

WP 3: Scenario-analyse: economische/ecologische doorrekening

ECONOMISCHE HAALBAARHEID VAN FLEXIBEL PRODUCEREN VIA DE DAY-AHEAD ELEKTRICITEITSMARKT

Deliverable D3.3

Datum: 02/08/2017

IWT-Project: IWT 150411 - 2015/6094 – ADBR/KW – TransBio

Auteurs: Gwen Willeghems en Jeroen Buysse, Universiteit Gent

**AGENTSCHAP
INNOVEREN &
ONDERNEMEN**



Vlaanderen
is ondernemen

Vlaams innovatiesamenwerkingsverband (VIS)-traject
gecofinancierd door het agentschap voor Innoveren
en ondernemen (VLAIO)

Project website: <http://www.TransBio.be>

Deliverable D.3.3: Economische haalbaarheid van flexibel produceren via de day-ahead elektriciteitsmarkt

Gwen Willeghems en Jeroen Buysse
Universiteit Gent

2 augustus 2017

Samenvatting

Er is binnen de elektriciteitsmarkt een toenemende nood aan alternatieve energiebronnen die tegengewicht kunnen bieden aan de fluctuerende productie van hernieuwbare energiebronnen aangezien hun aandeel in de markt blijft groeien. Anaerobe vergisting (AV) kan hier een rol spelen door deelname in de day-ahead elektriciteitsmarkt (DAM). In deze taak onderzoeken we het potentieel voor anaerobe vergisting en de impact van het huidige wettelijk ondersteunend kader op dit potentieel. We doen dit door het ontwikkelen van een optimalisatiemodel dat de winst maximaliseert voor een anaerobe vergistingsinstallatie waar we de resultaten vergelijken tussen de analyse met het huidig steunkader en de analyse met het voorgestelde alternatieve systeem. Onze analyse geeft aan dat de potentiële winst een aantal euro's per MWh geproduceerde stroom bedraagt voor vergisters in de DAM. Het huidige steunkader is echter niet bevorderlijk voor deze deelname. Door dezelfde hoeveelheid steun te verdelen over een langere periode kan het gebruik van flexibele elektriciteitsproductie in de AV sector worden gestimuleerd, en de winstgevendheid van deze sector dus verhoogd.

1 Inleiding

Voor de inleiding verwijzen we naar Deliverable D.2.3 betreffende de technische beschrijving van flexibiliteitsmechanismen, reservecapaciteit en netstabilisatie. Op basis van de analyse die we uitgevoerd hebben en de gesprekken die we gevoerd hebben, o.a. tijdens de tweede gebruikerscommissie in augustus 2016, werd besloten dieper in te gaan op de beleidsinstrumenten en steunmechanismen die op dit moment gebruikt worden en mogelijke toekomstige instrumenten en mechanismen.

Uit de literatuurstudie is gebleken dat biogasinstallaties een rol kunnen spelen in het bijdragen aan de stabilisatie van het elektriciteitsnet door hun flexibel karakter. Het steunmechanisme van de groenestroomcertificaten (GSC) is echter misschien niet het meest geschikte mechanisme om deze flexibiliteit te ondersteunen. Op basis van economische modellen zullen we ten eerste kijken naar de mogelijkheden voor bedrijfsvoering op basis van flexibiliteit, en ten tweede zullen we verschillende beleidsinstrumenten analyseren en een besluit trekken over welk het meest efficiënte en effectieve zou zijn in het kader van verhoogde flexibiliteit voor biogasinstallaties. De focus ligt op de DAM en op het concept van flexibiliteit door biogasopslag omwille van de redenen uitgelegd in D.2.3.

Dit rapport is opgebouwd uit twee opeenvolgende onderzoeksvragen. De eerste onderzoeksvraag kijkt of er potentieel bestaat voor AV in de DAM. Deze vraag werd opgelost in een eerder project voor het Vlaams Energieagentschap VEA, de *studie betreffende mogelijke maatregelen die steunafhankelijkheid van biogasinstallaties kunnen verlagen* (Meers et al., 2015). In dit geval werd een lineair model ontwikkeld dat de winst door de verkoop van elektriciteit via de DAM maximaliseert. Dit model simuleert echter alleen beslissingen die te maken hebben met flexibele productie, en houdt dus geen rekening met de impact van verschillende ondersteuningsmechanismen in de AV sector. Deze impact wordt dan geanalyseerd in het tweede deel van dit rapport, waar we onderzoeken of het huidige steunkader flexibele productie in AV op efficiënte manier promoot. Om deze vraag op te lossen, als een tweede stap in de methodologie, ontwikkelen we een niet-lineair model dat winst door de verkoop van elektriciteit via de DAM maximaliseert, en verschillende types beleid vergelijkt op basis van hun impact op operationele beslissingen. Het doel van dit rapport is dan om beter te begrijpen hoe operatoren van AV gestimuleerd kunnen worden om deel te nemen aan de DAM op basis van de juiste beleidsincentieven.

2 Methode

2.1 Modelbeschrijving

Aangezien het eerste, lineaire model beschreven is in de *studie betreffende mogelijke maatregelen die steunafhankelijkheid van biogasinstallaties kunnen verlagen* (Meers et al., 2015), gebruiken we als vertrekpunt in dit rapport de resultaten van bovengenoemde studie. In die studie werd de optimale elektriciteitsproductie en exces WKK capaciteit voor AV operatoren die deelnemen aan de DAM berekend. De resultaten tonen aan dat, in de Belgische context, de DAM een interessante optie is maar dat deze niet noodzakelijk een grote impact zal hebben op het vergroten van de inkomsten van AV operatoren. Bijkomende steun

blijft noodzakelijk. Een toename in elektriciteitsprijvolatiliteit in de toekomst zou wel het potentieel van de DAM kunnen vergroten.

De berekeningen in dit eerste model nemen aan dat exces WKK capaciteit moet aangekocht worden om te kunnen deelnemen aan de DAM. De bepalende factor is echter de ratio van maximum WKK capaciteit op de actuele elektriciteitsgeneratie, dat dan weer afhankelijk is van het biogas potentieel van de inputstromen voor de AV. Bijgevolg kan exces WKK capaciteit gecreëerd worden door goedkopere inputstromen te gebruiken met een lager biogaspotentieel, een kleinere hoeveelheid inputstromen te gebruiken, of de hydraulische retentietijd (HRT) te vergroten. Deze opties resulteren allemaal in een lagere biogasopbrengst voor een vergister met eenzelfde capaciteit. Deelname aan de DAM laat dus toe om biogasopbrengst optimaal te gebruiken in tijden van hogere elektriciteitsprijzen, zonder noodzakelijk te moeten investeren in exces WKK capaciteit.

Hoe dit concreet in z'n werk kan gaan wordt onderzocht in het tweede, niet-lineaire, optimalisatiemodel dat ontwikkeld werd in GAMS (GAMS Development Corporation, 2010), met als doel de totale winst van een AV systeem te maximaliseren. Het verschil met het eerste model is dat dit alleen keek naar de winsten door deelname aan de DAM terwijl het huidige model ook rekening houdt met inkomsten en kosten van het complete AV systeem. Model aannames en relaties tussen de verschillende variabelen en parameters werden vertaald in wiskundige vergelijkingen waar variabelen en parameters respectievelijk voorgesteld worden door Latijnse en Griekse symbolen, en eenheden weergegeven worden tussen haakjes. Sectie 6 voorziet een overzicht van alle symbolen die gebruikt werden.

