

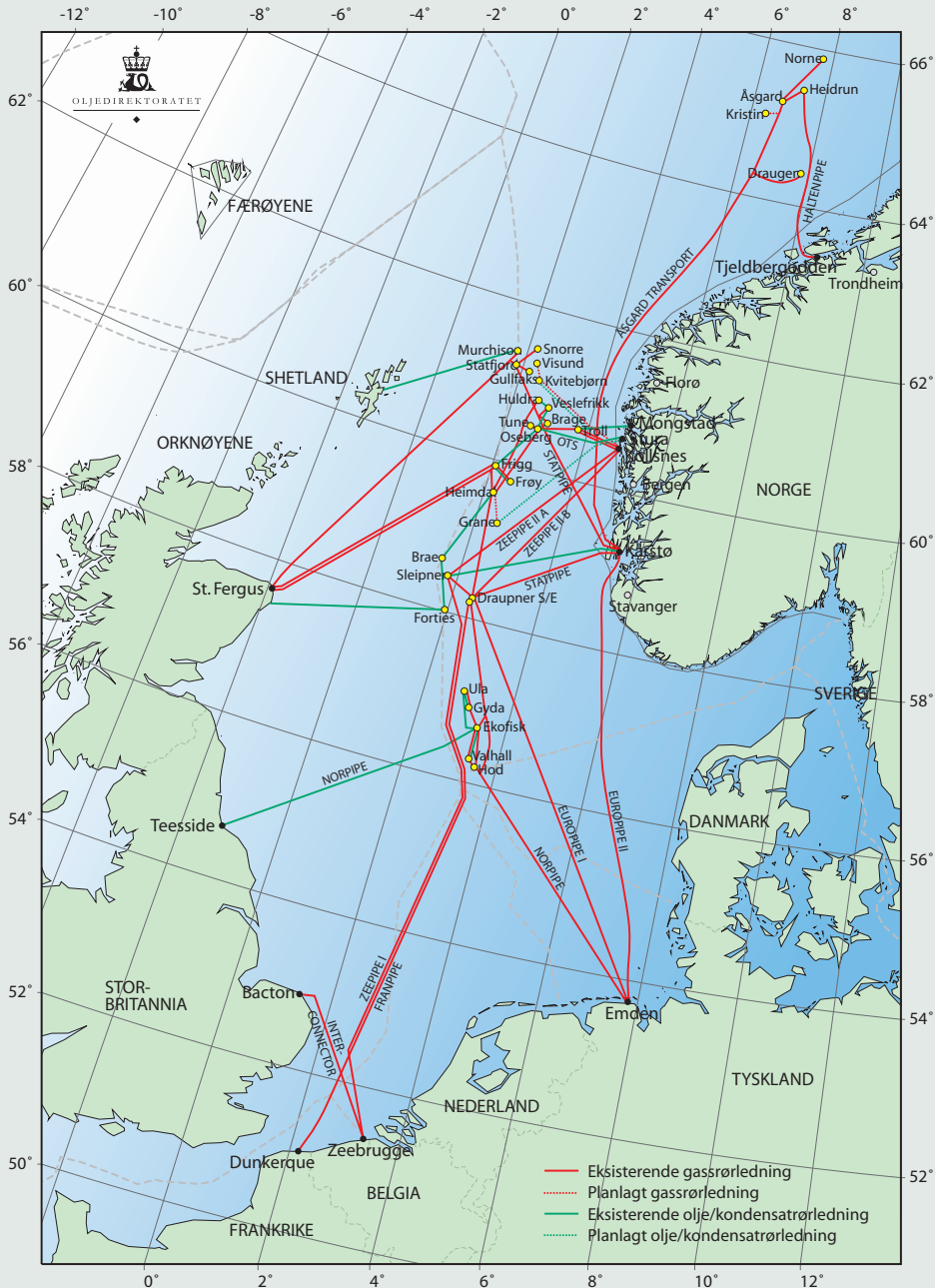
# 15 Rørledninger og landanlegg

## Rørledninger

Gassled .....	146
Europipe I .....	146
Europipe II .....	146
Franpipe .....	147
Norpipe Gassrør .....	147
Oseberg Gasstransport (OGT) .....	147
Statpipe .....	147
Vesterled (tidl. Frigg Transport) .....	148
Zeepipe .....	148
Åsgard Transport .....	148
Draugen Gasseksport .....	149
Grane Gassrør .....	149
Grane Oljerør .....	150
Haltenpipe .....	150
Heidrun Gasseksport .....	151
Kvitebjørn Oljerør .....	151
Norne Gasstransportsystem (NGTS) .....	152
Norpipe: Norpipe Oil AS .....	152
Oseberg Transportsystem (OTS) .....	153
Sleipner Øst kondensatrørledning .....	154
Troll Oljerør I .....	154
Troll Oljerør II .....	155

## Landanlegg

Bygnes kontrollsenter .....	156
Kollsnes gassanlegg .....	156
Kårstø gassbehandlings- og kondensatanlegg .....	156
Kårstø måle- og teknologilaboratorium .....	157
Mongstad råoljeterminal .....	157
Stureterminalen .....	158
Tjeldbergodden .....	158
Vestprosess .....	159



Kartet over viser eksisterende og planlagte rørledninger i Nordsjøen og Norskehavet. En nærmere beskrivelse av den enkelte rørledning er gitt i det følgende. De oppgitte transportkapasiteter er vist under standard forutsetninger med hensyn til trykkforhold, energi-innhold i gassen, samt vedlikeholdsdager og driftsmessig fleksibilitet.

