VLAAMS
ENERGIEAGENTSCHAP

RAPPORT 2020/3

Rapport OT/Bf voor windprojecten op land met een startdatum vanaf 15 september 2020

INHOUD

LIJST VAN TABELLEN ... 3

LIJST VAN FIGUREN ... 3

LIJST VAN AFKORTINGEN ... 4

LIJST VAN PARAMETERS ... 6

LEESWIJZER ... 8

1 INLEIDING ... 9

2 BANDINGFACTOREN ... 11

2.1 Berekeningsmethodiek ... 11

2.2 Toepassing bandingfactor ... 11

2.3 Maximale bandingfactor ... 12

3 LIJST REPRESENTATIEVE PROJECTCATEGORIEËN ... 13

3.1 Representarieve projectcategorieën groene stroom ... 13

3.2 Representatieve projectcategorieën WKK ... 16

4 OVERZICHT BANDINGFACTOREN ... 17

4.1 Overzicht OT/Bf voor windenergie op land ... 17

5 PARAMETERWAARDEN ... 19

5.1 Algemene parameters ... 19

5.1.1 Jaarlijkse prijsstijgingen ... 19

5.1.2 Elektriciteitsprijs bij verkoop ... 19

5.1.3 Bepaling van de jaarlijkse interestvoet op de banklening ... 19

5.1.4 Aandeel eigen vermogen in de totale investering ... 20

5.1.5 Belastingtarieven ... 20

5.1.6 Overzicht parameterwaarden voor de algemene parameters ... 21

5.2 Specifieke parameters voor windturbines op land > 300 kW_e en ≤ 4,5 MW_e ... 22

5.2.1 Parameters en methodieken geldig voor alle windturbines ... 22

5.2.2 Nieuwe installaties windenergie op land, met een bruto nominaal vermogen per turbine > 300 kW_e en < 2,5 MW_e (GS cat. 4a en GS cat. 4b) ... 25

5.2.3 Nieuwe installaties windenergie op land, met een bruto nominaal vermogen per turbine ≥ 2,5 MWe en ≤ 4,5 MWe (GS cat. 4/1a en GS cat. 4/1b) ... 27

5.2.4 Overzicht parameterwaarden voor de specifieke parameters voor windturbines op land > 300 kWe en ≤ 4,5 MWe ... 29

REFERENTIELIJST ... 31

LIJST VAN TABELLEN

TABEL 1: REPRESENTATIEVE PROJECTCATEGORIEËN GROENE STROOM 14
TABEL 2 : OVERZICHT OT/BF VOOR WINDENERGIE OP LAND 17
TABEL 3: OVERZICHT ALGEMENE PARAMETERS 21
TABEL 4: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR GS CATEGORIE 4A 26
TABEL 5: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR GS CATEGORIE 4B 26
TABEL 6: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR GS CATEGORIE 4/1A 28
TABEL 7: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR GS CATEGORIE 4/1B 28
TABEL 8: OVERZICHT PARAMETERS VOOR WINDTURBINES OP LAND > 300 kW_E EN ≤ 4,5 MW_E 29

LIJST VAN FIGUREN

FIGUUR 1 : STROOMSCHEMA VOOR HET VASTSTELLEN VAN DE GS-PROJECTCATEGORIE VOOR PROJECTEN MET STARTDATUM VANAF 15 SEPTEMBER 2020 (PS = PROJECTSPECIFIEK) 15 15

LIJST VAN AFKORTINGEN

Afk.	Beschrijving
BBT	Best Beschikbare Techniek
Bd	Bandingdeler Bandingdeler groene stroom = €97 Bandingdeler warmte-krachtkoppeling = €35
Bf	Bandingfactor = de verhouding onrendabele top (OT) tegenover de bandingdeler (BD): Bf = OT / BD De bandingfactor voor representatieve projectcategorieën wordt jaarlijks bepaald in dit rapport.
BTW	Belasting Toegevoegde Waarde
BVW	Bovenste verbrandingswaarde van de brandstof
CPI	Consumptieprijsindex
ECB	Europese Centrale Bank
ETS	Emissions Trading System [DEP. OMGEVING, 2019]
GFT	Groente-, fruit- en tuinafval
GS	Groene stroom
GSC	Groenestroomcertificaat
HS	Hoogspanning (> 26 kV)
kW_{piek}	Kilowattpiek = het maximale (ogenblikkelijk) vermogen dat een zonnepaneel kan produceren bij ideale lichtinval
LS	Laagspanning (≤ 1 kV)
MS	Middenspanning (> 1 kV en ≤ 26 kV)
OBA	Organisch-biologische stoffen of afvalstoffen
OT	Onrendabele top = het bedrag per MWh groenestroomproductie of warmte-krachtbesparing dat bijgelegd moet worden zodat de investering over de levensduur het vereiste rendement behaalt
OVW	Onderste verbrandingswaarde van de brandstof
PPA	Power Purchase Agreement: Contract voor de verkoop van elektriciteit
PPO	Pure plantaardige olie
PV	Fotovoltaïsch
RPE	Relatieve primaire energiebesparing
STEG	Stoom- en Gasturbine
VEA	Vlaams Energieagentschap (website: http://www.energiesparen.be)
VEB	Vlaams Energiebedrijf
VITO	Vlaamse Instelling voor Technologisch Onderzoek (website : https://vito.be/nl)

Afk.	Beschrijving
VREG	Vlaamse Regulator voor de Elektriciteit- en de Gasmarkt (website: http://www.vreg.be)
WKB	Warmte-krachtbesparing
WKC	Warmte-krachtcertificaat
WKK	Warmte-krachtkoppeling

LIJST VAN PARAMETERS

Parameter	Eenheid	Omschrijving
b	[%]	Het percentage vennootschapsbelasting
BF_{WKC}	[-]	De bandingfactor berekend voor warmte-krachtcertificaten
E	[%]	Het aandeel eigen vermogen in de totale investering
EV_{EL}	[%]	Het aandeel eigenverbruik van de installatie zelf, voor de bepaling van de netto elektriciteitsproductie
EV_{GSC}	[%]	Deel van de bruto elektriciteitsproductie dat niet in aanmerking komt voor groenestroomcertificaten, aanvaardbaar voor de certificatenverplichting
i	[%]	Het deel van de investering dat in aanmerking komt voor investeringsaftrek
i_B	[%]	De verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de brandstofprijs
i_{PBW}	[%]	De verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktprijs van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte
$i_{EL,V}$	[%]	De verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktwaarde elektriciteit bij verkoop
$i_{EL,ZA}$	[%]	De verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de vermeden kost voor elektriciteit door zelfafname
i_{OK}	[%]	De verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de operationele kosten
i_{IS}	[%]	De verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktprijs van de ingaande stoffen
i_{US}	[%]	De verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktprijs van de uitgaande stoffen
I_V	[€/kW_e]	In het jaar van de vervangingsinvestering, de hoogte in jaar 0 van die vervangingsinvestering per eenheid capaciteit, 0 in de overige jaren
IAP	[%]	Het percentage van de investeringsaftrek
K_i	[€/kW_e]	De specifieke investeringskost per vermogenseenheid
K_V	[€/kW_e]	De vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0
K_{Var}	[€/kWh_e]	De variabele kosten per eenheid productie in jaar 0
K_{Bp}	[€]	De jaarlijkse kosten per installatie verbonden aan de organisatie van burgerparticipatie in jaar 0
M_{IS}	[ton]	De hoeveelheid (massa) ingaande stoffen op jaarbasis
M_{US}	[ton]	De hoeveelheid (massa) uitgaande stoffen op jaarbasis
η_{el}	[%]	Het bruto elektrisch rendement van de installatie
$\eta_{el,ref}$	[%]	Het elektrisch referentierendement voor gescheiden opwekking van elektriciteit zoals vastgelegd in art. 6.2.10 van het Energiebesluit
$\eta_{th,ref}$	[%]	Het thermisch referentierendement voor gescheiden opwekking van warmte zoals vastgelegd in art. 6.2.10 van het Energiebesluit

