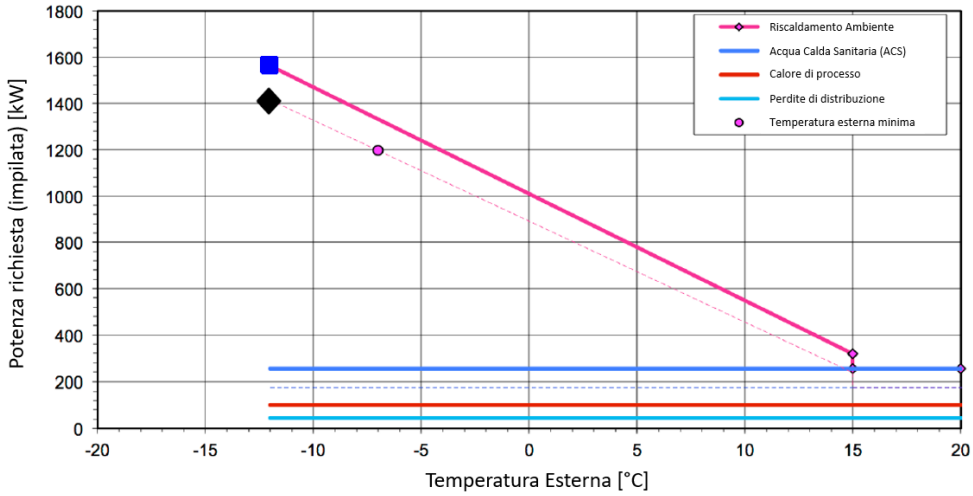


Figura 13.4 Determinazione della potenza complessiva richiesta per un impianto a legna bivalente o monovalente con l'ausilio della curva di carico.

13.5.1.3 Ripartizione della potenza totale tra caldaie a biomassa di diverse taglie

Negli impianti monovalenti o bivalenti con due o tre caldaie a biomassa, il rapporto tra la potenza nominale della caldaia più piccola e quella più grande non dovrebbe superare il rapporto 1:2 (intervallo consigliato da 1:1 a 1:2) (Figura 13.5). Ciò consente di ottenere una zona di transizione comune, ovvero un campo di potenza condiviso, che garantisce un funzionamento ottimale per entrambe le caldaie in funzionamento singolo. Questa ripartizione deve essere rispettata anche negli impianti multi-caldaia con apparecchi di serie.

La zona di transizione comune è necessaria affinché:

- dopo l'avvio della caldaia più grande all'inizio della stagione fredda, il suo carico minimo richiesto (secondo la Tabella 13.4) possa essere garantito anche in caso di un inatteso periodo mite, senza dover spegnere la caldaia grande e riavviare quella piccola.
- dopo lo spegnimento della caldaia più grande e l'avvio di quella più piccola all'inizio della stagione calda, anche durante un breve periodo freddo non sia necessario riavviare la caldaia grande, per poi spegnere di nuovo quella piccola.

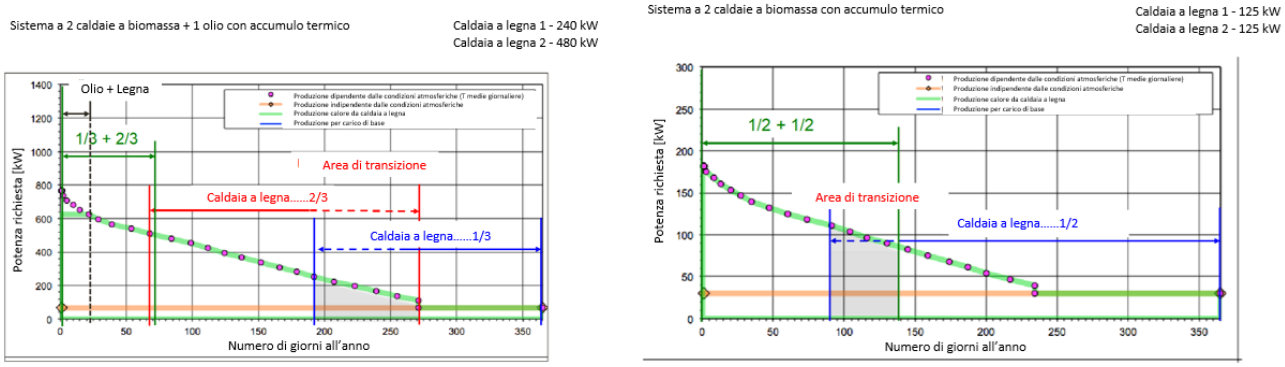


Figura 13.5 Fasi operative e zona di transizione per impianti con due caldaie a biomassa, sull'esempio della curva di durata annuale (a sinistra con caldaia a combustibile fossile, a destra senza).

Dati di dettaglio per la curva di durata annuale a sinistra («Impianto bivalente a tre caldaie con accumulo»):

- Carico termico medio giornaliero minimo effettivo in funzionamento a basso carico: 67 kW.
- Caldaia a biomassa piccola: 240 kW; carico minimo richiesto: 48 kW (ipotesi 20% della potenza, griglia mobile, M35-M50).
- Caldaia a biomassa grande: 480 kW; carico minimo richiesto: 96 kW (ipotesi 20% della potenza).

Dati di dettaglio per la curva di durata annuale a destra («Impianto monovalente con due caldaie a biomassa e accumulo»):

- Carico termico medio giornaliero minimo effettivo in funzionamento a basso carico: 30 kW.
- Caldaia 1 e Caldaia 2: 125 kW ciascuna; carico minimo richiesto: 13 kW (ipotesi 10% della potenza, combustione con alimentazione dal basso e griglia fissa, ≤ M35).

13.5.2 Descrizione delle varianti di base

13.5.2.1 Impianto monovalente a biomassa con accumulo, da 100 a 500 kW

Descrizione

Gli impianti con una potenza termica nominale massima di 500 kW possono essere realizzati come impianti monovalenti a caldaia singola (una caldaia a biomassa con accumulo, schema WE2). L'accumulatore serve a stabilizzare il funzionamento della caldaia e a coprire i picchi di carico. Questi impianti sono relativamente economici e compatti, e possono anche costituire la base per successive fasi di ampliamento.

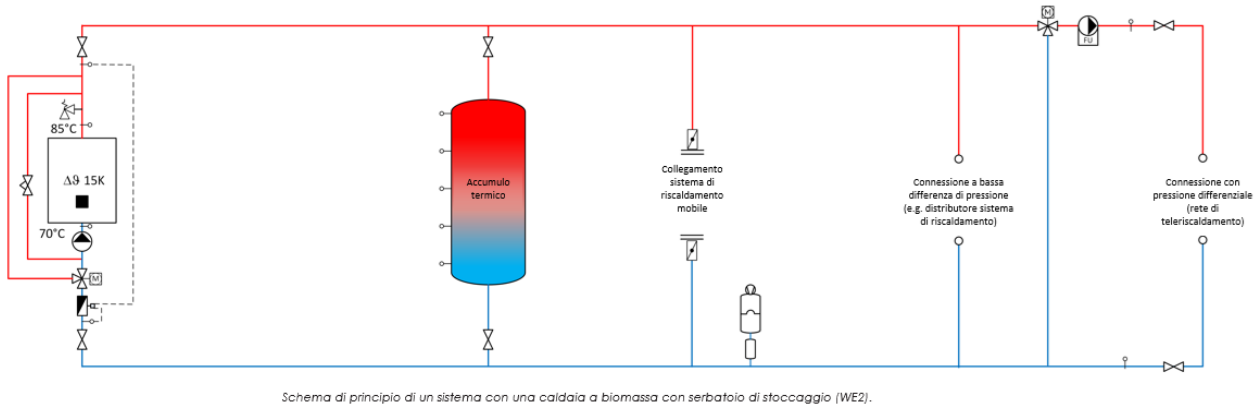


Figura 13.6 Schema di principio di un impianto con una caldaia a biomassa e accumulo (WE2).

Caratteristiche principali:

- I picchi e i cali di carico a breve termine vengono compensati dall'accumulatore.
- Dimensionamento della potenza della caldaia senza considerare i picchi di carico (cfr. rombo nero nella Figura 13.4).
- Funzionamento per tutto l'anno (riscaldamento e ACS) solo con un carico estivo sufficientemente elevato (secondo Tabella 13.4).
- Nel periodo di transizione, il contenuto massimo di acqua nel combustibile è limitato a ≤ M40 (è necessaria l'accensione automatica).
- Variante economica.
- Possibilità di ampliamento a schemi WE4, WE6, ecc.
- Strategia di regolazione: la caldaia a biomassa viene fatta funzionare alla potenza più bassa possibile, in modo che la potenza erogata corrisponda esattamente al fabbisogno termico medio. Lo stato di carica dell'accumulatore determina la potenza richiesta alla caldaia. Nelle mezze stagioni o in estate, se non si verificano forti oscillazioni di carico, l'accumulatore viene caricato con la potenza minima della caldaia in funzionamento on/off. Per una descrizione dettagliata della regolazione, vedere gli schemi idraulici standard – Parte I [62].

La soluzione WE2 è poco adatta:

- se si verificano forti fluttuazioni di carico a breve termine che non possono essere compensate dall'accumulatore.
- se non è possibile rispettare le condizioni di basso carico durante il funzionamento estivo.
- per impianti parzialmente realizzati o in una fase di ampliamento intermedia.

Principi di progettazione

Produzione annuale di calore con biomassa	100 %
Progettazione della potenza della caldaia a legna	100% senza picchi di carico (rombo nero in Figura 13.4)
Numero di ore di funzionamento a pieno carico della caldaia a legna	> 2.000 h/a
Funzionamento a carico ridotto	Funzionamento estivo possibile se il carico estivo è sufficiente secondo Tabella 13.4
Accensione automatica?	Sì
Combustibile	Massimo P31S con accensione automatica ≤ M40
Capacità di accumulo	≥ 1 h in relazione alla potenza nominale della caldaia a legna

13.5.2.2 Impianto bivalente a biomassa con accumulo, da 100 a 1.000 kW

Descrizione

Per aumentare la sicurezza della fornitura e/o in caso di ampliamento graduale, un impianto bivalente consente di ottenere un funzionamento notevolmente più stabile con costi aggiuntivi minimi. Gli impianti bivalenti con una caldaia a biomassa e accumulo sono consigliati fino a un fabbisogno di potenza nominale di 1.000 kW (schema WE4). L'accumulatore serve a stabilizzare il funzionamento della caldaia. La copertura dei picchi di carico e, se necessario, il funzionamento estivo sono garantiti dalla caldaia a combustibile fossile. Quest'ultima permette di coprire anche le fluttuazioni di carico a breve termine che l'accumulatore non è in grado di assorbire e garantisce la sicurezza della fornitura in caso di guasto della caldaia a biomassa. Questi impianti sono relativamente economici e possono essere gestiti in modo molto efficiente.

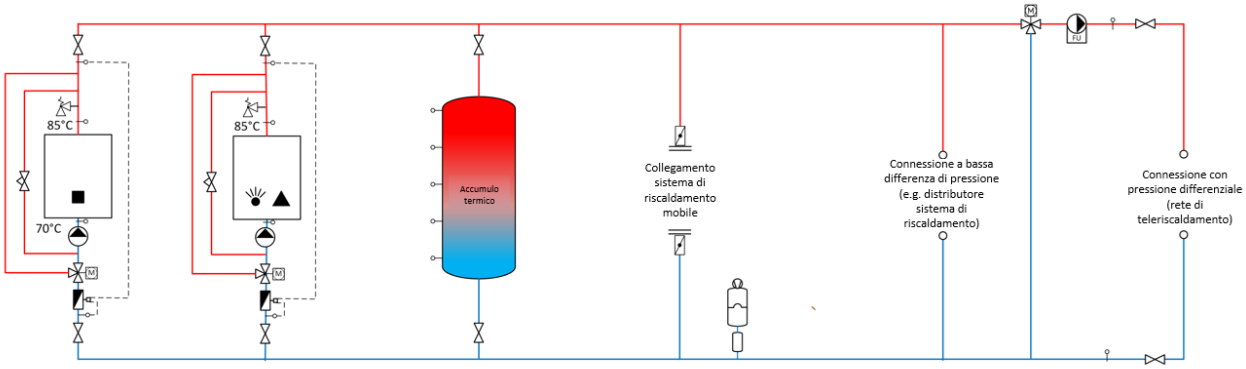


Figura 13.7 Schema di principio di un impianto con caldaia a legna con accumulo e caldaia a combustibile fossile (WE4).

Caratteristiche principali:

- I picchi e i cali di carico a breve termine vengono compensati dall'accumulatore termico.
- Dimensionamento della potenza totale della caldaia, compresi i picchi di carico (cfr. quadrato blu in Figura 13.4).
- La potenza della caldaia a biomassa corrisponde al fabbisogno termico medio fino al punto di bivalenza e, oltre tale punto, a una quota del carico termico medio giornaliero.
- Copertura del carico di picco con la caldaia supplementare a combustibile fossile.
- Funzionamento a basso carico nella mezza stagione e in estate con la caldaia a biomassa (se il carico è sufficiente), altrimenti con la caldaia fossile (Tabella 13.4).
- Per l'accensione automatica, il contenuto massimo di acqua nel combustibile è limitato a ≤ M40.
- Variante economica per un funzionamento garantito tutto l'anno con elevata sicurezza della fornitura.
- Buon utilizzo della caldaia a biomassa con un'adeguata quota di copertura da biomassa.
- Le riserve di potenza devono essere coperte dalla parte fossile dell'impianto.
- Generazione di calore espandibile dal punto di vista idraulico e della regolazione, ad esempio secondo lo schema WE8.
- Strategia di regolazione: la caldaia a biomassa viene fatta funzionare alla potenza più bassa possibile per coprire il fabbisogno medio di calore. Lo stato di carica dell'accumulatore determina la potenza richiesta alla caldaia a biomassa. Per il funzionamento a carico di picco viene attivata la caldaia fossile, che supporta quella a biomassa. In caso di guasto della caldaia a biomassa, subentra automaticamente quella fossile. Il funzionamento estivo avviene con la caldaia a biomassa o con quella fossile, a seconda del rispetto delle condizioni di basso carico. Se non si verificano forti oscillazioni di carico a breve termine, l'accumulatore viene caricato dalla caldaia a biomassa con la sua potenza minima in funzionamento on/off (accensione automatica obbligatoria). Se la caldaia a biomassa non è adatta al funzionamento a basso carico, il fabbisogno estivo viene coperto dalla caldaia fossile. Per una descrizione dettagliata, vedere gli schemi idraulici standard – Parte I [62].
- Impianti senza funzionamento estivo o con un elevato fabbisogno di calore di processo possono funzionare con questa configurazione anche con potenze superiori a 1.000 kW.
- La soluzione WE4 è poco adatta:
- se è richiesta una produzione di calore al 100% senza combustibili fossili.

Principi di progettazione

Produzione annua di calore con legna	80-90%
Progettazione della potenza della caldaia a legna	Dal 50 al 60 % del fabbisogno termico totale compresi i picchi di carico (quadrato blu in Figura 13.4)
Progettazione della potenza della caldaia a combustibile fossile	Dal 70 al 100% del fabbisogno termico totale (elevata ridondanza)
Numero di ore di funzionamento a pieno carico della caldaia a legna	> 3.500 h/a (obiettivo 4.000 h/a)
Funzionamento a carico ridotto	Se non soddisfatto: funzionamento estivo con caldaia a combustibile fossile
Accensione automatica	Sì
Combustibile	fino a 500 kW massimo P31S; con accensione automatica ≤ M40
Capacità di accumulo	≥ 1 h in relazione alla potenza nominale della caldaia a legna

13.5.2.3 Impianto monovalente a biomassa con accumulo, da 501 a 1.000 kW

Descrizione

Grazie alla ripartizione della potenza su due caldaie a biomassa, gli impianti di grandi dimensioni possono funzionare a biomassa per tutto l'anno (due caldaie a biomassa con accumulo, schema WE6). Si consiglia di ripartire la potenza in un rapporto da 1/3 a 2/3. Ciò consente di norma di coprire i carichi ridotti in estate con la caldaia più piccola e di garantire un funzionamento equilibrato di entrambi i generatori durante tutto l'anno. La caldaia piccola deve essere dotata di accensione automatica. Per stabilizzare il funzionamento e coprire i picchi di carico è necessario installare un accumulatore.

Figura 13.8

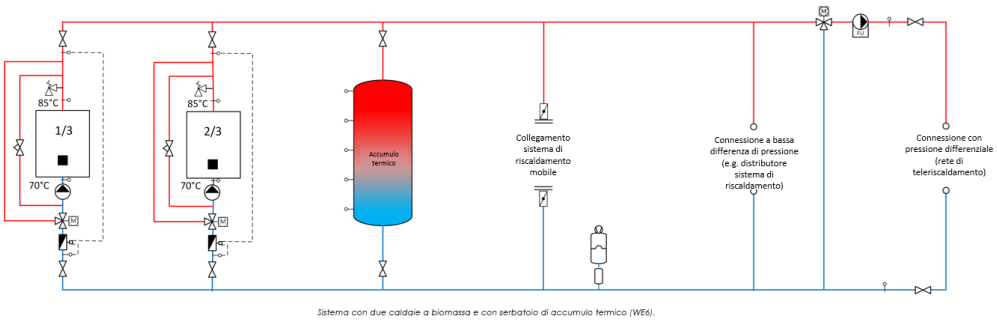


Figura 13.8 Schema di principio di un impianto con due caldaie a legna e accumulatore (WE6).

Caratteristiche principali:

- I picchi e i cali di carico a breve termine delle utenze vengono compensati dall'accumulatore.
- Dimensionamento della potenza totale della caldaia senza picchi di carico (cfr. rombo nero nella Figura 13.4).
- Ripartizione della potenza delle caldaie in un rapporto da 1/3 a 2/3, come da capitolo 13.5.1.3.
- Funzionamento a basso carico nella mezza stagione e in estate di norma possibile con la caldaia piccola (Tabella 13.4).
- Caldaia piccola con accensione automatica; contenuto massimo di acqua nel combustibile limitato a ≤ M40.
- Funzionamento senza combustibili fossili per tutto l'anno.
- Sicurezza della fornitura garantita solo parzialmente dalla seconda caldaia in caso di guasto. Per un'elevata sicurezza della fornitura, è necessario prevedere un allaccio per una centrale termica mobile.
- Possibilità di allaccio graduale delle utenze (con costi di investimento relativamente elevati).
- Generazione di calore espandibile dal punto di vista idraulico e della regolazione.
- Strategia di regolazione: le caldaie funzionano alla potenza più bassa possibile (stesso setpoint di potenza comune), in modo che la somma delle potenze corrisponda esattamente al fabbisogno termico medio. Lo stato di carica dell'accumulatore determina il setpoint di potenza delle caldaie. La gestione in cascata determina il funzionamento delle caldaie. Nel funzionamento estivo, se non si verificano forti fluttuazioni di carico, l'accumulatore viene caricato con la potenza minima della caldaia più piccola in funzionamento on/off. Il passaggio dalla caldaia piccola a quella grande avviene manualmente quando la caldaia piccola non è più in grado di coprire il fabbisogno termico medio giornaliero. Il passaggio dalla caldaia grande a quella piccola avviene manualmente quando la produzione giornaliera di calore della caldaia grande (a potenza minima) è inferiore al 25% della sua produzione giornaliera massima possibile (a potenza nominale). L'attivazione della caldaia piccola in caso di commutazione automatica per coprire un picco di carico avviene tramite accensione automatica quando la caldaia grande non è più in grado di coprire il fabbisogno termico medio orario. La caldaia piccola viene disattivata solo quando il fabbisogno scende al di sotto della somma delle potenze minime di entrambe le caldaie. In caso di guasto della caldaia grande, si attiva quella piccola tramite accensione automatica. Per una descrizione dettagliata della regolazione, vedere gli schemi idraulici standard – Parte I [62].

La soluzione WE6 è poco adatta:

- se si verificano forti fluttuazioni di carico a breve termine che non possono essere compensate dall'accumulatore.
- se le condizioni di basso carico nel funzionamento estivo non possono essere mantenute con la caldaia piccola.

Principi di progettazione

Produzione annuale di calore con legna	100 %
Progettazione della potenza delle caldaie a legna 1 e 2	33 % e 67 % rispettivamente senza picchi di carico (rombo nero in Figura 13.4)
Numero di ore di funzionamento a pieno carico delle caldaie a legna	> 2.000 h/a
Funzionamento a carico ridotto	Conformità alla Tabella 13.4 con caldaia piccola
Accensione automatica?	Sì, per la caldaia piccola
Combustibile	fino a 1.000 kW max. P31S con accensione automatica ≤ M40
Capacità di accumulo	≥ 1 h riferita ad almeno 2/3 della potenza nominale totale delle caldaie a legna (si consiglia tuttavia ≥ 1 h al 100 % della potenza nominale totale).

13.5.2.4 Impianto monovalente a biomassa con accumulo, ≥ 1.000 kW

Descrizione

Gli impianti monovalenti con più di due caldaie a biomassa possono essere realizzati, ad esempio, come ampliamento di impianti a due caldaie (schema WE6) in caso di sviluppo graduale della rete, o se non è possibile rispettare le condizioni di basso carico con la caldaia piccola.

I campi di potenza delle singole caldaie devono essere scelti in modo tale da garantire sia una commutazione ottimale tra le caldaie sia il funzionamento estivo. La ripartizione della potenza nominale (ad es. in un rapporto di 1/5 a 2/5 a 2/5) consente di garantire il funzionamento per tutto l'anno. La caldaia più piccola dovrebbe essere dotata di un sistema di accensione automatico. Per stabilizzare il funzionamento e coprire le fluttuazioni di carico, è necessario installare un accumulatore.

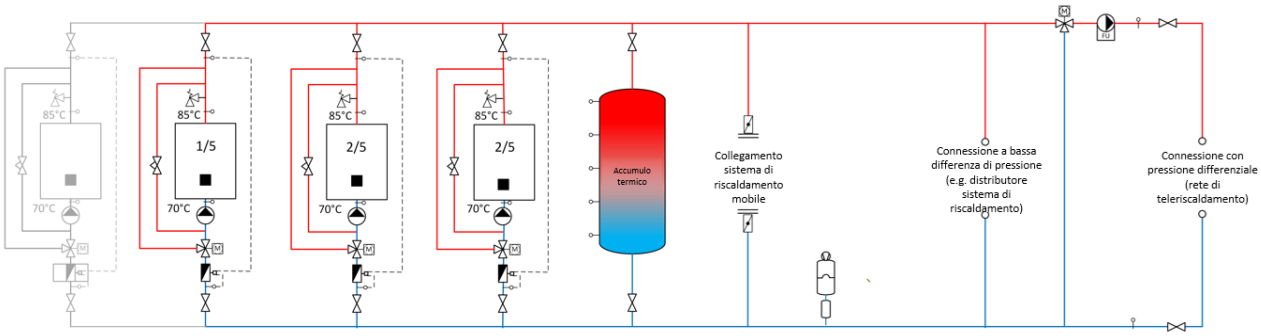


Figura 13.9 Schema di principio di un impianto con più caldaie a biomassa e accumulo (WE6+).

Caratteristiche principali:

- I picchi e i cali di carico a breve termine delle utenze vengono compensati dall'accumulatore.
- Dimensionamento della potenza totale della caldaia senza picchi di carico (cfr. rombo nero nella Figura 13.4).
- Ripartizione della potenza delle caldaie in modo tale da garantire il funzionamento estivo e la commutazione tra le caldaie (cfr. capitolo 13.5.1.3).
- Funzionamento a basso carico nella mezza stagione e in estate con la caldaia più piccola (Tabella 13.4).
- Caldaia più piccola (≤ 500 kW) con accensione automatica; contenuto massimo di acqua nel combustibile limitato a ≤ M40.
- Funzionamento senza combustibili fossili per tutto l'anno.
- Sicurezza della fornitura garantita solo parzialmente in caso di guasto di una caldaia grazie alle altre unità. Per un'elevata sicurezza, è necessario prevedere un allaccio per una centrale termica mobile.
- Possibilità di allaccio graduale delle utenze.
- Generazione di calore espandibile dal punto di vista idraulico e della regolazione.
- Strategia di regolazione: le caldaie funzionano alla potenza più bassa possibile (stesso setpoint di potenza comune), in modo che la somma delle potenze corrisponda esattamente al fabbisogno medio di potenza termica. Lo stato di carica dell'accumulatore determina la potenza richiesta alle caldaie. La gestione in cascata determina il funzionamento delle caldaie. Nel funzionamento estivo, se non si verificano forti fluttuazioni di carico, l'accumulatore viene caricato con la potenza minima della caldaia più piccola in funzionamento on/off. La commutazione delle caldaie avviene di norma manualmente. Se il fabbisogno termico supera la somma delle potenze nominali delle caldaie in funzione, viene disattivata una caldaia piccola e attivata una grande, oppure viene attivata un'altra caldaia. Se il fabbisogno di potenza scende al di sotto della somma delle potenze minime delle caldaie in funzione, viene spenta una caldaia piccola, oppure viene accesa una caldaia piccola e spenta una grande. L'accensione della caldaia più piccola può avvenire automaticamente. In caso di guasto di una caldaia grande, si

attiva quella piccola tramite accensione automatica. Per una descrizione dettagliata della regolazione, vedere gli schemi idraulici standard – Parte I [62].

La soluzione WE6+ è poco adatta:

- in caso di forti fluttuazioni di carico a breve termine che non possono essere compensate dall'accumulatore.

Principi di progettazione

Produzione annua di calore con legna	100 %
Progettazione	Potenza totale della caldaia senza picchi di carico (rombo nero in Figura 13.4) caldaia più piccola secondo Tabella 13.4, progettare altre caldaie per una commutazione senza problemi (ad es. 1/5 a 2/5 a 2/5)
Numero di ore di funzionamento a pieno carico della caldaia a legna	> 2.000 h/a
Funzionamento a carico ridotto	Conformità alla Tabella 13.4 con caldaia più piccola
Accensione automatica?	Sì, per caldaia piccola
Combustibile	fino a 1.000 kW massimo P31S con accensione automatica ≤ M40
Capacità di accumulo	≥ 1 h riferita a 2/3 della potenza nominale totale delle caldaie a legna (si consiglia tuttavia ≥ 1 h al 100 % della potenza nominale totale).

13.5.2.5 Impianto bivalente a biomassa con accumulo, ≥ 1.000 kW

Descrizione

Gli impianti bivalenti con due o più caldaie a biomassa consentono, anche negli impianti di grandi dimensioni, il funzionamento estivo a biomassa (due caldaie a biomassa con accumulo e caldaia fossile, schema WE8). Possono anche essere realizzati come ampliamento di impianti bivalenti (schema WE4) o di impianti a due caldaie (schema WE6). Gli impianti bivalenti si contraddistinguono per un'elevata sicurezza della fornitura a costi aggiuntivi contenuti. L'accumulatore serve a stabilizzare il funzionamento della/e caldaia/e a biomassa. Grazie alla caldaia a combustibile fossile è possibile coprire anche le fluttuazioni di carico a breve termine che l'accumulatore non è in grado di compensare. Questi impianti possono essere gestiti in modo relativamente economico ed efficiente.

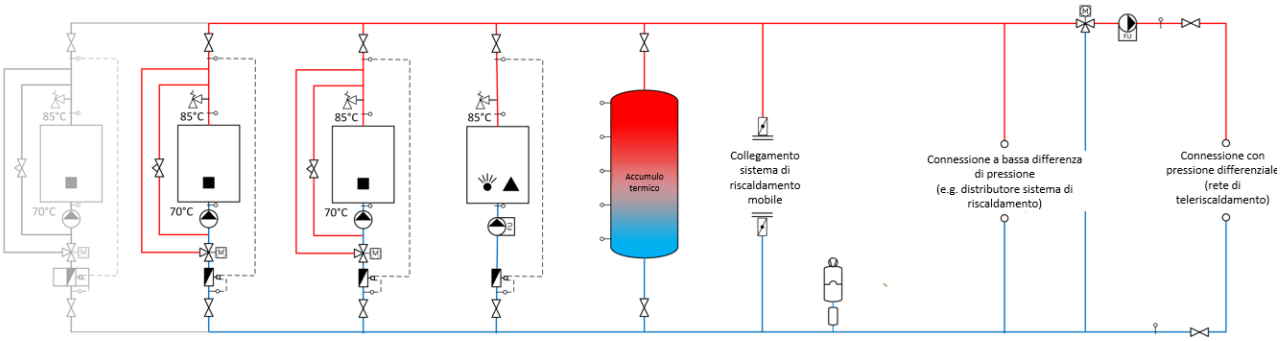


Figura 13.10 Schema di principio di un impianto con due caldaie a biomassa, accumulo e caldaia fossile (WE8).

Caratteristiche principali:

- I picchi e i cali di carico a breve termine delle utenze vengono compensati dall'accumulatore.
- Dimensionamento della potenza totale della caldaia, compresi i picchi di carico (cfr. quadrato blu in Figura 13.4).
- Ripartizione della potenza delle caldaie in modo da garantire il funzionamento estivo e la commutazione tra le caldaie (cfr. progettazione di impianti multi-caldaia).
- Funzionamento a basso carico nella mezza stagione e in estate con la caldaia a biomassa più piccola (Tabella 13.4).
- Caldaia a biomassa più piccola (≤ 500 kW) con accensione automatica; contenuto massimo di acqua nel combustibile limitato a ≤ M40.
- Sicurezza della fornitura molto elevata.
- Buon utilizzo dell'impianto a biomassa con un'adeguata quota di copertura.
- Le riserve di potenza devono essere coperte dalla parte fossile dell'impianto.
- Possibilità di allaccio graduale delle utenze.
- Generazione di calore espandibile dal punto di vista idraulico e della regolazione.
- Strategia di regolazione: le caldaie a biomassa funzionano alla potenza più bassa possibile (stesso setpoint di potenza comune), in modo che la somma delle potenze corrisponda esattamente al fabbisogno medio di potenza termica. Lo stato di carica dell'accumulatore determina la potenza richiesta alle caldaie. La gestione in cascata determina il funzionamento delle caldaie. Nel funzionamento estivo, se non si verificano forti fluttuazioni di carico, l'accumulatore viene caricato con la potenza minima della

caldaia più piccola in funzionamento on/off. La commutazione delle caldaie avviene di norma manualmente. Se il fabbisogno termico supera la somma delle potenze nominali delle caldaie in funzione, viene disattivata una caldaia piccola e attivata una grande, oppure viene attivata un'altra caldaia. Se il fabbisogno di potenza scende al di sotto della somma delle potenze minime delle caldaie in funzione, viene spenta una caldaia piccola, oppure viene accesa una caldaia piccola e spenta una grande. L'accensione della caldaia più piccola può avvenire automaticamente. Per il funzionamento a carico di picco durante i giorni più freddi e, se necessario, per il funzionamento a basso carico in estate, viene utilizzata la caldaia a combustibile fossile. Quest'ultima viene attivata o disattivata in base a criteri adeguati. In caso di guasto di una caldaia a biomassa grande, si attiva quella più piccola tramite accensione automatica. In caso di guasto completo dell'impianto a biomassa, la caldaia fossile subentra nella fornitura di calore. Per una descrizione dettagliata della regolazione, vedere gli schemi idraulici standard – Parte I [62].

Principi di progettazione

Produzione annua di calore con legna	80-90%
Progettazione	Potenza totale della caldaia 60 % comprese le punte di carico (quadrato blu in Figura 13.4) caldaia più piccola secondo Tabella 13.4, progettare altre caldaie per una commutazione senza problemi (ad es. 1/5 a 2/5 a 2/5)
Numero di ore di funzionamento a pieno carico della caldaia a legna	> 3.000 h/a
Funzionamento a carico ridotto	Conformità alla Tabella 13.4 con caldaia più piccola o copertura fossile
Accensione automatica?	Sì, per caldaia piccola
Combustibile	fino a 1.000 kW massimo P31S con accensione automatica ≤ M40
Capacità di accumulo	≥ 1 h riferita a 2/3 della potenza nominale totale delle caldaie a legna (si consiglia tuttavia ≥ 1 h al 100 % della potenza nominale totale).

13.5.3 Procedura per la progettazione di un impianto bivalente

Nella progettazione dei generatori di calore di un impianto a biomassa bivalente occorre tenere conto delle seguenti condizioni al contorno:

- **La curva di durata** annuale della potenza termica di una rete di teleriscaldamento mostra, in funzione dell'andamento della temperatura esterna, una fase di picco relativamente breve (cfr. Figura 13.11).

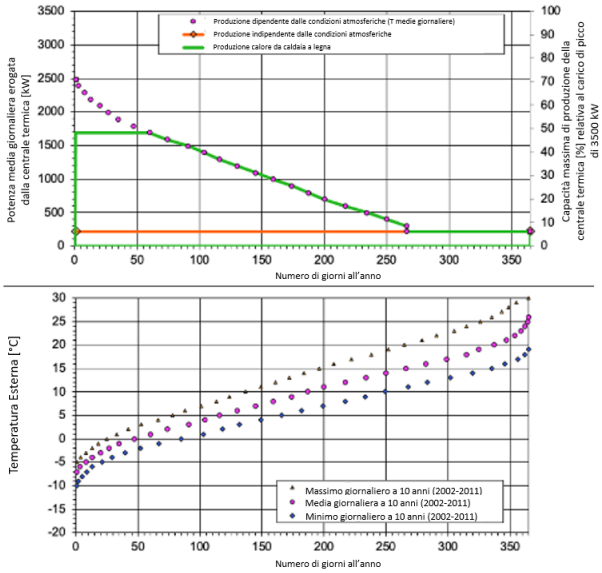


Figura 13.11 Rappresentazione esemplificativa della curva di durata annuale di una centrale termica bivalente. In alto: curva di durata annuale della potenza termica media giornaliera; in basso: curva di durata annuale della temperatura esterna media giornaliera.

- **La struttura dei costi dei sistemi** di generazione del calore è diversa. I costi di investimento delle caldaie a biomassa sono elevati e i costi del combustibile bassi, mentre le caldaie a gasolio e a gas hanno costi di investimento relativamente bassi ma costi del combustibile elevati.

Tabella 13.6 Struttura dei costi di diversi sistemi di produzione di calore.

Impianto di combustione	Costi di investimento (costi fissi)	Costi del combustibile (costi variabili)
Legno	elevati	bassi
Gasolio, gas	bassi	alti

- Da queste condizioni al contorno si può dedurre che è consigliabile una ripartizione bivalente del fabbisogno di potenza massima della rete di teleriscaldamento tra un impianto a biomassa per coprire il carico di base (carico di base e medio) e un impianto a gasolio/gas per coprire il carico di picco e come riserva in caso di guasti. Con questa variante di sistema, la produzione di calore a emissioni zero di CO_2 può essere ottenuta solo se il combustibile fossile viene sostituito da una fonte di energia rinnovabile come il biogas, il bio-olio combustibile o combustibili legnosi di alta qualità (pellet, cippato di qualità).

La ripartizione della potenza termica di un impianto bivalente dovrebbe avvenire in linea di principio sulla base di un'ottimizzazione dei costi. Tuttavia, occorre tenere conto anche di altre condizioni quadro, come la percentuale massima di combustibili fossili consentita dagli enti erogatori di incentivi, la crescente disapprovazione dell'uso dei combustibili fossili da parte della popolazione e dei committenti (transizione verso una produzione di calore a zero emissioni di CO_2).

- Nel caso di impianti di grandi dimensioni, è opportuno suddividere la potenza dell'impianto a biomassa su due caldaie. A tal proposito è importante il seguente criterio:
    - la riduzione dei costi di investimento rappresenta in questo contesto un importante criterio decisionale; una suddivisione in due caldaie a biomassa con una potenza nominale totale inferiore a circa 2 MW deve essere valutata attentamente dal punto di vista economico.

L'esperienza del sistema QM Holzheizwerke dimostra che il rispetto dei requisiti di qualità secondo la Tabella 13.4 non solo garantisce un funzionamento tecnicamente impeccabile con basse emissioni, ma rende questi impianti anche economicamente più interessanti.

13.5.4 Scelta del sistema di combustione

In base alla scelta del sistema di generazione del calore e ai relativi principi di progettazione, viene determinata la potenza necessaria per una o più caldaie.

I diversi sistemi di combustione sono più o meno adatti ai diversi campi di applicazione. I criteri più importanti per la scelta del sistema di combustione sono:

- Potenza della caldaia.
- Assortimento di combustibile secondo il capitolo 13.4.
- Modalità di funzionamento a carico di base e a basso carico (cfr. requisiti della Tabella 13.4).

13.5.5 Dimensionamento dell'accumulatore termico

Affinché la potenza richiesta alla caldaia a biomassa possa essere regolata più lentamente del suo tempo di reazione, è generalmente necessario un accumulatore termico con le seguenti funzioni:

- Compensazione dei picchi e dei cali di carico a breve termine, che sono più rapidi del tempo di reazione della caldaia (in base alla capacità di accumulo specificata).
- Riconoscimento dell'andamento del carico in base alla variazione dello stato di carica dell'accumulatore.

Come volume di accumulo si raccomanda fondamentalmente una capacità ≥ 1 h in relazione alla potenza nominale della caldaia a biomassa. Inoltre, è necessario tenere conto di eventuali disposizioni di legge. Tuttavia, se durante il giorno si verificano picchi di carico (di breve durata) e cali di carico elevati, come ad esempio l'andamento del carico di serre, calore di processo o aerotermi, questi possono essere compensati solo con una capacità di accumulo notevolmente maggiore. Per i seguenti casi è quindi necessario osservare le seguenti raccomandazioni:

- Serre: per compensare i picchi di carico (di notte) e i cali di carico (di giorno) nell'arco della giornata, la capacità di accumulo deve essere aumentata a 4-6 ore della potenza nominale della caldaia a biomassa. La potenza nominale della caldaia deve essere dimensionata per circa il 50% del fabbisogno massimo di potenza termica, il che comporta un corrispondente aumento delle ore di funzionamento a pieno carico.
- Calore di processo: 2 - 8 ore
- Aerotermi: 1,5 - 2 ore
- Produzione di ACS (ad es. stazioni istantanee): 1,5 - 2 h
- Riscaldamento piscine esterne: 1,5 - 2 h.

Per evitare un sovradimensionamento delle caldaie in un impianto monovalente con accumulo, i picchi di carico di breve durata (da 3 a 4 ore) devono essere coperti dall'accumulo. Il volume dell'accumulatore deve avere una capacità tale da compensare l'andamento del carico in modo che l'impianto a biomassa possa seguire il carico medio (cfr. Figura 11.1).

In presenza di due o più caldaie a biomassa, il volume minimo dell'accumulatore (≥ 1 h) può essere riferito a 2/3 della potenza nominale totale.

Il volume di accumulo necessario viene calcolato nello strumento Excel «Valutazione della domanda». La capacità di accumulo viene determinata direttamente in base al salto termico nell'accumulatore. Il sistema QM Holzheizwerke specifica che il salto termico deve essere > 30 K. Con un salto termico di 40 K, la capacità di accumulo può essere aumentata notevolmente a parità di volume. Per una gestione ottimale dell'accumulo sono necessarie una temperatura di mandata costantemente elevata e una temperatura di ritorno costantemente bassa. Ulteriori informazioni sono disponibili nel capitolo 7.5.

13.5.6 Fabbisogno di combustibile

Il fabbisogno annuo di combustibile [t/a o Srm/a] viene calcolato dal fabbisogno annuo di energia primaria [MWh/a] e dal contenuto energetico specifico del combustibile [kWh/kg].

Nel caso della generazione monovalente, il fabbisogno annuo di energia primaria corrisponde al fabbisogno termico annuo dell'intero impianto, diviso per il rendimento annuo (η_a) dell'impianto a biomassa.

Nel caso della generazione bivalente, per determinare il fabbisogno di energia primaria è rilevante solo la quota del fabbisogno termico annuo coperta dalle caldaie a biomassa (quota biogenica). Questa dipende dalla ripartizione della potenza e dalla curva di durata annuale e corrisponde di norma all'80-90% del fabbisogno termico totale. Dividendo questa quota per il rendimento annuo (η_a) dell'impianto a biomassa si ottiene il fabbisogno annuo di energia primaria da biomassa. Nello strumento Excel «Valutazione della domanda», questo dato è riportato nel foglio di lavoro «Q-Plan».

Le perdite nella generazione di calore (Q_{vve}) vengono calcolate a partire dal rendimento annuo della generazione di calore (η_a). La determinazione del rendimento

annuo è descritta nel capitolo 20.12. Le perdite sono influenzate da:

- Perdite di esercizio (rendimento della caldaia).
- Perdite di standby.
- Carico.
- Livello di carico medio.

13.6 Varianti aggiuntive del sistema di generazione del calore

13.6.1 Impianti multi-caldaia con apparecchi di serie

Le caldaie a biomassa di serie, economiche, con una potenza nominale fino a circa 500 kW (in alcuni casi fino a 1.500 kW), consentono, se installate come impianti monovalenti multi-caldaia («impianti a cascata», ad es. da 3 a 6 caldaie), di coprire il fabbisogno di potenza termica di una centrale fino a circa 2 MW e oltre.

In combinazione con un accumulatore termico, che permette una gestione ottimale della potenza e della cascata con accensione e spegnimento automatico delle singole caldaie, è possibile far funzionare le singole unità in modo continuo durante tutto l'anno, in particolare a basso carico nelle mezze stagioni e in estate (cfr. Tabella 13.4), con un elevato utilizzo e basse perdite di standby. Ciò consente di ottenere un elevato rendimento annuo complessivo (η_a).

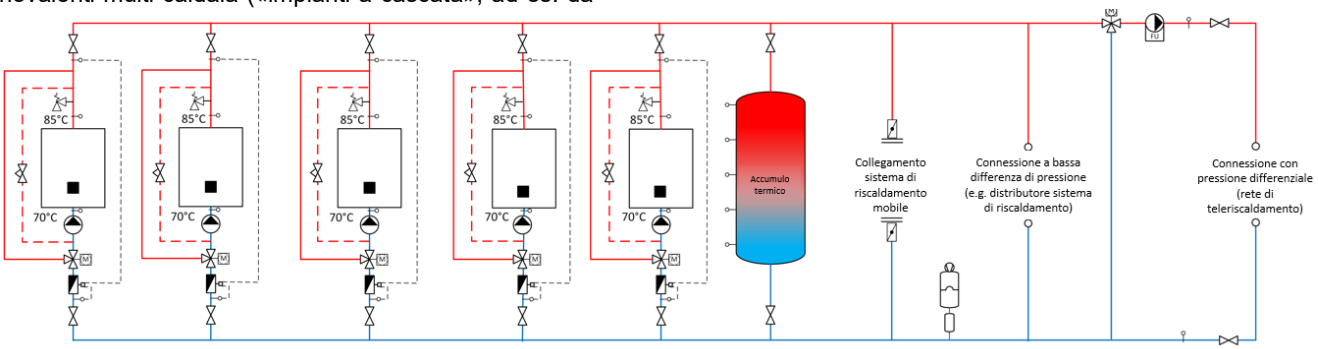


Figura 13.12 Schema di principio di un impianto multi-caldaia («impianto a cascata») con apparecchi di serie.

Va notato che le caldaie di serie con combustione a griglia fissa e alimentazione dal basso eseguono, dopo un periodo di funzionamento prestabilito (ad es. da 6 a 8 ore), un intervallo automatico di estrazione ceneri e pulizia della griglia. Durante questo processo, il combustibile sulla griglia viene bruciato completamente nella fase di spegnimento. Successivamente viene eseguita la pulizia meccanica, prima che la caldaia venga riavviata tramite accensione automatica. L'intervallo di pulizia dura circa 30-45 minuti.

Durante l'intervallo di pulizia di una caldaia, è necessario evitare che un'altra caldaia venga avviata a freddo per compensare la momentanea mancanza di potenza, per poi essere nuovamente spenta non appena la prima caldaia torna in funzione.

In caso di guasto di una caldaia, le unità rimanenti garantiscono un'elevata sicurezza della fornitura (ridondanza).

Gli impianti multi-caldaia con apparecchi di serie offrono un'elevata flessibilità nell'ampliamento di una rete di teleriscaldamento, poiché già nella configurazione di base è possibile garantire il necessario utilizzo delle singole caldaie in condizioni di basso carico.

Requisiti del combustibile (cfr. capitolo 13.4):

- Pellet
- Cippato di qualità WS e IS-P16S-M20* nonché WS e IS-P31S-M20
- WS e IS-P31S-M35 (a partire da una potenza > 200 kW con alimentazione a griglia mobile)

L'elevata qualità del combustibile richiesta aumenta notevolmente i costi di esercizio a causa del prezzo più elevato. Ciò incide in modo particolare sulla convenienza economica degli impianti multi-caldaia con una potenza nominale complessiva elevata.

Principi di progettazione

Produzione annua di calore con legna	100 %
Progettazione	Potenza totale della caldaia senza picchi di carico (rombo nero in Figura 13.4) caldaia più piccola secondo Tabella 13.4, dimensionare le altre caldaie in modo da consentire una commutazione senza problemi (ad es. 1/5 a 2/5 a 2/5)
Numero di ore di funzionamento a pieno carico della caldaia a legna	> 2.000 h/a
Funzionamento a carico ridotto	Conformità alla Tabella 13.4 con caldaia più piccola
Accensione automatica?	Sì, per caldaie di piccole dimensioni (< 500 kW)
Combustibile	Pellet, cippato di qualità WS- e IS-P16S-M20* nonché WS- e IS-P31S-M20 o WS- e IS-P31S-M35 (a partire da una potenza della caldaia > 200 kW con alimentazione a griglia mobile)
Capacità di accumulo	≥ 1 h riferita a 2/3 della potenza nominale totale delle caldaie a legna (si consiglia tuttavia ≥ 1 h al 100 % della potenza nominale totale).

13.6.2 Caldaia a biomassa supplementare con combustibile di alta qualità per il funzionamento estivo

In caso di fabbisogno termico ridotto nelle mezze stagioni o in estate, in un impianto monovalente con due caldaie a biomassa, talvolta non viene raggiunto il carico minimo necessario (secondo la Tabella 13.4) per la caldaia più grande, a causa delle sue dimensioni e dei combustibili di riferimento tipicamente utilizzati.

Per avere maggiore flessibilità nella progettazione e nel funzionamento, una caldaia a biomassa supplementare («caldaia estiva») di piccola potenza può rappresentare un'integrazione utile per coprire in modo efficiente il funzionamento estivo o a basso carico (cfr. Figura 13.13). In questo caso vengono generalmente utilizzati apparecchi di serie, progettati per funzionare con combustibili di alta qualità (pellet o cippato di qualità) e dotati di accensione automatica. Rappresentano una valida alternativa alle caldaie a combustibili fossili, a bio-olio o a biogas, consentendo una produzione di calore al 100% a zero emissioni di CO_2.

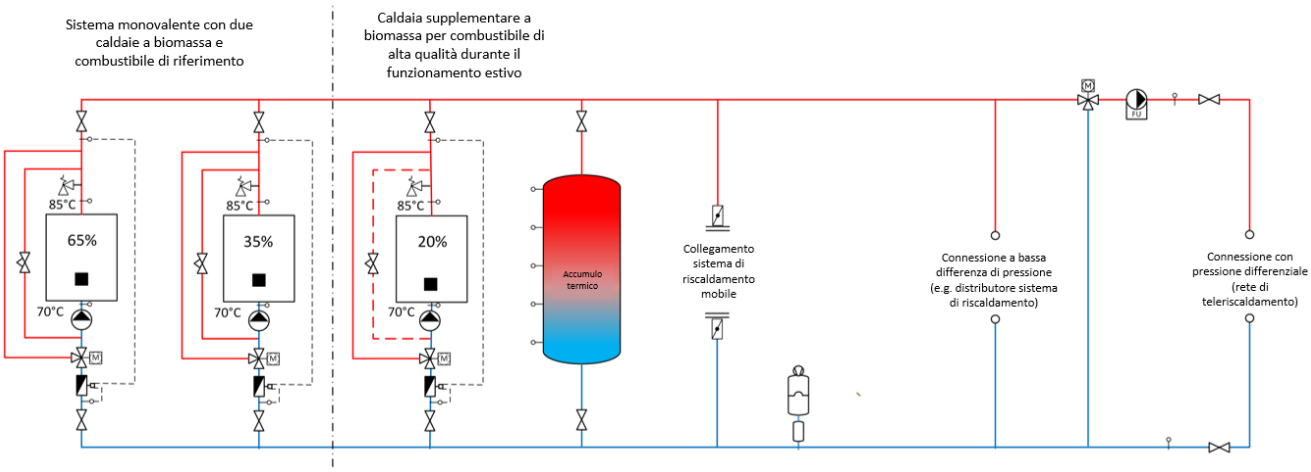


Figura 13.13 Schema di principio di un impianto monovalente con due caldaie a legna e una caldaia a legna supplementare con combustibile di qualità per il funzionamento estivo.

L'obiettivo della progettazione della caldaia a biomassa supplementare è quello di ottenere un utilizzo ottimale della caldaia stessa per la produzione di acqua calda sanitaria in estate.

A tal fine, la potenza della caldaia supplementare (o la potenza totale di più caldaie supplementari) dovrebbe essere dimensionata almeno al doppio del carico termico medio giornaliero massimo richiesto nel funzionamento estivo. In un sistema con una sola caldaia a biomassa di grandi dimensioni e una caldaia supplementare, il dimensionamento di quest'ultima dovrebbe essere eventualmente triplicato rispetto al carico termico medio giornaliero massimo richiesto in estate. Ciò presuppone che sia disponibile una capacità di accumulo tale da compensare l'andamento del carico giornaliero, in modo che la caldaia supplementare possa seguire il carico medio durante il funzionamento estivo. Questo le consente di coprire anche la zona di transizione (cfr. Figura 13.5), in cui potrebbe essere utilizzata anche la caldaia a biomassa più grande.

Per gli apparecchi di serie devono essere rispettati requisiti speciali relativi al combustibile, come nel caso degli impianti multi-caldaia con apparecchi di serie (cfr. capitolo 13.6.1).

Se non è previsto uno stoccaggio e un sistema di alimentazione separati per il combustibile, è necessario assicurarsi che il deposito contenga il combustibile di alta qualità necessario all'avvio della caldaia supplementare. In caso di problemi nell'approvvigionamento del combustibile, nessuna delle caldaie potrà funzionare.

In caso di stoccaggio e approvvigionamento separati, la caldaia supplementare può funzionare contemporaneamente alle altre caldaie e può essere utilizzata per coprire i picchi di carico e per garantire la ridondanza o aumentare la sicurezza della fornitura in caso di guasto.

Se si utilizzano pellet per la caldaia supplementare, è necessario predisporre un deposito aggiuntivo per i pellet, ad esempio un silo in tessuto.

Se è presente un impianto solare termico centralizzato, le caldaie supplementari con accensione automatica offrono la possibilità di fungere da riserva di emergenza. Tuttavia, si pone la questione dell'opportunità e della convenienza economica di una tale caldaia, poiché la produzione di calore e quindi il carico della caldaia stessa sono fortemente limitati. Il carico minimo richiesto secondo la Tabella 13.4 non può essere garantito in ogni momento. Pertanto, tali fasi di funzionamento devono essere ridotte al minimo (cfr. capitolo 13.7.4.2). Quando la caldaia supplementare viene attivata, deve funzionare in modo continuo per un periodo prolungato (> 8 ore) alla sua potenza minima. L'accumulatore deve essere cari-

cato solo parzialmente, in modo che l'impianto solare termico possa essere sfruttato al massimo il giorno successivo.

13.6.3 Cogenerazione

Per un utilizzo efficiente e orientato al futuro del potenziale della biomassa, occorre valutare anche l'installazione di impianti di cogenerazione (produzione combinata di calore ed elettricità). In Germania e Austria si utilizza il termine Kraft-*Wärme-Kopplung* (KWK).

Nella produzione di energia elettrica da biomassa, ai fini dell'efficienza delle risorse è sempre necessario utilizzare anche il calore prodotto. In caso contrario, la valorizzazione della biomassa per la sola produzione di elettricità non è consigliabile. Il campo di modulazione di questi impianti è relativamente ridotto, pertanto dovrebbero essere sempre utilizzati alla potenza nominale, fornendo così energia in carico di base. A tal fine sono indicati i seguenti processi:

- Turbina a vapore
- Motore a vapore
- Ciclo Rankine Organico (ORC)
- Motore a gas (da gassificazione)
- Turbina a gas caldo

Nel Manuale di Pianificazione delle Reti di Teleriscaldamento [19] vengono descritti in modo più dettagliato i singoli processi (cfr. capitolo 2.9).

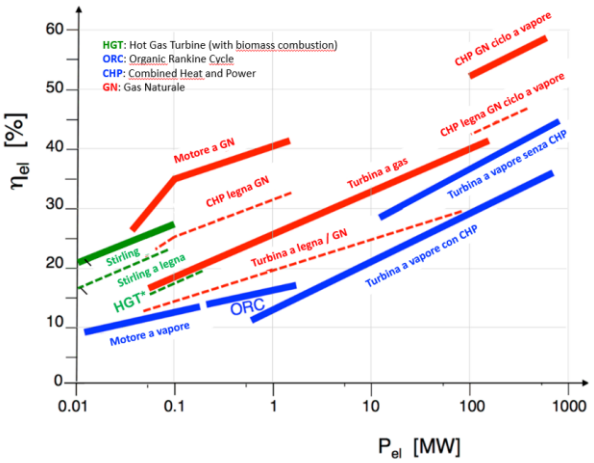


Figura 13.14 Rendimenti elettrici netti di diverse tecnologie per la produzione di energia elettrica in funzione della potenza elettrica [19]. Legenda: CCGT = impianto a ciclo combinato gas-vapore; HGT = turbina a gas caldo (con combustione di legna).

La Figura 13.14 mostra che le tecnologie di cogenerazione coprono un intervallo che va da pochi kW a oltre 1 GW di potenza elettrica. I rendimenti elettrici netti ottenibili vanno da meno del 10% fino al 60%. Nei processi consolidati della tecnologia a vapore, i rendimenti elettrici mostrano una marcata dipendenza dalla scala, con valori inferiori al 10% per potenze a partire da 10 kW_{el} fino a circa il 45% nei grandi impianti. Altre tecnologie, come la gassificazione del legno e i motori Stirling, raggiungono rendimenti elettrici più elevati nel campo di piccola e media potenza. La produzione di energia elettrica da biomassa è indipendente dalle condizioni meteorologiche e dalla stagione ed è adatta al funzionamento in carico di base e alla stabilizzazione della rete elettrica.

Nella gassificazione del legno è importante garantire un'elevata qualità del combustibile. Di norma è necessario un combustibile omogeneo ed essiccato, come ad esempio cippato di qualità WS/IS-P16S/P31S–M10. A seconda del produttore, del tipo di costruzione e delle dimensioni dell'impianto, è necessario verificare caso per caso l'assortimento di combustibili utilizzabili. Oltre alla produzione di elettricità e calore, la gassificazione del legno consente anche la produzione di carbone vegetale.

Gli impianti di cogenerazione a biomassa presentano i seguenti costi indicativi di produzione dell'energia elettrica:

- Processo a vapore con caldaia e turbina a vapore: 10 – 20 c/kWh (15 – 30 Rp/kWh)
- Processo ORC con caldaia a olio diatermico e modulo ORC: 15 – 25 c/kWh (20 – 35 Rp/kWh)
- Processo di gassificazione con motore a gas: 15 – 30 c/kWh (25 – 40 Rp/kWh)

La convenienza economica deve essere verificata in dettaglio in base alle condizioni di mercato (tariffe di immissione/autoconsumo rispetto ai costi di produzione) e alle condizioni tecniche (capacità di modulazione, utilizzo, funzionamento termoguidato, rendimento complessivo, ecc.) e, se necessario, confrontata con i costi di altre fonti rinnovabili.

13.7 Fonti di calore e sistemi di generazione supplementari

13.7.1 Osservazioni generali

La richiesta di una futura produzione di calore a zero emissioni di CO_2 nel corso della transizione energetica è una sfida che deve essere raccolta. Per coprire i picchi di carico e i periodi di basso carico sono necessarie, se del caso, opzioni aggiuntive alle varianti di base descritte nel capitolo 13.5.1. Un'altra possibilità è l'integrazione di generatori decentralizzati esistenti, se disponibili. A seconda dell'infrastruttura e della tecnologia di misura e regolazione necessarie, occorre verificare caso per caso se i generatori già esistenti (ad es. caldaie a pellet o a gas, cogeneratori) possono essere integrati in una rete pianificata.

Una copertura del carico di picco con combustibili fossili non può soddisfare i requisiti di decarbonizzazione. In futuro, la produzione di calore per le reti termiche dovrebbe quindi avvenire sempre più spesso con diverse fonti di energia rinnovabile.

Le **fonti di calore supplementari** possono essere:

- Calore di scarto dai fumi dell'impianto a biomassa, per uso diretto e indiretto con pompa di calore.
- Calore di scarto da impianti di refrigerazione, per uso diretto e indiretto con pompa di calore.
- Calore di scarto da acque reflue e impianti di depurazione (IDA), per uso indiretto con pompa di calore.
- Calore di scarto da processi industriali, per uso diretto e indiretto con pompa di calore.
- Calore ambientale (aria, acque superficiali, geotermia a bassa profondità), per uso indiretto con pompa di calore.
- Geotermia fino a circa 500 metri di profondità e a profondità maggiori (incluse le acque di falda), per uso diretto o indiretto con pompa di calore.

I **sistemi di generazione di calore supplementari** sono:

- Pompe di calore
- Impianti solari termici
- Caldaie a biogas/bio-olio
- Impianti di cogenerazione a biogas/bio-olio

L'interazione tra l'impianto a biomassa e le fonti e i sistemi supplementari è determinata dalla disponibilità di questi ultimi. I requisiti relativi al carico termico medio giornaliero minimo (Tabella 13.4) e al numero di ore di funzionamento a pieno carico delle caldaie a biomassa determinano il campo di applicazione in cui l'impianto può funzionare in modo efficiente e a basse emissioni.

Quando si combina un impianto a biomassa con altre fonti, è necessario tenere conto dei seguenti obiettivi:

- Sostituzione dei combustibili fossili.
- Utilizzo efficiente del potenziale della biomassa.
- Sostituzione della biomassa secca con altre fonti rinnovabili, ove possibile e opportuno.
- Evitare «situazioni di concorrenza» tra le diverse fonti rinnovabili: combinare invece di competere.

