



Miljøministeriet  
Miljøstyrelsen

# Revurdering af miljøgodkendelse

For:

INEOS E&P A/S



# REVURDERING AF MILJØGODKENDELSE

**For:  
INEOS E&P A/S**

Adresse: Teknikerbyen 5, 1 2830 Virum  
CVR-nummer: 73349613..  
P-nummer: 1022584517 . . . . .  
Listepunkt nummer: 1.1.c Forbrænding af brændsel i anlæg med en sam-  
let nominel indfyret termisk effekt på 50 MW eller  
derover i fyringsanlæg på platforme på havet (off-  
shore). (s).  
J. nummer: 2019 - 1556

**Revurderingen omfatter:**  
Fyringsanlæg på offshoreplatform- Siri

Dato: 30. september 2021

Godkendt: Emil Bach Madsen



**Miljø- og  
Fødevareministeriet**  
Miljøstyrelsen

Annonceres den 30. september 2021

Klagefristen udløber den 28. oktober 2021

Søgsmålsfristen udløber den 1. marts 2022

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

Revurdering påbegyndes senest i 2031

# Indhold

## Indholdsfortegnelse

<b>1.</b>	<b>Indledning</b>	<b>1</b>
<b>2.</b>	<b>Afgørelse og vilkår</b>	<b>2</b>
2.1	Vilkår for revurderingen	2
A	Generelle forhold	2
B	Indretning og drift	3
C	Luftforurening	4
D	Indberetning, rapportering og journaler	7
<b>3.</b>	<b>Vurdering og begrundelse</b>	<b>8</b>
3.1	Begrundelse for afgørelsen	8
3.2	Begrundelse for og bemærkninger til de enkelte vilkår	9
A	Generelle forhold	9
B	Indretning og drift	10
C	Luftforurening	11
D	Indberetning, rapportering og journaler	14
3.3	Udtalelser/høringssvar	15
<b>4.</b>	<b>Forholdet til loven</b>	<b>16</b>
4.1	Lovgrundlag	16
4.2	Tilsyn med virksomheden	17
4.3	Offentliggørelse og klagevejledning	17
4.4	Liste over modtagere af kopi af afgørelsen	19
	<b>Bilag A. Miljøteknisk beskrivelse</b>	<b>2</b>
	<b>Bilag B. INEOS –LCP BAT Compliance review for Siri, april 2019.</b>	<b>3</b>
	<b>Bilag C. Oversigt over revurdering af vilkår</b>	<b>4</b>
	<b>Bilag D. Liste over sagens akter</b>	<b>5</b>

## Bilag

- Bilag A. Miljøteknisk beskrivelse
- Bilag B. INEOS –LCP BAT Compliance review for Siri, april 2019.
- Bilag C. Oversigt over revurdering af vilkår
- Bilag D. Liste over sagens akter



# 1. Indledning

INEOS har i 2015 fået miljøgodkendelse af et fyringsanlæg på offshore platformen Siri, som er placeret i Blok 5604/20 i Nordsøen, UTM Zone 31 koordinater East 617 786.70, North 6 261 655.70.

Fyringsanlægget er en gasturbine med en indfyret termisk effekt på ca. 63 MW. Gasturbinen er af typen General Electric LM2500 med åben cyklus, og driver en generator, som leverer elektricitet til forsyning af aktiviteter på platformen. Til gasturbinen er knyttet et varmegenvindingsanlæg. Turbinen drives først og fremmest på fuelgas, men kan også køre på diesel. Diesel anvendes primært under opstart af turbinen.

Da fyringsanlægget har en indfyret effekt større end 50 MW, er anlægget omfattet af krav om miljøgodkendelse, jf. Bekendtgørelse om visse luftforurenende emissioner fra fyringsanlæg på platforme på havet. BEK nr 1449 af 20/12/2012 (herefter bekendtgørelsen). Det fremgår af bekendtgørelsens § 4, at Miljøstyrelsen i miljøgodkendelsen skal fastsætte vilkår for den maksimale emission af NO<sub>x</sub> til luften.

EU-Kommissionen har den 17. august 2017 offentliggjort BAT (Best Available Techniques) konklusioner for store fyringsanlæg. Offshore fyringsanlæg (større end 50 MW) er omfattet af BAT-konklusionerne og skal derfor revurderes med henblik på at kunne overholde kravene. Det er på baggrund af disse BAT-konklusioner, at Miljøstyrelsen har udført denne revurdering af fyringsanlægget på Siri platformen. Ud over de generelle BAT-krav er off-shore fyringsanlæg omfattet af de specifikke BAT-konklusioner 52, 53 og 54. BAT 54 indeholder en BAT-AEL for NO<sub>x</sub> for gasturbiner, der brænder gasformigt brændsel.

Godkendelsen omfatter kun gasturbinen og emissionerne herfra, idet platformens øvrige tekniske installationer er omfattet af anden lovgivning. Emissionerne til havet fra olie- og gasproduktionen er dækket af bestemmelser i havmiljøloven.

## 2. Afgørelse og vilkår

I godkendelsesbekendtgørelsen<sup>1</sup> er der krav om, at tilsynsmyndigheden skal tage godkendelser af en bilag 1 virksomhed op til revurdering, når EU-Kommissionen har offentliggjort BAT-konklusioner i Den Europæiske Unions Tidende (EU-Tidende), der vedrører virksomhedens hovedlistepunkt.

EU-Kommissionen har den 17. august 2017 offentliggjort BAT (Best Available Techniques) konklusioner for store fyringsanlæg. Virksomheder, der er omfattet af BAT-konklusionerne, skal overholde disse senest 4 år efter offentliggørelsen, dvs. senest den 17. august 2021.

INEOS har følgende Miljøgodkendelse, der er omfattet af revurderingen:

-Fyringsanlæg på offshoreplatform på Siri feltet af 6.juli 2015.

Vilkår fra denne godkendelse er overført til denne afgørelse eller sløjfet, fordi de er utidssvarende. De overførte vilkår er enten overført uændret, eller ændret som led i revurderingen. Endvidere er der ved revurderingen tilføjet nye vilkår.

Afgørelsen meddeles i henhold til § 41, stk. 1, jf. § 41a, og § 72, stk. 3 i miljøbeskyttelsesloven. Vilkårene træder i kraft straks ved meddelelse af afgørelsen med mindre andet fremgår i det enkelte vilkår eller afgørelsen påklages, jf. afsnit 4.4.

Afgørelsen tages op til revurdering i overensstemmelse med reglerne i miljøbeskyttelseslovens § 41a, da EU-Kommissionen har offentliggjort en BAT-konklusion i EU-Tidende, der vedrører virksomhedens hovedlistepunkt.

### 2.1 Vilkår for revurderingen

#### A Generelle forhold

A1 Et eksemplar af godkendelsen skal til enhver tid være tilgængeligt på virksomheden. Driftspersonalet skal være orienteret om godkendelsens indhold.

A2 Tilsynsmyndigheden skal orienteres om følgende forhold:

- Ejerskifte af virksomhed
- Hel eller delvis udskiftning af driftsherre

---

<sup>1</sup> BEK nr. 1458 om godkendelse af listevirksomheder af 12. dec. 2017

- Indstilling af driften af en listeaktivitet for en periode længere end 6 måneder.
- Fuldt ophør af listeaktiviteten

Orienteringen skal være skriftlig og fremsendes senest fire uger efter offentliggørelse af ændringen (ejerskifte, driftsherreforhold) eller beslutningen om ændringen (indstilling).

A3 Tilsynsmyndigheden skal straks underrettes, såfremt vilkårene i denne godkendelse ikke overholdes.

Hvis overskridelser af vilkår eller andre driftsforstyrrelser eller uheld medfører umiddelbar fare for menneskers sundhed, eller i betydelig omfang truer med at påvirke miljøet negativt, skal driften af anlægget i relevant omfang indstilles.

Virksomheden skal straks træffe de fornødne foranstaltninger til sikring af, at vilkårene igen overholdes.

Virksomheden skal indberette overskridelser af døgnmiddelværdien for NO<sub>x</sub> inden for 48 timer eller ved førstkommende hverdag

A4 Virksomheden skal indføre og vedligeholde et miljøledelsessystem, som opfylder BAT 1 i BAT-konklusion nr. C (2017) 5225 for Store Fyringsanlæg

A5 Virksomheden skal orientere tilsynsmyndigheden, hvis virksomheden ophører med at have et certificeret miljøledelsessystem. Orienteringen skal meddeles tilsynsmyndigheden senest 1 måned efter udløbet af gældende miljøcertificering.

A6 Senest d. 17. aug. 2022 skal virksomheden ved effektivitetstest ved højeste teknisk opnåelige last under drift af turbinen bestemme nettoelvirkningsgraden.

## B Indretning og drift

B1 Røggaskanalen for fyringsanlægget skal være indrettet på en sådan måde, at der kan udtages røggasprøver for kvalitetssikring af udstyr/system til kontinuert bestemmelse af emissionen.

B2 Udstyr, styringssystemer og systemer til dataopsamling, som har betydning for bestemmelse af røggasemissionen, herunder kontrol og overvågning af emissionen fra et fyringsanlæg, må ikke tages ud af drift, mens der er produktion på det pågældende anlæg.

- B3 Ved overtrædelse af vilkår B2 skal tilsynsmyndigheden underrettes straks jvf vilkår A3 om udetidens omfang (antal timer). Underretning skal ligeledes fremgå i den kvartalsvise indberetning af resultatet af egenkontrol, jf. vilkår D1.
- B4 Virksomheden må kun anvende naturgas og diesel som brændsel i fyringsanlæggene.
- B5 Virksomheden skal senest 3 måneder før en mobil rig planlægges at blive broforbundet med Siri platformen oplyse dette til tilsynsmyndigheden, hvis fyringsanlæg på den mobile rig skal drive produktionsaktiviteter på en permanent platform via en fysisk forbindelse (f. eks. rørledning eller kabel).

## C Luftforurening

### Emissionsgrænser

- C1 Emissionen af NO<sub>x</sub> fra gasturbineanlægget må ikke overskride de i tabellerne anførte grænseværdier-

Ved fyring med naturgas:

Fyringsanlæg	Max indfyret termiskeffekt MW	NO <sub>x</sub> regnet som NO <sub>2</sub> mg/Nm <sup>3</sup>
Gasturbine (Main Generator 80-EG01)	63	350

En emissionsgrænse udtrykker det maksimalt tilladelige indhold af stoffet i den luft, virksomheden udsender gennem et afkast omregnet til tør gas og 15 % O<sub>2</sub>

- C2 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. døgn bestemmes fra de gyldigt målte timegennemsnitsværdier efter fratrækning af værdien af 95 % konfidensintervallet, jf. bekendtgørelsen om offshore fyringsanlæg, bilag 2, punkt 6.

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.

- C3 Under OTNOC skal grænseværdierne i C1 ikke overholdes. OTNOC er defineret som anti-icing, og offloading til tanker. Såfremt timer under OTNOC overstiger 400 timer på et kalenderår skal INEOS indsende en handlingsplan for, hvordan man vil reducere antallet af drifttimer under OTNOC.
- C4 Gennemsnitsværdier for et døgn, hvor mere end tre timegennemsnitsværdier er ugyldige, fordi målesystemet ikke fungerer korrekt eller er under vedligeholdelse, anses for ugyldige.
- Inden der er mere end ti døgngennemsnitsværdier over et kalenderår er ugyldige på grund af sådanne forhold, skal virksomheden træffe passende foranstaltninger til at gøre målesystemet mere pålideligt.
- C5 Der beregnes døgnmiddelværdi for alle døgn, hvor der er flere end 6 drifttimer
- C6 Der skal mindst hvert 5. år gennemføres en test af DAHS-systemet. Test kan udføres i forbindelse med QAL2 og gennemføres ved næstkommende QAL-2. Test skal følge metode efter aftale med tilsynsmyndigheden.
- C7 Den samlede årlige udledning af NO<sub>x</sub> fra fyringsanlægget på Siri må maksimalt udgøre 550 tons.
- Beregningen skal foretages på emissioner uden fratrækning af konfidensintervallet.

## **Egenkontrol**

- C8 Emissionen af NO<sub>x</sub> skal opgøres kontinuerligt på grundlag af målinger (PEMS), som udføres i henhold til bekendtgørelse nr. 1449 af 20/12/2012 krav om egenkontrol i bilag 2.

- C9 Emissionen af CO kan opgøres ved kontinuerligt på grundlag af målinger (PEMS) eller skal alternativt bestemmes en gang årligt ved præstationsmåling.
- C10 Præstationsmålinger til dokumentation af CO emissioner skal foruden CO omfatte de relevante driftsparametre for iltindhold, temperatur, tryk og vanddampindhold.

Målingerne skal udføres under normal drift af anlægget og med den brændselstype eller brændselsblanding, der giver anledning til de største emissioner.

Der skal foretages 3 målinger af mindst 1 times varighed.

Målingerne skal udføres som akkrediteret teknisk prøvning, og målerapporterne skal udfærdiges som akkrediterede prøvningsrapporter. Målelaboratoriet skal være akkrediteret til bestemmelse af de aktuelle stoffer af Den Danske Akkreditering- og Metrologifond (DANAK) eller et tilsvarende akkrediteringsorgan, som er medunderskriver af EA's multilaterale aftale om gensidig anerkendelse.

Rapport om præstationskontrollen skal sendes til tilsynsmyndigheden senest 2 måneder efter, at målingen er gennemført. Rapporten skal indeholde oplysninger om driftsforholdene under målingen.

Analysemetode skal følge standard DS/EN 15058 - MEL 06.

Generelle krav til kvalitet i emissionsmålinger, jf. MEL-22, skal være overholdt.

- C11 Kvalitetskontrol af udstyr og system til måling og beregning af NO<sub>x</sub> emission m.v. i henhold til bekendtgørelsens bilag 2, skal gennemføres på grundlag af DS/EN 14181 - MEL-16<sup>2</sup>. Anvendes diesel som brændstof i mere end 500 timer om året, skal kontrollen tillige udføres med diesel som brændstof, hvis dette er teknisk muligt.

---

<sup>2</sup> Metodeblad MEL-16 om kvalitetssikring af AMS (Automatisk målende systemer), Miljøstyrelsen Referencelaboratorium for Måling af Emissioner til luften, seneste revideret i 2017

## D Indberetning, rapportering og journaler

D1 Resultatet af emissionsmålingerne for NO<sub>x</sub>, jf. vilkår C1, skal rapporteres til tilsynsmyndigheden en gang i kvartalet, senest en måned efter kvartalets udløb.

Emissionerne omregnet til gennemsnit for perioden på baggrund af time-middelværdier under dieseldrift skal fremgå af rapporteringen.

Kvartalsrapportering skal indeholde en kumuleret opgørelse over den samlede NO<sub>x</sub>-udledning ved brug af alle typer brændsel over året.

I rapporteringen skal resultatet være bearbejdet og opstillet på en sådan måde, at tilsynsmyndigheden kan kontrollere, om emissionsgrænse-værdierne jf. vilkår C1 overholdes og kan kontrollere beregningsmetoden jvf vilkår C7 er korrekt

D2 Virksomheden skal sammen med den årlige rapportering (som listet i bekendtgørelsens bilag 2 pkt. 7) af emissionen af NO<sub>x</sub> fra gasturbinen oplyse følgende for det forløbne kalenderår:

- Antal driftstimer
- Antal driftstimer kun på fuelgas
- Antal driftstimer kun på diesel
- Antal driftstimer på både diesel og naturgas
- Forbrug af naturgas (Nm<sup>3</sup>)
- Forbrug af diesel (tons)
- Døgnmiddelværdier for gasfyret drift (kurvebillede)
- Årgennemsnit for emissionskoncentrationen for dieseldrift
- Summen af timer samt emissionsmængden af NO<sub>x</sub> under OT-NOC.

Emissionen af CO jf. C9 og C10 skal indrapporteres sammen med den årlige rapportering.

Datoen for sidst gennemførte QAL-2 (vilkår C11) og test af DAHS-systemet (vilkår C6) skal fremgå af årsrapporteringen.

D3 Der skal føres journal over forebyggende vedligehold, reparationer og test, samt oplysninger om eventuelt forekommende driftsforstyrrelser.

Journaler skal opbevares på virksomheden i mindst 5 år.

Journalerne skal være tilgængelige for og på forlangende indberettes til tilsynsmyndigheden.

# 3. Vurdering og begrundelse

## 3.1 Begrundelse for afgørelsen

Miljøgodkendelsen er taget op til revurdering i overensstemmelse med reglerne i miljøbeskyttelseslovens § 41a, da EU-Kommissionen har offentliggjort en BAT-konklusion i EU-Tidende, der vedrører virksomhedens hovedlistepunkt.

Etablering af fyringsanlæg på platforme offshore kræver godkendelse i medfør af § 33, stk. 1, i miljøbeskyttelsesloven. Med vedtagelse af EU's direktiv vedrørende Industrielle Emissioner (IE-direktivet, IED) er miljøkrav i BAT-konklusioner bindende for bilag 1-virksomheder, som således skal have indarbejdet disse nye BAT-krav i deres miljøgodkendelse. Endvidere skal der i godkendelsen tages højde for krav i bekendtgørelse nr. 1449 af 20. december 2012 om visse luftforurenende emissioner fra fyringsanlæg på platforme på havet.

### 3.1.1 Bedste tilgængelige teknik

INEOS har til støtte for den tekniske beskrivelse af fyringsanlægget på Siri indsendt et BAT-skema, hvor de enkelte BAT-konklusioner vurderes. Vilkårene i denne revurdering tager bl.a. udgangspunkt i BAT.

### 3.1.2 Basistilstandsrapport

Offshore fyringsanlægget på Siri er omfattet af bilag 1, punkt 1.1c i godkendelsesbekendtgørelsen<sup>3</sup>.

Efter godkendelsesbekendtgørelsens § 15, stk. 1 træffer myndigheden afgørelse om, hvorvidt virksomheden skal udarbejde basistilstandsrapport jf. § 14, stk. 1 og 2.

Miljøstyrelsen vurderer, at INEOS's, offshore fyringsanlæg på Siri ikke er omfattet af kravet om udarbejdelse af basistilstandsrapport efter godkendelsesbekendtgørelsens § 14, stk. 1, idet aktiviteten ikke kan medføre risiko for længerevarende påvirkning af jord- og grundvand.

Grundet anlæggets fysiske placering over 200 km vest for Jyllands kyst kan der ikke ske en påvirkning af jord- og grundvand.

---

<sup>3</sup>Bekendtgørelse om godkendelse af listevirksomhed, nr. 2255 af 29. december 2020



## 3.2 Begrundelse for og bemærkninger til de enkelte vilkår

### A Generelle forhold

#### Vilkår A1

Afgørelsen skal være tilgængelig på virksomheden og driftspersonalet skal være orienteret om godkendelsens indhold og vilkår, således at det sikres at ansvarlige for driften er bekendte med virksomhedens miljøgodkendelse og sikrer at denne overholdes til enhver tid.

#### Vilkår A2

Der fastsættes vilkår om, at tilsynsmyndigheden skal orienteres, hvis der sker ejerskifte af virksomheden eller udskiftning af driftsherren. Dette er blandt andet for at fastlægge, om ejerskiftet eller udskiftning af driftsherre involverer personer eller selskaber, der er registreret af Miljøstyrelsen, jf. miljøbeskyttelseslovens § 40a og b. Hvis dette er tilfældet, kan tilsynsmyndigheden tilbagekalde godkendelsen eller fastsætte særlige vilkår, jf. miljøbeskyttelseslovens § 41d.

Baggrunden for at stille vilkår om, at virksomheden skal orientere tilsynsmyndigheden ved indstilling af driften i mere end 6 måneder skyldes, at det kan have betydning for planlægning af tilsyn og opkrævning af gebyrer.

#### Vilkår A3

Vilkåret er fastsat med udgangspunkt i godkendelsesbekendtgørelsens § 21, stk. 1 nr. 6. Vilkåret er fastsat for bilag 1-virksomheder og skal sikre, at driftsherren straks indberetter til tilsynsmyndigheden, når vilkår ikke overholdes.

Miljøstyrelsen har præciseret at ved overskridelser af døgnmiddelværdier er ”straks” senest inden for 48 timer eller førstkommande hverdag

#### Vilkår A4

BAT 1 i BAT-konklusionerne for store fyringsanlæg omhandler indførelse og overholdelse af et miljøledelsessystem. Godkendelsesmyndigheden skal således ved afgørelse om miljøgodkendelse kunne konstatere, at virksomheden benytter miljøledelse til systematisk og bevidst at arbejde med at forbedre virksomhedens miljøindsats. INEOS er jf. miljøansøgningen certificeret og auditeres efter ISO 14001. INEOS er derudover certificeret efter energiledelsessystemet ISO 50001 som også indgår i virksomhedens interne miljøledelsessystem. Følgende krav til systemerne er ikke dækket af certificerede miljøledelsessystemer:

- Tilpasning til renere teknologi
- Hensyntagen til miljøpåvirkningerne ved nedlukning af anlæg i hele anlæggets levetid
- Krav til sektorspecifik benchmarking

Disse krav skal således indføres i virksomhedens miljøledelsessystem inden ibrugtagning af godkendelsen.

Det vurderes ikke at punkterne 14, 15 og 16 i BAT 1 er relevante for offshore fyringsanlæg, og disse punkter skal derfor ikke være omfattet af miljøledelsessystemet tilknyttet fyringsanlægget. For punkt 13 gælder, at der skal fokuseres på emissioner til havet og luften, da punkt a) og b) ikke finder

anvendelse.

#### Vilkår A5

For at sikre at tilsynet med miljøledelsessystemet er dækkende, stilles vilkår om, at miljømyndigheden skal orienteres, hvis virksomheden ophører med at have et certificeret miljøledelsessystem.

Såfremt virksomheden ophører med at have et certificeret miljøledelsessystem skal myndigheden orienteres om dette, idet dele af forudsætningerne for miljøgodkendelsen bortfalder.

#### Vilkår A6

Det er BAT at fastlægge en nettoelvirkningsgrad, nettobrændselsudnyttelse eller mekanisk nettoenergieffekt ved fuld belastning efter EN-standarder efter ibrugtagning og efter hver ændring, der kan påvirke enhedens nettoelvirkningsgrad, nettobrændselsudnyttelse eller mekanisk nettoenergieffekt. Miljøstyrelsen vurderer, at det er relevant at bestemme nettoelvirkningsgraden for anlægget, og der stilles derfor vilkår om at denne skal bestemmes inde 17. august 2022.

Såfremt det ikke er muligt at drifte turbinen ved højest muligt last, kan der foretages en ekstrapolering fra nuværende drift og /eller indhente information hos producenten af turbinen. Dette skal i så fald aftales med tilsynsmyndigheden.

## **B Indretning og drift**

#### Vilkår B1

Der er stillet vilkår om, at der skal kunne udtages røggasprøver i røggaskanalen, idet dette er en forudsætning for at udføre den krævede kvalitetskontrol af de systemer, der benyttes til at måle og beregne emissionskoncentrationen af NO<sub>x</sub>.

#### Vilkår B2

Der er indsat et vilkår om, at udstyr og styringssystemer, som har en betydning for bestemmelse af røggasemissionen og systemer til dataopsamling, ikke må tages ud af drift, mens der er produktion på et anlæg. Det skyldes, at emissionen af NO<sub>x</sub> afhænger af hvor meget NO<sub>x</sub>, der dannes under forbrændingsprocessen og at udfald af hele eller dele af driftsmonitoring og driftsstyring kan have konsekvenser for dannelsen og dermed emissionen af NO<sub>x</sub>.

Virksomheden har oplyst, at de benytter sig af PEMS til bestemmelse af emissionen af NO<sub>x</sub>. Beregning af NO<sub>x</sub> koncentrationen sker på grundlag af flere driftsparametre, herunder fyringsanlægget last, mængden af brændsel og brændslets brændværdi.

#### Vilkår B3

Underretning af tilsynsmyndigheden skal ske hvis der tages udstyr eller systemer ud af drift. Tilsynsmyndigheden skal underrettes om omfanget i den kvartalsvise rapportering af resultaterne af emissionskontrollen.

#### Vilkår B4

Der er stillet vilkår om, at der ikke må benyttes andre brændsler end naturgas og diesel.

#### Vilkår B5

Formålet med vilkåret er, at Miljøstyrelsen på grundlag af disse oplysninger kan vurdere om en evt. broforbundet borerig i bliver teknisk og forureningsmæssigt forbundet til de aktiviteter der udføres på Siri-plattformen, hvilket kan have betydning for miljøgodkendelsen af fyringsanlægget på Siri.

## C Luftforurening

#### Vilkår C1

Der skal i henhold til § 4 i bekendtgørelse om visse luftforurenende emissioner fra fyringsanlæg på platforme på havet, BEK.nr. 1449 af 20/12/2012, fastsættes vilkår i miljøgodkendelsen for den maksimale emission af NO<sub>x</sub> til luften. BAT 54 indeholder et BAT-AEL interval for NO<sub>x</sub>, < 50-350 mg/Nm<sup>3</sup> ved en grundlast > 70% over et døgn for gasturbiner med tørre lav-NO<sub>x</sub> brændere, der anvender naturgas som brændsel.

