

# Strategie der VBB GmbH zur künftigen Wärmeversorgung in unserer Region

Dipl.-Ing. (FH) Frank Günther  
Geschäftsführung

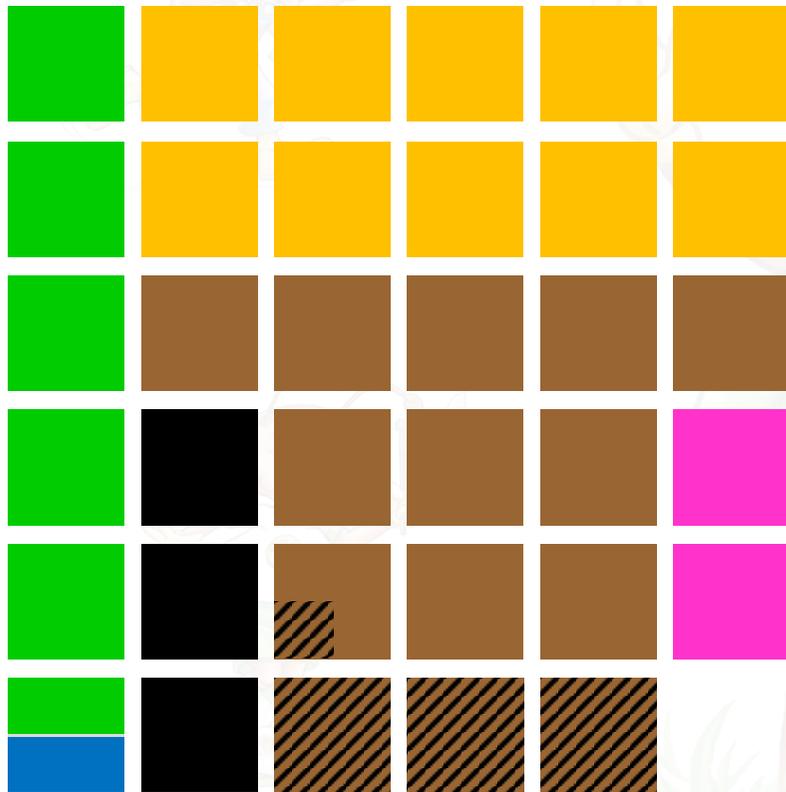
*email: [frank.guenther@vb-bordesholm-gmbh.de](mailto:frank.guenther@vb-bordesholm-gmbh.de)*

**Versorgungsbetriebe Bordesholm GmbH & KNÖV-NetT-Glasfaser**



# Wie hoch ist der GESAMTE Primärenergieverbrauch in Deutschland?:

**Der Primärenergiebedarf Deutschlands (über alles: Verkehr, Industrie, Strom, Gas, Haushalte, usw.) lag in 2021 bei 3.500 TWh:**



## Legende

Mineralöl	1077
Erdgas	1003*
Erneuerbare	545
Braunkohle	315
Steinkohle	291
Kernenergie	210
Andere	44

\*Korrektur der Zwischenberichtsdaten

Daten der AGEb für 2021

**1 Kachel = 100 TWh**

Rundung auf  $\pm 25$  TWh

[1 TWh = 1.000 GWh = 1 Mio.MWh = 1 Mrd.kWh]

AGEb = AG Energiebilanzen e.V. vom BDEW

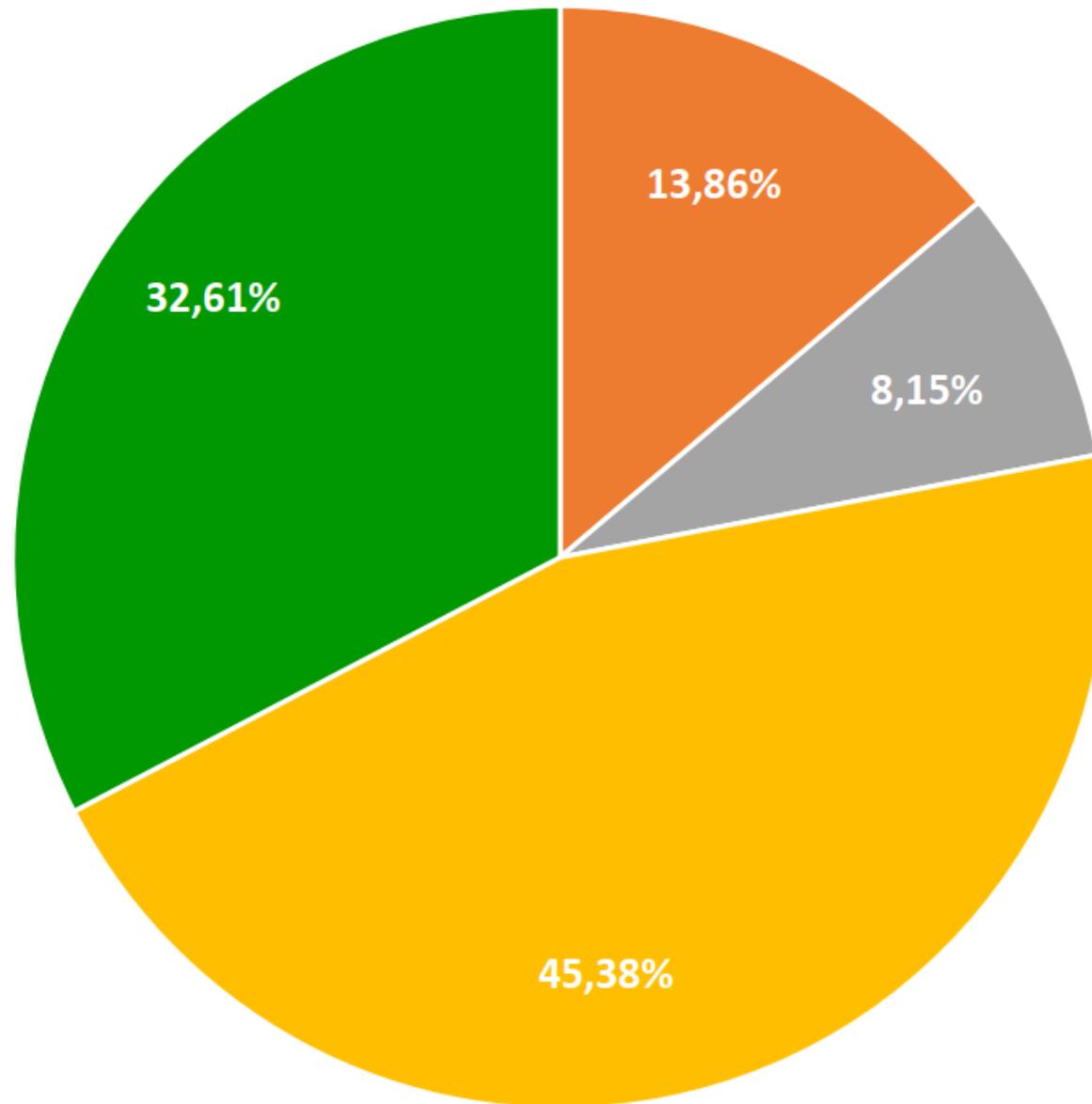
⇒ **25 Jahre: 15,7 % sind dekarbonisiert**

⇒ **22 Jahre (bis 2045): 84,3% stehen noch an**

**Deutschland hat rd. 42 Mio. Haushalte**

⇒ **davon sind aktuell noch rd. 30 Mio. mit ÖL ODER Gas versorgt !**

# ÜBERSICHT: Zukünftige Wärmeplanung für unserer Region:



■ Erdgas ■ Fernwärmeversorgung ■ Wasserstoff ■ Wärmepumpen ■ grünes Biomethangas

**Kommunale Wärmeplanung =>  
„Sektorgekoppelte Wärmeverbundnetze der Zukunft“**

**Neubaugelbiete  
& Neubauten**

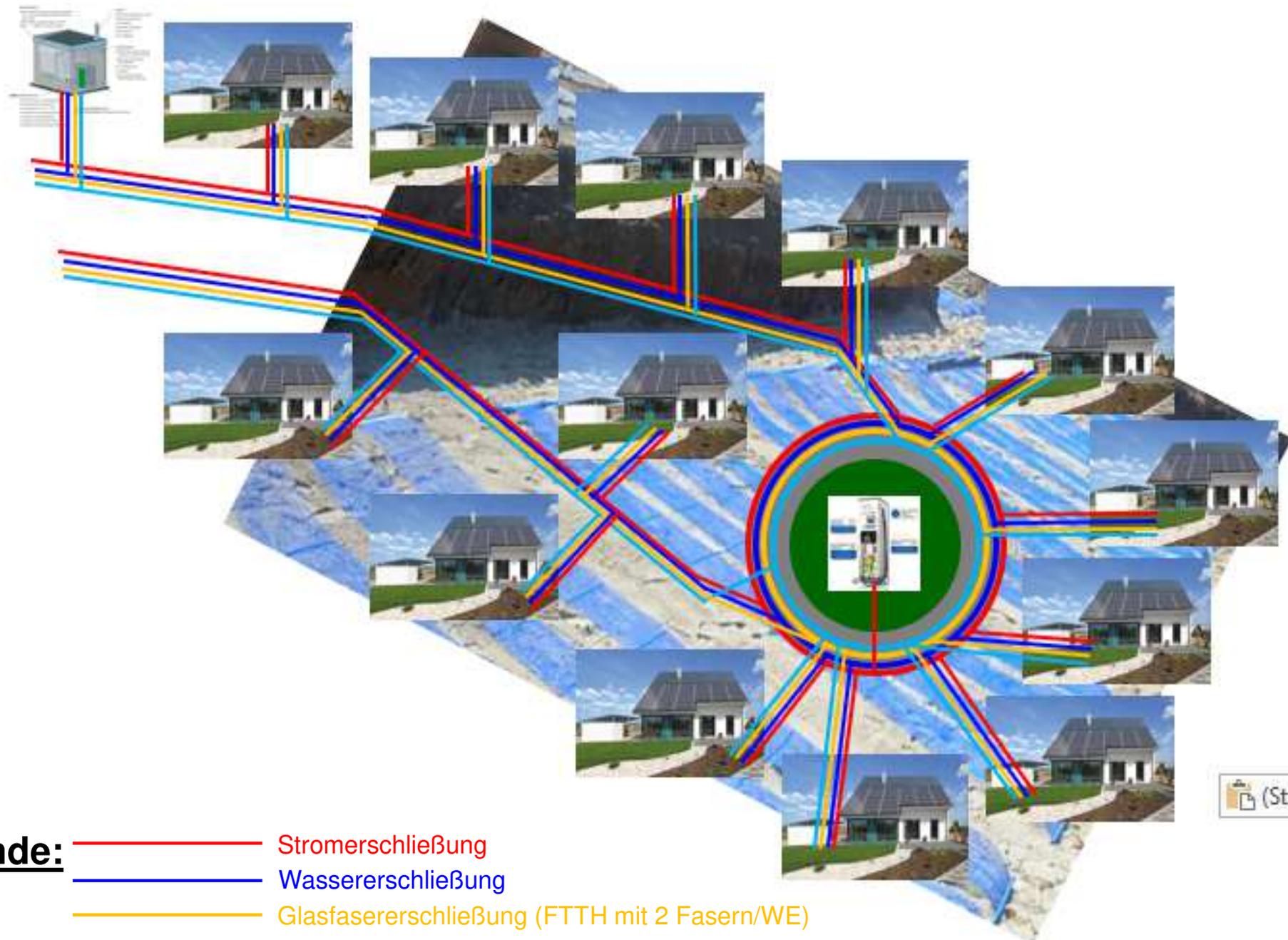
**für 17 Gemeinden**

**Bestands-  
gebäude MIT  
vorh. Gasnetz**

**Sektorkopplung**

**Strom, Gas, Wärme, Breitband, Regelenergie**

# ... für Neubaugebiete empfiehlt sich eine gekoppelte Wärmeplanung:



## Legende:

- Stromerschließung
- Wassererschließung
- Glasfasererschließung (FTTH mit 2 Fasern/WE)
- Nahwärmeverbundsystem Kombination: Solarthermie , Erdwärme-Flächenkollektoren, Strohpellet-Heizzentrale

# ... für Neubaugebiete empfiehlt sich eine gekoppelte Wärmeplanung:

## Konstruktion:

- Massivholzkonstruktion aus Dreischichtplatten mit  $t = 42 \text{ mm}$  (entspricht Brandwiderstandsklasse F30)
- F90 Ausführung gegen Aufpreis möglich
- möglicher Aufbau von Solarkollektoren



## Kamin:

- Edelstahl-Doppelmantel, isoliert
- feuchteunempfindlich
- TÜV-geprüft
- jederzeit verlängerbar
- korrosionsfrei
- inkl. Regenhut

## Gewebetank:

- großes Füllvolumen aufgrund integrierter Rütteleinrichtung
- dauerhaft antistatisches Spezialgewebe
- inkl. Befüllstutzen
- staubdicht
- keine Absaugung beim Befüllvorgang notwendig

## Pelletsessel:

- bewährte Technik und Verlässlichkeit
- automatische Brennstoffzufuhr
- Leistungsbereich von 8 - 32 kW
- automatische Aschenkomprimierung
- integrierte Rücklaufanhebung
- vollelektronische Kesselsteuerung
- integrierte Rückbrandschutzeinrichtung

Fundamentplatte oder Streifenfundament - bauseits zu errichten



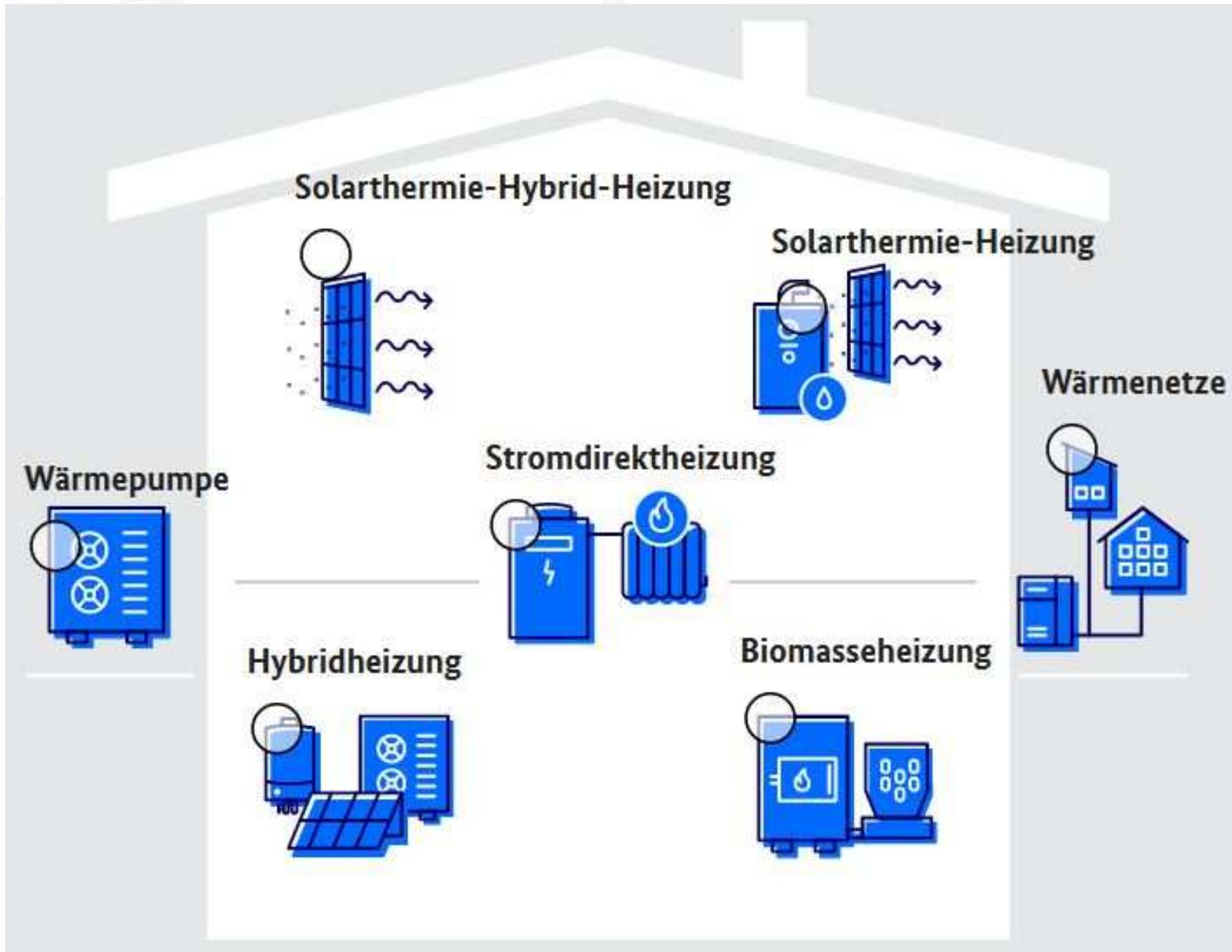
*... für Neubauten grundsätzlich empfiehlt sich (in Neubaugebieten & einzelne Neubauten):*



*... für Neubauten grundsätzlich empfiehlt sich (in Neubaugebieten & einzelne Neubauten):*



