

Gaskombikraftwerk (GuD)

Basiswissen-Dokument, Stand Januar 2018

1. Zusammenfassung

Gaskombikraftwerke (GuD) sind gasbefeuerte Grosskraftwerke, in denen die Prinzipien von Gasturbinen- und Dampfkraftwerken kombiniert werden. Sie zeichnen sich durch relativ niedrige Investitionskosten, eine rasche Aufbauzeit und eine hohe Betriebsflexibilität aus. Ihre Rentabilität ist jedoch unter den aktuellen Rahmenbedingungen (CO₂-Belastung und –Kompensation) und Strommarktpreisen ungenügend. Ausserdem sind die Stromgestehungskosten stark vom Erdgaspreis abhängig und die Schweiz ist für den Brennstoff vollständig von Importen abhängig.

In der Schweiz gibt es drei Gaskombikraftwerke mit einer Jahresproduktion von rund 600 GWh, was weniger als 1% der jährlichen inländischen Stromerzeugung darstellt. Aufgrund des Marktumfelds und der tiefen politischen und gesellschaftlichen Akzeptanz wurden in letzter Zeit alle Pläne zum Bau neuer Kraftwerke sistiert.

Die Annahme der Energiestrategie 2050, welche den Bau neuer und den Ersatz bestehender Kernkraftwerke verbietet, könnte die Erstellung von neuen Gaskombikraftwerken in der Schweiz wieder begünstigen. Diese sind in einer zukünftigen Stromversorgung, welche zu einem grossen Teil auf fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen basiert, eine gute Option. Sie bieten eine hohe Einsatzflexibilität und das technische Potential ist gross. Gaskombikraftwerke könnten darum einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit der Schweiz vor allem im Winterhalbjahr leisten und sind ein möglicher Enabler der Energiestrategie. Voraussetzungen dafür sind jedoch die politische und gesellschaftliche Akzeptanz sowie Rahmenbedingungen, die einen rentablen Betrieb ermöglichen.

2. Heutige Situation in der Schweiz

Gaskombikraftwerke werden auch als Gas- und Dampf-Kombikraftwerke (GuD), oder auf Englisch Combined Cycle Gas Turbines (CCGT) bezeichnet. In der Schweiz gibt es drei Kraftwerke: Monthey (55 MW_{el}, 350 GWh/Jahr), Pierre-de-Plan (34 MW_{el}, 100 GWh/Jahr) und Cornaux (43 MW_{el}, 160 GWh/Jahr). Diese tragen etwa 600 GWh zur jährlichen schweizerischen Stromerzeugung bei, was weniger als 1% darstellt.¹ Die schweizerische Gesetzgebung schreibt Gaskombikraftwerken eine Mindesteffizienz vor. Diese lässt sich beim heutigen Stand der Technik nur durch Wärme-Kraft-Kopplung erreichen. Deshalb werden die Schweizer Kraftwerke in Kombination mit einer Abwärmenutzung, z.B. für industrielle Prozesswärme, eingesetzt. Diverse Pläne für weitere GuD-Kraftwerke wurden in den letzten Jahren aufgegeben, so z.B. Cornaux II (Groupe E); Utzenstorf (BKW) oder Perlen (CKW). Zuletzt wurde 2017 auch das Projekt Chavalon für ein 400 MW Kraftwerk, das an der Stelle eines früheren Ölkraftwerks in Vouvry (VS) entstehen sollte, sistiert.

Die öffentliche Akzeptanz grosser Gaskraftwerke ist in der Schweiz wegen der CO₂-Emissionen und der Auslandabhängigkeit beim Erdgas eher gering. Zudem begrenzen die CO₂-Gesetzgebung und die tiefen Strommarktpreise die Wirtschaftlichkeit solcher Kraftwerke. Allerdings könnte die Annahme des Gesetzes-