Miljøstyrelsen har gennemgået emissionsdata for NO<sub>x</sub> for fyringsanlægget på Siri i perioden 2016-2019. Heraf kan det konstateres at emissionerne ligger i den høje ende af BAT-AEL intervallet (uden OTNOC), når turbinen driftes med høj last. INEOS har i deres ansøgningsmateriale redegjort for, at lavere emissioner kun kan opnås ved en udskiftning af turbinen. Miljøstyrelsen vurderer, at der under hensynet til proportionalitet ikke kan stilles krav til dette. Virksomheden forventes på baggrund af de historiske data at kunne overholde den øverste værdi i BAT-AEL intervallet. Miljøstyrelsen har fastsat en grænseværdi på NO<sub>x</sub> på 350 mg/Nm<sup>3</sup>. Der er ikke BAT-AEL for grundlast ≤70%, men grænseværdien herfor sættes ligeledes til 350 mg/Nm<sup>3</sup> efter aftale med virksomheden.

Der er ikke sat en emissionsgrænseværdi for dieseldrift, da dieseldrift af gasturbiner på offshoreinstallationer er ikke omfattet af LCP-BREF'en.

BAT-AEL'er er bindende, og godkendelsesmyndigheden er derfor forpligtiget til, at fastsætte en emissionsgrænse for NO<sub>x</sub> i det anførte interval. BAT konklusioner omfatter dog kun situationer, hvor der er normal drift på anlægget. I LCP BREF notens kapitel III er oplistet forslag til mulige unormale driftssituationer.

BAT-AEL værdierne for CO er vejledende, men kan anvendes som grundlag for fastsættelse af en grænseværdi for årsmiddel. Miljøstyrelsen har valgt ikke at fastsætte en grænseværdi for CO for fyringsanlægget på Siri, da anlæggets placering 200 km vest Jylland gør, at der ikke er tungtvejende miljømæssige hensyn for at sætte en sådan grænseværdi. CO-emissionerne skal dog måles og indrapporteres jf. C8 og C9. INEOS har i gennemgangen af overholdelsen af BAT-konklusionerne

beskrevet at CO-emissionerne fra turbinen vil ligge på 1-25 mg/Nm<sup>3</sup>. Til sammenligning er den vejledende grænseværdien for eksisterende gasturbiner på offshore-platforme på 100 mg/Nm<sup>3</sup>.

#### Vilkår C2

Det er i vilkår C2 specificeret, hvornår emissionsgrænseværdien for NO<sub>x</sub> anses for overholdt. Reglen følger af bilag 2, punkt 7, i bekendtgørelsen om offshore fyringsanlæg.

#### Vilkår C3

Miljøstyrelsen skal definere OTNOC for gasturbinerne med henblik på overholdelse af BAT-AEL og for begrænsning af disse perioder. OTNOC defineres i dette tilfælde som perioder med anti-icing og offloading til tanker.

Årsagen til de højere emissioner under offloading er, at der bliver kørt med en dedikeret eksportpumpe på ca. 2 MW, hvilket gør at belastningen på turbinen øges tilsvarende med pumpens effekt. Da NO<sub>x</sub> koncentrationen øges signifikant mere ved høje belastninger end ved lave, har offloadingen stor betydning for NO<sub>x</sub> koncentrationen.

Anti-icing systemet slås til under visse koldere vejrforhold. Anti-icing systemet virker ved at varm ventilationsluft fra turbine-enclosuren ledes tilbage til indsugningen. Dette gør, at forbrændingen sker ved en højere temperatur, hvilket resulterer i højere NO<sub>x</sub> koncentrationer end ved normal drift.

OTNOC er i BREF-dokumentet defineret som hændelser af begrænset varighed som forårsager forhøjede emissioner. INEOS har oplyst, at der i året 2018-2019 har været 143 timer med anti-icing, hvilket svarer til 6 døgn. Der har dog været år hvor INEOS har beregnet, at anti-icing ville have været aktivt i op til 8 døgn. Offloading til tanker er forekommet i 8 døgn i 2018, og forventes at aftage i frekvens fremover. Opstart og nedlukning forventes ikke at føre til unormale emissioner af NO<sub>x</sub>. I Miljøstyrelsens vurdering af at definere anti-icing og offloading til tanker som OTNOC har indgået, at virksamheden ikke umiddelbart har andre OTNOC-situationer og at emissionerne derved vil være begrænset til et relativt begrænset antal døgn om året.

Måling og indrapportering af NO<sub>x</sub>-emissioner skal fortsat ske under OTNOC. Emissionsniveauerne skal således måles og rapporteres for alle driftstilstande.

Virksomheden skal jvf BAT 1 punkt Xi gennem planlægning af driften begrænse perioder under OTNOC. Miljøstyrelsen vil løbende føre tilsyn med, om virksomheden gør tilstrækkeligt for at reducere perioder under OTNOC.

Der er samtidig indsat et vilkår om, at hvis antallet af timer under OTNOC overstiger 400 timer på et kalenderår skal virksomheden reducere antallet og fremsende en handlingsplan for reduktion af OTNOC.

#### Vilkår C4

Definerer for hvilke kriterier gennemsnitsværdierne for emissionen anses for værende gyldige.

#### Vilkår C5

Definerer for hvilke døgn hvor emissionsgrænseværdierne i C1 skal overholdes.

#### Vilkår C6

Der er stillet vilkår om udførsel af test af datahåndteringen jf. notat fra Reference-laboratoriet: "Test af DAHS ved QAL2 og AST – signalveje og beregninger af AMS data", eller anden metode efter aftale med tilsynsmyndigheden.

#### Vilkår C7

Det er stillet vilkår om begrænsning af de årlige udledte mængde af NO<sub>x</sub>. Niveauet er fastsat i overensstemmelse de beregnede niveauer, som der er vurderet på i miljøkonsekvenssammenhæng (VVM).

Energistyrelsen har d. 28.juli 2021 fremsendt en screeningsafgørelse foretaget efter miljøvurderingsloven af en udledning af NO<sub>x</sub> fra fyringsanlægget på SIRI på 550 tons/år. Miljøstyrelsen har vilkårsat dette i denne revurdering.

Miljøstyrelsen har hørt Energistyrelsen om hvorvidt NO<sub>x</sub>-emissionerne kan rummes indenfor det miljøvurderede projekt. Miljøstyrelsen hørte Energistyrelsen i forbindelse med revurderingen første gang i august 2020, og modtog et hørings-svar om, at det var nødvendigt at vurdere den årlige udledning af NO<sub>x</sub> fra Siri nærmere efter miljøvurderingsloven. Miljøstyrelsen foretog en fornyet høring af Energistyrelsen i august 2021 og modtaget følgende høringssvar:

*"Energistyrelsen har den 2. august 2021 modtaget en høring fra Miljøstyrelsen angående revurderingen af fyringsanlægget på Siri. Energistyrelsen er i den forbindelse blevet bedt om at forholde sig til den årlige mængde af NO<sub>x</sub> på 550 tons/år fra fyringsanlægget på Siri, som Energistyrelsen har truffet screeningsafgørelse om den 28. juli 2021.*

*Derudover har Miljøstyrelsen bedt Energistyrelsen om at bekræfte at screeningsafgørelsen (28. juli 2021), ikke har ændret Energistyrelsen høringssvar (12. december 2020), om at NO<sub>x</sub>- at en døgnemissionsgrænseværdi på 350 mg/Nm<sup>3</sup> NO<sub>x</sub> kan rummes indenfor eksisterende VVM.*

*Energistyrelsen modtog den 5. maj 2021 ansøgning om øget udledning af 550 tons NO<sub>x</sub> om året fra fyringsanlægget på Siriplatformen fra INEOS Oil & Gas Denmark. På baggrund af den øgede udledning af NO<sub>x</sub>, foretog Energistyrelsen en screening af om projektet var omfattet om krav om miljøvurdering vedr. denne ændring. Energistyrelsen har den 28. juli truffet afgørelse herom, og konkluderede at projektet ikke er omfattet af krav om miljøvurdering, da den øgede udledning af NO<sub>x</sub> på 550 tons/år ikke vurderes at have væsentlige skadelige indvirkninger på miljøet. På baggrund af dette, vurderer Energistyrelsen at projektet om øget udledning på 550 tons/år fra fyringsanlægget på Siri platformen kan påbegyndes, da projektet ikke er omfattet af krav om miljøvurdering. Energistyrelsen vurderer at projektet om øget udledning af NO<sub>x</sub> ikke kan rummes indenfor eksisterende VVM'er, da screeningsafgørelsen ikke har ændret på VVM'en."*

Med baggrund i Energistyrelsens høringssvar vurderes det, at denne revurdering af miljøgodkendelsen af fyringsanlægget på Siri jkan gives indenfor rammerne af VVM-direktivet. Vilåret om årlige maksimale emissioner af NO<sub>x</sub> er ligeledes sat under hensynet til §4 i bekendtgørelsen om offshore fyringsanlæg( BEK Nr. 1449.), hvorved reguleringen både omfatter emissionerne fra diesel- og gasfyring. Beregningen af masseemissionen skal, som angivet i MEL-16, være baseret på data der ikke er valideret. Alle udledningerne af NO<sub>x</sub> skal således medtages i beregningen af den årlige udledning og således også emissioner under OTNOC.

#### Vilkår C8

I afgørelsen er det væsentligt at præcisere vilkårene for virksomhedens egenkontrol med luftemissionerne og driftsforholdene under denne kontrol.

Jf. bekendtgørelsen om offshore fyringsanlægs § 5 skal virksomheder gennemføre egenkontrol af fyringsanlæg efter reglerne i bilag 2. Miljøstyrelsen kan i godkendelsen fastlægge yderligere vilkår om den egenkontrol, der skal gennemføres. Ifølge BAT-konklusionerne er det BAT at overvåge NO<sub>x</sub>- og CO emissioner fra fyringsanlæg på offshoreplatforme mindst en gang årligt, jf. BAT 4, dog kan PEMS anvendes i stedet (note 6). For NO<sub>x</sub> er der imidlertid krav om kontinuerlig måling (herunder PEMS) i bekendtgørelsen om offshore fyringsanlæg.

I egenkontrollvilkårene C8-C11 er der fastsat krav til kontrol- og målemetode, kontrolperiode, måletid og antal enkeltmålinger

#### Vilkår C9

Se begrundelsen for C8.

#### Vilkår C10

Se begrundelsen for C8.

#### Vilkår C11

Se begrundelsen for C8.

## **D Indberetning, rapportering og journaler**

#### Vilkår D1

Vilkåret omhandler hvordan der skal rapporteres til miljømyndigheden på kvartalsbasis.

#### Vilkår D2

Vilkåret omhandler hvordan der skal rapporteres til miljømyndigheden på årsbasis.

#### Vilkår D3

For at sikre en effektiv kontrol og dermed begrænse forureningen fra fyringsanlægene, er der endvidere i godkendelsen fastsat vilkår om, at der skal føres journal

over forebyggende vedligehold, reparationer og test, og at test- og servicereporter er tilgængelige for miljømyndigheden.

Journaler og rapporter skal opbevares på virksomheden i mindst 3 år

### **3.3 Udtalelser/høringssvar**

#### **3.3.1 Udtalelse fra virksomheden**

De nye og ændrede vilkår har været varslet overfor virksomheden i form af udkast til afgørelse og i henhold til miljøbeskyttelseslovens § 75.

Virksomheden har kommenteret at det skal fremgå klart, at Siri-plattformen ikke er en borerig.

Miljøstyrelsen har på baggrund af virksomhedens kommentar foretaget en mindre redaktionel ændring til vurderingsafsnittet for vilkår B5. Miljøstyrelsen vurderer hermed at have adresseret kommentaren.

# 4. Forholdet til loven

## 4.1 Lovgrundlag

Der er i afgørelsen anvendt populærnavne for Love og Bekendtgørelser mv. Det anvendte lovgrundlag er:

- Bekendtgørelse om visse luftforurenende emissioner fra fyringsanlæg på platforme på havet, BEK nr. 1449 af 20/12/2012
- Bekendtgørelse om godkendelse af listevirksomhed, BEK nr. 2255 af 29/12/2020
- Bekendtgørelse af lov om miljøbeskyttelse, LBK nr. 1218 af 25/11/2019

Loven og bekendtgørelserne implementerer de relevante regler på området i

- Europaparlamentets og Rådets direktiv om industrielle emissioner 2010/75/EU af 24/06/2010
- Kommissionens gennemførelsesafgørelse (EU) 2017/1442 af 31. juli 2017 om fastsættelse af BAT (bedst tilgængelige teknik)-konklusioner i henhold til Europa-Parlamentets og Rådets direktiv 2010/75/EU for så vidt angår store fyringsanlæg.

Den samlede afgørelse omfatter kun de miljømæssige forhold, der reguleres af miljøbeskyttelsesloven. Aktiviteterne på offshoreplatforme afstedkommer udledning af spildevand fra produktionen, udledning af stoffer til luften ud over de der stammer fra fyringsanlæg, støj og vibrationer og produktion af affald. Miljøpåvirkninger fra offshoreplatforme er generelt reguleret efter havmiljøloven. Det er alene luftforurening fra fyringsanlæggene, der reguleres efter miljøbeskyttelsesloven.

### 4.1.1 Revurdering

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

Revurdering påbegyndes senest i 10 år fra godkendelsesåret.

### 4.1.2 Listepunkt

Fyringsanlæggene er omfattet af godkendelsesbekendtgørelsens listepunkt 1.1.c, 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).

S-mærket betyder, at staten er godkendelses- og tilsynsmyndighed.  
Basistilstandsrapport



### 4.1.3 BAT

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

EU beslutter 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.

### 4.1.4 Miljøvurderingsloven

Dong Efterforskning og Produktion A/S har i 1997 samt i 2002 udarbejdet en VVM-redegørelse. Denne omfatter de eksisterende og planlagte olie- og gasindvindingsaktiviteter på Siri- feltet, herunder fyringsanlæggets påvirkning af miljøet. Der er i juli 2021 foretaget en screening efter miljøvurderingsloven af udledningen af NOx fra fyringsanlægget på Siri. Der er sat vilkår om den årlige udledning af NOx i denne revurdering, således at der sikres drift indenfor rammerne af den udledning som er vurderet efter miljøvurderingsloven.

### 4.1.5 Habitatdirektivet

Forhold vedr. Natura 2000 områder og bilag IV arter iagttages ikke under revurderinger efter §41 i Miljøbeskyttelsesloven, da der ikke er tale om en afgørelse der kan medføre forøget forurening.

## 4.2 Tilsyn med virksomheden

Miljøstyrelsen er tilsynsmyndighed for virksomheden.

## 4.3 Offentliggørelse og klagevejledning

Miljøstyrelsens afgørelse offentliggøres udelukkende digitalt. Materialet kan tilgås på [www.mst.dk](http://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

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](http://www.naevneneshus.dk). Klageportalen ligger på [www.borger.dk](http://www.borger.dk) og [www.virk.dk](http://www.virk.dk). Du logger på [www.borger.dk](http://www.borger.dk) eller [www.virk.dk](http://www.virk.dk), ligesom du plejer, typisk med NEM-ID.

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. 1800 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-foedevareklagenævnet/>).

Miljø- og Fødevareklagenævnet skal som udgangspunkt afvise en klage, der kommer uden om Klageportalen, hvis der ikke er særlige grunde til det. Hvis du ønsker at blive fritaget for at bruge Klageportalen, skal du sende en begrundet anmodning til den myndighed, der har truffet afgørelse i sagen. Miljøstyrelsen videresender herefter anmodningen til Miljø- og Fødevareklagenævnet, som træffer afgørelse om, hvorvidt din anmodning kan imødekommes.

Klagen skal være modtaget senest den 28. oktober 2021.

#### *Dette gælder mens en klage behandles*

En klage over påbud om revurdering har opsættende virkning. Det betyder, at virksomheden ikke er forpligtet til at efterleve revurderingsafgørelsen, mens Miljø- og Fødevareklagenævnet behandler en eventuel klage. Indtil nævnets afgørelse foreligger, er virksomheden derfor forpligtet til at efterleve de hidtil gældende vilkår. Dette gælder, medmindre klagenævnet bestemmer noget andet.

#### *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 meddelt afgørelsen.

#### **4.4 Liste over modtagere af kopi af afgørelsen**

Energistyrelsen, ens@ens.dk

Sundhedsstyrelsen, sst@sst.dk

Danmarks Naturfredningsforening, dn@dn.dk

Greenpeace, info.dk@greenpeace.org

Friluftsrådet, fr@friluftsradet.dk

Danmarks Sportsfiskerforbund, post@sportsfiskerforbundet.dk

# Bilag

## Bilag A. Miljøteknisk beskrivelse



# ANSØGNING OM MILJØGODKENDELSE - OPDATERET

**Fyringsanlæg på Siri Platformen, april 2019**

Prepared Malene Rahbek, 22-03-2019.  
Checked Mads Østerbye, 25-03-2019.  
Accepted Malene Rahbek, 23-04-2019.  
Approved Malene Rahbek, 23-04-2019.

Doc. no. EP-103127\_2\_002  
Rev. no. 0

**INEOS**  
Oil & Gas

## Indholdsfortegnelse

1.	Indledning .....	1
1.1	Siri komplekset .....	1
2.	Oplysninger om ansøger og ejerforhold.....	3
2.1	Ansøgers navn, adresse og tlf. ....	3
2.2	Virksomhedens navn, adresse og CVR- og P-nummer .....	3
2.3	Oplysninger om virksomhedens kontaktperson.....	3
3.	Oplysninger om virksomhedens art .....	4
4.	Oplysninger om etablering.....	5
5.	Oplysninger om fyringsanlæggets beliggenhed og driftstid.....	6
5.1	Navn og placering af platformen .....	6
5.2	Årlig driftstid for de enkelte fyringsanlæg .....	6
6.	Tegninger over fyringsanlæggets indretning.....	7
7.	Beskrivelse af fyringsanlæggets produktion .....	9
7.1	Oplysninger om ind fyrede effekt .....	9
7.2	Beskrivelse af anlægstype og anvendelse .....	9
7.3	Driftsforstyrrelser og uheld .....	10
7.4	Særlige forhold ved opstart og nedlukning .....	10
8.	Oplysninger om valg af den bedste tilgængelige teknikker (BAT).....	12
9.	Oplysninger om forurening og forureningsbegrænsende foranstaltninger.....	13
9.1	Bestemmelse af NO <sub>x</sub> emission fra gasturbinen.....	13
9.1.1	Måleridentifikation samt kalibrering og vedligehold .....	13
9.1.2	Dataopsamling.....	14
9.1.3	Analyser .....	14
9.2	Udledning af NO <sub>x</sub> fra fuelgas.....	14
9.3	Udledning af NO <sub>x</sub> fra diesel.....	15
9.4	NO <sub>x</sub> emissionskoncentration.....	16
9.5	Diffuse emissioner fra turbine .....	17
9.6	Afvigende emissioner i forbindelse med opstart/nedlukning af anlæg .....	17
9.7	Energiledelse .....	17
10.	Oplysninger om driftsforstyrrelser og uheld .....	19
10.1	Særlige emissioner ved driftsforstyrrelser eller uheld .....	19
10.2	Foranstaltninger for at imødegå driftsforstyrrelser og uheld .....	19
10.3	Foranstaltninger for at begrænse virkninger på mennesker og miljø .....	19
11.	Ikke-teknisk resumé .....	20

Bilag.....	21
------------	----

## BILAG

Bilag 1	Oversigtstegning Siri
Bilag 2	Isometrisk oversigt over Siri platformen set fra syd med angivelse af placering af hhv. generator enclosure, dieseltanke og skorstene.
Bilag 3	Oversigt over Siri platformen set fra syd.
Bilag 4	Oversigt over Siri platformens skrog (hull) med angivelse af placering af dieseltankene.
Bilag 5	Oversigt over Siri platformens main deck med angivelse af turbinens placering.
Bilag 6	Oversigt over Siri platformens weather deck med angivelse af turbineskorstenes placering.

## FORKORTELSER

AMS	Automatisk Målende Systemer
AST	Annual Surveillance Test
BAT	Best Available Techniques
BREF	BAT Reference Document
PEMS	Predictive Emission Monitoring System
QAL2	Quality Assurance Level 2 (en serie af målinger til at etablere en kalibreringsfunktion mellem målt NO <sub>x</sub> i røggassen og NO <sub>x</sub> beregnet af PEMS)
SAC	Single Annulus Combustion
WHRU	Waste Heat Recovery Unit

## 1. Indledning

I godkendelsesbekendtgørelsen<sup>1</sup> er der krav om, at tilsynsmyndigheden skal tage godkendelser af en bilag 1 virksomhed op til revurdering, når EU-Kommissionen har offentliggjort BAT-konklusioner i Den Europæiske Unions Tidende (EU-Tidende), der vedrører virksomhedens hovedlistepunkt.

EU-Kommissionen har den 17. august 2017 offentliggjort BAT (Best Available Techniques) konklusioner<sup>2</sup> for store fyringsanlæg (anlæg med en samlet nominel indfyret effekt på 50 MW eller derover).

Fyringsanlægget på Siri platformen er listet under punkt 1.1.c i godkendelsesbekendtgørelsens Bilag 1. INEOS (daværende DONG O&G) modtog første gang en miljøgodkendelse af fyringsanlægget den 6. juli 2015 (J.nr. MST-1270-01567).

Miljøstyrelsen har i brev af 31. oktober 2018 (J.nr. MST-1271-00530) varslet igangsættelse af revurdering af miljøgodkendelser på baggrund af EU-kommissionens BAT-konklusioner for store fyringsanlæg, og har i den forbindelse udbedt sig oplysninger fra INEOS, herunder "en beskrivelse af eventuelle ændringer til de tekniske anlæg".

Dette dokument indeholder således en opdatering af det materiale, som i 2013 blev fremsendt i forbindelse med ansøgning om godkendelse af fyringsanlæg på Siri platformen i henhold til BEK 1449/2012<sup>3</sup>. Ansøgningen er opbygget kronologisk i henhold til bekendtgørelsens bilag 3 om oplysningskrav ved ansøgning om godkendelse af fyringsanlæg, jf. §3.

### 1.1 Siri komplekset

Siri platformen benyttes i dag til produktion af olie fra Siri, undervandsinstallationen Stine og de ubemandede satellitplatforme Nini, Nini Øst og Cecilie. Satellitplatformene styres og overvåges fra Siri-platformen.

Siri platformen er en såkaldt jack-up platform, som rummer boligkvarterer for personale samt procesanlæg til behandling af olie, gas og vand.

Blandingen af olie, vand og gas, der bringes op fra undergrunden fra satellitterne transporteres via rørledninger til Siri-platformen. Sammenlægning af oliebehandlingen på Siri effektiviserer produktionsprocessen.

På platformen skilles vand og gas fra olien, der derefter ledes til en olietank på bunden. Herfra ledes den i rør via en lastebøje til tankskibe, der transporterer den til raffinaderier i forskellige lande.

Vandet renses og pumpes af miljømæssige grunde i størst muligt omfang tilbage til de olieførende lag, hvor det desuden er med til at opretholde trykket.

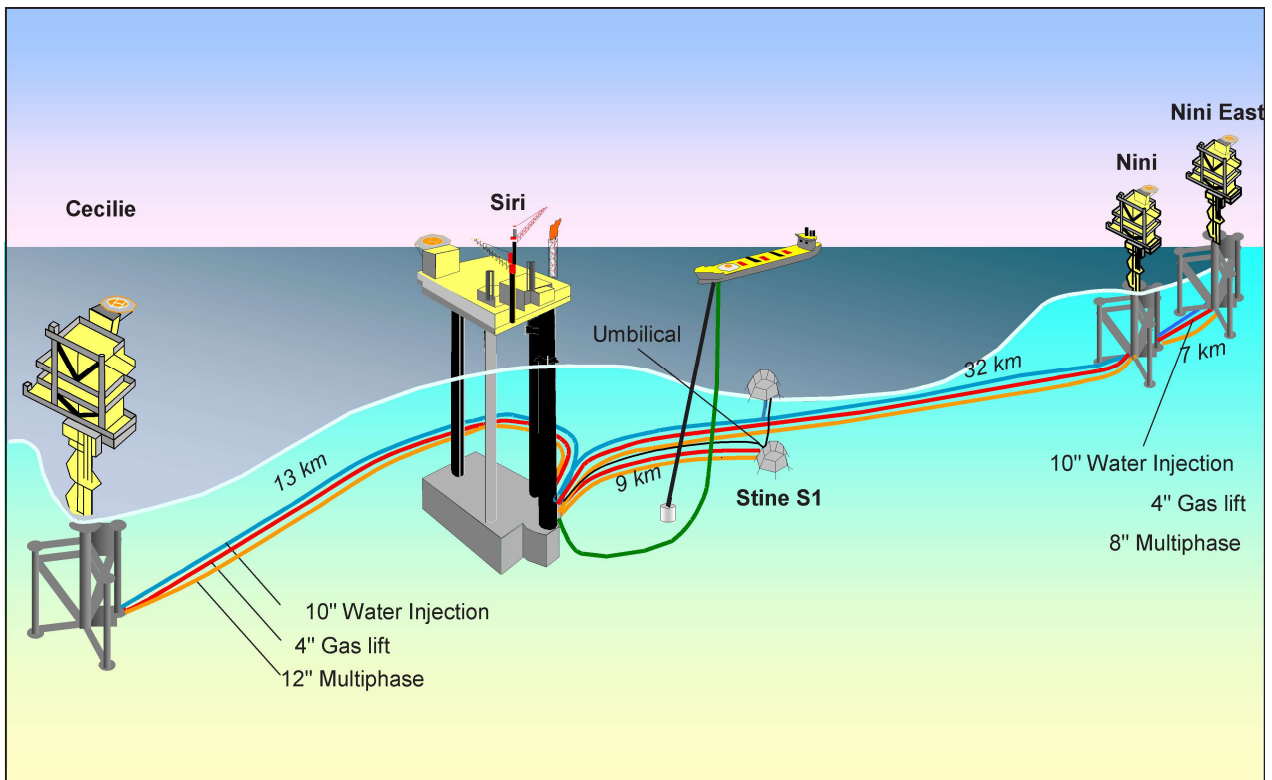
---

<sup>1</sup> BEK 1317 af 20/11/2018, Bekendtgørelse om godkendelse af listevirksomhed.

