

Public



Praktisk(?) E&P accounting

Kristiansand Symposium 9. juni 2026

Jon Håkon Østhus – Aker BP

Trygve Bøe – Vår Energi

Disclaimer

This Document includes and is based, inter alia, on forward-looking information and statements that are subject to risks and uncertainties that could cause actual results to differ.

These statements and this Document are based on current expectations, estimates and projections about global economic conditions, the economic conditions of the regions and industries that are major markets for Aker BP ASA's lines of business.

These expectations, estimates and projections are generally identifiable by statements containing words such as "expects", "believes", "estimates" or similar expressions.

Important factors that could cause actual results to differ materially from those expectations include, among others, economic and market conditions in the geographic areas and industries that are or will be major markets for Aker BP ASA's businesses, oil prices, market acceptance of new products and services, changes in governmental regulations, interest rates, fluctuations in currency exchange rates and such other factors as may be discussed from time to time in the Document.

Although Aker BP ASA believes that its expectations and the Document are based upon reasonable assumptions, it can give no assurance that those expectations will be achieved or that the actual results will be as set out in the Document.

Aker BP ASA is making no representation or warranty, expressed or implied, as to the accuracy, reliability or completeness of the Document, and neither Aker BP ASA nor any of its directors, officers or employees will have any liability to you or any other persons resulting from your use.

Disclaimer

The Materials speak only as of their date, and the views expressed are subject to change based on a number of factors, including, without limitation, macroeconomic and market conditions, investor attitude and demand, the business prospects of the Company and other issues. The Materials and the conclusions contained herein are necessarily based on economic, market and other conditions as in effect on, and the information available to the Company as of, their date. The Materials comprise a general summary of certain matters in connection with the Group. The Materials do not purport to contain all information required to evaluate the Company, the Group and/or their respective financial position. The Materials should among other be reviewed together with the Company's previously issued periodic financial reports and other public disclosures by the Company..

The Company urges each reader and recipient of the Materials to seek its own independent advice in relation to any financial, legal, tax, accounting or other specialist advice. No such advice is given by the Materials and nothing herein shall be taken as constituting the giving of investment advice and the Materials are not intended to provide, and must not be taken as, the exclusive basis of any investment decision or other valuation and should not be considered as a recommendation by the Company (or any of its affiliates) that any reader enters into any transaction. Any investment or other transaction decision should be taken solely by the relevant recipient, after having ensure that it fully understands such investment or transaction and has made an independent assessment of the appropriateness thereof in the light of its own objectives and circumstances, including applicable risks.

The Materials may constitute or include forward-looking statements. Forward-looking statements are statements that are not historical facts and may be identified by words such as "plans", "targets", "aims", "believes", "expects", "ambitions", "projects", "anticipates", "intends", "estimates", "will", "may", "continues", "should" and similar expressions. Any statement, estimate or projections included in the Materials (or upon which any of the conclusion contained herein are based) with respect to anticipated future performance (including, without limitation, any statement, estimate or projection with respect to the condition (financial or otherwise), prospects, business strategy, plans or objectives of the Group and/or any of its affiliates) reflect, at the time made, the Company's beliefs, intentions and current targets/aims and may prove not to be correct. Although the Company believes that these assumptions were reasonable when made, these assumptions are inherently subject to significant known and unknown risks, uncertainties, contingencies and other important factors which are difficult or impossible to predict and are beyond its control. The Company does not intend or assume any obligation to update these forward-looking statements.

To the extent available, industry, market and competitive position data contained in the Materials come from official or third-party sources. Third-party industry publications, studies and surveys generally state that the data contained therein have been obtained from sources believed to be reliable, but that there is no guarantee of the accuracy or completeness of such data. While the Company believes that each of these publications, studies and surveys has been prepared by a reputable source, none of the Company, its affiliates or any of its or their respective representatives has independently verified the data contained therein. In addition, certain of the industry, market and competitive position data contained in the Materials may come from the Company's own internal research and estimates based on the knowledge and experience of the Company in the markets in which it has knowledge and experience. While the Company believes that such research and estimates are reasonable, they, and their underlying methodology and assumptions, have not been verified by any independent source for accuracy or completeness and are subject to change and correction without notice. Accordingly, reliance should not be placed on any of the industry, market or competitive position data contained in the Materials.