Ten eerste definiëren we de exces WKK capaciteit EC_{CHP} (MW_e) op volgende wijze:

$$EC_{CHP} = \frac{CHP}{pp_m/674} \quad (1)$$

waar de exces capaciteit de ratio is van de WKK capaciteit CHP en de optimale maandelijkse elektriciteitsproductie pp_m . In Vergelijking 1 is $\frac{CHP}{pp_m/674}$ een maat voor de exces capaciteit die gecreëerd wordt om te kunnen deelnemen aan de DAM. De maandelijkse elektriciteitsproductie wordt gedeeld door 674¹ om de productie per uur te berekenen, aangezien de WKK capaciteit een maat is voor de hoeveelheid elektriciteit die gegenereerd wordt per uur.

Uit Vergelijking 1 kan afgeleid worden dat exces WKK capaciteit toeneemt ofwel door de WKK capaciteit relatief t.o.v. de (vaste) elektriciteitsproductie pp_m te laten toenemen,

¹Er zijn eigenlijk 720 uur in een maand van 30 dagen. Volgens Vlaams Energieagentschap (2017) wordt de WKK 92% van de tijd gebruikt en is hij de resterende uren buiten dienst voor onderhoud.

ofwel door de elektriciteitsproductie relatief t.o.v. de (vaste) WKK capaciteit te laten afnemen.

De vergelijkingen waaruit het tweede model is opgebouwd worden hieronder beschreven. Het doel van het model is om de winst Π (€) te maximaliseren,

$$\Pi = R - C \quad (2)$$

waar de winst Π gelijk is aan de inkomsten R (€) min de kosten C (€).

De inkomsten R zijn samengesteld uit de volgende termen,

$$\begin{aligned} R = & \left(\sum_m (pp_m * (1 - \varphi_{elec}) * p_{m,elec}) / (1 + r)^{(m/12)} \right. \\ & + \sum_m (hp_m * (1 - \varphi_{heat}) * \pi_{m,heat}) / (1 + r)^{(m/12)} \\ & + \sum_m (pp_m * (1 - \varphi_{elec,GEC}) * \sigma_{GEC,m}) / (1 + r)^{(m/12)} \\ & + \sum_m (hp_m * \sigma_{CHC,m}) / (1 + r)^{(m/12)} \\ & + \sum_m (pp_m * \varphi_{elec} * \pi_{m,elec,avoid}) / (1 + r)^{(m/12)} \\ & + \sum_m (hp_m * \varphi_{heat} * \pi_{m,heat,avoid}) / (1 + r)^{(m/12)} \\ & \left. + \sum_m (q_m * \varphi_{dig,thick} * \pi_{dig}) / (1 + r)^{(m/12)} \right) \quad (3) \end{aligned}$$

waar de eerste term betrekking heeft op de som, over het totale aantal maanden m , van het maandelijkse inkomen uit elektriciteitsproductie pp_m (MWh_e), min de relatieve hoeveelheid van eigen elektriciteitsgebruik φ_{elec} en de overblijvende productie dan vermenigvuldigd met de elektriciteitsprijs $p_{m,elec}$ (€. MWh_e^{-1}). De tweede term heeft betrekking op de verkoop van warmte, waar de relatieve hoeveelheid eigen warmtegebruik φ_{heat} wordt afgetrokken van de totale warmteproductie hp_m , en dan vermenigvuldigd met de prijs voor warmte $\pi_{m,heat}$. De derde en vierde term houden verband met de groenestroomcertificaten $\sigma_{GEC,m}$ en WKK warmtecertificaten $\sigma_{CHC,m}$ respectievelijk. De derde term houdt ook rekening met de relatieve hoeveelheid elektriciteit die gegenereerd wordt voor eigen gebruik en dus niet in aanmerking komt voor de certificaten $\varphi_{elec,GEC}$. De vijfde en zesde term stellen respectievelijk de vermeden aankoop van elektriciteit door eigen gebruik aan een prijs $\pi_{m,elec,avoid}$ en de vermeden aankoop van warmte door eigen warmte gebruik aan

een prijs $\pi_{m,heat,avoid}$ voor. De laatste term dan, heeft betrekking op de inkomsten van de verkoop van de dikke fractie van het digestaat, waar $\sum_m q_m$ (*ton*) verwijst naar de totale hoeveelheid vergiste inputstromen, $\varphi_{dig,thick}$ naar de hoeveelheid digestaat die terecht komt in de dikke fractie na scheiding, en π_{dig} naar de prijs ($\text{€} \cdot \text{ton}^{-1}$) die ontvangen wordt voor de dikke fractie. De totale inkomsten worden dan verdisconteerd over de volledige tijdsperiode aan een bepaalde rentevoet r (%). Aangezien de berekeningen gemaakt worden op maandelijkse basis, moeten we het aantal maanden m delen door 12 om resultaten te bekomen die verdisconteerd worden op jaarlijkse basis.

De totale kost is samengesteld uit de volgende termen,

$$\begin{aligned}
C = & (CHP * \iota_{CHP} + \kappa * \iota_{\kappa}) \\
& + \left(\sum_m (CHP * \chi_{opex}) / (1 + r)^{(m/12)} \right. \\
& + \sum_m (q_m * p_{m,FS}) / (1 + r)^{(m/12)} \\
& + \sum_m (pp_m * (1 - \varphi_{elec}) * \chi_{inject}) / (1 + r)^{(m/12)} \\
& \left. + \sum_m (q_m * \varphi_{dig,thin} * \chi_{dig,spread}) / (1 + r)^{(m/12)} \right)
\end{aligned} \tag{4}$$

waar de eerste term de unitaire marginale investeringskost voor de WKK ι_{CHP} ($\text{€} \cdot \text{MW}_e^{-1}$) beschrijft, en ι_{κ} de investeringskost in geval van externe biogasopslag κ ($\text{€} \cdot \text{m}^{-3}$). De tweede term in de vergelijking beschrijft de operationele kost, die het product is van de unitaire marginale operationele kost χ_{opex} ($\text{€} \cdot \text{MW}_e^{-1}$) en de WKK capaciteit. Vervolgens houden we rekening met de kost voor inputstromen $p_{m,FS}$ ($\text{€} \cdot \text{ton}^{-1}$ *input*). De totale injectiekost is het product van de unitaire marginale injectiekost χ_{inject} om elektriciteit op het net te injecteren en de productie pp_m . Deze hoeveelheid houdt echter geen rekening met de elektriciteit die gegenereerd wordt voor eigen gebruik. Tenslotte voegen we de kost toe voor het spreiden van de dunne fractie van het digestaat $\varphi_{dig,thin}$ op het land $\chi_{dig,spread}$ ($\text{€} \cdot \text{ton}^{-1}$). De totale kost wordt ook verdisconteerd over dezelfde tijdsperiode aan dezelfde rentevoet r .

Vergelijking 5 berekent de elektriciteit die gegenereerd wordt door het biomethaan,

$$pp_m = q_m * M_m * \epsilon * \eta_{elec} \tag{5}$$

met q_m de maandelijkse hoeveelheid inputstromen (*ton*), M_m de maandelijkse methaan-

productie ($m^3 CH_4 \cdot ton^{-1} input$, ϵ de conversiefactor ($0.01 MWh \cdot m^{-3} CH_4$) (Banks, 2009) en η_{elec} de efficiëntie van de omzetting van methaan naar elektriciteit (%).

Op gelijkaardige wijze berekent Vergelijking 6 de hoeveelheid warmte die gegenereerd wordt door het biomethaan,

$$hp_m = q_m * M_m * \epsilon * \eta_{heat} \quad (6)$$

met η_{heat} de efficiëntie van de omzetting van methaan naar warmte (%).

