

* 参考資料4は机上配布している別冊の各WGの報告内容です。

別冊には、今回配布した追補版もお付けします。
なおホームページに本部会の配布資料を掲載する際は別冊全ての電子媒体を掲載します。

火力発電の構成について (補足説明資料)

【エネルギーセキュリティ面からの化石燃料のクリーン化に関する考察】

＜LNG火力発電の発電電力量の絶対量は減少＞

- いずれの選択肢原案も、火力発電の発電電力量(kWh)は2010年度実績を下回る。LNG火力発電の発電電力量(kWh)も2010年度実績を下回る。

＜緊急時に備えた設備容量は確保＞

- いずれの選択肢原案も、火力発電の設備容量(kW)は2010年度実績と同程度を確保する推計となっており、他の電源に支障が生じた場合のバックアップ体制が整えられている。石炭火力については、更新需要も発生する見込みであるため、技術継承も可能。

＜LNG・石炭の将来性＞

- 中長期目標の議論は足下の需給逼迫によるLNG輸入増加とは別の問題。
 - ・LNGは、シェールガス革命等により輸入先の多様化や価格低減が見込まれる。
 - ・石炭は、中国等の消費量増により、可採年数は200年程度から100年程度に急減。資源量が豊富という従来のイメージが変化してきていることにも留意が必要。

【再生可能エネルギー大量導入を見据えた火力発電のあり方についての考察】

＜再エネの大量導入時にはLNG火力が必要＞

- 再エネ電力を飛躍的に拡大させる際、出力変動を調整する能力が高いLNG火力発電が必要。
- 調整能力の劣る石炭火力の発電比率を高め、調整電源となるLNG火力発電の発電比率を下げることは、再エネ電力の導入を困難なものとし、系統への接続が困難という拒否事由が増加するおそれ。
- 石炭火力のCO₂排出量はLNG火力の約2倍。石炭火力を増加させると再エネ電力の大量導入によるCO₂削減効果を相殺。

＜コスト面でもガスシフトが自然＞

- LNG火力発電と石炭火力発電のコスト差は12,000円／トン-CO₂に相当。
- 産業、民生、運輸などの需要部門には、CO₂対策費用が12,000円／トン-CO₂を超える対策を求めており、部門間の努力のバランス上もこれと同程度の対策を電力事業者に求めることが適当。
- 我が国でも再エネ電力の大量導入に伴い、火力発電の設備利用率の低下が想定され、設備利用率が60%以下となった場合には、LNG火力発電の方がコスト的に優位になるとのコスト等検証委員会の試算結果も存在。

エネルギーセキュリティ: 発電電力量

- 2030年における火力発電の発電電力量(kWh)は2010年度実績を下回っている。

2010年度

	発電電力量		2010年比
	%	億kWh	%
原発	26	2,882	100%
再エネ	11	1,145	100%
火力	63	6,859	100%
うち、石炭	24	2,618	100%
うち、LNG	27	2,945	100%
うち、石油	9	982	100%
うち、コジェネ	3	314	100%

