

Kommunale Abwasserreinigungsanlagen als netzdienliche Flexibilitätsdienstleister in Erneuerbaren Energiegemeinschaften

Kerstin PFLEGER-SCHOPF¹, Paul BINDERBAUER¹, Thomas KIENBERGER¹

¹ Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, Parkstraße 31, 8700 Leoben, Telefonnr.: [+43 3842 402 5401](tel:+4338424025401), E-Mail: evt@unileoben.ac.at, Webauftritt: <https://evt-unileoben.at/de/>

Kurzfassung: Ein durch die österreichischen Ausbauziele steigender Anteil an Strom aus volatilen Elektrizitätsquellen im Verteilnetz, bedingt netzdienliche Flexibilitätsdienstleister, welche Flexibilitätsoptionen zum laufenden Angleich von Elektrizitätsnachfrage und erneuerbarem Elektrizitätsangebot bieten. Aufgrund der dezentralen Anordnung und der prozesstechnischen Charakteristika werden kommunale Abwasserreinigungsanlagen (ARA) vermehrt als potenzielle netzdienliche Flexibilitätsdienstleister in Betracht gezogen. Um die Rolle von unterschiedlichen ARA-Konfigurationen als netz- oder systemdienlicher Flexibilitätsdienstleister besser einordnen zu können, wurde am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik die Application Software OPTIEVLEX entwickelt. Diese bietet auch die Basis für die nachfolgend erläuterten netzdienlichen Flexibilitätsanalysen für eine Stand-der-Technik-ARA als Teil einer regionalen Erneuerbaren-Energiegemeinschaft (rEEG). Diese Analysen zeigten, dass kommunale ARAs als netzdienliche Flexibilitätsdienstleister in rEEGs dienen können und, dass die Bereitstellung von Flexibilitätspotentialen innerhalb von rEEGs zu zusätzlichen Erlösen führt. Diese können zu einer Reduktion der jährlichen Kosten beitragen und die Wirtschaftlichkeit von Flexibilitätsmaßnahmen triggern

Keywords: Erneuerbare-Energiegemeinschaften, netzdienliche Flexibilität, netzdienlicher Flexibilitätsdienstleister, Flexibilitätspotentialen, kommunale Abwasserreinigungsanlagen

1 Einleitung

Die verstärkte Einbindung erneuerbarer Energieträger in die Energieversorgungsstruktur stellt eine wichtige Komponente in der Klima- und Energiepolitik der EU und Österreichs dar. Konkrete Ausbauziele für 2030 [1] stützen sich auf die Kapazitätserhöhung der volatilen, erneuerbaren Elektrizitätsversorgung aus Photovoltaik- (+11 TWh_{el}) und Windanlagen (+10 TWh_{el}). Der damit verbundene steigende Anteil von Strom aus volatilen Elektrizitätsquellen in Nieder- und Mittelspannungsnetzen, führt zu abwechselnden Perioden mit erneuerbarer Elektrizitätsüber- bzw. -unterversorgung. Das volatile erneuerbare Elektrizitätsangebot bedingt daher netzdienliche Flexibilitätsdienstleister, welche Flexibilitätsoptionen [2] (Last-, Einspeise- oder Speichermanagement) zum laufenden Angleich von Elektrizitätsnachfrage und erneuerbarem Elektrizitätsangebot bieten. Aufgrund der dezentralen Anordnung, der energieintensiven Reinigungsprozesse und der meist vorhandenen internen Energieaufbringung inkl. Speicherkapazitäten für Gas und Klärschlamm, werden kommunale ARAs vermehrt als potenzielle netzdienliche Flexibilitätsdienstleister, z.B. innerhalb von Erneuerbaren-Energiegemeinschaften, in Betracht gezogen [2].

2 Methodik

Da zur Einsatzplanung von Flexibilitätsoptionen im elektrischen Netz zeitlich aufgelöste Jahreslast- und -aufbringungsprofile, sowie zeitlich aufgelöste Flexibilitätspotentiale benötigt werden, wurde am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik die Application Software OPTIEVLEX entwickelt.