Tenslotte kunnen we ook een aantal beperkingen identificeren in het model die betrekking hebben op de inputzijde (Vergelijking 7) en de outputzijde (Vergelijking 8) van het AV systeem. Ten eerste stelt Vergelijking 7 dat de som van de maandelijkse hoeveelheid inputstromen q_m niet groter kan zijn dan een bepaalde hoeveelheid ω_m die meestal vastgelegd wordt in de vergunning voor de vergister.

$$\sum_i q_{i,m} < \omega_m \quad (7)$$

Vergelijking 8 limiteert de maandelijkse hoeveelheid elektriciteitsproductie tot de WKK capaciteit.

$$pp_m < CHP * 674 \quad (8)$$

Aangezien pp_m betrekking heeft op de maandelijkse elektriciteitsproductie en CHP verwijst naar de hoeveelheid elektriciteit die maximaal geproduceerd kan worden op uurbasis, moeten we, net als in Vergelijking 1, de WKK capaciteit vermenigvuldigen met 674 om het aantal uren in een maand in rekening te brengen.

Het optimalisatieprobleem kan dan gedefinieerd worden als een winstmaximalisatie door een individuele AV operator, onderhevig aan de beperkingen die hierboven geformuleerd werden:

$$\begin{aligned} & \max_{CHP, DIG, p_m, FS} \quad \Pi \\ s.t. \quad & (2) - (8). \end{aligned} \quad (9)$$

2.2 Modelparameterisatie en aannames

De meeste parameters in het model zijn gebaseerd op VEA's 'Rapport 2016 Deel 1 : Rapport OT/Bf voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2017', voor de GS categorie 5 (Vlaams Energieagentschap, 2017). Voor elke HE project categorie² berekent het VEA de steunafhankelijkheid (i.e. onrendabele top en bandingfactor). Het doet dit door voor elke categorie een 'referentieinstallatie' te definiëren voor dewelke de parameterwaarden gebaseerd zijn op marktbevragingen, precieze referentiewaarden, of schattingen en aannames. De referentievergister waarop onze berekeningen gebaseerd zijn heeft een WKK capaciteit van $2.4 MW_e$, voor een respectievelijke η_{elec} en η_{elec} van 42.5 en 53%. Het VEA identificeert een specifieke investeringskost ι_{CHP} van $3,740 \text{ €} \cdot kW_e^{-1}$. Deze kost omvat de investeringskost voor opslag, voorbehandeling en AV van de inputstromen, biogas voorbehandeling, de WKK installatie, digestaatnabehandeling, ontwikkelingskosten en andere kosten, zoals connectiekosten. De investeringskosten voor externe opslag zijn gebaseerd op Hochloff and Braun (2014). De operationele kosten χ_{opex} zijn vastgelegd op $379 \text{ €} \cdot kW_e^{-1}$ en omvatten onderhoudskosten, kosten voor vervanging van onderdelen, verzekerings- en administratieve kosten, personeelskosten, opstartkosten, andere-brandstofkosten en bijkomende operationele kosten. De relatieve hoeveelheid eigen elektriciteitsverbruik φ_{elec} is vastgelegd op 14.4% en de relatieve hoeveelheid van elektriciteit genereerd voor eigen gebruik en niet in aanmerking komende voor certificaten $\varphi_{elec,GEC}$ is vastgelegd op 3.4%. De injectiekost χ_{inject} is vastgelegd op $2.62 \text{ €} \cdot MWh^{-1}$. Verder is $\pi_{m,elec,avoid}$ $140 \text{ €} \cdot MWh_e^{-1}$, als de som van de gemiddelde DAM prijs en $\sigma_{GEC,m}$. Aangezien de warmte die vrijkomt van de WKK motor gebruikt wordt in het vergistingsproces als best beschikbare techniek voor het verwerken van mest en organisch biologisch afval, wordt de marktwaarde van nuttige warmte niet in rekening gebracht, i.e. $\pi_{m,heat}$ is nul. De waarden van $\sigma_{GEC,m}$ en $\sigma_{CHC,m}$ zijn vastgelegd op $93 \text{ €} \cdot MWh_e^{-1}$ en $35 \text{ €} \cdot MWh_{th}^{-1}$ respectievelijk. In het huidige steunkader worden zowel $\sigma_{GEC,m}$ en $\sigma_{CHC,m}$ nul na 10 jaar, i.e. 120 maanden. Onder het alternatieve steunkader dat we voorstellen wordt dezelfde hoeveelheid GEC gegund, het verschil zijnde dat $\sigma_{GEC,m}$ in dit geval nul wordt na 20 jaar. Dit betekent dat AV operatoren kunnen kiezen wanneer ze hun certificaten opnemen. Als we de invloed van GSC isoleren, nemen we aan dat $\sigma_{CHC,m}$ nul wordt na 120 maand. De rentevoet r wordt vastgelegd op 7%.

Bovendien identificeert het VEA rapport drie soorten inputstromen: (i) maïs, met een aandeel van 7.5% van het totale inputvolume en een prijs π_{maize} ³ van $39 \text{ €} \cdot \text{ton}^{-1}$; (ii)

²Deze categoriën variëren van zonnepanelen, windturbines, en biogasinstallaties tot biomassa- en WKK-installaties, en elke categorie is verder onderverdeeld in subcategoriën op basis van de capaciteit van de generator om elektriciteit te genereren.

³Deze prijs omvat, naast de maïsprijs zelf, de kost voor het hakken van de maïs, vervoer naar de site,

mest, met een aandeel van 25% van het totale inputvolume en een prijs π_{manure} van $-5.5 \text{ €} \cdot \text{ton}^{-1}$; en (iii) organisch biologisch afval (OBA), met een aandeel van 67.5%, en een prijs π_{OBW} of $29.1 \text{ €} \cdot \text{ton}^{-1}$. De gemiddelde inputkost wordt dan $21.2 \text{ €} \cdot \text{ton}^{-1}$ inputmix.

De AV parameterwaarden die gebruikt worden voor deze inputstromen (i.e. $\beta_{f,max}$ en μ_f) worden weergegeven in Tabel 1.

Tabel 1: Input parameters parameters voor model simulaties.

Input f	$B_{max}(f)$ (NI CH ₄ .kg VS ⁻¹)	$\beta_{max}(f)$ (m ³ CH ₄ .ton FS ⁻¹)	$\mu(f)$ (day ⁻¹)
OBA	353 ^a	85 ^b	0.06 ^b
Mest	242 ^a	27 ^b	0.12 ^b
Maïs	502 ^c	147 ^b	0.03 ^c

^a El-Mashad and Zhang (2010), ^b berekeningen gebaseerd op ingezamelde data, ^c Linke and Mahnert (2005), ^d Animal Sciences Group Wageningen University (2006)

Om de complexiteit van het model te reduceren, nemen we aan de dichtheid van de input mix $1 \text{ ton} \cdot \text{m}^{-3}$ bedraagt.

Verder nemen we ook aan, op basis van hetzelfde VEA rapport (Vlaams Energieagentschap, 2017), dat na de vergisting het digestaat gescheiden wordt in een dunne en een dikke fractie waarvan de dunne fractie, na biologische behandeling (nitrificatie/denitrificatie) uitgereden wordt op het land en de dikke fractie ingedroogd wordt met behulp van de warmte die geproduceerd werd door de WKK en vervolgens verkocht⁴. Verder, op basis van persoonlijke communicatie met Biogas-e, nemen we aan dat er een volumereductie van 10% plaatsvindt tijdens de vergisting. Na de scheiding van het digestaat blijft van 100% digestaat 16% over als dikke fractie en 84% als dunne fractie ($\varphi_{dig,thin} = 0.756^5$). De dunne fractie wordt dan uitgereden aan een kost $\chi_{dig,spread}$ van $5.16 \text{ €} \cdot \text{ton}^{-1}$. De dikke fractie wordt gedroogd en ondergaat hierbij een volumereductie van 60% ($\varphi_{dig,thick} = 0.0576^6$). Deze wordt dan verkocht aan een prijs π_{dig} van $9.11 \text{ €} \cdot \text{ton}^{-1}$ (Vlaams Energieagentschap, 2017). De Geest et al. (2016) benadrukt dat deze dikke organische fractie van significante waarde kan zijn als bodemverbeteraar aangezien deze niet microbiologisch afbreekbaar is in de biogasreactor en bijgevolg bijdraagt aan het organisch materiaal in de bodem.