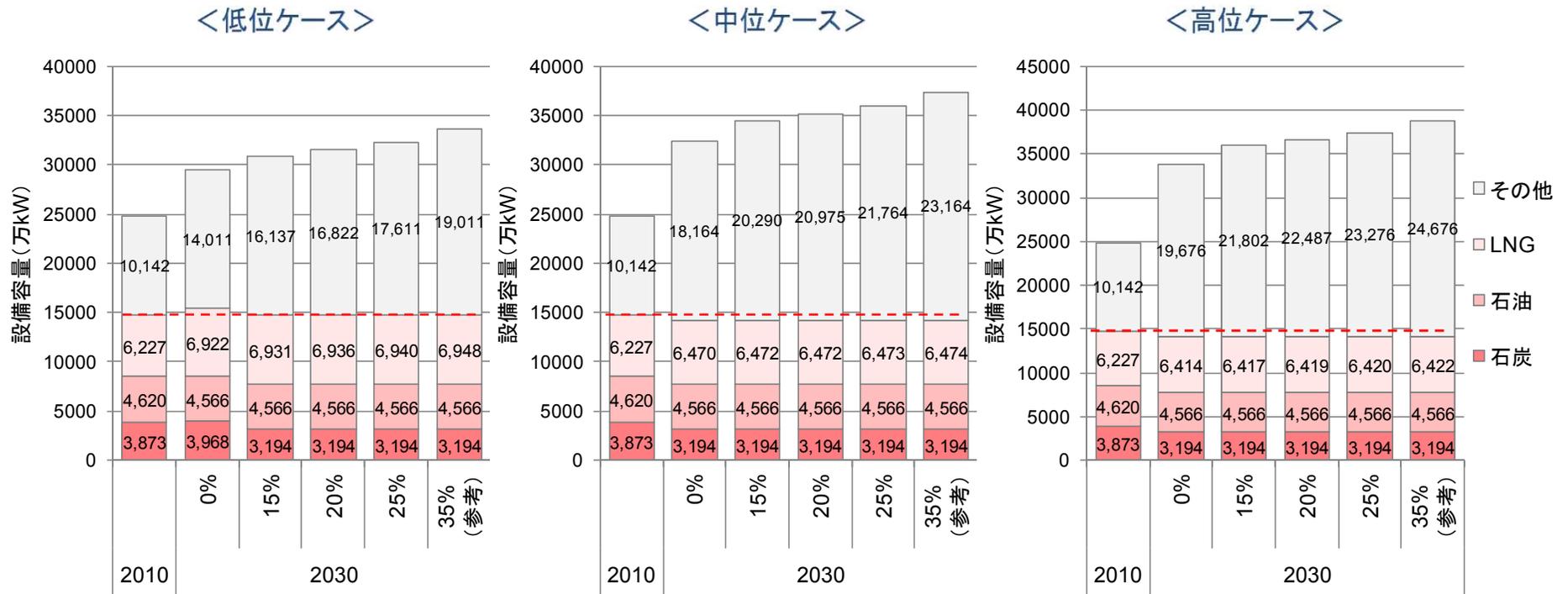
※再エネには揚水発電を含まない値を記載

総合 工 ネ 調	原発0%ケース				原発15%ケース				原発25%ケース			
		発電電力量		2010年比		発電電力量		2010年比		発電電力量		2010年比
		%	億kWh	%		%	億kWh	%		%	億kWh	%
2 0 3 0 年 度	原発	0	0	0%	原発	15	1,500	52%	原発	25	2,500	87%
	再エネ	35	3,577	312%	再エネ	30	2,968	259%	再エネ	25	2,600	227%
	火力	62	6,091	89%	火力	53	5,231	76%	火力	48	4,759	69%
	うち、石炭	24	2,344	90%	うち、石炭	23	2,258	86%	うち、石炭	21	2,074	79%
	うち、LNG	17	1,661	56%	うち、LNG	11	1,080	37%	うち、LNG	8	790	27%
	うち、石油	6	586	60%	うち、石油	4	393	40%	うち、石油	4	395	40%
	うち、コジェネ	15	1,500	478%	うち、コジェネ	15	1,500	478%	うち、コジェネ	15	1,500	478%
	※20%ケースは原発20%、再エネ30%で火力の比率は25%ケースと同じ											
中 環 審	原発0%、高位ケース				原発15%、中位ケース				原発25%、中位ケース			
		発電電力量		2010年比		発電電力量		2010年比		発電電力量		2010年比
		%	億kWh	%		%	億kWh	%		%	億kWh	%
2 0 3 0 年 度	原発	0	0	0%	原発	16	1,490	52%	原発	27	2,523	88%
	再エネ	36	3,424	299%	再エネ	32	2,970	259%	再エネ	32	2,971	259%
	火力	64	6,195	90%	火力	52	4,917	72%	火力	41	3,886	57%
	うち、石炭	15	1,429	55%	うち、石炭	13	1,247	48%	うち、石炭	9	872	33%
	うち、LNG	30	2,858	97%	うち、LNG	20	1,870	63%	うち、LNG	14	1,308	44%
	うち、石油	4	429	44%	うち、石油	3	312	32%	うち、石油	2	218	22%
	うち、コジェネ	15	1,479	471%	うち、コジェネ	16	1,488	474%	うち、コジェネ	16	1,488	474%
	※原発20%、中位ケースは原発20%(1,970億kWh)、再エネとコジェネの発電電力量は15%ケースや25%ケースと同じ。火力は4,438億kWh(47%)、うち、石炭1.073億kWh(11%)、LNG 1.609億kWh(17%)、石油268億kWh(3%)											

エネルギーセキュリティ: 設備容量

- 火力の設備容量については、十分に確保される推計となっており、セキュリティには配慮されている。

■2030年の設備容量(慎重シナリオ)



