

Masterarbeit

---

**Modellentwicklung zum modularen Aufbau von  
Simulationsprojekten thermischer Kraftwerke**  
am Beispiel von Erdgas-gefeuerten GuD-Kraftwerksanlagen

von

Thomas KNAUSS, B.Sc.

als Masterarbeit der Studienrichtung Industrielle Energietechnik an der  
Montanuniversität Leoben über den Lehrstuhl für Thermoprozesstechnik  
vorgelegt.

Betreuer

Dipl.-Ing. Dr. techn. Josef PETEK  
(VTU Energy GmbH)

Begutachter

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Harald RAUPENSTRAUCH

Leoben, im Mai 2013

## **EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG**

Ich erkläre an Eides statt, dass ich diese Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt und mich auch sonst keiner unerlaubten Hilfsmittel bedient habe.

## **AFFIDAVIT**

I declare in lieu of oath, that I wrote this thesis and performed the associated research myself, using only literature cited in this volume.

---

Ort/Datum

---

Unterschrift

## **Danksagung**

Allen voran bedanke ich mich recht herzlich bei Herrn Dr. Josef Petek für die Möglichkeit der Verfassung der vorliegenden Arbeit bei der VTU Energy in Grambach. An dieser Stelle richte ich auch einen großen Dank an Herrn Dr. Peter Pechtl und allen anderen Mitarbeitern der VTU Energy, die mir jederzeit freundlich zur Hilfe standen. Ich fand während meinen Aufhalten bei der VTU Energy stets eine beispiellos angenehme Atmosphäre und offene Türen für all meine Fragen und Anliegen vor.

Mein Dank gilt auch Herrn Univ.-Prof. Dr. Harald Raupenstrauch vom Lehrstuhl für Thermoprozesstechnik an der MU Leoben, der diese Masterarbeit unterstützt und begutachtet hat.

Von ganzem Herzen danke ich meinen Eltern Erika und Ernst Knauss für die fortwährende Unterstützung und den tollen Rückhalt während meiner gesamten Studienzeit. Sie trugen einen großen Teil dazu bei mir meinen Studienwunsch zu ermöglichen. Von ganzem Herzen möchte ich auch meiner Freundin Anita für die alltägliche Unterstützung und Hilfe, besonders in der Zeit der Entstehung dieser Arbeit, danken. Auch meinen Freunden und Studienkollegen danke ich für die Unterstützung während meiner gesamten Studienzeit. Durch sie erleichterte sich das Studium maßgeblich und wurde zu einer unvergesslichen Zeit.

## **Kurzfassung**

In den letzten Jahren erlangte die computergestützte thermodynamische Simulation bei der Auslegung von Kraftwerksprojekten einen immer wichtigeren Status. Um den Aufbau prozesstechnischer Schaltungen in der Simulationsrechnung zu beschleunigen und zu erleichtern, ist eine Modularisierung von Anlagenteilen vorteilhaft.

Das Ziel dieser Arbeit lag in der Entwicklung eines modularen GuD-Kraftwerkaufbaus in der Simulationstechnik und dessen Umsetzung mit Hilfe des Wärmekreislaufprogramms EBSILON Professional. Dazu wurden die Eigenschaften eines Moduls und dessen Schnittstellen mit Hilfe des Objekt-Begriffs aus der objektorientierten Programmierung und der allgemeinen Definition eines Modells festgelegt. Durch das anschließende Untersuchen und Modellieren von ausgesuchten existierenden GuD-Kraftwerken erfolgte ein Zusammenfassen von Kraftwerkskomponenten zu Baugruppenmodulen. Somit wurde es möglich, mit einem Minimum an Modulen ein Maximum an GuD-Kraftwerksmodellen in der thermodynamischen Prozessrechnung abzubilden. Um die Vorteile eines modularisierten Aufbaus in der Prozessrechnung vollkommen ausnutzen zu können, wurde eine neuartige Komponente zur automatischen Verbindung der Modulschnittstellen in EBSILON Professional programmiert.

## **Abstract**

In recent years, computer-aided thermodynamic simulation assumed an important role in the design of power plants. In order to simplify and to facilitate the layout of thermodynamic cycles in the simulation, modularization of system components is required.

The purpose of this study was to develop a modular combined cycle power plant structure in simulation technology and its implementation in the heat balance software EBSILON Professional. Using the concept of an object as per object-oriented programming and the general definition of a model, the properties of a module and its interfaces were defined. After examining and modeling selected existing combined cycle power plants, groups of plant components could be combined to equipment modules. With this approach it was possible to represent a maximum of combined cycle power plant models with a minimum of modules. In order to fully exploit the advantages of a modularized structure in the process calculation, a new component for automatic connection of the module interfaces has been programmed.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>VI</b>
<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>IX</b>
<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>XIII</b>
<b>1 Einleitung .....</b>	<b>1</b>
1.1 Allgemeines .....	1
1.2 Aufgabenstellung .....	1
1.3 Stand des Wissens .....	2
<b>2 Grundlagen der thermodynamischen Prozessrechnung .....</b>	<b>4</b>
2.1 Kreislaufprozessrechnung .....	5
2.1.1 Anforderungen an thermodynamische Prozessrechnungsprogramme .....	5
2.1.2 Methoden der Kreislaufprozessrechnung .....	5
2.1.3 Numerische Modelle der Kreislaufprozessrechnung .....	8
<b>3 EBSILON Professional .....</b>	<b>13</b>
3.1 Geschichte von EBSILON Professional .....	13
3.2 Funktionsweise von EBSILON Professional .....	13
3.2.1 Rechenmodell .....	14
3.3 Komponenten in EBSILON Professional .....	14
3.3.1 Leitung / Pipeline .....	15
3.3.2 Komponente 93 – Kernel Skripting .....	15
3.3.3 Makro .....	16
3.4 Stoffwerte .....	17
3.4.1 Wasser / Dampf .....	17
3.4.2 Luft / Abgas .....	18
3.4.3 Gasförmige Brennstoffe .....	18
3.5 Grafische Oberfläche von EBSILON Professional Version 10 .....	19
<b>4 Kraftwerksklassifizierung .....</b>	<b>20</b>
4.1 Fossilthermische Kraftwerke – Dampfkraftwerke .....	22

4.1.1	Allgemeine Funktionsweise eines Dampfkraftwerks .....	23
4.2	Fossilthermische Kraftwerke - Gasturbinenkraftwerke .....	24
4.2.1	Allgemeine Funktionsweise eines Gasturbinenkraftwerkes .....	25
4.2.2	Gasturbinenkraftwerkstypen .....	25
4.3	Gas- und Dampfturbinenkraftwerke .....	26
4.3.1	Funktionsweise von Erdgas-befeuerten GuD-Kraftwerksanlagen .....	26
4.3.2	Aufbau von Erdgas-befeuerten GuD-Kraftwerksanlagen .....	28
4.3.2.1	Abhitzeessel.....	29
4.3.2.2	Dampfturbine .....	34
4.3.2.3	Kühlsysteme .....	35
4.3.3	Kraftwerksbeispiele .....	36
4.3.3.1	Kraftwerk Bandirma in der Türkei.....	37
4.3.3.2	Kraftwerk Rheinhafen-Dampfkraftwerk Block 4 in Deutschland.....	39
4.3.3.3	Kraftwerk Herdeke in Deutschland .....	40
4.3.3.4	Kraftwerk Palos de la Frontera in Spanien .....	43
4.3.3.5	Kraftwerk Köln-Merkenich in Deutschland .....	44
4.3.3.6	Kraftwerk Rüsselsheim in Deutschland .....	46
4.3.3.7	Kraftwerk Monterrey in Mexiko .....	47
4.3.3.8	Kraftwerk Phu My 3 in Vietnam .....	49
<b>5</b>	<b>Modularer Kraftwerksaufbau in der Prozesssimulation .....</b>	<b>51</b>
5.1	Anforderungen, Abgrenzung und Definition eines Moduls.....	52
5.1.1	Merkmale eines Modells .....	52
5.1.2	Der Begriff „Modul“ .....	53
5.1.3	Kennzeichen eines Moduls.....	54
5.1.3.1	Kapselung.....	54
5.1.3.2	Vererbung .....	54
5.1.3.3	Bestimmtheit .....	54
5.1.3.4	Abbildung.....	54
5.2	Schnittstellen .....	55
5.2.1	Thermodynamische Schnittstellenbeschreibung .....	55
5.2.2	Schnittstellendarstellung.....	55
5.2.3	Automatische Verbindung von Schnittstellen .....	56
5.3	Gas- und Dampfkraftwerks-Module .....	57
5.3.1	Module des Gasturbinen-Anlagenteils eines GuD-Kraftwerks .....	58

---

5.3.2	Module des Abhitzeessel-Anlagenteils eines GuD-Kraftwerksprozesses .....	59
5.3.3	Module des Dampfturbinen-Anlagenteiles eines GuD-Kraftwerksprozesses .....	62
5.3.4	Module des Hauptkühlsystems eines GuD-Kraftwerksprozesses.....	64
5.3.5	Zusätzliche Module zur thermodynamischen Beschreibung eines GuD-Kraftwerksprozesses .....	65
5.4	Modulrandbedingungen und Spezifikationswerte .....	66
5.4.1	Randbedingungen und Spezifikationswerte der Gasturbinenmodule .....	70
5.4.1.1	Gasturbinen-Ansaugluft.....	70
5.4.1.2	Brenngas .....	70
5.4.1.3	Gasturbinenabgas .....	72
5.4.2	Randbedingungen und Spezifikationswerte der Abhitzeesselmodule.....	73
5.4.2.1	Rauchgaseintrittsrandbedingungen .....	73
5.4.2.2	Rauchgasaustrittsdaten .....	79
5.4.2.3	Heißwasserdaten.....	79
5.4.2.4	Dampfein- und austrittsdaten .....	80
5.4.3	Randbedingungen der Dampfturbinenmodule .....	81
5.4.3.1	Dampfein- und austrittsdaten .....	82
5.4.3.2	Abdampfaustrittsdaten.....	83
5.4.4	Randbedingungen der Kühlsysteme .....	83
<b>6</b>	<b>EBSILON Professional-Modelle zum modularen Aufbau eines Gas-und-Dampfkraftwerks .....</b>	<b>84</b>
6.1	Schnittstellen und Umsetzung der automatischen Schnittstellenverbindung in EBSILON Professional.....	84
6.1.1	Modulschnittstellen und deren Verbindung mittels Leitungen .....	85
6.1.2	Der Konnektor.....	86
6.1.2.1	Prinzip eines Konnektors .....	87
6.1.2.2	Programmbeschreibung des vollautomatischen Konnektors .....	89
6.1.2.3	Konnektorzusatzfunktion: Massenstromrückführung zur Zwischenüberhitzung ...	94
6.1.2.4	Konnektorzusatzfunktion: Der Konnektor als Übertrager von Leitungswerten ....	94
6.2	EBSILON-Professional-GuD-Kraftwerksmodule .....	96
6.2.1	Gasturbinenmodule .....	97
6.2.1.1	Standard-Gasturbinenmodul .....	97
6.2.1.2	Gasturbinenmodul mit integriertem Brennstoffkompressor .....	99
6.2.1.3	Gasturbinenmodul mit integrierter Brennstoffvorwärmung.....	101
6.2.2	Abhitzeesselmodule.....	103

---

6.2.2.1	Bedeutung der Abhitzekesselmodulsymbole .....	105
6.2.2.2	Portbelegung der Abhitzekesselmodule .....	105
6.2.2.3	Interface eines Abhitzekesselmoduls .....	107
6.2.2.4	Aufbau der Abhitzekesselmodule .....	108
6.2.2.5	Economiser .....	110
6.2.2.6	Preheater und Preheater-Controller .....	111
6.2.2.7	Speisewasserbehälter .....	114
6.2.2.8	Entgaser .....	115
6.2.2.9	Speisewasserpumpe .....	119
6.2.2.10	Verdampfer und Trommel .....	120
6.2.2.11	Überhitzer und Wassereinspritzung .....	121
6.2.2.12	Druckverluste.....	122
6.2.3	Dampfturbinenmodule .....	123
6.2.3.1	Bedeutung der Dampfturbinensymbole .....	124
6.2.3.2	Portbelegung der Dampfturbinenmodule.....	124
6.2.3.3	Konfiguration der Dampfturbinenmodule.....	124
6.2.3.4	Aufbau der Dampfturbinenmodule.....	126
6.2.4	Hauptkühlsystem .....	127
6.2.4.1	Direkt luftgekühlter Kondensator .....	128
6.2.4.2	Oberflächenkondensator mit Hybridkühlturm .....	132
6.2.4.3	Oberflächenkondensator mit Naturzugkühlturm .....	135
6.2.4.4	Oberflächenkondensator mit Wasserdurchlaufkühlung.....	137
6.2.5	Zusätzliche Module .....	139
6.2.5.1	Kraftwerksumgebungsbedingungen .....	139
6.2.5.2	Modul zur Simulation eines Verdunstungskühlers .....	139
6.2.5.3	Zusatzfeuerungsmodul .....	140
6.2.5.4	Kombinationsmodul TwoOnOne.....	143
<b>7</b>	<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>144</b>
<b>8</b>	<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>147</b>



# Abkürzungsverzeichnis

## Abkürzungen

AHK	Abhitzeessel
BoA	Braunkohlekraftwerk mit optimierter Anlagentechnik
CAD	Computer-aided design
CO	Kohlenstoffmonoxid
DLL	Dynamic Link Library
DT	Dampfturbine
FDBR	Fachverband Dampfkessel-, Behälter- und Rohrleitungsbau
GE	General Electric
GT	Gasturbine
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
H <sub>2</sub> O	Wasser
HAG	Hungaria-Austria-Gasleitung
HD	Hochdruck
HRSG	Heat Recovery Steam Generator
IAPWS	International Association for the Properties of Water and Steam

IPP	Independent Power Producer
ISO	International Organization for Standardization
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MD	Mitteldruck
MFC	Microsoft Foundation Classes
MS	Microsoft
ND	Niederdruck
NH <sub>3</sub>	Ammoniak
NIST	National Institute of Standards and Technology
NO <sub>x</sub>	Stickoxide
OEM	Original Equipment Manufacturer
REFPROP	Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties Database
SCR	Selektive katalytische Reduktion
SOL	Süd-Ost-Leitung
TAG	Trans-Austria-Gasleitung
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VGB	Vereinigung der Großkesselbesitzer
WAG	West-Austria-Gasleitung
ZÜ	Zwischenüberhitzung

## Einheiten

%	Prozent
°C	Grad Celsius
bar	Bar
h	Stunde
Hz	Herz

K	Kelvin
kg	Kilogramm
m <sup>2</sup>	Quadratmeter
mbar	Millibar
MW	Megawatt
ppm	parts per million
s	Sekunde
W	Watt

## Abbildungsverzeichnis

<b>Abbildung 2.1:</b> Grundlegender Einsatz eines Gleichungssystems und dessen Randbedingungen .....	4
<b>Abbildung 2.2:</b> Struktur eines sequentiell modularen Programmaufbaus nach Schuler .....	6
<b>Abbildung 2.3:</b> Struktur des simultanen Programmaufbaus nach Schuler .....	8
<b>Abbildung 2.4:</b> Grafische Darstellung des Newton-Raphson Methode .....	9
<b>Abbildung 3.1:</b> Symbol der Komponente 93 - Kernel Skripting .....	15
<b>Abbildung 3.2:</b> Beschaltung eines Makros und dessen Interface über Modell- und Sub-Modellebene .....	16
<b>Abbildung 3.3:</b> Grafische Oberfläche von EBSILON Professional Version 10.03 .....	19
<b>Abbildung 4.1:</b> Einteilung thermischer Kraftwerke nach der Art des Prozesses .....	21
<b>Abbildung 4.2:</b> Clausius-Rankine-Prozess im T,s-Diagramm .....	23
<b>Abbildung 4.3:</b> Offener Joule-Prozess .....	25
<b>Abbildung 4.4:</b> Vereinfachte Darstellung eines Eindruck-GuD-Prozesses in einem T,s-Diagramm .....	27
<b>Abbildung 4.5:</b> Vereinfachter GuD-Prozess mit Fernwärmeauskopplung .....	28
<b>Abbildung 4.6:</b> QT-Diagramm einer Abhitzekessel-Druckstufe mit Economiser, Verdampfer und Überhitzer .....	30
<b>Abbildung 4.7:</b> Komponenten des Abhitzekessels nach heutigem Stand der Technik als Dreidruck-Abhitzekessel mit Zwischenüberhitzung und Zusatzfeuerung .....	31
<b>Abbildung 4.8:</b> Heizflächenanordnung eines Eindruck- und Zweidruck-Abhitzekessels .....	33
<b>Abbildung 4.9:</b> Heizflächenanordnung eines Dreidruck-Abhitzekessels .....	33
<b>Abbildung 4.10:</b> Zweigehäusige Dampfturbine zum Einsatz in Einwellenanlagen .....	34
<b>Abbildung 4.11:</b> Kreislaufschema des Kraftwerks Bandirma in der Türkei .....	38
<b>Abbildung 4.12:</b> Kreislaufschema des Kraftwerks Rheinhafen-Dampfkraftwerk Block 4 .....	40
<b>Abbildung 4.13:</b> Kreislaufschema des Kraftwerks Herdecke .....	42
<b>Abbildung 4.14:</b> Kreislaufschema des Kraftwerks Palos de la Frontera .....	44
<b>Abbildung 4.15:</b> Kreislaufschema des Kraftwerks Köln-Merkenich .....	45
<b>Abbildung 4.16:</b> Kreislaufschema des Kraftwerks Rüsselsheim .....	47

<b>Abbildung 4.17:</b> Kreislaufschema des Kraftwerks Monterrey .....	49
<b>Abbildung 4.18:</b> Kreislaufschema des Kraftwerks Phu My 3 .....	50
<b>Abbildung 5.1:</b> Grenzen der Anlagenteile eines GuD-Kraftwerks am Beispiel des Kraftwerks Phu My 3 .....	57
<b>Abbildung 5.2:</b> Grenzen der Anlagenteile eines GuD-Kraftwerks am Beispiel des Kraftwerks Monterrey .....	57
<b>Abbildung 5.3:</b> Übersicht der Gasturbinenmodule .....	58
<b>Abbildung 5.4:</b> Übersicht der Abhitzeesselmodule .....	60
<b>Abbildung 5.5:</b> Dampfturbinenmodule ohne das Gegendruckmodul.....	63
<b>Abbildung 5.6:</b> Modulrandbedingungen als Ersatz für fehlende Kraftwerksanlagenteile .....	66
<b>Abbildung 5.7:</b> Verbundenes Gasturbinen- und Abhitzeesselmodul .....	67
<b>Abbildung 5.8:</b> Symbol des Speicherbausteins für Randbedingungen .....	69
<b>Abbildung 5.9:</b> Randbedingungen der Gasturbinenmodule .....	70
<b>Abbildung 5.10:</b> Randbedingungen eines Dreidruck-Abhitzeesselmoduls mit ZÜ für eine Gasturbinenleistung von 220 MW und ISO-Bedingungen.....	73
<b>Abbildung 5.11:</b> Zusammenhang des Abgasmassenstroms zur Gasturbinenleistung bei ISO-Umgebungsbedingungen .....	74
<b>Abbildung 5.12:</b> Zusammenhang zwischen Umgebungstemperatur und Massenstromkorrekturwert .....	75
<b>Abbildung 5.13:</b> Zusammenhang zwischen Umgebungstemperatur und Temperaturkorrekturwert .....	77
<b>Abbildung 5.14:</b> Zusammenhang zwischen Umgebungstemperatur und gemitteltem Temperaturkorrekturwert .....	78
<b>Abbildung 5.15:</b> Randbedingungen eines Dreidruck-Dampfturbinenmoduls mit ZÜ .....	81
<b>Abbildung 5.16:</b> Randbedingungen der Kühlsysteme.....	83
<b>Abbildung 6.1:</b> Modulschnittstellen und deren optische und mathematische Verbindung durch eine Leitung .....	85
<b>Abbildung 6.2:</b> Darstellung einer Komponentenschnittstelle eines Moduls .....	86
<b>Abbildung 6.3:</b> Modulschnittstellen und deren Verbindung zu Konnektoren .....	87
<b>Abbildung 6.4:</b> Vollautomatischer Ausgangs- und Eingangskonnektor.....	88
<b>Abbildung 6.5:</b> Manueller Ausgangs- und Eingangskonnektor .....	88
<b>Abbildung 6.6:</b> Interface der Randbedingungen eines vollautomatischen Konnektors .....	89
<b>Abbildung 6.7:</b> Konnektoreigenschaften - Texteingabefeld und Konnektorstatus .....	90
<b>Abbildung 6.8:</b> Blockschaltbild des Programms eines vollautomatischen Konnektors.....	95
<b>Abbildung 6.9:</b> Standard Gasturbinenmodul .....	97
<b>Abbildung 6.10:</b> Symbol des Standard-Gasturbinenmoduls .....	98
<b>Abbildung 6.11:</b> Aufbau des Standard-Gasturbinenmoduls.....	99
<b>Abbildung 6.12:</b> Gasturbinenmodul mit integriertem Brennstoffkompressor .....	99
<b>Abbildung 6.13:</b> Symbol des Gasturbinenmoduls mit integriertem Brenngaskompressor ..	100
<b>Abbildung 6.14:</b> Aufbau des Gasturbinenmoduls mit integriertem Brennstoffkompressor ..	100
<b>Abbildung 6.15:</b> Gasturbinenmodul mit integrierter Brennstoffvorwärmung .....	101
<b>Abbildung 6.16:</b> Symbol des Gasturbinenmoduls mit integrierter Brennstoffvorwärmung ..	102
<b>Abbildung 6.17:</b> Aufbau des Gasturbinenmoduls mit integrierter Brennstoffvorwärmung ..	102
<b>Abbildung 6.18:</b> Aufbau der Brennstoffvorwärmung .....	103

---

<b>Abbildung 6.19:</b> Aufstellung aller in EBSILON Professional realisierten Abhitzekesselmodultypen.....	104
<b>Abbildung 6.20:</b> Symbol einer Druckstufe der Abhitzekesselmodule.....	105
<b>Abbildung 6.21:</b> Unterschiede in den Abhitzekesselmodulsymbolen betreffend der Zwischenüberhitzung .....	105
<b>Abbildung 6.22:</b> Dreidruck-Abhitzekesselmodul mit Zwischenüberhitzung .....	106
<b>Abbildung 6.23:</b> Interface der Abhitzekesselmodule am Beispiel eines Dreidruck-Abhitzekesselmoduls mit ZÜ .....	107
<b>Abbildung 6.24:</b> Aufbau eines Dreidruck-Abhitzekesselmoduls mit Zwischenüberhitzung.....	109
<b>Abbildung 6.25:</b> Preheater und Preheater-Controller .....	112
<b>Abbildung 6.26:</b> Interface des Preheater-Controllers .....	113
<b>Abbildung 6.27:</b> Blockschaltbild des Preheater-Controller-Skripts.....	114
<b>Abbildung 6.28:</b> Niederdruckverdampfer mit integriertem Entgaser .....	116
<b>Abbildung 6.29:</b> Aufbau des Niederdruckverdampfers mit integriertem Entgaser und Beschaltung der Komponente 93 .....	117
<b>Abbildung 6.30:</b> Blockschaltbild des Skriptes des Niederdruckverdampfers mit integriertem Entgaser.....	118
<b>Abbildung 6.31:</b> Speisewasserpumpe inkl. Elektromotor.....	119
<b>Abbildung 6.32:</b> Aufbau von Verdampfer und Trommel eines Abhitzekesselmoduls .....	120
<b>Abbildung 6.33:</b> Aufbau eines Überhitzers mit Einspritzregelung eines Abhitzekesselmoduls .....	121
<b>Abbildung 6.34:</b> Rohrleitungskomponente .....	122
<b>Abbildung 6.35:</b> In EBSILON Professional realisierte Dampfturbinenmodule .....	123
<b>Abbildung 6.36:</b> Interface der Dampfturbinenmodule am Beispiel eines Dreidruck-Dampfturbinenmoduls mit Zwischenüberhitzung .....	125
<b>Abbildung 6.37:</b> Aufbau des Dreidruck-Dampfturbinenmoduls mit ZÜ-Stufe .....	127
<b>Abbildung 6.38:</b> In EBSILON Professional realisierte Kondensatormodule mit Kühlsystemen .....	127
<b>Abbildung 6.39:</b> Direkt luftgekühltes Kondensatormodul und dessen Symbol .....	129
<b>Abbildung 6.40:</b> Aufbau des direkt luftgekühlten Kondensatormoduls.....	130
<b>Abbildung 6.41:</b> Spezifikationswerte des direkt luftgekühlten Kondensatormoduls .....	130
<b>Abbildung 6.42:</b> Ergebnisse des direkt luftgekühlten Kondensators.....	131
<b>Abbildung 6.43:</b> Blockschaltbild des Run-before-Skriptes des direkt luftgekühlten Kondensatormoduls .....	132
<b>Abbildung 6.44:</b> Kondensatormodul mit Hybridkühlturm und dessen Symbol.....	133
<b>Abbildung 6.45:</b> Aufbau des Kondensatormoduls mit Hybridkühlturmrückkühlung.....	134
<b>Abbildung 6.46:</b> Modulspezifikationswerte des Kondensatormoduls mit Hybridkühlturmrückkühlung .....	134
<b>Abbildung 6.47:</b> Kondensatormodul mit Naturzugkühlturm und dessen Symbol .....	135
<b>Abbildung 6.48:</b> Aufbau des Kondensatormoduls mit Naturzugrückkühlung .....	136
<b>Abbildung 6.49:</b> Kondensatormodul mit Wasserdurchlaufkühlung und dessen Symbol.....	137
<b>Abbildung 6.50:</b> Aufbau des Kondensatormoduls mit Wasserdurchlaufkühlung .....	138
<b>Abbildung 6.51:</b> Komponenten zur Bereitstellung von Kraftwerksumgebungsbedingungen .....	139
<b>Abbildung 6.52:</b> Modul des Verdunstungskühlers .....	140

---

<b>Abbildung 6.53:</b> Zusatzfeuerungsmodul.....	141
<b>Abbildung 6.54:</b> Aufbau des Zusatzfeuerungsmoduls .....	142
<b>Abbildung 6.55:</b> Verschaltung eines Zusatzfeuerungsmoduls und eines Dreidruck- Abhitzekesselmoduls mit ZÜ .....	142
<b>Abbildung 6.56:</b> Kombinationsmodul Two-On-One .....	143
<b>Abbildung 6.57:</b> Aufbau des Two-On-One-Moduls.....	143

---

## Tabellenverzeichnis

<b>Tabelle 1:</b> Dampfparameter der Wirkungsgradberechnung von Brummel .....	32
<b>Tabelle 2:</b> Aufgearbeitete GuD-Kraftwerke.....	36
<b>Tabelle 3:</b> GuD-Kraftwerke und deren Abhitzekesselmodule zur Beschreibung ihres Anlagenschemas.....	60
<b>Tabelle 4:</b> Leistungsdaten diverser Gasturbinen .....	67
<b>Tabelle 5:</b> Siemens Gasturbinen und deren Verdichtungsverhältnisse .....	71
<b>Tabelle 6:</b> Abgasmassenstrom-Temperaturkorrekturwerte für Gasturbinen .....	75
<b>Tabelle 7:</b> Gewählte Gasturbinenabgastemperaturen für Abhitzekesselrandbedingungen...77	
<b>Tabelle 8:</b> Abgastemperaturkorrekturwerte für verschiedene Umgebungstemperaturen .....	78
<b>Tabelle 9:</b> Dampfdruckparameter der Abhitzekesselmodule .....	80
<b>Tabelle 10:</b> Dampftemperaturparameter der Abhitzekesselmodule .....	81
<b>Tabelle 11:</b> Dampftemperaturparameter der Dampfturbinenmodule.....	82
<b>Tabelle 12:</b> Dampfdruckparameter der Dampfturbinenmodule .....	83
<b>Tabelle 13:</b> Koppelliste des vollautomatischen Konnektors .....	93
<b>Tabelle 14:</b> In EBSILON Professional realisierte Modultypen und deren Modulklasse .....	96
<b>Tabelle 15:</b> Portbelegung des Standard-Gasturbinenmoduls .....	97
<b>Tabelle 16:</b> Portbelegung des Gasturbinenmoduls mit Brennstoffvorwärmung .....	101
<b>Tabelle 17:</b> Portbelegung der Abhitzekesselmodule .....	106
<b>Tabelle 18:</b> Spezifikationswerte von Abhitzekesselmodulen .....	108
<b>Tabelle 19:</b> Portbelegung der Dampfturbinenmodule .....	124
<b>Tabelle 20:</b> Spezifikationswerte von Dampfturbinenmodulen .....	125
<b>Tabelle 21:</b> Portbelegung des direkt luftgekühlten Kondensatormoduls .....	129
<b>Tabelle 22:</b> Portbelegung des Kondensatormoduls mit Naturzugrückkühlung .....	136
<b>Tabelle 23:</b> Portbelegung des Verdunstungskühlers .....	140
<b>Tabelle 24:</b> Portbelegung des Zusatzfeuerungsmoduls .....	141



# 1 Einleitung

## 1.1 Allgemeines

Steigende Primärenergiepreise, wachsende Umweltauflagen und die Zunahme netzregelungsintensiver erneuerbarer Energien erfordern gleichermaßen hocheffiziente und flexible Kraftwerke zur Erzeugung elektrischer Energie.

Dies hat zur Folge, dass die computergestützte thermodynamische Simulation von Kraftwerksprojekten bei der Auslegung, sowie für Kraftwerksbetreiber einen immer wichtigeren Status erlangt.

Je genauer Kraftwerke vor ihrer Inbetriebnahme in Kraftwerksmodellen abgebildet werden können, desto zuverlässiger sind Aussagen zum Verhalten des komplexen Systems „Kraftwerk“. Weiters erlaubt die heutige Simulationstechnik auf der Basis längerfristiger Aufzeichnungen Störeinflüsse in einem Kraftwerk, wie zum Beispiel erhöhte Druckverluste als Folge von Ablagerungen in den Wärmetauscherrohren, zu lokalisieren.

## 1.2 Aufgabenstellung

In dieser Arbeit werden die Machbarkeit eines modularen Kraftwerksaufbaus in der Simulationstechnik und die Umsetzung mittels des Simulationsprogramms EBSILON Professional untersucht.

Dazu wird die Arbeit in zwei Teile geteilt:

- *Klassifizierung* von GuD-Kraftwerken und deren funktionellen Baugruppen, sowie Ableitung von Anlagenmodulen und deren Randbedingungen für die Simulation.
- *Umsetzung des modularen Kraftwerksaufbaus* in EBSILON Professional in Form eines möglichst automatisierten Systems mit minimalen Benutzervorgaben.

### 1.3 Stand des Wissens

„Multipliziere das Quadrat des Zylinderdurchmessers in inch mit der Kolbengeschwindigkeit in feet pro Minute. Dividiere das Produkt durch 500. Der Quotient ist die erforderliche feuerberührte Kesselfläche in square feet“. So einfach gestaltete sich die Kesselberechnung in Zeiten von James Watt (1736-1819). Es waren bis zur zweiten Hälfte des 19. Jahrhunderts jedoch nachträglich kostspielige Änderungen an Feuerungen und Heizflächen erforderlich. [1]

Diesbezügliche Verbesserungen brachte erst das Werk *Wärmetechnische Berechnung der Feuerungs- und Dampfkesselanlagen* von Friedrich Nuber [2] im Jahr 1967 mit seinen vorgegebenen und genauen Berechnungsvorgängen.

Die erste Arbeit auf dem Gebiet der Dampferzeugersimulation war nach Leithner [3] die Dissertation von Profos *Vektorielle Regeltheorie*, welche 1944 veröffentlicht wurde.

In den 1950er und 1960er Jahren waren die Dampferzeugerhersteller in der Lage Simulationsprogramme für explizite Dampferzeuger zu erstellen, welche für stationärer Vollastfälle, aber auch für Teillastzustände Ergebnisse lieferte. Die Entwicklung in den 1970er und 1980er Jahren machte mit Programmen zur konstruktiven Auslegung von Anlagenteilen weitere Fortschritte. Man machte dabei Gebrauch von Reverseengineering in Form von Erfahrungswissen, welches sich in Tabellen und Gleichungen wiederfand. Deren zugrunde liegenden Berechnungsvorschriften aus AD-Merkblättern, dem VDI-Wärmeatlas und weiterer einschlägiger Fachliteratur wurden und werden immer leistungsfähigeren Rechensystemen angepasst. In den 1980er und 1990er Jahren entstanden meist in Kooperation mit Hochschulen diverse stationäre und dynamische Kreislaufsimulationsprogramme. [4]

Eine verallgemeinerte Definition, welche von Marquardt [5] aus dem Jahr 1999 stammt, beschreibt die Simulation sehr allgemein, aber treffend:

„Simulation ist die Abbildung eines Prozesses durch ein mathematisches Modell und dessen (numerische oder analytische) Lösung, um Informationen über den Prozess und das Prozessverhalten zu gewinnen.“

Die VGB Technische Vereinigung der Großkraftwerksbetreiber e.V. unterstützte mit dem Forschungsvorhaben Nr. 177 „Vergleich von Software zur thermodynamischen Prozessrechnung“ die Charakterisierung 16 kommerziell erhältlicher Programme bezüglich 150 Kriterien. Durchgeführt wurde die Arbeit von Giglmayr [6] an der TU Graz und kam im Jahr 2001 zur Veröffentlichung. Das Ergebnis war eine Liste von Programmen und derer Eigenschaften, welche über eine Katalogsoftware abgefragt und verglichen werden können.

Der Softwarevergleich durch Giglmayr zeigt die Komplexität thermischer Prozessrechnung im Bereich der Kraftwerkstechnik auf. Vor allem im Bereich simultaner Lösungsverfahren ist der Aufwand zur Definition systembeschreibender Gleichungen und vor allem der Aufwand zur Definition aller Randbedingungen hoch.

Schon Witkowski [4] hat 2006 erkannt, dass der nächste Meilenstein in der Entwicklung auf dem Gebiet der thermodynamischen Kraftwerkssimulation das *Virtual Power Plant* ist. Das *Virtual Power Plant* vereint Kreislaufkonzeption, apparative Auslegung, und Konstruktion in CAD in einem Arbeitsfluss.

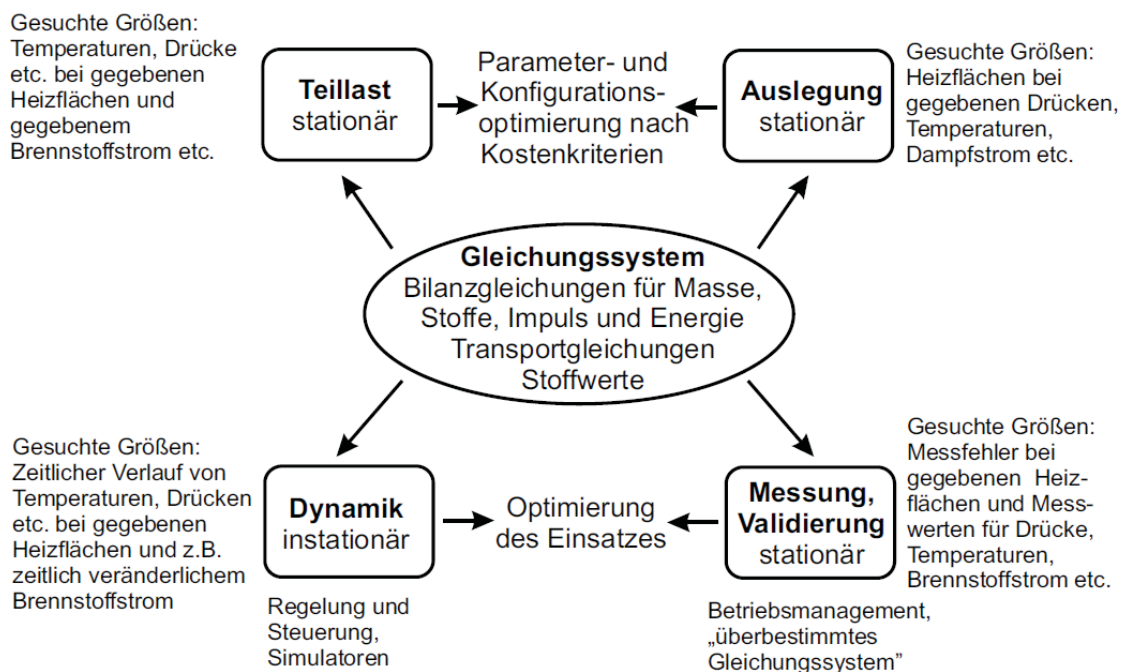
Mit dieser Arbeit soll ein weiterer Schritt in Richtung benutzerfreundlicher Kreislaufkonzeption in der Simulationstechnik getan werden, welche es erlaubt, eine Kraftwerkserstkonzeption effizienter und nutzerorientierter zu erstellen.

## 2 Grundlagen der thermodynamischen Prozessrechnung

Programme zur thermodynamischen Prozessrechnung sind in der Kraftwerksindustrie ein wichtiges Instrument und nicht mehr wegzudenken. So basiert die Planung eines Kraftwerks auf der computerunterstützten Prozessrechnung, aber auch die Überwachung des Betriebsverhaltens kann durch solche Programme profitieren.

Eine immer präzisere Auslegung oder Optimierung, sowie Nachrechnung von Kraftwerksanlagen führte zur Entwicklung unterschiedlichster numerischer Berechnungsverfahren und Lösungsmethoden. [6]

Grundsätzlich kann zwischen stationärer und instationärer Prozessrechnung unterschieden werden. In **Abbildung 2.1** sind für beide Prozessrechnungsarten Anwendungsfälle dargestellt.



**Abbildung 2.1:** Grundlegender Einsatz eines Gleichungssystems und dessen Randbedingungen [1]

Da sich diese Arbeit mit der stationären Prozessrechnung beschäftigt, wird nachfolgend auf deren Methoden eingegangen.

## 2.1 Kreislaufprozessrechnung

Die Grundlage einer Kreislaufprozessrechnung ist die Darstellung des Kreislaufs in einem Wärmeschaltbild, welches über die Benutzeroberfläche des Simulationsprogramms erstellt wird. Um die größtmögliche Flexibilität in der Kreislaufprozessrechnung bezüglich vorzugebender und zu errechnender Größen und Randbedingungen zu erhalten, wird eine implizite Form des Gleichungssystems empfohlen. Des Weiteren ist vor Beginn der Simulationsrechnung die Überprüfung des aufgestellten Gleichungssystems auf dessen Lösbarkeit ratsam. [1]

### 2.1.1 Anforderungen an thermodynamische Prozessrechnungsprogramme

Die wichtigsten Anforderungen an Programme zur thermodynamischen Prozessrechnung wurden von Giglmayr [6] wie folgt zusammengefasst:

- Aufbau des Programms in Modultechnik, so dass eine Modifikation der Prozessschaltung durch Hinzufügen bzw. Entfernen von einzelnen Komponenten möglich ist
- möglichst geringe Einschränkungen hinsichtlich der Art und des Umfangs der Prozessgestaltung
- Wahlmöglichkeit für verschiedene Iterationskriterien wie z.B. elektrische Leistung, Frischdampfmassenstrom, Brennstoffmassenstrom, etc.
- stabiles Konvergenzverhalten der verwendeten Iterationsverfahren
- korrekte Simulation der Betriebszustände aller Komponenten auch bei Teillast
- Minimierung der erforderlichen Dateneingabe, besonders im Teillastfall
- Anwenderfreundlichkeit hinsichtlich des Programmieraufwands und der Fehlersuche
- Erzielung akzeptabler Rechenzeiten (wenige Minuten)
- übersichtliche Dokumentation der Berechnungsergebnisse
- Möglichkeit der gleichzeitigen Auslegungs- und Teillastrechnung verschiedener Komponenten in einem Lastfall (Erweiterung einer vorhandenen Anlage mit neu auszulegenden Komponenten in Kombination mit der Betriebscharakteristik der bestehenden Anlagenteile)

### 2.1.2 Methoden der Kreislaufprozessrechnung

Da sich analytisch exakt oder zumindest näherungsweise lösbare Gleichungen bzw. Gleichungssysteme zur Beschreibung von Vorgängen in Kraftwerken auf wenige, einfache Fälle, wie zum Beispiel die stationäre Wärmeleitung in einer Platte beschränken, ist ein numerischer

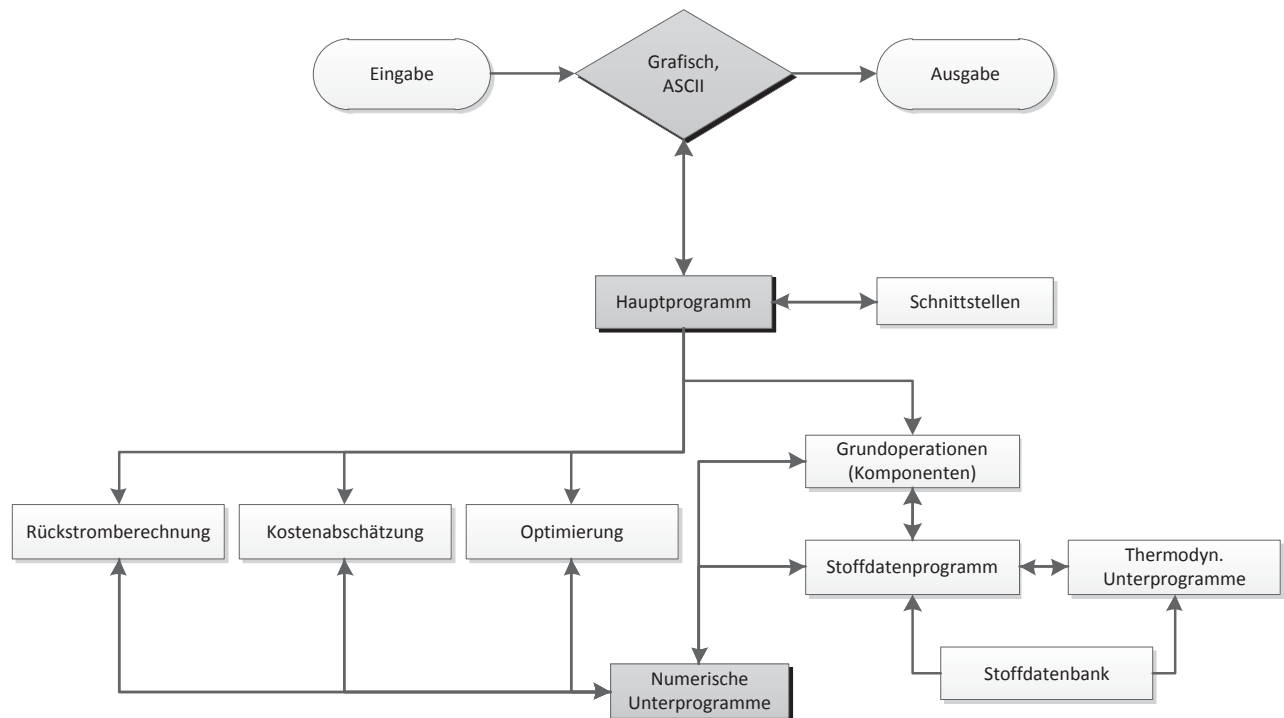
Lösungsansatz erforderlich. Hinzu kommt, dass das Lösen komplexer Fließschemata spezielle Lösungsansätze erfordert. Dazu existieren verschiedene Lösungsansätze:

- sequenziell modularer Ansatz
- simultaner Ansatz
- und eine Kombination aus beiden Ansätzen

Der *sequenziell modulare Ansatz* ist sehr verbreitet und entspricht der klassischen schrittweisen Berechnung der einzelnen Komponenten. Dieser Ansatz ist gedanklich am leichtesten nachvollziehbar, da die Berechnungsreihenfolge der Materialflussrichtung folgt. Der Gesamtprozess setzt sich aus einer Abfolge von Prozessen und Zuständen zusammen. Der jeweilige Ausgangszustand eines Prozesses ist der Eingangszustand des angrenzenden. Dies gilt ebenso für Rückführungen, welche als Schleifen iterativ gelöst werden müssen. [7]

Ein wesentlicher Vorteil dieses Ansatzes ist die Nachvollziehbarkeit des Simulationsablaufs, welcher Simulationsfehler leichter auffindbar macht. [8]

In **Abbildung 2.2** ist die prinzipielle Struktur eines sequenziell modularen Ansatzes dargestellt.



**Abbildung 2.2:** Struktur eines sequenziell modularen Programmaufbaus nach Schuler [9]

Für den *simultanen Berechnungsansatz* werden die Gleichungen des Wärmeschaltbildkreislaufs und die Verknüpfungen der einzelnen Modelle in einer Matrix zusammengefasst. Diese

Gleichungsmatrix wird in einem Schritt gelöst, wobei die Stoffdatenmodelle als eine Art Unterprogramm funktionieren. Die Berechnungsreihenfolge wird nicht wie beim sequentiell modularen Ansatz durch den Aufbau des Kreislaufs und somit durch die Materialflussrichtung bestimmt, sondern nach der mathematisch günstigsten Abfolge. [7]

Dieser Ansatz hat in der Regel ein günstigeres Konvergenzverhalten als der sequentiell modulare Ansatz, jedoch sind die Nachvollziehbarkeit und das Auffinden von Simulationsfehlern schwieriger. [8]

In **Abbildung 2.3** ist eine prinzipielle Struktur des simultanen Berechnungsansatzes abgebildet.

Die Kombination der beiden genannten Ansätze ist der *simultan modulare Ansatz*. Mit diesem Ansatz wird versucht die Vorteile von gleichungsorientierten und sequentiell modularen Programmen zu vereinen. Dabei werden in einer äußeren Schleife alle Grundoperationen einzeln mit detaillierten Modellen berechnet, die Konvergenz des Grundfließbildes jedoch in einer inneren Schleife durch Betrachtung vereinfachter Modelle erzielt. Erst mit den neu ermittelten Eingangswerten werden genaue Modelle erneut berechnet. Dies wird bis zu einer definierten Genauigkeit wiederholt. [6]

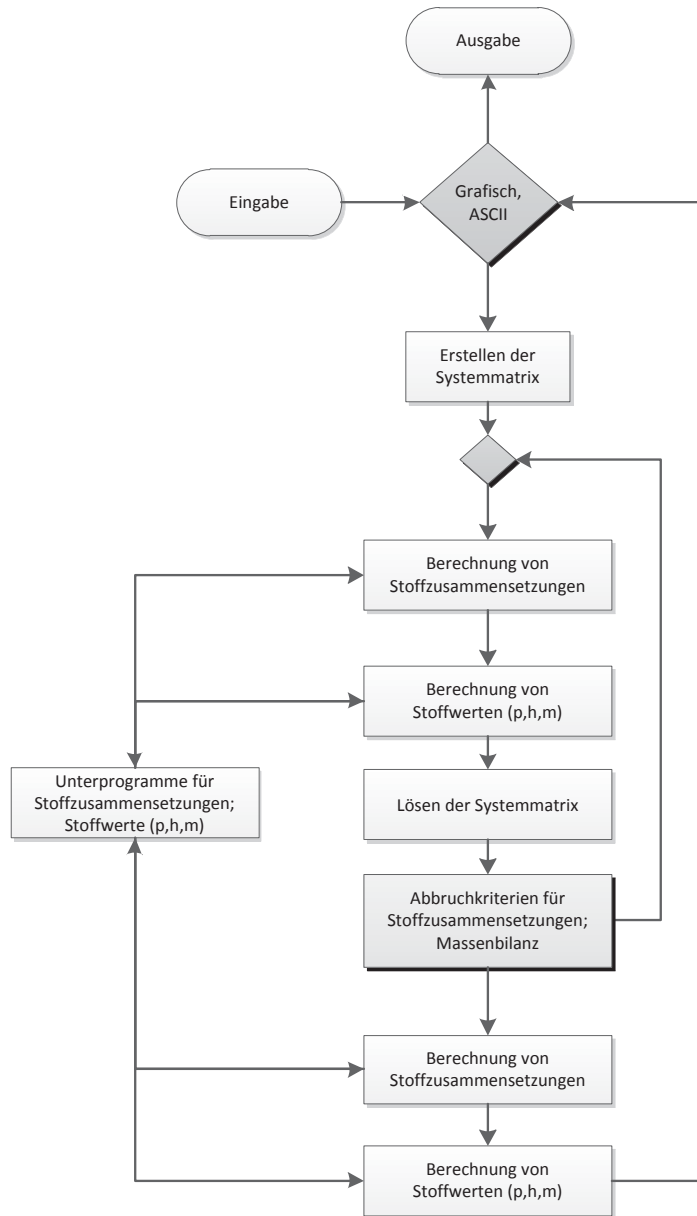


Abbildung 2.3: Struktur des simultanen Programmaufbaus nach Schuler [9]

### 2.1.3 Numerische Modelle der Kreislaufprozessrechnung

Wie eingangs in Kapitel 2.1.2 bereits angedeutet, setzen aufwendige Prozesssimulationen numerische Lösungsmodelle voraus. Zur Lösung von nichtlinearen Gleichungen müssen Annahmen getroffen werden und diese mittels iterativer Methoden soweit variiert werden, bis das Ergebnis mit vorgegebener Genauigkeit erreicht wird.

Zu diesem Zweck existiert eine Vielzahl von Rechenmodellen wie die *Intervallhalbierung*, das *Newton-Raphson-Verfahren*, die Methode der *schrittweisen Näherung* und die Methode von *Wegstein*. [6]

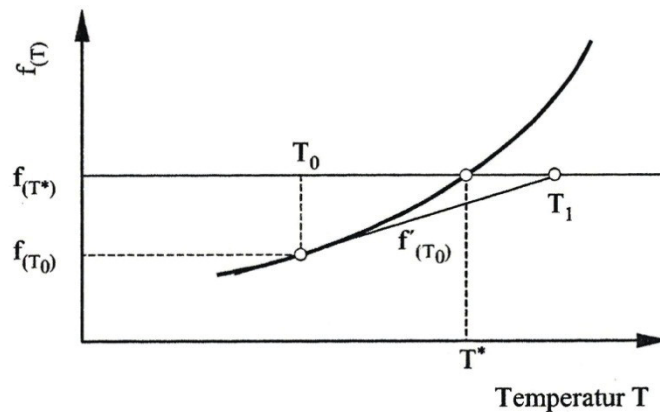


Das EBSILON Professional-Gleichungssystem wird iterativ unter Zuhilfenahme einer Newton-ähnlichen Linearisierung und Matrizen gelöst. Aus diesem Grund wird im Folgenden das Newton-Raphson-Verfahren stellvertretend für numerische Modelle der Kreislaufprozessrechnung näher betrachtet.

### 2.1.3.1 Newton-Raphson-Verfahren <sup>[6] [10] [11]</sup>

Der Lösungsansatz von Isaac Newton und Joseph Raphson ist weit verbreitet und wird in der Prozesssimulation bevorzugt verwendet, obwohl zur Berechnung der Lösung Ableitungen notwendig sind. Dies kann bei schlechten Startwerten ( $T_0$ ) oder stark nichtlinearen Funktionen zu Konvergenzproblemen führen.

