

# Strom aus Biomasse

Basiswissen-Dokument, Stand September 2015

## 1. Zusammenfassung

Biomasse ist in der Schweiz nach den Wasserkraftwerken die wichtigste Energiequelle für die Produktion von erneuerbarem Strom. 2014 stammte 64% der erneuerbaren Stromproduktion, die nicht aus Wasserkraft gewonnen wurde, aus Biomasse, grösstenteils aus der Verbrennung von Kehricht.

Zur Biomasse werden Holz, landwirtschaftliche Biomasse und biogene Abfälle gezählt. Biomasse ist eine sehr heterogene Energiequelle, die mit unterschiedlichen Technologien (Verbrennung, Vergärung, Vergasung) in Wärme, Strom und Treibstoff umgewandelt werden kann.

Langfristig wird mit einem Stromproduktionspotenzial von rund 4 TWh gerechnet. Besondere Herausforderungen bei der Ausschöpfung des Potenzials liegen in der zuverlässigen Rohstoffbeschaffung und im gesicherten Wärmeabsatz beim Betrieb von Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen.

## 2. Heutige Situation in der Schweiz

Zu den energetisch nutzbaren Biomassekategorien zählen Holz, landwirtschaftliche Biomasse und biogene Abfälle. Rund 5,6 % des Schweizer Endenergieverbrauchs von 230 TWh wurden 2014 durch Biomasse gedeckt, davon etwa 85 % zur Wärmeerzeugung.<sup>1,2</sup>

Der Wärmebedarf in der Schweiz wird vornehmlich durch fossile Öl- oder Gasfeuerung gedeckt. Rund 19 % der Wärmeerzeugung stammte 2014 aus erneuerbaren Quellen. Die genutzte erneuerbare Wärme von 13,3 TWh wurde zu rund 69 % aus Biomasse erzeugt, vornehmlich in Holzfeuerungsanlagen, Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA) mit Fernwärmenetz und in dezentralen Abfallfeuerungsanlagen, wie in Abbildung 1 dargestellt. Die Wärmenutzung aus Biogas war vernachlässigbar und stammte vor allem aus Klärgasen von Abwasserreinigungsanlagen.

Neben der Wasserkraft stammten im Jahr 2014 rund 3,9 % der gesamten Stromproduktion von 67 TWh aus neuen erneuerbaren Energiequellen. Diese neuen erneuerbare Stromproduktion von 2,6 TWh wurde zu knapp 65 % aus der Biomasseverwertung in Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen erzeugt (WKK-Anlagen; Abbildung 2). Der überwiegende Anteil von 70 % stammte aus Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA), der Rest aus Holzheizkraftwerken, Abwasserreinigungsanlagen (ARA, Klärgasanlagen), landwirtschaftlichen Biogasanlagen und industriellen Biogasanlagen. Die Stromproduktion aus WKK-Anlagen erfolgt mehrheitlich im Winter. Eine Ausnahme bilden Anlagen, die einen Bedarf an ganzjähriger Prozesswärme decken. Auch KVA werden ganzjährig betrieben. Die im Sommer erzeugte Wärme bleibt dann zum Teil ungenutzt. Weil rund die Hälfte des Heizwerts von Kehricht aus organischen Abfällen stammt, wird 50 % des Stroms, der in Kehrichtanlagen produziert wird, als erneuerbarer Strom gezählt. Rund 191 GWh produziertes Biogas wurden zur dezentralen Nutzung ins Erdgasnetz eingespeist.

<sup>1</sup> Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2014, Bundesamt für Energie BFE, Bern, 2015

<sup>2</sup> Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien, Ausgabe 2014, Vorabzug Bundesamt für Energie BFE, Bern, 2015