*... für einzelne Neubauten empfiehlt sich zudem:*



# Wärmepumpen Varianten

Luft

Grundwasser

Erdsonde

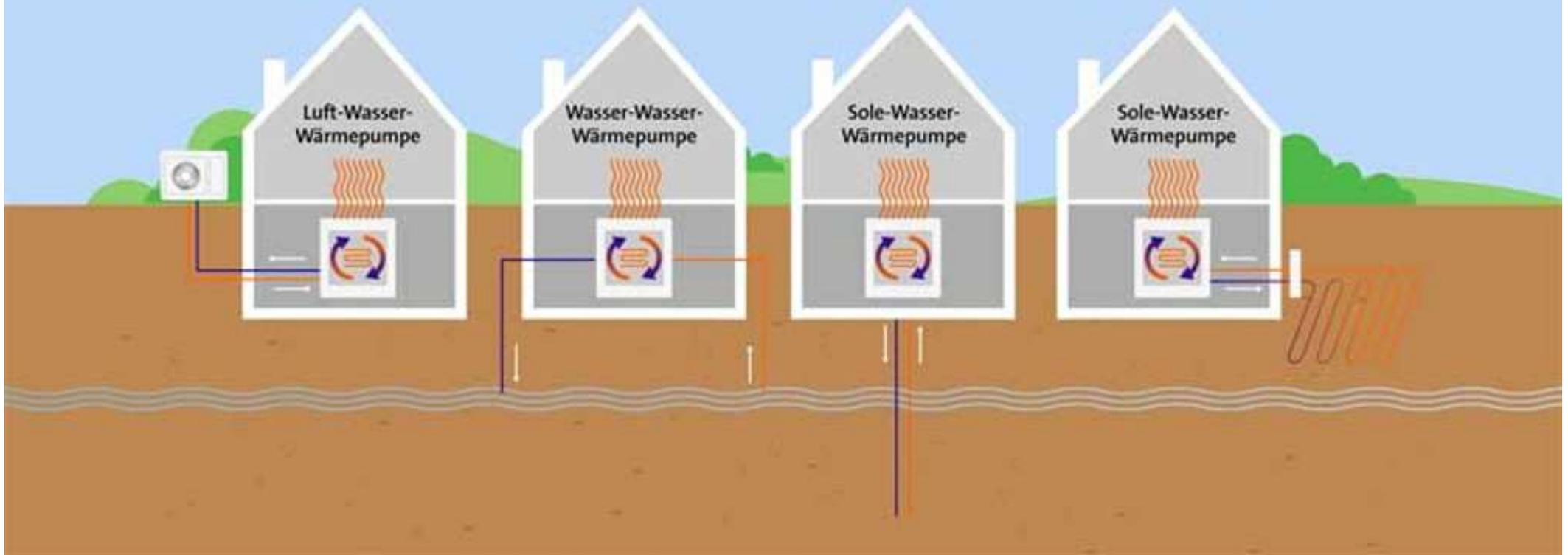
Erdkollektor

Luft-Wasser-  
Wärmepumpe

Wasser-Wasser-  
Wärmepumpe

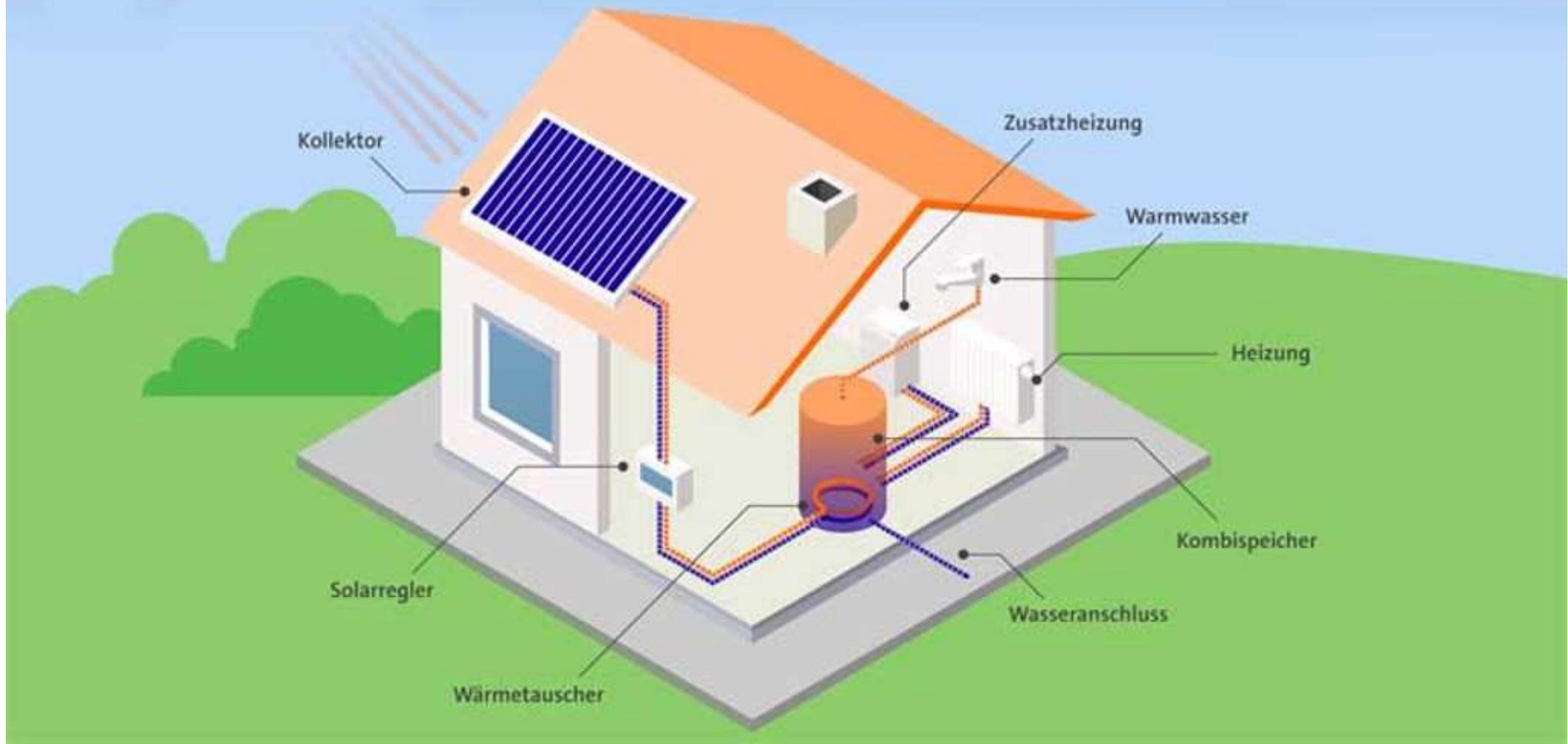
Sole-Wasser-  
Wärmepumpe

Sole-Wasser-  
Wärmepumpe

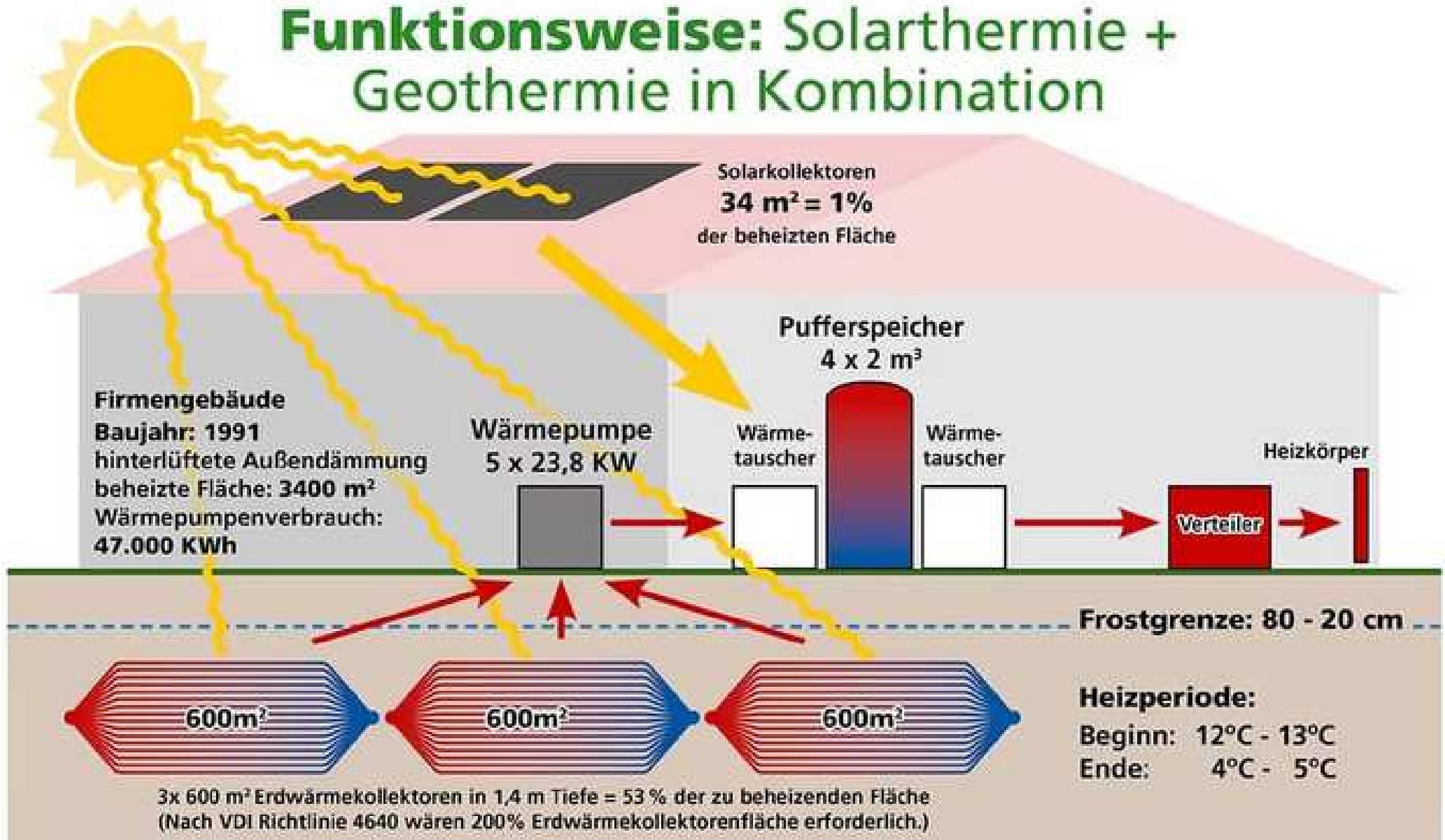


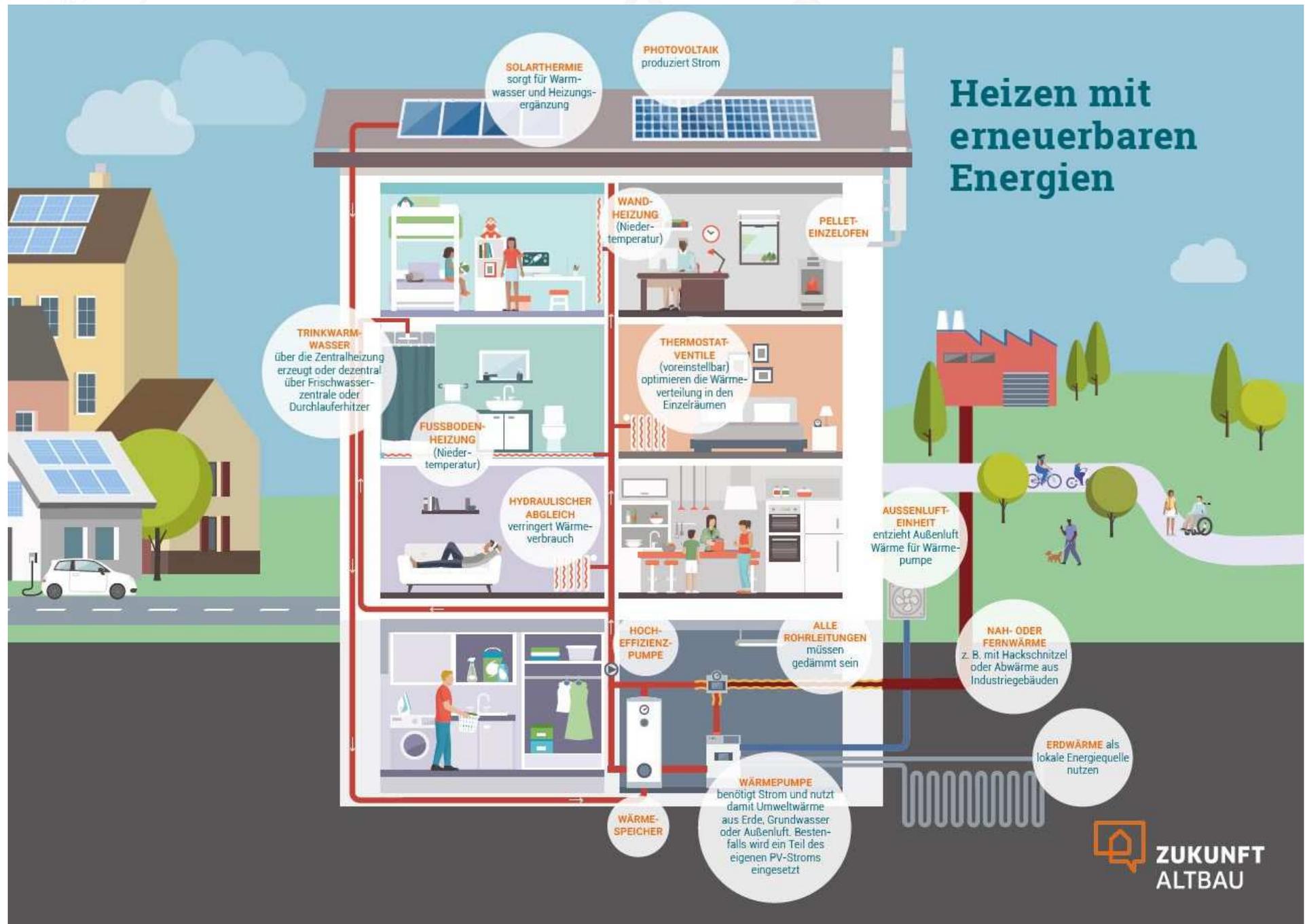
*... für einzelne Neubauten empfiehlt sich zudem:*

# Heizen mit Solarthermie



## Funktionsweise: Solarthermie + Geothermie in Kombination







The main poster features a green background with a large leaf. At the top right is the VBB logo (Versorgungsbetriebe Bordesholm GmbH) and the website www.vb-bordesholm.de. The central text reads "Kunden Bonusprogramm 2024" in a black box. Below this are three green boxes containing the text "Energiesparen", "Klimaschutz", and "Nachhaltigkeit für die Region". In the center is a cartoon ant character wearing a green cape and a brown vest, with its arms raised. At the bottom are four icons in rounded squares: a lightbulb with a leaf, a power plug, a sun, and a flame. At the very bottom of the poster, it says "Kunden Bonusprogramm 2024 | gültig ab 01.01.2024 | Versorgungsbetriebe Bordesholm GmbH".

**Kommunale Wärmeplanung =>  
„Sektorgekoppelte Wärmeverbundnetze der Zukunft“**

**Neubaugelbiete  
& Neubauten**

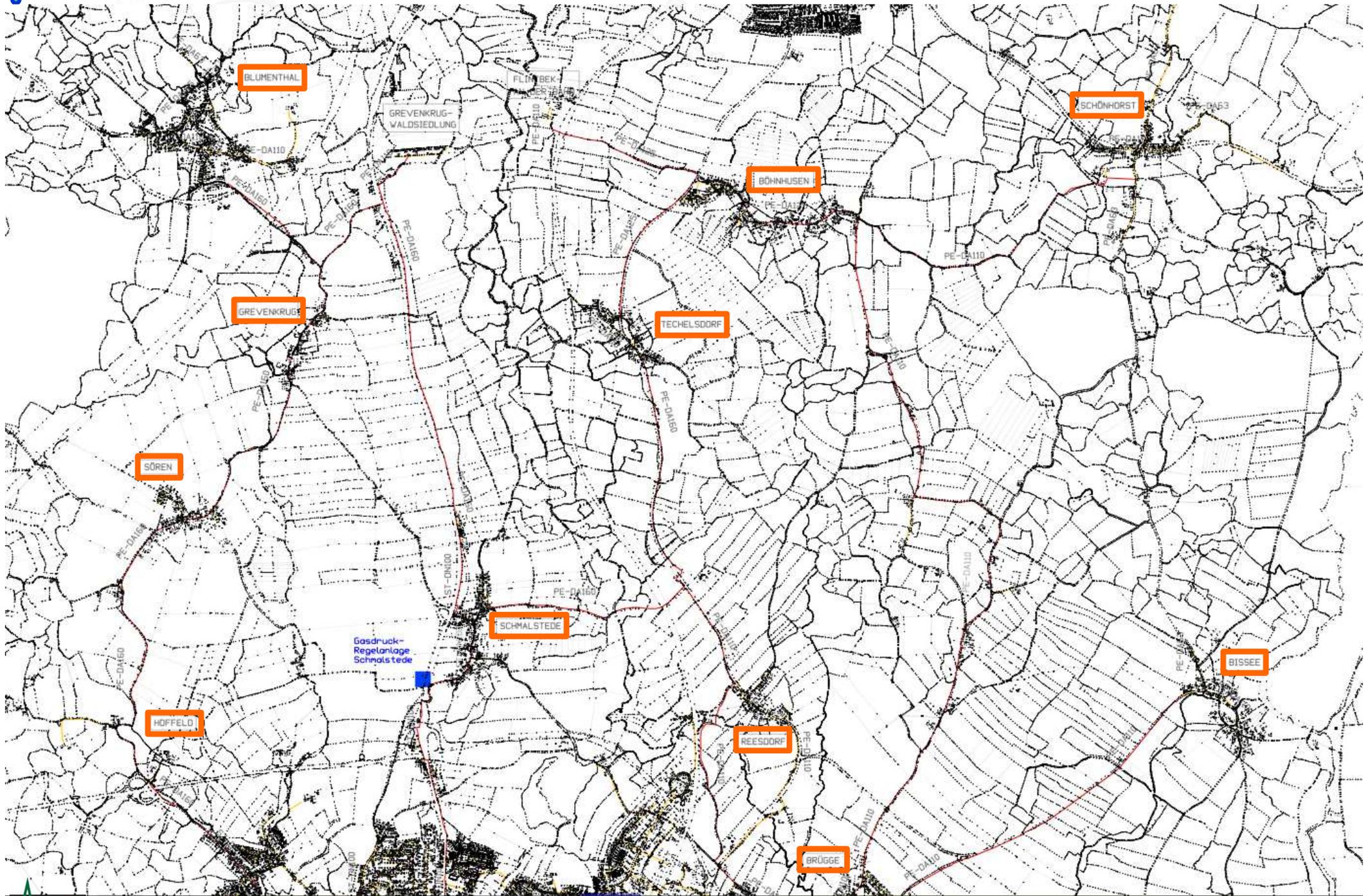


**Bestands-  
gebäude MIT  
vorh. Gasnetz**

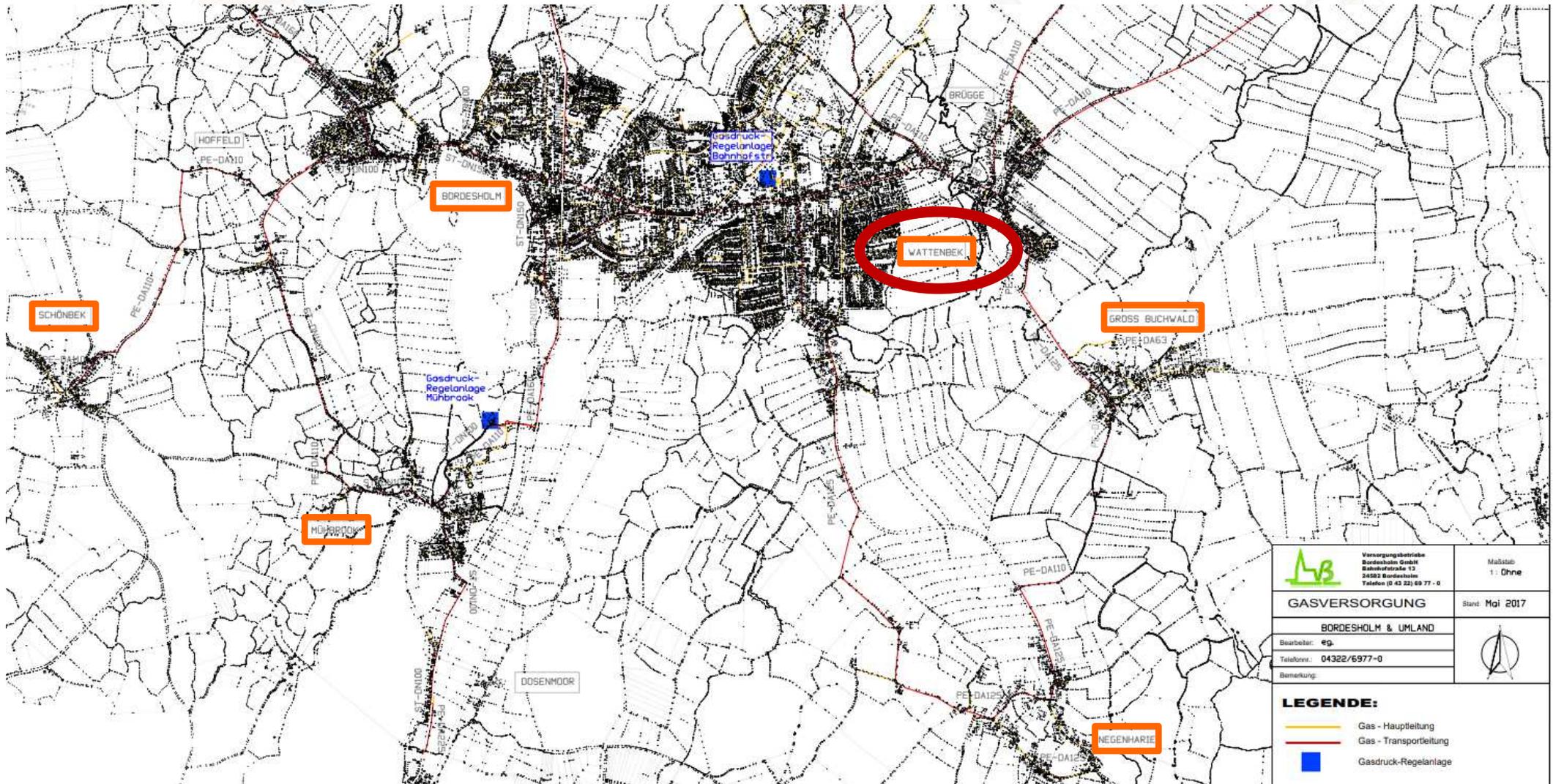
**Sektorkopplung**

**Strom, Gas, Wärme, Breitband, Regelenergie**

# Das bestehende Gas-Rohrleitungsnetz Ihrer VBB GmbH:



# Das bestehende Gas-Rohrleitungsnetz Ihrer VBB GmbH:



	Versorgungsbetriebe Bordesholm GmbH Sahnehofstraße 13 24582 Bordesholm Telefon 0 43 221 69 77 - 0	Maßstab: 1 : Ohne
<b>GASVERSORGUNG</b>		Stand: Mai 2017
Bordesholm & Umland		
Bearbeiter: eg.		
Telefon: 04322/6977-0		
Bemerkung:		
<b>LEGENDE:</b>		
	Gas - Hauptleitung	
	Gas - Transportleitung	
	Gasdruck-Regelanlage	