Der Algorithmus benötigt zur Ermittlung der Unbekannten  $T^*$  Tangenten der Funktion  $f(T)$ . In **Abbildung 2.4** ist das Verfahren grafisch dargestellt.



**Abbildung 2.4:** Grafische Darstellung des Newton-Raphson Methode [1]

Als anschauliches Beispiel wird die Berechnung der Verbrennungstemperatur  $T^*$  aus der spezifischen Enthalpie  $h_{RG}$  des Rauchgases laut Gleichung 2-1 gewählt. Da die spezifische Wärmekapazität  $c_{p,m,k(T)}$  temperaturabhängig ist, muss die Lösung iterativ erfolgen.

$$f(T) = h_{RG} = T^* \times \sum_{k=1}^k x_k \times c_{p,m,k(T)} \quad (2-1)$$

Im ersten Schritt wird der Startwert  $T_0$  gewählt und die Funktion an dieser Stelle ausgewertet. Als nächstes wird die Steigung  $f'(T_0)$  der Tangente im Punkt  $T_0$  ermittelt. Aus **Abbildung 2.4** ist die Gleichung 2-2 ersichtlich.

$$f'(T_0) = \left( \frac{df}{dT} \right)_{(T_0)} = \frac{-f(T_0)}{T_1 - T_0} \quad (2-2)$$

Gleichung 2-2 lässt sich umformen und  $T_1$  explizit darstellen. Dies ist in Gleichung 2-3 dargestellt.

$$T_1 = T_0 - \frac{-f(T_0)}{f'(T_0)} \quad (2-3)$$

$T_1$  ist der neue Schätzwert, bzw. Startwert. Ist die Funktion  $f(T)$  eine unstetige Funktion, so kann es zu Konvergenzproblemen kommen, wenn eine horizontale Tangente ( $f'(T_0) = 0$ ) ermittelt wurde, da es keinen weiteren Schätzwert geben würde.

Gleichung 2-3 wird in allgemein gültiger Form in Gleichung 2-4 dargestellt.

$$T_{n+1} = T_n - \frac{-f(T_n)}{f'(T_n)} \quad (2-4)$$

- $T_{n+1}$  ... .. neuer Schätzwert
- $T_n$  ... .. alter Schätzwert
- $f(T_n)$  ... .. Wert der Funktion an der Stelle  $T_n$
- $f'(T_n)$  ... .. Wert der Steigung der Funktion an der Stelle  $T_n$

Sollte die Funktion sehr komplex sein oder gar keine geschlossene Lösung für  $f'$  gefunden werden können, muss mit einer numerischen Näherung für  $f'$  gearbeitet werden. Eine Möglichkeit der numerischen Näherung ist in Formel 2-5 dargestellt.  $\Delta T$  stellt dabei eine kleine Veränderung des Schätzwertes dar. Wird die Ableitung durch einen Differenzquotienten ersetzt, spricht man von einem diskreditierten Newton-Verfahren.

$$f' = \frac{f(T+\Delta T) - f(T)}{\Delta T} \quad (2-5)$$

Dieser Algorithmus kann sehr leicht zur Ermittlung mehrerer Unbekannter erweitert werden. Als Beispiel dienen die beiden Funktionen  $f_1(x_1, x_2) = 0$  und  $f_2(x_1, x_2) = 0$ , welche beide die Variablen  $x_1$  und  $x_2$  enthalten. Die Funktionen werden um den Punkt  $(x_{1,n}, x_{2,n})$  in einer Taylor-Reihe entwickelt und nach dem linearen Glied abgebrochen. Dies ist in Gleichung 2-6 und Gleichung 2-7 dargestellt.

$$f_1(x_{1,n+1}, x_{2,n+1}) = f_1(x_{1,n}, x_{2,n}) + \left( \frac{\partial f_1}{\partial x_1} \right)_{(x_{1,n}, x_{2,n})} \times (x_{1,n+1} - x_{1,n}) + \left( \frac{\partial f_1}{\partial x_2} \right)_{(x_{1,n}, x_{2,n})} \times (x_{2,n+1} - x_{2,n}) \quad (2-6)$$

$$f_2(x_{1,n+1}, x_{2,n+1}) = f_2(x_{1,n}, x_{2,n}) + \left( \frac{\partial f_2}{\partial x_1} \right)_{(x_{1,n}, x_{2,n})} \times (x_{1,n+1} - x_{1,n}) + \left( \frac{\partial f_2}{\partial x_2} \right)_{(x_{1,n}, x_{2,n})} \times (x_{2,n+1} - x_{2,n}) \quad (2-7)$$

Um zwei neue Werte  $x_{1,n+1}$  und  $x_{2,n+1}$  zu erhalten, werden die beiden Funktionen  $f_1(x_{1,n+1}, x_{2,n+1})$  und  $f_2(x_{1,n+1}, x_{2,n+1})$  Null gesetzt, wie in den Gleichung 2-8 und Gleichung 2-9 beschrieben.

$$x_{1,n+1} = x_{1,n} + \frac{f_2 \times (\partial f_1 / \partial x_2) - f_1 \times (\partial f_2 / \partial x_2)}{(\partial f_1 / \partial x_1) \times (\partial f_2 / \partial x_2) - (\partial f_1 / \partial x_2) \times (\partial f_2 / \partial x_1)} \quad (2-8)$$

$$x_{2,n+1} = x_{2,n} + \frac{f_2 \times (\partial f_1 / \partial x_1) - f_1 \times (\partial f_2 / \partial x_1)}{(\partial f_1 / \partial x_2) \times (\partial f_2 / \partial x_1) - (\partial f_1 / \partial x_1) \times (\partial f_2 / \partial x_2)} \quad (2-9)$$

Dazu ist es notwendig für jeden Iterationsschritt vier partielle Ableitungen analytisch oder numerisch an den Stellen  $x_{1,n}$  und  $x_{2,n}$  zu lösen. Gleichung 2-6 und Gleichung 2-7 können in kompakter Form als Matrix, wie in Gleichung 2-10, dargestellt werden.

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \end{bmatrix} \quad (2-10)$$

$$\Delta x_1 = x_{1,n+1} - x_{1,n} \quad \Delta x_2 = x_{2,n+1} - x_{2,n}$$

Die 2x2-Matrix in Gleichung 2-10 wird auch JAKOBI-Matrix, oder Tangentenmatrix genannt. Alle Terme in der JAKOBI-Matrix sind für jede Iteration konstante Größen, sodass  $\Delta x_1$  und  $\Delta x_2$  durch Umstellen der Gleichung 2-10 ermittelt werden können, wobei  $J^{-1}$  die Inverse der JAKOBI-Matrix darstellt.

$$\begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \end{bmatrix} = J^{-1} \times \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \end{bmatrix} \quad (2-11)$$

Bei großdimensionierten Problemen, das heißt bei einer hohen Dimension der JAKOBI-Matrix, ist es sinnvoll die Inverse der JAKOBI-Matrix nicht direkt, sondern lediglich angenähert zu berechnen, da beim Newton-Verfahren ein großer Anteil des numerischen Aufwands darin besteht, die JAKOBI-Matrix in jedem Schritt neu zu berechnen. Dieses Verfahren wird *Quasi-Newton-Verfahren* genannt.

## 3 EBSILON Professional

EBSILON Professional ist eine Software zur Simulation von thermodynamischen Prozessen und dient der Anlagenplanung, -auslegung und -optimierung. Durch die hohe Flexibilität des Systems und die Allgemeingültigkeit des Lösungsansatzes können beliebige thermodynamische Prozesse modelliert werden.

### 3.1 Geschichte von EBSILON Professional

Das thermodynamische Prozessberechnungsprogramm EBSILON wurde von Janicka an der Technischen Universität Darmstadt als Server-Programm entwickelt. Durch die Implementierung einer grafischen Oberfläche wurde die Möglichkeit geschaffen das Programm kommerziell zu vertreiben. Die Oberfläche und der Berechnungsteil wurden mit der Salford Fortran Entwicklungsumgebung für DOS realisiert, welche im Jahr 2000 durch eine Windows-Oberfläche ergänzt wurde. Das Einbringen neuer Bauteile und Erweiterungen, sowie die stetige Weiterentwicklung der grafischen Oberfläche und ihrer Möglichkeiten wurden zu einem kontinuierlichen Prozess. [6]

Die aktuell verfügbare Version ist mit April 2013 EBSILON Professional 10.03.

### 3.2 Funktionsweise von EBSILON Professional

Der EBSILON Professional-Kernel verwendet die topologischen Informationen und die spezifischen Eingaben der Komponenten um ein (in der Regel nicht-lineares) Gleichungssystem aufzustellen. Dieses Gleichungssystem wird iterativ unter Zuhilfenahme einer Newton-ähnlichen Linearisierung in Form von Matrizen gelöst. [12]

Die Berechnung endet, sobald entweder

- die Änderungen des Simulationsergebnisses kleiner sind als das eingegebene Limit oder
- die maximale Anzahl von Iterationen erreicht ist.

### 3.2.1 Rechenmodell

Bei EBSILON Professional kommt zur Lösung des Gleichungssystems ein simultaner (gleichungsorientierter) Ansatz zur Anwendung. Dieser vereinigt die Gleichungen für die Verknüpfung des Schaltbilds und der Komponentenmodelle in einer meist schwach besetzten Matrix, welche anschließend simultan gelöst wird. Stoffeigenschaften sowie Phasengleichgewichte werden in Unterprogrammen berechnet.

Hauptvorteil eines simultanen Rechenmodells gegenüber einer sequentiell modularen Strategie ist das bessere Konvergenzverhalten. Dies wird durch eine geeignete Zerlegung der Systemvariablen in einer mathematisch günstigen, nicht durch das Schaltbild vordefinierten Reihenfolge erreicht.

Die Vor- bzw. Nachteile eines simultanen Ansatzes gegenüber einem sequenziellen Ansatz sind laut Giglmayr [6]:

#### **Vorteile**

- gutes Konvergenzverhalten bei Anlagen mit vielen Rückführungen
- bei Optimierungen
- hohes Maß an Flexibilität: es können wahlweise Eingangs- oder Ausgangsgrößen festgelegt werden

#### **Nachteile**

- der Lösungsalgorithmus bewegt sich auf einer rein mathematischen, abstrakten Ebene
- entspricht nicht der sequentiellen, komponentenbezogenen Denkweise des Ingenieurs

## 3.3 Komponenten in EBSILON Professional

In diesem Kapitel wird auf jene Komponenten in EBSILON Professional eingegangen, welche keine Standardkomponenten darstellen und für diese Arbeit eine besondere Bedeutung mit sich bringen. Insgesamt gibt es in der für diese Arbeit verwendeten Version 10.03 125 Standardkomponenten aus denen die Kraftwerksschaltung zusammengestellt werden kann.

Für alle Komponenten gilt, dass sie über die Massen-, Energie- und Druckerhaltungssätze beschrieben werden. Weitere Gleichungen sind zur Beschreibung des Teillastverhaltens notwendig.

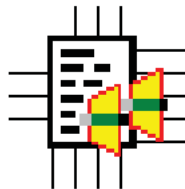
### 3.3.1 Leitung / Pipeline

Objekte des Types „Pipeline“ werden zur Verknüpfung der Beziehung zwischen Komponenten verwendet. Es handelt sich dabei um eine thermodynamisch ideale Verbindung zwischen zwei Komponenten zur Übertragung thermodynamischer Eigenschaften wie Druck, Enthalpie, Massenstrom und Zusammensetzung. Der Leitungstyp (fluid type) bestimmt das Medium und definiert gemäß welchen Stoffdaten die weiteren thermodynamischen Größen wie Temperatur, Volumenstrom und Energiefluss aus den Größen Druck, Enthalpie, Massenstrom und Zusammensetzung errechnet werden. [12]

### 3.3.2 Komponente 93 – Kernel Skripting

Die Komponente 93 ermöglicht das Erstellen benutzerdefinierter Komponenten mit Hilfe von Skripten, basierend auf der Programmiersprache EbsScript. Skripten, welche in der Komponente 93 gespeichert sind, haben die Besonderheit, dass diese jede Iteration während der Lösung des Gleichungssystems aufgerufen werden.

In **Abbildung 3.1** ist das Symbol der Komponente 93 abgebildet. Auf der linken und der oberen Seite befinden sich insgesamt 6 Eingänge und an der rechten und der unteren Seite insgesamt 9 Ausgänge, welche vom Benutzer frei belegt werden können.

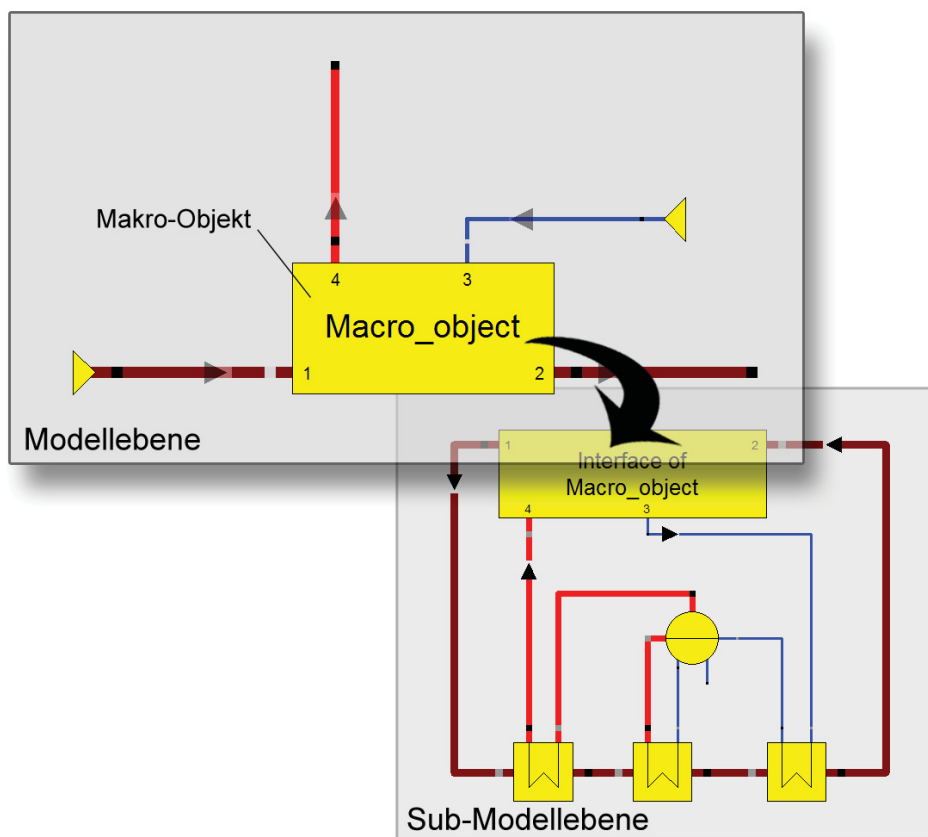


**Abbildung 3.1:** Symbol der Komponente 93 - Kernel Skripting

### 3.3.3 Makro

Ein Makro ist keine Komponente im Sinne eines eigenständigen Bauteils. Vielmehr besteht es aus einer Zusammenfassung einzelner Komponenten zu einer Art Blackbox. Komponenten werden in einem Makro verschaltet und abgespeichert.

In **Abbildung 3.2** ist ein Makroobjekt und dessen Interface samt Verschaltung mit jeweils einer Wasser-, Dampf- und zwei Rauchgasleitungen (Pipeline) abgebildet. Es können beliebig viele Input- und Output-Leitungen vorhanden sein und an der Makrooberfläche angeordnet werden.



**Abbildung 3.2:** Beschaltung eines Makros und dessen Interface über Modell- und Sub-Modellebene

Neben der Einbindung von Submodellen bietet ein Makro die Möglichkeit Skripts vor oder nach einer Simulation aufzurufen, um Daten für die Simulationsrechnung vor- oder nachzubereiten. Das Aufrufen von Skripten während der Simulationsrechnung ist, im Gegensatz zu Bauteil 93, durch ein Makro nicht möglich.



### 3.4 Stoffwerte

EBSILON Professional enthält Bibliotheken für folgende Stoffeigenschaften:

- Wasser / Dampf
- Luft / Rauchgas
- gasförmige Brennstoffe
- Rohgase
- feste Brennstoffe ("Kohle")
- flüssige Brennstoffe ("Öl")
- benutzerdefinierte Flüssigkeit (einphasig, mit Angabe des cp-Polynoms)
- benutzerdefiniertes 2-Phasen-Fluid
- Salzwasser
- binäre Mischungen (Ammoniak / Wasser, Wasser / Lithiumbromid)
- Thermoflüssigkeiten (thermische Öle, geschmolzenes Salz)

#### 3.4.1 Wasser / Dampf

Die derzeit für die Industrie gültige Formulierung für die thermodynamischen Eigenschaften des Wassers und Dampfes, die IAPWS-IF97, hat die IFC-67 im Jahr 1997 als Standard ersetzt. Dabei wird eine ständige Weiterentwicklung durch *die International Association for the Properties of Water and Steam* koordiniert. Dieses als Industriestandard IAPWS-IF97 bezeichnetes Gleichungssystem wurde von Wagner und Kruse beschrieben und zur Erstellung von Tafeln der Zustandsgrößen verwendet. [13]

Es gibt einige wichtige Vorteile, die IAWPS-IF97 gegenüber der alten industriellen Formulierung IFC-67 hat: [14]

- Verbesserte Übereinstimmung an den interregionalen Grenzen
- Bessere Vereinbarung mit der wissenschaftlichen Formulierung IAWPS 95
- Verbesserte Berechnungs-Geschwindigkeit

Für die Stoffdaten von Wasser / Dampf stehen beide Bibliotheken zur Verfügung, die IFC-67, sowie die IAPWS-IF97. Auf die Bibliothek IFC-67 wird lediglich für ältere Projektversionen zugegriffen. Für neu angelegte Modelle sollte die Bibliothek IAPWS-IF97 verwendet werden.

Der Gültigkeitsbereich erstreckt sich dabei von 0 bis 800 °C und von 0,01 bis 1000 bar für den IFC-67-Standard, sowie für einen Temperaturbereich von 0 bis 2000 °C bei Drücken von 0.01 bis 100 bar für IAPWS-IF97. [12]

### **3.4.2 Luft / Abgas**

Für die Stoffdatenberechnung von Luft bzw. Abgasen kann auf drei verschiedene Bibliotheken zurückgegriffen werden:

- FDBR: Einsatz des  $c_p$ -Polynom von FDBR
- VDI: Die Verwendung von Stoffdaten gemäß der VDI-Richtlinie 4670 für ideale Gase
- Reale Gase: Berücksichtigung der Druckabhängigkeit

In der vorliegenden Version von EBSILON Professional wird jeweils eine ideale Mischung der individuellen Gase errechnet, auch im Modus "Reale Gase".

### **3.4.3 Gasförmige Brennstoffe**

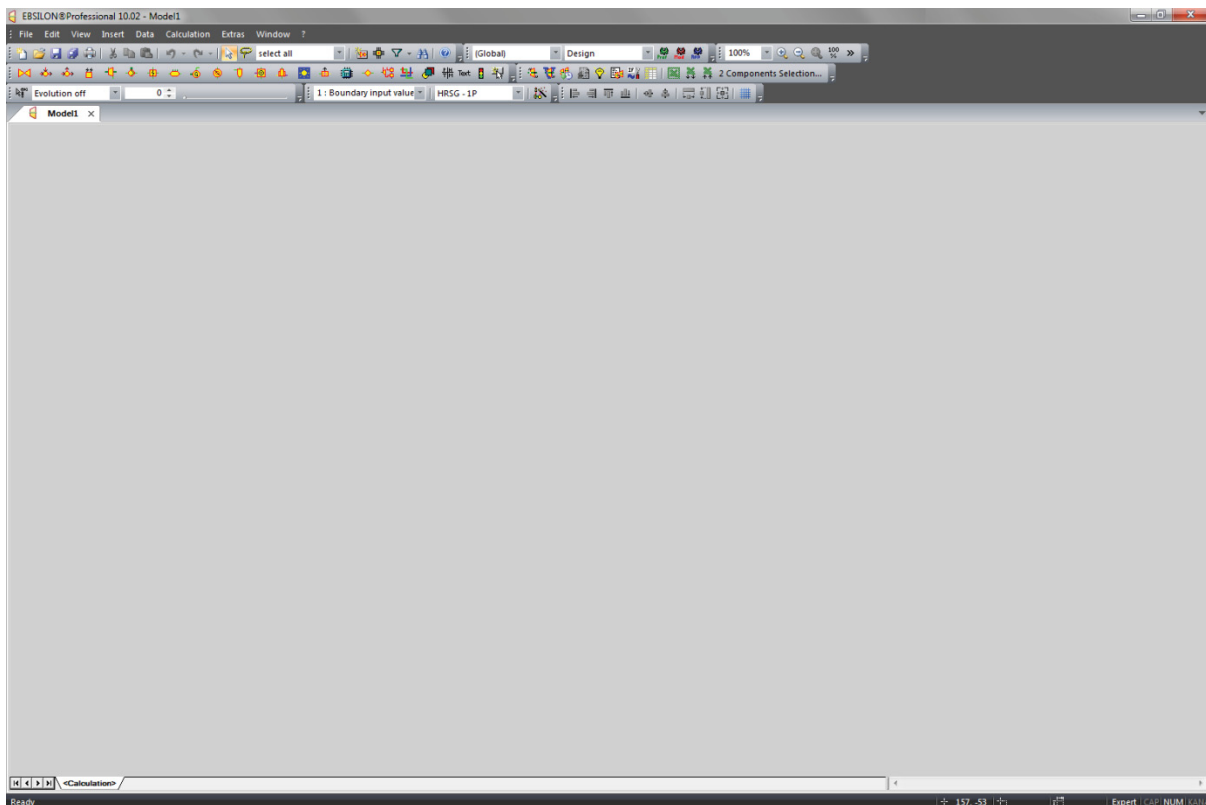
Die Bibliothek und Berechnung von gasförmigen Brennstoffen unterscheidet sich von jener von Luft / Abgas lediglich um die Anzahl der angebotenen Spezies und die REFPROB-Bibliothek.

Seit der Version 8 ist die REFPROB-Bibliothek fixer Bestandteil von EBSILON Professional. [12]

Die Reference Fluid Properties (REFPROP) ist ein Programm, welches vom National Institute of Standards and Technology (NIST) entwickelt wurde und in Form von dynamischen Bibliotheken (DLL) in EBSILON Professional integriert ist. Es stellt thermodynamische Eigenschaften unter anderem für Kältemittel und Kohlenwasserstoffverbindungen dar. Mit REFPROP können aus der Angabe zweier unabhängiger Größen alle thermodynamischen Größen dieses Zustandes ermittelt werden. [15]

### 3.5 Grafische Oberfläche von EBSILON Professional Version 10

Die Grafische Oberfläche von EBSILON Professional ist neben dem EBSILON Professional-Kernel das Herzstück von EBSILON Professional und dient der Bereitstellung simulationsnotwendiger Daten, wie der Verschaltung von Komponenten und der Simulationsrandbedingungen. In **Abbildung 3.3** ist die Benutzeroberfläche abgebildet.



**Abbildung 3.3:** Grafische Oberfläche von EBSILON Professional Version 10.03

Die grafische Benutzeroberfläche von EBSILON Professional basiert auf der Microsoft Foundation Class Library (MFC) und unterstützt die bekannten Standard-Funktionen von Windows-Programmen. Sie ist in einer Dokument / View-Architektur designt, wie es aus MS Office Programmen bekannt ist. [12]

## 4 Kraftwerksklassifizierung

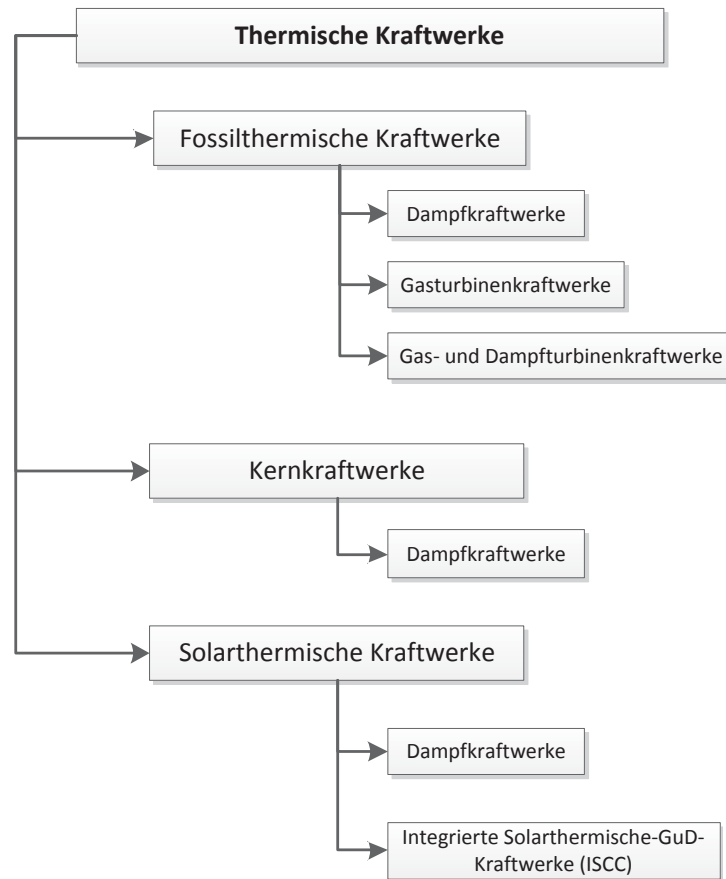
Die großtechnische Umwandlung von Primärenergie in elektrische Energie, oft als Erzeugung elektrischer Energie bezeichnet, erfolgt in Kraftwerken. Abhängig von der eingesetzten Primärenergie unterscheidet man zwischen

- Thermischen Kraftwerken
- Wasserkraftwerken
- erneuerbaren Technologien

Kernkraftwerke sind zwar grundsätzlich auch thermische Kraftwerke, unterscheiden sich aber wesentlich in der Natur ihrer Primärenergie und der Art der Dampferzeugung. Sie können daher auch als eigenständige Kraftwerkstechnologie behandelt werden.

Thermische Kraftwerke und Wasserkraftwerke zeichnen sich gegenüber den erneuerbaren Technologien (ausgenommen sind holz-, oder biogasbefeuerte Anlagen) dadurch aus, dass sie deterministisch verfügbar sind. Das heißt sie sind im Rahmen der Kraftwerkseinsatzplanung 24 h rund um die Uhr mit ihrer vollen Leistung verlässlich plan- bzw. einsetzbar. [16]

In dieser Arbeit werden thermische Kraftwerke behandelt. Eine weitere Einteilung thermischer Kraftwerke erfolgt nach Art des Prozesses und ihrem Einsatz in Verbundnetzen und wird in **Abbildung 4.1** dargestellt. [17]



**Abbildung 4.1:** Einteilung thermischer Kraftwerke nach der Art des Prozesses

In dieser Arbeit liegt der Schwerpunkt auf fossilthermischen Kraftwerken, insbesondere Gas- und Dampfturbinenkraftwerken.

Weiter kann nach dem Einsatz im Verbundnetz zwischen folgenden Kraftwerkstypen anhand ihrer jährlichen Einsatzdauer unterschieden werden:

- Grundlastkraftwerke
- Mittellastkraftwerke
- Spitzenlastkraftwerke
- Reservekraftwerke

*Grundlastkraftwerke* sind Kraftwerke welche im Dauerbetrieb die Grundversorgung eines bestimmten Gebiets mit elektrischer Energie deckt. Dafür werden vorzugsweise Braunkohle- und Kernkraftwerke zum Einsatz gebracht. [18]

Thermische Grundlastkraftwerke haben lange Anfahrzeiten bis sie ihre volle Leistung erreicht haben und sind praktisch ständig mit derselben Leistung in Betrieb. Ein Grundlastkraftwerk weist in der Regel mehr als 7000 Vollaststunden pro Jahr auf. [17]

*Mittellastkraftwerke* sind während einer hohen Netzbelastung in Betrieb und werden gewöhnlich während der Nacht und an arbeitsfreien Tagen abgeschaltet. Sie weisen meist zwischen 4500 und 5500 Volllaststunden pro Jahr auf. [17]

*Spitzenlastkraftwerke* dienen der Abdeckung von Lastspitzen. Sie weisen eine geringe Anfahrzeit von wenigen Minuten auf und die Anzahl von Volllaststunden pro Jahr bewegt sich unterhalb von 1250 h. [17]

*Reservekraftwerke* sind meist ältere Kraftwerksblöcke welche in Betrieb genommen werden, wenn andere Kraftwerke sich in Revision befinden, oder ausfallen. Auch der zunehmende Anteil erneuerbarer Technologien erfordert das temporäre Zuschalten von Reservekraftwerken zur Stabilisierung des Netzes.

## **4.1 Fossilthermische Kraftwerke – Dampfkraftwerke**

Die Entwicklung der Dampfkraft lässt sich laut Strauß [19] geschichtlich grob in fünf Abschnitte teilen. Der erste Abschnitt dauerte bis ca. 1900. Davor wurden hauptsächlich händisch befeuerte Rauchrohrkessel und Kolbendampfmaschinen eingesetzt. Es wurden Leistungen von bis zu 5 MW, Dampfdrücke von 15 bar und Temperaturen von 300 °C erreicht. Der Wirkungsgrad der Maschinen lag um 5 %.

Während der Zeit von 1900 bis 1925 kamen Steilrohrkessel mit bewegten Rosten zur Anwendung und konnten Frischdampfparameter von 40 bar und 425 °C erzielen, wobei der Wirkungsgrad auf 20 % gesteigert werden konnte.

Die Einführung der Kohlestaubfeuerung in den 30er Jahren läutete den dritten Abschnitt ein. Es konnten Frischdampfdrücke von 120 bar und Frischdampftemperaturen von 525 °C erreicht werden. Dadurch stieg der Wirkungsgrad auf bis zu 35 %.

Die Feuerung war ab diesem Zeitpunkt nicht der leistungsbegrenzende Teil der Anlage, sondern der Wasser-Dampfprozess. Die Einführung der sogenannten Zwangsdurchlaufschaltung führte zur Aufhebung der Leistungsbeschränkung durch die Kesselanlage. Die Frischdampfdrücke und -temperaturen liegen in Bereichen von 250 bar und 560 °C. Dies entspricht überkritischen Zuständen und führt zu Wirkungsgraden bis zu 43 %.

Der fünfte Abschnitt begann im Jahr 1975, als der Umweltschutz immer wichtiger wurde. Bei den Turbinen und Generatoren ist man im Grunde genommen an der Entwicklungsendphase angekommen. Leistungs- und effizienzsteigernd wirkt sich im Bereich der Feuerung bzw. des Kessels der Einsatz von austenitischen statt ferritischen Stählen aus.

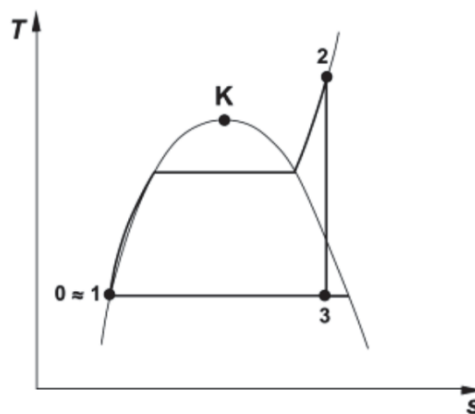
Mit der Jahrtausendwende begann der zurzeit letzte Abschnitt. Eingeläutet wurde dieser mit der Inbetriebnahme des ersten Braunkohleblocks mit optimierter Anlagentechnik (BoA) mit Dampfparametern von 275 bar und 580 °C und einem Wirkungsgrad von über 43 %. [20]

Die Erfahrungen aus dieser Anlage flossen in die Errichtung der BoA-Blöcke 2 und 3 des Kraftwerksstandortes Neurath welches für nochmals erhöhte Dampfparameter von 272 bar und 600 °C ausgelegt wurde. [21]

Aufbauend auf BoA-Kraftwerken findet eine Weiterentwicklung im Bereich der Braunkohlekraftwerke statt. Mit der BoA-Plus-Technik soll die Nutzung einer Wirbelschicht-Trocknung zur Kohlevortrocknung durch interne Abwärmenutzung auf niedrigem Temperaturniveau eingeführt werden und den Wirkungsgrad weiter steigern [22]

#### 4.1.1 Allgemeine Funktionsweise eines Dampfkraftwerks

Die in Großkraftwerken zur Verstromung eingesetzten Primärenergien sind hauptsächlich Braun- und Steinkohle. In Industrieanlagen kommen auch flüssige oder gasförmige Energieträger zum Einsatz. Die Primärenergieträger werden genutzt, indem die aus der Verfeuerung stammende Wärme mit Hilfe eines Kreisprozesses in Form eines Clausius-Rankine-Prozesses in Arbeit umgewandelt wird, welcher in einer idealisierten Form in **Abbildung 4.2** dargestellt ist.



**Abbildung 4.2:** Clausius-Rankine-Prozess im T,s-Diagramm [23]

Das Speisewasser wird zwischen den Punkten 0 und 1 verdichtet. Die Isentrope Verdichtung hat eine zu geringe Temperaturerhöhung zur Folge, als dass diese im Diagramm ersichtlich wäre. Der Energieeintrag aus der Feuerung geschieht zwischen den Punkten 1 und 2. Dabei werden drei Phasen in dem Wärmeaustausch durchlaufen.

In der ersten Phase wird das verdichtete Speisewasser durch Wärmetauscher ohne Phasenwechsel geleitet, was zu einer Erhöhung der Wassertemperatur führt.

In der zweiten Phase durchläuft das Wasser den Schritt der Verdampfung, welche bei Sattdampf Temperatur geschieht.

In der letzten und dritten Phase des Energieeintrags in das Arbeitsmedium durchströmt der erzeugte Dampf Überhitzer, welche die Temperatur über die Siedetemperatur anheben.

Die Arbeitsabgabe erfolgt zwischen den Punkten 2 und 3 durch das Abarbeiten der im Dampf enthaltenen Energie in einer Dampfturbine. Nach der Rückkühlung des Arbeitsmediums zwischen den Punkten 3 und 0 ist der Kreislauf geschlossen.

## 4.2 Fossilthermische Kraftwerke - Gasturbinenkraftwerke

Die Einführung von Gasturbinen in die Kraftwerksindustrie in den späten 1940ern war eine Revolution der fossil befeuerten Kraftwerke. Zwanzig Jahre später hatten sich Gasturbinen in einem immer schneller wachsenden Markt etabliert. Seit den späten 1990er Jahren haben Gasturbinen durch verschiedenste Anwendungen und Typen einen entscheidenden Anteil an der Kraftwerkslandschaft. [24]

Die einfachste Form eines Gasturbinenkraftwerks besteht aus einem Turboverdichter, einer Brennkammer, der eigentlichen Turbine und dem Generator. In der heute bevorzugten Bauform werden die Gasturbinen und der zugehörige Generator als Einwellenmaschinen ausgeführt [19]

Bei Erdgas-gefeuerten Turbinen lag die maximale Turbineneintrittstemperatur im Jahr 1975 noch bei 900 °C, 1980 bei 1060 °C und 1990 bei 1100 °C. [21] Im Jahr 2010, 20 Jahre später, sind durch Schaufelkühlsysteme maximale Gastemperaturen bis 1500 °C möglich. Dies führt zu Schaufeltemperaturen von 900 bis 1050 °C. [25] Eine Steigerung der Gastemperatur und somit der mittleren Temperatur des Energieeintrages ist im Sinne des Carnot-Kreisprozesses Wirkungsgrad steigernd.

Moderne Erdgas-gefeuerte Gasturbinen erreichen Wirkungsgrade zwischen 35 % und 42 %. Die technische Arbeit bzw. der Wirkungsgrad kann dabei durch eine Steigerung des Eintrittsdrucks in die Turbine erhöht werden. Die höchsten Wirkungsgrade werden dabei durch eine zweistufige Verbrennung und Entspannung erreicht. [17]

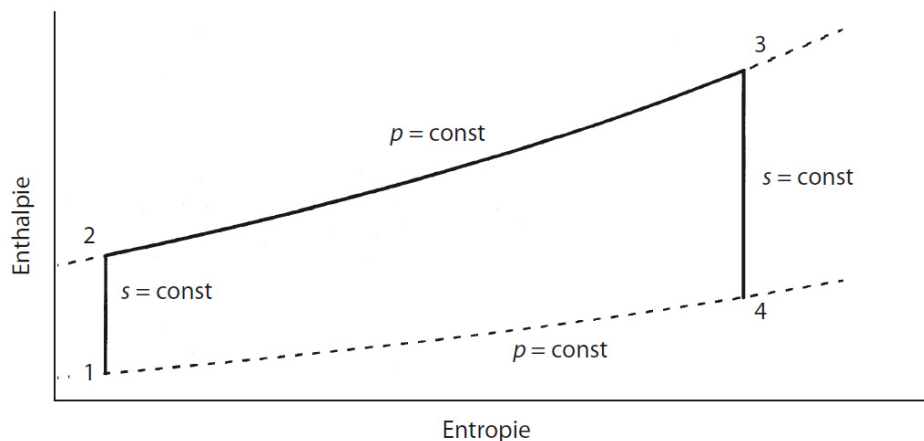
Gasturbinenkraftwerke werden aufgrund ihrer hohen Leistungsdichte, aber vor allem wegen ihrer Schnellstartfähigkeit zur kurzfristigen Spitzenlastabdeckung eingesetzt. Anfahrzeiten von 5 min bis



Nenn Drehzahl und Leistungsgradienten von 30 MW/min sind typisch und können ohne Beeinträchtigung der Gasturbinenlebensdauer erreicht werden. [26]

#### 4.2.1 Allgemeine Funktionsweise eines Gasturbinenkraftwerkes

Um die Funktionsweise eines Gasturbinenkraftwerks zu erläutern wird auf einen idealen Vergleichsprozess zurückgegriffen. Es handelt sich dabei um den offenen Joule-Prozess, oder auch Brayton-Prozess genannt, welcher zur Darstellung des Prozessschemas einer Gasturbine in **Abbildung 4.3** dient.



**Abbildung 4.3:** Offener Joule-Prozess [26]

Die Verdichterstufe saugt Luft aus der Umgebung an und verdichtet diese auf ein Vielfaches des Umgebungsdrucks. Dies wird in **Abbildung 4.3** durch die isentrope Enthalpieerhöhung von Punkt 1 bis 2 dargestellt.

Die verdichtete Luft wird in die Brennkammer geleitet und verbrennt dort mit dem zugeführten Brennstoff unter konstantem Druck. Die Massenströme sind dabei so abgestimmt, dass eine zulässige Temperatur am Eintritt in die Turbine, dargestellt durch Punkt 3, nicht überschritten wird.

In der Turbine wird das heiße Rauchgas auf Umgebungsdruck entspannt und verlässt als Abgas die Maschine. Eine Arbeitsabgabe geschieht von Punkt 3 zu Punkt 4.

#### 4.2.2 Gasturbinenkraftwerkstypen

Gasturbinenkraftwerke werden in zwei Gruppen unterteilt. Zum einen gibt es die schweren, stationären Bauarten, welche ausschließlich zum Zwecke der Erdgasverstromung bzw. zur Erzeugung von Wärme entwickelt wurden.

Zum anderen gibt es die Aero-Derivative, welche ursprünglich aus Strahltriebwerken hervorgegangen sind und häufig zur Abdeckung von Spitzenlasten eingesetzt werden. Insbesondere ist hier das europäische Flugtriebwerk Trent von Rolls Royce zu nennen, das einen Großteil der Boeing-777-Flotte antreibt. [26] In stationären Anwendungen erzeugt dieses Triebwerk je nach Ausführung zwischen 52 und 64 MW Leistung. [27]

### **4.3 Gas- und Dampfturbinenkraftwerke**

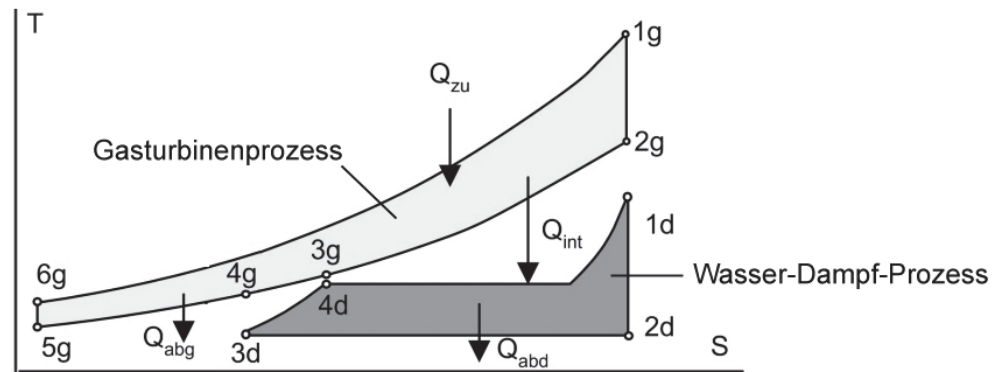
Gas- und Dampfturbinenkraftwerke, kurz GuD-Kraftwerke, unterscheiden sich von Gasturbinenkraftwerken durch die Nutzung des heißen Gasturbinenabgases. Die Wärme aus den heißen Abgasen wird in einem Abhitzeessel zur Erzeugung von Hochdruckdampf genutzt, welcher in einer nachgeschalteten Dampfturbine zusätzlichen Strom erzeugt. So werden zwei der zuvor in Kapitel 4.1 und Kapitel 4.2 behandelten Prozesse, der Clausius-Rankine-Prozess und der Joule-Prozess, miteinander kombiniert.

Der Gasturbinen- und Dampfprozess können auf vielfältige Art miteinander kombiniert und verschaltet werden. Daher ist es notwendig, diese Arbeit auf die Betrachtung von Erdgas-befeuerten GuD-Kraftwerksanlagen zur primären Erzeugung elektrischer Energie zu beschränken.

Trotz der getroffenen Einschränkung existiert eine Vielzahl an Möglichkeiten von GuD-Kraftwerkstypen. Dies wird spätestens in Kapitel 5 durch die Auflistung benötigter Module zu deren Darstellung ersichtlich.

#### **4.3.1 Funktionsweise von Erdgas-befeuerten GuD-Kraftwerksanlagen**

Wie eingangs beschrieben, stellt der GuD-Prozess die Kombination eines Clausius-Rankine-Prozesses und Joule-Prozesses dar. Diese Kombination soll an einer vereinfachten Darstellung in einem T,s-Diagramm (**Abbildung 4.4**) erläutert werden.



**Abbildung 4.4:** Vereinfachte Darstellung eines Eindruck-GuD-Prozesses in einem T,s-Diagramm [28]

Von 5g bis 6g findet eine isentrope Verdichtung der Gasturbinenansaugluft statt. Das verdichtete Brennstoff / Luft-Gemisch gibt von 6g zu 1g seinen Energieinhalt in Form einer Verbrennung mit anschließender Temperatur- und Druckerhöhung an die Gasturbine ab.

Zwischen 1g und 2g findet eine isentrope Expansion der heißen Gasturbinenrauchgase auf nahezu Umgebungsdruck statt.

Von Punkt 2g bis 4g kühlt das Gasturbinenabgas durch Wärmeübertragung in den Wasser-/Dampfkreislauf des Abhitzekeessels ab, wobei der Wasser-/Dampfkreislauf zwischen Punkt 3d und 1d diese Wärmemenge aufnimmt, das Speisewasser erwärmt, anschließend verdampft und den Sattdampf bis 1d überhitzt.

Im Gasturbinenabgas enthaltene Restwärme (4g bis 5g) wird über den Kamin des Abhitzekeessels in die Umgebung als Wärmeverlust entlassen.

Der zwischen 3d und 1d erzeugte Hochdruckdampf wird von 1d bis 2d in einer Dampfturbine abgearbeitet, von 2d bis 3d auf konstantem Temperaturniveau kondensiert und steht als Speisewasser in Punkt 3d wieder dem Kreislauf zur Verfügung.

Der Vorteil einer hohen Temperatur der Wärmezufuhr in der Brennkammer der Gasturbine von 6g nach 1g von bis zu 1500 °C ist gepaart mit der geringen Temperatur der Wärmeabfuhr im Kondensator des Dampfkreislaufs von 2d nach 3d.

Bei der Wärmeübertragung der Abwärme des Gasturbinenkreislaufs in den Dampfkreislauf treten wegen der konstanten Verdampfungstemperatur Exergieverluste auf. Bei einer zweistufigen Anlage sind diese geringer, da die Kurven 2g-4g und 3d-1d näher aneinander liegen und einen geringeren Exergieverlust mit sich bringen.

Eine weitere schematische Darstellung einer GuD-Kraftwerksanlage und deren Prozess ist in **Abbildung 4.5** dargestellt. Zusätzlich zur Stromproduktion über den Generator der Dampfturbine

wird aus dem Wasser-Dampfkreislauf Energie zur Fernwärmeversorgung über den Heizvorwärmer ausgekoppelt.

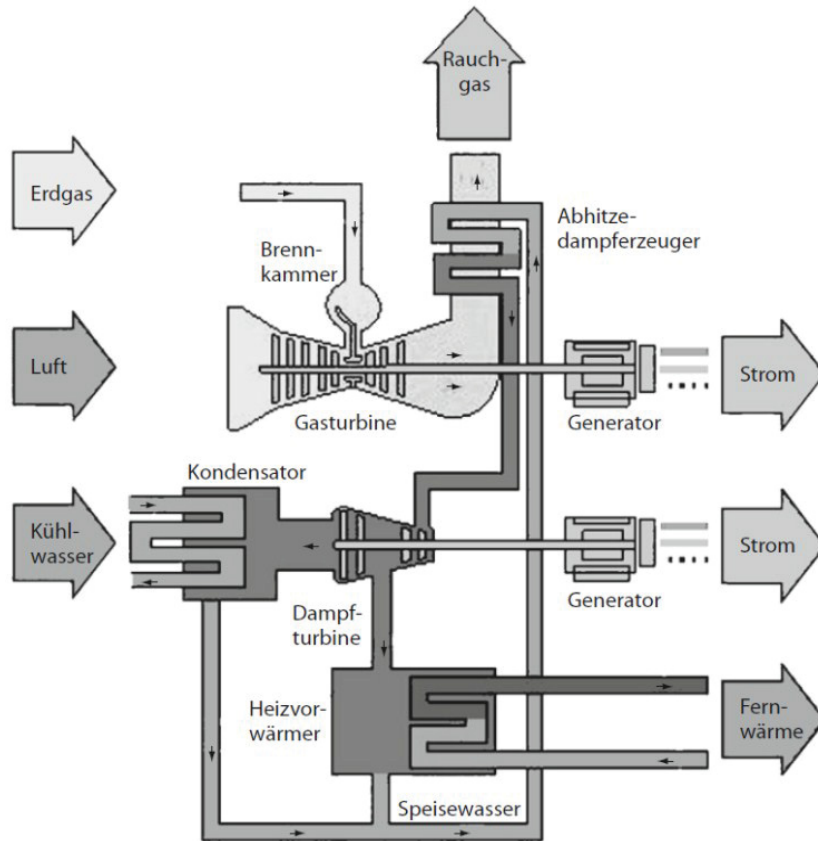


Abbildung 4.5: Vereinfachter GuD-Prozess mit Fernwärmeauskopplung [26]

### 4.3.2 Aufbau von Erdgas-befeuerten GuD-Kraftwerksanlagen

Erdgas-befeuerte Gas- und Dampfkraftanlagen unterscheiden sich voneinander hauptsächlich durch die Anzahl und Verschaltung von Gas- und Dampfturbinen, sowie die Anzahl an Druckstufen des Abhitzekeessels und die Auskopplung von Prozess- bzw. Heizedampf.

Des Weiteren hat der Kraftwerksstandort Einfluss auf das Kühlsystem und die Aufbereitung der Verbrennungsluft.

Man spricht von einer *Mehrwellenanlage*, wenn der Generator der Gasturbine und der Generator der Dampfturbine physikalisch getrennt sind. Dies ist immer der Fall, wenn mehr als eine Gasturbine über einen oder mehrere Abhitzekeessels eine Dampfturbine mit Frischdampf versorgt. Werden zwei Gasturbinen jeweils ein Abhitzekeessels nachgeschaltet und der so erzeugte Dampf auf eine Dampfturbine geleitet, spricht man auch von einer *Two-On-One-Konfiguration*.

Bei einer *Einwellenanlage* teilen sich Gasturbinengenerator und Dampfturbinengenerator eine Welle. Dies geschieht aus Gründen der Kosten- und Platzersparnis.

Zusätzlich zu der unter Punkt 4.2 beschriebenen Gasturbine sind folgende Hauptkomponenten für den Betrieb einer GuD-Kraftwerksanlage von Bedeutung.

#### 4.3.2.1 Abhitzekessel

Beim Abhitzekessel, auch *Heat Recovery Steam Generator*, kurz HRSG genannt, handelt es sich um eine Verschaltung von Wärmetauschern, welche die heißen Gasturbinenabgase zur Erzeugung von Heißdampf sowie Heißwasser nutzt. Er stellt somit das Bindeglied zwischen Abgassystem und Wasser-/Dampfkreislauf dar.

Die Aufgabe des Abhitzekessel ist es, dem Gasturbinenabgas wirtschaftlich eine maximal mögliche Wärmemenge zu entziehen und diese auf den Wasser-/Dampfkreislauf zur Erzeugung von Hochdruckdampf zu übertragen.

Um den GuD-Anlagenwirkungsgrad zu maximieren, ist die Einführung verschiedener Druckstufen im Wasser-/Dampfkreislauf erforderlich. Es ist thermodynamisch sinnvoll im T-s-Diagramm die Leerräume zwischen Gas- und Dampfprozess zu minimieren. [26]

Dabei durchläuft das Arbeitsmedium jeder Druckstufe, sofern es sich nicht um einen Sattdampfkessel handelt, drei Stufen zur Enthalpie-Erhöhung, welche von Brummel [29] folgend beschrieben wurden. Diese Vorgänge sind unabhängig vom eingesetzten Abhitzekesseltyp.

