



MILJØGODKENDELSE VILKÅRSÆNDRING

For:

TotalEnergies EP Danmark A/S

Adresse: Britaniavej 10, 6700 Esbjerg
CVR-nummer: 22757318
P-nummer: 1016529571
Listepunkt nummer: 1.1c Forbrænding af brændsel i anlæg med en samlet nominel indfyret termisk effekt på 50 MW eller derover i fyringsanlæg på platforme på havet(offshore). (s)
J. nummer: 2025-132708

Vilkårsændringen omfatter:

- Ændret emissionsgrænseværdi og midlingstid for NO_x fra DFG-4302
- Ændrede årlige mængder NO_x fra fyringsanlæg på DAN-F

Dato: 30. juni 2026

Godkendt: Marianne Ripka

Annonceres den

Klagefristen udløber den 28. juli 2026

Søgsmålsfristen udløber den 28. december 2026

Godkendelsen bortfalder, hvis den ikke har været udnyttet i 3 på hinanden følgende år, jf. miljøbeskyttelseslovens § 78 a.

Revurdering påbegyndes, når EU-kommissionen har offentliggjort en BAT-konklusion i EU-tidende, der vedrører virksomhedens hovedlistepunkt.

På grundlag af:

- oplysningerne i afsnit 3,
- ansøgning om miljøgodkendelse(Bilag A),
- supplerende oplysninger på møde 1. juni 2026,
- opdateret ansøgning om samlet NO_x udledning af 8. juni 2026 (Bilag B),
- TotalEnergies kommentarer til udkast til miljøgodkendelse(Bilag C)

godkender Miljøstyrelsen hermed ændrede grænseværdier for DFG-4302, ændring af midlingstiden for grænseværdien for NO_x fra 1. juli 2026 for DFG-4302 samt tilladte årlige mængder udledt NO_x fra samtlige fyringsanlæg på DAN F.

Miljøgodkendelsen meddeles i henhold til § 33, stk. 1 i miljøbeskyttelsesloven.

Afgørelsen gives på følgende vilkår, der som udgangspunkt er retsbeskyttede i en periode på 8 år fra afgørelsens dato.

Alle vilkår i revurdering af 17. december 2024 og vilkårsændring af 17. december 2025, som ikke ændres med denne godkendelse, er fortsat gældende.

I afgørelsen er anvendt populærnavne for love og bekendtgørelser. En samlet oversigt fremgår af Bilag E.

A Vilkårsændringen

Vilkår C1 i revurdering af 17. december 2024 ændres fra:

Emissionsgrænser

C1 Emissionen af NO_x fra gasturbineanlægget må ikke overskride de i tabellen anførte grænseværdier:

Fyringsanlæg	Max indfyret termisk effekt MW	NO _x regnet som NO ₂ mg/Nm ³ (Døgngrenseværdi ved drift på fuelgas)	NO _x regnet som NO ₂ mg/Nm ³ (Døgngrenseværdi ved drift på fuelgas)
DFFA-GT-1610	16,7	245	350
DFFA-GT-1620	16,7	245	350
DFFA-GT-1630	17,0	245	350
DFFA-GP-3520	42,7	266	-
DFFA-PT-3580	46,5	350	-
DFFA-CT-4301	62,9	350	-
DFGA-GT-1640	17,0	245	350
DFGA-GT-3590	46,5	350	-
DFGA-GT-4302	91,0	508/350*	-

- Lempet grænseværdi på 508 mg/Nm³ er gældende til og med den 30. juni 2026. Fra 1. juli 2026 er grænseværdien 350 mg/Nm³.

En emissionsgrænse udtrykker det maksimalt tilladelige indhold af stoffet i den luft, virksomheden udsender gennem et afkast omregnet til tør gas og 15% O₂.

Der skal udarbejdes og vedligeholdes en oversigt over udførte og kommende kvalitetskontroller. Oversigten skal være tilgængelig for tilsynsmyndigheden.

til:

Ændringer er markeret med kursiv.

Fyringsanlæg	Max indfyret termisk effekt MW	NO _x regnet som NO ₂ mg/Nm ³ (fuelgas)	NO _x regnet som NO ₂ mg/Nm ³ (diesel)	Midlingstid
DFFA-GT-1610	16,7	245	350	Døgn
DFFA-GT-1620	16,7	245	350	Døgn
DFFA-GT-1630	17,0	245	350	Døgn
DFFA-GP-3520	42,7	266	-	Døgn
DFFA-PT-3580	46,5	350	-	Døgn
DFFA-CT-4301	62,9	350	-	Døgn
DFGA-GT-1640	17,0	245	350	Døgn
DFGA-GT-3590	46,5	350	-	Døgn
DFGA-GT-4302	91,0	420	-	Årsgrænseværdi fra 1. juli 2026 *indtil 31. december 2027
<i>DFGA-GT-4302</i>	<i>91,0</i>	<i>400</i>	-	Årsgrænseværdi fra 1. januar 2028 indtil 31. december 2031

- Årsgrænseværdien for 2026 er gældende for gennemsnittet af gyldige, validerede timemiddelværdier for perioden 1. juli 2026 til 31. januar 2026.

En emissionsgrænse udtrykker det maksimalt tilladelige indhold af stoffet i den luft, virksomheden udsender gennem et afkast omregnet til tør gas og 15% O₂.

Der skal udarbejdes og vedligeholdes en oversigt over udførte og kommende kvalitetskontroller. Oversigten skal være tilgængelig for tilsynsmyndigheden.

Vilkår A2 i vilkårsændring af 17. december 2025 ændres fra:

I perioden frem til den 31. december 2025 må den maksimale mængde af NO_x udledt fra fyringsanlæggene på Dan F udgøre 1.559 tons pr. kalenderår, idet udledningen fra vandinjektionsturbinerne maksimalt må udgøre 436,3 tons pr. kalenderår og generatorer og kompressorer maksimalt må udgøre 1.122,7 tons pr. kalenderår.

For kalenderåret 2026 må den maksimale udledning af NO_x udgøre 1260 tons pr. år.

Fra den 1. januar 2027 må den samlede årlige udledning af NO_x fra fyrings-

anlæggene på Dan F pr. kalenderår maksimalt udgøre 1.120 tons pr år.

Beregningen skal foretages på emissioner uden fratrækning af konfidensintervallet.

Til

I perioden frem til den 31. december 2025 må den maksimale mængde af NO_x udledt fra fyringsanlæggene på Dan F udgøre 1.559 tons pr. kalenderår, idet udledningen fra vandinjektionsturbinerne maksimalt må udgøre 436,3 tons pr. kalenderår og generatorer og kompressorer maksimalt må udgøre 1.122,7 tons pr. kalenderår.

Herefter må den maksimale udledning af NO_x må maksimalt udgøre følgende pr. kalenderår:

År	Udledt mængde NO _x (tons)
2026	1.550
2027	1.550
2028	1.550
2029	1.500
2030	1.500
2031	1.475

Fra den 1. januar 2032 må den samlede årlige udledning af NO_x fra fyringsanlæggene på Dan F pr. kalenderår maksimalt udgøre 1.000 tons pr år.

Beregningen af den årlige udledning af NO_x fra fyringsanlæggene på DAN-F skal foretages på de gyldige timemiddelværdier uden fratrækning af konfidensintervallet multipliceret med de tilhørende beregnede røggasmængder for hvert fyringsanlæg på DAN F. Den samlede årlige udledning beregnes som summen af de årligt udledte mængder fra alle fyringsanlæggene på DAN F.

Nyt vilkår meddeles hermed:

1. Vurderingskriterier for overholdelse af emissionsgrænseværdier
Emissionsgrænseværdierne ved alle lastsituationer for fyringsanlægget anses for overholdt, når ingen af de validerede eller ikke-validerede (hvis kvalitetskontrollen ikke er bestået) gennemsnitsværdier i prøvetagningsperioden (døgnmiddelværdi) overskrider emissionsgrænseværdierne.

Validerede gennemsnitsværdier pr. år bestemmes ud fra de gyldige timegennemsnitsværdier efter fratrækning af værdien af 95 % konfidensintervallet, jf. bekendtgørelsen om offshore fyringsanlæg, bilag 2, punkt 6.

For NO_x emissionen fra DFG-4302 gælder, at emissionsgrænseværdien i vilkår C1 anses for overholdt, når det årlige gennemsnittet af de gyldige, validerede eller ikke-validerede (hvis kvalitetskontrollen ikke er bestået) timemiddelværdier for NO_x ikke overskrider årsemissionsgrænseværdien.

For målere, der ikke har bestået QAL2 og AST i DS/EN 14181, må der

ikke valideres (konfidensintervallet må ikke fratrækkes) fra det øjeblik, det er virksomheden bekendt og frem til næste beståede QAL2.

B Sagens oplysninger

Miljøstyrelsen har den 23. januar 2026 modtaget jeres ansøgning om fravigelse fra BAT-konklusion 54 via Byg og Miljø. Der er efterfølgende fremsendt supplerende oplysninger herunder opdateret ansøgning af 5. maj 2026, opdatering af ansøgning af 8. juni 2026 samt supplerende oplysninger på møde den 1. juni 2026. Endvidere har I den 18. juni 2026 fremsendt bemærkninger til høringsudkast til miljøgodkendelsen.

B1 Baggrund for ansøgningen

Regelgrundlag

DAN-F komplekset består af 9 fyringsanlæg, hvoraf kompressor DFF 4301 og DFG 4302 er større end 50 MW. Dermed er disse to anlæg omfattet af BAT-konklusionerne for store fyringsanlæg. Ud over de generelle BAT-krav, er offshore fyringsanlæg omfattet af de specifikke BAT-konklusioner 52, 53 og 54. BAT 54 indeholder BAT-AEL værdier for luftemissioner af NO_x for gasturbiner, der brænder gasformigt brændsel.

De øvrige fyringsanlæg er omfattet af bekendtgørelse om fyringsanlæg på platforme på havet.

De samlede fyringsanlæg på DAN-F er derudover omfattet af følgende afgørelser:

- Revurdering for DAN-F af 17. december 2024
- Vilårsændring, øget udledning af NO_x fra vandinjektionsturbinerne for kalenderåret 2025 af 17. december 2025.

Revurderingen fra 2024 indeholder dels emissionsgrænseværdier for NO_x fra 9 fyringsanlæg og dels vilkår til årligt udledt mængder NO_x fra alle fyringsanlæg på DAN-F

Vilårsændringen fra 2025 omfatter ændring af de årligt udledte mængder NO_x i 2025, 2026 og 2027. Samlet tilladt NO_x-udledning fra alle fyringsanlæg på DAN F:

- 2025 1.559 tons/år
- 2026 1.260 tons/år
- 2027 1.120 tons/år

Miljøstyrelsen har i revurdering af 17. december 2024, vilkår C1, videreført en grænseværdi for DFGA-GT-4302 (i det følgende DFG-4302) for NO_x på 508 mg/Nm³ indtil 30. juni 2026. Fra 1. juli 2026 er grænseværdien fastsat til 350 mg/Nm³ i revurderingen. Grænseværdierne er fastsat som gennemsnitsværdier i prøvetagningsperioden som døgnmiddel.

I BAT-konklusion 54 for store fyringsanlæg fremgår det, at BAT-AEL intervallet for eksisterende gasturbiner, der forbrænder gasformigt brændsel (enkelt- og dual fuel-gasturbiner) er $<50-350 \text{ mg/Nm}^3$ som gennemsnit i prøvetagningsperioden ved en grundbelastning på $> 70\%$ den pågældende dag. Reference iltprocent, $\text{O}_2 \%$, er 15.

Den fastsatte grænseværdi for DFG-4302 i revurderingen af 17. december 2024 gældende fra 1. juli 2026 er således i overensstemmelse med den øverste værdi i BAT-AEL intervallet.

Fyringsanlæggene på DAN F er derudover omfattet af bekendtgørelse 1449 af 20. december 2012 om visse luftforurenende emissioner fra fyringsanlæg på platforme på havet. I henhold til bekendtgørelsens §4 skal der fastsættes vilkår for den maksimale emission af NO_x til luften.

Miljøstyrelsens afgørelser og bekendtgørelser vedrører kun emissionerne fra fyringsanlæggene, idet platformens øvrige tekniske installationer er omfattet af anden lovgivning. Emissionerne til havet fra olie- og gasproduktionen er dækket af bestemmelserne i havmiljøloven.

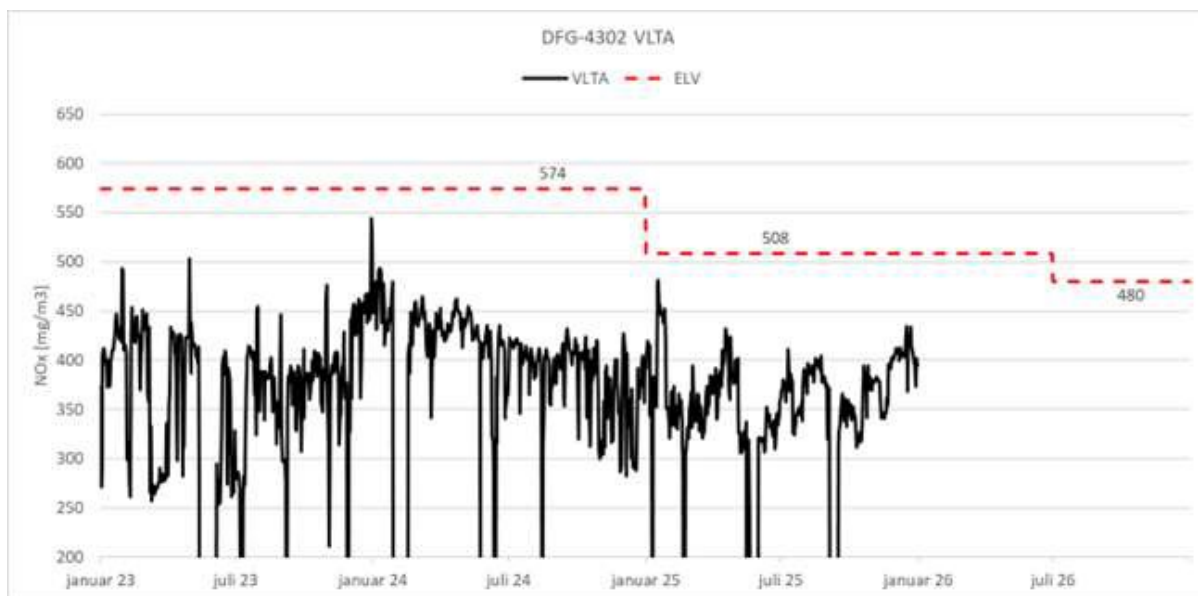
TotalEnergies oplysninger

1. Grænseværdi

TotalEnergies EP Danmark A/S har den 23. januar 2026 med senere opdateringer ansøgt om fravigelse af BAT-konklusion 54 i BAT-konklusionerne for store fyringsanlæg (Bilag A og Bilag B). Ansøgningen omfatter en lempelse af døgngrænseværdien for DFG-4302 for NO_x fra 350 til 480 mg/Nm^3 ved 15 % O_2 fra 1. juli 2026. TotalEnergies vurderer, at denne værdi kan overholdes, da der fremadrettet forventes en lidt lavere belastning af turbine DFG-4302.

TotalEnergies oplyser, at DFG-4302 ikke vil indgå i den primære drift efter 2031, hvor anlægget forventes nedlukket. Alternativt vil TotalEnergies ansøge om godkendelse til at anvende anlægget som nød anlæg.

Ansøgningen omfatter endvidere oplysninger om emissioner bl.a. i form af en graf over validerede emissionsdata (målte emissioner fratrukket usikkerheden, som er 20% af emissionsgrænseværdien) for DFG-4302 fra januar 2023 til januar 2026. Grafen er indsat herunder.



I årsrapporterne er det oplyst, at den udledte NO_x mængde fra DFG-4302 var 979 tons i 2024 og 806 tons i 2025

Grænseværdien for NO_x skal sammenholdes med den validerede emission. På møde den 1. juni 2026 mellem Miljøstyrelsen og TotalEnergies blev det oplyst, at ved anvendelse af en usikkerhed beregnet ud fra 20 % af en årsgrænseværdi på 350 mg/Nm³ vil det validerede årgennemsnit for NO_x-emissionen i 2025 være 398 mg/Nm³. Dermed ville det ikke være muligt, at overholde en emissionsgrænseværdi på 350 mg/Nm³ jf. BAT i 2025.

Endvidere oplyste TotalEnergies, at minimumsemissionen af NO_x for DFG-4302 er 330 mg/Nm³ (med fratrækning af usikkerheden og anvendelse af en grænseværdi på 350 mg/Nm³), da kompressorbeskyttelsessystemet skal have et minimums flow for at beskytte kompressorerne. TotalEnergies vurderer derfor, at det ikke er teknisk muligt at overholde en grænseværdi på 350 mg/Nm³.

2. Årlig mængde

TotalEnergies har oplyst, at den beregningsmetode, som er lagt til grund for revurderingen af 17. december 2024 og for vilkårsændringen af 17. december 2025, ikke er retvisende.

I stedet foreslår TotalEnergies, at den totale NO_x udledning beregnes ud fra:

- Antal driftstimer for de enkelte turbiner ud fra forventet opetid
- Gruppering af turbiner efter funktion, så enhederne kan supplere eller erstatte hinanden
- Realiserede emissionsværdier for året benyttes i beregningen af den samlede kildestyrke.

Hvis NO_x-udledningen skal begrænses, skal vandinjektionen på DAN- og Halfdan felterne stoppes. Det vil medføre et produktionstab for årene 2025-2030 på 355 mio. DKK.

Alternativt skal DFF-4301 og DFG-4302 samt vandinjektion DFG-3590 lukkes ned i en periode sidst på året. Produktionstab for 2025 er beregnet til 435 mio. DKK

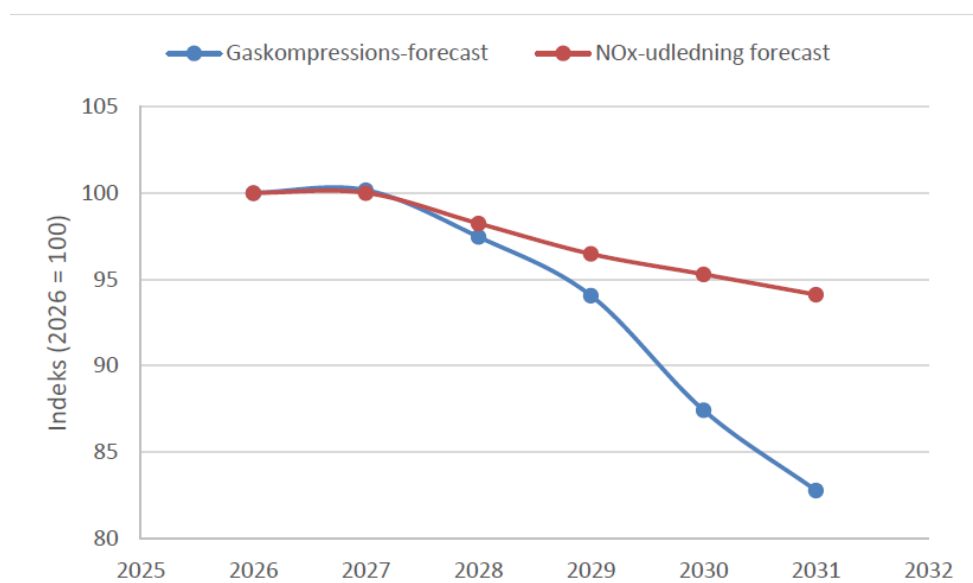
Det anføres, at den årlige mængde udledt NO_x bør være en sum for alle fyringsanlæg på DAN-F, fordi visse anlægsdele fungerer som back-up eller supplement for hinanden, og fordi produktionen varierer.

TotalEnergies har den 8. juni 2026 ansøgt om nedenstående NO_x mængder for 2026 og fremad:

Anlæg	Ansøgt NO _x (tons)
Generatorer	150
Vandinjektion	450
DFF-4301	100
DFG-4302	850
Totalt DAN F	1.550

Det fremgår af ansøgningen, at den ansøgte mængde på 1.550 tons pr. år generelt er lavere end de tidligere udledte mængder NO_x fra fyringsanlæggene på DAN-F på nær udledningen i 2022.

TotalEnergies har i ansøgningen om lempelse for BAT angivet følgende fremskrivning af produktionen og NO_x-emissionen på DFG-4302:



Det fremgår af grafen, at produktionen og dermed emissionen forventes at være nogenlunde uændret i 2026 og 2027 med et mindre fald fra 2028. Fra 2029 falder

produktionen på DFG-4302 yderligere, mens emissionen af NO_x udviser et mindre fald.

C Kriterier for fravigelse af BAT-AEL

Af godkendelsesbekendtgørelsens § 27, fremgår:

”Godkendelsesmyndigheden kan undtagelsesvist fastsætte lempeligere emissionsgrænseværdier end de grænseværdier, der svarer til BAT-konklusionens opnåelige emissionsniveauer, når den vurderer, at:

- 1) overholdelse af emissionsniveauerne vil medføre uforholdsmæssigt store omkostninger sammenlignet med miljøfordelene på grund af anlæggets geografiske placering, de lokale miljøforhold eller anlæggets tekniske egenskaber,
- 2) lempelsen forårsager ikke væsentlig forurening i strid med § 18, stk. 1, nr. 2, og
- 3) der opnås en høj beskyttelse af miljøet som helhed.

Stk. 2. Godkendelsesmyndighedens vurdering og begrundelse for anvendelsen af stk. 1 skal fremgå af godkendelsen eller afgørelsen på baggrund af en revurdering.”

C1 Miljøstyrelsens vurdering af ansøgningen i forhold til kriterierne for fravigelse

TotalEnergies har fremsendt en ansøgning om fravigelse fra BAT for DFG-4302 i henhold til § 27 i godkendelsesbekendtgørelsen. Ansøgningen indeholder også en samfundsøkonomisk analyse for de tekniske muligheder for at overholde den øvre BAT-AEL værdi i BAT-konklusion 54. Endvidere er der ansøgt om øget årlig udledning af NO_x, som behandles i det følgende afsnit.

Miljøstyrelsen har vurderet TotalEnergies ansøgning om fravigelse i henhold til kriterierne i godkendelsesbekendtgørelsen (se ovenfor).

Kriterie 1: Proportionalitet

DAN F komplekset er placeret i den sydøstlige del af Nordsøen. Dette kan begrænse mulighederne for efterlevelse af BAT. TotalEnergies oplyser således, at geografien, pladsforhold og turbinens vægt i forhold til den aktuelle platform har medført, at der i sin tid blev valgt en fly-afledt gasturbine i stedet for en almindelig industrimodel. En industritype gasturbine vejer ca. 10 gange mere end en fly-afledt turbine. Derfor vurderer Miljøstyrelsen ikke at det er muligt at udskifte den nuværende turbine med en industrimodel.

Som følge af den geografiske placering af offshore-plattformen 210 km ude i Nordsøen langt fra sårbare naturområder vurderes der umiddelbart ikke at være lokale miljøforhold, som bør inddrages i vurderingen.

BAT 53 i BAT-konklusionerne for store fyringsanlæg indeholder en beskrivelse af mulige teknikker til at reducere NO_x emissionen for forbrænding af gasformigt brændsel i gasturbiner med åben cyklus på offshore platforme:

- a. Avanceret kontrolsystem
- b. Tørre lav-NO_x brændere (DLN – Dry Low NO_x)
- c. Lean burn
- d. Lav-NO_x-brændere (LNB-Low NO_x Burners)

I ansøgning om fravigelse har TotalEnergies oplyst følgende vedrørende de mulige teknikker:

Teknik jf. BAT 53	TotalEnergies oplysninger
a. Avanceret kontrolsystem. Anvendelighed kan være begrænset for ældre fyringsanlæg på grund af behovet for opgradering af forbrændingssystemet og/eller kontrolsystemet.	Ikke muligt at etablere a. avanceret kontrolsystem med anlægges nuværende tekniske egenskaber uden en ombygning til DLE (Dry Low Emission).
b. Tørre lav-NO _x brændere (DLN – Dry Low NO _x). For eksisterende gasturbiner kan anvendeligheden være begrænset af tilgængeligheden af en opgraderingsmulighed t	Leverandør vurderer, at det ikke er muligt. Kræver konvertering til ny gasturbine
c. Lean burn (kun for nye gasturbiner)	Ikke relevant – der er tale om en eksisterende gasturbine.
d. Lav-NO _x -brændere (LNB-Low NO _x Burners) (kun anvendelig på kedler)	Ikke relevant – der er tale om en eksisterende gasturbine

TotalEnergies har i ansøgningen om fravigelse (bilag A) gennemgået de forskellige løsningsmuligheder og konkluderer følgende:

- Det er kun DLN, som er relevant i forhold til fyringsanlægget DFG-4302
- Det nuværende fyringsanlæg DFG-4302 er ikke en industrimodel, men en flyafledt model af en gasturbine.
- Leverandøren oplyser, at DFG-4302 ikke kan få eftermonteret DLN-brændere.

Det er nødvendigt at ombygge hele turbinen/installere ny turbine, hvis der skal installeres en DLN model.

Miljøstyrelsen vurderer på baggrund af de tekniske oplysninger fra TotalEnergies, at det kun kan være muligt at udskifte turbinen til en DLN model, da de øvrige BAT-teknikker er ikke mulige.

Hvis der skal indkøbes og installeres en ny turbine, eller den nuværende turbine skal ombygges til en DLN model, forventes en anskaffelsesperiode på mere end 3 år. Med en forudsætning om at DFG-4302 udfases af driften på DAN-F i 2031, vil en ny turbine således kun være i drift i få år. Produktionstab som følge af etablering af ny turbine er ikke indregnet i den samfundsøkonomiske analyse.

Scenarierne med udskiftning/ombygning er anslået til at have en varighed på 180 dage, hvilket vil medføre et produktionstab på 2.410 tønder olie og 5.370.000 kubikfod gas pr. dag eller 433.800 tønder olie og 966,6 mio. kubikfod gas. Dette produktionstab er indregnet i den samfundsøkonomiske analyse.

I den samfundsøkonomiske analyse er den resterende levetid på 5 år for DFG-4302 lagt til grund for beregningerne.

TotalEnergies har opstillet 3 projektscenarier for den samfundsøkonomiske analyse:

1. Udskiftning af DFG-4302 med en ny turbine
2. Ombygning af DFG-4302
3. Udfasning af DFG-4302 fra 1. juli 2026

De tre scenarier sammenlignes med basisscenariet, som er den situation, hvor driften fortsætter uændret.

Det fremgår af ansøgningen om fravigelse i den samfundsmæssige analyse (bilag A), at miljøgevinsten og omkostningerne ved gennemførelse af de 3 scenarier og en forventet driftsperiode på 5 år er:

	Gevinst mio. DKK	Omkostning mio. DKK	Netto gevinst mio. DKK
1. Ny turbine	28	909	-882
2. Ombygning	29	849	-822
3. Udfasning	9	2.320	-2.311*

*Primært produktionstab

Som det fremgår af tabellen, er der en stor, negativ netto"gevinst" i alle tre scenarier. Inddragelse af følsomhedsanalyser af de væsentligste usikkerheder ændrer ikke på resultaterne.

Miljøstyrelsen vurderer på baggrund af den samfundsøkonomiske analyse, at det ikke er proportionelt at implementere de mulige BAT-teknikker til overholdelse af BAT-AEL for en driftsperiode på 5 år.