<sup>2</sup> European Commission Joint Research Centre 2017; Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants, EUR 28836 EN, doi:10.2760/949.

<sup>3</sup> BEK 1449 af 20/12/2012, Bekendtgørelse om visse luftforurenende emissioner fra fyringsanlæg på platforme på havet





**Figur 1-1 Principskitse for Siri komplekset.**

Gassen behandles og en del anvendes som brændsel til elproduktion på platformen. Elproduktionen sker ved brug af en såkaldt "dual-fuel" turbine, som betyder, at turbinen enten kan blive drevet på gas eller diesel. Under normal drift vil der blive benyttet gas, mens diesel vil blive brugt når gas ikke er tilgængelig, fx ved opstart efter nedlukning af produktionsprocessen.

En anden del af gassen sendes via rørledninger tilbage til satellitplatformene. Her pumpes gassen tilbage til produktionsbrønde, hvor den som opdrift hjælper med til at bringe olien op til platformen. Den sidste andel af gassen rejnificeres i visse af Siri's brønde.

## 2. Oplysninger om ansøger og ejerforhold

### 2.1 Ansøgers navn, adresse og tlf.

Oplysninger om ansøger:

Navn: INEOS E&P A/S  
Adresse: Teknikerbyen 5, 1.  
2830 Virum

Siri platformen er ejet af:

- INEOS E&P A/S, CVR-nr. 73349613
- Siri (UK) Limited, CVR-nr. 20771593

### 2.2 Virksomhedens navn, adresse og CVR- og P-nummer

Oplysninger om virksomheden:

Navn: INEOS E&P A/S

Adresse: Hovedadresse:  
Teknikerbyen 5, 1.  
2830 Virum

Esbjerg Offshore Base:  
Trafikhavnskaj 11  
6700 Esbjerg

CVR-nr.: 73349613

P-nr.: 1022584517 (Virum) og 1015710817 (Esbjerg). Siri platformen har ikke noget selvstændigt P-nr.

### 2.3 Oplysninger om virksomhedens kontaktperson

Kontaktpersonen i forbindelse med den nærværende ansøgning om miljøgodkendelse af Siri fyringsanlæg er:

Navn: Malene Rahbek,  
Titel: Environmental Manager  
E-mail: [malene.rahbek@ineos.com](mailto:malene.rahbek@ineos.com)  
Tlf.: +45 3018 6626

### 3. Oplysninger om virksomhedens art

I nedenstående Tabel 3-1 fremgår en oversigt over fyringsanlæg og andre emissionskilder på Siri komplekset inkl. på de ubemandede satellitter.

**Tabel 3-1** Oversigt over fyringsanlæg og øvrige emissionskilder på Siri komplekset.  
Fyringsanlægget som kræver miljøgodkendelse er anført med fed og kursiv.

Anlægsnavn og nummer	Platform	Nominel indfyret effekt (MW)	Brændselstype	Etableret år	Årlig cirka driftstid
Siri – Licens 6/95					
Emergency Generator	Siri	5,77	diesel	1998	500 h
Fire Water Pump A	Siri	4,81	diesel	1998	100 h
Fire Water Pump B	Siri	4,81	diesel	1998	100 h
<b>Main Generator 80-EG01</b>	<b>Siri</b>	<b>62,77</b>	<b>naturgas</b>	<b>1998</b>	<b>8500 h</b>
Crane engine North	Siri	1,04	diesel	1998	1200 h
Crane engine South	Siri	1,04	diesel	1998	1200 h
Nini – Licens 4/95					
Main generator 1	Nini A	0,20	diesel	2003	500 h
Main generator 2	Nini A	0,20	diesel	2003	500 h
Nini Øst – Licens 4/95					
Main generator 1	Nini E	0,16	diesel	2009	500 h
Main generator 2	Nini E	0,16	diesel	2009	500 h
Crane engine	Nini E	0,29	diesel	2009	100 h
Cecilie – Licens 16/98					
Main generator 1	Cecilie	0,20	diesel	2003	500 h
Main generator 2	Cecilie	0,20	diesel	2003	500 h

Ansøgning om miljøgodkendelse omfatter udelukkende turbinen på Siri (Main Generator 80-EG01), som er et bestående fyringsanlæg.

Generatorerne placeret på de ubemandede satellitter er ikke en del af Siri licensen og er ikke placeret på Siri platformen. Endvidere er den samlede nominelle indfyrede effekt af fyringsanlæggene på de ubemandede satellitter under 10 MW og er således ikke omfattet af kravet om miljøgodkendelse.

Krav om miljøgodkendelse omfatter heller ikke kraner, nødgeneratorer og brandvandspumper.

#### **4. Oplysninger om etablering**

Nærværende ansøgning omfatter ikke konstruktionsmæssige ændringer på platformen eller ændringer af fyringsanlæg, jf. også kapitel 3.

## 5. Oplysninger om fyringsanlæggets beliggenhed og driftstid

### 5.1 Navn og placering af platformen

Platformen, hvor fyringsanlægget er placeret har følgende navn:

*INEOS O&G Siri platform*

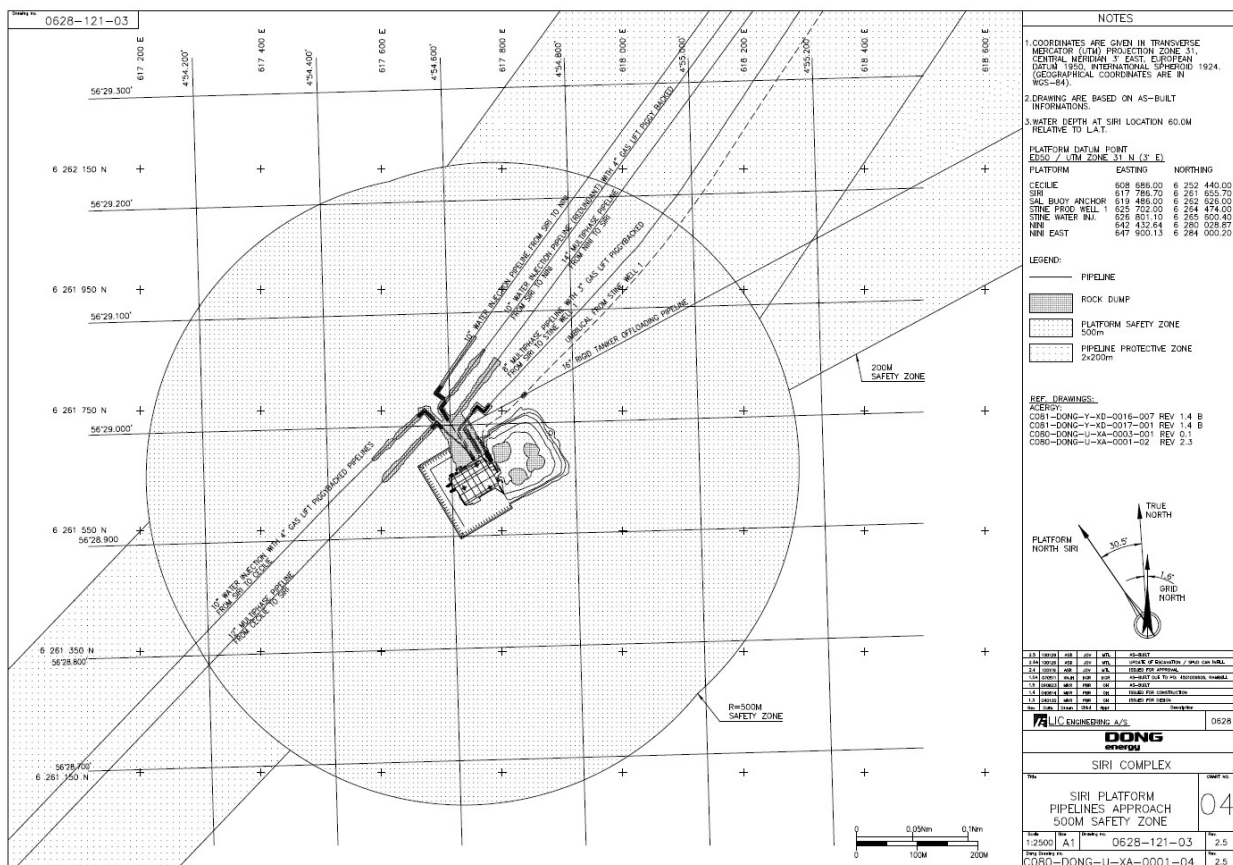
Platformen er placeret:

Easting 617 786.70  
Northing 6 261 655.70

I henhold til reference koordinatsystemet:

ED50/UTM Zone 31 N (3° E).

Placeringen af Siri platformen kan ses på kortet nedenfor. Et tilsvarende kort i målestoksforholdet 1:2500 er vedlagt som bilag 1.



Figur 5-1 Oversigtskort med placering af Siri platformen

### 5.2 Årlig driftstid for de enkelte fyringsanlæg

Den årlige driftstid for turbinen er normalt 8.000-8.200 timer på fuelgas drift og 300 timer på diesel drift. Selve turbineenheden skiftes efter hver 25.000 timers drift og er senest skiftet i hhv. 2014 og 2018. Turbinen er lukket ned for vedligehold ca. 10 døgn om året. Under nedlukning kører nødgeneratoren, som holder belysning og andre vitale systemer i drift.



## 6. Tegninger over fyringsanlæggets indretning

Fyringsanlægget er beliggende i generator enclosure på Siri platformens main deck, mens de to dieseltanke befinder sig i skroget (hullen). Røggas fra turbinen ledes ud af den sydlige skorsten på øverste dæk (weather deck), mens den nordlige skorsten er til varmeledning fra generator enclosure.



**Figur 6-1** Turbinens skorstene set fra flaretårn. Den sydlige skorsten er røggas fra turbinen og den nordlige skorsten er til varmeledning fra generator enclosure.



**Figur 6-2** Turbineenheden på Siri. Billede er fra turbineudskiftning i 2014.

Følgende tegninger er vedlagt i bilag:

- Bilag 2 Isometrisk oversigt over Siri platformen set fra syd med angivelse af placering af hhv. generator enclosure, dieseltanke og skorstene.
- Bilag 3 Oversigt over Siri platformen set fra syd.
- Bilag 4 Oversigt over Siri platformens skrog (hull) med angivelse af placering af dieseltankene.
- Bilag 5 Oversigt over Siri platformens main deck med angivelse af turbinens placering.
- Bilag 6 Oversigt over Siri platformens weather deck med angivelse af turbineskorstenes placering.

## 7. Beskrivelse af fyringsanlæggets produktion

### 7.1 Oplysninger om indfyrede effekt

Der er på Siri én gasturbine af typen LM2500. Turbinens nominelle indfyrede effekt er ca. 62,77 MW ved en leveret (nominel) effekt fra generatoren på 22 MW<sub>el</sub>. Turbinen driver en generator der leverer el til procesudstyr mv. på platformen. Turbinen kan af sikkerhedsmæssige hensyn køres på både fuelgas og diesel.

Ved normal drift er turbinens indfyrede effekt ca. 60 MW, hvilket giver en effekt for generatoren på 19-20 MW. Ved normal drift er det daglige forbrug af gas ca. 100.000 Sm<sup>3</sup>.

Det primære brændsel for turbinen er fuelgas fra processen. Kun når processen er ude af drift eller der er shut down vil turbinen køre på diesel.

I nedenstående tabel fremgår brændstofforbruget i perioden 2016-2018.

**Tabel 7-1 Brændstofforbrug i perioden 2016-2018.**

	2016	2017	2018
Diesel til turbinen (tons)	871	825	1.209
Fuelgas til turbinen (Nm <sup>3</sup> )	35.063.067	36.778.334	34,894,513

Fuelgasforbrug til turbinen måles direkte af turbinemåler 45FE0010. Data indgår i beregningen af CO<sub>2</sub> udledningen og verificeres årligt. Dieselforbrug til platformen måles ligeledes i forbindelse med CO<sub>2</sub> beregningerne, men heri indgår alle forbrug og ikke kun til turbinen. Dieselforbrug til turbinen som fremgår ovenfor er fra PEMS månedssrapporterne og beregnes her som en afledt parameter.

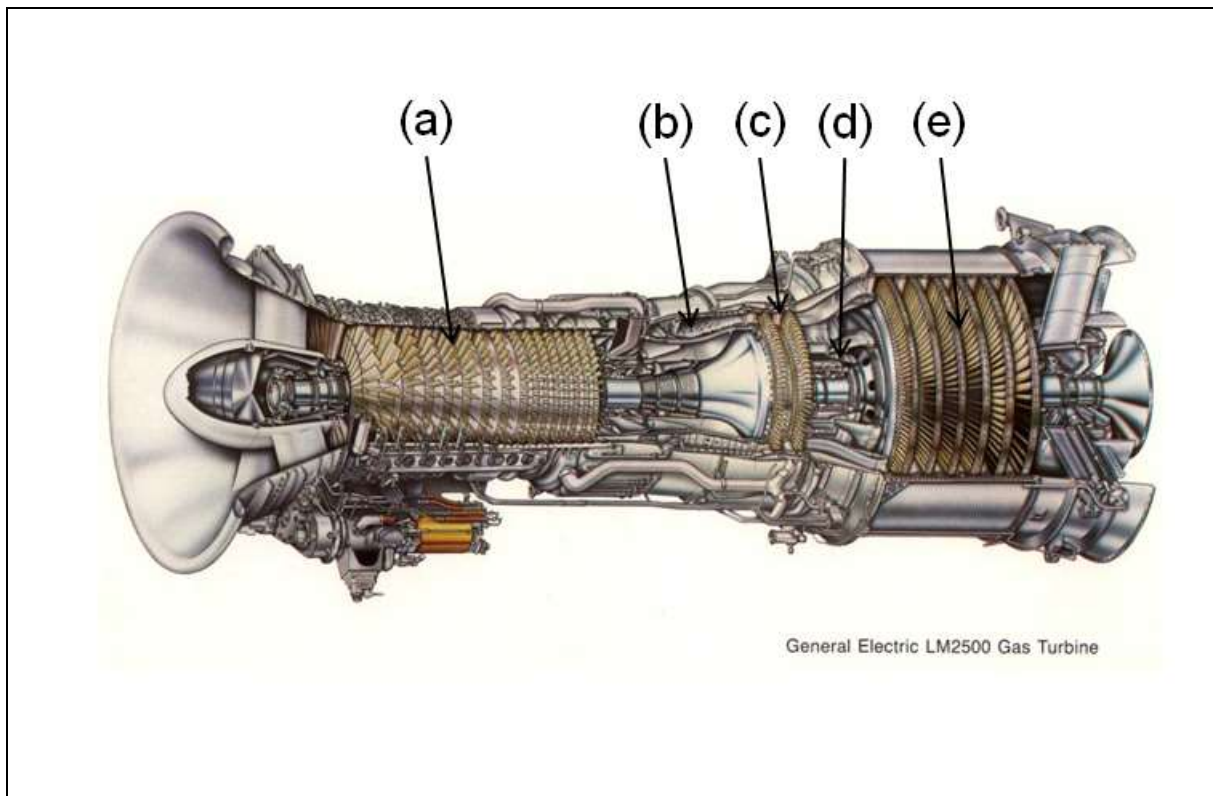
### 7.2 Beskrivelse af anlægstype og anvendelse

Gasturbinen består af en turbine (GE, LM2500 (SAC, Single Annular Combustor) gasturbine), en generator (BRUSH AC generator på 22 MW), som er power plant for Siri platformen og et varme genindvindingsanlæg (Heating Medium Waste Heat Recovery Unit "WHRU").

Gasturbinen er en simpel, to-aksel, højtydende motor. Gasturbinen består af en power turbine, monteret med brændstof og smøreolie pumper, et brændstofkontrol- og hastighedsreguleringssystem, der er forbundet med indsugnings- og udstødningssystem, olie og smøresystemer samt kontrol- og hjælpesystemer til start og overvågning af motorgang. Gasturbinen er en dual fuel type.

LM2500 har fem hovedkomponenter (se Figur 7-1): En 16-trins, kompressor (a) med syv variable statorer og luftledeskovle, et fuldt ringformet brændkammer med udvendigt monterede brændstoffdyser (b), en to-trins, luftkølet højtrykskompressor (c) og dreven gearkasse (d), og en seks-trins, aerodynamisk koblet, lavtryks-kompressor (e), som drives af gassen fra turbines højenergi-udstødningsgas.





Figur 7-1 Principskitse af gasturbine

### 7.3 Driftsforstyrrelser og uheld

Nedenfor er beskrevet mulige driftsforstyrrelser og uheld, der kan tænkes at få indvirkning på luftemissioner fra fyringsanlæggene.

Defekter på hardware, fx brændstof indsprøjtningdyser kan forårsage dårlig forstøvning og dermed dårlig forbrænding og øget emission af f.eks. partikler (ikke  $\text{NO}_x$ ).

Ved stop i produktionen er der ingen gas til rådighed og turbinen må køres på diesel. Diesel vurderes at give øget emission af partikler og  $\text{SO}_2$  ikke  $\text{NO}_x$  da forbrændingstemperaturen er den samme for diesel og for fuelgas.

Eventuel lækage på diesel/gas/olie systemer kan resultere i øget diffus emission af  $\text{CH}_4$  og nmVOC.

### 7.4 Særlige forhold ved opstart og nedlukning

I dette afsnit beskrives særlige forhold i forbindelse med opstart og nedlukning af fyringsanlægget.

Turbinen nedlukkes i forbindelse med shut down. Planlagt nedlukning sker ca. 2-3 gange om året, ikke-planlagte shut downs kan forekomme oftere. Start og stop af en gasturbine er automatisk styret af kontrolsystemet for turbinen.

Uden produktion er der ingen gas til rådighed for start af turbinen derfor starter gasturbinen på diesel indtil produktionen er i drift. Herefter skiftes der manuelt om til gas drift.

En opstartssekvens foregår på følgende måde.

1. Utility systemer startes (diesel fødepumper)
2. Turbine opstartssekvens påbegyndes (smøre-, hydraulik- og ventilationssystemer startes)
3. Turbinerotation (purgning af turbine og udstødningssystem)
4. Ignition og start til idle (speed rampes op til idle)
5. Synkronisering og HV breaker lægges ind.
6. Gas produktionen startes.
7. Fuel transfer til gas (load ca. 18 MW)

Der vurderes, at der ikke er væsentlige afvigelser på emissionerne fra gasturbinestart sammenlignet med emissioner i forbindelse med normal drift.

Stop af turbinen sker ved et hurtig stop af brændstofftilførsel. Lukningen sker umiddelbart og dermed stoppes også emissionen fra turbinen.

Der vurderes, at der ikke er væsentlige afvigelser på emissionerne fra gasturbinestop sammenlignet med emissioner i forbindelse med normal drift.

## 8. Oplysninger om valg af den bedste tilgængelige teknikker (BAT)

BAT for fyringsanlæg på offshore platforme er ikke sammenlignelige med BAT for lignende anlæg på land. Anlæggene offshore er i drift i et mere komplekst og risikofyldt miljø og sikker drift er en altafgørende parameter. Herudover spiller vægt og omfang af turbiner og udstyr en afgørende rolle ved installation og drift. Det betyder ofte at BAT for landbaserede fyringsanlæg ikke er kommercielt tilgængelige eller ikke er teknisk mulige for offshore anlæg.

Dette afsnit redegør for status hvordan BAT-konklusionerne i EU-kommissionens BREF-dokument opfyldes for fyringsanlægget på Siri. Redegørelsen tager udgangspunkt i de generelle BAT-konklusioner i BREF-dokumentets kapitel 10.1, samt de specifikke BAT-konklusioner for energianlæg offshore som beskrevet i BREF-dokumentets kapitel 10.4.3.

Redegørelsen er vedlagt separat.

## 9. Oplysninger om forurening og forureningsbegrænsende foranstaltninger

### 9.1 Bestemmelse af NO<sub>x</sub> emission fra gasturbinen

INEOS anvender et "Predictive Emission Monitoring System" (PEMS) til bestemmelse af NO<sub>x</sub>-emissionen fra gasturbinen. Ud fra kontinuert måling af relevante driftsparametre beregner PEMS løbende den aktuelle NO<sub>x</sub> koncentration. PEMS er baseret på en model af turbinen, som kan bestemme NO<sub>x</sub>-emissionen ud fra forskellige belastninger af turbinen, når den kører på både gas og diesel. De relevante driftsparametre er procesafhængige, og skal fastlægges for hver type anlæg. Det aktuelle PEMS er leveret af Weel & Sandvig.

PEMS beregninger af NO<sub>x</sub>-emissionen vil med hensyn til nøjagtighed være sammenlignelig med, hvad man kan opnå med et traditionelt NO<sub>x</sub>-emissionsmonitoreringssystem baseret på røggasanalyse.

De NO<sub>x</sub> udledningsværdier, som fremgår af PEMS, er omregnet til NO<sub>2</sub>-ækvivalenter.

Som input til PEMS anvendes en række eksisterende procesmålinger, som skal sikre at modellen præcist kan bestemme NO<sub>x</sub>-emissionen fx turbinehastighed, gastilførsel og -komposition, dieseltilførsel, samt omgivelsens temperatur, tryk og fugtighed.

Beregningerne foretages hvert andet minut med 2 minutters løbende middelværdier for inputdata til modellen.

PEMS-systemet inkluderer et datagenkendelsessystem, der sikrer at signifikante signalfejl vil blive opfanget. Endvidere vil de væsentligste målte værdier blive korrigeret, hvis energi- og massebalancer ikke stemmer overens.

#### 9.1.1 Måleridentifikation samt kalibrering og vedligehold

Vedligeholdelsesprogrammet af de målere, der indgår i PEMS-modellen udføres i hht. specifikation fra leverandørerne, internationale standarder eller offshore praksis på området.

Vedligeholdelses- og kalibreringsplaner er indarbejdet i Siris elektroniske vedligeholdelsessystem (SAP). Dokumentation for udført kalibrering lagres i INEOS' elektroniske arkiveringssystem (ProArc). Kalibrering af instrumenterne sker dels af instrumentfolk på platformen dels af leverandører.

PEMS kvalitetssikres og kontrolleres efter samme principper som gælder for AMS måling dvs. efter DS/EN 14181.

QAL2 kontrol af PEMS i hht. DS/EN14181 og MEL-16<sup>4</sup> foretages hver 5. år, eller såfremt der har været væsentlige ændringer på turbinen. Kontrollen foretages med henblik på:

1. En vurdering af PEMS præcision i forhold til krav
2. Udarbejdelse af en kalibreringsfunktion, der fastlægger sammenhængen mellem PEMS og referencemåling
3. Identificere kalibreringsinterval indenfor hvilket PEMS resultatet er gyldigt

---

<sup>4</sup> MEL-16: Metodeblad nr. 16 fra Miljøstyrelsens Referencelaboratorium: "Kvalitetssikring af AMS".

Der er lavet QAL2 i 2010, 2014, 2017 og 2018. Rapporter er tidligere fremsendt til Miljøstyrelsen.

Yderligere foretages årligt AST (Annual Surveillance Test) i henhold til DS/EN 14181 med henblik på at vurdere om kalibreringsfunktionen udarbejdet under QAL2 testen stadig er gældende. AST test består af minimum 5 parallelle røggasmålinger. AST er senest udført af FORCE i 2014, 2015 og 2016. Rapporter er tidligere fremsendt til Miljøstyrelsen.

### 9.1.2 Dataopsamling

Data fra målerne opsamles af produktionsenhedens dataopsamlingsystem (ABB), og lagres som døgnværdier. Alle data lagres, inklusiv dieselforbrug i det elektroniske produktions database, EC. Data lagres i min 10 år.

Alle procesdata, som indgår i PEMS beregningerne, vil blive gemt i PEMS systemets database sammen med de beregnede emissioner. Der foretages løbende backup på databasen. Data gemmes i min. 10 år. PEMS rapporter kvalitetstjekkes hver måned i forhold til registreret brændselsforbrug i EC.