※「その他」には、原子力、揚水、再エネ等が含まれる。

※ 0%, 15%, 20%, 25%, 35% : 発電電力量に対する原子力発電の占める割合に基づくケース

エネルギーセキュリティ: 今後の火力発電の建設計画

今後の石炭火力とLNG火力の建設計画

○2020年度までに運転開始が予定されている石炭火力及びLNG火力は、以下のとおり。

石炭	→	3基	220万kW
LNG	→	30基	1590万kW



出典: 第13回総合資源エネルギー調査会基本問題委員会(平成24年2月22日)
資料7 火力発電について(事務局提出資料)より抜粋

エネルギーセキュリティ: 石炭火力リプレース需要見通し

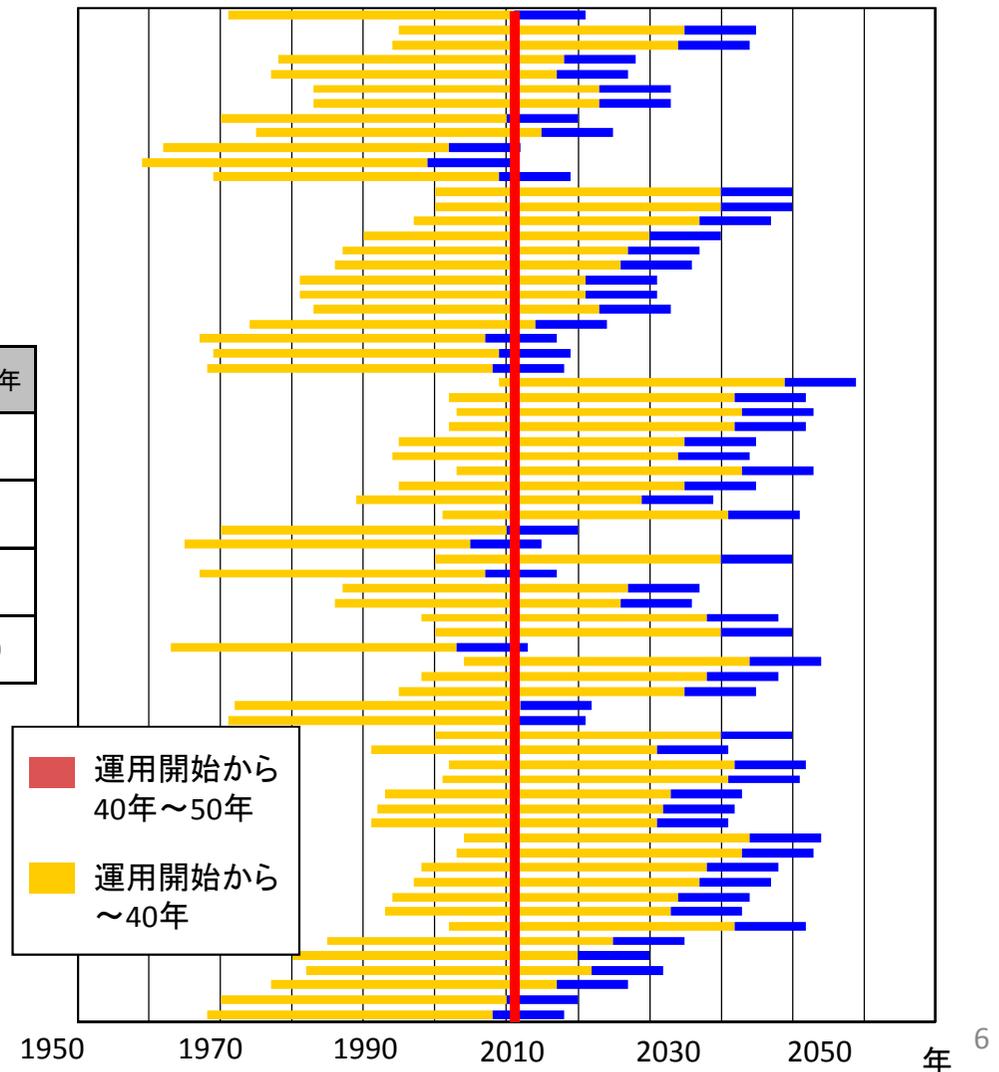
- ・2020年、2030年に向けて多くの石炭火力発電所が更新期を迎える。
- ・1年に1～2基程度の更新需要が発生すると見込まれる。
- ・新增設を行わなくとも、これらの更新需要により、技術の継承は可能と考えられる。

○2011年12月末時点で、日本で運用されている石炭火力発電所は69基

○運転開始から40年超の石炭火力発電所は、2020年で21基、2030年で33基。

年		2011年 12月時点	2020年	2030年	2040年	2050年	2060年
運用年数 40年以下	発電所数 (基)	56	48	36	17	1	0
	設備容量 (GW)	32.7	30.7	25.4	11.7	0.6	0.0
運用年数 40年超	発電所数 (基)	13	21	33	52	68	69
	設備容量 (GW)	2.3	4.3	9.6	23.3	34.4	35.0

※2011年以外は1月時点の値
出典) 電源開発の概要(2010)

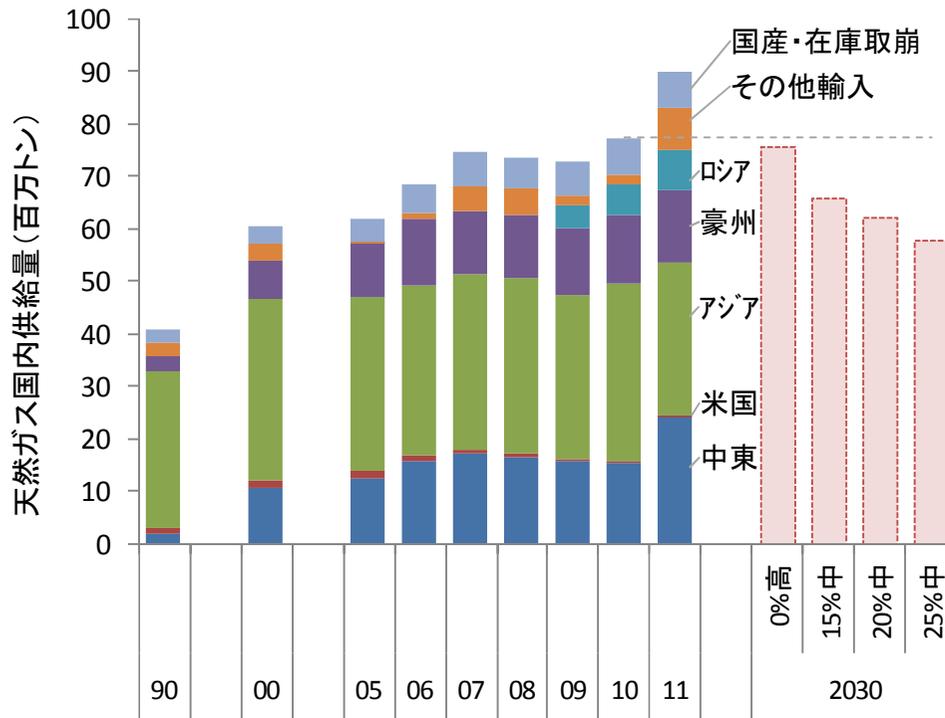


エネルギーセキュリティ: 輸入先国の多様性

- 短期的にはLNGの中東比率が増加しているが、2030年の一次エネルギー供給は2010年実績を下回る見込み。議論の前提は2030年の長期的な話であり、短期的な需給逼迫の話とは分けて考えることが必要。
- また、非在来型ガスも含めればさらなる調達先の多様化が期待される。

