

Ergebnispräsentation der Studie

Kostensenkungspotenziale der Offshore Windenergie in Deutschland

Bremer Landesvertretung
21. Oktober 2013 | Berlin



Die vorgestellten Ergebnisse wurden in drei Phasen unter Beteiligung der Industrie erarbeitet

Abstimmungen mit Steuerungskreis

Phase I: Kostenbasis und Modellaufbau

- Ermittlung der Kostenbasis für alle Standorte und Jahre
- Aufbau Berechnungsmodell Stromgestehungskosten
- Auswertung vorläufiger Ergebnisse

Phase II: Beteiligung Industrie und Stakeholder

- Validierung der ersten Ergebnisse
- Finanzierungsworkshop
- Expertenbefragungen
- Auswertung verifizierter Ergebnisse

Phase III: Optimierungs- u. Handlungsempfehlungen

- Entwicklung von Optimierungsansätzen
- Ableitung von Handlungsempfehlungen für Politik, Industrie und weitere Stakeholder

Die Studie betrachtet zwei Ausbauszenarien an drei unterschiedlichen Standorten in der Nordsee

Ergebnis der Szenarienfestlegung

Installierte Leistung	Szen. 1	Deutschland: 0,6 GW* Europa: 6 GW	DE: 3,2 GW EU: 13 GW	DE: 6 GW EU: 20 GW	DE: ≥ 9 GW EU: > 20 GW
	Szen. 2	Deutschland: 0,6 GW* Europa: 6 GW	DE: 5-6 GW EU: 25 GW	DE: 10 GW EU: 40 GW	DE: ≥ 14 GW EU: > 40 GW

Windpark A

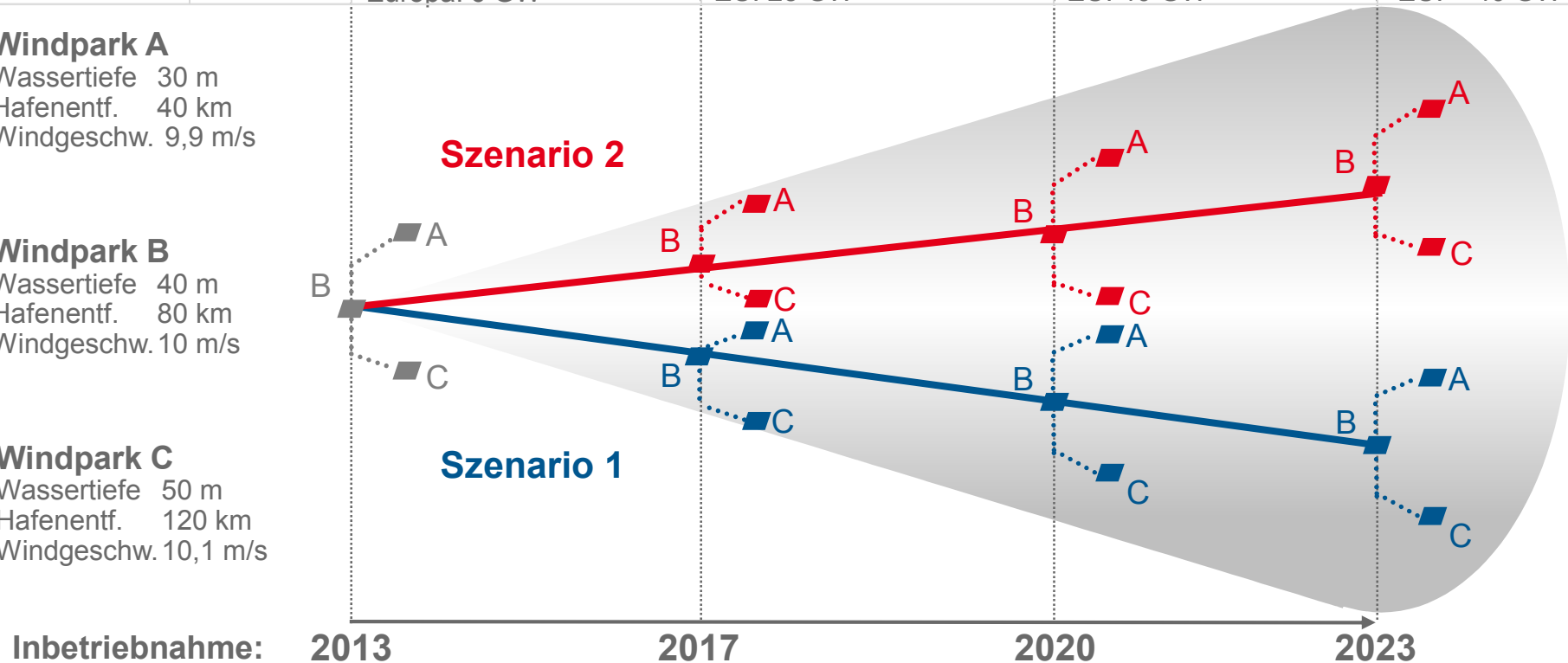
Wassertiefe 30 m
Hafenentf. 40 km
Windgeschw. 9,9 m/s