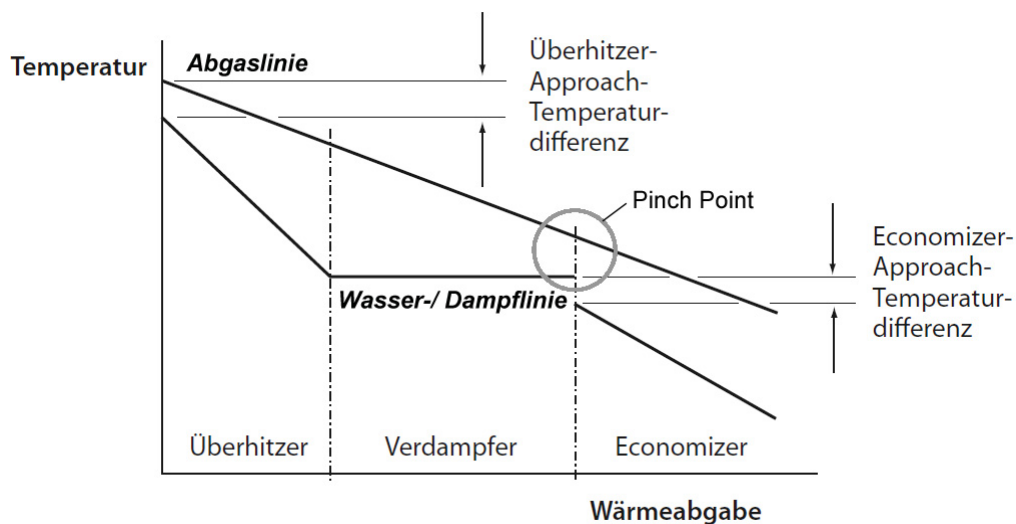
**Vorwärmung:** Erwärmung des Kondensats bzw. des Speisewassers auf die gewünschte Prozesstemperatur, im Falle eines Economisers annähernd auf Sattdampf Temperatur, entsprechend dem herrschenden Systemdruck. Es handelt sich um einen einphasigen Prozess.

**Verdampfung:** Es findet eine Phasenumwandlung des Arbeitsmediums statt, wobei die Mediumstemperatur annähernd konstant bleibt. Die Sättigungstemperatur ändert sich nur geringfügig infolge der Systemdruckveränderung durch statische Drücke in den Verdampferrohren.

**Überhitzung:** Wie bei der Vorwärmung handelt es sich bei diesem Prozess um einen rein einphasigen Prozess. Ausgehend von der Sattdampf Temperatur am Austritt des Verdampfers wird durch Zuführen weiterer Wärme die Dampf Temperatur bis zur geforderten Dampfendtemperatur erhöht.

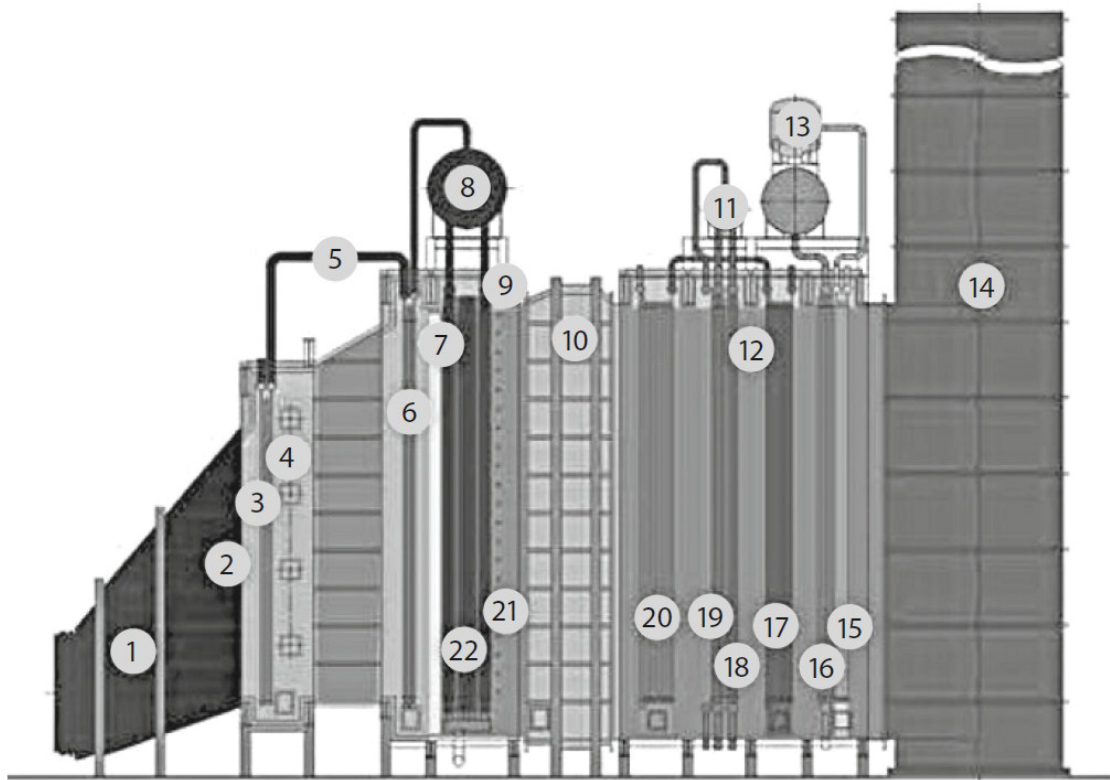
Der Temperaturverlauf der Wasser-/Dampf- sowie Abgasseite einer Druckstufe mit Economiser, Verdampfer und Überhitzer ist in **Abbildung 4.6** dargestellt. Um ein vorzeitiges Teilverdampfen des Speisewassers im Economiser zu verhindern, wird ein Sicherheitsabstand, die Economiser-Approach-Temperaturdifferenz, eingehalten. Das unterkühlte Arbeitsmedium wird in der Verdampfertrommel auf Sattdampf Temperatur gebracht und bei konstantem Temperaturniveau verdampft. Um ein Optimum zwischen erzeugter Dampfmenge und Wärmetauscherkosten zu finden, wird eine Temperaturdifferenz zwischen Sattdampf Temperatur und Abgasaustrittstemperatur des Verdampfer-Wärmetauschers (Pinch Point) vorgesehen. Um den Sattdampf und den Abgasaustritt aus dem Verdampfer-Wärmetauscher auf die exakt gleiche Temperatur zu bringen wäre eine unendlich große Wärmetauscherfläche notwendig.

Die Endtemperatur des überhitzten Dampfes ist durch die Abgaseintrittstemperatur und die Überhitzer-Approach-Temperaturdifferenz bestimmt. Diese Temperaturdifferenz kommt, wie bei dem Pinch Point, auf Grund der wirtschaftlichen Beschränkung der Wärmetauscherfläche zustande.



**Abbildung 4.6:** QT-Diagramm einer Abhitzekegel-Druckstufe mit Economiser, Verdampfer und Überhitzer [26]

Ausschlaggebend für den Kesselwirkungsgrad ist, neben der Anzahl der Druckstufen, der Approach- und der Pinch Point-Temperaturen, die Verschaltung der einzelnen Wärmetauscherflächen zueinander und damit die Annäherung der Wasser-/Dampflinie zur Abgaslinie. In **Abbildung 4.7** ist ein Dreidruck-Abhitzekegel mit Zwischenüberhitzung und Zusatzfeuerung dargestellt. Darin ist die Anordnung der Wärmetauscherflächen zu erkennen.



**Abbildung 4.7:** Komponenten des Abhitzeessels nach heutigem Stand der Technik als Dreidruck-Abhitzeessel mit Zwischenüberhitzung und Zusatzfeuerung [26]

- 1 Erweiterungskanal auf Heizflächenquerschnitt
- 2 Strömungsleitbleche
- 3 Hochdruck-Endüberhitzer
- 4 Kanalbrenner der Zusatzfeuerung
- 5 Verbindungsleitung zwischen Hochdruck-Endüberhitzer und Hochdruck-Überhitzer 1
- 6 Hochdruck-Überhitzer 1
- 7 CO-Katalysator
- 8 Trommel des Hochdruckverdampfersystems
- 9 Tragstruktur zur Aufhängung der
- 10 SCR-Katalysator (NO<sub>x</sub>)
- 11 Trommel des Mitteldruck-Verdampfersystems
- 12 Hochdruck-Economiser
- 13 Entgaser
- 14 Kamin
- 15 Kondensatvorwärmer (Niederdruck-System)
- 16 Entgasungsverdampfer (Niederdruck-System)
- 17 Mitteldruck-Economiser
- 18 Mitteldruck-Verdampfer
- 19 Mitteldruck-Überhitzer
- 20 Hochdruck-Economiser
- 21 NH<sub>3</sub>-Verteilungssystem
- 22 Hochdruckverdampfer

Eine der Möglichkeiten zur Erhöhung des Anlagenwirkungsgrades ist neben einer weiteren Steigerung der Gasturbinenfeuerungstemperatur, eine Erhöhung der Wasser-Dampf-Druckstufenanzahl eines GuD-Kraftwerks. Folgende Wirkungsgradsteigerungen wurden von Brummel [29] ausgehend von einem 1-Druck-Prozess errechnet (Ausgangsbasis: GuD-Wirkungsgrad 54,1%, Eindruck-Dampfparameter: 65 bar, 540 °C)

- 2-Druck-Prozess: 1,6 Prozentpunkte
- 3-Druck-Prozess:  $1,6 + 0,5 = 2,1$  Prozentpunkte
- 3-Druck-ZÜ-Prozess:  $1,6 + 0,5 + 0,7 = 2,8$  Prozentpunkte

Die zugehörigen Dampfparameter sind in **Tabelle 1** dargestellt und gelten für einen GuD-Prozess mit einer Gasturbinenausstrittstemperatur von 580 °C. Moderne Gasturbinen erlauben zurzeit Frischdampftemperaturen von 565 bis 580 °C.

**Tabelle 1:** Dampfparameter der Wirkungsgradberechnung von Brummel [29]

		Druck	Temperatur
		bar	°C
<b>2-Druck-Prozess</b>	HD	80	540
	ND	5	210
<b>3-Druck-Prozess</b>	HD	120	540
	MD	29	320
	ND	5	200
<b>3Druck-P. mit ZÜ</b>	HD	120	540
	ZÜ	28	540
	MD	28	540
	ND	4	235

Um diese Wirkungsgradsteigerung zu erreichen ist ein nicht zu unterschätzender technischer Aufwand zu betreiben. Nachfolgende Darstellung (**Abbildung 4.8**) soll verdeutlichen, welche Heizflächen für den jeweiligen Prozess in welcher Reihenfolge in einem Abhitzeessel zur Anwendung kommen können.



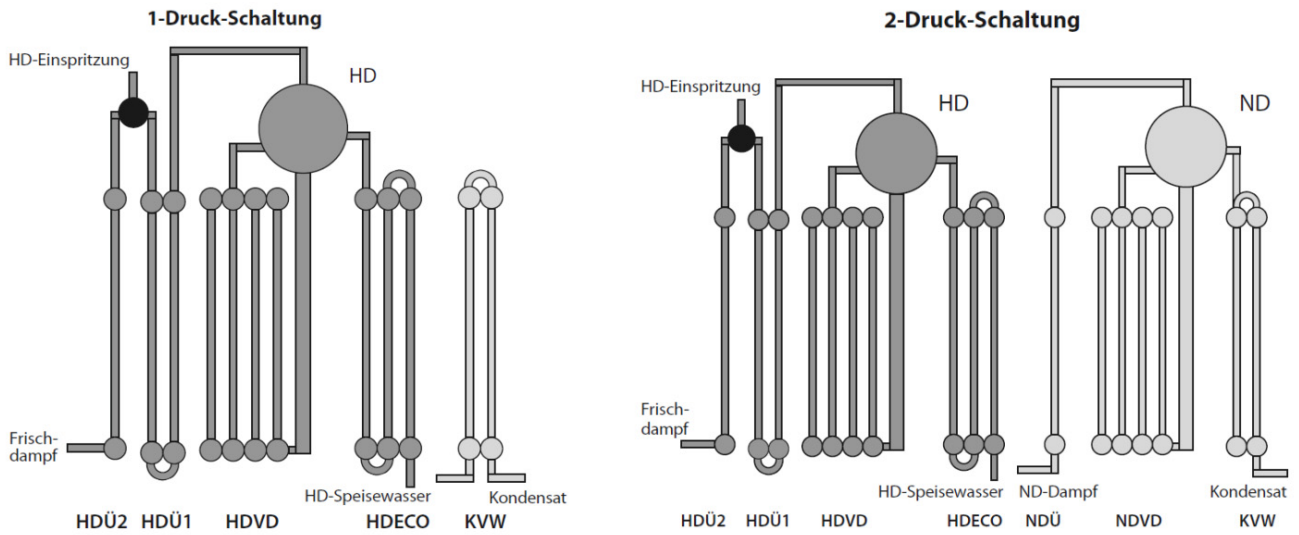


Abbildung 4.8: Heizflächenanordnung eines Eindruck- und Zweidruck-Abhitzekessels [29]

Sind bei der Heizflächenanordnung des Zweidruck-Abhitzekessels die beiden Druckstufen physikalisch hintereinander geschaltet, kommt es bei dem Dreidruck-Abhitzekessel zu einer Verschachtelung von Mitteldruck- und Hochdruckstufe.

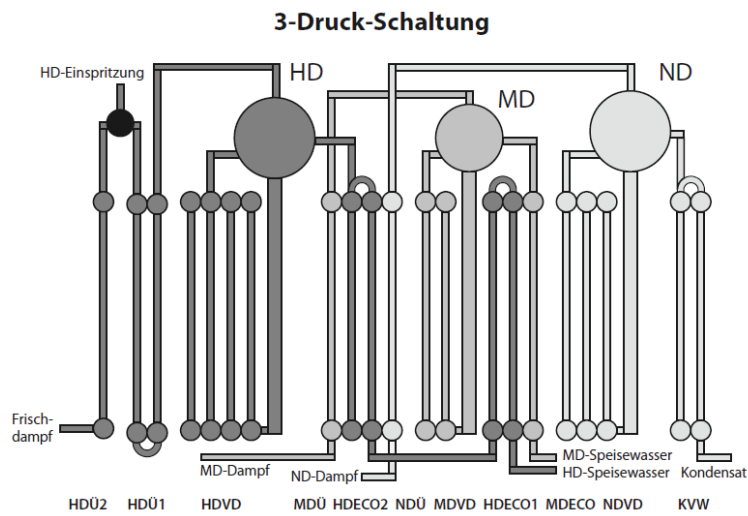
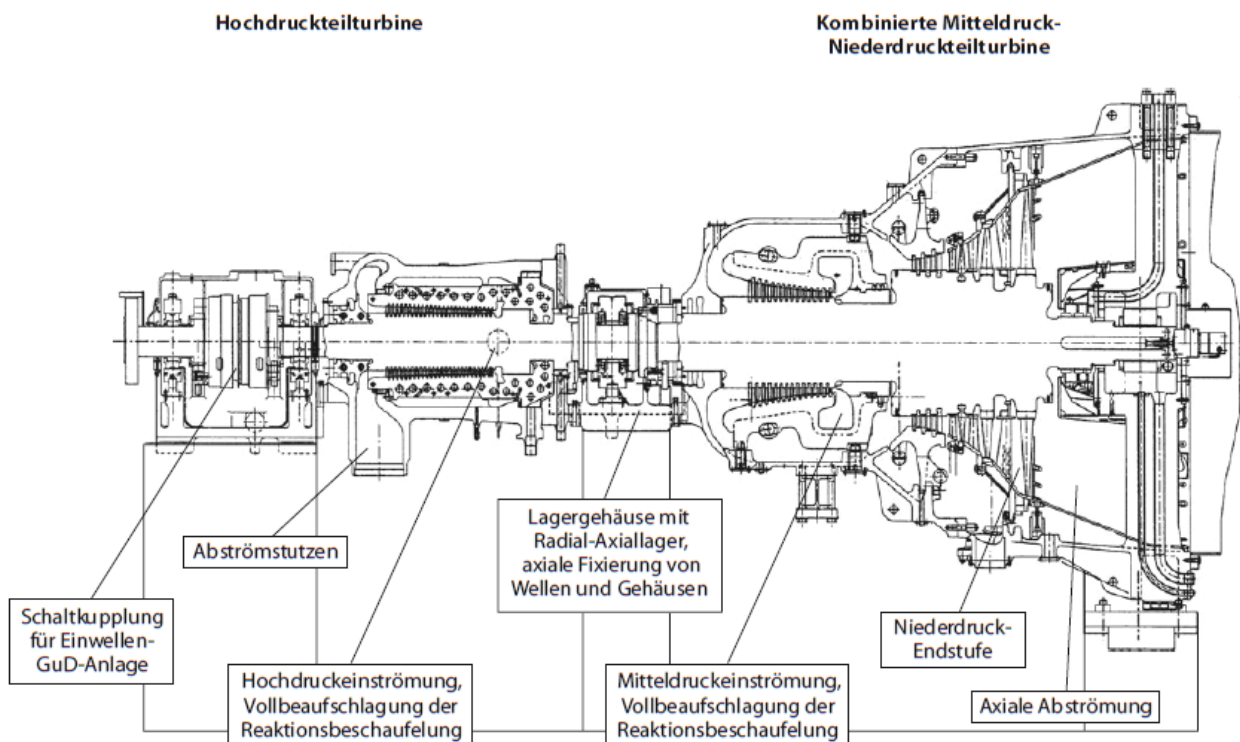


Abbildung 4.9: Heizflächenanordnung eines Dreidruck-Abhitzekessels [29]

### 4.3.2.2 Dampfturbine

Dampfturbinen werden im Unterschied zu Gasturbinen in ihrem Einsatzbereich mit beliebigen Leistungen angeboten und gefertigt. Sie bestehen meist aus standardisierten Gehäusen und Rotoren, die je nach Auftrag mit der optimalen Beschaukelung ausgestattet werden. Dampfturbinen werden für industrielle Anwendungen, beginnend mit wenigen MW, üblicherweise eingehäusig gebaut. Die Dampfturbinen für GuD-Kraftwerke sind in einem Leistungsbereich bis etwa 400 MW in der Regel zweigehäusig ausgeführt. Dampfturbinenbauformen werden nach der Anzahl und Anordnung ihrer Gehäuse und Fluten unterschieden. Der Einsatzbereich von Dampfturbinen mit einer Niederdruckflut ist auf kleine Leistungen beschränkt. Einwellenanlagen, welchen lediglich die Abwärme einer Gasturbine für den Wasser-/Dampf-Prozess zur Verfügung steht, sind ein solcher Anwendungsbereich. Dazu ist mit **Abbildung 4.10** ein Schnitt durch eine zweigehäusige Dampfturbine zum Einsatz in Einwellenanlagen dargestellt. Bei Kraftwerkskonfigurationen, bei denen mehrere Abhitzeessel den Dampf für eine Dampfturbine bereitstellen, wird die Dampfturbine mit mindestens zwei Niederdruckfluten ausgeführt. Bei sehr geringem Kondensationsdruck, das heißt guten Kühlbedingungen, kann es notwendig sein, zwei Niederdruckgehäuse mit jeweils zwei Niederdruckfluten zu installieren. Dadurch können zu hohe Fliehkräfte und Durchmesser an den Schaufeln vermieden werden. [26]



**Abbildung 4.10:** Zweigehäusige Dampfturbine zum Einsatz in Einwellenanlagen [26]

### 4.3.2.3 Kühlsysteme

Zur Schließung des Dampf-/Wasser-Kreisprozesses ist der aus der Dampfturbine kommende Abdampf niederzuschlagen und dem Abhitzeessel wiederum als Speisewasser zuzuführen. Diese Aufgabe wird vom Kondensator übernommen. Die Kondensation stellt physikalisch die Umkehrung des Verdampfungsprozesses dar. Der Dampf wird dabei durch Wärmeabgabe so weit abgekühlt, dass er sich verflüssigt.

Kühlsystemtypen werden in erster Linie durch die Art der Kühlmedienführung unterschieden. Durchlaufkühlsysteme sind Kühlsysteme ohne Kreislaufführung des Kühlmediums. Für ein Durchlaufkühlsystem ist auch die Bezeichnung Frischwasserkühlsystem gebräuchlich.

Im Gegensatz dazu sind Umlaufkühlsysteme Kühlsysteme mit Kreislaufführung des Kühlmediums. Weiters unterscheidet man zwischen einem Umlaufkühlsystem

- mit stofflichem Kontakt zwischen Kühlmittel und Atmosphäre - die Übertragung der Wärme erfolgt durch Wärmeleitung/Konvektion und Verdampfung.
- ohne unmittelbaren stofflichen Kontakt zwischen Kühlmittel - die Übertragung der Wärme erfolgt nur durch Wärmeleitung/Konvektion.

Den größten Einfluss auf das Kühlsystem haben die örtliche Lage eines Kraftwerks, die damit verbundenen Umgebungsbedingungen, gesetzliche Rahmenbedingungen und das daraus resultierende Abwärmeträgermedium. Daraus ergeben sich unterschiedliche Bautypen.

Ein *Durchlaufkühlsystem* ist im besten Fall mit dem Kühlmittel Wasser realisierbar, da Wasser eine hohe spezifische Wärmekapazität aufweist, einen guten Wärmeübergangskoeffizienten besitzt und in ausreichenden Mengen vorhanden sein kann. Das einzige Medium, welches in vergleichbaren Mengen am Kraftwerksstandort vorhanden ist, ist Luft. Luft besitzt jedoch einen geringeren Wärmeübergangskoeffizienten und geringere Wärmekapazität als Wasser. Daher wird, wenn möglich, Wasser als Kühlmittel bevorzugt.

In speziellen Fällen ist es bei einem Durchlaufkühlsystem notwendig das Kühlmittel Wasser teilweise oder gesamt vor einem Wiedereinleiten rückzukühlen, um gesetzliche Rahmenbedingungen zu erfüllen.

Bei *Umlaufkühlsystemen* ist in der konventionellen Kraftwerkstechnik das Kühlmittel Wasser.

### 4.3.3 Kraftwerksbeispiele

Da die Module für die Erstellung der Simulationsmodelle realistischen Bauformen moderner GuD-Kraftwerke entsprechen sollen, werden in diesem Abschnitt GuD-Kraftwerke aufgelistet und tabellarisch beschrieben. Die angeführten Kraftwerke stellen dabei einen Schnitt durch die vorherrschende Kraftwerkslandschaft dar.

Insgesamt wurden 18 Kraftwerke, aufgelistet in **Tabelle 2**, für die Entwicklung der Simulationsmodule untersucht. Diese 18 Kraftwerke dienten auch der Definition der Modulrandbedingungen. Durch den Umstand, dass detaillierte Kraftwerksdaten meist ein gut gehütetes Betriebsgeheimnis sind, konnten nicht für jedes Kraftwerk alle Daten ermittelt werden.

Für 8 ausgewählte Kraftwerke, die nachfolgend dargestellt sind, wurde die Konfiguration in EBSILON Professional abgebildet. Diese sind in **Tabelle 2** kursiv geschrieben.

Die aufgeführten Kraftwerksdaten beziehen sich auf ISO-Standardbedingungen, sofern nicht neben den Daten explizit abweichende Umgebungsbedingungen angeführt werden.

#### ISO-Standardbedingungen:

- Temperatur: 15 °C
- Druck: 1013,25 mbar
- Relative Luftfeuchte: 60 %

Bis auf das Kraftwerk Monterrey in Mexiko, welches für eine Netzfrequenz von 60 Hz ausgelegt ist, werden alle Kraftwerke bei einer Netzfrequenz von 50 Hz betrieben.

**Tabelle 2:** Aufgearbeitete GuD-Kraftwerke

Standort	Kraftwerksname
<i>Deutschland</i>	<i>Rheinhafen-Dampfkraftwerk Block 4</i>
Deutschland	BASF Ludwigshafen
<i>Deutschland</i>	<i>Herdecke</i>
<i>Deutschland</i>	<i>Köln-Merkenich</i>
<i>Deutschland</i>	<i>Opel Rüsselsheim</i>

Deutschland	Lingen Block D
England	Seebank
Italien	Vado Ligure
<i>Mexico</i>	<i>Monterrey</i>
Neuseeland	Taranaki TCC
Niederlande	Diemen 33
Schweiz	Monthel Cogeneration
<i>Spanien</i>	<i>Palos de la Frontera</i>
Spanien	Arcos III
Tschechien	Vresova
<i>Türkei</i>	<i>Bandirma</i>
Vereinigte Arabische Emirate	Shuweihat S1 IWPP
<i>Vietnam</i>	<i>Phu My 3</i>

#### 4.3.3.1 Kraftwerk Bandirma in der Türkei <sup>[30]</sup>

Das Herzstück der Anlage bilden zwei Gasturbinen M701F4 von Mitsubishi. Das Abgas jeweils einer Gasturbine wird in einem horizontalen Naturumlauf-Abhitzeessel genutzt, welcher als Dreidrucksystem mit Zwischenüberhitzung ausgeführt ist. Die Dampfturbine von Mitsubishi, mit einer Leistung von 325 MW, besteht aus drei Gehäusen mit einem vierflutigen Abdampfteil. Der Hauptkühlkreislauf wird direkt mit Wasser aus dem Marmarameer versorgt.

##### Allgemeines

Kraftwerksname	Bandirma
Standort	Türkei
Netto-Leistung [MW]	918,6
Netto-Wirkungsgrad [%]	59
Netzschtaltung	2010
Brennstoff	Erdgas

##### Anlagenkonfiguration

Typ	2 GT + 2 AHK + 1 DT
-----	---------------------

**Gasturbine**

GT - Typ	M701F4 (Mitsubishi)
GT - Nennleistung [MW]	312
GT - Abgastemperatur [°C]	597
GT - Abgasmassenstrom [kg/s]	703

**Abhitzekessel**

Typ	Dreidruck mit Zwischenüberhitzung
Bauart	Horizontaler Naturumlaufkessel

**Dampfturbine**

Typ	TC4F (Mitsubishi)
Nennleistung [MW]	325
Bauart	3 Gehäuse, 4-flutiger Abdampfteil

**Hauptkühlsystem**

Kühlsystem	Direktkühlung mittels Meerwasser
------------	----------------------------------

**Modellkonfiguration**

Luftaufbereitung	-
Gasturbine	GT + Gasvorwärmer
Abhitzekessel	3 Druck mit Mitteldruck gespeister ZÜ
Dampfturbine	3 Druck mit Zwischenüberhitzung
Hauptkühlsystem	Direktwasserkühlung
Zusatzfeuerung	-

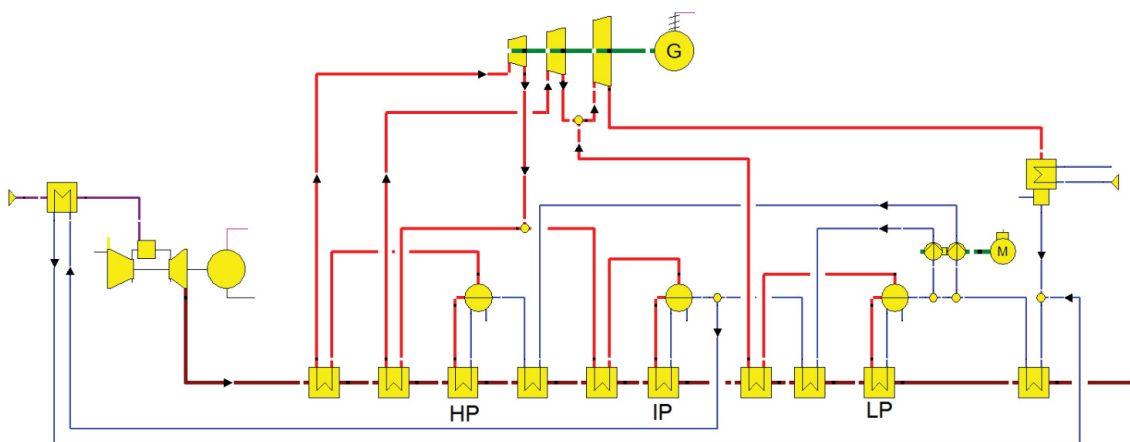


Abbildung 4.11: Kreislaufschema des Kraftwerks Bandirma in der Türkei

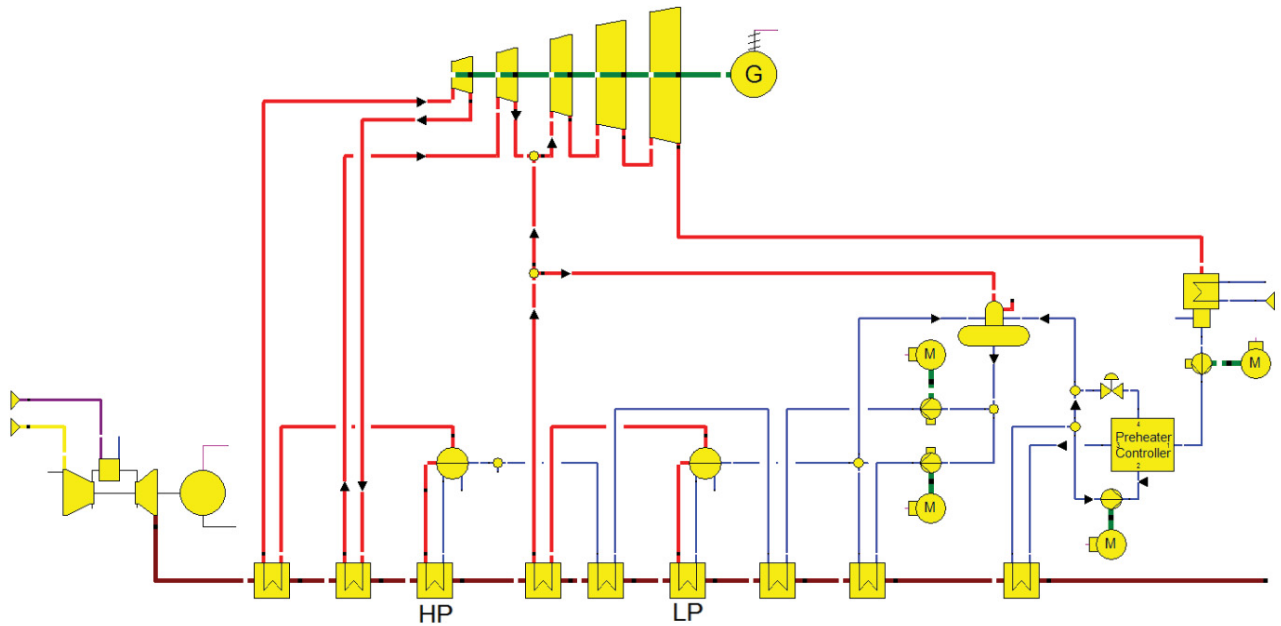
#### 4.3.3.2 Kraftwerk Rheinhafen-Dampfkraftwerk Block 4 in Deutschland <sup>[31]</sup> <sup>[32]</sup>

Block 4 des Rheinhafen-Dampfkraftwerks wurde 1964 in Betrieb genommen und bis zum Jahr 1993 betrieben, bevor mit den Umbauten zur jetzigen Anlage begonnen wurde. Dabei wurde die 26 Jahre alte 100-MW-Dampfturbogruppe erhalten und modernisiert. Mit dem Kraftwerk Rheinhafen-Dampfkraftwerk Block 4 wurde eine Anlage mit hoher Flexibilität, kurzen Startzeiten, hohem Wirkungsgrad und niedrigen spezifischen Investitions- und Betriebskosten gebaut, die sowohl im Grundlastbetrieb als auch zur Deckung von Lastspitzen eingesetzt wird. Vorteilhaft für den Standort ist, dass die vorhandenen Wasserrechte zur Direktkühlung genutzt werden können.

<b>Allgemeines</b>	
Kraftwerksname	Rheinhafen-Dampfkraftwerk Block 4
Standort	Deutschland
Netto-Leistung [MW]	365
Netto-Wirkungsgrad [%]	56,2
Netzschtaltung	1997
Brennstoff	Erdgas
<b>Anlagenkonfiguration</b>	
Typ	1 GT + 1 AHK + 1DT
<b>Gasturbine</b>	
GT - Typ	Alstom GT 26
GT - Nennleistung [MW]	235
GT - Abgastemperatur [°C]	615
<b>Abhitzeessel</b>	
Typ	Zweidruck mit Zwischenüberhitzung
Bauart	Naturumlauf
<b>Dampfturbine</b>	
Nennleistung [MW]	124
<b>Hauptkühlsystem</b>	
Kühlsystem	Direktkühlung mit Flusswasser

**Modellkonfiguration**

Luftaufbereitung	-
Gasturbine	GT
Abhitzekessel	2 Druck mit ZÜ
Dampfturbine	2 Druck mit ZÜ
Rückkühlung	Direktwasserkühlung
Zusatzfeuerung	-



**Abbildung 4.12:** Kreislaufschema des Kraftwerks Rheinhafen-Dampfkraftwerk Block 4

**4.3.3.3 Kraftwerk Herdeke in Deutschland <sup>[33]</sup>**

Der Standort Herdeke kann auf eine lange Kraftwerksgeschichte zurückblicken. Bereits 1908 wurde das erste Kraftwerk am Standort in Betrieb genommen. Es folgten verschiedenste Adaptierungen bis zuletzt im Jahr 2005 mit dem Abbau des alten Kohlekraftwerksblocks und dem Neubau des GuD-Kraftwerks begonnen wurde.

Die baulichen Anlagenteile zur Kühlwasserversorgung des alten Blockes werden für die Frischwasserkühlung des Dampfturbinenkondensators der GuD-Anlage genutzt. Die Weiternutzung der Frischwasserkühlung und die damit einhergehende Wirkungsgradsteigerung gegenüber Kühltürmen war einer der Hauptgründe zum Bau des GuD-Kraftwerks an diesem Standort.



<b>Allgemeines</b>	
Kraftwerksname	Herdecke
Standort	Deutschland
Leistung [MW]	416
Wirkungsgrad [%]	58,7
Netzschaltung	2007
Brennstoff	Erdgas
<b>Konfiguration</b>	
Typ	1 GT + 1 AHK + 1 DT
<b>Gasturbine</b>	
GT-Typ	SGT5-4000F
Nennleistung [MW]	277
<b>Abhitzekessel</b>	
Typ	Dreidruck mit Zwischenüberhitzung
Bauart - Hochdruckteil	Benson-Zwangsdurchlauf
Bauart - Mittel- und Niederdruckteil	Naturumlauf
HD-Dampfparameter	555 °C / 120 bar
ZÜ-Dampfparameter	555 °C / 30 bar
ND-Dampfparameter	276 °C / 4 bar
<b>Dampfturbine</b>	
Typ	Dreidruck mit Zwischenüberhitzung
Nennleistung [MW]	147
Bauart	Kondensationsdampfturbine
<b>Kühlsysteme</b>	
Hauptkühlsystem	Direktkühlung mit Frischwasser
Backup-Kühlsystem	Luftgekühlter Kondensator
<b>Modellkonfiguration</b>	
Luftaufbereitung	-
Gasturbine	GT
Abhitzekessel	3 Druck mit ZÜ (MD-Einspeisung)
Dampfturbine	3 Druck mit ZÜ
Rückkühlung	Direktwasserkühlung
Zusatzfeuerung	-

Die Kondensationswärme wird über ein Kühlwassersystem mit Durchlaufkühlung an den Fluss Ruhr abgegeben. Das Besondere an der Rückkühlung ist eine Teilstromkondensation von Entnahmedampf aus der Überströmleitung mittels eines Luftkondensators. Diese Teilstromkondensation kommt bei einem niedrigen Wasserstand oder zu hohen Wassertemperaturen in der Ruhr zum Tragen.

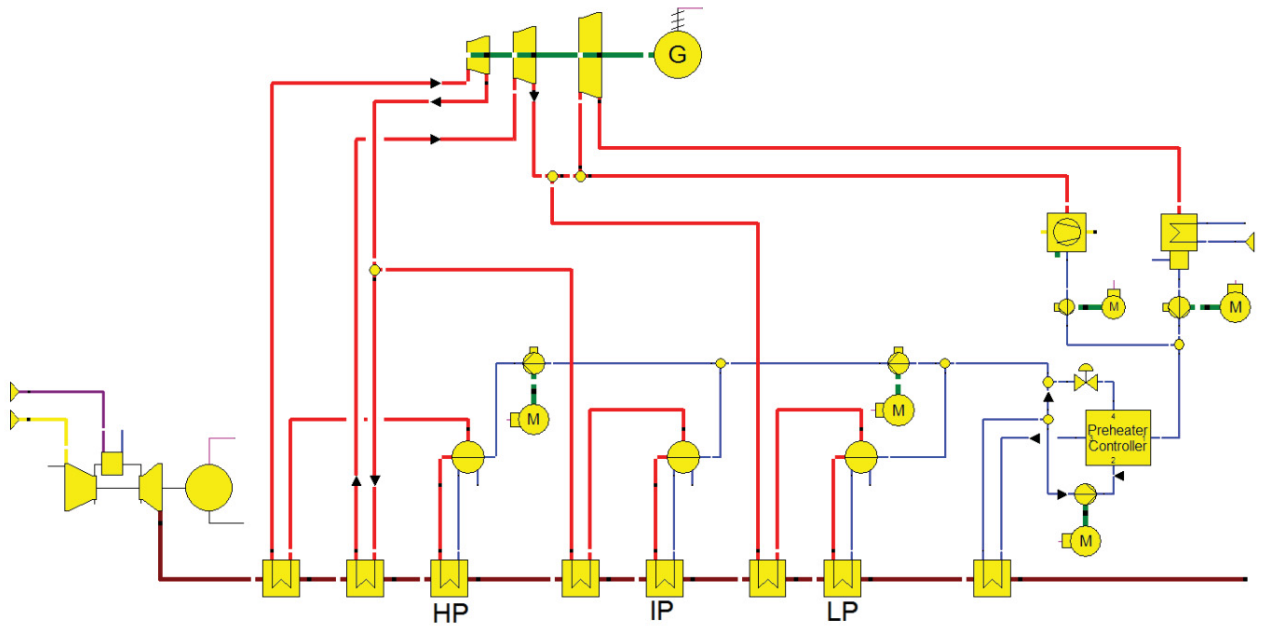


Abbildung 4.13: Kreislaufschema des Kraftwerks Herdecke

#### 4.3.3.4 Kraftwerk Palos de la Frontera in Spanien <sup>[34]</sup>

Die Kosten für das Kraftwerk Palos de la Frontera konnten durch den Einsatz dreier identischer GuD-Blöcke minimiert werden, wobei jeder der Blöcke aus einer Gasturbine, einem Abhitzeessel und einer Dampfturbine besteht. Zusammengefasst ergeben diese drei Module den Siemens SCC5-4000F Kraftwerksblock.

<b>Allgemeines</b>	
Kraftwerksname	Palos de la Frontera
Standort	Spanien
Leistung [MW]	1200
Wirkungsgrad [%]	56
Netzschaltung	2005
Brennstoff	Erdgas
<b>Konfiguration</b>	
Typ	3 GT + 3 AHK + 3 GT
<b>Gasturbine</b>	
GT	Siemens SGT5-4000F
Nennleistung [MW]	266
<b>Abhitzeessel</b>	
Typ	Dreidruck mit Zwischenüberhitzung
HD-Bauart	Benson
MD- und ND-Bauart	Naturumlauf
<b>Dampfturbine</b>	
Typ	Dreidruck mit Zwischenüberhitzung
<b>Hauptkühlsystem</b>	
Kühlsystem	Naturzugkühlturm
<b>Modellkonfiguration</b>	
Luftaufbereitung	-
Gasturbine	GT
Abhitzeessel	3 Druck mit ZÜ (ND Einspeisung)
Dampfturbine	3 Druck mit ZÜ (ND Einspeisung)
Hauptkühlsystem	Naturzugkühlturm
Zusatzfeuerung	-

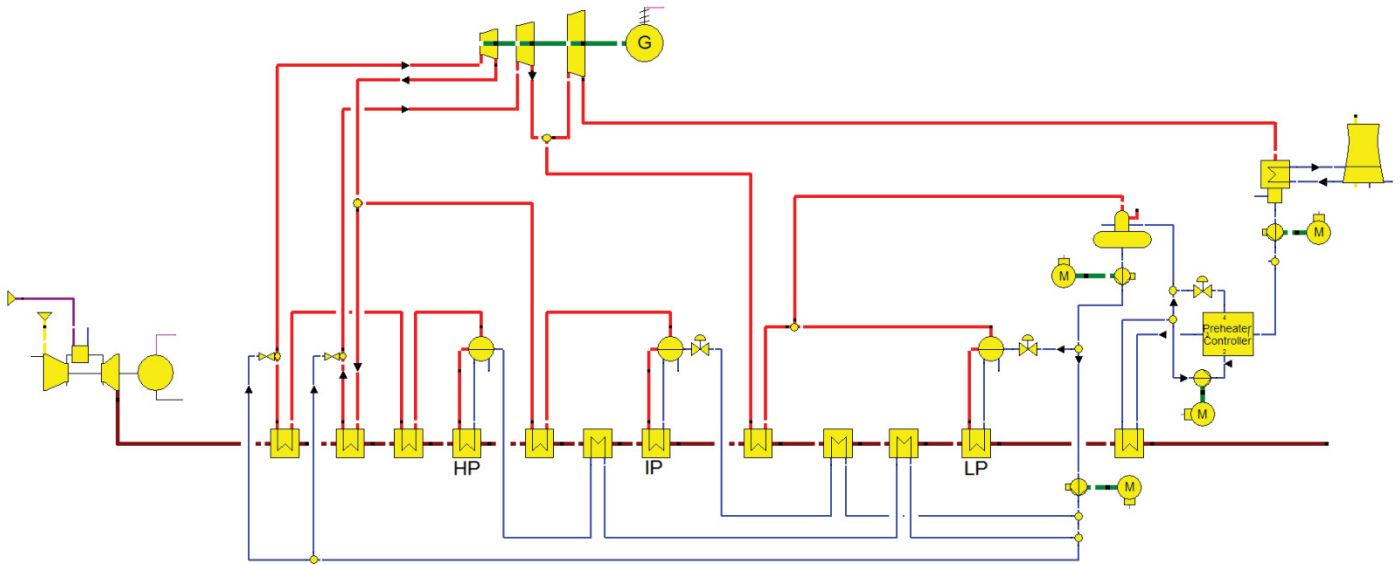


Abbildung 4.14: Kreislaufschema des Kraftwerks Palos de la Frontera

#### 4.3.3.5 Kraftwerk Köln-Merkenich in Deutschland <sup>[35]</sup>

Das Herzstück der Anlage ist eine Gasturbine vom Typ 6101FA und wurde von General Electric geliefert. Der in einem Zweidruck-Abhitzekessel erzeugte Dampf wird in einer Entnahme-Kondensationsdampfturbine abgearbeitet. Sie hat zwei geregelte Entnahmen: Eine zur Einspeisung in die Prozessdampfschiene und eine weitere zur Fernwärmeauskopplung. Der Kondensator wird mit Kreislauf-Kühlwasser versorgt, welches in einem sechszelligen Ventilator-Kühlturm rückgekühlt wird.

Allgemeines	
Kraftwerksname	Köln-Merkenich
Standort	Deutschland
Leistung [MW]	108,2
Wirkungsgrad [%]	53 (bei Kondensationsbetrieb)
Netzschaltung	2001
Brennstoff	Erdgas
Konfiguration	
Typ	1 GT + 1 AHK + 1 DT

<b>Gasturbine</b>	
GT	GE 6101FA
Nennleistung [MW]	72
Abgastemperatur [°C]	590
<b>Abhitzekessel</b>	
Typ	Zweidruck
Bauart	Naturumlauf
HD-Dampfparameter	525 °C / 80 bar
ND-Dampfparameter	200 °C / 6 bar
<b>Dampfturbine</b>	
Typ	2 Druck mit 2 geregelten Entnahmen
Nennleistung [MW]	38 (bei Kondensationsbetrieb)
Bauart	Entnahme-Kondensationsturbine
Prozessdampfparameter	250 °C / 13 bar
<b>Hauptkühlsystem</b>	
Kühlsystem	Kühlturm (Zwangsbelüftet)
<b>Fernwärme</b>	
Max. Wärmeauskopplung	95 MW
<b>Modellkonfiguration</b>	
Luftaufbereitung	-
Gasturbine	GT
Abhitzekessel	2 Druck
Dampfturbine	2 Druck
Hauptkühlsystem	Kühlturm (zwangsbelüftet)
Zusatzfeuerung	-

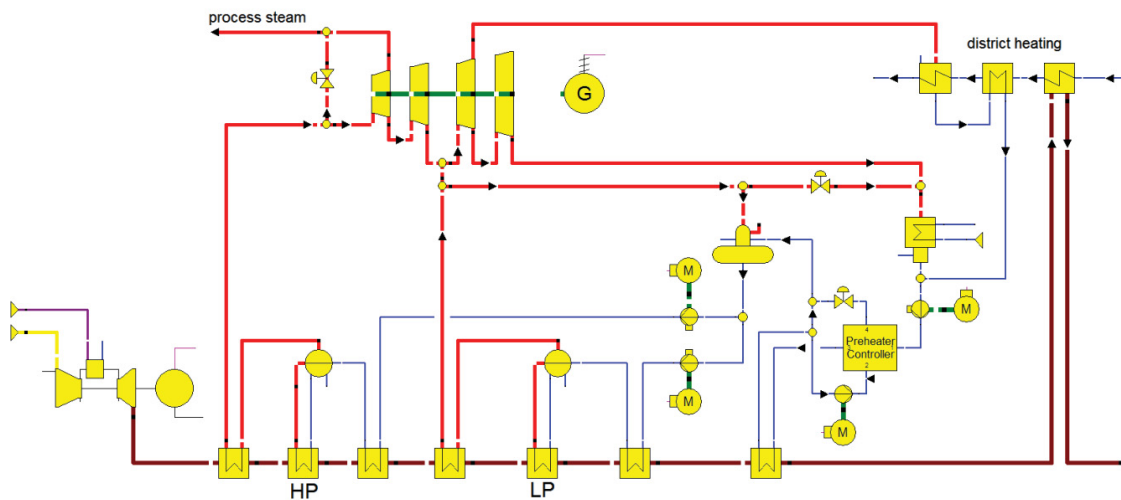


Abbildung 4.15: Kreislaufschema des Kraftwerks Köln-Merkenich

#### 4.3.3.6 Kraftwerk Rüsselsheim in Deutschland <sup>[36]</sup>

Das Herzstück der Anlage stellt die Gasturbine vom Typ GE 6FA des Herstellers General Electric dar. Der in einem Zweidruck-Abhitzekessel erzeugte Dampf wird in einer Entnahme-Kondensationsdampfturbine abgearbeitet. Sie hat zwei geregelte Entnahmen, welche sich auf einem Druckniveau von 2,5 bar und 1 bar befinden. Diese Entnahmen werden dem Fernwärmesystem zugeführt, welches den umliegenden Fernwärmeabnehmern bis zu 88 MW an thermischer Leistung zur Verfügung stellen kann. Damit Leistungsspitzen abgedeckt werden können, wurde der Abhitzekessel mit einer Zusatzfeuerungsleistung von bis zu 25 MW ausgestattet. Das Kraftwerk Debrecen in Ungarn ist bis auf die Fernwärmeauskopplung nahezu baugleich.

<b>Allgemeines</b>	
Kraftwerksname	Opel Rüsselsheim
Standort	Deutschland
Leistung [MW]	112,5 (bei $T_u=20\text{ °C}$ )
Wirkungsgrad [%]	52,3 (bei reiner Kondensation)
Netzschaltung	1999
Brennstoff	Erdgas
<b>Konfiguration</b>	
Typ	1 GT + 1 AHK + 1DT
<b>Gasturbine</b>	
GT	GE 6FA
Nennleistung [MW]	76 (bei $T_u = 20\text{ °C}$ )
Abgastemperatur [°C]	585
<b>Abhitzekessel</b>	
Typ	Zweidruck mit integriertem Heißwasserwärmetauscher
HD-Dampfparameter	537 °C / 110 bar
ND-Dampfparameter	287 °C / 6 bar
<b>Dampfturbine</b>	
Typ	Zweidruck mit 2 geregelten Entnahmen bei 2,5 bar
Nennleistung [MW]	37,9 (bei Kondensationsbetrieb)
Bauart	Entnahme-Kondensationsturbine
<b>Fernwärme / Wärmeentnahme</b>	
Heizleistung [MW]	88
Vorlauf [°C]	125
Rücklauf [°C]	70

Modellkonfiguration	
Luftaufbereitung	-
Gasturbine	GT
Abhitzeessel	2 Druck
Dampfturbine	2 Druck
Hauptkühlsystem	Nicht bekannt
Zusatzfeuerung	Ja

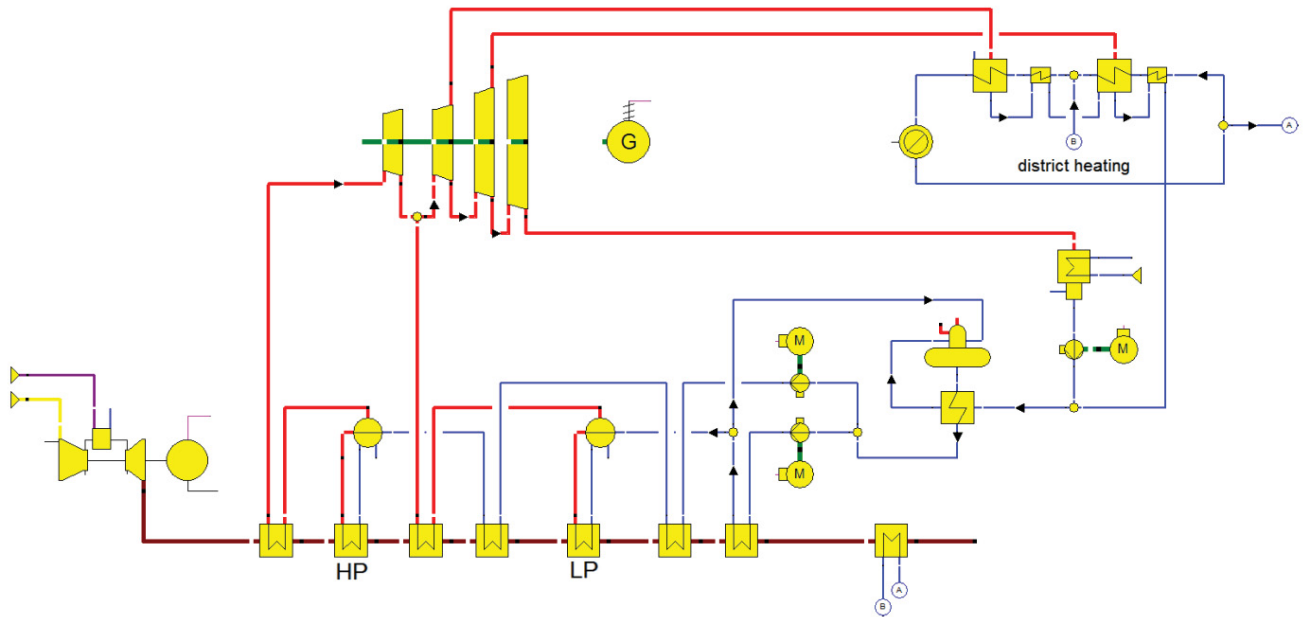


Abbildung 4.16: Kreislaufschema des Kraftwerks Rüsselsheim

#### 4.3.3.7 Kraftwerk Monterrey in Mexiko <sup>[34]</sup>

Das GuD-Kraftwerk in Monterrey ist auf reine Stromproduktion mit einer Leistung von 484 MW bei einem Anlagenwirkungsgrad von 56 % ausgelegt. Mit diesen Leistungsdaten ist es eines der effizientesten thermischen Kraftwerke in Mexiko. Die Anlage passiert auf einer ABB KA24-1 Standardanlage.