### 9.1.3 Analyser

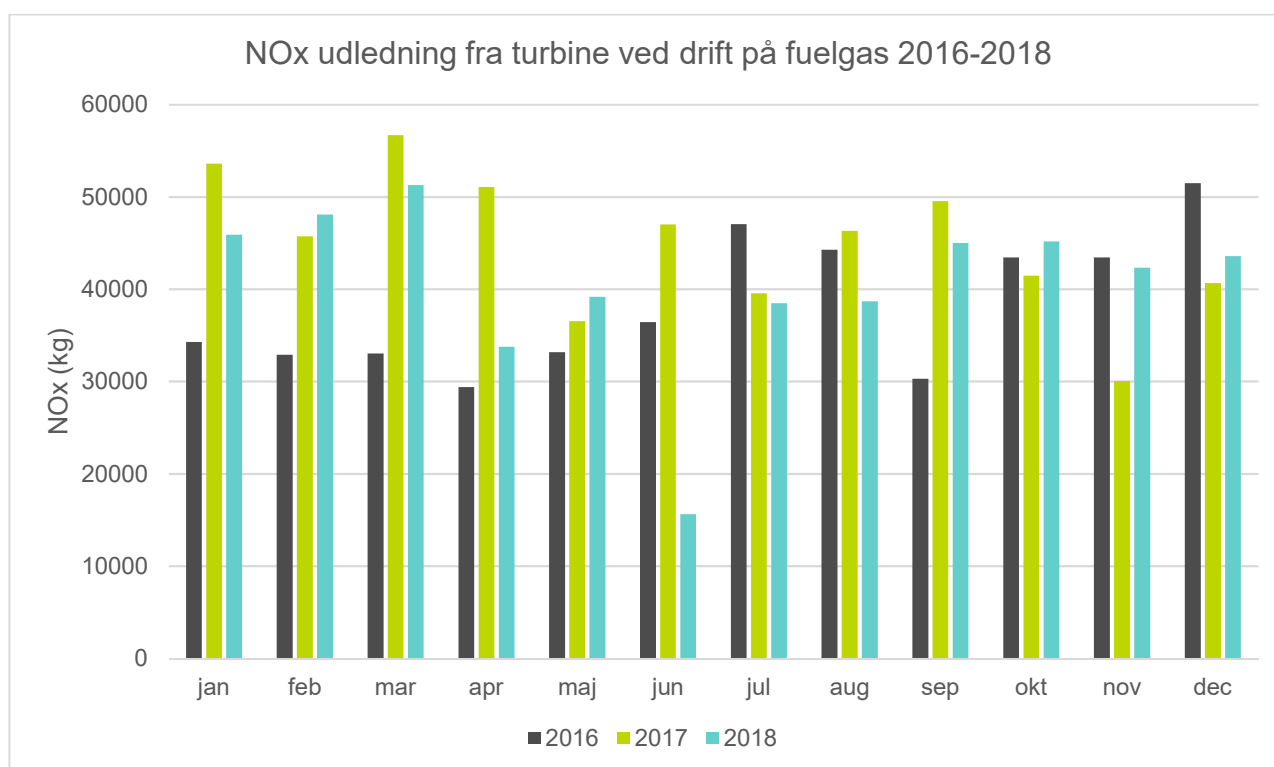
Fuelgasanalyser indgår som inputdata i PEMS-modellen. Prøverne udtages i henhold til prøvetagningsprocedure, baseret på gældende praksis i offshore branchen. Prøverne udtages af en kvalificeret person og analyseres af et firma, som er akkrediteret efter EN ISO 17025 til at foretage gasanalyser. I øjeblikket anvendes Dansk Gasteknisk Center A/S (DGC).

## 9.2 Udledning af NO<sub>x</sub> fra fuelgas

Emission af NO<sub>x</sub> fra turbinen (regnet som NO<sub>2</sub>) ved drift på fuelgas er angivet i nedenstående tabel og figur. Resultaterne er beregnet af PEMS på baggrund af data fra EC.

**Tabel 9-1 Månedlig udledning af NO<sub>x</sub> (regnet som NO<sub>2</sub>) fra turbinen ved drift på fuelgas i 2016-2018. Beregnet af PEMS.**

Måned	Kg NO <sub>x</sub> 2016	Kg NO <sub>x</sub> 2017	Kg NO <sub>x</sub> 2018
Januar	34.274	53.593	45.906
Februar	32.908	45.716	48.086
Marts	33.018	56.681	51.258
April	29.401	51.078	33.762
Maj	33.162	36.533	39.161
Juni	36.429	46.997	15.611
Juli	47.047	39.556	38.488
August	44.255	46.322	38.667
September	30.300	49.548	44.987
Oktober	43.424	41.454	45.168
November	43.423	30.056	42.323
December	51.489	40.668	43.574
<b>I alt per år</b>	<b>459.130</b>	<b>538.202</b>	<b>486.991</b>
<b>Gennemsnit pr. md.</b>	<b>38.261</b>	<b>44.850</b>	<b>40.583</b>



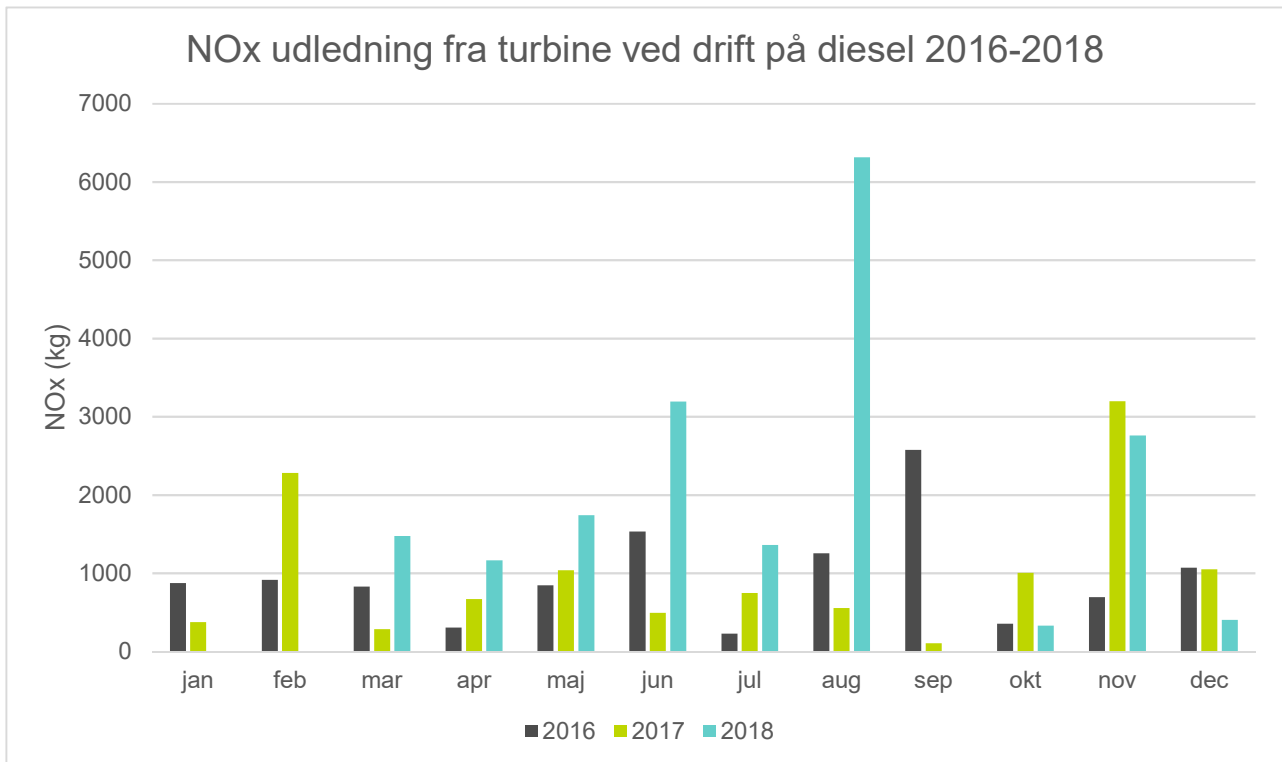
**Figur 9-1** Månedlig udledning af NO<sub>x</sub> (regnet som NO<sub>2</sub>) fra turbinen ved drift på fuelgas i 2016-2018. Beregnet af PEMS.

### 9.3 Udledning af NO<sub>x</sub> fra diesel

Emission af NO<sub>x</sub> fra turbinen (regnet som NO<sub>2</sub>) ved drift på diesel er angivet i nedenstående tabel og figur. Resultaterne er beregnet af PEMS på baggrund af data fra EC.

**Tabel 9-2** Månedlig udledning af NO<sub>x</sub> (regnet som NO<sub>2</sub>) fra turbinen ved drift på diesel i 2016-2018. Beregnet af PEMS.

Måned	Kg NO <sub>x</sub> 2016	Kg NO <sub>x</sub> 2017	Kg NO <sub>x</sub> 2018
Januar	873	372	0
Februar	916	2.279	0
Marts	830	282	1.474
April	306	668	1.162
Maj	846	1.037	1.739
Juni	1.531	491	3.192
Juli	225	747	1.360
August	1.253	552	6.314
September	2.577	105	0
Oktober	354	1.005	328
November	693	3.195	2.759
December	1.071	1.048	404
I alt per år	11.475	11.781	18.732
Gennemsnit pr. md.	956	982	1.561



**Figur 9-2 Månedlig udledning af NO<sub>x</sub> (regnet som NO<sub>2</sub>) fra turbinen ved drift på diesel i 2016-2018. Beregnet af PEMS.**

NO<sub>x</sub> emissionen fra turbinen ved drift på diesel har gennemsnitligt ligget på mellem 2,1% og 3,4% af den samlede NO<sub>x</sub> emission fra turbinen.

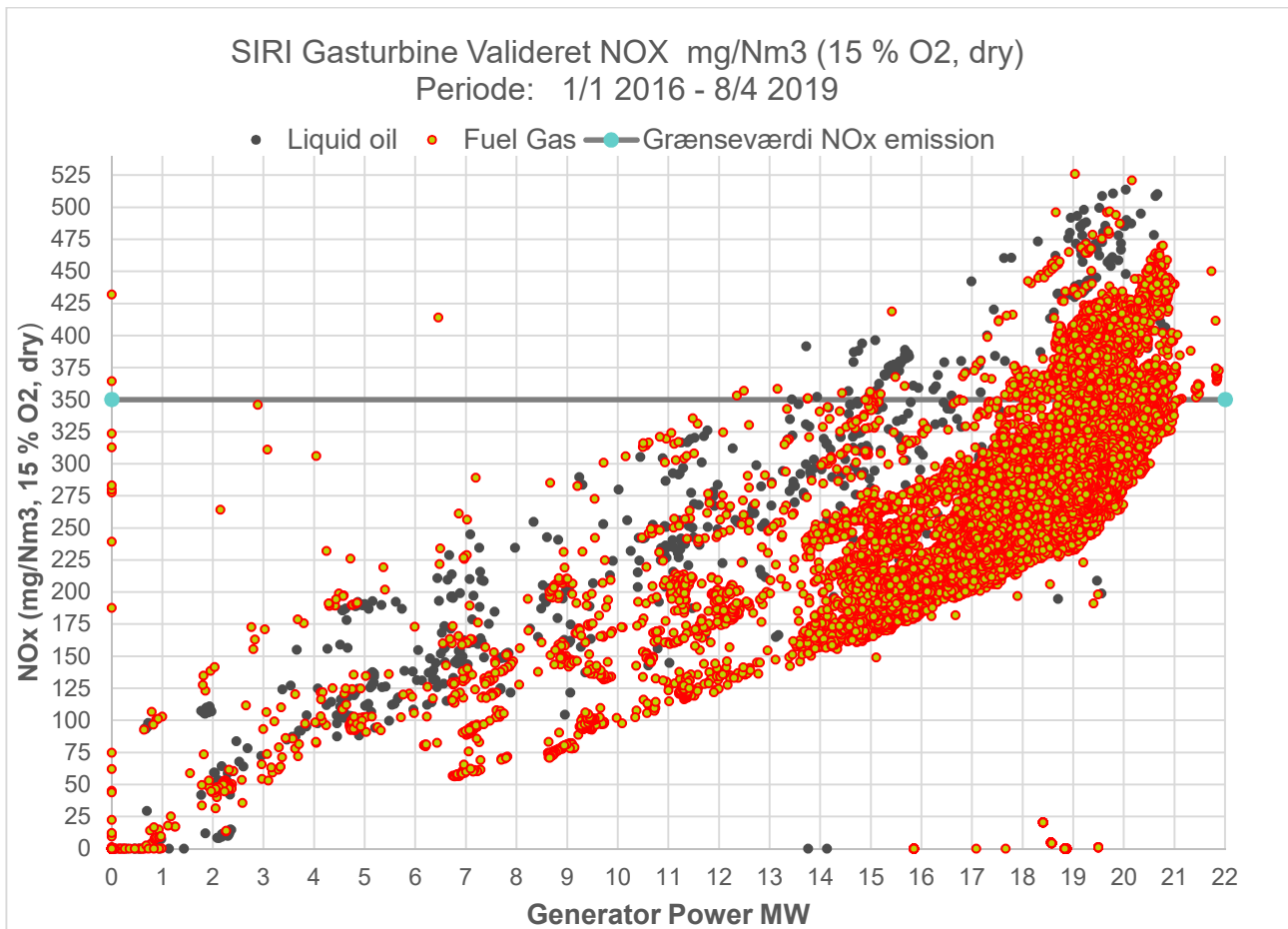
#### 9.4 NO<sub>x</sub> emissionskoncentration

Målingerne i afkastet fra turbinen viste ved den seneste QAL2 i 2018 en gennemsnitlig koncentration af NO<sub>x</sub> (beregnet som NO<sub>2</sub>) på mellem 310 mg/m<sup>3</sup> og 390 mg/m<sup>3</sup> (tør røggas ved normaltilstanden (0°C, 101,3 kPa) og 15 % ilt). Belastningen af turbinen var i samme periode mellem 15,2 og 19,8 MW.

Forholdet mellem belastning af turbinen og NO<sub>x</sub> emissionen fra hhv. fuelgas og diesel i hvert af årene 2016, 2017 og 2018 er vist herunder. Som det ses, køres der med høj load på turbinen i størstedelen af tiden. Load er >14 MW i ca. 90% af tiden og >18 MW i ca. 36% af tiden.

NO<sub>x</sub> udledningen fra turbinen er højere ved drift på diesel end ved drift på fuelgas ved den samme load. I perioden overskrides den hidtidige grænseværdi på 515 mg NO<sub>x</sub>/Nm<sup>3</sup> ikke, mens den fremtidige BAT-AEL på 350 mg NO<sub>x</sub>/Nm<sup>3</sup> overskrides ca. 14% af tiden.

INEOS agter efter aftale med Miljøstyrelsen at søge om dispensation fra BAT-AEL-kravet for den resterende del af Siri-plattformens levetid (forventet nedlukning i 2024). En sådan ansøgning vil blive indsendt separat.



Figur 9-3 NO<sub>x</sub> emissionskoncentration fra gasturbinen ved drift på hhv. fuelgas og diesel.

### 9.5 Diffuse emissioner fra turbine

Diffuse emissioner fra gasturbinen på Siri vurderes at være minimale. Temperatur, vibrationer og gasudslip overvåges løbende og i tilfælde af unormal drift vil der straks ske nedlukning af anlægget.

### 9.6 Afvigende emissioner i forbindelse med opstart/nedlukning af anlæg

Turbinen nedlukkes i forbindelse med shut down. Planlagt nedlukning sker ca. 2-3 gange om året, ikke-planlagte shut downs kan forekomme oftere.

Turbinen vil ved opstart/nedlukning hurtigt køre op i normal last på ca. 19-20 MW, og der forventes ikke afvigende emissioner af betydning.

### 9.7 Energiledelse

INEOS har som følge af de to handlingsplaner<sup>5</sup> for mere energieffektiv indvinding af olie og gas i Nordsøen indført energiledelse efter principperne i ISO 50001. Energiledelse er en integreret del af INEOS' miljøledelsessystem. Miljøledelsessystemet er certificeret af et akkrediteret organ i overensstemmelse med ISO 14001.

<sup>5</sup> Handlingsplan for energieffektivisering ved indvinding af olie og gas i Nordsøen 2009-2011 samt Handlingsplan for energieffektivisering ved indvinding af olie og gas i Nordsøen 2012-2014



INEOS gennemfører løbende opfølgingsaktiviteter i hht. kravene i ISO 50001, herunder:

- Årlig energigennemgang
- Årlig revidering af mål for energieffektivitet
- Månedlig opfølgning på KPI for energieffektivitet
- Løbende opfølgning på aktionsplan med konkrete energiforbedrende aktiviteter

Et meget omfattende studie af energieffektiviseringspotentialet på Siri blev udarbejdet i 2011, hvilket har udmøntet sig i en række konkrete energieffektiviseringsinitiativer, ligesom yderligere initiativer løbende er kommet til. Som eksempler på gennemførte initiativer relateret til turbinen kan nævnes:

- Gennemgang af kontrolsystem for at undgå ikke-planlagte nedlukninger
- Udskifte elektriske heaters for at spare power
- Udskiftning af sanddetektorer for at reducere behovet for nedlukninger for at rense separatorer mm.
- Gennemgang af og prioritering af alarmer for at undgå ikke-planlagte nedlukninger

Derudover er en række initiativer til begrænsning af flaring gennemført. Generelt kan det bemærkes, at ikke-planlagte nedlukninger koster en masse brændstof /flaring og derfor er en stor del af energieffektiviseringsinitiativerne fokuseret på at undgå netop dette.

De senere års indsats med at forbedre energieffektiviteten af anlæg med fokus på fuelforbruget, herunder set i lyset af det overordnede mål fra energieffektiviseringshandlingsplanen fra 2012 om en samlet reduktion af fuelforbrug og flaring på 29 pct. ift. 2006-basisåret har medført en

Fuelforbrug og flaring var i 2018 reduceret med 40% for diesel, øget med 30% for fuelgas og reduceret med 66% for flaring sammenlignet med basisåret. Til denne udvikling kan bemærkes, at Siri-komplekset er væsentligt ændret siden 2006, da Nini Øst-feltet blev koblet på i 2010.

Siri-feltet er nu i late-life fasen, som betyder, at størstedelen af produktionsstrømmen består af vand (>90%). Dette betyder et stort energiforbrug til reinjektion af både gas og vand. Dog skal det understreges, at det er et ét-strengt system og at der derfor kun bruges den mængde brændstof, der er absolut nødvendig.

## 10. Oplysninger om driftsforstyrrelser og uheld

### 10.1 Særlige emissioner ved driftsforstyrrelser eller uheld

Ingen af de i afsnit 7.3 nævnte driftsforstyrrelser og uheld vurderes at give anledning til nogen særlige emissioner.

### 10.2 Foranstaltninger for at imødegå driftsforstyrrelser og uheld

Gasturbinen og generatoren er hvert udstyret med et kontrolsystem der overvåger temperaturer, rotationshastighed, vibrationer, brændstofflow samt har gasdetektion. I tilfælde af unormal drift vil der være alarmer i kontrolrummet som gør opmærksom på de unormale driftsforhold. I yderste tilfælde vil der ske en automatisk nedlukning af anlægget.

### 10.3 Foranstaltninger for at begrænse virkninger på mennesker og miljø

De nævnte uheld og driftsforstyrrelser vurderes ikke at medføre væsentlige emissioner og påvirkningen af mennesker og miljø vil derfor være meget begrænset. Siri platformen er placeret på det åbne vand lang fra land og hvor der vil ske en god spredning af emissioner. Dette vil endvidere begrænse virkningen på mennesker og miljø.

Se også afsnit 10.2.

## 11. Ikke-teknisk resumé

INEOS ansøger om fornyet miljøgodkendelse af turbinen ombord på Siri platformen på baggrund af Miljøstyrelsens brev af 31. oktober 2018 (J.nr. MST-1271-00530) om igangsættelse af revurdering af miljøgodkendelser på baggrund af EU-kommissionens BAT-konklusioner for store fyringsanlæg. Miljøstyrelsen har i den forbindelse udbedt sig oplysninger fra INEOS, herunder "en beskrivelse af eventuelle ændringer til de tekniske anlæg".

Turbinen har en termisk indfyret effekt på 62,77 MW og er dermed omfattet af bekendtgørelse nr. 1449 om visse luftforurenende emissioner fra fyringsanlæg på platforme på havet, dateret den 20. december 2012. Turbinen er et eksisterende anlæg, som leverer strøm til Siri platformen. Turbinen drives først og fremmest på fuelgas, men kan også køre på diesel. Diesel anvendes primært under opstart af turbinen.

Den årlige driftstid for turbinen er normalt 8.000-8.200 timer på fuelgas drift og 300 timer på diesel drift.

Ved normal drift er turbinens indfyrede effekt ca. 60 MW, hvilket giver en effekt for generatoren på 19-20 MW. Ved normal drift er det daglige forbrug af gas ca. 100.000 Sm<sup>3</sup>.

Det primære brændsel for turbinen er fuelgas fra processen. Kun når processen er ude af drift eller der er shut down kører turbinen på diesel.

I nedenstående tabel fremgår brændstofforbruget i perioden 2016-2018.

**Tabel 11-1 Brændstofforbrug i perioden 2016-2018.**

	2016	2017	2018
Diesel til turbinen (tons)	871	825	1.209
Fuelgas til turbinen (Nm <sup>3</sup> )	35.063.067	36.778.334	34,894,513

I nedenstående tabel fremgår NO<sub>x</sub>-emissionen i perioden 2016-2018.

**Tabel 11-2 NO<sub>x</sub>-emission i perioden 2016-2018.**

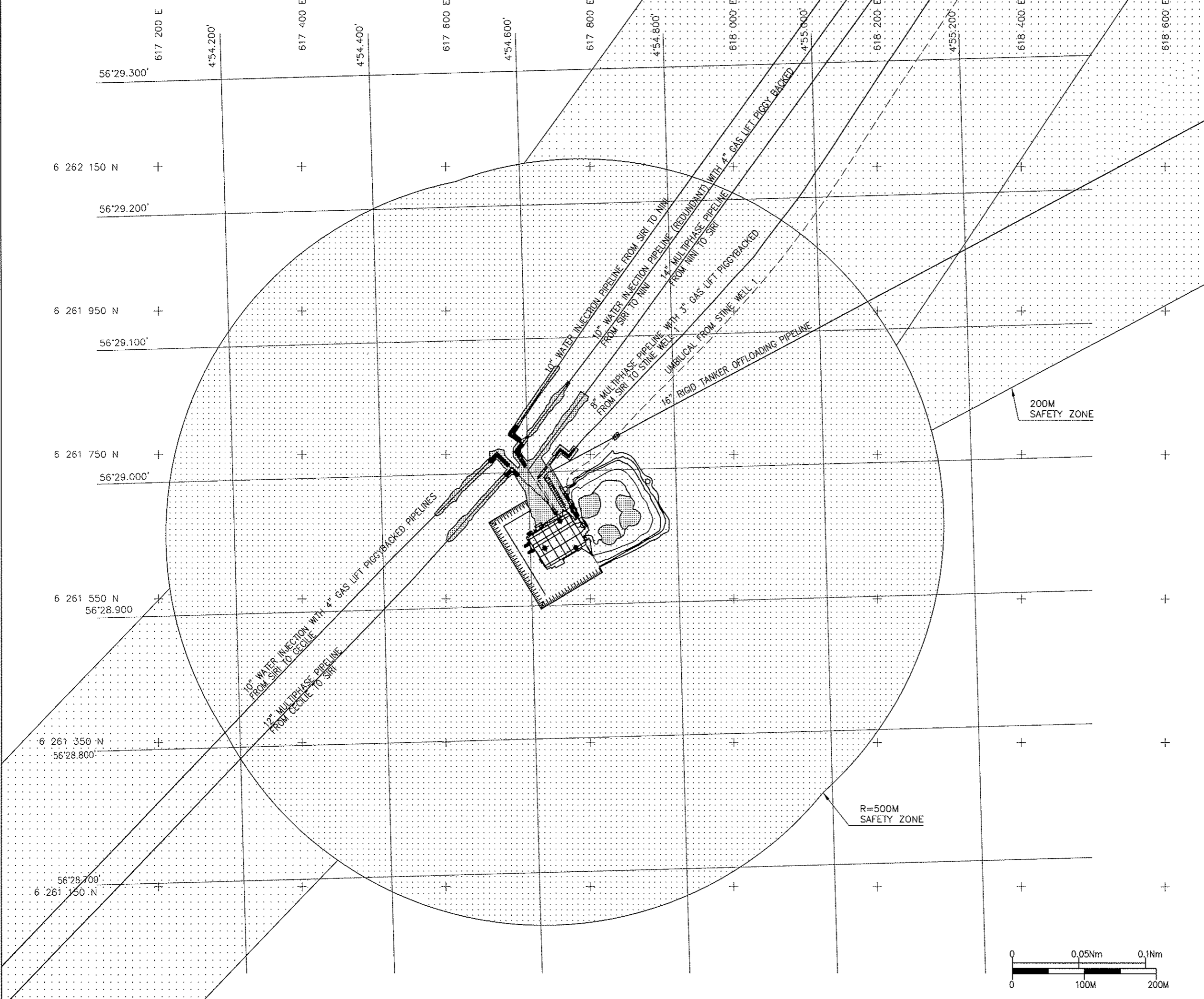
	2016	2017	2018
NO <sub>x</sub> emission, diesel (kg)	11.475	11.781	18.732
NO <sub>x</sub> emission, fuelgas (kg)	459.130	538.202	486.991

Turbinen er blevet opgraderet i 2005 med et varmegenvindingssystem, således at spildvarmen kan anvendes til opvarmning af produktionsstrømmene fra satellitterne. Endvidere overvåges NO<sub>x</sub>-udledningen kontinuerligt fra turbinen via et PEMS-system, som er implementeret i 2010.