Kriterie 2: Miljømæssig påvirkning som følge af lempelse

TotalEnergies har ansøgt om lempelse af døgngrænseværdien på 480 mg/Nm³ i forhold til højeste BAT-AELværdi på 350 mg/Nm³. Overholdelse af døgngrænseværdien skal vurderes i forhold til den målte, validerede emission, dvs. ved vurdering af overholdelse af emissionsgrænseværdien, må usikkerheden på 20% af grænseværdien fratrækkes den målte værdi.

Det fremgår af TotalEnergies oplysninger, at det ikke er teknisk muligt at overholde en grænseværdi på 350 mg/Nm³ (Afsnit 20180.0.959418496) svarende til BAT-kravet. Miljøstyrelsen har derfor vurderet hvilken grænseværdi, der i stedet kan fastsættes for NO_x-emissionen fra DFG-4302.

Den gennemsnitlige faktiske årsemission uden fratrækning af usikkerheden var 468 mg/Nm³ i 2025.

I nedenstående tabel er de beregnede, validerede årsemissioner ud fra årsemissionen i 2025 beregnet ved anvendelse af en grænseværdi på 480, 420 og 400 mg/Nm³:

Enhed	mg/Nm ³	mg/Nm ³	mg/Nm ³
Grænseværdi	480	420	400
Usikkerhed=20% af grænseværdi	96	84	80
Faktisk emission 2025	468	468	468
Valideret emission	372	384	388
Forskel mellem grænseværdi og valideret emission	108	36	12

Det ses af tabellen, at der er en stor forskel mellem en grænseværdi på 480 mg/Nm³ og den validerede faktiske emission.

Ved anvendelse af en årsgrænseværdi på 420 mg/Nm³ kan den validerede målte NO_x-årsemission i 2025 beregnes til 384 mg/Nm³ Miljøstyrelsen vurderer, at en forskel på 36 mg/Nm³ er tilstrækkelig buffer til at sikre overholdelse af en årsgrænseværdi på 420 mg/Nm³ i andet halvår 2026 og i 2027. Da TotalEnergies oplyser, at belastningen på DFG-4302 forventes at falde fra 2028 og dermed, at NO_x emissionen vil falde, vurderer Miljøstyrelsen, at årsgrænseværdien for NO_x derefter kan reduceres til 400 mg/Nm³, indtil driften ophører på DFG-4302 i 2031.

Skærpede grænseværdier vil ikke umiddelbart medføre en ændring af miljøpåvirkningen i forhold til den nuværende påvirkning. Men som følge af den mindre forskel ved fastsættelse af en grænseværdi på 420 henholdsvis 400 mg/Nm³ skal der være øget fokus på optimal drift af turbinen, således at grænseværdien for NO_x overholdes.

Lempelse af grænseværdien til 420 mg/Nm³ i 2026 og 2027 og derefter til 400 mg/Nm³ i forhold til BAT-AEL værdien på 350 mg/Nm³ sikrer, at der er en væsentligere begrænsning på udsving i de faktiske emissioner i forhold til den ansøgte emission på 480 mg/Nm³, indtil turbinen tages ud af drift i 2031

Kriterie 3: Høj beskyttelse af miljøet som helhed

I forhold til beskyttelse af miljøet som helhed vurderer Miljøstyrelsen, at for off-shore anlæg, som ligger på havet, er det den gennemsnitlige NO_x emission over en længere periode og den samlede NO_x-emission, der har betydning for beskyttelsen af miljøet.

På åbent hav sker en stor fortynding, hvilket kan give anledning til en mindre påvirkning af vandområdet. Imidlertid kan NO_x transporteres langt i atmosfæren med risiko for påvirkning af sårbare områder.

Energistyrelsen har udført en miljøvurdering i 2015, hvor der blev vurderet på en total emission fra fyringsanlæggene af NO_x på 2.385 tons årligt. I denne afgørelse er der fastsat vilkår til en total emission på 1.550 tons i 2026, 2027 og 2028 gradvist reduceret til 1.000 tons/år fra 2032, hvor DFG-4302 er taget ud af drift. Dette er væsentligt lavere end den udledning, som blev vurderet i 2015. Miljøstyrelsen har i vilkårsændringen fra 17. december 2025 vurderet, at konklusionerne i miljøvurderingen med hensyn til udledningerne fra fyringsanlægget fortsat var retvisende.

Der ændres ikke på den faktiske emission som følge af en lempelse af grænseværdien for NO_x samt midlingstiden i forhold til BAT-kravene. Derfor vurderer Miljøstyrelsen, at beskyttelsen af miljøet som helhed vil være uændret.

D Miljøteknisk vurdering

1. Grænseværdi

Miljøstyrelsen har valgt *ikke* at imødekomme TotalEnergies ansøgning om forøgelse af emissionsgrænseværdien for GT 4302 på døgnbasis fra 350 til 480 mg/Nm³.

Den øvre BAT-AEL værdi for NO_x fra offshore anlæg er 350 mg/Nm³. Minimums-emissionen ved standby på kompressoren er 330 mg/Nm³ jævnfør TotalEnergies oplysninger. Ved stigende produktion øges emissionen. Det er således ikke teknisk muligt at producere ved en emissionsgrænseværdi på 350 mg/Nm³, hverken som døgn- eller årsgrænseværdi. Det fremgår desuden af emissionsdata fra 2025, at en årsgrænseværdi på 350 mg/Nm³ ikke kan overholdes. Miljøstyrelsen har derfor valgt at lempe grænseværdien for DFG-4302 i forhold til BAT-AEL værdien.

Miljøstyrelsen har fastsat en årsgrænseværdi for NO_x fra DFG-4302 på 420 mg/Nm³ for 2026 og 2027. I 2026 er grænseværdien for NO_x gældende for gennemsnittet af valide emissioner i perioden fra 1. juli til 31. januar 2026.

Fra 2028 reduceres årsgrænseværdien til 400 mg/Nm³ for DFG-4302.

De fastsatte grænseværdier er en lempelse i forhold til BAT, men er en skærpelse i forhold til den ansøgte grænseværdi.

TotalEnergies har i ansøgningen om fravigelse oplyst, at den forventede driftsbelastning på GT 4302 forventes at blive lavere fremover. Dermed forventes NO_x emissionen også at falde. Det fremgår endvidere af vilkår C3 i revurdering af 17. december 2024, at grænseværdierne ikke skal overholdes ved OTNOC (Other Than Normal Conditions), som er unormal drift, herunder anti-icing, opstart og nedlukning. Dermed vil der være peaks i emissionsværdierne, som ikke skal indgå i miljørapporteringen.

Validerede årsmiddelværdier for emissioner beregnes ud fra validerede, valide timemiddelværdier. Timemiddelværdier er valide, når der ikke har været udetid på målingen. Validering af timemiddelværdier sker ved, at usikkerheden fratrækkes valide timemiddelværdier.

Ud fra valide timemiddelværdier beregnes der årsmiddel for kalenderår, hvor der er mindst 876 valide timemiddelværdier svarende til mindst 10 % af kalenderårets timer. Alle kalenderårets valide timemiddelværdier indgår i opgørelsen over antal valide timemiddelværdier i kalenderåret. Valideret årsmiddel beregnes som det aritmetiske gennemsnit af alle validerede valide timemiddelværdier i kalenderåret.

For året 2026 sammenlignes gennemsnittet af validerede timemiddelværdier for perioden 1. juli til 31 januar 2026 med grænseværdien for 2026.

De validerede årsmiddelværdier holdes op mod årsemissionsgrænseværdien.

Ud fra de indrapporterede data vurderer Miljøstyrelsen, at en grænseværdi på 420 mg/Nm³ ikke vil kunne overholdes som døgngrænseværdi, da de rapporterede, maksimale døgngrænseværdier for 2025 er fra 358 til 481 mg/Nm³. Der kan således være emissioner, som vil overskride en døgngrænseværdi. Ved anvendelse af en årsgrænseværdi på 420 mg/Nm³ kan årsgennemsnittet for 2025 beregnes til 384 mg/Nm³³. Derfor vurderer Miljøstyrelsen, at grænseværdien på 420 mg/Nm³ henholdsvis 400 mg/Nm³ vil kunne overholdes som årsgennemsnit i henholdsvis 2026 og 2027. Dette er en afvigelse fra BAT, som anvender en midlingstid på et døgn.

2. Årlig mængde

TotalEnergies har endvidere ansøgt om en lempelse af den årlige samlede udledning fra fyringsanlæggene på DAN F i forhold til vilkårsændringen af 17. december 2025. Miljøstyrelsen har vurderet, at der fra 2026 ikke skal fastsættes grænser for udledte mængder for de enkelte anlæg, men kun en samlet, årlig udledt mængde NO_x for DAN F. Begrundelsen er, at det er den samlede mængde fra alle fyringsanlæg, som er betydende for miljøpåvirkningen og ikke den udledte mængde fra de enkelte anlæg. Fastsættelse af en samlet mængde udledt NO_x for alle fyringsanlæg sikrer samtidigt mulighed for fleksibilitet i driften af de enkelte anlæg.

Den udledning, som godkendes i denne afgørelse, er lavere end de faktiske udledninger i 2023 og 2024 og på niveau med udledningen i 2025.

Miljøstyrelsen vurderer på baggrund af TotalEnergies oplysninger, at det ikke er proportionelt at fastholde vilkårene til udledte mængder NO_x for anlæggene fastsat i vilkårsændringen af 17. december 2025.

På den baggrund har Miljøstyrelsen fastsat en årlig udledt mængde fra de samlede fyringsanlæg på DAN F på 1.550 tons NO_x for 2026, 2027 og 2028. Fra 2029 forventes der at ske et fald i både produktion og i emissionen af NO_x fra DFG-4302, som er det største produktionsanlæg på DAN-F. TotalEnergies har i sine bemærkninger til et høringsudkast til miljøgodkendelse oplyst, at emissionen af NO_x fra DFG-4302 forventes at falde ca. 4% svarende til 34 tons i 2029. Miljøstyrelsen har derfor vurderet, at den maksimale mængde for 2029 og 2030 kan reduceres til 1.500 tons. Miljøstyrelsen fastsat den årlige mængde udledt NO_x for 2031 til 1.475 tons i overensstemmelse med TotalEnergies oplysninger (Bilag C). Fra 1. januar 2032 tages DFG-4302 ud af drift. Dermed reduceres den udledte mængde NO_x fra fyringsanlæggene på DAN-F med 850 tons i forhold til udledningen i 2026. Det svarer til, at den årlige udledning fra DAN-F vil falde til 700 tons. Miljøstyrelsen har valgt at tillægge en buffer til denne mængde for at sikre fleksibilitet i driften, og har fastsat den tilladte årlige udledte mængde NO_x fra alle fyringsanlæg på DAN F til 1.000 tons årligt fra 1. januar 2032.

TotalEnergies har i 2015 udarbejdet en VVM-redegørelse, som omfatter de eksisterende og planlagte olie- og gasindvindingsaktiviteter på DAN-feltet, herunder fyringsanlæggenes påvirkning af miljøet og udledning af NO_x og CO. Der er i 2020 foretaget en VVM-screening af udledningen af NO_x fra fyringsanlæg på Dan F. Der er sat vilkår om den årlige udledning af NO_x i denne afgørelse, således, at der sikres drift indenfor rammerne af gældende miljøvurdering.

Samtidig med ansøgningen om fravigelse fra BAT-AEL grænsen har TotalEnergies ansøgt om lovliggørelse af to projekter i form af miljøgodkendelse. Projekterne omfatter Halfdan Oil Re-Route og HBA-27. De ansøgte projekter medfører øget fuel-gasforbrug på Dan F og en mindre gasafbrænding fra flare på Gorm-feltet.

Det anses som BAT at reducere flaring. TotalEnergies anslår på baggrund af rapporter fra andre projekter, at reduktion af flaring som følge af de to ansøgte projekter medfører en reduktion af NO_x på 59 tons pr. år for de samlede emissioner fra DAN F og Gorm.

Denne afgørelse om ændring af vilkår C1 tager ikke stilling til TotalEnergies ansøgning om lovliggørelse af de to ovennævnte projekter, der omfatter Halfdan Oil Re-Route og HBA-27. Den pågældende ansøgning vil blive afgjort særskilt.

Det er Energistyrelsen, som er myndighed for driften og tekniske forhold på DAN-F. Miljøstyrelsen er kun myndighed for miljøpåvirkningerne. Miljøstyrelsen har med denne afgørelse tilstræbt, at driften af DAN-F sikres fleksibilitet, samtidigt med, at de miljøhensyn, som følger af IE-direktivet, er opfyldt.

Øvrige vilkår i revurderingen af 17. december 2024 og vilkårsændring af 17. december 2025 er fortsat gældende.

E Listepunkt

1.1c Forbrænding af brændsel i anlæg med en samlet nominel indfyret termisk effekt på 50 MW eller derover i fyringsanlæg på platforme på havet(offshore). (s)

F BREF

DAN-F komplekset består af 9 fyringsanlæg, hvoraf kompressor DFF 4301 og DFG 4302 er større end 50 MW. Dermed er disse to anlæg omfattet af BAT-konklusionerne for store fyringsanlæg. Ud over de generelle BAT-krav, er offshore fyringsanlæg omfattet af de specifikke BAT-konklusioner 52, 53 og 54. BAT 54 indeholder BAT-AEL værdier for luftemissioner af NO_x for gasturbiner, der brænder gasformigt brændsel.

Virksomheder, der forurener, skal ifølge miljøbeskyttelsesloven begrænse forureningen, så det svarer til de bedste tilgængelige teknikker. På engelsk "Best Available Techniques" eller BAT.

EU fastsætter miljøkravene til de europæiske virksomheder ud fra, hvad der kan opnås med BAT. Miljøkravene bliver formuleret som BAT- konklusioner og indgår i de såkaldte BREF-dokumenter, som står for "BAT reference documents".

BREF-dokumenterne bliver revideret hvert 8. år, så nye teknikker kan blive del af lovgivningen.

BREF dokumenternes miljøkrav omfatter virksomhedernes udledninger og brug af ressourcer. BREF-dokumenterne er jf. direktivet for industrielle emissioner ("[direktivet for industrielle emissioner](#)") (IED), som trådte i kraft i Danmark den 7. januar 2013 – bindende for virksomhederne, som får indarbejdet kravene i deres miljøgodkendelse. Virksomheder har pligt til at overholde de nye krav senest 4 år efter offentliggørelsen af BAT-konklusionerne.

G Revurdering

Revurdering påbegyndes, når EU-kommissionen i EU-tidende har offentliggjort en BAT-konklusion, der vedrører virksomhedens hovedlistepunkt.

H Miljøvurderingsloven

Habitatbekendtgørelsen

Projektet kan ikke påvirke Natura 2000 områder eller bilag IV arter, idet projektet hverken medfører depositioner, udledninger eller andre påvirkninger, der kan nå områderne eller påvirke arterne.

I Øvrige gældende godkendelser og påbud

Vilkår i følgende afgørelser, som ikke er ændret med denne afgørelse, gælder stadig:

- Revurdering for DAN-F af 17. december 2024
- Vilkårsændring, øget udledning af NO_x fra vandinjektionsturbinerne for kalenderåret 2025 af 17. december 2025.

J Tilsyn med virksomheden

Miljøstyrelsen er tilsynsmyndighed for virksomheden jf. miljøbeskyttelseslovens § 66, inkl. direkte udledning af spildevand.

K Offentliggørelse og klagevejledning

Miljøstyrelsens afgørelse offentliggøres udelukkende digitalt. Materialet kan tilgås på www.mst.dk.

Offentligheden har adgang til sagens øvrige oplysninger med de begrænsninger, der følger af lovgivningen.

Følgende kan klage over afgørelsen til Miljø- og Fødevareklagenævnet

- afgørelsens adressat
- enhver, der har en individuel, væsentlig interesse i sagens udfald
- kommunalbestyrelsen
- Styrelsen for Patientsikkerhed
- landsdækkende foreninger og organisationer i det omfang, de har klageret over den konkrete afgørelse, jf. miljøbeskyttelseslovens §§ 99 og 100.
- lokale foreninger og organisationer, der har beskyttelse af natur og miljø eller rekreative interesser som formål, og som har ønsket underretning om afgørelsen, jf. miljøbeskyttelseslovens § 100, stk. 1.

Hvis du ønsker at klage over denne afgørelse, kan du klage til Miljø- og Fødevareklagenævnet. Du klager via Klageportalen, som du finder et link til på forsiden af www.naevneneshus.dk. Klageportalen ligger på www.borger.dk og www.virk.dk. Du logger på www.borger.dk eller www.virk.dk, ligesom du plejer, typisk med MitID.

Klagen sendes gennem Klageportalen til Miljøstyrelsen. En klage er indgivet, når den er tilgængelig for Miljøstyrelsen i Klageportalen. Når du klager, skal du betale et gebyr på kr. 900 for private og kr. 1.800 for virksomheder og organisationer. Du betaler gebyret med betalingskort i Klageportalen.

Du kan læse mere om gebyrordningen og klage på Miljø- og Fødevareklagenævnets hjemmeside (<https://naevneneshus.dk/start-din-klage/miljoe-og-foedevareklage-naevnet/>).

Miljø- og Fødevareklagenævnet afviser din klage, hvis du sender den uden om klageportalen, medmindre du er blevet fritaget for brug af klageportalen.

Hvis du ønsker at blive fritaget for at bruge klageportalen, skal du sende en begrundet anmodning til Miljø- og Fødevareklagenævnet via mail på mfkn@naevneneshus.dk. Nævnet afgør herefter, om du kan fritages for at bruge klageportalen. [Se betingelserne for at blive fritaget.](#)

Klagen skal være modtaget senest den 28. juli 2026..

Klage over afgørelsen om basistilstandsrapport

Miljøstyrelsens afgørelse om basistilstandsrapport kan påklages sammen med klage over afgørelsen om miljøgodkendelse.

Følgende har mulighed for at klage over afgørelsen om basistilstandsrapport til Miljø- og Fødevareklagenævnet:

- afgørelsens adressat
- enhver, der har en individuel, væsentlig interesse i sagens udfald
- kommunalbestyrelsen
- Styrelsen for Patientsikkerhed

Fremgangsmåde og klagefrist fremgår ovenfor.

Betingelser for miljøgodkendelsen mens en klage behandles

Virksomheden vil kunne udnytte afgørelsen om miljøgodkendelse, mens Miljø- og Fødevareklagenævnet behandler en eventuel klage, medmindre nævnet bestemmer noget andet. Udnyttes afgørelsen indebærer dette dog ingen begrænsning for Miljø- og Fødevareklagenævnets mulighed for at ændre eller ophæve afgørelsen om miljøgodkendelse.

Orientering om klage

Hvis Miljøstyrelsen får besked fra Klageportalen om, at der er indgivet en klage over afgørelsen, orienterer Miljøstyrelsen virksomheden herom.

Miljøstyrelsen orienterer ligeledes virksomheden, hvis Miljøstyrelsen modtager en klage over afgørelsen fra en klager, som efter anmodning til Miljø- og Fødevareklagenævnet er blevet fritaget for at klage via Klageportalen.

Herudover orienterer Miljøstyrelsen ikke virksomheden.

Søgsmål

Hvis man ønsker at anlægge et søgsmål om afgørelsen ved domstolene, skal det ske senest 6 måneder efter, at Miljøstyrelsen har offentliggjort afgørelsen, jf. miljøbeskyttelseslovens § 101. På www.domstol.dk findes vejledning om at anlægge en retssag ved domstolene.

Liste over modtagere af kopi af afgørelsen

Energistyrelsen, ens@ens.dk

Sundhedsstyrelsen, sst@sst.dk

Danmarks Naturfredningsforening, dn@dn.dk

Greenpeace, hoering.dk@greenpeace.org

Friluftsrådet, fr@friluftsradet.dk

Danmarks Sportsfiskerforbund, post@sportsfiskerforbundet.dk.

BILAG

Bilag A. Ansøgning om miljøgodkendelse/vilkårsændring

Ansøgning

Fravigelse fra BAT iht. § 27 i Godkendelsesbekendtgørelsen

TotalEnergies EP Danmark A/S

Dato: 20. marts 2026

Indhold

1.	Ansøgning om fravigelse fra BAT	3
1.1.	Introduktion	3
1.2.	Vilkår, der søges om fravigelse fra	3
1.2.1.	Ændret grænseværdi, som der ansøges om	3
1.2.2.	Betydning for udledning i tons	4
1.2.3.	Tidsperiode for det ansøgte	5
1.3.	Vilkåret i forhold til BAT	6
2.	Lovgrundlag for fravigelse	7
3.	Baggrund for BAT	8
3.1.	BAT-teknikker	8
4.	Fravigelse pga. anlæggets tekniske egenskaber	10
4.1.	Afklaring af mulighed for efterinstallation af DLN	10
4.2.	Delkonklusion om fravigelse pga. anlæggets tekniske egenskaber	12
4.3.	Lempelse må ikke forårsage væsentlig forurening	13
4.4.	Cross media effekter	13
4.5.	Delkonklusion ift. ikke at forårsage væsentlig forurening	13
5.	Samfundsøkonomisk analyse	14
5.1.	Valg af scenarier	14
5.2.	Tidshorisont for analysen	14
5.3.	Installationsperiode ved ny eller ombygget turbine	14
5.4.	Vurdering af produktionstab	14
5.5.	Prissætning af produktionstab	16
5.6.	Værdisætning af NOx	16
5.7.	Forudsætninger for beregningerne	16
5.8.	Resultater	19
5.8.1.	Scenarie 1: Ny turbine	19
5.8.2.	Scenarie 2: Komplet ombygning af turbinen	19
5.8.3.	Scenarie 3: Udfasning af DFG-maskinen af den daglige drift	19
5.9.	Følsomhedsanalyser	20
5.9.1.	Følsomhedsanalyser af omkostningsforudsætninger	20
5.9.2.	Følsomhedsanalyse for øvrige analyseforudsætninger	22
5.10.	Delkonklusion på den samfundsøkonomiske analyse	23
6.	Samlet konklusion	24

1. Ansøgning om fravigelse fra BAT

TotalEnergies EP Danmark A/S (herefter TotalEnergies) ansøger hermed Miljøstyrelsen om en vilkårsændring, således at der fraviges fra en grænseværdi fastsat på baggrund af en BAT-konklusion for et enkelt vilkår vedrørende NO_x, fra et fyringsanlæg på offshore platformen Dan. Ansøgningen er udarbejdet med bistand fra rådgiveren NIRAS.

1.1. Introduktion

TotalEnergies er operatør på offshore platformene Dan og Halfdan. Procesudstyret på disse to platforme er konfigureret således, at en del af gassen fra Halfdan feltet samt al gassen fra Dan feltet behandles og komprimeres på Dan platformen i de to kompressortog DFFA-GT-4301 og DFGA-GT-4302, hvor sidstnævnte har den største komprimeringskapacitet. Under normal drift kan DFGA-GT-4302 (også kaldet DFG-maskinen) håndtere de producerede gasmængder, og DFFA-GT-4301 (også kaldet DFF-maskinen) fungerer som en backup kompressor, der tages i brug i tilfælde af, at DFGA-GT-4302 eller en Halfdan kompressor er ude af drift. Et overordnet diagram der viser Dan og Halfdan proceskonfigurationen kan ses i bilag D.

Drift med udelukkende DFFA-GT-4301 fører til betydelige produktionstab fra Dan/Halfdan felterne, da kompressoren ikke har den nødvendige kapacitet jf. Tabel 5-1. Produktionsfremskrivningerne på Dan og Halfdan felterne viser, at DFFA-GT-4301 vil være en flaskehals i en årrække, hvis ikke DFGA-GT-4302 er tilgængelig.

Miljøstyrelsen har anmodet om hvorvidt parallel drift med kompressorer vil være hensigtsmæssigt. Der redegøres for dette i bilag H. Scenariet er ikke hensigtsmæssigt, da NO_x-udledningen samlet set vil stige med 140 tons/år.

1.2. Vilkår, der søges om fravigelse fra

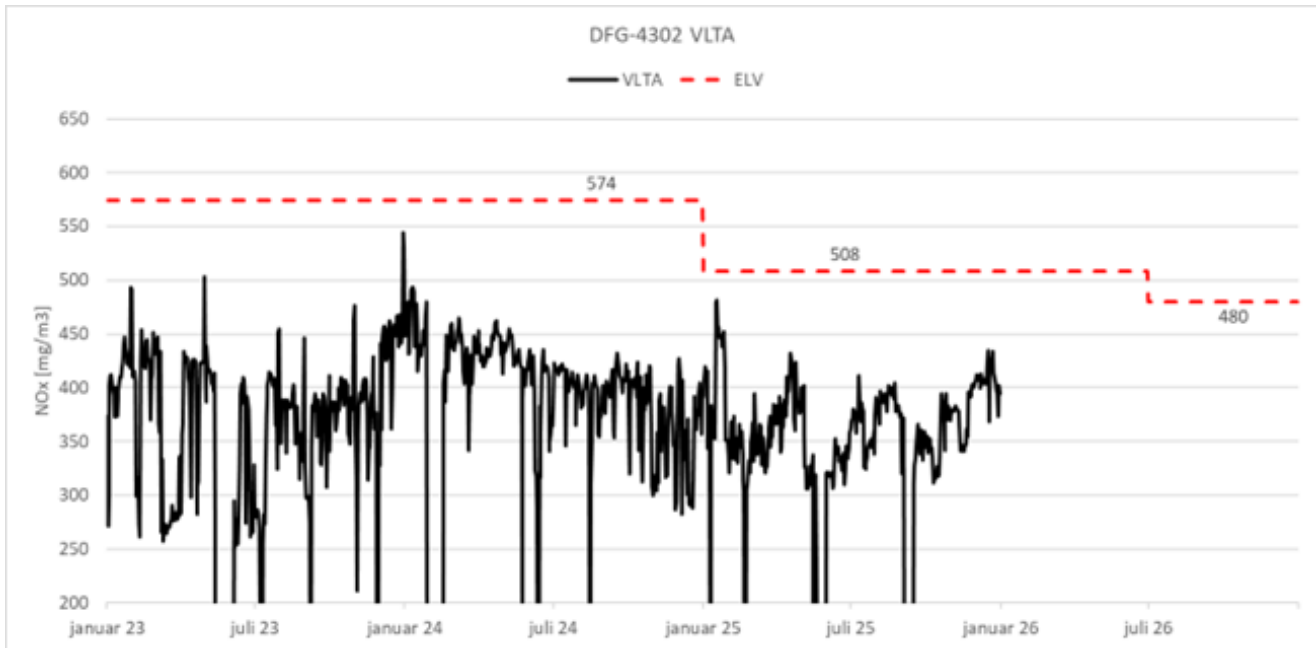
Der søges om fravigelse fra en BAT-konklusion for vilkår C1 i ”*Revurdering af miljøgodkendelse for TotalEnergies EP Danmark A/S*”, annonceret den 17. december 2024, Miljøstyrelsens J. nummer 2019-1553. Revurderingen omfatter 9 fyringsanlæg på offshoreplatformskomplekset, Dan F.

I vilkår C1 er der flere emissionsgrænser. Det er emissionskoncentrationsgrænseværdien på 350 mg/Nm³ (tør gas, ved 15% O₂) for NO_x fra fyringsanlægget DFGA-GT-4302 (DFG-maskinen), som der søges om fravigelse for. Grænseværdien vil gælde fra den 1. juli 2026. Frem til den dato gælder en grænseværdi på 508 mg/Nm³ (tør gas, ved 15% O₂). Der søges med denne ansøgning ikke om en forøgelse af den tilladte, årlige totale udledning af NO_x. Det vil der blive ansøgt om senere.