2.1 Relevante methodische Aspekte aus OPTIEVLEX

Die zeitlich aufgelösten Last- und Aufbringungsprofile, sowie die zeitlich aufgelösten Flexibilitätspotentiale werden mit Hilfe einer Jahressimulation ermittelt. Diese basiert auf einem stationären Massen- und Energiebilanzmodell, sowie Steady-State-Modellen zur Analyse zeitlich aufgelöster Vorgänge. Das stationäre Modell bildet die Reinigungs- und Schlammbehandlungsprozesse einer kommunalen Stand-der-Technik-ARA [3] ab. Zudem wird die Energieaufbringung mittels thermischer Faulgas- und Klärschlammnutzung berücksichtigt. Durch die Verknüpfung des stationären Modells mit einem zeitlich aufgelösten, anlagenspezifischen Abwasserzulaufprofil [4], sowie anlagenspezifischer Betriebszeiten energieintensiver Aggregate, können mit einem Steady-State-Modell bis zu 15-min aufgelöste Jahresleistungsprofile erstellt werden. Dabei basieren die Jahresprofile auf den mittleren Leistungen je Zeitschritt. Nach Definition der flexibel steuerbaren Lasten [2] (z.B. Zulaufpumpwerk) oder Aufbringungseinheiten (z.B. Faulgas-BHKW) kann das theoretische Flexibilitätspotential (= maximale flexible Leistung je Zeitschritt) abgeleitet werden. Unter Berücksichtigung der Jahresbedarfsprofile an Flexibilität, sowie der Flexibilitätsparameter [2] (z.B. maximale Abschaltdauer) der flexiblen elektrischen Aggregate kann das realisierbare Flexibilitätspotential je Zeitschritt ermittelt werden.

Zudem können monetäre Auswirkungen einer Flexibilisierung mittels OPTIEVLEX abgeschätzt werden. Hierzu erfolgt eine Gegenüberstellung der Kosten und Erlöse, die direkt mit der Bereitstellung von Flexibilität in Verbindung stehen. Daher werden in den Kosten Änderungen der Investitionsausgaben und fixen Betriebskosten z.B. durch Speichererweiterungen oder die Anschaffung von Informations- und Kommunikationstechnik, sowie Änderungen der variablen Betriebskosten für extern zugekaufte elektrische und thermische Energie berücksichtigt. Die Erlöse können aus der netzdienlichen Vermarktung der Flexibilität innerhalb der rEEG (Definition siehe Kapitel 2.2.1) generiert werden. Andere Erlösquellen werden in der vorliegenden Studie nicht berücksichtigt. Den Berechnungen liegen die in Tabelle 1 gelisteten Strompreise und Einspeisetarife zugrunde. Hier wird angenommen, dass der Strompreis für Elektrizität, die nicht innerhalb der rEEG zugekauft werden kann, sondern extern über die öffentliche Versorgung bezogen werden muss, dem Marktpreis für Haushalte und Nicht-Haushalte je nach Jahresstromverbrauch entspricht [5]. Für den Einspeisetarif für Elektrizität, die aus der rEEG der öffentlichen Versorgung zugeführt wird, werden ebenfalls marktübliche Preise angenommen [7]. Der Strompreis und Einspeisetarif innerhalb der rEEG ergibt sich auf Basis des Strompreises für Haushaltskunden nach Reduktion des Netzentgeltes (rEEG = -30%), sowie Abzug des Erneuerbaren-Förderbeitrags und der Elektrizitätsabgabe für PV-Strom [6].

