

2016年9月27日
京都大学大学院経済学研究科
再生可能エネルギー経済学共同研究講座

発電コスト検証の現状・課題と方向性

京都大学大学院 経済学研究科
エネルギー政策 共同研究講座
稲澤 泉

内容

1. 発電コスト検証の背景・目的
2. 発電コスト検証の方法論
3. 日本における発電コスト検証の具体的内容
4. 課題と方向性

1. 発電コスト検証の背景・目的

(1) 背景

・東日本大震災:エネルギー・環境戦略を練り直すため「エネルギー・環境会議」設立。「白紙からの戦略の構築」の第一歩→各電源のコスト検証

(2) 目的(2011年「コスト等検証委員会報告書」, 以下「2011年報告書」)による)

第1 : 原子力発電のコストの徹底検証

第2 : 再エネをはじめとする原子力以外の電源のコストの再検証

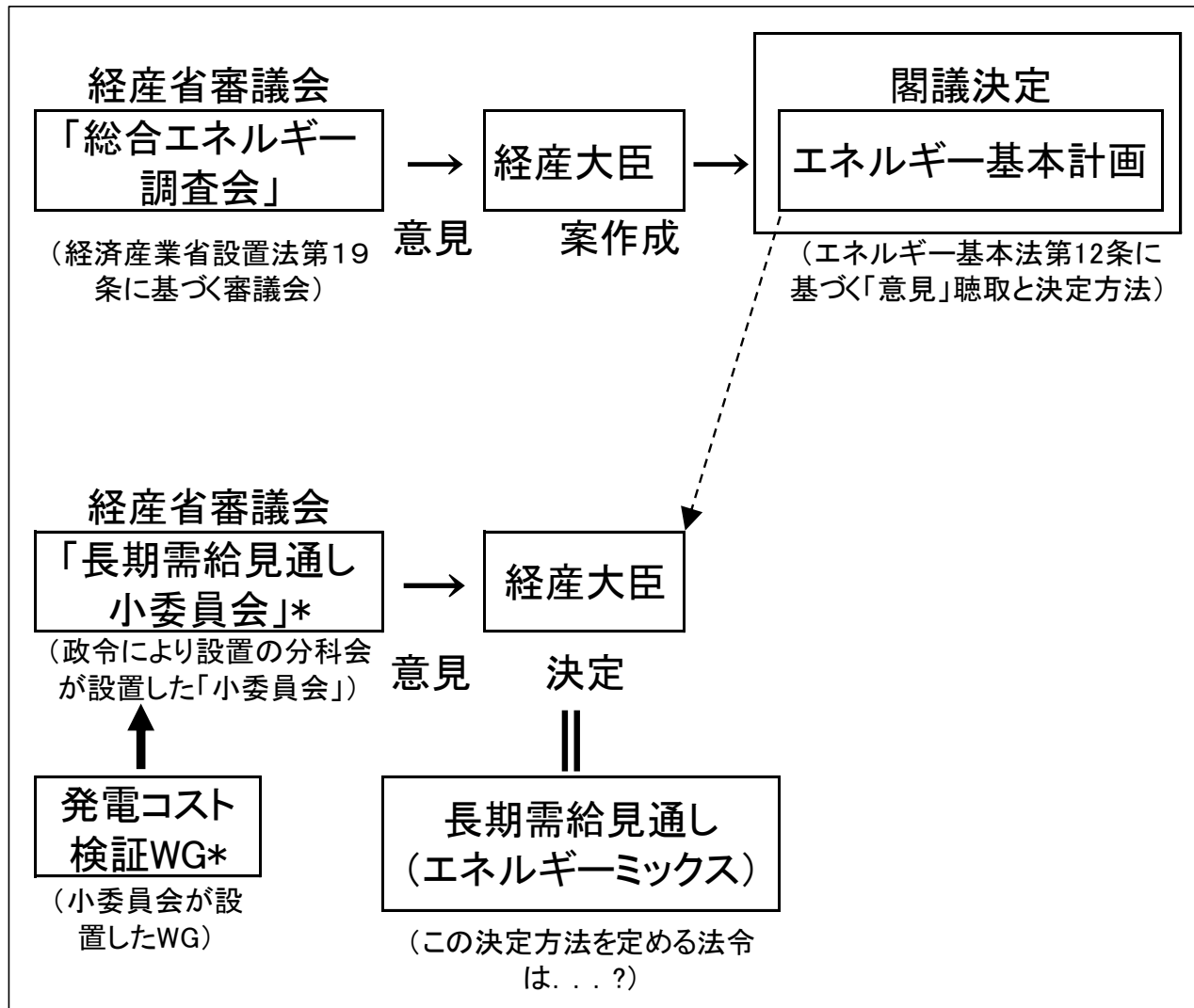
第3 : 原発依存度提言のシナリオ検討のための客観的データの提供

[2015年検証:「エネルギー需給構造の将来像」の「検討の参考」(経産省 2015)]

(3) 意義

・「発電コスト分析を正確に行うこと」を通じて, 発電のあり方や電源の選択に関する議論を活発化させる「共通基盤」を確立すること(植田 2013:37)

＜発電コスト検証と日本のエネルギーミックス策定の枠組みの関係＞



- 2003年10月：第一次計画
- 2007年3月：第二次計画
- 2010年6月：第三次計画
- 2014年4月：第四次計画
(左記)

