

Dörpum 100% erneuerbar

Abschlussbericht zur Erstellung eines integrierten Quartierskonzeptes

Gemeinde Bordelum „Schaufenster Dörpum“

In Auftrag von

Amt Mittleres Nordfriesland

Projekt:

Dörpum 100% erneuerbar Von:

ARGE Energie Dörpum

Dorfstraße 15
D-24996 Ahneby

Erstellt von

Lukas Schmeling, Jörgen Klammer

19.12.2018

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	7
1.1.	Ausgangssituation	7
1.2.	Zielsetzung	8
2.	Zusammenfassung	9
3.	Datenerfassung Wärmeversorgung	10
3.1.	Verbraucher Haushalte, Landwirtschaft und Gewerbe	10

DÖRPUM 100% Erneuerbar

3.2.	Verbraucher Trocknungsanlage	13
3.3.	Lastprofil.....	13
3.4.	Erzeuger.....	15
3.5.	Ausgangspotential Fernwärmenetz	16
3.6.	CO2- und Energie-Bilanz der Wärmeversorgung	16
4.	Datenerfassung Stromversorgung	18
4.1.	Verbraucher	18
4.2.	Lastprofile	19
4.3.	Erzeuger.....	21
4.4.	Ausgangspotential Netze	23
4.5.	CO2- und Energie Bilanz der Stromversorgung	24
5.	Maßnahmen Wärme im EEG	26
5.1.	Einsparpotential	26
5.2.	Maßnahmen 100% erneuerbar Ortskern	27
5.3.	Versorgung Siedlung	30
5.3.1.	Szenario 1	30
5.3.2.	Szenario 2	32
6.	Maßnahmen Strom	35
6.1.	Maßnahme 1: BGA Dörpum wird Stromlieferant	35
6.1.1.	Definition	35
6.1.2.	Rechtliche Gestaltung	35
6.1.3.	Preisgestaltung	35
6.1.4.	Regionale Wertschöpfung.....	36
6.1.5.	CO2 und Energiebilanz	37
6.2.	Maßnahme 2: Aktivierung eines Privatnetzes	37
6.2.1.	Rechtliche Gestaltung	39
6.2.2.	Preisgestaltung	40
6.2.3.	CO2 -Bilanz	43
6.3.	Maßnahme 3: Betreib des Arealnetzes	43
6.3.1.	Definition	43
6.3.2.	Rechtliche Gestaltung	43
6.3.3.	Preisgestaltung	45
6.3.4.	Regionale Wertschöpfung.....	45
6.3.5.	CO2-Bilanz	46
7.	Gründung Gemeindewerk	47
7.1.	Rechtlicher Hintergrund	47

7.2.	Zusammenfassung Gemeindewerk	47
7.3.	Zeitliche Umsetzung	48
8.	Maßnahmen post-EEG	49
8.1.	Definition	49
8.2.	Rahmenbedingungen und Voraussetzungen	49
9.	Haftungsausschluss	51
10.	Literaturverzeichnis	52

Anhang 1: Rechtliches Gutachten

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzungen	
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
Ca.	circa
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
AC	Alternating Current (Wechselstrom)
DC	Direct Current (Gleichstrom)
P	Leistung
E	Energie
el.	elektrisch
ICT IKT	Information- and Communication Technology oder auch Informations- und Kommunikationstechnologie
th.	thermisch
PV	Photovoltaik
WKA	Wasserkraftanlage
FW	Fernwärme
WP	Wärmepumpe
Einheiten	
kg	Kilo Gramm

km ²	Quadrat Kilometer
kW	Kilo Watt
kWel	Kilo Watt elektrisch
kWh	Kilo Watt Stunden
kWp	Kilo Watt Peak (DC Leistung bei Standard Test Bedingungen)
MWh/a	Mega Watt Stunden pro Jahr
MW	Mega Watt
m ²	Quadratmeter

Abbildungsverzeichnis

ABBILDUNG 1: HISTOGRAMM CLUSTER-ZUORDNUNG DER 123 ERFASSTEN HAUSHALTE IN DÖRPUM	12
ABBILDUNG 2: ENERGIEVERTEILUNG DER CLUSTER.....	12
ABBILDUNG 3: LASTPROFIL WINTER 2017/2018	14
ABBILDUNG 4: JAHRESDAUERLINIE CLUSTERGEBÄUDE C3	14
ABBILDUNG 5: LEISTUNGSVERLAUF THERMISCHE ERZEUGUNG BGA	15
ABBILDUNG 6: WÄRMENETZ IM BESTAND DES QUARTIER DÖRPUM	17
ABBILDUNG 7: SIMULIERTES LASTPROFIL WINTERWERKTAG (HÖCK, 2018).....	19
ABBILDUNG 8: GEMESSENES LASTPROFIL WINTERWERKTAG (QUELLE: MESSDATEN CARPEDIEM-PROJEKT)	19
ABBILDUNG 9: SIMULIERTES LASTPROFIL WINTERSAMSTAG (HÖCK, 2018)	20
ABBILDUNG 10: GEMESSENES LASTPROFIL WINTERSAMSTAG (QUELLE: MESSDATEN CARPEDIEM-PROJEKT)	20
ABBILDUNG 11: SIMULIERTES LASTPROFIL WINTERSONNTAG (HÖCK, 2018)	20
ABBILDUNG 12: GEMESSENES LASTPROFIL WINTERSONNTAG (HÖCK, 2018)	21
ABBILDUNG 13: SIMULATION ISTZUSTAND ORTSNETZ DÖRPUM (HÖCK, 2018)	22
ABBILDUNG 14: ELEKTRISCHE VERBINDUNG ZWISCHEN BGA DÖRPUM UND EINIGEN HAUSHALTEN	24
ABBILDUNG 15: WÄRMENETZ MIT ZUSÄTZLICHER VERTEILTRASSE IM ORTSKERN	29
ABBILDUNG 16: WÄRMENETZ ANSCHLUSS SIEDLUNG	31
ABBILDUNG 17: SIEDLUNG MIT HHS ALS SATELLITEN-LÖSUNG	33
ABBILDUNG 18: JAHRESDAUERLINIE DER VERBRAUCHER IM PRIVATNETZ	38
ABBILDUNG 19: ÜBERSICHTSBILD KLEINES PRIVATNETZ IM AKTIVIERTEN ZUSTAND (GOOGLE MAPS)	39
ABBILDUNG 20: EBENEN EINES MODERNEN NETZES [QUELLE TADA 2013]	50

Tabellen Verzeichnis

TABELLE 1: DEFINITION DER CLUSTER UND IDENTIFIZIERTE GEBÄUDE	10
TABELLE 2: NEUDEFINITION CLUSTER NACH SPEZIFISCHEM WÄRMEBEDARF	11
TABELLE 3: CHARAKTERISTISCHE GEBÄUDE MIT NEUEM UND ALTEM CLUSTER	11
TABELLE 4: VERBRAUCHSDATEN TROCKENANLAGE	13
TABELLE 5: ZUSAMMENFASSUNG POTENTIAL/STATUS FERNWÄRME	16
TABELLE 6: ENERGIE- UND CO ₂ -BILANZ DER WÄRMEVERSORGUNG	16
TABELLE 7: JÄHRLICHER STROMVERBRAUCH DÖRPUM	18
TABELLE 8: ERZEUGER IN DER NÄHE DES AREALNETZES (SCHLESWIG-HOLSTEIN NETZ AG, 2018)	21
TABELLE 9: SIMULATIONSERGEBNIS IST-ZUSTAND ORTSNETZ DÖRPUM (HÖCK, 2018)	22
TABELLE 10: SIMULATIONSERGEBNIS PV BESTAND IM ORT + BGA (HÖCK, 2018)	22
TABELLE 11: BILANZRECHNUNG STROMMIX DÖRPUM (CLIMATE CHANGE GEMIS 4.9, 2008)	22

.....	25	TABELLE 12:	HAUSHALTE NACH LAGE WÄRMEQUELLE UND HEIZLAST.....	26	TABELLE 13:	HEIZLAST IN ABHÄNGIGKEIT DES SANIERUNGSGRADES
.....	27	TABELLE 14:	VERSORGUNG ORTSKERN MIT HHS	29	TABELLE 15:	EINSPARUNG CO2 100 % EE WÄRME ORTSKERN (CLIMATE CHANGE GEMIS 4.9, 2008)
.....	30	TABELLE 16:	BGA FERNWÄRMEVERSORGUNG SIEDLUNG	31	TABELLE 17:	EINSPARUNG CO2 BILANZ SIEDLUNG HHS ÜBER WÄRMENETZ (CLIMATE CHANGE GEMIS 4.9, 2008)
.....	33	TABELLE 18:	HHS FERNWÄRME SIEDLUNG	34	TABELLE 19:	EINSPARUNG CO2 SIEDLUNG HSS-SATELLIT (CLIMATE CHANGE GEMIS 4.9, 2008)
.....	36	TABELLE 20:	STROMPREISGESTALTUNG BGA IN DER DIREKTVERMARKTUNG	37	TABELLE 21:	EINSPARUNG CO2 ÜBER BGA DIREKTVERMARKTUNG (CLIMATE CHANGE GEMIS 4.9, 2008)
.....	38	TABELLE 22:	ELEKTRISCHE JAHRESVERBRÄUCHE IM PRIVATNETZ	39	TABELLE 23:	AUFSTELLUNG DER KOSTEN FÜR DAS PRIVATNETZ MIT PV UND SPEICHER
.....	41	TABELLE 24:	STROMPREISGESTALTUNG BGA IN EINEM PRIVATNETZ	43	TABELLE 25:	EINSPARUNG CO2 MIT AKTIVEM PRIVATNETZ (CLIMATE CHANGE GEMIS 4.9, 2008)
.....	45	TABELLE 26:	STROMPREISGESTALTUNG BGA ALS AREALNETZBETREIBER			

1. Einleitung

Der erste Meilensteinbericht soll den heutigen Stand der Energieerzeugung und des Verbrauches im „Schaufenster Dörpum“, auf dem Weg zu einer hundertprozentigen erneuerbaren Versorgung der Haushalte und des Gewerbes der Gemeinde Bordelum aufzeigen. Grundlage für die Umstellung auf eine komplett erneuerbare und autarke Energieversorgung der Gemeinde Bordelum, ist ein umfassendes Quartierskonzept für die Teilgemeinde Dörpum, das im Folgenden näher beschrieben wird.

1.1. Ausgangssituation

Die Gemeinde Bordelum liegt im Kreis Nordfriesland in Schleswig-Holstein. Die Region zeichnet sich durch einen großen Anteil an regenerativer Energieversorgung aus. Stromseitig ist die Gemeinde bereits bilanziell energieautark und als sogenannte Überhangregion zu bewerten. Allerdings fehlt ein Bezug zu der Energienutzung im direkten Lebensumfeld – erneuerbare Energien werden bisher lediglich in die nachgelagerten Netze eingespeist. Vor diesem Hintergrund wurde in der Gemeinde von der

Interessengemeinschaft „Erneuerbare Bordelum“, bestehend aus Vertretern der Gemeinde, der lokalen Betreibergesellschaften, privaten Initiatoren und regionalen Unternehmen, die Projektidee entwickelt, die Gemeinde mit 100% erneuerbaren Energien dezentral und autark zu versorgen. Die überschüssige Energie soll weiterhin aus dem dezentralen System in das öffentliche Netz übergeben werden.

Daraufhin wurde die ARGE ENERGIE Dörpum mit der Entwicklung eines integrierten Quartierskonzeptes beauftragt. Die Inhalte und räumliche Abgrenzung des Quartierkonzeptes richten sich nach den Vorgaben des KfW Merkblatts Nr. 432 („Energetische Stadtsanierung – Zuschüsse für integrierte Quartierskonzepte und Sanierungsmanager“). Da Bordelum sich mit einer Gesamtfläche von 34,71 km² über 10 Teilgemeinden erstreckt, ist es aufgrund der geografischen Distanzen der einzelnen Ortsteile gemäß des Förderprogramms nicht möglich, die gesamte Gemeinde Bordelum innerhalb eines Quartieres zu bilanzieren und darzustellen. Die Teilgemeinde Dörpum (Schaufenster Dörpum) soll als erstes Quartier der Gemeinde innerhalb eines Quartierskonzeptes für eine klimaneutrale Energieversorgung untersucht werden und anschließend als Blaupause für die zukünftige Energieversorgung der Kerngemeinde Bordelum dienen.

Der Ortsteil Dörpum hat ca. 500 Einwohner, die sich auf 120 Haushalte verteilen. Weiter sind acht landwirtschaftliche Betriebe und einige kleine Gewerbebetriebe vorhanden. Die Ausgangssituation in Dörpum ist für die Entwicklung eines *100% Erneuerbare Quartiers* ideal. Eine Biogasanlage mit einem BHKW, welches ursprünglich eine Leistung von 625 kW_{el} hatte, und zwei Erweiterungen von je 250 kW_{el} wovon sich eine Anlage am Standort der Biogasanlage befindet und die zweite Anlage als Satellit im südlichen Teil von Dörpum platziert wurde. Sie versorgt zugleich 90% der Haushalte im Kerngebiet sowie Feuerwehr- und Dorfgemeinschaftshaus über ein privates Fernwärmenetz mit Wärme. Es

existieren bürgereigene Windparks in der Gemeinde Bordelum mit einer Gesamtleistung von 67,1 MW. Eine ebenfalls vorhandene Windkraftanlage in dem Windpark Dörpum aus dem Jahr 2002 mit 1 MW Leistung kann nach Ablauf der EEG-Vergütung exklusiv in das hier beschriebene Konzept eingespeist werden. Erneuerbare Energie wird außerdem durch private Photovoltaikanlagen in der Gemeinde erzeugt, mit einer Gesamtleistung von ca. 2.500 kWp für die gesamte Gemeinde. Somit sind erneuerbare Energien aus den unterschiedlichen Erzeugungsbereichen sehr gut verfügbar. Die Gemeinde Bordelum ist daher ein idealer Standort für dieses Pilotprojekt eines Arealnetzes¹.

1.2. Zielsetzung

Die Gemeinde verfolgt gemeinsam mit den ortsansässigen Betreibergesellschaften der erneuerbaren Energien das Ziel, eine echte Autarkiefähigkeit herzustellen. Somit sollen beispielhaft Konzepte zu regionaler Wertschöpfung, sowie den Steuerungs- und Bilanzierungsmöglichkeiten autarkiefähiger regionaler Energiecluster aufgezeigt und diese entwickelten Zukunftskonzepte unmittelbar umgesetzt werden. Daneben soll aber vor allem untersucht werden, wie im Rahmen eines solchen Konzeptes der Fortbestand von Biogas- und anderen Erneuerbare-Energieanlagen nach Ablauf der EEG-Vergütungsphase (PostEEG-Szenarien) wirtschaftlich dargestellt werden kann.

Das Projekt „Schaufenster Dörpum – Aufbau einer 100% erneuerbaren Strom- und Wärmeversorgung im regionalen Kontext“ soll nachweisen, dass und wie ein autarkes aus regenerativen Energien bestehendes regionales Netz mit voller Systemtauglichkeit umgesetzt werden kann. Dieser Nachweis stellt die Grundlage für die Gesamtumsetzung innerhalb der Gemeinde dar. Nach der Gründung eines lokalen Gemeindewerkes, soll die Umsetzung zuerst durch den Ausbau und die Anpassung bereits vorhandener Strukturen der regenerativen Strom- und Wärmeerzeugung, Speicherung und Verteilung, kombiniert mit der Steuerungssoftware eines sogenannten virtuellen Kraftwerks zur Erbringung aller Systemdienstleistungen, erfolgen. Langfristig ist die eigentumsrechtliche Übernahme der Netzinfrastruktur geplant, um das Quartier nicht nur bilanziell, sondern real innerhalb eines Arealnetzes mit lokaler Energie zu versorgen. Das Projekt dient bei erfolgreichem Abschluss als Schaufenstermodell für die gesamte Gemeinde Bordelum und die benachbarten Regionen.

2. Zusammenfassung

Die Voraussetzungen die Energieversorgung im Quartier Dörpum der Gemeinde Bordelum zu 100% auf erneuerbare Energien „um zu stellen“ sind ideal.

Für eine 100% EE-Versorgung auf bilanzieller Ebene ist die Bereitschaft der Bürger ihren Stromanbieter zu wechseln bzw. sich an das bestehende Wärmenetz anschließen zu lassen ein wichtiger Faktor.

Für den Erhalt der Biogasanlage über das Ende der EEG Vergütung hinaus müssen sich die Wärmekunden in Zukunft auf einen höheren Wärmepreis, als den im Bundesvergleich recht günstigen netto Arbeitspreis von 49,01 €/MWh (Biogas Dörpum GmbH & Co.KG, 2016), einstellen. Die Verbraucher werden aber dafür sehr wahrscheinlich mit einer hohen Preisstabilität für die Zukunft belohnt.

Technische Maßnahmen für den Wärmesektor wie;

- Erweiterung des Wärmenetzes auf die noch nicht angeschlossenen Haushalte im Ortskern sowie einer Siedlung,
- Erweiterung der „Heizzentrale“ der BGA Dörpum mit einem Holzhackschnitzelkessel,
- Initiative zur energetischen Sanierung der Gebäudehülle (Energieberatung, Sensibilisierung)
- Optimierung und Einbindung von zentraler erzeuger- und verbraucherübergreifender

¹ "Arealnetz" ist ein abgeschlossenes Ortsnetz mit einem definierten Anschlusspunkt zur darüberliegenden Netzebene

Steuerung und Regelung sind zur Umsetzung vorgeschlagen.

Technische Maßnahmen für den Stromsektor ergeben sich aus der Notwendigkeit die EE-Erzeugungsanlagen in einem „Virtuellen Kraftwerk“ zusammen zu fassen. Um eine übergreifende Steuerung und Regelung zu ermöglichen muss die Kommunikationsinfrastruktur für diese komplexe Aufgabe zukunftsfähig gemacht werden. Damit wird sichergestellt, dass zu jedem Zeitpunkt lokal erzeugter EE-Strom für die Verbraucher zu Verfügung steht. Strom aus EE-Erzeugungsanlagen wird in der Region in jedem Falle ausreichend erzeugt. Daher wird ein Zubau von EE-Erzeugungsanlagen für die Erreichung des 100% Ziels momentan nicht als notwendig erachtet. Selbst eine Umstellung auf einen hohen Anteil an Elektromobilität kann von den bestehenden EE-Erzeugungsanlagen im direkten Umfeld gespeist werden.

Die in diesem Konzept näher betrachteten Maßnahmen für den Sektor der elektrischen Energieversorgung konzentrieren sich mehr auf die rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Im Vordergrund stehen hier die lokale Wertschöpfung und die transparente Darstellung der Energiepreise für den Endverbraucher. Das Konzept sieht die Gründung eines Gemeindewerkes mit der Möglichkeit einer Bürgerbeteiligung vor. Die Umstellung ist hier in mehreren Schritten beschrieben um das wirtschaftliche und auch technische Risiko für die Gemeinde und die privaten Investoren zu kontrollieren. Der wohl größte Schritt besteht in der potentiellen Übernahme der Konzession des lokalen Verteilnetzes der Gesamtgemeinde Bordelum. Da die räumliche Ausdehnung des Netzes weit über das Quartier Dörpum hinaus geht muss eine Umsetzung dieses Schrittes im Konzept für die Gesamtgemeinde genauer untersucht werden.

Eine besondere Chance zur schrittweisen Näherung an den Betrieb einer hundertprozentigen regenerativen Energieversorgung bietet die Aktivierung eines kleinen Privatnetzes innerhalb des Quartiers Dörpum. Hier können wertvolle Erfahrungen im Betrieb eines solchen Netzes gesammelt werden ohne ein hohes technisches und wirtschaftliches Risiko ein gehen zu müssen.

3. Datenerfassung Wärmeversorgung

In diesem Abschnitt werden die Punkte aus dem Abschnitt 3.1 des Projektablaufplanes behandelt. Nach der Datenerfassung erfolgt eine Ausgangs- und Potentialanalyse, die als Basis der weiteren Untersuchungen dient.

3.1. Verbraucher Haushalte, Landwirtschaft und Gewerbe

Die Wärmeverbraucher im Ortsteil Dörpum sind zu einem sehr hohen Anteil Haushalte in Ein- und Mehrfamilienhäusern. Es befinden sich noch vier landwirtschaftliche Betriebe, und drei kleine Gewerbebetriebe in dem Ortsteil Dörpum. Diese werden allerdings von ihren Lastprofilen in der thermischen Leistungsbilanz nicht gesondert betrachtet.

Bei Abgabe der Projektskizze für das integrierte Quartierskonzept wurde eine Einteilung des Gebäudebestandes in sogenannte Cluster angegeben. Für diese Cluster wurden in dem Quartier Gebäude identifiziert, welche die Cluster repräsentieren. *Tabelle 1: Definition der Cluster und identifizierte Gebäude*

Cluster	Baujahr	Status Gebäude	Adresse
C1	vor 1900	renoviert	Osterende
C2	vor 1900	nicht renoviert	Hauptstraße
C3	1950-1970	renoviert	Osterende
C4	1950-1970	nicht renoviert	Süderende

C5	1970-2000	renoviert	Gaar
C6	1970-2000	nicht renoviert	Tiekensweg
C7	ab 2000	neu	Rothacker

Die Gebäude wurden nach ihrem Baujahr klassifiziert. Zusätzlich fand eine Unterscheidung zwischen renovierten und nicht renovierten Gebäuden statt. Dabei wurden die Renovierungsmaßnahmen der letzten 10 Jahre zugrunde gelegt. Die Gebäude wurden so ausgewählt, dass sie an das örtliche Fernwärmenetz der Biogas Anlage angeschlossen sind und somit Verbrauchsdaten zu Verfügung stehen.

Die Art der Renovierung bezog sich nicht immer auf eine energetische Sanierung der Gebäude, daher ergab sich bei der Auswertung der Verbräuche der „Clustergebäude“ kein eindeutiges Bild bezüglich ihres spezifischen Wärmebedarfs. Aus der Analyse ging eine logische Neuordnung der Cluster hervor, wie in Tabelle 2 aufgeführt. Diese Neuordnung der Cluster dient als Grundlage der weiteren Betrachtung.

Tabelle 2: Neudefinition Cluster nach spezifischem Wärmebedarf

Cluster	Spez. Wärmebedarf [kWh/m ² a]	Einteilung nach EnEV
C1	>200	G, H
C2	150-200	E, F
C3	100-150	D
C4	50-100	B, C
C5	<50	A, A+

Die charakteristischen Gebäude teilen sich somit wie in Tabelle 3 aufgeführt ein und sind eindeutig nach ihrem spezifischen Wärmebedarf klassifiziert.

Tabelle 3: charakteristische Gebäude mit neuem und altem Cluster

Wärmequelle	Verbrauchsmittelwert	Wohn- Fläche [m ²]	Spez. Wärme [kWh/m ²]	Cluster Alt	Cluster Neu	Adresse
FW	34.7 MWh	185	187	C1	C2	Osterende
FW	54.7 MWh	200	274	C2	C1	Hauptstraße

FW	53.6 MWh	250	214	C3	C1	Osterende
FW	17.1 MWh	150	114	C4	C3	Süderende
FW	18.6 MWh	123	151	C5	C2	Gaar
FW	18.6 MWh	160	116	C6	C3	Tiekensweg
FW	16.2 MWh	150	108	C7	C3	Rothacker

In weiteren Verlauf wurden alle 123 erfassten Haushalte über Fotodokumentation und erhobene Daten diesen Clustern zugeordnet.