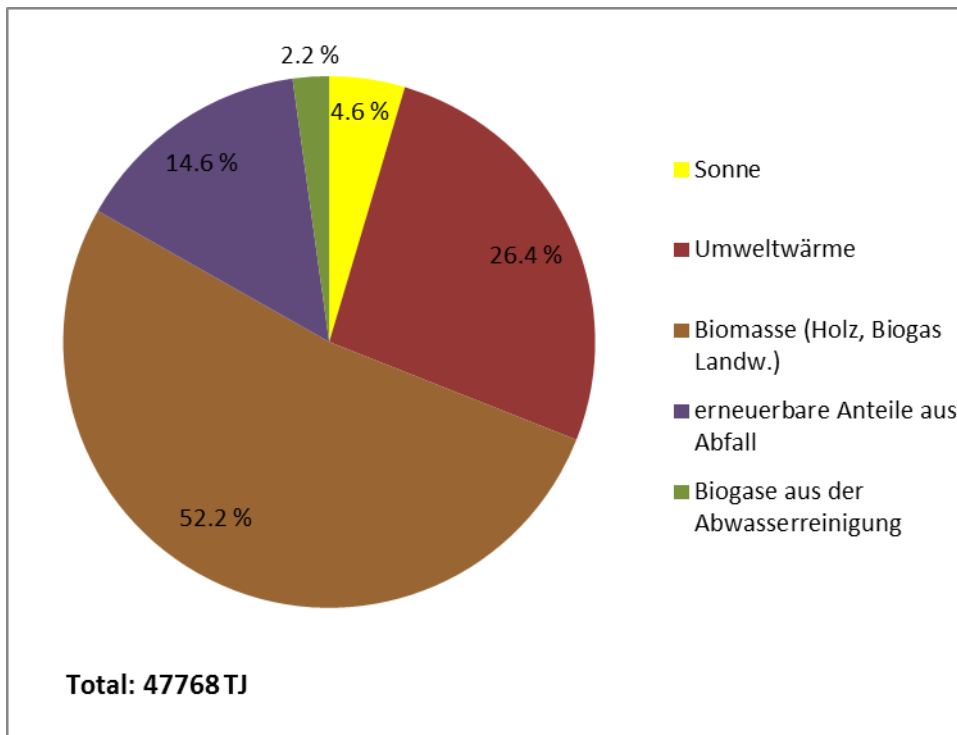


Abbildung 1: Genutzte erneuerbare Wärme 2014 in der Schweiz.<sup>3</sup> Quelle: BFE 2015a.

<sup>3</sup> Die Nutzwärme ist definiert als Energie am Speicheraustritt der Heizzentrale. KVA-FW: Fernwärme aus Kehrichtverbrennungsanlagen, ARA: Abwasserreinigungsanlage, Umweltwärme: Wärmeerzeugung mit Hilfe von Wärmepumpen.

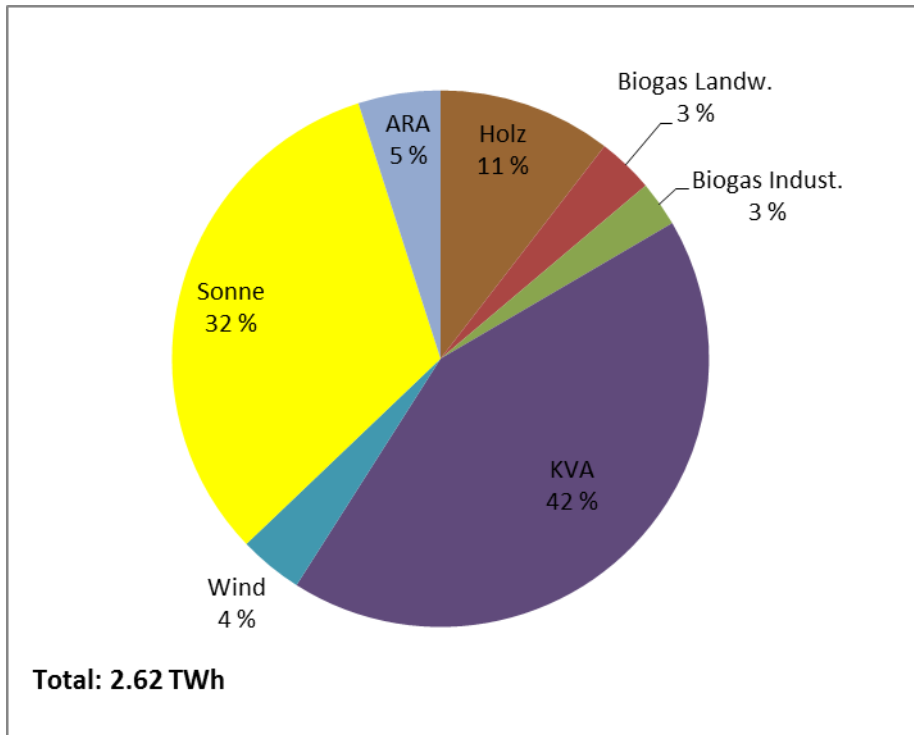


Abbildung 2: Netto-Elektrizitätsproduktion aus neuen erneuerbaren Energiequellen in der Schweiz 2014 (ohne Wasserkraft).  
Quelle: BFE 2015a.

### 3. Stand und weitere Entwicklung der Technik

Biomasse ist der einzige erneuerbare Energieträger, aus dem Wärme, Strom und Treibstoff (flüssig oder gasförmig) hergestellt werden kann. Der Biomasse-Rohstoff lässt sich grob in drei Kategorien aufteilen:

- **Holz:** Waldholz, Rest-/Altholz, Holz aus Landschaftspflege
- **Landwirtschaftliche Biomasse:** Hofdünger, Ernterückstände, Energiepflanzen
- **Biogene Abfälle:** Grünabfälle, Kehrlicht, Abwasser, Lebensmittel- und Fleischabfälle, Nicht-Holz aus Landschaftspflege

Es wird insbesondere zwischen drei Konversionspfaden unterschieden:

- **Verbrennung:** Weit verbreitet und technisch ausgereift ist die Verbrennung von holzartiger Biomasse in Holzfeuerungsanlagen zur reinen Wärmeproduktion oder in Holzheizkraftwerken (HHKW) und Kehrlichtverbrennungsanlagen zur kombinierten Wärme- und Stromproduktion (Wärme-Kraft-Kopplung WKK).
- **Vergärung:** Feuchte Biomasse bzw. Klärschlamm aus Abwasserreinigungsanlagen kann unter Sauerstoffabschluss in einem Vergärungsprozess zu einem methanhaltigen Mischgas (Biogas bzw. Faulgas) abgebaut werden. Nach entsprechender Reinigung kann das Gas vor Ort in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) verstromt werden. Kann die erzeugte Wärme nicht ausreichend verwertet werden, wird das Gas nach einem weiteren Aufbereitungsschritt zur dezentralen Nutzung ins Gasnetz eingespeist. Die Vergärung in landwirtschaftlichen oder industriellen Biogasanlagen ist technisch weitgehend ausgereift.

