



Revurdering af Miljøgodkendelse

Miljøteknisk Beskrivelse

A/S Dansk Shell

Shell-Raffinaderiet

Fredericia

Indholdsfortegnelse

Kapitel	Indhold	Side
0	Indledning	4
1	Ansøgerens navn, adresse og telefonnummer	10
2	Virksomhedens navn, adresse, matrikel- CVR-og P-nr	10
3	Ejerens navn, adresse og telefonnummer	10
4	Kontaktpersonens navn, adresse og telefonnummer	10
5	Virksomhedens listebetegnelse	11
6	Kort beskrivelse af den miljøtekniske beskrivelse	11
7	Risiko for større uheld med farlige stoffer	11
8	Den miljøtekniske beskrivelses tidsmæssige afgrænsning	12
9	Bygningsmæssige udvidelser/ændringer omfattet af den miljøtekniske beskrivelse	12
10	Tidsplan for planlagte udvidelser/ændringer	12
11	Oversigtsplan i med angivelse af virksomhedens placering	13
12	Redegørelse for virksomhedens lokaliseringsovervejelser	14
13	Virksomhedens daglige driftstid	15
14	Til-og frakørselsforhold samt støjbelastning i forbindelse hermed	17
15	Tegninger i relation til den tekniske beskrivelse med angivelse af emissionskilder	18
16	Produktionskapacitet og forbrug af råvarer, energi, vand og hjælpestoffer. Intern transport og lagring.	52
17	Beskrivelse af virksomhedens procesforløb og emissioner	60
18	Brændselstype og maksimal indfyret effekt af energianlæg	69
19	Oplysninger om mulige driftsforstyrrelser eller uheld	70
20	Særlige forhold i forbindelse med opstart/nedlukning af anlæg	73
21	Den valgte teknologi i forhold til den bedste tilgængelige teknik	77
22	Massestrøm og emissionskoncentration af virksomhedens afkast	81
23	Oplysninger om virksomhedens emissioner fra diffuse kilder	97
24	Afvigende emissioner i forb. med opstart/nedlukning af anlæg	112
25	Afkasthøjder for de enkelte afkast	113
26	Spildevandsteknisk beskrivelse	114
27	Oplysninger om tilslutning til offentligt spildevandsanlæg	120
28	Oplysninger opblandingsforhold i det modtagende vandområde	121
29	Oplysninger i relation til gældende spildevandsbekendtgørelse	122
30	Beskrivelse af støj-og vibrationskilder	123
31	Støj-og vibrationsdæmpende foranstaltninger	126
32	Beregning af det samlede støjniveau i naboområderne	133
33	Sammensætning og årlig mængde af affald	138
34	Affaldshåndtering og oplagring af affald	140
35	Mængder af affald, der nyttiggøres eller bortskaffes	141

36	Jord og grundvand	142
37	Forslag til vilkår og egenkontrolvilkår	147
38	Særlige emissioner ved driftsforstyrrelser eller uheld	148
39	Foranstaltninger for at imødegå driftsforstyrrelser og uheld	150
40	Begrænsning af virkningerne af driftsforstyrrelser eller uheld	166
41	Forebyggelse af forurening i forb. med virksomhedens ophør	171
42	Ikke-teknisk resumé af den miljøtekniske beskrivelse	172
43	Bilags- figur-og tabelliste	175

0 Indledning.

0.1 Generelt om Shell-Raffinaderiet

Shell-Raffinaderiet har været i drift siden 1966 og udgør en del af A/S Dansk Shell, MIKADO HOUSE, Rued Langgaards Vej 6-8, 5., 2300 København S.

Shell-Raffinaderiet er beliggende ca. 4 km nord for Fredericia bykerne i Industriområde Nord Vest, som af Fredericia Kommune er udlagt til såkaldt særligt forurenende virksomheder. Fredericia Kommunes byråd har den 6. maj 1996 godkendt et lokalplantillæg, som angiver nogle mål og rammebestemmelser for området, herunder støjgrænser.

D. 26. januar 2000 er total miljøgodkendelse for en 8-årig periode meddelt fra Vejle Amt, der var den daværende tilsynsmyndighed. Den 14. februar 2014 har Miljøstyrelsen Odense meddelt REVURDERING AF MILJØGODKENDELSE, jf. Version 01 Bilag 05. Revurderingen omfatter primært de støjmæssige forhold, som relaterer sig til den daglige drift af raffinaderiet – herunder vurdering af de tillæg, der er givet i forhold til de vejledende grænseværdier for støj. Endvidere omfatter revurderingen rapportering og oprensning af spild.

Virksomhedens nuværende tilsynsmyndighed i henhold til miljøbeskyttelsesloven er Miljøstyrelsen København. I henhold til Miljøministeriets bkg. nr. 210 om visse virksomheders afgivelse af miljøoplysninger er Raffinaderiet omfattet af listepunkt C101.

De nærmeste omgivelser og naboer til Shell-Raffinaderiet er mod vest DONG og den kommunale modtagestation, mod nord et større landbrugsområde, mod øst et industriområde samt ca. 1 km borte boligområdet Ryvang, og mod syd kolonihaver og det rekreative område ved Randalparken.

I tilknytning til Raffinaderiet findes en havneterminal ved Skanse Odde øst for Fredericia Havn. Et system af 4 rørledninger til transport af råolie og færdige produkter forbinder Raffinaderiet med havneterminalen. På havneterminalen er to jettyer, hvor skibe kan lægge til.

En 320 km lang rørledning har siden 1984 ført råolie fra Dansk Undergrunds Consortiums (DUC) oliefelter i Nordsøen frem til en råolieterminal bygget umiddelbart vest for Raffinaderiet. Her modtages, behandles og oplagres råolien, inden den går videre til Shell-Raffinaderiet eller til udskibning via havneterminalen til andre raffinaderier. Råolieterminalen ejes af Danskolie og NaturGas A/S (DONG A/S) og er derfor ikke omfattet af denne ansøgning om revurdering af miljøgodkendelse

0.2 Den miljøtekniske beskrivelses geografiske afgrænsninger

A/S Dansk Shell ejer flere matrikler i tilknytning til Shell-Raffinaderiet. En komplet oversigt over relevante matrikler fremgår af nedenstående Tabel 0.2:

Matrikel nr.	Beskrivelse af installationer	Ejet af	Opereret af	Omfattet
50a	Raffinaderiets proces- og tankanlæg	Shell	Shell	Ja
50a	Distributionens udlæsnings faciliteter	Shell	Shell	Ja
294a 294b 10a 10m 10l	DONGs tankanlæg og råolie modtagefaciliteter	DONG	Shell	Nej
11 i	FDOs tankanlæg	FDO	Shell	Nej
296	Oplagsplads	Shell	Shell	Ja
163c	Område lejet af HH&S (med olieudskiller)	Shell	HH&S	Jord & Grundvand
101 a	Exchange Deal Area udlejet til Hoyer	Shell	Hoyer	Jord & Grundvand
29 y	Mark/vold mod Vestre Ringvej Delvis markareal forpagtet af Niels Dahl Andersen (NDA) Delvis opfyldt med henblik på vold for støj og visuel afskærmning	Shell	NDA/ Shell	Jord & Grundvand
112 d	Mark mod Egumvej forpagtet af Niels Dahl Andersen	Shell	NDA	Jord & Grundvand
101a	Mark mellem Raffinaderiet og Exchange Deal Area Forpagtet af Niels Dahl Andersen	Shell	NDA	Jord & Grundvand
163 b	Mark mod Egumvej forpagtet af Niels Dahl Andersen	Shell	NDA	Jord & Grundvand
229 a	Mark mod Egumvej forpagtet af Niels Dahl Andersen	Shell	NDA	Jord & Grundvand
68 a	Disponibelt/ubenyttet areal	Shell	Shell	Jord & Grundvand
68 b	Disponibelt/ubenyttet areal	Shell	Shell	Jord & Grundvand
68 c	Disponibelt/ubenyttet areal	Shell	Shell	Jord & Grundvand
70	Disponibelt/ubenyttet areal	Shell	Shell	Jord & Grundvand
165a	Disponibelt/ubenyttet areal	Shell	Shell	Jord & Grundvand

Tabel 0.2: Oversigt over relevante matrikler i relation til revurdering af miljøgodkendelse. Fredericia Kobbeljorder, Fredericia.

Som det fremgår af oversigt i Tabel 0.2 driver Shell kun egentlig olievirksomhed på matrikel nr. 50a. På de andre matrikler foregår der ingen olierelaterede aktiviteter, idet de f.eks. er forpagtet ud til en landmand, der anvender dem til dyrkning af afgrøder. Shell driver imidlertid også

olieaktiviteter på matrikler, der ikke ejes af virksomheden, men som har en selvstændig miljøgodkendelse og derfor ikke er omfattet af denne ansøgning.

A/S Dansk Shell har også aktiviteter på adressen Kongensgade 113, 7000 Fredericia, den såkaldte havneterminal. Den 21. marts 2012 har Miljøstyrelsen Odense meddelt REVURDERING AF MILJØGODKENDELSE for aktiviteterne på Shell Havneterminalen i Fredericia. Havneterminalen er således ikke omfattet af nærværende ansøgning.

0.3 Den miljøtekniske beskrivelses procesmæssige afgrænsninger

Spildevand fra Shell-Raffinaderiet udledes til Fredericia Kommunes Centralrenseanlæg. Fredericia Kommune er tilsynsmyndighed for udledningen af spildevand. Denne ansøgning omfatter derfor ikke den endelige rensning af spildevand før udledning til recipient, men omfatter alene interne spildevandsprocesser.

Shell Raffinaderiet har i henhold til vilkår 40 i Shell Raffinaderiets samlede miljøgodkendelse, udstedt af Vejle Amt den 26. januar 2000, tilladelse til udledning af uforurenat spildevand fra tagarealer, parkeringspladser og lignede direkte til Lillebælt. Dette vand er ikke omfattet af tilladelse fra Fredericia kommune og er derfor omfattet af denne ansøgning.

Shell-Raffinaderiet er i nogen grad procesmæssigt integreret med aktiviteterne på DONG og FDO områderne. De procesmæssige aktiviteter, der foregår på disse områder er alle medtaget i henholdsvis DONGs og FDO's miljøgodkendelser, og er derfor ikke omfattet af nærværende ansøgning, bortset fra spildevand / overfladevand fra FDO, der ledes til raffinaderiets spildevandssystem.

0.4 Den miljøtekniske beskrivelses dokumentmæssige basis

Nærværende Miljøtekniske beskrivelse version 1 tager udgangspunkt i Miljøstyrelsen Odense notat "Uddybende bemærkninger i forbindelse med opstart af revurdering af miljøgodkendelse for A/S Dansk Shell, raffinaderiet" dateret den 28. december 2011, som er modtaget sammen med notat "Opstart af revurdering af miljøgodkendelser" vedhæftet e-mail 22. af februar 2012 fra Miljøstyrelsen Odense. Endvidere danner "Bekendtgørelse om godkendelse af listevirksomhed" grundlaget for den miljøtekniske beskrivelses indhold. Dette er suppleret med mødereferat dateret 2. december 2014 fra møde afholdt hos Miljøstyrelsen København 21. november 2014 "Møde vedr. revurdering af A/S Dansk Shell Raffinaderi"

0.4.1 Notat dateret den 28. december 2011

Nedenstående uddrag fra notat dateret den 28. december 2011 har i særlig grad været med til at danne den dokumentmæssige basis.

Forventet indhold – fokusområder

Raffinaderier er en industriel lokalitet, hvor der håndteres store mængder af råvarer og produkter, og hvor der også forbruges store mængder af energi og vand for gennemførelse af disse processer. I deres lagrings- og raffineringsprocesser frembringes emissioner til atmosfære, vand og jord.

Ved en revurdering bliver den samlede virksomhed gennemgået og reguleret i forhold til den nugældende miljølovgivning og praksis. Miljøstyrelsen vil i forbindelse med gennemgangen af virksomheden blandt andet have fokus på følgende overordnede miljøområder:

1. Emission til luft

Energianlæg, kedler, ovne og katalytisk krakning (Bemærk: Shell-Raffinaderiet Fredericia har ikke et katalytisk kraknings anlæg) er de primære kilder til emissioner af carbonmonoxid og -dioxid, nitrogenoxider (NO_x), støv og svovloxider (SO_x) til atmosfæren. Raffinaderiprocesser kræver megen energi og typisk vil mere end 60 % af emissionerne fra et raffinaderi relatere sig til produktionen af energi.

Genvindingsprocesser for svovl samt "flaring" (afbrænding af gas) bidrager også til disse emissioner. Ved regenerering af katalysatorer og afkoksning emitteres støv.

Flygtige organiske kulbrinter (VOC) frigives som diffuse emissioner fra raffinaderiets lagre, ved håndtering og udlevering af produkter, fra olie/vand separeringssystemer og fra flanger, ventiler, pakninger og dræn.

Andre emissioner til atmosfæren kan være svovlbrinte, ammoniak, benzen/toluen/xylene (BTX), svovlkulstof og metaller (indhold i støv).

Miljøstyrelsen har generelt fokus på at nedbringe emissioner til luften. Gældende grænseværdier skal kunne overholdes.

Med udgangspunkt i de mulige tekniske løsninger vil Miljøstyrelsen vurdere muligheden for at reducere de pågældende emissioner yderligere under hensyntagen til proportionalitetsprincippet.

2. Støj

Der er i den nugældende miljøgodkendelse givet tillæg til de vejledende grænseværdier for støj. På baggrund af en opdateret støjkortlægning vil Miljøstyrelsen vurdere behovet for disse tillæg eller om der ud fra en proportionalitetsbetragtning kan kræves yderligere støjreduktion med udgangspunkt i gældende lovgivning og praksis.

3. Lugt

Miljøstyrelsen har siden den seneste miljøgodkendelse blev udarbejdet, modtaget jævnlige naboklager over lugtgener. Miljøstyrelsen vil derfor specielt have fokus på dokumentation af virksomhedens lugtemissioner samt de muligheder, der er for at begrænse disse.

Vilkår om reduktion af kilder til lugt vil ske under hensyntagen til proportionalitetsprincippet.

4. Spildevandssystem

Vand indgår i store mængder i raffinaderiprocesserne som procesvand og til køling. Brugen forurener vandet med olieprodukter, hvilket primært resulterer i et øget iltforbrug i spildevandet. Forureningen af vandet kan også omfatte svovlbrinte, ammoniak, phenoler, benzene, cyanider og suspenderet stof.

Spildevand fra raffinaderiet ledes til Fredericia Kommunes rensningsanlæg i henhold til kommunens tilslutningstilladelse.

Regnvand fra arealer, hvor der kan ske forurening med olie, håndteres hos Shell som spildevand, mens regnvand fra rene arealer (tage, parkeringspladserol.) udledes til Lillebælt.

Procesforhold i forbindelse med virksomhedens interne spildevandssystem vil indgå i Miljøstyrelsens samlede gennemgang af miljøforholdene – herunder stoffer udledt til det interne spildevandssystem.

5. Bedst tilgængelig teknologi (BAT)

Anvendelse af bedst tilgængelig teknologi – BAT-princippet – skal ligge til grund for behandling af alle sager efter miljøbeskyttelsesloven, herunder revurdering af miljøgodkendelse.

A/S Dansk Shell er en IPPC-virksomhed, og dermed omfattet af EU BREF (BAT reference dokumenter). Der er i øjeblikket ved at blive udarbejdet en opdateret udgave af BREF-dokumentet for raffinaderier. Det foreløbige udkast (i 2. udgave) vil Miljøstyrelsen tage udgangspunkt i under gennemgangen af virksomhedens miljøforhold. Det er Miljøstyrelsens forventning, at den endelige udgave af BREF-dokumentet vil være klar inden der træffes ny afgørelse om revurdering.

Miljøstyrelsen vil også tage udgangspunkt i BREF-dokumentet "Emissions from storage", der danner de vejledende retningslinjer for indretning og driften af tanke.

Processens forløb

Efter annoncering af opstart af revurdering, skal A/S Dansk Shell opdatere den miljøtekniske beskrivelse af virksomhedens miljøforhold, således beskrivelsen afspejler de nuværende forhold. Miljøstyrelsen har aftalt med virksomheden, at den opdaterede beskrivelse skal være udarbejdet inden 1. juli 2012.

Det foreløbige udkast (i 2. udgave) af BREF-dokument for raffinaderier blev først gjort tilgængelig midt i marts 2012. BAT afsnittet i dette foreløbige udkast er væsentligt ændret i forhold til den tidligere udgave, og der forventes at der kan komme en del kommentarer hertil, som kan føre til yderligere ændringer. På et møde den 24. april 2012 blev det derfor aftalt med Miljøstyrelsen Odense, at i Version 0 af den miljøtekniske beskrivelse kan afsnit med relation til behandling af BAT udelades og først medtages i Version 1.

0.4.2 Bekendtgørelse om godkendelse af listevirksomhed

Indholdsfortegnelsen i nærværende Miljøtekniskebeskrivelse baserer sig på "Bekendtgørelse om godkendelse af listevirksomhed" Bilag 3 side 13 – 15, der angiver "Oplysningskrav ved ansøgning om godkendelse af bilag 1-virksomheder, jf. § 7, stk. 2". Oplysningskravene er specificeret i 42 punkter, og der er valgt et tilsvarende antal kapitler, som er døbt med kapitelnavne, som har til hensigt at være dækkende for disse oplysningskrav. Hertil kommer Kapitel 0, Indledning, og Kapitel 43 Bilagsoversigt, som det har været hensigtsmæssigt at tilføje.

0.4.3 Mødereferat fra møde afholdt hos Miljøstyrelsen København 21. november 2014

Fra dette mødereferat citeres følgende:

3. Hvilke miljøgodkendelser omfattes af revurdering

Revurderingen omfatter den samlede virksomhed, herunder eventuelle bilag 2-aktiviteter:

- Raffinaderi
- Havneterminalen
- RGS90-jordrenseanlægget
- Distribution/læsseramper

5. Oplysninger til brug for vurdering af anvendelse af BAT på Shell.

Shell skal foretage en gennemgang af BAT-konklusion for raffinaderier og beskrive egen teknologi i forhold til det anviste i konklusionen. Dette kan gøres i det skema med BAT-konklusioner, som Miljøstyrelsen Erhverv har lovet branchen bliver udarbejdet.

Shell skal vurdere compliance i forhold til andre relevante BREF-dokumenter, jf. de angivne BREF-dokumenter i BAT-konklusionen for raffinaderier, herunder eks.

- Emissions from Storage
- Industrielle kølesystemer
- CWW – spildevandshåndtering og rensningsteknikker
- Energieffektivitet

Shell vil opdatere den miljøtekniske beskrivelse (MTB) fremsendt i 2012. I denne MTB mangler en beskrivelse af biaktiviteten, jordrenseanlæg.

6. Proces og tidsplan for revurderingen

Senest 1. juli 2015: Shell fremsender opdateret MTB omfattende alle aktiviteter på raffinaderiet og havneterminalen.

Nærværende dokument omfatter opdateret Miljøteknisk Beskrivelse af:

- Raffinaderi
- Oplysninger om Shell-ejede rørledninger uden for Shells område (Se kapitel 15.14)
- RGS90-jordrenseanlægget (Se kapitel 36.7)
- Distribution/læsseramper

For opdateret Miljøteknisk Beskrivelse af havneterminalen henvises til separat dokument.

1 Ansøgerens navn, adresse og telefonnummer.

Ansøgerens navn: Andreas Krobjilowski, Shell-Raffinaderiet Fredericia

Ansøgerens adresse: Egeskovvej 265, 7000 Fredericia

Ansøgerens telefonnr.: +45 7920 3500

2 Virksomhedens navn, adresse, matrikel- CVR-og P-nr.

Virksomhedens navn: A/S Dansk Shell, Shell-Raffinaderiet Fredericia

Virksomhedens adresse: Egeskovvej 265, DK-7000 Fredericia, Postbox 106

Virksomhedens telefonnr.: +45 7920 3522

Virksomhedens matrikelnr.: 50a, 296, 163c, 101a, 29y, 112d, 101a, 163b, 229a, 68a, 68b, 68c, 70, 165a, Fredericia Kobbeljorder, Fredericia, jf. Tabel 0.2 i Kapitel 0

Virksomhedens CVR-nr.: 1037 3816

Virksomhedens P-nr.: 1.002.893.194

3 Ejerens navn, adresse og telefonnummer.

Ejerens navn: A/S Dansk Shell

Ejerens adresse: MIKADO HOUSE, Rued Langgaards Vej 6-8, 5., 2300 København S

Ejerens telefonnr.: , tlf.: 33 37 20 00

4 Kontaktpersonens navn, adresse og telefonnummer

Kontaktperson 1 navn: Lis Rønnow Rasmussen, Shell-Raffinaderiet Fredericia

Kontaktperson 1 adresse: Egeskovvej 265, 7000 Fredericia

Kontaktperson 1 telefonnr.: +45 7920 3603

Kontaktperson 2 navn: Jesper Schmidt-Hansen, Shell-Raffinaderiet Fredericia

Kontaktperson 2 adresse: Egeskovvej 265, 7000 Fredericia

Kontaktperson 2 telefonnr.: +45 7920 3731

5 Virksomhedens listebetegnelse.

Shell-Raffinaderiet er en bilag 1-virksomhed, idet virksomhedens hovedaktivitet er optaget på listen i bilag 1 i ”Bekendtgørelse om godkendelse af listevirksomhed”, nemlig under punkt C.101:

”C.101 Raffinaderier, der behandler mineralolie, og anlæg for indvinding af mineralolie, herunder på de kystnære dele af søterritoriet. (i) (s)”

Shell-Raffinaderiet har endvidere følgende biaktiviteter:

Produktion af elektricitet i 27 MW gasturbine

Levering af overskudsvarme til TVIS

Produktion af rent svovl

Disse biaktiviteter giver ikke anledning til krav om yderligere oplysninger i henhold til ”Bekendtgørelse om godkendelse af listevirksomhed”, der ikke allerede er omfattet af oplysningskrav for bilag 1 virksomhed.

6 Kort beskrivelse af den miljøtekniske beskrivelse

Den miljøtekniske beskrivelse er udarbejdet i relation til revurdering af miljøgodkendelse af bestående virksomhed i henhold til § 18 i ”Bekendtgørelse om godkendelse af listevirksomhed”.

7 Risiko for større uheld med farlige stoffer

Raffinaderiet er omfattet af Risikobekendtgørelsen som paragraf 5 virksomhed og skal derfor udarbejde en sikkerhedsrapport for virksomheden. Godkendelse af raffinaderiets sikkerhedsrapport er givet af risikomyndighederne i 2008. Materiale til revision af sikkerhedsrapporten er fremsendt med udgangen af december 2012, jf. ”Sikkerhedsrapport – Shell-Raffinaderiet; Fredericia, Dec. 2012. – Fremsendt d. 28. december 2012 til Miljøstyrelsen, Odense.”

Der kan endvidere henvises til notat fra Miljøstyrelsen Odense dateret 28. december 2011 med titlen ”Uddybende bemærkninger i forbindelse med opstart af revurdering af miljøgodkendelse for A/S Dansk Shell, raffinaderiet” hvorfra citeres:

”Shell Raffinaderiet og Havneterminal er begge omfattet af risikobekendtgørelsen og Shell har derfor redegjort for virksomhedens sikkerhedsforhold i en sikkerhedsrapport. Sikkerhedsrapporten står for at skulle ajourføres i 2012. Behandlingen af virksomhedens sikkerhedsforhold sker i et samarbejde mellem risikomyndighederne; Arbejdstilsynet, Fredericia Brandvæsen og Miljøstyrelsen. Risikomyndighederne vil træffe samtidige afgørelser i forhold til den ajourførte sikkerhedsrapport. Behandlingen af virksomhedens sikkerhedsforhold er derfor ikke medtaget i revisionen af miljøgodkendelsen for Raffinaderiet”.

8 Den miljøtekniske beskrivelses tidsmæssige afgrænsning

Shell-Raffinaderiets drift er permanent, så den miljøtekniske beskrivelse drejer sig om fortsat drift uden nogen planlagt ophørstidspunkt.

9 Bygningsmæssige udvidelser/ændringer omfattet af den miljøtekniske beskrivelse

Det ansøgte kræver ingen bygningsmæssige udvidelser/ændringer.

10 Tidsplan for planlagte udvidelser/ændringer

Da den miljøtekniske beskrivelse ikke omfatter planlagte udvidelser eller ændringer er der ingen oplysninger at anføre i relation til dette emne.

11 Oversigtsplan med angivelse af virksomhedens placering

Virksomhedens placering i forhold til omgivelserne fremgår af siderne 1, 3 og 57 i ”Fredericia Kommune, Kommuneplan 2009 – 2021, Fredericia Nord. Bydelsplan og Lokalplanrammer”. Disse sider er vedlagt under kapitel 11 i bilagsmappen, der fremsendes sammen med den miljøtekniske beskrivelse.

Af side 57 fremgår, at Shell-Raffinaderiet er placeret i delområde ”N.E.3A Erhvervsområde, ud mod Ydre Ringvej”. Om anvendelse af delområde N.E.3A hedder det i lokalplanen:

”Delområdet må anvendes til virksomheder, som kan give anledning til betydelig påvirkning af omgivelserne, dvs. virksomhedsklasserne 4-7. Området indeholder uudnyttede arealer, der forbeholdes anlægsudvidelser eller beslægtede virksomheder.”

Shell-Raffinaderiets omgivelser og nærmeste nabo er:

- Mod Vest:

DONG, som er en modtageterminale for råolie fra Nordsøen.

Landbrugsområde.

Mindre industriområde, hvor bl.a. den kommunale modtagestation (KOK) er placeret som nærmeste nabo i en afstand af godt 200 m fra skel.

Nærmeste vej er Vejlbjvej, som enkelte steder grænser helt op til Raffinaderiets skel men de fleste steder er adskilt fra Vejlbjvej med en zone på ca. 200 m landbrugsjord.

- Mod Nord:

Landbrugsområde og gårde placeret ved Ryttergrøftevej placeret ca. 500 m fra skel.

Nærmeste vej er Ryttergrøftevej.

- Mod Øst:

Industriområde, hvor bl.a. I.C. Møller, ABB, den tidligere cellulosefabrik, FORCE og den kommunale affaldsstation er placeret i afstande fra 300-900 m fra Raffinaderiets skel. Umiddelbart øst for skel ligger den trafikalt set relativt kraftigt benyttede/belastede Nordre Ringvej.

Længere mod øst i afstande fra 900-1400 m fra Raffinaderiet skel ligger et boligområde (Ryvang)

- Mod syd:

Rekreativt område, Randalparken, hvor bl.a. kolonihaver er beliggende i en afstand på 400 - 700 m fra Raffinaderiets skel. Randalparken fungerer samtidig som bufferzone mellem det tunge industriområde og et større boligområde mod syd.

Området mellem Randalparken og Raffinaderiet gennemskæres af Nordre Ringvej.

12 Redegørelse for virksomhedens lokaliseringsovervejelser.

Da der er tale om en bestående virksomhed er der ingen relevante oplysninger i relation til dette punkt.

13 Virksomhedens daglige driftstid.

13.1 Tidspunkter for drift.

Raffinaderiet vil typisk være i drift hele døgnet og på alle årets dage, da langt de fleste aktiviteter i procesanlæggene er kontinuerte.

13.2 Tidspunkter for og frekvens af anlægsstop

Periodisk vil det være nødvendigt at stoppe et eller flere anlæg for vedligehold, udskiftning, rensning, inspektion osv.

Total stop af alle anlæg for inspektion af udstyr kaldes Turn-around, som typisk har fundet sted ca. hvert 5. – 6. år.

Foruden totale raffinaderistop vil der være mindre stop hvor visse anlæg er stoppet pga. f.eks. regenerering af katalysatormasse, rensning, afkoksning af ovne, osv. På grund af den betydelige indbyrdes afhængighed anlæggene imellem kan det logistisk være nødvendigt at stoppe adskillige anlæg samtidig.

Et eksempel på en meget begrænset indbyrdes afhængighed er stop af det termiske krakningsanlæg (TGU, anlæg nr. 1300). Ca. hver 4-8 måned er det nødvendigt at stoppe anlægget i nogle dage for at afkokse ovnene og foretage rensninger af nogle få beholdere og varmevekslere. Dette kan foretages uden at stoppe andre anlæg; indtaget til raffinaderiet må blot reduceres lidt.

Et specifikt eksempel hvor der eksisterer en stor indbyrdes afhængighed skal også nævnes. Platformer-anlægget (nr. 300), som fremstiller højoktan blandekomponent til benzinfremstilling, er et anlæg, hvor det er nødvendigt med 1-2 års mellemrum at regenerere katalysatormassen for at retablere aktiviteten. Ved regenerering af katalysatormasse producerer platformer-anlægget ikke brint som under normalt drift. Da platformer-anlægget er det eneste anlæg, som producerer brint, er det nødvendigt at stoppe samtlige anlæg, hvor brint er nødvendigt for driften, dvs. alle afsvovlingsanlæg (anlæg nr. 200, 400 og 1400). Følgevirkningen af at afsvovlingsanlæggene ikke er i drift er, at der ikke produceres væsentlige mængder H₂S og svovlgenvingsanlægget (anlæg nr. 1500) må derfor også stoppes. Samtidig vil der normalt ikke være tilstrækkeligt gas til kunne holde gasturbinen (anlæg nr. 2000) i drift.

Som sagt er langt fleste aktiviteter i procesanlæggene kontinuerte, men i blending, movement og udkørsel af produkter med tankbil fra læsseramper til kunder er aktiviteterne typisk meget varierende.

Blanding af komponenter til færdigprodukter er en batchproces.

Pumpning af produkter fra Raffinaderiet til skib ved havneterminalen på Skanse Odde er også en typisk batchproces.

For langt de fleste af disse varierende aktiviteter gælder, at de er tilfældigt fordelt på døgnet og ugen. Eneste væsentlige udtagelser er udkørsel af færdigvarer fra læsseramperne, hvilket normalt sker i begrænset omfang på søn- og hellig-dage og om natten i tidsrummet kl. 22.00 - 05.30.

I tabel 13.1 er givet en oversigt.

ANLÆG (nr)	DRIFT	FREKVENNS af PLANLAGTE STOP af procesanlæg
100	kontinuert	5-6. år
200	kontinuert	1-2. år
300	kontinuert	1-2. år
400	kontinuert	1-2. år
700	kontinuert	1-2. år
800	kontinuert	5. år
1000	kontinuert	1-2. år
1300	kontinuert	4-8. måned
1400	kontinuert	1-2. år
1500	kontinuert	1-2. år
2000	kontinuert	1-2. år
2900	kontinuert	5-6. år
4600	kontinuert	
5100	kontinuert	5-6. år
5400	kontinuert	5-6. år
6000	kontinuert	
6100	kontinuert	5-6. år

Tabel 13.1 Oversigt vedr. driftcyklus og planlagte driftsstop.

Nogle særligt vitale anlægsdele, typisk roterende udstyr såsom pumper, er dublerede for at sikre en høj on stream time af anlægget. Disse er normalt benævnt S for "Spare", f.eks. P302S. Dette udstyr er ren reservekapacitet og vil normalt ikke være i drift.

14 Til-og frakørselsforhold samt støjbelastning i forbindelse hermed

14.1 Til- og fra-kørselsforhold

Kørsel til og fra virksomheden kan normalt kun foregå via ringvejen ved den østlige ende af Raffinaderiet.

I forbindelse med større bygningsarbejder, kan der eventuelt også være kørsel til og fra virksomheden i den vestlige ende ad vej 6 fra Vejlbjvej.

14.2 Støjbidrag fra kørsel

Virksomhedens samlede støjforhold hidrørende både fra stationære kilder og mobile kilder i form af intern og ekstern transport er indgående beskrevet i kapitel 30. Denne beskrivelse er baseret på beregninger som er foretaget på målinger, der udført af DANAK, og som er dokumenteret i ”DANAK Prøvningsrapport Shell-Refinery Fredericia, Støjkortlægning, DANAK 91-172 ”Miljømåling – ekstern støj” Oktober 2007”. Denne rapport er vedlagt under kapitel 30 i bilagsmappen, der fremsendes sammen med den miljøtekniske beskrivelse. I rapportens afsnit 6.2 ”Immissionsberegninger”, side 47, konkluderes følgende:

”Som det ses, er bidraget fra de mobile kilder så lavt – i forhold til bidraget fra de stationære støjkilder -, at det samlede bidrag fra hele raffinaderiet bliver lig med støjbidraget fra de stationære støjkilder. Dette forhold gælder også for hele weekenden. Hvorfor udsagnene for hverdage, om overholdelse af grænseværdierne med en sandsynlighed på 95 % eller mere og ikke signifikant overskredet også er gældende for lørdage og søndage. Støjbelastningerne for weekenden er derfor ikke angivet separat, men kan fås ved henvendelse til dk-akustik.”

For yderligere beskrivelse af støjforholdene henvises til afsnit H, kapitlerne 30 – 32.

15 Tegninger i relation til den tekniske beskrivelse med angivelse af emissionskilder

15.0 Systematik

Raffinaderiet kan inddeles i:

Råolietanke,	hvor råvaren opbevares,
Procesanlæg,	hvor råolie kontinuerlig raffineres til mellem- og færdigprodukter,
Produkttanke,	hvor mellem og færdigprodukter opbevares,
Hjælpeanlæg m.m.,	diverse hjælpeudstyr og systemer, således at procesanlæg og tanke kan fungere problemfrit,
Distributionen	hvorfra færdigprodukter udleveres til tankbiler.

Raffinaderiet har traditionelt og af praktiske årsager været inddelt i større delområder kaldet AREA og Group Area, og inddelingen fremgår af plotplan FR 10/19/01, se bilagsmappen kapitel 15. Vi vil anvende denne inddeling i forbindelse med gennemgangen af emissionskilder nedenfor.

Ligeledes vil vi anvende oversigtstegning T-730007-L, se bilagsmappen kapitel 15.

Ved en gennemgang af en stor virksomhed som Raffinaderiet er det hensigtsmæssigt at anvende en vis systematik og fastlægge et detaljeringsniveau på de forskellige områder. I tabel 15.0 er givet retningslinier for det detaljeringsniveau, som nærværende miljøtekniske beskrivelse har anvendt.

EMISSIONS TYPER	BESKRIVES INDIVIDUELT	BESKRIVES SAMLET	BEMÆRKNINGER
Forurenende stoffer til Luft	Skorstene, Flare, Tanke, Safe locations Spildevandssystem	Diffus emission fra procesområde	
Støj	Elmotorer > 5,5 kW Ejektorer Dampdrevne kompressorer	Lastbilkørsel, små kilder fra især procesområde	En oversigt over væsentlige støjklender er givet af dk-TEKNIK. Der henvises til støjrapport, se kapitel 30.
Forurenende stoffer i Spildevand	Flydetagstanke Fasttagstanke Læsseramper Procesområde	Afløbssystemer	

Tabel 15.0 Retningslinier for detaljeringsniveau i den miljøtekniske beskrivelse.

I det følgende vil vi gennemgå de respektive AREAs enkeltvis.

15.1 AREA 1 / Råolietanke:

Området AREA 1 er placeret i den sydvestlige del af området.

På AREA 1 findes råolietanke, 2 befæstede pumpestationer til råolietanke og en olieudskiller benævnt PPI-1.

En oversigt over tanke er vedlagt i bilagsmappen, se bilagsmappen kapitel 15.

Følgende tanke bruges p.t. til opbevaring af råolie: tank 1, 3, 4, 5, 53, 67 og 71

Tank 2 har tidligere været brugt til opbevaring af råolie, men bruges i dag til opbevaring af gasolie blandekomponent.

I tank 1 og til tider tank 3 opbevares foruden råolie også slops, der er en blanding af oliestrømme fra procesanlæg og/eller olie fra mellemtanke, som ikke kan bringes til at opfylde produktspecifikationer. Slops genbruges og er derfor ikke et egentligt affaldsprodukt. Slops blandes normalt med større eller mindre mængder råolie, inden det sendes til raffinering i procesanlæggene.

Tank 1, 2, 3, 4, 5, 6, 53, 67 og 71 er placeret i AREA 1 Part I-II, syd for procesanlæggene. Tankene er udstyret med flydetag med dobbelt seal, mixere, tankdræn og tagdræn.

Terrænet er svagt skrånende mod sydvest. Terrænkoten i tankområdet varierer fra ca 25-28 m.

Tankgårdene er alle ubefæstede.

Der er følgende emissioner til luft:

KILDE	AFKAST højde	PUNKT / DIFFUS	FORURENENDE STOFFER	BEMÆRKNINGER
Tk 1	tag, 17 m	Diffus	VOC, lugt	
Tk 2	tag, 18 m	Diffus	VOC, lugt	gasoliedampe
Tk 3	tag, 17 m	Diffus	VOC, lugt	
Tk 4	tag, 17 m	Diffus	VOC, lugt	
Tk 5	tag, 17 m	Diffus	VOC, lugt	
Tk 6	tag, 18 m	Diffus	VOC, lugt	speciel design *)
Tk 53	tag, 17 m	Diffus	VOC, lugt	
Tk 67	tag, 18 m	Diffus	VOC, lugt	
Tk 71	tag, 18 m	Diffus	VOC, lugt	
PPI-1	0 m	Diffus	VOC, lugt	
P-122+P124	0 m	Diffus	VOC, lugt	
P-101/A/B/C	0 m	diffus	VOC, lugt	

Tabel 15.1.1 Oversigt vedr. emissioner til luft fra råolietanke m.m. i AREA 1.

*) Tank 6 er forsynet med et glasfiber flydetag ("full contact", dvs. det flyder på råolien). Desuden er der installeret en væskemonteret gastæt forsegling til tankvæggen, som vil reducere den diffuse emission af VOC fra tanken. Der er endvidere installeret et fast tag (Dome) for at undgå regn på flydetaget.

STØJKILDER. AREA 1.			
KILDE	PLACERING	DRIFT	BEMÆRKNINGER
P-101A/B/C	½ m over terræn	Permanent	tankvold afskærmer, ubetydelig kilde
P-123	½ m over terræn	Intermitterende	tankvold afskærmer, ubetydelig kilde
P-122+P-124	½ m over terræn	Intermitterende	tankvold afskærmer, ubetydelig kilde
M0001A+B	Tk 1, 1m over terræn	Intermitterende	tankvold afskærmer, ubetydelig kilde
M0002A+B	Tk 2, 1m over terræn	Intermitterende	tankvold afskærmer, ubetydelig kilde
M0003A+B	Tk 3, 1m over terræn	Intermitterende	tankvold afskærmer, ubetydelig kilde
M0004A+B	Tk 4, 1m over terræn	Intermitterende	tankvold afskærmer, ubetydelig kilde
M0005A+B	Tk 5, 1m over terræn	Intermitterende	tankvold afskærmer, ubetydelig kilde
M0006A+B	Tk 6, 1m over terræn	Intermitterende	tankvold afskærmer, ubetydelig kilde

M0017A+B	Tk 53, 1m over terræn	Intermitterende	tankvold afskærmer, ubetydelig kilde
M0067A+B	Tk 67, 1m over terræn	Intermitterende	tankvold afskærmer, ubetydelig kilde
M0071A+B	Tk 71, 1m over terræn	Intermitterende	tankvold afskærmer, ubetydelig kilde

Tabel 15.1.2. Oversigt vedr. støjkluder fra råolietanke m.m. i Area 1.

KILDE	KATEGORI	AFLØB	BEMÆRKNINGER
Tk 1, tagdræn	AOC	tankgård	afløb via overfladeddræn
Tk 2, tagdræn	AOC	tankgård	afløb via overfladeddræn
Tk 3, tagdræn	AOC	tankgård	afløb via overfladeddræn
Tk 4, tagdræn	AOC	tankgård	afløb via overfladeddræn
Tk 5, tagdræn	AOC	tankgård	afløb via overfladeddræn
Tk 6, tagdræn	AOC	tankgård	afløb via overfladeddræn
Tk 53, tagdræn	AOC	tankgård	afløb via overfladeddræn
Tk 67, tagdræn	AOC	tankgård	afløb via overfladeddræn
Tk 71, tagdræn	AOC	tankgård	afløb via overfladeddræn
pumpestationer	AOC/COC	PPI-1	afløb vi rørsystem
Tk 1, tankdræn	COC	PPI-1	afløb via rørsystem
Tk 2, tankdræn	COC	PPI-1	afløb via rørsystem
Tk 3, tankdræn	COC	PPI-1	afløb via rørsystem
Tk 4, tankdræn	COC	PPI-1	afløb via rørsystem
Tk 5, tankdræn	COC	PPI-1	afløb via rørsystem
Tk 6, tankdræn	COC	PPI-1	afløb via rørsystem
Tk 53, tankdræn	COC	PPI-1	afløb via rørsystem
Tk 67, tankdræn	COC	PPI-1	afløb via rørsystem
Tk 71, tankdræn	COC	PPI-1	afløb via rørsystem

Tabel 15.1.3. Oversigt vedr. spildevandskilder fra råolietanke m.m. i Area 1.

Hvor AOC = Accidental Oil Contaminated, COC = Continuous Oil Contaminated, PPI = Parallel Plate Interceptor (olieudskiller).

Desuden er der drænventiler udenfor tankvoldene, således at tankfarmen kontrolleret kan drænes tom. Dette vand klassificeres som AOC.

15.2 AREA 2 / Utility (hjælpesystemer såsom kølevand, spildevandsbehandling etc.)

Området AREA 2 er placeret umiddelbart sydvest for procesanlæggene.

Terrænet er stort set plant og terrænkoten ca 28 m.

Hovedparten af området er befæstet og olieholdige beholdere og tanke er placeret på befæstet areal.

I området findes diverse utility systemer (hjælpesystemer):

- køletårne A-5201 og A-5203, som udgør en del af det lukkede kølevandssystem,
- Ionbytteranlæg,
- Olieudskiller PPI-2,
- Olieudskiller CPI,
- T-5201 (åben opsamlings -og buffertank, som er en del af det åbne kølevandssystem),
- Tykner A-5202 (ude af drift),
- T-5203 buffertank for det rensede vand i det åbne kølevandssystem),
- 5 stk kompressorer til instrumentluft og arbejdsluft, hvoraf 3 er el- og 2 dieseldrevne,
- tanke/beholdere med bl.a kaustik (NaOH-opløsning), ammoniak (NH₃-opløsning) og svovlsyre (H₂SO₄),
- opvarmet fasttagstank T-5401 med tung fyringsolie til brug i Raffinaderiets ovne. T-5401 har egen befæstet tankfarm.

Der kan være følgende emissioner til luften fra området:

KILDE	AFKAST	PUNKT / DIFFUS	FORURENENDE STOFFER	BEMÆRKNINGER
PPI-2	Terrænhøjde	Diffus	VOC, lugt	
CPI	Terrænhøjde	Diffus	VOC, lugt	
T5201	tag, 15 m	Diffus	VOC, lugt	
A-5202				Ude af drift
T-5401	tag, 9 m	Punkt	VOC, lugt	
P-5401	½ m	Diffus	VOC, lugt	

Tabel 15.2.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra AREA 2.

STØJKILDER. AREA 2.			
KILDE	PLACERING	DRIFT	BEMÆRKNINGER
Væsentlige kilder er beskrevet i dk-TEKNIKs støjrapport, se kapitel 30			

Tabel 15.2.1. Oversigt vedr. støjkilder i AREA 2.

SPILDEVANDSKILDER. AREA 2.
Eneste spildevandskilde er overfladevand ifm regnvejr. Overfladevand kategoriseres AOC eller COC afhængig af beliggenhed

Tabel 15.2.3. Oversigt vedr. spildevandskilder i AREA 2.

15.3 AREA 3 / Opvarmende Produkttanke med fuelolie / uopvarmedegasolietanke:

Tankene er alle fasttagstanke. Tankene er forsynet med pejlehuller, og der er anbragt flere ventilationsåbninger, som tillader luft at undslippe fra tanken, når denne fyldes. Hver tank er udstyret med tankdræn i bunden.

Der kan være følgende emissioner fra tankene.

KILDE	AFKAST	PUNKT / DIFFUS	FORURENENDE STOFFER	BEMÆRKNINGER
Tk 13	tag, 18 m	punkt	VOC, lugt	
Tk 14	tag, 18 m	punkt	VOC, lugt	
Tk 15	tag, 20 m	punkt	VOC, lugt	
Tk 16	tag, 20 m	punkt	VOC, lugt	
Tk 17	tag, 20 m	punkt	VOC, lugt	
Tk 18	tag, 20 m	punkt	VOC, lugt	

Tabel 15.3.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra fasttagstanke i Area 3.

STØJKILDER. AREA 3.			
KILDE	PLACERING	DRIFT	BEMÆRKNINGER
M0007	Tk 13, 1m over terræn	intermitterende	tankvold afskærmer, ubetydelig kilde
M0008	Tk 14, 1m over terræn	intermitterende	tankvold afskærmer, ubetydelig kilde
M0009A+B	Tk 15, 1m over terræn	intermitterende	tankvold afskærmer, ubetydelig kilde
M0010A+B	Tk 16, 1m over terræn	intermitterende	tankvold afskærmer, ubetydelig kilde
M0011A+B	Tk 17, 1m over terræn	intermitterende	tankvold afskærmer, ubetydelig kilde
M0012A+B	Tk 18, 1m over terræn	intermitterende	tankvold afskærmer, ubetydelig kilde

Tabel 15.3.2. Oversigt vedr. støjkilder fra fasttagstanke i Area 3.

SPILDEVANDSKILDER. AREA 3.			
KILDE	KATEGORI	AFLØB	BEMÆRKNINGER
Tk 13, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 14, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 15, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 16, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 17, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 18, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem

Tabel 15.3.2 Oversigt vedr. spildevandskilder fra fasttagstanke i Area 3.

Desuden er der drænventiler udenfor tankvoldene, således at tankfarmen kontrolleret kan drænes tom. Dette vand klassificeres som AOC.

15.4 AREA 4 / Uopvarmede produkt- og komponenttanke:

Tankene 19-37, 54, 59, 62-65 og 68-70 er placeret i AREA 4 nord for procesanlæggene.

Terrænet er meget svagt skrånende mod sydvest. Terrænkoten i tankområdet varierer svagt omkring 30 m.

Tankgårdene er alle ubefæstede med undtagelse af nogle af LPG-tankgårde, som er befæstede med fliser.

I området findes 3 typer tanke, trykløse fasttagstanke, trykløse flydetagstanke samt tryktanke indeholdende LPG. Disse vil blive omtalt hver for sig nedenfor.

Fasttagstankene er forsynet med pejlehuller, og der er anbragt flere ventilationsåbninger, som tillader luft at undslippe fra tanken, når denne fyldes. Hver tank er udstyret med tankdræn i bunden.

Flydetagstankene er alle udstyret med et flydetag af ponton-typen. Hver tank er udstyret med tagdræn og tankdræn i bunden. Flydetagstankene er alle udstyret med dobbelt seal.

LPG-tankene er tryktanke og tætte. Der vil under normal drift ikke være nogen emissioner fra disse.

Der kan være følgende emissioner fra tankene:

KILDE	AFKAST	PUNKT / DIFFUS	FORURENENDE STOFFER	BEMÆRKNINGE R
Tk 19	tag, 18 m	punkt	VOC, lugt	
Tk 20	tag, 18 m	punkt	VOC, lugt	
Tk 21	tag, 18 m	punkt	VOC, lugt	PV- ventiler
Tk 22	tag, 18 m	punkt	VOC, lugt	
Tk 23	tag, 18 m	punkt	VOC, lugt	
Tk 24	tag, 18 m	punkt	VOC, lugt	
Tk 25	tag, 18 m	punkt	VOC, lugt	

Tk 26	tag, 18 m	punkt	VOC, lugt	
Tk 69	tag, 20 m	punkt	VOC, lugt	PV- ventiler
Tk 73	tag, 20 m	punkt	VOC, lugt	PV-ventiler

Tabel 15.4.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra fasttagstanke i Area 4.

KILDE	AFKAST	PUNKT / DIFFUS	FORURENENDE STOFFER	BEMÆRKNINGER
Tk 27	tag, 20 m	diffus	VOC, lugt	
Tk 28	tag, 20 m	diffus	VOC, lugt	
Tk 29	tag, 14 m	diffus	VOC, lugt	
Tk 30	tag, 14 m	diffus	VOC, lugt	
Tk 31	tag, 14 m	diffus	VOC, lugt	
Tk 32	tag, 14 m	diffus	VOC, lugt	
Tk 33	tag, 14 m	diffus	VOC, lugt	
Tk 34	tag, 14 m	diffus	VOC, lugt	
Tk 35	tag, 14 m	diffus	VOC, lugt	
Tk 36	tag, 14 m	diffus	VOC, lugt	
Tk 37	tag, 14 m	diffus	VOC, lugt	
Tk 64	tag, 20 m	diffus	VOC, lugt	
Tk 65	tag, 20 m	diffus	VOC, lugt	
Tk 68	tag, 20 m	diffus	VOC, lugt	

Tabel 15.4.2. Oversigt vedr. emissioner til luft fra flydetagstanke i Area 4.

Fra tryktankene 54, 59, 62, 63, 70 og 72 findes ingen emissioner under normal drift. Tankene er udstyret med sikkerhedsventiler, således at der kun er mulighed for emission i tilfælde af at disse åbner.

STØJKILDER. AREA 4.			
KILDE	PLACERING	DRIFT	BEMÆRKNINGER
M0019	Tk 19, 1m over terræn	intermitterende	tankvold afskærmer, ubetydelig kilde
M0020	Tk 20, 1m over terræn	intermitterende	tankvold afskærmer, ubetydelig kilde
M0021	Tk 21, 1m over terræn	intermitterende	tankvold afskærmer, ubetydelig kilde
M0022	Tk 22, 1m over terræn	intermitterende	tankvold afskærmer, ubetydelig kilde
M0023	Tk 23, 1m over terræn	intermitterende	tankvold afskærmer, ubetydelig kilde
M0024	Tk 24, 1m over terræn	intermitterende	tankvold afskærmer, ubetydelig kilde

M0025	Tk 25, 1m over terræn	intermitterende	tankvold afskærmer, ubetydelig kilde
M0026	Tk 26, 1m over terræn	intermitterende	tankvold afskærmer, ubetydelig kilde
M0027	Tk 27, 1m over terræn	intermitterende	tankvold afskærmer, ubetydelig kilde
M0028	Tk 28, 1m over terræn	intermitterende	tankvold afskærmer, ubetydelig kilde
M0032	Tk 32, 1m over terræn	intermitterende	tankvold afskærmer, ubetydelig kilde
M0033	Tk 33, 1m over terræn	intermitterende	tankvold afskærmer, ubetydelig kilde
M0035	Tk 35, 1m over terræn	intermitterende	tankvold afskærmer, ubetydelig kilde
M0036	Tk 36, 1m over terræn	intermitterende	tankvold afskærmer, ubetydelig kilde
M0037	Tk 37, 1m over terræn	intermitterende	tankvold afskærmer, ubetydelig kilde
M3173	Tk 73, 1m over terræn	intermitterende	tankvold afskærmer, ubetydelig kilde

Tabel 15.4.3. Oversigt vedr. støjkluder fra tanke i Area 4.