## Rørledninger

### Gassled

**Operatør: Gassco**

**Rettighetshavere:**

Petoro AS*	38,293 %
Statoil ASA	20,379 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	11,134 %
TotalFinaElf Exploration Norge A/S	9,038 %
Esso Exploration and Production Norway AS	5,179 %
Norske Shell Pipelines AS	4,681 %
Mobil Development Norway A/S	4,576 %
Norsea Gas A/S	3,018 %
Norske Conoco A/S	2,033 %
Norsk Agip A/S	0,862 %
Fortum Petroleum AS	0,807 %

\*Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement – SDØE). Petoros deltakerandel i Gassled skal økes med 9,689 % med virkning fra 1. januar 2011, og de øvrige partenes deltakerandel skal reduseres proporsjonalt med virkning fra samme dato.

Stortinget ba våren 2000 departementet om å invitere de aktuelle selskapene til forhandlinger med siktemål å etablere en enhetlig eierstruktur for gasstransport. Gassled er en sammenslåing av eierskapet i ni gasstransportanlegg til ett interessentskap. Gassled eieravtale ble undertegnet 20. desember 2002 med virke fra 1. januar 2003. Konsesjonsperioden for Gassled utløper i 2028.

Følgende anlegg inngår i Gassled: Zeepipe, Europipe, Europipe II, Franpipe, Statpipe (inkludert de transportrelaterte anleggene på Kårstø), Vesterled, Oseberg gasstransport, Åsgard transport og Norpipe Gassrør. I det følgende gis en beskrivelse av rørledninger som eies av Gassled og opereres av Gassco.

#### Europipe I

Europipe I starter ved stigerørplattformen Draupner E. Rørledningen ilandfører gass i Tyskland med endelig leveringspunkt i Emden. Europipe I ble satt i drift i 1995. Europipe I er en del av Zeepipe-gruppen. Rørledningen har en diameter på 40/42", er 660 km lang og har en kapasitet på 46–54 mill Sm<sup>3</sup>/dag avhengig av driftsmodus. Europipe I er bygget for en levetid på 50 år og de totale investeringene er anslått til 20,1 mrd 2003-kroner. Driftsorganisasjonen er på Bygnes, Karmøy og Kårstø, Tysvær.

#### Europipe II

Departementet ga i 1996 tillatelse til anlegg og drift av en 42" rørledning fra Kårstø til Dornum i Tyskland. Rørledningen ble satt i drift i 1999. Rørledningens samlede lengde er 650 km og har en kapasitet på ca. 71 mill Sm<sup>3</sup>/dag. Europipe II har en teknisk levetid på 50 år og totale investeringer er anslått til 9,1 mrd 2003-kroner. Driftsorganisasjonen er på Bygnes, Karmøy og Kårstø, Tysvær.

### **Franpipe**

Franpipe består av en 840 km lang, 42" rørledning mellom stigerørsplattformen Draupner E i Nordsjøen og en mottaksterminal i Dunkerque, Frankrike. Terminalen er etablert som et eget eierskap der Gassled-gruppen eier 65 prosent og Gaz de France eier 35 prosent. Rørledningen ble satt i drift i 1998. Franpipe har en kapasitet på ca. 52 mill Sm<sup>3</sup>/dag. Den tekniske levetiden er 50 år og totale investeringer er anslått til 9,4 mrd 2003-kroner. Driftsorganisasjonen er på Bygnes, Karmøy og Kårstø, Tysvær.

### **Norpipe Gassrør**

Rørledningen til Emden i Tyskland, som forbinder Ekofiskområdet med det kontinentale gassmarkedet, har en diameter på 36" og er ca. 440 kilometer lang med en kapasitet på ca. 40 mill Sm<sup>3</sup>/dag. Utgangspunktet er Ekofisk-senteret der to kompressorer er installert. To stigerørsplattformer, hver med tre kompressorer, er plassert på tysk kontinentalsokkel for å pumpe gassen sørover. Kompressorene på den ene av disse er nå tatt ut av drift. Emden-terminalen som også eies av Gassled, renses og måler gassen før den distribueres videre. Ledningen kom i drift i september 1977, og ble i 1986 tilkoblet Statpipe. I forbindelse med omleggingen av Ekofisk i 1998, ble Statpipe koblet direkte til Norpipe nedstrøms Ekofisk via Ekofisk Omløp. Rørledningen er bygget for en levetid på minimum 30 år. Den tekniske levetiden vurderes fortløpende. Totale investeringer er anslått til 24,8 mrd 2003-kroner. Driftsorganisasjonen er lagt til Bygnes, Karmøy og Stavanger.