The Materials are not directed to, or intended for distribution to or use by, any person or entity that is a citizen or resident or located in any locality, state, country or other jurisdiction where such distribution, publication, availability or use would be contrary to law or regulation of such jurisdiction or which would require any registration or licensing within such jurisdiction. Any failure to comply with these restrictions may constitute a violation of the laws of any such jurisdiction. The Company's securities have not been registered and the Company does not intend to register any securities referred to herein under the U.S. Securities Act of 1933 (as amended) or the laws of any state of the United States. This document is also not for publication, release or distribution in any other jurisdiction where to do so would constitute a violation of the relevant laws of such jurisdiction nor should it be taken or transmitted into such jurisdiction and persons into whose possession this document comes should inform themselves about and observe any such restrictions.

Agenda

- 1 Fjerningsavsetning
- 2 Fast-track prosjekter
- 3 Effekt av planendringer

Agenda

- 1 Fjerningsavsetning
- 2 Fast-track prosjekter
- 3 Effekt av planendringer

Nedstengning- og fjerningsforpliktelse

09.06.2026



Fjerningsforpliktelse

Petroleumsloven kapittel 5

Krav om nedstengning og fjerning

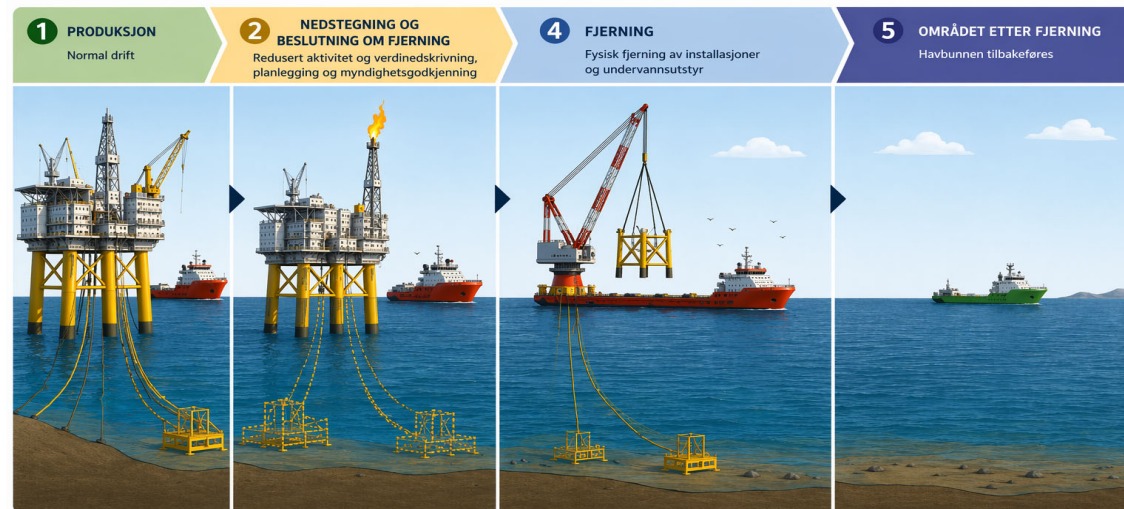
Når produksjon opphører skal virksomheten avsluttes og installasjoner disponeres (fjernes evt sikres og etterlates)

Krav om avslutningsplan (decommissioning plan)

Rettighetshaverne må utarbeide en avslutningsplan (2-5 år før opphør) Planen skal inneholde tekniske løsninger for nedstenging- og fjerningsarbeidet inkludert kostnader, samt den skal inneholde en konsekvensanalyse for miljø etc

Nedstegning og fjerning på norsk sokkel

Livssyklus fra produksjon til full fjerning



Fjerningsforpliktelse

Regnskap – IAS 37

Krav om å innregne forpliktelse når følgende kriterier er oppfylt IAS 37.14

Juridisk og/eller faktisk forpliktelse foreligger som skyldes en tidligere hendelse

Sannsynlig at det fører til en utbetaling >50%

Pålitelig estimat

Ved innregning av nedstenging- og fjerningsforpliktelse inkluderes dette i anskaffelseskost i hht IAS 16.16

Eiendel avskrives etter UOP, og diskonteringsselement kostnadsføres frem til nedstengning. Vår Energi og Aker BP benytter risikofri rente for diskonteringsformål som de fleste aktørene på NCS benytter

Fjerningsforpliktelse som skiper i Gassled, ingen eiendel oppført



Fjerningsforpliktelse - Estimat

Kostnadsbase estimate

Kostnader som er nødvendige for å oppfylle forpliktelsen IAS 37.36-37 + 37.40
(Måling skal være beste estimat av kostnader for å oppfylle forpliktelsen)

P&A, risers, subsea, topside & cleaning, towing, rock dumping, logistics,
disposal, contingency, owners cost

Project management

Contingency

Operasjonelle kostnader relatert til nedstegning og fjerning.