##### Allgemeines

Kraftwerksname	Monterrey
Standort	Mexico
Leistung [MW]	484
Wirkungsgrad [%]	56 (bei $T_u = 30 \text{ }^\circ\text{C}$ )
Netzschaltung	2000
Brennstoff	Erdgas
Netzfrequenz [Hz]	60

**Konfiguration**

Typ	2 GT + 2 AHK + 2 DT
-----	---------------------

**Gasturbine**

GT	ABB GT24
Nennleistung [MW]	160
Abgastemperatur [°C]	ca. 650

**Abhitzeessel**

Typ	Zweidruck mit Zwischenüberhitzung
HD-Bauart	Sulzer-Zwangsdurchlauf
HD-Dampfparameter	565 °C / 160 bar
ZÜ-Dampfparameter	565 °C / 37 bar
ND-Dampfparameter	320 °C / 7 bar

**Dampfturbine**

Typ	Zweidruck mit Zwischenüberhitzung
Nennleistung [MW]	90

**Hauptkühlsystem**

Kühlsystem	Luftgekühlter Kondensator
------------	---------------------------

**Modellkonfiguration**

Luftaufbereitung	-
Gasturbine	GT mit Erdgasvorwärmung
Abhitzeessel	2 Druck mit ZÜ
Dampfturbine	2 Druck mit ZÜ
Hauptkühlsystem	Direkt luftgekühlter Kondensator
Zusatzfeuerung	-



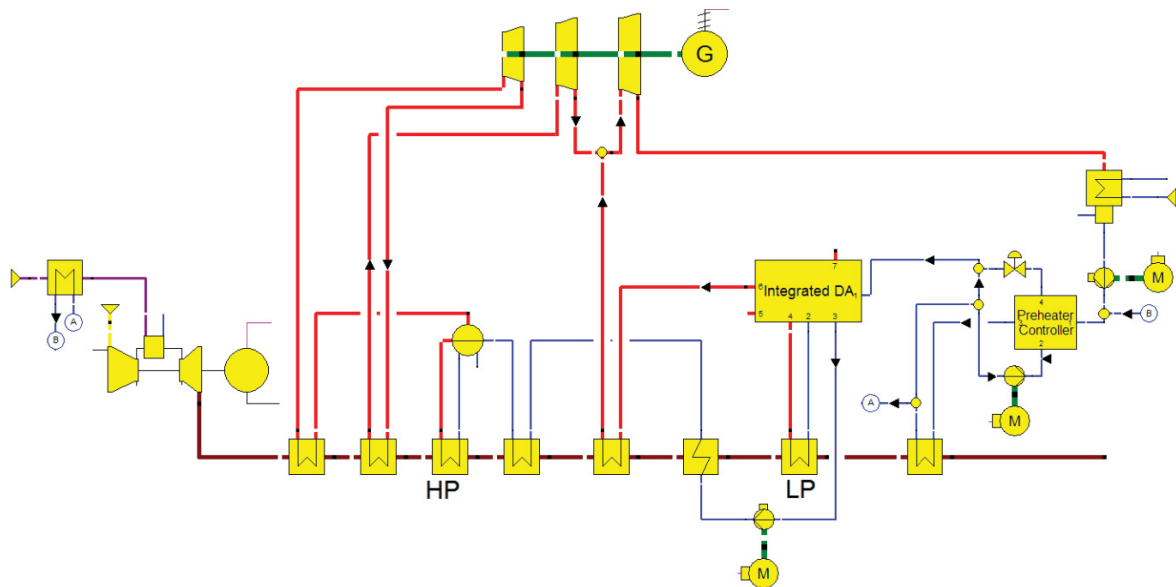


Abbildung 4.17: Kreislaufschema des Kraftwerks Monterrey

#### 4.3.3.8 Kraftwerk Phu My 3 in Vietnam <sup>[34] [37]</sup>

Um einen hohen Anlagenwirkungsgrad bei Umgebungsbedingungen von 30 °C, 1013 mbar und einer relativen Luftfeuchte von 82 % zu erreichen, entschied man sich mit dem Kraftwerk Phu My 3 für eine Dreidruckanlage mit Zwischenüberhitzung. Bei ISO-Bedingungen könnte die Anlage 760 MW bei einem Wirkungsgrad von 58 % leisten.

Die Mehrwellenanlage besteht aus standardisierten Modulen, wobei die Hauptmodule die beiden Gasturbinen samt zugehörigem Abhitzekeessel und die Dampfturbine sind. Die hier beschriebene Konfiguration wird bei Siemens SCC5-4000F 2x1 genannt.

<b>Allgemeines</b>	
Kraftwerksname	Phu My 3
Standort	Vietnam
Leistung [MW]	716,8 (bei $T_u = 30\text{ °C}$ )
Wirkungsgrad [%]	56,8 (bei $T_u = 30\text{ °C}$ )
Netzschaltung	2004
Brennstoff	Erdgas
<b>Konfiguration</b>	
Typ	2 GT + 2 AHK + 1GT
<b>Gasturbine</b>	
GT	Siemens SGT5-4000F
Nennleistung [MW]	279

<b>Abhitzekessel</b>	
Typ	Dreidruck mit Zwischenüberhitzung
Bauart	Naturumlauf
HD-Dampfparameter	551 °C / 115,5 bar
ZÜ-Dampfparameter	550 °C / 29,5 bar
MD-Dampfparameter	323 °C / 31 bar
ND-Dampfparameter	273 °C / 4,3 bar
<b>Dampfturbine</b>	
Typ	Dreidruck mit Zwischenüberhitzung
Nennleistung [MW]	270
<b>Hauptkühlsystem</b>	
Kühlsystem	Direktwasserkühlung
<b>Modellkonfiguration</b>	
Luftaufbereitung	-
Gasturbine	GT mit Erdgasvorwärmung
Abhitzekessel	3 Druck mit ZÜ (ND Einspeisung)
Dampfturbine	3 Druck mit ZÜ
Hauptkühlsystem	Direktwasserkühlung
Zusatzfeuerung	-

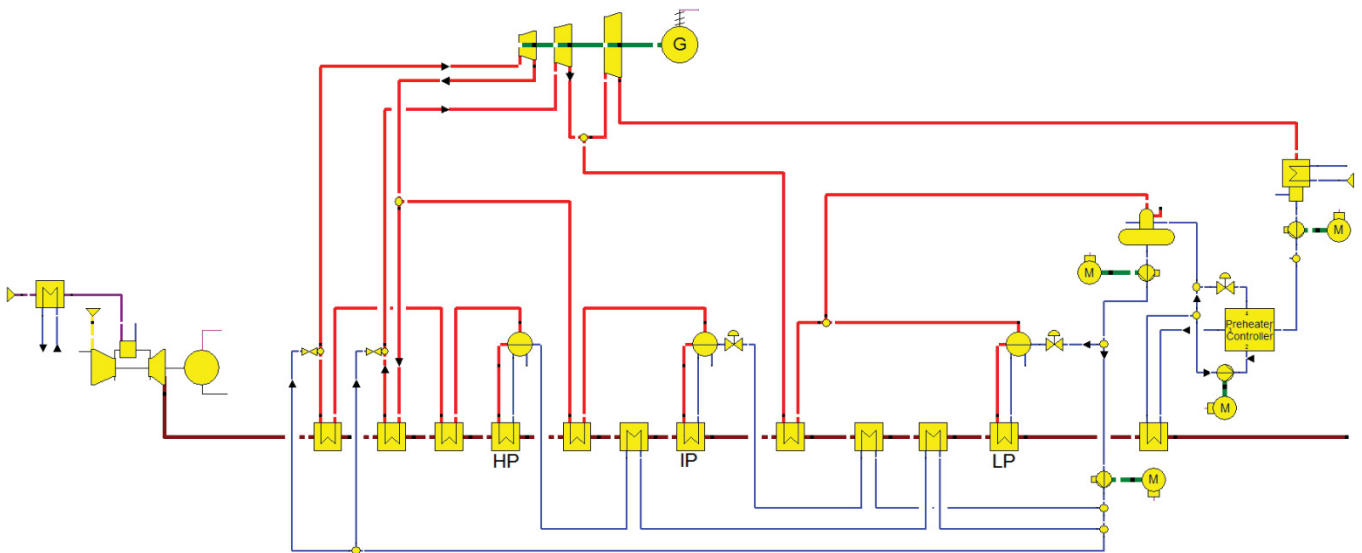


Abbildung 4.18: Kreislaufschema des Kraftwerks Phu My 3

## 5 Modularer Kraftwerksaufbau in der Prozesssimulation

Ausschlaggebend für die ersten Ansätze einer Modularisierung in der Kraftwerkstechnik war ein Preisverfall in den 90er Jahren, welcher durch eine Überkapazität und die Nachfrage nach Kraftwerken mit geringeren Investitionskosten seitens IPPs (Independent Power Producer) entstand. Diese Kunden erwarteten keine Sonderlösungen, sondern Kraftwerke mit den geringsten Stromgestehungskosten. Dadurch war es notwendig geworden Kraftwerke oder zumindest Kraftwerksteile zu standardisieren um Kosten auf Grund von Komplexität und Risikokosten zu minimieren. [38]

Diese Standardisierungsansätze wurden laut Kehlhofer [34] hauptsächlich durch OEMs (Original Equipment Manufacturers) vorangetrieben, welche eigene Kapazitäten zur Kraftwerksanlagenplanung besaßen. Unter diesen Firmen befinden sich Alstom und Siemens, welche mittlerweile ganze Kraftwerkslösungen schlüsselfertig anbieten.

Mit einem immer weiter fortschreitenden Prozess der Standardisierung läuft man jedoch Gefahr, dass diese Entwicklung im Widerspruch zu den vom Markt geforderten flexiblen Designs steht. Ein standardisiertes Konzept muss immer noch geeignet sein, kundenspezifische Forderungen erfüllen zu können. Tut es das nicht, wird es am Markt keinen Bestand haben. [39]

Dies führte zu einem Umdenken, weg von der Standardisierung von Kraftwerken zu einer Modularisierung. Es wurden ganze Anlagenteile so konzipiert, dass folgende Kriterien erfüllt werden konnten: [26]

- ein Modul erfüllt eine oder mehrere Funktionen innerhalb einer definierten Anwendung
- ein Modul besteht aus Struktur- und Parameter-Informationen und aus klar definierten geometrischen Parametern über mehrere Disziplinen wie Prozesstechnik, Mechanik, Elektrik und Bau- und Montage
- ein Modul kann ausreichend vielfach eingesetzt und angewendet werden
- die Verbindungen zu weiteren Modulen oder nicht modularisierten Einheiten sind klar definiert

Das Ziel einer Modularisierung in der Kraftwerkstechnik wird ebenso in der Prozessrechnung verfolgt. Durch einen modularen Aufbau von Kreislaufschemen in der Prozessrechnung kann mit einem Minimum an Modulen ein Maximum an Modellen erstellt werden. Der Zeitaufwand zur Erstellung von Kreislaufschemen sinkt durch das Verwenden vorgefertigter Teilmodelle in Form eines Modules. Systembedingte Änderungen im Aufbau von Kreislaufschemen, zum Beispiel durch neue Möglichkeiten im Simulationsprogramm, können effizient in den Modulen vorgenommen werden und anschließend kopiert und in anderen modularisierten Kreislaufschemen eingesetzt werden.

Weiters können durch die Möglichkeit einer modularen Prozesssimulation bereits erprobte und evaluierte Komponenten bzw. Module effizient zum geforderten Modell zusammengesetzt werden. Trotz der Definition von Modulen behält die Prozesssimulation durch die Struktur von EBSILON Professional seine Flexibilität.

Wie in der Kraftwerkstechnik ist es in der thermischen Prozessrechnung notwendig ein Modul zu spezifizieren, wie im nachstehenden Kapitel näher dargelegt wird.

## 5.1 Anforderungen, Abgrenzung und Definition eines Moduls

Für die Diskussion und Definition der Anforderungen eines Moduls ist es wichtig die Merkmale eines Modells zu beachten. Grundlegende Merkmale von Modellen wurden von Witkowski [4] wie folgt zusammengefasst.

### 5.1.1 Merkmale eines Modells <sup>[4]</sup>

Ein Modell wird durch drei Merkmale gekennzeichnet:

#### **Abbildung**

Ein Modell ist eine Repräsentation natürlicher oder künstlicher Originale, welche selbst wieder Modelle sein können.

### **Verkürzung**

Ein Modell erfasst lediglich diejenigen Eigenschaften welche dem Modellnutzer als sinnvoll und notwendig erscheinen.

### **Pragmatismus**

Ein Modell wird vom Benutzer nur innerhalb einer bestimmten Zeitspanne und für einen bestimmten Zweck für das Original eingesetzt.

## **5.1.2 Der Begriff „Modul“**

Um den Begriff eines *Moduls* beleuchten zu können ist es sinnvoll, sich mit dem Begriff des *Objekts* aus der objektorientierten Programmierung auseinander zu setzen. Die Objektorientierung ist eine Möglichkeit der Informatik Realweltphänomene wahrzunehmen, sie ist somit ein Modellierungsansatz. [39]

Wichtig an einem Objekt ist, dass ihm bestimmte Attribute (Eigenschaften) und Methoden zugeordnet sind und dass es in der Lage ist von anderen Objekten Nachrichten zu empfangen beziehungsweise Nachrichten an diese zu senden. [40]

Die wichtigsten Eigenschaften eines *Objekts* können wie folgt zusammengefasst werden:

### **Kapselung**

Die Datenkapselung erlaubt das Abschotten der internen Implementierung vor direktem externen Zugriff. Dieser darf nur über eine explizit definierte Schnittstelle erfolgen, um ihn unabhängig von den Implementierungsdetails zu machen.

### **Vererbung**

In der Regel ist in einem objektorientierten Ansatz das Konzept der Vererbung zu finden. Es beschreibt die Möglichkeit der Austauschbarkeit von Objekten und Klassen. Weiters ist eine Adaption in Objekten möglich, welche dadurch zu neuen Objekten werden können.

### **Polymorphie**

Das Konzept der Polymorphie bewirkt, dass Attribute (Eigenschaften) von Objekten referenziert werden können.

Dies führt zu den notwendigen Kennzeichen eines Moduls, welche nachstehend definiert werden und der Modul- und Modellbildung dieser Arbeit in EBSILON-Professional dienen werden.

### **5.1.3 Kennzeichen eines Moduls**

#### **5.1.3.1 Kapselung**

Ein Modul ist eine abgeschlossene, selbstständig funktionierende Einheit. Der Datentransfer über die Modulgrenzen hinweg erfolgt über explizit definierte Schnittstellen. Eine Referenzierung außerhalb definierter Module ist bis auf Ausgabefelder (Anzeigen) nicht vorgesehen.

#### **5.1.3.2 Vererbung**

Neue Arten von Modulen können durch Adaption von bereits bestehenden Modulen generiert, gespeichert und ausgeführt werden. Für jedes neu entstehende Modul müssen alle definierten Moduleigenschaften erfüllt werden.

#### **5.1.3.3 Bestimmtheit**

Den Modulen soll eine logische Bestimmtheit zugrunde liegen. Der interne, sowie externe Aufbau, vor allem aber die Modulgrenzen überschreitenden Schnittstellen müssen eindeutig und unmissverständlich definiert und erkennbar sein.

#### **5.1.3.4 Abbildung**

Ein Modul soll anhand seines äußeren Erscheinungsbilds / Symbols Rückschlüsse auf dessen Funktion und internen Komponenten geben können. Das Original soll so weit wie möglich und sinnvoll abgebildet werden. Eine symbolhafte Darstellung ist zulässig.

## 5.2 Schnittstellen

Durch ein einheitliches Schnittstellendesign können Module mit der gleichen Schnittstellenstruktur untereinander getauscht und verschaltet werden. Ein ausgereiftes Schnittstellendesign, sowie die unter Punkt 5.1.3.3 beschriebene Bestimmtheit verhindert Verschaltungsfehler von Modulen und kann der Fehlererkennung dienen.

### 5.2.1 Thermodynamische Schnittstellenbeschreibung

Die thermodynamischen Übergabegrößen zwischen zwei Modulen sind Druck, Enthalpie und Massenstrom.

Um weitere thermodynamische Größen aus den übertragenen errechnen zu können, ist die Übertragung der Fluidzusammensetzung notwendig. Es ergeben sich folgende Informationen welche eine Schnittstelle bereitstellen muss:

- Fluidzusammensetzung
- Druck
- Enthalpie
- Massenstrom

### 5.2.2 Schnittstellendarstellung

Schnittstellen sollen mit sichtbaren Leitungen verbunden werden. Ist dies nicht möglich, dann ist es zweckmäßig, eine mathematische Verbindung zweier Schnittstellen mit einer ständig sichtbaren, beiderseits eindeutigen Zuordnung zu versehen.

Für den Benutzer sichtbare Leitungen oder unsichtbare mathematische Verbindungen dürfen nur im Fall eines korrekten Zusammenschlusses zweier geeigneter Modulschnittstellen erstellt werden. Unverbundene Modulschnittstellen müssen als solche erkennbar sein. Die Bezeichnung oder Darstellung dieser hat sich klar von jener für unsichtbare Leitungen zu unterscheiden. Dies kann durch die Art der Bezeichnung, aber auch durch Form und Farbe des Anschlusses erfolgen.

### 5.2.3 Automatische Verbindung von Schnittstellen

Um die Vorteile einer modularisierten Kraftwerksgruppe in einem Prozesssimulationsprogramm wie EBSILON Professional vollkommen ausnutzen zu können, müssen modularisierte Anlagenteile automatisch verschaltet werden. Dabei ist Folgendes zu beachten:

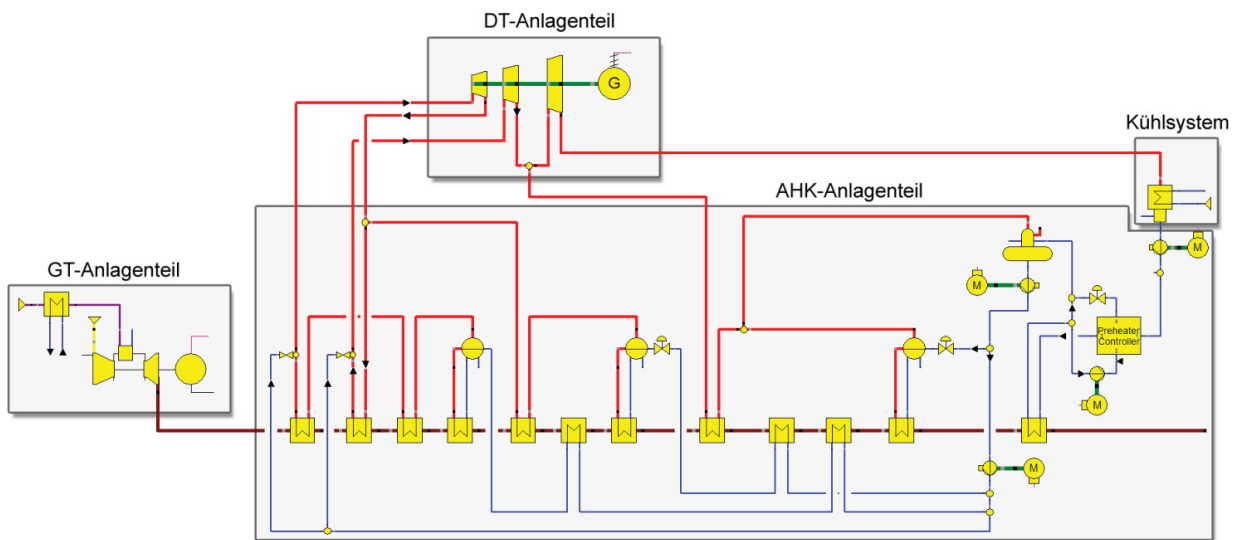
- Ob und wann eine automatische Verbindung von Modulschnittstellen ausgeführt wird, muss dem Benutzer überlassen sein und ist für jedes Modul einzeln zu bestimmen.
- Lokale Einstellungen im Modulinterface sind dabei globalen Einstellungen über die Programmoberfläche vorzuziehen, um ein größtmögliches Maß an Flexibilität zu gewährleisten.
- Das automatische Verbinden zweier Modulschnittstellen darf nur dann ausgeführt werden, wenn beide Module eine Benutzerfreigabe dazu besitzen.

EBSILON Professional in der Version 10.03 bietet standardmäßig keine Möglichkeit einer automatischen Verbindung zweier Schnittstellen, gibt aber dem Anwender mit dem Bauteil 93 die Möglichkeit so weit in die Prozessrechnung einzugreifen, dass es im Zuge dieser Arbeit möglich war, ein automatisches Verbinden zweier Schnittstellen zu realisieren. Siehe dazu das Kapitel 6.1.2 „Der Konnektor“.

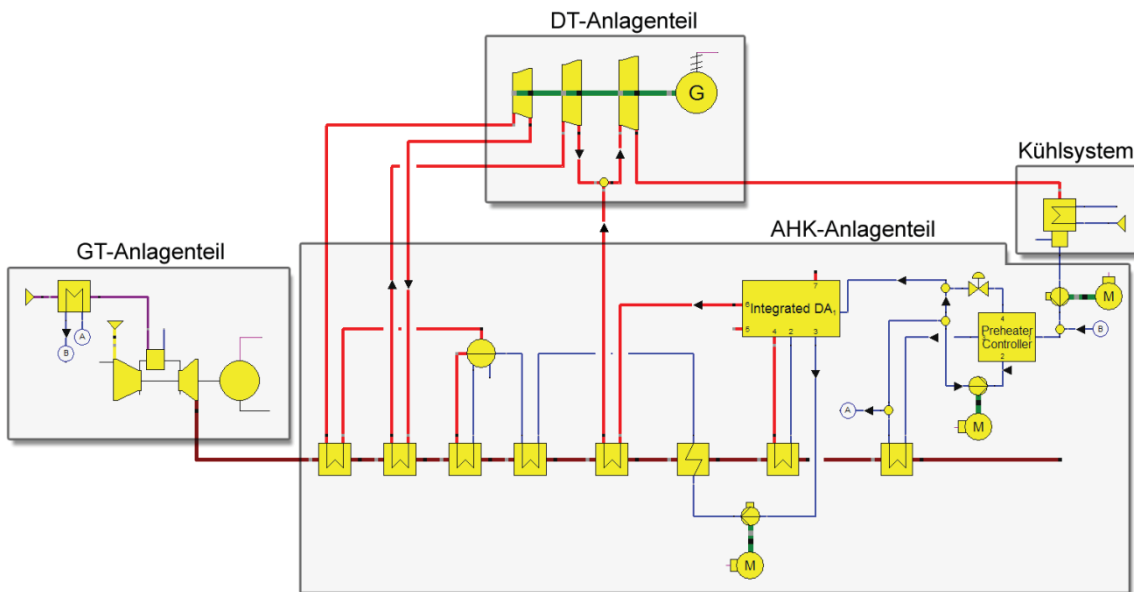


### 5.3 Gas- und Dampfkraftwerks-Module

Unter Beachtung der Anforderungen und Definition eines Moduls, welche in Kapitel 5.1 gemacht wurden und der Minimierung von Schnittstellen einzelner Kraftwerksanlagenteile wurden 17 GuD-Kraftwerke untersucht. Acht dieser Kraftwerke sind in Kapitel 4.3.3 tabellarisch beschrieben und mit einer Abbildung ihres Kraftwerksprozesses versehen. In **Abbildung 5.1** und **Abbildung 5.2** sind beispielhaft die Modulgrenzen zweier GuD-Kraftwerksanlagen dargestellt.



**Abbildung 5.1:** Grenzen der Anlagenteile eines GuD-Kraftwerks am Beispiel des Kraftwerks Phu My 3



**Abbildung 5.2:** Grenzen der Anlagenteile eines GuD-Kraftwerks am Beispiel des Kraftwerks Monterrey

### 5.3.1 Module des Gasturbinen-Anlagenteils eines GuD-Kraftwerks

Wenn ein Prozesssimulationsprogramm nicht die Möglichkeit bietet auf Daten einer Vielzahl von Gasturbinenmodellen zurückzugreifen, ist es sinnvoll unterschiedliche Gasturbinentypen in eigenen Modulen zu realisieren.

Für diese Arbeit kann mittels EBSILON Professional und der VTU Gasturbinenbibliothek auf 167 unterschiedliche Gasturbinen und Gasturbinenkonfigurationen zurückgegriffen werden. Dies macht eine Modularisierung auf Basis unterschiedlicher Gasturbinentypen nicht notwendig.

Der Gasturbine vorgeschaltete Anlagenteile fordern dennoch unterschiedliche Module der Gasturbineneinheit. Die beiden wichtigsten Anlagenteile sind der Brenngaskompressor und die Brenngasvorwärmung. Durch den Energieeintrag des Brenngaskompressors in das Brenngas ist keine Brenngasvorwärmung notwendig und somit sind beide Apparaturen vereint in einem Modul auszuschließen.

Folgende drei Gasturbinenmodule sind zur Beschreibung von GuD-Kraftwerken, welche in dieser Arbeit genannt wurden, notwendig:

- **Standard Gasturbinenmodul**
- **Gasturbinenmodul mit integriertem Brenngaskompressor**
- **Gasturbinenmodul mit integrierter Brenngasvorwärmung**

In **Abbildung 5.3** sind diese Gasturbinenmodule in oben genannter Reihenfolge abgebildet. Diese Übersicht wurde mit EBSILON Professional erstellt

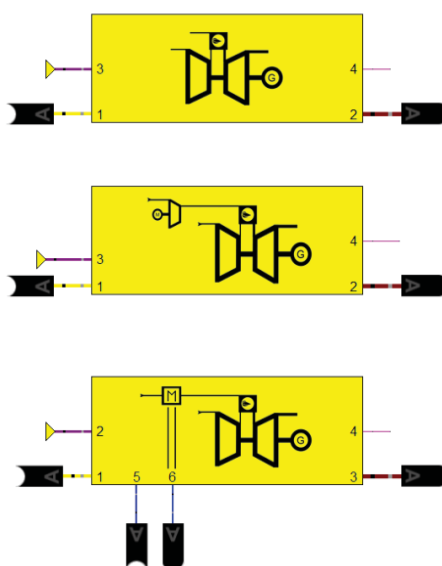


Abbildung 5.3: Übersicht der Gasturbinenmodule

### 5.3.2 Module des Abhitzekessel-Anlagenteils eines GuD-Kraftwerksprozesses

Eine gute Abbildungsmöglichkeit der in dieser Arbeit untersuchten GuD-Kraftwerksanlagen erfordert mindestens sechs Abhitzekesselmodule. Um die Verschaltung von Abhitzekesselmodulen mit Dampfturbinenmodulen zu erleichtern, werden zusätzlich zwei Abhitzekesselmodule benötigt. Dadurch ergibt sich eine Gesamtanzahl von acht Abhitzekesselmodulen.

Nachstehende Restriktionen wurden zur Minderung der Modulanzahl eingeführt:

- Die Auskopplung von Prozessdampf geschieht außerhalb der Abhitzekessel-Modulgrenze
- Die Unterstützung einer Brenngasvorwärmung im Gasturbinenmodul wird in allen Abhitzekesselmodulen vorgesehen
- Entgaser und Speisewasserpumpen sind im Modul integriert

Folgende 8 Abhitzekesselmodule sind somit zur Beschreibung von GuD-Kraftwerken notwendig:

- **Eindruck-Abhitzekesselmodul**
- **Eindruck-Abhitzekesselmodul mit Zwischenüberhitzung**
- **Zweidruck-Abhitzekesselmodul**
- **Zweidruck-Abhitzekesselmodul mit Zwischenüberhitzung**
- **Zweidruck-Abhitzekesselmodul mit Niederdruckdampf-gespeister Zwischenüberhitzung**
- **Dreidruck-Abhitzekesselmodul**
- **Dreidruck-Abhitzekesselmodul mit Zwischenüberhitzung**
- **Dreidruck-Abhitzekesselmodul mit Mitteldruckdampf-gespeister Zwischenüberhitzung**

In **Abbildung 5.4** sind die oben angeführten Abhitzekesselmodule abgebildet. Diese Übersicht wurde mit EBSILON Professional erstellt.

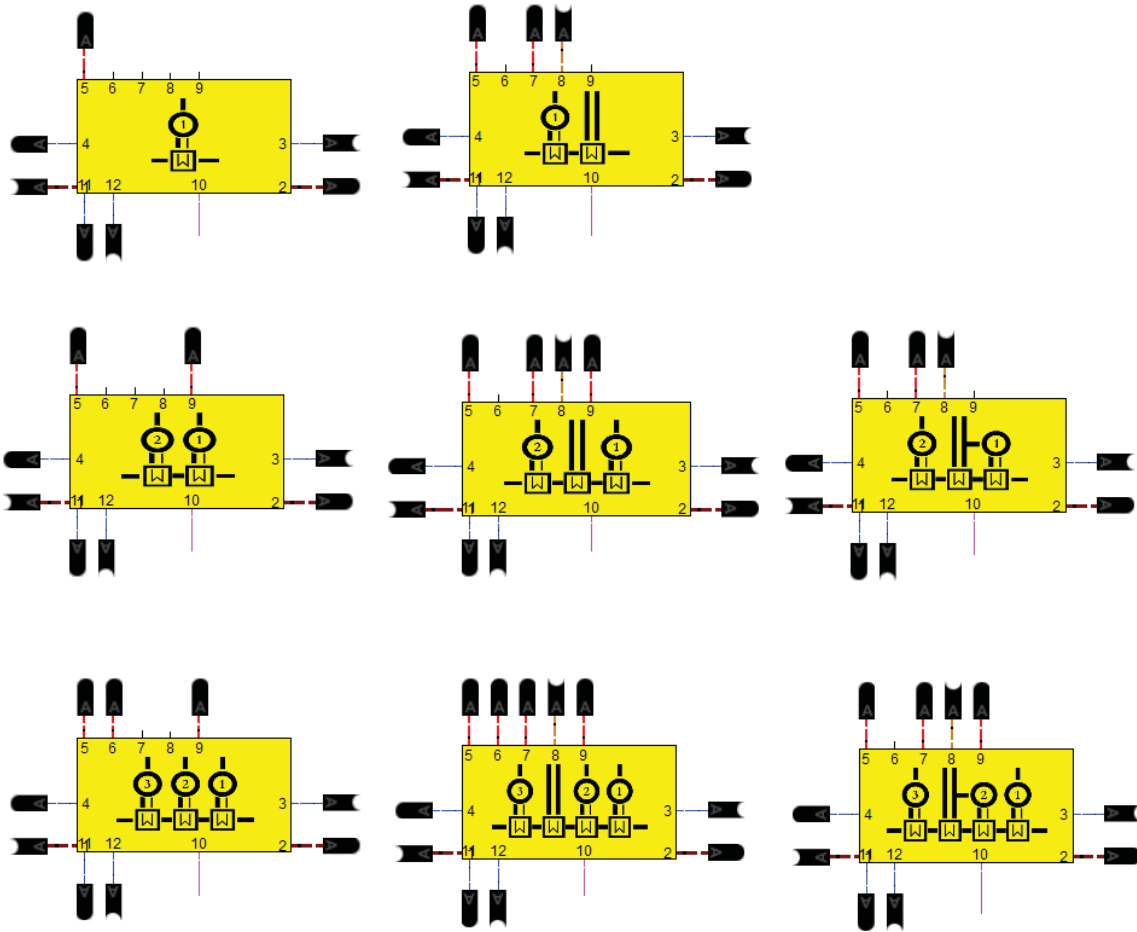


Abbildung 5.4: Übersicht der Abhitzekesselmodule

In **Tabelle 3** sind die unter Punkt 4.3.3 erwähnten GuD-Kraftwerke und deren zugehöriges Abhitzekesselmodul zur Beschreibung des Anlagenschemas angeführt. Es handelt sich bei den Kraftwerken um Großkraftwerke, aus diesem Grund ist kein Eindruck-Dampfprozess darunter zu finden.

**Tabelle 3:** GuD-Kraftwerke und deren Abhitzekesselmodule zur Beschreibung ihres Anlagenschemas

Nr.	Kraftwerksname	Art des Abhitzekesselmoduls
1	Bandirma	Dreidrucksystem mit Mitteldruckdampf-gespeister ZÜ
2	Rheinhafen- Block 4	Dreidrucksystem mit Mitteldruckdampf-gespeister ZÜ

3	BASF Ludwigshafen	Zweidrucksystem
4	Vresova	Zweidrucksystem
5	Herdecke	Dreidrucksystem mit Mitteldruckdampf-gespeister ZÜ
6	Köln-Merkenich	Zweidrucksystem
7	Opel Rüsselsheim	Zweidrucksystem
8	Lingen Block D	Dreidrucksystem mit Mitteldruckdampf-gespeister ZÜ
9	Taranaki TCC	Dreidrucksystem mit Mitteldruckdampf-gespeister ZÜ
10	Monterrey	Zweidrucksystem mit Zwischenüberhitzung
11	Phu My 3	Dreidrucksystem mit Mitteldruckdampf-gespeister ZÜ
12	Palos de la Frontera	Dreidrucksystem mit Mitteldruckdampf-gespeister ZÜ
13	Arcos III	Dreidrucksystem mit Mitteldruckdampf-gespeister ZÜ
14	Diemen 33	Dreidrucksystem mit Mitteldruckdampf-gespeister ZÜ
15	Vado Ligure	Dreidrucksystem mit Mitteldruckdampf-gespeister ZÜ
16	Shuwei hat S1	Zweidrucksystem
	Monthel	
17	Cogeneration	Zweidrucksystem
18	Seebank	Dreidrucksystem mit Mitteldruckdampf-gespeister ZÜ

### 5.3.3 Module des Dampfturbinen-Anlagenteiles eines GuD-Kraftwerksprozesses

Die Anzahl und Ausführung der Dampfturbinenmodule hängt stark mit der Anzahl der Abhitzeesselmodule zusammen. Die Dampfaus- und Zwischenüberhitzereintritte der Abhitzeesselmodule müssen entgegengesetzt den Dampfein- und Zwischenüberhitzeraustritten der Dampfturbinenmodule entsprechen.

Nachstehende 7 Dampfturbinenmodule sind zur Beschreibung von GuD-Kraftwerken notwendig:

- **Eindruck-Dampfturbinenmodul**
- **Eindruck-Dampfturbinenmodul mit Zwischenüberhitzung**
- **Zweidruck-Dampfturbinenmodul**
- **Zweidruck-Dampfturbinenmodul mit Zwischenüberhitzung**
- **Dreidruck-Dampfturbinenmodul**
- **Dreidruck-Dampfturbinenmodul mit Zwischenüberhitzung**
- **Gegendruck-Dampfturbinenmodul**

Für die Umsetzung in EBSILON Professional sind zwei weitere Dampfturbinenmodule vorgesehen. Diese sind:

- Zweidruckdampfturbinenmodul mit Mitteldruckdampf-gespeister Zwischenüberhitzung
- Dreidruckdampfturbinenmodul mit Mitteldruckdampf-gespeister Zwischenüberhitzung

Die beiden zusätzlichen Module sind theoretisch nicht notwendig, da ihre Aus- und Eingänge ident zu jenen derselben Drucksysteme mit Zwischenüberhitzung sind. Dies wird durch **Abbildung 5.5** verdeutlicht.

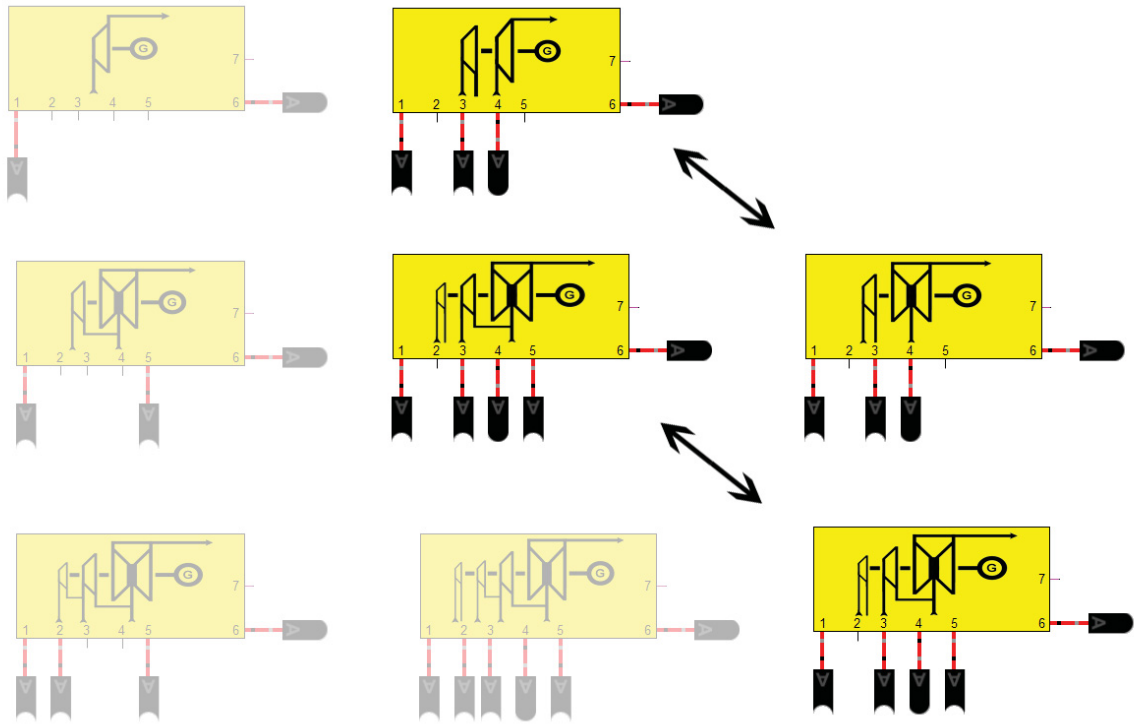


Abbildung 5.5: Dampfturbinenmodule ohne das Gegendruckmodul

### 5.3.4 Module des Hauptkühlsystems eines GuD-Kraftwerksprozesses

In der GuD-Kraftwerkstechnik werden nachstehend angeführte Hauptkühlsysteme zur Kondensation des Dampfturbinenabdampfes und anschließender Rückkühlung des Kühlmediums eingesetzt. Es handelt sich bei der Auflistung um eine Kombination von Kondensator und Kühlsystem.

- **Direkt luftgekühlter Kondensator**
- **Mischkondensator mit Trockenkühlturm**
- **Oberflächenkondensator mit**
  - **Nasskühlturm mit und ohne Ventilatorunterstützung**
  - **Naturzugkühlturm mit und ohne Ventilatorunterstützung**
  - **Hybridkühlturm**
  - **Trockenkühlturm**

Die Oberflächenkondensatoren können jeweils als Umlauf- oder Durchlaufkühlung ausgeführt sein. Um lediglich eine Speisewasserleitung über die Kühlsystemmodulgrenzen zu führen, sind die Speisewasserpumpen im Abhitzeesselmodul vorzusehen.

Wie viele Kraftwerksmodule aus den oben genannten Hauptkühlsystemen resultieren, ist stark von den Möglichkeiten der Simulationssoftware abhängig. So ist in EBSILON Professional die Prozessrechnung eines Nasskühlturms als Umlauf- und Durchlaufkühlung in einem Modul möglich, da die Komponente zur thermodynamischen Darstellung des Nasskühlturms beide Optionen bietet.



### 5.3.5 Zusätzliche Module zur thermodynamischen Beschreibung eines GuD-Kraftwerksprozesses

Bei entsprechenden klimatischen Voraussetzungen und Spitzenlastanwendungen kann der Einsatz eines Verdunstungskühlers zur Leistungssteigerung wirtschaftlich sinnvoll sein, da bei kurzfristig steigendem Energiebedarf auch der Strompreis steigt. Die Wirkungsgradminderung der Gesamtanlage wird durch diesen Mehrpreis aufgefangen.

Da *Verdunstungskühler* oder andere Luftkühler eine Option im Gasturbinenansaugluftsystem darstellen, speziell bei europäischen Kraftwerken aber selten vorkommen, sollte der Luftkühler nicht in die Gasturbinenmodule integriert werden, sondern als eigenständiges Modul realisiert werden.

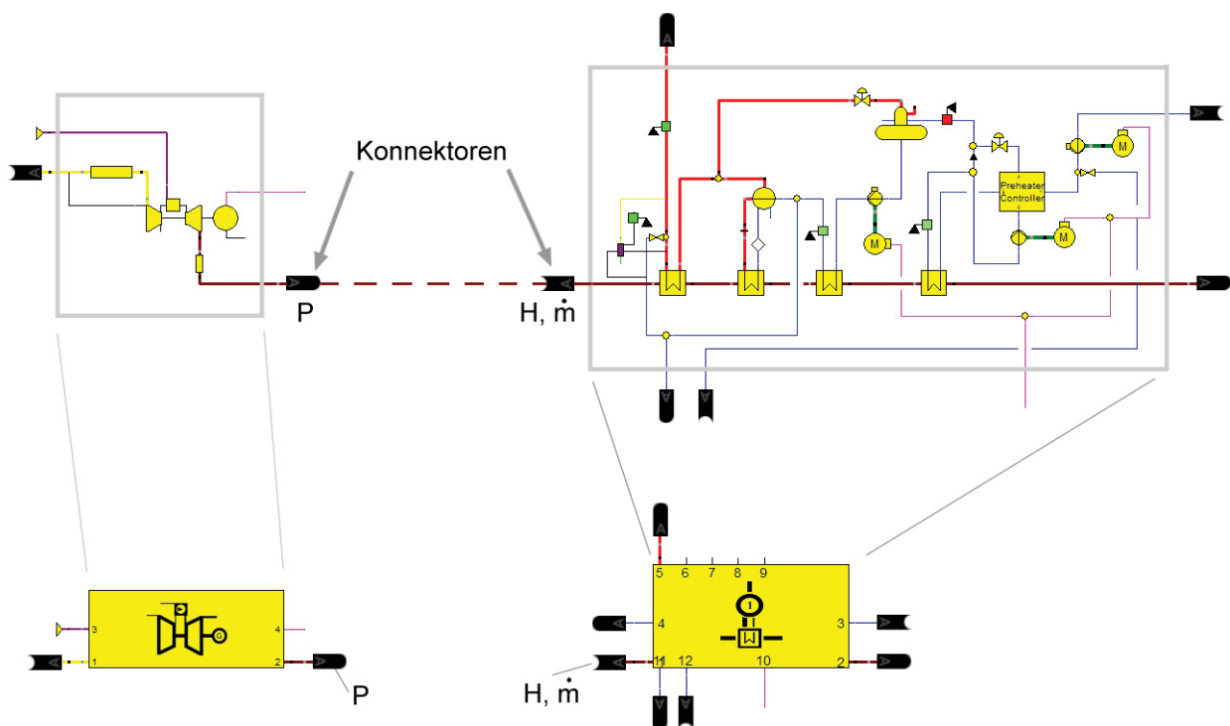
Eine weitere Möglichkeit zur Steigerung der Anlagenleistung ist der Einsatz einer Zusatzfeuerung. Zusatzfeuerungen werden für eine gasturbinenunabhängige Erhöhung der Dampfproduktion eingesetzt und können optional in den Rauchgasstrom zwischen Gasturbine und Abhitzeessel geschaltet werden. Auch die Zusatzfeuerung sollte als eigenständiges *Zusatzfeuerungsmodul* realisiert werden. Zusatzfeuerungen, welche in der Kraftwerksanlage zwischen den Überhitzer-Wärmetauscherflächen oder vor einem Verdampfer installiert sind, müssten in den Abhitzeessel-Modulen berücksichtigt werden.

Um das Kreislaufschema des Kraftwerks Rüsselsheim in Deutschland vollständig abbilden zu können, ist die prozesstechnische Beschreibung einer Fernwärmeauskopplung notwendig, welche in vorliegendem Fall als *Zweidruck-Fernwärmemodul* zu realisieren wäre. Dies ist jedoch nicht Teil dieser Arbeit und soll daher lediglich erwähnt werden.

## 5.4 Modulrandbedingungen und Spezifikationswerte

Zielsetzung dieser Arbeit ist es, die Module einzeln exekutieren zu können, um einen möglichst hohen Benutzungskomfort zu gewährleisten. Wenn die Module separat funktionieren ist auch die Reihenfolge des Schaltungsaufbaus frei.

Wird ein Kraftwerksmodul separat ausgeführt, sind Modulrandbedingungen notwendig. Modulrandbedingungen stellen Ersatzwerte für fehlende Module bzw. Anlagenteile dar und werden in den Konnektoren, welche sich an den Modulschnittstellen befinden, bereitgestellt. Dies ist schematisch in **Abbildung 5.6** dargestellt.



**Abbildung 5.6:** Modulrandbedingungen als Ersatz für fehlende Kraftwerksanlagenteile

Nach dem Verschalten zweier Module, zum Beispiel eines Gasturbinenmoduls mit einem Abhitzeesselmodul wie in **Abbildung 5.7**, werden die Randbedingungen der betroffenen Konnektoren deaktiviert und durch Werte der Prozessrechnung des jeweils anderen Moduls ersetzt.

Randbedingungen, welche trotz des Verschaltens zweier Module zur Prozessrechnung benötigt werden, sind als Spezifikationswerte im Modulinterface eingebettet und nicht von Konnektoren abhängig. Der genaue Aufbau und die Funktionsweise der Konnektoren wird in Kapitel 6.1 erklärt.

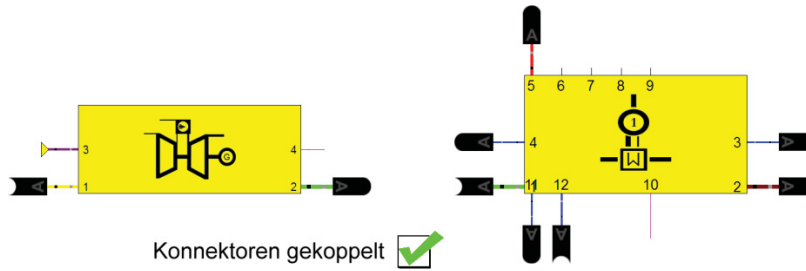


Abbildung 5.7: Verbundenes Gasturbinen- und Abhitzeesselmodul

Um Werte der Randbedingungen und Spezifikationswerte verwalten zu können, ist es sinnvoll Kraftwerksblockgrößen einzuführen. Da in einem GuD-Kraftwerk die Gasturbine ca. 2/3 der elektrischen Gesamtanlagenleistung liefert und die Gasturbinenabgaswerte ausschlaggebend für den nachgeschalteten Dampfprozess sind, erweist es sich als praktikabel, die Kraftwerksblockgrößen auf die Gasturbinenleistung zu beziehen.

Zur Bestimmung der Blockgrößen wurden 30 Gasturbinen und deren Kennwerte aus der VTU Energy Gasturbinenbibliothek betrachtet. Es handelt sich bei den in **Tabelle 4** angeführten Gasturbinen um Maschinen für den 50-Herz-Markt und einen Betrieb mit Erdgas als Brennstoff.

Der Abgasmassenstrom, die Abgastemperatur, sowie die Leistung der Gasturbinen beziehen sich auf den ISO-Umgebungszustand.

Tabelle 4: Leistungsdaten diverser Gasturbinen [41]

Nr.	Hersteller	Bezeichnung	Leistung	Abgasmassenstrom	Abgastemperatur
			MW	kg/s	°C
1	Solar Turbines	CENTAUR 50-T6200S	4,60	19,1	509
2	Siemens	SGT-100	5,00	19,5	545
3	Siemens	SGT-200	6,75	29,3	466
4	Solar Turbines	TAURUS 70-10801S Axial	7,85	26,9	506
5	Siemens	SGT-300	7,90	30,2	542

6	Solar Turbines	MARS 90-T13002S	9,44	40,2	464
7	Solar Turbines	MARS 100-16000S	11,29	43,2	458
8	Siemens	SGT-400	12,90	39,4	555
9	Solar Turbines	TITAN 130-20501S	14,99	49,8	496
10	Solar Turbines	TITAN 250-30000S	21,12	67,5	466
11	Siemens	SGT-600	24,40	81,6	543
12	General Electric	LM2500+ DLE	29,21	87,2	531
13	Siemens	SGT-700	29,40	92,1	518
14	General Electric	LM2500+G4	35,34	95,5	515
15	General Electric	LM6000 PC	42,49	127,7	433
16	General Electric	LM6000 PF Sprint15 DLE	46,49	131,4	450
17	Siemens	SGT-800	47,00	131,6	544
18	General Electric	LM6000 PF Sprint25 DLE	47,13	131,7	454
19	General Electric	LM6000 PC Sprint	49,52	133,9	450
20	Siemens	SGT5-1000F	65,40	190	586
21	Siemens	SGT5-2000E (41MAC)	159,3	525	530
22	Siemens	SGT5-2000E (33MAC)	163,3	525	539
23	Alstom	GT13E2	179,9	564	510
24	Siemens	SGT5-3000E (41MAC)	185,5	510	579
25	Siemens	SGT5-3000E (33MAC)	202,3	536	582
26	Alstom	GT13E2 (2013)	202,7	624	501
27	Alstom	GT26	276,2	642	616
28	Siemens	SGT5-4000F	285,0	685	580
29	Alstom	GT 26 (K2)	326,0	692	603
30	Siemens	SGT5-8000H	375,0	820	625

Die Auswertung ergibt die Notwendigkeit von vier Kraftwerksblockgrößen in den Größenklassen 0-12 MW, 12-60 MW, 60-200 MW, sowie eine Größenklasse für Gasturbinen mit einer Leistung höher als 200 MW

Gasturbinen der ersten Größenklasse von 0-12 MW werden neben der Erzeugung von Elektrizität häufig für die Produktion von Prozessdampf eingesetzt. In beiden Fällen geschieht dies meist mittels Rauchrohr-Sattdampfkessel mit einem Druck von bis zu 25 bar. Diese spezielle Art von KWK-Anlagen entspricht nicht dem klassischen GuD-Abhitzekeessel wie er in den Modulen abgebildet wird. Aus diesem Grund wurde die Größenklasse 0-12 MW in dieser Arbeit nicht weiter berücksichtigt.

Die Werte der Randbedingungen werden innerhalb eines Moduls in einem Speicherbaustein gespeichert. Der Speicherbaustein wurde mittels eines Makros realisiert.

Um die Änderung von Randbedingungswerten mit geringem Benutzeraufwand handhaben zu können, wurde bei der Entwicklung des Speicherbausteins auf Flexibilität geachtet. Geänderte Randbedingungswerte müssen lediglich in einem Speicherbaustein geändert werden und können anschließend in jedes weitere Modul kopiert werden.

In **Abbildung 5.8** ist das Symbol des Speicherbausteins abgebildet. Es findet in den Abhitzekeessel- und Dampfturbinenmodulen Anwendung.



**Abbildung 5.8:** Symbol des Speicherbausteins für Randbedingungen

Nachfolgend wird auf Randbedingungen und Spezifikationen für Gasturbinen-, Abhitzekeessel- und Dampfturbinenmodule und die Module des Hauptkühlsystems eingegangen.