Windpark B

Wassertiefe 40 m
Hafenentf. 80 km
Windgeschw. 10 m/s

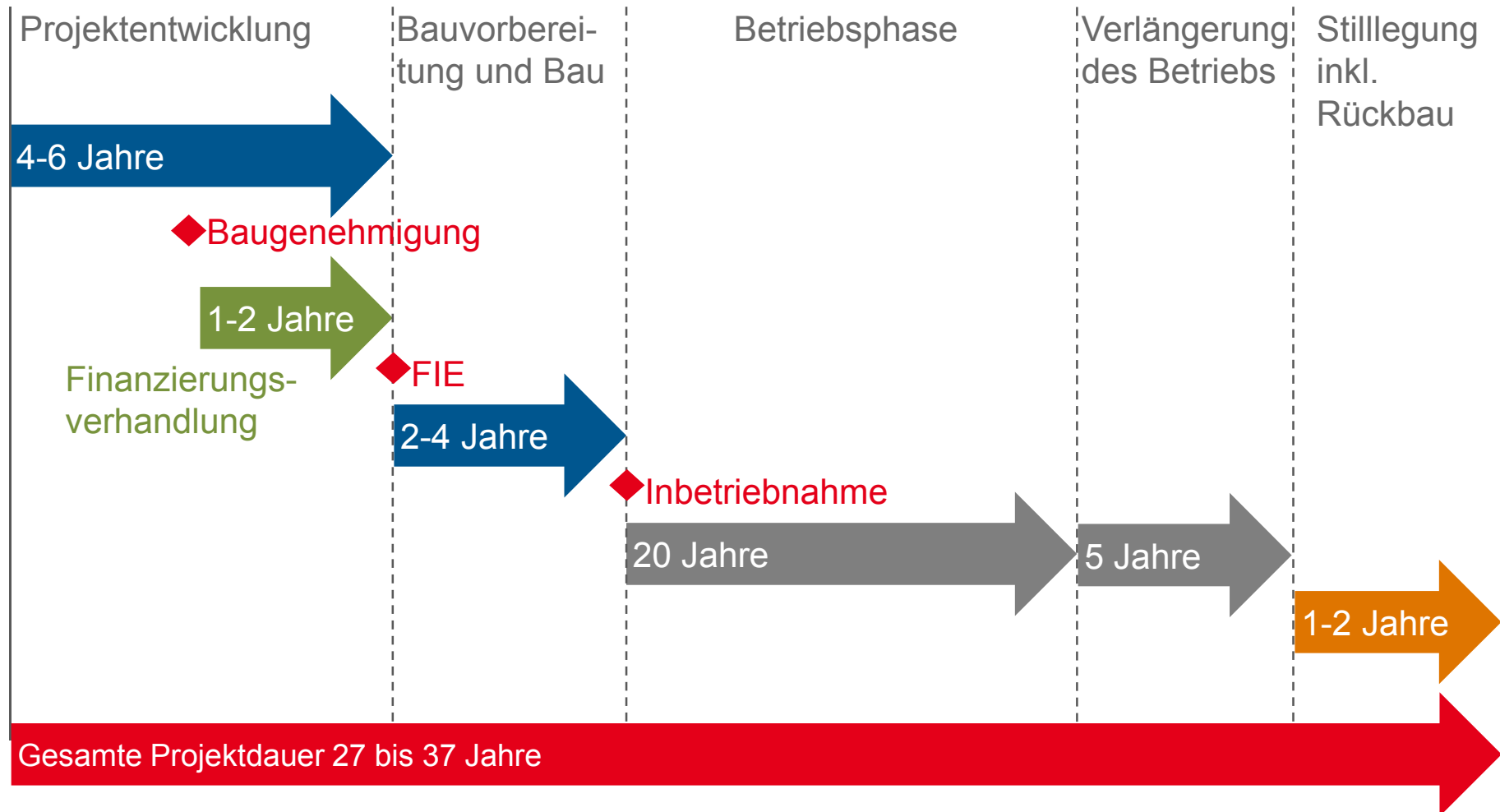
Windpark C

Wassertiefe 50 m
Hafenentf. 120 km
Windgeschw. 10,1 m/s



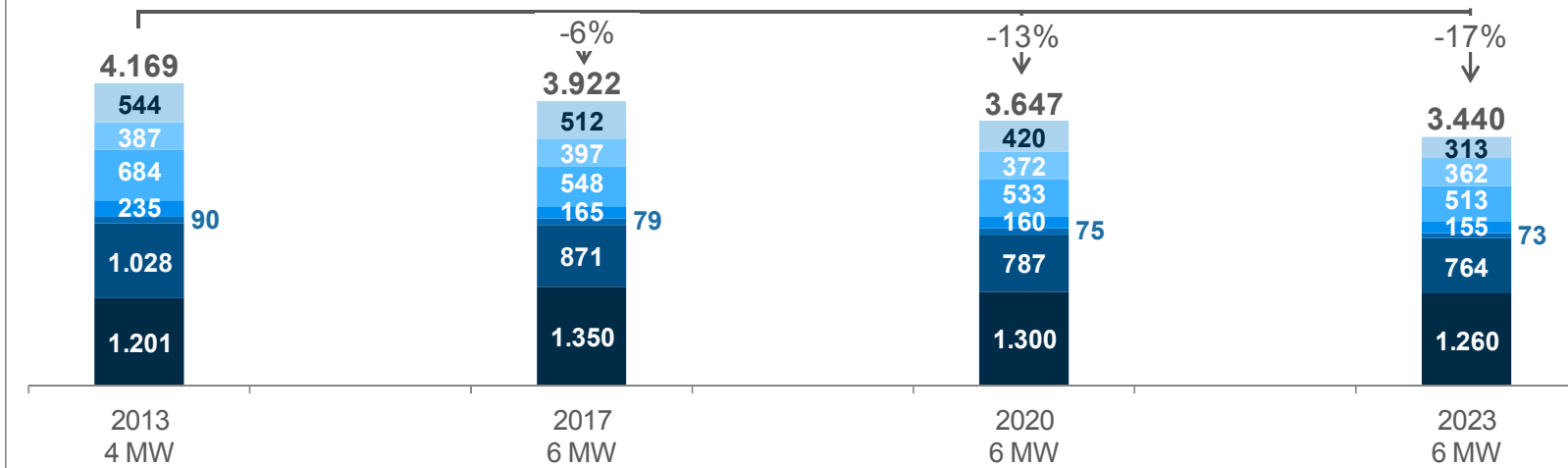
* Erwarteter Jahresendwert der Installierte Leistung in Deutschland im Jahr 2013

