Stand 21. Januar 2020

Ergebnisse des regulatorischen Lernens in NEW 4.0 – Vorschläge (Forderungen) für Änderungen des regulatorischen Rahmens zum wirksamen Klimaschutz

Für eine wirksame und rasche Senkung der ThG/CO2-Emissionen in allen Sektoren des Energiesystems sind unsere Forderungen:

1. Es müssen **Anreize für Investitionen in klimafreundliche, systemdienliche Technologien** auf Basis erneuerbar erzeugter Energien in der Industrie, in Haushalten und in Unternehmen gesetzt werden, die die Versorgungssicherheit sicherstellen, ThG/CO2-Minderung bewirken und in einem Marktrahmen funktionieren.

2. Zur Erreichung der Klimaschutzziele in Hamburg, Deutschland und der EU und damit einer wirksamen Dekarbonisierung in allen Sektoren brauchen wir neben der Einsparung und Erhöhung der Effizienz einen deutlichen **Ausbau der Erzeugung erneuerbarer Energien.** Fossile Energieträger in den unterschiedlichen Sektoren müssen direkt durch Strom aus erneuerbaren Quellen oder indirekt durch Umwandlung erneuerbar erzeugten Stroms in synthetische Gase wie Wasserstoff ersetzt werden. Um diesen Bedarf zu decken müssen die erneuerbaren Erzeugungskapazitäten bis 2030 massiv gesteigert werden. Um diese deutlich steigende erneuerbar erzeugte Energie systemsicher integrieren zu können, sind Speichertechnologien und die Nutzung von Flexibilitäten erforderlich.

3. Heutige regulatorische Hemmnisse und Benachteiligungen des Einsatzes dieser Technologien – Strom ist gegenüber fossilen Energieträgern wie Öl, Gas, und Kohle durch Steuern und Abgaben erheblich benachteiligt - müssen beseitigt und gleichzeitig Anreize für ThG/CO2-mindernde Technologien geschaffen werden. Der ThG/CO2-Ausstoß muss zum Maßstab der staatlich induzierten Strompreisbestandteile (SIP) [1] werden.

4. SIP und Netznutzungsentgelte machen knapp 70 Prozent des Strompreises von Letztverbrauchern aus. Die damit verbundenen Hemmnisse müssen durch eine Doppelstrategie beseitigt werden:

- **Durch die neue, ansteigende CO2-Bepreisung fossiler Energieträger** einerseits bei gleichzeitiger Senkung der **Steuern und Abgaben auf Strom aus erneuerbaren Energien für Unternehmen und Haushalte andererseits. Hierzu gehört auch eine Differenzierung der Netzentgelte in Bezug auf eine Netzdienlichkeit der Anwendung. So entsteht eine Lenkungsfunktion** für die Nutzung von erneuerbarem Strom gegenüber fossilen Energieträgern.
- Dies gilt für den Einsatz dieses Stroms in allen Sektoren, für dessen **Umwandlung** in Wärme, Wasserstoff und synthetische Gase sowie für

[1] Zu den SIP gehören Stromsteuer, EEG-Umlage, KWK-Umlage, Konzessionsabgabe, Offshore-Haftungsumlage, § 19.2 StromNEV-Umlage, § 18 AbLaV-Umlage

die **Speicherung** und **systemdienliche Nutzung** verbunden mit einer ThG/CO2-Minderung.
- Eine Kombination aus **SIP-Reduzierung, Netzentgelt-Anpassung und CO2-Preis** leistet einen Beitrag für den wirtschaftlichen Betrieb und reizt Investitionen in Speicher, Wasserstoff-Erzeugung, industrielle Flexibilität sowie Power-to-Heat für die Wärmeerzeugung an.

Es sollten die Grundsätze der Aufkommensneutralität und der Vermeidung sozialer Härten berücksichtigt werden.