Forutsetninger

Globale vs prosjekt spesifikke rater

Kjent teknologi forutsettes

Fjerningsforpliktelse - Estimat

VÅR Energi inkluderer “opex” som en del av ARO estimatet, dvs drift for å ivareta og klargjøre installasjon til nedstengning- og fjerning

.8. Survey Subtotal				
.9. Disposal	1	A	1.9	Disposal of subsea equipment
.9. Disposal	1	A	4.0	Engineering
.9. Disposal	1	A	5.0	Project Management
.9. Disposal	1	A	8.0	Escalation
.9. Disposal	1	A	7.0	Contingency
.9. Disposal Subtotal				
.0. OPEX	1	A	2.0	Offshore Core Crew - Salary
.0. OPEX	1	A	2.0	OPEX @ 90 days
.0. OPEX	1	A	2.0	Logistics @ 90 days
.0. OPEX	1	A	4.0	Engineering
.0. OPEX	1	A	5.0	Project Management
.0. OPEX	1	A	8.0	Escalation
.0. OPEX	1	A	7.0	Contingency
.0. OPEX Subtotal				
.0. Procurement	1	A	3.0	Procurement - general
.0. Procurement	1	A	4.0	Engineering

Table taken from the 2025 ARO estimate for Goliat, costs for operating the facility included in the estimate

JIB

JIB kategori 8

- Inkluderer forberedelser og nedstenging- og fjerningskostnader

JIB kategori 9

- Ulik praksis blant selskap for allokering og presentasjon i finansregnskapet
- VÅR Energi: Allokere kategori 9 til hhv letekost og opex. 9.3 blir allokert mhp aktivitet
- Aker BP: Kategori 9 hovedsakelig basert på aktivitet

8 Nedstengning og fjerning	
8.1 Nedstengning	Forberedelse til nedstengning og fjerning, nedstengning og plugging av brønner og øvrig nedstengning av innretning.
8.2 Fjerning	Fysisk fjerning av innretninger.

9 Generelle kostnader	
9.1 Lisensadministrasjon	Kostnader knyttet til Operatørens ansvar i forbindelse med adm. av interessentskapet, eksempelvis lisenskoordinering.
9.2 Arealavgift	Avgift som betales årlig til offentlig myndighet basert på arealet utvinningstillatelsen innehar.
9.3 Miljøavgifter	Kostnader knyttet til utslipp av definerte miljøskadelige stoffer, eksempelvis CO ₂ -avgift og andre miljøavgifter.
9.4 Andre skatter og avgifter	Andre avgifter som ikke defineres av andre poster, eksempelvis eiendomsskatt.
9.5 Forskning- og utvikling (FoU)	Kostnader knyttet til prosjekter innenfor forskning og utvikling som utføres av eller i regi av Operatøren som er relevant for oppstrømsaktivitet
9.6 Hovedledelse	Kostnader knyttet til Operatørens hovedledelse.
9.7 Nærings- og interesseorganisasjoner	Kostnader knyttet til nærings- og interesseorganisasjoner som for eksempel OLF og NOFO
9.8 Finansielle kostnader	Finansielle kostnader som agio, disagio og renter.
9.9 Restruktureringskostnader	Kostnader knyttet til nedbemanning og sluttpakker i forbindelse med omstillingsprosesser i selskapet.

JIB – 9 General & administration costs

Hvordan allokere JIB kategori 9 mhp og lisens kun har aktivitet i kategori 8

- **IAS 37 + IAS 16 kombinert**

Før nedstengning:

- Bare kostnader som er nødvendige for å oppfylle forpliktelsen IAS 37.36-37 + 37.40 (Måling skal være beste estimat av kostnader for å oppfylle forpliktelsen)
- Direkte henførbare (IAS 16) → som er økt kostnad som følge av-og direkte henførbare til nedstenging- og fjerningsaktiviteter

Etter nedstengning:

- Foutsett all aktivitet gjelder nedstengning og fjerning = oppfyllelse av IAS 37 → alle kostnader inngår som en del av fjerningaktiviten

