



Effizienzkriterien für Stromwandlungsanlagen zur Reduktion fossiler Energieträger und CO2- Emissionen Status: Quo und Ausblick

DIPLOMARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

im Rahmen des Studiums

Energie- und Automatisierungstechnik
eingereicht von

Ing. Michael Lamprecht BSc.
Matrikelnummer 0725241

an der

Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität Wien

Betreuer:

Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Reinhard Haas

Mitwirkung:

Dipl.-Ing. Albert Hiesl

Wien, 14.04.2014

Unterschrift

Abstract

In addition to equipment and facilities among consumers, the efficiency of power generation is a very important aspect of European energy policy. Increasing efficiency is a key issue, in which case the electrical efficiency is increasingly used as a criterion of the efficiency of power generation. One of the reasons for this is the easier legitimization of new power plants, as these require significantly less raw materials with higher efficiency and cause less environmental damage while producing the same amount of power. In order to guarantee the energy supply and to stem the rise in import dependence, considerations about the increase in the efficiency of power plants are required.

The central aim of this work is to demonstrate the efficiency criteria of power conversion systems in order to reduce the primary energy consumption and CO₂ emissions significantly. In addition, the development of power plant efficiency of some power plant technologies of the recent years is presented. It shows, for example, that coal fluidized bed combustion in the power range of 15-200MW with the use of CHP reaches an electrical net efficiency of 24-28% and an thermal- from 62-64%, which leads to a fuel efficiency of 75-85%. Gas turbines with HRSG in CHP mode have a net electrical efficiency of 30-36%, a thermal- from 44-50% and thus ultimately a fuel efficiency of 70-84% in the power range of 5-25MW power plant capacity.

In order to provide a common starting point, at first it is necessary to develop precise definitions of the used terms as gross- and net efficiency, fuel efficiency or minimum efficiency as well as guidelines for their determination. The most common power plant technologies in Austria are examined and, if required, a classification by energy source and power class. For photovoltaic and wind energy, the criteria performance ratio and reference yields are elected, thus moving away from the conventional way of measuring the efficiency by means of electrical efficiencies. In both cases this leads to a neutral evaluation of the system, as the evaluation using efficiencies in these cases would not be productive. Furthermore, it is documented, in which countries regulations/guidelines for efficiency of various power plant technologies already exist. It turns out, that only a few regulations/guidelines exist, which take the efficiency as a criterion of efficiency of power conversion systems into account. Often the minimum efficiency of a power plant is set to the State of the art, but this state is often not quantified.

Ultimately, the options of the repowering of selected power plants to the state of the art are analyzed in terms of a ecological (CO₂ emissions) and economic perspective. An analysis of the associated reduction in CO₂ emissions and a sensitivity analysis complete the work.

Kurzfassung

Neben den Geräten und Anlagen bei den Verbrauchern ist die Effizienz der Stromerzeugung ein sehr wichtiger Aspekt der europäischen Energiepolitik. Die Steigerung der Effizienz ist ein zentrales Thema, wobei hier der elektrische Wirkungsgrad zunehmend als Kriterium der Effizienz der Stromerzeugung verwendet wird. Einer der Gründe hierfür ist die leichtere Legitimierbarkeit von Kraftwerksneubauten, da diese mit höherer Effizienz bei gleicher Stromproduktion deutlich weniger Rohstoffe benötigen und geringere Umweltschäden verursachen. Um die Energieversorgung gewährleisten zu können und den Anstieg der Importabhängigkeit zu dämmen, sind Überlegungen rund um die Steigerung der Effizienz von Kraftwerken erforderlich.

Das zentrale Ziel dieser Arbeit ist es, Effizienzkriterien von Stromumwandlungsanlagen aufzuzeigen um damit den Primärenergieverbrauch und die CO₂-Emissionen signifikant zu reduzieren. Zudem wird die Entwicklung der Kraftwerkseffizienz einiger Kraftwerkstechnologien in den letzten Jahren dargestellt. Es zeigt sich beispielsweise, dass Kohle-Wirbelschichtfeuerung im Leistungsbereich von 15-200MW, bei Verwendung von KWK, einen elektrischen Nettowirkungsgrad von 24-28%, einen thermischen- von 62-64% und somit einen Brennstoffnutzungsgrad von 75-85% hat. Gasturbinen mit HRSG im KWK-Betrieb verfügen über einen elektrischen Nettowirkungsgrad von 30-36%, einen thermischen- von 44-50% und letztlich also einen Brennstoffnutzungsgrad von 70-84% im Leistungsbereich von 5-25MW Kraftwerksleistung.

Um einen gemeinsamen Ausgangspunkt zu schaffen, ist es zunächst jedoch nötig, genaue Definitionen der verwendeten Begriffe Brutto- und Nettowirkungsgrad, Brennstoffnutzungsgrad oder Mindestwirkungsgrad sowie Richtlinien zu deren Ermittlung zu erarbeiten. Die in Österreich gängigsten Kraftwerkstechnologien werden untersucht und gegebenenfalls eine Einteilung nach Energieträger und Leistungsklasse vorgenommen. Für Photovoltaik und Windenergie werden die Kriterien Performance Ratio und Referenzerträge gewählt und somit von der gängigen Methode der Bewertung der Effizienz mittels elektrischer Wirkungsgrade abgegangen. Dies lässt in beiden Fällen eine neutrale Bewertung des Systems zu, da die Bewertung mittels Wirkungsgraden in diesen Fällen nicht zielführend wäre.

Weiters wird dokumentiert, in welchen Ländern es bereits Verordnungen/Richtlinien zur Effizienz verschiedener Kraftwerkstechnologien gibt. Es zeigt sich, dass bisher nur wenige Verordnungen/Richtlinien existieren, welche den Wirkungsgrad als Effizienzkriterium von Stromumwandlungsanlagen berücksichtigen. Häufig wird die Mindesteffizienz eines Kraftwerks an den Stand der Technik gebunden, wobei dieser jedoch oft nicht quantifiziert wird.

Letztendlich werden die Optionen des Repowerings ausgewählter Kraftwerke auf den Stand der Technik aus ökologischer (in Form der CO₂-Emissionen) und ökonomischer Sicht analysiert. Eine Analyse der damit verbundenen Reduktion an CO₂-Emissionen und eine Sensitivitätsanalyse schließen die Arbeit ab.

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei allen Personen bedanken, die mich bei der Erstellung dieser Arbeit sowohl fachlich als auch persönlich unterstützt haben.

Ein besonderer Dank gilt meinem Diplomarbeitsbetreuer Herrn Dipl.Ing. Albert Hiesl, der mit sehr viel Engagement, guten Ideen und Einsatz meine Diplomarbeit betreut hat und Herrn Ao.Univ.Prof. Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Reinhard Haas, der stets für mich ansprechbar war und mir die Freiheit gelassen hat, die Arbeit nach eigenen Vorstellungen zu entwickeln.

Bedanken möchte ich mich auch bei allen Mitarbeitern der Energy Economics Group (EEG) der Technischen Universität Wien, die zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben und dem Land Oberösterreich, welches als Auftraggeber diese Diplomarbeit erst ermöglichte.

Großer Dank gebührt ebenfalls meinen Freunden Flo, Roman, Martin, Bernhard und Patscho für den Rückhalt über die gesamte Dauer des Studiums und viele interessante Diskussionen und Hinweise. Ebenso danke ich für die Motivation, dieses Studium zu beginnen.

Dank auch an meine Studienkollegen Niko, Domi, Stef, Hannes, Peppi und Matthias, die mich immer wieder mit abwechslungsreichen und lustigen Pausen abgelenkt und somit meine Effizienz enorm gesteigert haben. Auch für die teils recht intensiv geführten Debatten, welche nachhaltig in diese Arbeit eingeflossen sind.

Größter Dank gebührt jedoch meinen Eltern Fritz und Edith, die mir das Studium erst ermöglichten, meinen Geschwistern Christoph und Sabrina und vor allem meiner Freundin Katrin, die mir immer eine Stütze in meinem Leben war und mich stets wieder auffing, wenn es mal nicht besonders lief.

Inhaltsverzeichnis

Abstract	III
Kurzfassung	V
Danksagung	VII
Inhaltsverzeichnis	IX
Abbildungsverzeichnis	XV
Tabellenverzeichnis	XVII
Abkürzungsverzeichnis	XVIII
Einheiten	XIX
1 Einleitung	1
1.1 Motivation und Ziel	1
1.2 Methodisches Vorgehen.....	4
1.3 Aufbau dieser Arbeit.....	4
2 Begriffsdefinition	6
2.1 Wirkungsgrad.....	6
2.1.1 Bruttowirkungsgrad	7
2.1.2 Nettowirkungsgrad	7
2.1.3 Mindestwirkungsgrad	8
2.1.4 Thermischer Wirkungsgrad	8
2.2 Performance Ratio (PR)	8
2.3 Referenzertrag	9
2.4 (Brennstoff-)Nutzungsgrad	10
3 Effizienz der Stromerzeugung	11
Exkurs: Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)	12
3.1 Biogas.....	15
3.1.1 Engpassleistung bis 500kW	16
3.1.1.1 Stirlingmotor.....	16
3.1.1.2 Mikrogasturbine	16
3.1.1.3 Brennstoffzelle	16
3.1.2 Engpassleistung von 500kW bis 1MW.....	17
3.1.2.1 Gas-Ottomotor	17
3.1.3 Engpassleistung über 1MW.....	17
3.1.3.1 Zündstrahl-Dieselmotor	17

3.1.4	Zusammenfassung der Kennwerte	18
3.2	Biomasse	19
3.2.1	Engpassleistung bis 500kW	20
3.2.1.1	Stirlingmotor.....	20
3.2.2	Engpassleistung von 500kW bis 2,5MW.....	20
3.2.2.1	Organic-Rankine-Cycle (ORC)	20
3.2.2.2	Dampfmotor	20
3.2.3	Engpassleistung über 2,5MW.....	20
3.2.3.1	Rostfeuerung (grate firing).....	20
3.2.3.2	Wirbelschichtfeuerung (fluidized bed combustion).....	21
3.2.3.3	Co-Feuerung (cofiring).....	21
3.2.4	Zusammenfassung der Kennwerte.....	22
3.3	Gasförmige Brennstoffe	23
3.3.1	Engpassleistung bis 1MW	24
3.3.2	Engpassleistung von 1MW bis 50MW	24
3.3.2.1	Dampfturbine (steam turbine)	24
3.3.2.2	Gasmotor (Internal combustion engine).....	24
	Gasmotor mit Abhitzedampferzeuger in KWK-Betrieb (Internal combustion engine with electrical generators and heat extraction (HRSG) systems).....	25
3.3.3	Engpassleistung über 50MW.....	25
3.3.3.1	Gasturbine (gas turbine).....	25
	Gasturbine mit offenem Kreislauf (Open cycle gas turbine OCGT).....	25
	Gasturbine mit Abhitzedampferzeuger (gas turbine with HRSG)	26
3.3.3.2	Gasgefeuerter Kessel (Gas-fired boiler)	26
3.3.3.3	GuD-Kraftwerk (Combined cycle combustion plant CCGT).....	26
3.3.4	Entwicklung der Effizienz	27
3.3.5	Zusammenfassung der Kennwerte.....	29
3.4	Geothermie	31
3.4.1	Einteilung in Temperaturbereiche.....	31
3.4.1.1	Hydrothermal: Direkte Dampfnutzung (Dry steam plants).....	32
3.4.1.2	Hydrothermal: Single- und Double-Flash-Verfahren (Flash plants)	33
3.4.1.3	Hydrothermal: Binäres Verfahren (Binary plants).....	33
3.4.1.3.1	ORC- Verfahren (Organic Rankine Cycle)	33
3.4.1.3.2	Kalina-Verfahren	34
3.4.1.4	Petrothermal: Hot-Dry-Rock-Verfahren	35
3.4.2	Zusammenfassung der Kennwerte.....	35

3.5	Kohle.....	36
3.5.1	Engpassleistung bis 100MW	36
3.5.2	Engpassleistung über 100MW.....	36
3.5.2.1	Druckkohlenstaubfeuerung (IGCC).....	36
3.5.2.2	Staubfeuerung (PC)	37
3.5.2.3	(Ultra-)Superkritische Staubfeuerung ((U-)SCPC).....	37
3.5.2.4	(Druck-)Wirbelschichtfeuerung (AFBC/CFBC/PFBC).....	37
3.5.3	Entwicklung der Effizienz	38
3.5.4	Zusammenfassung der Kennwerte.....	39
3.6	Photovoltaikkraftwerke	40
3.6.1	Überblick der Technologien.....	41
3.6.1.1	Monokristalline Zellen.....	41
3.6.1.2	Polykristalline Zellen.....	41
3.6.1.3	Dünnschichtzellen	41
3.6.1.4	Konzentratorzellen (concentrator cells CPV)	42
3.6.1.5	Tandem- und Stapelzellen.....	42
3.6.2	Entwicklung der Zellwirkungsgrade von PV-Anlagen.....	42
3.6.3	Performance Ratio (PR)	44
3.6.3.1	Entwicklung der Performance Ratio (PR)	44
3.6.3.2	Bewertungsmöglichkeit der Effizienz von PV-Anlagen.....	45
3.7	Wasserkraft.....	48
3.7.1	Engpassleistung bis 5MW	48
3.7.1.1	(Ossberger-) Durchströmturbine.....	48
3.7.1.2	Wasserkraftschnecke und Lamellenturbinen.....	49
3.7.2	Engpassleistung über 5MW.....	49
3.7.2.1	Speicherkraftwerk - Peltonturbine.....	49
3.7.2.2	Laufwasserkraftwerk - Kaplan-turbine	49
3.7.2.3	Universelle Nutzung - Francisturbine	49
3.7.3	Entwicklung der Effizienz	50
3.7.4	Zusammenfassung der Kennwerte.....	51
3.8	Windkraftwerke	52
3.8.1	Engpassleistung bis 30kW	52
3.8.1.1	Vertikale Rotorbauweise: Savonius – Rotor.....	52
3.8.2	Engpassleistung von 30kW bis 500kW.....	52
3.8.2.1	Vertikale Rotorbauweise: (H-)Darrieus – Rotor	52
3.8.2.2	Horizontale Rotorbauweise: 3-Blatt Rotor.....	53

3.8.3	Engpassleistung über 500kW	53
3.8.3.1	Horizontale Rotorbauweise: 3-Blatt Rotor	53
3.8.3.2	Horizontale Rotorbauweise: 2-Blatt Rotor	53
3.8.3.3	Horizontale Rotorbauweise: 1-Blatt Rotor	54
3.8.4	Entwicklung der Effizienz	54
3.8.5	Bewertungsmöglichkeit der Effizienz von Windenergieanlagen	55
3.8.6	Zusammenfassung der Wirkungsgrade	57
4	Verordnungen und Richtlinien	58
4.1	Europäische Union (EU)	58
4.1.1	EU-ETS	58
4.1.2	EC 2012/27/EU - Energieeffizienz	59
4.1.3	EC 2010/75/EU – Integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (IVU)	60
4.1.4	EC 2004/8/EU - Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)	60
4.2	Österreich	61
4.2.1	KWK-Gesetz 2009	62
4.2.2	Ökostromverordnung (ÖSVO) 2012	62
4.2.3	Ökostromgesetz (ÖSG) 2012	62
4.2.4	Kärnten	63
4.2.5	Niederösterreich	63
4.2.6	Salzburg	64
4.3	Australien	64
4.4	Deutschland	65
4.4.1	Kohle	65
4.4.2	Gas	65
4.4.3	Wind	65
4.5	Israel	66
4.6	Niederlande & Flandern	66
4.7	Saudi Arabien	66
4.8	Schweiz	66
4.9	Tschechien	67
4.10	Zusammenfassung der Verordnungen	70
5	Ökologische Auswirkungen	73
5.1	Europäische Union (EU)	75
5.2	Österreich	79
6	Ökonomische und ökologische Bewertung	81

6.1	Kohlekraftwerk	82
6.1.1	Kurzfristige Grenzkosten und Deckungsbeiträge.....	83
6.1.2	Einsparungen an Brennstoffkosten.....	87
6.1.3	Einsparungen an CO ₂ -Zertifikatskosten.....	88
6.1.4	Einsparungen an CO ₂ -Emissionen	89
6.1.5	Sensitivitätsanalyse.....	89
6.2	Gas- und Dampfkraftwerk.....	93
6.2.1	Kurzfristige Grenzkosten und Deckungsbeiträge.....	93
6.2.2	Einsparungen an Brennstoffkosten.....	96
6.2.3	Einsparungen an CO ₂ -Zertifikatskosten.....	97
6.2.4	Einsparungen an CO ₂ -Emissionen	97
6.2.5	Sensitivitätsanalyse.....	98
6.3	Vergleich der Sensitivitätsanalysen	100
7	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	101
7.1	Tabellarische Zusammenfassung der Effizienzkriterien.....	102
7.2	Tabellarische Zusammenfassung der Verordnungen/Richtlinien	107
	Glossar	110
	Literaturverzeichnis	114
	Curriculum Vitae	122

Abbildungsverzeichnis

ABBILDUNG 1-1 MÖGLICHKEITEN DER ERZEUGUNG VON STROM. QUELLE: (BINE).....	1
ABBILDUNG 1-2 PROZENTUELLE AUFTEILUNG DER TREIBHAUSGASEMISSIONEN DER EINZELNEN SEKTOREN IN DEN EU-27 UND ÖSTERREICH IM JAHRE 1990 (LINKS) UND 2011 (RECHTS). QUELLE: (EEA, 2013).....	3
ABBILDUNG 2-1 AUFWAND, VERLUST UND NUTZEN. QUELLE: (ENERGIE-STROM.COM)	6
ABBILDUNG 2-2 LEISTUNGSFLUSS. QUELLE: (SCHMIDT, 2010)	6
ABBILDUNG 3-1 DURCHSCHNITTliche NETTOWIRKUNGSGRADe DER STROMERZEUGUNG AUS FOSSILEN ENERGIETRÄGERN. QUELLE: (WEC).....	11
ABBILDUNG 3-2 TECHNISCHEs POTENTIAL VON EINSPARUNGEN AN ENERGIEMENGE UND CO ₂ -EMISSIONEN AUF GRUND EFFIZIENZSTeIGERUNGEN VON FOSSILEN KRAFTWERKEN ZUR ERZEUGUNG VON STROM. QUELLE: (IEA, 2008 S. 18).....	12
ABBILDUNG 3-3 DARSTELLUNG DER ZUSÄTZLICHEN NUTZBAREN ENERGIe BEI VERWENDUNG VON KWK (LINKS) UND PRINZIP DER KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG UND DER VIELZAHL AN VERWENDBAREN BRENNSTOFFEN (RECHTS). QUELLE: (BUND DER ENERGIEVERBRAUCHER) UND (BINE, 2006)	13
ABBILDUNG 3-4 GEMEINSAME NUTZUNG VON STROM UND WÄRME. QUELLE: (THE STATE AND LOCAL ENERGY EFFICIENCY ACTION NETWORK, 2013).....	14
ABBILDUNG 3-5 BIOGAS VERARBEITUNG. QUELLE: (WWW.BIOGAS-KANNS.DE)	15
ABBILDUNG 3-6 ABHÄNGIGKEIT DES ELEKTRISCHEN NETTOWIRKUNGSGRADes UND NUTZUNGSGRADes VON LEISTUNGSGRÖßEN IN BHKWS. QUELLE: (HEIZUNGSFINDER)	16
ABBILDUNG 3-7 NUTZUNG VON BIOMASSE ZUR ERZEUGUNG VON WÄRME UND STROM. QUELLE: (BUNDESAMT FÜR ENERGIe BFE OFEN UFE SFOE SCHWEIZ).....	19
ABBILDUNG 3-8 WIRKUNGSGRADe DIVERSEr STROMERZEUGUNGEN MITTELS GAS. QUELLE: (BINE S. STROM AUS GAS UND KOHLE)	23
ABBILDUNG 3-9 CARNOT-WIRKUNGSGRAD UND DER DAMIT VERBUNDENE MAXIMALE ERREICHBARE WIRKUNGSGRAD DER THERMISCHEN ENERGIeWANDLUNG UND DIVERSE KRAFTWERKSTECHNOLOGIEN. QUELLE: (EC, 2013)	24
ABBILDUNG 3-10 PRINZIP-SCHALTBIld EINES GASBEFEUERTEN CCGT-KRAFTWERKS. QUELLE: (IEA, 2010E).....	26
ABBILDUNG 3-11 ERWARTETE EFFIZIENZ VON CCGT-KRAFTWERKEN. QUELLE: (EC, 2012B).....	27
ABBILDUNG 3-12 ENTWICKLUNG DER DURCHSCHNITTlichen WIRKUNGSGRADe VON GAS-GEFEUERTEN KRAFTWERKEN BIS 2011. QUELLE: (WEC)	28
ABBILDUNG 3-13 ENTWICKLUNG DER DURCHSCHNITTlichen WIRKUNGSGRADe VON GASTURBINEN- (OCGT-) UND KOMBIKRAFTWERKEN (GUD/CCGT). QUELLE: (IEA, 2013C)	29
ABBILDUNG 3-14 DURCHSCHNITTliche WIRKUNGSGRADe VON GAS-GEFEUERTEN KRAFTWERKEN DER OECD UND NICHT-OECD STAATEN. QUELLE: (IEA, 2013C)	29
ABBILDUNG 3-15 KWK IN GEOTHERMISCHER STROMERZEUGUNG. QUELLE: (BINE S. GEOTHERMIE).....	31
ABBILDUNG 3-16 BEREICH DES WIRKUNGSGRADes VON GEOTHERMISCHEN ANLAGEN ÜBER DIE MITTLERE TEMPERATUR DER WÄRMEZUFUHR IN °C. QUELLE: (BMU, 2011A S. 24).....	32
ABBILDUNG 3-17 WIRKUNGSGRADe DIVERSEr ORC- ODER DOUBLE-FLASH-GEOTHERMIEFELDER. QUELLE: (UNIStU, 2011)	34
ABBILDUNG 3-18 ABHÄNGIGKEIT DES WIRKUNGSGRADes VON DER KRAFTWERKSLEISTUNG DES KRAFTWERKS. QUELLE: (EC, 2013).....	36
ABBILDUNG 3-19 ENTWICKLUNG DER DURCHSCHNITTlichen WIRKUNGSGRADe VON KOHLE-GEFEUERTEN KRAFTWERKEN. QUELLE: (WEC).....	38
ABBILDUNG 3-20 ERTRAGSERWARTUNGEN VON PV-ANLAGEN GEGENÜBER HORIZONTALER AUSRICHTUNG. QUELLE: (KLIMA UND ENERGIEFONDS, 2013)	40
ABBILDUNG 3-21 ENTWICKLUNG DIVERSEr PV-ZELLEN-WIRKUNGSGRADe ZWISCHEN 1992-2012. QUELLE: (FRAUNHOFER ISE, 2012)	43
ABBILDUNG 3-22 ZUKÜNFTIGE ENTWICKLUNG DER WIRKUNGSGRADe DIVERSEr PV-TECHNOLOGIEN. QUELLE: (IEA, 2010A)	43
ABBILDUNG 3-23 ENTWICKLUNG DER PR VON MEHR ALS 170 PV-ANLAGEN, INSTALLIERT ZWISCHEN 1991 UND 2005 DER IEA- PVPS. QUELLE: (FRAUNHOFER ISE)	45
ABBILDUNG 3-24 PERFORMANCE RATIO DEUTSCHER PV-ANLAGEN. QUELLE: (FRAUNHOFER ISE, 2012).....	45
ABBILDUNG 3-25 ERTRÄGE DIVERSEr AUSRICHTUNGEN VON GEBÄUDEINTEGRIERTEN PV-ANLAGEN IN BEZUG AUF DIE OPTIMALE AUSRICHTUNG: SÜDEN, 30% NEIGUNG. (KLIMA UND ENERGIEFONDS, 2013)	46

ABBILDUNG 3-26 LEISTUNGSBEREICHE DIVERSE TURBINENTECHNOLOGIEN DER WASSERKRAFT. QUELLE: (QUASCHNING, 2007) ...	48
ABBILDUNG 3-27 ENTWICKLUNG DER WASSERKRAFT-TURBINENTECHNOLOGIE. QUELLE: (IEA, 2012A S. 46)	50
ABBILDUNG 3-28 UMWANDLUNGSPROZESS VON WIND ZU STROM. QUELLE: (BWE)	52
ABBILDUNG 3-29 KAPAZITÄTSFAKTOREN AUSGEWÄHLTER WINDENERGIEANLAGEN. QUELLE: (IEA, 2013B)	54
ABBILDUNG 3-30 ENTWICKLUNG VON WINDKRAFTANLAGEN. QUELLE: (IEA, 2013B)	55
ABBILDUNG 5-1 DURCHSCHNITTLICHER CO ₂ -AUSSTOß DER STROMERZEUGUNG DIVERSE KRAFTWERKSTYPEN IN GCO ₂ - ÄQUIVALENT/kWh. QUELLE: (VGB)	74
ABBILDUNG 5-2 AUFTEILUNG DER GESAMTEN TREIBHAUSGASEMISSIONEN IN DEN EU-27 STAATEN. QUELLE: (EEA, 2013)	75
ABBILDUNG 5-3 VERÄNDERUNG DER TREIBHAUSGASEMISSIONEN DER EU-27 MITGLIEDSTAATEN IM VERGLEICH ZUM 1990-NIVEAU. QUELLE: (EEA, 2013)	75
ABBILDUNG 5-4 THG-EMISSIONEN PRO KOPF DIVERSE LÄNDER. QUELLE: (EEA, 2013).....	76
ABBILDUNG 5-5 VERGLEICH DER THG-EMISSIONEN DER EU-27: IN T CO ₂ -ÄQUIVALENTE PRO KOPF (LINKS) UND IN G CO ₂ - ÄQUIVALENTE PRO KAUFKRAFTSTANDARD (RECHTS). QUELLE: (UBA)	76
ABBILDUNG 5-6 ABWEICHUNG DER DURCHSCHNITTLICHEN THG - EMISSIONEN VOM JEWEILIGEN KYOTO-ZIEL DES BASISJAHRES EXCL. EH ZWISCHEN 2008–2010. QUELLE: (UBA).....	77
ABBILDUNG 5-7 VERÄNDERUNG DER ENTWICKLUNG DER EMISSION VON TREIBHAUSGASEN DER EU UND ÖSTERREICHS IM VERGLEICH ZUM NIVEAU VON 1990. QUELLE: (EEA, 2013)	79
ABBILDUNG 5-8 THG-AUFTEILUNG DIVERSE SEKTOREN UND ÄNDERUNG ZU 1990. QUELLE: (UBA, 2012)	80
ABBILDUNG 6-1 JAHRESMITTELWERT DER EXAA-STROMPREISE IN €/MWh. (QUELLE: EXAA)	81
ABBILDUNG 6-2 STROMPREISBILDUNG AM SPOTMARKT.	83
ABBILDUNG 6-3 AUSWERTUNG DES KOHLEKRAFTWERK-REPOWERINGS MIT PREISEN AUS 2008.	85
ABBILDUNG 6-4 AUSWERTUNG DES KOHLEKRAFTWERK-REPOWERINGS MIT PREISEN AUS 2012.	86
ABBILDUNG 6-5 JÄHRLICHE INVESTITIONSKOSTEN UND DECKUNGSBEITRAG JE MW (WAHL DER INVESTITIONSKOSTEN DES KOHLE- KW=800€/kW).	87
ABBILDUNG 6-6 JÄHRLICHE ERSPARNISSE AUF GRUND DES GERINGEREN BRENNSTOFFBEDARFS NACH REPOWERING DES KOHLE-KW.	88
ABBILDUNG 6-7 JÄHRLICHE ERSPARNISSE FÜR CO ₂ -ZERTIFIKATE NACH REPOWERING DES KOHLE-KW.	89
ABBILDUNG 6-8 SENSITIVITÄTSANALYSE KOHLEKRAFTWERK.	90
ABBILDUNG 6-9 SENSITIVITÄTSANALYSE KOHLEKRAFTWERK-VERÄNDERUNG VON ΔDB IM JAHRE 2008.	90
ABBILDUNG 6-10 ΔDB BEI AUSGANGSPREIS (LINKS) UND SENKUNG UM 30% (RECHTS).	91
ABBILDUNG 6-11 SENSITIVITÄTSANALYSE KOHLEKRAFTWERK-BETRACHTUNG DES WENDEPUNKTES.	91
ABBILDUNG 6-12 AUSWERTUNG DES GUD-KRAFTWERK-REPOWERINGS MIT DEN PREISEN AUS 2008.	94
ABBILDUNG 6-13 AUSWERTUNG DES GUD-KRAFTWERK-REPOWERING MIT DEN PREISEN AUS 2012.	95
ABBILDUNG 6-14 JÄHRLICHE INVESTITIONSKOSTEN UND DECKUNGSBEITRAG JE MW (WAHL DER INVESTITIONSKOSTEN DES GUD- KW=800€/kW).	96
ABBILDUNG 6-15 JÄHRLICHE ERSPARNISSE AUF GRUND DES GERINGEREN BRENNSTOFFBEDARFS NACH REPOWERING DES GUD-KW.	97
ABBILDUNG 6-16 JÄHRLICHE ERSPARNISSE FÜR CO ₂ -ZERTIFIKATE NACH REPOWERING DES GUD-KW.	97
ABBILDUNG 6-17 SENSITIVITÄTSANALYSE GUD-KRAFTWERK.	99
ABBILDUNG 6-18 SENSITIVITÄTSANALYSE GUD-KRAFTWERK-VERÄNDERUNG VON ΔDB IM JAHRE 2008.....	99
ABBILDUNG 6-19 ΔDB BEI NORMALPREIS (LINKS) UND SENKUNG UM 75% (RECHTS).....	100

Tabellenverzeichnis

TABELLE 3-1 EINTEILUNG VON KWK-ANLAGEN IN LEISTUNGSKLASSEN.....	14
TABELLE 3-2 ZUSAMMENFASSUNG DER KENNWERTE: BIOGAS ZUR STROMERZEUGUNG.	18
TABELLE 3-3 ZUSAMMENFASSUNG DER KENNWERTE: BIOMASSE ZUR STROMERZEUGUNG.	22
TABELLE 3-4 ZUSAMMENFASSUNG DER KENNWERTE: GASGEFEUERTE KRAFTWERKE ZUR STROMERZEUGUNG.	30
TABELLE 3-5 ZUSAMMENFASSUNG DER KENNWERTE: GEOTHERMIE ZUR STROMERZEUGUNG.....	35
TABELLE 3-6 ZUSAMMENFASSUNG DER KENNWERTE: KOHLEKRAFT ZUR STROMERZEUGUNG.	39
TABELLE 3-7 ZUSAMMENFASSUNG DER ZELL- UND MODULWIRKUNGSGRAD: PHOTOVOLTAIK.	44
TABELLE 3-8 ZUSAMMENFASSUNG DER KENNWERTE: WASSERKRAFT.....	51
TABELLE 3-9 WINDMESSWERTE IN 30M HÖHE UND ENERGIEERTRÄGE AUSGEWÄHLTER REFERENZSTANDORTE. QUELLE: (FORSCHUNGSFORUM ENERGIE, 1995).....	56
TABELLE 3-10 ZUSAMMENFASSUNG DER KENNWERTE: WINDKRAFT.	57
TABELLE 4-1 BAT-MINDESTWIRKUNGSGRAD VON GASTURBINEN UND GUD-ANLAGEN.	68
TABELLE 4-2 BAT-MINDESTWIRKUNGSGRAD DIVERSEER TECHNOLOGIEN.	68
TABELLE 4-3 BAT-MINDESTWIRKUNGSGRAD VON KOLBENMOTOREN.....	68
TABELLE 4-4 BAT-MINDESTWIRKUNGSGRAD VON STIRLINGMOTOREN.	69
TABELLE 4-5 BAT-MINDESTWIRKUNGSGRAD VON PHOTOVOLTAIKMODULEN.....	69
TABELLE 5-1 RELATIVES THG-POTENZIAL BEZOGEN AUF CO ₂ -REFERENZ NACH IPCC1995 [108].....	73
TABELLE 5-2 PROGNOSTIZIERTE ANTEILE DER KOHLEBEDINGTEN EMISSIONEN AN DEN GESAMTEMISSIONEN.	78
TABELLE 5-3 PROZENTUELLE ENTWICKLUNG DER TREIBHAUSGASE ZWISCHEN 1990-2011.	79
TABELLE 5-4 AUFTEILUNG DER EMITTENTEN VON THG IN ÖSTERREICH IM VERGLEICH 1990/2011.	80
TABELLE 6-1 ANNAHMEN FÜR DIE WIRTSCHAFTLICHKEITSBERECHNUNG.....	82
TABELLE 6-2 WAHL DER KOHLEKRAFTWERKE.....	82
TABELLE 6-3 CO ₂ -EINSPARUNGEN DURCH DAS REPOWERING DES KOHLE-KW IN T/MW.	89
TABELLE 6-4 WAHL DER GAS- UND DAMPFKRAFTWERKE.	93
TABELLE 6-5 CO ₂ -EINSPARUNGEN DURCH DAS REPOWERING DES GUD-KW IN T/MW.	98
TABELLE 7-1 TABELLARISCHE ZUSAMMENFASSUNG DER EFFIZIENZKRITERIEN AUS KAPITEL 3	102
TABELLE 7-2 TABELLARISCHE ZUSAMMENFASSUNG DER VERORDNUNGEN/RICHTLINIEN AUS KAPITEL 4	107

Abkürzungsverzeichnis

Abk.	Beschreibung	Abk.	Beschreibung
AHDE	Abhitzedampferzeuger (engl. HRSG)	EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
AHK	Abhitzekessel	EEX	European Electricity Index
BAT	Best Available Technology (dt. BVT)	EH	Emissionshandel
BAU	Business as usual	EK	Europäische Kommission (engl. EC)
BHKW	Blockheizkraftwerk	EnEffG	Österreichisches Energieeffizienz-Gesetz
BImSchV	Deutsche Bundesimmissionsschutzverordnung	ENTSO	Europäischen Verbund der Übertragungsnetzbetreiber für Strom
BINE	Bine Informationsdienst	ETS	Emissionshandelssystem
BIP	Bruttoinlandsprodukt	ETSAP	Energy Technology Systems Analysis Program der IEA
BMHKW	Biomasseheizkraftwerk	EVU	Energieversorgungsunternehmen
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit	FKW	perfluorierte Kohlenwasserstoffe
BMVIT	Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie	GHG	Green house gas (dt. THG)
BMWFJ	Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend	GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
BREF	Best Available Techniques Reference	H-FKW	wasserstoffhaltige Fluorkohlenwasserstoffe
BUND	Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland	HHV	Higher heating value (thermischer Wirkungsgrad im Englischsprachigen Raum)
BVT	Beste verfügbare Technologie (engl. BAT)	HRSG	Heat recovery steam generator (dt. AHDE)
BWE	Bundesverband Windenergie	IEA	Internationale Energie Agentur
CCGT	Closed-cycle Gas Turbine	IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
CCS	Carbon Capture and Storage	ISA	Institut für Siedlungswasserwirtschaft der RWTH Aachen
CEP	Centrum für Europäische Politik	IVU	Integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung
CH ₄	Methan	KKS	Kaufkraftstandard
CO ₂	Kohlendioxid	KW	Kraftwerk
DBFZ	Deutsches BiomasseForschungsZentrum	KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
dena	Deutsche Energie-Agentur	LHV	Lower heating value (thermischer Wirkungsgrad im Europäischen Raum)
DUH	Deutsche Umwelthilfe	N ₂ O	Distickstoffoxid ("Lachgas")
EC	European Commission (dt. EK)	OCGT	Open-cycle Gas Turbine
EEA	European Environment Agency	OECD	Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung

Abk.	Beschreibung	Abk.	Beschreibung
ORC	Organic-Rankine-Cycle	SMA	Solar Technology AG
PC	pulverised coal (dt. Staubfeuerung)	THG	Treibhausgas (engl. GHG)
PFBC	fluidised bed combustions chambers (dt. Wirbelschichtfeuerung)	UBA	Umweltbundesamt
PR	Performance Ratio	UniDui	Universität Duisburg Essen - Fakultät für Ingenieurwissenschaften Energietechnik
PV	Photovoltaik	UniStu	Universität Stuttgart
PVPS	Photovoltaic Power Systems Programme	VDI	Verein Deutscher Ingenieure
RES	engl. Erneuerbare Energien	VGB	VGB Powertech
RIS	Bundeskanzleramt Rechtsinformationssystem	WEA	Windenergieanlage
ROR	Rate of return	WEC	World Energy Council
SCPC	supercritical pulverised coal	WKW	Wärmeleistungswerk
SF6	Schwefelhexafluorid	z. B.	zum Beispiel

Einheiten

Abk.	Beschreibung
€	Euro
°C	Grad Celsius
a	Jahr
CO2	Kohlendioxid
g	Gramm
GJ	Gigajoule
GW	Gigawatt = 10^9 Watt
GWh	Gigawattstunden
K	Kelvin
kg	Kilogramm
kJ	Kilojoule
kWh	Kilowattstunde
kWp	Kilowatt peak
m ³	Kubikmeter
mg	Milligramm
MJ	Megajoule
Mpa	Mega Pascal
Mrd.	Milliarden = 10^9
MW	Megawatt = 10^6 Watt
MWe	Megawatt elektrisch
MWh	Megawattstunden
PJ	Petajoule
t	Tonne = 1000kg
TJ	1 TJ=277,7778MWh

1 Einleitung

„Ohne Energie kein Leben“ - Neben der Energieaufnahme des Menschen aus Nahrungsmitteln um die „Maschine Mensch“ antreiben zu können, ist Energie auch in Form von Wärme und Elektrizität nicht mehr aus dem Leben jedes Einzelnen weg zu denken. TV, Geschirrspüler, E-Herd und viele andere Geräte dienen dem Menschen und helfen den Alltag leichter und angenehmer zu gestalten. Nachfolgend, in Abbildung 1-1, sind einige Möglichkeiten der Erzeugung von Strom aufgeführt. Energie kann weder erzeugt noch vernichtet werden, da es sich um eine Erhaltungsgröße handelt. Sie kann jedoch umgewandelt werden. Hierzu gibt es vielerlei Umwandlungsmöglichkeiten wie z. B. Strom aus der mechanischen Energie von Windrädern oder Wasserkraftwerken zu gewinnen. Ebenso kann Strom mittels des Wärme-Kraft-Prinzips aus Nuklearbrennstäben, in Österreich nicht in Verwendung, fossilen Kraftwerken oder Geo- und Solarthermischen Kraftwerken erzeugt werden. Zu guter Letzt ist es möglich, mittels physikalischer Effekte wie dem photoelektrischen- oder dem elektrochemischen Effekt Strom bereitzustellen.

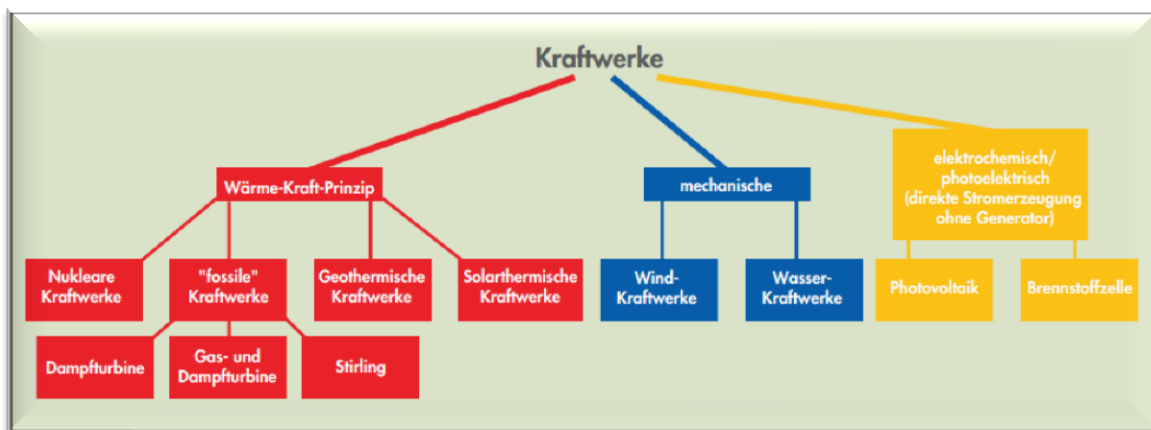


Abbildung 1-1 Möglichkeiten der Erzeugung von Strom. Quelle: (BINE)

Ein umsichtige Bewirtschaftung der natürlichen Ressourcen und die effiziente Energienutzung sind die Aufgaben der Gegenwart um den Generationen der Zukunft ähnliche Chancen zu bewahren. Diese beiden Säulen eines nachhaltigen Energiesystems bilden somit auch die Basis der IVU-Richtlinie, welche die Vermeidung von Umweltverschmutzung zum Auftrag hat. Der Wirkungsgrad der Energieumwandlung, im speziellen der Erzeugung von Elektrizität, hat maßgeblich Anteil am Ausstoß der klimarelevanten Treibhausgase (THG). Eine Möglichkeit der Minderung derartiger Emissionen je erzeugter Energieeinheit ist also die Verbesserung der Energienutzung und – wandlung. Die Kraft-Wärme-Kopplung gilt als die effektivste Methode zur Minderung des Gesamt-CO₂-Ausstoßes und ist für jeden Kraftwerksneubau relevant. Grundvoraussetzung ist ein Maß an lokalem Wärmebedarf, um den Bau der teureren Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage zu rechtfertigen. (UBA, 2006)

1.1 Motivation und Ziel

In vielen Ländern der Erde wird der Energiebedarf in erster Linie über fossile Energieträger bereitgestellt. Österreich befindet sich jedoch in der glücklichen Lage, bereits zu einem hohen Maße Energie aus alternativen Ressourcen, vorwiegend Wasserkraft, zu produzieren. Ergänzt wird der heimische Kraftwerkspark durch Wind, PV, Biomasse, Steinkohle und in

hohem Maße, Erdgas. Die österreichische Bundesregierung bekennt sich in ihrer XXVI. Regierungsperiode „zu einer wirtschaftlich, ökologisch und sozial nachhaltigen Wirtschaftspolitik. Energie ist und bleibt eine unverzichtbare Lebensgrundlage für Menschen und spielt eine zentrale Rolle in der Wirtschafts-, Umwelt- und Klimapolitik. Die österreichische Bundesregierung ist sich dieser Bedeutung bewusst und wird ihre energiepolitischen Maßnahmen auf Basis von drei wesentlichen Grundsätzen umsetzen:

- sichere und leistbare Energieversorgung
- bewusster und effizienter Umgang mit Energie und
- effiziente Nutzung der Erneuerbaren Energien“ (Österreichische Bundesregierung, 2008-2013 S. 31)

„Erneuerbare Energieträger und Energieeffizienzmaßnahmen werden als die Schlüssel in der Energiepolitik gesehen, um Treibhausgasemissionen (THG) zu reduzieren, die Importabhängigkeit zu senken und die Energiekosten vom Ölpreis abzukoppeln.“ Während die Importabhängigkeit in den EU-27 Mitgliedsstaaten zwischen 1998 und 2008 46% - 55% betrug, zeigen Werte zwischen 65% - 73% im selben Zeitraum für Österreich einen dringenden Handlungsbedarf. Energieeffizienzmaßnahmen haben vor allem ob ihrer schnellen und kostengünstigen Weise, großes Potential die THG-Emissionen signifikant zu reduzieren. (UBA S. Energie europaweit)

Faktoren wie das schwindende Vertrauen in Nuklearenergie, die ebenso schwindende Akzeptanz für Kraftwerksneubauten oder die zunehmenden Rohstoffpreise führen zwangsläufig zu Überlegungen rund um die Effizienz von Kraftwerken. Effizientere Kraftwerke verbrauchen weniger Rohstoffe, bei gleicher Energieproduktion¹ und auf Grund der geringeren Umweltauswirkungen ist eine Legitimation derselben auch einfacher zu bewerkstelligen. Die Steigerung der Effizienz ist also sowohl für die Wirtschaft als auch für die Umwelt von größter Bedeutung. Neben zielgerichteten Neubauten spielt auch „Repowering“ (Revitalisierung) - das Ersetzen veralteter Kraftwerke durch neue, effizientere und teilweise auch leistungstechnisch größere Kraftwerke - eine wichtige Rolle in der zukünftigen Energieproduktion. (Österreichische Bundesregierung, 2008-2013)

Auch Bemühungen zur Steigerung der Effizienz eines Systems haben Grenzen. Eine zu hohe Effizienz von Kraftwerken ist sehr teuer und somit nicht ökonomisch. Ebenso kann auf Grund der erhöhten Kosten für effizientere Kraftwerke ein Rebound – Effekt eintreten, der dazu führt, dass billigere und ineffizientere Kraftwerke bevorzugt gebaut werden, welche keine Vorteile für die Umwelt nach sich ziehen. (Aart, et al. S. 5) Ebenso lässt sich nicht jede Energieeffizienzsteigerung eins zu eins in einen geringeren Energieverbrauch umlegen. Auch hier wäre ein Rebound – Effekt das Ergebnis. Würden, auf Grund einer erhöhten Energieeffizienz, nämlich die Energieverbrauchskosten pro Output Einheit sinken, so würde sich tendenziell die Nachfrage erhöhen, sodass zumindest ein Teil der Effizienzgewinne zunichte gemacht würde. (cep, 2011 S. 5)

¹ Als „Energieproduktion“ (oder auch „Energieerzeugung“) wird die Umwandlung von zumeist Primärenergie in elektrische Energie verstanden. Energie ist eine Erhaltungsgröße und kann weder „erzeugt“ noch „vernichtet“ werden. Entscheidend beim technischen Einsatz ist der Wirkungsgrad der Energieumwandlung. In realen Systemen kommt es immer zu Verlusten (meist in Form von Wärme), welche einen Wirkungsgrad von 100% nicht zulassen. (Eurelectric, 2003)

Die Effizienz von Kraftwerken hängt nach (Aart, et al.) von vielen Faktoren wie z. B.

- der Art der Stromproduktion,
- dem Zustand des Kraftwerks,
- den Umgebungsbedingungen wie z. B. Kühlwassertemperatur oder Lufttemperatur der Umgebung und
- dem Design bzw. der Bauweise des Kraftwerks ab.

Warum soll man die Effizienz der Energiebereitstellung, -verteilung und letztlich -nutzung überhaupt steigern und wozu ist ein Umstieg auf erneuerbare Energiequellen nötig?

Sämtliche Einsparungen an Energie und Steigerungen der Effizienz des Systems zielen darauf ab, die Erhöhung der globalen Temperatur zu verhindern. In diesem Kontext ist das Beleuchten der CO₂-Emissionen von entscheidender Bedeutung, da mit ihnen die Ozonschicht in direkter Verbindung steht, welche die Menschen vor höchst gefährlichen Ozonstrahlen größtenteils schützt. Eine Vergrößerung des Ozonlochs, hätte nach derzeitigem Wissensstand verheerende Folgen für das Leben auf der Erde.

„Der Energieumwandlungssektor verbraucht rund ein Drittel der Primärenergie, wobei der durchschnittliche Energiewirkungsgrad bei der Stromerzeugung nur ca. 40% beträgt.“ (BMWfJ, 2013a S. 69) Nicht nur der Umstand, dass der Wirkungsgrad der Stromerzeugung lediglich 40% beträgt, auch das Faktum, dass 55% dieser Produktionsmenge auf fossilen Ressourcen beruht führt dazu, dass in den EU-27 Staaten 30% der THG-Emissionen auf fossile Energieträger zurückzuführen sind. Dies führt zu der Schlussfolgerung, dass eine Energieeffizienzsteigerung der fossil-betriebenen Kraftwerke in direkter Verbindung zu Treibhausgasreduktionen steht. (Graus, 2010 S. 146)

Diese Auswirkungen des Stromproduktionssektors auf die CO₂-Emissionen zeigt auch Abbildung 1-2. Die CO₂-Emissionen der Republik Österreich des Sektors „Strom und Wärmeerzeugung“ betragen im Referenzjahr 1990 14% und konnten im Jahre 2011 auf 12,8% (Anteil an den Gesamtemissionen) reduziert werden. Die Erzeugung von Strom und Wärme ist nach den Sektoren „Transport“ mit 26,3% (17,9% 1990) und „Industrie“ mit 18,1% (16,3 1990) im Jahr 2011 also auf Platz 3 der Verursacher von CO₂-Emissionen Österreichs. Auf EU-Ebene spielt der Sektor „Strom und Wärmeerzeugung“ eine weitaus größere Rolle. Der Anteil an den Gesamtemissionen beträgt hier 1990 25,7% und 2011 bereits 26,6%.

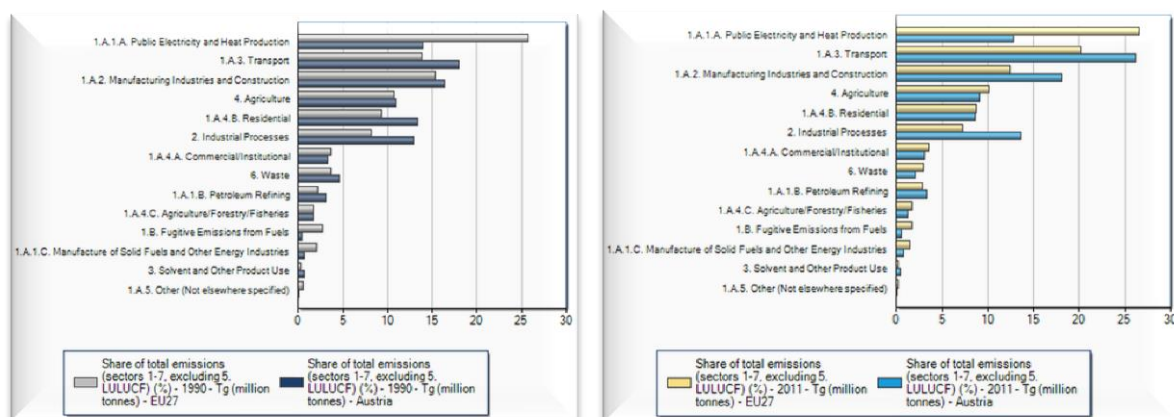


Abbildung 1-2 Prozentuelle Aufteilung der Treibhausgasemissionen der einzelnen Sektoren in den EU-27 und Österreich im Jahre 1990 (links) und 2011 (rechts). Quelle: (EEA, 2013)

Das Ziel dieser Arbeit ist es, Kriterien der Bewertung der Effizienz von Kraftwerken zur Stromerzeugung aufzuzeigen und mit deren Hilfe den Primärenergieverbrauch des Kraftwerkssektors in späterer Folge signifikant zu reduzieren. Mittels einer angedachten Verordnung entsprechend dem oberösterreichischen EIWOG Energiewirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG, 2006) zur Mindesteffizienz verschiedener Kraftwerkstypen strebt das Land Oberösterreich ein effizienteres und nachhaltigeres Energiesystem an, in dem in Zukunft nur noch Kraftwerke genehmigt werden, die in jeder Hinsicht dem aktuellen Stand der Technik entsprechen.

Somit werden im Laufe dieser Arbeit folgende Fragen beantwortet:

- *Wie werden Kenngrößen wie Wirkungsgrade oder Nutzungsgrade definiert?*
- *Welche Wirkungsgrade sind derzeit „Best available technique“?*
- *Wie sieht die Entwicklung der Kraftwerke in Bezug auf Effizienz aus?*
- *In welchen Ländern (Europas) gibt es bereits Verordnungen oder Richtlinien zur Mindesteffizienz verschiedener Kraftwerkstechnologien?*
- *Welche ökonomischen und ökologischen Auswirkungen hätten effizienzsteigernde Maßnahmen an ausgewählten Kraftwerkstypen?*

1.2 Methodisches Vorgehen

Die vorliegende Arbeit basiert auf vergleichenden Betrachtungen qualitativer Aspekte der Energiepolitik. Die verwendeten Kriterien werden individuell auf den jeweiligen Zusammenhang angepasst und bedienen sich, wo dies sinnvoll erscheint, quantifizierbarer Größen.

Mittels Literaturrecherche werden Wirkungsgrade und deren historische Entwicklung von Kraftwerken zur Erzeugung von Strom evaluiert und je nach Technologie tabellarisch aufgelistet werden. Die Bestimmung der ökonomischen und ökologischen Auswirkungen der Verbesserung aktueller Kraftwerke durch Energieeffizienzmaßnahmen in der Stromerzeugung basiert auf einem Modell, in dem mittels Annuitätenmethode bereits bestehende Kraftwerke mit BAT-Kraftwerken verglichen werden. Weiters werden die Ersparnisse der CO₂-Emissionen auf Grund dieser Verbesserungen berechnet und letztlich die Gesamtkosten und –nutzen dargelegt.

1.3 Aufbau dieser Arbeit

Auf Basis einer umfassenden Literaturrecherche wird zunächst in **Kapitel 2** ein gemeinsamer Ausgangspunkt geschaffen, der Diskussionen rund um Begriffe wie Wirkungs- und Nutzungsgrad, Mindest- und Durchschnittswirkungsgrad sowie Richtlinien zu deren Ermittlung zulässt. Um die Struktur der Arbeit beibehalten zu können, werden alle weiteren Begriffsbestimmungen im Glossar gesammelt. Sämtliche in dieser Arbeit verwendeten Abkürzungen sind im vorangehenden Abkürzungsverzeichnis enthalten.

Im **Kapitel 3** werden die Effizienz der jeweiligen Kraftwerkstechnologien und die historische Entwicklung der Effizienz einiger Kraftwerke in den letzten Jahrzehnten betrachtet. Hierzu wird zunächst auf eine allgemeine Erklärung der jeweiligen Energieträger eingegangen. Neben einer Einteilung nach Technologien ist es für ein Genehmigungsverfahren derlei Kraftwerke wichtig, Leistungsklassen in den jeweiligen Technologien zu definieren – dies erfolgt auf Basis von Fachliteratur.

Aktuelle Verordnungen und/oder Richtlinien diverser Länder zum Thema Effizienz von Kraftwerken werden in **Kapitel 4** dargestellt. Hierbei wird für unterschiedlichste

Kraftwerkstypen aufgezeigt, inwieweit es Regulationsmaßnahmen in der Energieerzeugung gibt. Der Fokus liegt hierbei auf Kraftwerkstypen, welche in Österreich zum Einsatz kommen.

Kapitel 5 beinhaltet eine Übersicht über die ökologischen Auswirkungen der in Österreich eingesetzten Kraftwerke. Neben den ökonomischen Betrachtungen sind auch ökologische Faktoren in Wirtschaftlichkeitsrechnungen zu integrieren um schlüssige Folgerungen ziehen zu können.

Die Kapitel 6 und 7 runden die vorliegende Arbeit zu einem stimmigen Gesamtbild ab. Zunächst wird anhand eines Beispiels in **Kapitel 6** gezeigt, was die Umrüstung ausgewählter Kraftwerke auf die derzeit möglichen Wirkungsgrade bringen würden. Dazu wird mittels einer Kosten/Nutzen-Analyse dargelegt, ob sich dieses „Repowering“ in ökonomischen aber auch ökologischen Gesichtspunkten positiv schlussfolgern ließe. Letztlich werden die Ergebnisse in den Schlussfolgerungen, **Kapitel 7**, nochmals zusammengefasst und ein Überblick über die Erkenntnisse der Kapitel 3 und 4 gewährt.

2 Begriffsdefinition

Um einen gemeinsamen Ausgangspunkt zu gewährleisten, ist es nötig, Begriffe wie Brutto-/Nettowirkungsgrad und Brennstoffnutzungsgrad zu definieren. Ebenso ist eine klare Abgrenzung der betrachteten System- bzw. Bilanzgrößen essentiell.

2.1 Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad ist ein Maß für die Effizienz von Energiewandlungen und Energieübertragungen. Er ist eine dimensionslose Größe, worunter Einheitenlosigkeit verstanden wird und beschreibt das Verhältnis der momentanen Nutzleistung zur zugeführten Leistung siehe Abbildung 2-2. (Karl, 2012)

$$\eta = \frac{\text{Abgeführte Leistung}}{\text{Zugeführte Leistung}}$$

Es können Werte zwischen 0 und 1 bzw. 0 und 100% angegeben werden, wobei die Maxima nur in der Theorie erreicht werden können, da es in der Realität immer zu Verlusten in Form von Reibung oder Wärme kommt.

Es ist also im Prinzip nicht möglich, eine Energieform in eine andere Energieform verlustfrei zu wandeln. Ein Wirkungsgrad größer 1 entspräche dem Umstand, dass mehr Energie abgegeben als aufgenommen wird, was gegen den

Energieerhaltungssatz verstößt und somit physikalisch nicht möglich ist. Die Differenz von zugeführter und abgegebener Leistung wird als Verlust bzw. Verlustleistung bezeichnet. Ganz allgemein würde man mit dem Wirkungsgrad das momentane Verhältnis aus Aufwand und letztlich gewonnenem Nutzen, siehe Abbildung 2-1, beschreiben. Der Wirkungsgrad ist sowohl auf das Gesamtsystem als auch auf Teilsysteme und darin enthaltene Komponenten anwendbar und

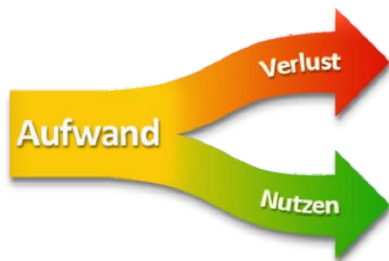


Abbildung 2-1 Aufwand, Verlust und Nutzen. Quelle: (energiestrom.com)

bezieht sich jeweils auf den Vollastbetrieb des Kraftwerks. Neben der Beachtung von Bilanzgrößen ist also auch auf die Frage der Berücksichtigung des Eigenbedarfs von elektrischen Hilfseinrichtungen zu achten, siehe Unterpunkte 2.1.1 und 2.1.2. Oftmals wird zwischen Systemwirkungsgrad (auch: Anlagenwirkungsgrad) und Prozesswirkungsgrad (auch: Thermischer Umwandlungswirkungsgrad) unterschieden. (BMU, 2011a S. 18ff) und (EC, 2013)

Laut ÖNORM M 7101 (01.11.2013) handelt es sich beim Wirkungsgrad um den „*Quotient aus der abgegebenen, nutzbaren und der zugeführten Leistung eines Systems*“. (ÖNORM M 7101, 2013)

Weiters wird in der ÖNORM M 7102 (01.06.2011) erläutert, dass für nachfolgende Differenzierung von Brutto- und Nettowirkungsgrad die jeweiligen Systemgrenzen, für ordnungsgemäße Definitionen, zu beachten sind. (ÖNORM M 7102, 2011)

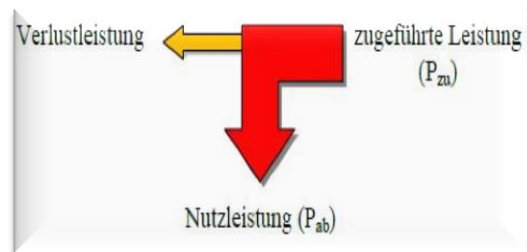


Abbildung 2-2 Leistungsfluss. Quelle: (Schmidt, 2010)

In der VDI Norm 3989 wird festgestellt, dass der Wirkungsgrad bisher meist zur wirtschaftlichen Bewertung eines Systems verwendet wurde, da eine Verbesserung des Wirkungsgrades mit Brennstoffeinsparungen einhergeht. Zunehmend ist er jedoch auch bei Betrachtung der Abgasemissionen eine wichtige Kenngröße. Ein geringerer Brennstoffbedarf bedeutet nicht nur Kosteneinsparungen sondern gleichzeitig auch geringere Emissionsmengen. Mit Einführung des Emissionshandelsgesetz wird dieser Umstand zunehmend, nicht nur für die Allgemeinheit sondern auch für die Kraftwerksbetreiber an Bedeutung gewinnen. (VDI, 2000) Man unterscheidet die energetischen Wirkungsgrade anhand der Zielenergieströme, wie den elektrischen Wirkungsgrad oder den thermischen Wirkungsgrad. (VDI, 2005)

Der Wirkungsgrad von KWK-Anlagen, welche sowohl Strom als auch Wärme generieren, wird laut der EU-Richtlinie 2012/27/EU als *"die Summe der jährlichen Erzeugung von Strom, mechanischer Energie und Nutzwärme im Verhältnis zum Brennstoff der für die in KWK erzeugte Wärme und die Bruttoerzeugung von Strom und mechanischer Energie eingesetzt wurde"* definiert. (EC, 2012a)

2.1.1 Bruttowirkungsgrad

In der ÖNORM M 7101 (01.11.2013) ist der Wirkungsgrad, wie eingehend erläutert, als der *„Quotient aus der abgegebenen, nutzbaren und der zugeführten Leistung eines Systems“* definiert, wobei der Begriff Leistung weiters dem *„Quotient aus Energie und Zeit“* entspricht. (ÖNORM M 7101, 2013)

Insbesondere bei Wärmekraftwerken wird oft zwischen Brutto- und Nettowirkungsgrad unterschieden, wobei sich der Bruttowirkungsgrad auf die Bruttoleistung und der Nettowirkungsgrad (siehe Abschnitt 2.1.2) auf die Nettoleistung (Bruttoleistung abzüglich Eigenbedarf) bezieht. In der ÖNORM M 7102 wird der Begriff Bruttoleistung als die *„an den Generatorklemmen gemessene Leistung eines Kraftwerksblocks oder Kraftwerks“* bezeichnet. (ÖNORM M 7102, 2011)

$$\eta_{\text{Brutto}} = \frac{\text{Gemessene Leistung an den Generatorklemmen}}{\text{Zugeführte Leistung}}$$

2.1.2 Nettowirkungsgrad

Wie bereits erwähnt, bezieht sich der Nettowirkungsgrad auf die Nettoleistung, also die elektrische Leistung nach Abzug des Eigenbedarfs.

