VLAAMS
ENERGIEAGENTSCHAP

# RAPPORT 2017

## Deel 1: Rapport OT/Bf voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2018

INHOUD

LIJST VAN TABELLEN ..... 7

LIJST VAN FIGUREN ..... 8

LIJST VAN AFKORTINGEN ..... 9

LIJST VAN PARAMETERS ..... 10

LEESWIJZER ..... 12

INLEIDING ..... 13

BANDINGFACTOREN ..... 15

1. Berekeningsmethodiek ..... 15
2. Toepassing bandingfactor ..... 15
3. Maximale bandingfactor ..... 16

GEVOLGDE PROCEDURE ..... 17

LIJST REPRESENTATIEVE PROJECTCATEGORIEËN ..... 19

1. Representarieve projectcategorieën GS ..... 19
2. Representatieve projectcategorieën WKK ..... 21

OVERZICHT BANDINGFACTOREN ..... 25

1. Overzicht OT/Bf voor groenestroominstallaties ..... 25
2. Overzicht OT/Bf voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties op biogas ..... 25
3. Overzicht OT/Bf voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties op aardgas ..... 26

HOOFDSTUK 1. ALGEMENE PARAMETERS ..... 27

1. Jaarlijkse prijsstijging ..... 27
2. Prijs van aardgas als brandstof ..... 27
2.1. Marktprijs aardgas voor industriële grootverbruikers ..... 27
2.2. Marktprijs aardgas voor overige verbruikers ..... 27
3. $CO_2$-kost ..... 28
4. Elektriciteitsprijs bij verkoop en zelfafname ..... 28
4.1. Marktprijs elektriciteit bij verkoop in jaar 0 ..... 28
4.2. Marktprijs elektriciteit bij zelfafname voor industriële grootverbruikers ..... 28
4.3. Marktprijs elektriciteit bij zelfafname voor overige verbruikers ..... 29
5. Financiering ..... 29
5.1. Bepaling van de jaarlijkse interestvoet op de banklening ..... 29
5.2. Aandeel eigen vermogen in de totale investering ..... 29
6. Belastingtarieven ..... 30
6.1. Bepaling van de tarieven van de vennootschapsbelasting ..... 30
6.2. Bepaling van de investeringsaftrek en het gedeelte dat hiervoor in aanmerking komt ..... 30

HOOFDSTUK 2. PV-INSTALLATIES EN WINDENERGIE OP LAND ..... 31

1. PV-installaties > 10 kVA AC vermogen en ≤ 250 kVA AC vermogen (GS cat. 2) ... 31
1.1. Keuze van de referentie-installatie: PV-installatie van 125 kW AC vermogen ... 31
1.2. Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie ... 31
1.3. Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie ... 32
1.4. Berekening van de onrendabele top en bandingfactor ... 35
2. PV-installaties > 250 kVA AC vermogen en ≤ 750 kVA AC vermogen (GS cat. 3) ... 35
2.1. Keuze van de referentie-installatie: PV-installatie van 400 kW AC vermogen ... 35
2.2. Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie ... 35
2.3. Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie. ... 36
2.4. Berekening van de onrendabele top en bandingfactor ... 38
3. Windenergie op land, met een bruto nominaal vermogen > 10 kWE en ≤ 4 MWE (GS cat. 4) ... 38
3.1. Keuze van de referentie-installatie ... 38
3.2. Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie ... 38
3.3. Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie ... 39
4. Berekening van de onrendabele top en bandingfactor ... 43

HOOFDSTUK 3. BIOGASINSTALLATIES ... 45

1. Nieuwe biogasinstallaties > 10 $kW_e$ en ≤ 5 $MW_e$ voor vergisting van mest- en/of land- en tuinbouwgerelateerde stromen of van andere biologische stoffen of afvalstoffen, met uitsluiting van biogasinstallaties op stortgas, biogasinstallaties met vergisting van afvalwater, afvalwaterzuiveringsslib, rioolwater of rioolwaterzuiveringsslib en biogasinstallaties voor GFT-vergisting bij een bestaande composteringsinstallatie (GS cat. 5/1) ... 47
1.1. Keuze van de referentie-installatie: interne verbrandingsmotor van 2.800 $kW_e$ op 100% biogas ... 47
1.2. Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie ... 47
1.3. Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie ... 49
1.4. Berekening van de onrendabele top en bandingfactor ... 52
2. Nieuwe biogasinstallaties > 10 $kW_e$ en ≤ 5 $MW_e$ voor de vergisting van GFT bij een bestaande composteringsinstallatie (GS cat. 6/1) ... 53
2.1. Keuze van de referentie-installatie: interne verbrandingsmotor van 1.300 $kW_e$ op 100% biogas ... 53
2.2. Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie ... 53
2.3. Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie ... 54
2.4. Berekening van de onrendabele top en bandingfactor ... 55
3. Nieuwe biogasinstallaties > 5 $MW_e$ en ≤ 20 $MW_e$ voor de vergisting van mest- en/of land- en tuinbouw-gerelateerde stromen OF van andere organisch-biologische stoffen of afvalstoffen, met uitsluiting van biogasinstallaties op stortgas, biogasinstallaties met vergisting van afvalwater, afvalwaterzuiveringsslib, rioolwater of rioolwaterzuiveringsslib en biogasinstallaties voor GFT-vergisting bij een bestaande composteringsinstallatie (GS cat. 10/1) ... 56
3.1. Keuze van de referentie-installatie: vergistingsinstallatie van land- en tuinbouwgerelateerde stromen met een interne verbrandingsmotor van 7.000 $kW_e$ op 100% biogas ... 56
3.2. Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie ... 56
3.3. Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie ... 57
3.4. Berekening van de onrendabele top en bandingfactor ... 60

HOOFDSTUK 4. VERBRANDING VAN BIOMASSA ... 61

1. Nieuwe installaties voor de verbranding van vaste biomassa met een bruto nominaal vermogen > 10 $kW_e$ en ≤ 20 $MW_e$ (GS cat. 15) ..... 61

1.1. Keuze van de referentie-installatie: stoomturbine met een vermogen van 10 $MW_e$ op vaste biomassa ..... 61

1.2. Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie ..... 61

1.3. Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie ..... 62

1.4. Berekening van de onrendabele top en bandingfactor ..... 64

2. Nieuwe installaties voor de verbranding van vloeibare biomassa met een bruto nominaal vermogen > 10 $kw_e$ en ≤ 20 $MW_e$ (GS cat. 16) ..... 64

2.1. Keuze van de referentie-installatie: interne verbrandingsmotor van 800 $kW_e$ op zuiver plantaardige olie (PPO) .. 64

2.2. Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie ..... 64

2.3. Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie ..... 65

2.4. Berekening van de onrendabele top en bandingfactor ..... 66

3. Nieuwe installaties voor de verbranding van biomassa-afval met een bruto nominaal vermogen > 10 $kW_e$ en ≤ 20 $MW_e$ (GS cat. 17) ..... 67

3.1. Keuze van de referentie-installatie: stoomturbine van 10 $MW_e$ op de verbranding van biomassa gesorteerd of selectief ingezameld afval ..... 67

3.2. Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie ..... 67

3.3. Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie ..... 68

3.4. Berekening van de onrendabele top en bandingfactor ..... 70

HOOFDSTUK 5. KWALITATIEVE WARMTE-KRACHTINSTALLATIES OP BIOGAS ..... 71

1. WKK op biogas uit vergisting > 10 $kW_e$ en ≤ 5 $MW_e$ van mest- en/of land- en tuinbouwkundige stromen met uitsluiting van GFT-vergisting bij een bestaande composteringsinstaLLATIE, de recuperatie van stortgas en met uitsluiting van kwalitatieve WKK op biogas, afkomstig van vergisting van afvalwater, afvalwaterzuiveringsslib, rioolwater of rioolwaterzuiveringsslib (WKK cat. 5/1.a.1 en 5/1.b.1) ..... 71

1.1. Keuze van de referentie-installatie: interne verbrandingsmotor van 2.800 $kW_e$ op 100 % biogas ..... 71

1.2. Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie ..... 71

1.3. Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie ..... 72

1.4. Berekening van de onrendabele top en bandingfactor ..... 73

2. WKK op biogas > 10 $kW_e$ en ≤ 5 $MW_e$ uit GFT-vergisting bij een bestaande composteringsinstallatie (WKK cat. 5/1.a.2 en 5/1.b.2) ..... 74

2.1. Keuze van de referentie-installatie: interne verbrandingsmotor van 1.300 $kW_e$ op 100% biogas ..... 74

2.2. Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie ..... 74

2.3. Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie ..... 75

2.4. Berekening van de onrendabele top en bandingfactor ..... 76

3. WKK op biogas > 10 $kW_e$ en ≤ 5 $MW_e$ uit de recuperatie van stortgas (WKK cat. 5/1.a.3 en 5/1.b.3) ..... 77

3.1. Keuze van de referentie-installatie: interne verbrandingsmotor van 500 $kW_e$ op 100% biogas ..... 77

3.2. Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie ..... 77

3.3. Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie ..... 77

3.4. Berekening van de onrendabele top en bandingfactor ..... 78

4. WKK op biogas uit vergisting van mest- en/of land- en tuinbouwkundige stromen OF van andere organisch-biologische stoffen of afvalstoffen, met uitsluiting van kwalitatieve wkk op stortgas, of op biogas afkomstig van afvalwater, afvalwaterzuiveringsslib, rioolwater, rioolwaterzuiveringsslib of GFT-afval > 5 $MW_e$ en ≤ 20 $MW_e$ (WKK cat. 6/1.a. en 6/1.b.) ..... 79

4.1. Keuze van de referentie-installatie: interne verbrandingsmotor van 7 $MW_e$ op 100% biogas ..... 79
4.2. Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie ..... 79
4.3. Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie ..... 80
4.4. Berekening van de onrendabele top en bandingfactor ..... 81
HOOFDSTUK 6. KWALITATIEVE WARMTE-KRACHTINSTALLATIES OP FOSSIELE BRANDSTOF ..... 83
1. WKK ≤ 10 $kW_e$ (WKK cat. 1.a en 1.b) ..... 83
2. WKK 10 $kW_e$ - 200 $kW_e$ (WKK cat. 2.a en 2.b) ..... 83
2.1. Keuze van referentie-installatie: interne verbrandingsmotor van 70 $kW_e$ op aardgas ..... 83
2.2. Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie ..... 83
2.3. Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie ..... 84
2.4. Berekening van de onrendabele top en bandingfactor ..... 86
3. WKK 200 $kW_e$ - 1 $MW_e$ (WKK cat. 3.a en 3.b) ..... 87
3.1. Keuze van referentie-installatie: interne verbrandingsmotor van 500 $kW_e$ op aardgas ..... 87
3.2. Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie ..... 87
3.3. Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie ..... 88
3.4. Berekening van de onrendabele top en bandingfactor ..... 89
4. WKK motor 1 $MW_e$ - 5 $MW_e$ (WKK cat. 4.a en 4.b) ..... 90
4.1. Keuze van referentie-installatie: interne verbrandingsmotor van 2 $MW_e$ op aardgas ..... 90
4.2. Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie ..... 90
4.3. Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie ..... 91
4.4. Berekening van de onrendabele top en bandingfactor ..... 92
5. WKK motor 5 $MW_e$ - 10 $MW_e$ (WKK cat. 4/1.a en 4/1.b) ..... 93
5.1. Keuze van referentie-installatie: interne verbrandingsmotor van 6,4 $MW_e$ op aardgas ..... 93
5.2. Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie ..... 93
5.3. Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie ..... 94
5.4. Berekening van de onrendabele top en bandingfactor ..... 95
6. WKK : 1 $MW_e$ < Gasturbine ≤ 20 $MW_e$ (WKK cat. 7.a.1 en cat. 7.a.2) ..... 96
6.1. Keuze van de referentie-installatie: gasturbine van 7 $MW_e$ op aardgas ..... 96
6.2. Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie ..... 96
6.3. Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie ..... 97
6.4. Berekening van de onrendabele top en bandingfactor ..... 99
7. WKK : 1 $MW_e$ < Stoomturbine ≤ 20 $MW_e$ (WKK cat. 7.b.1 en cat. 7.b.2) ..... 100
7.1. Keuze van de referentie-installatie: stoomturbine van 5 $MW_e$ op aardgas ..... 100
7.2. Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie ..... 100
7.3. Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie ..... 101
7.4. Berekening van de onrendabele top en bandingfactor ..... 103
8. WKK : 1 $MW_e$ < STEG ≤ 20 $MW_e$ (WKK cat. 7.c.1 en 7.c.2) ..... 104
8.1. Keuze referentie-installatie: gasturbine van 7 $MW_e$ met nageschakelde stoomturbine van 2 $MW_e$, op aardgas . 104
8.2. Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie ..... 104

8.3. Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie ..... 105
8.4. Berekening van de onrendabele top en bandingfactor ..... 107
9. WKK : 20 $MW_e$ < Gasturbine ≤ 50 $MW_e$ (cat. 8.a.1 en cat. 8.a.2) ..... 108
9.1. Keuze van de referentie-installatie: gasturbine van 30 $MW_e$ op aardgas ..... 108
9.2. Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie ..... 108
9.3. Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie ..... 109
9.4. Berekening van de onrendabele top en bandingfactor ..... 110
10. WKK : 20 $MW_e$ < Stoomturbine ≤ 50 $MW_e$ (WKK cat. 8.b.1 en cat. 8.b.2) ..... 112
10.1. Keuze van de referentie-installatie: stoomturbine van 30 $MW_e$ op aardgas ..... 112
10.2. Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie ..... 112
10.3. Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie ..... 112
10.4. Berekening van de onrendabele top en bandingfactor ..... 114
11. WKK : 20 $MW_e$ < STEG ≤ 50 $MW_e$ (Cat. 8.c.1 en cat. 8.c.2) ..... 115
11.1. Keuze van de referentie-installatie: gasturbine van 30 $MW_e$ met nageschakelde stoomturbine van 7 $MW_e$ op aardgas ..... 115
11.2. Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie ..... 115
11.3. Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie ..... 116
11.4. Berekening van de onrendabele top en bandingfactor ..... 117

HOOFDSTUK 7. OVERZICHT PARAMETERWAARDEN ..... 119

1. Algemene parameters ..... 119
2. Specifieke Parameters voor PV > 10 kVA en ≤ 750 kVA ..... 120
3. Specifieke Parameters voor windturbines > 10 $kW_e$ en ≤ 4 $MW_e$ ..... 121
4. Specifieke Parameters voor groene stroom uit biogas > 10 $kW_e$ en ≤ 20 $MW_e$ ..... 122
5. Specifieke Parameters voor verbranding van biomassa > 10 $kW_e$ en ≤ 20 $MW_e$ ..... 124
6. Specifieke Parameters voor WKK op biogas > 10 $kW_e$ en ≤ 20 $MW_e$ ..... 125
7. Specifieke Parameters voor WKK op fossiele brandstof > 10 $kW_e$ en ≤ 50 $MW_e$ ..... 126

LITERATUURLIJST ..... 129

# LIJST VAN TABELLEN


TABEL 1: REPRESENTATIEVE PROJECTCATEGORIEËN GS ..... 19

TABEL 2: REPRESENTATIEVE PROJECTCATEGORIEËN WKK ..... 22

TABEL 3 : OVERZICHT OT/BF VOOR GROENESTROOMINSTALLATIES ..... 25

TABEL 4 : OVERZICHT OT/BF VOOR KWALITATIEVE WKK OP BIOGAS ..... 25

TABEL 5 : OVERZICHT OT/BF KWALITATIEVE (FOSSIELE) WARMTE-KRACHTKOPPELING ..... 26

TABEL 6: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR GS CATEGORIE 2 ..... 35

TABEL 7: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR GS CATEGORIE 3 ..... 38

TABEL 8: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR GS CATEGORIE 4 ..... 43

TABEL 9 : PROJECTCATEGORIEËN BIOGAS GROENESTROOM EN WARMTE-KRACHTKOPPELING VOOR INSTALLATIES MET EEN STARTDATUM VÓÓR 2018 ..... 46

TABEL 10 : PROJECTCATEGORIEËN BIOGAS GROENESTROOM EN WARMTE-KRACHTKOPPELING VOOR INSTALLATIES MET EEN STARTDATUM VANAF 2018 ..... 47

TABEL 11: INGAANDE STOFFEN BIJ AGRARISCHE EN INDUSTRIËLE VERGISTERS. ..... 51

TABEL 12: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR GS CATEGORIE 5/1 ..... 52

TABEL 13: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR GS CATEGORIE 6/1 ..... 55

TABEL 14: INGAANDE STOFFEN BIJ AGRARISCHE EN INDUSTRIËLE VERGISTERS. ..... 59

TABEL 15: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR GS CATEGORIE 10/1 ..... 60

TABEL 16: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR GS CATEGORIE 15 ..... 64

TABEL 17: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR GS CATEGORIE 16 ..... 66

TABEL 18: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR GS CATEGORIE 17 ..... 70

TABEL 19: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 5/1.A.1. ..... 73

TABEL 20: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 5/1.B.1. ..... 73

TABEL 21: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 5/1.A.2. ..... 76

TABEL 22: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 5/1.B.2. ..... 76

TABEL 23: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 5/1.A.3. ..... 78

TABEL 24: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 5/1.B.3. ..... 79

TABEL 25: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 6/1.A. ..... 81

TABEL 26: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 6/1.B. ..... 81

TABEL 27: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 2.A ..... 86

TABEL 28: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 2.B ..... 86

TABEL 29: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 3.A ..... 89

TABEL 30: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 3.B ..... 89

TABEL 31: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 4.A ..... 92

TABEL 32: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 4.B ..... 92

TABEL 33: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 4/1.A ..... 95

TABEL 34: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 4/1.B ..... 95

TABEL 35: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 7.A.1 ..... 99

TABEL 36: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 7.A.2 ..... 99

TABEL 37: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 7.B.1 ..... 103

TABEL 38: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 7.B.2 ..... 103
TABEL 39: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 7.C.1 ..... 107
TABEL 40: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 7.C.2 ..... 107
TABEL 41: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 8.A.1 ..... 110
TABEL 42: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 8.A.2 ..... 111
TABEL 43: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 8.B.1 ..... 114
TABEL 44: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 8.B.2 ..... 114
TABEL 45: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 8.C.1 ..... 117
TABEL 46: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 8.C.2 ..... 118
TABEL 47: OVERZICHT ALGEMENE PARAMETERS ..... 119
TABEL 48: OVERZICHT PARAMETERS VOOR PV-INSTALLATIES > 10 KVA EN ≤ 750 KVA ..... 120
TABEL 49: OVERZICHT PARAMETERS VOOR WINDTURBINES > 10 $KW_E$ EN ≤ 4$MW_E$ ..... 121
TABEL 50: OVERZICHT PARAMETERS VOOR GROENE STROOM UIT BIOGAS > 10 $KW_E$ EN ≤ 20 $MW_E$ ..... 123
TABEL 51: PARAMETERTABEL VOOR VERBRANDING VAN BIOMASSA > 10 $KW_E$ EN ≤ 20 $MW_E$ ..... 124
TABEL 52: PARAMETERTABEL VOOR WKK OP BIOGAS ..... 125
TABEL 53: PARAMETERTABEL VOOR WKK OP FOSSIELE BRANDSTOF (CAT. 2 T.E.M. 4/1) ..... 126
TABEL 54: PARAMETERTABEL VOOR WKK OP FOSSIELE BRANDSTOF (CAT. 7) ..... 127
TABEL 55: PARAMETERTABEL VOOR WKK OP FOSSIELE BRANDSTOF (CAT. 8) ..... 128

## LIJST VAN FIGUREN

FIGUUR 1: STROOMSCHEMA VOOR HET VASTSTELLEN VAN DE GS-PROJECTCATEGORIE VOOR PROJECTEN MET STARTDATUM VANAF 1 JANUARI 2018 (PS: PROJECTSPECIFIEK). ..... 20
FIGUUR 2: STROOMSCHEMA VOOR HET VASTSTELLEN VAN DE WKK-PROJECTCATEGORIE VOOR PROJECTEN MET STARTDATUM VANAF 1 JANUARI 2018 (PS: PROJECTSPECIFIEK) ..... 23
FIGUUR 3: VERDELING VAN DE INVESTERINGSKOST VOOR WINDENERGIE (CAT 4) OVER DE VERSCHILLENDE KOSTENPOSTEN. ..... 40
FIGUUR 4: EVOLUTIE VAN DE PRIJS VAN SNIJMAÏS OP STAM (€/TON) IN FUNCTIE VAN DE TIJD (J. DEUNINCK, AFDELING MONITORING EN STUDIE, E-MAIL, 4 MEI 2016). ..... 50
FIGUUR 5: EVOLUTIE VAN DE PRIJS VAN DE SNIJMAÏS OP STAM (€/TON) IN FUNCTIE VAN DE TIJD (J. DEUNINCK, AFDELING MONITORING EN STUDIE, E-MAIL, 4 MEI 2016). ..... 58

## LIJST VAN AFKORTINGEN

| Afk. | Beschrijving |
|---|---|
| BBT | Best Beschikbare Techniek |
| Bd | Bandingdeler<br>Bandingdeler groener stroom = €97<br>Bandingdeler warmte-krachtkoppeling = €35 |
| Bf | Bandingfactor = de verhouding onrendabele top (OT) tegenover de bandingdeler (Bd):<br>Bf = OT / Bd<br>De bandingfactor voor projectcategorieën wordt jaarlijks bepaald in onderhavig rapport. |
| BGS | Biogas |
| BMS | Biomassa |
| BVW | Bovenste verbrandingswaarde van de brandstof |
| ECB | Europese Centrale Bank |
| GS | Groene stroom |
| GSC | Groenestroomcertificaat |
| GvO | Garanties van Oorsprong |
| 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) |
| 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 |
| PV | Fotovoltaïsch |
| STEG | Stoom- en Gasturbine |
| VEA | Vlaams Energieagentschap (website: http://www.energiesparen.be) |
| VREG | Vlaamse Regulator voor de Elektriciteit- en de Gasmarkt (website: http://www.vreg.be) |
| WKC | Warmte-krachtcertificaat |
| WKK | Warmte-krachtkoppeling |
| WND | Windenergie |
| WTR | Waterkracht |

## 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 eigen verbruik van de installatie zelf, voor de bepaling van de netto elektriciteitsproductie |
| $EV_{GSC}$ | [%] | Deel van de bruto elektriciteitsproductie dat niet in aanmerking komt voor groene-stroomcertificaten, 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 (enkel i.g.v. aardgas als brandstof) |
| $i_{PBW}$ | [%] | De verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktprijs van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte (aardgas) |
| $i_{EL,V}$ | [%] | 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 |
| $I_V$ | [€/$kW_e$] | Waarde van de vervangingsinvestering per eenheid capaciteit |
| IAP | [%] | Het percentage van de investeringsaftrek |
| $K_i$ | [€/$kW_e$] | De specifieke investeringskost per eenheid capaciteit in jaar 0 |
| $K_V$ | [€/$kW_e$] | De vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0 |
| $K_{Var}$ | [€/$kWh_e$] | De variabele kosten per eenheid productie in jaar 0 |
| $M_{IS}$ | [ton] | Het gewicht ingaande stoffen op jaarbasis |
| $M_{US}$ | [ton] | Het gewicht uitgaande stoffen op jaarbasis |
| $\eta_{el}$ | [%] | Het bruto elektrisch rendement van de installatie |
| $\eta_{el,ref}$ | [%] | Het elektrisch referentierendement voor gescheiden opwekking van elektriciteit en warmte |
| $\eta_{th,ref}$ | [%] | Het thermisch referentierendement voor gescheiden opwekking van elektriciteit en warmte |
| $\eta_{th,ref,k}$ | [%] | Het thermisch referentierendement voor gescheiden opwekking van elektriciteit en warmte voor de aangehouden primaire brandstof |
| $\eta_{th,WKK}$ | [%] | Het netto thermisch rendement van de installatie |

| Parameter | Eenheid | Omschrijving |
|---|---|---|
| $P_{PBW}$ | [€/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 |
| $P_{WKC}$ | [€/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** | [%] | Rendement van de investering |
| $r_d$ | [%] | De interestvoet op de banklening |
| $T_a$ | [jaar] | De afschrijvingstermijn |
| $T_b$ | [jaar] | De beleidsperiode (= de periode gedurende de welke certificaten worden toegekend) |
| $T_c$ | [jaar] | De constructieperiode |
| $T_r$ | [jaar] | De termijn van de banklening |
| VU | [u] | Het gemiddeld jaarlijks aantal vollasturen (bvb. 100 draaiuren op 50% deellast = 50 vollasturen) |
| $ZA_{EL}$ | [%] | Het aandeel zelfafname van de geproduceerde elektriciteit |

## LEESWIJZER

In dit document wordt in de eerste plaats duiding gegeven bij de methodiek voor de toepassing van de steunmechanismen voor groene stroom en warmte-krachtkoppeling. De keuze voor de referentie-installatie, de onrendabele top-berekening en de voorgestelde bandingfactor worden per projectcategorie geduid.

Het VEA heeft in het voorjaar van 2017 opnieuw een grootschalige marktbevraging georganiseerd en de gegevens die hieruit zijn voortgekomen, verwerkt in dit rapport. Overige parameters zijn gebaseerd op precieze referentiewaarden of op (in)schattingen en aannames. Daar voor deze parameters nooit exacte resultaten bekomen kunnen worden, werden de waarden afgerond vooraleer ze in het rekenmodel werden ingevoerd. Bewerkingen op de parameterwaarden die niet tot uiting komen in de afgeronde waarden, worden verondersteld niet-significant te zijn t.a.v. de algemene onzekerheid op de parameterbepaling.

Voor de bepaling van de wettelijk vastgelegde parameters verwijzen we naar de bijlagen bij het Energiebesluit.

Vooreerst wordt in dit document de berekeningsmethodiek van de bandingfactoren en de gevolgde procedure toegelicht.

Daarna vindt de lezer een lijst van alle representatieve projectcategorieën waarvoor in dit rapport de bandingfactoren worden berekend, evenals de bijhorende diagrammen die de samenhang van de categorieën verduidelijkt.

Vervolgens wordt een overzicht gegeven van alle resultaten van de berekeningen voor de onrendabele toppen (OT's) en bandingfactoren (Bf's), al dan niet afgetopt.

In de daaropvolgende hoofdstukken wordt de berekening van de parameters toegelicht.
In hoofdstuk 1 worden enkele financiële parameters besproken, die gebruikt worden in alle representatieve projectcategorieën.
In de hoofdstukken 2 tot en met 6 wordt dieper ingegaan op de berekeningen van de verschillende parameters voor de representatieve projectcategorieën
In hoofdstuk 7 worden alle parameters nog eens weergegeven, samengevat per projectcategorie.

Op het einde van dit document vindt de lezer nog een uitgebreide bronvermelding.

*Dit 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.*

# INLEIDING

De omschakeling naar meer milieuvriendelijke energieproductie is noodzakelijk om de uitstoot van broeikasgasemissies en andere schadelijke stoffen te verminderen en om minder afhankelijk te worden van fossiele brandstoffen. Het Energiedecreet stelt daarom wat betreft het luik bruto groene stroom als doelstelling voorop om tegen 2020 20,5% van de certificaatplichtige elektriciteitsleveringen te betrekken uit hernieuwbare energiebronnen. De Vlaamse hernieuwbare energiedoelstelling bedraagt 25.074 GWh tegen 2020. Door het ondersteunen van de ontwikkeling van kwalitatieve warmte-krachtkoppelingen, wordt een hoge graad van primaire energiebesparing in Vlaanderen nagestreefd. De ondersteuning van de sector geeft Vlaanderen ook uitzicht op toekomstgerichte economische groei, technologische innovatie en groene jobs. Om deze doelstelling te halen, is een performant steunmechanisme voor investeerders in hernieuwbare energiebronnen en kwalitatieve warmte-krachtkoppeling noodzakelijk.

Het huidig regelgevend kader voor de verschillende certificatensystemen voor ondersteuning van hernieuwbare energiebronnen en kwalitatieve warmte-krachtkoppeling 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).

De bandingfactoren voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2013 werden eerder gepubliceerd in het ministerieel besluit van 22 maart 2013 houdende vastlegging van de bandingfactoren van groenestroomcertificaten en warmte-krachtcertificaten voor 2013 II (*BS* 29 maart 2013).
De bandingfactoren voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2014 werden op hun beurt gepubliceerd in het ministerieel besluit van 25 september 2013 houdende actualisatie van de huidige bandingfactoren en vastlegging van de bandingfactoren van groenestroomcertificaten en warmte-krachtcertificaten voor projecten die geen gebruik maken van zonne-energie met een startdatum vanaf 2014 (*BS* 11 oktober 2013), in het ministerieel besluit van 25 september 2013 houdende vastlegging van de bandingfactoren van groenestroomcertificaten voor projecten die gebruik maken van zonne-energie met een startdatum vanaf 2014 (*BS* 31 oktober 2013) en in het ministerieel besluit van 6 februari 2014 houdende vastlegging van de bandingfactoren van groenestroomcertificaten voor groenestroomprojecten die gebruik maken van zonne-energie met een startdatum vanaf 1 juli 2014 (*BS* 3 maart 2014).
De bandingfactoren voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2015 werden gepubliceerd in het ministerieel besluit van 9 december 2015 houdende actualisatie van de huidige bandingfactoren en vastlegging van de bandingfactoren van groenestroomcertificaten en warmte-krachtcertificaten voor projecten met een startdatum vanaf 2015 (*BS* 23 december 2014) en het ministerieel besluit van 17 juni 2015 houdende actualisatie van de huidige bandingfactoren en vastlegging van de bandingfactoren van groenestroomcertificaten voor groenestroomprojecten die gebruik maken van zonne-energie met een startdatum vanaf 1 juli 2015 (*BS* 25 juni 2015).
De bandingfactoren voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2016 werden gepubliceerd in het ministerieel besluit van 18 december 2015 houdende actualisatie van de huidige bandingfactoren en vastlegging van de bandingfactoren van groenestroomcertificaten en warmte-krachtcertificaten voor projecten met een startdatum vanaf 2016 (*BS* 30 december 2015).
De bandingfactoren voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2017 tenslotte, werden gepubliceerd in het ministerieel besluit van 9 december 2016 houdende actualisatie van de huidige bandingfactoren en vastlegging van de bandingfactoren van groenestroomcertificaten en warmte-krachtcertificaten voor projecten met een startdatum vanaf 2016 (*BS* 22 december 2016).

Dit onderdeel van het rapport bevat de berekeningen voor de projecten die binnen de representatieve projectcategorieën met een startdatum vanaf 1 januari 2018 vallen.

# BANDINGFACTOREN

## 1. BEREKENINGSMETHODIEK

In de huidige ondersteuningsmechanismen staan de begrippen 'onrendabele top' (OT) en 'bandingfactor' (Bf) 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 men bekomt 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. 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. TOEPASSING BANDINGFACTOR

Overeenkomstig het bepaalde in artikel 7.1.1., §2, 4$^{e}$ lid van het Energiedecreet is het aantal groenestroomcertificaten dat wordt toegekend voor elke 1.000 kWh elektriciteit die wordt opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen (in 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 (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 €, dan zal de bandingfactor voor deze projectcategorie gelijk zijn aan 0,77 (75 = onrendabele top, gedeeld door 97 = bandingdeler). De producent ontvangt dan voor elke 1.000 kWh groene stroom die hij produceert 0,77 groenestroomcertificaten. Anders uitgedrukt: wanneer hij 1.299 kWh groene stroom heeft opgewekt, ontvangt hij 1 certificaat.

# 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.

In het Energiebesluit wordt voor installaties met een startdatum in 2013 een aftopping van de bandingfactor vastgelegd op 1. Dit betekent dat voor deze installaties de Bf nooit hoger kan zijn dan 1, ongeacht de uitkomst van de berekening van de onrendabele top. Overeenkomstig het bepaalde in artikel 6.2/1.1, tweede lid, wordt de maximaal toegelaten bandingfactor jaarlijks door de minister vastgelegd, in het kader van het vastleggen van de bandingfactoren. Voor 2014 en 2015 werden de maximale bandingfactoren door de minister eveneens telkens op 1 gelegd[1].

Met het besluit van de Vlaamse Regering van 10 juli 2015 houdende wijziging van het Energiebesluit van 19 november 2010, wat betreft diverse bepalingen inzake energie (*BS* 20 augustus 2015) werd een systeem ingevoerd van verschillende maximale bandingfactoren, afhankelijk van de voor die projectcategorie (wettelijk bepaalde) afschrijvingstermijnen.

Voor nieuwe projecten, i.e. projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2017, worden door de minister nu aparte maximaal toegelaten bandingfactoren vastgelegd. In het MB van 9 december 2016 werden in artikel 1 de maximale bandingfactoren bepaald die gelden voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2017:

- projecten uit de representatieve projectcategorieën met een afschrijvingstermijn van tien jaar: 1;
- projecten uit de representatieve projectcategorieën met een afschrijvingstermijn van vijftien jaar: 0,800;
- projecten uit de niet-representatieve projectcategorieën met een afschrijvingstermijn van tien jaar: 1;
- projecten uit de niet-representatieve projectcategorieën met een afschrijvingstermijn van vijftien jaar: 0,800

Het VEA vertrekt vanuit deze reeds bepaalde maximale bandingfactoren om de aftoppingen die in dit rapport worden opgenomen, door te voeren. De Vlaamse minister, bevoegd voor het energiebeleid, kan evenwel andere maximale bandingfactoren bepalen, voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2018.

[1] Ministerieel besluit van 25 september 2013 houden actualisatie van de huidige bandingfactoren en vastlegging van de bandingfactoren van groenestroomcertificaten en warmte-krachtcertificaten voor projecten die geen gebruik maken van zonne-energie met een startdatum vanaf 2014 (*BS* 11 oktober 2013) en ministerieel besluit van 9 december 2015 houdende actualisatie van de huidige bandingfactoren en vastlegging van de bandingfactoren van groenestroomcertificaten en warmte-krachtcertificaten voor projecten met een startdatum vanaf 2015 (*BS* 23 december 2014).

# GEVOLGDE PROCEDURE

Het Vlaams Energieagentschap publiceerde op 8 juni 2017 haar ontwerprapport met de ontwerpberekeningen voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2018. De stakeholders werden opgeroepen om dit onderdeel van het ontwerprapport grondig te bestuderen en eventuele opmerkingen via mail uiterlijk op 21 juni 2017 aan het VEA te bezorgen. In totaal mocht het VEA voor dit onderdeel van het rapport van 6 verschillende stakeholders tijdig opmerkingen ontvangen.

Dit luik van het definitief rapport bevat de berekeningen van de onrendabele toppen en bandingfactoren voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2018.

Waar van toepassing werden de aan te houden opmerkingen verwerkt in deze (definitieve) versie van het rapport.

De minister zal de onrendabele toppen en bandingfactoren (voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2018) definitief vastleggen in een ministerieel besluit.

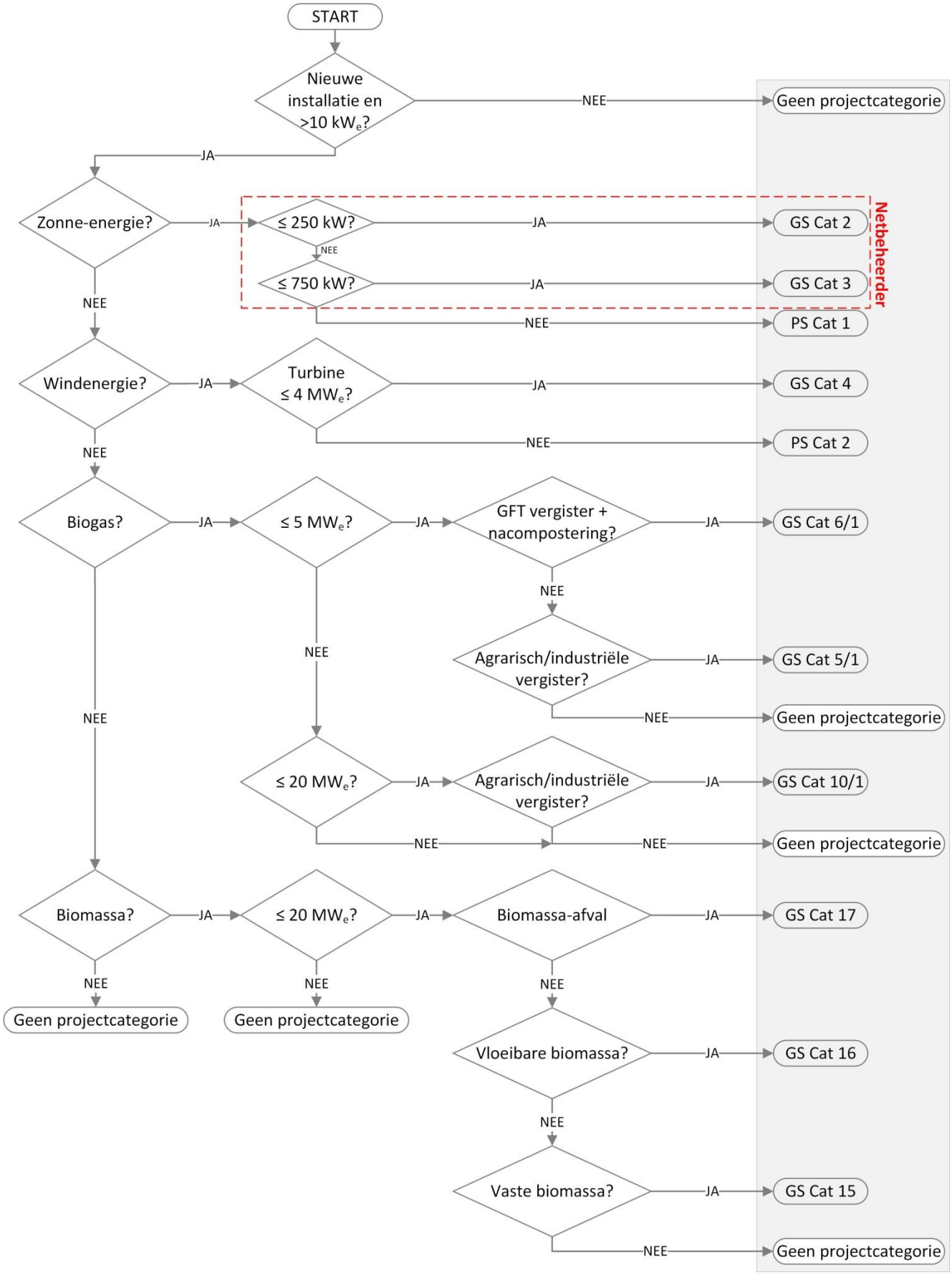
# LIJST REPRESENTATIEVE PROJECTCATEGORIEËN

In onderstaand overzicht is rekening gehouden met de wijzigingen zoals bepaald in het Besluit van de Vlaamse Regering van 12 mei 2017 houdende wijziging van het Energiebesluit van 19 november 2010, wat betreft technische wijzigingen van de certificatentoekenning en de invoering van biomassacertificatie, van duurzaamheidscriteria voor vaste en gasvormige biomassa en van ILUC-voorwaarden

## 1. REPRESENTARIEVE PROJECTCATEGORIEËN GS

| | |
|---|---|
| **1° ZONNE-ENERGIE:** nieuwe installaties met een maximaal AC-vermogen van de omvormer(s) | |
| a. > 10 kW en ≤ 250 kW | cat. 2 |
| b. > 250 kW en ≤ 750 kW | cat. 3 |
| **2° WINDENERGIE OP LAND:** nieuwe installaties met een bruto nominaal vermogen per turbine > 10 kWe en ≤ 4MWe | |
| | cat. 4 |
| **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:<br>1. biogasinstallaties op stortgas<br>2. biogasinstallaties met vergisting van afvalwater, afvalwaterzuiveringsslib, rioolwater of rioolwaterzuiveringsslib<br>3. biogasinstallaties voor GFT-vergisting bij een bestaande composteringsinstallatie | cat. 5/1 |
| b. Voor GFT vergisting bij een bestaande composteringsinstallatie | cat. 6/1 |
| **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:<br>1. biogasinstallaties op stortgas<br>2. biogasinstallaties met vergisting van afvalwater, afvalwaterzuiveringsslib, rioolwater of rioolwaterzuiveringsslib<br>3. biogasinstallaties voor GFT-vergisting bij een bestaande composteringsinstallatie | cat. 10/1 |
| **5° BIOMASSA:** nieuwe installaties met een bruto nominaal vermogen **> 10 kWe en ≤ 20 MWe** | |
| a. voor de verbranding van vaste biomassa | cat. 15 |
| b. voor de verbranding van vloeibare biomassa | cat. 16 |
| c. voor de verbranding van biomassa-afval | cat. 17 |

Tabel 1: Representatieve projectcategorieën GS




Figuur 1: Stroomschema voor het vaststellen van de GS-projectcategorie voor projecten met startdatum vanaf 1 januari 2018 (PS: projectspecifiek).