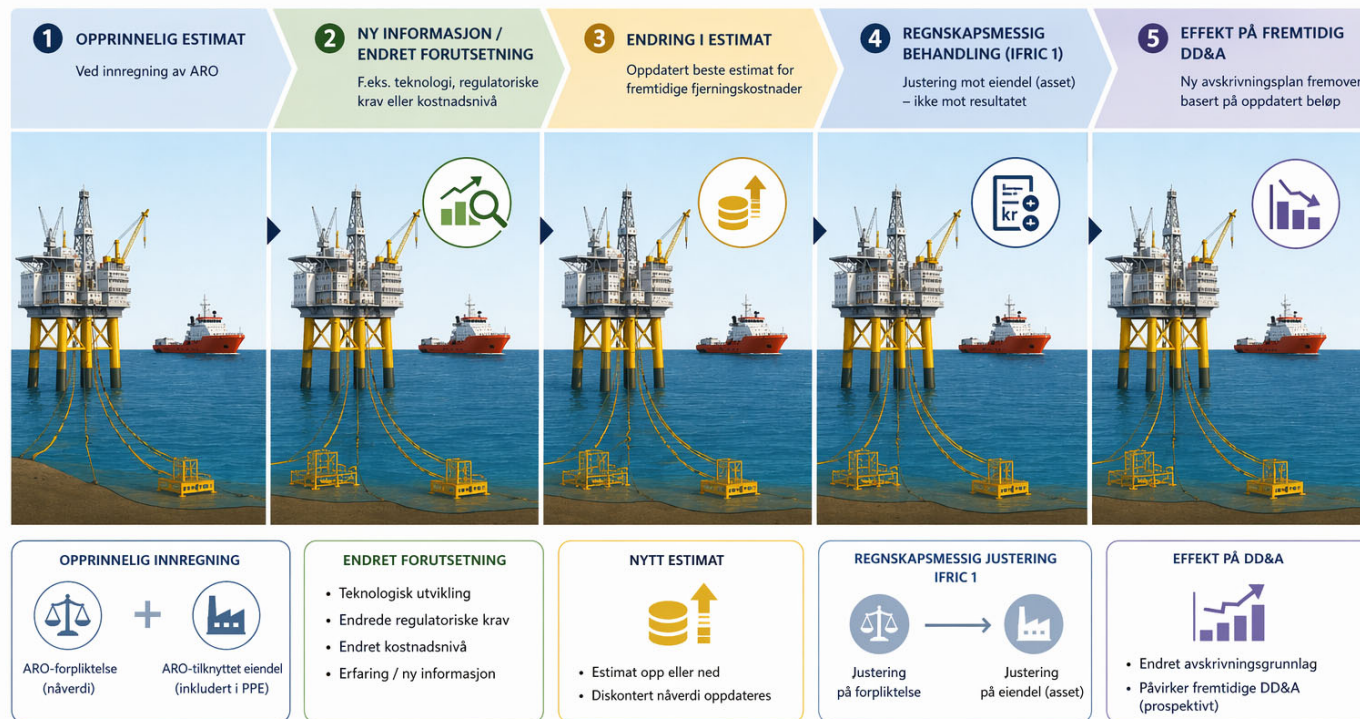
Vurderinger:

- Inkludere påslag hovedledelse, FOU, eiendomsskatt som en del av fjerningskostnad, og følgelig økt estimat?
- IAS 37.63: Avsetninger skal ikke innregnes for framtidig driftstap
 - Kommer denne til anvendelse her?

Fjerningsforpliktelse

Endring i estimat – norsk sokkel

Estimatendringer reflekteres løpende og påvirker fremtidige avskrivninger (DD&A)



i Endringer i estimat behandles prospektivt og reflekteres i fremtidige avskrivninger – ikke som justering av tidligere perioder.

Fjerningsforpliktelse – Endring i estimat

Endring i estimate før nedstengning:

Implementeres ihht IFRIC 1, endring blir gjort prospektivt

Endring estimat etter nedstengning

- Equinor's 2025 årsrapport: *"When an asset has reached the end of its useful life, all subsequent changes to the ARO are recognised as they occur in Operating expenses in the Consolidated statement of income"*.

Argument: Eiendel opphører ved nedstegning, estimatendringer blir kun vurdert etter IAS 37, samt henvisning til IFRIC 1 er kun relevant for estimatendring – ikke realisasjon

- Aker BP og VÅR Energi policy å justere estimat samt aktivere estimate som eiendel og kostnadsføre endring via avskrivning

Argument: Fjerningsforpliktelse er i prinsippet en eiendel, og eiendeler kostnadsføres kun igjennom avskrivninger og nedskrivninger, dvs prinsipielt ikke en operasjonell kostnad. Følgelig blir endring i forpliktelse aktivert som en eiendel og umiddelbart avkrevet.