¹ Quelle: BFE 2017

pakets zur Energiestrategie 2050 des Bundes im Mai 2017, welches den Bau neuer und den Ersatz bestehender Kernkraftwerke verbietet, die Erstellung von neuen GuD-Kraftwerken wieder begünstigen. Entsprechend wurde im Vorfeld der Abstimmung von der Notwendigkeit von bis zu fünf solcher Kraftwerke gesprochen. GuD-Kraftwerke sind in einer zukünftigen Stromversorgung, welche zu einem grossen Teil auf fluktuierenden erneuerbaren Energien basiert, eine geeignete Ergänzung. Sie können in kurzer Zeit erbaut werden, stellen eine inländische Produktion sicher und bieten eine hohe Einsatzflexibilität zur Kompensation der wetterabhängigen Produktion neuer erneuerbarer Energiequellen. Sie könnten darum einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit der Schweiz vor allem im Winterhalbjahr leisten und sind ein möglicher Enabler für die Umsetzung der Energiestrategie. Allerdings müssten die Rahmenbedingungen so ausgestaltet werden, dass ein rentabler Betrieb möglich ist. Zwei wesentliche Aspekte dabei sind die CO₂-Kompensationsvorschriften und die Vergütung einer Kapazitätsvorhaltung.

3. Stand und weitere Entwicklung der Technik

In GuD-Kombikraftwerken werden die Prinzipien eines Gasturbinenkraftwerks und eines Dampfkraftwerks kombiniert (Abbildung 1). Eine Gasturbine treibt einen Generator an. Die Abgase dienen als Wärmequelle für einen nachgeschalteten Dampferzeuger für eine Dampfturbine, welche wiederum einen Generator antreibt. Im Gesamtprozess wird dadurch ein höherer Wirkungsgrad der Stromerzeugung erreicht als jeweils mit einer Gasturbine im offenen Betrieb oder mit einem konventionell befeuerten Dampfkraftwerk alleine. Mit Gaskombikraftwerken werden elektrische Wirkungsgrade von über 60 % erzielt. Weitere markante Erhöhungen sind jedoch nicht zu erwarten, denn der Wirkungsgrad ist durch physikalische Gesetze und die Werkstoffbelastung der Gasturbine begrenzt. 2016 erreichte eine Anlage in Düsseldorf den bisher weltweit höchsten elektrischen Wirkungsgrad von 61.5 %.² Durch die weitere Nutzung der Abwärme der Dampfturbine (Wärme-Kraft-Kopplung – WKK³), z.B. als industrielle Prozesswärme oder in Fernwärmenetzen, lässt sich ein Gesamtwirkungsgrad von über 80% erreichen.

² Quelle: SIE 2016

³ Weitere Erläuterungen zu WKK-Anlagen sowie ein Vergleich zwischen WKK und GuD siehe entsprechenden Basiswissen-Dokumenten