## 2. REPRESENTATIEVE PROJECTCATEGORIEËN WKK

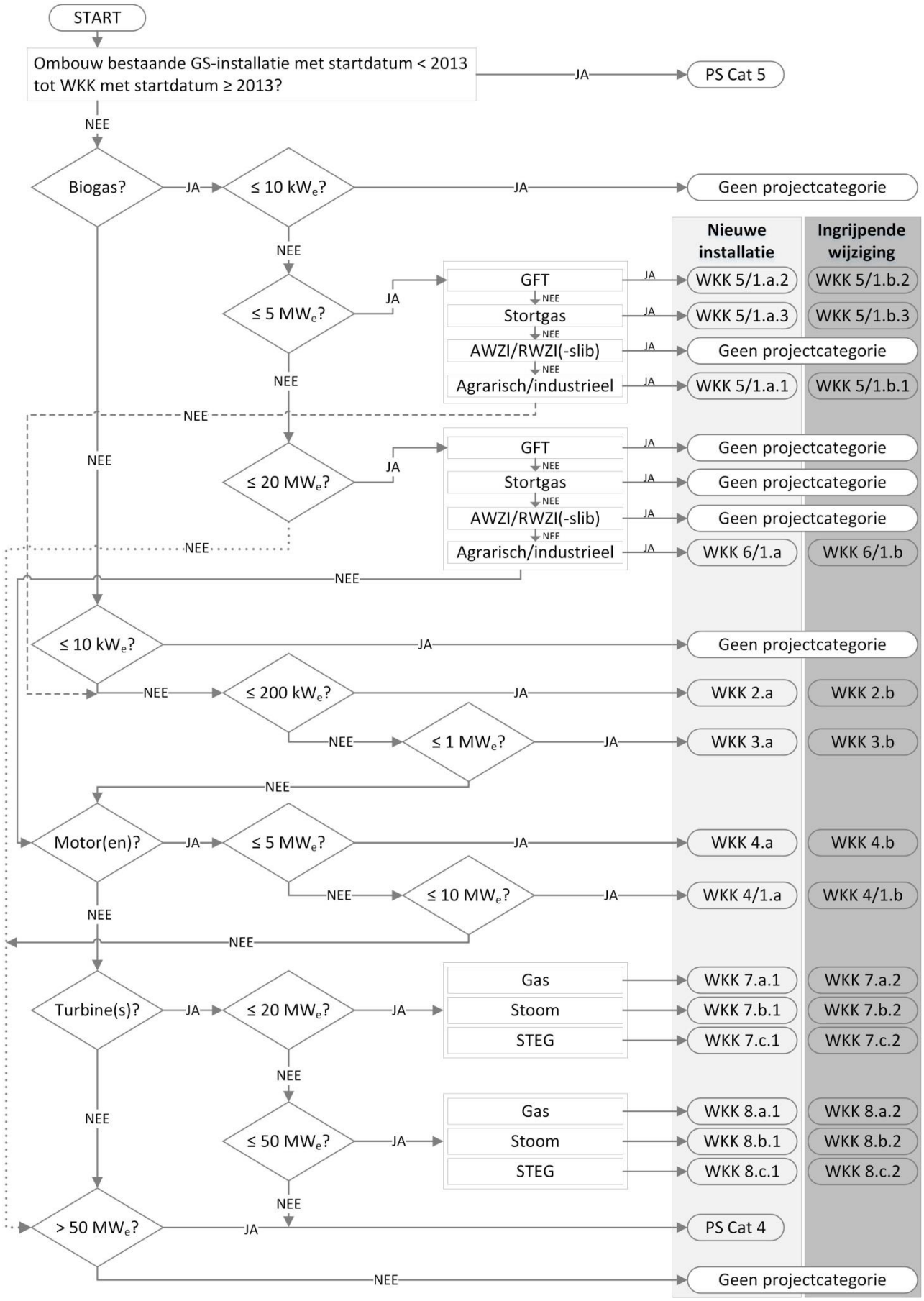
| | |
|---|---|
| **1° KWALITATIEVE WARMTE-KRACHTINSTALLATIES:** voor zover ze niet behoren tot 5°, met een bruto nominaal vermogen **tot en met 10 kWe** | |
| [...][2] | |
| **2° KWALITATIEVE WARMTE-KRACHTINSTALLATIES:** voor zover ze niet behoren tot 5° en met uitsluiting van warmte-krachtinstallaties op biogas afkomstig van vergisting van afvalwater, afvalwaterzuiveringsslib, rioolwater of rioolwaterzuiveringsslib, met een bruto nominaal vermogen **> 10 kWe en ≤ 200 kWe** | |
| nieuwe installaties | cat. 2.a |
| ingrijpende wijzigingen | cat. 2.b |
| **3° KWALITATIEVE WARMTE-KRACHTINSTALLATIES:** voor zover ze niet behoren tot 5° en met uitsluiting van warmte-krachtinstallaties op biogas afkomstig van vergisting van afvalwater, afvalwaterzuiveringsslib, rioolwater of rioolwaterzuiveringsslib, met een bruto nominaal vermogen **> 200 kWe en ≤ 1 MWe** | |
| nieuwe installaties | cat. 3.a |
| ingrijpende wijzigingen | cat. 3.b |
| **4° KWALITATIEVE WARMTE-KRACHTINSTALLATIES:** voor zover ze niet behoren tot 5° en met uitsluiting van warmte-krachtinstallaties op biogas afkomstig van vergisting van afvalwater, afvalwaterzuiveringsslib, rioolwater of rioolwaterzuiveringsslib, met minimaal een motor en een bruto nominaal vermogen **> 1 MWe en ≤ 5 MWe** | |
| nieuwe installaties | cat. 4.a |
| ingrijpende wijzigingen | cat. 4.b |
| **4°/1 KWALITATIEVE WARMTE-KRACHTINSTALLATIES**: voor zover ze niet behoren tot 6° en met uitsluiting van kwalitatieve warmte-krachtinstallaties op stortgas of op biogas afkomstig van vergisting van afvalwater, afvalwaterzuiveringsslib, rioolwater of rioolwaterzuiveringsslib of GFT-afval, met minimaal een motor en een bruto nominaal vermogen **> 5 MWe en ≤ 10 MWe** | |
| nieuwe installaties | cat. 4°/1.a |
| ingrijpende wijzigingen | cat. 4°/1.b |
| **5° KWALITATIEVE WARMTE-KRACHTINSTALLATIES OP BIOGAS** met een bruto nominaal vermogen **> 10 kWe en ≤ 5 MWe** | |
| nieuwe installaties: | |
| 1 voor de vergisting van mest- en/of land- en tuinbouwgerelateerde stromen of van andere organisch-biologische stoffen of afvalstoffen, met uitsluiting van punt 2 en 3 en met uitsluiting van kwalitatieve warmte-krachtinstallaties op biogas, afkomstig van vergisting van afvalwater, afvalwaterzuiveringsslib, rioolwater of rioolwaterzuiveringsslib | cat.5/1.a.1 |
| 2 voor GFT-vergisting bij een bestaande composteringsinstallatie | cat.5/1.a.2 |
| 3 voor recuperatie van stortgas | cat.5/1.a.3 |

[2] Deze categorie is geschrapt door het Besluit van de Vlaamse Regering van 12 mei 2017 houdende wijziging van het Energiebesluit van 19 november 2010, wat betreft technische wijzigingen van de certificatentoekenning en de invoering van biomassacertificatie, van duurzaamheidscriteria voor vaste en gasvormige biomassa en van ILUC-voorwaarden. Zie ook inleiding bij dit hoofdstuk.

| | |
|---|---|
| ingrijpende wijzigingen:<br>1. voor de vergisting van mest- en/of land- en tuinbouwgerelateerde stromen of van andere organisch-biologische stoffen of afvalstoffen, met uitsluiting van punt 2 en 3 en met uitsluiting van kwalitatieve warmt-krachtinstallaties op biogas, afkomstig van vergisting van afvalwater, afvalwaterzuiveringsslib, rioolwater of rioolwaterzuiveringsslib<br>2. voor GFT-vergisting bij een bestaande composteringsinstallatie<br>3. voor recuperatie van stortgas | cat.5/1.b.1<br><br><br><br>cat.5/1.b.2<br>cat.5/1.b.3 |
| **6° KWALITATIEVE WARMTE-KRACHTINSTALLATIES OP BIOGAS** met een bruto nominaal vermogen > **5 MWe en ≤ 20 MWe** | |
| nieuwe installaties:<br>voor de vergisting van mest- en/of land- en tuinbouwgerelateerde stromen of van andere organisch-biologische stoffen of afvalstoffen, met uitsluiting van kwalitatieve warmte-krachtinstallaties op stortgas of biogas, afkomstig van afvalwater, afvalwaterzuiveringsslib, rioolwater, rioolwaterzuiveringsslib of GFT-afval | cat.6/1.a. |
| ingrijpende wijzigingen:<br>voor de vergisting van mest- en/of land- en tuinbouwgerelateerde stromen of van andere organisch-biologische stoffen of afvalstoffen, met uitsluiting van kwalitatieve warmte-krachtinstallaties op stortgas of biogas, afkomstig van afvalwater, afvalwaterzuiveringsslib, rioolwater, rioolwaterzuiveringsslib of GFT afval | cat.6/1.b |

| | | |
|---|---|---|
| **7° KWALITATIEVE WARMTE-KRACHTINSTALLATIES** met een bruto nominaal vermogen **> 1 MWe en ≤ 20 MWe met turbines op** | | |
| a. gas | nieuwe installaties | cat. 7.a.1 |
| | ingrijpende wijzigingen | cat. 7.a.2 |
| b. Stoom | nieuwe installaties | cat. 7.b.1 |
| | ingrijpende wijzigingen | cat. 7.b.2 |
| c. Beide | nieuwe installaties | cat. 7.c.1 |
| | ingrijpende wijzigingen | cat. 7.c.2 |
| **8° KWALITATIEVE WARMTE-KRACHTINSTALLATIES** met een bruto nominaal vermogen **> 20 MWe en ≤ 50 MWe met turbines op** | | |
| a. Gas | nieuwe installaties | cat. 8.a.1 |
| | ingrijpende wijzigingen | cat. 8.a.2 |
| b. Stoom | nieuwe installaties | cat. 8.b.1 |
| | ingrijpende wijzigingen | cat. 8.b.2 |
| c. Beide | nieuwe installaties | cat. 8.c.1 |
| | ingrijpende wijzigingen | cat. 8.c.2 |

Tabel 2: Representatieve projectcategorieën WKK




Figuur 2: Stroomschema voor het vaststellen van de WKK-projectcategorie voor projecten met startdatum vanaf 1 januari 2018 (PS: projectspecifiek)

# OVERZICHT BANDINGFACTOREN

Onderstaand overzicht geeft de resultaten weer van de berekeningen voor wat betreft de onrendabele toppen, de bandingfactoren en – waar van toepassing – de aftopping[3] voor projecten met een startdatum vanaf **1 januari 2018**.

## 1. OVERZICHT OT/BF VOOR GROENESTROOMINSTALLATIES

| | GS cat 2 | GS cat 3 | GS cat 4 | GS cat 5/1 | GS cat 6/1 | GS cat 10/1 | GS cat 15 | GS cat 16 | GS cat 17 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| OT | 46,7 | 42,8 | 61,0 | 112 | 292 | 115 | 243 | 198 | 124 |
| Bf | 0,481 | 0,441 | 0,629 | 1,15 | 3,01 | 1,19 | 2,51 | 2,04 | 1,28 |
| Bf na aftopping | 0,481 | 0,441 | 0,629 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |

Tabel 3 : Overzicht OT/Bf voor groenestroominstallaties

## 2. OVERZICHT OT/BF VOOR KWALITATIEVE WARMTE-KRACHTINSTALLATIES OP BIOGAS

| | WKK cat 5/1.a.1 | WKK cat 5/1.a.2 | WKK cat 5/1.a.3 | WKK cat 6/1.a. |
|---|---|---|---|---|
| OT | 80,0 | 209 | 455 | 81,9 |
| Bf | 2,29 | 5,97 | 13,0 | 2,34 |
| Bf na aftopping | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |

| | WKK cat 5/1.b.1 | WKK cat 5/1.b.2 | WKK cat 5/1.b.3 | WKK cat 6/1.b. |
|---|---|---|---|---|
| OT | 76,4 | 204 | 218 | 78,9 |
| Bf | 2,18 | 5,83 | 6,23 | 2,25 |
| Bf na aftopping | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |

Tabel 4 : Overzicht OT/Bf voor kwalitatieve WKK op biogas

[3] Voor de opmaak van dit rapport wordt uitgegaan van eenzelfde maximale bandingfactor als voor projecten met een startdatum in 2017 (zie ook p 16).De maximale bandingfactor is dus gelijk gesteld aan 1 (projecten met afschrijvingstermijn gelijk aan 10 jaar) of 0,8 (projecten met afschrijvingstermijn gelijk aan 15 jaar). De Minister kan een andere maximale bandingfactor bepalen.

# 3. OVERZICHT OT/BF VOOR KWALITATIEVE WARMTE-KRACHTINSTALLATIES OP AARDGAS

| | WKK cat 2.a | WKK cat 2.b | WKK cat 3.a | WKK cat 3.b | WKK cat 4.a | WKK cat 4.b | WKK cat 4/1.a | WKK cat 4/1.b |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| OT | 94,9 | 60,4 | 38,7 | 18,6 | 38,5 | 29,5 | 25,6 | 18,7 |
| Bf | 2,71 | 1,73 | 1,11 | 0,531 | 1,10 | 0,843 | 0,731 | 0,534 |
| Bf na af-topping | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 0,531 | 1,00 | 0,843 | 0,731 | 0,534 |

| | WKK cat 7.a.1 | WKK cat 7.a.2 | WKK cat 7.b.1 | WKK cat 7.b.2 | WKK cat 7.c.1 | WKK cat 7.c.2 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| OT | 42,1 | 13,9 | 24,4 | 15,4 | 74,6 | 32,5 |
| Bf | 1,20 | 0,397 | 0,697 | 0,440 | 2,13 | 0,929 |
| Bf na aftopping | 1,00 | 0,397 | 0,697 | 0,440 | 1,00 | 0,929 |

| | WKK cat 8.a.1 | WKK cat 8.a.2 | WKK cat 8.b.1 | WKK cat 8.b.2 | WKK cat 8.c.1 | WKK cat 8.c.2 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| OT | 79,2 | 40,2 | 32,2 | 14,1 | 133 | 71,8 |
| Bf | 2,26 | 1,15 | 0,920 | 0,403 | 3,80 | 2,05 |
| Bf na aftopping | 1,00 | 1,00 | 0,920 | 0,403 | 1,00 | 1,00 |

Tabel 5 : Overzicht OT/Bf kwalitatieve (fossiele) warmte-krachtkoppeling

# HOOFDSTUK 1.
# ALGEMENE PARAMETERS

## 1. JAARLIJKSE PRIJSSTIJGING

De jaarlijkse prijsstijging voor de komende 10 of 15 jaar wordt vastgesteld op een algemene, **jaarlijkse indexering van 2%** op basis van referentiewaarden van het **Federaal Planbureau** en streefcijfers van de **ECB**.

Deze index wordt toegepast voor de bepaling van algemene prijsstijgingen over de verschillende projectcategorieën heen.

## 2. PRIJS VAN AARDGAS ALS BRANDSTOF

### 2.1. MARKTPRIJS AARDGAS VOOR INDUSTRIËLE GROOTVERBRUIKERS

De **marktprijs aardgas** voor industriële grootverbruikers (aangesloten op het aardgasvervoersnet) wordt bepaald op basis van de gemiddelde verhandelde prijs gedurende de afgelopen 12 maanden op **ENDEX TTF Cal 18.** De ENDEX TTF Cal 18 bedraagt 16,8 €/MWh (BVW) of **0,0168 €/kWh**.
Deze tarieven moeten nog verhoogd worden met de $CO_2$-kost (zie verder), de aardgasvervoerstarieven en de taksen en heffingen (van toepassing vanaf 1 januari 2016 tot en met 31 december 2019), zoals goedgekeurd door de CREG bij beslissing van 3 december 2015.

De **jaarlijkse prijsstijging (vanaf 2018)** van de marktprijs aardgas voor de komende 10 jaar wordt vastgesteld op een algemene, jaarlijkse indexering van **2,5%** op basis van waarden bepaald door VITO.[4]

### 2.2. MARKTPRIJS AARDGAS VOOR OVERIGE VERBRUIKERS

De marktprijs aardgas voor overige gebruikers (aangesloten op het aardgasdistributienet) wordt bepaald op basis van de **EUROSTAT-gegevens** [EUROSTAT, 2016] voor aardgas. Deze EUROSTAT-gegevens zijn verschillend per projectcategorie en worden verder per projectcategorie besproken

De meest recente EUROSTAT-gegevens zijn deze voor het jaar 2016. Deze cijfers moeten eerst nog geactualiseerd worden naar 2018.

De EUROSTAT-gegevens voor aardgas omvatten de aardgasprijs, de aardgasdistributietarieven, taksen en heffingen. Om de prijsevolutie naar 2018 in te schatten moeten alle afzonderlijke componenten ingeschat worden.

[4] Het VEA liet door het VITO een actualisatie berekenen van de prijsevolutie van elektriciteit en aardgas in het begin van 2017, om rekening te kunnen houden met recente evoluties en vaststellingen in dit kader.

Het VEA stelt vast dat op de groothandelsmarkt de aardgasprijs nog steeds een dalende trend vertoont. De aardgasprijs is momenteel zeker niet hoger dan de (gemiddelde) aardgasprijs in 2016. Ook in de komende maanden wordt geen stijging verwacht.

De distributienettarieven voor aardgas zijn terug te vinden op de website van de VREG. Voor alle netbeheerders en voor alle verbruikscategorieën is een substantiële stijging merkbaar voor de distributienettarieven in 2017 t.o.v. 2016. Voor 2018 zijn er tot op heden geen verdere prijsstijgingen bekend.

Voor 2018 zijn er geen stijgingen gekend voor de taksen en heffingen voor aardgas t.o.v. 2017.

**Conclusie :**
Omwille van de impact van de stijging van de distributienettarieven in 2017 ten opzichte van 2016 wordt voor de berekening van de **prijs van de brandstof aardgas** rekening gehouden met een stijging van de EUROSTAT-prijzen voor aardgas van 2016. Omwille van uniformiteit wordt rekening gehouden met een **indexering van 2,5%** naar 2017 en geen verdere prijsstijging naar 2018. De EUROSTAT-gegevens van 2016 [EUROSTAT, 2017] worden dus **eenmaal geïndexeerd met 2,5%** voor de prijs in 2018.

Voor de **marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof aardgas voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0** wordt geen indexering van 2016 naar 2018 toegepast, vermits er geen prijsstijgingen in het vooruitzicht zijn.

# 3. $CO_2$-KOST

De $CO_2$-kost wordt bepaald op basis van de gemiddelde verhandelde prijs gedurende de afgelopen 12 maanden voor de EUA Futures voor 2018. Deze kost bedraagt 5,091 €/ton $CO_2$ (BVW). (Intercontinental Exchange: ICE Market data, www.theice.com). Voor aardgas wordt de $CO_2$-factor gelijk genomen aan 0,1815 ton $CO_2$/MWh BVW) [auditconvenant]. Omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW) met een omrekeningsfactor van 0,903 is de $CO_2$-kost gelijk aan 1,02 €/MWh OVW of 0,00102 €/kWh OVW

# 4. ELEKTRICITEITSPRIJS BIJ VERKOOP EN ZELFAFNAME

## 4.1. MARKTPRIJS ELEKTRICITEIT BIJ VERKOOP IN JAAR 0

De **marktprijs elektriciteit** bij verkoop in jaar 0 wordt bepaald op basis van de verhandelde prijs op **ENDEX Cal 18**, conform artikel 3.1.4 van Bijlage III/1 (groene stroom) en Bijlage III/2 (WKK) van het Energiebesluit. Deze waarde is **34,1 €/MWh (0,0341 €/kWh)**.

De **jaarlijkse prijsstijging vanaf 2018** voor de marktprijs elektriciteit bij verkoop voor de komende 10 jaar wordt vastgesteld op een algemene, **jaarlijkse indexering van 2,0%,** op basis van waarden bepaald door VITO[5]. Deze indexering wordt toegepast voor alle categorieën.

## 4.2. MARKTPRIJS ELEKTRICITEIT BIJ ZELFAFNAME VOOR INDUSTRIËLE GROOTVERBRUIKERS

De **marktprijs elektriciteit** bij zelfafname in jaar 0 voor industriële grootverbruikers (aangesloten op het transmissienet) wordt bepaald op basis van de verhandelde prijs op **ENDEX Cal 18** (zie hoger). Deze tarieven moeten nog verhoogd worden met de transmissienettarieven en de taksen en heffingen (van toepassing vanaf 1 januari 2016 tot en met 31 december 2019), zoals goedgekeurd door de CREG bij beslissing van 25 oktober 2015.

[5] Het VEA liet door het VITO een actualisatie berekenen van de prijsevolutie van elektriciteit en aardgas in het begin van 2017, om rekening te kunnen houden met recente evoluties en vaststellingen in dit kader.

De **jaarlijkse prijsstijging vanaf 2018** voor de marktprijs elektriciteit bij zelfafname voor de komende 10 jaar wordt vastgesteld op een algemene, **jaarlijkse indexering van 3,5%**, zoals in vorig rapport [VEA, 2016].

## 4.3. MARKTPRIJS ELEKTRICITEIT BIJ ZELFAFNAME VOOR OVERIGE VERBRUIKERS

De marktprijs elektriciteit bij zelfafname voor industriële gebruikers (aangesloten op het distributienet) wordt bepaald op basis van de **EUROSTAT-gegevens** [EUROSTAT, 2016] voor elektriciteit. Deze EUROSTAT-gegevens zijn verschillend per projectcategorie en worden verder per projectcategorie besproken.

De meest recente EUROSTAT-gegevens voor elektriciteit zijn deze voor het jaar 2016. Deze cijfers moeten eerst nog geactualiseerd worden naar 2018.

De EUROSTAT-gegevens voor elektriciteit omvatten de elektriciteitsprijs, distributienettarieven, taksen en heffingen. Om de prijsevolutie naar 2018 in te schatten moeten alle afzonderlijke componenten ingeschat worden.

Het VEA stelt vast dat op de groothandelsmarkt de elektriciteitsprijs nog steeds een dalende trend vertoont. De elektriciteitsprijs is momenteel zeker niet hoger dan de (gemiddelde) elektriciteitsprijs in 2016. Ook in de komende maanden wordt geen stijging verwacht.

De distributienettarieven voor elektriciteit zijn terug te vinden op de website van de VREG. Enkel voor laagspanning (LS) is een substantiële stijging merkbaar voor de distributietarieven in 2017 t.o.v. 2016. Voor de overige spanningsniveaus (MS, HS) zijn er geen noemenswaardige prijsstijgingen in 2017. Hieruit concludeert het VEA dat er voor de distributienettarieven voor LS zeker rekening moet gehouden worden met een prijsstijging in 2017 t.o.v. 2016.

Voor 2018 zijn er momenteel geen stijgingen gekend voor de taksen en heffingen voor elektriciteit t.o.v. 2017.

Omwille van de impact van de stijging van de distributienettarieven voor LS wordt dan ook rekening gehouden met een stijging van de EUROSTAT-prijs van 2016 voor verbruikers op LS. Omwille van uniformiteit wordt rekening gehouden met een indexering van 3,5% naar 2017 en geen verdere prijsstijging naar 2018. De EUROSTAT-prijzen voor verbruikers op LS van 2016 [EUROSTAT, 2017] worden dus **eenmaal geïndexeerd met 3,5%** voor de prijs in 2018.

Voor de overige spanningsniveaus (MS en HS) wordt geen prijsstijging voorzien van 2016 naar 2018.

# 5. FINANCIERING

## 5.1. BEPALING VAN DE JAARLIJKSE INTERESTVOET OP DE BANKLENING

De **interestvoet op de banklening** wordt vastgelegd volgens dezelfde methodiek als in het vorige rapport [VEA, 2016]. Er zijn geen aanwijzingen dat de rentevoet gewijzigd is sinds het vorige rapport. Daarom wordt de interest op de banklening opnieuw vastgelegd op **3% op jaarbasis.** Deze rentevoet wordt toegepast voor elk van de projectcategorieën.

## 5.2. 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 van 20%** (80% vreemd vermogen), net zoals in het vorige rapport [VEA, 2016].

# 6. BELASTINGTARIEVEN

## 6.1. BEPALING VAN DE TARIEVEN VAN DE VENNOOTSCHAPSBELASTING

Het **tarief van de vennootschapsbelasting** bedraagt **33,99%** (zie artikel 215 van het Wetboek der Inkomstenbelasting (W.I.B. 92)).

## 6.2. 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 door het VEA op **100%** op basis van artikel 69 van het Wetboek der Inkomstenbelasting (W.I.B. 92)). Het percentage van deze investeringsaftrek wordt jaarlijks opnieuw vastgelegd en bedraagt voor het aanslagjaar 2018 **13,5%**[6]. Het percentage voor het aanslagjaar 2019 ligt momenteel nog niet vast.

[6] Meest recente cijfer voor investeringen 2017 – aanslagjaar 2018 vastgelegd in 'Bericht in verband met de investeringsaftrek' van de Algemene Administratie van de Fiscaliteit (FOD Financiën) (BS 15/03/2017)

# HOOFDSTUK 2.
# PV-INSTALLATIES EN WINDENERGIE OP LAND

## 1. PV-INSTALLATIES > 10 KVA AC VERMOGEN EN ≤ 250 KVA AC VERMOGEN (GS CAT. 2)

### 1.1. KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE: PV-INSTALLATIE VAN 125 KW AC VERMOGEN

Voor de bepaling van de referentie-installatie voor deze categorie worden gegevens van het bestaande productiepark gebruikt. Gezien de economische situatie van de laatste jaren, kan ervan worden uitgegaan dat alleen de meest kostenefficiënte projecten gerealiseerd zijn.

Sinds het rapport van 2015 werd als generieke installatie gekozen voor een PV-installaties van **60 kW AC vermogen** en een piekvermogen van 67 $kW_p$ [VEA, 2015b]. Op basis van de geplaatste installaties in het jaar 2016, is deze keuze zeker nog goed. Alleen kiezen we ervoor om een groter vermogen te nemen voor de generieke installatie. Er zijn immers vragen omtrent de aansluiting van een installatie van 67 $kW_p$. Een deel van de installaties is aangesloten op laagspanning en een deel op middenspanning. Het is echter moeilijk om een gemiddelde te nemen van laagspanning en middenspanning. Daarom verkiezen we om opnieuw de generieke installatie van de eerdere rapporten te gebruiken, namelijk 125 kW AC vermogen [VEA, 2014a]. Toen ging het om een piekvermogen van 125 $kW_p$. Nu nemen we een afgerond getal voor het AC vermogen van de omvormer en berekenen we het piekvermogen aan de hand van de veronderstelling dat het vermogen van de omvormer 90% is van het piekvermogen van de installatie. Deze generieke installatie was toen gekozen omdat dergelijk vermogen zeker aangesloten is op middenspanning en zeker niet op laagspanning.

### 1.2. BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

#### 1.2.1. Jaarlijks aantal vollasturen

##### 1.2.1.1. Afbakening van de referentie-installatie

De referentie-installatie wordt geplaatst op een plat dak. In geval van een plat dak, zal steeds gekozen worden voor een oriëntatie naar het zuiden. De helling is in het ideale geval circa 35°. De minimale helling bedraagt 15°. Voor platte daken berekenen we het gemiddeld aantal vollasturen voor de oriëntaties vanaf 15° tot en met 35°.

##### 1.2.1.2. Inschatting van het aantal equivalente vollasturen

Het jaarlijks aantal equivalente vollasturen werd in de eerste plaats bepaald aan de hand van de resultaten van de CM SAF PV GIS-tool van het JRC (Joint Research Centre) van de Europese Commissie [http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php]. Via deze tool kan voor elke gemeente in Vlaanderen afgeleid worden wat de opbrengst is van een PV-installatie in termen van equivalente vollasturen. In de eerste plaats bepaalt de tool voor elke plaats in Vlaanderen de globale instraling per $m^2$. Vervolgens wordt de elektriciteitsproductie bepaald op basis van deze instraling. Er wordt hiervoor uitgegaan van gemiddelde systeemver-

liezen zoals standaard ingevuld staat in de tool. Met behulp van deze tool werd een gewogen gemiddeld aantal equivalente vollasturen bepaald voor de referentie-installatie zoals hierboven afgebakend. Er wordt aangenomen dat de resultaten van deze tool op dit ogenblik de best mogelijke inschatting geven van de vollasturen voor de komende 15 jaar. Dit blijkt ook uit de vergelijking van deze resultaten met de gemiddelde productie van bestaande PV-installaties in België (http://www.pvlogging.be). Het zijn hoofdzakelijk installaties die gelegen zijn in Vlaanderen. Enkel de installaties overeenkomstig de voorwaarden voor de referentie-installaties qua helling en oriëntatie werden meegenomen in deze vergelijking[7]. Voor gebruik van deze productiedata werd rekening gehouden met een correctie van de meetgegevens van de omvormer en het rendementsverlies, te wijten aan ouderdom. Deze berekeningen bevestigen het resultaat, afkomstig van de CM SAF PV GIS-tool.

De simulaties met de CM SAF PV GIS-tool werden uitgevoerd voor 41 gemeenten verspreid over de verschillende netbeheerders. Per netbeheerder wordt een gemiddeld aantal equivalente vollasturen berekend. Vervolgens wordt een gemiddelde berekend over gans Vlaanderen, op basis van de gemiddelden per netbeheerder.

De resultaten worden gecorrigeerd voor het rendementsverlies te wijten aan ouderdom. Volgens een NREL-studie uit 2010 [Jordan et al., 2010] kan aangenomen worden dat het verlies aan opbrengst jaarlijks 0,8% bedraagt. Uitgaande van de opbrengst van een nieuwe installatie en het jaarlijks gemiddelde rendementsverlies berekenen we een constant jaarlijks aantal equivalente vollasturen voor de afschrijvingstermijn van 15 jaar: **899 uren**.

### 1.2.2. Aandeel eigenverbruik

Het aandeel eigenverbruik (EVel) van de referentie-installatie is gelijk aan **0,0%**.

### 1.2.3. Bepaling van de zelfafname

De aanname voor het aandeel zelfafname wordt vastgelegd in het Energiebesluit, en bedraagt **65%**.

### 1.2.4. Constructieperiode

De constructieperiode ($T_c$) voor PV-installaties, gedefinieerd als de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname, wordt vastgelegd op **0 jaar**.

## 1.3. BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 1.3.1. Vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0

De elektriciteit die zelf gebruikt wordt door het bedrijf, zorgt ervoor dat minder elektriciteit van het net afgenomen moet worden. Sinds enkele jaren [VEA, 2015a; VEA, 2016] worden EUROSTAT-gegevens gebruikt voor de bepaling van de vermeden elektriciteitskosten. Dit jaar gaan we ons hier opnieuw op baseren. Maar, in plaats van de gemiddelde elektriciteitsprijs van een bepaalde verbruikerscategorie te gebruiken, passen we een “correctiefactor” toe op de gemiddelde elektriciteitsprijs van die verbruikerscategorie. Immers, de verbruikerscategorieën van EUROSTAT zijn zeer breed. Uit de resultaten van de marktbevraging blijkt dat de “gemiddelde” vermeden elektriciteitsprijs voor de generieke installatie lager is dan de gemiddelde elektriciteitsprijs van verbruikerscategorie IC (500 MWh < verbruik < 2000 MWh). Gemiddeld (de mediaan) bedraagt de vermeden elektriciteitsprijs zonder B.T.W. voor de representatieve bedrijven uit de marktbevraging in het jaar 2016 0,112 €/kWh. Ze behoren qua totaal jaarlijks verbruik tot verbruikscategorieën IC en ID. De gemiddelde elektriciteitsprijs van verbruikerscategorie IC in 2016 bedraagt 0,114 €/kWh [EUROSTAT, 2016]. De correctie–factor bedraagt bijgevolg 0.112/0.114 = 0,944. Deze factor zal toegepast worden op de EUROSTAT-prijzen die in de toekomst zullen gebruikt worden voor de actualisatie van de OT. Voor verbruikers aangesloten op middenspanning wordt aangenomen dat de elektriciteitsprijzen niet significant zullen stijgen tussen 2016 en 2018.

[7] De installaties op de website www.PVlogging.be zijn particuliere installaties. In eerste instantie werd de vergelijking uitgevoerd voor de referentie-installatie van categorie 1. Op basis van deze vergelijking werd besloten dat de CM SAF PV GIS-tool bruikbaar was om de vollasturen te bepalen, voor de 3 categorieën van PV-installaties.

Bijgevolg is de vermeden elektriciteitsprijs voor het jaar 2018 gelijk aan **0,112 €/kWh**. Meer uitleg staat ter hoogte van 4.3. Marktprijs elektriciteit bij zelfafname voor overige verbruikers, pagina 29.

Voor de generieke installatie van 125 kW AC vermogen is uitgegaan van factuurgegevens en aanvullende gegevens over de distributienettarieven en transmissienettarieven om te komen tot een zo goed mogelijk inschatting van de vermeden elektriciteitsprijs van een aantal bedrijven uit de marktbevraging. Het gaat om bedrijven die zeker aangesloten zijn op middenspanning. Er is aangenomen dat enkel de variabele componenten van de elektriciteitsprijs zeker kunnen uitgespaard worden. De bekomen vermeden elektriciteitsprijs is zeker en vast geen onderschatting van de werkelijke vermeden elektriciteitsprijs voor de generieke installatie van 125 kW AC vermogen. De EUROSTAT-prijzen daarentegen zijn totale kostprijzen, gemiddeld voor België. Momenteel is dit de enige bron van statistieken die we hiervoor kunnen gebruiken. Om beter aan te sluiten bij het werkelijke verbruik van de bedrijven die de generieke PV-installatie plaatsen, werken we dit jaar met de correctiefactor, zoals hierboven uitgelegd.

### 1.3.2. Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

#### 1.3.2.1. Basisprijs

Voor de geïnjecteerde elektriciteit wordt uitgegaan van de gemiddelde ENDEX prijs, meer bepaald van de *year ahead* prijs. Voor het jaar 2018 wordt uitgegaan van de Cal 18 prijzen die bepaald zijn in juni 2017 (zie 4.1. Marktprijs elektriciteit bij verkoop in jaar 0, pagina 28).

#### 1.3.2.2. Procentuele afslag ten opzichte van de gemiddelde jaarprijs

De basisprijs die gebruikt wordt in de OT-berekeningen is een prijs voor een *base load* profiel. Het is de gemiddelde jaarprijs (*year ahead* Cal 18). Dat wil zeggen dat de stroom evenredig verdeeld wordt over de ganse dag. Stroom van PV-panelen wordt niet geproduceerd volgens een *base load* profiel.

Om te weten hoeveel de eigenaars of uitbaters krijgen voor de geïnjecteerde stroom, verzamelt het VEA zo recent mogelijke contracten voor de verkoop van geïnjecteerde stroom. Dit jaar werden deze contracten opgevraagd via een marktbevraging bij de eigenaars of uitbaters van PV-installaties die het voorbije jaar in dienst genomen zijn (voor dit rapport: sinds 1 januari 2016). Uit de ontvangen contracten blijkt dat de prijs voor geïnjecteerde stroom berekend wordt in functie van de ENDEX prijzen (*year ahead*, *quarter ahead* of *month ahead*) of in functie van de BELPEX prijs.

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 PV-eigenaars zullen krijgen voor de geïnjecteerde elektriciteit als ze een contract hebben op basis van de kwartaalprijzen, de maandprijzen of de BELPEX prijzen. Sinds vorig jaar passen we een eenvoudige methodologie toe om in te schatten hoeveel de PV-eigenaars zullen ontvangen volgens hun PPA [VEA, 2016]. We gaan uit van de Cal 18 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. Ook voor contracten op basis van de BELPEX passen we deze methode toe. In principe zouden we de BELPEX prijs eerst moeten corrigeren voor eventuele profielkosten. Het is echter niet mogelijk om dit te doen omdat het injectieprofiel niet noodzakelijk lijkt op het productieprofiel. In het algemeen spelen profielkosten niet zo erg mee als bij windturbines. Een deel van de contracten is daarenboven gebaseerd op de gemiddelde BELPEX prijs. Hier speelt sowieso de profielkost geen rol. Voor deze oefening wordt aangenomen dat de profielkosten geen significante invloed hebben op de inkomsten uit geïnjecteerde elektriciteit.

De berekende afslag wordt eveneens gebruikt voor de actualisatie van de bandingfactoren van lopende projecten. Omdat lopende projecten niet jaarlijks een nieuw PPA afsluiten, wordt ervoor gekozen om de komende jaren telkens een “middelste” waarde te bepalen uitgaande van de PPA’s die nog van toepassing zijn. Een deel van de contracten wordt ieder jaar stilzwijgend verlengd met een jaar. Ze kunnen echter ook vervangen worden door een nieuw contract. Daarom worden deze niet meegenomen. Dit jaar bleek geen enkel van de contracten van vorig jaar nog van toepassing te zijn in 2018.

Op basis van de ingezamelde PPA-contracten die in 2018 nog van toepassing zijn, wordt voor de Cal 18 ter waarde van 0,0335 €/kWh een afslag berekend van **20,0%** (vergeleken met 19,2% vorig jaar).

#### 1.3.2.3. Injectietarief

De kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0 wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2017. Er wordt verondersteld dat de referentie-installatie van 125 kW AC vermogen aangesloten is op middenspanning. Deze installatie betaalt de vaste kost voor een AMR-meter. Het variabele injectietarief voor middenspanning bedraagt voor 2017 0,001359 €/kWh. De vaste injectiekosten (gemiddeld 391,2 per jaar) worden verrekend tot een variabele injectiekost. Er wordt aangenomen dat het vermogen van de omvormer gemiddeld 90% bedraagt van het piekvermogen van de PV-installatie. Rekening houdend met 35% injectie komt dit neer op een variabele kost van 0,00895 €/kWh geïnjecteerde stroom. Samen geeft dit **een totale variabele injectiekost van 0,0103 €/kWh geïnjecteerde stroom**.

De gemiddelde tarieven zijn bepaald op basis van enerzijds het rekenkundig gemiddelde voor de 7 netbeheerders onder EANDIS en anderzijds het rekenkundig gemiddelde voor de 4 netbeheerders onder INFRAX. Op basis van de gemiddelde tarieven per netbeheerder wordt een gewogen gemiddelde (80% EANDIS en 20% INFRAX) berekend.

### 1.3.3. Specifieke investeringskost

De specifieke investeringskost wordt gebaseerd op facturen van eigenaars of uitbaters van PV-installaties. De opgevraagde facturen kunnen volgende componenten omvatten:
- De aankoop en de plaatsing van de zonnepanelen;
- De aankoop en de plaatsing van het montagesysteem;
- Bekabeling van de installatie;
- De aankoop en de plaatsing van de omvormers;
- Keuring van de installatie;
- Netaansluitingskosten (incl. netstudie);
- Kosten voor projectbegeleiding door studiebureau (optioneel).

Alle eigenaars of uitbaters van installaties in dienst genomen vanaf 1 januari 2016 werden bevraagd in 2017. In totaal werd informatie ontvangen van 48 installaties die onder categorie 2 vallen. Slechts een beperkt aandeel van deze installaties hebben een AC vermogen dat in de buurt komt van de generieke installatie (100 – 150 kW AC vermogen werd gebruikt om toch een voldoende grote selectie te kunnen nemen) en kunnen als generiek beschouwd worden. Zo werden bijvoorbeeld enkel PV-installaties in rekening gebracht die op een bestaand dak geplaatst werden en waarvan de deelkosten voldoende onderbouwd werden. Via de netbeheerders werden gemiddelde netaansluitingskosten verkregen, die betaald worden aan de netbeheerder. Om minder variabiliteit in de kostprijzen te verkrijgen, zijn de opgegeven netaansluitingskosten per installatie vervangen door deze gemiddelde netaansluitingskosten, die een gemiddelde zijn over gans Vlaanderen. Van deze aangepaste kostengegevens werd uiteindelijk de mediaan bepaald, na verwijderen van uitschieters. Op deze manier werd voor de referentie-installatie van 125 kW AC vermogen de totale specifieke investeringskost vastgelegd op **1.160 €/kW$_{piek}$**.

### 1.3.4. Vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0

Voor installaties in de categorie 10 kW < PV-installatie ≤ 250 kW worden onderhoudskosten in rekening gebracht. Opnieuw hebben we de onderhoudskosten gebaseerd op de marktbevraging van de eigenaars of uitbaters van PV-installaties, in dienst genomen sinds januari 2016. Uit de resultaten blijkt dat veel eigenaars of uitbaters standaard geen vast jaarlijks onderhoudscontract afsluiten. De eerste jaren kan een garantie gelden die een onderhoud overbodig maakt. In andere gevallen kiest men ervoor om het onderhoud in regie te laten uitvoeren. Dat wil wel zeggen dat de onderhoudskosten in die gevallen niet op voorhand bepaald kunnen worden, maar dat ze niet gelijk zijn aan 0 €. Vergeleken met de investeringskost, is er – net als de vorige jaren - een beperkter aantal gegevens beschikbaar. Vorig jaar waren er 4 gegevens. Dit jaar zijn er 3 gegevens. Op-

nieuw baseren we ons op de kostprijzen van beide marktbevragingen. De operationele kost is overgenomen van de ontwerpberekening en is gebaseerd op installaties met een AC vermogen van 40 tot en met 80 kW. Enkel "all-in" onderhoudscontracten, zonder kuisen van de panelen en zonder vervanging van defecte omvormercomponenten, zijn meegenomen als "generieke" installatie. De kostprijzen van vorig jaar zijn geïndexeerd om rekening te houden met de inflatie. Van deze 7 gegevens is uiteindelijk de mediaan bepaald. Op die manier werd voor de referentie-installatie een vaste operationele kost van 10,7 €/$kW_{piek}$ bepaald. Voor de range van 100 tot en met 150 kW AC vermogen zijn nog minder gegevens beschikbaar. De analyse van de kostengegevens voor het ontwerprapport was daarenboven zeer grondig gebeurd. We nemen aan dat deze operationele kost evengoed representatief is voor een generieke installatie van 125 kW AC vermogen. De operationele kost voor categorie 3 (zie hieronder) is gelijk aan 10,4 €/$kW_p$, en verschilt dus weinig van de kostprijs voor categorie 2. Als operationele kost voor de referentie-installatie van 125 kW AC vermogen wordt daarom **10,7 €/$kW_p$** genomen.

### 1.3.5. Vervangingsinvestering omvormers

De gemiddelde periode voor vervanging wordt ingeschat op 12 jaar. Er wordt aangenomen dat deze kost niet gewijzigd is ten opzichte van eind 2012. Recentere kostengegevens konden niet verzameld worden via de laatste marktbevraging. Daarom wordt dezelfde aanname gebruikt als in het VEA-rapport 2012 [VEA, 2013a]: 149 €/$kW_{piek}$. De vervangingsinvestering wordt ingevoerd in het model als een kost per $kW_{piek}$.

## 1.4. BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

| **Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 2** | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 46,7 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | **0,481** |

Tabel 6: Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 2

# 2. PV-INSTALLATIES > 250 KVA AC VERMOGEN EN ≤ 750 KVA AC VERMOGEN (GS CAT. 3)

## 2.1. KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE: PV-INSTALLATIE VAN 400 KW AC VERMOGEN

Voor de bepaling van de referentie-installatie voor deze categorie worden gegevens van het bestaande productiepark gebruikt. Gezien de economische situatie van de laatste jaren, kan ervan worden uitgegaan dat alleen de meest kostenefficiënte projecten gerealiseerd zijn.

Sinds 1 januari 2013 werden volgens gegevens van de VREG slechts weinig bijkomende installaties binnen deze categorie aangemeld. Als referentie-installatie wordt een PV-installatie genomen van **400 kW AC vermogen**. Er zijn de voorbije jaren heel weinig PV-installaties geplaatst binnen deze categorie. Bijgevolg bepalen we de parameterwaarden aan de hand van alle recente PV-installaties die binnen deze categorie vallen, ook al verschilt dit vermogen relatief sterk van het vermogen van de referentie-installatie.

## 2.2. BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 2.2.1. Jaarlijks aantal vollasturen

Voor deze installaties wordt eveneens uitgegaan van de PV GIS tool. Ook hier bedraagt het aantal vollasturen **899 uren**. Voor meer informatie, zie de beschrijving voor PV-installaties categorie 10 kW < PV- installatie ≤ 250 kW op pagina 31.

### 2.2.2. Aandeel eigenverbruik

Het aandeel eigenverbruik van de referentie-installatie is gelijk aan **0,0%**.

### 2.2.3. Bepaling van de zelfafname

De aannames voor het aandeel zelfafname worden vastgelegd in het Energiebesluit en bedraagt voor deze categorie **65%**.

### 2.2.4. Constructieperiode

De constructieperiode (Tc) voor PV-installaties, gedefinieerd als de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname, wordt vastgelegd op 0 jaar.

