

# Schwerpunkt E1: Klima

Einordnung, praktische Tipps und Best Practices

---

Tabea Hosak

Nachhaltigkeitsexpertin  
Tanso



# Informationen zur Tanso Akademie

## Dauer

45 Minuten Input (aufgezeichnet) + 15 min Q&A.

## Aufzeichnung

Die Akademie wird aufgezeichnet. Die Aufzeichnung und Folien sind im Nachgang für unsere Kunden verfügbar.

## FAQ

Nutzen Sie die FAQ-Funktion, um Ihre Fragen zu stellen.

## Feedback

Wir freuen uns über Ihr Feedback – bitte nehmen Sie an der Umfrage in der Follow-Up E-Mail teil.

# Überblick über die Tanso Akademie

## Themen

CSRD Berichterstattung: Grundlagen & ESRS 2

E1: Klimawandel

S1: Arbeitskräfte des Unternehmens

G1: Geschäftsführung  
E5: Kreislaufwirtschaft

E2: Umweltverschmutzung  
E3: Wasser- & Meeresressourcen  
E4: Biologische Vielfalt und Ökosysteme

S2: Arbeitskräfte der Wertschöpfungskette  
S3: Betroffene Gemeinschaften  
S4: Verbraucher und Endnutzer

VSME

## Termine

30.04.2025

07.05.2025

14.05.2025

21.05.2025

11.06.2025

25.06.2025

02.07.2025

Immer um 10:30

# Inhalte dieser Folge

- 1 Einführung in E1: Klima

---

- 2 Fokus: Datenpunkte des E1

---

- 3 Zusammenfassung & Ausblick

---

- 4 Fragen & Antworten

# Inhalte dieser Folge

1 Einführung in E1: Klima

---

2 Fokus: Datenpunkte des E1

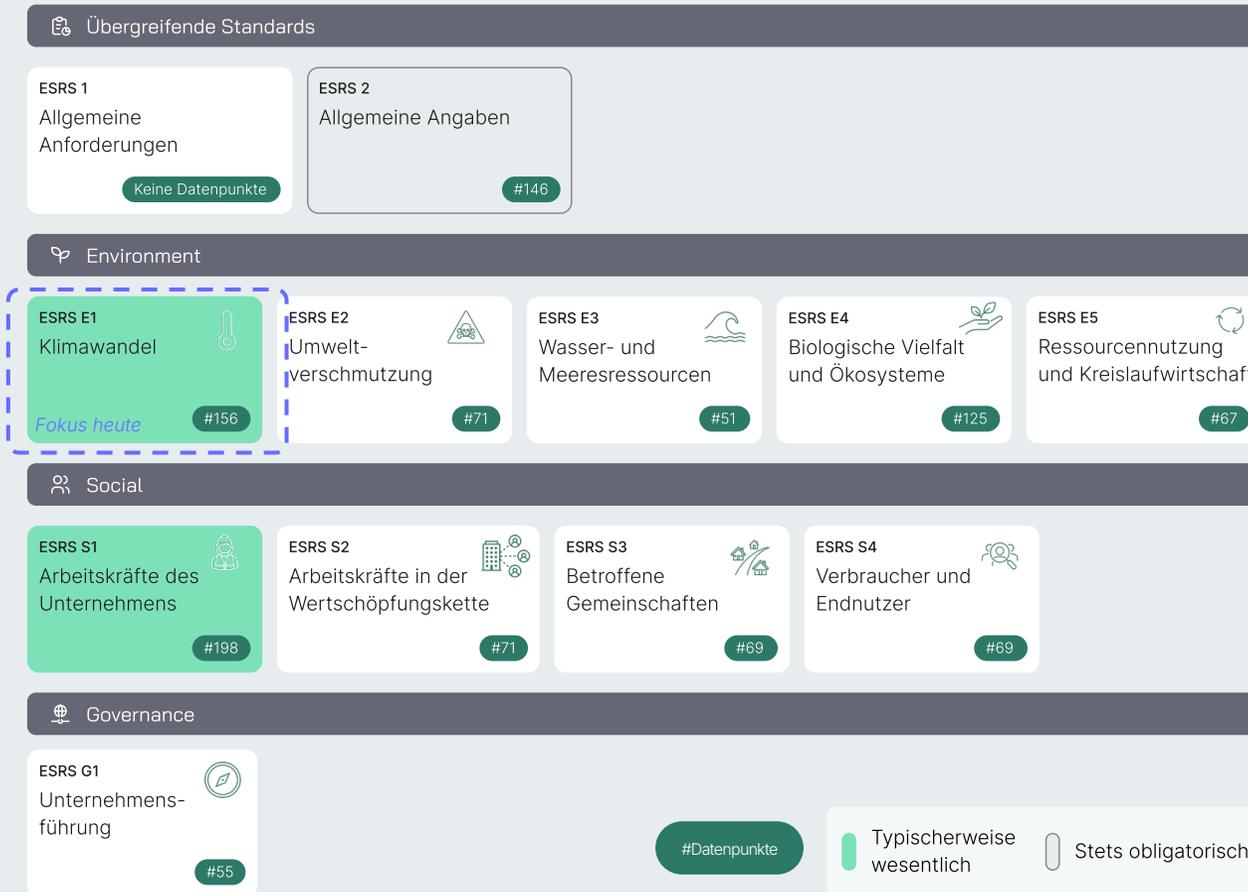
---

3 Zusammenfassung & Ausblick

---

4 Fragen & Antworten

# Die ESRS verpflichten in zwei allgemeinen und **zehn thematischen Standards** zur Offenlegung von fast **1.200 Datenpunkten**



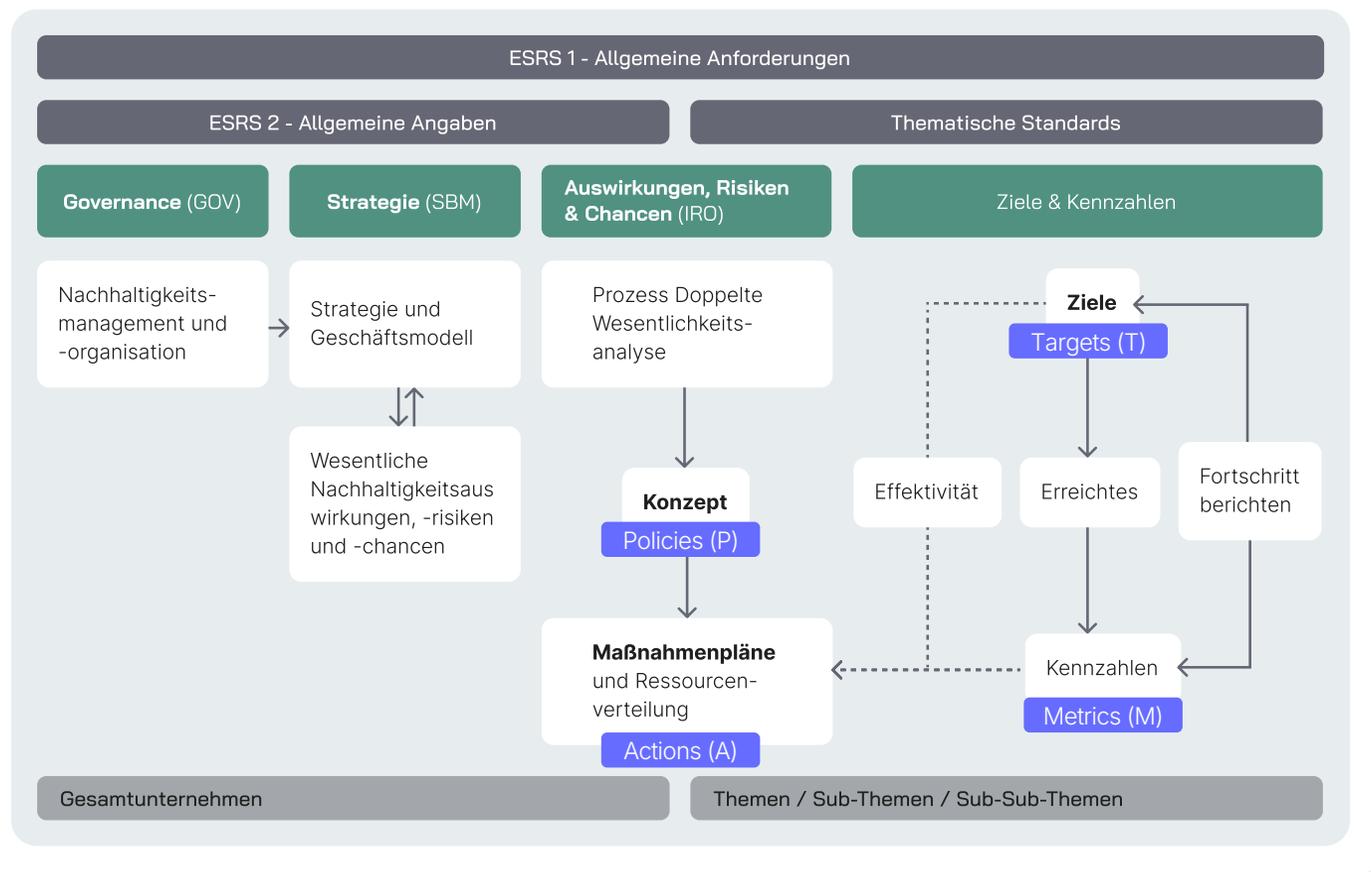
## Die Europäischen Nachhaltigkeitsberichterstattungsstandards (ESRS)

- Entwickelt von **EFRAG** (European Financial Reporting Advisory Group), einer gemeinnützigen Organisation mit ExpertInnen für Finanz- und Nachhaltigkeitsberichterstattung
- Legen die konkreten **Offenlegungspflichten** der CSRD fest
- Bestehen aus **2 allgemeinen** und **10 themenspezifischen** Standards
- ESRS 2 ist verpflichtend für alle Unternehmen. Alle anderen Standards hängen von der **Doppelten Wesentlichkeitsanalyse (DWA)** ab
- Insgesamt enthalten die ESRS 1178 Berichtspflichten (Datenpunkte)
- Besonders relevant für Industrieunternehmen: ESRS E1 (Klima) und S1 (eigene Mitarbeitende)

# Die **ESRS** mehr als reine Offenlegungspflichten – sie bilden die Grundlage für ein **nachhaltiges Managementsystem**

Recap Session #1

## Aufbau aller Standards



- 💡 Allgemeine Angaben
- **GOV** – **Governance**  
-> Infos zur Unternehmensführung
  - **SBM** – **Strategy & Business Model**  
-> Infos zur Strategie
  - **IRO** – **Impacts, Risks & Opportunities**  
-> Infos zur Ermittlung & Steuerung wesentlicher Nachhaltigkeitsthemen

- 💡 Die sogenannten **PATs**
- **P** – **Policies** (Konzepte)
  - **A** – **Actions** (Maßnahmen)
  - **T** – **Targets** (Ziele)
- kommen **in allen Themenstandards** vor. Dabei werden immer dieselben Angaben abgefragt.
- Zusätzlich gibt es themenspezifische Kennzahlen (**M = Metrics**) pro Standard

# Beispiel – ESRS E1: Klimawandel



Datenpunkte sind in sogenannte Angabepflichten (DRs<sup>1</sup>) gegliedert – z. B. E1-1

DR	Paragraph	Zugehörige AR	Name	Datentyp
E1-1 GOV-3	13		Offenlegung, wie klimabezogene Überlegungen in die Vergütung von Mitgliedern der Leitungs-, Geschäfts- und Aufsichtsorgane einfließen	narrativ
E1-1 GOV-3	13		Anteil der Vergütung, der klimabezogenen Überlegungen zugeordnet wird	prozentual
E1-1 GOV-3	13		Erläuterung klimabezogener Überlegungen, die in die Vergütung von Mitgliedern der Leitungs-, Geschäfts- und Aufsichtsorgane einfließen	narrativ
E1-1	14	AR 1	Offenlegung des Übergangsplans zur Abschwächung des Klimawandels	narrativ
E1-1	16a	AR 2	Erläuterung, wie Ziele mit der Begrenzung der globalen Erwärmung auf 1,5 °C im Einklang mit dem Pariser Abkommen vereinbar sind	narrativ
E1-1	16b		Offenlegung von Dekarbonisierungshebeln und Schlüsselmaßnahmen	narrativ
E1-1	16c		Offenlegung bedeutender Betriebs- (Opex) und/oder Investitionsausgaben (Capex) zur Umsetzung von Aktionsplänen	narrativ
E1-1	16d		Für den Aktionsplan bereitgestellte Finanzmittel (Opex)	monetär
E1-1	16d		Für den Aktionsplan bereitgestellte Finanzmittel (Capex)	monetär
E1-1	16e	AR 3	Erläuterung potenziell „locked-in“ Treibhausgasemissionen aus Vermögenswerten und Produkten sowie deren Risiko für Übergangszustand	narrativ
E1-1	16f	AR 4	Erläuterung jeglicher Ziele oder Pläne (Capex, Capex-Pläne, Opex) zur Angleichung wirtschaftlicher Aktivitäten an relevante Kriterien	narrativ
E1-1	16g	AR 5	Bedeutende Capex für kohlebezogene wirtschaftliche Aktivitäten	monetär
E1-1	16g	AR 5	Bedeutende Capex für gasbezogene wirtschaftliche Aktivitäten	monetär
E1-1	16g	AR 5	Bedeutende Capex für gasbezogene wirtschaftliche Aktivitäten	monetär
E1-1	16h		Unternehmen ist von EU Paris-aligned Benchmarks ausgeschlossen	semi-narrativ
E1-1	16h		Erläuterung, wie der Übergangsplan in die Gesamtstrategie und Finanzplanung eingebettet ist	narrativ
E1-1	16i		Übergangsplan wurde von Leitungs-, Geschäfts- und Aufsichtsorganen genehmigt	semi-narrativ
E1-1	16j		Erläuterung des Fortschritts bei der Umsetzung des Übergangsplans	narrativ
E1-1	17		Datum der Verabschiedung des Übergangsplans bei Unternehmen ohne vorherigen Plan	Jahr
E1-SBM-3	18		Art des klimabezogenen Risikos	semi-narrativ
E1-SBM-3	19a	AR 6	Beschreibung des Geltungsbereichs der Resilienz-Analyse	narrativ
E1-SBM-3	19b	AR 7a	Offenlegung, wie die Resilienz-Analyse durchgeführt wurde	narrativ
E1-SBM-3	19b	AR 7a	Datum der Resilienz-Analyse	Datum
E1-SBM-3	AR 7b		Zeithorizonte, die für die Resilienz-Analyse angewendet wurden	semi-narrativ
E1-SBM-3	19c	AR 8	Beschreibung der Ergebnisse der Resilienz-Analyse	narrativ
E1-SBM-3	AR 8b		Fähigkeit, die Strategie oder das Geschäftsmodell an den Klimawandel anzupassen	narrativ