**Gesamtes VBB-Erdgasnetz in 17 Orten inkl. Bordesholm, Wattenbek, Brügge, ...  
Gesamtlänge – OHNE Hausanschlüsse: rd. 133 km lang**

*Substitution: Restbedarf Erdgas (ca. 50%) <-> Grüne Gase (Biomethan, Wasserstoff, ... ?):*

**Bestandsgebäude:**



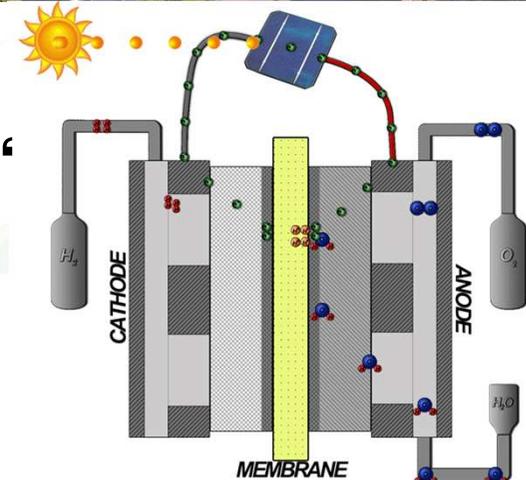
**AKTUELL: ERDGAS**

**ZUKUNFT: grünes GAS**

**Amoniak...**

ca. 10% der heutigen Menge

**Wasserstoff aus einem „Elektrolyseur“**



ca. 40% der heutigen Erdgasmenge

**Biomethangas aus einer „Biogasanlage“**



*Substitution: Restbedarf Erdgas (ca. 50%) <-> Grüne Gase (Biomethan, Wasserstoff, ... ?):*

**Bestandsgebäude:**



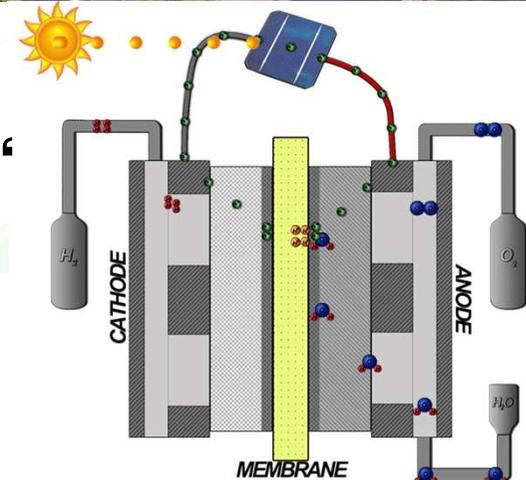
AKTUELL: ERDGAS

ZUKUNFT: grünes GAS

Amoniak...

ca. 10% der heutigen Menge

**Wasserstoff aus  
einem „Elektrolyseur“**



ca. 40% der heutigen Erdgasmenge

**Biomethangas aus  
einer „Biogasanlage“**



*Substitution: Restbedarf Erdgas (ca. 50%) <-> Grüne Gase (Biomethan, Wasserstoff, ... ?):*

**Bestandsgebäude:**

AKTUELL: ERDGAS

ZUKUNFT: grünes GAS

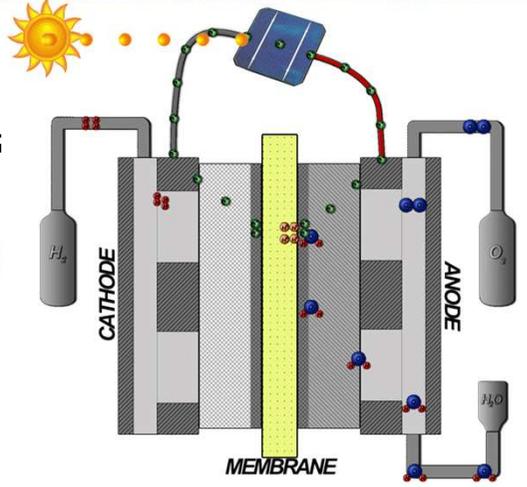


bestehendes VBB-ERDGAS-Netz

Amoniak...

ca. 10% der heutigen Menge

**Wasserstoff aus einem „Elektrolyseur“**



ca. 40% der heutigen Erdgasmenge

**Biomethangas aus einer „Biogasanlage“**



*Substitution: Restbedarf Erdgas (ca. 50%) <-> Grüne Gase (Biomethan, Wasserstoff, ... ?):*

- + Kunden müssen bestehende Heizung entsorgen
- + Anschluss- und Benutzungszwang d. Gemeinde ?
- + nochmalige Kosten für Kunden für FW-Anschluss
- + schlechtere Speicherbarkeit von Wärme ggü. Gas
- + höhere Transportverluste bei Wärme
- ...

**Alternative: Neubau Fernwärmenetz**

**...und die Kunden müssen am Ende alles bezahlen !**

Wärme-  
erzeug-  
ung

Neubau Fernwärmenetz... (OHNE Hausanschlüsse)  
Kosten für 17 Gemeinden: rd. 100 Mio.€

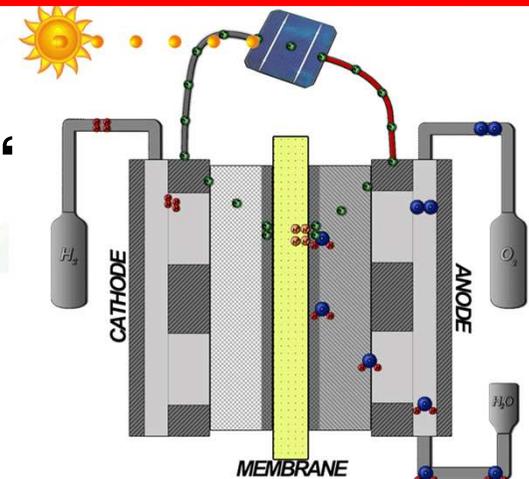
+ ca. 10 Mio.€ für Abschreibung & Ausbau  
des bestehenden VBB-ERDGAS-Netzes

ZUKUNFT: grünes GAS

Amoniak...

ca. 10% der heutigen Menge

Wasserstoff aus  
einem „Elektrolyseur“



ca. 40% der heutigen Erdgasmenge

Biomethangas aus  
einer „Biogasanlage“



# Kostenspirale bei Parallelerschließung FW-Netze zu besteh. Gasnetzen:

Bau von neuen Wärmenetzen

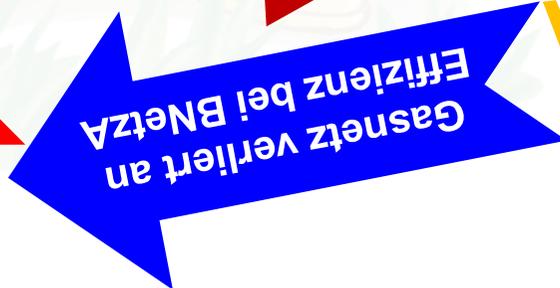
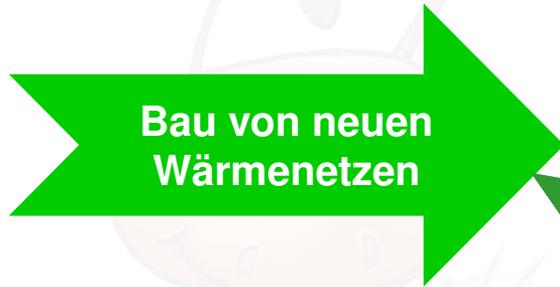
Vorgabe „Anschluss & Benutzungszwang“

Gasabsatz geht kontinuierlich deutlich zurück

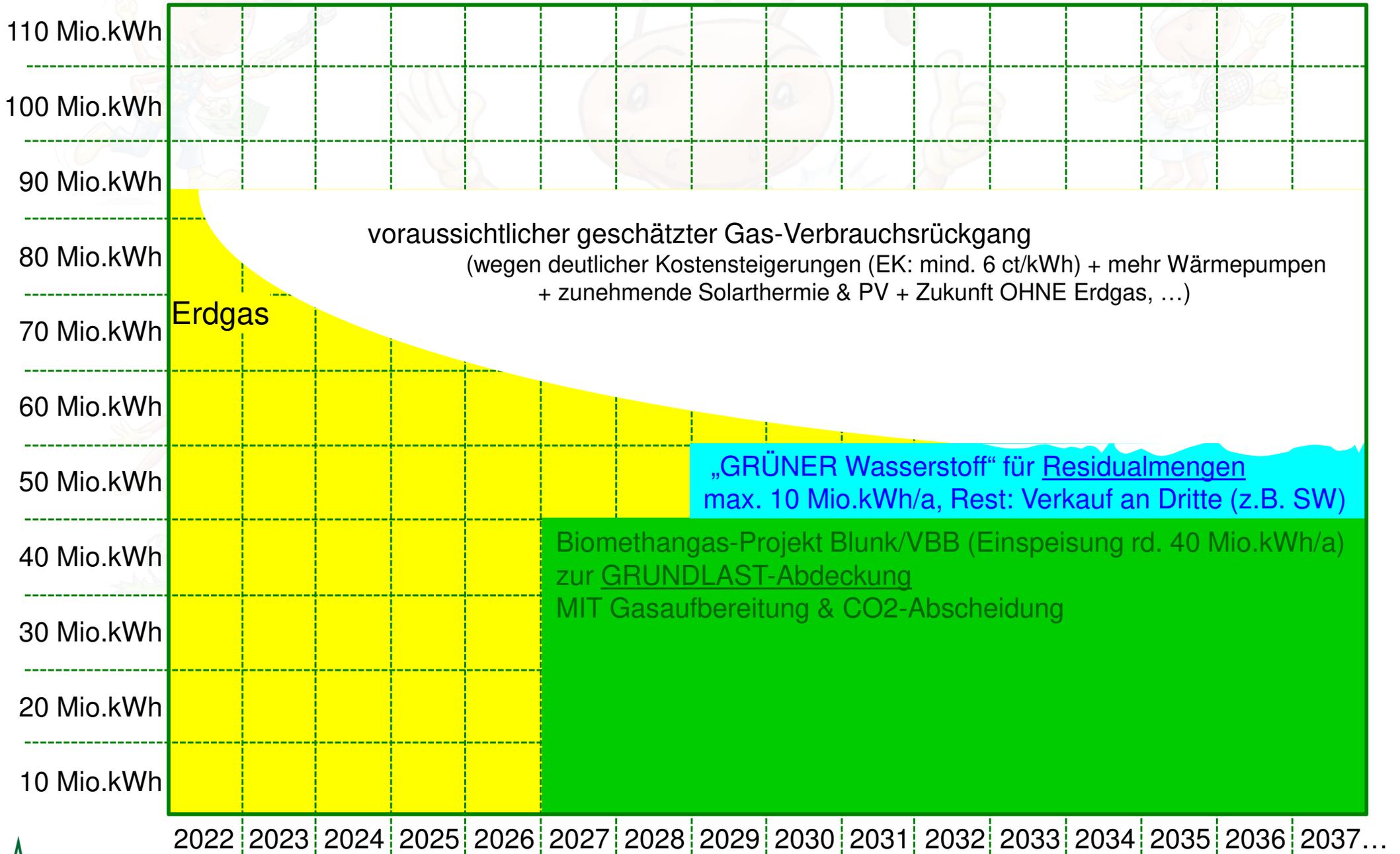
Gasnetz verliert an Effizienz bei BNetzA

Erlösobergrenze bleibt => Netzentgelte steigen

Gas wird immer teurer  
Verbrauch geht zurück



**Grobe zeitliche Abschätzung für die Transformation unseres VBB-Gasnetzes:**



**Kommunale Wärmeplanung =>  
„Sektorgekoppelte Wärmeverbundnetze der Zukunft“**

**Neubaugelbiete  
& Neubauten**



**Bestands-  
gebäude MIT  
vorh. Gasnetz**

**Sektorkopplung**  
**Strom, Gas, Wärme, Breitband, Regelenergie**

# Gemeinsames Konzept mit unserem leistungsfähigen Partner Fa. Blunk:

Stand: 12.07.2023

### Substrateinbringung Bestandteile & Mengen (VOR Gärprozess)

Mengenplanung BGA Bordesholm

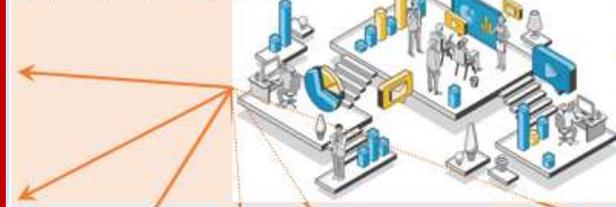
Substrate	Summe (t/a)	Ertrag (t/ha) Fischweidelgras	Ertrag (t/ha) Ma
Ma	20.000	40	170
Roggenstreu	4.000	85	47
Grassilage	1.000	10	100
Dünge Silage	2.000	30	40
GPS	7.000	35	200
Dünger	2.000		
Wasser / Phosphat	2.000		
Häufigkeits	2.000		
Gülle (Rost)	8.000		
<b>Summe</b>	<b>44.500</b>	<b>300</b>	<b>514</b>

Menge Output: 80% von Input: 37.200  
 5,00 kg N/t/a, 180.000 kg N gesamt, 1.183 t/a Flächenbedarf bei 100 kg N/ha

**Biomethanganlage – 2\* 1,1 MW elektr. Äquivalent**  
 ≈ 40 Mio. kWh Biomethangas/a

## Projektübersicht (auf aktueller Datenbasis) „Biomethan-Manufaktur Bordesholm“

**Dienstleistungsgesellschaften bzw. -verträge**  
 Handelsgesellschaft für Biogasabtausch  
 Betriebsführung BGA inkl. Gasaufbereitung & Substratmanagement  
 Betriebsführung kaufmännisch für die Gesellschaft  
 Betriebsführung VBB-Gasverteilnetz  
 Gasvertrieb VBB-Gasverteilnetz



### Gasaufbereitung / Veredelung zu Erdgasqualität

**MD** Hierfür bietet der Markt inzwischen Containerlösungen auf 40 Fuß-Basis an !

**MD** **ACHTUNG:** Unser Erdgas hat noch immer einen relativ hohen Brennwert, daher ist die Gasaufbereitung entsprechend aufwendig !

### Gasdruckerhöhung & Gasspeicherung

Die Produktion der BGA kann im Winter auf 10-20% mehr Leistung als im Sommer gesteuert werden !