De parameters en hun waarden zijn samengevat in Tabel 2 hieronder.

kuilvoer van de maïs en kuilfilm.

⁴Dit type behandeling wordt wel niet algemeen toegepast in heel Vlaanderen

⁵Dit cijfer wordt berekend als het product van 100% input, met 90% overblijvend digestaat na de volumereductie door vergisting, en 84% aandeel dunne fractie.

⁶Dit cijfer wordt berekend als het product van 100% input, met 90% overblijvend digestaat na de volumereductie door vergisting, 16% aandeel dikke fractie en 40% overblijvende dikke fractie na droging.

Tabel 2: Overzicht van de gebruikte parameters en hun waarden.

Parameter	Parameter waarde
CHP	2.4 MW_e
κ	6495 m^3
η_{elec}	42.5%
η_{elec}	53%
ι_{CHP}	3,740 $\text{€} \cdot kW_e^{-1}$
χ_{opex}	379 $\text{€} \cdot kW_e^{-1}$
φ_{elec}	14.4%
$\varphi_{elec,GEC}$	3.4%
χ_{inject}	2.62 $\text{€} \cdot MWh^{-1}$
$\pi_{m,elec,avoid}$	140 $\text{€} \cdot MWh_e^{-1}$
$\pi_{m,heat}$	0
$\sigma_{GEC,m}$	93 $\text{€} \cdot MWh_e^{-1}$
$\sigma_{CHC,m}$	35 $\text{€} \cdot MWh_{th}^{-1}$
r	7%
$\varphi_{dig,thin}$	0.756
$\chi_{dig,spread}$	5.16 $\text{€} \cdot \text{ton}^{-1}$
π_{dig}	9.11 $\text{€} \cdot \text{ton}^{-1}$

2.3 Biogasproductiefunctie

Vergelijking 10 verklaart de productie van biogas als een functie van het type inputstroom f en de hydraulische retentietijd HRT_d ,

$$B_{f,d} = \beta_{f,max} * [1 - e^{(-\mu_f * HRT_d)}] \quad (10)$$

en schat de cumulatieve opbrengst $B_{f,d}$ ($m^3 CH_4 \cdot \text{ton}^{-1} input$) als een functie van de ultieme methaanopbrengst $\beta_{f,max}$ ($m^3 CH_4 \cdot \text{ton}^{-1} input$), de eerste-orde kinetische constante μ_f (dag^{-1}), en de retentietijd HRT_d (dag).

In het model gebruiken we een vereenvoudigde methaanopbrengstvergelijking die de methaaninhoud van het inputmateriaal linkt aan de inputprijs. We berekenden de methaanopbrengst M_m een inputprijs $p_{m,FS}$ voor een aantal combinaties van de meest voorkomende soorten input in Vlaanderen (Vlaams Energieagentschap, 2017) (zie ook Sectie 2.2). Deze combinaties variëren van enkel de goedkoopste inputmaterialen (i.e. mest) tot enkel de duurste inputmaterialen (i.e. maïs), met een aantal opties die ertussenin vallen. We namen aan dat de HRT 30 dagen bedraagt. Vervolgens hebben we een exponentiële functie gefit door de berekende datapunten, wat resulteert in de volgende biogasproductiefunctie,

$$M_m = 26.642 * e^{(0.0338 * p_{m,FS})} \quad (11)$$

met M_m de maandelijkse methaanproductie ($m^3 CH_4 \cdot ton^{-1}$ input) en $p_{m,FS}$ de maandelijkse geselecteerde inputkost ($\text{€} \cdot ton^{-1}$ input).

2.4 Elektriciteitsprijsfunctie

Afhankelijk van het modelscenario kan de elektriciteitsprijs op twee manieren bepaald worden. De eerste manier (Vergelijking 12) is gebaseerd op de aanname dat de WKK constant zal draaien op vollast, en bijgevolg een constante hoeveelheid elektriciteit produceert aan een vaste prijs $\pi_{m,elec}$ ($\text{€} \cdot MWh_e^{-1}$). De elektriciteitsprijs $p_{m,elec}$ ($\text{€} \cdot MWh_e^{-1}$) wordt dan

$$p_{m,elec} = \pi_{m,elec}. \quad (12)$$

met $\pi_{m,elec}$ de berekende gemiddelde waarde van de historische DAM prijzen, i.e. $47.5 \text{€} \cdot MWh_e^{-1}$.

De tweede manier (Vergelijking 13) is gebaseerd op de aanname dat de AV operator deelneemt aan de DAM en dat de WKK op deellast zal draaien, waarbij enkel de interne biogasopslagruimte gebruikt zal worden onder de kap van de vergister. In dat geval wordt de elektriciteitsprijs

$$p_m = 22.582 * \ln(EC_{CHP}) + 47.72. \quad (13)$$

Hoewel we in dit rapport geen berekeningen doen voor externe biogasopbrengst wordt de elektriciteitsprijs in dat geval

$$p_m = 20.865 * \ln(EC_{CHP}) + 47.973. \quad (14)$$

Vergelijkingen 13 en 14 zijn gebaseerd op de resultaten van het DAM-specifieke model (Meers et al., 2015) door een logaritmische functie te fitten door de verschillende datapunten voor exces WKK capaciteit en de overeenkomstige elektriciteitsprijzen. We voegen ook een bijkomend punt toe aan de vergelijking om aan te geven dat, voor een EC_{CHP} gelijk aan één, de prijs $p_{m,elec}$ gelijk is aan $47.5 \text{€} \cdot MWh_e^{-1}$, dit om de aanname van Vergelijking 12 te integreren.

2.5 Modelscenario's

Aangezien we de impact van het beleid op de beslissing om al dan niet deel te nemen aan de DAM willen onderzoeken, vergelijken we twee verschillende beleidskaders. Het eerste kader is het huidige beleidskader, i.e. GSC gespreid over een periode van tien jaar, waar we aannemen dat er continue op vollast geproduceerd wordt. Het tweede, alternatieve kader, is gebaseerd op het eerste, maar in dit geval laten we toe om de zelfde hoeveelheid GSC te spreiden over een periode langer dan tien jaar, meer specifiek, twintig jaar. We noemen dit alternatieve kader het 'pakketje MWh'.

Omdat we willen aantonen dat het huidige kader flexibele productie niet stimuleert, en, daaruit volgend, deelname in de DAM, simuleren we drie verschillende scenario's: (i) een 'business-as-usual' scenario onder het huidige beleidskader (BAU_GEC), (ii) een flexibel elektriciteitsproductiescenario onder het huidige kader (FLEX_GEC), en (iii) een flexibel elektriciteitsproductiescenario onder het alternatieve kader (FLEX_PACK). Deze scenario's worden gesimuleerd voor een nieuwe AV installatie zonder externe opslag. Tabel 3 voorziet een overzicht van de voornaamste aannames voor deze drie scenario's.

Meer specifiek gaan we uit van een vaste WKK- en vergistercapaciteit en creëren we excès WKK capaciteit d.m.v. variabele elektriciteitsproductie. De WKK capaciteit wordt vastgelegd op 2.4 MWe (Vlaams Energieagentschap, 2017) en de vergistercapaciteit op 6495 m^3 . Dit volume komt overeen met de hoeveelheid inputs die nodig zijn op maandelijkse basis om de WKK op vollast te laten draaien in het BAU_GEC scenario, uitgaande van een inputprijs van 21.2 $\text{€}\cdot\text{ton}^{-1}$ en overeenkomstig met een biomethaanproductie van 58.6 $m^3\text{CH}_4\cdot\text{ton}^{-1}$ input⁷ voor een HRT van 30 dagen (zie ook Sectie 2.2).