Parameter	Eenheid	Omschrijving
$\eta_{th,ref,k}$	[%]	Het thermisch referentierendement voor gescheiden opwekking van warmte zoals vastgelegd in art. 6.2.10 van het Energiebesluit voor de aangehouden primaire brandstof
$\eta_{th,WKK}$	[%]	Het netto thermisch rendement van de installatie
P_B	[€/kWh]	De prijs van de brandstof in jaar 0, inclusief de financieringskosten voor aankoop van brandstof
P_{PWB}	[€/kWh]	De marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0
$P_{EL,V}$	[€/kWh]	De marktwaarde elektriciteit bij verkoop in jaar 0
$P_{EL,ZA}$	[€/kWh]	De vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0
P_{IN}	[€/kWh]	De kosten van de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0 (vb. injectietarief)
P_{WKC}	[€/kWh]	De marktprijs van de warmte-krachtcertificaten
PO_{IS}	[€/ton]	De kosten of opbrengsten van de ingaande stoffen per ton in jaar 0, inclusief de financieringskosten voor aankoop van ingaande stoffen
PO_{US}	[€/ton]	De kosten of opbrengsten van de uitgaande stoffen per ton in jaar 0
U	[kW_e]	Het bruto elektrisch vermogen van de installatie
r	[%]	Het gewenste rendement op de totale investering
r_d	[%]	De interestvoet op de banklening
T_a	[jaar]	De afschrijvingstermijn
T_b	[jaar]	De beleidsperiode
T_c	[jaar]	De constructieperiode nodig voor het bouwen van het project
T_r	[jaar]	De termijn van de banklening
VU	[u]	Het gemiddeld jaarlijks aantal vollasturen
ZA_{EL}	[%]	Het aandeel zelfafname van de geproduceerde elektriciteit

LEESWIJZER

In dit document wordt in de eerste plaats duiding gegeven bij de reden van de opmaak van dit extra VEA OT-rapport 2020/3 en de berekeningsmethode hiervan.

Door een wijziging aan het Energiebesluit[1] wordt er een extra VEA OT-rapport opgesteld voor de projectcategorieën met betrekking tot windenergie op land. Voor projecten met een startdatum vanaf 15 september 2020 wordt de bovengrens van de groenestroomprojectcategorieën cat. 4a en cat. 4b en de ondergrens van de groenestroomprojectcategorieën cat. 4/1a en cat. 4/1b gewijzigd van 3 MW_e naar 2,5 MW_e. Bovendien worden voor de berekening van de vollasturen voor de projectcategorieën wind op land nu enkel de windturbines met een bruto nominaal vermogen vanaf 2 MW_e in beschouwing genomen die binnen de vermogensvork van de betreffende projectcategorie vallen. Voorheen waren dit windturbines vanaf 1,5 MW_e. Voor de overige projectcategorieën blijft de berekening van de bandingfactor, bepaald in OT-rapport 2020/1 [VEA, 2020] voor projecten met een startdatum vanaf 1 april 2020, onveranderd.

Vooreerst wordt in dit document de methodiek van de bandingfactoren toegelicht (zie hoofdstuk 2.1). Daarna vindt de lezer een lijst van de representatieve projectcategorieën voor groenestroomprojecten (hoofdstuk 3). Vervolgens wordt een overzicht gegeven van alle resultaten van de extra berekeningen voor de onrendabele toppen (OT's) en bandingfactoren (Bf's) voor projecten met een startdatum vanaf 15 september 2020, al dan niet afgetopt (zie hoofdstuk 4).

In hoofdstuk 5 worden alle parameters weergegeven van de extra berekeningen voor de projectcategorieën wind op land, samengevat per projectcategorie.

Op het einde van dit onderdeel vindt de lezer nog een referentielijst.

Dit onderdeel van het rapport werd opgesteld aan de hand van gegevens die met de grootste zorg werden verzameld. Het Vlaams Energieagentschap en zijn aangestelden kunnen evenwel niet aansprakelijk worden gesteld door de gebruiker voor eventuele fouten, onnauwkeurigheden of onvolledigheid die tot directe of indirecte, materiële of immateriële schade aanleiding zou geven. De gebruiker neemt kennis van deze informatie 'as is' en blijft eindverantwoordelijke voor het eventuele verder gebruik ervan. Fouten, onnauwkeurigheden of onvolledigheid kunnen steeds gemeld worden via het contactformulier op: https://www.energiesparen.be/info .

[1] Besluit van de Vlaamse Regering van 10 juli 2020 tot wijziging van het Energiebesluit van 19 november 2010, wat betreft de ondersteuning van hernieuwbare energiebronnen en warmte-krachtkoppeling

1 INLEIDING

Op 9 december 2019 keurde de Vlaamse Regering het Vlaams Energie- en Klimaatplan definitief goed. De doelstelling voor de totale productie hernieuwbare energie werd vastgelegd op 28.512 GWh tegen 2030. Deze doelstelling is verder onderverdeeld naar groene stroom (12.780 GWh), groene warmte (9.688 GWh) en hernieuwbare energie in transport (6.044 GWh). In dit plan is tevens een cumulatieve energiebesparing van 84,062 TWh voorzien in de periode 2021-2030.

Om deze doelstelling te halen, is een performant steunmechanisme voor investeerders in hernieuwbare energiebronnen en kwalitatieve WKK noodzakelijk.

Het huidig regelgevend kader voor de verschillende certificatensystemen voor ondersteuning van hernieuwbare energiebronnen en (energie-efficiënte) kwalitatieve WKK wordt voor het Vlaamse Gewest gevormd door het **Energiedecreet van 8 mei 2009** (en de latere aanpassingen) en het **Energiebesluit van 19 november 2010** (en de latere aanpassingen).

Het voorliggend OT-rapport bevat de extra berekeningen voor de projecten die tot de representatieve projectcategorieën wind op land met een startdatum vanaf 15 september 2020 behoren. Volgens het besluit van de Vlaamse Regering van 10 juli 2020 tot wijziging van het Energiebesluit van 19 november 2010, wat betreft de ondersteuning van hernieuwbare energiebronnen en warmte-krachtkoppeling wordt de bovengrens van de groenestroomprojectcategorieën cat. 4a en cat. 4b en de ondergrens van de groenestroomprojectcategorieën cat. 4/1a en cat. 4/1b gewijzigd van 3 MW_e naar 2,5 MW_e en worden voor deze projectcategorieën de vollasturen nu bepaald door enkel de windturbines met een bruto nominaal vermogen vanaf 2 MW_e in beschouwing te nemen. Voorheen waren dit windturbines vanaf 1,5 MW_e. Voor de overige projectcategorieën blijft de berekening van de bandingfactor, bepaald in OT-rapport 2020/1 [VEA, 2020] voor projecten met een startdatum vanaf 1 april 2020, onveranderd.

2 BANDINGFACTOREN

2.1 BEREKENINGSMETHODIEK

In de huidige ondersteuningsmechanismen staan de begrippen 'onrendabele top' en 'bandingfactor' centraal. De onrendabele top van een investering is gedefinieerd als het productieafhankelijke gedeelte van de inkomsten dat nodig is om de netto-contante waarde van een investering op nul te doen uitkomen. De bandingfactor bepaalt daarnaast het aantal certificaten dat bekomen wordt per opgewekte hoeveelheid groene stroom en/of gerealiseerde eenheid primaire energiebesparing en is onderhevig aan aanpassingen ten gevolge van de evolutie van de investeringskosten, brandstofprijzen, elektriciteitsprijs …

Onrendabele top (OT) = het bedrag per MWh groenestroomproductie of warmte-krachtbesparing dat bijgelegd moet worden zodat de investering over de levensduur het vereiste rendement behaalt.