1.2.1. Ændret grænseværdi, som der ansøges om

Der søges om en døgngrænseværdi på 480 mg/Nm³, ved 15% O₂. Ved den ansøgte grænseværdi vil lasten være minimum 70%. Denne værdi vil være en stramning i forhold til tidligere, men TotalEnergies anser det for muligt at overholde værdien, da der fremadrettet forventes en lidt lavere belastning af turbinen DFGA-GT-4302.

En døgngrænseværdi på 480 mg/m³ vil muliggøre fortsat drift af DFGA-GT-4302 samt produktion på Dan og Halfdan felterne uden u hensigtsmæssige produktionstab. Den normale drift af DFGA-GT-4302 har, som det fremgår af Figur 1.1, været under døgngrænseværdien på 480 mg/m³. Vi forventer at dette fortætter.



Figur 1.1: Emissionsværdier udtrykt som validerede langtidsmiddelværdier (VLTA, validated long term average) for DFG-4302 i årene 2023-2025 svarende til de indrapporterede værdier til Miljøstyrelsen.

1.2.2. Betydning for udledning i tons

Betydningen af at sætte en grænseværdi for NO_x på 480 mg/Nm³, ved 15% O₂ i stedet for 350 mg/Nm³, ved 15% O₂ (se bilag G) beskrives i det følgende.

Det bemærkes, at NO_x-emissionskoncentration ikke hænger lineært sammen med antallet af driftstimer, da koncentrationen er højere ved en højere belastning. Her vil der typisk være en højere temperatur i forbrændingszonen, hvilket leder til øget dannelse af termisk NO_x. Det betyder, at beregninger for fremtidige udledninger i tons, samt udledninger ved en anden grænseværdi, vil være behæftet med en vis usikkerhed.

Med en grænseværdi på 480 mg/Nm³, ved 15% O₂ viser erfaringen med den faktiske drift, som vist i Figur 1.1, at DFG-maskinen i visse perioder vil have en emissionskoncentration op til grænseværdien, mens den i andre perioder vil have en lavere emissionskoncentration. Det resulterer i en gennemsnitlig døgnmiddelværdi som forventes at være lavere end grænseværdien.

Variationerne i emissionsværdier skyldes forskellene i belastning af DFGA-GT-4302. Belastningen er direkte forbundet med behovet for kompression af gas og således skyldes variationerne af emissionsværdier også variationer i behovet for gaskompression.

Nedlukninger af olie- og gasproduktionen kan både være planlagte og uplanlagte. De planlagte nedlukninger sker typisk som følge af rutinemæssige vedligehold. Eksempler på forebyggende vedligehold er periodiske trykbeholderinspektioner, som kræver at hele eller dele af produktion nedlukkes, mens trykbeholderen inspiceres indvendigt. Forebyggende vedligehold kan også være nedlukning af en pipeline for at lækageteste ventilerne, som er placeret i begge ender af rørlinjen.

De uplanlagte nedlukninger sker typisk som følge af en eller flere fejl på idriftsat udstyr. Eksempler, som leder til uplanlagt nedlukning af olie- og gasproduktionen, er fejl på elektriske sikkerhedssignaler, som af sikkerhedsmæssige årsager lukker produktionen ned for at undgå eskalering i tilfælde af en hændelse. Det kan også være en funktionsfejl ved en pumpe, som supplerer hydraulikolie til ventilbetjening og idét hydrauliktrykket mistes, så lukker alle ventilerne, som er forsynet fra pumpen i. Det kunne for eksempel være sikkerhedsventiler på en eller flere brønde.

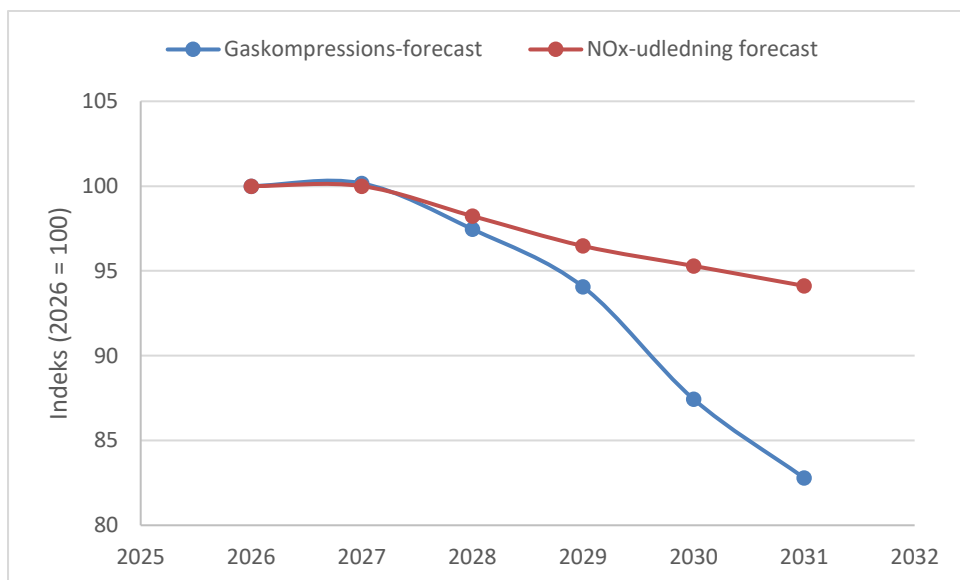
Således vil gaskompressionsbehovet og dermed belastningen og afledte NO_x-udledninger ændre sig løbende i takt med at planlagte og uplanlagte nedlukninger af en eller flere brønde sker. Olie- og gasproduktionen er i sin

natur dynamisk og det leder til NO_x-udledninger, som ligeledes varierer over tid: både time for time, dag for dag, måned for måned og år for år.

TotalEnergies har forecastet det forventede gaskompressionsbehov på Dan F baseret på fremtidige planer for udvindingen af olie og gas fra Nordsøen, se Tabel 1-1 samt Figur 1.2, hvoraf det fremgår, at NO_x-udledningerne ikke er faldende i samme tempo som det forecastede gaskompressionsbehov. Dette skyldes primært at turbiniens performance degraderes over tid (ref. "nedslidning") og dette vil forhøje NO_x-udledningerne i takt med at turbinen ældes. Derudover aftager NO_x dannelsen (og fuel-forbruget) ikke proportionalt med reduktionen i last på turbinen.

Tabel 1-1 Forecast af det forventede gaskompressionsbehov på Dan F baseret på fremtidige planer for udvindingen af olie og gas fra Nordsøen.

PRODUKTIONSPROFIL / NO _x udvikling						
	2026	2027	2028	2029	2030	2031
TEPDK gaskompression forecast [kscf/d]	207766	208100	202490	195427	181679	172018
Indeksering (2026 index = 100)	100	100	97	94	87	83
%-vis ændring mod forrige år	-	0,2%	-2,7%	-3,5%	-7,0%	-5,3%
TEPDK NO_x profil [tons/år]	850	850	835	820	810	800
Indeksering (2026 index = 100)	100	100	98	96	95	94
%-vis ændring mod forrige år	-	0,0%	-1,8%	-1,8%	-1,2%	-1,2%



Figur 1.2 Forecast

1.2.3. Tidsperiode for det ansøgte

Der søges om den ændrede grænseværdi frem til og med 2031. Herefter vil DFGA-GT-4302 ikke længere indgå i den primære drift.

TotalEnergies vil inden da tage stilling til, om anlægget skal nedlukkes helt, eller om det ønskes bibeholdt som f.eks. nød anlæg. Hvis det ønskes bibeholdt som f.eks. nød anlæg, vil TotalEnergies inden da ansøge om miljøgodkendelse hertil.

1.3. Vilkåret i forhold til BAT

Vilkåret er fastsat i den revurderede miljøgodkendelse af 17. december 2024 af Miljøstyrelsen i overensstemmelse med reglerne i miljøbeskyttelseslovens § 41a, i forhold til hvad der anses som opnåeligt ved brug af bedste tilgængelige teknikker, BAT. Der er taget udgangspunkt i BAT-konklusioner for store fyringsanlæg, offentliggjort af EU-Kommissionen i EU-tidende 30. december 2021.

Afsnit 4.3 i BAT-konklusionerne vedrører forbrænding af gasformig og/eller flydende brændsel på offshoreplatforme.

BAT 53 har til formål at forebygge eller reducere NO_x-emissionerne til luft fra forbrændingen af gasformigt og/eller flydende brændsel på offshoreplatforme. Der nævnes fire teknikker, a, b, c og d, som kan anvendes for at opnå formålet.

Efter BAT 54 angiver tabel 32 i BAT-konklusionerne de BAT-relaterede emissionsniveauer (BAT-AEL, BAT-associated emission levels) for NO_x-emissioner til luft fra forbrændingen af gasformigt brændsel i gasturbiner med åben cyklus på offshoreplatforme. For eksisterende gasturbiner, der forbrænder gasformigt brændsel er den øvre ende af BAT-AEL 350 mg/Nm³ ved tør gas og 15% O₂, svarende til grænseværdien i vilkår C1.

Vilkåret er således fastsat korrekt i forhold til BAT-konklusionerne.

Hvis der skal gives en lempelse, skal der derfor søges om fravigelse fra BAT-konklusioner, hvilket Total-Energies som nævnt hermed gør.

2. Lovgrundlag for fravigelse

Af godkendelsesbekendtgørelsen § 27 fremgår det i hvilke tilfælde, der kan fraviges fra BAT-konklusioner. Bekendtgørelsens tekst er kopieret ind i boksen nedenfor:

Fravigelse af BAT-konklusioner

§ 27. Godkendelsesmyndigheden kan undtagelsesvist fastsætte lempeligere emissionsgrænseværdier end de grænseværdier, der svarer til BAT-konklusionens opnåelige emissionsniveauer, når den vurderer, at

- 1) overholdelse af emissionsniveauerne vil medføre uforholdsmæssigt store omkostninger sammenlignet med miljøfordelene på grund af anlæggets geografiske placering, de lokale miljøforhold eller anlæggets tekniske egenskaber,
- 2) lempelsen ikke forårsager væsentlig forurening i strid med § 18, stk. 1, nr. 2, og
- 3) der opnås en høj beskyttelse af miljøet som helhed.

Stk. 2. Godkendelsesmyndighedens vurdering og begrundelse for anvendelsen af stk. 1 skal fremgå af godkendelsen eller afgørelsen på baggrund af en revurdering.

3. Baggrund for BAT

Baggrunden for hvad der anses som bedste tilgængelige teknikker, BAT, er beskrevet i BAT-Referencedokumentet, BREF¹ for store fyringsanlæg fra 2017.

3.1. BAT-teknikker

I BAT 53 beskrives en række teknikker, der anses som BAT for fyringsanlæg på platforme, når formålet er at forebygge eller begrænse NO_x. Teknikkerne er vist i nedenstående Tabel 3-1, hvor det også er angivet hvilke erfaringer og overvejelser, TotalEnergies har gjort sig for de enkelte teknikker.

Tabel 3-1: BAT-teknikker til forebyggelse og begrænsning af NO_x samt TotalEnergies' erfaringer og overvejelser

Teknik iht. BAT 53 for offshore anlæg	Beskrivelse af teknik iht. 10.8.3	Erfaring med teknik	Overvejelser i forbindelse med implementering på eksisterende fyringsanlæg
a) Avanceret styring af Turbine	<i>The use of a computer-based automatic system to control the combustion efficiency and support the prevention and/or reduction of emissions. This also includes the use of high-performance monitoring.</i>	Erfaring med "Fuel mapping" samt "Tuning" for eksisterende DLE anlæg på Halfdan B samt Tyra.	Kræver at forholdet mellem brændsel og brændselsluft kan styres mere præcist end med nuværende anlæg. Derfor ikke muligt med anlæggets nuværende tekniske egenskaber. Det ville kræve at anlægget blev ombygget til DLE. Her vil det være muligt at udføre såkaldt "Fuel mapping" samt "Tuning".
b) Udskifte brændere til Dry Low NO_x brændere (DLN) (retrofit)	<i>Gas turbine burners that include the premixing of the air and fuel before entering the combustion zone. By mixing air and fuel before combustion, a homogeneous temperature distribution and a lower flame temperature are achieved, resulting in lower NO_x emissions.</i>	Erfaring med drift af i alt 6 anlæg, Low NO _x GT - 3 Solar Turbines SoLoNo _x (Halfdan B) og 3 anlæg GE DLE (Tyra)	Retrofit i form af kun at udskifte brænderne er ikke muligt ifølge leverandøren. Teknikken vil kræve at der også ombygges nedenstående. Dette uddybes senere i dette dokument.: <ul style="list-style-type: none"> - Gas Turbine LM2500 konvertering fra SAC til DLE eller ny GT LM2500 DLE (se afsnit 4.1 med forklaring på, hvorfor denne ikke er anvendelig) - Fuel Gas system modifikation - Udstødnings system modifikation - Ny travers kran - Ny enclosure ventilationsanlæg - Nyt kontrolsystem + vibrationssystem - Fuel gas chromatograf - Nyt F&G system
c) Lean-Burn koncept (kun relevant for nye gas-motorer)	<i>Ikke relevant</i>	<i>Ikke relevant</i>	<i>Ikke relevant</i>
d) Lav-NO_x-brændere (LNB)	<i>Ikke relevant</i>	<i>Ikke relevant</i>	<i>Ikke relevant</i>

Som det fremgår af Tabel Tabel 3-1, er det kun teknikken DLN, der ses som en mulighed for det aktuelle anlæg.

I det følgende gennemgås BREF'en for at belyse, hvilke antagelser, der har ligget til grund for de emissionskoncentrationsintervaller, BAT-AEL, der i BAT 54 er anset som opnåelige ved brug af BAT-teknikker.

Af kapitel 3.2.2.3.7 Dry low-NO_x (DLN) burners Description fremgår det, at DLN er gasturbiner, hvor der sker forblending (premixing) af luft og brændsel, før det ledes ind i forbrændingszonen. Herved opnås en homogen

¹ Thierry Lecomte, José Félix Ferrería de la Fuente, Frederik Neuwahl, Michele Canova, Antoine Pinasseau, Ivan Jankov, Thomas Brinkmann, Serge Roudier, Luis Delgado Sancho; Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants; EUR 28836 EN; doi:10.2760/949

opblanding og en lavere flammetemperatur, hvilket fører til de lavere NO_x-emissioner, der har dannet grundlag for BAT-AEL-værdierne.

Det anføres i BREF, at DLN-forbrænding er meget model-afhængigt.

I BREF finder man følgende formulering om efterinstallation (retrofit) af DLN: *"Thus DLN are applicable for all new natural-gas-fired turbines (single- or dual-fuel-fired), and for most existing turbines as a retrofit package. For older models or models with low demand for the technology, they may not be available"*.

Oversat til dansk står der: "Således er DLN anvendeligt for alle nye naturgas-fyrede turbiner (fyret med enkelt brændsel eller to typer brændsel) og for de fleste eksisterende turbiner i form af efter-installations-pakke. For ældre modeller, eller modeller med lav efterspørgsel efter ny teknik, er de (efter-installationspakkerne) muligvis ikke tilgængelige".

Formuleringen viser, at det ikke er alle eksisterende gasturbiner, der kan få efterinstalleret DLN-brændere. Der redegøres nærmere for dette i afsnit 4.1.

BAT-konklusionerne er fastsat efter en grundig dataindsamling og forholder sig også til, hvad der kan ses som proportionalt for branchen. Der angives i den forbindelse nogle økonomiske nøgletal for DLN, som har været med i vurderingen af, hvornår DLN kan ses som proportionalt. Det beskrives, at priserne kan variere meget.

I afsnittet om samfundsøkonomisk analyse (afsnit 5) redegøres for, hvordan økonomioplysninger for DLN i BREF'en er i forhold til de oplysninger om omkostningerne, som TotalEnergies har indhentet fra leverandørerne.

4. Fravigelse pga. anlæggets tekniske egenskaber

Der kan søges om fravigelse fra BAT på grund af den geografiske placering, de lokale miljøforhold eller anlæggets tekniske egenskaber.

I denne ansøgning søges om fravigelse fra BAT på grund af anlæggets *tekniske* egenskaber.

Fyringsanlægget DFGA-GT-4302 er ikke en almindelig industrimodel, men en fly-afledt (aeroderivative) model af en gasturbine.

På nogle platforme er gasturbiner af industritypen mulige at anvende, mens de ikke er praktisk anvendelige på andre typer platforme.

Det er pladsforhold og turbinens vægt i forhold til den givne platforms størrelse, der har betydet, at man i sin tid valgte en fly-afledt model. Platformens størrelse afhang af olie- og gasfeltets forventede størrelse, da man i sin tid byggede platformen.

En industritype-gasturbine i den aktuelle MW-størrelse vil i forhold til en platform være i "heavy duty"-kategorien og kræve kraftigere struktur at blive installeret på. Den komplette vægt af en industritype-installation vil være ca. 10 gange tungere end en flytype.

4.1. Afklaring af mulighed for efterinstallation af DLN

Ifølge turbineleverandøren er det ikke muligt kun at udskifte brænderne fra konventionel type til DLN-type. Bemærk, at leverandøren betegner dry low-NO_x-teknologien som DLE.

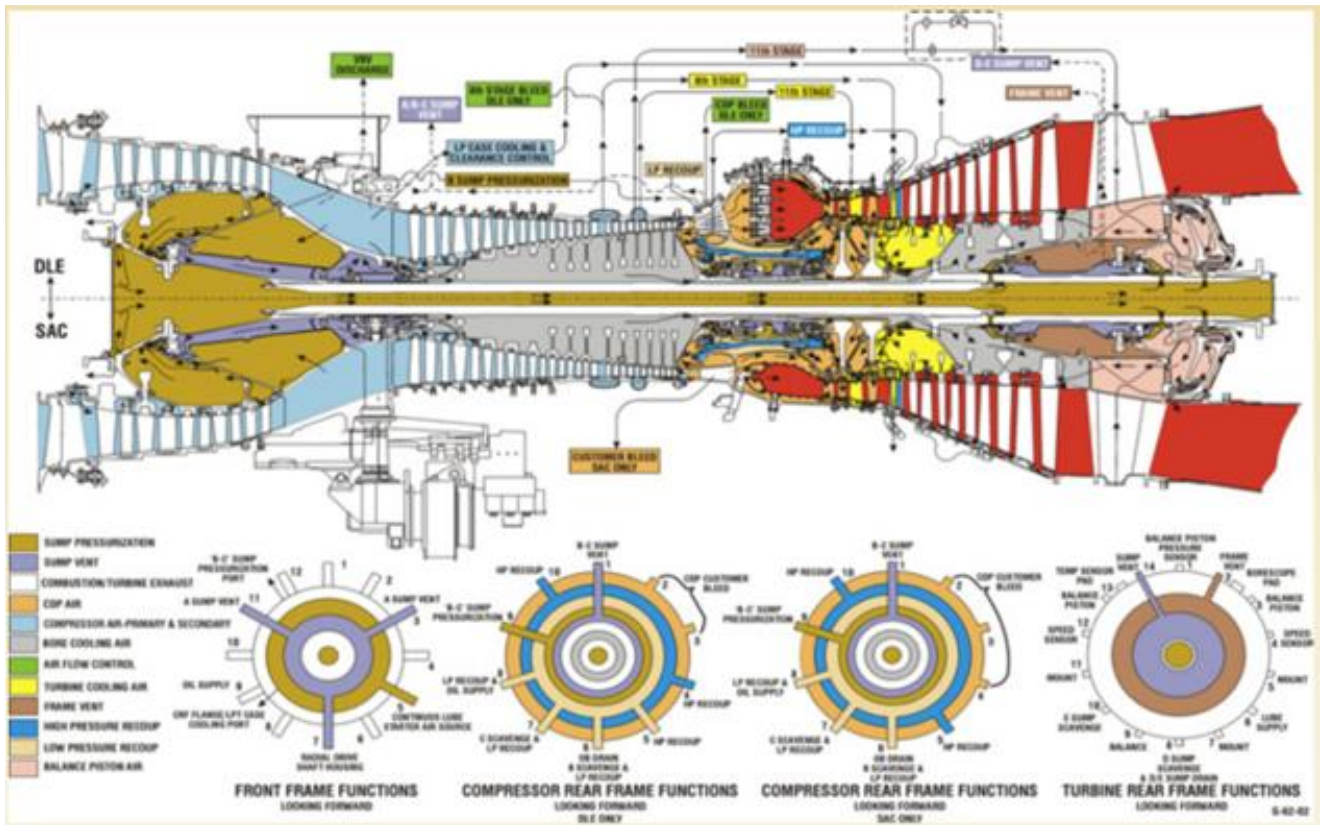
Gasturbinen LM2500+ udføres ganske vist i en DLN-konfiguration, men DLN-konfigurationen indeholder designvariationer på flere områder, blandt andet aksial-kompressor, højtryksturbine stator, brænder, brændkammer, køleluft, og variable statorblade aktuator. Udskiftning af udelukkende brændere til DLN-type er derfor ikke foreneligt med den eksisterende Gas Turbine.

Figur 4.1 nedenfor illustrerer forskellene mellem en DLN-turbine og en turbine som den eksisterende med kun én brændstofførsel, her benævnt en Single Annular Combustion, SAC. Illustrationen viser et vandret snit markeret med en stiplede linje, hvor DLN-konfigurationen er vist øverst og en SAC nederst.

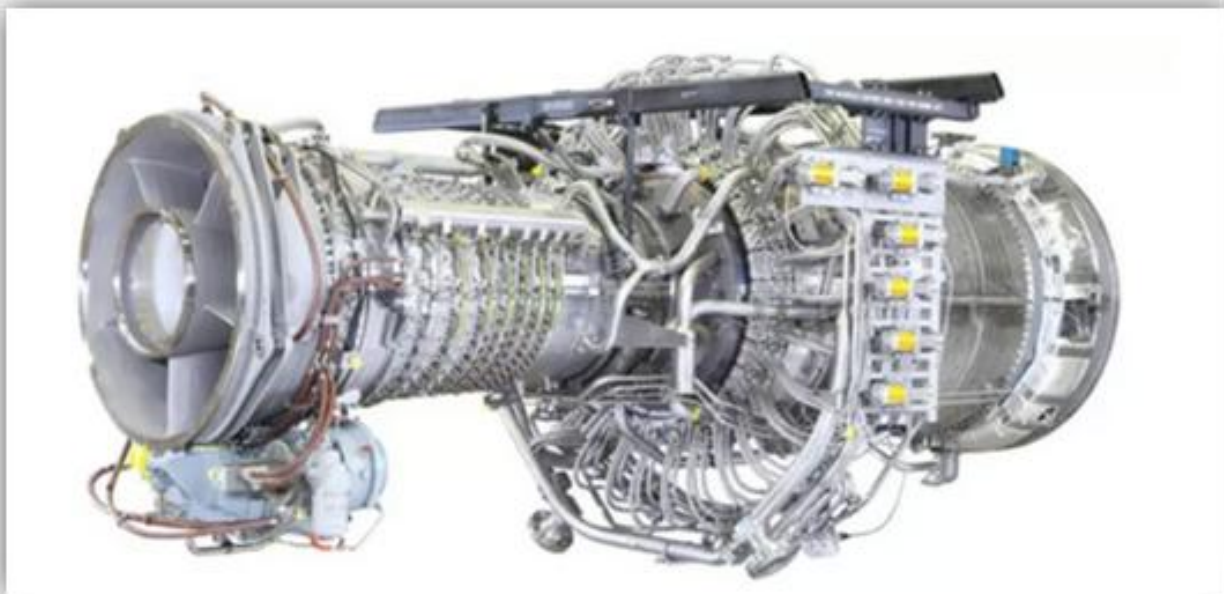
Set fra venstre mod højre er de lyseblå og grå dele aksialkompressor. De orange og røde dele er brændstofførsel og brændkammer. På SAC ses med hvidt en injektor til gas, som føder gas, vist som én pil, ind i det røde brændkammer, mens der for DLN ses en meget anderledes form af gasinjektorer og tre pile, som viser tilførslen af gas i det røde brændkammer.

I brændkammeret på SAC-turbinen er der således ikke plads til at erstatte den ene gasinjektor med flere gasinjektorer. Hvis en DLN-løsning ønskes, må hele turbinens hjælpesystemer, såsom smøreliesystem, brændselsgassystem, kontrolsystem derfor udskiftes.

De mange forskelle ses måske tydeligere på illustrationerne i Figur 4.2 og Figur 4.3.



Figur 4.1: Sammenligning af to turbinetyper. DLN (Dry low-NOx burners), af leverandøren benævnt DLE, øverst og SAC (Single Annular Combustion) svarende til den eksisterende turbine, nederst.



Figur 4.2: DLE/DLN illustration fra leverandøren



Figur 4.3: SAC illustration fra leverandøren

4.2. Delkonklusion om fravigelse pga. anlæggets tekniske egenskaber

Det kan ud fra det foregående ses, at:

- Af de BAT-teknikker, der nævntes i BREF'en, som kan forebygge eller begrænse NO_x , er det kun DLN, der kan overvejes at være relevant for fyringsanlægget DFGA-GT-4302.
- De emissionskoncentrationer, der ifølge tabel 32 i BAT-konklusionerne kan opnås med DLN forudsætter at et fyringsanlæg på en platform kan få eftermonteret DLN-brændere
- Mange industrimodeller kan få eftermonteret DLN-brændere
- Fyringsanlægget DFGA-GT-4302 er ikke en industrimodel, men en fly-afledt (aeroderivative) model af en gasturbine.
- Leverandøren oplyser, at modellen ikke kan få eftermonteret DLN-brændere grundet de tekniske forhold, der er beskrevet i afsnit 4.1.
- Hvis en DLN-model ønskes, må hele turbinen ombygges, da det ikke er muligt kun at udskifte brændere.

Det bemærkes, at det i BAT-konklusionerne er nævnt, at DLN-brændere for de fleste eksisterende turbiner kan fås i form af en efter-installations-pakke. For ældre modeller, eller modeller med lav efterspørgsel efter ny teknik, er efter-installationspakkerne muligvis ikke tilgængelige, hvilket netop er tilfældet her. Det er således ikke nævnt i BAT-konklusionerne, at det er anset som BAT for eksisterende turbiner at udskifte hele turbinen for at kunne opfylde de emissionsniveauer, der er forbundet med BAT i tabel 32 i BAT-konklusionerne.

På den baggrund vurderes det, at anlægget er atypisk i forhold til BAT og at der derfor er mulighed for at fravige fra BAT-konklusionerne, hvis overholdelse af emissionsniveauerne vil medføre uforholdsmæssigt store omkostninger sammenlignet med miljøfordelene.

Dette belyses i den samfundsøkonomiske analyse i afsnit 5.

4.3. Lempelse må ikke forårsage væsentlig forurening

En eventuel lempelse må ikke forårsage væsentlig forurening i strid med godkendelsesbekendtgørelsens § 18 stk. 1 og 2, jf teksten i boksen nedenfor. Stk. 2, der vedrører til- og frakørsel er ikke relevant.