Die Definition nach ÖNORM M 7102 bezeichnet die Nettoleistung demzufolge als die *„in das Netz nutzbar eingespeiste Leistung eines Kraftwerksblockes oder Kraftwerkes“*. Weiters wird die Nettoleistung *„als Differenz aus Brutto- und Eigenbedarfsleistung errechnet“*.

Eigenbedarfsleistung bzw. Eigenbedarf wird als *„Energienmenge, die für den Betrieb der Erzeugungsanlage erforderlich ist“* definiert und führt letztlich mit der Definition des Wirkungsgrades aus der ÖNORM M 7101, siehe Abschnitt 2.1.1, zu folgender Gleichung. (ÖNORM M 7102, 2011)

$$\eta_{\text{Netto}} = \frac{(\text{Gemessene Leistung an den Generatorklemmen} - \text{Eigenbedarf})}{\text{Zugeführte Leistung}}$$

2.1.3 Mindestwirkungsgrad

In der vorliegenden Arbeit bezeichnet der Mindestwirkungsgrad die unterste Grenze des Wirkungsgrades, welche mindestens erforderlich ist, um Forderungen (ökologische, ökonomische oder aber auch gesetzliche) zu erfüllen.

2.1.4 Thermischer Wirkungsgrad

Der thermische Wirkungsgrad gibt das Verhältnis der gewonnenen mechanischen Leistung zum zugeführten Wärmestrom eines Prozesses in einem Wärmekraftwerk wieder. Die Obergrenze für jeden thermischen Umwandlungsprozess ist der Carnot-Wirkungsgrad. Im Falle der Nutzung eines CCGT-Kraftwerks müssten die nutzbaren mechanischen Energieoutputs der Gasturbine und der Dampfturbine addiert werden. Davon müssten beispielsweise die Outputs der Kondensat-Pumpe abgezogen werden. (EC, 2013) und (VDI, 2000)

2.2 Performance Ratio (PR)

Eine Bewertung von Photovoltaikanlagen über den Wirkungsgrad der verwendeten Module erscheint nicht als aussagekräftig genug, da es ebenso auf Kriterien wie z. B. den Wirkungsgrad und die Anzahl der verwendeten Wechselrichter, die Effizienz der sonstigen Komponenten und überdies vor allem auf die Ausrichtung und Umweltfaktoren der Anlage ankommt, sodass in dieser Arbeit ausschließlich zur Bewertung der PV-Anlagen der Begriff der „Performance Ratio“ (zu Deutsch etwa: „Ertragsverhältnis“ oder „Performance-Rate“) als Qualitätsfaktor herangezogen wird.

Konkret bezeichnet die Performance Ratio (PR) das Verhältnis des tatsächlichen (Ist) zum theoretisch möglichen (Soll) Energieertrag einer PV-Anlage und wird in % angegeben. Eine Bewertung mittels dieses Kennzeichens lässt weltweite Vergleiche von PV-Anlagen an verschiedenen Standorten zu. *„Damit gibt sie an, welcher Anteil der Energie nach Abzug der Energieverluste (z. B. durch thermische Verluste und Leitungsverluste) und des Eigenverbrauchs für den Betrieb real für die Einspeisung zur Verfügung steht.“* Da auch beim Betrieb von PV-Anlagen immer Verluste, z. B. Abschattungsverluste, auftreten, ist dieser Wert real nicht zu erreichen. (SMA)

Berechneter Anlagenertrag $\left[\frac{kWh}{Jahr}\right] =$
*Einstrahlung des Jahres auf die gesamte Modulfläche der PV – Anlage *
 Wirkungsgrad der Module*

Um die PR einer PV-Anlage berechnen zu können, muss zunächst der Soll Anlagenertrag berechnet werden. Dazu sind die Sonneneinstrahlungswerte für den jeweiligen Standort notwendig. Diese Werte können mittels eines Messgerätes oder aber auch über geeignete Datenbanken (z. B. auf Online-Plattformen) ermittelt werden und sollten über einen Betrachtungszeitraum von einem Jahr beobachtet werden. Weiters wird die Größe der Modulfläche und die Wirkungsgrade der Module benötigt.

$$PR = \frac{\text{(Abgelesener) abgeschätzter Anlagenertrag} \left[\frac{kWh}{Jahr}\right]}{\text{Berechneter Anlagenertrag} \left[\frac{kWh}{Jahr}\right]}$$

Dem Umstand zur Folge, dass der Sollwert im Nenner unter Standard-Test-Bedingungen (1000W/m² Einstrahlung und 25°C Modultemperatur) ermittelt wird, können auch Werte größer 100% erreicht werden, wenn umwelttechnische Umstände dies zulassen. Die

Performance Ratio informiert weiters über die Zuverlässigkeit von PV-Anlagen. Mit der PR kann nicht nur der Ertrag von PV-Anlagen mit dem Ertrag anderer PV-Anlagen verglichen, sondern auch der Zustand der Anlage über einen längeren Zeitraum überwacht werden. (SMA)

Normalerweise wird der tatsächliche Anlagenenertrag zum Ende des Betrachtungsjahres dem Einspeisezähler entnommen um nachfolgend die PR der Anlage berechnen zu können. Da es für ein Genehmigungsverfahren nötig ist, bereits im Vorfeld eine Mindest-Performance-Ratio zu gewährleisten, wird in dieser Arbeit die PR-Berechnung dahingehend adaptiert, dass es sich beim tatsächlichen Anlageertrag nicht um den (am Ende eines Betriebsjahres) abgelesenen, sondern von einer Fachkraft (am Beginn des Betriebsjahres) abgeschätzten Anlagenenertrag handelt. Die Mitberechnung des Modulwirkungsgrades und der damit verbundenen Entscheidung der Verwendung eines Modultyps „kürzt“ sich letztlich bei Berücksichtigung der tatsächlichen Erträge aus der Gleichung heraus. Es ist somit Technologieneutralität gegeben. Bei der Berechnung der PR sollte der Wirkungsgrad der Wechselrichter nicht mit einbezogen werden, sodass der PR-Wert alleine von der Anlagenausrichtung im Vergleich zur horizontalen Ausrichtung am jeweiligen Standort abhängt.

2.3 Referenzertrag

Wie für Energie aus Photovoltaik macht eine Bewertung von Windenergieanlagen mittels elektrischer Wirkungsgrade wenig Sinn, sodass diese in der vorliegenden Arbeit über Referenzerträge erfolgt.

Der Referenzertrag ist auf Grund der diversen Bauweisen und verwendeten Komponenten, aber auch der Parameter Rotorfläche, Nennleistung etc. von Anlage zu Anlage unterschiedlich, sodass nach dem Bewertungsverfahren der (wind-fgw) ein Referenzkonverter definiert wird, welcher die Referenzerträge von vielen Konvertertypen bestmöglich erfasst. Dieser Norm-Konverter wird mittels einer normierten Rotorfläche von 1m^2 , einer Anlaufgeschwindigkeit von 3m/s , einer Abschaltgeschwindigkeit von 25m/s , einem Leistungsbeiwert von $0,38$ und einer Nennleistung von $0,378\text{kW}$ bewertet. Die Nennleistung wird bei einer Windgeschwindigkeit von 12m/s an einem Referenzstandort (mittlere Jahreswindgeschwindigkeit von $5,5\text{m/s}$ in einer Höhe von 30m über dem Boden bei $0,1\text{m}$ Rauigkeitslänge) erreicht. Mit diesen Referenzwerten ergibt sich gemäß den Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen in Deutschland in einer Nabenhöhe von 80m ein Referenzertrag von 4.319kWh/m^2 Rotorfläche. Dieser Wert würde bei Errichtung am Referenzstandort über 5 Betriebsjahre erbracht werden. In Österreich sind Referenzwerte von 4.319kWh/m^2 nicht erreichbar. In 30m Höhe sind auf Grund der topologischen Struktur Österreichs und der niedrigeren durchschnittlichen Windgeschwindigkeit im Vergleich zu Deutschland, je nach Standort, Energiedichten von 1.234kWh/m^2 in Guntersdorf bis 2.236kWh/m^2 für Eberschwang und 2.417kWh/m^2 in Michelbach erreichbar. (wind-fgw), (DWD Deutscher Wetterdienst, 2013) und (Forschungsforum Energie, 1995)

Die Referenzerträge werden von Institutionen, welche gemäß DIN EN ISO/IEC 17025:2000 akkreditiert sind in Wind-Karten bzw. Wind-Datenbanken flächendeckend generiert. Sie stellen die zu erwartenden Erträge für den jeweiligen Standort dar. Umgebungseigenschaften wie Geländehöhe, Bodenrauheit, topographische Form oder die geographische Lage müssen gleichermaßen berücksichtigt werden. (wind-fgw)

Der für den jeweiligen Standort ermittelte Ertrag wird nachfolgend mit dem tatsächlich generierten Ertrag verglichen um so einen Indikator für die Effizienz des Systems zu erhalten.

2.4 (Brennstoff-)Nutzungsgrad

Der Nutzungsgrad wird in der allgemeinsten Form als Quotient aus dem tatsächlich erreichbaren und dem maximal möglichen Wert einer Bezugsgröße bezeichnet. In der vorliegenden Arbeit wird der Nutzungsgrad für die Energieausbeute einer Energieanlage verwendet und ist laut Ökostromgesetz 2012 und ÖNORM M 7102 durch die „*Summe aus Stromerzeugung und genutzter Wärmeerzeugung, geteilt durch den Energieinhalt der eingesetzten Energieträger bezogen auf ein Kalenderjahr*“ definiert. Der betrachtete Zeitraum kann Pausen, Leerlauf-, Anfahr- und Abfahrzeiten enthalten. Im Falle eines Heizkessels würde sich der Nutzungsgrad aus der während eines Jahres nutzbar gemachten Wärme, bezogen auf die mit dem Brennstoff zugeführte Heizenergie, ergeben. (Karl, 2012), (ÖSG, 2012) und (ÖNORM M 7102, 2011)

Der Begriff des Nutzungsgrades wird vorwiegend im Kontext der Kraft-Wärme-Kopplung oder Geothermie verwendet, da hierbei zusätzlich zur Nutzung des Stroms auch eine Nutzung der Wärme erfolgt. Dieser Umstand führt dazu, dass der Wirkungsgrad (Abschnitt 2.1) als Kennzahl zur Beschreibung des Systems alleine nicht mehr ausreicht und folglich der Nutzungsgrad zu verwenden ist. (BMU, 2011a)

Der Nutzungsgrad eines Kraftwerks ist ein wichtiger Indikator für die Qualität des Energieumwandlungsprozesses von Rohstoffen in Elektrizität, Heißwasser, Dampf oder mechanische Energie. Ebenso stellt er einen Indikator für die spezifischen CO₂-Emissionen je kWh während des Erzeugungsprozesses dar. (EC, 2013)

3 Effizienz der Stromerzeugung

In Kapitel 3 soll die Effizienz von Stromerzeugungsanlagen durchleuchtet werden. Nachfolgend werden die in Österreich existierenden Kraftwerkstypen betrachtet, wobei das Hauptaugenmerk auf die durchschnittlichen- und BAT-Wirkungsgraddaten gelegt wird.

Wo dies möglich ist, wird ein Blick auf die historische und ebenso die prognostizierte zukünftige Entwicklung der Effizienzkriterien gewährt. Ebenso werden, falls vorhanden, aktuelle Labordaten aufgelistet. Etwaige leere Zellen in den tabellarischen Auflistungen sind auf das Fehlen von zitierbaren Quellen zurückzuführen.

Bemerkungen:

- Sofern nicht anders angegeben, wird in diesem Dokument unter „**Wirkungsgrad**“ der „**elektrische Nettowirkungsgrad**“ verstanden.
- Wirkungsgradangaben wie z. B. „bis 50%“ schließen negative Wirkungsgrade aus.

Die Erzeugung von Elektrizität ist für 32% des weltweiten Verbrauchs fossiler Energieträger verantwortlich. Zudem lassen sich 41% der CO₂-Emissionen auf die Produktion von Strom zurückführen. Die Erhöhung des Wirkungsgrades der Stromproduktion würde zu Einsparungen in diesen beiden Bereichen führen und hat somit sowohl ökonomische (Einsparung von Brennstoff) als auch ökologische (Reduktion der Emissionen) Relevanz. Der durchschnittliche globale Wirkungsgrad von Kraftwerken zur Erzeugung von Elektrizität betrug zwischen 2001-2005

- 34% für Kohle
- 40% für Erdgas und
- 37% für Öl.

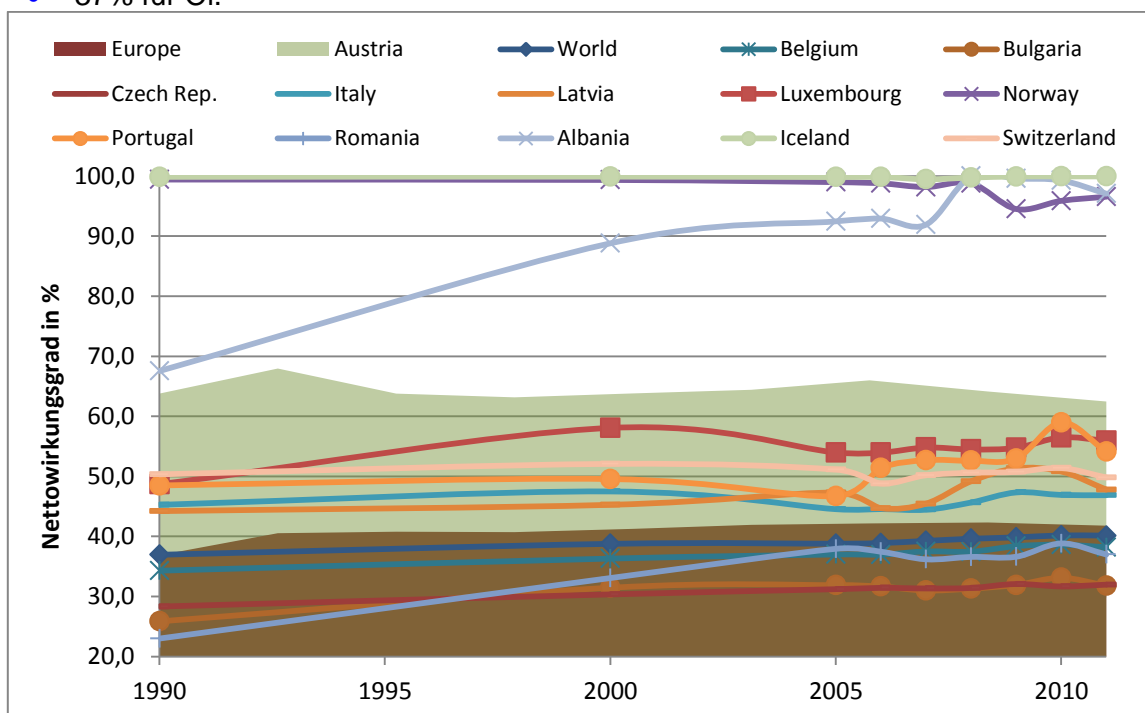


Abbildung 3-1 Durchschnittliche Nettowirkungsgrade der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. Quelle: (WEC)

Die Entwicklung der durchschnittlichen Wirkungsgrade der Stromerzeugung ist in Abbildung 3-1 dargestellt. Österreich wird hierbei durch den oliv-grünen, und der EU-Staatenbund durch den braunen Bereich gekennzeichnet. Die weltweite durchschnittliche Effizienz aller fossilen Energieträger beträgt 36%, wobei große geografische Unterschiede erkennbar sind. Trotz einer stetigen Erhöhung der Wirkungsgrade, existiert weiterhin ein signifikantes Potential. (IEA, 2008) In Abbildung 3-2 wurden von der IEA die Energiemengen- und CO₂-Einsparungen für ein „Low-“, und ein „High-Case“-Szenario entwickelt, wobei im Low-Szenario vorausgesetzt wurde, dass alle weltweiten Kraftwerke auf den Stand der existierenden Kraftwerke mit den höchsten Effizienzen von 43% für Kohle und 55% für Gas und im High-Szenario der beste Stand der Technik mit Wirkungsgraden von 48% für Kohle und 60% für Gas gebracht wurden.

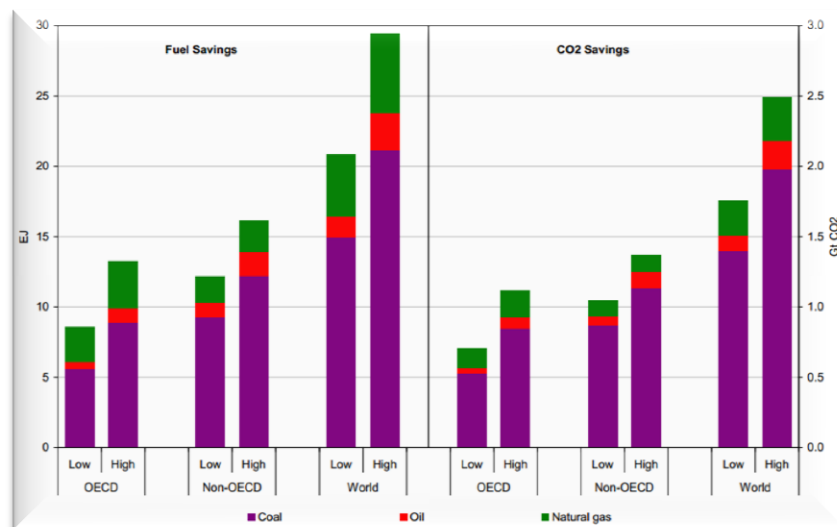


Abbildung 3-2 Technisches Potential von Einsparungen an Energiemenge und CO₂-Emissionen auf Grund Effizienzsteigerungen von fossilen Kraftwerken zur Erzeugung von Strom. Quelle: (IEA, 2008 S. 18)

Die durchschnittliche Effizienz von Gaskraftwerken in der EU konnte eine starke Steigerung von 34% (1990) auf 50% (2005) verzeichnen. Für 2015 wird ein Wirkungsgrad von 54% prognostiziert. Kohlekraftwerke konnten im gleichen Zeitraum eine Effizienzsteigerung von etwa 34% auf 38% verzeichnen und für 2015 wird eine Effizienz von ca. 40% erwartet. Die Zuwächse korrelieren in hohem Maße mit der Menge an neuinstallierter Kraftwerkskapazität. So stieg der Anteil an erzeugter Leistung durch Gaskraftwerke von nur 11% 1990 auf 34% 2005. Es wird erwartet, dass Gas bis 2015 bereits für einen Anteil von 46% der EU-weiten Erzeugung von Strom verantwortlich ist. (Graus, 2010 S. 145)

Die durchschnittliche CO₂-Intensität fossil erzeugter Elektrizität verringerte sich in der EU von 920g/kWh im Jahre 1990 auf 720g/kWh 2005. Hauptgründe für diese Entwicklung waren einerseits der Wechsel von Kohle zu Gas und andererseits die positive Entwicklung der Energieeffizienz von Gaskraftwerken. Künftig werden weitere Reduktionen im Ausmaß von etwa 90g/kWh auf 630g/kWh bis 2015 erwartet. (Graus, 2010 S. 145)

Exkurs: Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Unter Kraft-Wärme-Kopplung versteht man die Nutzung sowohl der thermischen als auch der elektrischen Energie der Umwandlung eines Brennstoffes, welche meist in Blockheizkraftwerken (BHKWs) von statten geht (siehe Abbildung 3-3). Durch diese

gemeinsame Nutzung kann ein sehr hoher Systemwirkungsgrad erreicht werden. Mit der KWK wird das Ziel verfolgt, die Verluste in der Umwandlungskette von Primärenergie bis Nutzenergie zu minimieren. Daraus folgen Primärenergieeinsparungen und Emissions-Reduktionen, unter der Voraussetzung gleichartiger Brennstoffe, welche bei Anwendung von KWK sehr vielfältig sein können. In KWK-Anlagen wird die bei der Stromerzeugung anfallende Abwärme nicht wie bei konventionellen Kraftwerken an die Umwelt abgegeben, sondern z. B. in das lokale Fernwärmesystem eingespeist. (BMWFJ, 2013b S. 67ff)

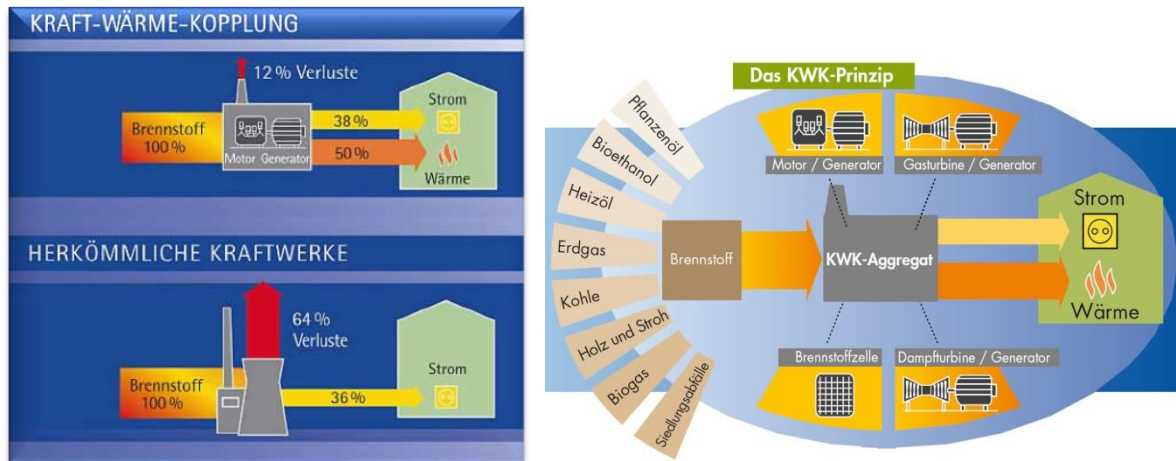


Abbildung 3-3 Darstellung der zusätzlichen nutzbaren Energie bei Verwendung von KWK (links) und Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung und der Vielzahl an verwendbaren Brennstoffen (rechts). Quelle: (Bund der Energieverbraucher) und (BINE, 2006)

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bezeichnet per Definition der Europäischen Kommission in der Verordnung (EC, 2012a) „die gleichzeitige Erzeugung thermischer Energie und elektrischer oder mechanischer Energie in einem Prozess“. Während bei konventionellen fossilen Kraftwerken etwa durchschnittlich 36% des Brennstoffs genutzt wird und der Rest an Abwärme in die Umgebung verpufft, ist hier also eine weit größere Nutzung des Brennstoffs möglich und somit der Brennstoffnutzungsgrad um einige Prozentpunkte höher, was natürlich gleichermaßen mit einer Reduktion der Verluste einhergeht. (BMU, 2011a) und (VDI, 2005)

Die Nutzung des KWK-Prinzips wird meist in der Nähe von Städten, welche neben Strom auch mit Fernwärme versorgt werden können und im industriellen Sektor wie z. B. der Papierindustrie verwendet, wo sowohl Strom als auch Wärme, in Form von Dampf für die Produktionsprozesse benötigt werden. Neben Großkraftwerken wird KWK vermehrt auch in Ein- oder Mehrfamilienhäusern (man spricht in diesen Leistungsgrößen von Mikro-KWK-Anlagen) verwendet. Derartige Anlagen basieren oft auf dem Prinzip des Gasmotors mit Abhitze-Dampferzeugung (engl. internal combustion engine generators with heat recovery), welche die Wärme des Abgases und des Kühlwassers nützen, um daraus Dampf zu erzeugen, welcher wiederum genützt werden kann (Abbildung 3-4). (VDI, 2005)

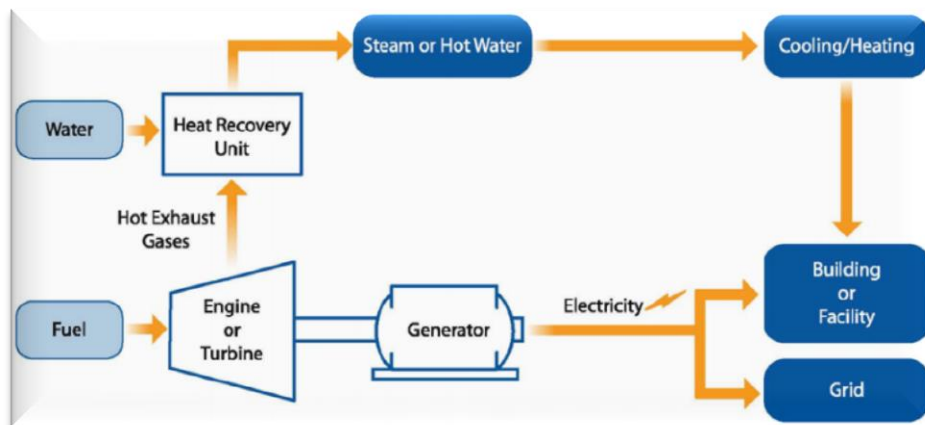


Abbildung 3-4 Gemeinsame Nutzung von Strom und Wärme. Quelle: (The State and Local Energy Efficiency Action Network, 2013)

Der große Mehrwert von KWK- Systemen wurde auch in politischen Dialogen erkannt und politische Maßnahmen, wie z. B. der Vorschlag für die Richtlinie (KOM(2011) 370) erfasst, um die Nutzung derartiger Systeme zu einem Hauptbestandteil der europäischen Energieerzeugung zu machen. Auch eine Einteilung von KWK-Anlagen bezüglich deren Leistung erfolgte bereits in diesem Vorschlag und wurde in der Verordnung 2012/27/EU (EC, 2012a) mit dem verpflichtenden Inkrafttreten in allen Mitgliedsstaaten ab 1. Januar 2014, umgesetzt. Demzufolge handelt es sich bei Anlagen mit einer Höchstkapazität von 50kW_e^2 um eine „KWK-Kleinstanlage“ und bei Leistungen von 50kW_e bis weniger als 1MW_e um „KWK-Kleinanlagen“ siehe nachfolgender Tabelle 3-1.

Tabelle 3-1 Einteilung von KWK-Anlagen in Leistungsklassen.

Quelle: Eigene Darstellung

Bezeichnung	Einsatzbereich	Technologie	(elektr.) Leistung
Mikro-KWK	Dezentraler Einsatz in Ein- und Zweifamilienhäusern	Verbrennungsmotor, Stirlingmotor, Dampfexpansionsmotor, Brennstoffzelle	bis 2kW
Mini-KWK	Dezentraler Einsatz in Mehrfamilienhäusern, Gewerbe und Industrie	Verbrennungsmotor, Stirlingmotor, Brennstoffzelle	bis 15kW
Kleinst-KWK	Dezentraler Einsatz in Mehrfamilienhäusern, Gewerbe und Industrie	Verbrennungsmotor, Stirlingmotor, Brennstoffzelle	bis 50kW
Klein-KWK	Dezentraler Einsatz in Mehrfamilienhäusern, Wohnanlagen, Gewerbe und Industrie	Verbrennungsmotor, Gasturbinen, Brennstoffzelle (bis 1MW)	bis 1MW
Große KWK-Anlage / Heizkraftwerk	Dezentraler Einsatz in großen Wohnanlagen, Krankenhäusern, Gewerbe und Industrie	Verbrennungsmotor, Gasturbinen	bis mehrere MW

² Ein tiefgesetztes „e“ steht für „elektrisch“. Es handelt sich hierbei also um eine Leistungsangabe die Stromerzeugung betreffend. Da es sich in dieser Arbeit, sofern nicht explizit erwähnt, immer um elektrische Energie handelt, wird das tiefgesetzte e vernachlässigt.

3.1 Biogas

Biogas entsteht als Nebenprodukt, wenn biogenes Material wie z. B. pflanzlicher Abfall unter Sauerstoffausschluss mit Hilfe von Bakterien vergärt. Es können sowohl landwirtschaftliche Substrate (Gülle, Stallmist) als auch organische Reststoffe (Rasenschnitt, Speisereste) und eigens dafür angebaute Energiepflanzen (Mais, Roggen, etc.) verwendet werden. Die Faulung, man unterscheidet zwischen Nass- und Trockenfaulung (-fermentation), findet in einem Faulbehälter (dem Fermenter) statt, der bei typischen Anlagen mehrere hundert Kubikmeter groß ist. Bei der Nassfaulung können die Substrate gepumpt werden, wohingegen zwar auch bei der Trockenfaulung eine hohe Feuchtigkeit nötig ist, jedoch hier Substrate in Form eines Schüttgutes anfallen. Aufgrund des hohen Feuchtegehaltes der Substrate ergibt sich eine sehr ungünstige Gewichts-Energieinhalt-Relation, wodurch sich Biogasanlagen vorwiegend im Nahbereich der Ressourcen befinden. In einer Vorgrube wird das Substrat gesammelt und aufbereitet. Ganz gleich, ob Nass- oder Trockensubstanz bilden Mikroorganismen unter Ausschluss von Licht und Sauerstoff mittels Erwärmung im Fermenter der Anlage das Gas Methan (=Biogas). (Verfahrensübersicht: Biogaserzeugung und Verstromung, 2003 S. 132) und (Quaschnig, 2008)

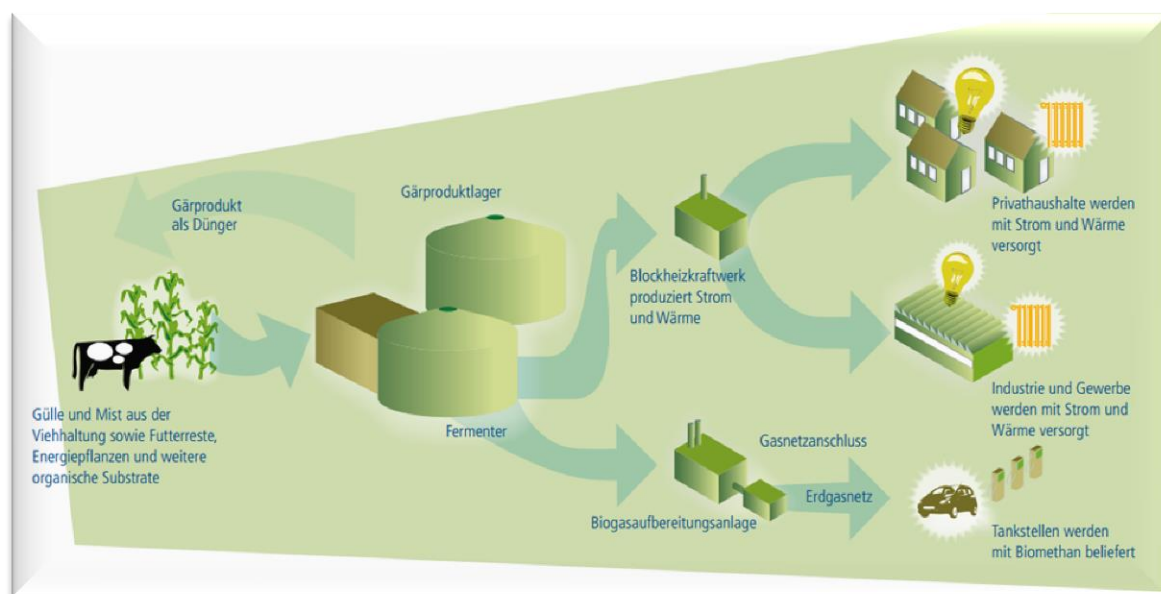
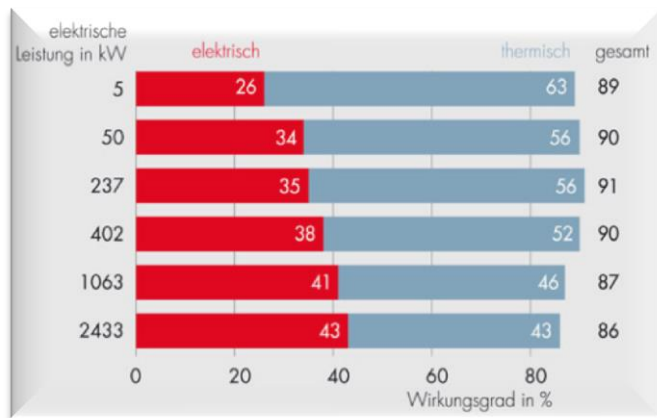


Abbildung 3-5 Biogas Verarbeitung. Quelle: (www.biogas-kanns.de)

Biogas wird derzeit vor allem zur Strom- und Wärmeproduktion in BHKW, siehe Abbildung 3-5, mit Hilfe von KWK genutzt. Die Verbrennung des Biogases erfolgt meist mittels eines Verbrennungsmotors, der einen Generator zur Stromerzeugung antreibt. Auch Alternativen mit Stirlingmotoren oder Mikrogasturbinen befinden sich im Einsatz. Die erzeugte Elektrizität wird direkt in das öffentliche Stromnetz gespeist, die dabei entstandene Wärme wird, wenn möglich, im Umfeld des Kraftwerks verwendet. Auch das Beheizen von Wohnhäusern oder die Verwendung als Prozesswärme in Industriebetrieben ist mit der entnommenen Wärme möglich. Eine weitere Möglichkeit der Nutzung von Biogas rührt in der Aufbereitung zu Biomethan, welches in das Erdgasnetz eingespeist werden kann. (Quaschnig, 2008)

Abbildung 3-6 zeigt die Abhängigkeit des elektrischen Nettowirkungsgrades von der Anlagengröße bzw. der elektrischen Leistung der Anlage – je größer diese, desto höher auch der elektrische Wirkungsgrad und somit der Wert der entnehmbaren Strommenge. Gleichmaßen sinkt der thermische Wirkungsgrad mit steigender Anlagengröße. Die Wahl der optimalen Anlagengröße hängt somit auch von den lokalen Umständen wie mögliche thermische und elektrische Auskopplung



ab, da die erzeugte Energie auch benötigt werden muss.

Abbildung 3-6 Abhängigkeit des elektrischen Nettowirkungsgrades und Nutzungsgrades von Leistungsgrößen in BHKWs. Quelle: (Heizungsfinder)

3.1.1 Engpassleistung bis 500kW

3.1.1.1 Stirlingmotor

Die Funktion des Stirlingmotors basiert indirekt auf der Verbrennung des Gases des Biogasspeichers. Dabei wird ein abgeschlossenes Arbeitsmedium (Luft oder Helium) abwechselnd an einer Stelle erhitzt und an einer anderen Stelle wieder abgekühlt. Diese Kompression bzw. Expansion des Gases wird in mechanische Energie umgewandelt und kann in einem Generator in elektrischen Strom umgewandelt werden. Einer der Vorteile liegt in der Nutzung verschiedenster Brennstoffe, da die Verbrennung außerhalb des Stirlingmotors stattfindet. Wirkungsgrade von Stirlingmotoren liegen bei 63-86%, wobei der elektrische Wirkungsgrad lediglich 21–28% beträgt. Stirlingmotoren sind gegenüber herkömmlichen Verbrennungsmotoren leiser und vibrationsärmer und besitzen ein gleichmäßigeres Drehmoment. Derzeitige Motoren laufen mit einer Leistung von 1-150kW. Stirlingmotoren spielen trotz der guten Eignung derzeit noch keinerlei Rolle im Kontext der Stromerzeugung aus Biogasanlagen, sollen jedoch in ferner Zukunft eine stabile Alternative zu diversen Verbrennungssystemen darstellen. (Kranzl, et al., 2008), (BMVIT, 2010) und (Neuhofer, 2004)

3.1.1.2 Mikrogasturbine

Mikrogasturbinen stellen eine vielversprechende Alternative für konventionelle Kolbenmaschinen dar und werden von 30 bis etwa 250kW elektrischer Leistung effizient eingesetzt. Sie zeichnen sich durch einen geringen Wartungsaufwand aus (einfacher Aufbau) und erzielen hervorragende Emissionswerte (kontinuierliche Verbrennung bei niedrigen Drücken und hohem Luftüberschuss). Jedoch weisen sie derzeit einen niedrigen Wirkungsgrad von 25-30% und zu hohe Investitionskosten auf. Der Brennstoffnutzungsgrad beträgt 60-80%. Die Funktionsweise von Mikrogasturbinen entspricht der Erläuterung der Gasturbine im nachfolgenden Abschnitt 3.3.3.1. (Kranzl, et al., 2008), (IEA, 2010f) und (BINE, 2006)

3.1.1.3 Brennstoffzelle

Brennstoffzellen und BHKW werden oft in einem Atemzug genannt, denn beide basieren auf dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung. Es handelt sich bei Brennstoffzellen weniger um einen Antrieb in BHKWs denn um eine "Brückentechnologie", welche BHKWs langfristig ablösen sollen. Brennstoffzellen benötigen viel weniger Brennstoff als herkömmliche

BHKWs. In einer Brennstoffzelle findet kein Verbrennungsprozess statt, sondern durch einen elektrochemischen Prozess wird direkt elektrische und thermische Energie erzeugt. Brennstoffzellen bestehen aus zwei gasdurchlässigen Elektroden, welche durch eine Membran voneinander getrennt sind. Diese Membran ist sowohl für die eingesetzten Brennstoffe als auch für Elektronen undurchlässig – es kann also keine direkte Reaktion zwischen den Gasen stattfinden. Brennstoff-Ionen, in diesem Fall Biogas, können diese Membran sehr wohl durchdringen, was dazu führt, dass sich durch eine chemische Reaktion positiv und negativ geladene Ionen bilden. An der Anode der beiden Elektroden werden Elektronen abgegeben. Dadurch wird letztlich Strom erzeugt. In Wasserstoff-Brennstoffzellen wird als Nebenprodukt Wasser erzeugt. Brennstoffzellen arbeiten im Gegensatz zu herkömmlichen BHKWs emissionsfrei und leise. Der elektrische Wirkungsgrad liegt im Vergleich zu konventionellen BHKWs, wo er etwa 10-20% beträgt, bei 50-65% und der Leistungsbereich bei wenigen bis maximal 350kW. Brennstoffzellen sind derzeit noch nicht marktreif, sehr teuer und werden noch einiges an F&E-Investitionen benötigen, weisen jedoch Nutzungsgrade von 80-90% auf. Eines der Probleme ist die Einhaltung der Grenzwerte der unerwünschten Begleitstoffe im Produktgas, da es ansonsten zur Zerstörung der Zellen käme. (Kranzl, et al., 2008) und (BINE, 2006)

Der Umweg über die Wärmeerzeugung und die damit einher gehende Beschränkung durch den Carnot-Wirkungsgrad entfällt hier, was zu einer maximal möglichen Ausnutzung der gespeicherten chemischen Energie der Brennstoffzelle führt. (VDI, 2005)

3.1.2 Engpassleistung von 500kW bis 1MW

3.1.2.1 Gas-Ottomotor

Gas-Ottomotoren werden in Biogasanlagen überwiegend im Leistungsbereich über 500kW bis zu wenigen MW eingesetzt und verfügen über Zündanlagen, die eine sehr hohe Zündenergie zur Verfügung stellen können, um auch Biogas mit niedrigem Methangehalt zünden zu können. Auch hier wird ein Biogas-Luftgemisch verbrannt und die resultierende Expansion des Gemischs führt zu mechanischer Leistung, welche erneut in Strom gewandelt werden kann. Als Zündreagenz wird hierbei eine Zündkerze verwendet, welche ihrerseits den Nachteil eines erhöhten Verschleißes und erhöhtem Wartungsaufwand hat. Anlagen dieses Typs arbeiten unter speziellen Betriebseigenschaften um die Stickoxidemissionen so gering wie möglich zu halten, wodurch jedoch die Leistung des Systems verringert wird – diese Differenz wird mittels eines Turboladers ausgeglichen. In niedrigeren Leistungsbereichen als den angegebenen sind Verbunde aus BHKW und Biogasanlagen nicht wirtschaftlich, es werden jedoch auch Leistungen ab 1kW für den Hausgebrauch angeboten. Der Nutzungsgrad von BHKW mit Ottomotor liegt zwischen 80 und 95%, wobei der thermische- zwischen 40 und 60 % und der elektrische Wirkungsgrad zwischen 25 und 45% liegt. Vorwiegend werden Gas-Ottomotoren im Leistungsbereich zwischen 1-3MW bei Wirkungsgraden von 38-45% eingesetzt. (Kranzl, et al., 2008), (IEA, 2010c) und (IEA, 2010f)

3.1.3 Engpassleistung über 1MW

3.1.3.1 Zündstrahl-Dieselmotor

Zündstrahl-Dieselmotoren sind in landwirtschaftlichen Biogasanlagen weit verbreitet. Durch Ansaugen eines Biogas-Luftgemisches und Einspritzen eines Diesel-Zündstrahls wird eine Verbrennung angeregt und somit ein mechanischer Kolben bewegt. Das zusätzliche Eindüsen einer geringen Menge Dieseldieselkraftstoff bewirkt eine schnelle und gleichmäßige Verbrennung des Gases und sichert so einen stabilen Betrieb des Motors. Der Vorteil

gegenüber Gas-Ottomotoren liegt im preisgünstigeren Standard-Motor, welcher jedoch vorwiegend im Einsatzgebiet von Leistungen bis zu 1MW (in Ausnahmen auch darüber) eingesetzt werden kann. Die Nachteile sind höhere Wartungskosten und geringere Betriebsstunden, welche zu einem erhöhten Schadstoffausstoß führen. BHKWs mit Zündstrahlmotoren sind sparsam und meist vibrationsarm, erzeugen jedoch bei schlechter Wartung oder zu hohem Alter krebserregende Stoffe in den Abgasen. Der elektrische Wirkungsgrad liegt im niedrigen MW-Bereich zwischen 37-45%, kann jedoch bis zu 55% bei Leistungen bis 50MW erreichen. Der Gesamtwirkungsgrad von Diesel- und Ottomotor ist ähnlich und liegt zwischen 80–90% und 80-95%. Angaben zu Wirkungsgraden hängen sehr stark von den jeweiligen Engpassleistungen ab, wonach der elektrische Wirkungsgrad in Zündstrahlmotoren unter 750kW lediglich 37-42% und zwischen 1,5MW und etwa 5MW 44-45% beträgt. (EC, 2013), (Kranzl, et al., 2008), (Ecofys, 2010) und (Neuhofer, 2004)

3.1.4 Zusammenfassung der Kennwerte

In Tabelle 3-2 werden die Kennwerte der beleuchteten Technologien nochmals zusammengefasst. Neben dem hohen Anteil an thermischem Output variieren die elektrischen Wirkungsgrade sehr stark. Stirlingmotoren erreichen bisher lediglich 21-28%. Verbrennungsmotoren, in Abhängigkeit von der spezifischen Engpassleistung, bis zu 45%.

Tabelle 3-2 Zusammenfassung der Kennwerte: Biogas zur Stromerzeugung.

Quelle: Eigene Darstellung

Technologie/Verfahren	Typischer Leistungsbereich	Nettowirkungsgrad [%]				Brennstoff-Nutzungsgrad [%]
		Elektrisch (2010-2013)	Thermisch (2010-2013)	Elektrisch (2020)	Elektrisch (2030/2050)	
Stirlingmotor	1-150kW ³	21-28% ⁴				63-86% ⁴
Mikrogasturbine	30-250kW ⁵	25-30% ^{5,6}	40-60% ⁶		35-40% ⁵	60-80% ⁶
Brennstoffzelle	1-350kW ⁶	50-65% ⁶	20-30% ⁶			80-90% ⁶
Zündstrahl-Dieselmotor	0,1-0,75MW ⁷	37-42% ⁷	46-50% ⁷			80-90% ³
	0,75-1,5MW ⁷	42-44% ⁷	45-50% ⁷			
	1,5-5MW ⁷	44-45% ⁷	44-45% ⁷			
	5kW-60MW ^{8,3}	30-55% ³	40-47% ⁸			
Gas-Ottomotor	5-50kW ⁶	25-30% ⁶	40-60% ⁶			80-95% ⁹
	50-250kW ⁶	30-35% ⁶				
	0,25-1MW ⁶	35-40% ⁶				
	1-3MW ^{7,9}	38-45% ^{7,9}				

³ Quelle: (Neuhofer, 2004)

⁴ Quelle: (BMVIT, 2010)

⁵ Quelle: (IEA, 2010f)

⁶ Quelle: (Kranzl, et al., 2008)

⁷ Quelle: (Ecofys, 2010)

⁸ Quelle: (EC, 2013)

⁹ Quelle: (IEA, 2010c)

3.2 Biomasse

Der Begriff Biomasse umfasst alle organischen Materialien wie Pflanzen und deren Bestandteile, Biomüll, tierische Exkremente, Holz und einige weitere biologische Stoffe. Die Einteilung von Biomasse kann in feste, flüssige und gasförmige Biomasse erfolgen. Gasförmige Biomasse lässt sich in Biogas (Abschnitt 3.1), Klär- und Deponiegase einteilen. Biomasse wird bereits seit etwa 790000 Jahren zur Bereitstellung von Wärme benützt, war lange Zeit der wichtigste Energieträger überhaupt und ist die einzige chemisch gebundene Energieform der Sonnenenergienutzung. Mit dem Anstieg der Öl- und Gaspreise erfreute sich die Verbrennung von Biomasse zunehmender Aufmerksamkeit und neben der weiterhin erzeugten Wärme wurde die Erzeugung von Strom aus Biomasse und Abfällen mit hohem biogenem Anteil immer beliebter und effizienter. Die gleichzeitige Nutzung von Strom und Wärme (Fern- oder Nahwärme) in KWK-Anlagen, sogenannten BMHKWs, wurde letztlich auch auf EU-Ebene politisch vorgeschrieben. (Quaschnig, 2008) und (Brück, 2008)

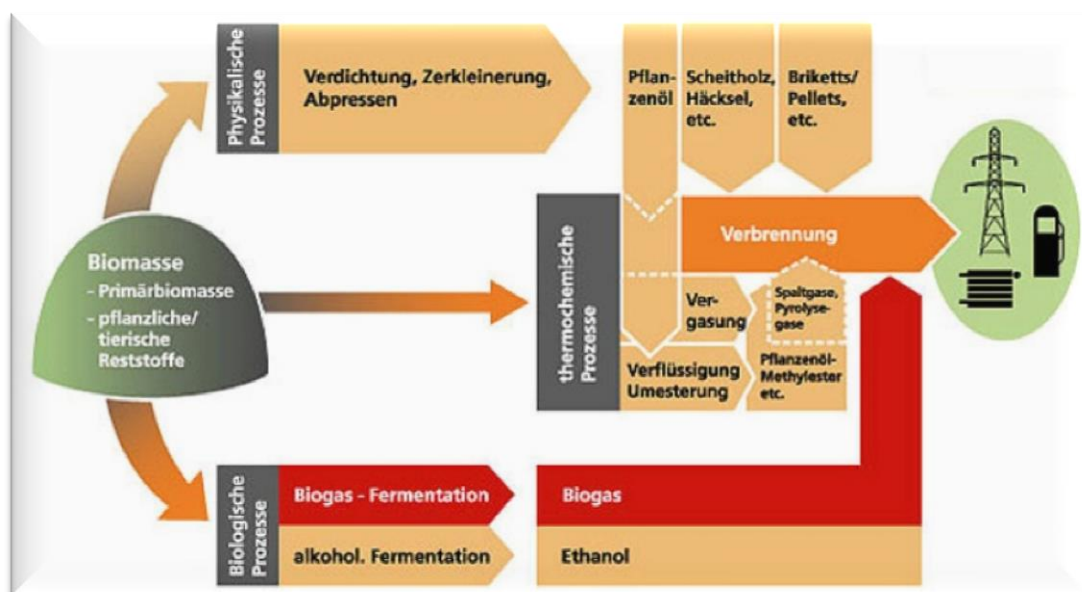


Abbildung 3-7 Nutzung von Biomasse zur Erzeugung von Wärme und Strom. Quelle: (Bundesamt für Energie BFE OFEN UFE SFOE Schweiz)

Abbildung 3-7 zeigt diverse Verfahren und Prozesse der Nutzung von Biomasse welche letztlich durch Verbrennung der Substanz in Wärme und/oder Strom gewandelt werden kann. Die Fermentation von Biomasse und somit Erzeugung von Biogas wurde bereits in Abschnitt 3.1 behandelt. Unterschiedliche Biomasseträger haben unterschiedliche Energieerträge und Heizwerte, welche auch von der Feuchtigkeit abhängen. Biomasse ist CO₂-Neutral, da es in der Verfeuerung gleich viel CO₂ emittiert, wie durch Photosynthese im Wachstumsprozess gebunden wurde. (Quaschnig, 2008)

Technische Verfahren zur Erzeugung von Strom aus Biomasse können in ein- und mehrstufige Prozesse eingeteilt werden. Nach derzeitigem Entwicklungsstand haben hierbei im Bereich der Strombereitstellung mit Wärmeauskopplung die beiden Technologien Dampfkraftprozess unter Anwendung einer Dampfturbine/-motors und ORC-Prozess Marktreife erlangt. Bei der Verbrennung von Biomasse ist es aus ökonomischen und ökologischen Gründen sinnvoll, ab einer thermischen Leistung von etwa 1 MW mit einer KWK-Anlage Strom und Wärme zu erzeugen. (DBFZ, 2011)

3.2.1 Engpassleistung bis 500kW

3.2.1.1 *Stirlingmotor*

Der Stirling-Motor (bereits in Abschnitt 3.1.1.1 erläutert) wird immer wieder auch für die Verwendung in Biomasseanlagen diskutiert. Die äußere Verbrennung des Festbrennstoffs ließe auch sehr aschehaltige Brennstoffe zu, was bei herkömmlichen Systemen tunlichst vermieden werden sollte. In Biomassesystemen ist der Wirkungsgrad des Stirlingmotors sehr gering, da es die niedrigen Verbrennungstemperaturen nicht zulassen, eine große Menge der Rauchgaswärme der Erzeugung von Strom zugänglich zu machen. Der elektrische Wirkungsgrad von Stirling-Motoren beträgt somit in Gas-gefeuerten Systemen 21-28% und in Biomasseanlagen lediglich 10-20%. Verwendet wird der Stirling-Motor meist in Anlagengrößen kleiner 70kW Nennleistung. (EC, 2012b) und (Kranzl, et al., 2008)

3.2.2 Engpassleistung von 500kW bis 2,5MW

3.2.2.1 *Organic-Rankine-Cycle (ORC)*

Das Organic-Rankine-Cycle ist ein Verfahren des Betriebs von Dampfturbinen, indem jedoch nicht mittels Wasser sondern eines anderen Arbeitsmittels Dampf erzeugt wird. Der Vorteil liegt in der Verwendung bei niedrigen Verdampfungstemperaturen (etwa unter 150°C – eine Verwendung von Wasserdampf als Arbeitsmedium kommt hier nicht mehr in Frage) und dem Einsatz in Leistungsbereichen von 300kW bis etwa 3,1MW, wobei sich vereinzelt auch größere Anlagen im Versuchsstadium befinden. Nachteil der niedrigen Temperatur ist jedoch der geringe elektrische Wirkungsgrad von 15-20%. In Biomasseanlagen kann ein Brennstoffnutzungsgrad von 85-90% erreicht werden. Diese Technologie ist besonders gut zur Nutzung von geringen Temperaturunterschieden geeignet. (Ecofys, 2010), (DBFZ, 2011) und (Kranzl, et al., 2008)

3.2.2.2 *Dampfmotor*

Der Dampfmotor bietet mit einem sehr geringen Wirkungsgrad ab 6-20% bei Leistungen von 20kW bis 2MW eine weitere Alternative zur Dampfturbine und entspricht einer Kolben-Wärme-Kraft-Maschine. Das Arbeitsmedium Dampf gibt bei seiner Entspannung mechanische Energie über den Kolbenhub ab. Auch hier kann lediglich ein geringes Temperaturgefälle elektrisch genutzt werden, doch verfügt der Dampfmotor über ein ausgesprochen gutes Teillastverhalten und ist daher auch für zeitlich flexible Anwendungen gut geeignet. Der Brennstoffnutzungsgrad beträgt bis zu 90%. (Neuhofer, 2004)

3.2.3 Engpassleistung über 2,5MW

3.2.3.1 *Rostfeuerung (grate firing)*

Ist das wohl älteste Prinzip der Feuerung in Kesseln und wurde erst ab den 80er Jahren von der Wirbelschichtfeuerung nach und nach abgelöst. Trotzdem gibt es heute weiterhin viele Kraftwerke dieses Prinzips, welche vorwiegend im Bereich von 1 bis 25MW Leistung (berechnet aus Angaben über die thermische Kraftwerksleistung) bei Wirkungsgraden bis 20% vorkommen. Die Rostfeuerung ist eine Feststofffeuerung, bei der der Brennstoff auf einem mit Öffnungen versehenen Rost, welcher in der Regel mechanisch angetrieben wird, verbrennt. Durch diese Öffnungen werden die Zufuhr von Luft und die Abfuhr von Asche ermöglicht. Der Verbrennungsprozess der Rostfeuerung ist nicht so gut kontrollierbar wie in anderen Verfahren, sodass die Verbrennungseigenschaften auch für gleichartige Feuerstoffe variieren können, doch ermöglichen heutige Systeme einen hohen Grad an Automation, sodass die optimale Luftmenge beigesteuert werden kann und eine minimale Menge an unverbranntem Brennmaterial übrig bleibt. Meist wird zur Beschickung des Rosts das

automatische Spreader-Stoker-System angewandt, wobei das Brennmaterial in der Brennkammer gegen die Bewegungsrichtung auf den Rost geworfen wird, sodass es möglichst effizient verbrennt. (Karl, 2012) und (EC, 2013)

3.2.3.2 Wirbelschichtfeuerung (*fluidized bed combustion*)

Die meisten neuen Festkörper-Biomasse-Heizkraftwerke mit einer Engpassleistung von mehr als 15MW bis etwa 200MW werden in Wirbelschichttechnologie gebaut. Beim Wirbelschichtverfahren wird der Brennstoff direkt in den Feuerraum gegeben, wo die leichteren Bestandteile während des Fluges verbrennen und die schwereren nach unten in ein Fluidisierungsmedium (meist Sand) fallen. Durch den Kesselboden wird Luft eingedüst, um das Brennstoff-Sand-Gemisch zu verwirbeln und es so zu fluidisieren. Die turbulente Strömung hat einen sehr guten Impuls- und Wärmeaustausch zur Folge, so dass eine gleichmäßige Temperatur in der Wirbelschicht herrscht. (Karl, 2012)

Wie in der Anwendung der Wirbelschichtfeuerung mit Kohle (Abschnitt 3.5.2.4), muss auch bei Biomasse zwischen der stationären und der zirkulierenden (atmosphärischen) Wirbelschicht unterschieden werden, wobei bei der stationären Wirbelschicht das Wirbelbett im Brennraum verbleibt. Bei einer zirkulierenden Wirbelschicht wird das Wirbelbett jedoch aus der Brennkammer ausgetragen und über Abscheider und Siphon wieder zurückgeführt. Leistungen bis etwa 50MW werden meist mit dem stationären Verfahren errichtet, höhere Leistungen mittels zirkulierendem Verfahren. Wirbelschichtfeuerung kann diverse Brennstoffe (feste, flüssige, schlammartige, pastöse oder gasförmige) verbrennen. Typische Wirkungsgrade liegen je nach Temperaturbereich und Größe der Anlage bei etwa 28-32%, wobei Anlagen zwischen 2-30MW Leistung nur etwa 25% elektrischen Wirkungsgrad aufweisen. Der Brennstoffnutzungsgrad liegt bei über 75%. (IEA ETSAP, 2010d), (EC, 2013) und (Ecofys, 2010)

3.2.3.3 Co-Feuerung (*cofiring*)

Im Leistungsbereich von 15MW bis etwa 750MW werden Kombikraftwerke verwendet, welche sowohl die Befeuerung mittels Biomasse als auch mittels Kohle zulassen. In Kohlekraftwerken kann auf diese Weise der fossile Energieträger Kohle teilweise durch erneuerbare Energie ersetzt werden, ohne dass ein zusätzliches Biomasse-Kraftwerk gebaut werden muss. Das Co-firing erhöht somit den Anlagenwirkungsgrad und ermöglicht elektrische Wirkungsgrade von 33-43% und Brennstoffnutzungsgrade von 44-85%. (IEA ETSAP IRENA, 2013) und (Ecofys, 2010)

3.2.4 Zusammenfassung der Kennwerte

Der Leistungsbereich der Biomasse reicht von kleinen BHKWs in Einfamilienhäusern mit wenigen kW bis zu mehreren hundert MW in Großkraftwerken. Zudem variieren die elektrisch erreichbaren Wirkungsgrade der jeweiligen Technologien in Abhängigkeit der Engpassleistung. In Tabelle 3-3 wird dieser Umstand deutlich, sodass der elektrische Nettowirkungsgrad in Kraftwerken mit weniger als 2MW Engpassleistung lediglich 6-20% beträgt, in Kraftwerken mit Leistungen bis 200MW jedoch sogar bis zu 32% erreicht werden können. Auf Grund des Umstandes, dass Biomasse meist in KWK-Verbänden verwendet wird, werden hierbei auch sehr gute Nutzungsgrade von bis zu 90% erreicht.