In the resultatensectie van dit rapport (Sectie 3) vergelijken we de totale winst en evolutie van inputprijs $p_{m,FS}$, elektriciteitsproductie pp_m , elektriciteitsprijs $p_{m,elec}$ and excès WKK capaciteit EC_{CHP} voor de drie scenario's.

⁷We gaan uit van een inputmix van 7.5% maïs, 25% mest en 67.5% OBa.

Tabel 3: Overzicht van de scenario aannames.

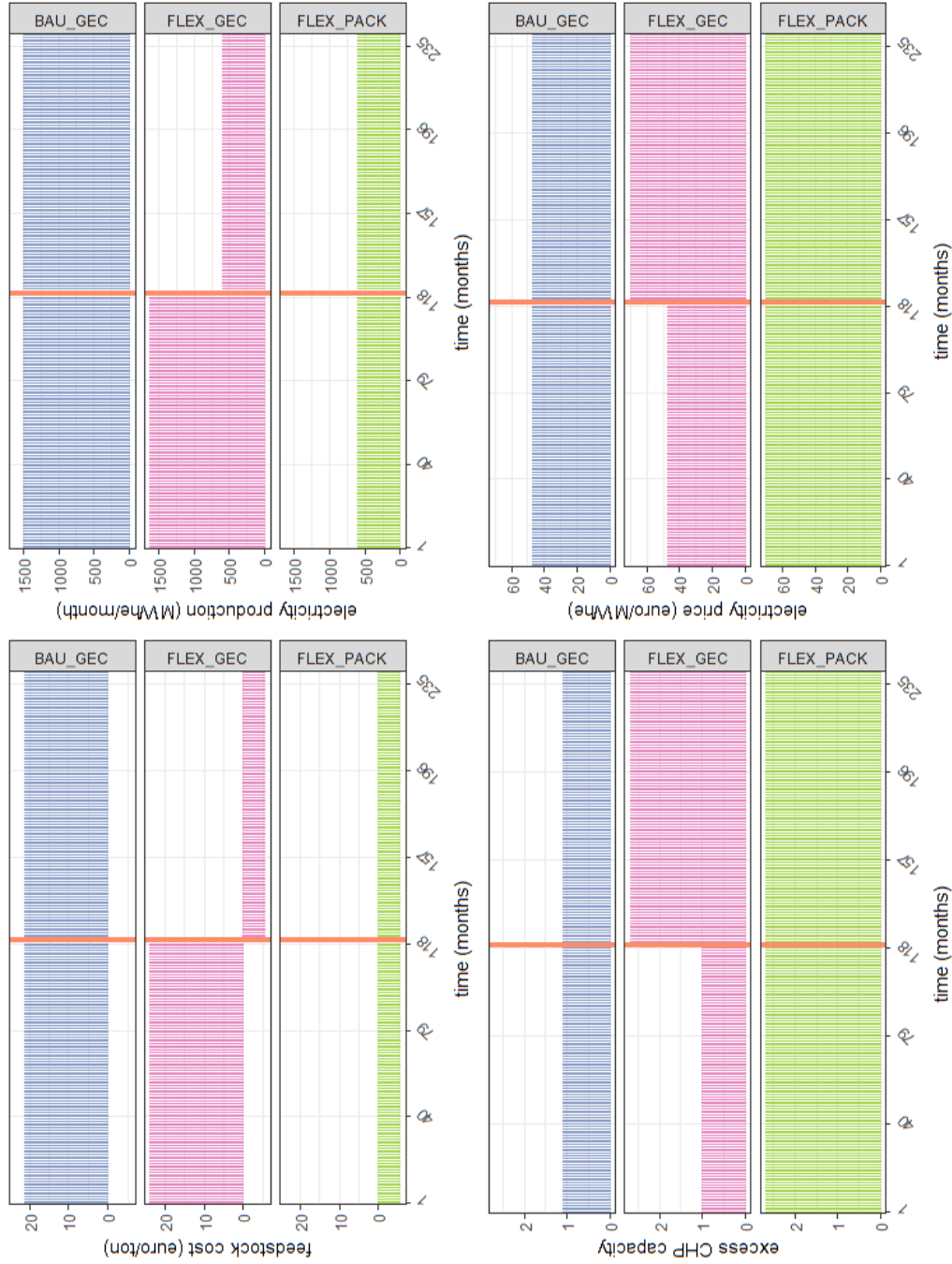
	BAU_GEC	FLEX_GEC	FLEX_PACK
WKK investeringskost ι_{CHP}	3,740 $\text{€} \cdot \text{kW}_e^{-1}$	3,740 $\text{€} \cdot \text{kW}_e^{-1}$	3,740 $\text{€} \cdot \text{kW}_e^{-1}$
WKK capaciteit	vast (2.4 MW_e)	vast (2.4 MW_e)	vast (2.4 MW_e)
Vergister volume κ	vast (6495 m^3)	vast (6495 m^3)	vast (6495 m^3)
GSC waarde $\sigma_{\text{GEC},m}$	vast (93 $\text{€} \cdot \text{MW}_e^{-1}$)	vast (93 $\text{€} \cdot \text{MW}_e^{-1}$)	vast (93 $\text{€} \cdot \text{MW}_e^{-1}$)
GSC geldigheid	10 jaar	10 jaar	20 jaar
Maandelijkse inputhoeveelheid	vast (6825 ton)	vast (6825 ton)	vast (6825 ton)
q_m	vast (21.2 $\text{€} \cdot \text{ton}^{-1}$)	variabel	variabel
Inputprijs $p_{m,FS}$	vast (1563,6 $\text{MW}_e \cdot \text{maand}^{-1}$)	variabel	variabel
Elektriciteitsproductie pp_m	vast (47.5 $\text{€} \cdot \text{MW}_e^{-1}$)	variabel	variabel
Elektriciteitsprijs $p_{m,elec}$	vast (1)	variabel	variabel
Exces WKK capaciteit EC_{CHP}			

3 Resultaten

In deze sectie worden de resultaten besproken van de scenarioanalyse van het model. Het doel van deze oefening was om de impact van het huidige beleidskader te analyseren wat betreft de deelname aan de DAM door de winst voor AV operatoren te maximaliseren voor drie verschillende scenario's. Meer specifiek kijken we naar de evolutie in de tijd van de variabelen inputprijs $p_{m,FS}$, elektriciteitsproductie pp_m , excès WKK capaciteit EC_{CHP} en elektriciteitsprijs $p_{m,elec}$ voor een periode van 240 maanden. We vergelijken ook de totale winst Π voor AV operatoren en de kost van het beleid voor de verschillende scenario's.

Figuur 1 geeft een overzicht van de evolutie in de tijd van inputprijs, elektriciteitsproductie, excès WKK capaciteit en elektriciteitsprijs voor de scenario's BAU_GEC, FLEX_GEC, en FLEX_PACK.