SPILDEVANDSKILDER. AREA 4.			
KILDE	KATEGORI	AFLØB	BEMÆRKNINGER
Tk 19, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 20, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 21, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 22, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 23, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 24, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 25, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 26, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 69, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 73, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem

Tabel 15.4.4. Oversigt vedr. spildevandskilder fra fasttagstanke i Area 4.

Desuden er der drænventiler udenfor tankvoldene, således at tankfarmen kontrolleret kan drænes tom. Dette vand klassificeres som AOC.

KILDE	KATEGORI	AFLØB	BEMÆRKNINGER
Tk 27, tagdræn	AOC	tankgård	afløb via overfladedræn
Tk 28, tagdræn	AOC	tankgård	afløb via overfladedræn
Tk 29, tagdræn	AOC	tankgård	afløb via overfladedræn
Tk 30, tagdræn	AOC	tankgård	afløb via overfladedræn
Tk 31, tagdræn	AOC	tankgård	afløb via overfladedræn
Tk 32, tagdræn	AOC	tankgård	afløb via overfladedræn
Tk 33, tagdræn	AOC	tankgård	afløb via overfladedræn
Tk 34, tagdræn	AOC	tankgård	afløb via overfladedræn
Tk 35, tagdræn	AOC	tankgård	afløb via overfladedræn
Tk 36, tagdræn	AOC	tankgård	afløb via overfladedræn
Tk 37, tagdræn	AOC	tankgård	afløb via overfladedræn
Tk 64, tagdræn	AOC	tankgård	afløb via overfladedræn
Tk 65, tagdræn	AOC	tankgård	afløb via overfladedræn
Tk 68, tagdræn	AOC	tankgård	afløb via overfladedræn
Tk 27, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 28, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 29, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 30, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 31, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 32, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 33, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 34, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 35, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 36, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 37, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 64, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 65, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 68, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem

Tabel 15.4.5. Oversigt vedr. spildevandskilder fra flydetagstanke i Area 4.

Desuden er der drænventiler udenfor tankvoldene, således at tankfarmen kontrolleret kan drænes tom. Dette vand klassificeres som AOC.

15.5 AREA 5 / truck loading:

AREA 5 er beliggende i den østlige ende af Raffinaderiets område og grænser op til Egeskovvej.

Området er stort set plant, idet terrænkoten varierer svagt omkring fra 30 m. Pladserne hvor tankbilerne holder for læsning er befæstet med betonunderlag med opsamling og afløb til kloaksystemet med tilhørende olieudskiller. Den resterende del af området er befæstet med asfalt. Den dominerende aktivitet på området er lastning af tankbiler, hvilket kan foretages på 12 læsseramper.

Ved læsning af benzin, diesel og fyringsolie sendes fortrængningsdampene fra læsseramperne til et dampgenvindingsanlæg (VRU) beliggende i AREA 6.

Desuden findes der en bygning, hvori der tidligere foregik aktiviteter såsom vaskning, vedligehold og mindre reparationer af lastbiler. Disse aktiviteter foregår ikke længere.

Der kan være følgende emissioner fra området:

KILDE	AFKAST	PUNKT/DIFFUS	FORURENENDE STOFFER	BEMÆRKNINGER
Læsseramper	lastbiler	diffus	VOC, lugt (benzin, diesel)	Bundlæsning Kun meget begrænset emission da afkast sendes til VRU
Læsseramper	lastbiler	punkt/diffus	(VOC) lugt (fuelolie)	Toplæsning

Tabel 15.5.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra AREA 5.

KILDE	PLACERING	DRIFT	BEMÆRKNINGER
Lastbiler	hele området	intermitterende	kørsel belyst i støjrapport,

Tabel 15.5.2. Oversigt vedr. støjkilder i AREA 5.

KILDE	KATEGORI	AFLØB	BEMÆRKNINGER
Læsseramper	COC		befæstet
Øvrige område	AOC		befæstet

Tabel 15.5.3. Oversigt vedr. spildevandskilder i AREA 5.

15.6 AREA 6 / produkt-dagtanke:

Tankene 38-52, 60-61, 66 og 74-75 er placeret i AREA 6 nordøst for procesanlæggene.

Terrænet er meget svagt skrånende mod sydvest. Terrænkoten i tankområdet varierer fra 30-32 m.

Tankgårdene for T74-75 er befæstet, de øvrige tankgårdene er alle ubefæstede.

I området findes 2 typer tanke, trykløse fasttagstanke og trykløse flydetagstanke. Disse vil blive omtalt hver for sig nedenfor.

Fasttagstankene er forsynet med pejlehuller, og der er anbragt flere ventilationsåbninger, som tillader luft at undslippe fra tanken, når denne fyldes. Hver tank er udstyret med tankdræn i bunden.

Flydetagstankene er alle udstyret med et flydetag af ponton-typen. Hver tank er udstyret med tagdræn og tankdræn i bunden.

Der kan være følgende emissioner fra tankene og VRU'en i området:

KILDE	AFKAST	PUNKT / DIFFUS	FORURENENDE STOFFER	BEMÆRKNINGER
Tk 38	tag, 9 m	punkt.	VOC, lugt	
Tk 39	tag, 9 m	punkt.	VOC, lugt	
Tk 40	tag, 9 m	punkt.	VOC, lugt	
Tk 41	tag, 9 m	punkt.	VOC, lugt	PV ventiler
Tk 42	tag, 9 m	punkt.	VOC, lugt	
Tk 43	tag, 9 m	punkt.	VOC, lugt	
Tk 44	tag, 9 m	punkt.	VOC, lugt	
Tk 45	tag, 9 m	punkt.	VOC, lugt	
Tk 60	tag, 9 m	punkt.	VOC, lugt	PV ventiler
Tk 61	tag, 14 m	punkt.	VOC, lugt	
Tk 66	tag, 14 m	punkt.	VOC, lugt	
VRU	Ventilationsrør 8 m/(25 m nødskorsten)	punkt	VOC, (lugt)	Ved vedligeholdstop på VRU går VOC til nødskorstenen

Tabel 15.6.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra fasttagstanke og VRU i AREA 6.

Der er ingen emission fra T-74-75 (Benzen Heart Cut), da disse er forbundet til VRU.

KILDE	AFKAST	PUNKT / DIFFUS	FORURENENDE STOFFER	BEMÆRKNINGER
Tk 46	tag, 9 m	diffus	VOC, lugt	
Tk 48	tag, 9 m	diffus	VOC, lugt	

Tabel 15.6.2. Oversigt vedr. emissioner til luft fra flydetagstanke i AREA 6.

KILDE	PLACERING	DRIFT	BEMÆRKNINGER
pumper, ventilatorer	VRU	kontinuert	ubetydelig kilde, udstyr inde i hus

Tabel 15.6.3. Oversigt vedr. støjkluder i AREA 6.

SPILDEVANDSKILDER. AREA 6.			
KILDE	KATEGORI	AFLØB	BEMÆRKNINGER
Tk 38, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 39, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 40, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 41, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 42, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 43, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 44, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 45, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 60, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 61, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 66, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem

Tabel 15.6.4. Oversigt vedr. spildevandskilder fra fasttagstanke i AREA 6.

Desuden er der drænventiler udenfor tankvoldene, således at tankfarmen kontrolleret kan drænes tom. Overfladevand fra tankgårdene klassificeres som AOC.

15.7 AREA 7 / Blending og Movement område:

Blendingområdet er placeret nord for procesområdet og består af et system af rørledninger, ventiler og pumper, der forbinder og gør det muligt at pumpe til/fra procesanlæg, komponenttanke, færdigprodukttanke, FDO lager, POL-ledning, havneterminalen på Skanse Odde og skib.

I blendingområdet er findes 2 vigtige delområder:

Black Oil Blender (BOB):

White Oil Blender (WOB):

Terrænet er meget svagt skrånende mod sydvest. Terrænkoten i tankområdet varierer fra 28-30 m.

Store dele af området er ubefæstet. Området omkring BOB-pumperne og området omkring affyrings-/modtagelses-anlæg for rensegrise er befæstet og forbundet til betonbrønd med tilhørende pumpe P-3716.

Mindre dele af WOB-området, især den sydlige del, er forsynet med drænbakker og er forbundet til en 2,5 m³ brønd med 2 kamre placeret umiddelbart vest for vaskepladsen i den nordvestlige ende af AREA 8, der også afvander til brønden. Olien opsamles i det ene kammer og vandet løber ud i grøften til CAT II. Brønden tømmes efter behov med slamsuger.

Der kan være følgende emissioner fra området:

KILDE	AFKAST	PUNKT / DIFFUS	FORURENENDE STOFFER	BEMÆRKNINGER
Brønd i BOB	terræn, 0 m	diffus	VOC, lugt	
Brønd i WOB	terræn, 0 m	diffus	VOC, lugt	
Diffus emission fra området beskrives og behandles samlet i kapitel 23				

Tabel 15.7.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra AREA 7.

KILDE	PLACERING	DRIFT	BEMÆRKNINGER
De væsentlige støjbidrag er behandlet samlet i støjrapport, se kapitel 30			

Tabel 15.7.2. Oversigt vedr. støjkluder i AREA 7.

KILDE	KATEGORI	AFLØB	BEMÆRKNINGER
Overfladevand WOB befæstet område	COC	Brønd/CPI/PPI-1	afløb via åbne render
Overfladevand BOB befæstet område	COC	P3716	afløb via kloaksystem
Overfladevand øvrige område	AOC/COC	til CAT II kanal	afløb via åbne render
Åbent kølevandssystem Pumpekøling BOB	COC	PPI-2	afløb via kloaksystem
Lukket kølevandssystem Pumpekøling WOB	AOC	afrøning fra A5702	Cirkulation via rørsystem

Tabel 15.7.3. Oversigt vedr. spildevandskilder i AREA 7.

15.8 AREA 8 / Værksteds- og kontorbygninger:

Værksteds-, lager-, kontor- og kantinebygninger samt brandstation og en mindre vaskeplads er placeret øst for procesanlæggene.

Terrænet er meget svagt skrånende mod sydvest og terrænkoten er omkring 29 m.

Området er befæstet.

Der kan være følgende emissioner fra området:

KILDE	AFKAST	PUNKT / DIFFUS	FORURENENDE STOFFER	BEMÆRKNINGER
vaskeplads	terræn, 0 m	diffus	VOC, lugt	

Tabel 15.8. Oversigt vedr. emissioner til luft fra AREA 8.

Der er ingen væsentlige støjkilder.

Der er sanitært spildevand fra bygninger.

15.9 AREA 9 / Gasturbine og Mellemprodukttanke til procesanlæg:

Tankene 7-9 er placeret i AREA 9 syd/sydpøst for procesanlæggene.

Gasturbinen (GT) er placeret syd for procesanlæggene og vest for tank 7.

Terrænet er meget svagt skrånende mod sydvest. Terrænkoten i tankområdet varierer fra 27-29 m.

Tankgårdene er alle ubefæstede. Området ved gasturbinen er befæstet.

Tankene er alle fasttagstanke. Tankene er forsynet med pejlehuller, og der er anbragt tryk/vakuum-ventiler, som tillader luft at undslippe fra tanken, når denne fyldes. Hver tank er udstyret med tankdræn i bunden.

Der kan være følgende emissioner fra tankene.

KILDE	AFKAST	PUNKT / DIFFUS	FORURENENDE STOFFER	BEMÆRKNINGER
GT	skorsten, 40 m	punkt	NOx, CO2 (SO2)	
Tk 7	tag, 12 m	punkt		Taget ud af kulbrinteservice
Tk 8	tag, 12 m	punkt	VOC, lugt	PV-ventil og N2
Tk 9	tag, 18 m	punkt	VOC, lugt	PV-ventil og N2

Tabel 15.9.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra AREA 9.

KILDE	PLACERING	DRIFT	BEMÆRKNINGER
Gasturbinens støjbidrag er bestemt tidligere, se kapitler 15-16			

Tabel 15.9.2. Oversigt vedr. støjkilder fra tanke i AREA 9.

KILDE	KATEGORI	AFLØB	BEMÆRKNINGER
Tk 8, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem
Tk 9, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem

Tabel 15.9.3. Oversigt vedr. spildevandskilder fra AREA 9.

Desuden er der drænventiler udenfor tankvoldene, således at tankfarmen kontrolleret kan drænes tom. Dette overfladevand klassificeres som AOC.

15.10 AREA 10 / Additivstation:

Additivstationen er placeret umiddelbart nordvest for læsseramperne.

Området er befæstet. Områder, hvor der befinder sig beholdere m.m., er omgivet af betonkant med ventilbetjent afløb.

Terrænet er plant med terrænkote omkring 30 m.

KILDE	AFKAST	PUNKT / DIFFUS	FORURENENDE STOFFER	BEMÆRKNINGER
T3911	tag, 10 m	punkt	VOC Ethanol	

Der forekommer udelukkende overfladevand fra området.

Der er ingen støjkilder af betydning i området.

15.11 AREA 11 / Slops og flare område:

I området findes slopstank T6002, flare samt H₂S-flare, flare knock-out beholder m.m., den blå lagune samt diverse affaldscontainere. Området AREA 6 befinder sig umiddelbart vest for procesanlæggene.

Terrænet er meget svagt skrånende mod sydvest. Terrænkoten i tankområdet varierer svagt omkring 28 m.

Tankgården hørende til T-6002 er ubefæstet. T6002 er en fasttagstank og forsynet med pejlehuller. Der er anbragt tryk/vakuumbventiler, som tillader luft at undslippe fra tanken, når denne fyldes. Tanken er udstyret med tankdræn i bunden.

Hovedflaren kan modtage en blanding af kulbrinter på gasform, som af sikkerhedshensyn skal afbrændes.

H₂S-flaren kan modtage af H₂S-holdige gasser, som af sikkerheds- og miljøhensyn skal afbrændes. Afkast fra de 2 flaresystemer er placeret lige ved siden af hinanden i samme flaretårn. Området under flaretårnet er befæstet.

Flaresystemerne er forsynet med 4 stk pilotbrændere, der normalt altid vil være i drift.

Hovedflaren er desuden forsynet med en MP-damp forbindelse, der skal medvirke til at skabe en sodningsfri forbrænding, når der trykaflestes kulbrinter i større mængder til hovedflaresystemet.

Der kan være følgende emissioner fra området.

KILDE	AFKAST	PUNKT / DIFFUS	FORURENENDE STOFFER	BEMÆRKNINGE R
Tk6002	tag, 12 m	punkt	VOC, lugt	
Pilotbrændere på flare+H2S- flare	60 m	punkt	CO2	
Flare	60 m	punkt	CO2, SO2, VOC, NH3, lugt, sod	Diskontinuert emission
H2S-Flare	60 m	punkt	CO2, SO2, VOC, NH3, lugt, sod	Diskontinuert emission

Tabel 15.11.1. Oversigt vedr. emissioner til luft i AREA 11.

KILDE	PLACERING	DRIFT	BEMÆRKNINGER
Transportstøj	containerplads, +T6002	intermitterende	udskiftningstømning af con- tainere, slamsugeraktiviteter
Pilotbrændere på flare+H2S- flare	60 m over terræn	Kontinuert	
Flare	60 m over terræn	intermitterende	
H2S-Flare	60 m over terræn	intermitterende	
Damp til flare	60 m over terræn	intermitterende	
P-6101/A	1m over terræn	intermitterende	ubetydelig kilde

Tabel 15.11.2 Oversigt vedr. støjkluder i AREA 11.

KILDE	KATEGORI	AFLØB	BEMÆRKNINGER
T-6002, tankdræn	COC	PPI-2	afløb via rørsystem

Tabel 15.11.3. Oversigt vedr. spildevandskluder i AREA 11.

Desuden er der drænventiler udenfor tankvolden, således at tankfarmen kontrolleret kan drænes tom. Dette overfladevand klassificeres som AOC.

15.12 AREA 12 / Rent vands- og spildevandsområde (CAT-I hhv CAT-II):

I området findes et rentvandsbassin (CAT-I), en brandpumpestation samt spildevandsbassiner.

Området AREA 12 befinder sig i det sydvestlige hjørne af Raffinaderiet; længst væk fra procesanlæggene.

Terrænet er meget svagt skrånende mod sydvest. Terrænkoten i tankområdet varierer svagt omkring 25 m.

Der kan være følgende emissioner fra området.

KILDE	AFKAST	PUNKT / DIFFUS	FORURENENDE STOFFER	BEMÆRKNING ER
CAT-III indløbsbassin	terrænhøjde	diffus	VOC, lugt	
CAT-IIa	terrænhøjde	diffus	VOC, lugt	beluftet bassin
CAT-IIb	terrænhøjde	diffus	VOC, lugt	

Tabel 15.12.1. Oversigt vedr. emissioner til luft i AREA 12.

KILDE	PLACERING	DRIFT	BEMÆRKNINGER
AM6005 A-G	CAT-IIa	kontinuert	ubetydelig kilde
P5105	Cat-I, 1m over terræn	intermitterend e	ubetydelig kilde
P5114	Cat-I, 1m over terræn	intermitterend e	ubetydelig kilde

Tabel 15.12.2. Oversigt vedr. støjkluder i AREA 12.

	KATEGORI	AFLØB	BEMÆRKNINGER
CAT-II	COC	Kommunal kloak	

Tabel 15.12.3. Oversigt vedr. spildevandskilder i AREA 12.

15.13 PROCESANLÆG:

Procesanlæggene fremgår af oversigtstegningen, Overall Plotplan of Process Units T-730034, vedlagt i bilagsmappen kapitel 15.

Som det vil fremgå af oversigtstegningen er de vigtigste anlægsdele markeret med numre i overensstemmelse med systematikken i anlægsnummereringen.

De enkelte anlægsdele har et bogstav og et nummer.

Anlægsdele tilhørende anlæg nr 100, råoliedestillation, har således numre fra 100-199, f.eks

F101 (Furnace = Ovn nr 01 i 100-anlægget),
 P114 (Pumpe nr 14 i 100-anlægget),
 E306 (Exchanger = Varmeveksler nr 06 i 300-anlægget),
 K101 (Kompressor 01 i 100-anlægget),
 C101 (Column = destillationsKolonne nr 01 i 100-anlægget), osv.

Der er nødvendigvis ikke fortløbende nummereringer, så der kan være spring mellem numre af f.eks varmevekslere, ligesom der kan være flere stykker udstyr, som er dubleret (f.eks P114 og P114 S) eller underinddelt (f.eks E306A, E306B, E306C, E306D, E306F og E-306G).

Det vil fremgå af oversigtstegningerne, at hele procesområdet er ganske kompakt, og at de enkelte procesanlæg er placeret i umiddelbart nærhed af andre procesanlæg.

Raffinaderiet anvender som før nævnt af praktiske årsager en slags grov-opdeling af procesområdet i nogle grupper, såkaldte GROUP AREAs, som er tildelt numre.

Disse GROUP AREAs anvendes i mange forskellige sammenhænge, hvilket rent fysisk fremstår tydeligt under f.eks shut-downs, hvor forskellige entreprenører arbejder i deres respektive work GROUP AREA. Inddelingen i GROUP AREA er også markant mht placering af f.eks ovne og reaktorer, hvor procestemperaturen i de fleste tilfælde er højere end produkternes selvantændelsestemperatur. Hvad angår risikoforhold har opdelingen også en indbygget logik og systematik.

Hvad angår emissioner vil vi nedenfor gennemgå disse for hver GROUP AREA.

15.13.1 GROUP AREA 01 / TGU-anlæg m.m.:

GROUP AREA 01 er placeret midt i procesområdet og omfatter store dele af TGU-anlægget. Området er befæstet og har terrænkote ca 29 m.

Der kan være følgende emissioner fra området:

KILDE	AFKAST	PUNKT / DIFFUS	FORURENENDE STOFFER	BEMÆRKNINGER
Pumper, Kompressor, ventiler,etc		diffus	VOC, lugt	Diffus emission fra området beskrives og behandles samlet i kapitel 23

Tabel 15.13.1.1 Oversigt vedr. emissioner til luft fra GROUP AREA 1.

KILDE	PLACERING	DRIFT	BEMÆRKNINGER
De væsentlige støjbidrag er behandlet samlet i støjrapport, se kapitel 30			

Tabel 15.13.1.2. Oversigt vedr. støjklender i GROUP AREA 1.

KILDE	KATEGORI	AFLØB	BEMÆRKNINGER
Overfladevand	COC	CPI/PPI-2	afløb via kloaksystem
Åbent kølevandssystem Pumpekøling	COC	CPI	afløb via kloaksystem
Lukket kølevandssystem Pumpekøling	AOC	afdræning fra A5702	Cirkulation via rørsystem

Tabel 15.13.1.3. Oversigt vedr. spildevandskilder i GROUP AREA 1.

15.13.2 GROUP AREA 02 / CDU-anlæg m.m.:

GROUP AREA 02 er placeret umiddelbart øst for GROUP AREA 01 i procesområdet og omfatter store dele af CDU-anlægget. Området er befæstet og har terrænkote 29 m.

Der kan være følgende emissioner fra området:

KILDE	AFKAST	PUNKT / DIFFUS	FORURENENDE STOFFER	BEMÆRKNINGER
Diffus emission fra området beskrives og behandles samlet i kapitel 23				

Tabel 15.13.2.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra GROUP AREA 2.

KILDE	PLACERING	DRIFT	BEMÆRKNINGER
J101	ca 10 m	kontinuert	
J102	ca 10 m	kontinuert	
De væsentlige støjbidrag er behandlet samlet i støjrapport, se kapitel 30			

Tabel 15.13.2.2. Oversigt vedr. støjklender i GROUP AREA 2.

KILDE	KATEGORI	AFLØB	BEMÆRKNINGER
Overfladevand	COC	CPI/PPI-2	afløb via kloaksystem
Åbent kølevandssystem Pumpekøling	COC	CPI	afløb via kloaksystem
Lukket kølevandssystem Pumpekøling	AOC	afdræning fra A5702	Cirkulation via rørsystem

Tabel 15.13.2.3. Oversigt vedr. spildevandskilder i GROUP AREA 2.

15.13.3 GROUP AREA 03 / HTU+PLF+LPG-anlæg m.m.:

GROUP AREA 03 er placeret i den østlige halvdel af procesområdet og omfatter store dele af HTU-, PLF- og LPG-anlæggene. Området er befæstet og har terrænkote 29 m.

Der kan være følgende emissioner fra området:

KILDE	AFKAST	PUNKT / DIFFUS	FORURENENDE STOFFER	BEMÆRKNINGER
Diffus emission fra området beskrives og behandles samlet i kapitel 23				

Tabel 15.13.3.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra GROUP AREA 3.

KILDE	PLACERING	DRIFT	BEMÆRKNINGER
De væsentlige støjbidrag er behandlet samlet i støjrapport, se kapitel 30			

Tabel 15.13.3.2. Oversigt vedr. støjkluder i GROUP AREA 3.

KILDE	KATEGORI	AFLØB	BEMÆRKNINGER
Overfladevand	COC	CPI/PPI-2	afløb via kloaksystem
Åbent kølevandssystem Pumpekøling	COC	CPI	afløb via kloaksystem
Lukket kølevandssystem Pumpekøling	AOC	afdræning fra A5702	Cirkulation via rørsystem

Tabel 15.13.3.3 Oversigt vedr. spildevandskluder i GROUP AREA 3.

15.13.4 GROUP AREA 04 / HDS1-anlæg m.m.:

GROUP AREA 04 er placeret i den østlige del af procesområdet og omfatter store dele af HDS1-anlægget samt udstyr i form af kompressorer m.m. i PLF- og HTU-anlæggene. Området er befæstet og har terrænkote 29 m.

Der kan være følgende emissioner fra området:

KILDE	AFKAST	PUNKT / DIFFUS	FORURENENDE STOFFER	BEMÆRKNINGER
03-Q-1/3/12	5 m	punkt	VOC, lugt	placering ved an.bg.3
J201	ca 20 m	punkt	VOC, lugt	kun drift ifm purge/evakuering af 200/300/400-anlæg
V313	ca 5 m	punkt	VOC, lugt	lube- og seal-olietk
V407	ca 5 m	punkt	VOC, lugt	placering nær C-401
Diffus emission fra området beskrives og behandles samlet i kapitel 23				

Tabel 15.13.4.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra GROUP AREA 4.

KILDE	PLACERING	DRIFT	BEMÆRKNINGER
J201	5 m	diskontinuert	kun ifm nedlukning og opstart
J402	5 m	kontinuert	
K301	5 m	kontinuert	er behandlet i kapitel 15
De væsentlige støjbidrag er behandlet samlet i støjrapport, se kapitel 30			

Tabel 15.13.4.2. Oversigt vedr. støjkilder i GROUP AREA 4.

KILDE	KATEGO RI	AFLØB	BEMÆRKNINGER
Overfladevand	COC	CPI/PPI-2	afløb via kloaksystem
Åbent kølevandssystem Pumpekøling	COC	CPI	afløb via kloaksystem
Lukket kølevandssystem Pumpekøling	AOC	afrøning fra A5702	Cirkulation via rørsystem

Tabel 15.13.4.3. Oversigt vedr. spildevandskilder i GROUP AREA 4.

15.13.5/6 GROUP AREA 05 og 06 / Rørbro:

GROUP AREA 5 og 6 består af en rørbro beliggende parallelt med "hovedgaden" i procesområdet og placeret i ca 6 m højde i den nordlige side af hovedgaden.

Området er befæstet.

Der er ingen emissioner fra dette GROUP AREA.

15.13.5 GROUP AREA 07 / TGU-anlæg m.m.:

GROUP AREA 07 er placeret i den sydlige del af procesområdet og består hovedsageligt af ovne i TGU-anlægget. Området er befæstet og har terrænkote 29 m.

Der kan være følgende emissioner fra området:

KILDE	AFKAST	PUNKT / DIFFUS	FORURENENDE STOFFER	BEMÆRKNINGER
Diffus emission fra området beskrives og behandles samlet i kapitel 23				

Tabel 15.13.7.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra GROUP AREA 7.

KILDE	PLACERING	DRIFT	BEMÆRKNINGER
F1301A F1301B F1301C F1301D F1302A F1302B	2-10 m	kontinuert	er behandlet i kapitel 15 Low NOx brændere
De væsentlige støjbidrag er behandlet samlet i støjrapport, se kapitel 30			

Tabel 15.13.7.2. Oversigt vedr. støjklender i GROUP AREA 7.

KILDE	KATEGORI	AFLØB	BEMÆRKNINGER
Overfladevand	COC	CPI/PPI-2	afløb via kloaksystem
Åbent kølevandssystem Pumpekøling	COC	CPI	afløb via kloaksystem
Lukket kølevandssystem Pumpekøling	AOC	afdræning fra A5702	Cirkulation via rørsystem

Tabel 15.13.7.3. Oversigt vedr. spildevandsklender i GROUP AREA 7.

15.13.6 GROUP AREA 08 / F101 + F5101/2 m.m.:

GROUP AREA 08 er placeret i den sydlige del af procesområdet og består hovedsageligt af F101 og 2 stk dampkedler med tilhørende udstyr. Raffinaderiet hovedskorsten og H2-flare er også placeret i området.

Området er befæstet og har terrænkote 29 m.

Der kan være følgende emissioner fra området:

KILDE	AFKAST	PUNKT / DIFFUS	FORURENENDE STOFFER	BEMÆRKNINGER
Hovedskorsten	99 m	punkt	Røggasser SO ₂ , NO _x , CO, CO ₂ , Støv,	Kilder til røggasser (ovne) behandles senere
H2-flare	100 m	punkt	H ₂ , C ₁ -C ₄	Del af sikkerhedssystem, diskontinuert bidrag
Nødskorsten til kedler	45 m	punkt	Røggasser SO ₂ , NO _x , CO, CO ₂ , (Støv),	sjældent i drift
Diffus emission fra området beskrives og behandles samlet i kapitel 23				

Tabel 15.13.8.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra GROUP AREA 8.

KILDE	PLACERING	DRIFT	BEMÆRKNINGER
K5102	2 m	kontinuert	
De væsentlige støjbidrag er behandlet samlet i støjrapport, se kapitel 30			

Tabel 15.13.8.2. Oversigt vedr. støjklender i GROUP AREA 8.

KILDE	KATEGORI	AFLØB	BEMÆRKNINGER
Overfladevand	COC	CPI/PPI-2	afløb via kloaksystem
Åbent kølevandssystem Pumpekøling	COC	CPI	afløb via kloaksystem
Lukket kølevandssystem Pumpekøling	AOC	aldrøning fra A5702	Cirkulation via rørsystem

Tabel 15.13.8.3. Oversigt vedr. spildevandsklender i GROUP AREA 8.

15.13.7 GROUP AREA 09 / Ovne i HTU+PLF+HDS1-anlæg:

GROUP AREA 09 er placeret i den sydøstlige del af procesområdet og består hovedsageligt af ovne i 200/300/400-anlæggene. Området er befæstet og har terrænkote 29 m.

Der kan være følgende emissioner fra området:

KILDE	AFKAST	PUNKT / DIFFUS	FORURENENDE STOFFER	BEMÆRKNINGER
Diffus emission fra området beskrives og behandles samlet i kapitel 23				

Tabel 15.13.9.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra GROUP AREA 9.

KILDE	PLACERING	DRIFT	BEMÆRKNINGER
KT301	3 m	kontinuert	
De væsentlige støjbidrag er behandlet samlet i støjrapport, se kapitel 30			

Tabel 15.13.9.2. Oversigt vedr. støjkluder i GROUP AREA 9.

KILDE	KATEGOR I	AFLØB	BEMÆRKNINGER
Overfladevand	COC	CPI/PPI-2	afløb via kloaksystem
Lukket kølevandssystem Pumpekøling	AOC	afdræning fra A5702	Cirkulation via rørsystem

Tabel 15.13.9.3. Oversigt vedr. spildevandskluder i GROUP AREA 9.

15.13.10 GROUP AREA 10 / ADIP-anlæg m.m.:

GROUP AREA 10 er placeret i den øst-sydøstlige del af procesområdet og består hovedsageligt af udstyrsdele i 800-anlægget. Området er befæstet og har terrænkote 29 m.

Der kan være følgende emissioner fra området:

KILDE	AFKAST	PUNKT / DIFFUS	FORURENENDE STOFFER	BEMÆRKNINGER
Diffus emission fra området beskrives og behandles samlet i kapitel 23				

Tabel 15.13.10.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra GROUP AREA 10.

KILDE	PLACERING	DRIFT	BEMÆRKNINGER
De væsentlige støjbidrag er behandlet samlet i støjrapport, se kapitel 30			

Tabel 15.13.10.2. Oversigt vedr. støjkluder i GROUP AREA 10.

KILDE	KATEGORI	AFLØB	BEMÆRKNINGER
Overfladevand	COC	PPI-2	afløb via kloaksystem
Lukket kølevandssystem Pumpekøling	AOC	afdræning fra A5702	Cirkulation via rørsystem

Tabel 15.13.10.3 Oversigt vedr. spildevandskilder i GROUP AREA 10.

15.13.11 GROUP AREA 11 / TIP-anlæg m.m.:

GROUP AREA 11 er placeret umiddelbart vest for GROUP AREA 01 i procesområdet og omfatter tarflasherenhed i TGU-anlægget samt store dele af HYSOMER-anlægget, der er taget ud af drift. Området er befæstet og har terrænkote 29 m.

Der kan være følgende emissioner fra området:

KILDE	AFKAST	PUNKT / DIFFUS	FORURENENDE STOFFER	BEMÆRKNINGER
Diffus emission fra området beskrives og behandles samlet i kapitel 23				

Tabel 15.13.11.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra GROUP AREA 11.

KILDE	PLACERING	DRIFT	BEMÆRKNINGER
J1301 J1302 J1303	ca 25 m	kontinuert	
De væsentlige støjbidrag er behandlet samlet i støjrapport, se kapitel 30			

Tabel 15.13.11.2. Oversigt vedr. støjkluder i GROUP AREA 11.

KILDE	KATEGORI	AFLØB	BEMÆRKNINGER
Overfladevand	COC	CPI/PPI-2	afløb via kloaksystem
Åbent kølevandssystem Pumpekøling	COC	CPI	afløb via kloaksystem
Lukket kølevandssystem Pumpekøling	AOC	afdræning fra A5702	Cirkulation via rørsystem

Tabel 15.13.11.3. Oversigt vedr. spildevandskilder i GROUP AREA 11.

15.13.12 GROUP AREA 12 / TIP-anlæg samt genvinding af flaregas:

GROUP AREA 12 er placeret vest for GROUP AREA 11 i procesområdet og omfatter Flaregas Recovery kompressorsystemet samt store dele af ISOSIV-anlægget, der er taget ud af drift. Området er befæstet og har terrænkote 29 m.

Der kan være følgende emissioner fra området:

KILDE	AFKAST	PUNKT / DIFFUS	FORURENENDE STOFFER	BEMÆRKNINGER
T511 T515	5 m	punkt	VOC (lugt)	Ude af drift
T516 T517	5 m	punkt	VOC (lugt)	Ude af drift
Diffus emission fra området beskrives og behandles samlet i kapitel 23				

Tabel 15.13.12.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra GROUP AREA 12.

KILDE	PLACERING	DRIFT	BEMÆRKNINGER
J511	15 m	diskontinuert	Ude af drift
De væsentlige støjbidrag er behandlet samlet i støjrapport, se kapitel 30			

Tabel 15.13.12.2. Oversigt vedr. støjkluder i GROUP AREA 12.

KILDE	KATEGORI	AFLØB	BEMÆRKNINGER
Overfladevand	COC	CPI/PPI-2	afløb via kloaksystem
Åbent kølevandssystem Pumpekøling	COC	CPI	afløb via kloaksystem. Ude af drift
Lukket kølevandssystem Pumpekøling	AOC	afdræning fra A5702	Cirkulation via rørsystem. Ude af drift

Tabel 15.13.12.3. Oversigt vedr. spildevandskilder i GROUP AREA 12.

15.13.13 GROUP AREA 13 / TIP-anlæg m.m.:

GROUP AREA 13 er placeret vest for TGU-ovnene i GROUP AREA 07 i procesområdet og omfatter ovne, reaktorer og beholdere med molsi i 500-anlægget, der er taget ud af drift. Området er befæstet og har terrænkote 29 m.

Der kan være følgende emissioner fra området:

KILDE	AFKAST	PUNKT / DIFFUS	FORURENENDE STOFFER	BEMÆRKNINGER
Diffus emission fra området beskrives og behandles samlet i kapitel 23				

Tabel 15.13.13.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra GROUP AREA 13.

KILDE	PLACERING	DRIFT	BEMÆRKNINGER
De væsentlige støjbidrag er behandlet samlet i støjrapport, se kapitel 30			

Tabel 15.13.13.2. Oversigt vedr. støjkluder i GROUP AREA 13.

KILDE	KATEGORI	AFLØB	BEMÆRKNINGER
Overfladevand	COC	PPI-2	afløb via kloaksystem
Lukket kølevandssystem Pumpekøling	AOC	afdræning fra A5702	Cirkulation via rørsystem

Tabel 15.13.13.3. Oversigt vedr. spildevandskluder i GROUP AREA 13.

15.13.14 GROUP AREA 14 / TVIS-anlæg samt utility m.m.:

GROUP AREA 14 er placeret i den vestlige del af procesområdet og omfatter køletårn, kølevandspumper etc og TVIS-pumper. Området er befæstet og har terrænkote 29 m.

Der er ingen væsentlige emissioner til luft fra området.

KILDE	PLACERING	DRIFT	BEMÆRKNINGER
De væsentlige støjbidrag er behandlet samlet i støjrapport, se kapitel 30			

Tabel 15.13.14.1. Oversigt vedr. støjkluder i GROUP AREA 14.

KILDE	KATEGORI	AFLØB	BEMÆRKNINGER
Overfladevand	AOC	PPI-2	afløb via kloaksystem
Lukket kølevandssystem	AOC	afdræning fra A5702	Cirkulation via rørsystem

Tabel 15.13.14.2. Oversigt vedr. spildevandskluder i GROUP AREA 14.

15.13.15 GROUP AREA 15 / HDS2-anlæg

GROUP AREA 15 er placeret vestligst i procesområdet og omfatter HDS-2, SWS, SRU og betydelige dele af ADIP-anlægget. Området er befæstet og har terrænkote 28-29 m.

Der kan være følgende emissioner fra området:

KILDE	AFKAST	PUNKT / DIFFUS	FORURENENDE STOFFER	BEMÆRKNINGE R
Skorsten F1401	40 m	punkt	røggasser SO ₂ , NO _x , CO ₂	Low NO _x brænder
Skorsten efter F1505	40 m	punkt	røggasser SO ₂ , NO _x , CO ₂	Low NO _x brænder

Tabel 15.13.15.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra GROUP AREA 15.

KILDE	PLACERING	DRIFT	BEMÆRKNINGER
De væsentlige støjbidrag er behandlet samlet i støjrapport, se kapitel 30			

Tabel 15.13.15.2. Oversigt vedr. støjkluder i GROUP AREA 15.

KILDE	KATEGORI	AFLØB	BEMÆRKNINGER
Overfladevand	COC	PPI-2	afløb via kloaksystem
Lukket kølevandssystem Pumpekøling	AOC	afdræning fra A5702	Cirkulation via rørsystem

Tabel 15.13.15.3. Oversigt vedr. spildevandskilder i GROUP AREA 15.

15.14 Oplysninger om Shell-ejede rørledninger uden for Shells område

Som nævnt i indledningen forbindes Raffinaderiet med havneterminalen ved hjælp af et system af 4 rørledninger til transport af råolie og olieprodukter. I brev af 21. oktober 2015 har Miljøstyrelsen anmodet ”om oplysninger om de rørledninger, der går mellem Raffinaderiet og Havneterminalen, som ejes af Shell.” jf. Version 02 bilag 28. I samme brev anmoder Miljøstyrelsen også om oplysninger om andre rørledninger, der går til/fra Raffinaderiet og til/fra Havneterminalen, herunder rørledninger der forbinder Shell-Raffinaderiet med Danske Beredskabslagre (FDO) og med DONG råolieterminal. Ud over rørledninger fra DONG og FDO findes der også en rørledning til POL. Efterfølgende er det blevet præciseret, at det Miljøstyrelsen ønsker, er ansvarsforhold mht. de rørledninger, der forløber mellem Shell og tredjepart inden for Shells område, samt overordnede oplysninger om Shell-ejede rørledninger, der forløber uden for Shells område, hvilket begrænser sig til de 4 rørledninger, der forbinder Raffinaderiet med havneterminalen. Nedenfor anføres disse oplysninger i samme rækkefølge som de anmodes om i Miljøstyrelsens brev:

15.14.1 Afgrænsning af rørledningerne.

Der henvises til:

- Version 02 Bilag 29 Skitse af rørtraceet for rørledninger til havneterminalen, der viser rørtraceet for rørledningerne til havnen samt tilslutningen for råolieledningen fra DONG.
- Version 02 Bilag 30 Luftfoto med skitse af rørledninger fra POL, FDO og DONG.

15.14.2 Oprindelige tilladelser

Oprindelige tilladelser er delt op i tilladelser til etablering af rørledninger i landsektionen og marinesektionen.

Landsektionen har krævet flere tilladelser, hvoraf følgende vedlægges som bilag:

- Version 02 Bilag 31 Bemærkninger fra Stads-og havneingeniøren, dateret 03.06.1964
- Version 02 Bilag 32 Godkendelse fra Fredericia Købstadskommune, dateret 18.06.1964
- Version 02 Bilag 33 Godkendelse Stads- og havneingeniøren, dateret 29.06.1964
- Version 02 Bilag 34 Godkendelse justitsministeriets konsulent, dateret 31.10.1964

Hertil kommer overenskomster med de forskellige lodsejere, jf. nedenstående afsnit ”Tinglysninger og servituttekst”

Marinesektion en godkendt af Ministeriet for offentlige Arbejder, jf.:

- Version 02 Bilag 35 Godkendelse fra Ministeriet for Offentlige Arbejder, dateret 30.07.1964

som er blevet efterfulgt af præciseringer og ændring af vilkår:

- Version 02 Bilag 36 Præcisering vedr. tilladelse til pipelines, dateret 12.08.1964
- Version 02 Bilag 37 Ændret vilkår vedr. tilladelse til pipelines, dateret 08.12.1964

15.14.3 Tekniske beskrivelser

Der henvises til:

- Version 02 Bilag 38 Technical data for transferlines
- Version 02 Bilag 39 Konstruktionsbeskrivelse pipelines

der indeholder tekniske beskrivelser af rørene, herunder konstruktionsbeskrivelser i henhold til en standard, dimensioner på rør, rørtyper, længde, lægningsdybde, coating af rør samt designkriterier mht. max. tryk, trykprøvninger mv.

Efterfølgende er der installeret ”Surge Protection” af 24” ledningen, hvilket sikrer denne mod rørbrud forårsaget af trykstød som følge af en hurtig ventillukning ved høj flowhastighed. Alle tekniske ændringer af rørledningerne styres med en Management of Changes proces, jf. kapitel 39.1, hvilket sikrer rørledningernes fortsatte integritet.

15.14.4 Udstyr på af rørledningerne

Uden for Shells område er rørene forsynet med udstyr til måling af elektrisk potentiale i forbindelse med katodisk beskyttelse. Endvidere er der en besigtigelsesbrønd ved isolationsflangerne ved overgangen fra landleddning til marineledning. Inden for Shells område er rørene forsynet med

diverse ventiler til betjening af rørene samt sikkerhedsventiler og i tilfælde af 24" ledningen udstyr for Surge Protection, der er monteret på havneterminalen.

15.14.5 Kortmateriale

Der henvises til:

- Version 02 Bilag 29 Skitse af rørtraceet for rørledninger til havneterminalen
- Version 02 Bilag 30 Luftfoto med skitse af rørledninger fra POL, FDO og DONG
- Version 02 Bilag 40 Oversigtstegning.

15.14.6 Tinglysninger og servituttekst

Der henvises til:

- Version 02 Bilag 41 Eksempel Overenskomst mellem lodsejer og Shell
- Version 02 Bilag 42 Eksempel Tinglyst servitut

der viser henholdsvis et eksempel på overenskomst mellem lodsejer og Shell, samt tinglyst servituttekst på de matrikler, som rørledningerne passerer igennem. Der er markeringspæle for rørledningernes placering i terrænet, fortrinsvis i områder hvor ledningerne krydser vejnettet.

15.14.7 Anvendelse

Alle rørledningerne anvendes generelt til transport af kulbrinter. De seneste par år har 24" ledningen dog undtagelsesvis været anvendt til transport af spildevand fra DONG tank til skib. Kulbrinteflow kan være i begge retninger, dog hyppigst fra raffinaderitank til havneterminaltank eller skib. Typiske operationer fremgår af nedenstående tabel:

Ledning	Typisk flow	Typisk operation	Hypighed	Produkttype
	m ³ /time			
24"	5200	DONG tank til skib	Flere gange om ugen	Råolie
16"	1000	Raff. tank til skib/tank	Flere gange om ugen	Gasolie, Jet, Benzin og GTL
6" Benzin	130	Raff. tank til terminal tank	Ugentligt	Benzin
*) 6" LPG	130	Raff. tank til skib	Ugentligt	LPG

*) Før idriftsættelse af Hejre projektet

Med hensyn til transporterede mængder, udgør råolie langt den største part jf. nedenstående tabel, der viser mængderne i de seneste 3 år:

	2012	2013	2014	Ledning
Råolie-eksport, 1000 tons	5.784	5.360	4.069	24"
Råolie-import, 1000 tons	16	16	23	24"

Aktuel eksport og import af råolie

Olieprodukter, der transporteres til terminaltank, vil efterfølgende blive lastet til skib. Udskebete mængder er således udtryk for transporterede mængder fra raffinaderiet til havneterminalen i de 4 havneledninger jf. nedenstående tabel:

Produkttype	2012	2013	2014	Ledning
LPG	49.364	32.670	47.450	6" LPG
Benzin + BHC + naphtha	322.601	187.051	288.179	16" og 6" Benzin
Gasolie + jet	676.488	975.746	568.185	16"
Fuel/Slops/Long residue	912.604	893.955	1.235.401	24"
Sum	1.961.057	2.089.422	2.139.215	

Udskibede blandekomponenter og produkter i ton.

15.14.8 Korrosionsbeskyttelse

Korrosionsbeskyttelse af rørledningerne foretages ved hjælp af:

- Coating
- Katodisk beskyttelse

Med hensyn til Coating henvises til afsnittet "Tekniske Beskrivelser", hvor den coating der blev udført i konstruktionsfasen er beskrevet. Ved evt. reparation af en af rørledningerne bliver der påført ny coating på reparationsområdet.

Vedrørende katodisk beskyttelse er landsektionen og marinesektionen adskilt i 2 separate afsnit ved hjælp af isolationsflanger. Disse sektioner overvåges hver for sig med regelmæssige mellemrum:

- Transformer/ensretter ydelse: månedligt, jf. procedure vedlagt som Version 02 Bilag 43 CHECK AF KATODISK BESKYTTELSE,
- Måling af potentiale rør – jord: årligt, jf. procedure vedlagt som Version 02 Bilag 44 EFTERSYN AF KATODISK BESKYTTELSE

Potentialet rør – jord bliver målt i følgende 9 punkter langs rørledningerne:

- Raffinaderiet
- Egeskovvej
- Industrivej
- Treldevej Vest
- Treldevej øst
- Fælledvej
- Læsøvej – land
- Læsøvej – vand
- Havn

15.14.9 Inspektion og vedligehold

Hovedelementerne i inspektion og vedligehold af rørledningerne er:

- Intelligent pigging med evt. efterfølgende reparation
- Inspektion og afprøvning af sikkerhedsventiler og Surge Protection

Ved inspektion med "Intelligent pigging" fås informationer i et omfang, der gør det muligt at foretage en korrekt vurdering af rørledningernes integritet. Inspektionsmetoden gør brug af

ultraljudsmåling eller magnetisk flux og resulterer i godstykkelsesmålinger langs hele ledningens længde. Inspektion finder normalt sted med 5 – 8 års mellemrum:

- De to 6" ledninger blev senest pigget i 2011 og skal pigges igen i 2016, 5 års interval.
- 16" ledning blev senest pigget i 2007 og skal pigges igen inden udgangen af 2015, normalt 7 års interval.
- 24" ledning blev pigget i 2012 og 2015, altså kun med 3 års mellemrum, hvor der normalt ville have været 5 års interval. Dette skyldes, at denne ledning undtagelsesvis har været anvendt til at transportere spildevand med højt H₂S indhold (jf. beskrivelse under afsnit "Anvendelse") og at man ville kontrollere, at dette ikke havde givet anledning til ekstra indvendig korrosion.

15.14.10 Drift

Driften af rørene overvåges med tryk- og flowmålinger. Der er ikke installeret lækagedetekteringssystemer. Linjevandring langs rørledningerne foretages årligt.

15.14.11 Kriterier for utæthed

Da der ikke er installeret lækagedetekteringssystemer og da tryk- og flowmålinger kun vil kunne afsløre et større brud på ledningerne, vil evt. mindre utætheder kun kunne blive konstateret ud fra resultaterne fra intelligent pigging. Mht. til fejlmargen ved denne metode henvises til Version 02 Bilag 44 "Pigging Defect Detection Capabilities".

15.14.12 Tilstandsvurdering

Den seneste pigging af de to 6" ledninger og 16" ledningen viste, at disse ledninger er i fin stand. Størstedelen af de "findings" (områder med en eller anden form for større eller mindre fejl eller korrosion) inspektionen har afsløret kan henføres til uvæsentlige fabrikationsfejl. Antallet af disse er konstante og udvikler sig ikke. På de resterende *findings* ses en langsom og stabil korrosionsudvikling.

Med uændrede driftsbetingelser, vurderes den nuværende pigging frekvens på henholdsvis 5 og 7 år, være et passende interval for et forsat monitorering af ledningernes tilstand.

For 24" ledningen vedkommende har de regelmæssige inspektionerne med intelligent pigging siden 1994 afsløret områder med udvendig korrosion som har ført til enkelte reparationer. Der er 4 sektioner af rørledningen hvor der er konstateret udvendig korrosion: På Shells Havneterminal, Fredericia Fælleden, Industrivej og indenfor på raffinaderiet. Korrosionsraten for disse områder er tilnærmelsesvis lineær. Seneste pigging af 24" ledningen viste en udvikling i korrosionen i nogle af disse områder som har nødvendiggjort reparationer. Som nævnt under Egenkontrolresultater er der igangsat en undersøgelse med henblik på at få bedre forståelse for årsagerne til denne korrosion og analysere mulighederne for at forebygge denne.

Det er Shells målsætning at driften af havneledningerne foregår i overensstemmelse med industriens standard ”ASME B31.4 Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquid”.

15.14.13 Egenkontrolresultater

Egenkontrolresultater vedr. pigging er diskuteret ovenfor under afsnittet ”Tilstandsvurdering”. Mht. egenkontrolresultater fra katodisk beskyttelse bliver potentialet rør – jord årligt målt i følgende 9 punkter langs rørledningerne:

- Raffinaderiet
- Egeskkovvej
- Industrivej
- Treldevej Vest
- Treldevej øst
- Fælledvej
- Læsøvej – land
- Læsøvej – vand
- Havn

En gennemgang af måleresultaterne for perioden 2008 – 2014 har vist, at de målte potentialer rør – jord har ligget inden for det anbefalede område, men på trods af dette er der fundet udvendig korrosion på 24” rørledningen. Shell har derfor i gang sat en undersøgelse med hjælp fra eksperter med henblik på en bedre forståelse for årsagerne til denne korrosion og analysere mulighederne for at forebygge denne.

16 Produktionskapacitet og forbrug af råvarer, energi, vand og hjælpestoffer. Intern transport og lagring.

16.1 Produktionskapacitet

Shell-Raffinaderiet har en produktionskapacitet svarende forarbejdning af ca. 10.000 tons råolie pr. dag, svarende til 3,65 mill. tons pr. år. Det aktuelle årlige gennemløb vil være mindre af forskellige årsager, heriblandt økonomisk optimering, samt planlagte og uplanlagte stop af produktionen. I 2014 blev forarbejdet ca. 3 mill. tons råolie svarende til ca. 82 % af den maksimale kapacitet. Ud over produkterne fra forarbejdningen af råolien importerer raffinaderiet også forskellige blandedekomponenter og færdigvarer via havneterminalen. Disse produkter udgør maksimalt 1,185 mill. tons pr. år jf. vilkår B2 i miljøgodkendelsen for havneterminalen.

16.2 Forbrug af råvarer, energi, vand og hjælpestoffer

Forbruget af råvarer og hjælpestoffer afhænger af det generelle aktivitetsniveauet på Raffinaderiet, herunder især mængden af råolie som raffineres.

Mængden af intern transport afhænger også af det generelle aktivitetsniveauet på Raffinaderiet, herunder især mængden af råolie som raffineres. Kørsel til og fra læsseramper regnes i denne forbindelse også som intern transport. Kørselsmængden kan i begrænset omfang variere alt efter mængden af produkt udskibet via Havneterminalen.