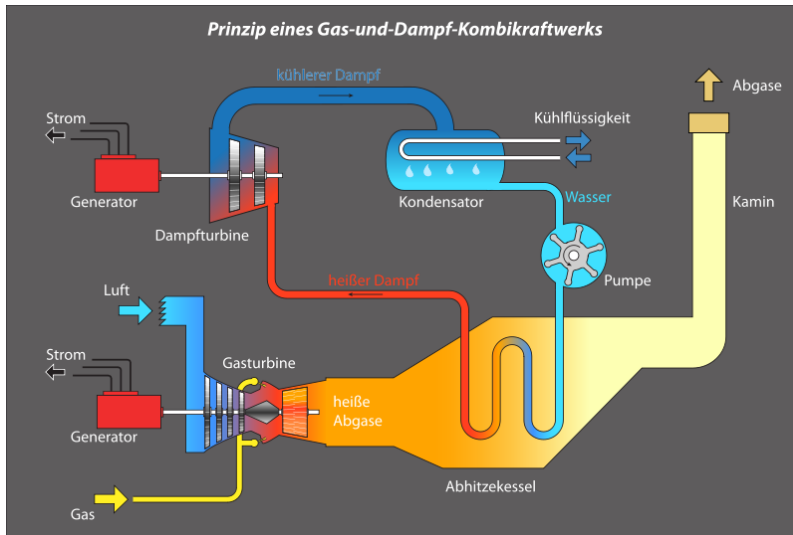


Abbildung 1: Prinzip einer Gas- und Dampf-Kombianlage⁴

GuD-Kraftwerke haben Leistungen von 80 bis 800 MW pro Block. Eine 500-MW-Anlage erzeugt dabei jährlich eine Energiemenge von bis zu 3 TWh. Gaskombikraftwerke sind erprobt und erlauben eine hohe Flexibilität beim Bau und im Betrieb. Es kann wahlweise Band-, Mittel- oder Spitzenlastenergie erzeugt werden. Ebenfalls können Systemdienstleistungen erbracht werden. Die kurze Bauzeit von wenigen Jahren und die vergleichsweise geringen Investitionen erklären auch, warum in den letzten Jahren weltweit viele GuD-Kraftwerke neu erbaut oder ausgebaut wurden.⁵

Um die Treibhausgasemissionen fossiler Kraftwerke zu vermindern, wird an der CO₂-Abscheidung aus den Abgasen und der Speicherung geforscht (CCS: Carbon Capture and Storage). Ob sich diese Technologie etablieren kann ist jedoch sehr ungewiss. Einerseits ist die technische Machbarkeit noch nicht gesichert. Andererseits werden die Stromgestehungskosten durch CCS voraussichtlich massiv erhöht und die gesellschaftliche Akzeptanz grosstechnischer CO₂-Lagerstätten ist sehr fraglich. Zudem sind in der Schweiz kaum geeignete Standorte vorhanden.

4. Potenzial

Das theoretische Produktionspotenzial von Gaskombikraftwerken in der Schweiz ist hauptsächlich durch die Verfügbarkeit des primären Energieträgers Erdgas gegeben. Dabei muss zwischen Ressourcen und Reserven unterschieden werden. Reserven sind bekannte Vorkommen, die nach dem heutigen Stand der Technik wirtschaftlich abbaubar sind. Ressourcen hingegen sind bekannte oder vermutete Vorkommen, die gegenwärtig nicht wirtschaftlich gefördert werden können. Die aktuellen weltweiten Erdgasreserven reichen beim heutigen Verbrauchsniveau über 50 Jahre. Die Ressourcen sind wesentlich grösser.⁶ Über die grössten Reserven verfügt der Nahe Osten, gefolgt von der GUS, Asien (inklusive dem australisch-neuseeländischen Raum) und Nordamerika.

⁴ Quelle: LEH 2005

⁵ Quelle: IEA 2015

⁶ Quelle: BGR 2016.

Die Erdgasversorgung der Schweiz erfolgt über das europäische Hochdruck-Pipeline-Netz, das vor allem über Pipelines aus Russland mit Gas versorgt wird. Mehrere politische Ereignisse haben in den letzten Jahrzehnten eine Anfälligkeit dieser Versorgung aufgezeigt, hauptsächlich bei Konflikten zwischen Russland und der Ukraine. In der Schweiz wird jedoch aktuell von einer sicheren Gasversorgung ausgegangen, weil sie rund 60% ihres Gasbedarfs aus Fördergebieten innerhalb der EU und aus Norwegen bezieht.⁷ Zudem kann Erdgas verflüssigt werden, was eine Volumenreduktion um den Faktor 600 ermöglicht. Dieses verflüssigte Erdgas (Liquefied Natural Gas, LNG) kann mit Tankschiffen von einem beliebigen Ort auf der Welt nach Europa transportiert und ins europäische Leitungsnetz eingespeist werden. Neue LNG-Terminals sowie neue Pipelines für Gas aus Aserbaidschan, Irak, Iran und dem östlichen Mittelmeer werden die Abhängigkeit der europäischen Gasversorgung von Russland wesentlich reduzieren. Somit wird die Widerstandsfähigkeit der Schweizer Erdgasversorgung gegen Risiken und Krisen als gut beurteilt⁸.