Algemeen gesproken zijn de geobserveerde patronen dezelfde voor de vier variabelen. De reden voor deze gelijkheid is dat de inputprijs de biogasopbrengst bepaalt (Vergelijking 11), en dus ook de elektriciteitsproductie (Vergelijking 5). De verhouding van WKK capaciteit op elektriciteitsproductie bepaalt de excès WKK capaciteit (Vergelijking 11), dewelke op zijn beurt de elektriciteitsprijs bepaalt (Vergelijking 13). In het ene extreme scenario, het 'business-as-usual' BAU_GEC, werden de variabelen vastgelegd om het huidige bedrijfsmodel na te bootsen dat constant produceert, op vollast en aan een vaste prijs, gebruik makend van een vaste hoeveelheid en mix van inputs. Het andere extreme scenario FLEX_PACK biedt dezelfde hoeveelheid steun aan maar gespreid over een periode van 20 jaar (zie Tabel 3 voor een overzicht van de aannames). Het scenario dat tussenin zit, FLEX_GSC, laat flexibiliteit toe, maar geeft alleen GSC steun voor een periode van 10 jaar. Uit de figuur blijkt duidelijk dat dit scenario het BAU_GEC scenario volgt voor de eerste 10 jaar, om dan over te schakelen naar de methode van het FLEX_PACK scenario aangezien dit meer winstgevend is in de afwezigheid van GSC. Aangezien de winst door GSC bijna dubbel zo groot is als de elektriciteitsprijs per MWh geproduceerd, leveren deze GSC het grootste deel van de totale omzet en hebben derhalve een enorme invloed op de winstgevendheid en het type bedrijfsmodel voor AV.



Figuur 1: Evolutie van inputprijs $p_{m,FS}$, elektriciteitsproductie pp_m , excess WKK capaciteit EC_{CHP} en elektriciteitsprijs $p_{m,elec}$ voor de verschillende scenario's. De verticale rode lijn komt overeen met maand 120, i.e. het einde van de traditionele GSC steunperiode.

Figuur 1 toont aan dat de inputprijs $p_{m,FS}$ voor het ‘business-as-usual’ scenario BAU_GEC vastgelegd was op de gemiddelde waarde van $21.2 \text{ €} \cdot \text{ton}^{-1}$ gedurende de complete 240 maanden. Dan, wanneer er een vrije keuze is voor input zonder de beperking van de 10 jaar steun, kunnen we zien dat, integendeel, het scenario FLEX_PACK ervoor kiest voor de laagste inputprijs van $-5.5 \text{ €} \cdot \text{ton}^{-1}$, i.e. de input met de laagste energieinhoud, en dit gedurende de hele 20-jarige periode. Het derde scenario FLEX_GEC vertoont een voorkeur voor de huidige inputmix ⁸ terwijl er gedurende de laatste 10 jaar een duidelijke voorkeur is voor de goedkoopste inputmix.

De elektriciteitsproductie is maximaal in scenario BAU_GEC en voor de eerste 10 jaar van het FLEX_GEC scenario (1488 en $1618 \text{ MWh}_e \cdot \text{maand}^{-1}$ respectievelijk, door de afrondingsfactoren die uitgelegd werden in bovenstaande voetnoot). Dit komt overeen met een elektriciteitsprijs van $47.5 \text{ €} \cdot \text{MWh}_e^{-1}$. In het scenario FLEX_PACK en gedurende de laatste 10 jaar van scenario FLEX_GEC is elektriciteitsproductie minimaal ($604 \text{ MWh}_e \cdot \text{maand}^{-1}$) aan een elektriciteitsprijs van $70 \text{ €} \cdot \text{MWh}_e^{-1}$ en een exces capaciteit van 2.68.

Algemeen gezien kunnen we concluderen dat het huidige systeem van GSC niet bevorderlijk is voor het gebruik van flexibele energieproductie in AV. Indien echter de geldigheidsduur voor GSC verlengd tot 20 jaar zou worden, zou dit flexibele energieproductie aanmoedigen en mogelijks de ontwikkeling van een evenwichtiger elektriciteitsnet kunnen vergemakkelijken. Bovendien kan het leiden tot een hogere winst. Tabel 4 geeft een samenvatting van de resultaten voor de totale winst, inputprijzen, inkomsten van elektriciteit en GSC inkomsten voor de twee extreme scenario’s BAU_GEC en FLEX_PACK, en voor de geanalyseerde periode van twintig jaar.

Tabel 4: Samenvatting van de resultaten voor totale winst, inputprijs, inkomsten van elektriciteit en inkomsten van GSC voor de drie geanalyseerde scenario’s voor een periode van 20 jaar.

Scenario	Totale winst II (€)	Totale inputprijs (€)	Inkomsten van elektriciteit (€)	Inkomsten van GSC 10 jaar (€)	Inkomsten van GSC 20 jaar (€)
BAU_GEC	-120,442,128	18,059,583	7,935,098	16,041,118	16,041,118
FLEX_PACK	-110,879,174	-4,685,086	4,741,727	6,505,852	13,011,705

⁸In feite is de inputprijs iets hoger dan het vaste gemiddelde, dat wil zeggen $23.7 \text{ €} \cdot \text{ton}^{-1}$, door afrondingsfactoren in de berekende waarde van het vergistervolume. Meer specifiek kan een CHP van 2.4 MW_e 1617.6 MWh_e produceren op maandelijkse basis, voor 674 vollasturen per maand, of $380,600 \text{ m}^3 \text{ CH}_4$. Een ton inputmix van $21.2 \text{ €} \cdot \text{ton}^{-1}$ produceert $58.6 \text{ m}^3 \text{ CH}_4$, wat betekent dat 6495.1 ton input maandelijks vereist is om op vollast te produceren. Om te verzekeren dat de modelberekeningen haalbaar zijn en een oplossing gevonden wordt, hebben we dit getal afgerond naar 6825 ton voor een vergistervolume van 6825 m^3 , waardoor een lichte overcapaciteit van 1.09 gecreëerd werd in scenario BAU_GEC, met een elektriciteitsproductie van $1488 \text{ MWh}_e \cdot \text{maand}^{-1}$. In het scenario FLEX_GEC produceert het model aan een exces capaciteit van exact 1 (aangezien niet alle variabelen zijn vastgesteld), waardoor er dus een beetje meer elektriciteit geproduceerd wordt tegen een iets hogere inputprijs.

De getallen in de tabel geven aan dat, onder de aannames uitgelegd in Sectie 2.2 van de methode, het huidige bedrijfs- en ondersteuningskader niet winstgevend is voor AV installaties. Zelfs simulaties voor alleen de 10-jarige periode wanneer GSC beschikbaar zijn geven een negatief resultaat. Dit zou niet als een verrassing mogen komen aangezien het VEA rapport (Vlaams Energieagentschap, 2017) zelf aangeeft dat de publieke steun niet voldoende is om de AV technologie winstgevend te maken. Dit effect kan ook in de realiteit worden waargenomen, waar, volgens het 2016 Voortgangsrapport van Biogas-e, in 2015, éenenveertig installaties operationeel waren, negen in stand-by, zes in het proces van overname of met technische of administratieve problemen, en drie failliet gegaan zijn (De Geest et al., 2016). En zelfs als de winsten minder negatief (8%) zijn voor scenario FLEX_PACK dan voor BAU_GEC, zijn ze nog steeds negatief, wat de eerdere conclusie bevestigt uit de VEA studie (Meers et al., 2015) dat deelname aan de DAM geen substantiële voordelen zal brengen voor AV operatoren.

Bovendien is het doel onder het huidige steunkader om continue stroom te produceren aan vollast, maar inputprijzen zijn zeer hoog. Ze zijn zelfs de belangrijkste kostfactor onder het huidige kader, samen met de operationele kosten. Als de steun gespreid zou kunnen worden over een langere periode, zoals we simuleerden in scenario FLEX_PACK, dan zouden deze inputprijzen kunnen dalen aangezien het model inputs selecteert met een lagere energieinhoud (i.e. mest) om exces WKK capaciteit te creëren. Dit biedt dan op zijn beurt de mogelijkheid tot deelname aan de DAM, waar hogere gemiddelde elektriciteitsprijzen verkregen kunnen worden.