Hvad angår den oplagrede mængde af råvarer, produkter og hjælpestoffer er de øvre grænser i vidt omfang fastsat med den installerede tankkapacitet. De aktuelt oplagrede mængder varierer.

I det følgende vil vi angive forbruget for de vigtigste råvarer og hjælpestoffer for de seneste år.

Shell-Raffinaderiets forbrug af råvarer, energi, vand og de vigtigste hjælpestoffer i årene 2012, 2013 og 2014 fremgår af nedenstående tabel 16.2.

Parameter	Enhed	2012	2013	2014	Bemærkninger
Råolie raffineret	'000 t	2,958	2,648	3,003	Dansk råolie og kondensat
• LPG	%	3	2	2	
• Benzin	%	13	14	13	
• Benzene heartcut	%	2	2	2	
• Jetbrændstof	%	7	5	4	
• Gasolie	%	44	50	51	
• Fuelolie	%	18	18	18	
• Diverse, mellemprodukter/slops	%	13	9	11	
Hjælpekemikalier/ additiver					
• Kvælstof	t	1425	1463	1333	(til behandling af surtvand)
• Hydrogenperoxid	t	-	24	528	
• Natronlud	t	180	212	343	(til ionbytter i 2014)
• Saltsyre	t	12	-	288	
• Ammoniakvand	t	150	106	168	
• Cetanimprover, (Etyl- hexyl-nitrater)	t	561	406	388	
• Øvrige additiver	t	372	405	456	
El, produceret	GWh	129	129	151	
Fjernvarme, produceret	'000 GJ	1.397	1.173	1.317	
El, forbrug (inkl. FDO, eks. Havneterminal)	GWh	107	100	110	Pumper, kompressorer, lys osv.
El, forbrug havneterminalen		1,3	1,8	1,8	FDO = Foreningen af Danske Olieberedskabslagre
Vandværksvand, forbrug,	'000 m ³	467	545	497	Anvendes til dampfremstilling m.m. (P- plads- måler + små målere)
Spildevand fra Raff. til Fredericia Spildevand og Energi A/S	'000 m ³	714	638	609	
• Olie	t	4,8	5	7	
• BI5	t	159	141	138	
• COD	t	351	313	304	
• Total N (NH ₃)	t	112	96	103	
• Fenol	t	0,7	0,4	0,4	
• Suspenderet stof	t	31	29	67	
• PH		8,0-9,1	7,5-8,8	7,1-8,7	
Spildevand fra terminal, mængde:	'000 m ³	10	9	7	
SO ₂	t	1224	804	570	
Partikler (støv)	t	82	118	119	Udledning via 99 m skorsten.
NO _x (som NO ₂)					
• fra gasturbine	t	270	283	319	
• fra ovne og kedler	t	694	390	380	
CO ₂ brutto (ekskl. Havneterminalen)	'000 t	429	393	425	
Kulbrinter (inkl. Havneterminalen)	t	1367	1402	1452	Tanke, procesanlæg m.v.
Metan	t	77	111	114	
Olie- og kemikalieaffald	t	598	587	6660	
Oliekontamineret jord til biologisk rensning	t	4857	4326	5168	

Tabel 16.2 Oversigt over forbrug af råstoffer, emissioner og udledninger samt produktion af olieprodukter

16.2.1 Råolie

Den vigtigste råvare for raffinaderiet er råolie. Råolien har gennem en årrække udelukkende været Dansk Råolie fra Nordsøen, som ankommer til DONG-terminalen, hvor olien separeres fra vand. Råolien kan overføres fra DONG-terminalen til Raffinaderiets råolietanke. Det oprindelige Raffinaderi fra 1966 blev designet på andre typer råolier, og raffinaderiet er nu igen begyndt at forarbejde mindre mængder af andre typer råolier importeret via havneterminalen.

	2010	2011	2012	2013	2014
Råolie	2.741	2.656	2.958	2.648	3,003

Tabel 16.2.1 Aktuelt forbrug af råolie i tusind ton.

16.2.2 Brændselsforbrug:

Raffineringsprocesserne og produktion af elektricitet i gasturbinen kræver betydelig mængder energi og en vis procentdel af råolien anvendes - efter raffinering - til brændsel.

Der kan anvendes følgende typer brændsel:

- Fuelgas til procesovne og kedler
- Fuelgas til gasturbine (anlæg 2000)
- Fuelolie til procesovne

Fuelgas består af raffinaderigas, der evt. tilføres LPG og/eller Naturgas. Ved opstart af raffinaderiet bruges evt. rent Naturgas. Under normal drift er det priserne på Naturgas, LPG og fuelolie der afgør hvilket brændsel, der er økonomisk attraktivt at anvende.

	2010	2011	2012	2013	2014
Fuelgas, ovne og kedler	87605	85483	89799	79816	95318
Fuelgas, gasturbine	31722	31553	35664	35899	41566
Fuelolie	11202	12501	19959	16193	9517
Naturgas (1000 Nm ³)	240	299	0	2397	2586

Tabel 16.2.2 Aktuelt forbrug af brændsel i tons.

De forskellige typer brændsel har forskellig sammensætning og dermed også forskellig brændværdi. Dette behandles mere udførligt i kapitel 22, hvor også indfyringen i de forskellige ovne og kedler er belyst i detaljer.

16.2.3 Elektricitet:

Raffinaderiet anvender store mængder elektricitet i forbindelse med raffineringsprocesserne, især til pumpning af væsker og komprimering af gasser.

Et energisyn gennemført i 1994 (dvs før opstart af GODFRED-komplekset) af dk-TEKNIK analyserede fordelingen af elforbruget ud fra den installerede effekt (excl ren reserve kapacitet)

Dk- teknik har i 1999 opdateret fordelingen efter installation af el- udstyr tilknyttet senere, herunder FDO, havneterminal, nyt afsvovlingsanlæg og benzensplitter.

Slut anvendelse	kW	Timer	eta*	MWh	%
Pumping movement	11745	4000	0,35	16442	13
Pumping proces	15992	8300	0,45	59730	48
Komprimering	9909	8300	0,40	32898	26
Trykluft	890	8300	0,10	739	1
Ventilation og blæsere	2102	8300	0,30	5235	4
Omrøring	1423	8300	0,50	5904	5
Belysning	650	4300	0,80	2236	2
Procesvarme (tracing)	400	4500	0,80	1440	1
-	43111	-	0,40	124624	100

Tabel 16.2.3.1 eta*: gennemsnitlig belastning (tidsrum og effektniveau).

Det aktuelle forbrug og produktion af elektricitet fremgår af nedenstående Tabel 16.2.3.2.

	2010	2011	2012	2013	2014
El- forbrug	114	99	107	100	110
El- produktion	115	111	129	129	151

Tabel 16.2.3.2 Aktuelt forbrug/produktion af elektricitet. GWh.

16.2.4 Vand:

Vand bruges til en række formål såsom damp, kølevand, brandvand, servicevand, m.m.. Som vandkilder anvendes vandværksvand og i mindre omfang uforurennet overfladevand. Der finder en vist genbrug af vand sted. Eksempelvis bliver kondensat fra damp genbrugt som kedelfødevand, behandlet processpildevand genbruges som vaskevand til afsaltning af råolien samt i det åbne kølevandssystem.

Vandværksvandet købes af Fredericia Forsyning og udgør størsteparten vandforbruget. Foruden vandværksvand bruges også uforurennet overfladevand fra bl.a FDO-området. Mængden af overfladevand måles ikke men er estimeret til 15.000-20.000 m³/år.

	2010	2011	2012	2013	2014
Vandværksvand	439	548	467	545	497

Tabel 16.2.4. Aktuelt forbrug af vandværksvand i tusind m³.

16.2.5 Blandekomponenter og færdigprodukter:

Der importeres/indkøbes/ anvendes også blandekomponenter og færdigprodukter, heriblandt:

- LPG
- Benzin
- Gasolie
- Alkylat
- Bioethanol
- Blend kero
- Jetbrændstof
- FAME
- Cat Cracked Gasoline
- GTL light fuel

Bioethanol og FAME importeres via tankbil, da de kun udgør mindre mængder. De større mængder importeres med skib via havneterminalen. Den årlige import af produkter fra havneterminalen andrager maksimalt følgende mængder:

Produkt/råstof	1.000 tons/år
LPG (i forbindelse med Turn Around)	10
Benzin/benzin komponenter	275
Gasolie/gasoliekomponenter	825
Fuelolie cutterstock	75
Total	1.185

Tabel 16.2.5 Maximal årlig import af produkter fra havneterminalen

16.2.6 Additiver og proceskemikalier:

Additiver kan deles op i to typer. Der er additiver, som tilsættes på raffinaderiet, og som er nødvendige for at leve op til de gældende produkspecifikationer, og så er der additiver som tilsættes på læsseramperne. Additiverne der tilsættes på læsseramperne er selskabsspecifikke (Shell, Statoil. Q8 osv.) og tilsættes som præstationsfremmende additiver.

Proceskemikalier udgør kemikalier der anvendes som hjælpemidler i processen og som ikke ender op i de færdige produkter f.eks. korrosionsinhibitorer, emulsionsbryder, natriumlud osv.

Raffinaderiet har et styret system, således at der for alle mærkningspligtige kemikalier, inklusive additiver, findes et "Arbejdspladsbrugsanvisning", der informerer om kemikaliets farlighed, korrekt håndtering, forholdsregler ved spild og bortskaffelse osv.

Kemikalier relevant for Shell-Raffinaderiet registreret i dette system. Systemet findes på den elektroniske database "Dansk Kemidatabase" som er tilgængeligt på de enkelte afdelingers PC'ere.

Der redegøres i den årlige miljøredegørelse for forbruget af additiver og de mængdemæssigt væsentligste proceshjælpstoffer og kemikalier.

Der foretages en månedlig optælling af den oplagrede mængde af additiver og proceskemikalier, så mængden kendes.

16.2.7 Katalysatorer:

Der anvendes katalysatorer i forbindelse med raffineringen af olieprodukter. Samtlige katalysatorer fremgår af nedenstående tabel 16.2.7. For katalysatorer findes der også Arbejdspladsbrugsanvisning.

Katalysator	Anlæg	Indhold (Grundstoffer)	Klassifikation	Mængder pr. load (tons)
RG-682	Platformer	Al, O, Pt, Re, Cl	Ingen	43,0
Optitrap	HDS1/HDS2/HTU	Al, O, Mo, Ni, S	Giftig (kræftfremkaldende)	3,4
Maxtrap	HDS1/HDS2/HTU	Al, O, Mo, Ni, S	Giftig (kræftfremkaldende)	1,5
DN-3531	HDS1/HDS2/HTU	Al, O, Mo, Ni, S	Giftig (kræftfremkaldende)	14,7
DN-3636	HDS1/HDS2/HTU	Al, O, Mo, Ni, S	Giftig (kræftfremkaldende)	126,2
DN-140	HDS1/HDS2/HTU	Al,O, Mo, Co, S	Giftig (kræftfremkaldende)	7,6

Tabel 16.2.7. Oversigt vedr. katalysatorer i anlæg i tons.

R-501 er taget ud af drift og reaktoren er tømt.

Foruden katalysator placeret i anlægsdele kan der være større eller mindre mængder af ny eller brugt katalysator i tromlehallen. Afdeling Indkøb/Lager har via sit lagerstyringssystem en opdateret oversigt over katalysator på lager.

Der sker løbende en udvikling af katalysator teknologien og listen med katalysatorer i ovenstående tabel afspejler den nuværende situation, men denne kan ændre sig såfremt en bedre teknologi med fordel kan tages i anvendelse.

Miljøstyrelsen har i brev af 3. september 2012 anmodet om supplerende oplysninger, jf. Version 01 Bilag 01. Disse supplerende oplysninger fremgår af Version 01 Bilag 02.

16.2.8 Molsi og absorbenter:

Der anvendes molsi og adsorptions-/absorptions-materialer i faststof i flere af procesanlæggene i forbindelse med raffineringen af olieprodukter. Samtlige molsi og adsorptionsmaterialer fremgår af nedenstående tabel 16.2.8.

Molsi / absorbent	Placering i anlæg	Indhold (grundstoffer)	Klassifikation	Mængder Pr.load t
Puraspec 6080	R101	Al, O, Cu, Zn	Ingen	5
Puraspec 6085		Al, O, Cu, Zn		15
Activated alumina	V-205, V-316	Al, O, NaOH	Ingen	5
Activated alumina	V-317	Al, O	Ingen	2

Tabel 16.2.8. Oversigt vedr. molsi og absorbenter.

16.2.9 Intern Transport:

Transporten til, fra og internt på Raffinaderiet kan opdeles i følgende bidrag:

transport af lastbiler til/fra læsseramper i AREA 5,
transport af lastbiler til/fra område, hvor der læsses flydende gas i AREA 5,
transport af lastbil til /fra T1502 i GROUP AREA 15, hvor der læsses flydende svovl,
transport af personbiler til /fra parkeringsplads sydøst for kantine,
transport af personbiler til/fra parkeringsplads nord for kontrolrumsbygning
transport af slamsugere på hele virksomheden,
andre med køretilladelse internt på virksomheden.

Kun transport med lastbiler anses for væsentlig i miljømæssig sammenhæng, specielt i forbindelse med støj. Nedenstående tabel viser oversigt over kørsler med tankbiler til distributionsområdet. Tallene er daglige gennemsnitstal baseret på kørselsmønsteret i perioden 27/8 – 24/11 2013.

	HD 7:00 - 18:00 Lør 7:00 - 14:00	HD 18:00 -22:00 Lør 14:00 - 22:00 Søn 7:00 - 22:00	Alle dage 22:00 - 7:00	Biler pr. dag
Hverdage	91	22	51	164
Lørdag	21	2	20	43
Søndag		29	12	41

Tabel 16.2.9.1 Kørselsmønster med tankbiler i perioden 27/8 – 24/11 2013.

Ved udlæsning til tankbiler fortrænges et tilsvarende antal kubikmeter dampe, som sendes til VRU. Årligt er der tale om mængder af følgende størrelsesorden (2012 mængder):

ca. 500.000 m³ benzindampe

ca. 1.100.000 m³ gasoliedampe

Genvunden svovl fra CLAUS/SCOT-anlæggene opbevares i opvarmet tank T1502 i GROUP AREA 15. Årligt produceres en mængde på ca. 4000 t, svarende til ca. 160 tankbilstransporter, svarende til ca. 1 transport hver 2. dag. Dette er forsvindende sammenlignet med antallet af lastbiler ved læsseramperne.

Hvad angår transport med slamsuger varetages dette på Shell-Raffinaderiets vegne p.t. af firmaet IBKA, som typisk har 3 lastbiler i aktivitet på hverdage mellem kl. 07-16. Dette er marginalt sammenlignet med antallet af lastbiler ved læsseramperne og samtidig kører slamsugerne typisk langt væk fra skel, således at støjbidraget fra slamsugere kan betragtes som neglignibelt.

16.2.10 Oplagring af råolie og olieprodukter:

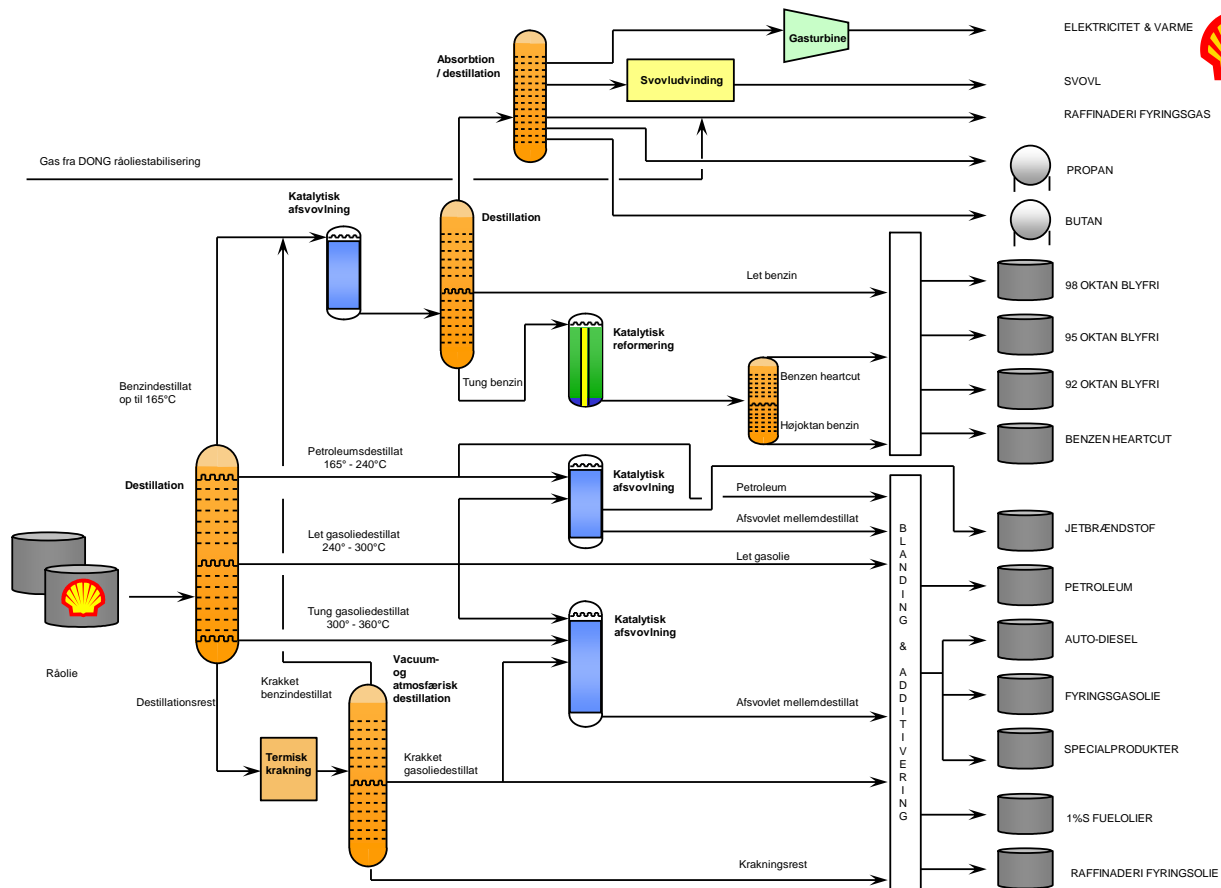
Oplagring af råolie og produkter kan variere, f.eks. afhængig af Turnaround m.m..

Oplagringsskapaciteten fremgår af oversigten "Tanktabeller" i Movements instruktionens kapitel 5, se bilagsmappen kapitel 15.

Oplagrede mængder registreres kontinuert vha. tankradar og kan ses på bl.a. procesovervågningsudstyr i kontrolrum (DCS).

17 Beskrivelse af virksomhedens procesforløb og emissioner

17.1 Procesbeskrivelse



R, 08/12/2004

Shell-Raffinaderiet Fredericia

Figur 17.1 Proces Flowskema

Nedenstående forenkede procesbeskrivelse af Shell-Raffinaderiet sker med henvisning til ovenstående flowskema, Figur 17.1, der også er vedlagt i papirkopi i bilagsmappens kapitel 17.

Råolien pumpes over i raffinaderiets råolietanke fra DONG's råolieterminal umiddelbart vest for raffinaderiet eller importeres via rørledningen fra havneterminalen.

Herfra ledes olien til det første store anlæg på raffinaderiet, nemlig **råoliedestillationen**. Olien er forinden varmet op til ca. 340 °C, primært ved at udnytte overskudsvarmen fra andre processer, og til sidst i hovedovnen.

Ved destillationen adskilles råolien i fem fraktioner med forskellige kogepunktsintervaller:

1. Benzindestillat op til 165 °C
2. Petroleumsdestillat fra 165-240 °C
3. Let gasoliedestillat fra 240-300 °C
4. Tung gasoliedestillat fra 300-360 °C og
5. Destillationsrest

Ingen af disse fraktioner kan bruges direkte, men gennemgår videre behandling, før de kan indgå i de færdige produkter.

Destillationsresten ledes således til **termisk krakning**, hvor de højmolekulære kulbrinter spaltes til mindre. Efter en **destillation** af det krakkede materiale fås således et krakket benzindestillat, et krakket gasoliedestillat og en krakningsrest. De to første indgår i strømmene med benzin og gasolie, mens den sidste indgår i den tunge fyringsolie eller bruges i raffinaderiets ovne.

De resulterende strømme gennemgår derefter en **afsvovling**, hvor oliens indhold af svovlforbindelser omdannes til svovlbrinte. Denne omdannes i et Claus-SCOT-anlæg til frit svovl, der sælges i flydende stand.

Herefter går petroleum og gasoliestrømmene til blanding og oplagring som færdigprodukter.

Den afsvovlede benzinfraaktion undergår en yderligere **destillation** til adskillelse i tungt, let og gasformigt produkt.

Den tunge benzin **omdannes katalytisk** til benzin med et højere oktantal. Ved denne proces dannes en del benzen, der er et kræftfremkaldende stof. Det er uønsket i den færdige benzin, hvorfor man har opbygget endnu en **destillationsproces**. Heri fremkommer en meget benzenrig fraktion, der opsamles og eksporteres til yderligere rensning og brug som grundmateriale for anden kemisk produktion. Benzenindholdet er på ca. 60%.

Den lette benzinfraaktion gennemgik tidligere en såkaldt **isomerisering** i et TIP-anlæg, hvorved der frembringes en let benzin med et højere oktantal. Driften af dette anlæg blev imidlertid stoppet i 2010 idet oktanbehovet fra denne fraktion er nedsat i forbindelse med den lovpligtige iblanding af ethanol i færdigbenzin

Herefter går benzinfraktionerne til blanding og oplagring som færdigprodukter.

Den gasformige fraktion gennemgår en proces med **absorbition/destillation**, der giver ret rene fraktioner af propan og butan, der i passende blandinger bruges som flaskegas o.l., og en restgas, der væsentligst består af brint, metan og ethan. Denne restgas benyttes som fyringsgas i raffinaderiets ovne og i en gasturbine.

17.2 Materialestrømme

Nedenstående Tabel 17.2 viser design kapaciteter af raffinaderiets hovedanlæg.

Anlægs No	Anlæg	Anlæg beskrivelse	Design kapacitet
			tons/dag
100	CDU	Crude Distilling Unit	10.000
200	HTU	Hydrotreater	2.780
300	PLF	Platformer inkl. Benzene Section	1.750
400	HDS1	Hydrodesulphurizer	1.950
1300	TGU	TGU: Thermal Gasoil Unit	4.200
1400	HDS2	Hydrodesulphurizer	3.250
1500	CSU	Claus / SCOT Unit	28
2000	GT	Gastubine (MW)	24,5
5100		Kedler	2400

Tabel 17.2 Design kapaciteter af raffinaderiets hovedanlæg

Når råolieindtaget er lavere end designkapaciteten vil indtaget til de øvrige anlæg typisk været reduceret tilsvarende i forhold til deres designkapaciteter.

17.3 Oversigt over emissioner fra Raffinaderiet

Refererende til oplysningerne i kapitel 15, hvor emissionskilder blev opgjort, kan emissioner fra raffinaderiet grupperes på følgende måde:

17.3.1 Emission af SO2:

FORURENENDE STOFFER	KILDE	AFKAST højde i m	OMRÅDE	Kontinuert Diskontinuert	Bemærkninger
SO2	hoved- skorsten	99	Group area 08	kontinuert	F-101, F-201 F-301/1A/2/4 F-401 F-1301A/B/C/D F-1302A/B
SO2	nødskorsten til kedler	45	Group area 08	normal ude af drift	
SO2	skorsten til F-1401	38	Group area 15	kontinuert	
SO2	skorsten efter F-1501	38	Group area 15	kontinuert	
SO2	GT-skorsten	40	AREA 9	kontinuert	
SO2	Flare	60	AREA 11	diskontinuert	
SO2	H2S-Flare	60	AREA 11	diskontinuert	

Tabel 17.3.1 Oversigt vedr. SO2-emissioner til luft.

17.3.2 Emission af NO_x:

FORURENENDE STOFFER	KILDE	AFKAST højde i m	OMRÅDE	Kontinuert/ Diskontinuert	Bemærkninger
NO _x	hoved-skorsten	99	Group area 08	kontinuert	F-101, F-201 F-301/ F-301A F-302/ F-304 F-401 F-1301A/B/C/D F-1302A/B
NO _x	nødskorsten til kedler	45	Group area 08	normal ude af drift	
NO _x	skorsten til F-1401	38	Group area 15	kontinuert	
NO _x	skorsten efter F-1501	38	Group area 15	kontinuert	
NO _x	GT-skorsten	40	AREA 9	kontinuert	
NO _x	Flare	60	AREA 11	diskontinuert	
NO _x	H ₂ S-Flare	60	AREA 11	diskontinuert	

Tabel 17.3.2 Oversigt vedr. NO_x-emissioner til luft.**17.3.3 Emission af Støv og partikler:**

FORURENENDE STOFFER	KILDE	AFKAST højde i m	OMRÅDE	Kontinuert/ Diskontinuert	Bemærkninger
Støv, partikler	hoved-skorsten	99	Group area 08	kontinuert	F-101, F-201 F-301/ F-301A F-302/ F-304 F-401 F-1301A/B/C/D F-1302A/B
Støv, partikler	nødskorsten til kedler	45	Group area 08	normal ude af drift	
Støv, partikler	Flare	60	AREA 11	diskontinuert	

Tabel 17.3.3 Oversigt vedr. støv- og partikel-emissioner til luft.

17.3.4 Emission af VOC og lugt:

FORURENENDE STOFFER	KILDE	AFKAST højde i m	OMRÅDE	Kontinuert Diskontinuert	Bemærkning
VOC, lugt	Tk 1	17	AREA 1	kontinuert	diffus
VOC, lugt	Tk 2	18	AREA 1	kontinuert	diffus
VOC, lugt	Tk 3	17	AREA 1	kontinuert	diffus
VOC, lugt	Tk 4	17	AREA 1	kontinuert	diffus
VOC, lugt	Tk 5	17	AREA 1	kontinuert	diffus
VOC, lugt	Tk 6	18	AREA 1	kontinuert	diffus
VOC, lugt	Tk 53	17	AREA 1	kontinuert	diffus
VOC, lugt	Tk 67	18	AREA 1	kontinuert	diffus
VOC, lugt	Tk 71	18	AREA 1	kontinuert	diffus
VOC, lugt	Tk 5201	15	AREA 2	kontinuert	diffus
VOC, lugt	Tk 5401	8	AREA 2	diskontinuert	punkt
VOC, lugt	Tk 13	18	AREA 3	diskontinuert	punkt
VOC, lugt	Tk 14	18	AREA 3	diskontinuert	punkt
VOC, lugt	Tk 15	20	AREA 3	diskontinuert	punkt
VOC, lugt	Tk 16	20	AREA 3	diskontinuert	punkt
VOC, lugt	Tk 17	20	AREA 3	diskontinuert	punkt
VOC, lugt	Tk 18	20	AREA 3	diskontinuert	punkt
VOC, lugt	Tk 19	18	AREA 4	diskontinuert	punkt
VOC, lugt	Tk 20	18	AREA 4	diskontinuert	punkt
VOC, lugt	Tk 21	18	AREA 4	diskontinuert	punkt
VOC, lugt	Tk 22	18	AREA 4	diskontinuert	punkt
VOC, lugt	Tk 23	18	AREA 4	diskontinuert	punkt
VOC, lugt	Tk 24	18	AREA 4	diskontinuert	punkt
VOC, lugt	Tk 25	18	AREA 4	diskontinuert	punkt
VOC, lugt	Tk 26	18	AREA 4	diskontinuert	punkt
VOC, lugt	Tk 69	20	AREA 4	diskontinuert	punkt
VOC, lugt	Tk 73	20	AREA 4	diskontinuert	punkt
VOC, lugt	Tk 27	20	AREA 4	kontinuert	diffus
VOC, lugt	Tk 28	14	AREA 4	kontinuert	diffus
VOC, lugt	Tk 29	14	AREA 4	kontinuert	diffus
VOC, lugt	Tk 30	14	AREA 4	kontinuert	diffus
VOC, lugt	Tk 31	14	AREA 4	kontinuert	diffus
VOC, lugt	Tk 32	14	AREA 4	kontinuert	diffus
VOC, lugt	Tk 33	14	AREA 4	kontinuert	diffus
VOC, lugt	Tk 34	14	AREA 4	kontinuert	diffus
VOC, lugt	Tk 35	14	AREA 4	kontinuert	diffus
VOC, lugt	Tk 36	14	AREA 4	kontinuert	diffus
VOC, lugt	Tk 37	14	AREA 4	kontinuert	diffus
VOC, lugt	Tk 64	20	AREA 4	kontinuert	diffus

VOC, lugt	Tk 65	20	AREA 4	kontinuert	diffus
VOC, lugt	Tk 68	20	AREA 4	kontinuert	diffus
VOC, lugt	Tk 40	9	AREA 6	diskontinuert	punkt
VOC, lugt	Tk 41	9	AREA 6	diskontinuert	punkt
VOC, lugt	Tk 42	9	AREA 6	diskontinuert	punkt
VOC, lugt	Tk 43	9	AREA 6	diskontinuert	punkt
VOC, lugt	Tk 44	9	AREA 6	diskontinuert	punkt
VOC, lugt	Tk 45	9	AREA 6	diskontinuert	punkt
VOC, lugt	Tk 60	9	AREA 6	diskontinuert	punkt
VOC, lugt	Tk 61	14	AREA 6	diskontinuert	punkt
VOC, lugt	Tk 46	9	AREA 6	kontinuert	diffus
VOC, lugt	Tk 48	9	AREA 6	kontinuert	diffus
VOC, lugt	Tk 66	14	AREA 6	diskontinuert	punkt
VOC, lugt	Tk 8	12	AREA 9	diskontinuert	punkt
VOC, lugt	Tk 9	18	AREA 9	diskontinuert	punkt
VOC, lugt	Tk 6002	12	AREA 11	diskontinuert	punkt
Svovl, lugt	Tk 1502	7	Group area 15	kontinuert	punkt
VOC, lugt	P-122/24	0	AREA 1	Diskontinuert	diffus
VOC, lugt	P-101	0	AREA 1	Diskontinuert	diffus
VOC, lugt	PPI-1	0	AREA 1	kontinuert	diffus
VOC, lugt	PPI-2	0	AREA 2	kontinuert	diffus
VOC, lugt	P-5401	0	AREA 2	Diskontinuert	diffus
VOC, lugt	læsse-ramper	3	AREA 5	Diskontinuert	diffus
VOC, lugt	VRU	6/ (25 nødsk.)	AREA 6	kontinuert	punkt
VOC, lugt	BOB	2	AREA 7	kontinuert	diffus
VOC, lugt	WOB	2	AREA 7	kontinuert	diffus
VOC, lugt	vaske-plads	0	AREA 8	Diskontinuert	diffus
VOC, lugt	Cat IIa- indløb	2	AREA 12	kontinuert	diffus
VOC, lugt	Cat IIa	2	AREA 12	kontinuert	diffus
VOC, lugt	cat IIb	2	AREA 12	kontinuert	diffus
VOC, lugt	kompressorer	0-3	Group area 1-15	Kontinuert? Diskontinuert?	diffus
VOC, lugt	pumper	0	Group area 1-15	Kontinuert? diskontinuert	diffus
VOC, lugt	ventiler	0-25	Group area 1-15	kontinuert? diskontinuert	diffus
VOC, lugt	flanger	0-25	Group area 1-15	kontinuert? diskontinuert	diffus
VOC, lugt	prøve- tagning	0-10	Group area 1-15	diskontinuert	punkt
VOC, lugt	brønde i spildevandss	0	Group area 1-15	kontinuert	diffus

	ystem				
VOC, lugt	3-Q-1/3/12	5	Group area 4	kontinuert	punkt
VOC, lugt	V-313	5	Group area 4	kontinuert	punkt
VOC, lugt	V-407	5	Group area 4	diskontinuert	punkt
VOC, lugt	J-201	20	Group area 4	diskontinuert	punkt
VOC, lugt	Flare	60	Area 11	diskontinuert	punkt
VOC, lugt	H2S-flare	60	Area 11	diskontinuert	punkt
VOC, lugt	H2-flare	100	Group area 8	diskontinuert	punkt

Tabel 17.3.4 Oversigt vedr. emissioner af VOC og lugt til luft fra Raffinaderiet.

17.3.5 Emission af CO₂:

FORURENENDE STOFFER	KILDE	AFKAST højde i m	OMRÅDE	Kontinuert Diskontinuert	Bemærkninger
CO ₂	hoved- skorsten	99	Group area 08	kontinuert	F-101, F-201 F-301/ F-301A F-302/ F-304 F-401 F-1301A/B/C/D F-1302A/B
CO ₂	nødskorsten til kedler	45	Group area 08	normalt ude af drift	
CO ₂	skorsten til F-1401	38	Group area 15	kontinuert	
CO ₂	skorsten efter F-1501	38	Group area 15	kontinuert	
CO ₂	GT-skorsten	40	AREA 9	kontinuert	
CO ₂	Flare	60	AREA 11	diskontinuert	
CO ₂	pilotbræn- dere til flare	60	AREA 11	kontinuert	
CO ₂	H2S-Flare	60	AREA 11	diskontinuert	

Tabel 17.3.5 Oversigt vedr. CO₂-emissioner til luft.

Ovenstående CO₂ kilder udgør mere end 99,9 % af raffinaderiets totale CO₂ emission; hertil kommer mindre end 0,1 % der stammer fra regenerering af katalysatorer, afkoksning af TGU samt drift af brandvandspumpernes dieselmotorer.

17.3.6 Emission af spildevand:

Der findes p.t. én udledning af spildevand fra Raffinaderiet. Alt spildevand udledes efter forbehandling i CAT II til Kommunens ledning ved Vejlbyvej, se kapitel 26.

Uforurennet vand, der ledes til CAT I / brandvandsbassin, kan udledes direkte til Lillebælt.

Sanitært spildevand udledes særskilt.

18 Brændselstype og maksimal indfyret effekt af energianlæg

Nedenstående Tabel 18.1 viser brændselstype og maksimal indfyret effekt af raffinaderiets energianlæg:

Anlæg	Beskrivelse/Type	Kapacitet MW	Fuelgas	Fuelolie	Afkast
F-101	Råoliedestillation	43,0	x	x	Hovedskorsten
F-201	Nafta afsvovning	10,5	x	x	Hovedskorsten
F-301	Platformer	23,9	x	x	Hovedskorsten
F-301A	Platformer	23,9	x	x	Hovedskorsten
F-302	Platformer	13,6	x	x	Hovedskorsten
F-304	Platformer	7,8	x	x	Hovedskorsten
F-401	Jetbrændstof	4,5	x	x	Hovedskorsten
F-1301A	Termisk krakning	16,4	x		Hovedskorsten
F-1301B	Termisk krakning	14,9	x		Hovedskorsten
F-1301C	Termisk krakning	13,3	x		Hovedskorsten
F-1301D	Termisk krakning	13,9	x		Hovedskorsten
F-1302A	Termisk krakning	12,2	x		Hovedskorsten
F-1302B	Termisk krakning	10,1	x		Hovedskorsten
F-1401	Gasolie afsvovning	9,7	x		Skorsten efter F-1401
F-1501	Svovl genindvinding	0,57	x		Skorsten efter F-1501
F-1502	Svovl genindvinding	0,14	x		Skorsten efter F-1501
F-1503	Svovl genindvinding	0,14	x		Skorsten efter F-1501
F-1504	Svovl genindvinding	0,20	x		Skorsten efter F-1501
F-1505	Svovl restincinerering	0,80	x		Skorsten efter F-1501
GT+F-2000	Gasturbine+råolieopv.	97,2	x		Gasturbine skorsten
F-5101	Kedel til MP-damp	15,0	x		Hovedskorsten
F-5102	Kedel til MP-damp	15,0	x		Hovedskorsten
I ALT		346,8			

Tabel 18.1 Brændselstype og maksimal indfyret effekt

Miljøstyrelsen har i brev af 3. september 2012 anmodet om supplerende oplysninger, jf. Version 01 Bilag 01. Disse supplerende oplysninger fremgår af Version 01 Bilag 02.

19 Oplysninger om mulige driftsforstyrrelser eller uheld

19.1 Driftsforstyrrelser eller uheld generelt

Der kan komme driftsforstyrrelser i form af strømsvigt, vandsvigt, dampsvigt, brand og lækage. Ved alle former for driftsforstyrrelser spiller trykaflastning til flaresystemer en central rolle. Der henvises til sikkerhedsrapporten for mere udførlig beskrivelse.

19.2 Aflastning til flaresystemer

Ved driftsforstyrrelser i form af trykstigninger i et anlæg, aflastes via sikkerhedsventiler til enten:

- flare,
- H₂S-flare, eller
- H₂-flare,

afhængigt af, hvor i anlægget det er.

Derudover er det muligt at lave en kontrolleret trykaflastning af en række anlæg ved hjælp af såkaldt H-ventiler.

Aflastning til flaresystemet vil kunne medføre emission af CO₂, SO₂ og små mængder uforbrændte kulbrinter, såfremt aflastningen overstiger kapaciteten på Raffinaderiets eksisterende flaregaskompressor.

Gas opfanget af flare-gaskompressoren anvendes som fuelgas i Raffinaderiets ovne. Raffinaderiet har en flowmåling af mængden af kulbrinter, som afbrændes i flaren, og denne mængde indgår bestemmelsen af Raffinaderiets samlede CO₂, SO₂- samt VOC-emission. En oversigt over hovedkilderne til flaresystemet er givet i tegning FR 6100/10/08 samt FR T-734152 vedlagt i bilagsmappens kapitel 19.

Aflastning til H₂S-flaren vil medføre emission af SO₂, idet alt H₂S afbrændes til svovldioxid.

En oversigt over hovedkilderne til H₂S-flaresystemet er givet i tegning FR T-734152 samt FR 1400/08/44 vedlagt i bilagsmappens kapitel 19.

Aflastning til H₂-flaren vil medføre emission af H₂ og C₁-C₅ kulbrinter til omgivelserne. Der foretages ingen afbrænding, men en flowmåling registrerer mængden. En oversigt over hovedkilderne til H₂-flaresystemet er givet i tegning FR 6100/10/08.

Miljøstyrelsen har i brev af 3. september 2012 anmodet om supplerende oplysninger, jf. Version 01 Bilag 01. Disse supplerende oplysninger fremgår af Version 01 Bilag 02 og 3.

19.3 Strømsvigt

Strømsvigt forekommer yderst sjældent, men raffinaderiet er designet til at kunne håndtere en sådan situation. Raffinaderiet modtager elektricitet fra det offentlige net, men producerer normalt samtidig en tilsvarende mængde elektricitet, som bliver genereret af gasturbine generatoren, der har en større kapacitet end raffinaderiets maksimalforbrug. I tilfælde af at det offentlige net svigter, overtager gasturbinen automatisk forsyningen og leverer strøm til næsten alle af raffinaderiets anlæg. Kun i tilfælde af at både forsyningen fra det offentlige net og fra gasturbinen svigter, bliver der tale om totalt strømsvigt.

Et totalt strømsvigt betyder, at alle el-drevne pumper, kompressorer, luftkølere, ovne etc. slukker øjeblikkeligt. Da temperaturen ikke holdes nede, stiger trykket, hvilket bevirker at sikkerhedsventilerne på tårnene og beholderne kan lette og aflaste til flaresystemerne, jf. afsnit 19.2. Da anlægget skal lukkes ned øjeblikkeligt er der etableret nogle nedlukningsprocedurer, som blandt andet betyder at nogle anlæg bliver trykaflastet kontrolleret til flare over en periode. Det er vigtigt under nødnedlukningen at kunne styre ventiler samt registrere flow, tryk og temperatur. Mulighed for styring af ventiler sikres ved at kompressoren til instrumentluftforsyningen kan køre på diesel. Fortsat drift af instrumentstyringen (DCS-systemet) sikres af batterier, som automatisk overtager strømforsyningen og som har tilstrækkelig kapacitet til at forsyne al instrumentering i den periode, der er nødvendig for nødnedlukningen.

Kedlerne vil forsat forblive i drift under et strømsvigt. Enkelte vigtige pumper og en kompressor har dampturbiner som drivmiddel. Driften af disse fortsætter under et strømsvigt.

19.4 Vandsvigt

Shell-Raffinaderiet er mindre afhængig af vand end mange andre raffinaderier, da det grundlæggende designmæssigt er baseret på luftkøling, hvor andre ofte er baseret på vandkøling. Der er dog brug for vand til den daglige drift i form af:

- Kedelfødevand
- Lukket kølevand
- Fjernvarmevand (TVIS-vand)

Evt. svigt af disse vandforsyninger vil ske over en længere periode idet der i alle systemerne er indbygget bufferkapaciteter (f.eks. kedelfødevandstank), så der er god tid til at tage evt. alternativer i brug eller idet hele at forberede den manglende forsyning. Et alternativ til normalt kedelfødevand kan være at benytte vand fra TVIS-systemet for en kortere periode, mens alternativet til manglende TVIS-vand er forøget luftkøling. Nedsat produktion vil også kunne klare mange situationer, og skulle det ultimativt være nødvendigt at standse produktionen vil dette kunne ske kontrolleret og ikke give anledning til flere miljøgener end det vil være tilfældet ved et planlagt stop.

19.5 Dampsvigt

Shell-Raffinaderiet har en meget robust dampforsyning baseret på 2 kedler og 2 spilddampkedler. Dampsvigt vil aldrig ske øjeblikkeligt, så der vil altid være nogen tid til at forberede den manglende forsyning. Forberedelserne vil bestå i at spare damp i en prioriteret rækkefølge efter hvor det bedst kan undværes for en kortere periode, f.eks. damp til gasturbinen, damp til offsites, stripperdamp til kolonner osv. Nedsat produktion vil også kunne klare mange situationer, og skulle det ultimativt være nødvendigt at standse produktionen vil dette kunne ske kontrolleret og ikke give anledning til flere miljøgener end det vil være tilfældet ved et planlagt stop.

19.6 Brand

Hvis der registreres en brand på raffinaderiet, vil der ske en slukningsindsats som omfatter køling, slukning og fjernelse af brandbart materiale. Det brandbare materiale fjernes så vidt muligt ved, at fødetilgangen stoppes, og beholdningen i det pågældende anlæg pumpes væk, typisk til genprocessing via slopsystemet. Anlægget køles ned med brandvand og branden slukkes de fleste gange med brandvand tilført skumvæske.

Den miljømæssige konsekvens af en brand vil være emission af forbrændingsprodukter, uforbrændt materiale samt brandvand og skumvæske, som følger køle-/slukningsvandet gennem kloakken til spildevandssystemet. En brand på raffinaderiet vil kunne være ret voldsom og derfor indebære risiko, som behandles særskilt i sikkerhedsrapporten.

19.7 Lækage

Hele onsite området er befæstet og med afløb til oliekløaksystemet og spildt olie vil derfor blive opsamlet i olieudskillere (PPI/CPI), hvorfra det kan pumpes tilbage til en slopstank og genprocesses.

Tankene i offsite området er placeret i tankgårde dvs. bassiner, hvor kanterne er opbygget af volde bestående overvejende af ler, så volden er uigennemtrængelig for olieprodukter. Den enkelte tankgård er dimensioneret, så hele tankens indhold kan rummes inden for voldene plus ekstra højde til brandvand/skum. Fra hver tankgård er der drænledninger til oliekløaksystemet. Drænledningerne er forsynet med afspærringsventiler, der står lukket, og som kun åbnes ved kontrolleret dræning af regnvand. Opsamling af spild bliver foretaget med slamsuger og olien vil så vidt muligt blive genprocesset.

19.8 VRU

Anlægget kan have planlagte og uforusete driftsstop som alle andre tekniske installationer. I tilfælde af, at VRU'en er trippet pga. en driftsforstyrrelse der umiddelbart kan afhjælpes, genstartes VRU'en straks. Ved hændelser der kræver egentlig vedligehold og dermed stop af VRU'en vil denne blive by-passet. I situationer hvor VRU'en er by-passet vil nødskorsten blive sat i drift. Nødskorsten har en højde på 25 meter som specificeret i Miljøgodkendelsen fra Vejle amt af 1. maj 1997.

20 Særlige forhold i forbindelse med opstart/nedlukning af anlæg.

20.1 Planlagte nedlukninger

På Shell-Raffinaderiet stoppes alle anlæg typisk hvert 5.-6. år, så der kan foretages en gennemgribende inspektion af udstyret, et såkaldt Turn-around. Formålet med en så omfattende inspektion er at sikre, at anlægget er i så god stand, at det kan fungere sikkert og pålideligt indtil næste Turn-around. Finder man under inspektionen udstyrsdele, der er slidte eller korroderede, skal disse repareres eller skiftes, så eventuelt fremtidige problemer forebygges. Når anlægget er stoppet og udstyret åbnet benyttes lejligheden til at rense udstyret og evt. gennemføre ændringer af anlægget.

Udover Turn-around er der planlagte nedlukninger af hele eller dele af raffinaderiet i forbindelse med afkoksning af TGU-anlægget, ca hver 4-8. måned, og regenerering af platformer katalysatorerne typisk efter 1½ års driftstid, samt ex. situ regenerering eller udskiftning af øvrige katalysatorer.

20.2 Nedlukning af anlæggene

Driftsafdelingen har procedurer for nedkørsel af de forskellige anlæg. Ved nedlukning starter beholdere, tårne og rør med at blive tømt for kulbrinter ved så vidt muligt at lede olien til råolietank, hvorfra den kan genprocesses når anlægget er startet op igen. Når udstyret er tømt for olie, sidder der i tilfælde af de tungere kulbrinter en tynd film af olie tilbage på beholder/rør/reaktorvæggene. Oliehinden fjernes i nogle tilfælde så godt som muligt med sæbevask efterfulgt af uddampning af udstyret med damp. Sæbevasken er med til reducere VOC-mængden, der ledes til atmosfæren, idet dampen for det meste udstyrs vedkommende ledes direkte til atmosfæren under uddampningen. Dette er dog ikke tilfældet for benzenanlægget, hvor dampen ledes til flaresystemet. For mange anlæg med lettere kulbrinter sker der alene N₂-purge til flare, hvorefter anlægsdele kan åbnes sikkert. Efter nogle timer er udstyret tilstrækkelig rent til, at det kan åbnes. Mandehuller og flanger åbnes og der skabes luftcirkulation så iltindholdet i udstyret bliver tilstrækkeligt højt. Kulbrintekonzentrationen måles inden der gives tilladelse til at gå ind i udstyret.

Efter uddampning af anlægget kan der foretages yderligere rensning og evt. reparation. Inden anlægget tages i brug igen bliver det inspiceret.

Under nedlukning vil miljøpåvirkningen fra raffinaderiet være ændret på grund af de aktiviteter der foregår. Under nedkørslen vil der være flaring i forbindelse med trykaflastning af anlæggene, og der vil være emission af kulbrinter til atmosfæren under uddampningen. Der vil endvidere være mulighed for emission af VOC i forbindelse med dræning af udstyr til spildevandssystemet, uddampning/skylning af beholdere, evakuering og purge af anlægsdele etc. I forbindelse med nedlukning af 1500-anlægget vil der være emission af SO₂ fra H₂S-flaren. Den øgede aktivitet udendørs med rengøring reparationer og ændringer af udstyret vil medføre øget støjbelastning.

Desuden vil trafikken til og fra raffinaderiet stige markant. I forbindelse med nedlukning vil der forekomme en del affald.

Specielle miljøpåvirkninger under nedkørsel er synlig røg fra hovedskorstenen på grund af at ovnene opererer udenfor deres optimale operationsområde, dvs. lav kapacitetsudnyttelse og forholdsvis kolde ovnrum.

I forbindelse med TA vil rørbundter til varmevekslere og lignende udstyr blive højtryksrenset på vaskepladsen førend at en inspektion af udstyret kan foretages. Vand fra rensningen ledes til raffinaderiets spildevandssystem.

20.3 Opstart af anlæggene

Opstart af anlæggene er detaljeret beskrevet i driftsmanualerne. Efter endt trykprøvning vil der som regel blive tilført damp eller nitrogen for at fjerne ilt fra udstyret. Herefter ledes olien ind i anlægget. Specielle miljøpåvirkninger under opstart er synlig røg fra hovedskorstenen på grund af at ovnene opererer udenfor deres optimale operationsområde, dvs. lav kapacitetsudnyttelse og forholdsvis kolde ovnrum. Desuden vil der ofte forekomme flaring på grund af ubalance mellem fuelgas produktion og forbrug.

20.4 Afkoksning af TGU-anlægget

Der foretages rutinemæssigt afkoksning af TGU-anlægget, ca hver 6. - 8. måned. Nogle af aktiviteterne ved afkoksningen kan give anledning til emission, som dog vurderes til ikke at være væsentlige. Hovedaktiviteterne ved afkoksning er typisk som beskrevet nedenfor.

Ved afkoksningen foretages en kontrolleret afbrænding af koks til CO₂ i ovnene F-1301A/B/C/D og F-1302A/B. Dette sker ved en såkaldt damp/luft afkoksning, hvor luft fortyndet med damp tilføres indvendig i ovnrørene, hvorved koks afbrændes kontrolleret i en begrænset zone, der bevæger sig gennem rørene. Afkastet køles med brandvand i en quench-beholder, hvorefter det føres til en køler i form af en varmeveksler. Brandvand føres derefter til kloak og den gasformige del føres til røggaskanal og derfra videre til hovedskorstenen. Afkoksning giver kun anledning til en meget begrænset emission af CO₂, som er helt uvæsentlig sammenlignet med Raffinaderiets CO₂-emission i øvrigt. Koksafbrændingen foretages efter en skriftlig procedure, som findes i procesinstruktionen.

I forbindelse med afkoksningen foretages der manuel rensning af:

- soaker (V1316)
- cyklon (V1301A)

hvilket resulterer i nogle få tons koks, som bortskaffes som farligt affald til godkendt affaldsbehandler.

Der foretages højtryksrensning af typisk 2 rørbundtsvarmevekslere (E-108E og E109) på vaskepladsen nær tromlehallen. Forureningen er meget begrænset og vaskepladsen har de fornødne faciliteter til at håndtere olieforurenet vand og mindre mængder slam/koks.

Ofte foretages tømning, uddampning og åbning af kolonnerne C-1301 og jævnlige C-1305. I forbindelse med tømning sendes det meste i lukkede ledningssystemer til slops, men mindre mængder i lavpunkter bliver i et vist omfang drænet til kloaksystemet. Da olie fra TGU er krakkede forbindelser med et indhold af svovl og umættede kulbrinter, kan den drænedede olie give anledning til diffus lugtmission fra dele af spildevandssystemet. Lugtmissionen anses for den væsentligste gene/emission ved afkoksning. Ved uddampning sker en begrænset emission af VOC til atmosfæren.

20.5 Regenerering og udskiftning af katalysatorer

I en række af Raffinaderiets anlæg findes katalysatorer, hvor kemiske reaktioner finder sted under høje temperaturer og tryk under tilstedeværelse af kulbrinter og brint. Ved længere tids drift afsættes koks gradvist på disse katalysatorer, således at aktiviteten falder. På et tidspunkt bliver aktiviteten så lav, at f.eks. udbyttet bliver væsentligt reduceret eller at produktspecifikationer vanskeligt kan opretholdes.