- 2015年コスト検証：
 - *「長期需給見通し小委員会」=「ミックス小委」
 - *「発電コスト検証WG」=「WG」

(4)WGとミックス小委

第1-5回 (2/18-4/16)	・試算上の各議題につき開催.	第2-6回 (2/13-4/10)	・以降, 3E, 需給見通し基礎情報, 省エネ対策, 各電源の長短所・導入見込・課題, 系統費用, 化石燃料安定供給等を各議題として開催.		
		第7回(4/22)	・論点まとめ. 経団連, 日商, 製造業業界団体, 電力多消費業界団体による要望説明. ・委員長が自給率25%, 電力コスト現状比抑制等との考え方を示す.		
				4月23日	・経産大臣が, 外務, 環境各大臣・官房長官にエネルギーミックス案報告.
				4月24日	総理大臣に上記内容を報告.
第6回(4/27)	・試算の提示, 小委への紹介を了承.				
		第8回(4/28)	・WGより検証結果を報告. ・エネ庁よりFIT買取費用上限額を図示. 需給見通し骨子(案)提示, 委員長一任を決定.		
				4月30日	・中環審及び産構審合同会合にて委員長一任了承済みとして需給見通し骨子を説明. 約束草案要綱(案)取り纏め.
第7回(5/11)	・需給見通し骨子に基づくWG報告案の座長一任決定.				
		第9回(5/26)	・発電コストWGより検証結果を報告. 約束草案要綱(案)及び需給見通し(たたき台)の説明.		

出典:各議事録及び新聞報道に基づき筆者にて作成.

・政治的決定先行→WG・ミックス小委とも試算内容を原案提示当日に了承.

2. 発電コスト検証の方法論

(1) モデルプラント方式と有価証券報告書方式

① モデルプラント方式:

- ・「モデルプラント」を想定
- ・一定の運転年数を想定し、毎年発生する費用を算定.
- ・評価時点(運転開始時点)の価格に割り戻して総費用を合計. これを、当該運転期間中に想定される総発電量を同時点の価値に換算したもので除して求める(2011年報告書の考え方: OECDも基本的に同様)

$$\frac{\text{資本費} + \text{運転維持費} + \text{燃料費} + \text{社会的費用(環境対策費用(CO}_2\text{対策費用)} + \text{事故リスク対応費用} + \text{政策経費)}}{\text{発電電力量}}$$

- ・社会的費用の追加(除くCO₂)が2011年からの日本のコスト検証に独特のもの

発電に関連する費用など



図2.1

出典: コスト等検証委員会(2011)

②有価証券報告書方式:

- ・有価証券報告書にあるデータを基礎として、電源ごとの発電に関する費用を総発電量で除して求める方法。(2011年報告書)

③各々の特徴:

(i)モデルプラント方式についての評価:

- ・「計算に当たってどのような想定をしたかによって発電原価が大きく異なってくる」(大島 2000)

→設備利用率, 稼働年数, 割引率の想定により発電単価に大きな差異

→電源選択を行うにあたって「一つの抽象的な指標」「電源毎の現実のパフォーマンスを比較」するには必ずしも適しない(大島 2000)

- ・OECDの解釈(OECD 2015)は次頁参照

Projected Costs of Generating Electricity is concerned with the levelised cost of producing baseload electricity at the plant level.

The LCOE methodology reflects generic technology risks, not specific project risks in specific markets. Given that such risks exist, there is a gap between the LCOE and the financial costs for owner-operators in real electricity markets facing specific uncertainties. For the same reason, LCOE is closer to the real cost of investment in electricity production in regulated monopoly electricity markets with regulated prices rather than to the real costs of generators in competitive markets with variable prices.

Another way of looking at LCOE is that it is the electricity tariff with which an investor would precisely break even on the project after paying debt and equity investors, after accounting for required rates of return to these investors. This equivalence of electricity tariffs and LCOE is based on two important assumptions:

Constant Discount Rate
Stable Electricity Tariff

a widely used tool for comparing the costs of different power generating technologies in modelling and policy discussions.... one should not lose sight of their essential function...

<OECDのLCOEの解釈>

1. 発電設備レベルにおけるベースロード電源の平均化発電コスト
2. 特定の市場における特定のプロジェクトリスクを反映する方法ではない: 不確実性に直面する実際の市場の事業者コストとの間でギャップあり
3. LCOEは割引率一定且つ電力料金一定の前提の下で, 投資家がbreak evenを達成する電力料金を示す
4. 各種電源間で比較可能なデータを提供するとの役割

(ii)有価証券報告書方式についての評価:

・「過去の実績ベース発電単価」を評すに適した方法。(2011年報告書)

・モデルプラント方式を「補完する情報」(松尾 2014)

⇔日本ではプラント毎の公開情報に制約あり(大島 2000)

⇔減価償却の扱い, 名目値の実質化の扱い他に問題あり(松尾他 2012)

⇔会計数値との混同(金森 2012)・会計情報を吟味せず使用していることが問題(金森 2016)