Tabelle 1: Strompreise und Einspeisetarife zur Berechnung der Kostenkennzahlen für die EEG

Strompreis/Einspeisetarif	Einheit	Wert	Quelle
Strompreis „öffentliche Versorgung“ – Zelle 1 („Quartier“)	CentkWh ⁻¹	22,83	[5]
Strompreis „öffentliche Versorgung“ – Zelle 2 („kommunale ARA“)	CentkWh ⁻¹	11,93	[5]
Strompreis rEEG	CentkWh ⁻¹	17,47	[6]
Einspeisetarif „öffentliche Versorgung“	CentkWh ⁻¹	3,91	[7]
Einspeisetarif rEEG	CentkWh ⁻¹	17,47	[6]

2.2 Netzdienliche Flexibilitätsanalyse

Die netzdienliche Flexibilitätsanalyse dient der Ermittlung des realisierbaren elektrischen Flexibilitätspotentials zum Ausgleich von Residuallasten innerhalb der rEEG. Das Jahresresiduallastprofil $P_R(t)$ stellt dabei das Bedarfsprofil an netzdienlicher Flexibilität dar und wird gemäß der Formel (2-1) auf Basis der nachgefragten Last $P_L(t)$ abzüglich der volatilen erneuerbaren Energieeinspeisung $P_{VEE}(t)$ je Zeitpunkt berechnet. [8]

$$P_R(t) = P_L(t) - P_{VEE}(t) \quad (2-1)$$

2.2.1 Systemgrenzen

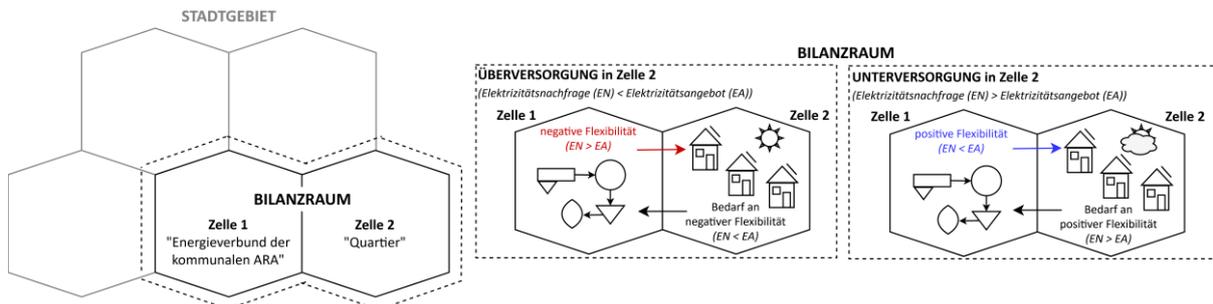


Abbildung 1: Systemgrenze der netzdienlichen Flexibilitätsanalyse

Die Systemgrenze für die netzdienliche Flexibilitätsanalyse umfasst daher gemäß Abbildung 1 zwei Zellen. Hier repräsentiert die Zelle 1 eine Stand-der-Technik-ARA mit anaerober Schlammstabilisierung und Faulgas-BHKW (anARA_BHKW), mit einer Ausbaupazität von 100.000 EW. Die Zelle 2 bildet ein Jahresbedarfsprofil an netzdienlicher Flexibilität eines Stadtgebietes („Quartier“) mit 900 3-Personen-Haushalten (jeweiliger Jahresstrombedarf = 2.600 kWh_{el}a⁻¹) im Jahr 2030, mit 25 %-iger Ausnutzung des theoretischen PV-Potentials gemäß den Ausbauzielen des Regierungsprogrammes 2020-2024 [1] und des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes [9], ab [10]. Aufgrund des Näheverhältnisses stellen die Zellen eine rEEG dar [9], in welcher die kommunale ARA „anARA_BHKW“ als netzdienlicher Flexibilitätsdienstleister dient. Liegt z.B. in Zelle 2 eine Überversorgung an Elektrizität durch erhöhte PV-Einspeisung vor, stellt die Zelle 1 negative Flexibilität bereit. Dazu erfolgt eine Reduktion der BHKW-Leistung in Zelle 1. Bei einer Unterversorgung im Bilanzraum, z.B. durch geringe PV-Einspeisung in Zelle 2, stellt die Zelle 1 positive Flexibilität bereit. Dazu wird eine Reduktion der Nachfrage (Reduktion der Leistung flexibler Lasten des Reinigungsprozesses) und/oder eine Erhöhung des Angebots (Erhöhung der BHKW-Leistung) in Zelle 1 vorgenommen.