### 5.4.1 Randbedingungen und Spezifikationswerte der Gasturbinenmodule

In **Abbildung 5.9** ist ein Gasturbinenmodul mit dessen zur Prozessrechnung notwendigen Randbedingungen dargestellt. Die Brenngasrandbedingungen an Port 3 sind in einer EBSILON-Komponente 1 gespeichert, der Rest in zwei Konnektoren.



**Abbildung 5.9:** Randbedingungen der Gasturbinenmodule

#### 5.4.1.1 Gasturbinen-Ansaugluft

Die Gasturbinen-Ansaugluft-Werte an Port 1 werden aus Umgebungsbedingungskomponenten übernommen und entsprechen standardmäßig den ISO-Umgebungsbedingungen von 15 °C, 1,01325 bar und einer relativen Luftfeuchtigkeit von 60 %. Da eine Konnektor keine Eingabe der Luftfeuchtigkeit zulässt, befindet sich im Modulinneren die Messwertkomponente der relativen Luftfeuchtigkeit.

#### 5.4.1.2 Brenngas

Das Gasturbinenmodell vernachlässigt die Druck-Brenngasbedingung. Dies gilt nicht für die Brenngaszusammensetzung und die Temperatur. Die Druck-Brenngasrandbedingung ist somit lediglich für das Gasturbinenmodul mit integriertem Brenngaskompressor und Brenngas-Vorwärmung von Bedeutung.

Erdgasverteilungssysteme, welche auf Basis von Gaspipelines funktionieren, werden mit einem Nenndruck zwischen 40 bar und 120 bar betrieben. [42]

Als Beispiel gibt es in Österreich für den Erdgastransit die Gaspipelines TAG, WAG, HAG, SOL und PENTA. Diese Leitungen werden bei einem Nenndruck von 70 bar betrieben. [43]

Der Mindestversorgungsdruck einer Gasturbine wird konstruktionsbedingt durch ihren Verdichter und die Brennkammer vorgegeben. Überschlagsmäßig liegt der Erdgasvordruck bei einem Wert der dem Gasturbinenverdichtungsverhältnis plus 15 bar entspricht. Der Zuschlag von 15 bar ergibt sich aus dem notwendigen Überdruck zur Gasturbinenregelung und den Druckverlusten bis zur Brennkammer.

Als Beispiel wird die Gasturbine SGT5-4000F von Siemens angeführt, welche ein Verdichtungsverhältnis von 18 und einen Erdgasvordruck in einem Bereich zwischen 27 und 33 bar zulässt. [44]

Die Verdichtungsverhältnisse bewegen sich bei Siemens Gasturbinen zwischen 12 für die SGT-2000E und 21,1 für eine SGT-800. Siehe dazu **Tabelle 5**.

**Tabelle 5:** Siemens Gasturbinen und deren Verdichtungsverhältnisse [44]

Gasturbinentyp	Verdichtungsverhältnis
SGT-100	15,6
SGT-300	13,7
SGT-500	13,0
SGT-600	14,0
SGT-800	21,1
SGT-2000E	12,0
SGT-4000F	18,0
SGT-8000H	19,2

Für die Gasvordruckrandbedingung der Gasturbinenmodule wurde von einem Verdichtungsverhältnis von 20 ausgegangen und ergibt mit einem Druckzuschlag von 15 bar einen Gasvordruck von 35 bar.

Ausgenommen davon ist das Gasturbinenmodul mit integriertem Brenngaskompressor. Bei diesem Modul ist der Verdichterausgangsdruck auf 35 bar eingestellt und für die Gasdruckeingangsrandbedingung wurden 20 bar gewählt.

Die Gastemperatur in Gaspipelines hängt von der Umgebungstemperatur, der Entfernung der letzten Gasreduzierstation (Joule-Thomson-Effekt) und dem Gasdruck vor der Gasreduzierstation ab. Aus diesem Grund gibt es in der Literatur keine Aussagen über Gastemperaturen in Gaspipelines, welche als Standard herangezogen werden könnten.

Aus diesem Grund wurde die Gastemperatur mit 15 °C angenommen.

Unter 15°C sollte die Gastemperatur in Pipelines nicht fallen, da es unterhalb dieser Temperatur zur Bildung von Kristallen aus H<sub>2</sub>O und Kohlenwasserstoffen, sogenannten Methanhydraten, kommen kann, welche Schäden an Ventilen verursachen. [45]

#### **5.4.1.3 Gasturbinenabgas**

Das Gasturbinenmodell erfordert zur Simulation einen Gegendruck am Abgasaustritt. Der Gegendruck setzt sich aus dem Umgebungsdruck und dem Druckverlust durch den Abhitzekeessel zusammen. Der Druckverlust eines Dreidruckabhitzekeessels beträgt im Schnitt 40 mbar.

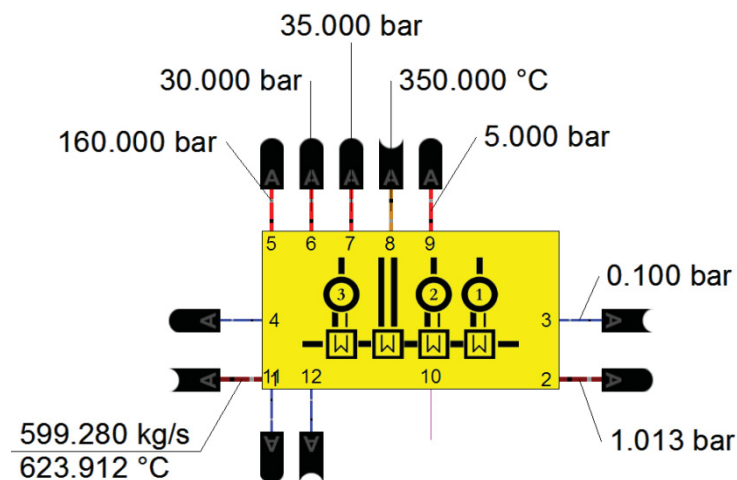
Es wird darauf geachtet, dass der rauchgasseitige Druckverlust so gering wie möglich gehalten wird, da ein rauchgasseitiger Druckverlust von 10 mbar eine Leistungs- und Wirkungsgradminderung der Gasturbine von ca. 0,8 % zur Folge hat. [46]



## 5.4.2 Randbedingungen und Spezifikationswerte der Abhitzeesselmodule

Da der Abhitzeessel eines GuD-Kraftwerks mit den meisten Anlagenteilen in Wechselwirkung steht, sind die Randbedingungen und Spezifikationswerte des Abhitzeessels dementsprechend vielfältig und komplex. Dies gilt vor allem, wenn das Abhitzeesselmodul eigenständig simuliert wird. So bezieht das Abhitzeesselmodul die beiden Haupteingangsströme Rauchgas vom Gasturbinenmodul und Speisewasser vom Kühlsystem. Weitere Randbedingungen sind durch das Zusammenwirken des Abhitzeessels mit der Dampfturbine notwendig.

In **Abbildung 5.10** sind die Randbedingungen für einen Dreidruck-Abhitzeessel mit Zwischenüberhitzung bei einer Gasturbinenleistung von 220 MW und ISO-Umgebungsbedingungen von 15 °C und 1,01325 bar dargestellt.



**Abbildung 5.10:** Randbedingungen eines Dreidruck-Abhitzeesselmoduls mit ZÜ für eine Gasturbinenleistung von 220 MW und ISO-Bedingungen

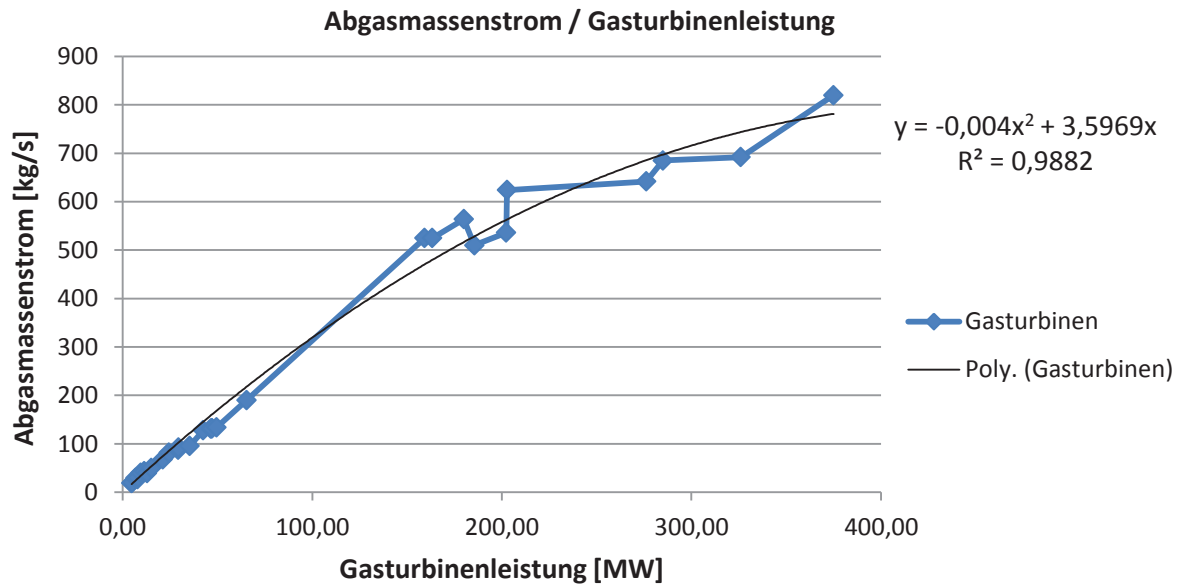
Die Modulspezifikationswerte, welche nach einer Verbindung des Abhitzeesselmoduls mit einem Dampfturbinenmodul für die Regelung der Dampfparameter weiterhin vorhanden sein müssen, sind im Modulinterface hinterlegt

### 5.4.2.1 Rauchgaseintrittsrandbedingungen

Rauchgasdaten sind die wichtigsten Simulationsgrößen des Abhitzeesselmoduls.

Um genaue Simulationsergebnisse zu erhalten, wird der Wert des Rauchgasmassenstroms nicht in 4 Blockgrößen eingeteilt, sondern aus einer stetigen Funktion errechnet.

Der Verlauf des Verhältnisses von Rauchgasmassenstrom zu Gasturbinenleistung wurde mit Hilfe der Gasturbinendaten aus **Tabelle 4** erstellt und ist in **Abbildung 5.11** dargestellt.



**Abbildung 5.11:** Zusammenhang des Abgasmassenstroms zur Gasturbinenleistung bei ISO-Umgebungsbedingungen

$$y = -0,004 * x^2 + 3,5969 * x \tag{5-1}$$

Die Trendlinie in **Abbildung 5.11** zeigt eine Gasturbinenwirkungsgradsteigerung mit größer werdenden Gasturbinen. Die Formel 5-1 hat bei einer Gasturbinenleistung von 449,6 MW ihr Maximum. Aus diesem Grund wird an den Benutzer eine Warnung bei Eingabe von Gasturbinenleistungen über 400 MW ausgegeben, welche ihn zur Überprüfung der Abgasmassenstromdaten auffordert.

Da die Dichte der Luft temperaturabhängig und eine Gasturbine eine volumetrische Maschine ist, musste eine Abgasmassenstrom-Temperaturkorrekturkurve gefunden werden. Dazu wurden acht Abgasmassenstrom-Temperaturkorrekturkurven von Gasturbinen, dargestellt in **Abbildung 5.12**, gemittelt. Die dazu notwendigen Daten konnten aus der VTU Gasturbinenbibliothek [41] gewonnen werden.

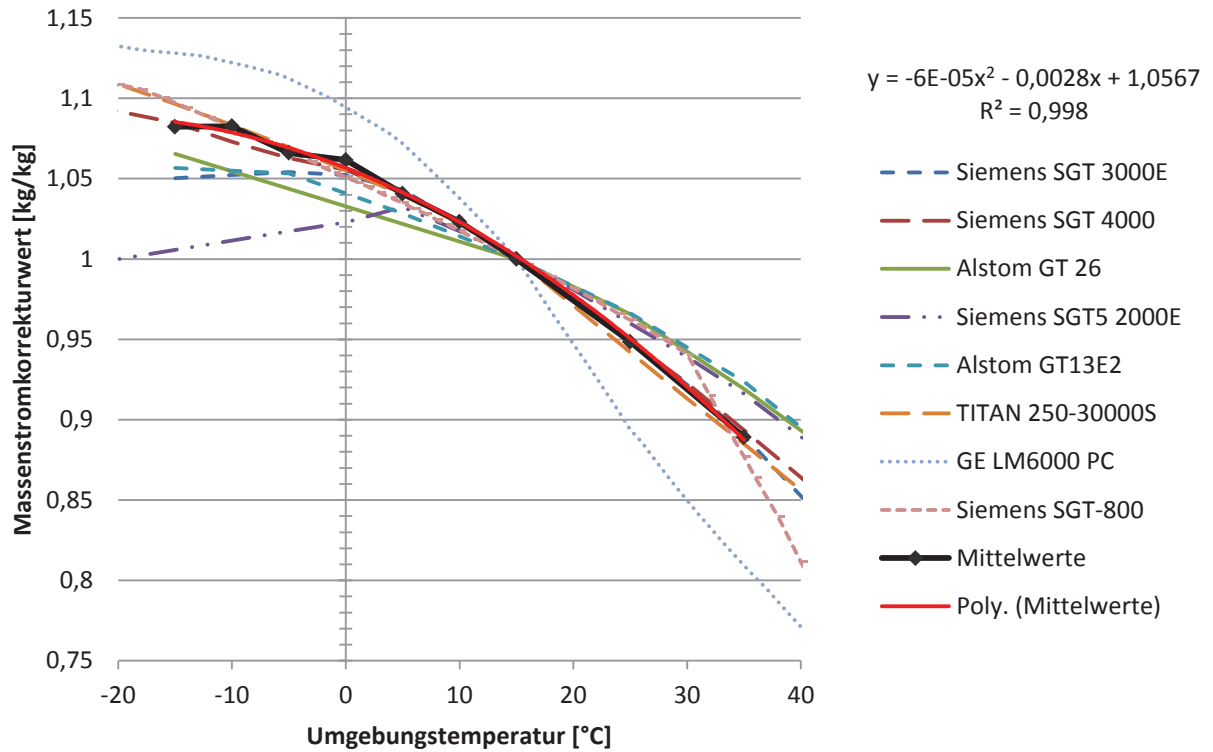


Abbildung 5.12: Zusammenhang zwischen Umgebungstemperatur und Massenstromkorrekturwert

In **Tabelle 6** sind die gemittelten Massenstromkorrekturwerte angeführt. Werte der Gasturbine Siemens SGT5-2000E wurden lediglich für positive Umgebungstemperaturen in die Betrachtung aufgenommen, da diese Gasturbine ein abweichendes Verhalten zeigt. Grund dafür ist das Abregeln der Leistung durch die Gasturbinenleittechnik um eine Überlastung des Generators zu verhindern.

Tabelle 6: Abgasmassenstrom-Temperaturkorrekturwerte für Gasturbinen

Umgebungstemperatur	Abgaskorrekturwerte
°C	$kg_{(T)}/kg_{(T0)}$
-15	1,082
-10	1,083
-5	1,066
0	1,062
5	1,041

10	1,023
15	1,000
25	0,949
35	0,889

Das Ergebnis ist eine Funktion 5-2 des Massenstromkorrekturwerts zur Umgebungstemperatur, welche sich wie folgt darstellt:

$$y = -7 * 10^{-5} * x^2 - 0,0028 * x + 1,0567 \quad (5-2)$$

Der Wert des Rauchgasmassenstroms errechnet sich aus dem Massenstrom, resultierend aus der angegebenen Gasturbinenleistung, welcher durch Gleichung 5-1 ermittelt wird, multipliziert mit der Umgebungstemperatur-Korrekturfunktion.

$$\dot{m}_{Rauchgas} = (-0,004 * GPO^2 + 3,5969 * GPO) \times (-7 * 10^{-5} * T_U^2 - 0,0028 * T_U + 1,0567) \quad (5-3)$$

$\dot{m}_{Rauchgas}$  ... .. Rauchgasmassenstrom in  $[\frac{kg}{s}]$

$GPO$  ... .. Gasturbinenleistung in [MW]

$T_U$  ... .. Umgebungstemperatur in [°C]

Die Gasturbinenabgastemperatur hängt sehr stark von der eingesetzten Turbinentechnologie ab. Es gibt daher keinen dezidierten Zusammenhang zwischen Turbinenabgastemperatur und der Turbinenleistung über alle Leistungsklassen hinweg.

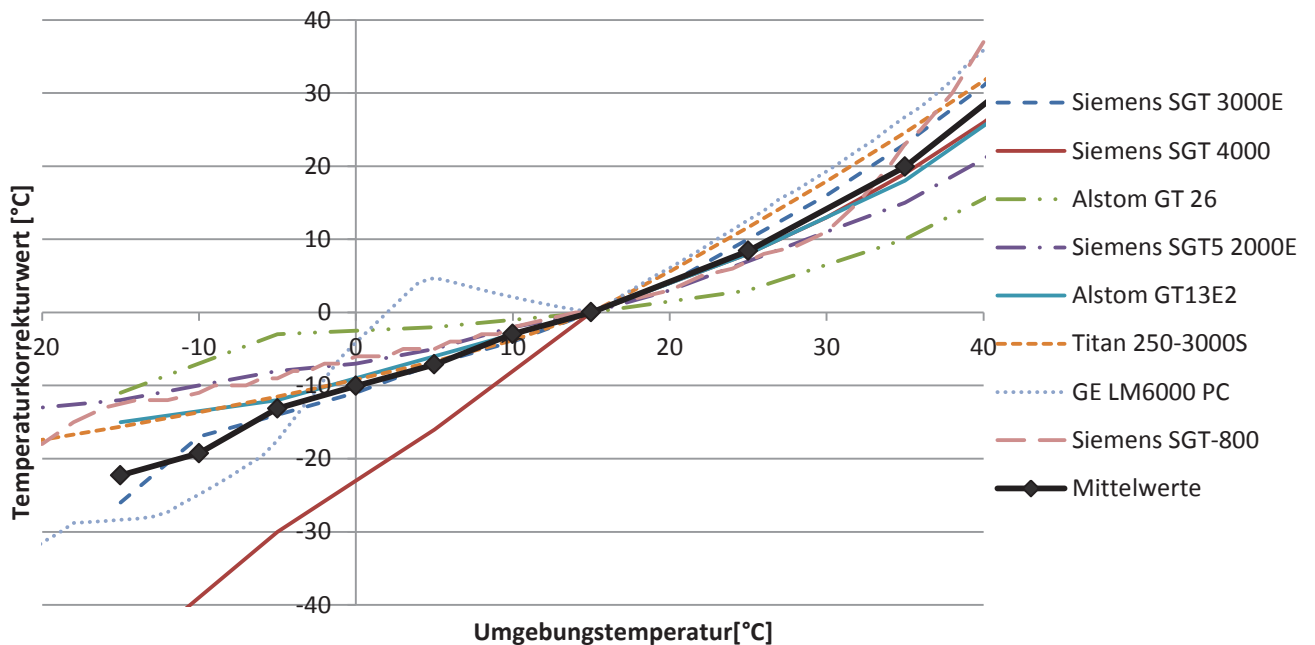
Aus diesem Grund wurde für jede der vier Kraftwerksblockgrößen eine repräsentative Gasturbinenabgastemperatur gewählt, welche den Trend in **Tabelle 4** abbildet und in **Tabelle 7** dargestellt ist.

**Tabelle 7:** Gewählte Gasturbinenabgastemperaturen für Abhitzekesselrandbedingungen

Blockgröße MW	Abgastemperaturmittelwert °C	gewählte Abgastemperatur °C
12 - 60	496,25	500
60 - 200	548,80	550
> 200	601,20	605

Die Gasturbinenabgastemperatur ist neben der Gasturbinentechnologie von der Umgebungstemperatur abhängig. Um diese Abhängigkeit in die Abhitzekesselrandbedingung einfließen zu lassen, wurden dieselben acht Gasturbinen auf ihr Abgastemperatur-Umgebungstemperaturverhalten untersucht.

In **Abbildung 5.13** ist der Zusammenhang zwischen Umgebungstemperatur und der Änderung der Gasturbinenabgastemperatur, dargestellt durch einen Temperaturkorrekturwert zum ISO-Umgebungszustand, abgebildet.



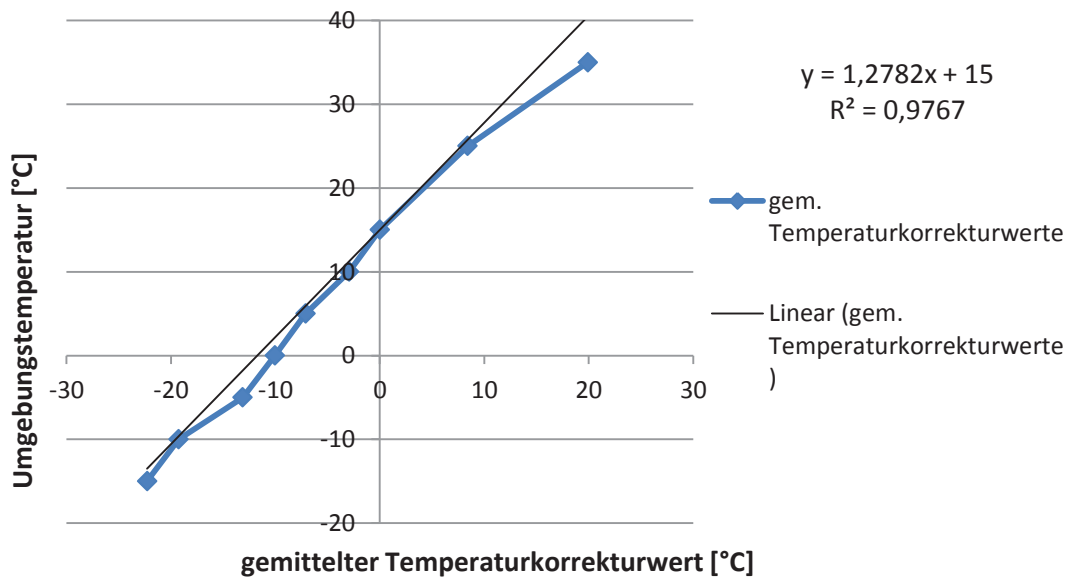
**Abbildung 5.13:** Zusammenhang zwischen Umgebungstemperatur und Temperaturkorrekturwert

Die in **Abbildung 5.13** dargestellten Kurven wurden gemittelt. Die gemittelten Werte sind in **Tabelle 8** gelistet.

**Tabelle 8:** Abgastemperaturkorrekturwerte für verschiedene Umgebungstemperaturen

Umgebungstemperatur °C	Temperaturkorrekturmittelwerte °C
-15	-22,29
-10	-19,26
-5	-13,13
0	-10,05
5	-7,12
10	-2,96
15	0,00
25	8,41
35	19,91

Bei einer Umgebungstemperatur von 15 °C beträgt der Temperaturkorrekturwert 0 °C. Da es in Microsoft Excel lediglich auf der Ordinate möglich ist den Nulldurchgang einer Trendlinie zu erzwingen, mussten die Achsen der Umgebungstemperatur und Temperaturkorrekturmittelwerte vertauscht werden.



**Abbildung 5.14:** Zusammenhang zwischen Umgebungstemperatur und gemitteltem Temperaturkorrekturwert

Die Trendlinie folgt der nachstehenden linearen Funktion

$$y = 1,2782 * x + 15 \tag{5-4}$$

Um eine Funktion des Temperaturkorrekturwerts von der Umgebungstemperatur zu erhalten, muss Gleichung 5-4 invertiert werden.

$$x = 0,78235 * y - 11,735 \tag{5-5}$$

Die Gasturbinenabgastemperatur, welche bei der Vernachlässigung von Leitungsverlusten der Rauchgaseintrittstemperatur des Abhitzekeessels entspricht setzt sich wie folgt zusammen:

$$T_{Rauchgas} = T_{GT,Abgas} + (0,78235 * T_U - 11,735) \tag{5-6}$$

$T_{Rauchgas}$  ..... Rauchgastemperatur in [°C]

$T_{GT,Abgas}$  ..... Blockgrößenabhängige Gasturbinenabgastemperatur in [°C]

$T_U$  ..... Umgebungstemperatur in [°C]

#### 5.4.2.2 Rauchgasaustrittsdaten

Der Rauchgasaustrittsdruck ist der vorherrschende Umgebungsdruck und beträgt bei ISO-Umgebungsbedingungen 1,01325 bar.

#### 5.4.2.3 Heißwasserdaten

Ausgekoppeltes Heißwasser wird hauptsächlich für die Brenngasvorwärmung benötigt. Bei der Brenngasvorwärmung handelt es sich um eine Anlagenoption zur Gasturbine. Standardmäßig wird von keinem Gebrauch einer Vorwärmung ausgegangen und die Heißwasserdaten dienen lediglich der Bestimmung des Leitungszustands.

#### 5.4.2.4 Dampfein- und austrittsdaten

Die Druck- und Temperaturrandbedingungen für den Hochdruck-, Mitteldruck-, Niederdruck und Zwischenüberhitzer-Dampfausgang, sowie den Zwischenüberhitzer-Dampfeingang wurden anhand vorhandener VTU-Projekte und den unter Punkt 4.3.3 angeführten Kraftwerken ermittelt.

Das zurzeit effizienteste GuD-Kraftwerk ist das Kraftwerk Irsching 4 in Deutschland mit einer SGT5-8000H-Gasturbine. Bei einer Leistung von 578 MW und einem Wirkungsgrad von 60,75 % (netto) hat Siemens im Testlauf die angepeilte Effizienzbestmarke von 60 % übertroffen. [48]

Die Gasturbine SGT5-8000H wurde optimiert für einen nachgeschalteten Abhitzeessel mit Hochdruckfrischdampfdaten von 170 bar und 600 °C. [47] Die Prozesswerte dieser Anlage stellen Spitzenwerte dar, welche von sonst keiner betrachteten GuD-Kraftwerksanlage erreicht werden.

Für die Massenstromrandbedingung des Zwischenüberhitzer-Dampfeingangs wird angenommen, dass kein Hochdruckdampf vor der Zwischenüberhitzung entnommen wird und dem Massenstrom des Hochdruckdampfausgangs entspricht.

In **Tabelle 9** sind die Dampfdrücke der Abhitzeesselmodule je Kraftwerksblockgröße gelistet.

**Tabelle 9:** Dampfdruckparameter der Abhitzeesselmodule

<b>Blockgröße</b>	<b>HD-Dampf</b>	<b>ZÜ-Dampf</b>	<b>MD-Dampf</b>	<b>ND-Dampf</b>
MW	bar	bar	bar	bar
12 - 60	90	28	23	5
60 - 200	140	30	25	5
> 200	160	35	30	5

In **Tabelle 10** sind die Dampftemperaturen der Abhitzeesselmodule aufgelistet.



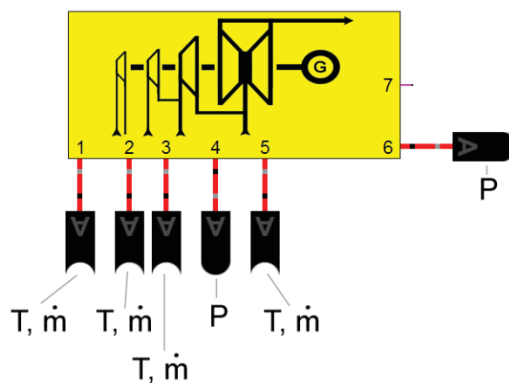
**Tabelle 10:** Dampftemperaturparameter der Abhitzekesselmodule

Blockgröße	HD-Dampf	ZÜ-Dampf-A.	ZÜ-Dampf-E.	MD-Dampf	ND-Dampf
MW	°C	°C	°C	°C	°C
12 - 60	500	500	290	270	210
60 - 200	530	530	320	270	210
> 200	560	560	350	320	240

Die Dampftemperaturen gelten für den Abhitzekessel als Spezifikationswerte und sind nicht in den Konnektoren, sondern im Modulinterface hinterlegt. Dies ist notwendig um die Temperaturdaten bei verbundenen Modulen dem Abhitzekesselmodul zur Regelung der Dampfausgangstemperatur weiterhin bereitstellen zu können.

### 5.4.3 Randbedingungen der Dampfturbinenmodule

Die Randbedingungen der Dampfturbinenmodule sind, bedingt durch die Anzahl der gemeinsamen Schnittstellen, größtenteils ident zu jenen der Abhitzekesselmodule. Der Unterschied besteht hauptsächlich in der Art der Bereitstellung der Randbedingungen und Spezifikationswerten.



**Abbildung 5.15:** Randbedingungen eines Dreidruck-Dampfturbinenmoduls mit ZÜ

Ist es in Abhitzekesselmodulen notwendig die Dampftemperaturen als Spezifikationswerte in dem Modulinterface zu hinterlegen, gilt dies bei den Dampfturbinenmodulen für die Dampfdruckdaten.

**5.4.3.1 Dampfein- und austrittsdaten**

Die Konnektoren der Dampfeintritte enthalten Temperatur- und Massenstromdaten, die Dampfaustritte Druckdaten (siehe **Abbildung 5.15**).

Die Temperaturdaten sind in **Tabelle 11** aufgelistet. Es sind dieselben Daten wie unter Punkt 5.4.2.4, wobei die Daten von Zwischenüberhitzereintritt und Zwischenüberhitzeraustritt vertauscht sind.

**Tabelle 11:** Dampftemperaturparameter der Dampfturbinenmodule

Blockgröße	HD-Dampf	ZÜ-Dampf-A.	ZÜ-Dampf-E.	MD-Dampf	ND-Dampf
MW	°C	°C	°C	°C	°C
12 - 60	500	290	500	270	210
60 - 200	530	320	530	270	210
> 200	560	350	560	320	240

Die Massenstromdaten werden aus der Angabe der Gasturbinenleistung im Modulinterface errechnet. Dabei handelt es sich um eine Abschätzung der Massenströme anhand von 28 Simulationen von Ein-, Zwei- und Dreidrucksystemen.

Als gute Näherung kann angenommen werden, dass  $0,45 \text{ kg s}^{-1} \text{ MW}^{-1}$  Dampf erzeugt werden, wobei 55 % auf Hochdruckdampf und 45 % zu gleichen Teilen auf Mittel- und Niederdruckdampf entfallen.

$$\dot{m}_{HD} = GPO * 0,45 * 0,55 = GPO * 0,2475 \tag{5-7}$$

$$\dot{m}_{ND} = \dot{m}_{MD} = GPO * 0,45 * (1 - 0,55) * 0,5 = GPO * 0,10125 \tag{5-8}$$

- $\dot{m}_{HD}$  ... .. Hochdruckdampfmassenstrom in  $\left[\frac{kg}{s}\right]$
- $\dot{m}_{MD}$  ... .. Mitteldruckdampfmassenstrom in  $\left[\frac{kg}{s}\right]$
- $\dot{m}_{ND}$  ... .. Niederdruckdampfmassenstrom in  $\left[\frac{kg}{s}\right]$
- GPO ... .. Gasturbinenleistung in [MW]

Die Druckdaten der Dampftrandbedingungen sind in **Tabelle 12** angeführt.

**Tabelle 12:** Dampfdruckparameter der Dampfturbinenmodule

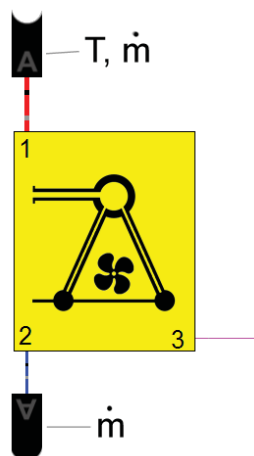
Blockgröße	HD-Dampf	ZÜ-Dampf	MD-Dampf	ND-Dampf
MW	bar	bar	bar	bar
12 - 60	90	28	23	5
60 - 200	140	30	25	5
> 200	160	35	30	5

### 5.4.3.2 Abdampfaustrittsdaten

Der Konnektor des Abdampfaustritts enthält Druckdaten. Die Abdampfrandbedingungen werden von der Art der Kondensator-technologie und der Rückkühlung bestimmt und werden als Vorgabewert für alle Kraftwerksblockgrößen mit 100 mbar angenommen.

### 5.4.4 Randbedingungen der Kühlsysteme

Die Randbedingungen der Kühlsysteme sind vom Benutzer vor der Erstsimulation größtenteils selbst zu bestimmen. Es gibt keine Speicherbausteine in Rückkühlungsmodulen und somit ebenfalls keine Blockgrößenabhängigkeit von Randbedingungen.



**Abbildung 5.16:** Randbedingungen der Kühlsysteme

## **6 EBSILON Professional-Modelle zum modularen Aufbau eines Gas-und-Dampfkraftwerks**

Der zweite Teil dieser Arbeit beschäftigt sich mit der Umsetzung ausgewählter Kraftwerksmodule, welche in Kapitel 5 beschrieben wurden, und der Umsetzung einer Möglichkeit zur automatischen Verschaltung in EBSILON Professional.

Um die unter Punkt 5.2.3 behandelte automatische Schnittstellenverbindung und Bereitstellung von Modulrandbedingungen zu ermöglichen, war es notwendig eine neuartige Möglichkeit der Verbindung von Schnittstellen in EBSILON Professional zu schaffen. Es handelt sich bei nachfolgend erstellten Modulen und Bauteilen um fertige, voll funktionstüchtige Prozesssimulationskomponenten. Trotzdem sind diese als Konzept zu sehen, welche einer kontinuierlichen Verbesserung unterliegen werden.

### **6.1 Schnittstellen und Umsetzung der automatischen Schnittstellenverbindung in EBSILON Professional**

Als Schnittstelle (Interface), wird ein Teil eines Systems bezeichnet, welcher der Kommunikation dient. In der DIN-EN-ISO-9241-110 wurde der Begriff der Benutzungsschnittstelle (User Interface) definiert als: Alle Bestandteile eines interaktiven Systems (Software und Hardware), die Informationen und Steuerelemente zur Verfügung stellen, die für den Benutzer notwendig sind, um eine bestimmte Arbeitsaufgabe mit dem interaktiven System zu erledigen. [48]

In diesem Sinne dienen Modulschnittstellen, bzw. Schnittstellen in der Prozessrechnung allgemein, der Kommunikation eines Moduls mit dem Benutzer und anderen prozesssimulationsrelevanten Komponenten und Abläufen.

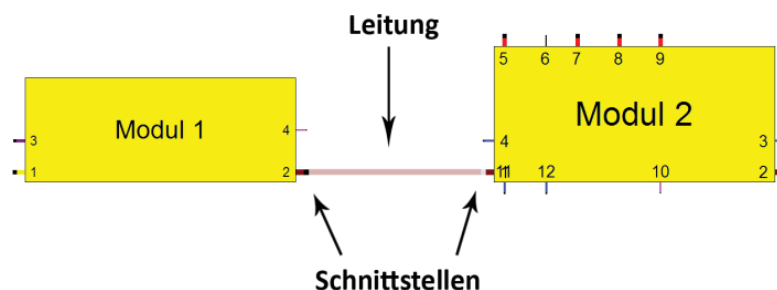
Um in dieser Arbeit eine Abgrenzung zu Benutzerschnittstellen zu schaffen, werden Schnittstellen, welche der Kommunikation zweier Komponenten (Module, Bauteile, Leitungen, etc.) zur Prozessbeschreibung und –rechnung dienen als *Komponentenschnittstellen* und Komponentenschnittstellen eines Moduls als *Modulschnittstellen* bezeichnet.

### 6.1.1 Modulschnittstellen und deren Verbindung mittels Leitungen

Als Modulschnittstellen zwischen den einzelnen Modulen dienen grundsätzlich die Aus- und Eingänge der Makro-Objekte. Diese werden durch Leitungen verbunden und stellen so einen mathematischen Zusammenhang zwischen den Makroaus- und eingängen her.

Gleichzeitig besteht eine für den Benutzer sichtbare Verbindung und alle Anforderungen, welche unter Punkt 5.2.2 definiert wurden, werden erfüllt.

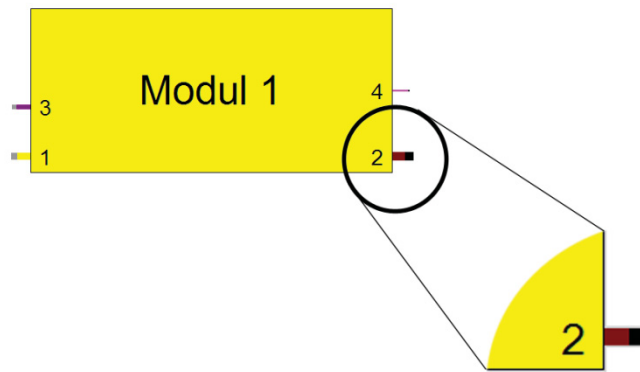
In **Abbildung 6.1** sind zwei Module mit ihren Schnittstellen dargestellt. Diese sind durch eine Leitung miteinander verbunden. Die Transparenz der Leitung wurde in der Abbildung zur besseren Darstellung erhöht.



**Abbildung 6.1:** Modulschnittstellen und deren optische und mathematische Verbindung durch eine Leitung

Komponenten- und Modulschnittstellen werden in EBSILON Professional, mit Ausnahme von Logikleitungen, mit den Farben Schwarz für eine Ausgangsschnittstelle und Weiß für eine Eingangsschnittstelle dargestellt.

In **Abbildung 6.2** wurde ein Modul auf der EBSILON Professional typisch grauen Arbeitsflächen abgebildet. In dieser Darstellung ist ersichtlich, dass Port-Nummer 1 und 3 jeweils Moduleingänge und Port-Nummer 2 und 4 jeweils Modulausgänge sind.



**Abbildung 6.2:** Darstellung einer Komponentenschnittstelle eines Moduls

Für die Prozessrechnung werden durch das Verbinden zweier Modulschnittstellen nachstehende Beziehungen gesetzt:

$$\begin{aligned}
 m_{1,Schnittstelle} &= m_{2,Schnittstelle} \\
 h_{1,Schnittstelle} &= h_{2,Schnittstelle} \\
 p_{1,Schnittstelle} &= p_{2,Schnittstelle} \\
 FluidTyp_{1,Schnittstelle} &= FluidTyp_{2,Schnittstelle}
 \end{aligned}$$

Eine Verbindung von Komponentenschnittstellen durch Leitungen erfolgt in der Arbeitsfläche einzeln und per Click-and-Drag. Diese Methode lässt keine Automatisierung zu, da EBSILON Professional in der Version 10 kein Autorouting von Leitungen beherrscht.

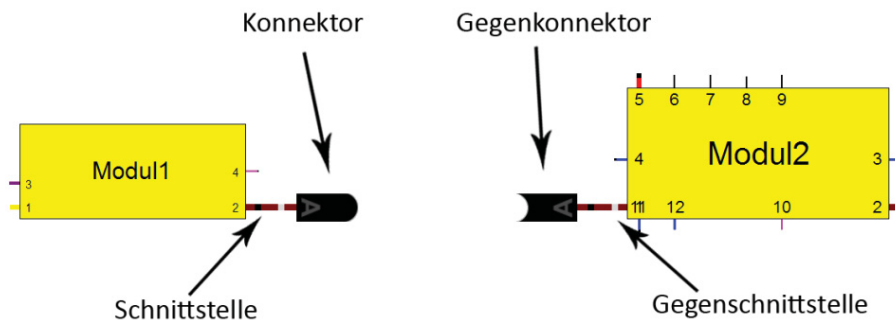
Für einen Benutzer kann das einzelne Verbinden von Leitungen ein hohes Maß an Arbeitsaufwand bedeuten. Zusätzlich birgt die manuelle Verbindungsmethode ein nicht vorhersehbares Maß an Fehleranfälligkeit durch das Auslassen einzelner Komponentenschnittstellen oder Fehlverschaltungen.

### 6.1.2 Der Konnektor

Um die Benutzerfreundlichkeit der Modulbauweise zu erhöhen, ist es notwendig, die Verschaltung der Modulschnittstellen weitestgehend zu automatisieren. Unter Einbezug der unter Punkt 5.2 beschriebenen Anforderungen an eine Schnittstelle und den Möglichkeiten, welche EBSILON Professional bietet, wurde der Konnektor entwickelt.

Der Konnektor ist eine eigenständige Komponente, welche ein automatisches Verbinden zweier Modulschnittstellen ermöglicht. Im unverbundenen Zustand stellt der Konnektor die zur Prozessrechnung notwendigen Modulrandbedingungen eines Moduls bereit.

In **Abbildung 6.3** wurde die in **Abbildung 6.2** dargestellte Leitung durch zwei Konnektoren an den Modulschnittstellen ersetzt.



**Abbildung 6.3:** Modulschnittstellen und deren Verbindung zu Konnektoren

Der Konnektor passiert auf der Komponente 93, einem frei programmierbaren Bauteil. Diese besitzt maximal sechs Ein- und neun Ausgänge, welche frei belegbar sind. Im Gegensatz zu Skripts, welche in Makros eingebettet werden, wird ein Skript der Komponente 93 in jeder Iteration der Simulation aufgerufen und ausgeführt.

Weiters steht dem Programmierer die Bibliothek „Kernel Scripting“ zur Verfügung und das Skript kann direkt in den Simulationsprozess eingreifen, nicht jedoch in den Gleichungslöser.

Der Nachteil der Komponente 93 besteht in der starren Benutzeroberfläche. Diese erlaubt es nicht Spezifikationswerte einzublenden und ihnen skriptrelevante Bezeichnungen zuzuweisen.

Bis auf den optischen Unterschied zwischen Aus- und Eingangskonnektoren unterscheidet sich der Programmcode lediglich durch einen Eintrag zur Festlegung der Konnektorart am Anfang des Codes. Dies stellte sich im Laufe der Arbeit als praktikabel heraus, da Erweiterungen lediglich einmal programmiert werden mussten und übernommen werden konnten.

### 6.1.2.1 Prinzip eines Konnektors

Nach dem Start der Simulation durch den Anwender versucht der Konnektor in den ersten Iterationen sein zugehörendes Gegenstück, welches ebenfalls ein Konnektor darstellt, zu finden, sich mit diesem zu verbinden und mathematische Beziehungen zueinander herzustellen.

Die Entscheidung, welcher Konnektor das passende Gegenstück darstellt, kann auf zwei unterschiedliche Arten erfolgen:

Der Benutzer kann in den Konnektorbauteileigenschaften den Namen des zugehörenden Gegenkonnektors eintragen oder das vorgesehene Textfeld nicht beschreiben und den Konnektor aus einer vorprogrammierten Liste auswählen lassen. Wird dem Konnektor die Auswahl über die

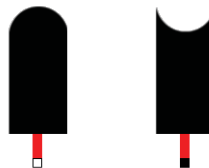
Liste gestattet, erfolgt die Komponentenschnittstellenverbindung ohne Eingreifen des Benutzers, also vollautomatisch.

Vollautomatisch agierende Konnektoren sind in **Abbildung 6.4** dargestellt. Sie sind mit einem „A“ für *Automatic* gekennzeichnet.



**Abbildung 6.4:** Vollautomatischer Ausgangs- und Eingangskonnektor

Aus Gründen der Rechenzeiterparnis wurde ein Konnektorpaar entwickelt, welches auf vorprogrammierte Listen verzichtet und lediglich über das Textfeld angesprochen werden kann. Durch das Fehlen einer vollautomatischen Verbindungsmöglichkeit wird bei den Konnektorsymbolen auf das „A“ für *Automatic* verzichtet. Siehe **Abbildung 6.5**.



**Abbildung 6.5:** Manueller Ausgangs- und Eingangskonnektor

Die Leitungsfarbe (in **Abbildung 6.4** und **Abbildung 6.5** Rot) bis zur Komponentenschnittstelle des Konnektors richtet sich nach der Farbgebung der daran angeschlossenen Leitung.



### 6.1.2.2 Programmbeschreibung des vollautomatischen Konnektors

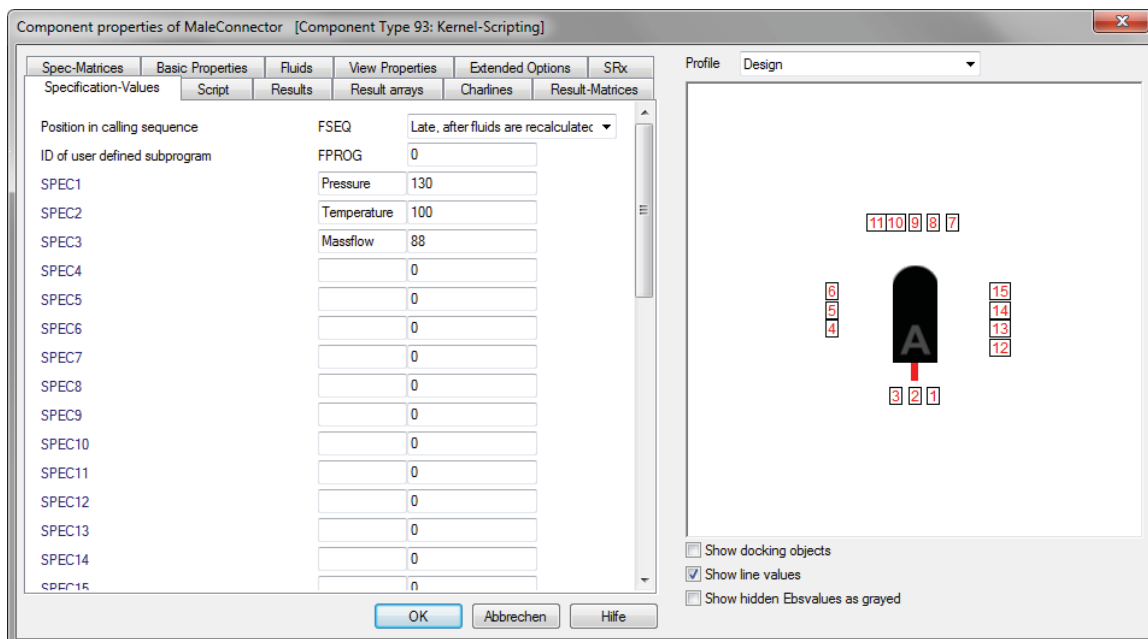
Nach dem Start der Simulation werden vor der ersten Iteration alle Komponenten initialisiert. In dem Schritt der Initialisierung werden Schnittstellenwerte eingelesen und für die Berechnung bereitgestellt.

Die Änderung eines Leitungs- oder Spezifikationswerts aus einer Iteration heraus ist möglich, steht anderen Rechenprozessen jedoch erst mit der nächsten Initialisierung zur Verfügung. Für den Benutzer werden aktualisierte Werte nach Abschluss der Simulation sichtbar.

Dies zu beachten ist wichtig, da es den Programmablauf maßgeblich beeinflusst.

Die Reihenfolge, in welcher Bauteile auf dem Arbeitsblatt platziert werden, ist ausschlaggebend für die Reihenfolge der Initialisierung, sofern sich diese in derselben Sortierebene befinden. Standardmäßig befinden sich alle neu eingefügten Bauteile in der Sortierebene *a*. Diese Vorgangsweise wurde für Konnektoren und Module beibehalten. Die Reihenfolge der Initialisierung und die Reihenfolge der Skriptaufrufe sind ident.

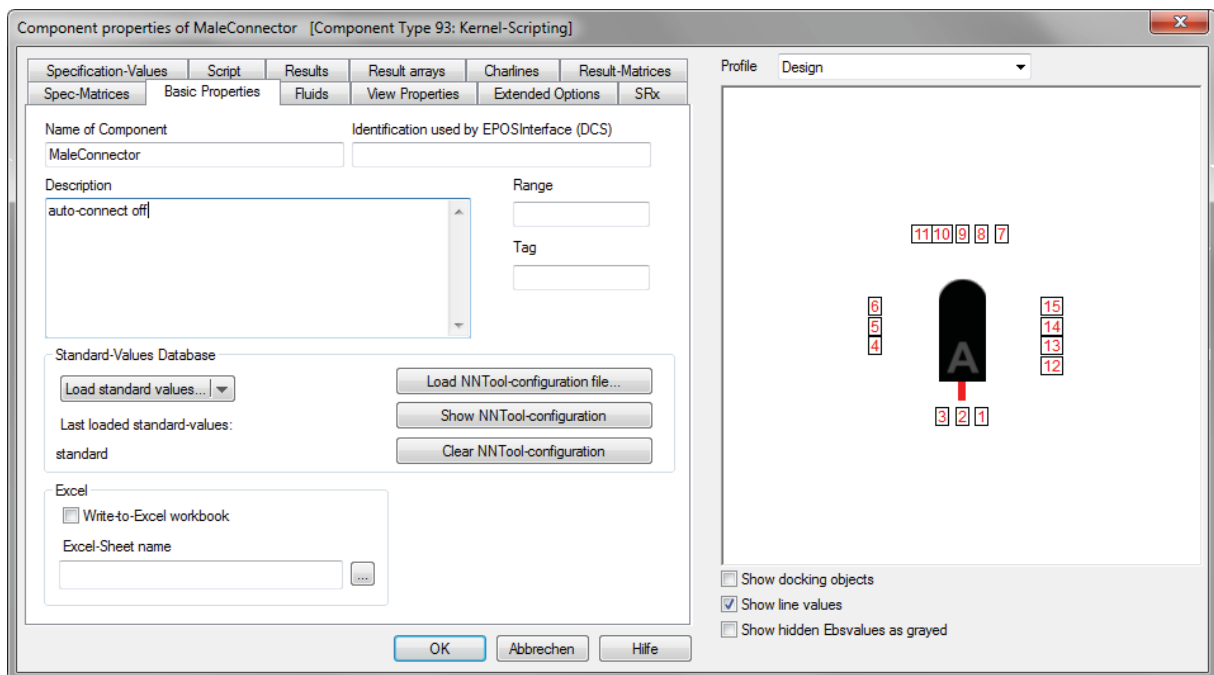
In **Abbildung 6.6** ist die Benutzeroberfläche der Randbedingungen (Specification-Values) eines Konnektors dargestellt. Es können einem Konnektor Druck, Temperatur und Massenstrom vorgegeben werden. Wird eine der drei Randbedingungen an der Komponentenschnittstelle nicht benötigt, so muss der zugehörende Wert entweder gelöscht, oder auf „-999“ gesetzt werden, anderenfalls ist das System überbestimmt.



**Abbildung 6.6:** Interface der Randbedingungen eines vollautomatischen Konnektors

In **Abbildung 6.7** sind die Komponenteneigenschaften abgebildet. Dazu zählt der Name des Konnektors (Name of Component) und eine Konnektorbeschreibung (Description), welche zur Ausgabe des Status dient.

Das Textfeld *Identification used by EPOSInterface*, das eigentlich für das SR::EPOS Gütegradanalyse-System von STEAG konzipiert ist, wird in dieser Arbeit genutzt, um die manuelle Eingabe des Gegenkonnektors zu realisieren.