- **Vergasung:** Bei der noch jungen Vergasungstechnologie – in der Schweiz sind erst zwei Anlagen in Betrieb – wird holzartige Biomasse bei hohen Temperaturen möglichst vollständig in brennbare Gase umgewandelt. Das Brenngas wird anschliessend verstromt. Für einen wirtschaftlichen Betrieb muss jedoch auch die Wärme über einen Energieverbund verwertet werden können.
- Die Produktgase könnten auch in synthetisches Methan umgewandelt und ins Gasnetz eingespeist werden. An dieser Technologie zur sogenannten Methanisierung forscht das Paul Scherrer Institut (PSI). In einem Pilotprojekt an einem bestehenden Holzvergaser im österreichischen Güssing konnte die Technologie im industriellen Massstab demonstriert werden.

Bei der Verbrennung von Biomasse ist es aus ökonomischen und ökologischen Gründen sinnvoll, ab einer thermischen Leistung von etwa 1 MW mit einer Wärme-Kraft-Kopplungsanlage kombiniert Strom und Wärme zu erzeugen anstatt nur Wärme. Der erzielte elektrische Wirkungsgrad ist stark von der eingesetzten Technologie und der thermischen Leistung abhängig. Die Wärme aus grösseren Verbrennungsanlagen (> 10 MW<sub>th</sub>) kann über einen Dampfprozess zu rund 20 bis 25 % in Strom gewandelt werden. Kleinere Feuerungsanlagen (etwa 1 MW<sub>th</sub>) arbeiten mit einem ORC-Prozess (Organic Rankine Cycle Prozess), bei dem nicht Wasser sondern ein organisches Arbeitsmittel zum Antrieb der Turbine verdampft wird. Solche Anlagen erzielen elektrische Wirkungsgrade von rund 12 bis 18 %.

Synthetisches Methan kann in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 43 % verstromt werden. Bei Holzgas liegt dieser Wert aufgrund des tieferen Brennwertes bei rund 41 %. Langfristig könnten auch die Verstromung von Biogas in einem Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk mit elektrischen Wirkungsgraden von bis zu 60 % (Hybridkraftwerk) oder die chemische Umwandlung von Biogas in einer Hochtemperatur-Brennstoffzelle mit einem elektrischen Wirkungsgrad von über 40 % eine Option werden.