### **Oseberg Gasstransport (OGT)**

Rettighetshaverne søkte i desember 1996 om tillatelse til anlegg og drift av en rørledning for transport av gass mellom Oseberg og Statpipe, med tilknytning ved Heimdal-plattformen. Mynndighetene godkjente plan for anlegg og drift av Oseberg Gasstransport 11. mai 1999 og driften startet opp i 2000. Oseberg Gasstransport transporterer gass fra Osebergfeltet, men har også kapasitet til å transportere gass fra andre kilder. Rørledningens diameter er 36" og lengden er ca. 109 kilometer med en kapasitet på ca. 40 mill Sm<sup>3</sup>/dag. Rørledningen er konstruert for en brukstid på 50 år og totale investeringer er anslått til 1,9 mrd 2003-kroner. Driftsorganisasjonen er lagt til Bygnes, Karmøy og Bergen.

### **Statpipe**

Statpipe består av et 880 km langt rørledningssystem med en stigerørsplattform og en terminal på Kårstø (Kårstø gassbehandlingsanlegg). Feltene Statfjord, Statfjord Nord og Øst, Gullfaks, Borg, Snorre, Brage, Tordis, Veslefrikk og Heimdal er knyttet til denne rørledningen. Riggass fra feltene i Nordlige Nordsjø (Gullfaks, Statfjord, Osebergområdet) blir transportert gjennom en 30" rørledning til Kårstø, der våtgassen utskilles og fraksjoneres til NGL-produkter for videre transport med skip. Kapasiteten til Kårstø er ca. 25 mill Sm<sup>3</sup>/dag, avhengig av hvilke felter som leverer. Torr-gassen kan transporteres i en 28" rørledning til stigerørsplattformen Draupner S og videre til Emden i Tyskland via Ekofisk omløp og Norpipe, eller gjennom Europipe 2 til Dornum i nærheten av Emden. Oseberg, Huldra, Heimdal og feltene Jotun og Balder er tilknyttet nettverket ved en 36" rørledning mellom Heimdal Riser og Draupner S. Kapasiteten er om lag 30 mill Sm<sup>3</sup>/dag, og rørledningen kan benyttes til reversert strøming. Prosjektet ble startet i 1981. Totale investeringer er anslått til 43,5 mrd 2003-kroner (ekskl. gassbehandlingsterminalen på Kårstø). Driftsorganisasjon er lagt til Bygnes, Karmøy og Kårstø, Tysvær.

### **Vesterled (tidl. Frigg Transport)**

Rørledningen fra Frigg til St. Fergus i Skottland, FNP, (Frigg Norwegian Pipeline) ble bygget for å transportere gass fra Friggfeltet til Storbritannia. Systemet besto opprinnelig av to 32" rørledninger og mottaksterminalen i St. Fergus. Systemet omfatter ikke behandlings- og kompresjonsutstyret på Friggfeltet. Den norske rørledningen er ca. 350 kilometer lang. Rørledningene transporterer i dag gass fra de norske feltene Frigg og Heimdal Riser, og de britiske feltene Galley, Bruce og Alwyn. Den britiske rørledningen ble ferdigstillet sommeren 1976. Den norske rørledningen ble ferdigstillet i 1977 og tatt i bruk i august 1978.

Departementet mottok i desember 1999 plan for anlegg og drift (PAD) av Vesterled. Initiativtakere til Vesterled er rettighetshaverne i Oseberg og disse danner dagens Vesterled-interessentskap. Planen omfattet installasjon av en ny rørledning fra Heimdal med oppkopling til FNP omkring 50 km nedstrøms Frigg. Planen omfattet også endringer av operatørskapet for FNP og videre drift av dette rørledningssystemet. Den nye rørledningens lengde er ca. 54 km, og diameteren til rørledningen er 32". Rørledningen har en kapasitet tilsvarende kapasiteten i FNP, det vil si om lag 35 mill Sm<sup>3</sup>/dag. Vesterled startet opp 1. oktober 2001.

Totale investeringer i Friggørledningen er anslått til 29,4 mrd 2003-kroner. Totale investeringer i Vesterled anslås til 1,4 mrd 2003-kroner.

### **Zeepipe**

Zeepipe ble bygget ut trinnvis. Fase I, som ble satt i drift i 1993, består av en rørledning fra Sleipner til en mottakssentral i Zeebrugge i Belgia (814 km/40"), og en rørledning fra Sleipner Riser til stigerørsplattformen Draupner S (30 km/30"). Kapasiteten er ca. 41 mill Sm<sup>3</sup>/dag for Sleipner-Zeebrugge-ledningen. Fase II knytter Troll-terminalen på Kollsnes til infrastrukturen i Nordsjøen. Fase II A går til Sleipner Riser og ble satt i drift i 1996 (303 km/40"). Fase II B går til stigerørsplattformen Draupner E og ble ferdigstilt i 1997 (304 km/40"). Mottaksterminalen i Zeebrugge er etablert som eget eierskap hvor Gassled-selskapene eier 49 % og belgiske Fluxys 51 %. Terminalen drives som en integrert del av Zeepipe. Zeepipe er bygget for en teknisk levetid på 50 år og totale investeringer (inkl. terminal) er anslått til 23,9 mrd 2003-kroner. Driftsorganisasjonen er lagt til Bygnes, Karmøy og Kårstø, Tysvær.