Für die 87 Haushalte, die an das Wärmenetz der Biogas Dörpum GmbH & Co angeschlossen sind, wurde der Energieverbrauch der letzten drei Jahre (36 Monate) von 2015 bis 2017 zugrunde gelegt. Für Haushalte, die während des Zeitraumes von 2015 bis 2017 angeschlossen wurden, wurden nur volle Jahre zugrunde gelegt. Für Haushalte die unterjährig in 2017 an das Wärmenetz angeschlossen wurden, fand die Heizperiode 2017/2018 Berücksichtigung und es wurde auf ein ganzes Jahr hochgerechnet. Der spezifische Wärmebedarf wurde in Anlehnung an §19 EnEV 2014 ermittelt.

Für die Haushalte die nicht an das Wärmenetz der Biogas Dörpum GmbH & Co angeschlossen sind, wurde der Verbrauch anhand der Bausubstanz geschätzt und durch stichprobenartige Erhebung der Jahresabrechnungen einzelner Haushalte überprüft.

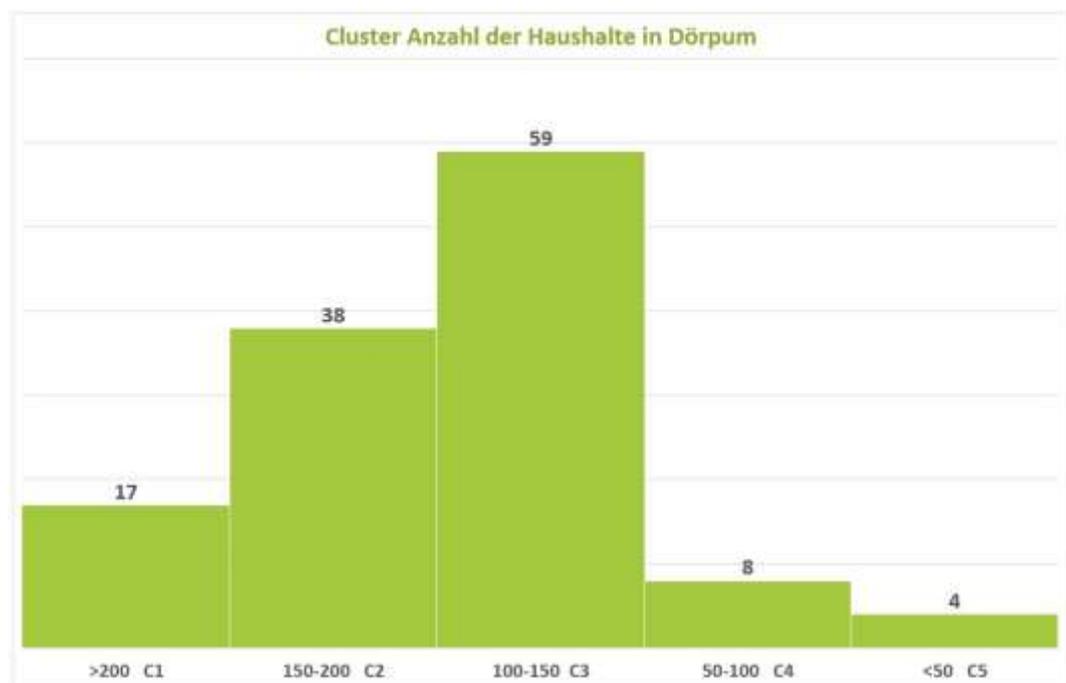


Abbildung 1: Histogramm Cluster-Zuordnung der 123 erfassten Haushalte in Dörpum

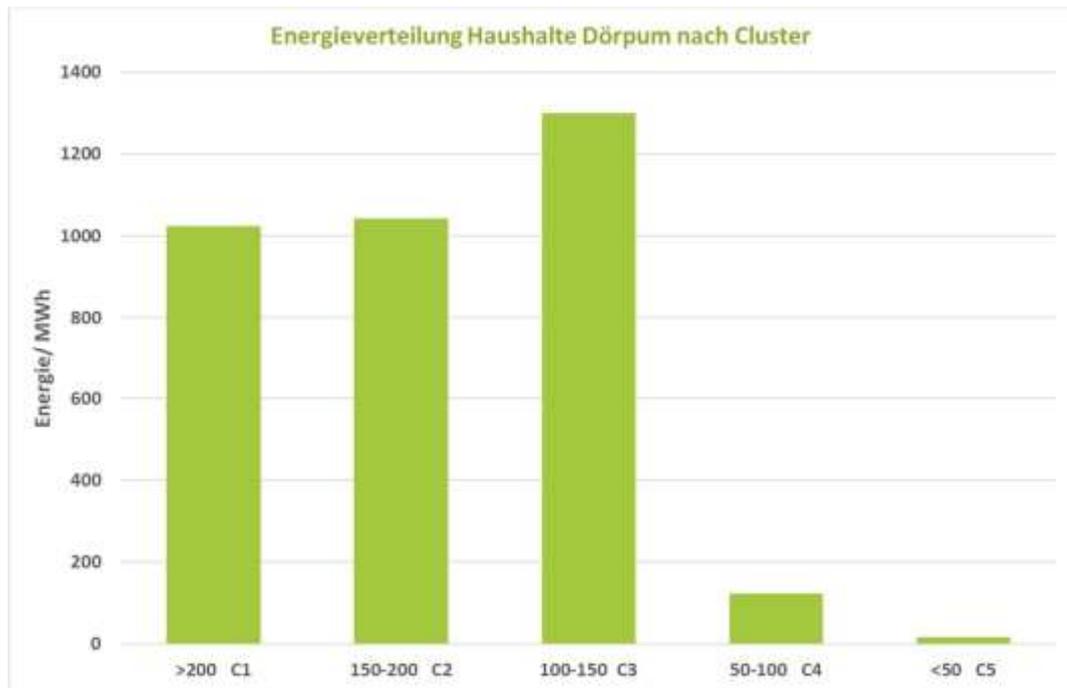


Abbildung 2: Energieverteilung der Cluster

Knapp 1/3 des thermischen Energiebedarfes fallen auf 17 Verbraucher in Cluster C1. Mit fast 40% des thermischen Energiebedarfes ist noch das Cluster C3 zu erwähnen. Dies ist später für die wirtschaftliche Betrachtung von Bedeutung und dient als Grundlage für das Einsparpotential der Erweiterung des Wärmenetzes.

Die Datenblätter für die Erfassung der Eckdaten liegen dem Bericht als Anlage bei und dienen mit den oben gewonnenen Erkenntnissen zur Ableitung möglicher Sanierungsmaßnahmen der Gebäude in dem Quartier.

3.2. Verbraucher Trocknungsanlage

Zusätzlich zu den Haushalten, der Landwirtschaft und dem kleinen Gewerbe, stellt die im Jahr 2017 installierte Trocknungsanlage am Standort der Biogasanlage ein Großverbraucher dar, der in diesem Abschnitt gesondert untersucht wird.

Im Sommer 2017 wurde eine Trocknungsanlage durch den Betreiber der BGA angeschafft um die überschüssige Wärme im Sommer wirtschaftlich zu nutzen.

Tabelle 4: Verbrauchsdaten Trockenanlage

Information	Daten/Kommentar
Leistung	Max. 800 kW
Inbetriebnahme	08/2017
Stopp	12/2017
Wärmeverbrauch in 2017	1.250.000 kWh
Wiederaufnahme des Betriebs	05/2018

Die Trocknungsanlage wird nachrangig geführt. Dies bedeutet, dass nachdem das Fernwärmenetz ausreichend mit Wärme versorgt wurde, die überschüssige Wärme des BHKW an die Trocknungsanlage abgegeben wird. Der Verbrauch der Trocknungsanlage wird technisch leider nicht separat erfasst, so dass für die Berechnung des Wärmeverbrauchs die Daten des Wärmehählers des Fernwärmenetzes aus den Jahren 2016 und 2017 in dem Zeitfenster August bis Dezember verglichen wurden. Der aufgezeigte Verbrauchswert stellt somit nur eine indikative Prognose für den wirklichen Verbrauch der Trocknungsanlage dar.

3.3. Lastprofil

Das Lastprofil ist das Werkzeug zur Bestimmung der Leistungsbemessung der Wärmeerzeuger. Bislang wurde nur auf die Energiemengen über das Gesamtjahr eingegangen. Die Engpässe, die in der Wärmeversorgung bei einer Umstellung auf 100% erneuerbare Energien entstehen können, werden durch die Lastspitzen bei Wetterlagen mit niedrigen Temperaturen und starkem Wind hervorgerufen.

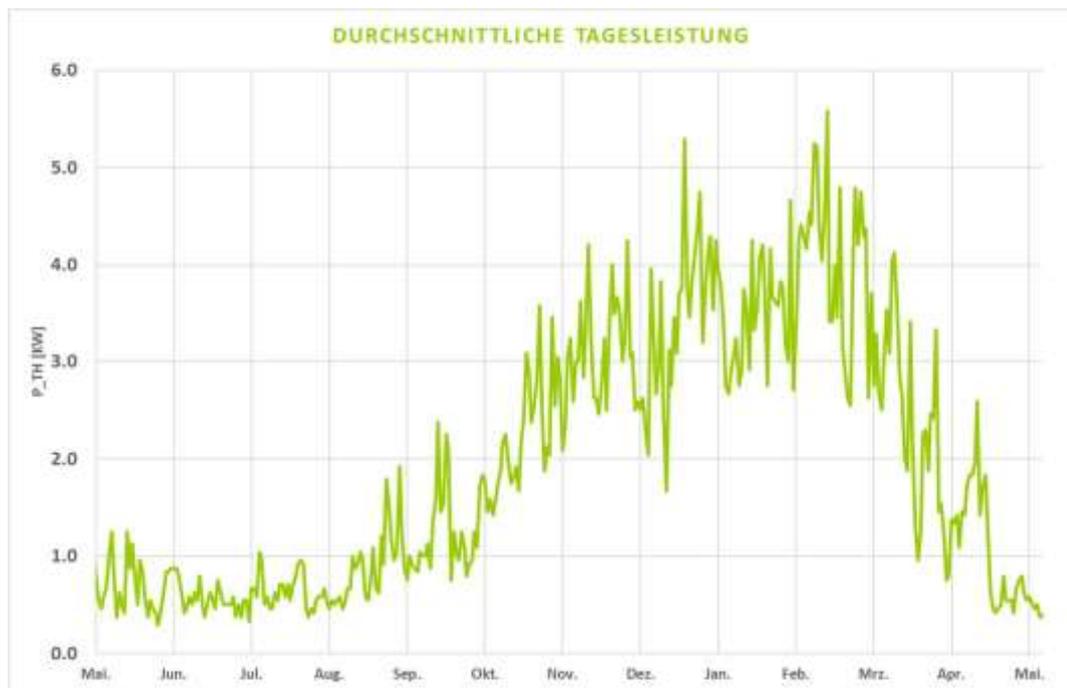


Abbildung 3: Lastprofil Winter 2017/2018

Das Profil eines real vermessenen Haushaltes in dem Quartier Dörpum zeigt typisch wenige Lastspitzen in Dezember und Februar. Die Auswertung weiterer Lastprofile in anderen Clustern haben die gleichen Charakteristika aufgezeigt.

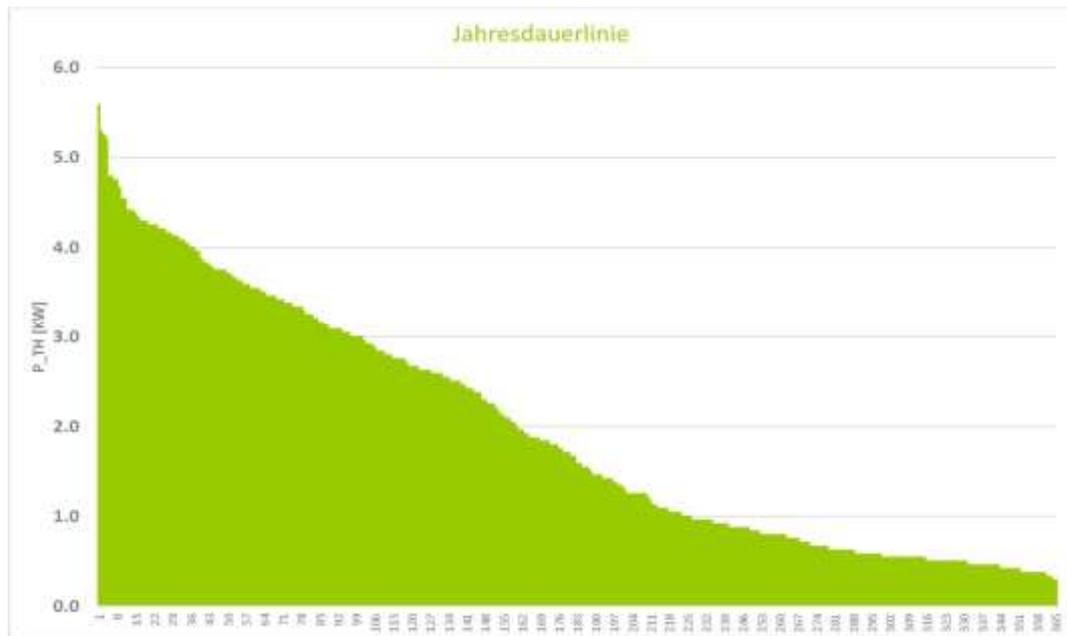


Abbildung 4: Jahresdauerlinie Clustergebäude C3

Es wurde die Jahresdauerlinie² von einem Clustergebäude mit geringer Größe (150m² Wohnfläche) gewählt, um die Dynamik nicht mit den thermischen Kapazitäten eines großen Gebäudes zu verfälschen.

Rechnet man die Spitzenlast auf die Gesamtheit der angeschlossenen Gebäude hoch, ergibt sich eine maximale thermische Last von ca. 1.068 kW.

3.4. Erzeuger

Die Erzeugungsanlagen werden in dezentrale und zentrale Energiewandler kategorisiert. Eine Unterteilung in fossile und regenerative Energiewandler dient in der Folge der Bewertung der CO₂-Bilanz und dem regenerativen Erzeugungsgrad in Prozent.

Ca. 69% der Haushalte im Quartier Dörpum werden über das zentrale Biogas Kraftwerk mit Wärme versorgt.

Der Rest der Haushalte wird je nach Alter und Heizwärmebedarf mit Heizöl, Gas oder einer Wärmepumpe mit dezentralen Anlagen beheizt.

² Jahresdauerlinie sind die über das Jahr aufgetretenen Leistungen, welche nach ihrer Größe sortiert werden.

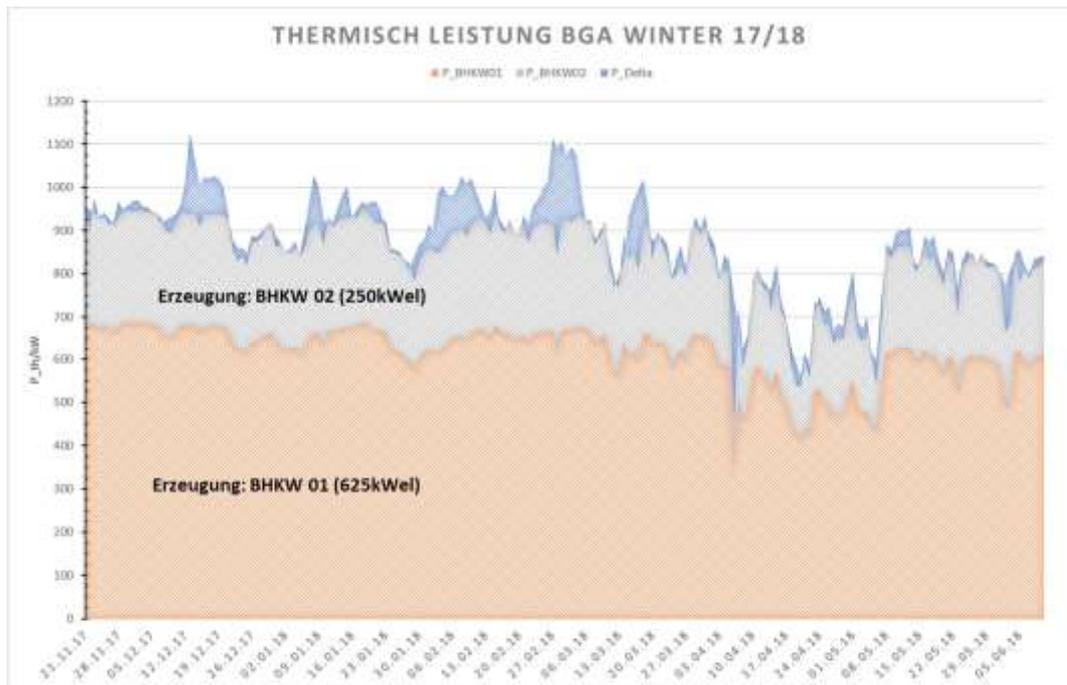


Abbildung 5: Leistungsverlauf thermische Erzeugung BGA

Die Biogasanlage stößt bei derzeitigem Verbrauchsprofil und den im Wärmenetz vorhanden Verlusten von ca. 30% an einigen Tagen im Jahr an ihre thermische Leistungsgrenze von 950 kW, dies entspricht etwa der maximalen Wärmeleistung der beiden BHKW Motoren die thermisch in das Wärmenetz einspeisen. (Hauptmotor 704 kWth, Nebenmotor 265 kWth).

Eine Umstellung in der Verwendung der installierten Wärmezähler in 2017 und die Installation eines Wärmespeichers als Pufferspeicher welcher nicht separat erfasst wird, lässt eine eindeutige Zuordnung der Last und Erzeugung nicht zu, daher ist in Abbildung 5 der blau gekennzeichnete Bereich eine Summe aus der Wärmemenge produziert durch den Spitzenlastkessel und der Wärmemenge, die im Pufferspeicher zwischen gespeichert wurde. Aus welcher der „Wärmequellen“ die Energie stammt lässt sich anhand der uns zu Verfügung gestellten Daten nicht nachvollziehen. Insbesondere für einer zeitabhängigen Bewertung des CO₂-Ausstoßes wäre die separate Erfassung notwendig.

Es wird empfohlen, die Leittechnik so zu erweitern, dass alle Erzeuger, Speicher und Großverbraucher separat erfasst werden und die alten Zähler durch systemkompatible Zähler mit Schnittstellen zur Leittechnik zu ersetzen. Dadurch können sämtliche Energieströme identifiziert und eindeutig zugeordnet werden.

3.5. Ausgangspotential Fernwärmenetz

Für die Darstellung des Fernwärmenetzes wurden die Daten aus dem Jahr 2017 zugrunde gelegt. Die vorliegenden Zählerdaten aus 2016 sind aufgrund von unterschiedlichen Umbaumaßnahmen an dem Fernwärmesystem verfälscht und nicht repräsentativ. Auch die Daten aus 2015 wurden analysiert. Seit 2015 wurde das Fernwärmenetz jedoch in einem nicht zu vernachlässigenden Maße erweitert, so dass die absoluten Zählerwerte ebenfalls für den Status Quo nicht repräsentativ sind.

Die Tabelle 5 zeigt die Energiebilanz des Fernwärmesystems aus dem Jahr 2017. Der Verbrauchswert der Trocknungsanlage wurde aus dem Abschnitt 3.2 als indikativer Wert übernommen. Alle anderen Werte wurden aus den Zählern als real gemessene Werte verwendet. Das Fernwärmesystem weist in dem Jahr 2017 einen relativen Verlust von 31% auf. Der Vergleichswert aus dem Jahr 2015 beträgt sogar 43%. Die Werte lassen ein enormes Einsparungspotential innerhalb des Fernwärmesystems vermuten, welches im Verlauf des Projektes gezielt untersucht wird.

Tabelle 5: Zusammenfassung Potential/Status Fernwärme

Information	Daten/Kommentar
Betriebsjahr	2017
Wärmeproduktion gesamt	6.318.000 kWh
Wärme Eigenverbrauch (Fermenter)	1.499.000 kWh
Wärmeauskopplung gesamt	4.819.000 kWh (mit Trocknungsanlage)
Wärme Trocknungsanlage	1.250.000 kWh
Wärme Fernwärmenetz	3.569.000 kWh
Wärme Abrechnung Kunden	2.456.965 kWh
Resultat Verluste Fernwärmenetz	31%

3.6. CO₂- und Energie-Bilanz der Wärmeversorgung

Für die Bilanzierung des CO₂-Ausstoßes wurde der Wärmebedarf der Haushalte im Quartier nach der Wärmequelle in Tabelle 6 aufgeführt berechnet. Der CO₂-Ausstoß beruht auf dem CO₂-Äquivalent inklusive der gesamten Vorkette und der wirksamen Treibhausgasen die zur Gewinnung der Primärenergie benötigt werden.

Tabelle 6: Energie- und CO₂-Bilanz der Wärmeversorgung

Wärmequelle	Anzahl der Haushalte	Heizwärme [MWh/a]	CO ₂ -Äquivalent [g/kWh]	CO ₂ -Ausstoß [t/a]
Fernwärme	87	2553	71	181
Heizöl	32	816	337	275
Gas	3	65	271	18
Wärmepumpe	5	100	140	14
Gesamt		3534		488

Die Versorgung der 87 Haushalte über das Wärmenetz der BGA spart schon heute 674 Tonnen CO₂ Ausstoß ein, wenn man für die angeschlossenen Haushalte eine Versorgung über Heizöl als Primärenergiequelle zugrunde legte.



Abbildung 6: Wärmenetz im Bestand des Quartier Dörpum

Der Erneuerbare Energien Grad (EE-Grad) ist auf Basis der aufgeführten Energiebilanz bei 72.2% schon auf einem hohen Niveau. Hierbei gilt die Fernwärmeenergie der BGA als regenerativ, auch wenn durch Transport, Anbau und weitere Prozessschritte der Wärmegewinnung ein CO₂-Ausstoß angerechnet werden muss.

4. Datenerfassung Stromversorgung

Die Ausgangssituation für die elektrische Energieversorgung aus 100% erneuerbarem Strom der in der Region produziert wird, ist auf der Basis des nahegelegenen Biogaskraftwerkes und der Wind- und Solarparks gut. Um den Verbrauch mit der regionalen Erzeugung erneuerbarer Energie zu jedem Zeitpunkt des Jahres aufeinander abzustimmen, werden im Folgenden die Lasten und Erzeuger erhoben und in ihrer zeitlichen Abfolge dargestellt. Hierfür werden sowohl Simulationen, als auch reale Messdaten aus dem CarpeDiem-Projekt herangezogen.

4.1. Verbraucher

Wie schon in Kapitel 1.1 beschrieben, besteht ein Großteil der elektrischen Verbraucher aus Haushalten. Eine Übersicht ergibt sich aus Tabelle 7, mit der ein Jahresenergieverbrauch von 735.470 MWh errechnet wird. Hinzugerechnet wird noch der Eigenverbrauch der BGA um den gesamten Stromverbrauch im Quartier Sorge zu tragen.

Für die Berechnungen die im Zuge einer Masterarbeit (Joscha Höck, Fachhochschule Lübeck) erstellt wurde und die im CarpeDiem-Projekt gemessenen Werte überprüft hat, wurde ein Jahresenergieverbrauch von ca. 800.000 MWh angenommen welcher in etwa dem der Haushalte und Gewerbebetrieb im Quartier Dörpum entspricht.