**Abbildung 6.7:** Konnektoreigenschaften - Texteingabefeld und Konnektorstatus

Die folgende Programmbeschreibung ist repräsentativ für einen Konnektor. Alle Konnektoren im Simulationsprojekt werden in nachfolgender Art und Weise abgearbeitet:

Nach der Initialisierung erfolgt eine Überprüfung, ob der Konnektor an einem Modul (Makro) platziert wurde. Ist dies der Fall, ändert der Konnektor seinen Namen in [Modulname] + [Pin-Nummer]. Durch die Namensänderung erhält der Konnektor eine eindeutige Bezeichnung, welche im Simulationsprojekt einzigartig ist.

Im nächsten Schritt werden für die ersten Iterationen Gleichungen für die Aus- bzw. Eingangskomponentenschnittstelle eines Konnektors gesetzt. Dies ist notwendig, da es bis zu drei Iterationen dauern kann bis ein Gegenkonnektor gefunden wird.

Es werden dazu jene Gleichungen abgesetzt, welche als Randbedingung einen gültigen Wert aufweisen.

$$\begin{aligned}m_{\text{Schnittstelle}} &= m_{\text{Randbedingung}} \\p_{\text{Schnittstelle}} &= p_{\text{Randbedingung}}\end{aligned}$$

Zur Berechnung der Enthalpie aus Druck und Temperatur muss zusätzlich die Fluidzusammensetzung der angeschlossenen Leitung eingelesen werden. Nach der Berechnung der Enthalpie wird nachstehende Gleichung dem Gleichungssystem hinzugefügt.

$$h_{\text{Schnittstelle}} = h_{\text{Randbedingung}}$$

Sofern kein Gegenkonnektor gefunden wird, bleiben diese Gleichungen bis zum Ende der Simulationsrechnung aktiv. In diesem Fall verhält sich der Konnektor für die Prozessrechnung ähnlich einer Komponente 1 (Boundary input value).

Steht in den Konnektorbauteileigenschaften im Textfeld *Identification used by EPOSInterface* ein Text, wird davon ausgegangen, dass es sich um den Namen eines Gegenkonnnetors handelt und nach diesem gesucht. Ist dieser vorhanden, gilt der Konnektor als verbunden und in die Konnektorbeschreibung wird „Connected to [Name des Gegenkonnnetors]“ ausgegeben.

Die zuvor erstellten Gleichungen der Randbedingungen werden überschrieben und lauten nun wie folgt:

$$\begin{aligned}m_{\text{Schnittstelle}} &= m_{\text{Gegenkonnnetorschnittstelle}} \\p_{\text{Schnittstelle}} &= p_{\text{Gegenkonnnetorschnittstelle}} \\h_{\text{Schnittstelle}} &= h_{\text{Gegenkonnnetorschnittstelle}}\end{aligned}$$

Wenn es sich bei dem Konnektor um einen vollautomatischen Konnektor handelt und in den Konnektorbauteileigenschaften im Textfeld *Identification used by EPOSInterface* kein Text steht, sieht der Programmablauf wie folgt aus:

Der Konnektor fragt am Modulinterface ab, ob ein Verbinden des Moduls vom Benutzer vorgegeben wurde. Diese Vorgabe betrifft alle Konnektoren, welche ans selbe Modul gebunden sind.

Liefert die Abfrage, dass der Konnektor verbunden werden soll, wird vom Konnektor festgestellt, ob dieser bereits mit einem Gegenkonnektor verbunden ist. Daraus ergeben sich die beiden nachfolgenden Möglichkeiten:

### 1) Konnektor ist bereits mit einem Gegenkonnektor verbunden

Dies ist durch einen bereits vorhandenen Eintrag in der Konnektorbeschreibung ersichtlich. Sollte der Eintrag in der Konnektorbeschreibung mit „Connected to“ beginnen, wird der nachfolgende Gegenkonnektorname ermittelt und geprüft ob dieser noch im Simulationsprojekt vorhanden ist. Sofern der Gegenkonnektor vorhanden ist, gilt der Konnektor weiterhin als verbunden und es werden nachstehende Gleichungen abgesetzt, welche bis zum Simulationsende Gültigkeit haben.

$$\begin{aligned}m_{\text{Schnittstelle}} &= m_{\text{Gegenkonnnetorschnittstelle}} \\p_{\text{Schnittstelle}} &= p_{\text{Gegenkonnnetorschnittstelle}} \\h_{\text{Schnittstelle}} &= h_{\text{Gegenkonnnetorschnittstelle}}\end{aligned}$$

### 2) Konnektor ist noch nicht mit einem Gegenkonnektor verbunden

Die Konnektorbeschreibung weist in diesem Fall die Zeichenkette „Not connected“ auf. Es folgt die Abarbeitung einer Liste von Konnektoren welche, bei ihrer Existenz, verbunden / gekoppelt werden sollen. Die Koppelliste ist abgebildet in **Tabelle 13**.

**Listenerklärung** anhand des ersten Eintrages „GTPin01=CHPin02“:

Der erste Buchstaben Zeichensatz stellt eine Abkürzung des aktuellen Konnektornamens dar. Danach folgt die Trennung der beiden Zeichensätze mittels eines Gleichheitszeichens. Der zweite Buchstaben Zeichensatz ist eine Abkürzung für den Namen des Gegenkonnektors.

Der Zeichensatz „GTPin01=CHPin02“ besagt, dass der Konnektor an Pin 1 einer Gasturbine seinen Gegenkonnektor an Pin 2 einer Eintritts-Luftkühlung (Chiller) findet.

Der Umkehrschluss wird vom Programm nicht berücksichtigt, daher muss explizit angegeben werden, dass ebenfalls „CHPin02=GTPin01“ gilt.

Das Programm arbeitet die Liste vom ersten Eintrag bis zum Auffinden eines existierenden Gegenkonnektors bzw. bis zum Listenende ab. Dadurch können Koppelprioritäten erzeugt werden, da mit dem ersten zutreffenden Listeneintrag ein Abbruch der Suche erfolgt.

Eine Verbindung mit einem Gegenkonnektor resultiert in nachstehenden Gleichungen, welche bis zum Prozessrechnungsende Gültigkeit besitzen.

$$\begin{aligned}m_{\text{Schnittstelle}} &= m_{\text{Gegenkonnnetorschnittstelle}} \\p_{\text{Schnittstelle}} &= p_{\text{Gegenkonnnetorschnittstelle}} \\h_{\text{Schnittstelle}} &= h_{\text{Gegenkonnnetorschnittstelle}}\end{aligned}$$

Zusätzlich zu den angeführten Gleichungen ist die Übermittlung des Fluidtyps bzw. der Fluidzusammensetzung notwendig. Diese funktioniert nur in die Richtung von einem Ausgangs- zu einem Eingangskonnektor.

**Tabelle 13:** Koppelliste des vollautomatischen Konnektors

Nr.	Eintrag	Nr.	Eintrag	Nr.	Eintrag
1	"GTPin01=CHPin02"	23	"HRPin08=TWPin04	45	"TWPin01=HRPin
2	"GTPin02=DUPin01"	24	"HRPin09=TWPin05	46	"TWPin02=HRPin
3	"GTPin02=HRPin01"	25	"HRPin05=TWPin06	47	"TWPin03=HRPin
4	"GTPin03=-----"	26	"HRPin06=TWPin07	48	"TWPin04=HRPin
5	"GTPin04=Electric"	27	"HRPin07=TWPin08	49	"TWPin05=HRPin
6	"GTPin05=HRPin11"	28	"HRPin08=TWPin09	50	"TWPin06=HRPin
7	"GTPin06=HRPin12"	29	"HRPin09=TWPin10	51	"TWPin07=HRPin
8	"DUPin01=GTPin02"	30	"HRPin10=Electric"	52	"TWPin08=HRPin
9	"DUPin02=HRPin01"	31	"HRPin11=GTPin05	53	"TWPin09=HRPin
10	"HRPin01=DUPin02"	32	"HRPin12=GTPin06	54	"TWPin10=HRPin
11	"HRPin01=GTPin02"	33	"STPin01=HRPin05"	55	"TWPin11=STPin
12	"HRPin02=RCPin04"	34	"STPin02=HRPin06"	56	"TWPin12=STPin
13	"HRPin03=RCPin02"	35	"STPin03=HRPin07"	57	"TWPin13=STPin
14	"HRPin04=-----"	36	"STPin04=HRPin08"	58	"TWPin14=STPin
15	"HRPin05=STPin01"	37	"STPin05=HRPin09"	59	"TWPin15=STPin
16	"HRPin06=STPin02"	38	"STPin01=TWPin11	60	"RCPin01=STPin0
17	"HRPin07=STPin03"	39	"STPin02=TWPin12	61	"RCPin02=HRPin
18	"HRPin08=STPin04"	40	"STPin03=TWPin13	62	"RCPin03=Electric
19	"HRPin09=STPin05"	41	"STPin04=TWPin14	63	"RCPin04=HRPin
20	"HRPin05=TWPin01"	42	"STPin05=TWPin15	64	"CHPin01=-----"
21	"HRPin06=TWPin02"	43	"STPin06=RCPin01"	65	"CHPin02=GTPin
22	"HRPin07=TWPin03"	44	"STPin07=Electric"		

### **6.1.2.3 Konnektorzusatzfunktion: Massenstromrückführung zur Zwischenüberhitzung**

Im vollautomatischen Konnektor wurde eine zusätzliche Funktion realisiert. Es handelt sich dabei um die Rückführung des Hochdruckdampfausgangsmassenstroms zum Zwischenüberhitzereingang eines Abhitzeesselmoduls.

Sofern ein Konnektor an einem Abhitzeesselmodul am Zwischenüberhitzereingang keine Verbindung zu einem Gegenkonnektor herstellen kann, wird automatisch der Massenstrom an der Konnektorschnittstelle des Hochdruckdampfausgangs als Wert für den Zwischenüberhitzerdampfmasseingangsstrom übernommen.

### **6.1.2.4 Konnektorzusatzfunktion: Der Konnektor als Übertrager von Leitungswerten**

Abgesehen von den beschriebenen Möglichkeiten eines Konnektors an einem Modul, ist es mit dieser Komponente in EBSILON Professional erstmals möglich, Leitungswerte beliebiger Leitungstypen über Makrogrenzen hinweg zu übertragen.

Die Ebenenanzahl spielt dabei keine Rolle, lediglich die Richtung der Übertragung. Es ist möglich Daten auf derselben oder auf darunterliegenden Ebenen automatisch zu übertragen, jedoch nicht auf darüber liegende Ebenen.

Grund dafür ist die Suchstruktur des Konnektors, welche nicht die Möglichkeit hat, aus einer Ebene (Sub-Modellebene) heraus in einer übergeordneten Ebene (Modellebene) nach Gegenkonnektoren zu suchen.

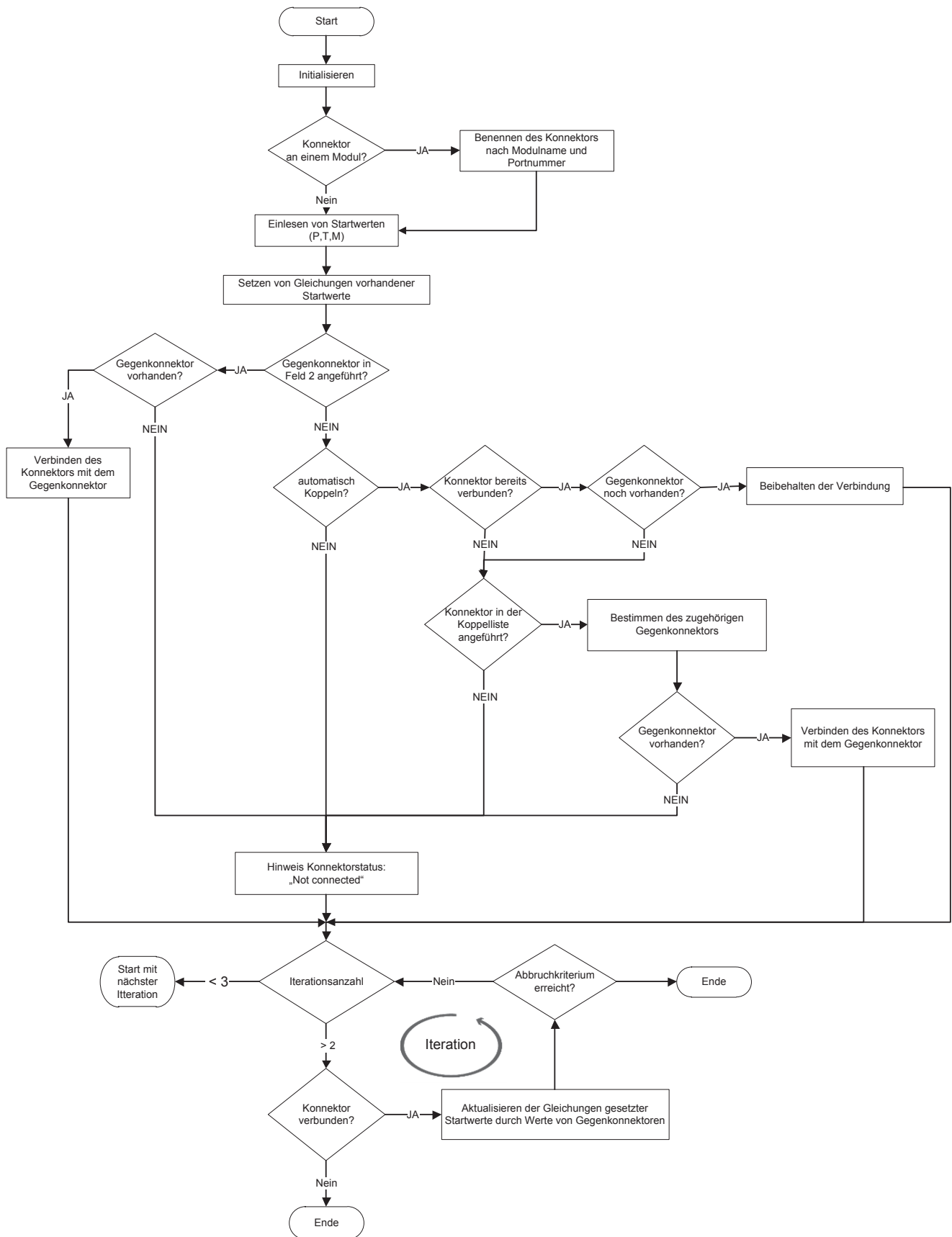


Abbildung 6.8: Blockschaltbild des Programms eines vollautomatischen Konnektors

## 6.2 EBSILON-Professional-GuD-Kraftwerksmodule

In diesem Teil der Arbeit werden 22 in EBSILON Professional realisierte GuD-Kraftwerksmodule, welche aus den in Kapitel 5.3 beschriebenen GuD-Kraftwerksmodulen ausgewählt wurden, beschrieben. Folgende GuD-Kraftwerksmodule wurden für eine modularisierte Prozessrechnung aufbereitet:

**Tabelle 14:** In EBSILON Professional realisierte Modultypen und deren Modulklasse

<b>Modulklasse</b>	<b>Modultyp</b>
<b>Gasturbine</b>	Standard-Gasturbinenmodul
	Gasturbinenmodul mit Brennstoffkompressor
	Gasturbinenmodul mit Brennstoffvorwärmung
<b>Abhitzekessel</b>	Eindruck-Abhitzekesselmodul
	Eindruck-Abhitzekesselmodul mit Zwischenüberhitzung
	Zweidruck-Abhitzekesselmodul
	Zweidruck-Abhitzekesselmodul mit Zwischenüberhitzung
	Zweidruck-Abhitzekesselmodul mit Niederdruckdampf-gespeister ZÜ
	Dreidruck-Abhitzekessel
	Dreidruck-Abhitzekessel mit Zwischenüberhitzung
Dreidruck-Abhitzekessel mit Mitteldruckdampf-gespeister ZÜ	
<b>Dampfturbine</b>	Dampfturbinenmodule mit einer Druckstufe
	Dampfturbinenmodule mit zwei Druckstufen
	Dampfturbinenmodule mit drei Druckstufen
	Dampfturbinenmodule mit vier Druckstufen
<b>Kühlsystem</b>	Luftgekühltes Kondensatormodul
	Kondensatormodul mit Durchlaufkühlung
	Kondensatormodul mit Naturzugkühlturm
	Kondensatormodul mit Hypridkühlturm
<b>Zusatzmodul</b>	Zusatzfeuerung
	Kombinationsmodul TwoOnOne
	Gasturbinen-Eintrittsluft-Kühler



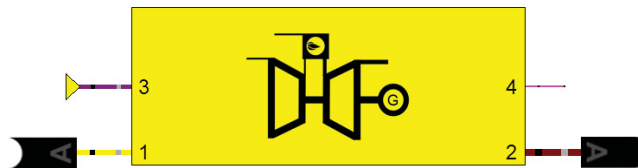
## 6.2.1 Gasturbinenmodule

Die Prozesssimulation der Gasturbine als Kraftwerkskomponente erfolgt mittels der EBSILON Professional-Komponente 106. Diese Komponente gestattet eine Simulation von verschiedensten Gasturbinentypen von 11 Herstellern. Die dazu benötigten Daten werden von der integrierten VTU-Gasturbinenbibliothek zur Verfügung gestellt. Ein Auszug vorhandener Gasturbinendatensätze wurde in **Tabelle 4** dargestellt.

Es wurden drei Gasturbinenmodule realisiert, wobei die Komponente 106 in allen Gasturbinenmodulen zur Prozesssimulation der Gasturbine dient. Des Weiteren ist die Beschaltung der Luftzufuhr und des Rauchgases ident. Die Unterschiede in den Gasturbinenmodulen beziehen sich hauptsächlich auf den Brenngasstrom.

### 6.2.1.1 Standard-Gasturbinenmodul

Das Standard-Gasturbinenmodul ist in **Abbildung 6.9** dargestellt. Es besitzt zwei Eingangs- und zwei Ausgangsschnittstellen, wobei jeweils eine davon mit einem automatischen Konnektor versehen ist.



**Abbildung 6.9:** Standard Gasturbinenmodul

Die Portbelegung des Moduls ist in **Tabelle 15** angeführt.

**Tabelle 15:** Portbelegung des Standard-Gasturbinenmoduls

Portnummer	Portbelegung
1	Gasturbinenlufteintritt
2	Gasturbinenrauchgasaustritt
3	Gasturbinenbrenngaseintritt
4	Leitung der Generatorleistung

Als Spezifikationswerte in den Moduleigenschaften kann die Gasturbinenlast in Prozent vorgegeben, sowie die Wahl zur automatischen Verbindung der Konnektoren getroffen werden.

Das Symbol des Standard Gasturbinenmoduls (**Abbildung 6.10**) wurde schematisch einer Gasturbine nachempfunden. Hauptaugenmerk lag auf einer minimalen optischen Verfahrensabbildung, welche sprachenübergreifend verstanden wird. Dazu wurde eine schematische Darstellung von Verdichter, Brennkammer, Turbine und Generator gewählt.



**Abbildung 6.10:** Symbol des Standard-Gasturbinenmoduls

In **Abbildung 6.11** ist der Aufbau des Standard-Gasturbinenmoduls in EBSILON Professional abgebildet, welcher aus einer Gasturbinenkomponente (C106) und zwei Komponenten (C13-1 und C13-2) zur Modellierung von Druck- und Enthalpieverlusten im Lufteingangsstrom bzw. Rauchgasausgangsstrom besteht.

Durch Komponente C13-1 werden die Druckverluste im Ansaugsystem, hervorgerufen durch Schutzgitter und Luftfilter im Modell, abgebildet.

Eine Messstelle (C46) am Lufteingangsstrom gibt die relative Luftfeuchtigkeit vor, welche zu dem Modul für Umgebungsbedingungen referenziert ist. Dies ist notwendig, da der Konnektor keine relative Luftfeuchtigkeit an der Eingangsschnittstelle setzen kann.

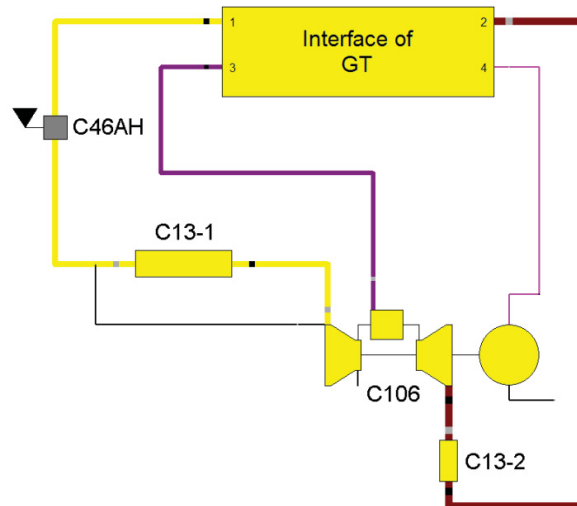


Abbildung 6.11: Aufbau des Standard-Gasturbinenmoduls

### 6.2.1.2 Gasturbinenmodul mit integriertem Brennstoffkompressor

Reicht der Brennstoffvordruck aus dem Brennstoffverteilernetz nicht aus um das Brenngas nach Überwindung der Druckverluste für Leitung, Filter und Regelarmaturen in die Brennkammer zu drücken, ist ein Brennstoffkompressor vor der Gasturbine notwendig.

Das Gasturbinenmodul mit integriertem Brennstoffkompressor, dargestellt in **Abbildung 6.12**, baut auf dem Standard-Gasturbinenmodul auf. Das Modul besitzt ebenfalls zwei Eingangs- und zwei Ausgangsschnittstellen mit derselben Portbelegung wie das Standard-Gasturbinenmodul (siehe **Tabelle 15**).

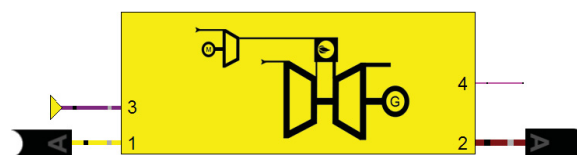
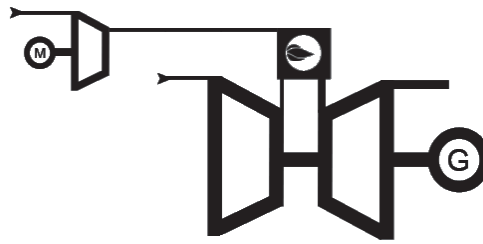


Abbildung 6.12: Gasturbinenmodul mit integriertem Brennstoffkompressor

Zu den Spezifikationswerten in den Moduleigenschaften des Standard-Gasturbinenmoduls wurde der geforderte Gasdruck nach dem Verdichter hinzugefügt.

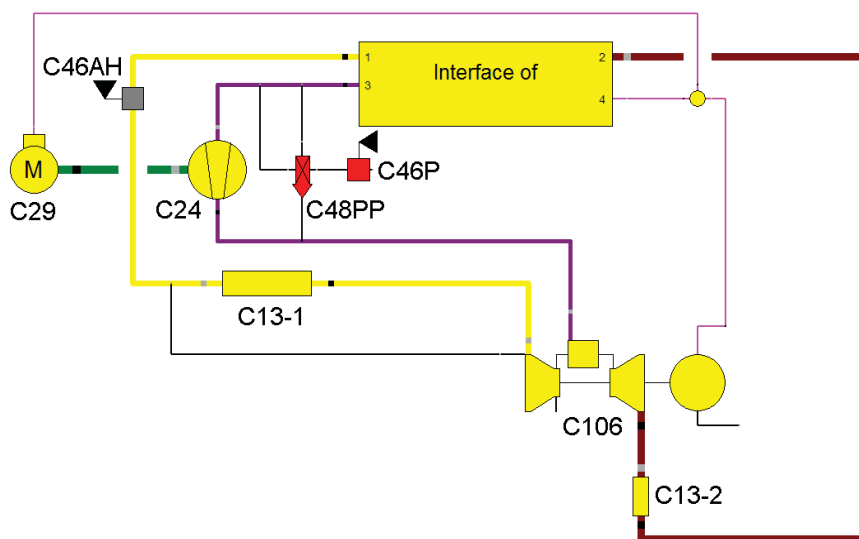
Das Symbol, dargestellt in **Abbildung 6.13**, wurde um eine schematische Darstellung eines elektrisch betriebenen Kompressors erweitert.



**Abbildung 6.13:** Symbol des Gasturbinenmoduls mit integriertem Brenngaskompressor

Zusätzlich zum Aufbau des Standard-Gasturbinenmoduls befinden sich ein Kompressor (C24) samt elektrischem Antrieb (C29) und eine Logikschaltung, dargestellt durch einen Zwei-Wege-Werteübertrager (C48) und einen Druckvorgabewert (C46P), in der Schaltung. Der Aufbau wird in **Abbildung 6.14** dargestellt.

Der Zwei-Wege-Werteübertrager (C48) entscheidet anhand des Brennstoffdruckwerts an der Modulschnittstelle und dem Wert an C46P, welcher auf den Benutzervorgabewert referenziert, ob der Kompressor benötigt wird. Ist der Benutzervorgabewert kleiner als der Brennstoffdruck an der Modulschnittstelle, wird der Benutzervorgabewert ignoriert um eine negative Leistungsaufnahme am Kompressor (C24) und dadurch einen Fehler zu vermeiden.



**Abbildung 6.14:** Aufbau des Gasturbinenmoduls mit integriertem Brennstoffkompressor

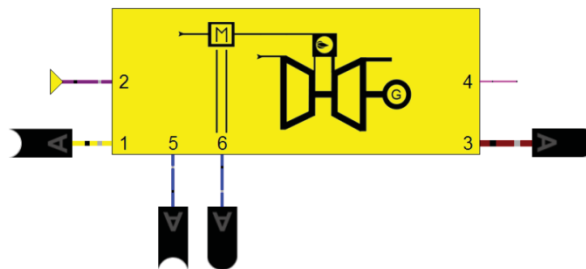
### 6.2.1.3 Gasturbinenmodul mit integrierter Brennstoffvorwärmung

Werden Gasturbinen mit Erdgas betrieben, kann eine Brennstoffvorwärmung aufgrund des Joule-Thomson-Effekts bei der Entspannung des Erdgases vom Druckniveau der Gaspipeline auf den Brennkammerdruck notwendig sein.

Bei einer isenthalpen Drosselung kommt es bei Erdgas zu einer Temperaturabsenkung, welche je nach Eintrittstemperatur des Gases aus der Pipeline zum Kondensieren von Wasseranteilen im Brenngas führen kann.

Das Unterschreiten des Taupunkts höherkettiger Kohlenwasserstoffe ist ebenfalls gefährlich und schädlich für den Betrieb einer Gasturbine. Weiters ist zu erwähnen, dass die Brennstoffvorwärmung einen positiven Effekt auf den Gesamtwirkungsgrad der Anlage mit sich bringt.

Das Gasturbinenmodul mit integrierter Brennstoffvorwärmung, dargestellt in **Abbildung 6.15**, baut auf dem Standard-Gasturbinenmodul auf. Das Modul besitzt drei Eingangs- und drei Ausgangsschnittstellen wobei jeweils zwei davon mit Konnektoren versehen sind.



**Abbildung 6.15:** Gasturbinenmodul mit integrierter Brennstoffvorwärmung

Die Portbelegung des Gasturbinenmoduls mit integrierter Brennstoffvorwärmung ist in

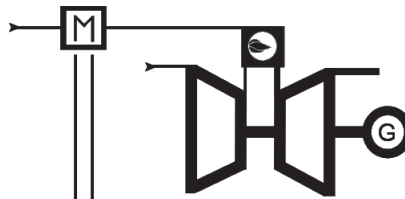
**Tabelle 16** aufgelistet.

**Tabelle 16:** Portbelegung des Gasturbinenmoduls mit Brennstoffvorwärmung

Portnummer	Portbelegung
1	Gasturbinenlufteintritt
2	Gasturbinenrauchgasaustritt
3	Gasturbinenbrenngaseintritt

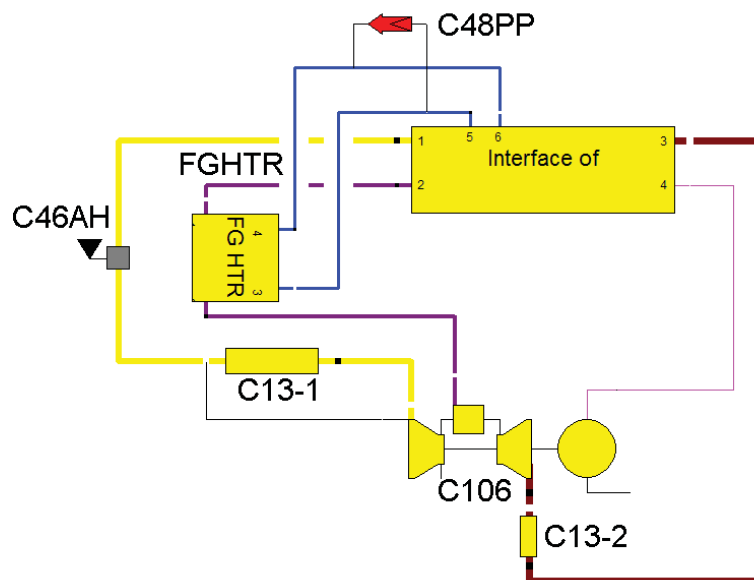
4	Leitung der Generatorleistung
5	Heizmedium eintritt
6	Heizmedium austritt

Die Brennstoffvorwärmung wird in dem Symbol (**Abbildung 6.16**) des Gasturbinenmoduls mit integrierter Brennstoffvorwärmung mittels eines vorgeschalteten Wärmetauschers dargestellt.



**Abbildung 6.16:** Symbol des Gasturbinenmoduls mit integrierter Brennstoffvorwärmung

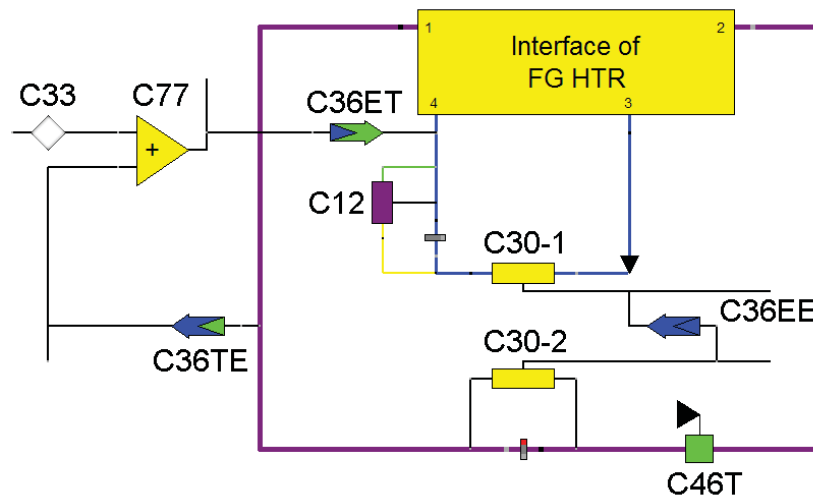
Die in dem Brenngasstrang integrierte Brenngasvorwärmung (FGHTR) funktioniert prozessrechenstechnisch wie eine Bilanzierung über einen Wärmetauscher. Der Druckwertüberträger C48 in **Abbildung 6.17** überträgt den Eingangsdruck des Heizmediums (Port 5) an die Modulausgangsschnittstelle des Heizmediums (Port 6).



**Abbildung 6.17:** Aufbau des Gasturbinenmoduls mit integrierter Brennstoffvorwärmung

In **Abbildung 6.18** ist der diskrete Aufbau der Brennstoffvorwärmung dargestellt. Über die Komponente C30-2 wird der Wärmebedarf zum Aufheizen des Brenngases auf die von Komponente C46T vorgegebene Temperatur, welche vom Benutzer vorgegeben wird, errechnet. Mittels des Enthalpiewerteübertragers C36EE und der Komponente C30-1 wird dieser Wärmebedarf dem Heizmedium entzogen.

Die Komponenten C33, C77, C36TE sowie C36ET dienen der Vorgabe der Temperaturspreizung.



**Abbildung 6.18:** Aufbau der Brennstoffvorwärmung

## 6.2.2 Abhitzekesselmodule

In diesem Kapitel wird auf die einzelnen Abhitzekesselmodule, das Abhitzekesselmodulinterface, sowie die in den Abhitzekesseln verbauten Komponenten und deren Konfiguration eingegangen. Dies geschieht am Beispiel eines Dreidruck-Abhitzekesselmoduls mit Zwischenüberhitzung.

Einführend wurden in **Tabelle 14** alle Abhitzekesselmodule aufgelistet, welche in EBSILON Professional aufbereitet wurden. Diese Module sind in **Abbildung 6.19** dargestellt.

Die Abhitzekesselmodule werden aufgrund der Druckstufenanzahl in Ein-, Zwei- und Dreidruck-Abhitzekessel eingeteilt. Jede dieser drei Kesselarten bietet die Möglichkeit einer Zwischenüberhitzung des Abdampfes aus dem Dampfturbinenhochdruckteil. Bei den Zwei- und Dreidruck-Abhitzekesseln sind eine integrierte Nieder-, bzw. Mitteldruckdampfeinspeisung vor der Zwischenüberhitzung realisiert.

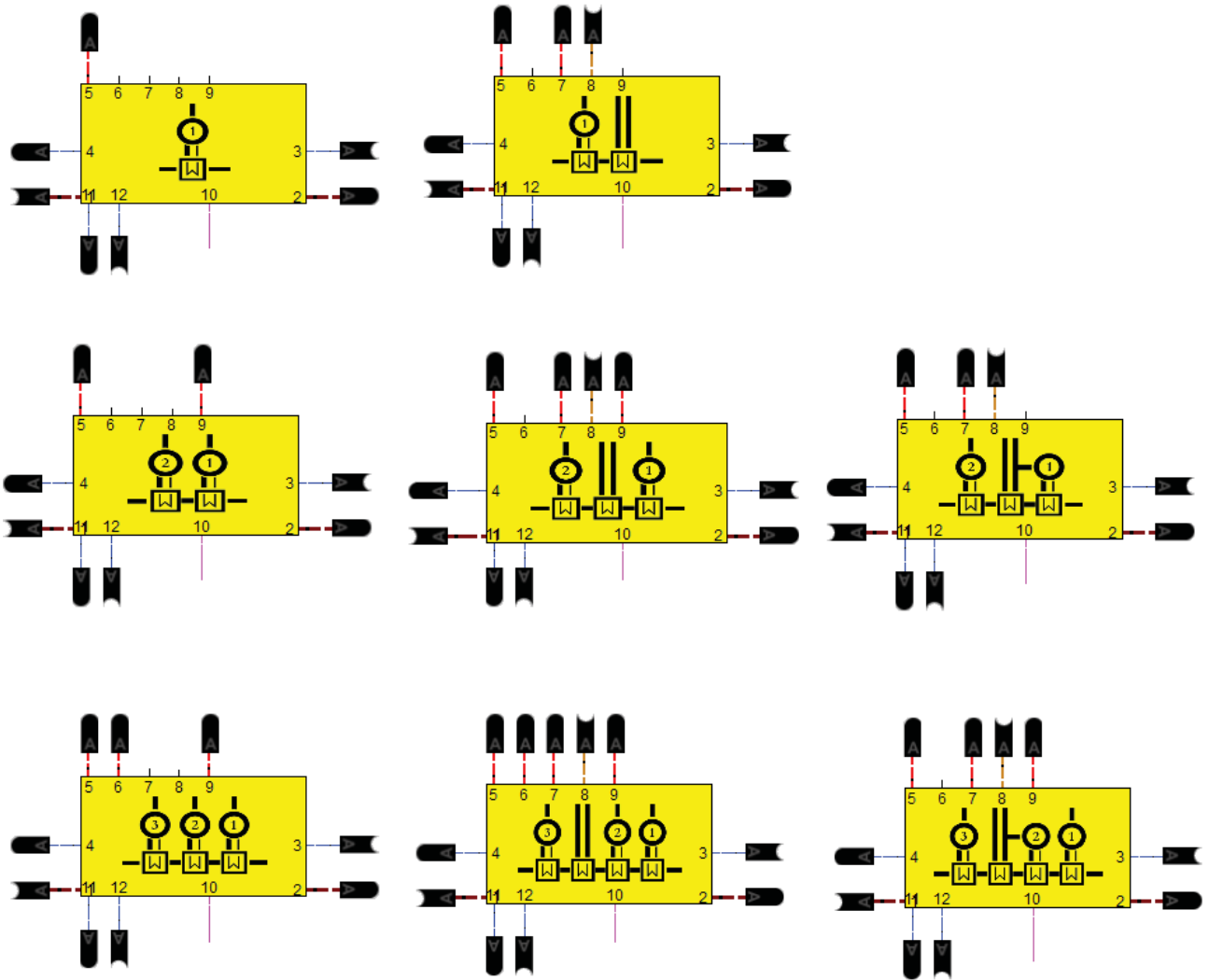
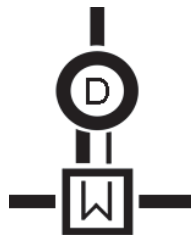


Abbildung 6.19: Aufstellung aller in EBSILON Professional realisierten Abhitzeesselmodultypen



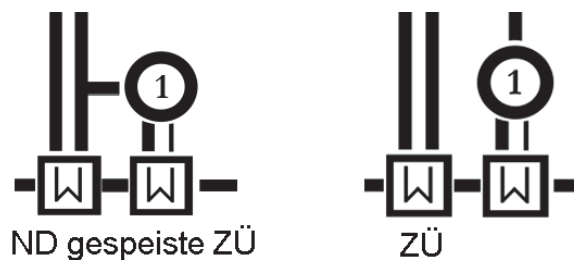
### 6.2.2.1 Bedeutung der Abhitzekesselmodulsymbole

Die Symbole der Abhitzekesselmodule stellen den Prozess im Abhitzekessel vereinfacht dar. Die Anzahl der Druckstufen ist durch schematische, nummerierte Verdampfer, erkennbar an der Wärmetauscher-Trommel-Kombination, symbolisiert. In **Abbildung 6.20** steht das *D* für die Anzahl der Druckstufen.



**Abbildung 6.20:** Symbol einer Druckstufe der Abhitzekesselmodule

Die Zwischenüberhitzung ist durch einen Wärmetauscher ohne aufgesetzte Trommel dargestellt, wobei den Linien in den Symbolen zu entnehmen ist, ob es sich um eine Mitteldruckdampf-gespeiste Zwischenüberhitzung handelt, oder nicht. Siehe **Abbildung 6.21**.



**Abbildung 6.21:** Unterschiede in den Abhitzekesselmodulsymbolen betreffend der Zwischenüberhitzung

### 6.2.2.2 Portbelegung der Abhitzekesselmodule

Die Portbelegung der Abhitzekesselmodule wird am Beispiel des Dreidruck-Abhitzekesselmoduls mit Zwischenüberhitzung (**Abbildung 6.22**) in **Tabelle 17** angeführt. Aufgrund der automatisierten Abarbeitung in Skripts sind die Portanzahl und –anordnung für jeden Abhitzekesselmodultyp ident. Je nach Modultyp sind diese aktiv und mit Konnektoren versehen.

Bei dem Dreidruck-Abhitzekesselmodul mit Zwischenüberhitzung sind alle Ports aktiv, belegt und bis auf Port 10 mit Konnektoren versehen.

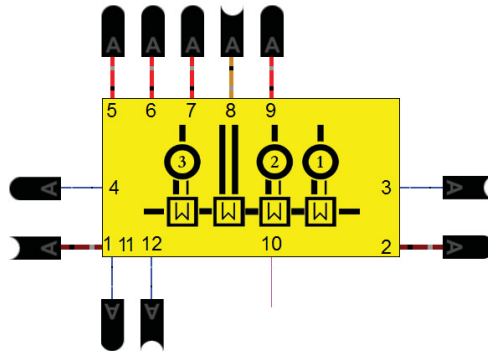


Abbildung 6.22: Dreidruck-Abhitzekesselmodul mit Zwischenüberhitzung

Tabelle 17: Portbelegung der Abhitzekesselmodule

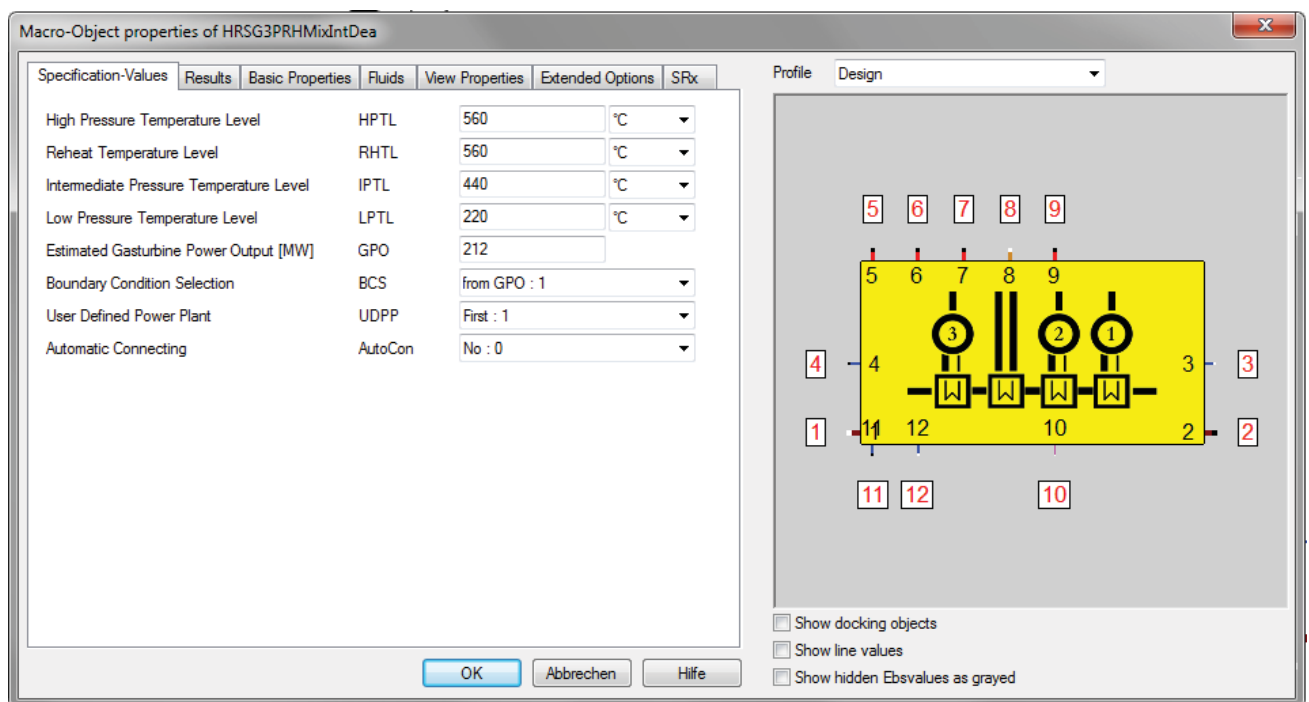
Portnummer	Portbelegung
1	Gasturbinenrauchgaseintritt
2	Abgasaustritt
3	Speiswassereintritt
4	Wasseraustritt
5	Hochdruckdampfaustritt
6	Mitteldruckdampfaustritt
7	Zwischenüberhitzer-Dampfaustritt
8	Zwischenüberhitzer-Dampfeintritt
9	Niederdruckdampfaustritt
10	Leitung der elektr. Versorgung
11	Heizmediumaustritt
12	Heizmediumemtritt

Der Port 4, in diesem Fall als Wasseraustritt spezifiziert, hat keine Funktion, sondern dient als Platzhalter und ist in allen Abhitzekesselmodulen vorhanden. Dieser Port ist für Adaptionen des Abhitzekesselmoduls vorgesehen.

### 6.2.2.3 Interface eines Abhitzekesselmoduls

Das Interface eines Moduls ist die erste Instanz für Benutzereinstellungen. Die zweite ist der Eingriff auf den internen Schaltungsaufbau und dessen vorgegebene Werte. Aufgrund der Komplexität des Abhitzekesselinterfaces wird darauf an dieser Stelle separat eingegangen.

In **Abbildung 6.23** ist das Interface eines Dreidruck-Abhitzekesselmoduls mit ZÜ dargestellt. Neben den Zugriffsmöglichkeiten auf Basiseigenschaften (*Basic Properties*) und der Darstellung des Fluidtyps der Komponentenschnittstellen (*Fluids*), sind vor allem die Modulspezifikationswerte (*Specification-Values*) von Bedeutung.



**Abbildung 6.23:** Interface der Abhitzekesselmodule am Beispiel eines Dreidruck-Abhitzekesselmoduls mit ZÜ

In **Abbildung 18** sind alle Spezifikationswerte aufgelistet welche, je nach Abhitzekesselmodultyp, über das Modulinterface verfügbar sind. So fehlen für ein Eindruck-Abhitzekesselmodul die Vorgabemöglichkeit für die Temperaturniveaus der anderen Druckstufen (RHTL, IPTL, und LPTL).

**Tabelle 18:** Spezifikationswerte von Abhitzekesselmodulen

<b>Abkürzung</b>	<b>Beschreibung</b>
HPTL	Temperaturwert nach dem letzten HD-Überhitzer
RHTL	Temperaturwert nach der Zwischenüberhitzung
IPTL	Temperaturwert nach dem letzten MD-Überhitzer
LPTL	Temperaturwert nach dem letzten ND-Überhitzer
GPO	Elektr. Gasturbinenleistung

Die Spezifikationswerte dienen der Auslegungsrechnung (Design) als Wärmetauscherausgangstemperaturen und in der Teillastrechnung (Off-Design) als Sollwert für die Dampftemperaturregelung. HPTL, RHTL, IPTL und LPTL können vom Benutzer manuell vorgegeben oder über die Eingabe der Gasturbinenleistung (GPO) bestimmt werden.

Im Gegensatz zu Randbedingungen, welche durch Konnektoren vorgegeben werden, sind diese Spezifikationswerte auch nach der Erstellung einer Kraftwerksschaltung für die Prozessrechnung relevant.

Das Abspeichern und Laden von Konnektor- und Modulspezifikationswerten in sogenannte *benutzerspezifizierte Kraftwerksmodule*, auch UDPPs (User Defined Power Plant) genannt, ist möglich. Dazu werden alle relevanten Spezifikationswerte in einen eigens dafür programmierten Speicherbaustein geschrieben oder davon gelesen.

Des Weiteren wird über das Dropdown-Feld *AutoCon* die Funktion der automatischen Verbindung der Konnektoren bestimmt.

#### **6.2.2.4 Aufbau der Abhitzekesselmodule**

Am Beispiel eines Dreidruck-Abhitzekesselmoduls mit Zwischenüberhitzung wird der Aufbau von Abhitzekesselmodulen dargestellt. In **Abbildung 6.24** ist der Aufbau eines Dreidruck-Abhitzekesselmoduls mit ZÜ abgebildet. Aufgrund der Schaltungsgröße wird der Aufbau zur Beschreibung in Komponenten- oder Funktionsgruppen unterteilt, wobei die Reihenfolge der Beschreibung so weit wie möglich dem Stoffstromverlauf folgt.

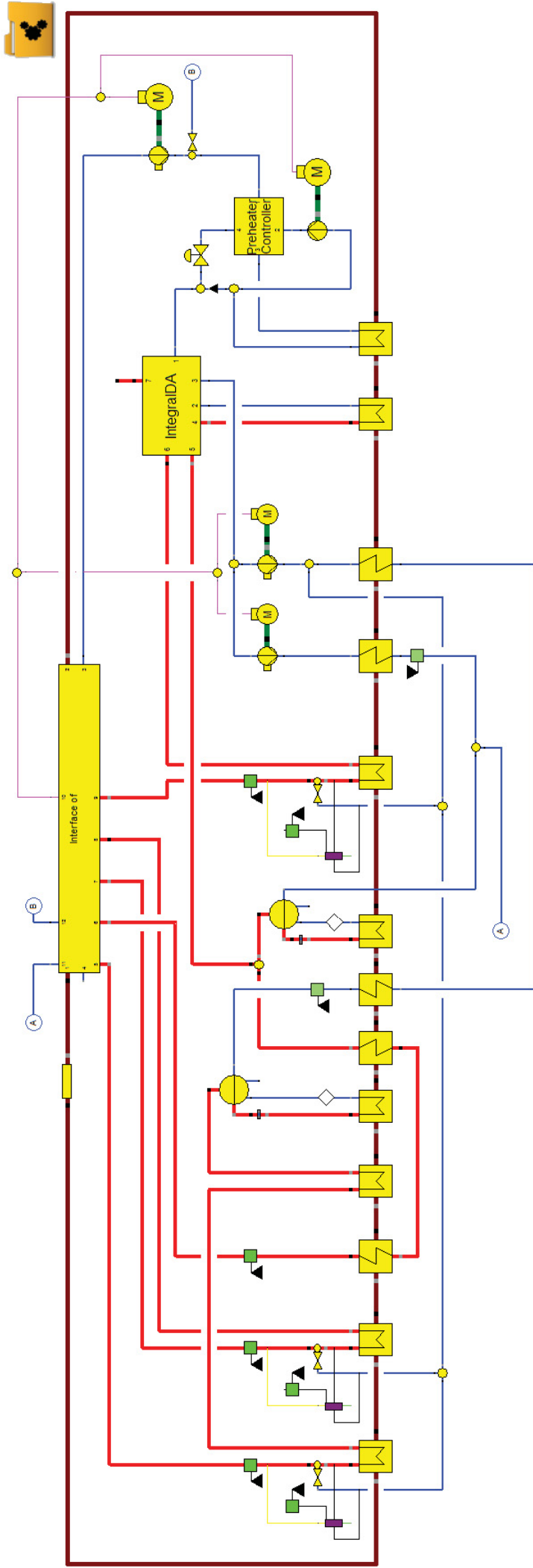


Abbildung 6.24: Aufbau eines Dreidruck-Abhitzekesselmoduls mit Zwischenüberhitzung

Das Speisewasser wird mittels einer Speisewasserpumpe vom Kondensationsdruck auf das Druckniveau des Vorwärmers (Preheater) gebracht. Nach der ersten Speisewasserpumpe wird der Heizmediumrücklauf in den Prozess eingekoppelt und das Speisewasser in den Vorwärmer, eine Economiserart, geleitet.

#### **6.2.2.5 Economiser**

Bei Anlagen mit hohen Luftzahlen, also großen Abgasströmen, wie sie bei GuD-Anlagen zu finden sind, und einem kleinen Anteil des Dampfkreises an der Gesamtanlagenleistung, lässt sich die Abwärme des Abgases lediglich durch eine tiefe Abkühlung des Abgasstroms durch das Speisewasser nutzen. Daher entfällt bei einer GuD-Anlage die bei konventionellen Dampfkraftanlagen übliche mehrstufige regenerative Speisewasser-Vorwärmung. [49] Das Speisewasser wird mittels Abgaswärmetauschern (sogenannten Economisern) auf Temperaturen nahe dem Siedepunkt erhitzt.

EBSILON Professional bietet zur Simulation eines Economisers drei Komponenten an. Diese sind Komponente 26, Komponente 61 und Komponente 73. Alle drei Komponenten sind generell zur Nutzung als Wärmeübertrager für Economiser, Verdampfer, sowie Überhitzer geeignet. Der Hauptunterschied liegt in der Berechnung des Teillastverhaltens welcher durch den  $k \cdot A$ -Wert wiedergegeben wird.