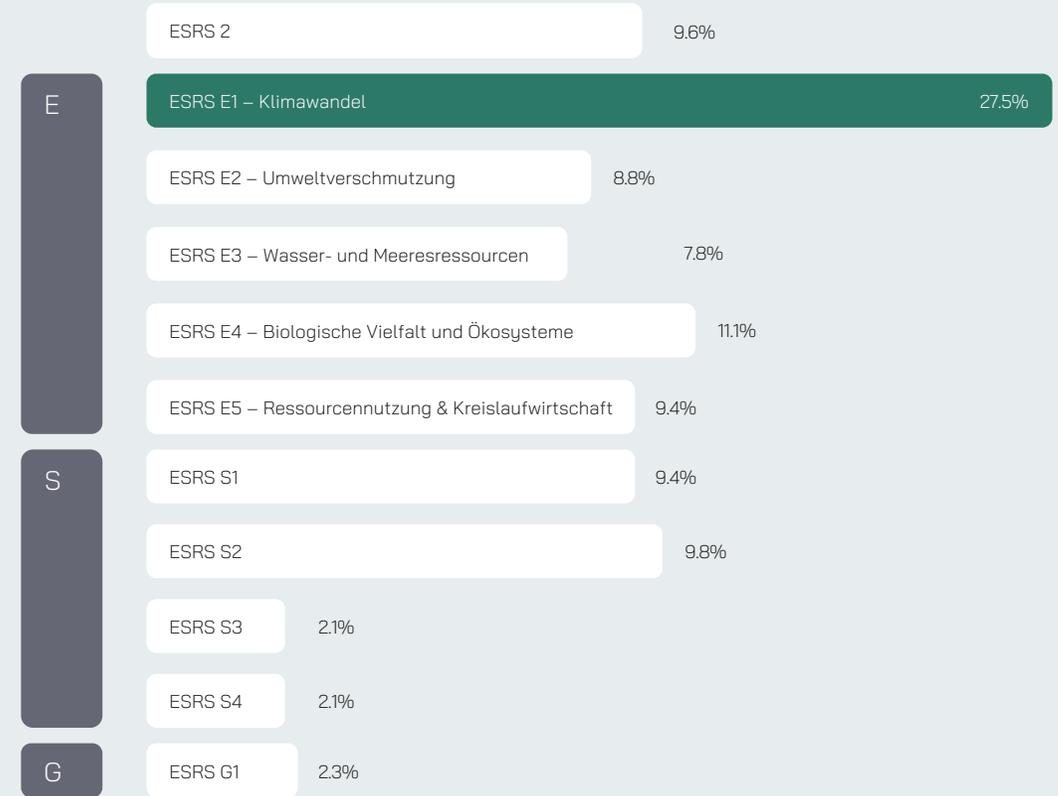
1) Disclosure Requirements

# Der Bereich Klimawandel (E1) inkl. Übergangsplan ist für Industrieunternehmen der **relevanteste und aufwändigste Teil der ESRS**

## Finanzielle Wesentlichkeitsergebnisse in Mittelstandsunternehmen



## ESRS – Wiederkehrende Aufwände nach Substandard



# Inhalte dieser Folge

1 Einführung in E1: Klima

---

2 Fokus: Datenpunkte des E1

---

3 Zusammenfassung & Ausblick

---

4 Fragen & Antworten

# E1.GOV-3 ) Nachhaltigkeitsbezogene Leistung in Anreizsystemen

## E1.GOV-3) Governance

### E1.GOV-3: Einbeziehung der nachhaltig- keitsbezogenen Leistung in Anreizsysteme

- E1.GOV-3\_01: Einfluss von Klimabezogenen Überlegungen in Managementvergütung<sup>1</sup>
- E1.GOV-3\_02: Wesentlichen Merkmale der Anreizsysteme
- E1.GOV-3\_03: Spezifische nachhaltigkeitsbezogene Ziele zur Leistungsbewertung
- E1.GOV-3\_04: Klimabezogenen Überlegungen, die berücksichtigt werden
- E1.GOV-3\_05: Prozentsatz der anerkannten Vergütung aus klimabezogenen Aspekten
- E1. GOV-3\_06: Unternehmensebene zur Genehmigung/Aktualisierung der Anreizsysteme

#### Remuneration of the board of directors

The remuneration of the BoD is decided by the corporate assembly annually, following a recommendation from the nomination committee. Remuneration for board members is not linked to performance, and board members do not receive any shares or similar as part of their remuneration. The board members receive an annual fixed fee. Deputy members, who are only elected for employee-representatives of the BoD, receive remuneration per meeting attended. The employee representatives receive the same remuneration as shareholder representatives.

The policy is effective for a period of four years, subject to any proposed material changes by the BoD requiring adoption by the Annual general meeting before the four-year term concludes.

The policy is designed to contribute to attracting and retaining executives and motivating them to drive the success of the company. A key principle for Equinor's remuneration policy is moderation. The reward should be competitive, but not market-leading, and aligned with the markets that the company recruits from, maintaining an overall sustainable cost level. Equinor places a strong focus on fostering alignment between the interests of its executive management and those of its owners and other stakeholders. Variable remuneration is aimed at driving performance in line with the company's strategy and securing long-term commitment and retention with the company.



#### Remuneration of the corporate executive committee

The BoD is responsible for preparing and implementing a remuneration policy for the members of the CEC.

The receipt of variable remuneration depends on individual and company performance and is subject to a holding period requirement for some elements. Performance-based variable remuneration was capped in accordance with the relevant Norwegian state guidelines.

In the behaviour part of the performance assessment there is a common goal to transform own organisation to deliver on our purpose and become a leading company in the energy transition.

In Equinor, how we deliver is as important as what we deliver, and KPIs and behaviour goals applicable for an executive are therefore weighted equally when setting the individual bonus level. One of the common KPIs used to decide the annual variable pay (bonus) component of variable pay for all executives is "Upstream CO<sub>2</sub> intensity: <= 7 kg/boe".

Diese Abbildung stammt aus der Equinor Executive Remuneration Policy, S.9

Strategic ambitions for delivery KPIs and behaviour goals setting in relation to AVP	Related KPIs in "what" dimension - 50%		Related goals in "how" dimension - 50%
	Corporate delivery KPIs	Business area delivery KPIs	Corporate behaviour goals
Weighting – CEO and staffs EVPs	50%	-	50%
Weighting – EVPs with BA responsibility	25%	25%	50%
<b>Always Safe</b>			
Improving our safety results through reducing our serious incident frequency	x		
<b>High Value</b>			
Relative total shareholder return	x		
Relative return on average capital employed	x		
Yearly defined operational ambitions supporting Equinor's ability to deliver on its strategy	x		
Indicators and targets specific to each business area within production and competitiveness		x	
<b>Low carbon</b>			
Reducing upstream CO <sub>2</sub> intensity towards the goal of less than 8kg CO <sub>2</sub> /boe by 2025 and 6 kg CO <sub>2</sub> /boe by 2030	x		
Increased capex share for renewables and low carbon solutions toward the ambition of allocating half of our annual gross capital expenditure towards renewables and low carbon solutions in 2030	x		
Equinor's Energy Transition Plan	x		

<sup>1</sup> Mitglieder der Verwaltungs-, Leitungs- und Aufsichtsorgane  
Quellen Equinor, Annual Report 2024, S.31, 101-102, 105-106 ; Equinor Executive Remuneration Policy, S. 9.

# E1.IRO-1 / SBM-3) Auswirkungen, Chancen und Risiken (IROs)

## E1.IRO-1) Auswirkungen, Chancen & Risiken

### E1.IRO-1: Verfahren zur Ermittlung und Bewertung der wesentlichen Auswirkungen, Risiken und Chancen (IROs)

- E1.IRO-1\_01: Angewandte Methoden und Annahmen zur Identifizierung von Auswirkung
- E1.IRO-1\_02: Prozess in Bezug auf klimabedingte physische Risiken
- E1.IRO-1\_03: Klima-Risiken nach Zeithorizont erfasst
- E1.IRO-1\_04: Klimabedingte Gefährdung von Vermögenswerten und Aktivitäten
- E1.IRO-1\_05: Kurz-, mittel- und langfristige Zeithorizonte wurden definiert
- E1.IRO-1\_06: Bewertung der Gefährdung & Anfälligkeit von Vermögenswerten/Aktivitäten
- E1.IRO-1\_07: Identifizierung klimabezogener Gefahren und Bewertung der Exposition
- E1.IRO-1\_08: Klimaszenarien zur Risikobewertung über Zeiträume genutzt
- E1.IRO-1\_09: Prozessbeschreibung zu Übergangsrissen und -chancen
- E1.IRO-1\_10: Übergangsereignisse wurden über Zeithorizonte identifiziert
- E1.IRO-1\_11: Prüfung Übergangsrisiken bei Vermögenswerten und Geschäftstätigkeiten
- E1.IRO-1\_12: Bewertung der Anfälligkeit von Vermögenswerten und Aktivitäten
- E1.IRO-1\_13: Übergangsereignisse und Exponierung auf Basis von Klimaszenarien
- E1.IRO-1\_14: Nicht kompatible o. anpassungsbedürftige Assets für klimaneutrale Wirtschaft
- E1.IRO-1\_15: Einsatz von Klimaszenarien zur Bewertung von Übergangsereignissen
- E1.IRO-1\_16: Abgleich mit klimabezogenen Annahmen in Finanzberichten

### E1.SBM-3: Zusammenspiel wesentlicher IROs mit SBM

- E1.SBM-3\_01: Art des klimabezogenen Risikos
- E1.SBM-3\_02: Beschreibung des Anwendungsbereichs der Resilienz-Analyse
- E1.SBM-3\_03: Offenlegung, wie die Resilienz-Analyse durchgeführt wurde
- E1.SBM-3\_04: Datum der Resilienz-Analyse
- E1.SBM-3\_05: Zeithorizonte, die für die Resilienz-Analyse angewendet wurden
- E1.SBM-3\_06: Ergebnisse der Resilienz-Analyse
- E1.SBM-3\_07: Anpassungsfähigkeit von Strategie und Geschäftsmodell

Quellen Equinor, Annual Report 2024, S. 97, 101-102, 105-106.

## IRO-1

**IRO-1**

**1.1 Description of the processes to identify and assess material impacts, risks and opportunities**

**1.2 Key findings**

**1.3 Material impacts, risks and opportunities**

**1.4 Key findings**

**1.5 Key findings**

**1.6 Key findings**

**1.7 Key findings**

**1.8 Key findings**

**1.9 Key findings**

**1.10 Key findings**

**1.11 Key findings**

**1.12 Key findings**

**1.13 Key findings**

**1.14 Key findings**

**1.15 Key findings**

**1.16 Key findings**

**1.17 Key findings**

**1.18 Key findings**

**1.19 Key findings**

**1.20 Key findings**

**1.21 Key findings**

**1.22 Key findings**

**1.23 Key findings**

**1.24 Key findings**

**1.25 Key findings**

**1.26 Key findings**

**1.27 Key findings**

**1.28 Key findings**

**1.29 Key findings**

**1.30 Key findings**

**1.31 Key findings**

**1.32 Key findings**

**1.33 Key findings**

**1.34 Key findings**

**1.35 Key findings**

**1.36 Key findings**

**1.37 Key findings**

**1.38 Key findings**

**1.39 Key findings**

**1.40 Key findings**

**1.41 Key findings**

**1.42 Key findings**

**1.43 Key findings**

**1.44 Key findings**

**1.45 Key findings**

**1.46 Key findings**

**1.47 Key findings**

**1.48 Key findings**

**1.49 Key findings**

**1.50 Key findings**

**1.51 Key findings**

**1.52 Key findings**

**1.53 Key findings**

**1.54 Key findings**

**1.55 Key findings**

**1.56 Key findings**

**1.57 Key findings**

**1.58 Key findings**

**1.59 Key findings**

**1.60 Key findings**

**1.61 Key findings**

**1.62 Key findings**

**1.63 Key findings**

**1.64 Key findings**

**1.65 Key findings**

**1.66 Key findings**

**1.67 Key findings**

**1.68 Key findings**

**1.69 Key findings**

**1.70 Key findings**

**1.71 Key findings**

**1.72 Key findings**

**1.73 Key findings**

**1.74 Key findings**

**1.75 Key findings**

**1.76 Key findings**

**1.77 Key findings**

**1.78 Key findings**

**1.79 Key findings**

**1.80 Key findings**

**1.81 Key findings**

**1.82 Key findings**

**1.83 Key findings**

**1.84 Key findings**

**1.85 Key findings**

**1.86 Key findings**

**1.87 Key findings**

**1.88 Key findings**

**1.89 Key findings**

**1.90 Key findings**

**1.91 Key findings**

**1.92 Key findings**

**1.93 Key findings**

**1.94 Key findings**

**1.95 Key findings**

**1.96 Key findings**

**1.97 Key findings**

**1.98 Key findings**

**1.99 Key findings**

**2.00 Key findings**

**Material impacts, risks and opportunities**

Material impacts, risk or opportunity	Category	High	Medium	Low	Very Low
Greenhouse gas emissions	Regulatory impact	X	X	X	X
Methane emissions	Regulatory impact	X	X	X	X
Development of renewable energy	Positive material impact	X	X	X	X
Development of carbon capture and storage	Positive material impact	X	X	X	X
Energy production	Positive material impact	X	X	X	X
Methane related to activities to regulate climate change (the rest of our oil and gas business)	Financial risk	X	X	X	X
Higher carbon prices	Financial risk	X	X	X	X
Failure to secure stranded asset portfolio	Financial risk	X	X	X	X
Value related to renewables and other value chains	Financial opportunity	X	X	X	X