§18 Godkendelsesmyndigheden må ikke meddele godkendelse, medmindre den vurderer, at

- 1) virksomheden har truffet de nødvendige foranstaltninger til at forebygge og begrænse forureningen ved anvendelse af BAT, og
- 2) virksomheden i øvrigt kan drives på stedet uden at påføre omgivelserne forurening, som er uforenelig med hensynet til omgivelsernes sårbarhed og kvalitet, jf. miljøbeskyttelseslovens kapitel 1.

Stk. 2. I den i stk. 1 nævnte vurdering skal indgå en vurdering af, om til- og frakørsel til virksomheden vil kunne ske uden væsentlige miljømæssige gener for de omkringboende.

Der er redegjort for §18 stk. 1 punkt 1) om at virksomheden har truffet de nødvendige foranstaltninger til at forebygge og begrænse forureningen ved anvendelse af BAT, i og med der er redegjort for de tekniske begrænsninger i forhold til at anvende BAT i afsnit 4.1 og 4.2.

Angående §18 stk.1 punkt 2) om at virksomheden kan drives på stedet uden at påføre omgivelserne forurening, som er uforenelig med hensynet til omgivelsernes sårbarhed og kvalitet, så medfører lempelsen ikke nogen øget forurening i forhold til i dag. Virksomheden er generelt opmærksom på påvirkning af det marine miljø, og udarbejder miljøkonsekvens-screeninger, før bygningsmæssige ændringer gennemføres. Den aktuelle lempelse medfører dog ingen bygningsmæssige ændringer, så derfor er der ikke gennemført miljøkonsekvens-screening i den forbindelse.

Derudover opfyldes BAT 52 om at forbedre de overordnede miljøpræstationer i forbindelse med forbrændingen af gasformigt brændsel på offshoreplatforme, ved at en eller en kombination af de i BAT 52 nævnte teknikker anvendes, se bilag A.

Angående §18 stk. 2 er det som nævnt ikke relevant, da virksomheden er på havet.

4.4. Cross media effekter

Der forventes ingen cross media-effekt, hverken ved bibeholdelse af den nuværende DFGA-GT-4302 eller ved udskiftning af den.

4.5. Delkonklusion ift. ikke at forårsage væsentlig forurening

Ansøger vurderer på baggrund af de foregående afsnit, at virksomheden, for de øvrige miljøforhold end de, der vedrører emissionskoncentrationsgrænseværdien for NO_x fra DFGA-GT-4302, har truffet de nødvendige foranstaltninger til at forebygge og begrænse forureningen ved anvendelse af BAT, og at virksomheden i øvrigt kan drives på stedet uden at påføre omgivelserne forurening, som er uforenelig med hensynet til omgivelsernes sårbarhed og kvalitet. For emissionskoncentrationsgrænseværdien for NO_x fra DFGA-GT-4302 finder ansøger, at de BAT-teknikker, der ligger til grund for emissionskoncentrationsgrænseværdien ikke er anvendelige.

5. Samfundsøkonomisk analyse

Med henblik på at vurdere om overholdelse af emissionsniveauerne vil medføre uforholdsmæssigt store omkostninger sammenlignet med de opnåede miljøfordele gennemføres en samfundsøkonomisk cost-benefit-analyse. I analysen sammenlignes meromkostningerne til at overholde emissionsniveauerne med den samfundsøkonomiske værdi af de reducerede NO_x-udledninger i forhold til hvad udledningerne ellers ville have været.

Analysen følger Finansministeriets vejledning og er gennemført som en differensanalyse, hvor forskellene i omkostninger og gevinster i et basisscenarie (business-as-usual) sammenholdes med tre projektscenarier.

5.1. Valg af scenarier

De tre projektscenarier er:

1. Udskiftning af turbinen i DFG-maskinen (DFGA-GT-4302) med en ny turbine, der kan opfylde kravene.
2. Komplet ombygning af turbinen i DFGA-GT-4302, sådan at maskinen kan leve op til kravene.
3. Udfasning af DFGA-GT-4302 fra den daglige drift pr 1. Juli 2026, da den ikke lever op til BAT-kravet.

Som det fremgår af det tekniske afsnit 4.1, er det ikke muligt at få eftermonteret DLN-brændere. Derfor er en komplet ombygning af turbinen (Scenarie 2) omkostningsmæssigt stort set identisk med at installere en ny turbine (Scenarie 1).

5.2. Tidshorisont for analysen

TotalEnergies oplyser at DFG-maskinen som udgangspunkt planlægges driftet i anslået yderligere 5 år. Herefter vil en forventet nedgang i olie- og gasproduktionen gøre det muligt at udfase DFG-maskinen fra den daglige drift, da DFF-maskinen fra da af vil have nok kapacitet til at komprimere den fulde produktion. Anlægget vil i sin helhed efter udfasningen af DFG-maskinen være mere sårbart overfor udfald på DFF-maskinen, da der ikke længere vil være en backup kompressor til rådighed. Denne sårbarhed er som udgangspunkt ikke kvantificeret og værdisat i den samfundsøkonomiske analyse, men var den inkluderet, ville det øge omkostningerne betydeligt.

Da DFG-maskinen alene planlægges driftet i de ovennævnte 5 år, er der i den samfundsøkonomiske analyse i alle tre projektscenarier regnet med en 5 års tidshorisont, da det er den forventede effektive driftsperiode og dermed levetid for DFG-maskinen. Dette har naturligvis stor betydning for det samlede resultat, da investeringen dermed kun har en effekt på NO_x-udledningen i 5 år. Der gennemføres derfor en følsomhedsanalyse, hvor effekterne af at levetiden i stedet er 4 eller 6 år vurderes. Dette med henblik på at undersøge effekterne i en situation, hvor turbinen driftes i ét år mere eller mindre end forventet.

5.3. Installationsperiode ved ny eller ombygget turbine

I den samfundsøkonomiske analyse af projektscenarierne 1 og 2 er der ikke taget højde for at der i praksis vil være en anskaffelsesperiode (engineering, indkøb, fabrikation og levering) på mere end 3 år, hvis der skal indkøbes og installeres en ny turbine eller der sker en komplet ombygning af turbinen, en ombygning der også skal indkøbes dele til. For overordnet tidsplan for installationen se Bilag B, hvor der i samme bilag indgår vurdering af længden af anskaffelses- og installationsperioden fra den potentielle leverandør Baker Hughes. En anskaffelsesperiode på mere end 3 år vil gøre den samfundsøkonomiske rentabilitet betydeligt dårligere, da perioden hvor der er en reduktion i NO_x-udledningen dermed forkortes. Det er dermed tale om et worst case scenarie for TotalEnergies, når anskaffelsesperioden på forventeligt mere end 3 år ikke inkluderes i den samfundsøkonomiske analyse.

5.4. Vurdering af produktionstab

TotalEnergies oplyser at især i projektscenarie 3 hvor DFG-maskinen udfases af den daglige drift, reduceres produktionskapaciteten og som følge heraf produceres der mindre olie og gas. Dette resulterer i et samlet

produktionstab sammenlignet med basisscenariet, da det ikke er muligt at indhente produktionstabet på et senere tidspunkt.

Baggrunden for dette er at reduktioner i produktionen af olie og gas der indregnes i tabsberegninger anses som tabt produktion, da en eventuel ”indhentning” af tabet primært ligger uden for feltets økonomiske levetid, hvor de nødvendige markeds- og feltmæssige forhold mht. brønde, reservoir og produktionsfaciliteter ikke muliggør en rentabel produktion.

Af tabellen herunder fremgår det forventede produktionstab i projektscenarie 3, hvor DFG-maskinen udfases af den daglige drift, og alene DFF-maskinen (DFFA-GT-4301) er til rådighed. Som det ses, er der i de første fem år tale om et produktionstab og først i det sjette år kan en meget lille del af den tabte produktion indhentes. Der er dog samlet set stadig tale om et markant produktionstab, som ikke kan indhentes indenfor feltets økonomiske levetid, hvorfor det må anses som tabt.

I projektscenarierne 1 og 2, hvor turbinen i DFG-maskinen udskiftes eller ombygges, er DFG-maskinen under installationen ude af drift i 180 dage. I hver af de 180 dage svarer det daglige produktionstab til i 2026 angivet i Tabel herunder. Det vil sige dagligt 2410 tønder olie og 5.370.000 kubikfod gas, der svarer til 3440 olieækvivalenter.

Tabel 5-1: Forventet produktionstab i projektscenarie 3, nedlukning af DFG-maskinen

År	Samlet produktionstab (kbo-epd)*	Produktionstab, Olie (kstb/d)**	Produktionstab, Gas (kscf/d)***
2026	-3,44	-2,41	-5370
2027	-3,20	-2,24	-5000
2028	-2,39	-1,67	-3730
2029	-1,62	-1,13	-2530
2030	-0,52	-0,36	-810
2031	0,14	0,10	220

*1000 tønder olieækvivalenter pr. dag

**1000 stock tank barrels per day

*** 1000 standard cubic feet per day

Tallene i Tabel 5-1 repræsenterer således den tabte olie- og gasproduktion som følge af nedlukningen af DFGA-GT-4302 mens DFFA-GT-4301 driftes 100% (scenarie 3). Produktionstabene under DFGA-GT-4302 udskiftning eller ombygning er således antaget som 180 dages tabt produktion i 2026.

Ud over produktionstabet når DFG-maskinen ikke er en del af den daglige drift, vil der være et produktionstab, når DFF-maskinen er ude af drift. I de samfundsøkonomiske beregninger er opetiden for DFF-maskinen imidlertid antaget at være 100% i de perioder, hvor DFG-maskinen ikke er til rådighed. Dette både under de 180 dages installationstid i projektscenarierne 1 og 2, og i tilfælde af at DFG-maskinen fra 1. juli 2026 udfases af den daglige drift illustreret i projektscenarie 3.

I disse perioder, hvor kun DFF-maskinen er til rådighed, er produktionen af olie og gas fra både Dan og Halfdan afhængig af at DFF-maskinen er i drift, da Halfdans olie stabiliseres (afgasses) på Dan-plattformen. Hvis DFF-maskinen er lukket ned af (u)planlagte årsager, og DFG-maskinen ikke er til rådighed som back-up, så vil olie- og gasproduktionen fra både Dan og Halfdan stoppes da afgangningen fra olieproduktionen ellers skal flares.

Samlet set produceres fra Dan og Halfdan i omegnen af 50.000 olieækvivalenter om dagen (boepd). Derfor vil de økonomiske omkostninger være signifikante, idét det reelt ikke anses at være realistisk med en opetid på 100 % for DFF-maskinen. En stadig optimistisk, antaget opetid på 95% for DFF-maskinen vil resultere i et yderligere halvårligt olie- og gasproduktionstab på 450.000 olieækvivalenter, svarende til 2.500 olieækvivalenter per dag. Dette yderligere tab er dog ikke medregnet i den samfundsøkonomiske analyse, hvilket bidrager til

en samlet set optimistisk betragtning ift. omkostningerne der inkluderes i analysen, hvor gevinster i form af reduktioner af NO_x-udledningerne sammenlignes med omkostningerne forbundet med bl.a. produktionstab.

5.5. Prissætning af produktionstab

Det fremgår af det tværgående BREF dokument "Economics and Cross-Media effects" s. 38², at produktionstab kan medtages i de økonomiske beregninger, men skal behandles særskilt.

Produktionstabet prissættes i alle scenarier, og er samlet set størst i projektscenarie 3 hvor DFG-maskinen ikke er en del af den daglige drift. Produktionstabet prissættes som salgsprisen fratrukket de enhedsomkostninger der forbundet med produktionen og som TotalEnergies sparer, når de ikke producerer den pågældende enhed. TotalEnergies oplyser at deres faste omkostninger udgør langt den største del af omkostningerne, og de forventer derfor i projektscenarierne stort set de samme omkostninger som i basisscenariet. Dog vil der være en besparelse på kemikalier, og der er derfor i forskellen i driftsomkostninger (OPEX) medregnet en besparelse i de variable omkostninger, når olie- og gasproduktionen reduceres.

Der er i prissætningen af produktionstabet taget udgangspunkt i TotalEnergies gennemsnitlige salgspriser i 2025. Salgspriserne oplyst af TotalEnergies er sammenholdt med offentligt tilgængelige prisestimer, som de ligger ganske tæt på. Baggrunden for at anvende TotalEnergies' salgspriser er at Energistyrelsens Samfundsøkonomiske Beregningsforudsætninger³ ikke inkluderer prisforudsætninger for olie og gas ab platform. Realprisfremskrivningerne for olie og gas fra Energistyrelsens Samfundsøkonomiske Beregningsforudsætninger er efterfølgende anvendt til at fremskrive de gennemsnitlige salgspriser på olie og gas, hvorved realprisudviklingen er afspejlet i de anvendte priser.

Der er udarbejdet følsomhedsanalyser på baggrund af de gennemsnitlige olie- og gaspriser 5 år tilbage, ligesom der er udarbejdet en følsomhedsanalyse, hvor produktionstabet ikke er medregnet i Scenarie 1 og 2. For så vidt angår Scenarie 3 er der ikke udarbejdet en følsomhedsanalyse, hvor produktionstab ikke er medregnet. Implikationerne af en sådan følsomhedsanalyse af Scenarie 3 vil være at det vil kunne påvises at det er samfundsøkonomisk rentabelt at nedlukke en hvilken som helst produktion og det giver i praksis ikke mening,

5.6. Værdisætning af NO_x

Enhedsprisen for NO_x-udledninger på olie- og gasplatforme i Danmarks del af Nordsøen er af DCE (Danish Centre for Environment and Energy) beregnet til DKK 187/kg NO₂⁴ (2022-prisniveau). Jævnfør Finansministeriets vejledning skal NO₂-udledningerne prissættes med den nationale skadesomkostning. Da ca. 4 % af omkostningerne som udledningerne forekommer i Danmark svarer det til DKK 8/ kg NO₂, når der er omregnet til 2025-prisniveau.

5.7. Forudsætninger for beregningerne

De øvrige forudsætninger der ligger til grund for analysen fremgår af de følgende tabeller.

² Note: "Investments may also involve the loss of production during a certain period of time, for example, during change-over, or temporary disruptions to production. This often occurs when implementing measures that are integrated into the process. These costs may be specific to individual cases and so they need to be shown separately from other costs. There may be opportunities to minimise the loss of production by planning plant modifications so that they coincide with a scheduled maintenance period. If this can be undertaken then there is an opportunity to keep costs down and it is, therefore, useful to have these costs listed separately, so that they can be evaluated. Where known, the time taken to install the abatement equipment should also be stated" ([European Commission: Integrated Pollution Prevention and Control Reference Document on Economics and Cross-Media Effects, 2006](#))

³ [Energistyrelsen, Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger, 2022](#)

⁴ [DCE – Danish Centre for Environment and Energy, Unit damage costs for emissions from the Danish gas- and oil platforms in the North Sea, Scientific note from DCE – Danish Centre for Environment and Energy, 2025](#)

Tabel 5-2: Forudsætninger for de samfundsøkonomiske beregninger

	Forudsætning	Bemærkning
Tidshorisont	5 år	Periode hvor DFG-maskinens kapacitet er nødvendig. Herefter er DFF-maskinens kapacitet tilstrækkelig.
Diskontering	3,50 % (realrente)	Samfundsøkonomisk diskonteringsrente jf. Finansministeriets vejledninger ⁵
Prisniveau	2025-prisniveau	Faste priser svarende til 2025-prisniveau
Indeksering	Nettoprisindekset og PRIS4321	Omkostninger til emissionsreducerende teknologi indekseres med Danmarks Statistiks 'Producent- og importprisindeks for varer' (PRIS4321) for branchehovedgruppen 'Råstofindvinding'. Øvrige omkostninger indekseres med nettoprisindekset.
Nettoafgiftsfaktor	1,28	Omregning fra faktorpriser til forbrugerpriser (markedspriser inkl. moms, afgifter mv.) jf. Finansministeriets vejledninger
DKK/USD	6,64	Gennemsnit for 2025
NO_x-udledninger	Se Tabel 5-3	Oplyst af TotalEnergies
Enhedspris, NO_x-udledninger	DKK 8/ kg NO ₂	Enhedspris for NO _x -udledninger på olie- og gasplatforme i Danmarks del af Nordsøen. Beregnet af DCE ⁶ .
Produktionstab	Se Tabel 5-1	Ved ophør af anvendelse af DFG-maskinen i den daglige drift pr 1. juli 2026.. Oplyst af TotalEnergies
Oliepris ab platform	69 \$/bbl	'Average 2025 Brent oil price'. Oplyst af TotalEnergies
Gaspris ab platform	12,5 \$/MBTU	'Average 2025 natural gas price (ETF)'. Oplyst af TotalEnergies
Realprisudvikling i olie- og gaspriser	Trend fra Tabel 4 i beregningsforudsætningerne	Fra Energistyrelsens gældende Samfundsøkonomiske Beregningsforudsætninger fra 2022 ⁷
Reduktion, OPEX	Se Tabel 5-4	Ved ophør af anvendelse af DFG-maskinen i den daglige drift pr 1. juli 2026. Oplyst af TotalEnergies

Tabel 5-3: Forventede NO_x-udledninger fra DFG-maskine og DFF-maskine i de undersøgte scenarier

Tons NO _x	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Basisscenarie	475+475	950	935	920	910	900
1. Ny turbine	475+350	188	188	187	187	186
2. Ombygning	475+350	188	188	187	187	186
3. Nedlukning	475+350	700	700	700	700	700

Følgende bemærkninger kan knyttes til ovenstående tabel (se derudover bilag G):

- I første halvår af 2026 er NO_x-udledninger uændrede, jf. nuværende miljøgodkendelse

⁵ [Finansministeriet, Vejledning i samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger, 2023](#)

⁶ [DCE – Danish Centre for Environment and Energy, Unit damage costs for emissions from the Danish gas- and oil platforms in the North Sea, Scientific note from DCE – Danish Centre for Environment and Energy, 2025](#)

⁷ [Energistyrelsen, Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger 2022](#)

- I andet halvår af 2026 antages det at DFF-maskinen driftes mens DFG-maskinen udskiftes (scenarie 1 og 2) eller nedlukkes permanent (scenarie 3)
- I basisscenariet, scenarie 1 og 2 sker der en mindre reduktion i de forventede udledninger hen over årene pga. faldende olie- og gasproduktion, men samtidig forårsager nedslidning af turbinen en højere NO_x-udledning.
- I basisscenariet og scenarie 1 og 2 antages det af DFF-maskinen udleder 100 tons om året som sekundær drift. Udledningerne herudover kan altså henføres til DFG-maskinen.
- Turbinen som driftes fra 2027 og frem i scenarie 1 og 2 antages at udlede røggas med en NO_x-koncentration på 50 mg/m³. Det svarer til 85 tons NO_x i 2027.
- I scenarie 3 nedlukkes DFG-maskinen og DFF-maskinen leverer sin maksimale ydeevne og udleder 700 tons NO_x om året i alle årene efter 2026.

Parallelt med produktionsændringerne præsenteret i Tabel 5-1 forventes omkostningerne til forbruget af kemikalier i projektscenarie 3 også at ændre sig. De forventede ændringer i omkostningerne er præsenteret i nedenstående og er i den samfundsøkonomiske analyse medregnet i OPEX.

Tabel 5-4: Forventede reduktioner (besparelser) i kemikalieomkostninger ved at udfase DFG-maskinen fra den daglige drift

År	Reduktion, oliekemikalier (mio. USD)	Reduktion, gaskemikalier (mio. USD)	Reduktion, I alt (mio. USD)
2026	-1,12	-1,27	-2,4
2027	-1,04	-1,18	-2,2
2028	-0,78	-0,88	-1,7
2029	-0,53	-0,60	-1,1
2030	-0,17	-0,19	-0,4
2031	0,05	0,05	0,1

Da der er tale om en differensanalyse, hvor de tre projektscenarier sammenlignes med basisscenariet er der i basisscenariet ingen omkostninger til investeringer (CAPEX), drifts- og vedligeholdelsesomkostninger (OPEX) og omkostninger til nedtagning. Det er der derimod i varierende omfang i de tre projektscenarier, og meromkostningerne fremgår af nedenstående tabel:

Tabel 5-5: Meromkostninger til investeringer, drift og udfasning i scenarierne

	CAPEX (mio. DKK)	OPEX** (mio. DKK/år)	Omk. til udfasning (mio. DKK)
Basisscenarie	0	0	0
1. Ny turbine i DFG-maskinen	422,4	0,066	1,6
2. Ombygning turbinen i DFG-maskine	375,3	0,066	1,6
3. Udfasning af DFG-maskinen pr. 1. juli 2026	0	0	*2,9

* Omkostninger pga. fremskyndelse af ophør af daglig drift

** Inkluderer i tabellen ikke de ovennævnte besparelser i kemikalieomkostningerne, der medregnes i de samfundsøkonomiske beregninger

For så vidt angår de estimerede investeringsomkostninger i projektscenarierne 1 og 2 er der i Bilag C en detaljeret oversigt over de enkelte omkostningskomponenter der indgår i estimerne. I de i beregningerne anvendte CAPEX-estimer er de ikke nærmere specificerede men forventede meromkostninger på 35 %, som også fremgår af Bilag C udeladt, og dermed er denne del af CAPEX-estimerne ikke medregnet i den samfundsøkonomiske analyse. Det skal bemærkes at dette bidrager til den tidligere nævnte optimistiske betragtning ift. omkostningerne der indgår i analysen. CAPEX-estimerne i Bilag C er angivet i USD og er omregnet til DKK ved hjælp af kursen angivet i Tabel 5-2. Ud over oversigten er der i bilaget et opdateret prisoverslag fra leverandøren Baker Hughes, der underbygger de anvendte niveauer for investeringsomkostningerne.

I Bilag C er der også yderligere baggrund for de estimerede meromkostninger til drift og vedligehold samt udfasning af DFG-maskinen fra TotalEnergies.

5.8. Resultater

Af tabellerne i de følgende afsnit fremgår resultaterne for hvert af de tre scenarier (Scenarie 1, 2 og 3), når omkostninger og gevinster sammenlignes med basisscenariet. Scenarierne er som tidligere nævnt følgende:

1. Udskiftning af turbinen i DFG-maskinen med en ny turbine, der kan opfylde kravene.
2. Komplet ombygning af turbinen i DFG-maskinen, sådan at maskinen kan leve op til kravene.
3. Udfasning af DFG-maskinen af den daglige drift pr 1. Juli 2026, da den ikke lever op til BAT-kravet

5.8.1. Scenarie 1: Ny turbine

Tabel 5-6: Nutidsværdi af de samfundsøkonomiske omkostninger og gevinster ved installation af ny turbine. Forventet driftsperiode 5 år. Mio. kr.

Mio. kr.	Gevinster	Omkostninger	Nettogeinst
Reduktion af udledninger	28		28
CAPEX		541	-541
OPEX		-10	10
Nedtagning af anlæg		2	-2
Produktionstab, olie- og gas		377	-377
I alt	28	909	-882

Som det fremgår af tabellen er omkostningerne større end gevinsterne, og det er derfor ikke samfundsøkonomisk rentabelt at installere en ny turbine med en forventet driftsperiode på 5 år.

5.8.2. Scenarie 2: Komplet ombygning af turbinen

Tabel 5-7: Nutidsværdi af de samfundsøkonomiske omkostninger og gevinster ved komplet ombygning af turbine. Forventet driftsperiode 5 år. Mio. kr.

Mio. kr.	Gevinster	Omkostninger	Nettogeinst
Reduktion af udledninger	28		28
CAPEX		480	-480
OPEX		-10	10
Nedtagning af anlæg		2	-2
Produktionstab, olie- og gas		377	-377
I alt	28	849	-822

Som det fremgår af tabellen, er omkostningerne større end gevinsterne, og det er derfor ikke samfundsøkonomisk rentabelt med en komplet ombygning af turbinen med en forventet driftsperiode på 5 år.

5.8.3. Scenarie 3: Udfasning af DFG-maskinen af den daglige drift

Tabel 5-8: Nutidsværdi af de samfundsøkonomiske omkostninger og gevinster ved nedlukning af kompressor. Forventet driftsperiode 5 år. Mio. kr.

Mio. kr.	Gevinster	Omkostninger	Nettogeinst
Reduktion af udledninger	9		9
CAPEX		0	0
OPEX		-62	62
Nedtagning af anlæg		4	-4

Produktionstab, olie- og gas		2.379	-2.379
I alt	9	2.320	-2.311

Som det fremgår af tabellen, er omkostningerne større end gevinsterne, og det er derfor ikke samfundsøkonomisk rentabelt at udfase DFG-maskinen af den daglige drift i en forventet driftsperiode på 5 år.

5.9. Følsomhedsanalyser

Ændrede forudsætninger i følsomhedsanalyserne ændrer ikke konklusionerne i scenarierne og giver ikke anledning til en positiv samfundsøkonomisk nettogevinst. Samlet set vurderes de beregnede resultater for de tre scenarier derfor at være robuste, hvilket følsomhedsanalyserne i de følgende afsnit illustrerer.

Følgende følsomhedsanalyser er foretaget:

1. CAPEX +/- 20 %
2. OPEX +/- 20 %
3. Omkostninger til nedtagning af anlæg +/- 20 %
4. Produktionstab prissat med gennemsnitlige olie- og gaspriser i årene 2021-25
5. Ingen indregning af produktionstab
6. Diskonteringsrente +/- 1 %-point
7. Højere enhedspris for NO_x-udledninger
8. Længere driftsperiode + 1 år

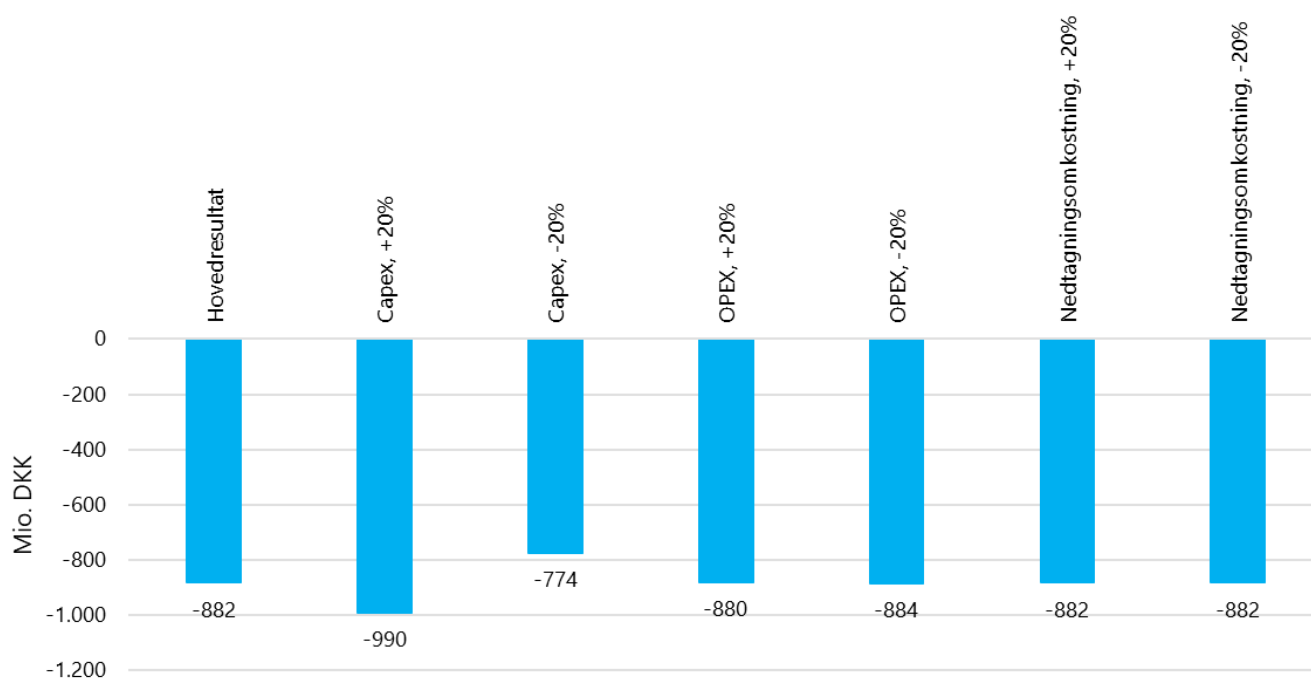
5.9.1. Følsomhedsanalyser af omkostningsforudsætninger

I dette afsnit behandles følsomhedsanalyser for CAPEX, OPEX og nedtagningsomkostninger til anlæg.