- Tidpunkt for fraregning i anleggsnoten

Endring i diskonteringsrater / inflasjonsrater

- Implementert prospektivt fra og med balansedag. Vår Energi og Aker BP benytter fwd rater for risikofri renter, som er vanlig praksis i hht IFRS

Fjerningsforpliktelse

Noter VÅR Energi

- Noter Aker BP

Note 27 Asset retirement obligations

USD million	Note	2025	2024
Beginning of period		3 388.9	3 295.1
Additions through business combinations		-	371.5
Change in estimate	15	122.0	373.2
Change in discount rate	15	-136.1	-204.2
Accretion discount	12	144.3	115.7
Incurred removal cost		-116.4	-66.8
Disposals		-	-103.8
Currency translation effects		428.8	-391.7
Total asset retirement obligations		3 831.5	3 388.9
Short-term		188.5	105.2
Long-term		3 643.0	3 283.7

Breakdown by decommissioning period	31 Dec 2025	31 Dec 2024
2025-2030	502.4	216.5
2031-2040	1 652.7	1 949.2
2041-2050	1 100.4	882.8
2051-2061	576.0	340.5

NOTE 23 PROVISION FOR ABANDONMENT LIABILITIES

(USD million)	Group		Parent	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Provisions as of beginning of period	4,279.4	4,554.7	4,279.4	4,554.7
Incurred removal cost	-84.8	-227.3	-84.8	-227.3
Accretion expense	190.0	184.1	190.0	184.1
Impact of changes to discount rate	-31.9	-358.0	-31.9	-358.0
Change in estimates and new provisions	320.7	126.0	320.7	126.0
Change in abandonment liability due to asset sales	-4.0	-	-4.0	-
Total provision for abandonment liabilities	4,669.4	4,279.4	4,669.4	4,279.4

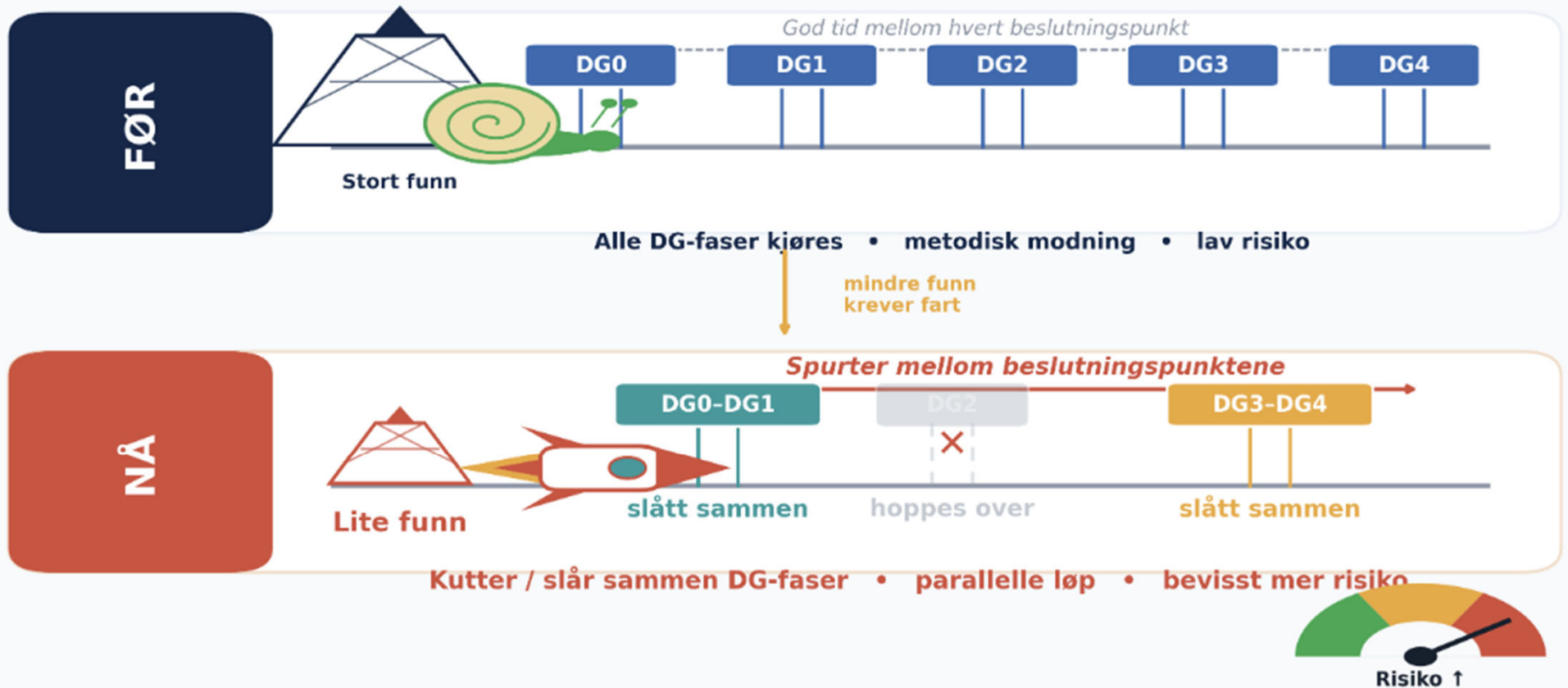
(USD million)	Group		Parent	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Short-term	93.4	131.7	93.4	131.7
Long-term	4,576.0	4,147.7	4,576.0	4,147.7
Total provision for abandonment liabilities	4,669.4	4,279.4	4,669.4	4,279.4