De bandingfactor (Bf), die jaarlijks wordt bepaald = de verhouding onrendabele top (OT) tegenover de bandingdeler (BD):
Bf = OT / BD.

Bandingdeler groene stroom = 97€
Bandingdeler warmte-krachtkoppeling = 35€

De berekeningsmethodiek voor de onrendabele top is vervat in de bijlagen bij het Energiebesluit. Bij deze methodiek werd rekening gehouden met een aantal algemene parameters. Voor de bepaling van de parameters en berekeningswaarden van de onrendabele toppen (die niet reeds in de bijlagen bij het besluit wettelijk werden vastgelegd) wordt door het VEA bijkomend stakeholderoverleg georganiseerd. Er wordt een zo divers mogelijk aanbod van verschillende marktpartijen, sectorvertegenwoordigers, overheidsinstanties, … geconsulteerd om een zicht te krijgen op de werkelijke kosten voor de ontwikkeling van groenestroom- en WKK-projecten in Vlaanderen.

2.2 TOEPASSING BANDINGFACTOR

Overeenkomstig het bepaalde in artikel 7.1.1., §2, 4^{e} lid van het Energiedecreet is het aantal groenestroomcertificaten (GSC) dat wordt toegekend voor elke 1.000 kWh elektriciteit die wordt opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen (voor installaties met startdatum vanaf 1 januari 2013) gelijk aan 1, vermenigvuldigd met de van toepassing zijnde bandingfactor. In artikel 7.1.2., §2, 3^{e} lid wordt bepaald dat het aantal warmte-krachtcertificaten (WKC) (voor installaties met startdatum vanaf 1 januari 2013) dat wordt toegekend voor elke 1.000 kWh primaire energiebesparing d.m.v. kwalitatieve WKK gelijk is aan 1, vermenigvuldigd met de van toepassing zijnde bandingfactor.

Een voorbeeld kan dit verduidelijken: stel dat voor projectcategorie X (groene stroom) een onrendabele top wordt bepaald van 75,0 €/MWh, dan zal de bandingfactor voor deze projectcategorie gelijk zijn aan 0,773 (75,0 = onrendabele top, gedeeld door 97 = bandingdeler). De producent ontvangt dan voor elke 1.000 kWh groene stroom die hij produceert 0,773 GSC. Anders uitgedrukt: wanneer hij 1.299 kWh groene stroom heeft opgewekt, ontvangt hij één GSC.

2.3 MAXIMALE BANDINGFACTOR

Het Energiedecreet voorziet daarnaast in de laatste regel van artikel 7.1.4/1, §4 dat deze maximale bandingfactor in ieder geval nooit meer dan 1,25 kan bedragen.

Voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2020 werden door de minister[2] zeven aparte maximaal toegelaten bandingfactoren vastgelegd voor:

- representatieve projectcategorieën op basis van zonne-energie met een afschrijvingstermijn van tien jaar;
- andere representatieve projectcategorieën met een afschrijvingstermijn van tien jaar;
- representatieve projectcategorieën met een afschrijvingstermijn van vijftien of zeventien jaar;
- representatieve projectcategorieën met een afschrijvingstermijn van twintig jaar;
- niet-representatieve projectcategorieën met een afschrijvingstermijn van tien jaar;
- niet-representatieve projectcategorieën met een afschrijvingstermijn van vijftien of zeventien jaar;
- niet-representatieve projectcategorieën met een afschrijvingstermijn van twintig jaar.

Het VEA vertrekt vanuit deze reeds bepaalde maximale bandingfactor, nl. 0,700 voor projecten met een afschrijvingstermijn van 20 jaar om de aftoppingen die in dit rapport worden opgenomen, door te voeren.

[2] Ministerieel besluit houdende actualisatie van de huidige bandingfactoren en vastlegging van de bandingfactoren voor groenestroomcertificaten en warmte-krachtcertificaten voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2020 (BS 25/11/2019)

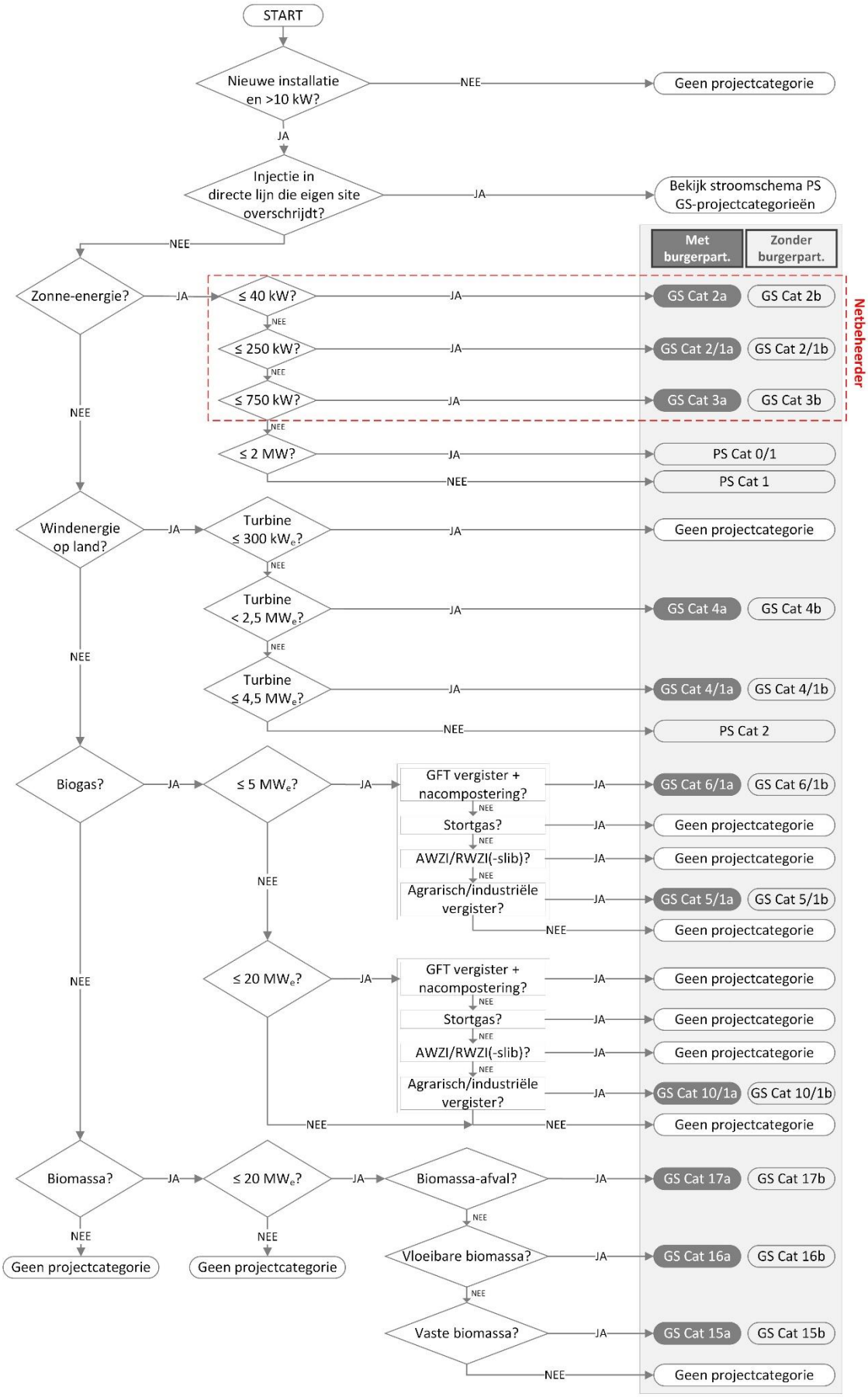
3 LIJST REPRESENTATIEVE PROJECTCATEGORIEËN