I sådanne situationer skal katalysatoraktiviteten genskabes, hvilket kan ske ved:

- Udskiftning af katalysator
- Regenerering, hvilket kan ske enten in-situ eller ex-situ.

Regenerering af katalysator in-situ kan give anledning til forurening som beskrevet nedenfor.

Udskiftning af katalysator er generelt en bekostelig affære. Hovedreglen er, at katalysatorerne regenereres adskillige gange indtil katalysatoraktiviteten efter regenerering er så lav, at total udskiftning er at foretrække.

Regenerering af katalysatorer kan være en mere eller mindre kompliceret affære og indebære varierende omfang af emission. For de fleste anlægs vedkommende er der tale om en i princippet simpel afbrænding af koks ved hjælp af en kontrolleret tilsætning af luft til en cirkulerende N₂-atmosfære. Koksen, som hovedsagelig består af kulstof, brint og lidt svovl afbrændes til CO₂, H₂O og lidt SO₂.

Følgende generelle aktiviteter (excl anlæg 1500) vil foregå i forbindelse med en regenerering/udskiftning:

- Anlægget tømmes så vidt muligt for væske til tank/slops. Ingen emission.

- Overskydende væske drænes til kloaksystem. Emission af VOC.
- Anlægget trykaflastes til fuelgas og til flare. Ingen emission da gassen opfanges af flaregaskompressor
- Resterende gasser i anlægget fjernes ved gentagen evakuering og N2-purge. Emission af VOC.
- Koksafbrænding kun ved in-situ regenerering. Emission af CO2.
- Begrænset purge med N2 (evt også H2-rig) gas for at få O2 (N2) ud af anlægget inden opstart. Ingen emission (begrænset H2-emission)

Under regenereringen inkl. den efterfølgende udtørring af platformer katalysatoren i anlæg 300 er belastningen af ovnene uden for platformerovnenes optimale driftsvindue. Dette har indtil seneste regenerering forårsaget synlig røg fra hovedskorstenen gennem længere tid, idet turndown på gasfyrgen til ovnene med de normale brændere ikke var tilstrækkelig, og derfor blev ovnene fyret med fuelolie. Under regenereringen i 2015 blev gasbrænderne i platformerovnene udskiftet til en mindre type, således at ovnene kunne gasfyres under regenereringen, bortset fra optænding af ovnene, hvor der stadig skal bruges fuelolie af sikkerhedsmæssige årsager. Dette eliminerede den synlige røgdannelsen i forhold til de hidtidige regenereringer. Den lave belastning betyder dog stadig, at temperaturen i ovnene er forholdsvis lav og væsentlig under det område hvor den mest effektive og rene forbrænding kan foregå. Regenerering og den efterfølgende udtørring foregår som regel ikke i et samlet forløb, idet anlægget typisk er stoppet for diverse vedligeholdelsesopgaver mellem de to trin. En regenerering inkl. udtørring varer typisk 10 – 14 dage.

ANLÆG	FREKVENS REGEN. (alternativt udskift)	REGEN. TYPISK	EMISSION	KILDER
200	2. år	ex situ	H2, C1-C5, olie	J-201, spildevand
300	1-2. år	in situ	H2, C1-C5, olie	J-201, spildevand, H2-flare
400	2-4. år	ex situ	H2, C1-C5, olie	J-201, spildevand
1400	2. år	ex situ	H2, C1-C5, olie	J-14zz

Tabel 20.5. Oversigt over emissioner ifm regenerering af katalysatorer.

Regenerering udføres efter skriftligt procedure dokumenteret i driftsmanualerne.

21 Den valgte teknologi i forhold til den bedste tilgængelige teknik.

21.1 Oversigt over relevante BATs

Den bedste tilgængelige teknik (BAT), der er vurderet til at være relevante for raffinaderiet, er beskrevet i nedenstående BREF dokumenter. I de anførte bilag er der foretaget en gennemgang af BAT-beskrivelserne og redegjort for i hvilken udstrækning raffinaderiets egen teknologi opfylder BAT.

BREF Dokument	Redegørelse for opfyldelse af BAT
Raffinering af mineralolie og gas	Version 02 Bilag 07 Shell Raffinaderiet_BAT Gap analyse BREF_Raffinaderier_Okt. 2015
Emissions from Storage	Version 01 Bilag 08 BAT Gap analyse BREF_Emissions from Storage 27. maj 2015
Industrielle kølesystemer	Version 01 Bilag 09 BAT Gap analyse BREF Industrielle kølesystemer April 2015
CWW – spildevandshåndtering og rensningsteknikker	Version 01 Bilag 10 BAT Gap analyse BREF_CWW spildevandshåndtering og rensningsteknikker April 2015
Energieffektivitet	Version 01 Bilag 11 BAT Gap analyse BREF_Energieffektivitet April 2015

Af ovenstående BREF dokumenter er det kun ”Raffinering af mineralolie og gas” der er vedtaget som konklusioner af EU-Kommissionen er og dermed juridisk bindende, inkl. tidsfrister, i forhold til opfyldelse af BAT. I det efterfølgende er det derfor alene BATs beskrevet i dette BREF-dokument, at der beskrives, hvordan raffinaderiet planlægger at opfylde BAT på de punkter, hvor den eksisterende teknologi ikke er BAT. For de øvrige BREF dokumenter afventer Shell Raffinaderiet myndighedernes behandling og dialog om vilkår med Shell.

21.2 Gennemgang af BATs ”Raffinering af mineralolie og gas”

Der er i alt 58 BAT krav i "BAT-konklusioner for raffinering af mineralolie og gas". Statistik for disse krav er som følger, jf. Version 02 Bilag 07:

Opfylder	Total
Ikke relevant	25
Ja	25
Delvis	8
Total	58

Tabel 21.2.1

hvor teksten i kolonne ”Opfylder” betyder følgende:

Ikke relevant Betyder, at denne BAT bestemmelse ikke er relevant for Shell-Raffinaderiet, Fredericia.

- Ja Betyder at kravene i denne BAT bestemmelse opfyldes med eksisterende udstyr og nuværende driftspraksis.
- Delvis Betyder at bestemmelsen opfyldes delvist, men det kræver investering og/eller ændret driftspraksis for at leve helt op til bestemmelsen.

Af ovenstående fremgår, at der er 8 BATs, hvor der skal foretages aktioner. Status på foreslåede aktioner er beskrevet i Miljøtekniske Redegørelser, der er vedlagt som bilag, jf. nedenstående oversigt:

Miljøteknisk Redegørelse nr.	BAT	Bilag
1	BAT 4 Monitoring of emissions to air and key process parameters	Version 02 Bilag 17
2	BAT 7 Operation of waste gas treatment systems	Version 01 Bilag 18
3	BAT 11 Emissions to water	Version 01 Bilag 19
5	BAT 34, 35, 36, 37 BAT conclusions for the combustion units - GT	Version 01 Bilag 21
6	BAT 34, 35, 36, 37 BAT conclusions for the combustion units -F1401	Version 01 Bilag 22
7	BAT 34, 35, 36, 37 BAT conclusions for the combustion units - F510X	Version 01 Bilag 23
8	BAT 34, 35, 36, 37 BAT conclusions for the combustion units - F130X	Version 01 Bilag 24
9	BAT 34, 35, 36, 37 BAT conclusions for the combustion units - F-101, F-201, F-301, F-301A, F-302, F-304, F-401	Version 02 Bilag 25
10	BAT 52 VOC emissions to air from loading and unloading operations of volatile hydrocarbon compounds	Version 01 Bilag 26
11	BAT 54 BAT conclusions for waste gas sulphur treatment	Version 01 Bilag 27

Tabel 21.2.2

I ovenstående Miljøtekniske Redegørelser er der redegjort for aktioner i relation til alle de BATs, som ikke opfyldes, bortset fra følgende:

- BAT 6 Denner BAT omhandler overvågning diffuse VOC-emissioner, hvor raffinaderiet for nærværende ikke anvender korrelationskurver for nøgleudstyr og optiske gasmålingsteknikker. Anvendelse af disse teknikker vil blive evalueret.
- BAT 57 Anvendelse af NOx boblekoncept er mulig for forbrændingsenheder. Der er stor sandsynlighed for, at Shell raffinaderiet Fredericia i den endelige ansøgning vedr.

revurdering af miljøgodkendelse vil anmode om at BAT 57 lægges til grund for godkendelse af NOx emissionen som et alternativ til at anvende BAT 34. Den endelige konklusion vedrørende dette afventer færdiggørelse af alle Miljøtekniske redegørelser i relation til BAT 34, 35, 36 og 37.

BAT 58 Anvendelse af SOx boblekoncept er mulig for forbrændingsenheder. Der er muligt, at Shell raffinaderiet Fredericia i den endelige ansøgning vedr. revurdering af miljøgodkendelse vil anmode om at BAT 58 lægges til grund for godkendelse af SOx emissionen som et alternativ til anvendelsen af BAT 36 og BAT 54. Den endelige konklusion vedrørende dette afventer færdiggørelse af alle Miljøtekniske redegørelser.

21.3 Statistik for BATs ”Emissions from Storage”

Der er identificeret i alt 155 BAT beskrivelser i BREF dokumentet "Emissions from Storage". Statistik for disse beskrivelser er som følger, jf. Version 01 Bilag 08:

Opfylder	Total
Ja	72
Nej	4
Delvis	8
Ikke relevant	71
Total	155

Tabel 21.3.1

21.4 Statistik for BATs ”Industrielle kølesystemer”

Der er identificeret i alt 90 BAT beskrivelser i BREF dokumentet "Industrielle kølesystemer". Statistik for disse beskrivelser er som følger, jf. Version 01 Bilag 09:

Opfylder	Total
Ja	53
Ikke relevant	35
Nej	2
Total	90

Tabel 21.4.1

21.5 Statistik for BATs ”CWW – spildevandshåndtering og rensningsteknikker”

Der er i alt 23 BAT konklusioner i BREF dokumentet "CWW – spildevandshåndtering og rensningsteknikker ". Statistik for disse konklusioner er som følger, jf. Version 01 Bilag 10:

Opfylder	Total
Ja	12
Nej	9
Ikke relevant	2
Total	23

Tabel 21.5.1

21.6 Statistik for BATs ”Energieffektivitet”

Der er identificeret i alt 29 BAT beskrivelser i BREF dokumentet "Energieffektivitet". Statistik for disse beskrivelser er som følger, jf. Version 01 Bilag 11:

Opfylder	Total
Ja	24
Delvis	2
Ikke Relevante	3
Total	29

Tabel 21.6.1

22 Massestrøm og emissionskoncentration af virksomhedens afkast

22.1 SO₂.

Refererende til kapitel 15 og 17, hvor emissionskilder blev angivet, er der følgende emissionskilder for svovldioxid (SO₂):

Kilde	Afkast højde+placering	Kontinuert / Diskontinuert	Årsag/ Oprindelse	Bemærkninger
Hovedskorsten	99 m group area 08	kontinuert	olie- og gasfyring i ovne+kedler	
Skorsten F1401	38 m Group Area 15	Kontinuert	gasfyring	
Skorsten efter F1505	38 m Group Area 15	Kontinuert	gasfyring + CLAUS/SCOT	bidrag fra fuelgas tælles med 2 gange (CLAUS+ fuelgas) Lille fejl
GT-skorsten	40 m Area 9	Kontinuert	gasfyring	
Flare	60 m Area 11	diskontinuert	afbrænding af gasser	
H ₂ S-Flare	60 m Area 11	diskontinuert	afbrænding af H ₂ S-gasser	
Nødskorsten til kedler	45 m Group Area 08	diskontinuert	gasfyring i kedler	kun i særtilfælde under S/D ved reparationer på hovedskorsten

Tabel 22.1 Oversigt over kilder til SO₂-emission.

Raffinaderiet fremsender årligt en redegørelse der viser den samlede SO₂ emission fra raffinaderiets aktiviteter.

Der foreligger således et solidt materiale angående Raffinaderiets SO₂-emission.

Den årlige svovlemissionsrapport baseres på kvartalsvise opsummeringer, der igen baseres på månedsopgørelser. I bilagsmappens kapitel 22 er vedlagt ”Svovlemissionsrapport 4. kvartal 2011” der viser et eksempel på månedsopgørelse, kvartalsopgørelse og årlig svovlemissionsrapport.

Princip og beregningsmetode for opgørelse af SO₂-emissionen gennemgås i de efterfølgende afsnit 22.1.1.1 – 6.

22.1.1.1 SO₂-emission fra fuelgasfyring til ovne og kedler.

Raffinaderiet har et centralt lavtryks fuelgassystem til samtlige ovne og kedler.

Hver dag foretages der minimum 1 måling af svovlindholdet (H₂S-indholdet) i fuelgassen ved hjælp af drägerrør.

Mængden af fuelgas, som sendes til ovnene, måles kontinuert og registreres i Raffinaderiets dataopsamlingssystem. Da sammensætningen og dermed brændværdien af fuelgas kan variere, foretages der også en måling af massefylden, hvilket bruges til beregning af flow og brændværdi.

Svovlemissionen fra gasfyring i ovnene kan derefter bestemmes som:

$$\text{SO}_2\text{-bidrag(gasfyring)} = \text{Mængde gas} * \text{koncentration af Svovl} * 2.$$

SO₂-emissionen fra fuelgas de seneste 5 år er angivet i tabel 22.1.1.1

Parameter	enhed	2010	2011	2012	2013	2014
SO ₂ (fuelgas)	t/år	32	22	28	64	42
Gennemsnit	kg/h	3,7	2,5	3,2	7,3	4,8

Tabel 22.1.1.1 Oversigt vedr. SO₂-bidrag fra fuelgas.

Afkast sker rent fysisk via tre skorstene, hovedskorsten (langt størsteparten), F1401 skorsten (en mindre del) og skorsten efter F1505 (meget lille mængde fuelgas afbrændt).

Miljøstyrelsen har i brev af 3. september 2012 anmodet om supplerende oplysninger, jf. Version 01 Bilag 01. Disse supplerende oplysninger fremgår af Version 01 Bilag 02.

22.1.1.2 SO₂-emission fra fueloliefyring til ovne.

Raffinaderiet har en central forsyningstank T-5401 for fuelolie til diverse ovne.

Hver gang der påfyldes nyt fuelolie til T-5401 foretager Shells laboratorium en måling af svovlindholdet i fuelolien

Mængden af fuelolie, som sendes til ovnene måles kontinuert på tankniveauet og registreres i Raffinaderiets dataopsamlingssystem. Der foretages sideløbende kontinuerte målinger over fuelolieforbruget i de enkelte ovne.

Svovlemissionen fra fueloliefyring i ovnene kan derefter bestemmes som:

$$\text{SO}_2\text{-bidrag(oliefyring)} = \text{Mængde fuelolie} * \text{koncentration af Svovl} * 2.$$

SO₂-emissionen fra fuelolie de seneste 5 år er angivet i tabel 22.1.1.2.

Parameter	enhed	2010	2011	2012	2013	2014
SO2 (fuelolie)	t/år	108	121	192	151	89
Gennemsnit	kg/h	12,3	13,8	21,9	17,3	10,1

Tabel 22.1.1.2. Oversigt vedr. SO2-bidrag fra fuelolie.

Afkast sker rent fysisk via hovedskorsten.

22.1.1.3 Måling af SO2-emission (koncentration) fra hovedskorstenen

Der har siden 1986 været gennemført en årlig måling på hovedskorstenen i overensstemmelse med vilkår givet i diverse miljøgodkendelse, jf. vilkår 24 i seneste miljøgodkendelse januar 2000.

Eksempel på målerapport er vedlagt i bilagsmappens kapitel 22 og en oversigt er givet i tabel 22.1.1.3

PARAMETER	Enhed	2010	2011	2012	2013	2014	Krav
Røggasmængde	1000 Nm ³ /h	260	230	240	240	250	
SO2	mg/Nm ³	53	120	43	82	130	Max 3500
Fuelgas	t/d	186	185	228	284	309	
Fuelolie	t/d	31	34	15	23	27	

Tabel 22.1.1.3 Oversigt over SO2-målinger på hovedskorsten 2010-2014 omregnet til referencetilstanden 3,0 vol% O2.

Miljøstyrelsen har i brev af 3. september 2012 anmodet om supplerende oplysninger, jf. Version 01 Bilag 01. Disse supplerende oplysninger fremgår af Version 01 Bilag 02.

22.1.2 SO2-emission fra fuelgasfyring til gasturbine.

Raffinaderiet har et højtryks fuelgassystem til gasturbinen. Svovlindholdet i højtrykssystemet er forskelligt fra svovlindholdet i lavtrykssystemet.

Hver dag foretages der minimum 1 måling af svovlindholdet (H2S-indholdet) i fuelgassen ved hjælp af drægerrør.

Mængden af fuelgas, som sendes til gasturbinen måles kontinuert og registreres i Raffinaderiets dataopsamlingssystem. Da sammensætningen og dermed brændværdien af fuelgas kan variere, foretages der også kontinuert en måling af massefylden, hvilket bruges til beregning af flow og brændværdi.

Svovlemissionen fra gasturbinen kan derefter bestemmes som:

$$\text{SO2-bidrag(gasturbine)} = \text{Mængde gas} * \text{koncentration af Svovl} * 2.$$

SO₂-emissionen fra fuelgas til gasturbinen de seneste 5 år er angivet i tabel 22.1.3.

Parameter	enhed	2010	2011	2012	2013	2014
SO ₂ (GT-gas)	t/år	1,7	2,5	5,2	6,9	6,2
Gennemsnit	kg/h	0,2	0,3	0,6	0,8	0,7

Tabel 22.1.2. Oversigt vedr. SO₂-bidrag fra fuelgas til gasturbine.

Afkast sker rent fysisk via GT-skorsten.

22.1.3 SO₂-emission fra flare.

Raffinaderiet har en hovedflare, der fungerer som opsamlingsystem for overskudsgasser således at disse kan afbrændes sikkert i flaretårnet.

Sammensætningen af gasser, som afbrændes i flaretårnet vil variere alt efter hvilke procesanlæg, der afleder overskudsgasser til flaren på et givet tidspunkt. I gennemsnit antages svovlindholdet i gasserne at have en sammensætning svarende til fuelgassen inden H₂S-fjernelse i ADIP-anlægget.

Svovlindholdet estimeres på denne baggrund til gennemsnitligt at være i størrelsesordenen 2,5 %.

Der foretages ikke rutinemæssigt måling svovlindholdet (H₂S-indholdet) i flaregassen, blandt andet fordi der kun diskontinuert foregår afbrænding af nævneværdige mængder i flaretårnet.

Mængden af gas, som sendes til afbrænding i flaretårnet, måles kontinuert og registreres i Raffinaderiets dataopsamlingsystem.

Svovlemissionen fra afbrænding i flaren kan derefter bestemmes som:

$$\text{SO}_2\text{-bidrag(flare)} = \text{Mængde gas} * 0,025 \text{ Svovl} * 2.$$

SO₂-emissionen fra flaren de seneste 5 år er angivet i tabel 22.1.4.

Parameter	enhed	2010	2011	2012	2013	2014
SO ₂	t/år	112	84	117	65	36
Gennemsnit	kg/h	12,8	9,6	13,3	7,4	4,1

Tabel 22.1.3. Oversigt vedr. SO₂-bidrag fra flaren.

22.1.4 SO₂-emission fra H₂S-flare.

Raffinaderiet har en H₂S-flare, der fungerer som opsamlingsystem for stærkt H₂S-holdige overskudsgasser, således at disse kan afbrændes sikkert i flaretårnet.

Det normale flow til H₂S-flaren vil være nul.

Mulige afkast til H₂S-flaren er: helt eller delvist bypass af CLAUS/SCOT-anlægget samt afkast fra visse (få) sikkerhedsventiler. Vi har ikke mulighed for at registrere flow i tilfælde af at disse sikkerhedsventiler letter. Dette vil imidlertid forekomme så sjældent og kortvarigt, at bidraget fra sikkerhedsventiler for alle

praktiske formål kan negligeres. For alle praktiske formål er bidrag fra H₂S-flaren ensbetydende med, at CLAUS/SCOT-anlægget er blevet helt eller delvist bypasset.

Der er 2 potentielle kilder til H₂S-flaren ved helt eller delvist bypass af CLAUS/SCOT-anlægget, nemlig H₂S-holdig gas fra ADIP-anlægget samt H₂S-holdig gas fra SWS afkast. Svovlbidraget fra disse 2 kilder kan beregnes ud fra flow gange koncentration.

Designkoncentrationer er angivet i tabel 22.1.4.a

Der foretages ikke regelmæssig måling af svovlkoncentrationen af disse to strømme. Flow registreres i Raffinaderiets dataopsamlingsystem.

Sammensætning \ Kilde	ADIP	SWS
H ₂ S, vol %	88,37	34,80
H ₂	1,36	
H ₂ O	4,79	30,51
CH ₄	0,36	
C ₂ H ₆	0,13	
C ₃ H ₈	0,50	
C ₄ H ₁₀	0,38	
CO ₂	4,11	
NH ₃	0,00	34,69

Tabel 22.1.4a. Designsammensætning i vol% af feed til CLAUS-anlægget.

SO₂-emissionen kan beregnes som 2 * koncentration * flow.

De sidste 5 år kan SO₂-emission fra bypass af CLAUS/SCOT -anlægget opgøres til følgende:

	enhed	2010	2011	2012	2013	2014
Bypass CLAUS/SCOT	tons	897	1081	963	438	313
Gennemsnit	kg/h	102,4	123,4	110,0	50,0	35,8

Tabel 22.1.4.b SO₂ emitteret ifm bypass af SRU til H₂S-flare.

En god driftsstabilitet er nøgleordet til at minimere SO₂-emission fra hele Raffinaderiet.

22.1.5 SO₂-emission fra CLAUS/SCOT.

I det efterfølgende beskrives hvorledes SO_x-emissionen beregnes for nuværende. I forbindelse med implementeringen af BAT vil der formodentlig blive installeret en kontinuert SO_x-måler i skorstenen F-1505. Herefter vil det være mulighed for at forbedre beregningen.

SO₂-emissionen fra CLAUS/SCOT-anlægget kan opdeles i 2 bidrag:

Bidrag under drift. Afkast sker rent fysisk fra skorsten efter F-1505.

Bidrag hvor CLAUS/SCOT-anlægget har været delvist eller helt bypasset/ude af drift og H₂S er afbrændt i H₂S-flare.

BIDRAG UNDER DRIFT:

Bidraget under drift ønskes kendt bl.a. med henblik på at beregne virkningsgraden under drift. I Vejle Amts samlede Miljøgodkendelse for Shell- Raffinaderiet er der givet vilkår om virkningsgraden under drift, se vilkår 10.

Hvad angår mængden af Produceret Svovl bestemmes med stor præcision ud fra den installerede tankniveaumåling.

Hvad angår Mængde Svovl Tilført anlægget udgøres dette af 2 kilder, H₂S-holdig gas fra ADIP-anlægget samt H₂S-holdig gas fra SWS afkast. Designkoncentrationer blev angivet i tabel 22.1.5.a.

Den kombinerede feed (mængdevægtet) til CLAUS-anlægget i henhold til design bliver 63,27 vol% H₂S.

Det er således langt fra helt "rent" H₂S, som tilføres CLAUS-anlægget. H₂S-indholdet kan ikke måles kontinuert, og da den aktuelle H₂S-koncentrationen vil variere i en vis udstrækning omkring designværdier, vil Mængde Svovl tilført anlægget kun kendes med en vis usikkerhed.

Dette vil påvirke den nøjagtighed, hvormed virkningsgraden af svovlgenindvindingen kan bestemmes, hvis man tager udgangspunkt i Mængde Svovl Tilført anlægget. En mere nøjagtig bestemmelse af virkningsgraden fås ved at beregne den på følgende måde:

$$\text{Produceret Svovl} / (\text{Produceret Svovl} + \text{Svovl til Skorsten})$$

Svovl til F-1505-skorsten kan beregnes som $\text{Koncentration} * \text{Røggasmængden}$.

SO₂ ud af F-1505-skorsten kan beregnes som $2 * \text{Koncentration} * \text{Røggasmængden}$.

Svovlkoncentrationen i gassen til skorstenen bestemmes ved manuelt at måle H₂S-koncentrationen afgang SCOT, idet alt svovl i afgangsgassen fra CLAUS-anlægget er omdannet til H₂S.

(I den forbindelse gøres en lille fejl, idet H₂S som stammer fra fuelgas vil blive talt med som bidrag fra CLAUS/SCOT. Bidrag fra fuelgas er allerede medtaget 1 gang som angivet i kapitel 22.1.1. Fejlen er imidlertid ganske lille, da mængden af fuelgas afbrændt i ovnene i 1500-anlægget er lille og svovlindholdet i fuelgassen er lavt. Om nødvendigt kan fejlen korrigeres).

Røggasmængden kan beregnes ud fra mængden af tilført luft, afbrændt fuelgas i F-1501/2/3/4 m.m..

De sidste 5 år kan effektivitet og SO₂-emission fra CLAUS/-CLAUS/SCOT -anlægget opgøres til følgende:

	enhed	2010	2011	2012	2013	2014
Effektivitet	%	98,7	98,9	98,4	98,6	99,1
SO ₂ -emission	tons	84	69	87	77	74
Gennemsnit	kg/h	9,6	7,9	9,9	8,8	8,4

Tabel 22.1.5. SO₂ emitteret ifm drift af SRU.

Afkast sker ren fysisk i separat 38 m høj skorsten placeret efter F-1505.

SO₂-koncentrationen og røggasmængden er målt ifm præstationsmålinger på CLAUS/SCOT og fremsendes årligt til miljømyndigheden. Eksempler herpå findes i bilagsmappens kapitel 22.

BIDRAG HVOR CLAUS/SCOT ER BYPASSET:

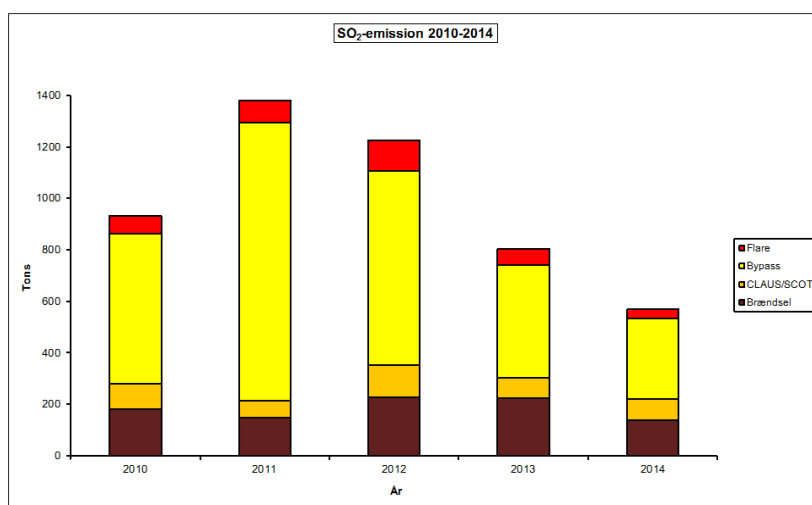
Der henvises til metoden der er beskrevet i afsnittet 22.1.4 om H₂S-flaren.

22.1.6 SO₂-emission fra nødskorsten fra kedler.

På grund af at nødskorstenen kun er i drift i særlige tilfælde, nemlig når der er turnaround på hele Raffinaderiet mens der samtidig foregår reparationsarbejder på hovedskorstenen således at denne ikke kan benyttes, er driftstiden på nødskorstenen ubetydelig lille. De 2 dampproducerende kedler, F-5101/2, kan udelukkende fyres med fuelgas eller alternativt naturgas. Da hverken fuelgas eller naturgas indeholder nævneværdige svovlkoncentrationer og dadriftstiden på nødskorstenen er ubetydelig lille, vil et vilkår omkring SO₂-emissionen fra nødskorstenen til kedlerne ikke være relevant.

22.1.7 Samlet SO₂-emission.

Den samlede SO₂-emission kan opgøres på basis af oplysningerne angivet ovenfor og emissionen er vist grafisk på figur 22.1.8.



Figur 22.1.7. SO₂-emission 2010-14 fordelt på kilder.

I figur 22.1.7 angiver ”Flare” mængden af SO₂-emission fra kulbrinteflaren. ”Bypass” angiver SO₂-emissionen fra H₂S-flaren, hvilket sker ved bypass af SRU-anlægget og off-gas fra surtvandanlægget. ”CLAUS/SCOT” angiver SO₂-emissionen fra skorstenen på F-1501 og ”Brændsel” angiver SO₂-emissionen fra forbrænding af fuelgas og fuelolie.

Som det fremgår af figur 22.1.7, er der opnået væsentlige forbedringer over de seneste mht. at reducere SO₂-emissionen og udviklingen ser ud til at fortsætte ind i 2015. Dette skyldes primært en stor reduktion af den tid hvor SRU-anlægget er ude af drift. For en nærmere forklaring henvises der til BAT redegørelsen nr. 2 vedr. BAT nr. 7, se Version 01 Bilag 18. .

22.2 NO_x.

Refererende til kapitel 15 og 17, hvor emissionskilder blev angivet, er der følgende emissionskilder for nitrogenoxider (NO_x):

Kilde	Afkast højde+placering	Kontinuert / Diskontinuert	Årsag/ Oprindelse	Bemærkninger
Hovedskorsten	99 m group area 08	kontinuert	olie- og gasfyring i ovne+kedler	
Skorsten F1401	38 m Group Area 15	Kontinuert	gasfyring	
Skorsten efter F1505	38 m Group Area 15	Kontinuert	gasfyring + CLAUS/SCOT	
GT-skorsten	40 m Area 9	Kontinuert	gasfyring	
Flare	60 m Area 11	diskontinuert	afbrænding af gasser	
H ₂ S-Flare	60 m Area 11	diskontinuert	afbrænding af gasser	
Nødskorsten til kedler	45 m Group Area 08	diskontinuert	gasfyring i kedler	kun i særtilfælde under S/D ved reparationer på hovedskorsten

Tabel 22.2 Oversigt over kilder til NO_x-emission.

I de følgende afsnit vil vi gennemgå og bestemme NO_x-emission fra disse kilder.

22.2.1 NO_x-emission fra ovne og kedler tilkoblet hovedskorstenen.

Der foreligger en del målinger af NO_x-koncentrationen, dels på hovedskorstenen, dels på de enkelte ovne tilkoblet hovedskorsten. I 2013 blev der endvidere i forbindelse med indførelse af NO_x-beskatning installeret en kontinuert NO_x-måler i hovedskorstenen.

NO_x-emissionen har siden 1986 været målt 1 gang om året af et autoriseret og uafhængigt firma.

Resultaterne fra de seneste 5 år er sammenfattet i nedenstående tabel 22.2.1.a. Ud fra målingerne af NO_x-koncentration (mg/Nm³) og røggasmængden er NO_x-emission i kg/time beregnet.

PARAMETER	Enhed	2010	2011	2012	2013	2014	Krav
Røggasmængde	1000 Nm ³ /h	260	230	240	240	250	300
NO _x	mg/Nm ³	240	260	190	220	240	450
NO _x	kg/time	45	40	33	37	44	

Tabel 22.2.1.a Oversigt over NO_x målinger på hovedskorsten 2010-2014 omregnet til referencetilstanden 3,0 vol% O₂.

Eksempel på målerapport er vedlagt i bilagsmappens kapitel 22.

Foruden ovenstående officielle målinger har Raffinaderiet i januar 2011 fået en ekspert fra Shells servicecenter, Shell Global Solution” til at foretage målinger på NO_x-koncentrationen i røggassen på de fleste ovne og kedler. Målingerne er opsummeret i tabel 22.2.1b.

	Anlæg nr/ Enhed	200	300	500	1300	5100	Hoved- skorsten
Ovn(e)		F-201	F-301 F-301A F-302	F-511 F-512	F-1301 A/B/C/D F-1302 A/B	F-5101	
NO _x	mg/Nm ³ v 3,0 % O ₂	189	223-309	164	179-290	518	259
Fueltype	gas eller olie	gas	gas	gas	gas	gas	

Tabel 22.2.1.b. Måling af NO_x den 25. januar 2011.

Miljøstyrelsen har i brev af 3. september 2012 anmodet om supplerende oplysninger, jf. Version 01 Bilag 01. Disse supplerende oplysninger fremgår af Version 01 Bilag 02.

22.2.2 NO_x-emission fra HDS2, F-1401-skorsten.

Ovnen F-1401 er rent gasfyret og udstyret med lav-NO_x brændere. NO_x-koncentrationen bør ligge omkring 100 mg/Nm³ ved 3,0 % O₂, hvilket bekræftes af aktuelle målinger, jf. nedenstående tabel 22.2.2, der viser en oversigt over de seneste 5 års målinger, der er foretaget samtidig med målingerne på hovedskorstenen.

PARAMETER	Enhed	2010	2011	2012	2013	2014	Krav
Røggasmængde	1000 Nm ³ /h	8,6	9,2	9,6	9,1	9,0	
NO _x	mg/Nm ³	120	110	120	150	110	350
NO _x	kg/time	0,81	0,69	0,91	1,0	0,95	

Tabel 22.2.2 Oversigt over NO_x målinger på F-1401 omregnet til referencetilstanden 3,0 vol% O₂.

22.2.3 NOx-emission fra Claus/SCOT

Nedenstående tabel 22.2.3 viser en oversigt over de seneste 5 års målinger af NOx-emission fra Claus/SCOT. Oversigten viser at NOx-emissionen herfra er meget lav.

PARAMETER	Enhed	2010	2011	2012	2013	2014	Krav
Røggasmængde	1000 Nm ³ /h	4,0	3,1	3,7	2,3	2,9	
NOx	mg/Nm ³	61	78	170	130	86	
NOx	kg/time	0,20	0,23	0,55	0,31	0,22	

Tabel 22.2.3 Oversigt over NOx målinger på Claus/SCOT omregnet til referencetilstanden 3,0 vol% O₂.

22.2.4 NOx-emission fra gasturbine.

Der foretages kontinuert måling af NOx-emission fra gasturbinens skorsten. Denne måling er etableret i år 2013 i forbindelse med indføring af skat på NOx-emission.

I tabel 22.2.4 er givet en oversigt over de seneste 6 måneders NOx-emission fra gasturbinen med basis i den kontinuerte måling.

Parameter	Enhed	Januar	Februar	Marts	April	Maj	Juni
NOx v. 15% O ₂	mg/Nm ³	166	170	164	151	150	159
NOx v. 5% O ₂	mg/Nm ³	448	458	442	407	405	429
El-virkningsgrad μ		27,1	27,1	26,0	25,6	28,1	28,1
NOx O ₂ = 5% og μ = 30		496	507	510	477	432	458
Belastning	MW el	18,7	18,9	18,0	17,5	20,6	20,4

Tabel 22.2.4. Oversigt vedr. NOx emission fra gasturbinen i 2015 som målt af den kontinuerte måler i skorstenen opgivet ved to forskellige reference ilt koncentrationer.

NOx-emissionen er reguleret af Samlet miljøgodkendelse dateret 26/01/2000, vilkår 13 og må ikke overstige 650 mg/Nm³ ved referencetilstanden 5,0 % O₂ og en elvirkningsgrad på 30 %.

Vilkåret er opfyldt, når grænseværdien er overholdt i mindst 90% af den samlede driftstid på årsbasis.

Som der fremgår af tabel overholdes den gældende grænseværdi på 650 mg/Nm³ ved referencetilstanden 5% O₂ og en el-virkningsgrad på 30 med god margin i alle månederne, hvorimod den fremtidige grænseværdi på 120 mg/Nm³ ved referencetilstanden 15% O₂ ikke kan overholdes.

NOx-koncentrationen styres vha injektion af mellemtryksdamp. I 1992 og senere i 1994 er foretaget måling af NOx-koncentrationen ved forskellige driftsbetingelser, herunder injektion af damp. Disse målinger har dannet basis for indstilling og justering af gasturbinens kontrolsystem, således at emissionsgrænsen kan overholdes med god margin.

Røggasmængden kan relativt let beregnes ud fra kendskab til den indfyrede gasmængde m.m., hvorefter emissionen i kg/time eller tons/dag kan beregnes.

I bilagsmappens kapitel 22 er vedlagt uddrag af dokumentation til Amtet fra 10/07/1992 henholdsvis 07/02/1995 vedrørende NOx-emission og opfyldelse af vilkår herom.

I tabel 22.2.4 er givet en oversigt over de seneste 5 års NOx-emissionen fra gasturbinen.

Parameter	Enhed	2010	2011	2012	2013	2014
NOx	Tons/år	255,8	248,8	270,4	283,0	318,7
NOx >650mg/Nm ³	% af driftstid	7,4	7,3	4,0	6,7	6,7

Tabel 22.2.5. Oversigt vedr. NOx-emission fra gasturbinen.

22.2.5 NOx-emission fra flare.

Der forventes kun ubetydelig NOx-emission fra flaren. Mængden af gas til flaren er meget lille under normal drift. Yderligere vil der i forbindelse med afbrænding af overskudsgas ske en kraftig køling fra omgivelserne, således at mængden af termisk dannet NOx formodes at være forsvindende.

22.2.6 NOx-emission fra H2S-flare.

Der forventes kun ubetydelig NOx-emission fra H2S-flaren. Mængden af gas til H2S-flaren er meget lille under normal drift. Yderligere vil der i forbindelse med afbrænding af overskudsgas ske en kraftig køling fra omgivelserne, således at mængden af termisk dannet NOx formodes at være forsvindende.

22.2.7 NOx-emission fra nødkorsten fra kedler.

Der er ingen emission fra nødkorstenen, da denne normalt ikke er i drift.

22.3 Støv (Partikler/Sod).

Refererende til kapitel 15 og 17, hvor emissionskilder blev angivet, er der følgende emissionskilder for sod / støv / partikler:

Kilde	Afkast højde+placering	Kontinuert / Diskontinuert	Årsag	Bemærkninger
Hovedskorsten	99 m group area 08	kontinuert	oliefyring i ovne	
Flare	60 m Area 11	diskontinuert	afbrænding af CH-gasser	
H2S-Flare	60 m Area 11	diskontinuert	afbrænding af CH-gasser	

Tabel 22.3 Oversigt over kilder til støvemission.

Potentielt er der ved ufuldstændig afbrænding af gasser i

F1401, der har afkast i Group Area 15 i 38 m højde

F1501/2/3/4/5 der har afkast i Group Area 15 i 38 m højde

mulighed for støvdannelse. I praksis forekommer dette ikke, ovnene er kun gasfyrede og udstyret med iltmålere, således at ovnene ikke fyres med luftunderskud, og synlig støvemission har vi fra Raffinaderiets side ikke kunnet registrere. Desuden er den indfyrede effekt lille sammenlignet med den indfyrede effekt i Raffinaderiets øvrige ovne tilsluttet hovedskorstenen.

Støvemission fra de ovennævnte 2 afkast i Group Area 15 vurderes derfor som værende forsvindende. Den eneste kontinuerte støvemission sker således fra hovedskorstenen.

22.3.1 Måling af støvemission (koncentration) fra hovedskorstenen:

Der foretages ingen kontinuert måling af støvkoncentrationen eller støvemissionen fra hovedskorstenen.

Der har siden 1986 været gennemført en årlig måling på hovedskorstenen i overensstemmelse med vilkår givet i diverse miljøgodkendelse, jf. vilkår 24 i seneste miljøgodkendelse januar 2000.

Eksempel på målerapport er vedlagt i bilagsmappens kapitel 22 og en oversigt er givet i tabel 22.3.1 .

PARAMETER	Enhed	2010	2011	2012	2013	2014	Krav
Røggasmængde	1000 Nm ³ /h	260	230	240	240	250	300
Støv	mg/Nm ³	20	39	40	62	56	100
Støv	kg/time	3,8	5,9	6,7	10	10	
Fuelgas	t/d	186	185	228	284	309	
Fuelolie	t/d	31	34	15	23	27	

Tabel 22.3.1. Oversigt over støvmålinger på hovedskorsten 2010-2014 omregnet til referencetilstanden 3,0 vol% O₂.

22.3.2 Oplysninger om støvemissionen fra diskontinuerte kilder:

FLARE og H₂S-FLARE:

Det er af sikkerhedsmæssige årsager ikke muligt at foretage målinger af støvemission fra flare eller H₂S-flare. Støvemissionen må i stedet estimeres.

Synlig støvemission fra H₂S-flare har vi fra Raffinaderiets side ikke kunnet registrere.

Synlig støvemission kan forekomme kortvarigt i forbindelse med, at der afbrændes større mængder kulbrintegasser fra flaren. I tilfælde af gasafbrænding i flaren suppleres normalt med HT-damp for at minimere støv/sod-dannelsen, der så reduceres fra en markant kraftig sodfane til at være svagt synlig. Der foretages en forholdsmæssig tilsætning af HT-damp, idet flowmålingen på mængden af afbrændt gas regulerer mængden af HT-damp, som tilsættes.

I tilfælde af sjældent (enkelte gange pr år) forekommende alvorlige driftsforstyrrelser, hvor der er afbrænding af gasser i flaren og akut mangel på damp, kan det kortvarigt (0-15 minutter) være nødvendigt at undlade at sende HT-damp til flaren for at sikre en ren forbrænding. I disse tilfælde vil der være en visuelt markant soddannelse.

Det kan let verificeres om der er sendt tilstrækkeligt HT-damp til flaren, idet Raffinaderiets dataopsamlingsystem registrerer flowmålinger af kulbrinter sendt afbrænding i flare samt HT-damp tilsat.

22.4 CO₂.

Raffinaderiet har i alt 7 kilder, hvorfra der udledes CO₂.

De væsentligste kilder til CO₂-emissionen stammer fra afbrænding af raffinaderigas (fuelgas) i ovne og gasturbine, samt afbrænding af tung fuelolie i ovne. Disse 3 kilder bidrager samlet med over 98 % af den totale udledning. De resterende kilder (4 – 7) udgør < 2 % af den totale CO₂-udledning og opfylder derfor kriteriet om: ”Ubetydelige kildestrømme”. (Max. 2 %).

CO₂-udledningskilder på raffinaderiet:

1. CO₂ fra afbrænding af fuelgas (Udledningskilde)
2. CO₂ fra Gasturbinen (Udledningskilde)
3. CO₂ fra afbrænding af fuelolie (Udledningskilde)
4. CO₂ fra fakkel (Udledningskilde)
5. CO₂ fra afkoksning (anlæg 300 og 1300) (Kildestrøm)
6. CO₂ fra afbrænding af naturgas (Kildestrøm)
7. CO₂ fra dieseldrevne brandvandspumper og instrumentluftkompressor (Kildestrøm)

Raffinaderiet er siden omfattet af EU's kvotelovgivning med krav om løbende overvågning og årlig rapportering af CO₂-emissionen til kvoteregisteret. Overvågningen af CO₂-emissionen fra de 7 ovennævnte kilder er detaljeret beskrevet i raffinaderiets CO₂-overvågningsplan, der er godkendt af Energistyrelsen, og der foretages en årlig verifikation af den rapporterede CO₂-emission af en uafhængig verifikator.

Herunder er illustreret raffinaderiets CO₂-emission fra 2010 til 2014, såvel samlet som fordelingen på de 7 kilder.

CO₂-emission i historisk perspektiv

	2010	2011	2012	2013	2014
1. Fuelgas til ovne (ton)	250.329	245.351	256.633	229.545	268.742
2. Fuelgas til gasturbine (ton)	89.341	88.870	100.473	102.104	117.748
3. Fuelolie til ovne (ton)	36.259	40.390	64.469	52.155	30.833
4. Gas til flare/fakkel (ton)	6.447	4.834	6.809	3.923	2.001
5. Afkoksning (ton)	31	10	17	25	10
6. Naturgas (ton)	540	672	0	5.390	5.833
7. Gasolie til brandvandspumper og instrumentluft kompressorer (ton)	221	342	400	338	286
Samt CO₂-emission (ton)	383.168	380.469	428.801	393.479	425.453
Clean crude intake (kton)	2741	2656	2958	2648	3003
ton CO₂/Clean crude intake (%)	14,0	14,3	14,5	14,9	14,2

Tabel 22.4 CO₂-emission i historisk perspektiv

Det ses af tabellen at CO₂-emissionen viser et nogenlunde konstant niveau over de seneste 5 år. Der er flere årsager til at CO₂-emissionen over tid kan variere. Det kan fx dreje sig om om planlagte eller uplanlagte stop, hvor enten hele raffinaderiet eller bestemte procesanlæg i en periode er sat ud af drift. En anden vigtig årsag kan være at man af økonomiske grunde i en periode ønsker at køre med lavere råolie indtag og dermed en generel lavere belastning af anlæggene og de tilhørende ovne.

CO₂-emissionen set i forhold til råolieindtaget er meget stabilt over tid, idet variationen kun udgør 3 - 4 % i forhold til gennemsnittet.

22.5 NH₃.

Off-gas fra SWS indeholder ammoniak, se eventuelt tabel 22.1.4a, og sendes under normal drift til CLAUS-anlægget, hvor ammoniak omdannes fuldstændigt til N₂. For dokumentation henvises bl.a til bilagsmappens kapitel 22, hvor der i forbindelse med præstationsmålinger den 18/09/1996 på CLAUS/SCOT ikke kunne registreres NH₃.

Når off-gas fra SWS under unormal drift sendes til H₂S-flaren for forbrænding, kan der afhængig af de aktuelle betingelser ske en eller flere af følgende 3 ting:

1. Ammoniak emitteres 100%. Flammetemperaturen og opholdstiden er utilstrækkelig til at omdanne ammoniak.
2. Ammoniak omdannes til fuldstændigt til NO_x. H₂S-flaren er specialdesignet som en slags avanceret bunsenbrænder for at sikre en fuldstændig forbrænding af det ildelugtende H₂S, og det antages at en fuldstændig oxidation af ammoniak derved opnås.
3. Alt ammoniak omdannes til N₂.

Hvilken af disse 3 alternativer, der er det rigtige/dominerende vides ikke. En kombination af alternativ nr 1 og nr 3 anses for mest sandsynlig og vil blive anvendt i det følgende.

Ammoniakmængden kan estimeres ud fra en massebalance på SWS. Dette blev gjort i forbindelse med udarbejdelse af miljøansøgning 2000 hvilket resulterede i en estimeret mængde på 0-25 tons/år, hvilket stadig anses for det bedste bud.

22.6 Klorerede kulbrinter.

Perchlorethylen anvendes som klorkilde til styring af katalysatoraktiviteten i anlæg 300, både under normal drift og i forbindelse med regenerering.

Perchlorethylen blandes under normal drift med benzin i forholdet 4:300 i beholder V-343, og blandingen pumpes i små mængder ind i platformeren (300-anlægget). I platformeren omdannes Perchlorethylen fuldstændigt til metan og saltsyre, og klor fra saltsyren bindes i et vist omfang til katalysatoren. Anvendelse af Perchlorethylen medfører derfor ingen emission.

Perchlorethylen opbevares i en behold med sekundær opsamling. Det årlige forbrug ligger på ca. 600 kg pr. år. Under regenerering af platformerkatalysatoren bruges der yderligere ca. 1.400 kg.

22.7 VOC-emission fra flare, H₂-flare og H₂S-flare.

Flare:

Overskudsgasser sendt til afbrænding i flaren vil give anledning til VOC-emission.

Forbrændingen i flaren kan ikke anses for fuldstændig på. Brændbare gasser er ikke som i en procesovn sikret en minimums opholdstid ved tilpas høje temperaturer, da der sker en hurtig afkøling fra omgivelserne i 60 meters højde.

Yderligere er nogle forbindelser i gassen vanskelige at afbrænde fuldstændigt, deriblandt methan, som er til stede i flaregassen.

Der regnes som en tommelfingerregel med, at ca. 1,4 % af den til flaren sendte mængde gas ikke afbrændes. Med kendskab til den flarede mængde gas, kan VOC-emissionen fra hovedflaren derved estimeres. Mængden af uforbrændt gas emitteret fra flaren de seneste 5 år er opgjort i tabel 22.7.1

	2010	2011	2012	2013	2014
VOC-estimat, tons	29	24	30	17	14

Tabel 22.7.1.a Estimat for VOC-emission fra flare.

H₂-flare:

I H₂-flaren foregår der ingen afbrænding, da systemet fungerer som regulært afkast for H₂-holdige gasser, hvis gennemsnitlige molekylvægt ligger på 8-10 g/mol. Den molære sammensætning er i prioriteret rækkefølge brint, methan, ethan, propan, butan og pentan. Alt gas tilledt H₂-flaren vil derfor emitteres i 100 meters højde.

En række sikkerhedsventiler og enkelt såkaldte H-ventiler kan aflaste til H₂-flaren i unormale driftssituationer. I den normale driftssituation vil/bør der ikke være nogen emission, da samtlige sikkerhedsventiler vil stå i lukket position. Kun såfremt sikkerhedsventilerne ikke slutter helt tæt, vil VOC-emission kunne forekomme.

På basis af flowmålinger er følgende VOC-mængder til H₂-flare opgjort for de seneste 5 år

	2010	2011	2012	2013	2014
VOC-estimat, tons	13	54	63	102	129

Tabel 22.7.1.b VOC-emission fra H₂-flare.

H₂S-flare:

Af tabel 22.1.4a fremgår, at indholdet af kulbrinter er under 2 % i den gas, som afbrændes i H₂S-flaren. (Til sammenligning er der næsten 100 % kulbrinter i hoved-flaren). I H₂S-flaren vil størsteparten af de tilstedeværende kulbrinter blive afbrændt, og mængden af uforbrændte kulbrinterforbindelser kan til alle praktiske formål negligeres.

VOC-emissionen fra H₂S-flaren kan således sættes lig nul.

Miljøstyrelsen har i brev af 3. september 2012 anmodet om supplerende oplysninger, jf. Version 01 Bilag 01. Disse supplerende oplysninger fremgår af Version 01 Bilag 02 og 3.

22.8 VOC-emission fra VRU-anlæg

A/S Dansk Shell har installeret dampgenvindingsanlæg, (VRU, Vapour Recovery Unit) der er tilsluttet læsseramperne og de 2 Benzen Heartcut tanke, T-74 og T-75. Genvindingsanlægget modtager dampe fra samtlige tankbiler under læsning med undtagelse af biler der læsser fuelolie. Der foretages en årlig måling af emissioner til luften fra VRU-anlægget af et akkrediteret firma. Eksempler på rapporter er vedlagt i bilagsmappens kapitel 22 og gennemsnitsresultater for de seneste 5 år er opsummeret i nedenstående tabel:

Parameter	Enhed	2010	2011	2012	2013	2014	Miljøkrav
NVOC	mg C/m ³ (n,t)	69	21	4	93	106	150
Benzen	mg /m ³ (n,t)	0,07	<0,05	<0,01	<0,06	<0,05	
Volumenstrøm	m ³ (n,t)/time	471	230	320	666	484	
NVOC-emission	g C/time	40	5,2	0,6	65	51	
Benzen-emission	g C/time	0,026	<0,03	<0,003	<0,05	<0,02	
Benzenimmission	10 ⁻⁶ mg /m ³	9,7	8,9	2	20	10	5000

VOC-emission fra VRU-anlæg 2010 - 2014 Tabel 22.8

Det ses, at i alle årene er miljøkravet opfyldt med god margin.