Lange Planungszeiträume vor der Inbetriebnahme eines Offshore-Windparks erfordern langfristig stabile Rahmenbedingungen

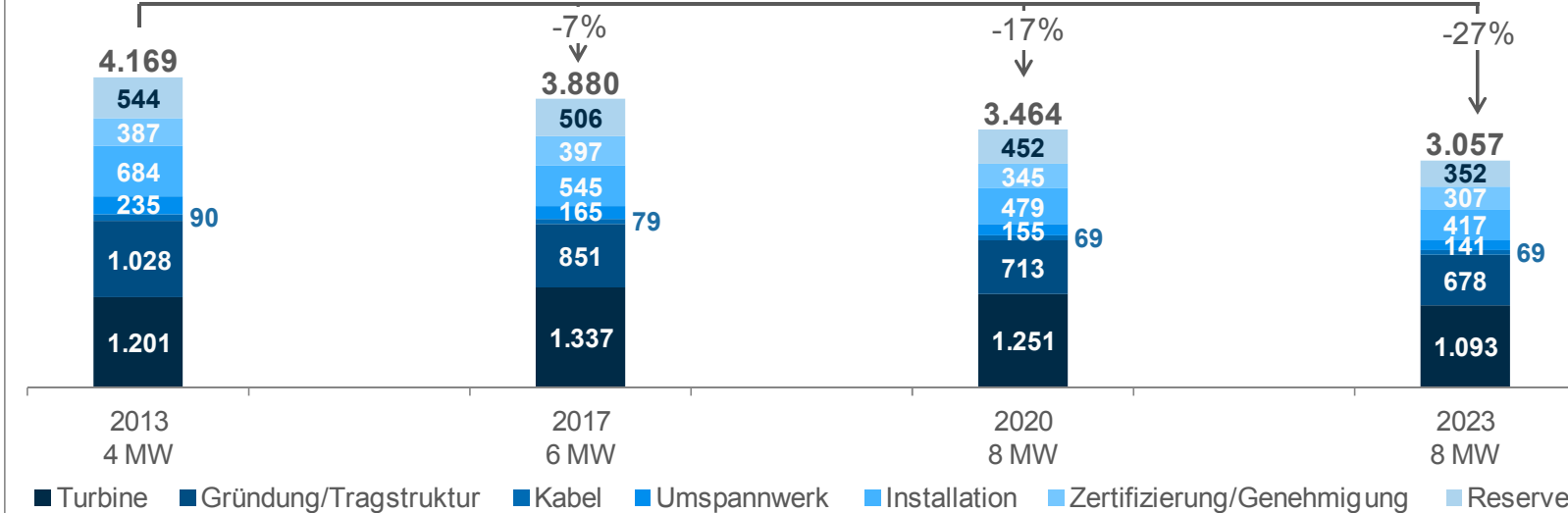


Die Investitionskosten sinken vor allem bei Gründung und Installation

Entwicklung der spez. Investitionskosten am Standort B - Szenario 1 in Tsd. Euro₂₀₁₂/MW