■ 日本の天然ガス国内供給量の輸入先国別内訳

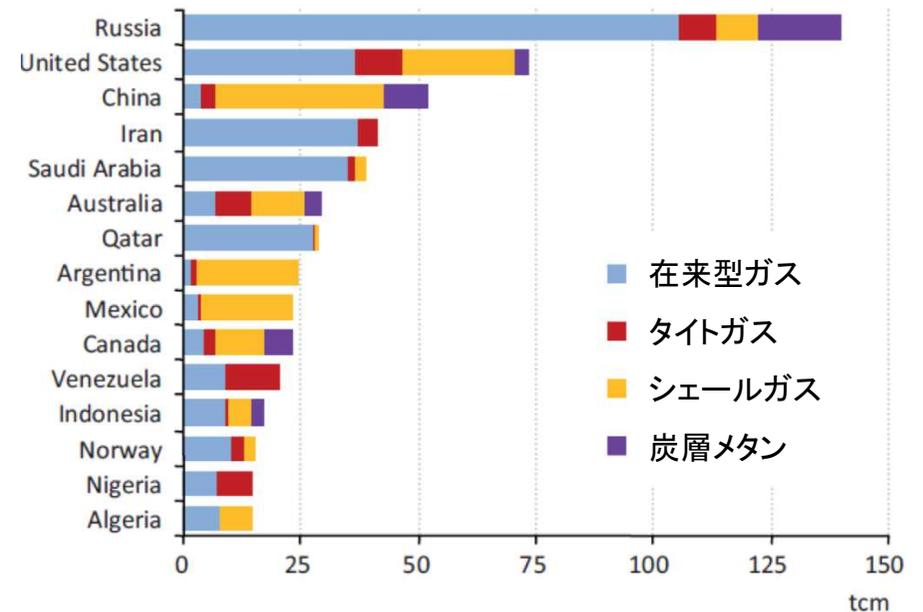
- LNGは従前から、輸入先の多様化が進められている。
- 2011年度は中東比率が約3割まで上昇したが、それ以前は2割程度で推移。
- なお、2030年の見込みはいずれも2010年実績を下回っている。



(出典) 総合エネルギー統計、財務省貿易統計、資源・エネルギー統計より作成
 ※2011年の在庫取崩量は2010年値で仮置きしている。

■ 天然ガスの国別残存可採埋蔵量(2011年末)

- 天然ガスは非在来型ガスも含めれば更なる多様化が見込まれ、地政学的リスク、資源制約面の障壁が緩和される可能性も期待される。



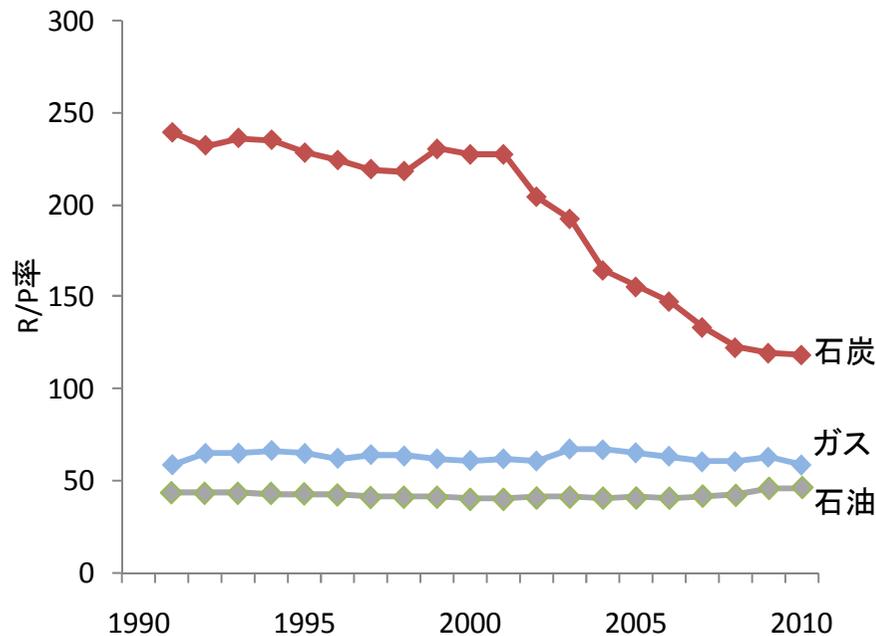
(出典) World Energy Outlook 2012 special report "Golden Rules for a Golden Age of Gas" (2012.5)

エネルギーセキュリティ: 資源の可採量に係る制約

- 石炭は天然ガス、石油と比較して可採年数が長いとされてきたが、2000年以降から急激に減少。中国等の新興国における石炭需要が増加したことが主たる要因と考えられる。
- IEAの見通しでは、天然ガスの消費は今度も増加するとされている。ただし、非在来型ガスの利用可能量の拡大により、石炭のように可採量が大幅に落ち込むことはないと考えられる。