Energieffektivisering sker løbende, og dette arbejdet er systematiseret i kraft af at INEOS har implementeret energiledelse i henhold til ISO 50001.

Ved at gennemgå BAT for offshore installationer jf. det endelige EU LCP BREF dokument, er det endvidere INEOS' vurdering at det er nødvendigt at ansøge om dispensation fra BAT-AEL kravet. En sådan ansøgning vil blive fremsendt separat.

## Bilag 1 – Oversigtstegning Siri



NOTES

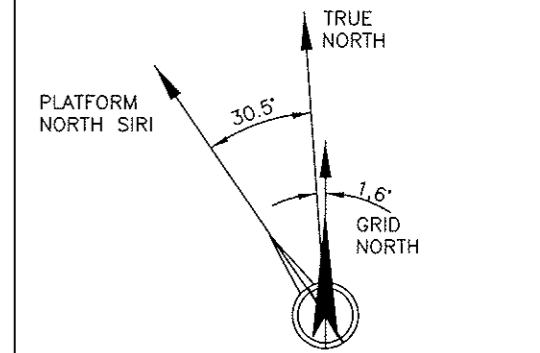
- COORDINATES ARE GIVEN IN TRANSVERSE MERCATOR (UTM) PROJECTION ZONE 31, CENTRAL MERIDIAN 3° EAST, EUROPEAN DATUM 1950, INTERNATIONAL SPHEROID 1924. (GEOGRAPHICAL COORDINATES ARE IN WGS-84).
- DRAWING ARE BASED ON AS-BUILT INFORMATIONS.
- WATER DEPTH AT SIRI LOCATION 60.0M RELATIVE TO L.A.T.

PLATFORM DATUM POINT  
ED50 / UTM ZONE 31 N (3° E)

PLATFORM	EASTING	NORTHING
CECILIE	608 686.00	6 252 440.00
SIRI	617 786.70	6 261 655.70
SAL BUOY ANCHOR	619 486.00	6 262 626.00
STINE PROD WELL 1	625 702.00	6 264 474.00
STINE WATER INJ.	626 801.10	6 265 600.40
NINI	642 432.64	6 280 028.87
NINI EAST	647 900.13	6 284 000.20

- LEGEND:
- PIPELINE
  - ROCK DUMP
  - PLATFORM SAFETY ZONE 500m
  - PIPELINE PROTECTIVE ZONE 2x200m

- REF. DRAWINGS:
- ACERGY:
- C081-DONG-Y-XD-0016-007 REV 1.4 B
  - C081-DONG-Y-XD-0017-001 REV 1.4 B
  - C080-DONG-U-XA-0003-001 REV 0.1
  - C080-DONG-U-XA-0001-02 REV 2.3



Rev	Date	Drawn	Chkd	Appr	Description
2.5	100129	ASK	JOV	MTL	AS-BUILT
2.4A	100126	ASK	JOV	MTL	UPDATE OF ESCAVATION / SPUD CAN INFILL
2.4	100119	ASK	JOV	MTL	ISSUED FOR APPROVAL
1.5A	070511	XNLH	KGR	KGR	AS-BUILT DUE TO Pdr: 4501000606, RAMBOLL
1.5	040823	MKR	PBR	OK	AS-BUILT
1.4	040614	MKR	PBR	OK	ISSUED FOR CONSTRUCTION
1.3	040130	MKR	PBR	OK	ISSUED FOR DESIGN

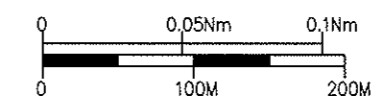
**TALIC ENGINEERING A/S** 0628

**DONG energy**

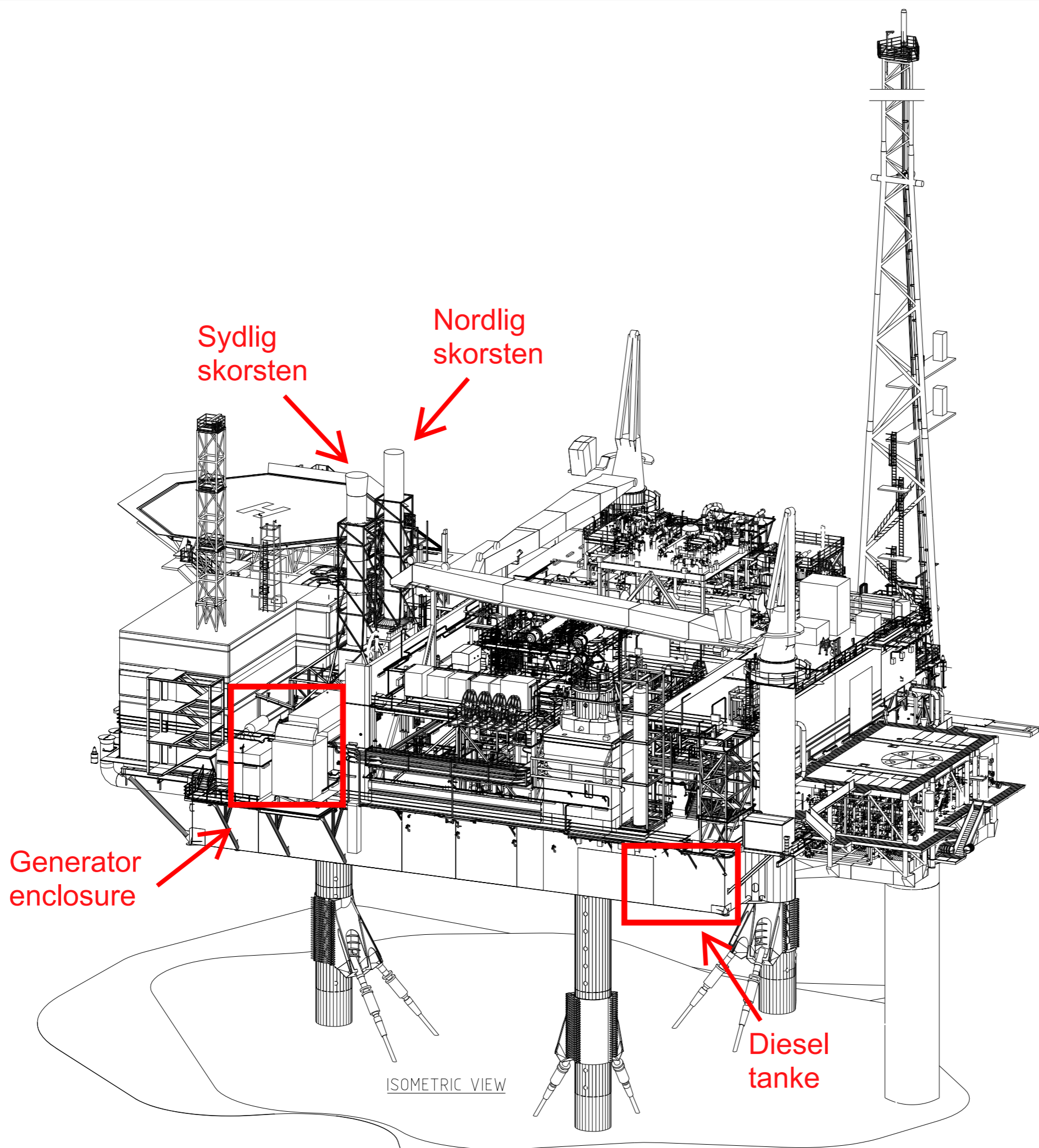
SIRI COMPLEX

Title: SIRI PLATFORM PIPELINES APPROACH 500M SAFETY ZONE CHART NO. 04

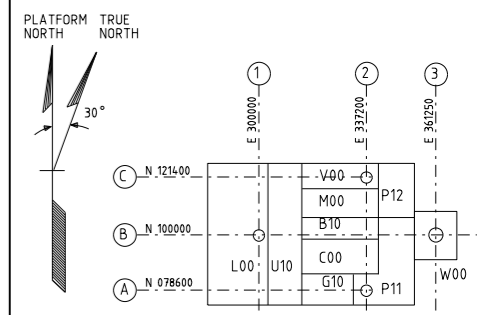
Scale: 1:2500	Size: A1	Drawing no. 0628-121-03	Rev. 2.5
Dong Drawing no. CO80-DONG-U-XA-0001-04			Rev. 2.5



## Bilag 2 – Isometrisk oversigt over Siri platformen set fra syd



NOTES:



C080-KV-L-XE-0001-07	PLOT PLAN ISOMETRIC VIEW
C080-KV-L-XE-0001-05	PLOT PLAN ELEV. LOOKING SOUTH
C080-KV-L-XE-0001-04	PLOT PLAN ELEV. LOOKING NORTH
C080-KV-L-XE-0001-03	PLOT PLAN WEATHER DECK
C080-KV-L-XE-0001-02	PLOT PLAN MAIN DECK
C080-KV-L-XE-0001-01	PLOT PLAN HULL
REF. DRAWING NO.	REFERENCE DRAWING TITLE



1.5A	AS BUILT (SMSSD), SIRI CAISSON SUPPORT PROJECT	RAMBOLL	REEM	PETER POLRY	15.11.14	
1.5	AS BUILT DUE TO SYNERGIE 20396, SUP701, PD4501054-5	RAMBOLL	LNT	MNRA	20.10.10	
A1	AS-BUILT	-	AL	-	30.09.08	
B	ISSUED COMPLETE DETAIL ENGINEERING	-	WH	GH	26.01.08	
A	ISSUED FOR IDC	-	SAH	GH	01.01.07	
REV	DESCRIPTION	SUPPLIER	PREP	CHKD	APPR	DATE

PROJECT TITLE  
**SIRI FIELD**

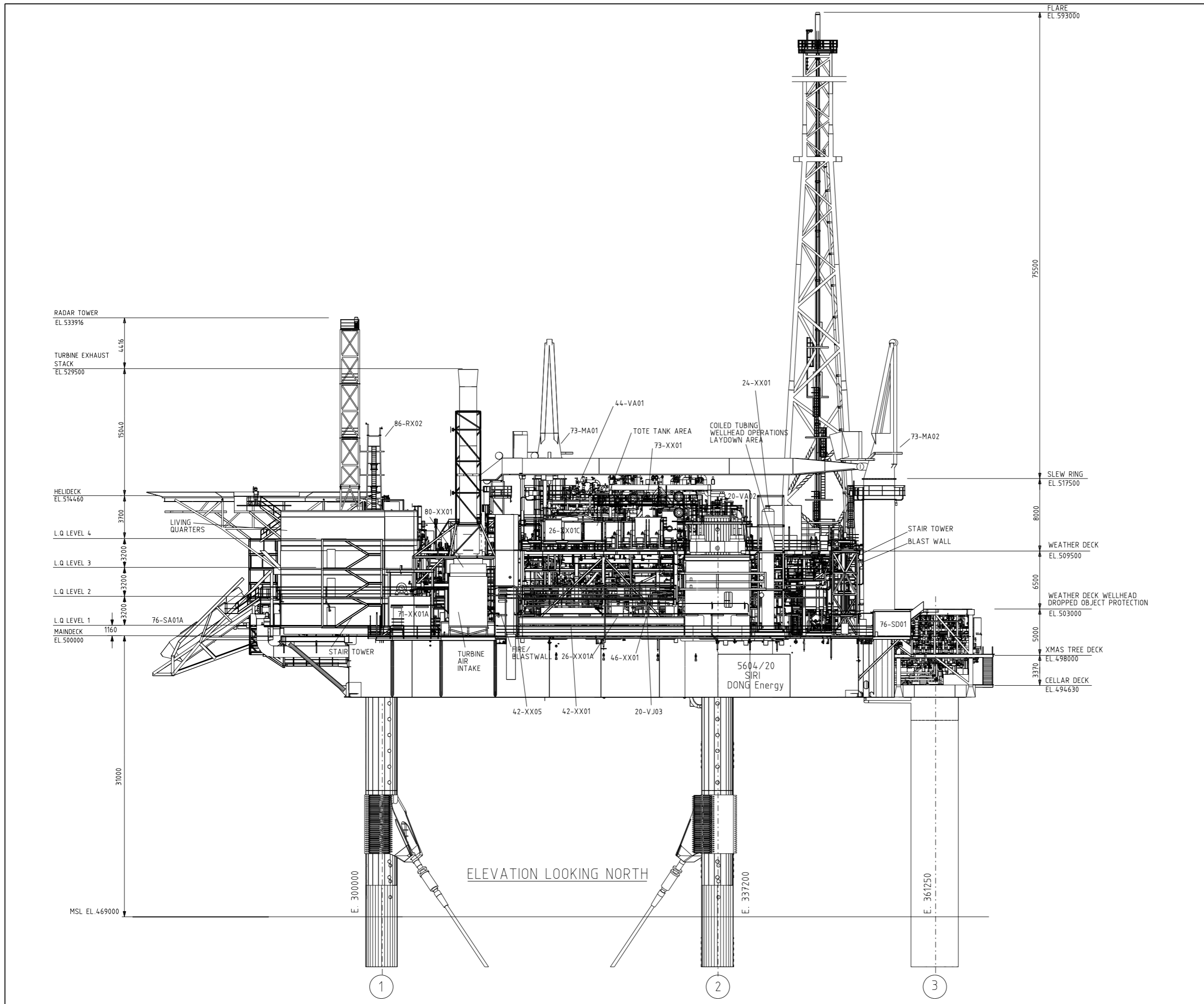
DRAWING TITLE  
PLOT PLAN  
ISOMETRIC VIEW

TAG NUMBERS :  
-  
-  
-

FORMAT	SCALE	SYSTEM NO.	AREA CODE	LOCATION CODE	SUPPLIER DOCUMENT NUMBER
A1	NTS	-	A00	-	-
DRAWING NO.	REVISION NO.				
C080-KV-L-XE-0001-06	1.5A				

## Bilag 3 – Oversigt over Siri platformen set fra syd





NOTES:

PLATFORM TRUE NORTH

KEYPLAN

C080-KV-L-XE-0001-07	PLOT PLAN ISOMETRIC VIEW
C080-KV-L-XE-0001-06	PLOT PLAN ISOMETRIC VIEW
C080-KV-L-XE-0001-05	PLOT PLAN ELEV. LOOKING SOUTH
C080-KV-L-XE-0001-03	PLOT PLAN WEATHER DECK
C080-KV-L-XE-0001-02	PLOT PLAN MAIN DECK
C080-KV-L-XE-0001-01	PLOT PLAN HULL
REF. DRAWING NO.	REFERENCE DRAWING TITLE

**DONG energy**

1.5B	AS BUILT (SMSS01, SIRI CAISSON SUPPORT PROJECT)	RAMBOLL	REEM	PETER ROLRY	15.11.14	
1.5A	AS BUILT DUE TO SYNERGIE 20396, SUP101, PD4501015415	RAMBOLL	LNT	MARA	KGR	20.10.10
1.5	RE-AS BUILT (W020094682)	-	EA	FJP	FJP	12.09.02
1.4	ISSUED FOR CONSTRUCTION (W020094682)	-	KGR	-	-	23.03.97
1.3	ISSUED FOR DESIGN (W020094682)	-	KGR	BHN	ADN	26.06.97
A1	AS-BUILT	-	AL	-	-	30.09.98
B	ISSUED COMPLETE DETAIL ENGINEERING	-	WH	GH	AS/TN	26.01.98
A	ISSUED FOR IDC	-	SH	GH	AS	23.03.97

PROJECT TITLE	SIRI FIELD	TAG NUMBERS	-
DRAWING TITLE	PLOT PLAN	TAG NUMBERS	-
DRAWING TITLE	ELEVATION LOOKING NORTH	TAG NUMBERS	-

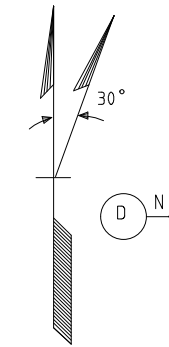
FORMAT	SCALE	SYSTEM NO.	AREA CODE	LOCATION CODE	SUPPLIER DOCUMENT NUMBER
A1	1:200	-	A00	-	-

DRAWING NO. C080-KV-L-XE-0001-04

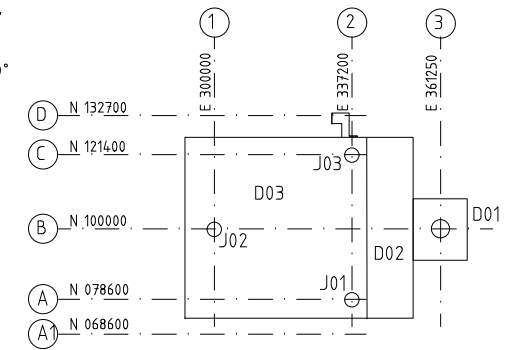
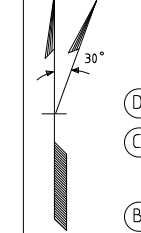
REVISION NO. 1.5B

## Bilag 4 – Oversigt over Siri platformens skrog (hull) og dieseltanke

PLATFORM TRUE NORTH  
NORTH



PLATFORM TRUE NORTH  
NORTH

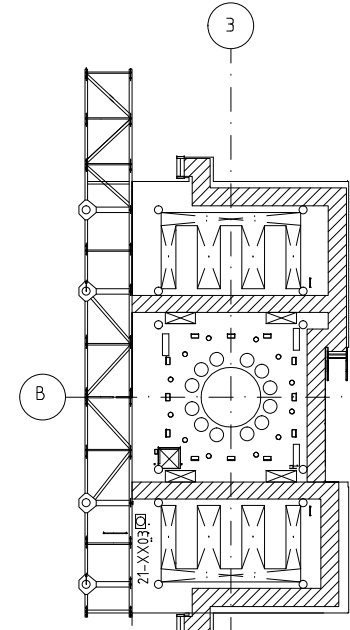


KEYPLAN

EQUIPMENT LIST

TAG No.	Description
11-PA03	BRINE TRANSFER PUMP
11-TB09	BRINE TANK
11-TA01	WELLHEAD MUD TRAIN TANK
21-XX03	COOLING OIL CIRCULATION UNIT
40-CB01	COOLING MEDIUM FILTER
40-HB01	COOLING MEDIUM COOLER
40-PA01A	COOLING MEDIUM PUMP
40-PA01B	COOLING MEDIUM PUMP
40-PA02	COOLING MEDIUM TRANSFER PUMP
40-TB01	COOLING MEDIUM STORAGE TANK
53-CG01	POTABLE WATER CHILLER
53-PA01A	POTABLE WATER PUMP
53-PA01B	POTABLE WATER PUMP
53-PA02	SERVICE WATER PUMP
53-TB01A	POTABLE WATER TANK
53-TB01B	POTABLE WATER TANK
53-TB01C	POTABLE WATER TANK
53-TB02	SERVICE WATER TANK
53-XX01	U.V. STERILIZER
56-PG02	NON HAZARDOUS DRAIN SUMP PUMP
56-TB02	NON-HAZARDOUS DRAIN TANK
56-TX01	DRAIN CAISSON
57-TB01	RECLAIMED OIL SUMP TANK
57-VD01	WELLHEAD CLOSED DRAIN DRUM
62-CA02A/B	DIESEL FILTER
62-PG01A	DIESEL PUMP
62-PG01B	DIESEL PUMP
62-TB01	DIESEL STORAGE TANK
62-TB02	DIESEL STORAGE TANK
63-VL01	AIR RECEIVER
63-XX01A	AIR COMPRESSOR
63-XX01B	AIR COMPRESSOR
63-XX02	AIR DRYER
63-XX03	AIR COMPRESSOR
64-XX01	INERT GAS GENERATOR SKID
71-SH02	FIRE FIGHTING SYSTEM, WATERMIST
76-SX10	SAFETY EQUIPMENT
77-GA001A	AIR HANDLING UNIT
77-GA001B	AIR HANDLING UNIT
77-GE005A	FIRE DAMPER & TRANSITION
77-GE005B	FIRE DAMPER & TRANSITION
77-GH001A	DEHUMIDIFIER
77-GH001B	DEHUMIDIFIER
77-GH001C	DEHUMIDIFIER
78-XX04	HYDRAULIC PRESS
SI-005	SEAWATER DUMPLINE CAISSON
	FUTURE FRESH WATER MAKER
62-CC50	DIESEL CENTRIFUGE
62-PA51	DIESEL TRANSFER PUMP (NOTE 1)
62-PA52	DIESEL TRANSFER PUMP (NOTE 1)
78-CZ02	HIGH PRESSURE WATER CLEANER

PLAN ON WELLHEAD, MEZZ. DECK  
T.O. DECK PLATE EL. 498000



Dieseltanke

PLAN ON DOUBLE BOTTOM  
U/S DECKPLATE EL. 494630

LEGEND

ACCESS WAY	
SOLID DECK	
GRATED DECK	
SAFETY WALL	

NOTES : 1. PRELIMINARY POSITION

HOLDS :

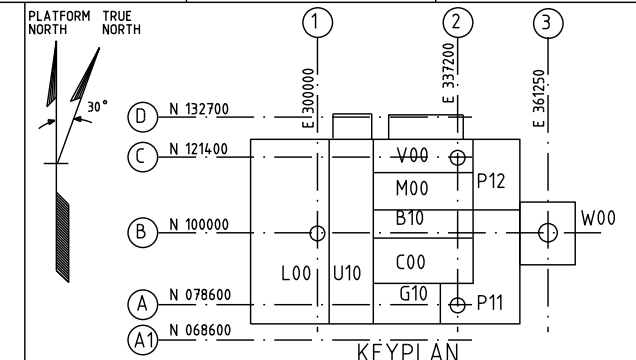
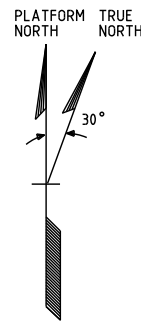
Rev.	Issue date	Reason for issue	Made by	Chk'd by	Disc. appr.	Proj. appr.	Client appr.	REF. DRAWING NO.	REFERENCE DRAWING TITLE	REF. DRAWING NO.	REFERENCE DRAWING TITLE
5.5	13.05.2015	AS-BUILT	JETH	MICM	JETH						
5.4A	23.08.2012	ISSUED FOR CONSTRUCTION	ANLJ	MSJE	HHB						
5.4	30.05.2012	ISSUED FOR CONSTRUCTION	IFN	MSJE	HHB						
4.5	29.07.2010	GEN. UPD. SYNERGI 20396, SPT01, P04501015415	LNT	JNXH	KGR			C080-KV-L-XE-0001-07	PLOT PLAN ISOMETRIC VIEW		
4.3	100212	ISSUED FOR DESIGN DUE TO P04501015415, RAMBØLL	MNI	TGS	HEM			C080-KV-L-XE-0001-06	PLOT PLAN ISOMETRIC VIEW		
2.4C	030912	REISSUED FOR CONSTRUCTION (DONG PROJ. 20176131)	ELO	SDH	ADN			C080-KV-L-XE-0001-05	PLOT PLAN ELEVATION LOOKING SOUTH		
2.4B	030604	REISSUED FOR CONSTRUCTION (DONG PROJ. 20176131)	ELO	SDH	ADN			C080-KV-L-XE-0001-04	PLOT PLAN ELEVATION LOOKING NORTH		
2.4A	030328	REISSUED FOR CONSTRUCTION (DONG PROJ. 20176131)	ELO	DKW	ADN			C080-KV-L-XE-0001-03	PLOT PLAN WEATHER DECK		
2.4	020826	ISSUED FOR CONSTRUCTION (DONG PROJ. 20176131)	SDH	-	-			C080-KV-L-XE-0001-02	PLOT PLAN MAIN DECK		