### **Åsgard Transport**

Departementet ga i 1998 tillatelse til anlegg og drift av en 42" rørledning fra Åsgardfeltet til Kårstø i Rogaland. Rørledningen ble satt i drift i oktober 2000 og har en kapasitet på ca. 66 mill Sm<sup>3</sup>/dag. I tillegg til gass fra Åsgardfeltet transporteres også gass fra andre felt på midtnorsk sokkel i Åsgard Transport. Rørledningens samlede lengde er 730 km. Teknisk levetid er beregnet til 50 år og totale investeringer er anslått til om lag 9,9 mrd 2003-kroner.

## Draugen Gasseksport

<b>Operatør</b>	A/S Norske Shell <sup>2</sup>	
<b>Rettighetshavere</b>	Petoro AS <sup>1</sup>	57,88 %
	BP Norge AS	18,36 %
	A/S Norske Shell	16,20 %
	Chevron Texaco Norge AS	7,56 %
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer er anslått til om lag 0,45 mrd 2003-kroner.	
<b>Levetid</b>	Teknisk levetid er 50 år	
<b>Kapasitet</b>	ca. 2 mrd Sm <sup>3</sup> /år	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Kristiansund	

<sup>1</sup> Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

<sup>2</sup> Operatørskapet planlegges overført til Gassco AS.

Departementet mottok plan for anlegg og drift av Draugen Gasseksport i mai 1999. Planen ble godkjent i april 2000. Rørledningen knytter Draugenfeltet til Åsgard Transport og gir mulighet for eventuelle tilknytninger av andre felt i området. Rørledningens lengde fra Draugenfeltet til Åsgard Transport er omlag 75 km og dimensjonen er 16". Rørledningen ble satt i drift i november 2000.

## Grane Gassrør

<b>Operatør</b>	Norsk Hydro Produksjon a.s	
<b>Rettighetshavere</b>	Som for Granefeltet	
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer er estimert til 0,3 mrd 2003-kroner.	
<b>Levetid</b>	Teknisk levetid er 30 år	
<b>Kapasitet</b>	Ca. 3,6 mrd Sm <sup>3</sup> per år	

<sup>1</sup> Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Plan for anlegg og drift av Grane Gassrør ble godkjent i juni 2000. Den planlagte gassrørledning- en fra stigerørsplattformen på Heimdal til plattformen på Grane vil bli 50 km lang, med en dimen- sjon på 18". Rettighetshaverne i Grane planlegger gassimport gjennom Grane Gassrør til dekning av gassinjeksjonsbehovet på Granefeltet.

## Grane Oljerør

<b>Operatør</b>	Norsk Hydro Produksjon a.s	
<b>Rettighetshavere</b>	Petoro AS <sup>1</sup>	43,6 %
	Esso Expl. & Prod. Norway AS	25,6 %
	Norsk Hydro Produksjon a.s	24,4 %
	Norske Conoco A/S	6,4 %
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer er anslått til om lag 1,5 mrd 2003-kroner.	
<b>Levetid</b>	Teknisk levetid er 30 år	
<b>Kapasitet</b>	34 000 Sm <sup>3</sup> olje/dag	

<sup>1</sup> Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Plan for anlegg og drift av Grane Oljerør ble godkjent i juni 2000. Grane oljerør vil forbinde Granefeltet med Stureterminalen. Rørledningen vil bli 220 km lang og ha en diameter på 29". Rørledningen vil bli tatt i bruk samtidig som oljeproduksjonen fra Granefeltet starter, etter planen høsten 2003.

## Haltenpipe

<b>Operatør</b>	Gassco AS	
<b>Rettighetshavere</b> (avrundet til to desimaler)	Petoro AS <sup>1</sup>	57,81 %
	Statoil ASA	19,06 %
	Norske Conoco A/S	18,13 %
	Fortum Petroleum AS	5,00 %
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer i rørledning og terminal er anslått til omlag 2,7 mrd 2003-kroner	
<b>Levetid</b>	Konsesjonstiden løper ut ved utgangen av år 2020	
<b>Kapasitet</b>	2,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass per år	

<sup>1</sup> Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Haltenpipe er en rørledning for transport av gass fra Heidrunfeltet på Haltenbanken til Tjeldbergodden i Aure kommune i Møre og Romsdal. Rørledningen har en diameter på 16" og en lengde på 250 kilometer. Statoil ASA og Conoco har bygget en metanolfabrikk nær ilandføringsterminalen, hvor gassen fra Heidrun blir benyttet til metanolfremstilling. Gassleveransene til metanolanlegget utgjør årlig ca. 0,7 mrd Sm<sup>3</sup>.

## Heidrun Gasseksport

<b>Operatør</b>	Statoil ASA <sup>2</sup>	
<b>Rettighetshavere</b>	Petoro AS <sup>1</sup>	64,16 %
(avrundet til to desimaler)	Norske Conoco A/S	18,29 %
	Statoil ASA	12,43 %
	Fortum Petroleum AS	5,12 %
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer er anslått til omlag 0,8 mrd 2003-kroner.	
<b>Levetid</b>	Teknisk levetid er 50 år	
<b>Kapasitet</b>	ca. 4,0 mrd Sm <sup>3</sup> /år	

<sup>1</sup> Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

<sup>2</sup> Operatørskapet planlegges overført til Gassco AS.