■化石燃料の可採年数の推移

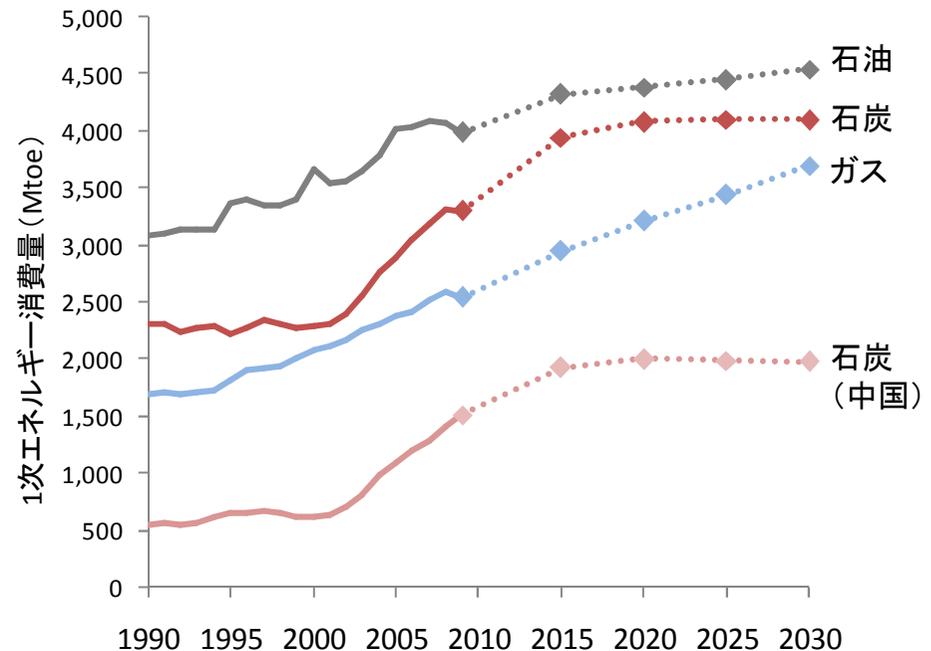
- 石炭の可採年数は直近10年で約半分に減少。



※R/P率とは当該時点での確認埋蔵量(Reserve)をその年の生産量(Production)で除した値のことで、その時点の生産量を将来にわたり維持し続けた場合の可採年数に相当。
(出典)BP Statistical Review of World Energyより作成

■世界の化石燃料消費量の推移

- 石炭消費量はここ10年で急増しており、特に中国における伸びが大きい。
- IEAの見通しでは、2030年までにガスの消費量が大きく増加する見込み。

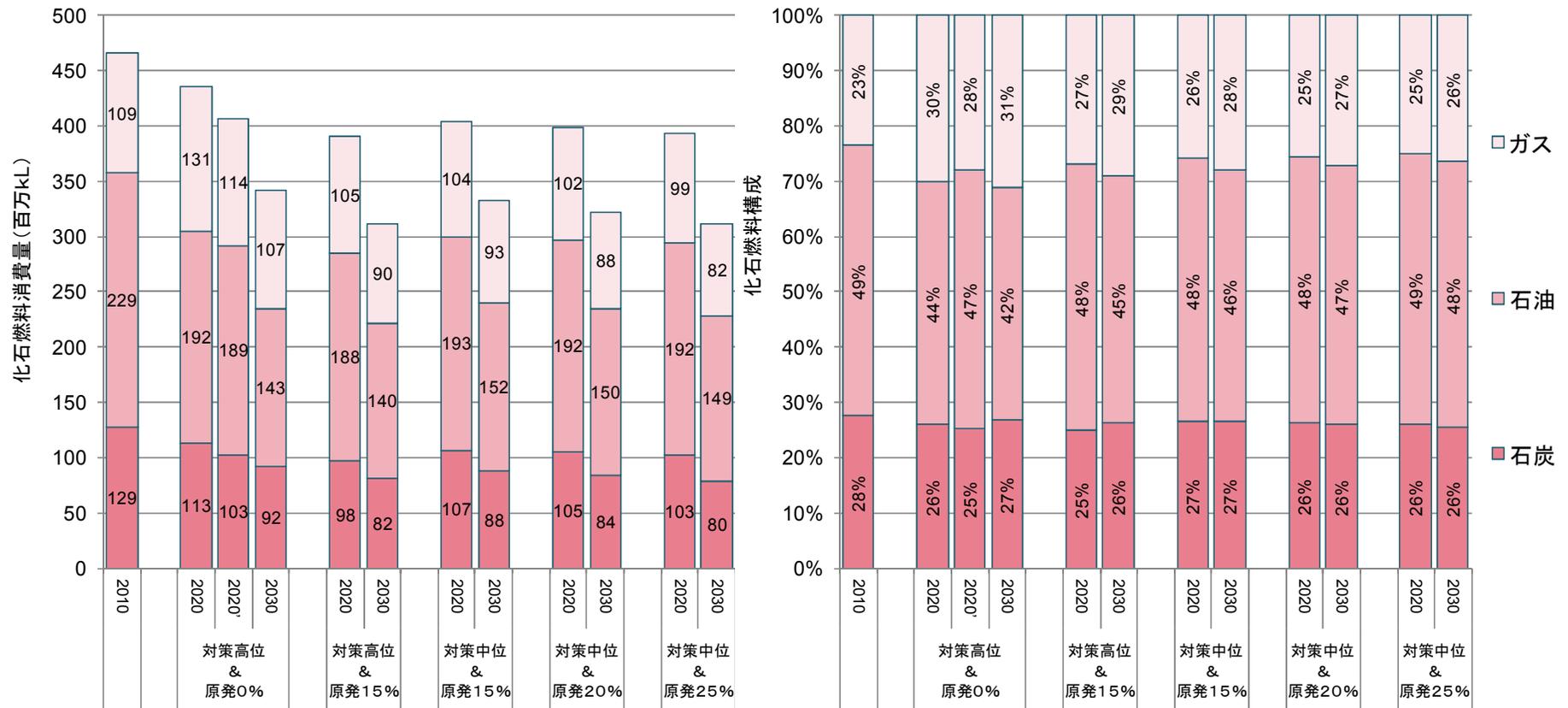


※予測値はIEA新政策シナリオ
(出典)EDMCエネルギー・経済統計要覧、IEA: World Energy Outlook 2011より作成

エネルギーセキュリティ: 一次エネルギー

- 一次エネルギー供給の比較では、いずれのケースでも化石燃料種の構成比率は2010年度実績と近い値。
- また、2030年の消費量見込みは、石炭・石油・ガスいずれも総量では2010年度実績を下回っている。