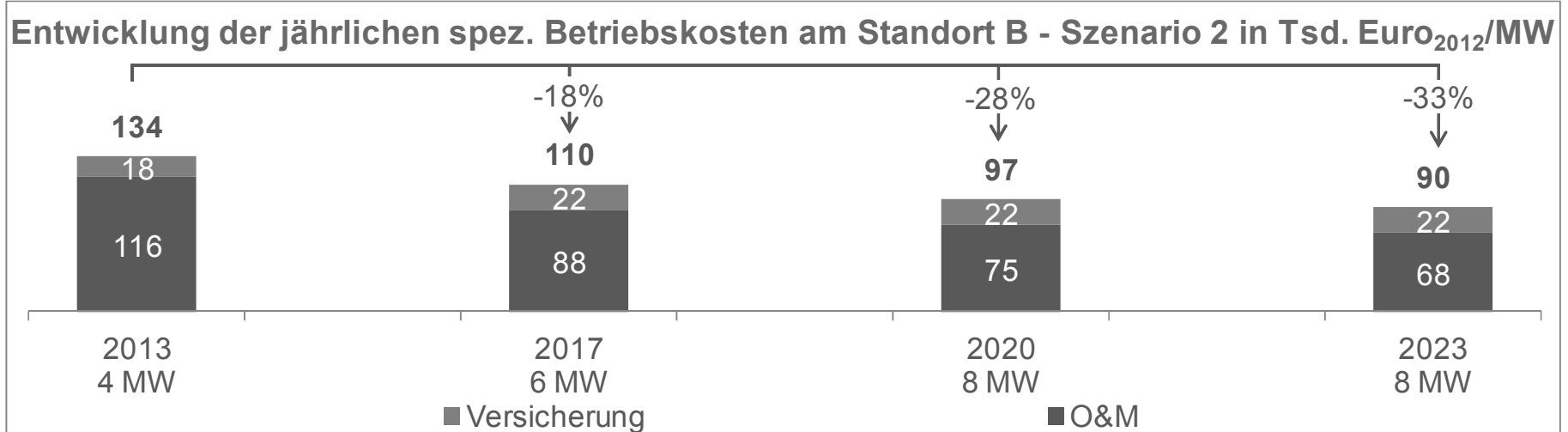
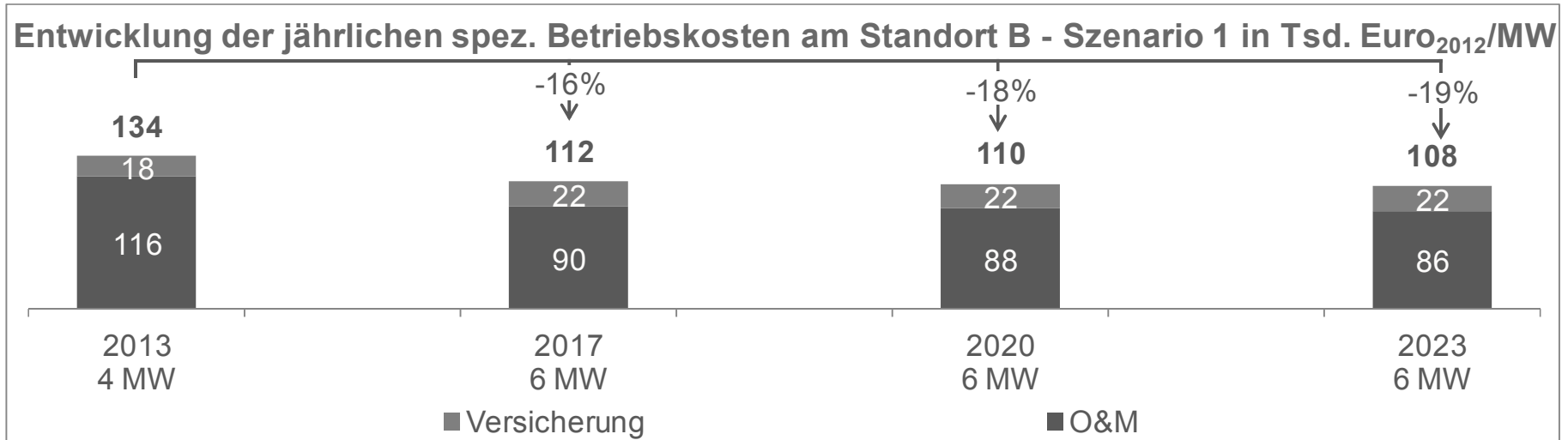


Entwicklung der spez. Investitionskosten am Standort B - Szenario 2 in Tsd. Euro₂₀₁₂/MW



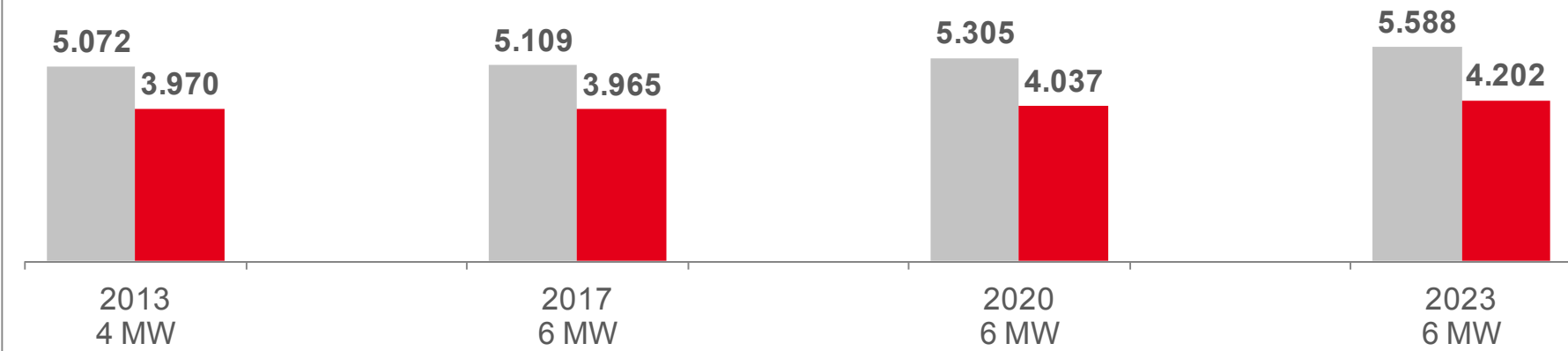
■ Turbine ■ Gründung/Tragstruktur ■ Kabel ■ Umspannwerk ■ Installation ■ Zertifizierung/Genehmigung ■ Reserve

Durch die Erfahrung steigt die Zuverlässigkeit und die Betriebskosten sinken je nach Standort um 24 % bis 43 %