Myndighetene mottok søknad om plan for anlegg og drift av Heidrun Gasseksport i 1997, og et tillegg til denne i mars 1999. Departementet ga våren 2000 tillatelse til anlegg og drift av Heidrun gasseksport. Rørledningen knytter Heidrunfeltet til Åsgard Transport. Rørledningens lengde fra Heidrun til Åsgard Transport er omlag 37 km. Rørledningens diameter er 16". Rørledningen ble satt i drift i februar 2001.

## Kvitebjørn Oljerør (KOR)

<b>Operatør</b>	Statoil ASA	
<b>Rettighetshavere</b>	Statoil ASA	50 %
	Petoro AS <sup>1</sup>	30 %
	Norsk Hydro Produksjon a.s	15 %
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	5 %
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer er anslått til 0,6 mrd 2003-kroner	
<b>Levetid</b>	Teknisk levetid er 25 år	
<b>Kapasitet</b>	Ca. 11 mill Sm <sup>3</sup> /år	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Bygnes, Karmøy	

<sup>1</sup> Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Kvitebjørn Oljerør blir bygget for å transportere kondensatet fra Kvitebjørn til oljeterminalen på Mongstad. Rørledningen koples inn på eksisterende Y-kopling på Troll Oljerør II. Rørledningen har en diameter på 16" og en lengde på om lag 90 km. Rørledningen skal være ferdigstilt til leveranse av kondensat 1. oktober 2004.



## Norne Gasstransportsystem (NGTS)

<b>Operatør</b>	Gassco AS	
<b>Rettighetshavere</b>	Petoro AS <sup>1</sup>	54,0 %
	Statoil ASA	25,0 %
	Norsk Hydro Produksjon a.s	8,1 %
	Norsk Agip A/S	6,9 %
	Enterprise Oil Norge AS	6,0 %
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer er 1,1 mrd 2003-kroner.	
<b>Levetid</b>	Teknisk levetid er 50 år	
<b>Kapasitet</b>	Ca. 3,6 mrd Sm <sup>3</sup> /år	

<sup>1</sup> Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Myndighetene mottok søknad om plan for anlegg og drift av NGTS i 1997, og et tillegg til denne i april 1999. Departementet gav våren 2000 tillatelse til anlegg og drift av NGTS. Rørledningen knytter Nornefeltet til Åsgard Transport. Rørledningens lengde fra Nornefeltet til Åsgard Transport er omtrent 130 km. Rørledningens diameter er 16". Rørledningen ble satt i drift i februar 2001.

## Norpipe: Norpipe Oil AS

<b>Operatør</b>	ConocoPhilips Norge	
<b>Rettighetshavere</b>	ConocoPhilips Norge	35,05 %
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	34,93 %
	Statoil ASA	20,00 %
	Norsk Agip A/S	6,52 %
	Norsk Hydro Produksjon a.s	3,50 %
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer er anslått til omlag 15,3 mrd 2003-kroner	
<b>Levetid</b>	Rørledningen er bygget for en levetid på minimum 30 år. Ledningens tekniske levetid vurderes løpende.	
<b>Kapasitet</b>	Designkapasitet for oljerørledningen er ca. 53 mill Sm <sup>3</sup> /år (900 000 fat/dag) inkludert bruk av friksjonsdempende kjemikalier. Kapasiteten er begrenset av mottaksanleggene til omlag 810 000 fat/dag. Det planlegges å oppgradere pumpekapasiteten på Ekofisk og stabiliseringskapasiteten i mottaksanlegget i Teesside.	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	

Petoro får en andel på 5 prosent i Norpipe Oil AS fra 15. oktober 2005 gjennom en reduksjon av Statoils andel i Norpipe Oil AS på 5 prosentpoeng.

Oljerørledningen som eies av Norpipe Oil AS, krysser britisk kontinentalsokkel og har sitt landingssted i Teesside i Storbritannia. Ledningen er omlag 354 kilometer lang med en diameter på 34". Ledningen starter på Ekofisk-senteret der tre pumper er plassert. Omlag 50 km nedstrøms Ekofisk er det et innkoblingspunkt for britiske felt. To stigerørplattform, hver med tre

pumper har tidligere vært tilknyttet oljerørledningen, men ble forbi koblet i henholdsvis 1991 og 1994.

Oljeutskipningshavnen i Teesside og fraksjoneringsanlegget for utskilling av NGL eies av to britiskregistrerte selskaper (Norsea Pipeline Ltd og Norpipe Petroleum UK Ltd). Disse selskapene drives av Phillips Petroleum Company U.K. Rørledningen transporterer olje fra de fire Ekofiskfeltene (Ekofisk, Eldfisk, Embla og Tor), fra feltene Valhall, Hod, Ula, Gyda og Tambar, og fra de britiske feltene Fulmar, J-Block, Gannet, Auk, Clyde, Janice, Orion, Jade og Halley.