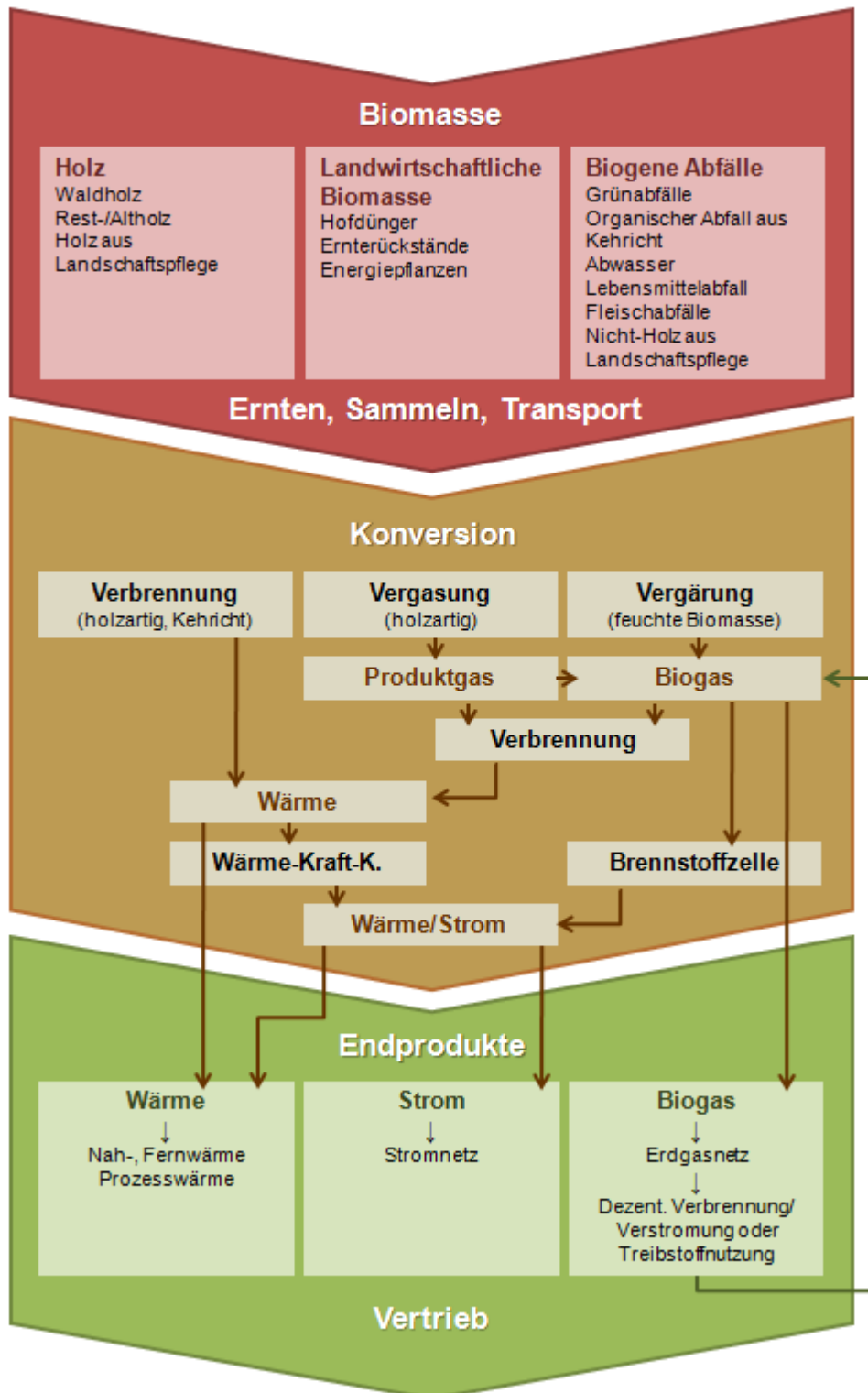


Abbildung 3: Biomasse-Konversionspfade. Quelle: Eigene Darstellung unter Verwendung von BFE 2010.

## 4. Potenzial

Verschiedene Studien zum Potenzial der erneuerbaren Energie in der Schweiz bis 2035 und 2050 wurden in einer Meta-Studie vom Energie Trialog Schweiz aus dem Jahr 2009 zusammengefasst.<sup>4</sup> Es wurde insbesondere das *erwartete Potenzial* verglichen, welches sich aus der Schnittmenge von ökologischem, wirtschaftlichem und sozial akzeptiertem Potenzial ergibt (siehe Abbildung 4). Weiter hat das Bundesamt für Energie (BFE) im Rahmen der Energieperspektiven 2050 Potenzialstudien erstellt. Diese werden als die umfassendsten bewertet, da sie unter anderem die zeitliche Entwicklung von Kosten, Technologien, Klima, politischen Massnahmen und Investitionszyklen berücksichtigen.<sup>5</sup> Das vom BFE geschätzte ökologische Potenzial berücksichtigt die Gesamtökobilanz der Energiegewinnung aus Biomasse sowie deren Konkurrenzsituation zur Nahrungsmittelproduktion. Deshalb basiert es vor allem auf der Verwertung von Reststoffen aus der landwirtschaftlichen Produktion, biogenen Abfällen und Waldholz und nur zu einem geringen Teil auf Energiepflanzen.

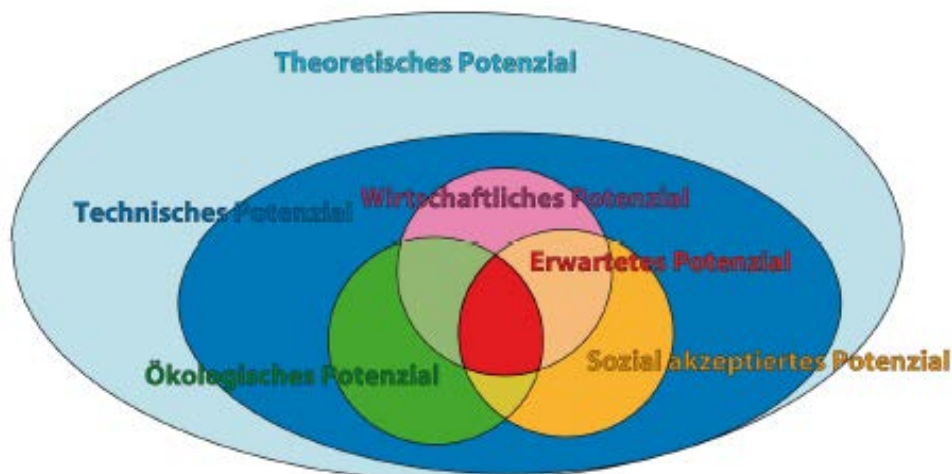


Abbildung 4: Potenzialbegriffe. Quelle: ETS 2009.

### 4.1 Potenzial Stromproduktion

Unter Berücksichtigung der energetischen Umwandlungsverluste, dem langfristig sinkenden Wärmebedarf und einer erhöhten zukünftigen Nutzung von Biotreibstoffen schätzt das BFE das maximal realisierbare Ausbaupotenzial («technisch») für Strom aus Holz und Biogas zurzeit auf 4 TWh<sup>6</sup>. Unter zusätzlicher Berücksichtigung eines Ausbaus der Stromproduktion aus Abwasserreinigungsanlagen und KVA – das Potenzial wird gemäss BFE auf rund 1 bis 2 TWh – geschätzt, erscheint ein Stromproduktionspotenzial von 2.5 TWh bis 4 TWh als realisierbar. Herausforderungen sind zurzeit die gesellschaftliche Akzeptanz, die Rentabilität und die Standortsuche (gesicherter Wärmeabnehmer).