Per l'implementazione di successo di queste fonti e sistemi, è necessario tenere sempre conto dei requisiti di base delle tecnologie scelte. Ad esempio, alcune tecnologie richiedono basse temperature di ritorno (valore obiettivo 40 °C) o basse temperature di mandata (valore obiettivo 70 °C) per aumentare l'efficienza.

Con le opzioni aggiuntive, nella progettazione delle caldaie a biomassa è necessario tenere presente che queste devono sempre funzionare al di sopra del loro carico minimo richiesto (Tabella 13.4). L'utilizzo delle opzioni aggiuntive può ridurre il numero di ore di funzionamento a pieno carico delle caldaie, cosicché non è più possibile rispettare i valori richiesti nella Tabella 13.5.

La progettazione e il funzionamento dell'intero impianto devono essere scelti in modo tale da poter rispettare in ogni momento i requisiti di base elencati nel capitolo 13.3.

13.7.2 Recupero di calore dai gas di scarico

13.7.2.1 Osservazioni generali

A seconda della configurazione e delle condizioni operative, dopo l'uscita dalla caldaia o dal sistema di trattamento fumi, i gas di scarico possono ancora avere temperature comprese tra 120 °C e > 160 °C e contenere quindi una notevole quantità di energia. La Figura 13.15 mostra il potenziale di aumento del rendimento della caldaia grazie all'utilizzo di economizzatori e impianti di condensazione dei fumi. Di conseguenza, per un utilizzo efficiente dell'energia da biomassa, è necessario valutare le varianti di recupero di calore (RC) dai fumi descritte di seguito. Ulteriori informazioni sono disponibili nel capitolo 5.9.

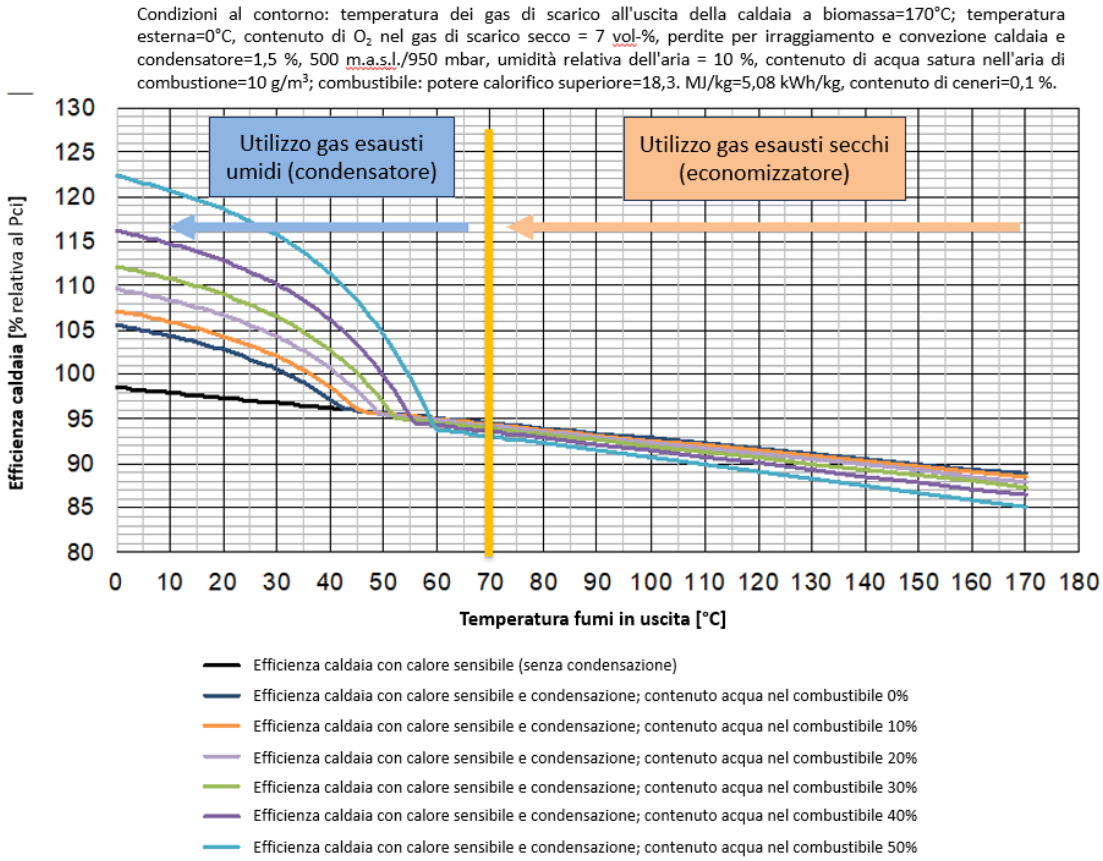


Figura 13.15 Rendimento della caldaia in funzione della temperatura dei fumi e del contenuto d'acqua. Utilizzo del calore sensibile con economizzatore, utilizzo del calore latente con condensazione dei fumi (fonte: Verenum AG).

13.7.2.2 Economizzatore

All'uscita dal separatore di particolato, i fumi presentano temperature comprese tra 120 °C a carico parziale e 160 °C a potenza nominale. Nell'economizzatore viene recuperato il calore sensibile, raffreddando i fumi fino a circa 70 °C (circa 15 K al di sopra del punto di rugiada). Con un elevato numero di ore di funzionamento annuali, è possibile ottenere un recupero di calore aggiuntivo pari al 5-7% della quantità di calore prodotta dalla caldaia a biomassa.

Dal punto di vista idraulico, l'economizzatore viene solitamente collegato in serie sul ritorno principale, dopo l'accumulatore (lato caldaia) (cfr. Figura 13.16, schema a sinistra). È necessario valutare il collegamento in parallelo alla caldaia a biomassa (cfr. Figura 13.16, schema a destra), quindi come generatore di calore aggiuntivo, se la temperatura di mandata principale è < 85 °C, la temperatura di ritorno principale è > 65 °C o se il fluido termovettore della caldaia (ad es. olio diatermico, vapore o acqua surriscaldata) è > 110 °C e il calore recuperato dall'economizzatore può essere ceduto a un sistema ad acqua calda.

Ulteriori informazioni sono disponibili nei capitoli 5.4 e 5.9.

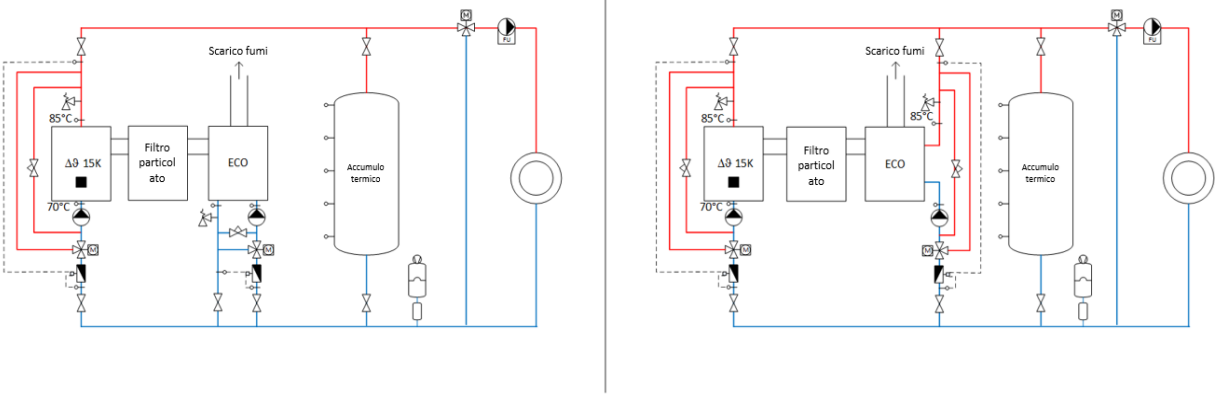


Figura 13.16 Schema di principio di un impianto con integrazione di un economizzatore in serie sul ritorno (a sinistra) o in parallelo (a destra).

13.7.2.3 Condensazione dei fumi

Nell'impianto di condensazione dei fumi viene recuperato sia il calore sensibile sia quello latente. I fumi vengono raffreddati ben al di sotto del punto di rugiada per ottenere il massimo recupero di calore.

Per poter raggiungere una quota di recupero > 10%, o un valore obiettivo > 15%, è necessario rispettare le seguenti condizioni generali:

- Bassa temperatura di ritorno del sistema di riscaldamento.
- Eccesso d'aria λ < 1,5 in tutto il campo di potenza della caldaia (30-100%).
- Ricorso alla ricircolazione dei fumi e a un utilizzo ottimale dell'impianto a biomassa (ore di funzionamento a pieno carico > 3.000 h/a, pochi avvii e spegnimenti).
- Contenuto medio di acqua nel combustibile di almeno M40.
- Salto termico dello scambiatore di calore tra la temperatura dei fumi in uscita e la temperatura di ritorno dell'impianto < 4 K, in caso di dimensionamento per la massima potenza di recupero, e < 2 K durante l'intero periodo di funzionamento.

La temperatura di ritorno determina la quota di calore recuperabile. Ogni Kelvin di raffreddamento dei fumi al di sotto del punto di rugiada **aumenta la quota di recupero dell'1%.**

Tabella 13.7 Requisiti di base per il funzionamento efficiente di un impianto di condensazione dei fumi.

Contenuto medio di acqua	Gamma di combustibili	Temperatura di ritorno
M 40	Cippato di legno proveniente da residui forestali	< 45 °C
M 40	Cippato di legno proveniente da residui forestali (> 1.000 kW di potenza termica nominale della caldaia)	< 50 °C*
M 50	Residui di legno industriali provenienti da una segheria	< 50 °C

* con umidificazione dell'aria di combustione

Come variante base, l'impianto di condensazione dei fumi viene collegato idraulicamente in serie nel ritorno principale (cfr. Figura 13.17). Per garantire la temperatura di ritorno più bassa possibile, la portata per il condensatore deve essere prelevata prima dell'accumulatore. Per garantire il corretto flusso attraverso il condensatore, il suo scarico deve essere collegato tra l'accumulatore e la caldaia. Grazie al funzionamento combinato di caldaia e condensatore, è possibile garantire un'idraulica stabile senza ricircoli indesiderati.

È anche possibile integrare il condensatore nel ritorno principale tra l'accumulatore e la caldaia (cfr. Figura 13.18). In caso di portata ridotta nel ritorno principale, la portata nel circuito del condensatore deve essere diminuita riducendo la potenza della pompa, in modo da escludere un ricircolo parassita dall'uscita all'ingresso del condensatore stesso. L'installazione di una valvola di ritegno costituisce una misura aggiuntiva per impedire questo flusso indesiderato.

In casi eccezionali, ad esempio in presenza di una separazione idraulica tra il circuito di generazione e la rete di teleriscaldamento o di una linea dedicata a bassa temperatura, la condensazione dei fumi può essere integrata nel ritorno del circuito di rete (cfr. Figura 13.19). In questo caso, occorre tenere conto della contemporaneità tra la produzione di calore del condensatore e il fabbisogno della rete, e dei corrispondenti flussi di massa nel ritorno.

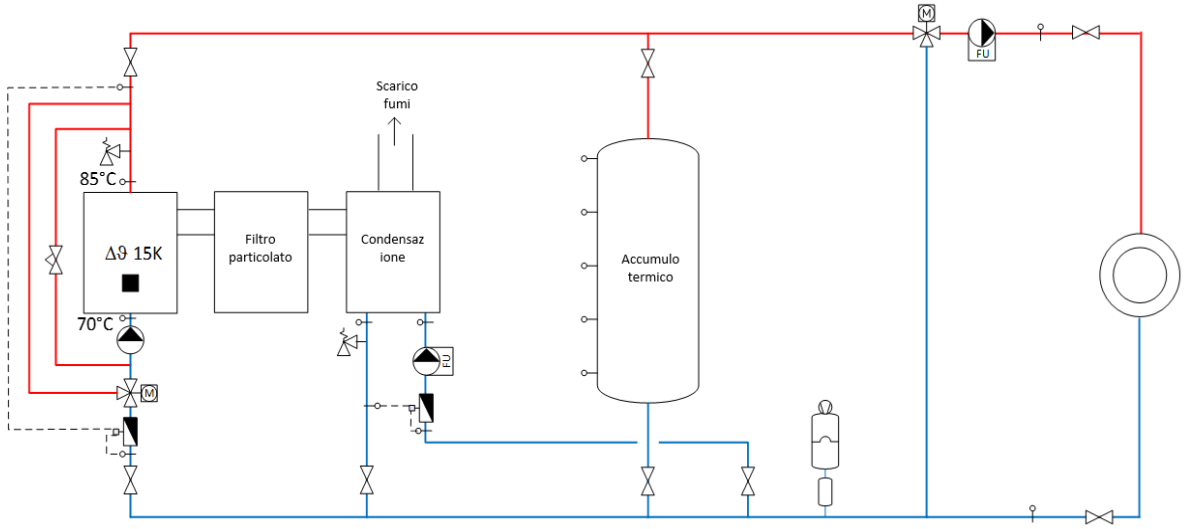


Figura 13.17 Schema di principio di un impianto con integrazione della condensazione dei fumi nel ritorno principale: prelievo prima dell'accumulatore, immissione tra accumulatore e caldaia.

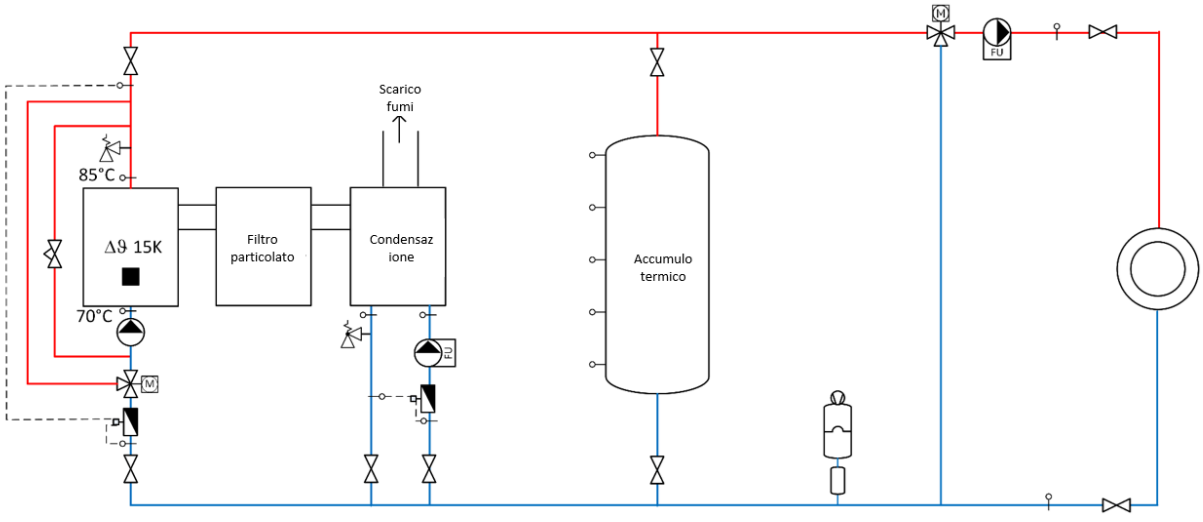


Figura 13.18 Schema di principio di un impianto con integrazione della condensazione dei fumi nel ritorno principale: prelievo e immissione tra accumulatore e caldaia.

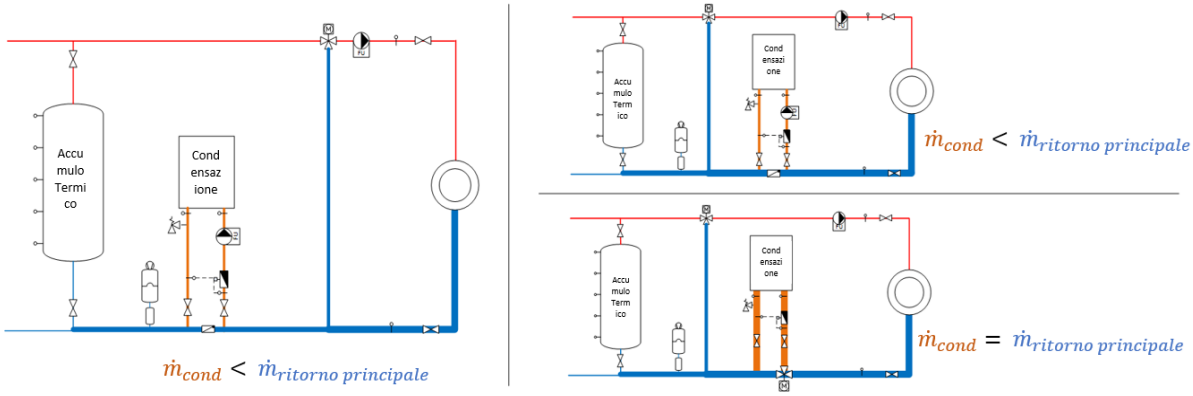


Figura 13.19 Schema di principio con integrazione della condensazione dei fumi nel ritorno principale a monte dell'accumulatore.

13.7.2.4 Recupero di calore con condensazione dei fumi per una rete a bassa temperatura

Se le utenze con basse temperature di ritorno e basse temperature di progetto possono essere collegate tramite una rete separata a bassa temperatura, l'alimentazione di tale rete può avvenire esclusivamente con il calore recuperato dalla condensazione dei fumi (Figura 13.20). Grazie al basso livello di temperatura, è possibile ottenere un recupero termico significativamente più elevato dalla condensazione.

Nota: per coprire i picchi di carico o per motivi igienici (es. legionella), può essere necessario innalzare temporaneamente le temperature della rete con il calore proveniente dal circuito primario. A causa della temperatura dei fumi notevolmente più bassa durante il funzionamento normale, e del suo aumento in caso di guasto del sistema di condensazione, è necessario prestare particolare attenzione al dimensionamento della sezione del camino (cfr. capitolo 13.10.4.2) e alla gestione delle avarie.

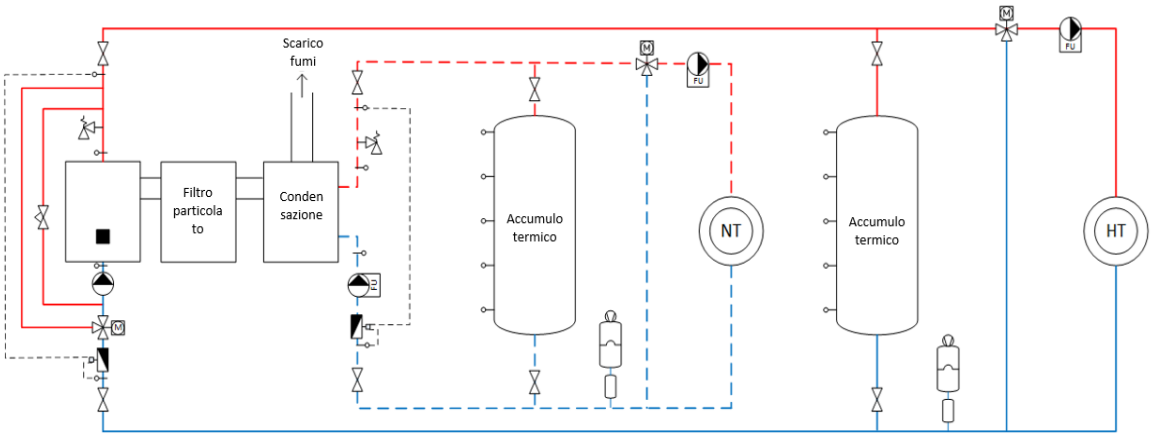


Figura 13.20 Schema di principio dell'integrazione della condensazione dei fumi in una rete a bassa temperatura.

13.7.3 Pompe di calore

13.7.3.1 Informazioni generali

Una pompa di calore sottrae calore da una sorgente a un livello di temperatura più basso per portarlo a un livello di temperatura più alto. Si presume che il principio di funzionamento del ciclo della pompa di calore e la definizione dei relativi indici siano noti.

L'efficienza di un impianto a pompa di calore è definita dal coefficiente di prestazione (COP) e dal coefficiente di prestazione stagionale (SCOP, o JAZ in tedesco). Il rendimento exergetico indica la differenza tra il COP della macchina reale e il COP del ciclo di Carnot ideale.

I requisiti fondamentali di un impianto a pompa di calore sono:

- Il refrigerante (fluido di lavoro) deve avere un'elevata compatibilità ambientale in termini di potenziale di riduzione dell'ozono (ODP) e di effetto serra (GWP).
- Il refrigerante deve essere adatto all'intero intervallo di temperatura di utilizzo.
- Il modello della pompa di calore deve corrispondere al carico di lavoro previsto. Una pompa di calore con 8.000 ore di funzionamento a pieno carico all'anno deve essere di standard industriale.
- Devono essere rispettati i requisiti di legge per la costruzione di un impianto a pompa di calore (refrigeranti omologati, emissioni sonore, ventilazione del locale, allarme gas, ecc.).

13.7.3.2 Efficienza energetica di un impianto a pompa di calore

L'impianto a pompa di calore deve funzionare con un COP o un SCOP elevato. Nella progettazione devono essere presi in considerazione i seguenti punti:

- Funzionamento con il minor salto termico possibile. Il calore generato deve essere utilizzato al livello di temperatura più basso possibile. A tal fine è necessario prestare attenzione all'utilizzo ottimale del calore di desurriscaldamento in relazione al salto termico.
- Scegliere una pompa di calore con un COP e un rendimento exergetico elevati (cfr. Figura 13.22 e Figura 13.23).
- Funzionamento continuo dell'impianto nel punto di lavoro ottimale con poche fasi di avvio/arresto. A tale scopo è possibile utilizzare più pompe di calore, pompe di calore a velocità variabile o una combinazione di entrambe le varianti.
- Integrazione idraulica dell'impianto a pompa di calore per l'innalzamento della temperatura del ritorno principale:
  - La temperatura del ritorno principale della rete di teleriscaldamento deve essere mantenuta costante al livello più basso possibile.
  - L'immissione di calore deve avvenire con la minima differenza di temperatura possibile, a seconda della potenza trasmessa nel flusso a portata variabile del circuito della pompa di calore.
  - Nelle seguenti condizioni, l'immissione di calore deve avvenire in un accumulatore collegato in serie al ritorno principale (cfr. Figura 13.21 a sinistra) o nella parte inferiore dell'accumulatore collegato in parallelo ai generatori (cfr. Figura 13.21 a destra):
    - L'andamento della produzione di calore della pompa di calore non è identico all'andamento della domanda della rete.
    - La produzione di calore della sorgente (ad es. condensatore fumi, impianto frigorifero) è sfasata rispetto alla domanda della rete. A breve termine possono verificarsi forti fluttuazioni di carico nella rete. Questo collegamento idraulico consente una temperatura di ritorno costantemente bassa nel circuito della pompa di calore.

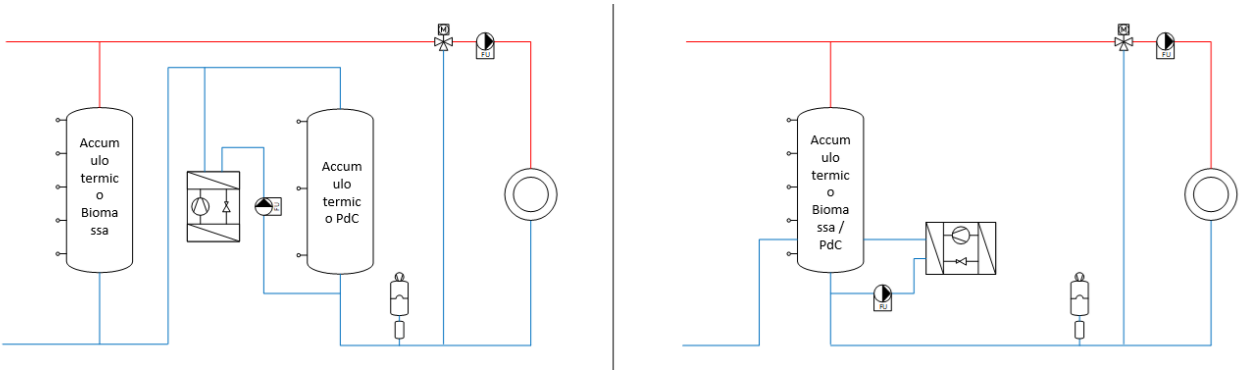


Figura 13.21 Schema di principio per l'integrazione delle pompe di calore.

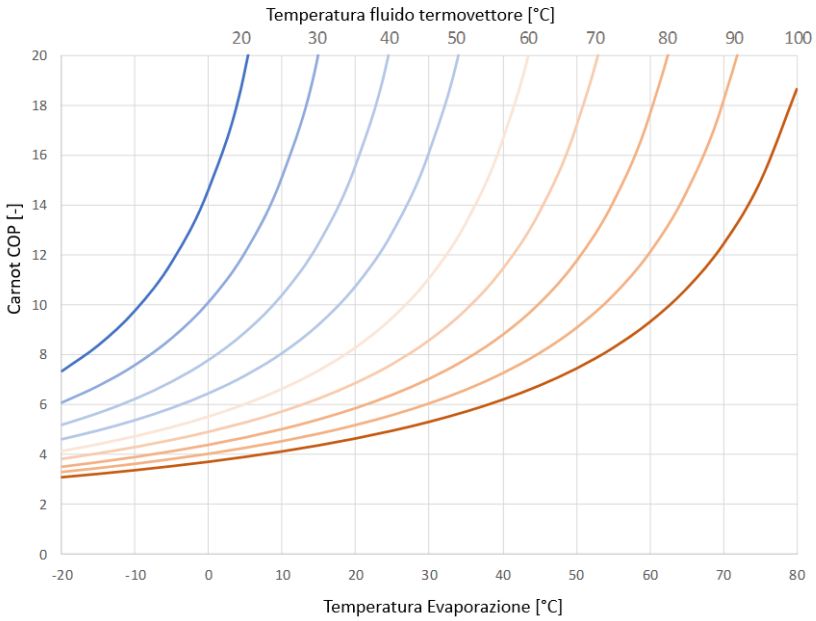


Figura 13.22 COP del ciclo di Carnot. Il diagramma si basa su un rendimento exergetico pari a 1. Le pompe di calore reali hanno un rendimento exergetico compreso tra 0,4 e 0,6.

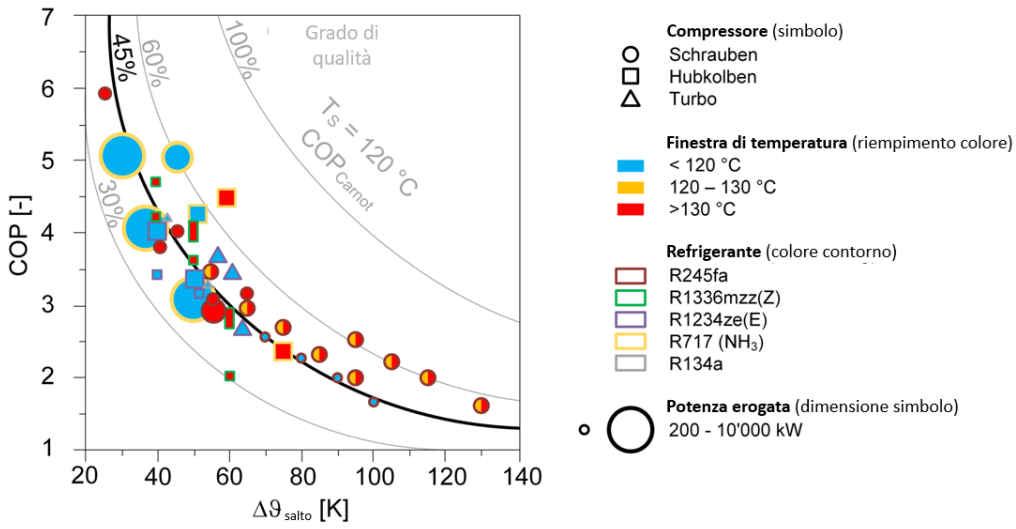


Figura 13.23 Rendimento exergetico e COP di macchine reali in funzione del salto termico tra la temperatura di uscita del pozzo caldo e quella di ingresso della sorgente fredda (basato su [135]).

Per un funzionamento economicamente conveniente ed efficiente di una pompa di calore per una rete di teleriscaldamento con centrale a biomassa, è necessario rispettare un valore obiettivo di SCOP > 4. L'SCOP e il COP sono inversamente proporzionali al salto termico che l'impianto deve coprire (cfr. Figura 13.22). Lo stato dell'arte per gli impianti industriali a pompa di calore è:

- Salto termico 30 K, COP da 6 a 7*
- Salto termico 40 K, COP da 4 a 5*
- Salto termico 60 K, COP da 3 a 4* (ad es. da 15 °C a 75 °C)
- *Pompe di calore con rendimento exergetico elevato

Nella scelta del refrigerante, occorre prestare attenzione a un valore ODP pari a 0 e a un basso valore GWP (cfr. Ordinanza sulla riduzione dei rischi inerenti ai prodotti chimici, ORRPChim [136]). Occorre prendere in considerazione refrigeranti il più possibile naturali.

13.7.3.3 Integrazione idraulica di una pompa di calore per il funzionamento estivo

Se la temperatura di mandata della pompa di calore in modalità estiva corrisponde alla temperatura di mandata

della rete, il calore della pompa di calore viene immesso nell'accumulatore (cfr. Figura 13.24). In caso di funzionamento congiunto con l'impianto a biomassa, l'immissione di calore della pompa di calore avviene nel ritorno principale a monte dell'accumulatore o nella parte inferiore dell'accumulatore per innalzare la temperatura di ritorno.

Nota: in linea di principio, è necessario rispettare sempre i requisiti di base del sistema di gestione della qualità.

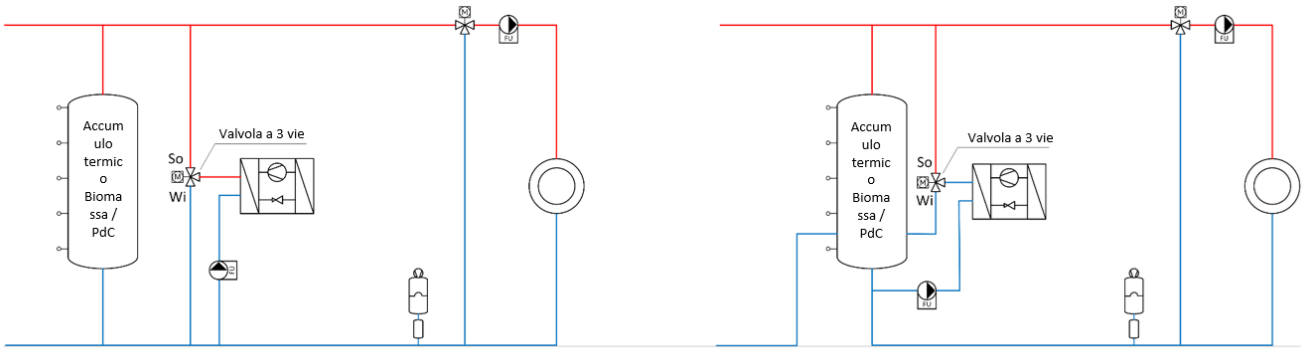


Figura 13.24 Schema di principio per l'integrazione di una pompa di calore per il funzionamento estivo.

13.7.3.4 Pompa di calore in combinazione con la condensazione dei fumi

La quota di recupero di calore dalla condensazione dei fumi può essere aumentata fino al 30% se, dopo il raffreddamento, i fumi vengono ulteriormente raffreddati fino a < 30 °C.

L'impianto a pompa di calore deve essere installato idraulicamente in modo tale che il calore prodotto venga immesso in serie nel ritorno principale (cfr. Figura 13.25).

In questo modo si ottiene un COP elevato, che aumenta quanto minore è il salto termico. Affinché il salto termico possa essere mantenuto basso, è necessario garantire una bassa temperatura del ritorno principale. Va tuttavia tenuto presente che già la parte diretta del recupero di calore tramite il condensatore comporta un innalzamento della temperatura del ritorno. L'economizzatore deve essere integrato idraulicamente nel ritorno principale dopo l'innalzamento di temperatura da parte della pompa di calore.

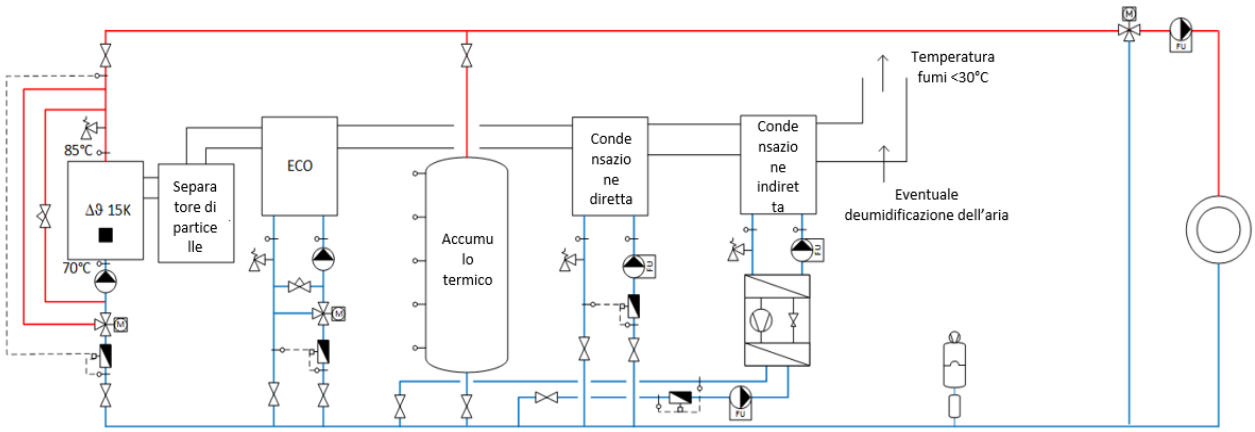


Figura 13.25 Schema di principio dell'integrazione della pompa di calore nella condensazione dei fumi.

Quando si utilizzano pompe di calore a compressione, è necessario puntare a un COP > 4 e progettare l'impianto in modo tale che, nonostante le fluttuazioni dei volumi di fumi dovute alla modulazione della potenza della caldaia, possa funzionare in condizioni operative ottimali e costanti. Ciò può essere ottenuto, ad esempio, utilizzando più pompe di calore a compressione, una pompa di calore a velocità variabile con pompe a velocità variabile per il circuito della sorgente termica e per il circuito del calore utile, o combinando entrambe le varianti. La potenza termica aggiuntiva che l'impianto a pompa di calore ottiene dalla condensazione dei fumi aumenta notevolmente la potenza termica complessiva della generazione di calore. Nella scelta della pompa di calore è importante assicurarsi che sia adatta sia per un salto termico ridotto sia per una temperatura della sorgente relativamente alta.

Le pompe di calore ad assorbimento sono alimentate con acqua surriscaldata a una temperatura di 150 °C. Circa il 30% della potenza termica della caldaia a biomassa è necessaria come calore di azionamento per la pompa di calore ad assorbimento. Come opzione, la potenza totale della caldaia a biomassa può essere suddivisa in un 70% di potenza per la produzione di acqua calda e un 30% di potenza per la produzione di acqua surriscaldata con un impianto di condensazione dei fumi comune. L'acqua surriscaldata (pari al 30% della portata totale del circuito caldaia) viene raffreddata nella pompa di calore ad assorbimento da circa 150 °C a circa 130 °C.

Se le temperature di mandata e ritorno per l'innalzamento della temperatura del ritorno principale sul lato condensatore sono di 80 °C e 55 °C, e se la temperatura dei fumi dopo la condensazione è < 30 °C, si ottiene un COP di circa 1,7 (Figura 13.26). L'efficienza di utilizzo del combustibile può essere aumentata di circa il 20% grazie alla condensazione, con un contenuto d'acqua nel combustibile di M50. Il recupero aggiuntivo dell'economizzatore non è stato preso in considerazione.

Il campo di applicazione delle pompe di calore ad assorbimento per il recupero di calore da condensazione dei fumi è quello degli impianti a biomassa con un fabbisogno di potenza termica totale > 5 MW. Idealmente, una parte delle utenze (massimo circa il 50%) necessita anche di acqua calda a temperatura elevata, come nel caso di caseifici, lavanderie e altre utenze di processo.

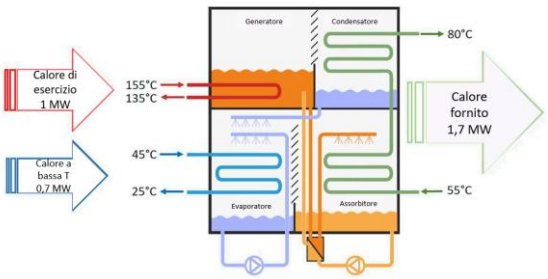


Figura 13.26 Pompa di calore ad assorbimento (LiBr, monostadio; fonte: STEPSAHEAD).

Il campo di applicazione delle **pompe di calore rotative** per il recupero di calore da condensazione dei fumi è quello degli impianti a biomassa con un fabbisogno di potenza termica totale > 5 MW.

I vantaggi delle pompe di calore rotative sono:

- Nessun refrigerante problematico (ODP = 0, GWP = 0, non infiammabile, non tossico).
- Ampio campo di applicazione, da -20 °C a 150 °C, con la stessa macchina e lo stesso fluido di lavoro.
- Temperature e prestazioni regolabili in modo molto flessibile.
- Vantaggi nelle applicazioni ad alta temperatura < 100 °C.

Gli svantaggi delle pompe di calore rotative sono:

- COP moderato.
- Costi elevati.
- Ingombro elevato.

13.7.3.5 Recupero di calore con condensazione dei fumi per teleriscaldamento a bassa temperatura

L'immissione del calore recuperato dal condensatore in una rete con una temperatura di mandata di circa 15 °C consente il raffreddamento dei fumi a < 20 °C e quindi un elevato recupero di calore dalla condensazione. Il calore viene distribuito come «teleriscaldamento freddo» e portato alla temperatura desiderata tramite pompe di calore decentralizzate (SCOP > 4), consentendo un utilizzo molto efficiente dell'energia da biomassa.

13.7.4 Energia solare

13.7.4.1 Obiettivi

Gli obiettivi dell'utilizzo dell'energia solare in combinazione con il funzionamento di una centrale termica a biomassa sono i seguenti:

- L'utilizzo efficiente dell'energia solare diretta consente di ridurre il consumo di biomassa nei mesi con elevata insolazione. L'energia da biomassa deve essere utilizzata nei mesi con scarsa insolazione.
- Evitare il funzionamento di una caldaia a biomassa in estate in condizioni di basso carico non conformi.
- Ridurre l'utilizzo di combustibili fossili (gasolio, gas) in estate, qualora la caldaia a biomassa non possa operare in modo conforme a basso carico.

13.7.4.2 Impianti solari termici per reti di teleriscaldamento

Un impianto solare termico per una rete di teleriscaldamento viene dimensionato sulla base del carico medio estivo, ovvero il fabbisogno di potenza termica medio giornaliero della rete, indipendente dalle condizioni meteorologiche. L'integrazione idraulica dell'impianto solare termico nella rete può avvenire in modo centralizzato o decentralizzato.

Con un campo di collettori solari termici dimensionato in base al carico estivo, è possibile coprire il 100% del fabbisogno termico in estate e una parte di esso nelle mezze stagioni. L'impianto a biomassa viene messo in funzione solo all'inizio della stagione di riscaldamento.

Se la superficie disponibile per i collettori non consente una copertura estiva del 100%, la quota residua deve essere fornita da una caldaia a biomassa alimentata con combustibile di alta qualità o, in alternativa, da una caldaia alimentata idealmente con bio-olio o biogas (cfr. capitolo 13.6.2).

Diversi esempi e possibilità di integrazione di impianti solari sono disponibili sui siti web di Solar District Heating o Euroheat & Power (https://www.solar-district-heating.eu e https://www.euroheat.org/).

La seguente formula empirica, che tiene conto dei valori riportati nella Tabella 13.8, consente una stima approssimativa della superficie totale necessaria per i collettori. Il dimensionamento dettagliato deve essere effettuato tenendo conto delle condizioni effettive. Strumenti semplici e gratuiti facilitano il dimensionamento (ad es. www.scfw.de).

Superficie del collettore = fattore superficie del collettore [$m^2/kW_{fabbisogno\ estivo}$] x carico termico giornaliero medio fabbisogno estivo [$kW_{fabbisogno\ estivo}$]

Tabella 13.8 Stima della superficie dei collettori e del volume di accumulo per diversi gradi di copertura solare, sulla base di dieci impianti realizzati in Germania, Austria e Svizzera.

Fattore superficie collettore [$m^2/kW_{fabbisogno\ estivo}$]	**Volume di accumulo** [$l/m^2_{collettore}$]	**Copertura annua** * [%]	**Copertura estiva** [%]
20	100	circa 20	100
4	200	circa 6	40
2	300	circa 3	20

*Ipotesi: fabbisogno termico annuo per l'ACS pari al 25% del fabbisogno totale; fabbisogno termico estivo pari a circa il 10% del fabbisogno annuo (ACS + perdite di rete). Maggiore è la quota del fabbisogno annuo per l'ACS, maggiore è la copertura annua possibile.

Ipotizzando una resa annua dei collettori compresa tra 400 e 500 kWh/m², si ottengono i seguenti ordini di grandezza:

- Con circa 20 m²/kW di superficie e un volume di accumulo di circa 100 l/m² di superficie, è possibile raggiungere una quota di copertura solare fino al 20% circa del fabbisogno termico totale annuo della rete. In estate, la copertura solare può raggiungere quasi il 100%.
- Con circa 4 m²/kW di superficie e un volume di accumulo di 200 l/m², è possibile raggiungere una quota di copertura solare fino al 6% del fabbisogno totale annuo.
- Con 2 m²/kW di superficie e un volume di accumulo di 300 l/m², la quota di copertura solare raggiunge il 3% del fabbisogno totale annuo.

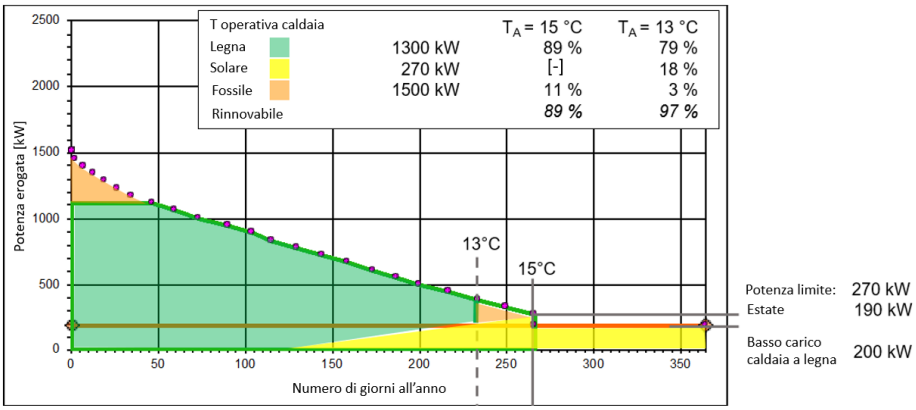


Figura 13.27 Curva di durata annuale di una centrale termica a biomassa con una caldaia a biomassa, una caldaia a combustibile fossile e un impianto solare termico.

Il presupposto per un'integrazione energeticamente sensata di un impianto solare termico è che l'impianto a biomassa possa funzionare con un elevato rendimento annuo complessivo (η_a > 90%). Ciò richiede un utilizzo ottimale delle caldaie, abbinato a un recupero di calore efficiente dai fumi.

- Il recupero termico aggiuntivo derivante dall'installazione di un economizzatore è pari a circa il 6% della produzione di calore della caldaia a biomassa. Ciò corrisponde alla resa di un impianto solare termico con una superficie di 4 m² per kW di carico estivo e una quota di copertura solare annua fino al 6%.
- Il recupero termico aggiuntivo derivante dall'installazione di un impianto di condensazione dei fumi è pari a circa il 15-20% della produzione di calore della caldaia. Ciò corrisponde alla resa di un impianto solare con una superficie di 20 m² per kW di carico estivo e una quota di copertura solare fino al 20%.

Nota: se l'impianto solare termico non è in grado di coprire l'intero fabbisogno estivo, il numero di ore di funzionamento della caldaia a biomassa viene notevolmente limitato. Se l'utilizzo scende significativamente al di sotto del carico termico medio giornaliero minimo richiesto (secondo la Tabella 13.4), ciò comporta una forte riduzione del rendimento annuo (η_a) della caldaia. In queste circostanze, la combinazione di un impianto solare con una caldaia a biomassa per coprire il fabbisogno estivo può risultare energeticamente svantaggiosa.

Anche nelle mezze stagioni, la produzione dell'impianto solare termico riduce notevolmente il carico di lavoro della caldaia a biomassa. Questo problema è evidente nella curva di durata annuale della Figura 13.27. Con una copertura solare estiva di quasi il 100%, nelle mezze stagioni la produzione solare comporta un carico notevolmente ridotto per la caldaia. Se si opta per un sistema «caldaia a biomassa con accumulo», il funzionamento nella mezza stagione risulta sfavorevole, con un rendimento annuo (η_a) ridotto a causa di un utilizzo insufficiente.

Una caldaia a biomassa supplementare di piccola potenza, alimentata con combustibile di alta qualità (ad es. pellet o cippato di qualità) per il funzionamento estivo ed eventualmente nelle mezze stagioni, consente di evitare il problema dell'utilizzo insufficiente della caldaia principale (cfr. capitolo 13.6.2).

Pertanto, per un funzionamento ottimale dell'impianto a biomassa nelle mezze stagioni, è necessario valutare le seguenti varianti: due caldaie a biomassa (con ripartizione della potenza 1:2) o un impianto multi-caldaia con accumulo.

Il volume di accumulo comune deve essere utilizzato come segue:

- In estate, la produzione dell'impianto solare e quella dell'impianto a biomassa vengono immesse nel circuito di mandata principale.
- Nelle mezze stagioni, il calore prodotto dall'impianto solare viene immesso nel terzo inferiore dell'accumulatore per l'innalzamento della temperatura del ritorno principale. I due terzi superiori dell'accumulatore vengono gestiti dall'impianto a biomassa secondo gli schemi idraulici standard del sistema QM Holzheizwerke.
- Ulteriori informazioni sono riportate nella FAQ 32 «Come devono essere integrati i collettori solari?».

13.7.4.3 Impianto solare termico decentralizzato presso l'utenza

Con una densità di allacciamento inferiore a 1 MWh/(a·m), è necessario verificare se in estate la produzione di acqua calda sanitaria possa avvenire in modo decentralizzato presso le singole utenze tramite impianti solari termici, poiché in questo periodo le perdite di calore della rete sono notevolmente superiori al fabbisogno per la sola ACS.

In questa variante, la rete di teleriscaldamento viene utilizzata solo durante la stagione di riscaldamento. Le perdite di rete estive vengono così eliminate e non devono essere compensate da un impianto solare centralizzato, con il relativo consumo di energia elettrica per le pompe.

L'impianto solare termico viene dimensionato in base al fabbisogno di ACS di ciascuna utenza. In estate sarebbe possibile produrre acqua calda sanitaria anche con un bollitore a pompa di calore, abbinato a un impianto fotovoltaico.

13.7.4.4 Fotovoltaico con pompa di calore

Il fabbisogno di calore di una rete di teleriscaldamento può essere completamente coperto da una pompa di calore durante l'estate. Se l'energia elettrica per la pompa di calore viene prodotta con un impianto fotovoltaico (FV), anche questa generazione di calore è rinnovabile. La pompa di calore può inoltre essere integrata per coprire i picchi di carico invernali o nel circuito di condensazione dei fumi.

Una superficie di moduli fotovoltaici compresa tra 5 e 7 m² per kW di carico termico medio giornaliero estivo consente di ottenere una produzione annua di elettricità pari al fabbisogno della pompa di calore per coprire il carico estivo. La superficie dei moduli fotovoltaici può essere distribuita su più tetti esistenti.

Si possono fare le seguenti ipotesi:

- Fabbisogno termico estivo: 10% del fabbisogno termico totale annuo.
- Fonte di calore: aria esterna, con temperatura media > 15 °C; temperatura di mandata della rete: 70 °C.
- Coefficiente di prestazione stagionale (SCOP) della pompa di calore > 3 (fino a 4 per pompe di calore ad alta efficienza).

A differenza del solare termico, la pompa di calore può essere spenta all'inizio della mezza stagione per mettere in funzione la caldaia a biomassa. In questo modo, la caldaia può funzionare con il carico necessario e senza una riduzione del suo rendimento annuo (cfr. capitolo 13.7.4.2). L'energia fotovoltaica non autoconsumata può essere immessa in rete.

Se si opta per un sistema monovalente «caldaia a biomassa con accumulo», la pompa di calore deve essere dimensionata in modo più generoso. L'attivazione e la disattivazione della pompa di calore consentono di rendere più flessibile l'utilizzo dell'energia solare, tenendo conto del carico di lavoro necessario per la caldaia a biomassa. L'utilizzo dell'energia solare e la produzione di calore vengono così disaccoppiati nel tempo.

La pompa di calore può essere utilizzata anche per il recupero di calore tramite condensazione dei fumi.

13.7.5 Utilizzo del calore di scarto

13.7.5.1 Premesse

Per calore di scarto si intendono i flussi di calore che si generano come sottoprodotto di determinati processi e che vengono rilasciati nell'ambiente senza essere utilizzati, spesso con un dispendio energetico aggiuntivo per il loro smaltimento (pompe, ventilatori, torri evaporative). Per recupero del calore di scarto si intendono le misure che utilizzano questo calore per altri processi, aumentando così l'efficienza energetica.

A differenza del calore generato da un generatore primario, il calore di scarto non è prodotto in base alla domanda, ma in base al processo che lo origina. Nella progettazione degli impianti, e in particolare degli accumulatori, occorre tenere conto delle variazioni qualitative (temperatura) e quantitative (quantità di calore) della sua disponibilità, dovute a condizioni stagionali, orari di lavoro o altri motivi, nonché dello sfasamento temporale tra la disponibilità e il fabbisogno di calore. Nello strumento Excel «Valutazione della domanda», l'utilizzo del calore di scarto può essere considerato alla voce «Potenza media massima giornaliera della fonte di calore».

Nota: le aziende industriali lavorano di solito su uno o due turni dal lunedì al venerdì e non producono durante il periodo natalizio e di Capodanno. È quindi possibile che il calore di scarto industriale non sia disponibile per il riscaldamento in questo periodo.

13.7.5.2 Utilizzo diretto del calore di scarto

Fonti di calore di scarto > 80 °C

Il calore proveniente da fonti > 80 °C (ad es. da impianti di cogenerazione o geotermia profonda) ha solitamente lo stesso livello di temperatura dell'impianto a biomassa e può essere integrato parallelamente a quest'ultimo, direttamente nel circuito di mandata principale o nell'accumulatore.

Quando si integrano fonti di calore di scarto con una potenza e quindi una portata relativamente basse, è importante assicurarsi che la portata delle utenze sia adeguata. In caso contrario, sussiste il rischio che la temperatura nel circuito di mandata venga abbassata per miscelazione e che l'accumulatore venga caricato «dal basso».

Fonti di calore di scarto > 60 °C

In caso di fonti > 60 °C (calore di scarto industriale, da compressori d'aria, calore di desurriscaldamento o geotermia a media profondità), il calore dovrebbe essere immesso direttamente nel ritorno principale della rete. In questo modo si innalza la temperatura del ritorno e occorre fornire meno calore a temperatura più elevata per raggiungere il setpoint di mandata. In questo caso, è necessario bilanciare la contemporaneità tra la disponibilità di calore di scarto e la domanda, nonché i flussi di massa del ritorno con la potenza del calore di scarto. Se necessario, è opportuno utilizzare un accumulatore supplementare per compensare lo sfasamento temporale. Se questo calore viene immesso direttamente nell'accumulatore dell'impianto a biomassa, nella progettazione di quest'ultimo occorre tenere conto della quantità di calore corrispondente e della sua influenza sulla stratificazione. L'accumulatore deve essere dimensionato di conseguenza e occorre garantire il rispetto della temperatura di ritorno massima di tutti i componenti della generazione di calore.

13.7.5.3 Utilizzo indiretto del calore di scarto con pompa di calore

Fonti di calore di scarto < 50 °C

Il calore di scarto proveniente da fonti con una temperatura inferiore a quella del ritorno principale non può essere utilizzato direttamente. Se non è presente un'utenza per l'utilizzo diretto, il calore può essere portato a un livello di temperatura utilizzabile con una pompa di calore e immesso nel circuito di riscaldamento. Per le possibilità di applicazione e i requisiti di progettazione delle pompe di calore, si vedano le condizioni indicate nel capitolo 13.7.3.

Le seguenti fonti di calore, oltre alla condensazione dei fumi, possono essere utilizzate con una pompa di calore:

- Calore di scarto da impianti di refrigerazione.
- Calore di scarto industriale / aria di scarico industriale.
- Calore di scarto da impianti di depurazione acque (IDA).
- Acque sotterranee e acque superficiali (di lago o di fiume).
- Geotermia a bassa profondità (sonde geotermiche).

Calore di scarto degli impianti di refrigerazione (da 20 a 40 °C)

La temperatura di condensazione degli impianti di refrigerazione è solitamente compresa tra 30 °C e 40 °C. Spesso questo livello di temperatura non può essere utilizzato direttamente, ma può servire come sorgente per una pompa di calore. A seconda del refrigerante e della struttura dell'impianto, il refrigerante può essere compresso direttamente a una pressione più elevata in un secondo stadio oppure portato alla temperatura utilizzabile con un impianto separato. A seconda dell'uso previsto, la disponibilità di calore varia stagionalmente. Se il freddo è generato principalmente per la climatizzazione estiva, la pompa di calore può essere utilizzata per coprire il fabbisogno di ACS in estate. In inverno, l'impianto di condensazione dei fumi della caldaia a biomassa può fungere da sorgente per la pompa di calore. Le applicazioni di refrigerazione con funzionamento relativamente stabile tutto l'anno possono essere sfruttate per il recupero del calore di scarto durante tutto l'anno. Grazie alla temperatura della sorgente relativamente elevata, questi impianti consentono di ottenere buoni valori di COP e/o temperature di mandata elevate.

Calore di scarto industriale (da 5 a 80 °C)

Il calore di scarto degli impianti industriali può avere origini molto diverse e si presenta a diversi livelli di temperatura. La priorità assoluta nell'utilizzo del calore di scarto industriale dovrebbe sempre essere l'utilizzo diretto il più vicino possibile al punto di produzione. Un'analisi di tutti i processi aziendali secondo il metodo Pinch aiuta a identificare le fonti e le utenze termiche e consente la creazione di una «rete di scambiatori di calore». Il calore di scarto che non viene utilizzato all'interno dell'azienda può essere ceduto alla centrale termica. A seconda della temperatura, il calore direttamente utilizzabile deve essere integrato secondo il capitolo 13.7.5.2. Il calore di scarto a livelli di temperatura più bassi può essere portato a una temperatura utilizzabile con una pompa di calore e integrato nell'impianto:

- In una rete a bassa temperatura è possibile immettere il calore di scarto di macchinari (impianti a turbina con generatore, macchine utensili, ecc.), il calore di scarto industriale o commerciale e l'energia geotermica, ad esempio da sorgenti termali.
- L'utilizzo della pompa di calore deve essere coordinato con la disponibilità temporale del calore di scarto o compensato tramite un accumulatore termico.

Calore di scarto degli impianti di depurazione delle acque reflue (da 5 a 20 °C, variabile a seconda della stagione)

Negli impianti di depurazione delle acque reflue (IDA) si produce tutto l'anno calore di scarto a una temperatura

tra 5 °C e 20 °C, che può essere utilizzato in modo sensato per la condensazione dei fumi dell'impianto a biomassa. Una temperatura di mandata dall'IDA di circa 15 °C consente di raffreddare i fumi a < 20 °C e quindi di ottenere un elevato recupero di calore. Nei mesi invernali, il ridotto potenziale di calore di scarto dell'IDA, dovuto alle minori quantità di acque reflue, può essere compensato dalle temperature più basse delle acque reflue.

L'impianto a pompa di calore viene utilizzato come unità a carico di base. In estate, la pompa di calore fornisce la temperatura di mandata della rete. Durante la stagione di riscaldamento, serve a innalzare la temperatura del ritorno principale.

L'impianto a caldaia a biomassa serve a coprire il carico intermedio e, se la capacità di accumulo è sufficiente, anche il carico di picco. Il carico di picco può essere coperto anche con caldaie a biogas o a bio-olio.

Acque sotterranee e acque superficiali con temperature stagionali variabili

Tra queste figurano le seguenti fonti:

- L'acqua di falda ha una temperatura alla sorgente compresa tra 8 e 12 °C.
- La temperatura alla sorgente dell'acqua superficiale è compresa tra 5 e 20 °C. Esistono differenze stagionali relativamente marcate.

Queste fonti di calore possono essere utilizzate in modo sensato nell'impianto di condensazione dei fumi della caldaia a biomassa. Una temperatura di mandata di 15 °C consente il raffreddamento dei fumi a < 20 °C e quindi un'elevata quota di recupero di calore. Il potenziale ridotto delle acque sotterranee e superficiali nei mesi invernali può essere compensato da temperature dell'acqua più basse.

L'impianto a pompa di calore viene utilizzato come unità a carico di base. In estate fornisce la temperatura di mandata della rete. Durante la stagione di riscaldamento serve a innalzare la temperatura di ritorno principale.

L'impianto a caldaia a biomassa serve a coprire il carico intermedio e, se il volume di accumulo è sufficiente, anche il carico di picco. La copertura del carico di picco può essere effettuata anche con caldaie a biogas o a bio-olio.

Aria esterna (da -10 °C a +30 °C)
Il funzionamento estivo della pompa di calore può avvenire utilizzando come fonte di calore l'aria esterna con una temperatura compresa tra 10 °C e 30 °C.
Le pompe di calore con potenze termiche maggiori richiedono evaporatori di potenza corrispondente, che occupano molto spazio. Inoltre, soprattutto nel funzionamento estivo, è necessario tenere conto delle emissioni acustiche.

13.8 Fornitura di calore di processo

Il calore di processo è il calore necessario per un processo industriale. A differenza del fabbisogno per il riscaldamento degli ambienti, quello per il calore di processo non dipende solitamente dalla temperatura esterna, ma direttamente dal processo da alimentare.