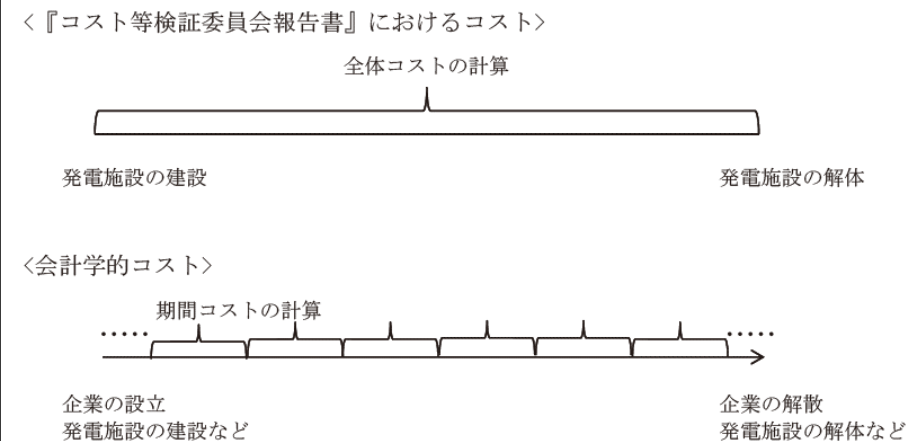
<会計学的コストと経済学的コストの混在との指摘(金森 2012)>

『有価証券報告書』における項目	『コスト等検証委員会報告書』における項目
給料手当	運転維持費 (人件費)
給料手当振替額 (貸方)	運転維持費 (人件費)
厚生費	運転維持費 (人件費)
雑給	運転維持費 (諸費)
燃料費	—
使用済燃料再処理等費	—
使用済燃料再処理等準備費	—
廃棄物処理費	運転維持費 (諸費)
特定放射性廃棄物処分費	—
消耗品費	運転維持費 (諸費)
修繕費	運転維持費 (修繕費)
補償費	運転維持費 (諸費?)
賃借料	運転維持費 (諸費)
委託費	運転維持費 (諸費)
損害保険料	運転維持費 (諸費)
諸費	運転維持費 (諸費?)
諸税	資本費 (固定資産税)・運転維持費 (核燃料税)
減価償却費	資本費 (建設費)
固定資産除却費	資本費 (建設費? 廃炉処理費用?)
原子力発電施設解体費	資本費 (廃炉処理費用)
共有設備費等分担額	運転維持費 (諸費?)
—	運転維持費 (業務分担費 (一般管理費))
—	燃料費
—	事故リスクへの対応費用
—	追加的安全対策費用
—	原子力防災

(出所) 『コスト等検証委員会報告書』および『有価証券報告書』より筆者作成。

出典: 金森(2012)

図表6 『コスト等検証委員会報告書』におけるコストと会計学的コストの相違



出典: 金森(2012)

⇔引用する東電経営財務委報告書は会計学的コスト試算に基づく数値

(2) 海外の方式:(以下はOECD(MITなども同様の考え方))

$$LCOE = P_{MWh} = \frac{\sum[(Capital_t + O\&M_t + Fuel_t + Carbon_t + D_t) * (1+r)^{-t}]}{\sum MWh (1+r)^{-t}}$$

where this constant, P_{MWh} , is defined as the levelised cost of electricity (LCOE).

P_{MWh} = The constant lifetime remuneration to the supplier for electricity;

MWh = The amount of electricity produced in MWh, assumed constant; ①割引率

$(1+r)^{-t}$ = The discount factor for year t (reflecting payments to capital); 3%, 7% and 10%

Capital_t = Total capital construction costs in year t;

O&M_t = Operation and maintenance costs in year t;

Fuel_t = Fuel costs in year t;

Carbon_t = Carbon costs in year t; USD 30/tonne of CO₂

D_t = Decommissioning and waste management costs in year t.

“capital”: overnight cost with contingency and financing costs (e.g. interest during construction)