■化石燃料の一次エネルギー供給量(発電分以外も含む)



※ 原発0%ケースは、2020年に原発が0%となるケースを「2020」、2020年の原発比率を2010年実績値の約半分としたケースを「2020'」と表記。

火力発電所の出力調整力

- 調整用電源に求められる、短時間での出力変動に対する追従性、出力調整幅の広さといった観点においては、LNG火力の適性が高い。低炭素電力供給システムに関する研究会報告書(2009年7月資源エネルギー庁)においても、「例えば、IGCCは、多様な燃種への対応や、出力変化、電源立ち上げに課題があるといったような観点も十分に踏まえた適切な電源選択が行われる必要がある。」としている。

※IGCC:石炭ガス化複合発電

タイプ	汽力発電方式						コンバインド発電方式		
	ドラム (35万kWクラス)			貫流 (70万kWクラス)			1100°C級 (単軸15万kWクラス)	1300°C級以上 (単軸35万kWクラス)	
燃料種別	石油	LNG	石炭	石油	LNG	石炭	LNG	LNG	
ガバナフリー運転	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	
LFC調整力	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	
出力調整力	○	◎	○	◎	◎	○	単軸△ 系列◎	単軸○ 系列◎	
出力調整幅	30%~100%	20%~100%	30%~100%	15%~100%	15%~100%	30%~100%	単軸 80%~100% 系列 20%~100%	単軸 50%~100% 系列 20%~100%	
出力変化率	3%/分	3%/分	1%/分	5%/分	5%/分	3%/分	7%/分	10%/分	
起動時間 (時間)	WSS	20~30時間			30~40時間			12時間	
	DSS	3~5時間			5~10時間		—	1(並列0.5)時間	

※ 上記数値は代表例であり、プラント毎に仕様は異なる。

DSS (日々停止: Daily Start and Stop) : 電力需要の低い夜間に発電プラントを停止し、翌日の朝方に起動する運用。

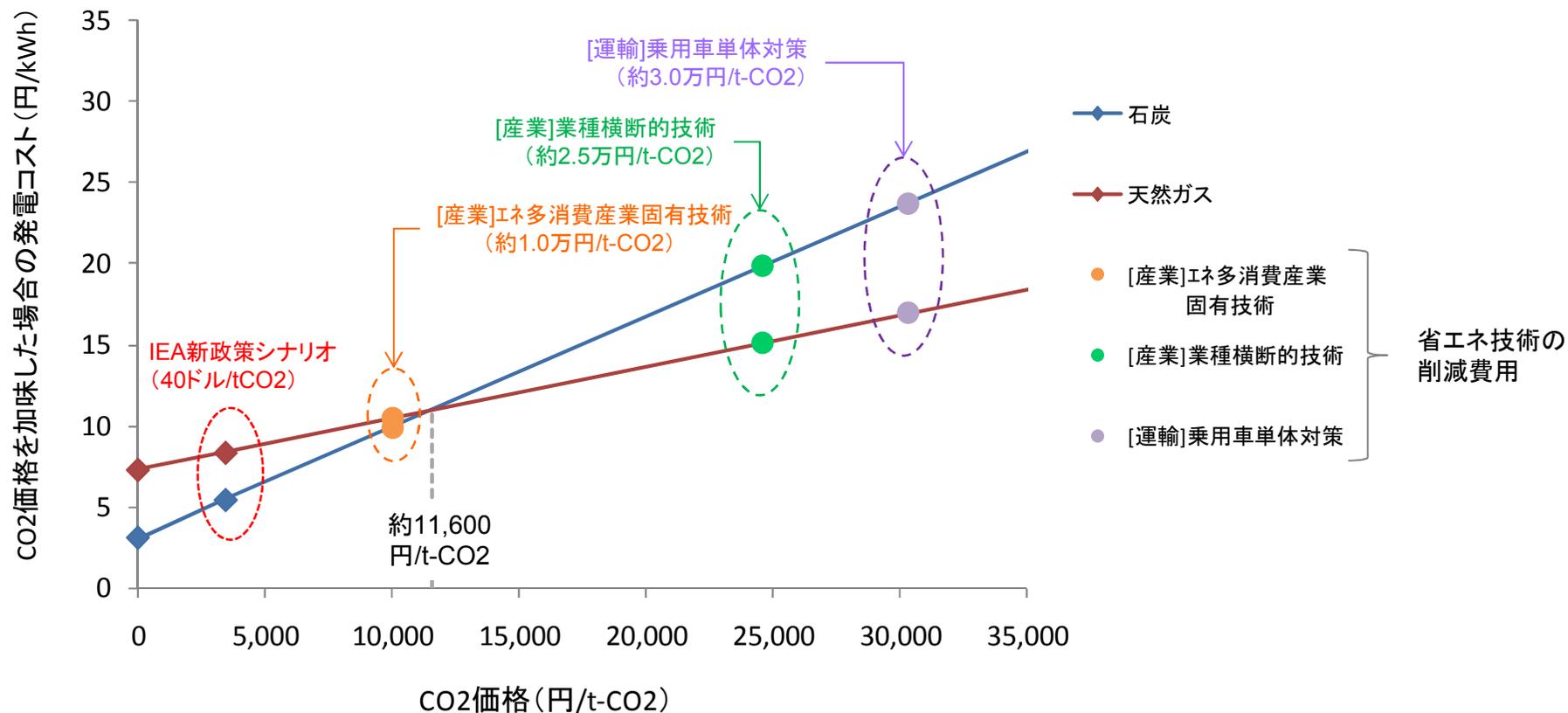
WSS (週末停止: Weekly Start and Stop) : 電力需要の低い週末に発電プラントを停止し、週明けに起動する運用。