3.1 REPRESENTARIEVE PROJECTCATEGORIEËN GROENE STROOM

1° ZONNE-ENERGIE: nieuwe installaties met een maximaal AC-vermogen van de omvormer(s)		
b.	> 10 kW en ≤ 40 kW en waarbij het project voorziet in burgerparticipatie	cat. 2a
	> 10 kW en ≤ 40 kW en die niet vallen onder cat. 2a	cat. 2b
c.	> 40 kW en ≤ 250 kW en waarbij het project voorziet in burgerparticipatie	cat. 2/1a
	> 40 kW en ≤ 250 kW en die niet vallen onder cat. 2/1a	cat. 2/1b
d.	> 250 kW en ≤ 750 kW en waarbij het project voorziet in burgerparticipatie	cat. 3a
	> 250 kW en ≤ 750 kW en die niet vallen onder cat. 3a	cat. 3b
2° WINDENERGIE OP LAND: nieuwe installaties met een bruto nominaal vermogen per turbine		
a.	> 300 kWe en < 2,5 MWe en waarbij het project voorziet in burgerparticipatie	cat. 4a
	> 300 kWe en < 2,5 MWe en die niet vallen onder cat. 4a	cat. 4b
b.	≥ 2,5 MWe en ≤ 4,5 MWe en waarbij het project voorziet in burgerparticipatie	cat. 4/1a
	≥ 2,5 MWe en ≤ 4,5 MWe en die niet vallen onder cat. 4/1a	cat. 4/1b
3° BIOGAS: nieuwe installaties met een bruto nominaal vermogen **> 10 kWe en ≤ 5 MWe**		
a.	voor de vergisting van mest- en/of land- en tuinbouwgerelateerde stromen of van andere organische-biologische stoffen of afvalstoffen met uitsluiting van: 1. biogasinstallaties op stortgas 2. biogasinstallaties met vergisting van afvalwater, afvalwaterzuiveringsslib, rioolwater of rioolwaterzuiveringsslib 3. biogasinstallaties voor GFT-vergisting bij een bestaande composteringsinstallatie en waarbij het project voorziet in burgerparticipatie	cat. 5/1a
	voor de vergisting van mest- en/of land- en tuinbouwgerelateerde stromen of van andere organische-biologische stoffen of afvalstoffen met uitsluiting van: 1. biogasinstallaties op stortgas 2. biogasinstallaties met vergisting van afvalwater, afvalwaterzuiveringsslib, rioolwater of rioolwaterzuiveringsslib 3. biogasinstallaties voor GFT-vergisting bij een bestaande composteringsinstallatie en die niet vallen onder cat. 5/1a	cat. 5/1b

b. voor GFT-vergisting bij een bestaande composteringsinstallatie en waarbij het project voorziet in burgerparticipatie	cat. 6/1a
voor GFT-vergisting bij een bestaande composteringsinstallatie en die niet vallen onder cat. 6/1a	cat. 6/1b
4° BIOGAS: nieuwe installaties met een bruto nominaal vermogen **> 5 MWe en ≤ 20 MWe**	
a. voor de vergisting van mest- en/of land- en tuinbouwgerelateerde stromen of van andere organische-biologische stoffen of afvalstoffen, met uitsluiting van: 1. biogasinstallaties op stortgas 2. biogasinstallaties met vergisting van afvalwater, afvalwaterzuiveringsslib, rioolwater of rioolwaterzuiveringsslib 3. biogasinstallaties voor GFT-vergisting bij een bestaande composteringsinstallatie en waarbij het project voorziet in burgerparticipatie	cat. 10/1a
voor de vergisting van mest- en/of land- en tuinbouwgerelateerde stromen of van andere organische-biologische stoffen of afvalstoffen, met uitsluiting van: 1. biogasinstallaties op stortgas 2. biogasinstallaties met vergisting van afvalwater, afvalwaterzuiveringsslib, rioolwater of rioolwaterzuiveringsslib 3. biogasinstallaties voor GFT-vergisting bij een bestaande composteringsinstallatie en die niet vallen onder cat. 10/1a	cat. 10/1b

Tabel 1: Representatieve projectcategorieën groene stroom



Figuur 1 : Stroomschema voor het vaststellen van de GS-projectcategorie voor projecten met startdatum vanaf 15 september 2020 (PS = projectspecifiek)

3.2 REPRESENTATIEVE PROJECTCATEGORIEËN WKK

Ongewijzigd t.o.v. rapport 2019 [VEA, 2019]

4 OVERZICHT BANDINGFACTOREN

Onderstaand overzicht geeft de resultaten weer van de extra berekeningen voor wat betreft de onrendabele top, de bandingfactor en de eventuele aftopping[3] voor windprojecten op land met een bruto nominaal vermogen per turbine groter dan 300 kWe tot en met 4,5 MWe en met een startdatum vanaf 15 september 2020. Voor de overige projectcategorieën blijft de berekening van de bandingfactor, bepaald in OT-rapport 2020/1 [VEA, 2020] voor projecten met een startdatum vanaf 1 april 2020, onveranderd.

4.1 OVERZICHT OT/BF VOOR WINDENERGIE OP LAND

	GS cat 4a	GS cat 4b	GS cat 4/1a	GS cat 4/1b
OT	36,5	36,3	13,6	13,5
Bf	0,376	0,374	0,140	0,139
Bf na aftopping	0,376	0,374	0,140	0,139

Tabel 2 : Overzicht OT/Bf voor windenergie op land

[3] Voor de opmaak van dit rapport wordt uitgegaan van eenzelfde maximale bandingfactor als voor projecten met een startdatum in 2020 (zie ook p 12). De maximale bandingfactor is dus gelijk gesteld aan 0,700 (projecten met een afschrijvingstermijn gelijk aan 20 jaar).

5 PARAMETERWAARDEN

5.1 ALGEMENE PARAMETERS

5.1.1 JAARLIJKSE PRIJSSTIJGINGEN

5.1.1.1 Jaarlijkse stijging van de Consumptieprijsindex (CPI)

De jaarlijkse prijsstijging gedurende de economische levensduur wordt vastgelegd op een algemene, **jaarlijkse indexering van 2%** op basis van referentiewaarden van het **Federaal Planbureau** en streefcijfers van de **Europese Centrale Bank (ECB)**.

Deze index wordt toegepast voor de bepaling van algemene prijsstijging van de operationele kosten.

5.1.1.2 Prijsindices van elektriciteit

In dit OT-rapport wordt voor alle energieprijzen een uniforme, **jaarlijkse indexering van 2,5%** vastgelegd gedurende de economische levensduur**.** Dit cijfer is gebaseerd op een gemiddelde waarde van alle indices die in het vorig rapport [VEA, 2019] zijn bepaald[4]. Het VEA verwacht dat de invloed van de COVID-19 crisis op de energieprijzen van korte duur[5] zal zijn en dat op lange termijn de stijging van de marktprijzen voor elektriciteit niet noemenswaardig zullen veranderen in vergelijking met de aannames in het vorig rapport.

Concreet betekent dit dat gedurende de economische levensduur de verwachte **gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktwaarde elektriciteit bij verkoop ($i_{EL,V}$)** wordt vastgelegd op **2,5%.**

5.1.2 ELEKTRICITEITSPRIJS BIJ VERKOOP

5.1.2.1 Marktwaarde elektriciteit bij verkoop in jaar 0

De **marktwaarde elektriciteit bij verkoop in jaar 0 ($P_{EL,V}$)** wordt bepaald op basis van de verhandelde prijs op **ENDEX Cal 21** [ICE Market data, 2020], conform artikel 3.1.4 van Bijlage III/1. Deze waarde is **47,4 €/MWh (0,0474 €/kWh)**.