**15. Problematic assets overview**

Asset	Material impacts, risk or opportunity	High	Medium	Low	Very Low
Asset 1	High	X	X	X	X
Asset 2	Medium	X	X	X	X
Asset 3	Low	X	X	X	X
Asset 4	Very Low	X	X	X	X

**16. Key findings**

**17. Key findings**

**18. Key findings**

**19. Key findings**

**20. Key findings**

**21. Key findings**

**22. Key findings**

**23. Key findings**

**24. Key findings**

**25. Key findings**

**26. Key findings**

**27. Key findings**

**28. Key findings**

**29. Key findings**

**30. Key findings**

**31. Key findings**

**32. Key findings**

**33. Key findings**

**34. Key findings**

**35. Key findings**

**36. Key findings**

**37. Key findings**

**38. Key findings**

**39. Key findings**

**40. Key findings**

**41. Key findings**

**42. Key findings**

**43. Key findings**

**44. Key findings**

**45. Key findings**

**46. Key findings**

**47. Key findings**

**48. Key findings**

**49. Key findings**

**50. Key findings**

**51. Key findings**

**52. Key findings**

**53. Key findings**

**54. Key findings**

**55. Key findings**

**56. Key findings**

**57. Key findings**

**58. Key findings**

**59. Key findings**

**60. Key findings**

**61. Key findings**

**62. Key findings**

**63. Key findings**

**64. Key findings**

**65. Key findings**

**66. Key findings**

**67. Key findings**

**68. Key findings**

**69. Key findings**

**70. Key findings**

**71. Key findings**

**72. Key findings**

**73. Key findings**

**74. Key findings**

**75. Key findings**

**76. Key findings**

**77. Key findings**

**78. Key findings**

**79. Key findings**

**80. Key findings**

**81. Key findings**

**82. Key findings**

**83. Key findings**

**84. Key findings**

**85. Key findings**

**86. Key findings**

**87. Key findings**

**88. Key findings**

**89. Key findings**

**90. Key findings**

**91. Key findings**

**92. Key findings**

**93. Key findings**

**94. Key findings**

**95. Key findings**

**96. Key findings**

**97. Key findings**

**98. Key findings**

**99. Key findings**

**100. Key findings**

## Additional Information

**01. Physical climate risk**

Changes in physical climate parameters, such as extreme weather events or chronic physical impacts, are a rising sea level and higher temperatures could impact Equinor's assets, resulting in disruption to operations, increased costs, or incidents. By assessing our portfolio against the physical climate risk exposure and implementing mitigation measures as required, we aim to ensure that our portfolio is resilient to different climate scenarios.

Equinor has addressed the physical climate risks of our assets for several years and gradually improved our understanding of the uncertainties and relevant parameters to be included. Equinor has not identified physical climate risk as a material impact based on our current assessment of our portfolio. However, as our methodology is under development and with a portfolio in transition, this may change. We will continue to assess the physical climate risks and evaluate adaptation measures, as required, on an asset-by-asset level to protect our assets and people and respond to regulators and financial institutions.

Equinor's portfolio comprises offshore and onshore assets across a diverse set of regions around the world. While the company's core business today is centered on the NCS, the move towards a broader and more international energy company will lead to changes in the company's geographic footprint in accordance with the ESRs requirements. Equinor is addressing climate-related physical risks for our assets, including both acute (extreme weather events) and chronic hazards (longer-term shifts, such as sea level rise and waves). To assess the exposure

of our assets to possible climate-related hazards we model the portfolio to different climate scenarios using data analytics software that addresses chronic and acute hazards. In addition regional and local data are used to address hazards not modeled, such as soil degradation, erosion, landslides and avalanches, as relevant to the specific site.

02. In 2024 we assessed the exposure of approximately 120 assets in which Equinor has an equity interest on exposure to acute and chronic hazards. This refers to a representative sample of the hazardous assets in our portfolio.

03. To assess and manage physical climate risks we analyze the locations of all our financial assets against a range of climate-related hazards in selected Shared Socioeconomic Pathways (SSP) scenarios provided by the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) for relevant time horizons. We include a worst-case scenario, SSP5-8.5, following the precautionary principle outlined in accordance with EU Commission guidance, although it is widely considered to be an unlikely scenario beyond current business-as-usual scenario. As we progress with risk assessments, the scope is extended to include significant parts of the value chain, typically for transporting personnel and goods to the sites.

The data provide details on hazard exposure both on Climate Change (IPCC) for relevant time horizons. We include a worst-case scenario, SSP5-8.5, following the precautionary principle outlined in accordance with EU Commission guidance, although it is widely considered to be an unlikely scenario beyond current business-as-usual scenario. As we progress with risk assessments, the scope is extended to include significant parts of the value chain, typically for transporting personnel and goods to the sites.

04. In the figure below the changes in scores are shown as an indication of increased risk level due to relevant

05. Exposure to physical climate hazards (SSP5-8.5) 2050

06. Exposure to physical climate hazards (SSP5-8.5) 2060

07. climate hazards. The results show that the majority of Equinor's assets by risk value is assessed as having relatively limited exposure to climate-related changes in physical environment.

For most of the installations, the changes in significant hazards indicate that the increased exposure will be within the design margins of the installation. Those assets with the greatest changes in exposure towards 2050 are the oil and gas assets offshore in Africa and South America and our TDU assets in the USA. Site-specific risk assessments that also consider a range of local goods and personnel to the sites are required to assess the climate risk and to implement mitigating measures.

08. Change (Relative Score)

09. More Benign

10. Less Benign

11. More Benign

12. Less Benign

13. Present Day Climate Condition

14. Present Day Climate Condition

# E1.IRO-1 / SBM-3) Auswirkungen, Chancen und Risiken (IROs)

## Physische Klimagefahren

Klassifikation von Klimagefahren					
		Temperatur	Wind	Wasser	Feststoffe
Chronisch		Temperaturänderung (Luft, Süßwasser, Meerwasser)	Änderung der Windverhältnisse	Änderung der Niederschlagsmuster und -arten (Regen, Hagel, Schnee/Eis)	Küstenerosion
				Variabilität von Niederschlägen oder der Hydrologie	Bodendegradation
		Temperaturvariabilität		Versauerung der Ozeane Salzwasserintrusion	Bodenerosion
		Abtauen von Permafrost		Anstieg des Meeresspiegels Versauerung der Ozeane	Solifluktion
Akut		Hitzewelle	Zyklon, Hurrikan, Taifun	Dürre	Lawine
		Kältewelle/Frost	Sturm (einschließlich Schnee-, Staub- und Sandstürme)	Starke Niederschläge (Regen, Hagel, Schnee/Eis)	Erdrutsch
		Wald- und Flächenbrände	Tornado	Hochwasser (Küsten-, Flusshochwasser, pluviales Hochwasser, Grundhochwasser)	Bodenabsenkung
				Überlaufen von Gletscherseen	

## Klimabezogene Übergangsereignisse

Beispiele für klimabezogene Übergangsereignisse (auf der Grundlage der TCFD-Klassifizierung)			
Politik und Recht	Technologie	Markt	Ansehen
Höhere Bepreisung von Treibhausgasemissionen	Ersetzung bestehender Produkte und Dienstleistungen durch emissionsärmere Optionen	Änderung des Verbraucherverhaltens	Veränderungen der Verbraucherpräferenzen
Verstärkte Emissionsbericht-erstattungs-pflichten	Erfolgreiche Investitionen in neue Technologien	Unsicherheit in Bezug auf Marktsignale	Stigmatisierung des Sektors
Mandate und Regulierung in Bezug auf bestehende Produkte und Dienstleistungen	Kosten des Übergangs zu emissionsärmeren Technologien	Gestiegene Rohstoffkosten	Zunehmende Besorgnis der Interessenträger
Mandate und Regulierung in Bezug auf bestehende Produktionsverfahren			Negative Rückmeldungen der Interessenträger
Gefahr von Rechtsstreitigkeiten			



# E1-1) Was ist eine Übergangsplan für die Klimaschutz?



## Inhalt:

1. Ziele zur Emissionsreduktion (1,5°C-konform bis 2100) basierend auf bestehenden Emissionen (CCF)
2. Maßnahmen zur Dekarbonisierung
3. Geplante Finanzmittel (CapEx & OpEx) zur Zielerreichung + ggf. CapEx in fossile Energieträger
4. Bewertung der gebundenen Treibhausgasemissionen (locked-in emissions)
5. Einbettung in allgemeine Geschäftsstrategie & Finanzplanung, sowie Genehmigungsorgane
6. Fortschritte in der Umsetzung

Der Übergangsplan für den Klimaschutz wird auch „*Übergangsplan zur Verwirklichung der Klimaneutralität bis 2050*“ genannt

Hintergrund ist die EU Verordnung 2021/1119, Artikel 2, Absatz 1, die besagt:

*„Die unionsweiten im Unionsrecht geregelten Treibhausgasemissionen und deren Abbau müssen in der Union bis spätestens 2050 ausgeglichen sein, sodass die Emissionen bis zu diesem Zeitpunkt auf netto null reduziert sind, und die Union strebt danach negative Emissionen an.“*

Der Übergangsplan wird als Teil der *Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD)* gefordert. Die Details sind in *ESRS E1-1 Absatz 14-17* (Seiten 71/72)

# E1-1) Übergangsplan für den Klimaschutz

## E1-1) Übergangsplan für den Klimaschutz

E1-1\_01: Offenlegung des Übergangsplans für den Klimaschutz

E1-1\_02: Zielkompatibilität mit 1,5 °C-Ziel

E1-1\_03: Dekarbonisierungshebeln und wesentlichen Maßnahmen s. E1-3

E1-1\_04: Signifikante OpEx und/oder CapEx, die für die Umsetzung erforderlich sind

E1-1\_05: OpEx, die dem Aktionsplan zugewiesen wurden

E1-1\_06: CapEx, die dem Aktionsplan zugewiesen wurden

### E1-1: Übergangsplan für den Klimaschutz

E1-1\_07: Erläuterung potenzieller gebundener THG-Emissionen „locked-in emissions“

E1-1\_08: Pläne zur Ausrichtung wirtschaftlicher Tätigkeiten an Kriterien in EU-Taxonomie

E1-1\_09: CapEx für kohlebezogene wirtschaftliche Tätigkeiten

E1-1\_10: CapEx für ölbezogene wirtschaftliche Tätigkeiten

E1-1\_11: CapEx für gasbezogene wirtschaftliche Tätigkeiten

E1-1\_12: Ausschluss des Unternehmens von Paris-abgestimmten EU-Referenzwerten (PABs)

E1-1\_13: Einbettung des Übergangsplans in Geschäftskonzept und Finanzplanung

E1-1\_14: Genehmigung von administrativen, leitenden und überwachenden Gremien

#### E1-1 Transition plan for climate change mitigation

**01 Equinor's Energy transition plan**  
Many of our material climate-related impacts, risks and opportunities are addressed in our Energy transition plan (ETP). The ETP was first published in 2022, at a time of substantial advancement in green policies and optimism around the pace of decarbonisation of the energy system. Since then, technological progress, geopolitical tensions and macroeconomic reality have all affected the pace of the global energy transition.

In Europe, the turmoil in energy markets following Russia's invasion of Ukraine has elevated concerns about security of supply and affordability as key components of the energy trilemma. As energy demand continues to rise and global uncertainties, nations and industries are recognising the importance of reliable and responsible energy suppliers in maintaining economic stability. Throughout the energy crisis in Europe, Equinor has been proud to stand with our partners and customers as a trusted provider of energy. We will continue to do so. This will require continued investment in a portfolio of high-quality, carbon-efficient oil and gas projects in Norway and internationally.

In many areas of the energy transition, economics has been challenging in recent years. Inflation, supply chain bottlenecks, and permitting delays have added to costs and reduced margins.

Despite the challenges, we have moved forward with our transition and decarbonisation ambitions as outlined in our updated ETP in 2025. We have maintained our industry leadership on carbon

efficient oil and gas production. We have continued to reduce our operated upstream emissions through innovations in electrification and efficiency. We have built on our heritage as a technology pioneer, deploying the world's first floating wind farm to power offshore installations, sanctioning the world's first gas-fired power plant with carbon capture, and commissioning the world's first ammonia-fueled supply vessel. We have developed new value chains and business models, establishing the world's first cross-border CO<sub>2</sub> transport and storage facility, and advancing a portfolio of projects in low-carbon solutions.

Against a backdrop of challenging external factors, we have built a growth-scale renewable energy portfolio and project pipeline, with a focus on disciplined value-driven growth in key markets. The ETP outlines how we will continue to execute on our transition strategy while being open about the dilemmas. The plan sets out the ambitions and actions, in the short and medium term, to support our net-zero ambition for 2050.

The plan provides details on how Equinor will reduce its own emissions while reducing the intensity of the energy it provides as a company through investment in low-carbon technologies and business models. The ETP is aligned with the company's strategy and integrated into the business planning process through the annual corporate planning and portfolio management process. It is developed, reviewed, and updated in consultation with, and approved by, the board of directors and the CEO. Equinor reports on the progress of the plan annually.