②稼働期間

Wind and solar plants: 25 years

Natural gas-fired CCGTs: 30 years

Coal-fired power and geothermal plants: 40 years

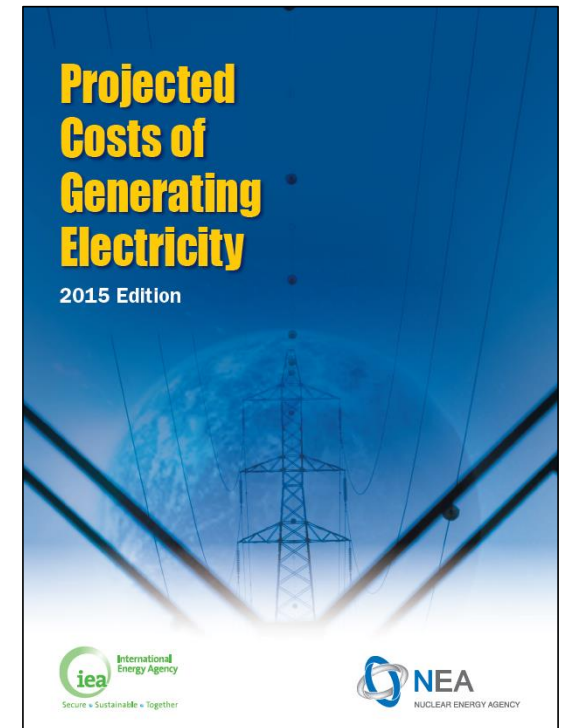
Nuclear power plants: 60 years

Hydropower: 80 years

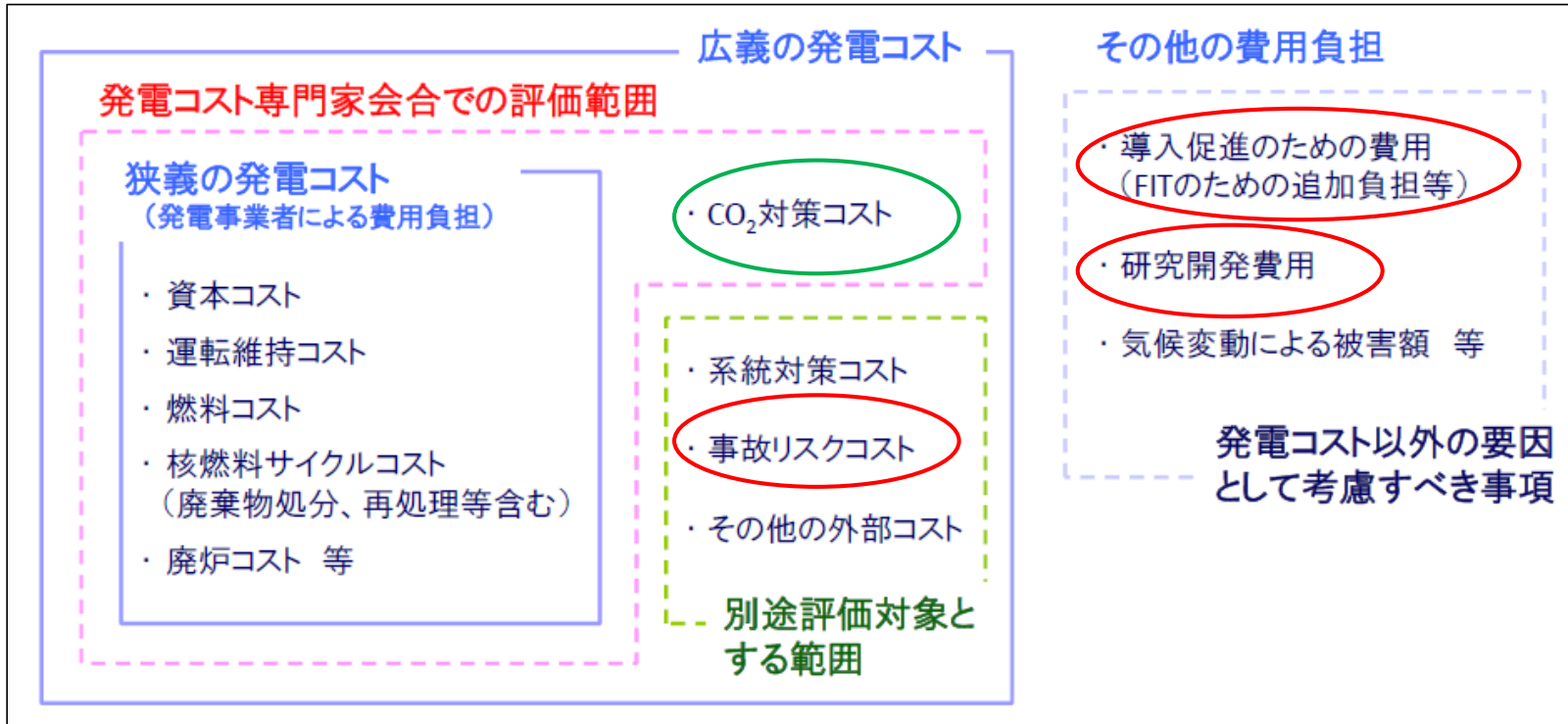
③設備利用率(再エネは別途)

capacity factor of 85% (原発も85%想定)

all CCGTs, coal-fired and nuclear plants under the assumption that they operate in baseload. While it is clearly understood that many CCGTs are frequently used in mid-load or even peak load rather than in baseload, since the overarching concern here is with baseload capacity, the 85% assumption is also used as a generic assumption for CCGTs.



<OECDのLCOEにおいて想定するコスト>



出典: 2015年発電コスト検証WG第一回会合資料より

⇒ 日本政府の試算とOECD試算の方法論上の相違点:

・ 事故リスク対応費用, 政策経費 (研究開発費・補助金(原発他・再エネ(2015年より)), 導入促進費用 (FIT優遇利潤(2015年より)), 税金

<OECDの再エネの設備利用率の想定について>

Country-specific capacity factors were used for renewable energies, because they are largely site-specific.

Transmission and grid connection costs were disregarded even where indicated. As noted earlier, this report exclusively compares plant-level production costs.

- ・OECDコスト検証における再エネの設備利用率想定：
→各国データに基づく
- ・送電・Grid接続費用等是不含
(各国の風力発電に係る想定値は次頁の通り)

Table 4.6: Levelised costs of electricity for generating plants in Germany

Technology	Capital costs			O&M costs			Fuel, waste and carbon costs	Heat credit	LCOE		
	3%	7%	10%	3%	7%	10%			3%	7%	10%
	USD/MWh			USD/MWh					USD/MWh		
CCGT	6.88	10.95	14.59	7.71	7.71	7.71	83.90	0.00	98.49	102.56	106.20
OCGT	4.37	6.57	8.53	4.39	4.39	4.39	126.15	0.00	134.91	137.11	139.07
Coal – hard coal	9.51	18.03	25.97	9.14	9.14	9.14	48.36	0.00	67.01	75.53	83.47
Coal – lignite	11.89	22.54	32.46	11.07	11.07	11.07	43.08	0.00	66.04	76.69	86.61
Solar PV – residential rooftop	128.10	190.01	242.81	33.46	33.21	33.06	0.00	0.00	161.56	223.23	275.87
Solar PV – commercial rooftop	92.47	137.16	175.27	24.15	23.98	23.86	0.00	0.00	116.62	161.13	199.13
Solar PV – large, ground-mounted	72.96	108.23	138.30	19.06	18.92	18.83	0.00	0.00	92.02	127.14	157.13
Onshore wind	42.49	58.86	72.93	34.67	34.67	34.67	0.00	0.00	77.15	93.53	107.60
Offshore wind	96.97	134.34	166.46	49.33	49.33	49.33	0.00	0.00	146.31	183.68	215.80
Small hydro – run-of-river	77.68	171.98	265.42	41.10	41.10	41.10	0.00	0.00	118.78	213.08	306.51
Large hydro – run-of-river	47.69	105.76	163.41	17.40	17.40	17.40	0.00	0.00	65.08	123.16	180.80
CHP engine – biogas (digester)	35.27	50.28	62.77	32.93	32.93	32.93	0.00	-43.20	25.00	40.01	52.50
CHP engine – biogas	51.63	80.41	103.38	59.74	59.74	59.74	0.00	-51.75	59.62	88.40	111.37
CHP engine – mine gas	22.06	31.75	39.75	28.55	28.55	28.55	0.00	-46.20	4.40	14.09	22.10
CHP steam turbine – solid biomass	81.35	114.93	144.48	41.11	41.11	41.11	106.88	-150.75	78.59	112.16	141.72
CHP geothermal	186.64	290.14	392.66	77.58	77.58	77.58	0.00	-31.36	232.86	336.35	438.88