5.1.2.2 Injectietarief in jaar 0

Het **injectietarief in jaar 0** wordt bepaald op basis van de door de Vlaamse Regulator voor de Elektriciteit- en de Gasmarkt (VREG) [VREG, 2020] meest recent goedgekeurde injectietarieven van de distributienetbeheerders. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2020. Er wordt een gemiddelde bepaald op basis van de injectietarieven van de netbeheerders onder Fluvius en bevat zowel het variabele als vaste deel van het injectietarief. Deze kost is afhankelijk van de aansluitspanning. Per projectcategorie wordt daarom de aansluitspanning vermeld.

5.1.3 BEPALING VAN DE JAARLIJKSE INTERESTVOET OP DE BANKLENING

Begin 2020 werd in opdracht van het VEA een studie uitgevoerd om de reële IRR te bepalen, die thans gebruikt wordt bij groenestroom- en WKK-projecten. Bij opmerkingen op deze studie kwam aan het licht dat de

[4] Hiervoor liet het VEA door de VITO een berekening van de prijsevolutie van o.a. elektriciteit uitvoeren, om rekening te kunnen houden met evoluties en vaststellingen in dit kader.

[5] hoogstens enkele maanden

interestvoet op de banklening (r_d) eerder gedaald is naar 2%. Daarom wordt de interest op de banklening vastgelegd op **2% op jaarbasis.**

5.1.4 AANDEEL EIGEN VERMOGEN IN DE TOTALE INVESTERING

Voor de bepaling van het aandeel eigen vermogen wordt voor alle projectcategorieën uitgegaan van een **aandeel eigen vermogen in de totale investering (E) van 20%** (80% vreemd vermogen), net zoals in het VEA-rapport 2019 [VEA, 2019].

5.1.5 BELASTINGTARIEVEN

5.1.5.1 Bepaling van de tarieven van de vennootschapsbelasting

Net zoals in het VEA-rapport 2019 [VEA, 2019] bedraagt voor de berekening het **tarief van de vennootschapsbelasting (b) 25%** op basis van artikel 215 van het Wetboek der Inkomstenbelasting (W.I.B. 92).

5.1.5.2 Bepaling van de investeringsaftrek en het gedeelte dat hiervoor in aanmerking komt

Investeringen die aan de wettelijke voorwaarden voldoen geven recht op een investeringsaftrek die gelijk is aan een bepaald percentage van de aanschaffings- of beleggingswaarde van die investeringen.

Het **deel van de investering dat in aanmerking komt voor investeringsaftrek** wordt vastgelegd op **100%** op basis van artikel 69 van het Wetboek der Inkomstenbelasting (W.I.B. 92). **Het percentage van deze investeringsaftrek (IAP)** wordt jaarlijks opnieuw vastgelegd en bedraagt voor het aanslagjaar 2020 (investeringen uitgevoerd in 2019) **13,5%**[6] [FOD Financiën, 2020a].

[6] Overeenkomstig de wet van 15 juli 2020 houdende diverse dringende fiscale bepalingen ten gevolge van de COVID-19 pandemie (CORONA III) wordt aan KMO's een investeringsaftrek toegekend van 25% voor investeringen die tot stand zijn gebracht tussen 12 maart 2020 en 31 december 2020. In dit rapport is ervan uitgegaan dat in hoofzaak grote ondernemingen investeren in windturbines, zodat deze fiscale bepaling geen invloed heeft op de bepaling van de investeringsaftrek voor windturbines op land. [FOD Financiën, 2020b]

5.1.6 OVERZICHT PARAMETERWAARDEN VOOR DE ALGEMENE PARAMETERS

Tabel 3 bevat de waarden voor de algemene parameters die gebruikt zijn voor de OT-berekening voor windprojecten op land met een startdatum vanaf 15 september 2020.

	Eenheid	**Waarde**
$P_{EL,V}$	[€/kWh]	0,0474
b	[%]	25
IAP	[%]	13,5
i	[%]	100
r_d	[%]	2,0
E	[%]	20
$i_{EL,v}$	[%]	2,5
i_{OK}	[%]	2

Tabel 3: Overzicht algemene parameters

5.2 SPECIFIEKE PARAMETERS VOOR WINDTURBINES OP LAND > 300 KW_E EN ≤ 4,5 MW_E

5.2.1 PARAMETERS EN METHODIEKEN GELDIG VOOR ALLE WINDTURBINES

5.2.1.1 Technische parameters en methodieken

5.2.1.1.1 Aandeel eigenverbruik

Het **aandeel eigenverbruik van de installatie zelf, voor bepaling van de netto elektriciteitsproductie (EV_{EL})** en **het deel van de bruto elektriciteitsproductie dat niet in aanmerking komt voor groenestroomcertificaten, aanvaardbaar voor de certificatenverplichting (EV_{GSC})** voor alle windprojectcategorieën is gelijk aan 0%. Het aantal equivalente vollasturen werd immers bepaald aan de hand van het aantal uitgereikte GSC's en het eigenverbruik van windenergie is reeds verrekend in het aantal uitgereikte certificaten. Tijdens stilstand verbruiken windturbines ook zeer kleine hoeveelheden elektriciteit van het net. Hiervoor worden de GSC's niet gecorrigeerd. Het verbruik van deze elektriciteit wordt wel in rekening gebracht bij de vaste kosten per eenheid capaciteit.

5.2.1.1.2 Constructieperiode

De **constructieperiode (T_c)** voor windturbines, gedefinieerd als de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstneming, wordt vastgelegd op **1 jaar**.

5.2.1.1.3 Methodiek gemiddelde jaarlijks aantal vollasturen

Er wordt een gemiddeld aantal equivalente vollasturen bepaald voor Vlaanderen.

Om het gemiddeld aantal equivalente vollasturen te bepalen, werd gekeken naar de netto elektriciteitsproductie van de windparken tijdens de voorbije vijf kalenderjaren (2015 tot en met 2019), zoals vastgelegd in het Energiebesluit. Bijlage III/1 van het Energiebesluit bepaalt dat enkel turbines met een vermogen vanaf 2 MW_e in rekening gebracht mogen worden. Het Energiebesluit schrijft verder voor dat windturbines met een aantal vollasturen dat lager ligt dan 30% onder het berekende gemiddelde van deze turbines, vervolgens uit de berekening geschrapt moeten worden. Op basis van de resterende data wordt het uiteindelijke gemiddelde bepaald per windprojectcategorie.

In de eerste plaats worden de vollasturen bepaald van windparken die de voorbije vijf jaar normaal hebben gewerkt. De vollasturen worden per kalenderjaar berekend. Uit deze gegevens wordt een "windfactor" afgeleid die gelijk is aan de verhouding tussen de gemiddelde vollasturen over de afgelopen vijf jaar en de vollasturen van het laatste kalenderjaar (2019). Vermenigvuldiging van deze windfactor met de vollasturen van het laatste kalenderjaar geeft voor een windpark een inschatting van de vollasturen van dit windpark tijdens een gemiddeld windjaar (waarbij wordt aangenomen dat het gemiddelde van de voorbije vijf jaar representatief is voor een gemiddeld windjaar). Voor het bepalen van de windfactor worden alle windturbines met een vermogen vanaf 2 MW_e meegenomen. Deze windfactor is dezelfde voor alle windprojectcategorieën.

Voor de bepaling van het aantal vollasturen wordt uitgegaan van statistieken over de netto elektriciteitsproductie in de jaren 2015 tot en met 2019. Enkel turbines die "normaal" produceren in het kalenderjaar 2019 en die maximaal vijf jaar oud zijn, dat wil zeggen ten laatste in dienst genomen in februari 2015, werden weerhouden voor deze analyse. Deze vollasturen worden vermenigvuldigd met de "windfactor" en van deze set van "genormaliseerde vollasturen" wordt het gewogen gemiddelde bepaald zoals voorgeschreven door het Energiebesluit: eerst wordt het gemiddelde berekend, vervolgens worden windparken geschrapt waarvan het aantal vollasturen lager ligt dan 30% onder het aldus berekende gemiddelde en op basis van de overblijvende windparken wordt opnieuw het gewogen gemiddelde berekend.