Grazie alle elevate temperature di combustione, gli impianti a biomassa sono adatti anche per fornire calore di processo ad alte temperature. A seconda del livello richiesto, la produzione di calore di processo con la biomassa può essere effettuata per i seguenti fluidi termovettori:

- Acqua calda < 110 °C
- Acqua surriscaldata > 110 °C
- Vapore
- Olio diatermico
- Aria calda o altri gas caldi

Le caldaie a biomassa per vapore, olio diatermico o aria calda rappresentano lo stato dell'arte e sono disponibili sul mercato (cfr. anche capitolo 5.4), ma rispetto alle caldaie ad acqua calda e surriscaldata vengono utilizzate solo per impianti di cogenerazione o di processo. A differenza dei fumi delle caldaie a gas, l'utilizzo diretto dei fumi caldi delle caldaie a biomassa per i processi (ad es. essiccazione) non è generalmente possibile a causa del loro contenuto di polveri. Nelle applicazioni ad alta temperatura occorre prestare particolare attenzione alla sicurezza, all'inerzia termica degli impianti e al problema della corrosione. Il presente manuale non tratta in dettaglio questi aspetti; è necessario coinvolgere produttori specializzati e progettisti esperti.

Profilo di carico e accumulo
Il fabbisogno di calore di processo che si presenta come carico continuo può essere ben coperto da un impianto a biomassa, anche a un livello di temperatura elevato. Il fabbisogno con elevate fluttuazioni a breve termine e un profilo di carico giornaliero irregolare (ad es. nessuna richiesta di calore al di fuori dell'orario di lavoro) difficilmente può essere coperto in modo monovalente con un impianto a biomassa, nel rispetto del carico minimo richiesto. Per compensare il carico tramite un accumulatore ed evitare caldaie a combustibile fossile, è necessario tenere presente quanto segue:

- In primo luogo, occorre verificare e sfruttare al massimo le misure per ridurre i picchi di carico adeguando i processi produttivi.
- L'accumulatore e la sua gestione devono essere progettati in modo che i picchi di carico più elevati (ad es. al mattino all'inizio della settimana) possano essere coperti in sicurezza dall'accumulatore e dall'impianto a biomassa. I limiti sono rappresentati dalla potenza massima di scarica dell'accumulatore e dalla potenza massima della caldaia. È importante tenere presente che solo con una pianificazione anticipata è possibile utilizzare entrambe le potenze massime contemporaneamente, poiché la caldaia richiede un certo tempo di avvio e l'accumulatore

può erogare la potenza massima solo per un periodo limitato.

- La pianificazione della produzione deve essere integrata nella gestione dell'accumulatore.
- In caso di fabbisogno ridotto durante il fine settimana, l'accumulatore deve essere dimensionato per poter assorbire la produzione della caldaia alla sua potenza minima (secondo la Tabella 13.4). L'elevato stato di carica dell'accumulatore il lunedì mattina può quindi essere utilizzato per coprire il picco di avvio.
- Nel caso di vapore, olio diatermico o aria come fluidi termovettori, la possibilità di accumulo è fortemente limitata da diversi fattori (capacità raggiungibile, costi, sicurezza, ecc.). Di norma, per questi fluidi non è possibile realizzare alcuna capacità di accumulo o solo capacità minime.

Progettazione
Per la scelta e la progettazione del sistema di generazione di calore per utenze di processo, lo strumento Excel «Valutazione della domanda» del sistema QM Holzheizwerke non è sempre sufficiente. Spesso sono necessari profili di carico orari basati su misurazioni. L'influenza delle condizioni meteorologiche è spesso di secondaria importanza, per cui la progettazione può essere effettuata sulla base di alcuni profili settimanali tipici. Inoltre, le temperature di processo richieste sono determinanti per la scelta dell'impianto.

Possibili varianti di sistema:

- Copertura del carico di base con impianto a biomassa e accumulo, e copertura del carico di picco con caldaia a gas (in futuro a biogas).
- Impianto di gassificazione del legno che produce un gas combustibile utilizzato in sostituzione del gas naturale in una caldaia a gas. Va notato che il potere calorifico è notevolmente inferiore e sono necessari adeguamenti alle tubazioni e ai bruciatori. Finora non si dispone ancora di esperienze pratiche in merito. Allo stesso tempo, l'utilizzo per il calore di processo richiede una modulazione dallo 0% al 100% o un serbatoio di gas. Per questa variante non sono ancora disponibili prodotti commerciali e sono da prevedersi elevati costi di investimento e di esercizio. D'altra parte, gli impianti di gassificazione consentono una produzione aggiuntiva di carbone vegetale («biochar»).

13.9 Progettazione dei componenti dell'impianto

13.9.1 Selezione del sistema di abbattimento polveri

Procedura per la scelta del metodo di abbattimento

- Verifica delle possibilità di ridurre il contenuto di polveri già nel gas grezzo (misure primarie, cfr. capitolo 5.7): scelta del combustibile, configurazione del sistema di combustione, regolazione dei parametri operativi.
- Determinazione del grado di abbattimento necessario per il rispetto dei limiti di emissione.
- Selezione del processo di abbattimento adeguato per le ceneri volanti e le particelle fini.

Frazioni di polvere
Dal punto di vista ambientale, le emissioni di polveri prodotte dalla combustione del legno rivestono grande importanza, oltre alle emissioni di NO_x. Nel valutare le emissioni di polveri, occorre distinguere fondamentalmente tra due frazioni. Le **ceneri volanti grossolane** sono costituite da particelle di cenere che durante la combustione vengono sollevate dal letto di combustibile e trascinate con i fumi. La loro granulometria varia da alcuni µm fino a circa 100 µm. La seconda frazione è costituita da **particelle fini**, i cosiddetti aerosol, con diametri nettamente inferiori a 1 µm, che si formano per condensazione di sostanze inorganiche presenti nel legno che evaporano durante la combustione.

Requisiti di legge
Nel dibattito sulle polveri sottili si parla spesso di **PM_{10}**. PM_{10} sta per «particulate matter < 10 µm» e corrisponde alla massa totale delle particelle solide e liquide (aerosol) che hanno una dimensione inferiore a 10 µm. La maggior parte dei Paesi europei ha fissato valori limite sia per le emissioni sia per le immissioni di PM_{10}. Poiché in molti luoghi i valori limite vengono raggiunti o superati, anche gli impianti a biomassa devono contribuire alla loro riduzione. Oltre alla massa delle particelle, in futuro potrà essere importante anche il loro numero, più rilevante dal punto di vista sanitario.

I valori limite per le polveri totali negli impianti a biomassa sono specifici per ogni Paese (cfr. Tabella 13.9 e capitolo 19). Con la direttiva MCP del 2015 sono stati fissati all'interno dell'UE nuovi standard minimi di emissione per gli impianti di combustione fino a 50 MW termici in relazione a polveri, ossidi di azoto, monossido di carbonio e anidride solforosa, che sono stati poi recepiti a livello nazionale. La Germania, ad esempio, ha attuato la direttiva in modo molto più rigoroso nella 44ª BImSchV.

Per altri combustibili da biomassa (paglia, legno di recupero) si applicano valori limite notevolmente più severi.

Tabella 13.9 Valori limite di emissione delle polveri specifici per Paese, in funzione della potenza termica dell'impianto; per una migliore comparabilità, i valori limite sono stati convertiti a un tenore di O_2 dell'11% e del 13%.

Potenza termica del combustibile		Polveri totali [mg/m³]	
		all'11% O_2	$_{al}$ 13 % O_2
CH	70 - 500 kW		50
	0,5 - 1 MW		20
	1 - 10 MW	20	
	> 10 MW	10	
DE	< 1 MW	25	20
	1 - 5 MW	23	19
	> 5 MW	13	11
AT	< 1 MW	150	120
	1 - 2 MW	33	27
	> 2 MW	20	16

Procedimenti di abbattimento polveri

Sono disponibili i seguenti processi di abbattimento delle polveri, descritti in dettaglio nel capitolo 5.8.1:

- Separazione per gravità (camere di decantazione)
- Separazione centrifuga (cicloni, multicicloni)
- Separazione elettrostatica (elettrofiltri, elettrofiltri a umido)
- Filtrazione (filtri a maniche, filtri a letto granulare, filtri ceramici)
- Abbattimento a umido (lavatori Venturi, lavatori a flusso radiale, condensazione dei fumi).

I multicicloni vengono utilizzati in ogni caso, o come sistema di pre-abbattimento e separazione delle scintille a monte di un sistema di depolverazione secondario. Di norma, con i soli cicloni è possibile rispettare valori limite di emissione di 150 mg/m³ (con 11% vol. di O_2). Valori < 100 mg/m³ non possono essere garantiti senza misure aggiuntive (primarie o secondarie). Valori < 50 mg/m³ richiedono un sistema di abbattimento polveri a valle del ciclone.

I filtri a maniche si sono dimostrati efficaci in impianti a biomassa che funzionano a carico tendenzialmente costante (una fase di avvio e una lunga fase di funzionamento a regime). L'uso di un filtro a maniche in impianti con funzionamento discontinuo a basso carico (molti avvii e spegnimenti, frequenti periodi di standby, brevi intervalli di pulizia) è problematico a causa del raffreddamento del filtro durante lo standby. I fumi possono infatti raffreddarsi al di sotto del punto di rugiada nella fase di avvio, causando l'umidificazione del tessuto. L'umidità e la polvere formano uno strato sul tessuto che non può essere rimosso con la pulizia ad aria compressa, portando all'intasamento del filtro. Più il combustibile è umido, maggiore è la tendenza all'intasamento.

Negli impianti a biomassa con funzionamento discontinuo a basso carico, gli elettrofiltri necessitano di un riscaldamento ausiliario (elettrico o idronico) nella zona di raccolta delle polveri, al fine di impedire l'umidificazione delle particelle nella fase di avvio e quindi la formazione di uno strato che non può più essere rimosso automaticamente. L'efficacia di un elettrofiltro non può essere verificata attualmente tramite una misurazione continua delle polveri. Con strumenti di misurazione ottici è possibile rilevare, ad esempio, le perdite nei filtri a maniche (monitoraggio funzionale), ma non è possibile effettuare una misurazione continua e precisa della concentrazione di polveri. L'efficacia di un elettrofiltro per un determinato periodo di funzionamento può essere determinata sulla base della «FAQ 38: Come viene determinata la disponibilità degli elettrofiltri?». L'intervallo per la verifica della disponibilità è stabilito dall'autorità competente. La disponibilità deve essere dimostrata almeno in occasione di una misurazione ufficiale delle emissioni, ad esempio con il modulo 1 o 2 della FAQ 38.

Il grado di abbattimento necessario viene determinato in base al contenuto di polveri nel gas grezzo e al valore limite da rispettare. Con l'aiuto della Tabella 13.10 viene selezionato il processo di abbattimento adeguato.

I seguenti punti sono importanti o critici per l'utilizzo dei sistemi di abbattimento polveri:

- Contenuto di vapore acqueo nei fumi (contenuto d'acqua del combustibile, anche variabile).
- Temperatura dei fumi.
- Funzionamento al di sotto del punto di rugiada.
- Cambi di carico e arresti (spegnimenti notturni, nel fine settimana, funzionamento estivo).
- Fasi operative con elevato contenuto di ossigeno causato da false arie o da un eccesso di aria comburente.
- Elevata percentuale di incombusti nelle ceneri volanti.

Tabella 13.10 Criteri per la scelta dei processi di abbattimento delle polveri.

Criteri	Valutazione		
	Filtro a maniche	Elettro-filtro	Elettrofiltro a umido
Combustibile secco	++[1)]	++	–
Combustibile umido	–[2)]	+	++
Funzionamento a carico costante	++	++	++
Funzionamento discontinuo	–	+	+
Contenuto di polveri nel gas pulito mg/m³ con 11% vol. O_2	1 - 5	5 - 50	5 - 20
Grado di abbattimento	> 95 %	90 % – 95 %	90 % – 95 %
Aggiunta di assorbenti (additivi) per la riduzione di HCl, SOx e PCDD/F [3)]	++	–	–
Perdita di pressione (valori tipici) in mbar	elevata 10 - 20	bassa 1,5 - 3,0	media 5 - 10
Fabbisogno energetico ausiliario (valori tipici) in $kWhel/MWh_{th}$	elevato 14 - 17	basso 2 - 5	medio 5 - 10
Spazio necessario	medio	elevato	elevato
Intervallo di funzionamento: temperatura dei gas di scarico	140 - 220 °C	80 - 250 °C	40 - 60 °C[4)]
Bypass necessario	sì	opzionale	opzionale
Sensibilità alle particelle incandescenti, scintille	elevata	bassa	bassa
Costi di investimento	medi	elevati	elevati
Costi operativi (manutenzione ed energia ausiliaria)	elevati	bassi	medi

Valutazione ++ molto adatto, campo di applicazione tipico
\+ adatto
– non adatto

[1)] Funzionamento a carico costante vantaggioso
[2)] Adatto con riserva in caso di funzionamento a carico costante
[3)] necessario ad es. con legno di recupero
[4)] Di norma è necessaria la deumidificazione, adatto in combinazione con la condensazione dei fumi

13.9.2 Scelta dei processi di riduzione dell'ossido di azoto

Il termine ossidi di azoto comprende il monossido di azoto (NO) e il biossido di azoto (NO_2), la cui somma è spesso indicata con NO_x. I processi di riduzione degli NO_x si basano sulla conversione dell'NO già formato in azoto molecolare (N_2) mediante composti intermedi contenenti azoto, ad esempio secondo la reazione: NO + $NH_2 \rightarrow N_2 + H_2O$. A seconda del processo, sono necessarie condizioni di reazione adeguate (temperatura, tempo di permanenza, agente riducente).

Procedura

1. Valutare se è necessaria una riduzione degli NO_x.
2. Determinare il grado di denitrificazione necessario per soddisfare i requisiti di emissione.
3. Selezionare il processo di riduzione degli NO_x adeguato.

La necessità di una riduzione delle emissioni di NO_x dipende, da un lato, dai valori limite di emissione relativi alla concentrazione e al flusso di massa di NO_x e, dall'altro, dal contenuto di azoto del combustibile e dalle emissioni di NO_x che ne derivano. Le emissioni di NO_x dell'assortimento di combustibile previsto devono essere determinate in impianti comparabili o stimate sulla base di valori empirici (ad es. Tabella 4.9 o Tabella 13.11). Il calcolo del flusso di massa di NO_x a partire dalla concentrazione e dal flusso volumetrico dei fumi, nonché il trattamento degli impianti a caldaia singola e multipla, sono descritti in [137]. Con la concentrazione di NO_x e la potenza termica al focolare (potenza termica nominale divisa per il rendimento della caldaia), è possibile stimare, sulla base della Figura 13.28, se è necessaria una riduzione degli NO_x.

Se è necessaria una riduzione degli NO_x, occorre determinare il grado di denitrificazione richiesto per soddisfare i requisiti di emissione e selezionare il processo di riduzione adeguato dalla Tabella 13.12.

Ulteriori informazioni sono disponibili nel capitolo 5.8.2.

Tabella 13.11 Emissioni tipiche di NO_x di diversi combustibili in impianti senza processi di riduzione secondaria.

Combustibile	Emissioni di NOx [mg/m³]	
	con 11 % O_2	con 13 % O_2
basso contenuto di azoto, ad esempio abete rosso scortecciato	100 - 150	80 - 120
contenuto medio di azoto, ad esempio legno di bosco con corteccia	150 - 250	120 - 200
Contenuto di azoto elevato, ad esempio corteccia, legno di recupero, legno proveniente dalla cura del paesaggio	250 - 400	200 - 320
Contenuto di azoto molto elevato, ad esempio pannelli truciolari UF	400 - 1.000	320 - 800

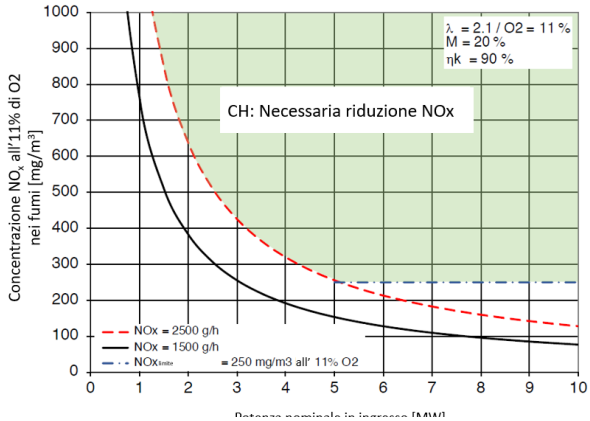


Figura 13.28 Concentrazione di NO_x in funzione della potenza termica al focolare come criterio per le misure di riduzione degli NO_x.

Tabella 13.12 Grado di denitrificazione e condizioni al contorno di diversi processi di riduzione degli NO_x (per la descrizione dei processi, cfr. capitolo 5.8.2).

Procedimenti di riduzione di NO_x	Grado di denitrificazione Contenuto di N	Condizioni al contorno
Misure primarie «Low NOx» (senza agenti riduttori)		
Stadiazione dell'aria	basso: 30 - 50 % alto: 50 - 70 %	zona di reazione interna, indice di aria primaria 0,7 - 0,8, reazione a partire da circa 1.100 - 1.200 °C, adatto con riserva per combustibili ricchi di ceneri
Stadiazione del combustibile	basso: 40 - 50 % alto: 60 - 75 %	Due alimentazioni di combustibile, zona di reazione interna, indice di aria primaria 0,8 – 0,9, reazione a partire da circa 800 °C
Misure secondarie «Denox» (con agente riducente)		
Procedimento SNCR	50 - 75 %	zona di reazione interna, intervallo di temperatura circa 850 - 950 °C, rapporto molare importante, possibili sottoprodotti indesiderati
Procedimento SCR «low dust»	90 - 95 %	Intervallo di temperatura 200 - 250 °C, separazione delle polveri prima del catalizzatore

L'attività dei catalizzatori nel processo SCR viene continuamente ridotta dall'immissione di metalli alcalini attraverso i fumi, e l'efficacia dei catalizzatori diminuisce costantemente, poiché vengono avvelenati. Per questo motivo, il processo SCR può essere utilizzato in modalità «low dust» con separazione delle polveri a monte.

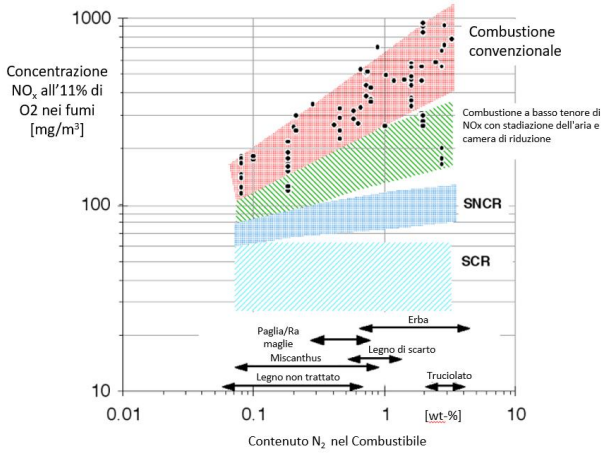


Figura 13.29 Confronto delle emissioni di NO_x in funzione dei diversi tenori di azoto nel combustibile, con diverse misure di riduzione [121].

I produttori di impianti di combustione possono garantire il rispetto dei valori limite di emissione di NO_x solo se ricevono informazioni precise sul contenuto di azoto nel combustibile specificato (analisi del combustibile). I contenuti di azoto dei singoli tipi di combustibile, riportati nel capitolo 4 (Tabella 4.9, Tabella 4.10 e Tabella 4.11), consentono di stimare il contenuto di azoto nel combustibile.

13.9.3 Scelta dei componenti aggiuntivi

I componenti aggiuntivi, come gli accumulatori termici o gli economizzatori, vengono dimensionati in base ai requisiti dettagliati dell'impianto a biomassa (cfr. capitolo 5.9 e capitolo 7.5).

13.10 Progettazione della centrale termica

13.10.1 Centrale termica

13.10.1.1 Progettazione del locale caldaia e spazio necessario

Se possibile, il locale caldaia deve essere collocato direttamente accanto o sotto il silo, in modo da evitare sistemi di trasporto complessi e costosi. Gli impianti con una potenza nominale superiore a 200-400 kW richiedono un'altezza del locale caldaia superiore a 3 m (è possibile anche una struttura a due piani).

Inoltre, è necessario prevedere spazio sufficiente per la manutenzione e le operazioni di pulizia nella camera di combustione e sulla caldaia.

Nella disposizione del locale caldaia, oltre ai componenti aggiuntivi come i sistemi di abbattimento polveri grossolane e fini, occorre tenere conto anche dell'integrazione idraulica delle caldaie, degli accumulatori termici, dei bollitori, del sistema di distribuzione, dei vasi di espansione, del quadro elettrico, del trattamento fumi, dei contenitori per le ceneri, ecc.

Lo spazio necessario deve essere indicato in un disegno di layout del silo e del locale caldaia in scala 1:50.

13.10.1.2 Integrazione idraulica

Per l'integrazione idraulica dell'impianto devono essere adottati gli schemi idraulici standard secondo il sistema QM Holzheizwerke (cfr. [62] o [71]).

Al fine di garantire la sicurezza della fornitura di calore, come indicato nella Q-guida come Q-requisito D.4.8 [15], negli impianti monovalenti a caldaia singola devono essere installati i raccordi per un sistema di riscaldamento di emergenza, ad esempio una centrale termica mobile.

13.10.1.3 Ventilazione del locale caldaia

L'alimentazione dell'aria comburente nel locale caldaia deve essere garantita in ogni caso. L'aria comburente deve essere prelevata direttamente dall'esterno attraverso un'apertura e non deve contenere polvere, gas o vapori nocivi o infiammabili.

Negli impianti di grandi dimensioni, oltre all'apertura di ingresso è necessario prevedere anche un'apertura di uscita dell'aria. Le due aperture devono essere disposte il più possibile una di fronte all'altra o in diagonale, in modo da ottenere una ventilazione trasversale che impedisca l'accumulo di calore in estate.

È opportuno aspirare l'aria comburente dalla zona del soffitto del locale caldaia. In questo modo il calore di scarto viene riutilizzato e la parte superiore del locale può essere mantenuta più fresca.

Gli impianti a biomassa e i relativi dispositivi di trasporto generano più rumore rispetto agli impianti a gasolio e a gas. Le aperture di ventilazione devono soddisfare i requisiti di protezione acustica menzionati nel capitolo 13.10.5. Pertanto, sono spesso insonorizzate mediante griglie fonoisolanti o, meglio ancora, realizzate secondo il «principio dello snorkel» con un silenziatore integrato nel condotto.

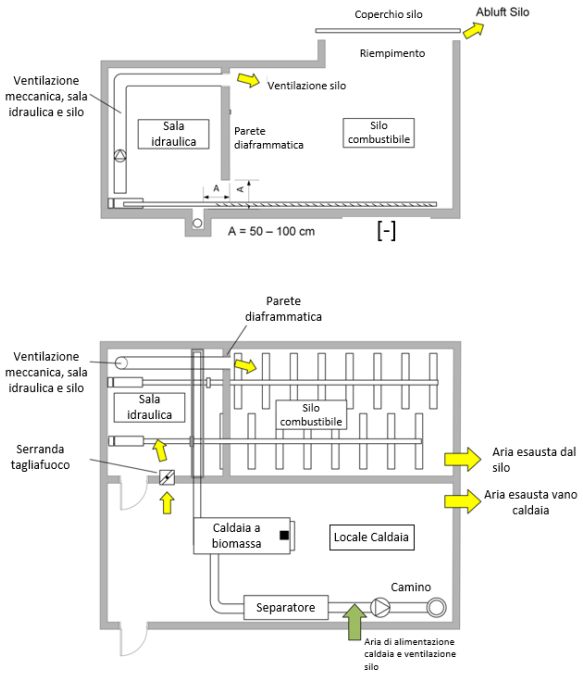


Figura 13.30 Ventilazione combinata del locale caldaia e del silo.

13.10.1.4 Dimensionamento della ventilazione

Per la ventilazione del locale caldaia e l'alimentazione dell'aria comburente valgono gli stessi requisiti degli impianti convenzionali. La ventilazione del locale caldaia e del silo sono spesso combinate (cfr. Figura 13.30).

I compiti principali del sistema di ventilazione sono:

- Garantire l'alimentazione dell'aria comburente (per il calcolo della portata, cfr. capitolo 20.8).
- Dissipazione del calore in eccesso prodotto nel locale caldaia. La potenza termica dissipata può ammontare a circa il 2-3% della potenza della caldaia a biomassa in funzione, a causa delle perdite per irraggiamento della caldaia, del separatore di particolato e dell'idraulica. È necessario chiarire come smaltire il calore di scarto, in modo che le temperature sul lato inferiore del soffitto della centrale non superino i 30 °C (e non superino i 35 °C per brevi periodi).
- Mantenimento di condizioni ambientali nel locale caldaia che consentano la permanenza di persone senza compromettere la salute.
- Prevenzione di una depressione nel locale caldaia (< 10 Pa) che potrebbe compromettere il funzionamento dell'impianto e rendere difficile l'apertura delle porte.
- È necessario progettare e prevedere un'apertura di sezione sufficientemente ampia in conformità con le norme vigenti e le formule in esse contenute (cfr. capitolo 19). Ad esempio, in Svizzera la sezione dell'apertura dell'aria di mandata (A_{aria}) può essere determinata con la seguente formula:

$$A_{supply\ air}\left[cm^2\right] = 6\left[\frac{cm^2}{kW}\right] \times \dot{Q}_K\left[kW\right]$$

Ipotesi:

$\dot{Q}$ Potenza della caldaia in kW, $\eta_{(K)}$ = 85 %, λ = 2,
M = 40 %; aria di alimentazione = 1 m/s

La sezione dell'apertura (A_{aria}) deve essere aumentata se, oltre all'aria comburente, altri flussi d'aria entrano nel locale caldaia, ad esempio quando:

- la ventilazione del silo preleva l'aria dal locale caldaia (cfr. capitolo 14.2.4).
- il flusso d'aria necessario per la dissipazione del calore in eccesso viene aspirato attraverso la stessa sezione. A questo proposito occorre tenere presente che in caso di temperature molto elevate l'impianto potrebbe non funzionare alla potenza nominale e quindi nel calcolo può essere considerato un flusso d'aria comburente minore.

In linea di principio, per il dimensionamento dei dispositivi di ventilazione devono essere rispettate tutte le norme, gli standard e le direttive nazionali e regionali pertinenti.

13.10.2 Container e centrali termiche prefabbricate

I container e le centrali termiche prefabbricate sono soluzioni provvisorie e temporanee valide per la fase iniziale di un sistema di teleriscaldamento. Sono però adatti anche come soluzione definitiva con le seguenti caratteristiche:

Costruzione: container o elementi prefabbricati, installati su fondamenta.

- Stoccaggio del combustibile: integrato nel container (con potenze caldaia ridotte) o, per potenze maggiori, alimentato da container a fondo mobile esterni (ad es. due da 36 m³) o altri elementi prefabbricati collegati.
- Potenza massima caldaia industriale: fino a circa 500 kW con altezza container di 3 m; fino a circa 1.000 kW con altezza container di 4 m.
- Potenza massima caldaia di serie: da 250 kW a 450 kW. È possibile combinare più container; di norma per ogni container vengono installate da una a due caldaie (pellet, cippato di qualità).
- Requisiti del combustibile: cfr. capitolo 13.4.



Figura 13.31 Container di riscaldamento (fonte: Jenni Energietechnik e Schmid energy solutions).



Figura 13.32 Impianto in container con silo per combustibile integrato e rivestimento in legno (fonte: Energia legno Svizzera).

13.10.3 Fabbisogno di energia ausiliaria

Il fabbisogno annuo di energia ausiliaria nella centrale termica è pari a circa l'1-1,5% della quantità di calore prodotta, a condizione che si presti attenzione a un uso efficiente dell'energia ausiliaria. Ciò comprende:

- motori correttamente dimensionati
- buon rendimento (soprattutto del ventilatore di estrazione fumi)
- motori a velocità variabile

Negli impianti con elettrofiltri, economizzatori, condensatori e altri sistemi, il fabbisogno di energia ausiliaria può essere anche superiore.

13.10.4 Camino

13.10.4.1 Dimensionamento dell'altezza del camino

Il dimensionamento dell'altezza del camino deve essere effettuato in conformità alle normative specifiche del Paese e deve soddisfare le norme locali in materia di protezione antincendio e acustica (cfr. capitolo 19).

I fattori che influiscono sull'altezza del camino sono:

- Dimensioni dell'edificio (altezza, larghezza).
- Potenza termica al focolare.
- Livello di immissione in funzione dell'ostacolo più alto nella zona di influenza.

13.10.4.2 Dimensionamento della sezione trasversale del camino

Il dimensionamento della sezione del camino deve essere effettuato in conformità alle normative specifiche del Paese (cfr. capitolo 19). È compito del progettista garantire il corretto dimensionamento da parte del fornitore del camino e verificare la conformità alle normative vigenti, consultando il fornitore dell'impianto di combustione. I seguenti dati sono rilevanti per il dimensionamento:

- Temperatura e pressione dei fumi all'ingresso del camino.
- Altezza del camino e temperatura dei fumi richiesta alla sommità.
- Umidità dei fumi.

13.10.4.3 Struttura del camino

Durante la combustione di cippato umido, il punto di rugiada dei fumi è di circa 60 °C. In queste condizioni sono più adatti camini in acciaio inossidabile ben isolati. Nel caso dei pellet molto secchi, il punto di rugiada è leggermente più basso, tra 40 °C e 45 °C (con λ tra 1,5 e 2,0).

In caso di ristrutturazione, è necessario prestare particolare attenzione all'utilizzo di camini esistenti. Spesso l'unica soluzione è l'intubamento con un nuovo condotto in acciaio inossidabile e isolamento. È importante assicurarsi che l'isolante sia posato a regola d'arte, motivo per cui si consiglia di rivolgersi a un fornitore con esperienza nel settore.

Nei nuovi impianti, la caldaia a biomassa deve poter funzionare con temperature dei fumi il più possibile basse (< 150 °C), il che richiede un camino ben isolato. I tipi di camino possibili sono:

- Camini in ceramica.
- Tubi in acciaio al nichel-cromo (spessore 1,0 - 1,5 mm).
- Camini composti da elementi prefabbricati.

La struttura del camino deve soddisfare i requisiti specifici del Paese in materia di resistenza al fuoco di fuliggine e statica.

13.10.4.4 Raccordo per la misurazione delle emissioni

Per la misurazione delle emissioni negli impianti soggetti a collaudo, nella parte verticale del camino deve essere installato un raccordo standard (ad es. «raccordo standard EMPA», cfr. Figura 13.33). Prima e dopo il raccordo deve essere prevista una zona di stabilizzazione conforme alle normative. La posizione esatta deve essere chiarita con lo spazzacamino competente e con l'autorità di controllo prima dell'installazione.

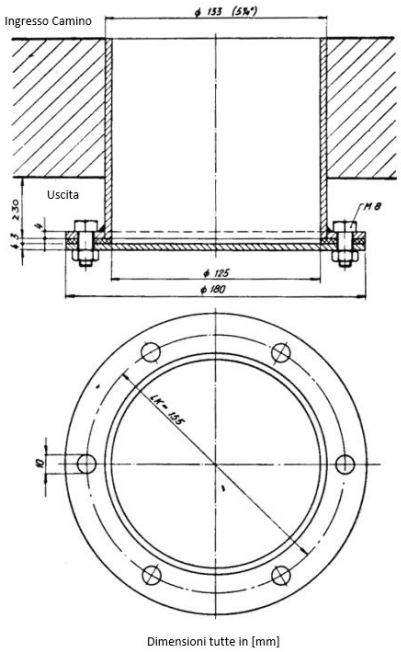


Figura 13.33 Dimensioni di installazione del raccordo standard EMPA [68].

13.10.5 Protezione acustica

Durante la progettazione di un impianto a biomassa automatico, è necessario chiarire in ogni caso gli effetti della propagazione del rumore (aereo e strutturale). Il rumore aereo viene trasmesso attraverso l'aria. Il rumore strutturale è causato da vibrazioni, viene trasmesso da corpi solidi e irradiato nuovamente come rumore aereo. La sua trasmissione può essere notevolmente ridotta con elementi antivibranti.

Per l'isolamento acustico, è necessario rispettare le norme e le direttive vigenti. In Svizzera, ad esempio, l'Ordinanza contro l'inquinamento fonico (OIF) definisce i gradi di sensibilità al rumore. A seconda del tipo di utilizzo, l'assegnazione del grado di sensibilità da parte del comune determina la quantità di rumore che un impianto può generare.

L'OIF elenca i valori limite dei livelli massimi di pressione sonora. Il livello di valutazione è dato dalla somma del livello misurato e di una correzione di livello, determinata in base al contenuto tonale e impulsivo del rumore. Ad esempio, la correzione per i sistemi di trasporto (coclee, catene) che funzionano a intervalli può comportare un aumento significativo del livello di valutazione.

Livello di valutazione = livello di misurazione + correzione del livello

- Il livello di valutazione consentito dipende dal rumore di fondo diurno e notturno. Pertanto, le emissioni sonore sono meno problematiche se è presente un elevato rumore di fondo dovuto ad altre fonti (traffico, attività commerciali, industria).
- Nel manuale «Schallschutz in Haustechnikanlagen» [138] sono elencate in dettaglio ulteriori misure di isolamento acustico.
- Per quanto riguarda la responsabilità di rispettare le norme sulla protezione dal rumore (cfr. capitolo 19), si possono fornire le seguenti indicazioni:
- Nella composizione del team di progettazione è necessario verificare chi si occuperà della progettazione acustica. È un compito interdisciplinare che deve essere svolto da uno specialista.
- L'organizzazione responsabile della gestione complessiva del progetto (architetto, progettista generale, ecc.) deve incaricare lo specialista in isolamento acustico.
- L'ingegnere impiantista deve segnalare allo specialista le fonti di rumore e fornire i dati tecnici richiesti.
- I seguenti componenti di un impianto a biomassa sono fonti critiche di emissioni acustiche e in passato hanno dato adito a reclami (cfr. Figura 13.34):

Ventilatore di estrazione fumi

- È la principale fonte di rumore. I problemi sorgono principalmente negli impianti che richiedono un'elevata prevalenza. Le seguenti misure possono ridurre le emissioni sonore:
- Silenziatore dei fumi.
- Disaccoppiamento del collegamento tra il tubo di scarico e il camino.
- Ventilatore ad alta efficienza, bilanciato e funzionante alla velocità più bassa possibile.
- Supportare il ventilatore su elementi antivibranti.
- Scegliere la posizione della sommità del camino lontano da finestre.
- Impedire la trasmissione del rumore strutturale dal camino all'edificio.
- Il camino non deve essere adiacente a locali con elevati requisiti di isolamento acustico.

Sistema di estrazione dal silo

Le seguenti misure possono ridurre le emissioni sonore di fondi mobili, coclee e gruppi idraulici:

- Disaccoppiare la struttura del silo da quella dell'edificio per la trasmissione del rumore strutturale.
- Montare il gruppo idraulico su smorzatori di vibrazioni e dotarlo di una copertura insonorizzante.

Sistema di trasporto: trasportatori a catena, coclee

Le seguenti misure possono ridurre le emissioni sonore:

- Disaccoppiare la struttura del locale caldaia da quella degli edifici adiacenti.
- Disaccoppiare il sistema di trasporto con antivibranti o tappetini fonoassorbenti.

Locale caldaia

La trasmissione del rumore aereo può essere ridotta con le seguenti misure:

- Involucro edilizio chiuso con un valore di isolamento acustico sufficientemente elevato.
- Dotare le aperture verso l'esterno di silenziatori (es. condotto di alimentazione aria con pannelli fonoassorbenti).
- Dotare il soffitto del locale caldaia di pannelli fonoassorbenti.

- Montare i ventilatori dell'aria comburente con silenziatori di aspirazione.

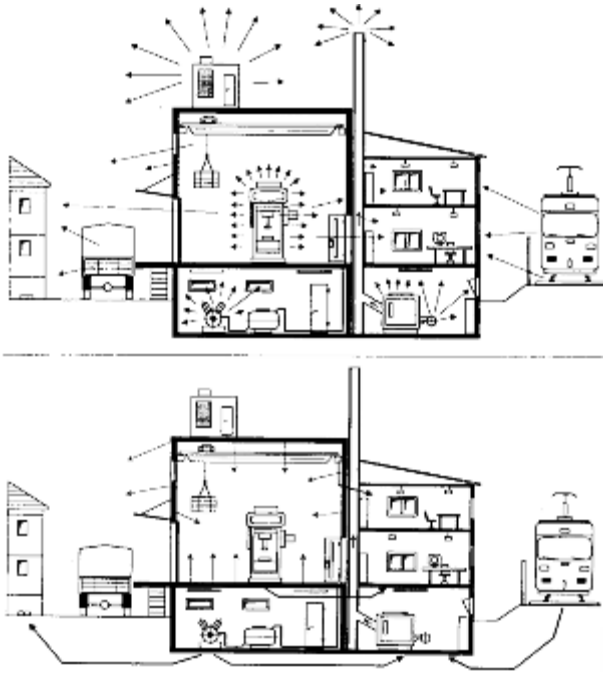


Figura 13.34 Rumore aereo e strutturale [68].

14 Progettazione dello stoccaggio e del trasporto del combustibile

14.1 Indicazioni generali

Per la disposizione del deposito di combustibile occorre osservare i seguenti requisiti:

- Strada di accesso facilmente accessibile.
- Possibilità di manovrare il veicolo di consegna davanti al punto di scarico senza manovre complesse (rispettare il raggio di sterzata).
- Minimo sforzo per la logistica del combustibile nel magazzino: «first in, first out».
- Sfruttare la topografia del terreno per facilitare lo scarico (ad es. punto di scarico nella parte più alta, se il terreno è in pendenza).

Nella fase di progettazione del deposito, è opportuno concordare le possibili varianti di disposizione con il futuro fornitore di combustibile, al fine di consentire la consegna con un dispendio di tempo minimo.

Nella Tabella 14.1 i tipi di deposito sono classificati in base all'assortimento di combustibile e alla strategia di approvvigionamento.

È necessario tenere conto dei requisiti relativi alla progettazione strutturale e al funzionamento in conformità con le raccomandazioni e le normative specifiche del Paese in vigore (cfr. capitolo 19). In particolare, questi sono i seguenti:

- Protezione antincendio e antiesplosione.
- Norme di sicurezza per prevenire incidenti alle persone e consentire al personale, dotato di adeguati dispositivi di protezione, di accedere ai silos in sicurezza.
- Procedura in caso di guasti e loro eliminazione.
- Sistema di estrazione di emergenza.

14.2 Selezione e dimensionamento dello stoccaggio

14.2.1 Tipi di deposito

La scelta e il dimensionamento adeguati dello stoccaggio del combustibile dipendono dall'assortimento, dal fabbisogno annuo e dalla strategia di approvvigionamento (diretta, indiretta o mista). Se necessario, occorre tenere conto anche di particolari condizioni locali (ad es. disponibilità limitata di combustibile durante le festività natalizie, accessibilità del bosco in inverno, orari di consegna limitati, ecc.).

Nel caso dell'approvvigionamento da regioni in cui l'esbosco non è possibile tutto l'anno, il legno viene stoccato temporaneamente in cataste di tronchi in località più basse o direttamente presso la centrale termica, dove viene cippato o stoccato in magazzini. Ciò consente la costruzione di silos più piccoli e quindi più economici presso le utenze o nella centrale termica.

Tipi di deposito:

- **Silo (bunker)**: un sistema automatico di estrazione convoglia il combustibile immagazzinato al sistema di trasporto dell'impianto a biomassa.
- **Magazzino**: stoccaggio temporaneo del combustibile, protetto dalle intemperie. Il magazzino della centrale dispone di solito di un silo giornaliero.
- **Deposito esterno**: stoccaggio temporaneo all'aperto di cippato in cumuli e di legname tondo in cataste.

14.2.2 Dimensionamento

Il corretto dimensionamento dello stoccaggio offre un grande potenziale di risparmio. È quindi fondamentale un'ottimizzazione dettagliata.

Per motivi di costo, il silo del combustibile con il sistema di estrazione deve essere progettato il più piccolo possibile. Tuttavia, le dimensioni non possono essere valutate separatamente dalla logistica, ma fanno parte del concetto di approvvigionamento.

I costi possono essere generalmente contenuti se il silo, in caso di catena di approvvigionamento diretta, copre da cinque a sette giorni di fabbisogno a potenza nominale, più il volume aggiuntivo del silo.

Volume aggiuntivo del silo
Il silo non è solitamente completamente vuoto al momento della consegna (è necessario un margine di tempo tra l'ordine e la consegna). Di conseguenza, è necessario tenere conto di un volume supplementare oltre al fabbisogno giornaliero specificato. Tale volume supplementare dovrebbe essere pari almeno al volume di trasporto del veicolo di consegna più grande, al fine di garantire che il riempimento del silo possa avvenire con un carico completo.

Per i sistemi monovalenti, ciò corrisponde a un periodo di approvvigionamento da sei a otto giorni, poiché il fabbisogno di potenza non corrisponde di norma alla potenza nominale della caldaia per 24 ore. In un inverno medio, ciò comporta circa 20 rifornimenti del silo. In caso di catena di approvvigionamento indiretta con logistica disponibile a breve termine da un deposito temporaneo (magazzino), la dimensione del silo può essere ridotta a 2-4 giorni di fabbisogno. Spesso gli impianti dispongono di grandi capacità di stoccaggio (magazzino, deposito all'aperto), cosicché lo stoccaggio temporaneo può avvenire direttamente presso l'impianto. In questo caso, il silo può anche essere dimensionato in modo significativamente più piccolo (ad es. per un fabbisogno giornaliero).

Il numero di trasporti necessari dipende dal fabbisogno annuo di combustibile e dalla capacità del veicolo.

- **Direttamente dal bosco**: un autocarro può trasportare da 40 a 50 (60) metri steri riversati (Srm) di cippato; un autotreno da 70 a 80 Srm.

I 40 Srm aggiuntivi dell'autotreno dovrebbero poter essere scaricati dopo circa 10 minuti.

- **Dal deposito temporaneo**: un autoarticolato con semirimorchio a spinta o a pianale mobile può consegnare da 80 a 90 Srm.

Oltre al volume di stoccaggio, è necessario prestare attenzione anche alla costruzione del deposito, alle attrezzature ausiliarie per il riempimento e la distribuzione del combustibile e ai dispositivi di ventilazione, privilegiando soluzioni economiche. Occorre inoltre prevedere i relativi dispositivi di sicurezza e rispettare le prescrizioni.

Esempio di dimensionamento: un impianto a biomassa con una potenza termica nominale di 300 kW e un rendimento della caldaia (η_k) del 90% funziona con cippato (PCI ≈ 900 kWh/Srm). Il fabbisogno giornaliero a potenza nominale è pari a:

$$B = \frac{E_{24h}}{H_U} = 24\frac{\dot{Q}}{H_U\ \eta_K} = 24\frac{300}{900\ 0.9} = 8.9\frac{Srm}{d}$$

Per una copertura di cinque giorni più un carico di consegna (ipotizziamo 40 Srm), il volume netto del silo è:

$$V_{Netto} = 5\frac{d}{1} * 8.9\frac{Srm}{d} + 40\ Srm = 84.5\ Srm = 84.5\ m^3$$

Per un grado di riempimento del 70%, il volume lordo del silo è quindi:

$$V_{Brutto} = \frac{V_{Netto}}{Füllgrad} = \frac{84.5\ m^3}{0.7} \approx 121\,m^3$$

Il grado di riempimento si determina in base all'angolo di scarico del materiale o ai dati del sistema di riempimento (distributore o coclea di riempimento).

Tabella 14.1 Scelta del tipo di deposito in funzione dell'assortimento di combustibile e della strategia di approvvigionamento.

Assortimento di combustibile	**Tipo di deposito di combustibile**	**Catena di approvvigionamento**	**Dimensionamento** Fabbisogno giornaliero dell'impianto a legna a regime nominale	**Fabbisogno giornaliero** dell'impianto a legna a regime nominale
Pellet	Silo per pellet chiuso, locale di stoccaggio assolutamente asciutto Silo circolare fuori terra	indiretto	circa 20 giorni di fabbisogno, vedi figura 35 secondo [67]	
Cippato di qualità	Silo interrato, silo fuori terra	indiretto	5 - 7 giorni di fabbisogno più volume aggiuntivo del silo[1)]	
Cippato fino a P45S-M55+	Silo interrato	diretto	5 - 7 giorni di fabbisogno più volume aggiuntivo del silo[1)]	< 50 Srm/d
Cippato fino a P45S-M55+	Silo circolare fuori terra	diretto	5 - 7 giorni di fabbisogno più volume aggiuntivo del silo[1)]	> 50 Srm/d
Cippato fino a P45S-M55+	Magazzino con silo giornaliero	misto	minimo 7 giorni di fabbisogno	> 50 Srm/d
LH, DH, RZ, Ruz e legno di recupero fino a P63-M55+	Magazzino con silo giornaliero Silo circolare fuori terra	misto	minimo 7 giorni di fabbisogno	
RHH	Silos rotondi o quadrati	diretto	Concordare produzione e fabbisogno	

[1)] Il silo del combustibile non è solitamente completamente vuoto al momento della consegna (è necessario un margine di tempo tra l'ordine e la consegna). Di conseguenza, è necessario tenere conto di un volume aggiuntivo del silo rispetto al fabbisogno giornaliero specificato. Il volume aggiuntivo del silo dovrebbe essere pari al volume di trasporto del veicolo di consegna più grande, al fine di garantire che il riempimento del silo con il fabbisogno giornaliero specificato possa avvenire con il veicolo di consegna a pieno carico.
Srm = metro stero riversato di cippato

14.2.3 Progettazione del silo per il combustibile

Silos interrati

I silos interrati (cfr. Figura 14.1) possono essere riempiti direttamente dal veicolo di trasporto tramite una o più aperture di riempimento senza bisogno di dispositivi ausiliari. La dimensione ideale e più economica è quella di un silo alto con base quadrata e coperchio, che se possibile non sia carrabile. Per raggiungere un grado di riempimento > 70% con un'unica apertura di riempimento, il rapporto tra altezza e larghezza deve essere almeno pari a 1. La forma del silo viene idealmente ampliata con ulteriori cubi allineati uno accanto all'altro. Per ottenere un grado di riempimento > 70% con altre dimensioni del silo, il combustibile può essere immesso attraverso più aperture o con coclee di riempimento o distributori.

L'apertura del silo deve avere una lunghezza minima di 3,5 m e una larghezza minima di 2 m. Ciò consente di ridurre il carico di lavoro durante lo scarico:

- tempi di scarico più brevi grazie al minor numero di manovre dell'autocarro e alla migliore scorrevolezza del cippato
- nessuna pulizia successiva dell'area di scarico
- meno danni al coperchio del silo.

I vantaggi dei silos interrati sono il loro elevato grado di riempimento (> 70%). Inoltre, non sono necessari costosi dispositivi di immissione e distribuzione. Tra gli svantaggi vi è il fatto che in alcuni casi non sono realizzabili in presenza di problemi di falda freatica e che di norma comportano costi di costruzione più elevati (scavi e opere in cemento armato).



Figura 14.1 Alimentazione del silo interrato (fonte: Energia legno Svizzera).

Le dimensioni e la geometria del silo sono determinate dall'esigenza di contenere i costi e dalla larghezza massima di 2 m di un sistema di estrazione a spinta. Per silos più larghi è necessario prevedere più bracci di spinta, il che incide sui costi. Altri fattori che influiscono sono l'esigenza di un grado di riempimento il più elevato possibile (> 70%) e l'angolo di scarico del cippato, che è solitamente di 45°. Pertanto, nei silos interrati con aperture a livello del suolo è auspicabile un silo alto, la cui altezza non dovrebbe superare 1,5 volte la larghezza, al fine di evitare la formazione di ponti, in particolare con cippato umido.

Per determinare l'altezza dell'apertura di passaggio dal silo al canale di trasporto trasversale (cfr. Figura 14.2), è necessario tenere conto del comportamento di scorrimento e dell'angolo di scarico del combustibile. Nel caso di cippato con buone caratteristiche di scorrimento (angolo di scarico ≈ 45°), l'altezza dell'apertura di passaggio può essere fissata in modo rigido. Essa deve essere scelta in modo tale da corrispondere al massimo alla distanza tra l'angolo dell'apertura sul lato del silo e l'inizio del canale di trasporto, ma deve essere almeno di 50 cm. In questo modo si garantisce che il cippato non fluisca in modo incontrollato nel canale e non sovraccarichi il sistema di trasporto.

Nel caso di combustibili di cui non sono noti il comportamento di scorrimento e l'angolo di scarico (legno di recupero triturato, legno da manutenzione del verde, corteccia), l'altezza dell'apertura di passaggio deve essere regolabile, ad esempio con tavole di legno che possono essere rimosse o inserite secondo necessità. Durante il funzionamento viene quindi determinata l'altezza necessaria affinché il combustibile non fluisca in modo incontrollato e non si verifichi compattazione. La compattazione del combustibile sul deflettore o sulle tavole sopra l'apertura può impedire l'estrazione.

È possibile estrarre senza problemi dal silo anche i combustibili con caratteristiche di scorrimento sfavorevoli installando un rullo dosatore sopra l'apertura di estrazione (cfr. Figura 6.21).

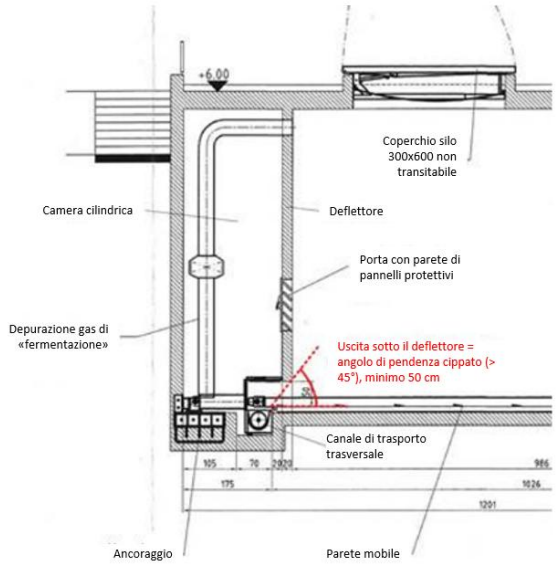


Figura 14.2 Apertura di passaggio dal silo al canale di trasporto trasversale (fonte: Energia legno Svizzera).

Oltre ai container con una capacità di 30-40 m³, alcuni fornitori di cippato dispongono anche di autocarri con si-

stema di pompaggio con una capacità fino a 30 m³. Questi consentono di alimentare silos in posizioni sfavorevoli. In questo modo è possibile evitare una soluzione con coperchi e una costosa tramoggia di scarico con coclee di riempimento. Durante il pompaggio è tuttavia necessario assicurarsi che l'aria di trasporto possa fuoriuscire dal silo. L'apertura corrispondente deve essere prevista, se possibile, in corrispondenza dell'apertura di riempimento. Il pompaggio comporta costi aggiuntivi e il tempo di riempimento è di circa 30 minuti per 30 Srm.

Se un silo deve essere riempito con autocarri ribaltabili nonostante le difficili condizioni di accesso, è necessaria una tramoggia di scarico all'esterno dell'edificio con un sistema di trasporto a coclea (cfr. Figura 6.11).

Container mobile per cippato con estrazione come sostituto del silo
In caso di installazione successiva di un impianto a biomassa, la costruzione di un silo interrato è nella maggior parte dei casi molto costosa o non sempre possibile. In questo caso è ipotizzabile l'approvvigionamento tramite container mobili da 30 m³ con fondo mobile integrato. Uno o più container vengono agganciati al sistema di trasporto in un'area antistante adeguata o all'interno dell'edificio. Il collegamento è costituito da un trasportatore trasversale fisso che convoglia il cippato al sistema di alimentazione della caldaia. Il gruppo motore per il fondo mobile del container è collocato nel locale caldaia.

Silos circolari
Negli impianti a biomassa con una potenza > 5 MW, lo stoccaggio del combustibile può avvenire in un magazzino con silo giornaliero o in silos circolari fuori terra con estrazione a coclea fresante. Per evitare la formazione di ponti, è necessario limitare l'altezza massima di riempimento in base alla scorrevolezza del combustibile. Come valori indicativi valgono le seguenti altezze massime di riempimento (H_{max}):

- Cippato umido, bassa percentuale di fini, pezzatura massima 200 mm: H_{max} = 1,5 x D (diametro del silo)
- Legno di recupero secco e triturato, bassa percentuale di fini, pezzatura massima 200 mm: H_{max} = 1,0 x D (diametro del silo)

Se il combustibile umido rimane nel silo circolare per un periodo prolungato, si essicca e tende a formare ponti, riducendo la scorrevolezza e rendendo impossibile l'estrazione automatica.

14.2.4 Ventilazione del silo

I silos per combustibile secco (come piallatura e segatura) non sono ventilati. Ciò impedisce al combustibile di assorbire l'umidità dall'aria. Nei silos chiusi con combustibile umido, l'elevata umidità dell'aria deve essere eliminata mediante ventilazione meccanica. Inoltre, durante lo stoccaggio di cippato umido, i processi di decomposizione producono gas di fermentazione, tra cui CO_2. Poiché la CO_2 è più pesante dell'aria, si diffonde sul fondo del deposito di combustibile, del locale idraulico e del locale caldaia e si accumula nei punti più bassi. Affinché il personale addetto alla manutenzione non corra mai il rischio di soffocamento, le aree interessate devono essere dotate di adeguati dispositivi di ventilazione. È necessario rispettare le norme di sicurezza e le disposizioni specifiche del Paese riportate nel capitolo 19.

Il rilascio di umidità dal cippato provoca un'elevata umidità relativa nel deposito del combustibile. Questa si condensa sulle pareti fredde, sul soffitto e in particolare sui coperchi dei silos non isolati, provocando una nuova umidificazione del combustibile. L'acqua sulla superficie del combustibile può causare una forte formazione di muffa. Per evitarlo, l'umidità prodotta deve essere eliminata tramite un dispositivo di ventilazione (controllato da un timer) che ventili trasversalmente il silo. In questo modo è possibile mantenere asciutte le pareti, il soffitto e il coperchio del deposito.

Ventilazione del silo con aria esterna
L'aria esterna fluisce attraverso un pozzo di luce nel locale idraulico. Qui l'aria viene convogliata meccanicamente in prossimità del fondo attraverso un impianto di ventilazione nel silo per cippato e convogliata all'esterno come aria di scarico attraverso il coperchio del silo o il pozzo di luce. In caso di ventilazione intermittente, l'impianto di ventilazione deve essere progettato per un ricambio d'aria da 3 a 5 volte all'ora nel locale idraulico, con la ventilazione in funzione per almeno 10 minuti all'ora.

È possibile rinunciare alla ventilazione intermittente se l'impianto è progettato per un ricambio d'aria di 20 volte all'ora e se viene rispettato un tempo di attesa di 15 minuti tra l'accensione della ventilazione e l'ingresso nel locale (ad es. con una porta bloccata da un timer con dispositivo di interblocco).

Se sono presenti aperture dirette tra il locale idraulico e il silo, ad esempio perché il canale di trasporto trasversale nel locale idraulico non è chiuso, può verificarsi un cortocircuito del flusso d'aria tra il silo e il locale idraulico. Affinché i gas di fermentazione e l'umidità dell'aria possano comunque essere eliminati, è necessario installare un sistema di aspirazione supplementare nel silo sopra il combustibile. Affinché l'aria esterna possa affluire, la sua portata deve essere leggermente superiore a quella dell'aspirazione nel locale idraulico.

Va sottolineato in particolare che, con livelli di riempimento superiori a cinque metri, i gas di fermentazione che si formano sopra il materiale sfuso devono essere scaricati in modo controllato. In presenza di aria esterna fredda e combustibile umido, la condensa nel locale idraulico e nella rete di canali di ventilazione può causare problemi di congelamento.

Ventilazione combinata del locale caldaia e del silo
È opportuno combinare i sistemi di ventilazione del locale caldaia e del silo, poiché l'aria calda proveniente dal locale caldaia riduce i problemi di congelamento nel locale idraulico e favorisce il processo di essiccazione del cippato. In caso di ventilazione intermittente, l'impianto di ventilazione deve essere progettato per un ricambio d'aria da 3 a 5 volte all'ora nel locale idraulico, con la ventilazione in funzione per almeno 10 minuti all'ora.

È possibile rinunciare alla ventilazione intermittente se l'impianto di ventilazione è progettato per un ricambio d'aria di 20 volte all'ora, rispettando un tempo di attesa di 15 minuti prima dell'ingresso.

L'aria esterna fluisce nel locale caldaia attraverso una griglia di protezione (cfr. Figura 13.30). Una parte dell'aria viene convogliata dai ventilatori dell'aria comburente nella camera di combustione, mentre il resto fluisce attraverso la serranda tagliafuoco nel locale idraulico. Qui l'aria viene convogliata meccanicamente attraverso un impianto di ventilazione nel silo per cippato e scaricata all'esterno come aria umida.

Se sono presenti aperture dirette tra il locale idraulico e il silo, per evitare cortocircuiti del flusso d'aria è necessario convogliare nel locale idraulico, tramite un ventilatore tubolare aggiuntivo posto davanti alla serranda tagliafuoco, una quantità di aria calda dal locale caldaia leggermente superiore a quella aspirata dal ventilatore nel locale idraulico.

Se il locale caldaia è situato a un livello notevolmente inferiore rispetto al locale idraulico e al silo, la porta tra il locale caldaia e il locale idraulico deve essere assolutamente a tenuta stagna. In caso contrario, soprattutto durante il funzionamento a basso carico e in estate, quando l'impianto è fermo ma nel silo è ancora presente cippato, sussiste il pericolo che i gas di fermentazione si accumulino nel locale caldaia.

Se il livello del fondo del silo è più basso di quello del locale caldaia, l'aria fredda esterna può penetrare dal locale caldaia nel locale idraulico e ostacolare il processo di essiccazione desiderato. Ciò può essere evitato installando un tubo di ventilazione supplementare con ventilatore tubolare che convogli l'aria calda dal soffitto del locale caldaia direttamente nel locale idraulico attraverso una serranda tagliafuoco.