Semco nr.  
1020579

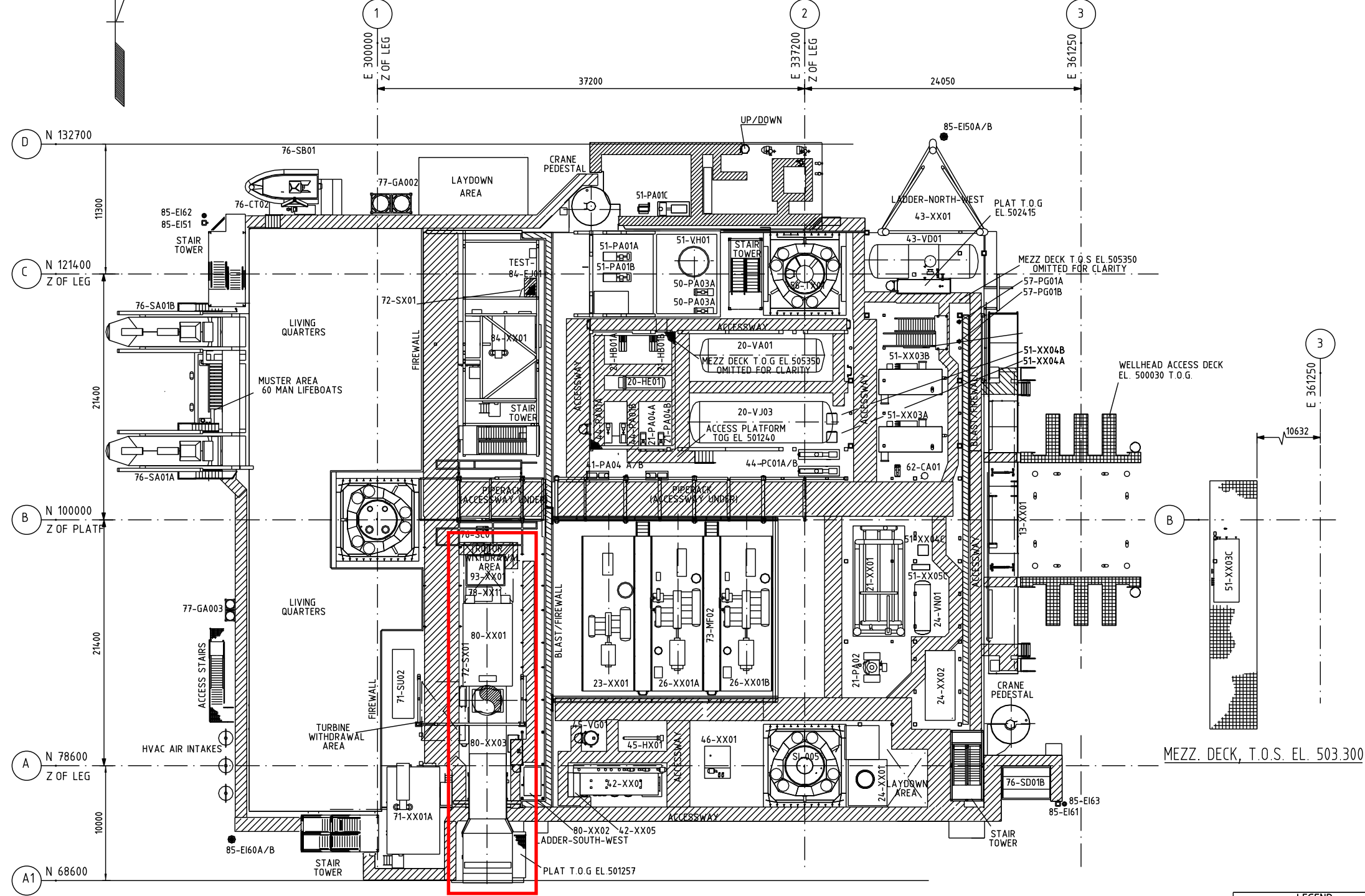
SDRL Code	Originator	System No.	Tag No.	Area code
		00		A00
Drawing title				
PLOT PLAN HULL BELOW EL.500 000				
Drawing No.	C080-KV-L-XE-0001-01			Sheet No.
				01
Scale	1:200			
Dwg. format	A1			
Rev	5.5			

## Bilag 5 – Oversigt over Siri platformens main deck og turbine



KEYPLAN EQUIPMENT LIST

TAG No.	Description
13-XX01	WELLHEAD CONTROL PANEL
20-HE01	CRUDE HEATER
20-VA01	1ST STAGE SEPARATOR
20-VJ03	ELECTROSTATIC COALESCER
21-HB01A	CRUDE COOLER
21-HB01B	CRUDE COOLER
21-PA04A	CRUDE TRANSFER PUMP
21-PA04B	CRUDE TRANSFER PUMP
21-XX01	OIL EXPORT METERING SKID
21-PA02	OIL EXPORT PUMP
23-XX01	RECOMPRESSOR SKID
24-VN01	GLYCOL SUMP TANK
24-XX02	REGENERATION SKID
26-XX01A	REINJECTION COMPRESSOR
26-XX01B	REINJECTION COMPRESSOR
41-PA04A/B	HEATING MEDIUM CIRCULATION PUMPS
42-XX01	CHEMICAL INJECTION SKID
42-XX05	STINE CHEMICAL INJECTION UNIT
43-VD01	FLARE KNOCK-OUT DRUM
43-XX01	FLARE TOWER
44-PA01A	PRODUCED WATER PUMP
44-PA01B	PRODUCED WATER PUMP
44-PC01A/B	SECOND STAGE PRODUCED WATER PUMPS
45-HX01	FUEL GAS HEATER
45-VG01	FUEL GAS SCRUBBER
46-XX01	METHANOL INJECTION SKID
50-PA03A	SEAWATER BOOSTER PUMP
50-PA03B	SEAWATER BOOSTER PUMP
51-PA01A	WATER INJECTION BOOSTER PUMP
51-PA01B	WATER INJECTION BOOSTER PUMP
51-PA01C	WATER INJECTION BOOSTER PUMP
51-VH01	DEAERATION TOWER
51-XX03A	WATER INJECTION PUMP
51-XX03B	WATER INJECTION PUMP
51-XX03C	WATER INJECTION PUMP/SKID
51-XX04A	SEAL BARRIER FLUID SKID
51-XX04B	SEAL BARRIER FLUID SKID
51-XX04C	SEAL BARRIER FLUID SKID
51-XX05C	LUBE OIL COOLER & FILTER SKID
57-PG01A	RECLAIMED OIL SUMP PUMP
57-PG01B	RECLAIMED OIL SUMP PUMP
62-CA01	DIESEL INLET FILTER
71-SU02	DELUGE SKID
71-XX01A	F/W PUMP DIESEL GEN PACKAGE
72-SX01	INERGEN SKID FOR MAIN GENERATOR
73-MF02	UNDERSLUNG CRANE
76-CT02	HYDRAULIC UNIT FOR MOB. BOAT
76-SA01A	LIFEBOAT
76-SA01B	LIFEBOAT
76-SB01	PICK-UP BOAT (MOB)
76-SD01B	ESCAPE CHUTE
76-SX01	EMERGENCY SHOWER
77-GA002	AIR HANDLING UNIT
77-GA003	AIR HANDLING UNIT
78-XX11	HIGH PRESSURE WASH WATER UNIT
80-XX01	MAIN GENERATOR
80-XX02	HYDRAULIC START UNIT
80-XX03	WATER WASH SKID
84-XX01	EMERGENCY GENERATOR PACKAGE
84-EJ01	JUNCTION BOX FOR EMERGENCY SERVICE GENER
93-XX01	LABORATORY



**Generator enclosure**

T.O.S. EL. 500.000

LEGEND

ACCESS WAY	
SOLID DECK	
GRATED DECK	
SAFETY WALL	

NOTES : 1. DECOMMISSIONED WELL SERVICE EQUIPMENT

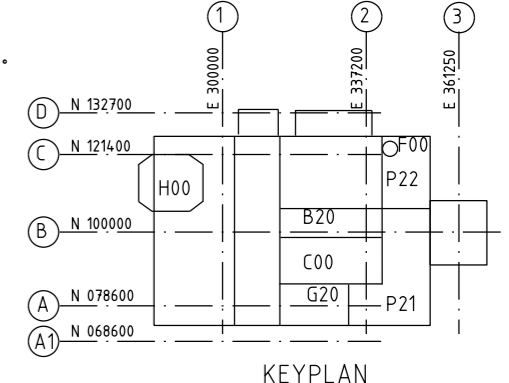
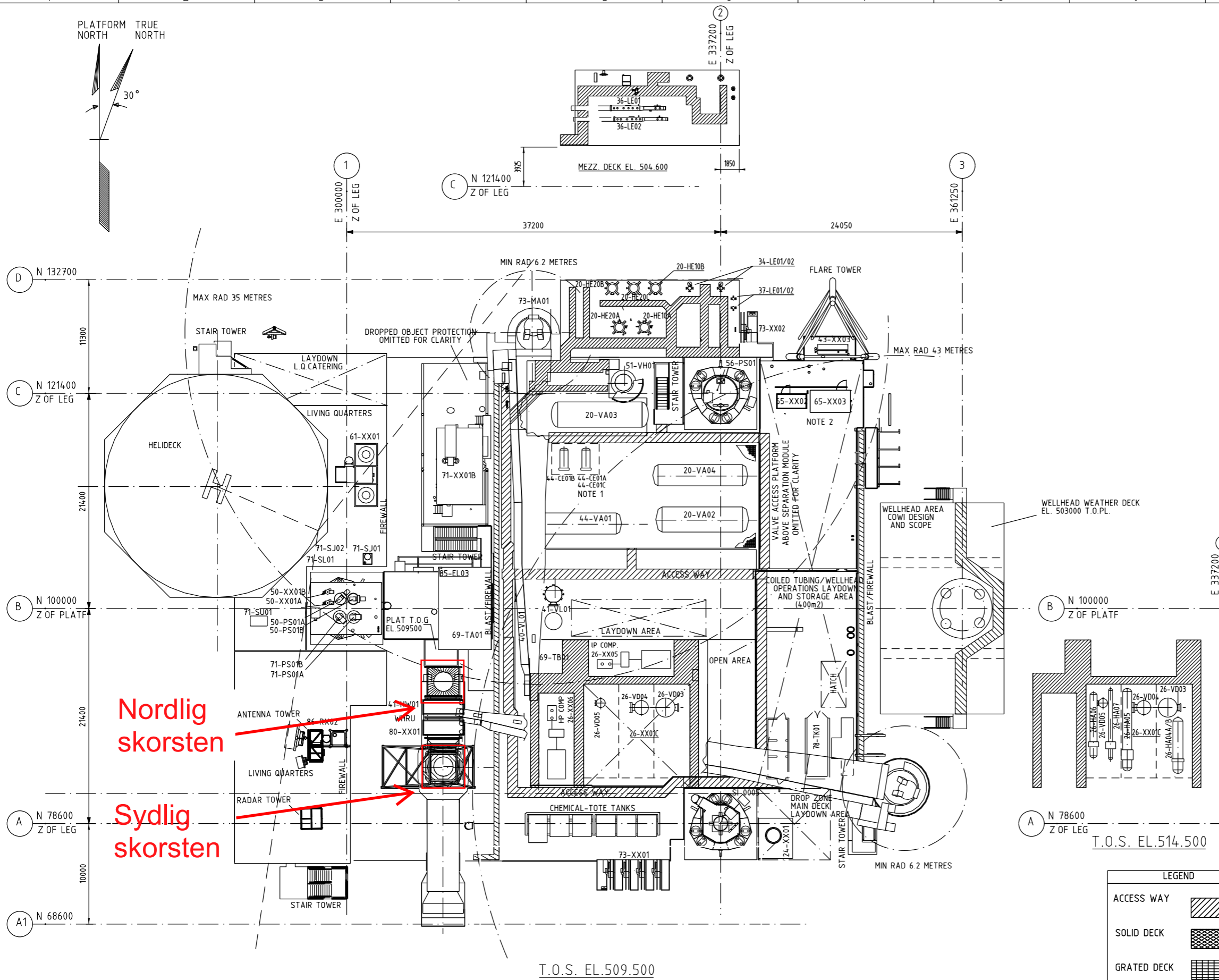
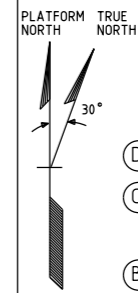
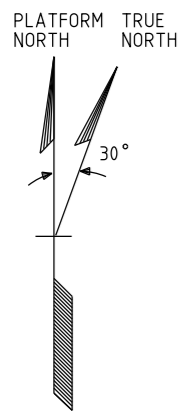
Rev.	Issue date	Reason for issue	Drawn by	Checked by	Disc. app.	Proj. app.	Client app.	REF. DRAWING NO.	REFERENCE DRAWING TITLE
6.5	15.11.17	AS BUILT SDUL01, W020440385	HAIJE	JACOS				C080-KV-L-XE-(001-07)	PLOT PLAN ISOMETRIC VIEW
5.5A	01.11.10	AS BUILT TO GENERAL UPDATE, W020422043, RAMBOLL	LNT	JNXH	KGR			C080-KV-L-XE-(001-06)	PLOT PLAN ISOMETRIC VIEW
5.5	29.07.10	GEN. UPD. SYNERGI 20396, SUP101, P04501015415	LNT	JNXH	KGR			C080-KV-L-XE-(001-04)	PLOT PLAN ELEVATION LOOKING SOUTH
4.5	05.03.10	RAMBOLL, AS-BUILT DUE TO 20176131	TM	KGR	KGR	EBM		C080-KV-L-XE-(001-03)	PLOT PLAN ELEVATION LOOKING NORTH
									PLOT PLAN WEATHER DECK



SDRL Code	Originator	System No.	Tag No.	Area code
		00		C00
Drawing title				Scale
PLOT PLAN MAIN DECK EL.500.000				1:200
Drawing No.				Dwg. format
C080-KV-L-XE-0001-02				A1
Sheet No.				Rev
02				6.5

## Bilag 6 – Oversigt over Siri platformens weather deck og skorstene





EQUIPMENT LIST	
TAG No.	Description
20-HE20A	NINI INLET HEATER
20-HE20B/C	NINI/STINE INLET HEATER
20-HE10A/B	CECLIE INLET HEATER
20-VA02	2ND STAGE SEPARATOR
20-VA04	TEST SEPARATOR
20-VA03	NEW 1ST STAGE SEPARATOR
24-XX01	GLYCOL CONTACTOR SKID
26-XX01C	COMPRESSOR TRAIN C
34-LE01	PIG LAUNCHER FOR WATER INJECTION
34-LE02	PIG LAUNCHER FOR WATER INJECTION
36-LE01	PIG RECEIVER FOR PRODUCTION LINE
36-LE02	PIG RECEIVER FOR PRODUCTION LINE
37-LE01	PIG LAUNCHER FOR GAS LIFT, FUTURE
37-LE02	PIG LAUNCHER FOR GAS LIFT, FUTURE
40-VL01	COOLING MEDIUM EXPANSION TANK
41-HW01	WASTE HEAT RECOVERY UNIT
41-VL01	EXPANSION DRUM
43-XX03	IGNITION PANEL PROPANE RACK
44-CE01A	HYDROCYCLONE
44-CE01B	HYDROCYCLONE
44-CE01C	HYDROCYCLONE
44-VA01	PRODUCED WATER DEGASSING DRUM
50-PS01A	SEAWATER LIFT PUMP
50-PS01B	SEAWATER LIFT PUMP
50-XX01A	COOLING OIL CIRCULATION UNIT A
50-XX01B	COOLING OIL CIRCULATION UNIT B
51-VH01	DEAERATION TOWER
56-PS01	DRAIN CAISSON PUMP
61-XX01	JET FUEL PACKAGE
65XX02	HYDRAULIC POWER UNIT
65XX03	HPU FOR STINE SUBSEA
69-TA01	RUNDOWN TANK
69-TB01	LUBE OIL CONSOLE
71-PS01A	FIREWATER LIFT PUMP
71-PS01B	FIREWATER LIFT PUMP
71-SJ01	FOAM SKID FOR PROCESS AREA
71-SJ02	FOAM SKID FOR HELIDECK
71-SU01	DELUGE AND SPRINKLER SKID FOR LIVING QUARTERS
71-XX01B	F/W PUMP DIESEL GEN. PACKAGE
73-MA01	PEDESTAL CRANE NORTH
73-MA02	PEDESTAL CRANE SOUTH
73-XX01	HOSE LOADING STATION
73-XX02	HOSE LOADING STATION
78-TK01	EPOXY CONTAINER
80-XX01	MAIN GENERATOR
85-EL03	400/230V SWITCHBOARD
86-RX02	RADIO MAST

Nordlig skorsten

Sydlig skorsten

LEGEND	
ACCESS WAY	
SOLID DECK	
GRATED DECK	
SAFETY WALL	

NOTES :

1. NEW HYDROCYCLONE TO BE INSTALLED ABOVE EXISTING
2. HYDRAULIC POWER UNIT FOR STINE SEGMENT 1, SUBSEA WELLS

Rev	Issue date	Reason for issue	Made by	Chk'd by	Disc. appr.	Proj. appr.	Client appr.	REF. DRAWING NO.	REFERENCE DRAWING TITLE	REF. DRAWING NO.	REFERENCE DRAWING TITLE
10.5	20.02.2018	AS-BUILT, SHCB01, W020437387	HAUJE	CASRS	-	CASRS		C080-KV-L-XE-0001-07	PL0 PLAN ISOMETRIC VIEW		
7.5	09.08.2010	GEN. UPD, SYNERGI 20396, P04501015415, SUPT01	LNT	JNXH	KGR			C080-KV-L-XE-0001-06	PL0 PLAN ISOMETRIC VIEW		
5.5	30.07.2010	AS BUILT DUE TO W020419662, SMCE01, RAMBOLL	LNT	JNXH	KGR			C080-KV-L-XE-0001-05	PL0 PLAN ELEVATION LOOKING SOUTH		
3.5	05/03/10	RAMBOLL, AS-BUILT DUE TO 20176131	TMT	SBC		EBM		C080-KV-L-XE-0001-04	PLOT PLAN ELEVATION LOOKING NORTH		



SDRL Code	Originator	System No.	Tag No.	Area code
		00		A00
Drawing title				Scale
PLOT PLAN WEATHER DECK TOS EL.509500				1:200
Drawing No.				Sheet No.
C080-KV-L-XE-0001-03				03
				Rev
				10.5

**Bilag B. INEOS –LCP BAT Compliance review for Siri, april 2019.**





# LCP BAT COMPLIANCE REVIEW

**Siri Platform, April 2019**

Prepared Malene Rahbek, 18-03-2019.  
Checked Mads Østerbye, 19-03-2019.  
Accepted Malene Rahbek, 23-04-2019.  
Approved Malene Rahbek, 24-04-2019.

Doc. no. EP-103127\_2\_001  
Rev. no. 0

**INEOS**  
Oil & Gas

## Table of Contents

1.	Introduction .....	3
1.1	Methodology .....	3
1.2	Abbreviations .....	3
2.	Description of the offshore combustion plant at Siri .....	4
2.1	Siri Platform .....	4
2.2	Energy power plant.....	4
3.	NO <sub>x</sub> emissions .....	6
3.1	Monitoring of NO <sub>x</sub> .....	6
3.2	NO <sub>x</sub> emission.....	6
4.	BAT–review.....	8
4.1	LCP BREF Chapter 10.1: General BAT-conclusions.....	8
4.1.1	Environmental management systems .....	8
4.1.2	Monitoring.....	11
4.1.3	General environmental and combustion performance .....	13
4.1.4	Energy efficiency .....	17
4.1.5	Water usage and emissions to air.....	19
4.1.6	Waste management.....	20
4.1.7	Noise emissions.....	21
4.2	LCP BREF Chapter 10.4.3: BAT conclusions for the combustion of gaseous and/or liquid fuels on offshore platforms .....	23
5.	Conclusion .....	28
6.	References.....	29
7.	Appendix A: Cost calculations for retrofitting (status 2017).....	30

# 1. Introduction

This report constitutes a compliance review of the Large Combustion Plant (LCP) on INEOS Oil & Gas Denmark's Siri Platform towards the BAT conclusions presented in the LCP BREF document issued by the EU Commission in 2017 (Ref. 1).

The review is part of the documentation requested by the Danish EPA in their letter of 31<sup>st</sup> October 2018 (J.nr. MST-1271-00530) to be submitted for the re-assessment of the existing environmental approval for the LCP on Siri. The re-assessment is required following the publishing of the LCP BREF document.

## 1.1 Methodology

The BAT conclusions from Chapter 10.1 *General BAT conclusions* and Chapter 10.4.3 *BAT conclusions for the combustion of gaseous and/or liquid fuels on offshore platforms* in the LCP BREF document (Ref. 1), have been reviewed and status for compliance at Siri is described. Further, the combustion plant is briefly described, and the current NO<sub>x</sub> emission level is presented.

The report was first submitted in June 2017 in order to comply with condition C7 in the Environmental Approval for the Siri combustion plant of 6<sup>th</sup> July 2015 (Ref. 2). The report is written in English, as the BAT-conclusions at the time of writing had not yet been translated into Danish.

The 2017 report was based on the draft BREF document available at the time of writing. In the present report the BAT conclusions in the final BREF document have been reviewed and compared to the BAT conclusions in the draft document.

The content of the present report is largely identical to that of the 2017 report. Only minor changes have been made to the report; these are predominantly editorial changes or additions of more current data where relevant.

## 1.2 Abbreviations

BAT	Best Available Techniques
BREF	Best Available Techniques (BAT) Reference Document
EPA	Environmental Protection Agency
LCP	Large Combustion Plant
OTNOC	Other Than Normal Operating Conditions
PEMS	Predictive Emission Monitoring System
QAL2	Quality Assurance Level 2 (a series of measurements to establish a calibration function between the measured NO <sub>x</sub> in the exhaust and the NO <sub>x</sub> calculated by PEMS)
SAC	Single Annular Combustor
WHRU	Waste Heat Recovery Unit

## 2. Description of the offshore combustion plant at Siri

### 2.1 Siri Platform

Siri is a jack-up three-legged platform made of steel. The Siri platform is today used for the processing of oil from Siri, from the subsea installation at Stine and from the unmanned installations Nini, Nini East and Cecilie, see Figure 1.

The satellites are controlled and monitored from the Siri Platform. The raw oil from the satellites is transported in pipelines at the seabed to Siri. At the Siri Platform the gas, oil and water are processed and separated.

The oil is stored in a 50.000 m<sup>3</sup> storage tank of steel placed at the seabed below the platform. During export the oil is transported via fixed flexible oil pipes to an oil tanker, transporting the oil to shore for further processing at a refinery.

The gas is used for energy production at the platform, gas lift and for gas injection in the oilfields. The electric energy production is generated in a dual fuel turbine operating either on gas or if process gas is not available on diesel fuel.

Water and gas are reinjected into the fields to keep up pressure and optimise the oil production.

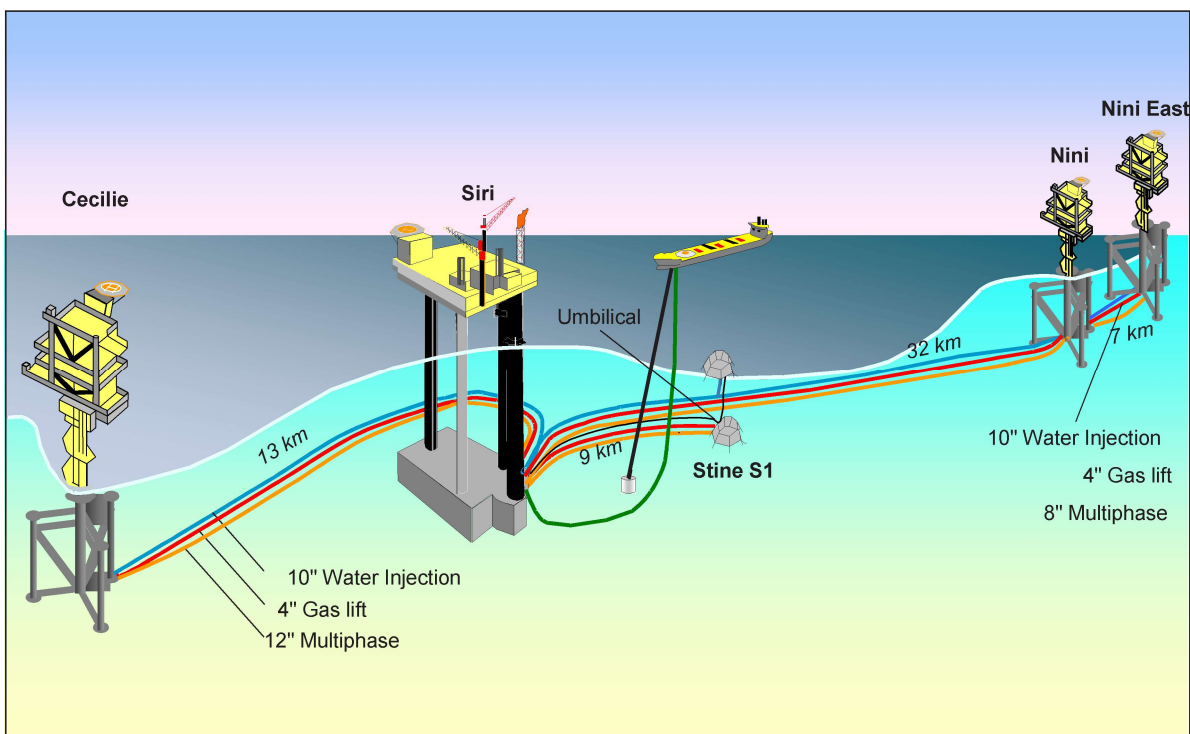


Figure 1: Diagram of the Siri complex.

### 2.2 Energy power plant

The energy power plant at Siri was installed in 1998. It consists of a dual fuel turbine (GE, LM2500 (SAC, Single Annular Combustor) gas turbine), a generator (BRUSH AC 22 MW generator) and a waste heat recovery unit (WHRU).

The power output of 22 MW gives a total rated thermal input of 62,77 MW (calculated).

The yearly operation time for the turbine is around 8.000-8.200 hours on fuel gas and approximately 300 hours on diesel.

The power unit is shut down around 1 week a year due to maintenance. The wear parts on the dual fuel turbine are exchanged after approximately every 25.000 service hrs. The generator itself has been replaced once.

The fuel gas and the diesel consumption since 2005 at Siri can be seen from Figure 1. Diesel consumption also includes cranes, emergency generators etc.

As seen from the table, the diesel consumption has decreased whereas the fuelgas consumption has increased. The lower diesel consumption is a result of a more stable operation. The higher fuelgas consumption is an expression of an increased load on the turbine to handle the water part of the production stream, hereunder production of power for the water injection pumps. The pumps reinject produced water into the reservoirs.