Der jährliche schweizerische Gasbedarf liegt aktuell bei etwa 37'000 GWh, davon werden weniger als 5 % für die Elektrizitätserzeugung genutzt. Zudem genügt die Kapazität des Gasnetzes auf absehbare Zeit dem erwarteten Bedarf. Die vorhandene Netzinfrastruktur würde sogar den Zubau von bis zu acht Gaskombikraftwerken mit jeweils zwei Blöcken zu 550 MW an den heutigen Standorten der Kernkraftwerke erlauben.⁹ Zudem transportiert schon jetzt die Transitgas-Leitung, die auf der Nord-Süd-Achse quer durch die Schweiz nach Italien führt, bis zu sechsmal mehr Erdgas, als die Schweiz verbraucht. Aufgrund des Ausbaus von LNG-Terminals und von Erdgas-Pipelines nach Südeuropa ist zu erwarten, dass diese Transportkapazität aus dem Norden langfristig nicht mehr benötigt wird. Wenn diese freiwerdende Kapazität vollumfänglich für GuD-Kraftwerke in der Schweiz verwendet würde, könnte damit theoretisch eine elektrische Kraftwerksleistung von bis zu 15'000 GW bedient werden. Somit ist die Erdgasversorgung in der Schweiz auch bei einem potentiell massiven Ausbau der GuD-Kraftwerkskapazitäten nicht limitierend.

Unter der Annahme, dass bis 2035 vier und bis 2050 acht GuD-Kraftwerke mit je zwei Blöcken zu 550 MW in Betrieb genommen würden, ergibt sich das unten aufgeführte technische Produktionspotenzial (Annahme 4'000 Volllaststunden pro Jahr):

Potenzial [TWh]	2017	2035	2050
Theoretisch (Limitierung Gasversorgung)	0.6	35	60
Technisch	0.6	18	35

Tabelle 1: Potenzial der Stromerzeugungstechnologie GuD in der Schweiz bis 2050.

Im Vorfeld der Volksabstimmung zur Gesetzesvorlage zur Energiestrategie 2050 des Bundes im Mai 2017 wurde verschiedentlich erwähnt, dass neue GuD-Kraftwerke eine mögliche Option für den Ersatz der wegfallenden Kernkraftwerke sein könnten. Unter den aktuellen Marktbedingungen lassen sich jedoch selbst modernste Gaskombikraftwerke oft nicht kostendeckend betreiben. Zudem ist die politische und gesellschaftliche Akzeptanz solcher Anlagen in der Schweiz eher gering. Darum ist es ungewiss, ob überhaupt und wann es zu einem Ausbau der GuD-Kapazitäten kommt, obwohl das technische Potential durchaus vorhanden ist.

⁷ Quelle: VSG 2016

⁸ Quelle: BFE 2014

⁹ Quelle: UVE 2010

5. Einschätzung zu Leistungsverfügbarkeit und Energiequalität

Gaskombikraftwerke werden vorrangig im Spitzen- und Mittellastbereich mit rund 4'000 Volllaststunden pro Jahr eingesetzt. Dies ist der Bereich mit dem wirtschaftlichsten Betrieb. Wenn sie jedoch für die Deckung der Grundlast verwendet werden, können sie ohne weiteres 8'000 Volllaststunden pro Jahr erreichen. Momentan erzielen jedoch Gaskombikraftwerke vor allem in Deutschland aufgrund der Rahmen- und Marktbedingungen nur wesentlich tiefere Volllaststunden, so dass mehrere modernste Kraftwerke aus wirtschaftlichen Gründen stillgelegt wurden. Wesentliche Treiber für diese Entwicklung sind in Deutschland die tiefen Kohle- und CO₂-Preise, die den Einsatz von Kohlekraftwerken gegenüber GuD-Kraftwerken begünstigen.

Da die Verfügbarkeit des Erdgases kaum saisonalen Schwankungen unterworfen ist, können die Kraftwerke auch im Winterhalbjahr, für welches die Verfügbarkeit der Kraftwerksleistung kritischer ist, ohne Einschränkung produzieren. Somit ergibt sich unter den im vorangehenden Abschnitt erwähnten Annahmen über den möglichen Ausbau der Kraftwerkskapazität das folgende Bild über das technische Potential im Winterhalbjahr:

Verfügbare Leistung [MW]	2017	2035	2050
Grundlast	130	4'400	8'800
Mittellast	130	4'400	8'800
Spitzenlast	130	4'400	8'800
Systemdienstleistung	0	4'400	8'800

Tabelle 2: Leistungsverfügbarkeit der GuD-Technologie in der Schweiz im Winterhalbjahr bis 2050 basierend auf dem technischen Potential.