To guide our progress, we have set out the following milestones:

**Emissions reductions from our operations**  
We aim to reduce our net operated (scope 1+2) emissions by 50% from 2015 to 2030, a pace and

**02** scale consistent with a science-based, 1.5°C-aligned trajectory as defined by IPCC pathways

- We have acted early to reduce our emissions, and by the end of 2024 have achieved reductions of 34% below our 2015 baseline.
- We intend to achieve at least 90% of our 2030 ambition through absolute reductions using high-quality credits to cover residual emissions.

We are an industry leader in carbon efficiency, with an upstream CO<sub>2</sub> intensity less than half the industry average, and methane and flaring intensities close to zero.

- We have a 2030 upstream intensity target of 6 kg CO<sub>2</sub>e per barrel of oil equivalent (operated scope 1 emissions).
- Our methane and upstream flaring intensities are close to zero, and considerably lower than the industry average.

More details on targets, progress, actions, levers, and investments related to our scope 1+2 emissions reductions can be seen in the sections below.

**03 Investing in the decarbonisation and transition of the energy system**  
Rapidly reducing our own emissions is necessary, but not sufficient. To ensure long-term value creation, we are investing in solutions that will deliver energy with lower- and eventually net zero- emissions to our customers and end-users. To achieve this, we are applying our extensive experience and competence gained from oil and gas to other parts of the energy system, and to solutions supporting heavy industry.

- We have an extensive and robust project pipeline within renewables and low-carbon solutions, with a strong focus on execution. We aim to have 10-12 GW of installed renewable capacity by 2030, and transport and storage capacity of 30-50 million tonnes of CO<sub>2</sub> per year by 2035 (equity basis).

**Emissions reductions from our operations**  
We aim to reduce our net operated (scope 1+2) emissions by 50% from 2015 to 2030, a pace and

In line with our strategy, we are increasing our investments in renewables and low-carbon solutions over time, provided that we find attractive opportunities within these sectors. Since 2020, we have increased our investment into renewables and low-carbon solutions. Overall, the share of gross capex to renewables and low-carbon solutions was 16% in 2024 compared to 20% in 2023. If the financial investment of 10% ownership share in Orsted A/S is included, the share would be 27%. We will continue to report annually on the share of capex allocated to transition activities.

To meet the climate challenge while also addressing the need for energy, Equinor has developed a metric that shows how we are progressing towards our own net-zero ambition while simultaneously investing in the transformation of the energy system. The Net Carbon Intensity metric tracks our net emissions, including scope 3 emissions from use of the energy products we produce, in relation to the overall energy from the oil, gas, electricity, hydrogen and biofuels and other energy products that we produce, showing how we aim to deliver energy with lower net emissions over time.

- As a result of our investments into transition businesses and emissions reduction activities, we expect that Equinor's group-level net carbon intensity will be reduced by 15-20% by 2030 and 30-40% by 2035.

Beyond 2035 we will continue to reduce the emissions from our operations and the net carbon intensity of the energy we provide, towards our ambition of being a net-zero energy company by 2050. We will continue to produce and supply oil and gas during this time, but we anticipate that over time it will form a smaller proportion of the energy and services that we provide.

More details on ESRs relevant targets, progress, actions, levers, and investments related to the

reduction in the emissions intensity of our portfolio can be seen in the sections below.

**Supporting the goals of the Paris Agreement**  
Equinor supports the goals of the Paris Agreement. Meeting these goals will require large-scale systemic changes across multiple sectors, which cannot be achieved without collective action or without addressing demand-side considerations.

Parties to the Paris Agreement are nation states, which submit reductions plans for their own direct emissions as Nationally Determined Contributions (NDCs). Companies are not parties to the Agreement. For energy companies, which have significantly higher indirect emissions in their value chain (scope 3) than from direct emissions, this creates a particular challenge with regard to assessing how their strategies relate to the Paris Agreement.

By informing our strategy with both climate science and our business realities, we aim to contribute to the energy transition while maintaining our competitiveness and resilience to adjust to a rapidly evolving energy landscape. Including considerations around security of supply, Equinor contributes to global efforts to mitigate climate change while also addressing the transition risk associated with a rapid societal decarbonisation to a sustainable economy.

**2024 Progress on implementing the transition plan**  
An update on progress in 2024 on our Energy transition plan is provided in section 2.3 Sustainability.

**13 Explanation of how transition plan is embedded in and aligned with overall business strategy and financial planning**  
Equinor's transition plan is strongly embedded in the strategy, optimised oil and gas production, high value growth in renewables, and new market opportunities in low-carbon solutions. As the board is responsible

for shaping the company's overall strategy and direction, the board of the directors was actively involved in the process of making the first transition plan and in the process of updating the same. The CEO, business areas and corporate functions have all been integrated into the process and have informed the development of the climate ambitions. This involvement is - and has been - crucial for ensuring internal broad anchoring, understanding and ownership of the ambitions and actions comprising the plan.

**14 Forecasts for greenhouse gas emissions from our operations and net carbon intensity metric and double materiality analysis form the annual overall strategy and financial planning process**

**Approval of the transition plan**  
The transition plan is approved by the board and the CEO in Equinor.

#### s. Folgeseite

#### 12 Exclusion from EU Paris-aligned Benchmarks

Equinor is excluded from EU Paris-aligned benchmarks, as we derive 10% or more of our revenues from the exploration, extraction, distribution or refining of oil fuels.

#### 07 Locked-in emissions

Locked-in emissions are estimates of future greenhouse gas emissions (Scope 1 and 2) from our operated active and firmly planned assets over the lifetime and the cumulative greenhouse gas emissions from use (scope 3) of our produced products.

Direct greenhouse gas emissions from Equinor-operated assets are included in our forecasts covered by our greenhouse gas reduction ambition and followed up by an action plan. Both greenhouse gases from our assets on equity basis and estimates of indirect emissions from use of sold products on equity basis are included in our NCI metric and included in our net-zero ambition. The difference in boundaries between the boundaries proposed by ESRs and the boundaries for the greenhouse gas reduction ambitions have no implications related to the inclusion of locked-in emissions.

As the net carbon intensity metric measures net emissions divided by net energy production, the reporting on progress and forecasting on the NCI will also serve to measure the transition risk following increased emissions from oil and gas activities in addition to the annual transition risk assessment of our portfolio towards the IEA scenarios.



Implementation year	2024		Projects
	CAPEX (full cycle) [MNOK24]	OPEX <sup>1</sup> (full cycle) [MNOK24]	
Implemented abatement - Electrification and alternative oil export	2024	8,500	-14,000
Implemented abatement - Offshore wind	2024	4,000	1,100
Sanctioned abatement (in execution)	2025-2030	25,000	-16,000
Non-sanctioned abatement	2025-2030	58,600	-40,000

<sup>1</sup> OPEX is based on reduced CO<sub>2</sub> costs and electricity costs. In addition, there will be revenue from saved fuel gas sales.

Quellen Equinor, Annual Report 2024, S.102-103, 111.

# E1-1) Übergangsplan für den Klimaschutz

## Paris-abgestimmte EU-Referenzwerte (PABs)

Angabepflicht und zugehöriger Datenpunkt	SFDR-Referenz (*)	Säule-3-Referenz (*)	Benchmark-VerordnungsReferenz (*)
ESRS E1-1 Übergangsplan zur Verwirklichung der Klimaneutralität bis 2050 Absatz 14			
ESRS E1-1 Unternehmen, die von den Paris-abgestimmten Referenzwerten ausgenommen sind Absatz 16 Buchstabe g		Artikel 449a Verordnung (EU) Nr. 575/2013; Durchführungsverordnung (EU) 2022/2453 der Kommission, Meldebogen 1: Anlagebuch – Übergangsrisiko im Zusammenhang mit dem Klimawandel: Kreditqualität der Risikopositionen nach Sektoren, Emissionen und Restlaufzeit	Delegierte Verordnung (EU) 2020/1818, Artikel 12 Absatz 1 Buchstaben d bis g und Artikel 12 Absatz 2

Artikel 12

**Ausschlüsse im Zusammenhang mit Paris-abgestimmten EU-Referenzwerten**

(1) Die Administratoren von Paris-abgestimmten EU-Referenzwerten schließen alle folgenden Unternehmen von diesen Referenzwerten aus:

- a) Unternehmen, die an Aktivitäten im Zusammenhang mit umstrittenen Waffen beteiligt sind;
- b) Unternehmen, die am Anbau und der Produktion von Tabak beteiligt sind;
- c) Unternehmen, die nach Ansicht der Referenzwert-Administratoren gegen die Grundsätze der Initiative „Global Compact“ der Vereinten Nationen (UNG) oder die Leitsätze der Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (OECD) für multinationale Unternehmen verstoßen;
- d) Unternehmen, die 1 % oder mehr ihrer Einnahmen mit der Exploration, dem Abbau, der Förderung, dem Vertrieb oder der Veredelung von Stein- und Braunkohle erzielen;
- e) Unternehmen, die 10 % oder mehr ihrer Einnahmen mit der Exploration, der Förderung, dem Vertrieb oder der Veredelung von Erdöl erzielen;
- f) Unternehmen, die 50 % oder mehr ihrer Einnahmen mit der Exploration, der Förderung, der Herstellung oder dem Vertrieb von gasförmigen Brennstoffen erzielen;
- g) Unternehmen, die 50 % oder mehr ihrer Einnahmen mit der Stromerzeugung mit einer THG-Emissionsintensität von mehr als 100 g CO<sub>2</sub> e/kWh erzielen.

Für die Zwecke von Buchstabe a bezeichnet der Ausdruck „umstrittene Waffen“ die im Sinne der internationalen Verträge und Übereinkommen, der Grundsätze der Vereinten Nationen und, soweit anwendbar, der innerstaatlichen Rechtsvorschriften definierten umstrittenen Waffen.

(2) Die Administratoren Paris-abgestimmter EU-Referenzwerte schließen alle Unternehmen von diesen Referenzwerten aus, bei denen sie oder externe Datenlieferanten im Einklang mit den in Artikel 13 Absatz 2 der vorliegenden Verordnung festgelegten Vorschriften über Schätzungen feststellen oder vermuten, dass die Unternehmen eines oder mehrere Umweltziele nach Artikel 9 der Verordnung (EU) 2020/852 des Europäischen Parlaments (\*) und des Rates erheblich beeinträchtigen.

## Locked-in Emissions



Bei gebundenen Emissionen handelt es sich um Schätzungen über künftige Treibhausgasemissionen, die wahrscheinlich durch die wichtigsten Vermögenswerte oder Produkte des Unternehmens verursacht werden.

Quellen: ESRS, S. 60 | Delegierte Verordnung (EU) 2020/1818, Artikel 12

# Ihr müsst in 2025 noch keinen Übergangsplan erstellen. Unsere klare Empfehlung jedoch, bereits dieses Jahr damit zu starten

*ESRS-E1, 16(j): Falls ein Unternehmen keinen Übergangsplan hat, muss es angeben, „ob und ggf. wann es einen solchen beschließen wird“*

## Option 1: Übergangsplan erst in Zukunft angehen

- + Weniger Stress dieses Jahr
- + Mehr Zeit für DWA & CCF-Berechnung, sowie EU-Taxonomie<sup>1</sup>
- Ein Großteil der Inhalte eines Übergangsplans müssen Sie ohnehin an anderer Stelle der CSRD angeben:
  - ☑ E1-3) Maßnahmen zum Klimaschutz & Anpassung inkl. Finanzmittel (CapEx/OpEx)
  - ☑ E1-4) Klimaziele
  - ☑ E1-6) THG-Emissionen (Scope 3 für Unternehmen <750 MA erst ab 2. Jahr fällig)
  - ☑ E1-9) Finanzielle Effekte (1-3 Jahre phase-in)

<sup>1</sup> Die EU-Taxonomie gilt für NFRD-pflichtige Unternehmen bereits jetzt

## Option 2: Übergangsplan in 2025 erstellen

- + Frühere Klarheit über notwendige ganzheitliche Strategien
- + Bessere Positionierung auf dem Markt
- Zusätzlicher Aufwand für folgende Themen:
  - ☑ Einbettung in allgemeine Geschäftsstrategie & Finanzplanung
  - ☑ Abstimmung der Strategie mit Führungsgremien



Unsere Empfehlung: Geht das Thema Klima ganzheitlich an und nutzt den Übergangsplan als strategisches Instrument

# E1-2) Konzepte in Zusammenhang mit Klimaschutz und -anpassung

## E1-2) Konzepte (P = Policies)

### E1-2: Klima-Konzepte

E1-2\_01: Nachhaltigkeitsaspekte, zu denen es Konzepte zum Thema Klimawandel gibt

### E1.MDR-P: Mindestangaben zu Konzepten/Strategien

E1.MDR-P\_01: Beschreibung der wesentlichen Inhalte der Konzepte

E1.MDR-P\_02: Umfang der Konzepte

E1.MDR-P\_03: Beschreibung der höchsten Ebene im Unternehmen, die für die Umsetzung der Konzepte verantwortlich ist

E1.MDR-P\_04: Offenlegung von Drittanbieter-Standards oder -Initiativen, die durch die Umsetzung der Konzepte eingehalten werden

E1.MDR-P\_05: Beschreibung der Berücksichtigung der Interessen wichtiger Stakeholder bei der Festlegung der Konzepte

E1.MDR-P\_06: Erläuterung, ob und wie die Konzepte betroffenen Stakeholdern sowie jenen, die bei der Umsetzung mitwirken sollen, zugänglich gemacht wird

E1.MDR-P\_07: Gründe für das Nichtvorliegen von Konzepten

E1.MDR-P\_08: Zeitrahmens, in dem das Unternehmen die Einführung von Konzepten anstrebt

07 & 08 in EFRAG Update ergänzt (Dez 24)

### E1-2 Policies related to climate change mitigation and adaptation

The following policies are in place to manage our material impacts, risks and opportunities related to climate change and apply to assets and locations as outlined in our management system. The policies were informed by our key stakeholders, including internal and external experts, where applicable. Whether or not the climate policies address topics including climate change mitigation, energy efficiency and renewable energy, are described as part of the respective policy descriptions. Climate change adaptation is currently not assessed to be a material topic on portfolio level, and as a consequence policies and risks and opportunities related to physical climate risks are not described. The status of our physical climate risk assessment work is presented to support this.