## Oseberg Transportsystem (OTS)

<b>Operatør</b>	Norsk Hydro Produksjon a.s	
<b>Rettighetshavere</b>	Petoro AS	48,4 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	22,2 %
	Statoil ASA	14,0 %
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	8,7 %
	Mobil Development A/S	4,3 %
	Norske Conoco A/S	2,4 %
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer er anslått til omlag 9,8 mrd 2003-kroner.	
<b>Kapasitet</b>	121 000 Sm <sup>3</sup> /dag (teknisk kapasitet) 990 000 Sm <sup>3</sup> lagerkapasitet	
<b>Levetid</b>	Rørledningen er bygget for en levetid på 40 år, men forlengelse kan være mulig	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Bergen	

Oljen fra Osebergfeltet transporteres i en 115 kilometer lang rørledning fra A-plattformen til råolje-terminalen på Stura i Øygarden kommune. Rørledningen har en dimensjon på 28". Rettighetshaverne i Oseberg-gruppen har opprettet et eget interessentskap som er ansvarlig for driften av rørledningen. Eierfordelingen er den samme som i Osebergfeltet. Interessentskapet har inngått avtaler med rettighetshaverne til feltene Veslefrikk, Brage, Oseberg Sør, Oseberg Øst, Tune og Huldra om transport av olje og kondensat fra disse via Oseberg A og gjennom oljerørledningen til Stureterminalen på Stura. Olje og NGL fra Frøy ble transportert fra TCP2-plattformen på Friggfeltet til Oseberg A gjennom Frostpipe. Etter at Frøy ble stengt ned i mars 2001 ble Frostpipe fylt med inhibert sjøvann og preservert for gjennbruk innen 2005. OTS-interessentskapet har inngått avtale med Grane skiperne om mottak, lagring og utskipping av oljen fra Grane fra år 2003.

## Sleipner Øst kondensatrørledning

<b>Operatør</b>	Statoil ASA	
<b>Rettighetshavere</b>	Statoil ASA	49,6 %
	Esso Expl. & Prod. Norway AS	30,4 %
	Norsk Hydro Produksjon a.s	10,0 %
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	10,0 %
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer er anslått til omlag 1,54 mrd 2003-kroner	
<b>Kapasitet</b>	200 000 fat/dag	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Bygnes, Karmøy og Kårstø, Tysvær	

Som en følge av beslutningen om å endre ilandføringssted for kondensatet fra Sleipner Øst fra Teesside i Storbritannia til Kårstø i Norge, anla rettighetshaverne i Sleipnerlisensen en rørledning fra Sleipner A-plattformen til Kårstø, og sto for de nødvendige utvidelser av anlegget på Kårstø. Stortinget godkjente byggingen av rørledningen i desember 1989. Leveransene av kondensat fra Sleipner Øst startet i 1993. Kondensatet transporteres uopressert gjennom den 245 kilometer lange rørledningen til terminalen på Kårstø, der det blir fraksjonert i kommersielle våtgassprodukter og stabilt kondensat. Rørledningen har en diameter på 20". Kondensatet fra Sleipner Vest, Loke og Gungne er også transportert gjennom denne rørledningen siden 1997.

## Troll Oljerør I

<b>Operatør</b>	Statoil ASA	
<b>Rettighetshavere</b>	Petoro AS <sup>1</sup>	55,77 %
(avrundet til to desimaler)	Statoil ASA	20,85 %
	Norsk Hydro Produksjon a.s	9,73 %
	A/S Norske Shell	8,29 %
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	3,70 %
	Norske Conoco A/S	1,66 %
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer er anslått til omlag 1,1 mrd 2003-kroner	
<b>Levetid</b>	Troll Oljerør I er bygget for en levetid på 35 år	
<b>Kapasitet</b>	42 500 Sm <sup>3</sup> olje per dag med bruk av flytforbedrer	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Bygnes, Karmøy og Kårstø, Tysvær	

<sup>1</sup> Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Troll Oljerør I er bygget for å transportere oljen fra Troll B til oljeterminalen på Mongstad. Plan for anlegg og drift av rørledningen ble godkjent i desember 1993. Rørledningen har en diameter på 16", og en lengde på 85 km. Eiergruppen i Troll har opprettet et eget interessentskap som er ansvarlig for driften av rørledningen. Rørledningen var ferdigstilt til oppstart av oljeproduksjonen fra Troll B i september 1995. Konesjonsperioden for rørledningen utløper i 2023.

## Troll Oljerør II

<b>Operatør</b>	Statoil ASA	
<b>Rettighetshavere</b>	Petoro AS <sup>1</sup>	55,77 %
(avrundet til to desimaler)	Statoil ASA	20,85 %
	Norsk Hydro Produksjon a.s	9,73 %
	A/S Norske Shell	8,29 %
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	3,70 %
	Norske Conoco A/S	1,66 %
<b>Investeringer</b>	Totale investeringer er anslått til omlag 1,0 mrd 2003-kroner	
<b>Levetid</b>	Troll Oljerør II er bygget for en levetid på 35 år	
<b>Kapasitet</b>	Dagens kapasitet er 40 000 Sm <sup>3</sup> olje per dag. Hydraulisk kapasitet i røret er 47 500 Sm <sup>3</sup> olje per dag (uten bruk av flytforbedrer).	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Bygnes, Karmøy og Kårstø, Tysvær	

<sup>1</sup> Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Troll Oljerør II er bygget for å transportere oljen fra Troll C-plattformen til oljeterminalen på Mongstad. Plan for anlegg og drift av rørledningen ble godkjent av myndighetene i mars 1998. Rørledningen har en diameter på 20", og en lengde på 80 km. Rørledningen var ferdigstilt til oppstarten av Troll C-plattformen 1. november 1999. Olje fra Fram Vest vil bli transportert gjennom Troll Oljerør II når feltet kommer i produksjon, ventelig i oktober 2003. Konesjonsperioden for rørledningen utløper i 2023.