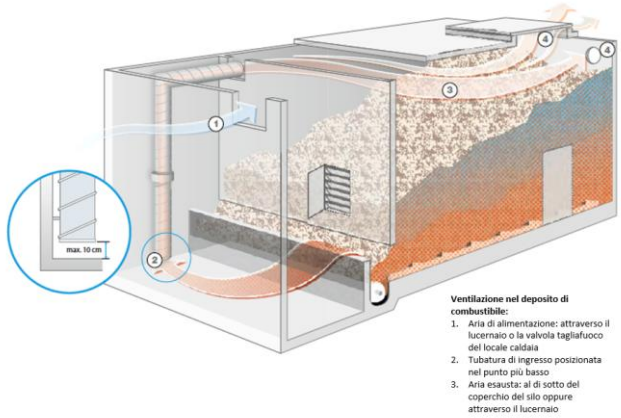


Figura 14.3 Ventilazione del silo (fonte: Suva [139]).

Scarico dell'aria dal silo
Nel posizionare l'apertura di scarico, occorre tenere presente che i gas di fermentazione hanno un odore sgradevole. In caso di possibile fastidio olfattivo, si consiglia di convogliare l'aria di scarico attraverso il tetto.

14.2.5 Progettazione del magazzino

Negli impianti di piccole e medie dimensioni, per lo stoccaggio viene solitamente utilizzato un silo, mentre per impianti superiori a 2 MW un magazzino è notevolmente più economico (Figura 14.4). Per gli impianti minori di 2 MW con catena di approvvigionamento diretta, la costruzione di un magazzino carrabile, che in parte presenta un fondo mobile anch'esso carrabile e un silo giornaliero, può essere una soluzione economica se è possibile rinunciare a un costoso silo interrato. Per gli impianti di grandi dimensioni, in alternativa al magazzino, sono disponibili anche silos circolari fuori terra.



Figura 14.4 Magazzino (fonte: Energia legno Svizzera).

La gestione di un magazzino avviene con la seguente logistica:

- Gestione con pala gommata o sollevatore telescopico per l'alimentazione del silo giornaliero o del fondo mobile.
- Sistema a gru completamente automatico con tramoggia di scarico e silo giornaliero.
- Sistema di carico e scarico con trasportatore a catena raschiante.
- Alimentazione dalla tramoggia di scarico con coclea, estrazione con fondo mobile.
- Stoccaggio ed estrazione con sistema speciale come il «toploader».

Nei magazzini è necessario garantire una buona ventilazione trasversale per eliminare l'umidità. Nel caso dei sistemi a gru o a trasportatore a catena, è necessario prevedere anche un sistema di alimentazione di emergenza per il silo giornaliero, per garantire la continuità in caso di guasto del sistema di gestione del magazzino.

14.2.6 Deposito esterno

I depositi esterni (all'aperto) di cippato in cumuli (Figura 14.5) o di legname tondo in cataste (Figura 14.6) presso la centrale termica o in un luogo centrale dovrebbero essere esposti al sole e accessibili tutto l'anno.

Uno svantaggio dei depositi esterni di cippato è l'aumento delle perdite energetiche dovuto alla perdita di sostanza secca. Nel caso di cumuli gestiti con pala gommata, è necessario evitare la contaminazione da sabbia e pietre. Per i cumuli è necessario realizzare un'area asfaltata con drenaggio o un'area consolidata su terreno asciutto.



Figura 14.5 Stoccaggio all'aperto di cippato in cumuli (fonte: Energia legno Svizzera).



Figura 14.6 Stoccaggio all'aperto di tronchi in cataste (fonte: Energia legno Svizzera).

Per lo stoccaggio di combustibili umidi (residui forestali, industriali, legno da manutenzione del verde, corteccia, ecc.) è necessario rispettare le seguenti condizioni:

Una buona aerazione del cumulo si ottiene con una bassa percentuale di materiale fine (aghi, foglie) e con una pezzatura grossolana.

Un'elevata percentuale di fini impedisce l'essiccazione uniforme e favorisce la formazione di muffe. L'umidità rilasciata si ricondensa negli strati più fini.

La decomposizione della sostanza secca (fino al 4% al mese con elevato contenuto d'acqua) può essere ridotta con tempi di stoccaggio brevi e una buona aerazione.

L'essiccazione può essere ottimizzata coprendo i cumuli con **teli traspiranti** (specialmente per le conifere) che riducono l'umidificazione esterna dovuta alle precipitazioni.

Il tasso di essiccazione (fino al 10% di riduzione del contenuto d'acqua nel primo mese) è notevolmente più elevato in estate che in inverno.

14.2.7 Autocombustione e perdita di sostanza

Quando si immagazzinano grandi quantità di cippato sussiste il pericolo di autocombustione. Il rischio aumenta quando si verificano contemporaneamente più delle seguenti condizioni:

- Periodo di stoccaggio particolarmente lungo (ad es. più di 3 mesi).
- Stoccaggio in condizioni climatiche calde (mesi estivi).
- Il combustibile è umido e possibilmente ancora «verde» al momento dello stoccaggio.
- Il combustibile contiene una percentuale elevata di aghi o foglie.
- Il combustibile è in parte triturato molto finemente.
- Il combustibile contiene elevate quantità di corteccia fresca o rami sottili (ad es. materiale della chioma ricco di nutrienti).
- La triturazione è stata effettuata con trituratori o sono state utilizzate cippatrici con lame smussate.
- Qualità diverse (ad es. grossolano/fine, umido/secco, legno di chioma/legno di tronco) vengono immagazzinate una dopo l'altra nello stesso deposito.
- Il combustibile è disomogeneo e viene depositato in diversi strati durante lo stoccaggio (formazione di cumuli). Si formano strati limite tra i singoli combustibili di diversa qualità o provenienza.
- Il combustibile viene ammucchiato in cumuli relativamente alti (> 4 m).
- Il materiale immagazzinato viene compattato durante lo stoccaggio mediante il passaggio di veicoli di carico.
- A seconda del tipo di gestione del deposito e in particolare in caso di fasi di stoccaggio prolungate, il materiale immagazzinato per primo non viene prelevato per primo. Ciò significa che la durata di stoccaggio del combustibile non è uniforme.

Oltre al rischio di autocombustione, tali condizioni di stoccaggio comportano anche notevoli perdite di energia, in parte non percepibili dall'esterno, dovute alla decomposizione biologica. Nel caso di cippato fine stoccato umido, tali perdite sono comprese tra il 2 e il 3 percento al mese. Pertanto, anche per motivi economici, si sconsiglia lo stoccaggio a lungo termine di cippato problematico.

È quindi opportuno adottare una combinazione delle seguenti misure per evitare incendi da autocombustione:

- Stoccaggio separato di cippato di diversa qualità in cumuli distinti.
- Evitare un elevato contenuto di acqua nel materiale immagazzinato, lasciando asciugare il legno prima della cippatura.
- Evitare l'uso di utensili da taglio smussati o trituratori durante la triturazione.
- Pezzatura del cippato il più possibile grossolana.

- Evitare la presenza di grandi quantità di aghi o foglie, poiché sono sostanze facilmente attaccabili dai microbi.
- Breve durata di stoccaggio (soprattutto in caso di temperature esterne elevate al momento dello stoccaggio).
- Buona aerazione (dissipazione del calore e dell'umidità).
- Altezza di riempimento < 4 m (se possibile a forma di cono o cumulo).
- Sezione trasversale ridotta per i depositi esterni (larghezza del cumulo < 6 m).
- Evitare lo stoccaggio a lungo termine (anche a causa delle perdite di combustibile).
- Se necessario, essiccazione attiva o raffreddamento con ventilazione.
- Utilizzo di sonde di temperatura per il monitoraggio (sono adatte, ad esempio, le sonde utilizzate anche per il monitoraggio dei fienili).
- Rispettare la distanza minima dagli edifici o da altri depositi e la quantità massima di stoccaggio.

Prevenzione degli incendi

Durante lo stoccaggio del combustibile è necessario prestare particolare attenzione alla prevenzione degli incendi e rispettare sempre le norme antincendio vigenti. I vigili del fuoco competenti conoscono le condizioni locali e dovrebbero essere disponibili piani di intervento elaborati congiuntamente. Se il deposito viene aperto o smantellato per combattere un incendio, l'accesso dell'ossigeno può provocare un incendio aperto.

14.2.8 Dimensionamento del silo per trucioli

Le dimensioni del silo vengono stabilite sulla base del bilancio tra il fabbisogno mensile di combustibile e la produzione mensile di residui. Il silo funge da deposito di combustibile e allo stesso tempo da polmone di accumulo per il materiale in arrivo. I progettisti devono chiarire la quantità di residui prodotti in un determinato periodo di tempo e la percentuale di questi che può essere utilizzata come combustibile. Il materiale in eccesso può essere consegnato a terzi. Le forme adatte sono silos rotondi o quadrati.

È necessario rispettare i requisiti relativi alla progettazione strutturale e al funzionamento in conformità con le raccomandazioni e le norme vigenti (cfr. capitolo 19), in particolare:

- Protezione antincendio e antiesplosione.
- Norme di sicurezza per prevenire incidenti alle persone e consentire a personale dotato di adeguati dispositivi di protezione di accedere ai silos in sicurezza.
- Procedura in caso di guasti e loro eliminazione.
- Sistema di estrazione di emergenza.

14.2.9 Progettazione del deposito di pellet

Nella brochure «Raccomandazioni per lo stoccaggio di pellet di legno» [67] sono descritti in dettaglio i seguenti requisiti relativi alla struttura e al funzionamento di un deposito di pellet:

- Consegna e trasporto dei pellet a regola d'arte.
- Disposizione del tappeto antiurto.
- Caratteristiche quali locale di stoccaggio asciutto (nessuna infiltrazione di umidità), pareti e passaggi a tenuta di polvere, requisiti statici, protezione contro le esplosioni, ecc.
- Volume di stoccaggio o capacità in funzione della potenza nominale della caldaia a pellet.
- Sistema di estrazione in funzione della potenza nominale della caldaia a pellet.
- Ventilazione del locale di stoccaggio per impedire elevate concentrazioni di CO ed evitare pericoli per le persone.
- I depositi di pellet con volume superiore a 50 m³ devono essere dotati di una porta che conduca all'esterno.
- Pulizia del deposito.
- Protocollo di consegna del deposito.

Si richiamano di seguito le norme di sicurezza da osservare quando si accede al deposito di pellet, al fine di prevenire incidenti alle persone causati da concentrazioni tossiche di CO.

I depositi di pellet devono rispettare le norme e le direttive locali vigenti in materia di protezione antincendio, prevenzione degli infortuni e altro (cfr. capitolo 19).

14.3 Selezione e dimensionamento del sistema di alimentazione del combustibile

14.3.1 Osservazioni generali

La scelta e il dimensionamento adeguati del sistema di trasporto del combustibile dipendono dal tipo di combustibile e dalla sua scorrevolezza. Quest'ultima è determinata dalla pezzatura (granulometria), dal contenuto d'acqua, dalla percentuale di fini e dalla tecnica di lavorazione. Nel caso del **cippato** si ottengono superfici di taglio, mentre nel caso del materiale **triturato** si ottengono superfici di rottura. La scelta del sistema di estrazione e trasporto del combustibile in funzione della tipologia di combustibile e del tipo di deposito è riportata nella Tabella 14.2.

I pellet, o il **cippato** secco di qualità con una bassa percentuale di particelle fini, presentano un'elevata scorrevolezza.

14.3.2 Trasporto del combustibile

La progettazione può e deve influire sul dimensionamento dei sistemi di estrazione e trasporto, verificando il sistema e il suo dimensionamento in relazione alla sicurezza di funzionamento richiesta per l'assortimento di combustibile specificato.

Il principio di trasporto dipende dal combustibile. Le dimensioni e le caratteristiche dei sistemi di trasporto sono generalmente determinate dal fornitore dell'impianto di combustione in base alla potenza della caldaia e alle dimensioni del silo. Tuttavia, il progettista ha un'influenza decisiva sulla disposizione del silo e della caldaia. Oltre al requisito che il deposito e la caldaia siano il più possibile vicini tra loro, negli impianti multi-caldaia occorre tenere presente che ogni unità di combustione deve essere dotata di un proprio sistema di trasporto. L'accessibilità alla caldaia, al separatore di ceneri volanti, al filtro polveri e al camino non deve essere ostacolata dai sistemi di trasporto.

14.3.3 Estrazione

Estrazione dal silo

Per cippato umido, cippato industriale e corteccia si consiglia un silo con estrazione a fondo mobile. Il fondo mobile è insensibile a pezzi di pezzatura eccessiva e a corpi estranei come i sassi. Il dimensionamento del fondo mobile (in particolare dei bracci di spinta e dei cilindri idraulici) deve essere progettato in base all'altezza massima possibile o consentita di riempimento e deve essere specificato e verificato dal progettista.
Per i silos per **trucioli** di forma rotonda e quadrata sono adatte le coclee centrali, che convogliano il combustibile al centro, mentre per i silos di diametro ridotto si utilizza anche la coclea conica, più economica. Per i silos di forma rettangolare si utilizza una coclea oscillante o un fondo mobile.

Estrazione dal deposito di pellet

L'estrazione dal deposito di pellet avviene spesso con una coclea centrale in combinazione con un fondo inclinato (in caso di capacità di stoccaggio ridotta) o mediante un agitatore a molle a balestra o un braccio articolato (in caso di capacità elevata). Il deposito deve poter essere riempito e svuotato il più completamente possibile in modo semplice. Gli spazi morti devono essere ridotti al minimo. I sistemi di aspirazione pneumatica vengono utilizzati per impianti < 50 kW.

Tabella 14.2 Scelta del tipo di deposito in funzione dell'assortimento di combustibile, del sistema di estrazione e di trasporto.

Assortimento di combustibile	Tipo di deposito di combustibile	Sistema di estrazione	Sistema di trasporto del combustibile	Sistema di alimentazione della combustione
Pellet	Deposito pellet chiuso Assolutamente asciutto Silo circolare fuori terra	Scarico a coclea centrale Scarico a molla Scarico a braccio articolato Scarico centrale Scarico a fondo mobile	Coclea di trasporto	Coclea di alimentazione
Cippato di qualità	Silo interrato Silo fuori terra	Scarico a molla Scarico a braccio articolato Scarico centrale Scarico a fondo mobile	Coclea di trasporto	Coclea di alimentazione
Cippato fino a P45S-M55+	Silo interrato Silo circolare fuori terra Magazzino con silo giornaliero	Scarico a fondo mobile Scarico a coclea	Coclea di trasporto Trasportatore a catena Piano di spinta trasversale Trasportatore a spinta idraulico	Coclea alimentatrice e doppia coclea alimentatrice Spintore Spintore diretto
LH, DH, RZ, Ruz Legno di recupero fino a P63 M55+	Magazzino con silo giornaliero Silo circolare fuori terra	Scarico a fondo mobile Scarico a coclea	Trasportatore a catena Piano di spinta trasversale Trasportatore a spinta idraulico	Spintore Spintore diretto
RHH	Silos rotondi o quadrati	Scarico conico Scarico centrale Scarico a fondo mobile Scarico a coclea	Coclea di trasporto	Coclea di alimentazione

* Lunghezza massima delle particelle 200 mm

14.3.4 Sistemi di trasporto del combustibile

Trasporto pneumatico
Il trasporto di polveri, trucioli, cippato secco e pellet può avvenire sia in modo pneumatico che meccanico. Nei sistemi pneumatici il trasporto avviene tramite soffianti, mentre in quelli meccanici vengono utilizzati trasportatori a coclea. Se la situazione strutturale lo consente (ad es. percorsi di trasporto brevi), i sistemi meccanici sono da preferire a quelli pneumatici. Rispetto ai sistemi pneumatici, quelli meccanici:

- sono meno soggetti a guasti,
- richiedono meno energia di azionamento e
- sono più economici.

Trasporto a coclea
Il campo di applicazione del trasporto a coclea è limitato alle seguenti dimensioni massime del combustibile:

- La lunghezza massima del combustibile corrisponde al diametro della coclea.
- Lo spessore massimo del combustibile è dato dal gioco tra il diametro della coclea e il diametro nominale del canale di trasporto (o del tubo di guida).

Il combustibile molto flessibile, che può avvolgersi sull'albero della coclea (ad es. pezzi di corteccia fresca o trucioli lunghi), può causare problemi. I combustibili con scarsa scorrevolezza, come il materiale triturato grossolanamente proveniente dalla manutenzione del verde, possono causare problemi di trasporto nei punti di trasferimento a causa della formazione di ponti.

Trasportatore a catena raschiante o sistema a spinta
I combustibili con pezzatura eccessiva (molto lunghi o spessi) e i combustibili con scarsa scorrevolezza devono essere trasportati mediante trasportatori a catena raschiante o sistemi a spinta.

14.3.5 Alimentazione del combustibile

Il combustibile viene convogliato nella camera di combustione tramite i dispositivi di alimentazione. Negli impianti multi-caldaia, ogni caldaia dispone di un proprio sistema di alimentazione. Di norma, l'alimentazione avviene tramite trasportatori a coclea o spintori idraulici.

Trasportatori a coclea
I trasportatori a coclea, o coclee di alimentazione (Figura 6.35), consentono un'alimentazione continua senza compattare il combustibile. Ciò garantisce una copertura uniforme della griglia di combustione, anche se limitata a un lato. L'utilizzo di trasportatori a doppia coclea permette di estendere la copertura uniforme all'intera larghezza della griglia.

Spintori idraulici
Gli alimentatori a spinta idraulica (Figura 6.36) alimentano la caldaia in modo discontinuo con combustibile, che per questo motivo viene leggermente compattato. Una quantità prestabilita di combustibile viene portata davanti a una saracinesca e quindi spinta lentamente e in modo continuo nel focolare, in base alla potenza di combustione richiesta. Nel caso di combustibili con un'elevata percentuale di sostanze estranee (legno di recupero), può verificarsi un'usura maggiore dello spintore e del canale di alimentazione.

Alimentazione diretta (sistemi a spinta)
Con i sistemi ad alimentazione diretta (sistemi a spinta, Figura 6.37) si ottiene una forte compattazione del combustibile. Affinché il combustibile compattato possa bruciare in modo ottimale su una griglia mobile, è necessario prima allentarlo con misure aggiuntive. La compattazione può essere ridotta anche predisponendo una zona di decompressione nel canale di alimentazione. Per evitare fluttuazioni di potenza, il combustibile viene alimentato in modo continuo nella camera di combustione, in base alla potenza richiesta.

Avvertenza: pericolo di ritorno di fiamma

Per evitare il ritorno di fiamma nel canale di alimentazione, la caldaia a legna deve essere utilizzata con un carico minimo costante, che consenta un'alimentazione continua del combustibile.

Si applicano i seguenti valori indicativi per il carico minimo costante necessario:

- combustibile umido > M40: 20 % della potenza nominale della caldaia
- combustibile secco < M40: 30 % della potenza nominale della caldaia.

È escluso il funzionamento a carico ridotto al di sotto del carico minimo costante richiesto.

Gli alimentatori vengono utilizzati principalmente nei sistemi di combustione per residui di segheria con corteccia o legno proveniente dalla manutenzione del verde. Per i trucioli secchi e la polvere, a causa del pericolo di ritorno di fiamma, gli alimentatori devono essere dotati di una valvola antincendio aggiuntiva nel pozzo di caduta, che si chiude automaticamente in caso di interruzione di corrente.

14.4 Selezione e dimensionamento del sistema di rimozione delle ceneri

La logistica delle ceneri, con l'obiettivo di uno smaltimento a bassa manutenzione, semplice, conforme alle norme e privo di polvere, deve essere definita in dettaglio già in fase di progettazione.

Durante il processo di combustione si formano le seguenti frazioni di cenere (Figura 9.1):

- Ceneri pesanti (ceneri di griglia, ceneri di focolare, ceneri di letto)
- Ceneri volanti da ciclone
- Ceneri fini da filtro

Stoccaggio delle ceneri nella centrale termica

Lo stoccaggio temporaneo delle ceneri prodotte in attesa del loro trasporto può avvenire, ad esempio, in contenitori o silos per ceneri:

- Contenitori per ceneri da 240 l, 400 l, 600 l, 800 l, 1.000 l, disposti ad esempio come «stazione di raccolta ceneri».
- Un silo per ceneri a secco, integrato nella struttura della centrale (non è possibile lo stoccaggio temporaneo di grandi pezzi di scorie; il trasporto delle ceneri avviene con un autocarro dotato di sistema di aspirazione).

Altre possibilità di stoccaggio delle ceneri sono:

- Cassoni o speciali container scarrabili nella centrale termica o all'aperto.
- Big bag.

Impianti di trasporto delle ceneri

Il trasporto delle ceneri pesanti al contenitore o al silo avviene tramite sistemi meccanici di estrazione con coclee (con una pendenza massima di 45° per evitare il riflusso), trasportatori a spinta, a catena raschiante, a catena in canalina, elevatori a tazze o sistemi di estrazione a umido con trasportatore a catena raschiante (Figure da 6.39 a 6.41). Questi sistemi trasportano tutti i tipi di ceneri dalla camera di combustione ai contenitori e, a differenza delle coclee, sono in grado di coprire anche distanze maggiori.

I vantaggi sono:

- Bassa suscettibilità ai guasti.
- Insensibilità a corpi estranei, scorie e particelle incandescenti.
- Basso fabbisogno di energia ausiliaria.
- Basse emissioni acustiche.

Gli svantaggi principali sono:

- Elevato ingombro (non adatti in spazi ristretti).
- Elevata usura in caso di ceneri ricche di scorie o con alta percentuale di corpi estranei.

Il trasporto delle ceneri volanti da ciclone e da filtro al contenitore o al silo può avvenire con una coclea (pendenza massima 45°) o con un sistema di aspirazione pneumatica, tenendo presente che i dispositivi meccanici presentano i seguenti vantaggi rispetto a quelli pneumatici:

- minore suscettibilità ai guasti (corpi estranei, scorie, particelle incandescenti)
- minore fabbisogno di energia ausiliaria
- minori emissioni acustiche
- nessuna usura delle curve.

In caso di ceneri ricche di scorie o con un'elevata percentuale di corpi estranei (pietre, sabbia), le coclee di trasporto sono soggette a un'usura elevata. In caso di lunghe distanze di trasporto è opportuno utilizzare trasportatori a spinta, a catena raschiante o elevatori a tazze.

Il percorso di trasporto dal sistema di estrazione al contenitore o al silo deve essere a tenuta di polvere, robusto e il più possibile breve e semplice (lineare). Una buona accessibilità tramite aperture di manutenzione consente di risolvere facilmente i guasti.

Nel caso di sistemi di estrazione che conducono a un cassone o a un container scarrabile all'esterno, è necessario ridurre l'inquinamento acustico con misure di protezione adeguate.

I dispositivi di trasporto pneumatico possono essere utilizzati in caso di lunghe distanze o di disposizione complessa del percorso. A questo proposito occorre tenere presente che i sistemi pneumatici possono essere utilizzati solo con ceneri prive di scorie e impurità, ad esempio da elettrofiltri o filtri a maniche.

Trasporto delle ceneri

In base alla logistica di smaltimento prevista (cfr. capitolo 9), occorre decidere se le diverse frazioni di ceneri debbano essere stoccate separatamente o insieme, tenendo conto anche della futura valorizzazione di determinate frazioni.

Negli impianti di grandi dimensioni (> 2 MW), le ceneri devono essere trasportate automaticamente in cassoni o container scarrabili. Il carico del contenitore sul veicolo di trasporto deve avvenire in modo semplice. Un dispositivo di sostituzione (ad es. cassoni su rotaie) per il contenitore di ricambio consente il trasporto delle ceneri con il minimo sforzo (cfr. Figura 14.7).



Figura 14.7 Dispositivo di sostituzione dei cassoni per la cenere (fonte: AEE INTEC).

Nel caso di caldaie di media potenza (< 2 MW), l'ideale sarebbe poter trasportare i contenitori delle ceneri direttamente dalla centrale termica all'esterno, in modo da evitare costosi dispositivi ausiliari (sollevatori idraulici, piattaforme elevatrici, paranchi o trasportatori pneumatici).

Nella progettazione dello smaltimento, occorre tenere conto anche della facilità di carico del contenitore su un veicolo e della formazione di polvere durante lo svuotamento. Per evitare la formazione di polvere, è possibile inserire nel contenitore vuoto un sacco resistente allo strappo e richiudibile. Le ceneri prive di braci possono essere riempite in big bag monouso, trasportate e depositate.

Negli impianti di medie dimensioni sta acquisendo importanza il trasporto delle ceneri con un autocarro dotato di

sistema di aspirazione (cfr. Figura 14.8), che consente una facile movimentazione. Il tubo per il trasporto delle ceneri dalla centrale all'esterno (punto di allaccio del veicolo) è solitamente realizzato come installazione fissa (prestare attenzione alla compensazione del potenziale).



Figura 14.8 Autocarro con sistema di aspirazione delle ceneri (fonte: Energia legno Svizzera).

15 Realizzazione e collaudo dell'impianto

15.1 Requisiti generali e definizione dei termini più importanti

La realizzazione e il collaudo della distribuzione del calore sono descritti nel Manuale di Pianificazione delle Reti di Teleriscaldamento [19]. Di seguito vengono trattati la realizzazione e il collaudo dell'impianto di generazione del calore. È necessario rispettare le normative vigenti nei singoli Paesi; queste, così come gli accordi contrattuali specifici del progetto, possono comportare deroghe ai requisiti e alle procedure riportati di seguito a titolo esemplificativo.

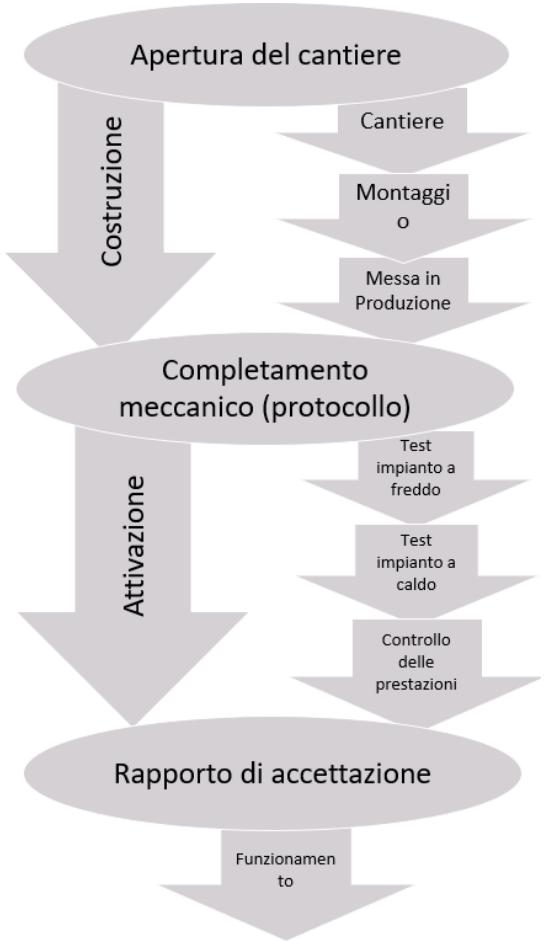


Figura 15.1 Costruzione, messa in funzione ed esercizio di un impianto (rielaborazione da [140]).

La Figura 15.1 mostra le fasi tipiche di un progetto: costruzione, messa in funzione ed esercizio. Con l'apertura del cantiere ha inizio la fase di costruzione dell'impianto. Successivamente vengono eseguiti i controlli di sicurezza e di funzionamento, che possono essere collegati alla messa in servizio dell'infrastruttura e degli impianti ausiliari (messa in servizio preliminare). La registrazione del cosiddetto «completamento meccanico» segna la fine dei preparativi per l'avviamento vero e proprio. Con la messa in funzione a freddo, l'impianto viene reso operativo in modo da poter essere avviato. Durante la successiva messa in funzione a caldo, l'impianto funziona per la prima volta in condizioni operative. L'obiettivo della successiva fase di prova è quello di regolare l'impianto in modo che raggiunga i parametri concordati e si dimostri idoneo all'uso continuo. La dimostrazione delle prestazioni con misurazioni di collaudo deve essere fornita dalla prova delle prestazioni, detta anche prova di collaudo. Quest'ultima termina con la firma del verbale di collaudo da parte delle parti contraenti. L'impianto passa ora alla fase di esercizio commerciale (funzionamento continuo) [140].

Con la messa in funzione, ogni azienda avvia la propria parte dell'impianto in conformità al contratto d'opera. La messa in funzione delle singole parti deve avvenire in conformità alle norme generali vigenti. Se più parti dell'impianto devono essere messe in funzione contemporaneamente, la direzione dei lavori deve coordinare la tempistica con un calendario, in accordo con i singoli appaltatori.

Ogni parte dell'impianto viene collaudata singolarmente in conformità al contratto d'opera. La direzione dei lavori è responsabile dell'esecuzione del collaudo. In caso di esito positivo, la parte dell'impianto realizzata dall'appaltatore viene consegnata al committente.

La consegna dell'intero impianto al committente è completata quando:

- tutte le parti dell'impianto sono state collaudate secondo il contratto d'opera e sono state eseguite le successive riparazioni dei difetti, e
- la direzione dei lavori ha consegnato al committente la documentazione completa e aggiornata dell'intero impianto.

15.2 Direzione dei lavori

La direzione dei lavori, o direzione tecnica, deve essere svolta da una persona esperta e competente. Si tratta di compiti che spettano al committente e che devono quindi essere organizzati da quest'ultimo. Di norma, la direzione dei lavori viene affidata dal committente al progettista. Essa serve in particolare a controllare l'esecuzione puntuale e a regola d'arte dei lavori da parte dei singoli fornitori, nonché a coordinare i lavori a livello generale. Si raccomanda di stipulare accordi precisi sulle misure di garanzia della qualità che devono essere attuate dai produttori e su quelle che devono essere attuate dalla direzione dei lavori.

La direzione dei lavori deve tenere riunioni di cantiere a intervalli massimi di una settimana, alle quali devono partecipare tutti i fornitori che in quel momento stanno lavorando al progetto. In tali riunioni devono essere discussi lo stato di avanzamento, le interfacce tra i singoli fornitori, il calendario e altre questioni. È necessario redigere verbali e inviarli a tutte le parti coinvolte.

La direzione dei lavori deve richiedere tempestivamente ai fornitori anche i dati fondamentali per l'esecuzione dei lavori da parte di altri operatori.

Tra i compiti della direzione dei lavori rientra anche quello di verificare che i lavori di montaggio siano eseguiti in conformità con i contratti d'opera. Ciò vale in particolare per la completezza, la corretta installazione, la sicurezza sul lavoro e la pulizia. La qualità del montaggio, la documentazione in corso d'opera e le misure di garanzia della qualità dei produttori devono essere controllate e documentate regolarmente (ad es. saldature, tenuta, cablaggio, senso di rotazione, montaggio conforme ai piani).

La direzione dei lavori deve informare regolarmente il committente sullo stato di avanzamento del progetto.

15.3 Punti critici durante la fase di costruzione

Di seguito vengono trattati alcuni punti critici a titolo esemplificativo.

Posa degli inserti del silo
Già in una fase iniziale della costruzione devono essere posizionati i profili di ancoraggio e le guide per il sistema di estrazione. Di norma, l'ingegnere strutturale redige i piani di casseratura e armatura necessari, integrando gli elementi statici del sistema di estrazione. Il progettista coordina la fornitura da parte delle imprese di costruzione e dei fornitori e verifica i piani del silo. Gli inserti del sistema di estrazione vengono posizionati dal fornitore, che concorda la data con l'impresa edile. Proprio in questa fase, il progettista deve garantire la corretta interazione tra l'impresa edile e il fornitore in loco.

Definizione dei passaggi a muro
Il progettista deve comunicare all'impresa edile le posizioni esatte dei passaggi per le tubazioni (teleriscaldamento, dati, acqua, scarichi, telefono, elettricità, gasolio/gas) durante la realizzazione delle fondazioni, in modo che non vengano posizionati in punti sfavorevoli in un secondo momento. Il presupposto è che la progettazione di queste linee all'interno della centrale sia già stata completata.

Installazione dei dispersori di terra
Sempre nella fase di realizzazione delle fondazioni, in accordo con l'impresa edile, è necessario provvedere alla posa dei dispersori di terra, al loro collegamento e ai punti di connessione per la compensazione del potenziale e la protezione contro i fulmini. Spesso può accadere che in questa fase i lavori elettrici non siano ancora stati assegnati e che l'impresa edile debba quindi eseguire questi lavori o incaricare un'impresa elettrica. In linea di principio, è opportuno che questi lavori siano già inclusi nel bando di gara per le opere edili.

Installazione di componenti di grandi dimensioni
L'installazione di componenti di grandi dimensioni deve essere pianificata tempestivamente in base all'avanzamento dei lavori. Se i portoni e le porte non hanno le larghezze libere necessarie, è necessario lasciare le aperture corrispondenti (ad es. nel tetto o nelle pareti). Una possibilità di montaggio inadeguata potrebbe comportare smontaggi parziali o tagli alle pareti, con conseguenti ritardi e costi imprevisti per il committente.

Installazione di ausili di montaggio
Spesso i fornitori utilizzano ausili di montaggio temporanei e dispositivi di sollevamento per componenti pesanti, ad esempio carriponte fissati al soffitto. Tali dispositivi devono essere pianificati per tempo, poiché possono avere un impatto sulla statica dell'edificio e devono essere presi in considerazione nel dimensionamento. In questo contesto, è necessario verificare se tali dispositivi possano essere installati in modo permanente, in modo da essere disponibili anche per future manutenzioni.

15.4 Messa in funzione e avviamento

15.4.1 Preparativi per la messa in funzione, messa in funzione a freddo

Per la messa in funzione, al termine del montaggio è necessario effettuare alcuni preparativi nell'ambito della cosiddetta messa in servizio preliminare [140]:

- pulizia di fondo,
- controlli di sicurezza e funzionali, prove di tenuta,
- messa in funzione di impianti ausiliari e infrastrutture.

Il controllo funzionale delle singole parti dell'impianto viene solitamente effettuato dal produttore della caldaia, compresi tutti i motori e la tecnologia MSR. Dopo la registrazione del completamento meccanico, si procede alla messa in funzione a freddo, con la quale si stabilisce la prontezza operativa dell'impianto, attestata da un protocollo.

Nella pratica, emergono alcuni aspetti essenziali per gli impianti a biomassa:

- La prima accensione richiede combustibile secco, in modo che il rivestimento refrattario possa asciugarsi. I requisiti di quantità e qualità del combustibile devono essere concordati con il fornitore dell'impianto.
- Il silo del combustibile deve essere riempito inizialmente per un terzo al massimo. In caso di problemi con il sistema di estrazione, così non è necessario svuotare l'intero contenuto.
- Per evitare la formazione di ponti, prima del primo riempimento è necessario prevedere un tempo sufficiente per l'asciugatura del calcestruzzo del silo (minimo due settimane). Prima del riempimento, il fornitore dell'impianto deve verificare il funzionamento e l'esecuzione del sistema di estrazione, nonché la qualità della superficie del fondo del silo, dando quindi il via libera alla direzione dei lavori per il primo riempimento.
- Affinché l'impianto possa essere messo in funzione, è necessario garantire un prelievo di calore sufficiente.

- È compito della direzione dei lavori coordinare la presenza delle singole imprese.
-

Lista di controllo per la preparazione alla messa in funzione

- Impianto di riscaldamento e vaso di espansione riempiti (utenze pronte)?
- Tubazioni installate correttamente?
- Pompa della caldaia funzionante?
- Ventilatori aria comburente e fumi funzionanti?
- Sistema di innalzamento della temperatura di ritorno pronto?
- Sensori posizionati correttamente?
- Termostato di sicurezza impostato correttamente?
- Valvola di sicurezza montata?
- Dispositivo di sicurezza termica di scarico funzionante?
- Raccordi e protezione contro il ritorno di fiamma installati e pronti?
- Collegamenti elettrici, inclusa la catena di sicurezza, controllati?
- Trattamento fumi, camino e raccordo camino in ordine?
- Sistemi di trasporto (combustibile, cenere) funzionanti?
- MSR, interfacce, comunicazione, visualizzazione ed eventuale acquisizione dati funzionanti?

15.4.2 Messa in funzione a caldo dell'impianto

Il presupposto per la messa in funzione a caldo è il completamento del controllo funzionale e della messa in funzione delle parti dell'impianto non comprese nella fornitura della caldaia, ma necessarie per il funzionamento. La messa in funzione a caldo avviene con la prima accensione dell'impianto a biomassa (avvio), durante la quale deve avvenire l'interazione di tutte le parti dell'impianto tramite il sistema di regolazione automatica. Per prima cosa viene asciugato il rivestimento refrattario secondo le specifiche del produttore.

Successivamente, la potenza di combustione viene aumentata gradualmente. In questa fase devono essere presenti la direzione dei lavori, il personale specializzato nella messa in funzione e il personale tecnico di tutti i settori interessati (produttore caldaia, installatore, elettricista, tecnico MSR) nonché il futuro personale operativo. Il tempo previsto deve essere sufficiente (da uno a diversi giorni). La messa in funzione a caldo è spesso denominata funzionamento di prova [140].

Nella tecnologia impiantistica, il funzionamento di prova può anche essere inteso come una fase operativa separata tra la messa in funzione a caldo e il funzionamento continuo [140]. Nel caso degli impianti a biomassa, può iniziare non appena:

- l'impianto può essere utilizzato in modalità automatica, tenendo conto di tutti i test di sicurezza;
- l'impianto è stato regolato per il funzionamento di prova ed eventualmente è stato testato il funzionamento con diverse miscele di combustibili;
- è stata effettuata la prima formazione del personale operativo con il manuale d'uso.

Durante il funzionamento di prova, che può durare da pochi a diversi giorni,

- l'impianto viene regolato in modo ottimale,
- devono essere eliminati eventuali difetti sostanziali,
- viene verificato il funzionamento ininterrotto dell'impianto sotto la supervisione e la responsabilità del fornitore.

Durante la fase di prova è inoltre necessario registrare e valutare i dati operativi, in modo da poter individuare e risolvere tempestivamente eventuali irregolarità prima del collaudo. I valori di emissione e di prestazione devono essere documentati in un protocollo di misurazione e consegnati al committente.

Se si verificano guasti che costringono a spegnere l'impianto e che durano più a lungo di quanto concordato, il funzionamento di prova ricomincia da capo dopo la risoluzione del guasto. Ricomincia da capo anche quando la durata complessiva dei singoli guasti supera un periodo concordato nel contratto d'opera.

Il fornitore dell'impianto è responsabile della messa in funzione e della fase di prova, poiché l'impianto non è ancora stato consegnato. Per garantire il regolare avvio è necessario designare il personale operativo responsabile, che dovrà ricevere le istruzioni del caso. Durante la messa in funzione, il personale ha l'opportunità di familiarizzare con l'impianto ed è importante che sia supportato dal fornitore e dalla direzione dei lavori. Ciò include una formazione preliminare sulla base del manuale d'uso.

Contenuto di un manuale d'uso

Funzionamento dell'impianto a legna:

- Controlli prima della messa in funzione e messa in funzione
- Posizioni degli interruttori ed effetti
- Modalità di funzionamento

Comportamento in caso di guasti:

- Piano di intervento in caso di guasti e allarmi
- Comportamento in caso di guasti ed elenco delle segnalazioni
- Tabella come protocollo di segnalazione dei guasti

Piano di manutenzione:

- Intervalli di pulizia e rimozione della cenere
- Delimitazione rispetto ai lavori di revisione effettuati da terzi

Dispositivi di sicurezza:

- Attrezzature di sicurezza
- Norme di sicurezza
- Prevenzione degli incidenti causati dai gas di fermentazione
- Prevenzione degli incidenti agli impianti di trasporto

Documentazione:

- Schema dell'impianto
- Schemi elettrici
- Elenco completo delle attrezzature in chiaro

Durante la fase di prova, il manuale d'uso di solito non è ancora disponibile nella sua versione definitiva (mancano gli schemi «as-built», ecc.), ma è sufficiente fornire istruzioni sulla base della bozza. Il corretto utilizzo delle funzioni, il rispetto delle norme di sicurezza e il comportamento in caso di guasti sono al centro della formazione. La direzione dei lavori deve garantire che il personale operativo riceva istruzioni complete. La prima istruzione deve essere registrata in un verbale firmato da tutte le parti.

15.5 Collaudo

Il funzionamento di prova è stato completato con successo e l'azienda desidera consegnare l'impianto al committente. La consegna e il collaudo consentono di verificare la conformità dell'opera al capitolato d'oneri e alle norme tecniche.

Una base per la consegna è la prova delle prestazioni, che deve fornire una dimostrazione giuridicamente vincolante delle prestazioni dell'impianto durante un periodo di funzionamento definito. Il programma viene concordato contrattualmente [140].

La prova delle prestazioni inizia quando il fornitore ha stabilizzato e ottimizzato il funzionamento dell'impianto e del sistema di regolazione in modo tale che possa essere autorizzato al funzionamento continuo. Il fornitore è responsabile della prova delle prestazioni. Una volta fornita la prova, seguono le trattative di collaudo, che si concludono con la firma del verbale di collaudo. L'impianto è quindi pronto per l'esercizio commerciale [140].

Normative specifiche per Paese
Per il collaudo e la documentazione è necessario rispettare le leggi e le norme specifiche del Paese, nonché gli accordi contrattuali.

Responsabilità, persone coinvolte, procedura
Le messe in funzione a freddo e a caldo sono di competenza del fornitore e devono essere completate al momento del collaudo. Il collaudo congiunto è tuttavia diretto dalla direzione dei lavori. Devono partecipare:

- il direttore dei lavori,
- il fornitore dell'impianto e
- il committente.

Al momento del collaudo viene verificata la fornitura e la prestazione del fornitore sulla base del contratto d'opera. Al momento del collaudo, il fornitore dell'impianto deve:

- consegnare la documentazione completa (istruzioni per l'uso, schemi elettrici «as-built», piani esecutivi revisionati, protocolli di collaudo e dichiarazione di conformità; cfr. Q-guida, E.5) e
- istruire in modo dettagliato il personale operativo su come l'impianto deve essere utilizzato e sottoposto a manutenzione.

Istruzioni al personale operativo e documentazione
L'istruzione del personale è particolarmente importante. Solo gli impianti gestiti in modo professionale possono raggiungere un elevato rendimento e basse emissioni. Se, ad esempio, viene utilizzato un combustibile diverso da quello usato durante la regolazione, il personale deve sapere che l'impostazione non è più ottimale. Un buon manuale d'uso, che includa indicazioni sul comportamento in caso di guasti, è indispensabile. I documenti operativi definitivi devono essere consegnati al più tardi al momento del collaudo. Le modifiche apportate durante il funzionamento di prova devono essere documentate. Spesso i documenti di revisione vengono consegnati solo dopo il collaudo; si dimentica che la responsabilità passa al committente con il collaudo positivo. Negli impianti automatici a biomassa, la catena di sicurezza è più complessa. Nel manuale d'uso occorre prestare particolare attenzione alla prevenzione degli incidenti.

Verbale di collaudo
Il controllo congiunto e il collaudo hanno lo scopo di redigere un verbale firmato da tutte le parti, che funge da prova. Nel verbale vengono registrate tutte le voci del contratto d'opera. Di seguito sono elencati i punti che richiedono particolare attenzione nel caso di un impianto a biomassa automatico:

- Controllo della fornitura (tipo, prestazioni, dimensioni, completezza).

- Controllo dell'esecuzione (fissaggi, isolamento, qualità dei materiali).
- Controlli di sicurezza (dispositivi di sicurezza, protezione contro il ritorno di fiamma, prevenzione degli infortuni).
- Controllo delle funzioni di comando.
- Certificato di emissioni e prestazioni.
- Protocollo di verifica della messa in funzione e del funzionamento di prova.

Il controllo congiunto spesso evidenzia piccoli difetti. Può portare a tre diverse decisioni:

1. L'installazione può essere collaudata.
2. L'installazione può essere collaudata con riserva (difetti minori).
3. L'installazione non può essere collaudata (difetti rilevanti).

L'accettazione può essere rifiutata in caso di difetti sostanziali. Il committente deve concedere al fornitore un termine ragionevole per la loro eliminazione, dopodiché viene avviata una seconda accettazione. Un difetto è considerato rilevante quando impedisce il corretto funzionamento, può causare danni o mette in pericolo la sicurezza. I difetti estetici non sono rilevanti. Se durante il controllo non è possibile dimostrare alcuni valori di garanzia, questi devono essere registrati nel verbale come riserve.

Consegna dell'opera al committente
Con il collaudo positivo, l'opera viene consegnata al committente. Al momento della consegna, quest'ultimo si assume i seguenti obblighi:

- Cessione della supervisione: il committente è responsabile delle misure di sicurezza.
- Trasferimento dei rischi: il fornitore non si assume più alcun rischio per danni o perdite dell'opera.
- Inizio dei termini di garanzia e di prescrizione.
- Il fornitore deve presentare il conteggio finale.

Solo dopo l'accettazione senza difetti il rischio passa al committente.

Compiti del progettista al momento della consegna
Al momento della consegna dell'impianto completo, il progettista deve svolgere i seguenti compiti:

- La documentazione dell'impianto secondo la Q-guida D.5 viene consegnata completa al committente.
- Il concetto per l'ottimizzazione dell'esercizio secondo la Q-guida D.6 viene presentato al committente.

Parte 4 – Funzionamento e gestione

16 Ottimizzazione operativa dopo la messa in funzione

16.1 Motivi e obiettivi

Dopo aver completato con successo la messa in funzione e il collaudo (cfr. capitolo 15), l'impianto realizzato entra in esercizio regolare e passa sotto la responsabilità del proprietario. L'esperienza maturata in numerose ispezioni dimostra che, nel caso di impianti a biomassa e reti di teleriscaldamento complessi, nella maggior parte dei casi non è ancora possibile ottenere un funzionamento ottimale, anche se l'impianto è stato progettato e costruito correttamente e la messa in funzione è stata eseguita a regola d'arte con un periodo di prova.

Le ragioni sono, tra le altre:

- L'incertezza nella progettazione dovuta alla variabilità nella determinazione del fabbisogno termico.
- La messa in funzione e il funzionamento di prova non possono riprodurre tutte le condizioni di carico e di esercizio che si verificano durante un intero anno.
- Mancanza di esperienza operativa per quanto riguarda il comportamento e la dinamica di regolazione dell'impianto.
- Variazioni nell'assortimento e nella qualità dei combustibili (ad es. contenuto d'acqua).

Inoltre, spesso occorrono diversi anni prima che la rete di teleriscaldamento raggiunga il grado di ampliamento definitivo su cui si basava la progettazione. Se al momento dell'ottimizzazione il grado di ampliamento differisce in modo significativo da quello finale, l'ottimizzazione dovrebbe essere effettuata in modo analogo. A causa dello sviluppo dinamico di una rete, è ancora più importante stabilire un monitoraggio e un'ottimizzazione continui, ripetendo periodicamente il monitoraggio dettagliato in base allo stato di ampliamento.

Se le condizioni operative sono relativamente costanti (andamento del carico, qualità del combustibile), l'ottimizzazione operativa può essere abbreviata ed effettuata già durante la messa in servizio e il funzionamento di prova. Tuttavia, è necessario garantire che i requisiti di ottimizzazione possano essere soddisfatti. Ciò potrebbe essere il caso, ad esempio, di una centrale a biomassa per la fornitura di solo calore di processo.

Nel corso della messa in servizio e del funzionamento di prova viene effettuata una regolazione di base dell'impianto, che consente un funzionamento stabile e automatico. Tuttavia, il sistema di controllo, in particolare, deve essere ulteriormente ottimizzato sulla base delle prime esperienze operative. L'obiettivo di questa (prima) ottimizzazione è quello di ottenere un funzionamento conforme alla progettazione e alla descrizione funzionale, con la massima efficienza, basse emissioni e parametri operativi stabili. Ciò include anche un funzionamento il più possibile «delicato», al fine di ottenere lunghi intervalli di servizio ed evitare malfunzionamenti (formazione di scorie, superamento dei limiti operativi, ecc.). L'ottimizzazione operativa completa comporta bassi costi di esercizio, un basso impatto ambientale e una lunga durata dell'impianto.

L'ottimizzazione operativa richiede una valutazione sistematica dell'effettivo funzionamento sulla base di dati di misurazione completi e affidabili, nonché un confronto dei dati e degli indicatori con le specifiche della descrizione funzionale, al fine di rispondere alle seguenti domande:

- L'impianto funziona come previsto in tutte le condizioni operative?
- I parametri di regolazione devono essere adeguati?
- Dove ci sono ancora carenze o questioni aperte?
- Quando e come possono essere risolti i difetti esistenti?
- I valori di garanzia, che possono essere valutati solo dopo un funzionamento prolungato, vengono rispettati (consumo di energia ausiliaria, intervalli di servizio, ecc.)?

Ottimizzazione operativa con QM Holzheizwerke

Oltre a una progettazione professionale, l'ottimizzazione continua del funzionamento è un elemento fondamentale per il successo a lungo termine dell'impianto. Poiché in passato questo aspetto è stato spesso trascurato, nell'ambito del sistema QM Holzheizwerke viene richiesta obbligatoriamente un'ottimizzazione del funzionamento (cfr. capitolo 2). I requisiti, le responsabilità e le procedure descritti nei capitoli da 16.2 a 16.4 corrispondono sostanzialmente alle specifiche della Q-guida [15]. Il sistema QM Holzheizwerke offre i seguenti documenti e strumenti:

- Descrizioni funzionali per gli schemi idraulici standard [62] e [71]
- Elenchi dei punti di misurazione
- Descrizione dell'acquisizione dati
- Indicatori predefiniti
- Concetto di ottimizzazione operativa – cfr. documento aggiuntivo 424 nella Q-guida [15]
- FAQ 8: Come devono essere effettuate la valutazione e la rappresentazione dei dati nell'ottimizzazione operativa? L'ottimizzazione operativa qui descritta deve essere considerata un requisito minimo e, a seconda delle esigenze, può essere eseguita in modo più dettagliato e/o estesa ad altri componenti. Ai fini di una gestione accurata dell'impianto, la raccolta dati, il monitoraggio e le misure di ottimizzazione dovrebbero essere portati avanti e documentati su base continuativa, creando una base di dati e conoscenze di grande valore per futuri ampliamenti e ammodernamenti (cfr. capitolo 18).

16.2 Requisiti e responsabilità

L'ottimizzazione di base dell'esercizio viene effettuata, a seconda delle dimensioni dell'impianto, nei primi uno o due anni dopo il collaudo. Nel caso degli impianti di teleriscaldamento, si dovrebbe considerare almeno un intero anno di esercizio o un intero periodo di riscaldamento.

Nel corso della progettazione deve essere redatta una descrizione funzionale completa, che è un presupposto fondamentale per il successo dell'ottimizzazione. In sintesi, per l'ottimizzazione operativa sono necessari i seguenti documenti:

- Schema idraulico completo e definitivo («as-built»).
- Descrizione dettagliata del funzionamento per tutte le condizioni operative, inclusa la logica di regolazione.
- Elenco completo dei punti di misurazione (posizione, campo di misura, risoluzione, precisione).
- Descrizione dell'acquisizione dati automatica (struttura, archiviazione, ecc.).
- Elenco degli indicatori concordati e garantiti.
- Documentazione e schede tecniche dei componenti essenziali.

Inoltre, è necessario definire chiaramente le responsabilità per la preparazione e l'esecuzione dei lavori di ottimizzazione e includerle nell'incarico del progettista principale e, se necessario, di altri responsabili. Si raccomanda di assegnare la responsabilità principale come segue (ma è possibile anche una diversa ripartizione):

- Pianificazione e specifica dell'acquisizione dati da parte del progettista.
- Monitoraggio dell'acquisizione dati automatica da parte del personale operativo.
- Esecuzione di registrazioni manuali supplementari da parte del personale operativo.
- Lettura e messa a disposizione dei dati da parte del personale operativo e delle aziende di regolazione o dei produttori.
- Valutazione, calcolo degli indicatori e analisi dei dati da parte del progettista.

Le attività dovrebbero essere svolte in stretta collaborazione con il personale operativo e i produttori.

Le responsabilità e i requisiti relativi all'acquisizione dati e all'attuazione dell'ottimizzazione dovrebbero essere riassunti in un «concetto di ottimizzazione operativa» (cfr. documento aggiuntivo 424 nella Q-guida [15]).

Affinché l'ottimizzazione possa essere effettuata con successo in collaborazione con i produttori, nei contratti d'opera devono essere previste adeguate garanzie finanziarie (ritenute a garanzia) per il periodo di garanzia. In caso contrario, non è possibile garantire che tutti i produttori collaborino in modo mirato.

16.3 Elaborazione e valutazione dei dati

Una strumentazione di misura completa e un'adeguata tecnologia di controllo sono strumenti importanti per la gestione operativa e una base essenziale per l'ottimizzazione.

Nel corso del monitoraggio, vengono elaborati e valutati i dati operativi. A tal fine, in base alla Tabella 16.1, vengono determinati i valori annuali essenziali per l'anno in esame e gli indicatori da essi derivati, ottenendo una rapida panoramica e un confronto con i valori di progetto.

Sono inoltre necessari dati operativi dettagliati con un'elevata risoluzione temporale (ad es. valori ogni 5 minuti), forniti da un'adeguata strumentazione (capitolo 5.10). Questi devono essere valutati per condizioni operative e periodi di tempo selezionati. Sulla base del sistema QM Holzheizwerke, vengono definite le seguenti condizioni operative:

- **Basso carico**: vicino al limite di riscaldamento, nelle mezze stagioni o in estate.
- **Carico principale**: intervallo di carico in cui avviene la maggior parte della produzione di calore (ad es. temperatura esterna media giornaliera tra 0 e 10 °C).
- **Carico elevato**: in condizioni climatiche molto rigide (ad es. temperatura media giornaliera < 0 °C). In-

clude anche il funzionamento in cascata e il funzionamento per i picchi di carico con la caldaia bivalente.

- **Condizioni straordinarie**.

La selezione delle condizioni operative deve essere adeguata alla configurazione dell'impianto (schema idraulico [62] o [71]) e ad altri fattori (ad es. assenza di funzionamento estivo).

Affinché questi dati dettagliati possano essere interpretati correttamente, è indispensabile una rappresentazione grafica che deve soddisfare i seguenti requisiti:

- Rappresentazione di un andamento settimanale rappresentativo per ogni stato di funzionamento.
- Rappresentazione dell'andamento giornaliero di giorni selezionati.
- I dati più importanti devono poter essere rappresentati insieme in un unico diagramma.
- I grafici devono essere facilmente leggibili (etichette degli assi, legende).
- La creazione e la trasmissione (ad es. come file .csv o Excel) facilitano l'analisi.

I requisiti dettagliati relativi ai punti di misurazione e ai criteri di valutazione sono riassunti nelle Tabelle 16.2 e 16.3. Queste contengono anche raccomandazioni su come raggruppare i singoli parametri in grafici significativi. La rappresentazione può essere adattata, se necessario, alle questioni da valutare.

Alcuni sistemi di controllo o di visualizzazione offrono ampie possibilità di creazione ed esportazione di grafici, che possono poi essere utilizzati direttamente per la valutazione. Ulteriori dettagli ed esempi sono disponibili nella FAQ 8 di QM Holzheizwerke.

Tabella 16.1 Valori annuali richiesti e indicatori derivati.

	Parametro	Unità	Valutazione
Per tutte le caldaie a legna (HK)	Produzione annua di calore	MWh/a	Numero di ore di funzionamento a pieno carico HK
	Potenza nominale	kW	Valore indicativo circuito standard
	Ore di funzionamento totali	h/a	Numero di avviamenti all'anno
	30 - 50 %		
	50 - 75 %		
	75 - 100 %		
	Stand-by	h/a	
	Accensione/avvio	h/a / n	
	Fabbisogno di energia elettrica caldaia a legna	kWh/a	Fabbisogno specifico di energia elettrica caldaia a legna
Condensazione dei gas di scarico (AK)	Produzione annua di calore	MWh/a	Numero di ore di funzionamento a pieno carico AK
	Potenza nominale	kW	Quota di condensazione nella produzione annua di calore delle caldaie a legna
	Ore di funzionamento totali	h/a	
	Fabbisogno di energia elettrica per la condensazione dei gas di scarico	MWh/a	Fabbisogno specifico di energia elettrica AK
	Consumo d'acqua	l/a	Consumo specifico di acqua AK
Dispositivo di separazione delle polveri (elettrofiltro/filtro a maniche)	Ore di funzionamento totali	h/a	Disponibilità
	Ore di funzionamento filtro attivo	h/a	
	Ore di funzionamento bypass	h/a	
	Disponibilità secondo FAQ 38	%	
	Ore di funzionamento combustione ACCESA	h/a	
	Ore di funzionamento associate separatore ACCESO	h/a	
Per tutte le caldaie bivalenti (BK) e altre fonti di calore	Produzione annua di calore	MWh/a	Numero di ore di funzionamento a pieno carico BK
	Potenza nominale	kW	Quota della produzione annuale
	Ore di funzionamento totali	h/a	
	Fabbisogno di energia elettrica caldaia bivalente/altro	MWh/a	Fabbisogno specifico di energia elettrica BK
Rete di teleriscaldamento	Fabbisogno termico annuo dalla centrale	MWh/a	Perdite di rete
	Fabbisogno termico annuo degli utenti	MWh/a	ΔT nella media annuale
	Quantità d'acqua	m^3/a	Perdite accumulo/centrale
	Fabbisogno di energia elettrica delle pompe di rete	MWh/a	Fabbisogno specifico di energia elettrica delle pompe di rete
	Cippato, corteccia, trucioli ecc.	kg/a (m^3/a)	Efficienza dell'impianto

	Parametro	Unità	Valutazione
Consumo di combustibile ed energia ausiliaria	Pellet	m^3/a	Efficienza annuale caldaia a pellet
	Gasolio o gas		Efficienza annuale caldaia bivalente
	Fabbisogno di energia elettrica dell'impianto a pompa di calore		Coefficiente di prestazione annuale della pompa di calore
	Fabbisogno di energia elettrica dell'impianto complessivo		Fabbisogno specifico di energia elettrica dell'impianto complessivo

Tabella 16.2 Diagrammi, punti di misurazione e criteri di valutazione – andamento settimanale.