**Table 1: Fuel consumption 2005-2018**

Year	Diesel consumption (m <sup>3</sup> /year)	Diesel consumption (TJ/year)*	Fuelgas consumption (Sm <sup>3</sup> /year)	Fuelgas consumption (TJ/year)**
2005	4962	178	24,930,270	1170
2006	3108	112	26,018,757	1220
2007	3340	120	26,126,608	1220
2008	2056	74	26,610,316	1250
2009	3596	129	20,600,961	970
2010	3238	116	38,002,431	1780
2011	2887	104	29,166,417	1370
2012	2340	84	25,715,887	1200
2013	4995	179	15,870,201	740
2014	5184	186	17,993,264	840
2015	2205	79	26,535,129	1240
2016	1311	47	33,098,535	1550
2017	1261	45	34,965,122	1638
2018	1832	66	33,694,351	1578

\* An estimate based on an energy content in diesel 35.87 GJ/m<sup>3</sup>

\*\* An estimate based on an average LHV of the gas at 49.42 MJ/Nm<sup>3</sup>

### 3. NO<sub>x</sub> emissions

#### 3.1 Monitoring of NO<sub>x</sub>

INEOS began monitoring of NO<sub>x</sub> at Siri in 2010 due to tax regulation. The NO<sub>x</sub> emission is monitored by using a predictive emission monitoring system (PEMS). The PEMS model estimates the NO<sub>x</sub> emission from various input parameters (gas flow, gas composition, speed, humidity, temperature, pressure etc.). The PEMS system includes emissions from energy production in the turbine on both diesel and fuel gas.

Quality control of the system is done in accordance to the principles in ISO14181 and MEL 16. AST is done yearly and QAL2 minimum every 5 years or in connection with changes to the turbine. The last QAL2 was carried out in august 2018.

In 2015 the dual fuel turbine unit at Siri achieved an environmental approval (Ref 2); a requirement introduced to offshore installations by executive order 1449 of December 2012. The approval included requirements to NO<sub>x</sub> emission monitoring and reporting. The existing PEMS model was approved as the monitoring system and only minor changes were made to the model to meet the reporting requirements in the environmental approval.

The NO<sub>x</sub> emission from the turbine has been monitored by the PEMS model since 2010 and has since 2016 been reported to Danish EPA in quarterly and annual reports as per the requirements of the environmental approval.

#### 3.2 NO<sub>x</sub> emission

In Figure 2 the validated NO<sub>x</sub>-emissions in the period from 1/1-2016 to 8/4-2019 is illustrated.

The validated data deduct 20% of the emission limit ( $0.2 \cdot 515 \text{ mg/Nm}^3 = 103 \text{ mg/Nm}^3$ ) as per condition C2 in the environmental approval.

The figure shows that the emission of NO<sub>x</sub> (mg/Nm<sup>3</sup>, at 15 % O<sub>2</sub>, 273 K, dry) is very dependent on the load of the turbine, i.e. the energy requirement of the platform processing equipment. Further, the NO<sub>x</sub> emission from the turbine is higher when operating on diesel compared with operating on fuel gas.

The energy requirement at Siri has increased over the years due to increasing water content in the production stream. After separation, the water is reinjected into wells by water injection pumps powered by the turbine.

The turbine is currently (Jan-April 2019) in average running at approximately 85-95% load (19,0-20,6 MW).

The Siri platform has a limited life expectancy and close of production is currently foreseen in 2024. The forecast for the remainder of the platform life is a continuous high demand for energy to run the processing equipment. The forecast for the emission level is thus the same as the level for 2019.

The PEMS emission data for the operation at fuel gas show that INEOS can comply with the emission limits given in condition C1 and C2 in the approval from 2015. The conditions are described below.



Condition C1:

Combustion plant	Emission limit, (reference: 15 % O <sub>2</sub> , 273 K, dry) mg NO <sub>x</sub> /Nm <sup>3</sup>
Gasturbine (MainGenerator 80-EG01)	515

Condition C2:

- None of the average monthly values within a year should exceed the limit in C1
- None of the average daily values should exceed 110% of the limit in C1
- 95% of all hourly values should not exceed 200% of the limit value in C1

The validated NO<sub>x</sub> emissions in 2016, 2017 and 2018 are shown in Figure 2. Conditions C1 and C2 have been met all three years.

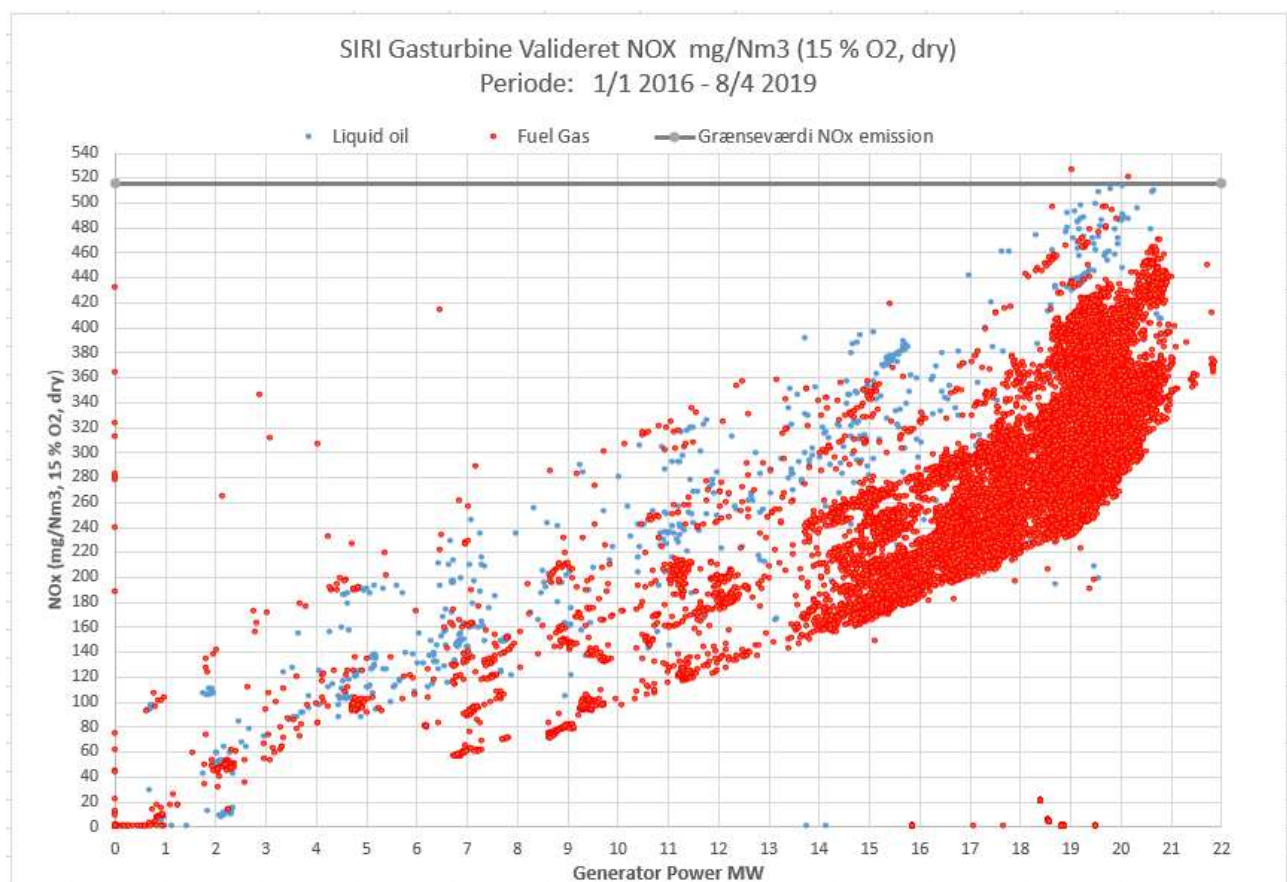


Figure 2: NO<sub>x</sub> emissions (mg/Nm<sup>3</sup>) as a function of generator power (MW) in the period from 1 January 2016 to 8 April 2019.

## 4. BAT–review

The BAT-report is a review of the BAT-conclusions relevant for offshore combustion plants in the final LCP BREF document (Ref. 1). The conclusions relevant for the Siri combustion plant are examined and the compliance status described.

### 4.1 LCP BREF Chapter 10.1: General BAT-conclusions

#### 4.1.1 Environmental management systems

	BAT-conclusion in accordance to LCP BREF	Status INEOS
1.	BAT 1. In order to improve the overall environmental performance, BAT is to implement and adhere to an environmental management system (EMS) that incorporates all of the following features:	INEOS has implemented an Environmental Management System in accordance with ISO 14001:2015 and ISO 50001:2011, section 4.4.3.  The Environmental Management System is certified by an independent third party.
1.1	i. commitment of the management, including senior management;	Commitment by INEOS' management is ensured among others through the SHE policy, through the EMS and by the annual Management Review, as per requirement of ISO 14001.
1.2	ii. definition, by the management, of an environmental policy that includes the continuous improvement of the environmental performance of the installation;	INEOS has a SHE policy which includes a commitment to strive for continuous improvement of our performance, as per requirement of ISO 14001.
1.3	iii. planning and establishing the necessary procedures, objectives and targets, in conjunction with financial planning and investment;	INEOS has a vast number of procedures, objectives and targets in place, as per requirement of ISO 14001.
1.4	iv. implementation of procedures paying particular attention to:  (a) structure and responsibility (b) recruitment, training, awareness and competence (c) communication (d) employee involvement (e) documentation (f) effective process control (g) planned regular maintenance programmes (h) emergency preparedness and response (i) safeguarding compliance with environmental legislation;	INEOS' procedures have a structure that always describe the objectives, roles and responsibilities, documentation and control measures and legal requirements.  INEOS has a system, TraQQr, to keep track of competences, training and certificates always being up to date.  Communication and employee involvement are important aspects of the management system, and INEOS therefore has a system, Synergi, to log incidents, near misses and improvement proposals and manage actions. The system is also used for managing compliance with environmental legislative requirements and permit conditions.  Maintenance activities are managed in SAP based on established procedures.



		The management system has particular focus on emergency response and preparedness as also required by the EU Offshore Safety Directive.
1.5	<p>v. checking performance and taking corrective action, paying particular attention to:</p> <p>(a) monitoring and measurement (see also the JRC Reference Report on Monitoring of emissions to air and water from IED-installations – ROM)</p> <p>(b) corrective and preventive action</p> <p>(c) maintenance of records</p> <p>(d) independent (where practicable) internal and external auditing in order to determine whether or not the EMS conforms to planned arrangements and has been properly implemented and maintained;</p>	INEOS performs continuous measurement and monitoring of all processes on the platform. Emissions from the LCP is monitored via a PEMS model, where also all data relating to NOx emissions are stored. Other relevant data and records systems comprise Energy Components (EC) for storage of data and ProArc for storage of reporting to authorities etc. Internal and third party audits are conducted on an annual basis. Actions are managed in Synergi (see also BAT 1.4).
1.6	vi. review, by senior management, of the EMS and its continuing suitability, adequacy and effectiveness;	Commitment by INEOS' management is ensured by the annual Management Review, as per requirement of ISO 14001.
1.7	vii. following the development of cleaner technologies;	INEOS has regularly consulted the manufacturer of the LCP to evaluate the potential for implementing cleaner technologies, hereunder exchanging the existing burner for a DLE burner.
1.8	<p>viii. consideration for the environmental impacts from the eventual decommissioning of the installation at the stage of designing a new plant, and throughout its operating life including;</p> <p>(a) avoiding underground structures</p> <p>(b) incorporating features that facilitate dismantling</p> <p>(c) choosing surface finishes that are easily decontaminated</p> <p>(d) using an equipment configuration that minimises trapped chemicals and facilitates drainage or cleaning</p> <p>(e) designing flexible, self-contained equipment that enables phased closure</p> <p>(f) using biodegradable and recyclable materials where possible</p>	Considered not relevant in this context as the LCP on Siri is an existing plant. In the event a new plant is planned by INEOS at some time, the environmental impacts from decommissioning will be considered.
1.9	ix. application of sectoral benchmarking on a regular basis.	INEOS has performed sectoral benchmarking on emissions through IOGP (International Association of Oil & Gas Producers) until 2017 and is regularly benchmarking with the other operators on the Danish Continental Shelf.
1.10	x. quality assurance/quality control programmes to ensure that the characteristics of all fuels are fully determined and controlled (see BAT 9);	INEOS has a quality assurance programme in place to ensure the quality and characteristics of the fuels. Diesel is checked for water content at every bunkering and fuelgas is sampled and

		analysed on an onshore laboratory min. 8 times per year.
1.11	xi. a management plan in order to reduce emissions to air and/or to water during other than normal operating conditions, including start-up and shutdown periods (see BAT 10 and BAT 11);	Considered not relevant. No particular emissions to air are caused by start-up and shut down periods. However, during start-ups, it is necessary to use diesel as fuel. INEOS are continuously and systematically working to reduce the number of unplanned shutdowns / start-ups.
1.12	xii. a waste management plan to ensure that waste is avoided, prepared for reuse, recycled or otherwise recovered, including the use of techniques given in BAT 16;	Considered not relevant for combustion of gaseous fuels. However, INEOS has a waste management plan to ensure that all waste generated offshore is collected and shipped to shore and handled according to national and municipal requirements and according to the waste hierarchy.
1.13	xiii. a systematic method to identify and deal with potential uncontrolled and/or unplanned emissions to the environment, in particular:  (a) emissions to soil and groundwater from the handling and storage of fuels, additives, by-products and wastes (b) emissions associated with self-heating and/or self-ignition of fuel in the storage and handling activities;	INEOS has an integrated incident management system to handle all unplanned events.
1.14	xiv. a dust management plan to prevent or, where that is not practicable, to reduce diffuse emissions from loading, unloading, storage and/or handling of fuels, residues and additives;	Considered not relevant for combustion of gaseous fuels. The fuels (fuelgas/diesel) are store in closed systems/tanks. Bunkering is done from supply ship tank via a hose to the onboard diesel tank.
1.15	xv. a noise management plan where a noise nuisance at sensitive receptors is expected or sustained, including;  (a) a protocol for conducting noise monitoring at the plant boundary (b) a noise reduction programme (c) a protocol for response to noise incidents containing appropriate actions and timelines (d) a review of historic noise incidents, corrective actions and dissemination of noise incident knowledge to the affected parties;	Considered not relevant. The Siri LCP is located at open sea far from sensitive receptors. The LCP is stored in a closed compartment on the platform to reduce noise as much as practically possible.
1.16	xvi. for the combustion, gasification or co-incineration of malodourous substances, an odour management plan including:  (a) a protocol for conducting odour monitoring (b) where necessary, an odour elimination programme to identify and eliminate or reduce the odour emissions	Considered not relevant. The fuels (fuelgas and diesel) are stored in closed systems/tanks.

	© a protocol to record odour incidents and the appropriate actions and timelines (d) a review of historic odour incidents, corrective actions and the dissemination of odour incident knowledge to the affected parties.	
--	---	--

#### 4.1.2 Monitoring

	Technique	Status INEOS
2	BAT 2. BAT is to determine the net electrical efficiency and/or the net total fuel utilisation and/or the net mechanical energy efficiency of the gasification, IGCC and/or combustion units by carrying out a performance test at full load (1), according to EN standards, after the commissioning of the unit and after each modification that could significantly affect the net electrical efficiency and/or the net total fuel utilisation and/or the net mechanical energy efficiency of the unit. If EN standards are not available, BAT is to use ISO, national or other international standards that ensure the provision of data of an equivalent scientific quality.	<p>The environmental management system covers energy planning and energy efficiency.</p> <p>The turbine is maintained by the supplier GE according to the specifications for the turbine ensuring a continuous optimized energy efficiency.</p> <p>INEOS continuously monitor the fuel gas consumption of the turbine.</p>
3	BAT 3 bis. BAT is to monitor key process parameters relevant for emissions to air and water including those given below.	INEOS has a PEMS model monitoring the NO <sub>x</sub> emission from the turbine. Water is not emitted from the gas turbine and monitoring is thus not relevant.

**BAT 3 bis. BAT is to monitor key process parameters relevant for emissions to air and water including those given below.**

Stream	Parameter(s)	Monitoring	Status INEOS
Fluegas	Flow	Periodic or continuous determination	Flow is estimated by PEMS
	Oxygen content, temperature, and pressure	Periodic or continuous measurement	Oxygen content, temperature and pressure is estimated by PEMS.
	Water vapour content (1)		Water vapour is estimated by PEMS
Waste water from fluegas treatment	Flow, pH, and temperature	Continuous measurement	Not relevant

(1) The continuous measurement of the water vapour content of the flue-gas is not necessary if the sampled flue-gas is dried before analysis.

**BAT 4. BAT is to monitor emissions to air with at least the frequency given below and in accordance with EN standards. If EN standards are not available, BAT is to use ISO, national or other international standards that ensure the provision of data of an equivalent scientific quality. Note: only substances relevant for LCPs on offshore platforms are included.**

Sub-stance	Fuel/ Process/ Type of combustion plant	Combustion plant total rated thermal input	Minimum monitoring frequency	Standard(s) (1)	Monitoring associated with	Status INEOS
CO	Combustion plants on offshore platforms	All sizes	Once every year (6)	EN 15058	BAT53	CO emission from the turbine is not monitored. Typically, CO emission is not an issue from a turbine as the one at Siri. The estimation is an emission around 1-25 mg/Nm <sup>3</sup> (15 % O <sub>2</sub> ).
NO <sub>x</sub>				EN14792	BAT54	NO <sub>x</sub> monitoring is currently done with PEMS and via yearly AST and QAL2. This has been approved as the monitoring method in the environmental approval.

(1) Generic EN standards for continuous measurements are EN 15267-1, EN 15267-2, EN 15267-3, and EN 14181. EN standards for periodic measurements are given in the table.

(6) PEMS may be used instead.

**BAT 5. BAT is to monitor emissions to water from flue-gas treatment with at least the frequency given below and in accordance with EN standards. If EN standards are not available, BAT is to use ISO, national or other international standards that ensure the provision of data of an equivalent scientific quality.**

Substance/Parameter	Standard(s)	Minimum monitoring frequency	Monitoring associated with	INEOS status
Total organic carbon (TOC)(1)	EN 1484	Once every month	BAT 15	Not relevant for INEOS. There are no emissions to water from flue-gas treatment.
Chemical oxygen demand (COD)(1)	No EN standard available			
Total suspended solids (TSS)	EN 872			
Fluoride (F <sup>-</sup> )	EN ISO 10304-1			
Sulfate (SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> )	EN ISO 10304-1			

Sulfide, easily released (S <sup>2-</sup> )		No EN standard available		
Sulfite (SO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> )		EN ISO 10304-3		
Metals and metalloids	As	Various EN-standards available (e.g. EN ISO 11885 or EN ISO 17294-2)		
	Cd			
	Cr			
	Cu			
	Ni			
	Pb			
	Zn			
	Hg	Various EN-standards available (e.g. EN ISO 12846 or EN ISO 17852)		
Chloride (Cl <sup>-</sup> )		Various EN-standards available (e.g. EN ISO 10304-1 or EN ISO 15682)	-	
Total nitrogen		EN 12260	-	

(1) TOC monitoring and COD monitoring are alternatives. TOC monitoring is the preferred option because it does not rely on the use of very toxic compounds.

#### 4.1.3 General environmental and combustion performance

**BAT 6. In order to improve the general environmental performance of combustion plants and to reduce emissions to air of CO and unburnt substances, BAT is to ensure an optimised combustion and to use an appropriate combination of the techniques given below.**

Technique		Description	Applicability	INEOS status
a	Fuel blending and mixing	Ensure stable combustion conditions and/or reduce the emission of pollutants by mixing different qualities of the same fuel type	Generally applicable	Not relevant for INEOS. The gas turbines will be using process gas under normal operation conditions and diesel fuel when this is not available.

b	Maintenance of the combustion system	Regular planned maintenance according to suppliers' recommendations	Generally applicable	INEOS is very keen on maintenance of the turbine and other equipment to ensure safe and stable operation of the turbine. The plant maintenance is in accordance with requirements from General Electric. The hot end of the combustion chamber will be replaced every three years (25.000 operation hours) and the turbine every six years (50.000 operation hours). Further the burners, the turbine and the combustion chambers will undergo visual inspection every half a year.
c	Advanced control system	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	The applicability to old combustion plants may be constrained by the need to retrofit the combustion system and/or control command system	An advanced control system to control the combustion efficiency and / or to reduce the emission is not relevant for the turbine at Siri as no regulation is done or can be done during normal operation.  Part of the maintenance is to regulate the operation of the turbine.
d	Good design of the combustion equipment	Good design of furnace, combustion chambers, burners and associated devices	Generally applicable to new combustion plants	Not relevant for the gas turbine at Siri as it is from 1998.
e	Fuel choice	Select or switch totally or partially to another fuel(s) with a better environmental profile (e.g. with low sulphur and/or mercury content) amongst the available fuels, including in start-up situations or when back-up fuels are used	Applicable within the constraints associated with the availability of different suitable types of fuel with a better environmental profile as a whole, which may be impacted by the energy policy of the Member State, or by the integrated site's fuel balance. For existing combustion plants, the type of fuel chosen may	Not relevant for INEOS. The gas turbines will be using process gas under normal operation conditions and diesel fuel when process gas is not available.

			be limited by the configuration and the design of the plant	
--	--	--	---	--

	Technique	Description	Status INEOS
7	In order to reduce emissions of ammonia to air from the use of selective catalytic reduction (SCR) and/or selective non-catalytic reduction (SNCR) for the abatement of NO <sub>x</sub> emissions, BAT is to optimise the design and/or operation of SCR and/or SNCR (e.g. optimised reagent to NO <sub>x</sub> ratio, homogeneous reagent distribution and optimum size of the reagent drops).	BAT-associated emission levels  The BAT-associated emission level (BAT-AEL) for emissions of NH <sub>3</sub> to air from the use of SCR and/or SNCR is < 3–10 mg/Nm <sup>3</sup> as a yearly average or average over the sampling period. The lower end of the range can be achieved when using SCR and the upper end of the range can be achieved when using SNCR without wet abatement techniques. In the case of plants combusting biomass and operating at variable loads as well as in the case of engines combusting HFO and/or gas oil, the higher end of the BAT-AEL range is 15 mg/Nm <sup>3</sup> .	Not relevant, no emission abatement systems on offshore combustion plants.
8	In order to prevent or reduce emissions to air during normal operating conditions, BAT is to ensure, by appropriate design, operation and maintenance, that the emission abatement systems are used at optimal capacity and availability.	-	Not relevant, no emission abatement systems on offshore combustion plants.