Tabelle 3-3 Zusammenfassung der Kennwerte: Biomasse zur Stromerzeugung.

Quelle: Eigene Darstellung

Technologie/Verfahren	Typischer Leistungsbereich	Nettowirkungsgrad [%]				Brennstoff-Nutzungsgrad [%]
		Elektrisch (2010-2013)	Thermisch (2010-2013)	Elektrisch (2020)	Elektrisch (2030/2050)	
ORC-Verfahren	0,3-3,1MW ¹⁰	15-20% ¹¹	70% ¹¹			85-90% ¹¹
Dampfmotor	20kW-2MW ¹²	6-20% ¹²				80-90% ¹²
Stirlingmotor	1-70kW ¹¹	10-20% ¹¹				80-88% ¹³
Rostfeuerung	1-25MW ^{14,15}	20% ¹⁵				75-90% ¹⁵
Wirbelschichtverfahren (BFBC)	15-200MW ¹⁶	28-32% ¹⁵	50% ¹⁷			75-90% ¹⁵
Co-Feuerung (Cofiring)	15-750MW ¹⁷	33-43% ^{18,17}	50-52% ¹⁷	35-38% ^{18,19}		44-85% ¹⁸

¹⁰ Quelle: (DBFZ, 2011)

¹¹ Quelle: (Kranzl, et al., 2008)

¹² Quelle: (Neuhofer, 2004)

¹³ Quelle: (EC, 2012b)

¹⁴ Aus Angabe über thermische Leistung berechnet.

¹⁵ Quelle: (EC, 2013)

¹⁶ Quelle: (IEA ETSAP, 2010d)

¹⁷ Quelle: (Ecofys, 2010)

¹⁸ Quelle: (IEA ETSAP IRENA, 2013)

¹⁹ Quelle: (IEA, 2010c)

3.3 Gasförmige Brennstoffe

Die globale Stromproduktion mittels Gas nimmt stetig zu und trug 2005 mit 19% zur weltweiten Produktion bei. Die durchschnittliche Effizienz in KWK-Systemen zur Stromerzeugung lag zwischen 2001 und 2005 bei 45% in den OECD-Staaten und 35% in den Nicht-OECD-Staaten. Die neueste Generation von GuD-Kraftwerken lässt Wirkungsgrade von 60% für die nahe Zukunft erwarten. GuD-Kraftwerke waren es auch, welche für die Effizienzsteigerungen im Gassektor der letzten Jahrzehnte verantwortlich waren. (IEA, 2008)

Kombinierte GuD-Kraftwerke weisen einen sehr hohen Wirkungsgrad von 30% bis beinahe 60% auf und können auch in Großkraftwerken eingesetzt werden. Gasbefeuerte Kraftwerke, siehe auch Abbildung 3-8, können heutzutage in die beiden Typen Open-cycle-gas Turbine (OCGT) und Combined-cycle-gas Turbine (CCGT) geteilt werden. OCGT bestehen aus einer Gasturbine, welche direkt mit einem Stromgenerator verbunden ist (hierunter fallen auch die Technologien des Gasmotors, der Dampfturbine sowie des Stirlingmotors). CCGT steht für die Verwendung eines kombinierten Systems aus OCGT und der Nutzung der Abwärme des Systems in einem zweiten Kreislauf, welcher Dampf erzeugt und letztlich wieder zur Erzeugung von Strom führt - der Wirkungsgrad ist dementsprechend höher als bei Einzelsystemen. (IEA, 2010e)

Für große CCGT-Kraftwerke werden mittelfristig Wirkungsgrade von knapp über 60% erwartet. Auf Grund technologischer Weiterentwicklung werden für alle Technologien Fortschritte im Bereich der Effizienz erwartet, doch werden andere Typen von Kraftwerken als GuD mittlerweile eher selten errichtet, da die energetische Nutzung des Brennstoffs bei GuD-Kraftwerken am höchsten ist und gleichzeitig die THG-Emissionen recht niedrig sind.

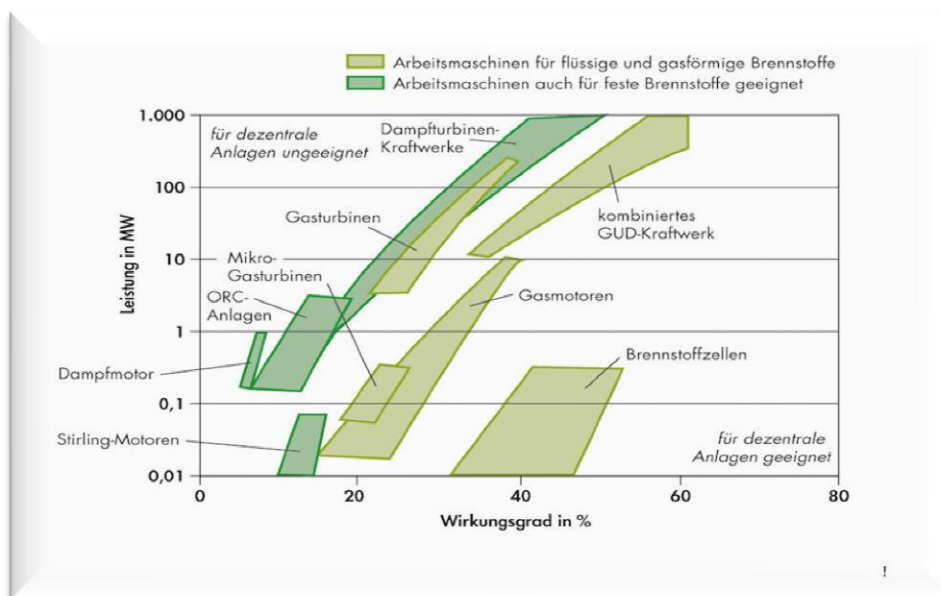


Abbildung 3-8 Wirkungsgrade diverser Stromerzeugungen mittels Gas. Quelle: (BINE S. Strom aus Gas und Kohle)

Am Beispiel CCGT lässt sich zeigen, dass der elektrische Wirkungsgrad durch Hinzunahme der KWK zwar abnimmt, jedoch ein hoher Anteil an thermisch verwendbarer Energie hier noch dazu gerechnet werden muss, was gesamt zu einem erhöhten Systemwirkungsgrad führt. Während Abbildung 3-8 die derzeitigen Leistungsbereiche diverser Technologien zur Stromerzeugung mittels Gas-Befeuern zeigt, werden in Abbildung 3-9 diese

Wirkungsgrade dem maximalen physikalisch möglichen Wirkungsgrad (Carnot Wirkungsgrad) gegenüber gestellt. Während Gasmotoren eher im niedrigen MW-Bereich angesiedelt sind, können GuD-Anlagen bis in den hohen MW-Bereich gebaut werden. Selbiges zeigen auch die Temperatureinsatzgebiete. Während kombinierte Technologien bei weitaus höheren Temperaturen eingesetzt werden können, werden Gasgefeuerte Kessel und Gasturbinen eher im unteren Temperaturbereich verwendet.

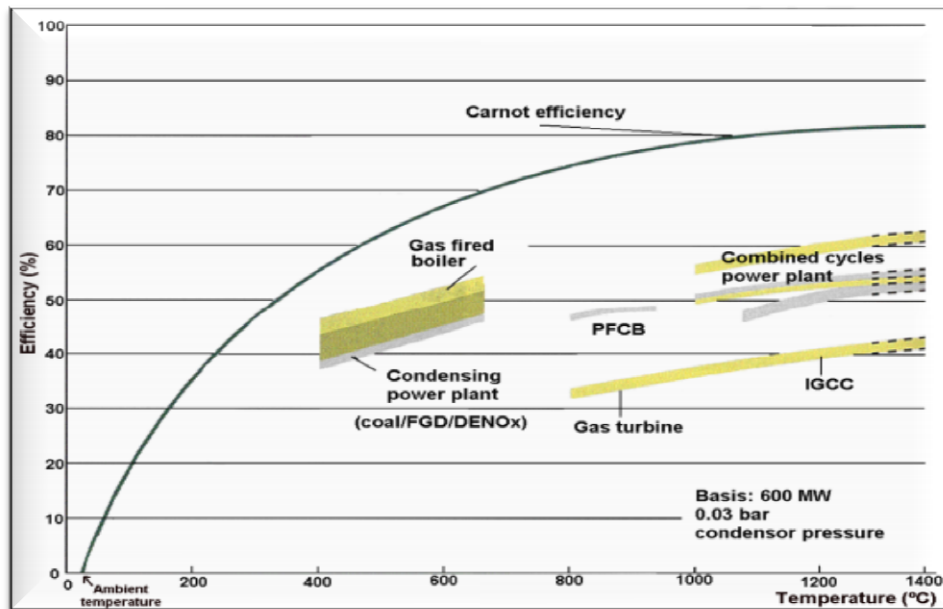


Abbildung 3-9 Carnot-Wirkungsgrad und der damit verbundene maximale erreichbare Wirkungsgrad der thermischen Energiewandlung und diverse Kraftwerkstechnologien. Quelle: (EC, 2013)

3.3.1 Engpasseleistung bis 1MW

Im Bereich unter 1MW Leistung werden meist nur kleinere Gasturbinen (Mikrogasturbinen) oder kleine Varianten des Gasmotors eingesetzt.

3.3.2 Engpasseleistung von 1MW bis 50MW

3.3.2.1 Dampfturbine (steam turbine)

Die klassischen Kraftwerke zur Erzeugung von Elektrizität aus Festbrennstoffen sind Dampfkraftwerke. Wenngleich sie erst in höheren Leistungsbereichen wirtschaftlich und effizient werden, werden sie sehr oft in GuD-Kraftwerken auch in niedrigeren Leistungsbereichen verwendet. Dampfturbinen mit wenigen MW Leistung haben oft nur Wirkungsgrade unter 25%. In Leistungsbereichen von 10-50MW können jedoch Wirkungsgrade von 30-40% erreicht werden. (Kranzl, et al., 2008), (Neuhofer, 2004), (BMVIT, 2010) und (IEA, 2010f)

3.3.2.2 Gasmotor (Internal combustion engine)

Gasmotoren funktionieren mittels des Verbrennungsmotorprinzips und bestehen aus einem oder mehreren Zylindern in welchen es zu Verbrennungen von Gasgemischen kommt. Mittels Pleuelstange wird die daraus gewonnene Kraft auf einen Generator übertragen, welcher seinerseits Strom generiert. Gasmotoren sind effizienter als Gasturbinen, billiger und können binnen kürzester Zeit in Betrieb gehen – deshalb werden sie oft auch als Notstromaggregate verwendet. (EC, 2006)

Der Gasmotor ist die klassische Arbeitsmaschine Gas-gefeuerter Anlagen im unteren Leistungsbereich und weist auch für Gase mit niedrigem Heizwert gute Wirkungsgrade auf, welche zwischen 42-46,5% liegen. Anwendung finden sie meist im Leistungsbereich bis 200MW. (EC, 2013)

Gasmotor mit Abhitzedampferzeuger in KWK-Betrieb (Internal combustion engine with electrical generators and heat extraction (HRSG) systems)

In KWK-Kraftwerken von Festbrennstoffen des unteren Leistungsbereichs werden meist Gasmotoren verwendet. Hierzu wird der Brennstoff zunächst vergast und anschließend dieses Gas im Gasmotor genutzt. Der Nachteil aller Kolbenmaschinen ist die notwendige voran geschaltete Abkühlung des Brenngases, was zu größerem baulichen Aufwand führt. Grund dafür ist der Umstand, dass bei der Abkühlung von Brenngasen „Teere“ durch das Kondensieren entstehen, welche schwere materielle Schäden anrichten können. Gasmotoren werden in KWK-Anlagen bei Leistungen zwischen 70kW und 6MW verwendet und erreichen hierbei Wirkungsgrade von 38-42% und Brennstoffnutzungsgrade von 75-85%. (EC, 2013) und (IEA ETSAP, 2010d)

3.3.3 Engpassleistung über 50MW

3.3.3.1 Gasturbine (gas turbine)

Anstatt mittels Dampf wird in Gasturbinenkraftwerken die Turbine üblicherweise mit einem Gemisch aus Luft und Rauchgas angetrieben. Neben Erdgas kommen auch Kohle und Öl in Gaskraftwerken zum Einsatz. Eine Gasturbine ist im weiteren Sinne eine Weiterentwicklung des Gasmotors und besteht aus einem Verdichter (der eigentlichen Turbine), einem Expander und einer dazwischengeschalteten Brennkammer. Luft wird dabei im Verdichter komprimiert, mit einem gasförmigen oder flüssigen Treibstoff in der Brennkammer vermischt, gezündet und verbrannt. Im nachfolgenden Expander entspannt sich dieses Heißgas (Mischung aus Verbrennungsgas und Luft) wieder und die dabei eintretende Umwandlung von thermischer in mechanische Energie erzeugt Elektrizität.

Laut EU-Direktive 2010/75/EU bezeichnet eine Gasturbine “jede rotierende Maschine, die thermische Energie in mechanische Arbeit umwandelt und hauptsächlich aus einem Verdichter, aus einer Brennkammer, in der Brennstoff zur Erhitzung des Arbeitsmediums oxidiert wird, und aus einer Turbine besteht“ (EC, 2010)

Gasturbine mit offenem Kreislauf (Open cycle gas turbine OCGT)

In einem OCGT-Kraftwerk stammt die Luft aus der Atmosphäre und wird, wie bereits erwähnt, komprimiert und der Brennkammer zugeführt wo ständig Brennstoff (z. B. Erdgas) beigemischt wird. Dieses Gemisch verbrennt und die entstehenden Verbrennungsgase treiben eine Turbine an, welche dadurch Strom erzeugt. Dabei wird etwa ein Drittel zur Stromerzeugung nutzbar gemacht und zwei Drittel werden wieder in den Verdichter geführt. Die übrigbleibenden heißen Gase werden in die Atmosphäre gelenkt. OCGT-Kraftwerke können derzeit bei Vollast elektrische Wirkungsgrade von 39-45% erreichen und arbeiten im Leistungsbereich von 15-340MW. Die Investitionskosten von OCGT-Kraftwerken liegen minimal unter denen von CCGT-Kraftwerken. Auf Grund der geringen Anlaufzeit werden OCGT-Kraftwerke vorwiegend als Spitzenlastkraftwerke (bei dementsprechend niedrigen Vollaststundenzahlen) eingesetzt, wobei die Treibstoffkosten hierbei eine zunehmende Rolle spielen. (EC, 2013), (EC, 2012b), (Neuhofer, 2004) und (Kranzl, et al., 2008)

Gasturbine mit Abhitzedampferzeuger (gas turbine with HRSG)

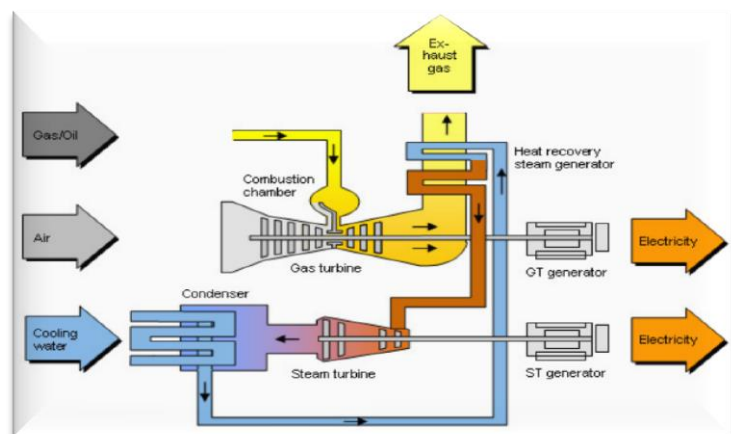
Wie auch beim Gasmotor kann die Abwärme aus Gasturbinen in nachgeschalteten Dampfkesseln (dem Abhitzedampferzeuger) genutzt werden und damit Nieder-, Hochdruckdampf oder Heißwasser erzeugt werden. Diese Nutzung der sonst ungenutzt in die Atmosphäre austretenden Wärmeenergie erhöht den Systemwirkungsgrad bzw. auch den Brennstoffnutzungsgrad. Diese Art der Nutzung bietet eine kosteneffektive Option im Bereich von wenigen MW bis etwa 25MW. Wie die meisten anderen Kraftwerke operieren auch sie im Vollastbetrieb am effektivsten, können jedoch auch im Teillastbetrieb betrieben werden. Meist wird der Dampf oder das Heißwasser zur Stromerzeugung benützt, da die Nutzung für Fernwärmezwecke nicht so effektiv wie bei CCGT-Kraftwerken ist, welche in Abschnitt 3.3.3.3 erläutert werden. Der Wirkungsgrad beträgt meist 30-36%. (IEA, 2010e)

3.3.3.2 Gasgefeuerter Kessel (Gas-fired boiler)

In Gasgefeuerten Kesseln werden Gase verbrannt und die resultierende Verbrennungshitze führt zu sehr heißem Dampf, welcher im Expander einer Dampfturbine expandiert und letztlich einen Generator antreibt. Heutzutage werden elektrische Wirkungsgrade von 42-48% erreicht. Gasgefeuerte Kessel werden vorwiegend im Leistungsbereich von 6-300MW (berechnet aus Angaben über die thermische Kraftwerksleistung) eingesetzt. Im KWK-Betrieb ist der elektrische Wirkungsgrad stark vom Leistungsbereich abhängig. So lassen sich dabei Wirkungsgrade von 13-35% erreichen. (EC, 2013) und (Ecofys, 2010)

3.3.3.3 GuD-Kraftwerk (Combined cycle combustion plant CCGT)

CCGT ist wohl die etablierteste Technologie um Strom aus Gas zu erzeugen und ist bestens geeignet um Mittel- und Grundlast zu decken. Die Wirkungsgrade von CCGT-KW konnte in den letzten Jahren, bei gleichzeitiger Reduktion der Investitionskosten und Emissionen, stetig gesteigert werden und soll weiters von derzeit 52-60% auf 64% im Jahre 2020 erhöht werden. Es handelt sich hierbei um eine Kombination einer Gasturbine mit einer Dampfturbine, welche für das Abdecken der Mittellast konzipiert ist. Luft wird hierzu in der Gasturbine komprimiert, Treibstoff eingespritzt und die Verbrennung somit gestartet. Die Verbrennungsenergie treibt einen Generator, welcher seinerseits wiederum Strom generiert. Die Abwärme dieses Vorgangs kann in einem Sekundärkreis in das



örtliche Fernwärmenetz gespeist werden oder erneut zur Erzeugung von Strom genutzt werden, siehe auch Abbildung 3-10. Die Nutzung der Abwärme verhindert jedoch einen hohen Grad an Flexibilität des Kraftwerks und somit die Nutzung zur Abdeckung von Spitzenlast. (EC, 2012b)

Abbildung 3-10 Prinzip-Schaltbild eines gasbefeuerten CCGT-Kraftwerks. Quelle: (IEA, 2010e)

Abbildung 3-11 zeigt die starke Abhängigkeit der Gasturbinen von der Eingangstemperatur der Turbine. Dieser Umstand führt zu der Erwartung, dass Gasturbinen mit bis zu 1700°C Eingangstemperatur Wirkungsgrade von etwa 62-65% 2020 erreichen könnten. CCGT-Kraftwerke werden auf Grund ihrer guten Umwandlungsdaten und des Leistungsbereichs von 20 bis mehreren hundert MW, bevorzugt in der Prozessindustrie eingesetzt. (EC, 2012b)

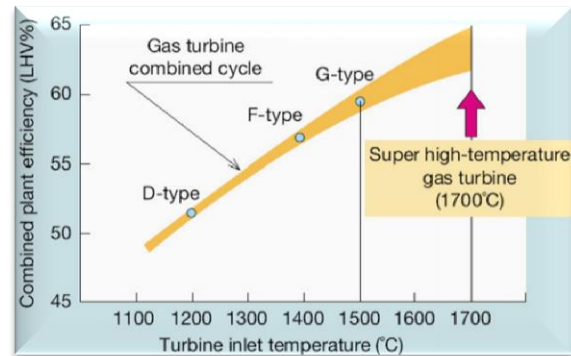


Abbildung 3-11 Erwartete Effizienz von CCGT-Kraftwerken. Quelle: (EC, 2012b)

Gas- und Dampfturbinenprozess mit oder ohne Zusatzfeuerung (Abhitzedampferzeuger), nur für die Gewinnung von elektrischem Strom

Wie bereits erläutert, wird in einer GuD-Anlage die Abwärme der Erzeugung von Elektrizität mittels Gasturbine nachgelagert genutzt, um in einem Abhitzedampferzeuger überhitzten Dampf zu erzeugen. Dieser kann anschließend ebenso für die Erzeugung von Strom genutzt werden. Dieses Verfahren ist mittlerweile gut etabliert und weit verbreitet und lässt Wirkungsgrade bis 60% im Leistungsbereich von 50-650MW zu. Ebenso können die heißen Abgase der Gasturbinen auch ohne Zusatzfeuerung genutzt werden. Auf Grund der sehr hohen Temperatur des Dampfes nimmt der Wirkungsgrad, im Vergleich zur Anwendung mit Zusatzfeuerung, ab, da spezielle Komponenten nötig werden. (Karl, 2012), (EC, 2012b) und (EC, 2013)

Gas- und Dampfturbinenprozess ohne Zusatzfeuerung (Abhitzedampferzeuger) in KWK-Betrieb

Die anfallende Abwärme, welche bei der Erzeugung des elektrischen Stroms erzeugt wird, kann sowohl als Nah-/Fernwärme ins öffentliche Wärmenetz als auch als Prozesswärme in umliegenden Industriebetrieben verwendet werden. Neben diesen beiden Anwendungen ist es ebenso möglich, mittels eines Dampfturbinenprozesses die Abwärme in Strom zu wandeln. In derlei Anwendungen reduziert sich zwar der Wirkungsgrad auf bis zu 38%, jedoch kommt es, auf Grund des KWK-Betriebes, zu einem Brennstoffnutzungsgrad von 75-85%. (EC, 2013)

Gas- und Dampfturbinenprozess mit Zusatzfeuerung (Abhitzedampferzeuger) in KWK-Betrieb

Wenn neben der Nutzung der Abgaswärme der Gasturbine durch zusätzliche Befeuerung des Systems in einem Abhitzedampferzeuger sowohl Strom als auch Wärme erzeugt wird, so spricht man von einem Kombi-Prozess. Hierbei wird die Dampfleistung des Dampfkessels und damit die elektrische Leistung der Dampfturbine erhöht. Für den Betrieb der Gasturbine werden gasförmige oder flüssige Brennstoffe wie Erdgas, Biogas oder Heizöl eingesetzt. Für den Betrieb des Brenners im Dampfkessel können auch andere Brennstoffe verwendet werden. Im Vergleich zur Anwendung ohne Zusatzfeuerung erhöht sich der Wirkungsgrad leicht auf bis zu 40%, der Brennstoffnutzungsgrad bleibt mit 75-85% jedoch gleich. (Karl, 2012) und (EC, 2013)

3.3.4 Entwicklung der Effizienz

Die Entwicklung der Effizienz kann mittels Abbildung 3-12 und der dahinterliegenden Auswertung des World Energy Councils von 1990 bis 2011 gezeigt werden. Der elektrische Wirkungsgrad Gas-befuerter Kraftwerke Österreichs wird mit Hilfe des hellgrünen Bereichs dargestellt. Der durchschnittliche elektrische Wirkungsgrad Europas wird mittels des

dunkelgrünen Bereichs und einige ausgewählte Staaten ebenfalls dargestellt²⁰. Daraus lässt sich schließen, dass Österreich lange Zeit auf EU-Niveau lag und erst in den letzten Jahren etwas zulegen konnte. Spanien und Portugal können sehr hohe, Litauen, Lettland und Rumänien nur sehr niedrige Wirkungsgrade aufweisen. Auf Grund der überschaubaren Größe Luxemburgs, konnte seit 2000 mittels Neubauten eine Wirkungsgradsteigerung von etwa 20% erreicht werden. Am Beispiel der Entwicklung Spaniens sind, wie etwa 2006, Kurveneinbrüche erkennbar. Diese lassen sich auf Abschaltungen von Kraftwerken und Neubauten zurückführen.

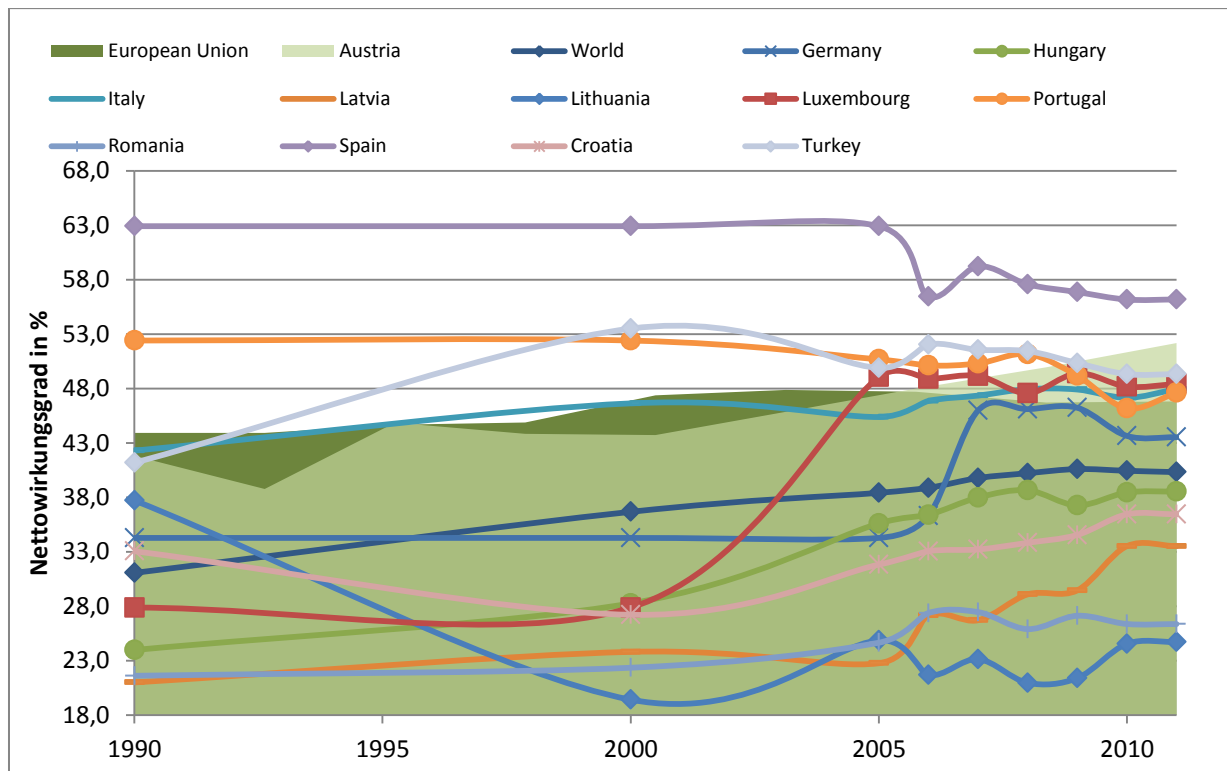


Abbildung 3-12 Entwicklung der durchschnittlichen Wirkungsgrade von Gas-gefeuerten Kraftwerken bis 2011. Quelle: (WEC)

Abbildung 3-13 zeigt die länderübergreifende historische Entwicklung der Wirkungsgrade Gas-befeuerten Kraftwerke. Während die Wirkungsgrade von Gasturbinen (OCGT) seit 1970 von etwa 27% auf heute etwa 40% gesteigert werden konnten und deren Tendenz Richtung 50%-Marke geht, konnte auf Grund der gemeinsamen Nutzung von Strom und Wärme in GuD-Kombi-Kraftwerken (CCGT) bereits um 1970 ein Wirkungsgrad von über 40% erreicht werden.

²⁰ Auf Grund fehlender Datensätze mussten einige Jahre interpoliert werden.

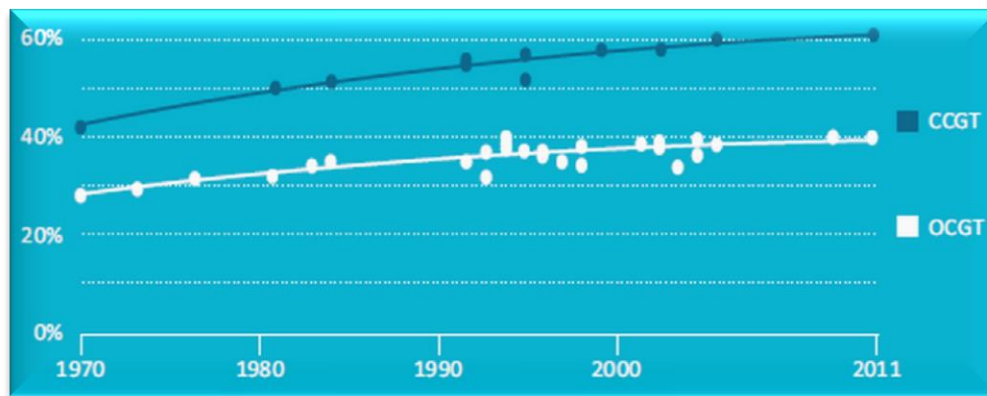


Abbildung 3-13 Entwicklung der durchschnittlichen Wirkungsgrade von Gasturbinen- (OCGT-) und Kombikraftwerken (GuD/CCGT). Quelle: (IEA, 2013c)

Betrachtet man die beiden Technologien CCGT und OCGT bzw. deren BAT-Verläufe in OECD und Nicht-OECD Ländern, so lässt sich in Abbildung 3-14 deutlich erkennen, dass die Entwicklungen der Wirkungsgrade in Nicht-OECD-Ländern um etwa 10% zurück liegen. Technologische Differenzen führen zu starken regionalen Unterschieden der Wirkungsgrade von Energiesystemen.



Abbildung 3-14 Durchschnittliche Wirkungsgrade von Gas-gefeuerten Kraftwerken der OECD und Nicht-OECD Staaten. Quelle: (IEA, 2013c)

3.3.5 Zusammenfassung der Kennwerte

Auch im Bereich gasgefeuerter Kraftwerke gibt es eine Vielzahl an Möglichkeiten, welche sich neben unterschiedlichen Verfahren auch im verwendbaren Leistungsbereich und den elektrischen Wirkungsgraden unterscheiden. In Abhitzedampferzeugern (dt. AHDE, engl. HRSG) kann Abhitze genützt werden, um Strom oder Wärme zu generieren und den Nutzungsgrad der Anlage zu erhöhen. Tabelle 3-4 zeigt einige dieser Umstände und die Auswirkungen auf deren elektrische Wirkungsgrade und Nutzungsgrade.

Tabelle 3-4 Zusammenfassung der Kennwerte: Gasgefeuerte Kraftwerke zur Stromerzeugung.

Quelle: Eigene Darstellung

Technologie/Verfahren	Spezielle Eigenschaft	Typischer Leistungsbereich	Nettowirkungsgrad [%]				Brennstoff-Nutzungsgrad [%]
			Elektrisch (2010-2013)	Thermisch (2010-2013)	Elektrisch (2020)	Elektrisch (2030/2050)	
Gasturbine (OCGT)		15-340MW ^{21,27}	39-45% ^{21,22,27}	50-61% ²¹	45% ²²		70-92% ²³
	mit HRSG im KWK-Betrieb	5-25MW ²⁴	30-36% ²⁴	44-50% ²⁴	32-37% ²⁴	34-38% ²⁴	70-84% ²⁴
Dampfturbine		5-10MW ²⁵	25% ²⁵				
	KWK	10-50MW ²⁵	30-40% ²⁵				
Gasmotor		0,05-30MW ^{23,26}	20-40% ²¹	40-65% ²¹			70-85% ²⁶
	mit HRSG im KWK-Betrieb	bis 200MW ²⁷	42-46,5% ²⁷				
Gasgefeuerte Kessel		0,07-6MW ²⁴	38-42% ^{24,27}	44-50% ²⁴			75-85% ²⁷
	KWK	6-300MW ^{27,28}	42-48% ²⁷				
		1-10MW ²⁹	13-21% ²⁹	63-70% ²⁹			
		10-25MW ²⁹	21-26% ²⁹	59-63% ²⁹			
		25-50MW ²⁹	26-35% ²⁹	52-59% ²⁹			
GuD (CCGT)	mit/ohne HRSG, nur für Strom	50-250MW ³⁰	52-60% ^{27,24,22}		64% ³¹		
		250-650MW ^{27,30,21}	55-57% ^{21,27,30}		62,5% ³⁰	65% ³⁰	
	ohne HRSG, KWK-Betrieb	12-300MW ²⁴	38% ²⁷	35-41% ²¹			75-85% ^{24,27}
	mit HRSG, KWK-Betrieb	bis 765MW ²⁷	40% ²⁷	33-38% ²⁴	44-48% ²⁴	46-49% ²⁴	75-85% ²⁷

²¹ Quelle: (Kranzl, et al., 2008)

²² Quelle: (EC, 2012b)

²³ Quelle: (Neuhofer, 2004)

²⁴ Quelle: (IEA ETSAP, 2010d)

²⁵ Quelle: (IEA, 2010f)

²⁶ Quelle: (BMVIT, 2010)

²⁷ Quelle: (EC, 2013)

²⁸ Aus Angabe über thermische Leistung berechnet.

²⁹ Quelle: (Ecofys, 2010)

³⁰ Quelle: (Löschel, 2009)

³¹ Quelle: (IEA, 2010e)

3.4 Geothermie

Geothermie (Erdwärme) bezeichnet die in Form von Wärme gespeicherte Energie unterhalb der Erdoberfläche. Die Wärme stammt hauptsächlich aus dem Zerfall natürlicher Radioisotope im Gestein der Erdkruste sowie aus dem Wärmeaustausch mit dem tieferen Erdinneren. Im Gegensatz zu beinahe allen anderen regenerativen Energieträgern ist Geothermie nicht der Sonnenenergie sondern der Wärmeenergie des Erdkerns, welche als Wärmeenergie zur Raumheizung oder als Elektrizität zur Versorgung elektrischer Geräte mit Strom verwendet werden kann, zuzuschreiben. Geothermie ist im Gegensatz zu vielen anderen Erneuerbaren Energieträgern in der Deckung der Grundlastversorgung einsetzbar. (Geothermie Schweiz) und (IEA, 2011)

Zur Stromerzeugung aus Erdwärme wird mindestens 90°C heißes Wasser aus einer Tiefe von 2000-3500m zu Tage gefördert. Das durch eine Trägerflüssigkeit verdampfende Wasser treibt eine Turbine, welche wiederum einen Stromgenerator antreibt. Der Dampf wird anschließend über Luftkühler wieder abgekühlt, so dass das Wasser kondensiert und wieder in den Boden gepresst wird. (Ökostrom)

Neben Vorzügen wie globaler Verfügbarkeit und geringem Energieaufwand sind Geothermie-Kraftwerke zur Strom- und/oder Wärmeerzeugung sehr nachhaltig. Neben reiner Stromerzeugung wird Geothermie oft in KWK-Anlagen verwendet, wo auch das Heißwasser für Heizwärme verwendet wird – was natürlich positive Auswirkungen auf den Systemwirkungsgrad der Anlage hat - das Prinzip der geothermischen Nutzung von Strom und Wärme ist in Abbildung 3-15 ersichtlich. Eine Nutzung von KWK ist nur sinnvoll, wenn auch entsprechender Bedarf an Heizwärme gegeben ist. Geothermische Kraftwerke bieten eine sehr hohe Vollaststundenzahl von bis zu 8000h/Jahr. (BMU, 2011a) und (BINE, 2008)

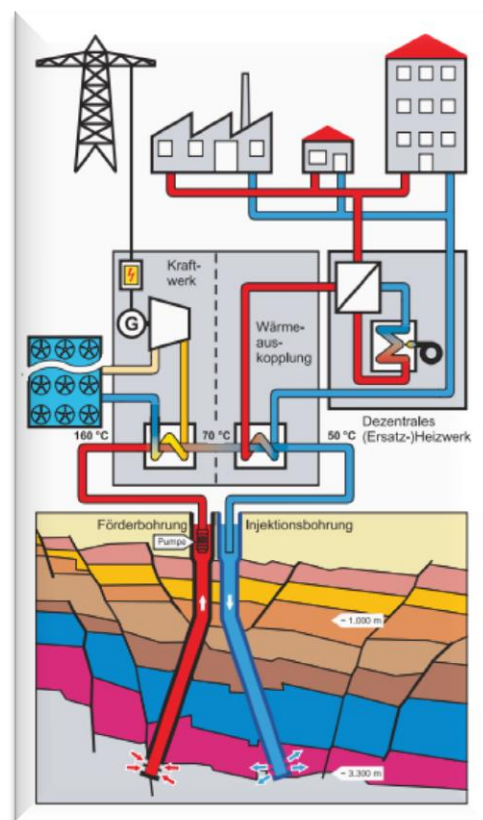


Abbildung 3-15 KWK in Geothermischer Stromerzeugung. Quelle: (BINE S. Geothermie)

3.4.1 Einteilung in Temperaturbereiche

Die Einteilung von Geothermischen Kraftwerken erfolgt nicht nach Leistungs- sondern, zweckmäßig, nach Temperaturbereichen. Während die Engpassleistung des Kraftwerks vorwiegend vom vorliegenden Geothermiefeld und dessen Eigenschaften abhängt, können die einsetzbaren Technologien grundsätzlich in:

- Niedrig- (bis etwa 90°C)
- Mittel- und
- Hoch-Enthalpie-Lagerstätten (ab etwa 100-240°C)

geteilt werden, wobei sich die Temperaturen auf die Trägerflüssigkeiten beziehen. (IEA ETSAP, 2010g)

In diesem Kontext wird auch zwischen Hydrothermaler- und Petrothermaler-Geothermie unterschieden. Hydrothermale Geothermiefelder bezeichnen natürliche

Heißwasservorkommen im Erdreich, welche Mindestwassertemperaturen von 100°C erfordern. Petrothermale Geothermie hingegen ist unabhängig vom Grundwasservorkommen in der Tiefe und erfordert das Einpressen von Flüssigkeiten in das Gestein, welches sehr hohe Temperaturen vorweist. Diese Flüssigkeit wird erwärmt und kann anderorts die Wärme über einen Wärmetauscher abgeben. Es wird also nicht direkt heißes Wasser aus dem Erdreich entnommen, sondern mittels einer eingepressten Flüssigkeit, die Wärme des Gesteins absorbiert. (Quaschning, 2008) und (BMU, 2011a)

2009 waren weltweit etwa 9GW an Kraftwerksleistung installiert, was etwa 60GWh an erzeugter elektrischer Energie (also etwa 1% des globalen Stromverbrauchs) entspricht. Haupthürde der weltweiten Nutzung ist die Abhängigkeit von tektonisch aktiven Regionen, welche sehr limitiert sind. Neben der geeigneten geografischen Position müssen auch einige hydraulische Eigenschaften gegeben sein, welche z. B. neben der Permeabilität des Gesteins, der Durchlässigkeit auch die Transmissivität des Gesteins sind. Sowohl thermophysikalische als auch hydraulische Eigenschaften und das Vorhandensein von Fluiden, weisen eine starke Abhängigkeit vom Standort und der geologischen Formation auf. (BMU, 2011a)

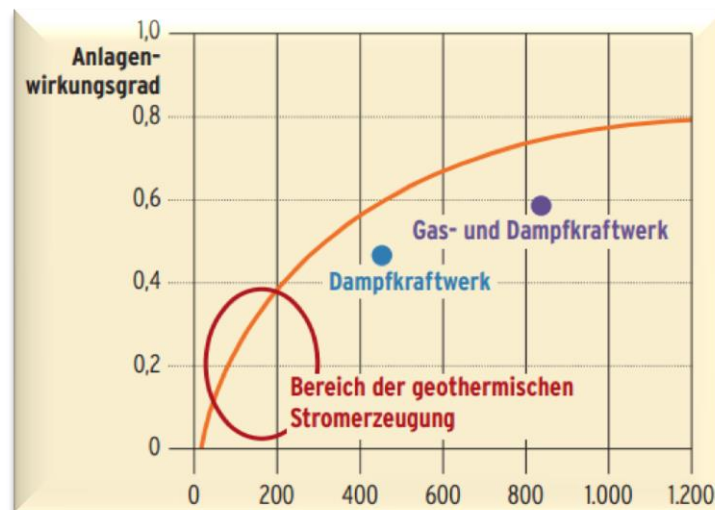


Abbildung 3-16 Bereich des Wirkungsgrades von Geothermischen Anlagen über die mittlere Temperatur der Wärmezufuhr in °C. Quelle: (BMU, 2011a S. 24)

Geothermie könnte, auf Grund der tages- und jahreszeitlichen Stabilität, bereits in naher Zukunft einen großen Beitrag zur Abdeckung der Grundlast des Elektrizitätssektors fungieren und somit die umweltschädlichen fossilen Ressourcen Kohle und Gas ablösen. Abbildung 3-16 zeigt den Bereich der möglichen geothermalen Stromerzeugung in Abhängigkeit der Arbeitstemperatur, welcher durch den Carnot-Wirkungsgrad begrenzt ist. Geothermie-Kraftwerke verwenden eine der nachfolgenden Technologien um Dampf mittels Dampfturbine in Strom zu wandeln. Die Wahl der geeigneten Kraftwerkstechnologie hängt vorwiegend von der Tiefe des Reservoirs, der Temperatur und des Drucks und grundsätzlichen geothermalen Struktur ab. (IEA, 2011) und (Quaschning, 2008)

3.4.1.1 Hydrothermal: Direkte Dampfnutzung (Dry steam plants)

Kraftwerke mit direkter Dampfnutzung sind eher selten, da die thermischen Umstände (Wasserdampfdruck und -temperatur) in diesem Fall sehr speziell sind und es weltweit nur wenige geeignete Dampffelder gibt. Der natürlich produzierte Dampf wird hierbei direkt in die Dampfturbine geleitet. Dazu muss der Dampf jedoch trocken (Dampf mit sehr geringem

Wasseranteil) genug sein. Um diesen trockenen Dampf zu ermöglichen, wird der Dampf teilweise vor der Einbringung von eventuellen Flüssigkeitseinschlüssen befreit. Direkte Dampfnutzung wird vorwiegend bei ungünstigen Temperaturen von 180-300°C in Kraftwerken von 50-60MW elektrischer Leistung verwendet, wobei die Tendenz in Richtung 110MW Leistungen geht. Dabei kann ein sehr hoher exergetischer Wirkungsgrad³² von 50-65% erreicht werden. (EC, 2012b), (TU Dresden, 2009), (Lund, 2004) und (IEA ETSAP, 2010g)

3.4.1.2 Hydrothermal: Single- und Double-Flash-Verfahren (Flash plants)

Die weltweiten Geothermie-Vorkommen beinhalten Mischungen aus Heißwasser und Dampf. Um diese voneinander zu trennen sind Technologien erforderlich, wie Single- oder Double-Flash-Anlagen, welche das Nutzen des Dampfes in Turbinen ermöglichen. Einsatz finden derlei Kraftwerke in Quellen, welche von Wasser mit Temperaturen höher 200°C dominiert werden. In diesen Hoch-Temperatur Lagerstätten kocht (engl. „flashes“ - daher der Name des Verfahrens) das Wasser, wenn der Druck fällt (Dieser Vorgang wird in Double- oder Triple-Flash-Verfahren ein oder zwei Mal wiederholt). Der separierte Dampf wird indes in Turbinen geleitet. Das bleibende Kondensat wird wieder zurück in die Lagerstätte injiziert. In kombinierten Flash-Verfahren wird die Restwärme dieser „Abfälle“ erneut benutzt, um in nachgehaltenen Binären Verfahren zusätzlich Strom zu generieren bevor sie letztlich wieder ins Reservoir geleitet werden. Flash-Verfahren werden also vorwiegend in Hochenthalpie-Feldern in Kraftwerken zwischen 2 und 45MW elektrischer Leistung verwendet. (TU Dresden, 2009), (EC, 2012b) und (IEA ETSAP, 2010g)

Während Single-flash-Verfahren Wirkungsgrade von 6-9% erreichen, ermöglicht das Double-flash-Verfahren höhere Wirkungsgrade zwischen 8-12%. (Siemens, 2004)

3.4.1.3 Hydrothermal: Binäres Verfahren (Binary plants)

Binäre Geothermie-Kraftwerke entwickeln sich derzeit am rasantesten, da sie sowohl in Niedrig- als auch in Mittlenthalpie-Feldern (im unteren Leistungsbereich von 0,1-5MW) verwendet werden können, welche weltweit häufiger vorkommen als Hochenthalpie-Felder. Ist in einem Reservoir nicht genügend Dampf vorhanden, um direkt mit dem Thermalwasser elektrische Energie erzeugen zu können, wird anstatt Wasser ein anderes (meist organisches) Wärmeträgermedium (Organic-Rankine-Cycle- oder Kalina-Verfahren) eingesetzt. Die Temperatur muss sich hierfür im Bereich von 100-180°C befinden. Die Effizienz dieses Verfahren liegt zwischen 5-15%. (GFZ Potsdam, 2007), (Lund, 2004) und (IEA ETSAP, 2010g)

3.4.1.3.1 ORC- Verfahren (Organic Rankine Cycle)

Dieses Verfahren kommt zum Einsatz, wenn das vorliegende Feld nicht die nötigen Eigenschaften besitzt, um eines der obigen Verfahren anzuwenden. Das Thermalwasser wird zunächst an die Oberfläche gepumpt und gibt seine Wärme an einen schnell verdampfenden Wärmeträger ab. Dieser gelangt über einen separaten zweiten Kreislauf zur Turbine, die zur Stromerzeugung angetrieben wird, ehe der Dampf wieder kondensiert und abkühlt. Nach Abgabe der Wärme an den Wärmeträger ist das Thermalwasser noch immer heiß genug, um die Restwärme in einem zweiten Wärmetauscher an einen zusätzlichen Kreislauf abzugeben. Das abgekühlte Thermalwasser wird wieder in die Tiefe gepumpt, wo

³² Der exergetische Wirkungsgrad wird verwendet, um bei der Beurteilung von Energiewandlern den Wert der beteiligten Energiearten berücksichtigen zu können. „Exergie ist der unbeschränkt umwandelbare Teil der Energie, der aus einer beliebigen Energieform bei reversibler Wechselwirkung mit der Umgebung gewinnbar ist“. Quelle: <http://www.presser-group.com/bin/pdf/lectures/thermo/scriptum.pdf>

es sich erneut erhitzt. Beim ORC-Verfahren kommen organische Fluide, bestimmte Kältemittel und azetropen Gemische als Wärmeträger bei Temperaturen von 80-180°C zum Einsatz. (Agentur für Erneuerbare Energien) Dieses Verfahren wird für elektrische Leistungen zwischen 400kW und 2MW verwendet, wobei der Wirkungsgrad bei 6-12% liegt. (IEA ETSAP, 2010g), (UniStu, 2011) und (Siemens, 2004)

Das ORC-Verfahren kann sowohl in Hydrothermischen- als auch Petrothermischen Systemen verwendet werden und war bisher dominierend im Bereich der geothermischen Stromerzeugung in Niedrigenthalpie-Feldern. Der Nachteil dieses Kraftwerktyps ist der niedrige Bruttowirkungsgrad von 5-9% bei 120-150°C Thermalfluidtemperatur. (Quaschnig, 2008) und (BMU, 2011a)

Abbildung 3-17 zeigt die Wirkungsgrade einiger Geothermie Kraftwerke in Abhängigkeit der Thermalwassertemperatur. Während der Wirkungsgrad in Blumau (Steiermark) bei etwas unter 110°C etwa 5-7% beträgt, lässt sich in Kalifornien mittels eines 2-stufigen Verfahrens bei 170°C ein Wirkungsgrad von 13% erreichen.

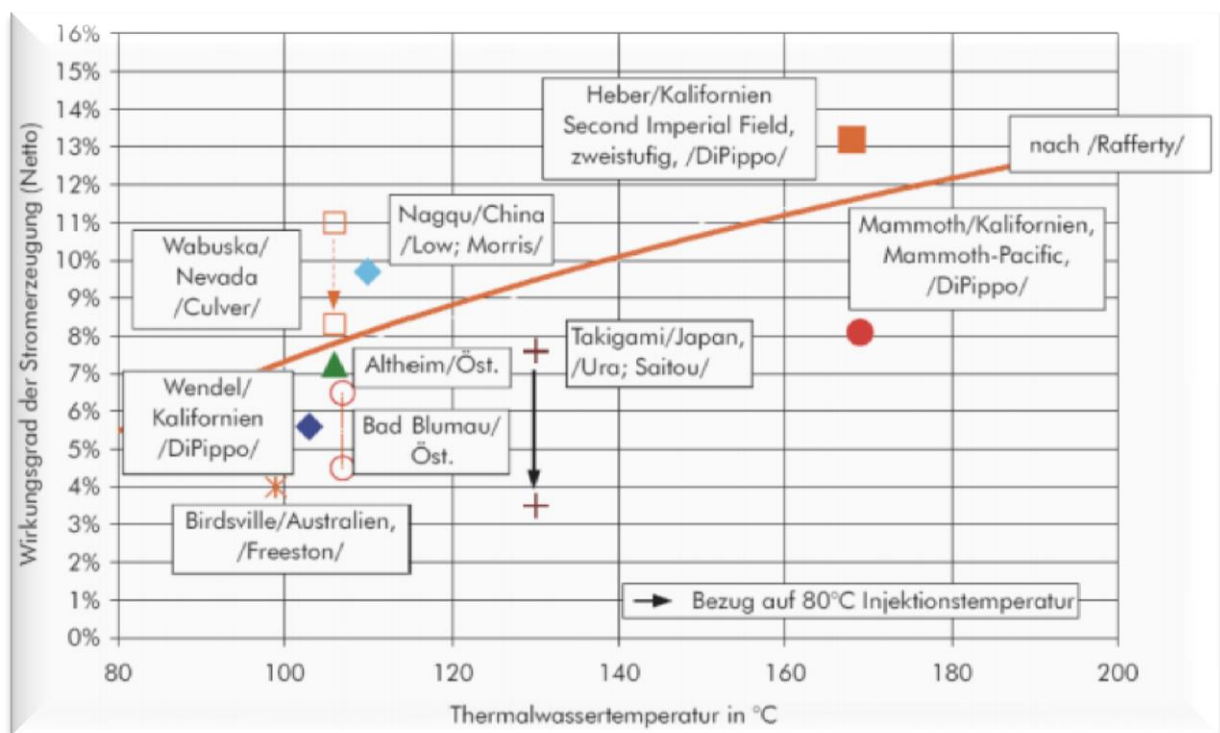


Abbildung 3-17 Wirkungsgrade diverser ORC- oder Double-Flash-Geothermiefelder. Quelle: (UniStu, 2011)

3.4.1.3.2 Kalina-Verfahren

Hier werden Zweistoffgemische, z. B. Ammoniak und Wasser, als Wärmeträger verwendet. Dadurch werden höhere Wirkungsgrade möglich, welche vor allem bei niedrigeren Temperaturen geringere Stromgestehungskosten zulassen. Dieses Verfahren steht derzeit noch am Beginn der Entwicklung und wird vorwiegend für elektrische Kraftwerksleistungen von 500kW-5,8MW verwendet. (EC, 2012b) und (Siemens, 2004)

Es kann ebenso, sowohl in Hydrothermischen- als auch Petrothermischen Systemen verwendet werden. Derlei Prozesse erreichen elektrische Nettowirkungsgrade von bis 8,5-12% bei Temperaturen von 80-160°C. (EC, 2012b) und (UniStu, 2011)

3.4.1.4 Petrothermal: Hot-Dry-Rock-Verfahren

Neben Dampf- und Thermalfeldern existieren auch Gebiete, in denen deutlich weniger Fluid zu finden ist. Oft handelt es sich um kristallines, vulkanisches Gestein. (BMU, 2011a)

Hierbei wird die natürliche Wärme des heißen Gesteins in ca. 2000-6000m Tiefe genützt, was dem Verfahren den Namen Hot-Dry-Rock-Verfahren brachte. Mit hydraulischen und chemischen Stimulationsverfahren werden Risse im Gestein erzeugt oder erweitert. Unter hohem Druck wird Wasser eingepresst. Dabei erhitzt sich das Wasser auf etwa 200°C und wird nachfolgend an die Oberfläche gepumpt. Dort kann es wie bei der hydrothermalen Geothermie mittels ORC- oder Kalina-Verfahren genutzt werden. Dieses Verfahren bietet einen Wirkungsgrad von 15% bei Temperaturen von 160-279°C. Die Kraftwerksleistung beträgt bis zu 23MW. (BINE, 2008), (Axpo) und (Quaschnig, 2008)

3.4.2 Zusammenfassung der Kennwerte

Geothermische Kraftwerke weisen zwar niedrige Wirkungsgrade von 5-15% auf, haben jedoch den Vorteil einer hohen Anzahl an Volllaststunden. Die diversen Verfahren und Technologien und die damit verbundenen elektrischen Wirkungsgrade sollen in Tabelle 3-5 dargestellt werden.

Tabelle 3-5 Zusammenfassung der Kennwerte: Geothermie zur Stromerzeugung.

Quelle: Eigene Darstellung

Technologie/Verfahren	Typischer Temperaturbereich	Typischer Leistungsbereich	Elektrischer Nettowirkungsgrad
Dry-Steam Verfahren	180-300°C ³³	50-60MW ³⁴	50-65% ^{35,39}
Flash Verfahren	200-320°C ³³	2-45MW ³⁴	6-12% ³⁹
Binäres Verfahren	100-180°C ^{36,37}	0,1-5MW ³⁸	5,6-15% ^{34,39}
ORC-Verfahren	80-180°C ³⁹	0,4-2MW ⁴⁰	6-12% ⁴⁰
Kalina-Verfahren	80-160°C ³⁹	0,5-5,8MW ^{41,39}	8,5-12% ⁴⁰
Hot-Dry-Rock	160-270°C ⁴²	bis 23MW ⁴³	15% ⁴³

³³ Quelle: (TU Dresden, 2009)

³⁴ Quelle: (IEA ETSAP, 2010g)

³⁵ Hierbei handelt es sich um den exergetischen Wirkungsgrad.

³⁶ Quelle: (IEA, 2010f)

³⁷ Quelle: (Lund, 2004)

³⁸ Quelle: (GFZ Potsdam, 2007)

³⁹ Quelle: (Siemens, 2004)

⁴⁰ Quelle: (UniStu, 2011)

⁴¹ Quelle: (EC, 2012b)

⁴² Quelle: (BINE, 2008)

⁴³ Quelle: (Axpo)

3.5 Kohle

Der Anteil an kohlebefeuelten Kraftwerken zur Stromerzeugung betrug 2005 39% in OECD-Staaten und 44% in Nicht-OECD-Staaten. USA und China sind für etwa 58% der weltweiten Stromerzeugung aus Kohle verantwortlich. Der durchschnittliche Wirkungsgrad von Kohle-Kraftwerken betrug OECD-weit 2005 37%, wobei hier auch KWK-Anlagen inkludiert sind. Auch für Kohle gilt eine starke geografische Abhängigkeit. Während der Wirkungsgrad des Umwandlungsprozesses weltweit 30% beträgt, liegt er im EU-Schnitt sogar bei etwa 38%. Indiens Kraftwerke warten lediglich mit einer Effizienz von 27% auf, der Nicht-OECD-Schnitt beträgt etwa 32%. Der niedrige Wirkungsgrad Indiens ist auch auf einen hohen Aschegehalt der Kohle und ungewaschener Kohle minderer Qualität zurückzuführen. (IEA, 2008 S. 10), (IEA, 2010f) und (EC, 2013)

Bei der Verbrennung von Kohle gibt es unterschiedliche Technologiekonzepte. Mit mehr oder weniger kommerzieller Verfügbarkeit unterscheidet man aktuell zwischen Dampfkraftwerken mit Staubfeuerung, Wirbelschichtfeuerung, Kombikraftwerke mit Druckkohlenstaubfeuerung, Integrated Gas Combined Cycle und Externally Fired Combined Cycle (indirekt kohlenbefeuelte Gasturbine).

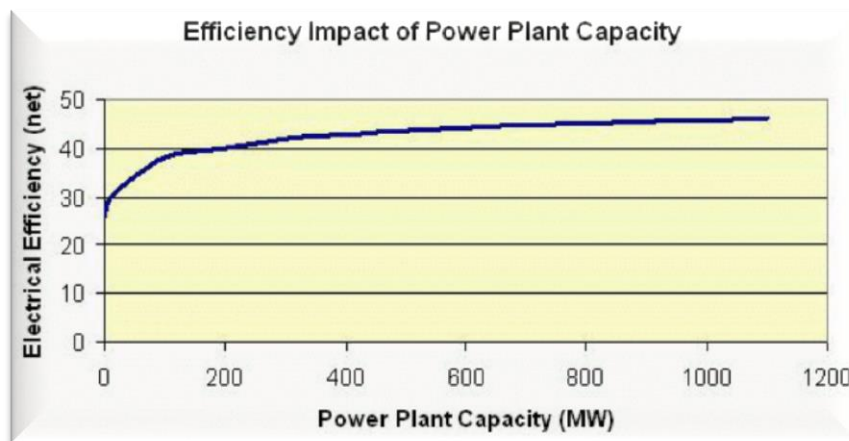


Abbildung 3-18 Abhängigkeit des Wirkungsgrades von der Kraftwerksleistung des Kraftwerks.
Quelle: (EC, 2013)

Abbildung 3-18 zeigt die Abhängigkeit des elektrischen Wirkungsgrades von der Kraftwerkskapazität. Während der Bereich bis etwa 200MW noch nicht-linear ist und der Wirkungsgradbereich hierbei mit 28-40% recht groß ist, steigt der Wirkungsgrad im Leistungsbereich ab etwa 400MW Kraftwerksleistung beinahe linear von 42-47%. Die folgende Auflistung bietet eine grobe Übersicht über aktuelle Verfahren inklusive derer Wirkungsgrade.

3.5.1 Engpassleistung bis 100MW

Hier werden kleine Varianten der nachfolgenden Technologien verwendet.