Diagramma	Parametro	Unità	Valutazione
Andamento settimanale	Potenza caldaia a legna 1 effettiva	kW	Rilevanza per la selezione dell'andamento giornaliero
	Potenza caldaia a legna 2 effettiva	kW	Numero di avviamenti al giorno/alla settimana
	Potenza caldaia bivalente effettiva	kW	Attivazione/disattivazione caldaia bivalente
	Potenza rete effettiva	kW	Interazione con altre fonti di calore
	Stato di carica dell'accumulatore effettivo	%	
	Temperatura esterna	°C	

Tabella 16.3 Diagrammi, punti di misurazione e criteri di valutazione – andamento giornaliero.

Diagramma	Parametro	Unità	Valutazione
Panoramica	Temperatura esterna	°C	Stato di funzionamento
	Stato di carica dell'accumulatore effettivo		Regolazione dello stato di carica dell'accumulatore
	Stato di carica dell'accumulatore nominale	%	Attivazione/disattivazione caldaia bivalente
	Potenza caldaia a legna 1 effettiva	kW	Interazione con altre fonti di calore
	Potenza caldaia a legna 2 effettiva	kW	
	Potenza caldaia bivalente effettiva	kW	
	Potenza di altre fonti di calore	kW	
Per ogni caldaia a legna	Temperatura di uscita della caldaia	°C	ΔT alla potenza nominale; potenza nominale
	Temperatura di ingresso della caldaia	°C	
	Potenza caldaia a legna 1 effettiva	kW	Potenza minima
	Potenza caldaia a legna 1 nominale	kW, %	La potenza segue il fabbisogno senza oscillazioni; potenza al livello più basso possibile
	Contenuto di ossigeno residuo / Lambda	% / –	Efficienza di combustione
	Temperatura dei gas di scarico	°C	Regolazione della temperatura di uscita della caldaia
			Numero di avviamenti al giorno
			Rispetto delle condizioni di carico ridotto
			Produzione minima di calore giornaliera
			Funzionamento estivo e commutazione tra le caldaie a legna in autunno/primavera
Per tutte le altre fonti di calore (eccetto caldaie bivalenti)	Potenza effettiva		
	Potenza nominale		
	Temperatura di ingresso		
	Temperatura di uscita		
	Altri parametri specifici (a seconda del tipo di fonte di calore)		Indici specifici a seconda del tipo di fonte di calore
			Numero di avviamenti al giorno
Diagramma aggiuntivo	Temperatura di mandata rete effettiva	°C	Differenza di temperatura della rete di teleriscaldamento
	Temperatura di ritorno rete effettiva	°C	
	Potenza rete effettiva	kW	Caldaia bivalente in funzione solo quando necessario, picchi di carico rete di teleriscaldamento
	Segnale di abilitazione generatori di calore bivalenti o di altro tipo	kW, %	La potenza della caldaia a legna rimane massima durante il funzionamento della caldaia bivalente

Diagramma	Parametro	Unità	Valutazione
	Mandata principale prima/dopo l'accumulatore	°C	Sequenza di utilizzo prevista di altre fonti di calore
	Ritorno principale prima/dopo l'accumulatore	°C	Potenza nominale
			Potenza minima
			ΔT alla potenza nominale
			Regolazione della temperatura di uscita della caldaia
			La potenza segue il fabbisogno senza oscillazioni
			Potenza al livello più basso possibile
			Regolazione della temperatura di uscita della caldaia
Accumulatore	Temperatura sonda dell'accumulatore	°C	Stratificazione della temperatura in carica/scarica
	Stato di carica dell'accumulatore effettivo	%	Differenza di temperatura utilizzabile nell'accumulatore
Parametri aggiuntivi richiesti: - Valore medio giornaliero [°C] per il giorno selezionato - Produzione giornaliera di calore [kWh/d] per ogni generatore di calore - Condizione di carico minimo [kW o % del carico nominale] per ogni caldaia a legna o altri generatori di calore			

16.4 Esecuzione

Una volta elaborati tutti i dati operativi, è possibile procedere all'analisi e alla valutazione effettive e confrontare il funzionamento reale dell'impianto con quello definito in fase di progettazione (funzionamento teorico). Questo compito spetta al progettista principale, che nel corso di questa verifica finale deve documentare se l'impianto funziona come previsto. Come base per tale verifica devono essere utilizzati tutti i documenti, i dati operativi, gli indicatori e i diagrammi sopra menzionati, nonché i criteri di valutazione riportati nelle Tabelle 16.1, 16.2 e 16.3. Si raccomanda inoltre di includere nella valutazione tutte le informazioni aggiuntive disponibili, come ad esempio le misurazioni periodiche delle emissioni, il registro di esercizio, i protocolli degli interventi, le esperienze del personale operativo e un sopralluogo dell'impianto.

Durante l'ottimizzazione dell'impianto è necessario rispondere, tra l'altro, alle seguenti domande:

- I dati di misurazione disponibili sono completi e plausibili o potrebbero esserci errori di misurazione?
- Confronto tra i valori pianificati e quelli effettivi del fabbisogno termico dell'intero impianto e dei singoli clienti (la base è lo strumento Excel «Valutazione della domanda»). In caso di scostamenti significativi, un'analisi dettagliata deve mostrare se si tratta di un errore sistematico o se vi sono altre cause.
- L'efficienza dell'impianto (rendimento annuo della generazione e della rete) corrisponde ai valori obiettivo pianificati?
- La caldaia a biomassa fornisce la potenza nominale concordata contrattualmente (in modo costante e senza oscillazioni)?
- La caldaia a biomassa funziona alla potenza minima concordata contrattualmente senza interruzioni nell'alimentazione dell'aria comburente?
- Il controllo della potenza in condizioni di carico parziale funziona in modo tale che la/le caldaia/e funzioni/funzionino sempre al livello più basso possibile, e sia/siano in grado di seguire lentamente e senza oscillazioni l'andamento del fabbisogno di potenza?
- Le caldaie a gasolio o a gas, se presenti, vengono attivate solo quando è assolutamente necessario? Vengono nuovamente disattivate non appena la potenza richiesta può essere coperta dalla caldaia a biomassa? I punti di commutazione (punti di bivalenza) corrispondono alle ipotesi di progettazione (strumento Excel «Valutazione della domanda»)?
- È possibile il funzionamento estivo con la caldaia a biomassa (piccola) e quando deve avvenire il passaggio dalla caldaia piccola a quella grande o viceversa in autunno/primavera?
- Il controllo del caricamento dell'accumulatore funziona secondo le specifiche della descrizione funzionale e garantisce un funzionamento uniforme delle caldaie?
- La stratificazione della temperatura nell'accumulatore rimane stabile durante il carico e lo scarico e viene raggiunto il salto termico utile previsto?
- Si evitano in larga misura frequenti avviamenti e spegnimenti?
- Si verificano condizioni di funzionamento che causano odori sgradevoli ed emissioni elevate?
- L'impianto funziona con i valori di ossigeno residuo e le temperature dei fumi specificati?
- È possibile utilizzare senza problemi tutti gli assortimenti di combustibile specificati?
- La combustione delle ceneri è completa e non si verificano problemi di formazione di scorie?
- Le temperature misurate corrispondono ai valori di progetto e il comportamento temporale è stabile?
- La temperatura di mandata principale della rete segue la strategia di regolazione prevista (ad es. in funzione della temperatura esterna)?

- La temperatura di ritorno principale corrisponde ai valori previsti e dove vi è potenziale di ottimizzazione (a tal fine è possibile effettuare un'analisi delle utenze secondo il Manuale di Pianificazione delle Reti di Teleriscaldamento [19])?
- La disponibilità dell'elettrofiltro, se presente, corrisponde alle specifiche o ai valori di garanzia? (cfr. FAQ 38)
- Il consumo specifico di energia elettrica corrisponde ai valori previsti o alle indicazioni del produttore?
- L'intervallo di servizio garantito tra le pulizie manuali della caldaia viene raggiunto?
- Gli intervalli di manutenzione non sono più brevi di quelli garantiti?
- Si verificano guasti frequenti a singoli componenti?
- Si verifica un'usura maggiore di alcune parti dell'impianto (ad es. rivestimento refrattario, elementi della griglia)?

Se questa valutazione evidenzia carenze nel funzionamento, è necessario definire misure di ottimizzazione adeguate. Queste riguardano di norma l'adeguamento graduale dei parametri di regolazione, con contestuale osservazione degli effetti.

Quando si modificano i parametri di regolazione, è importante assicurarsi di modificare un solo parametro alla volta e di prevedere un tempo sufficiente per osservarne gli effetti (ore o giorni, data la lentezza di reazione di un impianto a biomassa). Tutte le modifiche devono essere documentate in modo dettagliato in un registro di esercizio, in modo che tutte le persone coinvolte possano comprenderle.

Se necessario, è opportuno consultare esperti di regolazione e i produttori. I difetti gravi devono essere comunicati immediatamente per iscritto ai produttori nell'ambito della garanzia. Se nel corso dell'ottimizzazione vengono rilevati difetti rilevanti per la sicurezza, gli esperti (inclusi i progettisti) hanno l'obbligo di segnalarli ai responsabili degli impianti.

Il personale operativo responsabile dovrebbe essere coinvolto il più possibile nella valutazione e nell'ottimizzazione. L'obiettivo è anche quello di stabilire un monitoraggio e un'ottimizzazione continui.

17 Funzionamento e manutenzione

17.1 Organizzazione aziendale

Una centrale termica a biomassa con rete di teleriscaldamento è un'azienda come tutte le altre. Di conseguenza, valgono gli stessi requisiti in materia di gestione amministrativa e commerciale professionale.

La direzione è responsabile dei seguenti compiti:

- Comunicazione delle principali norme, direttive e leggi al personale operativo.
- Informazione del personale operativo in merito alle disposizioni rilevanti contenute nei contratti di fornitura.
- Stipula di contratti conformi alla legge (fornitura di combustibile, fornitura di calore, ecc.).
- Rilevazione e attuazione dei potenziali di ottimizzazione nei seguenti settori:
    - Acquisto ben organizzato di combustibile ed elettricità.
    - Assicurazioni.
    - Impiego del personale.
    - Logistica dei combustibili a costi contenuti, riduzione della movimentazione e dell'utilizzo di veicoli (eventuale noleggio o uso sinergico di mezzi).
- Cooperazione con associazioni di gestori e/o altre centrali termiche (ad es. consorzi di acquisto, gestione comune dei ricambi).
- Servizio clienti professionale (comunicazione, informazioni, assistenza, hotline, ecc.).

Per quanto riguarda il buon funzionamento tecnico, è necessario tenere conto delle seguenti indicazioni relative all'organizzazione operativa.

Un funzionamento ordinato richiede un'organizzazione operativa con un elenco delle persone coinvolte e delle loro responsabilità. Una documentazione completa e aggiornata dell'impianto secondo la Q-guida (E.5 «Q-requisiti documentazione dell'impianto») [15] costituisce la base affinché il personale possa gestire e mantenere l'impianto in qualsiasi momento con dati aggiornati.

Tutte le leggi e le direttive applicabili, in particolare i requisiti previsti dall'autorizzazione all'esercizio, devono essere integrate nel funzionamento corrente. Ciò riguarda, tra l'altro, i seguenti settori:

- Protezione antincendio
- Sicurezza sul lavoro / Dispositivi di protezione
- Protezione contro le esplosioni
- Controlli periodici

È necessario elaborare piani di emergenza per i seguenti scenari:

- Alimentazione di emergenza / Garanzia della fornitura di calore in caso di guasto totale.
- Reperibilità di un sistema di riscaldamento mobile di emergenza e tempi di intervento.
- Procedura in caso di interruzione di corrente e verifica della necessità di un'alimentazione elettrica di emergenza.
- Procedura in caso di accesso limitato alla centrale termica (ad es. in inverno) per quanto riguarda l'approvvigionamento di combustibile e personale.
- Quali pezzi di ricambio essenziali devono essere disponibili in loco per evitare interruzioni prolungate?

17.2 Funzionamento tecnico

I requisiti più importanti per il corretto funzionamento di una centrale termica a biomassa sono:

- L'utilizzo degli assortimenti di combustibile adatti all'impianto e per i quali è stato regolato. La qualità deve essere conforme a quanto definito nel contratto d'opera con il fornitore dell'impianto.
- Monitoraggio regolare dei dati di funzionamento (temperatura fumi, eccesso d'aria, velocità ventilatore fumi, tempi di funzionamento, ecc.).
- Controlli regolari dell'impianto (ad es. per individuare tempestivamente perdite idrauliche o rimuovere pezzi di pezzatura eccessiva dal combustibile).
- Manutenzione regolare dell'impianto secondo le istruzioni del produttore.
- Mansionario dettagliato per il personale operativo con descrizione dei compiti, responsabilità e autorizzazioni.

La procedura da seguire in caso di guasti è descritta nel manuale d'uso del produttore. Il personale operativo deve essere preparato in modo specifico per guasti di maggiore entità (interruzione di corrente, guasto caldaia, ecc.) per poter reagire rapidamente.

17.3 Manutenzione

17.3.1 Informazioni generali

La manutenzione comprende la manutenzione preventiva, l'ispezione (monitoraggio), la riparazione e il miglioramento della tecnologia dell'impianto. Gli obiettivi sono un funzionamento senza guasti, ottimale e rispettoso dell'ambiente, un elevato rendimento annuo e il mantenimento del valore degli impianti con costi contenuti.

La tenuta di un registro di esercizio consente di ricostruire la cronologia delle principali operazioni di manutenzione e costituisce la base per la pianificazione delle misure necessarie.

Una manutenzione predittiva e basata sulle condizioni comprende, tra l'altro, anche misurazioni dello spessore delle pareti e dell'usura in punti critici (tubi caldaia, rivestimento refrattario, griglie, pompe, ventilatori), nonché il controllo dei dispositivi di allarme perdite e di sicurezza, il mantenimento della pressione (quantità di reintegro) e il controllo regolare della qualità del fluido termovettore. In questo modo è possibile prolungare la durata di vita dell'impianto e ridurre a lungo termine i costi di riparazione e di manutenzione.

La convenienza economica è fortemente influenzata dai costi di manutenzione e deve essere presa in considerazione già in fase di progettazione (cfr. capitolo 3). La quota di manutenzione è spesso riferita ai costi di investimento. In Figura 17.1 i costi di manutenzione ammontano al 4% dei costi di investimento per la generazione di calore. Ulteriori informazioni sono disponibili nel capitolo 10.3.

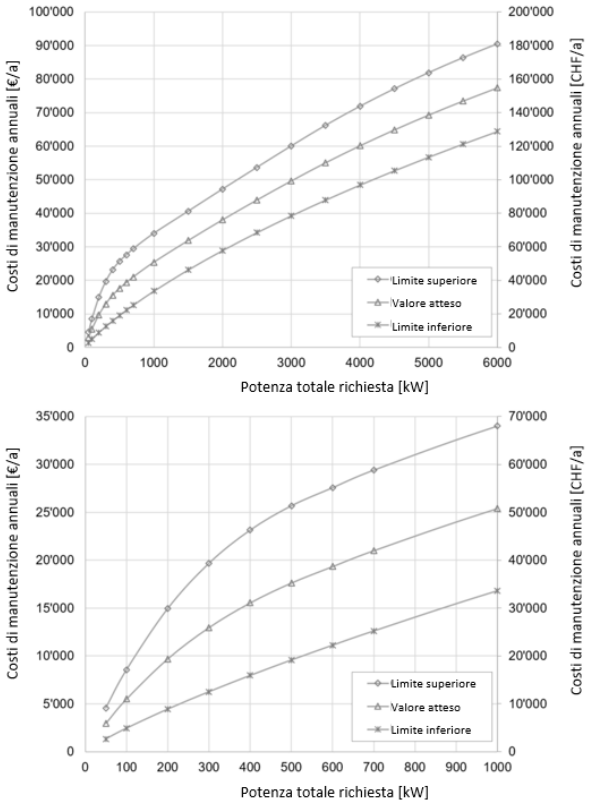


Figura 17.1 Spese annuali di manutenzione in funzione della potenza termica totale dell'impianto (valore empirico = 4% dei costi di investimento secondo Figura 10.8). In alto: intervallo fino a 6.000 kW. In basso: intervallo fino a 1.000 kW.

17.3.2 Manutenzione preventiva e ispezione

La manutenzione preventiva e l'ispezione comprendono il monitoraggio del funzionamento (incluso il controllo della disponibilità del separatore di particolato), la risoluzione dei guasti, i lavori di manutenzione come la pulizia o la lubrificazione, il controllo regolare del funzionamento e la manutenzione periodica da parte dei produttori. A tal fine servono il contratto di manutenzione per l'impianto e il separatore di particolato, nonché la pulizia periodica della caldaia e del camino da parte dello spazzacamino.

Oltre alle ispezioni periodiche, devono essere eseguiti e documentati tutti i controlli ricorrenti prescritti dalla legge (dispositivi antincendio, attrezzature di sollevamento, porte automatiche, ecc.).

La quota relativa alla manutenzione preventiva e all'ispezione ammonta, come valore di riferimento, al 2% dei costi di investimento per la generazione di calore e rappresenta quindi la metà dei costi totali di manutenzione (Figura 17.1). Ulteriori informazioni sono disponibili nel capitolo 10.3.

Funzionamento a bassa manutenzione
Affinché un impianto a biomassa possa funzionare senza problemi e con una manutenzione ridotta, è necessario ridurre al minimo gli interventi di pulizia della caldaia, adottando un sistema automatico di pulizia dei tubi e un'estrazione automatica delle ceneri.

Pulizia della caldaia
Le ceneri e i materiali estranei si depositano nei seguenti punti, che devono essere puliti periodicamente:

- Tubi di scambio termico della caldaia o dello scambiatore a valle (ceneri volanti) e relative camere di inversione.
- Zona di combustione.
- Camera di combustione (ceneri di griglia).
- Sotto la griglia o il crogiolo di combustione.

La pulizia della caldaia è descritta nella documentazione operativa del fornitore, dove è specificata anche la frequenza. L'intervallo di pulizia dipende dal combustibile, dal comportamento di combustione, dalla modalità di funzionamento e dalle condizioni operative. Un buon indicatore dello stato di sporcizia è la temperatura dei fumi. Le superfici sporche peggiorano lo scambio termico, causando un aumento della temperatura dei fumi e quindi maggiori perdite. Rispetto allo stato di caldaia pulita e a parità di potenza, è necessario pulire la caldaia quando la temperatura dei fumi aumenta di 20-30 K. Di norma, l'intervallo è di due o tre settimane. Grazie alla pulizia automatica (pneumatica o meccanica) dei tubi, l'intervallo tra due pulizie manuali può essere esteso a 2.500-3.000 ore di funzionamento a pieno carico o a un intervallo semestrale (cfr. anche capitolo 5.5).

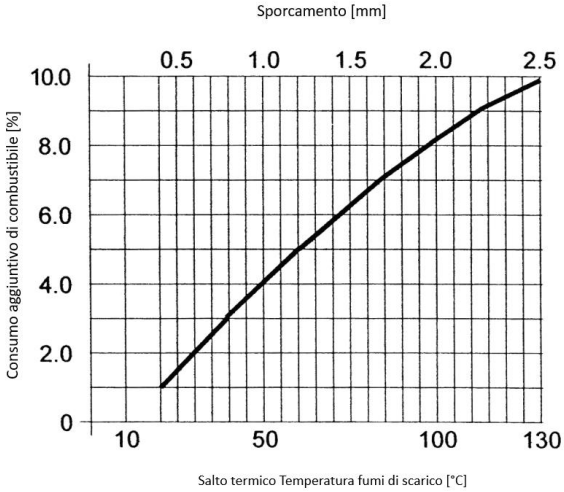


Figura 17.2 Relazione tra lo strato di fuliggine sugli scambiatori, il consumo supplementare di combustibile e l'aumento della temperatura dei fumi.

Il lavoro di pulizia aggiuntivo può essere notevolmente ridotto con i seguenti componenti automatici dell'impianto:

- Estrazione delle ceneri sotto la griglia per il materiale che cade attraverso la griglia nei sistemi di combustione a griglia
- Estrazione delle ceneri dalla camera di combustione per i sistemi di alimentazione dal basso e i sistemi di combustione a griglia

Contratto di manutenzione (contratto di assistenza)
Nel contratto di manutenzione (contratto di assistenza) viene concordata la manutenzione periodica dei componenti dell'impianto da parte del fornitore dell'impianto.

La manutenzione periodica ha lo scopo di garantire un funzionamento senza guasti, che non provochi danni ai componenti dell'impianto. Il funzionamento tecnico deve essere garantito mediante la sostituzione delle parti soggette a usura.

Ambito del contratto di manutenzione per un impianto automatico a legna

Entro un intervallo di tempo di due anni, su un impianto automatico a biomassa devono essere eseguiti almeno i seguenti lavori di manutenzione (cfr. anche capitolo 5):

- **Revisione**: durante la revisione, a impianto fermo (ad esempio in estate), vengono controllati i componenti dell'impianto per verificarne l'usura e il funzionamento del sistema di trasporto, della camera di combustione, della griglia, della caldaia e dei dispositivi di sicurezza.
- **Controllo e taratura delle emissioni**: durante questa manutenzione, viene verificato il funzionamento dell'impianto in esercizio per quanto riguarda la qualità della combustione, il rendimento, la regolazione e i dispositivi di sicurezza (come la protezione contro il ritorno di fiamma o il termostato di sicurezza). Potrebbe essere necessario impostare nuovi valori di regolazione per il controllo della combustione.
- Un'ulteriore **teleassistenza** da parte del produttore del sistema di combustione è un importante supporto per il personale operativo nella risoluzione dei guasti e nell'ottimizzazione del funzionamento, e comprende le seguenti attività:
- Diagnosi a distanza
- Controllo
- Accesso remoto e consulenza telefonica
- Controllo remoto
- Un contratto di manutenzione garantisce la continuità di questo lavoro. In questo modo è possibile ridurre al minimo i guasti o risolverli immediatamente tramite la teleassistenza, aumentando la sicurezza operativa. Ulteriori informazioni sono disponibili nel capitolo 5.10 e nel capitolo 16.

Partner contrattuali
A seconda delle dimensioni e della complessità dell'impianto, nonché del numero di appaltatori principali, può essere necessario stipulare più di un contratto di manutenzione per l'impianto a biomassa. I possibili partner contrattuali sono:

- Produttore della caldaia a biomassa con sistema di controllo.
- Produttore dei sistemi di stoccaggio (riempimento ed estrazione silo, magazzino).
- Produttore del sistema di trattamento fumi.
- Produttore dell'integrazione idraulica.
- Produttore del sistema di regolazione o controllo.
- Aziende specializzate indipendenti dal prodotto.
- In alcuni casi è necessario stipulare un contratto di manutenzione con tutte le aziende sopra elencate. I servizi inclusi nei rispettivi contratti devono essere coordinati tra loro.

Contenuto del contratto
Un contratto di assistenza deve contenere i seguenti punti:

- Scopo
- Descrizione chiara dei perimetri di fornitura e delle prestazioni (eventualmente garanzie)
- Descrizione delle esclusioni e delle eccezioni

- Indicazione delle tariffe orarie, dei supplementi e delle spese
- Costi
- Validità e durata
- Recesso
- Rinnovo
- Indirizzo di contatto e organizzazione per la richiesta di servizi in caso di emergenza
- Obblighi dell'operatore
- Diritti dell'appaltatore

17.3.3 Riparazione e miglioramento

Il rinnovo periodico di componenti (rivestimento refrattario, griglie, pompe) con lo stesso livello tecnico rientra nella riparazione. Se i componenti vengono sostituiti con altri di livello tecnico più recente, si tratta di un miglioramento. La quota per la riparazione e il miglioramento è pari, come valore di riferimento, al 2% dei costi di investimento per la generazione di calore e rappresenta quindi la metà dei costi totali di manutenzione (Figura 17.1). Ulteriori informazioni sono disponibili nel capitolo 10.3.

17.4 Sicurezza sul lavoro

La sicurezza sul lavoro del personale operativo è determinata in modo significativo dal rispetto e dall'osservanza dei requisiti specifici del Paese in materia di dispositivi di sicurezza delle parti dell'impianto corrispondenti per quanto riguarda la protezione antincendio, la prevenzione degli infortuni e la protezione contro le esplosioni (vedere anche il capitolo 19).

Inoltre, è necessario prestare particolare attenzione all'igiene sul lavoro, poiché essa ha un grande impatto sullo stato di salute del personale operativo. Il personale operativo di una centrale termica a biomassa è esposto alle seguenti emissioni e influenze rilevanti per la salute:

- Polvere di cenere durante la pulizia della caldaia, la movimentazione delle ceneri, i lavori di manutenzione sull'impianto di scarico dei fumi e sull'impianto di estrazione ceneri.
- Polvere di legno nel deposito combustibile durante la consegna, la movimentazione e i lavori di manutenzione al sistema di trasporto.
- Muffa nel deposito del combustibile durante la consegna, la movimentazione e la manutenzione del sistema di trasporto.
- Rumore.
- Gas di fermentazione nel deposito di combustibile e nei locali adiacenti.
- Monossido di carbonio nel deposito di pellet.
- Parti dell'impianto con temperature elevate o radiazioni termiche elevate.

La polvere di cenere, la polvere di legno e le spore di muffa contengono particelle di polveri fini che possono penetrare nei polmoni e comprometterne la funzionalità. La polvere di legno e le spore di muffa possono provocare allergie che possono indebolire lo stato di salute della persona interessata. Il personale operativo deve adottare le seguenti precauzioni:

- Indossare una maschera protettiva se esposto a emissioni di polvere di cenere, polvere di legno e spore di muffa.
- In caso di livelli di rumore elevati, adottare misure di protezione acustica.
- Prima di entrare nei depositi di combustibile e nei locali con possibile elevata concentrazione di gas di fermentazione, provvedere a una buona ventilazione per evitare il rischio di soffocamento.
- Rispettare le norme di sicurezza riportate nella brochure «Raccomandazioni per lo stoccaggio di pellet di legno» [67] quando si accede ai depositi di pellet, al fine di evitare incidenti causati da concentrazioni tossiche di CO.
- Indossare indumenti protettivi adeguati con visiera protettiva quando si maneggiano parti dell'impianto o si lavora in prossimità di parti dell'impianto che presentano temperature elevate, in modo da evitare ustioni.
- Disinserire o interrompere l'alimentazione elettrica durante la riparazione di guasti o lavori di manutenzione su parti dell'impianto con azionamenti elettrici.

17.5 Assicurazioni

Per garantire la convenienza economica a lungo termine, è necessario stipulare assicurazioni adeguate, specialmente in presenza di contratti di fornitura di calore. Si possono prendere in considerazione le seguenti coperture:

- Assicurazione di cantiere (CAR).
- Incendio.
- Danni indiretti da incendio.
- Guasti macchina.
- Danni indiretti da guasti macchina.
- Responsabilità civile aziendale.
- Danni da eventi naturali.

Si raccomanda un'accurata valutazione dei rischi. Ulteriori punti assicurativi sono:

- Coassicurazione delle spese accessorie in caso di sinistro.
- Copertura assicurativa delle spese peritali.
- Protezione giuridica.
- Tubazioni.

Si consiglia di verificare la possibilità di stipulare un contratto quadro per impianti a biomassa con rete di teleriscaldamento, con la seguente copertura (se non già inclusa altrove):

- Assicurazione immobili (di norma obbligatoria).
- Assicurazione del contenuto.
- Assicurazione contro l'interruzione dell'attività.
- Assicurazione contro i costi aggiuntivi per interruzione dell'attività.

- Assicurazione di responsabilità civile.
- Assicurazione speciale di protezione giuridica penale.

Le disposizioni contenute nei contratti assicurativi devono essere rispettate scrupolosamente. Oltre alle disposizioni di legge (controlli periodici, documentazione – cfr. capitolo 17.3.2), occorre osservare anche eventuali ulteriori requisiti richiesti dalle assicurazioni al fine di garantire la copertura.

18 Ottimizzazione e rinnovamento degli impianti esistenti

18.1 Spiegazioni

I nuovi impianti progettati e realizzati nell'ambito del programma QM Holzheizwerke effettuano nei primi anni di esercizio l'ottimizzazione descritta nel capitolo 16. In tale occasione si verifica se l'impianto, nello stato di ampliamento attuale della rete, raggiunge i valori tecnici ed economici previsti dal programma. Se l'impianto viene realizzato in conformità con queste specifiche, sono disponibili i dati di esercizio necessari per tale valutazione.

Il presente capitolo è destinato agli impianti esistenti che sono già in funzione da alcuni anni, indipendentemente dal fatto che siano stati realizzati con il supporto del sistema QM Holzheizwerke. Affinché gli impianti esistenti rimangano competitivi in un contesto in continua evoluzione, è necessario verificarne periodicamente la tecnologia e la convenienza economica, individuando e sfruttando il potenziale di ottimizzazione. Il consolidamento o l'ampliamento della fornitura, le innovazioni tecnologiche, nuove disposizioni di legge (come l'inasprimento dei limiti di emissione o il divieto di combustibili fossili), l'elevata usura dei componenti, l'accumulo di problemi di funzionamento o nuovi assetti proprietari possono richiedere un'analisi dello status quo dell'impianto. Da tale verifica può emergere la necessità di ottimizzare (ottimizzazione degli impianti esistenti) o di rinnovare singole parti o l'intero impianto (riqualificazione degli impianti esistenti).

I capitoli seguenti descrivono le procedure, gli strumenti e le misure, e hanno lo scopo di mostrare ai progettisti come possono supportare il personale operativo nell'ottimizzazione e/o nella riqualificazione. Il punto di partenza è sempre un'analisi dello status quo (capitolo 18.2.2), che in caso di riqualificazione deve essere ampliata (capitolo 18.3.2).

18.2 Ottimizzazione degli impianti esistenti

18.2.1 Procedura

Per ottimizzare gli impianti esistenti sono necessari i seguenti passaggi:

- Analisi dello status quo della tecnologia esistente e dell'attuale situazione economica.
- Valutazione dei risultati dell'analisi, se possibile mediante un confronto con valori di riferimento (benchmark).
- Individuare misure di ottimizzazione con un'analisi costi/benefici; se necessario, effettuare approfondimenti in singoli settori.
- Attuare le misure di ottimizzazione e verificarne i risultati.

L'ottimizzazione dovrebbe essere effettuata da esperti qualificati. Per ottenere risultati affidabili è necessaria una buona collaborazione con il personale operativo, che deve fornire le informazioni necessarie. Qualora vengano riscontrate carenze rilevanti per la sicurezza, sussiste l'obbligo di segnalarle immediatamente per iscritto ai responsabili dell'impianto.

18.2.2 Analisi dello status quo tecnico ed economico

Ogni analisi si basa su una banca dati aggiornata e completa e su una stima dello sviluppo futuro. Pertanto, i dati e le informazioni elencati di seguito devono essere raccolti nel modo più completo possibile per l'analisi dello status quo.

Stato generale dell'impianto
Ai fini della valutazione sono rilevanti una descrizione delle condizioni generali dell'impianto, lo stato della tecnologia e delle attrezzature, la descrizione generale della situazione attuale e dei possibili problemi (se non descritti in dettaglio nei punti seguenti), nonché i piani di ampliamento attuali e futuri. Un sopralluogo dell'impianto offre una panoramica delle condizioni attuali.

Generazione di calore

- Descrizione dei generatori di calore.
- Anno di costruzione e condizioni generali, potenze nominali, componenti aggiuntivi (sistemi di abbattimento polveri, economizzatori, ecc.), misurazioni delle emissioni, protocolli di guasti e riparazioni.
- Dati di base e dati annuali necessari per lo strumento Excel «Valutazione della domanda» (cfr. capitolo 11).
- Dati operativi necessari nell'ambito dell'ottimizzazione operativa (cfr. capitolo 16).
- Schema idraulico, schema standard, descrizione funzionale/regolazione.
- Verifica dello spazio disponibile e delle riserve nella centrale termica e nel sito.
- Verifica degli aspetti relativi alla sicurezza nella centrale termica, compreso il deposito di combustibile (normative specifiche per Paese nel capitolo 19).

Combustibile e ceneri

- Logistica dell'approvvigionamento combustibile e dello smaltimento ceneri.
- Fabbisogno di combustibile per un anno di esercizio (quantità, tipo, qualità).
- Qualità del combustibile secondo il contratto di fornitura.
- Eseguire l'analisi del combustibile e classificarne la qualità (capitolo 4).
- Capacità di stoccaggio lorda e netta di silos, magazzini, depositi esterni.
- Protocolli dei guasti operativi nell'area del silo, del trasporto combustibile fino alla caldaia, e dell'impianto di estrazione ceneri.

Distribuzione del calore

- Schema della rete con indicazione dei diametri delle condotte e dei livelli di temperatura.
- Dati di base e dati annuali necessari per lo strumento Excel «Valutazione della domanda» (cfr. capitolo 11).
- Dati operativi necessari nell'ambito dell'ottimizzazione operativa (cfr. capitolo 16).
- Stato generale della rete di teleriscaldamento, del monitoraggio perdite, delle stazioni di utenza e della qualità dell'acqua.
- Registrazioni del volume di reintegro necessario.
- Schema idraulico di una tipica stazione di utenza.

Funzionamento e manutenzione (manutenzione preventiva, ispezione, riparazione e miglioramento)

- Costi di manutenzione preventiva e ispezione annuali (cfr. capitolo 17.3.2).
- Costi medi annuali di riparazione e miglioramento (cfr. capitolo 17.3.3).

Condizioni contrattuali e legali

- Soggetto giuridico responsabile, forma societaria del gestore dell'impianto.
- Contratto di fornitura combustibile.
- Contratto di fornitura calore con norme tecniche di allacciamento e modello tariffario.
- Servitù.
- Contratti per servizi forniti da terzi (gestione/assistenza impianto, fatturazione, ecc.).
- Disposizioni di legge (limiti di emissione, norme di sicurezza, ecc.; cfr. capitolo 19).
- Organizzazione della gestione operativa.

Convenienza economica

- Tutti i dati fondamentali per un'analisi di convenienza economica (cfr. strumento di calcolo, capitolo 10).
- Costi effettivi di energia, esercizio e manutenzione, nonché ricavi da contributi di allacciamento e vendita di calore.
- Stima dell'andamento nei prossimi cinque-dieci anni.

Rilevazione del comportamento operativo della generazione e della distribuzione di calore

La registrazione del comportamento operativo deve basarsi sull'ottimizzazione operativa secondo il capitolo 16 e la FAQ 8. Dipende in modo determinante dalla strumentazione di misura di cui sono dotati la centrale termica e la rete, e dalla forma in cui è possibile visualizzare i dati operativi. Nel caso migliore, ciò può avvenire tramite il monitoraggio del sistema di supervisione (cfr. capitolo 16.3). Se vengono registrati pochi dati operativi o nessuno, la valutazione deve basarsi su:

- Osservazioni del personale operativo.
- Osservazioni mirate in giorni selezionati in inverno, nelle mezze stagioni e in estate.
- Misurazioni temporanee e mirate in giorni selezionati, ad esempio mediante misurazioni a lungo termine secondo QS-Support Holzfeuerungen [141].

18.2.3 Valutazione dei risultati dell'analisi dello status quo

Di seguito vengono descritte diverse possibilità per confrontare i risultati dell'analisi dello status quo con gli indicatori del sistema QM Holzheizwerke.

Strumento Excel «Valutazione della domanda»
Questo strumento [110] calcola i principali indicatori dell'impianto, li confronta con i valori obiettivo e consente di trarre conclusioni approssimative sui seguenti aspetti:

- Ore di funzionamento a pieno carico delle caldaie a biomassa: quali riserve di potenza sono disponibili?
- Qual è la quota di biomassa sulla produzione annuale di calore?
- Il volume dell'accumulatore termico è sufficiente?
- È consentito il funzionamento della caldaia (piccola) in estate?
- La densità di allacciamento della rete è sufficiente?
- A quanto ammontano le perdite di distribuzione?
- Qual è l'autonomia del deposito di combustibile?
- Qual è il grado di sicurezza della fornitura in caso di guasto della caldaia più grande?

Ottimizzazione operativa secondo la milestone MS5
Se è possibile raccogliere i dati operativi secondo il capitolo 16, è possibile calcolare gli indicatori più importanti. Inoltre, è possibile ottenere informazioni sul comportamento operativo, ad esempio:

- Il funzionamento corrisponde alla descrizione funzionale? Dove se ne discosta?
- È prevedibile un'usura maggiore o una durata di vita ridotta dei componenti (rivestimento refrattario, griglie, coclee, ecc.)?
- Si verificano picchi o cali di carico elevati nella rete?
- L'elettrofiltro raggiunge la disponibilità annuale prevista?
- Il consumo di energia elettrica rientra nei valori previsti?

Costi di manutenzione e riparazione (cfr. capitolo 17)
Se sono disponibili dati sui costi medi annuali, questi possono essere confrontati con i grafici corrispondenti per valutare:

- I costi medi annuali di manutenzione preventiva rientrano nell'intervallo previsto?
- Esiste un potenziale per ridurli?
- I costi medi annuali per le riparazioni rientrano nella fascia prevista?
- È possibile ridurli ottimizzando il funzionamento?

Strumento di consulenza per la riqualificazione degli impianti
Nello strumento di consulenza per la riqualificazione [16] vengono inseriti i dati tecnici ed economici più importanti. Lo strumento calcola i principali indicatori e li confronta con i valori obiettivo QMH. I risultati vengono rappresentati graficamente, in modo da riconoscere rapidamente se i valori rientrano nell'intervallo previsto. I risultati e le possibili misure di ottimizzazione o riqualificazione vengono discussi con il gestore dell'impianto.

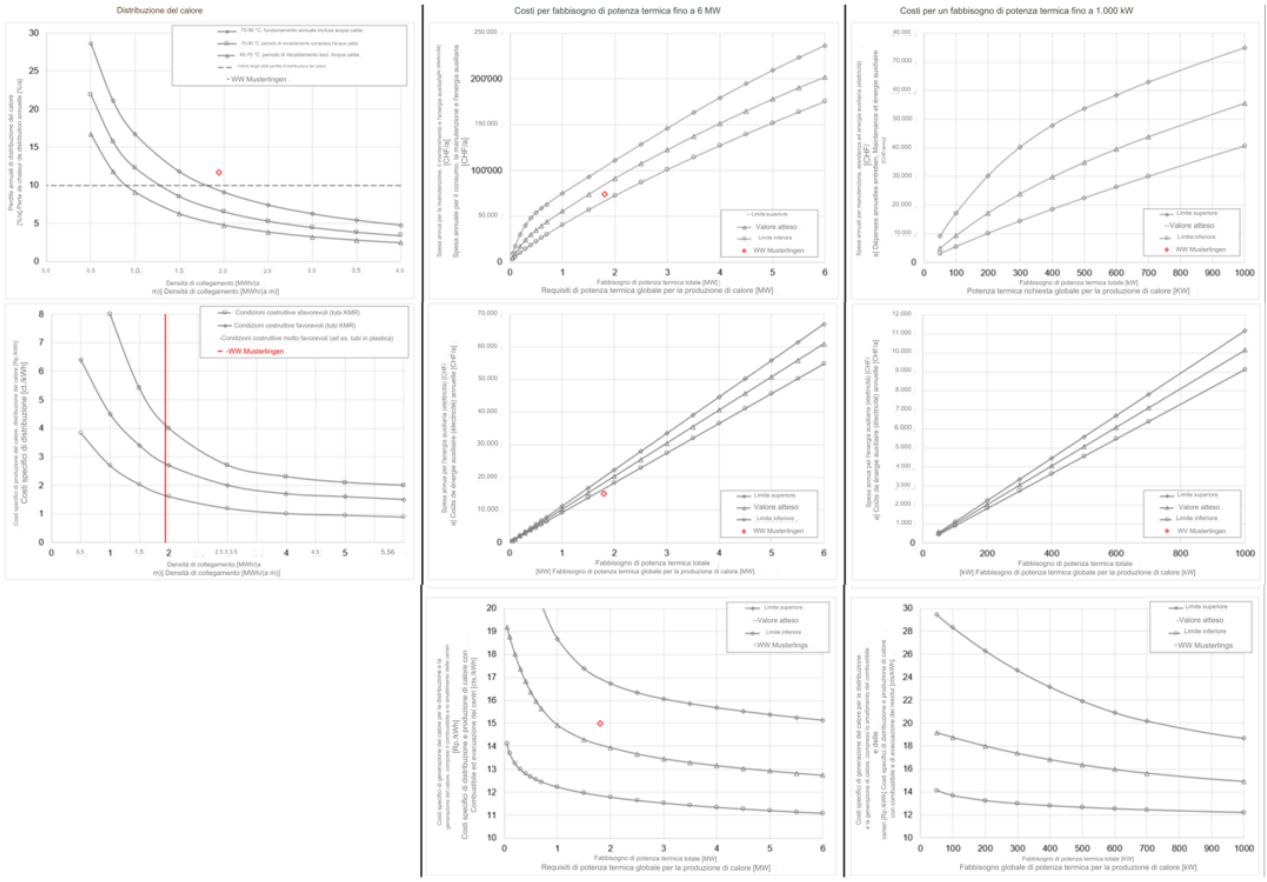


Figura 18.1 Estratto dallo strumento di consulenza per la riqualificazione degli impianti a biomassa [16].

Consulenze sugli impianti in Austria
In Austria, la Confederazione e i programmi di sostegno dei Länder offrono consulenze per gli impianti a biomassa (anche datati). Queste consulenze sono fornite da esperti indipendenti (responsabili della qualità di *klimaaktiv QM Heizwerke*). Oltre alla verifica dei dati dell'impianto e della documentazione, l'esperto effettua anche un sopralluogo di un giorno. Al termine viene redatto un rapporto scritto con raccomandazioni sulle misure di ottimizzazione.

Confronto (benchmark) con i dati operativi del database QM Heizwerke
Lo svolgimento del processo QM è supportato in Austria dal database *klimaaktiv QM Heizwerke*, in cui sono registrati e documentati tutti i dati tecnici ed economici rilevanti dell'impianto (cfr. capitolo 2.3.6). Ciò include anche la comunicazione annuale obbligatoria dei dati operativi più importanti. Sulla base di questi dati, vengono calcolati automaticamente indicatori chiave, che vengono elaborati per il confronto con i valori obiettivo e i valori di riferimento di altre centrali termiche (benchmark), come informazione per il personale operativo, i progettisti e i responsabili della qualità. La Figura 18.2 mostra un esempio di estratto dei benchmark di una centrale termica relativi al consumo specifico di energia elettrica dell'intero impianto. L'obiettivo di questo servizio del programma *klimaaktiv QM Heizwerke* è quello di fornire, in particolare al personale operativo, una panoramica dello status quo dell'impianto (e del suo sviluppo negli ultimi anni) e di motivarlo a occuparsi dei dati operativi del proprio impianto (cfr. anche [143]). Con l'aiuto dei benchmark è possibile identificare il potenziale di ottimizzazione nel contesto delle condizioni specifiche del sito, se necessario con il supporto di esperti.

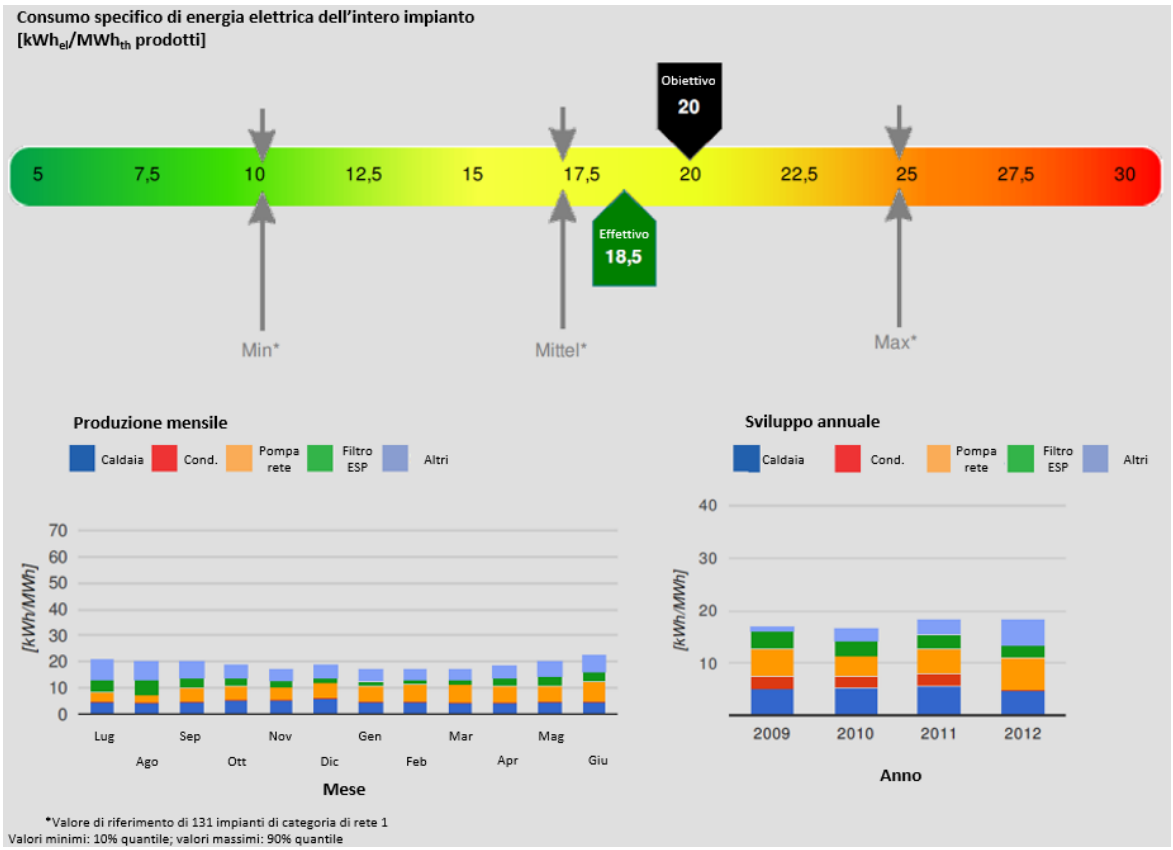


Figura 18.2 Esempio di valutazione dei benchmark *klimaaktiv QM Heizwerke* (fonte: AEE INTEC).

Analisi della qualità degli impianti a biomassa (Germania)
Per gli impianti a biomassa in Germania, C.A.R.M.E.N. e.V. offre agli operatori una cosiddetta «analisi operativa» [144]. La procedura si basa sulle consulenze sugli impianti effettuate in Austria; l'ambito dell'analisi può essere adattato individualmente alle esigenze del personale operativo.

Strumento Excel per l'analisi di convenienza economica
Lo strumento di calcolo [145] mostra in modo approfondito l'attuale situazione economica dell'impianto e il possibile sviluppo futuro. Sebbene non fornisca raccomandazioni di ottimizzazione, è in grado di mostrare in modo molto semplice come le misure o gli investimenti volti a ridurre i costi o ad aumentare i ricavi influiranno sulla convenienza economica.

Approfondimenti
La valutazione della documentazione e dei risultati dell'analisi dello status quo può portare alla conclusione che sono necessari approfondimenti, quali ad esempio:

- Visita/ispezione dell'impianto e di una stazione di utenza tipica.
- Misurazioni aggiuntive selezionate per una valutazione approfondita del comportamento operativo.
- Analisi approfondita della rete di teleriscaldamento mediante strumenti quali THENA [107], Sophena [103], Consumo aggiuntivo [146], ecc.
    - Individuazione di stazioni di utenza difettose.
    - Individuazione dei potenziali nelle condotte esistenti per l'allacciamento di ulteriori utenze.

18.2.4 Misure per l'ottimizzazione degli impianti esistenti

18.2.4.1 Misure di riduzione dei costi

In molti casi, l'ottimizzazione di un impianto esistente è motivata da una scarsa convenienza economica. In primo piano vi sono quindi misure volte a ridurre i costi. Tali misure comprendono:

Garantire la conformità della qualità del combustibile

L'utilizzo di combustibili economici di bassa qualità, non conformi alle specifiche dell'impianto, può causare malfunzionamenti, aumentare i costi di manutenzione e l'usura, nonché provocare emissioni non consentite, compromettendo così la convenienza economica.

- Verificare/analizzare la qualità del combustibile.
- Utilizzare una qualità di combustibile adeguata al sistema di trasporto e al tipo di combustione.
- Controllo frequente del contenuto d'acqua; controllo periodico della percentuale di fini, della sovramisura e delle impurità.
- Rifiutare sistematicamente i combustibili non conformi.

Ridurre il consumo di combustibile

- Aumentare il rendimento annuo delle caldaie a biomassa:
    - Ottenere lunghi tempi di funzionamento grazie a una regolazione adeguata della potenza in combinazione con un accumulatore termico di dimensioni sufficienti.
    - Ridurre il contenuto di ossigeno residuo nei fumi in tutti i campi di potenza tramite il fornitore dell'impianto (ottimizzazione della regolazione della combustione, stadiazione dell'aria, ricircolo dei fumi); controllo annuale, verifica della sonda O_2 (sonda lambda), controllo delle infiltrazioni di aria falsa.
    - Monitorare costantemente la temperatura dei fumi e ridurla mediante adeguate misure automatiche di pulizia della caldaia o, se necessario, riducendo gli intervalli di pulizia.
    - Verificare la possibilità di adottare misure volte ad aumentare l'efficienza (ad es. economizzatore, condensazione dei fumi).
    - Verificare se il funzionamento della caldaia a biomassa soddisfa i requisiti per il funzionamento estivo con combustibile secco. In caso contrario:
- Funzionamento estivo con una caldaia fossile esistente (alimentata, se possibile, con biocombustibili).
- Valutare l'installazione di una caldaia a biomassa più piccola per il funzionamento estivo.
- Valutare un sistema alternativo e decentralizzato di produzione di ACS per il funzionamento estivo, mettendo fuori servizio la rete.
- Ridurre le perdite della rete di teleriscaldamento:
    - Regolare la temperatura di mandata in base alle condizioni climatiche e abbassarla al livello minimo necessario.
    - Ridurre la temperatura di ritorno della rete:
- Individuare le stazioni di utenza difettose tramite un'analisi dei consumi (cfr. Manuale di Pianificazione delle Reti di Teleriscaldamento [19], capitolo 10).
- Controllo della funzionalità dei componenti sul lato primario delle stazioni di utenza.
- Adeguamento idraulico delle stazioni di utenza difettose sul lato secondario.
    - Applicare le norme tecniche di allacciamento relative alle temperature di ritorno massime consentite. Se la densità di allacciamento è insufficiente, valutare un sistema alternativo decentralizzato di ACS e mettere fuori servizio la rete in estate.
    - Utilizzare tubi con i più elevati standard di isolamento durante l'ampliamento della rete o la sostituzione delle tubazioni.

Riduzione dei costi di manutenzione e riparazione

- Ottimizzare gli intervalli di pulizia manuale monitorando la temperatura dei fumi.
- Automatizzare i lavori di pulizia manuale, se possibile, mediante adeguamenti.
- Verificare la possibilità di installare un sistema di accensione automatica.
- Ridurre i malfunzionamenti nel sistema di trasporto utilizzando combustibili di qualità conforme. Posizionare e regolare in modo ottimale i sensori.
- Controllo/revisione regolare dei componenti (contratto di assistenza per il rilevamento precoce dei danni).
- Garantire un'elevata qualità dell'acqua (fluido termovettore) per evitare danni (corrosione, depositi, surriscaldamento).
- Garantire un funzionamento dell'impianto con usura ridotta:
- tramite un'adeguata regolazione dei parametri, in modo che la caldaia funzioni sempre con un letto di combustibile stabile, senza formazione di «vulcani» o scorie.
- mediante l'installazione di un accumulatore termico con un'adeguata gestione della carica, al fine di ottenere lunghi periodi di funzionamento con pochi avvii/spegnimenti.

Ridurre i costi per il consumo di energia elettrica

- Puntare a un elevato salto termico tra mandata e ritorno, se possibile abbassando la temperatura di ritorno.
- Cercare di ottenere un salto termico sulla caldaia a biomassa di massimo 15 K alla potenza nominale.
- Applicare un'adeguata regolazione della pressione differenziale delle pompe di rete.
- Dimensionare adeguatamente le pompe per il funzionamento invernale ed estivo.
- Utilizzare azionamenti e aggregati efficienti (ventilatori, pompe, compressori, ecc.).
- Utilizzare la regolazione della velocità per i ventilatori (anziché valvole a farfalla).
- Evitare inutili perdite di carico nelle tubazioni e nei condotti fumo.
- Evitare infiltrazioni di aria falsa nei sistemi di combustione e abbattimento.
- Prevenire le perdite di aria compressa.

18.2.4.2 Misure volte ad aumentare i ricavi

Una convenienza economica insufficiente richiede tuttavia anche misure volte ad aumentare i ricavi. Tra queste figurano:

Verifica del modello tariffario

- Verifica dei contratti di fornitura di calore (modello e struttura tariffaria) e, se necessario, adeguamento:
  - Ridurre la dipendenza dei ricavi annuali dalle condizioni meteorologiche.
  - Effettuare adeguamenti tariffari tramite un'adeguata indicizzazione.

Garantire la precisione dei contatori di calore

- Garantire un'elevata qualità dell'acqua:
  - Garantire il corretto funzionamento degli impianti di trattamento dell'acqua (filtri magnetici, degasazione, ecc.). Se necessario, adeguare gli impianti di conseguenza.
  - Controllare periodicamente la qualità dell'acqua.
- Verificare l'installazione conforme dei contatori di calore e farli ricalibrare/verificare secondo le disposizioni di legge.

Sfruttare le riserve di potenza – densificazione della rete

- Verificare le riserve di potenza nella rete di teleriscaldamento o in singole tratte con l'ausilio di strumenti di analisi adeguati (ad es. THENA [107] o altri).
- Densificazione della rete attraverso l'acquisizione di utenze idonee nel perimetro della rete esistente.

Ampliamento della generazione e della distribuzione – ampliamento della rete

- Con l'ausilio di strumenti di analisi è possibile individuare le riserve disponibili nella rete di teleriscaldamento e identificare meglio i potenziali clienti. L'ampliamento della rete deve essere preso in considerazione solo se vengono raggiunti gli indicatori tecnici QMH e se vi è una vendita di calore garantita contrattualmente pari ad almeno il 60% del potenziale da sfruttare.
- Garantire che la/le caldaia/e a biomassa raggiunga/raggiungano la potenza nominale.
- Ampliamento della generazione di calore:
  - Verificare le capacità di approvvigionamento di combustibile.
  - Verificare lo spazio disponibile nel locale caldaia per un'unità aggiuntiva o per la sostituzione di una esistente con una più grande.
  - Da eseguire solo quando vengono raggiunte le ore di funzionamento a pieno carico previste per le caldaie esistenti.

18.2.4.3 Ulteriori misure

È necessario prendere in considerazione anche altre misure, tra cui:

Garantire la sicurezza operativa e la sicurezza dell'approvvigionamento di calore

- Analizzare ed eliminare le carenze di sicurezza per le persone e i macchinari.
- Per gli impianti a biomassa senza caldaie a combustibile fossile, prevedere allacci per l'utilizzo di una centrale termica mobile esterna.
- Organizzare l'azienda in modo tale da garantire il funzionamento anche in caso di assenze per ferie o malattia.

Garantire un'elevata quota di energie rinnovabili nella produzione annuale di calore

- Garantire che la caldaia a combustibile fossile venga attivata il più tardi possibile in caso di picchi di domanda e disattivata il più presto possibile.

Riduzione delle emissioni

- Le misure elencate contribuiscono a ridurre le emissioni indesiderate durante il funzionamento regolare e nelle fasi di funzionamento instabile delle caldaie a biomassa.
- Valutare la possibilità di installare sistemi di abbattimento polveri anche in assenza di requisiti normativi più severi, al fine di aumentare in modo proattivo l'accettazione degli impianti a biomassa.

Misure commerciali/amministrative

- Verifica regolare delle spese e della struttura dei costi e dei possibili potenziali di risparmio.
- Se necessario, riorganizzare il finanziamento.
- Ottimizzazione delle tariffe elettriche attraverso il confronto delle tariffe e l'acquisto collettivo di energia elettrica («pooling» elettrico), ad esempio tramite associazioni di gestori. In questo contesto dovrebbe essere data la preferenza all'energia elettrica «verde» certificata.
- Cooperazione tra più impianti per la gestione dei pezzi di ricambio, lo smaltimento congiunto delle ceneri e l'acquisto di combustibile.
- Ottimizzazione delle tariffe assicurative e di altre spese.
- Utilizzo di strumenti software per semplificare la fatturazione del calore e la gestione operativa.

18.3 Riqualificazione degli impianti esistenti

18.3.1 Introduzione

L'analisi e la valutazione degli impianti esistenti descritte nel capitolo 18.2 mirano a ottimizzare i componenti esistenti, migliorando così la situazione tecnica ed economica dell'intero impianto. Tuttavia, la valutazione può anche giungere alla conclusione che singoli componenti o l'intero impianto debbano essere rinnovati (riqualificati). Nella maggior parte dei casi si tratta della generazione di calore.

Anche senza un'analisi preliminare, i seguenti motivi possono rendere necessario il retrofit, una riqualificazione parziale o completa:

- Difficoltà economiche persistenti.
- Scadenza della durata di vita utile dei componenti o delle caldaie.
- Modifiche alle disposizioni di legge (es. limiti di emissione, obbligo di accumulo, obbligo di verifica dei sistemi di abbattimento polveri, limitazioni ai combustibili fossili).
- Lamentele dei vicini a causa di rumori o odori molesti.
- Scadenza imminente di termini per l'adeguamento a disposizioni amministrative (es. installazione di depolveratori e/o accumulatori).

Quando si procede a una riqualificazione parziale o totale, è opportuno valutare e sfruttare appieno anche il potenziale di ottimizzazione indicato nel capitolo 18.2.

18.3.2 Procedura in caso di riqualificazione

Anche se a prima vista si prende in considerazione solo la riqualificazione di un singolo componente, è comunque necessaria un'analisi completa dell'impianto da parte di un esperto. Per la riqualificazione degli impianti esistenti sono necessari i seguenti passaggi:

- Analisi dello status quo della tecnologia esistente e dell'attuale situazione economica.
- Valutazione dei risultati dell'analisi dello status quo.
- Individuazione delle misure di riqualificazione e adeguamento con analisi costi/benefici (se necessario, effettuare approfondimenti in alcuni settori) e raccomandazione di una strategia di riqualificazione.
- Attuazione della strategia di riqualificazione e controllo dei risultati.