6. Gestehungskosten

Im Vergleich zu anderen Grosskraftwerkstechnologien lassen sich Gaskombikraftwerke mit verhältnismässig tiefen Investitionen rasch erstellen. Ihre Stromgestehungskosten sind trotzdem eher hoch und tendenziell schwankend, da diese wesentlich vom Primärenergiepreis abhängen. Auf Basis von 4'000 Volllaststunden pro Jahr, eines Erdgaspreises von aktuell 2.2 Rappen/kWh und eines CO₂-Preises von 7 CHF/t betragen die Stromgestehungskosten bei GuD-Anlagen etwa 6.3 Rappen/kWh.¹⁰ Dabei machen die Brennstoffkosten über 60 % aus, der Anteil der CO₂-Kosten beträgt weniger als 5 %. Entsprechend ist die Sensitivität der Gestehungskosten auf den Gaspreis hoch: Bei einer Verdopplung des Gaspreises steigen die Gestehungskosten um 64%. Eine Verdopplung des CO₂-Preises führt jedoch zu einer Erhöhung von weniger als 4%.

Eine Prognose der Gestehungskosten ist jedoch generell schwierig, da sich die Verwendung der Gaskraftwerke in den letzten Jahren verändert hat. Mit zunehmender Einspeisung fluktuierender neuer erneuerbarer Energie wird viel Flexibilität benötigt, die mit Gaskraftwerken erzielt werden kann. Dadurch werden Gaskraftwerke weniger für die Grundlastversorgung eingesetzt und erzielen somit geringere Volllaststunden. Dies beeinflusst die Gestehungskosten negativ, da die Amortisationskosten stärker ins Gewicht fallen. Bei einer Halbierung der jährlichen Volllaststunden auf 2'000 h verteuern sich die Gestehungskosten um 30%. Demgegenüber kann bei einem Einsatz in Spitzenzeiten auch ein höherer Preis erzielt werden. Eine generelle Aussage zur Profitabilität von GuD-Kraftwerken ist daher stark von den erwarteten Einsatzbedingungen abhängig.

¹⁰ Quellen: Axpo, IEA 2015

Bei der manchmal im Zusammenhang mit GuD-Kraftwerken diskutierten CCS-Technologie wird erwartet, dass sich die Stromgestehungskosten von GuD-Kraftwerken um 6 bis 9 Rappen pro kWh erhöhen.¹¹ Auf Basis der heutigen Gestehungskosten würde dies Gesamtkosten von 12 bis 15 Rappen pro kWh bedeuten, was mehr als einer Verdopplung entspricht und massiv über den aktuellen Gestehungskosten der meisten anderen Stromerzeugungstechnologien liegt. Zudem ist die Realisierbarkeit von CCS in der Schweiz höchst fraglich.

7. Umwelt/Klima

Im Vergleich zu anderen fossil-thermischen Kraftwerken (Erdöl, Kohle), verursachen moderne Gaskombikraftwerke im Betrieb wesentlich geringere Emissionen von Luftschadstoffen und CO₂. Im Vergleich zu Kohlekraftwerken sind die Luftschadstoff- und CO₂-Emissionen zum Beispiel nur etwa halb so hoch. Moderne GuD-Anlagen produzieren im Betrieb rund 380 g CO₂ pro kWh Strom. Ein nicht vernachlässigbarer Teil der gesamten Umweltbelastung ist jedoch auf die Exploration, Förderung und Aufbereitung von Erdgas zurückzuführen. Auch die kumulierten Emissionen des Treibhausgases Methan stammen fast ausschliesslich aus den vorgelagerten Bereichen (beispielsweise Leckagen beim Transport). Betrachtet man den gesamten Lebenszyklus, erreichen GuD-Kraftwerke Emissionen von etwa 450 g CO₂-eq pro kWh.¹² Dies ist wesentlich höher als diejenigen von Wasser- und Kernkraftwerken, mit denen heute der grösste Teil der inländischen Stromproduktion abgedeckt wird, jedoch nur etwa halb soviel wie die Emissionen von Kohle- und Ölkraftwerken. Mit der weiteren Entwicklung und dem Einsatz von CCS bei GuD-Kraftwerken besteht das Potenzial, die CO₂-Emissionen in Zukunft wesentlich zu reduzieren. Ein Einsatz dieser Technologie bei allfälligen neuen Schweizer Gaskombikraftwerken ist jedoch fraglich, da geeignete Standorte für CO₂-Lagerstätten kaum vorhanden sind und diese voraussichtlich auf eine geringe Akzeptanz bei der Bevölkerung stossen werden.