3.5.2 Engpassleistung über 100MW

3.5.2.1 Druckkohlenstaubfeuerung (IGCC)

Kohle wird ebenfalls in Kraftwerken im Kombi-Prozess mit integrierter Vergasung (engl. IGCC) verwendet. Dies geschieht entweder durch direkte Feueung oder durch mixen mit Biomasse, was zu elektrischen Wirkungsgraden von 39-46% führt, welche im Jahre 2020 zu etwa 52% erwartet werden. Einige IGCC-Kraftwerke wurden weltweit bereits errichtet, wobei

die Leistung 250-335MW beträgt. IGCC bietet eine Alternative zu SCPC, ist jedoch noch nicht gänzlich ausgereift. Der Wirkungsgrad ist dem von SCPCs nahezu äquivalent, jedoch kommt der Vorteil der geringeren Nicht-THG-Emissionen dazu. Nachteil ist die aufwendige Reinigung des Rauchgases um Korrosion und Erosion entgegenzuwirken. Die GuD-Technologie, die zur energetischen Nutzung des Brenngases benötigt wird, wird unter Kapitel 3.3.3.3 erläutert. Auf Grund der geringeren maximalen Kraftwerksgrößen können weder Biomassekraftwerke noch Biogaskraftwerke die Wirkungsgrad-Werte von Kohlekraftwerken erreichen. (IEA, 2010f), (EC, 2012b), (IEA, 2012b), (IEA, 2010c), (EC, 2013) und (IEA, 2010b)

3.5.2.2 Staubfeuerung (PC)

Kohle wird primär in Verbrennungsöfen verwendet. Hierbei wird Kohle zermahlen und mit Luft in einen Verbrennungsraum geblasen, wobei die bei der Verbrennung frei werdende Wärme eingespeistes Wasser in Wasserdampf wandelt, welcher schlussendlich eine Turbine antreibt. Mittels Variation von Temperatur und Druck, können PC-KWs in die drei Zustände unterkritisch (subcritical), überkritisch (supercritical) und ultrasuperkritisch (ultrasupercritical) eingeteilt werden. Die derzeitigen Wirkungsgrade von PC-Kraftwerken (subcritical) betragen EU-weit zwischen 38% und 39%. Diese Werte hängen in hohem Maße von Parametern wie der Qualität der verwendeten Kohle, der eingesetzten Umwandlungstechnologie und den lokalen Umständen ab. Etwa 90% aller weltweiten Kohlekraftwerke werden mit der PC-Technologie gebaut. (IEA, 2012b), (IEA, 2010f) und (EC, 2013)

3.5.2.3 (Ultra-)Superkritische Staubfeuerung ((U-)SCPC)

Derzeit werden vorwiegend die subkritischen- und superkritischen Technologien (SCPC) für Neubauten verwendet. Für superkritische und ultrasuperkritische Kraftwerke wird erwartet, dass deren Wirkungsgrade von derzeit 41-47% auf über 50% im Jahre 2020 ansteigen werden. SCPC arbeiten bei deutlich höheren Temperaturen und Drücken als subkritische Kraftwerke. Ab etwa 600°C und 25MPa spricht man von ultrasuperkritischen (ultrasupercritical) Kraftwerken. (IEA, 2012b)

Alle angegebenen Wirkungsgrade variieren je nach Höhe der Engpassleistung. Somit sind 46% elektrischer Wirkungsgrad erst ab Größen von etwa 600MW erreichbar. Beträgt die Größe des Kraftwerks 100-600MW, reduziert sich der elektrische Wirkungsgrad auf 41-45,9%. Umgekehrt verhält es sich bei den CO₂-Emissionen. Bei Kraftwerksleistungen bis 100MW Engpassleistungen werden zwischen 846-952kgCO₂/MWh emittiert. Bei größeren Kraftwerken mit mehr als 300MW oder sogar mehr als 600MW Engpassleistung reduzieren sich diese Emissionen auf 806-901kgCO₂/MWh und 754-837kgCO₂/MWh. Die Schwankungen der Emissionen hängen auch von den Volllaststundenzahlen ab, welche meist zwischen 2500h und 7500h liegen. Für 2050 werden elektrische Wirkungsgrade von bis zu 52% erwartet. Der Brennstoffnutzungsgrad liegt dabei bei 75-90%. (EC, 2012b), (IEA, 2010b) und (Löschel, 2009)

3.5.2.4 (Druck-)Wirbelschichtfeuerung (AFBC/CFBC/PFBC)

Wirbelschichtfeuerung lässt sich in atmosphärische- (Atmospheric Fluidized Bed Combustion AFBC) zirkulierende- (Circulating Fluidized Bed Combustion CFBC) und Druckwirbelschichtfeuerung (Pressurized Fluidized Bed Combustion PFBC) unterteilen. Allen gemeinsam ist, dass feinkörnige Kohle in eine Wirbelschicht, eine Schüttung von Feststoffpartikeln, welche von unten mit Luft durchströmt wird, eingeblasen und verbrannt wird. Wirbelschichtfeuerung funktioniert bereits bei niedrigen Temperaturen, wodurch weniger Stickoxide gebildet werden. Ein weiterer Vorteil ist die Vielzahl an verwendbaren

Kohlearten diverser Qualitäten und die Kombination mit Biomasse zur Befuerung. AFBC-Anlagen sind weit verbreitet, wohingegen sich PFBC-Kraftwerke noch in der Demonstrationsphase befinden. Die Technologie der Wirbelschichtfeuerung führt zu Wirkungsgraden von bis zu 41-43% für BFBC und CFBC, im Leistungsbereich von 100-460MW, und 42-44% für Druckwirbelschichtanlagen bei Leistungen von 80-360MW. Für letztere werden Wirkungsgrade um 47-55% für 2020 erwartet. (EC, 2012b), (EC, 2013) und (IEA, 2010c)

3.5.3 Entwicklung der Effizienz

Die Entwicklung des Wirkungsgrades von Kohlekraftwerken führte, nach der Erfindung der Dampfturbine, rasch zu Drücken von 150-180bar und Temperaturen zwischen 510-540°C und dementsprechend 30% Wirkungsgrad im Jahre 1950. Die Notwendigkeit von Maßnahmen wie Kühltürmen, Entschwefelungsanlagen oder Reduzierungen von Stickoxiden bremste die weitere Entwicklung, sodass 1980 etwa 43% Wirkungsgrad erreicht werden konnte. In den 90ern ließ eine Pionieranlage mit Meerwasserkühlung in Dänemark 47% Brutto-Wirkungsgrad zu. Auf Grund des höheren Wassergehalts von Braunkohle lagen deren Wirkungsgrade immer einige wenige % unter Steinkohlekraftwerken. 2002 wurde in Deutschland ein KW mit 1GW elektrischer Leistung und 45,3% Nettowirkungsgrad errichtet. (Schilling, 2004)

Abbildung 3-19 zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen Wirkungsgrade Kohle-gefeuerter Kraftwerke ausgewählter Länder. Der hellgrüne Bereich kennzeichnet hierbei den hohen Wirkungsgrad Österreichs, der dunkelgrüne den der EU-Staaten. Die Werte Österreichs zwischen 2009-2010 und Spaniens 2010 mussten interpoliert werden. Am Beispiel Spaniens lässt sich zeigen, dass auf Grund der hohen Gaspreise vorwiegend Kohle eingesetzt wird – dazu werden auch alte Kraftwerke mit schlechtem Wirkungsgrad verwendet, welche den durchschnittlichen Wirkungsgrad des Landes nach unten setzen.

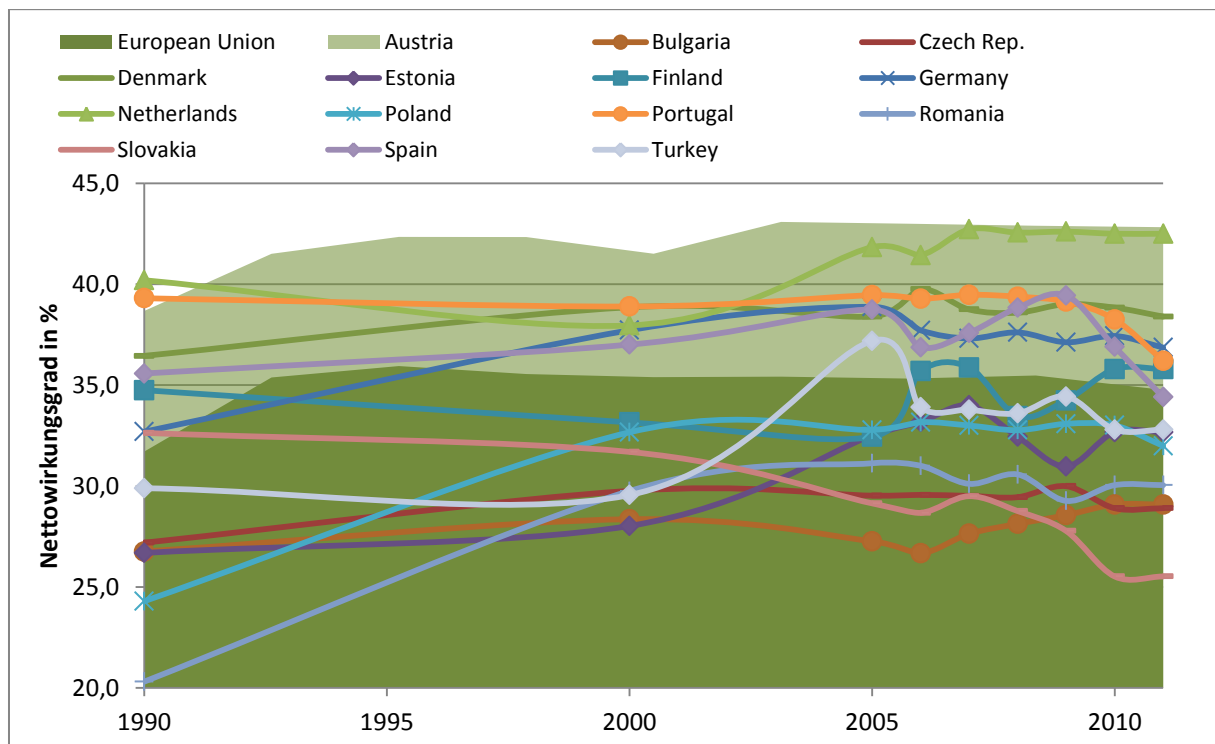


Abbildung 3-19 Entwicklung der durchschnittlichen Wirkungsgrade von Kohle-gefeuerten Kraftwerken. Quelle: (WEC)

Künftige Kohlekraftwerke sollen erheblich höhere Wirkungsgrade vorweisen. Müssen Grundlastkraftwerke oft an- und ausgeschaltet werden, verringert sich auch ihr Nutzungsgrad. Gleichermaßen steigen die CO₂-Emissionen pro kWh im Teillastbetrieb und der damit verbundenen geringeren Volllaststundenzahl.

3.5.4 Zusammenfassung der Kennwerte

Während in PC-Kraftwerken der Wirkungsgrad bis 39% beträgt, sind mit super- oder ultrasuperkritischen Kraftwerken bereits 43 bzw. 47% Wirkungsgrade möglich. Kohlekraftwerke werden hauptsächlich zur Deckung der Grundlast verwendet und benötigen hohe Volllaststundenzahlen um wirtschaftlich zu sein.

Tabelle 3-6 Zusammenfassung der Kennwerte: Kohlekraft zur Stromerzeugung.

Quelle: Eigene Darstellung

Technologie/ Verfahren	Spezielle Eigenschaft	Typischer Leistungsbereich	Nettowirkungsgrad [%]				Brennstoff- Nutzungsgrad [%]
			Elektrisch (2010-2013)	Thermisch (2010-2013)	Elektrisch (2020)	Elektrisch (2030/2050)	
Subkritische Staubfeuerung (PC)		bis 500MW ⁴⁶	38-39% ^{44,45}				75-90% ⁴⁶
Superkritische Staubfeuerung (SCPC)		200-1300MW ⁴⁷	42-43% ⁴⁵		50,5% ⁴⁸	52% ⁴⁸	75-90% ⁴⁶
Ultrasuperkritische Staubfeuerung (USCPC)		100-600MW ⁴⁸	41-45,9% ⁴⁸				75-90% ⁴⁶
		600-1100MW ⁴⁷	46-47% ^{46,47}	45% ⁴⁵	50% ^{47,49}	52% ⁴⁷	
Wirbelschichtfeuerung (BFBC und CFBC)		100-460MW ^{45,46,50}	41-43,3% ^{46,51}	30% ⁵¹			
	KWK	15-200MW ⁵²	24-28% ⁵²	62-64% ⁵²	26-30% ⁵²	28-32% ⁵²	75-85% ⁵²
Druckwirbelschicht- feuerung (PFBC)		80-360MW ⁵¹	42-44% ^{46,48}		47-55% ⁴⁸		
Kombikraftwerk (IGCC)		250-335MW ^{44,45,47}	39-46% ^{47,49,51}	50% ⁴⁵	52% ^{47,49}	52-54% ^{44,47}	

⁴⁴ Quelle: (IEA, 2010f)

⁴⁵ Quelle: (IEA, 2012b)

⁴⁶ Quelle: (EC, 2013)

⁴⁷ Quelle: (IEA, 2010b)

⁴⁸ Quelle: (Löschel, 2009)

⁴⁹ Quelle: (IEA, 2010c)

⁵⁰ Quelle: (Kranzl, et al., 2008)

⁵¹ Quelle: (EC, 2012b)

⁵² Quelle: (IEA ETSAP, 2010d)

3.6 Photovoltaikkraftwerke

Mittels PV-Anlagen lässt sich aus direkter Sonneneinstrahlung Strom erzeugen, der in elektrischen Geräten verwendet werden kann. PV-Anlagen liefern Gleichspannung, welche nur in wenigen Geräten verwendet werden kann und meist zuvor mittels Wechselrichter in Wechselspannung gewandelt werden muss - auch um eine Einspeisung in das öffentliche Stromnetz zu ermöglichen. Solarzellen, spezielle Halbleiterbauelemente, wandeln Sonnenlicht mittels des Photoeffektes durch Herauslösen von Elektronen direkt in elektrische Energie, also elektrischen Strom. Während die Klemmenspannung kaum von der Lichteinstrahlung abhängt, steigt die Stromstärke bei steigender Beleuchtungsstärke ebenso an. Um höhere Leistungen zu erreichen, werden Solarzellen zu Modulen zusammengeschaltet. (Brück, 2008 S. 59ff) und (Quaschnig, 2008 S. 102ff)

Die Einteilung von PV-Anlagen geschieht neben der Anlagengröße vor allem über die verwendete Halbleitertechnologie und verwendeten Wechselrichter um ins öffentliche Wechselstromnetz speisen zu können. Die richtige Winkelausrichtung, eine möglichst gute geographische Lage und das Vermeiden von Verschattungen sind essentiell für eine möglichst effiziente Nutzung derlei Anlagen. (bmvit, 2007)

Für die optimale Ausnutzung des Wirkungsgrades einer PV-Anlage ist der **Wechselrichter** neben der PV-Zelle selbst, **von essentieller Bedeutung**. Ein guter Wechselrichter (Wirkungsgrad zwischen 90-98% und geringem Eigenstrombedarf) kann das eine oder andere Prozent an geringerem PV-Zellen-Wirkungsgrad kompensieren. Neben Modulwechselrichtern, welche jedes Solarmodul einzeln wechselrichten (was bei Verschattung einzelner Module sinnvoll sein kann), gibt es Strangwechselrichter, (String Wechselrichter) welche mehrere zu einem Strang zusammengefasste Module, gemeinsam wechselrichten und Zentralwechselrichter, welche erneut eine Ebene höher mehrere Stränge über einen Wechselrichter zusammenführen. Aussagen über die Zell- oder Modulwirkungsgrade von PV-Anlagen sind mit Vorsicht zu genießen, da zu einer korrekten Bewertung derlei Anlagen die Systemwirkungsgrade betrachtet werden müssten. (Brück, 2008 S. 64ff), (Fraunhofer ISE) und (Haas, et al., 2004)

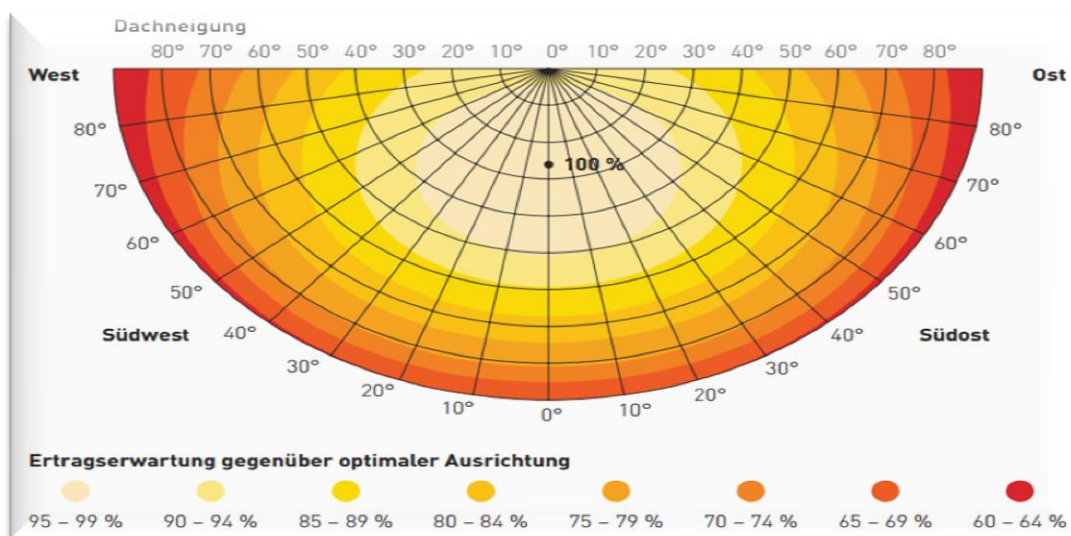


Abbildung 3-20 Ertragserwartungen von PV-Anlagen gegenüber horizontaler Ausrichtung.
Quelle: (Klima und Energiefonds, 2013)

Um den größtmöglichen Ertrag zu erzielen, sollte ein möglichst hoher Direktstrahlungsanteil angestrebt werden. Abbildung 3-20 zeigt die Ertragserwartungen gegenüber horizontaler Ausrichtung der Anlage. In Mitteleuropa liegt dieses Optimum bei Südausrichtung und etwa 30° - Neigung der Module (keine Verschattung der Anlage vorausgesetzt). Unter Einhaltung dieser Kriterien und Verwendung qualitativ hochwertiger Komponenten, sind in Österreich jährliche Stromerträge von 900-1100kWh pro installiertem kW durchaus erreichbar. (Klima und Energiefonds, 2013)

3.6.1 Überblick der Technologien

Eine Einteilung der Photovoltaik-Anlagen in Leistungsbereiche zur Bewertung der Effizienz, wie etwa für fossile Kraftwerke, ist, wie bereits erläutert, nicht zielführend, da beinahe jegliche Kraftwerksgröße (von wenigen Watt bis zu einigen MW) durch Zusammenschalten von PV-Modulen diverser Zelltypen und Wechselrichtern erreicht werden kann. Aus diesem Grund wird nachfolgend, der Vollständigkeit wegen, auf die Wirkungsgrade, jedoch nicht auf die Leistungsklassen, in denen derlei Systeme verwendet werden können, eingegangen. Die Bewertung der Effizienz von PV-Anlagen erfolgt jedoch anhand der Performance Ratio, siehe Abschnitt 2.2.

3.6.1.1 Monokristalline Zellen

Kristalline Zellen aus Silizium werden in mehr als 85% der weltweiten PV-Module verwendet und können in Mono- und Poly-Kristalline Zellen geteilt werden. Die Herstellung von monokristallinen Zellen erfolgt durch Schmelzen und Reinigen von Silizium und anschließendem Ziehen von Stäben, welche einheitliche Kristallgitter bilden und Monokristalle genannt werden. Über einige weitere chemische Prozesse wird der, durch Zersägen des Siliziumstabes entstandene Wafer erneut gereinigt und zu guter Letzt dotiert. Monokristalline Module weisen Wirkungsgrade von 16-22% auf, sind jedoch in der Produktion etwas teurer als die in Abschnitt 3.6.1.2 aufgeführten Polykristallinen Zellen. (IEA, 2010a), (Quaschnig, 2008) und (Photovoltaik.org)

3.6.1.2 Polykristalline Zellen

Das Verfahren der Herstellung von Polykristallinen Zellen unterscheidet sich nur unwesentlich vom Verfahren der Monokristallinen Zellen. Wird bei Monokristallinen Zellen ein Siliziumstab aus dem geschmolzenem Silizium gezogen, so werden Polykristalline Zellen meist mittels Gieß- Verfahren hergestellt. Dabei wird die Schmelze in einen Tiegel gegossen, wonach sich ein Kristall bildet. Diese Verfahren sind billiger, jedoch sind die erreichbaren Wirkungsgrade mit 14-18% geringer als die der Monokristallinen Zellen. In beiden Fällen werden große Mengen an kostbarem Halbleitermaterial benötigt. (IEA, 2010a) und (Photovoltaik.org)

3.6.1.3 Dünnschichtzellen

Durch Beschichten eines Trägermaterials mit einer sehr dünnen Schicht eines Halbleiterwerkstoffs werden Dünnschichtzellen hergestellt. Meist wird als Halbleiterwerkstoff amorphes Silizium verwendet, jedoch werden auch Verbünde wie Cadmiumtellurid (CdTe), Galliumarsenid (GaAs) oder Kupfer-Indium-Selenid (CuInSe) eingesetzt. Die Herstellung von Dünnschichtmodulen ist deutlich preiswerter als bei kristallinen Modulen, weil die Waferherstellung entfällt. Als Trägermaterialien kommen Glas, Metall oder auch Kunststoffe in Frage. Der Wirkungsgrad zwischen 7-11% liegt deutlich unter kristallinen Wirkungsgraden. Dem gegenüber steht jedoch ein geringeres Gewicht (bessere Gebäudeintegration) und eine höhere Effizienz bei thermischen Belastungen und diffusem Licht. Derartige Zellen

werden in etwa 10-15% aller weltweit installierten PV-Anlagen eingesetzt und können in drei Subtypen geteilt werden:

- Amorphes- (a-Si) und Mikromorphes Silizium (a-Si/ $\mu\text{c-Si}$) mit 6-12% Wirkungsgrad
- Cadmium-Telluride (CdTe) mit 10-11% Wirkungsgrad
- Kupfer-Indium-Diselenid (CIS) und Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS) mit etwa 7-12% Wirkungsgrad. (IEA, 2010a) und (Photovoltaik.org)

3.6.1.4 Konzentratorzellen (concentrator cells CPV)

Konzentratorzellen befinden sich derzeit noch im Entwicklungsstadium und wurden somit bisher lediglich in einigen Pilotprojekten eingesetzt. Dabei werden optische Konzentratoren (Spiegel- oder Linsensystem) verwendet, welche die solare Strahlung auf eine hocheffiziente Zelle konzentrieren, wodurch um ein vielfaches höhere Wirkungsgrade erreicht werden können. In Laborversuchen konnten bereits Wirkungsgrade um 44,7%⁵³ erreicht werden. Seriennahe Produkte liegen bei etwa 23-28%. (IEA, 2010a)

3.6.1.5 Tandem- und Stapelzellen

Darüber hinaus gibt es noch einige weitere Technologien, welche sich jedoch erst im Laborstatus befinden und in den nächsten Jahren eher Nischenmärkte bedienen werden. Zur Verminderung von Reflexionen soll künftig auch über den Zellaufbau nachgedacht werden und verschiedene Technologien in Tandem- oder Stapelzellen miteinander kombiniert werden. (IEA, 2010a)

3.6.2 Entwicklung der Zellwirkungsgrade von PV-Anlagen

Wie bereits erwähnt, wird aus Gründen der Vollständigkeit ein kurzer Blick auf die Entwicklung der Zellwirkungsgrade gewagt, obwohl in dieser Arbeit die Performance Ratio zur Bewertung der Effizienz gewählt wird.

Die bisherigen und zukünftigen Entwicklungen diverser PV-Technologien werden in den Abbildungen Abbildung 3-21 und Abbildung 3-22 dargestellt. Im Gegensatz zu anderen Kraftwerkstypen ist im Bereich der PV-Technologie mit sprunghaften Weiterentwicklungen und/oder Neuentwicklungen zu rechnen, was Prognosen umso schwieriger macht. Monokristalline Module sollen auf Wirkungsgrade von etwa 23% im Jahre 2020 und langfristig auf etwas mehr als 25% ansteigen. Polykristalline Zellen sollen in ferner Zukunft (um 2050) 21% erreichen. Für die nächsten Jahrzehnte werden in der Dünnschichttechnologie Wirkungsgradsteigerungen von derzeit etwa 16% auf 25% (2030) und sogar 40% (2050) erwartet. Speziell für CIGS und CdTe werden Wirkungsgrade von etwa 15% im Jahre 2020 und bis zu 18% im Jahre 2030 erwartet. Konzentratorzellen sollen mittelfristig 30% und langfristig über 45% Wirkungsgrad erreichen. (IEA, 2010a)

⁵³ Quelle: (Fraunhofer ISE)

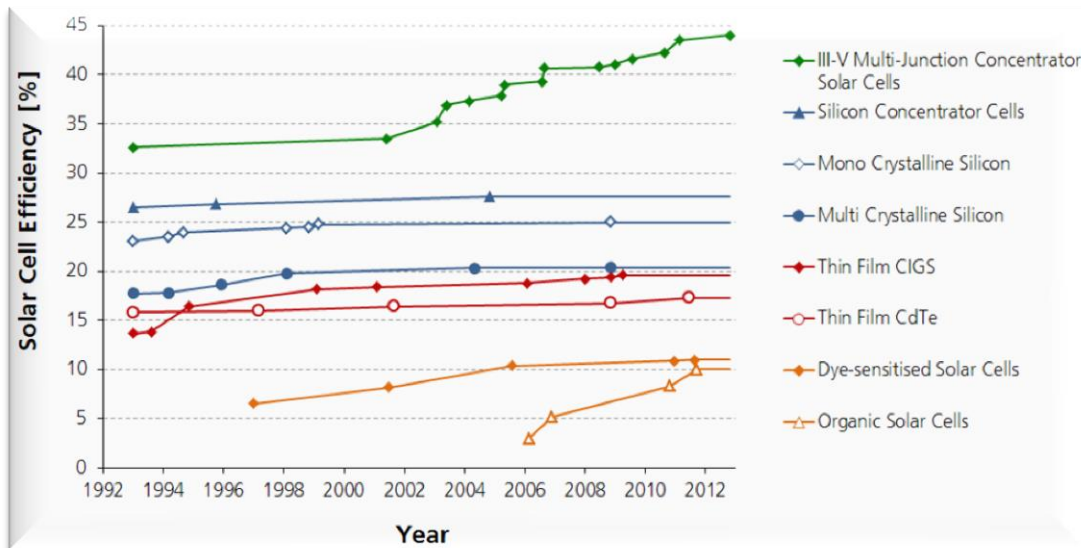


Abbildung 3-21 Entwicklung diverser PV-Zellen-Wirkungsgrade zwischen 1992-2012. Quelle: (Fraunhofer ISE, 2012)

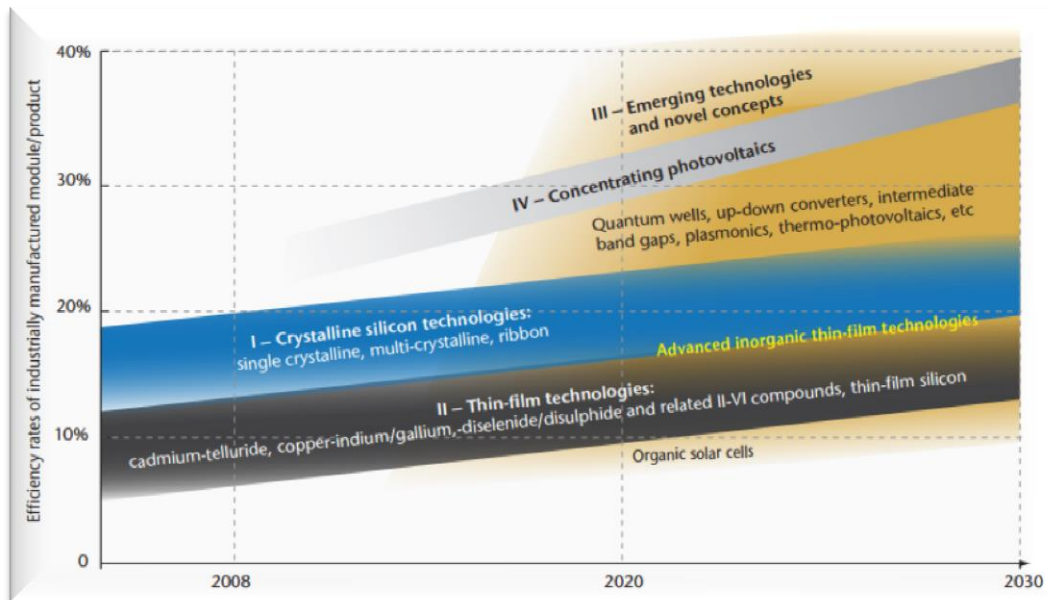


Abbildung 3-22 Zukünftige Entwicklung der Wirkungsgrade diverser PV-Technologien. Quelle: (IEA, 2010a)

Tabelle 3-7 Zusammenfassung der Zell- und Modulwirkungsgrade: Photovoltaik.

Quelle: Eigene Darstellung

Technologie	Zell-Nettowirkungsgrad [%]				Typ. Modul- Wirkungsgrad [%] ⁵⁴
	Serie (2010-2013)	Labor (2010-2013)	Serie (2020)	Serie (2030/2050)	
Monokristallines Silizium sc-Si	16-22% ⁵⁴	24,7% ⁵⁵	23% ⁵⁴	2050: 25% ⁵⁴	13-19% ⁵⁴
Polykristallines Silizium mc-Si	14-18% ⁵⁴	20,3% ⁵⁶	19% ⁵⁴	2050: 21% ⁵⁴	11-15% ⁵⁴
Dünnschichtzelle Amorphes Silizium a-Si/uc-Si	7-11% ⁵⁴	13,2% ⁵⁴	12% ⁵⁴	15% ⁵⁴	4-9% ⁵⁴
Dünnschichtzelle Cadmium-Tellurid CdTe	10-11% ⁵⁴	19,5% ⁵⁴	14% ⁵⁴	15% ⁵⁴	10-11% ⁵⁴
Dünnschichtzelle CIS/CIGS	7-12% ⁵⁴	20,3% ⁵⁴	15% ⁵⁴	18% ⁵⁴	7-12% ⁵⁴
Konzentratorzelle	23-28% ⁵⁴	44,7% ⁵⁷	30% ⁵⁴	50% ⁵⁸	

Die Tabelle 3-7 fasst die Zellwirkungsgrade der jeweiligen Photovoltaik-Zellen nochmals zusammen.

Wechselrichter weisen heutzutage typischerweise Wirkungsgrade von 90-98% auf, sodass sie mittlerweile ein sehr effizientes Glied in der Energieumwandlungskette der Photovoltaik darstellen. Laborversuche ermöglichen heutzutage auch Werte bis 99%.⁵⁹

Neben Verlusten der Module und der Wechselrichter kann es im Anwendungsfall zu weiteren Verlusten wie Leitungs- oder Verschattungsverlusten etc. kommen.

3.6.3 Performance Ratio (PR)

3.6.3.1 Entwicklung der Performance Ratio (PR)

Die Performance Ratio hat sich zunächst von 50% auf 75% in den späten 80ern entwickelt und weiters in den 90ern 70-80% erreicht. Heutzutage werden PR-Werte von mehr als 80% erreicht. Im Zuge des 1000-Dächer-Programmes in Deutschland konnten beispielsweise in den Jahren 1991-1994 PR-Werte zwischen 65-70% (in Neuinstallationen) erreicht werden, welche bereits zwischen 1996-2002 mit 75-80% übertroffen wurden. (Fraunhofer ISE)

Auch die Internationale Energie Agentur zeigt in ihren Analysen einen klaren weltweiten Trend der PR von 65% im Jahre 1991 zu 72% im Jahre 2005. Derzeit wird eine PR von 90% als durchaus möglich gesehen. Die Steigerung der Modulwirkungsgrade lässt diese Prognosen noch höher ausfallen, sodass eine PR von über 90% (etwa 92%) durchaus auch für die nahe Zukunft denkbar ist. (Fraunhofer ISE)

Die Internationale Energie Agentur (IEA) hat in ihrem „Photovoltaic Power Systems Programme“ eine Datenbank mit mehr als 170 Photovoltaik-Anlagen über die letzten beiden Dekaden erstellt. In Abbildung 3-23 sind diese PR-Werte als rote Punkte dargestellt. Ebenso

⁵⁴ Quelle: (IEA ETSAP, 2013)

⁵⁵ Quelle: Sunpower

⁵⁶ Quelle: (Solarserver)

⁵⁷ Quelle: (Fraunhofer ISE)

⁵⁸ Quelle: (EC, 2012b)

⁵⁹ Quelle: (Fraunhofer ISE,a)

ist anhand der grünen Punkte eine leichte Tendenz von etwa 65% im Jahre 1991 bis 72% 2005 erkennbar. (Fraunhofer ISE)

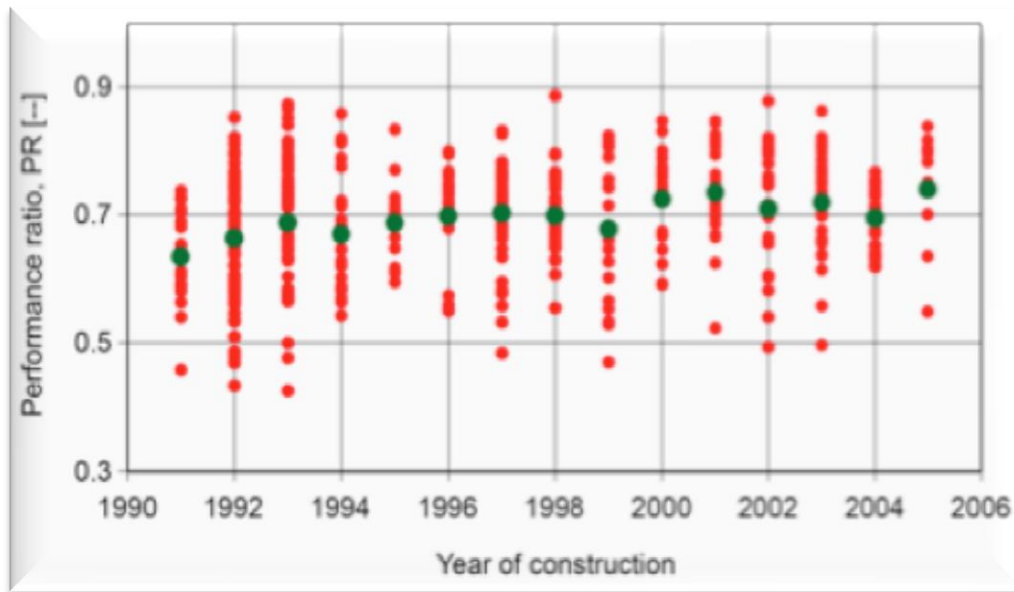


Abbildung 3-23 Entwicklung der PR von mehr als 170 PV-Anlagen, installiert zwischen 1991 und 2005 der IEA-PVPS. Quelle: (Fraunhofer ISE)

Während in den 90er Jahren die PR-Werte um 70% betragen und die Bandbreite der PR recht groß war, bewegen wir uns heute mit typischerweise 80-90% in einem recht engen Bereich, siehe auch Abbildung 3-24. (Fraunhofer ISE, 2012)

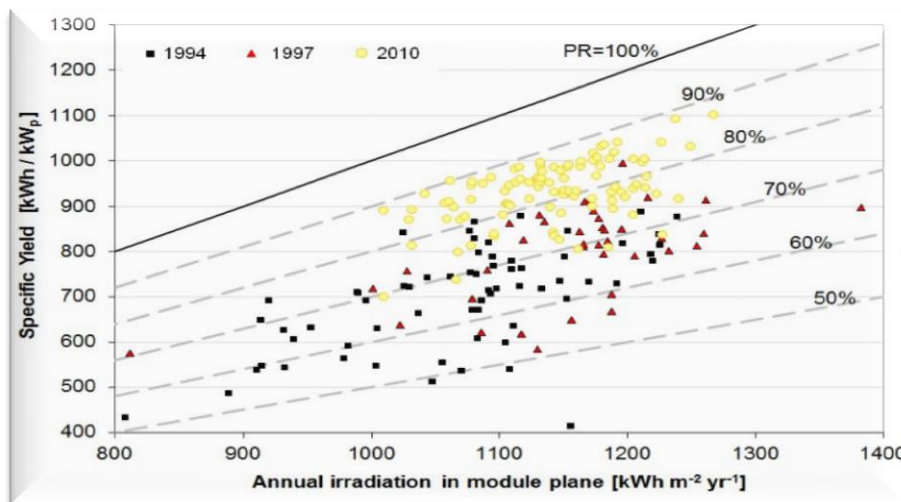


Abbildung 3-24 Performance Ratio deutscher PV-Anlagen. Quelle: (Fraunhofer ISE, 2012)

3.6.3.2 Bewertungsmöglichkeit der Effizienz von PV-Anlagen

Durch Verwendung der PR werden die tatsächlich erzielten Erträge deutlich, was auch für den Betreiber von Vorteil ist, da durch diese kontinuierliche Überprüfung der Performance Ratio auch Fehler der Anlage aufgedeckt werden können. Unabhängig von der Örtlichkeit der Anlage, der Ausrichtung oder sonstigen Kriterien wie Technologietyp oder Aufstellungsart, kann man mittels einer %-Bereichs-Einteilung der PR Mindeststandards festlegen. Als positiver Nebeneffekt dieses Verfahrens wird es gleichermaßen unmöglich, ineffiziente Ausrichtungen der Anlagen wie z. B. nach Norden zu nützen, da in derlei

Ausrichtungen die Mindestwerte physikalisch aber auch mathematisch nicht erreichbar sind. Folgende Möglichkeit der Bewertung wird auf Basis des Dokuments „Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG Vorhaben IIc Solare Strahlungsenergie“, (BMU, 2011c), getätigt.

Strom aus PV-Anlagen könnte über Mindestkriterien der Genehmigung gesteuert werden. Selbst weniger effiziente Anlagen können von großem Wert für den Betreiber und natürlich auch für die Erreichung der EU-THG-Emissionsgrenzen sein. Trotzdem ist eine Mindestgrenze von z. B. PR=50% nötig, welche die Mindesteffizienz einer PV-Anlage bildet, um eine Genehmigung zur Aufstellung dieser zu erlangen. Ohne ein derartiges Genehmigungsinstrument käme es zur willkürlichen Errichtung von teils ineffizienten Anlagen. Eine geeignete Wahl der Performance Ratio führt dazu, dass sehr schlecht orientierte Anlagen keine Genehmigung bekommen und somit nicht errichtet werden dürfen. Der Weg über die PR als Kennzahl und deren Berechnung führt zu Technologieneutralität, welche es auch Technologien mit schlechteren Wirkungsgraden ermöglicht, eine Genehmigung zu erhalten, sofern sie durch richtige Positionierung die geforderten Werte erreichen. Das Erreichen der geforderten Performance Ratio muss vom Bauherrn vor der Errichtung der Anlage bestätigt werden.

Es wird vorgeschlagen, unterschiedliche Bewertungsmöglichkeiten bzw. spezifische Mindestgrenzen für diverse Aufstellungsarten (Fassaden, Ost/West-Aufstellung) heranzuziehen. Konkret könnte hierbei der PR-Mindestwert auf 85% festgelegt werden, jedoch Sonderbeurteilungen für z. B. gebäudeintegrierte Fassadenaufbauten gewählt werden. So könnte beispielsweise für Fassadenkonstruktionen von den festgelegten 85% abgegangen werden und hier ein Wert von PR=55% festgesetzt werden.

Wie in Abbildung 3-20 dargestellt, halten sich die Ertragsverluste für Neigungen von 10-50 Grad bei Südausrichtung durchaus in ökonomisch vertretbaren Grenzen. Auch die Differenzen der Erträge in die jeweiligen Himmelsrichtungen (siehe nachfolgende Abbildung 3-25) befinden sich in vertretbaren Bereichen, sodass Gebäude von Südost bis Südwest ohne dramatische Energieeinbußen mit PV-Anlagen bestückt werden können. Bei vertikaler Ausrichtung nach Osten oder Westen sind immerhin noch 50% der, für diese Koordinaten, maximalen Erträge zu erwarten. (Klima und Energiefonds, 2013)

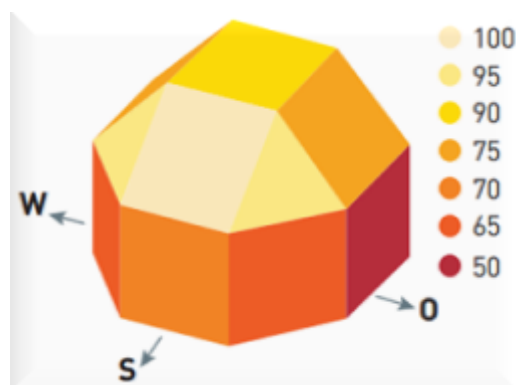


Abbildung 3-25 Erträge diverser Ausrichtungen von Gebäudeintegrierten PV-Anlagen in Bezug auf die optimale Ausrichtung: Süden, 30% Neigung. (Klima und Energiefonds, 2013)

Festlegung der Kriterien des Genehmigungsverfahrens durch prozentuelle Werte. Bei optimaler Neigung der Photovoltaik Module kann in Österreich durchschnittlich mit etwa 1000kWh/Jahr Stromertrag pro 1kWp installierte Photovoltaikleistung gerechnet werden.

Dabei beträgt die Einstrahlungsleistung der Sonne österreichweit zwischen 1000-1100W/m² Kollektorfläche. Die Bewertung mittels PR ermöglicht, dass trotz optimaler Neigung, nördlich ausgerichtete PV-Anlagen nicht zugelassen werden, da sie das nötige PR-Kriterium keinesfalls erfüllt. Trotzdem wird östlich gerichteten gebäudeintegrierten Anlagen ermöglicht, eine Genehmigung zu erhalten.

Anhand eines Beispielstandorts sollen einige Ausrichtungen betrachtet werden.

Ort: Haimburg, Kärnten (Geografische Lage: 46° 41' 33" N, 14° 40' 13" O)

Modultyp: Monokristallin mit 20% Wirkungsgrad

Annahme durchschnittliche Jahressonneneinstrahlung: 1100kWh/m² (genaue Werte siehe solargis.com)

Soll-Wert - Berechnung unter horizontaler Aufstellung:

Anlagenertrag = Einstrahlung des Jahres (auf die gesamte Modulfläche und horizontale Aufstellung) der PV-Anlage * 0,9 * Wirkungsgrad der Module = ~200kWh/m²a

(Der Wert 0,9 entstammt dem Umstand, dass eine horizontale Aufstellung der Photovoltaikmodule etwa 90% Ertrag bringen würde. 100% würden unter optimalen Neigungen/Ausrichtungen (Südausrichtung, etwa 30° Neigung) erreicht werden, siehe Abbildung 3-25 - welche somit auch die Ertragsverluste der horizontalen zur optimalen Neigung darstellt.

Beispiel 1: Ist-Wert - Annahme des tatsächlichen Wertes bei Dachaufbau, 30° Neigung und Südlicher Ausrichtung: 205kWh/m²a

→**Performance Ratio (PR)** = Tatsächlicher (abgelesener) Anlagenertrag / Berechneter Anlagenertrag = 205/200 = **102,5%** →**Genehmigung wird erteilt**

Ist die tatsächliche Ausrichtung der Kollektoren günstiger als die horizontale Lage, ist eine Performance Ratio >100% möglich.

Beispiel 2: Ist-Wert - Annahme des tatsächlichen Wertes bei Dachaufbau, 30° Neigung und Nördlicher Ausrichtung: 10kWh/m²a (auf Grund von Streuung)

→**Performance Ratio (PR)** = 10/200 = **5%** →**Genehmigung wird nicht erteilt**

Beispiel 3: Ist-Wert - Annahme des tatsächlichen Wertes bei Fassadenaufbau, 90° Neigung und Südlicher Ausrichtung: 155kWh/m²a

→**Performance Ratio (PR)** = 155/200 = **77,5%** →**Genehmigung wird erteilt**

Beispiel 4: Ist-Wert - Annahme des tatsächlichen Wertes bei Fassadenaufbau, 90° Neigung und Östlicher Ausrichtung: 110kWh/m²a

→**Performance Ratio (PR)** = 110/200 = **55%** →**Genehmigung wird erteilt**

3.7 Wasserkraft

Wasserkraft ist seit jeher das Zugpferd der österreichischen Erneuerbaren Energien und hielt im Jahre 2011 rund 57% Anteil an der inländischen Bruttostromerzeugung (38% Lauf- und 19% Speicherkraftwerk). Das Wasserkraftpotenzial ist allerdings bereits zu etwa 70% ausgebaut. (BMWFJ, 2013b S. 66)

Im Bereich der Wasserkraft werden zwei Typen unterschieden – (Pump-)Speicher- und Laufwasserkraftwerke. Während in Speicherkraftwerken mittels eines Dammes Wasser gestaut wird und nachfolgend durch einen Höhenunterschied in eine Turbine geleitet wird, wobei die potentielle Energie des Wassers mittels Generator in elektrische Energie gewandelt wird, werden Laufwasserkraftwerke in Flüssen errichtet und nützen die natürliche Fließkraft des Flusses. Wie in Abbildung 3-26 ersichtlich und nachfolgend aufgeführt, werden für jeweilige Durchflussmengen und Fallhöhen unterschiedliche Technologien in deren Leistungsbereichen verwendet. Ossberger-Durchströmturbinen werden eher im unteren Leistungsbereich verwendet, im oberen Leistungsbereich wird je nach Fallhöhe und Wasserdurchfluss entweder die Pelton-, Kaplan- oder die Francisturbine verwendet.

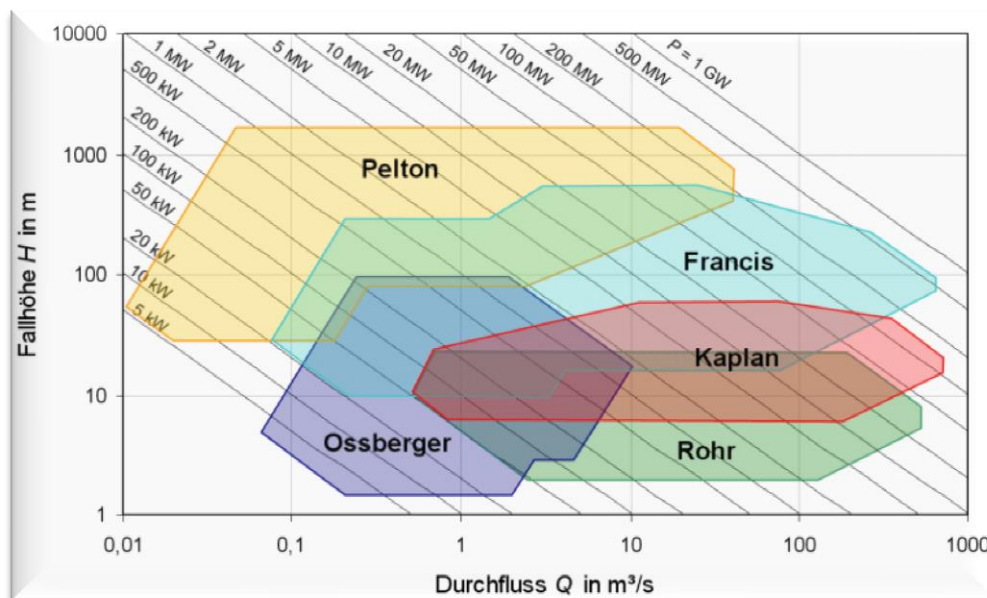


Abbildung 3-26 Leistungsbereiche diverser Turbinentechnologien der Wasserkraft. Quelle: (Quaschnig, 2007)

3.7.1 Engpassleistung bis 5MW

Hier kommen meist kleine Varianten der in Abschnitt 3.7.2 erläuterten Technologien oder eine der nachfolgenden Technologien zum Einsatz, welche meist geringere Wirkungsgrade als große Kraftwerke aufweisen.

3.7.1.1 (Ossberger-) Durchströmturbine

Die Ossberger-Durchströmturbine ist eine radial- und teilbeaufschlagte Gleichdruckturbine, welche mit Hilfe der 2-zelligen Bauweise stark schwankende Wassermengen verarbeiten kann. Einsatz finden diese Turbinen sowohl in geringen- als auch mittleren Fallhöhen von 2,5-200m bei Bruttowirkungsgraden von 75-80% und Leistungen von 15kW bis etwa 3MW. (Ossberger)

3.7.1.2 *Wasserkraftschnecke und Lamellenturbinen*

Spezielle Einsatzmöglichkeiten, welche ebenso spezielle Turbineneigenschaften benötigen werden in dieser Arbeit stellvertretend durch die Wasserkraftschnecke, die Birnenturbine und die Lamellenturbine betrachtet. Im Leistungsbereich bis 300kW kommt die Wasserkraftschnecke zum Einsatz. Dabei können bei Fallhöhen bis 10m Bruttowirkungsgrade von 90% erreicht werden. Trotz steigender Beliebtheit konnte der Literatur kein Nettowirkungsgrad für Wasserkraftschnecken entnommen werden. Grund hierfür dürfte auch die Frage nach der Anzahl an Wechselrichtern in einer solchen Anlage sein, welche eine derartige Angabe erschwert. (Ritz Atro), (ISA, 2006) und (Kleinwasserkraft Österreich, 2008)

Lamellenturbinen werden vorwiegend im Leistungsbereich von 10kW bis zu 1MW und bei Fallhöhen bis etwa 5m eingesetzt. Die Lamellenturbine ist die effizienteste Technologie bei Fallhöhen geringer als 10m und mit einem Bruttowirkungsgrad von bis zu 90% sehr effektiv in der Umwandlung von Wasser in Strom. Nach Abzug der Verluste beträgt der Nettowirkungsgrad immerhin noch über 70%. (BEW-Power), (Martin Group AG) und (Kleinwasserkraft Österreich)

3.7.2 Engpassleistung über 5MW

3.7.2.1 *Speicherkraftwerk - Peltonurbine*

Speicherkraftwerke sind keine kontinuierlichen Kraftwerke, da sie im Gegensatz zu Laufwasserkraftwerken, welche stetig Energie erzeugen, je nach Energiebedarf und -angebot Energie bereitstellen. Sie können in Anlagen mit weniger und mehr als 10MW Engpassleistung (Klein- und Großwasserkraft) geteilt werden, wobei diese Einteilung unabhängig von der Art der Anlage und den eingesetzten Maschinen ist (Haas, et al., 2004 S. 82)

Speicherkraftwerke sind meist Hochdruckanlagen mit Fallhöhen bis weit über 100m. Die Peltonurbine wird für Fallhöhen von 200m bis zu 2000m und vergleichsweise geringe Wassermengen verwendet. Dazu wird Wasser durch verengte Rohre in die Schaufel eines Peltonrades gedrückt und auf Grund dessen wird elektrischer Strom generiert. Die Leistung beträgt meist zwischen 1kW und 400MW und es werden Nettowirkungsgrade von 70-88% erreicht. (Quaschnig, 2008), (Neuhofer, 2004) und (Leimegger)

3.7.2.2 *Laufwasserkraftwerk - Kaplanurbine*

Laufkraftwerke sind im Gegensatz zu Speicherkraftwerken kontinuierliche Kraftwerke, da sie durchgehend Energie erzeugen und somit auch als Grundlastkraftwerke verwendet werden können. Sie wandeln die kinetische Energie der Wasserströmung in elektrische Energie um. Laufwasserkraftwerke sind Niederdruckanlagen, da sie bei Fallhöhen zwischen 1 und 20m eingesetzt werden. Kaplanurbinen sind auf Grund der verstellbaren Flügel Schiffsschrauben sehr ähnlich und finden für Fallhöhen von 2 bis 80m bei großen Wassermengen Anwendung. Die Leistung kann bis zu 200MW betragen. Nettowirkungsgrade von 79-89% lassen sich durchaus erreichen. (Quaschnig, 2008), (IEA ETSAP, 2010g) und (Neuhofer, 2004)

3.7.2.3 *Universelle Nutzung - Francisturbine*

Das Funktionsprinzip der Francisturbine ist wie bei Kaplanurbinen, wobei die Fallhöhe sich mit 50-700m stark von der der Kaplanurbine unterscheidet. Das Wasser wird in ein Spiralgehäuse gedrückt, in dem sich das feststehende Leitrad befindet. Dieses besteht aus einem runden Kranz mit vielen schräggestellten Schaufeln und gibt dem zuströmenden Wasser eine bestimmte Richtung zum Laufrad. Danach fließt es nach unten durch das

Lauftrad ab. Sie ist universell einsetzbar und kann von wenigen 0,1MW bis zu 800MW und 70-90% Nettowirkungsgrad erreichen. Bei mittleren Fallhöhen wird es vorwiegend bei konstanten Wassermengen verwendet. (IEA, 2012a), (Leimegger) und (Neuhofer, 2004)

3.7.3 Entwicklung der Effizienz

Erstmals 1882 wurde die Möglichkeit geschaffen, Wasser durch eine Turbine zu leiten und Strom mittels eines Generators zu erzeugen. Bereits 1884 wurde in Deutschland das erste Wasserkraftwerk errichtet. Die Bruttowirkungsgrade von Turbinen haben sich in den letzten Jahrzehnten stetig, bis zu aktuellen Werten von teilweise 90-95%, weiterentwickelt.

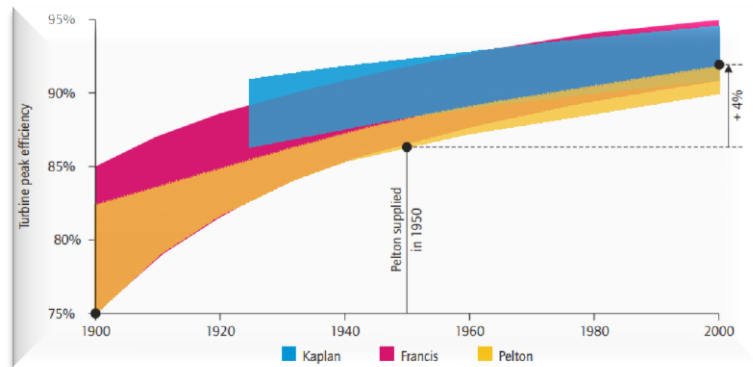


Abbildung 3-27 Entwicklung der Wasserkraft-Turbinentechnologie. Quelle: (IEA, 2012a S. 46)

Abbildung 3-27 zeigt die Entwicklung der drei wichtigsten Turbinentypen bis 2000. Die Technologien sind mittlerweile sehr ausgereift und lassen nur noch wenig Spielraum für künftige Effizienzverbesserungen, doch kann weiterhin an der Ausweitung der einsetzbaren Leistungsbereiche und möglichen Fallhöhen gefeilt werden. Während Kaplan-Turbinen schon immer über sehr hohe Wirkungsgrade verfügten, konnte der Wirkungsgrad der Francis- und Pelton-Turbinentechnologien im Laufe der letzten hundert Jahre von etwa 82% bzw. 75% auf knapp über 90% gesteigert bzw. weiterentwickelt werden.

3.7.4 Zusammenfassung der Kennwerte

In Tabelle 3-8 werden die Kennwerte des Kapitels Wasserkraft nochmals tabellarisch zusammengefasst. Für geringe Fallhöhen kommen vorwiegend Kaplan-/ Lamellenturbinen oder Wasserkraftschnecken zum Einsatz. Für große Fallhöhen werden meist Pelton- oder Francisturbinen verwendet. Der Bruttowirkungsgrad reicht von 75% (Ossberger-) bis 95% (Pelton-, Francis- und Kaplan turbinen).

Tabelle 3-8 Zusammenfassung der Kennwerte: Wasserkraft.