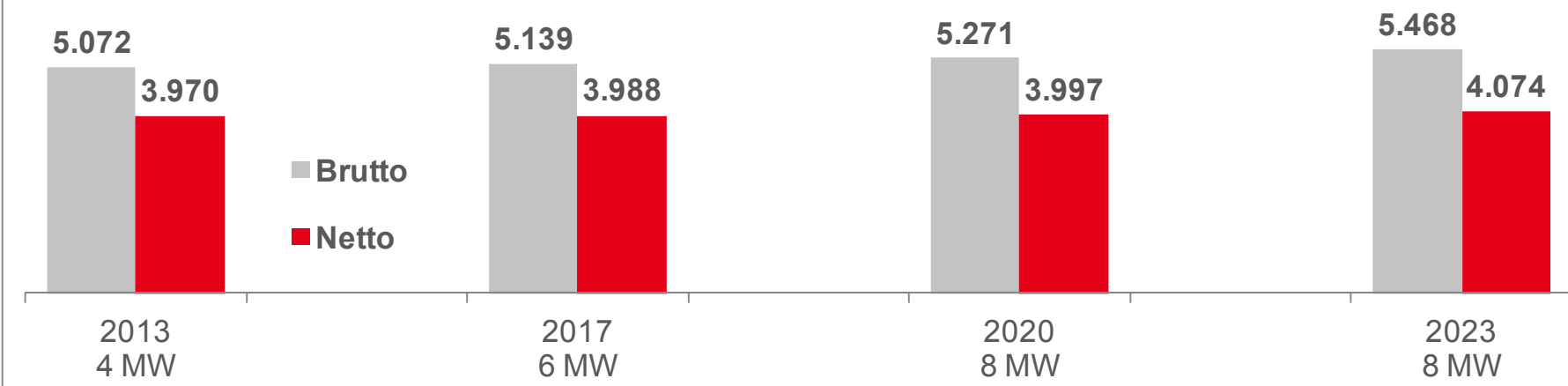


Einflussfaktoren der Stromproduktion sind Nabenhöhe, Rotordurchmesser, Abschattungsverluste und Anlagenverfügbarkeit

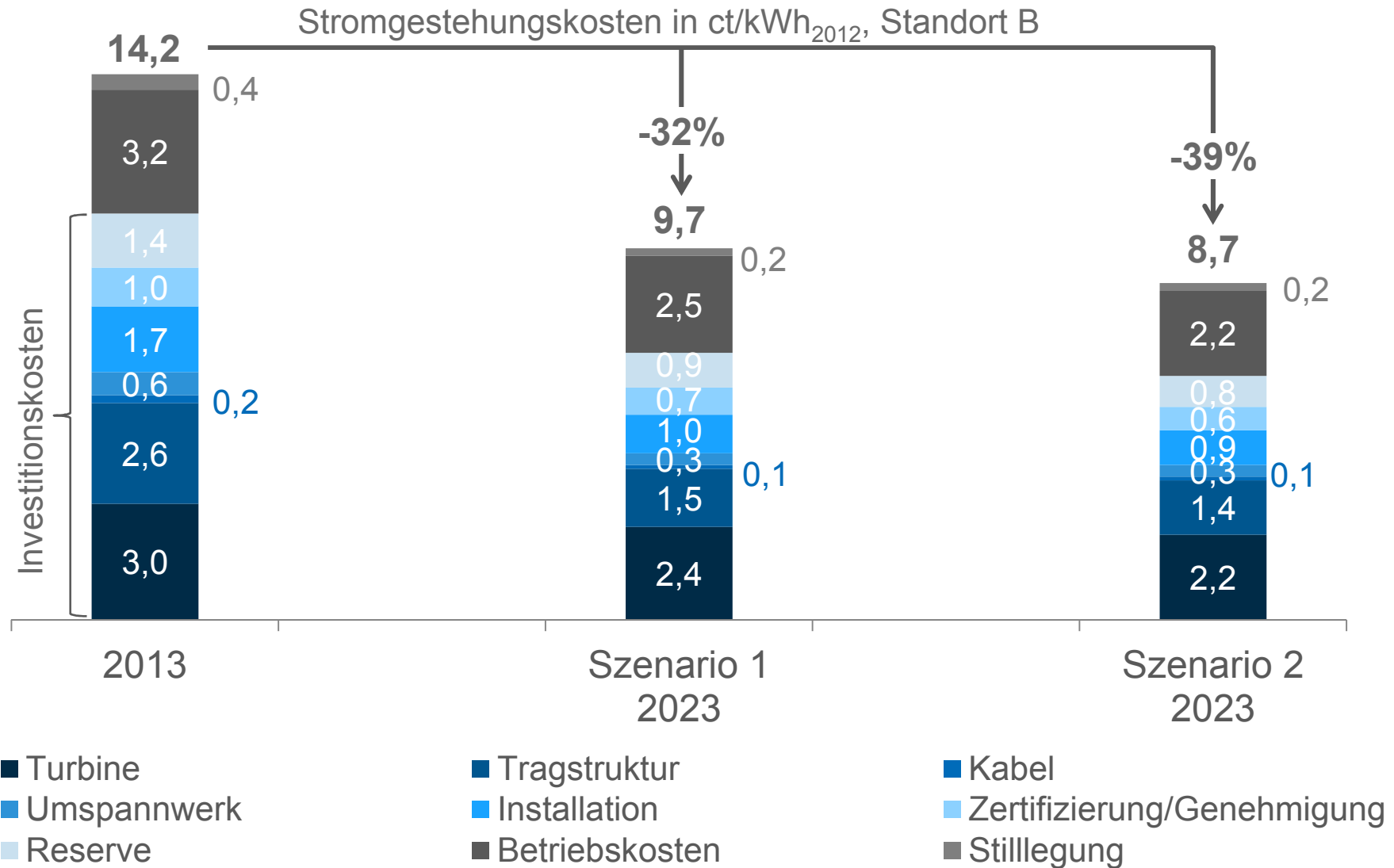
Entwicklung der spezifischen Stromproduktion am Standort B - Szenario 1 in MWh/MW