5.9.1.1. Scenarie 1: Ny turbine

I nedenstående figur vises resultater af følsomhedsanalyserne. Figuren viser den totale nettogevinst ved ændringerne.

Figur 5.1: Nutidsværdi af følsomhedsanalyser af omkostningsforudsætninger for scenarie 1 målt i mio. kr.

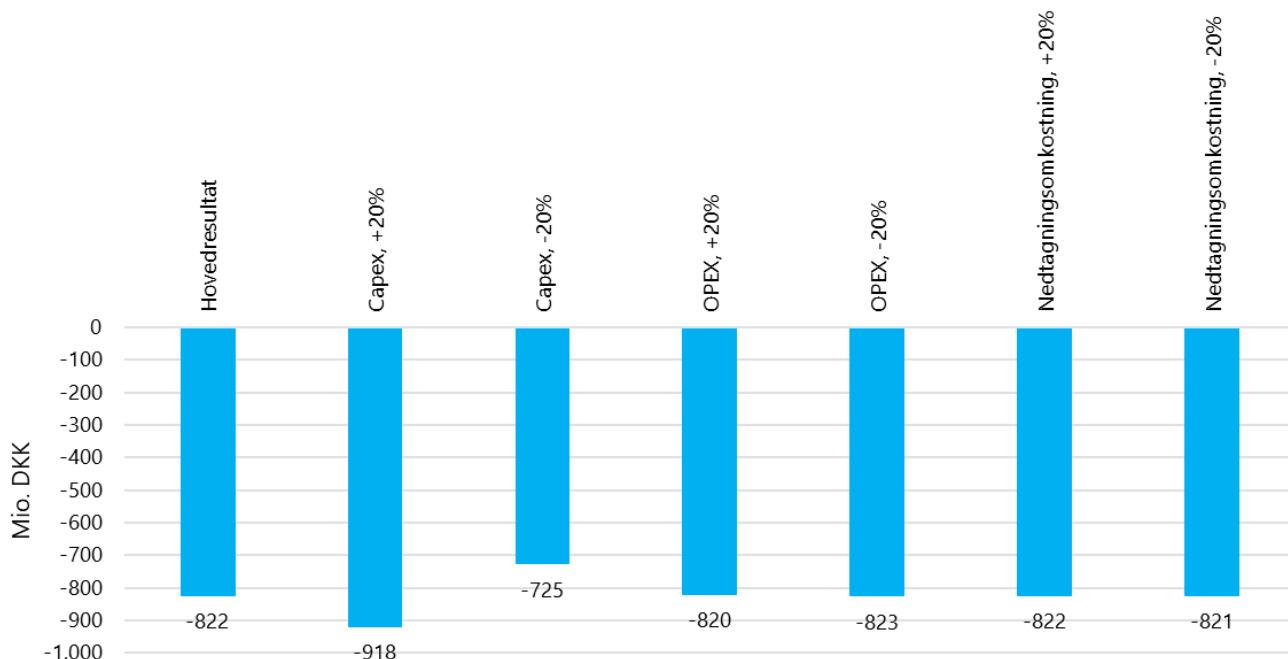


Som det fremgår af Figur 5.1, er omkostningerne større end gevinsterne i alle følsomhedsanalyser, og det er derfor ikke samfundsøkonomisk rentabelt at installere en ny turbine.

5.9.1.2. Scenarie 2: Komplet ombygning af turbinen

I nedenstående figur vises resultater af følsomhedsanalyserne. Figuren viser den totale nettogevinst ved ændringerne.

Figur 5.2: Nutidsværdi af følsomhedsanalyser af omkostningsforudsætninger for scenarie 2 målt i mio. kr.

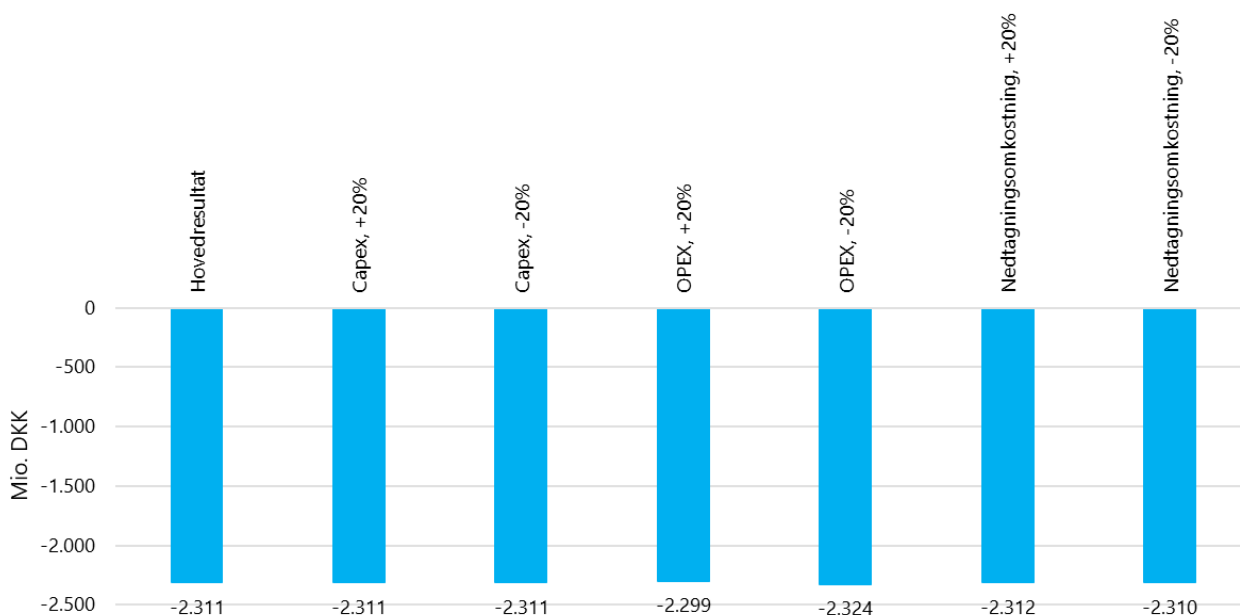


Som det fremgår af Figur 5.2, er omkostningerne større end gevinsterne i alle følsomhedsanalyser, og det er derfor ikke samfundsøkonomisk rentabelt med en komplet ombygning af turbinen.

5.9.1.3. Scenarie 3: Udfasning af DFG-maskinen af den daglige drift

I nedenstående figur vises resultater af følsomhedsanalyserne. Figuren viser den totale nettogevinst ved ændringerne.

Figur 5.3: Nutidsværdi af følsomhedsanalyser af omkostningsforudsætninger for scenarie 3 målt i mio. kr.



Som det fremgår af Figur 5.3, er omkostningerne større end gevinsterne i alle følsomhedsanalyser, og det er derfor ikke samfundsøkonomisk rentabelt at udfase DFG-maskinen af den daglige drift.

5.9.2. Følsomhedsanalyse for øvrige analyseforudsætninger

I dette afsnit undersøges nogle af de øvrige analyseforudsætninger, som er grundlæggende for analysen. Det er enhedsprisen for NO_x-udledninger, længden af driftsperioden, antagelser om olie- og gaspriser samt diskonteringsrenten.

I grundanalysen er der anvendt en gennemsnits olie- og gaspris for 2025. Der er lavet en følsomhedsanalyse, hvor der i stedet anvendes en gennemsnitspris baseret på priserne fra 2021-2025. Gennemsnitsprisen for 2021-2025 er højere end 2025-prisen og dermed værdisættes produktionstabet højere.

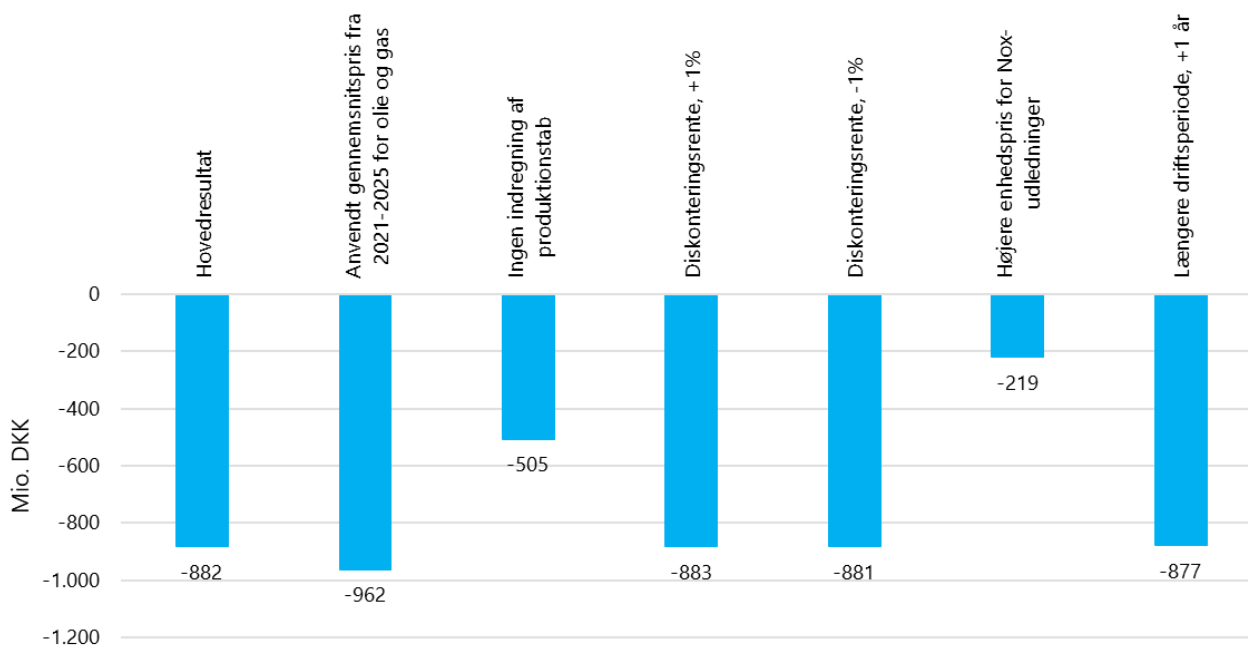
Hvis enhedsprisen for NO_x-udledninger på olie- og gasplatforme i Danmarks del af Nordsøen i stedet for alene at omfatte omkostningerne i Danmark også omfatter omkostningerne i udlandet er den ifølge DCE DKK 187/kg NO₂⁸ (2022-prisniveau). I de følgende følsomhedsanalyser er den anvendte enhedspris for NO_x-udledninger fastsat til dette i stedet for udgangspunktet på DKK 8/kg NO₂ (2025-prisniveau).

Hvis den forventede driftsperiode i stedet for udgangspunktet på 5 år er 6 år, er der ét år mere med gevinsten fra reduktion af udledningerne af NO_x. Dette er illustreret i de følgende følsomhedsanalyser

5.9.2.1. Scenarie 1: Ny turbine

I nedenstående figur vises følsomhedsanalyserne for scenarie 1.

Figur 5.4: Nutidsværdi af følsomhedsanalyser for øvrige analyseforudsætninger for scenarie 1 målt i mio. kr.



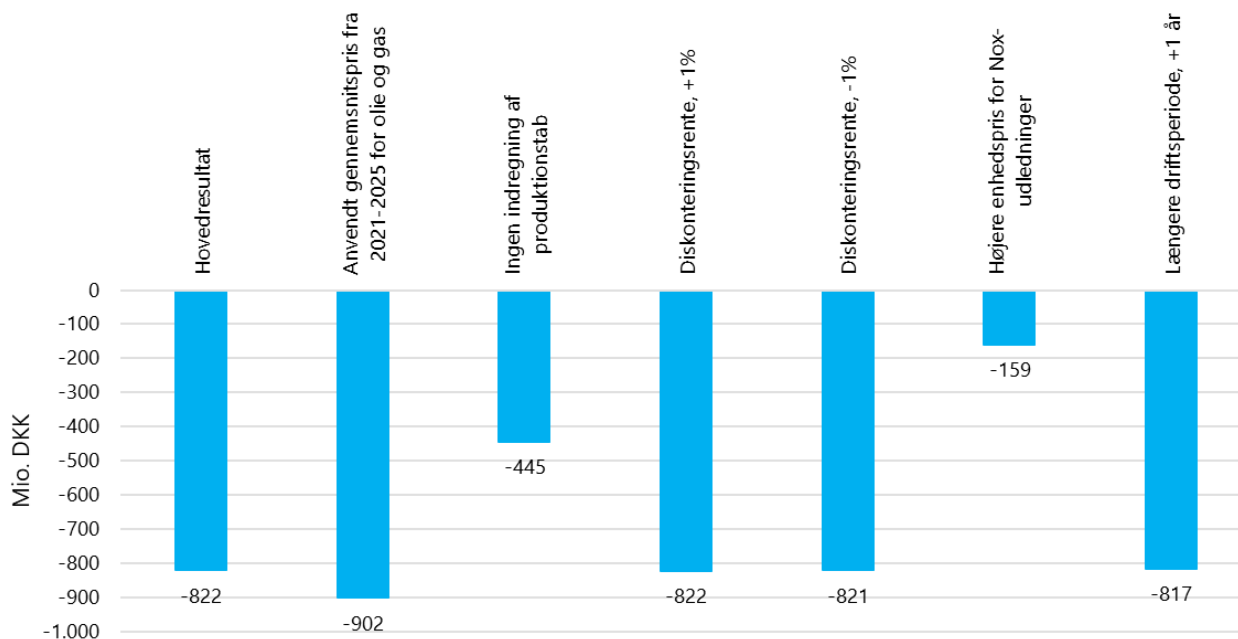
Som det fremgår af Figur 5.4, er omkostningerne større end gevinsterne i alle følsomhedsanalyser, og det er derfor ikke samfundsøkonomisk rentabelt at installere en ny turbine.

5.9.2.2. Scenarie 2: Komplet ombygning af turbinen

I nedenstående figur vises følsomhedsanalyserne for scenarie 2.

⁸ DCE – Danish Centre for Environment and Energy, Unit damage costs for emissions from the Danish gas- and oil platforms in the North Sea, Scientific note from DCE – Danish Centre for Environment and Energy, 2025

Figur 5.5: Nutidsværdi af følsomhedsanalyse af øvrige analyseforudsætninger for scenarie 2

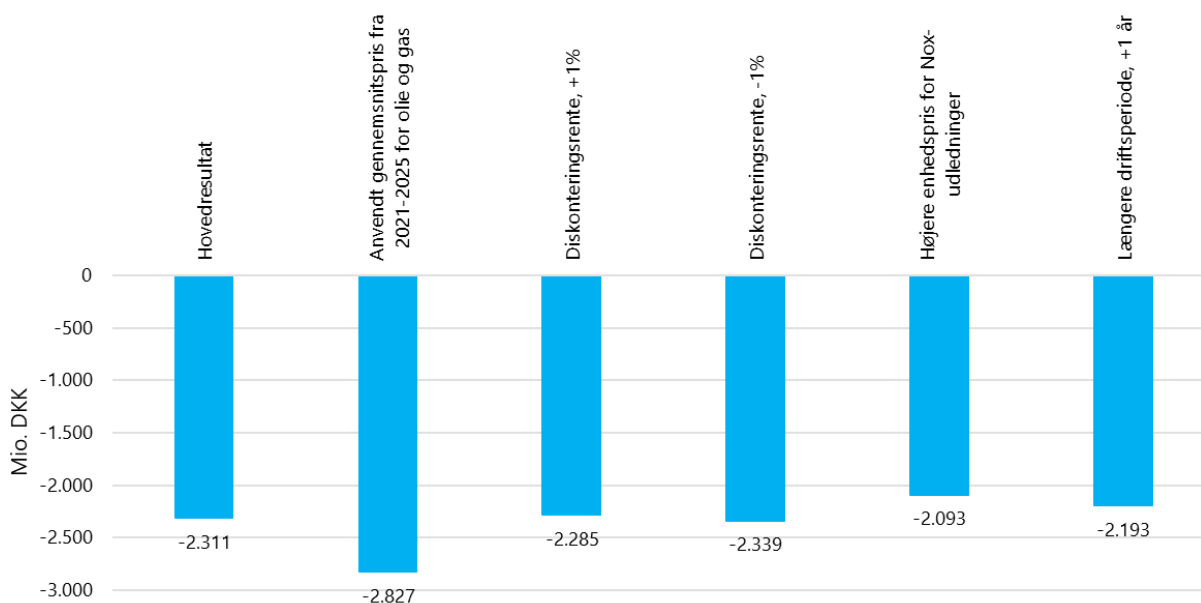


Som det fremgår af Figur 5.5, er omkostningerne større end gevinsterne i alle følsomhedsanalyser, og det er derfor ikke samfundsøkonomisk rentabelt med en komplet ombygning af turbinen.

5.9.2.3. Scenarie 3: Udfasning af DFG-maskinen af den daglige drift

I nedenstående figur vises følsomhedsanalyserne for scenarie 3.

Figur 5.6: Nutidsværdi af følsomhedsanalyser af øvrige analyseforudsætninger for scenarie 3



Som det fremgår af Figur 5.6, er omkostningerne større end gevinsterne i alle følsomhedsanalyserne, og det er derfor ikke samfundsøkonomisk rentabelt at udfase DFG-maskinen af den daglige drift.

5.10. Delkonklusion på den samfundsøkonomiske analyse

På baggrund af ovenstående resultater af beregningerne og følsomhedsanalyserne kan det konkluderes at overholdelse af emissionsniveauerne vil medføre uforholdsmæssigt store omkostninger sammenlignet med miljøfordelene og at overholdelse af BAT-kravene derfor vil være uproportionalt. Følsomhedsanalyserne viser

at resultatet er meget robust, da ingen af de analyserede ændringer i forudsætningerne ændrer på den konklusion.

6. Samlet konklusion

Det vurderes, at anlægget er atypisk i forhold til BAT, da fyringsanlægget DFGA-GT-4302 ikke er en industrimodel, men en fly-afledt (aeroderivative) model af en gasturbine. Af de tekniske løsninger beskrevet i BAT-konklusionerne, er kun teknikken med at udskifte brændere til Dry Low NO_x-brændere (DLN) relevant. Hvis en DLN-model ønskes, må imidlertid hele turbinen, og ikke kun brænderne, udskiftes.

Det vurderes således, at virksomheden har truffet de nødvendige foranstaltninger til at forebygge og begrænse forureningen ved anvendelse af BAT. Det vurderes endvidere, at virksomheden i øvrigt kan drives på stedet uden at påføre omgivelserne forurening, som er uforenelig med hensynet til omgivelsernes sårbarhed og kvalitet, da lempelsen ikke vil medføre øget forurening i forhold til i dag.

Samfundsøkonomiske beregninger der inkluderer følsomhedsanalyser af de væsentligste usikkerheder viser, at overholdelse af emissionsniveauerne vil medføre uforholdsmæssigt store omkostninger sammenlignet med miljøfordelene og derfor vurderes overholdelse af BAT-kravene at være uproportionalt.

Det vurderes derfor, at der på grund af anlæggets tekniske egenskaber er mulighed for at fravige fra BAT-konklusionerne, da overholdelse af emissionsniveauerne vil medføre uforholdsmæssigt store omkostninger sammenlignet med miljøfordelene og da virksomheden har truffet de nødvendige foranstaltninger til at forebygge og begrænse forureningen ved anvendelse af BAT, samt at virksomheden i øvrigt kan drives på stedet uden at påføre omgivelserne forurening, som er uforenelig med hensynet til omgivelsernes sårbarhed og kvalitet.

Der søges derfor om en grænseværdi for DFGA-GT-4302 på **480 mg/Nm³**, ved 15% O₂. Der søges om den ændrede grænseværdi **frem til og med 2031**. Herefter vil DFGA-GT-4302 ikke længere indgå i den primære drift.

Total Energies EP Danmark A/S vil inden da tage stilling til, om anlægget helt skal nedlukkes, eller om det ønskes bibeholdt som f.eks. nød anlæg. Hvis det ønskes bibeholdt som f.eks. nød anlæg, vil Total Energies EP Danmark A/S inden da ansøge om miljøgodkendelse hertil.

Den samlede betydning for udledte mængder i tons NO_x af at sætte en grænseværdi for NO_x på 480 mg/Nm³, ved 15% O₂ i stedet for 350 mg/Nm³, ved 15% O₂ er estimeret til en forskel på 178 tons/år, faldende til 128 tons/år.

Der vurderes ikke at være nogen cross media-effekter, hverken ved den nuværende løsning eller ved en eventuel alternativ løsning.

Bilag

Fravigelse fra BAT iht. § 27 i Godkendelsesbekendtgørelsen

TotalEnergies A/S
Dato: 20. marts 2026

Bilag A Vurdering af BAT 52 for DFGA-CT-4302

I søjlen TEPDK implementation vises, hvordan teknikken er indarbejdet.

Techniques		Description	Applicability	TEPDK implementation	
a	Process optimisation	Optimise the process in order to minimise the mechanical power requirements	Generally applicable	General process optimisation / housekeeping. * Keep pressure levels (GL and export) and process pressure drops low to keep compressor discharge pressure as low as feasible. * Assess and optimise flow rates for Gas Lift. * Minimise compressor gas recycling.	
b	Control pressure losses	Optimise and maintain inlet and exhaust systems in a way that keeps the pressure losses as low as possible		Periodic maintenance scheduled for cleaning or replacement of air inlet filters and gas generator compressor cleaning. Air filter replaced for efficient aerosol removal to minimise fouling of turbine blades. No WHRU for minimum exhaust losses.	
c	Load control	Operate multiple generator or compressor sets at load points which minimise emissions		General process optimisation / housekeeping; reduce compressor discharge pressure as much as possible to reduce turbine load (fuel demand and emissions).	
d	Minimise the 'spinning reserve'	When running with spinning reserve for operational reliability reasons, the number of additional turbines is minimised, except in exceptional circumstances		No spinning reserve for IP/HP compressors.	
e	Fuel choice	Provide a fuel gas supply from a point in the topside oil and gas process which offers a minimum range of fuel gas combustion parameters, e.g. calorific value, and minimum concentrations of sulphurous compounds to minimise SO ₂ formation. For liquid distillate fuels, preference is given to low-sulphur fuels.		Fuel gas take-off is from the best source available. The gas is water dew-pointed, H ₂ S removed to spec. and composition / heating value is as constant as possible due to upstream processing.	
f	Injection timing	Optimise injection timing in engines		Not applicable	
g	Heat recovery	Utilisation of gas turbine/engine exhaust heat for platform heating purposes		Generally applicable to new combustion plants. In existing combustion plants, the applicability may be restricted by the level of heat demand and the combustion plant layout (space).	The process heat demand is covered by the existing system. No further demand.
h	Power integration of multiple gas fields / oil fields	Use of a central power source to supply a number of participating platforms located at different gas fields / oilfields		The applicability may be limited depending on the location of the different gas fields / oilfields and on the organisation of the different participating platforms, including alignment of time schedules regarding planning, start-up and cessation of production.	Not applicable, as this BAT evaluation is on the Dan F IP/HP compression.

Bilag B Overordnet tidsplan for projektscenarierne 1 og 2

Ny Dan FG low-NOx turbine	Varighed	2026				2027				2028				2029				2030			
		Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
Engineering	3 mdr		■																		
Indkøb	6 mdr			■	■																
Fabrikation og levering	36 mdr					■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■				
Offshore installation	6 mdr																	■	■		

Komplet ombygning af eksisterende Dan FG turbine til low-NOx	Varighed	2026				2027				2028				2029				2030			
		Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
Engineering	3 mdr		■																		
Indkøb	6 mdr			■	■																
Fabrikation og levering	30 mdr					■	■	■	■	■	■	■	■	■	■						
Offshore installation	6 mdr															■	■				

From: Nencini, Damiano <damiano.nencini@bakerhughes.com>

Sent: 21. januar 2026 18:40

To: Torben KNUDSEN <torben.knudsen@totalenergies.com>

Subject: RE: Request for revised quote

Hi Torben,

My apologies for the typo in the previous communication.

Please see modification in blue.

Best regards,

Damiano

Damiano Nencini

Service Senior Account Manager
Norway and Denmark
Industrial & Energy Technology
Baker Hughes

M +39 348 516 7765

From: Nencini, Damiano

Sent: Wednesday, January 21, 2026 2:53 PM

To: 'Torben KNUDSEN' <torben.knudsen@totalenergies.com>

Subject: RE: Request for revised quote

A project like this should be planned in advance and possibly considering a **40 months** delivery time, but we can look into improvement if needed.

Note that delivery improvement could be not negligible, especially if we could leverage new engine already in production.

Best regards,

Damiano

Damiano Nencini

Service Senior Account Manager
Norway and Denmark
Industrial & Energy Technology
Baker Hughes

M +39 348 516 7765

Bilag C Estimerede investeringsomkostninger i projektscenarierne 1 og 2

DFGA-CT-4302 BAT Compliance Timeline and Cost Estimate (incl. Company Cost & Contingency)



Long lead item in DLE conversion project is now the turbine itself, as market demands are unusual high due to Datacenter builds and backlog in the Aviation industry.

New turbine delivery time estimate 3 Years

Turbine conversion parts delivery time estimate 2.5 Years

Engineering, fabrication, assembly and FAT testing can be done within the turbine delivery.

Offshore Installation is expected to take **6 months** due large number of modifications needed to auxiliary package- and platform equipment such as:

- Turbine control system
- Vibration control system
- Fire and gas system
- Fuel gas system
- Instrumentation
- Ignition system
- Bleed air system
- Exhaust system
- Air ventilation systems
- Base plate, including lube oil sump and vent systems
- Package crane and railing system

Cost Breakdown	New Turbine	Retrofit Turbine
	MUSD26	MUSD26
Software - company delivery (F&G / SCADA / ESD)	3	3
Hardware - company delivery	2	2
Structural modifications	1	1
Turbine hardware / software - BHGE delivery*	21	15
Hook-up and commissioning	30	30
EPCI	55	49
Company costs (surveys, project management, etc.) - 15%	8	7
Expected additional costs due to P50 (according to TotalEnergies company guidelines) - 35%	22	20
CAPEX (P50)	86	76

From: Nencini, Damiano <damiano.nencini@bakerhughes.com>

Sent: 21. januar 2026 14:01

To: Torben KNUDSEN <torben.knudsen@totalenergies.com>

Subject: RE: Request for revised quote

Hi Torben,

Based on reference from other projects, please find a high level price range for DLE conversion of the Plus LM2500 unit.

We briefly evaluated 2 scenarios.