Quelle: Eigene Darstellung

Technologie/Verfahren	Spezielle Eigenschaft	Typischer Leistungsbereich	Elektrischer Bruttowirkungsgrad der Turbine [%]	Elektrischer Nettowirkungsgrad des Kraftwerks [%]
Pelton turbine	Fallhöhe 200-2000m ^{60,61}	1kW-400MW ⁶⁰	90-95% ⁶⁰	70-88% ⁶⁰
Francis turbine	Fallhöhe 50-700m ^{61,62}	0,1-1000MW ^{60,63}	80-95% ⁶⁰	70-90% ⁶⁰
Kaplan turbine	Fallhöhe 2-80m ^{60,61}	0,4-200MW ^{60,64}	80-95% ⁶⁰	70-89% ⁶⁰
Ossberger-Durchströmturbine	Fallhöhe 2,5-200m ⁶⁵	15kW-3MW ⁶⁵	75-80% ⁶⁵	
Wasserkraftschnecke	Fallhöhe 0,5-10m ⁶³	1-300kW ^{63,66}	bis 90% ⁶³	
Lamellenturbinen	Fallhöhe 0,5-5m ⁶⁷	10kW-1MW ⁶⁸	bis 90% ⁶⁹	70% ⁶⁹

⁶⁰ Quelle: (Neuhofer, 2004)

⁶¹ Quelle: (Leimegger)

⁶² Quelle: (IEA, 2012a)

⁶³ Quelle: (Ritz Atro)

⁶⁴ Quelle: (IEA ETSAP, 2010g)

⁶⁵ Quelle: (Ossberger)

⁶⁶ Quelle: (ISA, 2006)

⁶⁷ Quelle: (Kleinwasserkraft Österreich)

⁶⁸ Quelle: (Martin Group AG)

⁶⁹ Quelle: (BEW-Power)

3.8 Windkraftwerke

Die Strömung der Luft auf Grund des Druckunterschiedes zwischen zwei Orten (rührt aus der Erwärmung des Bodens) kann mittels Rotoren in elektrische Energie umgesetzt werden. (E-Control S. Windenergie) Dabei treten natürlich Verluste, wie in Abbildung 3-28 dargestellt, auf. Ein 100% Entzug der kinetischen Energie ist nicht möglich. Das theoretisch berechnete Maximum wurde von Albert Betz entdeckt und spiegelt die maximal erreichbare Leistungsumsetzung eines idealisierten Windrades für frei umströmte Rotoren in Form der Formel von Betz wieder - diese liegt bei 59,3%. (IG Windkraft, 2013)

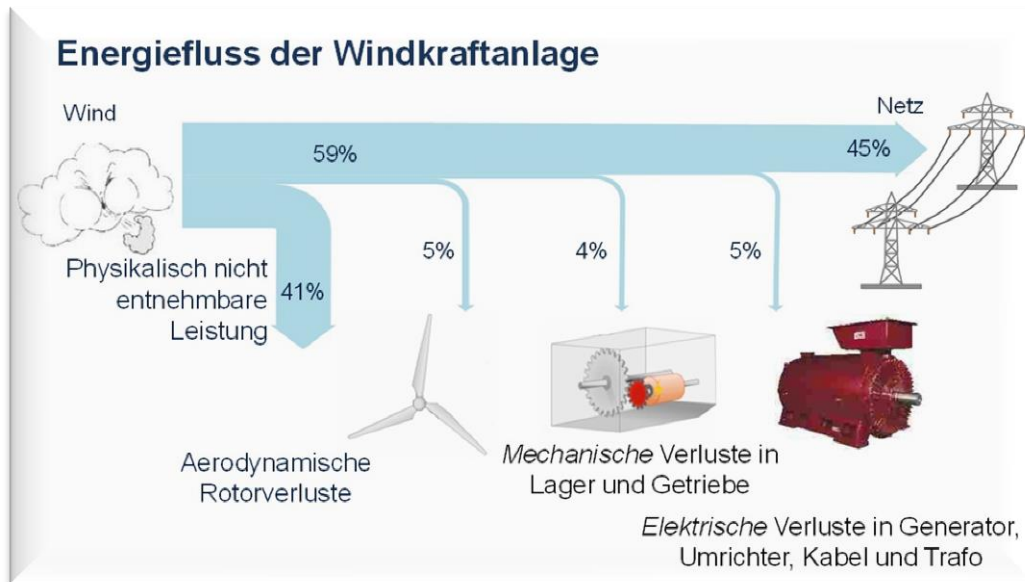


Abbildung 3-28 Umwandlungsprozess von Wind zu Strom. Quelle: (BWE)

Die Leistungsentnahme einer WEA erfolgt mittels Verminderung der Strömungsgeschwindigkeit. Wird der Wind überhaupt nicht verzögert, kann auch keine Leistung entnommen werden und der Wirkungsgrad beträgt 0%. Betz erkannte, dass die optimale Leistungsentnahme erfolgt, wenn die Windgeschwindigkeit nach der Rotorebene $1/3$ der Geschwindigkeit vor der Rotorebene beträgt. In diesem Fall ist der aerodynamische Wirkungsgrad (der Leistungsbeiwert c_p) gleich $16/27 = 0,59$. Windenergieanlagen des Widerstandprinzips haben einen deutlich geringeren Leistungsbeiwert von 19%. (BWE)

3.8.1 Engpassleistung bis 30kW

3.8.1.1 Vertikale Rotorbauweise: Savonius – Rotor

Der Savonius-Rotor beruht auf dem aerodynamischen Widerstandsprinzip. Der Wind findet in der Schaufelöffnung einen höheren Widerstand als in der Schaufelrückseite. So ergibt sich ein Drehmoment, das beide Schaufeln abwechselnd in die Windrichtung bringt. Savonius-Rotoren laufen schon bei geringen Windstärken (ab etwa 2m/s) an und sind nahezu unabhängig von der Windrichtung. Der Wirkungsgrad liegt jedoch unter 25%. (Furtmayr, 2013)

3.8.2 Engpassleistung von 30kW bis 500kW

3.8.2.1 Vertikale Rotorbauweise: (H-)Darrieus – Rotor

Der Darrieus-Rotor arbeitet nach dem Auftriebsprinzip und hat zwei oder drei Rotorblätter, die als Mantellinien ausgeführt sind. Der Vorteil von Darrieus-Rotoren liegt, wie auch beim

Savonius-Rotor, in der Windrichtungsunabhängigkeit. Die Nachteile liegen darin, dass Darrieus-Rotoren nicht selbstständig anlaufen können und somit eine Anlaufhilfe benötigen, keine Möglichkeit der Rotorblattverstellung haben und auch keine Drehzahländerung zulassen. Darrieusrotoren verfügen über einen weitaus höheren Wirkungsgrad als Savoniusrotoren von bis zu 37%. Vertikale WEA werden in Serienfertigung bis etwa 150kW gebaut und sind geräuschärmer als horizontale Anlagen. Kombinationen aus Darrieus-Savonius-Anlagen gibt es bereits ab 0,5kW Leistung bis unter 10kW, wobei der Savonius-Rotor hier lediglich als Anlaufhilfe dient. (Furtmayr, 2013)

Der H-Darrieus-Rotor ist eine Abwandlung des herkömmlichen Darrieus-Rotors, dessen Blätter gerade und parallel zur Drehachse an Tragarmen angeordnet sind. Auf Grund der spiralförmigen Bauform liefert der H-Darrieus ein gleichmäßigeres Drehmoment und benötigt keine Anlaufhilfe. Die Vorteile gegenüber der klassischen Bauart liegen ebenso darin, dass sich alle Bereiche des Blattes gleich schnell bewegen und der Materialeinsatz für die gleiche Fläche geringer ist, wenngleich der Leistungsbeiwert höher ist. Die Nachteile liegen im hohen Geräuschpegel, wodurch derartige Rotoren nachts abgedreht werden müssen und im geringen Wirkungsgrad von 30-40%. H-Darrieus-Rotoren liegen meist im unteren kW-Bereich. Vereinzelt sind auch Anlagen mit bis zu 200kW Engpassleistung in Verwendung. (Furtmayr, 2013) und (DBFZ, 2011)

3.8.2.2 Horizontale Rotorbauweise: 3-Blatt Rotor

Wie im folgenden Abschnitt 3.8.3.1 erläutert, werden 3-Blatt Rotoren zwar vorwiegend im Leistungsbereich von 500kW bis über 7MW eingesetzt, finden jedoch auch im Bereich von 1,5 bis 10kW Engpassleistung Anwendung. (Energieforschungspark)

3.8.3 Engpassleistung über 500kW

3.8.3.1 Horizontale Rotorbauweise: 3-Blatt Rotor

Windkraftträder mit drei Rotorblättern sind weltweit die gebräuchlichsten Aufbauten, da sie sich im Laufe der Zeit bewährt haben. Durch die Symmetrie der drei Rotoren ist eine Aufteilung der wirkenden Kräfte gegeben. Die durchschnittliche Windkraftanlage ist eine 3-Blättrige horizontale Aufwind-Anlage mit etwa 1,8MW Leistung, welche über eine Pitch-Regelung und ein Getriebe verfügt. (IEA, 2009 S. 11) Diese Anlagen generieren Strom ab etwa 15 bis 90km/h Windgeschwindigkeit. WEA der Firma Enercon erreichten 2005 erstmals praktische Flügelwirkungsgrade von 53%, welche nach Abzug der Getriebe- und Trafoverluste zwischen 40-50% lagen. Die tatsächliche Leistung, die an das Stromnetz abgegeben wird, hängt jedoch zusätzlich von den mechanischen und elektrischen Maschinenteilen ab, mit denen die kinetische Windenergie in elektrischen Strom umgewandelt wird. Neben den angesprochenen Getriebe- und Trafoverlusten spielt auch die Ausrichtung der Rotoren nach der Windrichtung und -stärke eine entscheidende Rolle, sodass in der Praxis Wirkungsgrade von 35-50%⁷⁰ erreicht werden. Die größte 3-Flügel-Anlage hat derzeit eine Nennleistung von 7,5MW und stammt von der Firma Enercon. (Enercon), (Furtmayr, 2013), (BINE, 2007b), (DBFZ, 2011) und (Swoboda, 2003)

3.8.3.2 Horizontale Rotorbauweise: 2-Blatt Rotor

Windkraftträder mit einer geraden Anzahl an Rotorblättern werden heutzutage vermieden, da sie die Stabilität der Anlage (auf Grund der wirkenden Windkräfte) negativ beeinflussen. Natürlich würden sie jedoch den Vorteil der Ersparnis eines Rotorblattes und den damit

⁷⁰ Auf Grund der Tatsache, dass nur wenige Hersteller Wirkungsgrade angeben, müsste dieser aus den Angaben berechnet werden. Dieses Verfahren ist nur bedingt gültig und nur mit Einschränkungen Aussagekräftig.

verbundenen Kosten und dem Gewicht bringen. Nachteil derlei Rotoren ist die Notwendigkeit einer höheren Drehzahl als die der 3-Blatt-Rotoren, welche mit einer Erhöhung der Geräuschentwicklung einhergeht. In China wurden Anlagen mit mehr als 6MW Leistung errichtet. (Swoboda, 2003) und (Ingenieur.de)

3.8.3.3 Horizontale Rotorbauweise: 1-Blatt Rotor

1-blättrige Windkraftanlagen weisen die größte Abhängigkeit vom Wind und den damit verbundenen Problemen auf. Bei unsymmetrischer Belastung durch den Wind wirken enorme Kräfte auf die ansonsten steife Konstruktion (es wird auch von der Notwendigkeit das Gier- und Pendelmoment auszugleichen, gesprochen). Deshalb ist die Verwendung eines Gegengewichtes nötig, was die Kostenersparnis durch den Wegfall zweier Rotoren wiederum kompensiert. Sie werden bei der höchsten Drehzahl betrieben und verursachen deshalb auch den größten Geräuschpegel. Von den drei horizontalen Bauarten weisen sie die geringste Leistung auf. (Swoboda, 2003)

3.8.4 Entwicklung der Effizienz

Windenergie ist wohl eine der am längsten vom Menschen genutzte Energieform. Die beiden Ölkrisen und das steigende Umweltbewusstsein Ende des 20. Jahrhunderts führten in Kombination mit öffentlicher Forschung zur heutigen Position der Windenergie und der damit verbundenen hohen gesellschaftlichen Akzeptanz. (BINE S. Windenergie) Abbildung 3-29 stellt nachfolgend die Entwicklung der Kapazitätsfaktoren verschiedener Windenergieanlagen-Typen in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit dar. Aktuelle Windräder, welche für niedrige Windgeschwindigkeiten ausgelegt sind, erwirtschaften die höchsten Kapazitätsfaktoren in den jeweiligen Windgeschwindigkeitsbereichen.

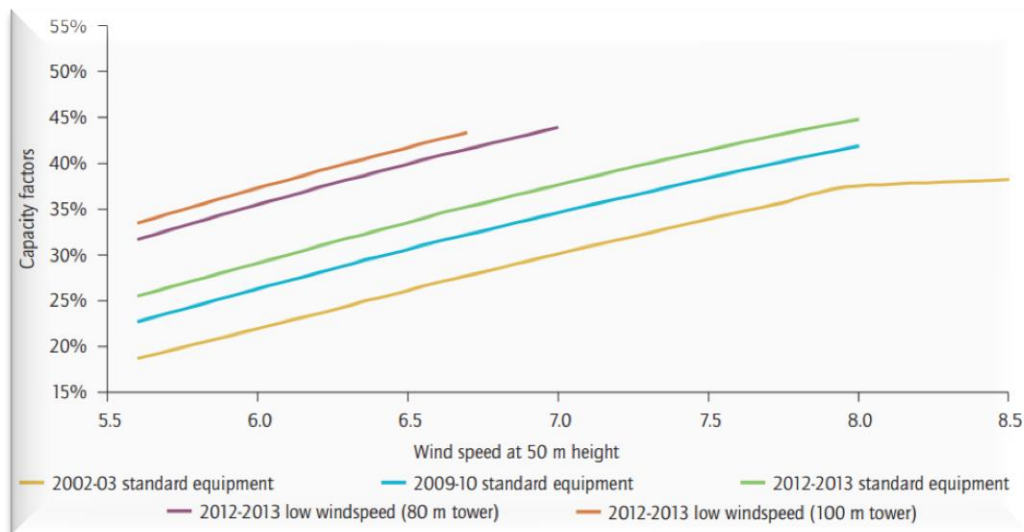


Abbildung 3-29 Kapazitätsfaktoren ausgewählter Windenergieanlagen. Quelle: (IEA, 2013b)

Der generelle Trend in der Weiterentwicklung von WEA lag bisher darin, sowohl die Turmhöhe und Rotorlänge als auch die maximale Leistung zu vergrößern. Diese Umstände erlauben es mitunter, bereits bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten Strom erzeugen zu können. Abbildung 3-30 zeigt die Entwicklung der Baugrößen, Nennleistung und der Turmhöhe seit 1980. Während sich die Nabenhöhe seit 1980 vervierfacht und der Rotordurchmesser verzehnfacht hat, hat sich die Nennleistung um etwa das 250-fache und der gesamte Jahresenergieertrag sogar um den Faktor 570 gesteigert. Windkraftanlagen mit einer Leistung von 5MW sind keine Seltenheit mehr. Zukünftige Windenergieanlagen sollen

bereits 2015 Leistungen von 10MW und einen Rotordurchmesser von 178m erreichen. Ab 2020 sollen Windräder mit 20MW Leistung und über 250m Durchmesser verfügbar sein. Technologische Weiterentwicklungen im Turmbau und der besseren Vorhersage des Windes sollen diese Tendenzen ermöglichen. (BWE) und (IEA, 2013b)

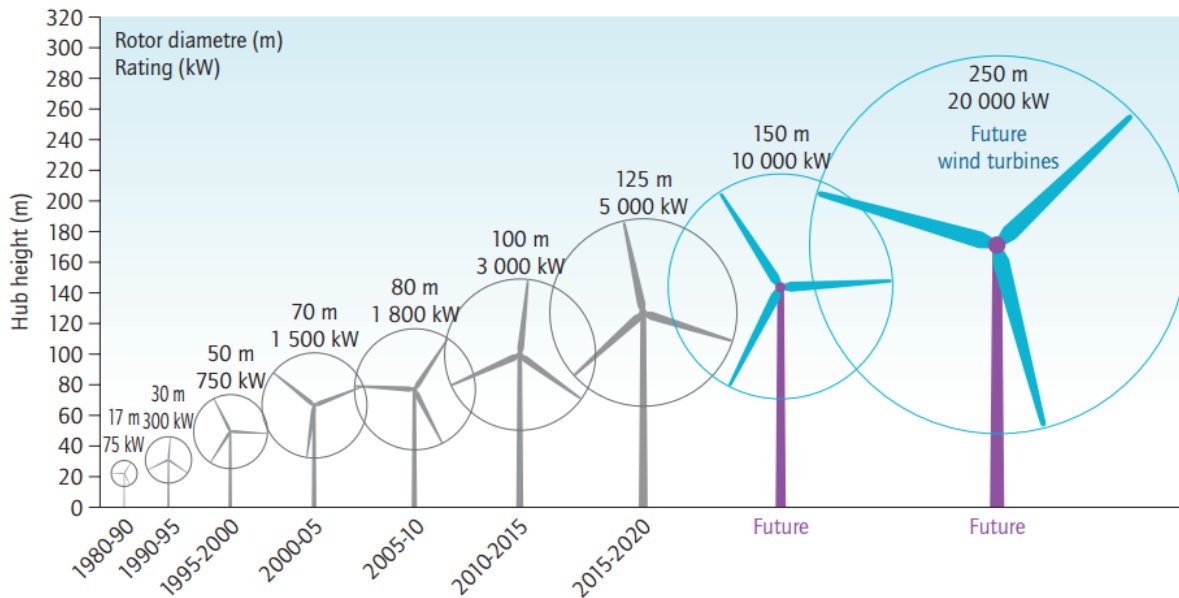


Abbildung 3-30 Entwicklung von Windkraftanlagen. Quelle: (IEA, 2013b)

3.8.5 Bewertungsmöglichkeit der Effizienz von Windenergieanlagen

Im Bereich der Windenergie könnte das Verfahren der Referenzerträge verwendet werden, welches in Abschnitt 2.3 erläutert wurde. Betragen die Erträge weniger als beispielsweise 60% der Referenzerträge, so wird eine schlechte Eignungsstufe zur Windkraftnutzung angenommen, wonach keine Genehmigung erteilt wird. Das Referenzertragsmodell schreibt eine minimale Standortqualität für die Windenergienutzung vor, wodurch vermieden werden soll, dass ein Ausbau der Windenergie an Standorten, die aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht effizient genutzt werden können, ausgeschlossen wird. (DWD Deutscher Wetterdienst, 2013) und (BMU, 2011b S. 161ff)

Folgende Möglichkeit der Bewertung wird auf Basis des Dokuments „Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG Vorhaben IIe Windenergie“, (BMU, 2011b), getätigt.

Windenergie könnte über Mindestkriterien der Genehmigung gesteuert werden. Eine Festlegung von Referenzerträgen führt zu Einschränkungen in Schwachwindstandorten. Technologieentwicklungen ermöglichen heutzutage jedoch auch Nutzungen von Windanlagen in Schwachwindgebieten, was sinnvoll sein kann, wenn diese Energie lokal verwendet wird. Als mäßig geeignet sind demnach Gebiete, in denen der tatsächliche Ertrag zwischen 60% und 80% des Referenzertrages liegt. Gute Windkraftnutzungseignung liegt vor, wenn der tatsächliche Ertrag 80% des Referenzertrages überschreitet, wobei auch Werte über 100% des Referenzwertes erreicht werden können.

Beträgt der tatsächliche Windertrag an einem spezifischen Standort weniger als dem geforderten Mindestreferenzertrag, der über Winddatenbanken festgelegt wurde, so wird keine Genehmigung erteilt. Am Beispiel Deutschland lässt sich zeigen, dass es zu starken regionalen Unsicherheiten des Windes im Umfang von 12-20% des errechneten

Energieertrages (bezogen auf 15 Jahre) kommen kann. In Anlehnung an Abschnitt 2.3 könnte hierfür für Oberösterreich ein durchschnittlicher **Referenzertrag von 2300kWh/m²** Rotorfläche festgelegt werden. Tabelle 3-9 zeigt diverse Windmesswerte ausgewählter österreichischer Standorte. Dabei wurde in 30m Nabenhöhe sowohl die mittlere Windgeschwindigkeit als auch die jahresmittelwerte der Leistungsdichte und Energiedichte gemessen. (Forschungsforum Energie, 1995)

Tabelle 3-9 Windmesswerte in 30m Höhe und Energieerträge ausgewählter Referenzstandorte.
Quelle: (Forschungsforum Energie, 1995)

Standort	V_{med} (30m) [m/s]	Leistungsdichte (30m) [W/m ²]	Energiedichte (30m) [kWh/m ²]
Bisamberg	6,7	321	2.815
Eberschwang	5,7	255	2.236
Feuerkogel	5,8	344	3.009
Golling	6,2	476	4.167
Guntersdorf	4,7	141	1.234
Lasseesee	5,6	212	1.857
Michelbach	5,7	276	2.417
Neusiedl/Zoll	5,7	274	2.402
Regelsbrunn	5,8	241	2.111
Straßwalchen	4,6	130	1.141
Wagram	5,2	215	1.881
Wiesmath	6,1	291	2.549

Das Projekt Sternwind in Oberösterreich erwirtschaftet bei einer Windparkgröße von 14MW Leistung seit 2006 jährlich durchschnittlich etwa 26.528MWh. Es handelt sich dabei um 7 Anlagen zu je 2 MW Leistung, wobei ein Windrad eine Nabenhöhe von 100m und die restlichen Windräder Nabenhöhen von 105m aufweisen. (Sternwind)

Weiters ist derzeit in einigen Verordnungstexten im Gespräch, die Mindesteffizienz einer Windenergieanlage mittels der Leistungsdichte zu ermitteln. So z. B. im Kriterienkatalog Windkraftmasterplan Oberösterreich. Demzufolge sollen Windenergieanlagen nur dort errichtet werden, wo „aufgrund des vorhandenen Winddargebots von einem effizienten Betrieb der Anlagen auszugehen ist“. Derzeit wird ein effizienter Betrieb möglich, wenn „aufgrund des Winddargebots zumindest eine mittlere Leistungsdichte von 180 W/m² in 130m Höhe erreicht werden kann.“ (Land Oberösterreich)

Über die Festlegung sowohl der Mindestleistungsdichte als auch der Nabenhöhe, für die diese Leistungsdichte gilt, besteht bisher kein Konsens. Demzufolge ist beispielsweise in der Verordnung der steiermärkischen Landesregierung ebenso eine mittlere Leistungsdichte von 180W/m² reglementiert, doch diese Bewertung erfolgt bereits in 100m Nabenhöhe. Im Gegensatz dazu werden in einem Verordnungsentwurf des Landes Niederösterreich in 130m Höhe 220W/m² mittlere Leistungsdichte vorgeschrieben um eine Genehmigung zu erhalten. (Land Steiermark, 2013) und (Land Niederösterreich, 2013)

3.8.6 Zusammenfassung der Wirkungsgrade

In der folgenden Tabelle 3-10 werden die Wirkungsgrade des Kapitels Windkraft nochmals tabellarisch zusammengefasst um einen Überblick zu ermöglichen. In höheren MW-Bereichen werden ausschließlich horizontale Systeme verwendet. Auf Grund der auftretenden Kräfte ist die Verwendung von 1-Blatt-Rotoren oder Rotoren mit einer geraden Anzahl an Blättern problematisch, weshalb sich die 3-Blatt-Rotoren durchgesetzt haben.

Tabelle 3-10 Zusammenfassung der Kennwerte: Windkraft.

Quelle: Eigene Darstellung

Technologie/Verfahren	Spezielle Eigenschaft	Typischer Leistungsbereich	Nettowirkungsgrad [%]
Savonius-Rotor	vertikal		25% ⁷¹
(H-)Darrieus-Rotor	vertikal	0,5-200kW ⁷²	30-40% ^{71,73}
3-Blatt-Rotor	horizontal	bis 7,5MW ⁷⁴	35-50% ^{71,73}
2-Blatt-Rotor	horizontal	bis 6MW ⁷⁵	
1-Blatt-Rotor	horizontal		

⁷¹ Quelle: (Furtmayr, 2013)

⁷² Quelle: (Karl, 2012)

⁷³ Quelle: (DBFZ, 2011)

⁷⁴ Quelle: (Enercon)

⁷⁵ Quelle: (Ingenieur.de)

4 Verordnungen und Richtlinien

Die politische Struktur hat maßgeblichen Einfluss darauf, wie schnell und konsequent politische Willensbildung und Entscheidungsprozesse von statten gehen und in welcher Intensität Interessen unterschiedlicher Stakeholder einbezogen werden. Die Anpassung von energiepolitischen Rahmenbedingungen ist entscheidend von der politischen Ausrichtung und Überzeugung der jeweiligen Regierung abhängig. In diesem Kapitel sollen existente Verordnungen bzw. auch Richtlinien diverser Staaten zum Thema Energieeffizienz in Kraftwerken aufgelistet und auf Wirkungsgraddefinitionen für unterschiedliche Kraftwerkstechnologien geprüft werden.

4.1 Europäische Union (EU)

In dem Vorschlag der Europäischen Kommission KOM(2011) 370 für eine Richtlinie zur Energieeffizienz werden nicht nur Energiekonsumenten sondern auch Energieerzeuger in die Pflicht genommen, Energie zu sparen. Mittels neu installierter „Energieeffizienzverpflichtungssysteme“ soll jeder Mitgliedsstaat den im Land tätigen Energieversorgern ermöglichen, jährlich 1,5% Energieeinsparungen (vom Energieabsatz des Vorjahres berechnet) zu erwirtschaften. Davon ausgenommen sind „kleinere Energieeinzelhandelsunternehmen“. (KOM(2011) 370, 2011b)

Bisher wurden Energieeffizienzmaßnahmen vorwiegend im Gebäudesektor (Sanierung von öffentlichen/privaten Gebäuden, Verbesserung von elektrischen Geräten), Verkehrssektor und in der Industrie (Bildung von Mitarbeitern, Energie-Audits, Energiemanagement) vorgenommen, wobei seit der Richtlinie KOM(2011) 109 der EU nun auch die Erzeugung von Strom und Wärme bzw. der Wirkungsgrad dieser Erzeugung verbessert werden soll. (EC, 2011a)

Um alternde Anlagen zu ersetzen und den Bedarf zu decken müssen neue Erzeugungskapazitäten und Infrastruktur gebaut werden. Hierbei muss die Energieeffizienz berücksichtigt und lediglich die besten verfügbaren Technologien genützt werden. Sowohl das Emissionshandelssystem (ETS) als auch die neue Richtlinie über Industrieemissionen (EC 2010/75/EU) sollten diese Forderungen fördern, doch passierte dies nicht in zufriedenstellendem Ausmaße. Für das Erstellen der BREF-Dokumente ist die Europäische Kommission zuständig – ebenso für die kontinuierliche Aktualisierung alle acht Jahre. In der Richtlinie der Kommission KOM(2011)109 heißt es: *„Unter Berücksichtigung der Ergebnisse und der Notwendigkeit, mittel- und längerfristig für mehr Effizienz zu sorgen, wird die Kommission die Einführung einer neuen rechtlichen Bestimmung erwägen, wonach die Mitgliedstaaten das Erreichen der für neue Anlagen geltenden Werte der besten verfügbaren Technologien als Voraussetzung für die Genehmigung neuer Kapazitäten vorschreiben und gewährleisten müssen, dass vorhandene Anlagen im Rahmen der Verlängerung ihrer Genehmigung auf die für vorhandene Kapazitäten geltenden Werte aufgerüstet werden müssen.“* Ferner soll KWK-Kopplung als Forderung an die thermische Erzeugung von Elektrizität gebunden werden und die Nutzung von Energieabfällen forciert werden. (EC, 2011a)

4.1.1 EU-ETS

Der Europäische Emissionshandel (EU-ETS) ist ein marktwirtschaftliches Instrument zur Reduktion der Emission von klimaschädlichen Treibhausgasen. Geboren wurde dieses Instrument unter dem Wunsch den Klimaschutz zu den gesamt wirtschaftlich niedrigsten

Kosten voranzutreiben. Die Staatengemeinschaft der EU hat im ersten Schritt mitunter die Obergrenze ihrer Emissionen, das so genannte „Cap“ festgelegt, welches die absolute Zahl der Treibhausgase in t für ausgewählte Anlagen in einem bestimmten Zeitraum fixiert. Diese Gesamtmenge wird den Unternehmen in Form von Emissionsberechtigungen (Zertifikaten), welche zum Ausstoß einer bestimmten Menge THG berechtigt, zur Verfügung gestellt. Unternehmen, die bei der jährlichen Prüfung weniger THG emittieren als erlaubt, können die überschüssigen Zertifikate verkaufen. Unternehmen, welche zu viele Treibhausgase emittieren, müssen Zertifikate am ETS-Markt kaufen. Bis zum Jahre 2020 werden nach und nach Zertifikate aus dem System genommen, somit der Handel angeregt um letzten Endes ein vordefiniertes Ziel zu erreichen. Derzeit befinden sich zu viele Zertifikate im Umlauf, sodass es für Unternehmen billiger ist, Zertifikate dazu zu kaufen denn Emissionen zu reduzieren (und in effizienzsteigernde Techniken zu investieren). (BMU, 2013)

Das EU-ETS hat mittelbar das Ziel, Emissionen zu begrenzen und adressiert alle Kraftwerke ab 20MW Engpasseleistung. Es steht jedoch in der Kritik, keinen effektiven Anreiz für Industrie- und Energieversorgungsunternehmen zu setzen, frühzeitig und nachhaltig umzusteuern und in klimafreundlichere Techniken zu investieren. (Verheyen, Roda; BUND und DUH, 2013)

In Phase eins des EU-ETS konnten Mitgliedsstaaten noch 95% ihrer Zertifikate verschenken. In Phase zwei von 2008-2012 wurde neben neuen Mitgliedsstaaten auch ermöglicht, Investitionen in Drittländern mit in die Berechnungen zu nehmen. Phase drei begann im Jahre 2013 und brachte einige Neuerungen wie z. B. die Bezahlpflicht für alle benötigten Zertifikate der Stromproduzenten – einige Ausnahmen runden dieses System ab. Weiterhin gibt es einen gewissen Anteil an Gratiszertifikaten, welcher sich jedoch nicht mehr an historischen Emissionen, sondern am Durchschnittswert der 10% der BAT-Kraftwerke orientiert. So bekommt ein Kraftwerk also nicht mehr die Menge an Zertifikaten, welche es bisher abzüglich der gewollten Einsparungen bekam, sondern die Menge an Zertifikaten, welche Kraftwerke, basierend auf dem Prinzip der besten verfügbaren Technologie (des gleichen Kraftwerktyps und Größe) zustünden. Diese Benchmarks berücksichtigen die *„effizientesten Techniken, Ersatzstoffe, alternative Herstellungsprozesse, hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung, effiziente energetische Verwertung von Restgasen, die Verwendung von Biomasse sowie die Abscheidung und Speicherung von CO₂, sofern entsprechende Anlagen zur Verfügung stehen.“* (Lebensministerium)

4.1.2 EC 2012/27/EU - Energieeffizienz

Ziel der Energieeffizienz-Richtlinie ist es, einen Rahmen für Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz zu schaffen. Damit soll das übergeordnete Ziel der EU, die Steigerung der Energieeffizienz bis 2020 um 20%, erreicht werden. Mit 1. Jänner 2014 müssen demnach alle Mitgliedstaaten der Europäischen Union einen nationalen Wärme- und Kälteplan „für den Ausbau des Potenzials für die Anwendung der hocheffizienten Fernwärme und Fernkälte“ erstellen und an die verantwortlichen Stellen leiten.

Des Weiteren beinhaltet dieser Teil eine Verpflichtung der Mitgliedsstaaten, wonach diese im Zeitraum 2014 bis 2020 jährlich 1,5% des durchschnittlichen jährlichen Endenergieabsatzes der Jahre 2010 bis 2012 einsparen sollen. Bei der Erfüllung dieses Ziels wird den Mitgliedstaaten die Wahl gelassen, ob EVUs verantwortlich gemacht werden, oder Maßnahmen wie Förderprogramme oder Energiesteuern genützt werden.

Der dritte Teil der Richtlinie enthält Festlegungen zur Steigerung der Energieeffizienz in den Bereichen Energieumwandlung, -übertragung und -verteilung. Demnach müssen die Mitgliedstaaten umfassende Potenzialanalysen für hocheffiziente KWK durchführen sowie Strategien zum Ausbau effizienter KWK erarbeiten.

Folgende Kriterien sind zur Bestimmung der Effizienz des KWK-Prozesses in dieser Direktive bestimmend:

- Primärenergieeinsparungen von mindestens 10% im Vergleich zu den Referenzwerten für die getrennte Strom- und Wärmeerzeugung
- Gesamtwirkungsgrad über 70% des KWK-Blockes bei einer elektrischen Leistung von über 25MW

Demzufolge stellt KWK also eine wichtige Säule einer nachhaltigen und dezentralen Elektrizitätserzeugung dar. Zur Einführung von Maßnahmen und Verfahren zur Förderung von KWK-Anlagen mit einer thermischen Gesamtnennleistung von mehr als 50MW in den Mitgliedsstaaten wird aufgerufen.

4.1.3 EC 2010/75/EU – Integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (IVU)

Die womöglich gravierendsten Neuerungen durch diese Richtlinie (und deren Vorgänger 2008/1/EU) betrifft die Verwendung (Einführung) der "Merkblätter zur besten verfügbaren Technik". Für diverse Anlagenarten bzw. Industriebranchen sind die nach dem „derzeitigen Stand der Technik“ ökologisch und ökonomisch vorteilhaftesten Technologien und Verfahrensweisen festgelegt. Es gilt, die BVT-Merkblätter durch lokale Genehmigungs- und Kontrollbehörden in allen EU-Mitgliedsstaaten umzusetzen. Da sich die Techniken ständig weiter entwickeln, werden die BVT-Merkblätter alle 6-10 Jahre aktualisiert. Im Jahr 2010 wurde die IVU-Richtlinie 2008/1/EU mit wenigen, aber wesentlichen Änderungen in die Industrieemissionsrichtlinie 2010/75/EU integriert. (EC, 2008)

In den BREF-Dokumenten werden neben Kraftwerken der öffentlichen Versorgung mit thermischen Leistungen von mehr als 50MW auch Industrieanlagen betrachtet, wenn sie mit konventionellen Brennstoffen betrieben werden. Eine weitere Abgrenzung gilt für Anlagen, in denen die Feuerung ein integraler Bestandteil eines speziellen Produktionsprozesses darstellt. Diese Anlagen werden in den Sektor-spezifischen BREF-Abschnitten behandelt. (EC, 2013)

4.1.4 EC 2004/8/EU - Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Seit der Verordnung 2004/8/EC fallen folgende Technologien in die Beachtung der KWK-Richtlinien:

- a) Gasturbine mit Wärmerückgewinnung (kombinierter Prozess)
- b) Gegendruckdampfturbine
- c) Entnahme-Kondensationsdampfturbine
- d) Gasturbine mit Wärmerückgewinnung
- e) Verbrennungsmotor
- f) Mikroturbinen
- g) Stirling-Motoren
- h) Brennstoffzellen
- i) Dampfmaschinen
- j) Rankine-Kreislauf mit organischem Fluidum

- k) Jede andere Technologie oder Kombination von Technologien, für die gewisse Begriffsbestimmungen gelten.

Die Stromerzeugung aus KWK ist in folgenden Fällen mit der jährlichen Gesamtstromerzeugung des Blocks, gemessen an den Klemmen der Hauptgeneratoren, gleichzusetzen:

- bei KWK-Blöcken des Typs b), d), e), f), g) und h) mit einem jährlichen Gesamtwirkungsgrad (Nutzungsgrad) von mindestens 75% und
- bei KWK-Blöcken des Typs a) und c) mit einem jährlichen Nutzungsgrad von mindestens 80%.

Neue Kraftwerke dürfen nur errichtet werden, wenn sie ihre Abwärme in einem „hocheffizienten KWK-Block“ zurückgewinnen und sich weiters an einem Standort befinden, an dem diese Abwärme auch genutzt werden kann. Für bereits bestehende Stromerzeugungsanlagen gelten spezielle Kriterien, unter denen eine Umrüstung auf aktuelle Anforderungen notwendig wird. Es gilt, elektrischen Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen „vorrangig“ abzunehmen und „garantierten Zugang“ zum Elektrizitätsnetz zu gewähren. Natürlich unter den Voraussetzungen, dass hierdurch die Netzzuverlässigkeit und -sicherheit nicht gefährdet werden. Ist eine Kosten-Nutzen-Analyse negativ, wird also unter Berücksichtigung der gesamten Lebenszykluskosten die gleiche Menge Strom, Wärme und Kälte durch die getrennte Erzeugung kostengünstiger bereitgestellt, so können Stromerzeugungs- oder Industrieanlagen von den einzelnen Mitgliedsstaaten von den obigen Verpflichtungen ausgenommen werden. (EC, 2012a)

Die Festlegung von harmonisierten Wirkungsgrad-Referenzwerten für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme beträgt für:

- Biogas: 42%
- Flüssige Biomasse: 25%
- Feste Biomasse: 44,2%
- Erdgas: 52% und
- Steinkohle: 44,2%.

4.2 Österreich

Mit dem österreichischen Energieeffizienz-Gesetz (EnEffG) wurde im April 2013 die Umsetzung der Richtlinien

- RL 2012/27/EU zur Energieeffizienz
- RL 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen sowie
- RL 2006/32/EG über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen

zwar durch den Ministerrat beschlossen, schlussendlich jedoch nicht vom Parlament abgesegnet und wartet nun auf eine Umsetzung unter der neuen Regierung bis Juni 2014.

Bereits 2008 wurde Energieunternehmen im Grünbuch Energieeffizienz eine Schlüsselrolle im Prozess zur Steigerung der Energieeffizienz zugesprochen. Neben der Energieeffizienzsteigerung im Umwandlungsprozess von Strom und Wärme soll auch die Effizienz beim Endkunden betrachtet werden. Diese Steigerung der Energieeffizienz bei der Energieumwandlung bezieht sich vorwiegend auf den thermischen Kraftwerkspark

Österreichs (Kohle, Öl, Gas, Abfälle, biogene Brennstoffe), der mit einem Wirkungsgrad von 29% bis 48% (je nach Brennstoff und technischem Stand der Anlage) also mehr als 50% der Primärenergie im Umwandlungsprozess nicht nützt. Der Wirkungsgrad von KWK-Anlagen liegt im Vergleich dazu bei durchschnittlich 73,8%. (E-Control, 2008)

4.2.1 KWK-Gesetz 2009

In §8 Abs. 2 des KWK-Gesetzes der österreichischen Bundesregierung wird die Gleichung

$$\frac{2}{3} * \frac{W}{B} + \frac{E}{B} \geq 0,6$$

als Effizienzkriterium eingeführt.

Hierbei bezeichnet „W“ die Wärmemenge, die an das öffentliche Fernwärmenetz abgegeben oder als Prozesswärme genutzt wird. Der gesamte Brennstoffeinsatz wird durch den Buchstaben „B“ gekennzeichnet und „E“ bezeichnet die elektrische Energie, die an das öffentliche Elektrizitätsnetz abgegeben oder an der Generatorklemme gemessen wird. Obige Gleichung bezeichnet also die gemeinsame Nutzung von Wärme und Strom, wobei Strom eine höhere Wertigkeit hat und soll über 60% Gesamtnutzungsgrad liegen. (KWK-Gesetz, 2009)

Das KWK-Gesetz wurde 2012 durch das Ökostromgesetz (Abschnitt 4.2.3)ersetzt.

4.2.2 Ökostromverordnung (ÖSVO) 2012

Laut §2 der Ökostromverordnung 2012 der österreichischen Bundesregierung sind Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Neuanlagen erneuerbarer Energieträger (Ausnahme: PV bis 5kWpeak) nur dann zu gewähren, wenn definierte Mindestwirkungsgrade eingehalten werden.

Dazu zählen unter anderem Anlagen auf Basis von fester oder flüssiger Biomasse, Biogas oder Abfall mit hohem biogenem Anteil, sofern ein Brennstoffnutzungsgrad von mindestens 60% erreicht wird. Für Geothermieanlagen sind die Kriterien gegeben, wenn ein gesamtenergetischer Nutzungsgrad von mindestens 60% erreicht wird. Die Erreichung dieser Kriterien ist vor Inbetriebnahme der Anlage vorzuweisen und nachfolgend jedes Kalenderjahres nachzuweisen. (ÖSVO, 2012)

4.2.3 Ökostromgesetz (ÖSG) 2012

Im §4 des Ökostromgesetzes 2012 der österreichischen Bundesregierung ist neben den Punkten:

- Förderung von Ökostromanlagen
- Erhöhung des Anteils von Ökostrom
- Sicherstellen einer energieeffizienten Erzeugung von Ökostrom
- Effiziente Verwendung der Mittel zu Förderung von Ökostrom
- Gewährleistung der Investitionssicherheit und
- Entfernung der Abhängigkeit von Atomstrom

auch die *Schwerpunktsetzung der Erreichung von Marktreife von Ökostrom-Technologien* als eines der Hauptziele definiert. Hierzu wird der Strategieplan für Energietechnologien verwendet. Laut §12 gilt Kontrahierungspflicht zu festgelegten Einspeisetarifen mitunter für Ökostromanlagen auf Basis von Windkraft, Photovoltaik, fester und flüssiger Biomasse und Biogas, Geothermie und Kleinwasserkraft mit einer Engpassleistung von bis zu 2 MW nach

Maßgabe des § 14 Abs. 7. Keine Kontrahierungspflicht besteht gemäß Abs.1 neben einigen anderen Gründen auch für Anlagen, *„die zumindest teilweise auf Basis von Geothermie, Biomasse oder von Biogas betrieben werden, sofern sie keinen Brennstoffnutzungsgrad bzw. gesamtenergetischen Nutzungsgrad von mindestens 60“ % „erreichen oder keinen dem Stand der Technik entsprechenden Wärmemessfühler für die Zwecke der Messung der genutzten Wärme installieren,“* (ÖSG, 2012)

4.2.4 Kärnten

In Kärnten wurde 2011 das „Kärntner Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2011“ verabschiedet, welches die *„Erzeugung, Übertragung und Verteilung von und Versorgung mit Elektrizität sowie die Organisation der Elektrizitätswirtschaft in Kärnten“* festlegt. Weiters regelt es sonstige Rechte und Pflichten der Elektrizitätsunternehmen. Unter §2 Abschnitt h) wird ausdrücklich die *„bestmögliche Nutzung der Primärenergieträger“* als eines der Ziele definiert. (Landesregierung Kärnten, 2012)

Unter §6 wird eine Genehmigungspflicht für Kraftwerke mit mehr als 5kW Engpassleistung definiert. Anlagen mit weniger als 5kW Engpassleistung sind also nicht genehmigungspflichtig. Für Erzeugungsanlagen bis 500kW Engpassleistung sind vereinfachte Verfahren möglich. Grundsätzlich und vor allem für sämtliche Kraftwerke mit mehr als 500kW Engpassleistung erfolgt die Erteilung der Elektrizitätswirtschaftsrechtlichen Genehmigung zur Errichtung und zum Betrieb einer Erzeugungsanlage, wenn diese:

- Nach dem „Stand der Technik“ sowie dem Stand der medizinischen und der sonst in Betracht kommenden Wissenschaften erwartet werden kann und
- die eingesetzte Primärenergie bestmöglich genutzt und verwertet wird.

Hierbei bezieht sich der „Stand der Technik“ auf den Entwicklungsstand fortschrittlicher Verfahren, welche auf einschlägigen wissenschaftlichen Erkenntnissen beruhen. Die Funktionstüchtigkeit dieser Einrichtungen, Bau- oder Betriebsweisen ist erprobt und erwiesen. *„Bei der Bestimmung des Standes der Technik sind insbesondere jene vergleichbaren Verfahren, Einrichtungen, Bau- oder Betriebsweisen heranzuziehen, welche am wirksamsten zur Erreichung eines allgemein hohen Schutzniveaus für die Umwelt insgesamt sind“*. Weiters sind die Kriterien der Anlage 6 zur Gewerbeordnung 1994 zu berücksichtigen. Weiters wird mit diesem Gesetzesplatz die Notwendigkeit der Verstärkten Nutzung von KWK fixiert, welche in der Verordnung 2004/8/EC (aufgehoben durch die neue Verordnung 2012/27/EU) der Europäischen Kommission verabschiedet wurde.

Zur Bestimmung der Wirkungsgrad-Referenzwerte sind die von der Europäischen Kommission gemäß der Richtlinie 2012/27/EU in Anhang II (2004/8/EC in Artikel 4) festgelegten harmonisierten Wirkungsgrad-Referenzwerte zu berücksichtigen, welche alle vier Jahre erneuert werden, siehe Abschnitt 4.1.2. (Landesregierung Kärnten, 2012)

4.2.5 Niederösterreich

Die Notwendigkeit der Steigerung des Wirkungsgrades in der Stromerzeugung hat auch das Land Niederösterreich erkannt. Demzufolge leistet eine Verbesserung des Wirkungsgrades von Stromerzeugungsanlagen *„einen Beitrag zur optimalen Ausnutzung der Brennstoffe und zu geringeren Treibhausgasemissionen“*. Es wurden bisher keine Mindestwirkungsgradwerte definiert. Außerdem soll auch die Nutzung der Abwärme und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen forciert werden. (Land Niederösterreich, 2008)

4.2.6 Salzburg

In Salzburg wurde das Förderprogramm der Photovoltaik, siehe (Land Salzburg: Lebensgrundlagen und Energie, 2013), neu geregelt. Die Förderung besteht aus förderbaren Investitionskosten je kWp. Davon ausgehend wird, je nach Jahresertrag der Anlage, der Fördersatz festgelegt und damit die Förderung berechnet. Hinsichtlich der Größe gibt es keinerlei Beschränkungen, doch wird unter der Voraussetzung der Verwendung von Komponenten des Standes der Technik, maximal bis 3kWp gefördert. Der tatsächliche Fördersatz berechnet sich in Abhängigkeit vom Jahresenergieertrag je kWp installierte Leistung. Als Berechnungsgrundlage wird jeweils der in der Online-Photovoltaikanlagenplanung errechnete Jahresenergieertrag herangezogen.

Beträgt der Jahresertrag mehr als 1100kWh so gilt der maximale Steuersatz von 40%, beträgt er weniger als 900kWh wird keine Förderung verteilt.

Beträgt der Jahresertrag zwischen 900kWh und 1100kWh, wird der Fördersatz folgendermaßen berechnet:

$$\text{Fördersatz [\%]} = \frac{\text{Jahresertrag [kWh/a]}}{27,5}$$

4.3 Australien

Das Programm „Generator Efficiency Standards (GES)“ war eine, von der australischen Regierung (Australian Government) verabschiedete, bindende Vereinbarung mit EVUs, mit dem Ziel, die Effizienz der Erzeugung von Strom in Richtung „best-practice“ zu leiten und somit die resultierenden THG signifikant zu reduzieren. Hierzu wurden nicht nur Kraftwerksbetreiber sondern auch sämtliche Unternehmen angesprochen, welche fossile Brennstoffe zur Stromerzeugung verwendeten. Die Teilnahme war freiwillig, das Einhalten der Mindesteffizienzstandards jedoch zwingend, sobald ein Unternehmen sich dazu anmeldete.

Während das „Australian Greenhouse Office“ für die Festlegung der Mindeststandards verantwortlich war, brachte die freiwillige Verpflichtung dem Unternehmen neben technischer Unterstützung (Informationen, Best-practise-Richtlinien und –Werkzeuge) auch die Ersparnis der erforderlichen Audits, da diese vom Staat übernommen wurden. Die Performance wurde in tCO₂eq/MWh gemessen und über die THG-Emissionen gesteuert, um eine möglichst hohe Flexibilität in der Erreichung der Ziele zu ermöglichen. Grundsätzlich galten die Richtlinien für Kraftwerke, welche alle folgenden Kriterien erfüllten:

- Elektrische Kapazität = 30MW oder mehr
- Jährlicher Ertrag = 50GWh
- Lastfaktor von mindestens 5% in jedem der letzten drei Jahre

Die Mindeststandards wurden auf Basis der Performance von Australischen, aber auch weltweiten Kraftwerken im Jahre 2000 gebildet, auf australische Bedingungen adaptiert und 2004/05 aktualisiert und unterschieden Neubauten als auch Kraftwerke in Betrieb. Im Falle von Neubauten galten BAT-Werte unter australischen Klimabedingungen als „best-practice“.

Für fossile Kraftwerke galten demnach in den Jahren 2000-2013, während der Laufzeit des Programmes *thermische* Nettowirkungsgrade (HHV) wie folgt:

- Steinkohle 42%
- Braunkohle 31%
- CCGT 52% und

- OCGT 36%.

Die Performance von Kombikraftwerken hängt in hohem Maße vom Anwendungsfall und den Dampfanforderungen ab. Ebenso wurden künftige Kraftwerksneubauten an neue, effizientere Technologien wie z. B. Superkritische- (SC) oder Ultrasuperkritische (USC) Feuerung gebunden. 2015 wird der Emissionshandel mit CO₂-Zertifikaten in Australien eröffnet.

4.4 Deutschland

4.4.1 Kohle

Auf Grund der aktuellen Umweltdiskussionen und der damit verbundenen Diskussionen rund um Kohlekraftwerke wurde in Deutschland von (Verheyen, Roda; BUND und DUH, 2013) ein Gutachten veröffentlicht, in der die Festlegung von Mindesteffizienz-Richtlinien als eine sinnvolle Maßnahme aufgeführt wird, um Kohlekraftwerksneubauten unmöglich zu machen.

Eine gesetzliche oder untergesetzliche Verpflichtung, einen bestimmten Wirkungsgrad zu erreichen, gibt es bisher nicht, doch existieren verbindliche BREF-Dokumente zur Energieeffizienz und Verbrennungsanlagen. *„Diese enthalten die Aufforderung, Energieträger möglichst effizient einzusetzen, aber keine bindenden Vorgaben. Zudem bewegen sich die Vorgaben bzw. Informationen immer innerhalb der beantragten Technologie. Auch KWK Nutzung wird im BREF Energieeffizienz etwa von der lokalen Nachfrage abhängig gemacht und nicht generell vorgeschrieben.“* (Verheyen, Roda; BUND und DUH, 2013)

Die heute am Netz befindlichen Kohlekraftwerke liegen durchschnittlich um einige Prozentpunkte unter den aktuellen „Best-practice“-Beispielen. Eine Erhöhung der Wirkungsgrade würde zu einer effizienteren Nutzung der vorwiegend fossilen Brennstoffe führen. Ein Vorschlag zur Festlegung von Mindestwirkungsgraden könnte wie folgt aussehen:

„Kraftwerke, die Steinkohle als festen Brennstoff einsetzen, müssen ab dem 1. Januar 2016 über einen elektrischen Nettowirkungsgrad von mindestens 38% verfügen; Kraftwerke, die Braunkohle als festen Brennstoff einsetzen müssen mindestens einen elektrischen Nettowirkungsgrad von 36% erreichen“ (Verheyen, Roda; BUND und DUH, 2013)

4.4.2 Gas

Auch im Bereich von GuD-Kraftwerken befinden sich die stromproduzierenden Kraftwerke teils einige Prozent unter aktuellen „Best-practice“-Beispielen. Für Gasturbinenanlagen sind in §6 der BImSchV bereits Mindestwirkungsgrade vorgegeben. Dies jedoch lediglich als Voraussetzung für die Modifikation von Emissionsgrenzwerten für die geregelten Schadstoffe. (Verheyen, Roda; BUND und DUH, 2013)

4.4.3 Wind

Im deutschen Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) wurde die Effizienz und somit auch die Förderung von WEA mittels der in Abschnitt 2.3 erläuterten Methode über Referenzerträge bzw. der standortdifferenzierten Vergütung festgelegt. Als Grenze wurden 60% des Referenzertrags als Sinnvoll erachtet, was dazu führt, dass Netzbetreiber nicht verpflichtet sind, Strom aus Anlagen zu vergüten, deren Effizienz weniger als 60% des Referenzertrags betragen. Diese Grenze führt zur Festlegung einer minimalen Standortqualität für die Nutzung von Windenergie. Es gilt also, Windenergieausbau an Standorten zu meiden, welche aus ökologischer Sicht nicht gut genutzt werden können. Wichtig hierbei ist der

Zusatz, dass das Überschreiten der 60%-Marke an dem geplanten Standort vor der Inbetriebnahme gewährleistet werden muss. (BMU, 2011b)

4.5 Israel

Das israelische Umweltministerium stellt fest, dass im Laufe der letzten Jahrzehnte ein Wechsel von Öl- zu Gas-gefeuerten Kraftwerken stattgefunden hat, welcher zu einem leichten Anstieg der Effizienz des israelischen Kraftwerkparks geführt hat. Demzufolge erreichen CCGT-Kraftwerke Wirkungsgrade um 55%, neue Kombikraftwerke einen Nutzungsgrad von 75-80%. Diese Tendenz soll, politisch gestützt, weiters forciert werden. (Ministry of the Environment Israel)

4.6 Niederlande & Flandern

In den Niederlanden und Flandern wurde ein System integriert, welches darauf abzielt, den Wachstum der Unternehmen nicht zu hemmen und trotzdem gleichermaßen Richtlinien einzuführen, welche die Mindesteffizienz der Erzeugung von Elektrizität festlegen. Weiters war es nicht erwünscht, absolute Obergrenzen für Energieverbrauch oder THG-Emissionen zu definieren. Lösung dieser Problematik war die Einführung eines Benchmarking Systems, welches die BAT-Standards festlegen sollte. Diese sollen in einem Energie-Plan spezifiziert werden und rühren aus den besten 10%-Kraftwerken des jeweiligen Typs (weltweit). Diese freiwillige Unterzeichnung wurde von 103 Industriebetrieben inklusive sechs Energieerzeugern getätigt und trug auch zu Vorteilen für die Mitglieder in Form von Brennstoffersparnissen bei. Dieses Abkommen wurde 2012 durch das EU-ETS abgelöst, wobei die Abkommen (weiterhin auf freiwilliger Basis) bestehen bleiben. (van den Bergh, 2004) und (ABB, 2013)

4.7 Saudi Arabien

Auch in Saudi Arabien wurden die ökologischen, vor allem aber auch die ökonomischen Vorteile einer effizienten Strombereitstellung erkannt. In Abschnitt 13 des Buches Energy Efficiency – A bridge to low carbon economy (InTech, 2012) wird neben dem dramatischen Anstieg des Elektrizitätsbedarfs und den damit verbundenen THG-Emissionen auch auf die Sinnhaftigkeit einer Erhöhung der Effizienz gedeutet, was den Eigenbedarf an Öl und Gas senken würde.

Es wird ausdrücklich auf die Möglichkeiten der Erneuerung der aktuellen Kraftwerke hingewiesen, da diese oftmals veraltete Technologien verwenden, welche viel Energie ungenützt lassen. Demzufolge wird in Saudi Arabien Strom vorwiegend aus OCGT Kraftwerken mit Wirkungsgraden um 30% erzeugt. Die Verwendung von CCGT-Anlagen unter den umwelttechnischen Rahmenbedingungen Saudi Arabiens würde jedoch bereits heute Wirkungsgrade um 50% zulassen. Das Festsetzen von Mindestwirkungsgradstandards für neue Kraftwerke wurde auch hier als eine der effizientesten Wege entdeckt, wobei für neue Gasturbinen ein Wert von 36% und für CCGT-Kraftwerke 52% definiert werden sollen. (InTech, 2012)

4.8 Schweiz

In der Anpassung des Richtplans des Grossen Rates des Kantons Aargaus schlägt die Botschaft des Regierungsrates eine „Ergänzung des Kapitels E 1.3 Windkraftanlagen“ vor, welche die Bewertung von Windkraftanlagen anhand von Mindestenergieerträgen vorschreibt. Dabei wird die Technologie der Erzeugung berücksichtigt und um eine Bau- oder Betriebsbewilligung zu erhalten, wird das Erreichen des geforderten minimalen energetischen Nutzens vorausgesetzt. Anlagen sollten zudem nur eine Bewilligung erhalten,

wenn sie dem Stand der Technik entsprechen und die Bedingungen für die Energieproduktion vor Ort günstig sind. Der minimale Nutzen eines Windrades mit einer Gesamthöhe von mehr als 30m wird hier zu 450kWh pro Jahr und Quadratmeter durchstrichener Rotorfläche festgelegt. Erfüllt ein Gebiet zudem die Anforderungen für die Nutzung der Windenergie, so ist es zweckmäßig, so viele Windkraftanlagen wie möglich in dieser Zone zu errichten um die notwendigen Infrastrukturen besser zu nützen. (Botschaft des Regierungsrats des Kantons Aargau , 2013)

4.9 Tschechien

In der Tschechischen Republik wurde bereits 2000 das "Czech Law on Energy Management" verabschiedet, welches Minimum-Energieeffizienzstandards für die Produktion von Strom und Wärme festlegt. Weiters wurde 2003 ein Gesetz auf Basis der IPPC-Richtlinien definiert, welches Bindungen der effektiven Verwendung von Ressourcen und Energie festlegt. Diese Punkte wurden auch im 2. Nationalen Energieeffizienz-Aktionsplan der Tschechischen Republik, (Tschechische Republic, 2011) erfasst. Demzufolge sind Mindestwirkungsgrade in der Produktion von Strom und Wärme zu verwenden, welche die Effizienz des tschechischen Energienetzes wesentlich erhöhen und BAT-Werten entsprechen. In der Verordnung 349/2010 der Tschechischen Republik werden nachfolgende Werte als Standards definiert. Zunächst jedoch handelt es sich bei den Verfahren zur Generierung von Strom um eines der nachfolgenden Verfahren (siehe auch (Tschechische Republik, 2010)).

- Dampfturbine
- Photovoltaik

Oder in der kombinierten Erzeugung von Strom und Wärme:

- Gasturbine
- Verbund aus Gas-und Dampfturbine mit Heizkessel zur Verbrennung (CCGT)
- Kolbenmotor
- Brennstoffzellen und
- andere Quellen der Strom-und Wärmeenergie.

Die Mindesteffizienz der Stromerzeugung mit Photovoltaikanlagen gilt nicht für Anlagen mit weniger als 30kW Leistung. Die Effizienz neuer oder erneuerter Anlagen muss den europäischen Kriterien der besten verfügbaren Technik BAT entsprechen. Diese Verordnung gilt jedoch nicht für Anlagen zur Erzeugung von Wärmeenergie unter 400kW Gesamt-Wärmeleistung, Kolbenmotoren mit weniger als 90kW oder Generatoren mit thermischer Energie aus Abfallverbrennungsverfahren. (Tschechische Republik, 2010)

Die Mindesteffizienz (in diesem Fall handelt es sich um Bruttowirkungsgrade) der Stromproduktion in Dampfblöcken, durch Kolben-/Stirlingmotoren, Gasturbinen, GuD-Anlagen und Photovoltaik betragen wie folgt:

Eine Übersetzung des tschechischen Gesetzestextes erfolgte mit Google-Translator, da keine Englischsprachige Fassung aufzufinden war.

Tabelle 4-1 BAT-Mindestwirkungsgrade von Gasturbinen und GuD-Anlagen.

Quelle: (Tschechische Republik, 2010)

Technologie	BAT-Bruttomindest-Wirkungsgrad	
	Neuanlagen	Bestandsanlagen
Gasturbinen	>=36%	>=32%
GuD	>=54%	>=50%

Tabelle 4-2 BAT-Mindestwirkungsgrade diverser Technologien.

Quelle: (Tschechische Republik, 2010)

Brennstoff	Technologie	BAT-Bruttomindest-Wirkungsgrad
Stein- und Braunkohle	KWK	Reg. 344/2009 Sb.
Steinkohle	Staubfeuerung	>= 43%
	Wirbelschichtfeuerung	>= 41%
	Druckwirbelschichtfeuerung	>= 42%
Braunkohle	Staubfeuerung	>= 42%
	Wirbelschichtfeuerung	>= 40%
	Druckwirbelschichtfeuerung	>= 42%
Biomasse	Verbrennung	>= 20%
	Rostfeuerung	>= 23%
	Wirbelschichtfeuerung	>= 28%
Erdgas	Gaskessel	>= 44%
Kokerei, Hochofengas	Gaskessel	>= 38%
	Gasboiler	>= 40%
Schweröl	Gaskessel	>= 43%

Diese Angaben sind unabhängig von der Kraftwerksleistung.

Tabelle 4-3 BAT-Mindestwirkungsgrade von Kolbenmotoren.