Table 4.9: Levelised costs of electricity for generating plants in Japan

Technology	Capital costs			O&M costs			Fuel, waste and carbon costs	Heat credit	LCOE		
	3%	7%	10%	3%	7%	10%			3%	7%	10%
	USD/MWh			USD/MWh					USD/MWh		
CCGT	8.82	14.02	18.68	9.38	9.38	9.38	115.01	0.00	133.21	138.42	143.07
Coal – ultra-supercritical	15.36	27.97	39.79	18.52	18.52	18.52	60.93	0.00	94.81	107.42	119.25
Nuclear – ALWR	21.05	45.99	70.92	27.43	27.43	27.43	14.15	0.00	62.63	87.57	112.50
Solar PV – residential rooftop	182.04	265.87	338.12	36.06	35.73	35.53	0.00	0.00	218.11	301.60	373.65
Solar PV – large, ground-mounted	128.99	188.38	239.58	51.52	51.05	50.75	0.00	0.00	180.51	239.43	290.33
Onshore wind	100.32	147.86	189.14	34.24	34.24	34.24	0.00	0.00	134.56	182.10	223.38
Large hydro	80.17	191.59	298.82	22.57	22.57	22.57	0.00	0.00	102.74	214.16	321.39

↑
←ドイツ・日本の各電源毎のLCOE試算結果
出典：次頁を含めOECD(2015)

Table 3.13: Levelised cost of electricity for wind generators

1. Net capacity may refer to the unit capacity or to the combined capacity of multiple units on the same site.
 2. Investment cost includes overnight cost (with contingency) as well as the implied IDC.

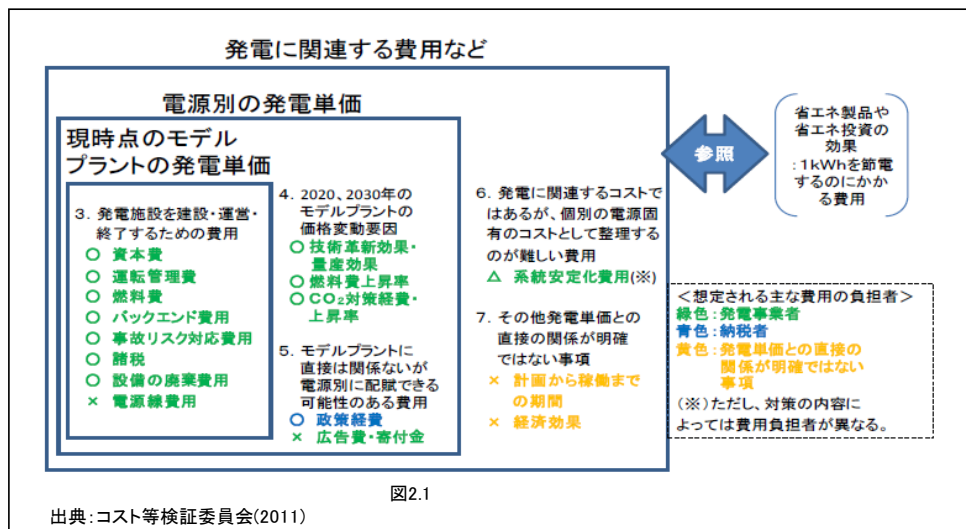
Country	Technology	Net capacity ¹ (MWe)	Capacity factor (%)	Investment cost ² (USD/MWh)			Refurbishment and decommissioning costs (USD/MWh)			O&M costs (USD/MWh)	LCOE (USD/MWh)		
				3%	7%	10%	3%	7%	10%		3%	7%	10%
Austria	Onshore wind	3	26	60.20	84.55	105.21	1.35	0.73	0.46	28.00	89.55	113.27	133.66
Belgium	Onshore wind	2	24	69.66	97.82	121.72	1.56	0.84	0.53	26.67	97.89	125.33	148.92
	Offshore wind	5	39	97.06	136.30	169.61	2.18	1.18	0.74	53.33	152.57	190.81	223.68
Denmark	Onshore wind	10	34	39.17	56.09	70.81	0.87	0.47	0.29	14.26	54.30	70.82	85.36
	Offshore wind	10	47	69.49	108.00	142.76	1.31	0.62	0.35	27.23	98.02	135.85	170.33
France	Onshore wind	12	27	45.99	68.72	88.23	0.75	0.42	0.26	22.15	68.90	91.29	110.64
	Offshore wind	500	40	91.40	142.05	187.76	1.57	0.75	0.42	39.95	132.92	182.75	228.14
Germany	Onshore wind	2	34	41.55	58.36	72.62	0.93	0.50	0.32	34.67	77.15	93.53	107.60
	Offshore wind	5	48	94.85	133.20	165.75	2.13	1.15	0.72	49.33	146.31	183.68	215.80
Hungary	Onshore wind	10	25	58.49	82.47	102.92	2.97	1.87	1.30	32.31	93.77	116.65	136.54
Italy	Onshore wind	16	30	49.59	71.18	90.03	1.09	0.59	0.37	20.61	71.29	92.38	111.01
Japan	Onshore wind	20	20	98.32	146.91	188.60	2.00	0.95	0.53	34.24	134.56	182.10	223.38
Korea	Onshore wind	9	23	82.78	118.58	149.77	0.00	0.00	0.00	28.86	111.64	147.45	178.63
	Offshore wind	100	30	140.06	200.22	252.47	0.00	0.00	0.00	74.41	214.47	274.63	326.88
Netherlands	Onshore wind	3	33	41.51	58.53	73.05	0.29	0.16	0.10	26.26	68.06	84.94	99.40
	Offshore wind	4	43	89.49	126.17	157.47	2.11	1.14	0.71	40.71	132.30	168.02	198.89
New Zealand	Onshore wind	200	40	39.94	59.68	76.62	0.77	0.37	0.21	14.49	55.20	74.53	91.31
Portugal	Onshore wind	2	25	41.96	62.69	80.49	0.81	0.39	0.22	18.26	61.03	81.34	98.97
	Offshore wind	2	39	89.65	133.96	171.98	1.73	0.82	0.46	88.36	179.75	223.14	260.81
Spain	Onshore wind	25	24	52.47	73.69	91.70	1.18	0.64	0.40	27.86	81.51	102.19	119.96
Turkey	Onshore wind	60	38	29.43	44.71	58.11	8.67	7.10	5.95	21.38	59.48	73.19	85.43
United Kingdom	Onshore wind	72	28	57.70	87.73	114.43	0.00	0.00	0.00	36.24	93.94	123.97	150.67
	Offshore wind	347	38	69.83	106.19	138.97	0.00	0.00	0.00	52.08	121.91	158.27	191.05
	Offshore wind	833	39	74.67	113.08	147.94	0.00	0.00	0.00	61.15	135.82	174.23	209.09
United States	Onshore wind	50	49	20.94	31.28	40.16	0.41	0.19	0.11	11.37	32.71	42.85	51.64
	Onshore wind	50	43	26.11	39.01	50.09	0.51	0.24	0.13	12.98	39.60	52.23	63.20
	Onshore wind	50	35	32.75	48.94	62.83	0.63	0.30	0.17	16.08	49.46	65.32	79.08
	Offshore wind – shallow	3	42	70.58	105.46	135.39	1.22	0.58	0.33	31.15	102.95	137.19	166.87
	Offshore wind – medium	5	45	72.21	107.90	138.52	1.25	0.59	0.33	28.88	102.34	137.37	167.73
Offshore wind – deep	6	48	80.38	120.10	154.19	1.39	0.66	0.37	33.81	115.58	154.58	188.38	