5. Unsere Vorschläge (Forderungen) **für den wirtschaftlichen Einsatz von Strom aus erneuerbaren Quellen:**

- Einführung einer CO2-Bepreisung von 50-60 €/t CO2 und gleichzeitige Absenkung und Befreiung der SIP[2]
- eine Differenzierung der Netznutzungsentgelte für systemdienliche Anwendungen
- Beseitigung von Hemmnissen beim Einsatz von systemdienlicher und -stabilisierender Flexibilität von (industriellen Groß-) Verbrauchern (z.B. durch Lastflexibilisierung der Industrie), von dem reguläre Lastgänge und Systemdienstleistungen getrennt behandelt werden[3]
- vollständige Befreiung[4] aller Stromspeicher[5i] von Abgaben und Umlagen (SIP) des Strombezugs
- Weitgehende Befreiung (systemdienlicher) Power-to-Gas- und Power-to-Heat[6]-Anlagen von Abgaben und Umlagen des Strombezugs

Neben der direkten Befreiung von SIP kann auch die Vergütung als Systemdienstleistung die erforderliche Lenkungsfunktion auslösen.

Eine SIP-Reduzierung führt nicht zwingend zu Mindereinnahmen der Abgaben/Umlagen, wenn es sich um neue Anlagen handelt. Bei Bestandsanlagen, sofern sie die Voraussetzungen erfüllen, wären die Mindereinnahmen durch Einnahmen aus der CO2-Bepreisung zu kompensieren.
Rechtliche Voraussetzungen für die Reduzierung der SIP ist eine netzentlastende bzw. systemdienliche Wirkung und/oder eine direkte wirksame ThG/CO2-Minderung.

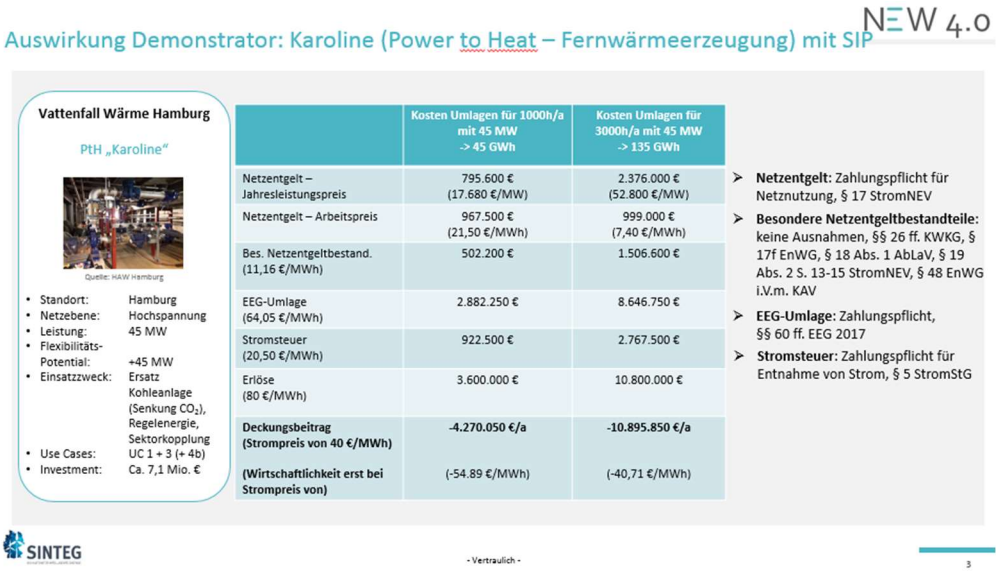
Mit diesem Entlastungspfad werden Innovationen in **klimafreundliche Technologien bei Unternehmen und Bürgern angereizt** und der

---

[2] Es ist bereits vorgesehen die Einnahmen aus dem Brennstoff-Emissionshandel zur Senkung der EEG Umlage zu nutzen..
[3] Auf Basis getrennt erfasster Lastgänge müssen für systemdienliche Flexibilität Entlastungen in den Netzentgeltregelungen realisiert werden.
[4] Einen Überblick über die historisch gewachsene und zum Teil nicht ganz schlüssige Belastung mit SIP gibt der Navigator der Stiftung umweltenergierecht: http://strompreisbestandteile.de/
[5] Anlagen die Strom aus dem Netz entnehmen und dorthin zurück speichern. Zum Beispiel Batteriespeicher, Pumpspeicher aber auch PtG-Anlagen mit Rückverstromung.
[6] Power-to-Heat-Anlagen für die Wärmeversorgung können sowohl systemdienlich als auch direkt CO2/ThG-mindernd eingesetzt werden (PtH als Ersatz für fossile Erzeugeranlagen).

Industriestandort Deutschland gesichert. Dabei muss der Umbau sozialverträglich gestaltet werden.