## Landanlegg

### Kontrollsenter på Bygnes

Eierforhold	Gassled.
-------------	----------

Kontrollsenteret på Bygnes ligger i Karmøy kommune i Rogaland. Senteret er en del av hovedkontoret til Gassco og herfra koordineres gassleveranser gjennom rørledningsnettet fra feltene i Nordsjøen til mottaksterminalene på kontinentet og i Storbritannia. Gassco koordinerer og styrer gasstrømmene gjennom et nettverk på ca. 6 000 kilometer med rørledninger, og håndterer all transport av norsk gass til markedene.

### Kollsnes gassanlegg

Eierforhold	Kollsnesanlegget har det samme eierforholdet som Trollfeltet.
-------------	---

Gassanlegget på Kollsnes i Øygarden kommune i Hordaland er en del av Troll Gass, som består av Troll A-plattformen, gassanlegget på Kollsnes og rørledningene som går mellom plattformen og landanlegget. Anleggsarbeidet på Kollsnes startet i 1991, og var ferdigstilt til 1. oktober 1996 som var oppstarten av de kontraktfestede gassleveransene til Kontinentet. Brønnstrømmene fra Troll Øst transporteres gjennom to rørledninger til gassbehandlingsanlegget på Kollsnes. Der separeres brønnstrømmen i gass og kondensat. Gassen tørkes og komprimeres før den sendes til Kontinentet gjennom Zeepipe til Zeebrugge, gjennom Statpipe/Norpipe til Emden, og gjennom Franpipe til Dunkerque. Kondensatet sendes videre til Vestprosessanlegget på Mongstad.

Gassbehandlingsanlegget har kapasitet for en produksjon på 120 mill kubikkmeter gass og 3500 kubikkmeter kondensat per dag. Full utnyttelse av denne kapasiteten forutsetter at det installeres kompressorer på Troll A-plattformen. Oppstart av kompresjon skal i følge gjeldende planer skje 1. oktober 2005. Bygging av et NGL-ekstraksjonsanlegg på Kollsnes er i gang. Oppstart av anlegget er planlagt til 1. oktober 2004. Anlegget skal bl.a. behandle rikgass fra Kvitebjørn og Visund. Når anlegget kommer i produksjon vil kapasiteten for behandling av gass på Kollsnes øke til i overkant av 140 mill kubikkmeter per dag, og kapasiteten for produksjon av kondensat økes til 11 000 kubikkmeter per dag.

### Kårstø gassbehandlings- og kondensatanlegg

Eierforhold	Gassled
-------------	---------

Anleggene på Kårstø mottar rikgass fra feltene Statfjord, Statfjord Nord og Øst, Gullfaks I og II, Borg/Tordis Øst, Snorre, Brage, Tordis og Veslefrikk som transporteres gjennom Statpipes rikgassrørledning til Kårstø. Anleggene mottar også rikgass fra Åsgard, Heidrun, Norne og Draugen. Denne gassen blir levert gjennom Åsgard Transport. Det planlegges at rikgass fra Mikkel skal

behandles i anleggene fra høsten 2003. Videre mottar anleggene ustabilisert kondensat fra Slepner Øst og Vest, Sigyn og Gungne. På Kårstø blir rikkassen separert og fraksjonert til metan, etan, propan, isobutan, normalbutan, nafta og stabilisert kondensat. Metanet og noe av etanet, tørrgass, transporteres i rørledning fra Kårstø til stigerørsplattformen Draupner S og videre til Emden i Tyskland, Zeebrugge i Belgia eller Dunkerque i Frankrike, eller gjennom Europipe II fra Kårstø til Dornum i nærheten av Emden.

Resten av etanet, isobutanet og normalbutanet lagres nedkjølt på tanker, mens nafta og kondensat lagres på tanker ved omgivelsestemperatur. Propan lagres nedkjølt i store fjellhaller. Disse produktene transporteres i flytende form fra Kårstø med skip. I år 2002 hadde Kårstø 575 skipsanløp, og skipet ut 7,8 millioner tonn væske.

Anleggene på Kårstø består av fire fraksjonerings-/destillasjonslinjer for metan, etan, propan, butaner og nafta og én fraksjoneringslinje for stabilisering av kondensat. Kapasitet på gassbehandlingsanlegget er 72 mill Sm<sup>3</sup>/dag. Kondensatanlegget har en kapasitet på ca. 3,6 mill tonn/år, og etananlegget har en kapasitet på 620 000 tonn/år. Det arbeides med planer om utvidelse av kapasiteten på Kårstø.