3. 日本における発電コスト検証の具体的内容

(1) 主要な論点:

- ① 原発のコスト計算の精緻化
- ② 原発の新規制基準下での事故発生頻度の扱い: 確率論的リスク評価(PRA)導入
- ③ 再エネFITのコスト計算上の取り扱い

・一方, 2011年コスト検証で活発に議論された本質的論点や重要な個別論点は先延ばしに



$$\frac{\text{資本費} + \text{運転維持費} + \text{燃料費} + \text{社会的費用 (環境対策費用 (CO}_2 \text{ 対策費用) + 事故リスク対応費用 + 政策経費)}}{\text{発電電力量}}$$

*「政策経費」: 「発電事業者が発電のために負担する費用ではないが、税金で賄われる経費のうち電源ごとに発電に必要と考えられる社会的経費」(コスト等検証委員会 2011a)

<先延ばしされた本質的な論点>

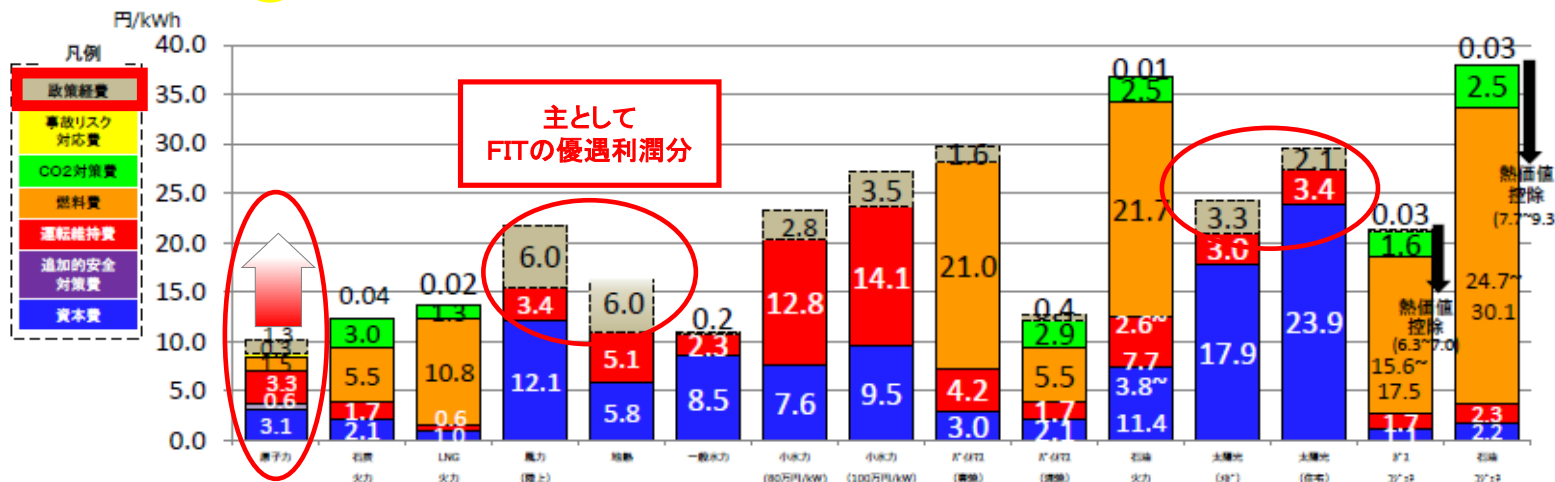
	2011年コスト検証の論点	2015年WGでの議論
本質的 論点	適用されるべき割引率・誰にとってのコスト試算か	無し
	世代間衡平性の考慮	無し
	原発の事故発生頻度と費用への反映	有り 新規制基準の評価として確率論的リスク評価を導入
	原発立地交付金の性格	有り 再エネFIT利潤計上に際して同等の性格として議論
	原発の稼働年数・設備利用率想定	殆ど無し
	報酬率の扱い	無し
個別 論点	原発事故リスク対応費用の計上・精緻化	無し
	研究開発費の計上範囲・手法・想定発電量(再エネ・原発)	有り(再エネ分の算入,「もんじゅ」の扱い)
	原発政策経費の捕捉(予算・寄付金の捕捉)・定義の曖昧性	無し
	原発再処理費用の評価・計算式明示	無し
	原発再処理施設の事故リスク対応費用	無し
	原発廃止費用・事故炉廃止費用の不確実性	無し
	計画から稼働までの期間の費用の算出可能性	無し
	省エネのコスト試算前提	無し
	系統安定化費用・電源線費用	有り(但しコスト算入は行わず)
	(追加的安全対策費用:2011年時点では情報が僅少)	有り