Quelle: (Tschechische Republik, 2010)

Leistung [kW]	BAT-Bruttomindest-Wirkungsgrad
<=30	26%
30-100	30%
100-500	32%
>500	38%

Tabelle 4-4 BAT-Mindestwirkungsgrade von Stirlingmotoren.**Quelle: (Tschechische Republik, 2010)**

Leistung [kW]	BAT-Bruttomindest-Wirkungsgrad
<=30	15%
>30	20%

Tabelle 4-5 BAT-Mindestwirkungsgrade von Photovoltaikmodulen.**Quelle: (Tschechische Republik, 2010)**

Technologie	BAT-Bruttomindest-Wirkungsgrad
Polykristallin	18%
Monokristallin	15%

4.10 Zusammenfassung der Verordnungen

Gebiet	Dokument	Anmerkung	Besonderheit	Biogas	Biomasse	Gasgefeuert	Geo-thermie	Kohle	PV	Wind	Wasser
Europäische Union	Europäischer Emissionshandel Quelle: (EC, 2013)	KW ab 20MW Engpassleistung	Ausgabe der Gratiszertifikate hängt von BAT-Werten der besten 10% KW ab	x	x	x		x			
	Direktive EC 2012/27/EU Quelle: (EC, 2012a)	Ziel: Steigerung der Energieeffizienz bis 2020 um 20%, NEEAPs ab 1.1.2014, Verpflichtung 1,5%/Jahr Energie einzusparen		42%	fest: 25%, flüssig: 44,2%	Erdgas: 52%		Steinkohle: 44,2%			
	Direktiven EC 2010/75/EU und 2008/1/EU, BREF- Dokumente Quelle: (EC, 2010), (EC, 2008)	KW ab 50MW thermischer Engpassleistung	Festlegung von harmonisierten Wirkungsgrad- Referenzwerten für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme	Neu: 45-48%, Bestand: 40- 48%	fest: Neu: 31-34%, Bestand: 28- 34% flüssig: Neu: >38%, Bestand: 30- 38%	Gasmotor: Neu: 42-46,5%, Bestand: 35-44%, Nutzungsgrad: 56-78% Gasgefeuerte Kessel: Neu: 40-42%, Bestand: 38-40%, Nutzungsgrad: 78-95% OCGT: Neu: 36-41%, Bestand: 28-39% CCGT: Neu: 48,5-58%, Bestand: 45-58% CCGT mit HRSG (50- 600MW thermisch): Neu: 42-46%, Bestand: 40-46%, Nutzungsgrad: 60-95% CCGT mit HRSG (>600MW thermisch): Neu: 50-51%, Bestand: 44-51%, Nutzungsgrad: 80-92%		>1000MW thermisch: Neu: 39-42%, Bestand: 33,5- 42% <1000MW thermisch: Neu: 36,5-4%, Bestand: 32,5- 40% IGCC: Bestand: 34- 46%, Nutzungsgrad: >91%			
Österreich	Ökostromgesetz 2012 Quelle: (ÖSG, 2012)		Keine Kontrahierungspflicht für KW mit Brennst.nutzungsgrad <60% oder Stand der Technik	x	x		x				

Gebiet	Dokument	Anmerkung	Besonderheit	Biogas	Biomasse	Gasgefeuert	Geo-thermie	Kohle	PV	Wind	Wasser
Österreich	Ökostromverordnung 2012 Quelle: (ÖSVO, 2012)		Preise für Abnahme von Energie wenn Mindestwirkungsgrad >60% bzw. Nutzungsgrad >60% gegeben ist	x	x		x		x		
	KWK-Gesetz 2009 Quelle: (KWK-Gesetz, 2009)		Einführen der Gleichung $2/3 * W/B + E/B \geq 0,6$ als Effizienzkriterium, Nutzungsgrad >60% gefordert	x	x						
	Landesgesetz Kärnten Quelle: (Landesregierung Kärnten, 2012)	Nutzung der Wirkungsgrad-Referenzwerte aus EC 2010/75/EU	Genehmigung des Baus und Betriebs eines KWs nur unter Verwendung des Standes der Technik und einer bestmöglichen Nutzung der Primärenergie	siehe EC 2010/75/EU	siehe EC 2010/75/EU	siehe EC 2010/75/EU		siehe EC 2010/75/EU			
	Förderung Salzburg Quelle: (Land Salzburg: Lebensgrundlagen und Energie, 2013)	Berechnung des Fördersatzes in Abhängigkeit vom Jahresenergieertrag je kWp installierte Leistung	Jahresertrag <900kWh: keine Förderung; Jahresertrag >1100kWh: Höchstsatz 40%; Jahresertrag 900-1100kWh: über mathematische Formel							x	
Australien	Generator Efficiency Standards Quelle: (Australian Government)	KW ab 30MW Engpassleistung, Lastfaktor mind. 5% in den letzten 3 Jahren	Thermische Mindestwirkungsgrade (HHV)			CCGT: 52%, OCGT: 36%		Steinkohle: 42%, Braunkohle: 31%			
Deutschland	Deutscher Bundestag Gesetzesentwurf zur Änderung des B1SchG Quelle: (Verheyen, Roda; BUND und DUH, 2013)	KW ab 50MW - Engpassleistung				>40%		>38%			
						x		x			

Gebiet	Dokument	Anmerkung	Besonderheit	Biogas	Biomasse	Gasgefeuert	Geo-thermie	Kohle	PV	Wind	Wasser
Deutschland	Gutachten gegen Kohlekraft Quelle: (Verheyen, Roda; BUND und DUH, 2013)							Steinkohle: 38%, Braunkohle: 36%			
	EEG: Windkraft Quelle: (BMU, 2011b)		Definition eines Mindeststandards über Referenzerträge							>60%	
Israel	Umweltministerium Quelle: (Ministry of the Environment Israel)	Kombikraftwerke Nutzungsgrad 75-80%	Feststellung von Mindesteffizienzwerten			CCGT: 55%					
Niederlande & Flandern	Freiwilliges Abkommen von 90 Industriebetrieben und EVUs Quelle: (van den Bergh, 2004)		Einführung eines Benchmarking-Systems, welches BAT-Werte auf Basis der weltweit besten 10%-KW festlegt	x	x	x		x			
Saudi Arabien	Buch Energy Efficiency Quelle: (InTech, 2012)		Aufzeigen der Möglichkeiten			CCGT: 52%, Gasturbinen: 36%					
Schweiz	Ergänzung des Kapitels E 1.3 Windkraftanlagen Quelle: (Botschaft des Regierungsrats des Kantons Aargau , 2013)		Vorschlag einer Gesetzesänderung, sodass WEA anhand von Mindesterträgen bewertet werden							>450kWh /a	
Tschechien	Verordnung 349/2010 (zuvor: Czech Law on Energy Management) Quelle: (Tschechische Republik, 2010)	Wirkungsgrade variieren nach diversen Technologien oder Leistungsbereichen	Festlegung von BAT-Werten für Stromerzeugende Systeme (Bruttowirkungsgrade)	Kolbenmotor 26-38%, Stirlingmotor 15-20%	20-28%	Gaskessel: 44%, Gasturbinen: 32-36%, GuD: 50-54%		Steinkohle: 41-43%, Braunkohle: 40-42%	Polykristallin: 18%, Mono-kristallin: 15%		

5 Ökologische Auswirkungen

Kapitel 5 beleuchtet die Auswirkungen diverser Kraftwerkstechnologien zur Stromerzeugung auf die Treibhausgas-Emissionen von Europa und Österreich. Als Treibhausgase werden gemäß dem "Protokoll von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen" (mit dem Bezugsjahr 1990) vom Dezember 1997 folgende Gase geführt:

- Kohlendioxid CO₂
- Methan CH₄
- Distickstoffoxid (Lachgas) N₂O
- teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe HFKW/HFC
- perfluorierte Kohlenwasserstoffe FKW/PFC und
- Schwefelhexafluorid SF₆

Tabelle 5-1 Relatives THG-Potenzial bezogen auf CO₂-Referenz nach IPCC1995 [108].

Quelle: (BMU, 2009)

Treibhausgas	relatives THG-Potenzial
CO ₂	1
CH ₄	21
N ₂ O	310
H-FKW	140-11700
FKW	6500-9200
SF ₆	23900

Tabelle 5-1 zeigt das Treibhausgaspotential diverser Treibhausgase bezogen auf CO₂ in einem Zeitbereich von 100 Jahren. Es ist ersichtlich, dass Methan um den Faktor 21 schädlichere Auswirkungen auf die Umwelt hat, als CO₂. In den letzten Dekaden wurden Fluorkohlenwasserstoffe (FKW), vorwiegend in Spraydosen als Treibgas enthalten, per Gesetz aus den europäischen Regalen verbannt, da es eine große Rolle in der Zerstörung der Ozonschicht spielt. Obige Tabelle zeigt auch, dass die Auswirkungen von Schwefelhexafluorid auf die THG-Emissionen um den Faktor 23900 schwerwiegender sind, als die von CO₂-Schwefelhexafluorid wird vorwiegend in der Hochspannungstechnik als Löschgas und als Isoliergas in Schaltkreisen verwendet. Abbildung 5-1 zeigt den durchschnittlichen CO₂-Ausstoß der Stromerzeugung über den Betriebslebenszyklus des jeweiligen Kraftwerkstyps - hierbei werden Emissionen während des Baus und Abrisses des Kraftwerkstyps nicht berücksichtigt. Erwartungsgemäß emittieren fossile Energieträger sehr hohe Mengen an CO₂, während erneuerbare Energiequellen kaum zu Luft- und Umweltverschmutzungen führen. Auch Atomenergie, welche in Österreich keine Anwendung findet, emittiert nur wenig CO₂. Im Falle der Biomasse spricht man von „CO₂-Neutralität“, da während der Energieproduktion lediglich die Menge an CO₂ frei wird, welche sich zuvor während des Wachstums der Pflanze darin gebunden hat.

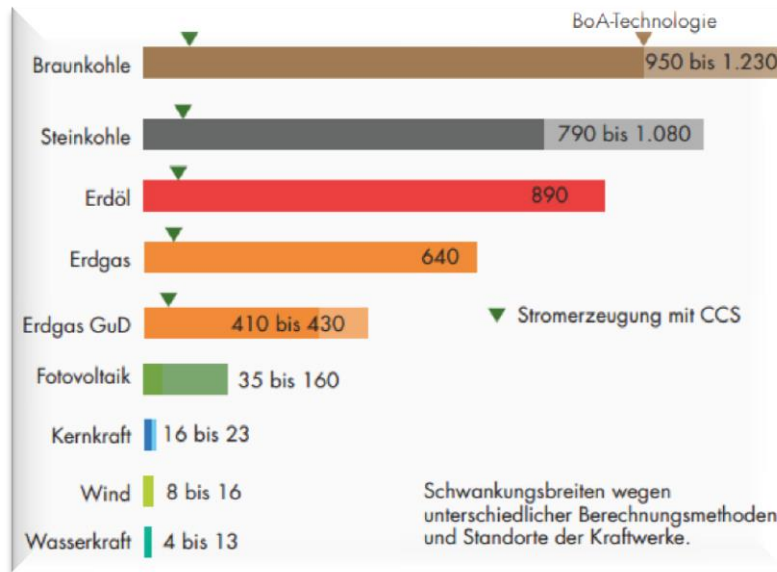


Abbildung 5-1 Durchschnittlicher CO₂-Ausstoß der Stromerzeugung diverser Kraftwerkstypen in gCO₂-Äquivalent/kWh. Quelle: (VGB)

Im Jahre 2010 lagen die CO₂-Emissionen der Stromproduktion mittels Kohle-Befeuerung zwischen 750-1000gCO₂/kWh. Während alte Anlagen noch etwa 1300gCO₂/kWh emittierten, gelingt es heutzutage diesen Wert auf 720gCO₂/kWh zu verringern. Im Vergleich dazu emittieren neue CCGT-Kraftwerke lediglich 320gCO₂/kWh und erneuerbare geringe bzw. keinerlei Emissionen. (InTech, 2012)

In Abhängigkeit des Einsatzes von KWK-Technologien (Erzeugung von Wärme und Strom) ergeben sich mehrere Wege der Berechnung der CO₂ – Intensität, welche üblicherweise in gCO₂/kWh berechnet wird. In dieser Arbeit wird wie auch in der Berechnung der Energieeffizienz eine Berechnungsart verwendet, welche die Wärmeerzeugung mittels eines Korrekturfaktors einschließt. (Graus, 2010 S. 149)

$$CO_2 - Intensität = \sum \frac{1}{\frac{E_i * C_i * P_i}{P_i}}$$

Hierbei bezeichnet

i...die Laufvariable, welche für die Energieträger steht,

E_i...die Energieeffizienz der Stromerzeugung je Energieträger,

C_i...den CO₂-Emissionsfaktor je Energieträger in tCO₂/TJ und

P_i...die Energieproduktion des öffentlichen Sektors je Energieträger in MWh.

5.1 Europäische Union (EU)

Abbildung 5-2 zeigt die Aufteilung der THG-Emissionen nach Mitgliedern der EU. Es zeigt sich erwartungsgemäß, dass die „Big Player der EU“ auch die höchsten Emissionen haben.

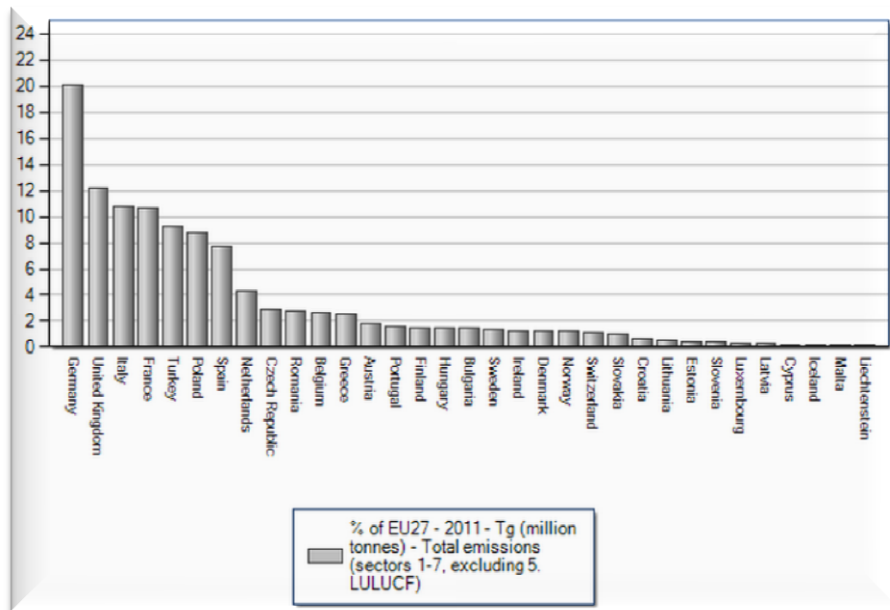


Abbildung 5-2 Aufteilung der gesamten Treibhausgasemissionen in den EU-27 Staaten. Quelle: (EEA, 2013)

Bemerkenswert sind die Einsparungen an CO₂-Emissionen im Vergleich zu 1990 einiger weniger Länder, siehe Abbildung 5-3. In diesem Zusammenhang erscheint die Entwicklung der Türkei mit einem CO₂-Emissionszuwachs von mehr als 120% zwar als erschreckend, doch rührt dieser Zuwachs aus dem bisher sehr niedrigen Niveau der pro-Kopf-Emissionen, siehe Abbildung 5-4. Mit weniger als 60% der pro-Kopf-Emissionen Österreichs und der rasanten Entwicklung der türkischen Wirtschaft, ist künftig mit einem weiteren Ansteigen der Emissionen zu rechnen.

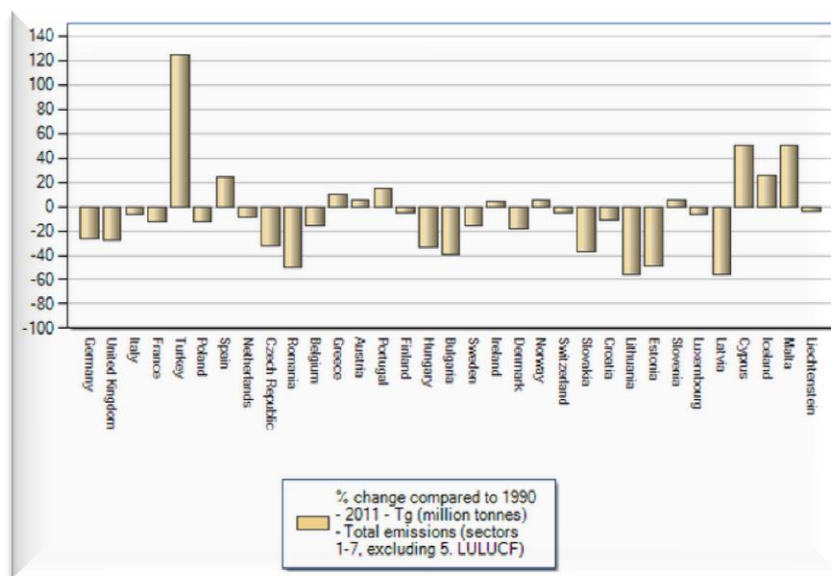


Abbildung 5-3 Veränderung der Treibhausgasemissionen der EU-27 Mitgliedstaaten im Vergleich zum 1990-Niveau. Quelle: (EEA, 2013)

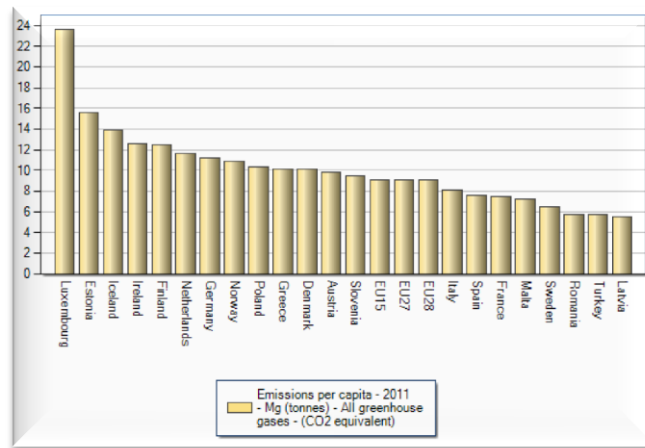


Abbildung 5-4 THG-Emissionen pro Kopf diverser Länder. Quelle: (EEA, 2013)

Auch der leichte Anstieg der Emissionen Österreichs ist im Vergleich zur Entwicklung des Nachbarlandes Deutschland enttäuschend. Dies zeigt auch Abbildung 5-7, welche die Treibhausgasemissions-Entwicklung der EU und Österreichs gegenüber dem Referenzjahr 1990 darlegt. Während im gesamten EU-Staatenbund mehr als 15% CO₂ „eingespart“ werden konnten, verzeichnet Österreich eine leichte Zunahme. In Anbetracht der glücklichen Situation eines hohen Anteils an „Erneuerbaren“ und der durchaus positiven Wirtschafts- und Entwicklungslage ist dieser Zuwachs sehr unverständlich und zeigt die Notwendigkeit des Forcierens energieeffizienter Maßnahmen.

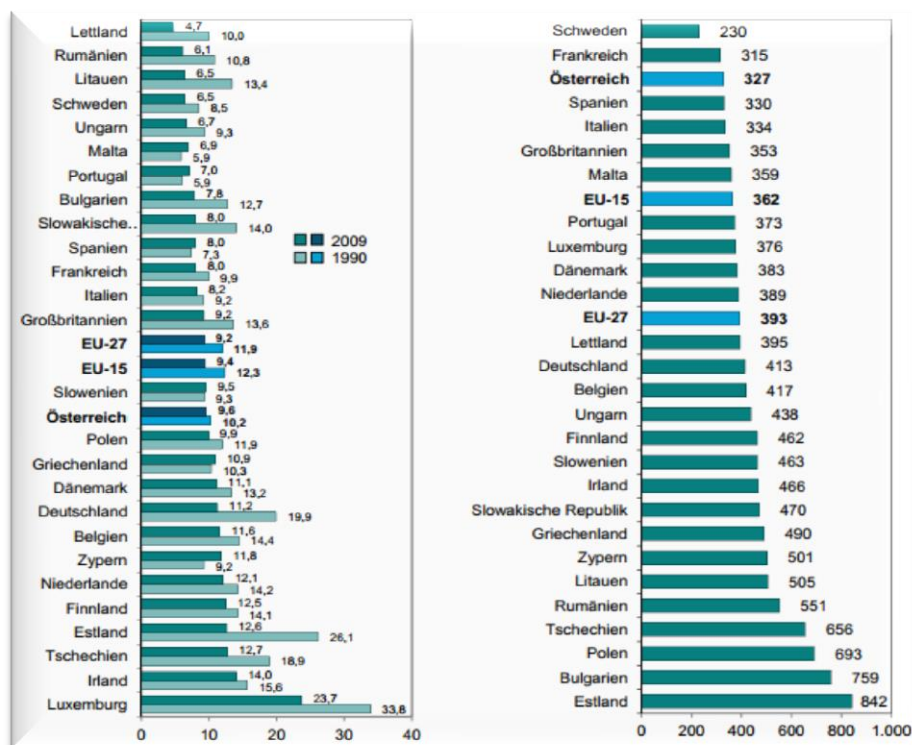


Abbildung 5-5 Vergleich der THG-Emissionen der EU-27: in t CO₂-Äquivalente pro Kopf (links) und in g CO₂-Äquivalente pro Kaufkraftstandard⁷⁶ (rechts). Quelle: (UBA)

⁷⁶ Das BIP zu Marktpreisen ist hier in KKS 2009 gemessen. Dies lässt eine geeignete Beurteilung der Wirtschaftsleistung von Ländern in einem definierten Jahr zu. Währungsumrechnungskurse werden verwendet,

Abbildung 5-5 des Umweltbundesamts zeigt zwei wichtige Indikatoren zur Bewertung der THG-Emissionen Europas. In der „pro Kopf“-Bewertung der Emissionen befindet sich Österreich leicht oberhalb des EU-27-Durchschnitts, nachdem der Wert 1990 noch etwa 1,5% darunter lag. In der Bewertung je Kaufkraftstandard liegt Österreich 2011 unter dem EU-Schnitt. Abbildung 5-6 unterstreicht den bereits angesprochenen Umstand, dass Österreich merkliche Probleme bei der Erreichung der festgelegten Kyoto-Ziele hat und somit neben dem wirtschaftlich unter Druck stehenden Italien und dem Zwergstaat Luxemburg die Ziele verfehlen wird. Die EU-15 Staaten, zu denen ebenso Österreich gehört, können im Zeitfenster 2008-2010 eine Steigerung über die gesetzten Kyoto-Ziele von 4,7% verzeichnen. Hiermit kann auch eine grobe Bewertung der Kraftwerkparks diverser Mitgliedsländer getroffen werden.

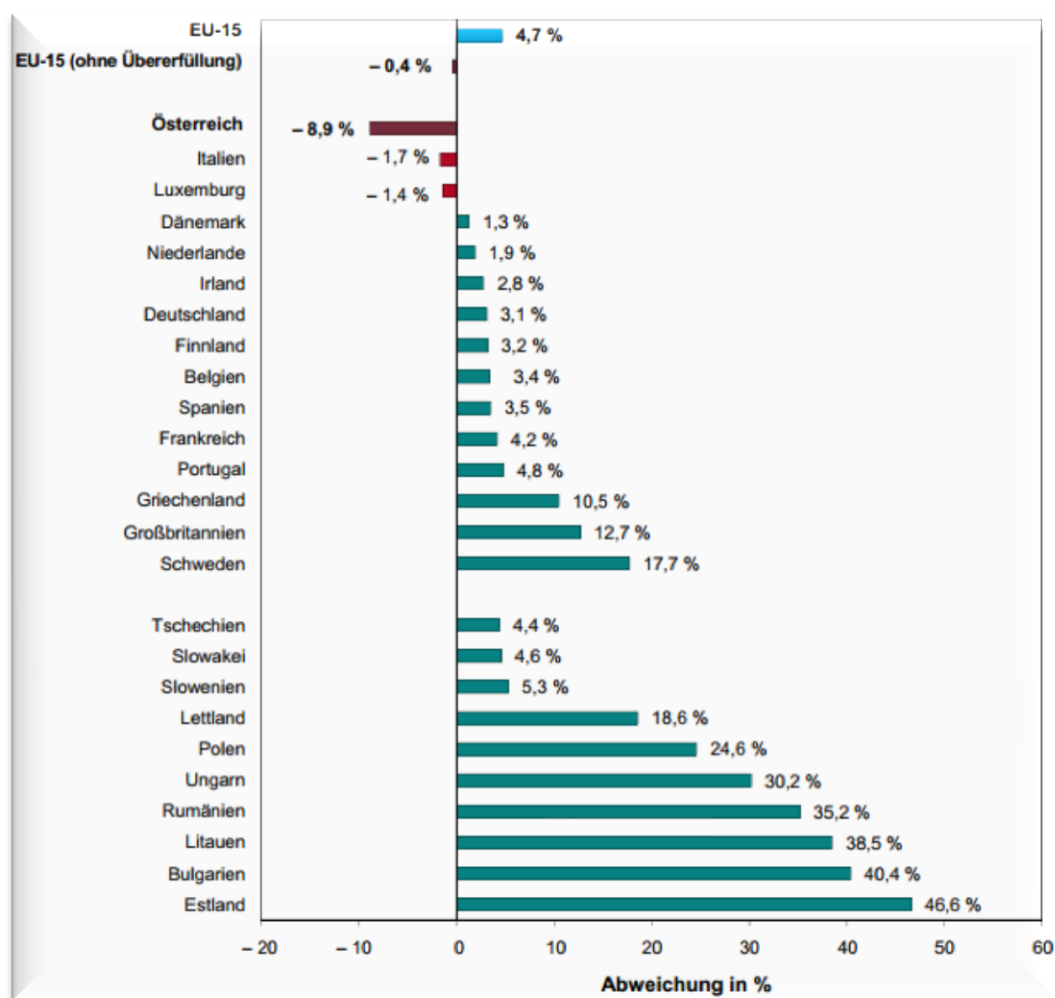


Abbildung 5-6 Abweichung⁷⁷ der durchschnittlichen THG - Emissionen vom jeweiligen Kyoto-Ziel des Basisjahres excl. EH zwischen 2008–2010. Quelle: (UBA)

um in eine gemeinsame Währung umzurechnen. Die Kaufkraftunterschiede, werden jedoch von verschiedenen Währungen ausgeglichen. Damit werden Unterschiede im Preisniveau verschiedener Länder eliminiert und aussagekräftigere BIP-Volumenvergleiche ermöglicht.

⁷⁷ Der Prozentsatz der Abweichung vom Kyoto-Ziel ergibt sich aus der Differenz der durchschnittlichen THG-Emissionen abzüglich der EH-geprüften Emissionen der Jahre 2008-2010 und dem Kyoto-Ziel. Das Kyoto-Ziel entspricht der zugeteilten Menge an Einsparungen minus der unter den EU-EH-vergebenen Zertifikate, bezogen auf das Kyoto-Basisjahr 1990.

Während in Österreich etwa 327gCO₂-Äquivalente/Kaufkraftstandard emittiert wird, sind es in Estland 842gCO₂-Äquivalente/ Kaufkraftstandard. Interessant ist der sehr niedrige CO₂-Ausstoß in Frankreich - Grund dafür ist der sehr hohe Anteil an Nuklearenergie am Gesamtenergiemix. Ähnliches gilt auch für Schweden, Norwegen und die Schweiz, welche allesamt einen hohen Anteil an Wasserkraftwerken aufweisen aber auch einige Kernreaktoren in Betrieb haben.

In Polen sind kohlebedingte Emissionen zu 70% an den Gesamtemissionen des Landes beteiligt. Emissionen aus Stromerzeugung mittels Kohle sind EU-27-weit für etwa 30% der Gesamtemissionen verantwortlich. Während die Tendenz der EU recht deutlich in Richtung reduzierter Emissionen zeigt, hält China weiterhin an Stromerzeugung mittels Kohle fest (Tabelle 5-2) – Grund dafür ist das große Potential des Kohleabbaus in China. Auch Indien, USA und Japan werden künftig wohl den größten Anteil der Stromerzeugung mittels Kohlekraftwerken bewerkstelligen.

Tabelle 5-2 Prognostizierte Anteile der kohlebedingten Emissionen an den Gesamtemissionen.

Quelle: (Löschel, 2009)

	Historisch		REF-Szenario		ALT-Szenario	
	1990	2005	2015	2030	2015	2030
EU27	43%	31%	28%	26%	23%	17%
China	85%	82%	82%	78%	81%	76%
Indien	69%	67%	68%	69%	67%	64%
Japan	28%	35%	37%	35%	36%	32%
USA	37%	37%	38%	39%	37%	35%
Welt	40%	41%	44%	45%	43%	40%

5.2 Österreich

Mit einer Steigerung der THG-Emissionen um 5,1% (Abbildung 5-7) ist Österreich weit entfernt vom im Kyoto-Protokoll festgelegten Klimaziel einer 13%igen THG-Reduktion zum Referenzjahr 1990. Trotzdem konnten 2011 im Vergleich zum Vorjahr 2,6% (2,2Mio t CO₂-Äquivalente) eingespart werden. (BMWFJ, 2013b S. 101ff)

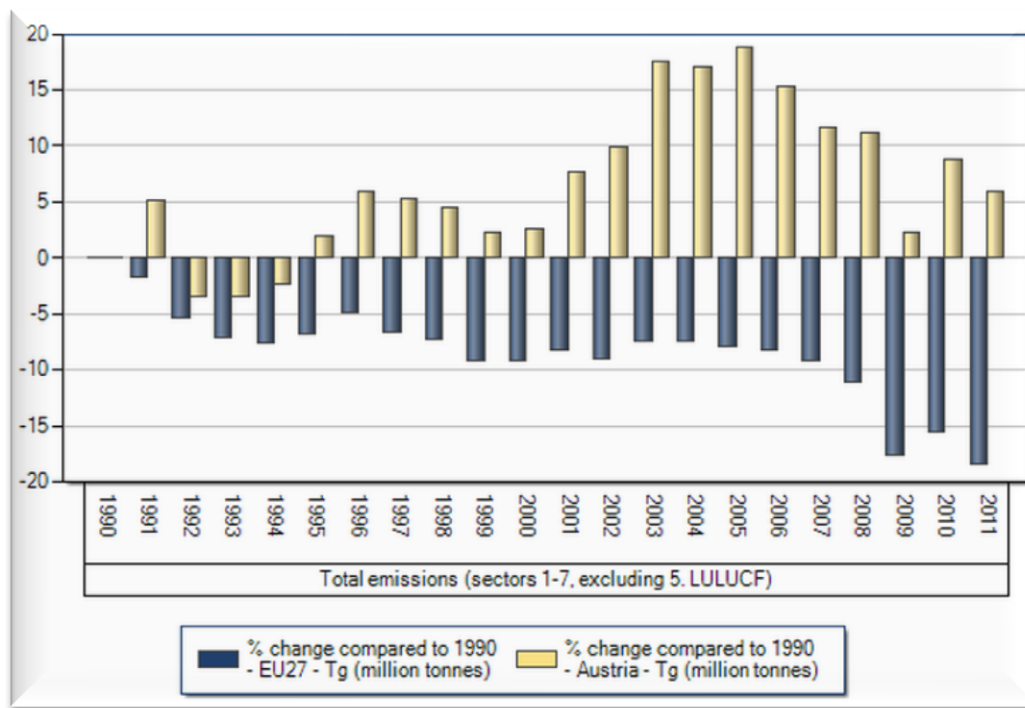


Abbildung 5-7 Veränderung der Entwicklung der Emission von Treibhausgasen der EU und Österreichs im Vergleich zum Niveau von 1990. Quelle: (EEA, 2013)

In den Jahren 1992 bis 1994 befand sich Österreich durchaus auf einem ansprechenden Weg zur Erreichung der Kyoto-Ziele, doch konnte man ab 2001 das Abdriften von diesem Soll-Wert nicht mehr aufhalten. Vor allem in den Jahren 2003 bis 2006 befand man sich, mit zweistelligen %-Abweichungen, sehr weit weg von den gesetzten Zielen. Trotz der Eurokrise ab 2008 ist eine Entwicklung hin zur Soll-Trajektorie erkennbar. Tabelle 5-3 zeigt Österreichs THG – Entwicklung der Jahre 1990 bis 2011. In drei der vier, für die Zerstörung der Ozonschicht hauptverantwortlichen Gase konnten Reduktionen bewerkstelligt werden.

Tabelle 5-3 Prozentuelle Entwicklung der Treibhausgase zwischen 1990-2011.

Quelle: (BMWFJ, 2013b S. 102)

Treibhausgas	1990	2011
CO ₂	79,4%	85,1%
CH ₄	10,6%	6,6%
N ₂ O	7,9%	6,1%
F-Gase	2,1%	1,9%

Tabelle 5-4 Aufteilung der Emittenten von THG in Österreich im Vergleich 1990/2011.

Quelle: (BMWFJ, 2013b S. 103)

Sektor	1990	2011
Industrie	29,3%	31,7%
Verkehr	18,0%	26,3%
Kleinverbraucher	18,4%	13,0%
Energieversorger	18,1%	17,5%
Landwirtschaft	11,0%	9,1%
Sonstige	5,2%	2,4%

Die Wichtigkeit der Einführung von Richtlinien und/oder Verordnungen zur Regulierung von Kraftwerkseffizienzen wird in Tabelle 5-4 deutlich. Energieversorger sind 2011 für nahezu 17,5% der THG-Emissionen verantwortlich. Lediglich die Sektoren Verkehr und Industrie spielen eine noch größere Rolle, denn während in den EVUs auf Grund der bisherigen Effizienzsteigerungs-Maßnahmen und des hohen Anteils an RES sinkende Emissionsanteile erkennbar sind, nehmen Industrie und Verkehr stetig zu. Vor allem die stetige Erhöhung der Anzahl der Fahrzeuge auf Österreichs Straßen führt zu einem unbedingten Handlungsbedarf. Dies deckt sich auch in etwa mit der Auswertung des Umweltbundesamtes im Klimaschutzbericht 2012, siehe nachfolgender Abbildung 5-8.

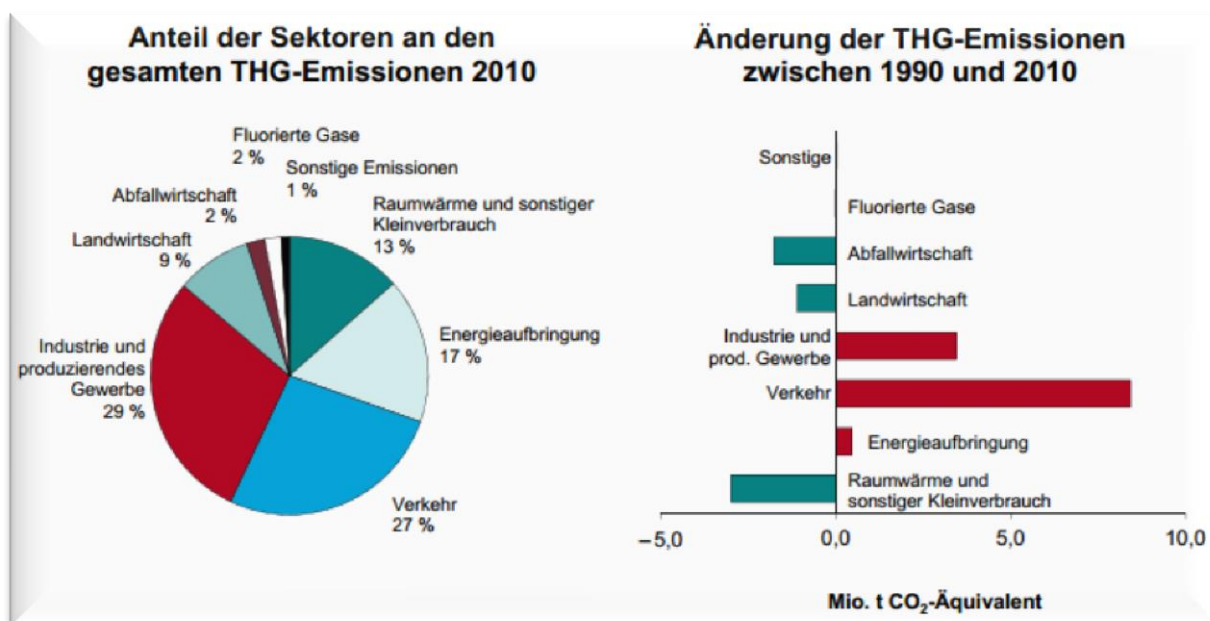


Abbildung 5-8 THG-Aufteilung diverser Sektoren und Änderung zu 1990. Quelle: (UBA, 2012)

In absoluten Zahlen erfuhr die Entwicklung der THG in Österreich einen Zuwachs von etwa 4Mio. t CO₂-Äquivalente im Vergleich zu 1990. In Anlehnung an Tabelle 5-1 der Umweltauswirkungen diverser Treibhausgase ist diese Entwicklung trotz der Zunahme der gesamten THG-Emissionen durchaus zu begrüßen, da sich Methan, wie bereits erläutert, um ein vielfaches intensiver auf die Umwelt auswirkt. Es gilt also, priorisiert die schädlichsten Gase zu vermeiden. 2011 betragen die THG-Emissionen 84,6Mio. t CO₂-Äquivalent – dies entspricht einer Differenz von 15,8 Mio. t zum Kyoto-Ziel von 68,8Mio. t CO₂-Äquivalent.

6 Ökonomische und ökologische Bewertung

In diesem Kapitel wird sogenanntes „Repowering“ eines Kohle- und eines GuD-Kraftwerks aus ökonomischer und ökologischer Sicht analysiert. Unter Repowering versteht man das Ersetzen alter Anlagen oder Komponenten dieser durch neue Anlagen(-teile), was mit einer Steigerung des Wirkungsgrades einhergeht. Bei den betrachteten Kraftwerken ist darauf zu achten, dass es sich um Kraftwerke handelt, welche in Hinblick auf deren Kraftwerksleistung nahezu äquivalent sind. Die genaue Wahl der zu vergleichenden Kraftwerke wird in den jeweiligen Abschnitten erläutert.

Eine ökonomische Bewertung dieses Repowerings wird über die Annuitäten der Investitionskosten (IK) und der Differenz der Deckungsbeiträge (vor und nach dem Repowering) zweier signifikanter Jahre durchgeführt. Wenn diese gleich groß sind, bedeutet dies, dass das Repowering gerade noch wirtschaftlich wäre. Die Investition ist in diesem Sinne als ökonomisch sinnvoll zu betrachten, wenn die jährlichen Investitionskosten je MW installierter Kraftwerksleistung niedriger sind als die Differenz der Erlöse/MW installierter Kraftwerksleistung vor und nach dem Repowering.

Es werden dabei EXAA-Spotmarktpreise aus dem Jahr 2012 sowie aus dem Jahr 2008 herangezogen, um die zu erwirtschaftenden Erlöse zu berechnen. Wie die nachfolgende Abbildung 6-1 zeigt, handelt es sich beim Jahr 2008 um ein Jahr mit sehr hohem durchschnittlichen Spotmarktpreis, der über dem durchschnittlichen Preisniveau des letzten Jahrzehntes liegt. Für nachfolgende Analysen wird angenommen, dass die Spotmarktpreise und sämtliche sonstigen Annahmen wie CO₂-Preise, Brennstoffpreise etc. über die gesamte Betrachtungszeit des Repowerings des Kraftwerks konstant gehalten werden.

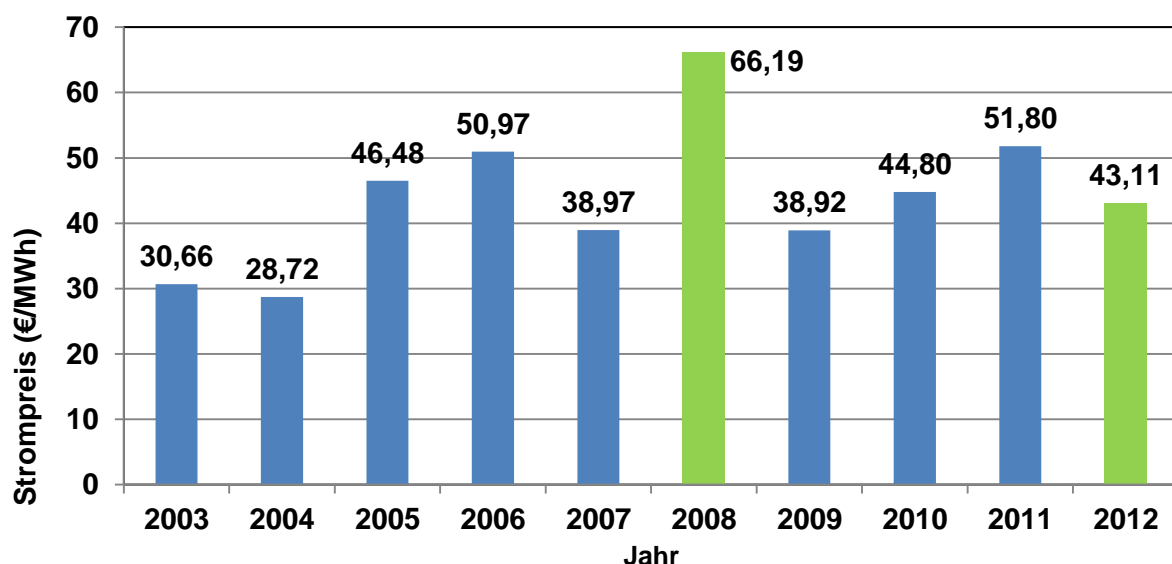


Abbildung 6-1 Jahresmittelwert der EXAA-Strompreise in €/MWh. (Quelle: EXAA)

Weiters werden die Einsparungen durch Reduktion der Brennstoffkosten und CO₂-Zertifikatskosten dargestellt und die ökologischen Einsparungen in Form von CO₂-Emissionen berechnet. Aus Gründen der besseren Vergleichbarkeit werden die Kosten je MW installierter Kraftwerksleistung betrachtet. Zusätzlich wird angenommen, dass die allgemeinen Betriebskosten (Personal etc.) vor, aber auch nach dem Umbau konstant

bleiben. Tabelle 6-1 listet die getroffenen Annahmen auf, welche sowohl für die Wirtschaftlichkeitsberechnung des Kohle-, als auch des GuD-Kraftwerks-Repowering gelten.

Tabelle 6-1 Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsberechnung.

Quelle: Eigene Darstellung

	Kohlekraftwerk	GuD-Kraftwerk
Abschreibungsdauer AD [Jahren]	25	
Investitionskosten Repowering IK [€/kW]	800-1750	625-972
Realer Zinssatz r	5%	
erwartete Lebensdauer LD [Jahre]	40	30
Heizwert Hu	8,2 kWh/kg	11,1 kWh/m ³
CO ₂ -Faktor f _{CO₂} [kgCO ₂ /kWh]	0,342	0,2016
CO ₂ -Preis 2008 p _{CO₂} [€/t]	23	23
CO ₂ -Preis 2012 p _{CO₂} [€/t]	7,5	7,5
Brennstoffpreis p _B 2008	112,5€/t	0,284€/m ³
Brennstoffpreis p _B 2012	93€/t	0,293€/m ³

6.1 Kohlekraftwerk

Im Bereich der Kohlekraft werden die beiden Kraftwerke Dürnrrohr (AT, Baujahr 1986) und Lünen-Stummhafen (BRD, Baujahr 2013) herangezogen. Dabei soll der Wirkungsgrad des Kraftwerks Dürnrrohr, bei gleichbleibender Kraftwerksleistung, auf den Stand der Technologie aus Lünen-Stummhafen gebracht werden.

Wie in Tabelle 6-2 zusammengefasst, weisen beide Kraftwerke in etwa die gleiche Bruttoleistung auf, unterscheiden sich jedoch stark im elektrischen Wirkungsgrad. Zusätzlich ist es im Kraftwerk Dürnrrohr möglich, 100MW thermische Leistung zu entnehmen, welche in der vorliegenden Arbeit nicht weiters betrachtet wird.

Tabelle 6-2 Wahl der Kohlekraftwerke.

Quelle: TU Wien EEG Datenbank

Name	Einheit	Lünen-Stummhafen	Dürnrrohr
Typ		Kohle- /Dampfkraftwerk	Kohle- /Dampfkraftwerk
Block			1,2
Baujahr		2013	1986
elektrische Bruttoleistung	MW	750	757
elektrischer Wirkungsgrad	%	45,95	35
thermische Leistung	MW _{th}		100
jährliche Stromerzeugung	MWh	bis 6Mio.	
CO ₂ pro kWh	g	750	810
CO ₂ pro Jahr (bei Volllast)	t	4,5Mio	
Besonderheiten			Aufteilung der KW-Leistung Block 1: 405MW (Verbund) und Block 2: 352MW (EVN)

6.1.1 Kurzfristige Grenzkosten und Deckungsbeiträge

Die Stromgestehungskosten bezeichnen die Kosten, die für die Energieumwandlung von einer Energieform in elektrischen Strom notwendig sind und ergeben sich aus den Kapitalkosten IK , den fixen und den variablen Betriebskosten k_B , den Brennstoffkosten k_E , den CO_2 -Kosten k_{CO_2} sowie der angestrebten Kapitalverzinsung α über die Betriebsdauer (bzw. die Volllaststunden) T .

$$k_{ges} = k_{lang} + k_{kurz} = k_{fix} + k_{var} = \frac{IK * \alpha + k_B}{T} + k_E + k_{CO_2}$$

In dieser Arbeit interessiert hierbei lediglich der Anteil der kurzfristigen Grenzkosten, welche die variablen Kosten (Brennstoff- und CO_2 -Kosten) eines Kraftwerks darstellen. Die langfristigen Grenzkosten stellen die Fixkosten eines Kraftwerks dar und können in nachfolgenden Berechnungen vernachlässigt werden, da sie nicht zum Verständnis der Berechnungen beitragen. Ein Kraftwerk kommt im Spotmarkt nur dann zum Einsatz, wenn die Grenzkosten durch den aktuellen Spotmarktpreis gedeckt sind. Diverse Kraftwerke haben unterschiedliche Grenzkosten, sodass, jenes Kraftwerk mit den geringsten Grenzkosten zuerst zur Deckung des Energiebedarfs herangezogen wird. Mit steigendem Energiebedarf werden weitere Kraftwerke mit nächsthöheren Grenzkosten hinzugezogen bis der Energiebedarf letztlich gedeckt wird – dieses Verfahren wird auch „merit order“ genannt, siehe Abbildung 6-2. Die Differenz der Grenzkosten und des Spotmarktpreises wird als Deckungsbeitrag bezeichnet. Mit dem Deckungsbeitrag sollen letztlich die Investitionskosten des Kraftwerks gedeckt werden.

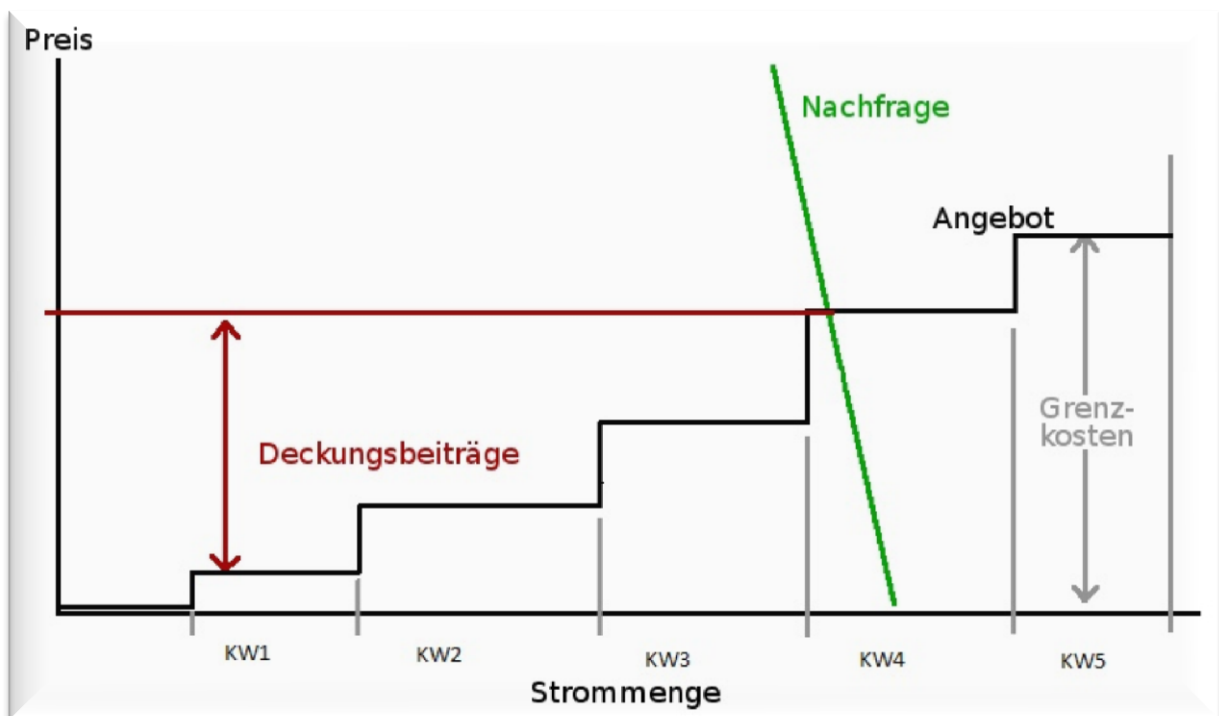


Abbildung 6-2 Strompreisbildung am Spotmarkt.

Ausgehend von den Spotmarktpreisen der Energy Exchange Austria (EXAA), welche als Jahresdauerlinie dargestellt werden, ergeben sich nach Abzug der variablen Kosten Abbildung 6-3 und Abbildung 6-4 die blauen Kurven. Die Strompreiskurve entspricht den Werten für jede Stunde eines Jahres wovon die kurzfristigen Grenzkosten abgezogen

werden müssen, um den Deckungsbeitrag der zur Deckung der Investition herangezogen wird, zu erhalten.

$$DB = \text{Spotmarktpreis} - MC$$

Die kurzfristigen Grenzkosten berechnen sich dabei mittels $MC = k_E + k_{CO_2}$ wobei k_E den Brennstoffkosten und k_{CO_2} den Kosten der CO_2 -Emissionen entsprechen.

Die **Brennstoffkosten** k_E in €/MWh ergeben sich aus folgender Gleichung:

$$k_E = \frac{p_B}{H_u * \eta}$$

p_B bezeichnet hierbei den Brennstoffpreis in €/kg, welcher für 2008 zu 112,5€/t und für 2012 zu 93€/t festgelegt wurde. (European Energy Exchange)

Mit dem unteren Heizwert H_u von Kohle zu 8,2kWh/kg (Solar-Partner Süd, 2006) und den jeweiligen Wirkungsgraden des weniger effizienten Kraftwerks Dürnröhr (35%) und des effizienteren Kraftwerks Lünen (45,95%) lassen sich die Brennstoffkosten, wie nachfolgend getätigt, berechnen.

Die **Kosten der Emissionen** k_{CO_2} (auch arbeitsabhängige CO_2 -Kosten) in €/MWh ergeben sich aus der Gleichung:

$$k_{CO_2} = \frac{p_{CO_2} * f_{CO_2}}{\eta}$$

Hierbei wurde für den Preis der CO_2 -Emissionszertifikate p_{CO_2} der jahresdurchschnittliche Wert von 23€/t CO_2 im Jahre 2008 und 7,5€/t CO_2 im Jahre 2012 angenommen. (European Energy Exchange) Der CO_2 -Faktor f_{CO_2} des Brennstoffs Kohle wird zu 0,342kg CO_2 je erzeugter kWh Energie gewählt (CO_2 -Emissionsfaktor 95t CO_2 /TJ) (ago AG Energie+Anlagen).

Berechnung für Preise aus dem Jahr 2008 und das Kraftwerk vor dem Repowering:

$$k_E = \frac{p_B}{H_u * \eta} = 39,19 \frac{\text{€}}{MWh}$$

$$k_{CO_2} = \frac{p_{CO_2} * f_{CO_2}}{\eta} = 22,52 \frac{\text{€}}{MWh}$$

$$MC = k_E + k_{CO_2} = \mathbf{61,71} \frac{\text{€}}{MWh}$$

Berechnung für Preise aus dem Jahr 2008 und das Kraftwerk nach dem Repowering⁷⁸:

$$k_E = \frac{p_B}{H_u * \eta} = 29,85 \frac{\text{€}}{MWh}$$

$$k_{CO_2} = \frac{p_{CO_2} * f_{CO_2}}{\eta} = 17,16 \frac{\text{€}}{MWh}$$

$$MC = k_E + k_{CO_2} = \mathbf{47} \frac{\text{€}}{MWh}$$

⁷⁸ Sämtliche Angaben bleiben gleich. Lediglich der Wirkungsgrad des Kraftwerks ändert sich.

Abbildung 6-3 und Abbildung 6-4 zeigen zunächst die Spotmarktpreis-Jahresdauerlinien der jeweiligen Betrachtungsjahre. Ebenso zeigen sie die berechneten Grenzkosten als rote und orange Linien. Die Schnittpunkte dieser Grenzkosten-Linien mit der Jahresdauerlinie spiegeln die Volllaststunden wieder. Es zeigt sich also, dass eine Verringerung der kurzfristigen Grenzkosten zu einer Erhöhung der Volllaststunden des Kraftwerks führt. Werden die Grenzkosten, wie bereits erläutert, von der Jahresdauerlinie subtrahiert, ergibt dies die jeweiligen Deckungsbeiträge (Fläche unter der blauen und grünen Linie).

Die Differenz dieser beiden Deckungsbeiträge ergibt wiederum die Fläche unter der violetten Kurve und wird in dieser Arbeit als „ Δ DB“ bezeichnet – es ist dies der zusätzliche jährliche Erlös auf Grund des Repowering-Verfahrens je MW installierter Kraftwerksleistung.

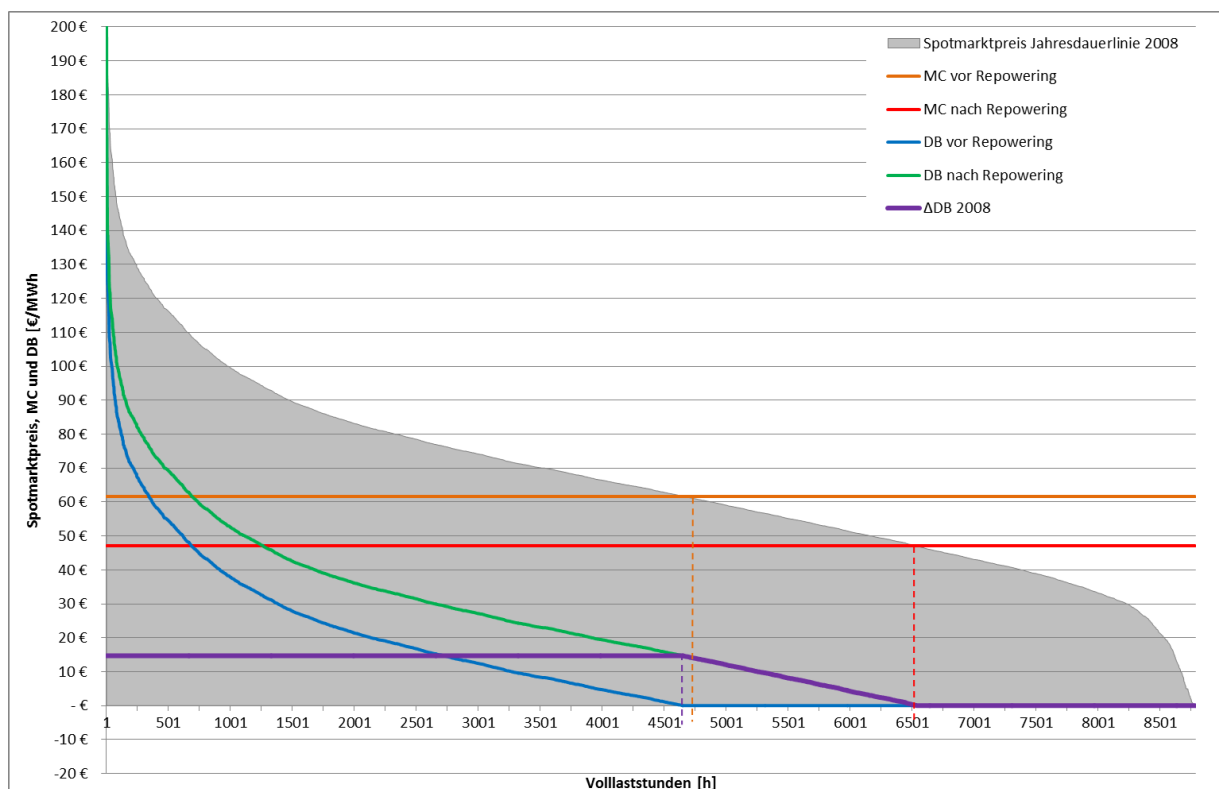


Abbildung 6-3 Auswertung des Kohlekraftwerk-Repowerings mit Preisen aus 2008.

Die Volllaststunden betragen mit den Preisen aus 2008 4.649 Stunden vor und 6.541 Stunden nach dem Repowering des Kraftwerks, siehe Abbildung 6-3. Abbildung 6-4 zeigt Volllaststunden von 5.145 vor und 7.227 Stunden nach dem Repowering.

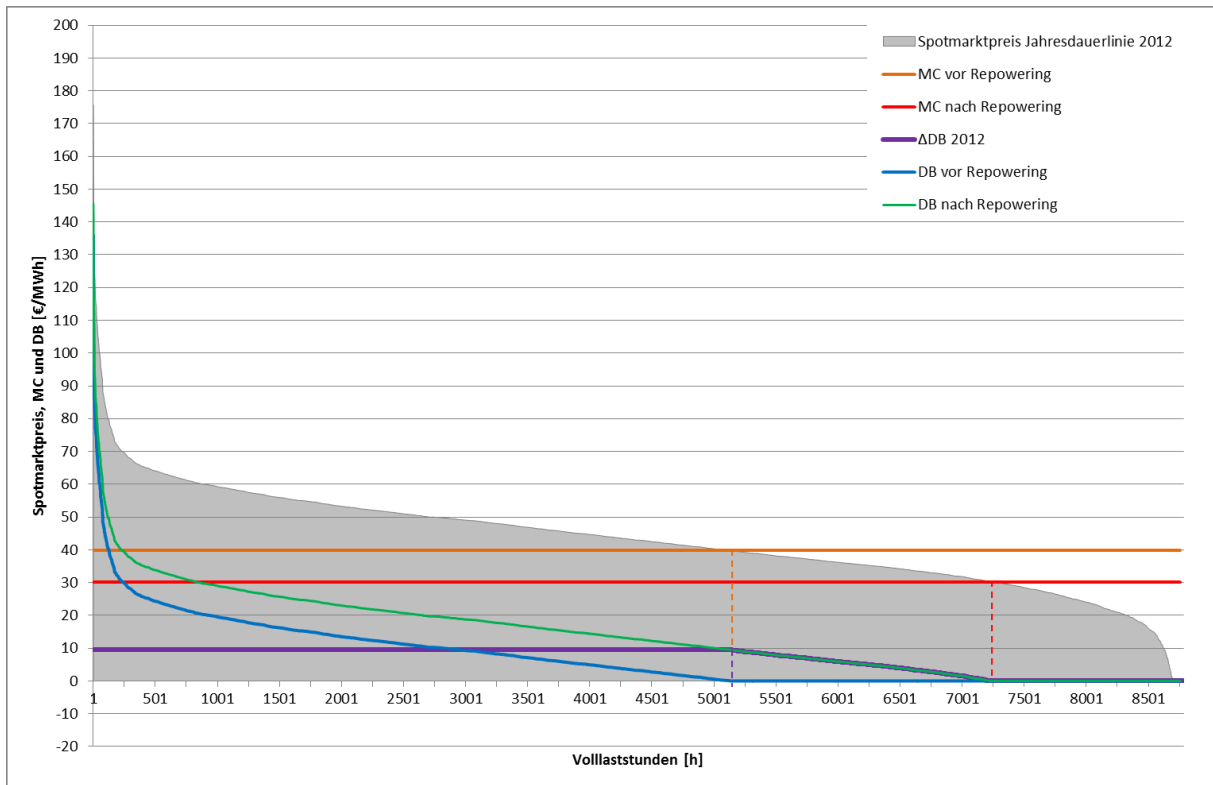


Abbildung 6-4 Auswertung des Kohlekraftwerk-Repowerings mit Preisen aus 2012.