**Equinor Book**  
The full overview of the Equinor Book can be found in [General disclosures](#). Relevant provisions to this section include our ambition of transforming our company to provide energy by optimising oil and gas, continuing our high value growth in renewables and developing new market opportunities for low carbon solutions. The Equinor Book outlines that we are reducing the carbon footprint of our energy production and aim to be a net-zero company in 2050.

The Equinor Book applies to all material E1 IROs.

**01 Environmental Policy**  
Equinor's Environmental Policy sets out our commitment towards the environment and nature. The environmental policy applies across Equinor operated assets. Equinor's controlled companies for all activities and phases of our capital value process. It outlines our commitments to mitigate potential negative impacts from our business activities and contribute to concerted actions to positively impact nature in support of relevant international conventions and agreements, including the Paris agreement and the Kunming-Montreal Global Biodiversity Framework. It additionally delineates our actions to integrate due diligence within our governance, risk and performance frameworks. Where potential impacts lay beyond Equinor operated assets and Equinor-controlled companies, the policy outlines our stance to actively influence, engage, and collaborate with relevant actors. Specific provisions particularly related to climate change include the identification of actual and potential impacts, risks and opportunities related to greenhouse gases and other emissions to air within our due diligence approach.

**02 Functional Requirement - Sustainability**  
The full overview of the Functional Requirement on Sustainability is found in [General disclosures](#). Relevant provisions to this section addressing climate change mitigation and energy efficiency, include requirements related to greenhouse gas emissions and methane emissions.

**03 The Environmental Policy is implemented within our management system, applies to all material E1 impacts, and is owned by the executive vice president of safety, security and sustainability.**

**Code of Conduct**  
The full overview of the Code of Conduct is found in G1-1. Relevant provisions to this section include requirements on environmental aspects, including that we systematically manage our environmental practices and principles and are required to comply with applicable environmental laws and regulations. We work actively to limit greenhouse gas emissions from our activities.

The Code of Conduct applies to all material E1 impacts, risks, and opportunities.

**Functional Requirement - Sustainability**  
The full overview of the Functional Requirement on Sustainability is found in [General disclosures](#). Relevant provisions to this section addressing climate change mitigation and energy efficiency, include requirements related to greenhouse gas emissions and methane emissions.

This functional requirement applies to all material E1 impacts with specific requirements towards climate change impacts including 'greenhouse gas emissions' and 'methane emissions'.

**Work Requirement - Sustainability Data**  
The full overview of Equinor's Work Requirement on Sustainability Data is found in [General disclosures](#). Relevant provisions include requirements for climate data including emissions of CO<sub>2</sub>, methane and N<sub>2</sub>O, energy consumption, flared hydrocarbons, greenhouse gas reductions, emissions forecasts, hydrocarbons produced and recording of equity share. There are additional requirements related to calculation of energy produced from renewables, installed capacity renewables, and energy produced at gas fired power plants.

This work requirement applies to all material E1 impacts.

**Additional policy positions**  
We advocate for regulations and frameworks in support of the Paris Agreement and work with governments to establish policy frameworks that enable and accelerate the energy transition. We prioritise efforts that drive scale-up of low-carbon energy system while addressing affordability and security of supply. Our main policy priorities include:

- A holistic and technology-neutral approach towards decarbonisation objectives, with a focus on outcomes rather than mandates for specific solutions.
- Stable and market-oriented policy frameworks that are coordinated and compatible at regional, national and local government levels.
- Effective and transparent carbon pricing to incentivise investments in low-carbon technologies and business models. The most efficient approach to carbon pricing is through market-based mechanisms such as carbon taxes or cap-and-trade systems.
- Availability of, and access to, electricity, to enable emissions reductions for operations on the Norwegian continental shelf.
- Clarity and acceleration of acreage leasing, permitting and fiscal regulators for renewable and CCS projects.

We conduct and publish annual reviews of industry association and membership organisation alignment with support of the Paris Agreement to ensure transparency.

We have also established expectations towards our suppliers related to climate. These include setting net-zero ambitions and near-term emissions reduction targets, and publicly disclosing scope 1 & 2 emissions and estimates for scope 3 emissions.

### GOV-5

**Equinor Book**  
Equinor's overall vision is outlined in the Equinor Book outlining who we are and how we work. 'Who we are' describes what drives us across the business. This is what we call our core 8. It includes the following:

- Our purpose
- Safety, to keep our people safe
- Our values, which guide our behaviour
- Our ethics and compliance, which guide us in always doing the right thing
- Our values-based performance culture and our leadership principles

'How we work' describes how we drive performance and enable safe, profitable, and sustainable results. It reflects our collaborative culture and ensures that we manage risks and execute tasks safely and with precision, while continuously improving along the way.

The Equinor Book is the core of our management system. It describes the most important requirements for the whole company and defines a common framework for the way we work. The Equinor Book is implemented within our management system, owned by the executive vice president of safety, security and sustainability and is valid globally for all Equinor locations.

# E1-3) Maßnahmen und Mittel im Zusammenhang mit den Klimakonzepten

## E1-3) Maßnahmen (A= Actions)

### E1-3: Maßnahmen und Mittel im Zusammenhang mit den Klimakonzepten

- E1-3\_01: Dekarbonisierungshebel - Typ
- E1-3\_02 (v): Art der Anpassungslösung
- E1-3\_03: Erzielte Verringerung von THG-Emissionen
- E1-3\_04: Erwartete Verringerung von THG-Emissionen
- E1-3\_05: Abhängigkeit von der Verfügbarkeit und Zuweisung von Ressourcen
- E1-3\_06: Bezug von CapEx & OpEx für Maßnahme zu Posten im Finanzbericht
- E1-3\_07: Bezug von CapEx & OpEx zu Leistungsindikatoren aus (EU) 2021/2178
- E1-3\_08: Bezug von CapEx & OpEx zu CapEx-Plan nach (EU) 2021/2178

Leistungsindikatoren = Umsatz, CapEx & OpEx

07) Offenlegungsrechtsakt der EU Taxonomie

### E1.MDR-A: Mindestangaben zu Maßnahmen

- E1.MDR-A\_01: Nennung der zentralen Maßnahme
- E1.MDR-A\_02: Beschreibung des Anwendungsbereichs der zentralen Maßnahme
- E1.MDR-A\_03: Zeithorizont bis zum Abschluss der Maßnahme (Plan)
- E1.MDR-A\_04: Beschreibung und Ergebnisse zur Unterstützung Betroffener (Impacts)
- E1.MDR-A\_05: Informationen zum Fortschritt von Maßnahmen aus früheren Berichten
- E1.MDR-A\_06: Art der aktuellen und zukünftigen (finanziellen) Ressourcen
- E1.MDR-A\_07: Bezug zu relevanten Beträgen in Finanzberichten
- E1.MDR-A\_08: Finanzielle Ressourcen nach Zeithorizont und Ressourcenart
- E1.MDR-A\_09: Aktuelle dem Aktionsplan zugewiesene CapEx
- E1.MDR-A\_10: Aktuelle dem Aktionsplan zugewiesene OpEx
- E1.MDR-A\_11: Zukünftige dem Aktionsplan zugewiesene CapEx
- E1.MDR-A\_12: Zukünftige dem Aktionsplan zugewiesene OpEx
- E1.MDR-A\_13: Offenlegung der Gründe für das Nichtvorliegen von Maßnahmen
- E1.MDR-A\_14: Zeitrahmen, in dem das Unternehmen die Einführung anstrebt

Quellen Equinor, Annual Report 2024, S.110-115

13 & 14 in EFRAG Update ergänzt (Dez 24)

#### E1-3 Actions and resources in relation to climate change policies

**Operated greenhouse gas emissions ambition - actions and resources**  
Equinor plans to reach our 2030 ambition for reduction of greenhouse gases from our operated assets through a combination of measures, including energy efficiency measures, electrification of long lifespan installations and portfolio management. The emissions reductions from 2025 to 2030 will build on the significant progress made since 2015.

**01 Electrification of long-lifespan installations**  
Electrification of long-lifespan installations is the most effective and cost-efficient measure for reduction of operational emissions. For some installations, full electrification will be optimal, while for others, partial electrification will be more appropriate. Thus, some turbine generated gas power will still be used.

Offshore, the energy efficiency of power production is about 25-30% whereas in onshore Europe, efficiency is about 60% if used in a gas-fired power plant, and close to 100% when used for heating and industry. Replacing gas turbines offshore, either completely or partially with electric power therefore provides increased energy efficiency and global climate benefits.

Electrification projects are capital intensive and as about 95% of the costs associated with our decarbonisation actions are related to electrification projects, only capex for electrification is included in the costs presented.

#### 01 Energy efficiency measures

Energy efficiency measures are also important drivers for reducing emissions, and we have cut around 2 million tonnes CO<sub>2</sub> since 2015 through implementation of an energy management process for all assets, and with nearly one hundred further actions in implementation or planning. Further initiatives are in the planning or an implementation phase. The costs for energy efficiency measures are more difficult to quantify, as improved energy management has many positive outcomes in addition to reducing greenhouse gas emissions. As the costs for energy efficiency measures are estimated to -5% of the total capex spent on decarbonisation actions, these costs are not included in the table below.

**02 Decarbonisation - actions and resources: 2024**  
Since 2015, we have reduced our gross scope 1 and 2 greenhouse gas emissions by 34%. From 2023 to 2024 the emissions reduction was 0.6 million tonnes. Our upstream CO<sub>2</sub> intensity improved from 6.7 kg CO<sub>2</sub>/boe to 6.2 kg CO<sub>2</sub>/boe.

The installations Sleipner, Troll B and Troll C were partially electrified in 2024. Hywind Tampen, an offshore wind farm providing power to Snorre and Gullfaks oil and gas fields in the North Sea, started operations in 2023, and as we reported 50% of the costs last year, 50% of the costs are reported in 2024. Gino Krog was fully electrified in 2024. Replacement of the Randgrid FSO with an oil export pipeline to Sleipner A has also reduced the emissions. The Hamdal installation was decommissioned in 2023, and this has also contributed to emission reductions.

**01 Decarbonisation - actions and resources: 2025-2030**

Several projects will contribute to decarbonisation towards 2030. These include the following sanctioned (projects that were subject to a final investment decision) and non-sanctioned projects (project in earlier planning phases).

#### 01

- Full electrification of Troll C, Hammerfest LNG, Grane, Snorre A og B (Tampen).
- Partial electrification of Oseberg field center and Oseberg South, Njord, Gullfaks C (Tampen), Heidrun (Hatten), Kristin (Hatten) and Åsgard B (Hatten).
- Kårstø reduced emissions project.
- Several smaller emission reduction projects, as e.g. retrofit of power system to combined cycle at Stafford C.

Emission reductions from the different projects and increased emissions from oil and gas projects yet to come on stream are also included in the figure below.

The portfolio of projects coming on stream over the next 10 years have a lifetime upstream CO<sub>2</sub> intensity below 7 kilograms per barrel.

Equinor expects greenhouse gas emission costs to increase from current levels and to have a wider geographical range than today. Today, in addition to paying CO<sub>2</sub> taxes in Norway, Equinor is subject to the EU ETS in Norway and Germany, and emission trading systems in the UK and Canada. We will also be subject to the Brazilian emissions trading system. Two thirds of our equity production is produced on the Norwegian continental shelf. Norway's Climate Action Plan for the period 2021-2030 (Meld. St. 13 (2020-2021)) assumes a gradually increased CO<sub>2</sub> cost (the total of EU ETS quotas + Norwegian CO<sub>2</sub> tax) in Norway to 2000 NOK/tonne CO<sub>2</sub> (real 2020) in 2030.

The change in capex due to electrification is based on cost of power and reduced CO<sub>2</sub> costs. In addition, there will be revenue from saved fuel gas sales.

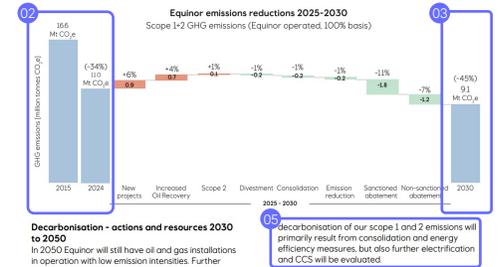
Capex (full cycle) and change in opex (full cycle, over the life-time) after implementation of the decarbonisation projects are given in the table below.

#### Marginal Abatement Cost Curves (MAACs)



Implementation year	2024		Projects
	CAPEX (full cycle) [MNOK24]	OPEX (full cycle) [MNOK24]	
Implemented abatement - Electrification and alternative oil export	8,500	-14,000	Electrification of Sleipner and Gino Krog (100%), and Troll B and C (50%), Gino Krog alternative oil export
Implemented abatement - Offshore wind	4,000	11,000	Hywind Tampen (50%)
Sanctioned abatement (on execution)	25,000	-16,000	Electrification of Troll B and C (50%), Oseberg Nord and Hammerfest LNG, Stafford C combined cycle, Electrification of Grane, Tampen and Hatten, Kårstø reduced emissions projects
Non-sanctioned abatement	58,600	-40,000	

1) OPEX is based on reduced CO<sub>2</sub> costs and electricity costs. In addition, there will be revenue from saved fuel gas sales.