Für die weitere Betrachtung werden hier die erfassten Haushalte, denen eine Familie und Adresse zugeordnet werden können, berücksichtigt und einem Verbrauch zugeordnet. **Tabelle 7: Jährlicher Stromverbrauch Dörpum**

Verbraucher Typ	Anzahl	Verbrauch [kWh]	Gesamtverbrauch [kWh]
Haushalte	123	3.800	444.600
Landwirtschaft	3	42.000	126.000
Schweinemastbetrieb	1	120.000	120.000
Zimmerei	1	15.000	15.000
Autowerkstatt	1	10.000	10.000
Gaststätte	1	12.000	12.000
Friseur	1	6.500	6.500
Modelbauladen	1	4.600	4.600
Physiotherapeut	1	2.520	2.520
Gemeinde, Kindergarten	1	1.750	1.750
Feuerwehr	1	500	500
Straßenbeleuchtung	1	10.000	10.000
Verbrauch el.			735.470
Biogasanlage	1	750000	750.000
Verbrauch el. + BGA			1.485.470

4.2. Lastprofile

Die Lastgänge der einzelnen Verbraucher werden typischerweise mit Simulationen aus Standardlastprofilen ermittelt. Eine umfassende Simulation von Lastgängen unter Einbeziehung von Standardlastprofilen nach BDEW, hat Herr Joscha Höck in seiner Masterarbeit („Analyse von Szenarien für die Nutzung von erneuerbaren Energien und Batteriespeichertechnologien in subautarken Ortsnetzen“) an der Fachhochschule Lübeck für das „Schaufenster Dörpum“ durchgeführt. Hier gilt es die getroffenen Annahmen mit den detaillierten Daten, welche im Zuge dieses Projektes erhoben wurden, abzugleichen.

Im Rahmen des CarpeDiem-Projektes wurden Messeinrichtungen in einzelnen Haushalten der Gemeinde Dörpum im Dezember 2017 installiert. Mit den gewonnenen Daten können direkte Verbrauchsprofile für ein halbes Jahr verglichen werden. Die Monate Januar bis Juni sind repräsentativ für die Winter- und Sommermonate und können auf das ganze Jahr hochgerechnet werden. Sie stellen somit eine gute Grundlage für die Validierung der Lastgänge im Sommer, Winter, sowie an Werktagen, Samstagen und Sonntagen dar.

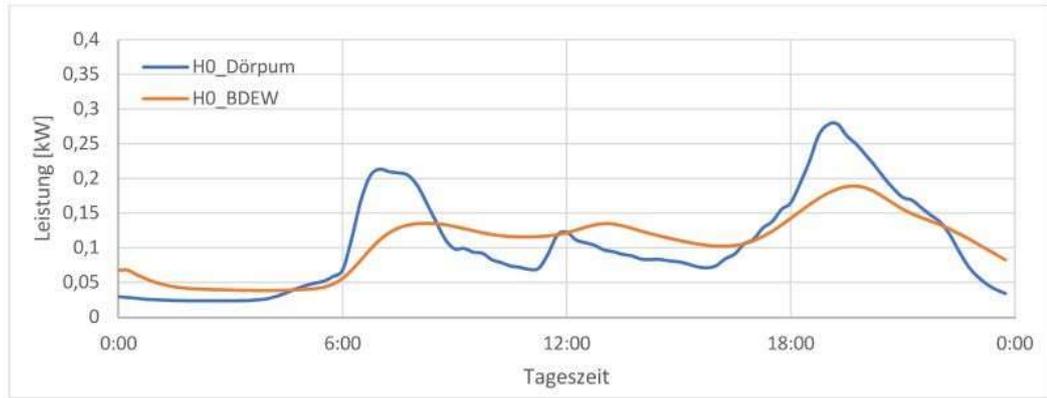


Abbildung 7: Simuliertes Lastprofil Winterwerktag (Höck, 2018)

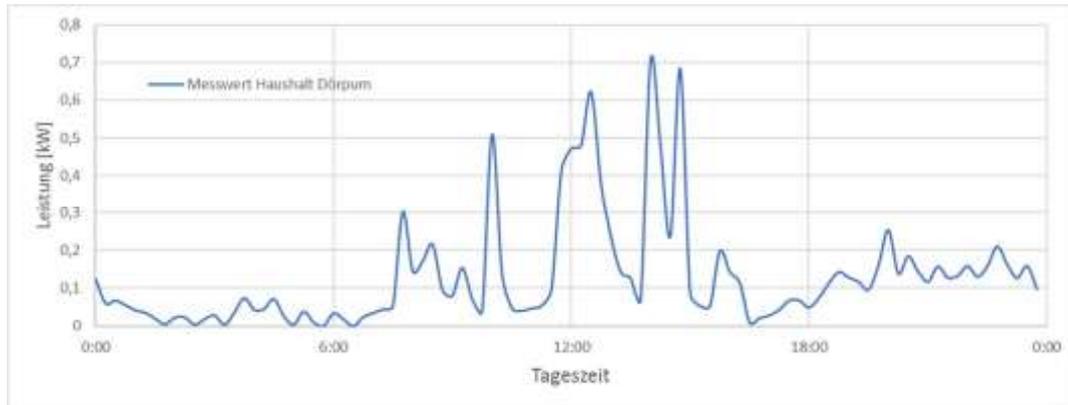


Abbildung 8: Gemessenes Lastprofil Winterwerktag (Quelle: Messdaten CarpeDiem-Projekt)

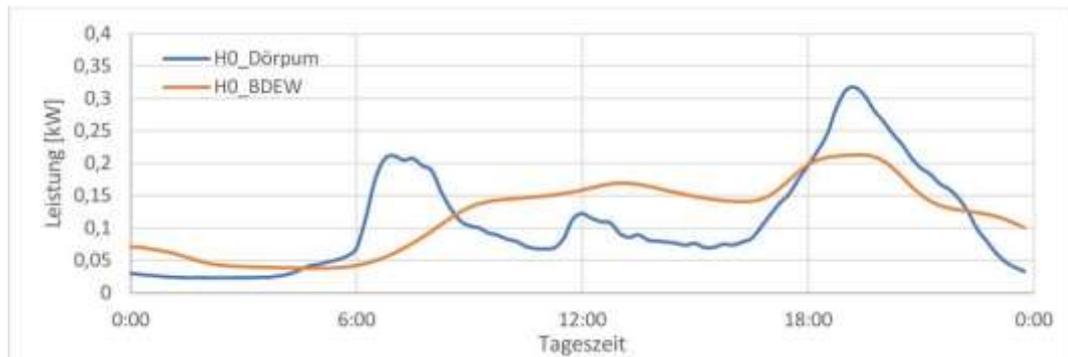


Abbildung 9: Simuliertes Lastprofil Wintersamstag (Höck, 2018)

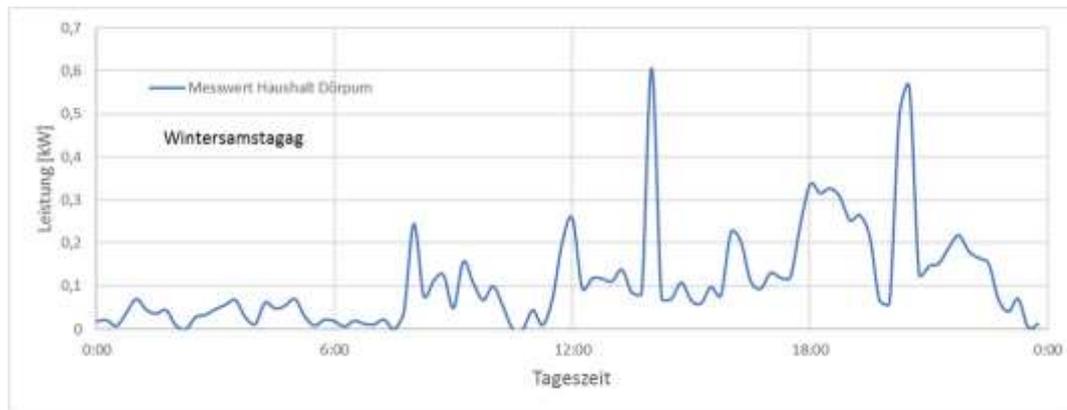


Abbildung 10: Gemessenes Lastprofil Wintersamstag (Quelle: Messdaten CarpeDiem-Projekt)

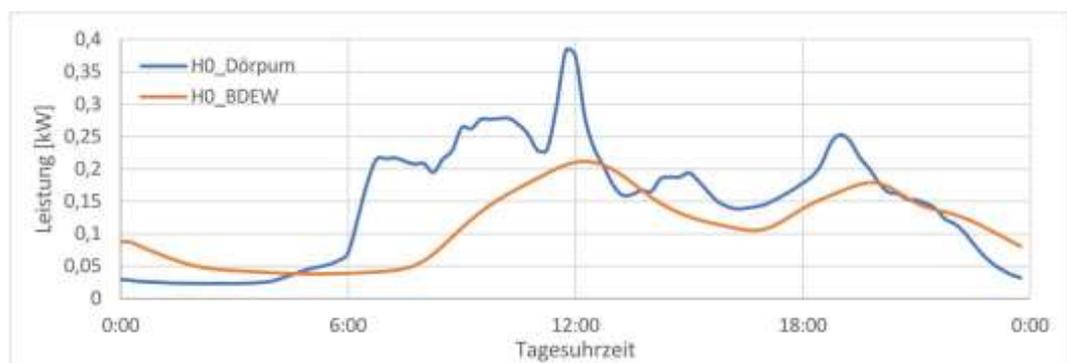


Abbildung 11: Simuliertes Lastprofil Wintersonntag (Höck, 2018)

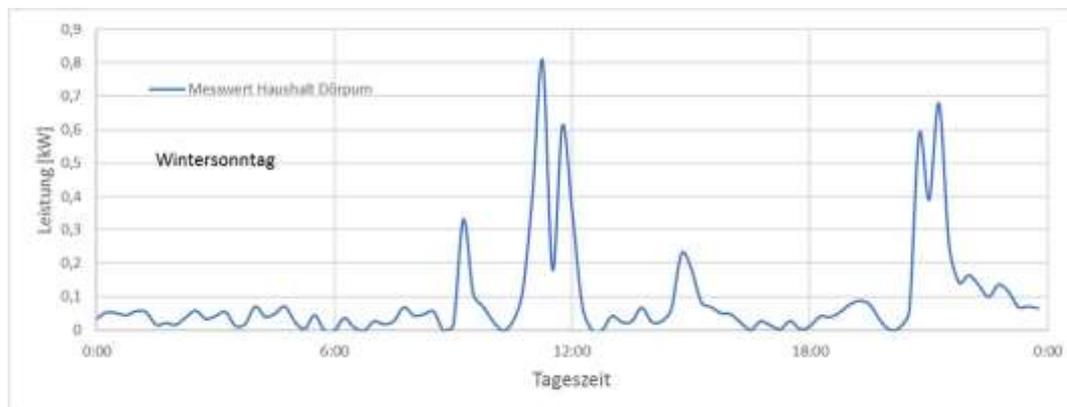


Abbildung 12: Gemessenes Lastprofil Wintersonntag (Höck, 2018)

Es zeigen sich deutlich stärkere Ausprägungen des im Prinzip ähnlichen Musters zwischen dem Standardlastprofil und den real gemessenen Lastgängen. Die gemessenen Leistungsspitzen liegen wie bei der simulierten Leistung bei der doppelten Leistung, was für die technische Planung eines Umsetzungsconzeptes berücksichtigt werden muss.

Um ein aussagekräftiges Summenlastprofil des „Arealnetzes Dörpum“ als Grundlage für eine 100%ige Versorgung aus den regionalen Kraftwerken zu erlangen, ist eine Simulation alleine nicht ausreichend. Eine Messung des realen Summenlastprofils an den Netzverknüpfungspunkten ist empfehlenswert.

4.3. Erzeuger

Die vorangegangene Studie (ehp-energy harvesting projects GmbH & NewEn GmbH, 2012) sowie die bereits angeführte Masterarbeit (Höck, 2018) betrachten die Erzeugungsanlagen im Quartier Dörpum bereits umfassend.

Folgende Erzeuger sind entweder in der Niederspannungsebene³ schon an dem zukünftigen Arealnetz angeschlossen oder in der näheren Umgebung um einen Beitrag für die Versorgung im Arealnetz zu leisten.

Tabelle 8: Erzeuger in der Nähe des Arealnetzes (Schleswig-Holstein Netz AG, 2018)

Erzeuger	Anzahl	Leistung [kW]	Energie [MWh]
PV-Im Ortsnetz	51	1.909	1.814
PV-Außerhalb	28	1.085	1.031
PV-Freifläche	1	1.912	1.816
Biogasanlage 1 Dörpum	1	875	5.000
WKA	1	1.000	NA

Die Simulationsergebnisse der Masterarbeit (Höck, 2018) definieren einen Ist-Zustand, in dem die PV-Anlagen ins Niederspannungsnetz des Ortsteils Dörpum einspeisen und der erzeugte Strom im Ort verbraucht wird. Dies ist physikalisch auch so der Fall. Ausgehend von dieser Ist-Zustands-Simulation, werden weitere Szenarien simuliert und mit dem Istzustand verglichen.



Abbildung 13: Simulation Istzustand Ortsnetz Dörpum (Höck, 2018)

Tabelle 9: Simulationsergebnis Ist-Zustand Ortsnetz Dörpum (Höck, 2018)

³ Definition: Niederspannungsebene ist das Verteilnetz auf 400V Spannungsebene

Beschreibung	Wert
Gesamtverbrauch im Jahr	974 MWh
PV-Erzeugung im Jahr	2.783 MWh
Netzbezug im Jahr	520 MWh
Direktverbrauch im Jahr	454 MWh
Netzeinspeisung im Jahr	2.329 MWh
Autarkiegrad	46,59 %
Eigenverbrauchsanteil	16,30 %
Maximale Momentanleistung im Jahr	2,24 MW

Die Simulation demonstriert, dass heute bereits physisch ein Autarkiegrad⁴ allein durch die im Ort befindlichen PV-Anlagen von fast 50% erreicht ist. Der Gesamtverbrauch weicht durch die höhere Anzahl von Haushalten, welche für die Simulation angenommen wurden, von denen in Tabelle 9 nach oben ab.

Das momentan am realistischsten erscheinende Szenario, ist eine Versorgung des Arealnetzes mit dem Strom aus der BGA der Biogas Dörpum GmbH & Co. Eine entsprechende Simulation und ein Vergleich mit dem Ist-Zustand wurde neben zahlreichen anderen Szenarien, ebenfalls in der Masterarbeit (Höck, 2018) durchgeführt.

Tabelle 10: Simulationsergebnis PV Bestand im Ort + BGA (Höck, 2018)

Beschreibung	Wert	Veränderung zum Ist-Zustand
Netzbezug im Jahr	0 MWh	-520 MWh (-100,00 %)
Direktverbrauch PV und Wind im Jahr	1.722 MWh	+1.268 MWh (+279,30 %)
Netzeinspeisung im Jahr	8.000 MWh	+5.671 MWh (+243,50 %)
Autarkiegrad	100,00 %	+53,41 %
Eigenverbrauchsanteil	17,71 %	+1,41 %
Maximale Momentanleistung im Jahr	2.96 MW	+0,72 %

Selbst bei einer Unsicherheit von 30% der erhobenen Daten, würde die technische Versorgung mit elektrischer Energie zu 100% ermöglicht.

Um den Weg zu diesem oder einem ähnlichen Szenario in Dörpum zu beschreiten, werden Maßnahmen formuliert um dann so bald wie möglich zu einer Umsetzung zu gelangen.

4.4. Ausgangspotential Netze

Im Ortsteil Dörpum wurde mit dem Bau des Wärmenetzes auch eine elektrische Leitung zur Versorgung von einigen Haushalten verlegt. Die verlegten Leitungen verbinden die BGA Dörpum mit einer zentralen Stelle im Ortskern (siehe Abbildung 14), von dort aus gehen weitere elektrische Leitungen zu fünf Haushalten und zwei landwirtschaftlichen Betrieben. Diese begrenzte elektrische Anlage ermöglicht einen Testbetrieb zur Versorgung dieser fünf Haushalte und der zwei landwirtschaftlichen Betriebe.

Des Weiteren besteht natürlich das öffentliche elektrische Ortsnetz als Teil des regionalen Verteilnetzes welches zurzeit von der Schleswig-Holstein Netz AG betrieben wird. Alle elektrischen Verbraucher und Erzeugungsanlagen im Ort sind an dieses Netz angeschlossen.

Der aktuelle Konzessionsvertrag wurde wirksam zum 28.12.2010 und läuft bis zum 30.12.2029. Vertraglich sind ordentliche Kündigungsrechte zugunsten der Gemeinde vorgesehen, jeweils mit einer Frist von zwei Jahren zum Ablauf des fünften, zehnten und fünfzehnten Jahres der Vertragslaufzeit.

Eine ordentliche Kündigung des laufenden Konzessionsvertrags durch die Gemeinde (ohne weitere Voraussetzungen) wäre wegen des Vertragsbeginns zum 28.12.2010 daher wieder zum 28.12.2020

⁴ Autarkiegrad ist das Maß der Eigenversorgung unabhängig durch Belieferung von außen

oder zum 28.12.2025 möglich (jeweils mit einer zwei Jahre zuvor erfolgenden Kündigung ggü. dem aktuellen Konzessionsnehmer in Schriftform, d.h. zum 28.12.2018 bzw. 28.12.2023).

Im Ergebnis könnte somit eine Neuausschreibung nach Kündigung des laufenden Konzessionsvertrags durch die Gemeinde unter Beachtung o.g. Kündigungsfristen entsprechend früher durchgeführt werden.

Abbildung 14: Elektrische Verbindung zwischen BGA Dörpum und einigen Haushalten

Die energierechtlichen Belange der Netze werden in dem Abschnitt 6 Maßnahmen Strom im Einzelnen betrachtet und beschrieben.

4.5. CO₂- und Energie Bilanz der Stromversorgung

Um die CO₂ Emissionen zu berechnen, die durch den Verbrauch elektrischer Energie im Quartier Dörpum entstehen müssen einige Annahmen getroffen werden. Der Stromverbrauch wird bilanziell auf Ökostrom, also erneuerbar erzeugter Strom, und den Deutschen Strommix verteilt. Rein physikalisch dürfte der Anteil an erneuerbar erzeugtem Strom durch die hohe Dichte an Wind-, Solar- und Biogasanlagen in der Region deutlich höher sein. Da aber genauso relevant ist was bezahlt und abgerechnet wird, beruht die Bilanz auf der angenommenen Abrechnung.

Tabelle 11: Bilanzrechnung Strommix Dörpum (Climate Change GEMIS 4.9, 2008)

Quartier Dörpum				
Bezugsquelle	Anteil	Verbrauch [MWh]	CO ₂ -Äquivalent [kg/kWh]	CO ₂ -Ausstoß [t/a]
D-Strom Mix	70%	515	0.489	252
EE-Strom	15%	110	0.000	0
Nordgröön	15%	110	0.312	34
BGA Dörpum	0%	0	0.161	0
Teilsomme	100%	735		286
Eigenverbrauch BGA De-Strom Mix	100%	750	0.489	367
Gesamtsumme		1,485		653

Da die BGA noch keinen Strom lokal vermarktet, ist der Anteil der BGA mit 0% angesetzt. Einige Bürger beziehen unseres Wissens bereits Strom von EE-Strom Anbietern bzw. vom Lokalstromanbieter Nordgröön, daher wurden diese Werte konservativ mit 15% angenommen.

5. Maßnahmen Wärme im EEG

Im Folgenden werden die Maßnahmen in den Bereichen; Wärme, Strom und Mobilität für das EEG Szenario betrachtet. Auch wenn die Sektoren technisch miteinander verbunden sind, werden sie in diesem Kapitel noch weitestgehend getrennt voneinander betrachtet.

Um das bestehende Wärmenetz weiter ausbauen zu können, sprich die noch nicht angeschlossenen Haushalte mit in die regenerative Wärmeversorgung der BGA ein zu binden und eine maximale Anschlussquote zu erreichen, müsste die Erzeugungskapazität vergrößert und oder der Verbrauch durch Einsparungen reduziert werden.

Die Erzeugerkapazitäten der BGA sind heute bereits vollständig erschöpft. Die Kapazitätsgrenze der Fermenter lässt keine Steigerung der Biogasproduktion für weitere Anwendungen zu und auch die thermische Leistung der installierten Motoren (BHKW) ist ausgereizt. Die letzte Ausbaustufe des Wärmenetzes machte es bereits erforderlich, dass das System durch einen Wärmespeicher ergänzt wurde, um die Spitzenlasten zu kompensieren und eine Leistungserhöhung der Erzeuger zu vermeiden.

Die derzeitige Situation des Wärmebedarfs ist in Abschnitt 3.1 beschrieben und wird durch Tabelle 12 im Folgenden zusammengefasst.

Tabelle 12: Haushalte nach Lage Wärmequelle und Heizlast

	Wärmequelle	Anzahl Haushalte	Verbrauch [MWh/a]	Heizlast [kW]	Erzeugungsleistung [kW]
Ortskern	Fernwärme	87	2.553	766	1.110
	Fossil (Gas, Öl)	26	648	194	205
	Wärmepumpe	5	100	30	30
Außerhalb	Fossil (Gas, Öl)	9	233	70	74
Summe	Alle	127	3,534	1.060	1.419

5.1. Einsparpotential

Um die 26 Haushalte, die im Ortskern noch mit fossilen Brennstoffen beheizt werden, einbinden zu können, müsste eine Einsparung in der Heizlast von ca. 195 kW erreicht werden (eine unveränderten Gebäudephysik vorausgesetzt). Bei Einsparungen, der noch anzuschließenden Haushalten, würde sich dieser Wert noch mal verringern.

Mit einer Wärmepumpe beheizte Häuser werden hier nicht für den Anschluss an das Wärmenetz vorgesehen.

Das größte Einsparpotential haben die Häuser in den Clustern C1 und C2, sie machen wie schon in Kapitel 3.1 ca. 2/3 des Wärmeverbrauches aus.

Eine mögliche Maßnahme zur Erweiterung des Wärmenetzes sind Einsparungen auf der Verbraucherseite bei den 87 bereits angeschlossenen Haushalten, durch energetische Sanierung der Gebäudehülle.

Um das technische Potential von Sanierungen der Gebäudehülle quantifizieren zu können, müssen einige Annahmen getroffen werden, die von der Standardvorgehensweise nach EnEV abweichen.

Grundlage für das Ziel einer Sanierung ist das Referenzgebäude, welches hier mit einem Jahresenergieverbrauch von 80 kWh/m² zu Grunde gelegt wird.

Da nicht davon aus zu gehen ist, dass alle Haushalte eine energetische Sanierung durchführen werden, ist eine Abstufung in Prozenten in Tabelle 13 aufgeführt, die aufzeigt welche Einsparpotentiale realisiert werden können.

Tabelle 13: Heizlast in Abhängigkeit des Sanierungsgrades

Sanierungsgrad	Heizlast [kW]	Einsparung Heizlast [kW]
0%	766	0
10%	737	29
20%	708	58
30%	679	87
50%	621	145

Es zeigt sich, dass, selbst wenn 50% der Haushalte eine energetische Sanierung auf das angenommene Niveau des Jahresenergieverbrauchs von 80 kWh/m² realisieren, die Einsparungen nicht ausreichen, um den Ortskern vollständig mit der Wärme der BGA zu versorgen.

Ein weiteres Einsparpotential steckt in einer optimierten Fahrweise und Dämmung der Übergabestationen. Da die Hausanschlussleitungen bis zum Übergabepunkte oft über lange Wege ohne Rohrisolierung durch nicht gedämmte Gebäudeteile geführt werden, ist hier mit einer durchschnittlichen Einsparung der gesamten Heizlast von 5 % auszugehen.