## 2.3. BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE.

### 2.3.1. Vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0

De elektriciteit die zelf gebruikt wordt door het bedrijf, zorgt ervoor dat minder elektriciteit van het net afgenomen moet worden. Sinds enkele jaren [VEA, 2015a; VEA, 2016] worden EUROSTAT-gegevens gebruikt voor de bepaling van de vermeden elektriciteitskosten. Dit jaar gaan we ons hier opnieuw op baseren. Maar, in plaats van de gemiddelde elektriciteitsprijs van een bepaalde verbruikerscategorie te gebruiken, passen we een "correctiefactor" toe op de gemiddelde elektriciteitsprijs van die verbruikscategorie. Voor de referentie-installatie van 444 $kW_{piek}$ wordt dit jaar uitgegaan van de verbruikerscategorie ID (2.000 MWh < verbruik < 20.000 MWh) [EUROSTAT, 2017]. Deze keuze is gebaseerd op het elektriciteitsverbruik van de bedrijven die een PV-installatie hebben geplaatst die qua vermogen valt binnen categorie 3. Voor 2 bedrijven was het mogelijk om een vermeden elektriciteitsprijs in te schatten op basis van een elektriciteitsfactuur. De gemiddelde vermeden elektriciteitsprijs ligt het dichtst bij de gemiddelde elektriciteitsprijs van verbruikerscategorie ID. Het gemiddeld jaarlijks elektriciteitsverbruik ligt ook binnen deze categorie. Net zoals voor categorie 2 corrigeren we deze gemiddelde elektriciteitsprijs aan de hand van de gemiddelde verhouding tussen de vermeden elektriciteitsprijs van de PV-installaties en de gemiddelde elektriciteitsprijs volgens EUROSTAT. Voor de 2 PV-installaties berekenen we voor het jaar 2016 een correctiefactor van 102,31%. De gemiddelde vermeden elektriciteitsprijs voor 2016 bedraagt 0,0985 €/kWh. De gemiddelde elektriciteitsprijs volgens EUROSTAT voor verbruikerscategorie ID voor 2016 is 0,0963 €/kWh. Deze correctiefactor zal tijdens actualisaties toegepast worden op de toekomstige gemiddelde elektriciteitsprijzen van EUROSTAT van de verbruikerscategorie ID. Voor bedrijven aangesloten op middenspanning wordt aangenomen dat de elektriciteitsprijzen niet zullen toenemen tussen 2016 en 2018. Daarom nemen we voor het jaar 2018 de vermeden elektriciteitsprijs van 2016 over: **0,0985 €/kWh**. Meer informatie over de vermeden elektriciteitsprijs en de kostprijzen van EUROSTAT staat ter hoogte van HOOFDSTUK 1 – punt 4.3.

### 2.3.2. Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

#### 2.3.2.1. Basisprijs

Voor de geïnjecteerde elektriciteit wordt uitgegaan van de gemiddelde ENDEX prijs, meer bepaald van de *year ahead* prijs. Voor het jaar 2018 wordt uitgegaan van de Cal 18 prijzen die bepaald zijn in juni 2017 (zie 4.1. Marktprijs elektriciteit bij verkoop in jaar 0, pagina 28).

#### 2.3.2.2. Procentuele afslag ten opzichte van de gemiddelde jaarprijs

De basisprijs die gebruikt wordt in de OT-berekeningen is een prijs voor een *base load* profiel. Het is de gemiddelde jaarprijs (*year ahead* Cal 18). Dat wil zeggen dat de stroom evenredig verdeeld wordt over de ganse dag. Stroom van PV-panelen wordt niet geproduceerd volgens een *base load* profiel.

Meer uitleg over de bepaling van de correctiefactor is terug te vinden ter hoogte van 1.3.2. Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0, op pagina 33. De procentuele afslag die op deze manier bepaald werd voor alle PV-installaties van categorie 2 en categorie 3 bedraagt **20,0%**.

#### 2.3.2.3. Injectietarief

De referentie-installatie van 400 kW AC vermogen valt in de categorie 26-1kV. Er wordt een gemiddelde berekend voor beide categorieën, namelijk 0,00136 €/kWh. Dit zijn de variabele injectiekosten. Er zijn ook vaste jaarlijkse injectiekosten, gemiddeld 391 € per jaar. Deze worden verrekend als een variabele injectiekost. Er wordt aangenomen dat het vermogen van de omvormer gemiddeld 90% bedraagt van het piekvermogen van de PV-installatie. Rekening houdend met 35% injectie komt dit neer op een variabele kost van 0,00280 €/kWh geïnjecteerde stroom. Samen geeft dit **een totale variabele injectiekost van 0,00416 €/kWh geïnjecteerde stroom**.

### 2.3.3. Specifieke investeringskost

De specifieke investeringskost van een PV-installatie van 400 kW AC vermogen omvat:
- De aankoop en de plaatsing van de zonnepanelen;
- De aankoop en de plaatsing van het montagesysteem;
- Bekabeling van de installatie;
- De aankoop en de plaatsing van de omvormers;
- Keuring van de installatie;
- Netaansluitingskosten (incl. netstudie);
- Kosten voor projectbegeleiding door studiebureau (optioneel).

De eigenaars of uitbaters van installaties in dienst genomen vanaf 1 januari 2016 werden bevraagd in 2016. Voor deze categorie ging het slechts over één installatie, en deze bleek daarenboven geplaatst te zijn in het jaar 2015. Omwille van het lage aantal installaties, zowel vorig jaar als dit jaar, bepalen we de investeringskost op basis van de kostprijzen van de installaties die bevraagd zijn de voorbije 2 jaar [VEA, 2016]. Er wordt aangenomen dat de kostprijzen het afgelopen jaar gedaald zijn, maar aangezien er geen nieuwe installaties geplaatst zijn, moeten we ons toch baseren op de prijzen van installaties die in de loop van 2015 geplaatst zijn. Omdat de prijzen voor grotere installaties minder variëren in functie van het vermogen en omdat er in zijn geheel minder installaties geplaatst zijn binnen categorie 3, worden alle vermogens binnen categorie 3 beschouwd. Op basis van deze gegevens hebben we de specifieke investeringskost vastgelegd op **1.040 €/kW$_{piek}$**. Dit bedrag is lager dan de waarde in het vorige rapport [VEA, 2016].

### 2.3.4. Vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0

Voor installaties in de categorie 250 kW < PV-installatie ≤ 750 kW worden onderhoudskosten in rekening gebracht. Omdat er zo weinig installaties geplaatst zijn de laatste jaren, en omdat er niet voor iedere installatie een onderhoudscontract is afgesloten, worden de operationele kosten bepaald op basis van de gegevens over installaties die verzameld werden in 2015, 2016 en dit jaar [VEA, 2015b; VEA, 2016]. De kostprijzen worden geïndexeerd om rekening te houden met de inflatie. Enkel die installaties werden geselecteerd waarvoor de kostprijs van het onderhoudscontract (*all-in*) gekend was, exclusief kosten voor het kuisen van de panelen en exclusief het vervangen van defecte omvormercomponenten. De kostprijs is bepaald op basis van gegevens over 4 installaties. De operationele kostprijs wordt bepaald als de mediaan van deze 4 gegevens: **10,4 €/kW$_{piek}$.**

### 2.3.5. Vervangingsinvestering omvormers

De gemiddelde periode voor vervanging wordt ingeschat op 12 jaar. Er wordt aangenomen dat deze kost niet gewijzigd is ten opzichte van eind 2012. Recentere kostengegevens konden niet verzameld worden via de laatste marktbevraging. Daarom wordt dezelfde aanname gebruikt als in het VEA-rapport 2012 [VEA, 2013a]: 149 €/kW$_{piek}$. De vervangingsinvestering wordt ingevoerd in het model als een kost per kW$_{piek}$.

## 2.4. BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

| **Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 3** | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 42,8 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | **0,441** |

Tabel 7: Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 3

# 3. WINDENERGIE OP LAND, MET EEN BRUTO NOMINAAL VERMOGEN > 10 KWE EN ≤ 4 MWE (GS CAT. 4)

## 3.1. KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

Voor de bepaling van de referentie-installatie voor deze categorie worden gegevens van het bestaande productiepark gebruikt. Gezien de economische situatie van de laatste jaren, kan ervan worden uitgegaan dat alleen de meest kostenefficiënte projecten gerealiseerd zijn.

Wat de referentie-installaties betreft, wordt het vermogen overgenomen van het vorige VEA-rapport [VEA, 2014b]. Ondertussen is de situatie niet veranderd. Turbines van **2 à 2,5 $MW_e$** blijven in Vlaanderen de meest voorkomende turbines, maar het aandeel van turbines van **3 à 3,5 $MW_e$** neemt wel toe. Alle turbines worden meegenomen in de analyse, ongeacht het vermogen (voor zover het vermogen ≤ 4 $MW_e$ is). Het vermogen van de referentie-installatie is geen weerspiegeling van het vermogen van de windturbines waarop de parameterwaarden gebaseerd zijn. De OT zou ook niet veranderen als er een ander vermogen zou ingevuld worden in de berekening.

## 3.2. BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 3.2.1. Jaarlijks aantal vollasturen

Er wordt een gemiddeld aantal equivalente vollasturen bepaald voor gans Vlaanderen.

Om het gemiddeld aantal equivalente vollasturen te bepalen, werd gekeken naar de GSC die werden toegekend tijdens de voorbije vijf jaar, zoals vastgelegd in het Energiebesluit. Bijlage III/1 van het Energiebesluit bepaalt dat enkel turbines met een vermogen > 1,5 MW mogen in rekening gebracht worden en dat windturbines met een aantal vollasturen dat lager ligt dan 30% onder het aldus berekende gemiddelde, vervolgens uit de berekening geschrapt moeten worden. Op basis van de resterende data wordt het uiteindelijke gemiddelde bepaald.

In de eerste plaats worden de vollasturen bepaald van windparken die de voorbije 5 jaar normaal hebben gewerkt. De vollasturen worden per jaar berekend. Uit deze gegevens wordt een “windfactor” afgeleid die gelijk is aan de verhouding tussen de gemiddelde vollasturen over de afgelopen 5 jaar en de vollasturen van het voorbije jaar. Vermenigvuldiging van deze windfactor met de vollasturen van het voorbije jaar 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 5 jaar representatief is voor een gemiddeld windjaar).

Voor de bepaling van het aantal vollasturen voor deze OT-berekening wordt uitgegaan van statistieken over toegekende certificaten tot en met september 2016. Recentere gegevens zijn momenteel niet beschikbaar. Enkel turbines die “normaal” produceren in de periode startende vanaf 1 oktober 2015 en die maximaal 5 jaar oud zijn, dat wil zeggen ten laatste in dienst genomen in april 2012, 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.

Door enkel uit te gaan van recente turbines, zal in de toekomst ook rekening kunnen gehouden worden met:
- de invloed van de strenger wordende milieuwetgeving (VLAREM);
- verbeteringen in het rendement van de turbines;
- de impact van de lokalisatie van de nieuwe turbines.

Via bovenstaande methode werd een gemiddeld **jaarlijks aantal vollasturen** bepaald van **2.250 uren**. Dit is een beperkte stijging ten opzichte van vorig jaar toen uitgegaan werd van 2230 uren.

### 3.2.2. Aandeel eigenverbruik

Het **aandeel eigenverbruik** van de referentie-installatie is gelijk aan **0,0%**. Het aantal equivalente vollasturen werd immers bepaald aan de hand van het aantal uitgereikte GSC en het eigen verbruik 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 niet gecorrigeerd. Het verbruik van deze elektriciteit wordt wel in rekening gebracht bij de vaste operationele kosten.

### 3.2.3. Bepaling van de zelfafname

De aannames voor het **aandeel zelfafname** wordt vastgelegd in het Energiebesluit. Voor windturbines wordt uitgegaan van **100% injectie**.

### 3.2.4. Constructieperiode

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

## 3.3. BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 3.3.1. Algemene werkwijze om de financiële parameters vast te leggen

Het VEA past een eenduidige werkwijze toe om de financiële parameters voor de referentie-installatie 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 eind december 2016, wordt een lijst gemaakt van alle windparken die in dienst genomen zijn in 2016. Alle windparken, in dienst genomen in 2016 en bekend bij het VEA, worden meegenomen.
- 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), de afmetingen van de windturbines (masthoogte en rotordiameter) en eventuele speciale omstandigheden (die een hogere of lagere kostprijs kunnen verklaren);
- Om te verzekeren dat de verschillende eigenaars of uitbaters vergelijkbare kosten opgeven, werd een sjabloon opgemaakt. In dit sjabloon wordt in detail omschreven welke kosten allemaal in rekening gebracht moeten worden. Er is een sjabloon voor de investeringskost en een sjabloon voor de onderhoudskost;
- Voor alle windparken geldt een verplichting om deze informatie aan te leveren;
- Vorig jaar [VEA, 2016] werden alle PPA's (contract voor de verkoop van de geïnjecteerde stroom) van alle bestaande windparken opgevraagd. Deze dataset werd geactualiseerd en uitgebreid met PPA's van bijkomende nieuwe windparken;
- Voor alle gevraagde financiële informatie was gevraagd om deze voor 100% te onderbouwen via facturen en contracten. Niet alle kosten kunnen op die manier onderbouwd worden. In ieder geval moet uitgelegd worden hoe de kost bepaald werd;
- Voor elk van de parameters die bepaald moeten worden beschikken we over een beperkt aantal gegevens. De gegevens worden steeds op de aanwezigheid van statistische uitschieters (aan de hand van de interkwartielafstand) onderzocht. Vervolgens nemen we de mediaan van de resterende gegevens als middelste waarde van de dataset.

### 3.3.2. Specifieke investeringskost

We hebben voor de windparken in dienst genomen in 2015 gevraagd 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.

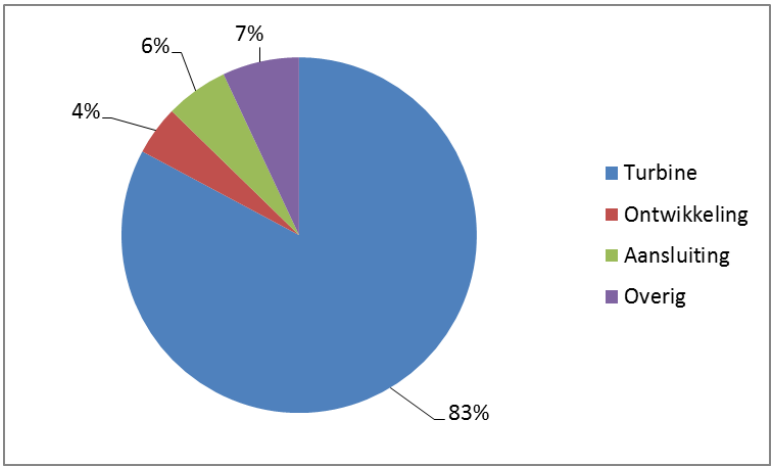
De "andere kosten" die opgegeven moeten worden (bij verschillende van de kostenposten) zijn verder omschreven in de sjabloon, zodat ook voor deze kosten duidelijk is welke kosten waar in rekening gebracht moeten worden.

De grootste kost is voor alle windparken de windturbine zelf, hoewel zelfs daarvoor de aandelen in de totale kostprijs aanzienlijk variëren, namelijk van 70% tot 88% van de totale investeringskost. Ook de andere "kostenposten" hebben een opmerkelijke variatie in aandeel:

- Ontwikkelingskosten: van 1% tot en met 16% van de totale investeringskost;
- Elektrische aansluiting: van 1% tot en met 17% van de totale investeringskost;
- Overige kosten: van 1% tot en met 14% van de totale investeringskost.

Een hoog of laag aandeel staat daarom nog niet gelijk aan respectievelijk hoge of lage absolute kosten. De aandelen zijn immers relatief ten opzichte van de totale investeringskost.

Op basis van de mediaan van het aandeel per kostenpost en een omrekening naar 100%, wordt een "middelste" verdeling berekend van de investeringskost over de verschillende kostenposten. Deze verdeling wordt ook bekomen op basis van de medianen van elk van de deelkosten. De resulterende verdeling is weergegeven in Figuur 3.




Figuur 3: Verdeling van de investeringskost voor windenergie (cat 4) over de verschillende kostenposten.

Naast de windturbine (kost van de turbines + kost voor fundering & subfundering) blijkt de netaansluiting een relatief belangrijke bijdrage te leveren tot de totale investeringskost. Vorig jaar [VEA, 2016] was het aandeel van de windturbine kleiner (80%) en het aandeel van projectontwikkeling groter (7%). Het is echter moeilijk om te spreken van trends. Het is mogelijk dat de verdeling volgend jaar opnieuw anders is.

In totaal werden de gegevens opgevraagd en ontvangen van 17 windparken. Er was één uitschieter (de investeringskost was net te hoog), die verwijderd is uit de dataset voor de bepaling van de mediaan. Op basis van deze data werd een investeringskost bepaald van **1.310 €/kW**. Vorig jaar was de investeringskost iets hoger, namelijk 1.360 €/kW. De range van investeringskosten die als "normaal" worden beschouwd op basis van deze marktbevraging gaat van 990 €/kW tot en met 1730 €/kW.

### 3.3.3. Vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0

Op basis van gegevens over dezelfde 17 windparken die in dienst genomen zijn in 2016 werd een operationele kost bepaald voor de referentie-installatie, rekening houdend met de variabele kosten, de vaste kosten en het recht van opstal.

Ook voor de onderhoudskosten werd een sjabloon ontwikkeld. Voor de vaste en variabele onderhoudskosten wordt telkens een onderscheid gemaakt tussen:
- Onderhoudskosten;[8]
- Exploitatiekosten;[9]
- Verplichte studies na bouw park (geluidstudie, keuringen, eventueel andere);
- *Landlease* kosten;[10]
- 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 5000 €/windturbine[11]. 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.

Voor de variabele operationele kosten werd eerst een omrekening gemaakt naar vaste kosten op basis van het aantal opgegeven vollasturen, i.e. ofwel de werkelijke draaiuren van het eerste jaar productie ofwel de P50-waarde van de windstudie die uitgevoerd werd voor het windpark. Op die manier kon voor ieder windpark een totale operationele kost bepaald worden die uitgedrukt wordt als een vaste kost. Op basis van deze cijfers is nagegaan of er statistische uitschieters in de dataset zaten. Er bleken geen uitschieters in de dataset te zitten. De mediaan hiervan komt op **39,9 €/kW**. Vorig jaar hebben we in eerste instantie de injectiekosten mee opgenomen in de operationele kost. Omdat de injectiekosten in 2017 nu net sterk gewijzigd zijn, hebben we deze operationele kost (45,3 €/kW) opgedeeld in een gemiddelde injectiekost en een gemiddelde vaste operationele kost excl. injectiekosten. Deze vaste operationele kost excl. injectiekosten bedraagt 40,2 €/kW. Dat wil zeggen dat de operationele kost dit jaar weinig verschilt van de operationele kost die vorig jaar is gebruikt.

### 3.3.4. Inkomst uit geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

Voor de geïnjecteerde elektriciteit wordt uitgegaan van de gemiddelde ENDEX prijs, meer bepaald van de *year ahead* prijs. Voor het jaar 2018 wordt uitgegaan van de Cal 18 prijs die bepaald is in juni 2017 (zie 4.1. Marktprijs elektriciteit bij verkoop in jaar 0, pagina 28).

Elektriciteit van windenergie krijgt niet de volledige ENDEX *year ahead* prijs omwille van volgende redenen:

---

[8] Onderhoudscontract met windturbine leverancier, andere onderhoudscontracten met derden mbt onderhoud windturbine (keuringen ed.), vervanging onderdelen, onderhoudscontracten cabines, onderhoudscontracten wegenis, onderhoudscontract ijsdetectie & veilige opstart.

[9] 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.

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

[11] Het recht van opstal bedraagt 2,2 euro/kW: er wordt uitgegaan van het maximale bedrag van 5.000 euro per jaar dat volgens het Energiebesluit mag verrekend worden.

- 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 de tijdstippen, zal de prijs lager zijn dan gemiddeld.

Vorig jaar werden alle eigenaars of uitbaters van windparken in Vlaanderen bevraagd via de marktbevraging. Er werd gevraagd om alle **power purchase agreements** (PPA's) op te sturen voor bestaande windparken. Dit jaar werden deze eigenaars of uitbaters opnieuw bevraagd. Nu 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 vorig jaar passen we een methodologie toe die het resultaat is van intensief overleg met de sector [VEA, 2016]. We gaan uit van de Cal 18 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. Deze factor zou toenemen naarmate het vermogen van windturbines in Vlaanderen toeneemt. Daarom gebruiken we de factor voor het meest recente jaar. Voor dit rapport is de factor bepaald op basis van productiegegevens die gedownload zijn op 10 mei 2017. Op basis van deze gegevens was de gemiddelde BELPEX tijdens uren dat windenergie werd geproduceerd 4,65% lager dan de algemeen gemiddelde BELPEX. Vorig jaar was het verschil groter, namelijk 7,8%. Voor contracten op basis van de BELPEX wordt de formule bijgevolg toegepast op de Cal 18 die verlaagd is met 4,65% en niet op de volledige Cal 18.

Vorig jaar werd de afslag bepaald als de mediaan over de windparken die steun krijgen onder het nieuwe steunmechanisme. Ter controle werd ook de afslag bepaald aan de hand van alle windparken in dienst genomen vanaf 2013 omdat er dan meer gegevens zijn. Beide sets van gegevens kwamen uit op dezelfde afslag [VEA, 2016]. Dit jaar bepalen we de PPA op basis van de windparken die steun krijgen onder het nieuwe steunmechanisme. Het resultaat is **9,63%.** Vorig jaar was de afslag iets lager, namelijk 9,0%.

De berekende afslag wordt eveneens gebruikt voor de actualisatie van de bandingfactoren van lopende projecten. Omdat lopende projecten niet jaarlijks een nieuw PPA afsluiten, wordt ervoor gekozen om de komende jaren telkens uit te gaan van de windparken die onder het nieuwe steunmechanisme vallen. Deze dataset wordt enerzijds ieder jaar uitgebreid met PPA's van bijkomende nieuwe windparken. Anderzijds worden de PPA's indien nodig geactualiseerd. Deze berekeningsmethode zorgt er naar alle waarschijnlijkheid voor dat de afslag niet sterk zal variëren de komende jaren.

//////////////

# 4. BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

| **Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 4** | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 61,0 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | **0,629** |

Tabel 8: Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 4

# HOOFDSTUK 3.
# BIOGASINSTALLATIES

Voor installaties met een startdatum vanaf 2018 zijn de projectcategorieën voor biogas, zowel voor groenestroom als voor warmte-krachtkoppeling gewijzigd (zie Besluit van de Vlaamse Regering houdende wijziging van het Energiebesluit van 19 november 2010, wat betreft technische wijzigingen van de certificatentoekenning en de invoering van biomassacertificatie, van duurzaamheidscriteria voor vaste en gasvormige biomassa en van ILUC-voorwaarden, ofwel het duurzaamheidsbesluit). Voor installaties met een startdatum tot en met 2017 zijn er 30 projectcategorieën biogas (zowel groenestroom als warmte-krachtkoppeling). Voor installaties met een startdatum vanaf 2018 zijn er slechts 11 projectcategorieën (zowel groenestroom als warmte-krachtkoppeling). Hieronder wordt weergegeven in Tabel 9 en Tabel 10 wat de projectcategorieën zijn voor installaties met een startdatum vóór 2018 en voor installaties met een startdatum vanaf 2018. Het komt er op neer dat agrarische en industriële vergisters van 2018 één categorie geworden zijn, dat rioolwaterzuiveringsslib geschrapt wordt wegens negatieve bandingfactor (zowel WKK als GS), stortgas enkel nog een categorie heeft voor nieuwe en ingrijpende wijzigingen van warmte-krachtinstallaties en dat er enkel nog grootschalige projectcategorieën zijn boven de 5$MW_e$ voor agrarische/industriële vergisters aangezien er geen potentieel is voor de andere technologieën boven de 5 $MW_e$. Bovendien is het zo dat voor installaties met een startdatum vanaf 2018 de ondergrens pas begint bij > 10 $kW_e$.

| nr | Projectcategorie | Technologie | Vermogen |
|---|---|---|---|
| 1 | GS cat 5 | Agrarische vergisters | 0-5 $MW_e$ |
| 2 | GS cat 6 | GFT vergisters | 0-5 $MW_e$ |
| 3 | GS cat 7 | Stortgas | 0-5 $MW_e$ |
| 4 | GS cat 8 | RWZI-slib | 0-5 $MW_e$ |
| 5 | GS cat 9 | Overige vergisters | 0-5 $MW_e$ |
| 6 | GS cat 10 | Agrarische vergisters | >5$MW_e$ – 20 $MW_e$ |
| 7 | GS cat 11 | GFT vergisters | >5$MW_e$ – 20 $MW_e$ |
| 8 | GS cat 12 | Stortgas | >5 $MW_e$ – 20 $MW_e$ |
| 9 | GS cat 13 | RWZI-slib | >5 $MW_e$ – 20 $MW_e$ |
| 10 | GS cat 14 | Overige vergisters | >5 $MW_e$ – 20 $Mw_e$ |
| 11 en 12 | WKK cat 5a1 en 5b1 | Agrarische vergisters<br>a: nieuw; b: ingrijpende wijziging | 0-5$MW_e$ |
| 13 en 14 | WKK cat 5a2 en 5b2 | GFT vergisters<br>a: nieuw; b: ingrijpende wijziging | 0-5 $MW_e$ |
| 15 en 16 | WKK cat 5a3 en 5b3 | Stortgas<br>a: nieuw; b: ingrijpende wijziging | 0-5 $MW_e$ |
| 17 en 18 | WKK cat 5a4 en 5b4 | RWZI-slib<br>a: nieuw; b: ingrijpende wijziging | 0-5 $MW_e$ |
| 19 en 20 | WKK cat 5a5 en 5b5 | Overige vergisters<br>a: nieuw; b: ingrijpende wijziging | 0-5 $MW_e$ |
| 21 en 22 | WKK cat 6a1 en 6b1 | Agrarische vergisters<br>a: nieuw; b: ingrijpende wijziging | >5$MW_e$ – 20 $MW_e$ |
| 23 en 24 | WKK cat 6a2 en 6b2 | GFT vergisters<br>a: nieuw; b: ingrijpende wijziging | >5$MW_e$ – 20 $MW_e$ |
| 25 en 26 | WKK cat 6a3 en 6b3 | Stortgas<br>a: nieuw; b: ingrijpende wijziging | >5$MW_e$ – 20 $MW_e$ |
| 27 en 28 | WKK cat 6a4 en 6b4 | RWZI-slib<br>a: nieuw; b: ingrijpende wijziging | >5$MW_e$ – 20 $MW_e$ |
| 29 en 30 | WKK cat 6a5 en 6b5 | Overige vergisters<br>a: nieuw; b: ingrijpende wijziging | >5$MW_e$ – 20 $MW_e$ |

Tabel 9 : Projectcategorieën biogas groenestroom en warmte-krachtkoppeling voor installaties met een startdatum vóór 2018

| nr | Projectcategorie | Technologie | Vermogen |
|---|---|---|---|
| 1 | GS cat 5/1 | Agrarische/industriële vergisters | >10kW$_e$ – 5 MW$_e$ |
| 2 | GS cat 6/1 | GFT vergisters | >10kW$_e$ – 5 MW$_e$ |
| 3 | GS cat 10/1 | Agrarische/industriële vergisters | >5 MW$_e$ – 20 MW$_e$ |
| 4 en 5 | WKK cat 5/1.a.1 en WKK cat 5/1.b.1 | Agrarische/industriële vergisters<br>a: nieuw; b: ingrijpende wijziging | >10kW$_e$ – 5 MW$_e$ |
| 6 en 7 | WKK cat 5/1.a.2 en WKK cat 5/1.b.2 | GFT vergisters<br>a: nieuw; b: ingrijpende wijziging | >10kW$_e$ – 5 MW$_e$ |
| 8 en 9 | WKK cat 5/1.a.3 en WKK cat 5/1.b.3 | Stortgas<br>a: nieuw; b: ingrijpende wijziging | >10kW$_e$ – 5 MW$_e$ |
| 10 en 11 | WKK cat 6/1.a en WKK cat 6/1.b | Agrarische/industriële vergisters<br>a: nieuw; b: ingrijpende wijziging | >5 MW$_e$ – 20 MW$_e$ |

Tabel 10 : Projectcategorieën biogas groenestroom en warmte-krachtkoppeling voor installaties met een startdatum vanaf 2018

# 1. NIEUWE BIOGASINSTALLATIES > 10 KW$_E$ EN ≤ 5 MW$_E$ VOOR VERGISTING VAN MEST- EN/OF LAND- EN TUINBOUWGERELATEERDE STROMEN OF VAN ANDERE BIOLOGISCHE STOFFEN OF AFVALSTOFFEN, MET UITSLUITING VAN BIOGASINSTALLATIES OP STORTGAS, BIOGASINSTALLATIES MET VERGISTING VAN AFVALWATER, AFVALWATERZUIVERINGSSLIB, RIOOLWATER OF RIOOLWATERZUIVERINGSSLIB EN BIOGASINSTALLATIES VOOR GFT-VERGISTING BIJ EEN BESTAANDE COMPOSTERINGSINSTALLATIE (GS CAT. 5/1)

## 1.1. KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE: INTERNE VERBRANDINGSMOTOR VAN 2.800 KW$_E$ OP 100% BIOGAS

Voor de bepaling van de referentie-installatie voor deze categorie worden gegevens van het bestaande productiepark gebruikt. Gezien de economische situatie van de laatste jaren, kan ervan worden uitgegaan dat alleen de meest kostenefficiënte projecten gerealiseerd zijn.

Op basis van de gegevens die bij het Vlaamse Energieagentschap beschikbaar zijn in het kader van de opvolging van certificaatgerechtigde groenestroominstallaties wordt gekozen voor een biogasinstallatie inclusief warmte-krachtkoppeling (interne verbrandingsmotor) op 100% biogas, met een bruto vermogen van **2.800 kW$_e$**.

## 1.2. BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 1.2.1. Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Het bruto elektrisch en netto thermisch rendement van de referentie-installatie in deze categorie wordt bepaald op basis van gegevens die bij het Vlaams Energieagentschap beschikbaar zijn in het kader van de opvolging van certificaatgerechtigde groenestroominstallaties. Enkel gegevens van installaties die representatief zijn voor de referentie-installatie worden gebruikt (biogasinstallaties op 100% biogas, in dienst vanaf 2011, exclu-

sief micro- en pocketvergisters, waarvoor voldoende productiegegevens beschikbaar zijn). Het **bruto elektrisch rendement** van deze installatie is gelijk aan **42,7%** en het **netto thermisch rendement** is gelijk aan **50,4%**.

Voor de referentie-installatie op biogas is het **Vlaams elektrisch referentierendement 42%** en het **Vlaams thermisch referentierendement 70%**, overeenkomstig het ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie op biogas is **39,7%** (na correctie voor klimaatomstandigheden en voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is **80%** (warm water als nuttige warmte). Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan 41,7%. Dit betekent dat de WKK-installatie voldoet aan de voorwaarden voor een kwalitatieve WKK-installatie, overeenkomstig het bepaalde in bijlage I van het Energiebesluit. De WKK-installatie heeft bijgevolg recht op steun via warmte-krachtcertificaten.

### 1.2.2. Jaarlijks aantal vollasturen

Het **jaarlijks aantal vollasturen** van de referentie-installatie in deze categorie wordt bepaald op basis van gegevens die bij het Vlaams Energieagentschap beschikbaar zijn in het kader van de opvolging van certificaatgerechtigde groenestroominstallaties. Enkel gegevens van installaties die representatief zijn voor de referentie-installatie worden gebruikt (biogasinstallaties op 100% biogas, in dienst vanaf 2011, exclusief micro- en pocketvergisters, waarvoor voldoende productiegegevens beschikbaar zijn). Het jaarlijks aantal vollasturen is gelijk aan **7.770 uren**. Hierbij werd rekening gehouden met een verminderd aantal vollasturen gedurende het eerste exploitatiejaar.

### 1.2.3. Aandeel eigenverbruik

Het aandeel eigenverbruik van de referentie-installatie in deze categorie wordt bepaald op basis van gegevens die bij het Vlaams Energieagentschap beschikbaar zijn in het kader van de opvolging van certificaatgerechtigde groenestroominstallaties. Enkel gegevens van installaties die representatief zijn voor de referentie-installatie worden gebruikt (biogasinstallaties op 100% biogas, in dienst vanaf 2011, exclusief micro- en pocketvergisters, waarvoor voldoende productiegegevens beschikbaar zijn). **Het aandeel eigenverbruik ($EV_{EL}$)** bestaat uit het elektrisch verbruik voor de voorbehandeling van het biogas en de vergister, voor de digestaatnabehandeling en voor de hulpdiensten van de WKK, en wordt vastgelegd op **11,4%.** Het deel van de bruto elektriciteitsproductie dat niet in aanmerking komt voor groenestroomcertificaten aanvaardbaar voor de certificatenverplichting **($EV_{GSC}$** ), bestaat uit het elektrisch verbruik voor de hulpdiensten van de WKK-installatie, voor de vergister en voorbehandeling van het biogas (enkel het niet-BBT deel) en voor de transportenergie tot aan het Vlaams Gewest, en wordt vastgelegd op **3,94%**.

Voor de inkomsten uit warmte-krachtcertificaten (zie hieronder paragraaf 1.3.5) is het bij de WKB berekening echter ook nodig dat we het eigenverbruik van de WKK-installatie kennen. Dit wordt overgenomen van de WKK categorie 5/1.a.1 (zie paragraaf 1.2.3 van HOOFDSTUK 5). Dit komt neer op **EVel,wkk van 2,09%**.

### 1.2.4. Constructieperiode

De **constructieperiode ($T_c$)** voor biogasinstallaties (inbegrepen WKK en naverwerking), gedefinieerd als de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname, wordt vastgelegd op **1 jaar**.

## 1.3. BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 1.3.1. Specifieke investeringskost

**De specifieke investeringskost** wordt vastgelegd op **3.800 €/kW$_e$**, op basis van gegevens van de marktbevraging 2016 en 2017 van representatieve installaties. Biogasinstallaties in dienst genomen vanaf 2013 werden bevraagd voor de specifieke investeringskost.

Deze kost bestaat uit de investeringskost voor het opslaan van de inputstromen, het voorbehandelen van de inputstromen, de anaerobe vergisting van de biomassa, de voorbehandeling van het biogas, de WKK-installatie, digestaatnabehandeling, ontwikkelingskosten en andere kosten, zoals bv. aansluitingskosten. De kost werd eerst bepaald excl. de digestaatnabehandelingskost, gezien niet alle installaties een representatieve methode van digestaatnabehandeling toepassen. Daarna werd een kost bepaald voor deze digestaatnabehandeling. De som van beide vormt de totale specifieke investeringskost. Via de marktbevraging 2016 werden enkel representatieve gegevens verkregen voor de behandeling van de dunne fractie digestaat. Representatieve kosten voor de behandeling van de dikke fractie digestaat werden verkregen via de marktbevraging 2017.

### 1.3.2. Vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0

De **vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0** worden vastgelegd op **423 €/kW$_e$**, op basis van de gegevens van de jaren 2014 en 2015, verkregen via de marktbevraging 2016 van de representatieve installaties, en van het jaar 2016, verkregen via de marktbevraging 2017 van de representatieve installaties. Enkel de biogasinstallaties in dienst genomen vanaf 2013 werden bevraagd tijdens de marktbevraging 2016 en enkel de nog niet bevraagde nieuw biogasinstallaties tijdens de marktbevraging 2016 werden bevraagd tijdens de marktbevraging 2017. Het gemiddelde van de vaste kosten werd genomen voor de jaren 2014, 2015 en 2016. Deze kosten bestaan uit de onderhoudskosten, kosten voor het vervangen van onderdelen, verzekeringskosten, administratieve kosten, personeelskosten, verbruiksgoederen, opstartkosten, eventuele andere brandstofkosten en overige operationele kosten.

### 1.3.3. Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0** wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2017. Er wordt verondersteld dat een interne verbrandingsmotor van 2.800 kW$_e$ aangesloten wordt op het 1-26 kV net. Op dit net is het injectietarief gelijk aan **0,00138 €/kWh**. Dit gemiddelde is bepaald op basis van de distributienettarieven van de 7 netbeheerders onder EANDIS en de 4 netbeheerders onder INFRAX en bevat zowel het variabele als het vaste deel van het injectietarief.

### 1.3.4. Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

Gezien de vrijgekomen warmte van de WKK-motor wordt gebruikt bij het vergistingsproces als BBT-gerelateerde verwerking van mest en organische biologische afvalstromen wordt de marktwaarde van de nuttige warmte niet in rekening gebracht bij de bepaling van de onrendabele top voor groene stroom.

### 1.3.5. Inkomsten uit warmte-krachtcertificaten

Uit paragraaf 1.4 van HOOFDSTUK 5 blijkt dat de bandingfactor voor warmte-krachtbesparing bij elektriciteitsproductie via verbranding van biogas uit de vergisting van mest- en/of land- en tuinbouwgerelateerde stromen of van andere biologische stoffen of afvalstoffen groter is dan 1. Er wordt daarom een waarde van **35 €/MWh warmte-krachtbesparing** meegerekend bij de bepaling van de onrendabele top voor groene stroom.

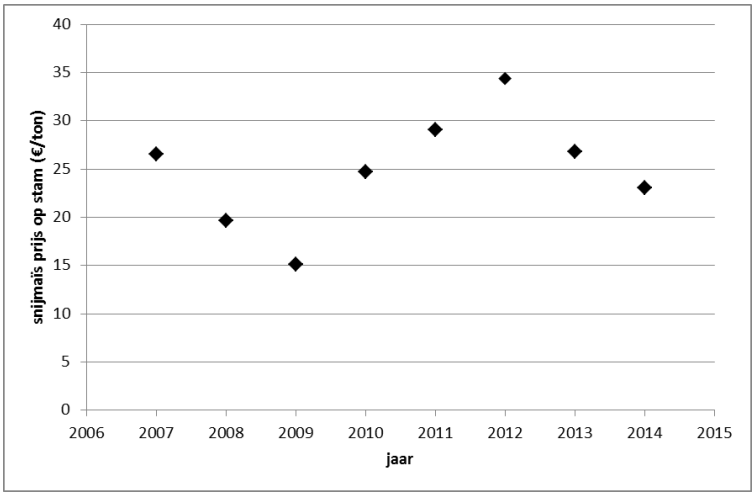
### 1.3.6. Ingaande stoffen

De ingaande stoffen van de agrarische of industriële vergister zijn mest, maïs en organisch biologisch afval (OBA). De OBA-kost wordt bepaald op basis van de gegevens van 2013, 2014 en 2015, verkregen via de marktbevraging 2016 en 2017 van de representatieve installaties en bedraagt 19,3 €/ton (gemiddelde van 2013, 2014 en 2015). Dit is een veel lager cijfer dan het rapport 2016 [VEA, 2016] aangezien voorheen gewerkt werd

met de gemiddelde OBA prijs per installatie. Vanaf het rapport 2017 wordt echter gewerkt met een gewogen gemiddelde OBA prijs per installatie. De gegevens van 2013 en 2014 werden hiervoor ook gecorrigeerd.

Aangezien de hoeveelheden per inputstroom en per leverancier voor het jaar 2016 (de zogenaamde inputstroomtabellen die worden aangeleverd aan het VEA) op het moment van de marktbevraging 2017 nog niet voor alle installaties beschikbaar waren, werden daarom de recentste definitieve gegevens opgevraagd, namelijk voor het jaar 2015. Voor de OBA-prijs wordt een jaarlijkse stijging verondersteld van 2,00%, op basis van de algemene waarde voor inflatie (zie HOOFDSTUK 1). De mestprijs wordt eveneens bepaald op basis van de gegevens van 2013, 2014 en 2015, verkregen via de marktbevraging 2016 en 2017 van de representatieve installaties en bedraagt -5,38 €/ton (gemiddelde van 2013, 2014 en 2015). Hier werd eveneens gerekend met een gewogen gemiddelde mestprijs per installatie. Er wordt aangenomen dat de mestprijs verder stabiel zal blijven, of m.a.w. dat er een jaarlijkse stijging van 0% wordt aangenomen. Voor maïs wordt de kostprijs door gebrek aan cijfers van de afdeling monitoring en studie van het departement Landbouw en Visserij voor snijmaïs op stam dit jaar gebaseerd op de gegevens verkregen via de marktbevraging 2017. Dit zijn dus de maïsprijzen voor het jaar 2015, inclusief transportkosten, verhandelingskosten en loonwerkkosten. De prijs van de maïs op stam schommelde in het verleden sterk tussen 2007 en 2014 (zie Figuur 4) met een verschil tussen de minimum- en maximumwaarde van 20 €/ton. Voor de bepaling van de maïsprijs wordt verondersteld dat dit periodiek verloop in de toekomst verder wordt voortgezet. Ook voor de maïsprijs moet echter een prijs voor jaar 0 bepaald worden en een jaarlijkse index. De maïsprijs wordt voor dit rapport verondersteld gelijk te zijn aan de prijs voor 2015 bepaald via de marktbevraging 2017 met een index van 0%.

De aandelen van de verschillende ingaande stoffen (percentage ten opzichte van de totale hoeveelheid input) worden bepaald aan de hand van de marktbevraging 2016 en 2017 (gemiddelde van 2013, 2014 en 2015) van de representatieve installaties. Tijdens het stakeholderoverleg van het ontwerprapport 2017 werd opgemerkt door Vlaco vzw dat hun cijfers op basis van de inputregisters in de lijn liggen met de gegevens van de marktbevraging. In Tabel 11 wordt een overzicht gegeven per ingaande stof (maïs, mest en OBA), wat hun aandeel is ten opzichte van de totale inputhoeveelheid, de hoeveelheid (in ton/jaar), de prijs (in €/ton) en de jaarlijkse index. De totale hoeveelheid ingaande stof die ingevuld wordt in het OT-model bedraagt **54.300 ton** met een gewogen gemiddelde prijs van **14,7 €/ton.**




Figuur 4: Evolutie van de prijs van snijmaïs op stam (€/ton) in functie van de tijd (J. Deuninck, afdeling Monitoring en Studie, e-mail, 4 mei 2016).

| | Aandeel (%) | Input (ton/j) | Prijs (€/ton) 2016 | Index (%) |
|---|---|---|---|---|
| Maïs | 9,49% | 5.155 | 36,5 | 0,00% |
| Mest | 25,4% | 13.794 | -5,38 | 0,00% |
| OBA | 65,1% | 35.351 | 19,3 | 2,00% |
| Totaal | 100,0% | **54.300** | **14,7** | **0,500%** |

Tabel 11: Ingaande stoffen bij agrarische en industriële vergisters.