Tenslotte, als we kijken naar de hoeveelheid steun die uitbetaald werd gedurende de eerste 10 jaar, kunnen we zien dat, voor een flexibel bedrijfsmodel, dit bedrag veel lager is vergeleken met het klassieke model omdat er minder elektriciteit geproduceerd wordt. Voor een 20 jaar durende periode, echter, is de hoeveelheid steun 18% lager dan in het klassieke model, wat aangeeft dat dit soort steun op efficiëntere wijze gebruikt zou kunnen dan in het huidige systeem (aangezien dit resulteert in lagere winsten).

3.1 Sensitiviteitsanalyse

Als laatste stap in de analyse van de resultaten, voeren we een sensitiviteitsanalyse uit met betrekking tot twee parameters. De eerste parameter is de rentevoet r , de tweede parameter is de gemiddelde DAM elektriciteitsprijs op dewelke de elektriciteitsprijsfunctie (Vergelijking 13) gebaseerd is. We voeren dezelfde analyse uit voor de scenario's BAU_GEC en FLEX_PACK en voor een rentevoet van 5 en 15% respectievelijk. Wat betreft de elektriciteitsprijsfunctie verhogen we de gemiddelde DAM elektriciteitsprijzen voor een

zelfde exces WKK capaciteit EC_{CHP} , en fitten we opnieuw een elektriciteitsprijsfunctie door deze punten (zie Sectie). De nieuwe functies worden dan

$$p_m = 32.199 * \ln(EC_{CHP}) + 47.902 \quad (15)$$

voor een veronderstelde elektriciteitsprijsstijging van 5%, en

$$p_m = 41.816 * \ln(EC_{CHP}) + 48.084 \quad (16)$$

voor een veronderstelde elektriciteitsprijsstijging van 10%.

De reden voor een toename in de DAM elektriciteitsprijzen is de veronderstelling dat, in de toekomst, een toenemend aandeel in onderbroken HE bronnen zal resulteren in een toenemende nood aan flexibiliteit, en bijgevolg hogere DAM elektriciteitsprijzen. Het is belangrijk om te vermelden dat we voor de vaste elektriciteitsprijs $\pi_{m,elec}$ die ontvangen wordt bij een exces capaciteit EC_{CHP} van 1 (i.e. in het BAU_GEC scenario), deze veronderstelling niet gevolgd wordt. Tabel 5 geeft een overzicht van de sensitiviteitsanalyse.

Tabel 5: Overzicht van de sensitiviteitsanalyse.

Scenario	Totale winst II (€)	Totale inputprijs (€)	Inkomsten van elektriciteit (€)	Inkomsten van GSC – 10 jaar (€)	Inkomsten van GSC – 20 jaar (€)
Baseline					
BAU_GEC	-120,442,128	18,059,583	7,935,098	16,041,118	16,041,118
FLEX_PACK	-110,879,174	-4,685,086	4,741,727	6,505,852	13,011,705
Sensitiviteit op rentevoet - r = 5%					
BAU_GEC	-140,280,128	21,059,394	9,253,192	16,041,118	16,041,118
FLEX_PACK	-127,983,010	-5,463,322	5,529,372	6,505,852	13,011,705
Sensitiviteit op rentevoet - r = 15%					
BAU_GEC	-74,870,622	11,035,576	4,848,872	16,041,118	16,041,118
FLEX_PACK	-70,949,037	-2,862,898	2,897,510	6,505,852	13,011,705
Sensitiviteit op DAM elektriciteitsprijs - toename van 5%					
FLEX_PACK	-110,224,394	-4,685,086	5,396,507	6,505,852	13,011,705
Sensitiviteit op DAM elektriciteitsprijs - toename van 10%					
FLEX_PACK	-109,569,614	-4,685,086	6,051,287	6,505,852	13,011,705

We vergelijken de resultaten van de baseline, i.e. de oorspronkelijke berekeningen, met een toename in r en in de DAM elektriciteitsprijzen. Voor de rentevoet r , geven de resultaten aan dat een gelijkaardige conclusie kan getrokken worden als deze van de baseline. Hiermee bedoelen we dat, voor het FLEX_PACK scenario, winsten minder negatief zijn, inputprijzen lager, en de hoeveelheid GSC steun voor een periode van 10 jaar significant lager in vergelijking met het BAU_GEC scenario. We kunnen een gelijkaardige conclusie trekken voor de sensitiviteitsanalyse van de DAM prijzen. Hogere DAM prijzen resulte-

ren in verbeterde winsten door hogere inkomsten van elektriciteitsverkoop en een hogere hoeveelheid GSC steun kan verkregen worden als de steunperiode gespreid wordt over een periode van 20 i.p.v. 10 jaar. De sensitiviteitsanalyse toont dus aan dat ons model robuust is.

4 Discussie

Dit model werd ontwikkeld met als hoofddoel de efficiëntie van een alternatief steunkader aan te tonen dat flexibele elektriciteitsproductie stimuleert. Een aantal beperkingen en mogelijke onderzoeksuitbreidingen werden geïdentificeerd.

Ten eerste werd de winst door flexibele productie berekend onder de aanname dat al het geproduceerde biogas verkocht zou worden in de DAM. Echter, om het risico te spreiden, zouden biogasoperatoren kunnen beslissen om slechts een deel van hun biogasproductie te verkopen op de DAM. Het overblijvende biogas kan dan opzij gezet worden voor vollastproductie aan een vaste prijs of voor deelname in de futures markt. In dat geval is de berekende winst voor het FLEX_PACK scenario overschat.

Verder hebben we aangenomen dat de HRT 30 dagen bedraagt. In de praktijk is de HRT echter langer, wat resulteert in hogere biogasproductie, en dus ook hogere inkomsten van elektriciteitsverkoop. Daarom zouden we Vergelijking 11 kunnen herformuleren om naast de inputprijs ook rekening te houden met de HRT.

Ook berekenen we de biogasproductie alsof deze plaatsvindt in een batch reactor. We zouden echter een dynamisch model kunnen gebruiken, zoals wat er ontwikkeld werd in Willeghems and Buysse (2016), om de modelberekeningen nauwer te laten aansluiten bij de realiteit, i.e. een continuously-stirred tank reactor.

Daarenboven impliceert het FLEX_PACK scenario mono-vergisting van mest. Hoewel dit type vergisting momenteel al bestaat bij veehouderijen op kleine schaal (i.e. de pocketvergisters), kan men zich afvragen of mono-vergisting op grotere schaal ook haalbaar is. Maar, aangezien momenteel slechts ongeveer 1% van de mest vergist wordt in Vlaanderen (De Geest et al., 2014, Vlaamse Landmaatschappij, 2014), geeft dit wel aan dat er een potentieel bestaat, niet alleen voor AV operatoren, maar ook om de uitstoot van broeikasgassen door mestopslag te verminderen.

Bijkomend resulteert flexibele productie in lagere gemiddelde elektriciteits- en warmteproductie. Aangezien de geproduceerde warmte gebruikt wordt om de dikke fractie van het digestaat in te drogen, zouden we kunnen berekenen of de hoeveelheid geproduceerde

warmte nog voldoende is om de volledige hoeveelheid dikke fractie in te drogen.

Tenslotte is het belangrijk te vermelden dat AV operatoren een verlenging van publieke steun, i.e. GSC, kunnen aanvragen en dus langer voordeel kunnen genieten van de traditionele GSC. De verlengingsprocedure is echter heel onduidelijk en wordt vaak te laat geïnitieerd door de AV operatoren (De Geest et al., 2014).

5 Conclusie

Aangezien het aandeel van HE op het elektriciteitsnet blijft groeien is er een toenemende nood voor een alternatieve energiebron die tegengewicht biedt aan de fluctuerende energiebronnen. Binnen dit kader kijken we in dit rapport naar het potentieel van de AV sector om deel te nemen aan de DAM.