Für die weitere Betrachtung wird ein Sanierungsgrad von 20 % an den Gebäudehüllen der an das Fernwärmenetz angeschlossenen Gebäude mit einer resultierenden Einsparung der Heizlast um 60 kW als realistisches Umsetzungsziel zugrunde gelegt. Weiter wird mit der Kontrolle und Optimierung der Übergabestationen im gesamten System durch den Betreiber ausgegangen, wodurch eine weitere Einsparung von 40 kW Heizlast erreicht wird. Daraus resultiert ein Einsparungspotential von 100 kW Heizlast in dem gesamten Fernwärmesystem.

5.2. Maßnahmen 100% erneuerbar Ortskern

Um die erklärten Einsparungsziele durch energetische Sanierungsmaßnahmen an den Gebäuden zu erreichen, ist es notwendig die privaten Hauseigentümer für eine energetische Sanierung zu motivieren. Hierzu wird empfohlen, dass während des Sanierungsmanagements individuelle Energieberatungen in den einzelnen Haushalten stattfinden sollen. Durch Förderprogramme von BAFA - Energieberatung für Wohngebäude“ oder der KfW können private Haushalte eine Förderung für die Energieberatung und Sanierung abrufen.

- Die BAFA fördert eine Energieberatung durch Zuschüsse in Höhe von 60% des zuwendungsfähigen Beratungshonorars, maximal 800 Euro bei Ein- und Zweifamilienhäusern und maximal 1.100 Euro bei Wohnhäusern mit mindestens

drei Wohneinheiten. Dazu gibt es einen Zuschuss in Höhe von maximal 500 Euro für zusätzliche Erläuterung eines Energieberatungsberichts in Wohnungseigentümersversammlung oder Beiratssitzung.

- Die Förderungen der KfW, bzw der KfW Finanzierungspartner sind weitreichender als die der BAFA, und beziehen sich nicht nur auf die Energieberatung, sondern auf die Baubegleitung einer energetischen Sanierung der Gebäude, sowohl zum KfWeffizienzhaus, als auch für die Durchführung von Einzelmaßnahmen. Der Antrag ist durch den Investitionstragenden selbst zu stellen und beträgt 50% der förderfähigen Kosten, maximal 4000€ pro Antragsteller. Aufwendungen im Rahmen des Förderprogramms "Energieberatung Wohngebäude" der BAFA können nicht in die förderfähigen Kosten einbezogen werden. Sollte der Zuschuss unter 300€ liegen wird er nicht gewährt.

Weiter müssen die öffentlichen Gebäude untersucht und saniert werden. Bei den Untersuchungen fiel dabei das Dörpshus mit dem angeschlossenen Kindergarten als größter öffentlicher Verbraucher mit einem Jahresverbrauch von 100 MWh Wärme auf. Hier sollte schnellstmöglich eine Sanierung an der Gebäudehülle sowie an der Haustechnik umgesetzt werden.

Unter den Annahmen, dass das gesetzte Ziel erreicht wird, würde sich ergeben, dass für die Fernwärmeversorgung der 26 Haushalte noch nicht angeschlossenen Haushalte eine Heizlast von 95 kW zusätzlich aus dem System zur Verfügung gestellt werden müsste. Unter Voraussetzung der durchschnittlichen Netzverluste muss die Erzeugerleistung um 140 kW erhöht werden.

Abbildung 15: Wärmenetz mit zusätzlicher Verteiltrasse im Ortskern

Für die Versorgung wird eine Heizzentrale am Standort der BGA geplant. Für die technische Erschließung der Haushalte mit Fernwärme wird neben den 26 Hausanschlüssen angenommen, dass zusätzlich ca. 200 Meter Verteiltrasse gebaut werden müssen. Der Wärmebedarf wird 70 % aus den Holzhackschnitzel (Winterbetrieb) erzeugt und zu 30 % (Sommerbetrieb) aus der Biogasanlage bezogen. Für den Sommerbetrieb werden dabei durchschnittliche Netzverluste von 50 % vorausgesetzt. Als Verkaufspreis der Fernwärme wird der Basispreis der BGA Dörpum in Höhe von 49,47 Euro je Megawattstunde zugrunde gelegt. Weiter wird von einer Förderung der Fernwärmeleistung i.H.v. 60 Euro je Trassenmeter durch die KfW ausgegangen.

Tabelle 14: Versorgung Ortskern mit HHS

Investition	215.300 €
Hausanschlüsse	26
Wärmelieferung in MWh	648
Einnahmen Wärmeverkauf und KWK	51.000 €
Kosten Wärmeversorgung	19.600 €
Ergebnis v. Steuer	31.400 €
Amortisationszeit in Jahren	6,9

Die wirtschaftliche Darstellung in der obenstehenden Tabelle zeigt, dass sich das Versorgungsmodell mit einer Amortisationszeit von 7 Jahren wirtschaftlich darstellen lässt. Die Wärmegestehungskosten betragen nur 43,00 Euro je Megawattstunde. Die zusätzliche KWK Vergütung während des Sommerbetriebs unterstützt das positive Ergebnis. Eine detaillierte Berechnung befindet sich im Anhang der Studie.

Weiter wird empfohlen, den Spitzenlastkessel im gleichen Zuge durch eine entsprechende Kapazität des HHS-Kessels zu ersetzen. Durchschnittlich werden für die Abdeckung der Spitzenlast jährlich 5.000 Liter Heizöl verbraucht. Durch die Substitution mit Wärme aus dem HHS-Kessel wäre die 100% EE Wärmeversorgung des Dorfkerns auf der Wärmeseite erreicht. Die Investitionskosten würden sich dadurch nur marginal erhöhen.

Tabelle 15: Einsparung CO2 100 % EE Wärme Ortskern (Climate Change GEMIS 4.9, 2008)

Vorher		
Gas -> 0,27kg/kWh Öl -> 0,34kg/kWh	Wärme [MWh]	CO2 [t/a]
Versorgung 26 Haushalte Ortskern	648	214
Spitzlast (ca. 5000l Heizöl/Jahr)	48	16
Summe	696	230
Nachher		
BGA-> 0,07kg/kWh HHS -> 0,02kg/kWh	Wärme [MWh]	CO2 [t/a]

30% BGA der 26 Haushalte Ortskern	304	22
70% HHS der 26 Haushalte Ortskern	648	16
Spitzlast mit HHS	48	1
Summe	999	38
Einsparung		192
Einsparung zur gesamten CO2 Wärme (493 t/a)		39%

5.3. Versorgung Siedlung

Außerhalb des Ortskernes befindet sich eine Siedlung (Karkenweg/Grootsand) mit 8 Haushalten und einem landwirtschaftlichen Betrieb, die auf Basis der Ergebnisse aus der Gebäudeuntersuchung (Clusterzuordnung) eine Heizlast von ca. 70kW benötigen und mit einem Jahresverbrauch von 233 MWh zu kalkulieren sind.

Für die nachhaltige und 100% EE-Versorgung der Siedlung werden zwei Szenarien mit einer Fernwärmeversorgung untersucht. Als Verkaufspreis der Fernwärme wird auch hier der Basispreis der BGA Dörpum in Höhe von 49,47 Euro je Megawattstunde zugrunde gelegt.

5.3.1. Szenario 1

Das Szenario 1 basiert auf dem Anschluss der neu zu realisierenden Fernwärmeversorgung an das vorhandene System der BGA. Dies unter der Prämisse, dass die Erzeugerleistung der HHS-Kesselanlage aus Kapitel 5.1.2. bei Umsetzung um 100 kW größer ausgelegt wird. Hierbei werden die gleichen Netzverluste wie bei dem Hauptsystem in der Gemeinde zugrunde gelegt. Die vorhandene Versorgungstrasse von der BGA in dem Ort ist kapazitiv erschöpft, so dass für die Siedlung eine neue Versorgungstrasse ab BGA zu berücksichtigen ist. Für die technische Erschließung der 9 Verbraucher mit Fernwärme müssen neben den 9 Hausanschlüssen zusätzlich ca. 580 Meter Versorgungstrasse und ca. 300 Meter Verteiltrasse gebaut werden. Auch hier wird eine entsprechende Förderung der Fernwärmetrasse wie unter 5.1.2 vorausgesetzt. Der Wärmebedarf wird 70 % aus den Holzhackschnitzeln (Winterbetrieb) erzeugt und zu 30 % (Sommerbetrieb) aus der Biogasanlage bezogen. Für den Sommerbetrieb werden dabei durchschnittliche Netzverluste von 50 % vorausgesetzt.

Abbildung 16: Wärmenetz Anschluss Siedlung

Tabelle 16: BGA Fernwärmeversorgung Siedlung

Investition	151.000,00 €
Hausanschlüsse	9
Wärmelieferung in MWh	233
Einnahmen Wärmeverkauf und KWK	18.200 €
Kosten Wärmeversorgung	9.900 €

Ergebnis	8.300 €
Amortisationszeit in Jahren	18,2

Wie aus **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zu entnehmen ist, würde sich die hohe Investition in das beschriebene System bei dem zugrunde gelegten Wärmeverkaufspreis nach 18 Jahren voll amortisieren. Die dargestellten Investitionen setzen sich aus 131.000 Euro in das Fernwärmesystem und 20.000 Euro in die Leistungserhöhung zusammen. Durch diese Maßnahme wäre der notwendige Baustein geschaffen, um das Schaufenster Dörpum 100 % mit erneuerbaren auf der Wärmeseite zu versorgen. Es wird empfohlen, den Wärmeverkaufspreis nachhaltig anzuheben, um der Wärme zukünftig eine gerechte Wertigkeit zuzusprechen.

Tabelle 17: Einsparung CO2 Bilanz Siedlung HHS über Wärmenetz (Climate Change GEMIS 4.9, 2008)

Vorher		
Öl -> 0,34kg/kWh	Wärme [MWh]	CO2 [t/a]
Siedlung	233	79
Nachher		
BGA-> 0,07kg/kWh HHS -> 0,02kg/kWh	Wärme [MWh]	CO2 [t/a]
30% aus der BGA für 26 Haushalte Ortskern	109	8
70% aus der HHS für 26 Haushalte Ortskern	233	6
Summe	343	13
Einsparung		65
Einsparung zur gesamten CO2 Wärme (493 t/a)		13%

5.3.2. Szenario 2

Als Szenario 2 wird ein Fernwärmesystem mit einem eigenen Heizwerk auf Holzhackschnitzelbasis betrachtet. Hierfür wird die Realisierung eines kleinen Heizwerks mit einer Erzeugerleistung von 100 kW thermisch betrachtet. Bei der Dimensionierung der Versorgungsleistung wurden in dem separaten Fernwärmenetz wie in dem Hauptsystem durchschnittliche Netzverluste von 30 % kalkuliert. Es wird für die Realisierung davon ausgegangen, dass neben dem Heizwerk und den 9 Hausanschlüssen ca. 300 Meter Verteiltrasse notwendig sind, die wie die vorstehenden Maßnahmen gefördert werden.

Abbildung 17: Siedlung mit HHS als Satelliten-Lösung

Tabelle 18: HHS Fernwärme Siedlung

Investition	139.200 €
Hausanschlüsse	9
Wärmelieferung in MWh/a	233
Einnahmen Wärmeverkauf	14.100 €

Kosten Wärmeversorgung	11.600 €
Ergebnis v. Steuer	2.500 €
Amortisationszeit in Jahren	55,54

Die oben dargestellten Investitionen beziehen sich zirka auf 50 % Heizzentrale und 50% Fernwärmesystem. Aufgrund der relativ hohen Kosten für die Wärmeversorgung, die aus den hohen Investitionskosten für die Erzeugeranlage mit kurzer Abschreibungszeit resultieren, stellt sich das Szenario als nicht wirtschaftlich dar.

Tabelle 19: Einsparung CO2 Siedlung HSS-Satellit (Climate Change GEMIS 4.9, 2008)

Vorher		
Öl -> 0,34kg/kWh	Wärme [MWh]	CO2 [t/a]
Siedlung	233	79
Nachher		
HHS -> 0,02kg/kWh	Wärme [MWh]	CO2 [t/a]
Nahwärme HHS	275	7
Einsparung		71
Einsparung zur gesamten CO2 Wärme (493 t/a)		14%

6. Maßnahmen Strom

In dem folgenden Abschnitt werden Umsetzungsmaßnahmen auf der Seite der Stromversorgung in dem Schaufenster Dörpum behandelt, die im ersten Schritt im EEG Szenario entwickelt werden und als Vorbereitung für die post-EEG Phase dienen.

6.1. Maßnahme 1: BGA Dörpum wird Stromlieferant

Unter Nutzung des öffentlichen Stromnetzes wird der lokal (in der BGA) produzierte Strom den Bürgern in einem lokalen Stromtarif verkauft. Dies erfordert die Bildung eines Virtuellen Kraftwerkes mit Einbindung der BGA Dörpum, die hierfür nötigen Systemdienstleistungen könnten z.B. durch den Dienstleister Nordgröen angeboten werden.

Somit würde das Quartier Dörpum physisch und bilanziell 100% regional mit EE-Strom versorgt.

Optional wäre es bereits zu dieser Maßnahme denkbar schon ein Gemeindewerk zu gründen und in gleicher Weise den Strom über das Gemeindewerk abzurechnen.

6.1.1. Definition

„Direktvermarktung Strom“

Direktvermarktung von Strom bedeutet im Wesentlichen, dass die Einspeisung ins Netz mit dem Betreiber individuell verhandelt und abgerechnet wird oder der Strom alternativ an der Energiebörse gehandelt wird. EE-Anlagen mit Inbetriebnahme ab 01.01.2016 müssen ab einer installierten Leistung von 100 kW ihren Strom zwingend direkt vermarkten, um einen durchgängigen belastbaren Anspruch auf EEG-Förderung in Form der Marktprämie zu haben (vgl. §§ 21 Abs. 1, 20 Abs. 1 EEG 2017). Die Möglichkeit zur sonstigen (weitgehend unregulierten) Direktvermarktung ergibt sich darüber hinaus aus § 21a EEG 2017.

6.1.2. Rechtliche Gestaltung

Zu unterscheiden ist zwischen Direktvermarktung mit Erhalt der EEG-Förderung (Marktprämie) und sonstiger (weitgehend unregulierter) Direktvermarktung. Im letzteren Falle ist die Ausgestaltung zwischen den Parteien sehr frei umsetzbar, wohingegen im ersteren Falle die Vorgaben des § 21 EEG 2017 zu berücksichtigen sind. Der Bezug einer Marktprämie im Rahmen der Direktvermarktung verlangt daher, dass der Netzbetreiber den Strom als aus der EEG-Umlage finanzierten EE-Strom kennzeichnen darf, die Anlage fernsteuerbar ist und im relevanten Bilanzkreis ausschließlich EE-Strom (bzw. solcher aus Grubengas) bilanziert wird, der über die Marktprämie direkt vermarktet wird. Anderer Strom als EE-Strom (bzw. solcher aus Grubengas) darf nur in den Bilanzkreis gelangen, wenn dies vom Anlagenbetreiber bzw. dem Direktvermarkter nicht zu vertreten ist.

6.1.3. Preisgestaltung

Für die EEG-Umlage und die Stromsteuer gilt das in Absatz 6.2.2 Gesagte, wobei mit Blick auf die EEG-Umlage zumindest eine potentielle Eigenversorgung gemeinsam genutzter Infrastruktur bei dieser Maßnahme mangels möglicher Personenidentität keine Rolle mehr spielen dürfte.

Tabelle 20: Strompreisgestaltung BGA in der Direktvermarktung

Preisbestandteil*	Maßnahme 1
EEG-Umlage 6,792 ct/kWh (2018) 6,405 ct/kWh (2019)	✓
Mehrwertsteuer 19%	✓
Stromsteuer 2,05 ct/kWh	✓/X
Konzessionsabgabe Tarifkunden: max. 1,32 ct/kWh (bis 25.000 Einwohner) Sondervertragskunden: max. 0,11 ct/kWh	✓
Abschaltbare Lasten 0,011 ct/kWh (2018)	✓
KWKG-Umlage 0,345 ct/kWh (2018)	✓
§19-StromNEV-Umlage 0,370 ct/kWh (2018)	✓
Offshore-Haftungsumlage 0,037 ct/kWh (2018)	✓
Netznutzungsentgelt des Netzbetreibers	Abhängigkeit von Netzbetreiber

Sonstige Abgaben, wie z.B. netzgebundene Entgelte, fallen im Rahmen der Direktvermarktung ebenfalls regelmäßig an.

Da die Stromgestehungskosten einer BGA vergleichsweise hoch sind, ergeben sich durch diese Maßnahme kaum direkte wirtschaftliche Vorteile für den Endverbraucher, jedoch kann auf jeden Fall ein Startpreis unter dem Grundversorgungstarif angeboten werden. Ferner kann langfristig von einem stabilen Strompreis für den Endkunden ausgegangen werden, da die Stromgestehungskosten von überregionalen Einflüssen entkoppelt werden.

Der BGA Dörpum bietet sich als Erzeugergesellschaft über die Direktvermarktung eine weitere Einnahmemöglichkeit und bereitet damit auf die Zeit nach dem EEG vor.

6.1.4. Regionale Wertschöpfung

Unter der Annahme, dass ein Großteil der ca. 1485 MWh p.a. von überregionalen EVUs „bezogen“ und abgerechnet wird, fließen ohne die Umsetzung dieser Maßnahme **263.000,00 €** ab. Der Betrag errechnet sich aus den 735 MWh für Versorgung der Haushalte

multipliziert mit dem Grundversorgungstarif und den 750 MWh für Eigenverbrauch der BGA multipliziert mit dem Biogastarif.

6.1.5. CO2 und Energiebilanz

Das Einsparpotential an Treibhausgasen errechnet über das CO₂-Äquivalent des deutschen Strommix gegenüber der Versorgung aus der BGA Dörpum ist signifikant, wie aus **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zu entnehmen ist.

Tabelle 21: Einsparung CO₂ über BGA Direktvermarktung (Climate Change GEMIS 4.9, 2008)

Quartier Dörpum				
Bezugsquelle	Anteil Haushalte	Verbrauch [MWh]	CO ₂ -Äquivalent [kg/kWh]	CO ₂ -Ausstoß [t/a]
D-Strom Mix	10%	74	0,489	36
EE-Strom	15%	110	0,000	0
BGA Dörpum	75%	552	0,101	56
Teilsumme	100%	735		92
Einsparung				68%
BGA Dörpum				
BGA Dörpum*	100%	750	0,101	76
Gesamtsumme		1.485		167
Einsparung				74%

Voraussetzung für diese Einsparung ist die Annahme, dass $\frac{3}{4}$ der Haushalte bei der Umstellung mitmachen und dass die BGA sich selbst versorgt. Das rot geschriebene CO₂-Äquivalent ist auf Grundlage der Eigenversorgung der BGA berechnet. Würde sich die BGA weiterhin mit Strom aus dem deutschen Strommix versorgen, müsste ein CO₂-Äquivalent von 0,161 kg/kWh zugrunde gelegt werden.

6.2. Maßnahme 2: Aktivierung eines Privatnetzes

Die existierenden Erdkabel würden zu einem kleinen Netz mit sieben Verbrauchern, dem Haupterzeuger der BGA-Dörpum, einer PV-Anlage 20kWp und einem Batteriespeicher verbunden.

Die Leitungen selber, aus denen das Privatnetz gebildet werden soll, sind im Eigentum der Biogas Dörpum GmbH Co. KG. Die Leitungen müssen geprüft und gegebenenfalls ertüchtigt werden.

Das Netz soll nicht erweitert werden, sondern nur im bestehenden Rahmen als Fallstudie für ein begrenztes Arealnetz aktiviert und betrieben werden. Hier bietet sich für das

Gemeindewerk die Möglichkeit im kleinen Rahmen Erfahrungen für die technischen und administrativen Abläufe zu sammeln.

Für die 20 kWp PV-Anlage werden in der Gemeinde zwei Dachflächen zu Verfügung gestellt. Des Weiteren soll ein Batteriespeicher für die Optimierung des Privatnetzes dimensioniert und betrieben werden -> Überbrückung von Ausfallzeiten der BGA.

PV-Anlage und Batteriespeicher sollen mit Hilfe des Förderprogramms AktivRegion Nordfriesland realisiert werden.

Tabelle 22: Elektrische Jahresverbräuche im Privatnetz

Verbraucher Typ	Anzahl	Verbrauch [kWh]/Annum	Gesamtverbrauch [kWh]/Annum
Haushalte	5	3.800	19.000
Landwirtschaftsbetrieb	1	36.000	36.000
Schweinemastbetrieb	1	120.000	120.000
Verbrauch el. Privatnetz			175.000

Mit dem Verbrauch wie Tabelle 22 aufgeführt und den üblichen Lastprofilen ist davon aus zu gehen, dass die gesamte Energie von ca. 20 MWh im Jahr direkt verbraucht werden kann. Ein Batteriespeicher würde für den separaten Betrieb der PV-Anlage technisch und auch wirtschaftlich nicht sinnvoll sein. Um jedoch die Versorgungssicherheit und die 100% Versorgung aus den EE-Erzeugern zu gewährleisten, ist es empfehlenswert einen Batteriespeicher für potentielle Ausfälle des Hausbesorgers (der Biogasmotoren) zu dimensionieren. Die Wechselrichter Leistung des Batteriesystems ist so zu dimensionieren, dass die Spitzenleistung der Verbraucher abgedeckt wird. Aus der Jahresdauerlinie der Verbraucher im Privatnetz in Abbildung 18 ist die Bemessungsleistung mit ca. 50 kW zu entnehmen. Mit einer Kapazität von 50 kWh würde man dem System ca. 40 Minuten Ausfallzeit einräumen, die von dem Batteriesystem abgedeckt werden könnten. In Anbetracht, dass die BGA Dörpum in Zukunft mit 3 Motoren ausgestattet sein wird und damit ausreichend redundante Systeme zu Verfügung stehen, ist die überbrückbare Ausfallzeit ausreichend. Sollten für die Zukunft längere Zeiträume für den sog. Flexbetrieb der BGA notwendig werden, kann das System so gestaltet werden, dass jeder Zeit Erweiterungen der Kapazität möglich sind.



Abbildung 18: Jahresdauerlinie der Verbraucher im Privatnetz

Von einem Anschluss dieses kleinen Privatnetzes über Transformatoren an die nächst höhere Netzebene ist ab zu sehen. Das Netz sollte technisch als reines Niederspannungsnetz aufgebaut und betrieben werden.

Abbildung 19: Übersichtsbild kleines Privatnetz im aktivierten Zustand (Google Maps)

Eine Abschätzung der Kosten für die Aktivierung beruht auf den aktuellen Marktpreisen die jedoch in den letzten Monaten sehr dynamisch schwanken.

Tabelle 23: Aufstellung der Kosten für das Privatnetz mit PV und Speicher

Position	Kosten ca./€
Straßenverteiler mit NH Sicherungen im Ortskern	10.000
Installation der Hausanschlüsse plus Zähler	18.000
Installation Anschluss BGA (Hauptleitung)	6.000
PV-Anlage Maschinenhalle 5,2 kWp	4.940
PV-Anlage Jungviehstall 14.8 kWp	14.060
Batteriespeicher 50kWh/50kW	45.000
Summe	98.000

Mit einem Strompreis von 25 Cent / kWh und einem Bezug des Stromes der BGA für 18 Cent/kWh würde sich die Investition ohne Zuschüsse in ca. 14 Jahren amortisieren. Mit einer

wahrscheinlichen Förderung durch die AktivRegion Nordfriesland ist eine wirtschaftliche Umsetzung deutlich unter 10 Jahren in Aussicht.