Zoals hierboven beschreven is het duidelijk dat de verschillende ingaande stoffen van de agrarische en industriële vergisters sterk van elkaar verschillen qua kostprijs en qua veronderstelde evolutie van de kostprijs in de tijd. Daarom werd een methodologie ontwikkeld zodanig dat de kostprijs van de ingaande stoffen ($KO_{IS,t}$) in het OT model wordt berekend als de som van de kosten/opbrengsten van de afzonderlijke componenten mest, maïs en OBA, elk met hun eigen index.

De formule die gehanteerd wordt om de kosten/opbrengsten te berekenen van de ingaande stoffen wordt in bijlage III/1 van het Energiebesluit als volgt gedefinieerd:

$$KO_{IS,t} = M_{IS}\ x\ PO_{IS}\ x\ (1 + i_{IS})^t$$

waarbij $M_{IS}$ de hoeveelheid (massa) ingaande stoffen op jaarbasis bedraagt in ton; $PO_{IS}$ de kosten of opbrengsten aan ingaande stoffen per ton in jaar 0, inclusief de financieringskosten voor de aankoop van ingaande stoffen in €/ton en $i_{IS}$ de verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktprijs van de ingaande stoffen.

In het verleden werd een gewogen gemiddelde index in het OT model ingegeven. Sinds het definitief VEA-rapport 2014/1 [VEA, 2014b] wordt gebruik gemaakt van de uitdrukking voor $i_{IS}$ zodanig dat de kostprijs/opbrengst van de ingaande stromen wordt berekend als de som van de afzonderlijke componenten, elk met hun eigen index:

$$KO_{IS,t} = M_{IS,1}\ x\ PO_{IS,1}\ x\ (1 + i_{IS,1})^t + M_{IS,2}\ x\ PO_{IS,2}\ x\ (1 + i_{IS,2})^t + M_{IS,3}\ x\ PO_{IS,3}\ x\ (1 + i_{IS,3})^t$$

waarbij de indices 1, 2 en 3 verwijzen naar de drie afzonderlijke componenten van de agrarische vergister, nl. mest, maïs en OBA. De parameters $i_{IS}$ is bijgevolg gelijk aan:

$$i_{IS} = \left(\frac{M_{IS,1}\ x\ PO_{IS,1}\ x\ (1 + i_{IS,1})^t + M_{IS,2}\ x\ PO_{IS,2}\ x\ (1 + i_{IS,2})^t + M_{IS,3}\ x\ PO_{IS,3}\ x\ (1 + i_{IS,3})^t}{M_{IS} x\ PO_{IS}}\right)^{\frac{1}{t}} - 1$$

Deze formule is afhankelijk van de tijd. In het OT model moet de verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering gegeven worden. Wanneer $\mathbf{i_{IS}}$ berekend wordt doorheen de jaren t op basis van de gegevens die vermeld worden in Tabel 11, wordt een gemiddelde index van **0,500%** bekomen.

### 1.3.7. Uitgaande stoffen

De digestaatnaverwerking wordt mee opgenomen in de bepaling van de onrendabele top. De procesketen werd overgenomen van rapport 2016 [VEA, 2016]. Hierbij gaan we uit dat het ruwe digestaat volledig mechanisch wordt gescheiden in een dunne fractie die biologisch nabehandeld wordt en wordt uitgereden op het land, en een dikke fractie die gedroogd wordt door middel van de beschikbare warmte uit de bio-WKK tot 85% droge stof gehalte.

Via de marktbevraging 2016 werden gegevens opgevraagd voor het drogen van de dikke fractie digestaat voor de jaren 2013 en 2014. Deze prijzen varieerden tussen 21,5 €/ton kostprijs tot 25 €/ton opbrengst. De gege-

vens voor het jaar 2015 werden opgevraagd via de marktbevraging van 2017. De prijzen voor 2015 varieerden tussen een kost van 15,5 €/ton tot een opbrengst van -7,5 €/ton. Hierbij werd een duidelijk prijsverschil opgemerkt in functie van het percentage droge stof gehalte (DS), met hoge kosten bij een laag DS% en hoge opbrengsten bij een hoog DS%.
De gegevens waarvan het DS gehalte gekend was (via factuur) werden verder gebruikt en uitgezet voor de exploitatiejaren 2013, 2014 en 2015 op een grafiek (kost/opbrengst in functie van het DS%). Voor de drie jaren werd een trendlijn bepaald en werd de kostprijs bepaald voor gedroogde dikke fractie bij 85% DS gehalte. Vervolgens werd het gemiddelde berekend van deze drie jaren en werd dit aangenomen als de opbrengst voor de gedroogde dikke fractie, namelijk 6,32 €/ton opbrengst.

Voor de verwerkte dunne fractie die kan uitgereden worden op het land, wordt gerekend met 4,92 €/ton afzetkosten. Deze prijs werd bepaald op basis van resultaten van de marktbevraging 2016 en 2017. De kosten werden opgevraagd voor 2013, 2014 en 2015 tijdens beide marktbevragingen. Net zoals bij de dikke fractie werd het gemiddelde van de drie jaren genomen als de kost voor de dunne fractie, nl. 4,92 €/ton.

Voor de bepaling van de totale hoeveelheid af te zetten digestaat werd uitgegaan van 1,1 ton onttrokken vocht per MWh groene warmte. Hieruit werd bepaald dat **21.700 ton be-/verwerkt digestaat** kan worden afgezet aan een kost van **3,58 €/ton**.

**De verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktprijs van de uitgaande stoffen** wordt op basis van de algemene inflatie (zie HOOFDSTUK 1) vastgelegd op **2,0%** .

## 1.4. BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

| **Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 5/1** | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 112 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 1,15 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt afgetopt op: | **1,00** |

Tabel 12: Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 5/1

# 2. NIEUWE BIOGASINSTALLATIES > 10 $KW_E$ EN ≤ 5 $MW_E$ VOOR DE VERGISTING VAN GFT BIJ EEN BESTAANDE COMPOSTERINGSINSTALLATIE (GS CAT. 6/1)

## 2.1. KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE: INTERNE VERBRANDINGSMOTOR VAN 1.300 $KW_E$ OP 100% BIOGAS

Vergisting van GFT-afval gebeurt in het beheer van intercommunale afvalverwerkingsbedrijven. Voor de referentie-installatie voor de vergisting van GFT bij een bestaande composteringsinstallatie wordt uitgegaan van een biogasinstallatie inclusief warmte-krachtkoppeling (interne verbrandingsmotor) op 100% biogas van **1.300 $kW_e$**, zoals aangenomen in VEA-rapport 2016 [VEA, 2016]. De bestaande composteringsinstallatie is geen onderdeel van de referentie-installatie.

Omwille van gebrek aan voldoende recentere gegevens over installaties in deze categorie zijn de waarden voor verschillende technische en financiële parameters gebaseerd op deze van de vorige VEA-rapporten.

## 2.2. BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 2.2.1. Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Het bruto elektrisch en netto thermisch rendement van de referentie-installatie in deze categorie worden overgenomen uit het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016]. Het **bruto elektrisch rendement** is **39,9%** en het **netto thermisch rendement** is gelijk aan **49,0%**.

Voor de referentie-installatie op biogas is het **Vlaams elektrisch referentierendement 42%** en het **Vlaams thermisch referentierendement 70%**, overeenkomstig het ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie op biogas is **39,5%** (na correctie voor klimaatomstandigheden en voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is **80%** (warm water als nuttige warmte). Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan 37,6%. Dit betekent dat de WKK-installatie voldoet aan de voorwaarden voor een kwalitatieve WKK-installatie, overeenkomstig het bepaalde in bijlage I van het Energiebesluit. De WKK-installatie heeft bijgevolg recht op steun via warmte-krachtcertificaten.

### 2.2.2. Jaarlijks aantal vollasturen

Het jaarlijks aantal vollasturen wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016] en is gelijk aan **7.200 uren**.

### 2.2.3. Aandeel eigenverbruik

Het **aandeel eigenverbruik ($EV_{EL}$)** van een GFT-vergister is hoger dan bij andere vergistingsinstallaties en wordt vastgelegd op **22%**. Dit eigenverbruik werd overgenomen uit VEA-rapport 2016 [VEA, 2016]. Het deel van de bruto elektriciteitsproductie dat niet in aanmerking komt voor groenestroomcertificaten aanvaardbaar voor certificatenverplichting, wordt vastgelegd op **1,87%** (**$EV_{GSC}$**) en werd berekend aan de hand van de technische parameters van agrarische of industriële vergisters, waarbij verondersteld wordt dat de hulpdiensten van de

WKK van een GFT-vergister gelijk zijn aan deze van een agrarische of industriële vergister. De transport- en voorbehandelingsenergie is voor de representatieve installatie gelijk aan nul, waardoor $EV_{GSC}$ gelijk is aan het aandeel hulpdiensten van de WKK installatie.

Voor de inkomsten uit warmte-krachtcertificaten (zie hieronder paragraaf 2.3.6) is het bij de WKB berekening echter ook nodig dat we het eigenverbruik van de WKK-installatie kennen. Dit wordt overgenomen van de WKK categorie 5/1.a.2 (zie paragraaf 2.2.3 van HOOFDSTUK 5). Dit komt neer op **$EV_{EL,WKK}$ van 2,09%**.

### 2.2.4. Constructieperiode

De **constructieperiode ($T_c$)** voor biogasinstallaties (inbegrepen WKK en naverwerking), gedefinieerd als de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname, wordt vastgelegd op **1 jaar**.

## 2.3. BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 2.3.1. Specifieke investeringskost

De **specifieke investeringskost** wordt vastgelegd op **12.500 €/$kW_e$**. De kosten voor de bestaande composteringsinstallatie worden niet meegenomen. Deze waarde wordt bepaald op basis van de aangenomen waarde van rapport 2012 [VEA, 2012]en wordt geïndexeerd tot het jaar 2018 volgens de werkelijke inflatie tot 2017 en een ingeschatte inflatie tussen 2017 en 2018, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau (6,83% voor gegevens uit 2013) [FPB, 2017]. In de berekening werd eveneens rekening gehouden met een verwachte dalende technologiekost voor verbrandingsmotoren met 0,5% per jaar tot 2020 [IEA, 2010].

### 2.3.2. Vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0

De **vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0** worden vastgelegd op **748 €/$kW_e$.** De kosten gerelateerd aan de bestaande composteringsinstallatie worden niet meegenomen. Deze waarde wordt bepaald op basis van de aangenomen waarde van rapport 2012 [VEA, 2012] en wordt geïndexeerd tot het jaar 2018 volgens de werkelijke inflatie tot 2017 en een ingeschatte inflatie tussen 2017 en 2018, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau (6,83% voor gegevens uit 2013) [FPB, 2017].

### 2.3.3. Vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0

De vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0 wordt bepaald op basis van de meest recent beschikbare data van EUROSTAT [EUROSTAT, 2017]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën afhankelijk van de elektriciteitsafname. Voor een interne verbrandingsmotor van 1.300 $kW_e$ kan ervan worden uitgegaan dat deze geplaatst wordt bij een verbruiker die tot verbruikerscategorie ID behoort (2.000 MWh < verbruik < 20.000 MWh). Er wordt uitgegaan van de gemiddelde kostprijs van het jaar 2016: 0,0963 €/kWh. Dit is de prijs exclusief BTW en inclusief alle tarieven (distributie- en transmissienettarieven, bijdrage groene stroom en WKK, enz.). Voor het jaar 2018 wordt de gemiddelde prijs van 2016 overgenomen: een **vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname** van **0,0963 €/kWh**. Meer uitleg staat ter hoogte van HOOFDSTUK 1 punt 4.3.

### 2.3.4. Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0** wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2017. Er wordt verondersteld dat een interne verbrandingsmotor van 1.300 $kW_e$ aangesloten wordt op het 1-26 kV net. Op dit net is het injectietarief gelijk aan **0,00144 €/kWh**. Dit gemiddelde is bepaald op basis van de distributienettarieven van de 7 netbeheerders onder EANDIS en de 4 netbeheerders onder INFRAX en bevat zowel het variabele als het vaste deel van het injectietarief.

### 2.3.5. Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

Als vermeden primaire brandstof wordt aardgas gekozen. De marktwaarde van aardgas wordt bepaald op basis van de meest recente beschikbare gegevens van EUROSTAT [EUROSTAT, 2017]. Deze kost is verschillend

voor verschillende verbruikerscategorieën, afhankelijk van het aardgasverbruik. Er kan aangenomen worden dat een interne verbrandingsmotor van 1.300 $kW_e$ in categorie I4 valt (aardgasverbruik tussen 100.000 GJ en 1.000.000 GJ BVW). De gemiddelde aardgasprijs voor het jaar 2016 is dan volgens EUROSTAT gelijk aan 0,0200 €/kWh BVW. Dit is de prijs exclusief tarieven en exclusief BTW. Omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903 is de gemiddelde aardgasprijs gelijk aan 0,0221 €/kWh OVW. Voor het jaar 2018 wordt de gemiddelde prijs van 2016 overgenomen. Zo wordt gekomen tot een **marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0 van 0,0221 €/kWh.** Meer uitleg staat ter hoogte van HOOFDSTUK 1.

### 2.3.6. Inkomsten uit warmte-krachtcertificaten

Uit paragraaf 2.4 van HOOFDSTUK 5 blijkt dat de bandingfactor voor warmte-krachtbesparing bij elektriciteitsproductie via verbranding van biogas uit GFT-vergisting bij een bestaande composteringsinstallatie groter is dan 1. Er wordt daarom een waarde van **35 €/MWh warmte-krachtbesparing** meegerekend bij de bepaling van de onrendabele top voor groene stroom.

### 2.3.7. Ingaande stoffen

Voor GFT-vergisters wordt uitgegaan van een totale capaciteit van **35.000 ton GFT per jaar**, zoals aangenomen in VEA-rapport 2016 [VEA, 2016]. De gate fee voor GFT-vergisters werd bepaald op basis van gegevens opgeleverd via de marktbevraging 2016 en 2017 (gemiddelde van 2013, 2014 en 2015) van de representatieve installaties en bedraagt **-84,5 €/ton.** Voorheen werd per installatie gerekend met de gemiddelde prijs. Vanaf dit jaar werd echter gerekend met het gewogen gemiddelde per installatie. De gegevens van de marktbevraging 2016 werden hiervoor dan ook gecorrigeerd.

De gatefee van het GFT-afval blijft eerder stabiel doorheen de tijd, vandaar dat de **verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktprijs van de ingaande stoffen** wordt vastgelegd op **0%**.

### 2.3.8. Uitgaande stoffen

Omdat GFT verplicht moet worden verwerkt tot compost (afvalstoffenwetgeving), wordt het digestaat afgezet aan een composteringsinstallatie, ofwel extern, maar meestal 'on site'. Daarom wordt een gelijke kost gerekend voor het digestaat. De afzetkost voor het digestaat wordt vastgelegd op **84,5 €/ton**. Voor het digestaat wordt uitgegaan van **31.000 ton digestaat per jaar**, zoals aangenomen in het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016].

De gatefee voor het GFT-afval blijft eerder stabiel doorheen de tijd, vandaar dat de **verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktprijs van de uitgaande stoffen** wordt vastgelegd op **0%**.

## 2.4. BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

| **Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 6/1** | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 292 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 3,01 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt afgetopt op: | **1,00** |

Tabel 13: Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 6/1

# 3. NIEUWE BIOGASINSTALLATIES > 5 $MW_E$ EN ≤ 20 $MW_E$ VOOR DE VERGISTING VAN MEST- EN/OF LAND- EN TUINBOUW-GERELATEERDE STROMEN OF VAN ANDERE ORGANISCH-BIOLOGISCHE STOFFEN OF AFVALSTOFFEN, MET UITSLUITING VAN BIOGASINSTALLATIES OP STORTGAS, BIOGASINSTALLATIES MET VERGISTING VAN AFVALWATER, AFVALWATERZUIVERINGSSLIB, RIOOLWATER OF RIOOLWATERZUIVERINGSSLIB EN BIOGASINSTALLATIES VOOR GFT-VERGISTING BIJ EEN BESTAANDE COMPOSTERINGSINSTALLATIE (GS CAT. 10/1)

## 3.1. KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE: VERGISTINGSINSTALLATIE VAN LAND- EN TUINBOUWGERELATEERDE STROMEN MET EEN INTERNE VERBRANDINGSMOTOR VAN 7.000 $KW_E$ OP 100% BIOGAS

Momenteel zijn er in Vlaanderen slechts twee certificaatgerechtigde biogasinstallaties voor de vergisting van hoofdzakelijk mest- en/of land- en tuinbouwgerelateerde stromen binnen deze categorie operationeel. Gezien dit te weinig is om een keuze voor een referentie-installatie op te baseren, wordt de referentie-installatie voor deze categorie arbitrair vastgelegd. Er wordt gekozen voor een biogasinstallatie inclusief warmte-krachtkoppeling (interne verbrandingsmotor) van **7 $MW_e$**.

## 3.2. BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 3.2.1. Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Voor het bruto elektrisch en netto thermisch rendement van de referentie-installatie in deze categorie wordt uitgegaan van de waarden gebruikt in GS categorie 5/1. Het **bruto elektrisch rendement** is **42,7%** en het **netto thermisch rendement** is gelijk aan **50,4%**.

Voor de referentie-installatie op biogas is het **Vlaams elektrisch referentierendement 42%** en het **Vlaams thermisch referentierendement 70%**, overeenkomstig het ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie op biogas is **39,7%** (na correctie voor klimaatomstandigheden en voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is **80%** (warm water als nuttige warmte). Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan 40,6%. Dit betekent dat de WKK-installatie voldoet aan de voorwaarden voor een kwalitatieve WKK-installatie, overeenkomstig het bepaalde in bijlage I van het Energiebesluit. De WKK-installatie heeft bijgevolg recht op steun via warmte-krachtcertificaten.

### 3.2.2. Jaarlijks aantal vollasturen

Het jaarlijks aantal vollasturen van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen van de referentie-installatie uit GS categorie 5/1 en is gelijk aan **7.770 uren**.

### 3.2.3. Aandeel eigenverbruik

Het **aandeel eigenverbruik** ($EV_{EL}$) en het aandeel bruto elektriciteitsproductie dat niet in aanmerking komt voor groenestroomcertificaten aanvaardbaar voor de certificatenverplichting **($EV_{GSC}$)**, worden overgenomen van de referentie-installatie uit GS categorie 5/1 en wordt respectievelijk vastgelegd op **11,4%** en **3,94%**.

Voor de inkomsten uit warmte-krachtcertificaten (zie hieronder paragraaf 3.3.5) is het bij de WKB berekening echter ook nodig dat we het eigenverbruik van de WKK-installatie kennen. Dit wordt overgenomen van de WKK categorie 6/1.a. (zie paragraaf 4.2.3 van HOOFDSTUK 5). Dit komt neer op **$EV_{EL,WKK}$ van 2,09%**.

### 3.2.4. Constructieperiode

De **constructieperiode ($T_c$)** voor biogasinstallaties (inbegrepen WKK en naverwerking), gedefinieerd als de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname, wordt vastgelegd op **1 jaar**.

## 3.3. BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 3.3.1. Specifieke investeringskost

De **specifieke investeringskost** voor de referentie-installatie in deze categorie wordt vastgelegd op **3.670 €/kW$_e$**, op basis van de waarde die aangenomen is voor GS categorie 5/1, rekening houdend met een schaalfactor ten opzichte van kleinere vermogens voor het bio-WKK gedeelte op basis van BHKW-kenndaten 2014/2015 [BHKW, 2014]. De overige kosten van de biogasinstallatie werden niet herschaald en gewoon overgenomen van GS categorie 5/1. Deze specifieke investeringskost bestaat uit de kost voor het opslaan van de inputstromen, het voorbehandelen van de inputstromen, de anaerobe vergisting van de biomassa, de voorbehandeling van het biogas, de WKK-installatie, digestaatnabehandeling, ontwikkelingskosten en andere kosten, zoals bv. aansluitingskosten.

### 3.3.2. Vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0

De **vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0** van de referentie-installatie in deze categorie worden vastgelegd op **394 €/kW$_e$**, op basis van de waarde die aangenomen is voor GS categorie 5/1, rekening houdend met een schaalfactor ten opzichte van kleinere vermogens voor het bio-WKK gedeelte op basis van BHKW-kenndaten 2014/2015 [BHKW, 2014]. De overige kosten van de biogasinstallatie werden niet herschaald en gewoon overgenomen van categorie 5/1.

### 3.3.3. Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0** wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2017. Er wordt verondersteld dat een interne verbrandingsmotor van 7.000 kW$_e$ aangesloten wordt op het 1-26 kV net. Op dit net is het injectietarief gelijk aan **0,00137 €/kWh**. Dit gemiddelde is bepaald op basis van de distributienettarieven van de 7 netbeheerders onder EANDIS en de 4 netbeheerders onder INFRAX en bevat zowel het variabele als het vaste deel van het injectietarief.

### 3.3.4. Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

Gezien de vrijgekomen warmte van de WKK-motor wordt gebruikt bij het vergistingsproces als BBT-gerelateerde verwerking van mest en organische biologische afvalstromen wordt de marktwaarde van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte niet in rekening gebracht.

### 3.3.5. Inkomsten uit warmte-krachtcertificaten

Uit paragraaf 4.4 van HOOFDSTUK 5 volgt dat de bandingfactor voor warmte-krachtbesparing bij elektriciteitsproductie via verbranding van biogas uit de vergisting van mest en organisch-biologische afvalstromen groter

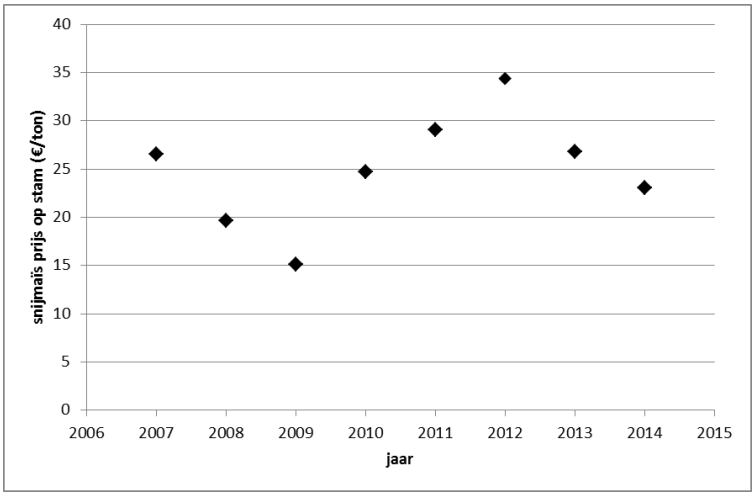
is dan 1. Er wordt daarom een waarde van **35 €/MWh warmte-krachtbesparing** meegerekend bij de bepaling van de onrendabele top voor groene stroom.

### 3.3.6. Ingaande stoffen

De ingaande stoffen van de agrarische of industriële vergister zijn mest, maïs en organisch biologisch afval (OBA). De OBA-kost wordt bepaald op basis van de gegevens van 2013, 2014 en 2015, verkregen via de marktbevraging 2016 en 2017 van de representatieve installaties en bedraagt 19,3 €/ton (gemiddelde van 2013, 2014 en 2015). Dit is een veel lager cijfer dan het rapport 2016 [VEA, 2016] aangezien voorheen gewerkt werd met de gemiddelde OBA prijs per installatie. Vanaf het rapport 2017 wordt echter gewerkt met een gewogen gemiddelde OBA prijs per installatie. De gegevens van 2013 en 2014 werden hiervoor ook gecorrigeerd.

Aangezien de hoeveelheden per inputstroom en per leverancier voor het jaar 2016 (de zogenaamde inputstroomtabellen die worden aangeleverd aan het VEA) op het moment van de marktbevraging 2017 nog niet voor alle installaties beschikbaar waren, werden daarom de recentste definitieve gegevens opgevraagd, namelijk voor het jaar 2015. Voor de OBA-prijs wordt een jaarlijkse stijging verondersteld van 2,00%, op basis van de algemene waarde voor inflatie (zie HOOFDSTUK 1). De mestprijs wordt eveneens bepaald op basis van de gegevens van 2013, 2014 en 2015, verkregen via de marktbevraging 2016 en 2017 van de representatieve installaties en bedraagt -5,38 €/ton (gemiddelde van 2013, 2014 en 2015). Hier werd eveneens gerekend met een gewogen gemiddelde mestprijs per installatie. Er wordt aangenomen dat de mestprijs verder stabiel zal blijven, of m.a.w. dat er een jaarlijkse stijging van 0% wordt aangenomen. Voor maïs wordt de kostprijs door gebrek aan de cijfers van de afdeling monitoring en studie van het departement Landbouw en Visserij voor snijmaïs op stam dit jaar gebaseerd op de gegevens verkregen via de marktbevraging 2017. Dit zijn dus de maïsprijzen voor het jaar 2015, inclusief transportkosten, verhandelingskosten en loonwerkkosten. De prijs van de maïs op stam schommelde in het verleden sterk tussen 2007 en 2014 (zie Figuur 5) met een verschil tussen minimum- en maximumwaarde van 20 €/ton. Voor de bepaling van de maïsprijs wordt verondersteld dat dit periodiek verloop in de toekomst verder wordt voortgezet. Ook voor de maïsprijs moet echter een prijs voor jaar 0 bepaald worden en een jaarlijkse index. De maïsprijs wordt voor dit rapport verondersteld gelijk te zijn aan de prijs voor 2015 bepaald via de marktbevraging met een index van 0%.

De aandelen van de verschillende ingaande stoffen (percentage ten opzichte van de totale hoeveelheid input) worden bepaald aan de hand van de marktbevraging 2016 en 2017 (gemiddelde van 2013, 2014 en 2015) van de representatieve installaties. Tijdens het stakeholderoverleg van het ontwerprapport 2017 werd opgemerkt door Vlaco vzw dat hun cijfers op basis van de inputregisters in de lijn liggen met de gegevens van de marktbevraging. In Tabel 14 wordt een overzicht gegeven per ingaande stof (maïs, mest en OBA), wat hun aandeel is ten opzichte van de totale inputhoeveelheid, de hoeveelheid (in ton/jaar), de prijs (in €/ton) en de jaarlijkse index. De totale hoeveelheid ingaande stof die ingevuld wordt in het OT-model bedraagt **165.000 ton** met een gewogen gemiddelde prijs van **14,7 €/ton.**




Figuur 5: Evolutie van de prijs van de snijmaïs op stam (€/ton) in functie van de tijd (J. Deuninck, afdeling Monitoring en Studie, e-mail, 4 mei 2016).

| | Aandeel (%) | Input (ton/j) | Prijs (€/ton) 2016 | Index (%) |
|---|---|---|---|---|
| Maïs | 9,49% | 15.664 | 36,5 | 0,00% |
| Mest | 25,4% | 41.915 | -5,38 | 0,00% |
| OBA | 65,1% | 107.421 | 19,3 | 2,00% |
| Totaal | 100,0% | **165.000** | **14,7** | **0,500%** |

Tabel 14: Ingaande stoffen bij agrarische en industriële vergisters.

Zoals hierboven beschreven is het duidelijk dat de verschillende ingaande stoffen van de agrarische en industriële vergisters sterk van elkaar verschillen qua kostprijs en qua veronderstelde evolutie van de kostprijs in de tijd. Daarom werd een methodologie ontwikkeld zodanig dat de kostprijs van de ingaande stoffen ($KO_{IS,t}$) in het OT model wordt berekend als de som van de kosten/opbrengsten van de afzonderlijke componenten mest, maïs en OBA, elk met hun eigen index.

De formule die gehanteerd wordt om de kosten/opbrengsten te berekenen van de ingaande stoffen wordt in bijlage III/1 van het Energiebesluit als volgt gedefinieerd:

$$KO_{IS,t} = M_{IS}\ x\ PO_{IS}\ x\ (1 + i_{IS})^t$$

waarbij $M_{IS}$ de hoeveelheid (massa) ingaande stoffen op jaarbasis bedraagt in ton; $PO_{IS}$ de kosten of opbrengsten aan ingaande stoffen per ton in jaar 0, inclusief de financieringskosten voor de aankoop van ingaande stoffen in €/ton en $i_{IS}$ de verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktprijs van de ingaande stoffen.

In het verleden werd een gewogen gemiddelde index in het OT model ingegeven. Sinds het definitief VEA-rapport 2014/1 wordt gebruik gemaakt van de uitdrukking voor $i_{IS}$ zodanig dat de kostprijs/opbrengst van de ingaande stromen wordt berekend als de som van de afzonderlijke componenten, elk met hun eigen index:

$$KO_{IS,t} = M_{IS,1}\ x\ PO_{IS,1}\ x\ (1 + i_{IS,1})^t + M_{IS,2}\ x\ PO_{IS,2}\ x\ (1 + i_{IS,2})^t + M_{IS,3}\ x\ PO_{IS,3}\ x\ (1 + i_{IS,3})^t$$

waarbij de indices 1, 2 en 3 verwijzen naar de drie afzonderlijke componenten van de agrarische vergister, nl. mest, maïs en OBA.

De parameters $i_{IS}$ is bijgevolg gelijk aan:

$$i_{IS} = \left(\frac{M_{IS,1}\ x\ PO_{IS,1}\ x\ (1 + i_{IS,1})^t + M_{IS,2}\ x\ PO_{IS,2}\ x\ (1 + i_{IS,2})^t + M_{IS,3}\ x\ PO_{IS,3}\ x\ (1 + i_{IS,3})^t}{M_{IS} x\ PO_{IS}}\right)^{\frac{1}{t}} - 1$$

Deze formule is afhankelijk van de tijd. In het OT model moet de verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering gegeven worden. Wanneer $i_{IS}$ berekend wordt doorheen de jaren t op basis van de gegevens die vermeld worden in Tabel 14, wordt een **gemiddelde index** van **0,500%** bekomen.

### 3.3.7. Uitgaande stoffen

De digestaatnaverwerking wordt mee opgenomen in de bepaling van de onrendabele top. De procesketen werd overgenomen van rapport 2016 [VEA, 2016]. Hierbij gaan we uit dat het ruwe digestaat volledig mechanisch wordt gescheiden in een dunne fractie, die biologisch nabehandeld wordt en wordt uitgereden op het land, en een dikke fractie die gedroogd wordt door middel van de beschikbare warmte uit de bio-WKK tot 85% droge stof gehalte.

Via de marktbevraging 2016 werden gegevens opgevraagd voor het drogen van de dikke fractie digestaat voor de jaren 2013 en 2014. Deze prijzen varieerden tussen meer dan 20 €/ton kostprijs en 25 €/ton opbrengst. De gegevens voor het jaar 2015 werden opgevraagd via de marktbevraging van 2017. De prijzen voor 2015 varieerden tussen een kost van 15,5 €/ton tot een opbrengst van -7,5 €/ton. Hierbij werd een duidelijk prijsverschil opgemerkt in functie van het percentage droge stof gehalte (DS), met hoge kosten bij laag DS% en hoge opbrengsten bij hoog DS%.
De gegevens waarvan het DS gehalte gekend was (via factuur) werden verder gebruikt en uitgezet voor de exploitatiejaren 2013, 2014 en 2015 op een grafiek (kost/opbrengst in functie van het DS%). Voor de drie jaren werd een trendlijn bepaald en werd de kostprijs bepaald voor gedroogde dikke fractie bij 85% DS gehalte. Vervolgens werd het gemiddelde berekend van deze drie jaren en werd dit aangenomen als de opbrengst voor de gedroogde dikke fractie, namelijk 6,32 €/ton opbrengst.

Voor de verwerkte dunne fractie die kan uitgereden worden op het land, wordt gerekend met 4,92 €/ton afzetkosten. Deze prijs werd bepaald op basis van resultaten verkregen van de marktbevraging 2016 en 2017. De kosten werden opgevraagd voor 2013, 2014 en 2015 tijdens beide marktbevragingen. Net zoals bij de dikke fractie werd het gemiddelde van de drie jaren genomen als de kost voor de dunne fractie, nl. 4,92 €/ton.

Voor de bepaling van de totale hoeveelheid af te zetten digestaat werd uitgegaan van 1,1 ton onttrokken vocht per MWh groene warmte. Hieruit wordt bepaald dat **79.500 ton be-/verwerkt digestaat** kan worden afgezet aan een kost van **3,81 €/ton**.

**De verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktprijs van de uitgaande stoffen** wordt op basis van de algemene inflatie (zie HOOFDSTUK 1) vastgelegd op **2,0%** .

## 3.4. BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

| **Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 10/1** | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 115 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 1,19 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt afgetopt op: | **1,00** |

Tabel 15: Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 10/1

# HOOFDSTUK 4.
# VERBRANDING VAN BIOMASSA

## 1. NIEUWE INSTALLATIES VOOR DE VERBRANDING VAN VASTE BIOMASSA MET EEN BRUTO NOMINAAL VERMOGEN > 10 $KW_E$ EN ≤ 20 $MW_E$ (GS CAT. 15)

### 1.1. KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE: STOOMTURBINE MET EEN VERMOGEN VAN 10 $MW_E$ OP VASTE BIOMASSA

De referentie-installatie wordt niet gewijzigd ten opzichte van VEA-rapport 2014/1. Er wordt gekozen voor een **stoomturbine** met een vermogen van **10 $MW_e$** op vaste biomassa. Minstens 85% van de input (energetisch) moet uit vaste biomassa bestaan [VREG, 2013]. Er wordt aangenomen dat 100% van de input uit vaste biomassa bestaat.

### 1.2. BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

#### 1.2.1. Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Het bruto elektrisch en netto thermisch rendement van de referentie-installatie in deze categorie worden overgenomen van de VEA-rapporten 2014/1 en 2015. Het **bruto elektrisch rendement** is gelijk aan **26,3%** en het **netto thermisch rendement** is **15,0%.**

Voor de referentie-installatie in deze categorie is het **Vlaams elektrisch referentierendement 37%** en het **Vlaams thermisch referentierendement 90%**, overeenkomstig het bepaalde in artikel 6.2.10 van het Energiebesluit en het ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie in deze categorie is gelijk aan **34,3%** (na correctie voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is gelijk aan **81%**. Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan **-8,3%** en dus negatief**.** Dit betekent dat de warmte-krachtinstallatie niet kwalitatief is en dus geen recht heeft op warmte-krachtcertificaten.

#### 1.2.2. Jaarlijks aantal vollasturen

Het jaarlijks aantal vollasturen werd vorig jaar afgeleid van de werkelijke vollasturen van bestaande Vlaamse installaties. Het A-hout, dat verwerkt wordt in de praktijk, blijkt variabel qua vochtgehalte en dus ook onderste

verbrandingswaarde en resulteert in een relatief laag aantal vollasturen. Op basis van productiegegevens van bestaande installaties wordt het aantal vollasturen vastgelegd op **6.800 uren** [VEA, 2016].

### 1.2.3. Aandeel eigenverbruik

Het aandeel eigenverbruik **($EV_{EL}$)** van verbrandingsinstallaties op vaste biomassa werd vorig jaar afgeleid van de resultaten van de marktbevraging van de meest recente installaties in Vlaanderen die vaste biomassa en vast biomassa-afval verwerken en werd vastgelegd op **11,1%** [VEA, 2016]. Deze installatie verwerkt geen afval. Bijgevolg wordt het volledige eigen verbruik ook overgenomen als **aandeel van de bruto elektriciteitsproductie die niet in aanmerking komt voor groenestroomcertificaten, aanvaardbaar voor de certificatenverplichting ($EV_{GSC}$).**

### 1.2.4. Constructieperiode

De **constructieperiode ($T_c$)** voor verbrandingsinstallaties op vaste biomassa, gedefinieerd als de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname, wordt vastgelegd op **2 jaar**.

## 1.3. BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 1.3.1. Specifieke investeringskost

De specifieke investeringskost werd vorig jaar gebaseerd op de resultaten van de marktbevraging [VEA, 2016]. Omdat de kostengegevens die opgevraagd zijn, dateren van een aantal jaren geleden, worden deze geïndexeerd tot 2018 volgens de werkelijke inflatie tot 2017 en een ingeschatte inflatie tussen 2017 en 2018, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2017]. In de berekening werd eveneens rekening gehouden met de verwachte dalende technologiekost voor stoomturbines met 0,5% per jaar tot 2020 [IEA, 2010]. Zo wordt gekomen tot een **specifieke investeringskost** voor 2018 van **4.600 €/$kW_e$**.

### 1.3.2. Vaste kosten per eenheid capaciteit in het jaar 0

**De vaste operationele kosten per eenheid capaciteit in jaar 0** werd vorig jaar eveneens gebaseerd op de resultaten van de marktbevraging [VEA, 2016]. De operationele kosten uit het vorige rapport werd geïndexeerd tot 2018 volgens de ingeschatte inflatie tussen 2017 en 2018. De vaste operationele kosten zijn gelijk aan **288 €/kW**.

### 1.3.3. Variabele kosten per eenheid productie in het jaar 0

Ook de **variabele operationele kost per eenheid productie in jaar 0** werd vorig jaar gebaseerd op de resultaten van de marktbevraging [VEA, 2016]. Deze kosten zijn vooral het gevolg van de voorbehandeling van het hout en van het grote volume assen dat geproduceerd wordt. De operationele kosten uit het vorige rapport werden geïndexeerd tot 2018 volgens de ingeschatte inflatie tussen 2017 en 2018. Bijgevolg wordt een variabele operationele kost gebruikt van **0,0304 €/kWh**.

### 1.3.4. Vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0

De vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0 wordt bepaald op basis van de meest recente data van EUROSTAT [EUROSTAT, 2017]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën, afhankelijk van de elektriciteitsafname. Voor een stoomturbine van 10 $MW_e$ kan ervan worden uitgegaan dat deze geplaatst wordt bij een verbruiker die tot verbruikerscategorie IE behoort (20.000 MWh < verbruik < 70.000 MWh). Dit komt volgens EUROSTAT voor het jaar 2016 neer op een vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname van 0,0755 €/kWh. Dit is de prijs exclusief BTW en inclusief alle tarieven (distributie- en transmissienettarieven, bijdrage groene stroom en WKK, enz.). Deze prijs wordt voor het jaar 2018 overgenomen (zie 4.3. Marktprijs elektriciteit bij zelfafname voor overige verbruikers, pagina 29). Zo wordt gekomen tot een **vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0** van **0,0755 €/kWh**.

### 1.3.5. Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0 wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2017. Er wordt verondersteld dat een stoomturbine van 10 $MW_e$ wordt aangesloten op het Trans HS net. Op dit net is het gemiddelde injectietarief gelijk aan **0,000646 €/kWh**. Dit gemiddelde is bepaald op basis van enerzijds het rekenkundig gemiddelde voor de 7 netbeheerders onder EANDIS en anderzijds het rekenkundig gemiddelde voor de 4 netbeheerders onder INFRAX en bevat het variabele deel van het injectietarief. Op basis van de gemiddelde tarieven per netbeheerder wordt een gewogen gemiddelde (80% EANDIS en 20% INFRAX) berekend.

Bij het injectietarief wordt ook een afslag doorgerekend. Het percentage van de afslag op de marktwaarde van elektriciteit bij verkoop wordt gelijkgesteld aan **0,597%**. Deze waarde is gebaseerd op de resultaten van de marktbevraging van dit jaar.

### 1.3.6. Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

Als vermeden primaire brandstof wordt aardgas gekozen. De marktwaarde van aardgas wordt bepaald op basis van meest recente gegevens van EUROSTAT [EUROSTAT, 2017]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën, afhankelijk van het aardgasverbruik. Er kan aangenomen worden dat een stoomturbine van 10 $MW_e$ in categorie I5 valt (aardgasverbruik tussen 1.000.000 GJ en 4.000.000 GJ BVW). De gemiddelde aardgasprijs voor het jaar 2016 bedraagt 0,0165 €/kWh BVW. Dit is de prijs exclusief tarieven en exclusief BTW. Omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903 is de gemiddelde aardgasprijs gelijk aan 0,0184 €/kWh OVW. Deze prijs wordt voor het jaar 2018 overgenomen (zie punt 2.2 : Marktprijs aardgas voor overige verbruikers, pag 27). Zo wordt gekomen tot een **marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0** van **0,0184 €/kWh**.

### 1.3.7. Inkomsten uit warmte-krachtcertificaten

Zoals toegelicht in paragraaf 1.2.1 is de warmte-krachtinstallatie niet kwalitatief. Er worden dan ook **geen inkomsten** uit warmte-krachtcertificaten meegerekend.

### 1.3.8. Prijs van de brandstof in jaar 0

Voor verbrandingsinstallaties op vaste biomassa wordt aangenomen dat 100% van de input (energetisch) bestaat uit vaste biomassa, meer bepaald A-hout dat verbrand mag worden voor energetische valorisatie. Om de brandstofprijs te bepalen, baseren we ons op de resultaten van de marktbevraging. Hoewel er momenteel in Vlaanderen geen enkele installatie onbehandeld en niet-verontreinigd hout verbrandt dat niet wordt beschouwd als “afval”, baseren we ons op de brandstof die hier het dichtst bij aanleunt. Dit is het tweede jaar dat deze kostprijs opgevraagd wordt via de marktbevraging [VEA, 2016]. Dit jaar gebruiken we de gemiddelde kostprijs over de voorbije twee jaar. De aldus berekende kostprijs bedraagt **0,0111 €/kWh**.

De verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de brandstofprijs wordt nog steeds vastgelegd op 1,1%.

### 1.3.9. Eindproducten

Bij de verbranding van vaste biomassa worden verbrandingsassen vrijgesteld als eindproduct. De kost voor de verwerking van deze verbrandingsassen wordt echter meegerekend met de operationele kosten van de installatie.

////////////

## 1.4. BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

| Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 15 | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 243 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 2,51 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt afgetopt op: | **1,00** |

Tabel 16: Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 15

# 2. NIEUWE INSTALLATIES VOOR DE VERBRANDING VAN VLOEIBARE BIOMASSA MET EEN BRUTO NOMINAAL VERMOGEN > 10 $KW_E$ EN ≤ 20 $MW_E$ (GS CAT. 16)

## 2.1. KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE: INTERNE VERBRANDINGSMOTOR VAN 800 $KW_E$ OP ZUIVER PLANTAARDIGE OLIE (PPO)

De referentie-installatie wordt niet gewijzigd ten opzichte van het VEA-rapport 2014/1. De referentie-installatie bestaat uit een **interne verbrandingsmotor** die wordt aangedreven door de verbranding van zuiver plantaardige olie (PPO) met een vermogen van **800 $kW_e$**.

Nieuwe installaties voor de verbranding van vloeibare biomassa moeten minstens 85% van de energetische input halen uit vloeibare biomassa om een startdatum aan te kunnen vragen in deze categorie. Voor deze berekening zijn we er van uitgegaan dat de installaties voor 100% vloeibare biomassa gebruiken. De verschillende mogelijke vloeibare brandstoffen die (minstens voor een deel) biogeen zijn, zijn allemaal gelijkaardig op vlak van OVW (onderste verbrandingswaarde) en kostprijs.

## 2.2. BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 2.2.1. Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Het bruto elektrisch en netto thermisch rendement van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2014/1. Het **bruto elektrisch rendement** is **41,2%** en het **netto thermisch rendement** is gelijk aan **44,0%**.