5.2.1.2 Financiële parameters en methodieken

5.2.1.2.1 Algemene werkwijze om de financiële parameters vast te leggen

Het VEA past een eenduidige werkwijze toe om de financiële parameters voor de referentie-installatie per windprojectcategorie te bepalen:

- Vanuit de gegevens die bij het VEA beschikbaar zijn in het kader van de opvolging van certificaatgerechtigde groenestroominstallaties en een aanvullende bevraging van de sector begin december 2019, wordt een lijst gemaakt van alle windparken die in dienst genomen zijn in het voorbije jaar. Alle windparken, in dienst genomen in de periode van december 2018 tot en met oktober 2019 en bekend bij het VEA, worden meegenomen. Om te kunnen werken met een ruimere dataset worden dit jaar ook de gegevens van de windparken die in dienst genomen zijn in de periode van december 2017 tot en met november 2018 in rekening gebracht.
- Van al deze windparken worden de financiële gegevens opgevraagd (investeringskost, onderhoudskost), maar ook het jaarlijks aantal draaiuren (werkelijke productie of P50-waarde uit de windstudie) en de afmetingen van de windturbines (masthoogte en rotordiameter).
- In 2016 werden de PPA's van alle bestaande windparken opgevraagd. Deze dataset werd sindsdien jaarlijks geactualiseerd en uitgebreid met PPA's van bijkomende nieuwe windparken.
- Voor elk van de parameters die bepaald moet worden, zijn een beperkt aantal gegevens beschikbaar. De gegevens worden steeds op de aanwezigheid van statistische uitschieters (aan de hand van de interkwartielafstand) onderzocht. Vervolgens wordt de mediaan genomen van de resterende gegevens als middelste waarde van de dataset.

5.2.1.2.2 Methodiek specifieke investeringskost per vermogenseenheid

De windparken in dienst genomen in de voorbije twee jaar werden bevraagd om de daartoe ontwikkelde sjabloon in te vullen. Volgende deelkosten moesten begroot worden:

- windturbine, inclusief fundering;
- projectontwikkeling: enkel de ontwikkelingskosten voor het windpark zelf worden in rekening gebracht, niet de ontwikkelingskosten van niet gerealiseerde projecten;
- bodemonderzoek;
- belendende werken (toegangswegen, werkplatformen, tijdelijke verhardingen, funderingen en subfunderingen, speciale werken (vb. verleggen van pijpleidingen, inkapselen van pijpleidingen en tanks…), EPCM contract, andere werken;
- elektrische aansluiting;
- veiligheid;
- andere kosten.

De "andere kosten" die opgegeven moeten worden (bij verschillende van de kostenposten) zijn verder omschreven in de sjabloon, zodat ook voor deze kosten duidelijk is welke kosten waar in rekening gebracht moeten worden.

5.2.1.2.3 Methodiek vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0

Op basis van gegevens over de windparken die in dienst genomen zijn in de voorbije twee jaar werd een operationele kost bepaald voor de referentie-installaties per windprojectcategorie, rekening houdend met de variabele kosten, de vaste kosten en het recht van opstal.

Ook voor de operationele kosten werd een sjabloon ontwikkeld. Voor de vaste en variabele kosten wordt telkens een onderscheid gemaakt tussen:

- onderhoudskosten;[7]
- exploitatiekosten;[8]
- verplichte studies na bouw park (geluidstudie, keuringen, eventueel andere);
- *landlease* kosten;[9]
- injectiekosten.

De eigenaars of uitbaters van de windparken hebben doorgaans de reële kosten opgegeven voor de post *landlease* kosten. Het zijn deze kosten die geplafonneerd zijn door het Energiebesluit op 5.000 €/windturbine. Uit de gegevens blijkt dat de werkelijke kosten veel hoger zijn dan het plafond dat in rekening gebracht wordt.

Zowel de vaste als de variabele injectiekosten worden niet voor alle windparken opgegeven. Omdat de injectiekosten aangepast worden in de actualisatieberekeningen, is het daarom eenvoudiger om de injectiekosten uit de operationele kosten te laten voor alle windparken. De vaste operationele kost houdt wel rekening met de Vlaamse Energieheffing, die vanaf januari 2018 voor een professioneel afnamepunt afhankelijk is van het spanningsniveau. Er wordt aangenomen dat de generieke installatie aangesloten is op middenspanning. De energieheffing voor een aansluiting op middenspanning bedraagt 1.850 €/jaar vanaf 1 januari 2020 [Energieheffing, 2020].

Voor ieder windpark is het onderhoudscontract opgestuurd. Meestal is er een variabele onderhoudskost en een vaste onderhoudskost. Vaak is de vaste kost de minimale kost die betaald moet worden. Soms moet de variabele kost betaald worden bovenop de vaste kost. Voor ieder onderhoudscontract werd een vaste kost (uitgedrukt in €/kW) bepaald die over de beleidsperiode eenzelfde (geactualiseerde) kost in het jaar 0 oplevert als de kosten volgens het onderhoudscontract. De reden waarom deze kosten omgerekend worden is omdat het onderhoudscontract verschillende tarieven opgeeft voor de verschillende jaren die vallen onder het onderhoudscontract. Deze kost stijgt niet lineair. Ook wordt de combinatie van een vaste en variabele kost omgerekend naar één vaste kost. Om de vaste jaarlijkse kost en de variabele jaarlijkse kost om te rekenen naar een vaste jaarlijkse operationele kost wordt uitgegaan van de eigenschappen van de generieke installatie. De meeste onderhoudscontracten zijn afgesloten voor 15 jaar. Er kan aangenomen worden dat de kosten de volgende vijf jaar (van jaar 16 tem jaar 20) een stuk hoger zijn. Dit blijkt uit de onderhoudscontracten van de windparken waarvoor wel een contract afgesloten is voor een periode van 20 jaar. Voor de windparken waarvoor slechts een contract werd afgesloten voor 15 jaar wordt aangenomen dat de kostprijs eenmalig stijgt in jaar 16 met 25% ten opzichte van de prijs in jaar 15.

5.2.1.2.4 Procentuele afslag t.o.v. de marktwaarde elektriciteit bij verkoop in jaar 0

Elektriciteit van windenergie krijgt niet de volledige ENDEX *year ahead* prijs omwille van volgende redenen:
- De ENDEX prijzen gelden voor een *base load* profiel, voor elektriciteit die gelijkmatig verdeeld is over een ganse dag. Windenergie beantwoordt niet aan een *base load* profiel en kan daardoor in principe alleen verkocht worden op de BELPEX, en niet op de ENDEX. De prijzen op de BELPEX liggen gemiddeld gezien lager dan de prijzen op de ENDEX.
- Er zijn onbalanskosten die moeten betaald worden ten gevolge van afwijkingen in de voorspellingen van de productie van windenergie.
- Windenergie wordt zowel overdag als tijdens de nacht geproduceerd, waarvan een relatief groot stuk tijdens de nacht. De productie tijdens de nacht levert minder op dan gemiddeld, omdat de vraag dan laag is. Op dagen dat er veel wind is, is er een kannibalisatie-effect. Net omdat er veel windenergie wordt geproduceerd op die tijdstippen, zal de prijs lager zijn dan gemiddeld.

[7] Onderhoudscontract met windturbine leverancier, andere onderhoudscontracten met derden m.b.t. onderhoud windturbine (keuringen ed.), vervanging onderdelen, onderhoudscontracten cabines, onderhoudscontracten wegenis, onderhoudscontract ijsdetectie en veilige opstart.