6.2.1. Rechtliche Gestaltung

Eine rechtliche Betrachtung, ob das oben beschriebene Privatnetz als unregulierte Kundenanlage gem. § 3 Nr. 24a EnWG betrachtet werden kann, hängt vor allem vom äußeren Erscheinungsbild und der Bedeutung für den Wettbewerb ab. Da das Netz in seiner derzeitigen Form wettbewerblich nicht weiter kritisch einzustufen ist, ist der Schwerpunkt auf das äußere Erscheinungsbild zu setzen.

Das Kreuzen öffentlicher (Haupt-)Straßen durch die Leitungen spricht regelmäßig eher gegen ein unreguliertes Netz, gleiches gilt für ein so entstehendes „zerfasertes“ Erscheinungsbild in der räumlichen Verteilung der angeschlossenen Teilnehmer. Vorliegend handelt es sich in dieser Hinsicht um einen Grenzfall, da der Wettbewerb zwar ganz offensichtlich nicht spürbar beeinträchtigt werden kann, das Gesamterscheinungsbild bei rein geografischer Betrachtungsweise dagegen eher gegen ein unreguliertes Privatnetz sprechen würde. Da dieses Kriterium vorliegend aber u.U. als untergeordnet ggü. der mangelnden Wettbewerbsbeeinträchtigung behandelt werden könnte, ist eine frühzeitige Abstimmung mit der Bundesnetzagentur (BNetzA) ratsam, um Klarheit zu schaffen und ggf. von den Vorteilen einer unregulierten Kundenanlage profitieren zu können.

Ohne vorherige Abstimmung mit der BNetzA sollte aus rechtlicher Sicht aufgrund des oben dargestellten äußeren Erscheinungsbildes des Privatnetzes (v.a. Kreuzen von Hauptstraßen) von einem kleinen regulierten Netz ausgegangen werden, mit der Folge, dass die Tätigkeit als Energieversorger ggü. der BNetzA anzeigepflichtig ist (§ 5 EnWG), strenge Anforderungen an Abrechnung und Lieferverträge bestehen (§§ 40, 41 EnWG) und eine Pflicht zur Stromkennzeichnung besteht (§ 42 EnWG). Zwar unterliegt ein Privatnetz unter Fall 2 grds. einer Konzession (§ 46 Abs. 1 EnWG), einer formellen Ausschreibung bedarf der Betrieb allerdings i.d.R. dennoch nicht, da es sich bei der aktuellen Ausgestaltung nicht um ein Netz der allgemeinen Versorgung handelt (vgl. § 46 Abs. 2 und 3 EnWG). Auch ist die Laufzeit der Konzession, anders als bei einem Netz der allgemeinen Versorgung, nicht zwingend auf 20 Jahre beschränkt.

Würde bereits zur Aktivierung des Privatnetzes ein sog. Bürgerwerk Bordelum gegründet, könnte die Abrechnung des Stromes an die sieben Verbraucher des Privatnetzes bereits über das Bürgerwerk abgebildet werden. Eine gesellschaftsrechtliche Trennung entspricht auch energierechtlich dem Entflechtungsgedanken des EnWG, ist aber wegen §§ 7 Abs. 2, 7a Abs. 7 EnWG für Verteilernetze mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden nicht zwingend. Der Nachteil liegt darin, dass die Argumente für eine unregulierte Kundenanlage dann auf den Netzbetrieb der Bürgerwerke beschränkt sein dürften, wohingegen die Biogas Dörpum GmbH & Co. KG, wenn diese nur einen Teil in das Privatnetz selber liefert, von vornherein aus dieser Privilegierung herausfallen und als regulierter Energieversorger einzustufen sein dürfte (d.h. dass die Diskussion um das Vorliegen einer ggf. unregulierten Kundenanlage je nach Ausgestaltung möglicherweise doppelt zu führen ist).

6.2.2. Preisgestaltung

Fall1

Neben dem geringeren administrativen Aufwand (Energieversorgerpflichten nach EnWG und Meldepflichten als Netzbetreiber wären nicht zu beachten) ist auch die mögliche **Preisgestaltung** des Stroms wesentlich attraktiver.

Konzessionsabgaben und andere netzgebundene Entgelte (KWKG-Umlage, Umlage nach § 19 StromNEV, Offshore-Haftungsumlage und Umlage für abschaltbare Lasten) fielen in diesem Fall bei einer Einordnung des Privatnetzes als Kundenanlage nicht an.

Die Stromlieferung wäre außerdem dann von der Stromsteuer befreit, wenn (i) das Privatnetz ausschließlich aus EE-Strom gespeist wird bzw. (ii) eine direkte Belieferung vom Betreiber an Letztverbraucher innerhalb von max. 4,5 km um eine Anlage mit max. 2 MW Nennleistung erfolgt

Die EEG-Umlage kann entfallen für (i) Strom, der in gemeinsamer Infrastruktur genutzt wird (d.h. bei Eigenversorgung im Falle von Personenidentität zwischen Anlagenbetreiber und Letztverbraucher), (ii) Strom aus anderen EE-Anlagen, der zur Stromerzeugung in der Biogasanlage genutzt wird, oder (iii) Strom, der in eingebundenen Stromspeichern eingespeichert wird (gem. Saldierungsprinzip allerdings nur in Höhe der für den ausgespeicherten Strom gezahlten EEG-Umlage), ist ansonsten aber grds. anwendbar.

Fall 2

Wird das Privatnetz jedoch als kleines reguliertes Netz eingeordnet, würden die bereits genannten netzgebundenen Entgelte (Konzessionsabgabe, KWKG-Umlage, Umlage nach § 19 StromNEV, Offshore-Haftungsumlage und Umlage für abschaltbare Lasten) vollumfänglich anfallen, wobei es sich bei der Konzessionsabgabe – anders als im Falle der übrigen Abgaben und Umlagen – nicht um einen festen Betrag handelt, sondern vielmehr ist diese in der Konzessionsabgabenverordnung (KAV) als Höchstwert angegeben, unter welchem grds. ein Gestaltungsspielraum zwischen Gemeinde und Konzessionsnehmer besteht (vgl. auch § 2 Abs. 4 KAV für ggf. entfallende Konzessionsabgaben).

Das Netznutzungsentgelt bildet der jeweilige Netzbetreiber aus seiner Erlösbergrenze. Dieser darf durch die Summe seiner Netzentgelte nicht mehr verdienen, als ihm von der Regulierungsbehörde (BNetzA) als Gesamterlös vorgegeben wurde. Für die Entgeltbildung müssen die Netzbetreiber ihre Gesamterlöse verursachungsgerecht auf alle von ihnen betriebenen Netzebenen und Netzfunktionen umlegen (sog. Kostenträgerrechnung). Das Netznutzungsentgelt aus Grundpreis in Euro/Monat und Arbeitspreis in ct/kWh wird von den jeweiligen Stromlieferanten grds. in unterschiedlicher Form in die Strompreise umgerechnet und ist darüber hinaus regional und je nach Verteilnetzbetreiber unterschiedlich hoch. Jeder Netzbetreiber hat nur ein Netzentgelt pro Spannungsebene (Quelle: BNetzA).

Tabelle 24: Strompreisgestaltung BGA in einem Privatnetz

Preisbestandteil*	Maßnahme 2	
	Fall 1	Fall 2
EEG-Umlage 6,792 ct/kWh (2018) 6,405 ct/kWh (2019)	✓/X	✓/X
Mehrwertsteuer 19%	✓	✓
Stromsteuer 2,05 ct/kWh	✓/X	✓/X

Konzessionsabgabe Tarifkunden: max. 1,32 ct/kWh (bis 25.000 Einwohner) Sondervertragskunden: max. 0,11 ct/kWh	X	✓
Abschaltbare Lasten 0,011 ct/kWh (2018)	X	✓
KWKG-Umlage 0,345 ct/kWh (2018)	X	✓
§19-StromNEV-Umlage 0,370 ct/kWh (2018)	X	✓
Offshore-Haftungsumlage 0,037 ct/kWh (2018)	X	✓
Netznutzungsentgelt des Netzbetreibers	Flexibilität im Rahmen der Erlösbergrenze (regionale Unterschiede zu beachten)	

6.2.3. CO2 -Bilanz

Tabelle 25: Einsparung CO2 mit aktivem Privatnetz (Climate Change GEMIS 4.9, 2008)

	Verbrauch [kWh]	CO2- Äquivalent [kg/kWh]	CO2- Ausstoß [t/a]
Verbrauch el. Privatnetz	175.000	0,489	85,6
CO2-Ausstoß - D-Strommix			86
Anteil PV	17.000	0,020	0,3
Anteil BGA (selbst versorgt)	158.000	0,101	16,0
Verluste Speicher	3.400	0,061	0,2
Verbrauch el. Privatnetz nach Aktivierung			16,5
CO2-Ausstoß nach Aktivierung			17
Einsparung			81%

6.3. Maßnahme 3: Betrieb des Arealnetzes

Die Maßnahme 3 ist eher ein Szenario welches im größeren Umfeld des Schaufensters Dörpum betrachtet werden muss, da das Arealnetz, mit dem der Ortsteil versorgt wird, über die Grenzen des Ortsteiles Dörpum hinausgeht.

Rahmenbedingungen

- Eigentumsübergang der Netzkonzession an die Bürgerwerke Dörpum/Bordelum
- Einbeziehung von weiteren erneuerbaren Erzeugungsanlagen der Region in die Versorgung (PV und Windparks des privaten Umspannwerkes Dörpum).

6.3.1. Definition

„Arealnetz“

Arealnetze sind – im Gegensatz zu geschlossenen Verteilernetzen (§ 110 EnWG) – nicht ausdrücklich gesetzlich normiert.

Ob der Arealnetzbetreiber in seinem Netz der Betreiber für die allgemeine Versorgung ist, muss genau geprüft werden und kann nicht pauschalisiert werden. Ergibt sich bereits bei der Planung des Arealnetzes die Zahl der in Zukunft versorgten Letztverbraucher, liegt kein Netz der allgemeinen Versorgung vor (vgl. Legaldefinition des § 3 Nr. 17 EnWG). Ein von vornherein klar definiertes Versorgungsgebiet, ohne die Möglichkeit einer unbestimmten Netzerweiterung, spricht ebenfalls gegen das Vorliegen eines Netzes der allgemeinen Versorgung. Je größer ein Arealnetz auf der anderen Seite ist, desto eher wird man von einem Arealnetz ausgehen können, das der allgemeinen Versorgung dient, wenn dieses Netz auch Privatkunden als Letztverbraucher geöffnet werden soll.

6.3.2. Rechtliche Gestaltung

Im Rahmen dieser Maßnahme 3 ist davon auszugehen, dass bei Übernahme der bestehenden Netzkonzession in der zuletzt ausgeschriebenen Form ein Netz der allgemeinen Versorgung vorliegt.

Neben dem bereits unter Ziff 6.2.1(Fall 2) beschriebenen administrativen Aufwand kommen vorliegend daher auch regelmäßige Meldepflichten als Netzbetreiber ggü. der BNetzA hinzu (§ 76 EEG 2017).

Nach Ablauf oder Kündigung der aktuellen Konzession würde eine Neuausschreibung erfolgen. Die Ausschreibung wird zwei Jahre vor Konzessionsende im Bundesanzeiger veröffentlicht. Eine Interessenbekundung ggü. der Gemeinde ist innerhalb der veröffentlichten Frist möglich, außerdem erfolgt die Anforderung aller wirtschaftlich und technisch relevanten Unterlagen für die Bewertung des Ist-Standes des Netzes. Die Gemeinde selbst hat ein Jahr vor Beginn der o.g. zweijährigen Bekanntmachungsfrist (d.h. drei Jahre vor Vertragsende) ggü. dem aktuellen Konzessionsnehmer einen umfassenden Anspruch auf Offenlegung dieser Unterlagen und Informationen. Abschließend – nach erfolgtem Zuschlag – erfolgt der Vertragsabschluss mit der Gemeinde, in diesem Falle beschränkt auf eine Laufzeit von max. 20 Jahren. Mit Zuschlag und Vertragsabschluss entsteht ein Anspruch des neuen Konzessionsnehmers ggü. dem bisherigen Konzessionsnehmer auf Überlassung des Netzes gegen Zahlung des entsprechend ermittelten Preises für die vorhandene Infrastruktur. Die anzuwendenden Bewertungskriterien zur Auswahl des geeigneten Bieters und deren Gewichtung hat die Gemeinde gem. § 46 Abs. 4 S. 4 EnWG allen Unternehmen, die fristgerecht Interesse an der Teilnahme am Vergabeverfahren bekunden, mitzuteilen. Durch § 46 Abs. 4 S. 2 EnWG wird Gemeinden die Möglichkeit eröffnet, die Belange der örtlichen Gemeinschaft bei der Vergabe als nachgelagertes Kriterium in die Bewertung einfließen zu lassen. Diese Vorschrift besagt, dass unter Wahrung netzwirtschaftlicher Anforderungen, insbesondere der Versorgungssicherheit und der Kosteneffizienz, auch Angelegenheiten der örtlichen Gemeinschaft berücksichtigt werden können. Bei der Entscheidungsfindung, welcher Bewerber der geeignete ist, hat sich die Gemeinde ansonsten allerdings streng an den in § 1 Abs. 1 EnWG festgelegten Zielen zu orientieren (vgl. § 46 Abs. 4 S. 1 EnWG). Demnach ist eine „möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht“ anzustreben. Einer der Gründe, weshalb die BGH-Rechtsprechung in der Vergangenheit eine bevorzugte Vergabe an kommunale Eigenbetriebe ausdrücklich abgelehnt hat, war die Tatsache, dass beispielsweise Fragen des Preisniveaus oder der Effizienz bei der Vergabeentscheidung keine hinreichende Berücksichtigung gefunden haben, obwohl es sich hierbei um zwei der wesentlichen Ziele des § 1 Abs. 1 EnWG handelt. Die Kommunen haben dennoch einen gewissen Spielraum bei der sachgerechten Gewichtung der Kriterien des § 1 Abs. 1 EnWG, sofern diese letztendlich mit einer Gewichtung von über 50% in das Gesamtergebnis einfließen.

6.3.3. Preisgestaltung

Für die EEG-Umlage und die Stromsteuer gilt das in Absatz 6.2.2 Gesagte, wobei mit Blick auf die EEG-Umlage auch hier zumindest eine potentielle Eigenversorgung gemeinsam genutzter Infrastruktur mangels möglicher Personenidentität keine Rolle mehr spielen dürfte.

Tabelle 26: Strompreisgestaltung BGA als Arealnetzbetreiber

Preisbestandteil*	Maßnahme 3
EEG-Umlage 6,792 ct/kWh (2018) 6,405 ct/kWh (2019)	✓/X
Mehrwertsteuer 19%	✓
Stromsteuer 2,05 ct/kWh	✓/X
Konzessionsabgabe Tarifkunden: max. 1,32 ct/kWh (bis 25.000 Einwohner) Sondervertragskunden: max. 0,11 ct/kWh	✓
Abschaltbare Lasten 0,011 ct/kWh (2018)	✓
KWKG-Umlage 0,345 ct/kWh (2018)	✓
§19-StromNEV-Umlage 0,370 ct/kWh (2018)	✓
Offshore-Haftungsumlage 0,037 ct/kWh (2018)	✓
Netznutzungsentgelt des Netzbetreibers	Flexibilität im Rahmen der Erlösbergrenze

6.3.4. Regionale Wertschöpfung

Ziel ist es, dass jede Kilowattstunde, die im Quartier Dörpum sowie in der Gemeinde Bordelum verbraucht wird, sowohl physisch als auch bilanziell aus den EEErzeugungsanlagen in der Region zu beziehen und abzurechnen ist. Für die Vorbereitung auf eine post-EEG Zeit der existierenden Erzeugungsanlagen ist diese Maßnahme ein Grundstein für die zukünftige Vermarktung des lokal produzierten Stromes.

Durch eine geplante Bürgerbeteiligung an dem Gemeindewerk könnten eventuelle Mehreinnahmen wieder an die Beteiligten (Verbraucher) zurückgeführt werden, so bleibt Erwirtschaftetes im Ort. Zudem entsteht so eine hohe Transparenz bezüglich der Energiepreisgestaltung für Strom und Wärme für die Verbraucher bzw. Bürger.

6.3.5. CO2-Bilanz

Eine Quantifizierung der CO2 Einsparung dürfte sich, was die bilanzielle Betrachtung angeht in einem ähnlichen Rahmen bewegen wie die Einsparungen, die unter 6.1.5 in Maßnahme 1 aufgezeigt sind. Verbesserungen der CO2-Bilanz sind jedoch noch zusätzlich zu erwarten, wenn die Biogasanlagen „nur“ noch zur Produktion von Regelenergie in der sog. Dunkelflaute betrieben werden. Dadurch können PV-Anlagen und Windkraftanlagen ihr noch deutliche besseres CO2-Äquivalent mit einbringen. Hier müssen Algorithmen entwickelt werden, die eine ununterbrochene Wärmeverströmung mit den Anforderungen der Netzregelung auf der Stromseite vereinbaren.

7. Gründung Gemeindewerk

Für die verwaltende Organisation des „grünen Quartiers Dörpum“ soll ein Gemeindewerk errichtet werden. Das Gemeindewerk stellt als Betreibergesellschaft das Herzstück der Energielogistik dar. Durch dieses Gemeindewerk wird das virtuelle Kraftwerk abgebildet, das für die gesamte Energielogistik (Komponenten Strom und Wärme) verantwortlich ist.

7.1. Rechtlicher Hintergrund

Da das Gemeindewerk bzw. virtuelle Kraftwerk aus juristischer Sicht nicht nur lediglich eine Bezeichnung oder Namensgebung darstellt, sondern einen eigenen rechtlichen Charakter in Form einer geeigneten Gesellschaftsform besitzt, nimmt dieses auch selbstständig am Rechtsverkehr teil, d.h. es kann eigene Rechte und Pflichten begründen.

7.2. Zusammenfassung Gemeindewerk

Um einen praxistauglichen und reibungslosen Ablauf gewährleisten zu können, wird die Rechtsform einer GmbH (Schritt 1) bzw. GmbH & Co. KG (Schritt 2) empfohlen. Begonnen wird als erste Maßnahme mit einer einfachen GmbH, die für die Energielogistik verantwortlich ist.

Die gesellschaftsinterne Beteiligung an dem Gemeindewerk liegt hierbei bei zumindest 51% bei der Gemeinde, die somit die Mehrheit an der Gesellschaft hält. Die übrigen verbleibenden 49% der Gesellschaftsanteile wird zwischen den Betreibern der Energieerzeugungsanlagen – Biogasanlage, Photovoltaikanlagen und Windparks – sowie weiteren strategischen Partnern – dies sind einzelfallbezogene Dritte – aufgeteilt.

Hintergrund dieser gesellschaftsrechtlichen Beteiligungsverhältnisse ist zum einen, dass die Gemeinde aufgrund gesetzlicher Regularien die Mehrheit an der Gesellschaft halten muss damit von einem „Gemeindewerk“ gesprochen werden kann. Da es sich um hoheitliche Gemeindeinteressen handelt, ist dies darüber hinaus auch notwendig. Zum anderen sollen im ersten Maßnahmen schritt die Betreiber der Energieerzeugungsanlagen beteiligt werden, um in den Verantwortungsbereich des Gemeindewerks miteinbezogen zu werden und diesen durch die Beteiligung einen wirtschaftlichen Ansatzpunkt zu bieten.

In einem zweiten Maßnahmen schritt wird die bereits bestehende GmbH in eine GmbH & Co. KG umgewandelt. Dies ist vor dem Hintergrund einer Beteiligung von weiteren Personen notwendig. Maßgeblich für den Erfolg des Projektes ist die Zufriedenheit sowie die Beteiligungsquote der Bürger der Gemeinde selbst. Vor dem Hintergrund kann es in einem zweiten Schritt notwendig und sinnvoll sein, die Gemeindebürger entsprechend am Gemeindewerk zu beteiligen. Um aus dieser Konstellation geeignete Beteiligungs- und Haftungsquoten umsetzen zu können, ist die Gesellschaftsform einer GmbH & Co. KG notwendig. Die Bürger vereinen sich in einer eigenen Bürgerenergiegesellschaft – zum Beispiel in Form einer Bürgerenergiegenossenschaft – die sich wiederum an dem Gemeindewerk beteiligen wird (nähere Ausführungen und Begründungen hierzu vgl. Gutachten im Anhang).

Von der Umsetzung mittels einer Genossenschaft als Betreibergesellschaft bzw. Gemeindewerk wird abgeraten. Dies insbesondere deshalb, da die Meinungsbildung und die Mitspracherechte bei einer Genossenschaft zu einem Hemmnis bei der Umsetzung und der Handlungsflexibilität führen können. Durch hohe Mitgliederzahlen werden Hürden bei der Fassung von Entscheidungen geschaffen. Daher ist es sinnvoll, bei hohen Mitgliederzahlen eine GmbH & Co. KG zu errichten, die als Gemeindewerk fungiert. Zum

einen wird hierdurch die notwendige Haftung interessengerecht geregelt. Zum anderen haben alle Gemeindebeteiligten die Möglichkeit, am Gemeindewerk als Kommanditist beteiligt zu werden, ohne dass die hierbei notwendigen Entscheidungsfindungen den Ablauf des Gemeindewerks hemmen. Auch hierzu vgl. Gutachten im Anhang.

7.3. Zeitliche Umsetzung

Die unter Ziffer 7.2 dargestellte Maßnahme der Gesellschaftserrichtung sollte wie dort beschrieben von Beginn an umgesetzt werden. Es besteht zwar die Möglichkeit, dass die Gesellschaft der Biogasanlage zunächst als Gemeindewerk fungiert. Hiervon ist jedoch aus Gründen des Interessenskonflikts und einer klaren rechtlichen Abgrenzung der einzelnen Gesellschaftszwecke der Gesellschaften (Biogas und Gemeindewerk) abzuraten.

8. Maßnahmen post-EEG

Hier wird nun nicht mehr zwischen den Sektoren Wärmeversorgung, Stromversorgung und Mobilität differenziert. In Zeiten nach dem EEG müssen die rationalen Erzeuger und Verbraucher mit ihren Energieformen (Strom, Wärme) eng miteinander gekoppelt werden um regenerative Energieversorgung nachhaltig wirtschaftlich umzusetzen.

8.1. Definition

„Post-EEG“

Das post-EEG „Zeitalter“ wird durch den Wegfall der gesetzlichen Verfügung für Erzeugungsanlagen eingeleitet, welche in das öffentliche Netz einspeisen. Der Strom dieser Anlagen muss dann direkt vermarktet werden, was nicht zwingend bedeutet, dass er vollständig in das Übertragungsnetz eingespeist werden muss, sondern ein Teil kann und sollte direkt lokal verkauft und verbraucht werden. Effekte, die bereits in Abschnitt 6 beschrieben wurden, können dadurch noch verstärkt werden. Zudem sichert eine lokale Direktvermarktung nicht nur den Betreibern der Erzeugungsanlagen einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb ihrer Kraftwerke, sondern auch den Stromkunden eine hohe Preisstabilität bis weit in die Zukunft.