2.2.2 Szenarien

Im Rahmen der netzdienlichen Flexibilitätsanalyse stehen zwei netzdienliche Szenarien im Fokus. Im Szenario 1 (S1) wird Einspeisemanagement mittels Faulgas-BHKW betrieben. Im Szenario 2 (S2) wird zudem zu Zeiten der erneuerbaren Elektrizitätsunterversorgung Lastmanagement, z.B. durch Reduktion der Gebläseleistung, betrieben. Zudem werden zwei Flexibilisierungsstrategien berücksichtigt. Die defensive Strategie (FS1) ist gekennzeichnet durch kurze Aktivierung der Flexibilitätsoptionen (z.B. 15 min) und Faulgas-Speicherkapazitäten gemäß dem Stand der Technik. Die offensive Strategie (FS2) zeichnet sich durch längst mögliche Aktivierung und eine unbegrenzte Faulgas-Speicherkapazität aus.

3 Ausgewählte Ergebnisse

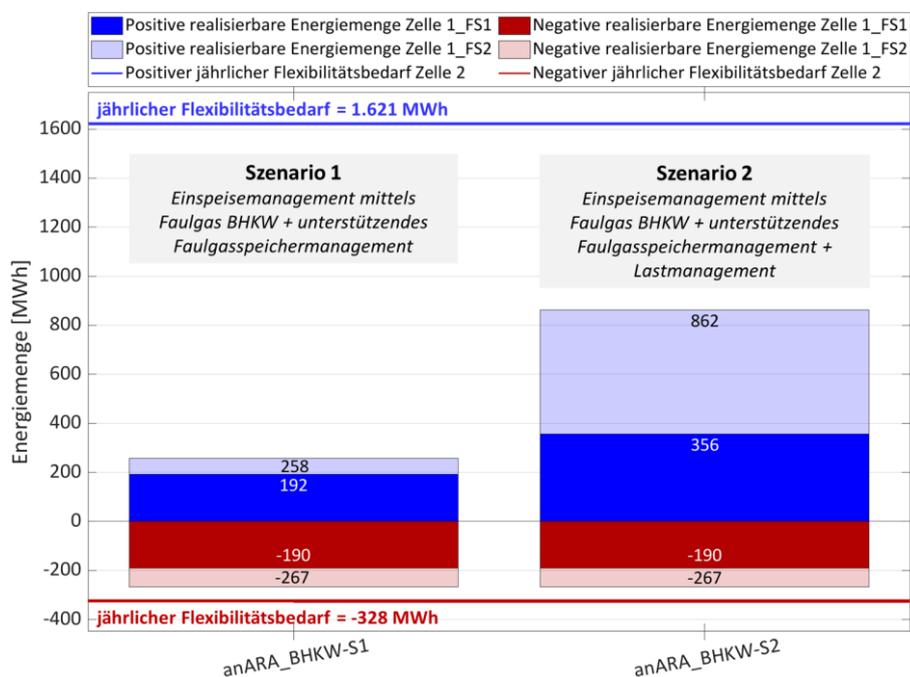


Abbildung 1: Jährliche realisierbare flexible elektrische Energiemenge der Zelle 1 nach Szenario (S) im Vergleich zum jährlichen Flexibilitätsbedarf der Zelle 2