Voor de referentie-installatie in deze categorie is het **Vlaams elektrisch referentierendement 44,2%** en het **Vlaams thermisch referentierendement 90%**, overeenkomstig het bepaalde in artikel 6.2.10 van het Energiebesluit en het ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie in deze categorie is gelijk aan **40,1%** (na correctie voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is gelijk aan **85,0%**. Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan **34,2%.** Dit betekent dat de WKK-installatie voldoet aan de voorwaarden voor een kwalitatieve WKK-installatie, overeenkomstig het bepaalde in bijlage I van het Energiebesluit. De WKK-installatie heeft bijgevolg recht op steun via warmte-krachtcertificaten.

### 2.2.2. Jaarlijks aantal vollasturen

Het **jaarlijks aantal vollasturen** wordt overgenomen van het vorige rapport [VEA, 2016] en bedraagt **3.000 uren**.

### 2.2.3. Aandeel eigenverbruik

Het aandeel eigenverbruik **($EV_{EL}$)** wordt overgenomen van het VEA-rapport 2016 en bedraagt voor verbrandingsinstallaties op vloeibare biomassa **1,2%.** Het deel van de bruto elektriciteitsproductie die niet in aanmerking komt voor groenestroomcertificaten, aanvaardbaar voor de certificatenverplichting **($EV_{GSC}$)** wordt eveneens overgenomen van het VEA-rapport 2016 en bedraagt **10,0%**.

Voor de inkomsten uit warmte-krachtcertificaten (zie hieronder paragraaf 2.3.6) is het bij de WKB berekening echter ook nodig dat we het eigenverbruik van de WKK-installatie kennen. Dit komt neer op de hulpdiensten van de groenestroominstallatie, wat overeen komt met parameter $EV_{EL}$. **$EV_{EL,WKK}$** is dus gelijk aan **1,2%**.

### 2.2.4. Constructieperiode

De **constructieperiode ($T_c$)** voor verbrandingsinstallaties op vloeibare biomassa, gedefinieerd als de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname, wordt vastgelegd op **1 jaar**.

## 2.3. BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 2.3.1. Specifieke investeringskost

De specifieke investeringskost wordt ingeschat op basis van de onrendabele topberekening van VITO in 2011 [VITO, 2011]. Deze cijfers werden getoetst aan data uit het buitenland [ECN, 2013; ECOFYS, 2011], rekening houdend met de verschillen ten opzichte van het Vlaamse business model. De kostprijs in het VITO-rapport had betrekking op een nieuwe installatie in het jaar 2011. Deze kosten zijn geïndexeerd tot 2018 volgens de werkelijke inflatie tot 2017 en een ingeschatte inflatie tussen 2017 en 2018, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2017]. In de berekening werd eveneens rekening gehouden met de verwachte dalende technologiekost voor verbrandingsmotoren met 0,5% per jaar tot 2020 [IEA, 2010]. Zo komen we voor 2018 uit op een investeringskost van **1.560 €/$kW_e$**.

### 2.3.2. Vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0

De operationele kosten zijn eveneens gebaseerd op de onrendabele topberekening van VITO [VITO, 2011]. Hier werden zowel vaste als variabele kosten in rekening gebracht. Deze kosten zijn omgerekend naar één bedrag per $kW_e$. Deze kosten zijn geïndexeerd tot het jaar 2018 volgens de werkelijke inflatie tot 2017 en een ingeschatte inflatie tussen 2017 en 2018, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2017]. Ook de vaste injectiekosten worden hierbij opgeteld. Zodoende werden de **vaste operationele kosten per eenheid capaciteit in jaar 0** vastgelegd op **102 €/$kW_e$**.

### 2.3.3. Vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0

De vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0 wordt bepaald op basis van de meest recente data van EUROSTAT [EUROSTAT, 2017]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën, afhankelijk van de elektriciteitsafname. Voor een interne verbrandingsmotor van 800 $kW_e$ kan ervan worden uitgegaan dat deze geplaatst wordt bij een verbruiker die tot verbruikerscategorie IC behoort (500 MWh < verbruik < 2.000 MWh). Dit komt volgens EUROSTAT voor het jaar 2016 neer op een elektriciteitsprijs van 0,114 €/kWh. Dit is de prijs exclusief BTW en inclusief alle tarieven (distributie- en transmissienettarieven, bijdrage groene stroom en WKK, enz.). Deze prijs wordt overgenomen voor het jaar 2018 (zie 4.3. Marktprijs elektriciteit bij zelfafname voor overige verbruikers, pagina 29). Zo wordt gekomen tot een **vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0** van **0,114 €/kWh**.

### 2.3.4. Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0 wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2016. Er wordt verondersteld dat ver-

brandingsinstallaties op vaste biomassa aangesloten zijn op het 1-26 kV-net. Op dit net is het gemiddelde injectietarief gelijk aan **0,00136 €/kWh**. Dit gemiddelde is bepaald op basis van enerzijds het rekenkundig gemiddelde voor de 7 netbeheerders onder EANDIS en anderzijds het rekenkundig gemiddelde voor de 4 netbeheerders onder INFRAX en bevat het variabele deel van het injectietarief. Op basis van de gemiddelde tarieven per netbeheerder wordt een gewogen gemiddelde (80% EANDIS en 20% INFRAX) berekend.
Bij het injectietarief wordt ook een "afslag" geteld ten opzichte van de ENDEX-prijs. Het percentage van de "afslag" op de marktwaarde van elektriciteit bij verkoop wordt gelijkgesteld aan **0,597%**. Deze waarde werd overgenomen van GS categorieën 15 en 17 omdat kan worden aangenomen dat het productieprofiel voor de referentie-installatie in deze categorie minstens evenveel onbalanskosten met zich meebrengt.

### 2.3.5. Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

Als vermeden primaire brandstof wordt aardgas gekozen. De marktwaarde van aardgas wordt bepaald op basis van meest recente gegevens van EUROSTAT [EUROSTAT, 2017]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën, afhankelijk van het aardgasverbruik. Er kan aangenomen worden dat een interne verbrandingsmotor van 800 $kW_e$ in categorie I3 valt (aardgasverbruik tussen 100.000 GJ en 1.000.000 GJ BVW). De gemiddelde aardgasprijs is dan volgens EUROSTAT in het jaar 2016 gelijk aan 0,0236 €/kWh BVW. Dit is de prijs exclusief tarieven en exclusief BTW. Omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903 is de gemiddelde aardgasprijs gelijk aan 0,0261 €/kWh OVW. Deze waarde voor 2016 wordt overgenomen voor het jaar 2018 (zie punt 2.2 : Marktprijs aardgas voor overige verbruikers, pag. 27). Zo komen we tot een **marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0** van **0,0261 €/kWh**.

### 2.3.6. Inkomsten uit warmte-krachtcertificaten

Uit HOOFDSTUK 5 punt 4.2.1 (WKK categorie 4.a) blijkt dat de bandingfactor voor warmte-krachtbesparing bij elektriciteitsproductie van WKK tussen 200 $kW_e$ en 1 $MW_e$ groter is dan 1. Er wordt dus een waarde van **35 €/MWh warmte-krachtbesparing** meegerekend bij de bepaling van de onrendabele top voor groene stroom.

### 2.3.7. Prijs van de brandstof in jaar 0

Voor verbrandingsinstallaties van vloeibare biomassa wordt sinds vorig jaar [VEA, 2016] uitgegaan van de resultaten van de marktbevraging van eigenaars en uitbaters van installaties in Vlaanderen die palmolie als brandstof gebruiken. Vorig jaar hebben ze de kostprijs opgegeven voor 2014 en 2015. Dit jaar gebruiken we de gemiddelde kostprijs over de afgelopen 3 jaren. Hieruit is een **prijs van de brandstof in jaar 0** van **0,0683 €/kWh** afgeleid.

De verwachte gemiddelde verandering van de brandstofprijs wordt vastgelegd op **2,0%.**

## 2.4. BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

| **Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 16** | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 198 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 2,04 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt afgetopt op: | **1,00** |

Tabel 17: Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 16

# 3. NIEUWE INSTALLATIES VOOR DE VERBRANDING VAN BIOMASSA-AFVAL MET EEN BRUTO NOMINAAL VERMOGEN > 10 $KW_E$ EN ≤ 20 $MW_E$ (GS CAT. 17)

## 3.1. KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE: STOOMTURBINE VAN 10 $MW_E$ OP DE VERBRANDING VAN BIOMASSA GESORTEERD OF SELECTIEF INGEZAMELD AFVAL

De referentie-installatie wordt niet gewijzigd ten opzichte van vorig VEA-rapport 2014/1. De referentie-installatie is een **stoomturbine** die wordt aangedreven door de verbranding van biomassa-afval met een vermogen van **10 $MW_e$**.

Voor verbrandingsinstallaties van biomassa-afval moet minstens 85% van de input (energetisch) uit biomassa-afval bestaan, meer bepaald houtafval. Enkel een installatie die aan deze voorwaarde voldoet, kan een startdatum aanvragen binnen de categorie 17 [VREG, 2013]. Er wordt aangenomen dat 100% van de input uit B-hout bestaat: behandeld, niet-verontreinigd afval.

## 3.2. BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 3.2.1. Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Het bruto elektrisch en netto thermisch rendement van de referentie-installatie in deze categorie worden overgenomen van VEA-rapport 2014/1. Het **bruto elektrisch rendement** is gelijk aan **26,3%** en het **netto thermisch rendement** is **15,0%.**

Voor de referentie-installatie in deze categorie is het **Vlaams elektrisch referentierendement 37%** en het **Vlaams thermisch referentierendement 90%**, overeenkomstig het bepaalde in artikel 6.2.10 van het Energiebesluit en het ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie in deze categorie is **34,4%** (na correctie voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is **81%**. Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing **-5,2%** en dus negatief. Dit betekent dat de warmte-krachtinstallatie niet kwalitatief is en dus geen recht heeft op warmte-krachtcertificaten.

### 3.2.2. Jaarlijks aantal vollasturen

Het **jaarlijks aantal vollasturen** van vorig jaar wordt overgenomen: **7.600** [VEA, 2016]. Deze zijn gebaseerd op de resultaten van de marktbevraging van de relevante bestaande installaties in Vlaanderen.

### 3.2.3. Aandeel eigenverbruik

Het aandeel eigenverbruik **($EV_{EL}$)** van verbrandingsinstallaties op biomassa-afval is hetzelfde als van verbrandingsinstallaties op vaste biomassa (categorie 15). Deze waarde is gebaseerd op installaties die meer aanleunen bij de generieke installatie van categorie 15 en ook op installaties die meer aanleunen bij de generieke installatie van categorie 17. Bijgevolg wordt een eigenverbruik genomen van **11,1%**. Ook voor het aandeel van de bruto elektriciteitsproductie die niet in aanmerking komt voor groenestroomcertificaten, aanvaardbaar voor de certificatenverplichting **($EV_{GSC}$),** wordt de waarde van vorig jaar overgenomen, die gebaseerd is op de resultaten van de marktbevraging en van de productiegegevens die verzameld werden over deze installaties door het VEA voor de bepaling van het aantal GSC waar zij recht op hebben [VEA, 2016]. Voor **$EV_{GSC}$** wordt een

waarde van **0,2%** gebruikt. Het gaat hier om een installatie die 100% afval verbrandt (100% van het B-hout is afval). Er wordt aangenomen dat de installatie werkt volgens de BBT-normen. Dan wordt enkel het verbruik voor de hulpdiensten in mindering gebracht. Dat is slechts een zeer beperkt deel van de bruto-elektriciteitsproductie.

### 3.2.4. Constructieperiode

De **constructieperiode ($T_c$)** voor installaties voor de verbranding van biomassa-afval, gedefinieerd als de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname, wordt vastgelegd op **2 jaar**.

## 3.3. BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 3.3.1. Specifieke investeringskost

De specifieke investeringskost wordt dit jaar opnieuw gebaseerd op de resultaten van de marktbevraging van vorig jaar [VEA, 2016]. Omdat deze kostengegevens dateren van een aantal jaren geleden, worden ze geïndexeerd tot 2018 volgens de werkelijke inflatie tot 2017 en een ingeschatte inflatie tussen 2017 en 2018, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2017]. In de berekening werd eveneens rekening gehouden met de verwachte dalende technologiekost voor stoomturbines met 0,5% per jaar tot 2020 [IEA, 2010]. Zo komen we voor 2018 uit op een investeringskost van **4.300 €/kW$_e$**. In Vlaanderen zijn enkel installaties operationeel met een (veel) groter vermogen dan de generieke installatie. Het is echter niet mogelijk om de kostprijs om te rekenen naar het vermogen van de generieke installatie. De kans bestaat dat de reele investeringskost hoger is dan deze aanname.

### 3.3.2. Vaste kosten per eenheid capaciteit in het jaar 0

**De vaste operationele kosten per eenheid capaciteit in jaar 0** worden ook overgenomen van het rapport van vorig jaar [VEA, 2016] en zijn gebaseerd op de resultaten van de toenmalige marktbevraging: **210 €/kW**. De kostprijs van vorig jaar is geïndexeerd volgens de ingeschatte inflatie tussen 2017 en 2018 overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2017]. Ook hier kan opgemerkt worden dat de marktbevraging enkel data heeft verzameld van installaties met een (veel) hoger vermogen. Ook voor de vaste kost is het echter niet mogelijk om de kostprijs om te rekenen naar het vermogen van de generieke installatie.

### 3.3.3. Variabele kosten per eenheid productie in het jaar 0

Ook de **variabele operationele kost per eenheid productie in jaar 0** wordt gebaseerd op de resultaten van de marktbevraging van vorig jaar: **0,0132 €/kWh$_e$** [VEA, 2016]. De kostprijs van vorig jaar is geïndexeerd volgens de ingeschatte inflatie tussen 2017 en 2018 overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2017]. Voor de variabele kosten kan evenmin ingeschat worden of het resultaat een onderschatting is van de werkelijke variabele kosten. Zoals gezegd hebben de bestaande Vlaamse installaties een (veel) hoger vermogen en kunnen eventueel schaalvoordelen spelen.

### 3.3.4. Vermeden kost elektriciteit bij zelfafname in jaar 0

De vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0 wordt bepaald op basis van de meest recente data van EUROSTAT [EUROSTAT, 2017]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën, afhankelijk van de elektriciteitsafname. Voor een stoomturbine van 10 MW$_e$ kan ervan worden uitgegaan dat deze geplaatst wordt bij een verbruiker die tot verbruikerscategorie IE behoort (20.000 MWh < verbruik < 70.000 MWh). Dit komt volgens EUROSTAT voor het jaar 2016 neer op een vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0 van 0,0755 €/kWh. Dit is de prijs exclusief BTW en inclusief alle tarieven (distributie- en transmissienettarieven, bijdrage groene stroom en WKK, enz.). Deze waarde voor 2016 wordt overgenomen voor het jaar 2018 (zie 4.3. Marktprijs elektriciteit bij zelfafname voor overige verbruikers, pagina 29). Zo wordt gekomen tot een **vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0** van **0,0755 €/kWh.**

### 3.3.5. Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0 wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2017. Er wordt verondersteld dat een

stoomturbine van 10 $MW_e$ aangesloten wordt op het Trans HS net. Op dit net is het gemiddelde injectietarief gelijk aan **0,000646 €/kWh**. Dit gemiddelde is bepaald op basis van enerzijds het rekenkundig gemiddelde voor de 7 netbeheerders onder EANDIS en anderzijds het rekenkundig gemiddelde voor de 4 netbeheerders onder INFRAX en bevat het variabele deel van het injectietarief. Op basis van de gemiddelde tarieven per netbeheerder wordt een gewogen gemiddelde (80% EANDIS en 20% INFRAX) berekend.
Bij het injectietarief wordt ook een onbalanskost bijgeteld. Het percentage van de onbalans op de marktwaarde van elektriciteit bij verkoop wordt gelijkgesteld aan **0,597%**. Deze waarde wordt overgenomen van categorie 15.

### 3.3.6. Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

Als vermeden primaire brandstof wordt aardgas gekozen. De marktwaarde van aardgas wordt bepaald op basis van meest recente gegevens van EUROSTAT [EUROSTAT, 2017]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën, afhankelijk van het aardgasverbruik. Er kan aangenomen worden dat een stoomturbine van 10 $MW_e$ in categorie I5 valt (aardgasverbruik tussen 1.000.000 GJ en 4.000.000 GJ BVW). De gemiddelde aardgasprijs voor het jaar 2016 bedraagt 0,0167 €/kWh BVW. Dit is de prijs exclusief tarieven en exclusief BTW. Omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903 is de gemiddelde aardgasprijs gelijk aan 0,0184 €/kWh OVW. Deze waarde voor 2016 wordt overgenomen voor het jaar 2018 (zie punt 2.2 : Marktprijs aardgas voor overige verbruikers, pag. 27). Zo wordt gekomen tot een **marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0** van **0,0184 €/kWh**.

### 3.3.7. Inkomsten uit warmte-krachtcertificaten

Zoals toegelicht in paragraaf 1.2.1 is de warmte-krachtinstallatie niet kwalitatief. Er worden dan ook **geen inkomsten** uit warmte-krachtcertificaten meegerekend.

### 3.3.8. Prijs van de brandstof in jaar 0

Voor verbrandingsinstallaties van vaste biomassa-afval wordt aangenomen dat 100% van de input (energetisch) bestaat uit B-hout (houtafval).

We baseren ons op de resultaten van de marktbevraging van vorig jaar [VEA, 2016] en van dit jaar. De prijs die we gebruiken is het gemiddelde van de prijs van vorig jaar (marktbevraging over het jaar 2015) en de prijs van dit jaar (marktbevraging over het jaar 2016): **0,00230 €/kWh**. De houtprijs was in 2016 een stuk lager dan in 2015. Op basis van de beschikbare informatie blijft het moeilijk om te begrijpen hoe de prijzen van het B-hout in de praktijk bepaald worden. Het is ook moeilijk om een link te leggen tussen de kostprijs van het B-hout en de eigenschappen van het hout (vochtgehalte, asgehalte, graad van vervuiling). We hebben er in de mate van het mogelijke voor gezorgd dat de kostprijs representatief is voor de generieke installatie.

De verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de brandstofprijs wordt vastgelegd op **1,1%.**

### 3.3.9. Eindproducten

Bij de verbranding van vaste biomassa worden verbrandingsassen vrijgesteld als eindproduct. De kost voor de verwerking van deze verbrandingsassen wordt echter meegerekend met de operationele kosten van de installatie.

## 3.4. BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

| **Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 17** | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 124 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 1,28 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt afgetopt op: | **1,00** |

Tabel 18: Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 17

# HOOFDSTUK 5.
# KWALITATIEVE WARMTE-KRACHTINSTALLATIES OP BIOGAS

## 1. WKK OP BIOGAS UIT VERGISTING > 10 $KW_E$ EN ≤ 5 $MW_E$ VAN MEST- EN/OF LAND- EN TUINBOUWKUNDIGE STROMEN MET UITSLUITING VAN GFT-VERGISTING BIJ EEN BESTAANDE COMPOSTERINGSINSTALLATIE, DE RECUPERATIE VAN STORTGAS EN MET UITSLUITING VAN KWALITATIEVE WKK OP BIOGAS, AFKOMSTIG VAN VERGISTING VAN AFVALWATER, AFVALWATERZUIVERINGSSLIB, RIOOLWATER OF RIOOLWATERZUIVERINGSSLIB (WKK CAT. 5/1.A.1 EN 5/1.B.1)

### 1.1. KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE: INTERNE VERBRANDINGSMOTOR VAN 2.800 $KW_E$ OP 100 % BIOGAS

Zoals toegelicht in paragraaf 1.1 van HOOFDSTUK 3 wordt gekozen voor een WKK-installatie met een **interne verbrandingsmotor** van **2.800 $kW_e$** op 100% biogas uit de vergisting van hoofdzakelijk mest- en/of land- en tuinbouwkundige stromen of andere biologische stoffen of afvalstoffen. De technische kosten die niet zijn verbonden aan de energie-omzetting bepalen de brandstofkost.

### 1.2. BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

#### 1.2.1. Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Het bruto elektrisch en netto thermisch rendement van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen van GS categorie 5/1. Het **bruto elektrisch rendement** is gelijk aan **42,7%** en het **netto thermisch rendement** is gelijk aan **50,4%.**

Voor de referentie-installatie op biogas is het **Vlaams elektrisch referentierendement 42%** en het **Vlaams thermisch referentierendement 70%**, overeenkomstig het ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie op biogas is **39,7%** (na correctie voor klimaatomstandigheden en voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde is 80%** (warm water als nuttige warmte). Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan 40,6%. Dit betekent dat de WKK-installatie voldoet aan de voorwaarden voor een kwalitatieve WKK-installatie, overeenkom-

stig het bepaalde in bijlage I van het Energiebesluit. De WKK-installatie heeft bijgevolg recht op steun via warmte-krachtcertificaten.

### 1.2.2. Jaarlijks aantal vollasturen

Het **jaarlijks aantal vollasturen** wordt overgenomen van GS categorie 5/1 en is gelijk aan **7.770 uren**. Hierbij werd rekening gehouden met een verminderd aantal vollasturen gedurende het eerste exploitatiejaar.

### 1.2.3. Aandeel eigenverbruik

Het **aandeel eigenverbruik ($EV_{EL}$)** van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen van het rapport 2016 [VEA, 2016]. Het aandeel eigenverbruik bestaat uit de voorbehandeling van het biogas en de hulpdiensten van de WKK-installatie en is gelijk aan **2,09%**.

### 1.2.4. Constructieperiode

De **constructieperiode ($T_c$)** voor een interne verbrandingsmotor van 2.800 $kW_e$, gedefinieerd als de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname, wordt vastgelegd op **1 jaar**.

## 1.3. BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 1.3.1. Specifieke investeringskost

De **specifieke investeringskost** wordt bepaald op basis van de gegevens van de marktbevraging 2016 en 2017 van representatieve installaties. Bio-WKK installaties met een indienstnamedatum vanaf 2013 werden bevraagd voor de specifieke investeringskost. Deze kost bestaat uit de WKK-installatie zelf, de voorbehandeling van het biogas, de ontwikkelingskosten en andere kosten, zoals bv. aansluitingskosten.

Voor **nieuwe WKK-installaties** voor agrarische of industriële vergisters **(WKK categorie 5/1.a.1)** bedraagt de specifieke investeringskost **723 €/$kW_e$**.

Voor **ingrijpende wijzigingen** van WKK-installaties voor agrarische of industriële vergisters **(WKK categorie 5/1.b.1)** bedraagt de specifieke investeringskost **482 €/$kW_e$**. Deze kost wordt bepaald door middel van de minkost voor een ingrijpende wijzing ten opzichte van een nieuwe WKK-installatie bij een vermogen van 2.800 $kW_e$, op basis van BHKW-Kenndaten 2014/2015, namelijk 33,3% [BHKW, 2014].

### 1.3.2. Vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0

De **vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0** voor de referentie-installatie in deze categorie worden bepaald op basis van de gegevens van de jaren 2014, 2015 en 2016, verkregen via de marktbevraging 2016 en 2017 van de representatieve installaties. Enkel de biogasinstallaties met een indienstnamedatum vanaf 2013 werden bevraagd. Deze kosten bestaan uit de onderhoudskosten, kosten voor het vervangen van onderdelen, verzekeringskosten, administratieve kosten, personeelskosten, verbruiksgoederen, opstartkosten, eventuele andere brandstofkosten en overige operationele kosten. De vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0 zijn gelijk aan **91,6 €/$kW_e$**.

### 1.3.3. Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0** wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2017. Er wordt verondersteld dat een interne verbrandingsmotor van 2.800 $kW_e$ aangesloten wordt op het 1-26 kV net. Op dit net is het injectietarief gelijk aan **0,00138 €/kWh**. Dit gemiddelde is bepaald op basis van de distributienettarieven van de 7 netbeheerders onder EANDIS en de 4 netbeheerders onder INFRAX en bevat zowel het variabele als het vaste deel van het injectietarief.

### 1.3.4. Prijs van de brandstof in jaar 0

Voor de bepaling van de brandstofkost wordt de specifieke kost van biogas als motorbrandstof berekend. Hierbij wordt rekening gehouden met alle technische kosten die niet zijn verbonden aan de energie-omzetting

(WKK). De **prijs van de brandstof in jaar 0** wordt vastgelegd op **0,0711 €/kWh$_{cal}$** voor WKK-installaties op biogas uit de vergisting van mest- en/of land- en tuinbouwkundige stromen of andere biologische stoffen of afvalstoffen.

### 1.3.5. De verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktprijs van de brandstof

De **verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktprijs van de brandstof** wordt vastgelegd op **0,500%**, op basis van de verwachte prijsstijging voor de ingaande stoffen van de agrarische of industriële vergisters.

### 1.3.6. Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

Als vermeden primaire brandstof wordt aardgas gekozen. De marktwaarde van aardgas wordt bepaald op basis van de meest recente gegevens van EUROSTAT [EUROSTAT, 2017]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën, afhankelijk van het aardgasverbruik. Er kan aangenomen worden dat een interne verbrandingsmotor van 2.800 kWe in categorie I4 valt (aardgasverbruik tussen 10.000 GJ en 100.000 GJ BVW). De gemiddelde aardgasprijs voor het jaar 2016 is dan volgens EUROSTAT gelijk aan 0,0200 €/kWh BVW. Dit is de prijs exclusief tarieven en exclusief BTW. Omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903 is de gemiddelde aardgasprijs gelijk aan 0,0221 €/kWh OVW. Voor het jaar 2018 wordt de gemiddelde prijs van 2016 overgenomen. Zo wordt gekomen tot een **marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0 van 0,0221 €/kWh**. Meer uitleg staat ter hoogte van HOOFDSTUK 1.

## 1.4. BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

| **Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 5/1.a.1.** | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 80,0 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 2,29 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt afgetopt op: | **1,00** |

Tabel 19: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 5/1.a.1.

| **Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 5/1.b.1.** | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 76,4 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 2,18 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt afgetopt op: | **1,00** |

Tabel 20: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 5/1.b.1.

# 2. WKK OP BIOGAS > 10 $KW_E$ EN ≤ 5 $MW_E$ UIT GFT-VERGISTING BIJ EEN BESTAANDE COMPOSTERINGSINSTALLATIE (WKK CAT. 5/1.A.2 EN 5/1.B.2)

## 2.1. KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE: INTERNE VERBRANDINGSMOTOR VAN 1.300 $KW_E$ OP 100% BIOGAS

Zoals toegelicht in paragraaf 2.1 van HOOFDSTUK 3 wordt gekozen voor een WKK-installatie met een **interne verbrandingsmotor** van **1.300 $kW_e$** op 100% biogas uit de vergisting van GFT bij een bestaande composteringsinstallatie. De technische kosten die niet zijn verbonden aan de energie-omzetting bepalen de brandstofkost.

## 2.2. BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 2.2.1. Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Het bruto elektrisch en netto thermisch rendement van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen van GS categorie 6/1. Het **bruto elektrisch rendement** is **39,9%** en het **netto thermisch rendement** is gelijk aan **49,0%**.

Voor de referentie-installatie op biogas is het **Vlaams elektrisch referentierendement 42%** en het **Vlaams thermisch referentierendement 70%**, overeenkomstig het ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie op biogas is **39,5%** (na correctie voor klimaatomstandigheden en voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is **80%** (warm water als nuttige warmte). Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan 37,6%. Dit betekent dat de WKK-installatie voldoet aan de voorwaarden voor een kwalitatieve WKK-installatie, overeenkomstig het bepaalde in bijlage I van het Energiebesluit. De WKK-installatie heeft bijgevolg recht op steun via warmte-krachtcertificaten.

### 2.2.2. Jaarlijks aantal vollasturen

Het **jaarlijks aantal vollasturen** van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen van GS categorie 6/1 en is gelijk aan **7.200 uren**.

### 2.2.3. Aandeel eigenverbruik

Het **aandeel eigenverbruik ($EV_{EL}$)** van een WKK-installatie op biogas uit de vergisting van GFT bij een bestaande composteringsinstallatie wordt vastgelegd op **2,09%**. Het eigenverbruik van de WKK-installatie bestaat uit de voorbehandeling van het biogas en de hulpdiensten van de WKK. Dit aandeel wordt gelijk gesteld aan het aandeel eigenverbruik van de agrarische of industriële vergisters.

### 2.2.4. Constructieperiode

De **constructieperiode ($T_c$)** voor WKK-installaties, gedefinieerd als de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname, wordt vastgelegd op **1 jaar**.

## 2.3. BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 2.3.1. Specifieke investeringskost

De **specifieke investeringskost** voor WKK-installaties op biogas uit de vergisting van GFT bij een bestaande composteringsinstallatie wordt bepaald op basis van BHKW-kenndaten 2014-2015 [BHKW, 2014]. Deze kost bevat echter niet de kost voor de voorbehandeling van het biogas. Daarom wordt rekening gehouden met de extra kost voor de voorbehandeling van het biogas. Deze wordt bepaald aan de hand van de marktbevraging 2016 en 2017 voor agrarische en industriële vergisters en wordt verondersteld gelijk te zijn aan de kost voor voorbehandeling van het biogas bij GFT-vergisters.

Voor **nieuwe WKK-installaties** op biogas uit de vergisting van GFT bij een bestaande composteringsinstallatie **(WKK categorie 5/1.a.2)** bedraagt de specifieke investeringskost **807 €/kW$_e$**.

Voor **ingrijpende wijzigingen** van WKK-installaties op biogas uit de vergisting van GFT bij een bestaande composteringsinstallatie **(WKK categorie 5/1.b.2)** bedraagt de specifieke investeringskost **496 €/kW$_e$**. Deze kost wordt bepaald door middel van de minkost voor een ingrijpende wijzing ten opzichte van een nieuwe WKK-installatie bij een vermogen van 1.300 kW$_e$, op basis van BHKW-Kenndaten 2014/2015, namelijk 38,5% [BHKW, 2014].

### 2.3.2. Variabele kosten per eenheid productie in jaar 0

De **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0** van de referentie-installatie in deze categorie worden overgenomen van de variabele kosten per eenheid productie in jaar 0 van de agrarische of industriële vergisters. Deze kosten bestaan uit de onderhoudskosten, kosten voor het vervangen van onderdelen, verzekeringskosten, administratieve kosten, personeelskosten, verbruiksgoederen, opstartkosten, eventuele andere brandstofkosten en overige operationele kosten. De variabele kosten per eenheid productie in jaar 0 zijn gelijk aan **0,0127 €/kWh$_e$**.

### 2.3.3. Vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0

De vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0 wordt bepaald op basis van de meest recente data van EUROSTAT [EUROSTAT, 2017]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën, afhankelijk van de elektriciteitsafname. Voor een interne verbrandingsmotor van 1.300 kW$_e$ kan ervan worden uitgegaan dat deze geplaatst wordt bij een verbruiker die tot verbruikerscategorie ID behoort (2000 < verbruik < 20.000 MWh). Dit komt volgens EUROSTAT voor het jaar 2016 neer op een vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname van 0,0963 €/kWh. Dit is de prijs exclusief BTW en inclusief alle tarieven (distributie- en transmissienettarieven, bijdrage groene stroom en WKK, enz.). Voor het jaar 2018 wordt de gemiddelde prijs van 2016 overgenomen: een **vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname** van **0,0963 €/kWh**. Meer uitleg staat ter hoogte van HOOFDSTUK 1.

### 2.3.4. Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0** wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2017. Er wordt verondersteld dat een interne verbrandingsmotor van 1.300 kW$_e$ aangesloten wordt op het 1-26 kV net. Op dit net is het injectietarief gelijk aan **0,00142 €/kWh**. Dit gemiddelde is bepaald op basis van de distributienettarieven van de 7 netbeheerders onder EANDIS en de 4 netbeheerders onder INFRAX en bevat zowel het variabele als het vaste deel van het injectietarief.

### 2.3.5. Prijs van de brandstof in jaar 0

Voor de bepaling van de brandstofkost werd de specifieke kost van biogas als motorbrandstof berekend. Hierbij wordt rekening gehouden met alle technische kosten die niet zijn verbonden aan de energie-omzetting (WKK). De **prijs van de brandstof in jaar 0** wordt vastgelegd op **0,154 €/kWh$_{cal}$** voor WKK-installaties op biogas uit de vergisting van GFT bij een bestaande composteringsinstallatie.

### 2.3.6. De verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktprijs van de brandstof

De **verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktprijs van de brandstof** wordt vastgelegd op **0%**, op basis van de verwachte prijsstijging voor de ingaande stoffen van de GFT-vergister bij een bestaande composteringsinstallatie.

### 2.3.7. Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

De vermeden brandstofkost voor de bepaling van de inkomsten uit groene warmte wordt vastgelegd op basis van de meest recente gegevens van EUROSTAT [EUROSTAT, 2017] voor de consumptieprijzen van aardgas. In dit geval wordt de prijs exclusief tarieven en exclusief BTW genomen. Voor categorie I4 is de prijs voor het jaar 2016 gelijk aan 0,0200 €/kWh BVW. Omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW) met een omrekeningsfactor van 0,903, is de gemiddelde aardgasprijs gelijk aan 0,0221 €/kWh OVW. Voor het jaar 2018 wordt de gemiddelde prijs van 2016 overgenomen. Zo wordt bekomen tot een marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0 van 0,0221 €/kWh. Meer uitleg staat ter hoogte van HOOFDSTUK 1.

## 2.4. BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

| **Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 5/1.a.2.** | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 209 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 5,97 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt afgetopt op: | **1,00** |

Tabel 21: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 5/1.a.2.

| **Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 5/1.b.2.** | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 204 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 5,83 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt afgetopt op: | **1,00** |

Tabel 22: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 5/1.b.2.

# 3. WKK OP BIOGAS > 10 $KW_E$ EN ≤ 5 $MW_E$ UIT DE RECUPERATIE VAN STORTGAS (WKK CAT. 5/1.A.3 EN 5/1.B.3)

## 3.1. KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE: INTERNE VERBRANDINGSMOTOR VAN 500 $KW_E$ OP 100% BIOGAS

Er wordt gekozen voor een WKK-installatie met een **interne verbrandingsmotor** van **500 $kW_e$** op 100% biogas uit de recuperatie van stortgas. De technische kosten die niet zijn verbonden aan de energie-omzetting bepalen de brandstofkost.

## 3.2. BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 3.2.1. Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Het bruto elektrisch en netto thermisch rendement van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen van rapport 2016 [VEA, 2016]. Het **bruto elektrisch rendement is 35,8%** en het **netto thermisch rendement is 15,0%**.

Voor de referentie-installatie op biogas is het **Vlaams elektrisch referentierendement 42%** en het **Vlaams thermisch referentierendement 70%**, overeenkomstig het ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie op biogas is **39,7%** (na correctie voor klimaatomstandigheden en voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is **80%**. Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan 6,51%. Gezien de referentie-installatie kleiner is dan 1 $MW_e$ is dit een kwalitatieve warmte-krachtinstallatie, die bijgevolg recht heeft op steun via warmte-krachtcertificaten.

### 3.2.2. Jaarlijks aantal vollasturen

Het **jaarlijks aantal vollasturen** van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen van rapport 2016 [VA, 2016] en is gelijk aan **4.600 uren**.

### 3.2.3. Aandeel eigenverbruik

Het **aandeel eigenverbruik ($EV_{EL}$)** van een biogasinstallatie voor de recuperatie van stortgas wordt vastgelegd op **2,09%**. Het eigenverbruik bestaat uit de voorbehandeling van het biogas en de hulpdiensten van de WKK-installatie. Dit aandeel wordt gelijkgesteld aan het eigenverbruik van de agrarische of industriële vergisters.

### 3.2.4. Constructieperiode

De **constructieperiode ($T_c$)** voor een interne verbrandingsmotor van 500 $kW_e$, gedefinieerd als de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname, wordt vastgelegd op **1 jaar**.

## 3.3. BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 3.3.1. Specifieke investeringskost

De specifieke investeringskost wordt overgenomen van rapport 2016 [VEA, 2016], maar geïndexeerd tot 2018 volgens de werkelijke inflatie tot 2017 en een ingeschatte inflatie tussen 2017 en 2018, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau (24,98% voor gegevens uit 2006) [FPB, 2017]. In de berekening werd

eveneens rekening gehouden met de verwachte dalende technologiekost voor verbrandingsmotoren met 0,5% per jaar tot 2020 [IEA, 2010].

Voor **nieuwe WKK -installaties** op biogas uit de recuperatie van stortgas **(WKK categorie 5/1.a.3)** bedraagt de specifieke investeringskost **1.530 €/kW$_e$**.

Voor **ingrijpende wijzigingen** van WKK-installaties op biogas uit de recuperatie van stortgas **(WKK categorie 5/1.b.3)** bedraagt de specifieke investeringskost **779 €/kW$_e$**. Deze kost wordt bepaald door middel van de minkost voor een ingrijpende wijzing ten opzichte van een nieuwe WKK-installatie bij een vermogen van 500 kW$_e$ op basis van BHKW-Kenndaten 2014/2015, namelijk 49,1% [BHKW, 2014].

### 3.3.2. Vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0

De **vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0** van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen van rapport 2016 [VEA, 2016], maar geïndexeerd tot 2018 volgens de werkelijke inflatie tot 2017 en een ingeschatte inflatie tussen 2017 en 2018, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau (24,98% voor gegevens uit 2006) [FPB, 2017] en is gelijk aan **188 €/kW$_e$**.

### 3.3.3. Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0** wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2017. Er wordt verondersteld dat een interne verbrandingsmotor van 500 kW$_e$ aangesloten wordt op het 1-26 kV net. Op dit net is het injectietarief gelijk aan **0,00153 €/kWh**. Dit gemiddelde is bepaald op basis van de distributienettarieven van de 7 netbeheerders onder EANDIS en de 4 netbeheerders onder INFRAX en bevat zowel het variabele als het vaste deel van het injectietarief.

### 3.3.4. Prijs van de brandstof in jaar 0

Het opgevangen stortgas wordt gerecupereerd uit afvalstorten. Daarom wordt er **geen prijs voor de brandstof** aangerekend.

### 3.3.5. Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

Als vermeden primaire brandstof wordt aardgas gekozen. De marktwaarde van aardgas wordt bepaald op basis van de meest recente gegevens van EUROSTAT [EUROSTAT, 2017]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën, afhankelijk van het aardgasverbruik. Er kan aangenomen worden dat een interne verbrandingsmotor van 500 kW$_e$ in categorie I3 valt (aardgasverbruik tussen 1.000 GJ en 10.000 GJ BVW). De gemiddelde aardgasprijs voor het jaar 2016 is dan volgens EUROSTAT gelijk aan 0,0236 €/kWh BVW. Dit is de prijs exclusief tarieven en exclusief BTW. Omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903 is de gemiddelde aardgasprijs gelijk aan 0,0261 €/kWh OVW. Voor het jaar 2018 wordt de gemiddelde prijs van 2016 overgenomen. overgenomen. Zo wordt gekomen tot een **marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0 van 0,0261 €/kWh**. Meer uitleg staat ter hoogte van HOOFDSTUK 1.

## 3.4. BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

| **Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 5/1.a.3.** | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 455 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 13,0 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt afgetopt op: | **1,00** |

Tabel 23: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 5/1.a.3.

| Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 5/1.b.3. | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 218 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 6,23 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt afgetopt op: | **1,00** |

Tabel 24: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 5/1.b.3.

# 4. WKK OP BIOGAS UIT VERGISTING VAN MEST- EN/OF LAND- EN TUINBOUWKUNDIGE STROMEN OF VAN ANDERE ORGANISCH-BIOLOGISCHE STOFFEN OF AFVALSTOFFEN, MET UITSLUITING VAN KWALITATIEVE WKK OP STORTGAS, OF OP BIOGAS AFKOMSTIG VAN AFVALWATER, AFVALWATERZUIVERINGSSLIB, RIOOLWATER, RIOOLWATERZUIVERINGSSLIB OF GFT-AFVAL > 5 $MW_E$ EN ≤ 20 $MW_E$ (WKK CAT. 6/1.A. EN 6/1.B.)

## 4.1. KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE: INTERNE VERBRANDINGSMOTOR VAN 7 $MW_E$ OP 100% BIOGAS

Zoals toegelicht in paragraaf 3.1 van HOOFDSTUK 3 wordt gekozen voor een WKK-installatie met een **interne verbrandingsmotor** van **7 $MW_e$** op 100% biogas uit de vergisting van mest- en/of land en tuinbouwkundige stromen of andere biologische stoffen of afvalstoffen. De technische kosten die niet zijn verbonden aan de energie-omzetting bepalen de brandstofkost.

## 4.2. BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 4.2.1. Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Voor het bruto elektrisch en netto thermisch rendement van de referentie-installatie in deze categorie wordt uitgegaan van de waarden, gebruikt in de WKK categorieën 5/1.a.1 en 5/1.b.1. Het **bruto elektrisch rendement** is gelijk aan **42,7%** en het **thermisch rendement** is gelijk aan **50,4%.**

Voor de referentie-installatie op biogas is het **Vlaams elektrisch referentierendement 42%** en het **Vlaams thermisch referentierendement 70%**, overeenkomstig het ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie op biogas is **39,7%** (na correctie voor klimaatomstandigheden en voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is **80%**. Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan 40,6%. Dit betekent dat de WKK-installatie voldoet aan de voorwaarden voor een kwalitatieve WKK-installatie, overeenkomstig het bepaalde in bijlage I van het Energiebesluit. De WKK-installatie heeft bijgevolg recht op steun via warmte-krachtcertificaten.

### 4.2.2. Jaarlijks aantal vollasturen

Het **jaarlijks aantal vollasturen** van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen van de waarde gebruikt in WKK categorieën 5/1.a.1 en 5/1.b.1. Het jaarlijks aantal vollasturen is gelijk aan **7.770 uren**. Hierbij werd rekening gehouden met een verminderd aantal vollasturen gedurende het eerste exploitatiejaar.

### 4.2.3. Aandeel eigenverbruik

Het **aandeel eigenverbruik ($EV_{EL}$)** van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen van de WKK categorieën 5/1.a.1 en 5/1.b.1 en wordt vastgelegd op **2,09%.** Het eigenverbruik van de WKK-installatie bestaat uit de voorbehandeling van het biogas en de hulpdiensten van de WKK-installatie.

### 4.2.4. Constructieperiode

De **constructieperiode ($T_c$)** voor een interne verbrandingsmotor van 7.000 $kW_e$, gedefinieerd als de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname, wordt vastgelegd op **1 jaar**.

## 4.3. BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 4.3.1. Specifieke investeringskost

De bepaling van de specifieke investeringskost voor de referentie-installatie in deze categorie gebeurt op basis van de kosten uit WKK categorieën 5/1.a.1 en 5/1.b.1, herschaald tot het vermogen van een grotere WKK-installatie (7 $MW_e$). Deze factor werd bepaald op basis van BHKW-Kenndaten 2014-2015 en bedraagt 0,82 [BHKW, 2014].

Voor **nieuwe WKK-installaties** op biogas uit de vergisting van hoofdzakelijk mest- en/of land- en tuinbouwkundige stromen of andere biologische stoffen of afvalstoffen **(WKK categorie 6/1.a.)** bedraagt de specifieke investeringskost **594 €/$kW_e$**.