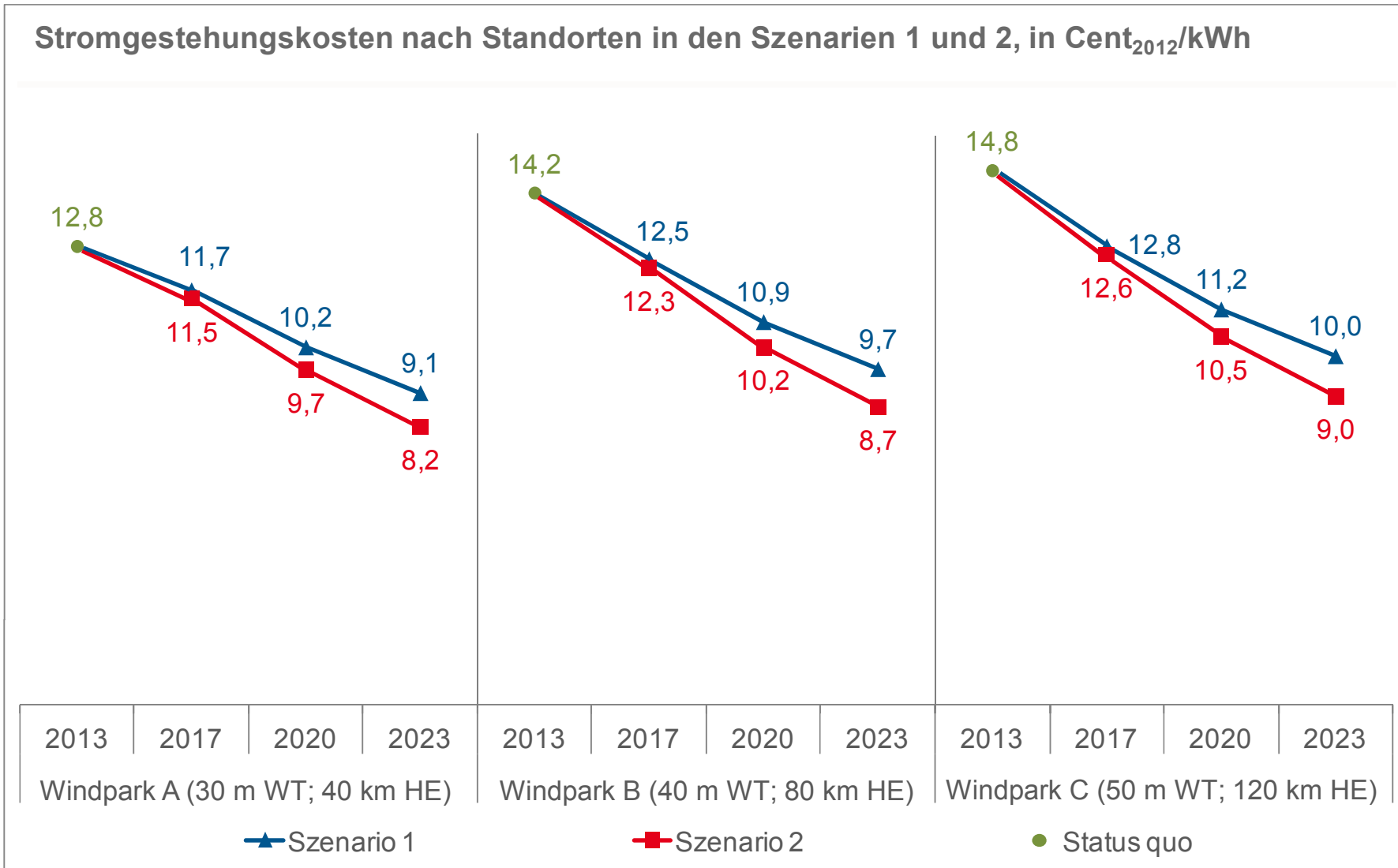
Entwicklung der spezifischen Stromproduktion am Standort B - Szenario 2 in MWh/MW



Skaleneffekte und zunehmender Wettbewerb führen in Szenario 2 zu größeren Kostensenkungen