<sup>4</sup> Erneuerbare Energien: Übersicht über vorliegende Studien und Einschätzung des Energie Trialog Schweiz zu den erwarteten inländischen Potenzialen für die Strom-, Wärme- und Treibstoffproduktion in den Jahren 2035 und 2050 inklusive Berücksichtigung der Potenziale aus Abfällen, Grundlagenpapier für die Energie-Strategie 2050. Energie Trialog Schweiz (ETS), Zürich, 2009

<sup>5</sup> Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates, Aktualisierung der Energieperspektiven 2035; Frühjahr 2011, Bundesamt für Energie BFE, Bern, 2011

<sup>6</sup> Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates, Aktualisierung der Energieperspektiven 2035; Frühjahr 2011, Bundesamt für Energie BFE, Bern, 2011

Die in den oben erwähnten Studien abgeschätzten Potenziale der Biomasseenergie sind in Tabelle 1 für die Stromproduktion zusammengestellt.

Potenzial (TWh)	2020	2035	2050
erwartet (div. Studien)	2	2 – 6	3 – 5
erwartet, Einschätzung Energie Dialog Schweiz		5	
ökologisch (BFE)			4
Erwartet (VSE)	1.3	2.5 – 4	2.5 – 4

Tabelle 1: Potenzial für Stromproduktion aus Biomasse-Anlagen in der Schweiz.

#### 4.2 Gesamtpotenzial Strom, Wärme und Treibstoff

Das Gesamtpotenzial von Biomasse (Holz, landwirtschaftliche Biomasse, biogene Abfälle) im Jahr 2040 für Wärme, Strom und Treibstoff wird mit rund 35 TWh Primärenergie beziffert.<sup>7</sup> Im Vergleich zum Bruttoverbrauch 2014 besteht insbesondere bei der Nutzung von Holz und landwirtschaftlicher Biomasse (Ernterückstände, Hofdünger) ein Zubaupotenzial (Abbildung 5). Die Holznutzung beispielsweise kann knapp verdoppelt werden. Das Potenzial von biogenen Abfällen und erneuerbaren Anteilen aus Kehrriech scheint bereits heute weitgehend ausgeschöpft zu sein.

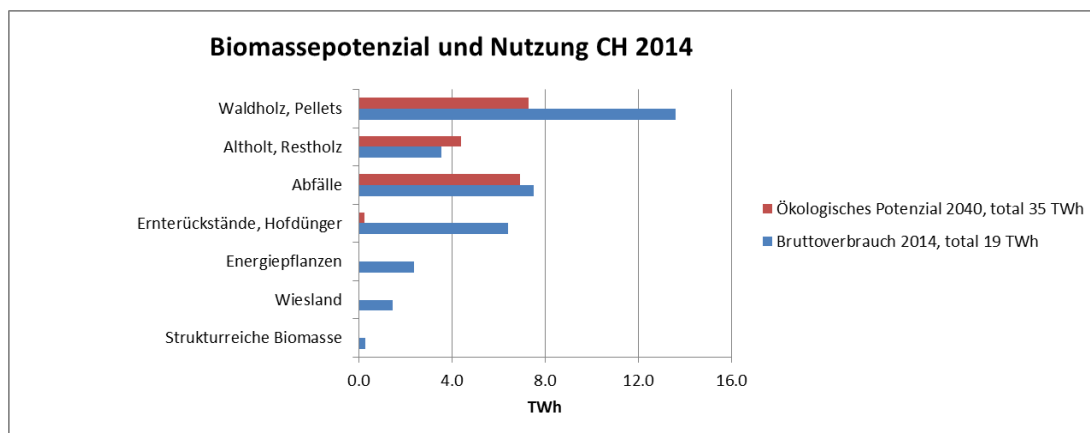


Abbildung 5: Langfristiges Biomassepotenzial (Primärenergie) in der Schweiz (total 35 TWh) und Bruttoverbrauch 2014 (20 TWh).  
Quellen: BFE 2004, BFE 2015a, BFE 2015b.

Die zukünftige Aufteilung des Biomassepotenzials in Wärme-, Strom- und Treibstoffproduktion hängt stark von der Nachfrage und zukünftigen Rahmenbedingungen ab. Die Energieperspektiven des BFE aus dem Jahr 2007 schätzen das genutzte Potenzial im Jahr 2035 auf 22 bis 33 TWh (Szenarien II, III E und IV E). Davon werden für die Wärmeproduktion rund 13 TWh genutzt. Der Rest wird verstromt, was einem *zusätzlichen Stromerzeugungspotenzial* von 2 bis 5 TWh entspricht<sup>8</sup>. Eine Treibstoffproduktion aus Biomasse ist nicht vorgesehen.

<sup>7</sup> Potenziale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz, Bundesamt für Energie BFE, Bern, 2004

<sup>8</sup> Umrechnungsfaktor Primärenergie nach Nutzenergie ca. 100 % für Wärme, 30 % für Strom, 50 % für Treibstoff.