Voor **ingrijpende wijzigingen** van WKK-installaties op biogas uit de vergisting van hoofdzakelijk mest- en/of land- en tuinbouwkundige stromen of andere biologische stoffen of afvalstoffen **(WKK categorie 6/1.b.)** bedraagt de specifieke investeringskost **396 €/$kW_e$**.

### 4.3.2. Vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0

De **vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0** voor de referentie-installatie in deze categorie zijn gelijk aan **62,9 €/$kW_e$** en worden bepaald op basis van de kosten uit WKK categorieën 5/1.a.1 en 5/1.b.1, herschaald tot het vermogen van een grotere WKK-installatie (7 $MW_e$). Deze factor werd bepaald op basis van BHKW-Kenndaten 2014-2015 en bedraagt 0,69 [BHKW, 2014].

### 4.3.3. Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0** wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2017. Er wordt verondersteld dat een interne verbrandingsmotor van 7.000 $kW_e$ aangesloten wordt op het 1-26 kV net. Op dit net is het injectietarief gelijk aan **0,00137 €/kWh**. Dit gemiddelde is bepaald op basis van de distributienettarieven van de 7 netbeheerders onder EANDIS en de 4 netbeheerders onder INFRAX en bevat zowel het variabele als het vaste deel van het injectietarief.

### 4.3.4. Prijs van de brandstof in jaar 0

Voor de bepaling van de brandstofkost wordt de specifieke kost van biogas als motorbrandstof berekend. Hierbij wordt rekening gehouden met alle technische kosten die niet zijn verbonden aan de energie-omzetting (WKK). De **prijs van de brandstof in jaar 0** wordt vastgelegd op **0,0755 €/$kWh_{cal}$** voor WKK-installaties op biogas uit agrarische of industriële installaties.

### 4.3.5. De verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktprijs van de brandstof

De **verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktprijs van de brandstof** wordt vastgelegd op **0,500%**, op basis van de verwachte prijsstijging voor de ingaande stoffen van de agrarische of industriële vergisters.

### 4.3.6. Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

Als vermeden primaire brandstof wordt aardgas gekozen. De marktwaarde van aardgas wordt bepaald op basis van de meest recente gegevens van EUROSTAT [EUROSTAT, 2017]. Deze kost is verschillend voor de verschillende verbruikerscategorieën, afhankelijk van het aardgasverbruik. Er kan aangenomen worden dat een interne verbrandingsmotor van 7.000 kWe in categorie I4 valt (aardgasverbruik tussen 10.000 GJ en 100.000 GJ BVW). De gemiddelde aardgasprijs voor het jaar 2016 is volgens EUROSTAT gelijk aan 0,0200 €/kWh BVW. Dit is de prijs exclusief tarieven en exclusief BTW. Omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903 is de gemiddelde aardgasprijs gelijk aan 0,0221 €/kWh OVW. Voor het jaar 2018 wordt de gemiddelde prijs van 2016 overgenomen. Zo wordt gekomen tot **een marktwaarde zonder toevoegingen van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0 van 0,0221 €/kWh.** Meer uitleg staat ter hoogte van HOOFDSTUK 1.

## 4.4. BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

| **Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 6/1.a.** | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 81,9 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 2,34 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt afgetopt op: | **1,00** |

Tabel 25: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 6/1.a.

| **Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 6/1.b.** | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 78,9 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 2,25 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt afgetopt op: | **1,00** |

Tabel 26: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 6/1.b.

# HOOFDSTUK 6.
# KWALITATIEVE WARMTE-KRACHTINSTALLATIES OP FOSSIELE BRANDSTOF

## 1. WKK ≤ 10 $KW_E$ (WKK CAT. 1.A EN 1.B)

Deze categorie is geschrapt voor installaties met een startdatum vanaf 2018 (cfr. Besluit van de Vlaamse Regering van 12 mei 2017 houdende wijziging van het Energiebesluit van 19 november 2010, wat betreft technische wijzigingen van de certificatentoekenning en de invoering van biomassacertificatie, van duurzaamheidscriteria voor vaste en gasvormige biomassa en van ILUC-voorwaarden, ofwel het duurzaamheidsbesluit)[12].

## 2. WKK 10 $KW_E$ - 200 $KW_E$ (WKK CAT. 2.A EN 2.B)

### 2.1. KEUZE VAN REFERENTIE-INSTALLATIE: INTERNE VERBRANDINGSMOTOR VAN 70 $KW_E$ OP AARDGAS

Voor de bepaling van de referentie-installatie voor deze categorie worden gegevens van het bestaande productiepark gebruikt. Gezien de economische situatie van de laatste jaren, kan ervan worden uitgegaan dat alleen de meest kostenefficiënte projecten zijn gerealiseerd.

Op basis van de gegevens die bij het Vlaamse Energieagentschap beschikbaar zijn in het kader van de opvolging van certificaatgerechtigde installaties voor warmte-krachtkoppeling wordt gekozen voor een installatie met een interne verbrandingsmotor van **70 $kW_e$** op aardgas.

### 2.2. BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

#### 2.2.1. Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Het bruto elektrisch en netto thermisch rendement van de referentie-installatie voor deze categorie worden overgenomen uit het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016]. Het **bruto elektrisch rendement is 33,9%** en het **netto thermisch rendement is 54,4%**.

Voor de referentie-installatie is het **Vlaams elektrisch referentierendement 50%** (aangesloten op een spanningsnet met een nominale spanning die lager is dan of gelijk is aan 15 kV) en het **Vlaams thermisch referentierendement 90%** (warm water als nuttige warmte), overeenkomstig het bepaalde in artikel 6.2.10 van het Energiebesluit en ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie is **47,8%** (na correctie voor klimaatomstandigheden en voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is **92%** (warm water als nuttige warmte). Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde

[12] Zie ook HOOFDSTUK 3 - inleiding

verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan 24,6%. Dit betekent dat de WKK-installatie voldoet aan de voorwaarden voor een kwalitatieve WKK-installatie, overeenkomstig het bepaalde in bijlage I van het Energiebesluit. De WKK-installatie heeft bijgevolg recht op steun via warmte-krachtcertificaten.

### 2.2.2. Jaarlijks aantal vollasturen

Het **jaarlijks aantal vollasturen** van de referentie-installatie voor deze categorie wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016]. Het jaarlijks aantal vollasturen is gelijk aan **4.000 uren**.

### 2.2.3. Aandeel eigenverbruik

Het **aandeel eigenverbruik** van de referentie-installatie voor deze categorie wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016]. Het aandeel eigenverbruik is gelijk aan **3,0%** van het bruto elektrisch vermogen.

### 2.2.4. Constructieperiode

De **constructieperiode** voor een interne verbrandingsmotor van 70 $kW_e$ is de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname van de installatie. Deze periode wordt gelijkgesteld aan **1 jaar**, overeenkomstig het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016].

## 2.3. BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 2.3.1. Specifieke investeringskost

De specifieke investeringskost is bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens, zijnde een representatief aantal facturen tussen 2014 en 2016 van certificaatgerechtigde WKK-installaties en van installaties die verhoogde investeringsaftrek hebben ontvangen. Deze kosten zijn geïndexeerd tot het jaar 2018, volgens de werkelijke inflatie tot 2017 en een ingeschatte inflatie in 2018, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2017]. In de berekening werd eveneens rekening gehouden met de verwachte dalende technologiekost voor verbrandingsmotoren met 0,5% per jaar tot 2020 [IEA, 2010]. De totale indexering (inflatie en technologiekost) bedraagt 4,48% voor gegevens uit 2014, 4,39% voor gegevens uit 2015 en 2,85% voor gegevens uit 2016.
Ook beschikbare leveranciersgegevens en de BHKW-Kenndaten 2014/2015[13] werden als bron gebruikt in de bepaling van de specifieke investeringskost [BHKW, 2014].

De specifieke investeringskost voor een nieuwe WKK-installatie (WKK categorie 2.a) ligt hoger dan deze voor een ingrijpende wijziging (WKK categorie 2.b). Bij een ingrijpende wijziging komt de kost ongeveer overeen met de kost van de WKK-module. Dit komt omdat de kosten voor de uitbraak van de te vervangen motor en het terug aansluiten van de nieuwe motor worden gecompenseerd door de mogelijkheid tot hergebruik van bepaalde onderdelen. De kostprijs van een WKK-module bedraagt ongeveer 75% van de totale investeringskost van een nieuwe installatie die bovendien de kosten voor warmterecuperatie, instrumentatie en bemetering, voorschriften en regeling, leidingen, kosten van de hulpsystemen, bouwonkosten, aansluiting op gas- en elektriciteitsnet en projectbeheerskosten (ingenieurs- en managementkosten) omvat.

Op basis van deze gegevens werd de **specifieke investeringskost voor een nieuwe installatie (WKK categorie 2.a)** bepaald op **2.180 €/$kW_e$**.

De **specifieke investeringskost voor ingrijpende wijziging (WKK categorie 2.b)** bedraagt dus 75% van deze kost, namelijk **1.640 €/$kW_e$**.

[13] Dit is tot op heden nog steeds de meest recente uitgave. Een geactualiseerde versie wordt wellicht in de loop van 2017 verwacht.

### 2.3.2. Variabele kosten per eenheid productie in jaar 0

De **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0** bevatten de operationele kosten en onderhoudskosten. Deze zijn bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens, zijnde een representatief aantal onderhoudscontracten en facturen tussen 2014 en 2016 van certificaatgerechtigde WKK-installaties. Deze kosten zijn geïndexeerd tot het jaar 2018 volgens de werkelijke inflatie tot 2017 en een ingeschatte inflatie tussen 2017 en 2018, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2017]. Ook beschikbare leveranciersgegevens en de BHKW-Kenndaten 2014/2015 werden als bron gebruikt in de bepaling van de onderhoudskosten [BHKW, 2014][13].

Op basis van deze gegevens werden de **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0** bepaald op **0,0309 €/kWh**.

### 2.3.3. Vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0

De vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0 wordt bepaald op basis van de meest recent beschikbare data van EUROSTAT [EUROSTAT, 2017]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën afhankelijk van de elektriciteitsafname. Voor een interne verbrandingsmotor van 70 $kW_e$ kan ervan worden uitgegaan dat deze wordt geplaatst bij een verbruiker die tot verbruikerscategorie IC behoort (500 MWh < verbruik < 2.000 MWh). Dit komt volgens EUROSTAT voor het jaar 2016 neer op een gemiddelde vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname van 0,114 €/kWh. Dit is de prijs exclusief BTW en inclusief alle tarieven (distributie- en transmissienettarieven, bijdrage groene stroom en WKK, enz.). Voor het jaar 2018 wordt de gemiddelde prijs van 2016 eenmaal geïndexeerd aan 3,5%[14] omwille van de stijging van de distributietarieven voor LS.

De **vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname** bedraagt aldus **0,118 €/kWh**.

### 2.3.4. Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0** wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven Dit zijn de tarieven voor 2017. Er wordt verondersteld dat een interne verbrandingsmotor van 70 $kW_e$ wordt aangesloten op LS. Op dit net is het gemiddelde injectietarief gelijk aan **0,00870 €/kWh**. Dit gemiddelde is bepaald op basis van de injectietarieven van de 7 netbeheerders onder EANDIS en de 4 netbeheerders onder INFRAX en bevat zowel het variabele als het vaste deel van het injectietarief (dit laatste omgerekend naar een tarief in €/kWh).

### 2.3.5. Prijs van de brandstof in jaar 0

De aankoopkost voor aardgas wordt bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens van EUROSTAT [EUROSTAT, 2017]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën, afhankelijk van het aardgasverbruik. Er kan worden aangenomen dat een interne verbrandingsmotor van 70 $kW_e$ in categorie I2 valt (aardgasverbruik tussen 1.000 GJ en 10.000 GJ BVW). De gemiddelde aardgasprijs in 2016 is dan volgens EUROSTAT gelijk aan 0,0327 €/kWh. Dit is de prijs inclusief tarieven. Deze waarde wordt omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903. Deze waarde voor 2016 wordt eenmaal geïndexeerd met 2,5% voor de prijs van 2018[15].

De **prijs van de brandstof in jaar 0** bedraagt aldus **0,0371 €/kWh**.

### 2.3.6. Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

De vermeden primaire brandstof is eveneens aardgas. De marktwaarde van aardgas wordt bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens van EUROSTAT [EUROSTAT, 2017]. In tegenstelling tot de prijs van de brandstof hierboven, wordt in dit geval de prijs exclusief tarieven en exclusief BTW genomen. Voor categorie I2 is

[14] Zie HOOFDSTUK 1 punt 4.3.
[15] zie HOOFDSTUK 1 – punt 2

de gemiddelde waarde voor 2016 gelijk aan 0,0304 €/kWh BVW. Deze waarde wordt omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903. Deze waarde voor 2016 wordt niet geïndexeerd voor de prijs van 2018 (zie HOOFDSTUK 1 – punt 2).

De **marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0** bedraagt aldus **0,0337 €/kWh**.

## 2.4. BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

| **Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 2.a** | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 94,9 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 2,71 |
| De bandingfactor wordt afgetopt op: | **1,00** |

Tabel 27: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 2.a

| **Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 2.b** | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 60,4 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 1,73 |
| De bandingfactor wordt afgetopt op: | **1,00** |

Tabel 28: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 2.b

# 3. WKK 200 $KW_E$ - 1 $MW_E$ (WKK CAT. 3.A EN 3.B)

## 3.1. KEUZE VAN REFERENTIE-INSTALLATIE: INTERNE VERBRANDINGSMOTOR VAN 500 $KW_E$ OP AARDGAS

Voor de bepaling van de referentie-installatie voor deze categorie worden gegevens van het bestaande productiepark gebruikt. Gezien de economische situatie van de laatste jaren, kan ervan worden uitgegaan dat alleen de meest kostenefficiënte projecten zijn gerealiseerd.

Op basis van de gegevens die bij het Vlaamse Energieagentschap beschikbaar zijn in het kader van de opvolging van certificaatgerechtigde installaties voor warmte-krachtkoppeling wordt gekozen voor een installatie met een interne verbrandingsmotor van **500 $kW_e$** op aardgas.

## 3.2. BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 3.2.1. Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Het bruto elektrisch en netto thermisch rendement van de referentie-installatie voor deze categorie worden overgenomen uit het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016]. Het **bruto elektrisch rendement is 37,1%** en het **netto thermisch rendement is 56,5%**.

Voor de referentie-installatie in deze categorie is het **Vlaams elektrisch referentierendement 50%** (aangesloten op een spanningsnet met een nominale spanning die lager is dan of gelijk is aan 15 kV) en het **Vlaams thermisch referentierendement 90%** (warm water als nuttige warmte), overeenkomstig het bepaalde in artikel 6.2.10 van het Energiebesluit en ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie is **48,2%** (na correctie voor klimaatomstandigheden en voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is **92%** (warm water als nuttige warmte). Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan 26,5%. Dit betekent dat de WKK-installatie voldoet aan de voorwaarden voor een kwalitatieve WKK-installatie, overeenkomstig het bepaalde in bijlage I van het Energiebesluit. De WKK-installatie heeft bijgevolg recht op steun via warmte-krachtcertificaten.

### 3.2.2. Jaarlijks aantal vollasturen

Het **jaarlijks aantal vollasturen** van de referentie-installatie voor deze categorie wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016]. Het jaarlijks aantal vollasturen is gelijk aan **3.930 uren**.

### 3.2.3. Aandeel eigenverbruik

Het **aandeel eigenverbruik** van de referentie-installatie voor deze categorie wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016]. Het aandeel eigenverbruik is gelijk aan **3,0%** van het bruto elektrisch vermogen.

### 3.2.4. Constructieperiode

De **constructieperiode** voor een interne verbrandingsmotor van 500 $kW_e$ wordt, als gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname van de installatie, gelijkgesteld aan **1 jaar**, overeenkomstig het VEA rapport 2016 [VEA, 2016].

## 3.3. BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 3.3.1. Specifieke investeringskost

De specifieke investeringskost is bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens, zijnde een representatief aantal facturen tussen 2014 en 2016 van certificaatgerechtigde WKK-installaties en van installaties die verhoogde investeringsaftrek hebben ontvangen. Deze kosten zijn geïndexeerd tot het jaar 2018, volgens de werkelijke inflatie tot 2017 en een ingeschatte inflatie tussen 2017 en 2018, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2017]. In de berekening werd eveneens rekening gehouden met de verwachte dalende technologiekost voor verbrandingsmotoren met 0,5% per jaar tot 2020 [IEA, 2010]. De totale indexering (inflatie en technologiekost) bedraagt 4,48% voor gegevens uit 2014, 4,39% voor gegevens uit 2015 en 2,85% voor gegevens uit 2016.
Ook beschikbare leveranciersgegevens en de BHKW-Kenndaten 2014/2015[13] werden als bron gebruikt in de bepaling van de specifieke investeringskost [BHKW, 2014].

De specifieke investeringskost voor een nieuwe WKK-installatie (WKK categorie 3.a) ligt hoger dan deze voor een ingrijpende wijziging (WKK categorie 3.b). Bij een ingrijpende wijziging komt de kost ongeveer overeen met de kost van de WKK-module. Dit komt omdat de kosten voor de uitbraak van de te vervangen motor en het terug aansluiten van de nieuwe motor worden gecompenseerd door de mogelijkheid tot hergebruik van bepaalde onderdelen. De kostprijs van een WKK-module bedraagt ongeveer 2/3 van de totale investeringskost van een nieuwe installatie die bovendien de kosten voor warmterecuperatie, instrumentatie en bemetering, voorschriften en regeling, leidingen, kosten van de hulpsystemen, bouwonkosten, aansluiting op gas- en elektriciteitsnet en projectbeheerskosten (ingenieurs- en managementkosten) omvat.

Op basis van deze gegevens werd de **specifieke investeringskost voor een nieuwe installatie (WKK categorie 3.a)** bepaald op **1.120 €/kW$_e$**.

De **specifieke investeringskost voor ingrijpende wijziging (WKK categorie 3.b)** bedraagt dus 2/3 van deze kost, namelijk **747 €/kW$_e$**.

### 3.3.2. Variabele kosten per eenheid productie in jaar 0

De **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0** bevatten de operationele kosten en onderhoudskosten. Deze zijn bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens, zijnde een representatief aantal onderhoudscontracten en facturen tussen 2014 en 2016 van certificaatgerechtigde WKK-installaties. Deze kosten zijn geïndexeerd tot het jaar 2018 volgens de werkelijke inflatie tot 2017 en een ingeschatte inflatie tussen 2017 en 2018, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2017]. Ook beschikbare leveranciersgegevens en de BHKW-Kenndaten 2014/2015 werden als bron gebruikt in de bepaling van de onderhoudskosten [BHKW, 2014][13].

Op basis van deze gegevens werden de **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0** bepaald op **0,0188 €/kWh**.

### 3.3.3. Vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0

De vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0 wordt bepaald op basis van de meest recent beschikbare data van EUROSTAT [EUROSTAT, 2017]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën afhankelijk van de elektriciteitsafname. Voor een interne verbrandingsmotor van 500 kW$_e$ kan ervan worden uitgegaan dat deze wordt geplaatst bij een verbruiker die tot verbruikerscategorie ID behoort (2.000 MWh < verbruik < 20.000 MWh) op MS. Dit komt volgens EUROSTAT voor het jaar 2016 neer op een gemiddelde vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname van 0,0963 €/kWh. Dit is de prijs exclusief BTW en inclusief alle tarieven (distributie- en transmissienettarieven, bijdrage groene stroom en WKK, enz.). Vermits deze verbruikerscategorie is aangesloten op MS en er dus geen verhoging van de distributienettarieven voorzien is, wordt voor 2018 de gemiddelde prijs van 2016 overgenomen (zie ook HOOFDSTUK 1 – punt 4.3).

De **vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname** bedraagt aldus **0,0963 €/kWh**.

### 3.3.4. Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0** wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2017. Er wordt verondersteld dat een interne verbrandingsmotor van 500 $kW_e$ wordt aangesloten op het 1-26 kV net. Op dit net is het injectietarief gelijk aan **0,00187 €/kWh**. Dit gemiddelde is bepaald op basis van de distributienettarieven van de 7 netbeheerders onder EANDIS en de 4 netbeheerders onder INFRAX en bevat zowel het variabele als het vaste deel van het injectietarief (dit laatste omgerekend naar een tarief in €/kWh).

### 3.3.5. Prijs van de brandstof in jaar 0

De aankoopkost voor aardgas wordt bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens van EUROSTAT [EUROSTAT, 2017]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën, afhankelijk van het aardgasverbruik. Er kan worden aangenomen dat een interne verbrandingsmotor van 500 $kW_e$ in categorie I3 valt (aardgasverbruik tussen 10.000 GJ en 100.000 GJ BVW). De gemiddelde aardgasprijs in 2016 is dan volgens EUROSTAT gelijk aan 0,0257 €/kWh. Dit is de prijs inclusief tarieven. Deze waarde wordt omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903. Deze waarde voor 2016 wordt eenmaal geïndexeerd met 2,5% voor de prijs van 2018 (zie HOOFDSTUK 1 – punt 2).

De **prijs van de brandstof in jaar 0** bedraagt aldus **0,0292 €/kWh**.

### 3.3.6. Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

De vermeden primaire brandstof is eveneens aardgas. De marktwaarde van aardgas wordt bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens van EUROSTAT [EUROSTAT, 2017]. In tegenstelling tot bij de aankoopkost voor aardgas, wordt in dit geval de prijs exclusief tarieven genomen. Voor categorie I3 is de gemiddelde waarde voor 2016 gelijk aan 0,0236 €/kWh BVW. Deze waarde wordt omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903. Deze waarde voor 2016 wordt niet geïndexeerd voor de prijs van 2018 (zie HOOFDSTUK 1 – punt 2).

De **marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0** bedraagt aldus **0,0261 €/kWh**.

## 3.4. BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

| **Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 3.a** | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 38,7 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 1,11 |
| De bandingfactor wordt afgetopt op: | **1,00** |

Tabel 29: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 3.a

| **Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 3.b** | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 18,6 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | **0,531** |

Tabel 30: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 3.b

# 4. WKK MOTOR 1 $MW_E$ - 5 $MW_E$ (WKK CAT. 4.A EN 4.B)

## 4.1. KEUZE VAN REFERENTIE-INSTALLATIE: INTERNE VERBRANDINGSMOTOR VAN 2 $MW_E$ OP AARDGAS

Voor de bepaling van de referentie-installatie voor deze categorie worden gegevens van het bestaande productiepark gebruikt. Gezien de economische situatie van de laatste jaren, kan ervan worden uitgegaan dat alleen de meest kostenefficiënte projecten zijn gerealiseerd.

Op basis van de gegevens die bij het Vlaamse Energieagentschap beschikbaar zijn in het kader van de opvolging van certificaatgerechtigde installaties voor warmte-krachtkoppeling wordt gekozen voor een installatie met een interne verbrandingsmotor van **2.000 $kW_e$** op aardgas.

## 4.2. BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 4.2.1. Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Het bruto elektrisch en netto thermisch rendement wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016]. Het **bruto elektrisch rendement** is **40,7%** en het **netto thermisch rendement** is **60,9%**.

Voor de referentie-installatie in deze categorie is het **Vlaams elektrisch referentierendement 50%** (aangesloten op een spanningsnet met een nominale spanning die lager is dan of gelijk is aan 15 kV) en het **Vlaams thermisch referentierendement 90%** (warm water als nuttige warmte), overeenkomstig het bepaalde in artikel 6.2.10 van het Energiebesluit en ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie is **50,0%** (na correctie voor klimaatomstandigheden en voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is **92%** (warm water als nuttige warmte). Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan 31,3%. Dit betekent dat de WKK-installatie voldoet aan de voorwaarden voor een kwalitatieve WKK-installatie, overeenkomstig het bepaalde in bijlage I van het Energiebesluit. De WKK-installatie heeft bijgevolg recht op steun via warmte-krachtcertificaten.

### 4.2.2. Jaarlijks aantal vollasturen

Het **jaarlijks aantal vollasturen** wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016]. Het jaarlijks aantal vollasturen is gelijk aan **4.940 uren**.

### 4.2.3. Aandeel eigenverbruik

Het aandeel eigenverbruik van de referentie-installatie in deze categorie, voor de bepaling van de netto elektriciteitsproductie, wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016]. Het aandeel eigenverbruik is gelijk aan **2,5%** van het bruto elektrisch vermogen.

### 4.2.4. Constructieperiode

De **constructieperiode** voor een interne verbrandingsmotor van 2.000 $kW_e$ wordt, als gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname van de installatie, gelijkgesteld aan **1 jaar**, overeenkomstig het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016].

////////////

## 4.3. BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 4.3.1. Specifieke investeringskost

De specifieke investeringskost is bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens, zijnde een representatief aantal facturen tussen 2014 en 2016 van certificaatgerechtigde WKK-installaties en van installaties die verhoogde investeringsaftrek hebben ontvangen. Deze kosten zijn geïndexeerd tot het jaar 2018, volgens de werkelijke inflatie tot 2017 en een ingeschatte inflatie tussen 2017 en 2018, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2017]. In de berekening werd eveneens rekening gehouden met de verwachte dalende technologiekost voor verbrandingsmotoren met 0,5% per jaar tot 2020 [IEA, 2010]. De totale indexering (inflatie en technologiekost) bedraagt 4,48% voor gegevens uit 2014, 4,39% voor gegevens uit 2015 en 2,85% voor gegevens uit 2016. Ook beschikbare leveranciersgegevens en de BHKW-Kenndaten 2014/2015[13] werden als bron gebruikt in de bepaling van de specifieke investeringskost [BHKW, 2014].

De specifieke investeringskost voor een nieuwe WKK-installatie (WKK categorie 4.a) ligt hoger dan deze voor een ingrijpende wijziging (WKK categorie 4.b). Bij een ingrijpende wijziging komt de kost ongeveer overeen met de kost van de volledig geïnstalleerde WKK-module. Dit komt omdat de kosten voor de uitbraak van de te vervangen motor en het terug aansluiten van de nieuwe motor worden gecompenseerd door de mogelijkheid tot hergebruik van bepaalde onderdelen. De kostprijs van een WKK-module bedraagt ongeveer 2/3 van de totale investeringskost van een nieuwe installatie die bovendien de kosten voor warmterecuperatie, instrumentatie en bemetering, voorschriften en regeling, leidingen, kosten van de hulpsystemen, bouwonkosten, aansluiting op gas- en elektriciteitsnet en projectbeheerskosten (ingenieurs- en managementkosten) omvat.

Op basis van deze gegevens werd de **specifieke investeringskost voor een nieuwe installatie (WKK categorie 4.a)** bepaald op **773 €/kW$_e$**.

De **specifieke investeringskost voor ingrijpende wijziging (WKK categorie 4.b)** bedraagt dus 2/3 van deze kost, namelijk **515 €/kW$_e$**.

### 4.3.2. Variabele kosten per eenheid productie in jaar 0

De **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0** bevatten de operationele kosten en onderhoudskosten. Deze zijn bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens, zijnde een representatief aantal onderhoudscontracten en facturen tussen 2014 en 2016 van certificaatgerechtigde WKK-installaties. Deze kosten zijn geïndexeerd tot het jaar 2018, volgens de werkelijke inflatie tot 2017 en een ingeschatte inflatie tussen 2017 en 2018, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2017].
Ook beschikbare leveranciersgegevens en de BHKW-Kenndaten 2014/2015 werden als bron gebruikt in de bepaling van de onderhoudskosten [BHKW, 2014][13].

Op basis van deze gegevens werden de **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0** bepaald op **0,0134 €/kWh**.

### 4.3.3. Vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0

De vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0 wordt bepaald op basis van de meest recent beschikbare data van EUROSTAT [EUROSTAT, 2017]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën, afhankelijk van de elektriciteitsafname. Voor een interne verbrandingsmotor van 2.000 kW$_e$ kan ervan worden uitgegaan dat deze wordt geplaatst bij een verbruiker die tot verbruikerscategorie IC behoort (500 MWh < verbruik < 2.000 MWh) op MS. Dit komt volgens EUROSTAT voor het jaar 2016 neer op een gemiddelde vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname van 0,0963 €/kWh. Dit is de prijs exclusief BTW en inclusief alle tarieven (distributie- en transmissienettarieven, bijdrage groene stroom en WKK, enz.). Vermits deze verbruikerscategorie is aangesloten op MS en er dus geen verhoging van de distributienettarieven voorzien is, wordt voor 2018 de gemiddelde prijs van 2016 overgenomen (zie ook HOOFDSTUK 1 – punt 4.3).

De **vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname** bedraagt aldus **0,0963 €/kWh**.

### 4.3.4. Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0 wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2017. Er wordt verondersteld dat een interne verbrandingsmotor van 2.000 $kW_e$ wordt aangesloten op het 1-26 kV net. Op dit net is het injectietarief gelijk aan 0,00555 €/kWh. Dit gemiddelde is bepaald op basis van de distributienettarieven van de 7 netbeheerders onder EANDIS en de 4 netbeheerders onder INFRAX en bevat zowel het variabele als het vaste deel van het injectietarief (dit laatste omgerekend naar een tarief in €/kWh). Daarnaast wordt eveneens een kost van 0,00067 €/kWh meegerekend als onbalanskost. In totaal komt dit neer op een **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0** van **0,00622 €/kWh.**

### 4.3.5. Prijs van de brandstof in jaar 0

De aankoopkost voor aardgas wordt bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens van EUROSTAT [EUROSTAT, 2017]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën, afhankelijk van het aardgasverbruik. Het aardgasverbruik van een interne verbrandingsmotor van 2.000 $kW_e$ valt ongeveer op de grens tussen categorie I3 (verbruik tussen 10.000 GJ en 100.000 GJ BVW) en categorie I4 (verbruik tussen 100.000 GJ en 1.000.000 GJ BVW). Lineaire interpolatie tussen categorie I3 en categorie I4 van de gemiddelde waarden voor 2016 levert een aardgasprijs van 0,0253 €/kWh. Dit is de prijs inclusief tarieven. Deze waarde wordt omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903. Deze waarde voor 2016 wordt eenmaal geïndexeerd met 2,5% voor de prijs van 2018 (zie HOOFDSTUK 1 – punt 2).

De **prijs van de brandstof in jaar 0** bedraagt aldus **0,0287 €/kWh**.

### 4.3.6. Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

De vermeden primaire brandstof is eveneens aardgas. De marktwaarde van aardgas wordt bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens van EUROSTAT [EUROSTAT, 2017]. In tegenstelling tot bij de aankoopkost voor aardgas, wordt in dit geval de prijs exclusief tarieven genomen. Lineaire interpolatie tussen categorie I3 en categorie I4 van de gemiddelde waarden voor 2016 is gelijk aan 0,0233 €/kWh BVW. Deze waarde wordt omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903. Deze waarde voor 2016 wordt niet geïndexeerd voor de prijs van 2018 (zie HOOFDSTUK 1 – punt 2).

De **marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0** bedraagt aldus **0,0258 €/kWh**.

## 4.4. BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

| **Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 4.a** | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 38,5 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 1,10 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | **1,00** |

Tabel 31: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 4.a

| **Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 4.b** | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 29,5 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | **0,843** |

Tabel 32: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 4.b

# 5. WKK MOTOR 5 $MW_E$ - 10 $MW_E$ (WKK CAT. 4/1.A EN 4/1.B)

## 5.1. KEUZE VAN REFERENTIE-INSTALLATIE: INTERNE VERBRANDINGSMOTOR VAN 6,4 $MW_E$ OP AARDGAS

Voor de bepaling van de referentie-installatie voor deze categorie worden gegevens van het bestaande productiepark gebruikt. Gezien de economische situatie van de laatste jaren, kan ervan worden uitgegaan dat alleen de meest kostenefficiënte projecten zijn gerealiseerd.

Op basis van de gegevens die bij het Vlaamse Energieagentschap beschikbaar zijn in het kader van de opvolging van certificaatgerechtigde installaties voor warmte-krachtkoppeling wordt gekozen voor een installatie met een interne verbrandingsmotor van **6,4 $MW_e$** op aardgas.

## 5.2. BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 5.2.1. Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Het bruto elektrisch en netto thermisch rendement van de referentie-installatie in deze categorie worden overgenomen uit het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016]. Het **bruto elektrisch rendement** is **43,0%** en het **netto thermisch rendement** is **60,1%**.

Voor de referentie-installatie in deze categorie is het **Vlaams elektrisch referentierendement 50%** (aangesloten op een spanningsnet met een nominale spanning die lager is dan of gelijk is aan 15 kV) en het **Vlaams thermisch referentierendement 90%** (warm water als nuttige warmte), overeenkomstig het bepaalde in artikel 6.2.10 van het Energiebesluit en ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie is **50,0%** (na correctie voor klimaatomstandigheden en voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is **92%** (warm water als nuttige warmte). Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan 33,6%. Dit betekent dat de WKK-installatie voldoet aan de voorwaarden voor een kwalitatieve WKK-installatie, overeenkomstig het bepaalde in bijlage I van het Energiebesluit. De WKK-installatie heeft bijgevolg recht op steun via warmte-krachtcertificaten.

### 5.2.2. Jaarlijks aantal vollasturen

Het **jaarlijks aantal vollasturen** van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016]. Het jaarlijks aantal vollasturen is gelijk aan **5.170 uren**.

### 5.2.3. Aandeel eigenverbruik

Het **aandeel eigenverbruik** wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016]. Het aandeel eigenverbruik is gelijk aan **1,0%** van het bruto elektrisch vermogen.

### 5.2.4. Constructieperiode

De **constructieperiode** voor een interne verbrandingsmotor van 6.400 $kW_e$ wordt, als gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname van de installatie, gelijkgesteld aan **1 jaar**, overeenkomstig het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016].

## 5.3. BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 5.3.1. Specifieke investeringskost

De specifieke investeringskost is bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens, zijnde een representatief aantal facturen tussen 2014 en 2016 van certificaatgerechtigde WKK-installaties en van installaties die verhoogde investeringsaftrek hebben ontvangen. Deze kosten zijn geïndexeerd tot het jaar 2018 volgens de werkelijke inflatie tot 2017 en een ingeschatte inflatie tussen 2017 en 2018, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2017]. In de berekening werd eveneens rekening gehouden met de verwachte dalende technologiekost voor verbrandingsmotoren met 0,5% per jaar tot 2020 [IEA, 2010]. De totale indexering (inflatie en technologiekost) bedraagt 4,48% voor gegevens uit 2014, 4,39% voor gegevens uit 2015 en 2,85% voor gegevens uit 2016.
Ook beschikbare leveranciersgegevens en de BHKW-Kenndaten 2014/2015[13] werden als bron gebruikt in de bepaling van de specifieke investeringskost [BHKW, 2014].

De specifieke investeringskost voor een nieuwe WKK-installatie (WKK categorie 4/1.a) ligt hoger dan deze voor een ingrijpende wijziging (WKK categorie 4/1.b). Bij een ingrijpende wijziging komt de kost ongeveer overeen met de kost van de volledig geïnstalleerde WKK-module. Dit is zo omdat de kosten voor de uitbraak van de te vervangen motor en het terug aansluiten van de nieuwe motor worden gecompenseerd door de mogelijkheid tot hergebruik van bepaalde onderdelen. De totale investering van een nieuwe installatie die bovendien de kosten voor warmterecuperatie, instrumentatie en bemetering, voorschriften en regeling, leidingen, kosten van de hulpsystemen, bouwonkosten, aansluiting op gas- en elektriciteitsnet en projectbeheerskosten (ingenieurs- en managementkosten) omvat, bedraagt ongeveer 40 % meer dan de WKK-module.

Op basis van deze gegevens werd de **specifieke investeringskost voor een nieuwe installatie (WKK categorie 4/1.a)** bepaald op **760 €/kW$_e$**.

De **specifieke investeringskost voor een ingrijpende wijziging (WKK categorie 4/1.b)** bedraagt dan **543 €/kW$_e$**.

### 5.3.2. Variabele kosten per eenheid productie in jaar 0

De **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0** bevatten de operationele kosten en onderhoudskosten. Deze zijn bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens, zijnde een representatief aantal onderhoudscontracten en facturen tussen 2014 en 2016 van certificaatgerechtigde WKK-installaties. Deze kosten zijn geïndexeerd tot het jaar 2018 volgens de werkelijke inflatie tot 2017 en een ingeschatte inflatie tussen 2017 en 2018, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2017]. Ook beschikbare leveranciersgegevens en de BHKW-Kenndaten 2014/2015 werden als bron gebruikt in de bepaling van de onderhoudskosten [BHKW, 2014][13].

Op basis van deze gegevens werden de **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0** bepaald op **0,0128 €/kWh**.

### 5.3.3. Vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0

De vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0 wordt bepaald op basis van de meest recent beschikbare data van EUROSTAT [EUROSTAT, 2017]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën, afhankelijk van de elektriciteitsafname. Voor een interne verbrandingsmotor van 6.400 kW$_e$ kan ervan worden uitgegaan dat deze wordt geplaatst bij een verbruiker die tot verbruikerscategorie IC behoort (500 MWh < verbruik < 2.000 MWh) op MS. Dit komt volgens EUROSTAT voor het jaar 2016 neer op een gemiddelde vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname van 0,0963 €/kWh. Dit is de prijs exclusief BTW en inclusief alle tarieven (distributie- en transmissienettarieven, bijdrage groene stroom en WKK, enz.). Vermits deze verbruikerscategorie is aangesloten op MS en er dus geen verhoging van de distributienettarieven voorzien is, wordt voor 2018 de gemiddelde prijs van 2016 overgenomen (zie ook HOOFDSTUK 1 – punt 4.3).

De **vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname** bedraagt aldus **0,0963 €/kWh**.

////////////

### 5.3.4. Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0 wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2017. Er wordt verondersteld dat een interne verbrandingsmotor van 6.400 $kW_e$ wordt aangesloten op het 1-26 kV net. Op dit net is het injectietarief gelijk aan 0,00261 €/kWh. Dit gemiddelde is bepaald op basis van de distributienettarieven van de 7 netbeheerders onder EANDIS en de 4 netbeheerders onder INFRAX en bevat zowel het variabele als het vaste deel van het injectietarief (dit laatste omgerekend naar een tarief in €/kWh). Daarnaast wordt eveneens een kost van 0,00067 €/kWh meegerekend als onbalanskost. In totaal komt dit neer op een **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0** van **0,00328 €/kWh.**

### 5.3.5. Prijs van de brandstof in jaar 0

De aankoopkost voor aardgas wordt bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens van EUROSTAT [EUROSTAT, 2017]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën, afhankelijk van het aardgasverbruik. Er kan worden aangenomen dat een interne verbrandingsmotor van 6.400 $kW_e$ in categorie I4 valt (aardgasverbruik tussen 100.000 GJ en 1.000.000 GJ BVW). De gemiddelde aardgasprijs in 2016 is dan volgens EUROSTAT gelijk aan 0,0210 €/kWh. Dit is de prijs inclusief tarieven. Deze waarde wordt omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903. Deze waarde voor 2016 wordt eenmaal geïndexeerd met 2,5% voor de prijs van 2018 (zie HOOFDSTUK 1 – punt 2).

De **prijs van de brandstof in jaar 0** bedraagt aldus **0,0238 €/kWh**.

### 5.3.6. Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

De vermeden primaire brandstof is eveneens aardgas. De marktwaarde van aardgas wordt bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens van EUROSTAT [EUROSTAT, 2017]. In tegenstelling tot bij de aankoopkost voor aardgas, wordt in dit geval de prijs exclusief tarieven genomen. Voor categorie I4 is de gemiddelde waarde voor 2016 gelijk aan 0,0200 €/kWh BVW. Deze waarde wordt omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903. Deze waarde voor 2016 wordt niet geïndexeerd voor de prijs van 2018 (zie HOOFDSTUK 1 – punt 2).

De **marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0** bedraagt aldus **0,0221 €/kWh**.

## 5.4. BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

| **Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 4/1.a** | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 25,6 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | **0,731** |

Tabel 33: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 4/1.a

| **Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 4/1.b** | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 18,7 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | **0,534** |

Tabel 34: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 4/1.b

# 6. WKK : 1 $MW_E$ < GASTURBINE ≤ 20 $MW_E$ (WKK CAT. 7.A.1 EN CAT. 7.A.2)

## 6.1. KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE: GASTURBINE VAN 7 $MW_E$ OP AARDGAS

Voor de bepaling van de referentie-installatie voor deze categorie worden gegevens van het bestaande productiepark gebruikt. Gezien de economische situatie van de laatste jaren, kan ervan worden uitgegaan dat alleen de meest kostenefficiënte projecten zijn gerealiseerd.

Op basis van de gegevens die bij het Vlaamse Energieagentschap beschikbaar zijn in het kader van de opvolging van certificaatgerechtigde installaties voor warmte-krachtkoppeling wordt gekozen voor een installatie met een gasturbine van **7 $MW_e$** op aardgas.

## 6.2. BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 6.2.1. Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Het bruto elektrisch en netto thermisch rendement van de referentie-installatie in deze categorie worden overgenomen uit het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016]. Het **bruto elektrisch rendement** is **24,2%** en het **netto thermisch rendement** is **66,9%**.

Voor de referentie-installatie in deze categorie is het **Vlaams elektrisch referentierendement gelijk aan 50%** (aangesloten op een spanningsnet met een nominale spanning die lager is dan of gelijk aan 15 kV). Deze waarde is bepaald op basis van de werkelijke aansluitspanningen van WKK-installaties uit deze categorie.

Het **Vlaams thermisch referentierendement is gelijk aan 90%** (stoom als nuttige warmte) en wordt vastgelegd overeenkomstig het bepaalde in artikel 6.2.10 van het Energiebesluit en het ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie is 49,1**%** (na correctie voor klimaatomstandigheden en voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is **92%** (stoom, zonder inrekening van condensaatretour). Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan 17,9%. Dit betekent dat de WKK-installatie voldoet aan de voorwaarden voor een kwalitatieve WKK-installatie, overeenkomstig het bepaalde in bijlage I van het Energiebesluit. De WKK-installatie heeft bijgevolg recht op steun via warmte-krachtcertificaten.

### 6.2.2. Jaarlijks aantal vollasturen

Het **jaarlijks aantal vollasturen** van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016]. Het jaarlijks aantal vollasturen is gelijk aan **7.470 uren**.

### 6.2.3. Aandeel eigenverbruik

Het aandeel eigenverbruik van de referentie-installatie in deze categorie, voor de bepaling van de netto elektriciteitsproductie, wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016]. Het aandeel eigenverbruik is gelijk aan **0,5%** van het bruto elektrisch vermogen.

### 6.2.4. Constructieperiode

De **constructieperiode** voor een gasturbine van 7.000 $kW_e$ wordt, als gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname van de installatie, gelijkgesteld aan **1 jaar**, overeenkomstig het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016].