Neben dem relativ geringen Luftschadstoff- und CO₂-Ausstoss haben Gaskombikraftwerke im Vergleich zu anderen Erzeugungstechnologien auch den Vorteil, dass sie keine Lärm- und Geruchsemissionen verursachen.

8. Rahmenbedingungen

Die CO₂-Kompensationsverordnung legt den Gesamtwirkungsgrad fest, den fossil-thermische Anlagen wie Gaskombikraftwerke in der Schweiz mindestens erreichen müssen.¹³ An bestehenden Standorten beträgt dieser 58,5 %, an neuen muss er mindestens 62 % erreichen. Diese hohen Wirkungsgrade können mit den heute verfügbaren Technologien nur erreicht werden, wenn neben Strom auch Wärme zu produziert wird. Das Kraftwerk wird damit als sogenannte Wärme-Kraft-Kopplungsanlage betrieben.

Weiter müssen Anlagen in der Schweiz ihren CO₂-Ausstoss zu 100 % kompensieren, wovon nach heutigem CO₂-Gesetz 50 % mit Massnahmen im Inland zu realisieren sind.¹⁴ Die inländische Kompensation ist jedoch teuer und schwierig zu realisieren, weil die Schweiz im Verhältnis zum Ausland relativ wenig CO₂ ausstösst

¹¹ Quelle: IEA 2015

¹² Quellen: EUR 2016, ESU 2012

¹³ Quelle: KOM 2015

¹⁴ Quelle: CO₂ 2013

und daher nur wenige Möglichkeiten zur Reduktion vorhanden sind. Die Wirtschaftlichkeit könnte sich verbessern, würde das Gesetz eine vollständige Kompensation im Ausland zulassen. Aus Schweizer Sicht würde auch die Anbindung an den europäischen Emissionshandelsmarkt umweltpolitische wie auch wirtschaftliche Vorteile bringen: Durch einen gemeinsamen CO₂-Markt würden mehr kostengünstige Reduktionspotenziale offenstehen.¹⁵ Die Schweiz und die EU verhandelten seit 2011 über die Verknüpfung ihrer Emissionshandelssysteme. Im August 2017 hat der Bundesrat grünes Licht für die Unterzeichnung des entsprechenden Abkommens gegeben. Auch die Europäische Kommission hat das Abkommen dem EU-Rat zum Beschluss vorgelegt. Das Abkommen wird im Rahmen der Totalrevision des CO₂-Gesetzes aktuell im Parlament behandelt. Der Bundesrat strebt eine Verknüpfung noch vor 2021 an.