Anlage



Auswirkung Demonstrator: Karoline (Power to Heat – Fernwärmeerzeugung) mit SIP

NEW 4.0

Vattenfall Wärme Hamburg

PtH „Karoline"

- Standort: Hamburg
- Netzebene: Hochspannung
- Leistung: 45 MW
- Flexibilitäts-Potential: +45 MW
- Einsatzzweck: Ersatz Kohleanlage (Senkung CO_2), Regelenergie, Sektorkopplung
- Use Cases: UC 1 + 3 (+ 4b)
- Investment: Ca. 7,1 Mio. €

	Kosten Umlagen für 1000h/a mit 45 MW -> 45 GWh	Kosten Umlagen für 3000h/a mit 45 MW -> 135 GWh
Netzentgelt – Jahresleistungspreis	795.600 € (17.680 €/MW)	2.376.000 € (52.800 €/MW)
Netzentgelt – Arbeitspreis	967.500 € (21,50 €/MWh)	999.000 € (7,40 €/MWh)
Bes. Netzentgeltbestand. (11,16 €/MWh)	502.200 €	1.506.600 €
EEG-Umlage (64,05 €/MWh)	2.882.250 €	8.646.750 €
Stromsteuer (20,50 €/MWh)	922.500 €	2.767.500 €
Erlöse (80 €/MWh)	3.600.000 €	10.800.000 €
Deckungsbeitrag (Strompreis von 40 €/MWh)	**-4.270.050 €/a**	**-10.895.850 €/a**
(Wirtschaftlichkeit erst bei Strompreis von)	(-54.89 €/MWh)	(-40,71 €/MWh)

- **Netzentgelt:** Zahlungspflicht für Netznutzung, § 17 StromNEV
- **Besondere Netzentgeltbestandteile:** keine Ausnahmen, §§ 26 ff. KWKG, § 17f EnWG, § 18 Abs. 1 AbLaV, § 19 Abs. 2 S. 13-15 StromNEV, § 48 EnWG i.V.m. KAV
- **EEG-Umlage:** Zahlungspflicht, §§ 60 ff. EEG 2017
- **Stromsteuer:** Zahlungspflicht für Entnahme von Strom, § 5 StromStG

SINTEG

- Vertraulich -

3

Auswirkung Demonstrator: Wind to Gas (Wasserstofferzeugung) mit SIP

Wind to Gas Energy

H_2 zur Gasnetzeinspeisung und Tankstellenbelieferung

Quelle: Bertold Fabricius

- Standort: Brunsbüttel
- Netzebene: Mittelspannung
- Leistung: 2,4 MW
- Flexibilitäts-Potential: +2,4 MW
- Einsatzzweck: Vermeidung EinsMan, Sektorkopplung
- Use Cases: UC 2 + 5
- Investment: Ca. 4,3 Mio. €

	Kosten Umlagen für 1000h/a mit 2,4 MW -> 2,4 GWh	Kosten Umlagen für 3000h/a mit 2,4 MW -> 7,2 GWh
Netzentgelt – Jahresleistungspreis	28.512 €	211.200 €
Netzentgelt – Arbeitspreis	114.000 €	123.120 €
Bes. Netzentgeltbestand. (11,16 €/MWh)	26.784 €	80.352 €
EEG-Umlage (64,05 €/MWh)	153.720 €	461.160 €
Stromsteuer (bei 30% Betriebsstrom ca. 6,15 €/MWh)	14.760 €	44.280 €
Erlöse (42 €/MWh)	100.800 €	302.400 €
Deckungsbeitrag (Strompreis von 40 € /MWh)	**-332.976 €/a** (-98,74 €/MWh)	**-905.712 €/a** (-85,79 €/MWh)