Price range for DLE conversion is:

1. 18,500,000 Euro - DLE conversion using a new Plus engine DLE 1.5 & New UCP Micronet+
2. 13,000,000 Euro - DLE conversion upgrading the existing Plus SAC engine to DLE1.5 & New UCP MKVIe

We remain at your disposal should you need further detail.

Best regards,

Damiano

Damiano Nencini

Service Senior Account Manager
Norway and Denmark
Industrial & Energy Technology
Baker Hughes

M +39 348 516 7765

Omkring vedligehold på en DLE low nox maskine forventer vi en meromkostning på 10-15% i forhold til nuværende – nuværende årlige drift /vedligeholdets omkostninger ligger på omkring 100.000 USD (her er ikke taget priser med for udskiftningen af turbinen som kommer efter 25.000 timers drift)

Extra omkostninger pr år for drift og vedligehold +10% = **10.000USD/per år**

For decommissioning er vores antagelser:

En forventet pris minimums pris være som nedenstående plus en forventet merpris på 10-15% på de ekstra systemer der bliver installeret for DLE maskinen

Engineering + pims etc : 1.5 MDKK

Execution 5,000 hrs @ 2,800 DKK: 14,0 MDKK

Total est 15.5 MDKK

Additional cost +10% = **1.55MDKK**

Med venlig hilsen

Kasper



Kasper Øilgaard Bloch

Production Support – Method Lead
TEP DK – Field Operation - Asset

TotalEnergies EP Danmark A/S

Britanniavej 10

6700 Esbjerg - Denmark

Company Reg No. 22 75 73 18

Phone Work (45) 20 46 20 33

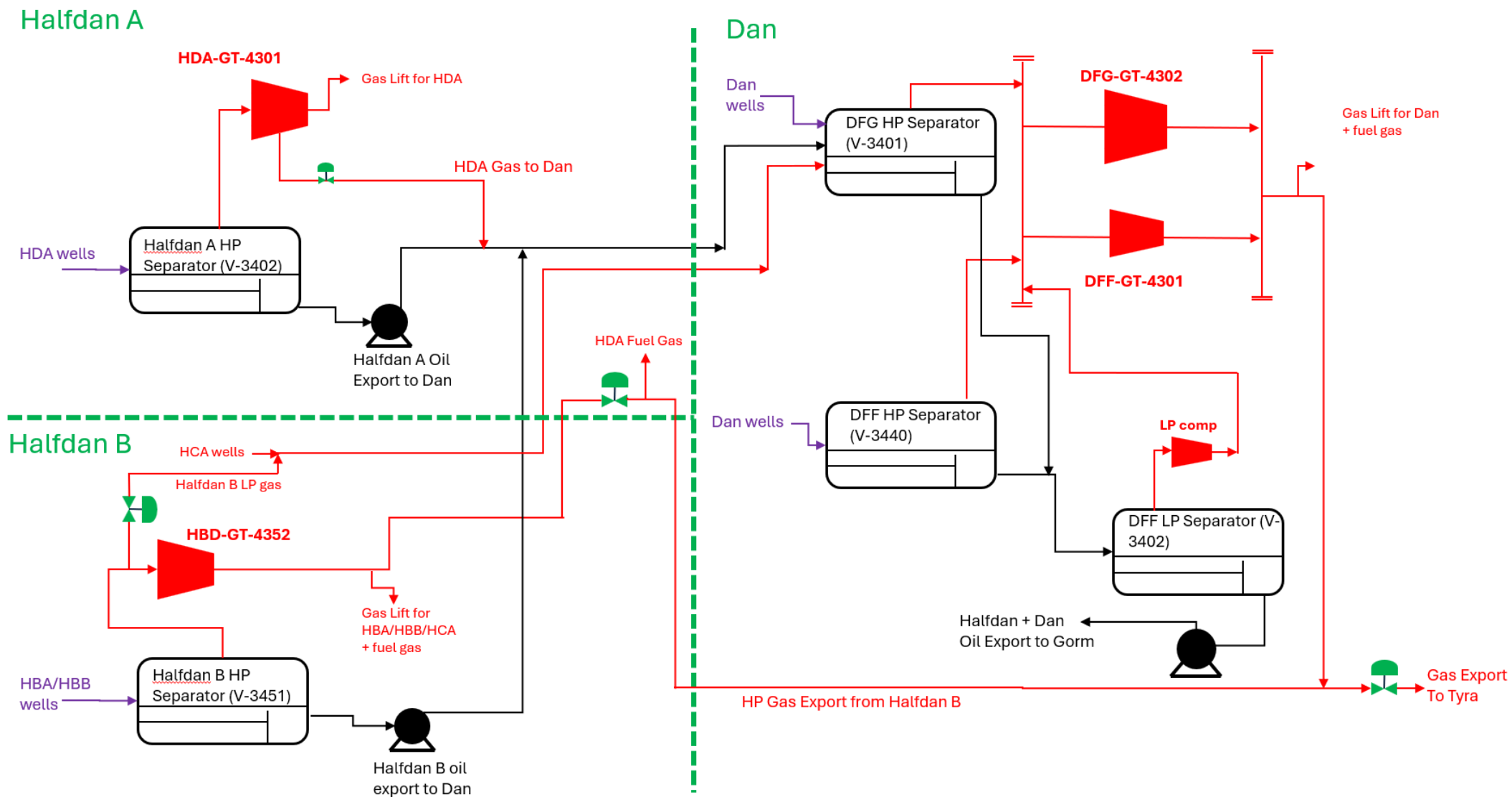
Kasper.Bloch@totalenergies.com

CONFIDENTIALITÉ. Ce courrier électronique (y compris ses éventuelles pièces jointes) peut contenir des informations susceptibles d'être confidentielles. Il ne peut être utilisé autrement que pour la finalité pour laquelle il a été envoyé. Au cas où il ne vous serait pas destiné, merci de le supprimer et d'en avertir immédiatement l'expéditeur.

CONFIDENTIALITY. This email (including attachments, if any) may contain confidential information. It may not be used for any purpose other than that for which it has been sent. If you are not the intended recipient, please delete it and notify the sender immediately.

Bilag D – Oversigt over olie- og gasproduktionen fra Dan og Halfdan

Oil/gas production overview Dan-Halfdan



Bilag E – Udklip af samfundsøkonomiske beregninger

Scenarie 1 – Basisberegning

New turbine

First year (year 1)
Lost oil production included
NOx price
Oil price
Gas price

2027
Yes
Danish part of DCE
Average 2025 Brent oil price
Average 2025 natural gas price (ETF)

Sensitivity analyses:

CAPEX, factor 1,0
OPEX, factor 1,0
Decommissioning, factor 1,0
Lost oil production, factor 1,0
Discount rate, addition 0%

Emissions

	Unit	0	1	2	3	4	5	6
Emission reduction		0	1	2	3	4	5	6
NOx emissions	Kg.	-125.000	-761.539	-747.192	-732.853	-723.298	-713.747	-704.199
Price of emissions		0	1	2	3	4	5	6
NOx emissions	DKK/kg.	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8
Total benefit		0	1	2	3	4	5	6
NOx emissions	1000 DKK	1.000	6.093	5.978	5.864	5.787	5.711	5.634

CAPEX

	Unit	0	1	2	3	4	5	6
CAPEX		0	1	2	3	4	5	6
New turbine	1000 DKK	-422.419	0	0	0	0	0	0
..	1000 DKK							
..	1000 DKK							
Total	1000 DKK	-422.419	0	0	0	0	0	0

OPEX

	Unit	0	1	2	3	4	5	6
OPEX		0	1	2	3	4	5	6
New turbine	1000 DKK		-66	-66	-66	-66	-66	-66
Chemicals savings	1000 DKK	7.827						
..	1000 DKK							
Total	1000 DKK	7.827	-66	-66	-66	-66	-66	-66

Decommissioning

	Unit	0	1	2	3	4	5	6
Decommissioning		0	1	2	3	4	5	6
New turbine (2 years)	1000 DKK			-1.550				
New turbine (4 years)	1000 DKK					-1.550		
New turbine (5 years)	1001 DKK						-1.550	
New turbine (6 years)	1000 DKK							-1.550

Loss of oil production

	Unit	0	1	2	3	4	5	6
Lost oil production		0	1	2	3	4	5	6
Lost oil production	BOE/year	-433.800	0	0	0	0	0	0
Lost gas production	GJ/year	-1.141.919	0	0	0	0	0	0
Oil price		0	1	2	3	4	5	6
Oil price	DKK/BBL	455,8	457,0	457,6	458,2	463,6	469,0	473,8
Gas price	DKK/GJ	84,6	87,6	90,4	93,2	95,6	97,7	100,1
Lost income		0	1	2	3	4	5	6
Lost income from oil prod.	1000 DKK	-197.728	0	0	0	0	0	0
Lost income from gas prod.	1000 DKK	-96.611	0	0	0	0	0	0
Total	1000 DKK	-294.339	0	0	0	0	0	0

Scenarie 1 – Følsomhedsanalyse af ændring af enhedsprisen på NO_x-udledning

New turbine

First year (year 1)
Lost oil production included
NO_x price
Oil price
Gas price

2027
Yes
DCE 25
Average 2025 Brent oil price
Average 2025 natural gas price (ETF)

Sensitivity analyses:

CAPEX, factor 1,0
OPEX, factor 1,0
Decommissioning, factor 1,0
Lost oil production, factor 1,0
Discount rate, addition 0%

Emissions

Emission reduction	Unit	0	1	2	3	4	5	6
NO _x emissions	Kg.	-125.000	-761.539	-747.192	-732.853	-723.298	-713.747	-704.199
Price of emissions	Unit	0	1	2	3	4	5	6
NO _x emissions	DKK/kg.	-200	-200	-200	-200	-200	-200	-200
Total benefit	Unit	0	1	2	3	4	5	6
NO _x emissions	1000 DKK	25.003	152.327	149.458	146.590	144.678	142.768	140.858

CAPEX

CAPEX	Unit	0	1	2	3	4	5	6
New turbine	1000 DKK	-422.419	0	0	0	0	0	0
..	1000 DKK							
..	1000 DKK							
Total	1000 DKK	-422.419	0	0	0	0	0	0

OPEX

OPEX	Unit	0	1	2	3	4	5	6
New turbine	1000 DKK		-66	-66	-66	-66	-66	-66
Chemicals savings	1000 DKK	7.827						
..	1000 DKK							
Total	1000 DKK	7.827	-66	-66	-66	-66	-66	-66

Decommissioning

Decommissioning	Unit	0	1	2	3	4	5	6
New turbine (2 years)	1000 DKK			-1.550				
New turbine (4 years)	1000 DKK					-1.550		
New turbine (5 years)	1001 DKK						-1.550	
New turbine (6 years)	1000 DKK							-1.550

Loss of oil production

Lost oil production	Unit	0	1	2	3	4	5	6
Lost oil production	BOE/year	-433.800	0	0	0	0	0	0
Lost gas production	GJ/year	-1.141.919	0	0	0	0	0	0
Oil price	Unit	0	1	2	3	4	5	6
Oil price	DKK/BBL	455,8	457,0	457,6	458,2	463,6	469,0	473,8
Gas price	DKK/GJ	84,6	87,6	90,4	93,2	95,6	97,7	100,1
Lost income	Unit	0	1	2	3	4	5	6
Lost income from oil prod.	1000 DKK	-197.728	0	0	0	0	0	0
Lost income from gas prod.	1000 DKK	-96.611	0	0	0	0	0	0
Total	1000 DKK	-294.339	0	0	0	0	0	0

Scenarie 2 - Basisberegning

Engine swap

First year	2027
Lost oil production included	Yes
NOx price	Danish part of DCE
Oil price	Average 2025 Brent oil price
Gas price	Average 2025 natural gas price (ETF)

Sensitivity analyses:

CAPEX, factor	1,0
OPEX, factor	1,0
Decommissioning, factor	1,0
Lost oil production, factor	1,0
Discount rate, addition	0%

Emissions

Emission reduction	Unit	0	1	2	3	4	5	6
NOx emissions	Kg.	-125.000	-761.539	-747.192	-732.853	-723.298	-713.747	-704.199
Price of emissions	Unit	0	1	2	3	4	5	6
NOx emissions	DKK/kg.	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8
Total benefit	Unit	0	1	2	3	4	5	6
NOx emissions	1000 DKK	1.000	6.093	5.978	5.864	5.787	5.711	5.634

CAPEX

CAPEX	Unit	0	1	2	3	4	5	6
Engine swap	1000 DKK	-375.293	0	0	0	0	0	0
..	1000 DKK							
..	1000 DKK							
Total	1000 DKK	-375.293	0	0	0	0	0	0

OPEX

OPEX	Unit	0	1	2	3	4	5	6
Engine swap	1000 DKK	0	-66	-66	-66	-66	-66	-66
Chemicals savings	1000 DKK	7.827						
..	1000 DKK							
Total	1000 DKK	7.827 -	66 -	66 -	66 -	66 -	66 -	66

Decommissioning

Decommissioning	Unit	0	1	2	3	4	5	6
Engine swap (2 years)	1000 DKK			-1.550				
Engine swap (4 years)	1000 DKK					-1.550		
Engine swap (5 years)	1000 DKK						-1.550	
Engine swap (6 years)	1000 DKK							-1.550

Loss of oil production

Lost oil production	Unit	0	1	2	3	4	5	6
Lost oil production	BOE/year	-433.800	0	0	0	0	0	0
Lost gas production	GJ/year	-1.141.919	0	0	0	0	0	0
Oil price	Unit	0	1	2	3	4	5	6
Oil price	DKK/BBL	455,8	457,0	457,6	458,2	463,6	469,0	473,8
Gas price	DKK/GJ	84,6	87,6	90,4	93,2	95,6	97,7	100,1
Lost income	Unit	0	1	2	3	4	5	6
Lost income from oil prod.	1000 DKK	-197.728	0	0	0	0	0	0
Lost income from gas prod.	1000 DKK	-96.611	0	0	0	0	0	0
Total	1000 DKK	-294.339	0	0	0	0	0	0

Scenarie 2 – Følsomhedsanalyse af ændring af enhedsprisen på NO_x-udledning

Engine swap

First year
Lost oil production included
NO_x price
Oil price
Gas price

2027
Yes
DCE 25
Average 2025 Brent oil price
Average 2025 natural gas price (ETF)

Sensitivity analyses:

CAPEX, factor 1,0
OPEX, factor 1,0
Decommissioning, factor 1,0
Lost oil production, factor 1,0
Discount rate, addition 0%

Emissions

Emission reduction	Unit	0	1	2	3	4	5	6
NO _x emissions	Kg.	-125.000	-761.539	-747.192	-732.853	-723.298	-713.747	-704.199
Price of emissions	Unit	0	1	2	3	4	5	6
NO _x emissions	DKK/kg.	-200	-200	-200	-200	-200	-200	-200
Total benefit	Unit	0	1	2	3	4	5	6
NO _x emissions	1000 DKK	25.003	152.327	149.458	146.590	144.678	142.768	140.858

CAPEX

CAPEX	Unit	0	1	2	3	4	5	6
Engine swap	1000 DKK	-375.293	0	0	0	0	0	0
..	1000 DKK							
..	1000 DKK							
Total	1000 DKK	-375.293	0	0	0	0	0	0

OPEX

OPEX	Unit	0	1	2	3	4	5	6
Engine swap	1000 DKK	0	-66	-66	-66	-66	-66	-66
Chemicals savings	1000 DKK	7.827						
..	1000 DKK							
Total	1000 DKK	7.827	-66	-66	-66	-66	-66	-66

Decommissioning

Decommissioning	Unit	0	1	2	3	4	5	6
Engine swap (2 years)	1000 DKK			-1.550				
Engine swap (4 years)	1000 DKK					-1.550		
Engine swap (5 years)	1000 DKK						-1.550	
Engine swap (6 years)	1000 DKK							-1.550

Loss of oil production

Lost oil production	Unit	0	1	2	3	4	5	6
Lost oil production	BOE/year	-433.800	0	0	0	0	0	0
Lost gas production	GJ/year	-1.141.919	0	0	0	0	0	0
Oil price	Unit	0	1	2	3	4	5	6
Oil price	DKK/BBL	455,8	457,0	457,6	458,2	463,6	469,0	473,8
Gas price	DKK/GJ	84,6	87,6	90,4	93,2	95,6	97,7	100,1
Lost income	Unit	0	1	2	3	4	5	6
Lost income from oil prod.	1000 DKK	-197.728	0	0	0	0	0	0
Lost income from gas prod.	1000 DKK	-96.611	0	0	0	0	0	0
Total	1000 DKK	-294.339	0	0	0	0	0	0

Scenarie 3 - Basisberegning

No DFG-compressor

First year		2027
Lost oil production included		Yes
NOx price		Danish part of DCE
Oil price	Average 2025 Brent oil price	
Gas price	Average 2025 natural gas price (ETF)	

Sensitivity analyses:	
CAPEX, factor	1,0
OPEX, factor	1,0
Decommissioning, factor	1,0
Lost oil production, factor	1,0
Discount rate, addition	0%

Emissions

Emission reduction	Unit	0	1	2	3	4	5	6
NOx emissions	Kg.	-125.000	-250.000	-235.000	-220.000	-210.000	-200.000	-190.000
Price of emissions	Unit	0	1	2	3	4	5	6
NOx emissions	DKK/kg.	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8
Total benefit	Unit	0	1	2	3	4	5	6
NOx emissions	1000 DKK	1.000	2.000	1.880	1.760	1.680	1.600	1.520

CAPEX

CAPEX	Unit	0	1	2	3	4	5	6
No DFG-compressor	1000 DKK	0	0	0	0	0	0	0
	1000 DKK							
	1000 DKK							
Total	1000 DKK	0	0	0	0	0	0	0

OPEX

OPEX	Unit	0	1	2	3	4	5	6
No DFG-compressor	1000 DKK		0	0	0	0	0	0
Chemicals savings	1000 DKK	15.871	14.742	11.024	7.504	2.391	-664	-2.789
--	1000 DKK							
Total	1000 DKK	15.871	14.742	11.024	7.504	2.391	-664	-2.789

Decommissioning

Decommissioning	Unit	0	1	2	3	4	5	6
No DFG-compressor (2 years)	1000 DKK	-2.891						
No DFG-compressor (4 years)	1000 DKK	-2.891						
No DFG-compressor (5 years)	1000 DKK	-2.891						
No DFG-compressor (6 years)	1000 DKK	-2.891						

Loss of oil production

Lost oil- & gas production	Unit	0	1	2	3	4	5	6
Lost oil production	BOE/year	-879.650	-817.600	-609.550	-412.450	-131.400	36.500	156.950
Lost gas production	GJ/year	-2.315.558	-2.156.013	-1.608.386	-1.090.942	-349.274	94.865	409.642
Oil price	Unit	0	1	2	3	4	5	6
Oil price	DKK/BBL	455,8	457,0	457,6	458,2	463,6	469,0	473,8
Gas price	DKK/GJ	84,6	87,6	90,4	93,2	95,6	97,7	100,1
Lost income	Unit	0	1	2	3	4	5	6
Lost income from oil prod.	1000 DKK	-400.949	-373.648	-278.934	-188.988	-60.919	17.119	74.366
Lost income from gas prod.	1000 DKK	-195.905	-188.845	-145.361	-101.636	-33.374	9.272	41.018
Total	1000 DKK	-596.855	-562.494	-424.295	-290.624	-94.293	26.391	115.384

Scenarie 3 – Følsomhedsanalyse af ændring af enhedsprisen på NO_x-udledning

No DFG-compressor

First year	2027
Lost oil production included	Yes
NOx price	DCE 25
Oil price	Average 2025 Brent oil price
Gas price	Average 2025 natural gas price (ETF)

Sensitivity analyses:

CAPEX, factor	1,0
OPEX, factor	1,0
Decommissioning, factor	1,0
Lost oil production, factor	1,0
Discount rate, addition	0%

Emissions

Emission reduction	Unit	0	1	2	3	4	5	6
NOx emissions	Kg.	-1.25.000	-250.000	-235.000	-220.000	-210.000	-200.000	-190.000
Price of emissions	Unit	0	1	2	3	4	5	6
NOx emissions	DKK/kg.	-200	-200	-200	-200	-200	-200	-200
Total benefit	Unit	0	1	2	3	4	5	6
NOx emissions	1000 DKK	25.003	50.006	47.006	44.006	42.005	40.005	38.005

CAPEX

CAPEX	Unit	0	1	2	3	4	5	6
No DFG-compressor	1000 DKK	0	0	0	0	0	0	0
	1000 DKK							
	1000 DKK							
Total	1000 DKK	0	0	0	0	0	0	0

OPEX

OPEX	Unit	0	1	2	3	4	5	6
No DFG-compressor	1000 DKK	0	0	0	0	0	0	0
Chemicals savings	1000 DKK	15.871	14.742	11.024	7.504	2.391	-664	-2.789
..	1000 DKK							
Total	1000 DKK	15.871	14.742	11.024	7.504	2.391	-664	-2.789

Decommissioning

Decommissioning	Unit	0	1	2	3	4	5	6
No DFG-compressor (2 years)	1000 DKK	-2.891						
No DFG-compressor (4 years)	1000 DKK	-2.891						
No DFG-compressor (5 years)	1000 DKK	-2.891						
No DFG-compressor (6 years)	1000 DKK	-2.891						

Loss of oil production

Lost oil- & gas production	Unit	0	1	2	3	4	5	6
Lost oil production	BOE/year	-879.650	-817.600	-609.550	-412.450	-131.400	36.500	156.950
Lost gas production	GJ/year	-2.315.558	-2.156.013	-1.608.386	-1.090.942	-349.274	94.865	409.642
Oil price	Unit	0	1	2	3	4	5	6
Oil price	DKK/BBL	455,8	457,0	457,6	458,2	463,6	469,0	473,8
Gas price	DKK/GJ	84,6	87,6	90,4	93,2	95,6	97,7	100,1
Lost income	Unit	0	1	2	3	4	5	6
Lost income from oil prod.	1000 DKK	-400.949	-373.648	-278.934	-188.988	-60.919	17.119	74.366
Lost income from gas prod.	1000 DKK	-195.905	-188.845	-145.361	-101.636	-33.374	9.272	41.018
Total	1000 DKK	-596.855	-562.494	-424.295	-290.624	-94.293	26.391	115.384

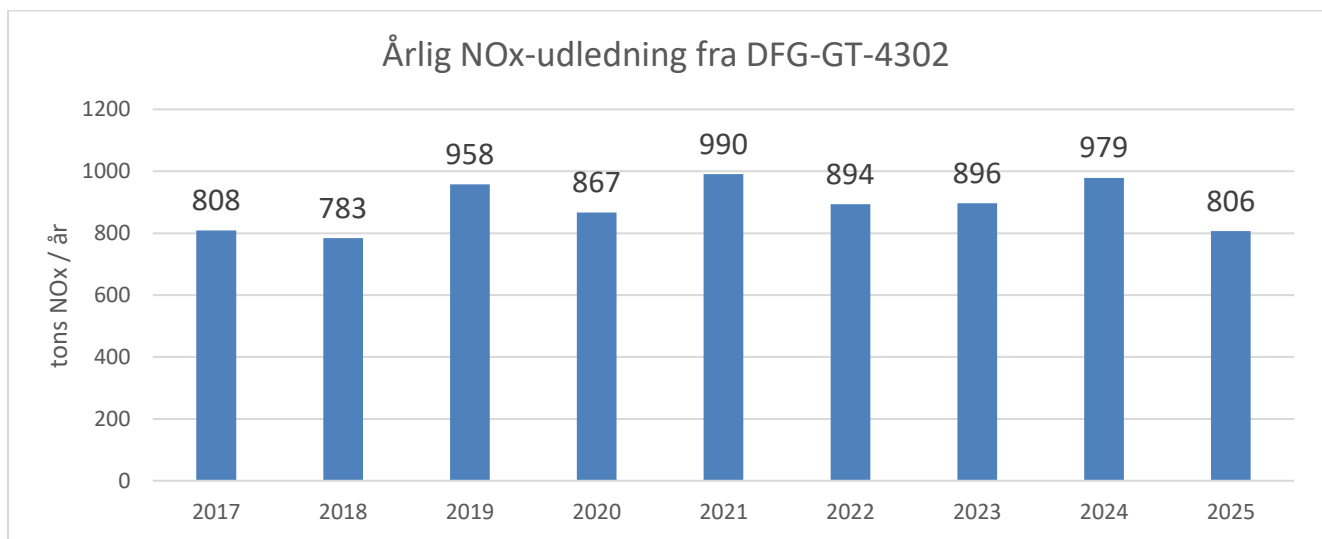
Bilag F - Brev vedr.: Driftsændringer af fyringsanlæg på Dan F-installationen dateret 19. december 2025 (Brev_MST_19122025)

Bilag G – Beregning af NO_x udledning (svar på spørgsmål 12, 13 og 24)

Som svar på Miljøstyrelsens spørgsmål 12, 13 og 24, har TotalEnergies udarbejdet nærværende bilag.

I spørgsmål 12, 13 og 24 anmoder Miljøstyrelsen om baggrundsdata for Tabel 1-1 og Tabel 5-3 (i den oprindelige ansøgning) samt en sammenligning mellem tonnage-beregningerne for en maskine med 50 mg/m³ emissionskoncentration. Disse beregninger samt mellemregninger og fremgangsmåden er vedlagt nederst i dette bilag. Tabel 1-1 er dermed også fjernet fra ansøgningen).

Som det også ses på Figur 1-1 i ansøgningen af d. 23 januar 2026, så er NO_x-udledningerne (afledt fra kompressorens belastning) dynamiske og varierer fra dag til dag, uge til uge, og måned til måned. Ligeledes spiller op-tiden af kompressoren en rolle for den samlede mængde NO_x-udledning på årlig basis (ref. tidligere årsrapporter, se Figur 1 nedenfor med 2017-2025 data).



Figur 1: Rapporterede NO_x-udledninger fra DFG-GT-4302 i årene 2017-2025

Derfor er det også svært at "forecaste" NO_x-udledningerne for DFG-GT-4302, fordi olie- og gasproduktion er dynamisk. Alligevel har TotalEnergies, på anmodning fra Miljøstyrelsen, fastsat et bud på udledninger af NO_x fra DFG-GT-4302 startende med 850 tons i 2026. Udviklingen i NO_x-udledningen, som TotalEnergies fremviser, er baseret på den forventede mængde gaskompression i takt med at produktionen af olie og gas falder ("naturlig decline") sammenholdt med forvente nedslidning af gasturbinen. Se yderligere information i afsnit 1.2.2 "Betydning for udledning i tons".

Nedenfor ses beregningsgrundlaget for Tabel 5-3 i den samfundsøkonomiske analyse:

- Case A præsenterer basisscenariet i den samfundsøkonomiske analyse. Bemærk at tallene i Tabel 5-3 er 100 tons højere, hvilket stammer fra drift med DFF-GT-4301 som back-up i tilfælde af (u)planlagte nedlukninger.
- Case B er et hypotetisk scenarie fremsat på anmodning af Miljøstyrelsen d. 24. januar 2024
- Case C præsenterer scenarie 1 og 2 i den samfundsøkonomiske analyse. Bemærk at tallene i Tabel 5-3 er 100 tons højere, hvilket stammer fra drift med DFF-GT-4301 som back-up i tilfælde af (u)planlagte nedlukninger.
- Case D præsenterer scenarie 3 i den samfundsøkonomiske analyse.