**BAT 9. In order to improve the general environmental performance of combustion and/or gasification plants and to reduce emissions to air, BAT is to include the following elements in the quality assurance/quality control programmes for all the fuels used, as part of the environmental management system (see BAT 1):**

	Technique	Status INEOS
9.1	i. Initial full characterisation of the fuel used including at least the parameters listed below and in accordance with EN standards. ISO, national or other international standards may be used provided they ensure the provision of data of an equivalent scientific quality.	INEOS uses process gas under normal operation conditions. The composition of the fuel gas is relative uniform and comply with the spec. for the turbine. The fuel gas is normally dried in the gas system prior to combustion.  Analysis of the fuel gas is taken every 2 months. Analysis is done according to EN ISO 6974-1 and EN ISO 6976.  Diesel used in the turbine is sale quality.
9.2	ii. Regular testing of the fuel quality to check that it is consistent with the initial characterisation and according to the plant design specifications. The frequency of testing and the parameters chosen from	Do  The gas analysis includes several parameters including LHV, CH <sub>4</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> , C <sub>3</sub> ,

	<p>the table below are based on the variability of the fuel and an assessment of the relevance of pollutant releases (e.g. concentration in fuel, flue-gas treatment employed).</p> <p>Relevant parameters for natural gas: LHV, CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>3</sub>, C<sub>4</sub>+, CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, Wobbe index</p>	<p>C<sub>4</sub>+, CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, Wobbe index, density, mole weight and CO<sub>2</sub> emission factor</p> <p>Diesel used in the turbine is sale quality</p>
9.3	<p>iii. Subsequent adjustment of the plant settings as and when needed and practicable (e.g. integration of the fuel characterisation and control in the advanced control system).</p>	<p>The composition of the fuel gas is relatively uniform and comply with the specifications for the turbine. No adjustment is done to the plant settings due to the small variation in the fuel gas composition.</p>

**BAT 9 bis. Initial characterisation and regular testing of the fuel can be performed by the operator and/or the fuel supplier. If performed by the supplier, the full results are provided to the operator in the form of a product (fuel) supplier specification and/or guarantee.**

Fuel(s)	Substance/Parameters subject to characterisation	Status INEOS
Gas oil	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ash</li> <li>N, C, S</li> </ul>	<p>Diesel used in the turbine is sales quality marine gasoil and the supplier guarantees that the quality is within the agreed specifications. INEOS is testing for water content.</p>
Natural gas	<ul style="list-style-type: none"> <li>LHV</li> <li>CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>3</sub>, C<sub>4</sub>+, CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, Wobbe index</li> </ul>	<p>INEOS is regularly (once every ~2 months) testing the process gas regularly for all the listed parameters.</p>

**BAT 10. In order to reduce emissions to air and/or to water during other than normal operating conditions (OTNOC), BAT is to set up and implement a management plan as part of the environmental management system (see BAT 1), commensurate with the relevance of potential pollutant releases, that includes the following elements:**

	Technique	Status INEOS
10.1	<p>Appropriate design of the systems considered relevant in causing OTNOC that may have an impact on emissions to air, water and/or soil (e.g. low-load design concepts for reducing the minimum start-up and shutdown loads for stable generation in gas turbines);</p>	<p>OTNOC's are prevented or reduced to a minimum by implementing comprehensive planned maintenance system. The maintenance of the power unit is in accordance with requirements from General Electric.</p>
10.2	<p>Set-up and implementation of a specific preventive maintenance plan for these relevant systems;</p>	<p>Do</p>
10.3	<p>Review and recording of emissions caused by OTNOC and associated circumstances and implementation of corrective actions if necessary;</p>	<p>The PEMS will also include monitoring of NO<sub>x</sub> emissions during OTNOC.</p> <p>The PEMS monitoring data will be reviewed and reported quarterly to the Danish Environmental Protection Agency.</p>



10.4	Periodic assessment of the overall emissions during OTNOC (e.g. frequency of events, duration, emissions quantification/estimation) and implementation of corrective actions if necessary.	Do
------	--	----

	Technique	Description	Status INEOS
11	BAT is to appropriately monitor emissions to air and/or to water during OTNOC.	The monitoring can be carried out by direct measurement of emissions or by monitoring of surrogate parameters if this proves to be of equal or better scientific quality than the direct measurement of emissions. Emissions during start-up and shutdown (SU/SD) may be assessed based on a detailed emission measurement carried out for a typical SU/SD procedure at least once every year and using the results of this measurement to estimate the emissions for each and every SU/SD throughout the year.	Emissions to air and water is monitored during all operational conditions

#### 4.1.4 Energy efficiency

**BAT 12.** In order to increase the energy efficiency of combustion, gasification and/or IGCC units operated  $\geq 1500$  h/yr, BAT is to use an appropriate combination of the techniques given below. *Note: only techniques relevant for LCPs on offshore platforms are included.*

	Technique	Description	Applicability	Status INEOS
a	Combustion optimisation	Optimising the combustion minimises the content of unburnt substances in the flue-gases and in solid combustion residues	Generally applicable	The power unit is maintained by supplier in order to have a continuously optimised combustion efficiency.  Only a very little amount of soot is found during visual inspection of the combustion unit.
b	Optimisation of the working medium conditions	Operate at the highest possible pressure and temperature of the working medium gas or steam, within the constraints associated with, for example, the control of NO <sub>x</sub> emissions or the characteristics of energy demanded	Generally applicable	The operation of the power unit is done according to the specifications from the supplier.
c	Optimisation of the steam cycle	Operate with lower turbine exhaust pressure by utilisation of the lowest possible temperature of the condenser cooling water, within the design conditions	Generally applicable	Not relevant, no condensation on the turbine at Siri.

d	Minimisation of energy consumption	Minimising the internal energy consumption (e.g. greater efficiency of the feed-water pump)	Generally applicable	Not relevant, the single string system on Siri only uses the necessary energy to run the equipment.
e	Preheating of combustion air	Reuse of part of the heat recovered from the combustion fuel-gas to preheat the air used in combustion	Generally applicable within the constraints related to the need to control NO <sub>x</sub> emissions	Preheating of the combustion air to the turbine is not applicable to the turbine at Siri.
f	Fuel preheating	Preheating of fuel using recovered heat	Generally applicable within the constraints associated with the boiler design and the need to control NO <sub>x</sub> emissions	The turbine mainly runs on process gas. The multiphase stream (oil, gas, water) from the satellite installations is preheated using recovered heat.
g	Advanced control system	Computerised control of the main combustion parameters enables the combustion efficiency to be improved.	Generally applicable to new units. The applicability to old units may be constrained by the need to retrofit the combustion system and/or control command system	Please see previous comment, BAT 4.
h	Feed-water preheating using recovered heat	Preheat water coming out of the steam condenser with recovered heat, before reusing it in the boiler	Only applicable to steam circuits and not to hot boilers.  Applicability to existing units may be limited due to constraints associated with the plant configuration and the amount of recoverable heat	Not relevant, no condensation on the turbine at Siri.

#### 4.1.5 Water usage and emissions to air

**BAT 13.** In order to reduce water usage and the volume of contaminated waste water discharged, BAT is to use one of the techniques given below. *Note: only techniques relevant for LCPs on offshore platforms are included.*

Technique		Description	Applicability	Status INEOS
a	Water recycling	Residual aqueous streams, including run-off water, from the plant are reused for other purposes. The degree of recycling is limited by the quality requirements of the recipient water stream and the water balance of the plant	Not applicable to waste water from cooling systems when water treatment chemicals and/or high concentrations of salts from seawater are present	Not relevant as the power unit is not using water nor resulting in waste water.

Technique		Description	Applicability	Status INEOS
14	In order to prevent the contamination of uncontaminated waste water and to reduce emissions to water, BAT is to segregate waste water streams and to treat them separately, depending on the pollutant content.	Waste water streams that are typically segregated and treated include surface run-off water, cooling water, and waste water from flue-gas treatment.	The applicability may be restricted in the case of existing plants due to the configuration of the drainage systems.	Not relevant as the power unit is not using water nor resulting in waste water.

**BAT 15.** In order to reduce emissions to water from flue-gas treatment, BAT is to use an appropriate combination of the techniques given below, and to use secondary techniques as close as possible to the source in order to avoid dilution. *Note: only techniques relevant for LCPs on offshore platforms are included.*

Technique		Description	Applicability	Status INEOS
a-n	Optimised combustion (see BAT 6) and flue-gas treatment systems (e.g. SCR/SNCR, see BAT 7)  Adsorption on activated carbon	-	Generally applicable	Not relevant as there are no emissions to water and no flue gas treatment on Siri.

Aerobic biological treatment			
Anoxic/anaerobic biological treatment			
Coagulation and flocculation			
Crystallisation			
Filtration (e.g. sand filtration, microfiltration, ultrafiltration)			
Flotation			
Ion exchange			
Neutralisation			
Oxidation			
Precipitation			
Sedimentation			
Stripping			

#### 4.1.6 Waste management

**BAT 16.** In order to reduce the quantity of waste sent for disposal from the combustion and/or gasification process and abatement techniques, BAT is to organise operations so as to maximise, in order of priority and taking into account life-cycle thinking. *Note: only techniques relevant for LCPs on offshore platforms are included.*

Technique		Description	Applicability	Status INEOS
a	Waste prevention, e.g. maximise the proportion of residues which arise as by-products	Quality optimisation of the calcium-based reaction residues generated by the wet FGD so that they can be used as a substitute for mined gypsum (e.g. as raw material in the plasterboard industry). The quality of limestone used in the wet FGD influences the purity of the gypsum produced.	Generally applicable within the constraints associated with the required gypsum quality, the health requirements associated to each specific use, and by the market conditions.	Not relevant, as no waste is generated from the combustion plant on Siri.

b	Waste preparation for reuse, e.g. according to the specific requested quality criteria	Recycling or recovery of residues (e.g. from semi-dry desulphurisation processes, fly ash, bottom ash) as a construction material (e.g. in road building, to replace sand in concrete production, or in the cement industry).	Generally applicable within the constraints associated with the required material quality (e.g. physical properties, content of harmful substances) associated to each specific use, and by the market conditions.	Not relevant, as no waste is generated from the combustion plant on Siri.
c	Waste recycling	The residual energy content of carbon-rich ash and sludges generated by the combustion of coal, lignite, heavy fuel oil, peat or biomass can be recovered for example by mixing with the fuel.	Generally applicable where plants can accept waste in the fuel mix and are technically able to feed the fuels into the combustion chamber.	Not relevant, as no waste is generated from the combustion plant on Siri.
d	Other waste recovery (e.g. energy recovery)	Preparation of catalyst for reuse (e.g. up to four times for SCR catalysts) restores some or all of the original performance, extending the service life of the catalyst to several decades. Preparation of spent catalyst for reuse is integrated in a catalyst management scheme.	The applicability may be limited by the mechanical condition of the catalyst and the required performance with respect to controlling NO <sub>x</sub> and NH <sub>3</sub> emissions.	Not relevant, as no waste is generated from the combustion plant on Siri.

#### 4.1.7 Noise emissions

**BAT 17.** In order to reduce noise emissions, BAT is to use one or a combination of the techniques given below.  
**Note: only techniques relevant for LCPs on offshore platforms are included.**

Technique		Description	Applicability	Status INEOS
a	Operational measures	<p>These include:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>improved inspection and maintenance of equipment</li> <li>closing of doors and windows of enclosed areas, if possible</li> <li>equipment operated by experienced staff</li> <li>avoidance of noisy activities at night, if possible</li> <li>provisions for noise control during</li> </ul>	Generally applicable	<p>The turbine is inspected and maintained at regular intervals as prescribed by the supplier.</p> <p>The turbine is located in an enclosure and the door is kept closed during normal operation.</p> <p>The turbine is operated by experienced staff in the control room offshore as well as by support staff onshore.</p>

		maintenance activities		Maintenance is typically done during process shut downs, when the turbine is also shut down, which eliminates the requirement for noise control.
b	Low-noise equipment	This potentially includes compressors, pumps and disks	Generally applicable when the equipment is new or replaced	Not relevant, as there are no plans to replace the original equipment.
c	Noise attenuation	Noise propagation can be reduced by inserting obstacles between the emitter and the receiver. Appropriate obstacles include protection walls, embankments and buildings	Generally applicable to new plants. In the case of existing plants, the insertion of obstacles may be restricted by lack of space	Not relevant due to lack of space.
d	Noise-control equipment	This includes: <ul style="list-style-type: none"> <li>• noise-reducers</li> <li>• equipment insulation</li> <li>• enclosure of noisy equipment</li> <li>• soundproofing of buildings</li> </ul>	The applicability may be restricted by lack of space	The turbine is located in a noise mitigating enclosure. There is also noise attenuation on the exhaust and air inlet.
e	Appropriate location of equipment and buildings	Noise levels can be reduced by increasing the distance between the emitter and the receiver and by using buildings as noise screens	Generally applicable to new plants. In the case of existing plants, the relocation of equipment and production units may be restricted by lack of space or by excessive cost.	The distance between the turbine and the living quarters is restricted by the physical limits of the platform and the fact that more safety critical equipment, such as the wellhead area and process area must be located furthest from the living quarters.

## 4.2 LCP BREF Chapter 10.4.3: BAT conclusions for the combustion of gaseous and/or liquid fuels on offshore platforms

**BAT 52.** In order to improve the general environmental performance of the combustion of gaseous and/or liquid fuels on offshore platforms, BAT is to use one or a combination of the techniques given below.

Techniques		Description	Applicability	Status INEOS
a.	Process optimisation	Optimise the process in order to minimise the mechanical power requirements	Generally applicable	<p>INEOS has continuous focus at energy consumption and energy efficiency – especially the large energy consumers.</p> <p>INEOS has had high focus on alarm management during recent years, as random alarms was a source of many unplanned shut downs. Avoidance of unplanned shut downs is critical for the energy efficiency. The improved alarm management and lowering of the number of unplanned shut downs has improved the energy efficiency significantly.</p>
b.	Control pressure losses	Optimise and maintain inlet and exhaust systems in a way that keeps the pressure losses as low as possible	Generally applicable	The power unit is maintained by the supplier in order to have a continuous optimized combustion efficiency.
c.	Load control	Operate multiple generator or compressor sets at load points which minimise pollution	Generally applicable	Siri has only one main power unit. The power unit is under normal operating conditions running at very high load and is only just able to deliver the power required for operating the processing equipment.
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	Generally applicable	Siri has no spinning reserve. Siri has only one main power unit. The power unit is under normal operation conditions running at very high load and is only just able to deliver the power required for operating the processing equipment.
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 <sub>2</sub> formation.	Generally applicable	The power unit is primarily operating on process gas from the fields and it is not possible to change the fuel gas composition and thus the combustion parameters. The variation in LHV is within the specifications for the fuel to the turbine.

Techniques		Description	Applicability	Status INEOS
		For liquid distillate fuels, preference is given to low-sulphur fuels		<p>The gas from the fields contain minimum or no H<sub>2</sub>S and other sulphurous compounds and the emission of SO<sub>2</sub> is assessed to be marginal.</p> <p>The diesel used is Marine Gas Oil (MGO) with only 0.1 % sulphur content.</p> <p>The gas turbine is dual fuel. It is necessary due to safety etc. to generate power also when no fuel gas is available from the process.</p>
f.	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)	<p>INEOS uses the waste heat in the fuel gas in the waste heat unit (WRU) to heat the multiphase from the satellites</p> <p>As an example, INEOS has installed inverters at the booster pumps for water injection. Further, energy management according to ISO 50001 been implemented and is a part of the environmental management system. This ensures continuous focus on improving energy efficiency both for new units and for the existing equipment.</p>
f.	Injection timing	Optimise injection timing in engines	Generally applicable	Is not relevant for Siri
h.	Power integration of multiple gas fields / oilfields	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 possible due to location of the platform.



**BAT 53. In order to prevent and/or reduce NO<sub>x</sub> emissions to air from the combustion of gaseous and/or liquid fuels on offshore platforms, BAT is to use one or a combination of the techniques given below.**

Technique		Description	Applicability	Status INEOS
a.	Advanced control system	See description in Section 10.8.3	The applicability to old combustion plants may be constrained by the need to retrofit the combustion system and/or control command system	Please see following comment to this. Will only be relevant if a more advanced combustion system (DLN) is installed as well.
b.	Dry low-NO <sub>x</sub> burners (DLN)	See description in Section 10.8.3	Applicable to new gas turbines (standard equipment) within the constraints associated with fuel quality variations. The applicability may be limited for existing gas turbines by: availability of a retrofit package (for low-load operation), complexity of the platform organisation and space availability	<p>The gas turbine at Siri was installed in 1998. A dual fuel turbine was selected to ensure continuous operation also when process gas is not available. The DLN technology was not a possibility at that time.</p> <p>Retrofitting of DLN is not regarded as a possible solution at Siri as it will require a total reorganization of the power unit, the process equipment and space around it, and consequently will be of huge cost.</p> <p>The cost for a retrofitting of DLE was estimated in 2012 in connection with the application for the environmental approval.</p> <p>The cost estimate was 500 mill kroner for a new power unit, control system, reorganization of process equipment and lost production.</p> <p>The cost estimate from 2017 is included in Appendix A. As agreed with the Danish EPA INEOS will submit a more detailed assessment at a later time. In relation to the evaluation of the BAT-AEL.</p>
b.	Lean-burn concept	See description in Section 10.8.3	Only applicable to new gas-fired engines	NA
c.	Low-NO <sub>x</sub> burners (LNB)	See description in Section 10.8.3	Only applicable to boilers	NA

**BAT 54. In order to prevent and/or reduce CO emissions to air from the combustion of gaseous and/or liquid fuels in gas turbines on offshore platforms, BAT is to use one or a combination of the techniques given below.**

Technique		Description	Applicability	Status INEOS
a.	Combustion optimisation	Measures taken to maximise the efficiency of energy conversion, e.g. in the furnace/boiler, while minimising emissions (in particular of CO). This is achieved by a combination of techniques including good design of the combustion equipment, optimisation of the temperature (e.g. efficient mixing of the fuel and combustion air) and residence time in the combustion zone, and/or use of an advanced control system	Generally applicable	Typically, will CO emission not be an issue from a turbine as the one at Siri. The estimation is an emission between 1-25 mg/nm <sup>3</sup> (15 % O <sub>2</sub> ).
b.	Oxidation catalysts	The use of catalysts (that usually contain precious metals such as palladium or platinum) to oxidise carbon monoxide and unburnt hydrocarbons with oxygen to form CO <sub>2</sub> and water vapour	Not applicable to combustion plants operated < 500 h/yr. Retrofitting existing combustion plants may be constrained by the availability of sufficient space and by weight restrictions	Typically, will CO emission not be an issue from a turbine as the one at Siri. The estimation is an emission between 1-25 mg/nm <sup>3</sup> (15 % O <sub>2</sub> ).

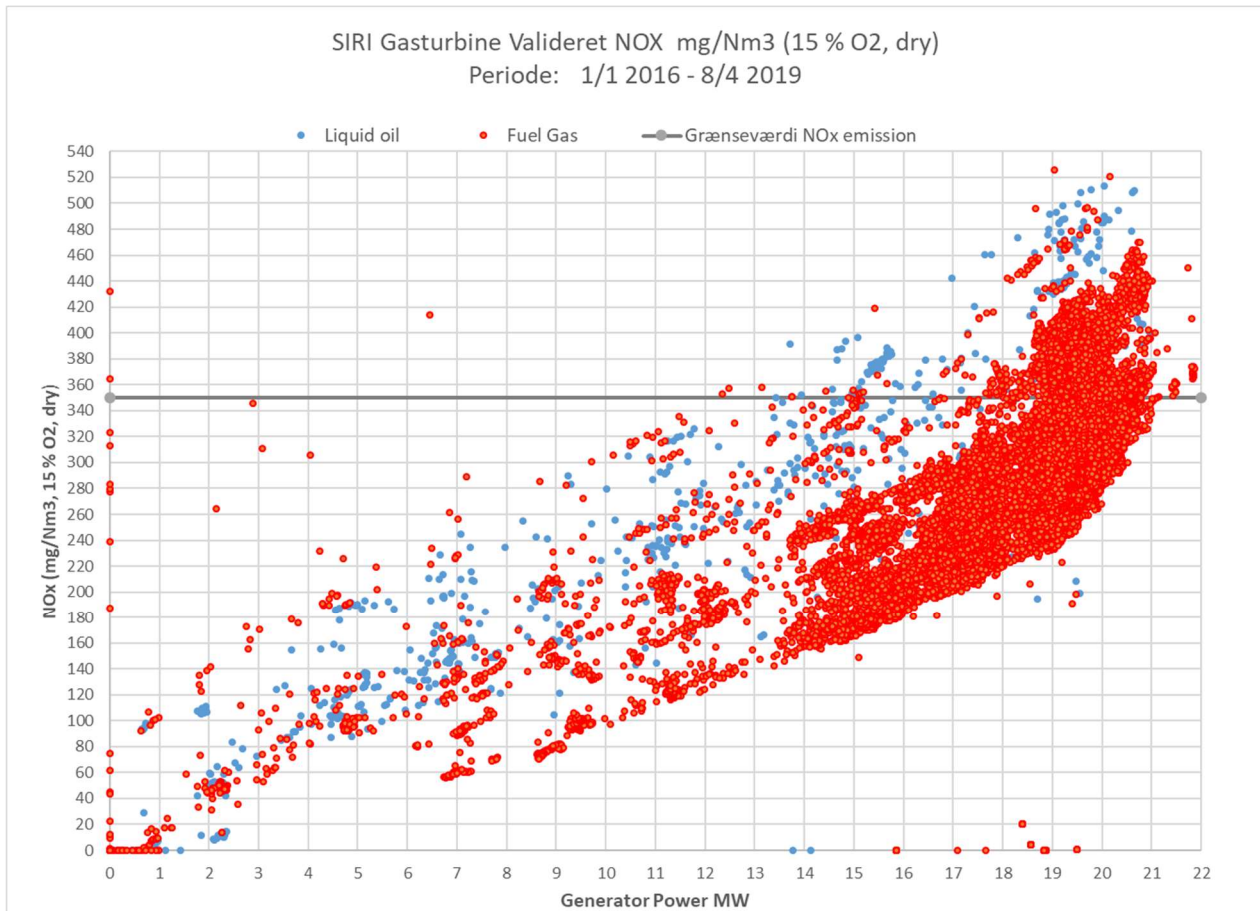
**BAT-associated emission levels (BAT-AELs) for NO<sub>x</sub> emissions to air from the combustion of gaseous fuels in open-cycle gas turbines on offshore platforms**

Type of combustion plant	BAT-AELs (mg/Nm <sup>3</sup> ) (1)	Status INEOS
	Average over the sampling period*	
New gas turbine combusting gaseous fuels (2)	15–50 (3)	NA
Existing gas turbine combusting gaseous fuels (2)	< 50–350 (4)	The BAT-AEL was exceeded approx. 14% of the time in the period from 1/1 2016 to 8/4 2019. As agreed with the Danish EPA INEOS will submit a separate evaluation of this BAT-AEL at a later time.

(1) These BAT-AELs are based on > 70% of baseload power available on the day.  
(2) This includes single fuel and dual fuel gas turbines.  
(3) The higher end of the BAT-AEL range is 250 mg/Nm<sup>3</sup> if DLN burners are not applicable.  
(4) The lower end of the BAT-AEL range can be achieved with DLN burners.

\* Average value of three consecutive measurements of at least 30 minutes each

The PEMS emission data for the operation at fuel gas from 1/1-2016 to 8/4-2019 show that if validated data is used the BAT-AEL of 350 mg/Nm<sup>3</sup> generally is exceeded at 18-19 MW, or at about 14% of the time.



**Figure 3: NO<sub>x</sub> emissions (mg/Nm<sup>3</sup>) as a function of generator power (MW) in the period from 1 January 2016 to 8 April 2019. The BAT-AEL of 350 mg/Nm<sup>3</sup> is also included. The BAT-AEL has been exceeded ~14% of the time.**

The expectation for the coming years' operation is an emission level similar to that in Figure 3. This means that the BAT-AEL will be exceeded when the turbine is running on high loads. As explained in section 3.2, the power demand on the platform has increased over time due to the increasing amounts of water in the production stream. This requirement will only keep increasing over time until Siri reaches the end-of-life.

In the light of the above, INEOS has agreed with the Danish EPA to submit an application for dispensation for the BAT 53 and the BAT-AEL of 350 mg/Nm<sup>3</sup> for emissions to air from the combustion of gaseous fuels in open-cycle gas turbines on offshore platforms. This will be submitted as a separate document.

## 5. Conclusion

The review of the BAT-conclusions from the final BREF note for LCPs show that the combustion plant at Siri can comply with most of the BAT-conclusions relevant for the combustion plant.

The exception is BAT 53. The techniques described in BAT-conclusion 53 is either not relevant or will entail such an extensive cost (300-500 mill DKK), that if it becomes a requirement for a future approval it will cease production on Siri.

As section 4.2 indicates, the BAT-AEL for NO<sub>x</sub> at 350 mg/Nm<sup>3</sup> for emissions to air from the combustion of gaseous fuels in open-cycle gas turbines on offshore platforms will also be a challenge for Siri.

## 6. References

Ref. 1: European Commission Joint Research Centre 2017; Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants, EUR 28836 EN, doi:10.2760/949.

Ref. 2: Miljøstyrelsen June 2015; MILJØGODKENDELSE For: DONG Efterforskning og Produktion A/S, Siri platformen, Blok 5604/20, Nordsøen.

Ref. 3: INEOS O&G June 2017; BAT-report ref. Siri LCP Environmental Approval Condition C7, EP-094416\_6\_001

## Bilag C. Oversigt over revurdering af vilkår

Vilkår nr. i MGK af 6 juli 2015	Vilkår i re- vurderin- gen	Nyt vilkår i revurde- ringen	Bemærkninger
Generelle forhold			
A1	A1		
A2	A2		
A3+A4	A3		Tidligere vilkår er slået sammen. Indhold uændret.
		A4+A5	Vilkår om miljøledelse som følge af BAT-konklusionerne
		A6	Vilkår om bestemmelse af nettoelvirkningsgrad som følge af BAT-konklusionerne
Indretning og drift			
B1			Slettet, da vilkåret er unødvendigt.
B2	B1		
B3	B2		Sidste del af det oprindelige vilkår er slettet, da Miljøstyrelsen har godkendt det omtalte udstyr og systemer. Vilkåret der derudover blevet opsplittet og præciseret.
		B3	Opsplitning af præcisering af vilkår
B4	B4		
B5	B5		
Luftforure- ning			
C1	C1		Vilkåret er ændret som følge af BAT-konklusionerne.
C2	C2		Vilkår C2 er ændret som følge af BAT-konklusionerne.
C3	C11		
C4	C8		
		C7	Loft for den årlige emission af NOx
		C9+C10	Emissionen af CO skal bestemmes som følge af BAT-konklusi- onerne. Dette kan ske enten kontinuerligt eller som præstati- onsmåling.
C5	D1		
C6	D2		
C7			Slettet, da vilkåret er gennemført
		C3	Definition og begrænsning af OTNOC
		C4+C5	Specificering af hvornår døgnmiddelværdi skal overholdes og beregnes.
		C6	Krav til test af DAHS-systemet
Journalise- ring og op- bevaring af rapporter			
D1+D2	D3		Tidligere vilkår er slået sammen. Indhold uændret.

## **Bilag D. Liste over sagens akter**

Miljøgodkendelse af fyringsanlæg på offshoreplatform på Siri feltet. af 6. juli 2015.

INEOS –LCP BAT Compliance review for Siri, april 2019.

INEOS- ansøgning om miljøgodkendelse- miljøgodkendelse, april 2019

Afgørelse om krav om miljøvurdering for øget udledning af NOx fra turbine på Siri platformen i Nordsøen, juli 2021