Abbildung 2 zeigt die realisierbaren flexiblen Energiemengen der Zelle 1 im Vergleich zum jährlichen Flexibilitätsbedarf der Zelle 2. Bei Betrachtung des S1 wird deutlich, dass die positive und negative mittels BHKW flexibel bereitgestellten Energiemengen sowohl bei der FS1 als auch bei der FS2 ähnlich hoch sind. Daraus lässt sich ableiten, dass das bei einem Überangebot an erneuerbarer Elektrizität eingespeicherte Faulgas in Zeiten einer Unterversorgung zur Bereitstellung positiver Flexibilität aufgewandt wird. Durch das zusätzliche Lastmanagement im S2 kann die positive realisierbare flexible Energiemenge fast verdoppelt (FS1) bzw. verdreifacht (FS2) werden. Das bedeutet, dass vor allem bei Durchführung der FS2 vermehrt Eingriffe in den Reinigungsprozess erfolgen. Beispielsweise verzeichnet die Belüftung statt ca. 4.000 Eingriffen bei der FS1, 12.000 Eingriffe bei der FS2. Durch die Kombination von Einspeise- und Lastmanagement (S2) mit einer offensiven Flexibilisierungsstrategie (FS2) können rund 53 % des positiven und rund 81 % des negativen Flexibilitätsbedarfs gedeckt werden. Dieses Bild zeigt sich auch bei einer Analyse der Jahresdauerlinien. Diese sind für das S2 in Abbildung 3 dargestellt.

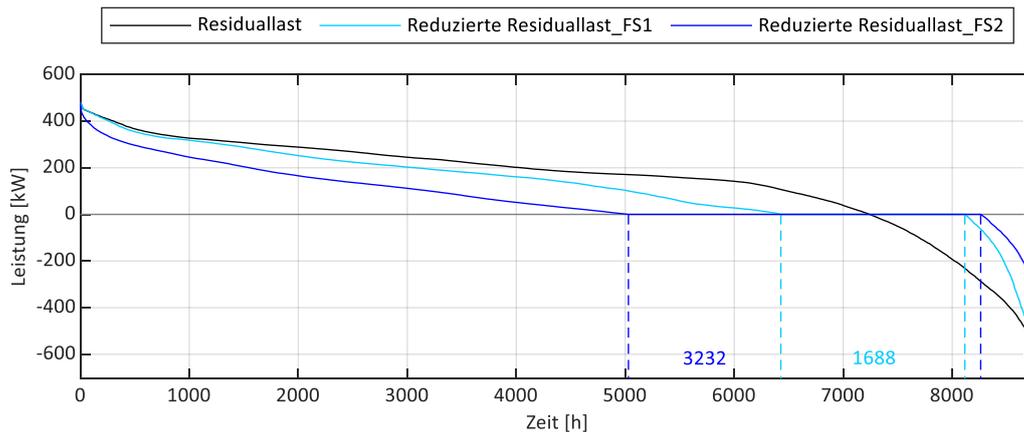


Abbildung 3: Netzdienliches Szenario 2 – Jahresdauerlinien der Residuallasten der Zelle 2 vor und nach den ausgleichenden Abrufen von Flexibilität der kommunalen ARA „anARA_BHKW“ (Zelle 1)

Abbildung 3 verdeutlicht, dass die negativen Residuallasten zu einem hohen Anteil ausgeglichen werden können. Zudem erfolgt eine Reduktion der negativen Residuallastspitzen. Hinsichtlich der positiven Residuallasten führt vor allem der zusätzliche Einsatz der flexiblen Lasten des Reinigungsprozesses im Rahmen der FS2 zu einer Verschiebung des Profils Richtung Nulllinie. Eine Reduktion der positiven Residuallastspitzen kann aber trotz Lastmanagement nur geringfügig erreicht werden. Dies schlägt sich auch in den Kosten und Erlösen der Flexibilisierungsmaßnahmen nieder, welche in Abbildung 4 ersichtlich sind.