23 Oplysninger om virksomhedens emissioner fra diffuse kilder.

23.1 VOC, flygtige kulbrinter.

Med hensyn til emissionskilder refereres til kapitel 15 og 17, hvor disse er angivet.

23.2 Metoder til bestemmelse af VOC

Som det er fremgået tidligere, er den største del af VOC-emissionen diffus af natur og diffuse emissioner er generelt meget vanskelige at kvantificere.

Der eksisterer 2 principielt forskellige metoder til bestemmelse af kulbrinteemissionen:

1. Direkte måling
2. Beregning

Begge disse metoder har været anvendt på Shell-Raffinaderiet og i det følgende vil vi gennemgå resultateterne.

23.2.1 Direkte måling af VOC.

Det engelske firma Spectrasyne Ltd. har foretaget målinger af VOC på Shell- Raffinaderiet i Fredericia i 2 omgange, jævnfør vilkår 19B i raffinaderiets miljøgodkendelse af 26. januar 2000. De detaljerede resultater af disse målinger fremgår af følgende 2 rapporter vedlagt i bilagsmappen kapitel 23:

1. Spectrasyne Technical Report no. TR0271, A VOC emission survey of the Shell Refinery, Fredericia, Denmark, November 2001
2. Spectrasyne Technical Report no. TR0698, Fugitive Hydrocarbon Emission Survey of the Shell Fredericia Refinery, April 2006

Målinger blev udført ved hjælp af den såkaldte DIAL metode (laser absorption techniques), der er nærmere beskrevet i ovenstående rapporter. Nedenstående gennemgang af måleresultaterne tager udgangspunkt i målingerne, blev udført i perioden 1. – 11.04.2006.

23.2.2 Direkte måling af VOC fra råolietanke

Området, hvor målingerne blev foretaget, bestod af syv store flydetag tanke, alle udstyret med sekundære tætninger. To af tankene (05 og 06) var ude af drift på tidspunktet for undersøgelsen og blev ikke medtaget i målingerne, når det kunne undgås. En af tankene (01) indeholdt råolie og slops, tank 02 indeholdt petroleum, mens tankene 03, 04 og 53 indeholdt råolie. I nedenstående tabel er resultatet af 2006 målingerne sammenlignet med 2001 målingerne.

Dato	CH4	C2+	Total
	Kg/time	Kg/time	Kg/time
April 2006	42,1	52,2	94,3
November 2001	49,6	68,6	118,2

Tabel 23.2.1 Gennemsnitlige målinger af VOC-emission fra råolietanke

Efterfølgende har DONG taget et råoliestabiliseringsanlæg i brug, så man må forvente at VOC emissionen nu er formindsket.

23.2.3 Direkte måling af VOC fra procesanlæg

Målinger i procesanlægget var meget påvirket af vinden og det var nødvendigt, at korrigere for VOC emission fra de tilgrænsende områder, hvilket medfører øget usikkerhed. I nedenstående tabel er resultatet af 2006 målingerne sammenlignet med 2001 målingerne.

Dato	CH4	C2+	Benzen	Total
	Kg/time	Kg/time	Kg/time	Kg/time
April 2006	65,6	83,7	0,87	150,2
November 2001	71,5	87,3	0,37	159,2

Tabel 23.2.2 Gennemsnitlige målinger af VOC-emission fra procesanlæg

23.2.4 Direkte måling af VOC fra vandbehandlingsanlæg

Raffinaderiets primære spildevandsbehandlingsanlæg består af to PPI'er (Parallel Plate Interceptors). Den ene PPI ligger nær procesområdet og modtager spildevand fra raffinaderiprocessen (PPI nr. 2). Vand herfra ledes i åbne grøfter til den anden PPI (PPI nr. 1), hvor det blandes med andet spildevand. Fra PPI nr. 1 ledes vandet til et åbenspildevandsbassin (CAT II bassin), hvor den sekundære behandling finder sted i form af beluftning. Herfra ledes vandet til Fredericia kommunale rensningsanlæg.

VOC målingerne på vandbehandlingsanlægget blev delt i to sektioner. Den ene sektion omfatter bassinområdet med belufterne. Den anden sektion omfatter PPI nr.1 og den åbne grøft der løber mellem tankene 05 og 53 til PPI nr 1. Procesområde målingerne omfatter VOC emission fra PPI nr. 2. I nedenstående tabeller er resultatet af 2006 målingerne sammenlignet med 2001målingerne.

Dato	CH4	C2+	Benzen	Total
	Kg/time	Kg/time	Kg/time	Kg/time
April 2006	18,5	18,6	0,24	37,3
November 2001	6,7	17,2	0,34	24,2

Tabel 23.2.3.1 Gennemsnitlige målinger af VOC-emission fra bassinområde med beluftere

Den højere methane emission i 2006 sammenlignet med 2001 kan tilskrives en større biologisk aktivitet i CAT II bassinet.

Dato	CH4	C2+	Benzen	Total
	Kg/time	Kg/time	Kg/time	Kg/time
April 2006	7,5	16,2	0,13	23,8
November 2001	9,6	3,5	0,04	13,1

Tabel 23.2.3.2 Gennemsnitlige målinger af VOC-emission fra åben grøft og PPI nr. 1

Den højere C2+ emission i 2006 sammenlignet med 2001 kan skyldes slamsugeraktivitet under målingerne samt mere olie i den åbne grøft..

Målingerne i 2006 blev foretaget således, at det var muligt at splitte VOC-emissionen fra PPI nr. 1 fra emissionen fra den åbne grøft.. Gennemsnitlige måleresultater fremgår af nedenstående Tabel 23.2.3.3

Dato	CH4	C2+	Benzen	Total
	Kg/time	Kg/time	Kg/time	Kg/time
3-apr-2006	7,0	18,2	0,09	25,3
4-apr-2006	2,2	4,5	0,14	6,8

Tabel 23.2.3.3 Gennemsnitlige målinger af VOC-emission fra olieudskilleren PPI-1

Den høje værdi den 3-apr-2006 afspejler slamsugeraktivitet, så den lavere værdi den 4-apr-2006 repræsenterer en mere typisk værdi. Konklusionen er at VOC-emissionen kan estimeres til 50-100 tons/år.

23.2.5 Direkte måling af VOC fra fuelolietanke

Dette område indeholder seks store opvarmede og isolerede tanke, fire af disse indeholder normalt fyringsolie og to indeholder gasolier. På tidspunktet for målingerne udviste 2 tanke udviste stigende niveauer, nemlig tank 14 indeholdende gasolie og Tank 15 indeholdende brændselsolie, begge havde lave niveauer. Tre tanke var statisk og en (Tank 16) var ude af drift. I nedenstående tabel er resultatet af 2006 målingerne sammenlignet med 2001målingerne.

Dato	C2+	Benzen	Total
	Kg/time	Kg/time	Kg/time
April 2006	6,2	0,06	6,3
November 2001	4,9	0,03	4,9

Tabel 23.2.4 Gennemsnitlige målinger af VOC-emission fra fuelolietanke

23.2.6 Direkte måling af VOC fra gasolietanke

Denne gruppe af 8 fasttag tanke indeholder en blanding af lette og tunge gasolier samt petroleum. Umiddelbart før målingerne begyndte viste tre tanke opadgående niveau tendenser, disse indeholdt alle lettere produkter, to petroleum tanke og en let gasolie tank, en fjerde tank (blanding petroleum) viste også en lille stigning lige før målingerne, fem af de otte tanke var på over 10 m niveau. Resultatet af 2006 målingerne vises i nedenstående tabel.

Dato	C2+	Benzen	Total
	Kg/time	Kg/time	Kg/time
April 2006	24,8	0,12	24,9

Tabel 23.2.5 Gennemsnitlige målinger af VOC-emission fra gasolietanke

23.2.7 Direkte måling af VOC fra petroleum og benzin komponenttanke

Denne gruppe af 8 tanke indeholdt to petroleum tanke, to jet brændstoftanke, tre benzin komponenttanke og en toluen tank. Emission fra toluen tanken ville ikke blive registreret i dial målingerne (det ultraviolette system er afstemt til benzen). Alle undtagen de to jet brændstoftanke var med den flydetag. Resultatet af 2006 målingerne vises i nedenstående tabel.

Dato	C2+	Benzen	Total
	Kg/time	Kg/time	Kg/time
April 2006	37,7	0,15	37,9

Tabel 23.2.6.1 Gennemsnitlige målinger af VOC-emission fra petroleum og benzin komponenttanke

I 2001 blev målingerne på petroleum og benzin komponenttanke kombineret med gasolietanke. I nedenstående tabel er resultatet af 2006 målingerne sammenlignet med 2001målingerne.

Dato	C2+	Benzen	Total
	Kg/time	Kg/time	Kg/time
April 2006	62,5	0,27	62,8
November 2001	40,7	-	-

Tabel 23.2.6.2 Gennemsnitlige målinger af VOC-emission fra gasolie, petroleum og benzin komponenttanke

Under én af målingerne i 2001 var der meget lav vindhastighed hvilket kan være med til at forklare den lavere emission. Under to af målingerne i 2001 var emissionen på med niveau med 2006 emissionen.

23.2.8 Direkte måling af VOC fra benzintanke

Denne gruppe af 8 flydetagstanke indeholdt en blanding af færdige benziner og benzin mellemprodukter. Området omfattede den eneste flydetagstank på raffinaderiet med enkeltseal, nemlig Tank 33, der indeholder platformate. (Der var enkeltseal på måletidspunktet i 2006, men Tank 33 blev forsynet med dobbeltseal i 2007). Umiddelbart før målingerne begyndte, var seks af tankene halvfulde, mens Tank 64 (blyfri benzin) var hel fuld. I nedenstående tabeller er resultatet af 2006 målingerne sammenlignet med 2001målingerne.

Dato	C2+	Benzen	Total
	Kg/time	Kg/time	Kg/time
April 2006	30,8	0,20	31,0
November 2001	23,7	-	-

Tabel 23.2.7 Gennemsnitlige målinger af VOC-emission fra benzintanke

23.2.9 Direkte måling af VOC fra dagtanke

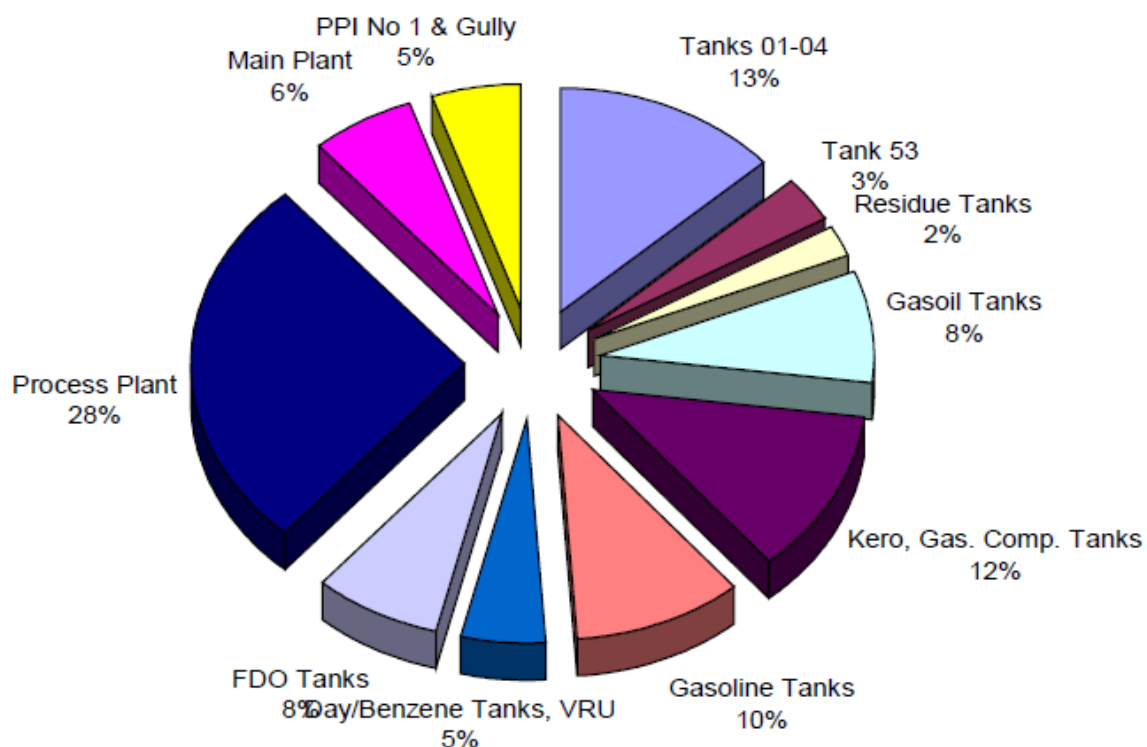
Denne tanksektion består af 11 små fasttagstanke, hvoraf de to var ude af drift. Tankene indeholdt gasolier og forskellige andre brændstoffer. Området omfattede også 4 LPG kugletanke, 2 Benzen fasttagstanke og Vapour Recovery Unit, der er tilsluttet benzintankene og læsserampefaciliteterne. I nedenstående tabeller er resultatet af 2006 målingerne sammenlignet med 2001målingerne.

Dato	C2+	Benzen	Total
	Kg/time	Kg/time	Kg/time
April 2006	15,8	0,07	16,5
November 2001	10,4	0,10	10,5

Tabel 23.2.8 Gennemsnitlige målinger af VOC-emission fra dagtanke

23.2.10 Konklusion vedr. direkte målinger af VOC.

Målingerne i 2001 og 2006 viste en samlet emission af VOC fra raffinaderiet på 0,067 – 0,075 % (vægt) af det samlede råolieindtag, svarende til en total VOC- emission estimeret til 289 - 311 kg pr. time. Heraf relaterede ca. 30 % af emissionen sig til procesanlægget, mens de resterende ca. 70 % relaterede sig til tanklagre for råolie og færdigprodukter samt vandbehandlings-anlæg. Nedenstående figur viser bidraget fra de enkelte områder:



Figur 23.2.9 Bidrag fra de enkelte områder til den totale VOC emission

Én af hovedkonklusionerne i 2006 rapporten citeres nedenfor:

“The total Refinery HC(d) emissions were equivalent to 0.075% of the Refinery throughput at the time of the survey compared with 0.067% for the 2001 survey. Despite the small increase the emission performance of the Fredericia refinery still compares favourably with most other refineries visited by Spectrasyne. “

Ifølge vilkår 19B i raffinaderiets miljøgodkendelse af 26. januar 2000 skulle der have været udført en 3. måling af VOC-emission i 2011, men raffinaderiet har anmodet om udsættelse af tidsfristen til 30. juni 2012. Shell ønsker herved en mulighed for at kunne undersøge alternative og billigere metoder til den metode, som målingen hidtil er gennemført af firmaet Spectrasyne i hhv. 2001 og 2006. På møde mellem Shell og Miljøstyrelsen den 7. oktober 2011 blev det aftalt, at Miljøstyrelsen er indforstået med, at næste måling foreløbigt udsættes til gennemførelse senest 30. juni 2012.

I overensstemmelse med ovenstående aftale blev der i perioden fra d. 19. april 2012 til 15. maj 2012 gennemført måling af VOC på Shell- raffinaderiet i Fredericia.

Til forskel fra målingerne i 2001 og 2006, som blev gennemført med DIAL teknik af Spectrasyne Ltd., England, er der i 2012 benyttet Solar Occultation Flux (SOF) teknik, udført af firmaet FluxSense, Sverige.

Rapporten over 2012 målingerne er vedlagt som Version 01 Bilag 12. Sammenligning af måleresultater fra de forskellige målinger er foretaget i brev fremsendt til Miljøstyrelsen Odense den 4. oktober 2012, vedlagt som Version 01 Bilag 13. Nedenstående er citat fra dette brev:

Nedenfor er den totale VOC emission (inklusive aromater, eksklusiv methan) udtrykt i kg/h sammenlignet for de 3 år, hvor der er gennemført målinger. Råolietank 53 er udeladt fra sammenligningen, da der ikke blev målt VOC emission på denne tank i 2012, idet den var udlejet til DONG.

	2001	2006	2012	Bemærkninger
Proces	86	87	93	Samme totale VOC emissionsniveau ved alle målinger
Produkt tankfarme	91	120	59	Der blev installeret dobbeltseal på benzintank T-33 i 2007 Damptryk af benzin blev reduceret i 2010 med 7 for at muliggøre iblanding af ætanol på læsseramperne.
Råolietanke m.m. *)	78	59	23	DONG degassing anlæg blev taget i drift i 2009
Læsseramper			25	Ingen sammenligningsgrundlag, første gang målt i 2012
FDO lagertanke	22	24	21	Samme totale VOC emissionsniveau ved alle målinger
Spildevandsbassiner	19	20	8	Usikkerheden på 2012 gennemsnitsresultat er +/- 8 kg/h
Total	296	309	229	Total emission i 2012 er reduceret med ca. 25 % i forhold til tidligere målinger.

*) Råolietanke & PPI1 og åben grøft

Udover de ovenfor anførte forhold under bemærkninger i ovenstående tabel kan følgende forhold have influeret på måleresultaterne:

- Fyldningsgrad i kombination med vindhastighed
- Tankenens driftstilstand: Fyldning / tømning / ikke bevægelse
- Vedligeholdelsestilstand af flydetag / tanke ude af drift

d) Anvendt måleteknik (DIAL i 2001 og 2006, SOF i 2012)

ad a) Fyldningsgrad i kombination med vindhastighed

At fyldningsgrad i kombination med vindhastighed har en stor effekt på målingerne fremgår af måleresultater og diskussion i Spectrasynes rapport fra 2001, hvorfra følgende citeres:

“For the second visit to the area made on 25th November the wind speed was higher at around 4 to 5 m/s On this occasion the main HC emission source was the area covering Tanks 5 and 6 which gave a TWM of 48.5 kg/h but this section would also have included emissions from the open drain gully running along the western boundary of the area. The roof level of Tank 5 was at 7 m compared with a bottom dip level on 20th November when an HC TWM of only 3.3 kg/h was recorded for Tanks 5 and 6 (excluding gully). The difference dramatically illustrates the importance of wind speed and to some extent roof height for large floating roof tanks.”

I 2001 blev der målt en emission fra PPI1 og åben grøft på 4 kg/h, så selv med korrektion for dette, er der en stor forskel på målingerne de 2 dage.

Ad b) Tankenes driftstilstand: Fyldning / tømning / ikke bevægelse

Der forudsættes, at der taget et tilstrækkeligt antal målinger til at forskelle i effekten af tankenes driftstilstand udlignes statistisk.

Ad d) Vedligeholdelsestilstand af flydetag / tanke ude af drift

Der kan have været forskelle vedrørende dette punkt på de forskellige måletidspunkter.

Overordnet kan det konkluderes, at 2012 målingerne viser en reduktion i den totale VOC emission på ca. 25 %, hvilket er i god overensstemmelse med reduktionerne i emissionen fra råolietanke og produktanke, som kan forklares henholdsvis med effekten af DONG degassing for råolietankene samt effekten af lavere damptryk af benzin med indførelse af EN228 specifikationen samt endnu en produkttank med dobbeltseal.

23.3 Beregning af VOC.

23.3.1 Beregning af VOC fra tanke med flydetag.

Emissionen fra tanke stammer principielt fra 3 kilder:

tætninger	mellem flydetag og væg, hvor der foregår kontinuert emission
fittings	(installationer) monteret på flydetag, hvor der foregår kontinuert emission
tanksvøb	hvor der kun sker emission ved sækning (udpumpning) af olieniveuaet.

Til beregning af emissionen fra flydetagstanke benyttes den gældende standard den gældende standard API 2517 fra American Petroleum Institute (API), samt addendum hertil.

Væsentlige generelle parametre i forbindelse med emissionsberegninger er tankens diameter, produktets damptryk, vindhastighed og molekylvægt på de emitterede dampe

For tætninger er væsentlige faktorer i beregningen af emissionen:

Kr
n (rim-seal-loss faktor) som er en funktion af tankkonstruktion og tætningstype
(rim seal-related wind speed exponent)

Blandt fittings på tanktaget findes en række forskellige, hvoraf den såkaldte "Guide Pole" typisk bidrager mest blandt fittings til emissionen.

Guide Pole er det fikserede pejlerør, der går fra en platform øverst på tanken til bunden af tanke, og som bl.a. bruges til niveau- og temperaturmåling.

For hver type fitting optælles antallet og hver type fitting tildeles en emissionsfaktor, og i regnearket, som anvendes til beregningerne, kan de aktuelle tankfittings for hver enkelt tank anvendes.

For tanksvøb vil der ske emission i forbindelse med sænkning af niveauet. På tankens indvendige side, som har været i kontakt med olieprodukter, vil der klæbe sig en vis mængde olie afhængig af tankens overflade (mængde rust osv). Denne mængde vil fordampe når tankniveauet sænkes og der er fri adgang til luften.

Vi har valgt at benytte et af vores hovedafdeling SGS i Holland udviklet regneark baseret på API 2517. Resultaterne for 2014 er opsummeret i Tabel 23.3.1.

Flydetagstanke						
TANK	INDHOLD	VOC-EMISSION				
		1. kvartal	2. kvartal	3. kvartal	4. kvartal	I alt
		tons	tons	tons	tons	tons/år
T-1	slops m benzen	4,9	8,5	8,5	4,9	26,7
T-2	blend kero	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1
T-3	råolie	17,0	0,0	0,0	17,0	34,0
T-4	råolie	20,2	14,3	14,1	20,7	69,4
T-5	råolie	8,6	8,9	8,7	10,0	36,2
T-6	tømt	0,5	0,0	0,0	0,5	0,9
T-53	råolie	20,2	14,3	14,1	20,7	69,4
T-67	råolie	20,2	14,3	14,1	20,7	69,4
T-71	råolie	20,2	14,3	14,1	20,7	69,4
T-27	kero	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3
T-28	kero	0,1	0,2	0,2	0,2	0,8
T-29	tops	10,9	14,8	14,8	10,9	51,4
T-30	Toluene	0,0	0,1	0,1	0,1	0,3
T-31	Naphta	11,7	17,3	17,3	11,8	58,0
T-32	platformat	4,3	5,5	5,5	4,3	19,5
T-33	platformat	53,5	8,6	8,6	53,5	124,2
T-34	Isomerate	14,8	22,9	22,9	14,8	75,4
T-35	blyfri 92	10,6	9,7	9,7	10,6	40,4
T-36	blyfri 98	7,6	5,9	5,9	7,6	27,1

T-37	blyfri 95	10,7	9,4	9,4	10,7	40,1
T-64	blyfri 95	10,0	8,6	8,5	10,0	37,0
T-65	blyfri 95	10,2	8,8	8,7	10,2	37,9
T-68	LCCG	14,9	23,2	23,2	15,0	76,3
Total		271,1	209,7	208,3	275,0	964,2

Tabel 23.3.1 Beregnet emission fra flydetagstanke 2014

(Der er ikke lavet separate beregninger på T53, T-67 og T-71, der er lejet ud til DONG. Disse tanke er estimeret til at have samme emission som T-4)

Da beregningerne er opgjort kvartalsvis er det muligt at analysere om der er væsentlige forskel på emission fra flydetagstanke i

- sommerhalvåret (april - september inklusive) versus
- vinterhalvåret (oktober - marts inklusive)

da der især er 2 parametre som er forskellige i disse perioder, nemlig produktets damptryk pga. af opbevaringstemperaturen, samt vindhastigheden. Det ses at der fra flydetagstankene er nogenlunde konstant emission hen over året, hvilket kan forklares ved at indvirkningen af de 2 parametre ophæver hinanden.

23.3.2 Beregning af VOC fra tanke med fasttag.

Emissionen af VOC fra tanke med fasttag sker overvejende fra punktkilder, ved trykvakuumentiler og/eller udluftningsrør/pejlehuller og lignende.

Diffuse emissioner under vindpåvirkning kan forekomme såfremt der er utætheder mellem tanktag og svøb, eller tanken ikke er forsynet med tryk-vakuumentiler. Vinden skaber et undertryk på tankens læside, hvorved der suges VOC-dampe ud. Den diffuse emission er generelt meget vanskelig at kvantificere, og anses for væsentligt mindre betydende end emissionen fra punktkilderne. I det følgende vil vi se bort fra den diffuse emission.

Til beregning af emissionen fra fasttagstanke kan benyttes forskellige standarder. Den hyppigst anvendte er den gældende standard API 2518 fra American Petroleum Institute (API). Væsentlige parametre i forbindelse med emissionsberegningerne er:

- tankstørrelse og fyldninggrad
- gennemløb
- damptryk
- molekylvægt af dampe
- daglig temperaturudsving (min-max)
- solindstråling
- setpunkter for tryk-vakuumentiler
- tankfarve

Vi har som tidligere valgt at benytte et af vores hovedafdeling SGS i Holland udviklet regneark baseret på API 2518. Resultatet af beregningerne for 2014 og er opsummeret i nedenstående tabel 23.3.2.

Fasttagstanke						
TANK	INDHOLD	VOC-EMISSION				
		1. kvartal	2. kvartal	3. kvartal	4. kvartal	Total
		tons	tons	tons	tons	tons/år
T-7	tømt for kulbrinter	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
T-8	platformer feed	0,7	2,8	3,4	2,8	9,7
T-9	platformer feed	3,7	7,6	8,3	4,6	24,3
T-13	HDS2-olie	0,1	0,6	0,7	0,0	1,4
T-14	HDS2-olie	0,0	0,6	0,6	0,0	1,3
T-15	Comb. tar	0,1	0,2	0,2	0,0	0,5
T-16	fuel 77	0,0	0,1	0,1	0,0	0,3
T-17	fuel 77	0,3	1,1	1,1	0,2	2,8
T-18	fuel 77	0,4	1,4	1,1	0,2	3,2
T-19	HGO	0,0	0,1	0,1	0,0	0,2
T-20	CGO	0,2	0,4	0,5	0,2	1,2
T-21	L S blend kero	0,2	0,6	0,7	0,2	1,7
T-22	L S blend kero	0,3	0,6	0,6	0,2	1,7
T-23	LGO	0,1	0,2	0,3	0,1	0,6
T-24	LGO	0,0	0,1	0,1	0,0	0,2
T-25	HGO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
T-26	IGO-X	0,1	0,4	0,4	0,0	0,8
T-69	Jet A-1	0,1	0,4	0,6	0,2	1,3
T-73	Jet A-1	0,1	0,4	0,7	0,1	1,3
T-38	tømt	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
T-39	tømt	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
T-40	IGO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
T-41	Jet A-1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,3
T-42	fuel 77	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2
T-43	fuel 77	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3
T-44	fuel 45	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2
T-45	tømt	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
T-60	Jet A-1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,2
T-61	IGO	0,0	0,2	0,2	0,0	0,4
T-66	tømt	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
T-5401	fuelolie	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2
T-6002	slops	2,4	3,5	3,9	5,0	14,8
T-74	benzen heartcut	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
T-75	benzen heartcut	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total		9,1	21,9	24,1	14,5	69,5

Tabel 23.3.2 Emission fra fasttagstanke 2014

Da beregningerne er opgjort kvartalsvis er det muligt at analysere om der er væsentlige forskel på emission fra fasttagstanke i

- sommerhalvåret (april - september inklusive) versus
- vinterhalvåret (oktober - marts inklusive)

Det ses at der fra fasttagstanke er væsentlig højere emission i sommerhalvåret sammenlignet med vinterhalvåret. Dette skyldes at produkternes damptryk er væsentligt højere om sommeren end om vinteren pga. af opbevaringstemperaturen.

23.3.3 Beregning af VOC-emission fra procesudstyr.

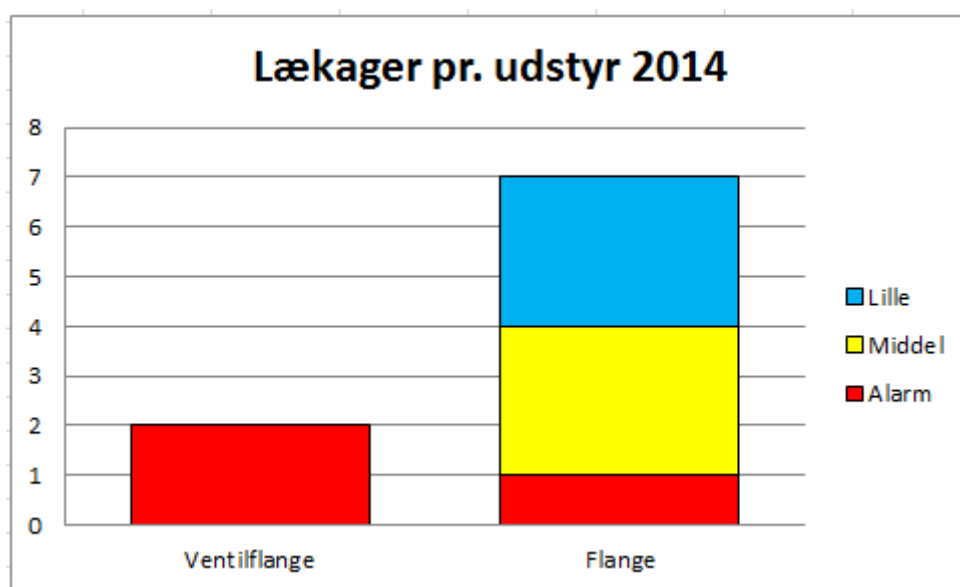
VOC-emissionen fra procesudstyr skyldes mindre udslip fra ventiler, pakninger, flange-samlinger, kompressorer, vents fra sealolietanke til kompressorer, pumper osv.

Det enkelte udslip er generelt af meget begrænset størrelse. Når VOC-emissionen fra procesudstyret samlet kan antage en væsentlig størrelse, skyldes det derfor ikke det enkelte udslip, men derimod at de mindre udslip tilsammen giver et væsentligt bidrag.

Den største sandsynlighed for lækage findes normalt i anlægsdele med gasser under højt tryk og efter et turnaround, hvor udstyr har været åbnet, skilt ad og samlet igen.

Der findes en række teknologiske muligheder for at minimere VOC-emissionen ved valg af nyt udstyr. For eksisterende udstyr er lækage-søgning og -reparation den vigtigste emissionsbegrænsende foranstaltning for diffus VOC-emission.

Raffinaderiet har i en årrække gennemført en systematisk lækage-søgning og -reparation efter turnarounds på omkring 10.000 målepunkter. Efter tætning og reparation af udstyr er antallet af lækager kraftigt reduceret. De tilbageværende lækager, som ikke kan repareres under drift, vil ofte have en mindre emission end før. Resultatet af Raffinaderiets lækage-søgning og reparationsprogram for 2014 er vist på figur 23.3.3.



Figur 23.3.3 Oversigt vedr. resultater fra lækagesøgning og reparationsprogram 2014

Concawe har anslået at VOC-emissionen fra procesanlæggene kan nedbringes til 0,0098 % (masse) beregnet på raffineret råolie ved at have et systematisk lækagesøgning- og reparationsprogram. På basis heraf er den diffuse VOC-emission estimeret som angivet i tabel 23.3.3.

	2010	2011	2012	2013	2014
Råolieindtag, '000 tons	2741	2631	2958	2648	3003
VOC-estimat, tons	269	258	290	260	294

Tabel 23.3.3. Estimat for diffus VOC-emission fra procesanlæg.

Der findes andre metoder til estimering af VOC-emission, f.eks:

- generelle emissionsfaktorer (g/s) for forskelligt typer udstyr, således at det respektive antal ventiler, pumper, kompressorer, flanger etc. multipliceres med den relevante emissionsfaktor.
- emissionsfaktorer (g/s) på 3 niveauer (lille, medium, høj) således at det respektive antal ventiler, pumper, kompressorer, flanger etc., som er målt under lækagesøgningen, multipliceres med den relevante emissionsfaktor. Dette skulle give et mere præcist og individuelt tilpasset estimat end anvendelse af simple generelle emissionsfaktorer.

Disse metoder giver typisk en samlet VOC-emission i groft sagt samme størrelsesorden som angivet i tabel 23.3.3. Da estimeringen vha. emissionsfaktorer er ret tidskrævende og ikke fører til en reduktion af den faktisk emitterede mængde, anser vi det ikke for umagen værd at gennemføre en alternativ beregning af VOC-emissionen.

23.3.4 Beregning af samlet af VOC-emission fra raffinaderiet fordelt på kilder

På basis af de ovenstående estimater for VOC-emission fra forskellige kilder, kan den samlede VOC emission fra raffinaderiet beregnes, tons/år:

	2010	2011	2012	2013	2014
Procesanlæg	269	258	290	258	294
Flydetagstanke*)	677	666	718	751	761
Fasttagstanke	91	80	71	84	70
Flare	29	24	30	17	14
Olieudskillere	90	90	90	90	90
Åbne bassiner	35	35	35	35	35
Åbne grøfter	20	20	20	20	20
Venting	13	54	63	102	129
Combustion GT	2	2	2	1,8	2,1
I ALT	1226	1229	1319	1359	1415

Tabel 23.3.3. Estimat for samlet VOC-emission fra Shell-Raffinaderiet, tons/år

*) Ekskl. emission fra tanke udlejet til DONG

23.4 Lugt

Emission af lugt kan kvantificeres for veldefinerede afkast, når koncentrationen (Lugtstof-enheder pr m³) og afkastmængden (m³/time) kendes.

I de tilfælde, hvor sammensætningen i afkastet er enkelt/velkendt, kan lugtstofkoncentrationen bestemmes ud fra opslag i litteraturen (eksempelvis for ren H₂S m.m.).

Hvor sammensætninger ikke er kendt, kan lugtstofkoncentrationen bestemmes ved en måleprocedure for lugttærskelbestemmelse henvist til i Miljøstyrelsens vejledning nr 4/1985.

Prøvetagning kan ske på veldefinerede afkast med f.eks PVF-TEDLAR plastposer og bestemmelse af prøvens lugttærskel foretages vha fortyndingsforsøg på et lugtpanel på et antal personer.

For Raffinaderiets punktkilder kunne man i princippet bestemme lugtemissionen vha. denne metode, omend det ville være en særdeles tidskrævende og dyr øvelse, da mange af punktkilderne er diskontinuerte.

For diffus emission findes der – ifl. Raffinaderiets kilder - ikke anerkendte metoder til bestemmelse af lugt.

Emissionen af lugt kan derfor ikke kvantificeres.

Subjektive vurderinger af forskellige kilders betydning kan dog gennemføres ud fra:

- Intern kortlægning af Raffinaderiets eget personale,
- Registrering og gennemgang af eksterne lugtklager,

hvilket er uddybet nedenfor.

23.4.1 Intern kortlægning

En arbejdsgruppe bestående af bl.a erfarne folk fra Raffinaderiets driftsafdeling har gennemført en identifikation og prioritering af lugtkilder. Kilder til lugtemissionen er kvalitativt vurderet efter et scoringssystem omtalt i bilagsmappens kapitel 23. Jo højere scoring, des mere betydningsfuld. De vigtigste resultater fra øvelse er opsummeret i tabel 23.4.

Scoring	Lugtkilder	Lugt-type/-karakteristika
48	Cat II bassin	surtvand
32	H ₂ S-flare	H ₂ S, surtvand
30	CLAUS-ADIP-SWS	H ₂ S, surtvand
30	CDU procesområde	Kulbrinter
30	PPI-1	Kulbrinter, H ₂ S
30	PPI-2	Kulbrinter, H ₂ S
27	Tarflasher-område	Kulbrinter, H ₂ S
25	K-201A/B/C, K-401/2 område	H ₂ S

25	T-42	Fuel
25	T-43	Fuel
25	T-44	Fuel
24	T-3905	Cetan improver
20	F-101 + F-5101 områder	Kulbrinter m.m.
20	HDS1 K-301	Kulbrinter, H2S
20	TGU-område, normal drift	Kulbrinter
20	Kanal 1, vej 6-9	Kulbrinter, H2S, surtvand
20	Flare	H2S, SO2
18	T-18	Fuel
18	T-1	Krakket (kulbrinter)
16	K-6101 område	H2S
14	TGU nedkørsel	Kulbrinter

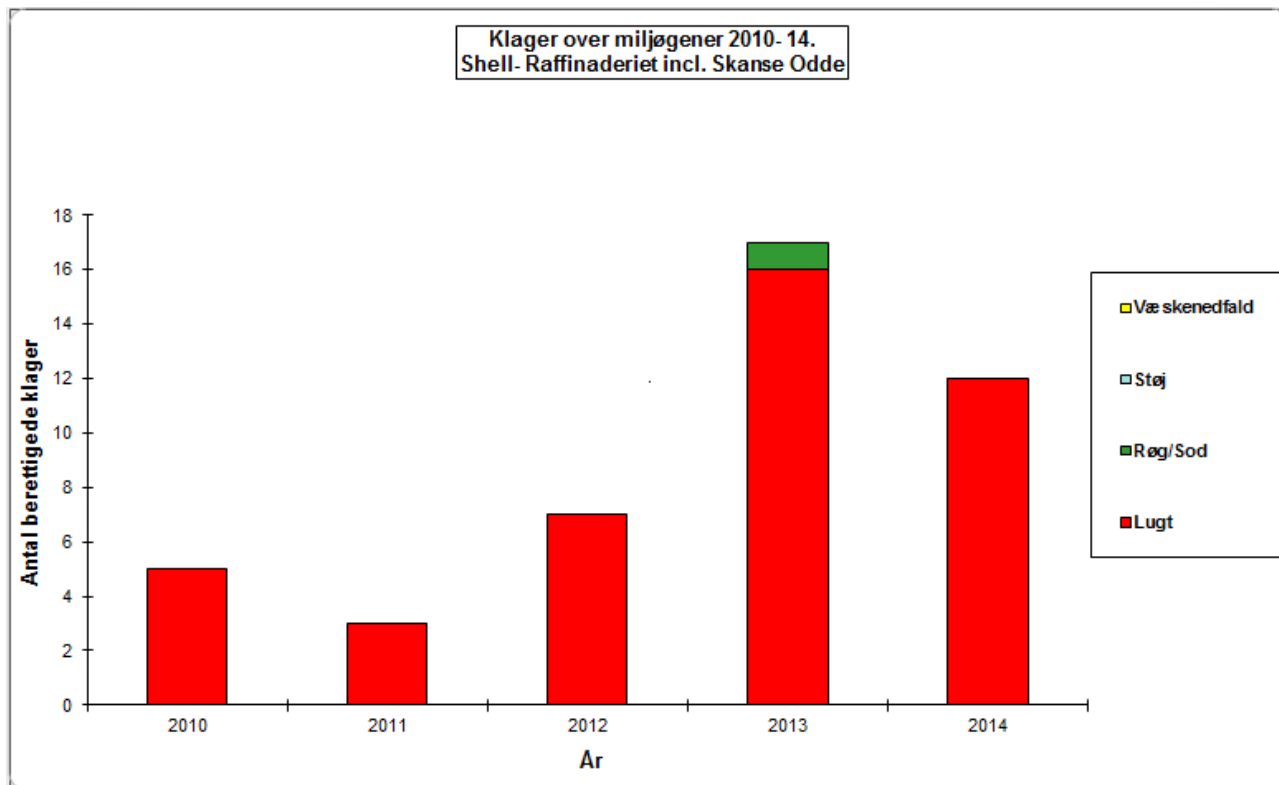
Tabel 23.4 De vigtigste lugtkilders betydning vurderet efter scoringssystem.
Maximal mulig scoring er 100.

Miljøstyrelsen har i brev af 3. september 2012 anmodet om supplerende oplysninger, jf. Version 01 Bilag 01. Disse supplerende oplysninger fremgår af Version 01 Bilag 02.

I perioden maj til oktober 2014 var der gentagne klager fra naboerne over generende lugt fra raffinaderiet, jf. afsnit 26.5. I den forbindelse blev der indført en lugtmoniteringsprocedure og gennemførelse af ugentlig lugtrunderinger, jf. Version 01 Bilag 14.

23.4.2 Eksterne klager

Raffinaderiet har gennem mange år registreret og behandlet eksterne miljøbetingede klager og har en formel skriftlig procedure for behandling af eksterne klager. De registrerede klager er for årene 2010- 2014 opsummeret i nedenstående figur 23.4.



Figur 23.4 Hændelser der har medført eksterne klager over miljøgener fra raffinaderiet 2010 - 2014.

Det ses at lugt er den dominerende grund til klager. En analyse af klagerne viser, at hovedårsagen i de seneste år ofte har været forbundet med driftsproblemer i SWS (surtvandsstripperen) og/eller CLAUS-anlægget. Driftsproblemer i SWS kan medføre at vand med relativt højt H₂S- og NH₃-indhold ender op spildevandsbassinet, CAT II, hvor det påvirker de biologiske processer og derved forårsager lugt. Driftsproblemer i CLAUS-anlægget kan medføre at H₂S sendes til afbrænding i H₂S-flaren, hvilket også kan forårsage lugtproblemer. Det ekstraordinære store antal lugtklager i 2013 og 2014 skyldes ophobning og oprensning af slam i spildevandsbassinerne, jf. afsnit 26.5. Af afsnit 26.5 fremgår det, hvilke tiltag Raffinaderiet har og vil iværksætte for at reducere omfanget af lugt-emissioner fra spildevandssystemerne fremadrettet.

24 Afvigende emissioner i forb. med opstart/nedlukning af anlæg.

Under nedlukning vil miljøpåvirkningen fra raffinaderiet være ændret på grund af de aktiviteter der foregår.

Under nedkørslen vil der være flaring i forbindelse med trykafledning af anlæggene, og der vil være emission af kulbrinter til atmosfæren under uddampningen. Der vil endvidere være mulighed for emission af VOC i forbindelse med dræning af udstyr til spildevandssystemet, uddampning/skylning af beholdere, evakuering og purge af anlægsdele etc.

I forbindelse med nedlukning af 1500-anlægget vil der være emission af SO₂ fra H₂S-flaren. Den øgede aktivitet udendørs med rengøring, reparationer og ændringer af udstyret vil medføre øget støjbelastning. Desuden vil trafikken til og fra raffinaderiet stige markant. Under regenerering af katalysatoren i platformer anlægget kan der være støj fra mobile luftkompressor, der anvendes i forbindelse med koksafbrændingen.

I forbindelse med nedlukning vil der forekomme en del affald, der ikke normalt forekommer, f.eks. pakninger, der udskiftes.

Specielle miljøpåvirkninger under opstart er emission af VOC i forbindelse med f.eks. purge af visse kolonner med fuelgas samt synlig røg fra hovedskorstenen på grund af at ovnene opererer udenfor deres optimale operationsområde, dvs. lav kapacitetsudnyttelse og forholdsvis kolde ovnrum.

25 Afkasthøjder for de enkelte afkast

For afkasthøjder for de enkelte afkast henvises til kapitel 17.

26 Spildevandsteknisk beskrivelse.

26.1 Indretning og drift

Shell Raffinaderiets spildevand er opdelt i 3 kategorier - der alle ledes til forreanseanlægget CAT II - inden det ledes til offentlig kloak. Hertil kommer en 4. kategori, nemlig sanitært spildevand, der udledes separat via det konventionelle offentlige kloaksystem.

Kategori I (Rent vand)

Kategori I vand består af nedbørsafløb fra arealer på Raffinaderiet og FDO-området, hvor der ikke sker forurening med olie. Vandet fra FDO-området ledes gennem åbne grøfter til et opsamlingsbassin, der fungerer som sikkerhedsreservoir for Raffinaderiets vandforsyning til brandvand samt til supplerende af fordampningstab fra kølevand. Er der for meget vand i bassinet løber det over i forreanseanlægget CAT II og derfra til offentlig kloak. Kategori I vand fra selve raffinaderiområdet er ikke segregeret, men sammenblandes med Kategori II og III vand.

Kategori II (AOC vand: Accidental Oil Contaminated)

Kategori II vand består af afløb fra Raffinaderiets befæstede arealer og tankgårde, hvor der lejlighedsvis kan ske forurening med olie, samt fra arealer til tankvognsparkering. Kategori II vand ledes til olieudskilleren (PPI-I), hvorfra det ledes videre til for-reanseanlægget CAT II og derfra til offentlig kloak.

Kategori III (COC vand: Continuous Oil Contaminated)

Kategori III vand består af afløb fra centrale dele af befæstede arealer i Raffinaderiets område og afledning af vand, som har været i nærkontakt med olie. Drænvand fra råolie-, komponent- og produkttanke afledes gennem et rørlagt afløbssystem sammen med kølevand fra procespumper. Kondensat fra damp anvendt som drivmiddel i vacumejektorer og kondensat fra damp tilført destillationskolonnerne opsamles efter kondensation og separation af kulbrinter. Dette vand betegnes surtvand og holdes i lukkede rør- og tanksystemer. Vand, der indeholder kulbrinter, ammoniak, sulfid og phenoler, føres til en surtvandsstripper. Svovlbrinten og ammoniakken stripes af med damp. Derefter anvendes det strippede vand ved afsaltning af råolie. Størstedelen af vandets phenoler optages i råolien. Fra afsalteren ledes vandet via en buffertank, T-5201, videre til afløbssystemet. Nettoafløbet ledes gennem en åben grøft til Raffinaderiets forreanseanlæg (CAT II).

Sanitært spildevand

Alt sanitært spildevand fra Raffinaderiets bygninger udledes i en separat streng til det offentlige kloaknet. Mængden af udledt sanitært spildevand måles inden afgang til offentlig kloak.

For en mere udførlig beskrivelse af indretning og drift af spildevandssystemet henvises til "Version 02 Bilag 46 Miljøteknisk redegørelse vedrørende spildevand". For en oversigt over Shell-Raffinaderiets interne spildevandssystem henvises til Figur 26.4.1.

26.2 Spildevandsmængder

Shell Raffinaderiet leder årligt op til ca. 800.000 m³ vand til offentlig kloak.

Det samlede areal for Shell Raffinaderiet inkl. FDO - Foreningen Danske Olieberedskabslager - er på i alt 840.000 m² (84 ha) fordelt på følgende:

Mængden af Kategori I vand er:

Raffinaderiet ca. 18 ha svarende til	125.100 m ³ /år
FDO ca. 35 ha svarende til	243.250 m ³ /år
I alt	368.350 m ³ /år

Mængden af Kategori II vand er:

Raffinaderiet ca. 28 ha svarende til	194.600 m ³ /år
Læsserampeanlæg ca. 2 ha svarende til	13.900 m ³ /år
I alt	208.500 m ³ /år

Mængden af Kategori III vand er:

Raffinaderiet ca. 1 ha svarende til	6.950 m ³ /år
Produktionsvand gennemsnit 2007-2008	140.000 m ³ /år
I alt	146.950 m ³ /år

Regnvandsmængden, anvendt til beregning af vandmængderne på arealerne, er 695 mm/år. Mængden udgør den gennemsnitlige nedbør for Fredericiaområdet.

Den typiske vandmængde, der ledes til Fredericia Spildevand A/S' renselanlæg er 1.500 m³/døgn. Det er ud fra denne vandmængde, at stofmængderne, der tillades ledt til renselanlægget, er beregnet, idet det antages, at vandmængder over dette må tilsiges afdrænet regnvand, der må antages at virke fortyndende på indholdet.

26.3 Drift af forrenseanlægget (CAT II anlægget)

Raffinaderiets forrenseanlæg er opdelt i 2 lige store sektioner – en beluftningssektion og en fældningssektion. Den første del af forrenseanlæggets beluftningssektion er indrammet, således at det er muligt at skimme olierester af overfladen. Bassinernes volumen er:

Skimmerbassin:	1.000 m ³
CAT II A:	11.300 m ³ (beluftningsbassin)
CAT II B:	11.200 m ³ (slamfældningsbassin)

Bassinerne er ca. 2,5 meter dybe.

I forrenseanlæggets beluftningssektion er de 7 beluftere. Belufterens formål er at ilte spildevandet og dermed sikre omdannelsen af bl.a. organisk stof, svovlbrinte og ammoniak.

Fra forrenseanlæggets beluftningssektion løber spildevandet ved et overfald i bassinets adskillelse over i fældningssektionen, hvor slam bundfældes inden spildevandet ledes til offentlig kloak. Slamdybden i forrenseanlægget bliver målt minimum hver 2. måned. Resultatet af målingerne af slamdybde lægges til grund for en vurdering af, hvorvidt bassinerne skal tømmes for slam. Hvis den gennemsnitlige slamdybde overstiger 20 % af den totale dybde i et bassin bliver bassinet tømt for slam. Vandet løber igennem bassinerne som følge af fortrængning, det vil sige, at der, når der tilføres vand til forrenseanlægget fra grøfterne, skubbes en tilsvarende mængde af vandet, der allerede opholder sig i bassinet, videre til offentlig kloak.

For en mere udførlig beskrivelse af drift af forrenseanlægget henvises til ”Version 02 Bilag 46 Miljøteknisk redegørelse vedrørende spildevand” og ”Version 02 Bilag 48 Ændring af vilkår i spildevandstilladelse”.

26.4 Spildevandets sammensætning og driftanalyser

Mht. spildevandets sammensætning og driftanalyser henvises til ”Version 02 Bilag 46 Miljøteknisk redegørelse vedrørende spildevand”

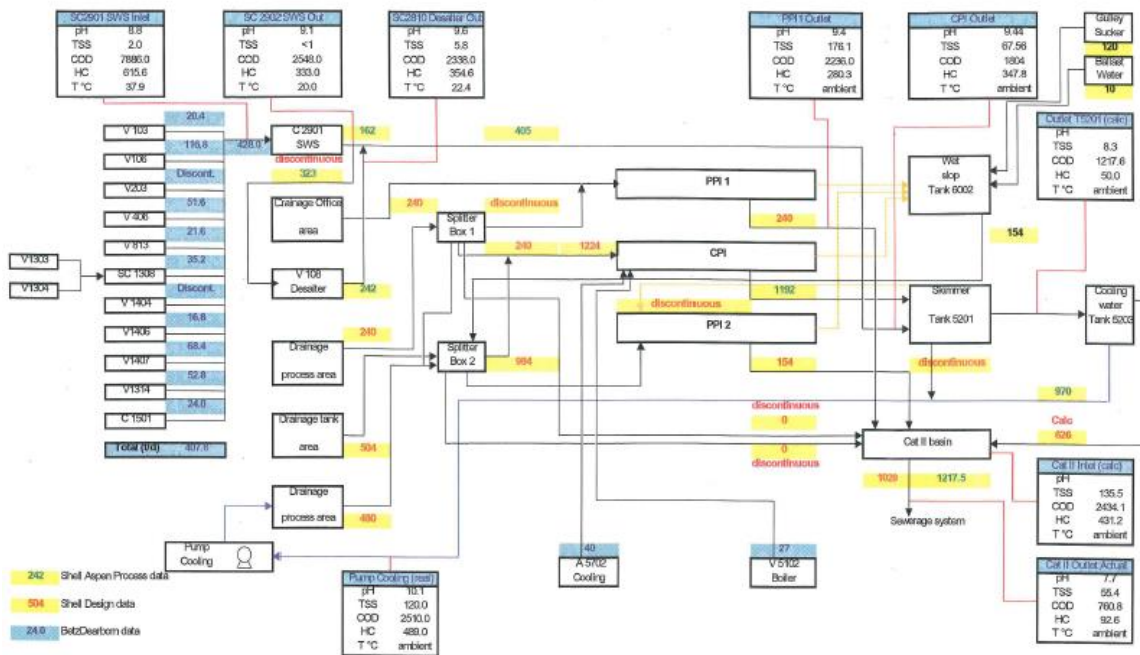
Miljøstyrelsen har i brev af 3. september 2012 anmodet om supplerende oplysninger, jf. Version 01 Bilag 01. Disse supplerende oplysninger fremgår af Version 01 Bilag 02.