**MD/HD** Gasdruckregelanlage

**HD** Gasröhrenspeicher

**80%** mögl.

**16 bar Hochdruckleitung (HD) SW-Kiel**  
 Betriebsdruck i.d.R.: 4 bar

Monat	% Gasbereitstellung durch die BGA bei konstanter Fahrweise
Jan 21	18%
Feb 21	20%
Mär 21	23%
Apr 21	28%
Mai 21	46%
Jun 21	150%
Juli 21	174%
Aug 21	323%
Sep 21	92%
Okt 21	41%
Nov 21	26%
Dez 21	19%
Jan 22	20%
Feb 22	21%
Mär 22	26%
Apr 22	36%
Mai 22	82%
Jun 22	137%
Juli 22	181%
Aug 22	210%
Sep 22	118%
Okt 22	64%
Nov 22	35%
Dez 22	22%

**HD/MD** VBB-Gasdruckregelanlage Bahnhofstraße 13

Rohgasmenge gesamt	m <sup>3</sup> /a = 9.454.350
	m <sup>3</sup> /h = 1079,3
	kWh/a = 49.999.479
Rohgasmenge abzüglich sonstiger Wärmebereitstellung	kWh/a = 49.999.479
Rohgasmenge abzüglich BHKW	m <sup>3</sup> /a = 7.491.192
	m <sup>3</sup> /h = 850,6
Heizwert (Hi) kWh/a =	40.624.479
Brennwert (Hw) kWh/a =	45.093.172
Nach Abschlag Brennwert (Hw) kWh/a =	45.093.172
Biomethanmenge nach Aufbereitung und Schlupf	m <sup>3</sup> /a = 4.316.891
	m <sup>3</sup> /h = 493
Heizwert (Hi) kWh/a =	40.218.235
Brennwert (Hw) kWh/a =	44.642.240
Nach Abschlag Brennwert (Hw) kWh/a =	42.410.128
Äquivalenzleistung	kW = 2.283

Gärreste: ca. 90%  
 Gärreste: ca. 90%

### Gärsubstratverwertung (NACH Gärprozess)



### Wasserstoffproduktion aus einem Elektrolyseur

Wasserstoff max. 20%

WASSER → ABWÄRME

STROM → Batterie-Kraftwerk

STROM → PV-Freilandanlage „Eiderstede“ (50% GP-Joule & 50% VBB GmbH)

### 16 bar Hochdruckleitung (HD) Blunk/VBB (Betriebsführung SW-Kiel)

Gas-Mischer Ausspeisung in das VBB-Gasnetz  
 Vertrieb / Netznutzung / Netzbetrieb

bestehendes VBB-ERDGAS-Netz

bestehendes VBB-ERDGAS-Netz

HD/MD VBB-Gasdruckregelanlage Bahnhofstraße 13



## Substrateinbringung Bestandteile & Mengen (VOR Gärprozess)

Mengenplanung BGA Bordsesholm		
Substrate	Summe (to)	
Mais	20.500	
Roggenkorn	-	
ZR	4.000	
Grassilage	1.000	
Durchw. Silphie	2.000	
GPS	7.000	
Grünroggen	-	
Rinder- Pferdemist	2.000	
Hähnchenmist	2.000	
Gülle (Rind)	8.000	
<b>Summe</b>	<b>46.500</b>	
Menge Output	80% von Input	<b>37.200</b>
	<b>5,00</b> kg N/ to	<b>186.000</b> kg N gesamt

Ertrag (to/ha) Flächenbedarf (ha)		
40	513	ha
85	47	ha
10	100	ha
50	40	ha
35	200	ha
	<b>900</b>	<b>ha</b>
	<b>1.163</b> ha Flächenbedarf bei	<b>160</b> kg N/ha max



**Biomethanganlage – 2\* 1,1 MW elektr. Äquivalent**  
**≈ 40 Mio. kWh Biomethangas/a**

**Mengenplanung BGA Bordesholm**

<b>Substrate</b>	<b>Summe (to)</b>
Mais	20.500
Roggenkorn	-
ZR	4.000
Grassilage	1.000
Durchw. Silphie	2.000
GPS	7.000
Grünroggen	-
Rinder- Pferdemist	2.000
Hähnchenmist	2.000
Gülle (Rind)	8.000
<b>Summe</b>	<b>46.500</b>

Menge Output	80% von Input	<b>37.200</b>	
	<b>5,00</b> kg N/ to	186.000	kg N gesamt

# Aktuelle Weiterentwicklung unseres Gemeinschaftsprojektes:

## Substrateinbringung Bestandteile & Mengen (VOR Gärprozess)

Mengenplanung BGA Bordesholm		Ertrag (t/ha) Fischereiertrag (t/ha)	
Substrate	Summe (t/a)	43	113
Mais	20.500		
Hoggenhorn	4.000	85	47
ZW	1.000	10	100
Grassilage	2.000	30	40
Dünge/ Stroh	7.000	30	300
GPS			
Ölkrummet	2.000		
Rüben/ Pflanzenst	2.000		
Häfenweizen	2.000		
Gülle (Rind)	8.000		
<b>Summe</b>	<b>44.500</b>		<b>300</b>



## Biomethanganlage – 2\* 1,1 MW elektr. Äquivalent

≈ 40 Mio. kWh Biomethangas/a

### Übersicht Anlagenvolumen

Rohgasmenge gesamt	m <sup>3</sup> /a = 9.454.350
	m <sup>3</sup> /h = 1079,3
	kWh/a = 49.999.479
Rohgasmenge abzüglich sonstiger Wärmebereitstellung	kWh/a = 49.999.479
Rohgasmenge abzüglich BHKW	m <sup>3</sup> /a = 7.491.192
	m <sup>3</sup> /h = 850,6
Heizwert (Hi) kWh/a =	40.624.479
Brennwert (Hw) kWh/a =	45.093.172
Nach Abschlag Brennwert (Hw) kWh/a =	45.093.172
Biomethanmenge nach Aufbereitung und Schlupf	m <sup>3</sup> /a = 4.316.891
	m <sup>3</sup> /h = 493
Heizwert (Hi) kWh/a =	40.218.235
Brennwert (Hw) kWh/a =	44.642.240
Nach Abschlag Brennwert (Hw) kWh/a =	42.410.128
Aquivalenzleistung	kW = 2.283

## Gärsubstratverwertung (NACH Gärprozess)

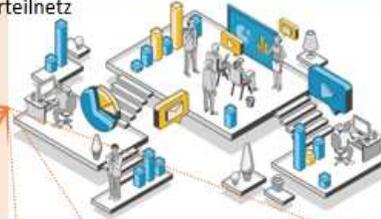


## Projektübersicht (auf aktueller Datenbasis)

### „Biomethan-Manufaktur Bordesholm“

#### Dienstleistungsgesellschaften bzw. -verträge

Handelsgesellschaft für Biogasabtausch  
 Betriebsführung BGA inkl. Gasaufbereitung & Substratmanagement  
 Betriebsführung kaufmännisch für die Gesellschaft  
 Betriebsführung VBB-Gasverteilnetz  
 Gasvertrieb VBB-Gasverteilnetz



#### Gasaufbereitung / Veredelung zu Erdgasqualität

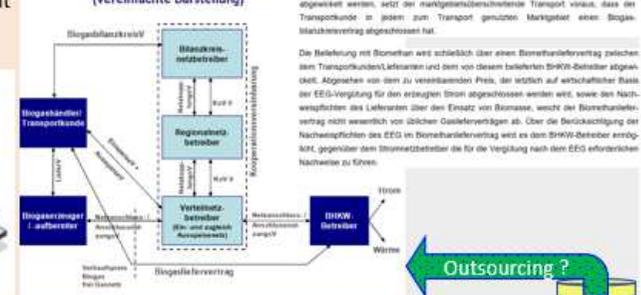


MD Hierfür bietet der Markt inzwischen Containerlösungen auf 40 Fuß-Basis an !

MD  
**ACHTUNG:**  
 Unser Erdgas hat noch immer einen relativ hohen Brennwert daher ist die Gasaufbereitung entsprechend aufwendig !

#### Biogasabtausch mit Dritten

##### Vertragsstrukturen Biogasliefermodell (vereinfachte Darstellung)



Für die Erfassung der ein- und ausgehenden Gasströme schließt der Transporteur mit dem Biogasproduzenten einen gesonderten Biogasliefervertrag mit einem Bilanzzeitraum von zwölf Monaten ab. Muss die Beförderung über mehr als ein Mandat abgewickelt werden, setzt der mandatsübergreifende Transport voraus, dass der Transportkunde in jedem zum Transport genutzten Mandatgebiet einen Biogasliefervertrag abgeschlossen hat.

Die Beförderung des Biogases wird schließlich über einen Biogasliefervertrag zwischen dem Transportkunden/Lieferanten und dem von diesem beauftragten BHKW-Betreiber abgewickelt. Abgesehen von dem zu vereinbarenden Preis, der letztlich auf wirtschaftlicher Basis der EEG-Vergütung für den erzeugten Strom abgeschlossen werden wird, sowie dem Nachweispflicht des Lieferanten über den Einsatz von Biomasse, weist der Biogasliefervertrag nicht wesentlich von üblichen Gaslieferverträgen ab. Über die Berücksichtigung der Nachweispflicht des EEG im Biogasliefervertrag wird es dem BHKW-Betreiber ermöglicht, gegenüber dem Stromzuleiter die für die Vergütung nach dem EEG erforderliche Nachweise zu führen.

Outsourcing ?

#### Gasdruckerhöhung & Gasspeicherung

Die Produktion der BGA kann im Winter auf 10-20% mehr Leistung als im Sommer gesteuert werden !

MD/HD Gasdruckregelanlage



HD Gasröhrenspeicher



Monat	% Gasbereitstellung durch die BGA bei konstanter Fahrweise
Jan 21	18%
Feb 21	20%
Mär 21	23%
Apr 21	28%
Mai 21	46%
Jun 21	150%
Juli 21	174%
Aug 21	323%
Sep 21	92%
Okt 21	41%
Nov 21	26%
Dez 21	19%
Jan 22	20%
Feb 22	21%
Mär 22	26%
Apr 22	36%
Mai 22	82%
Jun 22	137%
Juli 22	181%
Aug 22	210%
Okt 22	64%
Nov 22	35%
Dez 22	22%

16 bar Hochdruckleitung (HD) SW-Kiel  
 Betriebsdruck i.d.R.: 4 bar  
 Absperrier

#### Wasserstoffproduktion aus einem Elektrolyseur



Wasserstoff max. 20 %

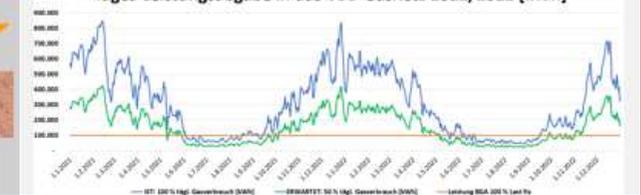
80 % mögl. 16 bar Hochdruckleitung (HD) Blunk/VBB (Betriebsführung SW-Kiel)

Gas-Mischer Ausspeisung in das VBB-Gasnetz Vertrieb / Netznutzung / Netzbetrieb

bestehendes VBB-ERD-GAS-Netz

HD/MD VBB-Gasdruckregelanlage Bahnhofstraße 13

Tages-Leistungsabgabe in das VBB-Gasnetz 2021/2022 (kWh)



**Aktuelle Planung: Wasserstoff-Direkteinspeisung (bis zu 10 Mio.kWh/a)**

daher ist die Gasaufbereitung entsprechend aufwendig !

**Wasserstoffproduktion aus einem Elektrolyseur**

Wasserstoff max. 20 %

STROM

WASSER

AB-WÄRME

Batteriekräftwerk

PV-Freilandanlage „Eiderstede“ (50% GP-Joule & 50% VBB GmbH)

Gas-Mischer

16 bar Hochdruckleitung (HD) Blunk/VBB (Betriebsführung SW-Kiel)

Auspeisung in das VBB-Gasnetz

Vertrieb / Netznutzung / Netzbetrieb

bestehendes VBB-ERDGAS-Netz

MD

HD/MD VBB-Gasdruckregelstation Bahnhofstraße 13

mögl. 80 %

Okt 22	64%
Nov 22	35%
Dez 22	22%

Tages-Leistungsabgabe in das VBB-Gasnetz 2021/2022 [kWh]

## Ein Blick zurück auf die ENERGIEOlympiade 2023

Die EnergieOlympiade in Schleswig-Holstein ist ein Wettbewerb mit Tradition. Am 27. Juni 2023 wurden schon zum elften Mal herausragende Energie- und Klimaschutzprojekte mit dem Energiepreis Schleswig-Holstein ausgezeichnet. Zehn Kommunen und zwei EnergieHeld:innen sind die Sieger:innen der vergangenen Wettbewerbsrunde. In der Projekttrunde 2022/2023 haben uns wieder viele spannende Projekte erreicht. Die siegreichen Kommunen sowie alle Aktiven, die einen Beitrag eingereicht haben, wurden im Rahmen der diesjährigen Siegerehrung gebührend gefeiert. Alle Projekte dieser Runde sind es wert, gezeigt zu werden und sind in der Projektdatenbank einsehbar. Wir freuen uns, wenn das ein oder andere Projekt als Inspiration für neue, eigene Projekte dient und es vielleicht sogar in die nächste Runde der EnergieOlympiade Schleswig-Holstein schafft...

Die Veranstalterin EKSH bedankt sich bei allen Aktiven und sagt "Tschüs" bis zum nächsten Mal!

**EKSH**  
Gesellschaft für  
Energie und Klimaschutz  
Schleswig-Holstein

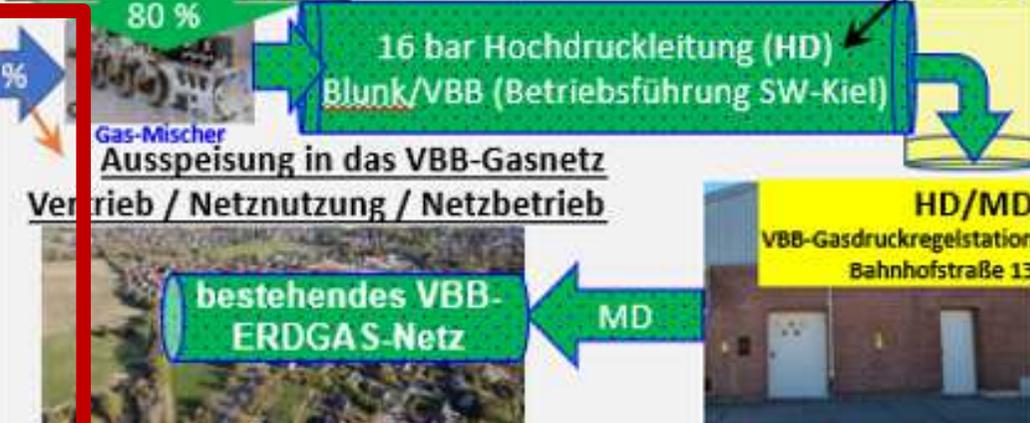
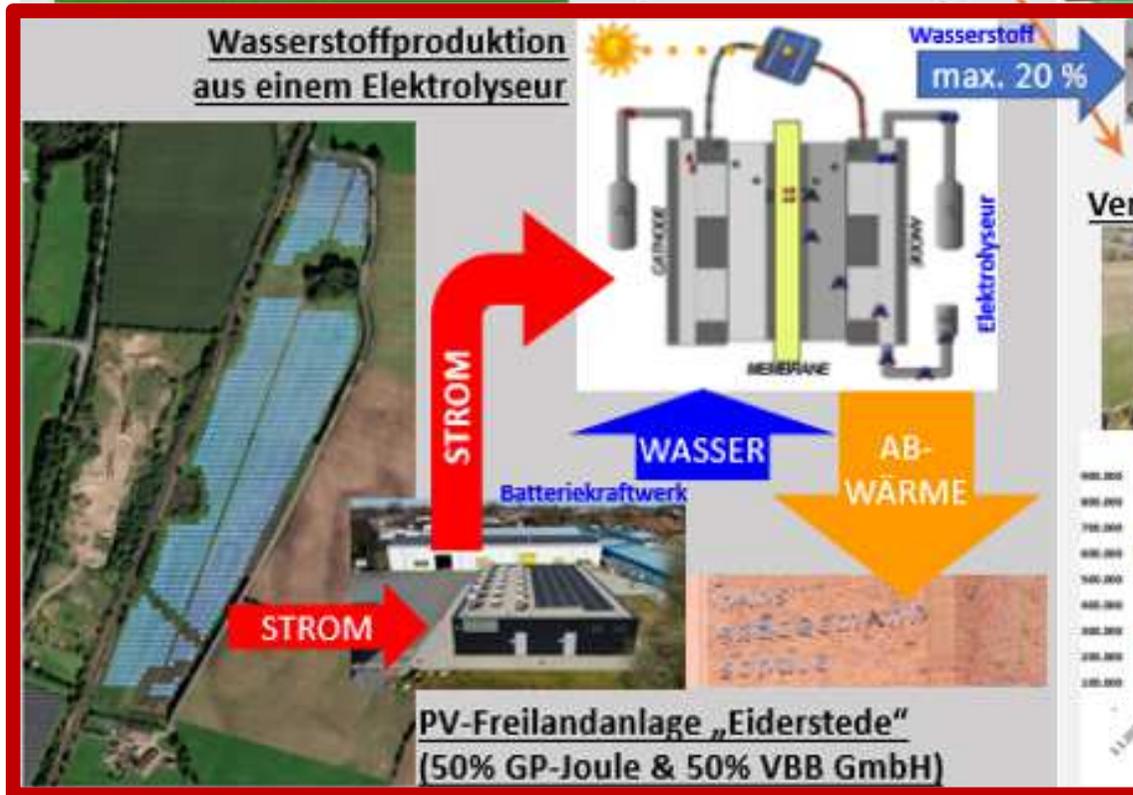


<https://www.youtube.com/watch?v=LXGG0tWENv0>

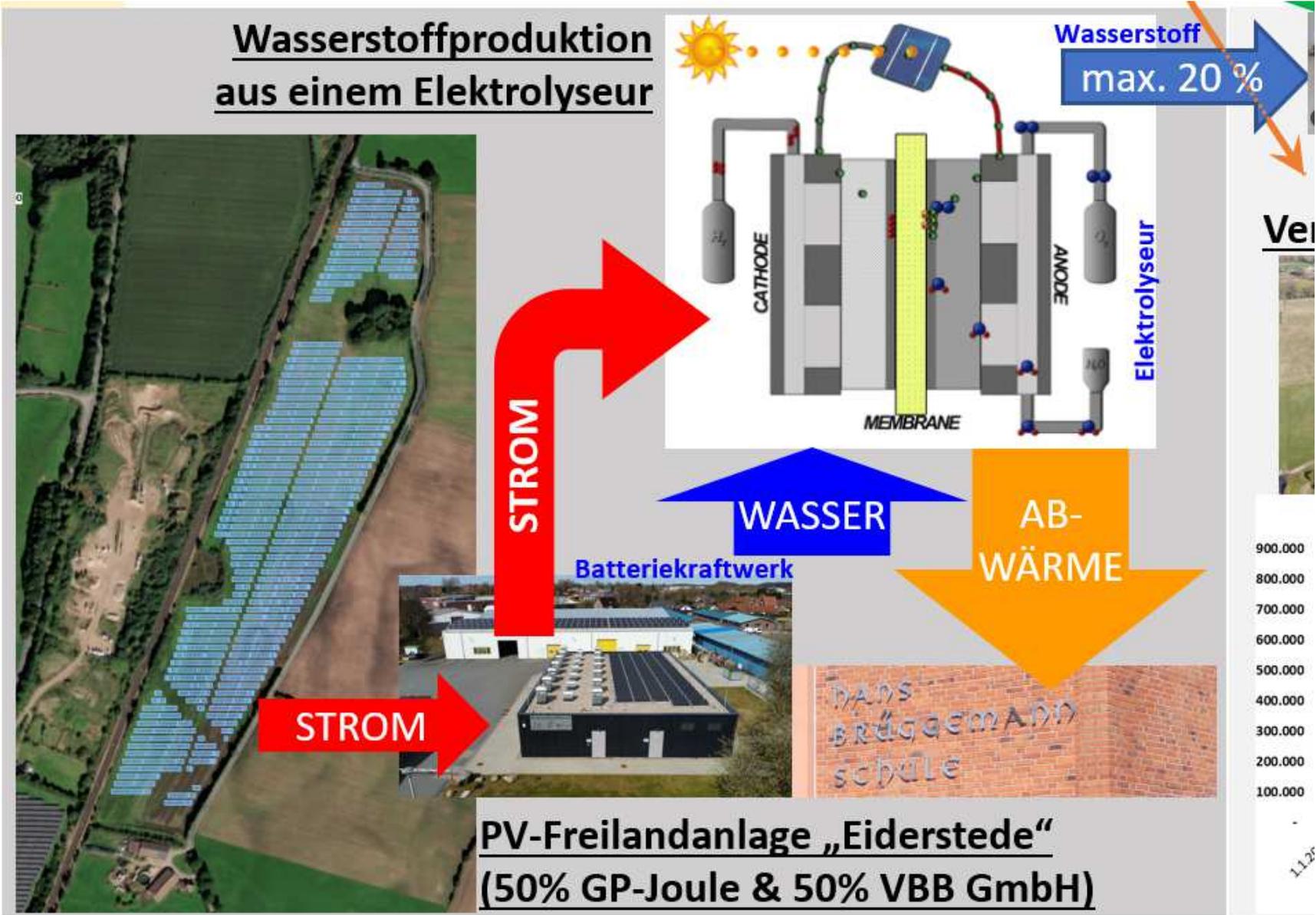
**Aktuelle Planung: Wasserstoff-Direkteinspeisung (bis zu 10 Mio.kWh/a)**

daher ist die Gasaufbereitung entsprechend aufwendig !