////////////

## 6.3. BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 6.3.1. Specifieke investeringskost

In de **specifieke investeringskost van nieuwe installaties (WKK categorie 7.a.1)** worden volgende kosten meegenomen: gasturbine, uitrusting voor warmterecuperatie (HRSG), instrumentatie, voorschriften en regeling, leidingen, kosten van de hulpsystemen, aansluiting van gas en elektriciteit, bouwonkosten en projectbeheerskosten (ingenieurskosten en managementkosten).

De specifieke investeringskost is bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens, zijnde een representatief aantal facturen tussen 2014 en 2016 van certificaatgerechtigde WKK-installaties en van installaties die verhoogde investeringsaftrek hebben ontvangen. Deze kosten zijn geïndexeerd tot het jaar 2018 volgens de werkelijke inflatie tot 2017 en een ingeschatte inflatie tussen 2017 en 2018, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2017]. In de berekening werd eveneens rekening gehouden met de verwachte dalende technologiekost voor gasturbines met 0,5% per jaar tot 2020 [IEA, 2010]. De totale indexering (inflatie en technologiekost) bedraagt 4,48% voor gegevens uit 2014, 4,39% voor gegevens uit 2015 en 2,85% voor gegevens uit 2016.
Ook het Gas Turbine World GTW Handbook 2015 wordt als bron gebruikt in de bepaling van de specifieke investeringskost [GTW, 2015]. Bij prijzen in dollar werd rekening gehouden met wisselkoersschommelingen van de dollar ten opzichte van de euro tussen 2015 en 2017.

Op basis van deze gegevens werd de **specifieke investeringskost voor een nieuwe installatie (WKK categorie 7.a.1)** bepaald op **1.980 €/kW$_e$**.

Voor **ingrijpende wijzigingen (WKK categorie 7.a.2)** is de investeringskost lager. Er wordt verondersteld dat de investeringskost voor een ingrijpende wijziging van een gasturbine 50% is van de kost van een nieuwe installatie. Dit komt neer op een **investeringskost** van **990 €/kW$_e$**.

### 6.3.2. Variabele kosten per eenheid productie in jaar 0

De **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0** van een gasturbine van 7.000 kW$_e$ bevatten de operationele kosten en de onderhoudskosten.
Deze zijn bepaald op basis van de (geïndexeerde) cijfers uit de IEA ETSAP Technology Brief CHP [IEA, 2010] en de onrendabele top-berekening voor nieuw WKK-vermogen van ECN uit 2009 [ECN, 2009]. Dit cijfer ligt volledig in lijn met de meest recente gegevens van installaties in Vlaanderen tussen 2014 en 2016 die werden aangeleverd door certificaatgerechtigde WKK-installaties uit deze categorie. Deze kosten zijn geïndexeerd tot het jaar 2018 volgens de werkelijke inflatie tot 2017 en een ingeschatte inflatie tussen 2017 en 2018, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2017].

De **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0 (WKK-categorieën 7.a.1 en 7.a.2)** werden bepaald op **0,0134 €/kWh**.

### 6.3.3. Vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0

De vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0 wordt bepaald op basis van de meest recent beschikbare data van EUROSTAT [EUROSTAT, 2017]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën afhankelijk van de elektriciteitsafname. Voor een gasturbine van 7.000 kW$_e$ kan ervan worden uitgegaan dat deze wordt geplaatst bij een verbruiker die tot verbruikerscategorie IF behoort (70.000 MWh < verbruik < 150.000 MWh) op MS. Dit komt volgens EUROSTAT voor het jaar 2016 neer op een vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname van 0,0627 €/kWh. Dit is de prijs exclusief BTW en inclusief alle tarieven (distributie- en transmissienettarieven, bijdrage groene stroom en WKK, enz.). Vermits deze verbruikerscategorie is aangesloten op MS en er dus geen verhoging van de distributienettarieven voorzien is, wordt voor 2018 de gemiddelde prijs van 2016 overgenomen (zie ook HOOFDSTUK 1 – punt 4.3).

De **vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname** bedraagt aldus **0,0627 €/kWh**.

### 6.3.4. Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0 wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2017. Er wordt verondersteld dat een gasturbine van 7.000 $kW_e$ wordt aangesloten op het 1-26 kV net. Op dit net is het injectietarief gelijk aan 0,00140 €/kWh. Dit gemiddelde is bepaald op basis van de injectietarieven van de 7 netbeheerders onder EANDIS en de 4 netbeheerders onder INFRAX en bevat zowel het variabele als het vaste deel van het injectietarief. Bij het injectietarief wordt ook een onbalanskost bijgeteld, ter waarde van 0,00027 €/kWh gebaseerd op cijfers uit de sector.

De **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0** bedraagt aldus **0,00167 €/kWh**.

### 6.3.5. Prijs van de brandstof in jaar 0

De prijs van de brandstof voor een gasturbine van 7 $MW_e$ wordt bepaald door de aardgasprijs, berekend op basis van de gemiddelde aardgasprijs TTF Cal 18[16], de vervoerstarieven voor aansluiting op het aardgasdistributienet van Fluxys, de taksen en heffingen en de $CO_2$-kost.

De gemiddelde aardgasprijs TTF Cal 18 bedraagt 0,0168 €/kWh BVW. Deze waarde wordt omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW) met een omrekeningsfactor van 0,903 (0,0186 €/kWh OVW).

De vervoerstarieven voor aansluiting op het distributienet van Fluxys (incl. odorisatie) bedragen 0,00186 €/kWh; de taksen en heffingen 0,00118 €/kWh, zoals bepaald door de beslissing van de CREG van 29 oktober 2015 voor de tarieven voor de aansluiting op en het gebruik van het vervoersnet, alsook van de opslagdiensten en de ondersteunende diensten voor de jaren 2016-2019. Deze tarieven zijn eveneens terug te vinden op de website van Fluxys [Fluxys, 2017]

Gezien het ingaand thermisch vermogen van de gasturbine groter is dan 20 MW, is het bedrijf ETS-plichtig. Daarom wordt ook een $CO_2$-kost van 0,00102 €/MWh[17] meegerekend in de brandstofkost.

De **totale prijs van de brandstof in jaar 0** inclusief de $CO_2$-kost is dan gelijk aan **0,0227 €/kWh**.

### 6.3.6. Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

De vermeden primaire brandstof is eveneens aardgas. De marktwaarde van aardgas wordt bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens van EUROSTAT [EUROSTAT, 2017]. In tegenstelling tot bij de aankoopkost voor aardgas, wordt in dit geval de prijs exclusief tarieven genomen. Voor categorie I5 is de gemiddelde waarde voor 2016 gelijk aan 0,0168 €/kWh BVW. Dit komt overeen met de gemiddelde aardgasprijs TTF Cal 18. Omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903 is de gemiddelde aardgasprijs gelijk aan 0,0186 €/kWh OVW.
Gezien het ingaand thermisch vermogen van de gasturbine groter is dan 20 MW, is het bedrijf ETS-plichtig. Daarom wordt ook een $CO_2$-kost van 0,00102 €/MWh[18] meegerekend in de brandstofkost.

De **marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0** inclusief de $CO_2$-kost is dan gelijk aan **0,0196 €/kWh**.

[16] zie HOOFDSTUK 1 – punt 2.1
[17] zie HOOFDSTUK 1 – punt 3
[18] zie HOOFDSTUK 1 punt 3

## 6.4. BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

| **Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 7.a.1.** | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 42,1 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 1,20 |
| De bandingfactor wordt afgetopt op: | **1,00** |

Tabel 35: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 7.a.1

| **Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 7.a.2.** | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 13,9 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | **0,397** |

Tabel 36: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 7.a.2

# 7. WKK : 1 $MW_E$ < STOOMTURBINE ≤ 20 $MW_E$ (WKK CAT. 7.B.1 EN CAT. 7.B.2)

## 7.1. KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE: STOOMTURBINE VAN 5 $MW_E$ OP AARDGAS

Voor de bepaling van de referentie-installatie voor deze categorie worden gegevens van het bestaande productiepark gebruikt. Gezien de economische situatie van de laatste jaren, kan ervan worden uitgegaan dat alleen de meest kostenefficiënte projecten zijn gerealiseerd.

Op basis van de gegevens die bij het Vlaamse Energieagentschap beschikbaar zijn in het kader van de opvolging van certificaatgerechtigde installaties voor warmte-krachtkoppeling wordt gekozen voor een installatie met **stoomturbine van 5 $MW_e$ op aardgas**.

## 7.2. BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 7.2.1. Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Het bruto elektrisch en netto thermisch rendement van de referentie-installatie in deze categorie worden overgenomen uit het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016]. **Het bruto elektrisch rendement is 9,50%** en **het netto thermisch rendement is 84,5%**.

Voor de referentie-installatie in deze categorie is het **Vlaams elektrisch referentierendement gelijk aan 50%** (aangesloten op een spanningsnet met een nominale spanning die lager is dan of gelijk aan 15 kV). Deze waarde is bepaald op basis van de werkelijke aansluitspanningen van WKK-installaties uit deze categorie.

Het **Vlaams thermisch referentierendement is gelijk aan 90%** (stoom als nuttige warmte) en vastgelegd overeenkomstig het bepaalde in artikel 6.2.10 van het Energiebesluit en het ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie is **48,0%** (na correctie voor klimaatomstandigheden en voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is **92%** (stoom, zonder inrekening van condensaatretour). Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan 10,3%. Dit betekent dat de WKK-installatie voldoet aan de voorwaarden voor een kwalitatieve WKK-installatie, overeenkomstig het bepaalde in bijlage I van het Energiebesluit. De WKK-installatie heeft bijgevolg recht op steun via warmte-krachtcertificaten.

### 7.2.2. Jaarlijks aantal vollasturen

Het **jaarlijks aantal vollasturen** van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016]. Het jaarlijks aantal vollasturen is gelijk aan **5.700 uren**.

### 7.2.3. Aandeel eigenverbruik

Het **aandeel eigenverbruik** van de referentie-installatie in deze categorie, voor de bepaling van de netto elektriciteitsproductie, wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016]. Het aandeel eigenverbruik is gelijk aan **1,0%** van het bruto elektrisch vermogen.

### 7.2.4. Constructieperiode

De **constructieperiode** voor een stoomturbine van 5.000 $kW_e$ wordt, als gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname van de installatie, gelijkgesteld aan **1 jaar**, overeenkomstig het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016].

## 7.3. BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 7.3.1. Specifieke investeringskost

In de **specifieke investeringskost van nieuwe installaties (WKK categorie 7.b.1)** worden de volgende kosten meegenomen: stoomturbine, uitrusting voor de warmterecuperatie, instrumentatie, voorschriften en regeling, leidingen, kosten van de hulpsystemen, aansluiting van gas en elektriciteit, bouwonkosten en projectbeheerskosten (ingenieurskosten en managementkosten).
Vermits er tot op heden weinig of geen representatieve gegevens van installaties in Vlaanderen beschikbaar zijn, wordt de specifieke investeringskost bepaald op basis de onrendabele top-berekening van VITO 2011 [VITO, 2011]. Deze kosten zijn geïndexeerd tot het jaar 2018 volgens de werkelijke inflatie tot 2017 en een ingeschatte inflatie tussen 2017 en 2018, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2017]. In de berekening werd eveneens rekening gehouden met de verwachte dalende technologiekost voor stoomturbines met 0,5% per jaar tot 2020 [IEA, 2010].

Op basis van deze gegevens werd de **specifieke investeringskost voor een nieuwe installatie (WKK categorie 7.b.1)** bepaald op **1.160 €/$kW_e$**.

Voor **ingrijpende wijzigingen (WKK categorie 7.b.2)** is de investeringskost lager. Er wordt verondersteld dat de investeringskost voor een ingrijpende wijziging van een gasturbine 70% is van de kost van een nieuwe installatie. Dit komt neer op een investeringskost van **812 €/$kW_e$**.

### 7.3.2. Variabele kosten per eenheid productie in jaar 0

De **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0** van een stoomturbine van 5 $MW_e$ zijn de operationele kosten en onderhoudskosten.
Deze zijn bepaald op basis van de onrendabele top-berekening van VITO 2011 [VITO, 2011] en het COGEN Vlaanderen basishandboek [COGEN, 2004]. Deze kosten zijn geïndexeerd tot het jaar 2018 volgens de werkelijke inflatie tot 2017 en een ingeschatte inflatie tussen 2017 en 2018, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2017].

De **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0 (WKK-categorieën 7.b.1 en 7.b.2)** werden bepaald op **0,00636 €/kWh**.

### 7.3.3. Vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0

De vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0 wordt bepaald op basis van de meest recent beschikbare data van EUROSTAT [EUROSTAT, 2017]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën afhankelijk van de elektriciteitsafname. Voor een stoomturbine van 5.000 $kW_e$ kan ervan worden uitgegaan dat deze wordt geplaatst bij een verbruiker die tot verbruikerscategorie IF behoort (70.000 MWh < verbruik < 150.000 MWh) op MS. Dit komt volgens EUROSTAT voor het jaar 2016 neer op een vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname van 0,0627 €/kWh. Dit is de prijs exclusief BTW en inclusief alle tarieven (distributie- en transmissienettarieven, bijdrage groene stroom en WKK, enz.). Vermits deze verbruikerscategorie is aangesloten op MS en er dus geen verhoging van de distributienettarieven voorzien is, wordt voor 2018 de gemiddelde prijs van 2016 overgenomen (zie ook HOOFDSTUK 1 – punt 4.3).

De **vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname** bedraagt aldus **0,0627 €/kWh**.

### 7.3.4. Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0 wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2017. Er wordt verondersteld dat een stoomturbine van 5 $MW_e$ wordt aangesloten op het 1-26 kV net. Op dit net is het injectietarief gelijk aan 0,00143 €/kWh. Dit gemiddelde is bepaald op basis van de injectietarieven van de 7 netbeheerders onder EANDIS en de 4 netbeheerders onder INFRAX en bevat zowel het variabele als het vaste deel van het injectietarief. Bij het injectietarief wordt ook een onbalanskost bijgeteld, ter waarde van 0,00027 €/kWh gebaseerd op cijfers uit de sector.

De **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0** bedraagt aldus **0,00170 €/kWh**.

### 7.3.5. Prijs van de brandstof in jaar 0

De prijs van de brandstof voor een stoomturbine van 5 $MW_e$ wordt bepaald door de aardgasprijs, berekend op basis van de gemiddelde aardgasprijs TTF Cal 18[19], de vervoerstarieven voor aansluiting op het aardgasdistributienet van Fluxys, de taksen en heffingen en de $CO_2$-kost.

De gemiddelde aardgasprijs TTF Cal 18 bedraagt 0,0168 €/kWh BVW. Deze waarde wordt omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW) met een omrekeningsfactor van 0,903 (0,0186 €/kWh OVW).

De vervoerstarieven voor aansluiting op het distributienet van Fluxys (incl. odorisatie) bedragen 0,00186 €/kWh; de taksen en heffingen 0,00118 €/kWh, zoals bepaald door de beslissing van de CREG van 29 oktober 2015 voor de tarieven voor de aansluiting op en het gebruik van het vervoersnet, alsook van de opslagdiensten en de ondersteunende diensten voor de jaren 2016-2019. Deze tarieven zijn eveneens terug te vinden op de website van Fluxys [Fluxys, 2017]

Gezien het ingaand thermisch vermogen van de gasturbine groter is dan 20 MW, is het bedrijf ETS-plichtig. Daarom wordt ook een $CO_2$-kost van 0,00102 €/MWh[20] meegerekend in de brandstofkost.

De **totale prijs van de brandstof in jaar 0** inclusief de $CO_2$-kost is dan gelijk aan **0,0227 €/kWh**

### 7.3.6. Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

De vermeden primaire brandstof is eveneens aardgas. De marktwaarde van aardgas wordt bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens van EUROSTAT [EUROSTAT, 2017]. In tegenstelling tot bij de aankoopkost voor aardgas, wordt in dit geval de prijs exclusief tarieven genomen. Voor categorie I5 is de gemiddelde waarde voor 2016 gelijk aan 0,0168 €/kWh BVW. Dit komt overeen met de gemiddelde aardgasprijs TTF Cal 18[21]. Omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903 is de gemiddelde aardgasprijs gelijk aan 0,0186 €/kWh OVW.
Gezien het ingaand thermisch vermogen van de gasturbine groter is dan 20 MW, is het bedrijf ETS-plichtig. Daarom wordt ook een $CO_2$-kost van 0,00102 €/MWh[22] meegerekend in de brandstofkost.

De **marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0** inclusief de $CO_2$-kost is dan gelijk aan **0,0196 €/kWh**.

[19] zie HOOFDSTUK 1 – punt 2.1
[20] zie HOOFDSTUK 1 – punt 3
[21] zie HOOFDSTUK 1 – punt 2.1
[22] zie HOOFDSTUK 1 punt 3

## 7.4. BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

| **Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 7.b.1.** | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 24,4 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | **0,697** |

Tabel 37: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 7.b.1

| **Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 7.b.2.** | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 15,4 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | **0,440** |

Tabel 38: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 7.b.2

# 8. WKK : 1 $MW_E$ < STEG ≤ 20 $MW_E$ (WKK CAT. 7.C.1 EN 7.C.2)

## 8.1. KEUZE REFERENTIE-INSTALLATIE: GASTURBINE VAN 7 $MW_E$ MET NAGESCHAKELDE STOOMTURBINE VAN 2 $MW_E$, OP AARDGAS

Voor de bepaling van de referentie-installatie voor deze categorie worden gegevens van het bestaande productiepark gebruikt. Gezien de economische situatie van de laatste jaren, kan ervan worden uitgegaan dat alleen de meest kostenefficiënte projecten zijn gerealiseerd.

Op basis van de gegevens die bij het Vlaamse Energieagentschap beschikbaar zijn in het kader van de opvolging van certificaatgerechtigde installaties voor warmte-krachtkoppeling wordt gekozen voor een installatie met een **gasturbine van 7 $MW_e$** op aardgas met nageschakelde **stoomturbine van 2 $MW_e$**.

## 8.2. BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 8.2.1. Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Het bruto elektrisch en het netto thermisch rendement van de referentie-installatie in deze categorie worden overgenomen uit het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016]. Het **bruto elektrisch rendement is 26,8%** en het **netto thermisch rendement is 59,3%**.

Voor de referentie-installatie in deze categorie is het **Vlaams elektrisch referentierendement gelijk aan 50%** (aangesloten op een spanningsnet met een nominale spanning die lager is dan of gelijk aan 15 kV). Deze waarde is bepaald op basis van de werkelijke aansluitspanningen van WKK-installaties uit deze categorie.

Het **Vlaams thermisch referentierendement is gelijk aan 90%** (stoom als nuttige warmte) en vastgelegd overeenkomstig het bepaalde in artikel 6.2.10 van het Energiebesluit en het ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmtekrachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie is **48,0%** (na correctie voor klimaatomstandigheden en voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is **92%** (stoom, zonder inrekening van condensaatretour). Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan 15,9%. Dit betekent dat de WKK-installatie voldoet aan de voorwaarden voor een kwalitatieve WKK-installatie, overeenkomstig het bepaalde in bijlage I van het Energiebesluit. De WKK-installatie heeft bijgevolg recht op steun via warmtekrachtcertificaten.

### 8.2.2. Jaarlijks aantal vollasturen

Het **jaarlijks aantal vollasturen** van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016]. Het jaarlijks aantal vollasturen is gelijk aan **7.330 uren**.

### 8.2.3. Aandeel eigenverbruik

Het **aandeel eigenverbruik** van de referentie-installatie in deze categorie, voor de bepaling van de netto elektriciteitsproductie, wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016]. Het aandeel eigenverbruik is gelijk aan **2,0%** van het bruto elektrisch vermogen.

### 8.2.4. Constructieperiode

De **constructieperiode** voor een gasturbine van 7 $MW_e$ met nageschakelde stoomturbine van 2 $MW_e$ wordt, als gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname van de installatie, gelijkgesteld aan **1 jaar**, overeenkomstig het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016].

## 8.3. BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 8.3.1. Specifieke investeringskost

In de **specifieke investeringskost van nieuwe installaties (WKK categorie 7.c.1)** worden volgende kosten meegenomen: gasturbine, stoomturbine, uitrusting voor warmterecuperatie (HRSG), instrumentatie, voorschriften en regeling, leidingen, kosten van de hulpsystemen, aansluiting van gas en elektriciteit, bouwonkosten en projectbeheerskosten (ingenieurskosten en managementkosten).

Vermits er tot op heden weinig of geen representatieve gegevens van installaties in Vlaanderen beschikbaar zijn, wordt de investeringskost bepaald op basis van (geïndexeerde) cijfers uit de IEA ETSAP Technology Brief CHP [IEA, 2010] en gasturbine package prijzen uit het Gas Turbine World GTW Handbook 2014-2015 [GTW, 2015]. Deze kosten zijn geïndexeerd tot het jaar 2018 volgens de werkelijke inflatie tot 2017 en een ingeschatte inflatie tussen 2017 en 2018, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2017]. In de berekening werd eveneens rekening gehouden met de verwachte dalende technologiekost voor stoom- en gasturbines met 1% per jaar tot [IEA, 2010]. Bij prijzen in dollar werd eveneens rekening gehouden met de wisselkoersschommelingen van de dollar ten opzichte van de euro tussen het referentiejaar en 2018.

Op basis van deze gegevens werd de **specifieke investeringskost voor een nieuwe installatie (WKK categorie 7.c.1)** bepaald op **2.140 €/$kW_e$**.

Voor **ingrijpende wijzigingen (WKK categorie 7.c.2)** is de investeringskost lager. Er wordt verondersteld dat de investeringskost voor een ingrijpende wijziging van een gasturbine 50% is van de kost van een nieuwe installatie. Dit komt neer op een investeringskost van **1.070 €/$kW_e$**.

### 8.3.2. Variabele kosten per eenheid productie in jaar 0

De **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0** van een gasturbine van 7 $MW_e$ met nageschakelde stoomturbine van 2 $MW_e$ omvatten de operationele kosten en de onderhoudskosten.

Vermits er tot op heden weinig of geen representatieve gegevens van installaties in Vlaanderen beschikbaar zijn, wordt de investeringskost bepaald op basis van (geïndexeerde) cijfers uit de IEA ETSAP Technology Brief CHP [IEA, 2010]. Deze kosten zijn geïndexeerd tot het jaar 2018 volgens de werkelijke inflatie tot 2017 en een ingeschatte inflatie tussen 2017 en 2018, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2017].

De **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0 (WKK-categorieën 7.c.1 en 7.c.2)** werden bepaald op **0,0157 €/kWh**.

### 8.3.3. Vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0

De vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0 wordt bepaald op basis van de meest recent beschikbare data van EUROSTAT [EUROSTAT, 2017]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën afhankelijk van de elektriciteitsafname. Voor een gasturbine van 7.000 $kW_e$ met nageschakelde stoomturbine van 2.000 $kW_e$ kan ervan worden uitgegaan dat deze wordt geplaatst bij een verbruiker die tot verbruikerscategorie IF behoort (70.000 MWh < verbruik < 150.000 MWh) op MS. Dit komt volgens EUROSTAT voor het jaar 2016 neer op een vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname van 0,0627 €/kWh. Dit is de prijs exclusief BTW en inclusief alle tarieven (distributie- en transmissienettarieven, bijdrage groene stroom en WKK, enz.). Vermits deze verbruikerscategorie is aangesloten op MS en er dus geen verhoging van de distributienettarieven voorzien is, wordt voor 2018 de gemiddelde prijs van 2016 overgenomen (zie ook HOOFDSTUK 1 – punt 4.3).

De **vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname** bedraagt aldus **0,0627 €/kWh**.

### 8.3.4. Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0 wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2017. Er wordt verondersteld dat een gasturbine van 7 $MW_e$ met nageschakelde stoomturbine van 2 $MW_e$ wordt aangesloten op het 1-26 kV net. Op dit net is het injectietarief gelijk aan 0,00139 €/kWh. Dit gemiddelde is bepaald op basis van de injectietarieven van de 7 netbeheerders onder EANDIS en de 4 netbeheerders onder INFRAX en bevat zowel het variabele als het vaste deel van het injectietarief. Bij het injectietarief wordt ook een onbalanskost bijgeteld, ter waarde van 0,00027 €/kWh, gebaseerd op cijfers uit de sector.

De **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0** bedraagt aldus **0,00166 €/kWh**.

### 8.3.5. Prijs van de brandstof in jaar 0

De prijs van de brandstof voor een gasturbine van 7 $MW_e$ met nageschakelde stoomturbine van 2 $MW_e$ wordt bepaald door de aardgasprijs berekend op basis van de gemiddelde aardgasprijs TTF Cal 18[23], de vervoerstarieven voor aansluiting op het aardgasdistributienet van Fluxys, de taksen en heffingen en de $CO_2$-kost.

De gemiddelde aardgasprijs TTF Cal 18 bedraagt 0,0168 €/kWh BVW. Deze waarde wordt omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW) met een omrekeningsfactor van 0,903 (0,0186 €/kWh OVW).

De vervoerstarieven voor aansluiting op het distributienet van Fluxys (incl. odorisatie) bedragen 0,00186 €/kWh; de taksen en heffingen 0,00118 €/kWh, zoals bepaald door de beslissing van de CREG van 29 oktober 2015 voor de tarieven voor de aansluiting op en het gebruik van het vervoersnet, alsook van de opslagdiensten en de ondersteunende diensten voor de jaren 2016-2019. Deze tarieven zijn eveneens terug te vinden op de website van Fluxys [Fluxys, 2017]

Gezien het ingaand thermisch vermogen van de installatie groter is dan 20 MW, is het bedrijf ETS-plichtig. Daarom wordt ook een $CO_2$-kost van 0,00102 €/MWh[24] meegerekend in de brandstofkost.

De **totale prijs van de brandstof in jaar 0** inclusief de $CO_2$-kost is dan gelijk aan **0,0227 €/kWh**.

### 8.3.6. Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

De vermeden primaire brandstof is eveneens aardgas. De marktwaarde van aardgas wordt bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens van EUROSTAT [EUROSTAT, 2017]. In tegenstelling tot bij de aankoopkost voor aardgas, wordt in dit geval de prijs exclusief tarieven genomen. Voor categorie I5 is de gemiddelde waarde voor 2016 gelijk aan 0,0168 €/kWh BVW. Dit komt overeen met de gemiddelde aardgasprijs TTF Cal 18[25]. Omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903 is de gemiddelde aardgasprijs gelijk aan 0,0186 €/kWh OVW.
Gezien het ingaand thermisch vermogen van de gasturbine groter is dan 20 MW, is het bedrijf ETS-plichtig. Daarom wordt ook een $CO_2$-kost van 0,00102 €/MWh[26] meegerekend in de brandstofkost.

De **marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0** inclusief de $CO_2$-kost is dan gelijk aan **0,0196 €/kWh**.

[23] zie HOOFDSTUK 1 – punt 2.1
[24] zie HOOFDSTUK 1 – punt 3
[25] zie HOOFDSTUK 1 – punt 2.1
[26] zie HOOFDSTUK 1 punt 3

## 8.4. BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

| **Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 7.c.1.** | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 74,6 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 2,13 |
| De bandingfactor wordt afgetopt op: | **1,00** |

Tabel 39: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 7.c.1

| **Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 7.c.2.** | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 32,5 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | **0,929** |

Tabel 40: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 7.c.2

# 9. WKK : 20 $MW_E$ < GASTURBINE ≤ 50 $MW_E$ (CAT. 8.A.1 EN CAT. 8.A.2)

## 9.1. KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE: GASTURBINE VAN 30 $MW_E$ OP AARDGAS

Voor de bepaling van de referentie-installatie voor deze categorie worden gegevens van het bestaande productiepark gebruikt. Gezien de economische situatie van de laatste jaren, kan ervan worden uitgegaan dat alleen de meest kostenefficiënte projecten zijn gerealiseerd.

Op basis van de gegevens die bij het Vlaamse Energieagentschap beschikbaar zijn in het kader van de opvolging van certificaatgerechtigde installaties voor warmte-krachtkoppeling wordt gekozen voor een installatie met een **gasturbine van 30 $MW_e$** op aardgas.

## 9.2. BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 9.2.1. Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Wegens gebrek aan nieuwe installaties in deze categorie, wordt het bruto elektrisch en netto thermisch rendement van de referentie-installatie in deze categorie overgenomen uit het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016]. Het **bruto elektrisch rendement is 35,7%** en het **netto thermisch rendement is 50%** .

Voor de referentie-installatie in deze categorie is het **Vlaams elektrisch referentierendement 55%** (aangesloten op een spanningsnet met een nominale spanning die hoger is dan 15 kV) en het **Vlaams thermisch referentierendement 90%** (stoom als nuttige warmte), overeenkomstig het bepaalde in artikel 6.2.10 van het Energiebesluit en het ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie is **49,3%** (na correctie voor klimaatomstandigheden en voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is **92%** (stoom, zonder inrekening van condensaatretour). Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan 20,8%. Dit betekent dat de WKK-installatie voldoet aan de voorwaarden voor een kwalitatieve WKK-installatie, overeenkomstig het bepaalde in bijlage I van het Energiebesluit. De WKK-installatie heeft bijgevolg recht op steun via warmte-krachtcertificaten.

### 9.2.2. Jaarlijks aantal vollasturen

Het **jaarlijks aantal vollasturen** van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen uit WKK categorie 7.a en is gelijk aan **7.470 uren**. Deze waarde ligt in lijn met het aantal vollasturen dat door de twee certificaatgerechtigde installaties in deze categorie wordt gehaald.

### 9.2.3. Aandeel eigenverbruik

Het **aandeel eigenverbruik** van de referentie-installatie in deze categorie, voor de bepaling van de netto elektriciteitsproductie, wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016]. Het aandeel eigenverbruik is gelijk aan **2,0%** van het bruto elektrisch vermogen.

////////////

### 9.2.4. Constructieperiode

De **constructieperiode** voor een gasturbine van 30 $MW_e$ wordt, als gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname van de installatie, gelijkgesteld aan **2 jaar**, overeenkomstig het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016].

## 9.3. BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 9.3.1. Specifieke investeringskost

In de **specifieke investeringskost van nieuwe installaties (WKK categorie 8.a.1)** worden volgende kosten meegenomen: gasturbine, uitrusting voor warmterecuperatie (HRSG), instrumentatie, voorschriften en regeling, leidingen, kosten van de hulpsystemen, aansluiting van gas en elektriciteit, bouwonkosten en projectbeheerskosten (ingenieurskosten en managementkosten).

De specifieke investeringskost is bepaald op basis van cijfers uit de IEA ETSAP Technology Brief CHP [IEA, 2010], gasturbine package prijzen uit het Gas Turbine World GTW Handbook 2015 [GTW, 2015] en beschikbare facturen en offertes van certificaatgerechtigde WKK-installaties en van installaties die verhoogde investeringsaftrek hebben ontvangen. Deze kosten zijn geïndexeerd tot het jaar 2018 volgens de werkelijke inflatie tot 2017 en een ingeschatte inflatie tussen 2017 en 2018, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2017]. In de berekening werd eveneens rekening gehouden met de verwachte dalende technologiekost voor gasturbines met 0,5% per jaar tot 2020 [IEA, 2010]. De totale indexering (inflatie en technologiekost) bedraagt 4,48% voor gegevens uit 2014, 4,39% voor gegevens uit 2015 en 2,85% voor gegevens uit 2016.
Bij prijzen in dollar werd rekening gehouden met wisselkoersschommelingen van de dollar ten opzichte van de euro tussen het referentiejaar en 2017.

Op basis van deze gegevens werd de **specifieke investeringskost voor een nieuwe installatie (WKK categorie 8.a.1)** bepaald op **1.360 €/$kW_e$**.

Voor **ingrijpende wijzigingen (WKK categorie 8.a.2)** is de investeringskost lager. Er wordt verondersteld dat de investeringskost voor een ingrijpende wijziging van een gasturbine 50% is van de kost van een nieuwe installatie. Dit komt neer op een investeringskost van **680 €/$kW_e$**.

### 9.3.2. Variabele kosten per eenheid productie in jaar 0

De **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0** van een gasturbine van 30 $MW_e$ bevatten de operationele kosten en onderhoudskosten.
Deze zijn bepaald op basis van de cijfers uit de ETSAP Technology Brief CHP [IEA, 2010]. Deze kosten zijn geïndexeerd tot het jaar 2018 volgens de werkelijke inflatie tot 2017 en een ingeschatte inflatie tussen 2017 en 2018, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2017]. Er wordt verondersteld dat de onderhoudskost 50% van de totale variabele kosten per eenheid productie betreft.

De **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0 (WKK-categorieën 8.a.1 en 8.a.2)** werden bepaald op **0,0110 €/kWh**.

### 9.3.3. Vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0

Gezien een gasturbine van 30 $MW_e$ typisch wordt geplaatst bij een industriële grootverbruiker, wordt de vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname bepaald op basis van de ENDEX Cal 18 voor elektriciteit[27]. Deze elektriciteitsprijs (0,0341 €/kWh) wordt verhoogd met de vermeden ELIA-tarieven (goedgekeurd door de CREG op 3 december 2015 voor de periode 2016-2019 – totaal 0,00455 €/kWh) en vermeden taksen en heffingen en bijdragen voor certificaatverplichtingen (0,00475 €/kWh).

De **vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0** bedraagt aldus **0,0434 €/kWh.**

[27] zie HOOFDSTUK 1 – punt 4.1

### 9.3.4. Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0 bestaat uit het injectietarief zoals bepaald door de beslissing van de CREG van 3 december 2015 en zijn van toepassing vanaf 1 januari 2016 tot en met 31 december 2019. Het injectietarief voor 2018 is gelijk aan 0,000964 €/kWh Deze tarieven zijn eveneens terug te vinden op de website van Elia [ELIA 2017].
Bij het injectietarief wordt ook een onbalanskost bijgeteld, ter waarde van 0,00014 €/kWh, gebaseerd op cijfers uit de sector.

De **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0** bedraagt aldus **0,00110 €/kWh**

### 9.3.5. Prijs van de brandstof in jaar 0

Gezien een gasturbine van 30 $MW_e$ typisch wordt geplaatst bij een industriële grootverbruiker, wordt de aankoopkost voor aardgas bepaald door de gemiddelde aardgasprijs TTF Cal 18[28] (0,0168 €/kWh BVW). Deze waarde wordt omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW) met een omrekeningsfactor van 0,903.
Deze energiecomponent (0,0186 €/kWh OVW) wordt verhoogd met de vervoerstarieven voor aardgas (incl. odorisatie) (0,00106 €/kWh) en de taksen en heffingen (0,00076 €/kWh), zoals bepaald door de beslissing van de CREG van 29 oktober 2015 voor de tarieven voor de aansluiting op en het gebruik van het vervoersnet, alsook van de opslagdiensten en de ondersteunende diensten voor de jaren 2016-2019. Deze tarieven zijn eveneens terug te vinden op de website van Fluxys [Fluxys, 2017].

Gezien het ingaand thermisch vermogen van de installatie groter is dan 20 MW, is het bedrijf ETS-plichtig. Daarom wordt ook een $CO_2$-kost van 0,00102 €/MWh[29] meegerekend in de brandstofkost.

De **prijs van de brandstof in jaar 0** inclusief de $CO_2$-kost is dan gelijk aan **0,0214 €/kWh**.

### 9.3.6. Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

Gezien een gasturbine van 30 $MW_e$ typisch wordt geplaatst bij een industriële grootverbruiker, wordt de aankoopkost voor aardgas bepaald door de gemiddelde aardgasprijs TTF Cal 18[30] (0,0168 €/kWh BVW). Omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903 is de gemiddelde aardgasprijs gelijk aan 0,0186 €/kWh OVW.
Gezien het ingaand thermisch vermogen van de gasturbine groter is dan 20 MW, is het bedrijf ETS-plichtig. Daarom wordt ook een $CO_2$-kost van 0,00102 €/MWh[31] meegerekend in de brandstofkost.

De **marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0** inclusief de $CO_2$-kost is dan gelijk aan **0,0196 €/kWh**.

## 9.4. BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

| **Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 8.a.1.** | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 79,2 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 2,26 |
| De bandingfactor wordt afgetopt op: | **1,00** |

Tabel 41: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 8.a.1

[28] zie HOOFDSTUK 1 – punt 2.1
[29] zie HOOFDSTUK 1 – punt 3
[30] zie HOOFDSTUK 1 – punt 2.1
[31] zie HOOFDSTUK 1 punt 3

| **Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 8.a.2.** | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 40,2 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 1,15 |
| De bandingfactor wordt afgetopt op: | **1,00** |

Tabel 42: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 8.a.2

# 10. WKK : 20 $MW_E$ < STOOMTURBINE ≤ 50 $MW_E$ (WKK CAT. 8.B.1 EN CAT. 8.B.2)

## 10.1. KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE: STOOMTURBINE VAN 30 $MW_E$ OP AARDGAS

Er zijn momenteel geen installaties in Vlaanderen in deze categorie die certificaatgerechtigd zijn. Vermits men mag aannemen dat op jaarbasis deze gegevens weinig zullen verschillen wordt voor dit rapport dezelfde referentie-installatie genomen : een installatie met een **stoomturbine van 30 $MW_e$** op aardgas.

## 10.2. BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 10.2.1. Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Voor het bruto elektrisch en netto thermisch rendement van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016]. Het **bruto elektrisch/mechanisch rendement** is **9,50%** en het **netto thermisch rendement** is **84,5%**.

Voor de referentie-installatie in deze categorie is het **Vlaams elektrisch referentierendement 55%** (aangesloten op een spanningsnet met een nominale spanning die hoger is dan 15 kV) en het **Vlaams thermisch referentierendement 90%** (stoom als nuttige warmte), overeenkomstig het bepaalde in artikel 6.2.10 van het Energiebesluit en het ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie is **47,8%** (na correctie voor klimaatomstandigheden en voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is **92%** (stoom, zonder inrekening van condensaatretour). Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing iets meer dan 10%. Dit betekent dat de WKK-installatie voldoet aan de voorwaarden voor een kwalitatieve WKK-installatie, overeenkomstig het bepaalde in bijlage I van het Energiebesluit. De WKK-installatie heeft bijgevolg recht op steun via warmte-krachtcertificaten.

### 10.2.2. Jaarlijks aantal vollasturen

Het **jaarlijks aantal vollasturen** van de referentie-installatie in deze wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016] en is gelijk aan **5.700 uren**.

### 10.2.3. Aandeel eigenverbruik

Het **aandeel eigenverbruik** van de referentie-installatie in deze categorie, voor de bepaling van de netto elektriciteitsproductie, wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016] en is gelijk aan **1,0%** van het bruto elektrisch vermogen.

### 10.2.4. Constructieperiode

De **constructieperiode** voor een stoomturbine van 30 $MW_e$ wordt, als gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname van de installatie, gelijkgesteld aan **2 jaar**, overeenkomstig het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016].

## 10.3. BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 10.3.1. Specifieke investeringskost

In de **specifieke investeringskost van nieuwe installaties (WKK categorie 8.b.1)** worden de volgende kosten meegenomen: stoomturbine, uitrusting voor de warmterecuperatie, instrumentatie, voorschriften en regeling,

leidingen, kosten van de hulpsystemen, aansluiting van gas en elektriciteit, bouwonkosten en projectbeheerskosten (ingenieurskosten en managementkosten).
Vermits er tot op heden weinig of geen representatieve gegevens van installaties in Vlaanderen beschikbaar zijn, wordt de specifieke investeringskost overgenomen van het VEA-rapport 2013/2 [VEA, 2013b]. Deze kost wordt geïndexeerd tot het jaar 2018 volgens de werkelijke inflatie tot 2017 en een ingeschatte inflatie tussen 2017 en 2018, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2017]. In de berekening werd eveneens rekening gehouden met de verwachte dalende technologiekost voor stoomturbines met 0,5% per jaar tot 2020 [IEA, 2010]. De totale indexering (inflatie en technologiekost) bedraagt 4,33% voor gegevens uit 2013.

De **specifieke investeringskost voor een nieuwe installatie (WKK categorie 8.b.1)** wordt bepaald op **1.040 €/kW$_e$**.

Voor **ingrijpende wijzigingen (WKK categorie 8.b.2)** is de investeringskost lager. Er wordt verondersteld dat de investeringskost voor een ingrijpende wijziging van een gasturbine 50% is van de kost van een nieuwe installatie. Dit komt neer op een investeringskost van **520 €/kW$_e$**.

### 10.3.2. Variabele kosten per eenheid productie in jaar 0

De **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0** van een stoomturbine van 30 MW$_e$ zijn de operationele kosten en onderhoudskosten.

Deze kosten werden bepaald op basis van het VEA-rapport 2013/2 [VEA, 2013b]. Deze kosten zijn geïndexeerd tot het jaar 2018, volgens de werkelijke inflatie tot 2017 en een ingeschatte inflatie tussen 2017 en 2018, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2017].

De **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0 (WKK-categorieën 8.b.1 en 8.b.2)** worden bepaald op **0,00448 €/kWh**.

### 10.3.3. Vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0

Gezien een stoomturbine van 30 MW$_e$ typisch wordt geplaatst bij een industriële grootverbruiker wordt de vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname bepaald op basis van de ENDEX Cal 18 voor elektriciteit[32]. Deze elektriciteitsprijs (0,0341 €/kWh) wordt verhoogd met de vermeden ELIA-tarieven (goedgekeurd door de CREG op 3 december 2015 voor de periode 2016-2019 – totaal 0,00455 €/kWh) en vermeden taksen en heffingen en bijdragen voor certificaatverplichtingen (0,00475 €/kWh).

De **vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0** bedraagt aldus **0,0434 €/kWh.**

### 10.3.4. Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0 bestaat uit het injectietarief zoals bepaald door de beslissing van de CREG van 3 december 2015 en zijn van toepassing vanaf 1 januari 2016 tot en met 31 december 2019. Het injectietarief voor 2018 is gelijk aan 0,000964 €/kWh Deze tarieven zijn eveneens terug te vinden op de website van Elia [ELIA 2017].
Bij het injectietarief wordt ook een onbalanskost bijgeteld, ter waarde van 0,00014 €/kWh, gebaseerd op cijfers uit de sector.

De **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0** bedraagt aldus **0,00110 €/kWh.**

### 10.3.5. Prijs van de brandstof in jaar 0

Gezien een stoomturbine van 30 MW$_e$ typisch wordt geplaatst bij een industriële grootverbruiker, wordt de aankoopkost voor aardgas bepaald door de gemiddelde aardgasprijs TTF Cal 18[33] (0,0168 €/kWh BVW). Deze waarde

[32] zie HOOFDSTUK 1 – punt 4.1
[33] zie HOOFDSTUK 1 – punt 2.1

wordt omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW) met een omrekeningsfactor van 0,903.
Deze energiecomponent (0,0186 €/kWh OVW) wordt verhoogd met de vervoerstarieven voor aardgas (incl. odorisatie) (0,00106 €/kWh) en de taksen en heffingen (0,00076 €/kWh), zoals bepaald door de beslissing van de CREG van 29 oktober 2015 voor de tarieven voor de aansluiting op en het gebruik van het vervoersnet, alsook van de opslagdiensten en de ondersteunende diensten voor de jaren 2016-2019. Deze tarieven zijn eveneens terug te vinden op de website van Fluxys [Fluxys, 2017].