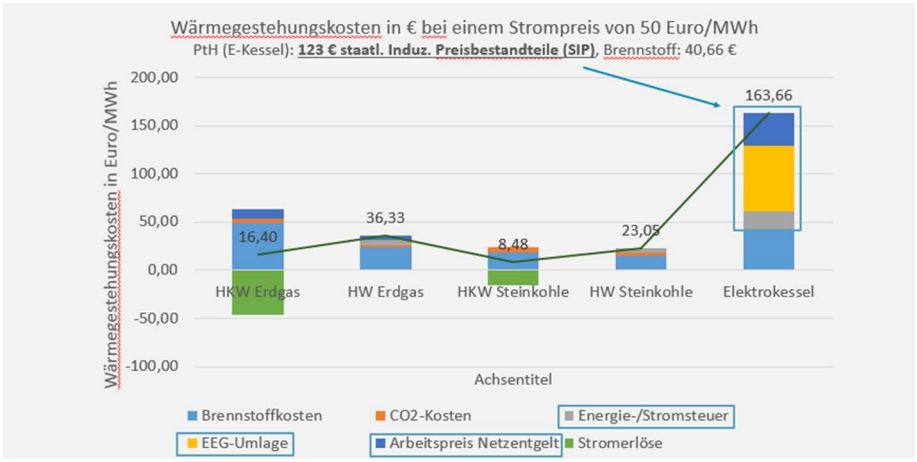
- **Netzentgelt:** Zahlungspflicht für Netznutzung, § 17 StromNEV
- Ob ohne Zahlungspflicht beim Netzentgelt auch keine Zahlungspflichten zu den **bes. Netzentgeltbestandteilen** bestehen, ist rechtlich noch nicht geklärt.
- **EEG-Umlage:** wird derzeit in voller Höhe gezahlt. Befreiungsmöglichkeit denkbar (nur) bei Rückverstromung, § 61l Abs. 1 S. 1 und S. 3 Abs. 2 EEG 2017
- **Stromsteuer:** Befreiung für UProdG iSd. StromStG im Umfang, wie der Strom für die Elektrolyse verbraucht wird, § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG. Nicht befreit: sonstiger Betriebsstrom.

SINTEG

- Vertraulich -

4

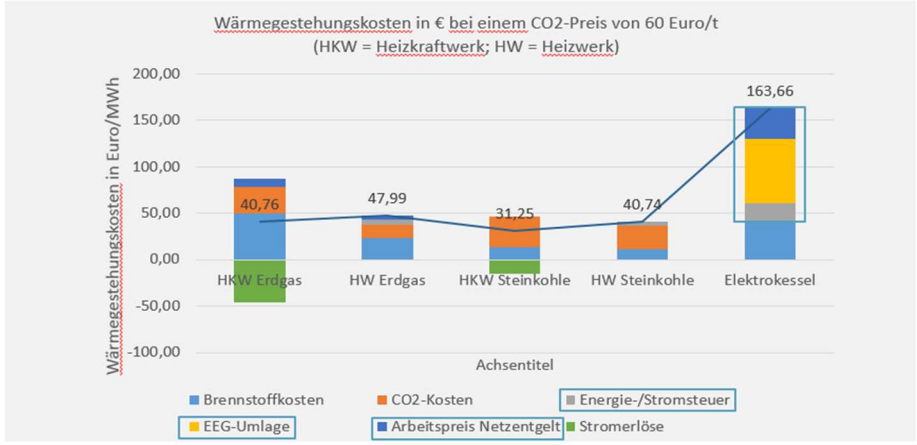
Wettbewerbsverzerrung: Wärmegestehungskosten PtH durch SIP verteuert



SINTEG

- Vertraulich -

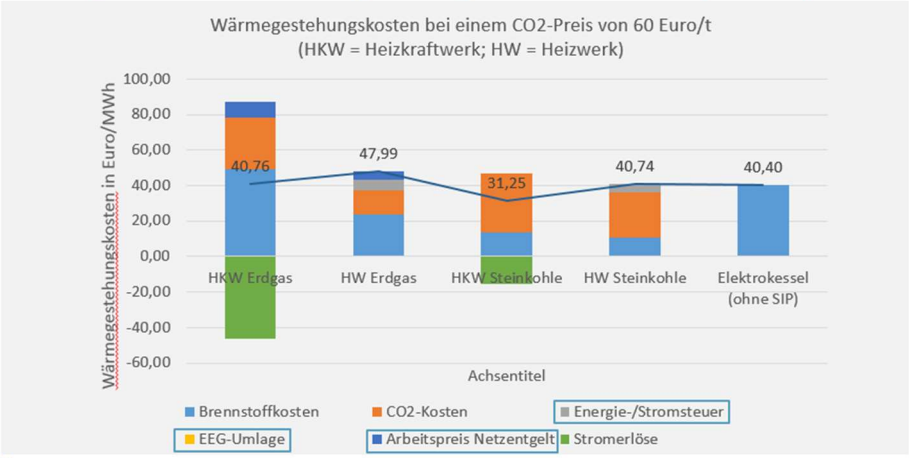
Wirkung CO2-Preis auf Wärmegestehungskosten Fernwärme