Die Energie-Trialog-Kerngruppe schätzt die vollständige Nutzung des ökologischen Potenzials von 36 TWh Primärenergie im Jahr 2035 als realistisch ein. Ihr Vorschlag: 40 % für Stromproduktion, 30 % für Wärme- und 30 % für Treibstoffproduktion. Das heisst für 2035: 5 TWh Strom, 11 bis 13 TWh Wärme, 5 TWh Treibstoff. Eine weitere Steigerung nach 2035 ist im Inland nur mit neuen Technologien möglich z.B. zur Herstellung von Biotreibstoffen der zweiten Generation. Mit diesen neuen Verfahren können auch Pflanzenbestandteile, die bisher als Abfall galten, zur Treibstoffgewinnung genutzt werden – z.B. Blätter, Kornhülsen oder sogar gemähetes Gras.

## 5. Einschätzung zu Leistungsverfügbarkeit und Energiequalität

Die Abschätzung der Leistungsverfügbarkeit für das Winterhalbjahr erfolgt gemäss den Annahmen, die in den BFE-Energieperspektiven gemacht wurden.<sup>9</sup> Die Leistungsverfügbarkeit von Biomasseanlagen richtet sich nach der Verfügbarkeit von Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK). Im Mittellastbereich ist eine WKK-Anlage im Winter zu 100 % verfügbar, im Sommer jedoch aufgrund des tieferen Wärmebedarfs nur zu ca. 35 %. Mit Biomasse betriebene WKK-Anlagen erreichen jährlich 5 000 bis 7 000 Betriebsvolllaststunden. Es ist denkbar, dass Biogasanlagen in Zukunft wegen der Speicherbarkeit des Biogases im Erdgasnetz und der raschen Regelbarkeit von Gasturbinen einen Beitrag zur Deckung der Spitzenlast oder zu Systemdienstleistungen liefern.

Verfügbare Leistung (% der installierten Leistung)	2015	2035	2050
Grundlast	100 %	100 %	100 %
Mittellast	100 %	100 %	100 %
Spitzenlast	0 %	(evtl. 90 % mit Biogas-Turbine)	(evtl. 90 % mit Biogas-Turbine)
Systemdienstleistung	0%	(evtl. 90 % mit Biogas-Turbine)	(evtl. 90 % mit Biogas-Turbine)

Tabelle 2: Leistungsverfügbarkeit der Technologie in Prozent der installierten Leistung im Winterhalbjahr bis 2050.

## 6. Gestehungskosten

Ein Überblick über die durchschnittlichen heutigen und erwarteten Investitions- und Stromgestehungskosten bis 2035 ist in Tabelle 3 gegeben. Die Bandbreite der Stromgestehungskosten aus Biomasse ist sehr gross und reicht von etwa 7 Rappen pro kWh in KVA bis über 60 Rappen pro kWh in landwirtschaftlichen Biogasanlagen ohne Co-Substrate.

Bei der Ermittlung der Stromgestehungskosten fliessen die Investitionskosten, Betriebs- und Unterhaltskosten, Brennstoffkosten, der elektrische Wirkungsgrad und die Betriebsstunden ein. Von grosser Bedeutung ist auch der Wärmepreis. Da zurzeit kein Markt für „Ökowärme“ existiert, orientiert sich der Wärmepreis in der Regel am Wärmepreis aus fossilen Quellen (Heizöl, Gas) im Bereich von ca. 8 bis 10 Rappen pro kWh. Die Wirtschaftlichkeit der Anlage wird durch erhöhte Strompreise gesichert, die über die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) oder über den Ökostrommarkt gedeckt werden.

<sup>9</sup> Die Energieperspektiven 2035 - Band 5, Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebotes, Bundesamt für Energie BFE, Bern, Juni 2007



Die Investitionskosten sind für alle Technologien stark von der Anlagengrösse abhängig. So liegen z.B. die Investitionskosten bei kleinen HHKW (<0,5 MW<sub>el</sub>) zwischen 8 und 15 Franken pro W<sub>el</sub>, bei grossen HHKW (> 1 MW<sub>el</sub>) zwischen 5 und 12 Franken pro W<sub>el</sub>.<sup>9</sup> Gemäss BFE wird für die etablierten Technologien, also HHKW und Biogas-BHKW, bis 2035 nur eine moderate Kostendegression erwartet. Bei der Holzvergasung werden sich die Kosten aufgrund technischer Verbesserungen deutlich reduzieren. Allgemein wird jedoch angenommen, dass das technische Kostensenkungspotenzial durch steigende Rohstoffpreise kompensiert oder gar überkompensiert wird. Die Betriebs- und Unterhaltskosten werden für HHKW auf 4 bis 7 % und für Biogasanlagen auf 10 bis 15 % der Investitionskosten geschätzt

Bei den Rohstoffkosten für die Biomasse sind aus Sicht des Anlagenbetreibers zwei Fälle zu unterscheiden. So muss er beispielsweise für Waldholz derzeit rund 3 bis 4 Rappen pro kWh Energieinput bezahlen, während er bei Grüngutabfällen Erträge in Form von Entsorgungsgebühren realisieren kann. Künftig dürfte sich die Wirtschaftlichkeit von Biomasseanlagen hingegen wegen steigender Nachfrage nach Biomasse tendenziell verschlechtern, sei es durch steigende Energieholzpreise oder sinkende Entsorgungsgebühren für energetisch wertvolle Abfallprodukte.