8.2. Rahmenbedingungen und Voraussetzungen

Um in naher Zukunft die Versorgung in den Sektoren Wärme, Strom und Mobilität regional umsetzen zu können, müssen gewisse Voraussetzungen geschaffen werden. Betrachten wir zunächst die Rahmenbedingungen:

Erzeugeranlagen:

- Die 51 PV-Anlagen im Ortskern Dörpum liefern bereits heute ca. 45 % der im Quartier verbrauchten Strommenge physisch und direkt ohne Zwischenspeicherung.
- Die BGA Dörpum soll in naher Zukunft in den sog. Flexbetrieb gehen, was bedeutet, dass die Motoren der Anlage nicht mehr kontinuierlich durchlaufen sollen, sondern in Abhängigkeit des Zustandes im Netz hochgefahren oder abgeschaltet werden.
- Ein gefördertes Forschungsprojekt plant in der Region Elektrolyseure an Windkraftanlagen zu installieren. Da eine Windkraftanlage in direkter Nähe zur BGA Dörpum 2021 aus der EEG-Verfügung fällt, kommt diese für das Projekt in Frage. Damit würde eine zusätzliche Wärmequelle zur Einspeisung in das Wärmenetz von Dörpum mit ca. 50kW zu Verfügung stehen. Das Gas aus der Elektrolyse soll zur Verwendung im Öffentlichen Nahverkehr an eine H2-Tankstelle geliefert werden.
- Wie bereits im vorherigen Punkt erwähnt, muss für den Betrieb einer der BGA nahegelegenen Windkraftanlage eine wirtschaftliche Basis für den Weiterbetrieb gefunden werden.

Verbraucher:

- Das Quartier Dörpum wird weiter wachsen. Bereits heute wird ein weiteres Wohngebiet geplant, welches aus der lokalen Infrastruktur mit Strom und Wärme versorgt werden soll.
- Zusätzliche elektrische Verbraucher werden elektrische Fahrzeuge sein. Sowohl im öffentlichen Bereich des Quartiers als auch in Privathaushalten sind in naher Zukunft Ladestellen für Elektroautos zu erwarten. Akteure in der Gemeinde planen bereits ein E-Mobility Carsharing.
 - o Wenn 20% der gefahrenen Kilometer elektrisch zurückgelegt würden, kämen ca. 55,4 MWh an elektrischem Verbrauch hinzu was etwa 1% der aktuellen

elektrischen Jahresenergieproduktion der BGA entspricht oder einer Steigerung des Verbrauches um ca. 8 %.

Prioritäten:

- Erhalt der BGA Dörpum ○ Sicherung der Wärmeversorgung ○ Beitrag zur Netzstabilität bzw. Regelleistung
Grundvoraussetzung ist eine Anpassung des Wärmepreises, um eine „Gleichstellung“ der thermischen Energie mit elektrischer Energie zu erreichen.
- Stärkung der regionalen Wertschöpfung
- Gewährleistung der Versorgungssicherheit
- Preisstabilität für die Bürger in allen Sektoren (Strom, Wärme, Mobilität) - Kontinuierliche Reduktion des CO₂-Ausstoßes

Technische Maßnahmen:

Kern der technischen Umsetzbarkeit von komplexen Energiesystemen ist eine Erzeuger und Verbraucher übergreifende Vernetzung zur Steuerung und Regelung.

Wenn Strom aus Wind, Sonne und Biomasse kombiniert werden sollen und dabei sowohl Strom als auch Wärme zur Verfügung stellen, Abwärme genutzt und gespeichert, Mobilität zu Verfügung gestellt werden soll und zu guter Letzt dies unter Berücksichtigung von wirtschaftlichen Faktoren geschehen soll, dann ist eine übergreifende intelligente Regelung unabdingbar. Es muss in der Umsetzung dafür gesorgt werden, dass auf technischer Ebene (ICT layer Abbildung 20) die Erzeuger und Verbraucher „miteinander sprechen“ und auf eine zentrale Steuerung „hören“ und auf Seite der umsetzenden Firmen interdisziplinär kommuniziert wird.

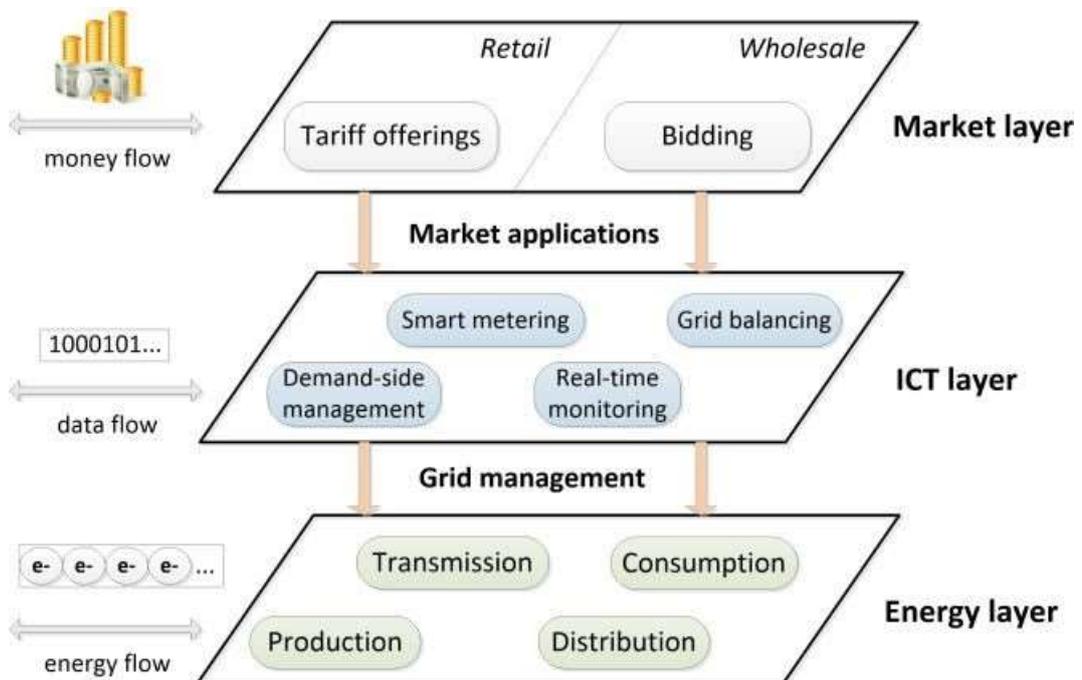


Abbildung 20: Ebenen eines modernen Netzes [Quelle TADA 2013]

9. Haftungsausschluss

Bei diesem Bericht wurden die aktuellen Informationen und der aktuelle Stand der Technik für die beschriebenen Bereiche zugrunde gelegt. Dennoch kann keine Haftung für unter Umständen enthaltene Fehler oder Abweichungen übernommen werden.

Adressen und genaue personenbezogene Daten können aus datenschutzrechtlichen Gründen in diesem Bericht nicht genannt werden.

10. Literaturverzeichnis

- Biogas Dörpum GmbH & Co.KG. (2016). *Wärmeversorungsvertrag*. Dörpum.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (10 2018). *Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)* . Von http://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/index.html abgerufen
- Bundesnetzagentur. (06 2018). *Archiv EEG-Vergütungssätze und Datenmeldungen, 2018*. Von <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/> abgerufen
- Climate Change GEMIS 4.9. (2008). *Energie und Klimaschutz nach THG*.
- ehp-energy harvesting projects GmbH & NewEn GmbH. (2012). *Umsetzungskonzept für eine regenerative Eigenstromversorgung der Ortschaft Dörpum*. Bremen.
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR). (2018). www.fnr.de. Von biogas.fnr.de/daten-undfakten/faustzahlen/: www.fnr.de abgerufen
- Höck, J. (2018). *Analyse von Szenarien für die Nutzung von erneuerbaren Energien und Batteriespeichertechnologien in subautarken Ortsnetzen*. Lübeck: Fachhochschule Lübeck.
- PKS SIMMO Germany. (01.09.2017). *Projektbeschreibung*. Berlin/Wien.
- Schleswig-Holstein Netz AG. (2018). *Veröffentlichung von Daten in Anlehnung an § 31 ARegV (Transparenzinformationen), 2018*. <https://www.sh-netz.com/de/schleswig-holstein-> Schleswig-Holstein Netz AG.
- Unger, R. F. (2015). *Energieeinsparverordnung 2016*. Dresten: SV SAXONIA VERLAG für Recht, wirtschaft und Kultur. doi:ISBN: 978-3-944210-92-6

Anhang 1

Projekt Dörpum – kommunaler Netzbetrieb – Stellungnahme Energierecht

A. ZUSAMMENFASSUNG

Zu trennen und separat voneinander zu beantworten sind vor allem zwei Fragen mit Blick auf potentielle Einschränkungen des kommunalen Netzbetriebs. Auf der einen Seite sind dies die regulatorischen Aspekte bzgl. des möglichen Vorliegens einer sog. Kundenanlage in Abgrenzung zum Energieversorgungsnetz, auf der anderen Seite die Aspekte betreffend die Wegenutzungsrechte und die damit verbundenen Konzessions- und Vergabefragen.

Da, wie unten unter B. dargestellt, vom Vorliegen einer Kundenanlage im Rahmen eines Quartierskonzepts zumindest für den gesamten Ortsteil Dörpum nicht mehr ausgegangen werden kann, unterläge das entsprechende Netz als Energieversorgungsnetz der uneingeschränkten Regulierung nach EnWG. Selbst für die Beschränkung auf (zunächst) fünf angeschlossene Haushalte und zwei landwirtschaftliche Betriebe besteht ein Risiko der Einstufung als reguliertes Energieversorgungsnetz.

Allerdings dürfte es sich vorliegend wohl auch nicht um ein Netz der allgemeinen Versorgung handeln, so dass ein formelles Ausschreibungsverfahren nicht zwingend durchzuführen wäre. Im Rahmen eines „einfachen“ Wegenutzungsrechts ist dennoch davon auszugehen, dass die nicht vermeidbare Nutzung öffentlicher Verkehrswege Gegenstand einer

Konzession ist und in der geplanten Form nicht gänzlich konzessionsfrei erfolgt (dazu s.u. unter C.). (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2018)

B. QUARTIERSKONZEPT ALS KUNDENANLAGE

Zunächst stellt sich aufgrund der überschaubaren Netzausdehnung im Rahmen der bestehenden Planung insbesondere die Frage nach der Umsetzbarkeit des kommunalen Netzes als sog. Kundenanlage nach § 3 Nr. 24a EnWG, da in dem Falle – mangels rechtlicher Einordnung als Energieversorgungsnetz nach § 3 Nr. 16 EnWG – die strenge Regulierung des EnWG keine Anwendung fände. Insbesondere werden vom Betreiber einer Kundenanlage beispielsweise keine Netzentgelte erhoben.

Gemäß der Legaldefinition des § 3 Nr. 24a EnWG handelt es sich bei Kundenanlagen um Energieanlagen zur Abgabe von Energie,

- *die sich auf einem räumlich zusammengehörenden Gebiet befinden,*
- *mit einem Energieversorgungsnetz oder mit einer Erzeugungsanlage verbunden sind,*
- *für die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas unbedeutend sind und*
- *jedermann zum Zwecke der Belieferung der angeschlossenen Letztverbraucher im Wege der Durchleitung unabhängig von der Wahl des Energielieferanten diskriminierungsfrei und unentgeltlich zur Verfügung gestellt werden.*

Bei all diesen Kriterien, die dem Wortlaut nach kumulativ vorliegen müssen, ist eine enge Auslegung erforderlich, da es sich um eine Ausnahme vom Regelfall des umfassend regulierten Energieversorgungsnetzes handelt.

Für die räumliche Zusammengehörigkeit ist eine innere Zusammengehörigkeit des Gebiets, insbesondere eine physische Verbundenheit der Infrastruktur, erforderlich. Ein solches Gebiet kann sich auch über mehrere Gebäude und Grundstücke erstrecken, sofern das Gebiet aus Sicht eines objektiven Betrachters als einheitlich wahrgenommen wird. Die Querung durch Hauptverkehrswege stört i.d.R. die Wahrnehmung als zusammengehörendes Gebiet, im Einzelfall aber nicht unbedingt die Querung durch Anliegerstraßen oder Straßen mit Erschließungscharakter, wenn sich in der Gesamtschau noch die Erscheinung als ein räumlich zusammengehörendes Gebiet rechtfertigen lässt.

Das Kriterium der Verbindung mit einem Energieversorgungsnetz oder einer Erzeugungsanlage wirft i.d.R. keine wesentlichen Probleme auf.

Ob die Kundenanlage dagegen unbedeutend für den Wettbewerb ist, kann und muss aus unterschiedlichen Perspektiven betrachtet werden. Grundsätzlich darf für diese ausnahmsweise kein Regulierungsbedürfnis bestehen, was mit Blick auf die Anzahl der angeschlossenen Letztverbraucher, die geografische Ausdehnung, die Menge der durchgeleiteten Energie und sonstige Merkmale zu beurteilen ist. Nach Einschätzung der Bundesnetzagentur (BNetzA) ist bei Überschreitung folgender Schwellen nicht mehr von einer Kundenanlage auszugehen:

- Anzahl angeschlossener Letztverbraucher: Ab 100 Letztverbrauchern kann nicht mehr ohne Weiteres vom Vorliegen einer Kundenanlage ausgegangen werden, eine Gesamtschau im Zusammenhang mit den übrigen Kriterien ist erforderlich; ab 450500 Letztverbrauchern liegt auch ohne Prüfung weiterer Kriterien ein umfassend reguliertes Energieversorgungsnetz vor.
- Geografische Ausdehnung: Bei Ausdehnung über eine Fläche von mehr als 44.631 qm bis 53.000 qm und mehr als 13-20 Grundstücken ist in der Zusammenschau mit o.g. Anzahl an Letztverbrauchern das Ausmaß einer Kundenanlage i.d.R. überschritten.
- Menge durchgeleiteter Energie: bei eine durchzuleitenden Energiemenge von mehr als 1,005 Mio. kWh bis 2,2 Mio. kWh ist in der Zusammenschau mit o.g. Anzahl an Letztverbrauchern das Ausmaß einer Kundenanlage i.d.R. überschritten.

Als ein wesentliches sonstiges Merkmal ist zu prüfen, ob der Netzbetreiber sich klassischerweise wie ein solcher verhält, indem er beispielsweise mit seinen Letztverbrauchern Verträge schließt, die typische Regelungen von Netzverträgen enthalten.

Das Kriterium der diskriminierungsfreien und unentgeltlichen Zurverfügungstellung schließlich ist dann als erfüllt anzusehen, wenn jeder einzelne Letztverbraucher auch innerhalb der Kundenanlage seinen Energielieferanten frei wählen kann und von anderen Energielieferanten kein Nutzungsentgelt gefordert wird.

Nach den laufenden Planungen für die abschließende Umsetzung im gesamten Ortsteil Dörpum ist entsprechend der o.g. Kriterien nicht mehr von einer Kundenanlage i.S.d. EnWG auszugehen, mit der Folge, dass das Netz als Energieversorgungsnetz grundsätzlich der uneingeschränkten Regulierung nach EnWG unterliegen würde. Aber auch die (temporär) auf wenige Haushalte beschränkte Umsetzung birgt Risiken der Einstufung als Energieversorgungsnetz, da beispielsweise davon auszugehen ist, dass mit den Letztverbrauchern u.a. auch Verträge geschlossen werden sollen, die dem üblichen Geschäftsverkehr eines klassischen Netzbetreibers vergleichbar sind. Nicht zuletzt dürfte in jeder Form der Umsetzung die gem. vorliegender Pläne ersichtliche Querung durch Hauptverkehrswege die Wahrnehmung als zusammengehörendes Gebiet stören und somit ebenfalls gegen das Vorliegen einer Kundenanlage sprechen.

C. KONZESSION UND VERGABEVERFAHREN

I. Grundlegende Voraussetzungen eines kommunalen Netzbetriebs

Die Übernahme von Stromnetzen im Rahmen einer geplanten Rekommunalisierung unterliegt – sofern es sich um Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung handelt – strengen Anforderungen. Schlüsselfrage im Falle einer entsprechenden Ausschreibung ist insofern immer das Erreichen der unter § 1 Abs. 1 EnWG festgelegten Ziele bei Einhaltung eines fairen Wettbewerbs bei der Konzessionsvergabe. Die zentrale

Rechtsvorschrift mit Blick auf die Vergabe der Konzessionen für Stromnetze im deutschen Recht ist § 46 EnWG. Lediglich solche Stromnetze, die nicht als Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung zu qualifizieren sind, lassen sich ohne Beachtung derart strenger Formalitäten vergeben.

Die Vergabe von Konzessionen unter einfachem Wegenutzungsrecht für solche Netze, die keine Netze der allgemeinen Versorgung sind (Beispiel: Direkt- oder Stickleitungen zur Versorgung einzelner Verbraucher), ist in § 46 Abs. 1 EnWG niedergelegt, wohingegen die Vergabe von Konzessionen unter qualifiziertem Wegenutzungsrecht für Netze der allgemeinen Versorgung durch die strengeren Regelungen der Abs. 2 ff. des § 46 EnWG ergänzt wird. Nur die Errichtung und der Betrieb von Arealnetzen auf rein privaten Liegenschaften, welche keine Nutzung öffentlicher Verkehrswege erfordern, fallen nicht unter die Regelungen des § 46 EnWG für Wegenutzungsverträge der Gemeinden und sind somit grundsätzlich ohne formelles Vergabeverfahren konzessionsfrei möglich.

II. Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung (qualifiziertes Wegenutzungsrecht)

Im Regelfall erfolgt die Rekommunalisierung von Stromnetzen durch ein förmliches Vergabeverfahren, da es sich üblicherweise um ein Energieversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung handelt. Dies ist der Fall, wenn das in Frage stehende Netz nicht nur der Belieferung Dritter dient, sondern auch mit Blick auf die Dimensionierung nicht von vornherein nur auf die Versorgung bestimmter, schon bei Netzerrichtung feststehender oder bestimmbarer Letztverbraucher ausgelegt ist, sondern der Versorgung jedes Letztverbrauchers offen steht (vgl. § 3 Nr. 17 EnWG).

1. Vergabe der Konzessionen für Stromnetze gem. § 46 EnWG

Gemeinden haben ihre öffentlichen Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen gem. § 46 Abs. 1 S. 1 EnWG diskriminierungsfrei zur Verfügung zu stellen. Entgegen früherer anderslautender gerichtlicher Entscheidungen (so z.B. noch VG Oldenburg, Beschluss v. 17.07.2012 – 1 B 3594/12) ist es einer Gemeinde nicht gestattet, kommunale Eigenbetriebe im Rahmen ihrer kommunalen Selbstverwaltungsgarantie durch eine entsprechende Gewichtung der Auswahlkriterien so zu bevorzugen, dass andere Mitbewerber im Vergleich schlechter gestellt sind und keine Aussicht auf den Zuschlag haben (vgl. BGH, Urteil v. 17.12.2013 – KZR 65/12).

Zwar steht es aufgrund von Art. 28 Abs. 2 GG den Gemeinden theoretisch jederzeit frei, eine Systementscheidung dahingehend zu treffen, ob der Betrieb des örtlichen Verteilnetzes überhaupt durch die Gemeinde selbst oder ein drittes Unternehmen erfolgen soll (Danner/Theobald/Theobald, EnWG, § 46, Rn. 120-124). In der Praxis wird ein solcher Eigenbetrieb durch die Gemeinde aber immer über ein kommunales Unternehmen laufen, welches aufgrund des Diskriminierungsverbots des § 46 Abs. 1 EnWG mit Blick auf die erforderliche formelle Vergabe unter wegerechtlichen Aspekten wie jeder Dritte behandelt wird.

Gemeinden können sich bei der geplanten Vergabe an kommunale Eigenbetriebe daher nicht mehr auf ein Konzernprivileg oder sog. Inhouse-Geschäfte berufen (vgl. auch § 46 Abs. 6 EnWG).

2. *Energiewirtschaftliche Betätigung der Gemeinde gem. § 101a GO S-H*

Im nächsten Schritt dürfte der Netzbetrieb durch die Gemeinde nicht unzulässig sein. In Schleswig-Holstein ist die energiewirtschaftliche Betätigung einer Gemeinde (einschließlich Netzbetrieb) gem. § 101a GO S-H ausdrücklich zulässig, sofern eine solche Betätigung nach Art und Umfang in einem angemessenen Verhältnis zu der Leistungsfähigkeit der Gemeinde und des kommunalen Unternehmens (Eigenbetriebs) steht. Ob dies der Fall ist, entzieht sich einer pauschalen Beurteilung und muss vielmehr für den jeweiligen Einzelfall geprüft werden.

3. *Einzuhaltende Fristen mit Blick auf die Netzübernahme*

Wie sich aus § 46 Abs. 3 S. 1 EnWG ergibt, haben die ausschreibenden Gemeinden spätestens zwei Jahre vor Ablauf der bestehenden Konzessionsverträge deren bevorstehendes Vertragsende und einen Hinweis auf die zu veröffentlichenden Netzinformationen (samt Veröffentlichungsort) im Bundesanzeiger bekanntzumachen. Diese Bekanntmachung wird verbunden mit einer Fristsetzung von mindestens drei Kalendermonaten, in welcher Unternehmen ihr Interesse am Netzbetrieb bekunden können (vgl. § 46 Abs. 4 S. 4 EnWG). Eine Veröffentlichung im Amtsblatt der Europäischen Union ist lediglich für Gemeinden vorgeschrieben, in deren Versorgungsgebiet mehr als 100.000 Kunden an das Stromnetz angeschlossen sind.

Die zur Verfügung zu stellenden Netzinformationen technischer und wirtschaftlicher Natur hat der bisherige Konzessionsnehmer gem. § 46a S. 1 EnWG ein Jahr vor Beginn der Bekanntmachungsfrist – also insgesamt drei Jahre vor Vertragsende – der Gemeinde zu übermitteln. Hierbei handelt es sich um alle die Informationen, die für die im Rahmen einer Angebotsabgabe durchzuführende Bewertung des zu übernehmenden Netzes erforderlich sind.

4. *Konkreter Ablauf einer Netzübernahme*

a) *Benötigte Unterlagen und erforderliche Einsichtnahmen*

Die vom bisherigen Konzessionsnehmer benötigten Informationen und Unterlagen zur wirtschaftlichen Situation sind:

- die im Zeitpunkt der Netzerrichtung erstmals aktivierten Anschaffungs- und Herstellungskosten (§ 255 HGB),
- das Jahr der Aktivierung,
- die in Anwendung gebrachten betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern,
- die kalkulatorischen Restwerte und Nutzungsdauern laut den einschlägigen Bescheiden der Regulierungsbehörde

Auf die Zurverfügungstellung dieser Informationen besteht ein Rechtsanspruch der Gemeinde gegenüber dem bisherigen Konzessionsnehmer nach § 46a S. 2 EnWG.

Auf Basis der vollständigen Unterlagen zur wirtschaftlichen und technischen Situation des Netzes muss der Bieter wiederum in die Lage versetzt werden können, ein realistisches und wettbewerbsfähiges Angebot abzugeben.

b) *Bewertungskriterien*

Die anzuwendenden Bewertungskriterien zur Auswahl des geeigneten Bieters und deren Gewichtung hat die Gemeinde gem. § 46 Abs. 4 S. 4 EnWG allen Unternehmen, die fristgerecht Interesse an der Teilnahme am Vergabeverfahren bekunden, mitzuteilen.

Durch § 46 Abs. 4 S. 2 EnWG wird Gemeinden die Möglichkeit eröffnet, die Belange der örtlichen Gemeinschaft bei der Vergabe als nachgelagertes Kriterium in die Bewertung einfließen zu lassen. Diese Vorschrift besagt, dass unter Wahrung netzwirtschaftlicher Anforderungen, insbesondere der Versorgungssicherheit und der Kosteneffizienz, auch Angelegenheiten der örtlichen Gemeinschaft berücksichtigt werden können.