Hierfür verwendet Komponente 26 eine charakteristische Kurve, Komponente 61 den Zusammenhang der Wärmeübergangszahlen (Alpha-Werte) und Komponente 71 verwendet zusätzlich zu der Berechnungsmethode von Komponente 61 eine Betrachtung der Rippenrohreffizienz aus dem VDI Wärmeatlas.

In den Modellen dieser Arbeit wird die Komponente 61 als Economiser verwendet.

Als Spezifikation wurde die Vorgabe der oberen Grädigkeit („upper terminal temp. diff.“) gewählt. Da dieser Wert je nach Anlage variiert, wurde ein Vorgabewert von 8 °C festgesetzt.

Standardmäßig ist in EBSILON Professional für den wasserseitigen Wärmeübergangskoeffizienten ein Wert von 6000 W/m<sup>2</sup>K und für den gasseitigen Wärmeübergangskoeffizienten 50 W/m<sup>2</sup>K festgelegt.

Abgasseitig wird in der Komponente kein Druckverlust berücksichtigt, da dieser für alle druckverlustbehafteten Komponenten im Rauchgasstrom zusammengefasst durch eine Rohrkomponente dargestellt wird.

Die Komponente 61 (C61) ist eine Standardkomponente, daher wird auf eine weitere Beschreibung verzichtet und auf die EBSILON-Hilfe verwiesen.

#### **6.2.2.6 Preheater und Preheater-Controller**

Wenn der für die Gasturbine oder Zusatzfeuerung benutzte Brennstoff Schwefel oder schwefelhaltige Verbindungen enthält, kommt es bei der Verbrennung zur Bildung von  $\text{SO}_2$  und geringeren Mengen  $\text{SO}_3$ . Das  $\text{SO}_3$  verbindet sich in weiterer Folge mit  $\text{H}_2\text{O}$  zu  $\text{H}_2\text{SO}_4$ .

Wird eine bestimmte Temperatur unterschritten kondensiert Schwefelsäure. Diese Temperatur wird als Taupunkt der Schwefelsäure bezeichnet. Um ein Kondensieren an einer metallischen Oberfläche zu verhindern, muss sichergestellt werden, dass die Temperatur der Oberfläche höher ist als der Taupunkt um Niedertemperaturkorrosion zu verhindern.

Niedertemperaturkorrosion kann auch bei nicht schwefelhaltigen Brennstoffen vorkommen, wenn die Abgastemperatur unter den Wassertaupunkt fällt. Dies geschieht bei Erdgas zwischen 40 und 45 °C.

Eine über den Taupunkt erhöhte Abgastemperatur reicht nicht aus um mögliche Korrosion zu verhindern, da es sich bei der Abgastemperatur um eine örtlich gemittelte Temperatur handelt und Kältehotspots nicht betrachtet werden. (49)

Die kälteste Stelle für den Economiser ist die Rohrwand am Eintritt in den Kessel, da die gasseitige Grenzschicht bis auf die Rohrwandtemperatur abkühlen kann. Daher ist es notwendig die Wassereintrittstemperatur in den Wärmetauscher mit einem Sicherheitsabstand über der Taupunktstemperatur zu halten.

Der Schwefelsäuretaupunkt ist von der Schwefelmenge im Brennstoff abhängig. Für einen Brennstoff mit geringem Schwefelgehalt (< 3 ppm), wie zum Beispiel Erdgas, wird eine Speisewassertemperatur von mindestens 60 °C empfohlen.

Öl enthält in der Regel mehr Schwefel. Dies resultiert in einer höheren Mindestspeisewassertemperatur von 120 bis 160 °C. (34)

In **Abbildung 6.25** ist die Komponente des Preheater-Controllers samt Verschaltung abgebildet. Darin ist die Speisewassereingangstemperatur mit 30 °C angenommen und eine Ausgangstemperatur aus dem Mischvorwärmer von 60 °C eingestellt.

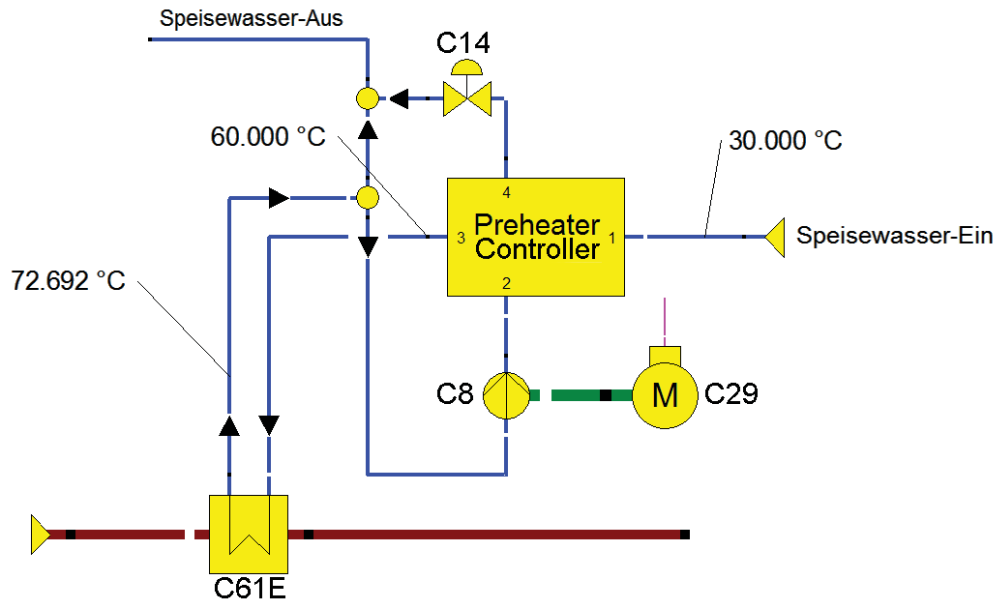
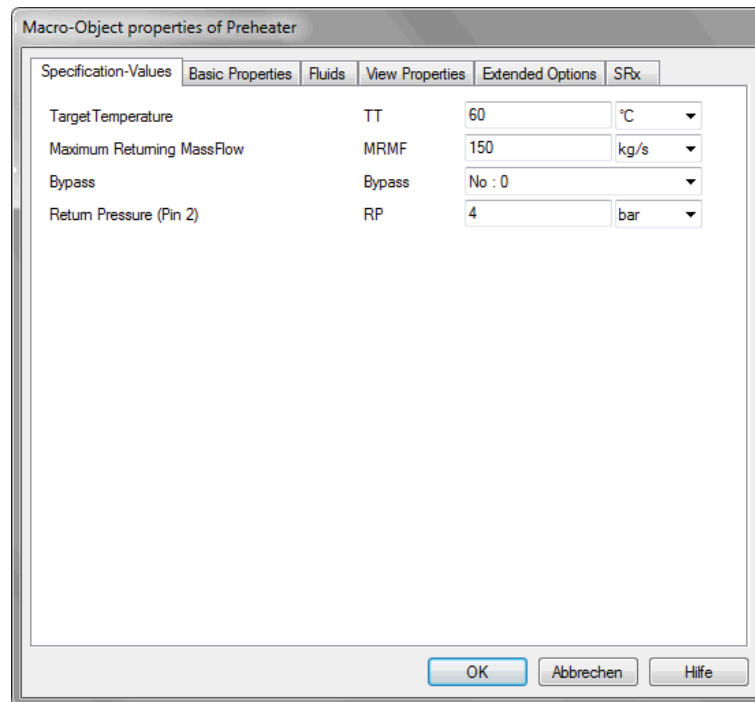


Abbildung 6.25: Preheater und Preheater-Controller

Die Ausgangstemperatur von 60 °C wird erreicht, indem das vom Preheater C61E kommende, 72.2 °C warme Wasser an einem Stromteiler (Splitter) abgezweigt und über eine Rückführung (Pumpe C8) dem Preheater-Controller zugeführt wird. Dort wird das 72.2 und das 30 °C warme Wasser miteinander vermischt und bildet den Ausgangsstrom (Port 3) aus dem Preheater Controller.

Wird eine größere Wärmemenge zum Aufheizen des gesamten Speisewassers auf 60 °C benötigt als über den maximalen Massenstrom der Rückführung eingebracht wird, wird über einen Bypass Speisewasser vor dem Preheater abgezweigt. Das verbleibende Speisewasser kann über den Mischvorwärmer auf die benötigte Mindesttemperatur gebracht werden.





**Abbildung 6.26:** Interface des Preheater-Controllers

Im Screenshot in **Abbildung 6.26** sind die wählbaren Spezifikationswerte des Preheater-Controllers abgebildet. Der Parameter TT (Target Temperature) stellt die gewünschte Ausgangstemperatur des Mischvorwärmers dar und beträgt in diesem Fall 60 °C.

Der maximale Massenstrom, welcher am Splitter für die Rückführung abgezweigt wird, wird über den Parameter MRMF (Maximum Returning Mass Flow) vorgeben. Dieser Wert kann von der Regelung zwar unterschritten, jedoch nicht überschritten werden.

Es fallen zwischen dem Ausgang des Mischvorwärmers und der Rückführung Leitungsverluste an, welche durch den wasserseitigen Druckverlust im Preheater C61E dargestellt werden. Um diesen Druckverlust zu kompensieren und den zur Mischung notwendigen Überdruck vor dem Eintritt in den Mischvorwärmer zu gewährleisten, ist die Pumpe C8 in den Kreislauf integriert. Der Vordruck ist über den Parameter RP (Return Pressure) vorzugeben.

Können die Temperaturanforderungen an das Speisewasser durch den Wärmetauscher nicht erfüllt werden, besteht die Möglichkeit den Preheater-Controller als Bypass zu nutzen. In diesem Fall wird das gesamte Speisewasser am Wärmetauscher vorbeigeleitet.

In **Abbildung 6.27** ist schematisch das Skript des Preheater-Controllers zu sehen.

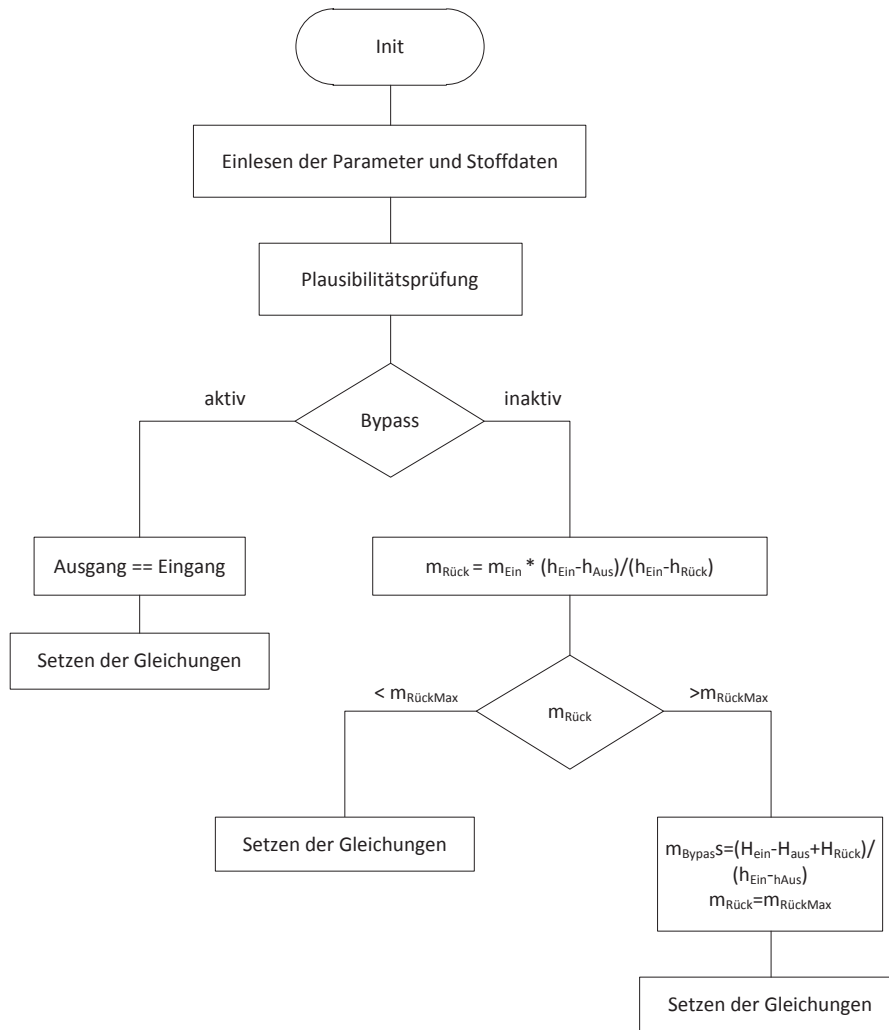


Abbildung 6.27: Blockschaltbild des Preheater-Controller-Skripts

### 6.2.2.7 Speisewasserbehälter

Der Speisewasserbehälter dient dem zeitlichen Ausgleich zwischen benötigter Speisewassermenge für die verschiedenen Druckstufen und dem zur Verfügung stehenden Kondensatmengenstrom. Weiters ist er als Puffer für Störungen im Dampfsystem gedacht.

Bei Abhitzeesseln mit Trommelkesseln, welche viel Wasser führen, ist der Speisewasserbehälter als Puffer besonders wichtig. Auf der anderen Seite gibt es Abhitzeessel welche als Durchlaufkessel ausgeführt sind. Hier wird auf einen Speisewasserbehälter verzichtet. Stattdessen kann der Kondensatorhotwell als Speisewasserbehälter dienen.

Da in den Simulationen dieser Arbeit lediglich stationäre Anlagenpunkte simuliert werden, gibt es, sofern der Speisewasserbehälter keine zusätzliche Funktion wie das Entgasen des Speisewassers aufweist, keinen bedingten Grund diesen in die Simulation aufzunehmen.

Da der Speisewasserbehälter, in EBSILON Professional dargestellt durch Komponente 9 (Comp 9) bzw. Komponente 63 (Comp 63), eine Standardkomponente ist, wird auf das Symbol, die Beschaltung, sowie eine weitere Beschreibung verzichtet.

In den Eindruck-Abhitzekesselmodulen wird ein Speisewasserbehälter als Entgaser eingesetzt.

#### **6.2.2.8 Entgaser**

Der Entgaser hat die Aufgabe aggressive Gase, wie Sauerstoff und Kohlendioxid, die zu Korrosionen in den Anlagenteilen führen können, aus dem Speisewasser auszuschleiden. Entgaser großer Anlagen werden so ausgelegt, dass der Sauerstoffgehalt am Entgaseraustritt kleiner als 5 µg/kg Speisewasser ist. Bei der thermischen Entgasung nutzt man das Henry'sche Gesetz aus, welches besagt, dass die Löslichkeit eines Gases in einer Flüssigkeit proportional zu seinem Partialdruck oberhalb des Flüssigkeitsspiegels ist. Demnach geht die Löslichkeit von Gasen in Wasser gegen Null, wenn das Wasser die zu dem jeweiligen Druck gehörende Siedetemperatur erreicht. (19)

Durch das Erhitzen werden die Gase zusammen mit dem Dampf aus dem Entgaser abgeleitet. Diese werden entweder direkt ins Freie geführt oder bei größeren Entgasern erst nach Abtrennung und Kondensation des Dampfanteils aus dem System ausgeschleust.

Eine Entgasung des Arbeitsmittels ist besonders wichtig, wenn sich das System vor der Inbetriebnahme auf Umgebungsdruck befand oder geöffnet war, vor allem nach Revisionen oder bei Kaltstarts. Die Entgasung ist ebenfalls wichtig, wenn große Makeup-Mengen zuströmen. Die thermische Entgasung erfolgt nach dem Stand der Technik entweder im Kondensator, im Speisewasserbehälter/Entgaser oder durch einen auf die Niederdrucktrommel aufgesetzten Entgaser.

Der Entgaser ist in EBSILON Professional durch Komponente 9, bzw in erweiterter Version als Komponente 63 integriert.

Ein auf die Niederdrucktrommel aufgesetzter Entgaser wurde durch die programmierbare Komponente 93 realisiert.

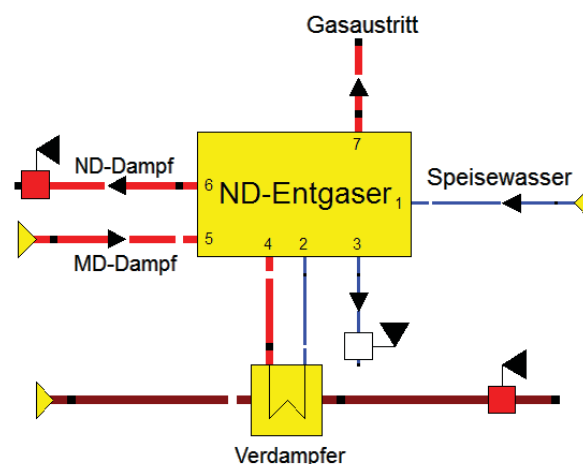
### Niederdrucktrommel mit integriertem Entgaser

Bei dieser Lösung hat die Niederdrucktrommel nicht nur die Aufgabe das Wasser/Dampf-Gemisch zu trennen, sondern zusätzlich das zugeführte Speisewasser zu entgasen.

Dafür wird das bereits vorhandene Zweiphasensystem, bestehend aus Dampf und Wasser, zur Entgasung genutzt.

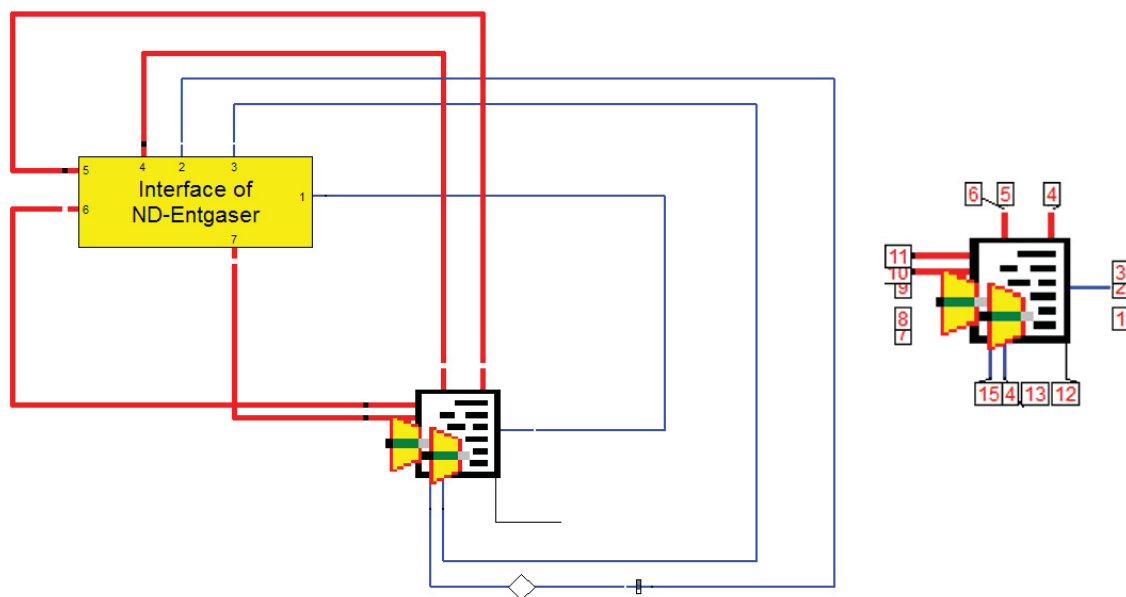
Aus den getrennt vorliegenden Phasen Dampf und Speisewasser wird ein Zweiphasengemisch erzeugt, welches wiederum in das Wasservolumen des Dampfsystems strömt. Die Entgasung wird somit über eine erzwungene Dampf/Wasser-Zirkulation gewährleistet. Der größte Vorteil liegt in der Einfachheit des Systems und führt dazu, dass der Investitionsaufwand im Vergleich zu einem Entgaser gering ist.

Wie in **Abbildung 6.28** abgebildet, weist die Dampftrommel einen Speisewasserzulauf (Port 1), einen Anschluss für Wasser zum Verdampfer (Port 2) und einen Rückströmanschluss für das Wasser/Dampf-Gemisch vom Verdampfer (Port 4), einen Dampfaustritt (Port 6), und einen Gasaustritt (Port 7) auf. Weiters ist ein Anschluss für Mitteldruckdampf (Port 5) vorgesehen, durch welchen zusätzliche Energie eingebracht werden kann.



**Abbildung 6.28:** Niederdruckverdampfer mit integriertem Entgaser

Die Bilanzgleichungen für Trommel und Entgaser sind durch ein Kernel-Skript (Komponente 93) in einem Makro realisiert. Dies ist in **Abbildung 6.29** dargestellt. Dadurch werden der Funktionsumfang und die Berechnungsmethode des Skriptes mit der Benutzerfreundlichkeit der Eingabe eines Makros kombiniert.



**Abbildung 6.29:** Aufbau des Niederdruckverdampfers mit integriertem Entgaser und Beschaltung der Komponente 93

In **Abbildung 6.30** ist der Skriptaufbau in einem Blockschaltbild dargestellt. Darin sind die beiden Prozessrechenmöglichkeiten der Niederdrucktrommel mit integriertem Entgaser zu sehen.

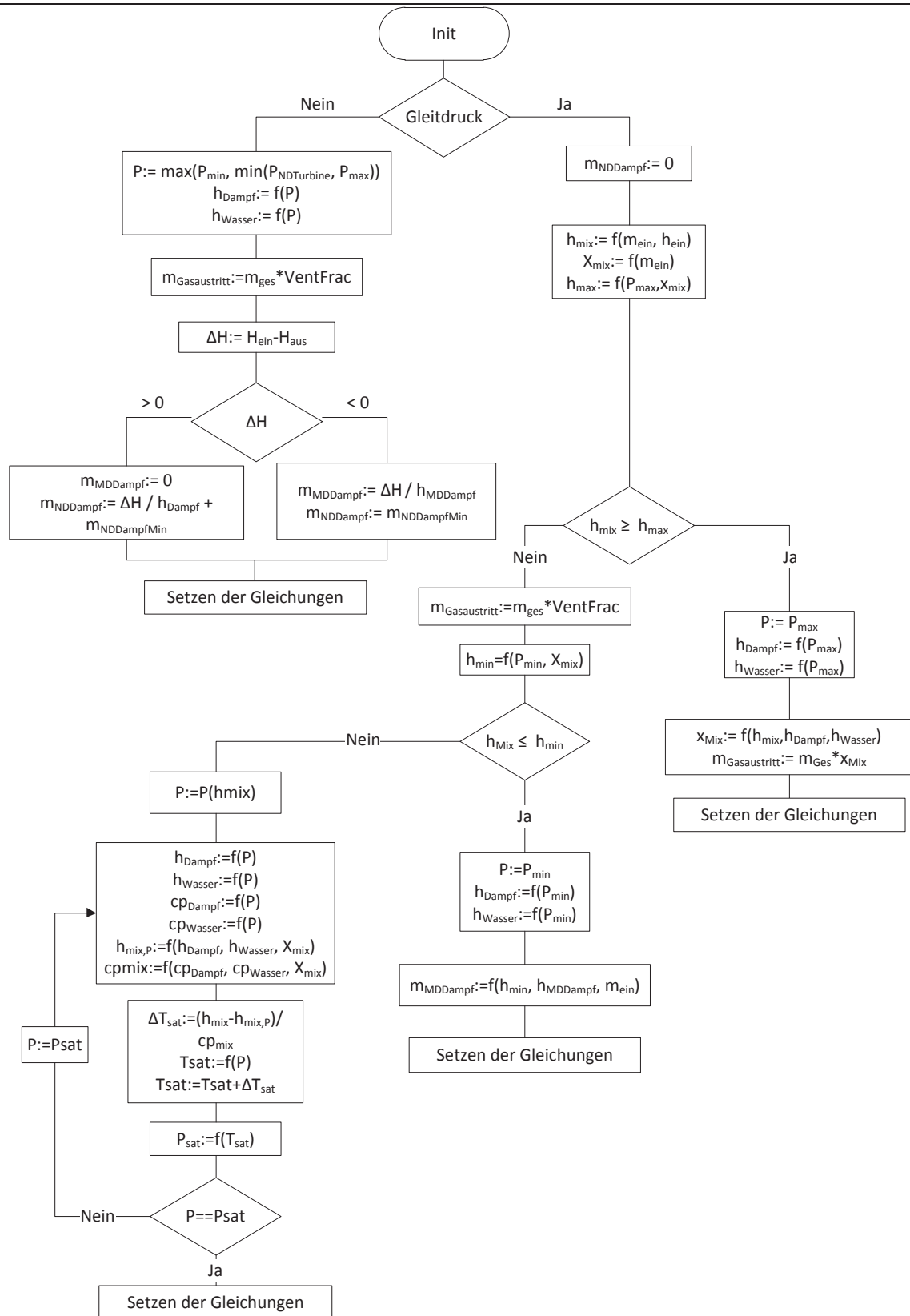


Abbildung 6.30: Blockschaltbild des Skriptes des Niederdruckverdampfers mit integriertem Entgaser

Bei dem **Festdruckbetrieb** wird der Systemdruck der Niederdrucktrommel auf das Druckniveau der Niederdruckturbine, bzw. auf den, an dem Dampfaustritt (Port 6) anliegenden Druck, festgelegt. Sofern der Wärmeeintrag durch den Verdampfer für das Aufheizen, Verdampfen und Entgasen des Speisewassermassenstromes ausreicht ( $\Delta H > 0$ ) wird kein zusätzlich eingespeister Mitteldruckdampf benötigt. Die Menge an erzeugtem Niederdruckdampf ist abhängig von der geforderten Mindestmenge an Niederdruckdampf und dem überschüssigen Wärmeeintrag durch den Verdampfer.

Beim **Gleitdruckbetrieb** wird grundsätzlich kein Niederdruckdampf für eine Dampfturbine erzeugt, denn das Druckniveau der Trommel wird derart geregelt, dass sich die für die Entgasung notwendige Temperatur (ca. 2 °C unter Sättigungstemperatur) einstellt. Die Niederdrucktrommel dient in dieser Arbeitsweise dem reinen Entgasen und Aufheizen des Speisewassers.

#### 6.2.2.9 Speisewasserpumpe

Die Speisewasserpumpe hat die Aufgabe die einzelnen Druckstufen zuverlässig mit Speisewasser zu versorgen. Die Bauart der Pumpen, die Wahl des Antriebs und die Aufteilung in Vollast- und Teillastpumpen muss in der thermodynamischen Simulation nicht im Detail spezifiziert werden. Für die Prozessrechnung ist die Definition über den spezifischen Wirkungsgrad ausreichend.

Der Antrieb von GuD-Speisewasserpumpen beschränkt sich, im Gegensatz zur Möglichkeit von dampfbetriebenen Pumpen im Kohlekraftwerksbereich, auf den elektrischen Antrieb.

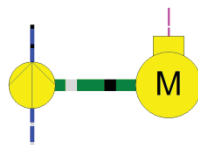
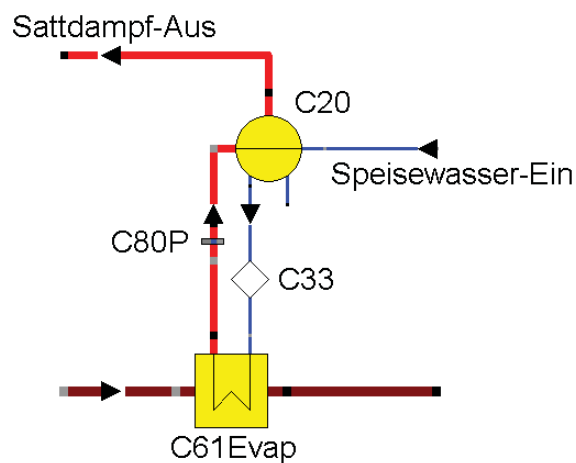


Abbildung 6.31: Speisewasserpumpe inkl. Elektromotor

### 6.2.2.10 Verdampfer und Trommel

Das Speisewasser erwärmt sich in den Verdampferrohren bis zur Sattdampftemperatur um anschließend einen Phasenwechsel von flüssiger auf dampfförmige Phase zu erfahren. Die anschließende Trennung des Wasser/Dampf-Gemischs erfolgt bei Naturumlauf- und Zwangsumlaufsystemen in einer Trommel. Im einfachsten Fall passiert dies durch die Schwerkraft. Bei Zwangsdurchlaufsystemen wird die Trennung mit Abscheidern unterstützt.

In **Abbildung 6.32** ist ein Verdampfer samt Trommel abgebildet, wie er in den Abhitzekesselmodulen vorkommt.



**Abbildung 6.32:** Aufbau von Verdampfer und Trommel eines Abhitzekesselmoduls

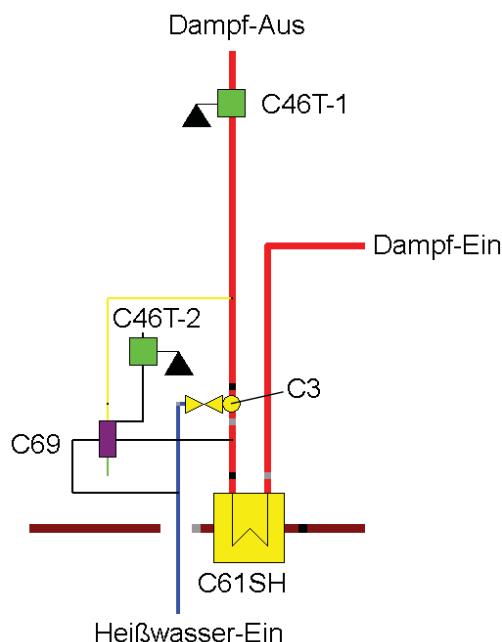
Das Speisewasser wird in der Trommel C20 im Phasengleichgewicht auf Sattdampftemperatur vorgewärmt und anschließend über die Abstiegsleitung zum Verdampfer C61Evap geleitet. Die Komponente C33 gibt den Massenstrom vor. Dieser wird in der Simulation über das Modulpostprocessing auf einen Wert eingestellt, welcher in einer Dampfziffer von  $X=0.2$  in der Steigleitung resultiert. In der Trommel C20 wird der Dampf vom Zweiphasengemisch abgeschieden und aus dem Verdampferkreislauf als Sattdampf ausgekoppelt.

Es handelt sich in **Abbildung 6.32** um Standardkomponenten, welche nicht weiter beschrieben werden.



### 6.2.2.11 Überhitzer und Wassereinspritzung

Zweck eines Überhitzers ist es, den unter Druck stehenden Dampf auf die geforderte Endtemperatur zu bringen, welche über der Sattdampf­temperatur liegt. Der jeweils letzte Wärmetauscher in einer Überhitzer- oder Zwischenüberhitzerstrecke ist in den Abhitzekesselmodellen mit einer Speisewassereinspritzungsregelung zur Einstellung der Dampf­temperatur versehen. Da das Einspritzwasser zwar auf hohen Druck gebracht werden muss, sich aber nicht an der Wärmeaufnahme beteiligt, ist sein Einsatz wirkungsgradmindernd, aber materialschonend. In **Abbildung 6.33** ist der Aufbau eines Überhitzers mit Einspritzregelung dargestellt.



**Abbildung 6.33:** Aufbau eines Überhitzers mit Einspritzregelung eines Abhitzekesselmoduls

Für die Auslegungsrechnung (Design) wird durch Anpassung des Parameters KAN (Produkt aus Wärmedurchgangskoeffizient und Fläche) der Dampf im Überhitzer C61SH auf eine von der Messstelle C46T-1 vorgegebene Endtemperatur gebracht und das Rauchgas entsprechend abgekühlt. Die Temperaturwerte der Messstelle C46T-1 entsprechen den druckstufenzugehörigen Spezifikationswerten des Modulinterfaces (siehe dazu **Tabelle 18**).

Für die Dimensionierung des Überhitzers C61SH sind neben der Bauart als Gegenstromwärmetauscher die Wärmeübergangskoeffizienten, sowie Dampfeintritts-, Dampfaustritts- und Rauchgaseintrittstemperatur aus dem Prozess vorgegeben bzw. vom Benutzer zu definieren.

Die Wassereinspritzung hat für den Auslegungsfall keine Relevanz und Komponente C69, sowie C46T-2 sind deaktiviert.

Abseits der Auslegungsrechnung (Off-Design) ist die Messstelle C46T-1 deaktiviert und der Überhitzer aus der Auslegungsrechnung über den kA-Wert dimensioniert.

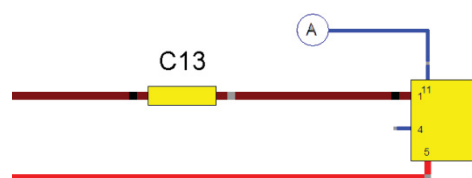
Wird das Modell in einem Lastfall berechnet, welcher eine höhere Überhitzerdampfaustrittstemperatur als durch die Messstelle C46T-2 vorgegeben wird zur Folge hat, regelt die Komponente C69 die Überhitzerdampfaustrittstemperatur über die Wassereinspritzung C3 auf den Anlagenauslegungswert in Messstellenwert C46T-2.

#### 6.2.2.12 Druckverluste

Dampfseitige Druckverluste werden in den Wärmetauschern und anderen dampfführenden Komponenten berücksichtigt.

Die rauchgasseitigen Druckverluste sind in einer Rohrleitungskomponente C13 zusammengefasst und betragen je nach Abhitzekesselmodultyp zwischen 20 mbar für ein Eindruck- und 40 mbar für ein Dreidruck-Abhitzekesselmodul.

In **Abbildung 6.34** ist die Rohrleitungskomponente C13 in einem Ausschnitt des Dreidruck-Abhitzekesselmoduls mit Zwischenüberhitzung dargestellt.



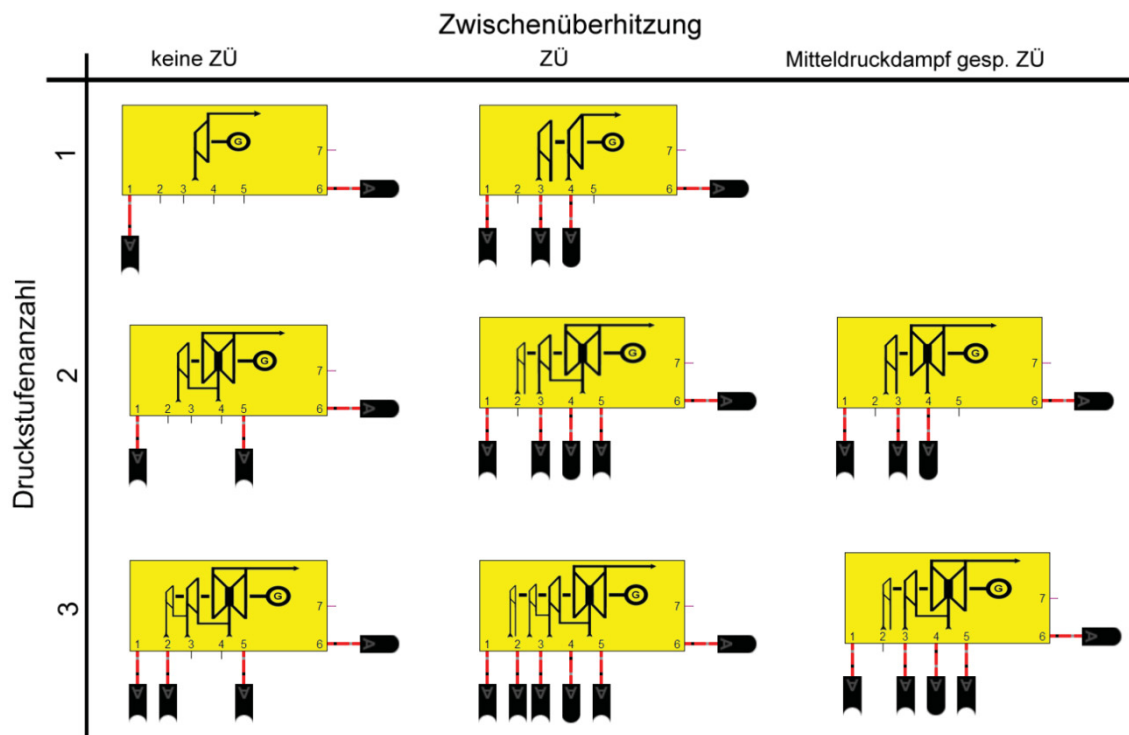
**Abbildung 6.34:** Rohrleitungskomponente

### 6.2.3 Dampfturbinenmodule

GuD-Kraftwerksanlagen erzeugen zumeist Dampf auf mehreren Druckstufen. Aufgrund mehrerer, Druckstufen-bedingter Dampfturbineneinlässe nimmt der Massenstrom durch die Dampfturbine zur letzten Stufe hin immer weiter zu. Anzapfungen aufgrund von Dampfeigenverbräuchen, zum Beispiel für einen Entgaser, sind meist von untergeordneter Größenordnung. [34]

Bei den in EBSILON Professional realisierten Dampfturbinen handelt es sich um Kondensationsturbinen, welche für eine Entspannung ins Vakuum ausgelegt sind. Die Prozessrechnung einer Entnahmekondensationsturbine ist mit geringen Modifikationen in den Dampfturbinenmodulen möglich. Eine Gegendruckturbine wäre zusätzlich notwendig, wenn eine Kraft-Wärmekopplung simuliert werden soll, in welcher der Dampfturbinenabdampf anstatt im Kondensator in einem Heizer niedergeschlagen wird.

In **Abbildung 6.35** sind die in EBSILON Professional umgesetzten Dampfturbinenmodule abgebildet. Es wurden bis auf eine Gegendruckturbine alle unter Punkt 5.3.3 aufgeführten Dampfturbinenmodule realisiert.



**Abbildung 6.35:** In EBSILON Professional realisierte Dampfturbinenmodule

### 6.2.3.1 Bedeutung der Dampfturbinensymbole

Das Dampfturbinenmodulsymbol bildet über die Anzahl der Turbinenstufen und die optische Verschaltung im Symbol die prozesstechnische Stufenanzahl und den Aufbau des Dampfturbinenmoduls ab.

### 6.2.3.2 Portbelegung der Dampfturbinenmodule

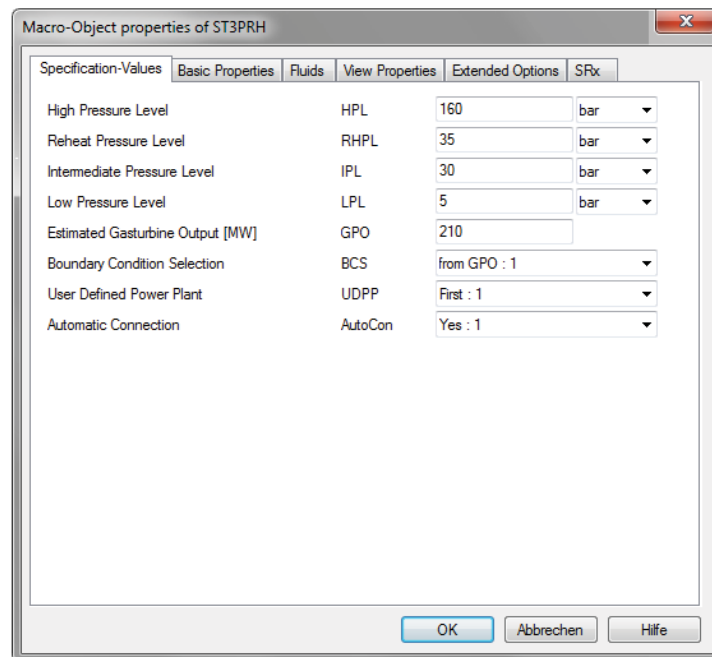
Die Portbelegung der Ein- und Austrittsschnittstellen ist für jedes der acht Dampfturbinenmodule ident, um die Programmierung, Wartung und Einbindung der Spezifikationsspeicherkomponente zu erleichtern. Je nach Modultyp sind die Ports aktiv und mit Konnektoren versehen. Die Portbelegung ist in **Tabelle 19** zusammengefasst.

**Tabelle 19:** Portbelegung der Dampfturbinenmodule

Portnummer	Portbelegung
1	Hochdruckdampfeintritt
2	Mitteldruckdampfeintritt
3	Dampfeintritt von zwischenüberhitztem Dampf
4	Dampfaustritt zur Zwischenüberhitzung
5	Niederdruckdampfeintritt
6	Abdampfaustritt
7	Leitung der Generatorleistung

### 6.2.3.3 Konfiguration der Dampfturbinenmodule

Das Dampfturbinenmodul wird über das Modulinterface konfiguriert. Neben den Zugriffsmöglichkeiten auf Basiseigenschaften (*Basic Properties*) und der den Fluidtypen der Ports (*Fluids*), sind vor allem die Modulspezifikationswerte (*Specification-Values*) von Bedeutung.



**Abbildung 6.36:** Interface der Dampfturbinenmodule am Beispiel eines Dreidruck-Dampfturbinenmoduls mit Zwischenüberhitzung

In **Tabelle 20** sind alle Spezifikationswerte aufgelistet welche, je nach Dampfturbinenmodul, über das Modulinterface verfügbar sind. Für ein Eindruck-Dampfturbinenmodul entfallen die Spezifikationswerte RHPL, IPL sowie LPL.

**Tabelle 20:** Spezifikationswerte von Dampfturbinenmodulen

Abkürzung	Beschreibung
HPL	Eingangsdruck der Hochdruckdampfturbine
RHPL	Eingangsdruck der Dampfturbine nach der ZÜ
IPL	Eingangsdruck der Mitteldruckdampfturbine
LPL	Eingangsdruck der Niederdruckdampfturbine
GPO	Elektr. Gasturbinenleistung

Diese Spezifikationswerte dienen der Auslegungsrechnung (Design). HPL, RHPL, IPL und LPL können vom Benutzer manuell vorgegeben oder über die Wahl der Gasturbinenleistung (GPO) bestimmt werden.

Im Gegensatz zu den Randbedingungen, welche durch Konnektoren vorgegeben werden, sind diese Spezifikationswerte auch nach der Erstellung einer Kraftwerksschaltung für die Prozessrechnung relevant.

Das Abspeichern und Laden von Konnektor- und Modulspezifikationswerten in sogenannte *Benutzerspezifizierte Kraftwerksmodule* oder UDPPs (User Defined Power Plant) ist wie bei Abhitzeesselmodulen auch hier möglich. Dazu werden alle relevanten Spezifikationswerte in einen Speicherbaustein geschrieben oder davon gelesen.

Des Weiteren wird über das Dropdown-Feld *AutoCon* die Funktion der automatischen Verbindung der Konnektoren bestimmt.

#### **6.2.3.4 Aufbau der Dampfturbinenmodule**

Der prozesstechnische Aufbau der Dampfturbinenmodule wird am Beispiel des Dreidruck-Dampfturbinenmoduls mit ZÜ-Stufe erklärt und ist in **Abbildung 6.37** dargestellt.

Je Druckstufe kommt eine Turbinenkomponente C6 zur Anwendung. Alle Turbinenkomponenten sind mechanisch auf einer Welle verbunden und geben ihre Leistung an den Generator C11 ab.

Die zur Berechnung der Turbinenkomponente relevanten Daten sind der Eingangsdampfdruck, welcher über das Modulinterface vorgegeben wird, der isentrope Wirkungsgrad (Standardwert  $\eta_{is}=0.88$ ), der mechanische Wirkungsgrad (Standardwert  $\eta_{is}=0.998$ ), sowie der von Konnektoren vorgegebene Ausgangsdampfdruck. Für den Generator wird ein Wirkungsgrad von  $\eta_{el}=0.985$  angenommen.

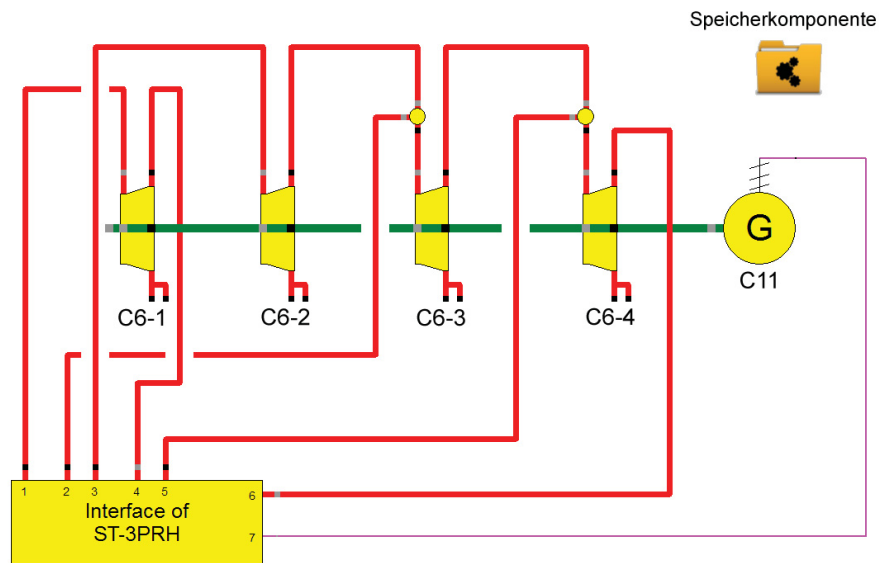


Abbildung 6.37: Aufbau des Dreidruck-Dampfturbinenmoduls mit ZÜ-Stufe

## 6.2.4 Hauptkühlsystem

Von den unter Punkt 5.3.4 angeführten Hauptkühlsystemen, welche in der Kraftwerkstechnik üblich sind, wurden in dieser Arbeit folgende Kühlsysteme realisiert:

- Direkt luftgekühlter Kondensator
- Oberflächenkondensator mit Hybridkühlturm
- Oberflächenkondensator mit Naturzugkühlturm
- Oberflächenkondensator mit Wasserdurchlaufkühlung

Diese Kühlsysteme sind in oben stehender Reihenfolge in **Abbildung 6.38** abgebildet.

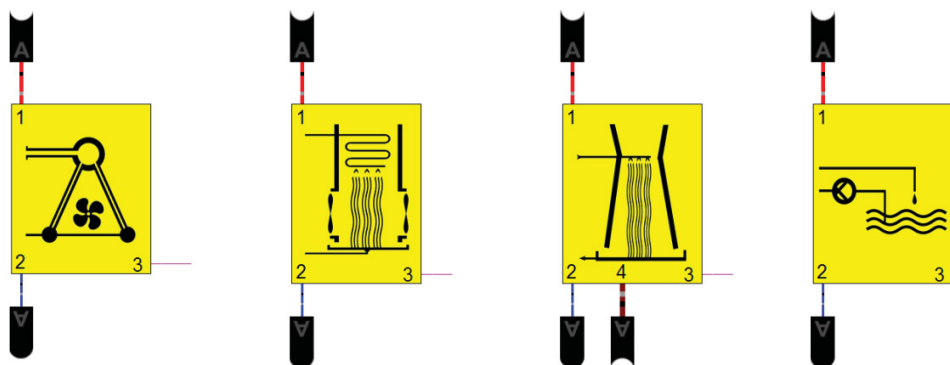


Abbildung 6.38: In EBSILON Professional realisierte Kondensatormodule mit Kühlsystemen

#### 6.2.4.1 Direkt luftgekühlter Kondensator

Bei direkt luftgekühlten Kondensatoren wird der Dampfturbinenabdampf durch Rippenrohre geleitet, die von Luft umströmt werden. Die Luft kühlt die Rohrwände soweit ab, dass der Dampf darin kondensieren kann.

Typischerweise haben luftgekühlte Kondensatoren eine A-Bauform mit einem Ventilator Durchmesser von 10 m. Die Größe einer Kondensatorzelle bleibt im Normalfall konstant. Unterschiedliche, zu kondensierende Dampfmengen werden über die Anzahl der Zellen gehandhabt.

Bei luftgekühlten Kondensatoren gibt es keine gesetzlichen Vorgaben bezüglich der luftseitigen Aufwärmspanne, sowie der Höchsttemperaturen. Zur Erreichung eines niedrigen Kondensationsdrucks werden natürlich niedrige Lufttemperaturen am Austritt angestrebt.

Folgende Spezifikationswerte sind für die Auslegung direkt luftgekühlter Kondensatoren von Bedeutung:

- Standort mit Luftdruck, Luftfeuchtigkeit und Lufttemperatur
- Dampfmenge
- Dampftemperatur
- gewünschter Kondensationsdruck

In EBSILON Professional ist mit der Komponente 75 die Prozessrechnung einer direkt luftgekühlten Kondensatorzelle möglich. Dazu ist in der Komponente 75 eine Funktion hinterlegt, welche den Zusammenhang von Kondensationsdruck, Kühllufttemperatur und Dampfmassenstrom beschreibt. Diese Funktion wird Gleichung 6-1 beschrieben.

$$\ln(p_{Kond}) = A1 + A2 * T_{Luft} * CQ + A3 * CQ + A4 * T_{Luft} + B1 * T_{Luft}^2 + \quad (6-1)$$
$$+ B2 * CQ^2 + B3 * T_{Luft} * CQ^2 + B4 * T_{Luft}^2 * CQ$$

$T_{LUFT}$     Lufteintrittstemperatur in [K]

$p_{Kond}$     Kondensationsdruck in [bar]

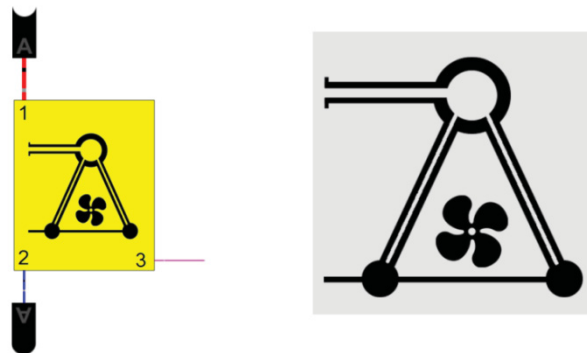
$CQ$         Dampfeintrittsmassenstromverhältnis  $m_{Offdesign}/m_{Design}$  [-]



Die in der Funktion auftretenden Konstanten A1-A4 und B1-B4 sind je nach Design des direkt luftgekühlten Kondensators zu wählen und sind unter anderem abhängig von den Rohrdurchmessern, Rohranordnung und dem Luftdurchsatz bei einer Kühlleistung von 100 %.

Wie zuvor beschrieben, handelt es sich bei der Komponente 75 um die prozesstechnische Abbildung einer einzelnen Kondensatorzelle. Bei dem Kondensator für die Kraftwerksanlage handelt es sich um ein Kondensatorzellenfeld von mehreren parallel geschalteten Kondensatorzellen. Diese physikalische Bauweise wurde ebenso für die Prozessrechnung aufgegriffen.

In **Abbildung 6.39** ist das direkt luftgekühlte Kondensatormodul dargestellt und in **Tabelle 21** die zugehörige Portbelegung angeführt. Das Symbol des direkt luftgekühlten Kondensatormoduls stellt schematisch eine Kondensatorzelle dar.