Technologie	Investitionskosten (CHF/W <sub>el</sub> )			Stromgestehungskosten (Rp./kWh <sub>el</sub> )		
	2011	2035	2050	2011	2035	2050
<b>Holzheizkraftwerk</b>	7-9,5	7-9,5	7-9,5	15-25	10-15	10-15
<b>KVA</b>	4,4	4	4	7-8	7-8	7-8
<b>Landwirtschaftliche Biogasanlage</b>	7,5-13	6,2	6	20-70	18-25	18-25
<b>Industrielle Biogasanlage</b>	6-11	3,5	3,25	15-45	16	16
<b>ARA</b>	3,75-5,5	3,3-5	3-4,75	12-22	12-22	12-22
<b>Holzvergasung</b>	11-14	6.5-9	6-7,5	20-25	15-20	15-20

Tabelle 3: Zusammenfassung der durchschnittlichen Investitions- und Stromgestehungskosten für verschiedene Technologien. Quellen: BFE 2007, BFE 2007a.

Der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE schätzt die Gestehungskosten bis 2050 aufgrund von Projektdaten insbesondere bei Holzheizkraftwerken etwas konservativer ein (Tabelle 4). Die Stromgestehungskosten wurden mit einem Zinssatz von 5 % und 10 % und einer Lebensdauer von 20 Jahren berechnet, was zur dargestellten Bandbreite führt.

Kosten	2015	2035	2050
<b>Holzheizkraftwerk, 2-5 MWel</b>			
Investitionskosten (CHF/kW)	8300	8300	8300
Brennstoffkosten, Holz (Rp./kWh)	2,5	3	3
Betrieb und Unterhalt, variabel (Rp./kWh)	2,6	2,6	2,6
Betrieb und Unterhalt, fix	ca. 3 % der Investitionskosten jährlich		
Gestehungskosten (Rp./kWh)	20-25	21-27	21-28
<b>Biogasanlage, 300 kW</b>			
Investitionskosten (CHF/kW)	15 000	9000	7200
Betrieb und Unterhalt, variabel (Rp./kWh)	4	4	4
Betrieb und Unterhalt, fix	ca. 2 bis 5 % der Investitionskosten jährlich		
Gestehungskosten (Rp./kWh)	26-36	18-25	16-21

Tabelle 4: Kosten bis 2050. Quelle: BFE 2007 und BFE 2011 und Schätzungen des VSE.

## 7. Umwelt/Klima

Die Treibhausgasemissionen einer Biogasanlage, die im Laufe ihres gesamten Lebenszyklus emittiert werden, betragen je nach Brennstoff zwischen 7 und 180 Gramm CO<sub>2</sub>-Äquivalente pro kWh. Für Biogas-WKK beträgt der CO<sub>2</sub>-Ausstoss gemäss Paul Scherrer Institut (PSI) rund 77 g CO<sub>2</sub>-Äquivalente pro kWh.<sup>10</sup>

Beim Betrieb von Holzheizkraftwerken sind die durch die Verbrennung erzeugten Feinstaubemissionen potenziell problematisch und dürfen gesetzliche Emissionsgrenzwerte nicht überschreiten. In der Luftreinhalte-Verordnung (LRV) sind strenge Grenzwerte für staubförmige Emissionen aus Holzverbrennungsanlagen vorgeschrieben (20 mg/m<sup>3</sup> für Anlagen bis 10 MW thermisch, 10 mg/m<sup>3</sup> für Anlagen > 10 MW thermisch).<sup>11</sup>

Grossprojekte können wegen Bedenken bezüglich zusätzlichen Verkehrs oder Geruchsemissionen auf mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz stossen.

## 8. Rahmenbedingungen

Biomasseanlagen können von der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) profitieren. Die Vergütungsdauer beträgt 20 Jahre, wobei nur die Nettostromproduktion (Bruttoproduktion abzüglich Eigenverbrauch der Anlage) vergütet wird. Für Biomasseanlagen ist keine Absenkung der Vergütung vorgesehen.<sup>12</sup> Die Grundvergütung und ein eventueller Landwirtschaftsbonus hängen von der Leistungsklasse ab.

<sup>10</sup> Nachhaltige Elektrizität: Wunschdenken oder bald Realität? In: PSI Energie-Spiegel Nr.20, Juni 2010

<sup>11</sup> Luftreinhalte-Verordnung vom 16. Dezember 1958 (Stand am 4. Februar 2014)

<sup>12</sup> Siehe auch Richtlinie kostendeckende Einspeisevergütung (KEV), Art. 7a EnG, Allgemeiner Teil, Art. 3d

Der Landwirtschaftsbonus wird für Biogasanlagen gewährt, wenn der Anteil nicht-landwirtschaftlicher Co-Substrate (biogene Abfälle) und Energiepflanzen höchstens 20 % beträgt. Für die energetische Nutzung von Holz wird ein Holzbonus gewährt. Für WKK-Anlagen mit Gasprozess und Brennstoffzellen wird ein WKK-Bonus gewährt, falls die externe Wärmenutzung die Mindestanforderungen um 20 % übersteigt. Holzbonus und Landwirtschaftsbonus sind nicht kumulierbar.