Bei der Entscheidungsfindung, welcher Bewerber der geeignete ist, hat sich die Gemeinde ansonsten streng an den in § 1 Abs. 1 EnWG festgelegten Zielen zu orientieren (vgl. § 46 Abs. 4 S. 1 EnWG). Demnach ist eine „möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht“ anzustreben. Einer der Gründe, weshalb die BGH-Rechtsprechung in der Vergangenheit eine bevorzugte Vergabe an kommunale Eigenbetriebe ausdrücklich abgelehnt hat (s.o., BGH, Urteil v. 17.12.2013 – KZR 65/12), war die Tatsache, dass beispielsweise Fragen des Preisniveaus oder der Effizienz bei der Vergabeentscheidung keine hinreichende Berücksichtigung gefunden haben, obwohl es sich hierbei um zwei der wesentlichen Ziele des § 1 Abs. 1 EnWG handelt.

Die Kommunen haben allerdings einen gewissen Spielraum bei der sachgerechten Gewichtung der Kriterien des § 1 Abs. 1 EnWG, sofern diese letztendlich mit einer Gewichtung von über 50% in das Ergebnis einfließen.

Weitere zulässige Kriterien sind beispielsweise Konzessionsabgaben, Vertragslaufzeit, Gemeinderabatte, Abschlagszahlungen, Kaufpreisregelungen, Rechtsnachfolgeregelungen, Baumaßnahmen oder Auskunftsansprüche. Unzulässige Kriterien dagegen sind beispielsweise finanzielle Interessen außerhalb der Leistungen im Rahmen der KAV, regionale Präsenz oder gesellschaftsrechtliche Einflüsse.

Bei der Entscheidung über die Zuschlagserteilung handelt es sich um das Ergebnis einer fachlich-tatsächlichen Prognose, die einer Bewertungsentscheidung im Prüfungsverfahren entspricht und – zumindest teilweise – eine subjektive Einschätzung erfordert. Wie bei jedem zivilrechtlichen Vertrag obliegt es im Wesentlichen der Dispositionsfreiheit des Auftraggebers zu bestimmen, worauf es bei dem Vertragsschluss primär ankommen soll. Eine Kontrolle kann somit nur mit Blick darauf stattfinden, ob die Grenzen des Beurteilungsspielraums eingehalten wurden, vor allem ob keine sachfremden Erwägungen oder Willkür vorliegen (Danner/Theobald/Theobald, EnWG, § 46, Rn. 120-124).

c) Rechtliche, vertragliche und technische Anforderungen an eine Netzübernahme

i. Technische Aspekte

Bei der Übernahme eines Stromnetzes durch einen neuen Konzessionsnehmer ist in technischer Hinsicht sicherzustellen, dass sämtliche Anforderungen technischer Sicherheit erfüllt werden, was mit entsprechenden Auskunftspflichten zum Ist-Stand des Netzes einhergeht, zugleich aber auch Anforderungen an die Kenntnisse und Fähigkeiten des Bieters stellt. Neben den Sicherheitsanforderungen der Anlagen nach § 49 EnWG ist auch die technische Sicherheit des Betriebs nach § 11 EnWG zu gewährleisten. Der bisherige Konzessionsnehmer ist u.a. verpflichtet, dem neuen Konzessionsnehmer das zum Betrieb notwendige Know-How (bestehend aus Daten, Netzplänen etc.) herauszugeben.

ii. Überlassungspflicht und Kaufpreisfestsetzung

Gem. § 46 Abs. 2 S. 2 EnWG trifft den bisherigen Konzessionsnehmer eine Überlassungspflicht gegenüber dem neuen Netzbetreiber. Gegenstand sind die Verteilungsanlagen, die zur allgemeinen Versorgung im Gemeindegebiet notwendig sind. Dadurch wird auf der einen Seite die Überlassungspflicht des bisherigen Netzbetreibers beschränkt, andererseits kann der Überlassungspreis nicht durch eine Verpflichtung zur Übernahme nicht notwendiger Komponenten überhöht werden. Die Überlassung hat gem. § 46 Abs. 2 S. 2 EnWG gegen Zahlung einer wirtschaftlich angemessenen Vergütung zu erfolgen. Die Grundlage für die Ermittlung eines Überlassungsentgeltes (Kaufpreis des Netzes oder – im Falle des § 46 Abs. 2 S. 3 EnWG – ggf. Pachthöhe) ist in § 46 Abs. 2 S. 4 und 5 EnWG festgelegt. Maßgeblich ist demnach der sich nach den zu erzielenden Erlösen bemessende objektivierte Ertragswert des Netzes, wobei auch die Einigung auf eine anderweitig basierte Vergütung möglich ist.

iii. Vertragliche Ausgestaltung

Der zugrundeliegende Konzessionsvertrag ist in der Regel so strukturiert, dass u.a. (neben weiteren Vorschriften) Themen wie Laufzeit, Konzessionsabgaben, Zusammenarbeit zwischen Gemeinde und Konzessionsnehmer, Baumaßnahmen (ausgelöst durch Gemeinde oder Konzessionsnehmer), Rückbau von Infrastruktureinrichtungen, Altlasten im Erdreich, Bestellung von Dienstbarkeiten bei Veräußerung von Grundstücken an Dritte, Dokumentation der Netzinfrastruktur und Vertragsübertragung darin im Detail geregelt sind.

Wenn Gemeinden den Netzbetrieb im Rahmen von Eigenbetrieben betreiben, d. h. als rechtlich unselbständige Teile der Gemeindeverwaltung, kommt es nicht zum Abschluss eines Konzessionsvertrages, wenn Gemeinde und Eigenbetrieb dieselbe juristische Person sind, was nach bürgerlich-rechtlichen Grundsätzen einen Vertrag ausschließt (Danner/Theobald/Theobald, EnWG, § 46, Rn. 151-156).

III. Privatnetz vs. öffentliches Netz: Konzessionsfreiheit?

Grundsätzlich können auch solche Netze, die kein Netz der allgemeinen Versorgung sind, nicht konzessionsfrei vergeben werden, solange die Nutzung öffentlicher Verkehrswege notwendig ist. Gem. § 46 Abs. 1 EnWG ist in jedem Falle eine formelle und diskriminierungsfreie Vergabe bei freiem Wettbewerb erforderlich, sobald für die Errichtung oder den Betrieb eines Netzes öffentliche Verkehrswege in irgendeiner Form genutzt werden sollen. Die Möglichkeit des Zugangs zu derartiger öffentlicher Infrastruktur ist allen Interessenten gleichermaßen zu geben und kann nicht eingeschränkt werden. Der Anspruch der betroffenen Gemeinde auf den Abschluss eines entsprechenden Vertrages besteht unter wegerechtlichen Aspekten uneingeschränkt und kann gemeindeseitig schließlich verweigert werden, wenn der Konzessionsnehmer die Zahlung der geschuldeten Konzessionsabgaben verweigert und solange diesbezüglich keine Einigung erzielt ist (§ 46 Abs. 1 S. 2 EnWG; zur Höhe der Konzessionsabgaben s. Anwendung auf den konkreten Fall unter E.).

Lediglich die Errichtung und der Betrieb von Arealnetzen auf rein privaten Liegenschaften, welche vollständig ohne die Nutzung öffentlicher Verkehrswege auskommen, fallen nicht unter die Regelungen des § 46 EnWG und sind grundsätzlich ohne formelles Vergabeverfahren konzessionsfrei möglich.

IV. Anforderungen an und Besonderheiten von Arealnetzen

Arealnetze sind – im Gegensatz zu geschlossenen Verteilernetzen (oder Objektnetzen, § 110 EnWG) – nicht ausdrücklich gesetzlich normiert.

Problematisch ist häufig die Einordnung von sog. Arealnetzen, die der allgemeinen Versorgung dienen. Bei den Energieversorgungsnetzen der allgemeinen Versorgung ist zu differenzieren zwischen konzessionierten Energieversorgungsnetzen und Arealnetzen, die ebenfalls der allgemeinen Versorgung dienen, aber keiner Konzession bedürfen. Energieversorgungsnetze außerhalb der allgemeinen Versorgung sind entweder

Objektnetze oder sonstige Arealnetze. Der vollständige Pflichtenkatalog des EnWG findet nur Anwendung, wenn ein Energieversorgungsnetz i.S.d. EnWG vorliegt.

Ob der Arealnetzbetreiber in seinem Netz der Betreiber für die allgemeine Versorgung ist, muss genau geprüft werden und kann nicht pauschalisiert werden. Ergibt sich bereits bei der Planung des Arealnetzes die Zahl der in Zukunft versorgten Letztverbraucher, liegt kein Netz der allgemeinen Versorgung vor (vgl. Legaldefinition des § 3 Nr. 17 EnWG). Ein von vornherein klar definiertes Versorgungsgebiet, ohne die Möglichkeit einer unbestimmten Netzerweiterung, spricht ebenfalls gegen das Vorliegen eines Netzes der allgemeinen Versorgung. Je größer ein Arealnetz auf der anderen Seite ist, desto eher wird man von einem Arealnetz ausgehen können, das der allgemeinen Versorgung dient, wenn dieses Netz auch Privatkunden als Letztverbraucher geöffnet werden soll.

Entscheidend für die Abgrenzung eines Arealnetzes der allgemeinen Versorgung zu sonstigen Arealnetzen bzw. Objektnetzen ist die subjektive Bereitschaft des Netzbetreibers, sein Netz der Allgemeinheit zu widmen. Wenn z.B. Arealnetze typischerweise auf die Versorgung bestimmter begrenzter Gebiete mit bestimmten Verbrauchern abzielen, die eine besonders attraktive Versorgungsstruktur aufweisen und die Energiedienstleistungen oft auch nur als Teil eines Gesamtpakets an Standortdienstleistungen in Anspruch nehmen, ist das Arealnetz der allgemeinen Versorgung eher der Ausnahmefall.

Ein nachgelagerter Arealnetzbetrieb kann jedenfalls daran scheitern, dass bei der erforderlichen Nutzung öffentlicher Verkehrswege die Gemeinde das Wegerecht nach § 46 Abs. 1 EnWG verweigert. Zwar hat sie nach dem klaren Gesetzeswortlaut ihre öffentlichen Verkehrswege für die Verlegung und dem Betrieb von Leitungen diskriminierungsfrei jedem zur Verfügung zu stellen. Aus dem Interesse an einem einheitlichen, nicht zersplitterten Gemeindefachnetz kann sich jedoch u.U. auch ein zulässiges Unterscheidungskriterium für eine Ungleichbehandlung ergeben (Danner/Theobald/Hartmann, EnWG, § 17, Rn. 139-149).

V. Herstellung des Netzanschlusses

Für die Errichtung eines Netzanschlusses hat der Anschlussnehmer (Betreiber des nachgelagerten Arealnetzes) dem Netzbetreiber mit seiner Anfrage Angaben über die Örtlichkeit und voraussichtliche Belastung des Netzanschlusses zu machen. Der Netzbetreiber prüft auf dieser Grundlage und anhand der gegebenen Netzverhältnisse die Möglichkeit der Errichtung eines Netzanschlusses und erarbeitet gemeinsam mit dem Anschlussnehmer bzw. unter angemessener Berücksichtigung von dessen Interessen ein Konzept für den Netzanschluss und eine ggf. erforderliche Netzverstärkung. Ausdrückliche Regelungen über die Anzahl potentieller Netzverknüpfungspunkte im Falle eines nachgelagerten Arealnetzes sind nicht ersichtlich, sondern vielmehr eine Frage der technisch adäquaten Umsetzung im Einzelfall.

Auf Grundlage des einschlägigen Konzepts hat der Netzbetreiber dem Anschlussnehmer dann ein nachvollziehbares Angebot für die Errichtung des Netzanschlusses zu unterbreiten. Nimmt der Anschlussnehmer das Angebot an, werden die darin benannten technischen Daten, die Netzanschlusskapazität und Eigentumsgrenzen Bestandteil des Netzanschlussvertrags.

Zur eigentlichen Herstellung des Anschlusses ist der vorgelagerte Netzbetreiber berechtigt und verpflichtet. Grundlage ist die Formulierung in § 17 Abs. 1 EnWG, wonach Betreiber von Energieversorgungsnetzen jeden Anschlussnehmer (auch Betreiber nachgelagerter Netze) „an ihr Netz anzuschließen“ haben. Diese Formulierung zeigt, dass der vorgelagerte Netzbetreiber bei der Verwirklichung des Netzanschlusses grundsätzlich aktiv mitwirkt und die Anschlussmaßnahme selbst oder unter Beauftragung von Erfüllungsgehilfen durchführen muss. Der vorgelagerte Netzbetreiber muss grundsätzlich die gesamte Verbindung zwischen vor- und nachgelagertem Netz herstellen (Danner/Theobald/Hartmann, EnWG, § 17, Rn. 73-76).

VI. Möglichkeit der dauerhaften Bindung eines Netzes an eine Gemeinde

Die Konzessionen für Stromnetze der allgemeinen Versorgung werden in regelmäßigem Turnus neu vergeben und dürfen eine Laufzeit von 20 Jahren nicht überschreiten (§ 46 Abs. 2 S. 1 EnWG). Diese Einschränkung gilt ausdrücklich nur für die allgemeine Versorgung, nicht dagegen für konzessionsfreie Arealnetze auf privaten Liegenschaften oder Arealnetze, die dem einfachen Wegenutzungsrecht (§ 46 Abs. 1 EnWG) unterfallen und gerade keine Netze der allgemeinen Versorgung sind. Für die letzten beiden Fallgruppen ist eine unbeschränkte Bindung an die Gemeinde als Netzbetreiber theoretisch nicht ausgeschlossen.

D. SONSTIGE ENERGIERECHTLICHE FRAGESTELLUNGEN

I. Weitere spezifische Grundlagen des Netzbetriebs

Als Energieversorger und Netzbetreiber, d.h. vertikal integriertes Energieversorgungsunternehmen (§ 3 Nr. 38 EnWG), unterläge die Biogas Dörpum GmbH & Co. KG (spätestens) bei Umsetzung für den gesamten Ortsteil Dörpum entsprechend den oben unter B. und C. gemachten Ausführungen grundsätzlich vollumfänglich dem Regulierungsrahmen des EnWG. Relevant können insofern vor allem die Entflechtungsvorschriften sein, nach denen die vollständige Unabhängigkeit der Netzbetreiber (in rechtlicher und operationeller Sicht) von anderen Tätigkeiten der Energieversorgung gem. § 6 Abs. 1 EnWG zu gewährleisten ist. Wenn an das entsprechende Verteilernetz allerdings weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind, gilt gem. §§ 7 Abs. 2, 7a Abs. 7 EnWG eine Befreiung von den Entflechtungsvorschriften. Sonstige geltende Vorschriften aus dem in seiner Gesamtheit geltenden Pflichtenkatalog des EnWG wären beispielsweise die üblichen den Energieversorger regelmäßig treffenden Melde- und Veröffentlichungspflichten (z.B. § 20 Abs. 1 EnWG) oder die Stromkennzeichnungspflicht nach § 42 EnWG.

Die Qualifizierung als Energieversorgungsnetz in Abgrenzung zur Kundenanlage hätte ebenfalls zur Folge, dass – anders als bei der Kundenanlage – die netzgebundenen Bestandteile des Strompreises nicht entfallen. Anwendung finden würden daher

beispielsweise die KWKG-Umlage, die Konzessionsabgabe, die Umlage nach § 19 StromNEV, die Offshore-Haftungsumlage nach § 17f EnWG und die Umlage für abschaltbare Lasten. Je nach konkreter Ausgestaltung könnten die Letztverbraucher aber von einem Entfallen der Stromsteuer (bei einem ausschließlich aus erneuerbaren Energien gespeisten Netz, § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG) und ggf. auch der EEG-Umlage profitieren. Letzteres (bzgl. der EEG-Umlage) hinge allerdings wiederum von der konkreten abschließenden Umsetzung ab, d.h. entsprechend der o.g. dargestellten Szenarien mit Blick bereits auf den gesamten Ortsteil Dörpum dürfte der Lieferant wohl definitiv als Energieversorger einzustufen sein, so dass die EEG-Umlage gem. § 60 Abs. 1 EEG 2017 grds. anfiel, wohingegen die (allerdings maximal temporär geplante) Bildung einer mehr oder weniger geschlossenen Versorgungseinheit je nach Art der konkreten Einbindung und Beteiligung der angeschlossenen Haushalte (nur bei Schaffung von Personenidentität zwischen Betreiber und Letztverbraucher) u.U. als Befreiungstatbestand für Eigenversorgung aus vollständig erneuerbaren Energien ohne Inanspruchnahme einer EEG-Förderung gewertet werden könnte (§ 61a Nr. 3 EEG 2017).

Die rechtlichen Rahmenbedingungen ändern sich im Falle einer Durchleitung des Stroms dann nicht grundlegend, wenn das Gesamtkonzept – wie vorliegend zumindest für den Ortsteil Dörpum – ohnehin nicht lediglich als weitgehend regulierungsfreie reine Kundenanlage einzustufen wäre, sondern bereits als den Regelungen des EnWG voll unterworfenen Energieversorgungsnetz.

Einem Weiterverkauf von für den Eigenbedarf eingekauftem Strom durch die Biogas Dörpum GmbH & Co. KG steht grundsätzlich nichts im Wege. Bis ins Jahr 2006 war ein solcher Weiterverkauf noch durch den – inzwischen außer Kraft gesetzten – § 22 Abs. 1 AVBEltV ausdrücklich untersagt. Zwischenzeitlich hat aber auch das Bundeskartellamt (BKartA) mehrfach klargestellt, dass ein solches Weiterverkaufsverbot wettbewerbsrechtlich nicht haltbar ist. Da aber trotzdem noch einige Verträge derartige Klauseln beinhalten, sollte der jeweilige Vertrag mit dem Vorlieferanten des Stroms vorab gut geprüft werden.

II. Einbindung einer Windkraftanlage nach Auslaufen der EEG-Förderung

Nach Auslaufen der EEG-Förderung ist der Verkauf des durch eine Windkraftanlage erzeugten Stroms im Wege der sonstigen Direktvermarktung gem. § 21a EEG 2017 rechtlich grds. unproblematisch möglich und stellt vielmehr regelmäßig eine Frage der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung dar. Zu der Frage, ob bzw. unter welchen Voraussetzungen die EEG-Umlage ggf. entfallen kann, gilt das oben unter I. Gesagte. Sonstige Abgaben, wie z.B. Netznutzungsentgelte, fallen im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung trotz Wegfalls der EEG-Förderung ebenfalls regelmäßig an.

E. FAZIT

Anhaltspunkte für die Qualifizierung des Netzes als Kundenanlage i.S.v. § 3 Nr. 24a EnWG und eine dementsprechend privilegierte, weil im Wesentlichen unregulierte, Behandlung liegen zumindest für den gesamten Ortsteil Dörpum nicht vor, aber auch bzgl. der (temporär)

beschränkten Anbindung nur weniger Haushalte bestehen verbleibende rechtliche Risiken. Die Rekommunalisierung von Stromnetzen ist ansonsten – in den Grenzen der Einhaltung eines fairen Wettbewerbs, d.h. der diskriminierungsfreien und transparenten Vergabe – grundsätzlich natürlich möglich. Bei Anwendung des Vergabeverfahrens besteht ein gewisser Spielraum hinsichtlich der geeigneten Auswahlkriterien, solange die Ziele des § 1 Abs. 1 EnWG mit einer Gewichtung von über 50% in die Gesamtwertung einfließen. Kommunale Interessen können ausdrücklich als nachgelagertes Kriterium berücksichtigt werden und in die Auswertung einfließen. Da dies jedoch unter keinen Umständen dazu führen darf, dass Mitbewerber von vornherein keine Aussicht auf den Zuschlag haben, ist die Rekommunalisierung von Netzen der allgemeinen Versorgung ungeachtet der konkreten Ausgestaltung der Bewertungsmatrix immer zumindest mit gewissen Unwägbarkeiten verbunden. Weniger formalisiert ist das Verfahren lediglich bei Arealnetzen, die dem einfachen Wegenutzungsrecht (§ 46 Abs. 1 EnWG) unterfallen, und gänzlich frei gestaltbar ist dieses nur für konzessionsfreie Arealnetze auf rein privaten Liegenschaften.

Anwendung auf den konkreten Fall:

Vorliegend ist das Netz dergestalt dimensioniert, dass die Anzahl der einzubindenden Letztverbraucher ebenso wie die räumliche Ausdehnung des Netzes von vornherein klar eingegrenzt und bestimmbar sind. Auch wenn einerseits die Voraussetzungen für das Vorliegen einer Kundenanlage ggf. nicht erfüllt sind, so dürfte im Falle der entsprechenden praktischen Umsetzung zumindest aber auch kein Netz der allgemeinen Versorgung (§ 3 Nr. 17 EnWG) vorliegen, was bedeutet, dass die strengen Ausschreibungsregeln des § 46 Abs. 2 ff. EnWG für „qualifizierte“ Wegenutzungsrechte keine Anwendung fänden. Da die Leitungen allerdings an unterschiedlichen Stellen öffentliche Verkehrswege kreuzen und auf deren Nutzung angewiesen sind, bewegt sich das Projekt wegen § 46 Abs. 1 EnWG trotzdem nicht im konzessionsfreien Bereich, sondern unterliegt vielmehr den wegerechtlichen Konzessionen im Rahmen der „einfachen“ Wegenutzungsrechte. Diese können von den Gemeinden ohne das formelle Ausschreibungsverfahren nach § 46 Abs. 3 EnWG vergeben werden, dies muss allerdings dennoch in diskriminierungsfreier Form geschehen. Bei insofern ggf. auftretenden Konflikten im Rahmen der Planung und der Berücksichtigung von möglichen anderen Interessenten sind auch ohne förmliches Ausschreibungsverfahren die allgemeinen wettbewerbsrechtlichen Grundsätze und vor allem auf diesem Wege auch indirekt die bestmögliche Erreichung der Ziele des § 1 EnWG zu berücksichtigen. Gemäß § 46 Abs. 1 S. 2 EnWG kann die Gemeinde den Abschluss eines Konzessionsvertrags ohne entsprechende Gegenleistung ablehnen. Wie sich aus § 2 Abs. 4 KAV ergibt, dürfen bei Strom Konzessionsabgaben für Lieferungen an Sondervertragskunden nicht vereinbart oder gezahlt werden, deren Durchschnittspreis im Kalenderjahr je Kilowattstunde unter dem Durchschnittserlös je Kilowattstunde aus der Lieferung von Strom an alle Sondervertragskunden liegt (maßgeblich hierbei ist der Wert des vorletzten Kalenderjahres ohne Umsatzsteuer aus der amtlichen Statistik des Bundes). Liegt der Durchschnittspreis der Lieferungen an Sondervertragskunden also unter dem so jeweils zu ermittelnden einschlägigen Grenzpreis, dürfen hierfür keine Konzessionsabgaben vereinbart oder gezahlt werden.

Anhang 2

Unter Bezugnahme auf die Projektbesprechung vom 18.09.2015 in der Gemeinde Bordelum vermittelt dieses Kurzgutachten eine erste Einschätzung, inwiefern die Gemeinde Bordelum im Kreis Nordfriesland, Schleswig-Holstein, eine regenerative Eigenstromversorgung realisieren kann. Dieses Gutachten dient den Projektbeteiligten als Grundlage für das weitere gemeinsame Vorgehen und Orientierung.