[8] Administratieve kosten, boekhoudkosten, interne opvolgingskost engineering en bouw windturbinepark, interne opvolgingskost exploitatie-dispatching-verkoop stroom/GSC, groenonderhoud, juridische kosten, milieucoördinator, verzekeringskosten, klachtenbeheer, eventueel andere kosten.

[9] Opstalrechten, overhangrechten, toegangswegen, kabel, eventueel andere.

In 2016 werden alle eigenaars of uitbaters van windparken in Vlaanderen bevraagd via de marktbevraging. Er werd gevraagd om alle PPA's op te sturen voor bestaande windparken. De jaren die erop volgden werden deze eigenaars of uitbaters opnieuw bevraagd. Dan werd gevraagd om nieuwe contracten voor bestaande windparken en contracten voor nieuwe bijkomende windparken op te sturen. Op deze manier is het mogelijk om ieder jaar een "middelste" waarde te bepalen voor de afslag op basis van geldige contracten.

De jaarprijzen liggen vast bij de start van het jaar. De kwartaalprijzen en de BELPEX-prijzen worden (gedeeltelijk) bepaald in het jaar zelf. Het is daarom niet mogelijk om te berekenen hoeveel de uitbaters van de windparken zullen krijgen voor de geïnjecteerde elektriciteit als ze een contract hebben op basis van de kwartaalprijzen, de maandprijzen of de BELPEX-prijzen. Sinds het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017] wordt een methodologie toegepast die het resultaat is van intensief overleg met de sector. Er wordt uitgegaan van de ENDEX Cal 21 om de afslag te bepalen. Voor contracten, die gebaseerd zijn op jaarprijzen, kwartaalprijzen of maandprijzen, wordt de formule toegepast op de jaarprijs in plaats van op de prijs die in het contract staat. Voor contracten op basis van de BELPEX moet nog rekening gehouden worden met de profielkost (of het kannibalisatie-effect). Daarom wordt op basis van statistieken die beschikbaar zijn via de website van Elia en op basis van de reële BELPEX-prijzen in recente jaren een berekening gemaakt van de verhouding tussen de gemiddelde BELPEX prijs die geldt tijdens de uren dat de windparken elektriciteit produceren en de jaargemiddelde BELPEX-prijs. Daarvoor wordt de factor voor het meest recente jaar gebruikt. Voor dit rapport is de factor bepaald op basis van gegevens over het jaar 2019. Op basis van deze gegevens was de gemiddelde BELPEX tijdens uren dat windenergie werd geproduceerd 9,42% lager dan de algemeen gemiddelde BELPEX. Voor contracten op basis van de BELPEX wordt de formule bijgevolg toegepast op de ENDEX Cal 21 die verlaagd is met 9,42% en niet op de volledige ENDEX Cal 21.

De afslag wordt bepaald op basis van de windparken met een startdatum vanaf 1/1/2013. Het aantal windparken breidt ieder jaar verder uit. De **procentuele afslag** bedraagt **11,5%.**

5.2.1.2.5 Jaarlijkse kosten per installatie verbonden aan de organisatie van burgerparticipatie in jaar 0

Elke vermogenscategorie wordt onderverdeeld in twee afzonderlijke categorieën. Voor projecten die gefinancierd worden via burgerparticipatie (GS categorie 4a en GS categorie 4/1a) wordt een extra jaarlijkse kost van **1.000 € per jaar en per turbine** verrekend. Deze kostprijs wordt opgeteld bij de vaste operationele kost als volgt: 1.000/'vermogen generieke turbine'. GS categorie 4b en GS categorie 4/1b omvatten de overige projecten.

5.2.2 NIEUWE INSTALLATIES WINDENERGIE OP LAND, MET EEN BRUTO NOMINAAL VERMOGEN PER TURBINE > 300 KW_E EN < 2,5 MW_E (GS CAT. 4A EN GS CAT. 4B)

5.2.2.1 Keuze van de referentie-installatie: windturbine van 2.250 kW_e per turbine

Voor de bepaling van de referentie-installatie voor GS categorie 4a en GS categorie 4b (groter dan 300 kW_e tot 2,5 MW_e) wordt de mediaan genomen van het vermogen van de windparken die tot deze categorie behoren en die in dienst genomen zijn in de loop van 2018 en 2019. Het is niet zo dat enkel informatie gebruikt werd over windturbines met dit vermogen. Het vermogen speelt enkel een rol voor de berekening van de gemiddelde operationele kost op basis van de afgesloten onderhoudscontracten, voor de omrekening van het recht van opstal (5.000 € per windturbine per jaar) en voor de omrekening van de vaste injectiekost naar een variabele kost. Het vermogen dat afgeleid is van de bevraagde windparken is 2.250 kW_e.

Een windpark bestaat uit één of meerdere turbines. Voor de omrekening van de vaste injectiekost naar een variabele kost is het ook nodig om een aanname te doen van het vermogen dat aangesloten is op het injectiepunt. Hiervoor wordt vertrokken van dezelfde resultaten van de marktbevraging. Naast het vermogen van één turbine moeten daarvoor geweten zijn hoeveel turbines er aangesloten zijn op één injectiepunt. Er wordt ervan uitgegaan dat de windturbines van één windpark aangesloten zijn op eenzelfde injectiepunt. Dat hoeft zo niet te zijn, maar de situatie van de windparken is verder niet in detail gekend. Voor deze categorie van vermogens is de middelste waarde drie turbines. Het gaat dus om een totaal vermogen van 6.750 kW_e dat aangesloten is op één injectiepunt. Het generieke windpark heeft een vermogen van **6.750 kW_e** en bestaat uit drie turbines van elk **2.250 kW_e**.

5.2.2.2 Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie

5.2.2.2.1 Gemiddelde jaarlijks aantal vollasturen

Het gemiddelde jaarlijks aantal vollasturen wordt bepaald volgens de methodiek die is omschreven in paragraaf 5.2.1.1.3 (Methodiek gemiddelde jaarlijks aantal vollasturen, pagina 22).

Voor deze windprojectcategorie werd de methodiek toegepast op windturbines die niet ouder zijn dan vijf jaar én een vermogen hebben tussen 2 MW_e en 2,5 MW_e. Het **gemiddelde jaarlijks aantal vollasturen (VU)** van deze vermogenscategorie bedraagt **2.030 uren**.

5.2.2.3 Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie

5.2.2.3.1 Specifieke investeringskost per vermogenseenheid

De specifieke investeringskost per vermogenseenheid wordt bepaald volgens de methodiek die is omschreven in paragraaf 5.2.1.2.2 (Methodiek specifieke investeringskost per vermogenseenheid, pagina 23).

Op basis van de gegevens bekomen via de marktbevragingen van 2018 en 2019 werd voor deze windprojectcategorie een **specifieke investeringskost per vermogenseenheid (K_i)** bepaald van **1.330 €/kW_e**.

5.2.2.3.2 Vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0

De **vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0 (K_v)** worden bepaald volgens de methodiek die is omschreven in paragraaf 5.2.1.2.3 (Methodiek vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0, pagina 23).

Op basis van de gegevens die beschikbaar zijn voor deze windprojectcategorie werden de vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0 bepaald op **39,6 €/kW_e**.

5.2.2.3.3 Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

Voor de bepaling van het injectietarief in jaar 0 staat meer uitleg ter hoogte van paragraaf 5.1.2.2 (Injectietarief in jaar 0, pagina 19).

Het generieke windpark van deze windprojectcategorie heeft een vermogen van 6.750 kW_e en is aangesloten op middenspanning (26-1 kV). Er wordt aangenomen dat ieder windpark aangesloten is op één injectiepunt. Bijgevolg wordt er per windpark slechts één vaste injectiekost betaald. Aan de hand van het vermogen en het gemiddelde jaarlijks aantal vollasturen (d.i. 2.030 uren) van het generieke windpark wordt de vaste injectiekost van 457 € per jaar omgerekend tot een variabele kost van 0,0000333 €/kWh_e. De afslag t.o.v. ENDEX Cal bedraagt 11,5% (zie paragraaf 5.2.1.2.4 Procentuele afslag t.o.v. de marktwaarde elektriciteit bij verkoop in jaar 0, pagina 24). De **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0 (P_{IN})** is dus gelijk aan **0,00110 €/kWh + 11,5% x $P_{EL,V}$**.