出典:2011年のコスト検証作業における議事録から筆者にて作成

(2) 試算結果概要:

① 2014年モデルプラント

電源	原子力	石炭火力	LNG火力	風力(陸上)	地熱	一般水力	小水力 80万円/kW	小水力 100万円/kW	バイオマス (専焼)	バイオマス (混焼)	石油火力	太陽光 (小)	太陽光 (住宅)	ガス コージェネ	石油 コージェネ
設備利用率	70%	70%	70%	20%	83%	45%	60%	60%	87%	70%	30・10%	14%	12%	70%	40%
稼働年数	40年	40年	40年	20年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	20年	20年	30年	30年
発電コスト 円/kWh	10.1~ (8.8~)	12.3 (12.2)	13.7 (13.7)	21.6 (15.6)	16.9% (10.9)	11.0 (10.8)	23.3 (20.4)	27.1 (23.6)	29.7 (28.1)	12.6 (12.2)	30.6 ~43.4 (30.6 ~43.3)	24.2 (21.0)	29.4 (27.3)	13.8 ~15.0 (13.8 ~15.0)	24.0 ~27.9 (24.0 ~27.8)
2011コスト 等検証値	8.9~ (7.8~)	9.5 (9.5)	10.7 (10.7)	9.9~ 17.3	9.2~ 11.6	10.6 (10.5)	19.1 ~22.0	19.1 ~22.0	17.4 ~32.2	9.5 ~9.8	22.1 ~36.1 (22.1 ~36.1)	30.1~ 45.8	33.4~ 38.3	10.6 (10.6)	17.1 (17.1)



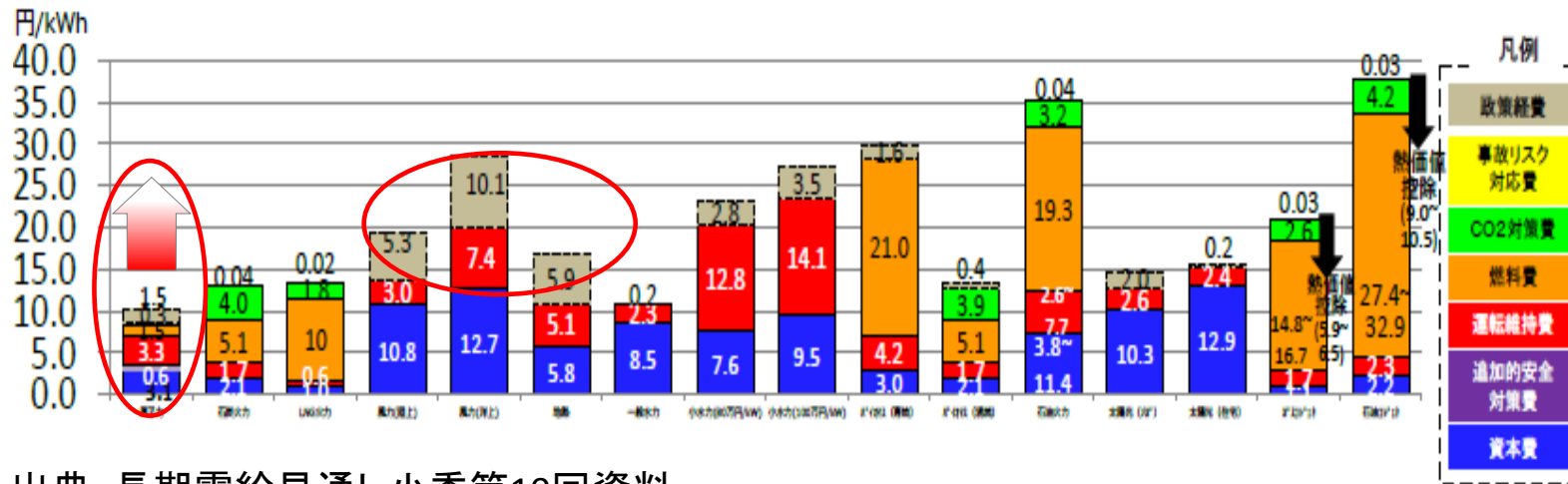
出典: 長期需給見通し小委第10回資料

- ・原発: どの電源よりも下限値は安価.
- ・原発: 確率的リスク評価(PRA/PSA)を加味した事故リスク対応費用の計算.
- ・再エネ: 政策経費の計上(大きなインパクト).