I. Ausgangssituation

Die Gemeinde Bordelum, insbesondere der Ortsteil Dörpum, besteht aus einer ländlich geprägten Versorgungsstruktur. Die Einwohnerzahl und damit die Zahl der Energieverbraucher beträgt ungefähr 500, verteilt auf ca. 120 Haushalte und landwirtschaftliche Betriebe.

Die Gemeinde Bordelum verfügt über diverse Erneuerbare-Energien-Anlagen (Bestandsanlagen), die sowohl teilweise die örtlichen Verbraucher mit Strom und Wärme versorgen, als auch die erzeugte Energie in das Hoch- und Mittelspannungsnetz des überregionalen Netzbetreibers E.ON Hanse einspeisen. Im Einzelnen handelt es sich um 3 Biogasanlagen (BGA), 38 Windenergieanlagen (WEA) und einem Bürgersolarpark (PV-Anlagen), die in unterschiedlichsten gesellschaftsrechtlichen Formen strukturiert sind und betrieben werden. Darüber hinaus verfügt die Gemeinde über ein eigenes Umspannwerk (Reußenköge / Dörpum).

II. Projektziele und Planung

Die in der Gemeinde Bordelum ansässigen Erneuerbare-Energien-Anlagen sind in der Lage, den benötigten elektrischen Energiebedarf der gesamten Verbraucherstruktur vollumfänglich zu bedienen. Die Gemeinde verfügt über eine Überversorgung an elektrischer Energie, so dass als gemeinsames Projektziel die vollständige Eigenstromversorgung im Rahmen eines eigenen Inselnetzes angestrebt wird. Die BGA können schon heute einen großen Teil des thermischen Energiebedarfs vor Ort decken. Hier soll ebenfalls eine regenerative Vollversorgung überplant werden.

Das Projektziel besteht daher zunächst darin, vorhandene elektrische Bestandsanlagen und Verbraucher zu einer einheitlichen Gemeinschaft zu vereinen, um 100 % Energieautarkie erreichen zu können. Diese Gemeinschaft von Anlagenbetreibern und Verbrauchern wird in einer sogenannten Betreibergesellschaft zusammengefasst.

Eine Anlagenabschaltung bei Netzüberlastung und der daraus resultierende Bezug von Graustrom aus dem öffentlichen Netz soll verhindert werden.

Hierfür soll insbesondere ein technischer Abgleich von Energieerzeugung- und Verbrauch stattfinden, so dass im Rahmen einer gewissen Planbarkeit der Strombezug aus dem überregionalen Netz der E.ON Hanse vermieden wird und die selbst erzeugte Energie in Form von Strom und Wärme bedarfsorientiert vor Ort erzeugt und verbraucht werden kann.

Die thermische Vollversorgung auf regenerativer Basis ist zweitrangig und wird in diesem Gutachten zunächst nicht weiter betrachtet.

Vorliegendes Kurzgutachten legt Handlungsalternativen offen, beinhaltet rechtliche Einschätzungen und schließt mit einer **Handlungsempfehlung** ab. Dieses soll im weiteren Verlauf Grundlage für die nächsten Schritte sein.

III. Gesellschaftsrechtliche Bewertung und Handlungsmöglichkeiten

Die Ausgangssituation im Hinblick auf das Projektziel, Verbraucher und Anlagenbetreiber der Gemeinde in einer Betreibergesellschaft zusammenzuschließen, wird maßgeblich durch folgende Kriterien bestimmt:

- Zunächst ist zu berücksichtigen, welche Personen in der Betreibergesellschaft vertreten sein sollen. Dies können neben den Anlagenbetreibern, den Energieabnehmern als Verbraucher und der Kommune selbst weitere Einrichtungen oder Personen sein.
- Weiter müssen sämtliche Interessen dieser beteiligten Personenkreise ausreichend Berücksichtigung finden. Sofern Interessen der Beteiligten nur teilweise berücksichtigt werden entsteht das Risiko, dass diejenigen nicht in der Betreibergesellschaft vertreten sein wollen, deren Interessen nicht von der Eigenstromversorgung gedeckt sind. In diesem Falle wäre das Projektziel, 100 % Energieautarkie, nicht erreicht. Insbesondere wäre in diesem Falle das Projektziel eines Inselnetzes nicht realisierbar.

Die Interessen der Beteiligten werden unten im Einzelnen übersichtlich dargestellt.

- Darüber hinaus muss hinterfragt werden, inwieweit die Bestandsanlagen sich selbst organisieren oder sämtliche Verwaltungsbereiche und Organisationen (Energiefieferungen, Festlegung von Preisen etc.) an die eigenständige Betreibergesellschaft abgeben möchten. Für einen strukturierten und effektiven Zusammenschluss von Erzeugern und Verbrauchern bedarf es einer Betreibergesellschaft, die sämtliche organisatorischen Pflichten übernimmt, technische Steuerungen und Abgleiche vornimmt und verantwortlich ist für eine reibungslose Stromversorgung.

Die neu zu errichtende Betreibergesellschaft ist nach unserer Empfehlung eine „Bündelungsgesellschaft“, in der sämtliche Bestandsanlagen der Gemeinde und ortsansässige Verbraucher zusammengefasst werden. Hier gibt es unterschiedliche Handlungsmöglichkeiten, wie eine solche Betreibergesellschaft gesellschaftsrechtlich organisiert werden kann.

1. Eine Personengesellschaft als „kleine Lösung“

Es besteht die Möglichkeit, die Betreibergesellschaft in Form einer Personengesellschaft zu organisieren. In Betracht kommen könnten konkret die Gesellschaftsformen der Gesellschaft bürgerlichen Rechts (GbR), einer offenen Handelsgesellschaft (OHG) oder einer Kommanditgesellschaft (KG).

Schon vorweg ist jedoch darauf hinzuweisen, dass eine Organisationsform als Personengesellschaft nur mit erheblichen Schwierigkeiten realisierbar ist. Zwar stellt die Gründung einer Personengesellschaft die kostengünstigste Variante dar. Es wird weder eine notarielle Beglaubigung des Gesellschaftsvertrages benötigt, noch entstehen anderweitige Kostenpositionen in erheblichem Umfang. Sofern die Betreibergesellschaft als OHG oder KG organisiert wird, fallen Kosten für die Beglaubigung der Anmeldung im Handelsregister (Abt. A) an. Steuerliche Vorteile können sich im Bereich der Gewinnfeststellung und der Verlustzuweisung ergeben. Die Nachteile einer solchen „kleinen Lösung“ bestehen jedoch aus folgenden Punkten:

- a. Eine GbR oder OHG wird üblicherweise personalistisch strukturiert, so dass jede Bestandsanlage durch einen Gesellschafter in der Betreibergesellschaft vertreten ist. Jede Bestandsanlage hat daher eine gleichwertige Stimme in der neuen Betreibergesellschaft. Dies führt zu dem Problem, dass die umfangreichen Bestandsanlagen mit vielen Einzelanlagen die gleiche Stimmberechtigung haben, wie diejenigen mit nur wenigen Einzelanlagen. Anlagenbetreiber mit höherem finanziellem Aufwand und daher mit höherem wirtschaftlichen Risiko werden dadurch mit den kleinen Anlagenbetreibern gleichgestellt, wodurch eine gerechte Interessenvertretung nicht möglich ist.

Darüber hinaus entsteht hier das Problem, dass interne Diskussionen und Unstimmigkeiten aller Bestandsanlagen in der Betreibergesellschaft selbst ausgetragen werden müssen. Hierdurch wird der Handlungsspielraum der Gesellschaft eingeschränkt und Handlungsmöglichkeiten stark eingegrenzt. Eine solche Betreibergesellschaft ist nicht zielführend und daher nicht praxistauglich.

- b. Als weiterer Nachteil ist die persönliche Haftung der Gesellschafter der Betreibergesellschaft zu nennen. Dies bedeutet, dass alle Gesellschafter für die Verbindlichkeiten der Betreibergesellschaft mit ihrem Privatvermögen haften. Zur Vermeidung dieses Risikos ist es empfehlenswert, der Betreibergesellschaft lediglich verwaltungstechnische Abläufe und organisatorische Angelegenheiten zu übertragen. Die Energievermarktung (Strom und Wärme) müsste zur Vermeidung eines erhöhten Risikos für die Betreibergesellschaft durch die Bestandsanlagen selbst durchgeführt werden, so dass sich eine Bündelung aller Gemeindeinteressen auf verwaltungstechnische Bereiche beschränkt. Dies wird dem angestrebten Projektziel (100 % Autarkie) nicht gerecht.

Zwar könnte dieser persönlichen Gesellschafterhaftung durch die Errichtung einer KG entgegengetreten werden. Bei der KG wäre eine Haftung auf eine betragsmäßig festgelegte Hafteinlage, die frei gewählt werden kann, beschränkbar. Doch auch hier müssten umfangreiche Kontrollgremien und Sicherheitsvorkehrungen getroffen werden, die die Flexibilität der Betreibergesellschaft erheblich einschränken würde.

2. Eine Kapitalgesellschaft als „große Lösung“

Es ist zu empfehlen, die Betreibergesellschaft als eine „große Lösung“ in Form einer Kapitalgesellschaft zu organisieren, in der sämtliche Gemeindeinteressen berücksichtigt werden. Diese Gemeindeinteressen werden wiederum in eigenständigen „Bündelungsgesellschaften“ zusammengefasst.

Die Bürger der Gemeinde könnten sich in Form einer Bürgerenergiegesellschaft organisieren.

Weitere Beteiligte wie beispielsweise die Kommune, externe Grundstückseigentümer o.ä. werden in weiteren passenden Gesellschaften gebündelt (siehe Schaubild).

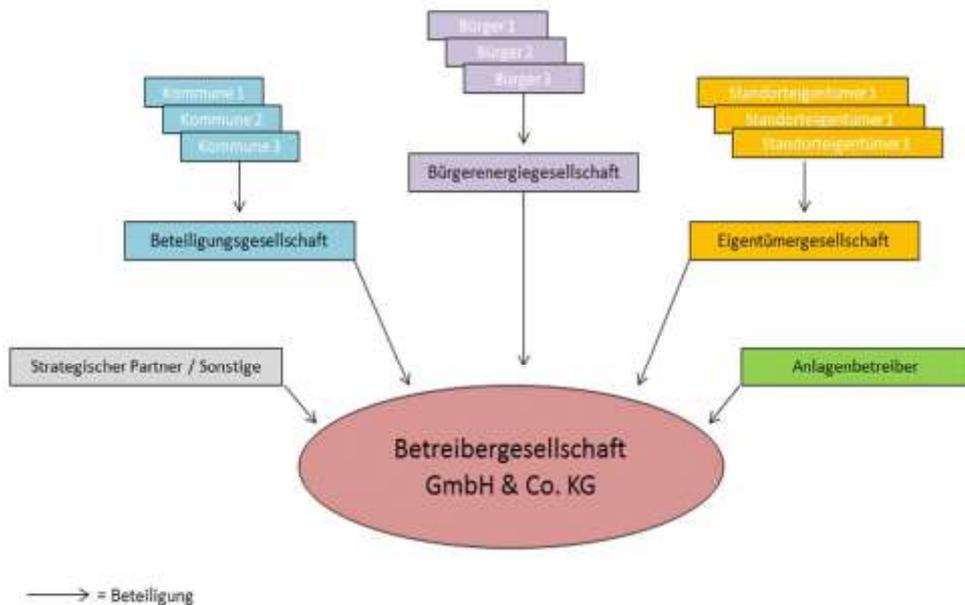
Die Betreibergesellschaft selbst kann als GmbH oder als GmbH & Co. KG realisiert werden.

Es bestehen unterschiedlichste Möglichkeiten, wie im Einzelnen Beteiligungsverhältnisse rechtlich ausgestaltet werden können. Da die Darstellung sämtlicher Varianten den Umfang dieses Kurzgutachtens übersteigen würde, konzentrieren wir uns auf eine praxistaugliche „Grundkonstellation“, die nach Bedarf auf die aktuelle Situation angepasst werden kann. Dies erfolgt im weiteren Verlauf unseres Projektes mit allen Beteiligten gemeinschaftlich.

- a. Innerhalb der „großen Lösung“ übernimmt die Betreibergesellschaft sämtliche verwaltungsinterne und organisatorische Verpflichtungen.

Darüber hinaus obliegt ihr im Gegensatz zur „kleinen Lösung“ die Aufgabe, sämtliche Abrechnungsverhältnisse und Liefervorgänge auszuführen. Sie organisiert im Ergebnis sämtliche Interessen aller Betroffenen (Anlagenbetreiber, Verbraucher etc.) und koordiniert alles Notwendige, um eine Eigenstromversorgung dauerhaft und nachhaltig gewährleisten zu können.

Schaubild: Grundform gesellschaftsrechtliche Gestaltung



Wie aus dem Schaubild ersichtlich, werden sämtliche Einzelinteressen in gesonderten Gesellschaften vertreten. Hierdurch werden die Beteiligten unter Berücksichtigung der individuellen Ziele „zusammengefasst“. Hierdurch wird die

Möglichkeit geschaffen, dass sich jeder Beteiligte an dem Projekt der Eigenstromversorgung mit seiner eigenen Stimme beteiligen kann. Die Willensbildung der Einzelinteressen findet somit innerhalb der einzelnen Gesellschaften statt. Das Ergebnis wird sodann in die Betreibergesellschaft durch Beteiligung dieser einzelnen Gesellschaften in diese integriert und berücksichtigt.

Folgende Interessen lassen sich den einzelnen Beteiligten zuordnen:

(1) Bürgerenergiegesellschaft

- Gesellschaftsform: Eingetragene Genossenschaft (eG)
- Bürger können sich an Energiewende beteiligen
- 100 % Erneuerbare-Energien
- Bessere Akzeptanz durch Beteiligung an regionalen Projekten
- Kostenersparnisse
- Unabhängigkeit von Energiepreisen

(2) Beteiligungsgesellschaft Kommune

- Gesellschaftsform: Einzelfallentscheidung / Interessenabhängig
- Förderung der dezentralen Energieversorgung
- Umsetzung politischer / rechtlicher Vorgaben
- Regionale Wertschöpfung
- Zusätzliche Steuereinnahmen (Gewerbsteuer u.ä.)
- Energieautonomie
- Verbesserung des Images der Kommune: „Green Label“
- Leuchtturmcharakter bei der Energiewende

(3) Bündelungsgesellschaft Standorteigentümer

- Gesellschaftsform: Einzelfallentscheidung / Interessenabhängig
- Einnahmen durch Verpachtung
- regionaler Energiebezug
- Beteiligung an Willensbildung der Betreibergesellschaft

(4) Anlagenbetreiber

- Gesellschaftsform: Bestandsanlagen besitzen bereits Gesellschaftsformen

- Regionale Direktvermarktung der Energie
- Gesicherte Strom- und Wärmepreise
- Wirtschaftliche Gleichstellung nach Auslaufen der EEG-Vergütung
- Kostensenkung durch Arealnetze
- Vermeidung der öffentlichen Abgaben und Kosten durch Inselnetz

(5) Strategische Partner / Sonstige Beteiligte

Es können weitere Beteiligte in Betracht kommen, die sich durch eine geeignete Gesellschaftsform an der Betreibergesellschaft beteiligen können. Dies ist ortsbezogen zu entscheiden.

- b. Zwischen den Gesellschaften bestehen unterschiedliche Lieferverhältnisse in verschiedene Richtungen:

Zum einen liefern die Bestandsanlagen ihre Energie an die Betreibergesellschaft. Zum anderen besteht eine Lieferbeziehung zwischen den Anlagenbetreibern und dem regionalen Netzbetreiber Schleswig-Holstein Netz AG bzw. der E.ON Hanse als überregionalen Netzbetreiber. Diese Lieferungen könnten in Form einer Überschusseinspeisung erfolgen, sofern hierfür noch Stromkapazitäten vorhanden sind und etwaige Vertragsanpassungen der bestehenden Netzeinspeise- und Anschlussverträge (NEV/NAV) möglich sind. Dies dürfte aufgrund der hohen Überproduktion zwingend erforderlich sein.

- c. Den Lieferverhältnissen entsprechend bestehen auch die Abrechnungsverhältnisse. Sämtliche Bestandsanlagen rechnen ihre gelieferte Energie gegenüber der Betreibergesellschaft ab. Die Betreibergesellschaft stellt ihre Leistung wiederum den Abnehmern / Verbrauchern in Rechnung.

Auf beiden Lieferseiten haben die Gesellschafter die Möglichkeit, ihre Preisgestaltungen individuell und bedarfsorientiert auszugestalten. Regelungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) kommen nicht in Betracht, sofern lediglich netzeigene Strukturen (Arealnetze) verwendet werden und nicht auf öffentliche Netze zurückgegriffen wird (öffentliche Abgaben können vermieden werden).

Es ist zu empfehlen, sich hierbei zunächst an den Vergütungssätzen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) zu orientieren. Es sollten sämtliche Bestandsanlagen in der Lage sein, zu identischen Preisen zu liefern, da dies zwecks Einheitlichkeit gegenüber den Verbrauchern notwendig ist. Eine Preisgestaltung hat hier transparent und nachvollziehbar zu erfolgen.

Im Einzelnen kann an dieser Stelle des Kurzgutachtens nicht weiter auf eine Preisgestaltung eingegangen werden, da dies von den Umständen des Einzelfalls abhängig ist. Diesbezüglich bestehen jedoch keine Anhaltspunkte, die das Projekt der vollständigen Eigenstromversorgung scheitern lassen könnten, so dass eine konkrete und detaillierte Betrachtung im Rahmen der nachfolgenden Schritte des Projektes stattfinden wird.

- d. Die anfallenden Kosten sind bei der Errichtung einer Kapitalgesellschaft höher, als bei einer Personengesellschaft. Neben dem erforderlichen Stammkapital für die Gesellschaft / Hafteinlage fallen weitere Kosten für den Notar und das Registergericht an.

IV. Einbezug des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Zum heutigen Zeitpunkt befinden sich sämtliche Bestandsanlagen innerhalb der gesetzlich garantierten EEG-Einspeisevergütung. Die Bestandsanlagen erhalten daher für ihren Stromverkauf ihre feste Vergütung je kWh. Nach Ablauf von 20 Jahren entfällt diese Vergütung jedoch, mit der Folge, dass diese Anlagen lediglich den an der Strombörse festgesetzten Preis erhalten.

Dieser Zeitpunkt stellt den Moment dar, an dem sich die Bestandsanlagen spätestens an der Betreibergesellschaft beteiligen müssen. Durch die Aufnahme sind die Bestandsanlagen wieder in der Lage, einen festgelegten Strompreis zu erhalten. Durch entsprechende Vereinbarungen in den Lieferverträgen wird auf diese Weise eine langfristige Sicherheit für ein wirtschaftliches Betreiben dieser Anlagen garantiert.

Ob sich Bestandsanlagen, die sich noch im EEG-Vergütungs-Fenster befinden, ebenfalls an der Betreibergesellschaft beteiligen werden, hängt von den bestehenden Lieferverpflichtungen gegenüber der Schleswig-Holstein Netz AG bzw. der E.ON Hanse und der Preisgestaltung ab. Als Ziel steht hier jedoch im Fokus, dass sämtliche Anlagen innerhalb der Betreibergesellschaft wirtschaftlich ebenso gut dastehen, wie dies durch die EEG-Vergütung der Fall ist. Eine Einzelfallprüfung kann daher erforderlich sein.

V. Handlungsempfehlung

Es kommt sowohl eine Lösung in Gestalt einer Personengesellschaft (GbR, OHG) wie auch in Form einer Kapitalgesellschaft (GmbH, KG) in Betracht, wobei von ersterer abgeraten wird.

Wir empfehlen im Rahmen dieses Kurzgutachtens die Errichtung einer **GmbH & Co. KG** als Betreibergesellschaft, da durch diese Gestaltung sowohl die persönliche Haftung der (aller) Gesellschafter begrenzt ist, als auch eine praxistaugliche und notwendige Nähe der einzelnen Bündelungsgesellschaften zur

Betreibergesellschaft hergestellt wird. An dieser Betreibergesellschaft beteiligen sich sämtliche Gesellschaften in der Form, wie aus dem Schaubild ersichtlich. Wesentlich ist hierbei die konkrete Ausgestaltung der Lieferverträge, die bedarfsgerecht und praxistauglich ausgearbeitet werden müssen.

Auf dem Weg zu einer passenden Gesellschaftsform der Betreibergesellschaft sollten die Überlegungen nicht lediglich auf eine bestimmte Gesellschaftsform der Betreibergesellschaft gerichtet sein. Dies würde den Blick auf das Wesentliche einschränken. Vielmehr sollte auf folgende Fragestellungen eingegangen werden, die wir im weiteren Verlauf des Projektes gemeinsam erörtern werden:

1. Welche Aufgaben soll die Betreibergesellschaft übernehmen; bestehen diese aus rein organisatorischen und verwaltungstechnischen Aufgaben, oder soll z.B. auch eine Abrechnung bzw. Lieferverhältnisse über diese abgewickelt werden?
2. Besteht Einverständnis, dass bestimmte Funktionen im Bereich Marketing und Preisgestaltung auf diese Betreibergesellschaft übertragen werden?
3. Ist eine laufende Kontrolle der Geschäftsführung der Gesellschafter erwünscht?
4. Wie sollten die Stimmberechtigungen bei einer Beschlussfassung ausgestaltet sein; Soll sich diese nach der Größe der Bestandsanlagen (Gesellschaften) richten oder genügt es, wenn jeder Gesellschafter der Betreibergesellschaft (und damit jede Bestandsanlage) lediglich eine Stimme hat?

5. Welche maßgeblichen Interessen der einzelnen Beteiligten bestehen; wer handelt mit Gewinnerzielungsabsicht, welche Beteiligungsqualität besteht im Einzelnen (Beteiligung als reiner Kapitalgeber oder als Gesellschafter)?
6. Auf welche Bereiche wird darüber hinaus wesentlicher Wert gelegt?

Durch Errichtung einer GmbH & Co. KG besteht hohe Flexibilität innerhalb des Gesellschaftsvertrages, Gesellschaftsanteile sind leicht auf andere Personen übertragbar, eine notarielle Beurkundung des Gesellschaftsvertrages der KG ist nicht erforderlich. Darüber hinaus können sich steuerliche Vorteile für den einzelnen ergeben. Diese müssen im weiteren Verlauf geprüft und miteinbezogen werden.

VI. Copyright und Hinweis

ALTEC ENERGIE Projektgesellschaft Schlosserstraße 15,
70180 Stuttgart

Tel.: 0711 – 60 98 09

E-Mail: info@altec-energie.de

Web: www.altec-energie.de

in Zusammenarbeit mit

Rechtsanwälte Streich & Kollegen

Schlosserstraße 15, 70180 Stuttgart

Tel.: 0711 – 60 52 43

E-Mail: info@raestreich.de

Web: www.raestreich.de

Die in diesem Kurzgutachten dargestellten Inhalte wurden nach bestem Wissen und sorgfältigster Recherche erarbeitet. Für Richtigkeit, Sorgfältigkeit und Aktualität übernehmen die Verfasser jedoch keine Gewähr. Sämtlicher Inhalt ist geistiges Eigentum der vorstehend genannten Personen. Eine Vervielfältigung oder Weitergabe an Dritte ist ohne Zustimmung der vorgenannten Personen nicht gestattet.

Dieses Kurzgutachten soll für alle Projektbeteiligten eine erste rechtliche Einschätzung der Umsetzbarkeit des Projektes und der weiteren Vorgehensweise sein. Die Parteien haben vereinbart, dass dieses Projekt gemeinsam mit den hier Beteiligten durchgeführt wird.