26.5 Raffinaderiets interne spildevandssystem: sammensætning og mængder.

Firmaet BetzDearborn gennemførte i 2001 et spildevandsstudie for raffinaderiet. Resultaterne afrapporteredes i dokumentet med titlen ”Refinery Integrated Waste Water Study, Conducted For A/S Dansk Shell” dateret August 2001. Nedenstående uddrag af rapporten beskriver Raffinaderiets interne spildevandssystem, samt sammensætning og mængde af interne spildevandsstrømme.

Raffinaderiets interne spildevandssystem fremgår af nedenstående figur 26.4:

Shell Fredericia Waste Water Process Overview - Current Situation



Figur 26.5.1: Shell-Raffinaderiets interne spildevandssystem.

Ovenstående figur findes i et mere læsevenligt A3 format i bilagsmappens kapitel 26.

Nedenstående Tabel 26.1 giver et overblik over hoved-spildevandsstrømme og de respektive niveauer af forurenende stoffer til spildevandssystemet.

	Flow	pH	HC	COD	SS	Total HC	Total COD	Total SS
From	l/d		mg/l	mg/l	mg/l	kg/d	kg/d	kg/d
SWS	162.2	9.1	333.0	2548.0	<1	54.0	413.3	
Desalter	242.4	9.6	354.6	2338.0	5.8	85.9	566.7	1.4
CPI	1192.0	9.4	347.8	1804.0	67.6	414.6	2150.4	80.5
T 5203	626.3	10.1	489.0	2510.0	120.0	306.3	1572.1	75.2
PPI 1	240.0	9.4	280.3	2236.0	176.1	67.3	536.6	42.3
PPI 2	discont.	9.5	423.0	2482.0	123.4			
to Cat II	866.3		431.2	2434.1	135.5	373.6	2108.7	117.4
from Cat II	1217.5	7.7	92.6	760.8	55.4	112.7	926.3	67.4

Tabel 26.5.1: Spildevandsstrømme og niveauer af forurenende stoffer til spildevandssystemet

Nedenstående data i Tabel 26.5.2 repræsenterer gennemsnittet af spildevandsanalyser udført over en 10 ugers periode på de vigtigste spildevandsstrømme:

Unit	CDU V 103	CDU V 106	Desalter V 108	HDS1 V 406	ADIP V 813	TGU SC 1308	TGU V 1314	HDS2 V 1406	HDS2 V 1407	SCOT C 1501	SWS in SC 2901	SWS out SC 2902
Ammonia	1626.0	744.0	642.0	330.0	13650.0	612.5	15.9	6466.7	1.5	372.5	2480.0	780.0
pH	8.6	8.7	9.8	8.3	8.6	5.6	5.0	8.8	6.0	8.8	8.8	9.1
Conductivity	12542.0	3286.0	4020.0	3252.5	140500.0	4452.5	183.8	58500.0	18.9	2542.5	19460.0	1824.0
Chlorides	<1	7.1	674.2	<1	1	54.0	1	1	<0.1	<1	1	18.9
Hardness	<10	<10	157.2	<10	<10	<10	<10	<10	<10	<10	<10	<10
TSS	<1	14.1	6.8	<1	19.0	<1	1.3	<1	59.2	16.4	2.0	<1
Sulfides	3414.0	977.0	80.8	1295.0	44000.0	79.3	21.8	31000.0	7.0	145.8	7320.0	87.0
TOC	1674.0	598.0	821.4	7.0	2130.0	2427.5	438.2	50.0	93.3	121.0	1143.4	826.8
COD	7068.0	2650.0	2338.0	1132.5	7100.0	7005.0	1560.0	5120.0	3173.0	179.5	7886.0	2548.0
HC %		2.1							0.5			
Extractables	1778.0	630.3	354.6	65.0	148.0	1927.5	150.0	148.7	1290.0	<5	615.6	333.0
Phenol	19.4	19.5	2.8	0.4	0.5	64.5	45.4	2.4	11.1	<1	50.8	38.4
Temperature	44.1	28.2	22.4	18.6	26.8	36.8	39.7	34.4	13.0	48.8	37.9	20.0

Unit	Demis Effluents	Boiler V 5102	Pump Cooling T 5203	Cooling A 5102	Strip Tank T 4902	PI 1		PI 2		CA		Cat II	
						IN	OUT	IN	OUT	IN	OUT	IN	OUT
Ammonia	0.3	0.3	964.0	0.4	338.0	440.0	358.0	397.5	434.0	348.0	368.0	(projection)	158.8
pH	9.4	10.5	10.1	8.4	9.2	9.7	9.4	9.4	9.5	9.4	9.4		7.7
Conductivity	7226.0	449.0	3920.0	1170.6	11406.0	3665.0	3892.0	2130.5	3448.0	2922.0	2960.0		4114.0
Chlorides	2045.8	50.4	576.0	90.4	3096.0	670.3	793.8	467.3	634.4	478.4	476.4		693.0
Hardness	1495.8	53.0	184.0	472.2	716.2	283.3	268.2	179.0	212.8	234.2	205.0		239.6
TSS	40.3	27.1	120.0	2.4	613.8	450.0	176.1	81.0	123.4	206.8	67.6	135.5	55.4
Sulfides	7.0	<1	<0.1	4.0	77.2	33.5	23.8	39.0	30.2	40.3	24.8		2.0
TOC	7.6	18.4	622.0	19.4	700.8	539.5	528.2	581.3	590.4	568.8	533.8	596.0	284.2
COD	46.0	37.2	2510.0	65.0	3492.0	2257.5	2236.0	2570.0	2482.0	2780.0	1804.0	2434.1	760.8
HC %					2.0			1.6					
Extractables	<5	5.0	489.0	18.6		0.0	280.3	0.0	423.0	519.0	347.8	431.2	92.6
Phenol	<1	<1	15.7	<1	4.8	6.3	6.7	7.5	9.1	8.4	8.1	13.2	2.5
Temperature	ambient	75.3	ambient	ambient	ambient	ambient	ambient	ambient	ambient	ambient	ambient	ambient	ambient

Tabel 26.5.2 Gennemsnittet af spildevandsanalyser udført over en 10 ugers periode i 2001

26.6 Lugtproblemer i relation til spildevandssystemet

I perioden maj til oktober 2014 var der gentagne klager fra naboerne over generende lugt fra raffinaderiet. På baggrund af forskellige undersøgelser blev der konkluderet, at årsagerne til de konstaterede lugtgener primært var raffinaderiets spildevandssystem. I den forbindelse udstedte Miljøstyrelsen den 9. oktober 2014 ”Påbud om udarbejdelse af en detaljeret redegørelse for de tekniske og økonomiske muligheder for at reducere lugtemissionen fra virksomhedens spildevandssystem mest muligt”, jf. Version 01 Bilag 15. Den detaljerede redegørelse for at reducere lugtemissionen blev fremsendt til Miljøstyrelsen i december 2014, jf. Version 01 Bilag 16. Nedenstående er citat af ”Resume & konklusioner” fra dette dokument:

”Råoliens indhold af H₂S scavenger har over en årrække forårsaget nedsat virkningsgrad af raffinaderiets spildevandsanlæg. Scavengeren har forårsaget tilsmudsning af kritisk udstyr og forårsaget nedsat virkning af olieudskillere og indirekte givet ophobning af større mængder slam i raffinaderiets spildevandslaguner.

En lugtundersøgelse af raffinaderiets spildevandsstrømme viser, at indholdet af H₂S og forskellige svovlforbindelser, herunder methanliol findes i processpildevandet. De åbne systemer som spildevandstanken T-5201, åbne kanaler, men specielt den beluftede lagune er den væsentligste lugtkilde.

En indsats imod lugt vil være mest effektiv ved segregering af forskellige strømme, herunder rent regnvand, forurenede regnvand og processpildevand. Det anbefales, at etablere et lukket system for processpildevand og herefter udvikle et koncept baseret på traditionel DAF (dissolved air flotation) og direkte udledning til Fredericia spildevand.

En langsigtet løsning vil kunne implementeres over de næste 5 år inklusiv udvikling, myndighedsbehandling og etablering. Det forventes, at kunne løses indenfor kr. 40-50 mio.

På kort sigt, indenfor de næste 0 - 2 år, vil en løsning være at færdiggøre anlægsændringerne i procesanlæggene og gennemføre segregering af rent overfladevand og rørlægge processpildevandet til den belufte lagune. Dette vurderes at kunne løses indenfor kr. 2-5 mio.”

27 Oplysninger om tilslutning til offentligt spildevandsanlæg.

Forurennet spildevand ledes efter behandling i forrenseanlægget til Fredericia Kommune centralrenseanlæg som beskrevet i kapitel 26.

Shell Raffinaderiet har i henhold til vilkår 40 i Shell Raffinaderiets samlede miljøgodkendelse udstedt af Vejle Amt den 26. januar 2000, tilladelse til udledning af uforurennet spildevand fra tagarealer, parkeringspladser og lignende direkte til Lillebælt. Shell Raffinaderiet ønsker at denne tilladelse også omfattes af den revurderede miljøgodkendelse.

28 Oplysninger opblandingsforhold i det modtagende vandområde.

Da der ikke udledes forurenede spildevand direkte til vandløb, søer eller havet, indeholder den miljøtekniske beskrivelse ikke oplysninger i relation til opblandingsforhold.

29 Oplysninger i relation til gældende spildevandsbekendtgørelse.

Virksomheden ønsker ikke at udlede mere end 22 tons kvælstof eller 7,5 tons fosfor pr. år eller derover til vandløb, søer eller havet, og den miljøtekniske beskrivelse indeholder derfor ikke oplysninger i relation hertil.

30 Beskrivelse af støj-og vibrationskilder.

Nedenstående beskrivelse af støj-og vibrationskilder baserer sig på følgende 2 rapporter:

1. Shell-Refinery Fredericia, Støjkortlægning, DANAK 91 - 172, "Miljømåling – ekstern støj", Oktober 2007
2. Shell-Refinery Fredericia, Støjkortlægning, DANAK 91 - 212, "Miljømåling – ekstern støj", Marts 2012

Ændringer i rapporten fra 2012 i forhold til rapporten fra 2007 er som følger:

- Der er tilføjet et nyt anlæg – Bioethanol som består af en lastbilrute samt de tilhørende stationære støjklider.
- "Isosiv" anlæget (udstyr mrk. 500) er blevet stoppet, dvs. 28 støjklider er blevet fjernet fra beregningsmodellen.

For evt. yderligere detaljer henvises til disse 2 rapporter, der er vedlagt i bilagsmappens kapitel 30.

30.1 Stationære klider

Tabel 30.1 viser målinger på de 40 mest betydende stationære støjklider på raffinaderiet over en 3 års periode før 2007 sorteret efter kildestyrke. Der er ikke foretaget nye målinger i 2012 eller senere, men af tabellen fremgår hvilke støjklider der er blevet fjernet.

Støjkilde	2007	2012
P-102 Motorer og pumper. Gr. 2	115.7 dB	115.7 dB
K-102-indt K 102 - luftindtag	112.9 dB	112.9 dB
J-1302 Vakuumudstyr ved C1305	112.6 dB	112.6 dB
P-3703-m Black oil blending pumps - motor	112.2 dB	112.2 dB
E-202A-B - bund E 202 A-B - bund, Ø3,5, 6 stk.	112.0 dB	112.0 dB
E-306A-F - bund E 306 A-F - bund, Ø3,5, 6 stk.	112.0 dB	112.0 dB
K-5107-vent Ventilator, Gr. 8	111.1 dB	111.1 dB
E-1305A-D+E-1323-bund E 1305 B. Ø3,5 - bund 6 stk	110.5 dB	110.5 dB
P-5101 P5101 - motor, Gr. 8	110.5 dB	110.5 dB
K-102-vent Ventilator til ovn. Munding. Gr. 8	110.0 dB	110.0 dB
P-101B Råoliepumpe	109.8 dB	109.8 dB
P-1302S P 1302 S - (kraftigt tone ved 1045Hz)	109.5 dB	109.5 dB
K-511 Kompressor	109.4 dB	0 dB
P-1213C Motor. Gr. 7	109.4 dB	109.4 dB
P-1301 A Pumpe og motor (A og B)	109.2 dB	109.2 dB
E-302A-B + E-701 - bund E 306 D - bund, Ø2,5, 6 stk.	109.1 dB	109.1 dB
K-201C-m motor	109.1 dB	109.1 dB
P-1320-m P1320 - motor Gr.11	109.1 dB	109.1 dB
K-401A+K-402A Kompressorer.	108.9 dB	108.9 dB
K-401B + K-402B K401B + K402B	108.9 dB	108.9 dB

K-301 Damp turbine. K301. Gr. 4	108.4 dB	108.4 dB
K-307-vent Ventilator, Gr. 9	108.3 dB	108.3 dB
K-511-bund Kompressor - bund	108.2 dB	0 dB
E-1304A-C - top Køler E 1304 - top	108.0 dB	108.0 dB
E-402A-B-bund E402 A-B - bund, Ø3,7m, 2 stk.	107.5 dB	107.5 dB
E-405A-B-bund E405 A-B - bund, Ø3,7m, 2 stk.	107.5 dB	107.5 dB
E-406-410-bund Ø3,7m, 2 stk.	107.5 dB	107.5 dB
E-112A-B + E-116A-B - bund Luftkøler - bund, Ø3,5m, 2 stk.	107.4 dB	107.4 dB
E-114C-D - bund Luftkøler - bund, Ø3,5m, 2 stk.	107.4 dB	107.4 dB
E-117 - bund Luftkøler - bund, Ø3,5m, 2 stk.	107.4 dB	107.4 dB
K-514 Kompressor	107.2 dB	0 dB
E-314-bund E 314 - bund, Ø4,1m, 2 stk.	107.0 dB	107.0 dB
P-101A Råoliepumpe	107.0 dB	107.0 dB
K-514-bund Kompressor - bund	106.7 dB	0 dB
A-5702 - ud Køletårn Wacond - afk. 3 stk.	106.6 dB	106.6 dB
E-302-bund E 302 B - bund, Ø2,8, 2 stk.	106.6 dB	106.6 dB
E-202A-B - top E 202 A-B - top, 6 stk.	105.8 dB	105.8 dB
E-302A-B + E-701 - top E 302A-B + E 701 - top, 6 stk.	105.8 dB	105.8 dB
E-306A-F - top E 306 A-F - top, 6 stk.	105.8 dB	105.8 dB
K-201A Kompressor og motor.	105.6 dB	105.6 dB

Tabel 30.1 Målinger på de 40 mest betydende stationære støjkilder

I bilagsmappens kapitel 30 findes en tilsvarende tabel, hvor alle betydende støjkilder sorteret efter kildestyrke er medtaget. Dette omfatter i alt 191 støjkilder.

30.2 Mobile kilder: Intern transport, tankbiler og personbiler

I det efterfølgende er datagrundlaget for beregning støjbidraget fra mobile kilder opstillet. Støjberegningerne viser, at bidraget fra mobile kilder er neglignibelt.

For uge 37-2007 - den 10. – 16. september – blev der foretaget en opgørelse over antallet af kørsler med tankvogne. Optællingen er baseret på registreringen af hver enkelt tankvogns tankning og tidspunktet herfor (svarende til vejesedler). Der er tilføjet yderlige 5 og 7 tankvogne idagtimerne (kun hverdage) for at afspejle kørslen med henholdsvis bioethanol og FAME, som er kommet til siden 2007.

Tidspunkt	Tankvognskørsler pr. dag		
	Hverdage	Lørdage	Søndage
kl. 06 – 18	101+5+7		
kl. 18 – 22	17		
kl. 22 – 02	13		
kl. 02 – 04	5		
kl. 04 – 06	8		
kl. 07 – 14		16	
kl. 14 – 22		2	
kl. 22 – 07		0	3
kl. 07 - 22			10

Tabel 30.2.1 Optælling af tankvognskørsler for uge 37 i 2007.

Ovenstående optælling fra 2007 er anvendt som grundlag for støjberegningerne og svarer til ca. 800 tankbiler/uge. Daglige gennemsnitstal baseret på kørselsmønsteret i perioden 27/8 – 24/11 2013 svarer til ca. 900 tankbiler/uge, jf. tabel 16.2.9.1. Der er således registreret en stigning i tankbilskørslen på ca. 10%, fra 2007 til 2013 hvoraf den største del kan forklares med den ekstra kørsel af FAME og bioethanol.

Der er holdskift kl. 07, 15 og 23. Antallet af personbiler på parkeringspladsen skønnet til:

Dagperioden:	200 personbiler
Aftenperioden:	10 personbiler
Natperioden:	10 personbiler
Dagperioden lørdage og søndage:	30 personbiler

Tabel 30.2.2 viser målinger på alle betydende mobile støjkloder der er medtaget i beregningsmodellen der er rapporteret i kapitel 32.

Støjkilde	2007	2012
Tankvogn - acceleration før og efter port	-	109.0 dB
Tankvogn - acceleration efter tankning	-	109.0 dB
Tankvogn til Biodiesel - acceleration efter tankning	-	109.0 dB
Unloading Fame Pump - Bioethanol	-	87.0 dB
Tankvogn - kørsel	105.7 dB	105.7 dB
Personbiler til P-plads	90.0 dB	90.0 dB
Personbiler, parkeringsoperation	85.0 dB	85.0 dB
Tankvogn - tomgang ved porten	92.2 dB	92.2 dB

Tabel 30.2.2 Målinger på alle betydende mobile støjkloder

31 Støj-og vibrationsdæmpende foranstaltninger

31.1 Nuværende Støj- og Vibrationsdæmpende foranstaltninger.

Støjområdet er et udpræget eksempel på at arbejdsmiljø og eksternt miljø kan have fælles interesseflader. Stilles der krav om støjsvagt udstyr (pumper, luftkølere, kompressorer etc) for at overholde max 85 dB(A) i arbejdsmiljøet, vil også det eksterne miljø få fordele af det.

Den mest effektive strategi for reduktion af både intern og eksternt støj er således at reducere støjen fra alle de betydende støjkilder.

Generelt fås de mest støjsvage anlæg/anlægsdele, når der tages udstrakte hensyn til at minimere støjkildestyrker i designfasen.

Det er normalt langt sværere og mere bekosteligt at reducere støjen fra eksisterende udstyr, og i nogle tilfælde, f.eks ved etablering af støjskærme/volde, opnås ikke reduktion af den interne støj men kun på støjbidraget i det eksterne miljø.

Store dele af Raffinaderiet har været i drift siden august 1966, og mange af de største støjkilder er fra dengang. Væsentlige støjreducerende tiltag i designfasen er foretaget siden 1991 i forbindelse med 3 store nye anlæg, Gasturbinen, GODFRED-komplekset (HDS2, SRU, SWS og dele af Adip) og Platform Splitteren.

Desuden er der i forbindelse med udskiftning af anlægsdele taget vide hensyn til støj. Efterfølgende tabel 21.1 giver en oversigt over opnåede reduktioner af kildestyrker.

År	Udskiftning af udstyr	Kildestyrke		Bemærkninger
		før	efter	
1993	TGU-brændere	116	89	også lav NOx. Pris 5,7 mill.kr
1993	flare-brændere	115	<107	kan ikke måle kildestyrke pga baggrundsstøj fra Raff
1994	K201B og C	106	97	
1995	A5201	112	106	incl øvrige kilder i området
1995	K102-luftindtag	110	104	
1995	CLAUS-anlæg			del af GODFRED-anlægget
1998	P301 system	107	< 85	Nyt trim i CV, ingen kavitation
2000	P104, P106, P114		< 85	

Tabel 31.1. Oversigt vedr. støjreducerende foranstaltninger 1991-2000.

31.2 Tekniske muligheder for Støj- og Vibrationsdæmpende foranstaltninger.

Den eksterne støj i omgivelserne kan principielt nedbringes ved:

- at reducere støjen fra de enkelte kilder, som giver et væsentligt støjbidrag, ved modifikation af udstyret, alternativt udskiftning af udstyr,
- at reducere støjudbredelsen - ikke nødvendigvis kildestyrken - ved installation af støjisolering, støjskærme, støjvolde eller lignende.

Det skal siges, at det ikke er muligt at opnå en væsentlig støjreduktion ved at fjerne eller foretage støjreduktion på nogle få kilder. En væsentlig støjreduktion vil kræve en næsten total udskiftning af alt støjende udstyr.

Disse muligheder er belyst i det følgende.

31.2.1 Støjreduktion ved kilden:

Støjreduktion ved kilder fås principielt ved at udskifte dele eller hele det "støjende" udsyr.

Generelt må det siges, at det er meget omkostningskrævende at erstatte udstyr med nyt på grund af støj.

Yderligere kræver en udskiftning af udstyr i de fleste tilfælde at raffinaderiet er lukket ned for turnaround. Dette sker kun hvert 5. – 6. år.

Under turnaround er tiden meget knap, og det er begrænset, hvor meget udstyr, der kan nås at blive udskiftet. I fald udskiftning af udstyr kræver forlængelse af shut-down, skal der i omkostningerne medregnes mistede indtægter, fordi raffinaderiet ikke kører.

De tekniske muligheder for støjreduktion ved kilden er forskellige alt efter hvilket type udstyr, der er tale om. I denne sammenhæng vil vi koncentrere os om de typer udstyr, som giver de største støjbidrag, jf. tabel 30.1.

31.2.1.1 PUMPER

Nedenstående tabel viser målinger på de 20 mest betydende pumpe-støjkilder.

Støjkilde	2007	2012
P-102 Motorer og pumper. Gr. 2	115.7 dB	115.7 dB
P-3703-m Black oil blending pumps - motor	112.2 dB	112.2 dB
P-5101 P5101 - motor, Gr. 8	110.5 dB	110.5 dB
P-101B Råoliepumpe	109.8 dB	109.8 dB
P-1302S P 1302 S - (kraftigt tone ved 1045Hz)	109.5 dB	109.5 dB
P-1213C Motor. Gr. 7	109.4 dB	109.4 dB
P-1301 A Pumpe og motor (A og B)	109.2 dB	109.2 dB
P-1320-m P1320 - motor Gr.11	109.1 dB	109.1 dB
P-101A Råoliepumpe	107.0 dB	107.0 dB
P-301	105.6 dB	105.6 dB
P-1320-p P1320 - pumpe Gr.11	105.1 dB	105.1 dB
P-319A	104.7 dB	104.7 dB
P-318B	104.2 dB	104.2 dB
P-3705A - pumpe 11.S3B.1/1k, r=1m, hs=1m	103.1 dB	103.1 dB
P-3705B - pumpe 11.S3B.1/1k, r=1m, hs=1m	103.1 dB	103.1 dB
P-1319 Pump P1319. Gr.11	102.4 dB	102.4 dB
P-3703-p Black oil blending pumps - pumpe	102.2 dB	102.2 dB
P-5218 Køletårne/pumper/motorer. SV for gr.14	101.6 dB	101.6 dB
P-321A	101.5 dB	101.5 dB
P-5201S Køletårne/pumper/motorer. SV for gr.14	100.7 dB	100.7 dB

Tabel 31.2.1 Målinger på de 40 mest betydende pumpe støjkilder

De fleste af Raffinaderiets pumper er elektrisk drevne centrifugalpumper og ofte af en betragtelig størrelse. Enkelte pumper er turbinedrevne med mellemtryksdamp (18 bar) som drivmiddel.

Støj fra de elektriske pumper kan stamme fra elektromotoren eller/og fra selve pumpen. Analyser har vist, at langt den overvejende del af den totale støj fra pumpen generelt stammer fra elektromotoren.

I elmotoren udvikles varme som fjernes ved at en ventilator blæser luft hen over overfladen. Specielt de ældre elektromotorer er udstyret med simple køleventilatorer, og propellen giver betydeligt mere støj end moderne aerodynamisk formede udgaver. I nogle tilfælde kan det være muligt og tilstrækkeligt at udskifte den gamle propel med moderne eller placere en silencer i "luftindtaget" til elektromotoren. I mange tilfælde vil en total udskiftning af elmotoren dog være nødvendig.

31.2.1.2 LUFTBLÆSERE TIL OVNE

Nedenstående tabel viser målinger på de mest betydende luftblæser-støjkilder.

Støjkilde	2007	2012
K-102-indt K 102 - luftindtag	112.9 dB	112.9 dB
K-5107-vent Ventilator, Gr. 8	111.1 dB	111.1 dB
K-102-vent Ventilator til ovn. Munding. Gr. 8	110.0 dB	110.0 dB
K-307-vent Ventilator, Gr. 9	108.3 dB	108.3 dB
K-307-indt Luftindtag til østligste ovn. Munding. Gr. 9	105.1 dB	105.1 dB
K-5102-indt luftindtag	104.9 dB	104.9 dB
K-1501 (2 vent i drift)	94.4 dB	94.4 dB

Tabel 31.2.2 Målinger på de mest betydende luftblæser støjkilder

Støj fra luftblæsere til ovne kan komme fra

- Luftindtaget
- Motoren/turbinen som driver ventilatoren rundt
- Ventilatoren

Luftindtaget kan støjdæmpes ved installation af en såkaldt "silencer", hvilket typisk reducerer kildestyrken med 15 dB. Installation af en silencer vil give et ekstra lille trykfald, så det er en forudsætning, at motoren har tilstrækkelig reservekapacitet til fortsat at opfylde behov for luft til procesovnen. Luftindtagene i K-102, K-307, K-5101 og K-5102 er steder, hvor installation af en silencer vil kunne give en væsentlig støjreduktion, men det ville også være forbundet med betydelige omkostninger. For K-5101's og K-5102's vedkommende vil en indkapsling kræve uforholdsmæssigt mange modifikationer på udstyret. I stedet vil udskiftning af de dampdrevne turbiner med elmotorer evt. være mere hensigtsmæssigt.

EJEKTORER:

Kun ejektorsættet J-1302 ved C-1305 er en betydelig støjkilde med et bidrag på 112,6 dB, jf. tabel 30.1.

Vakuum skabes i enkelte kolonner ved hjælp af ejektorer med mellemtryksdamp (18 bar). Damp sendes med meget høj hastighed gennem et eller flere ejektorsæt og kondenseres umiddelbart efter i varmeveksler med kølevand. Derved skabes et vakuum i kolonnen, så gasser rives med dampen og kondenseres i den førnævnte varmeveksler og opsamles i efterfølgende beholder, hvor olie og vand separeres.

Da der er tale om meget høje gashastigheder i ejektorsættet, giver det anledning til et væsentligt støjbidrag. Ejektorsættet er samtidig placeret højt (på toppen af kolonnen) og lyden kan udbredes relativt frit til immissionspunkter uden skærmning.

Det er kun muligt at reducere støjen fra ejektorsæts ved isolering med akustisk dæmpende materiale.

Ved udskiftning er det principielt muligt at gå over til væskeringspumper, der har et lavt støjniveau og lavere energiforbrug.

31.2.1.3 LUFTKØLERE

Nedenstående tabel viser målinger på de mest betydende luftkøler-støjkilder.

Støjkilde	2007	2012
E-202A-B - bund E 202 A-B - bund, Ø3,5, 6 stk.	112.0 dB	112.0 dB
E-306A-F - bund E 306 A-F - bund, Ø3,5, 6 stk.	112.0 dB	112.0 dB
E-1305A-D+E-1323-bund E 1305 B. Ø3,5 - bund 6 stk	110.5 dB	110.5 dB
E-302A-B + E-701 - bund E 306 D - bund, Ø2,5, 6 stk.	109.1 dB	109.1 dB
E-1304A-C - top Køler E 1304 – top	108.0 dB	108.0 dB
E-402A-B-bund E402 A-B - bund, Ø3,7m, 2 stk.	107.5 dB	107.5 dB
E-405A-B-bund E405 A-B - bund, Ø3,7m, 2 stk.	107.5 dB	107.5 dB
E-406-410-bund Ø3,7m, 2 stk.	107.5 dB	107.5 dB
E-112A-B + E-116A-B - bund Luftkøler - bund, Ø3,5m, 2 stk.	107.4 dB	107.4 dB
E-114C-D - bund Luftkøler - bund, Ø3,5m, 2 stk.	107.4 dB	107.4 dB
E-117 - bund Luftkøler - bund, Ø3,5m, 2 stk.	107.4 dB	107.4 dB
E-314-bund E 314 - bund, Ø4,1m, 2 stk.	107.0 dB	107.0 dB
E-302-bund E 302 B - bund, Ø2,8, 2 stk.	106.6 dB	106.6 dB
E-202A-B - top E 202 A-B - top, 6 stk.	105.8 dB	105.8 dB
E-302A-B + E-701 - top E 302A-B + E 701 - top, 6 stk.	105.8 dB	105.8 dB
E-306A-F - top E 306 A-F - top, 6 stk.	105.8 dB	105.8 dB
E-314-top E 314 A - top, 2 stk.	105.5 dB	105.5 dB
E-112A-B + E-116A-B - top Luftkøler - top 2 stk	104.1 dB	104.1 dB
E-114C-D - top Luftkøler – top	104.1 dB	104.1 dB
E-117 - top Luftkøler – top	104.1 dB	104.1 dB

Tabel 31.2.3 Målinger på de mest betydende luftkøler støjkilder

Luftkølere er blandt de mest kritiske støjkilder. I det “gamle” design for luftkølere har propellen en meget høj periferi-hastighed, ca 60 m/s, hvilket giver anledning til meget støj. Propellen kan udskiftes til en anden type med lavere periferi-hastighed og samme effektivitet, hvilket dog kræver at også elmotoren, som driver propellen, udskiftes.

Ved udskiftning til en ny lav-støj type er der potentielt mulighed for en kildestyrkereduktion på 15 dB(A).

31.2.1.4 KOMPRESSORER

Nedenstående tabel viser målinger på de mest betydende kompressor-støjkilder.

Støjkilde	2007	2012
K-201C-m motor	109.1 dB	109.1 dB
K-401A+K-402A Kompressor.	108.9 dB	108.9 dB
K-401B + K-402B K401B + K402B	108.9 dB	108.9 dB
K-301 Damp turbine. K301. Gr. 4	108.4 dB	108.4 dB
K-201A Kompressor og motor.	105.6 dB	105.6 dB
K-201B kompressor og motor	105.6 dB	105.6 dB
K-201C-k kompressor	105.6 dB	105.6 dB
K-1403 41.S3B. 1/1k, r=1m, hs=1,4	89.1 dB	89.1 dB

Tabel 31.2.4 Målinger på de mest betydende kompressor støjkilder

For kompressorerne K-201A/B/C, K-301, K-401A/B og K-402A/B, hvoraf specielt K-301 er af betragtelig størrelse, anses det ikke muligt at opnå en væsentlig støjreduktion ved kilden. I stedet kan der evt. foretages afskærmning.

31.2.2 STØJREDUKTION ved AFSKÆRMNING / ISOLERING:

Støjreduktion ved afskærmning ønsker Raffinaderiet af sikkerhedsgrunde kun at gennemføre, hvis de tekniske muligheder for støjreduktion ved kilden ikke er til stede eller er uforholdsmæssigt dyre at gennemføre.

Støjreduktion ved isolering er et fornuftigt tiltag ved ejektorsæt. På Raffinaderiet findes flere ejektorsæt (J-1301/2/3, J-201, J-101 osv), men kun ejektorsættet på C-1305 er så stort, at det kommer blandt de mest betydende støjkilder på Raffinaderiet.

Det er estimeret, at ved isolering med akustisk dæmpende materiale er det muligt at opnå en reduktion i støjbidrag på 15 dB. Under den detaljerede engineering viste støj dæmpningen at blive adskillige faktorer dyrere end først estimeret.

Støjreduktion af kompressorerne K-201A/B/C, K-301, K-401A/B og K-402A/B kan eventuelt opnås ved isolering og bygning af støjskærme m.m..

31.2.3 STØJREDUKTION ved BEPLANTNING og/eller STØJVOLDE:

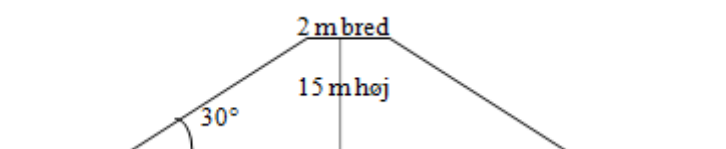
Det har været undersøgt, om støjbidraget kan reduceres ved at etablere jordvolde, evt. med beplantning. De støjmæssige virkninger af en jordvold mellem procesanlæg og immissionspunkt 4 er undersøgt af dk-TEKNIK, se 2 rapporter fra dk-TEKNIK i bilagsmappens kapitel 31. Da lyd bevæger sig delvist i krumme baner, kan jordvolde kun give en væsentlig støjreduktion såfremt voldene er minimum 13-15 m høje, jf. nedenstående tabel 31.2.5.

Rent praktisk er den maksimale hældning omkring 30° , idet jorden erfaringsmæssigt skrider ved højere vinkler. Med dimensioner som angivet på nedenstående figur kan volumen estimeres til ca 210.000 m³.

Det vurderes, at det er muligt at opnå følgende ved etablering af en 500 m lang støjvold:

Voldens højde (m)	Samlet støjbidrag i immissionspunkt 4 (dB(A))
0	52,7
5	52,7
10	52,6
13	50,2
15	46,9

Tabel 31.2.5 Støjreduktion som funktion af jordvolds højde



Figur 31.2.3 Skitse af jordvold til støjreduktion

Etablering af jordvold er påbegyndt i samarbejde med Fredericia Kommune med henblik på at højne det visuelle og æstetiske indtryk af raffinaderiet set fra omfartsvejene. Hovedparten af overskudsjorden henvises af Fredericia Kommune. Det er hensigten, at udbygge jordvolden i takt med at der bliver egnet overskudsjord til rådighed.

32 Beregning af det samlede støjniveau i naboområderne

32.1 Beskrivelse af immissionspunkter

Shell-Raffinaderiet har rekvireret dk-TEKNIK til at måle støjemissionen fra virksomheden og beregne støjbidraget i 4 immissionspunkter.

Støjen fra kilderne på virksomheden blev målt og beregnet i overensstemmelse med metoderne beskrevet i Miljøstyrelsens vejledning nr. 5/1993, "Beregning af ekstern støj fra virksomheder". Metoden er implementeret i dk-akustiks beregningsprogram dk-LYD, ver. 2.1k. På grundlag af en digitalisering af kort over virksomheden og dens nærmeste omgivelser samt de udførte støjmålinger beregnes støjbidraget i de valgte immissionspunkter.

Immissionspunkterne er udvalgt i samarbejde mellem Vejle Amt, dk-TEKNIK og Raffinaderiet i 1992 og angivet på nedenstående luftfoto:



Figur 32.1 Oversigtsfoto over Shell-Raffinaderiet og dets nærmeste omgivelser med angivelse af immissionspunkternes placering.

I nedenstående korte beskrivelse er afstande til immissionspunkterne angivet i forhold til Raffinaderiets 99 m højde hovedkorsten placeret i GROUP AREA 08. Begrundelsen for at bruge

hovedskorstenen er at Raffinaderiets akustiske tyngdepunkt ligger ca 5 m fra hovedskorstenen. Om immissionspunkterne kan bemærkes følgende:

32.1.1 Immissionspunkt 2, parkeringsplads ved Statoil / Q8:

Punkt 2 ligger cirka 550 m vest for hovedskorstenen på parkeringspladsen foran Statoils og Q8's læsseramper. Punktet repræsenterer det nærmeste industrimråde øst for raffinaderiet. Terrænkoten er cirka 29,5 meter. Terrænet er akustisk hårdt imellem procesområde og immissionspunkt, dog er ca 150 m imellem Ringvejen og punktet akustisk porøst (mark).

32.1.2 Immissionspunkt 3, gård på Ryttergrøftevej:

Punkt 3 er beliggende ca 950 meter nord for hovedskorstenen, og repræsenterer den nærmeste landbrugsbolig. Terrænkoten er ca 34 meter. Terrænet er hovedsageligt akustisk porøst imellem procesanlæg og punktet, dog er området med komponent- og færdigvare-tanke, AREA 3 og 4, regnet for akustisk hårdt.

32.1.3 Immissionspunkt 4, Nordre Ringvej / Egeskovvej:

Punkt 4 er beliggende ca 675 meter sydøst for hovedskorstenen, og repræsenterer den nærmeste grænse til kolonihaveområde samt den rekreativt benyttede Randalpark. Terrænkoten er ca 28 meter. Terrænet er akustisk porøst imellem procesanlæg og punktet bortset fra vejene nær punktet og området ved skurbyen sydøst for procesanlægget, som er regnet for akustisk hårdt..

32.1.4 Immissionspunkt 5 og 5-1, Nordre Kobbelvej / Treldevej:

Her anvendes immissionspositioner i 2 højder. Punkt 5 er i 1. sals højde, 4 m over terræn og punkt 5-1 er 1,5 m over terræn. Terrænkoten er ca. 32 m. Punkterne er placeret ved det formodede mest støjbelastede sted i et åbent og lavt boligområde øst for raffinaderiet ca. 1220 m fra hovedskorstenen. Punkterne er placeret ved vejkrydset mellem Nordre Kobbelvej og Treldevej og bag en 4,5 m høj jordvold, der er skærmende langs med hele Treldevej.

32.2 Immissionsberegninger

Støjberegninger, der refereres i dette kapitel baserer sig på rapporten:

Shell-Refinery Fredericia, Støjkortlægning, DANAK 91 - 212, "Miljømåling – ekstern støj", Marts 2012, som er vedlagt i bilagsmappens kapitel 30.

I nedenstående tabeller 32.2.1 – 32.2.3 er støjbelastningen L_r (dB re 20 μPa) fra Shell-Raffinaderiet i Fredericia vist for de 5 immissionspunkter beskrevet i kapitel 32.1.

Stationære støjkilder

Immissionspunkt	Støjbidrag L_{Aeq} (dB re 20 μPa) Fra alle <u>stationære</u> kilder
2	58
3	47
4	54
5-1	41
5	51

Tabel 32.2.1. Støjbidraget fra alle stationære støjkilder L_{Aeq} [dB re 20 μPa] i immissionspunkt 2 til 5 hele døgnet alle ugens dage. Status: Marts 2012

Intern transport

Immissionspunkt	Støjbidrag L_{Aeq} (dB re 20 μPa) fra alle <u>mobile</u> kilder, dag / aften / nat
2	46 / 42 / 42
3	27 / 23 / 23
4	36 / 32 / 32
5-1	22 / 19 / 18
5	34 / 30 / 30

Tabel 32.2.2. A-vægtede støjbidrag fra alle mobile støjkilder for dag-, aften- og natperioden. Status: Marts 2012

Samlet for både stationære og mobile støjkloder

Immissionspunkt (højde over terræn)	Støjbidrag fra både stationære og mobilestøjkloder L _r (dB re 20 µPa). For både dag-, aften- og natperioden	Grænseværdi for hele Shell		
		Dag (kl. 6-18)	Aften (kl. 18-22)	Nat (kl. 22-07)
2 (1,5 m)	58	60	60	60
3 (1,5 m)	47	55	47	47
4 (1,5 m)	54	53	53	53
5-1 (1,5 m)	41	50	50	51
5 (4 m)	51	50	50	51

Tabel 32.2.2. Støjbelastningen fra alle betydende støjkloder (både stationære- og mobilekloder) på Shell raffinaderiet L_r (dB re 20 µPa) i immissionspunkt 2 til 5 for dag-, aften- og natperioden på hverdage. Status: Marts 2012

Sammenholdes de beregnede støjbelastninger angivet i tabel 32.2.2 og den beregnede ubestemthed findes:

Punkt 2: Den beregnede værdi 57,8 dB + ubestemtheden 1,8 dB = 59,5 dB < grænseværdien 60 dB, hvorved denne er overholdt med 95 % sandsynlighed i både dag-, aften- og natperioden.

Punkt 3: Grænseværdien for dagperioden 55 dB er med 95 % sandsynlighed eller mere overholdt. For aften- og natperioden er grænseværdierne ikke signifikant overskredet.

Punkt 4: Grænseværdierne på 53 dB er ikke signifikant overskredet da grænseværdien 53 dB + ubestemtheden 1,8 dB = 54,8 dB > beregningsværdien 54 dB.

Punkt 5-1: Grænseværdierne for dag-, aften- og natperioden er med 95 % sandsynlighed eller mere overholdt.

Punkt 5: Grænseværdierne 50 / 51 dB er ikke signifikant overskredt idet grænseværdien 50 dB + ubestemtheden 1,8 dB = 51,8 dB > den beregnede værdi 50,8 dB.

Som det ses, er bidraget fra de mobile støjkloder så lavt - i forhold til de bidraget fra de stationære støjkloder -, at det samlede støjbidrag fra hele raffinaderiet bliver lig med støjbidraget fra de stationære støjkloder. Dette forhold gælder også for hele weekenden. Hvorfor udsagte for hverdage, om overholdelse af grænseværdierne med en sandsynlighed på 95 % eller mere og ikke signifikant overskredet også er gældende for lørdage og søndage. Støjbelastningerne for weekenden er derfor ikke angivet separat.

Miljøstyrelsen har anmodet om supplerende oplysninger i brev af 3. september 2012 og i Revurdering af miljøgodkendelse 14.02.2014, jf. henholdsvis Version 01 Bilag 01 og vilkår K2 i Version 01 Bilag 05. Disse supplerende oplysninger fremgår af Version 01 Bilag 02, 03, 04 og 06.

32.3 Støjklager og støjgener.

Raffinaderiet har i en årrække registreret alle klager. Nedenstående tabel viser antal af støjklager de seneste 5 år, der alene vedrører raffinaderiet, dvs. klager vedr. havneterminalen er ikke medtaget.

	2010	2011	2012	2013	2014
Støj	0	0	0	0	0

Tabel 32.3.2 Støjklager vedr. raffinaderet 2010 - 2014

Det ses, at der ikke har været støjklager de seneste 5 år. I 2007 og 2008 var der i alt 4 støjklager. Heraf var de 2 klager forårsaget af gasalarmer og én klage forårsaget af H₂S alarm, altså ikke ”normalt” støj, men en form for ”tilsigtet” støj, der evt. kunne have været afbrudt tidligere end det faktisk blev gjort.

Dvs. normal drift af Raffinaderiet giver ikke anledning til støjklager.

33 Sammensætning og årlig mængde af affald

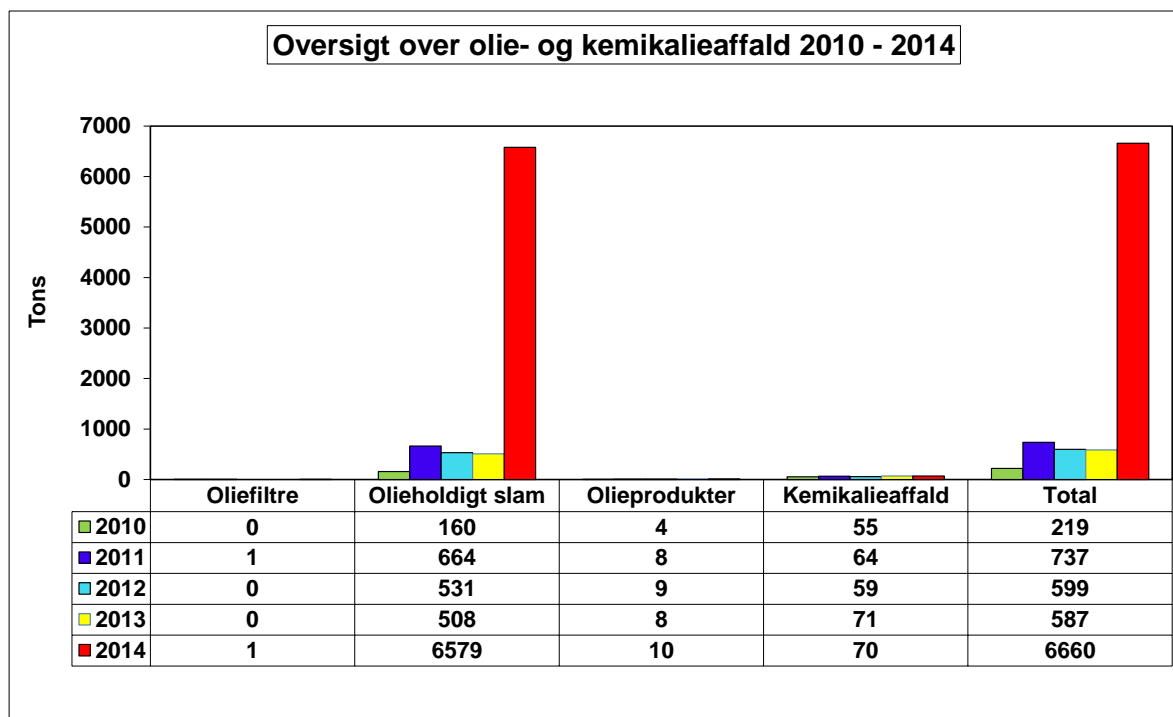
Affald fra Raffinaderiet består af adskillige typer affald, f.eks:

- olie- og kemikalieaffald,
- forurenede jord og slam,
- affald til deponering på kontrolleret losseplads,
- affald til genbrug (asfalt, beton, jernskrot etc.),
- brugt katalysator til genindvinding af metaller.

Rent "olieaffald", f.eks. slops, tømning af olieudskillere etc., oparbejdes i raffinaderiprocesserne og regnes i denne sammenhæng ikke som affald, men som en genbrugelig ressource.

Mængderne af affald ligesom fordeling mellem de forskellige slags affald varierer fra år til år. Variationen kan f.eks. være forårsaget af at nogle aktiviteter, såsom f.eks. udskiftning af katalysatorer, foregår i år med turnarounds på Raffinaderiet

En oversigt over mængde af olie- og kemikalieaffald i perioden 2010 – 14 fremgår af nedenstående figur 33. For olie- og kemikalieaffald udgør olieholdigt slam og "Andet" (brugte katalysatorer, blyakkumulatorer og laboratorieraffald m.v.) størsteparten.



Figur 33: Oversigt over olie- og kemikalieaffald 2010 – 14

Udover olie- og kemikalieaffald er der bortskaffet følgende mængder i 2014:

Fraktion	EAK- kode	Mængde, tons	Ikke farligt affald	Farligt affald
Forbrænding	200301	153	X	
Deponering på losseplads	191212	28	X	
Beton og teglbrokker til genbrug	170101	4		
Beton til genbrug	170101	195	X	
Træ til genbrug	150103	65	X	
Trykimprægneret træ		3		X
Batterier og akkumulatorer til genbrug	160601	0,5		X
Elektronikaffald	200135	2,1		X
Lysstofrør	200121	0,5		X
Metalskrot til genbrug	170405	95	X	
Kabelskrot	170411	0,05		
Olieforurenet jord til biologisk rensning		5168		X

Tabel 33: Affaldsoversigt 2014

Der vil være nogen variation i affaldsmængderne, men oversigten i tabel 33 kan anses for repræsentativ.

34 Affaldshåndtering og oplagring af affald

På Raffinaderiet findes et styret system for affaldshåndtering, hvor en detaljeret affaldsliste angiver, hvordan forskellige typer affald skal sorteres med henblik på genbrug og bortskaffelse.

Til opsamling af sorteret affald er der indrettet faciliteter i form af containere, tromler, affaldsstativer og andre beholdere flere steder på Raffinaderiet, jf. nedenstående oversigt.

Affaldstyper	Affaldspladser									
	1. Affaldsspande og stativer	2. Containerplads	3. El-værksted	4. GL. vaskeplads	5. Kantinebygning	6. Laboratoriet	7. Lager	8. Ny vaskeplads	9. Processen og udenfor kontrolrum	10. Havne terminal
Aerosoldåser			X							X
Aluminium							X			
Akkumulatorer			X							
Asbest		X								
Asfalt		X								
Batterier, andre			X							
Batterier, genopladelige			X							
Brandslanger, defekte				X						
Brændbart	X	X	X	X	X	X	X		X	X
Brændstoffiltre				X						X
Byggeaffald		X								
Dampslanger, defekte				X						
Elektronikaffald			X							
Epoxyaffald				X						
Flamingo, plastaffald								X		
Glas					X					
Grønt affald	X				X					
Kabelskrot		X	X							
Koblinger, løse				X						
Lab. affald, diverse						X				
Lysstofrør		X	X							X
Maleraffald		X		X						X
Malerbøtter, tomme		X		X						X
Metalskrot		X		X	X					X
Oliefaffald, blandet				X						
Olleforurenet tøj/handsker							X	X		
Olleprodukter, faste				X		X				
Pakninger, asbest og grafit								X		
Pap og papir	X		X				X	X	X	X
Restaffald		X								X
Træaffald							X			

35 Mængder af affald, der nyttiggøres eller bortskaffes.

Af tabel 33 fremgår hvilke affaldsfraktioner, der går til genbrug. I 2014 udgjorde dette 360 tons, jf. nedenstående oversigt.

Fraktion	EAK- kode	Mængde, tons
Beton og teglbrokker til genbrug	170101	4
Beton til genbrug	170101	195
Træ til genbrug	150103	65
Batterier og akkumulatorer til genbrug	160601	0,5
Metalskrot til genbrug	170405	95
Total til genbrug		360

Tabel 35 Mængder af affald, der blev nyttiggjort i 2014

Når der ses bort fra olieforurenede jord til biologisk rensning, udgør den del, der nyttiggøres, 66 % af den totale affaldsmængde i tabel 33.

36 Jord og grundvand.

Nedenstående beskrivelse er først og fremmest baseret på følgende 2 rapporter:

- Shell-Raffinaderiet, Fredericia. Miljøundersøgelse. ”Jord- og grundvandsundersøgelse.” Rapport udarbejdet af COWIconsult December 1990.
- A/S Dansk Shell, Egeskovvej 265, DK-7000 Fredericia. ”Conceptual site model.” Rapport udarbejdet af firmaet Jens Johan Andersen A/S. September 2010. Part 1 of 2 – Report.

For uddybning af beskrivelsen henvises til disse rapporter, der er vedlagt i bilagsmappen, kapitel 36.

36.1 GEOLOGI.

Raffinaderiet er beliggende på et nordøst-sydvest strygende højdedrag i kote +25 til +32 meter.

Mod nordvest falder terrænet mod Rands Fjord.

Mod sydøst falder terrænet mod Lillebælt.

Området er undersøgt og beskrevet ved hjælp af en lang række geotekniske borer, hvis placering er vist i rapporterne i bilagsmappens kapitel 36.

Først og fremmest er området præget af istidsaflejringer af især moræne og aflejringer fra smeltevandssfloder kombineret med oppressede flager af ældre tertiære lertyper (ofte benævnt Lillebæltssler).