**Decarbonisation - actions and resources 2030 to 2050**  
In 2050 Equinor will still have oil and gas installations in operation with low emission intensities. Further

**05** decarbonisation of our scope 1 and 2 emissions will primarily result from consolidation and energy efficiency measures, but also further electrification and CCS will be evaluated.

Equinor listet noch 4 weitere Seiten mit Maßnahmen

# E1-4) Ziele in Zusammenhang mit Klimaschutz und -anpassung

## E1-4) Ziele (T= Targets)

**E1-4:**  
Ziele im Zusammenhang mit dem Klimaschutz und der Anpassung an den Klimawandel

- E1-4\_01: Festlegung von THG-Reduktions-/Klimazielen zur Steuerung wesentlicher IROs
- E1-4\_02: THG-Emissionsreduktionsziele [Tabelle]
- E1-4\_03/04/05: Absoluter Wert / Prozentsatz / Intensitätswert - Gesamtreduktion
- E1-4\_06/07/08: Absoluter Wert / Prozentsatz / Intensitätswert - Scope 1 Reduktion
- E1-4\_09/10/11: Absoluter Wert / Prozentsatz / Intensitätswert - standortbezog. Scope 2 Reduktion
- E1-4\_12/13/14: Absoluter Wert / Prozentsatz / Intensitätswert - marktbasierten Scope 2 Reduktion
- E1-4\_15/16/17: Absoluter Wert / Prozentsatz / Intensitätswert - Scope 3 Reduktion
- E1-4\_18: Sicherstellung der Konsistenz der Verringerung der THG-Emissionen
- E1-4\_19 (v): Vergangene Fortschritte bei der Zielerreichung vor dem aktuellen Basisjahr
- E1-4\_20/21: Sicherstellung der Repräsentativität des Basiswerts / Einfluss auf das neue Ziel **Max 3 Jahre alt**
- E1-4\_22: Klarstellung, ob THG-Ziel wissenschaftsbasiert und 1,5 °C-kompatibel ist **Achtung!**
- E1-4\_23: Dekarbonisierungshebel und quantitativer Beitrag zum THG-Ziel
- E1-4\_24: Nutzung von vielfältigen Klimaszenarien zur Bestimmung von Hebeln

**E1.MDR-T:**  
Mindestangaben zu Zielen

- E1.MDR-T\_01: Beziehung zu Konzept/Strategie
- E1.MDR-T\_02: Ziel (messbar)
- E1.MDR-T\_03: Art des Ziels
- E1.MDR-T\_04/05/06/07: Anwendungsbereichs / Ausgangswert / Basisjahr / Zeitraum
- E1.MDR-T\_08: Angabe von Meilensteinen oder Zwischenzielen
- E1.MDR-T\_09/10: Verwendete Methoden und wesentlichen Annahmen / Basierung auf Wissenschaft
- E1.MDR-T\_11: Stakeholder-Einbeziehung bei Zielsetzung (ob und wie)
- E1.MDR-T\_12/13: Zieländerungen / Leistung im Verhältnis zum offengelegten Ziel
- E1.MDR-T\_14/15 (v): Zeitrahmen bis Zielsetzung / Begründung für fehlende Ziele
- E1.MDR-T\_16: Wirksamkeit in Bezug auf wesentliche Nachhaltigkeitsthemen
- E1.MDR-T\_17: Prozesse zur Überwachung der Wirksamkeit von Maßnahmen/Konzepten
- E1.MDR-T\_18/19: Ambitionsniveau & Indikatoren / Basisjahr zur Fortschrittsbewertung

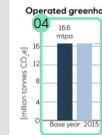
Quellen Equinor, Annual Report 2024, S.106, 108-110

14 & 15 in EFRAG Update ergänzt (Dez 24)

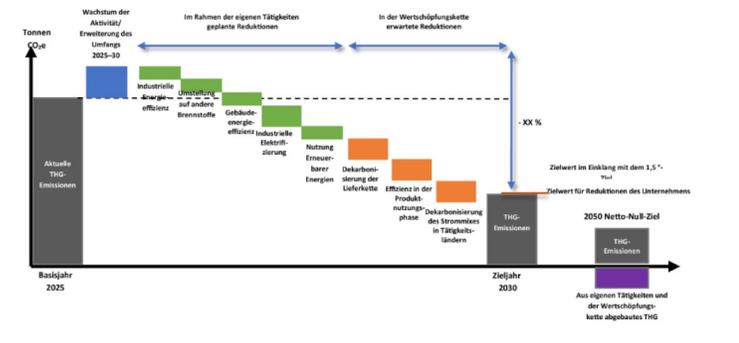
**E1-4**  
Targets related to climate and adaptation  
Our ambitions to reduce greenhouse emissions, outcome-oriented cover our significant opportunities in accordance with ESRS.  
We have established greenhouse emissions to manage our net emissions from assets where control (Scope 1 and 2) controls.  
4% of our value chain emissions from purchased energy, incl. heating and cooling (scope 2) is 1.5% dependent on an expansion vs. market-based emissions from our value chain emissions from use of energy emissions and emissions from are currently included in our



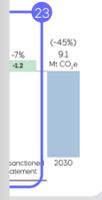
**Operated greenhouse**  
Equinor has established 10% of our operated assets where we have ambition to reduce greenhouse gas emissions relative to 2015. We to be met by absolute maximum 10% carbon dioxide reductions by 2030. corresponds to the y can chart our emissions according to a Paris-



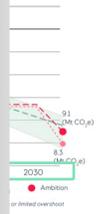
**AR 31.** Das Unternehmen kann seine THG-Emissionsreduktionsziele zusammen mit seinen Klimaschutzmaßnahmen (siehe Abschnitt AR 19) als Tabelle oder grafischen Pfad vorlegen, aus denen die Entwicklungen im Laufe der Zeit hervorgehen. Die folgende Abbildung und Tabelle enthalten Beispiele für die Kombination von Zielen und Dekarbonisierungshebeln:



	Basisjahr (z. B. 2025)	Ziel für 2030	Ziel für 2035	Ziel bis 2050
THG-Emissionen (in Tausend Tonnen CO <sub>2</sub> e)	100	60	40	
Energieeffizienz und Verbrauchssenkung	-	- 10	- 4	
Materialeffizienz und Verbrauchssenkung	-	- 5	-	
Brennstoffwechsel	-	- 2	-	
Elektrifizierung	-	-	- 10	
Nutzung erneuerbarer Energien	-	- 10	- 3	
Schrittweise Einstellung, Ersetzung oder Änderung des Produkts	-	- 8	-	
Schrittweise Einstellung, Ersetzung oder Änderung des Verfahrens	-	- 5	- 3	
Sonstiges	-	-	-	



sondern ist ca.



bute around 3% of our operated basis (based as been awarded the Oil O (OGMP 2.0) Gold was established. The missions ambition are emissions.

# E1-5) Energieverbrauch und Energiemix

## E1-5) Energieverbrauch und Energiemix

### E1-5: Energieverbrauch und Energiemix

- E1-5\_01: Gesamtenergieverbrauch im Zusammenhang mit eigenen Betrieben
- E1-5\_02: Gesamtenergieverbrauch aus fossilen Quellen
- E1-5\_03: Gesamtenergieverbrauch aus nuklearen Quellen
- E1-5\_04: Prozentsatz des Energieverbrauchs aus Kernenergiequellen vom Gesamt
- E1-5\_05: Gesamtenergieverbrauch aus erneuerbaren Quellen
- E1-5\_06: Brennstoffverbrauch aus erneuerbaren Quellen
- E1-5\_07: Verbrauch von Strom, Wärme, Dampf und Kühlung aus erneuerbaren Quellen
- E1-5\_08: Eigenverbrauch erneuerbarer Energien ohne Brennstoffe
- E1-5\_09: Prozentsatz der erneuerbaren Quellen am gesamten Energieverbrauch
- E1-5\_10: Kraftstoffverbrauch aus Kohle und Kohleprodukten
- E1-5\_11: Brennstoffverbrauch aus Rohöl und Mineralölprodukten
- E1-5\_12: Brennstoffverbrauch aus Erdgas
- E1-5\_13: Brennstoffverbrauch aus anderen fossilen Quellen
- E1-5\_14: Verbrauch von Strom, Wärme, Dampf oder Kühlung aus fossilen Quellen
- E1-5\_15: Prozentsatz der fossilen Quellen im gesamten Energieverbrauch
- E1-5\_16: Produktion von nicht erneuerbarer Energie
- E1-5\_17: Erneuerbare Energieproduktion
- E1-5\_18: Energieintensität der Aktivitäten in klimaintensiven Sektoren
- E1-5\_19: Gesamtenergieverbrauch durch Tätigkeiten in klimaintensiven Sektoren
- E1-5\_20: Klimaintensive Sektoren zur Bestimmung der Energieintensität verwendet
- E1-5\_21: Verbindung der Einnahmen aus klimaintensiven Sektoren zu Finanzabschluss
- E1-5\_22 (v): Nettoumsatzerlös aus Aktivitäten in klimaintensiven Sektoren
- E1-5\_23 (v): Nettoumsatzerlös aus Tätigkeiten außerhalb von klimaintensiven Sektoren

Datenpunkt von EFRAG gestrichen

Quellen Equinor, Annual Report 2024, S.116

**E1-5**  
**Energy consumption and mix**  
 Power and heat generation represents the largest source of direct greenhouse gas emissions (scope 1) from own operations. In addition, we purchase electricity from the grid with associated indirect greenhouse gas emissions (scope 2).

	Unit	Own operations (equity share)	
		2024	
Fuel consumption from coal and coal products	MWh	0	
Fuel consumption from crude oil and petroleum products	MWh	7,847,846	
Fuel consumption from natural gas	MWh	23,936,445	
Fuel consumption from other fossil sources	MWh	2,615,073	
Consumption of purchased or acquired electricity, heat, steam, and cooling from fossil sources	MWh	2,504,300	
<b>02 Total energy consumption from fossil sources</b>	<b>MWh</b>	<b>36,903,665</b>	
<b>Share of fossil sources in total energy consumption</b>	<b>%</b>	<b>98.4</b>	
<b>03 Total energy consumption from nuclear sources</b>	<b>MWh</b>	<b>268,189</b>	
<b>Share of consumption from nuclear sources in total energy consumption</b>	<b>%</b>	<b>0.7</b>	<b>04</b>
Fuel consumption from renewable sources including biomass, biofuels, biogas, hydrogen from renewable sources, etc.	MWh	48,386	<b>06</b>
Consumption of purchased or acquired electricity, heat, steam, and cooling from renewable sources	MWh	165,704	
Consumption of self-generated non-fuel renewable energy	MWh	132,446	<b>08</b>
<b>05 Total energy consumption from renewable sources</b>	<b>MWh</b>	<b>346,536</b>	
<b>Share of renewable sources in total energy consumption</b>	<b>%</b>	<b>0.9</b>	<b>09</b>
<b>01 Total energy consumption</b>	<b>MWh</b>	<b>37,518,390</b>	

<sup>17)</sup> Equinor revenue stem from activities in high climate impact sectors: Extraction of crude petroleum and natural gas (Division 06), Manufacture of coke and refined petroleum products (Division 19), Manufacture of chemicals and chemical products (Division 20) and Electricity, gas, steam and air conditioning supply (Division 35).

„Klimaintensive Sektoren“ = Sektoren in Anhang I Abschnitte A bis H und Abschnitt L der Verordnung (EG) Nr. 1893/2006

- A: Land- und Forstwirtschaft, Fischerei
- B: Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden
- C: Verarbeitendes Gewerbe / Herstellung von Waren
- D: Energieversorgung
- E: Wasserversorgung; Abwasser- und Abfallversorgung und Beseitigung von Umweltverschmutzung
- F: Baugewerbe / Bau
- G: Hand; Instandhaltung und Reparatur von Kraftfahrzeugen
- H: Verkehr und Lagerei
- L: Grundstücks- und Wohnungswesen

In 2024 the total energy consumption from own operations was 37.5 TWh. Energy consumption from fossil, nuclear and renewable sources accounted for 98%, 1% and 1% of the total energy consumption, respectively. Due to changes in reporting boundaries, the change in total energy consumption compared to the previous reporting year is not feasible.

In 2024, our oil and gas production was 1,198 TWh. Equity energy delivered to grid was 2.0 TWh from non-renewable sources and 4.8 TWh from renewable sources, as disaggregated in the table below.

	Unit	Equity energy production	
		2024	
Oil production from own operations	MWh	627,045,715	
Gas production from own operations	MWh	570,710,880	
<b>Oil and gas production</b>	<b>MWh</b>	<b>1,197,756,595</b>	
Gas to power from joint ventures	MWh	1,981,193	
Non-renewable energy production from financial investments	MWh	13,621	
<b>Non-renewable energy delivered to grid</b>	<b>MWh</b>	<b>1,994,814</b>	
Renewable energy production from own operations and joint ventures	MWh	2,801,647	
Renewable energy production from financial investments	MWh	2,043,135	
<b>Renewable energy delivered to grid</b>	<b>MWh</b>	<b>4,844,782</b>	

The energy intensity from our activities<sup>17</sup> was 370 MWh/USD million in 2024. Net revenue consists of the reported revenue for contracts with customers included in section 4.1 note 7 Total revenues and other income, to the Consolidated financial statements.