## Kårstø måle-og teknologilaboratorium

Eierforhold	Statoil ASA	100 %
-------------	-------------	-------

Kårstø måle- og teknologilaboratorium (K-lab) tilbyr tjenester innen kalibrering av alle typer strømningsmålere for gass mellom 20 og 150 bar, testing og kvalifisering av utstyr, kapasitetstesting av kontrollventiler og gjennomføring av forskningsoppgaver. Laboratoriet har vært i drift siden 1988. Investeringene er ved årsskiftet 2001/2002 på 265 mill kroner.

## Mongstad råoljeterminal

Eierforhold	Statoil ASA	65 %
	Petoro AS <sup>1</sup>	35 %

<sup>1</sup> Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Mongstadterminalen består av to kaianlegg som kan ta imot skip på inntil 400 000 tonn, samt seks kaverner sprengt ut i fjellet 50 meter under bakken. Kavernene har samlet en lagringskapasitet på 1,5 millioner kubikkmeter råolje. Årlig betjenes vel 2000 skipsanløp.

Råoljeterminalen ble bygget for å sikre markedsføringen av bøyelastet råolje. Råoljen fra felt med bøyelasting (Gullfaks, Draugen, Norne, Åsgard, Heidrun m.fl.) blir lastet til havs på bøyelasterskip. Seilingsområdet for bøyelasterskip er begrenset til Nordvest-Europa, men ved å lagre og omlaste på Mongstad, kan Statoil avsette oljen i fjernere områder. Mongstad er også ilandføringsterminal for oljerørledningene fra Troll B og C.

## Stureterminalen

### Eierforhold

Stureanlegget har det samme eierforholdet som for Oseberg Transportsystem (OTS) bortsett fra LPG eksportfasilitetene som eies av Norsk Hydro Produksjon a.s (LPG kjølelager og eksportfasiliteter til skip) og Vestprosess DA (eksportfasiliteter mot Vestprosess).

Råoljeterminalen på Stura i Øygarden kommune mottar olje og kondensat fra feltene Oseberg, Veslefrikk, Brage, Oseberg Sør, Oseberg Øst, Tune og Huldra via en 115 kilometer lang oljerørledning fra Oseberg A plattformen. Fra høsten 2003 vil Stureterminalen også ta imot olje fra Granefeltet via Grane oljerør. Terminalen kom i produksjon i desember 1988. Sture-anlegget inkluderer to kaianlegg som kan motta oljetankere på opp til 300 000 tonn, fem råoljekaverne med en kapasitet på 1 million Sm<sup>3</sup>, en LPG-kaverne på 60 000 Sm<sup>3</sup> og en ballastvannkaverne på 200 000 Sm<sup>3</sup>. En separat enhet for behandling av VOC fra tankskip er installert.

I mars 1998 ga departementet tillatelse til en oppgradering av Sture-anlegget. Et fraksjoneringsanlegg, som har vært i drift fra desember 1999, prosesserer ustabilisert råolje fra Osebergfeltet til stabil råolje samt LPG-mix. Produsert LPG-mix kan både eksporteres med båt fra terminalen og leveres inn i Vestprosess-rørledningen mellom Kollsnes, Sture og Mongstad.

## Tjeldbergodden

### Eierforhold

Statoil Metanol ANS:	
Statoil ASA	81,7 %
Norske Conoco A/S	18,3 %

Stortinget behandlet i 1992 planene om å utnytte gass fra Heidrunfeltet til produksjon av metanol på Tjeldbergodden i Aure kommune på Nordmøre. Metanolfabrikken kom i produksjon 5. juni 1997. Gassleveransene gjennom røret Haltenpipe utgjør årlig omlag 0,7 mrd Sm<sup>3</sup>, som gir 830 000 tonn metanol.

I tilknytning til metanolfabrikken er det bygd en luftgassfabrikk. Tjeldbergodden Luftgassfabrikk DA har i tillegg bygd et mindre fraksjonerings- og LNG-anlegg med kapasitet på 35 mill Sm<sup>3</sup> per år.

Norferm as, som eies av Statoil ASA og DuPont, produserer bioproteiner på Tjeldbergodden. Bioproteinfabrikken har et designforbruk på 25 mill. kubikkmeter metangass, eller 3 % av gassen som kommer fra Heidrun. Designkapasiteten er 10 000 tonn per år.

## Vestprosess

Eierforhold		
	Petoro AS <sup>1</sup>	41 %
	Statoil ASA	17 %
	Norsk Hydro Produksjon a.s	17 %
	Mobil Exploration Norway Inc.	10 %
	A/S Norske Shell	8 %
	TotalFinaElf Exploration Norge AS	5 %
	Norske Conoco A/S	2 %

<sup>1</sup> Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Selskapet Vestprosess DA eier og driver et transportsystem og et utskillingsanlegg for NGL (våt-gass) Vestprosess-anlegget kom i drift i desember 1999. Gjennom en 56 km lang rørledning blir ustabilisert NGL skipet fra gassterminalen på Kollsnes via oljeterminalen på Sture og videre til Mongstad.

På Mongstad skilles det først ut nafta og LPG. Naftaen blir benyttet råstoff i raffineriet, mens LPG blir fraksjonert i et eget prosessanlegg. Fraksjoneringsproduktene, propan og butan, blir lagret i fjellhaller før eksport fra Mongstad. Vestprosess-anlegget benytter overskuddsenergi og hjelpejenester fra raffineriet.