Okt 22	64%
Nov 22	35%
Dez 22	22%



**Alternativ: CO2 aus Biogasprozess abscheiden & mit Wasserstoff mischen („Turbo“):**



# Aktuelle Weiterentwicklung unseres Gemeinschaftsprojektes:

Stand: 12.07.2023

## Substrateinbringung Bestandteile & Mengen (VOR Gärprozess)

Mengenplanung BGA Bordesholm

Substrate	Summe (t/a)	Ertrag (t/ha)	Fischereiertrag (t/ha)
Maas	20.000	40	173
Haggenhorn	4.000	85	47
Grassilage	1.000	10	100
Dunite, Stroh	2.000	80	40
GPS	7.000	35	200
Olivenagel	2.000		
Rüben/Phaceliet	2.000		
Hahnenreiser	2.000		
Gülle (Rind)	8.000		
<b>Summe</b>	<b>44.500</b>		<b>300</b>

Menge Output: 80% von Input: 37.200  
 5,00 kg N/ha, 180.000 kg N gesamt, 1.183 t/a Flächenbedarf bei 100 kg N/ha

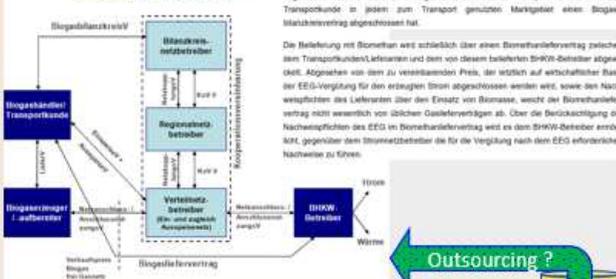
## Projektübersicht (auf aktueller Datenbasis) „Biomethan-Manufaktur Bordesholm“

Dienstleistungsgesellschaften bzw. -verträge  
 Handelsgesellschaft für Biogasabtausch  
 Betriebsführung BGA inkl. Gasaufbereitung & Substratmanagement  
 Betriebsführung kaufmännisch für die Gesellschaft  
 Betriebsführung VBB-Gasverteilnetz  
 Gasvertrieb VBB-Gasverteilnetz



## Biogasabtausch mit Dritten

### Vertragsstrukturen Biogasliefermodell (vereinfachte Darstellung)



## Biomethanganlage – 2\* 1,1 MW elektr. Äquivalent ≈ 40 Mio. kWh Biomethangas/a

Übersicht Anlagenvolumen

Rohgasmenge gesamt	m <sup>3</sup> /a = 9.454.350
m <sup>3</sup> /h = 1079,3	kWh/a = 49.999.479
Rohgasmenge abzüglich sonstiger Wärmebereitstellung	kWh/a = 49.999.479
Rohgasmenge abzüglich BHKW	m <sup>3</sup> /a = 7.491.192
m <sup>3</sup> /h = 850,6	Heizwert (Hi) kWh/a = 40.624.479
Brennwert (Hs) kWh/a = 45.093.172	Nach Abschlag Brennwert (Hs) kWh/a = 45.093.172
Biomethanmenge nach Aufbereitung und Schlupf	m <sup>3</sup> /a = 4.316.891
m <sup>3</sup> /h = 493	Heizwert (Hi) kWh/a = 40.218.235
Brennwert (Hs) kWh/a = 44.642.240	Nach Abschlag Brennwert (Hs) kWh/a = 42.410.128
Aquivalenzleistung	kW = 2.283

Stärreste: ca. 90%  
 Säurereste: ca. 90%

## Gasaufbereitung / Veredelung zu Erdgasqualität

MD Hierfür bietet der Markt inzwischen Containerlösungen auf 40 Fuß-Basis an !

MD/HD Gasdruckregelanlage

HD Gasröhrenspeicher

ACHTUNG: Unser Erdgas hat noch immer einen relativ hohen Brennwert, daher ist die Gasaufbereitung entsprechend aufwendig !

## Gasdruckerhöhung & Gasspeicherung

Die Produktion der BGA kann im Winter auf 10-20% mehr Leistung als im Sommer gesteuert werden !

Monat	% Gasbereitstellung durch die BGA bei konstanter Fahrweise
Jan 21	18%
Feb 21	20%
Mär 21	23%
Apr 21	28%
Mai 21	46%
Jun 21	150%
Juli 21	174%
Aug 21	323%
Sep 21	92%
Okt 21	41%
Nov 21	26%
Dez 21	19%
Jan 22	20%
Feb 22	21%
Mär 22	26%
Apr 22	36%
Mai 22	82%
Jun 22	137%
Juli 22	181%
Aug 22	210%
Sep 22	118%
Okt 22	64%
Nov 22	35%
Dez 22	22%

16 bar Hochdruckleitung (HD) SW-Kiel Betriebsdruck i.d.R.: 4 bar

16 bar Hochdruckleitung (HD) Blunk/VBB (Betriebsführung SW-Kiel)

bestehendes VBB-ERDGAS-Netz

HD/MD VBB-Gasdruckregelstation Bahnhofstraße 13

## Gärsubstratverwertung (NACH Gärprozess)



## Wasserstoffproduktion aus einem Elektrolyseur

Wasserstoff max. 20%

Wasserstoff

WASSER

AB-WÄRME

STROM

BatterieKraftwerk

STROM

PV-Freilandanlage „Eiderstede“ (50% GP-Joule & 50% VBB GmbH)

## 16 bar Hochdruckleitung (HD) Blunk/VBB (Betriebsführung SW-Kiel)

Gas-Mischer Ausspeisung in das VBB-Gasnetz Vertrieb / Netznutzung / Netzbetrieb

bestehendes VBB-ERDGAS-Netz

HD/MD VBB-Gasdruckregelstation Bahnhofstraße 13

Tages-Leistungsabgabe in das VBB-Gasnetz 2021/2022 (kWh)



**Alternativ: CO2 aus Biogasprozess abscheiden & mit Wasserstoff mischen („Turbo“):**

**Biomethanganlage – 2\* 1,1 MW elektr. Äquivalent**  
 ≈ 40 Mio. kWh Biomethangas/a

**Übersicht Anlagenvolumen**

Rohgasmenge gesamt	m³/a = 9.454.350
	m³/h = 1079,3
	kWh/a = 49.999.479
Rohgasmenge abzüglich sonstiger Wärmebereitstellung	kWh/a = 49.999.479
Rohgasmenge abzüglich BHKW	m³/a = 7.451.192
	m³/h = 850,6
Heizwert (Hi) kWh/a =	40.624.479
Brennwert (Hs) kWh/a =	45.093.172
Nach Abschlag Brennwert (Hs) kWh/a =	45.093.172
Biomethanmenge nach Aufbereitung und Schlupf	m³/a = 4.316.891
	m³/h = 493
Heizwert (Hi) kWh/a =	40.218.235
Brennwert (Hs) kWh/a =	44.642.240
Nach Abschlag Brennwert (Hs) kWh/a =	42.410.128
Aquivalenzleistung	kW = 2.283

**Gärreste: ca. 90 %**

**Gärreste: ca. 90 %**

**100% Biogas**

**Gasaufbereitung / Veredelung zu Erdgasqualität**

**MD** Hierfür bietet der Markt inzwischen Containerlösungen auf 40 Fuß-Basis an !

**MD**

**ACHTUNG:** Unser Erdgas hat noch immer einen relativ hohen Brennwert, daher ist die Gasaufbereitung entsprechend aufwendig !

**Wasserstoffproduktion aus einem Elektrolyseur**

**STROM**

**WASSER**

**ABWÄRME**

**BatterieKraftwerk**

**PV-Freilandanlage „Eiderstede“ (50% GP-Joule & 50% VBB GmbH)**

**STROM**

**off 20 %**

**Ver**

**900.000**

**800.000**

**700.000**

**600.000**

**500.000**

**400.000**

**300.000**

**200.000**

**100.000**

**11%**

**Reaktion (FH Flensburg)**

**rd. 45% CO<sub>2</sub>**  
 (Menge die in 1 Jahr in Substraten eingelagert wurde)

**CH<sub>4</sub> = Methan**

**Kraftstoffmarkt**

**oder**

**Ausgangsstoff für „chemische Synthese“**

**rd. 55% Biomethangas**

geplante Einsp.: ≈ 40 Mio.kWh/a

**VBB-Gas-Rohrnetz**





**Expertenbefragung in Quartiersprojekten:  
10 Thesen zu den Themen Energiemarkt,  
Versorgung und Wärmeplanung**  
Auswertungen zur Expertenbefragung 2022/23

Ein Beitrag aus *Modul 3 Quartiere* der  
Wissenschaftlichen Begleitforschung Energiewendebauen

September 2023

Gefördert durch:

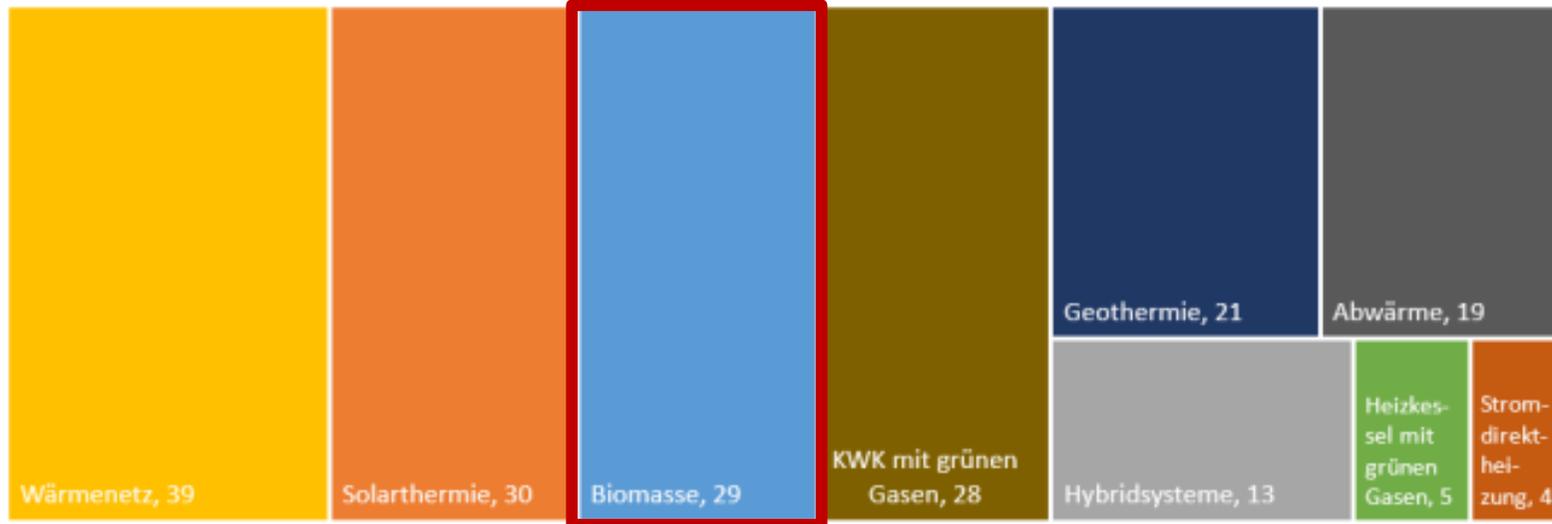
 Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

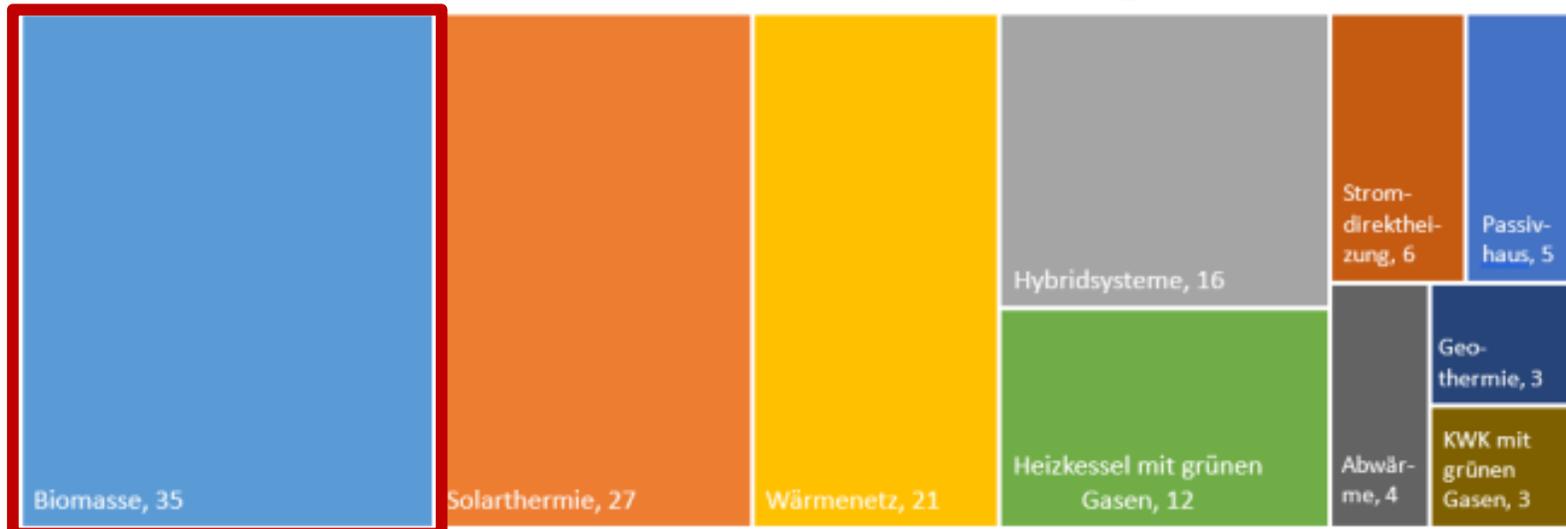


# Zum Vergleich...: Wo stehen andere bzw. mit was rechnet man?:

## Wirtschaftliche Alternativen zu Wärmepumpen in Quartieren



## Wirtschaftliche Alternativen zu Wärmepumpen in Einzelgebäuden



- Passivhaus
- Solarthermie
- Hybridsysteme
- Wärmenetz
- Biomasse
- Heizkessel mit grünen Gasen => z.B. Wasserstoff
- Geothermie
- Stromdirektheizung
- Abwärme
- KWK mit grünen Gasen

im Volksmund „Heizungsgesetz“...

### Gebäudeenergiegesetz (GEG)

Das Gebäudeenergiegesetz (GEG) - oftmals "Heizungsgesetz" genannt - und die Frage, wie wollen, oder wie sollen wir in Deutschland zukünftig heizen, hat die Gemüter in Politik und Gesellschaft in den letzten Monaten mächtig erhitzt. Am 08.09.2023 wurde das GEG nun im Bundestag beschlossen und tritt zum 1. Januar 2024 in Kraft. Im Fokus steht der technologieoffene Umstieg auf erneuerbare Wärme – mit langen Übergangsfristen.

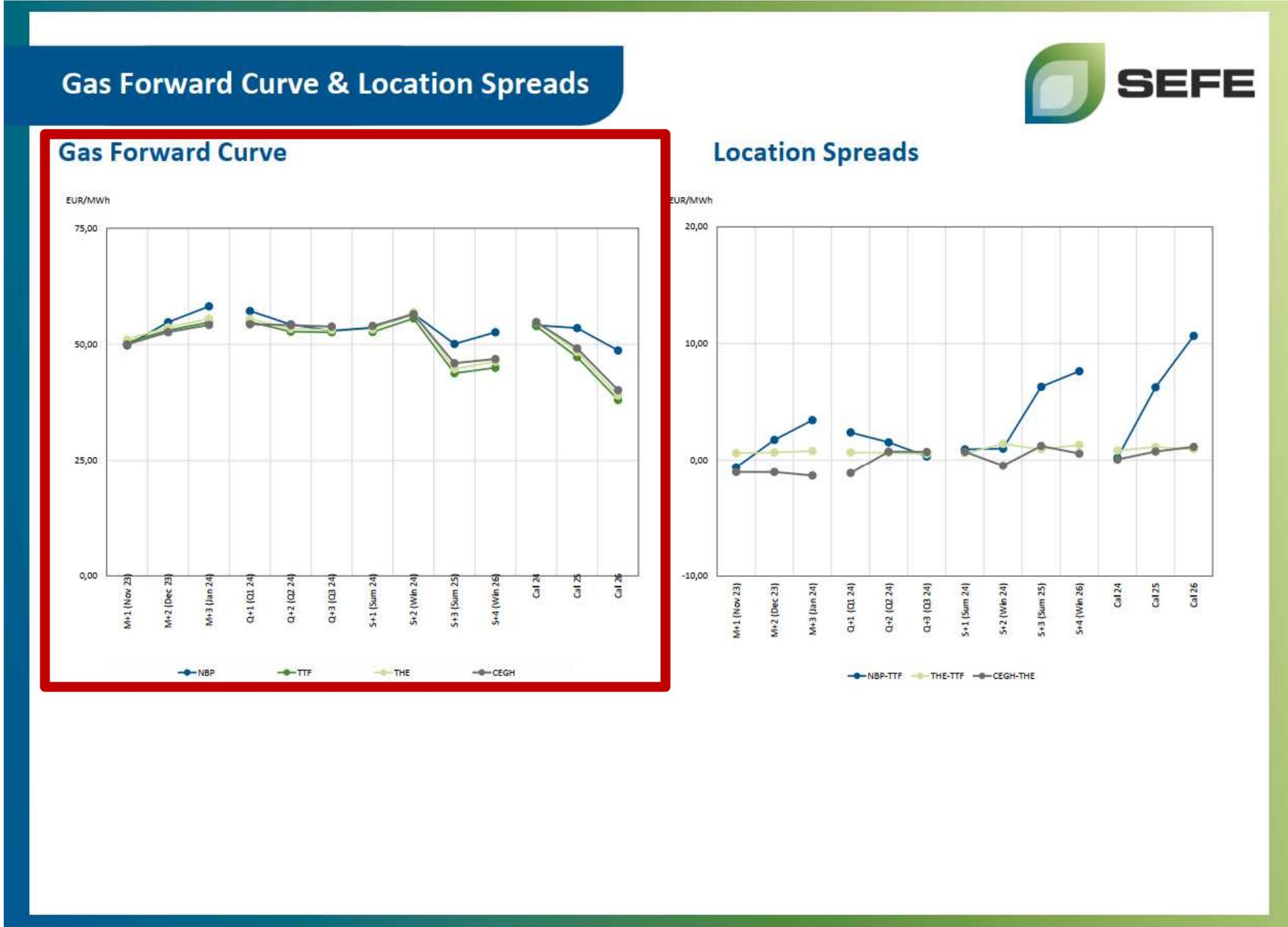
Veröffentlicht am: 08. September 2023

**Alles wurde nochmal für ganz Deutschland um 1,5 Jahre nach hinten geschoben !**

**=> bis dahin kein ausreichender Absatzmarkt für Biomethangas für Energieversorger**

Die 65 %-EE-Pflicht für Gebäude mit mehr als 100.000 Einwohner:innen muss dieser bis zum 30.6.2026 vorliegen, bei Gebieten/ Gemeinden mit weniger als 100.000 Einwohner:innen bis zum 30.6.2028. Das bedeutet, dass ab dem 01.07.2026 bzw. ab dem 01.07.2028 in den jeweiligen Gebieten die 65 %-EE-Pflicht in Kraft tritt. Diese Fristen sind mit dem **Wärmeplanungsgesetz** verknüpft, das ebenfalls zum 01.01.2024 in Kraft treten soll.