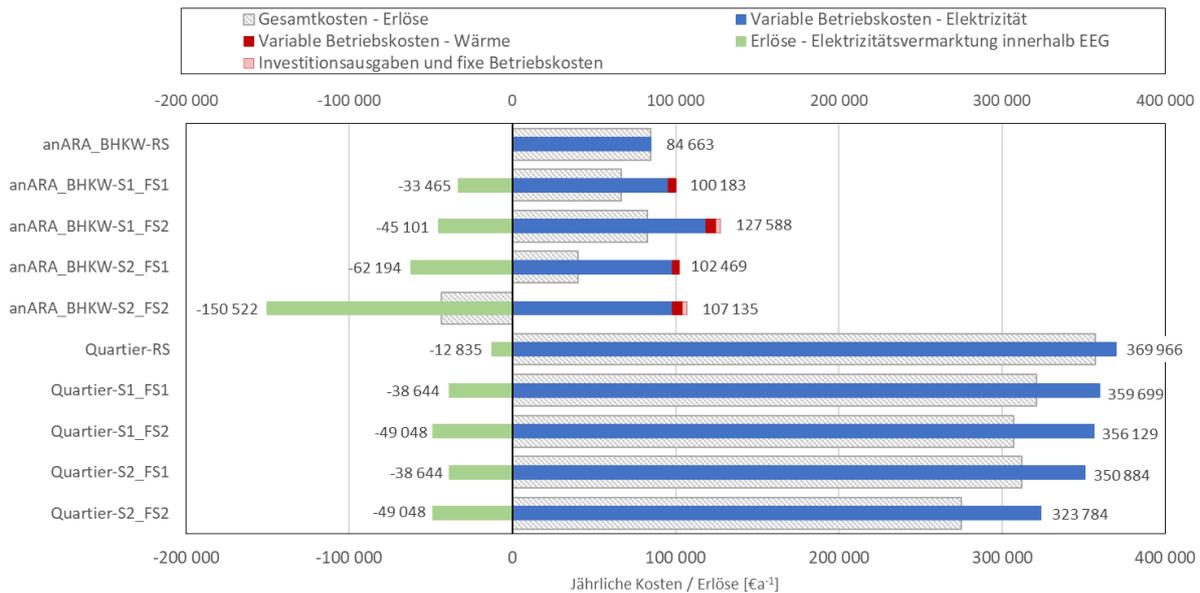


Abbildung 4: Netzdienliche Szenarien 1 und 2 – Kostenkennzahlen der EEG „anARA_BHKW (Zelle 1) – Quartier (Zelle 2)“ nach Bereitstellung von Flexibilität durch die Zelle 1 je Szenario (S) und Flexibilisierungsstrategie (FS)

Abbildung 4 zeigt, dass die netzdienlichen Szenarien mit höheren Gesamtkosten für die Zelle 1 „anARA_BHKW“ als das Referenzszenario (RS) verbunden sind. Die Flexibilisierungsmaßnahmen führen zu einer Zunahme der variablen Betriebskosten für Elektrizität und Wärme. Die Zunahme der Elektrizitätskosten um bis zu 40 % ist zudem durch den höheren Strompreis innerhalb der rEEG begründet (Tabelle 1). Die aus der Zelle 2 bezogene Energiemenge entspricht der negativen flexiblen Energiemenge gemäß Abbildung 2. Im RS wird der Wärmedarf ARA-intern gedeckt, womit keine Wärmekosten vorliegen. In den netzdienlichen Szenarien treten Wärmekosten von bis zu 6.080 €a⁻¹ auf. Die

zusätzlichen Investitionskosten liegen bei Durchführung der FS1 in beiden Szenarien bei rund 430 €a⁻¹ für die Integration der IKT. Die FS2 ist in beiden Szenarien mit zusätzlichen Investitionskosten für Speichererweiterungen von rund 2.700 €a⁻¹ (ca. + 410 Nm³ Kapazität) verbunden. Trotz erhöhter Gesamtkosten kann die Teilnahme an einer EEG wirtschaftliche Anreize für die kommunale ARA bieten. Durch die Vermarktung der positiven flexiblen Energiemenge können Erlöse generiert werden, welche nach Abzug, die Gesamtkosten unter das Niveau des RS senken (grau schraffierte Balken). Im S2_FS2 übersteigen die Erlöse sogar die Gesamtkosten.

Hinsichtlich der Zelle 2 „Quartier“ führen die netzdienlichen Szenarien zu sinkenden Elektrizitätskosten, da ein Teil der extern zugekauften Energiemenge von der Zelle 1 zum niedrigeren rEEG-Strompreis bezogen werden kann (Tabelle 1). Zudem sind durch die Bereitstellung der PV-Überschüsse an die Zelle 1 Erlöse erzielbar, welche zur Deckung der Gesamtkosten beitragen. Alle Szenarien zeigen geringere Gesamtkosten als das RS, womit die Teilnahme an einer rEEG auch für die Zelle 2 einen finanziellen Anreiz bietet.