Gezien het ingaand thermisch vermogen van de installatie groter is dan 20 MW, is het bedrijf ETS-plichtig. Daarom wordt ook een $CO_2$-kost van 0,00102 €/MWh[34] meegerekend in de brandstofkost.

De **prijs van de brandstof in jaar 0** inclusief de $CO_2$-kost is dan gelijk aan **0,0214 €/kWh**.

### 10.3.6. Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

Gezien een stoomturbine van 30 $MW_e$ typisch wordt geplaatst bij een industriële grootverbruiker, wordt de aankoopkost voor aardgas bepaald door de gemiddelde aardgasprijs TTF Cal 18[35] (0,0168 €/kWh BVW). Omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903 is de gemiddelde aardgasprijs gelijk aan 0,0186 €/kWh OVW.
Gezien het ingaand thermisch vermogen van de gasturbine groter is dan 20 MW, is het bedrijf ETS-plichtig. Daarom wordt ook een $CO_2$-kost van 0,00102 €/MWh[36] meegerekend in de brandstofkost.

De **marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0** inclusief de $CO_2$-kost is dan gelijk aan **0,0196 €/kWh**.

## 10.4. BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

| **Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 8.b.1.** | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 32,2 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | **0,920** |

Tabel 43: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 8.b.1

| **Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 8.b.2.** | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 14,1 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | **0,403** |

Tabel 44: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 8.b.2

[34] zie HOOFDSTUK 1 – punt 3
[35] zie HOOFDSTUK 1 – punt 2.1
[36] zie HOOFDSTUK 1 punt 3

# 11. WKK : 20 $MW_E$ < STEG ≤ 50 $MW_E$ (CAT. 8.C.1 EN CAT. 8.C.2)

## 11.1. KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE: GASTURBINE VAN 30 $MW_E$ MET NAGESCHAKELDE STOOMTURBINE VAN 7 $MW_E$ OP AARDGAS

Er zijn momenteel geen installaties in Vlaanderen in deze categorie die certificaatgerechtigd zijn. Vermits men mag aannemen dat op jaarbasis deze gegevens weinig zullen verschillen wordt voor dit rapport dezelfde referentie-installatie genomen : een installatie met een **gasturbine van 30 $MW_e$ en een nageschakelde stoomturbine van 7 $MW_e$**, wat neerkomt op een WKK-installatie van 37 $MW_e$.

## 11.2. BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 11.2.1. Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Wegens gebrek aan nieuwe gegevens (er zijn geen certificaatgerechtigde installaties in deze categorie) worden het bruto elektrisch en netto thermisch rendement van de referentie-installatie in deze categorie overgenomen uit het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016]. Er worden geen evoluties voor deze parameters verwacht in 2017. Het **bruto elektrisch rendement is 35,7%** en het **netto thermisch rendement is 50,0%**.

Voor de referentie-installatie in deze categorie is het **Vlaams elektrisch referentierendement 55%** (aangesloten op een spanningsnet met een nominale spanning die hoger is dan 15 kV) en het **Vlaams thermisch referentierendement 90%** (stoom als nuttige warmte), overeenkomstig het bepaalde in artikel 6.2.10 van het Energiebesluit en het ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie is **49,3%** (na correctie voor klimaatomstandigheden en voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is **92%** (stoom, zonder inrekening van condensaatretour). Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan 20,2%. Dit betekent dat de WKK-installatie voldoet aan de voorwaarden voor een kwalitatieve WKK-installatie, overeenkomstig het bepaalde in bijlage I van het Energiebesluit. De WKK-installatie heeft bijgevolg recht op steun via warmtekrachtcertificaten.

### 11.2.2. Jaarlijks aantal vollasturen

Het **jaarlijks aantal vollasturen** van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen van de referentie-installatie uit WKK categorie 8.a (gasturbine van 30 $MW_e$) en is gelijk aan **7.470 uren**.

### 11.2.3. Aandeel eigenverbruik

Het **aandeel eigenverbruik** van de referentie-installatie in deze categorie, voor de bepaling van de netto elektriciteitsproductie, wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016] en is gelijk aan **2,0%** van het bruto elektrisch vermogen.

### 11.2.4. Constructieperiode

De **constructieperiode** voor een gasturbine van 30 $MW_e$ met nageschakelde stoomturbine van 7 $MW_e$ wordt, als gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname van de installatie, gelijkgesteld aan **2 jaar**, overeenkomstig het VEA-rapport 2016 [VEA, 2016].

////////////

## 11.3. BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

### 11.3.1. Specifieke investeringskost

In de **specifieke investeringskost van nieuwe installaties (WKK categorie 8.c.1)** worden de volgende kosten meegenomen: gasturbine, stoomturbine, uitrusting voor de warmterecuperatie (HRSG), instrumentatie, voorschriften en regeling, leidingen, kosten van de hulpsystemen, aansluiting van gas en elektriciteit, bouwonkosten en projectbeheerskosten (ingenieurskosten en managementkosten).

Vermits er tot op heden geen representatieve gegevens van installaties in Vlaanderen beschikbaar zijn, wordt de investeringskost opnieuw bepaald op basis van (geïndexeerde) cijfers uit de IEA ETSAP Technology Brief CHP [IEA, 2010] en gasturbine package prijzen uit het Gas Turbine World GTW Handbook 2014-2015 [GTW, 2015]. Deze kosten zijn geïndexeerd tot het jaar 2018, volgens de werkelijke inflatie tot 2017 en een ingeschatte inflatie tussen 2017 en 2018 overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2017]. In de berekening werd eveneens rekening gehouden met de verwachte dalende technologiekost voor stoom- en gasturbines met 1% per jaar tot [IEA, 2010]. Bij prijzen in dollar werd eveneens rekening gehouden met de wisselkoersschommelingen van de dollar ten opzichte van de euro tussen het referentiejaar en 2018.

Op basis van deze gegevens werd de **specifieke investeringskost voor een nieuwe installatie (WKK categorie 8.c.1)** bepaald op **2.120 €/kW$_e$**.

Voor **ingrijpende wijzigingen (WKK categorie 8.c.2)** is de investeringskost lager. Er wordt verondersteld dat de investeringskost voor een ingrijpende wijziging van een gasturbine 50% is van de kost van een nieuwe installatie. Dit komt neer op een investeringskost van **1.060 €/kW$_e$**.

### 11.3.2. Variabele kosten per eenheid productie in jaar 0

De **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0** van een gasturbine van 30 MW$_e$ met nageschakelde stoomturbine van 7 MW$_e$ bevatten de operationele kosten en onderhoudskosten.
Deze zijn bepaald op basis van cijfers uit de ETSAP Technology Brief CHP [IEA, 2010]. Deze kosten zijn geïndexeerd tot het jaar 2018 volgens de werkelijke inflatie tot 2017 en een ingeschatte inflatie tussen 2017 en 2018, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2017].

De **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0 (WKK-categorieën 8.c.1 en 8.c.2)** werden bepaald op **0,0157 €/kWh**.

### 11.3.3. Vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0

Gezien een gasturbine van 30 MW$_e$ met nageschakelde stoomturbine van 7MW$_e$ typisch wordt geplaatst bij een industriële grootverbruiker, wordt de vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname bepaald op basis van de ENDEX Cal 18 voor elektriciteit[37]. Deze elektriciteitsprijs (0,0341 €/kWh) wordt verhoogd met de vermeden ELIA-tarieven (goedgekeurd door de CREG op 3 december 2015 voor de periode 2016-2019 – totaal 0,00455 €/kWh) en vermeden taksen en heffingen en bijdragen voor certificaatverplichtingen (0,00475 €/kWh).

De **vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0** bedraagt aldus **0,0434 €/kWh.**

### 11.3.4. Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0 bestaat uit het injectietarief zoals bepaald door de beslissing van de CREG van 3 december 2015 en zijn van toepassing vanaf 1 januari 2016 tot en met 31 december 2019. Het injectietarief voor 2018 is gelijk aan 0,000964 €/kWh Deze tarieven zijn eveneens terug te vinden op de website van Elia [ELIA 2017].
Bij het injectietarief wordt ook een onbalanskost bijgeteld, ter waarde van 0,00014 €/kWh, gebaseerd op cijfers uit de sector.

[37] zie HOOFDSTUK 1 – punt 4.1

De **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0** bedraagt aldus **0,00110 €/kWh.**

### 11.3.5. Prijs van de brandstof in jaar 0

Gezien een gasturbine van 30 $MW_e$ met nageschakelde stoomturbine van 7$MW_e$ typisch wordt geplaatst bij een industriële grootverbruiker, wordt de aankoopkost voor aardgas bepaald door de gemiddelde aardgasprijs TTF Cal 18[38] (0,0168 €/kWh BVW). Deze waarde wordt omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW) met een omrekeningsfactor van 0,903.
Deze energiecomponent (0,0186 €/kWh OVW) wordt verhoogd met de vervoerstarieven voor aardgas (incl. odorisatie) (0,00106 €/kWh) en de taksen en heffingen (0,00076 €/kWh), zoals bepaald door de beslissing van de CREG van 29 oktober 2015 voor de tarieven voor de aansluiting op en het gebruik van het vervoersnet, alsook van de opslagdiensten en de ondersteunende diensten voor de jaren 2016-2019. Deze tarieven zijn eveneens terug te vinden op de website van Fluxys [Fluxys, 2017].

Gezien het ingaand thermisch vermogen van de installatie groter is dan 20 MW, is het bedrijf ETS-plichtig. Daarom wordt ook een $CO_2$-kost van 0,00102 €/MWh[39] meegerekend in de brandstofkost.

De **prijs van de brandstof in jaar 0** inclusief de $CO_2$-kost is dan gelijk aan **0,0214 €/kWh**.

### 11.3.6. Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

Gezien een gasturbine van 30 $MW_e$ met nageschakelde stoomturbine van 7$MW_e$ typisch wordt geplaatst bij een industriële grootverbruiker, wordt de aankoopkost voor aardgas bepaald door de gemiddelde aardgasprijs TTF Cal 18[40] (0,0168 €/kWh BVW). Omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903 is de gemiddelde aardgasprijs gelijk aan 0,0186 €/kW
h OVW.
Gezien het ingaand thermisch vermogen van de gasturbine groter is dan 20 MW, is het bedrijf ETS-plichtig. Daarom wordt ook een $CO_2$-kost van 0,00102 €/MWh[41] meegerekend in de brandstofkost.

De **marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0** inclusief de $CO_2$-kost is dan gelijk aan **0,0196 €/kWh**.

## 11.4. BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

| **Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 8.c.1.** | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 133 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 3,80 |
| De bandingfactor wordt afgetopt op: | **1,00** |

Tabel 45: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 8.c.1

[38] zie HOOFDSTUK 1 – punt 2.1
[39] zie HOOFDSTUK 1 – punt 3
[40] zie HOOFDSTUK 1 – punt 2.1
[41] zie HOOFDSTUK 1 punt 3

| **Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 8.c.2.** | |
|---|---|
| De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 71,8 |
| De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: | 2,05 |
| De bandingfactor wordt afgetopt op: | **1,00** |

Tabel 46: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 8.c.2

////////////

# HOOFDSTUK 7.
# OVERZICHT PARAMETERWAARDEN

## 1. ALGEMENE PARAMETERS

| | Eenheid | Waarde |
|---|---|---|
| $r_d$ | [%] | 3,0% |
| $i_{EL,ZA}$ | [%] | 3,5% |
| $i_{EL,V}$ | [%] | 2% |
| $i_{PBW}$ | [%] | 2,5% |
| $i_{OK}$ | [%] | 2% |
| $i_B$ | [%] | 2,5% |
| E | [%] | 20% |
| i | [%] | 100% |
| IAP | [%] | 13,5% |
| b | [%] | 33,99% |
| $P_{EL,V}$ | [€/kWh] | 0,0341 |

Tabel 47: Overzicht algemene parameters

## 2. SPECIFIEKE PARAMETERS VOOR PV > 10 KVA EN ≤ 750 KVA

| | Eenheid | GS Cat. 2 | GS Cat. 3 |
|---|---|---|---|
| U | [$kW_e$] | 139 | 444 |
| $K_i$ | [€/$kW_e$] | 1.160 | 1.040 |
| R | [%] | 5%* | 5%* |
| E | [%] | 20% | 20% |
| $r_d$ | [%] | 3,0% | 3,0% |
| $T_b$ | [jaar] | 15* | 15* |
| $T_r$ | [jaar] | 15* | 15* |
| $T_c$ | [jaar] | 0 | 0 |
| $T_a$ | [jaar] | 15* | 15* |
| I | [%] | 100% | 100% |
| IAP | [%] | 13,5% | 13,5% |
| VU | [u] | 899 | 899 |
| $ZA_{EL}$ | [%] | 65%* | 65%* |
| $P_{EL,ZA}$ | [€/kWh] | 0,112 | 0,0985 |
| $P_{EL,V}$ | [€/kWh] | 0,0341 | 0,0341 |
| $P_{IN}$ | [€/kWh] | 20% x $P_{EL,V}$ + 0,0103 | 20% x $P_{EL,V}$ + 0,00416 |
| $i_{EL,ZA}$ | [%] | 3,5% | 3,5% |
| $i_{EL,V}$ | [%] | 2,0% | 2,0% |
| $K_V$ | [€/$kW_e$] | 10,7 | 10,4 |
| $I_V$ | [€/$kW_e$] | 149[42] | 149[43] |
| Levensduur te vervangen onderdeel | [jaar] | 12 | 12 |
| $i_{OK}$ | [%] | 2,0% | 2,0% |
| B | [%] | 33,99% | 33,99% |

*: in Energiebesluit vastgelegde parameterwaarden

Tabel 48: Overzicht parameters voor PV-installaties > 10 kVA en ≤ 750 kVA

[42] 149 €/$kW_{piek}$ is het bedrag dat nodig is om, aan een inflatie van 2% per jaar, binnen 12 jaar uit te komen op een totaal bedrag van 23.585 € en 75.471 € voor respectievelijk de installaties van 60 $kW_{piek}$ en 400 $kW_{piek}$ voor de vervanging van de omvormers. Het gaat om een vervangingsinvestering die gedaan wordt na 12 jaar. Omdat het om een afgerond bedrag per $kW_{piek}$ gaat (3 beduidende cijfers), komt de totale investering op een ander bedrag uit.

[43] Idem als voetnoot 42.

# 3. SPECIFIEKE PARAMETERS VOOR WINDTURBINES > 10 $KW_E$ EN ≤ 4 $MW_E$

| | Eenheid | GS Cat. 4 |
|---|---|---|
| U | [$kW_e$] | 2.300 |
| $K_i$ | [€/$kW_e$] | 1.310 |
| R | [%] | 8%* |
| E | [%] | 20% |
| $r_d$ | [%] | 3,0% |
| $T_b$ | [jaar] | 15* |
| $T_r$ | [jaar] | 15* |
| $T_c$ | [jaar] | 1 |
| $T_a$ | [jaar] | 15* |
| I | [%] | 100% |
| IAP | [%] | 13,5% |
| VU | [u] | 2.250 |
| $ZA_{EL}$ | [%] | 0%* |
| $P_{EL,V}$ | [€/kWh] | 0,0341 |
| $P_{IN}$ | [€/kWh] | 9,63% x $P_{EL,V}$ + 0.00139 |
| $i_{EL,V}$ | [%] | 2,0% |
| $K_V$ | [€/$kW_e$] | 39,9 |
| $i_{OK}$ | [%] | 2,0% |
| b | [%] | 33,99% |

*: in Energiebesluit vastgelegde parameterwaarden

Tabel 49: Overzicht parameters voor windturbines > 10 $kW_e$ en ≤ 4$MW_e$

# 4. SPECIFIEKE PARAMETERS VOOR GROENE STROOM UIT BIOGAS > 10 $KW_E$ EN ≤ 20 $MW_E$

| | Eenheid | Cat. 5/1 | Cat. 6/1 | Cat. 10/1 |
|---|---|---|---|---|
| **U** | [$kW_e$] | 2.800 | 1.300 | 7.000 |
| $\eta_{el}$ | [%] | 42,7% | 39,9% | 42,7% |
| $\eta_{th,WKK}$ | [%] | 50,4% | 49,0% | 50,4% |
| $\eta_{th,ref}$ | [%] | 70% | 70% | 70% |
| $\eta_{el,ref}$ | [%] | 42% | 42% | 42% |
| $EV_{EL}$ | [%] | 11,4% | 22% | 11,4% |
| $EV_{GSC}$ | [%] | 3,94% | 1,87% | 3,94% |
| $EV_{EL,WKK}$ | [%] | 2,09% | 2,09% | 2,09% |
| $K_i$ | [€/$kW_e$] | 3.800 | 12.500 | 3.670 |
| r | [%] | 12%* | 12%* | 12%* |
| E | [%] | 20% | 20% | 20% |
| $r_d$ | [%] | 3,0% | 3,0% | 3,0% |
| $T_b$ | [jaar] | 10* | 10* | 10* |
| $T_r$ | [jaar] | 10* | 10* | 10* |
| $T_a$ | [jaar] | 10* | 10* | 10* |
| $T_c$ | [jaar] | 1 | 1 | 1 |
| i | [%] | 100% | 100% | 100% |
| IAP | [%] | 13,5% | 13,5% | 13,5% |
| VU | [u] | 7.770 | 7.200 | 7.770 |
| $ZA_{EL}$ | [%] | 0%* | 30%* | 0%* |
| $P_{EL,ZA}$ | [€/kWh] | N.V.T. | 0,0963 | N.V.T. |
| $P_{EL,V}$ | [€/kWh] | 0,0341 | 0,0341 | 0,0341 |
| $P_{IN}$ | [€/kWh] | 0,00138 | 0,00144 | 0,00137 |
| $i_{EL,ZA}$ | [%] | N.V.T. | 3,5% | N.V.T. |
| $i_{EL,V}$ | [%] | 2,0% | 2,0% | 2,0% |
| $P_{PBW}$ | [€/kWh] | N.V.T. | 0,0221 | N.V.T. |
| $i_{PBW}$ | [%] | N.V.T. | 2,5% | N.V.T. |
| $BF_{WKC}$ | [-] | 1 | 1 | 1 |
| $P_{WKC}$ | [€/kWh] | 0,035 | 0,035 | 0,035 |
| $K_V$ | [€/$kW_e$] | 423 | 748 | 394 |
| $K_{Var}$ | [€/$kWh_e$] | 0 | 0 | 0 |
| $i_{OK}$ | [%] | 2,0% | 2,0% | 2,0% |
| $M_{IS}$ | [ton] | 54.300 | 35.000 | 165.000 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| $PO_{IS}$ | [€/ton] | 14,7 | -84,5 | 14,7 |
| $i_{IS}$ | [%] | 0,500% | 0,0% | 0,500% |
| $M_{US}$ | [ton] | 21.700 | 31.000 | 79.500 |
| $PO_{US}$ | [€/ton] | 3,58 | 84,5 | 3,81 |
| $i_{US}$ | [%] | 2,0% | 0,0% | 2,0% |
| b | [%] | 33,99% | 33,99% | 33,99% |

*: in Energiebesluit vastgelegde parameterwaarden

Tabel 50: Overzicht parameters voor groene stroom uit biogas > 10 $kW_e$ en ≤ 20 $MW_e$

# 5. SPECIFIEKE PARAMETERS VOOR VERBRANDING VAN BIOMASSA > 10 $KW_E$ EN ≤ 20 $MW_E$

| | Eenheid | Cat. 15 | Cat. 16 | Cat. 17 |
|---|---|---|---|---|
| U | [$kW_e$] | 10.000 | 800 | 10.000 |
| $\eta_{el}$ | [%] | 26,3% | 41,2% | 26,3% |
| $\eta_{th.WKK}$ | [%] | 15,0% | 44,0% | 15,0% |
| $\eta_{th.ref}$ | [%] | 90% | 90% | 90% |
| $\eta_{th.ref.k}$ | [%] | 90% | 90% | 90% |
| $\eta_{el.ref}$ | [%] | 37% | 44,2% | 37% |
| $EV_{FL}$ | [%] | 11,1% | 1,2% | 11,1% |
| $EV_{GSC}$ | [%] | 11,1% | 10,0% | 0,2% |
| $EV_{EL.WKK}$ | [%] | N.V.T | 1,2% | N.V.T. |
| $K_i$ | [€/$kW_e$] | 4.600 | 1.560 | 4.300 |
| r | [%] | 12%* | 12%* | 12%* |
| E | [%] | 20% | 20% | 20% |
| $r_d$ | [%] | 3,0% | 3,0% | 3,0% |
| $T_b$ | [jaar] | 10* | 10* | 10* |
| $T_r$ | [jaar] | 10* | 10* | 10* |
| $T_a$ | [jaar] | 10* | 10* | 10* |
| $T_c$ | [jaar] | 2 | 1 | 2 |
| I | [%] | 100% | 100% | 100% |
| IAP | [%] | 13,5% | 13,5% | 13,5% |
| VU | [u] | 6.800 | 3.000 | 7.600 |
| $ZA_{FL}$ | [%] | 40%* | 40%* | 30%* |
| $P_{EL.ZA}$ | [€/kWh] | 0,0755 | 0,114 | 0,0755 |
| $P_{IN}$ | [€/kWh] | 0,597% x $P_{EL.V}$ + 0,000646 | 0,597% x $P_{EL.V}$ + 0,00136 | 0,597% x $P_{EL.V}$ + 0,000646 |
| $i_{EL.ZA}$ | [%] | 3,5% | 3,5% | 3,5% |
| $i_{FL.V}$ | [%] | 2,0% | 2,0% | 2,0% |
| $P_{PBW}$ | [€/kWh] | 0,0184 | 0,0261 | 0,0184 |
| $i_{PBW}$ | [%] | 2,5% | 2,5% | 2,5% |
| $BF_{WKC}$ | [-] | N.V.T. | 1 | N.V.T. |
| $P_{WKC}$ | [€/kWh] | N.V.T. | 0,035 | N.V.T. |
| $K_V$ | [€/$kW_e$] | 288 | 102 | 210 |
| $K_{Var}$ | [€/$kWh_e$] | 0,0304 | 0,00 | 0,0132 |
| $i_{OK}$ | [%] | 2,0% | 2,0% | 2,0% |
| $P_B$ | [€/kWh] | 0,0111 | 0,0683 | 0,00230 |
| $i_B$ | [%] | 1,1% | 2,0% | 1,1% |
| b | [%] | 33,99% | 33,99% | 33,99% |

*: in Energiebesluit vastgelegde parameterwaarden

Tabel 51: Parametertabel voor verbranding van biomassa > 10 $kW_e$ en ≤ 20 $MW_e$

# 6. SPECIFIEKE PARAMETERS VOOR WKK OP BIOGAS > 10 $KW_E$ EN ≤ 20 $MW_E$

| | Eenheid | Cat. 5/1.a.1 | Cat. 5/1.a.2 | Cat. 5/1.a.3 | Cat. 6/1.a. | Cat. 5/1.b.1 | Cat. 5/1.b.2 | Cat. 5/1.b.3 | Cat. 6/1.b. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| U | [$kW_e$] | 2.800 | 1.300 | 500 | 7.000 | 2.800 | 1.300 | 500 | 7.000 |
| $\eta_{el}$ | [%] | 42,7% | 39,9% | 35,8% | 42,7% | 42,7% | 39,9% | 35,8% | 42,7% |
| $\eta_{th.WKK}$ | [%] | 50,4% | 49% | 15% | 50,4% | 50,4% | 49% | 15% | 50,4% |
| $\eta_{th.ref}$ | [%] | 70% | 70% | 70% | 70% | 70% | 70% | 70% | 70% |
| $\eta_{th.ref.k}$ | [%] | 90% | 90% | 90% | 90% | 90% | 90% | 90% | 90% |
| $\eta_{el.ref}$ | [%] | 42% | 42% | 42% | 42% | 42% | 42% | 42% | 42% |
| $EV_{FL}$ | [%] | 2,09% | 2,09% | 2,09% | 2,09% | 2,09% | 2,09% | 2,09% | 2,09% |
| $EV_{EL.W}$ | [%] | 2,09% | 2,09% | 2,09% | 2,09% | 2,09% | 2,09% | 2,09% | 2,09% |
| $K_i$ | [€/$kW_e$] | 723 | 807 | 1.530 | 594 | 482 | 496 | 779 | 396 |
| r | [%] | 12%* | 12%* | 12%* | 12%* | 12%* | 12%* | 12%* | 12%* |
| E | [%] | 20% | 20% | 20% | 20% | 20% | 20% | 20% | 20% |
| $r_d$ | [%] | 3,0% | 3,0% | 3,0% | 3,0% | 3,0% | 3,0% | 3,0% | 3,0% |
| $T_b$ | [jaar] | 10* | 10* | 10* | 10* | 10* | 10* | 10* | 10* |
| $T_r$ | [jaar] | 10* | 10* | 10* | 10* | 10* | 10* | 10* | 10* |
| $T_a$ | [jaar] | 10* | 10* | 10* | 10* | 10* | 10* | 10* | 10* |
| $T_c$ | [jaar] | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| I | [%] | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |
| IAP | [%] | 13,5% | 13,5% | 13,5% | 13,5% | 13,5% | 13,5% | 13,5% | 13,5% |
| VU | [u] | 7.770 | 7.200 | 4.600 | 7.770 | 7.770 | 7.200 | 4.600 | 7.770 |
| $ZA_{EL}$ | [%] | 0%* | 30%* | 0%* | 0%* | 0%* | 30%* | 0%* | 0%* |
| $P_{EL.ZA}$ | [€/kWh] | N.V.T. | 0,0963 | N.V.T. | N.V.T. | N.V.T. | 0,0963 | N.V.T. | N.V.T. |
| $P_{EL.V}$ | [€/kWh] | 0,0341 | 0,0341 | 0,0341 | 0,0341 | 0,0341 | 0,0341 | 0,0341 | 0,0341 |
| $P_{IN}$ | [€/kWh] | 0,00138 | 0,00142 | 0,00153 | 0,00137 | 0,00138 | 0,00142 | 0,00153 | 0,00137 |
| $i_{EL.ZA}$ | [%] | N.V.T. | 3,5% | N.V.T. | N.V.T. | N.V.T. | 3,5% | N.V.T. | N.V.T. |
| $i_{EL.V}$ | [%] | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% |
| $P_{PBW}$ | [€/kWh] | 0,0221 | 0,0221 | 0,0261 | 0,0221 | 0,0221 | 0,0221 | 0,0261 | 0,0221 |
| $i_{PBW}$ | [%] | 2,5% | 2,5% | 2,5% | 2,5% | 2,5% | 2,5% | 2,5% | 2,5% |
| $K_V$ | [€/$kW_e$] | 91,6 | 0,00 | 188 | 62,9 | 91,6 | 0,00 | 188 | 62,9 |
| $K_{Var}$ | [€/$kWh_e$] | 0,0 | 0,0127 | 0,00 | 0,0 | 0,0 | 0,0127 | 0,00 | 0,0 |
| $i_{OK}$ | [%] | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% |
| $P_B$ | [€/kWh] | 0,0711 | 0,154 | 0,00 | 0,0755 | 0,0711 | 0,154 | 0,00 | 0,0755 |
| $i_B$ | [%] | 0,500% | 0,0% | N.V.T. | 0,500% | 0,500% | 0,0% | N.V.T. | 0,500% |
| b | [%] | 33,99% | 33,99% | 33,99% | 33,99% | 33,99% | 33,99% | 33,99% | 33,99% |

*: in Energiebesluit vastgelegde parameterwaarden

Tabel 52: Parametertabel voor WKK op biogas

# 7. SPECIFIEKE PARAMETERS VOOR WKK OP FOSSIELE BRANDSTOF > 10 $KW_E$ EN ≤ 50 $MW_E$

| | Eenheid | Cat. 2.a | Cat. 2.b | Cat. 3.a | Cat. 3.b | Cat. 4.a | Cat. 4.b | Cat.4/1.a | Cat.4/1.b |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| U | [$kW_e$] | 70 | 70 | 500 | 500 | 2.000 | 2.000 | 6.400 | 6.400 |
| $\eta_{el}$ | [%] | 33,9% | 33,9% | 37,1% | 37,1% | 40,7% | 40,7% | 43,0% | 43,0% |
| $\eta_{th,WKK}$ | [%] | 54,4% | 54,4% | 56,5% | 56,5% | 60,9% | 60,9% | 60,1% | 60,1% |
| $\eta_{th,ref}$ | [%] | 90% | 90% | 90% | 90% | 90% | 90% | 90% | 90% |
| $\eta_{th,ref,k}$ | [%] | 90% | 90% | 90% | 90% | 90% | 90% | 90% | 90% |
| $\eta_{el,ref}$ | [%] | 50% | 50% | 50% | 50% | 50% | 50% | 50% | 50% |
| $EV_{EL}$ | [%] | 3,0% | 3,0% | 3,0% | 3,0% | 2,5% | 2,5% | 1,0% | 1,0% |
| $K_i$ | [€/$kW_e$] | 2180 | 1640 | 1120 | 747 | 773 | 515 | 760 | 543 |
| r | [%] | 12%* | 12%* | 12%* | 12%* | 12%* | 12%* | 12%* | 12%* |
| E | [%] | 20% | 20% | 20% | 20% | 20% | 20% | 20% | 20% |
| $r_d$ | [%] | 3,0% | 3,0% | 3,0% | 3,0% | 3,0% | 3,0% | 3,0% | 3,0% |
| $T_b$ | [jaar] | 10* | 10* | 10* | 10* | 10* | 10* | 10* | 10* |
| $T_r$ | [jaar] | 10* | 10* | 10* | 10* | 10* | 10* | 10* | 10* |
| $T_a$ | [jaar] | 10* | 10* | 10* | 10* | 10* | 10* | 10* | 10* |
| $T_c$ | [jaar] | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| i | [%] | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |
| IAP | [%] | 13,5% | 13,5% | 13,5% | 13,5% | 13,5% | 13,5% | 13,5% | 13,5% |
| VU | [u] | 4.000 | 4.000 | 3.930 | 3.930 | 4.940 | 4.940 | 5.170 | 5.170 |
| $ZA_{EL}$ | [%] | 90%* | 90%* | 60%* | 60%* | 3%* | 3%* | 3%* | 3%* |
| $P_{EL,ZA}$ | [€/kWh] | 0,118 | 0,118 | 0,0963 | 0,0963 | 0,0963 | 0,0963 | 0,0963 | 0,0963 |
| $P_{EL,V}$ | [€/kWh] | 0,0341 | 0,0341 | 0,0341 | 0,0341 | 0,0341 | 0,0341 | 0,0341 | 0,0341 |
| $P_{IN}$ | [€/kWh] | 0,00870 | 0,00870 | 0,00187 | 0,00187 | 0,00622 | 0,00622 | 0,00328 | 0,00328 |
| $i_{EL,ZA}$ | [%] | 3,5% | 3,5% | 3,5% | 3,5% | 3,5% | 3,5% | 3,5% | 3,5% |
| $i_{EL,V}$ | [%] | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% |
| $P_{PBW}$ | [€/kWh] | 0,0337 | 0,0337 | 0,0261 | 0,0261 | 0,0258 | 0,0258 | 0,0221 | 0,0221 |
| $i_{PBW}$ | [%] | 2,5% | 2,5% | 2,5% | 2,5% | 2,5% | 2,5% | 2,5% | 2,5% |
| $K_{Var}$ | [€/$kWh_e$] | 0,0309 | 0,0309 | 0,0188 | 0,0188 | 0,0134 | 0,0134 | 0,0128 | 0,0128 |
| $i_{OK}$ | [%] | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% |
| $P_B$ | [€/kWh] | 0,0371 | 0,0371 | 0,0292 | 0,0292 | 0,0287 | 0,0287 | 0,0238 | 0,0238 |
| $i_B$ | [%] | 2,5% | 2,5% | 2,5% | 2,5% | 2,5% | 2,5% | 2,5% | 2,5% |
| b | [%] | 33,99% | 33,99% | 33,99% | 33,99% | 33,99% | 33,99% | 33,99% | 33,99% |

*: in Energiebesluit vastgelegde parameterwaarden

Tabel 53: Parametertabel voor WKK op fossiele brandstof (cat. 2 t.e.m. 4/1)

| | Eenheid | Cat.7.a.1 | Cat.7.a.2 | Cat.7.b.1 | Cat.7.b.2 | Cat.7.c.1 | Cat.7.c.2 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| U | [$kW_e$] | 7.000 | 7.000 | 5.000 | 5.000 | 9.000 | 9.000 |
| $\eta_{el}$ | [%] | 24,2% | 24,2% | 9,50% | 9,50% | 26,8% | 26,8% |
| $\eta_{th,WKK}$ | [%] | 66,9% | 66,9% | 84,5% | 84,5% | 59,3% | 59,3% |
| $\eta_{th,ref}$ | [%] | 90% | 90% | 90% | 90% | 90% | 90% |
| $\eta_{th,ref,k}$ | [%] | 90% | 90% | 90% | 90% | 90% | 90% |
| $\eta_{el,ref}$ | [%] | 50% | 50% | 50% | 50% | 50% | 50% |
| $EV_{EL}$ | [%] | 0,5% | 0,5% | 1,0% | 1,0% | 2,0% | 2,0% |
| $K_i$ | [€/$kW_e$] | 1.980 | 990 | 1.160 | 812 | 2140 | 1070 |
| r | [%] | 12%* | 12%* | 12%* | 12%* | 12%* | 12%* |
| E | [%] | 20% | 20% | 20% | 20% | 20% | 20% |
| $r_d$ | [%] | 3,0% | 3,0% | 3,0% | 3,0% | 3,0% | 3,0% |
| $T_b$ | [jaar] | 10* | 10* | 10* | 10* | 10* | 10* |
| $T_r$ | [jaar] | 10* | 10* | 10* | 10* | 10* | 10* |
| $T_a$ | [jaar] | 10* | 10* | 10* | 10* | 10* | 10* |
| $T_c$ | [jaar] | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| i | [%] | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |
| IAP | [%] | 13,5% | 13,5% | 13,5% | 13,5% | 13,5% | 13,5% |
| VU | [u] | 7.470 | 7.470 | 5.700 | 5.700 | 7.330 | 7.330 |
| $ZA_{EL}$ | [%] | 80%* | 80%* | 80%* | 80%* | 80%* | 80%* |
| $P_{EL,ZA}$ | [€/kWh] | 0,0627 | 0,0627 | 0,0627 | 0,0627 | 0,0627 | 0,0627 |
| $P_{EL,V}$ | [€/kWh] | 0,0341 | 0,0341 | 0,0341 | 0,0341 | 0,0341 | 0,0341 |
| $P_{IN}$ | [€/kWh] | 0,00167 | 0,00167 | 0,00170 | 0,00170 | 0,00166 | 0,00166 |
| $i_{EL,ZA}$ | [%] | 3,5% | 3,5% | 3,5% | 3,5% | 3,5% | 3,5% |
| $i_{EL,V}$ | [%] | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% |
| $P_{PBW}$ | [€/kWh] | 0,0196 | 0,0196 | 0,0196 | 0,0196 | 0,0196 | 0,0196 |
| $i_{PBW}$ | [%] | 2,5% | 2,5% | 2,5% | 2,5% | 2,5% | 2,5% |
| $K_{Var}$ | [€/kWh] | 0,0134 | 0,0134 | 0,00636 | 0,00636 | 0,0157 | 0,0157 |
| $i_{OK}$ | [%] | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% |
| $P_B$ | [€/kWh] | 0,0227 | 0,0227 | 0,0227 | 0,0227 | 0,0227 | 0,0227 |
| $i_B$ | [%] | 2,5% | 2,5% | 2,5% | 2,5% | 2,5% | 2,5% |
| b | [%] | 33,99% | 33,99% | 33,99% | 33,99% | 33,99% | 33,99% |

*: in Energiebesluit vastgelegde parameterwaarden

Tabel 54: Parametertabel voor WKK op fossiele brandstof (cat. 7)

| | Eenheid | Cat.8.a.1 | Cat.8.a.2 | Cat.8.b.1 | Cat.8.b.2 | Cat.8.c.1 | Cat.8.c.2 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **U** | [$kW_e$] | 30.000 | 30.000 | 30.000 | 30.000 | 37.000 | 37.000 |
| $\eta_{el}$ | [%] | 35,7% | 35,7% | 9,50% | 9,50% | 35,7% | 35,7% |
| $\eta_{th,WKK}$ | [%] | 50,0% | 50,0% | 84,5% | 84,5% | 50,0% | 50,0% |
| $\eta_{th,ref}$ | [%] | 90% | 90% | 90% | 90% | 90% | 90% |
| $\eta_{th,ref,k}$ | [%] | 90% | 90% | 90% | 90% | 90% | 90% |
| $\eta_{el,ref}$ | [%] | 55% | 55% | 55% | 55% | 55% | 55% |
| $EV_{EL}$ | [%] | 2,0% | 2,0% | 1,0% | 1,0% | 2,0% | 2,0% |
| $K_i$ | [€/$kW_e$] | 1.360 | 680 | 1.040 | 520 | 2.120 | 1060 |
| R | [%] | 12%* | 12%* | 12%* | 12%* | 12%* | 12%* |
| E | [%] | 20% | 20% | 20% | 20% | 20% | 20% |
| $r_d$ | [%] | 3,0% | 3,0% | 3,0% | 3,0% | 3,0% | 3,0% |
| $T_b$ | [jaar] | *10** | *10** | *10** | *10** | *10** | *10** |
| $T_r$ | [jaar] | *10** | *10** | *10** | *10** | *10** | *10** |
| $T_a$ | [jaar] | *10** | *10** | *10** | *10** | *10** | *10** |
| $T_c$ | [jaar] | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| I | [%] | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |
| IAP | [%] | 13,5% | 13,5% | 13,5% | 13,5% | 13,5% | 13,5% |
| VU | [u] | 7.470 | 7.470 | 5.700 | 5.700 | 7.470 | 7.470 |
| $ZA_{EL}$ | [%] | *60%** | *60%** | *60%** | *60%** | *60%** | *60%** |
| $P_{EL,ZA}$ | [€/kWh] | 0,0434 | 0,0434 | 0,0434 | 0,0434 | 0,0434 | 0,0434 |
| $P_{EL,V}$ | [€/kWh] | 0,0341 | 0,0341 | 0,0341 | 0,0341 | 0,0341 | 0,0341 |
| $P_{IN}$ | [€/kWh] | 0,00110 | 0,00110 | 0,00110 | 0,00110 | 0,00110 | 0,00110 |
| $i_{EL,ZA}$ | [%] | 3,5% | 3,5% | 3,5% | 3,5% | 3,5% | 3,5% |
| $i_{EL,V}$ | [%] | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% |
| $P_{PBW}$ | [€/kWh] | 0,0196 | 0,0196 | 0,0196 | 0,0196 | 0,0196 | 0,0196 |
| $i_{PBW}$ | [%] | 2,5% | 2,5% | 2,5% | 2,5% | 2,5% | 2,5% |
| $K_{Var}$ | [€/kWh] | 0,0110 | 0,0110 | 0,00448 | 0,00448 | 0,0157 | 0,0157 |
| $i_{OK}$ | [%] | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% |
| $P_B$ | [€/kWh] | 0,0214 | 0,0214 | 0,0214 | 0,0214 | 0,0214 | 0,0214 |
| $i_B$ | [%] | 2,5% | 2,5% | 2,5% | 2,5% | 2,5% | 2,5% |
| B | [%] | 33,99% | 33,99% | 33,99% | 33,99% | 33,99% | 33,99% |

*: in Energiebesluit vastgelegde parameterwaarden

Tabel 55: Parametertabel voor WKK op fossiele brandstof (cat. 8)

# LITERATUURLIJST


Auditconvenant, www.auditconvenant.be

BHKW (2014), BHKW Kenndaten 2014/2015, Module, Anbieter, Kosten, ASUE

COGEN Vlaanderen (2004), Basishandboek warmtekrachtkoppeling.

ECN (2009), Onrendabele top berekeningen voor nieuw WKK-vermogen 2009, februari 2009.

ECN (2013), Eindadvies basisbedragen SDE+ 2014.

FLUXYS, http://www.fluxys.com/belgium/nl-be

ECOFYS (2011), Financing Renewable Energy in the European Energy Market.

ELIA, http://www.elia.be

EUROSTAT (2017), http://ec.europa.eu/eurostat/data/database, Energy Statistics – prices of natural gas and electricity (from 2007 onwards) (nrg_pc), Gas price for industrial consumers – bi-annual data (from 2007 onwards) (nrg_pc_203) voor gasprijzen en Electricity prices for industrial consumers – bi-annual data (from 2007 onwards) (nrg_pc_205) voor elektriciteitsprijzen, juni 2017.

FPB (2017), website Federaal Planbureau http://www.plan.be/databases/17-nl-indexcijfer+der+consumptieprijzen+inflatievooruitzichten, geconsulteerd op 27 maart 2017

GTW (2015), Gas Turbine World 2014-2015 GTW Handbook, Volume 31.

IEA (2010), ETSAP – Technology Brief 04 – Combined Heat and Power, mei 2010.

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

ENDEX: Belgian Power Base Load Futures – ELIA
Dutch TTF Gas Base Load Futures – TTF;
$CO_2$-kost: EUA Futures - EUA

IRENA (2012), Biomass for power generation, juni 2012.

D.C. Jordan, R.M. Smith, C.R. Osterwald, E. Gelak, S.R. Kurtz (2010). Outdoor PV Degradation Comparison. Presented at the 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Honolulu, Hawaii.

OVAM (2012), Tarieven en capaciteiten voor storten en verbranden, actualisatie tot 2011.

PV GIS, http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/

RE-Shaping (2011), Long Term Potentials and Costs of RES, mei 2011.

VEA (2013a), Rapport 2012 , Definitieve berekeningen OT/Bf, 8 januari 2013.

VEA (2013b), Rapport 2013/2 deel 1, definitief rapport OT/Bf voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2014, 28 juni 2013.

VEA (2014a), Rapport 2013/3 deel 1, definitief rapport OT/Bf PV met een startdatum vanaf 1 juli 2014, 17 januari 2014.

VEA (2014b), Rapport 2014/1 deel 1, definitief rapport OT/Bf voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2015, 30 juni 2014.

VEA (2015a), Rapport 2014/2 deel 1, definitief rapport OT/Bf voor PV-projecten met een startdatum vanaf 1 juli 2015, 27 januari 2015.

VEA (2015b), Rapport 2015 deel 1, definitief rapport OT/Bf voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2016, 31 augustus 2015.

VEA (2016), Rapport 2016 deel 1, definitief rapport OT/Bf voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2017, 30 juni 2016.

VITO (2010), Onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties 2010, november 2010.

VITO (2011), Doorrekeningen ter ondersteuning van evaluatie GSC en WKK-systeem. Studie uitgevoerd in opdracht van VEA.

VREG (2013), MEDE-2013-3: de concrete toepassing door de VREG van het Energiedecreet en het Energiebesluit met betrekking tot warmte-krachtcertificaten en groenestroomcertificaten voor alle energiebronnen met uitzondering van zonne-energie.

VREG, http://www.vreg.be