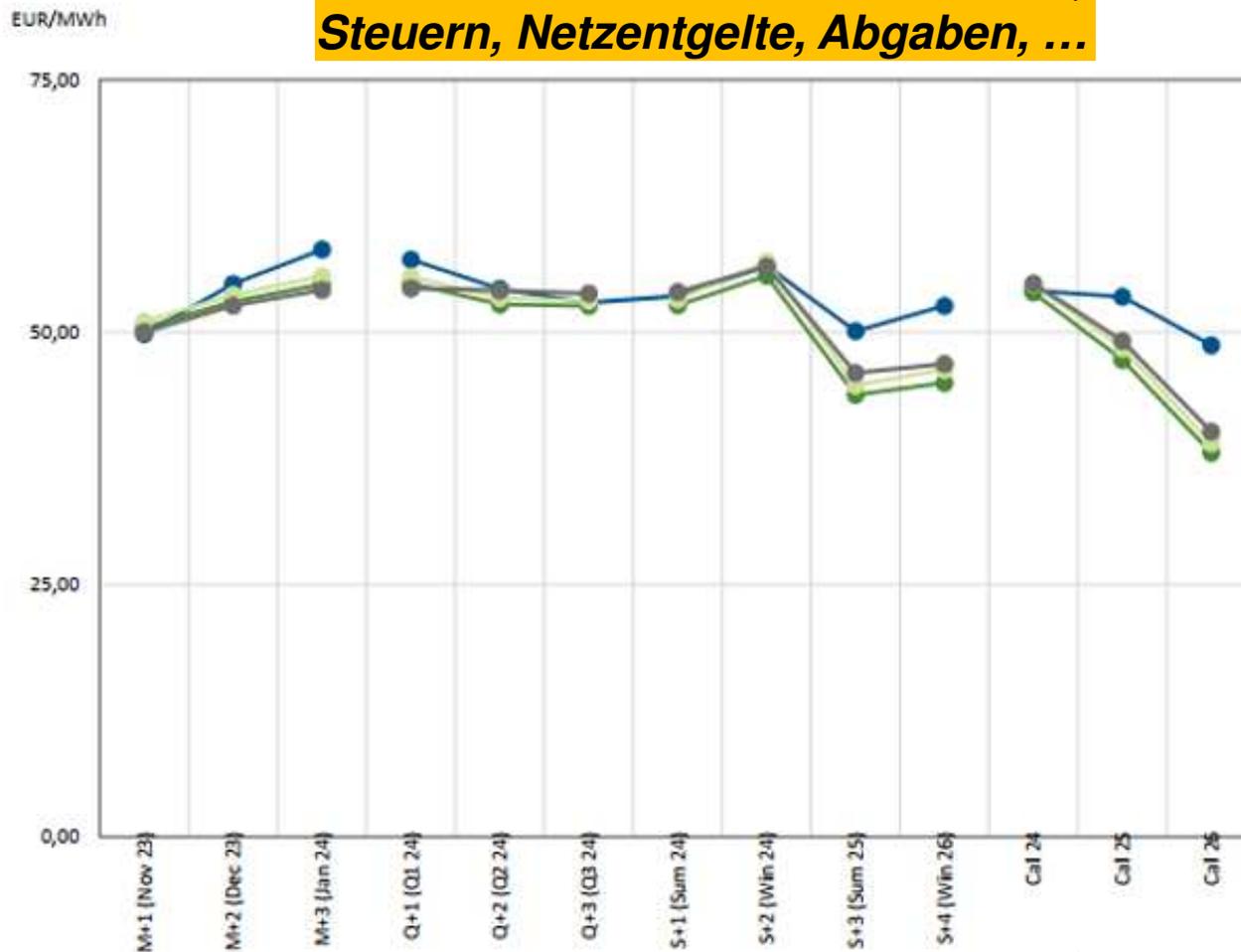
Liegt keine Wärmeplanung vor, werden die betreffenden Gebiete entsprechend Ihrer Bevölkerungszahl ab dem jeweiligen Datum so eingestuft, als läge eine Wärmeplanung vor (GEG §71 Abs. 8).



# Wie entwickeln sich die Preise für Erdgas, CO2 und Biomethan ?

## Gas Forward Curve

**NETTO-EK-Preise => OHNE: MwSt, Steuern, Netzentgelte, Abgaben, ...**



Erdgas-EK-Preis 2026:

ca. 3,8 ct/kWh

CO2-Preis 2021:

ca. 0,455 ct/kWh

= 25 €/t

CO2-Preis-Verlauf:

2021: 25 €/t

2022: 30 €/t

2023: 35 30 €/t (wg. Ukraine-Krieg...)

2024: 40 €/t

2025: 50 €/t

2026: Versteigerungsverfahren

CO2-Preis ab 2026:

2026: 55-65 €/t

2030: 200-300 €/t

akt. also Erdgaspreis 2030 geschätzt:

4 ct/kWh + 5,46 ct/kWh

**= max. < 10 ct/kWh** (Abweichung offen)

(zum Vergl.: war bis 2020 bei ca. 2 ct/kWh)

heutige Preise für Alternativen:

Biomethangas: mind. 11 ct/kWh

Wasserstoff: mind. 25 ct/kWh

„Stoltenberg“: mind. 26 ct/kWh

Fernwärmenetze: Invest ≈ 100 Mio.€

der CO2-Preis darf hier NICHT mehr berechnet werden !  
(der wird derzeit auch auf dieses Gas noch zusätzlich aufgeschlagen !)

Amtliche Abkürzung:	<b>EWKG</b>
Fassung vom:	<b>02.12.2021</b>
Gültig ab:	<b>17.12.2021</b>
Dokumenttyp:	<b>Gesetz</b>
Quelle:	
Gliederungs-Nr:	<b>B 755-3</b>



## Gesetz zur Energiewende und zum Klimaschutz in Schleswig-Holstein (Energiewende- und Klimaschutzgesetz Schleswig-Holstein - EWKG) Vom 7. März 2017\*

(1) Beim Austausch oder dem nachträglichen Einbau einer Heizungsanlage ab dem 1. Juli 2022 sind die Eigentümerinnen und Eigentümer der betroffenen Gebäude, die vor dem 1. Januar 2009 errichtet wurden, verpflichtet, mindestens **15** Prozent des jährlichen Wärme- und Kälteenergiebedarfs durch Erneuerbare Energien zu decken.

## „Eidertal Smart Gas“

Gültig ab: 01.01.2024

Eidertal Smart Gas			
	netto	mit 7% MwSt	mit 19% MwSt
<b>Grundpreis:</b>	11,00 €/Monat	11,77 €/Monat	13,09 €/Monat
<b>Arbeitspreis:</b>	10,08 ct/kWh	10,79 ct/kWh	12,00 ct/kWh

## „Eidertal Smart Gas 15“

(Jahresverbrauch bis 100.000 kWh)

Gültig vom 01.01.2024 bis 31.12.2024

Eidertal Smart Gas 15			
	netto	mit 7% MwSt	mit 19% MwSt
<b>Grundpreis:</b>	7,38 €/Monat	7,90 €/Monat	8,79 €/Monat
<b>Arbeitspreis:</b>	11,35 ct/kWh	12,14 ct/kWh	13,50 ct/kWh

- erfüllt die Voraussetzungen nach dem Klimaschutzgesetz SH, die seit dem 01.07.2022 gelten
- wird jährlich verlängert, bis wir unsere eigene Biomethanganlage in Betrieb haben...
- durch das bestehende Grüngaskonzept Ihrer VBB GmbH lässt sich eine Gasheizung im VBB-Gasnetzgebiet noch bis mind. 2045 betreiben, ABER sie sollte mit mind. 20% Wasserstoff und mit zu 100% mit Biomethangas klarkommen !
- aktuell liegt allerdings auch CO<sub>2</sub>-Steuer in identischer Höhe auf allen Grünen Gasen ! => Das muss auf 0 €, sonst lohnt sich die Umsetzung unserer Biomethanganlage mit Blunk nicht !



# *Vielen Dank für die Aufmerksamkeit!*



*Dipl.-Ing. (FH) Frank Günther  
Geschäftsführung  
Versorgungsbetriebe Bordesholm GmbH &  
KNÖV-NetT-Glasfaser-Gesellschaften  
email: [frank.guenther@vb-bordesholm-gmbh.de](mailto:frank.guenther@vb-bordesholm-gmbh.de)  
Tel.: 04322 / 6977-12 oder -10 (Sekretariat)  
Mobil: 0173 / 240 56 66*

*von Mensch zu Mensch  
Ihr Service-Team vor Ort*

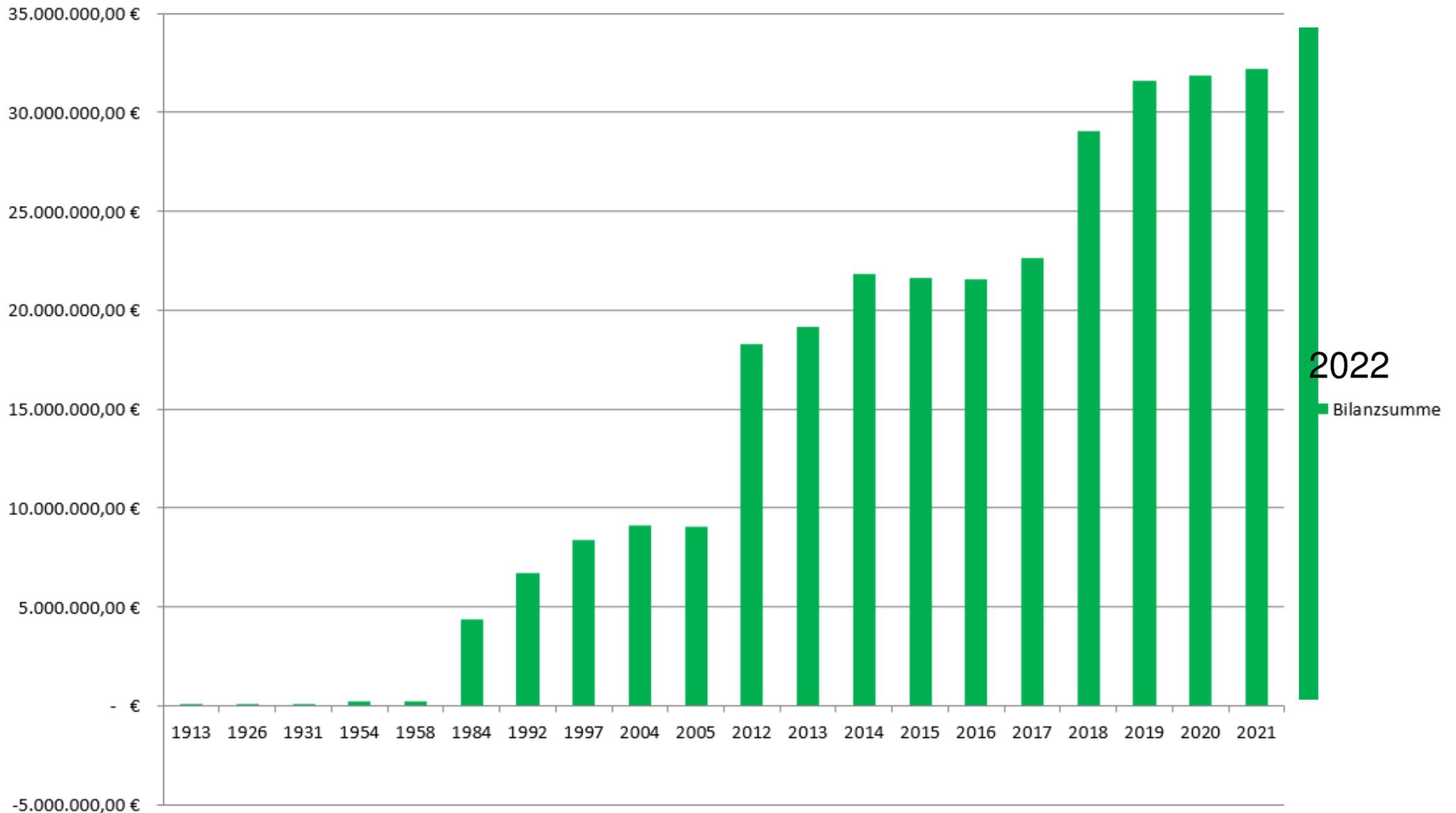
 **Glasfaser**  
Technik.

  
Versorgungsbetriebe  
Bordesholm GmbH



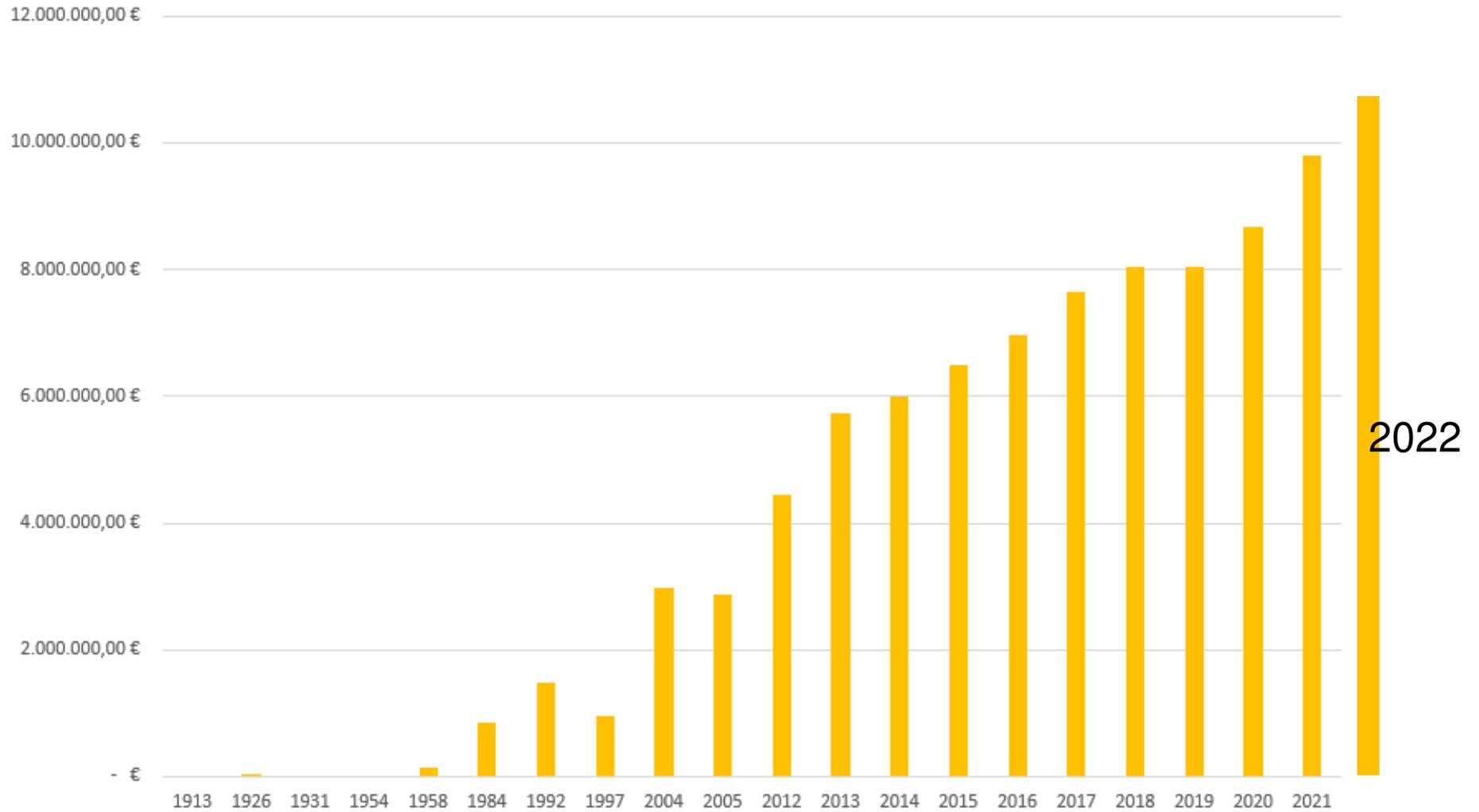
# Unternehmensentwicklung der VBB GmbH: HISTORIE – Bilanzentwicklung

## Bilanzsumme der VBB GmbH



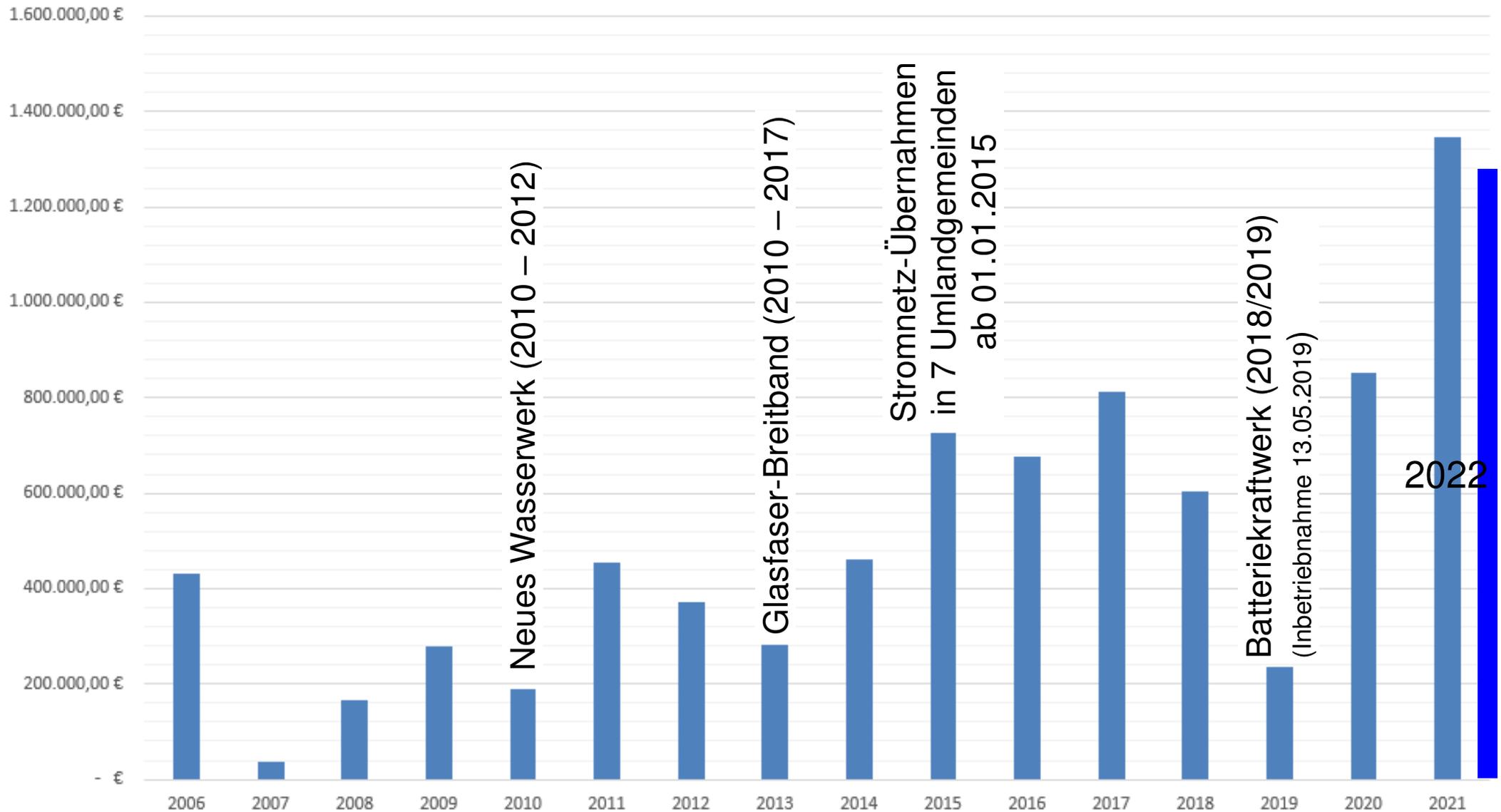
# Unternehmensentwicklung der VBB GmbH: HISTORIE – Eigenkapitalentwicklung