I alle borer findes øverst en tyndt leret muldlag. Derunder findes et 2-6 m tykt relativt fedt morænelerslag med et tydeligt præg af iblandet tertiært ler. Under dette øverste lerlag findes morænesand, morænegrus og/eller smeltevandssand. Længere nede findes igen tertiære lertyper (glimmerler).

En skitse over denne geologiske lagdeling er vist i rapporterne i bilagsmappens kapitel 36.

På figur i bilagsmappen, kapitel 36, er overflade af den tertiære lagserie skitseret. Hældningen på flagen er nordøst-sydvest, hvilket også er afspejlet i terrænformen. Fladens ryg ligger højest mod nordøst og dykker mod sydvest.

36.2 HYDROGEOLOGI.

Området har et sekundær grundvandsmagasin, der ligger i ca. 10-15 meters dybde. Dette grundvandsmagasin modtager dets vand fra overfladen og det omgivende miljø.

Grundvandsmagasinet er generelt forbundet under Shell-Raffinaderiet, men der er adskillige separate bassiner i morænelerets overflade, som styrer strømningsretningen for grundvandet.

Hovedstrømningsretningen, er syd-øst for Shell raffinaderiet. Der er ingen vandindvindingsboringer fra det sekundære grundvandsmagasin.

Der er ikke fyldestgørende oplysninger om det primære grundvandsmagasin, der ligger i ca. 100 meters dybde under Shell-raffinaderiet. De nærmeste indvindingsboringer er i en afstand af ca. 2,5 km syd-øst for raffinaderiet.

36.3 Conceptual Site Model

Rapporten "Conceptual Site Model" blev udarbejdet af firmaet Jens Johan Andersen A/S september 2010. Det er tale om et "skrivebordsstudie", hvor al tilgængelig information på daværende tidspunkt vedrørende kontaminering af jord og grundvand i relation til Shell-Raffinaderiet er gennemgået og dokumenteret i form af grafik og tekst med hovedvægten på:

- kilder til jord-og grundvandsforurening
- potentielle receptorer i nærheden af Shell-Raffinaderiet
- sandsynlige veje, ad hvilke receptorer, kunne blive udsat for forurening

On-site er 14 overvågningsboringer og off-site er 1 overvågningsboringer. Vandprøver bliver indsamlet fra hver boring en gang om året, og analyseret for TPH (Total Petroleum Hydrocarbon) og BTEX. Siden år 2005 er vandprøverne også blevet analyseret for MTBE og naphthalen.

TPH, BTEX og MTBE er de primære forurenende stoffer, der potentielt er problematiske. Disse betegnes i rapporten COPCs (Contaminants of Potential Concern). Disse COPCs er blevet analyseret over de danske EPA kvalitetskriterier i det sekundære grundvandsmagasin i 2009. En fane af forurening er placeret i den syd-østlige del af Shell-raffinaderiet og en anden fane i den sydlige del af Exchange Deal Area. Disse faner kan spredes off-site, da det sekundære grundvandsmagasin under Shell-raffinaderiet og Exchange Deal-området er en del af et større tilsluttet grundvandsmagasin. For at undgå dette har der været to hydrauliske opsamlingsystemer i drift, et øst for procesområdet og et i Exchange Deal Area. Systemet øst for processen området er ikke længere i drift, da det ikke længere var fri olie at opsamle, mens systemet i forbindelse med Exchange Deal Area stadig er i funktion.

Følgende potentielle receptorer er identificeret i rapporten:

- Arbejdsudførende
- Boligområder.
- Økologiske systemer.
- Rekreative områder.
- Grundvand.

Konklusionerne vedr. potentiel kontaminering af disse er opsummeret i nedenstående tabel 36.3

Receptor	Potentiel kontaminering
Arbejdsudførende	Ja, men Shell-Raffinaderiet har forholdsregler til at forhindre dette
Boligområde (skole)	Nej
Boligområde (beboelse)	Nej
Økologiske systemer (Lillebælt)	Potentielt, via rørledninger der forbinder raffinaderi og havneterminal
Økologiske systemer (Rands Fjord)	Nej
Rekreative områder	Nej
Grundvand (primær)	Nej, pumpes fra 100 m dybde, under et lerlag af 20 til 50 m tykkelse

Tabel 36.3 Opsummering af potentiel kontaminering af receptorer

Samlet set konkluderes det i Conceptual Site Model rapporten for Shell-raffinaderiet, at kontamineringsrisikoen generelt er lav.

36.4 GEOLOGIENS INDFLYDELSE PÅ BYGGETEKNISKE FORHOLD.

På grund af det øvre lerlag har det i forbindelse med større bygningsarbejder såsom ved procesanlæg, tanke og andre større konstruktioner vidt omfang været påkrævet at

- erstatte de øverste muld-/ler-lag med grus med bedre dræningsegenskaber,
- gennemføre grundig pilotering, specielt i procesområdet

Det øvre lerlag kan derfor ikke anses for intakt i fuldt omfang, men kan være gennembrudt visse steder.

Det dybereliggende tertiære lerlag er dog uberørt.

36.5 Befæstning af tankgårde

I 2005 blev konsekvenserne af at befæste tankgårdene på raffinaderiets arealer undersøgt. De vigtigste konklusioner fra denne undersøgelse var:

1. Befæstning af tankgårdene med beton vil medføre at nedgravede installationer bliver vanskeligere tilgængelige. Hermed vil omkostninger i forbindelse med eventuelle reparationer og vedligehold øges, idet betonen i disse tilfælde må brydes op og reetableres.
2. Befæstning med beton vil øge risikoen for at eventuelle spild, opstået i nedgravede installationer, under det befæstede areal, kan forblive udetekterede indtil forureningen når en observationsbrønd eller grøft.
3. Investeringsomkostninger til befæstelse med beton vil estimeret andrage kr.: 750,- pr m² (2005 priser). Det totale areal af tankfarmene er estimeret til 153.800 m², svarende til en

samlet omkostning på ca. 115,5 mil. kr. Ifølge NIRAS- rapporten¹ en investering på ca. 2 mil. kr. pr. tank.

4. Prisen for plastfolie eller en betonitmembran estimeres til at andrage 1,2-1,3 mil kr. pr. tank.

Når det tages i betragtning, at Shell-Raffinaderiet er beliggende på et areal uden særlige vandvindingsinteresser samt at geologien under raffinaderiområdet er således, at det primære grundvand er beskyttet af et 20-50 m tykt lerlag, vurderes det, at investeringsomkostningerne til en befæstelse af tankgårdene ikke er proportional med den reduktion i risikoen for jord og grundvand, der ville kunne opnås herved.

36.6 RGS90-jordrenseanlægget

På grund af aktiviteterne med håndtering af olieprodukter på Raffinaderiet i nu mere end 45 år, er der mulighed/risiko for at skulle håndtere olieforurenet jord.

Der er derfor fastlagt procedurer for gravearbejde og bortskaffelse af jord. Se Miljøhåndbogens afsnit 6.2, 6.3 og 6.4 som er vedlagt i bilagsmappens kapitel 36.

I 1999 blev der på Raffinaderiets etableret en jordrenseanlæg i samarbejde med A/S Soilrem – nu RGS90. Jordrensepladsen er etableret med henblik på oprensning af olieforurenet jord fra Raffinaderiet, Fredericia depotets arealer samt fra andre Shell- lokaliteter.

Miljøstyrelsen har anmodet om supplerende oplysninger i brev af 3. september 2012, jf. Version 01 Bilag 01. Disse supplerende oplysninger fremgår af Version 01 Bilag 02.

RGS90-jordrenseanlægget er etableret på et areal på ca. 4300 m² nord for T 19/20. Der er på arealet etableret et grusunderlag med dræn til gennemløbsbrønd tilsluttet raffinaderiets afløbssystem. Med hensyn til undergrundens beskaffenhed i dette område henvises til Miljøtekniskbeskrivelse kapitel 36, herunder ”Jord- og grundvandsundersøgelse” og ”Conceptual site model.”

Driften af RGS90-jordrenseanlægget foregår som følger:

- Når der er konstateret forurenet jord arrangerer raffinaderiet, at der bliver udtaget jordprøver og at disse bliver analyseret med henblik på at afgrænse forureningen.
- Raffinaderiet arrangerer transport og vejning af det forurenede jord til jordrenseanlægget og meddeler RGS90 om mængde og placering.
- RGS90 foretager analyser af jorden med henblik på at etablere forureningsgrad og for efterfølgende at kunne følge fremskridt i rensningen, jf. Version 02 Bilag 49 Eksempel på RGS90 jordanalyse rapport, hvoraf det fremgår hvilke parametre der analyseres for.
- Den forurenede jord lægges op i miler og gennemgår en mikrobiologisk rensning i forbindelse med hvilken der kan tilføres ikke miljøfremmede hjælpestoffer f.eks. hestegødning o.l.

¹ NIRAS A/S i 2001 på foranledning af Miljøstyrelsen og Oliebranchens Fællesrepræsentation: ”Miljøsikring af lagertankanlæg over terræn, BESKRIVELSE OG VURDERING AF METODER OG OMKOSTNINGER

- Der bliver løbende udtaget jordprøver for analyse så forurening og forureningsgrad kan følges, jf. Version 02 Bilag 49 Eksempel på RGS90 jordanalyse rapport.
- Når den biologiske rensning ikke længere er effektiv, kategoriseres jordpartiet i én af følgende kategorier:
 - Kategori 2
 - Kategori 2+
 - Udenfor kategori
- Efter kategorisering frigives jordpartiet, som vejes og køres til slutdestination, som afhænger af kategorien, jf. beskrivelse nedenfor.
- Der bliver oprettet driftsjournaler for jordpartierne, der behandles, indeholdende oplysninger om størrelse, oprindelsessted, forurening og forureningsgrad fra modtagelse til frigivelse.

Frigivelse, genanvendelse og evt. slutdeponering af jordpartierne sker i overensstemmelse med myndighedernes krav. Jord tilhørende kategori 2 er defineret som lettere forurenede jord, der kan genanvendes umiddelbart uden en specifik miljøgodkendelse. I forbindelse med genanvendelsesprojekter på specificerede lokaliteter har RGS90 miljøgodkendelser til at genanvende jord med lidt forhøjede værdier i forhold til kategori 2. Denne type jord tilhører kategori 2+. Jordpartier tilhørende ”udenfor kategori” kan ikke genanvendes, men må deponeres på godkendt slutdeponi. Mængder færdigbehandlet jord i de forskellige kategorier de seneste 3 år fremgår af nedenstående tabel:

Kategori	2012	2013	2014	Gennemsnit	Gennemsnit %
Kat2	4.601	3.010	250	2.620	55%
Kat2+	256	1.170	2.960	1.462	31%
Udenfor kategori	0	118	1.958	692	14%
Total	4.857	4.298	5.168	4.774	100%

Mængder færdigbehandlet jord, tons.

37 Forslag til vilkår og egenkontrolvilkår

Shell foreslår at vilkår og egenkontrolvilkår tager udgangspunkt i de eksisterende vilkår, der er beskrevet i følgende 7 miljøgodkendelser:

1. Samlet miljøgodkendelse af Shell-Raffinaderiet i Fredericia meddelt af Vejle Amt, 26. januar 2000
2. Miljøgodkendelse til rensning af forurenede jord på Shell-Raffinaderiet, Fredericia, meddelt af Vejle Amt, 7. juni 1999
3. Miljøgodkendelse til udstyr af blanding af bioethanol i benzin meddelt af Miljøstyrelsen Odense 3. September 2009
4. Miljøgodkendelse til udstyr af blanding af FAME (Fatty Acid Methyl Ester) i diesel, meddelt af Miljøstyrelsen Odense 29. September 2010
5. MILJØGODKENDELSE OG PÅBUD. Påbuddet omfatter: Renovering og ændring af design på tank 6 på Shells raffinaderi, Egeskovvej 265, 7000 Fredericia, meddelt af Miljøstyrelsen Odense 21. juni 2012.
6. Revurdering af miljøgodkendelse af A/S Dansk Shell Raffinaderiet dateret 14. februar 2014.

38 Særlige emissioner ved driftsforstyrrelser eller uheld

Der kan komme driftsforstyrrelser i form af strømsvigt, vandsvigt, dampsvigt, brand og lækage. Ved de fleste former for driftsforstyrrelser spiller trykaflastning til flaresystemer en central rolle.

Aflastning til flaresystemet vil kunne medføre emission af CO₂, SO₂ og små mængder uforbrændte kulbrinter, såfremt aflastningen overstiger kapaciteten på Raffinaderiets eksisterende flaregaskompressor. Aflastning til H₂S-flaren vil medføre emission af SO₂, idet alt H₂S afbrændes til svovldioxid. Aflastning til H₂-flaren vil medføre emission af H₂ og C1-C5 kulbrinter til omgivelserne. Der foretages ingen afbrænding i H₂-flaren, men en flowmåling registrerer mængden.

Et totalt strømsvigt betyder, at alle el-drevne pumper, kompressorer, luftkølere, ovne etc. slukker øjeblikkeligt. Der eksisterer et antal kritiske pumper og en kritisk kompressor der er drevet af en damp turbine. Raffinaderiets kedler vil fortsætte med drift ved et strømsvigt. Da temperaturen ikke holdes nede, stiger trykket, hvilket bevirker at sikkerhedsventilerne på tårnene og beholderne kan lette og aflaste til flaresystemerne, hvilket medfører emissioner som beskrevet ovenfor.

Evt. svigt af vandforsyninger vil ske over en længere periode idet der i alle systemerne er indbygget bufferkapaciteter (f.eks. kedelfødevandstank), så der er god tid til at tage evt. alternativer i brug eller idet hele at forbedre forberede den manglende forsyning. Et alternativ til normalt kedelfødevand kan være TVIS-vand for en kortere periode, mens alternativet til manglende TVIS-vand er forøget luftkøling. Nedsat produktion vil også kunne klare mange situationer, og skulle det ultimativt være nødvendigt at standse produktionen vil dette kunne ske kontrolleret og ikke give anledning til flere emissioner end det vil være tilfældet ved et planlagt stop.

Dampsvigt vil aldrig ske øjeblikkeligt, så der vil altid være nogen tid til at forberede den manglende forsyning. Forberedelserne vil bestå i at spare damp i en prioriteret rækkefølge efter hvor det bedst kan undværes for en kortere periode, f.eks. damp til gasturbinen, damp til offsites, stripperdamp til kolonner osv. Nedsat produktion vil også kunne klare mange situationer, og skulle det ultimativt være nødvendigt at standse produktionen vil dette kunne ske kontrolleret og ikke give anledning til flere emissioner end det vil være tilfældet ved et planlagt stop.

Den miljømæssige konsekvens af en brand vil være emission af forbrændingsprodukter og uforbrændt materiale, samt brandvand og skumvæske, som følger køle-/slukningsvandet gennem kloakken til spildevandssystemet.

Hele onsite området er befæstet og med afløb til olie kloaksystemet og spildt olie vil derfor blive opsamlet i PPI/CPI-separatorer, hvorfra det kan pumpes tilbage til en slopstank og genprocesses.

Tankene i offsite området er placeret i tankgårde dvs. bassiner, hvor kanterne er opbygget af volde bestående overvejende af ler, så volden er uigennemtrængelig for olieprodukter. Den enkelte tankgård er dimensioneret, så hele tankens indhold kan rummes inden for voldene plus ekstra højde til slukningsvand/skum.. Fra hver tankgård er der drænledninger til olie kloaksystemet.

Drænledningerne er forsynet med afspærringsventiler, der står lukket, og som kun åbnes ved kontrolleret dræning af regnvand. Opsamling af spild bliver foretaget med slamsuger og olien vil så vidt muligt blive genprocesset.

39 Foranstaltninger for at imødegå driftsforstyrrelser og uheld.

De enkelte afdelinger i Shell-Raffinaderiets organisation er ansvarlige for gennemførelse af specifikke processer og opgaver, som kan relateres til imødegåelse af driftsforstyrrelse og uheld, hvor driftspålidelighed (Reliability) er et grundlæggende princip. De vigtigste af disse processer og opgaver er kort beskrevet nedenfor. For en mere udførlig beskrivelse henvises til sikkerhedsrapporten.

39.1 Projekter

39.1.1 Projektudviklingsafdelingen

Projektudviklingsafdelingen tager sig af at udvikle projektforslag til forbedring af raffinaderiets procesanlæg samt blande og lageranlæg, enten i form af nye anlæg eller ændring af eksisterende anlæg. Udvikling af projekter sker i henhold til Shell Gruppens standarder og alle ændringer styres med en Management of Changes proces (mindre ændringer) eller en mere detaljeret proces ifølge Opportunity Realisation Manual (ændringer > 50.000 USD). Formålet med disse processer er bl.a. at sikre, at gennemarbejde ændringen og dermed forhindre utilsigtede hændelser indenfor arbejdsmiljø, sikkerhed, miljø, produktkvalitet og driftssikkerhed samt sikre at ændringer registreres og dokumenteres i en struktureret proces.

I den forbindelse sikrer projektudviklingsafdelingen, at der udarbejdes følgende type rapporter, når dette er relevant:

- HAZOP studier
- Technical HSE DESK Review
- Technical Pre Start-up Review
- Technical Safety Audits
- Process Safeguarding Memos

39.1.2 Projektafdelingen

Tekniske udfordringer inden for HSSE området og produkt kvalitet udmøntes i projekter, som udarbejdes på basis Shell Gruppens DEP manualer (Design and Engineering Practices) og som leveres af projektafdelingen. Udvikling af projekter følger en detaljeret proces som er defineret i Opportunity Realisation Manual.

Udstyr, der kan blive udsat for overbelastning skal beskyttes. Beskyttelse mod tryk kan ske ved installation af sikkerhedsventiler. Beskyttelse af udstyr mod overbelastning kan også ske ved "IPF Management" (Instrument Protected Functions = Safeguarding). "IPF Management" er et administrativt styresystem, der er etableret for at sikre, at de instrumentbaserede sikkerhedsfunktioner, der installeres i produktionsanlæggene gennem design, installation, idriftsætning, test og inspektion giver den nødvendige risiko reduktion og at dette niveau fastholdes i forbindelse med drift og vedligehold af IPF udstyr i et produktionsanlægs levetid. Det er et krav, at den risiko, der kan opstå ved farlige situationer skal reduceres til så lavt et niveau, at det enten er "almindeligt acceptabelt" eller til "så lavt et niveau som er rimeligt praktisk muligt" (ALARP = As

Low As Reasonably Practicable). Instrumentbaserede sikkerhedsfunktioner (IPFs) er vitale elementer i denne risiko-reduktion.

39.2 Teknisk Assurance - afdeling

Teknisk Assurance - afdelings hovedopgave er at understøtte og give tekniske retningslinjer og anbefalinger til raffinaderiets Produktionsafdeling - dvs. driftsorganisationen og vedligeholdsværkstederne.

Raffinaderiets mål og strategier inden for HSE området, herunder ”process safety” reflekteres i afdelingens indsatsområder. Sikring af det tekniske proces anlægs integritet er et nøgleområde.

Raffinaderiet arbejder med en ”reliability led strategy” (strategi baseret på driftspålidelighed) og det er Teknisk afdelings opgave at understøtte denne. Driftspålidelighed er defineret som at have udstyr til rådighed til at køre som planlagt. Driftspålidelighed betyder færre proces sikkerhedshændelser og færre utilsigtede udslip til miljøet.

Teknisk Assurance afdelings organisation er opdelt i:

- Inspection
- Reliability Team
- Process Safety
- Process Technology
- Support
- Disciplin Engineering
- Laboratory

Arbejdsområderne for Inspektionsafdelingen og Reliability Team er beskrevet nedenfor:

39.2.1 Inspektionsafdelingen

Denne afdeling arbejder på basis af S-RBI processen, Shell Risk Based Inspection. Dette omfatter systematisk inspektion af raffinaderiets tanke og trykbærende udstyr, bl.a. i forbindelse med Turnaround. Resultaterne registreres og analyseres i et S-RBI modul, der integreret med Shell Gruppens globale SAP system, der også indeholder et vedligeholdsmodule. Dette er med til at sikre, at der kan følges op på inspektionsafdelingens konklusioner på en systematisk og prioriteret måde.

Raffinaderiets inspektionsafdeling er certificeret og godkendt til egenkontrol efter bek. 100 om trykbærende udstyr. Endvidere råder raffinaderiet over certificerede tankinspektører til inspektion af tanke efter Eemua 159.

39.2.2 Reliability Team

Reliability Team benytter sig af MTA-processen, ”Mitigate Threats to Availability”. Denne proces leverer et ”Reliability Risk Register”. Proaktive og reaktive input bliver udnyttet til at identificere trusler og læringsprocesser bliver brugt til at udvikle planer for minimering af disse trusler.

Reliability Team benytter sig også af ”Casual Learning” processen, som er en gruppe værktøjer til at undersøge lokale hændelser og lære fra dem, så de ikke gentager sig. Endvidere anvendes ”LFI, Learning from Incidents”, som er baseret på en database med rapporter, der giver mulighed for at lære fra hændelser, der er sket på andre anlæg rundt om i verden, og som er relevant for Fredericia Raffinaderi.

39.3 Driftsafdelingen

39.3.1 Driftsinstruktioner

Driftsafdelingens grundlag for sikker drift og dermed imødegåelse af driftsforstyrrelser og uheld er veldokumenterede driftsinstruktioner, der findes i 9 bind:

Bind 1 – Generelt

Bind 2 – Anlæg 100 og 200

Bind 3 – Anlæg 2000 og 5800

Bind 4 – Anlæg 300 og 400

Bind 5 – Anlæg 1400, 1500 og 2900

Bind 6 – Anlæg 700, 800 og 1000

Bind 7 – Anlæg 1300

Bind 8 – Anlæg 5100, 5200, 5300, 5400 og 5500

Bind 9 – Anlæg 5600, 5700, 6100, 6500 og 6900

Driftsinstruktionerne for de enkelte anlæg er systematisk bygget op med 11 kapitler med følgende indhold:

Kapitel 1 Generelt

Kapitel 2 Personlig sikkerhed

Kapitel 3 Beskrivelse af anlæg

Kapitel 4 Kontrol - styring

Kapitel 5 Cut-Out funktioner - Safeguarding

Kapitel 6 Opstart

Kapitel 7 Nedkørsel

Kapitel 8 Kontrolsystemet – DCS

Kapitel 9 Specielt udstyr

Kapitel 10 Checklister

Kapitel 11 Tegninger

Driftsinstruktionerne er suppleret med detaljerede „PCDM procedurer“, hvor der er behov herfor. Behovet kan være begrundet med forskellige forhold, f.eks. at det er arbejdsopgave der foretages sjældent og derfor kræver opfriskning, når den udføres, at det er en særlig vanskelig opgave, at det

er en opgave, der har alvorlige konsekvenser, hvis den ikke udføres korrekt osv. Som illustration er vist starten af en sådan PCDM procedure i nedenstående figur:

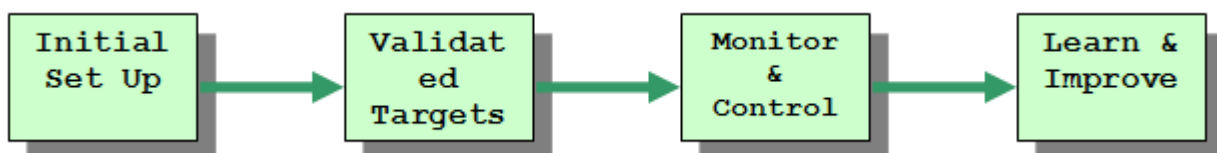
100 6.1 Opstart CDU		Risiko / Konsekvens		
Plan		Betingelser		
Udfør i rækkefølge fra		Jobbeskrivelsen skal checkes og kvitteres af RPL		
<div style="border: 1px solid red; padding: 5px; display: inline-block;"> PCDM procedure taget i brug: Dato _____ Kl. _____ Signatur RPL _____ PCDM procedure afsluttet: Dato _____ Kl. _____ Signatur RPL _____ </div>		Box-up - og Commission certificate ok		
<div style="border: 1px solid green; border-radius: 10px; padding: 2px; display: inline-block; background-color: #e0f0e0;">Risiko konsekvens</div>		Låsesystemer OK		
<div style="border: 1px solid green; border-radius: 10px; padding: 2px; display: inline-block; background-color: #e0f0e0;">Job beskrivelse</div>		RV'er i korrekt up-line		
		Check at alarmer er sat tilbage fra AOF til AON		
		Surtvandsanlægget skal være startet op eller klar til drift.		
		Varmevækslere til forvarmning af råolie har været tømt.		
		V-108 har ikke været åben.		
		TVIS system i drift eller klar til drift.		
		Topvent C-101 åben		
		Fælles afgang til vacuumsæt lukket		
Nr	Opgaver	Hvem	Risiko Type Grad	Konsekvenser
1.	Forberedelse/uddampning			Ved ikke at udføre opgaven...vil/kan resultere i....
	<i>Plan</i> Udfør i rækkefølge			
1	Der sættes damp til pakdåserne på P-102A/B/C og P-103/S/H21 mindst 4 timer før de startes.	U		
2	Check at alle til- og afgangsventiler 108D og 108E er åbne	U		
3	Sæt V-5126 til at dræne.	U		
4	Stripperdampledning til C-101, C-102 og C-104 sættes til at dræne	U		
5	S 101 + S101A Bypasses og blokkes ind	U	U	H
6	Check alle R/D ventiler er lukket			S 101 filter ødelægges af sort produkter
7	Check, at Slopsledningen er åben til TK 1 og åben kun R/D til slops efter behov	U	U/M	M
8	Check at P-5402 kører på HGO.	U		T1 kan løbet tilbage, hvis der er højt niveau og / eller lavt tryk i anlæg
9	Vend spade 01002 til åben og åben for 2" Flush Olie ventil ved 01F029 og følg varmevækslerne frem til V-101 med Flush Olie.	U		

39.3.2 ESP (Ensure Safe Production)

Driftsafdelingen benytter sig også af en såkaldt ESP proces (Ensure Safe Production) til at undgå driftsforstyrrelser og uheld. Målet med ESP er at fremstille og vedligeholde en gennemgående, praktisk og nyttig proces, der er grundlæggende for en sikker og miljørigtig drift af produktionsanlæggene samtidig med, at både de fastlagte driftsplaner og kvaliteter opnås.

ESP slogan lyder, ”Vi kender vores grænser og kører altid inden for disse grænser”.

ESP kan opdeles i 4 under-processer:



39.3.2.1 Initial Set Up

Fremgangsmåden for ESP ISU (Initial Setup). Arbejde består i at et tværfagligt team gennemgår og validerer alle raffinaderiets tag.nr..

Som Input, indgår data fra følgende processer:

- PHA Process Hazards Analysis (PHA), HazOp , HEMP
- IPF Instrumented Protective Functions,
- PEI, CCDs Corrosion Control Documents, RBI Risk Based Inspection,
- RCM Reliability Centered Maintenance,
- QHSSE
- Safeguarding Memorandum

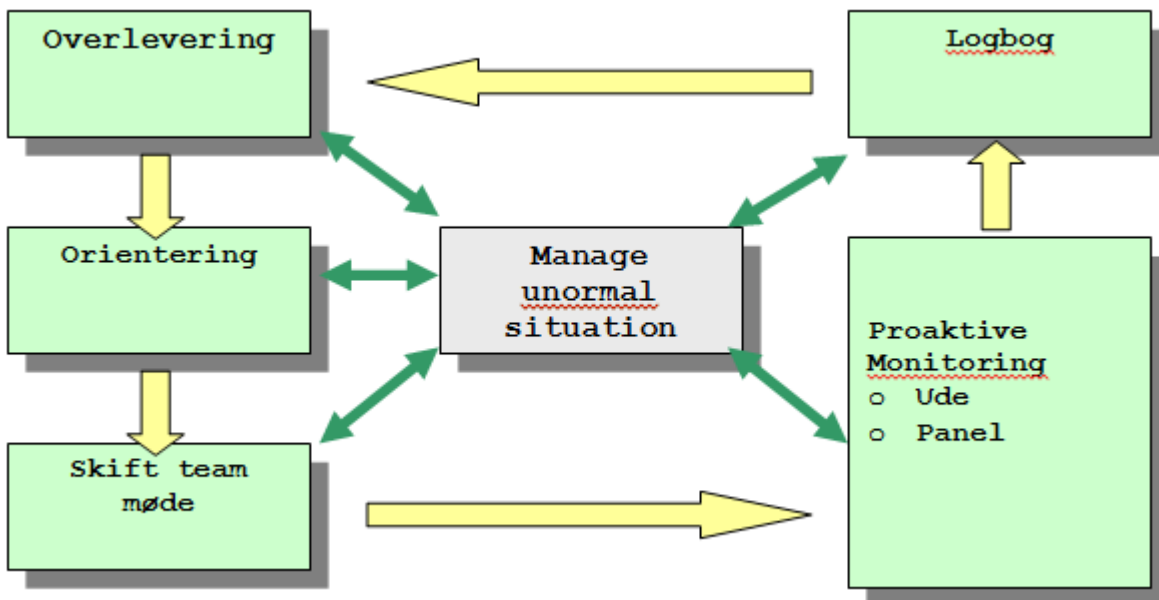
På basis af disse input gennemgås samtlige process variable og grænser. Disse variable værdier, overføres til Variable Tables (VT) hvor de dokumenteres. VT er den permanente database for samtlige informationer om variable og dens grænser.

39.3.2.2 Validated Targets

Output fra ESP Initial Setup processen er validerede grænseværdier (*Operating Limits*) og Targets (*Validated Targets*).

39.3.2.3 Monitor & Control

Monitor & Control Conditions processen beskæftiger sig med opgaver på skiftene. Forløbet skal ses som et lukket forløb som vist i nedenstående fig.



Overlevering (Shift turn over) er en overdragelse process hvor det afgående skifte overlever alle informationer til det kommende skifte. Dette omfatter gennemgang af rapporter, logbog, checklister

samt anden information der er nødvendig til det kommende skifte for, at fortsætte en sikker og miljømæssig ansvarlig drift.

Målet med orientering ved begyndelsen af et skift er at panel -, ude operatør og supervisor skaffer sig et overblik over den aktuelle situation for sit område

Målet med skift team mødet er at bringe alle på samme niveau af viden om raffinaderiets tilstand. Gennem mødet vil alle relevante informationer, om nuværende såvel som potentielle risiko for en sikker drift af anlægget, blive diskuteret

Målet med proaktiv overvågning, Pro-aktiv Monitoring, for panel operatør er regelmæssigt overvågning af process variabler og derved være på forkant med situationer i stedet for at skulle reagere på situationer. Derved opnås en sikker drift af anlæggene.

Målet med proaktiv overvågning Pro-aktiv Monitoring i udejobbet, er at overvåge tilstanden på udstyr og anlæg med hjælp fra forud definerede runder. Udemanden tager hvis nødvendigt forholdsregler for at sikre udfald af udstyr eller indskrænkelse i processikkerheden for at holde driftprogrammet.

Der består en mulighed for at planlægge overvågning ”ad hoc“, så forholdsregler kan følges og opsamles efter afvigelser fra driftsprogrammet..

Ved afvigelser fra unormal situation eller en direkte farer for medarbejderes sikkerhed eller beskadigelse af anlægget, skal udstyret / anlægget stabiliseres (Stabilize), aflastes (Slow-Down) eller stoppes (Shut-Down),

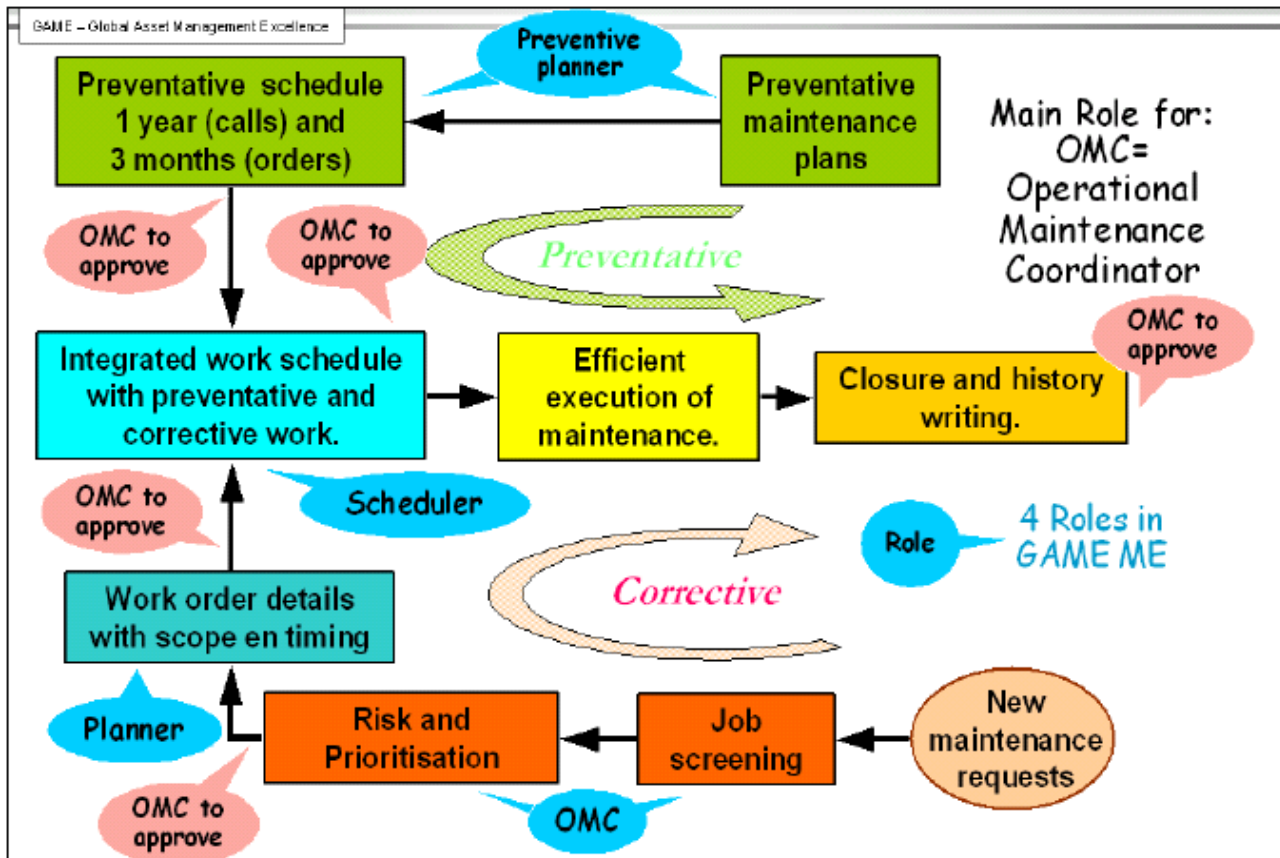
Gennem en standardiseret logbog skal alle aktiviteter der er sket gennem vagten beskrives. Alle afvigelser fra driftsplan, informationer og en sammenfattet information fra skiftet, vedligehold, teknolog, lab., produktionsleder og andre relevante parter. Logbog skal kunne bruges som en permanent oversigt over begivenheder der er sket på vagten

39.3.2.4 Learn & Improve

For at opretholde en kontinuerlig forbedring i ESP processen bliver der regelmæssigt udført Reviews og Audits.

39.4 Vedligeholdelsesafdelingen

Imødegåelse af driftsforstyrrelser og uheld kræver at anlæggene bliver tilstrækkeligt vedligeholdt. Vedligeholdelsesafdelingen baserer sig på "GAME ME" vedligeholdsprocessen (Global Assets Management Excellence, Maintenance Execution). Det følgende diagram giver en skematisk oversigt af GAME ME processen.



Af diagrammet ses, at der foretages forebyggende (Preventiv) og reaktiv (Corrective) vedligehold.

39.4.1 Reaktiv vedligehold

Ovenstående diagram refererer til flere forskellige roller. En af de vigtigste roller i den reaktive vedligeholds proces er "koordinator mellem drift- og vedligeholdelsesafdelingen" også kaldet "OMC", (Operations Maintenance Coordinator), som er ansvarlig for, at der foretages en risikovurdering og prioritering af alle reaktive vedligeholdsjobs, som typisk bliver foreslået af raffinaderiteknikere.

Risikovurdering og prioritering indgår tidlig i den reaktive vedligeholds proces og foretages systematisk ved hjælp af et prioriteringsværktøj, som er kendt under navnet RAM-matrix (RAM, Risk Assessment Matrix), som er vist nedenfor.

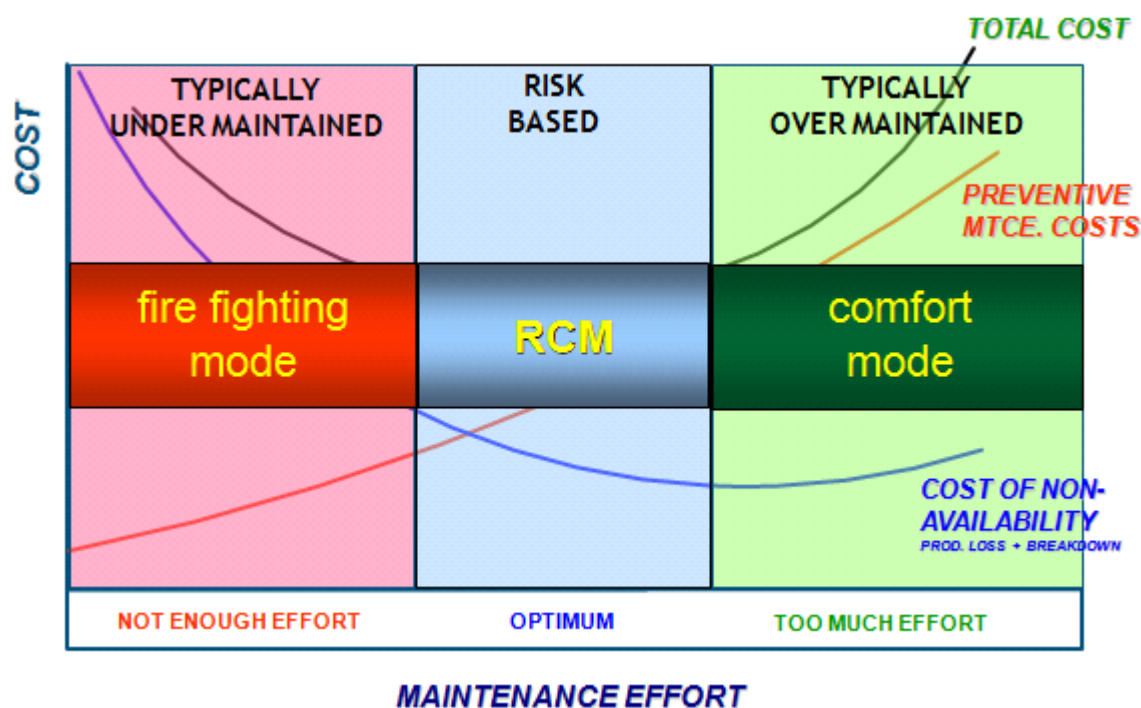
Sværheds-grad	Konsekvens (hvis jobbet ikke udføres)				Sandsynlighed (for at konsekvensen indtraffer)				
	Person-skade	Økonomi / Anlæg	Miljø	Omdømme Myndigheder Naboer Kunder Offentlighed	A	B	C	D	E
					efter 1,5 år eller mere	inden 1,5 år	inden 3 mdr.	inden 2 uger	inden 2 dage
Ubetydelig	LAV	MEDIUM/LAV	MEDIUM	HØJ					
0	Ingen skade	Ingen skade	Ingen skade	Ingen opmærksomhed Ingen konsekvenser	x	x	x	x	x
1	Førstehjælp TRC	<50.000dkr mindre forstyrrelse	Lille miljøskade indenfor hegnet	Lokal opmærksomhed Ingen bekymring 1 kunde klage	6 R25	6 R23	5 R20	4 R16	3 R11
2	Tab af arbejdstid LTI	<500.000dkr Anlægget væltet	Påvirkning udenfor hegnet 1 enkelt overtrædelse af miljøkrav 1 klage	Lokal bekymring Henvend.fra myndig-heder Fl. kundeklager/stock out	6 R24	5 R21	4 R17	3 R12	2 R07
3	Stor skade/ Permanent delvis invaliditet	<5mill. dkr Delvist stop af Raff.	Påvirkning udenfor hegnet Begrænset udslip af kendt skadelighed Gentagne overtrædelser af miljøkrav	Lokal modstand Regional bekymring Tab af flere kunder	5 R22	4 R18	3 R13	2 R08	1 R04
4	Permanent total invaliditet/ 1 dødsfald	5 - 50mill.dkr Store skader Totalt SD min.2 uger	Alvorlig skade. Retablering kræver omfattende foranstaltninger Voldsom overskridelse af miljøkrav	National bekymring Negativ national presse Mulige restriktioner for fortsat drift	4 R19	3 R14	2 R09	1 R05	1 R02
5	Flere dødsfald	>50 mill.dkr Tab af procesanlæg	Vedholdende alvorlig skade eller alvorlige gener over et større område. Konstante voldsomme overskridelser af miljøkrav	International opsigt Voldsom negativ opmærksomhed internationalt Myndigheder standser evt. drift	3 R15	2 R10	1 R06	1 R03	1 R01

Ved at angive den korrekte RAM, vil dette udløse en periode hvori dette job skal udføres. Perioderne er givet herunder.

Risiko og prioritering		
Risiko	Prioritering	Foreslået start og seneste slutdato
X	Afvisning	Ingen
6	Rutineniveau 4	8 uger til 14 uger
5	Rutineniveau 3	6 uger til 10 uger
4	Rutineniveau 2	4 uger til 6 uger
3	Rutineniveau 1	2 uger til 4 uger
2	Schedulebreaker	1 arbejdsdag til 1 uge
1	Emergency	1 dag (her og nu)
Q	Quick Fix	1 arbejdsdag til 5 arbejdsdage

39.4.2 Forebyggende vedligehold

Forebyggende vedligehold styres først og fremmest ved RCM processen (Reliability Centered Maintenance). RCM er en risikobaseret undersøgelsesproces til at bestemme de mindste omkostninger til vedligeholdelse og overvågningstiltag, der er nødvendige for at opfylde operationelle præstationsmål. RCM søger den optimale kombination af tilstandbaseret, tidsbaseret, og "run-to-failure" strategier. Alt udstyr, som der bruges penge til vedligeholdelse på (maskiner, el-, instrument, stationært og roterende udstyr og bygninger) kan gøres til genstand for en RCM undersøgelse. Målet er at være sikker på, at der gøres forebyggende vedligeholdelse på det rigtige niveau og med den rette frekvens, der sikrer anlæggets pålidelighed, og som samtidig fastholder en konkurrencedygtig omkostningsstruktur. Formålet er kort sagt, at opnå optimale vedligeholdelseskostninger, jf. nedenstående diagram:



RCM undersøgelse foretages af en tværfaglig gruppe (teknologi, ingeniører med relevante fagdiscipliner, driftsfolk, vedligeholdspersonale osv.) der har følgende informationer til rådighed som input:

- Liste over relevante udstyrs Tag-numre
- Økonomiske data
- Udstyr data
- Vedligeholdelse historie
- Drift data

Output fra RCM processen er:

- Optimeret forebyggende vedligeholdelsesopgaver og frekvenser til udførelse af vedligeholdelsesafdelingen
- Driftsopgaver som indgår i driftsafdelingens ESP proces

39.5 HSSE-afdelingen

HSSE-afdelingen (Health Safety Security Environment) støtter de operative afdelinger med processer til imødegåelse af driftsforstyrrelser og uheld. HEMP (Hazard Effects Management Process) gennemgås i dette kapitel, men er også relevant for ”Begrænsning af virkningerne af driftsforstyrrelser og uheld” (se kapitel 40).

HEMP (Hazard Effects Management Process)

HEMP processens formål er at:

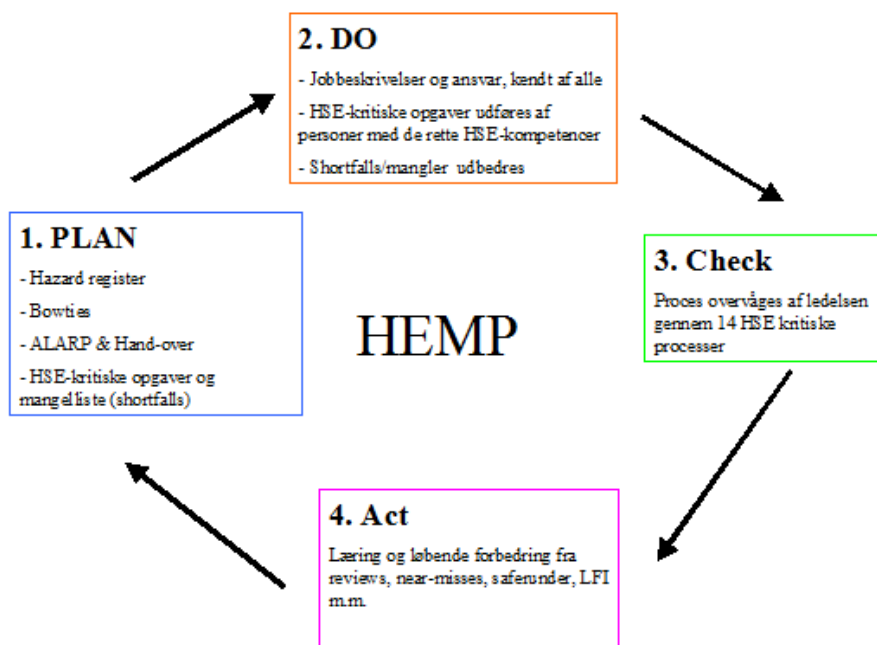
1. Dokumentere at vi har overblik over alle risikofyldte scenarier, og at vi for de enkelte scenarier har reduceret risikoen til et acceptabelt niveau (også kaldet: ALARP).
2. Skabe et grundlag for en løbende forbedring i forståelsen af farekilderne, og i den effektive implementering af proaktive forebyggende foranstaltninger.

Principperne i HEMP processen benyttes til vurdering af alle HSSE-relevante farekilder, fx HRA (Health Risk Assessment, svarende til den danske APV), HAZOP-studier (Hazard and Operability Studies), PSA (Process Safety Assessment), Security Reviews og Bowtie analyser.

Fælles for disse metoder/værktøjer er at man først forsøger at identificere de farekilder, som kan forvolde skader på personer (Persons), anlæg/udstyr (Assets), omgivelser (Environment) og/eller Shell's omdømme (Reputation). Efterfølgende klarlægges man, ved brug af den mest egnede metode, hvorvidt der er tilstrækkeligt med barrierer til at mindske eller helt forhindre virkningen af skaden.

Der er 4 faser i HEMP processen:

HEMP-processens 4 faser:



Her skal alene første fase med særlig fokus på Bowtie analyse beskrives.

Første fase i HEMP (PLAN-delen) udføres primært af HSSEQ-afdelingen i samarbejde med kompetente repræsentanter for forskellige fagområder og afdelinger. Fasen består i det væsentlige af flg. 5 trin:

1. trin: Identifikation af farekilder relevante for Shell Raffinaderiet i Fredericia (Identify)

Systematisk identifikation af farekilder, afvigelser og mulige uønskede hændelser/konsekvenser, som hænger sammen med nuværende og fremtidige driftsformer og arbejdsområder.

2. trin: Vurdering af farekildernes risici vha. Risk Assessment Matrix (RAM) (Assess)

Systematisk vurdering og prioritering af risici, hvor sandsynligheden og alvorligheden af konsekvensen overfor mennesker (Persons), anlæg/udstyr (Assets), miljøet (Environment) og omdømmet (Reputation) bliver vurderet. Her anvendes yellow-guiden: ”Risk Assessment Matrix (RAM)

Group Risk Assessment Matrix (Marts 2006)

Severity	Consequences				Increasing likelihood				
	People	Assets	Environment	Reputation	A	B	C	D	E
					Never heard of in the Industry	Heard of in the Industry	Has happened in the Organisation or more than once per year in the Industry	Has happened at the Location or more than once per year in the Organisation	Has happened more than once per year at the Location
0	No injury or health effect	No damage	No effect	No impact					
1	Slight injury or health effect	Slight damage	Slight effect	Slight impact					
2	Minor injury or health effect	Minor damage	Minor effect	Minor impact					
3	Major injury or health effect	Moderate damage	Moderate effect	Moderate impact					
4	PTD or up to 3 fatalities	Major damage	Major effect	Major impact					
5	More than 3 fatalities	Massive damage	Massive effect	Massive impact					

Den videre undersøgelse af de identificerede risici gennemføres vha. egnede metoder, i nedennævnte rækkefølge:

- Metoder som foreskrevet af dansk lovgivning (fx Arbejdsmiljøloven)
- Metoder som beskrevet i internationalt anerkendte Normer og Standarder
- Kvalitative HEMP-studier og ekspert-vurderinger
- Kvantitative HEMP-studier (LOPA og QRA)

Produktet af 1. og 2. trin er et hazard register (Oversigt over farekilder) sat op i prioriteret rækkefølge efter RAM-vurderingen

3. trin: Bestemmelse af hvordan risici styres vha. forebyggende barrierer (Control) og afværgende barrierer(Recover), inklusiv ALARP-vurdering

Ved valg af egnede forebyggende og afværgende sikkerhedsforanstaltninger skal flg. rækkefølge benyttes:

- Fjernelse eller mindskelse af en farekildes risiko ved at vælge en farekilde med mindre risiko
- Anvendelse af produkter/processer med mindre risiko (Substitution)
- Isolering af farekilder fra personer, som kan udsættes for påvirkninger
- Tekniske barrierer (Hvorved man undgår risikoen)
- Tekniske barrierer (Hvorved risikoen mindskes)
- Organisatoriske barrierer (Fx kompetence og kommunikation)
- Administrative barrierer (Fx Adgangsbegrænsning og arbejdstilladelse)
- Personlige værnemidler

De resterende HSE-risici skal reduceres gennem en kombineret indsats der omhandler kompetence, instruktion/vejledning, tilladelser/beviser og vurdering af farekilder.

Den viden der er kommet fra HEMP-studierne skal så vidt muligt indarbejdes i nødplanerne og beredskabsplanerne og ligeledes i de planlagte træningssessioner.

For de HSE-risici som iflg. RAM-vurderingen befinder sig i det gule (Medium-risk) eller røde område (High-risk) skal der gennemføres en ALARP-vurdering som dokumenteres.

ALARP betyder: "As Low As Reasonable Practicable" og kræver en undersøgelse af om HSE-risici kan reduceres til et lavere niveau uden uforholdsmæssige udgifter.

ALARP-vurderingen for Høj-risiko scenarier består af 2 faser, hvor den første fase består i at det kompetente team, som er med til at udfordre bowties, vurderer om barriererne er gode nok. Anden fase er selve hand-over processen, hvor et kompetent team på en såkaldt ALARP-session vurderer hvorvidt der stadig er tiltag som kan mindske risikoen ud fra en økonomisk og praktisk indgangsvinkel.

For Medium-risks er ALARP-proceduren mere enkel og består kun af 1 fase, hvor det kompetente team som udfordrer bowties ligeledes udfører ALARP-vurderingen.