	Unit	Own operations (equity share)	
		2024	
Total energy consumption from activities in high climate impact sectors per net revenue from activities in high climate impact sectors	MWh/ USD million	370	

# E1-6) THG-Bruttoemissionen der Kategorien Scope 1, 2 und 3

## E1-6) THG-Emissionen

- E1-6\_01: Bruttoemissionen der Scope Kategorien 1, 2, 3 und gesamt
- E1-6\_02: Emissionen nach finanzieller und operativer Kontrolle
- E1-6\_03: Emissionen nach Land, Geschäftsbereich, Aktivität, Gesellschaft, THG-Kategorie & Typ
- E1-6\_04/05: Scope 3 Emissionen (gesamt) nach GHG-Protokoll / ISO 14064-1 **05 in Tanso aktuell ausgeblendet**
- E1-6\_06: Verteilung der Bruttoemissionen in der Lieferkette (vor/nach/eigene Aktivität)
- E1-6\_07/08: Scope 1 Emissionen / Prozentsatz aus regulierten Emissionshandelssystemen
- E1-6\_09/10: Scope 2 Emissionen – standortbasiert / marktbasierend
- E1-6\_11: Scope 3 Emissionen nach signifikanten Kategorien
- E1-6\_12/13: Gesamte THG-Emissionen – standortbasiert / marktbasierend
- E1-6\_14: Änderungen beim Unternehmen / Wertschöpfungskette & Auswirkung auf Vergleichbarkeit
- E1-6\_15: Methoden, Annahmen und Emissionsfaktoren zur Berechnung der Emissionen
- E1-6\_16: Veränderungen zwischen Berichten der Wertschöpfungskette und eigenem Bericht
- E1-6\_17: Biogene CO<sub>2</sub>-Emissionen, die nicht in den Scope 1 enthalten sind
- E1-6\_18/19: Prozentsatz / Offenlegung der vertraglichen Instrumente (Scope 2)
- E1-6\_20 (v): Prozentsatz marktorientierter Scope 2 Emissionen mit Herkunftsnachweisen
- E1-6\_21: Prozentsatz der vertraglichen Instrumente - Attribute zur Energieerzeugung (Scope 2)
- E1-6\_22: Prozentsatz vertraglicher Instrumente - entbundelte Energieattributansprüche (Scope 2)
- E1-6\_23: Arten von Vertragsinstrumenten – inkl. E1-6\_21 & 22
- E1-6\_24/28: Biogene CO<sub>2</sub>-Emissionen, die nicht in Scope 2 / Scope 3 enthalten sind
- E1-6\_25: Prozentsatz von Scope 3 unter Verwendung von Primärdaten
- E1-6\_26: Grund für den Ausschluss von Scope 3 Kategorien
- E1-6\_27: Liste der inkludierten Scope 3 Kategorien
- E1-6\_29: Berichtsgrenzen und Berechnungsmethoden zur Schätzung von Scope 3
- E1-6\_30/31: Emissionsintensität, standortbasiert / marktbasierend (Gesamtemissionen pro Nettoumsatz)
- E1-6\_32: Überleitung zu den Jahresabschlüssen des Nettoumsatzes zur Berechnung der Intensität
- E1-6\_33/34/35: Nettoerlös – Gesamt / zur Berechnung verwendet / nicht zur Berechnung verwendet

### E1-6: THG-Bruttoemissionen der Kategorien Scope 1, 2 und 3 sowie THG-Gesamtemissionen

Quellen Equinor, Annual Report 2024, S.117-118

#### GHG emissions

Scope	Emissions (tCO <sub>2</sub> e)	Unit	Operational control (100%)		
			2024	2023	2024
<b>Scope 1 GHG Emissions</b>					
01	Gross Scope 1 GHG emissions (tCO <sub>2</sub> e)	tCO <sub>2</sub> e	8,331,465	5,452,260	10,888,431
	Percentage of Scope 1 GHG emissions from regulated emission trading schemes	%	6%	9%	6%
<b>Scope 2 GHG Emissions</b>					
02	Gross location-based Scope 2 GHG emissions	tCO <sub>2</sub> e	76,333	79,282	112,205
03	Gross market-based Scope 2 GHG emissions	tCO <sub>2</sub> e	1,492,972	3,136,183	4,463,099
<b>Significant scope 3 GHG emissions</b>					
04	Total Gross indirect Scope 3 GHG emissions	tCO <sub>2</sub> e	278,123,188		
05	1 Purchased goods and services	tCO <sub>2</sub> e	1,515,984		
06	2 Capital goods	tCO <sub>2</sub> e	898,497		
07	3 Fuel and energy related activities	tCO <sub>2</sub> e	256,830		
08	4 Upstream transportation and distribution	tCO <sub>2</sub> e	3,996,362		
09	5 Waste generated in operations	tCO <sub>2</sub> e	28,275		
10	6 Business travel	tCO <sub>2</sub> e	101,316		
11	7 Employee commuting	tCO <sub>2</sub> e	19,017		
12	8 Upstream leased assets	tCO <sub>2</sub> e	0		
13	9 Downstream transportation and distribution	tCO <sub>2</sub> e	0		
14	10 Processing of sold products	tCO <sub>2</sub> e	12,937,500		
15	11 Use of sold products	tCO <sub>2</sub> e	251,454,333		
16	12 End-of-life treatment of sold products	tCO <sub>2</sub> e	5,735,771		
17	13 Downstream leased assets	tCO <sub>2</sub> e	0		
18	14 Financial investments	tCO <sub>2</sub> e	1,269,222		
<b>Total GHG emissions</b>					
19	Total GHG emissions (location-based)	tCO <sub>2</sub> e	286,535,986		
20	Total GHG emissions (market-based)	tCO <sub>2</sub> e	287,952,225		

1) Location-based Scope 3 categories are reported using a 100% operational control approach. 2) Not in accordance with ESRB EI 50a. 3) In accordance with ESRB EI 50a.

#### Methodologies and measurements

Equinor follows the accounting principles outlined in the Greenhouse Gas Protocol for reporting of greenhouse gas emissions. The reporting covers carbon dioxide (CO<sub>2</sub>), methane (CH<sub>4</sub>), and nitrous oxide (N<sub>2</sub>O). The Global Warming Potentials (GWPs) used to express these emissions as CO<sub>2</sub> equivalents are based on the AR-6 reference.

The greenhouse gas and energy methodology descriptions apply to Equinor operated licenses. This information is currently not collected from our partners. Reported figures are a combination of own data and collected data from our partners. Gathering of data from our partners and our approach for estimates are further described in General disclosures 07-2.

#### GHG intensity per net revenue

Scope	Intensity (tCO <sub>2</sub> e/USD million)	Unit	2024	2023
21	Total GHG emissions (location-based)	tCO <sub>2</sub> e/USD million	2,829	
22	Total GHG emissions (market-based)	tCO <sub>2</sub> e/USD million	2,845	

1) Not in accordance with the reported revenue for contracts with customers included in note 7. Total revenues and other income in the Consolidated financial statements.

#### Generation of contractual instruments

Contractual instrument	Equity energy production (MWh)		Share of contractual instrument generation (%)		Electricity sales bundled with contractual instruments (%)	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023
23	Guarantees of Origin (GOs)	227,688	10%	-	-	-
24	Renewable Obligation Certificates (ROCs)	1,028,444	45%	-	-	-
25	Renewable Energy Guarantees of Origin (REGOs)	1,033,260	45%	-	-	-

1) Shell, Zappfry, Lipo & Wilco (Pwnt); 2) Hywind & Sheringham Shoal (S&S); 3) Sheringham Shoal, Dudgeon & Hywind (S&H).

#### Biogenic emissions

14 tonnes biogenic emissions of CO<sub>2</sub> (scope 1) from the combustion of biomass were emitted in 2024. These are not included in our scope 1 greenhouse gas emissions. Any biogenic CO<sub>2</sub> emissions related to scope 2 or scope 3 are included in the respective scope 2 and scope 3 greenhouse gas emissions reporting.

#### Use of contractual instruments

Equinor generated contractual instruments through renewable energy production from European assets in 2024. An overview of volumes of different contractual instruments generated is listed below. No merchant electricity sales were bundled with attributes related to these contractual instruments. Equinor did not purchase electricity bundled with contractual instruments for our own consumption.

#### Greenhouse gas intensity per net revenue

Total greenhouse gas intensity per net revenue (location-based factor for purchase of electricity) was 2,829 tonnes CO<sub>2</sub>e/USD million. Total greenhouse gas intensity per net revenue (market-based factor for purchase of electricity) was 2,845 tonnes CO<sub>2</sub>e/USD million.

#### Value chain emissions (scope 3)

Scope 3 categories and associated boundaries and methodologies are described below. Scope 3 value chain emissions are reported using 100% operational control for upstream categories, while downstream categories follow the own operations approach.

- Category 1 - Purchased goods and services: The majority of the calculations rely on a spend-based approach, using category 2024 expenditure multiplied by spend-based methodology with relevant emission factors.
- Category 2 - Capital goods: Credits to take emissions from a wide range of components used in our projects and operations, such as pipes, coating, foundation, and equipment. The majority of emissions are based on supplier-specific data or component-level emissions, with some estimated at the raw material level using relevant emission factors. The production of low- and high-alloy steel are the main contributors.
- Category 3 - Fuel and energy-related activities: Includes upstream emissions from electricity, heat, and cooling purchased from third parties. Emissions are calculated using average-based methods, applying relevant life cycle emission estimates for categories 1-3 and 10-12 are based on either spend or production volumes, which are considered secondary data. The remaining categories (2% of total scope 3 emissions) are based on primary data. Equinor is currently working to increase the primary data collection going forward as process collection progress as we enhance our collaboration with our partners with regards to data sharing.

#### Scope 3 = 1 Jahr phase- in für Unternehmen ≤750 Mitarbeitenden

# E1-7) CO<sub>2</sub> -Zertifikate & E1-8) Interne CO<sub>2</sub> -Bepreisung

## E1-7) CO<sub>2</sub> -Zertifikate & E1-8) Interne CO<sub>2</sub> -Bepreisung

### E1-7: CO<sub>2</sub> - Zertifikate

- E1-7\_01: THG-Entnahme: Eigenbetrieb & Up-/Downstream
- E1-7\_02: Externe Emissionsreduktionen via CO<sub>2</sub>-Zertifikate
- E1-7\_03: Entnahmen und CO<sub>2</sub>-Zertifikate werden verwendet
- E1-7\_04: THG-Entnahmen und -Speicherung nach Bereich und Aktivitätsart
- E1-7\_05: Entnahmen und CO<sub>2</sub>-Zertifikate
- E1-7\_06: THG-Emissionen im Zusammenhang mit Entnahmetätigkeiten
- E1-7\_07: Umkehrungen
- E1-7\_08: THG-Entnahme: Methodik & Annahmen
- E1-7\_09: Verkauf von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten am freiwilligen Markt
- E1-7\_10: Verifizierte/entwertete CO<sub>2</sub>-Zertifikate außerhalb der Wertschöpfungskette
- E1-7\_11: Geplante Entwertung externer CO<sub>2</sub>-Zertifikate
- E1-7\_12: Umfang und Qualität der eingesetzten CO<sub>2</sub>-Zertifikate
- E1-7\_13/14: Prozentsatz der Reduktions- / Entfernungsjahre
- E1-7\_15: Art von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten aus Entnahmeprojekten

- E1-7\_16: Prozentsatz für anerkannten Qualitätsstandard
- E1-7\_17: Prozentsatz der Projekte aus der EU
- E1-7\_18: Prozentsatz, der als entsprechende Anpassung qualifiziert
- E1-7\_19: Datum der Stilllegung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten
- E1-7\_20: Anwendungsbereich, Methodik, Rahmenwerken und Neutralisationsansatz
- E1-7\_21: Öffentliche THG-Neutralitätsaussagen unter Einbezug von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten
- E1-7\_22: THG-Neutralitätsaussagen mit CO<sub>2</sub>-Zertifikaten beinhalten Reduktionsziele
- E1-7\_23: THG-Neutralitätsaussagen und CO<sub>2</sub>-Zertifikate behindern weder Emissions- noch Netto-Null-Ziele
- E1-7\_24: Verbindung von THG-Neutralitätsaussagen (inkl. CO<sub>2</sub>-Zertifikate) mit Emissionszielen und Wirkung auf die Zielerreichung
- E1-7\_25: Glaubwürdigkeit und Integrität der verwendeten Zertifikate

### E1-8: Interne CO<sub>2</sub>- Bepreisung

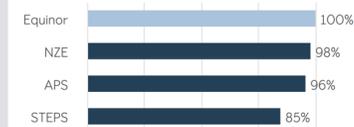
- E1-8\_01: CO<sub>2</sub>-Bepreisungssysteme nach Art
- E1-8\_02: Art des internen CO<sub>2</sub>-Bepreisungssystems
- E1-8\_03: Anwendungsbereichs des CO<sub>2</sub>-Bepreisungssystems
- E1-8\_04: CO<sub>2</sub>-Preis pro metrische Tonne Treibhausgasemission
- E1-8\_05: Annahmen zur Bestimmung des angewandten CO<sub>2</sub>-Preises
- E1-8\_06/07: Prozentsatz der abgedeckten Scope 1 / 2 Emissionen
- E1-8\_08: Prozentsatz der abgedeckten Scope 3 Emissionen
- E1-8\_09: Übereinstimmung mit dem CO<sub>2</sub>-Preis in den Finanzberichten

**E1-8 Internal carbon pricing**  
In our portfolio and decision analysis, our base assumptions include a carbon cost for all investment decisions. For internal carbon pricing purposes, we forecast the EU ETS price, the UK ETS price, and the Norwegian carbon tax. Forecasts are based on assessing current market movements and analysing long-term development, including policies and regulations. For the EU ETS, the forward market and long-term supply and demand balances are analysed. For the UK ETS, a spread with the EU ETS in the near term is assumed. The CO<sub>2</sub>-tax assumptions for Norwegian upstream assets are based on Norway's Climate Action Plan for the period 2021-2030 (Meld. St 13 (2020-2021)), assuming a gradually increased CO<sub>2</sub> tax (the total of EU ETS + Norwegian CO<sub>2</sub> tax) in Norway to 2,000 NOK/tonne (real 2020) in 2030.

01 An internal global carbon price is used in countries not covered by carbon pricing schemes. Starting from 02 2026, we use a default minimum at USD 92 per tonne (real 2024), that increases to USD 118 per tonne by 03 2030 and stays flat thereafter. This price is based on 04

an assessment of current carbon cost policy trajectories in major markets.