Eigenkapitalentwicklung der VBB GmbH



# HISTORIE – Entwicklung des Jahresergebnisses 2006-2021 (nach Steuern)

Jahresergebnis der VBB GmbH nach Steuern GESAMT







**Preisblatt**  
für die Lieferung von Erdgas durch den Lieferanten  
Versorgungsbetriebe Bordesholm GmbH (VBB)  
im Gassondertarif

**„Eidertal Smart Gas“**

Gültig ab: 01.01.2024

Das Entgelt für die aus dem Gasverteilungsnetz bereitgestellte, gelieferte und gemessene Energie nach Ziffer 6.1 AGB setzt sich aus den nachstehenden Ziffern 1 bis 2 zusammen und erhöht sich um den unter Ziffer 3 genannten CO<sub>2</sub>-Preis gemäß Ziffer 6.3 AGB.

	netto*	brutto**	
<b>1. Grundpreis</b>			
Der Grundpreis beträgt je Monat:	11,00	11,77	€/Monat
<b>2. Arbeitspreis</b>			
Der Arbeitspreis für die bezogene Energie beträgt:	9,358	10,013	ct/kWh <sub>Hs</sub>
<b>3. Zzgl. CO<sub>2</sub>-Preis nach BEHG (Brennstoffemissionshandelsgesetz) in der jeweils gültigen Höhe, derzeit</b>	0,725	0,776	ct/kWh
<b>4. Informativ Gesamtkosten aus Arbeitspreis und CO<sub>2</sub>-Preis</b>	10,08	10,79	ct/kWh

\*Die Netto-Gaspreise enthalten: Die Kosten für Energiebeschaffung und Vertrieb (inklusive Entgelt für die Nutzung des virtuellen Handelspunktes, Konvertierungsentgelt sowie Konvertierungsumlage), die Gasspeicherumlage nach §35e EnWG, die Kosten für Messstellenbetrieb und Messung des Messstellen- bzw. Netzbetreibers, dass an den Netzbetreiber abzuführende Netzentgelt, die Energiesteuer, die SLP-Bilanzierungsumlage sowie die Konzessionsabgaben.

\*\*Die Bruttopreise beinhalten jeweils die aktuell gültige gesetzliche Mehrwertsteuer (derzeit 7%). Die Mehrwertsteuer wird in der jeweiligen gesetzlichen Höhe in der Rechnung gesondert berechnet und ausgewiesen.

(Hs) = Brennwert

Die thermische Energie berechnet sich auf Basis des Gasverbrauchs nach DVGW-Arbeitsblatt G 685. Dabei wird das gemessene Betriebsvolumen in das Normvolumen umgerechnet und mit dem Abrechnungsbrennwert multipliziert. Die Umrechnung von Betriebsvolumen auf Normvolumen erfolgt mittels der Zustandszahl (z). Hierbei werden Gasdruck und Gastemperatur zu Normdruck und Normtemperatur ins Verhältnis gesetzt. Der mengen-gewichtete Durchschnittsbrennwert ergibt sich aus der Multiplikation von Abrechnungsbrennwert und Zustandszahl. Diesen finden Sie auf der Homepage des jeweiligen Netzbetreibers.

# Preisblatt neuer Gastarif „Eidertal Smart Gas 15“:

**Preisblatt**  
für die Lieferung von Erdgas durch den Lieferanten  
Versorgungsbetriebe Bordesholm GmbH (VBB)  
im Gassondertarif



„Eidertal Smart Gas 15“  
(Jahresverbrauch bis 100.000 kWh)

Gültig vom 01.01.2024 bis 31.12.2024

Das Entgelt für die aus dem Gasverteilungsnetz bereitgestellte, gelieferte und gemessene Energie nach Ziffer 6.1 AGB setzt sich aus den nachstehenden Ziffern 1. bis 2. zusammen und erhöht sich um die Ziffern 3. bis 10. gemäß der Ziffer 6.3 der AGB. Falls bei Vertragsschluss die für den Lieferzeitraum maßgebliche Höhe der Preisbestandteile nach Ziffern 3. bis 11. noch nicht bekannt ist, werden diese in der bei Vertragsschluss geltenden Höhe angegeben. Vom Kunden geschuldet werden sie in der jeweils zum Lieferzeitpunkt geltenden Höhe.

- |   |   |       |        |                        |
|---|---|-------|--------|------------------------|
|   |   | netto | brutto |                        |
| 1. Grundpreis   | Der Grundpreis beträgt je Abnahmestelle und je Monat:   | 3,78  | 4,04   | €/Monat                |
| 2. Arbeitspreis (Energiepreis)                              | Der Arbeitspreis für die bezogene Energie beträgt:<br>Er beinhaltet die Kosten für Energiebeschaffung (inkl. Biogas) und Vertrieb (Entgelt für die Nutzung des virtuellen Handelspunktes, Konvertierungsentgelt sowie Konvertierungsumlage) | 8,63  | 9,23   | ct/kWh <sub>(Hs)</sub> |
| 3. Höhe des Netzentgelts gemäß folgender Tabelle (Netz VBB) |   |       |        |                        |

Arbeitsbereich	Jahresarbeit Untergrenze in kWh	Jahresarbeit Obergrenze in kWh	Grundpreis in €/Jahr		Arbeitspreis in ct / kWh	
			netto	brutto	netto	brutto
Stufe						
1	0	4.000	1,80		1,404	
2	4.001	50.000	7,20		1,269	
3	50.001	100.000	72,00		1,140	

- |  |                      |       |        |            |
|--|----------------------|-------|--------|------------|
|  |                      | netto | brutto |            |
| 4. Entgelt für Messstellenbetrieb (hier MsB VBB)   | Balgzähler G10 – G25 | 30,00 |        | €/Jahr     |
| 5. Entgelt für Messung   |                      | 6,00  |        | €/Jahr     |
| 6. Konzessionsabgabe   |                      | 0,030 |        | ct/kWh     |
| 7. SLP-Bilanzierungsumlage   |                      | 0,000 |        | ct/kWh     |
| 8. Energiesteuer   |                      | 0,550 |        | ct/kWh     |
| 9. CO <sup>2</sup> -Preis nach BEHG in der jeweils gültigen Höhe, derzeit  |                      | 0,725 |        | ct/kWh     |
| 10. Gasspeicherumlage nach § 35e Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)   |                      | 0,145 |        | ct/kWh     |
| 11. Umsatzsteuer (Bei den vorstehenden netto Preisbestandteilen handelt es sich um Nettopreise, die vom Kunden zuzüglich der Umsatzsteuer in jeweils geltender Höhe zu zahlen sind.) |                      |       |        | derzeit 7% |

(Hs) = Brennwert

Die thermische Energie berechnet sich auf Basis des Gasverbrauchs nach DVGW-Arbeitsblatt G 685. Dabei wird das gemessene Betriebsvolumen in das Normvolumen umgerechnet und mit dem Abrechnungsbrennwert multipliziert. Die Umrechnung von Betriebsvolumen auf Normvolumen erfolgt mittels der Zustandszahl (z). Hierbei werden Gasdruck und Gastemperatur zu Normdruck und Normtemperatur ins Verhältnis gesetzt. Der mengen-gewichtete Durchschnittsbrennwert ergibt sich aus der Multiplikation von Abrechnungsbrennwert und Zustandszahl. Diesen finden Sie auf der Homepage des jeweiligen Netzbetreibers.

**Grundpreis integriert:**  
Netto: 7,38 €/Monat

**Arbeitspreis integriert:**  
Netto: 11,35 ct/kWh



# Kosten Bau FW-Netz mit 2 zentralen Wärmepumpen für 17 Gemeinden:

Sehr geehrter Herr Günther,

in den letzten Projekten haben wir folgende durchschnittlichen Trassenkosten angenommen bzw. ermittelt:

Fernwärmeleitungen / Trasse max DN65 - ca. 225 €/lfdm (max. 300 €/lfdm)

Tiefbauarbeiten ohne Oberflächenwiederherstellung – ca. 100 €/lfdm

Gruß

Wolf-D. Schulenburg

## Schulenburg Ingenieurgesellschaft mbH

- Beratende Ingenieure -

Fährstr. 52 - 54

21502 Geesthacht

Tel. 04152 / 8813 - 20

Fax. 04152 / 8813 - 88

GF Wolf-D. Schulenburg

HR Geesthacht B 046

Von: Warthenpfehl, Peter <[warthenpfehl@vb-bordesholm-gmbh.de](mailto:warthenpfehl@vb-bordesholm-gmbh.de)>

Gesendet: Montag, 3. Juli 2023 16:18

An: 'christof.liebermann@lfu.landsh.de' <[christof.liebermann@lfu.landsh.de](mailto:christof.liebermann@lfu.landsh.de)>

Cc: Günther, Frank <[Frank.Guenther@vb-bordesholm-gmbh.de](mailto:Frank.Guenther@vb-bordesholm-gmbh.de)>; Schölermann, Martin <[Martin.Schoelermann@vb-bordesholm-gmbh.de](mailto:Martin.Schoelermann@vb-bordesholm-gmbh.de)>

Betreff: Geothermische Nutzung im Bereich Bordesholm

Sehr geehrter Herr Liebermann,

vielen Dank für Ihre freundlichen, telefonischen Auskünfte von eben und ich bitte Sie, uns Ihr Infopaket zuzuschicken, so dass wir uns orientieren können, bevor wir an Sie zu einem vertiefenden Gespräch herantreten.

Ich nehme bereits mit, dass eine tiefengeothermische Nutzung ( offenes Verfahren ) allein schon für die 2 nötigen Bohrungen mit 2x15Mio€ zu Buche schlägt. Sie bestätigen allerdings, dass in Richtung Sören ein entsprechender Sandsteinhorizont vorliegt. Aufgrund der Kosten kommt diese Nutzung nur für große Versorgungen in Frage.

Die flache Geothermie über geschlossene Systeme oder Kollektorflächen ( Horizontalbohrungen ) ist mit den unteren Wasserbehörden abzuklären und wäre für kleinere Bedarfe nutzbar.

Bordesholm muss sich aufgrund der aktuellen Regelungen in SH und jetzt durch den Bund alle Möglichkeiten zur Dekarbonisierung anschauen und diese dann in eine Wärmeplanung / Energetisches Quartierskonzept „gießen“.

mfg

Peter Warthenpfehl

St. Baudirektor im Ruhestand für die Versorgungsbetriebe Bordesholm

=>  $133 \text{ km}_{\text{VBB-Gasnetz}} = 133000 \text{ m} * (300 \text{ €}_{\text{FW-Leitungen max DN65}} + 100 \text{ €}_{\text{Tiefbau}} + 80 \text{ €}_{\text{Oberfläche}})$

=> GESAMTKOSTEN FW-Netz OHNE Hausanschlüsse: rd. 64 Mio.€

=> 2 Wärmepumpen laut Schätzung LLUR:  $2 * \text{ca. } 15 \text{ Mio.€} = 30 \text{ Mio.€}$

=>  $\approx$  gerundete Gesamtkosten in Höhe von 100 Mio.€

+ Gasnetzrückbau und –abschreibung (ca. 10 Mio.€)

+ Hausanschlusskosten für JEDEN Anschlussnehmer

+ Stromkosten für die zentralen Wärmepumpen oder PV-Park oder ...?

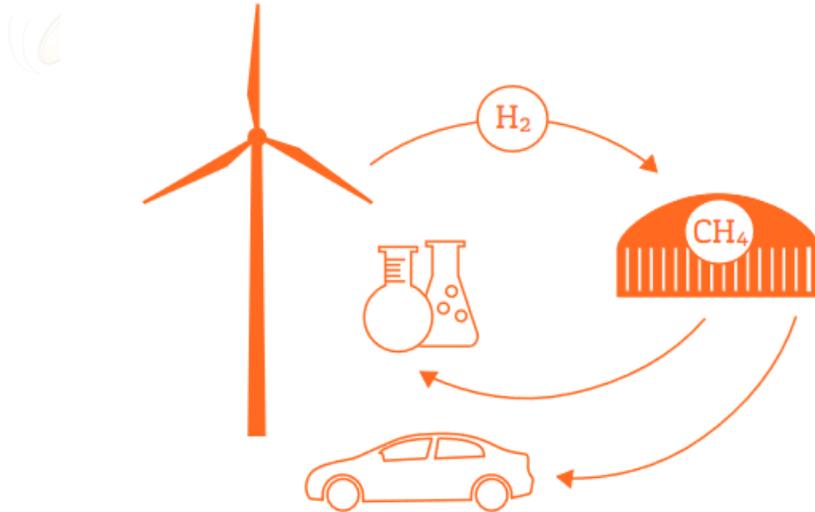


## Hier entsteht: **Das Testlabor Sektorkopplung**

### Projektbeschreibung

### Projektkonzept

#### Testlabor Sektorkopplung Power-to-Fuels and Chemicals: Biogas- und Energiespeichertechnologie



Das Investitionsprojekt „Testlabor Sektorkopplung“ dient dem Aufbau und Betrieb einer Anlage im Technikumsmaßstab, die durch Kopplung von Wasserstoff- und Biogasproduktion ein integriertes System zur effizienten Speicherung zeitlich schwankender erneuerbarer Stromproduktion aus Wind und Photovoltaik darstellt. In der Testlaboranlage wird die elektrische Energie zur Erzeugung von Wasserstoff (H<sub>2</sub>) genutzt, der dann mit dem CO<sub>2</sub> des in der Biogasanlage erzeugten Biogases zu Methan reagiert, welches entweder als Treibstoff oder als Ausgangsstoff für die chemische Synthese verwendet werden kann. An der Anlage wird einerseits der dynamische Betrieb mit schwankender Bereitstellung von Wasserstoff, andererseits die Biogasproduktion aus Reststoffen gekoppelt mit der Umwandlung des Gärrestes in wertvolle Düngemittel erprobt und weiterentwickelt. Durch Kopplung dieser Prozesse soll ein effizientes System der Energiespeicherung mit gleichzeitiger stofflicher Wertschöpfung von Biomasse unter realen Bedingungen erprobt und optimiert werden.

Projektlaufzeit:  
01.09.2019 – 31.08.2021

Gesamtkosten der HS:  
702.769,00 €

Fördersumme für die HS:  
628.983,00 €



## Aktuelles



Prof. Dr.  
**Hinrich Uellendahl**  
Ansprechpartner  
Raum B 219  
Telefon 0461 805 1293  
[hinrich.uellendahl@hs-flensburg.de](mailto:hinrich.uellendahl@hs-flensburg.de)

## 100 Prozent nachhaltig: Im Testlabor „Sektorkopplung - Power-to-Fuels and Chemicals“ wird Biogas mit Strom von Wind und Sonne in reines Methan verwandelt

01.12.2022

*In einem neuen Testlabor an der Hochschule Flensburg wird erforscht, wie verschiedene Bereiche der Energieproduktion aus erneuerbaren Energien verbunden werden können, um überschüssigen Strom aus der Stromerzeugung durch Wind und Sonne für die Produktion von Methan zu nutzen.*



Die Wissenschaftler des Testlabors: Prof. Dr. H. Uellendahl, Prof. Dr. T. Langmaack, Prof. Dr. W. Vith und Dipl.-Ing. M. Carstensen-

In einem neuen Testlabor an der Hochschule Flensburg wird erforscht, wie verschiedene Bereiche der Energieproduktion aus erneuerbaren Energien verbunden werden können, um überschüssigen Strom aus der Stromerzeugung durch Wind und Sonne für die Produktion von Methan zu nutzen.

<https://hs-flensburg.de/hochschule/aktuelles/2022/12/1/100-prozent-nachhaltig-im-testlabor-sektorkopplung-power-fuels-and>



Bei Biomethan, manchmal auch als Bioerdgas bezeichnet, handelt es sich um **Methan, welches keinen fossilen Ursprung hat**. Es ist ein erneuerbarer und klimaneutraler Energieträger, der durch die Aufbereitung von Biogas gewonnen wird und als CO<sub>2</sub>-neutraler Ersatz von Erdgas verwendet werden kann.

Biomethan ist der **Hauptbestandteil von Biogas, das durch die Vergärung von Biomasse mithilfe von Mikroorganismen unter Abwesenheit von Sauerstoff in Biogasanlagen entsteht**. Als Rohstoffe werden Energiepflanzen, biogene Abfall- und Reststoffe sowie Gülle eingesetzt.

Ist Biomethan erneuerbare Energie?

Während Erdgas jedoch zu den fossilen Quellen zählt und seine Verbrennung zur Klimaerwärmung beiträgt, **gehört Biomethan aus Biogas zu den erneuerbaren Energieträgern**. Biomethan ist ein wichtiger Baustein der Energiewende. Es kann problemlos überall dort genutzt werden, wo auch Erdgas zum Einsatz kommt.

# Erdgasversorgung in Deutschland

## Erdgas: Aktueller Einsatz

Erdgas ist Energieträger für die Wärme- und Stromerzeugung, die Speicherung von Energie und für den Ausgleich für aus erneuerbaren Energien erzeugten Strom und wichtiger Einsatzstoff vor allem in der Chemieindustrie. Bis zur Ablösung von aus erneuerbaren Energie produziertem Wasserstoff oder der Umstellung auf strombasierte Prozesse wird Erdgas zur Energieversorgung beitragen.

Biogas (Biomethan) lässt sich mit entsprechender Aufbereitung auf Erdgasqualität veredeln und in vorhandene Erdgasnetze einspeisen. So kann es zur Entlastung im Wärmemarkt, im Strombereich und im Kraftstoffbereich beitragen. Bei der Herstellung ist aber darauf zu achten, dass es zu keiner Konkurrenz mit der Produktion von Nahrungsmitteln kommt.