Se si prende in considerazione una riqualificazione completa di un impianto esistente, la procedura da seguire è fondamentalmente la stessa di quella prevista per la realizzazione di un nuovo impianto. È quindi necessario seguire l'intero processo di pianificazione descritto nella Parte 3. Si raccomanda fondamentalmente di far accompagnare la riqualificazione di un impianto dal sistema QM Holzheizwerke.

Analisi dello status quo con valutazione dei risultati
In una prima fase è possibile utilizzare lo strumento di consulenza per la riqualificazione degli impianti a biomassa descritto nel capitolo 18.2.3 per individuare i primi punti chiave per possibili misure di riqualificazione e adeguamento. In una seconda fase è necessario eseguire l'analisi dettagliata dello status quo dal punto di vista tecnico ed economico descritta nel capitolo 18.2.2. La valutazione dei risultati deve inoltre tenere conto dei seguenti aspetti:

- **Valutazione della domanda** (cfr. capitolo 11): oltre al fabbisogno termico annuo e alla potenza termica richiesta dall'impianto attuale, occorre tenere conto in particolare dello sviluppo a medio e lungo termine della potenziale area di fornitura, ovvero delle future riqualificazioni energetiche degli edifici e dello sviluppo futuro di aree residenziali, commerciali e industriali. A tal fine occorre trovare un equilibrio tra una valutazione il più possibile realistica dello sviluppo futuro e riserve inutili ed eccessive.
- **Distribuzione del calore** (cfr. capitolo 12): oltre alla densificazione della rete di teleriscaldamento esistente, occorre valutare anche l'ampliamento della rete stessa. A tal fine sono necessarie approfondite analisi del potenziale di potenza della rete esistente mediante strumenti di analisi quali THENA [107], Sophena [103] o altri. Se nelle vicinanze sono in funzione altre reti di teleriscaldamento, occorre valutare anche la possibilità di un loro collegamento. In caso di elevate perdite, frequenti rotture di tubazioni o incertezze riguardo allo stato della rete e alla sua durata di vita residua, si raccomanda di effettuare un'analisi approfondita con l'aiuto di esperti e aziende specializzate.
- **Generazione di calore** (cfr. capitolo 13): l'analisi deve comprendere tutti i sistemi e i componenti esistenti della centrale termica (generatori di calore, accumulatori, idraulica, pompe, logistica combustibili e ceneri, sistemi MSR, visualizzazione). Approfondimenti specifici devono chiarire:
  - in che condizioni si trovano i componenti esistenti e se possono essere riutilizzati a medio o lungo termine;
  - se è possibile realizzare misure per aumentare l'efficienza/il recupero di calore;
  - se le capacità di accumulo esistenti sono sufficienti o se capacità aggiuntive apportano un vantaggio;
  - se è possibile attuare misure volte a ridurre i costi di manutenzione e riparazione;
  - se è possibile realizzare misure per ridurre le emissioni sonore;
  - se è possibile attuare misure volte a evitare odori molesti (innalzamento camino, ottimizzazione combustione);
  - se è possibile integrare potenziali fonti di calore alternative;
  - se i sistemi di regolazione e di acquisizione dati possono essere modernizzati;

  - se è possibile un'introduzione graduale delle misure e come garantire la fornitura durante i lavori.
- **Combustibile** (cfr. capitolo 4): occorre chiarire come si svilupperà il potenziale di combustibile disponibile in futuro e se la qualità disponibile è adatta ai componenti esistenti e/o nuovi.
- **Edificio della centrale**: occorre chiarire come rimuovere i componenti non più utilizzati e come installare quelli nuovi. Se necessario, occorre prevedere adeguati interventi edilizi.
- **Convenienza economica** (cfr. capitolo 10): nell'ambito dell'analisi dei contratti di fornitura, occorre anche verificare se il gestore può adeguare le tariffe.
- **Aspetti giuridici**: occorre chiarire se le condizioni quadro giuridiche (es. limiti di emissione, procedure di autorizzazione) sono cambiate e in che modo ciò influisce sulle potenziali misure di riqualificazione.

Presentare la strategia di riqualificazione in uno studio di fattibilità
Uno studio di fattibilità deve valutare diverse varianti di misure di riqualificazione e adeguamento mediante un'analisi costi-benefici e comprendere i seguenti punti:

- Valutazione complessiva dell'impianto esistente
  - Potenziale dell'impianto esistente
  - Potenziale di espansione della rete
  - Situazione delle utenze
  - Sviluppo politico e sociale
- Indicare le misure di adeguamento (cfr. capitolo 11.2)
- Indicare le misure di riqualificazione per la generazione di calore:
  - Installare o rinnovare i separatori di particolato.
  - Installare un accumulatore; installare o migliorare la gestione della carica.
  - Modificare o sostituire il sistema di alimentazione combustibile.
  - Sostituire una o più caldaie a biomassa.
  - Installare un sistema di ricircolo fumi stadiato (primario/secondario).
  - Installare a posteriori un sistema di recupero del calore.
  - Ottimizzare l'idraulica della centrale.
  - Nuova logistica per l'estrazione e il trasporto delle ceneri, compreso lo stoccaggio temporaneo.
  - Integrazione di nuove fonti di calore.
  - Verifica della possibilità di cogenerazione.
- Individuare misure di riqualificazione per la distribuzione del calore:
  - Professionalizzazione dell'acquisizione e dell'assistenza clienti.
  - Definire le fasi di ampliamento.
  - Abbassare la temperatura di ritorno per il retrofit del recupero di calore.
  - Elaborare un piano di riqualificazione a lungo termine per la rete (sostituzione sistematica di tratte, coordinamento con altri lavori stradali, sostituzione di componenti delle stazioni di utenza).
- Verificare l'adeguata tempistica delle singole misure.
- Dimostrare come sarà garantito il funzionamento durante la fase di ristrutturazione.
- Offrire nuovi servizi (fibra ottica, rete di raffrescamento, ottimizzazione lato secondario, car sharing elettrico, ecc.).
- Raccomandare una strategia comune di riqualificazione.

Attuazione della strategia di riqualificazione
Le misure di riqualificazione e adeguamento decise devono essere attuate ed è necessario effettuare un controllo dei risultati (ad es. tramite l'accompagnamento del sistema QM Holzheizwerke).

18.3.3 Riqualificazione impossibile

Lo studio di fattibilità può giungere alla conclusione che, a causa di condizioni tecniche o amministrative, il rinnovamento non può essere effettuato o può essere effettuato solo in condizioni molto difficili. Le ragioni possono essere la mancanza di spazio nella centrale termica o sul terreno, contratti di locazione in scadenza, permessi di costruzione o di esercizio mancanti o non ottenibili, modifiche significative delle condizioni tecniche o legali. Inoltre, è possibile che non sia possibile garantire la redditività di un rinnovamento o il finanziamento necessario. In tali situazioni è necessario esaminare altre soluzioni per garantire il funzionamento futuro dell'impianto.

Nuova costruzione dell'impianto di produzione di calore
Se non è possibile riqualificare l'impianto di generazione di calore esistente, occorre valutare se la centrale termica esistente possa essere dismessa e sostituita con una nuova costruzione completa nella stessa sede o in un'altra sede nell'area della rete di teleriscaldamento esistente. Ciò offre la possibilità di avviare un processo di progettazione fondamentalmente nuovo senza limitazioni tecniche ed economiche. In particolare, ciò crea la possibilità di densificare ed espandere la rete di teleriscaldamento esistente. La progettazione del nuovo impianto di generazione di calore offre l'opportunità di realizzare un impianto con costi di esercizio e di combustibile inferiori, perché:

- è possibile utilizzare tipi di combustibile più economici.
- è possibile ridefinire la logistica dei combustibili e delle ceneri.
- possono essere inclusi nuovi vettori di calore/fonti di calore.
- è possibile scegliere una tecnologia di combustione e un dimensionamento dell'impianto che raggiungano un elevato rendimento annuo, consentano bassi costi di manutenzione e riparazione e dispongano di un grande potenziale di espansione a lungo termine.

Accorpamento con altri impianti
Occorre inoltre verificare se i problemi esistenti possano essere risolti, anziché con una riqualificazione/nuova costruzione, anche attraverso l'unione della rete di teleriscaldamento esistente con un'altra rete situata nelle vicinanze. Se la capacità produttiva dell'altra centrale termica non è sufficiente per unire le due reti o se le sue riserve di espansione sono già esaurite, si può anche valutare se sia possibile realizzare una nuova centrale termica comune per entrambe le reti in una nuova ubicazione. Se nelle vicinanze e nelle zone circostanti dell'impianto di generazione di calore esistente sono presenti diverse altre reti di teleriscaldamento, occorre valutare se sia possibile e vantaggioso collegarle tutte. In tal caso, le singole centrali termiche possono continuare ad essere utilizzate congiuntamente oppure è possibile costruire una nuova centrale termica in un luogo idoneo.

Contracting
In caso di difficoltà nell'esecuzione di una riqualificazione dell'impianto, anche il coinvolgimento di un «contractor» (ESCO) può rappresentare una soluzione. La pratica ha dimostrato che i contractor specializzati spesso apportano nuovi concetti, modelli di business e prospettive di sviluppo a lungo termine in un progetto, promuovendo così la rivitalizzazione dei vecchi impianti. Inoltre, i contractor adeguati gestiscono di norma già diversi impianti a biomassa e reti di teleriscaldamento e dispongono di esperienza nella valutazione e nella rivitalizzazione di impianti esistenti. Ad esempio, grazie a un'amministrazione centralizzata, a un marketing professionale, al personale operativo esistente o alle catene di approvvigionamento di combustibile esistenti, è possibile sfruttare le sinergie e risparmiare sui costi.

Allegato

19 Normative

Durante la costruzione e il funzionamento di una centrale termica a biomassa è necessario rispettare una serie di requisiti. È responsabilità del progettista conoscere e applicare le leggi, i regolamenti, le norme e le direttive locali vigenti, nonché altre regole da rispettare. Di seguito è riportata una selezione delle norme rilevanti per la Svizzera, la Germania e l'Austria. Oltre alle norme nazionali, possono essere rilevanti anche quelle internazionali, ad esempio dell'Organizzazione Internazionale per la Normazione (ISO) e del Comitato Europeo di Normazione (CEN). La selezione si basa, tra l'altro, sui seguenti argomenti:

Requisiti relativi al combustibile
I requisiti relativi ai combustibili delle norme elencate definiscono, tra l'altro, quali combustibili sono ammessi per quale tipo di combustione.

Emissioni inquinanti
Vengono limitate le emissioni di inquinanti atmosferici come polveri e monossido di carbonio, talvolta anche ossidi di azoto e anidride solforosa. Di norma, i limiti dipendono dalla potenza termica al focolare di un impianto a biomassa e dal combustibile utilizzato.

Ceneri
Sono regolamentati per legge, tra l'altro, il trasporto delle ceneri, la loro eventuale valorizzazione come fertilizzante e/o lo smaltimento. In caso di futura valorizzazione, è necessaria la raccolta differenziata delle frazioni di cenere.

Sicurezza (protezione delle persone, prevenzione degli infortuni)
La prevenzione degli infortuni è di primaria importanza. Ad esempio, i depositi di combustibile devono essere protetti contro le cadute e il seppellimento durante l'accesso; i sistemi di trasporto devono essere protetti contro gli infortuni. Durante lo stoccaggio di combustibile umido si formano gas di fermentazione (inclusa la CO_2) che possono accumularsi sul fondo del silo, del locale idraulico e del locale caldaia; le aree a rischio devono essere dotate di adeguati dispositivi di ventilazione, per evitare il rischio di soffocamento per il personale. In alcuni casi, le autorità competenti prescrivono anche dispositivi di allarme CO. Sul silo per cippato deve essere apposto un avviso che segnali la possibile formazione di muffa e il relativo pericolo per la salute. In caso di stoccaggio di pellet in locali chiusi è necessario segnalare il pericolo di formazione di monossido di carbonio. Anche la movimentazione delle ceneri può comportare pericoli dai quali il personale deve essere protetto con misure adeguate (ad es. protezione dalla polvere).

Dispositivi di sicurezza idraulici
È necessario garantire che non si verifichino aumenti di temperatura o pressione non consentiti nel sistema idraulico di generazione del calore, in particolare nella caldaia, installando appositi dispositivi di sicurezza.

Protezione antincendio
La formazione e la propagazione di incendi nel locale caldaia e nel deposito di combustibile devono essere impedite mediante dispositivi adeguati e misure strutturali. Devono essere garantite le necessarie vie di fuga.

Protezione acustica
Gli effetti della propagazione del rumore (aereo e strutturale) durante il funzionamento di una centrale termica a biomassa devono essere chiariti in ogni caso e devono essere rispettate le ordinanze regionali in materia di protezione acustica. Le principali fonti di rumore sono il ventilatore di estrazione fumi, la sommità del camino, i sistemi di estrazione, alimentazione e trasporto del silo e, se del caso, la preparazione in loco del cippato. Le emissioni sonore devono essere ridotte mediante misure adeguate.

Protezione contro i fulmini
La centrale termica, il parco macchine e la rete di teleriscaldamento devono essere protetti dai fulmini mediante dispositivi di protezione contro i fulmini e le sovratensioni.

Protezione contro le esplosioni
Nelle zone a rischio di atmosfera esplosiva devono essere previste misure di prevenzione sia di tipo costruttivo sia operativo.

Norme, regolamenti, standard e direttive in Svizzera
Per la realizzazione di un impianto di riscaldamento in Svizzera è necessario rispettare numerose disposizioni di legge, ordinanze, direttive e norme. Di seguito è riportato un elenco di alcune delle norme più importanti per la tecnica del riscaldamento e la valorizzazione energetica del legno. L'elenco non ha la pretesa di essere completo. Le disposizioni di legge devono essere sempre applicate nella versione attualmente in vigore.

Tabella 19.1 Prescrizioni, ordinanze, norme e direttive in Svizzera (selezione).

Argomento	Titolo abbreviato	Denominazione
Determinazione del fabbisogno	Norma SIA 380/1	Basi per il calcolo energetico degli edifici
	Norma SIA 384/1 /2 /3	Impianti di riscaldamento negli edifici
	Norma SIA 385/1	Impianti per acqua calda potabile negli edifici – Principi fondamentali e requisiti
Disposizioni contrattuali	SIA 108	Regolamento per le prestazioni e gli onorari degli ingegneri nei settori della tecnica degli edifici, dell'ingegneria meccanica e dell'elettrotecnica
	SIA 112	Modello di progettazione edilizia
	SIA 118	Condizioni generali per lavori di costruzione
Requisiti relativi ai combustibili	LRV	Ordinanza sulla protezione dell'aria
	EN ISO 17225	Biocombustibili solidi (sostituisce EN 14961)
Requisiti relativi alle emissioni	LRV	Ordinanza sulla protezione dell'aria
	Cercl'Air	
	Raccomandazione n. 31p	Schede esecutive Monitoraggio delle emissioni Impianti di combustione a legna superiori a 70 kW di potenza termica al focolare
Ceneri	VVEA	Ordinanza sulla prevenzione e lo smaltimento dei rifiuti
	VeVA	Ordinanza sul traffico dei rifiuti
Sicurezza	Suva	Istituto nazionale svizzero di assicurazione contro gli infortuni
		Silos per cippato verde (cod. art. 66050.D)
		Lista di controllo silos per cippato verde (cod. art. 67006.D)
		Lista di controllo per silos per trucioli di legno (cod. art. 67007.D)
		Scheda informativa sulla protezione contro le esplosioni (www.suva.ch/2153.d)
		SUVA 88813 – Le otto regole fondamentali della manutenzione
	SWKI	Associazione svizzera degli ingegneri in tecnica degli edifici
		Direttiva 91-1 Ventilazione e sfiato dei locali caldaia
		Direttiva HE301-01 Dispositivi di sicurezza per impianti di riscaldamento (sostituisce la direttiva 91-1 con integrazioni n. 1 e 2)
		BT 102-01 Qualità dell'acqua per gli impianti di tecnica degli edifici
		Direttiva HE200-01 Stoccaggio di pellet di legno presso il cliente finale
	SN EN 12779	Sicurezza delle macchine per la lavorazione del legno – Impianti di aspirazione fissi per polvere e trucioli di legno – Requisiti di sicurezza
	Informativa DGUV 209-083	Silos per lo stoccaggio di polvere e trucioli di legno – Progettazione strutturale, funzionamento
	Informativa DGUV 209-045	Impianti di aspirazione e silos per polvere e trucioli di legno; protezione antincendio e antiesplosione
		Informazioni BGI 739-2
	DGV	Ordinanza sugli apparecchi a pressione DGV (RS 930.114)
	proPellets.ch	Raccomandazioni per lo stoccaggio dei pellet di legno 2024
	SN EN ISO 20023:2019	Combustibili solidi biogenici – Sicurezza dei combustibili solidi biogenici – Manipolazione e stoccaggio sicuri dei pellet di legno in focolari domestici e altri piccoli focolari
	SN EN ISO 20024:2020-08	Combustibili solidi biogenici – Manipolazione e stoccaggio sicuri di pellet da combustibili solidi biogenici in applicazioni commerciali e industriali
Protezione antincendio	AICAA	Associazione degli istituti cantonali di assicurazione antincendio
		Direttiva antincendio 24-15 Impianti termotecnici
		104-15 Impianti di combustione a trucioli
		105-15 Impianti di combustione a cippato
		106-15 Impianti di combustione a pellet
		Impianti di scarico
	Norme locali in materia di protezione antincendio	
Protezione acustica	LSV	Ordinanza sulla protezione contro il rumore
	SIA 181	Isolamento acustico nell'edilizia
Sezione trasversale del camino **Altezza del camino**	LRV	Ordinanza sulla protezione dell'aria
	SIA 384/4	Camini per il riscaldamento domestico
	UFAM	Ufficio federale dell'ambiente
		UV-1318-D Altezza minima dei camini sopra il tetto

Norme, regolamenti, standard e direttive in Germania

Per la realizzazione di un impianto di riscaldamento in Germania è necessario rispettare numerose disposizioni di legge, regolamenti, direttive e norme. Oltre al diritto tedesco, anche le norme e i regolamenti europei stanno acquisendo sempre maggiore importanza. Di seguito è riportato un elenco di alcune delle norme più importanti per la tecnica del riscaldamento e la valorizzazione energetica del legno. L'elenco non ha la pretesa di essere completo. Le disposizioni di legge devono essere sempre applicate nella versione attualmente in vigore.

Tabella 19.2 Prescrizioni, regolamenti, norme e direttive in Germania (selezione).

Argomento	Titolo abbreviato	Denominazione
Determinazione del fabbisogno	GEG	Legge sull'energia degli edifici
	DIN EN 12831	Impianti di riscaldamento negli edifici
	DIN V 18599	Valutazione energetica degli edifici
	DIN EN ISO 52016-1	Valutazione energetica degli edifici
	VDI 2067	Redditività degli impianti tecnici degli edifici
Disposizioni contrattuali	BGB	Codice civile tedesco
	VgV	Regolamento sugli appalti
	VOB	Regolamento sugli appalti e sui contratti per lavori edili
	AVBFernwärmeV	Regolamento sulle condizioni generali per la fornitura di teleriscaldamento
	HeizKV	Regolamento relativo alla fatturazione dei costi di riscaldamento e acqua calda in base al consumo
	HOAI	Tariffario per architetti e ingegneri
Requisiti relativi ai combustibili	BImSchG	Legge federale sulla protezione dalle immissioni
	TA Luft	Istruzioni tecniche per la salvaguardia della qualità dell'aria
	1. BImSchV	Regolamento relativo agli impianti di combustione di piccole e medie dimensioni
	4. BImSchV	Regolamento sugli impianti soggetti ad autorizzazione
	13. BImSchV	Ordinanza sugli impianti di combustione di grandi dimensioni, sulle turbine a gas e sui motori a combustione interna
	44. BImSchV	Regolamento relativo agli impianti di combustione, alle turbine a gas e ai motori a combustione di medie dimensioni
	DIN EN ISO 17225	Combustibili solidi biogenici (sostituisce la norma DIN EN 14961)
Requisiti relativi alle emissioni e alle immissioni	BImSchG	Legge federale sulla protezione dalle immissioni
	TA Luft	Istruzioni tecniche per la salvaguardia della qualità dell'aria
	1. BImSchV	Regolamento relativo agli impianti di combustione di piccole e medie dimensioni
	4. BImSchV	Regolamento sugli impianti soggetti ad autorizzazione
	13. BImSchV	Ordinanza sugli impianti di combustione di grandi dimensioni, sulle turbine a gas e sui motori a combustione interna
	44. BImSchV	Regolamento sugli impianti di combustione, turbine a gas e motori a combustione di medie dimensioni
	VDI 2066	Misurazione delle particelle
	VDI 3462-4	Riduzione delle emissioni
	VDI 3253	Emissioni da fonti fisse: metodi per la verifica qualitativa del funzionamento continuo ed efficace dei depolveratori negli impianti di combustione a combustibili solidi con una potenza termica compresa tra 1 MW e meno di 5 MW
	AwSV	Regolamento sugli impianti per la manipolazione di sostanze pericolose per le acque
	BBodSchV	Regolamento federale sulla protezione del suolo e sui siti contaminati
Ceneri	KrWG	Legge sul riciclaggio dei rifiuti
	DüG	Legge sui fertilizzanti
	AVV	Regolamento sull'elenco dei rifiuti
	BioAbfV	Regolamento sui rifiuti organici
	DepV	Regolamento sulle discariche
	DüMV	Regolamento sui fertilizzanti
	DüV	Regolamento sulla concimazione
	NachwV	Regolamento sulla certificazione

Argomento	Titolo abbreviato	Denominazione
Sicurezza	UVV	Norme antinfortunistiche
	DGUV	Normative e regolamenti DGUV
	MRL	Direttiva macchine
	DGRL	Direttiva sulle attrezzature a pressione
	Direttiva bassa tensione	Direttiva sulla bassa tensione
	EMC	Direttiva sulla compatibilità elettromagnetica
	REACH	Regolamento REACH
	BetrSichV	Ordinanza sulla sicurezza sul lavoro
	DIN EN ISO 12100	Sicurezza delle macchine
	DIN EN 303-5	Caldaie per riscaldamento – Caldaie per combustibili solidi, a carico manuale e automatico, potenza termica nominale fino a 500 kW – Terminologia, requisiti, prove e marcatura
	DIN EN 12828	Impianti di riscaldamento negli edifici – Progettazione di impianti di riscaldamento ad acqua
	DIN EN 61000	Compatibilità elettromagnetica (EMC)
	DIN 4747	Impianti di teleriscaldamento
	VDI 2694	Bunker e silos
	VDI 2035	Prevenzione dei danni causati dalla corrosione e dalla formazione di incrostazioni negli impianti di riscaldamento ad acqua calda
	VDI 3464	Stoccaggio di pellet di legno presso il consumatore – Requisiti per lo stoccaggio, la produzione e la consegna dei pellet dal punto di vista della salute e della sicurezza
	AGFW-FW	Regolamento AGFW
	DEPV	Opuscolo sullo stoccaggio dei pellet di legno
Protezione antincendio e antiesplosione	MBO	Regolamento edilizio modello
	FeuV	Ordinanza sulla combustione
	VVB	Regolamento sulla prevenzione degli incendi
	ATEX	Direttiva ATEX per i produttori, direttiva ATEX per gli operatori
	ISO 8421	Protezione antincendio, definizioni
	DIN EN 1127	Atmosfere esplosive – Protezione contro le esplosioni
	DIN 4102	Comportamento al fuoco dei materiali da costruzione e dei componenti edilizi
	VDI 2263	Incendi ed esplosioni di polveri
Protezione dal rumore	BImSchG	Legge federale sulla protezione dalle immissioni
	TA Lärm	Istruzioni tecniche per la protezione contro il rumore
	AGFW-FW	Regolamento AGFW
Camino	TA Luft	Istruzioni tecniche per la salvaguardia della qualità dell'aria
	DIN EN 13084	Camini autoportanti
	DIN EN 13384	Impianti di scarico – Metodi di calcolo termotecnici e fluidodinamici
	DIN 1298	Impianti di scarico – Raccordi per impianti di combustione
	DIN 18160	Impianti di scarico
	VDI 3781-4	Condizioni di scarico per gas di scarico
Protezione contro i fulmini	DIN EN 61643	Dispositivi di protezione da sovratensioni per bassa tensione

Norme, regolamenti, standard e direttive in Austria

Per la realizzazione di un impianto di riscaldamento in Austria è necessario rispettare numerose disposizioni di legge, regolamenti, direttive e norme. Di seguito è riportato un elenco delle norme più importanti per la tecnologia di riscaldamento e l'utilizzo energetico del legno, senza pretese di completezza.

Le disposizioni di legge devono essere sempre applicate nella versione attualmente in vigore. Le leggi e i regolamenti austriaci possono essere consultati gratuitamente all'indirizzo http://www.ris.bka.gv.at. Le norme e le direttive nazionali vigenti sono pubblicate, tra l'altro, dai seguenti organismi:

- Istituto austriaco di normazione (Austrian Standards) – http://www.austrian-standards.at
- Associazione austriaca per l'elettrotecnica (ÖVE) – http://www.ove.at
- Consiglio austriaco per la tecnologia agricola e lo sviluppo rurale (ÖKL) – http://www.oekl.at
- Circolo austriaco per la lotta contro il rumore (ÖAL) – http://www.oal.at
- Ente di controllo per la tecnica antincendio – http://www.pruefstelle.at
- Istituto generale di assicurazione contro gli infortuni (AUVA) – http://www.auva.at.

Tabella 19.3 Norme, regolamenti, standard e direttive in Austria (selezione).

Argomento	Titolo abbreviato	Denominazione
Gestione degli impianti	GewO	Codice commerciale
	NSG	Leggi sulla protezione della natura dei Länder
Determinazione del fabbisogno	ÖNORM EN ISO 52016	Valutazione energetica degli edifici
e progettazione	ÖNORM EN 12828	Impianti di riscaldamento negli edifici – Progettazione di impianti di riscaldamento ad acqua calda
	ÖNORM H 5151-1	Progettazione di impianti di riscaldamento centralizzati ad acqua calda con o senza produzione di acqua calda – Parte 1: Edifici con una conducibilità termica specifica superiore a 0,5 W/(K.m²) – Norma complementare alla ÖNORM EN 12828
	ÖNORM EN 12831-1	Impianti di riscaldamento negli edifici – Metodo di calcolo del carico termico standard
	ÖNORM H 7500-1	Sistemi di riscaldamento negli edifici – Metodo di calcolo del carico termico standard per edifici con un valore U medio >= 0,5 W/(m2 · K) – Integrazione nazionale alla norma ÖNORM EN 12831-1
	ÖNORM H 7500-3	Sistemi di riscaldamento negli edifici – Parte 3: Metodo semplificato per il calcolo del carico termico standard dell'edificio
	ÖNORM H 5142	Impianti tecnici domestici – Circuiti idraulici per impianti di riscaldamento ad acqua calda, sistemi di raffreddamento e impianti solari termici
	ÖNORM B 2503	Impianti di canalizzazione – Linee guida supplementari
	ÖNORM B 2506	Impianti di infiltrazione dell'acqua piovana
	ÖNORM H 5050	Efficienza energetica complessiva degli edifici
	OIB-RL 6/2019	Risparmio energetico e isolamento termico
	ÖNORM M 7140	Calcolo comparativo economico per sistemi energetici secondo metodi di calcolo dinamici
	Scheda tecnica ÖKL 67	Progettazione di centrali termiche a biomassa e reti di teleriscaldamento
	VDI 2067	Redditività degli impianti tecnici degli edifici
Disposizioni contrattuali	BVergG	Legge federale sugli appalti
	HeizKG	Legge sul conteggio delle spese di riscaldamento
	ÖNORM A 2050	Aggiudicazione di appalti per prestazioni – Bando di gara, offerta e aggiudicazione – Norma procedurale
	ÖNORM A 2060	Disposizioni contrattuali generali per servizi – Norma contrattuale

Argomento	Titolo abbreviato	Denominazione
Requisiti relativi al combustibile	ÖNORM EN ISO 17225	Combustibili solidi biogenici
	ÖNORM C4005	Cippato e legno triturato per il recupero energetico in impianti con potenza termica nominale superiore a 500 kW – Requisiti e disposizioni di prova – Integrazione nazionale alla norma ÖNORM EN ISO 17225-1
	ÖNORM M 7132	Utilizzo energetico del legno e della corteccia come combustibile – Definizioni e caratteristiche
	ÖNORM S2100	Elenco dei rifiuti
Requisiti relativi alle emissioni e alle immissioni	FAV	Ordinanza sugli impianti di combustione
	AWG	Legge sulla gestione dei rifiuti e piano di gestione dei rifiuti (AWK)
	IG-L	Legge sulla protezione dalle immissioni – Aria
	WRG	Legge sul diritto delle acque
	AAEV	Ordinanza generale sulle emissioni delle acque reflue
	IEV	Ordinanza sugli scarichi indiretti
	Direttiva 2000/76/CE	Direttiva sull'incenerimento dei rifiuti
Ceneri	AWG	Legge sulla gestione dei rifiuti
	KPV	Ordinanza sul compostaggio
	AVV	Ordinanza sul catalogo dei rifiuti
	AbfallbilanzV	Ordinanza sul bilancio dei rifiuti
	ALSAG	Legge sul risanamento dei siti contaminati
	DMG	Legge sui fertilizzanti
	ForstG	Legge sulle foreste
	WRG	Legge sul diritto delle acque
		Direttive dei Länder sulle ceneri
Protezione dal rumore	ÖNORM B 8115	Isolamento acustico e acustica degli ambienti nell'edilizia
		Linee guida ÖAL Linee guida del Circolo austriaco per la lotta contro il rumore

Argomento	Titolo abbreviato	Denominazione
Sicurezza	AschG	Legge sulla protezione dei lavoratori
	BauKG	Legge sul coordinamento dei lavori edili
	ETG	Legge sull'ingegneria elettrica
	AAV	Ordinanza generale sulla protezione dei lavoratori
	AstV	Ordinanza sui luoghi di lavoro
	BauV	Regolamento sulla sicurezza dei lavoratori edili
	DDGV	Regolamento duale sugli impianti a pressione
	ETV	Regolamento sull'elettrotecnica
	ESV	Regolamento sulla protezione elettrica
	ÖNORM EN 303-5	Caldaie – Caldaie a combustibile solido, alimentazione manuale e automatica, potenza termica nominale fino a 500 kW – Terminologia, requisiti, prove e marcatura
	ÖNORM M 7510-4	Controllo degli impianti di riscaldamento – Controllo semplice degli impianti di combustione per combustibili solidi
	ÖVE E 8120	Posa di cavi di alimentazione, controllo e misurazione
	ÖVE/ÖNORM E 8200-627	Cavi multipolari e multicoppia per la posa in aria e nel terreno
	ÖNORM B 2533	Coordinamento delle installazioni sotterranee – Linee guida di progettazione (distanza di posa delle tubazioni nel terreno)
	ÖVE EN 50110	Funzionamento di impianti elettrici
	DIN EN 61000	Compatibilità elettromagnetica (EMC)
	Schede informative AUVA	Informazioni sulla sicurezza dell'Istituto generale di assicurazione contro gli infortuni
	ÖNORM EN ISO 20023	Combustibili solidi biogenici – Sicurezza dei pellet derivati da combustibili solidi biogenici – Manipolazione e stoccaggio sicuri dei pellet di legno in focolari domestici e altri piccoli focolari
	ENplus® GD AT 3001:2024	ENplus® Linee guida per lo stoccaggio dei pellet di legno
	ÖNORM H5195-1	Fluidi termovettori per impianti domestici – Parte 1: Prevenzione dei danni causati dalla corrosione e dalla formazione di incrostazioni negli impianti di riscaldamento ad acqua calda chiusi
Argomento	**Titolo abbreviato**	**Denominazione**
Protezione antincendio	ÖNORM EN 1366	Prova di resistenza al fuoco per impianti
	ÖNORM B 3800	Comportamento al fuoco dei materiali da costruzione e dei componenti edilizi
	ÖNORM F 1000	Tecnica antincendio e protezione antincendio
	ÖNORM H 5170	Impianti di riscaldamento – Requisiti relativi alla tecnica di costruzione e alla tecnica di sicurezza
		e in materia di protezione antincendio e ambientale
	TRVB H118	Impianti di combustione automatici a legna
	TRVB	Linee guida tecniche per la prevenzione degli incendi
Protezione contro i fulmini	ÖVE E 40/1987	Protezione contro la corrosione di dispersori e parti metalliche interrate
	ÖVE/ÖNORM E 8049	Protezione contro i fulmini di strutture edilizie
Protezione contro le esplosioni	ExSV 2015	Ordinanza sulla protezione contro le esplosioni
	ElExV 1993	Ordinanza sulla protezione contro le esplosioni elettriche
Camino	ÖNORM M 9440	Diffusione di sostanze inquinanti nell'atmosfera – Calcolo delle concentrazioni di immissione
	DIN EN 13384	Impianti di scarico – Metodi di calcolo termotecnici e fluidodinamici

20 Calcoli e conversioni importanti

20.1 Indice di eccesso d'aria lambda

L'indice di eccesso d'aria lambda (λ) descrive il rapporto tra la quantità di aria di combustione immessa e quella stechiometrica (= teoricamente minima necessaria):

$$\lambda = \frac{Volume\ d'aria\ immesso}{Volume\ d'aria\ stochiometrico}\ [-]$$

L'indice di eccesso d'aria influenza la qualità e la temperatura di combustione. Può essere calcolato dalla composizione dei gas di scarico [60]. Secondo il metodo semplificato, è possibile ricavare le seguenti formule per il calcolo di lambda:

$$\lambda = \frac{21}{21 - O_2 + 0.4 * CO}\ [-]$$

oppure

$$\lambda = \frac{20.4}{CO_2 + CO}\ [-]$$

e

$$O_2 = 21 - CO_2 - 0.6 * CO\ [-]$$

con: CO_2 = Concentrazione di anidride carbonica nei gas di scarico secchi [% vol.]

CO = Concentrazione di monossido di carbonio nei gas di scarico secchi [% vol.]

O_2 = Concentrazione di ossigeno nei gas di scarico secchi [% vol.]

20,4 = CO_{2max} (= contenuto massimo possibile di CO_2 nei gas di scarico) [% vol.]

21 = Concentrazione di ossigeno nell'aria [% vol.]

Esempio:

Parametri di misurazione: O_2 = 9,0 % in volume

CO = 250 ppm = 0,025% in volume

Calcolo: $\lambda = \frac{21}{21 - 9 - 0.6 * 0.025} = 1.75\ [-]$

Valutazione: l'indice di eccesso d'aria lambda (λ) deve essere il più basso possibile (elevato rendimento di combustione), ma non troppo basso, perché una quantità insufficiente di aria di combustione peggiora drasticamente la qualità della combustione e la temperatura di combustione sale in un intervallo critico (pericolo di formazione di scorie).

L'indice di eccesso d'aria nei sistemi di combustione a legna è tipicamente λ ≈ 1,6 – 2,2.

Nota: le cosiddette «sonde lambda» misurano il contenuto di ossigeno o l'indice di eccesso d'aria nei gas di scarico umidi. La conversione in gas di scarico secchi è riportata nel capitolo 20.5.

20.2 Conversione da ppm a mg/m³

Gli strumenti di misurazione delle emissioni di CO, HC e NO_x indicano solitamente i valori misurati in **% vol.** o in **ppm**. L'unità ppm (ppm = parts per million = 1 : 1.000.000 = un milionesimo) corrisponde, come la % vol., alla *percentuale volumetrica* di un gas ed è quindi indipendente dalla temperatura e dalla pressione del gas. La conversione da % vol. a ppm può essere effettuata secondo la tabella Tabella 20.1.

Tabella 20.1 Conversione da % vol. a ppm

% vol.	ppm
100	1.000.000
10	100.000
1	10.000
0,1	1.000
0,01	100
0,001	10
0,0001	1

I valori limite di emissione non sono generalmente espressi in unità di volume, ma in mg/m³. La conversione da **ppm** a **mg/m³** viene fatta moltiplicando per la **densità** del rispettivo componente gassoso. Poiché i valori devono essere indicati in condizioni standard (temperatura = 0 °C, pressione = 1013 mbar), la conversione viene effettuata con la densità standard (massa molare / volume standard), ovvero la densità in condizioni standard.

Valore di emissione [mg/m³] = Densità standard in kg/m³ * Valore di emissione in ppm

CO [mg/m³] = **1,25** kg/m³ * CO [ppm]

NO_x [mg/m³] = **2,05** kg/m³ * NO_x [ppm] (NO_x indicato come NO_2 ≈ 2,05 kg/m³)

HC* [mg/m³] = **0,54** kg/m³ * HC [ppm] (per CH_4 come gas di calibrazione ≈ 0,54 kg/m³)

HC* [mg/m³] = **1,62** kg/m³ * HC [ppm] (per C3H8 come gas di calibrazione ≈ 1,62 kg/m³)

* Sostanze organiche gassose, indicate come carbonio totale (C)

Esempio: conversione della concentrazione di CO (senza conversione al contenuto di ossigeno di riferimento)

Valore misurato: CO = 200 ppm

Calcolo: **CO** [mg/m³] = 1,25 kg/m³ * CO [ppm] = 1,25 kg/m³ * 200 ppm = **250 mg/m³**

20.3 Contenuto di ossigeno di riferimento

Per confrontare le emissioni di diversi impianti di combustione, o di diversi test effettuati sullo stesso impianto, è necessario un valore di riferimento. Senza convertire i valori delle emissioni a un tenore di ossigeno di riferimento, non è possibile effettuare alcun confronto con altri dati. Come valore di riferimento è prescritto il contenuto di ossigeno (O_2) nei fumi secchi. Tale valore è specifico per ogni Paese e dipende dalle dimensioni dell'impianto. Nell'Ordinanza svizzera sulla protezione dell'aria (OPair), fino a una potenza termica al focolare di 1 MW si applica un contenuto di ossigeno di riferimento del 13%, mentre al di sopra di tale valore si applica l'11%. Nella norma europea EN 303-5 per gli impianti a biomassa, fino a una potenza termica nominale di 500 kW si applica un contenuto di ossigeno di riferimento del 10%. Nella 44ª BImSchV tedesca, per gli impianti a biomassa di medie dimensioni con una potenza termica al focolare superiore a 1 MW si applica un contenuto di ossigeno di riferimento del 6%.

Tabella 20.2 Conversione da % vol. $O_{2riferimento}$ a $\lambda_{riferimento}$

% vol. $O_{2riferimento}$	$\lambda_{riferimento}$
13	2,625
11	2,100
10	1,910
6	1,400

I valori misurati delle emissioni devono essere convertiti al valore di riferimento prescritto, ovvero alle condizioni standard e al contenuto di ossigeno di riferimento. In questo modo si evita che la diluizione dei gas di scarico con aria parassita (ad es. all'ingresso del camino prima del prelievo del campione per la misurazione delle emissioni) determini valori di emissione più bassi. Con la conversione, i valori misurati vengono convertiti in una diluizione prestabilita in base al corrispondente contenuto di ossigeno di riferimento. La conversione viene effettuata secondo il seguente schema:

$$Valore\ di\ emissione\ \left[\frac{mg}{m^3}\right]\ @O_2\ di\ riferimento\ = Valore\ di\ emissione[ppm]\ *\ densita'\ standard\ \left[\frac{kg}{m^3}\right]\ *\frac{21-\ O_{2,ref}[\%]}{21\ -\ O_{2\ misurato}\ [\%]}$$

Ciò equivale a una conversione dal λ misurato al λ del valore di riferimento. Il calcolo di λ può essere effettuato misurando O_2 o CO_2. Per calcolare $\lambda_{riferimento}$ si utilizza il corrispondente contenuto di ossigeno del valore di riferimento $O_{2riferimento}$.

$$Valore\ di\ emissione\ \left[\frac{mg}{m^3}\right]\ @O_2\ di\ riferimento\ = Valore\ di\ emissione\ [ppm]\ *\ densita'\ standard\ \left[\frac{kg}{m^3}\right]\ *\frac{\lambda_{measured}}{\lambda_{ref}}$$

Esempio: calcolo della concentrazione di CO con contenuto di ossigeno di riferimento

Grandezze misurate:	CO	=	200 ppm
	O_2	=	9,0% in volume (λ = 1,75)
Valore di riferimento:	$O_{2\ riferimento}$	=	13% vol. ($\lambda_{\ riferimento}$ = 2,625)

Calcolo:

$$CO-Valore\ di\ emissione=\ 200ppm\ *1.25\frac{kg}{m^3}\ *\frac{21\%-13\%}{21\%-9\%}=167\frac{mg}{m^3}bei13\%O_2$$

o

$$CO-Valore\ di\ emissione=\ 200ppm\ *1.25\frac{kg}{m^3}\ *\frac{1.75}{2.625}=167\frac{mg}{m^3}bei13\%O_2$$

Conversione rispetto ad un altro contenuto di ossigeno di riferimento

A seconda dei requisiti di legge e delle classi di potenza, si applicano diversi valori limite di emissione riferiti a diversi tenori di ossigeno di riferimento. Con l'aiuto dellaTabella 20.3 è possibile convertire i valori di emissione, espressi in mg/m³ in relazione a un determinato tenore di ossigeno di riferimento, in un altro tenore di ossigeno di riferimento comune.

Tabella 20.3 Conversione di un valore di emissione in un altro contenuto di ossigeno di riferimento.

Contenuto di ossigeno di riferimento in % Vol	0	1	2	3	4	5	**6**	7	8	9	**10**	**11**	12	**13**	14	15	16
0																	
1																	
2																	
3																	
4																	
5																	
6	140.0	133.3	126.7	120.0	113.3	106.7	100	93.3	86.7	80.0	**73.3**	**66.7**	60.0	**53.3**	46.7	40.0	33.3
7																	
8																	
9																	
10	190.9	181.8	172.7	163.6	154.5	145.5	**136.4**	127.3	118.2	109.1	100	**90.9**	81.8	**72.7**	63.6	54.5	45.5
11	210.0	200.0	190.0	180.0	170.0	160.0	**150.0**	140.0	130.0	120.0	**110.0**	100	90.0	**80.0**	70.0	60.0	50.0
12																	
13	262.5	250.0	237.5	225.0	212.5	200.0	**187.5**	175.0	162.5	150.0	**137.5**	**125.0**	112.5	100	87.5	75.0	62.5
14																	
15																	
16																	

Esempio di lettura: 100 mg/m³ con un contenuto di ossigeno di riferimento del 10% Vol. corrispondono a 90.9 mg/m³ con l'11% Vol. di O2 e a 136.4 mg/m³ con il 6% Vol. di O2

Esempio: conversione del valore di emissione di CO indicato con un contenuto di ossigeno di riferimento dell'11% in volume in un contenuto di ossigeno di riferimento del 6% in volume

Valore iniziale: Valore delle emissioni di CO = 180 mg/m³ riferito all'11% in volume di O_2

Secondo la Tabella Tabella 20.3 ne consegue che

Valore delle emissioni di CO = 100 mg/m³ riferito all'11% in volume di O_2 corrisponde a

Valore delle emissioni di CO = 150 mg/m³ riferito al 6% in volume di O_2

Il valore delle emissioni di CO convertito al 6% in volume di O_2 è quindi pari a:

$$Nuovo\ valore\ emissione = valore\ emissione\ iniziale * \frac{Valore\ emissione\ tabella\ 20.1\ nuovo}{Valore\ emissione\ tabella\ 20.1\ iniziale}$$

$$= 180 \frac{mg}{m^3} * \frac{150 \frac{mg}{m^3}}{100 \frac{mg}{m^3}} = 270 \frac{mg}{m^3} at\ 6\ Vol.-\%O_2$$

20.4 Conversione da mg/m³ a mg/MJ

Per confrontare i carichi emissivi di diversi combustibili, ad esempio gasolio e legno, le emissioni vengono rapportate alla quantità di energia prodotta [mg/MJ_{utili} o mg/kWh_{utili}]. Il rapporto tra emissioni e quantità di energia è chiamato anche fattore di emissione. Va notato che, come grandezza di riferimento, viene utilizzata anche la quantità di energia immessa [mg/MJ_{finale}]. I due parametri sono collegati tra loro tramite il rendimento o il rendimento annuo.

L'indicazione delle emissioni in mg/MJ è comune in numerosi Paesi, pertanto per il confronto internazionale dei valori misurati è necessaria una conversione da mg/m³ a mg/MJ.

Nella conversione da mg/m³ a mg/MJ occorre tenere presente che la quantità di energia immessa in un impianto a biomassa dipende dal potere calorifico e quindi anche dal contenuto d'acqua. Di conseguenza, una conversione corretta è possibile solo se si conoscono il potere calorifico e il contenuto d'acqua. La conversione in energia immessa o calore utile può quindi essere effettuata come segue:

$$Valore\ Emissioni\left[\frac{mg}{MJ_{Finale}}\right] = Valore\ Emissioni\ \left[\frac{mg}{m^3}\right] at\ O_{2\ ref} * \frac{\lambda_{ref} * V_{air\ min}}{18.3 - 2.442 * \frac{M}{100 - M}}$$

$$Valore\ Emissioni\left[\frac{mg}{MJ_{utile}}\right] = \frac{Valore\ Emissioni\ \left[\frac{mg}{MJ_{Finale}}\right] * 100\%}{\eta_a}$$

con:

$\lambda_{riferimento}$ =	indice di eccesso d'aria con $O_{2,\ riferimento}$	[–]
V_{Lmin} =	quantità stechiometrica di aria di combustione = 4,58	[m³/kg]
M =	Contenuto d'acqua	[m.-%]
η_a =	Rendimento annuo	[%]

Esempio: conversione della concentrazione di CO da mg/m³ con contenuto di ossigeno di riferimento in mg/MJ

Valore iniziale: CO = 100 mg/m³ all'11 % vol.

M = 25 m.-%

$\lambda_{riferimento}$ = 2,1

η_a = 85 %

$$Valore\ Emissioni\ CO\left[\frac{mg}{MJ_{utile}}\right] = 100 * \frac{2.1 * 4.58}{18.3 - 2.442 * \frac{25}{100 - 25}} = 55\frac{mg}{MJ_{utile}}$$

$$Valore\ Emissioni\ CO\left[\frac{mg}{MJ_{utile}}\right] = \frac{55\frac{mg}{MJ_{Finale}} * 100\%}{85\%} = 65\frac{mg}{MJ_{utile}}$$

20.5 Conversione da gas di scarico umido a gas di scarico secco

In alcuni analizzatori di emissioni, ad esempio i misuratori di idrocarburi basati sul rilevamento a ionizzazione di fiamma (FID) o i misuratori di NO_x basati sul rilevamento a chemiluminescenza (CLD), la misurazione viene effettuata nei fumi caldi e umidi. Questo perché durante il normale raffreddamento dei fumi a circa 5 °C in un refrigeratore a monte dell'analizzatore, una parte delle sostanze da misurare passerebbe nel condensato liquido, falsando così il valore misurato. Poiché i valori limite di emissione si applicano ai fumi secchi in condizioni standard (0 °C, 1013 mbar), quando si effettuano misurazioni nei fumi umidi è necessario effettuare una conversione allo stato secco, altrimenti il vapore acqueo provoca una diluizione delle emissioni. Nelle misurazioni della velocità nei fumi caldi e umidi, oltre alla correzione dell'umidità, è necessario effettuare anche una compensazione della temperatura e della pressione.

Il fattore di conversione (f) può essere calcolato conoscendo l'indice di eccesso d'aria λ (nei fumi secchi) e il contenuto d'acqua (M) secondo la seguente equazione [54]:

$$Fattore\ di\ conversione\ f\ = \frac{volume\ del\ flusso\ dei\ gas\ di\ scarico\ umidi}{volume\ del\ flusso\ dei\ gas\ di\ scarico\ secchi}$$

$$Fattore\ di\ conversione\ f\ = 1 + \frac{0.287}{\lambda} * \left(\frac{M}{100 - M} + 0.512\right)$$

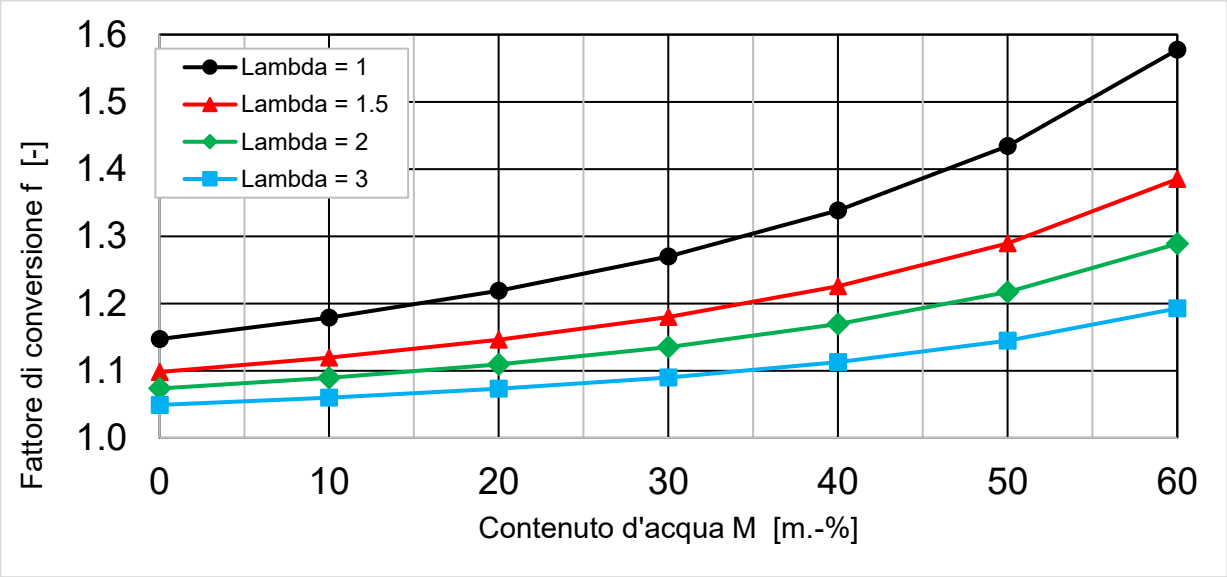


Figura 20.1 Fattore di conversione f in funzione del contenuto d'acqua M.

Esempio: conversione della concentrazione di idrocarburi dai gas di scarico umidi ai gas di scarico secchi

Valori misurati:	Concentrazione di idrocarburi nei gas di scarico umidi HC_f	=	100 ppm
	Contenuto d'acqua M	=	35 m.-%
	Ossigeno (O_2)	=	7,0% in volume (λ = 1,5)
Contenuto di ossigeno di riferimento $O_{2riferimento}$		=	11% in volume ($\lambda_{riferimento}$ = 2,1)
Fattore di conversione f dallaFigura 20.1		=	1,2
Gas di calibrazione propano (C_3H_8) densità standard		=	1,62 kg/m³

Calcolo:

$$Concentrazione\ idrocarburi = Concentrazione\ Idrocarburi\ Umida HC_w * f * \text{densità standard} * \frac{\lambda}{\lambda_{ref}}$$

$$= 100ppm\ * 1.2 * 1.62\frac{kg}{m^3}\ * \frac{1.5}{2.1} = 139\frac{mg}{m^3} at 11\% O_2$$

Nota: molti strumenti di misura disponibili in commercio basati sul rilevamento IR e UV per CO, NO_x, CO_2 e sul paramagnetismo per O_2 effettuano la misurazione nei gas di scarico secchi, pertanto in questo caso non è necessario convertire i valori da gas di scarico umidi a gas di scarico secchi.

20.6 Determinazione della potenza termica nominale

La potenza termica nominale è la potenza termica ceduta da un impianto di combustione all'acqua della caldaia al funzionamento nominale della combustione. Può essere misurata direttamente tramite un contatore di calore:

$$\dot{Q}_N = (T_{VL} - T_{RL}) * c_{pW} * \dot{m}_W$$

La potenza termica nominale può essere determinata anche tramite il rendimento della caldaia, il potere calorifico e la portata massica del combustibile bruciato:

$$\dot{Q}_N = \eta_k * H_U * \dot{m}_B$$

Se il flusso di massa del combustibile bruciato non è noto, può essere determinato indirettamente misurando l'eccesso d'aria e la portata volumetrica dell'aria di combustione o dei fumi secchi.

$$\dot{m}_B = \frac{\dot{V}_{AGtr} * \left(1 + \frac{M}{100 - M}\right)}{\lambda * V_{L\,min}}$$

Segue

$$\dot{Q}_N = \eta_k * H_U * \frac{\dot{V}_{AGtr} * \left(1 + \frac{M}{100 - M}\right)}{\lambda * V_{L\,min}}$$

con:	$\dot{Q}_N$	=	potenza termica nominale	[kW]
	T_{VL}	=	Temperatura di mandata	[°C]
	T_{RL}	=	Temperatura di ritorno	[°C]
	c_{pw}	=	Capacità termica specifica dell'acqua = 4,182	[kJ/kg K]
	$\dot{m}_w$	=	Portata massica dell'acqua (della caldaia)	[kg/s]
	η_k	=	Rendimento della caldaia	[–]
	H_u	=	Potere calorifico	[kJ/kg]
	$\dot{m}_B$	=	Flusso di massa del combustibile umido	[kg/s]
	$\dot{V}_{AGtr}$	=	Portata volumetrica dei gas di scarico secchi	[m^3/s]
	M	=	Contenuto d'acqua	[m.-%]
	λ	=	Indice di eccesso d'aria	[–]
	V_{Lmin}	=	Volume stechiometrico dell'aria di combustione = 4,58	[$m^{3/kg}$ anidro]

Il flusso volumetrico dei gas di scarico secchi non può essere misurato direttamente. La misurazione della velocità, ad esempio mediante un tubo di Pitot e conoscendo la composizione dei gas di scarico, fornisce il flusso volumetrico dei gas di scarico umidi. La conversione in gas di scarico secchi richiede la conoscenza dell'umidità dei gas di scarico, che viene determinata nei gas di scarico stessi o tramite l'umidità del legno.

20.7 Determinazione della portata massica del combustibile

La portata massica del combustibile umido in chilogrammi all'ora è data dalla potenza termica nominale di un impianto di combustione, dal rendimento della caldaia η_k e dal potere calorifico H_u:

$$\dot{m}_B = \frac{\dot{Q}_N}{\eta_k * H_u} = \frac{3600}{1000} * \frac{\dot{Q}_N}{\eta_k} * \frac{1 + \frac{M}{100 - M}}{18.3 - 2.442 \frac{M}{100 - M}}$$

con:	$\dot{m}_B$	=	flusso di massa del combustibile umido	[kg/h]
	$\dot{Q}_N$	=	Potenza termica nominale	[kW]
	η_k	=	Rendimento della caldaia	[–]
	H_u	=	Potere calorifico	[MJ/kg]
	M	=	Contenuto d'acqua	[m.-%]

Il flusso di massa del combustibile necessario per generare la potenza termica nominale desiderata dipende in modo significativo dal contenuto d'acqua e/o dal potere calorifico del combustibile.