4. Trin: Identifikation af forbedringsmuligheder og udvikling af en aktionsplan for korrigerende handlinger (Shortfalls) (Remedial Action Plan, RAP)

På grundlag af de beskrevne forbedringsmuligheder (Identificerede mangler og GAP-analyse mellem eksisterende forhold og anbefalede forhold) udvikles en aktionsplan, som tager hånd om de anbefalede forbedringer.

De til enhver tid definerede aktionsejere, som beskrevet i aktionsplanen, er ansvarlige for at de anbefalede tiltag gennemføres. Ejeren af den bowtie hvor aktionerne hører til er ansvarlig for at aktionerne oprettes i Aktion Management Systemet (Actiontracking) og at der løbende følges op på dem i systemet.

5. Trin: Overdragelse (Handover) af bowties til ejeren, som typisk vil være Produktionsmanager og gennemførelse af ALARP-procedure

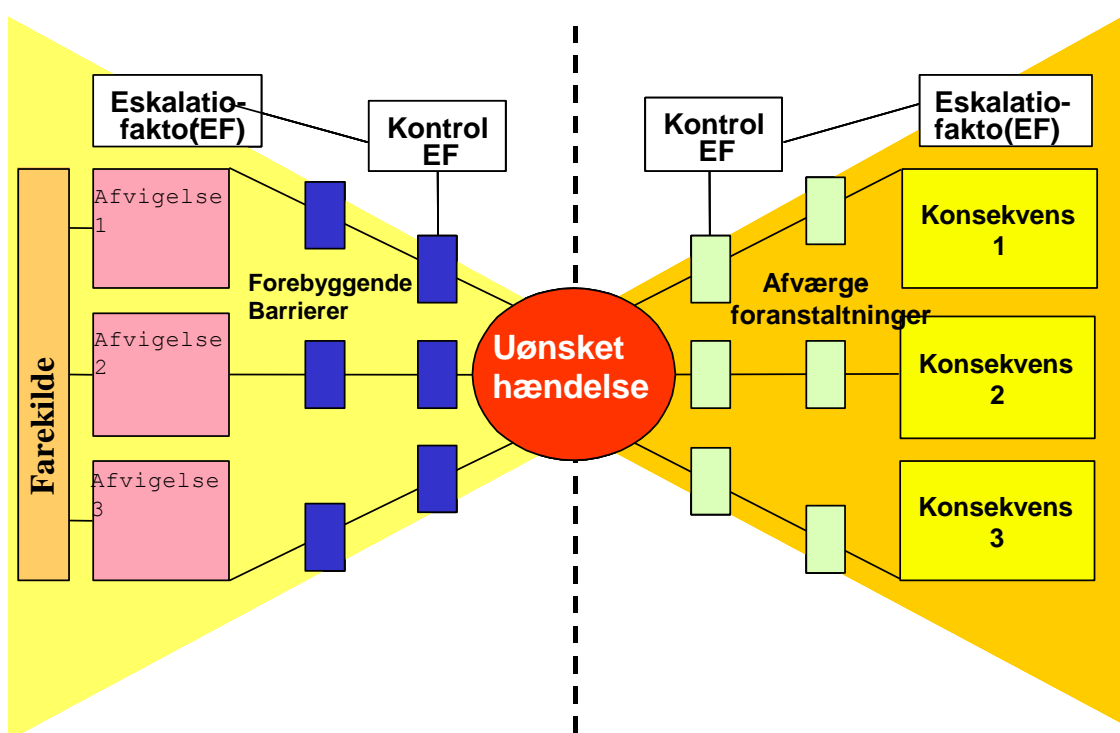
Overdragelsen af bowties for H-Risk scenarier vil foregå i forbindelse med anden fase af ALARP-demonstrationen, hvor bowtie-ejeren er samlet med et bredt sammensat kompetent team. Her skriver bowtie-ejeren under på accept for overdragelsen og de øvrige deltagere skriver under på at risikoen for den pågældende farekilde er vurderet i forhold til ALARP-proceduren.

39.5.1 Bowtie

Output af denne første fase i HEMP-processen: PLAN-delen er:

- en database/liste med en oversigt over alle HSE-kritiske opgaver (Så kaldte Critical Tasks and Activities) og
- en database/liste indeholdende en oversigt over alle shortfalls/ korrigerende handlinger.

H-risk scenarier skal analyseres vha. bowtie-metodologien. Et kompetent team skal brainstorme sig frem til alle relevante mulige afvigelser (threats) for en farekilde, og alle identificerede mulige afvigelser skal analyseres i en detaljeret bowtie (så kaldt full bowtie).



Man starter med at analysere/brainstorme sig frem til de årsager, som kan føre til at farekilder (hazards) udløses. Disse årsager kaldes for mulige afvigelser (threats), og er beskrevet på venstre side i bowtie. For at sikre at alle relevante mulige afvigelser bliver analyseret i bowtie benyttes en checkliste over afvigelser. Eksempler på mulige afvigelser er korrosion, træthedsbrud, højt tryk osv... Når en farekilde udløses kan det føre til en uønsket hændelse (Top event), hvor farekilden er ude af kontrol. Den uønskede hændelse er beskrevet i midten af bowtie.

Den typiske farekilde er kulbrinter (Ved forskellige tilstandsformer) og i denne sammenhæng er den uønskede hændelse, at kulbrinterne undslipper, men hvis farekilden fx er transport i bil, vil den uønskede hændelse være tab af kontrol over bil.

Den uønskede hændelse kan igen føre til flere konsekvenser, som beskrives hver for sig, på højre side af bowtie.

Dernæst analyseres de forskellige scenarier, dvs. alle linier fra en mulig afvigelse til en konsekvens. For at undgå at en mulig afvigelse fører til at farekilden udløses, skal vi have forebyggende barrierer (Controls). I tilfælde af korrosion som mulig afvigelse kan egnede barrierer være overfladebehandling, inspektionsprogrammer m.m. Hvis den mulige afvigelse er højt tryk kan en egnet forebyggende barriere være en sikkerhedsventil.

Såfremt de forebyggende barrierer svigter, kan vi på højre side af bowtie have afværgende barrierer (Recovery preparedness measures) som kan mindske konsekvensen af et udslip, fx gasdetektionssystemer, sprinklingsudstyr m.m.

Endvidere kan de enkelte barrierer på både venstre og højre side udfordres, ved at stille relevante kritiske spørgsmål (Escalation factors), som kan få barrieren til at svigte. Der bør for de enkelte barrierer stilles kritiske spørgsmål af denne type, der hvor man fx har erfaring for eller en begrundet fornemmelse af en mulig svaghed. Denne ”svaghed” skal man så forsøge at rette op på ved at indsætte en supplerende barriere (Escalation Factor Control). Når alle barrierer på venstre og højre side er på plads fordeles ansvar for de HSE-kritiske tasks and activities til den enkelte barrierer.

39.5.2 ”LFI” Learning from Incidents

”LFI, Learning from Incidents”, er baseret på en database med rapporter, der giver mulighed for at lære fra hændelser, der er sket på anlæg rundt om i verden, og som er relevant for Fredericia Raffinaderi bl.a. i relation til imødegåelse af driftsforstyrrelser og uheld. Hændelser på Shell-Raffinaderiet i Fredericia kan også rapporteres i dette system, så andre også kan drage nytte af vores erfaringer.

40 Begrænsning af virkningerne af driftsforstyrrelser eller uheld.

HEMP processen (Hazard Effects Management Process), som er gennemgået i kapitel 39.4 er også relevant for ”Begrænsning af virkningerne af driftsforstyrrelser og uheld”. Højre side af ”Bowtie” refererer således helt specifikt til dette emne. Nedenfor er der en kort beskrivelse af andre af elementer der indgår i HEMP processen og som er relevant i relation til begrænsning af virkningerne. For en mere udførlig beskrivelse henvises til sikkerhedsrapporten, der er under revidering.

40.1 Beredskabsplan

Beredskabsplanen er først og fremmest en beskrivelse af raffinaderiets organisation, når den i en ændret sammensætning skal anvendes til imødegåelse og afværgning af, at en uheldssituation udvikler sig til en katastrofelignende situation. Tilløb til en katastrofelignende situation er ikke nogen normal situation for Shell-Raffinaderiets organisation, og det er derfor nødvendigt, at organisationen i sådanne tilfælde tilpasses situationen.

Næsten alle tilløb til større uheld starter i det små. Det er vigtigt at kunne forudse dette, når små og tilsyneladende ufarlige situationer opstår. Som hjælp til dette gælder:

Hvis man ikke kan magte at kontrollere hændelsesforløbet med den normale organisation (forhåndenværende mandskab og materiel), eller der er overhængende fare for, at en sådan situation kan opstå, eller man ikke kan overskue følgerne af en hændelse, da er det sandsynligt, at vi er på vej mod en større uheldssituation, og der skal alarmeres på passende måde. Herved aktiveres den organisationsform, der bedst er i stand til at imødegå den farlige situation.

Specielt for brand eller risiko for brand gælder:

1. Hvis man ikke mener at kunne slukke en brand med det lokalt placerede slukningsudstyr.
2. Hvis der opstår en lækage, eller et spild har fundet sted i procesområdet eller dets nærhed, og en antændelse vil kunne give anledning til en større brand.
3. Hvis et større spild af råolie, petroleum eller lettere produkter har fundet sted på raffinaderiet, D-FR, DONG terminalen, FDO tanklageret eller havneterminalen.
4. Hvis der er opstået større lækage på et LPG-system eller andet gassystem (H₂, H₂S, etc.)

skal der slås brandalarm.

I beredskabssituationer har vagthavende driftsleder og vagthavende produktionsleder større ansvar og beføjelser end i normale situationer.

Vagthavende driftsleder har ansvar og beføjelser til at tage alle skridt, der er nødvendige for at standse udviklingen i situationen, uanset hvilke omkostninger der måtte være forbundet hermed.

Denne bemyndigelse gælder ind til vagthavende produktionsleder indfinder sig, dvs. typisk de beslutninger, der skal tages inden for de første minutter og op til en halv time.

Vagthavende produktionsleder har ansvar og beføjelser til at træffe beslutninger, der er nødvendige for at beredskabssituationen udvikler sig hen mod normalsituationen igen hurtigst muligt. Dette vil typisk omfatte beslutninger, det er nødvendigt at træffe inden for de første timer efter tilløbet til en katastrofelignende tilstand.

40.2 Olieberedskabsplan

Olieberedskabsplanen omfatter både bekæmpelse af olieforurening til vands og på land. Her vil alene bekæmpelse på land blive omtalt, da denne miljøtekniske beskrivelse alene omfatter selve Shell-Raffinaderiet, og ikke omfatter havneterminalen, hvor olieforurening til vands er relevant.

Olieberedskabsplanens bekæmpelse af olieforurening på land og Miljøhåndbogens kap. 6.4 Håndtering af olie- og kemikaliespild er funderet i vilkårene I₁ og K₁ ”Revurdering af miljøgodkendelse for Shell-Raffinaderiet Fredericia”, dateret 14. februar 2014:

Vilkår I₁:

Ethvert spild af olie eller kemikalier skal straks opsamles og det skal straks sikres at spildet ikke spredes. Oprensningen af forurenede jordsom følge af spild skal være påbegyndt indenfor 4 hverdage, medmindre andet er aftalt med tilsynsmyndigheden.

Alle spild skal straks indberettes til tilsynsmyndigheden.

Der skal foretages en registrering af samtlige spild. Registreringen skal som minimum omfatte:

- *Hvornår der er spildt*
- *Hvor der er spildt og hvad arealet er befæstet med*
- *Mængde med angivelse af usikkerheden*
- *Årsag til spildet*
- *Hvornår og hvordan spildet er fjernet*
- *Hvor meget jord er fjernet og hvortil det er disponeret*

Ved spild på 100 liter eller derover skal der tillige ske en rapportering til tilsynsmyndigheden jævnfør vilkår K₁. Registreringen af øvrige spild skal efter anmodning forevises eller indsendes til tilsynsmyndigheden.

Vilkår K₁:

Spild større end 100 liter skal skriftligt eller elektronisk rapporteres indenfor en måned til tilsynsmyndigheden. Det skal af indberetningen fremgå:

- *Hvornår der er spildt*
- *Hvor der er spildt og hvad arealet er befæstet med*
- *Mængde med angivelse af usikkerheden*
- *Årsag til spildet*
- *Afhjælpende og korrigerende handlinger*
- *Hvornår og hvordan spildet er fjernet*

- *Hvor meget jord er fjernet og hvortil er det disponeret*
Hvad der ligger til grund for vurderingen af, at jorden er rensset helt op (analyser, lugt eller lignende) og hvem der har foretaget denne vurdering.

Desuden skal store spild større end 5 m³ på befæstede arealer og spild større end 1 m³ på ubefæstede arealer straks meddeles miljøvagten via vagthavende brandinspektør.

Olieberedskabsplanen sikrer, at der er en klar ansvars – og opgavefordeling mht. hvem der gør hvad i relation til at vilkår 29 bliver overholdt, bl.a. ved at henvise til Movementsinstruktionen og Miljøhåndbogen, hvor den detaljerede ansvars – og opgavefordeling er beskrevet, nemlig dels i Movementsinstruktionens (Movementsinstruktionen er en del af Driftsinstruktionen) kapitel 2 ”Forholdsregler ved oliespild – herunder alarmering” og dels i Miljøhåndbogens kapitel 6.2 ”Håndtering af olie- og kemikaliespild”.

I forbindelse med oliespild skal der altid oprettes en ”FIM rapport” (se nedenfor), hvilket sikrer systematisk opfølgning.

40.3 Brandbekæmpelsesinstruktion

Brandbekæmpelsesinstruktionen giver den nødvendige teoretiske baggrund for brandbekæmpelse og giver retningslinjer for den praktiske træning af personalet, der indgår i brandberedskabet. Instruktionen indeholder endvidere en beskrivelse af de tekniske brandinstallationer på Shell-Raffinaderiet. Disse installationer består af faste og mobile enheder og er ret omfattende, f.eks. brandvandssystem med pumper, skumsystem, hydrantsystem, tanksprinklingsystem, 4 brandbiler osv. Når driftsforstyrrelser og uheld medfører brand er en hurtig indsats vigtig for at begrænse virkningerne og her et veltrænet brandberedskab med det rette udstyr en altafgørende faktor.

40.4 Hændelsesrapportering

Fountain Hændelsesstyring (FIM) er Shells globale IT-system for rapportering af og opfølgning på alle hændelser og nærved hændelser. Systemet indeholder alle helbreds-, sikkerheds- og miljømæssige hændelser, samt hændelser, der involverer sikring og produktkvalitet på brændstof.

Alle kan rejse en FIM rapport. Nedenstående viser skærbilledet med generelle oplysninger, hvor den der rejser FIM rapporte kun skal udfylde de med gult markerede felter. Øvrige felter bliver udfyldt under den systematiske behandling og opfølgning af rapporten. En del af behandlingen kræver stillingtagen til evt. korrigerende handlinger, hvilket i tilfælde af driftsforstyrrelser og uheld vil være medvirkende til fremtidig imødegåelse af lignende hændelser.

Den der rejser en rapport skal ikke udfylde andre felter på fanebladet "Generelle oplysninger" og skal heller ikke udfylde noget på de øvrige faneblade. Nedenstående viser gældende retningslinjer for start af ny FIM-rapport:

Den ansvarlige afdeling:

- For hændelser med person sikkerhed, vælges den afdeling som personen arbejder for. Er det en hændelse der involverer en fra driften vælges det anlæg hvor hændelsen skete.
- For hændelser med miljø, vælges den afdeling der er ansvarlig for det aktiv hvor fra miljøhændelsen sket. Dette vil oftes være et anlæg.
- For sikringshændelser (security) vælges den afdeling der er ansvarlig for det område hvor sikringshændelse skete.

Den ansvarlige arbejdsleder:

- Her vælges den arbejdsleder der er ansvarlig for den afdeling/anlæg i overensstemmelse med ovenstående. Det er altså ikke nødvendigvis arbejdslederen til den der rapporterer hændelsen!

Specifik placering:

- Her skrives kort specifik, hvor hændelsen skete.

Hændelsesbeskrivelse:

- Det er vigtigt, at man beskriver hændelsen fyldestgørende, således at det er muligt for den ansvarlige arbejdsleder at behandle hændelsen.
 - Spild: Hvad er der spildt (produkt), hvor meget, blev der spildt til jord eller til befæstet område, blev det tilbageholdt i en dertil beregnet opsmaling anordning (befæstet tankgård, opsamlingsbakke/kar), hvor kom spildet fra og hvor gik det til.
 - Overtrædelse af tilladelse: Hvad sket der og hvad er det for en overtrædelse/overskridelse, hvor stor var overskridelsen
 - Nabo klage: Hvad gik klagen ud på, hvornår, var det lugt, støj eller andet. Viser den umiddelbare undersøgelse at det er os der er årsagen eller at det muligvis kunne være os. (Noter navn, adresse og telefon nr. på vedkommende og send med e-mail til Lis Rasmussen. Dette skrives ikke i FIM'en).
 - Person hændelse: Skiv fyldestgørende hvad der skete eller kunne være sket.

Den ansvarlige arbejdsleder skal efterfølgende behandle rapporten og bl.a. ofte igangsætte aktioner med korrigerende handlinger med det formål, at sikre at en lignende hændelse ikke sker igen.

41 Forebyggelse af forurening i forb. med virksomhedens ophør.

Da Shell-Raffinaderiet i Fredericia blev bygget i begyndelsen af 1960'erne, ejede og drev Shell mange mindre (omkring 10) raffinaderier, som var sammenlignelige raffinaderiet i Fredericia. I dag er raffinaderiet i Fredericia det eneste mindre raffinaderi i Europa som Shell ejer og driver, de andre er lukket eller solgt. Blandt de lukkede raffinaderier kan nævnes Ingolstadt i Tyskland, Teesport og Shell Haven i England, samt Sola i Norge (ved Stavanger). De tekniske installationer på de lukkede raffinaderier er fjernet og bortskaffet efter gældende regler, dvs. noget af udstyret er solgt til brug på andre raffinaderier (f.eks. katalysatorer), andet er gået til skrot, og en del er deponeret på samme måde som andet industriaffald. Den store udfordring har været oprensning af jorden, som i alle tilfælde er sket efter aftale med myndighederne og i en sådan grad, at området har kunnet genanvendes til hensigtsmæssige formål.

I tilfælde af ophør af Shell-Raffinaderiet i Fredericia ville man tage udgangspunkt i erfaringerne ved ophør af lignende raffinaderier beliggende i områder med tilsvarende miljølovgivning, f.eks. Sola i Norge. Fremgangsmåden vil i store træk være:

1. Fjernelse af udstyr og materialer, som vil gå til genbrug, hvor muligt, eller bortskaffelse via godkendt affaldsbehandler.
2. Supplerende jordbundsundersøgelser, der forudsætter at udstyret er fjernet.
3. Aftale med myndighederne mht. oprensningsgrad af jorden i overensstemmelse med lovgivningen, idet den videre anvendelse af området evt. tages i betragtning.
4. Oprensning af jorden med "state of the art" metoder og udstyr, der installeres og opereres på området.

Punkt 4 kan være tidskrævende og strække sig over flere år. Arbejdet vil typisk blive udført af entreprenører med ekspertise inden for området, men der vil være en ansvarlig Shell organisation på stedet til overvågning af arbejdet og kontakt med myndighederne indtil opgaven er fuldført.

42 Ikke-teknisk resumé af den miljøtekniske beskrivelse.

Shell-Raffinaderiet, der udgør en del af A/S Dansk Shell, er beliggende ca. 4 km nord for Fredericia bykerne i Industriområde Nord Vest som er udlagt til såkaldt særligt forurenende virksomheder. De nærmeste omgivelser og naboer til Shell-Raffinaderiet er mod vest DONG og den kommunale modtagestation, mod nord et større landbrugsområde, mod øst et industriområde samt ca. 1 km borte boligområdet Ryvang, og mod syd kolonihaver og det rekreative område ved Randalparken. I tilknytning til Raffinaderiet findes en havneterminal ved Skanse Odde øst for Fredericia Havn. Et system af 4 rørledninger til transport af råolie og færdige produkter forbinder Raffinaderiet med havneterminalen. På havneterminalen er to jettyer, hvor skibe kan lægge til. En 320 km lang rørledning har siden 1984 ført råolie fra Dansk Undergrunds Consortiums (DUC) oliefelter i Nordsøen frem til en råolieterminal bygget umiddelbart vest for Raffinaderiet. Her modtages, behandles og oplagres råolien, inden den går videre til Shell-Raffinaderiet eller til udskibning via havneterminalen til andre raffinaderier.

Shell-Raffinaderiets drift er permanent, så den miljøtekniske beskrivelse drejer sig om fortsat drift uden nogen planlagt ophørstidspunkt. Det ansøgte kræver ingen bygningsmæssige udvidelser/ændringer. Raffinaderiet vil typisk være i drift hele døgnet og på alle årets dage. Periodisk vil det være nødvendigt at stoppe et eller flere anlæg for vedligehold, udskiftning, rensning, inspektion osv. Total stop af alle anlæg for inspektion af udstyr kaldes vil normalt finde sted med 5 til 6 års mellemrum. Foruden totale raffinaderistop vil der være mindre stop hvor kun visse anlæg er stoppet.

Shell-Raffinaderiet har en produktionskapacitet svarende forarbejdning af ca. 10.000 tons råolie pr. dag, svarende til 3,65 mill. tons pr. år. Det aktuelle årlige gennemløb vil være mindre af forskellige årsager, heriblandt økonomisk optimering, samt planlagte og uplanlagte stop af produktionen. I 2014 blev forarbejdet ca. 3 mill. tons råolie svarende til ca. 82 % af den maksimale kapacitet. Ud over produkterne fra forarbejdningen af råolien importerer raffinaderiet også forskellige blandekomponenter og færdigvarer via havneterminalen. Disse produkter udgør maksimalt 1,185 mill. tons pr. år.

Råolien pumpes over i raffinaderiets råolietanke fra DONG's råolieterminal umiddelbart vest for raffinaderiet eller importeres via rørledningen fra havneterminalen.

Herfra ledes olien til det første store anlæg på raffinaderiet, nemlig **råoliedestillationen**. Oliens temperatur er forinden varmet op til ca. 340 °C, primært ved at udnytte overskudsvarmen fra andre processer, og til sidst i hovedovnen.

Ved destillationen adskilles råolien i fem fraktioner med forskellige kogepunktsintervaller:

1. Benzindestillat op til 165 °C
2. Petroleumsdestillat fra 165-240 °C
3. Let gasoliedestillat fra 240-300 °C
4. Tung gasoliedestillat fra 300-360 °C og
5. Destillationsrest

Ingen af disse fraktioner kan bruges direkte, men gennemgår videre behandling, før de kan indgå i de færdige produkter.

Destillationsresten ledes således til **termisk krakning**, hvor de højmolekulære kulbrinter spaltes til mindre. Efter en **destillation** af det krakkede materiale fås således et krakket benzindestillat, et krakket gasoliedestillat og en krakningsrest. De to første indgår i strømmene med benzin og gasolie, mens den sidste indgår i den tunge fyringsolie eller bruges i raffinaderiets ovne.

De resulterende strømme gennemgår derefter en **afsvovling**, hvor oliens indhold af svovlforbindelser omdannes til svovlbrinte. Denne omdannes i et Claus-SCOT-anlæg til frit svovl, der sælges i flydende stand.

Herefter går petroleum og gasoliestrømmene til blanding og oplagring som færdigprodukter.

Den afsvovlede benzinfraaktion undergår en yderligere **destillation** til adskillelse i tungt, let og gasformigt produkt.

Den tunge benzin **omdannes katalytisk** til benzin med et højere oktantal. Ved denne proces dannes en del benzen, der er et kræftfremkaldende stof. Det er uønsket i den færdige benzin, hvorfor man har opbygget endnu en **destillationsproces**. Heri fremkommer en meget benzenrig fraktion, der opsamles og eksporteres til yderligere rensning og brug som grundmateriale for anden kemisk produktion. Benzenindholdet er på ca. 60%.

Herefter går benzinfraktionerne til blanding og oplagring som færdigprodukter.

Den gasformige fraktion gennemgår en proces med **absorbition/destillation**, der giver ret rene fraktioner af propan og butan, der i passende blandinger bruges som flaskegas o.l., og en restgas, der væsentligst består af brint, metan og ethan. Denne restgas benyttes som fyringsgas i raffinaderiets ovne og i en gasturbine.

Raffinaderier er en industriel lokalitet, hvor der håndteres ikke alene store mængder af råvarer og produkter, men hvor der også forbruges store mængder af energi og vand for gennemførelse af disse processer. I deres lagrings- og raffineringsprocesser frembringes emissioner til atmosfære, vand og jord.

1. Emission til luft

Energianlæg, kedler, og ovne er de primære kilder til emissioner af carbonmonoxid og -dioxid, nitrogenoxider (NO_x), støv og svovloxider (SO_x) til atmosfæren. Raffinaderiprocesser kræver megen energi og typisk vil mere end 60 % af emissionerne fra et raffinaderi relatere sig til produktionen af energi.

Genvindingsprocesser for svovl samt ”flaring” (afbrænding af gas) bidrager også til disse emissioner. Ved regenerering af katalysatorer og afkoksning emitteres støv.

Flygtige organiske kulbrinter (VOC) frigives som diffuse emissioner fra raffinaderiets lagre, ved håndtering og udlevering af produkter, fra olie/vand separeringssystemer og fra flanger, ventiler, pakninger og dræn.

Andre emissioner til atmosfæren kan være svovlbrinte, ammoniak, benzen/toluen/xylen (BTX), og metaller (indhold i støv).

Emissionerne til atmosfæren kan give anledning til lugtgener.

2. Støj

Raffinaderiets samlede støjforhold hidrører både fra stationære kilder og mobile kilder i form af intern og ekstern transport. Bidraget fra de mobile kilder er så lavt – i forhold til bidraget fra de stationære støjkluder -, at det samlede bidrag fra hele raffinaderiet bliver lig med støjbidraget fra de stationære støjkluder.

3. Spildevand

Vand indgår i store mængder i raffinaderiprocesserne som procesvand og til køling. Brugen forurener vandet med olieprodukter, hvilket primært resulterer i et øget iltforbrug i spildevandet. Forureningen af vandet kan også omfatte svovlbrinte, ammoniak, phenoler, benzene, cyanider og suspenderet stof. Spildevand fra raffinaderiet ledes efter forbehandling i belufter bassiner til Fredericia Kommunes rensningsanlæg.

43 Bilags- figur-og tabelliste

43.1 Bilagsliste til version 00

43.1.1 Bilag i bilagsmappe

Kapitel	Nr.	Bilag
11	1	Kommuneplan 2009 – 2021, Fredericia Nord. Forside, der viser satellitkort over Shell-Raffinaderiets placering
11	2	Bydelsplan - Fredericia Nord, side 3
11	3	N.E.3A/B/C Erhvervsområde, ud mod Ydre Ringvej, side 57-59
15	1	Tegning FR 10/19/01 "Plotplan "
15	2	Tegning T-730007-L "General layout"
15	3	Tegning T-730034 "Overall plotplan of process units"
15	4	Tegning FR 2800/10/004 "Overall plotplan koordinat system"
15	5	Movements Instruktion Kapitel 5 "Tanktabeller"
15	6	Tegninger fra DANAK Prøvningsrapport Shell-Refinery Fredericia, Støjkortlægning, DANAK 91-172 "Miljømåling – ekstern støj" Oktober 2007 Bilag 1 – 11, siderne 50 til 60
17	1	Refinery Flow Chart
19	1	Tegning FR 6100/10/08 "Blowdown and relief system"
19	2	Tegning T-734152 "Engineering flow diagram. Blowdown and relief system. Unit 6100"
19	3	Tegning FR 6100/10/01 "Flare gas recovery system. Unit 6100"
19	4	Tegning FR 1400/08/44 "Utility distribution flow scheme. H2S and HC flare"
22	1	Svovlemissionsrapport 4. kvartal 2011
22	2	Emission af SO ₂ , NO _x , CO og NH ₃ på svovlgenvindingsanlæg, CLAUS/SCOT-anlæg under højt og lavt indtag af H ₂ S. DANAK Prøvningsrapport nr 1170-01
22	3	Hovedskorsten, Claus/Scott-anlæg, HDS2-afkast og gasturbine. Måling af emissioner til luften. Præstationskontrol for totalpartikler, CO, NO _x og SO ₂ . September 2011
22	4	Uddrag af brev fra A/S Dansk Shell til Vejle Amt, dateret 10/07/92. Vedr.: Opfyldelse af emissionsvilkår i relation til miljøgodkendelse af gasturbineanlæg på Shell-Raffinaderiet
22	5	Uddrag af brev fra A/S Dansk Shell til Vejle Amt, dateret 07/02/95. Vedr.: Emission af NO _x fra gasturbine for 4. kvartal 1994

Kapitel	Nr.	Bilag
22	6	VRU-anlæg – Raffinaderiet. Måling af emissioner til luften. Præstationskontrol for NVOC og Benzen og tilhørende OML-beregning. December 2009.
22	7	VRU-anlæg – Raffinaderiet. Måling af emissioner til luften. Præstationskontrol for NVOC og Benzen og tilhørende OML-beregning. November 2010.
22	8	VRU-anlæg – Raffinaderiet. Måling af emissioner til luften. Præstationskontrol for NVOC og Benzen og tilhørende OML-beregning. September 2011.
23	1	Spectrasyne Technical Report no. TR0271, A VOC emission survey of the Shell Refinery, Fredericia, Denmark, November 2001
23	2	Spectrasyne Technical Report no. TR0698, Fugitive Hydrocarbon Emission Survey of the Shell Fredericia Refinery, April 2006
23	3	Identifikation og prioritering af lugtkilder
26	1	Shell Fredericia Waste Water Process Overview – Current Situation
30	1	Shell-Refinery Fredericia, Støjkortlægning, DANAK 91 - 172, "Miljømåling – ekstern støj", Oktober 2007
30	2	Shell-Refinery Fredericia, Støjkortlægning, DANAK 91 - 212, "Miljømåling – ekstern støj", Marts 2012
30	3	Betydende støjkluder sorteret efter kildestryke
31	1	Vedr. støj fra kommende afsvovlingsanlæg HDS-2. dk-TEKNIK. Brev dateret 10.08.1993
31	2	Vedr. støjberegninger med jordvolde syd for raffinaderiet. dk-TEKNIK. Brev dateret 19.12.1996
36	1	Shell-Raffinaderiet, Fredericia. Miljøundersøgelse. Jord- og grundvandsundersøgelse. Rapport udarbejdet af COWIconsult December 1990. (excl. enkelte bilag)
36	2	A/S Dansk Shell, Egeskovvej 265, DK-7000 Fredericia. "Conceptual site model." Rapport udarbejdet af firmaet Jens Johan Andersen A/S. September 2010. Part 1 of 2 – Report.
36	3	"Retningslinjer for gravearbejde" Procedure 6.2 i "Miljøhåndbog Procedurer og Instruktioner. Shell-Raffinaderiet Fredericia
36	4	"Bortskaffelse af jord" Procedure 6.3 i "Miljøhåndbog Procedurer og Instruktioner. Shell-Raffinaderiet Fredericia
36	5	"Håndtering af olie og kemikaliespild" Procedure 6.4 i "Miljøhåndbog Procedurer og Instruktioner. Shell-Raffinaderiet Fredericia

43.2 Figurliste

Figur 17.1 Proces Flowskema

Figur 22.1.7. SO₂-emission 2007-11 fordelt på kilder.

Figur 23.2.9 Bidrag fra de enkelt områder til den totale VOC emission

Figur 23.3.3 Oversigt vedr. resultater fra lækagesøgnings og reparationsprogram 2010

Figur 23.4 Hændelser der har medført eksterne klager over miljøgener fra raffinaderiet 2007- 11.

Figur26.4.1: Shell-Raffinaderiets interne spildevandssystem.

Figur 31.2.3 Skitse af jordvold til støjreduktion

Figur 32.1 Oversigtsfoto over Shell-Raffinaderiet og dets nærmeste omgivelser med angivelse af immissionspunkternes placering.

Figur 33: Oversigt over olie-og kemikalieaffald 2007 – 11

43.3 Tabelliste

Tabel 0.2: Oversigt over relevante matrikler i relation til revurdering af miljøgodkendelse. Fredericia Kobbeljorder, Fredericia.

Tabel 13.1 Oversigt vedr. driftcyklus og planlagte driftsstop.

Tabel 15.0 Retningslinier for detaljeringsniveau i den miljøtekniske beskrivelse.

Tabel 15.1.1 Oversigt vedr. emissioner til luft fra råolietanke m.m. i AREA 1.

Tabel 15.1.2. Oversigt vedr. støjkluder fra råolietanke m.m. i Area 1.

Tabel 15.1.3. Oversigt vedr. spildevandskluder fra råolietanke m.m. i Area 1.

Tabel 15.2.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra AREA 2.

Tabel 15.2.1. Oversigt vedr. støjkluder i AREA 2.

Tabel 15.2.3. Oversigt vedr. spildevandskluder i AREA 2.

Tabel 15.3.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra fasttagstanke i Area 3.

Tabel 15.3.2. Oversigt vedr. støjkluder fra fasttagstanke i Area 3.

Tabel 15.3.3 Oversigt vedr. spildevandskluder fra fasttagstanke i Area 3.

Tabel 15.4.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra fasttagstanke i Area 4.

Tabel 15.4.3. Oversigt vedr. støjkluder fra tanke i Area 4.

Tabel 15.4.4. Oversigt vedr. spildevandskluder fra fasttagstanke i Area 4.

Tabel 15.4.5. Oversigt vedr. spildevandskluder fra flydetagstanke i Area 4.

Tabel 15.5.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra AREA 5.

Tabel 15.5.2. Oversigt vedr. støjkluder i AREA 5.

Tabel 15.5.3. Oversigt vedr. spildevandskluder i AREA 5.

Tabel 15.6.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra fasttagstanke og VRU i AREA 6.

Tabel 15.6.2. Oversigt vedr. emissioner til luft fra flydetagstanke i AREA 6.

Tabel 15.6.3. Oversigt vedr. støjkluder i AREA 6.

Tabel 15.6.4. Oversigt vedr. spildevandskluder fra fasttagstanke i AREA 6.

Tabel 15.6.5. Oversigt vedr. spildevandskluder fra flydetagstanke i AREA 6.

Tabel 15.7.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra AREA 7.

Tabel 15.7.2. Oversigt vedr. støjkluder i AREA 7.

Tabel 15.7.3. Oversigt vedr. spildevandskluder i AREA 7.

Tabel 15.8. Oversigt vedr. emissioner til luft fra AREA 8.

Tabel 15.9.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra AREA 9.

Tabel 15.9.2. Oversigt vedr. støjkluder fra tanke i AREA 9.

Tabel 15.9.3. Oversigt vedr. spildevandskluder fra AREA 9.

Tabel 15.11.1. Oversigt vedr. emissioner til luft i AREA 11.

Tabel 15.11.2 Oversigt vedr. støjkluder i AREA 11.

Tabel 15.11.3. Oversigt vedr. spildevandskluder i AREA 11.

Tabel 15.12.1. Oversigt vedr. emissioner til luft i AREA 12.

Tabel 15.12.2. Oversigt vedr. støjkluder i AREA 12.

Tabel 15.12.3. Oversigt vedr. spildevandskluder i AREA 12.

Tabel 15.13.1.1 Oversigt vedr. emissioner til luft fra GROUP AREA 1.

Tabel 15.13.1.2. Oversigt vedr. støjkluder i GROUP AREA 1.

Tabel 15.13.1.3. Oversigt vedr. spildevandskluder i GROUP AREA 1.

Tabel 15.13.2.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra GROUP AREA 2.

Tabel 15.13.2.2. Oversigt vedr. støjkluder i GROUP AREA 2.

- Tabel 15.13.2.3. Oversigt vedr. spildevandskilder i GROUP AREA 2.
- Tabel 15.13.3.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra GROUP AREA 3.
- Tabel 15.13.3.2. Oversigt vedr. støjkilder i GROUP AREA 3.
- Tabel 15.13.3.3. Oversigt vedr. spildevandskilder i GROUP AREA 3.
- Tabel 15.13.4.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra GROUP AREA 4.
- Tabel 15.13.4.2. Oversigt vedr. støjkilder i GROUP AREA 4.
- Tabel 15.13.4.3. Oversigt vedr. spildevandskilder i GROUP AREA 4.
- Tabel 15.13.7.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra GROUP AREA 7.
- Tabel 15.13.7.2. Oversigt vedr. støjkilder i GROUP AREA 7.
- Tabel 15.13.7.3. Oversigt vedr. spildevandskilder i GROUP AREA 7.
- Tabel 15.13.8.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra GROUP AREA 8.
- Tabel 15.13.8.2. Oversigt vedr. støjkilder i GROUP AREA 8.
- Tabel 15.13.8.3. Oversigt vedr. spildevandskilder i GROUP AREA 8.
- Tabel 15.13.9.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra GROUP AREA 9.
- Tabel 15.13.9.2. Oversigt vedr. støjkilder i GROUP AREA 9.
- Tabel 15.13.9.3. Oversigt vedr. spildevandskilder i GROUP AREA 9.
- Tabel 15.13.10.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra GROUP AREA 10.
- Tabel 15.13.10.2. Oversigt vedr. støjkilder i GROUP AREA 10.
- Tabel 15.13.10.3. Oversigt vedr. spildevandskilder i GROUP AREA 10.
- Tabel 15.13.11.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra GROUP AREA 11.
- Tabel 15.13.11.2. Oversigt vedr. støjkilder i GROUP AREA 11.
- Tabel 15.13.11.3. Oversigt vedr. spildevandskilder i GROUP AREA 11.
- Tabel 15.13.12.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra GROUP AREA 12.
- Tabel 15.13.12.2. Oversigt vedr. støjkilder i GROUP AREA 12.
- Tabel 15.13.12.3. Oversigt vedr. spildevandskilder i GROUP AREA 12.
- Tabel 15.13.13.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra GROUP AREA 13.
- Tabel 15.13.13.2. Oversigt vedr. støjkilder i GROUP AREA 13.
- Tabel 15.13.13.3. Oversigt vedr. spildevandskilder i GROUP AREA 13.
- Tabel 15.13.14.1. Oversigt vedr. støjkilder i GROUP AREA 14.
- Tabel 15.13.14.2. Oversigt vedr. spildevandskilder i GROUP AREA 14.
- Tabel 15.13.15.1. Oversigt vedr. emissioner til luft fra GROUP AREA 15.
- Tabel 15.13.15.2. Oversigt vedr. støjkilder i GROUP AREA 15.
- Tabel 15.13.15.3. Oversigt vedr. spildevandskilder i GROUP AREA 15.
- Tabel 16.2. Oversigt over forbrug af råvarer, energi, vand og hjælpestoffer, emissioner og udledninger, samt produktion af olieprodukter.
- Tabel 16.2.1. Aktuelt forbrug af dansk råolie i tusind ton.
- Tabel 16.2.2. Aktuelt forbrug af eget brændsel i tusind ton.
- Tabel 16.2.3.1 eta*: gennemsnitlig belastning (tidsrum og effektniveau).
- Tabel 16.2.3.2. Aktuelt forbrug/produktion af elektricitet. GWh.
- Tabel 16.2.4. Aktuelt forbrug af vandværksvand i tusind m³.
- Tabel 16.2.5. Maximal årlig import af produkter fra havneterminalen.
- Tabel 16.2.7. Oversigt vedr. katalysatorer i anlæg i tons.
- Tabel 16.2.8. Oversigt vedr. molsi og absorbenter.
- Tabel 16.2.9.1. Optælling fra uge 23 1992 vedr. aktiviteter på læsseramper.
- Tabel 16.2.9.2. Transport til/fra læsseramper.
- Tabel 17.2. Design kapaciteter af raffinaderiets hovedanlæg.

- Tabel 17.3.1 Oversigt vedr. SO₂-emissioner til luft.
- Tabel 17.3.2 Oversigt vedr. NO_x-emissioner til luft.
- Tabel 17.3.3 Oversigt vedr. støv- og partikel-emissioner til luft.
- Tabel 17.3.4 Oversigt vedr. emissioner af VOC og lugt til luft fra Raffinaderiet.
- Tabel 17.3.5 Oversigt vedr. CO₂-emissioner til luft.
- Tabel 18.1 Brændselstype og maksimal indfyret effekt
- Tabel 20.5. Oversigt over emissioner ifm regenereringer af katalysatorer.
- Tabel 22.1 Oversigt over kilder til SO₂-emission.
- Tabel 22.1.1.1 Oversigt vedr. SO₂-bidrag fra fuelgas.
- Tabel 22.1.2.2 Oversigt vedr. SO₂-bidrag fra fuelolie.
- Tabel 22.1.1.3 Oversigt over SO₂-målinger på hovedskorsten 2007-2011 omregnet til referencetilstanden 3,0 vol% O₂.
- Tabel 22.1.2. Oversigt vedr. SO₂-bidrag fra fuelgas til gasturbine.
- Tabel 22.1.3. Oversigt vedr. SO₂-bidrag fra flaren.
- Tabel 22.1.4a. Designsammensætning i vol% af feed til CLAUS-anlægget.
- Tabel 22.1.4b. SO₂ emitteret ifm bypass af SRU til H₂S-flare.
- Tabel 22.1.5. SO₂ emitteret ifm drift af SRU.
- Tabel 22.2 Oversigt over kilder til NO_x-emission.
- Tabel 22.2.1.a Oversigt over NO_x målinger på hovedskorsten 2010-2014 omregnet til referencetilstanden 3,0 vol% O₂.
- Tabel 22.2.1.b. Måling af NO_x den 25. januar 2011.
- Tabel 22.2.2 Oversigt over NO_x målinger på F-1401 omregnet til referencetilstanden 3,0 vol% O₂.
- Tabel 22.2.3 Oversigt over NO_x målinger på Claus/SCOT omregnet til referencetilstanden 3,0 vol% O₂.
- Tabel 22.2.4. Oversigt vedr. NO_x emission fra gasturbinen i 2015 som målt af den kontinuerte måler i skorstenen opgivet ved to forskellige reference ilt koncentrationer.
- Tabel 22.2.5. Oversigt vedr. NO_x-emission fra gasturbinen.
- Tabel 22.3.1. Oversigt over støvmålinger på hovedskorsten 2010-2014 omregnet til referencetilstanden 3,0 vol% O₂.
- Tabel 22.4 CO₂-emission i historisk perspektiv
- Tabel 22.7.1.a Estimat for VOC-emission fra flare.
- Tabel 22.7.1.b VOC-emission fra H₂-flare.
- Tabel 22.8 VOC-emission fra VRU-anlæg 2009 - 2011
- Tabel 23.2.1 Gennemsnitlige målinger af VOC-emission fra råolietanke
- Tabel 23.2.2 Gennemsnitlige målinger af VOC-emission fra procesanlæg
- Tabel 23.2.3.1 Gennemsnitlige målinger af VOC-emission fra bassinområde med beluftere
- Tabel 23.2.3.2 Gennemsnitlige målinger af VOC-emission fra åben grøft og PPI nr. 1
- Tabel 23.2.3.3 Gennemsnitlige målinger af VOC-emission fra olieudskilleren PPI-1
- Tabel 23.2.4 Gennemsnitlige målinger af VOC-emission fra fuelolietanke
- Tabel 23.2.5 Gennemsnitlige målinger af VOC-emission fra gasolietanke
- Tabel 23.2.6.1 Gennemsnitlige målinger af VOC-emission fra petroleum og benzin komponentanke
- Tabel 23.2.6.2 Gennemsnitlige målinger af VOC-emission fra gasolie, petroleum og benzin komponentanke
- Tabel 23.2.7 Gennemsnitlige målinger af VOC-emission fra benzintanke
- Tabel 23.2.8 Gennemsnitlige målinger af VOC-emission fra dagtanke

Tabel 23.3.1 Beregnet emission fra flydetagstanke 2011

Tabel 23.3.2 Emission fra fasttagstanke 2011

Tabel 23.3.3. Estimat for diffus VOC-emission fra procesanlæg.

Tabel 23.3.3. Estimat for samlet VOC-emission fra Shell-Raffinaderiet

Tabel 23.4 De vigtigste lugtkilders betydning vurderet efter scoringssystem.

Tabel 26.1: Spildevandsstrømme og niveauer af forurenende stoffer til spildevandssystemet

Tabel 26.2 Gennemsnittet af spildevandsanalyser udført over en 10 ugers periode i 2001

Tabel 30.1 Målinger på de 40 mest betydende stationære støjkilder

Tabel 30.2.1 Optælling af tankvognskørsler for uge 37 i 2007.

Tabel 30.2.2 Målinger på alle betydende mobile støjkilder

Tabel 31.1. Oversigt vedr. støjreducerende foranstaltninger 1991-2000.

Tabel 31.2.1 Målinger på de 40 mest betydende pumpe støjkilder

Tabel 31.2.2 Målinger på de mest betydende luftblæser støjkilder

Tabel 31.2.3 Målinger på de mest betydende luftkøler støjkilder

Tabel 31.2.4 Målinger på de mest betydende kompressor støjkilder

Tabel 31.2.5 Støjreduktion som funktion af jordvolds højde

Tabel 32.2.1. Støjbidraget fra alle stationære støjkilder LAeq dB re 20 µPa i immissionspunkt 2 til 5 hele døgnet alle ugens dage. Status: Marts 2012

Tabel 32.2.2. A-vægtede støjbidrag fra alle mobile støjkilder for dag-, aften- og natperioden.
Status: Marts 2012

Tabel 32.2.2. Støjbelastningen fra alle betydende støjkilder (både stationære- og mobilekilder) på Shell raffinaderiet Lr (dB re 20 µPa) i immissionspunkt 2 til 5 for dag-, aften- og natperioden på hverdage. Status: Marts 2012

Tabel 32.3.2 Støjklager vedr. raffinaderet 2007 - 2011

Tabel 33: Affaldsoversigt 2011

Tabel 35 Mængder af affald, der nyttiggøres eller bortskaffes

Tabel 36.3 Opsummering af potentiel kontaminering af receptorer

43.4 Bilagsliste til version 01

Nye bilag i forhold til version 00:

- Version 01 Bilag 01 Supplerende oplysninger miljøgodk. Brev af 03.09.2012
- Version 01 Bilag 02 Supplerende oplysninger miljøgodk. raf. 28.09.12
- Version 01 Bilag 03 Supplerende oplysn. H2 flare og støj 31.10.12
- Version 01 Bilag 04 Supplerende oplysninger Støj 20.02.2013
- Version 01 Bilag 05 Revurdering af miljøgodkendelse 14.02.2014
- Version 01 Bilag 06 Supplerende redegørelse vedrørende reduktion af støj 22.02.2015
- Version 01 Bilag 07 BAT Gap analyse BREF_Raffinaderier_April 2015
- Version 01 Bilag 08 BAT Gap analyse BREF_Emissions from Storage 27. maj 2015
- Version 01 Bilag 09 BAT Gap analyse BREF Industrielle kølesystemer April 2015
- Version 01 Bilag 10 BAT Gap analyse BREF_CWW spildevandshåndtering og rensningsteknikker April 2015
- Version 01 Bilag 11 BAT Gap analyse BREF_Energieffektivitet April 2015
- Version 01 Bilag 12 Report_Shell_Fredericia_Refinery_Survey2012_ver2
- Version 01 Bilag 13 Opfølgning på VOC-målinger
- Version 01 Bilag 14 Lugtmoniterings procedure
- Version 01 Bilag 15 Varsel af påbud lugt spildevandssystemet
- Version 01 Bilag 16 Spildevandsredegørelse 04.12.2014
- Version 01 Bilag 17 Miljøteknisk Redegørelse nr. 01. BAT 4 Monitoring of emissions to air
- Version 01 Bilag 18 Miljøteknisk Redegørelse nr. 02. BAT 7 Operation of waste gas treatment systems
- Version 01 Bilag 19 Miljøteknisk Redegørelse nr. 03. BAT 11 Emissions to water
- Version 01 Bilag 21 Miljøteknisk Redegørelse nr. 05. BAT34-37 – GT
- Version 01 Bilag 22 Miljøteknisk Redegørelse nr. 06. BAT34-37 - F1401
- Version 01 Bilag 23 Miljøteknisk Redegørelse nr. 07. BAT34-37 - F510X
- Version 01 Bilag 24 Miljøteknisk Redegørelse nr. 08. BAT34-37 - F130X
- Version 01 Bilag 25 Miljøteknisk Redegørelse nr. 09. BAT34-37 - F101-401 Multibrændselsfyrede ovne
- Version 01 Bilag 26 Miljøteknisk Redegørelse nr. 10. BAT 52 VOC emissions to air from loading
- Version 01 Bilag 27 Miljøteknisk Redegørelse nr. 11. BAT 54 Waste gas sulphur treatment

43.5 Bilagsliste til version 02

Reviderede bilag i forhold til version 01:

- Version 02 Bilag 07 Shell Raffinaderiet_BAT Gap analyse BREF_Raffinaderier_Okt. 2015
- Version 02 Bilag 17 MTR nr. 01. BAT 4 Monitoring of emissions to air
- Version 02 Bilag 25 MTR nr. 09. BAT34-37 - F101-401 dualfyrede ovne

Nye bilag i forhold til version 01:

- Version 02 Bilag 28 Anmodning om oplysninger om pipelines
- Version 02 Bilag 29 Skitse af rørtraceet for rørledninger til havneterminalen
- Version 02 Bilag 30 Luftfoto af rørledninger fra POL, FDO og DONG
- Version 02 Bilag 31 Bemærkninger fra Stads- og havneingeniøren
- Version 02 Bilag 32 Godkendelse fra Fredericia Købstadskommune
- Version 02 Bilag 33 Godkendelse Stads- og havneingeniøren
- Version 02 Bilag 34 Godkendelse justitsministeriets konsulent
- Version 02 Bilag 35 Godkendelse fra Ministeriet for Offentlige Arbejder
- Version 02 Bilag 36 Præcisering vedr. tilladelse til pipelines
- Version 02 Bilag 37 Ændret vilkår vedr. tilladelse til pipelines
- Version 02 Bilag 38 Technical data for transferlines
- Version 02 Bilag 39 Konstruktionsbeskrivelse pipelines
- Version 02 Bilag 40 Oversigtstegning
- Version 02 Bilag 41 Eksempel Overenskomst mellem lodsejer og Shell
- Version 02 Bilag 42 Eksempel Tinglyst servitut
- Version 02 Bilag 43 CHECK AF KATODISK BESKYTTELSE
- Version 02 Bilag 44 EFTERSYN AF KATODISK BESKYTTELSE
- Version 02 Bilag 45 Pigging Defect Detection Capabilities
- Version 02 Bilag 46 Miljøteknisk redegørelse vedrørende spildevand
- Version 02 Bilag 47 Vilkår i spildevandstilladelse
- Version 02 Bilag 48 Ændring af vilkår i spildevandstilladelse
- Version 02 Bilag 49 Eksempel på RGS90 jordanalyse rapport