		2026	2027	2028	2029	2030	2031
Case A: DFG som ansøgt med ELV 480 mg/m3 (basisscenariet fra samfundsøkonomisk analyse)	Oppetid DFG-4302	94,0%	94,0%	94,0%	94,0%	94,0%	94,0%
	Tons NOx pr år	850	850	835	820	810	800
	Tons NOx pr dag	2,48	2,48	2,43	2,39	2,36	2,33
	1000 Nm3 røggas pr dag	5157	5157	5118	5080	5054	5028
	Stand. Døgnmiddelværdi (SSTA)	480	480	475	470	467	464
	Valid. Døgnmiddelværdi (VLTA)	384	384	379	374	371	368
	Emissionsgrænseværdi (ELV)	480	480	480	480	480	480
Case B: DFG-GT-4302 opereres med ELV 350 mg/m3 (hypotetisk scenarie som svar på MST anmodning januar 2024)	Oppetid DFG-4302	94,0%	94,0%	94,0%	94,0%	94,0%	94,0%
	Tons NOx pr år	672	672	672	672	672	672
	Tons NOx pr dag	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96
	1000 Nm3 røggas pr dag	4662	4662	4662	4662	4662	4662
	Stand. Døgnmiddelværdi (SSTA)	420	420	420	420	420	420
	Valid. Døgnmiddelværdi (VLTA)	350	350	350	350	350	350
	Emissionsgrænseværdi (ELV)	350	350	350	350	350	350
Case C: DFG-GT-4302 opereres med ELV 50 mg/m3 (scenarie 1 og 2 fra samfundsøkonomisk analyse)	Oppetid DFG-4302	94,0%	94,0%	94,0%	94,0%	94,0%	94,0%
	Tons NOx pr år	88	88	88	87	87	86
	Tons NOx pr dag	0,26	0,26	0,26	0,25	0,25	0,25
	1000 Nm3 røggas pr dag	5157	5157	5118	5080	5054	5028
	Stand. Døgnmiddelværdi (SSTA)	50	50	50	50	50	50
	Valid. Døgnmiddelværdi (VLTA)	40	40	40	40	40	40
	Emissionsgrænseværdi (ELV)	50	50	50	50	50	50
Sammenligning Case A og Case B	Forskel i NOx udledning, TONS	178	178	163	148	138	128
	Forskel i NOx udledning, %	-21%	-21%	-19%	-18%	-17%	-16%
Sammenligning Case A og Case C	Forskel i NOx udledning, TONS	762	762	747	733	723	714
	Forskel i NOx udledning, %	-90%	-90%	-89%	-89%	-89%	-89%
Sammenligning Case B og Case C	Forskel i NOx udledning, TONS	583	583	584	585	585	586
	Forskel i NOx udledning, %	-87%	-87%	-87%	-87%	-87%	-87%
Case D: DFG-GT-4302 offline ELV på 350 mg/Nm3 (scenarie 3 fra samfundsøkonomisk analyse)	Oppetid DFF-4301	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	Tons NOx pr år	700	700	700	700	700	700
	Tons NOx pr dag	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92
	1000 Nm3 røggas pr dag	4564	4564	4564	4564	4564	4564
	Stand. Døgnmiddelværdi (SSTA)	420	420	420	420	420	420
	Valid. Døgnmiddelværdi (VLTA)	350	350	350	350	350	350
	Emissionsgrænseværdi (ELV)	350	350	350	350	350	350

Forklarende tekst til beregningsmetoden:

Oppetid er antaget som 94%
Tons NOx/år er fastsat ud fra tidligere års udledninger og forventede udledninger (jf. afsnit om NOx-udvikling og gaskompressionsforecast)
Tons NOx/dag er beregnet ud fra NOx/år og oppetid (simpel formel): tons/dag = tons/år / 365 / oppetid
Nm3 røggas/dag er beregnet ud fra SSTA koncentrationen og NOx tons / dag
SSTA er beregnet ud fra tons/dag - bemærk at både SSTA og tons NOx/dag er output fra PEMS modellen for DFG-GT-4302 (correlation)
VLTA er den validerede værdi som rapporteres til MST, dvs SSTA fratrukket konfidensintervallet.
ELV er sat efter den ansøgte værdi ifm med ansøgningen: 480 mg/m3

Samme som case A (sammenlignelighed)
Tons NOx/år er beregnet ud fra NOx/dag og oppetid (simpel formel): tons/år = tons/dag * 365 * oppetid
Tons NOx/dag er beregnet ud fra SSTA - bemærk at både SSTA og tons/dag er output fra PEMS modellen for DFG-GT-4302 (correlation)
Nm3 røggas/dag er beregnet ud fra SSTA koncentrationen og NOx tons / dag
SSTA beregnes ud fra VLTA, dvs. konfidensintervallet tillægges.
Det er antaget at turbinen driftes helt op ad ELV-kravet mens den kører (demand er højere, ydelse begrænses for at ramme ELV 350 mg/m3)
ELV er sat efter til 350 efter den høje BAT-AEL for at besvare MST's (Tommy SR) henvendelse d. 24 januar 2024

Samme som case A (sammenlignelighed)
Tons NOx/år er beregnet ud fra en SSTA på 50 mg/m3 sammenlignet med SSTA for den nuværende turbine (case A) forecast i NOx emissioner.
Tons NOx/dag er beregnet ud fra NOx/år og oppetid (simpel formel): tons/dag = tons/år / 365 / oppetid
Nm3 røggas/dag er beregnet ud fra SSTA koncentrationen og NOx tons / dag.
SSTA er fastsat ud fra den lavere del af BAT-AEL på 50 mg/m3 jf. Miljøstyrelsens spørgsmål 13
VLTA er den validerede værdi som rapporteres til MST, dvs SSTA fratrukket konfidensintervallet.
ELV er sat til 50 mg/m3 som er den lave ende af BAT-AEL

100% oppetid antaget som en del af samfundsøkonomisk analyse
Tons NOx/år er beregnet ud fra NOx/dag og oppetid (simpel formel): tons/år = tons/dag * 365 * oppetid
Tons NOx/dag er beregnet ud fra SSTA - bemærk at både SSTA og tons/dag er output fra PEMS modellen for DFF-GT-4301 (correlation)
Nm3 røggas/dag er beregnet ud fra SSTA koncentrationen og NOx tons / dag
SSTA beregnes ud fra VLTA, dvs. konfidensintervallet tillægges.
Det er antaget at turbinen driftes helt op ad ELV-kravet mens den kører for at maksimere kompressionsydelsen
ELV er sat efter gældende miljøgodkendelse for DFF-GT-4301

Bilag H – Besvarelse af spørgsmål 7 – parallel drift DFF- og DFG-kompressorer

Som svar på Miljøstyrelsens spørgsmål 7, har TotalEnergies udarbejdet nærværende bilag, som viser de afledte effekter ved at drive DFF- og DFG-kompressorerne i parallel drift.

En detaljeret beregningsoversigt er vist nedenfor.

Basisscenariet matcher det scenarie, som er præsenteret i det samfundsøkonomiske studie og som har udgangspunkt i TotalEnergies' fremskrivning af NO_x-udledninger i 2026.

Parallelscenariet viser udledningerne fra DFF-GT-4301 og DFG-GT-4302 idét kompressorerne driftes parallelt, som Miljøstyrelsen foreslår.

Resultaterne af analysen er præsenteret i nedenstående tabel, som viser og sammenligner de årlige udledninger af NO_x og CO₂-e.

	Fuelgas mio. Nm ³ /år	tons NO _x / år	tons CO ₂ ækv / år
Basisscenarie DFG standalone	52,5	850	119.056
Parallelscenarie DFF/DFG parallel	79,0	990	179.115
Forskel årsbasis	26,5	140	60.059

Tabellen ovenfor viser, at de afledte effekter er negative. Paralleldriften af DFF-GT-4301 og DFG-GT-4301 giver anledning til:

- Merforbrug af fuel-gas på 26,5 mio Nm³ om året
- Merudledning af NO_x på 140 tons om året
- Merudledning af CO₂-ækvivalenter på over 60.000 tons om året

Det er således ikke hensigtsmæssigt fra et miljøteknisk synspunkt at drifte DFF-GT-4301 og DFG-GT-4302 parallelt. Dette skyldes kompressorernes interne maskinbeskyttelse mod "surge" - se yderligere forklaring i næste afsnit.

Forklaring på ineffektiviteten ved at drifte to kompressorer fremfor en kompressor:

Grundet designet af kompressorerne og deres indbyggede maskinbeskyttelse, så er der en minimumsbelastning, som turbinen er nødt til at køre med for at sikre tilstrækkelig med flow gennem kompressoren.

Rent teknisk opererer kompressorerne med "anti-surge"-ventiler som re-cirkulerer gas for at beskytte kompressorerne mod tilbage-sug, såkaldt "surge" events, som kan opstå ved lavt flow og højt differentialtryk. Designet af kompressorerne og deres anti-surge-ventiler gør, at selvom kompressorerne kører parallelt, så kan den ene kompressor ikke nøjes med at overtage den marginale ekstra belastning - den skal samtidig også komprimere alt det gas, som skal recirkuleres for at forhindre et "surge" event, der kan beskadige kompressoren. Derfor er det ineffektivt at starte en ekstra kompressor op for at fordele den marginale belastning som DFG-kompressoren ikke kan håndtere for at overholde grænseværdikrav på 350 mg/m³.

En detaljeret beregningsoversigt:

	Tons NO _x pr dag		Emissionsgrænseværdi (ELV) [mg/Nm ³ røggas]		Stand. Døgnmiddelværdi (SSTA) [mg/Nm ³ røggas]		Valid. Døgnmiddelværdi (VLTA) [mg/Nm ³ røggas]	
	DFF-GT-4301	DFG-GT-4302	DFF-GT-4301	DFG-GT-4302	DFF-GT-4301	DFG-GT-4302	DFF-GT-4301	DFG-GT-4302
Basisscenario DFG standalone	0,00	2,48	350	480	0	480	0	384
Parallelsenario DFF/DFG parallel	0,92	1,97	350	350	299	420	229	350

	Stand. Døgnmiddelværdi (SSTA) [g/GJ fuel]		Røggas pr dag [1000 Nm ³ /dag]		Fuel gas forbrug [GJ/time]		Fuelgas forbrug [Nm ³ /h]	
	DFF-GT-4301	DFG-GT-4302	DFF-GT-4301	DFG-GT-4302	DFF-GT-4301	DFG-GT-4302	DFF-GT-4301	DFG-GT-4302
Basisscenario DFG standalone	0	404	0	5157	0	255	0	6375
Parallelsenario DFF/DFG parallel	251	354	3078	4679	152	232	3805	5784

Basisscenarioet:

NO_x-udledningen er bestemt til 2,48 t/dag ud fra den årlige udledning på 850 tons og en opetid på 94%. Emissionsgrænseværdien er sat til 480 mg/Nm³ ud fra TotalEnergies forslag i ansøgning om fravigelse fra BAT.

SSTA er beregnet ud fra den gældende PEMS model for DFG-GT-4302, som viser at ved en NO_x-udledning på 2,48 tons/dag, så er døgnmiddelværdien 480 mg/Nm³ røggas.

VLTA er SSTA fratrukket konfidensintervallet.

Røggasflowet beregnes ud fra NO_x tons/dag og NO_x-koncentrationen i røggassen.

Fuelgas-forbruget beregnes ud fra en brændværdi (LHV) på 40,04 MJ/Nm³, hvilket stammer fra PEMS-modellen.

Parallelsenarioet:

For DFG-GT-4302: Belastningen af DFG-GT-4302 bestemmes ud fra en begrænsning af emissionsgrænseværdien på 350 mg/Nm³ (VLTA). Dette giver en SSTA (uden fratrækning af konfidensinterval) på 420 mg/Nm³.

SSTA på 420 mg/Nm³ bruges til at bestemme NO_x-, røggas- og fuelgas-flows som beskrevet i afsnittet ovenfor og tager udgangspunkt i den gældende PEMS-model.

For DFF-GT-4301: Belastningen af DFF-GT-4301 er bestemt ud fra en minimumsbelastning af kompressoren, som stammer fra det interne maskinbeskyttelsesprogram (se afsnit nedenunder for yderligere forklaring). Denne minimumsbelastning er bestemt ud fra historisk data og findes ved en indfyret effekt på 42 MW. PEMS-modellen bruges derfra til at finde NO_x tons/dag, emissionskoncentrationer, røggas-mængder og fuelgasforbrug på samme måde, som i ovenstående afsnit.

Årsbasis sammenligning:

Sammenligningstabellen i dette bilag øverst antager en opetid på 94% i begge driftsscenarioer, hvilket bruges til at beregne samlet mængde fuelgas-forbrug, NO_x-udledning og CO₂-e-udledning.

CO₂-e-udledningerne er beregnet med en intern emissionsfaktor på fuelgas-afbrænding på Dan-feltet på 2,27 kgCO₂-e/Nm³.

Bilag B. Ansøgning om ændring af vilkår om samlet NO_x-udledning fra Dan-feltet

Opdatering af ansøgning om fravigelse fra BAT

Opdatering omfatter ansøgning om ændring af vilkår om samlet
NO_x-udledning fra Dan-feltet

TotalEnergies EP Danmark A/S

Dato: 8. juni 2026

Indhold

1.	Indledning.....	3
2.	B. Oplysninger om virksomhedens art	3
2.1.	Generatorer	4
2.2.	Vandinjektion	4
2.3.	Kompressorer	5
2.4.	Forslag til ny grænseværdi for samlet udlet NO _x -mængde fra Dan F.....	6
3.	C. Oplysninger om etablering.....	6
4.	D. Oplysninger om fyringsanlæggets beliggenhed og driftstid.....	6
5.	E. Tegninger over fyringsanlæggets indretning	7
6.	F. Beskrivelse af fyringsanlæggets produktion	7
7.	G. Oplysninger om valg af den bedste tilgængelige teknik (BAT).....	7
8.	H. Oplysninger om forurening og forureningsbegrænsende foranstaltninger	11
9.	I. Oplysninger om driftsforstyrrelser og uheld	11
10.	J. Ikke-teknisk resumé	12

1. Indledning

TotalEnergies EP Danmark A/S (herefter TotalEnergies) har anmodet rådgiveren NIRAS om bistand til udarbejdelse af opdatering af den tidligere fremsendte ansøgning om fravigelse fra BAT-konklusion 54. Ansøgningen blev modtaget af Miljøstyrelsen den 23. januar 2026 og supplerende oplysninger blev givet den 5. maj 2026.

Opdateringen vedrører ønske om ændring af et vilkår om total udledt NO_x-mængde fra platform Dan F. Da vilkåret om total udledt NO_x-mængde er hjemlet i bekendtgørelse om visse luftforurenende emissioner fra fyringsanlæg på platforme på havet (herefter bekendtgørelsen om offshore fyringsanlæg), er der taget udgangspunkt i oplysningskravene heri.

For fyringsanlæggene på Dan F foreligger der følgende miljøgodkendelser, som har betydning for det ansøgte:

- Revurdering af miljøgodkendelse for TotalEnergies EP Danmark A/S – Dan F af 17/12-2024. Vilkår C6 heri sætter grænse for den maksimalt tilladte årlige NO_x-emission.
- Vilkårsændring. Øget udledning af NO_x fra vandinjektionsturbinerne for kalenderåret 2025 af 17. december 2025 for TotalEnergies EP Denmark A/S. Heri er de tilladte udledte NO_x-mængder specificeret mere detaljeret for såvel året 2025 som for de efterfølgende år.

2. B. Oplysninger om virksomhedens art

4) Kort beskrivelse af det ansøgte projekt. Angivelse af om der er tale om et bestående fyringsanlæg, om driftsmæssige udvidelser/ændringer af et bestående fyringsanlæg eller et nyanlæg. Hvis der er tale om udvidelse af et ikke tidligere godkendt fyringsanlæg, som bliver godkendelsespligtig på grund af udvidelsen, skal der gives oplysninger om hele fyringsanlægget inkl. udvidelsen.

Det ansøgte i denne opdatering vedrører vilkår C6 i den revurderede miljøgodkendelse for Dan F af 17/12-2024, hvis ordlyd er som følger:

”Fra den 1. juli 2026 må den samlede årlige udledning af NO_x fra fyringsanlæggene på Dan F maksimalt udgøre 1120 tons pr år.Beregningen skal foretages på emissioner uden fratækning af konfidensintervallet.”

Der ansøges nu om, at den samlede årlige udledning af NO_x fra fyringsanlæggene på Dan F maksimalt må udgøre **1550 tons pr år**, jf. Tabel 4 i afsnit 2.4. Behovet for ændringen er forklaret i det følgende for hver udstyrstype. Det er fortsat relevant, at grænseværdien er en sum for hele platformen, fordi visse anlægsdele fungerer som back-up eller supplement for hinanden og fordi produktion varierer.

2.1. Generatorer

På Dan-feltet er 4 turbogeneratorer (1610, 1620, 1630 og 1640) tilgængelige, hvoraf 3 driftes for at levere strøm til feltets forbrugere.

Udledningen af NO_x fra fyringsanlæggene, der driver generatorerne for perioden 2020 - 2025, er vist i nedenstående tabel.

Funktion	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Generatorer	138	128	118	137	137	142

Tabel 1 Samlet NO_x-mængde i tons per år udledt fra generatorer de seneste år.

Elektricitet fra generatorerne er nødvendigt for drift af kritisk udstyr. Hvis generatordriften svigter, må al aktivitet på platformene lukkes ned. Der er derfor behov for at have en vis "buffer", og de seneste år har vist, at der er behov for en buffer på ca. 10 tons NO_x. Det vil også kunne tage højde for eventuelle ændringer i kalibreringerne til PEMS-grundlaget.

Der ønskes derfor en tonnage for NO_x på 150 tons fra fyringsanlæggene, der driver generatorerne.

Det er væsentligt at præcisere, at alle fire turbogeneratorer fortsat overholder gældende vilkår for emissionskoncentration (vilkår C1).

2.2. Vandinjektion

På Dan-feltet er 3 gasturbine-drevne vandinjektionspumper (3520, 3580, 3590) tilgængelige, hvoraf to skal være i drift for at supplere den rette mængde vandinjektion til både Dan- og Halfdan-feltet.

Udledning af NO_x fra fyringsanlæggene, der driver vandinjektion, er vist i nedenstående tabel for perioden 2020 til 2025.

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Vandinjektion	434	363	318	380	424	431

Tabel 2 Samlet NO_x-mængde i tons per år udledt fra fyringsanlæggene, der driver vandinjektion de seneste år.

I forbindelse med vilkårsændringen af 17. december 2025, vurderede Miljøstyrelsen, at vandinjektionsturbinerne måtte udlede en samlet mængde på 436,3 tons for 2025.

Der er fra 2026 og fremadrettet behov for en årlig grænseværdi på 450 tons, baseret på de operationelle betragtninger anført i ansøgningen for 2025.

Stigningen i tonnage fra 436,3 til 450 tons ønskes for at imødekomme eventuelle ændringer i kalibreringsfaktorer eller lignende i forbindelse med PEMS-modellerne.

En lineær fremskrivning af NO_x-udledningen fra vandinjektionsturbinerne de første 4 måneder af 2026 giver en årligt udledt mængde på 442 tons. Det er væsentligt at præcisere at alle tre vandinjektionsturbiner fortsat overholder gældende vilkår for emissionskoncentration (vilkår C1). Det bemærkes i øvrigt, at behovet for vandinjektion har ændret sig over årene. I perioden før 2018 var behovet højere end i dag, jf. ansøgningen i forbindelse med vilkårsændringen af 17. december 2025.

2.3. Kompressorer

Udledningen af NO_x fra fyringsanlæggene, der driver kompressorerne for perioden 2020 – 2025 er vist i nedenstående tabel.

På Dan F er der to kompressortog, DFFA-GT-4301 og DFGA-GT-4302, hvor sidstnævnte har den største komprimeringskapacitet. Under normal drift kan DFGA-GT-4302 håndtere de producerede gasmængder, og DFFA-GT-4301 fungerer som en (begrænset) backup kompressor, der tages i brug i tilfælde af, at DFGA-GT-4302 eller en Halddan kompressor er ude af drift.

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
DFF-GT-4301	138	86	92	171	161	167
DFG-GT-4302	867	990	894	896	979	806

Tabel 3 Samlet NO_x-mængde i tons per år udledt for fyringsanlæggene, der driver de to kompressorer, for de seneste år.

DFF-4301: Med DFGA-GT-4602 som primær maskine og i det omfang, den har en høj opetid, er det muligt at reducere driften og dermed behovet for tonnage af NO_x fra DFF-4301. Således er der behov for en tonnage på 100 tons/år til back-updrift af DFF-4301.

Det er væsentligt at præcisere at DFF-4301 overholder gældende vilkår for emissionskoncentration (vilkår C1).

DFGA-GT-4302: Der er behov for en tonnage på 850 tons/år, da der ikke har vist sig mulighed for at skifte til low-NO_x-brændere og at det ikke vil være proportionalt at udskifte hele anlægget jf. ”Ansøgning. Fravigelse fra BAT iht. § 27 i Godkendelsesbekendtgørelsen. 23. januar 2026.”

2.4. Forslag til ny grænseværdi for samlet udlet NO_x-mængde fra Dan F
I tabellen nedenfor ses udledt mængder NO_x fra Dan F for perioden 2020 – 2025 samt, i højre kolonne, forslag til vilkår for årlig tilladt udledt mængde fra 1. januar 2026 og frem.

Funktion	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Forslag til vilkår 2026+
Generatorer	138	128	118	137	137	142	150
Vandinjektion	434	363	318	380	424	431	450
Kompressorer	1005	1077	986	1067	1139	973	950
Total Dan F	1578	1568	1422	1584	1700	1546	1550

Tabel 4 Oversigt over udledte mængder i tons per år, samt forslag til ændret grænseværdi for den samlede årlige udledning af NO_x fra Dan F.

Forslaget indebærer en udledning, som er lavere end den faktiske udledning i 4 ud af de seneste 6 år.

5) Hvis det ansøgte projekt er midlertidigt, skal det forventede ophørstidspunkt oplyses.

Der søges om den ændrede værdi for den samlede årlige udledning af NO_x frem til og med 2031. Herefter vil DFGA-GT-4302 ikke længere indgå i den primære drift.

3. C. Oplysninger om etablering

6) Oplysning om hvorvidt det ansøgte kræver konstruktionsmæssige ændringer på platformen.

Projektet ændrer ikke på fyringsanlæggene. Projektet kræver derfor ikke bygnings- eller anlægsmæssige udvidelser og/eller ændringer.

7) Forventede tidspunkter for start og afslutning af konstruktionsarbejder og for start af fyringsanlæggets drift. Hvis ansøgningen omfatter planlagte udvidelser eller ændringer, jf. miljøbeskyttelseslovens § 36, oplyses tillige den forventede tidshorisont for gennemførelse af disse.

Ikke relevant for det ansøgte projekt, da der ikke skal bygges eller anlægges.

4. D. Oplysninger om fyringsanlæggets beliggenhed og driftstid

8) Navnet på platformen, oversigtskort i passende målestok (f.eks. 1:500.000) med angivelse af platformens placering angivet med koordinater samt angivelse af koordinaternes referencesystem. Kortet forsynes med en nordpil.

Det ansøgte ændrer ikke fyringsanlæggets beliggenhed.

9) Den årlige driftstid for de enkelte fyringsanlæg, der indgår i det samlede fyringsanlæg.

Det ansøgte ændrer ikke på den årlige driftstid for de enkelte fyringsanlæg.

5. E. Tegninger over fyringsanlæggets indretning

10) Den tekniske beskrivelse, jf. punkt F og H, skal ledsages af tegninger, der i relevant omfang viser følgende:

- Placering på platformen af de enkelte fyringsanlæg, der indgår i det samlede fyringsanlæg
- Placeringen af skorstene.

Tegningerne skal forsynes med målestok og nordpil.

Det ansøgte ændrer ikke fyringsanlæggenes indretning.

6. F. Beskrivelse af fyringsanlæggets produktion

11) Oplysninger om fyringsanlæggets samlede nominelle indfyrede termiske effekt (MW) og den nominelle indfyrede termiske effekt (MW) af de enkelte fyringsanlæg, som indgår i det samlede fyringsanlæg, og om art og forbrug af brændsel i alt og på de enkelte fyringsanlæg, som indgår i det samlede anlæg.

Det ansøgte ændrer ikke på dette.

12) Beskrivelse af anlægstype og anvendelse af de enkelte fyringsanlæg der indgår i det samlede fyringsanlæg.

Det ansøgte ændrer ikke på dette.

13) Oplysninger om mulige driftsforstyrrelser eller uheld der kan medføre væsentlig forøget forurening i forhold til normal drift.

Det ansøgte ændrer ikke på dette.

14) Oplysninger om særlige forhold i forbindelse med opstart/nedlukning af anlæg.

Det ansøgte ændrer ikke på dette.

7. G. Oplysninger om valg af den bedste tilgængelige teknik (BAT)

15) Redegørelse for den valgte teknologi og andre teknikker med henblik på at forebygge, eller hvis dette ikke er muligt, at begrænse emissionen af NO_x fra fyringsanlægget, herunder en begrundelse for hvorfor dette anses for den bedste tilgængelige teknik. Redegørelsen skal gå ud fra de kriterier, der er nævnt i bilag 5 i bekendtgørelse om godkendelse af listevirksomheder. Desuden skal redegørelsen indeholde et resumé af de væsentligste af de eventuelle alternativer, som ansøger har undersøgt.

For vandinjektions-anlæggene er der tidligere redegjort for BAT i forbindelse med ansøgningen, der lå til grund for miljøgodkendelsen "Vilkårsændring. Øget udledning af NO_x fra vandinjektionsturbinerne for kalenderåret 2025 for TotalEnergies EP Denmark A/S."

For kompressor anlægget DFGA-GT-4302 er der redegjort for BAT i forbindelse med ansøgning om fravigelse fra BAT.

For de øvrige del-anlæg redegøres for BAT i det følgende.

Godkendelsesbekendtgørelsens bilag 5 angiver kriterier for fastlæggelse af BAT for virksomheder omfattet af bilag 1, jf. § 24, hvilket det samlede fyringsanlæg er. Kriterierne vises nedenfor, sammen med NIRAS' bemærkning om hvert kriteries relevans.

1) Anvendelse af teknologi, der resulterer i mindst muligt affald.

Der dannes ikke affaldsstoffer fra gas- og dieselfyring. Den væsentligste affaldsdannelse vil derfor være bortskaffelsen af selve turbineanlægget, når levetiden er slut. En lang levetid begrænser affaldsdannelsen og opnås ved regelmæssigt vedligehold, hvilket TotalEnergies sørger for via sine vedligeholdelsesplaner.

2) Anvendelse af mindre farlige stoffer.

Mindre relevant, da der ikke anvendes farlige stoffer.

3) Fremme af teknikker til nyttiggørelse og genanvendelse af stoffer, der produceres og forbruges i processen, og i relevant omfang affald.

Gas- og dieselfyring indebærer ikke stoffer, der kan nyttiggøres eller genanvendes. Når levetiden til sin tid er slut, vil de materialer, turbinerne består af, kunne bortskaffes til nyttiggørelse eller genanvendelse af stoffer.

4) Sammenlignelige processer, indretninger eller driftsmetoder, som er gennemprøvet med et tilfredsstillende resultat i industriel målestok.

Relevant i forhold til emissioner, se punkt 6.

5) Teknologiske fremskridt og udviklingen i den videnskabelige viden.