Een niet-lineair optimalisatiemodel werd ontwikkeld om te onderzoeken of het huidige steunkader het meest efficiënte is voor het promoten van flexibele stroomproductie door AV. De resultaten tonen aan dat het huidige kader, i.e. GSC voor een periode van 10 jaar, deelname aan de DAM niet stimuleert. Aangezien onder een flexibel bedrijfsmodel minder elektriciteit geproduceerd wordt verliezen AV operatoren een aanzienlijk aandeel van hun inkomsten uit elektriciteitsverkoop. Bovendien tonen onze resultaten aan dat een zelfde hoeveelheid certificaten gespreid over een periode van 20 jaar i.p.v. 10 jaar de winstgevendheid van AV installaties kan verhogen.

Aangezien het aandeel van fluctuerende HE zonder twijfel zal blijven toenemen in de toekomst, is het belangrijk om ook die HE technologieën te ondersteunen die elektriciteit kunnen produceren op een flexibele wijze. Onze analyse toont aan dat er een potentieel aanwezig is voor de AC sector om deel te nemen aan de DAM maar dat dit niet zal gebeuren tenzij de gepaste steunkaders aanwezig zijn. Onze resultaten tonen aan dat de winstgevendheid van de AV sector kan verhoogd worden door de steun te spreiden over een langere periode.

6 Overzicht van variabelen, parameters en indexen

Parameter symbool	Betekenis	Eenheid
$\beta_{i,max}$	ultieme methaanopbrengst	$m^3 CH_4 \cdot ton^{-1}$ input
ϵ	omzettingsfactor	$0.01 MWh \cdot m^{-3}$ CH_4
η_{elec}	omzettingsfactor methaan naar elektriciteit	%
η_{heat}	omzettingsfactor methaan naar warmte	%
l_{CHP}	WKK investeringskost	$\text{€} \cdot MW_e^{-1} \cdot jaar^{-1}$
l_{κ}	opslaginvesteringskost	$\text{€} \cdot m^{-3} \cdot jaar^{-1}$
κ	extern opslag volume	m^3
μ_i	eerste-orde kinetische constante	dag^{-1}
$\pi_{m,heat}$	warmteprijs	$\text{€} \cdot MWh_{th}$
$\pi_{m,elec,avoid}$	prijs voor vermeden aankoop van elektriciteit door eigen consumptie	$\text{€} \cdot MWh_e^{-1}$
$\pi_{m,heat,avoid}$	prijs voor vermeden aankoop van warmte door eigen consumptie	$\text{€} \cdot MWh_{th}^{-1}$
π_{dig}	prijs dikke fractie digestaat	$\text{€} \cdot ton^{-1}$
$\sigma_{GEC,m}$	prijs groenestroomcertificaten	$\text{€} \cdot MWh_e^{-1}$
$\sigma_{CHC,m}$	prijs WKK warmtecertificaten	$\text{€} \cdot MWh_{th}^{-1}$
φ_{elec}	relative hoeveelheid eigen elektriciteitsconsumptie	%
φ_{heat}	relative hoeveelheid eigen warmteconsumptie	%
$\varphi_{elec,GEC}$	relative hoeveelheid eigen elektriciteitsconsumptie die niet in aanmerking komt voor GSC	%
$\varphi_{dig,thick}$	dikke fractie digestaat na scheiding	%
$\varphi_{dig,thin}$	dunne fractie digestaat na scheiding	%
$\chi_{opex,CHP}$	WKK operationele kost	$\text{€} \cdot MW_e^{-1}$
$\chi_{opex,DIG}$	vergister operationele kost	$\text{€} \cdot m^{-3}$
$\chi_{opex,\kappa}$	externe opslag operationele kost	$\text{€} \cdot m^{-3}$
χ_{inject}	injectiekost elektriciteit	$\text{€} \cdot MWh_e^{-1}$
$\chi_{dig,spread}$	spreidingskost voor dunne fractie digestaat	$\text{€} \cdot ton^{-1}$
ω_m	maximale maandelijke hoeveelheid input	ton
r	rentevoet	%

Variabele symbool	Betekenis	Eenheid
$B_{i,m}$	cumulatieve methaanopbrengst	$m^3 \text{ CH}_4 \cdot \text{ton}^{-1}$
C	kost	€
CHP	optimale WKK capaciteit	MW_e
DIG	vergister volume	m^3
EC_{CHP}	exces WKK capaciteit	MW_e
hp_m	totale warmteproductie	MWh_{th}
HRT_d	hydraulische retentie tijd	dagen
M_m	maandelijkse biogasproductie	$m^3 \text{ CH}_4 \cdot \text{ton}^{-1}$
Π	totale winst	€
$p_{m,elec}$	elektriciteitsprijs	€. MWh_e^{-1}
$p_{m,FS}$	inputprijs	€. ton^{-1}
pp_m	totale elektriciteitsproductie	MWh_e
q_m	maandelijkse hoeveelheid	ton
R	inkomsten	€
Index	Betekenis	
f	type input	
m	maand	

Bibliografie

Animal Sciences Group Wageningen University (2006), Handboek snijmais, number December, Animal Sciences Group / Praktijkonderzoek Postbus 65, 8200 AB Lelystad
Telefoon 0320 238 238 Fax 0320 238 050 E-mail info.po.asg@wur.nl.

Banks, C. (2009), 'Optimising anaerobic digestion'.

URL: [http://www.forestry.gov.uk/pdf/rrps_AD250309_optimising_anaerobic_digestion.pdf/\\$FILE/rrps_AD250309_optimising_anaerobic_digestion.pdf](http://www.forestry.gov.uk/pdf/rrps_AD250309_optimising_anaerobic_digestion.pdf/$FILE/rrps_AD250309_optimising_anaerobic_digestion.pdf)

De Geest, V., De Keulenaere, B., De Mey, J. and Meers, E. (2016), Biogas-e Voortgangsrapport 2016, Technical report.

De Geest, V., De Mey, J., Vanacker, K., Wynsberghe, T. and Meers, E. (2014), Voortgangsrapport 2014 - Anaerobe vergisting in Vlaanderen, stand van zaken werkjaar 2013-2014, Technical report, Biogas-e.

URL: http://www.biogas-e.be/sites/default/media/rapporten/Voortgangsrapport_2014.pdf

El-Mashad, H. M. and Zhang, R. (2010), 'Biogas production from co-digestion of dairy manure and food waste.', Bioresource technology **101**(11), 4021–8.

URL: <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/20137909>

GAMS Development Corporation (2010), 'General Algebraic Modeling System (GAMS) Release 23.6.5. Washington, DC, USA'.

Hochloff, P. and Braun, M. (2014), 'Optimizing biogas plants with excess power unit and storage capacity in electricity and control reserve markets', Biomass and Bioenergy **65**, 125–135.

URL: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0961953413005254>

Linke, B. and Mahnert, P. (2005), 'Biogas production from cattle slurry and energy crops: effect of fermenter's load', Landtechnik **60**(5), 276–277.

Meers, E., Wynsberghe, T., Willeghems, G. and Buysse, J. (2015), Studie betreffende mogelijke maatregelen die steunafhankelijkheid van biogasinstallaties kunnen verlagen, Technical report.

Vlaams Energieagentschap (2017), Rapport 2016 Deel 1 : Rapport OT / Bf voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2017, Technical report.

Vlaamse Landmaatschappij (2014), Voortgangsrapport Mestbank 2014 over de mestproblematiek in Vlaanderen, Technical report, Vlaamse Landmaatschappij.

Willeghems, G. and Buysse, J. (2016), 'Changing old habits: The case of feeding patterns in anaerobic digesters', *Renewable Energy* **92**, 212–221.

URL: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148116300817>