Die Investitionskosten IK von 800 bis 1785€/kW für das Repowering eines Kohlekraftwerks sind dem Dokument “Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050” entnommen. In dieser Arbeit werden diese zu $IK=800\text{€/kW}$ gewählt. (DIW Berlin, 2013)

Mit dem Annuitätenfaktor α und der Annuitätenmethode werden die Investitionskosten auf jährliche Kosten umgerechnet.

$$\alpha = \frac{r * (1 + r)^{AD}}{(1 + r)^{AD} - 1}$$

Dabei bezeichnet r den realen Zinssatz und AD die Abschreibungsdauer. Die jährlichen Investitionskosten (Annuität A) berechnen sich wie folgt:

$$A = IK * \alpha = 800 \frac{\text{€}}{\text{kW}} * \frac{0,05 * (1 + 0,05)^{25}}{(1 + 0,05)^{25} - 1} = 800.000 \frac{\text{€}}{\text{MW}} * 0,079 = 56.762 \frac{\text{€}}{a * \text{MW}}$$

Wird die Jahressumme der Differenz der Deckungsbeiträge durch Aufsummieren der jeweiligen ΔDB -Anteile über die entsprechenden Volllaststunden gebildet und mit den berechneten Investitionskosten verglichen, ergibt dies für die Preise des Jahres 2008 $\Delta DB=82.472\text{€/MW}$ und für 2012 $\Delta DB=59.314\text{€/MW}$, siehe auch Abbildung 6-5.

$$\Delta DB = \sum_{h=0}^{8760} (DB_{vorRepowering} - DB_{nachRepowering})$$

mit 8760 Stunden/Jahr

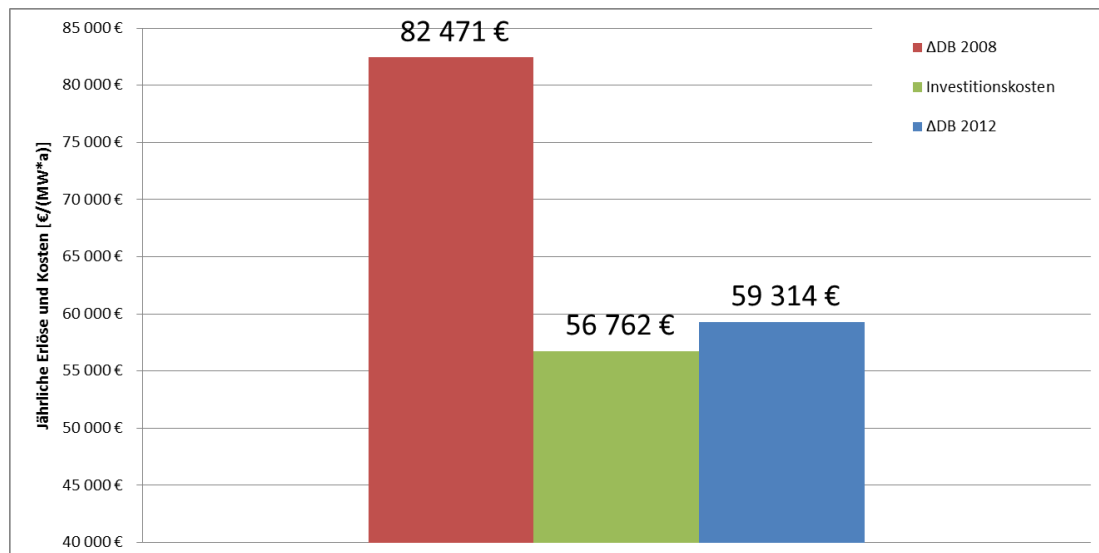


Abbildung 6-5 Jährliche Investitionskosten und Deckungsbeitrag je MW (Wahl der Investitionskosten des Kohle-KW=800€/kW).

Es ist ersichtlich, dass das Repowering des Kraftwerks Dürnrohr auf einen Wirkungsgrad von 49,95% des Kraftwerks Lünen-Stummhafen, bei Investitionskosten von 800€/kW sowohl bei Festhalten der Marktannahmen des Jahres **2008 als auch 2012 wirtschaftlich** wäre. Für die Brennstoff- und CO₂-Preise und den dazugehörigen Spotmarktpreisen des Jahres 2008 wären Investitionskosten bis 1.162€/kW wirtschaftlich, 2012 dürften diese maximal 865€/kW installierter Leistung betragen um einen ökonomisch vertretbaren Umbau gewährleisten zu können. Es ist darauf hinzuweisen, dass die jeweiligen Deckungsbeiträge für diese Ergebnisse über die Zeit konstant gehalten wurden. Trotz des höheren Brennstoffpreises und der höheren CO₂-Zertifikatspreise wäre im Jahr 2008 ein höherer Erlös zu erwarten gewesen. Dies rührt vor allem aus der Tatsache, dass eine größere Differenz der Emissionskosten erreicht werden kann.

6.1.2 Einsparungen an Brennstoffkosten

Die Berechnung der Einsparungen an Brennstoffkosten durch das Repowering erfolgt mittels der Differenz der beiden Energiekosten multipliziert mit der jeweiligen Volllaststundenzahl des Kraftwerks vor dem Repowering. Die Verwendung der Volllaststundenzahl des Kraftwerks vor dem Repowering führt zu einer Vergleichbarkeit und dem Schluss, wie hoch die Ersparnisse wären, wenn die Volllaststunden vor/nach dem Repowering gleich bleiben würden. In der Praxis führt das Repowering jedoch zu einer Erhöhung der Volllaststunden, sodass die hier berechneten Ersparnisse teilweise kompensiert würden.

$$k_{BE} = (k_{E\text{vorRep}} - k_{E\text{nachRep}}) * T_{\text{vorRep}}$$

wobei k_{BE} der Brennstoffkostensparnis (bei Preisen des jeweiligen Jahres in €/MW) und T den Volllaststunden vor dem Repowering entspricht.

Für die Preise des Jahres 2008:

$$k_{BE} = (39,19 - 29,85) \frac{\text{€}}{\text{MWh}} * 4649h = 43.419 \frac{\text{€}}{a * \text{MW}}$$

Für die Preise des Jahres 2012:

$$k_{BE} = (32,4 - 24,69) \frac{\text{€}}{\text{MWh}} * 5145h = 39.738 \frac{\text{€}}{a * \text{MW}}$$

Betrachtet man die jährlichen Einsparungen auf Grund des geringeren Brennstoffbedarfs nach dem Repowering des Kraftwerks, so ergeben sich für die Preise aus 2008 43.419€/MW und für die Preise aus 2012 39.738€/MW, siehe Abbildung 6-6. Auf Grund des erhöhten Brennstoffpreises 2008, sind die Einsparungen mit den Werten dieses Jahres auch höher.

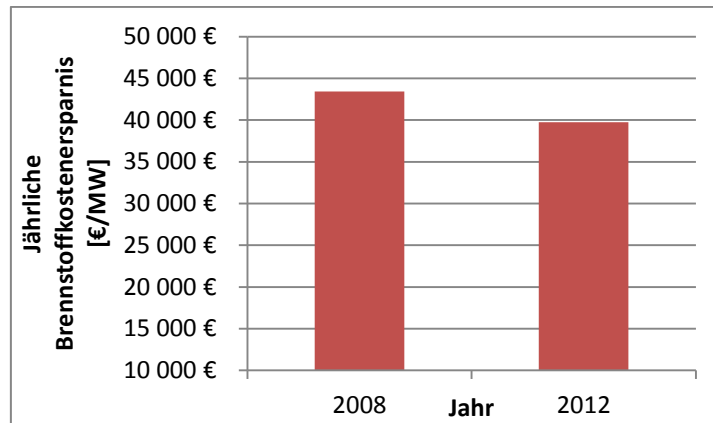


Abbildung 6-6 Jährliche Ersparnisse auf Grund des geringeren Brennstoffbedarfs nach Repowering des Kohle-KW.

6.1.3 Einsparungen an CO₂-Zertifikatskosten

Auch die Berechnung der Einsparungen an CO₂-Zertifikatskosten durch das Repowering des Kohlekraftwerks wird mittels der Differenz der beiden CO₂-abhängigen Kosten und nachfolgender Multiplikation mit der jeweiligen Volllaststundenzahl des Kraftwerks vor dem Repowering bewerkstelligt. Auch hier lässt die Verwendung der Volllaststundenzahl des Kraftwerks vor dem Repowering eine Vergleichbarkeit der beiden Kraftwerke zu und damit verbunden, den Schluss, wie hoch die Ersparnisse wären, wenn die Volllaststunden vor/nach dem Repowering gleich bleiben würden.

$$k_{CO_2E} = (k_{CO_2vorRep} - k_{CO_2nachRep}) * T_{vorRep}$$

wobei k_{CO_2E} der CO₂-Zertifikatskostensparnis (bei Preisen des jeweiligen Jahres in €/MW) und T den Volllaststunden vor dem Repowering entspricht.

Für die Preise des Jahres 2008:

$$k_{CO_2E} = (22,52 - 17,15) \frac{\text{€}}{\text{MWh}} * 4649h = 24.949 \frac{\text{€}}{\text{MW}}$$

Für die Preise des Jahres 2012:

$$k_{CO_2E} = (7,3 - 5,6) \frac{\text{€}}{\text{MWh}} * 5145h = 9.000 \frac{\text{€}}{\text{MW}}$$

Die Einsparungen beim Kauf von CO₂-Zertifikaten nach dem Repowering des Kraftwerks, ergeben sich für 2008 zu 24.949€/MW und für 2012 zu 9.000€/MW, siehe Abbildung 6-7. Im Jahre 2008 lag der CO₂-Zertifikatspreis höher als 2012, wonach auch die möglichen Einsparungen dementsprechend höher liegen.

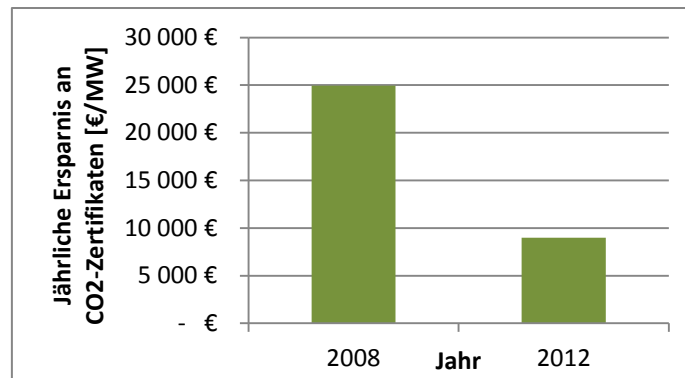


Abbildung 6-7 Jährliche Ersparnisse für CO₂-Zertifikate nach Repowering des Kohle-KW.

6.1.4 Einsparungen an CO₂-Emissionen

Mit Einsparungen von 60g/kWh (entsprechend Tabelle 6-2) durch den Umbau des Kraftwerks sind in Abhängigkeit der Volllaststunden der jeweiligen Jahre aus Abbildung 6-3 und Abbildung 6-4 nachfolgende CO₂-Einsparungen in t/MW möglich.

$$m_{CO_2 2008} = 60g * 4649h = 279,94 \frac{t}{MW}$$

$$m_{CO_2 2012} = 60g * 5145h = 308,70 \frac{t}{MW}$$

Der Unterschied der Ergebnisse aus 2008 und 2012 rührt aus der Tatsache, dass die Volllaststundenzahlen in den beiden Jahren unterschiedlich sind.

Tabelle 6-3 CO₂-Einsparungen durch das Repowering des Kohle-KW in t/MW.

Quelle: Eigene Darstellung

	2008	2012
Einsparungen in t/MW	278,94	308,70

6.1.5 Sensitivitätsanalyse

Ausgehend von den Kenndaten für den Brennstoffpreis von Steinkohle und die CO₂-Zertifikatskosten wurde eine Sensitivitätsanalyse erstellt, welche die Abhängigkeit des Erlöses ΔDB von den Eingangsparametern grafisch in Abbildung 6-8 darstellt. Entscheidend sind hierbei die Annahmen konstanter Strommarktpreise über die gesamte Lebensdauer des Kraftwerks und dass die Preisveränderungen lediglich für ein betrachtetes Kraftwerk gelten und keinerlei Auswirkungen auf den Spotmarktpreis haben. Ebenso bleiben die Veränderungen der Preise über die gesamte Zeit konstant. Weiters werden keine Szenarien für CO₂-Preisentwicklung sowie Brennstoffkostenentwicklung durchgeführt.

Variation des Brennstoffpreises und des CO₂-Zertifikatspreises um +-100% und nachfolgende Aufnahme von ΔDB führt über eine prozentuelle Skalierung zu Abbildung 6-8. Steigert man die Brennstoffkosten des Jahres 2008, sinkt ΔDB, was auch zu erwarten war. Bemerkenswert ist jedoch, dass auch eine Reduzierung der Brennstoffkosten zu einer Reduzierung von ΔDB führt. Eine Verminderung von ΔDB bezieht sich hierbei immer auf den Ausgangswert, bei dem keine Variation stattfindet. Lägen die Brennstoffkosten bei 0€, man

würde den Brennstoff also gratis zur Verfügung gestellt bekommen, würde ΔDB um etwa 45% sinken.

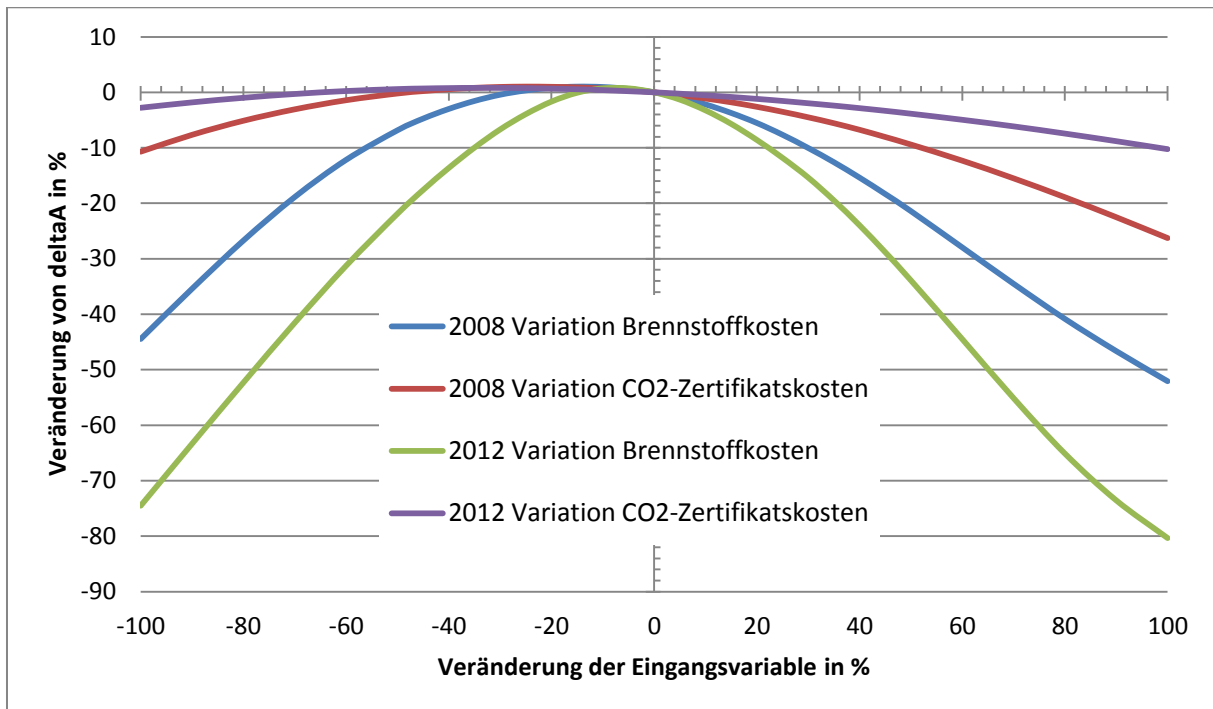


Abbildung 6-8 Sensitivitätsanalyse Kohlekraftwerk.

Dies kann in Abbildung 6-9 anhand ausgewählter Kurvenpunkte des Jahres 2008 untermauert werden. Eine Senkung des Brennstoffpreises hätte zunächst die bereits angesprochene Zunahme von ΔDB zur Folge. Würde der Brennstoffpreis jedoch weiters verringert werden, würde dies zu einer Reduzierung von ΔDB führen. Dieser Umstand rührt aus dem Verhalten der Fläche zwischen den beiden kurzfristigen Grenzkostenkurven und den Volllaststunden, welche letztlich ΔDB ergibt.

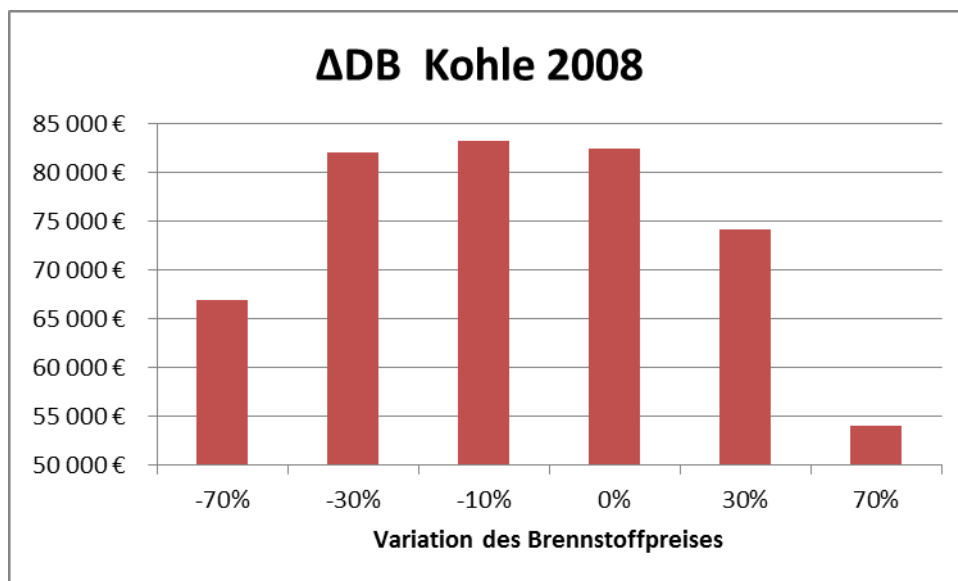


Abbildung 6-9 Sensitivitätsanalyse Kohlekraftwerk-Veränderung von ΔDB im Jahre 2008.

Abbildung 6-10 zeigt diesen Umstand, wobei hier beim Vergleich der 0% und -30% Balken die Gleichheit der Erlöse (bzw. der Flächen von ΔDB) ersichtlich wird. Dies hat den Grund,

dass sich die kurzfristigen Grenzkosten zwar annähern - die Differenz also geringer wird – die Anzahl an Volllaststunden jedoch zunimmt, sodass die Flächen unter den violetten Kurven letztlich gleich groß sind. Dieser Umstand führt auch zur ersichtlichen Parabelform. Eine Reduktion der Brennstoffkosten um 30% würde demzufolge also zu einem gleichen ΔDB führen wie im Ausgangszustand. Eine Steigerung des Brennstoffpreises würde gemäß Abbildung 6-9 zu einer Verringerung des Erlöses ΔDB führen.

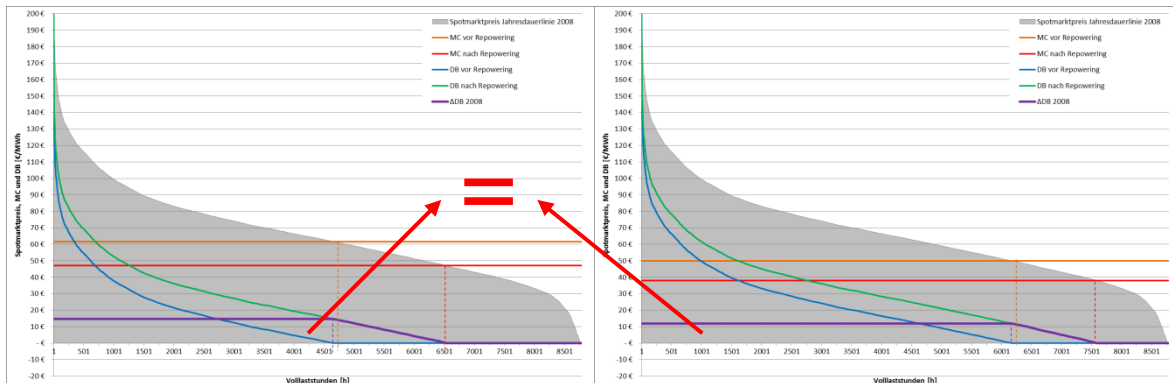


Abbildung 6-10 ΔDB bei Ausgangspreis (links) und Senkung um 30% (rechts).

Um die Wendepunkte der Kurven aus Abbildung 6-8 detaillierter betrachten zu können, wird dieser Bereich vergrößert und in Abbildung 6-11 dargestellt.

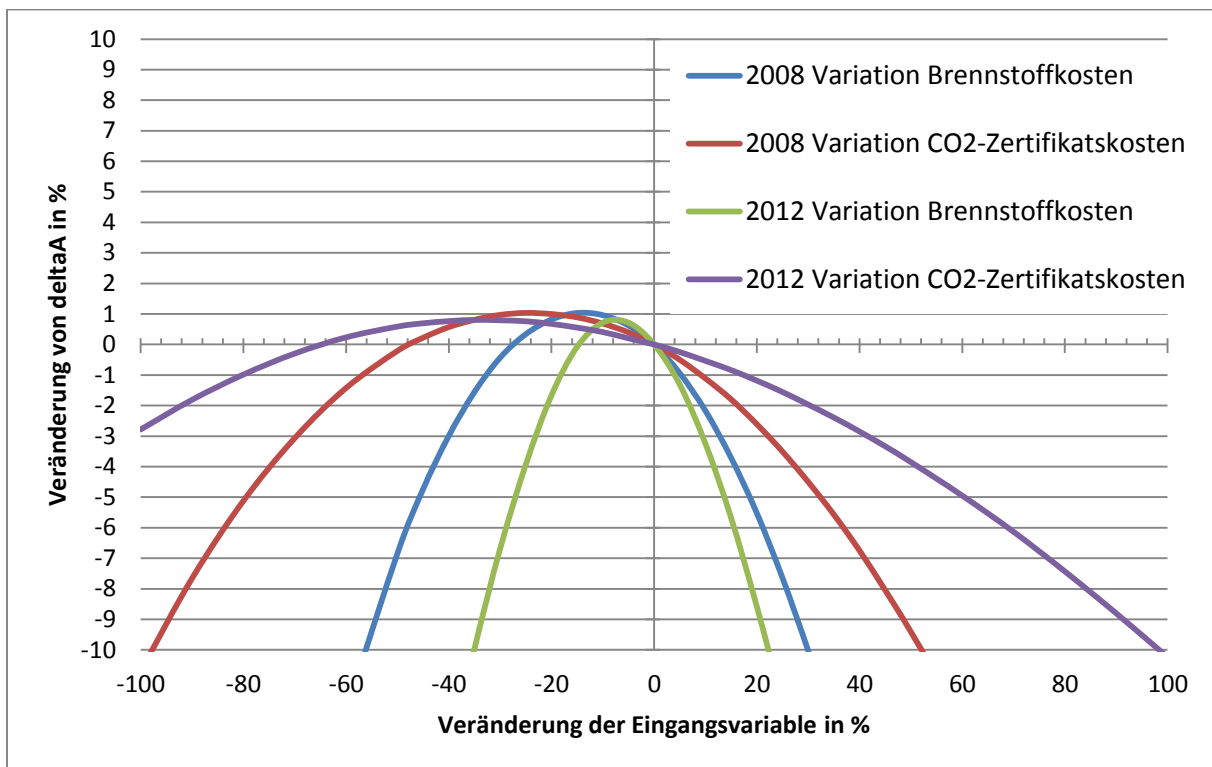


Abbildung 6-11 Sensitivitätsanalyse Kohlekraftwerk-Betrachtung des Wendepunktes.

Der Verlauf des Jahres 2012 ähnelt hierbei dem Verlauf aus 2008, wobei hier die Auswirkungen der Variation der Brennstoffkosten höher ausfallen, da sowohl die Spotmarktpreise als auch die Kosten im Jahre 2012 niedriger waren. Variation der CO_2 -Zertifikatskosten hat sowohl 2008 als auch 2012 verhältnismäßig geringere Auswirkungen auf ΔDB . Dies rührt aus der Tatsache, dass die CO_2 -Kosten im Jahre 2008 nur etwa halb so

groß und 2012 sogar nur etwa $\frac{1}{4}$ des Wertes der Brennstoffkosten betragen. Der niedrige Spotmarktpreis des Jahres 2012 und die unterschiedlichen Brennstoffkosten führen zu einem stärkeren Ausschlag der Auswirkungen auf die Brennstoffpreisvariation. Würde man auch hier das Gedankenexperiment anstellen und die CO₂-Zertifikatspreise auf den Wert 0€ setzen, so hieße dies letztlich, dass es zu einer Reduktion von ΔDB um etwa 10% im Jahre 2008 kommen würde. Niedrigere CO₂-Zertifikatspreise im Jahre 2012 führen dementsprechend auch zu geringeren Veränderungen von ΔDB .

6.2 Gas- und Dampfkraftwerk

In der beispielhaften Berechnung des Repowering-Vorhabens zweier Gas- und Dampfkraftwerke werden die beiden Kraftwerke Theiß (AT, Baujahr 1974-1976) und das globale Vorzeige-Kraftwerk Mellach (AT, Baujahr 2012) herangezogen.

Tabelle 6-4 zeigt die wichtigsten Kenndaten beider Kraftwerke. Auch hier ist die elektrische Bruttoleistung gut vergleichbar, der große Unterschied im elektrischen Wirkungsgrad zeigt jedoch den technologischen Fortschritt der letzten Jahrzehnte. Zusätzlich ist es im Kraftwerk Mellach möglich, 400MW thermische Leistung zu entnehmen, welche in der vorliegenden Arbeit jedoch nicht betrachtet wird.

Tabelle 6-4 Wahl der Gas- und Dampfkraftwerke.

Quelle: TU Wien EEG Datenbank

Name	Einheit	Mellach	Theiß
Typ		Gas- und Dampfkraftwerk (GuD)	Gas- und Dampfkraftwerk (GuD)
Block			A,B
Baujahr		2012	1974,1976,2000
elektrische Bruttoleistung	MW	838	800
elektrischer Wirkungsgrad	%	59,2	33,33
thermische Leistung	MW _{th}	400	
CO ₂ pro kWh	g	350	440 ⁷⁹

6.2.1 Kurzfristige Grenzkosten und Deckungsbeiträge

Wie bereits in Beispiel 1 in Abschnitt 6.1 erläutert, wird von den Spotmarktpreisen der EXAA ausgegangen, welche als Jahresdauerlinie dargestellt wurde. Der weitere Verlauf der Analyse ist ebenso dem des Beispiel 1 äquivalent, sodass nachfolgend nur auf die Unterschiede eingegangen wird.

Der Brennstoffpreis p_B wird 2008 zu 0,2841€/m³ und 2012 zu 0,2927€/m³ Erdgas festgelegt. (European Energy Exchange) Mit dem unteren Heizwert H_u von Erdgas zu 11,1kWh/m³ (Linz AG, 2012) und den jeweiligen Wirkungsgraden der Kraftwerke lassen sich erneut die Brennstoffkosten berechnen. Die Kosten der Emissionen werden mit denselben Preisen der CO₂-Emissionszertifikate p_{CO_2} berechnet, wobei jedoch der CO₂-Faktor f_{CO_2} des Brennstoffs Erdgas in dieser Arbeit zu 0,2016kg CO₂ je erzeugter kWh Energie gewählt wird (CO₂-Emissionsfaktor 56t CO₂/TJ). (ago AG Energie+Anlagen)

Berechnung für Preise aus dem Jahr 2008 und das Kraftwerk vor dem Repowering:

$$k_E = \frac{p_B}{H_u * \eta} = 84,39 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

$$k_{CO_2} = \frac{p_{CO_2} * f_{CO_2}}{\eta} = 13,94 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

⁷⁹ Quelle: (UBA, 2011)

$$MC = k_E + k_{CO_2} = 98,33 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

Berechnung für das Jahr 2008 und das Kraftwerk nach dem Repowering⁸⁰:

$$k_E = \frac{p_B}{H_u \cdot \eta} = 47,52 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

$$k_{CO_2} = \frac{p_{CO_2} \cdot f_{CO_2}}{\eta} = 7,85 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

$$MC = k_E + k_{CO_2} = 55,36 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

Abbildung 6-12 und Abbildung 6-13 zeigen erneut zunächst die Spotmarktpreis-Jahresdauerlinien der jeweiligen Betrachtungsjahre. Ebenso zeigen sie die berechneten Grenzkosten als rote und orange Linien. Die Schnittpunkte dieser Grenzkosten-Linien mit der Jahresdauerlinie spiegeln die Volllaststunden wieder. Werden die Grenzkosten, wie bereits erläutert, von der Jahresdauerlinie subtrahiert, ergibt dies die jeweiligen Deckungsbeiträge (Fläche unter der blauen und grünen Linie).

Die Differenz dieser beiden Deckungsbeiträge ergibt erneut ΔDB , also die Fläche unter der violetten Kurve.

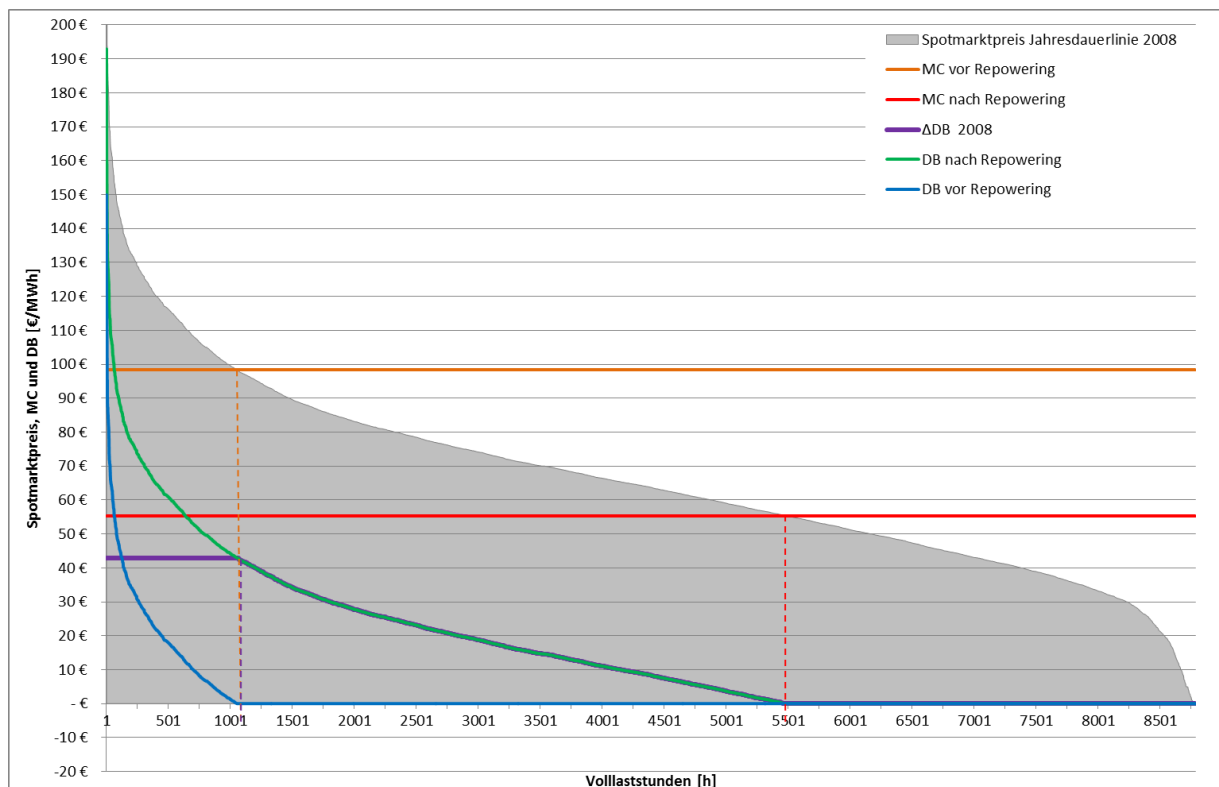


Abbildung 6-12 Auswertung des GuD-Kraftwerk-Repowerings mit den Preisen aus 2008.

Die Volllaststunden betragen mit den Preisen aus 2008 1.055 Stunden vor und 5.474 Stunden nach dem Repowering des Kraftwerks, siehe Abbildung 6-12. Abbildung 6-13 zeigt Volllaststunden von 405 vor und 5.846 Stunden nach dem Repowering.

⁸⁰ Sämtliche Angaben bleiben gleich. Lediglich der Wirkungsgrad des Kraftwerks ändert sich.

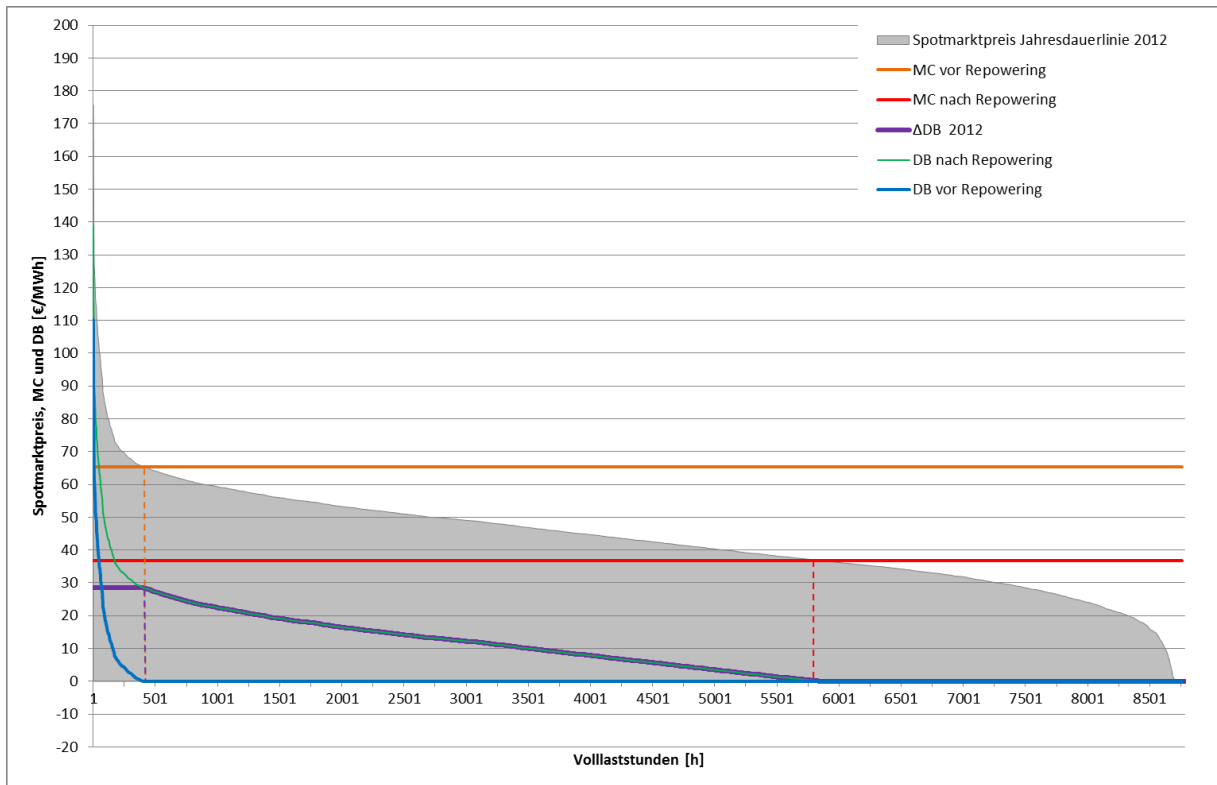


Abbildung 6-13 Auswertung des GuD-Kraftwerk-Repowering mit den Preisen aus 2012.

Mit der Annuitätenmethode ergeben sich auf Grund der identen Kenndaten und den der Literatur entnommenen Investitionskosten von GuD - Repowering - Projekten von 800€/kW (625 bis 972€/kW), jährliche Investitionskosten von 56.762€/MW installierter Kraftwerksleistung (siehe Abbildung 6-14). Dies entspricht natürlich dem selben Wert wie in Abschnitt 6.1 berechnet. Die Wahl von $IK=800€/MW$ führt zu einer besseren Vergleichbarkeit mit den Berechnungen aus Abschnitt 6.1. (DIW Berlin, 2013)

Wird erneut die Jahressumme der beiden Deckungsbeiträge durch Aufsummieren der jeweiligen ΔDB -Anteile über die entsprechenden Volllaststunden gebildet ergeben sich Werte von $\Delta DB=124.147€/MW$ (2008) und $\Delta DB=20.917€/MW$ (2012), welche nachfolgend in Abbildung 6-14 mit den berechneten Investitionskosten verglichen werden.

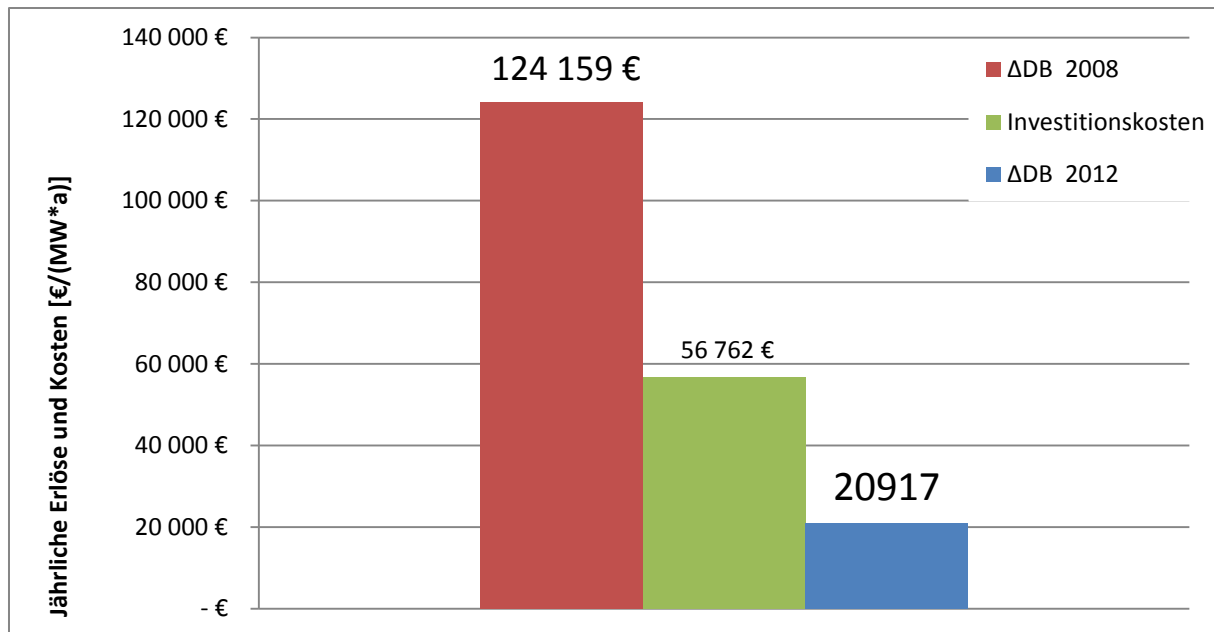


Abbildung 6-14 Jährliche Investitionskosten und Deckungsbeitrag je MW (Wahl der Investitionskosten des GuD-KW=800€/kW).

Es ist ersichtlich, dass das Repowering des Kraftwerks Theiß lediglich bei Festhalten der Preise aus **2008 wirtschaftlich** wäre. Hauptgrund dieses Umstandes sind die höheren Strommarktpreise in diesem Jahr. Obwohl 2012 die CO₂-Zertifikatspreise niedriger liegen, führen die niedrigen Strommarktpreise zu einer unwirtschaftlichen Situation, in der es nicht ratsam ist, das GuD-Kraftwerk einem Repowering zu unterziehen. Mit den Preisen aus 2008 wären Investitionskosten bis 1.749€/kW wirtschaftlich, mit denen aus 2012 dürften diese maximal 294€/kW installierter Leistung betragen um einen ökonomisch vertretbaren Umbau, bei konstant zu erwartenden Deckungsbeiträgen, zu tätigen.

6.2.2 Einsparungen an Brennstoffkosten

Die Berechnung der Einsparungen an Brennstoffkosten durch das Repowering erfolgt wie bereits in Abschnitt 6.1.2 erläutert, sodass hier nur auf die Unterschiede näher eingegangen werden soll.

Für die Preise des Jahres 2008:

$$k_{BE} = (84,38 - 47,5) \frac{\text{€}}{\text{MWh}} * 1055h = 38.939 \frac{\text{€}}{a * \text{MW}}$$

Für die Preise des Jahres 2012:

$$k_{BE} = (60,89 - 34,28) \frac{\text{€}}{\text{MWh}} * 405h = 2.887 \frac{\text{€}}{a * \text{MW}}$$

Betrachtet man die Einsparungen auf Grund des geringeren Brennstoffbedarfs nach dem Repowering des Kraftwerks, so ergeben sich nach dem Schema aus Abschnitt 6.1 für 2008 38.939€ und für 2012 2.887€, siehe auch Abbildung 6-15. Auf Grund der sehr niedrigen Volllaststundenzahl von etwa 405h/a sind die Einsparungen 2012 also marginal.

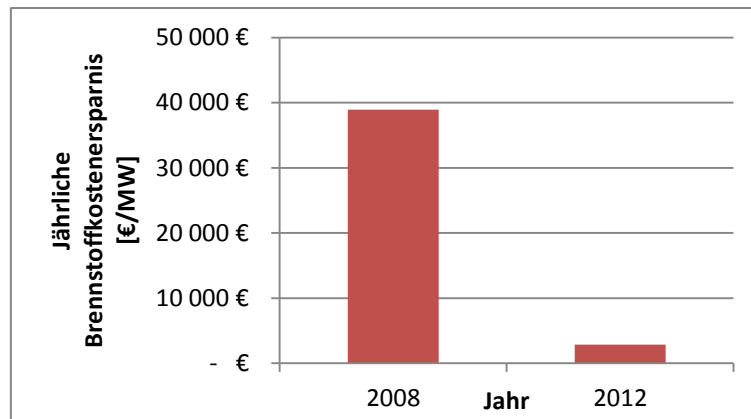


Abbildung 6-15 Jährliche Ersparnisse auf Grund des geringeren Brennstoffbedarfs nach Repowering des GuD-KW.

6.2.3 Einsparungen an CO₂-Zertifikatskosten

Auch die Berechnung der Einsparungen an CO₂-Zertifikatskosten durch das Repowering des Kohlekraftwerks wird hier nicht näher erläutert, da dies bereits in Abschnitt 6.1.3 geschehen ist.

Für die Preise des Jahres 2008:

$$k_{CO_2E} = (13,9 - 7,8) \frac{\text{€}}{MWh} * 1055h = 6.431 \frac{\text{€}}{MW}$$

Für die Preise des Jahres 2012:

$$k_{CO_2E} = (4,5 - 2,5) \frac{\text{€}}{MWh} * 405h = 151 \frac{\text{€}}{MW}$$

Die Einsparungen beim Kauf von CO₂-Zertifikaten nach dem Repowering des Kraftwerks, ergeben sich für die Preise aus 2008 zu 6.431€ und für die Preise aus 2012 zu 151€, siehe Abbildung 6-16. Auch in der Betrachtung der CO₂-Zertifikatspreise spielt die Volllaststundenzahl eine entscheidende Rolle, was dazu führt, dass auch hier die Einsparungen 2012 marginal ausfallen.

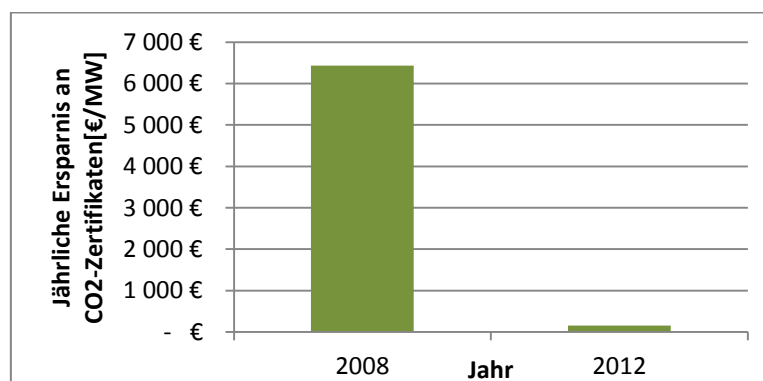


Abbildung 6-16 Jährliche Ersparnisse für CO₂-Zertifikate nach Repowering des GuD-KW.

6.2.4 Einsparungen an CO₂-Emissionen

Mit Einsparungen von 90g/kWh (siehe Tabelle 6-4) durch den Umbau des Kraftwerks sind in Abhängigkeit der Volllaststunden der jeweiligen Jahre aus Abbildung 6-12 und Abbildung 6-13 nachfolgende CO₂-Einsparungen in t/MW möglich.

$$m_{CO_2 2008} = 90g * 1055h = 95,04 \frac{t}{MW}$$

$$m_{CO_2 2012} = 90g * 405h = 6,84 \frac{t}{MW}$$

Tabelle 6-5 CO₂-Einsparungen durch das Repowering des GuD-KW in t/MW.

Quelle: Eigene Darstellung

	2008	2012
Einsparungen in t/MW	95,04	6,84

Der Unterschied der Ergebnisse aus 2008 und 2012 rührt aus der Tatsache, dass die Volllaststundenzahlen in den beiden Jahren unterschiedlich sind.

6.2.5 Sensitivitätsanalyse

Erneut gehen wir von den ursprünglichen Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten für den Brennstoff (hier: Erdgas) aus und führen eine Sensitivitätsanalyse durch, in der die Abhängigkeit des Erlöses von den Eingangsparametern grafisch dargestellt werden soll. Entscheidend auch hier die Annahmen der konstanten Preise über die gesamte Lebensdauer des Kraftwerks und die Preisinvarianz des Spotmarktpreises infolge der Variation, sodass die Analysen lediglich für ein betrachtetes Kraftwerk gelten und keinerlei Auswirkungen auf den Spotmarktpreis haben.

Abbildung 6-17 zeigt diese Sensitivitätsanalyse des GuD-Kraftwerks und die damit verbundene Variation der Eingangsparameter. Es zeigt sich, dass die Verläufe der betrachteten Jahre 2008 und 2012 erneut ähnlich sind, doch auch hier der Ausschlag im Jahre 2012 größer ist. Der Grund dafür wurde bereits in Abschnitt 6.1.5 erläutert. Es ist dies die Kombination aus den niedrigeren Spotmarktpreisen für Strom und den Brennstoffkosten im Jahre 2012. Eine Steigerung der Brennstoffkosten führt erwartungsgemäß zu einer Reduktion des ΔDB. Am Beispiel des GuD-Kraftwerks lässt sich jedoch zeigen, dass eine Reduktion des Brennstoffpreises zwar zunächst zu einer Erhöhung des Erlöses ΔDB, eine weitere Reduktion jedoch, wie auch am Beispiel Kohle, zu einem sinken von ΔDB führt. Würde der Brennstoffpreis also um etwa 40% sinken, würde im Jahre 2008 ein nahezu 40% und im Jahre 2012 ein beinahe 60% höheres ΔDB erreicht werden, was sicherlich sehr im Sinne der EVUs wäre. Würde der Brennstoffpreis jedoch um bis zu 100% reduziert werden, somit also erneut gratis sein, läge ΔDB um etwa 60% bzw. 80% niedriger als im Ausgangszustand. Hier würden wiederum die übrigbleibenden CO₂-Zertifikatskosten an Gewichtung zunehmen und somit den Erlös reduzieren.

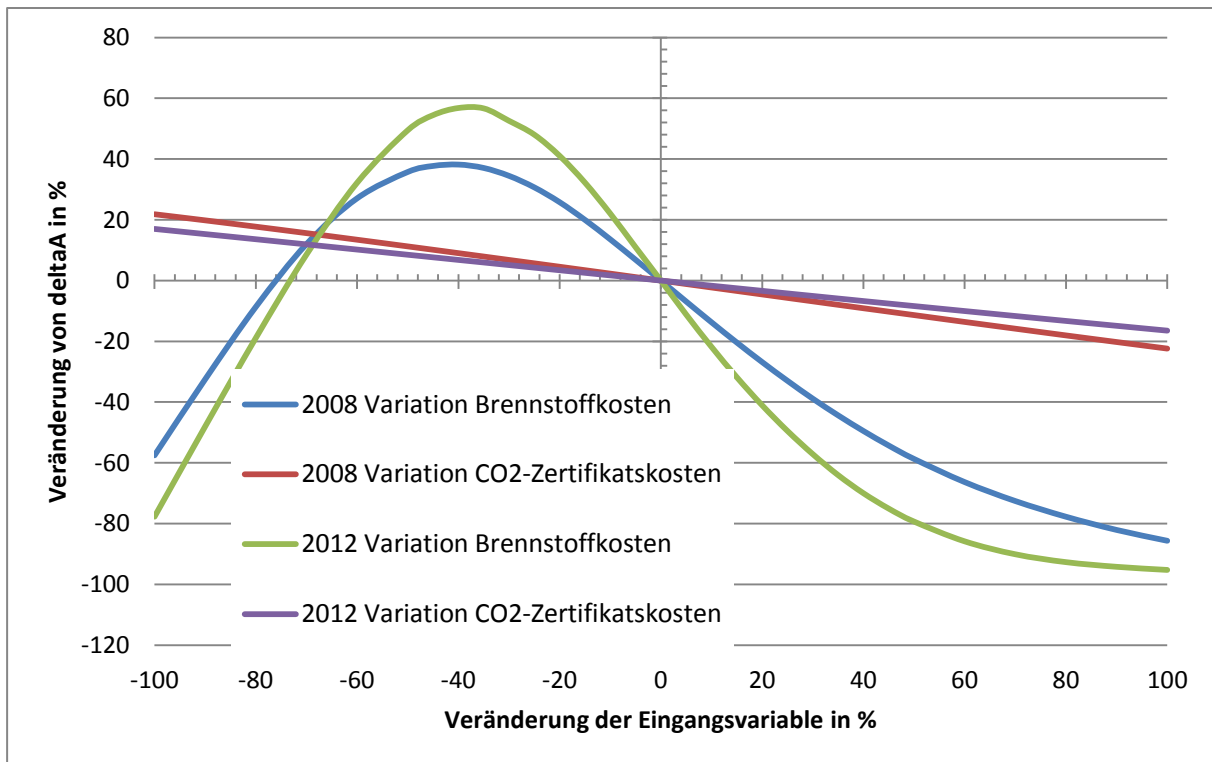


Abbildung 6-17 Sensitivitätsanalyse GuD-Kraftwerk.

Dies kann in auch in Abbildung 6-18 anhand ausgewählter Kurvenpunkte des Jahres 2008 gezeigt werden. ΔDB steigt bei Reduktion des Brennstoffpreises zunächst, sinkt jedoch letztlich auf die angesprochenen Werte, wenn weiters reduziert wird. Dieser Umstand rührt abermals aus dem Verhalten der Fläche zwischen den beiden kurzfristigen Grenzkostenkurven und den Volllaststunden, welche ΔDB ergeben. Wie auch in Abbildung 6-17 ersichtlich, zeigt sich, dass der Erlös sowohl im Ausgangspunkt, als auch nach Reduzierung der Brennstoffkosten um etwa 75% nahezu ident ist.

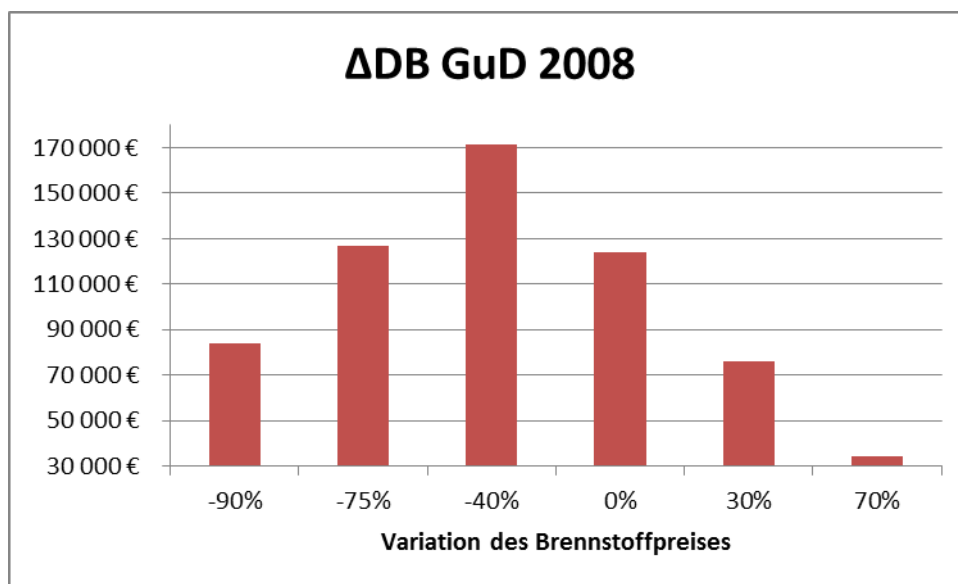


Abbildung 6-18 Sensitivitätsanalyse GuD-Kraftwerk-Veränderung von ΔDB im Jahre 2008.

Variation der CO₂-Zertifikatskosten hat sowohl im Jahre 2008 als auch im Jahre 2012 verhältnismäßig geringere Auswirkungen auf ΔDB . Bemerkenswert ist die Tatsache, dass

eine derartige Variation im Jahre 2008 höhere Auswirkungen als im Jahre 2012 hätte. Dies hat den Grund, dass die CO₂-Zertifikatskosten 2012 nur etwa 1/3 des Wertes aus 2008 betragen. Würden CO₂-Zertifikate gratis sein, würde sich ΔDB sowohl 2008 als auch 2012 um etwa 20% erhöhen. Vice versa würde eine Verdopplung der Preise zu einer etwa 20%igen Reduktion von ΔDB führen.

Abbildung 6-19 zeigt die starke Differenz der Preisverläufe. Trotzdem ist, die Fläche unter der violetten Kurve in beiden Fällen gleich groß und somit ΔDB in beiden Fällen nahezu ident.

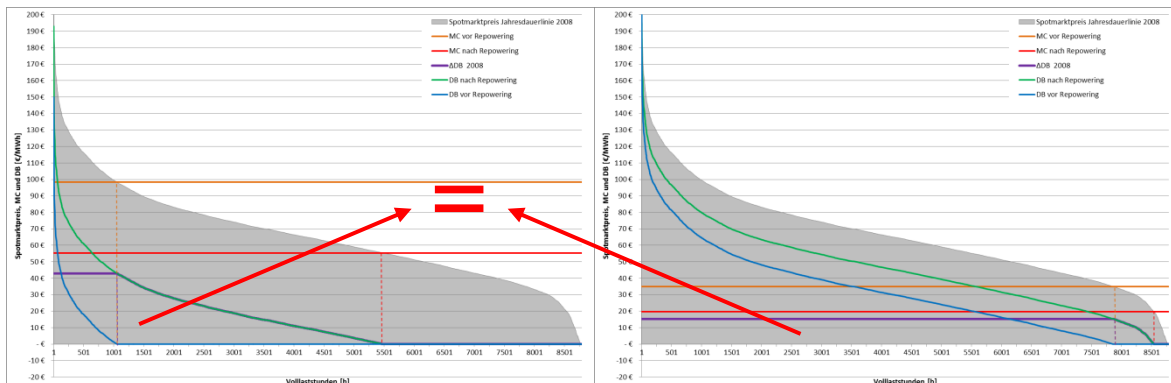


Abbildung 6-19 ΔDB bei Normalpreis (links) und Senkung um 75% (rechts).

6.3 Vergleich der Sensitivitätsanalysen

Betrachtung der vorangegangenen Abbildung 6-8 und Abbildung 6-17 lässt den Vergleich des Repowering eines Kohle- und eines GuD-Kraftwerks zu.

Eine Erhöhung der Brennstoffkosten führt in beiden Betrachtungsjahren und beiden Kraftwerken zu einem Sinken von ΔDB . Auch das Verhalten bei Reduzierung der Brennstoffpreise ist ähnlich, da ΔDB letztlich in beiden Situationen sinkt. Abbildung 6-17 zeigt jedoch, dass eine Reduzierung des Brennstoffpreises im GuD-Kraftwerk zunächst zu einer Erhöhung von ΔDB führen würde. Würde der Brennstoff gratis zur Verfügung gestellt werden, würde ΔDB 2008 um etwa 45% und 60% und 2012 um etwa 75% und 80% sinken (jeweils Kohle- und GuD-Kraftwerk). Eine Verdopplung des Brennstoffpreises würde ΔDB um etwa 55% bzw. 85% im Jahre 2008 und 80% bzw. 95% im Jahre 2012 sinken lassen (auch hier jeweils Kohle- und GuD-Kraftwerk).

Ähnliche Darstellung lässt die Variation der CO₂-Zertifikatspreise im Jahre 2008 zu. Auch hier ist zunächst eine leichte Zunahme und anschließende Abnahme von ΔDB bei Reduktion der CO₂-Zertifikatspreise zu erkennen. Reduktion der CO₂-Zertifikatspreise des GuD-Kraftwerks würde jedoch zu einer Erhöhung von ΔDB führen. Die Ausschläge sind jeweils im Jahre 2012 größer, was sich durch die Kombination aus niedrigeren Spotmarktpreisen für Strom und den jeweiligen Brennstoffkosten bzw. CO₂-Zertifikatskosten erklären lässt.

7 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Steigende Abhängigkeit von Rohstoffimporten zur Feuerung von Gas- oder Kohlekraftwerken sowie resultierende Schadstoff- und Treibhausgasemissionen führen zu Überlegungen rund um die Steigerung der Effizienz von Kraftwerken. Auch für die Erreichung der Klimaziele spielt die Effizienz der Energiebereitstellung eine entscheidende Rolle. In der weltweiten Energiepolitik wurde Energieeffizienz bislang lediglich im Bereich des Gebäudebaus und dessen Energiemanagement verstanden, jedoch zunehmend auch als Kriterium der Effizienz von Stromerzeugungsanlagen gesehen. Ob es sich dabei um eine eigenständige Größe der Energiewirtschaft handeln oder um einen „Nebeneffekt“ der RES handeln soll, lässt sich in dieser Arbeit nicht klären.

Neben einer Auflistung der Definitionen der verwendeten Begriffe lag der Fokus dieser Arbeit auf der Ermittlung der Effizienzkriterien von Stromumwandlungsanlagen und der damit verbundenen Ermittlung der Wirkungsgrade diverser Kraftwerkstypen, die dem Stand der Technik entsprechen. Dabei hat sich beispielsweise gezeigt, dass Kohle-Wirbelschichtfeuerung im Leistungsbereich von 15-200MW, bei Verwendung von KWK, einen elektrischen Wirkungsgrad von 24-28%, einen thermischen- von 62-64% und somit einen Brennstoffnutzungsgrad von 75-90% hat. Gasturbinen mit Wärmerückgewinnung im KWK-Betrieb verfügen über einen elektrischen Wirkungsgrad von 30-36%, einen thermischen- von 44-50% und letztlich also einen Brennstoffnutzungsgrad von 70-84% bei 5-25MW Kraftwerksleistung. Eine Einteilung in Leistungsklassen ist für Geothermie, PV und Wind nicht sinnvoll. Für Photovoltaik und Windenergie wurde weiters von der gängigen Methode der Bewertung der Effizienz mittels elektrischer Wirkungsgrade abgegangen und stattdessen die Kriterien Performance Ratio und Referenzerträge gewählt.