5.2.2.4 Berekening van de onrendabele top en bandingfactor

Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 4a: met burgerparticipatie	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	36,5
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	**0,376**

Tabel 4: Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 4a

Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 4b: overige projecten	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	36,3
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	**0,374**

Tabel 5: Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 4b

5.2.3 NIEUWE INSTALLATIES WINDENERGIE OP LAND, MET EEN BRUTO NOMINAAL VERMOGEN PER TURBINE ≥ 2,5 MWE EN ≤ 4,5 MWE (GS CAT. 4/1A EN GS CAT. 4/1B)

5.2.3.1 Keuze van de referentie-installatie: windturbine van 3.400 kW_e per turbine

Voor de bepaling van de referentie-installatie voor GS categorie 4/1a en GS categorie 4/1b (vanaf 2,5 MW_e tot en met 4,5 MW_e) wordt de mediaan genomen van het vermogen van de turbines van de windparken die tot deze categorieën behoren en die in dienst genomen zijn in de loop van 2018 en 2019. Het is niet zo dat enkel informatie gebruikt werd over windturbines met dit vermogen. Het vermogen speelt enkel een rol voor de berekening van de parameters die bij GS categorie 4a en GS categorie 4b reeds werden opgesomd (zie paragraaf 5.2.2.1 Keuze van de referentie-installatie, pagina 25*)*. Het vermogen dat afgeleid is van de bevraagde windparken is **3.400 kW_e**. Het generieke windpark voor GS categorie 4/1a en GS categorie 4/1b bestaat bovendien uit **één turbine**.

5.2.3.2 Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie

5.2.3.2.1 Gemiddelde jaarlijks aantal vollasturen

Het gemiddelde jaarlijks aantal vollasturen wordt bepaald volgens de methodiek die is omschreven in paragraaf 5.2.1.1.3 (Methodiek gemiddelde jaarlijks aantal vollasturen, pagina 22).

Voor deze windprojectcategorie werd de methodiek toegepast op windturbines die niet ouder zijn dan vijf jaar én een vermogen hebben tussen 2,5 MW_e en 4,5 MW_e. Het **gemiddelde jaarlijks aantal vollasturen (VU)** van deze vermogenscategorie bedraagt **2.610 uren**.

5.2.3.3 Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie

5.2.3.3.1 Specifieke investeringskost per vermogenseenheid

De specifieke investeringskost per vermogenseenheid wordt bepaald volgens de methodiek die is omschreven in paragraaf 5.2.1.2.2 (Methodiek specifieke investeringskost per vermogenseenheid, pagina 23).

Op basis van de gegevens bekomen via de marktbevragingen van 2018 en 2019 werd voor deze windprojectcategorie een **specifieke investeringskost per vermogenseenheid (K_i)** bepaald van **1.270 €/kW_e**.

5.2.3.3.2 Vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0

De **vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0 (K_v)** worden bepaald volgens de methodiek die is omschreven in paragraaf 5.2.1.2.3 (Methodiek vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0, pagina 23).

Op basis van de gegevens die beschikbaar zijn voor deze windprojectcategorie werden de vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0 bepaald op **36,9 €/kW_e**.

5.2.3.3.3 Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

Voor de bepaling van het injectietarief in jaar 0 staat meer uitleg ter hoogte van paragraaf 5.1.2.2 (Injectietarief in jaar 0, pagina 19).

Het generieke windpark van deze categorie heeft een vermogen van 3.400 kW_e. De vaste injectiekost van 457 € per jaar wordt aan de hand van dit vermogen en het jaarlijks aantal vollasturen (2.610) omgerekend tot een variabele kost van 0,0000515 €/kWh_e. De afslag t.o.v. ENDEX Cal bedraagt 11,5% (zie paragraaf 5.2.1.2.4 Procentuele afslag t.o.v. de marktwaarde elektriciteit bij verkoop in jaar 0, pagina 24). De **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0 (P_{IN})** is dus gelijk aan **0,00112 €/kWh + 11,5% x $P_{EL,V}$**.

5.2.3.4 Berekening van de onrendabele top en bandingfactor

Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 4/1a: projecten gefinancierd via burgerparticipatie	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	13,6
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	**0,140**

Tabel 6: Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 4/1a

Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 4/1b: overige projecten	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	13,5
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	**0,139**

Tabel 7: Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 4/1b

5.2.4 OVERZICHT PARAMETERWAARDEN VOOR DE SPECIFIEKE PARAMETERS VOOR WINDTURBINES OP LAND > 300 KWE EN ≤ 4,5 MWE

Tabel 8 bevat de waarden voor de specifieke parameters die gebruikt zijn voor de OT-berekening voor windprojecten met een startdatum vanaf 15 september 2020.

	Eenheid	**GS Cat. 4a en GS Cat. 4b**	**GS Cat. 4/1a en GS Cat. 4/1b**
U	[kWe]	2.250	3.400
VU	[u]	2.030	2.610
Economische levensduur	[jaar]	20*	20*
K_i	[€/kWe]	1.330	1.270
K_V	[€/kWe]	Cat. 4a: 39,6 + 1000/2250; Cat. 4b: 39,6	Cat. 4/1a: 36,9 + 1000/3400; Cat. 4/1b: 36,9
ZA_{EL}	[%]	0%*	0%*
P_{IN}	[€/kWh]	11,5% x $P_{EL,V}$ + 0,00110	11,5% x $P_{EL,V}$ + 0,00112
EV_{EL}	[%]	0%	0%
EV_{GSC}	[%]	0%	0%
r	[%]	6,5%*	6,5%*
T_b	[jaar]	20*	20*
T_r	[jaar]	20*	20*
T_c	[jaar]	1	1
T_a	[jaar]	20*	20*

*: in Energiebesluit vastgelegde parameterwaarden

Tabel 8: Overzicht parameters voor windturbines op land > 300 kW_e en ≤ 4,5 MW_e

REFERENTIELIJST

DEP. OMGEVING (2019), https://www.lne.be/wat-is-het-eu-emissiehandelssysteem, geconsulteerd april 2019.

Energieheffing, https://www.vlaanderen.be/nl/bouwen-wonen-en-energie/elektriciteit-aardgas-en-verwarming/energieheffing-bijdrage-energiefonds , geconsulteerd maart 2020.

FOD Financiën (2020a), "Bericht in verband met de investeringsaftrek" van de Algemene Administratie van de Fiscaliteit (FOD Financiën) (B.S. 22 mei 2020)

FOD Financiën (2020b), Wet van 15 juli 2020 houdende diverse dringende fiscale bepalingen ten gevolge van de COVID-19 pandemie (CORONA III) (B.S. 23 juli 2020).

ICE Market data, http://data.theice.com

ENDEX: Belgian Power Base Load Futures – ELIA, geconsulteerd april 2020.

VEA (2017), Rapport 2017 deel 1, definitief rapport OT/Bf voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2018, 30 juni 2017.

VEA (2019), Rapport 2019 deel 1, definitief rapport OT/Bf voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2020, 1 juli 2019.

VEA (2020), Rapport 2020/1 deel 1, definitief rapport OT/Bf voor projecten met een startdatum vanaf 1 april 2020, 30 januari 2020.

VREG (2020), http://www.vreg.be

distributie- en injectietarieven: https://www.vreg.be/nl/distributienettarieven [10], geconsulteerd april 2020.

[10] De injectietarieven zijn een afzonderlijk tabblad bij de Exceltabel van de distributienettarieven