Agenda

- 1 Fjerningsavsetning
- 2 Fast-track prosjekter
- 3 Effekt av planendringer

Fast Track i oljebransjen

Fra «god tid» på store funn → fart, færre porter og mer risiko på små funn



Tradisjonell DG prosess

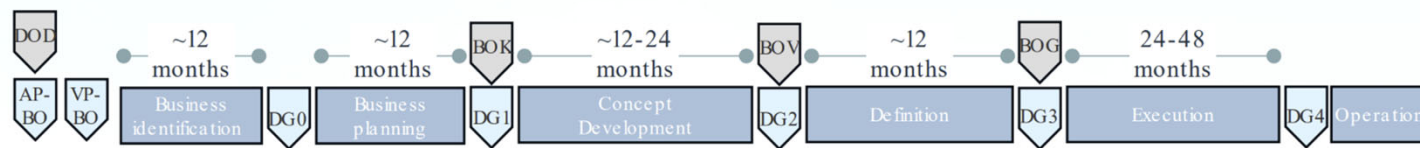
DG	Formål	Beslutning	Fokus	JIB kode
DG0	Tidlig fase hvor man vurderer om et funn er verdt å undersøke nærmere	Go / no-go for <u>videre konseptmodning</u>	Formål og mandat, "do-nothing"-konsekvens, overordnet verdipotensial, <u>hovedusikkerheter</u> , plan og ressurser mot DG1	1
DG1	Evaluering og vurdering	Valg av konsept og videre løp	Modnet konsept, redusert usikkerhet, anbefalt løsning, foreløpig økonomi, lisens-/partnerforankring, ev. <u>pre-commitments</u> (LLI)	2 og 3
DG2	Bekreftelse at valgt konsept er gjennomførbart	<u>Bekreftelse av valgt konsept og GO for FEED / videre modning mot PDO</u>	Bekreftet konsept, tydelig <u>scope</u> , mer detaljerte kostnader og planer,	4
DG3	<u>Formell utbyggingsbeslutning</u>	<u>Utbyggingsbeslutning</u>	Godkjent PDO, investeringsbeslutning, finansiering, kontraktstrategi, full lisensforpliktelse	5

Eksempel EQN

NCS 2035

Changes to Capital Value Process (CVP)

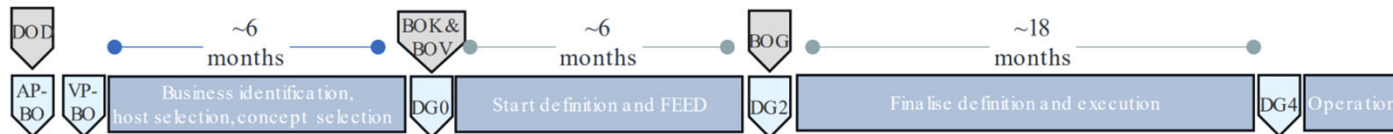
Normal CVP



Adapted Capital Value Process for subsea tie-back projects:

- Reduced to two Decision Gates from discovery to production
- Early host selection
- Standardized long -lead items

Adapted CVP



Key considerations in choice of CVP will be alignment on host, ability to apply industry standard, topside scope, commercial complexity etc.