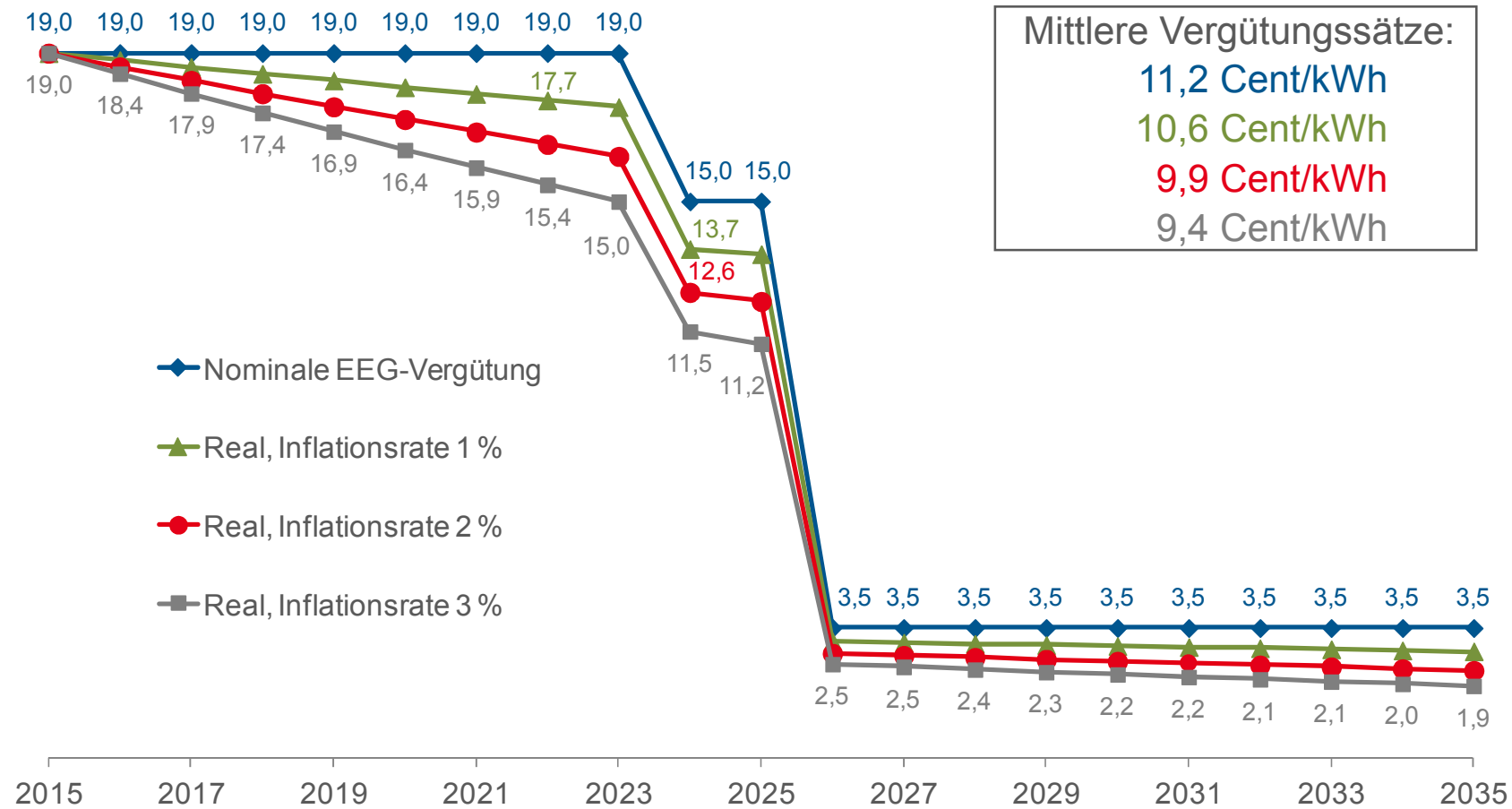


Die Stromgestehungskosten sinken bis zum Jahr 2023 im Mittel über alle Standorte um 31 % (Szenario 1) bis 39 % (Szenario 2)

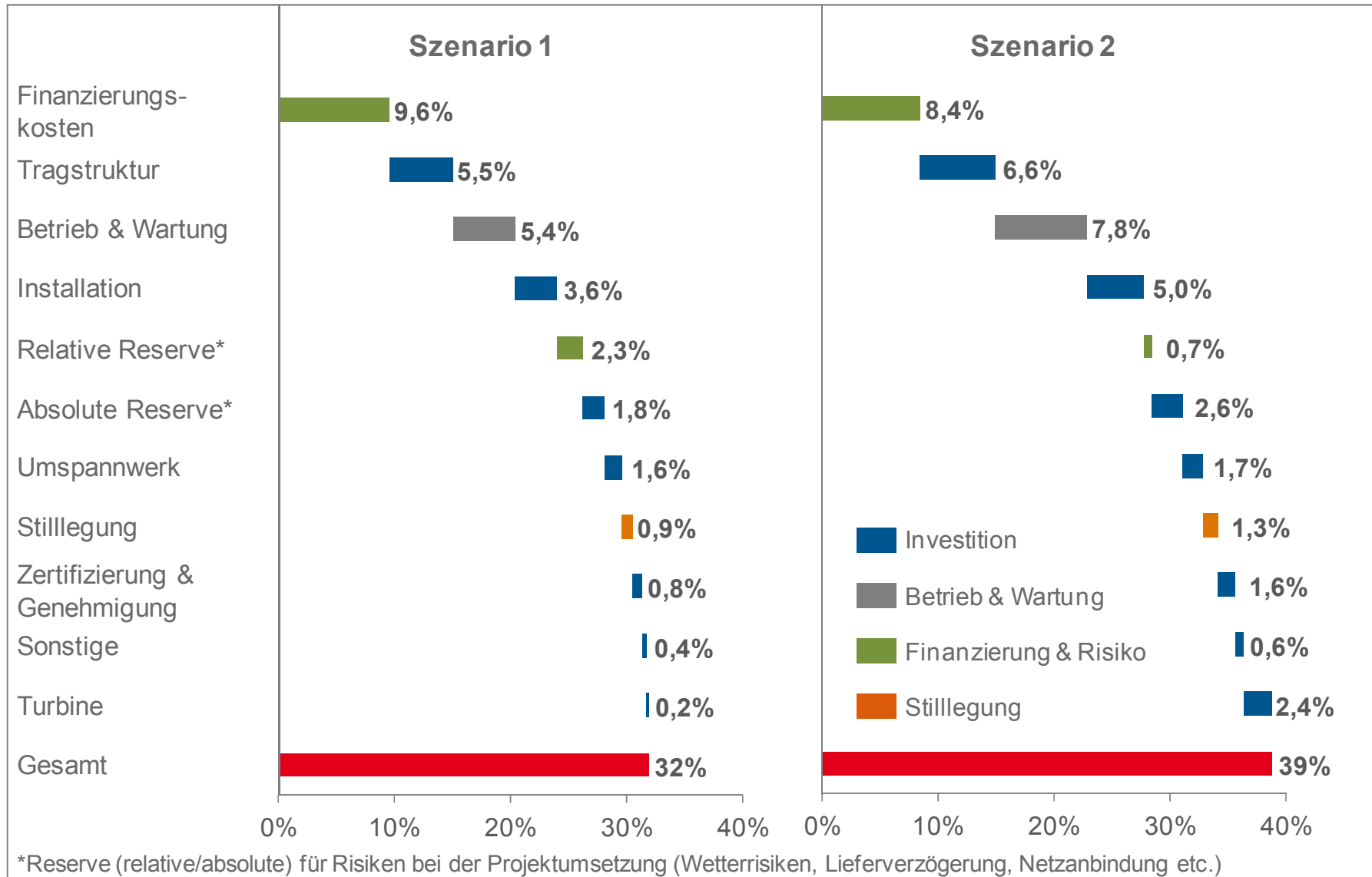


Durch die Inflation reduzieren sich die nominalen Vergütungssätze über den gesamten Vergütungszeitraum