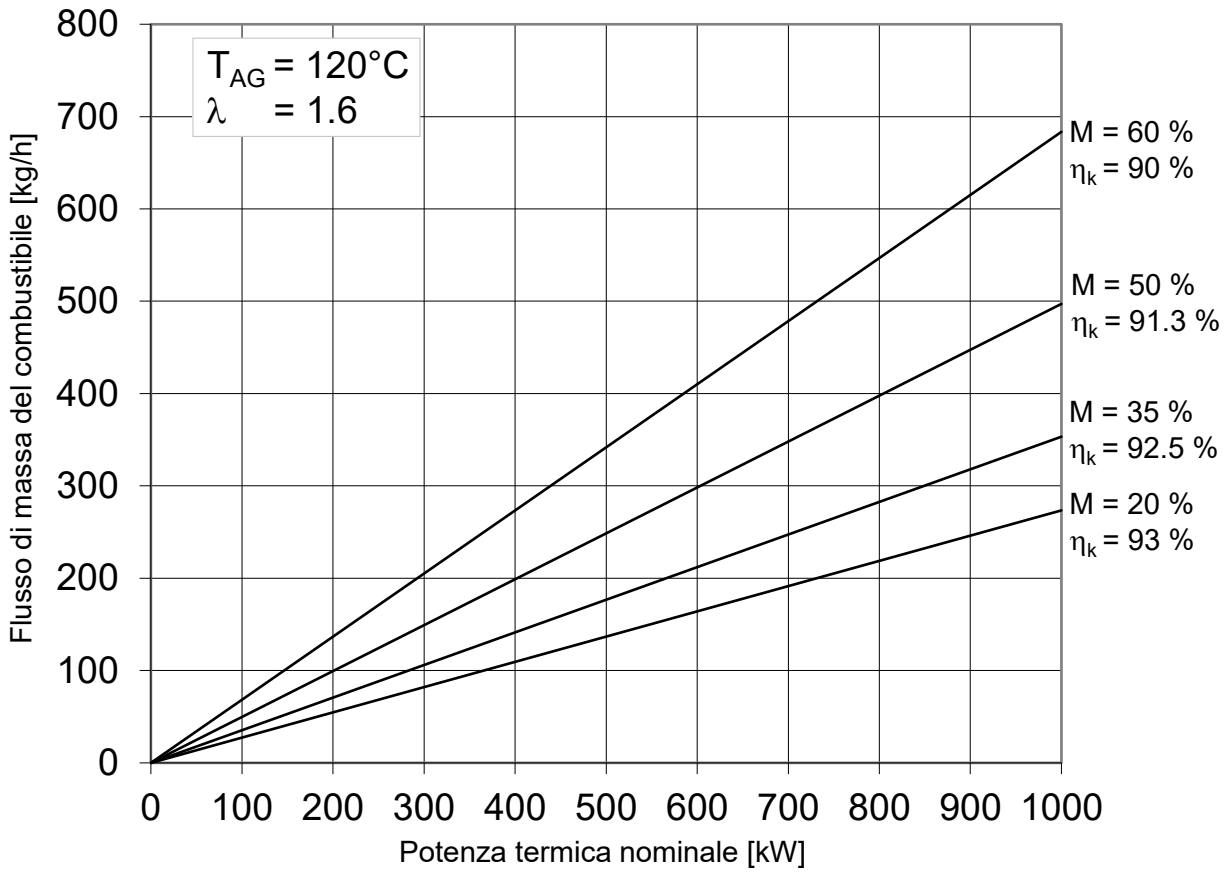


Figura 20.2 Portata in massa di combustibile in funzione della potenza termica nominale

20.8 Determinazione della quantità di aria di combustione

La quantità di aria di combustione, ovvero la portata volumetrica dell'aria di combustione, corrisponde all'incirca alla portata volumetrica dei gas di scarico secchi:

$$\dot{V}_L \approx \dot{V}_{AGtr}$$

Da ciò risulta, secondo il capitolo 20.6:

$$\dot{V}_L = \frac{\dot{Q}_N * 100\%}{\eta_k} * \frac{\lambda * V_{Lmin}}{18.3 - 2.442 \frac{M}{100 - M}} * \frac{3600}{1000}$$

con:	$\dot{V}_L$	=	Quantità di aria di combustione	[m^3/h]
	$\dot{V}_{AGtr}$	=	Portata volumetrica dei gas di scarico secchi	[m^3/h]
	$\dot{Q}_N$	=	Potenza termica nominale	[kW]
	η_k	=	Rendimento della caldaia	[%]
	M	=	Contenuto d'acqua	[m.-%]
	λ	=	Indice di eccesso d'aria	[–]
	V_{Lmin}	=	Volume stechiometrico dell'aria di combustione = 4,58	[$m^{3/kg}$ anidro]

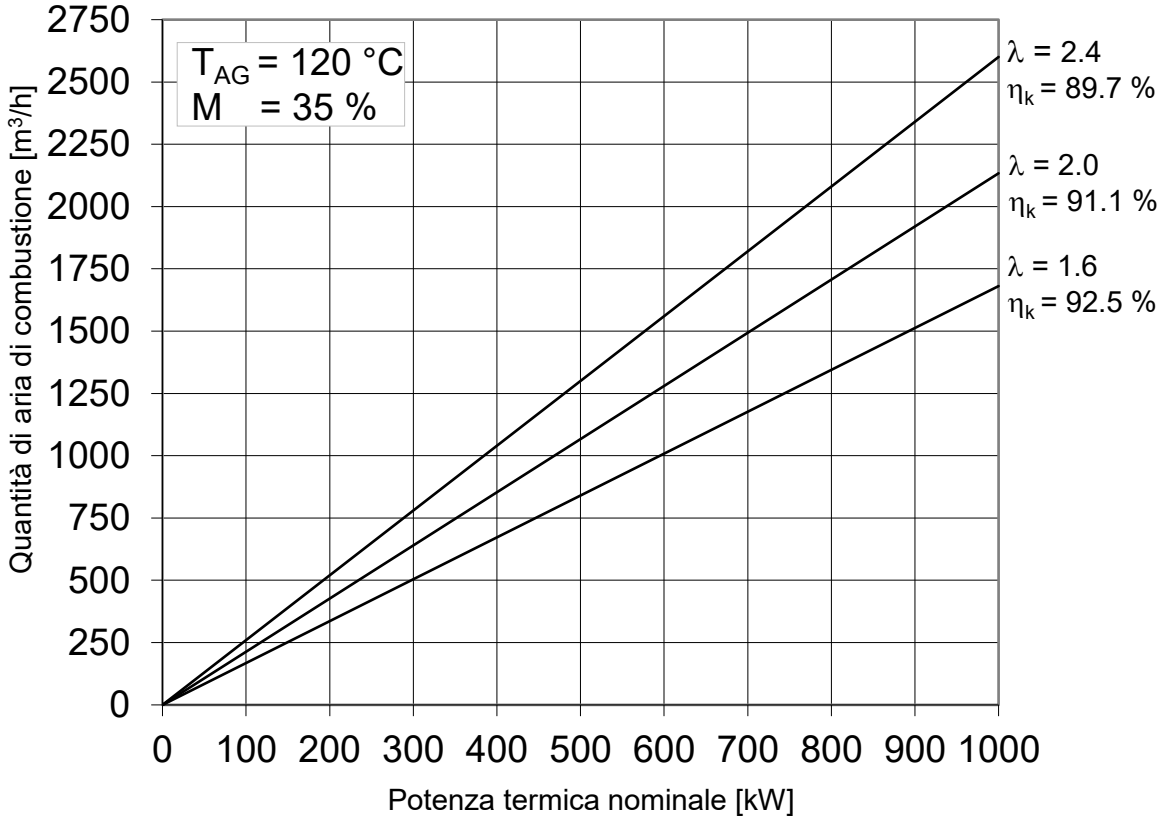


Figura 20.3 Quantità di aria di combustione in funzione della potenza termica nominale e dell'eccesso d'aria

La quantità di aria di combustione necessaria per generare una potenza termica nominale desiderata dipende in misura pressoché uguale dal numero di eccesso d'aria e dal potere calorifico o dal contenuto d'acqua.

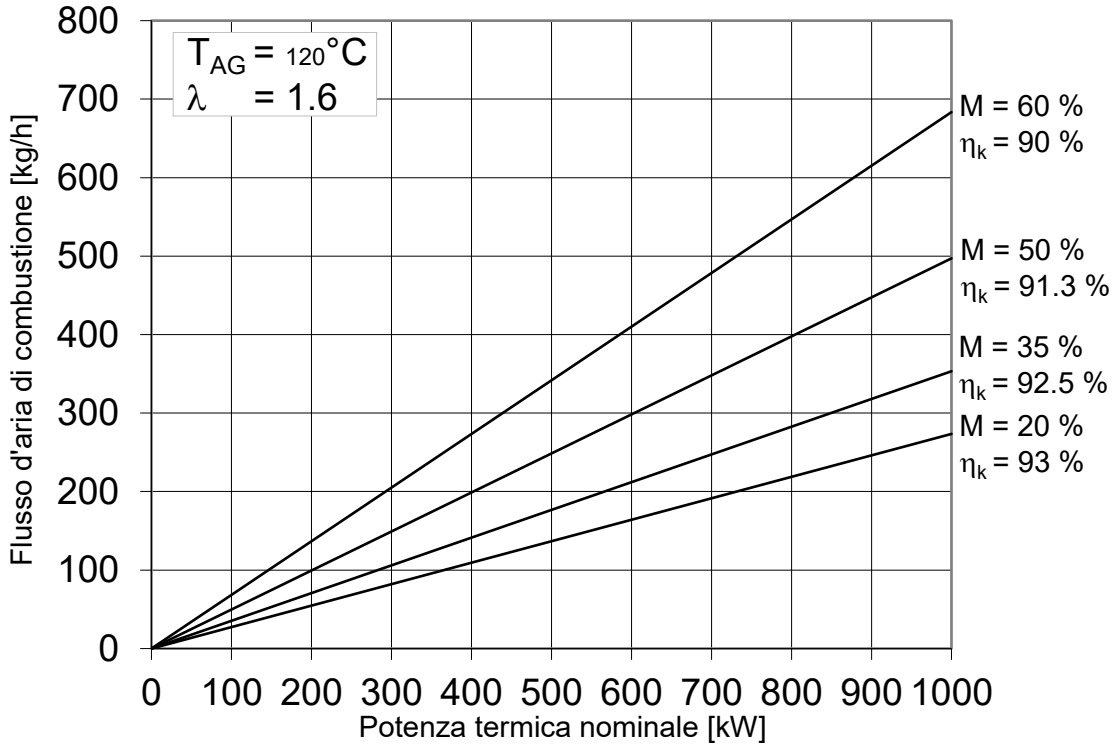


Figura 20.4 Quantità di aria di combustione in funzione della potenza termica nominale e del contenuto d'acqua

20.9 Determinazione della portata volumetrica dei fumi

La portata volumetrica dei fumi di una combustione a biomassa legnosa corrisponde, allo stato secco e in condizioni normali (0 °C e 1.013 mbar), alla quantità di aria comburente necessaria per produrre una determinata potenza termica nominale.

$$\dot{V}_{AGtr} \approx \dot{V}_L \quad \left[\frac{m^3}{h}\right]$$

Il flusso volumetrico dei fumi in condizioni di esercizio (ovvero i fumi umidi, alla loro temperatura effettiva e alla pressione ambiente) può essere determinato convertendo il volume dei fumi secchi in fumi umidi (cfr. cap. 20.5) e convertendo le condizioni standard in condizioni di esercizio:

$$\dot{V}_{AG} = \dot{V}_L * f * \frac{(273 + T_{AG}) * 1'013}{273 * p} \quad \left[\frac{m^3}{h}\right]$$

con:	$\dot{V}_L$	= Quantità di aria di combustione	[m³/h]
	$\dot{V}_{AGtr}$	= Portata volumetrica dei gas di scarico, secca, in condizioni standard (0 °C, 1.013 mbar)	[m³/h]
	$\dot{V}_{AG}$	= Portata volumetrica dei gas di scarico, umida, in condizioni operative (T_{AG} e p)	[m³/h]
	f	= Fattore di conversione, gas di scarico umido in gas di scarico secco	[–]
	T_{AG}	= Temperatura dei gas di scarico	[°C]
	p	= Pressione ambiente	[mbar]

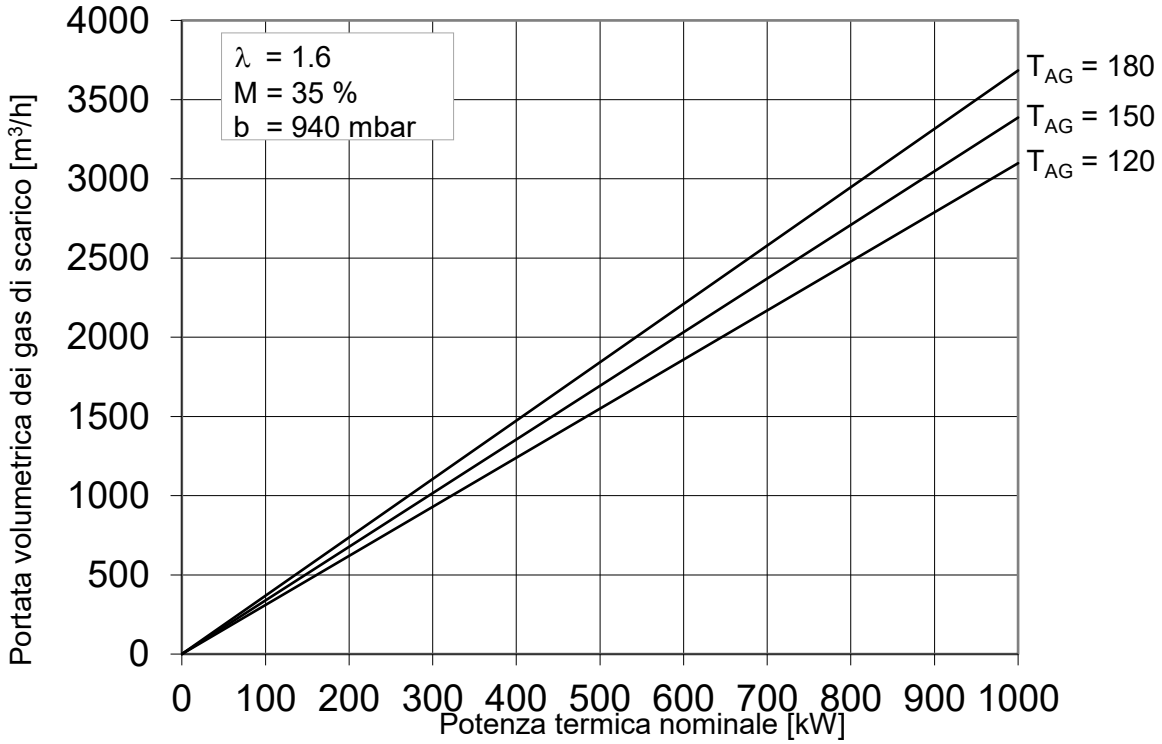


Figura 20.5 Portata volumetrica dei gas di scarico in condizioni operative in funzione della potenza termica nominale

20.10 Determinazione della portata massica di NO_x

Gli ossidi di azoto (NO_x) devono di norma rispettare un valore limite di emissione solo quando superano un determinato flusso di massa. In Svizzera, ad esempio, è necessario rispettare un valore limite di 250 mg/m³ (al contenuto di ossigeno di riferimento) non appena il flusso di massa di NO_x supera i 2.500 g/h. Nella fase di progettazione di un impianto a biomassa è quindi importante stimare il flusso di massa di NO_x per poter decidere se sarà necessario un processo di riduzione secondaria (cfr. capitolo 13.9.2).

Il flusso di massa di NO_x viene calcolato dal flusso volumetrico dei gas di scarico alla potenza nominale e dalla concentrazione di NO_x al contenuto di ossigeno misurato:

$$\dot{NO}_x = \dot{V}_{AGtr} * \frac{NO_x}{1'000} \quad \left[\frac{g}{h}\right]$$

Se la concentrazione di NO_xal contenuto di ossigeno misurato non è nota, può essere stimata sulla base della concentrazione di NO_x al contenuto di ossigeno di riferimento e ipotizzando un contenuto di ossigeno come segue:

$$NO_x = NO_{xO_2ref} * \frac{21 - O_2}{21 - O_{2,ref}} \left[\frac{mg}{m^3}\right]$$

con:	$\dot{NO}_x$	= Flusso di massa di NO_x	[g/h]
	$\dot{V}_{AGtr}$	= Portata volumetrica dei gas di scarico, secchi, a 0 °C, 1.013 mbar	[m³/h]
	NO_x	= Concentrazione di NO_x nei gas di scarico secchi con contenuto di ossigeno misurato	[mg/m³]
	$NO_{xO2Riferimento}$	= Concentrazione di NO_x nei gas di scarico secchi con contenuto di ossigeno di riferimento	[mg/m³]
	O_2	= Contenuto di ossigeno (misurato alla potenza nominale)	[% vol.]
	$O_{2\ riferimento}$	= Contenuto di ossigeno di riferimento	[% vol.]

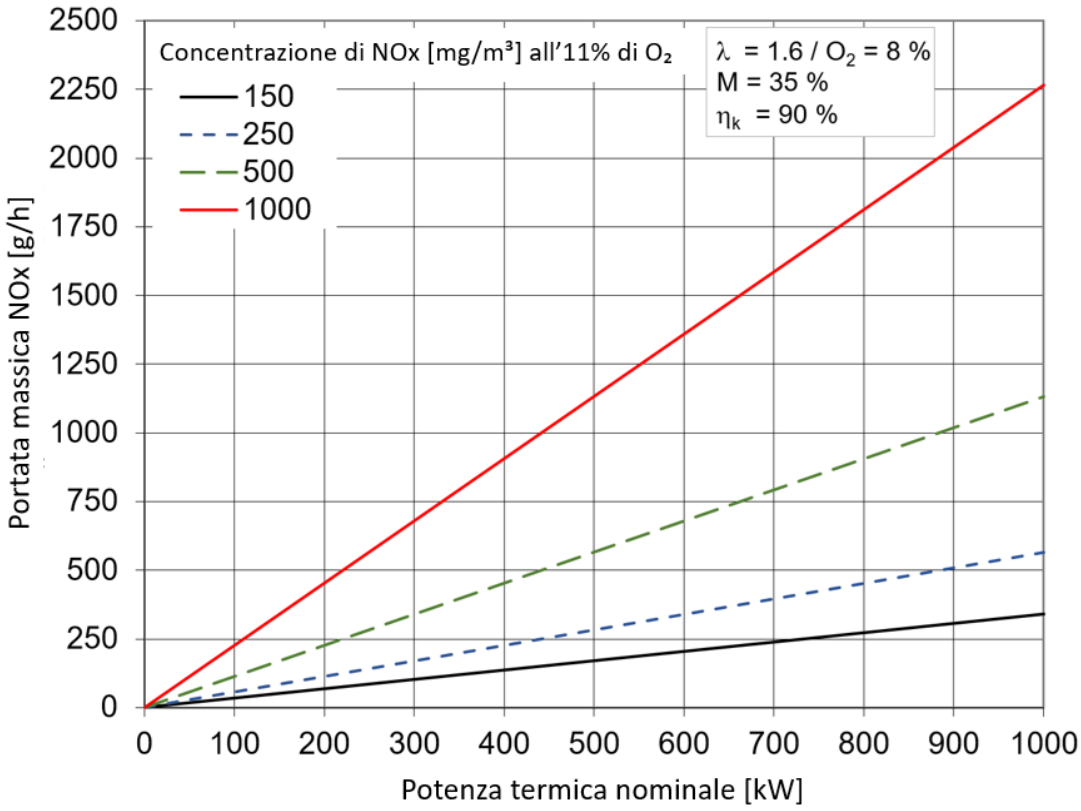


Figura 20.6 Flusso di massa di NO_x in g/h in funzione della potenza termica nominale in kW e di diverse concentrazioni di NO_x.

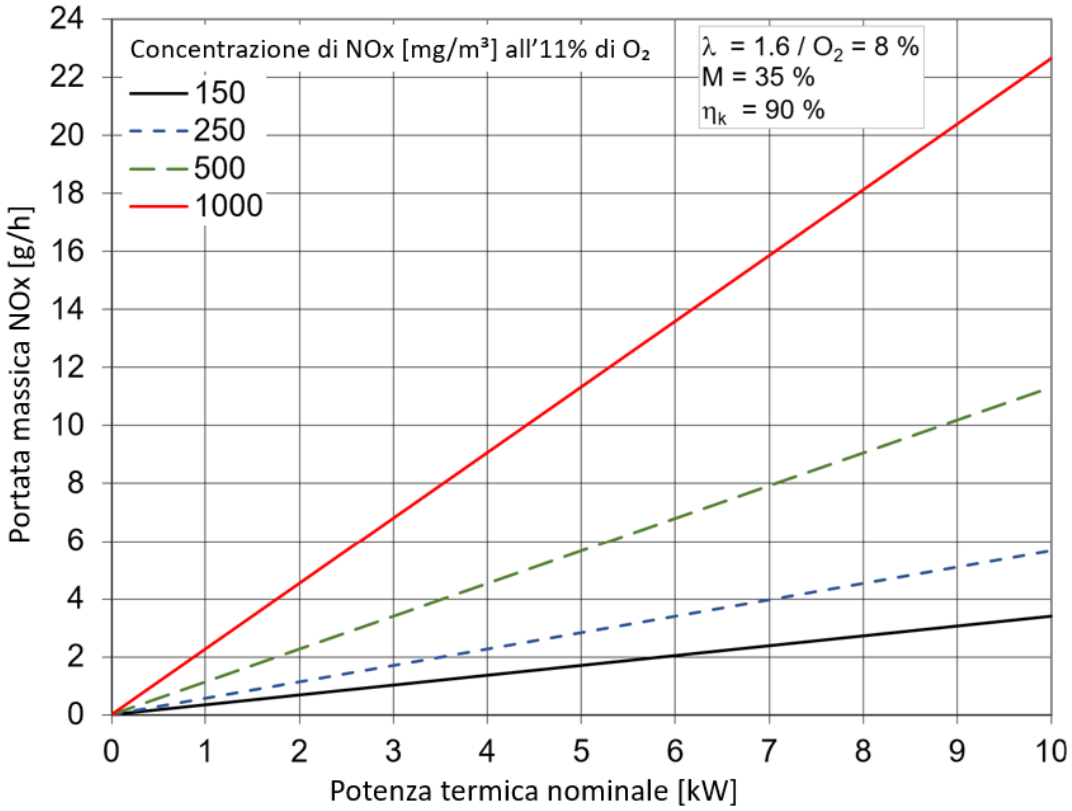


Figura 20.7 Flusso di massa di NO_x in kg/h in funzione della potenza termica nominale in MW e di diverse concentrazioni di NO_x.

20.11 Determinazione del rendimento di combustione

Per calcolare il rendimento di combustione, viene determinato il contenuto energetico dei singoli componenti dei fumi. Partendo dall'equazione di combustione del legno, è possibile calcolare le perdite termiche e chimiche dei fumi. Nussbaumer e Good [60] hanno derivato da questa una formula semplificata per i combustibili legnosi, che fornisce un grado di precisione sufficientemente elevato per le applicazioni tecniche. Nell'intervallo CO < 0,5% vol., CO_2 > 5% vol. e temperatura dei fumi < 400 °C, il rendimento di combustione degli impianti a biomassa è dato dalla seguente formula:

$$\eta_f = 100 - V_{therm} - V_{chem} \quad [\%]$$

dove: V_{therm} = perdite termiche dovute al calore sensibile dei gas di scarico [%]

V_{chem} = perdite chimiche dovute a combustione incompleta [%]

$$V_{therm} = \frac{(T_A - T_U) * \left(1.39 + \frac{122}{CO_2 + CO} + 0.02 * \frac{M}{100 - M} * 100\right)}{\frac{18'300}{100} - 0.2442 * \frac{M}{100 - M}} \quad [\%]$$

$$18'300/100 - 0.2442 * \frac{M}{(100 - M)} * 100$$

$$V_{chem} = \frac{CO}{CO_2 + CO} * \frac{11'800}{\frac{18'300}{100} - 0.2442 * \frac{M}{100 - M} * 100} \quad [\%]$$

Lambda λ: $\lambda = \frac{21}{21 - O_2 + 0.4\,CO} = \frac{20.4}{CO_2 + CO} \quad [-]$

Se viene misurato O_2 anziché CO_2: $CO_2 = 0{,}98\,(21 - O_2) - 0{,}61\,CO$ [% vol.]

con:	T_A	=	Temperatura dei gas di scarico	[°C]
	T_U	=	Temperatura ambiente	[°C]
	O_2	=	Concentrazione di ossigeno	[% vol.]
	CO_2	=	Concentrazione di anidride carbonica	[% vol.]
	CO	=	Concentrazione di monossido di carbonio	[% vol.]
	u	=	Umidità del legno rispetto al legno completamente asciutto	[m.-%]
	M	=	Contenuto d'acqua del legno umido	[m.-%]
	λ	=	Indice di eccesso d'aria	[–]

Nota: per calcolare l'umidità del legno u dal contenuto d'acqua M è possibile utilizzare la seguente conversione:

$$u = \frac{M}{1 - M} \quad [-]; \qquad u = \frac{M}{100 - M} * 100 \quad [m.-\%] \qquad u = \frac{\frac{M}{100}}{1 - \frac{M}{100}} \; [-]; \ldots.$$

oppure

$$M = \frac{u}{1 + u} \quad [-]; \qquad M = \frac{u}{100 + u} * 100 \quad [m.-\%] \qquad M = \frac{\frac{u}{100}}{1 - \frac{u}{100}} \; [-]; \ldots.$$

Questo metodo fornisce valori comparabili con il calcolo secondo la norma DIN EN 14394:2008-12 [147]. Se necessario, la formula può essere adattata per combustibili con composizione diversa dal legno [60]. Una rapida stima dei valori numerici può essere effettuata anche graficamente con i corrispondenti nomogrammi (Figura 20.8).

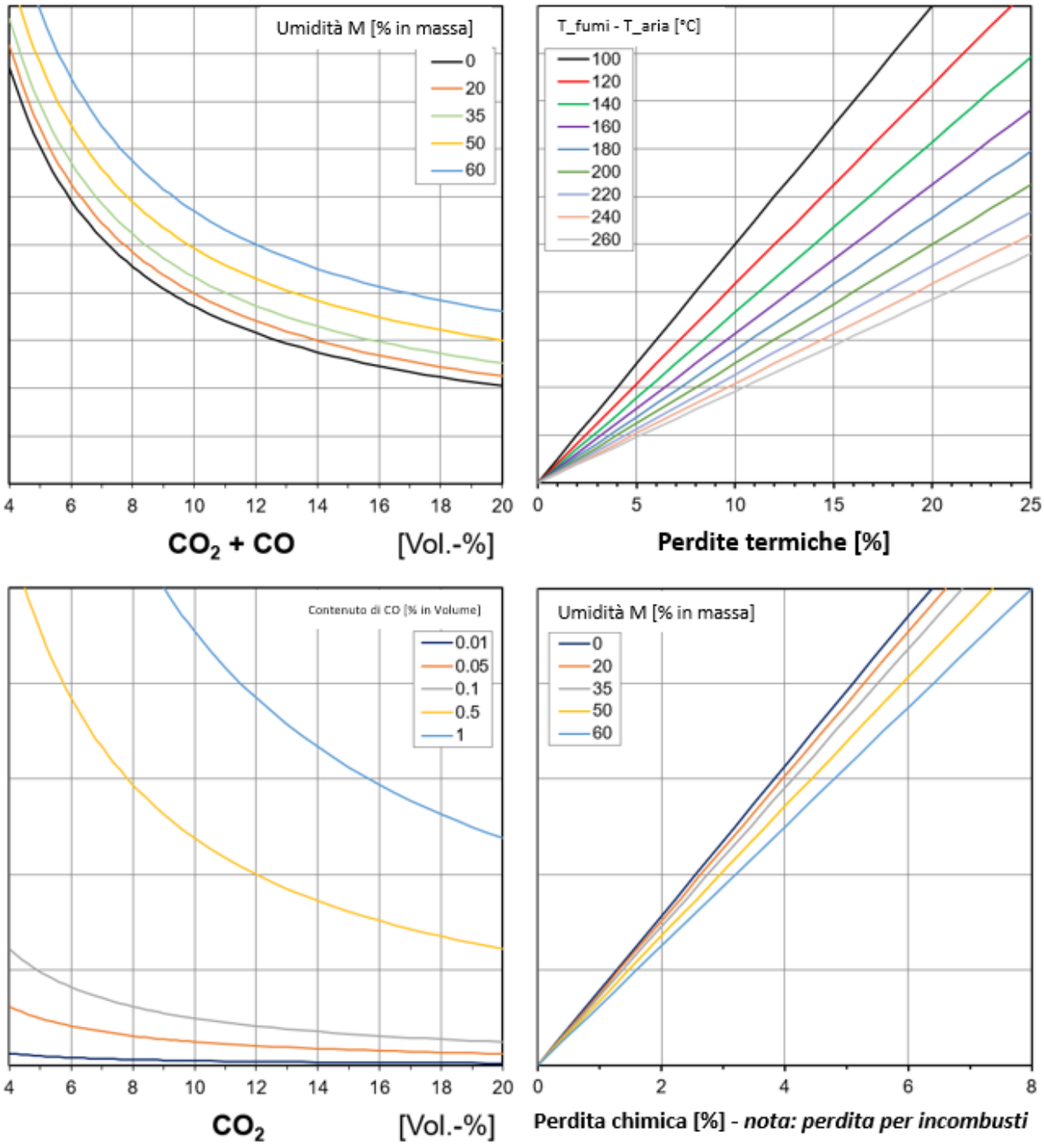


Figura 20.8 Nomogrammi per la determinazione del rendimento tecnico di combustione con $\eta_f = 100 - V_{therm} - V_{chem}$ [%]

20.12 Determinazione del rendimento annuale

Con il seguente metodo di calcolo è possibile determinare il rendimento annuo (η_a) con una precisione di circa ± 5%, a condizione che nel circuito della caldaia sia presente un contatore di calore. Il rendimento annuo dipende dalle perdite, dal tasso di utilizzo (α) e dal livello di carico medio (L) dell'impianto di combustione. Il calcolo si basa su un impianto il cui rendimento di caldaia (η_k) si riferisce a parametri di funzionamento medi. Per impianti con altri parametri di funzionamento, il rendimento (η_k) viene adeguato con l'ausilio di termini di correzione. Con il tasso di utilizzo (α), il rendimento della caldaia (η_k) e il livello di carico medio (L) è possibile calcolare il rendimento annuo (η_a) ([137], [148]).
Si presume che il rendimento della caldaia (η_k) sia costante su tutto il campo di carico. La maggiore incidenza percentuale delle perdite per irraggiamento nel funzionamento a carico parziale è compensata da temperature dei fumi più basse.

Utilizzo temporale α

$$\alpha = \frac{Tempo\ di\ funzionamento}{Tempo\ di\ accensione} = \frac{t_{operation}}{t_{on}} [-]$$

Il periodo di accensione comprende il tempo di funzionamento regolare e il tempo di standby (mantenimento del letto di braci) di un impianto di combustione tra l'accensione all'inizio del periodo di riscaldamento e lo spegnimento al termine dello stesso. Il tempo di funzionamento e il tempo di standby vengono solitamente registrati con un contatore delle ore di funzionamento o tramite il controllo PLC.

Rendimento della caldaia η_k

Il rendimento della caldaia (η_k) per un impianto automatico a cippato con i seguenti parametri di funzionamento assunti è pari a:

Parametri di funzionamento:	Temperatura dei fumi	T_{AG} = 120 °C
	Indice di eccesso d'aria	λ = 1,6
	Contenuto d'acqua	M = 38 m.-%
	Umidità del legno	u = 60 % (su base anidra)
	Rendimento tecnico di combustione	η_f = 93 % (nomogramma inFigura 20.8)
	Perdite per irraggiamento	q_s = 1,5 %
	Rendimento della caldaia	$\eta_k = \eta_f - qs = 93 - 1,5 = 91,5$ %

Un'eventuale differenza tra le perdite di irraggiamento reali e quelle ipotizzate q_s dell'1,5 % può essere aggiunta o sottratta direttamente al rendimento della caldaia η_k. Se le perdite di irraggiamento q_s non sono note, si può ipotizzare approssimativamente che esse corrispondano alla metà delle perdite di standby q_B. Per gli altri parametri di funzionamento si applicano i seguenti correttori:

per Δ u	= 10 %	legna più umida	0,4 % minore rendimento della caldaia η_k
per Δ λ	= 0,1	maggiore eccesso d'aria	0,6 % minore rendimento della caldaia η_k
per ΔT_{AG}	= 10 °C	temperatura dei gas di scarico più elevata	1,0 % minore rendimento della caldaia η_k

I fattori di correzione valgono anche in senso inverso.

Livello di carico medio L

Il livello di carico medio L, con cui la combustione funziona in media durante il tempo di esercizio, può essere calcolato come segue:

$$L = \frac{\Delta WZ * 100\%}{\dot{Q}_N * t_{operation}} [\%]$$

con: Δ WZ = Valore finale del contatore di calore – Valore iniziale del contatore di calore [kWh]

$t_{funzionamento}$ = Tempo di funzionamento della combustione [h]

$\dot{Q}_N$ = Potenza termica nominale [kW]

Perdite in standby q_B

Le **perdite di standby** si verificano nelle fasi di fermo caldaia, ovvero dopo ogni spegnimento di un impianto a biomassa. Esse comprendono le perdite dovute al raffreddamento della caldaia e al consumo di combustibile necessario per il mantenimento del letto di braci (per mantenere la caldaia in temperatura). Nelle caldaie a biomassa di costruzione leggera senza mantenimento del letto di braci (apparecchi di serie con accensione automatica) le perdite di standby sono inferiori, mentre nelle caldaie di costruzione pesante con mantenimento del letto di braci (caldaie industriali) sono superiori.

Per un impianto moderno di medie dimensioni, le perdite di standby qB sono pari a circa il 3%. Come valori di riferimento per impianti di altre dimensioni è possibile utilizzare i dati riportati nella Tabella 20.4.

Tabella 20.4 Valori indicativi per le perdite di standby q_B.

Tipo di combustione	Perdite di standby q_B
Apparecchi di serie fino a 300 kW	$q_B \geq 1\ \% - 3\ \%$
Caldaie industriali fino a 300 kW	$q_B \geq 3\ \% - 5\ \%$
Caldaie industriali > 300 kW	$q_B \geq 1\ \% - 3\ \%$

Rendimento annuo η_a

Con il fattore di utilizzo temporale α, il rendimento della caldaia η_k, le perdite in standby q_B e il livello di carico medio L, è possibile calcolare il rendimento annuale η_a utilizzando la formula riportata di seguito (vedereFigura 20.9):

$$\eta_a = \eta_k \frac{1}{1 + \frac{q_B * (1 - \alpha)}{L * \alpha}} \quad [\%]$$

con: α = Utilizzo temporale [–]
η_k = Rendimento della caldaia [%]
q_B = Perdite di standby [%]
L = Livello di carico medio [%]

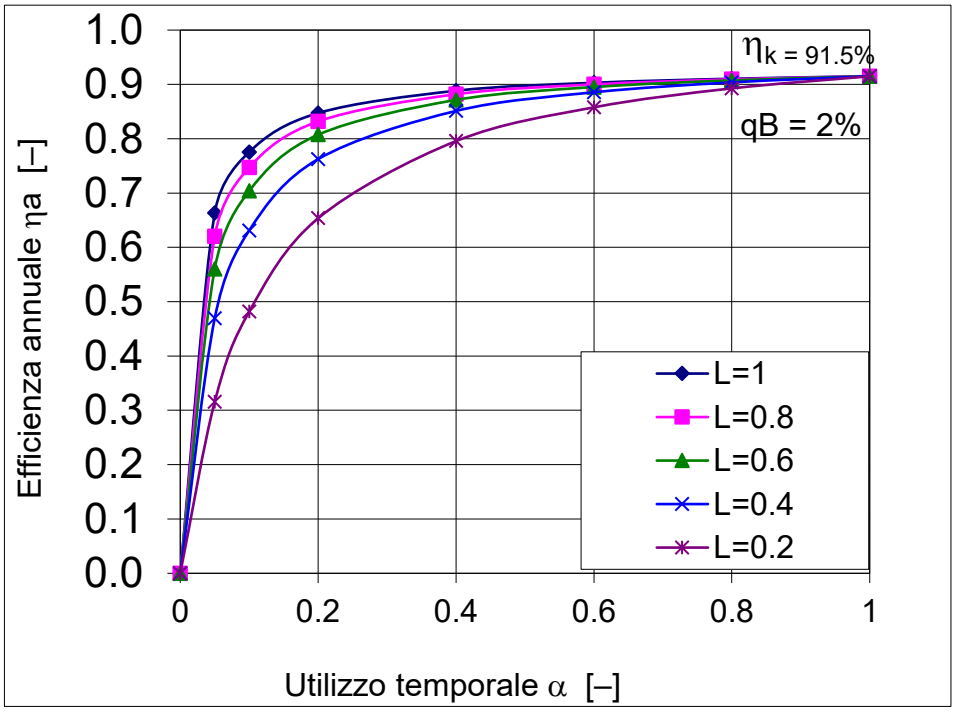


Figura 20.9 Rendimento annuo di una caldaia a legna in funzione del suo utilizzo nel tempo [148]
con η_k: rendimento della caldaia; q_B: perdite di standby; L: livello di carico medio.

Esempio di calcolo

Contatore di calore	**Combustione**	
Differenza rilevata sul contatore di calore	Potenza termica nominale	700 kW
Durante un periodo di riscaldamento	Indice di eccesso d'aria	λ = 1,6
Δ WZ = 997.647 kWh	Temperatura dei gas di scarico	T_{AG} = 120 °C
	Umidità del legno	u = 60 %
	Contenuto d'acqua	M = 38 m.-%
	Perdite per irraggiamento	q_s = 1,5 %
	Perdite di standby	q_B = 2,0 %
	Periodo di accensione	Periodo di riscaldamento
	Tempo di funzionamento	2.036 h

Calcolo dell'utilizzo temporale α:

Periodo di accensione: Periodo di riscaldamento: dal 15 settembre al 4 aprile = 202 giorni = 4.848 h; Tempo di funzionamento: 2.036 h

$$\alpha = \frac{\text{Tempo di operazione}}{\text{Tempo di accensione}} = \frac{2{,}036\ h}{4{,}848\ h} = 0.42$$

Determinazione del rendimento della caldaia η_k:

Rendimento tecnico di combustione	η_f	= 93 % (determinazione con nomogrammaFigura 20.8)
Perdite per irraggiamento	q_s	= 1,5 %
Rendimento della caldaia	η_k	= 93 % – 1,5 % = 91,5 %

Calcolo del livello di carico medio L:

$$L = \frac{\Delta HM * 100\%}{\dot{Q}_N * t_{Operation}} = \frac{997{,}647kWh * 100\%}{700kW * 2{,}036h} = 70\%$$

Calcolo del rendimento annuo η_a:

$$\eta_a = \eta_k \frac{1}{1 + \frac{q_B * (1 - \alpha)}{L * \alpha}} = 91.5\% * \frac{1}{1 + \frac{2\% * (1 - 0.42)}{70\% * 0.42}} = 88\%$$

20.13 Unità di misura comuni e conversioni

Tabella 20.5 Unità di misura comunemente utilizzate per il legno da energia.

Per la conversione, consultare laTabella 20.6.

Simbolo	Significato
m^3	Metro cubo (massa solida di legno senza interstizi), 1 m^3 = 1 fm ≈ 2,5 ... 2,8 Srm
fm	Metro cubo solido (massa di legno solida senza interstizi), 1 fm = 1 m^3 ≈ 2,5 ... 2,8 Srm
Srm	Metro cubo sciolto, CH: metro cubo di cippato Sm^3
Metro cubo (stero)	1x1x1 m di legna da ardere accatastata (con interstizi) = 0,7 fm = 0,7 m^3

Tabella 20.6 Tabella di conversione (valori indicativi per legno con M = 15 %).

		Legno tenero WH Abete rosso/bianco	Legno duro HH Faggio
Legno massiccio		2,5 ... 2,8 Srm	2,5 ... 2,8 Srm
1 m^3 = 1 metro cubo solido (fm) corrisponde a		1,4 metri cubi (stero) 550 kg di legno 200 litri di gasolio extra leggero 2.000 kWh 7.200 MJ	1,4 metri cubi (stero) 750 kg di legno 280 litri di gasolio extra leggero 2.800 kWh 10.080 MJ
Cippato		0,36 m^3 (fm)	0,36 m^3 (fm)
1 metro cubo sciolto (Srm) corrisponde a	corri-	0,5 metri cubi (stero) 160 - 200 kg di legno 70 litri di gasolio extra leggero 700 kWh 2.520 MJ	0,5 metri cubi (stero) 250 - 270 kg di legno 100 litri di gasolio extra leggero 1.000 kWh 3.600 MJ

Tabella 20.7 Prefissi e simboli

Chilo	**k**	10^3
Mega	**M**	10^6
Giga	**G**	10^9
Tera	**T**	10^{12}
Peta	**P**	10^{15}
Exa	**E**	10^{18}

Megawattora:	1 MWh = 1.000 kWh
Gigawattora:	1 GWh = 1 milione di kWh
Terawattora:	1 TWh = 1 miliardo di kWh

Tabella 20.8 Unità di misura dell'energia e della potenza

Joule	**J**	per energia, lavoro, quantità di calore
Watt	**W**	per potenza, flusso di energia, flusso di calore

1 joule (J) = 1 newtonmetro (Nm) = 1 wattsecondo (Ws)

Unità legale vincolante in Germania dal 1978. La caloria e le unità da essa derivate, come l'unità di carbone fossile e l'unità di petrolio greggio, sono ancora utilizzate in via ausiliaria.

Tabella 20.9 Fattori di conversione per le unità di energia

		kJ	kcal	kWh
1 chilojoule	kJ	1	0,2388	0,000278
1 chilocaloria	kcal	4,1868	1	0,001163
1 chilowattora	kWh	3.600	860	1
1 kg di unità di carbone fossile	SKE	29.308	7.000	8,14
1 kg di unità di petrolio greggio	RÖE	41.868	10.000	11,63

I valori si riferiscono al potere calorifico.

21 Glossario

Termine	Significato
Calore di scarto	Per calore di scarto si intendono i flussi di calore che si generano come sottoprodotto di determinati processi e che vengono rilasciati nell'ambiente senza essere utilizzati, spesso con un dispendio energetico aggiuntivo (per pompe, ventilatori, torri evaporative), contribuendo a un riscaldamento indesiderato (cfr. capitolo 13.7.5).
Densità di allacciamento	La densità di allacciamento (cfr. capitolo 12.2.6) è il rapporto tra la quantità di calore venduta annualmente [MWh/a] e la lunghezza totale in metri delle condotte principali, secondarie e di allaccio. La densità di allacciamento può essere calcolata anche per singole sottoreti o tratte e utilizzata a fini di valutazione.
Potenza di allacciamento (sottoscritta)	La potenza di allacciamento, o potenza sottoscritta, è la potenza termica massima concordata contrattualmente di un'utenza allacciata a una rete di teleriscaldamento. La potenza di allacciamento (o potenza totale allacciata) di una rete di teleriscaldamento è la somma delle potenze sottoscritte da tutte le utenze.
Esecuzione	Fase del progetto in cui avviene la realizzazione fisica dell'impianto. Nel corso dell'esecuzione è necessaria una direzione dei lavori a regola d'arte.
Gara d'appalto e aggiudicazione	Fase del progetto in cui il progetto esecutivo viene messo a gara e appaltato. Comprende la redazione e l'invio dei documenti di gara, la preparazione dell'aggiudicazione (confronto delle offerte) e la partecipazione all'aggiudicazione stessa.
Carico di base	Il carico di base indica la potenza necessaria in modo continuativo durante l'intero periodo di funzionamento (stagione di riscaldamento o intero anno). Il carico di base di una rete di teleriscaldamento è costituito dal fabbisogno di potenza indipendente dalla stagione (ad es. per ACS, calore di processo, ecc.) più le perdite di rete. La copertura del carico di base si riferisce a un'unità di generazione utilizzata principalmente per questo scopo (ad es. un impianto di cogenerazione).
Ottimizzazione operativa	Con l'ottimizzazione operativa, dopo la consegna dell'impianto al committente, il funzionamento viene sistematicamente controllato e ottimizzato. L'ottimizzazione rientra nella responsabilità delle imprese esecutrici sotto la direzione del progettista principale (cfr. capitolo 16).
Biomassa (combustibili legnosi)	La biomassa comprende tutta la sostanza organica prodotta da piante, animali ed esseri umani. Quella per scopi energetici proviene dall'agricoltura, dalla silvicoltura e dai residui biogenici (rifiuti). La biomassa adatta alla combustione è denominata combustibile solido biogenico. Si tratta di biomassa legnosa (residui forestali, legname di piccolo diametro, residui industriali, ecc.), biomassa erbacea (paglia, ecc.) e altra biomassa (piante intere, gusci, noccioli, ecc.). A differenza della combustione, la biomassa può essere utilizzata anche per la produzione di energia attraverso la fermentazione. A tal fine viene utilizzata biomassa non legnosa, come liquami, letame, insilati e vari residui biogenici.
Produzione di calore bivalente	Produzione di calore con almeno due diverse fonti energetiche. Nell'ambito del sistema QM Holzheizwerke, il termine si riferisce principalmente a una centrale termica con una o più caldaie a biomassa e una caldaia fossile per la copertura del picco di carico e la riserva. In senso lato, si intende qualsiasi impianto che utilizza diverse fonti (ad es. biomassa e solare, biomassa e calore di scarto, ecc.).
Letto di combustione	Nella tecnica della combustione, indica il combustibile disposto in un cumulo uniforme («letto») su una griglia o in una camera di combustione.
Tubo doppio (Duo)	Struttura speciale di un tubo preisolato per teleriscaldamento. Il tubo di mandata e quello di ritorno (tubi di servizio) sono inseriti in un unico rivestimento esterno in plastica con schiuma PUR come isolamento. Sono disponibili versioni rigide (KMR) e flessibili (MMR, PMR).
Economizzatore	Un economizzatore è uno scambiatore di calore per il recupero di calore dai fumi caldi a valle della caldaia, riducendo così la temperatura dei fumi e aumentando il rendimento dell'intero impianto.
Superficie di riferimento energetico	La superficie di riferimento energetico è un importante indicatore degli edifici ed è data dalla somma di tutte le superfici dei piani, fuori terra e interrati, il cui utilizzo richiede riscaldamento o climatizzazione. Viene calcolata al lordo, ovvero dalle dimensioni esterne, comprese le pareti perimetrali. Esistono fattori di correzione specifici per Paese per diverse temperature ambiente, locali molto alti, ecc. Approssimativamente, la superficie lorda riscaldata può essere considerata come superficie di riferimento energetico.
Termine	**Significato**
Indice di efficienza energetica (IEE)	La base di calcolo per determinare quali modelli di pompe potranno essere utilizzati in futuro è il cosiddetto indice di efficienza energetica (IEE). Esso viene determinato secondo un metodo di calcolo definito nel regolamento (CE) n. 641/2009. A tal fine viene considerata la potenza elettrica media della pompa, determinata mediante un profilo di carico, in relazione a una pompa di riferimento, ovvero una pompa media con la stessa potenza idraulica.

Termine	Significato
Progettazione preliminare (PFTE)	Fase del progetto in cui viene pianificata e definita la soluzione tecnica. In Svizzera questa fase è denominata anche «progetto preliminare» (*Vorprojekt*), mentre in Germania e Austria si parla talvolta anche di pianificazione del sistema e dell'integrazione. Per il Codice degli Appalti italiano (D.Lgs. 36/2023) si chiama PFTE, ovvero progetto di fattibilità tecnico-economica.
Espansione e mantenimento della pressione – Vaso di espansione	Sottosistema dell'impianto idraulico (generazione e distribuzione) che assorbe la variazione di volume dell'acqua tra la temperatura minima e quella massima, mantenendo così pressoché costante una pressione statica preimpostata (mantenimento della pressione).
Teleriscaldamento (riscaldamento locale)	Il teleriscaldamento descrive la fornitura di calore tramite condotte a utenze allacciate, a partire da calore generato centralmente in una o più centrali termiche. L'impianto di tubazioni con tutte le attrezzature necessarie (esclusa la generazione) è denominato rete di teleriscaldamento. Come fluido termovettore viene utilizzata l'acqua (raramente il vapore) per il trasporto del calore tramite pompe centralizzate e un circuito chiuso fino alle sottostazioni d'utenza. Le reti di teleriscaldamento coprono un'ampia gamma di potenze, da meno di 100 kW a oltre 1 GW. Per le reti più piccole viene talvolta utilizzato anche il termine riscaldamento locale (in particolare in Austria e Germania), ma a parte le dimensioni non vi sono differenze tecniche fondamentali. In Germania, questo termine descrive la fornitura di calore per riscaldamento e ACS tra edifici, con potenze comprese tra 50 kW e alcuni megawatt [78]. Minergie® utilizza il termine riscaldamento locale anche quando l'impianto di generazione rifornisce alcuni edifici o complessi edilizi, senza che sia necessariamente prevista la vendita a terzi [149]. Non esiste una definizione univoca o un confine netto tra teleriscaldamento e riscaldamento locale, ed entrambi i termini sono utilizzati in questo manuale. Nell'uso internazionale questa distinzione non esiste. Altri sinonimi equivalenti sono: rete di distribuzione del calore, rete termica o rete di riscaldamento locale.
Sistema informativo geografico (GIS)	Applicazione software per la raccolta, l'elaborazione, l'organizzazione, l'analisi e la presentazione di dati georeferenziati. Per la pianificazione delle reti di teleriscaldamento, è possibile utilizzare il GIS per determinare il tracciato tenendo conto delle condizioni geografiche e delle altre infrastrutture (acqua, gas, elettricità, ecc.). Inoltre, il GIS può essere utilizzato anche per stimare il fabbisogno locale di energia e potenza.
Contemporaneità (fattore di contemporaneità)	La contemporaneità descrive, in un gruppo di utenze, l'effetto per cui, in presenza di un numero elevato di utenze, non tutte prelevano contemporaneamente la potenza termica massima contrattuale. Il fattore di contemporaneità è pari a 1 per una singola utenza e diventa inferiore a 1 per più utenze. Descrive il rapporto tra la potenza massima effettiva prevista di tutte le utenze e la somma delle potenze sottoscritte.
Differenza minima di temperatura (pinch)	Il «pinch» è la differenza minima di temperatura tra un fluido caldo che cede calore e un fluido più freddo che lo assorbe in uno scambiatore di calore. Serve, tra l'altro, a determinare la qualità tecnica di un processo di scambio termico. Dovrebbe essere il più basso possibile (ad esempio, nelle sottostazioni d'utenza, per ottenere una bassa temperatura di ritorno). Tuttavia, nella progettazione di uno scambiatore è necessario valutare i vantaggi e gli svantaggi (dovuti alle maggiori superfici di scambio eventualmente necessarie per scambiare la potenza termica identificata).
Progettista principale	Progettista responsabile nei confronti del committente della qualità dell'intero impianto. Per una progettazione secondo il sistema QM Holzheizwerke, nel Q-piano deve essere sempre indicato un progettista principale.
Impianto domestico	L'impianto domestico è costituito dal sistema di distribuzione interno all'edificio per il riscaldamento, il calore di processo e l'acqua calda sanitaria.
Allaccio (conduttura)	Condotta di collegamento tra la rete di distribuzione e la sottostazione d'utenza.
Stazione di utenza	La stazione di utenza è costituita dalla sottostazione d'utenza e dalla centrale termica dell'edificio.
Centrale domestica	La centrale termica dell'edificio è l'elemento di collegamento tra la sottostazione d'utenza e l'impianto domestico. Serve ad adeguare la fornitura di calore all'impianto domestico in termini di pressione, temperatura e portata. Occorre distinguere tra allacciamento diretto e indiretto (con/senza scambiatore di calore per la separazione idraulica).
Acqua surriscaldata	Nel settore energetico, il termine indica il fluido termovettore acqua con temperature di mandata superiori a 110 °C (da non confondere con l'acqua calda sanitaria). Rispetto agli impianti ad acqua calda (< 110 °C), gli impianti ad acqua surriscaldata sono soggetti a norme e misure di sicurezza più severe.
Centrale di teleriscaldamento	
Impianto centrale per la fornitura di calore a grandi edifici, aziende, o a una rete di teleriscaldamento locale o urbana.	
Centrale termoelettrica	Impianto per la generazione simultanea di calore ed elettricità (cfr. anche Cogenerazione).
Fabbisogno termico annuo (fabbisogno di calore utile)	Il fabbisogno termico annuo di un'utenza è il suo fabbisogno annuo di calore utile al punto di cessione. Per una rete di teleriscaldamento, il fabbisogno termico annuo è il fabbisogno annuo di calore al punto di immissione (interfaccia tra generazione e distribuzione) e comprende anche le perdite di calore della rete.
Produzione termica annua	La produzione termica annua è la somma della quantità di calore prodotta da tutti i generatori (indipendentemente dalla fonte energetica) in un anno.

Coefficiente di prestazione stagionale (SCOP)	Il COP stagionale (in tedesco JAZ) descrive il rapporto tra la produzione di calore annuale e l'energia (elettrica o termica) fornita alla pompa di calore nello stesso periodo. Descrive quindi l'efficienza di una pompa di calore su un'intera stagione o un periodo di funzionamento più lungo, in contrapposizione al valore istantaneo del coefficiente di prestazione (COP).
Ore di funzionamento annuali	Numero effettivo di ore all'anno durante le quali un impianto è in funzione. A differenza delle ore di funzionamento a pieno carico, il conteggio avviene indipendentemente dallo stato di carico (un'ora di funzionamento al 50% della potenza è considerata un'ora di funzionamento).
Temperatura di ingresso alla caldaia	Temperatura del fluido termovettore misurata direttamente all'ingresso della caldaia (dopo il sistema di innalzamento della temperatura di ritorno).
Temperatura di uscita dalla caldaia	Temperatura del fluido termovettore misurata direttamente all'uscita della caldaia. È una grandezza di regolazione fondamentale.
Rendimento della caldaia	L'energia utile prodotta da una caldaia sul lato acqua, divisa per l'energia fornita dal combustibile (riferita al potere calorifico inferiore). La determinazione avviene in condizioni stazionarie.
Valvola combinata	Valvole speciali utilizzate principalmente nelle sottostazioni d'utenza per realizzare sia una limitazione della portata sia una regolazione della pressione differenziale con un unico dispositivo. Tramite la limitazione della portata viene impostata la potenza massima (= potenza sottoscritta). Inoltre, la pressione differenziale e quindi la portata sul lato primario vengono regolate in funzione della temperatura di mandata secondaria, al fine di raggiungere il setpoint richiesto sul lato secondario.
Curva di carico	Rappresentazione del fabbisogno di potenza termica in funzione del valore medio giornaliero della temperatura esterna. Per la temperatura esterna deve essere sempre utilizzata la media su 24 ore; il fabbisogno di potenza può invece essere una media giornaliera (es. edifici residenziali) o un valore di picco (es. uffici). La curva di carico dell'intero impianto risulta dalla sovrapposizione di più curve di carico (cfr. capitolo 11.3.2).
Coefficiente di prestazione (COP)	Il coefficiente di prestazione (COP) è il rapporto tra la potenza termica utile generata e la potenza (elettrica o termica) fornita a una pompa di calore. Descrive un valore istantaneo. Il COP massimo teorico (termodinamico) è denominato COP di Carnot. Per la valutazione su un periodo più lungo si utilizza il coefficiente di prestazione stagionale.
Temperatura massima di esercizio consentita	Temperatura massima di esercizio consentita per un breve periodo di tempo in un impianto.
Temperatura massima di esercizio continuo	Temperatura massima di esercizio consentita senza limiti di tempo.
Pietra miliare (milestone)	Il sistema QM Holzheizwerke fissa 5 milestone per la garanzia della qualità al termine delle fasi più importanti del progetto (cfr. capitolo 2.3.3): 1. Istituzione del sistema QM Holzheizwerke e pianificazione della qualità (conclusione fase 1). 2. Verifica e controllo Q a livello di studio preliminare (conclusione fase 2). 3. Verifica e controllo Q a livello di progetto esecutivo/gara d'appalto (conclusione fase 3). 4. Verifica e controllo Q a livello di collaudo (conclusione fase 5). 5. Verifica e controllo Q e completamento del processo QM dopo un anno di ottimizzazione operativa (conclusione fase 6).
Produzione di calore monovalente	Produzione di calore con un'unica fonte energetica, ad es. centrale termica alimentata esclusivamente con caldaie a biomassa (cfr. Produzione di calore bivalente).
Pressione nominale	La pressione nominale indica un valore di riferimento relativo alla pressione di progetto per un sistema di tubazioni. L'indicazione viene fornita secondo le norme DIN, EN e ISO con la sigla PN seguita da un numero che indica la pressione di progetto in bar a temperatura ambiente (20 °C). La definizione avviene in conformità alla norma EN 1333 [150].
Diametro nominale DN	Il diametro nominale indica un diametro di riferimento per un sistema di tubazioni, con il quale vengono definite le dimensioni e la compatibilità dei componenti. Il diametro nominale fa parte della designazione del componente secondo EN ISO 6708 [151] e non è identico al diametro interno o esterno.
Potenza termica nominale	Potenza massima continua di un impianto (ad es. caldaia a biomassa) per la quale è progettato secondo le indicazioni del produttore e con i combustibili ivi definiti, senza limitazioni temporali.
Pressione di rete	Per pressione di rete si intende la pressione nella conduttura del teleriscaldamento.
Punto critico della rete	Posizione in una rete di teleriscaldamento con la minima differenza di pressione tra mandata e ritorno. Questo punto si trova di solito in una sottostazione d'utenza lontana dalla centrale, ma può spostarsi a seconda delle condizioni operative. Serve come parametro di dimensionamento per le pompe di rete. Installando sensori di pressione differenziale in questo punto, è possibile regolare le pompe di rete in funzione della pressione differenziale rilevata.
Temperature di rete	Indica i valori di temperatura di mandata e ritorno in gradi Celsius (ad es. 80/50 °C) ed è da intendersi come valore tipico per una rete di teleriscaldamento (eventualmente con distinzione tra funzionamento estivo/invernale).

Separazione idraulica	Indica la separazione di due sezioni della rete o della rete dalle unità di generazione. Ciò può essere realizzato, ad esempio, tramite uno scambiatore di calore (separazione fisica) o un separatore idraulico (disaccoppiamento idraulico, stesso fluido termovettore).
Perdite di rete (perdite di distribuzione del calore)	Le perdite di distribuzione del calore sono un parametro importante per le reti di teleriscaldamento. Sono definite come la differenza tra la quantità di calore immessa in rete (dalla generazione) e la quantità di calore prelevata da tutte le utenze. Possono essere rappresentate come valore assoluto (differenza tra le quantità) o relativo (perdite in percentuale rispetto alla quantità immessa). La potenza termica dispersa, che dipende dalla differenza di temperatura tra il fluido e l'ambiente (terreno), dalla qualità dell'isolamento e dalle dimensioni delle tubazioni, è determinante per le perdite di rete.
Grado di utilizzo, Rendimento annuo	Il grado di utilizzo è il rapporto tra l'energia utile prodotta in un periodo di osservazione lungo e l'energia fornita nello stesso periodo. Corrisponde all'energia utile cumulata (ad es. il calore misurato dal contatore) divisa per l'energia immessa cumulata (ad es. il potere calorifico del combustibile). Se l'osservazione viene effettuata su un anno, si parla di rendimento annuo (cfr. capitolo 20.12). Se il rapporto viene determinato su un breve periodo o come valore istantaneo, si parla di rendimento (cfr. Rendimento).
Catasta	Nel settore forestale, indica il legname tondo di uguale lunghezza accatastato in punti di raccolta o depositi.
Lato primario	In una sottostazione d'utenza, il lato primario è il lato della rete di teleriscaldamento, ovvero la parte dell'impianto attraversata dal fluido termovettore della rete. Da qui derivano i termini temperatura primaria di mandata e di ritorno, che indicano le temperature sul lato rete dello scambiatore. Analogamente, il termine pressione primaria (cfr. Lato secondario).
Gestione della qualità relativa al progetto (PQM)	Garantisce che in un progetto a tempo determinato, a cui partecipano più aziende, venga definita e verificata la qualità richiesta. Non deve essere confusa con la gestione della qualità aziendale (certificazione ISO 9000) o con la prova di tipo. Il PQM può essere applicato nell'ambito dei sistemi di gestione della qualità certificati delle aziende coinvolte. (QM Holzheizwerke è un sistema PQM; cfr. capitolo 2.1).
Fasi del progetto	Il sistema QM Holzheizwerke suddivide lo svolgimento del progetto nelle seguenti 6 fasi: 1. Studi preliminari 2. Progettazione preliminare 3. Progetto esecutivo e gara d'appalto 4. Gara d'appalto e aggiudicazione 5. Esecuzione e collaudo 6. Ottimizzazione operativa Le fasi di progetto di QM Holzheizwerke descrivono un tipico svolgimento, tuttavia le denominazioni e l'ambito di lavoro dettagliato possono variare a seconda dei diversi Paesi/regioni. A tal fine occorre tenere conto delle norme e delle direttive vigenti.
Responsabile della qualità (Q-Manager)	Garantisce che il sistema di gestione della qualità «QM Holzheizwerke» sia istituito e mantenuto. Le sue attività sono: pianificazione della qualità, verifica della qualità e controllo della qualità.
QM Holzheizwerke	Sistema di gestione della qualità specifico per il progetto, relativo agli impianti a biomassa. Al centro dell'attenzione vi sono la progettazione, la pianificazione e la realizzazione a regola d'arte dell'impianto di generazione di calore e della rete di teleriscaldamento, al fine di garantire un'elevata affidabilità operativa, una regolazione precisa, basse emissioni e una logistica economica dei combustibili. L'obiettivo è un funzionamento efficiente dal punto di vista energetico, ecocompatibile ed economico dell'intero impianto.
Q-piano	Il Q-piano è il documento centrale del sistema QM Holzheizwerke in cui, prima della realizzazione dell'impianto, vengono definiti i requisiti di qualità (compresi strumentazione, metodo di misurazione e tolleranza) e le responsabilità, che vengono poi regolarmente verificati e aggiornati nel corso del progetto. Il Q-piano è composto da due documenti: • Documento principale, redatto al momento dell'istituzione del sistema QM Holzheizwerke nella milestone 1. • Documento supplementare, una tabella Excel che viene aggiornata al raggiungimento di ogni successiva milestone. Serve per la verifica e il controllo della qualità durante lo svolgimento del progetto (cfr. capitolo 2.3.4).
Qualità	Rapporto tra la qualità effettiva di un oggetto (in questo caso: la centrale termica a biomassa e la rete di teleriscaldamento) e i requisiti di qualità (costituiti da una somma di singoli requisiti). Buona qualità significa che l'impianto tecnico realizzato soddisfa tutti i requisiti concordati nel Q-piano entro le tolleranze definite.
Requisiti di qualità (Q-requisiti)	Requisiti individuali richiesti alla qualità di un impianto. Nel sistema QM Holzheizwerke, i requisiti di qualità di un impianto a biomassa sono definiti nel Q-piano. I requisiti sono formulati in modo dettagliato nella Q-guida.
Controllo della qualità	Definizione di misure nel corso del progetto che garantiscono che le deviazioni dalla qualità vengano individuate e corrette tempestivamente.
Gestione della qualità (QM)	Comprende la metodologia e tutte le attività che definiscono i requisiti di qualità e le responsabilità e li realizzano attraverso la pianificazione, il controllo e la verifica della qualità.