9. Bewertung und SWOT-Analyse

Bewertungskriterium	2017	2035	2050
Investitions- und Gesteuerungskosten	tiefe Investitionskosten, hohe Sensitivität auf Erdgaspreis, CO ₂ -Kosten	tiefe Investitionskosten, hohe Sensitivität auf Erdgaspreis, tiefe Vollarbeitsstunden, Zusatzkosten für CCS	tiefe Investitionskosten, hohe Sensitivität auf Erdgaspreis, tiefe Vollarbeitsstunden, Zusatzkosten für CCS
Umweltverträglichkeit	höhere CO ₂ -Belastung als Schweizer Strom-Mix	Verbesserung mit neuen Technologien (CCS) möglich	Verbesserung mit neuen Technologien (CCS) möglich
Verfügbarkeit der Energie	flexible Erzeugung, gute und ganzjährige Brennstoffverfügbarkeit	flexible Erzeugung, gute und ganzjährige Brennstoffverfügbarkeit	flexible Erzeugung, Brennstoffverfügbarkeit langfristig unklar
Produktionspotenzial	0.6 TWh (ca. 1.0 % des Strombedarfs).	16 TWh	35 TWh
Gesellschaftliche Akzeptanz	schlecht	ungewiss, eventuell besser mit CO ₂ -mindernden Technologien	Ungewiss, eventuell besser bei CO ₂ -mindernden Technologien und guter Brennstoffverfügbarkeit
Politische Akzeptanz	eher schlecht	ungewiss	ungewiss

Tabelle 3: Bewertung der Stromproduktion mit Gaskombikraftwerken nach verschiedenen Kriterien für die Zeiträume 2017, 2035 und 2050. Grün: gut, orange: genügend, rot: schlecht

¹⁵ siehe Basiswissen-Dokument „Internationaler Handel mit Strom, Grünstrom-Zertifikaten und Emissionsrechten“

extern	Chancen <ul style="list-style-type: none"> - Enabler der Energiestrategie 2050 - Tiefe Erdgaspreise - Kapazitätsmärkte - KKW-Alternative zur Sicherstellung der Stromversorgung im Winterhalbjahr 	Risiken <ul style="list-style-type: none"> - Verschärfung der CO₂-Gesetze - hohe CO₂-Kompensationskosten - tiefe Strommarktpreise - hohe Erdgaspreise - langfristig begrenzte Ressourcen
intern	Stärken <ul style="list-style-type: none"> - flexible Erzeugung (Band- bis Spitzenenergie) - Systemdienstleistungen - Reduzierte Abhängigkeit von Stromimporten - wesentlich umweltfreundlicher als Öl- und Kohlekraftwerke 	Schwächen <ul style="list-style-type: none"> - wesentlicher höherer CO₂-Emissionen als Kernkraft und Erneuerbare - Auslandabhängigkeit beim Erdgas - Nur Übergangslösung auf Grund langfristig begrenzter Ressourcen

Tabelle 4: SWOT-Analyse

10. Quellenverzeichnis

BFE 2014	Risikobewertung Erdgasversorgung Schweiz, Bundesamt für Energie, Bern, 2014
BFE 2017	Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2016, Bundesamt für Energie BFE, Bern, 2017
BGR 2016	Energiestudie 2016 - Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover, 2016.
CO2 2013	Bundesgesetz über die Reduktion der CO ₂ -Emissionen (CO ₂ -Gesetz) vom 23. Dezember 2011 (Stand am 1. Januar 2013)
ESU 2012	Umweltauswirkungen der Stromerzeugung in der Schweiz, ESU Services GmbH und Paul Scherrer Institut, im Auftrag des Bundesamts für Energie BfE, Juli 2012
EUR 2016	Life Cycle Assessment of Electricity Generation, eurelectric, November 2016
IEA 2015	Projected Costs of Generating Electricity, International Energy Agency, Paris, 2015
KOM 2015	Verordnung über die Kompensation der CO ₂ -Emissionen von fossil-thermischen Kraftwerken (CO ₂ -Kompensationsverordnung)“ vom 30. November 2012 (Stand am 1. Mai 2015)
LEH 2005	Peter Lehmann, Prinzip eines Kombikraftwerks, Ingenieurbüro für Technik und Information, Bonn, 2005
SIE 2016	Media-Release „Siemens erreicht in Düsseldorfer Kraftwerk neuen Leistungs- und Effizienz-Weltrekord“, Siemens, 28. Januar 2016
UVE 2010	Zukunft der nationalen Infrastrukturnetze in der Schweiz, Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK, Bern, 2010
VSG 2016	VSG Jahresstatistik 2016, Verband der Schweizerischen Gasindustrie, Sept. 2016