Carbon cost relative to base assumptions



This carbon cost is included in investment decisions and is part of break-even calculations when testing for profitability robustness. The actual CO<sub>2</sub> costs for Equinor-operated assets were USD 954 million in 2024.

### E1-7 Greenhouse gas removals and greenhouse gas mitigation projects financed through carbon credits

- 01 As CO<sub>2</sub> injection at Northern Lights has not started, Equinor has not contributed to removal and storage of CO<sub>2</sub> in 2024. This includes both within our own operations and in our upstream and downstream value chains.
- 02 Equinor has purchased and retired carbon credits outside our own value chain for the emissions associated with our employee's business flights outside Europe (upstream scope 3, greenhouse gas Protocol category 6). In the reporting period 2024, Equinor retired 75,952 metric tonnes of CO<sub>2</sub>e carbon credits that were verified against a recognised quality standard. In 2024, Equinor used only Verra's Verified Carbon Standard (VCS) and 100% reduction credits. Zero percent of the reduction credits were purchased from European projects and zero percent qualified as a corresponding adjustment under Article 6 of the Paris Agreement.
- 10
- 15
- 17
- 19 Equinor plans to retire credits outside its value chain in the future, including from existing contractual agreements. Only credits that are sufficiently substantiated and verified according to relevant industry standards will be considered as allowable as negative emissions levers in the NCI. Equinor has not made public claims of greenhouse gas neutrality involving the use of carbon credits.
- 20

# E1-9) Finanzielle Effekte

## E1-9) Finanzielle Effekte

**E1-9:  
Erwartete  
finanzielle  
Effekte  
wesentlicher  
physischer  
Risiken und  
Übergangs-  
risiken sowie  
potenzielle  
klimabezogene  
Chancen**

E1-9\_01/02: Vermögenswerte mit erheblichem / akutem materiellem physischem Risiko  
E1-9\_03: Vermögenswerte mit chronischem physischem Risiko (vor Maßnahmen)  
E1-9\_04: Prozentsatz der Vermögenswerte mit physischem Risiko (vor Maßnahmen)  
E1-9\_05: Lage signifikanter Vermögenswerte bei wesentlichem physischem Risiko  
E1-9\_06: Standorte wesentlicher Vermögenswerte mit physischem Risiko (NUTS-Codes)  
E1-9\_07: Prozentsatz der Vermögenswerte unter physischem Risiko mit Maßnahmen  
E1-9\_08: Nettoerlös aus Geschäftstätigkeiten mit wesentlichem physischem Risiko  
E1-9\_09: Prozentsatz der Nettoumsätze aus Geschäftstätigkeiten mit physischem Risiko  
E1-9\_10: Bewertung der erwarteten finanziellen Effekte aus physischen Risiken  
E1-9\_11: Einfluss von Klimaszenarien auf Bewertung von Vermögenswerten unter phys. Risiko  
E1-9\_12 (v): Risikofaktoren für Nettoumsätze aus Geschäftstätigkeiten - physische Risiken  
*E1-9\_13 (v): Umfangs der erwarteten finanziellen Effekte - physische Risiken*  
E1-9\_14: Vermögenswerte mit wesentlichem Übergangsrisiko (vor Maßnahmen)  
E1-9\_15: Prozentsatz der Vermögenswerte mit Übergangsrisiko (vor Maßnahmen)  
E1-9\_16: Prozentsatz der Vermögenswerte unter Übergangsrisiko mit Maßnahmen  
E1-9\_17: Gesamtbuchwert der Immobilienvermögenswerte nach Energieeffizienzklassen  
E1-9\_18: Bewertung potenzieller Effekte auf die zukünftige finanzielle Leistung (Übergangsrisiken)  
E1-9\_19: Prozess zur Bestimmung von Vermögenswerten mit Übergangsrisiken  
E1-9\_20: Geschätzter Betrag potenziell gestrandeter Vermögenswerte  
E1-9\_21: Geschätzter Prozentsatz der potenziell gestrandeten Vermögenswerte  
E1-9\_22: Buchwert der Immobilienvermögenswerte mit intern geschätztem Energieverbrauch  
E1-9\_23: Verbindlichkeiten aus Übergangsrisiken, die ggf. in Finanzabschlüsse müssen

E1-9\_24 (v): Anzahl der Emissionszertifikate für Scope 1 regulierter Emissionshandelssysteme  
E1-9\_25 (v): Anzahl der zu Beginn des Berichtszeitraums gespeicherten Emissionszertifikate  
E1-9\_26 (v): ggf. zukünftige Verbindlichkeiten aus bald stillgelegten CO<sub>2</sub>-Zertifikaten  
E1-9\_27 (v): Monetarisierete Treibhausgasemissionen Scope 1 und 2  
E1-9\_28 (v): Monetarisierete Gesamtreibhausgasemissionen  
E1-9\_29: Nettoeinnahmen aus Geschäftstätigkeiten mit wesentlichen Übergangsrisiken  
*E1-9\_30/31/32: Nettoumsatz aus Kundenaktivitäten mit Kohle / Öl / Gas*  
*E1-9\_33/34/35: Prozentsatz des Nettoumsatzes von Kunden mit Kohle / Öl / Gas*  
E1-9\_36 (v): Prozentsatz des Nettoumsatzes von Aktivitäten mit Übergangsrisiko  
E1-9\_37 (v): Risikofaktoren für Nettoumsatz aus Aktivitäten mit materiellem Übergangsrisiko  
E1-9\_38 (v): Erwarteten finanziellen Effekte aus Aktivitäten mit materiellem Übergangsrisiko  
E1-9\_39: Überleitungsrechnungen von Vermögenswerten/Nettoerlösen (physische Risiken)  
E1-9\_40: Überleitungsrechnungen von Vermögenswerten/Nettoerlösen (Übergangsrisiken)  
E1-9\_41: Erwartete Kosteneinsparungen aus Maßnahmen zur Minderung des Klimawandels  
E1-9\_42: Erwartete Kosteneinsparungen aus Maßnahmen zur Anpassung an Klimawandel  
E1-9\_43: Pot. Marktgröße von CO<sub>2</sub>-armen Produkten/Dienstleistungen/Anpassungslösungen  
E1-9\_44: Erwartete Änderungen des Nettoumsatzes CO<sub>2</sub>-armen Produkten/  
Dienstleistungen/Anpassungslösungen, auf die das Unternehmen Zugriff haben könnte

**E1-9**  
**Anticipated financial effects from material physical and transition risks and potential climate-related opportunities**  
With the exception of disclosures covered as part of the climate-related resilience assessment and physical climate risk assessment, Equinor exercises the right as per the ERS Phase-in option, to begin reporting on all disclosures in the subsequent year.

Phase-in:  
1 Jahr qualitative DPs  
3 Jahre quantitativ DPs

# Inhalte dieser Folge

- 1 Einführung in E1: Klima

---

- 2 Fokus: Datenpunkte des E1

---

- 3 Zusammenfassung & Ausblick

---

- 4 Fragen & Antworten

# Do's & Dont's bei der Erarbeitung von E1 - Klima

## Dont's

Unterschätzen der strategischen Relevanz und Komplexität des Übergangsplans

Fehlende Einbindung in die Gesamtstrategie

Depriorisierung des Übergangsplans und Beauftragung von jüngeren Kolleg:innen

Mehrfaches Anpassen des Basisjahres

Unterschätzen des initialen Ermittlungsaufwandes der finanziellen Effekte

Betrachtung als isolierte, statische Erhebung

## Do's

- ✓ Sehen Sie E1 als **strategische Chance**
- ✓ Beauftragen Sie jemandem im **Managementteam** mit der Einbindung der E1 Themen in die Gesamtstrategie Ihres Unternehmens
- ✓ Setzen Sie ein **erfahrenes Team** auf, binden Sie bei der Erstellung Ihre **Fachbereiche** mit ein und greifen Sie **bestehende Initiativen** auf
- ✓ Starten Sie mit einer **sauberen CCF-Ermittlung** für das Basisjahr
- ✓ Nutzen Sie die **Expertise aus Ihrer Finanzabteilung** für die Ermittlung der finanziellen Effekte & Investitionspläne (ggf. EU-Taxonomie)
- ✓ Überlegen Sie sich von Anfang an, wie Sie **Prozessschritte** für zukünftige Jahre **standardisieren und automatisieren** können

# Diese Ressourcen können Euch bei der Umsetzung helfen

## E1.IRO-1/SBM-3

**Umwelt Bundesamt**

Für Mensch und Umwelt  
Stand: 28. Dezember 2022

### Durchführung einer robusten Klimarisiko- und Vulnerabilitätsanalyse nach EU Taxonomie

#### Empfehlungen für Unternehmen

**Inhalt**

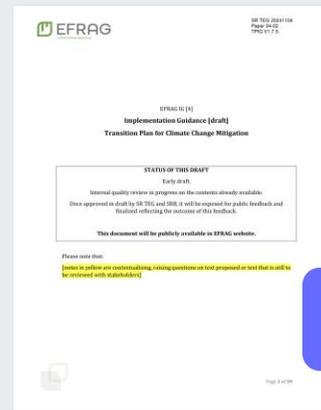
- 1 Einführung ..... 2
- 2 Terminologie ..... 6
- 3 Überblick: Die wichtigsten Schritte einer Klimarisikoanalyse ..... 8
- 4 Klimarisikoanalyse ..... 10
- 4.1 Vorbereitung: Bestimmung der voraussichtlichen Lebensdauer für jede Wirtschaftstätigkeit und Identifizierung der Untersuchungsobjekte ..... 10
- 4.1.1 Bestimmung der voraussichtlichen Lebensdauer für jede Wirtschaftstätigkeit ..... 11
- 4.1.2 Ermittlung der Untersuchungsobjekte für Wirtschaftstätigkeiten im verarbeitenden Gewerbe ..... 11
- 4.2 Vorbereitung: Ermittlung der Klimagefahren aus Anlage A („Screening“) ..... 13
- 4.2.1 Herausfiltern von Klimagefahren auf Grundlage ihres räumlichen Auftretens ..... 14
- 4.2.2 Herausfiltern von Klimagefahren anhand der Möglichkeit erheblicher Beeinträchtigungen für die Leistung der Wirtschaftstätigkeit ..... 15
- 4.3 Umsetzung: Durchführung der Klimarisikoanalyse ..... 16
- 4.3.1 Übersicht ..... 16
- 4.3.2 Verstehen von Wirkungszusammenhängen ..... 17
- 4.3.3 Zusammenstellung von Informationen über Klimagefahren ..... 19
- 4.3.4 Sammlung von Informationen über die Sensitivität von Systemelementen ..... 24
- 4.3.5 Bewertung des gesamten physischen Klimarisikos ..... 24
- 4.4 Umsetzung: Identifizierung und Bewertung von Anpassungslösungen ..... 26
- 4.5 Dokumentation ..... 28
- 4.6 Gültigkeit ..... 28

Anhang ..... 29

- A.1 Klimagefahren (EU-Taxonomie): Definitionen und Informationen für Klimarisikoanalysen (Deutschland, Europa) ..... 29
- A.2 Übersetzungsmatrix für Klimagefahren: IPCC-/EEA- zu EU-Taxonomie-Klassifizierung ..... 52
- A.3 Erläuterungen: Ableitung des Umfangs ..... 56

1

## E1-1



Draft Implementation Guidance on Climate Transition Plans (EFRAG)

## E1-2/3



## E1-4



## E1-6

tanso Produkt ▾ Industrien ▾ Ressourcen ▾ Referenzen ▾ Unternehmen ▾ +49 89 38038298 EN Login Demo buchen

### Einblicke in Regulatorik, CO<sub>2</sub>-Bilanzierung & mehr

Upcoming: CCF Guide (Q2/25)

Erfahren Sie alles über aktuelle gesetzliche Anforderungen um Ihr Unternehmen in Sachen Nachhaltigkeit zukunftssicher zu machen.

- PCF**  
Checkliste: So meistern Sie PCF-Anfragen in 4 Schritten  
Mehr erfahren →
- PCF**  
Product Carbon Footprint (PCF) berechnen  
Mehr erfahren →
- EU-TAXONOMIE**  
EU-Taxonomie: Praktischer Leitfaden für produzierende Unternehmen zur Berichterstattung gemäß CSRD  
Mehr erfahren →

# Ausblick und nächste Schritte

Themen	Termine
CSR-D Berichterstattung: Grundlagen & ESRS 2	30.04.2025 ✓
E1: Klimawandel	07.05.2025 ✓
S1: Arbeitskräfte des Unternehmens	14.05.2025
G1: Geschäftsführung E5: Kreislaufwirtschaft	21.05.2025
E2: Umweltverschmutzung E3: Wasser- & Meeresressourcen E4: Biologische Vielfalt und Ökosysteme	11.06.2025
S2: Arbeitskräfte der Wertschöpfungskette S3: Betroffene Gemeinschaften S4: Verbraucher und Endnutzer	25.06.2025
VSME	02.07.2025

Immer um 10:30

## Nächste Schritte für Euch

### 1. CCF im Basisjahr berechnen

- Klärt für Euch ein repräsentatives Basisjahr in den letzten drei Jahren (d.h. übliche Geschäftstätigkeit und guten Datengrundlage)
- Reminder: Ihr müsst bei Änderungen für die CSRD das Basisjahr nicht neu berechnen

### 2. Überlegt Euch Euer Ziel

- Wichtig: Es braucht ein absolutes Reduktionsziel, optional Intensitätsziele
- Das Ziel muss nicht 1,5° konform sein, ihr müsst es aber als solches deklarieren

### 3. Leitet Maßnahmen ab

- Sucht Euch die größten Emissionsfaktoren raus („Emission Hotspots“)
- Leitet für diese Maßnahmen ab und sortiert sie nach Kosten in eine MAAC



tanso