Auf Basis einer Literaturrecherche wurde erarbeitet, wo es bereits Verordnungen/Richtlinien betreffend die Mindestwirkungsgrade diverser Kraftwerke gibt und wie es um die Entwicklung der Kraftwerkseffizienz der letzten Jahre steht. Sämtliche Mindestwirkungsgrade und Verordnungen werden in den nachfolgenden Tabellen zusammengefasst dargestellt. Auffallend ist der Umstand, dass es wenige Verordnungen gibt, welche der Aufgabenstellung entsprechen und bei einigen weiteren der „Stand der Technik“ als Maß der Effizienz fixiert wird, welcher jedoch nicht quantifiziert wird. Dabei hat sich auch gezeigt, dass beispielsweise die Entwicklung der GuD-Kraftwerke mit etwa 41% Wirkungsgrad im Jahre 1970 auf etwa 61% im Jahre 2011 bis auf eine Verschiebung nahezu äquivalent zu der Entwicklung der Gasturbinen-Kraftwerke mit etwa 28% Wirkungsgrad im Jahre 1970 und 40% im Jahre 2011 verlief. Kristalline PV-Zellen decken auf Grund der Vielzahl an Typen eine große Bandbreite des Wirkungsgrades bis etwa 20% ab und sollen im Jahre 2030 einen elektrischen Wirkungsgrad von etwa 25% erreichen. Effizienter sind hierbei die Konzentratorzellen, welche in Serienfertigung bei etwa 25% elektrischen Wirkungsgrades liegen, wobei sich im Labor bereits 44,7% erreichen ließen. Auch Wasserkraftwerke konnten sich historisch stetig weiter verbessern, sodass beispielsweise der Wirkungsgrad der Peltonturbine um 1900 bei 75-82% lag und heutzutage bei über 90% liegt.

Mittels einer ökologischen und ökonomischen Bewertung eines Repowerings eines Kohle- und GuD-Kraftwerks auf den Stand der Technik wurde gezeigt, dass im Jahre 2008 das Repowering der betrachteten Kraftwerke wirtschaftlich gewesen wäre. Im Jahre 2012 wäre nur das Repowering des Kohlekraftwerks wirtschaftlich sinnvoll gewesen, da die Spotmarktpreise im Vergleich zu 2008 weit niedriger lagen.

7.1 Tabellarische Zusammenfassung der Effizienzkriterien

In Tabelle 7-1 werden sämtliche Mindestwirkungsgrade aus Abschnitt 3 zusammengefasst. Hierfür wurde eine eigenständige Nummerierung via hochgestellte Zahlen gewählt. Die diesbezügliche Angabe der Quellen befindet sich auf Seite 100.

Tabelle 7-1 Tabellarische Zusammenfassung der Effizienzkriterien aus Kapitel 3

	Technologie/Verfahren	Spezielle Eigenschaft	Typischer Leistungsbereich	Nettowirkungsgrad [%]				Brennstoff-Nutzungsgrad [%]
				Elektrisch (2010-2013)	Thermisch (2010-2013)	Elektrisch (2020)	Elektrisch (2030/2050)	
Kohle	Subkritische Staubfeuerung (PC)		bis 500MW ¹	38-39% ^{3,8}				75-90% ¹
	Superkritische Staubfeuerung (SCPC)		200-1300MW ¹³	42-43% ⁸		50,5% ¹²	52% ¹²	75-90% ¹
	Ultrasuperkritische Staubfeuerung (USCPC)		100-600MW ¹²	41-45,9% ¹²				75-90% ¹
			600-1100MW ¹³	46-47% ^{1,13}	45% ⁸	50% ^{7,13}	52% ¹³	
	Wirbelschichtfeuerung (BFBC und CFBC)		100-460MW ^{1,8,16}	41-43,3% ^{1,5}	30% ⁵			
		KWK	15-200MW ⁹	24-28% ⁹	62-64% ⁹	26-30% ⁹	28-32% ⁹	75-85% ⁹
	Druckwirbelschichtfeuerung (PFBC)		80-360MW ⁵	42-44% ^{1,12}		47-55% ¹²		
Kombikraftwerk (IGCC)		250-335MW ^{3,8,13}	39-46% ^{5,7,13}	50% ⁸	52% ^{7,13}	52-54% ^{3,13}		
Biomasse	ORC-Verfahren		0,3-3,1MW ¹⁷	15-20% ¹⁶	70% ¹⁶			85-90% ¹⁶
	Dampfmotor		20kW-2MW ¹⁰	6-20% ¹⁰				80-90% ¹⁰
	Stirlingmotor		1-70kW ¹⁶	10-20% ¹⁶				80-88% ⁵
	Rostfeuerung		1-25MW ^{1,99}	20% ¹				75-90% ¹
	Wirbelschichtverfahren (BFBC)		15-200MW ⁹	28-32% ¹	50% ⁶			75-90% ¹
	Co-Feuerung (Cofiring)		15-750MW ⁶	33-43% ^{2,6}	50-52% ⁶	35-38% ^{2,7}		44-85% ²

	Technologie/Verfahren	Spezielle Eigenschaft	Typischer Leistungsbereich	Nettowirkungsgrad [%]				Brennstoff-Nutzungsgrad [%]
				Elektrisch (2010-2013)	Thermisch (2010-2013)	Elektrisch (2020)	Elektrisch (2030/2050)	
Gasgefeuerte	Gasturbine (OCGT)		15-340MW ^{1,16}	39-45% ^{1,5,16}	50-61% ¹⁶	45% ⁵		70-92% ¹⁰
		mit HRSG im KWK-Betrieb	5-25MW ⁹	30-36% ⁹	44-50% ⁹	32-37% ⁹	34-38% ⁹	70-84% ⁹
	Dampfturbine		5-10MW ³	25% ³				
			10-50MW ³	30-40% ³				
		KWK	0,05-30MW ^{10,19}	20-40% ¹⁶	40-65% ¹⁶			70-85% ¹
	Gasmotor		bis 200MW ¹	42-46,5% ¹				
		mit HRSG im KWK-Betrieb	0,07-6MW ⁹	38-42% ^{1,9}	44-50% ⁹			75-85% ¹
	Gasgefeuerte Kessel		6-300MW ^{1,99}	42-48% ¹				
		KWK	1-10MW ⁶	13-21% ⁶	63-70% ⁶			
			10-25MW ⁶	21-26% ⁶	59-63% ⁶			
			25-50MW ⁶	26-35% ⁶	52-59% ⁶			
	GuD (CCGT)	mit/ohne HRSG, nur für Strom	50-250MW ¹⁶	52-60% ^{1,5,9}		64% ¹¹		
			250-650MW ^{1,12,16}	55-57% ^{1,12,16}		62,5% ¹²	65% ¹²	
		ohne HRSG, KWK-Betrieb	12-300MW ⁹	38% ¹	35-41% ¹⁶			75-85% ^{1,9}
		mit HRSG, KWK-Betrieb	bis 765MW ¹	40% ¹	33-38% ⁹	44-48% ⁹	46-49% ⁹	75-85% ¹

	Technologie/Verfahren	Spezielle Eigenschaft	Typischer Leistungsbereich	Nettowirkungsgrad [%]				Brennstoff-Nutzungsgrad [%]	
				Elektrisch (2010-2013)	Thermisch (2010-2013)	Elektrisch (2020)	Elektrisch (2030/2050)		
Biogas	Stirlingmotor		1-150kW ¹⁰	21-28% ¹⁹				63-86% ¹⁹	
	Mikrogasturbine		30-250kW ³	25-30% ^{3,16}	40-60% ¹⁶		35-40% ³	60-80% ¹⁶	
	Brennstoffzelle		1-350kW ¹⁶	50-65% ¹⁶	20-30% ¹⁶			80-90% ¹⁶	
	Zündstrahl-Dieselmotor			0,1-0,75MW ⁶	37-42% ⁶	46-50% ⁶			80-90% ¹⁰
				0,75-1,5MW ⁶	42-44% ⁶	45-50% ⁶			
				1,5-5MW ⁶	44-45% ⁶	44-45% ⁶			
				5kW-60MW ^{1,10}	30-55% ¹⁰	40-47% ¹			
	Gas-Ottomotor			5-50kW ¹⁶	25-30% ¹⁶	40-60% ¹⁶			80-95% ⁹
				50-250kW ¹⁶	30-35% ¹⁶				
				0,25-1MW ¹⁶	35-40% ¹⁶				
			1-3MW ^{3,6}	38-45% ^{7,6}					
Geothermie	Dry-Steam Verfahren	180-300°C ¹⁵	50-60MW ²⁶	50-65% ^{0,21}					
	Flash Verfahren	200-320°C ¹⁵	2-45MW ²⁶	6-12% ⁴²					
	Binäres Verfahren	100-180°C ^{3,21}	0,1-5MW ³¹	5,6-15% ^{4,21,26}					
	ORC-Verfahren	80-180°C ²⁰	0,4-2MW ³²	6-12% ³⁷					
	Kalina-Verfahren	80-160°C ²⁰	0,5-5,8MW ^{5,20}	8,5-12% ³⁷					
	Hot-Dry-Rock	160-270°C ²⁹	bis 23MW ³³	15% ³³					

Fortsetzung auf nächster Seite

	Technologie/Verfahren	Spezielle Eigenschaft	Typischer Leistungsbereich	Nettowirkungsgrad [%]				Typ. Modulwirkungsgrad bzw. Elektrischer Nettowirkungsgrad des Kraftwerks
				Elektrischer Bruttowirkungsgrad der Turbine bzw. Zellnettowirkungsgrad Serie (2010-2013) bzw. Nettowirkungsgrad	Elektrisch Labor (2010-2013)	Elektrisch Serie (2020)	Elektrisch Serie (2030/2050)	
Wasserkraft	Pelton turbine	Fallhöhe 200-2000m ^{10,34}	1kW-400MW ¹⁰	90-95% ¹⁰				70-88% ¹⁰
	Francis turbine	Fallhöhe 50-700m ^{23,34}	0,1-1000MW ¹⁰	80-95% ^{10,28}				70-90% ¹⁰
	Kaplan turbine	Fallhöhe 2-80m ^{10,34}	0,4-200MW ¹⁰	80-95% ^{10,26}				70-89% ¹⁰
	Ossberger-Durchströmturbine	Fallhöhe 2,5-200m ³⁶	15kW-3MW ³⁶	75-80% ³⁶				
	Wasserkraftschnecke	Fallhöhe 0,5-10m ²⁸	1-300kW ^{27,28}	90% ²⁸				
	Lamellenturbinen	Fallhöhe 0,5-5m ³⁵	10kW-1MW ³⁸	90% ³⁹				70% ³⁹
PV	Monokristallines Silizium sc-Si			16-22% ¹⁴	24,7% ⁴²	23% ¹⁴	2050: 25% ¹⁴	13-19% ¹⁴
	Polykristallines Silizium mc-Si			14-18% ¹⁴	20,3% ⁴³	19% ¹⁴	2050: 21% ¹⁴	11-15% ¹⁴
	Dünnschichtzelle Amorphes Silizium a-Si/uc-Si			7-11% ¹⁴	13,2% ¹⁴	12% ¹⁴	15% ¹⁴	4-9% ¹⁴
	Dünnschichtzelle Cadmium-Tellurid CdTe			10-11% ¹⁴	19,5% ¹⁴	14% ¹⁴	15% ¹⁴	10-11% ¹⁴
	Dünnschichtzelle CIS/CIGS			7-12% ¹⁴	20,3% ¹⁴	15% ¹⁴	18% ¹⁴	7-12% ¹⁴
	Konzentratorzelle			23-28% ¹⁴	44,70% ⁴⁴	30% ¹⁴	50% ⁴⁵	
Wind	Savonius-Rotor	vertikal		25% ²²				
	(H-)Darrieus-Rotor	vertikal	0,5-200kW ¹⁷	30-40% ^{17,22}				
	3-Blatt-Rotor	horizontal	bis 7,5MW ⁴⁰	35-50% ^{17,22}				
	2-Blatt-Rotor	horizontal	bis 6MW ⁴¹					
	1-Blatt-Rotor	horizontal						

Fortsetzung auf nächster Seite

Legende zur Tabelle aus Abschnitt 7.1:

#	Dokument/Website
1	(EC, 2013)
2	(IEA ETSAP IRENA, 2013)
3	(IEA, 2010f)
4	(IEA, 2007)
5	(EC, 2012b)
6	(Ecofys, 2010)
7	(IEA, 2010c)
8	(IEA, 2012b)
9	(IEA ETSAP, 2010d)
10	(Neuhofer, 2004)
11	(IEA, 2010e)
12	(Löschel, 2009)
13	(IEA, 2010b)
14	(IEA ETSAP, 2013)
15	(TU Dresden, 2009)
16	(Kranzl, et al., 2008)
17	(DBFZ, 2011)
18	(BINE, 2007b)
19	(BMVIT, 2010)
20	(Siemens, 2004)
21	(Lund, 2004)
22	(Furtmayr, 2013)
23	(IEA, 2012a)
24	(IEA, 2013b)
25	(IEA, 2010a)

#	Dokument/Website
26	(IEA ETSAP, 2010g)
27	(ISA, 2006)
28	(Ritz Atro)
29	(BINE, 2008)
30	(Rogge, 2004)
31	(GFZ Potsdam, 2007)
32	(Obernberger, et al.)
33	(Axpo)
34	(Leimegger)
35	(Kleinwasserkraft Österreich, 2008)
36	(Ossberger)
37	(UniStu, 2011)
38	(Martin Group AG)
39	(BEW-Power)
40	(Enercon)
41	(Ingenieur.de)
42	Sunpower
43	(Solarserver)
44	(Fraunhofer ISE)
45	(Fraunhofer ISE,a)

7.2 Tabellarische Zusammenfassung der Verordnungen/Richtlinien

Tabelle 7-2 Tabellarische Zusammenfassung der Verordnungen/Richtlinien aus Kapitel 4

Gebiet	Dokument	Anmerkung	Besonderheit	Biogas	Biomasse	Gasgefeuert	Geo-thermie	Kohle	PV	Wind	Wasser
Europäische Union	Europäischer Emissionshandel Quelle: (EC, 2013)	KW ab 20MW Engpassleistung	Ausgabe der Gratiszertifikate hängt von BAT-Werten der besten 10% KW ab	x	x	x		x			
	Direktive EC 2012/27/EU Quelle: (EC, 2012a)	Ziel: Steigerung der Energieeffizienz bis 2020 um 20%, NEEAPs ab 1.1.2014, Verpflichtung 1,5%/Jahr Energie einzusparen		42%	fest: 25%, flüssig: 44,2%	Erdgas: 52%		Steinkohle: 44,2%			
	Direktiven EC 2010/75/EU und 2008/1/EU, BREF-Dokumente Quelle: (EC, 2010), (EC, 2008)	KW ab 50MW thermischer Engpassleistung	Festlegung von harmonisierten Wirkungsgrad-Referenzwerten für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme	Neu: 45-48%, Bestand: 40-48%	fest: Neu: 31-34%, Bestand: 28-34% flüssig: Neu: >38%, Bestand: 30-38%	Gasmotor: Neu: 42-46,5%, Bestand: 35-44%, Nutzungsgrad: 56-78% Gasgefeuerte Kessel: Neu: 40-42%, Bestand: 38-40%, Nutzungsgrad: 78-95%, OCGT: Neu: 36-41%, Bestand: 28-39% CCGT: Neu: 48,5-58%, Bestand: 45-58% CCGT mit HRSG (50-600MW thermisch): Neu: 42-46%, Bestand: 40-46%, Nutzungsgrad: 60-95% CCGT mit HRSG (>600MW thermisch): Neu: 50-51%, Bestand: 44-51%, Nutzungsgrad: 80-92%		>1000MW thermisch: Neu: 39-42%, Bestand: 33,5-42% <1000MW thermisch: Neu: 36,5-4%, Bestand: 32,5-40% IGCC: Bestand: 34-46%, Nutzungsgrad: >91%			
Österreich	Ökostromgesetz 2012 Quelle: (ÖSG, 2012)		Keine Kontrahierungspflicht für KW mit Brennst.nutzungsgrad <60% oder Stand der Technik	x	x		x	Fortsetzung auf nächster Seite			

Gebiet	Dokument	Anmerkung	Besonderheit	Biogas	Biomasse	Gasgefeuert	Geo-thermie	Kohle	PV	Wind	Wasser
Österreich	Ökostromverordnung 2012 Quelle: (ÖSVO, 2012)		Preise für Abnahme von Energie wenn Mindestwirkungsgrad >60% bzw. Nutzungsgrad >60% gegeben ist	x	x		x		x		
	KWK-Gesetz 2009 Quelle: (KWK-Gesetz, 2009)		Einführen der Gleichung $2/3 * W/B + E/B \geq 0,6$ als Effizienzkriterium, Nutzungsgrad >60% gefordert	x	x						
	Landesgesetz Kärnten Quelle: (Landesregierung Kärnten, 2012)	Nutzung der Wirkungsgrad-Referenzwerte aus EC 2010/75/EU	Genehmigung des Baus und Betriebs eines KWs nur unter Verwendung des Standes der Technik und einer bestmöglichen Nutzung der Primärenergie	siehe EC 2010/75/EU	siehe EC 2010/75/EU	siehe EC 2010/75/EU		siehe EC 2010/75/EU			
	Förderung Salzburg Quelle: (Land Salzburg: Lebensgrundlagen und Energie, 2013)	Berechnung des Fördersatzes in Abhängigkeit vom Jahresenergieertrag je kWp installierte Leistung	Jahresertrag <900kWh: keine Förderung; Jahresertrag >1100kWh: Höchstsatz 40%; Jahresertrag 900-1100kWh: über mathematische Formel							x	
Australien	Generator Efficiency Standards Quelle: (Australian Government)	KW ab 30MW Engpassleistung, Lastfaktor mind. 5% in den letzten 3 Jahren	Thermische Mindestwirkungsgrade (HHV)			CCGT: 52%, OCGT: 36%		Steinkohle: 42%, Braunkohle : 31%			
Deutschland	Deutscher Bundestag Gesetzesentwurf zur Änderung des B1SchG Quelle: (Verheyen, Roda; BUND und DUH, 2013)	KW ab 50MW - Engpassleistung				>40%		>38%			
						x		x			

Fortsetzung auf nächster Seite

Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Gebiet	Dokument	Anmerkung	Besonderheit	Biogas	Biomasse	Gasgefeuert	Geo-thermie	Kohle	PV	Wind	Wasser
Deutschland	Gutachten gegen Kohlekraft Quelle: (Verheyen, Roda; BUND und DUH, 2013)							Steinkohle: 38%, Braunkohle : 36%			
	EEG: Windkraft Quelle: (BMU, 2011b)		Definition eines Mindeststandards über Referenzerträge							>60%	
Israel	Umweltministerium Quelle: (Ministry of the Environment Israel)	Kombikraftwerke Nutzungsgrad 75-80%	Feststellung von Mindesteffizienzwerten			CCGT: 55%					
Niederlande & Flandern	Freiwilliges Abkommen von 90 Industriebetrieben und EVUs Quelle: (van den Bergh, 2004)		Einführung eines Benchmarking-Systems, welches BAT-Werte auf Basis der weltweit besten 10%-KW festlegt	x	x	x		x			
Saudi Arabien	Buch Energy Efficiency Quelle: (InTech, 2012)		Aufzeigen der Möglichkeiten			CCGT: 52%, Gasturbinen: 36%					
Schweiz	Ergänzung des Kapitels E 1.3 Windkraftanlagen Quelle: (Botschaft des Regierungsrats des Kantons Aargau , 2013)		Vorschlag einer Gesetzesänderung, sodass WEA anhand von Mindesterträgen bewertet werden							>450kWh /a	
Tschechien	Verordnung 349/2010 (zuvor: Czech Law on Energy Management) Quelle: (Tschechische Republik, 2010)	Wirkungsgrade variieren nach diversen Technologien oder Leistungsbereichen	Festlegung von BAT-Werten für Stromerzeugende Systeme (Bruttowirkungsgrade)	Kolbenmotor 26-38%, Stirlingmotor 15-20%	20-28%	Gaskessel: 44%, Gasturbinen: 32-36%, GuD: 50-54%		Steinkohle: 41-43%, Braunkohle : 40-42%	Polykristallin: 18%, Monokristallin: 15%		

Glossar

Sämtliche Begriffe, welche zum Verständnis der vorliegenden Arbeit beitragen, werden in diesem Kapitel angeführt.

Begriff	Definition
Anlage	"eine ortsfeste technische Einheit, in der eine oder mehrere der in Anhang I oder Anhang VII Teil 1 genannten Tätigkeiten sowie andere unmittelbar damit verbundene Tätigkeiten am selben Standort durchgeführt werden, die mit den in den genannten Anhängen aufgeführten Tätigkeiten in einem technischen Zusammenhang stehen und die Auswirkungen auf die Emissionen und die Umweltverschmutzung haben können" (Quelle:EU RL 2010/75/EU)
Best practise	Beste Möglichkeit des Einsatzes siehe "beste verfügbare Technik"
beste verfügbare Technik	"den effizientesten und fortschrittlichsten Entwicklungsstand der Tätigkeiten und entsprechenden Betriebsmethoden, der bestimmte Techniken als praktisch geeignet erscheinen lässt, als Grundlage für die Emissionsgrenzwerte und sonstige Genehmigungsaufgaben zu dienen, um Emissionen in und Auswirkungen auf die gesamte Umwelt zu vermeiden oder, wenn dies nicht möglich ist, zu vermindern" (Quelle:EU RL 2010/75/EU)
BHKW-Blockheizkraftwerk	"Ein Blockheizkraftwerk (BHKW) ist eine autarke, in der Regel wärmegeführte Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage. Eingesetzt werden Verbrennungskraftmaschinen und Gasturbinen, in Sonderfällen auch Dampfturbinen und -motoren sowie in Zukunft auch Brennstoffzellen und Mikrogasturbinen." (Quelle: VDI 4608)
Biogas	"jenes brennbare Gas, das durch Vergärung von Biomasse in Biogasanlagen hergestellt und zur Gewinnung von Energie verwendet wird; aus einem Gasnetz entnommenes Gas gilt als Biogas, soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent der Menge von an anderer Stelle im Geltungsbereich des Gesetzes in das Gasnetz eingespeistem Gas aus Biomasse entspricht" (Quelle:RIS ÖSG 2012)
Biomasse	"den biologisch abbaubaren Anteil von Erzeugnissen und Rückständen der Landwirtschaft mit biologischem Ursprung (einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe), der Forstwirtschaft und damit verbundener Industriezweige einschließlich der Fischerei und der Aquakultur sowie den biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen gemäß Z 1; der biologisch abbaubare Anteil von Abfällen, die nicht in der Anlage 1 angeführt sind, ist nicht Biomasse im Sinne dieses Bundesgesetzes" (Quelle:RIS ÖSG 2012) oder (Quelle:EU RL 2010/75/EU)
Brennstoffnutzungsgrad	"die Summe aus Stromerzeugung und genutzter Wärmeerzeugung, geteilt durch den Energieinhalt der eingesetzten Energieträger bezogen auf ein Kalenderjahr" (Quelle:RIS ÖSG 2012)
Carnotwirkungsgrad	Entspricht dem höchsten theoretischen Wirkungsgrad zwischen zwei Temperaturniveaus. Wird am Ort A, welcher dem hohen Temperaturniveau entspricht, Wärme entnommen, tritt dort auch eine Abnahme der Entropie ein. Diese steigt wiederum bei der Abgabe am Ort B, welcher dem niedrigeren Temperaturniveau entspricht. Da die Entropie im Verlauf dieses Prozesses nicht abnimmt, ist sogleich das theoretische Maximum vorgegeben. Der Rest der Wärmemenge kann nicht in Arbeit umgewandelt werden und wird als Wärme am Ort B abgegeben. (Quelle: EC BREF Documents, 2013) $\eta_c = 1 - T_0/T$ T_0 ... niedrigste Temperatur des Prozesses T ... höchste Temperatur des Prozesses
Dampflagerstätte	Unter Druck stehendes Heißwasservorkommen von solch hoher Temperatur, dass sich das geförderte Wasser unter Druckentlastung in Dampf umwandelt. Im Aquifer, der Lagerstätte, befindet sich das Wasser in flüssiger Form.

Fortsetzung auf nächster Seite

Begriff	Definition
Eigenbedarf	"Die Eigenbedarfsleistung eines Kraftwerksblockes oder eines Kraftwerkes ist die elektrische Leistung, die für den Betrieb seiner Neben- und Hilfsanlagen (z.B. Kesselspeisepumpen, Kühlwasserpumpen, Ventilatoren, usw.) benötigt wird, zuzüglich der Verlustleistung der Maschinentransformatoren. Nicht zur Eigenbedarfsleistung gehört der Betriebsbedarf. Der Betriebsbedarf eines Kraftwerks ist der Bedarf in den zugehörigen Einrichtungen, z.B. Verwaltungsgebäude, Werkstätten, Schalt- und Umspannanlagen für Licht, Heizungsanlagen, Kühlung. Der Betriebsbedarf rechnet zur nutzbaren Abgabe." (Quelle:VDI 3989)
Eigenverbrauch	„in einer Anlage erzeugte elektrische Energie, die nicht in das öffentliche Netz eingespeist wird“ (Quelle:RIS ÖSG 2012)
Elektrische Netto-Leistung	siehe E-Control DEA Technologien S.24f
Endenergie-effizienz	Energieeffizienz in Bezug auf Endenergie
Endenergie-verbrauch	„die gesamte an die Industrie, den Verkehrssektor, die Haushalte, den Dienstleistungssektor und die Landwirtschaft gelieferte Energie. Nicht eingeschlossen sind Lieferungen an den Energieumwandlungssektor sowie an die Energiewirtschaft selbst“ (Quelle:EU RL 2012/27/EU)
Energie	„alle Formen von Energieerzeugnissen, Brennstoffe, Wärme, Energie aus erneuerbaren Quellen, Elektrizität oder Energie in jeder anderen Form gemäß der Definition in Artikel 2 Buchstabe d der Verordnung (EG) Nr. 1099/2008 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2008 über die Energiestatistik“ (Quelle:EU RL 2012/27/EU)
Energiedienstleister	"eine natürliche oder juristische Person, die Energiedienstleistungen oder andere Maßnahmen zur Energieeffizienzverbesserung in den Einrichtungen oder Räumlichkeiten eines Endkunden erbringt bzw. durchführt" (Quelle:EU RL 2012/27/EU)
Energiedienstleistung	"den physischen Nutzeffekt, den Nutzwert oder die Vorteile, die aus einer Kombination von Energie mit energieeffizienter Technologie oder mit Maßnahmen gewonnen werden, die die erforderlichen Betriebs-, Instandhaltungs- und Kontrollaktivitäten zur Erbringung der Dienstleistung beinhalten können; sie wird auf der Grundlage eines Vertrags erbracht und führt unter normalen Umständen erwiesenermaßen zu überprüfbaren und mess- oder schätzbaren Energieeffizienzverbesserungen oder Primärenergieeinsparungen" (Quelle:EU RL 2012/27/EU)
Energieeffizienz	"Energieeffizienz ist ein Maß für den Energieaufwand zur Erreichung eines festgelegten Nutzens. Ein Vorgang ist effizient, wenn ein bestimmter Nutzen mit minimalem Energieaufwand erreicht wird. Steigert man die Energieeffizienz, geht dies meist mit einer Energieeinsparung gleich her. Zumeist werden hierfür nicht die absolute Energieeffizienz sondern deren prozentuelle Steigerung oder der Kehrwert davon, die prozentuelle Energieeinsparung, angegeben. In einer Ingenieurwissenschaftlichen Betrachtung der Energieumwandlung würde man unter Energieeffizienz den Wirkungsgrad bzw. Nutzungsgrad der Umwandlung verstehen." (Wuppertal Institut, 2008) In der EU Richtlinie 2012/27/EU wird Energieeffizienz unter Artikel 2 als das „Verhältnis von Ertrag an Leistung, Dienstleistungen, Waren oder Energie zu Energieeinsatz“ definiert."
Energieeffizienzverbesserung	„die Steigerung der Energieeffizienz als Ergebnis technischer, verhaltensbezogener und/oder wirtschaftlicher Änderungen“ (Quelle:EU RL 2012/27/EU)
Energieeinsparung	"die eingesparte Energiemenge, die durch Messung und/oder Schätzung des Verbrauchs vor und nach der Umsetzung einer Maßnahme zur Energieeffizienzverbesserung und bei gleichzeitiger Normalisierung der den energieverbrauch beeinflussenden äußeren Bedingungen ermittelt wird" (Quelle:EU RL 2012/27/EU)
Energieerzeuger	Bezeichnet das Unternehmen bzw. die Organisation, welche mittels eines Kraftwerks Energie erzeugt.

Fortsetzung auf nächster Seite

Begriff	Definition
Energieproduktion /erzeugung	"Die Energieerzeugung ist gleich der Menge der aus dem Boden geförderten Energieträger nach Beseitigung von Inertstoffen oder Verunreinigungen (Erdgas muss z.B. entschwefelt werden). Für verbrennungsfreie Energieformen, wie Kernenergie, Wasserkraft und Sonnenenergie, wird zur Berechnung des Primärenergieäquivalents die Methode des physikalischen Energiegehalts angewandt, die den Energiegehalt der einzelnen Energiequellen in Millionen Tonnen Rohöleinheiten (Mio.t RÖE) ausdrückt." (Quelle: OECD) Energie ist eine Erhaltungsgröße und kann weder erzeugt noch vernichtet werden. Man bezeichnet näher die Umwandlung eines physikalischen Zustandes in einen anderen als Energieerzeugung.
Energieumwandlung	"Energieumwandlung ist ein Sammelbegriff für die Änderung einer Energieform in andere Energieformen." (Quelle:VDI 4608)
Engpassleistung	"die durch den leistungsschwächsten Teil begrenzte, höchstmögliche elektrische Dauerleistung der gesamten Anlage mit allen Maschinensätzen" (Quelle:RIS ÖSG 2012)
Enthalpie	Maß für die Energie in einem thermodynamischen System. In der Geothermie wird damit der Wärmehalt eines Gesteins und des Wassers verstanden. Systeme mit weniger als 100 Grad, Niedrig-Enthalpie, dienen vorwiegend der direkten Nutzung der Wärme. Systeme mit mehr als 100°C können zur Stromerzeugung verwendet werden.
Erneuerbare Energieträger	"erneuerbare, nichtfossile Energieträger (Wind, Sonne, Erdwärme, Wellen- und Gezeitenenergie, Wasserkraft, Biomasse, Abfall mit hohem biogenen Anteil, Deponiegas, Klärgas und Biogas), einschließlich Tiermehl, Ablauge oder Klärschlamm" (Quelle:RIS ÖSG 2012)
kleinere Energie-einzelhandelsunternehmen	Unternehmen, welches Energie verkauft, dessen Umsatz unterhalb von 76 GWh an Energie pro Jahr beträgt, welches weniger als zehn Personen beschäftigt oder einen Jahresumsatz von maximal 2Mio. Euro nicht übersteigt.
Kleinwasserkraft-anlage	"eine anerkannte Anlage auf Basis der erneuerbaren Energiequelle Wasserkraft mit einer Engpassleistung bis einschließlich 10MW" (Quelle:RIS ÖSG 2012)
Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)	"die gleichzeitige Erzeugung thermischer Energie und elektrischer oder mechanischer Energie in einem Prozess" (Quelle:EU RL 2012/27/EU)
Kraftwerk	"eine Anlage, die dazu bestimmt ist, durch Energieumwandlung elektrische Energie zu erzeugen; sie kann aus mehreren Erzeugungseinheiten bestehen und umfasst auch alle zugehörigen Hilfsbetriebe und Nebeneinrichtungen" (Quelle: Landesgesetzblatt für Kärnten 7.Stück 2012)
mittlere Wasserkraftanlage	"eine anerkannte Anlage auf Basis der erneuerbaren Energiequelle Wasserkraft mit einer Engpassleistung von über 10MW bis einschließlich 20MW" (Quelle:RIS ÖSG 2012)
Ökostrom-anlage	"eine Anlage zur Erzeugung elektrischer Energie, die ausschließlich auf Basis erneuerbarer Energieträger betrieben wird. Die Verwendung nicht erneuerbarer Primärenergieträger ist im für den Betrieb technisch erforderlichen Ausmaß zulässig" (Quelle:RIS ÖSG 2012)
Primärenergieverbrauch	„Bruttoinlandsverbrauch ohne nichtenergetische Nutzungsformen“ (Quelle:EU RL 2012/27/EU)
Repowering	"das Ersetzen alter Anlagen zur Stromerzeugung durch neue Anlagen, beispielsweise mit höherem Wirkungsgrad." siehe auch Revitalisierung, jedoch hier vorwiegend in der fossilen Energieerzeugung
Revitalisierung	"die Investition in Kleinwasserkraftanlagen, welche zu einer Erhöhung der Engpassleistung oder zu einer Erhöhung des Regelarbeitsvermögens um mindestens 15% führen. Revitalisierung ist immer dann gegeben, wenn mindestens zwei der wesentlichen Anlagenteile, wie Turbine, Wasserfassung, Druckleitung, Triebwasserkanal, Krafthaus oder Staumauer bzw. Wehranlagen, welche vor Baubeginn bereits bestanden haben, weiter verwendet werden" (Quelle:RIS ÖSG 2012)

Fortsetzung auf nächster Seite

Begriff	Definition
Stand der Technik	"der auf den einschlägigen wissenschaftlichen Erkenntnissen beruhende Entwicklungsstand fortschrittlicher Verfahren, Einrichtungen oder Betriebsweisen, deren Funktionstüchtigkeit erprobt und erwiesen ist. Bei der Bestimmung des Standes der Technik sind insbesondere jene vergleichbaren Verfahren Einrichtungen oder Betriebsweisen heranzuziehen, welche am effizientesten zur Erreichung der in § 4 Abs. 2 bis Abs. 4 enthaltenen Ziele sind" (Quelle:RIS ÖSG 2012)

Literaturverzeichnis

Aart, Frans van, Kok, Wim und Ploumen, Pierre. *ENERGY EFFICIENCY IN POWER PLANTS.* [Hrsg.] Umweltbundesamt. s.l. : KEMA Power Generation & Sustainables. ENERGY EFFICIENCY IN POWER PLANTS.

ABB. 2013. *The Netherlands - Energy efficiency report.* 2013.

Agentur für Erneuerbare Energien. www.unendlich-viel-energie.de. *Stromerzeugung aus Tiefengeothermie.* [Online] [Zitat vom: 24. Oktober 2013.] <http://www.unendlich-viel-energie.de/de/erdwaerme/detailansicht/article/89/stromerzeugung-aus-tiefengeothermie.html>.

ago AG Energie+Anlagen. ago AG Energie+Anlagen. <http://www.ago.ag/>. [Online] [Zitat vom: 10. Januar 2014.] <http://www.ago.ag/files/deeagt-services-emissionadvice-list-document.pdf>.

Australian Government. Department of the Environment. <http://www.environment.gov.au>. [Online] [Zitat vom: 21. November 2013.] <http://www.environment.gov.au/archive/settlements/ges/>.

Axpo. *Hot-Dry-Rock-Verfahren.*

Besgen, Simone. 2005. *Energie- und Stoffumsetzung in Biogasanlagen: Ergebnisse messtechnischer Untersuchungen an landwirtschaftlichen Biogasanlagen im Rheinland.* Bonn : s.n., 2005.

BEW-Power. BEW-Power. www.bew-power.at. [Online] [Zitat vom: 16. Dezember 2013.] <http://www.bew-power.at/bewhp/index.php/de/dielamellenturbine#nutzen>.

BINE. BINE Informationsdienst. *BINE Informationsdienst.* [Online] [Zitat vom: 02. Oktober 2013.] <http://www.bine.info/publikationen/basisenergie/>.

—, **2008.** *Geothermie.* 2008.

—, **2006.** *Kraft und Wärme koppeln.* 2006.

—, **2007a.** *Photovoltaik.* 2007a.

—, **2011.** *Strom aus Gas und Kohle.* 2011.

—, **2007b.** *Windenergie.* 2007b.

BMU. 2013. *Emissionshandel für Klimaschutz und Energiewende.* 2013.

—, **2009.** *Erneuerbare Energien in Zahlen: Internet-Update ausgewählter Daten.* Berlin : s.n., 2009.

—, **2011a.** *Geothermische Stromerzeugung - Kraftwerkstechnologien und Technologien zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme.* Berlin : s.n., 2011a.

—, **2011c.** *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß §65 EEG: Vorhaben IIc Solare Strahlungsenergie.* 2011c.

- . **2011b.** *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß §65 EEG: Vorhaben Ite Windenergie.* 2011b.
- BMVIT. 2010.** *Technologie Portrait Kraft-Wärme-Kopplung.* 2010.
- bmvit. 2007.** *Technologie-Roadmap für Photovoltaik in Österreich.* 2007.
- BMWFJ. 2013b.** *Energiestatus Österreich 2013.* 2013b.
- . **2013a.** *Grundsatzpapier Energieeffizienz.* 2013a. S. 77.
- Botschaft des Regierungsrats des Kantons Aargau . 2013.** *Anpassung des Richtplans; Ergänzung des Kapitels E 1.3 Windkraftanlagen (Planungsanweisungen und örtliche Festlegung zu den grossen Windkraftanlagen).* 2013.
- Brück, Jürgen. 2008.** *Neue Energiekonzepte für Haus- und Wohnungsbesitzer.* Berlin Wien Zürich : s.n., 2008.
- Bund der Energieverbraucher.** www.energieverbraucher.de. *Kraft-Wärme-Kopplung.* [Online] [Zitat vom: 27. Oktober 2013.] http://www.energieverbraucher.de/de/Potenzialstudie__1887/.
- BWE.** www.wind-energie.de. *www.wind-energie.de.* [Online] BWE Bundesverband WindEnergie. [Zitat vom: 01. Oktober 2013.] <http://www.wind-energie.de/infocenter/technik>.
- cep. 2011.** *Energieeffizienz-Der Vorschlag der Europäischen Kommission für eine Richtlinie zur Energieeffizienz.* Energieeffizienz, Europäische Kommission. Freiburg : s.n., 2011. S. 16, Studie.
- DBFZ. 2011.** *Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse.* 2011.
- dena. 2012.** *Steigerung der Energieeffizienz mit Hilfe von Energieeffizienz-Verpflichtungssystemen.* 2012.
- DIW Berlin. 2013.** *Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050.* 2013.
- DWD Deutscher Wetterdienst. 2013.** *Karten zur Windkraftnutzungseignung: Referenzertragskriterium nach EEG.* Offenbach : s.n., 2013.
- EC. 2013.** *Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Large Combustion Plants.* 2013.
- . **2008.** *EU Richtlinie 2008/1/EU.* 2008.
- . **2010.** *EU Richtlinie 2010/75/EU.* 2010.
- . **2012a.** *EU Richtlinie 2012/27/EU.* 2012a.
- . **2013.** *EU Richtlinie 2013/722.* 2013.
- . **2006.** *Integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung, Merkblatt über beste verfügbare Technik für Großfeuerungsanlagen.* 2006.

—. **2011a.** *KOM(2011)109.* 2011a.

—. **2012b.** *Study on the state of play of energy efficiency of heat and electricity production technologies.* 2012b.

Ecofys. 2010. *Evaluation of improvements in end-conversion efficiency for bioenergy production.* 2010.

—. **2012.** *International Comparison of Fossil Power Efficiency and CO₂ Intensity.* 2012.

Ecofys; MVV Consulting. 2008. *Efficiency and capture-readiness of new fossil power plants in the EU.* Utrecht : s.n., 2008.

E-Control. 2008. Grünbuch Energieeffizienz. *Grünbuch Energieeffizienz.* [Online] Oktober 2008. [Zitat vom: 07. Oktober 2013.] http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/energie-effizienz/dokumente/pdfs/Gruenbuch%20Energieeffizienz_17102008_Druckversion.pdf.

—. www.e-control.at. *www.e-control.at.* [Online] <http://www.e-control.at/>.

EEA. 2013. www.eea.europa.eu. [Online] 29. Mai 2013. [Zitat vom: 16. Oktober 2013.] <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/greenhouse-gases-viewer>.

EIWOG. 2006. OÖ. *Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz.* 2006.

Enercon. Enercon. <http://www.enercon.de>. [Online] [Zitat vom: 19. 03 2014.] <http://www.enercon.de/de-de/windenergieanlagen.htm>.

Energieforschungspark. Energieforschungspark Gemeinde Lichtenegg-Pesendorf. <http://www.energieforschungspark.at/>. [Online] [Zitat vom: 21. 03 2014.] <http://www.energieforschungspark.at/>.

energie-strom.com. energie-strom.com. *energie-strom.com.* [Online] [Zitat vom: 30. September 2013.] <http://energie-strom.com/energie/wirkungsgrad.html>.

Eurelectric. 2003. *Efficiency in electricity generation.* 2003.

European Energy Exchange. European Energy Exchange. <http://www.eex.com/en/>. [Online] [Zitat vom: 10. Januar 2014.] <http://www.eex.com/en/>.

Forschungsforum Energie. 1995. *Windenergie in Österreich.* 1995.

Fraunhofer ISE. Fraunhofer ISE. <http://www.ise.fraunhofer.de>. [Online] [Zitat vom: 27. 03 2014.] <http://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/presseinformationen-2013/weltrekord-solarzelle-mit-44-7-prozent-wirkungsgrad>.

—. **2012.** *Photovoltaics Report.* 2012.

—. *Review of PV Performance Ratio Development.*

Fraunhofer ISE,a. Fraunhofer ISE. <http://www.fraunhofer.de>. [Online] [Zitat vom: 27. 03 2014.] <http://www.fraunhofer.de/de/presse/presseinformationen/2011/mai/solar-wechselrichter.html>.

- Furtmayr, Felix. 2013.** *Windkraftanlagen mit vertikaler Achse (VAWT): Der C-Rotor im Windkanalversuch und Strömungssimulation in Star-CCM+.* Ingolstadt : s.n., 2013.
- Geothermie Schweiz.** geothermie.ch. [Online] [Zitat vom: 14. Oktober 2013.] <http://www.geothermie.ch/>.
- GFZ Potsdam. 2007.** *Geothermische Bereitstellung von Strom, Wärme oder Kälte.* Potsdam : s.n., 2007.
- Graus, Wina Hubertus Joseph. 2010.** *Power of Efficiency.* Universität Utrecht : s.n., 2010.
- Haas, Reinhard, Biermayr, Peter und Kranzl, Lukas. 2004.** *Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energieträger - wirtschaftliche Bedeutung für Österreich.* 2004.
- Heizungsfinder.** www.heizungsfinder.de. www.heizungsfinder.de. [Online] [Zitat vom: 29. Oktober 2013.] <http://www.heizungsfinder.de/bhkw/>.
- <http://www.robertymelchner.de/>.** <http://www.robertymelchner.de/>.
<http://www.robertymelchner.de/fgw.htm>. [Online] [Zitat vom: 23. Februar 2014.]
<http://www.robertymelchner.de/fgw.htm>.
- IEA. 2010b.** *Coal-Fired Power.* 2010b.
- **2010c.** *Combined Heat and Power.* 2010c.
- **2008.** *Energy efficiency indicators for public electricity production from fossil fuels.* 2008.
- **2007.** *Energy Technology Essentials: Biomass for Power Generation and CHP.* 2007.
- **2010f.** *Energy Technology Perspectives: Scenarios & Strategies to 2050.* 2010f.
- IEA ETSAP. 2010d.** *Biomass for Heat and Power.* 2010d.
- **2010g.** *Geothermal heat and power.* 2010g.
- IEA ETSAP IRENA. 2013.** *Biomass Co-firing Technology Brief.* 2013.
- IEA ETSAP. 2013.** *Solar Photovoltaics Technology Brief.* 2013.
- IEA. 2010e.** *Gas-Fired Power.* 2010e.
- **2012b.** *Technology Roadmap: High-Efficiency, Low-Emissions Coal-Fired Power Generation.* 2012b.
- **2012a.** *Technology Roadmap: Hydropower.* 2012a.
- **2010a.** *Technology Roadmap: Solar photovoltaic energy.* 2010a.
- **2009.** *Technology Roadmap: Wind energy.* 2009.
- **2013b.** *Technology Roadmap: Wind energy.* 2013b.
- **2011.** *Tehnology Roadmap: Geothermal Heat and Power.* 2011.

—, 2013c. *Tracking Clean Energy Progress 2013*. 2013c.

IG Windkraft. 2013. IG Windkraft. *IG Windkraft*. [Online] Januar 2013. [Zitat vom: 01. Oktober 2013.] <http://www.igwindkraft.at/redsystem/mmedia/2013.01.15/1358238218.pdf>.

Ingenieur.de. Ingenieur.de. <http://www.ingenieur.de/>. [Online] [Zitat vom: 19. 03 2014.] <http://www.ingenieur.de/Themen/Erneuerbare-Energien/Windkraft-zwei-Fluegeln-Energiekosten-senken>.

InTech. 2012. *Energy Efficiency - A bridge to low carbon economy*. 2012.

ISA. 2006. *Einsatz eines Wasserrades zur Stromerzeugung in der*. 2006.

Kaltschmitt, Martin, Hartmann, Hans und Hofbauer, Hermann. 2009. *Energie aus Biomasse: Grundlagen, Techniken und Verfahren*. s.l. : Springer, 2009.

Karl, Jürgen. 2012. *Dezentrale Energiesysteme: Neue Technologien im liberalisierten Energiemarkt*. München : s.n., 2012.

Kleinwasserkraft Österreich. 2008. *Freier Markt: Herausforderung und Chance*. 2008.

—, Kleinwasserkraft Österreich. www.kleinwasserkraft.at. [Online] [Zitat vom: 19. 03 2014.] www.kleinwasserkraft.at.

Klima und Energiefonds. 2013. *Photovoltaik-Fibel*. 2013.

KOM(2011) 370. EC. 2011b. 2011b.

Kranzl, Lukas und Haas, Reinhard. 2008. *Strategien zur optimalen Erschließung der Biomassepotenziale in Österreich bis zum Jahr 2050 mit dem Ziel einer maximalen Reduktion an Treibhausgasemissionen*. 2008.

KWK-Gesetz. 2009. *KWK-Gesetz 2009*. 2009.

Land Niederösterreich. 2013. *Umweltbericht zum NÖ SekROP Windkraftnutzung*. 2013.

—, 2008. www.noe.gv.at. [Online] 2008. [Zitat vom: 07. Oktober 2013.] <http://www.noe.gv.at/Umwelt/Klima/Klimaprogramm/klimaprogramm.pdf>.

Land Oberösterreich. *Anlage 3 Erläuterung der dem Amtsvortrag und der Ausweisung von Vorrang- und Negativzonen zu Grunde liegende Kriterien für den "Windkraftmasterplan OÖ"*.

Land Salzburg: Lebensgrundlagen und Energie. 2013. *Richtlinie - Effiziente Fotovoltaik-Anlagen zur Eigenversorgung*. 2013.

Land Steiermark. 2013. *Landesgesetzblatt 22.Stück*. 2013.

Landesregierung Kärnten. 2012. *Landesgesetzblatt für Kärnten (7.Stück)*. 2012.

Lebensministerium. Lebensministerium. *Lebensministerium*. [Online] [Zitat vom: 20. November 2013.] http://www.lebensministerium.at/umwelt/klimaschutz/eu-emissionshandel/EU_Emissionshandel.html.

- Leimegger.** Leimegger. <http://www.leimegger.de>. [Online] [Zitat vom: 19. 03 2014.] http://www.leimegger.de/Ingenieur/ew_allg.html.
- Linz AG. 2012.** *Erdgas-Info-Guide Für Businesskunden.* 2012.
- Löschel, Andreas. 2009.** *Die Zukunft der Kohle in der Stromerzeugung in Deutschland: Eine umweltökonomische Betrachtung der öffentlichen Diskussion.* 2009.
- Lund, John W. 2004.** *The Basics of geothermal power conversion.* [Präsentation] Oregon : s.n., 2004.
- Martin Group AG.** Martin Group AG. <http://www.martingroup.ch>. [Online] [Zitat vom: 06. 03 2014.] <http://www.martingroup.ch/produkte/lamellenturbine/index.php#6203069f98040ed07>.
- Ministry of the Environment Israel.** *National report for CSD-14/15 Thematic Areas.*
- Neuhofer, Wolfgang. 2004.** *Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten.* 2004.
- Obernberger, Ingwald, et al.** *Neue Klein-ORC-Technologie (200kWel) für dezentrale Biomasse-KWK-Anlagen.*
- Ökostrom.** [ökostrom.info. /strom-aus-erdwärme.](http://www.xn--kostrom-80a.info/strom-aus-erdwaerme) [Online] [Zitat vom: 14. Oktober 2013.] <http://www.xn--kostrom-80a.info/strom-aus-erdwaerme>.
- ÖNORM M 7101. 2013.** *Begriffe der Energiewirtschaft.* 2013.
- ÖNORM M 7102. 2011.** *Begriffe der Energiewirtschaft-Elektrizitätswirtschaft.* 2011.
- ÖSG. 2012.** *Ökostromgesetz (ÖSG) 2012.* 2012.
- Ossberger.** Ossberger. www.ossberger.de. [Online] [Zitat vom: 16. Dezember 013.] <http://www.ossberger.de/cms/hydro/ossberger-turbine/>.
- Österreichische Bundesregierung. 2008-2013.** *Regierungsprogramm für die XXIV. Gesetzgebungsperiode.* 2008-2013. S. 284.
- ÖSVO. 2012.** *Ökostromverordnung 2012.* 2012.
- Petermann, Jürgen. 2008.** *Sichere ENERGIE im 21. Jahrhundert.* Hamburg : Hoffmann und Campe, 2008.
- Photovoltaik.org.** Photovoltaik.org. www.photovoltaik.org. [Online] [Zitat vom: 15. Dezember 2013.] <http://www.photovoltaik.org/wissen/>.
- Quaschnig, Volker. 2008.** *Erneuerbare Energien und Klimaschutz.* München : Hanser, 2008.
- . **2007.** *Regenerative Energiesysteme.* München : Hansen, 2007.
- Ritz Atro.** *Wasserkraftschnecken.*
- Rogge, Silke. 2004.** *Geothermische Stromerzeugung in Deutschland: Ökonomie, Ökologie und Potenziale.* Berlin : s.n., 2004.

Schilling, Hans-Dieter. 2004. *www.energie-fakten.de. www.energie-fakten.de.* [Online] 20. Februar 2004. [Zitat vom: 01. Oktober 2013.] <http://www.energie-fakten.de/html/as-pull-down/rationelle-energieanwendung/wirkungsgrade.html>.

Schmidt, Dimitri. 2010. *Wirkungsgrad.* [Online] 07. September 2010. [Zitat vom: 30. September 2013.] <http://fot12.wordpress.com/2010/09/07/protokoll-fur-den-unterricht-am-donnerstag-den-02-09-2010/>.

Siemens. 2004. *Geothermie Wärme-Kälte-Strom.* [Präsentation] 2004.

SMA. *Performance Ratio: Qualitätsfaktor für die PV-Anlage.*

Solar-Partner Süd. 2006. *Solar-Partner Süd.* <http://www.solar-partner-sued.de/>. [Online] 2006. [Zitat vom: 09. Jänner 2014.] <http://www.solar-partner-sued.de/downloads/heizwerttabelle-10-06.pdf>.

Solarserver. *Solarserver.* <http://www.solarserver.de/>. [Online] [Zitat vom: 27. 03 2014.] <http://www.solarserver.de/solar-magazin/nachrichten/aktuelles/2013/kw40/sunpower-wird-hochleistungs-solarmodule-mit-insgesamt-96-mw-fuer-photovoltaik-kraftwerke-in-japan-liefern.html>.

Statistik Austria. *Statistik Austria.* <http://www.statistik.at/>. [Online] [Zitat vom: 10. Januar 2014.] http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/preise_steuern/index.html.

Sternwind. *Sternwind.* <http://www.sternwind.at/>. [Online] [Zitat vom: 04. 09 2014.] <http://www.sternwind.at/Projekt.html>.

Swoboda, Daniel. 2003. *Literaturrecherche zu Blitzschutzmaßnahmen von Windenergie-Anlagen unterschiedlicher Leistungsklassen .* 2003.

The State and Local Energy Efficiency Action Network. 2013. *Guide to the Successful Implementation of State Combined Heat and Power Policies.* 2013.

Tschechische Republic. 2011. *2nd National Energy Efficiency Action.* 2011.

Tschechische Republik. 2010. *Decree 349/2010.* 2010.

TU Dresden. 2009. *Technologische Herausforderung für ein geothermales Kraftwerk im Freistaat Sachsen.* 2009.

UBA. 2012. *Klimaschutzbericht 2012.* Wien : s.n., 2012.

—. **2006.** *Merkblatt über beste verfügbare Techniken für Großfeuerungsanlagen.* 2006.

—. **2011.** *Umweltbundesamt - Umwelterklärung 2011 Kraftwerk Theiß.* <http://www.umweltbundesamt.at/>. [Online] 2011. [Zitat vom: 11. Januar 2014.] <http://www5.umweltbundesamt.at/emas/pzDisplayUE.pl?numUEKey=4405>.

—. *www.umweltbundesamt.at.* [Online] [Zitat vom: 07. Oktober 2013.] http://www.umweltbundesamt.at/umweltsituation/energie/energie_eu/.

UniDui. *Universität Duisburg Kombiprozesse.*

UniStu. 2009. *Universität Stuttgart Nutzung der Tiefengeothermie in Stuttgart.* 2009.

—. **2011.** *Universität Stuttgart Strom- und Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie.* 2011.

van den Bergh, Hubert. 2004. *The Energy Efficiency Benchmarking System and BAT.* [Powerpoint] 2004.

VDI. 2000. VDI 3986. *Ermittlung des Wirkungsgrades von konventionellen Kraftwerken.* 2000.

—. **2005.** VDI 4608. *Energiesysteme Kraft-Wärme-Kopplung Begriffe, Definitionen, Beispiele.* 2005.

—. VDI Verein Deutscher Ingenieure. <http://www.vdi.de/>. [Online] [Zitat vom: 18. November 2013.] <http://www.vdi.de/>.

Verfahrensübersicht: Biogaserzeugung und Verstromung. **FVS. 2003.** 2003.

Verheyen, Roda; BUND und DUH. 2013. *Rechtliche Instrumente zur Verhinderung neuer Kohlekraftwerke und Braunkohletagebau in Deutschland.* Berlin : s.n., 2013.

VGB. <http://www.vgb.org/>. [Online] <http://www.vgb.org/>.

—. **2004.** *Jahresnutzungsgrad von fossil befeuerten Kraftwerken gemäß den "besten verfügbaren Kraftwerkstechniken" Stand August 2004.* 2004.

Wagner, Hermann Josef und Koch, Marco K. 2007. *CO₂-Emissionen der Stromerzeugung.* 2007.

WEC. Energy Efficiency Indicators. <http://www.wec-indicators.enerdata.eu/world-gas-fired-power-plants-efficiency-level.html#/power-generation-efficiency.html>. [Online] [Zitat vom: 5. November 2013.] <http://www.wec-indicators.enerdata.eu/world-gas-fired-power-plants-efficiency-level.html#/power-generation-efficiency.html>.

weltderphysik.de. <http://www.weltderphysik.de/>. <http://www.weltderphysik.de/gebiet/technik/energie/gewinnungumwandlung/windkraft/physik-der-windenergie/>. [Online] [Zitat vom: 23. Februar 2014.] <http://www.weltderphysik.de/gebiet/technik/energie/gewinnungumwandlung/windkraft/physik-der-windenergie/>.

wind-fgw. Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien. www.wind-fgw.de. [Online] [Zitat vom: 20. November 2013.] http://www.wind-fgw.de/eeg_referenzertrag.htm.

www.biogas-kanns.de. biogas-kanns. [Online] [Zitat vom: 14. Oktober 2013.] <http://www.biogas-kanns.de/links/Einfach-Biogas/Element-Biogas/460/>.

Curriculum Vitae

Michael Lamprecht

Geboren am: 04.01.1985

Geburtsort: Klagenfurt

Familienstand: ledig

Staatsbürgerschaft: Österreich

Titel: Bachelor, Ingenieur

Mobil: 0660 – 297 33 08

E-Mail: michael.lamprecht@hotmail.com



AUSBILDUNG

07/2013 – aktuell	TU Wien Studium Master Energie- und Automatisierungstechnik Vertiefungen: Energiewirtschaft; Energieversorgung Diplomarbeit: Effizienzkriterien für Stromwandlungsanlagen zur Reduktion fossiler Energieträger und CO ₂ -Emissionen: Status Quo und Ausblick (Land Oberösterreich)
10/2007 – 06/2013	TU Wien Studium Bakkalaureat Elektrotechnik Vertiefungen: Energiesparen in Unternehmen; Wirtschaftlich optimale Auslegung einer Sonnenkollektoranlage zur Warmwasserbereitung und Heizen
09/2000 - 06/2005	HTL Mössingerstrasse Klagenfurt Telekommunikation & Computertechnik Diplomarbeit: Automatisierter Sonnenkollektorprüfstand (GREENoneTEC)
09/1999 - 07/2000	HTL Lastenstrasse Klagenfurt mit Schwerpunkt Elektrotechnik
09/1995 - 07/1999	BG / BRG Völkermarkt mit Schwerpunkt Sport
10/1991 - 07/1995	Volksschule Haimburg

STUDIENBEGLEITENDE TÄTIGKEITEN

06/2013 – 01/2014	TU Wien Arbeitsgruppe EEG (Teilzeit) Studie für Global 2000 - Europe's Nuclear Phase Out
10/2012 – 07/2013	Arbeitsmarktservice Bildungskarenz
08/2011 – 10/2012	Augmensys GmbH (Teilzeit) Aufnehmen und Implementieren von Kundenanforderungen; Customizing von Comos; Entwicklung der Software UBIK und technische Dokumentation
04/2010 – 08/2011	Cegelec GmbH (Geringfügig) Konstruieren von Nieder- und Mittelspannungsschaltanlagen; Comos-Administration; Projektassistenz
10/2009 – 03/2010	Europcar Fahrzeug-Vermietung (Freier Dienstvertrag)
05/2009 – 10/2009	OFI – Österreichisches Forschungsinstitut (Freier Dienstvertrag) Konstruieren von Brennerkesseln
10/2007 - 02/2009	Envirgy Environmental Engineering GmbH (Geringfügig) In der Abteilung CAE für das Basic- und Detail- Engineering von Rauchgasreinigungsanlagen zuständig. Comos-Administration

BERUFLICHER WERDEGANG

04/2014 – aktuell	iC consulenten Projekttechniker in der technischen Gebäudeausrüstung.
05/2007 - 10/2007	Innotec GmbH Support österreichischer Kunden in der Datenbankgestützten Software Comos
03/2006 - 05/2007	ZETA Anlagenbau GmbH Im pharmazeutischen Anlagenbau als Construction Manager für die Bereiche Arbeitsvorbereitung, Qualitätssicherung (Druck -und Spülprüfungen), Koordination der Techniker, Stundenabrechnung und Endprüfung, -dokumentation zuständig.
10/2005 - 12/2005	Doppelmayr Seilbahnen GmbH (Wolfurt)

In der Abteilung Technische Dokumentation für die Erstellung von Bedienungs- und Wartungsanleitungen, Ersatzteillisten und Unterlieferantenlisten verantwortlich

Davor

Viele Praktika während der Schulischen Ausbildung

FERTIGKEITEN

NEPLAN

Java, C#

Lab View

Visual Basic, VB Script

Comos

EPlan, AutoCAD

MS Project und Office

Führerscheinklassen A und B

SPRACHKENNTNISSE

Deutsch

Englisch in Wort und Schrift

Spanisch (Anfänger)

FREIZEITGESTALTUNG UND INTERESSEN

Sport (Crossfit, Fitnesscenter, Fussball, Laufen, Beachvolleyball)

Gesellschaftliche Aktivitäten mit Freunden und Familie

Erneuerbare Energie

Elektromobilität

Städtereisen

AUSLANDSTÄTIGKEITEN

Zeta Anlagenbau: 7 Monate Schweiz, 5 Monate Tschechien und ein Monat Deutschland