※WSSでの起動時間は発電プラントが冷機状態から起動した例

経済性：CO2価格を加味した場合の燃料費の比較

- 石炭は相対的に安価であるが、発電量当たりのCO2排出量が大きいため、CO2価格に応じて価格が大きく変動。CO2価格が1トンあたり約11,600円を上回る場合において、石炭の燃料コスト+CO2コストは天然ガスを上回る。
- 技術モデルより試算された産業・運輸部門の代表的な省エネ技術の削減費用は11,600円/t-CO2程度かそれを上回る対策費用となっている。

CO2価格と石炭・天然ガス火力の発電コスト(燃料コスト+CO2コスト)の関係(2030年)



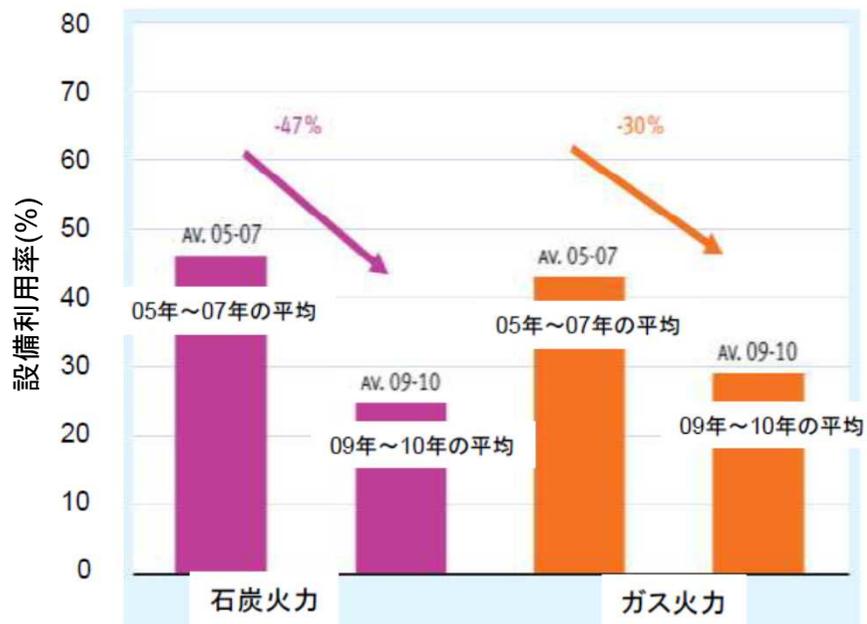
※対策ごとの削減費用は、技術モデルによる中位ケース(主観的な投資回収年数を用いた場合)の値。
 ※CO2価格を加味した場合の発電コスト=発電用燃料コスト(円/kWh)+排出係数(tCO2/kWh)×CO2価格(円/tCO2)
 (出典)コスト等検証委員会報告書、IEA:「World Energy Outlook 2011」等より作成

経済性：年間の設備利用率と発電コストの関係

- スペインでは、再エネが増えたこともあり火力の年間設備利用率が低下。
- 設備利用率が落ちると、資本費のウェイトが相対的に小さいLNG火力の優位性が増す。

■ 再エネ導入と火力の設備利用率 (スペインの事例)

- 風力発電の導入が進んだスペインでは、火力が調整用に使われる機会が増え、結果的に設備利用率が落ちる傾向にある。



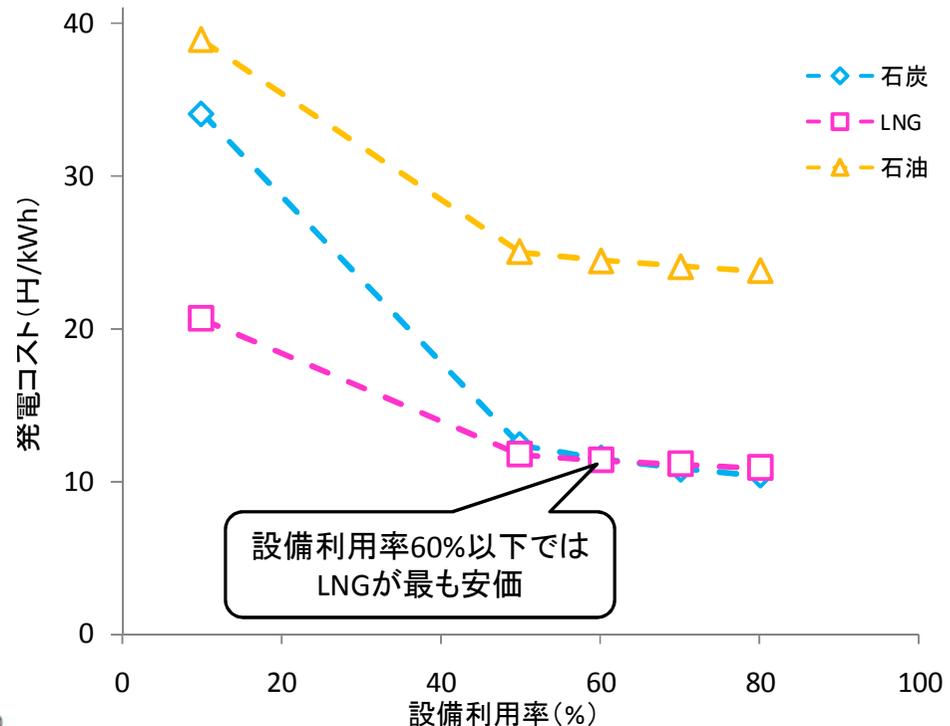
スペインにおける火力発電の設備利用率の低下の状況

(EURELECTRIC, "Flexible generation: Backing up renewables"より資源エネルギー庁が作成。)