## 9. Bewertung und SWOT-Analyse

Bewertungskriterium	2015	2035	2050
<b>Investitions- und Geste- hungskosten</b>	Kehrichtverbrennungsanlagen in der Regel in der Nähe des Marktpreises. Andere Technologien (Holz, Biogas) über Marktpreis	Kosten für Holz und Biogas über Marktpreis, abhängig von Wärmeverkauf. Tendenz sinkend bei Biogas	Kosten für Holz und Biogas über Marktpreis, abhängig von Wärmeverkauf. Tendenz sinkend bei Biogas
<b>Umweltverträglichkeit</b>	tieferer CO <sub>2</sub> -Belastung als CH-Strommix (inkl. Importe). Tiefe Staubemissionen bei grossen Verbrennungsanlagen	tieferer CO <sub>2</sub> -Belastung als CH-Strommix (inkl. Importe). Tiefe Staubemissionen bei grossen Verbrennungsanlagen	tieferer CO <sub>2</sub> -Belastung als CH-Strommix (inkl. Importe). Tiefe Staubemissionen bei grossen Verbrennungsanlagen
<b>Verfügbarkeit der Energie</b>	Mittellast, wärmegeführt. In der Regel zusätzliche fossile Energieträger für Spitzenproduktion. Wenig/keine Produktion im Sommer	Mittellast, evtl. Ausgleichsenergie in Biogas-BHKW-Verbänden	Mittellast, evtl. Ausgleichsenergie in Biogas-BHKW-Verbänden
<b>Produktionspotenzial</b>	ca. 1,7 TWh (ca. 3 % des Strombedarfs)	ca. 2,5-4 TWh bei Ausschöpfung des ökologischen Potenzials	ca. 2,5-4 TWh bei Ausschöpfung des ökologischen Potenzials
<b>Gesellschaftliche Akzeptanz</b>	moderat (Geruchsemissionen, Verkehr Rohstofflogistik, Bedenken Ökobilanz, Konkurrenz mit Nahrungsmitteln)	evtl. moderat	evtl. moderat
<b>Politische Akzeptanz</b>	Zaghafte Förderung	Moderate Förderung? Konflikte Rohstoffnutzung?	Moderate Förderung? Konflikte Rohstoffnutzung?

Tabelle 5: Bewertung der Stromproduktion unter Verwertung von Biomasse nach verschiedenen Kriterien für die Zeiträume 2014, 2035 und 2050. Grün: gut, orange: genügend, rot: schlecht.

extern	<p><b>Chancen</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ökologisches Potenzial vorhanden</li> <li>- ausgereifte Technologien für verschiedene Rohstoffe, weitere Technologien in Entwicklung</li> <li>- Biogaseinspeisung in Erdgasnetz erlaubt dezentrale Nutzung bei Bedarf</li> </ul>	<p><b>Risiken</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Nutzungskonflikte keine Senkung der Stromgestehungskosten erwartet</li> <li>- Rohstoffpotenzial z.T. lokal ausgeschöpft</li> <li>- Standorte mit gesicherter Wärmeabnahme sind limitiert</li> <li>- z.T. mangelnde Akzeptanz in der Bevölkerung</li> </ul>
intern	<p><b>Stärken</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Förderinstrumente (KEV) vorhanden</li> <li>- z.T. viel Know-how bei EVU im Biomassekraftwerksbau und im Betrieb</li> <li>- umweltfreundliche Wärme- und Stromproduktion</li> </ul>	<p><b>Schwächen</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- z.T. Konflikte um Rohstoffe zwischen EVU, Privaten, Kommunen, öffentlichen Unternehmen...</li> </ul>

Tabelle 6 SWOT-Analyse.

## 10. Quellenverzeichnis

BAFU 2014	Luftreinhalte-Verordnung vom 16. Dezember 1958 (Stand am 4. Februar 2014)
BFE 2004	Potenziale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz, Bundesamt für Energie BFE, Bern, 2004
BFE 2007	Die Energieperspektiven 2035 – Band 5, Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebotes, Bundesamt für Energie BFE, Bern, Juni 2007
BFE 2007a	Wirtschaftlichkeit von heutigen Biomasseanlagen, Bundesamt für Energie BFE, Bern, 2007
BFE 2010	Strategie für die energetische Nutzung von Biomasse in der Schweiz, Bundesamt für Energie BFE, Bern, 2010
BFE 2011	Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates, Aktualisierung der Energieperspektiven 2035; Frühjahr 2011, Bundesamt für Energie BFE, Bern, 2011
BFE 2015	Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2014, Bundesamt für Energie BFE, Bern, 2015
BFE 2015a	Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien, Ausgabe 2014, Vorabzug, Bundesamt für Energie BFE, Bern, Juni 2015
BFE 2015b	Schweizerische Holzenergiestatistik 2014, Bundesamt für Energie BFE, Bern, 2015
ETS 2009	Erneuerbare Energien: Übersicht über vorliegende Studien und Einschätzung des Energie Trialog Schweiz zu den erwarteten inländischen Potenzialen für die Strom-, Wärme- und Treibstoffproduktion in den Jahren 2035 und 2050 inklusive Berücksichtigung der Potenziale aus Abfällen, Grundlagenpapier für die Energie-Strategie 2050. Energie Trialog Schweiz (ETS), Zürich, 2009.
PSI 2010	Nachhaltige Elektrizität: Wunschdenken oder bald Realität? In: PSI Energie-Spiegel Nr.20, Juni 2010