Regnskapsprinsipp for overgang til capex



Operating assets related to petroleum activities

Exploration and development costs relating to oil and gas fields

Capitalised exploration expenditures are classified as intangible assets and reclassified to tangible assets at the start of development. For accounting purposes, the field is considered to enter the development phase when the technical feasibility and commercial viability of extracting hydrocarbons from the field are demonstrable normally at the time of concept selection. All costs relating to the development of commercial oil and/or gas fields are recognised as tangible assets. Pre-operational costs are expensed as they are incurred.

Development expenditures

The development phase commences when the licence partners have decided field evaluation.

Direct and indirect expenditures and financing costs related to development projects are capitalised.



- IFRS 6.17 om overgang fra leting til utbygning:
 - «...når det kan påvises tekniske forutsetninger for og kommersiell levedyktighet av å utvinne en mineralressurs»

Sammenhengen mellom DG og JIB kategori

- Avtaleverk og historisk praksis legge opp til tradisjonelle DG-løp typisk for skille mellom ulike JIB kategorier
- Historisk er det DG2 som har angitt overgangen mellom kategori 3 (normalt letekost for Aker BP), og kategori 4, som normalt kapitaliseres

3 Feltevaluering	Vurderinger av utbyggingsalternativer.
3.1 Funn A	Kostnader knyttet til geologi, geofysikk, samt vurdering av ulike utbyggingsalternativer og kommersielle aktiviteter.
3.2 Funn B	
4 Konseptstudier	Denne fasen starter ved konseptvalg
4.1 Prosjekt A	Kostnader knyttet til konseptutvikling av et mulig prosjekt fra og med beslutning om videreføring i planfasen. Det forutsettes at beslutningspunkt om konseptvalg er passert og at en fortsetter utvikling av et konkret konsept. Inneholder normalt både interne og eksterne aktiviteter (studier, pre-engineering, Front End Engineering Design, PUD-arbeid etc).

- Når brukes kategori 3 vs. 6.2.9/10 - reservoarstyring, produksjonsoptimalisering etc.
 - Hovedregel for Aker BP – krever PUD, unntak fra PUD eller endring av PUD for å gå tilbake til kategori 3

Kriterier for balanseføring



- Kriterier for å identifisere capexovergangen når vi ikke har et «clean» DG løp (særlig der DG 1-3 er slått sammen);
 - Må møte de generelle kravene for kapitalisering (ref IAS 16.7)
 - Ikke et «forkledd» opexprosjekt
 - Må gi positiv verdi til selskapet
 - Kan i teorien være tidligere for et prosjekt med veldig god økonomi
 - Har forpliktet seg til long lead items
 - Klassifisering av long leads i seg selv en egen diskusjon
 - Riggforpliktelser (i ferd med å bli) inngått
 - Lisensgodkjenninger – potensielt for concept select (uten at det er formell DG2)
- Vanskelig å gi absolutte kriterier, som alltid en vurdering av facts and circumstances

Relaterte problemstillinger

- Ulik modning på tvers av disipliner
- Skattemessig vurdering kan fravike fra den regnskapsmessige
- Autorisasjonsmatrise er tradisjonelt koblet mot DG passeringer – endring i DG-løpet kan følgelig påvirke finansielle beslutningsprosesser
- Økt risiko for avbrutte prosjekter setter enda større krav til standardiserte utbygninger, for å sikre gjenbruk
- Store operatører vs. små partnere
- Sole forpliktelser vs. lisensforpliktelser

Agenda

- 1 Fjerningsavsetning
- 2 Fast-track prosjekter
- 3 Effekt av planendringer

Effekt av planendringer

- Planendringer kan ha flere regnskapspåvirkninger – eksempelvis
 - Nedskrivninger / reversering av nedskrivninger
 - Endret avskrivningsprofil
 - Endret fjerningstidspunkt

- Forhold mellom løpende oppdatering og «offisielle» oppdateringer
 - Godkjenning av forretningsplan, oppdatering av prosjektestimater

- Flere regnskapsområder inneholder en variant av «best estimate»

Mange varianter av «beste estimat»

How IFRS standards express the central, unbiased point estimate — fair value, expected value, P50