(出典) 第23回総合資源エネルギー調査会基本問題委員会資料3
(平成24年5月21日)より抜粋

■ 設備利用率と発電コストの関係(新設時、2030年)

- 年間の設備利用率が落ちると、新設時には資本費のウェイトが小さい電源の優位性が相対的に増す。
- コスト検証委の試算では、代表的なケースにおいて、設備利用率60%以下で石炭よりLNG火力が安価になる。



設備利用率60%以下では
LNGが最も安価

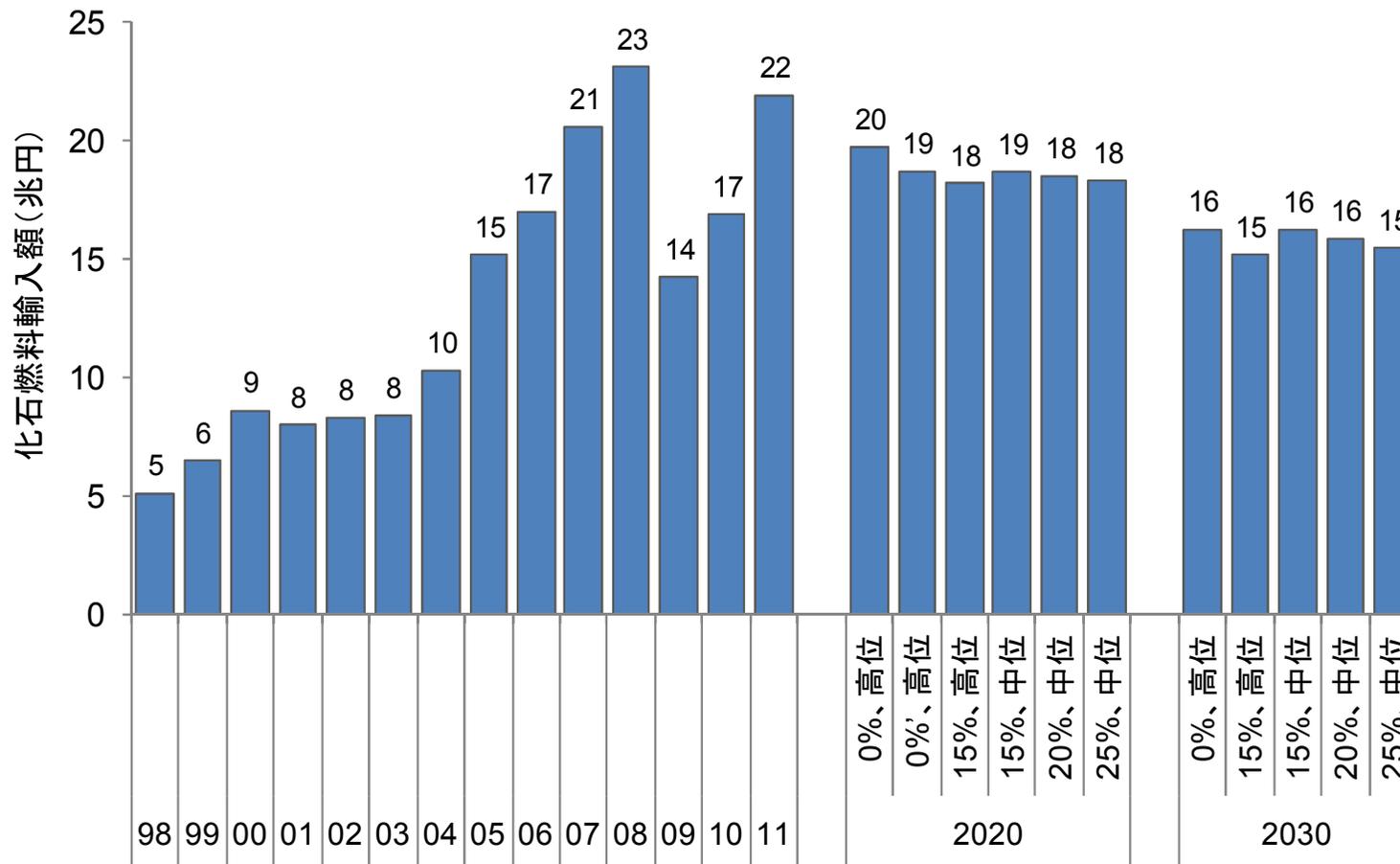
(出典) コスト等検証委員会報告書より作成。

※2030年モデル。40年稼働、割引率3%、燃料費上昇率・新政策シナリオの発電コスト。
※発電コストは、資本費、運転維持費、燃料費、社会的費用の合計。

経済性：化石燃料の輸入額

- 今回の5ケース(2020年は6ケース)においては、いずれも発電電力量に占めるLNGの比率は石炭より高くなっているが、電力消費量やエネルギー消費量自体が減少することもあり、2030年の化石燃料輸入額はいずれも2010年実績を下回ることが見込まれている。

■化石燃料輸入額の推移および見通し(慎重シナリオ)



※実績値は名目価格
 (出典)実績値は財務省貿易統計より作成