SINTEG

- Vertraulich -

Wirkung CO2-Preis auf Wärmegestehungskosten Fernwärme (ohne SIP)



SINTEG

- Vertraulich -

Demonstrator: Karoline (Power to Heat) – Fernwärmeerzeugung (ohne Stromsteuer, EEG, NNE Leistungspreis)

Vattenfall Wärme Hamburg

PtH „Karoline"

Quelle: HAW Hamburg

- Standort: Hamburg
- Netzebene: Hochspannung
- Leistung: 45 MW
- Flexibilitäts-Potential: +45 MW
- Einsatzzweck: Ersatz Kohleanlage (CO_2), Regelenergie, Sektorkopplung
- Use Cases: UC 1 + 3 (+ 4b)

	Kosten Umlagen für 1000h/a mit 45 MW -> 45 GWh	Kosten Umlagen für 3000h/a mit 45 MW -> 135 GWh
Netzentgelt – Jahresleistungspreis	-	-
Netzentgelt – Arbeitspreis	967.500 € (21,50 €/MWh)	999.000 € (7,40 €/MWh)
Bes. Netzentgeltbestand.	-	-
EEG-Umlage	-	-
Stromsteuer (20,50 €/MWh)	-	-
Stromkosten (bei 40 €/MWh)	1.800.000 €	5.400.000 €
Erlöse (80 €/MWh)	3.600.000 €	10.800.000 €
Deckungsbeitrag pro MWh	**832.500 €/a 19,50 €**	**4.401.000 €/a 19,50 €**

- **Netzentgelt**: Zahlungspflicht für Netznutzung, § 17 StromNEV
- **Besondere Netzentgeltbestandteile**: keine Ausnahmen, §§ 26 ff. KWKG, § 17f EnWG, § 18 Abs. 1 AbLaV, § 19 Abs. 2 S. 13-15 StromNEV, § 48 EnWG i.V.m. KAV
- **EEG-Umlage**: Zahlungspflicht, §§ 60 ff. EEG 2017
- **Stromsteuer**: Zahlungspflicht für Entnahme von Strom, § 5 StromStG

SINTEG

- Vertraulich -

6

Demonstrator: TRIMET (Flexibilisierung bestehender Anlagen)

TRIMET

Dynamisierung Aluminiumelektrolyse

- Standort: Hamburg
- Netzebene: Hochspannung
- Leistung: 2,5 MW
- Flexibilitäts-Potential:
  - Pilot: +/- 1,25 MW
  - Hütte HH: +40 MW/-20 MW (+48h/-96h)
  - Roll Out D: ca. +/- 120 MW
- Einsatzzweck: DSM, Regelenergie
- Use Cases: UC 1 - 4
- Investment: ca. 4 Mio. €

Virtuelle Speicherleistung und CO2-Vermeidung	
Speicherleistung TRIMET Hamburg mit allen 270 Zellen (+40 MW/-20 MW)	3.840 MWh / Woche
Jahresspeicherleistung	192.000 MWh / a
CO2-Einsparung (Beladung mit EE-Überschuss-Strom (CO2-Faktor = 0) , Entladung mit CO2-Faktor des deutschen Netzes (0,56 t CO2/MWh))	**107.520 t CO2 p.a.**

Stark erhöhte Netzkosten bei industrieller Flexibilität	Ohne Flexibilität	Mit Flexibilität (40 MW/ ca. 20%)
Jahreshöchstlast	250 MW	290 MW
Jahresarbeit	2.000 GWh	2.000 GWh
Benutzungsstunden	8.000 VBh	**6.900 VBh** (< 7000 VBh)

Mehrkosten von >= 20 Mio. €

Vorschläge zur Verbesserung der wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen:

- Die systemdienliche Lastflexibilisierung darf nicht zur Aufhebung der Netzentgeltprivilegien führen. Dies kann dadurch erreicht werden, dass die Lastgänge (Produktions- und Flexibilisierungslastgang) getrennt erfasst werden.
- Zudem könnten für industrielle Lastflexibilitäten neue SDL-Produkte geschaffen werden, um die vielseitigen Potentiale systemdienlich nutzen zu können. Hierfür müsste auch die Anreizregulierung für die Netzbetreiber angepasst werden.

SINTEG

- Vertraulich -

54