**Abbildung 6.39:** Direkt luftgekühltes Kondensatormodul und dessen Symbol

**Tabelle 21:** Portbelegung des direkt luftgekühlten Kondensatormoduls

Portnummer	Portbelegung
1	Dampfturbinenabdampfeintritt
2	Speisewasseraustritt
3	Leitung der elektr. Versorgung

In **Abbildung 6.40** ist der Aufbau des direkt luftgekühlten Kondensatormoduls abgebildet. Die Hauptkomponenten darin sind die Kondensatorzelle C75, der Regler C39 und der Massenstromtrenner der Kondensatorzelle samt Massenstromübertragern C36-1 und C36-2.

Des Weiteren enthält der Aufbau eine Logikschaltung zur Auswertung der benötigten Anzahl an Kondensatorzellen und der Zufuhr von Makeup-Wasser.

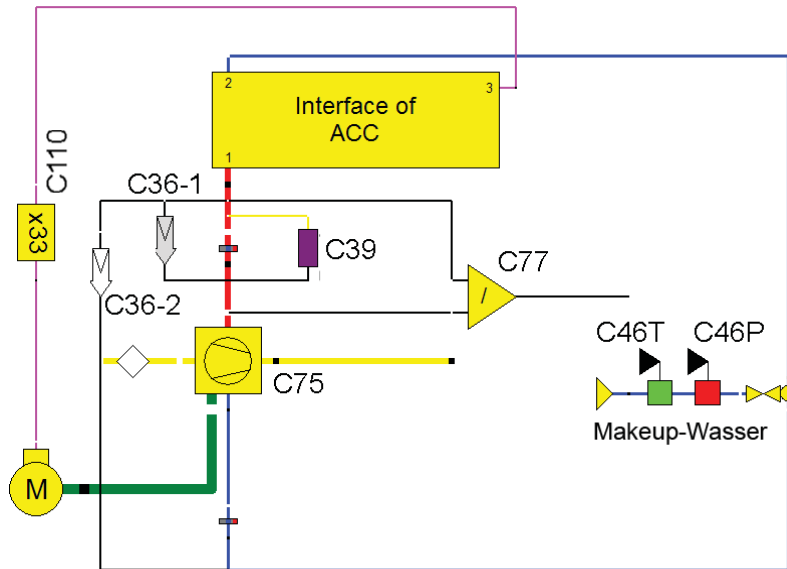


Abbildung 6.40: Aufbau des direkt luftgekühlten Kondensatormoduls

Um eine Kondensatorzelle in der Auslegungsrechnung zu dimensionieren und von dieser auf die Anzahl der benötigten Zellen zur Kondensation des gesamten Abdampfmassenstroms schließen zu können, wird die Komponente C75 in der Prozessrechnung über zwei Massenstromtrenner von der restlichen Schaltung entkoppelt. Druck und Temperatur werden übertragen.

Der Kondensationsdruck wird über den Spezifikationswert DCP (Desing Condensing Pressure) dem Regler C39 als Regelgröße vorgegeben (siehe **Abbildung 6.41**), die Stellgröße ist der Dampfdurchsatz.

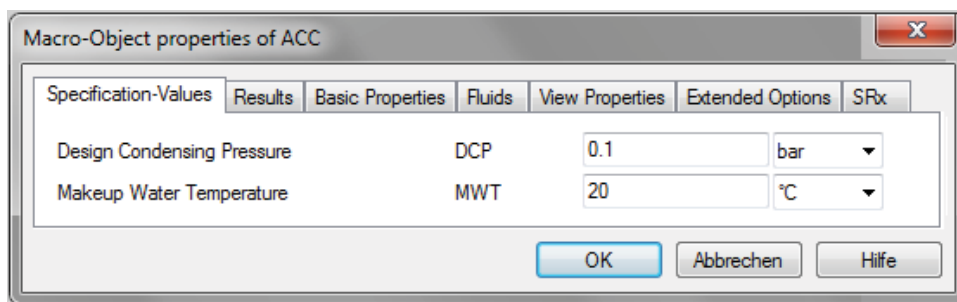
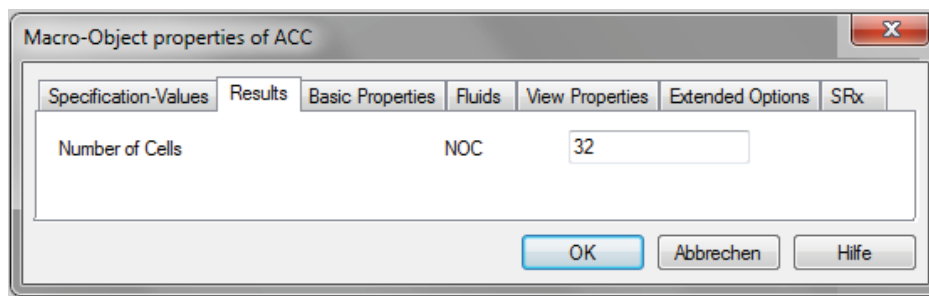


Abbildung 6.41: Spezifikationswerte des direkt luftgekühlten Kondensatormoduls

Die zur Berechnung des Kondensationsdrucks notwendige Umgebungslufttemperatur wird dem Modul der Umgebungsbedingungen entnommen. Die bei Nenndrehzahl betriebene Zelle erzeugt nun, für einen vorgegebenen Dampfmassenstrom, den entsprechenden Kondensationsdruck.

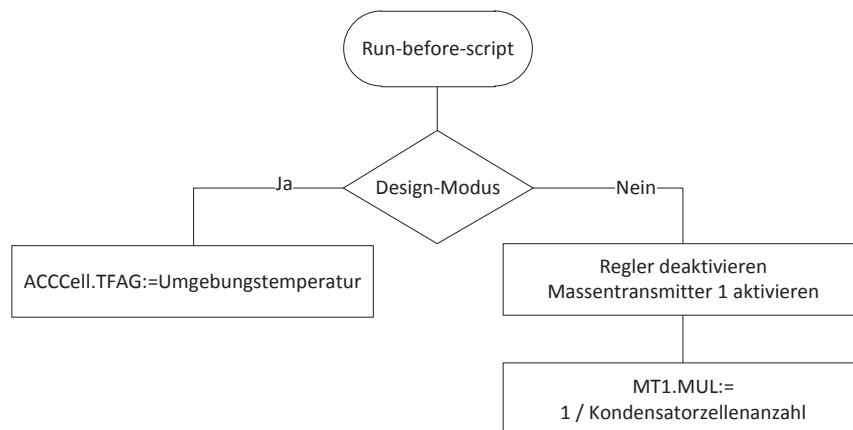
Der Regler erhöht den Durchsatz durch die Kondensationszelle so lange, bis der vorgegebene Kondensationsdruck (DCP) von Komponente C75 erreicht wird.

Das Ergebnis der Prozessrechnung ist ein Massenstrom durch Komponente C75. Der gesamte zu kondensierende Dampfmassenstrom wird durch diesen Massenstrom dividiert und so wird die Anzahl der Kondensatorzellen erhalten. Die Kondensatorzellenanzahl wird auf eine natürliche Zahl aufgerundet und als Ergebnis NOC (Number of Cells) in den Modulergebnissen ausgegeben (siehe **Abbildung 6.42**).



**Abbildung 6.42:** Ergebnisse des direkt luftgekühlten Kondensators

Im Off-Design-Modus wird über den Massentransmitter C36-1 der Gesamtabdampfmassenstrom dividiert durch die Anzahl der Kondensatorzellen der Komponente C75 übergeben und der Regler C39 deaktiviert. Dies wird in **Abbildung 6.43** verdeutlicht. Über den Massentransmitter C36-2 wird im Design-, wie auch Off-Design-Fall der Gesamtabdampfmassenstrom übertragen.



**Abbildung 6.43:** Blockschaltbild des Run-before-Skriptes des direkt luftgekühlten Kondensatormoduls

Die Motorleistung, welche für die Ventilatoren aufgebracht werden muss, bezieht sich auf die Komponente C75 und somit auf eine Kondensatorzelle. Die Gesamtleistung wird mittels eines Multiplikators errechnet. Da die Ermittlung der Kondensatorzellenanzahl nach der Prozessrechnung erfolgt, bezieht sich der Bedarf an elektrischer Leistung auf die vorangegangene Simulation.

#### 6.2.4.2 Oberflächenkondensator mit Hybridkühlturm

Ein Hybridkühlturm nutzt Ventilatoren um einen Luftzug durch einen Kühlturm zu erzeugen. In diesem Luftzug wird am oberen Ende des Kühlturms das Kühlwasser über Düsen versprüht, über die Kühlturmhöhe abgekühlt und am unteren Ende wieder gesammelt. Der Wärmetransport findet an der Wasser-/ Luftgrenzfläche durch Verdampfung und Konvektion statt.

Der Kühlturm besitzt zusätzlich einen Trockenteil in welchem lediglich ein konvektiver Wärmeübergang stattfindet. Dabei fließt das Kühlwasser durch Rippenrohre oder Plattenwärmetauscher und die Luft im Gegen- oder Kreuzstrom. [19]

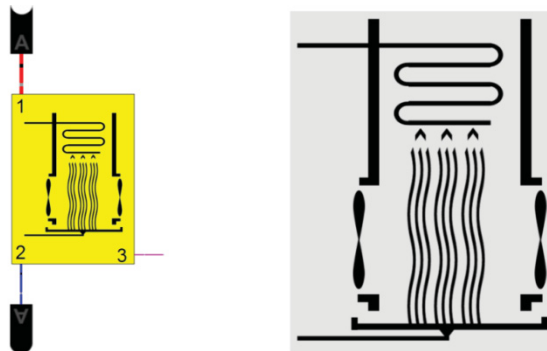
Entweder hat ein Hybridkühlturm im unteren Bereich des Kühlturms Ventilatoren (forced draft) und drückt die Umgebungsluft ins Innere oder der Kühlturm hat den Ventilator im oberen Bereich angeordnet (induced draft) und saugt die Luft durch den Lufteintritt im unteren Bereich des Kühlturms an.

Die größten Vorteile von Ventilatoren im unteren Bereich des Kühlturms sind der leichtere Zugang zur Wartung und Reparatur der Ventilatoren und die Tatsache, dass sich diese nicht in einer korrosiven Umgebung befinden.

Trotzdem werden vermehrt Hybridkühltürme mit Ventilatoren im oberen Bereich gefertigt. Dies ist der höheren Luftaustrittsgeschwindigkeit am oberen Ende des Kühlturms zuzuschreiben. Eine höhere Luftaustrittsgeschwindigkeit reduziert die Gefahr einer Rezirkulation der wassergesättigten Abluft. Die Luftaustrittsgeschwindigkeit aus dem Hybridkühlturm kann dabei das Drei- bis Vierfache der Lufteintrittsgeschwindigkeit betragen. [24]

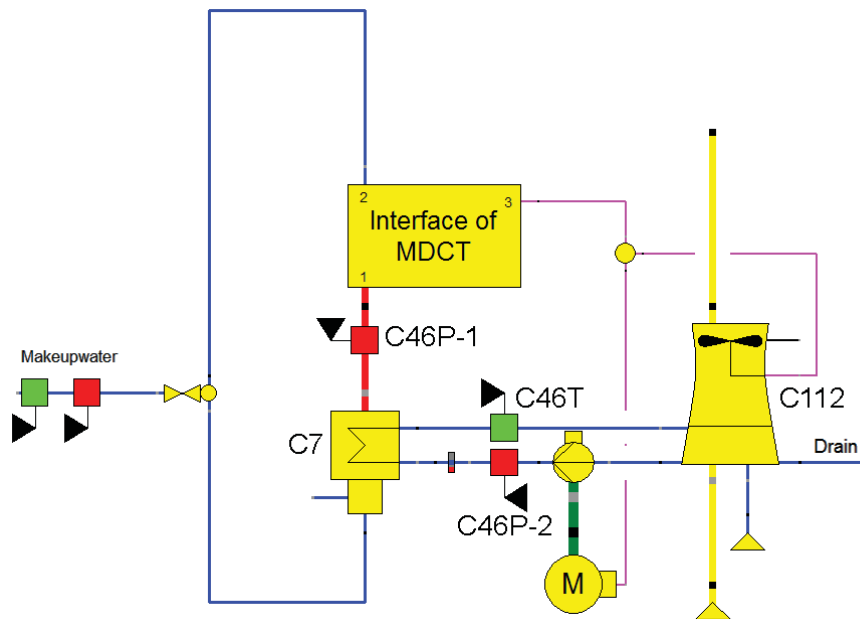
In EBSILON Professional ist mit der Komponente 112 die Simulation eines Hybridkühlturmes möglich. Es handelt sich beim verwendeten Simulationsmodell um eine Gegenstromanlage. Das Kühlmodell passiert auf den Merkel'schen Hauptgleichungen, welche ein Gegenstrom-Verdunstungssystem beschreiben.

In **Abbildung 6.44** ist das Kondensatormodul mit Hybridkühlturm und dessen Symbol dargestellt.



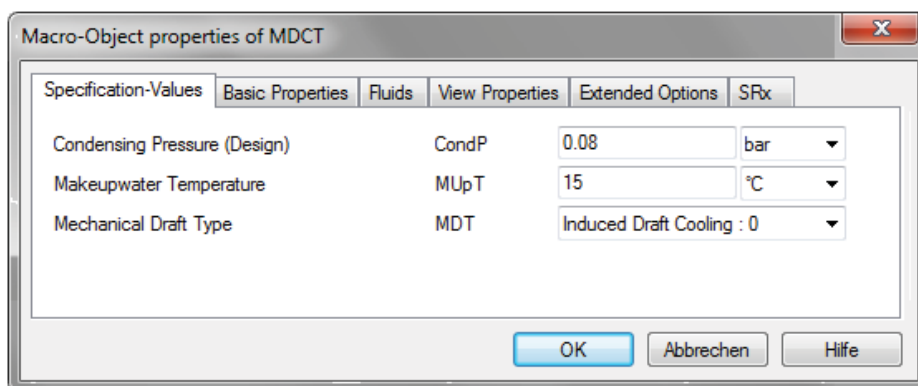
**Abbildung 6.44:** Kondensatormodul mit Hybridkühlturm und dessen Symbol

Der Aufbau dieses Moduls ist in **Abbildung 6.45** abgebildet. Die Hauptkomponenten stellen der Kondensator und der Kühlturm dar. Die Portbelegung ist dieselbe wie bei dem direkt luftgekühlten Kondensatormodul und ist in **Tabelle 21** ersichtlich.



**Abbildung 6.45:** Aufbau des Kondensatormoduls mit Hybridkühlturmrückkühlung

Über die Modulspezifikationen, dargestellt in **Abbildung 6.46**, sind die wichtigsten Parameter für die Prozessrechnung zugänglich. Dazu zählen der Kondensationsdruck (Messstelle C46P-1) und die Art der Hybridkühlturmbauart C112

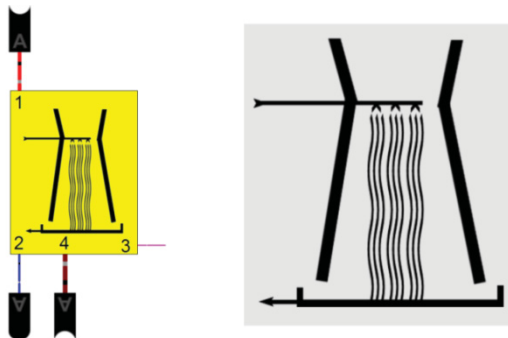


**Abbildung 6.46:** Modulspezifikationswerte des Kondensatormoduls mit Hybridkühlturmrückkühlung

### 6.2.4.3 Oberflächenkondensator mit Naturzugkühlturm

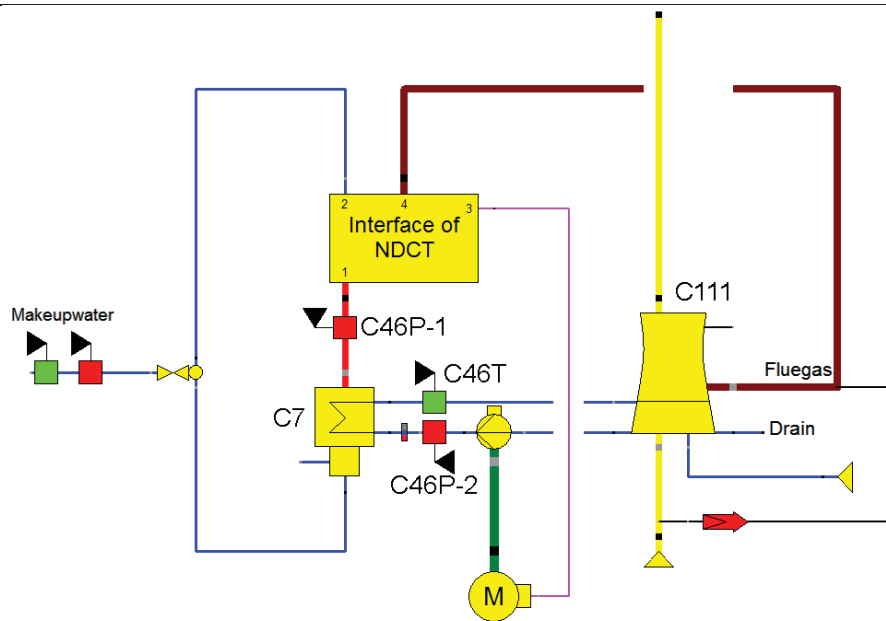
Der Naturzugkühlturm ist die Standardlösung für Wärmekraftwerke, sofern das benötigte Zusatzwasser in ausreichendem Maße und günstig zur Verfügung steht. Der erhöhte Wasserbedarf kommt durch die Verdunstungskühlung zu Stande, da das Wasser von oben herab über Kühleinbauten versprüht und mit der Kühlluft in Kontakt gebracht wird. Diese Art der Kühlung kann als Umlauf- oder Durchlaufkühlung ausgeführt werden. Um dies in der Prozessrechnung zu berücksichtigen, bietet die Komponente C111 die dafür notwendigen Einstellmöglichkeiten.

In **Abbildung 6.47** ist das Kondensatormodul mit Naturzugkühlturm und dessen Symbol dargestellt.



**Abbildung 6.47:** Kondensatormodul mit Naturzugkühlturm und dessen Symbol

**Abbildung 6.48** zeigt den Aufbau des Kondensatormoduls mit Naturzugrückkühlung. Er unterscheidet sich vom Aufbau des Kondensatormoduls mit Hybridkühlturmrückkühlung lediglich durch die Art des Kühlturms und der Möglichkeit der Rauchgaseinleitung.



**Abbildung 6.48:** Aufbau des Kondensatormoduls mit Naturzugrückkühlung

Obwohl eine Rauchgaseinleitung in den Kühlturm bei GuD-Kraftwerksanlagen nicht üblich ist, wurde die zusätzliche Modulschnittstelle (Port 4), in Anbetracht der Einsatzmöglichkeit dieses Moduls in anderen thermischen Kraftwerken, vorgesehen. Die Portbelegung ist in **Tabelle 22** dargestellt.

**Tabelle 22:** Portbelegung des Kondensatormoduls mit Naturzugrückkühlung

Portnummer	Portbelegung
1	Dampfturbinenabdampfeintritt
2	Speisewasseraustritt
3	Leitung der elektr. Versorgung
4	Rauchgaseintritt

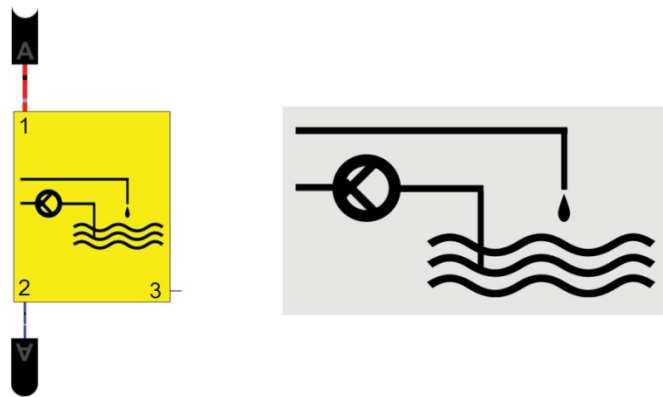


#### 6.2.4.4 Oberflächenkondensator mit Wasserdurchlaufkühlung

Die Wasserdurchlaufkühlung benötigt 40- bis 50-mal mehr Frischwasser als vergleichbare Kühlsysteme mit Verdunstungskühlung. [34] Aus diesem Grund werden GuD-Kraftwerke mit reiner Wasserdurchlaufkühlung immer seltener gebaut.

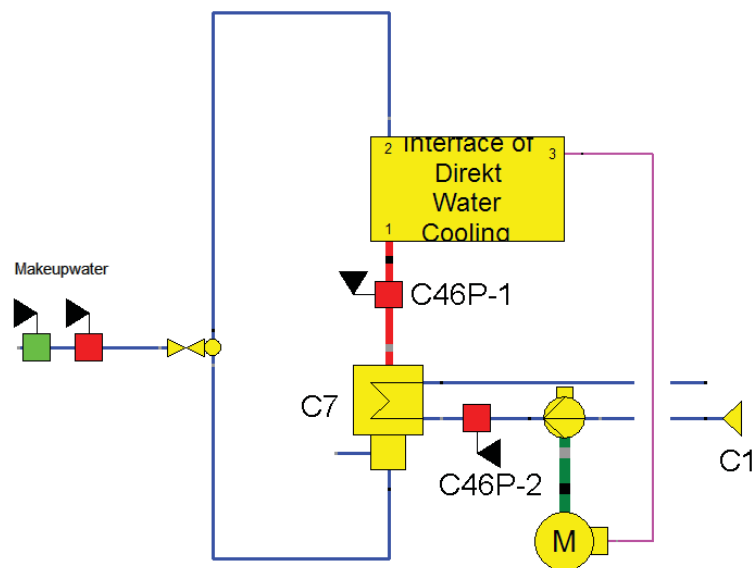
Bei einer Wasserdurchlaufkühlung wird das See- oder Flusswasser durch den Oberflächenkondensator gepumpt, in welchem der Wärmeaustausch von kondensierendem Dampf und Kühlwasser stattfindet. Anschließend wird das Kühlwasser zur Quelle entlassen.

In **Abbildung 6.48** ist das Modul des Kondensators mit Wasserdurchlaufkühlung und dessen Symbol abgebildet.



**Abbildung 6.49:** Kondensatormodul mit Wasserdurchlaufkühlung und dessen Symbol

Der Aufbau des Moduls ist in **Abbildung 6.50** dargestellt. Er besitzt die gleiche Portbelegung wie das direkt luftgekühlte Kondensatormoduls, welche in **Tabelle 21** aufgelistet ist.



**Abbildung 6.50:** Aufbau des Kondensatormoduls mit Wasserdurchlaufkühlung

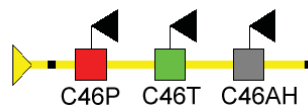
Die Frischwassertemperatur wird von der Komponente C1 vorgegeben, welche ihren Spezifikationswert vom Macrointerface erhält. Eine Pumpe erhöht den Kühlwasserdruck auf den Wert der Messstelle C46P-2. Der Kondensationsdruck wird über die Messstelle C46P-1 vorgegeben, welcher ebenfalls über das Macrointerface zugänglich ist.

## 6.2.5 Zusätzliche Module

### 6.2.5.1 Kraftwerksumgebungsbedingungen

Um die Bedienung einfach und möglichst widerspruchsfrei zu gestalten, wurde dieses Zusatzmodul als gemeinsame Informationsquelle für alle Module konzipiert.

Alle Module die zur Prozessrechnung auf Kraftwerksumgebungswerte angewiesen sind, greifen auf die Umgebungsbedingungskomponenten zu. Bei diesen Komponenten handelt es sich um drei Messstellen (EBSILON-Komponente 46) in welchen Umgebungsdruck (C46P), Umgebungstemperatur (C46T) und relative Luftfeuchtigkeit der Umgebung (C46AH) vorgegeben werden. Es handelt sich bei der Verschaltung einer Leitung und dreier Messstellen, wie sie in **Abbildung 6.51** dargestellt ist, um kein Modul im Sinne der Definition eines Moduls dieser Arbeit. Trotzdem ist diese Schaltung in der Modulbibliothek zu finden, da sie Voraussetzung für das Funktionieren verschiedener Module ist und für das Modell des gesamten Kraftwerks unabdingbar ist.



**Abbildung 6.51:** Komponenten zur Bereitstellung von Kraftwerksumgebungsbedingungen

### 6.2.5.2 Modul zur Simulation eines Verdunstungskühlers

Das Prinzip der Leistungssteigerung durch den Verdunstungskühler beruht auf der Erhöhung des Massendurchsatzes durch die Gasturbine. Mit der Annahme, dass die Gasturbine eine Konstant-Volumenmaschine darstellt, erhöht sich die Leistung mit zunehmender Dichte der Ansaugluft. Die Dichte der Ansaugluft erhöht sich mit fallender Ansauglufttemperatur.

In **Abbildung 6.52** ist das Modul des Verdunstungskühlers dargestellt und in **Tabelle 23** die Portbelegung aufgelistet.

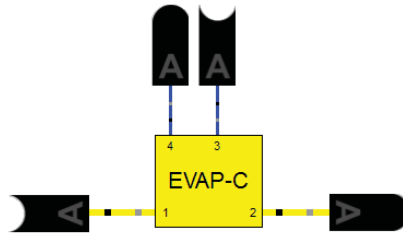


Abbildung 6.52: Modul des Verdunstungskühlers

Tabelle 23: Portbelegung des Verdunstungskühlers

Portnummer	Portbelegung
1	Luft Eintritt
2	Luft Austritt
3	Kühlwassereintritt
4	Kühlwasseraustritt

Der Aufbau des Verdunstungskühlermoduls besteht aus einer von Pechtl (VTU Energy) programmierten Verdunstungskühlerkomponente, welche als EBSILON-Komponente 93 ausgeführt wurde. Über das Modulinterface kann der Wirkungsgrad des Verdunstungskühlers vorgegeben werden.

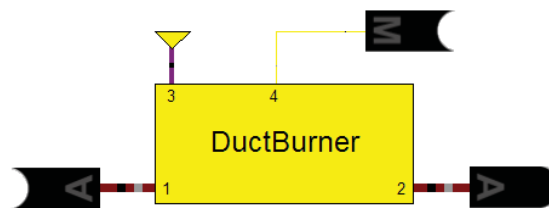
### 6.2.5.3 Zusatzfeuerungsmodul

Zusatzfeuerungen werden für eine gasturbinenunabhängige Erhöhung der Dampfproduktion oder Beeinflussung der Dampfparameter eingesetzt. Hinsichtlich des Wirkungsgrads der Stromerzeugung muss beachtet werden, dass die aus Zusatzfeuerung gewonnene Dampfmenge lediglich mit dem Wirkungsgrad des Dampfprozesses verstromt werden kann.

Hinzu kommt, dass moderne Gasturbinen zumeist hohe Rauchgasaustrittstemperaturen aufweisen, welche den Einsatz einer Zusatzfeuerung im Bereich der GuD-Kraftwerksanlagen zur Stromerzeugung häufig machen. Zusatzfeuerungen werden höchstens zur Abdeckung von Spitzenlastbedarfswerten eingesetzt.

Für GuD-Kraftwerke, welche neben der Stromerzeugung auch zur Bereitstellung von Prozessdampf oder Fernwärme genutzt werden, kann eine Zusatzfeuerung in Kombination mit einem Frischluftgebläse zur Dampferzeugung abseits des Gasturbinenbetriebs genutzt werden. [50]

In **Abbildung 6.53** ist das Modul zur prozesstechnischen Simulation einer Zusatzfeuerung abgebildet. Bei diesem Modul kommt an Port 4 ein Konnektor zum Einsatz, welcher lediglich den Massenstromwert des verbundenen Gegenkonnektors überträgt. Gekennzeichnet ist dieser mit dem Buchstaben *M*. Da es sich bei dem Konnektor an Port 4 um den Übertrager eines Massenstromwerts handelt, gilt der Gegenkonnektor für die Prozessrechnung nicht als verbunden. Dies ist in **Abbildung 6.55** am Beispiel der Verschaltung des Zusatzfeuerungsmoduls mit einem Abhitzeesselmodul zu sehen.



**Abbildung 6.53:** Zusatzfeuerungsmodul

Die Portbelegung wird in **Tabelle 24** beschrieben.

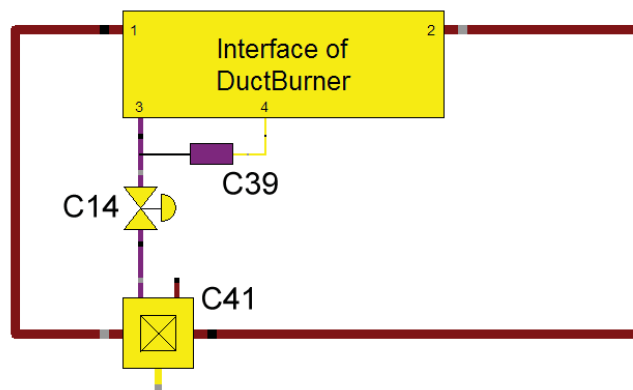
**Tabelle 24:** Portbelegung des Zusatzfeuerungsmoduls

Portnummer <i>r</i>	Portbelegung
1	Rauchgaseintritt
2	Rauchgasaustritt
3	Brenngaseintritt
4	Dampfmassenstrommessleitung

Die Regelgröße der Zusatzfeuerung ist die Brenngasmenge, der Istwert wird über den Konnektor an Port 4 ermittelt. Sofern dem Konnektor an Port 4 kein Gegenkonnektor explizit

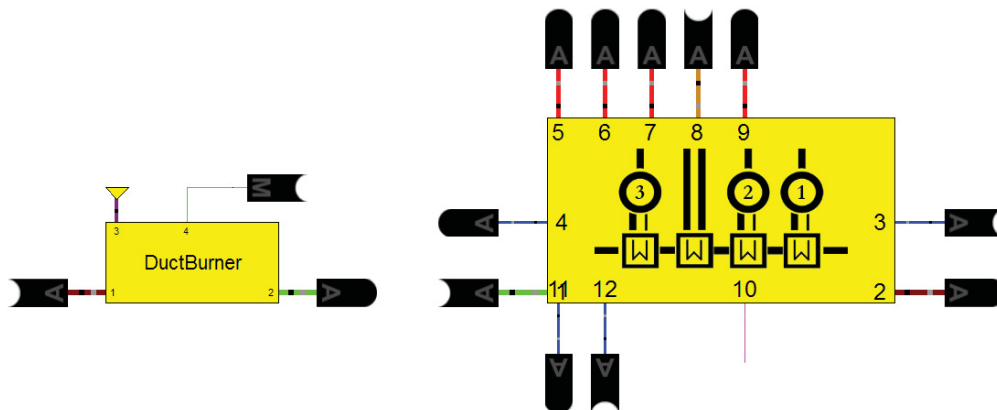
vorgegeben wird, wählt dieser automatisch den Hochdruckdampfmassenstrom eines vorhandenen Abhitzekessels als Istwert. Ein Sollwert wird dem Regler C39 über das Modulinterface vorgegeben.

In **Abbildung 6.54** ist der Aufbau des Zusatzfeuerungsmoduls dargestellt. Der Regler C39 regelt den Brenngasmassenstrom, welcher über das Drosselventil C14 den Kanalbrenner C41 versorgt.



**Abbildung 6.54:** Aufbau des Zusatzfeuerungsmoduls

Die Komponente C41 berechnet die adiabate Verbrennungstemperatur und das Luftverhältnis abhängig vom Brenngas- und Rauchgasmassenstrom.



**Abbildung 6.55:** Verschaltung eines Zusatzfeuerungsmoduls und eines Dreidruck-Abhitzekesselmoduls mit ZÜ

#### 6.2.5.4 Kombinationsmodul TwoOnOne

Eine automatische Verschaltung von Modulen einer Mehrwellenanlage in Form einer 2+1 Konfiguration von Gasturbinen/ Abhitzekeessel und Dampfturbine bedingt ein zusätzliches Modul. Dieses Modul dient als eine Art Dampfsammelschne für zwei Abhitzekeessel, welche eine Dampfturbine versorgt.

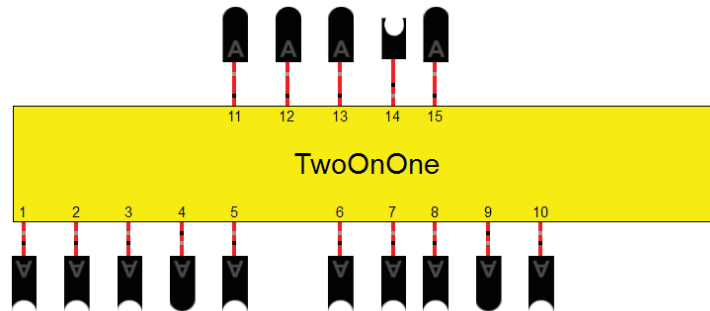


Abbildung 6.56: Kombinationsmodul Two-On-One

Die Portbelegung von Port 1-5 und Port 6-10 entspricht der Portbelegung jeweils eines Dampfturbinenmoduls (**Tabelle 19**) und jene von Port 11-15 der eines Abhitzekeesselmoduls (**Tabelle 17**)

Der Aufbau des Kombinationsmoduls ist in **Abbildung 6.57** dargestellt. Der Massenstromübertrager C36 teilt den an Port 14 kommenden Massenstrom standardmäßig zu je 50 [%] auf Port 4 und Port 9 auf. Dies entspricht einer Aufteilung des Massenstroms zu den Zwischenüberhitzern zu gleichen Teilen. Die Dampfmassestromverteilung kann über das Modulinterface vorgegeben werden.

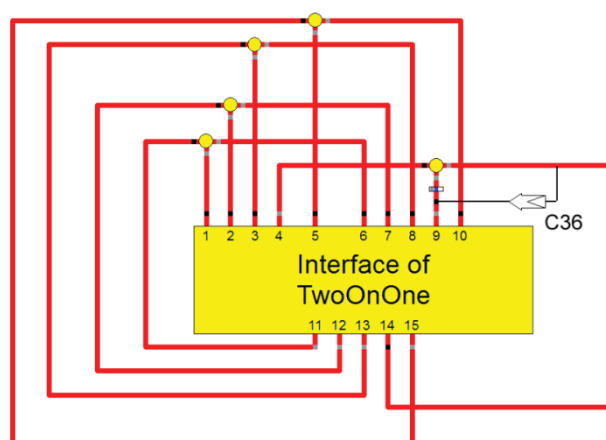


Abbildung 6.57: Aufbau des Two-On-One-Moduls

## 7 Zusammenfassung

In dieser Arbeit wurde die Machbarkeit eines modularen GuD-Kraftwerksaufbaus in der Simulationstechnik untersucht und mit Hilfe des Simulationsprogramms EBSILON Professional umgesetzt. Ziel des modularen Aufbaus von Kreislaufschemen in der Prozessrechnung war es, mit einem Minimum an Modulen ein Maximum an Modellen erstellen zu können.

Im ersten Teil der Arbeit wurde auf die Grundlagen der thermodynamischen Prozessrechnung eingegangen um anschließend die Funktionen und wichtigsten Komponenten des thermodynamischen Prozessrechenprogramms EBSILON Professional zu erläutern. Danach erfolgte eine Klassifizierung thermischer Kraftwerke, im speziellen von GuD-Kraftwerken. Weiters wurde deren Aufbau beschrieben.

Zur Bestimmung von GuD-Kraftwerksmodulgrenzen wurden insgesamt 18 GuD-Kraftwerke untersucht. Acht dieser Kraftwerke wurden in EBSILON-Professional modelliert um deren Module und Modulgrenzen zu bestimmen. Diese 8 GuD-Kraftwerke wurden in dieser Arbeit tabellarisch beschrieben und das jeweilige Kreislaufschema wurde abgebildet.

Um den Begriff des *Moduls* zu definieren wurde auf den Begriff des *Objekts* aus der objektorientierten Programmierung eingegangen. Nach Betrachtung der Merkmale eines Modells und den Eigenschaften eines Objekts entstanden die Kennzeichen eines Moduls, welche in der thermodynamischen Prozessrechnung beachtet werden sollen und sich wie folgt darstellen:

Das Kennzeichen der *Kapselung* beschreibt das selbstständige Funktionieren einer Einheit und die Interaktion zweier Module. Die *Vererbung* sagt aus, dass und wie Module adaptiert werden können. Die *Bestimmtheit* beschreibt den internen und externen Aufbau, sowie Schnittstelleneigenschaften. Das Erscheinungsbild eines Moduls soll Rückschlüsse auf dessen Funktion und interne Komponenten geben. Dies wird mit dem Kennzeichen der *Abbildung* festgelegt.

Die Beschreibung der Schnittstellen zu anderen Modulen oder Komponenten sind ebenso wichtig wie die Kennzeichen eines Moduls. Aus diesem Grunde wurden die



thermodynamischen Übergabegrößen und die Darstellung einer Schnittstelle so definiert, dass diese so universell, aber trotzdem so eindeutig wie möglich ausfallen.

Um die Vorteile eines modularisierten Aufbaus in einer Prozesssimulation vollkommen ausnutzen zu können, war es notwendig, die automatische Verschaltung von modularisierten Anlagenteilen zu definieren und im zweiten Teil der Arbeit umzusetzen.

Unter Beachtung der Anforderungen eines Moduls konnten anhand der 18 zuvor erwähnten GuD-Kraftwerke, mit Hilfe der Literatur und der fachkundigen Betreuung dieser Arbeit, die Anzahl und Art der benötigten Module ermittelt werden.

Dabei wurde nach einem Minimum an benötigten Modulen zur Beschreibung einer Vielzahl an GuD-Kraftwerksanlagen gesucht. Es stellte sich heraus, dass eine Einteilung der Module in die Modulklassen *Gasturbinen*, *Abhitzeessel*, *Dampfturbinen*, *Kühlsysteme* und einigen zusätzlichen Modulen die geringste Modulanzahl ermöglichte. Gleichermaßen konnte eine geringe Schnittstellenanzahl zwischen den Modulklassen erreicht werden.

Insgesamt sind zur Abbildung von GuD-Kraftwerksanlagen drei Gasturbinenmodule, acht Abhitzeesselmodule, acht Dampfturbinenmodule, sechs Module zur Beschreibung des Hauptkühlsystems und drei zusätzliche Module zur thermodynamischen Beschreibung eines GuD-Kraftwerkes notwendig. Die drei zusätzlichen Module werden zur Beschreibung eines Verdunstungskühlers (bzw. allgemein eines Luftkühlers) im Gasturbinenansaugluftsystem, einer Zusatzfeuerung im Rauchgasstrom zwischen Gasturbinen- und Abhitzeesselmodul, sowie eines Moduls zur Fernwärmeauskopplung benötigt.

Es war ebenfalls Zielsetzung dieser Arbeit, dass die Module einzeln exekutiert werden können, um einen möglichst hohen Benutzungskomfort zu gewährleisten. Dazu sind Modulrandbedingungen notwendig, welche Ersatzwerte für fehlende Module bzw. Anlagenteile darstellen. Nach der Verschaltung zweier Module gelten Modulrandbedingungen als inaktiv und werden durch Daten aus dem verschalteten Modul ersetzt.

Die Anzahl der Randbedingungen ist durch die Anzahl der Schnittstellen vorgegeben und deren Werte stellen eine Funktion der Kraftwerksleistung, bzw. der eingesetzten Gasturbine dar. Da in einem GuD-Kraftwerk die Gasturbine ca. 2/3 der elektrischen Gesamtanlagenleistung liefert und die Gasturbinenabgaswerte ausschlaggebend für den nachgeschalteten Dampfprozess sind, wurden Gasturbinen-bezogene Blockgrößen eingeführt. Zu diesem Zweck wurden 30 Gasturbinen und deren Kennwerte betrachtet.

Die Einführung von Blockgrößen war notwendig um Randbedingungen und Spezifikationswerte, welche nicht einer stetigen Funktion der Gasturbinenleistung folgten, verwalten zu können.

Die Auswertung der Gasturbinendaten ergab die Notwendigkeit von vier Kraftwerksblockgrößen in den Größenklassen 0-12 MW, 12-60 MW, 60-200 MW, sowie einer Größenklasse für Gasturbinen mit einer Leistung von mehr als 200 MW.

Für die Rauchgaseingangsbedingungen des Abhitzekessels, welche durch eine stetige Funktion der Gasturbinenleistung dargestellt werden konnten, wurden mathematische Zusammenhänge zur elektrischen Gasturbinenleistung entwickelt. Alle anderen Randbedingungen wurden entweder mit Fixwerten versehen, oder in Blockgrößen unterteilt.

Der zweite Teil dieser Arbeit beschäftigt sich mit der Umsetzung ausgewählter Kraftwerksmodule und der Umsetzung einer Möglichkeit zur automatischen Verschaltung in EBSILON Professional. Es wurden insgesamt 22 Module in EBSILON Professional realisiert, wobei deren Aufbau und Funktion beschrieben wurden. Für die Gas- und Dampfturbinenmodule, sowie für die Module des Hauptkühlsystems wurden Symbole zur grafischen Kennzeichnung erstellt. In EBSILON Professional konnte somit eine Modulbibliothek realisiert werden, welche eine thermodynamische Darstellung und Prozessrechnung von GuD-Kraftwerksmodellen zulässt.

Um die automatische Verschaltung zu implementieren, musste eine neue, eigenständige Komponente, welche als Konnektor bezeichnet wurde, programmiert werden. Diese ermöglicht ein automatisches Verbinden zweier Modulschnittstellen.

Die Erkenntnisse, welche aus der Programmierung des Konnektors, sowie der Erstellung der Kraftwerksmodule gewonnen wurden, können in weitere Entwicklungen auf dem Gebiet des modularen Aufbaus in der Prozessrechnung, im Speziellen für die Simulationssoftware EBSILON Professional, genutzt werden.

## 8 Literaturverzeichnis

- [1] Walter, H. (Hrsg.), Simulation von Kraftwerken und wärmetechnischen Anlagen, 2. Auflage, Springer Verlag, Wien-New York, 2009.
- [2] Nuber, F., Wärmetechnische Berechnung der Feuerungs- und Dampfkessel-Anlagen, Oldenburg Verlag, München, 1967.
- [3] Leithner, R., Rechnerunterstütztes Konstruieren mit Datenfernverarbeitung, VDI Berichte Vol. 261, 1976.
- [4] Witkowski, A. J., Simulation und Validierung von Energiewandlungsprozessen, Dissertation, TU Braunschweig, 2006.
- [5] Marquardt, W., Von der Prozeßsimulation zur Lebenszyklusmodellierung, Chemie-Ingenieur-Technik (1999), 71, 1119-1137.
- [6] Giglmayr, I. E., Modellierung von Kraft- und Heizkraftwerken – Vergleich von Software zur thermodynamischen Prozessrechnung, Dissertation, TU Graz, 2001.
- [7] Goedecke, R. (Hrsg.), Fluidverfahrenstechnik – Grundlagen, Methodik, Technik, Praxis, Wiley-VCH Verlag, Weinheim, 2006.
- [8] Kerdoncuff, P. Modellierung und Bewertung von Prozessketten zur Herstellung von Biokraftstoffen der zweiten Generation, Dissertation, Universität Karlsruhe, 2008.
- [9] Schuler, H. (Hrsg), Prozeßsimulation, VCH Verlagsgesellschaft, Weinheim-New York-Basel-Cambridge-Tokyo, 1995.
- [10] Wriggers, P., Nichtlineare Finit-Element-Methoden, Springer Verlag, Berlin-Heidelberg-New York, 2001.
- [11] Geiger, C. und Kanzow, C., Numerische Verfahren zur Lösung unrestringierter Optimierungsaufgaben, Springer Verlag, Berlin-Heidelberg-New York, 2009.
- [12] STEAG Energy Service GmbH, EPSILON Professional Version 10.03 – Helpfile, Helpfile des Programmes EPSILON Professional in der Version 10.03, 11.04.2012.

[13] Wagner, W. und Kruse, A., Properties of water and steam: the industrial standard IAPWS-IF97 for the thermodynamic properties and supplementary equations for other properties, Springer Verlag, Berlin-Heidelberg-New York, 1998.

[14] The International Association for the Properties of Water and Steam, Revised Release on the IAPWS Industrial Formulation 1997 for the Thermodynamic Properties of Water and Steam, <http://www.iapws.org/relguide/IF97-Rev.pdf>, abgerufen am 9.Mai 2013.

[15] Vetter, C. Parameterstudie zur Simulation von Niedertemperatur-Kreisprozessen, Diplomarbeit, Universität Karlsruhe, 2011.

[16] Schwab, A. J., Elektroenergiesysteme – Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie, 2. Auflage, Springer Verlag, Berlin-Heidelberg, 2009.

[17] Panos, K., Praxisbuch Energiewirtschaft – Energieumwandlung, -transport und – beschaffung im liberalisierten Markt, 2. Auflage, Springer Verlag, Berlin-Heidelberg, 2009.

[18] Gethmann, F. (Hrsg.), Brennstoffzellen und Virtuelle Kraftwerke – Energie-, umwelt- und technologiepolitische Aspekte einer effizienten Hausenergieversorgung, Springer Verlag, Berlin-Heidelberg, 2009

[19] Strauß, K., Kraftwerkstechnik zur Nutzung fossiler regenerativer und nuklearer Energiequellen, 3. Auflage, Springer Verlag, Berlin-Heidelberg-New York, 1997.

[20] Lambertz, J. und G. Gasteiger, BoA Niederaußem: Konzeption und Inbetriebnahmeerfahrungen, VGB PowerTech (2003), 5, 82-87.

[21] Then, O., J. Wüllenweber und B. Keinhörster, Neue Kohlekraftwerke bei RWE Power AG, VGB PowerTech (2007), 11, 69-74.

[22] Ewers, J., H.-J. Klutz, W. Renzenbrink und G. Scheffknecht, The Development of Pre-drying and BoA-Plus Technology, VGB PowerTech (2003), 11, 60-65.

[23] Lucas K., Thermodynamik – Die Grundgesetze der Energie- und Stoffumwandlungen, 7. Auflage, Springer Verlag, 2008.

[24] Black & Veatch, Power Plant Engineering, Chapman & Hall, New York-London-Weinheim, 1996.

[25] Buchmayr, B., Skriptum zur Vorlesung Werkstoffe der Energietechnik, Montanuniversität Leoben, 2010.

[26] Seume, J. [Hrsg], Stationäre Gasturbinen, 2. Auflage, Springer Verlag, Berlin-Heidelberg, 2010.

[27] Rolls-Royce, Trent 60 gas turbine – The most advanced aero-derivative gas turbine, [http://www.rolls-royce.com/Images/Trent60\\_2012\\_tcm92-10920.pdf](http://www.rolls-royce.com/Images/Trent60_2012_tcm92-10920.pdf), abgerufen am 8.März 2013.

[28] Sperlich, V. Übungsaufgaben zur Thermodynamik mit Mathcad, Carl Hanser Verlag, München-Wien, 2002.

[29] Brummel, H.-G., Stationäre Gasturbinen – Kapitel 5.3: Abgastrecke und Abhitzedampferzeuger in GuD-Anlagen, 2. Auflage, Springer Verlag, Berlin-Heidelberg, 2010.

[30] Binder F. und N. Perl, Höchste Performance für Bandirma durch Kombikraftwerkstechnologie, VGB-PowerTech (2009), 10, 68-70.

[31] Kirschnin, F. P., Rheinhafen-Dampfkraftwerk Block 4 - Die erfolgreiche Konversion vom stillgelegten Kohleblock zum modernen Kombi-Kraftwerk, VGB PowerTech (2003), 11, 34-38.

[32] Häßler, G., Effizienzrevolution - Wunschdenken oder Realität?, VGB-Kraftwerkstechnik 76 (1996), 9, o.A.

[33] Johännitgen, U., H. Lichte und F. Albers, Mark-E und Statkraft: Neubau einer 400-MW-Gas und Dampfturbinenanlage in Herdecke (NRW), VGB PowerTech (2009), 9, 76-81.

[34] Kehlhofer, R. (Hrsg.), Combined-Cycle Gas & Steam Turbine Power Plants, 3. Auflage, PennWell Corporation, Oklahoma, 2009.

[35] Schmidt, T. und W. Lindenthaler, Errichtung und erste Betriebserfahrungen eines 110-MW-GuD-Heizkraftwerkes am Standort Köln-Merkenich, VGB PowerTech (2001), 5, 87-91.

[36] Welz, H.-J. und J. Klebes, Reference Concept of a 110 MW Gas and Steam Turbine Power Plant for Combined Heat and Power Generation on the Basis of the Opel Rüsselsheim Power Plant, VGB PowerTech (2001), 6, 45-48.

[37] Hoel, A., Phu My 3: a model BOT, Power Engineering Internationa (2004), 9.

[38] Blink, K., Normung als Wirtschaftsfaktor, Spektrum der Wissenschaft (2000), 2, 95.

[39] Takce, M. und E. Wolt, Standardisierung fördert innovative Lösungen für GuD-Anlagen, VDI-Bericht Nr. 1566 (2000).

[40] Staud, J. L., Datenmodellierung und Datenbankentwurf - Ein Vergleich aktueller Methoden, Springer Verlag, Berlin-Heidelberg, 2005.

[41] VTU Energy, VTU Energy Gasturbinenbibliothek für EBSILON Professional Version 2.0.0.3 [Datensätze], VTU Energy, Graz, 2012.

[42] Chacykowski, M., A.J. Osiadacz and F.E. Uilhoorn, Exergy-based analysis of gas transmission system with application to Yamal-Europe pipeline, TU Warschau, Paper, 2011

[43] Fachverband der Mineralölindustrie Österreichs (FVMI), Mineralölbericht 2009, Fachverband der Mineralölindustrie Österreichs, Wien, 2010.

[44] Siemens AG, Siemens Gas Turbine Package SGT5-PAC 4000F – Application Overview, [http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-generation/gas-turbines/downloads/SGT5-4000F\\_ApplicationOverview.pdf](http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-generation/gas-turbines/downloads/SGT5-4000F_ApplicationOverview.pdf), abgerufen am 13. April 2013.

[45] Fish, D.J., Freeze protection for natural gas pipeline systems and measurement instrumentation, Paper, Welker Engineering Company, 2005

[46] Zahoransky, R. (Hrsg.), Energietechnik - Systeme zur Energieumwandlung, 5. Auflage, Vieweg+Teubner Verlag, Wiesbaden, 2010

[47] Siemens, Zukunftsweisende Kraftwerkstechnik - SGT5-8000H-Gasturbine. VGB PowerTech 6/2001. 2011, S. 19.

[48] Huth, M., U. Gruschka, B. Janus, J. Meisl und S. Wasif, Design of the Combustion System for the SGT5-8000H and First Experiences in the Irsching Power Plant. VGB PowerTech (2009), 10, 43-47.

[49] Doležal, R., Kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke, Springer Verlag, Berlin-Heidelberg-New York, 2001

[50] Crastan, V., Elektrische Energieversorgung 2 - Energie- und Elektrizitätswirtschaft, Kraftwerkstechnik und alternative Stromversorgung, 3. Auflage, Springer Verlag, Berlin-Heidelberg, 2012