Best estimate / probability-weighted the expected, unbiased estimate (P50-type)	Fair value (market-based) exit price between market participants	Entity-specific / recoverable value value to the entity, not the market
IAS 37 <i>Provisions</i> • Best estimate • Expected value (large populations) • Most likely outcome (single obligation) <i>e.g. decommissioning / asset retirement obligation</i>	IFRS 13 <i>Fair Value Measurement</i> • Fair value = exit price • Fair value hierarchy (Level 1–3) <i>framework applied by other standards</i>	IAS 36 <i>Impairment of assets</i> • Recoverable amount (higher of two) • Value in use (VIU) <i>discounted future cash flows</i>
IFRS 15 <i>Revenue</i> • Expected value • Most likely amount <i>variable consideration</i>	IAS 16 <i>Property, plant & equipment</i> • Fair value (revaluation model) • Initial estimate of decommissioning cost <i>decommissioning element links to IAS 37</i>	IAS 2 <i>Inventories</i> • Net realisable value (NRV) <i>lower of cost and NRV</i>
IFRS 9 <i>Financial instruments</i> • Expected credit losses • Probability-weighted outcomes <i>unbiased, probability-weighted measurement</i>	IAS 36 <i>Impairment of assets</i> • Fair value less costs of disposal (FVLCD) <i>one leg of recoverable amount</i>	IAS 16 <i>Property, plant & equipment</i> • Residual value (estimate) • Useful life (estimate) <i>reviewed at least annually</i>
Common thread: every standard requires a current, unbiased central estimate (a P50-type value) — re-measured each reporting date as information changes.		

Effekt av planendringer

- Reserver fastsettes som regel en gang i året formelt, men oppdateres implisitt gjennom året via planendringer
- Vår Energi regnskapsprinsipper (fra årsregnskapet 2025):
 - «....depreciated in accordance with the unit-of-production method based on proven and probable reserves (the ratio between annual production quantity and the reserves, **whereupon the reserves are updated quarterly**)
- Aker BP vurderer oppdaterte profiler og endrer reserver for avskrivningsformål dersom det anses vesentlig (uten at det reflekteres direkte i prinsippnoten)
 - Basert på en vurdering av effekten på avskrivninger resten av året

Eksempel – av eller nedskrivning?

- Fra Q4 2025 rapporten til Aker BP

Depreciation amounted to USD 677 (615) million, equivalent to USD 17.9 (16.1) per boe. The increase mainly reflects a depreciation of the remaining book value of the Hanz field due to uncertainty around reserves and future production.

- Hanz er et tie in prosjekt til Ivar Aasen som går inn i Eiga (Grieg/Aasen) - CGU
- Ingen nedskrivning på Eiga CGU i Q4 2025
- Vurdering av «unit of account»
 - Mindre dekomponering i IAS 36 (nedskrivninger) enn IAS 16 (avskrivninger)
 - Aker BP vurdering at man ikke «kan» skrive ned Hanz, siden vurderingen gjøres på CGU nivå
 - Mer usikker på konklusjonen dersom Eiga CGU skulle vært nedskrevet i samme kvartal
- Fraregning anses mindre aktuelt, ref analogi mot tørre produksjonsbrønner

Eksempel – av eller nedskrivning?

Cash-generating unit (USD 1 000)	Troldhaugen	Edvard Grieg & Ivar Aasen CGU
Net carrying value	107 372	4 382 300
Recoverable amount	-	4 116 462
Impairment/reversal (-)	107 372	265 837
Allocated as follows:		
Technical goodwill	33 495	265 837
Other intangible assets/license rights	42 940	-
Tangible fixed assets	30 938	-

The main reason for the Troldhaugen impairment is related to the decision by the partnership to not accede the PDO for the Troldhaugen project. The Edvard Grieg & Ivar Aasen CGU impairment is mainly related to decrease in short-term oil and gas prices and the decrease of deferred tax liabilities as described above.

Eksempel – allokering av nedskrivning

....og kanskje en rask revisit av iterative metode....

Cash-generating unit (USD million)	Johan Sverdrup		
	Alvheim CGU	Valhall CGU	CGU
Net carrying value	2,164.4	8,468.4	8,474.3
Recoverable amount	2,091.8	7,901.2	8,170.5
Impairment/reversal (-)	72.6	567.3	303.8
Allocated as follows:			
Technical goodwill	72.6	34.8	303.8
Other intangible assets ¹⁾	-	532.4	-
Tangible fixed assets	-	-	-

¹⁾ USD 71.2 million relates to acquisitions from previous years recognised on a post-tax basis.

Public



www.akerbp.com