Relevant i forhold til emissioner, se punkt 6.

6) De pågældende emissioners art, virkninger og omfang.

Den væsentligste emission anses for at være, i og med emission af denne emissionsparameter reguleres af lovgivningen. NO_x bidrager til smogdannelse og overgødskning og ønskes derfor generelt begrænset.

For at afdække hvilke teknikker, der kan anses som BAT, er det dels undersøgt, hvilke teknikker, der normalt anses som BAT og dels er det undersøgt, hvilke emissionsværdier der kan opnås ved anvendelse af teknikker, der anses som BAT.

Som kilde til dette anvendes EU-Kommissionens BAT-konklusioner for store fyringsanlæg¹, selvom Miljøstyrelsen har vurderet, at af del-anlæggene vist i Tabel 2 er det kun fyringsanlægget DFFA-4301, der er omfattet af disse. Mindre fyringsanlæg kan generelt set have vanskeligere ved at opnå ligeså lave emissionskoncentrationer som større fyringsanlæg.

EU's BAT-konklusioner for store fyringsanlæg bygger på en omfattende dataindsamling og repræsenterer teknologiske fremskridt samt udvikling i den videnskabelige viden.

Det bemærkes, at BAT-konklusionerne nævner en række teknikker, der kan anses som BAT, men at listen over disse teknikker ikke er udtømmende. Der kan således være andre teknikker, der kan opnå ligeså god eller bedre miljøbeskyttelse.

Hvis fyringsanlæggene kan opnå tilsvarende emissionsværdier, som teknikker, der anses som BAT, må det antages, at den teknik, fyringsanlæggene anvender, også kan anses som værende BAT.

BAT-konklusionerne angiver i BAT-54 følgende BAT-relaterede emissionsniveauer (BAT-AEL'er) for NO_x-emissioner til luft fra forbrændingen af gasformigt brændsel i eksisterende gasturbiner på offshore platforme. De gælder for eksisterende gasturbiner med enkelt- og dualfuel-gasturbiner, og de er baseret på en grundbelastning på mere end 70 % den pågældende dag:

NO_x < 50 – 350 mg/Nm³.

De grænseværdier, der gælder for fyringsanlæggene, kan ses i Tabel 5. De er alle indenfor det grænseværdiinterval, som BAT-konklusionerne angiver, at der kan opnås ved anvendelse af BAT, når der brændes gasformigt brændsel. BAT-konklusionerne angiver ingen BAT-AEL'er for flydende brændsel, men da fyringsanlæggene også kan overholde BAT-AEL'er for gas, selv når de fyres med olie, må også denne anvendelse ses som BAT.

Det må derfor konkluderes, at fyringsanlæggene kan ses om BAT-teknik.

7) Datoerne for nye eller bestående anlægs ibrugtagning.

Se beskrivelsen af turbinerne i nedenstående tabel, hvor årstal angiver hvornår fyringsanlæggene blev taget i brug.

Funktion	Turbine	Mærke	Årstal	Maksimal nominal indfyret effekt, MW	Grænseværdi NO_x, mg/Nm³ v 15% O₂ Diesel / Gas
El-generator	DFF-GT-1610	Solar Centaur 50	1996	16,7	350 / 245

¹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DA/TXT/?uri=CELEX:32021D2326>

El-generator	DFF-GT-1620	Solar Centaur 50	1996	16,7	350 / 245
El-generator	DFF-GT-1630	Solar Centaur 50	2003	17,0	350 / 245
El-generator	DFG-GT-1640	Solar Centaur 50	2005	17,0	350 / 245
Kompressor	DFF-CT-4301	GE LM2500	1998	62,9	---- / 350

Tabel 5 Oversigt over delanlæg

8) Den tid, der er nødvendig for indførelse af BAT.

Turbinerne anses som værende BAT, så der er ikke behov for tid til at indføre det.

9) Forbruget og arten af råstoffer, herunder vand, der forbruges i processen, og energieffektiviteten.

Der forbruges gas og diesel.

10) Behovet for at forhindre eller begrænse emissionernes samlede risiko for påvirkning af miljøet til et minimum.

Relevant i forhold til emissioner, se punkt 6.

11) Behovet for at forhindre uheld og begrænse følgerne heraf for miljøet.

Turbinerne indgår i TotalEnergies normale sikkerhedsprocedurer for at forhindre uheld og begrænse følgerne heraf.

12) Informationer, som offentliggøres af offentlige internationale organisationer, herunder BAT-referencedokumenter, i det omfang disse er relevante for den pågældende type af virksomhed.

Af del-anlæggene vist i Tabel 2 er fyringsanlægget DFFA-4301 omfattet af BAT-konklusioner for store fyringsanlæg.

8. H. Oplysninger om forurening og forureningsbegrænsende foranstaltninger

16) *Massestrømmen af NO_x fra det samlede fyringsanlæg og de enkelte fyringsanlæg der indgår heri, samt emissionskoncentrationen i skorstene fra disse angives. For anlæg, der er etableret inden den 7. januar 2013, skal der indsendes resultater af AMS- eller PEMS-målinger for en repræsentativ periode på mindst en måned. Målinger af emissionerne fra et anlæg kan repræsentere emissionerne fra tilsvarende anlæg, hvis operatøren kan dokumentere, at anlæggets konstruktion og anvendelse, herunder det indfyrede brændsel, er så ens, at det må antages, at emissionerne også vil være ens under identiske driftsforhold.*

Beskrivelse af de valgte rensningsmetoder og rensningsgraden for de enkelte tilførte stoffer.

17) *Oplysninger om fyringsanlæggets emissioner fra diffuse kilder.*

Det ansøgte ændrer ikke på dette.

18) *Oplysninger om afvigende emissioner i forbindelse med opstart/nedlukning af anlæg.*

Det ansøgte ændrer ikke på dette.

9. I. Oplysninger om driftsforstyrrelser og uheld

19) *Oplysninger om særlige emissioner ved de under punkt 13 nævnte driftsforstyrrelser eller uheld.*

Det ansøgte ændrer ikke på dette.

20) *Beskrivelse af de foranstaltninger der er truffet for at imødegå driftsforstyrrelser og uheld.*

Det ansøgte ændrer ikke på dette.

21) *Beskrivelse af de foranstaltninger der er truffet for at begrænse virkningerne for mennesker og miljø af de under punkt 13 nævnte driftsforstyrrelser eller uheld.*

Det ansøgte ændrer ikke på punkterne 19, 20 og 21.

10. J. Ikke-teknisk resumé

22) Oplysningerne i ansøgningen skal sammenfattes i et ikke-teknisk resumé.

Med denne opdatering, ansøger TotalEnergies EP Danmark A/S om ændring af vilkår for grænseværdien for den samlede NO_x-udledning for Dan F anlægget. Ansøgningen er begrundet med hensynet til sikring af en stabil elforsyning til platformens kritiske driftsprocesser samt den fornødne driftskapacitet. Der ansøges herunder om en mindre allokering der vil kunne tage højde for eventuelle ændringer i kalibreringerne, der ligger bag systemet til at beregne real-tids emissioner (predictive emission monitoring system, PEMS).

TotalEnergies EP Danmark A/S har den 23. januar 2026 ansøgt Miljøstyrelsen om en vilkårsændring, således at der fraviges fra en grænseværdi, fastsat på baggrund af en BAT-konklusion. BAT-konklusionen ville stramme den tilladte koncentration udledt per døgn af NO_x, fra et fyringsanlæg på offshore platformen Dan. Fyringsanlægget er atypisk i forhold til BAT, da fyringsanlægget ikke er en industrimodel, men en fly-afledt (aeroderivative) model af en gasturbine. Modellen er kompakt og let og passer til at stå på platformen, men der er ikke mulighed for at efterinstallere teknik, der ville kunne bringe NO_x ned på BAT-niveauet.

Det bemærkes at grænsen for den samlede udledning ved denne ansøgning dermed vil ligge lavere end den faktiske udledning i fire af de seneste seks år.

Bilag C. TotalEnergies bemærkninger til udkast til miljøgodkendelse og Miljøstyrelsens besvarelse heraf.

Ref.	TotalEnergies kommentar	Miljøstyrelsens bemærkninger
<p>Side 3 Vilkår C1</p>	<p><u>Info:</u> MST indfører en årsgrænseværdi for koncentration af NOx i røggas for DFG-4302.</p> <p><u>Kommentar:</u> Hvordan er det tiltænkt at denne årsmiddelværdi beregnes? Er det på basis af døgnmiddelværdier eller timemiddelværdier?</p> <p>TotalEnergies antager, at fyringsanlæggets stilstandstimer også indregnes i årsgennemsnittet.</p>	<p>Følgende fremgår af vilkår C2 i revurdering af 24.12.2024</p> <p>”Emissionsgrænseværdierne ved alle lastsituationer for fyringsanlægget anses for overholdt, når ingen af de validerede eller ikke-validerede (hvis kvalitetskontrollen ikke er bestået) gennemsnitsværdier i prøvetagningsperioden (døgnmiddelværdiemissionsgrænseværdierne. Validerede gennemsnitsværdier pr. døgn bestemmes fra de gyldigt målte timegennemsnitsværdier efter fratrækning af værdien af 95 % konfidensintervallet, jf. bekendtgørelsen om offshore fyringsanlæg, bilag 2, punkt 6.</p> <p>For målere, der ikke har bestået QAL2 og AST i DS/EN 14181, må der ikke valideres, dvs. konfidensintervallet må ikke fratrækkes fra det øjeblik, det er virksomheden bekendt og frem til næste beståede QAL2.”</p> <p>Årsmiddelværdier beregnes ud fra timemiddelværdier lige som døgnmiddelværdier. Miljøstyrelsen har derfor valgt at supplere begrundelsen for vilkåret med følgende forklaring:</p> <p>Validerede årsmiddelværdier for emissioner beregnes ud fra validerede, valide timemiddelværdier. Timemiddelværdier er valide, når der ikke har været udetid på målingen. Validering af timemiddelværdier sker ved, at valide timemiddelværdier fratrækkes usikkerheden.</p> <p>Ud fra valide timemiddelværdier beregnes der årsmiddel for kalenderår, hvor der er mindst 876 valide timemiddelværdier svarende til mindst 10 % af kalenderårets timer. Alle kalenderårets valide timemiddelværdier, herunder valide timemiddelværdier i døgn med færre end 6 valide timemiddelværdier, indgår i opgørelsen over antal valide timemiddelværdier i kalenderåret. Valideret</p>

		<p>årsmiddel beregnes som det aritmetiske gennemsnit af alle validerede valide timemiddelværdier i kalenderåret.”</p> <p>De validerede årsmiddelværdier holdes op mod emissionsgrænseværdien for årsmiddel.</p> <p>Stilstandsperioder indregnes ikke, hvis der ikke er valide timemiddelværdier.</p>
Side 3 Vilkår C1	<p><u>Info:</u> MST indfører en årsgrænseværdi for DFG-4302 på 420 mg/Nm³ i anden halvdel af 2026 og hele 2027.</p> <p><u>Kommentar:</u> For hvilken periode beregnes årsmiddelværdien for 2026? For 1. juli – 31. december 2026?</p>	<p>Miljøstyrelsen vurderer, at der ikke kan reguleres med tilbagevirkende kraft. Derfor beregnes årsmiddelværdien for perioden 1. juli til 31. december 2026 og derefter for kalenderårene 2027 og frem.</p>
Side 3 Vilkår C1	<p><u>Info:</u> MST indfører en årsgrænseværdi for DFG-4302 på 400 mg/Nm³ fra 2028 – 2031.</p> <p><u>Kommentar:</u> TotalEnergies foreslår, at årsgrænseværdien bør følge årsmassegrænseværdien og således reduceres fra 420 mg/Nm³ til 400 mg/Nm³ fra 2029 i stedet for fra 2028.</p>	<p>TotalEnergi har ikke begrundet forslaget. Da TotalEnergi ikke har bemærkninger til en årsgrænseværdi på 400 mg/Nm³, men kun til de årligt emitterede mængder, fastholdes reduktion af årsgrænseværdien til 400 mg/Nm³ fra 2028.</p>
Side 4 Vilkår A2	<p><u>Info:</u> MST implementerer en grænseværdi for total NO_x-masseudledning for Dan F på 1550 tons for årene 2026 – 2028 med en reduktion til 1400 tons/år fra 2029 og frem.</p> <p>MST argumenterer for reduktionen på 150 tons (ref. side 13 nederst, side 14 øverst): ”Fra 2029 forventes et fald i både produktion og i emissionen af NO_x fra DFG-4302, som er det største produktionsanlæg på DAN-F”.</p> <p><u>Kommentar:</u> TotalEnergies mener ikke, at reduktionen på 150 tons/år er proportional med reduktionen i belastning på DFG-4302. MST har vedlagt en graf (side 8), som viser TotalEnergies forventede reduktion af både kompressionskapacitet og NO_x-udledning specifikt for DFG-4302. Jf. grafen forventes det ikke at reducere NO_x-udledningen fra DFG-4302 betydeligt</p>	<p>På baggrund af TotalEnergies bemærkning har Miljøstyrelsen vurderet, at massestrømsgrænsen kan sættes til 1.550 tons pr år for 2026, 2027 og 2028.</p> <p>Miljøstyrelsen vurderer, at massestrømsgrænsen derefter kan reduceres til 1.500 tons for 2029 og 2030.</p> <p>I 2031 reduceres grænsen til 1.475 tons i 2031 i overensstemmelse med TotalEnergies forslag.</p> <p>Fra 2032 er DFG-4302 ikke mere i drift. Det vil medføre en reduktion på op mod 850 tons/år svarende til en årlig emission fra de øvrige fyringsanlæg på DAN-F på 700 tons fra 2032. Med buffer til evt. kommende ansøgning om udnyttelse af DFG-4302 som nød anlæg, er der fastsat vilkår om en maksimal årlig udledning</p>

	<p>allerede i 2028, derimod forventes en reduktion i 2029 på omkring 4% af 850 tons svarende til 34 tons, sammenlignet med 2026. I 2030 forventes en reduktion på cirka 5% sammenlignet med 2026 og derved et fald på 43 tons. Således vurderer TotalEnergies at en reduktion på 150 tons (svarende til 18% sammenlignet med 2026) er uhensigtsmæssig høj.</p> <p>Desuden forventer TotalEnergies på nuværende tidspunkt ikke nogen yderligere nedgang i NOx udledning fra vandinjektionsturbinerne eller turbogeneratorerne, og således bør reduktionen findes ud fra et kompressionsbehov.</p> <p>Derfor foreslår TotalEnergies en årlig massegrænseværdi på 1516 tons i 2029, 1507 tons i 2030 og 1475 tons i 2031. Fra 2032 og fremefter betragter TotalEnergies en årlig udledningsgrænse på 1400 tons som passende.</p>	<p>på 1.000 tons NOx/år fra 2032 fra de øvrige anlæg på DAN-F</p>
<p>Side 4 Vilkår A2</p>	<p><u>Info:</u> MST indfører en ny metode til beregning af årlig udledning: <i>"Beregningen af den årlige udledning af NOx fra fyringsanlæggene på DAN-F skal foretages på det årlige gennemsnit af de målte emissioner uden fratæknning af konfidensintervallet multipliceret med det årlige gennemsnit af røggasmængderne for hvert fyringsanlæg på DAN F. Den samlede årlige udledning beregnes som summen af de udledte mængder fra fyringsanlæggene på DAN F."</i></p> <p><u>Kommentar:</u> TotalEnergies har historisk rapporteret den årlige udledning af NOx for hvert fyringsanlæg med grundlag i time-baseret data fra PEMS. Således beregnes NOx-koncentrationerne og røggasmængderne ud fra fuelgas-forbruget og kalibreringer fra parallelmålingerne.</p>	<p>Vilkåret er ændret i overensstemmelse med TotalEnergies bemærkninger.</p>

<p>Side 10 midt</p>	<p>Info: ”Scenarierne med udskiftning/ombygning er anslået til at have en varighed på 180 dage, hvilket vil medføre et produktionstab på 2.410 tønner olie og 5.370.000 kubikfod gas pr. dag eller 433.800 tønner olie og 966,6 mio. kubikfod gas. Dette produktionstab er ikke indregnet i den samfundsøkonomiske analyse.”</p> <p>Kommentar: Produktionstab for de 180 dage under udskiftning / ombygning er medregnet. Til gengæld er de tre års produktionstab til fremskaffelsen ikke medregnet.</p>	<p>Teksten er justeret i overensstemmelse med TotalEnergies bemærkning.</p>
-------------------------	---	---

Bilag D. Energistyrelsens høringssvar



Energistyrelsen

Miljøstyrelsen
Att. Marianne Ripka

Kontor/afdeling
Indvinding og miljø

Dato
24-06-2026

J nr.
2026-9245

/smdst, lsm

Høringssvar til Miljøstyrelsen vedr. ansøgning om vilkårsændring af årlig NOx-udledningsgrænse for Dan F fyringsanlæg frem til 2031

Energistyrelsen har den 9. juni 2026 modtaget en høring fra Miljøstyrelsen vedrørende en ansøgning fra TotalEnergies om vilkårsændring af årlig NOx-udledningsgrænse for Dan F fyringsanlæg frem til 2031, herunder emissionsgrænseværdi og midlingstid for NOx fra DFG-4302. Miljøstyrelsen fremsendte den 23. juni 2026 et revideret udkast til miljøgodkendelse.

Energistyrelsen har følgende bemærkninger til ansøgningen:

Som VVM-myndighed vurderer Energistyrelsen, at det ansøgte ikke er omfattet af VVM-reglerne. Energistyrelsen ser derfor ikke behov for yderligere behandling efter miljøvurderingsloven forud for, at Miljøstyrelsen afslutter sagsbehandlingen af ansøgningen.

Energistyrelsen har ikke forholdt sig yderligere til hvilke områder, arter og miljøparametre der eventuelt kan blive påvirket ved gennemførelse af projektet.

Med venlig hilsen

Laura Strøm Magner

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

Niels Bohrs Vej 8
6700 Esbjerg

T: +45 3392 6700
E: ens@ens.dk

www.ens.dk

Bilag E. Lovgrundlag



Lovgrundlag – Referenceliste

Love

Miljøbeskyttelsesloven (MBL):

[Lovbekendtgørelse om miljøbeskyttelse, nr. 1742 af 22. december 2025.](#)

Miljøvurderingsloven (MVL):

[Lovbekendtgørelse om miljøvurdering af planer og programmer og af konkrete projekter \(VVM\), nr. 4 af 3. januar 2023.](#)

Naturbeskyttelsesloven:

[Lovbekendtgørelse om naturbeskyttelse, nr. 927 af 28. juni 2024.](#)

Havmiljøloven:

[Bekendtgørelse af lov om beskyttelse af havmiljøet nr. 147 af 19. februar 2024.](#)

Bekendtgørelse af offshoresikkerhedsloven:

[Bekendtgørelse af offshoresikkerhedsloven LBK nr. 125 af 6. februar 2018.](#)

Offentlighedsloven:

[Bekendtgørelse af lov om offentlighed i forvaltningen, nr. 145 af 24. februar 2020.](#)

Forvaltningsloven:

[Lovbekendtgørelse om forvaltning, nr. 433 af 22. april 2014.](#)

Bekendtgørelser

Godkendelsesbekendtgørelsen (GBK):

[Bekendtgørelse om godkendelse af listevirksomhed, nr. 1027 af 2. september 2024.](#)

Standardvilkårsbekendtgørelsen:

Miljøvurderingsbekendtgørelsen:

[Bekendtgørelse om miljøvurdering af planer og programmer og af konkrete projekter \(VVM\), nr. 1608 af 9. december 2024.](#)

Bekendtgørelse om gebyr af visse sager efter lov om miljøvurdering:

[Bekendtgørelse om gebyr for Miljøstyrelsens myndighedsbehandling af visse sager efter lov om miljøvurdering af planer og programmer og af konkrete projekter \(VVM\) nr. 831 af 24. juni 2024.](#)

Affaldsbekendtgørelsen:

[Bekendtgørelse om affald, nr. 1749 af 30. december 2024.](#)

Affaldstilsynsbekendtgørelsen:

[Bekendtgørelse om affaldstilsyn nr. 1221 af 22. november 2024.](#)

Deponeringsbekendtgørelsen:

Risikobekendtgørelsen (RK):

[Bekendtgørelse om kontrol med risikoen for større uheld med farlige stoffer, nr. 372 af 25. april 2016.](#)

Miljøtilsynsbekendtgørelsen:

[Bekendtgørelse om miljøtilsyn, nr. 1536 af 9. december 2019.](#)

Analysekvalitetsbekendtgørelsen:

[Bekendtgørelse om kvalitetskrav til miljømålinger, nr. 1275 af 31. oktober 2025.](#)

Olietankbekendtgørelsen:

[Bekendtgørelse om indretning, etablering og drift af olietanke, rørsystemer og pipelines, nr. 1257 af 27. november 2019.](#)

Luftkvalitetsbekendtgørelsen:

[Bekendtgørelse om vurdering og styring af luftkvaliteten, nr. 1472 af 12. december 2017.](#)

Store fyr-bekendtgørelsen:

[Bekendtgørelse om begrænsning af visse luftforurenende emissioner fra store fyringsanlæg, nr. 1940 af 4. oktober 2021.](#)

MCP-bekendtgørelsen:

[Bekendtgørelse om miljøkrav for mellemstore fyringsanlæg, nr. 1408 af 27. november 2023.](#)

Click or tap here to enter text.

Habitatbekendtgørelsen:

[Bekendtgørelse om udpegning og administration af internationale naturbeskyttelsesområder samt beskyttelse af visse arter, nr. 1098 af 21. august 2023.](#)

Brugerbetalingsbekendtgørelsen:

[Bekendtgørelse om brugerbetaling for godkendelse m.v. og tilsyn efter lov om miljøbeskyttelse og anvendelse af gødning m.v., nr. 1466 af 28. november 2025.](#)

Bekendtgørelse om udledning af visse forurenende stoffer:

[Bekendtgørelse om krav til udledning af visse forurenende stoffer til vandløb, søer, overgangsvande, kystvande og havområder, nr. 1433 af 21. november 2017.](#)

Bekendtgørelse om miljømål:

[Bekendtgørelse om fastlæggelse af miljømål for vandløb, søer, overgangsvande, kystvande og grundvand, nr. 1668 af 8. december 2025.](#)

Bekendtgørelse om lov om vandplanlægning:

[Bekendtgørelse om lov om vandplanlægning nr. 126 af 26. januar 2017.](#)

Bekendtgørelsen om indsatsprogrammer for vandområdedistrikter:

[Bekendtgørelse om indsatsprogrammer for vandområdedistrikter nr. 1669 af 8. december 2025.](#)

Bekendtgørelse om udledning i havet fra offshore olie- og gasanlæg:

[Bekendtgørelse om udledning i havet af stoffer og materialer fra offshore olie- og gasanlæg og om monitorering i havet omkring anlæggende, nr. 517 af 23. maj 2023.](#)

Kommissionens gennemførelsesafgørelse af 7. maj 2012 om fastsættelse af opstarts- og nedlukningsperioder i forbindelse med EuropaParlamentets og Rådets direktiv 2010/75/EU om industrielle emissioner:

[Kommissionens gennemførelsesafgørelse af 7. maj 2012 om industrielle emissioner.](#)

Offshore:

Bekendtgørelse om udledning i havet af stoffer og materialer fra offshore olie- og gasanlæg og om monitorering i havet omkring anlæggene:

[Bekendtgørelse om udledning i havet af stoffer og materialer fra offshore olie- og gasanlæg og om monitorering i havet omkring anlæggene BEK nr. 571 af 23. maj 2023.](#)

Bekendtgørelse om udtømning af affald fra skibe og platforme:

[Bekendtgørelse om udtømning af affald fra skibe og platforme BEK nr. 537 af 22. maj 2017.](#)

Bekendtgørelse om visse luftforurenende emissioner fra fyringsanlæg på platforme på havet:

Click or tap here to enter text.

Bekendtgørelse om udtømning af kloakspildevand fra skibe og platforme uden for dansk søterritorium og Østersøområdet:

[Bekendtgørelse om udtømning af kloakspildevand fra skibe og platforme uden for dansk søterritorium og Østersøområdet BEK nr. 538 af 22. maj 2017.](#)

Bekendtgørelse om indberetning i henhold til lov om beskyttelse af havmiljøet:

[Bekendtgørelse om indberetning i henhold til lov om beskyttelse af havmiljøet BEK nr. 874 af 27. juni 2016.](#)

Bekendtgørelse om beredskab ved forurening af havet fra olie- og gasanlæg, rørledninger og andre platforme:

[Bekendtgørelse om beredskab ved forurening af havet fra olie- og gasanlæg, rørledninger og andre platforme BEK nr. 909 af 10. juli 2015.](#)

Bekendtgørelse om tilsyn, gebyr m.v. for olie- og gasanlæg:

[Bekendtgørelse om tilsyn, gebyr m.v. for olie- og gasanlæg BEK nr. 908 af 10. juli 2015.](#)

Bekendtgørelse om udtømning af olie fra skibe:

[Bekendtgørelse om udtømning af olie fra skibe BEK nr. 539 af 22. maj 2017.](#)

Vejledninger fra Miljøstyrelsen

Miljøgodkendelsesvejledningen:

[Miljøgodkendelsesvejledningen](#)

Luftvejledningen:

[Vejledning nr. 71 af november 2024, om begrænsning af luftforurening fra virksomheder](#)

B-værdivejledningen:

[Vejledning nr. 72/2024](#)

Vejledning til bekendtgørelse om indsatsprogrammer

[Vejledning til bekendtgørelse om indsatsprogrammer for vandområdedistrikter](#)

Spildevandsvejledning

[Spildevandsvejledningen til bekendtgørelse om spildevandstilladelser m.v. efter miljøbeskyttelseslovens kapitel 3 og 4](#)

Vejledning om beregning af ekstern støj fra virksomheder

Vejledning om klassificering af kemiske stoffer og produkter

[Vejledning nr. 9580 af 20. oktober 2004 om klassificering m.v. af kemiske stoffer og produkter.](#)

Habitatvejledningen

[Nr. 9925 af 11/11/2020, Vejledning til bekendtgørelse nr. 1595 af 6. december 2018 om udpegning og administration af internationale naturbeskyttelsesområder samt beskyttelse af visse arter](#)

BREF-noter

Se oversigt på: <https://mst.dk/erhverv/groen-produktion-og-affald/industri/bat-bref/liste-over-alle-bref-dokumenter>

Andet materiale

Risikohåndbogen <https://risikohaandbogen.dk/>

DS 455, Dansk Ingeniørforenings norm for tæthed af afløbssystemer i jord, 1985 (rettet 2012 udgave)

Referencelaboratoriet for måling af emissioner til luften, Rapport nr. 72, Grænseværdier for anlæg til direkte tørring, 27. november 2015: <https://ref-lab.dk/wp-content/uploads/2022/05/72-Direkte-toerring-Revideret-03-05-2022.pdf>

CLP-forordning: Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EF) nr. 1272/2008 af 16. december 2008 om klassificering, mærkning og emballering af stoffer og blandinger artikel 3

REACH's kandidatliste: European Chemicals Agency: Kandidatlisten over særligt problematiske stoffer til godkendelse, <https://echa.europa.eu/da/candidate-list-table>

EU's liste over harmoniserede klassificeringer: Bilag VI til CLP-forordningen

LOUS: Listen over uønskede stoffer. Orientering fra Miljøstyrelsen 3, 2010