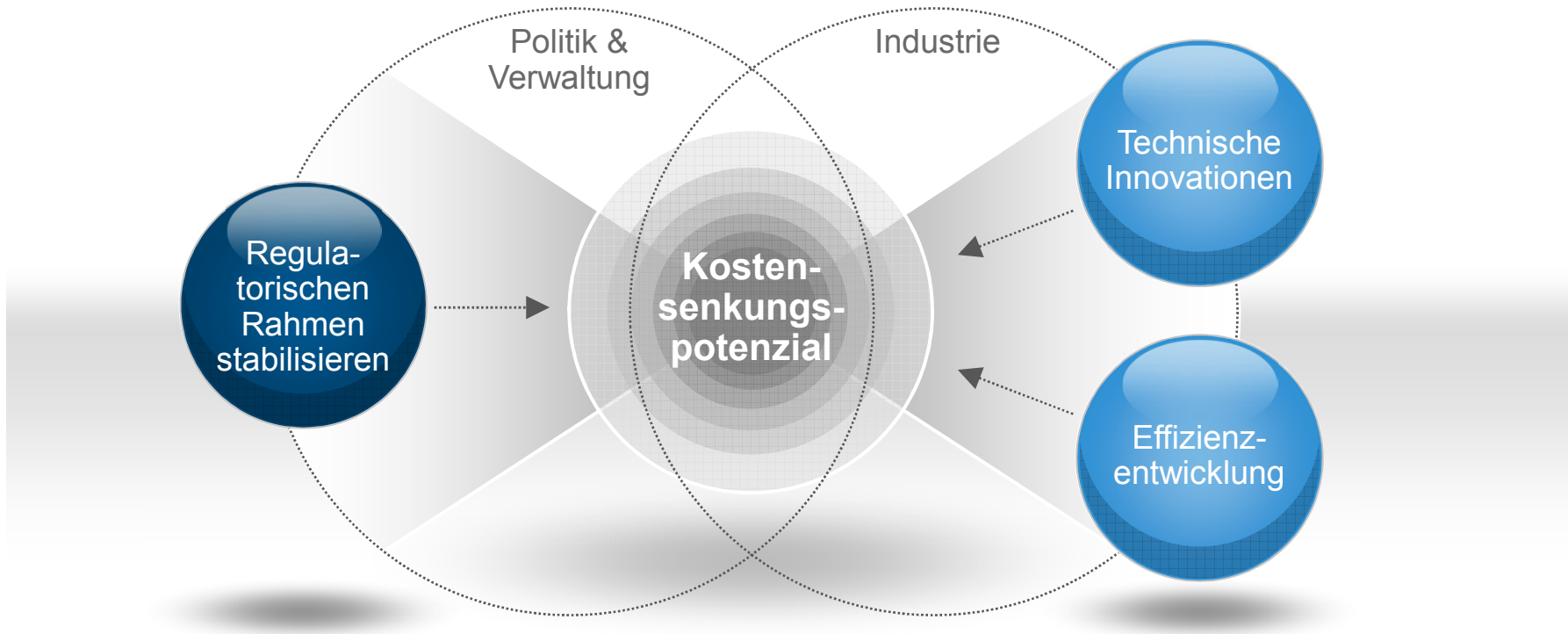
Inflationwirkung auf die EEG-Vergütung, Angaben in Cent/kWh



Zwei Drittel des Kostensenkungspotenzials entfallen direkt auf die Technik



Die Realisierung der Kostensenkungspotenziale erfordert die Beteiligung aller Akteure



Eine kontinuierliche Marktentwicklung ist Grundvoraussetzung für die weitere Senkung der Kosten

Handlungsempfehlungen politisches und regulatorisches Umfeld:

- Stabile gesetzliche und politische Rahmenbedingungen schaffen
- Standards für Anlagenkomponenten und Netzanschlüsse definieren
- Zertifizierungs- und Genehmigungskriterien vereinfachen

Handlungsempfehlungen an die Industrie zur technischen Innovation:

- Anlagentechnik auf hohe Auslastung oder maximalen Windertrag optimieren
- Bestehende Tragstrukturen optimieren und neue entwickeln
- Installationslogistik verbessern
- Forschung und Entwicklung intensivieren

Handlungsempfehlungen an die Industrie zur Steigerung der Effizienz:

- Betreiberübergreifende Wartungs- und Installationskonzepte entwickeln
- Serienfertigung vorantreiben



Wir geben Orientierung.

Frank Peter

Senior Projektleiter

prognos | Goethestr. 85 | D-10623 Berlin

Tel: +49 30 520059-237

E-Mail: frank.peter@prognos.com

Konfiguration der Windparks in den Szenarien

Szenario 1	2013	2017	2020	2023
Turbinengröße	4 MW	6 MW	6 MW	6 MW
Anlagenanzahl	80	75	75	75
Windparkgröße	320 MW	450 MW	450 MW	450 MW
Rotordurchmesser	120 m	145 m	154 m	164 m
Nabenhöhe	90 m	100 m	100 m	105 m

Szenario 2	2013	2017	2020	2023
Turbinengröße	4 MW	6 MW	8 MW	8 MW
Anlagenanzahl	80	75	56	56
Windparkgröße	320 MW	450 MW	450 MW	450 MW
Rotordurchmesser	120 m	145 m	164 m	178 m
Nabenhöhe	90 m	100 m	110 m	115 m