4 Conclusio

Generell gilt zu beachten, dass das theoretische und realisierbare Flexibilitätspotential kommunaler ARAs sehr anlagenspezifisch ist und eine individuelle Analyse erforderlich macht. Zudem ist eine Flexibilisierung nur unter Erhalt der Reinigungsleistung anzustreben. Können wie im erläuterten Beispiel Flexibilisierungsmaßnahmen durchgeführt werden, zeigen die Ergebnisse, dass kommunale ARAs als netzdienliche Flexibilitätsdienstleister innerhalb einer rEEG dienen können. Die Kostenanalyse zeigt zudem, dass der Kostendeckungsgrad bei Betrachtung der Erlöse aus der Vermarktung der Flexibilität im Verhältnis zu den dadurch verursachten Mehrkosten zwischen 105 % und 670% liegt, womit die Vermarktung der Flexibilität innerhalb der rEEG die Wirtschaftlichkeit von Flexibilisierungsmaßnahmen ermöglicht. Daraus ergeben sich für beide Stakeholdergruppen der rEEG, die kommunale ARA „anARA_BHKW“ (Zelle 1), sowie die Haushalte des „Quartiers“ (Zelle 2), finanzielle Anreize. Resultierende Überschüsse können für Anlagenerweiterungen eingesetzt werden. Wird die Anlage z.B. mit Aggregaten zur thermischen Klärschlammverwertung erweitert, können diese zudem die Energie- und Kostenkennzahlen, als auch das Flexibilitätspotential positiv beeinflussen.

Referenzen

- [1] Bundeskanzleramt Ö: Aus Verantwortung für Österreich: Regierungsprogramm 2020-2024. Wien, 2020
- [2] Schäfer, Michael et al.: Abwasserreinigungsanlagen als Regelbaustein in intelligenten Verteilnetzen mit erneuerbarer Energieerzeugung. - arrivee: BMBF-ERWAS Verbundvorhaben. 2017
- [3] Assmann, Manfred et al.: Branchenbild der österreichischen Abwasserwirtschaft 2020. Wien, 2019
- [4] Langergraber et al.: Generation of diurnal variation for influent data for dynamic simulation. In: Water science and technology 57 (2008), Nr. 9, S. 1483–1486.
- [5] E-CONTROL: Strompreisentwicklung: Berichtsjahr 2019. URL: <https://www.e-control.at/statistik/strom/marktstatistik/preisentwicklung>. – Überprüfungsdatum 2020-09-10
- [6] KLIMA- UND ENERGIEFONDS: Benefit-Tool für Photovoltaik und Speicher für Energiegemeinschaften. URL <https://energiegemeinschaften.gv.at/benefit-tool/>. – Überprüfungsdatum 2021-09-18
- [7] ENERGIE STEIERMARK KUNDEN GMBH: Informations- und Preisblatt für die Abnahme von Strom aus Photovoltaik für Überschusseinspeisung Stand 1.4.2021. URL https://www.e-steiermark.com/fileadmin/user_upload/downloads/Strom_E1_Sonne_Plus.pdf. Überprüfungsdatum 2021-09-21

- [8] METZ, Michael: Flexible Energieversorgung: Modellierung der Last- und Erzeugungssituation dezentraler Versorgungsgebiete zur Bestimmung der Systemflexibilität. Dortmund, Technische Universität Dortmund, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik. Dissertation. 2013.
- [9] Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie: Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (idF v. BGBl. I Nr. 150/2021).
- [10] Vopava, Julia et al.: Anwendung zellulärer Ansätze bei der Gestaltung zukünftiger Energieverbundsysteme. In: e & i Elektrotechnik und Informationstechnik 134 (2017), Nr. 3, S. 238–245