Pianificazione della qualità (Q-pianificazione)	Definizione chiara dei requisiti di qualità, comprese le responsabilità, la strumentazione, il metodo di misurazione e la tolleranza, in un Q-piano. Garantire che i singoli requisiti elencati siano conformi alle regole tecniche riconosciute e allo stato dell'arte.
Verifica della qualità (Q-check)	Controllo continuo durante lo svolgimento del progetto, e in particolare al suo termine (controllo finale), per verificare che i requisiti di qualità concordati nel Q-piano rientrino nelle tolleranze definite.
Quench	Il quench (o *quencher*) è un componente opzionale di un impianto di condensazione dei fumi. In un quench, un flusso di fumi caldi viene raffreddato fino alla saturazione mediante l'iniezione di acqua. Ciò consente un migliore recupero di calore (scambio termico). La saturazione dei fumi garantisce inoltre che il condensatore a valle funzioni sempre in condizioni di bagnato, evitando così sporcamento e corrosione. L'iniezione di acqua permette inoltre di «lavare» le polveri dai fumi. I quench sono quindi anche parte integrante dei depuratori di fumi a umido.
Ridondanza	Presenza di un'unità funzionale aggiuntiva, non necessaria durante il funzionamento normale, come riserva per aumentare la sicurezza operativa (ad es. l'installazione di una seconda pompa identica).
Intervallo di servizio	L'intervallo di servizio (o intervallo di pulizia) in un impianto di combustione è il periodo di funzionamento tra due arresti programmati per la pulizia (manuale).
Utenze chiave	Utenze con un elevato consumo di calore che contribuiscono in modo significativo al consumo totale di una rete di teleriscaldamento e sono quindi di grande importanza per lo sviluppo del progetto, la pianificazione complessiva e il dimensionamento della rete e degli impianti di generazione (cfr. capitolo 3.2.4).
Metro cubo sciolto (Srm)	Volume del cippato allo stato sciolto, in metri cubi (in Svizzera: *metro cubo di cippato*, Sm³).
Lato secondario	In una sottostazione d'utenza, il lato secondario è il lato dell'edificio, ovvero la parte dell'impianto attraversata dal fluido termovettore dell'impianto domestico. Da qui derivano i termini temperatura secondaria di mandata e di ritorno (lato edificio). Analogamente, il termine pressione secondaria (cfr. Lato primario).
Valutazione della domanda	La valutazione della domanda (o analisi della situazione) consiste in un'analisi dello stato attuale con la rilevazione del fabbisogno di energia e potenza per il riscaldamento (ambienti, ACS e calore di processo), della situazione edilizia per la posa delle condotte e della potenziale area di fornitura (cfr. capitolo 11).
Carico di picco	Fabbisogno massimo di potenza termica, che di norma si verifica solo per brevi periodi (ad es. in caso di temperature esterne molto basse, picco di potenza mattutino di una rete). Il carico di picco è di norma molto più elevato della potenza media. Ha un'influenza significativa sulla configurazione dell'impianto e sul dimensionamento di tutti i componenti. L'integrazione di accumulatori consente di ridurre il carico di picco che deve essere effettivamente fornito dai generatori. Per coprire il carico di picco vengono utilizzate anche caldaie supplementari (spesso a combustibile fossile), che dovrebbero avere un ampio campo di regolazione e poter essere attivate rapidamente. Spesso, la caldaia di picco viene sovradimensionata per fungere anche da riserva in caso di guasto di una caldaia di base.
Durata	Per durata si intende il periodo di tempo in cui gli impianti, le macchine o gli utensili possono funzionare fino a quando non è necessario eseguire la manutenzione, la pulizia o simili. È il periodo di tempo durante il quale l'impianto può funzionare senza interruzioni.
Stoker (coclea di alimentazione)	Unità di trasporto con cui il combustibile viene immesso direttamente nella camera di combustione o sulla griglia. È l'ultimo anello nella catena di trasporto dal deposito alla combustione. Può essere realizzato come trasportatore a coclea, sistema a spinta idraulica o in altre forme (ad es. alimentazione a lancio, *spreader-stoker*). Deve garantire un'alimentazione uniforme del combustibile e soddisfare requisiti speciali (tenuta all'aria, protezione antiritorno di fiamma, resistenza alla temperatura).
Pezzatura (granulometria)	Indica le dimensioni e la geometria dei combustibili solidi ed è una componente essenziale della loro caratterizzazione. La pezzatura è specificata nelle norme sui combustibili, come la EN ISO 17225 [23].
Tariffa	Il foglio tariffario fa parte del contratto di fornitura di calore e regola i prezzi e le altre condizioni per la fornitura (cfr. Contratto di fornitura di calore).
Norme Tecniche di Allacciamento (NTA)	Le Norme Tecniche di Allacciamento (NTA) regolano idealmente tutte le condizioni tecniche rilevanti per l'allacciamento a una rete di teleriscaldamento (pressione, temperatura, materiali, misuratori, fatturazione, ecc.). Si applicano alla progettazione, all'allacciamento e al funzionamento. Le NTA fanno parte del contratto di fornitura di calore (cfr. capitolo 8.9.2).
Salto termico (differenza di temperatura)	Differenza tra la temperatura di mandata e di ritorno. In una rete di teleriscaldamento, l'interesse ricade principalmente sul salto termico sul lato primario, nei generatori di calore e negli accumulatori (tra parte superiore e inferiore).
Tracciato (lunghezza del tracciato)	Il tracciato è l'area del terreno necessaria per il passaggio della condotta di teleriscaldamento. La sua definizione fa parte della progettazione della rete e ha un'influenza significativa sullo sviluppo dell'area di fornitura, sul futuro ampliamento e sui costi di investimento. La lunghezza del tracciato è la lunghezza totale delle condotte principali, secondarie e di allaccio in metri [m]. Con un tubo per la mandata e uno per il ritorno, la lunghezza totale delle tubazioni è doppia rispetto alla lunghezza del tracciato.

Sottostazione d'utenza (sottostazione di teleriscaldamento)	La sottostazione d'utenza è l'anello di congiunzione tra la condotta di allaccio e la centrale termica dell'edificio. Serve per la cessione del calore secondo quanto previsto dal contratto e per la misurazione del consumo.
Calore ambientale	Il calore ambientale è una forma di energia rinnovabile, naturale e disponibile ovunque, che si trova normalmente a livelli di temperatura bassi. Le fonti sono l'aria, lo strato superficiale del suolo, le acque sotterranee, lacustri e fluviali. Con le pompe di calore è possibile innalzare la temperatura del calore ambientale e renderlo utilizzabile, impiegando energia di alta qualità (elettricità o calore ad alta temperatura). Il calore ambientale proveniente dalla geotermia profonda o di origine vulcanica può anche fornire calore direttamente utilizzabile a un livello di temperatura più elevato.
Ore di funzionamento a pieno carico (ore a pieno carico)	Il numero di ore di funzionamento a pieno carico è il fabbisogno energetico annuale diviso per la potenza termica nominale. È un parametro importante per il dimensionamento di un impianto. Un'ora di funzionamento a pieno carico corrisponde, ad esempio, a un'ora di funzionamento a carico nominale o a due ore di funzionamento al 50% del carico. Vale la seguente regola: ore di funzionamento a pieno carico ≤ ore di funzionamento (cfr. Ore di funzionamento annuali).
Studio preliminare (progettazione preliminare, studio di fattibilità)	Fase iniziale del progetto in cui viene individuata la variante che meglio soddisfa i requisiti. Sulla base dello studio preliminare viene presa la decisione in merito alla prosecuzione del progetto. A seconda del Paese/regione, viene anche denominato progettazione preliminare, studio di fattibilità o pianificazione preliminare (cfr. capitolo 3.2).
Cogenerazione (produzione combinata di calore ed elettricità)	Impianto per la generazione simultanea di calore ed energia elettrica. A tal fine vengono utilizzate macchine termiche (ad es. un impianto ORC o un motore a gas) che, oltre all'energia elettrica, producono anche calore utilizzabile. Gli impianti compatti con motori o piccole turbine a gas sono denominati anche «BHKW» (cogeneratori), mentre le centrali elettriche con recupero del calore di scarto sono denominate centrali termoelettriche (cfr. capitolo 13.6.3).
Densità di consumo termico (densità del fabbisogno termico)	La densità di consumo termico è il consumo termico annuo di tutti gli edifici di un'area di fornitura in rapporto alla superficie dell'area stessa (cfr. capitolo 12.2.2).
Utenza (utente, cliente)	Edifici/immobili collegati a una rete di teleriscaldamento (e i loro proprietari) che acquistano calore dalla rete o dalla centrale termica (e quindi da un'azienda di fornitura) in base agli accordi stipulati nel contratto di fornitura.
Costi di produzione del calore	I costi di produzione del calore sono il rapporto tra i costi annuali per la generazione di calore e il calore utile prodotto annualmente; rappresentano i costi specifici in CHF/MWh o €/MWh (cfr. capitolo 10.4.2). I costi annuali vengono solitamente determinati con il metodo del costo annuo secondo VDI 2067 [100] e comprendono i costi legati al capitale (annualità dell'investimento), i costi operativi (manutenzione/riparazione e personale), i costi energetici (combustibili ed energia ausiliaria) e altri costi.
Azienda di fornitura di calore (fornitore)	Azienda (società di gestione) che gestisce l'impianto di fornitura (centrale termica, rete) e che è responsabile della fornitura di calore garantita alle utenze, concordata mediante un contratto.
Contratto di fornitura di calore	Il contratto di fornitura di calore definisce l'interfaccia tra l'azienda fornitrice e l'utenza. Di norma, contiene anche i seguenti elementi: condizioni generali di contratto (CGC), norme tecniche di allacciamento (NTA) e un foglio tariffario.
Fluido termovettore	Il fluido utilizzato per il trasporto del calore, come acqua, vapore o olio diatermico.
Scambiatore di calore	Uno scambiatore di calore (termine obsoleto: scambiatore termico) è un apparecchio in cui l'energia termica viene trasferita da un flusso di materia caldo a uno più freddo tramite superfici di scambio (ad es. piastre o fasci tubieri).
Acqua calda	Il termine viene utilizzato in modo diverso: • Teleriscaldamento: l'acqua calda descrive l'acqua di circolazione nella rete fino a 110 °C; oltre i 110 °C, viene definita acqua surriscaldata. Quest'acqua non deve necessariamente essere potabile. • Impianti civili: l'acqua calda indica l'acqua potabile riscaldata (acqua calda sanitaria o ACS) fornita a circa 60 °C. Il riscaldamento avviene tramite scaldacqua (ad accumulo/bollitori o istantanei).
Sottoservizi	Il termine comprende le condotte fognarie, idriche, di scarico ed elettriche di un comune, di una città o di un'azienda.
Rendimento	Il rendimento di un impianto tecnico descrive il rapporto tra energia utile ed energia fornita. In condizioni stazionarie, può anche essere determinato come rapporto tra potenza utile e potenza fornita. Nel presente manuale, il termine «rendimento» è utilizzato per indicare un valore istantaneo. Per valutare il funzionamento su un periodo più lungo, il rendimento annuo (o grado di utilizzo annuo) descrive il rapporto tra l'energia utile cumulata e l'energia fornita cumulata (cfr. Rendimento annuo).
Valore obiettivo	Valore dimostrato in progetti comparabili di successo. Se in un requisito di qualità viene specificato un valore obiettivo, ciò significa che tale valore deve essere perseguito. Tuttavia, possono esserci buoni motivi per discostarsene; gli scostamenti devono comunque essere giustificati. (Al contrario, un valore limite non deve essere oltrepassato, né verso l'alto né verso il basso).

22 Bibliografia

[1] Eurostat, «Energy balances 2018». Accesso: 22 gennaio 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/energy-balances

[2] A. Camia, N. E. Cazzaniga, R. Jonsson e D. Palermo, «Sankey diagrams of woody biomass flows in the EU-28.», opuscolo, 2019.

[3] Centro di conoscenza per la bioeconomia della Commissione europea, «Diagrammi di Sankey dei flussi nell'UE-28 - Anni 2009-2015». Commissione europea 2019. Consultato il 28 gennaio 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://data.europa.eu/doi/10.2760/227292

[4] N. Scarlat, J.-F. Dallemand, N. Taylor e M. Banja, «Brief on biomass for energy in the European Union», Ufficio delle pubblicazioni dell'Unione europea, 2019. Consultato il 22 gennaio 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/111111111/55047

[5] IEA Data and statistics, «World Energy Balance 2018», IEA. Consultato il 22 gennaio 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tables

[6] Nazioni Unite, Dipartimento degli affari economici e sociali, «World Population Prospects: The 2017 Revision, Data Booklet», Dipartimento degli affari economici e sociali, Divisione Popolazione, ST/ESA/SER.A/401, 2017. Consultato il 22 gennaio 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://population.un.org/wpp/Publications/Files/WPP2017_DataBooklet.pdf

[7] R. Palen, «First population estimates - EU population up to nearly 513 million on 1 January 2018 - Increase driven by migration», Eurostat, Bruxelles, comunicato stampa 115/2018, luglio 2018. Consultato il 22 gennaio 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/energy-balances

[8] U. Kaufmann, «Statistica svizzera delle energie rinnovabili», Ufficio federale dell'energia, Berna, edizione 2018, settembre 2019. Consultato il: 28 gennaio 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/teilstatistiken.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvOTgyOQ==.html

[9] Agenzia internazionale per le energie rinnovabili IRENA, «Renewable Energy and Jobs – Annual Review 2019», Agenzia internazionale per le energie rinnovabili IRENA, Abu Dhabi, 2019. Consultato il: 22 gennaio 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: /publications/2019/Jun/Renewable-Energy-and-Jobs-Annual-Review-2019

[10] Observ'ER, «The state of Renewable Energies in Europe - 19th EurObserv'ER Report». Consultato il 22 gennaio 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: http://www.energies-renouvelables.org/

[11] A. P. C. Faaij, «Securing sustainable resource availability of biomass for energy applications in Europe; review of recent literature», Università di Groninga, Groninga, articolo specialistico, 2018. Accesso: 22 gennaio 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://energy.nl/wp-content/uploads/2019/06/Bioenergy-Europe-EU-Biomass-Resources-Andr%C3%A9-Faaij-Final.pdf

[12] M. Banja, R. Sikkema, M. Jégard, V. Motola e J.-F. Dallemand, «Biomass for energy in the EU – The support framework», *Energy Policy*, vol. 131, pagg. 215-228, agosto 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2019.04.038.

[13] Direzione generale dell'Energia (Commissione europea), Trinomics, T. Badouard e M. Altman, *Energy subsidies: energy costs, taxes and the impact of government interventions on investments: final report*. Lussemburgo: Ufficio delle pubblicazioni dell'Unione europea, 2020. Consultato il 29 settembre 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://data.europa.eu/doi/10.2833/546611

[14] Corte dei conti europea, ed., *I fondi della politica di coesione destinati alla promozione della produzione di energia rinnovabile hanno ottenuto buoni risultati? ai sensi dell'articolo 287, paragrafo 4, secondo comma, TFUE*. in Relazione speciale / Corte dei conti europea, n. 2014,6. Lussemburgo: Ufficio delle pubblicazioni dell'Unione europea, 2014.

[15] R. Bühler, H. R. Gabathuler e A. Jenni, *Guida Q QMstandard*, 3a edizione ampliata, vol. 1, 6 volumi nella collana QM Holzheizwerke, vol. 1. Straubing: C.A.R.M.E.N. e.V, 2011. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.qmholzheizwerke.ch/publikationen.html

[16] S. Thalmann, *Erneuerung Holzenergieanlagen*. (Marzo 2020). ger. Holzenergie Schweiz e ARGE QM Holzheizwerke, Zurigo. [Excel]. Disponibile all'indirizzo: https://www.qmholzheizwerke.ch/de/downloads.html

[17] ARGE QM Holzheizwerke, «QM Holzheizwerke», QM Holzheizwerke. Accesso: 9 dicembre 2019. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.qmholzheizwerke.ch/de/home.html

[18] B. Meier, C. Moser, C. Vogler e R. Dettli, «Sozioökonomische Aspekte thermischer Netze», econcept AG, Zurigo, relazione finale, aprile 2019. Consultato il: 18 marzo 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.econcept.ch/de/projekte/soziookonomische-aspekte-thermischer-netze/

[19] T. Nussbaumer, S. Thalmann, A. Jenni e J. Ködel, *Manuale di pianificazione del teleriscaldamento*, versione 1.2. Zurigo: Verenum Dr. Thomas Nussbaumer, 2018. [Online]. Disponibile all'indirizzo: http://www.verenum.ch/Planungshandbuch_QMFW.html

[20] L. Küng, P. Kräuchi e G. Kayser, «Risiken bei thermischen Netzen» (Rischi nelle reti termiche), BG Ingenieure und Berater AG, Berna, relazione finale, aprile 2018. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.energieschweiz.ch/de-ch/home.aspx?p=22949,22963,22984,22985

[21] H. Thorwarth, H. Gerlach, L. Rieger, M. Schroth, R. Krichhof e J. Tejada, «Influenze naturali sulla qualità dei combustibili legnosi e loro effetti sul funzionamento delle centrali termiche a legna», *VGB PowerTech J. 112018*, 2018, consultato il 21 aprile 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.vgb.org/pt_11_18.html

[22] «DIN EN ISO 16993:2016-11, Combustibili solidi biogenici - Conversione dei risultati analitici di una base di riferimento in risultati con una base di riferimento diversa (ISO 16993:2016); versione tedesca EN ISO 16993:2016», Beuth Verlag GmbH. doi: 10.31030/2555895.

[23] «DIN EN ISO 17225-1:2014-09, Combustibili solidi biogenici - Specifiche e classi dei combustibili - Parte 1: Requisiti generali (ISO 17225-1:2014); versione tedesca EN ISO 17225-1:2014», Beuth Verlag GmbH. doi: 10.31030/2073606.

[24] «DIN EN ISO 18125:2017-08, Combustibili solidi biogenici - Determinazione del potere calorifico (ISO 18125:2017); versione tedesca EN ISO 18125:2017», Beuth Verlag GmbH. doi: 10.31030/2603463.

[25] J. Hahn, M. Schardt, F. Schulmeyer e F. Mergler, «Contenuto energetico del legno», Istituto bavarese per le foreste e la silvicoltura (LWF), Freising, scheda tecnica 12, 2014. Accesso: 21 aprile 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.lwf.bayern.de/service/publikationen/lwf_merkblatt/022952/index.php

[26] F. Kollmann, «Holz und Feuchtigkeit Teil 2: Freies Wasser, Schwinden und Quellen, Eigenschaftsänderungen, Holzfeuchtigkeit und Schädlinge, Heizwert» (Legno e umidità Parte 2: acqua libera, ritiro e rigonfiamento, alterazioni delle proprietà, umidità del legno e parassiti, potere calorifico), *Holz-Zentralblatt*, pagg. 1428-1429, 1982.

[27] M. Kaltschmitt, H. Hartmann e H. Hofbauer, ed., *Energie aus Biomasse: Grundlagen, Techniken und Verfahren* (Energia dalla biomassa: fondamenti, tecniche e processi), 3a edizione aggiornata e ampliata. Berlino Heidelberg: Springer Vieweg, 2016.

[28] «DIN EN ISO 17827-1:2016-10, Combustibili solidi biogenici - Determinazione della distribuzione granulometrica per combustibili non compressi - Parte 1: Procedimento con vaglio vibrante orizzontale con setacci con maglie di 3,15 mm e superiori (ISO 17827-1:2016); Versione tedesca EN ISO 17827-1:2016», Beuth Verlag GmbH. doi: 10.31030/2360044.

[29] D. Kuptz, E. Dietz, K. Schreiber, C. Schön, R. Mack e H. Hartmann, *Cippato di legno da coltivazione a ciclo breve - Qualità del combustibile e comportamento di combustione*. Straubing: Centro tecnologico e di promozione nel centro di competenza per le materie prime rinnovabili (TFZ), 2018. Accesso: 21 aprile 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.tfz.bayern.de/service/presse/186025/index.php

[30] M. Kern, T. Raussen, K. Funda, A. Lootsma e H. Hofmann, *Costi e benefici di un riciclaggio ottimizzato dei rifiuti organici in termini di efficienza energetica, protezione del clima e delle risorse*. in Testi, n. 43/2010. Dessau-Rosslau: Ufficio federale dell'ambiente, 2010. Accesso: 21 aprile 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/aufwand-nutzen-einer-optimierten

[31] L. Eltrop e Università di Stoccarda, ed., *Leitfaden feste Biobrennstoffe: Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen im mittleren und großen Leistungsbereich* (Guida ai combustibili biologici solidi: progettazione, funzionamento ed economicità degli impianti di bioenergia di media e grande potenza), 4a edizione completamente riveduta. Gülzow-Prüzen: FNR, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V, 2014.

[32] H. Thorwarth, M. Wöhler e S. Rieder, «Influence of Road Salt on Chemical Properties of Road Side Biomass», presentato alla 25a Conferenza ed Esposizione Europea sulla Biomassa, Stoccolma, 12 giugno 2017.

[33] H. Thorwarth e M. Scheuber, «Die Qualität bestimmt die Grenzen der Kaskadennutzung von Altholz» (La qualità determina i limiti dell'utilizzo a cascata del legno di scarto), *MÜLL ABFALL*, n. 3, pag. 6, marzo 2020, doi: 10.37307/j.1863-9763.2020.03.06.

[34] P. O. dell'Unione europea, *Decisione della Commissione del 18 dicembre 2014 che modifica la decisione 2000/532/CE che istituisce un elenco di rifiuti in applicazione della direttiva 2008/98/CE del Parlamento europeo e del Consiglio - Testo rilevante ai fini del SEE*. Ufficio delle pubblicazioni dell'Unione europea, 2014. Consultato il 21 aprile 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: http://op.europa.eu/es/publication-detail/-/publication/bb120f99-8ff5-11e4-b8a5-01aa75ed71a1/language-de/format-PDFA1A

[35] Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni (DATEC), *Ordinanza del DATEC sulle liste relative ai movimenti di rifiuti*. 2005. Consultato il 21 aprile 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2005/714/de

[36] Confederazione Svizzera, *Ordinanza sulla protezione dell'aria (OPair)*, vol. 814.318.142.1. 1985, pag. 96. Consultato il: 12 aprile 2024. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.admin.ch/opc/de/classified-compilation/19850321/index.html

[37] N. Hofmann, T. Mendel, D. Kuptz, F. Schulmeyer, H. Borchert e H. Hartmann, *Stoccaggio di cippato di legno - Perdite di massa secca, variazioni della qualità del combustibile e costi*. Straubing: Centro tecnologico e di promozione nel centro di competenza per le materie prime rinnovabili (TFZ), 2017. Accesso: 21 aprile 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.tfz.bayern.de/service/presse/186025/index.php

[38] W. Becke, C. Fink, M. Hamilton-Jones, R. Pertschy e C. Rohringer, «Risultati del monitoraggio di grandi impianti solari termici per applicazioni di essiccazione», in *Atti del simposio online Solarthermie und Innovative Wärmesysteme (Solare termico e sistemi di riscaldamento innovativi*), Connexio GmbH, ed., Connexio GmbH, 2021, pp. 196-207.

[39] W. Emhofer, «Emissions from wood pellets during storage», tesi, 2015. Consultato il 21 aprile 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://repositum.tuwien.at/handle/20.500.12708/3701

[40] «Phyllis2 - Database for the physico-chemical composition of (treated) lignocellulosic biomass, micro- and macroalgae, various feedstocks for biogas production and biochar». Consultato il 21 aprile 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://phyllis.nl/

[41] «FRED - Banca dati delle fonti energetiche rinnovabili solide». Consultato il: 21 aprile 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.fred.bayern.de/

[42] H. Thorwarth, «Validazione e automazione dell'analisi dei combustibili in una centrale termica», presentato al 16° Congresso specialistico sull'energia da legno, Augusta, 2016.

[43] L. Lasselsberger, *Piccoli impianti di combustione a legna – Tecnica di combustione/Stato dell'arte/Normative/Sviluppo*. Wieselburg: Istituto federale per la tecnica agricola, 2000.

[44] D. Kuptz, F. Schulmeyer, K. Hüttl, E. Dietz, H. Borchert e H. Hartmann, *Procedimenti ottimali per la fornitura di cippato di legno*. Straubing: Centro tecnologico e di promozione nel centro di competenza per le materie prime rinnovabili (TFZ), 2015. Accesso: 21 aprile 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.tfz.bayern.de/service/presse/186025/index.php

[45] «DIN EN ISO 18134-1:2015-12, Combustibili solidi biogenici - Determinazione del contenuto di acqua - Essiccazione in forno - Parte 1: Contenuto totale di acqua - Metodo di riferimento (ISO 18134-1:2015); Versione tedesca EN ISO 18134-1:2015», Beuth Verlag GmbH. doi: 10.31030/2311530.

[46] «DIN EN ISO 18134-2:2017-05, Combustibili solidi biogenici - Determinazione del tenore di acqua - Essiccazione in forno - Parte 2: Tenore totale di acqua - Metodo semplificato (ISO 18134-2:2017); Versione tedesca EN ISO 18134-2:2017», Beuth Verlag GmbH. doi: 10.31030/2637759.

[47] T. Mendel, D. Kuptz, A. Überreiter e H. Hartmann, *Determinazione rapida del contenuto d'acqua dei trucioli di legno*. Straubing: Centro tecnologico e di promozione nel centro di competenza per le materie prime rinnovabili (TFZ), 2017. Accesso: 21 aprile 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.tfz.bayern.de/service/presse/186025/index.php

[48] «DIN EN ISO 18122:2016-03, Combustibili solidi biogenici - Determinazione del contenuto di ceneri (ISO 18122:2015); versione tedesca EN ISO 18122:2015», Beuth Verlag GmbH. doi: 10.31030/2316155.

[49] C.A.R.M.E.N. e.V., «Prezzi di mercato dei trucioli di legno». Accesso: 21 aprile 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktpreise-energie-holz/marktpreise-hackschnitzel/

[50] M. Mladenović, M. Paprika e A. Marinković, «Denitrification techniques for biomass combustion», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, pagg. 3350–3364, febbraio 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.10.054.

[51] S. Van Loo e J. Koppejan, *ed*., The handbook of biomass combustion and co-firing. London; Washington, DC: Earthscan, 2010.

[52] I. Obernberger, *Utilizzo di biomassa solida in impianti di combustione con particolare attenzione al comportamento degli elementi che formano ceneri*. Graz: dbv-Verlag dell'Università Tecnica di Graz, 1997. Accesso: 15 aprile 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://graz.pure.elsevier.com/en/publications/nutzung-fester-biomasse-in-verbrennungsanlagen-unter-besonderer-b

[53] A. Lauber e T. Nussbaumer, «Praxiseinsatz und Überwachung von automatischen Holzfeuerungen mit Elektroabscheider» (Impiego pratico e monitoraggio di impianti di combustione automatici a legna con separatori elettrici), Verenum su incarico dell'Ufficio federale dell'energia, Berna, relazione finale, dicembre 2014.

[54] T. Nussbaumer, «Formazione di sostanze inquinanti nella combustione del legno», tesi di dottorato, ETH Zurigo, 1989. doi: 10.3929/ethz-a-000514834.

[55] R. Keller, «Primärmassnahmen zur NOx␣Luftstufung»

[56] R. Salzmann e T. Nussbaumer, «Fuel Staging for NO x Reduction in Biomass Combustion: Experiments and Modeling», *Energy Fuels - ENERG FUEL*, vol. 15, maggio 2001, doi: 10.1021/ef0001383.

[57] T. Nussbaumer, «Primär- und Sekundärmassnahmen zur Stickoxidminderung bei Holzfeuerungen», in *Moderne Feuerungstechnik zur energetischen Verwertung von Holz und Holzabfällen: Emissionsminderung, Konzepte und ausgeführte Anlagen*, in Moderne Feuerungstechnik zur energetischen Verwertung von Holz und Holzabfällen, Emissionsminderung, Konzepte und ausgeführte Anlagen, pubblicazione speciale, Düsseldorf: Springer-VDI-Verl, 1997, pagg. 279–308.

[58] H. Fastenaekels e T. Nussbaumer, «Sviluppo di una combustione combinata ad alimentazione dal basso e a insufflazione per la regolazione dell'aria e del combustibile», in *Protezione dell'aria e protezione contro le esplosioni nelle combustioni a legna e stato dell'arte della gassificazione del legno*, T. Nussbaumer, ed., in 7° Simposio sull'energia da legno, Zurigo: Ufficio federale dell'energia UFE, 2002, pagg. 89-102.

[59] C. Jirkowsky, R. Pretzl, T. Malzer e K. Sihorsch, «Principi fondamentali della separazione delle polveri per impianti di combustione a biomassa a partire da 100 kW», in *Protezione dell'aria e protezione contro le esplosioni negli impianti di combustione a legna e stato dell'arte della gassificazione del legno*, T. Nussbaumer, ed., in 7° Simposio sull'energia da legno, Zurigo: Ufficio federale dell'energia UFE, 2002, pagg. 53-72.

[60] J. Good e T. Nussbaumer, «Determinazione del rendimento degli impianti di combustione a legna», Verenum su incarico dell'Ufficio federale dell'economia energetica, Berna, relazione finale, 1993.

[61] «DIN IEC 60050-351:2014-09, Dizionario elettrotecnico internazionale - Parte 351: Tecnica di controllo (IEC 60050-351:2013)», Beuth Verlag GmbH. doi: 10.31030/2159569.

[62] H. R. Gabathuler e H. Mayer, *Circuiti standard Parte I QM Impianti termici a legna*, 2a edizione ampliata, vol. 2, 5 volumi nella collana QM Holzheizwerke di riscaldamento a legna, vol. 2. Straubing: C.A.R.M.E.N. e.V, 2010.

[63] H. Lutz, W. Wendt, e V. G. & C. Verlag Europa-Lehrmittel Nourney, *Taschenbuch der Regelungstechnik mit MATLAB und Simulink*. 2019.

[64] W. Böge e W. Plaßmann, ed., «Fondamenti e concetti di base della tecnica di misurazione», in *Vieweg Manuale di elettrotecnica: Fondamenti e applicazioni per elettrotecnici*, Wiesbaden: Vieweg+Teubner, 2007, pagg. 735–740. doi: 10.1007/978-3-8348-9217-1_57.

[65] «DIN EN 61131-1:2004-03, Controllori a memoria programmabile - Parte 1: Informazioni generali (IEC 61131-1:2003); versione tedesca EN 61131-1:2003», Beuth Verlag GmbH. doi: 10.31030/9537680.

[66] «DIN EN 12953-6:2011-05, Caldaie a tubi da fumo - Parte 6: Requisiti per le apparecchiature della caldaia; versione tedesca EN 12953-6:2011», Beuth Verlag GmbH. doi: 10.31030/1719251.

[67] Associazione tedesca per il legno da energia e il pellet (DEPV) e Deutsches Pelletinstitut GmbH, ed., *Stoccaggio di pellet di legno - Sistemi di stoccaggio conformi a ENplus*, 5a edizione riveduta. Berlino: Associazione tedesca per il legno da energia e il pellet (DEPV), 2019. Accesso: 4 giugno 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://depv.de/p/Broschure-Lagerung-von-Holzpellets-ENplus-konforme-Lagersysteme-hien-xHo3uXFMhgnQNTNyMc

[68] J. Good *et al.*, *Manuale di pianificazione QM Holzheizwerke*, 2a edizione leggermente riveduta, vol. 4, 5 volumi nella collana QM Holzheizwerke, vol. 4. Straubing: C.A.R.M.E.N. e.V, 2008.

[69] Associazione professionale legno e metallo (BGHM), «Impianti di aspirazione e silos per polvere e trucioli di legno - Protezione antincendio e antiesplosione», Associazione professionale legno e metallo (BGHM), Magonza, BGI 739-2, luglio 2012. Accesso: 19 novembre 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://publikationen.dguv.de/regelwerk/dguv-informationen/2832/absauganlagen-und-silos-fuer-holzstaub-und-spaene

[70] Associazione degli istituti cantonali di assicurazione antincendio AICAA, ed., *Spiegazione sulla protezione antincendio per impianti di combustione a trucioli 104-15*. in Spiegazioni. Berna: Associazione degli istituti cantonali di assicurazione contro gli incendi AICA, 2015. Accesso: 5 maggio 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://services.vkg.ch/rest/public/georg/bs/publikation/documents/BSPUB-1394520214-157.pdf/content

[71] A. Hammerschmid e A. Stallinger, *Circuiti standard parte II QM Impianti di riscaldamento a legna*, 1ª edizione, vol. 5, 5 volumi nella collana QM Holzheizwerke di riscaldamento a legna, vol. 5. Straubing: C.A.R.M.E.N. e.V, 2006.

[72] C. U. Brunner, J. Nipkow, P. Gyger e T. Staubli, «pompan - Die wichtigsten Fakten zur Auswahl und zum Einsatz von Förderpumpen» (Pompe - Informazioni fondamentali sulla scelta e l'utilizzo delle pompe di alimentazione), Topmotors, Zurigo, 2012. Consultato il: 19 luglio 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.topmotors.ch/sites/default/files/2018-08/D_MB_23_Pumpen.pdf

[73] «FW 218 - Progettazione, costruzione e collaudo di punti di misurazione per l'energia termica», AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., marzo 2020. Accesso: 21 ottobre 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.agfw-shop.de/regelwerk/2-warmemessung-und-abrechnung/fw-218c-entwurf-einbau-und-abnahme-von-messgeraeten-fuer-thermische-energie-druckfassung.html

[74] «FW 510 - Requisiti per l'acqua di ricircolo degli impianti di riscaldamento industriali e di teleriscaldamento e indicazioni per il loro funzionamento», AGFW-Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung GmbH, Francoforte sul Meno, foglio di lavoro, 2013. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.agfw.de/regelwerk/

[75] «Qualità dell'acqua per gli impianti di tecnica degli edifici», Associazione svizzera degli ingegneri della tecnica degli edifici SWKI, Urtenen-Schönbühl, direttiva BT102-01, 2012. Accesso: 15 aprile 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://shop.snv.ch/Technische-Regel/Diverses/SWKI-BT102-01/SICC-BT102-01.html?listtype=search&searchparam=BT102-01%20

[76] S. Thalmann, S. Mennel, A. Jenni e T. Nussbaumer, *Leitfaden zur Planung von Fernwärme-Übergabestationen (Guida alla progettazione di stazioni di trasferimento del teleriscaldamento)*, versione 1.0. Zurigo: Verenum AG, 2020. [Online]. Disponibile all'indirizzo: http://www.verenum.ch/Dokumente_QMFW.html

[77] S. Frederiksen e S. Werner, *District heating and* cooling, 1a edizione. Lund: Studentlitteratur, 2013.

[78] H. Ernst, *Manuale tecnico sul teleriscaldamento*, 3a edizione in Tecnica e normazione. Francoforte sul Meno: AGFW, 2013.

[79] «FW 515 - Condizioni tecniche di allacciamento acqua di riscaldamento (TAB-HW)», AGFW-Projektgesellschaft per Rationalisierung, Information und Standardisierung GmbH, Francoforte sul Meno, scheda tecnica, 2015. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.agfw.de/regelwerk/

[80] M. Meyer, «Verwertung von Biomasseaschen als wertvoller Dünger für die Land- und Forstwirtschaft» (Utilizzo delle ceneri di biomassa come fertilizzante prezioso per l'agricoltura e la silvicoltura), Associazione per la biomassa dell'Alta Austria, Linz, 2014.

[81] I. Obernberger, «Ceneri provenienti dalla combustione di biomassa - Caratterizzazione, trattamento e possibilità di utilizzo», presentato in occasione del

2° convegno tecnico sul riciclaggio delle ceneri di biomassa naturali, Jena, 2020.

[82] «Il mercato delle ceneri di legno è in fase di sviluppo», Holz-Zentralblatt, articolo di giornale, novembre 2015.

[83] M. Jutz, M. Tobler, A. Keel e U. Rhyner, «Progetto HARVE - Ceneri di legno in Svizzera: produzione, riciclaggio e smaltimento», Energia legno Svizzera, Berna, presentazione PP, 2020.

[84] I. Obernberger, «Ceneri provenienti dalla combustione di biomasse - Composizione e riciclaggio», in *Utilizzo termico delle biomasse: tecnica e realizzazione; Convegno Salisburgo, 23 e 24 aprile 1997*, Società di tecnica energetica, ed., in Rapporti VDI, n. 1319, Düsseldorf: VDI-Verl, 1997, pagg. 199–222.

[85] A. Keel, «Valutazione dei rapporti di analisi delle ceneri di legno - inedito». Energia da legno Svizzera, 2020.

[86] R. Zürcher, «Smaltimento delle ceneri e delle polveri filtrate provenienti dalla combustione di legna nel Cantone di Berna», Scuola universitaria professionale della Svizzera nordoccidentale Windisch, tesi di master MAS, 2016.

[87] B. Müller, «Einfluss von Brennstoff und Anlagenbetrieb auf die Aschequalität», tenuto in occasione del 1° convegno svizzero sulle ceneri di legno, Eschenz, 12 novembre 2020.

[88] A. Keel, «Etablierung der Deponierung von Holzaschen nach VVEA und Ansätze zur Verwertung» (Istituzione dello Smaltimento delle ceneri di legno secondo l'OPSR e approcci al riciclaggio), presentato al 15° Simposio sull'energia da legno, ETH Zurigo, 14 settembre 2018.

[89] Confederazione Svizzera, *Ordinanza sulla prevenzione e lo smaltimento dei rifiuti (Ordinanza sui rifiuti, OPSR)*, vol. SR 814.600. 2015, pag. 50. Accesso: 16 aprile 2024. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2015/891/de

[90] Ministero federale della Giustizia e della Tutela dei consumatori e Ufficio federale di giustizia, *Ordinanza sul catalogo europeo dei rifiuti (Ordinanza sul catalogo dei rifiuti - AVV)*. 2001, pag. 32. [Online]. Disponibile all'indirizzo: http://www.gesetze-im-internet.de/avv/BJNR337910001.html

[91] Ministero federale della Giustizia e della Tutela dei consumatori e Ufficio federale di Giustizia, *Legge sulla promozione dell'economia circolare e sulla garanzia di una gestione dei rifiuti rispettosa dell'ambiente (KrWG)*. 2012, pag. 54. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.gesetze-im-internet.de/krwg/BJNR021210012.html

[92] Ministero federale della Giustizia e della Tutela dei consumatori e Ufficio federale di Giustizia, *Regolamento sul riciclaggio dei rifiuti organici su terreni agricoli, forestali e orticolturali (Regolamento sui rifiuti organici - BioAbfV)*. 1998, pag. 58. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.gesetze-im-internet.de/bioabfv/BJNR295500998.html

[93] Ministero federale della Giustizia e della Tutela dei consumatori e Ufficio federale di giustizia, *Regolamento sulle discariche e sui depositi a lungo termine (Regolamento sulle discariche - DepV)*. 2009, pag. 64. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.gesetze-im-internet.de/depv_2009/BJNR090010009.html

[94] Ministero federale della Giustizia e della Tutela dei consumatori e Ufficio federale di Giustizia, *Regolamento relativo all'immissione in commercio di fertilizzanti, ammendanti, substrati di coltivazione e prodotti fitosanitari1 (Regolamento sui fertilizzanti - DüMV)*. 2012, pag. 117. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.gesetze-im-internet.de/d_mv_2012/BJNR248200012.html

[95] Ministero federale della Giustizia e della Tutela dei consumatori e Ufficio federale di giustizia, *Legge sui fertilizzanti (DüngG)*. 2009, pag. 13. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.gesetze-im-internet.de/d_ngg/BJNR005400009.html

[96] Ministero federale della Giustizia e della Tutela dei consumatori e Ufficio federale di Giustizia, *Regolamento sull'uso di fertilizzanti, ammendanti, substrati di coltivazione e prodotti fitosanitari secondo i principi di buona pratica professionale nella concimazione (Regolamento sui fertilizzanti - DüV)*. 2017, pag. 46. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.gesetze-im-internet.de/d_v_2017/BJNR130510017.html

[97] Ministero federale della Giustizia e della Tutela dei consumatori e Ufficio federale di giustizia, *Regolamento sulla documentazione relativa allo smaltimento dei rifiuti (Nachweisverordnung - NachwV)*. 2006, pag. 22. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.gesetze-im-internet.de/nachwv_2007/BJNR229810006.html

[98] H. Reisinger, B. Winter, I. Szednyj, S. Böhmer e T. Janhsen, *Prevenzione e riciclaggio dei rifiuti. Ceneri, scorie e polveri in Austria,* vol. 0003. in Report, vol. 0003. Vienna: Umweltbundesamt GmbH i.A. per il Ministero federale dell'agricoltura, delle foreste, dell'ambiente e della gestione delle risorse idriche, 2005. Consultato il: 9 aprile 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.umweltbundesamt.at/studien-reports/publikationsdetail?pub_id=1581&cHash=38c7041b49115f2560a5558691a1a86c

[99] H. Holzner, I. Obernberger e K. Katzensteiner, *Linee guida per l'uso corretto delle ceneri vegetali per il riciclaggio su terreni agricoli e forestali*, 1a edizione. Vienna: Ministero federale dell'agricoltura, delle foreste, dell'ambiente e della gestione delle risorse idriche, 2011.

[100] VDI-Fachbereich Technische Gebäudeausrüstung, *VDI 2067 Blatt 1 - Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung*. Düsseldorf: VDI Verein Deutscher Ingenieure e.V., 2012. Accesso: 18 novembre 2019. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.vdi.de/richtlinien/details/vdi-2067-blatt-1-wirtschaftlichkeit-gebaeudetechnischer-anlagen-grundlagen-und-kostenberechnung-1

[101] «ÖKL-Merkblatt 67 Planung von Biomasseheizwerken und Nahwärmenetzen» (Scheda tecnica ÖKL 67 Progettazione di centrali termiche a

biomassa e reti di teleriscaldamento), Österreichisches Kuratorium für Landtechnik und Landentwicklung (ÖKL), Vienna, 3a edizione, 2016. Consultato il: 18 marzo 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://oekl.at/publikationen/merkblaetter/mb67/

[102] R. Leemann, «Metodi di analisi della redditività dei sistemi energetici». RAVEL, 1992. Consultato il: 12 novembre 2019. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=9&ved=2ahUKEwixyPSEueXlAhWOZMAKHWBjD-QQFjAIegQIARAC&url=https%3A%2F%2Fwww.energie.ch%2Fbfk%2Fravel%2F12_51_2D.pdf&usg=AOvVaw1eBPjpV0hul1wKlY-Wp-MG

[103] C.A.R.M.E.N. e.V., *SOPHENA – Software per la progettazione di centrali termiche e reti di teleriscaldamento*. GreenDelta GmbH. Accesso: 18 giugno 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.carmen-ev.de/service/sophena/

[104] J.-P. Thommen, *Economia aziendale e management: un corso di economia aziendale orientato al management*, 10a edizione riveduta e ampliata. Zurigo: Versus, 2016.

[105] AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., «AVBFernwärmeV», Economia energetica, diritto e politica / Diritto / AVBFernwärmeV. Consultato il: 26 novembre 2019. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.agfw.de/energiewirtschaft-recht-politik/recht/avbfernwaermev/

[106] «Centrali termiche efficienti, klimaaktiv». Consultato il: 24 novembre 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.klimaaktiv.at/erneuerbare/effiziente_heizwerke.html

[107] S. Thalmann, *THENA*. (Luglio 2019). ger. Verenum Dr. Thomas Nussbaumer e ARGE QM Fernwärme, Zurigo. [Excel]. Disponibile all'indirizzo: http://www.verenum.ch/Planungshandbuch_QMFW.html

[108] S. Thalmann, *DN-Sensi*. (Marzo 2021). ger. Verenum AG e ARGE QM Fernwärme, Zurigo. [Excel]. Disponibile all'indirizzo: http://www.verenum.ch/Dokumente/FW_Tool_DN-Sensi_V1.3.xlsx

[109] ARGE QM Fernwärme, «QM Fernwärme», QM Fernwärme. Accesso: 9 dicembre 2019. [Online]. Disponibile all'indirizzo: http://www.verenum.ch/index_QMFW.html

[110] QM Holzheizwerke, «Excel-Tabelle Situationserfassung QM Holzheizwerke», QM Holzheizwerke. Consultato il: 31 dicembre 2019. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.qmholzheizwerke.ch/de/situationserfassung.html

[111] M. Peters, T. Steidle e H. Böhmisch, *Pianificazione comunale del riscaldamento - Linee guida operative*, 400a edizione. Stoccarda: KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH, 2020. Consultato il: 19 marzo 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Leitfaden-Kommunale-Waermeplanung-barrierefrei.pdf

[112] P. per S. SvizzeraEnergia Comuni, Aree e Regioni, «Pianificazione energetica territoriale», Local Energy. Accesso: 19 marzo 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.local-energy.swiss/infobox/raeumliche-energieplanung.html

[113] «Pan-European Thermal Atlas PETA 5.1». Consultato il: 24 novembre 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://euf.maps.arcgis.com/apps/webappviewer/index.html?id=8d51f3708ea54fb9b732ba0c94409133

[114] «THERMOS Tool», THERMOS. Accesso: 24 novembre 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.thermos-project.eu/thermos-tool/tool-access/

[115] «Hotmaps Toolbox». Consultato il: 24 novembre 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.hotmaps.eu/map

[116] Confederazione Svizzera, «Swiss Geoportal, domanda di calore e freddo da parte dell'industria, dell'edilizia residenziale e dei servizi, nonché reti termiche esistenti», geo.admin.ch. Accesso: 8 agosto 2024. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://map.geo.admin.ch/#/map?lang=de&center=2623787.44,1221298.25&z=1.514&bgLayer=ch.swisstopo.pixelkarte-farbe&topic=ech&swisssearch=W%C3%A4rme-/K%C3%A4ltenachfrage+Industrie&layers=ch.swisstopo.zeitreihen@year=1864,f;ch.bfs.gebaeude_wohnungs_register,f;ch.bav.haltestellen-oev,f;ch.swisstopo.swisstlm3d-wanderwege,f;ch.vbs.schiessanzeigen,f;ch.astra.wanderland-sperrungen_umleitungen,f;ch.bfe.thermische-netze;ch.bfe.fernwaerme-nachfrage_wohn_dienstleistungsgebaeude;ch.bfe.fernwaerme-nachfrage_industrie

[117] «webGIS Datenbank VFS». Consultato il: 24 novembre 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.fernwaerme-schweiz.ch/fernwaerme-deutsch/Dienstleistungen/webGIS.php

[118] «Heat Roadmap Europe». Accesso: 24 novembre 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://heatroadmap.eu/

[119] «EN ISO 52016-1:2018-04: Valutazione energetica degli edifici - Fabbisogno energetico per il riscaldamento e il raffreddamento, temperature interne e carichi termici sensibili e latenti - Parte 1: Metodi di calcolo (ISO 52016-1:2017) Versione tedesca EN ISO 52016-1:2017; Versione svizzera SN EN ISO 52016-1 * SIA 380.211», Beuth Verlag GmbH. doi: 10.31030/2577376.

[120] «EN 12831-1:2017-09: Valutazione energetica degli edifici - Metodi di calcolo del carico termico standard - Parte 1: Carico termico degli ambienti, modulo M3-3; versione tedesca EN 12831-

1:2017; versione svizzera SN EN 12831-3 * SIA 385.203», Beuth Verlag GmbH.

[121] T. Nussbaumer, «NOX Reduction in Biomass Combustion. Biomass for Energy and Industry», in *10th European Conference and Technology Exhibition*, Würzburg, giugno 1998, pagg. 1318–1321.

[122] S. Thalmann, T. Nussbaumer, J. Good e A. Jenni, «Analisi e ottimizzazione delle reti di teleriscaldamento – Analisi dello stato attuale delle reti di teleriscaldamento e strumento di valutazione per l'ottimizzazione della rete», Ufficio federale dell'energia UFE, Zurigo, relazione finale, 2013.

[123] «HSLU Software Tools», Università di Lucerna. Consultato il 24 novembre 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.hslu.ch/de-ch/technik-architektur/ueber-uns/organisation/kompetenzzentren-und-forschungsgruppen/bau/gebaeudetechnik-und-energie/software-tools/

[124] «Stanet Netzberechnung», STANET. Consultato il: 24 novembre 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: http://stafu.de/de/home.html

[125] «ROKA^3 Software di calcolo della rete di tubazioni per gas, acqua e teleriscaldamento». Accesso: 24 novembre 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.roka3.de/#

[126] I. Kropp, «SIR 3S – 3S Consult GmbH». Consultato il: 24 novembre 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.3sconsult.de/software/sir-3s/

[127] «Fernwärme in Kürze», Hochschule Luzern Technik und Architektur, Horw, marzo 2019. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.endk.ch/de/ablage/energieberatung/Merkblatt%20Fernwaerme%20in%20Kuerze%2020190502_d.pdf

[128] J. Ködel e D. Hanggartner, «Casi di studio ‹Reti termiche›», Università di Lucerna, Horw, sintesi, febbraio 2018.

[129] Helge Averfalk *et al.*, *Low-temperature district heating implementation guidebook. Annex TS2 Implementation of low-temperature district heating systems*. Stoccarda: Fraunhofer Verlag, 2021.

[130] Ufficio federale dell'ambiente UFAM, «Scheda informativa sui fattori di emissione degli impianti di combustione». Giugno 2015. Consultato il: 18 maggio 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.bafu.admin.ch/dam/bafu/de/dokumente/luft/fachinfo-daten/faktenblatt_emissionsfaktorenfeuerungen.pdf.download.pdf/faktenblatt_emissionsfaktorenfeuerungen.pdf

[131] K. der B. L. der öffentlichen B. KBOB, «Dati relativi al bilancio ecologico nel settore edile 2009/1:2016». Gennaio 2016. Consultato il: 18 maggio 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.kbob.admin.ch/kbob/de/home/themen-leistungen/nachhaltiges-bauen/oekobilanzdaten_baubereich.html

[132] T. Nussbaumer, «Fattore di raccolto dei sistemi energetici con combustione di legna», in *Percorsi verso la sostenibilità e misure per la riduzione delle emissioni e il miglioramento dell'efficienza economica*, T. Nussbaumer, ed., in 8° Simposio sull'energia da legno. , Zurigo: Ufficio federale dell'energia UFE, 2004, pagg. 7-27.

[133] F. Kessler, N. Knechtle e R. Frischknecht, «Energia termica da olio combustibile, gas naturale o legno», Ufficio federale dell'ambiente, delle foreste e del paesaggio, Berna, 315, 2000.

[134] L. Krebs e R. Frischknecht, «Life Cycle Assessment of GO based Electricity Mixes of European Countries 2018», treeze Ltd., Uster, aprile 2021. Consultato il 18 maggio 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://treeze.ch/projects/case-studies/energy/swiss-electricity-mixes

[135] C. Arpagaus, *Pompe di calore ad alta temperatura: panoramica del mercato, stato dell'arte e potenziali applicazioni*. Berlino Offenbach: VDE Verlag GmbH, 2019.

[136] Consiglio federale svizzero, *Ordinanza sulla riduzione dei rischi connessi all'uso di determinate sostanze, preparati e oggetti particolarmente pericolosi (Ordinanza sulla riduzione dei rischi connessi alle sostanze chimiche, ORRChim)*. 2005. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2005/478/de

[137] T. Nussbaumer, J. Good, A. Jenni e R. Bühler, «Automatische Holzheizungen - Grundlagen und Technik» (Riscaldamento automatico a legna - Nozioni di base e tecnica), Verenum AG ardens GmbH per conto dell'Ufficio federale dell'energia, Zurigo, 2001.

[138] «Schallschutz in Haustechnikanlagen» (Isolamento acustico negli impianti tecnici domestici), EDMZ, Berna, 1988.

[139] A. Moser, *Damit Grünschnitzelsilos keine Gefahr sind – Sicheres Arbeiten* (I silos per cippato verde non devono rappresentare un pericolo - Lavorare in sicurezza), edizione riveduta. Lucerna: Suva, 2015.

[140] K. H. Weber, *Messa in funzione di impianti di ingegneria dei processi: manuale pratico con liste di controllo ed esempi*, 5a edizione in VDI-Buch. Springer Vieweg, 2019. doi: 10.1007/978-3-662-59498-8.

[141] «QS-Support Holzfeuerungen - Holzenergie Schweiz». Consultato il: 24 novembre 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.holzenergie.ch/ueber-holzenergie/qualitaetssicherung/qs-support-holzfeuerungen.html

[142] QM Holzheizwerke, «FAQ 8 Come devono essere valutati e presentati i dati nell'ottimizzazione operativa?» 10 febbraio 2015. Accesso: 18 giugno 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.qmholzheizwerke.ch/fileadmin/sites/qm/files/06_FAQ/FAQ08.pdf

[143] H. Schrammel, S. Metz, W. Tertschnig e G. Lamers, «Effiziente Biomassenahwärme - Qualitätsmanagement für Heizwerke» (Riscaldamento locale efficiente a biomassa - Gestione

della qualità per centrali termiche), klimaaktiv qm heizwerke, Gleisdorf, opuscolo, dicembre 2015. Consultato il: 18 giugno 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.klimaaktiv.at/erneuerbare/effiziente_heizwerke/qmheizwerke/broschuere.html

[144] «Analisi della qualità delle centrali termiche a biomassa – C.A.R.M.E.N. e.V.». Consultato il: 24 novembre 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.carmen-ev.de/service/dienstleistungen/qualitaetsanalyse-von-biomasseheizwerken/

[145] P. Küttel, *Calcolo di redditività QMH*. (Marzo 2018). ger. QM Holzheizwerke, Zurigo. [Excel]. Disponibile all'indirizzo: https://www.qmholzheizwerke.ch/de/downloads.html

[146] S. Thalmann, *Consumo aggiuntivo*. (Maggio 2020). Deutsch, Français, Italiano, English. Verenum AG, Zurigo. [Excel]. Disponibile all'indirizzo: https://qmthermischenetze.ch/dokumente-tools/

[147] «DIN EN 14394:2008-12, Caldaie - Caldaie con bruciatori ad aria soffiata - Potenza termica nominale inferiore o uguale a 10 MW e temperatura massima di esercizio di 110 °C; versione tedesca EN 14394:2005+A1:2008», Beuth Verlag GmbH. doi: 10.31030/1421646.

[148] J. Good, T. Nussbaumer, J. Delcarte e Y. Schenkel, «METHODS FOR EFFICIENCY DETERMINATION FOR BIOMASS HEATING PLANTS AND INFLUENCE OF OPERATION MODE ON PLANT EFFICIENCY», presentato alla 2a Conferenza mondiale ed esposizione tecnologica sulla biomassa per l'energia, l'industria e la protezione del clima, Roma, maggio 2004, pag. 4. Accesso: 29 settembre 2021. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.researchgate.net/publication/312308376_METHODS_FOR_EFFICIENCY_DETERMINATION_FOR_BIOMASS_HEATING_PLANTS_AND_INFLUENCE_OF_OPERATION_MODE_ON_PLANT_EFFICIENCY

[149] J. Ködel, G. Oppermann, O. Arnold, M. Büchler e M. Jutzeler, «Leitfaden Fernwärme / Fernkälte» (Guida al teleriscaldamento / teleraffreddamento), Associazione svizzera per il teleriscaldamento per l'Ufficio federale dell'energia, Niederrohrdorf, relazione finale, agosto 2018. Consultato il: 15 agosto 2019. [Online]. Disponibile all'indirizzo: https://www.fernwaerme-schweiz.ch/fernwaerme-deutsch-wAssets/docs/Dienstleistungen/Leitfaden-Fernaerme-Fernkaelte/Fernwaerme_Leitfaden-deutsch.pdf

[150] «DIN EN 1333:2006-06, Flange e loro giunti - Componenti di tubazioni - Definizione e selezione di PN; versione tedesca EN 1333:2006», Beuth Verlag GmbH. doi: 10.31030/9658127.

[151] «DIN EN ISO 6708:1995-09, Componenti di tubazioni - Definizione e selezione di DN (diametro nominale) (ISO 6708:1995); versione tedesca EN ISO 6708:1995», Beuth Verlag GmbH. doi: 10.31030/2819641.

www.qmholzheizwerke.ch
www.qmholzheizwerke.de
www.qmholzheizwerke.at