Startseite > Nutzung

## Biomethan - das klimaneutrale Erdgas

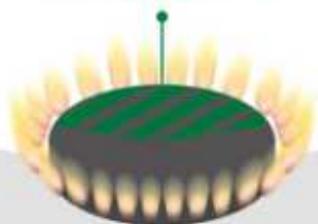
### Biomethan kann wesentlich zur Energiewende beitragen

Biomethan ist vollständig erneuerbares, erdgasgleiches Methan, das aus Biogas aus nachwachsenden Rohstoffen und organischen Reststoffen gewonnen wird. Es kann, eingespeist in die vorhandenen Erdgasleitungen, fossiles Erdgas anteilig ersetzen, um Strom, Wärme oder Kraftstoff zu erzeugen. Das Biomassepotenzial zur Biomethanherstellung ist erstaunlich hoch – nach Berechnungen des Deutschen Biomasseforschungszentrums (DBFZ) reicht es theoretisch aus, um 2030 fast 40 Prozent unseres Gasverbrauchs zu decken. Auch mit dem realistisch erschließbaren Potenzial lassen sich immerhin noch bis zu 13 Prozent des Gasverbrauchs substituieren. Dem gegenüber liegt der Anteil des grünen Gases heute erst bei einem Prozent.

KLIMASCHUTZ IM GASNETZ  
GROßES POTENZIAL FÜR BIOMETHAN

BIOMETHANPOTENZIAL 2030

38 Mrd. m<sup>3</sup>



GASVERBRAUCH IN DEUTSCHLAND

77,5 Mrd. m<sup>3</sup> (2022), davon 1,1 Mrd. m<sup>3</sup> Biomethan



<https://biogas.fnr.de/biogas-nutzung/biomethan-das-klimaneutrale-erdgas>

# Begriffsbestimmung „Biomethangas“ & Potenzial in der Energiewende:



Biomethan könnte somit eine zentrale Rolle beim Klimaschutz insbesondere im Wärme- und Verkehrssektor spielen – zwei Bereiche, in denen die Energiewende bislang kaum vorankommt.

Aktuell verfügen 222 der ca. 8.800 Standorte, an denen Biogas in Deutschland erzeugt wird, über eine Aufbereitungsstufe, um das energiereiche Biomethan aus dem Biogas abzutrennen. Dementsprechend lag der Biomethananteil am Erdgasverbrauch hierzulande 2021 bei nur rund einem Prozent. Dabei könnte er weit höher sein: Das DBFZ hat in einer in 2019 veröffentlichten Studie „Effiziente Mikro-biomethanaufbereitungsanlagen (→ eMikroBGAA)“ (→ [FKZ: 22401615](#)) Zahlen zu den Potenzialen tierischer Exkremente, Energiepflanzen, Stroh, Grünlandschnitt sowie kommunaler und industrieller, organischer Abfälle im Jahr 2030 vorgelegt. Werden diese Potenziale tatsächlich komplett für die Biogaserzeugung erschlossen und erhalten alle Biogasanlagen Zugang zu einer Biogasaufbereitungsstufe, lassen sich 35 Mrd. m<sup>3</sup> Biomethan erzeugen und so fast 40 Prozent unseres heutigen Erdgasverbrauchs decken. Allerdings lohnt sich eine Biogasaufbereitung bei einem Teil der Biogasanlagen wirtschaftlich nicht, da die Anlagen zu klein oder zu weit vom Gasnetz entfernt sind. Und ein Teil des Biomassepotenzials wird nicht zu heben sein, da es zu dezentral anfällt oder anderweitig genutzt wird. Unter Berücksichtigung dieser Einschränkungen liegt das realistisch erschließbare Potenzial niedriger, reicht aber immer noch aus, um etwa 9 bis 11,8 Mrd. m<sup>3</sup> Biomethan zu erzeugen und damit etwa 10 bis 13 Prozent des Gasverbrauchs zu decken.



NawaRo für Kinder



# Begriffsbestimmung „Biomethangas“ & Potenzial in der Energiewende:



Das größte Biomassepotenzial sieht das DBFZ bis 2030 beim Schnitt vom Dauergrünland und bei den Energiepflanzen. Die DBFZ-Forscher schreiben den Trend zur geringeren Nutztierhaltung bzw. zur geringeren Weidehaltung fort; für das freiwerdende Dauergrünland wäre die Energieerzeugung eine sinnvolle Alternative, die helfen kann, diesen wertvollen Landschaftstyp zu erhalten. Was den Energiepflanzenanbau betrifft, muss dieser nicht automatisch „Mais“ bedeuten.

Stattdessen könnten zunehmend auch biodiversitätsfördernde, bienenfreundliche und grundwasserschonende Dauerkulturen wie Wildblumen oder die Durchwachsene Silphie die Biomasse liefern.



Biomethan ermöglicht genau wie Erdgas vielseitige Anwendungsmöglichkeiten, etwa zur Wärmeversorgung von Gebäuden, als Kraftstoff oder zur Erzeugung von Prozesswärme in der Industrie. Insbesondere im Schiffsverkehr, im Schwerlast- und Hochtemperaturbereich, in dem andere erneuerbare Energien keine oder nur eine eingeschränkte Option sind, könnte Biomethan punkten.



Das aktuelle Gebäudeenergiegesetz (GEG) honoriert die Klimafreundlichkeit von Biomethan: Es setzt für das grüne Gas einen niedrigeren Primärenergiefaktor von 0,7 (Erdgas und Steinkohle: 1,1) bei Nutzung in einem Brennwertkessel und von 0,5 an, wenn die Verbrennung in einer hocheffizienten KWK-Anlage erfolgt. Niedrige Primärenergiefaktoren geben Bauherren mehr Spielraum, bei Neubau oder Sanierung vorgeschriebene Energiestandards einzuhalten und Fördermittel in Anspruch zu nehmen. Häuslebauer können mit dem Biomethaneinsatz in Brennwertkesseln außerdem ihre Nutzungspflicht erneuerbarer Energien erfüllen. Damit wurden die Rahmenbedingungen für Biomethan im Wärmesektor bereits deutlich verbessert. Auch die seit 2021 geltende CO<sub>2</sub>-Steuer des Bundes verleiht dem Energieträger Rückenwind. Erhält er auch auf der Erzeugungsseite noch Starthilfe, etwa durch die Förderung von Biogasaufbereitungsanlagen, könnte Biomethan beginnen, seine Potenziale bei der Wärme- und Mobilitätswende richtig auszuspielen.



[https://www.dbfz.de/fileadmin/user\\_upload/Referenzen/Studien/Kurzstudie\\_Biogas\\_2022.pdf](https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Studien/Kurzstudie_Biogas_2022.pdf)

## Fortschrittsmonitor: Klimaneutrale Gase

Autoren

### Metin Fidan

Partner, Europe West Green Transformation  
Leader and Europe West Mining & Metals  
Leader, Ernst & Young GmbH  
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft |  
Deutschland

### Carsten Buhl

Partner Climate Change and Sustainability  
Services, Ernst & Young GmbH  
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft |  
Deutschland

Biogas sowie Wasserstoff sind wesentliche Elemente der Energiewende.

### Überblick

- Zu den klimaneutralen Gasen zählen erzeugtes Biogas/Biomethan sowie Wasserstoff. Um diese zukünftig mehr in Deutschland einsetzen zu können, sind zum aktuellen Stand noch Importe notwendig.
- Der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft in Deutschland schreitet langsam voran. Jedoch muss das Ausbautempo gesteigert werden, um 2030 die geforderten 30 Prozent des Wasserstoffes selbst zu produzieren.

[https://www.ey.com/de\\_de/fortschrittsmonitor/fortschrittsmonitor-klimaneutrale-gase](https://www.ey.com/de_de/fortschrittsmonitor/fortschrittsmonitor-klimaneutrale-gase)

**Wasserstoff für Heizkunden erstmal untergeordnet  
=> erstmal eher für Industriekunden vorbehalten...**

## Kurzstudie zur Rolle von Biogas für ein klimaneutrales, 100 % erneuerbares Stromsystem 2035 (KS\_BSKES)

**Martin Dotzauer<sup>1</sup>, Tino Barchmann<sup>1</sup>, Uta Schmieder<sup>1</sup>, Nadja Rensberg<sup>1</sup>, Walter Stinner<sup>1</sup>, Karin Arnold<sup>2</sup>, Christine Krüger<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

<sup>2</sup> Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie



DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum  
gemeinnützige GmbH  
Torgauer Straße 116  
04347 Leipzig  
Tel.: +49 (0)341 2434-112  
Fax: +49 (0)341 2434-133  
[www.dbfz.de](http://www.dbfz.de)  
[info@dbfz.de](mailto:info@dbfz.de)

Datum: 07.07.2022

Kurzstudie zur Rolle von Biogas für ein klimaneutrales,  
100 % erneuerbares Stromsystem 2035 (KS\_BSKES)

Auftraggeber:

Energy2market GmbH  
Weißenfeller Str. 84  
04229 Leipzig

DWR eco GmbH (Inhaltliche Begleitung)  
Albrechtstraße 22  
10117 Berlin

Herausgeber:

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH  
Torgauer Straße 116  
04347 Leipzig  
Tel.: +49 (0)341 2434-112  
Fax: +49 (0)341 2434-133  
E-Mail: [info@dbfz.de](mailto:info@dbfz.de)  
Internet: [www.dbfz.de](http://www.dbfz.de)

Editorenteam:

**M.Sc. Martin Dotzauer**  
Tel.: +49 (0)341 2434-385  
E-Mail: [martin.dotzauer@dbfz.de](mailto:martin.dotzauer@dbfz.de)

**M.Sc. Tino Barchmann**  
Tel.: +49 (0)341 2434-375  
E-Mail: [tino.barchmann@dbfz.de](mailto:tino.barchmann@dbfz.de)

**Dr. Ing. Karin Arnold**  
Tel.: +49 (0) 202 2492-286  
E-Mail: [karin.arnold@wupperinst.org](mailto:karin.arnold@wupperinst.org)

Erstelldatum:

07.07.2022

Projektnummer DBFZ:

P3310071

Gesamtseitenzahl + Anlagen

46

[https://www.dbfz.de/fileadmin/user\\_upload/Referenzen/Studien/Kurzstudie\\_Biogas\\_2022.pdf](https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Studien/Kurzstudie_Biogas_2022.pdf)



## 1 Zusammenfassung und Kernbotschaften

Die vorliegende Kurzstudie zur Rolle von Biogas für ein klimaneutrales, 100 % erneuerbares Stromsystem 2035 spannt einen thematischen Bogen von den Rahmenbedingungen zur Stromerzeugung aus Biogas, über den Status Quo verschiedener Nutzungspfade und zeigt Ausbaupotentiale für Biogas und andere erneuerbare Gase auf. Darauf aufbauend wird die zukünftige Rolle von Biogas abgeleitet und eine Bewertung gegenüber Biomethan und Wasserstoff vorgenommen.

Die Biogaserzeugung und -nutzung leistet in Deutschland (Stand Juni 2022) einen relevanten und wichtigen Beitrag zur Versorgung mit erneuerbaren Energien in den Sektoren Strom, Wärme und Kraftstoffe. Zukünftig bietet eine Weiterentwicklung des Anlagenbestandes im Stromsektor die Chance, erhebliche Anteile der zunehmenden Residuallastschwankungen durch Windkraftanlagen und Photovoltaik auszugleichen, wenn dazu ein signifikanter Teil des heutigen Anlagenbestandes bis ins Jahr 2035 erhalten und gleichzeitig qualitativ weiterentwickelt wird.

Die deutsche Bundesregierung hat mit dem EEG 2023 und dem Osterpaket bis 2030 ein Ausbauziel von 80 % erneuerbare Energien im Stromsektor beschlossen und sich auf dem G7 Gipfel in Elmau im Juni 2022 zu einem klimaneutralen Stromsystem bis 2035 verpflichtet. Hohe formelle Anforderungen, geringe Vergütungssätze, gestiegene Investitions- und Finanzierungsrisiken sowie zunehmender Kostendruck zu führen aber zu einer wachsenden Diskrepanz gegenüber den Ausbauzielen für Biomasse. Der Erhalt einer relevanten Größenordnung an Biogasanlagen erfordert deshalb zukünftig bessere Rahmenbedingungen für eine höhere Investitionssicherheit und die Anpassung Einsatzstoffzusammensetzung, durch die Reduktion des Energiepflanzeneinsatzes und einer verstärkten Nutzung landwirtschaftliche Rest- und Abfallstoffe (Gülle, Mist, Stroh, etc.). Die Ergebnisse der Kurzstudie umfassen 5 Kernbotschaften:

### 1. Erneuerbare Gase sind elementare Bausteine für das zukünftige Stromsystem, ein Mix aus Biogas, Biomethan und Wasserstoff bietet große Chancen Versorgungsrisiken besser zu streuen.

Die Stromproduktion wird zukünftig vor allem von Wind und PV gedeckt, wobei Erdgas in 2035 nur noch zu einem sehr kleinen Teil zur Spitzenlastdeckung beitragen wird und bis 2045 komplett aus dem Energiesystem verdrängt wird. Die Größenordnung der nachhaltig verfügbaren Biomasse zur Energieerzeugung bleibt in etwa auf dem derzeitigen Niveau erhalten, wobei zukünftig homogene und hochkalorische Biomassen bevorzugt in der Industrie nachgefragt werden. Zur Stromerzeugung werden entsprechend stärker Rest- und Abfallstoffe eingesetzt, die sich am ehesten in regional angepassten Biogasanlagen verwerten lassen, holzartige Biomasseströme werden über die Verbrennung erschlossen. Wasserstoff wird wahrscheinlich vorrangig in der Industrie zur direkten Dekarbonisierung genutzt und auf Grund hoher Bereitstellungskosten nur in geringem Umfang zur Stromerzeugung genutzt.

### 2. Die Rolle von Biogas bzw. Biomethan im Stromsystem der Zukunft besteht in der flexiblen Stromproduktion zur Glättung der Residuallast und damit als Ersatz für Erdgas in der Spitzenlast.

Im Rahmen einer vereinfachten Betrachtung zur Residuallastglättung konnte gezeigt werden, dass mit steigenden Überbauungsfaktoren (bis  $PQ = 4$ ) eine Verbesserung der Systemintegration der fluktuierenden Einspeisung aus Wind- und Solarstrom erreicht wird. Eine darüber hinaus gehende Flexibilisierung kann aus betriebswirtschaftlicher Perspektive zielführend sein, wenn die notwendigen Retrofit-Maßnahmen amortisiert werden können. In der Studie wird in 2035 mit knapp 5 GW installierter Leistung aus Biogas und Biomethan gerechnet. Höhere Kapazitäten könnten den Beitrag von Erdgas zur Residuallast bis 2035 weiter reduzieren, wenn entsprechend mehr Biomasse zur Stromerzeugung mobilisiert wird.



### 3. Unter Fortschreibung der aktuellen Regelungen im EEG ist für Biogasanlagen trotz Flexibilisierung mit einem Rückgang der installierten Leistung als auch der Stromproduktion zu rechnen

Die aktuellen Regelungen des EEG zeigen sowohl im Anlagenbestand als auch im Bereich der Neubauproduktion über die Ausschreibungen, das bereits heute ein Nettorückgang der installierten elektrischen Leistung als auch der erzeugten Arbeit zu beobachten ist. Wenn diese Entwicklungen fortgeschrieben werden, wird bis 2035 der Biogas-Anlagenbestand weiter schrumpfen. Im optimistischen Fall können, im hier dargestellten Maximalszenario, ca. 5 GW installierte Leistung mit 15 TWh Stromproduktion aus Biogas und Biomethan erhalten werden. Die entstehende Ökostromlücke gegenüber dem heutigen Niveau von ca. 30 TWh müsste durch zusätzliche Ausbaumengen für Wind und Solarstrom als auch alternative Flexibilitätsoptionen kompensiert werden. Da sowohl steuerbare Leistung verloren geht als auch höhere Anteile von Wind und Solarstrom den Flexibilitätsbedarf zusätzlich steigern, wird das Stromsystem hier doppelt belastet. Es sollte daher sorgfältig abgewogen werden, ob aus Gesamtsystemsicht eine Weiterentwicklung des Biogasanlagenbestandes oder die Kompensation der fehlenden Funktionen die Erreichung der Energiewendeziele bis 2035 effektiv und effizient unterstützen.

### 4. Der Rückgang der Biogasverstromung führt zu sinkenden Rohstoffbedarfen, gleichzeitig kann ein vermehrter Einsatz von Rest- und Abfallstoffen nachwachsende Rohstoffe substituieren.

Die Einsatzstoffversorgung kann von nachwachsenden Rohstoffen, wie Maissilage, bis 2035 weitestgehend auf Rest und Abfallstoffe umgestellt werden. Zum einen führt die in der Kurzstudie angenommene rückläufige Stromproduktion aus Biogas dazu, dass der Bedarf an Einsatzstoffen grundsätzlich zurück geht. Zum anderen kann durch die Mobilisierung bisher ungenutzter Rest- und Abfallstoffe im Umfang von 17,5 TWh (bezogen auf den Heizwert der entsprechenden Biogaspotentiale), der Bedarf an Energiepflanzen zusätzlich reduziert werden. Die Auswahl der Rest- und Abfallstoffe sowie die geschätzten Mobilisierungsquoten erfolgte unter Berücksichtigung möglicher Nutzungskonkurrenzen und Einschränkungen für die Mobilisierbarkeit. Einschränkend ist hierbei zu erwähnen, dass Rest- und Abfallstoffe häufig mit höherem logistischem Aufwand, prozesstechnischen Herausforderungen sowie regulatorischen Einschränkungen verbunden sind. Einschränkungen der Flexibilität bestehen dadurch aber prinzipiell nicht, da diese technisch gesehen erst nach der Gaserzeugung ansetzt.

### 5. Im Anlagenbestand besteht ein erhebliches Potential zur weitergehenden Flexibilisierung. Ohne Anpassung des Regulierungsrahmens und einer Abmilderung von Risiken für die notwendigen Investitionen kann dieses aber nur teilweise für das Energiesystem erschlossen werden.

Im Kern dürften trotz der aktuell attraktiven Preissignale auf den Strommärkten für viele Anlagenbetreibende bzw. deren Hausbanken die finanziellen Risiken für weitere Flexibilisierungsmaßnahmen überwiegen und ein wesentlicher Grund für die derzeit geringe Investitionsdynamik in diesem Bereich sein. Vor allem die Kombination aus der feststehenden Laufzeitbegrenzung der Flexibilitätsprämie für Anlagen, die diese bereits beziehen, zusammen mit der verkürzten Förderdauer von nur 10 Jahren für Bestandsanlagen im Ausschreibungsdesign erschweren die Abschreibung von zusätzlichen Anlagenkomponenten über deren technische Laufzeit. Die durch das EEG abgesicherten Zeiträume zur Refinanzierung von BHKW, Gas- und Wärmespeicher sind damit gegenüber Neuanlagen bzw. bei erstmaliger Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie deutlich verkürzt. Diese Hemmnisse ließen sich entweder durch eine Anpassung der Flexibilitätsprämie (Stichwort Stauchungsmodell) oder eine Angleichung der Vergütungsdauer für Bestandsanlagen auf 20 Jahre beseitigen. Welcher Ansatz dabei den kosteneffizientesten Weg darstellt und ob auch das aktuelle Vergütungsniveau ausreicht um eine nachhaltige Betriebsperspektive für eine relevanten Größenordnung von Anlagen zu sichern, bedarf einer weitereingehenden Analyse.