②2030年モデルプラント

電源	原子力	石炭火力	LNG火力	風力(陸上)	風力(洋上)	地熱	一般水力	小水力(80万円/kW)	小水力(100万円/kW)	バイオマス(専焼)	バイオマス(混焼)	石油火力	太陽光(功)	太陽光(住宅)	ガスコジェネ	石油コジェネ
設備利用率	70%	70%	70%	20~23%	30%	83%	45%	60%	60%	87%	70%	30~10%	14%	12%	70%	40%
稼働年数	40年	40年	40年	20年	20年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	30年	30年	30年	30年
発電コスト(円/kWh)	10.3~(8.8~)	12.9(12.9)	13.4(13.4)	13.6~21.5(9.8~15.6)	30.3~34.7(20.2~23.2)	16.8(10.9)	11.0(10.8)	23.3(20.4)	27.1(23.6)	29.7(28.1)	13.2(12.9)	28.9~41.7(28.9~41.6)	12.7~15.6(11.0~13.4)	12.5~16.4(12.3~16.2)	14.4~15.6(14.4~15.6)	27.1~31.1(27.1~31.1)
2011コスト等検証委	8.9~	10.3	10.9	8.8~17.3	8.6~23.1	9.2~11.6	10.6	19.1~22.0	19.1~22.0	17.4~32.2	9.5~9.8	25.1~38.9	12.1~26.4	9.9~20.0	11.5	19.6

・再エネ: 将来試算においても原発下限値よりも高い。



出典: 長期需給見通し小委第10回資料

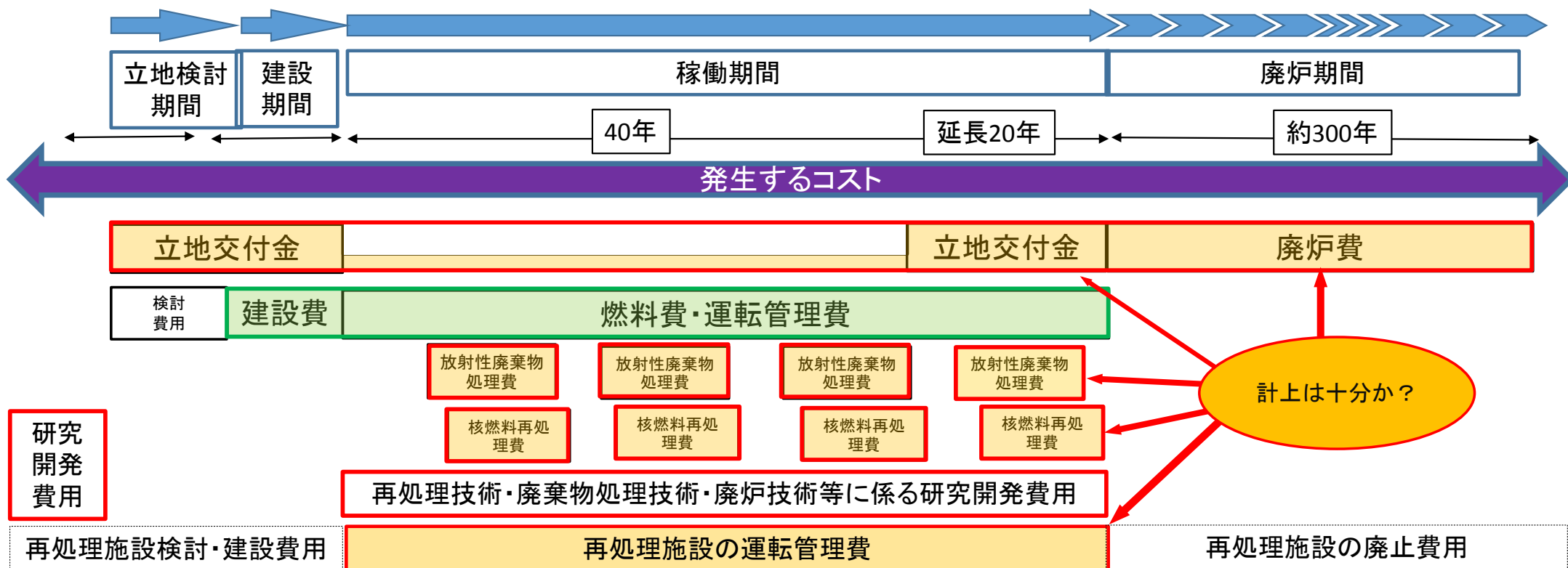
(3) 原発のコスト:

① 費用と損失の内訳

原発にかかわる様々なコストと損失	区分	内容	
金銭で把握可能な部分 (=「原発のコスト」)	発電コスト	発電に直接要する費用	<ul style="list-style-type: none"> ・建設費, 運営管理費, 燃料費, 人件費等 ・追加的安全対策費(福島事故を受け精緻化)
		バックエンド費用	<ul style="list-style-type: none"> ・使用済燃料処分費用(主に再処理費用) ・放射性廃棄物処分費用 ・原発廃炉・再処理施設等の廃止費用
	社会的コスト	政策経費	<ul style="list-style-type: none"> ・研究開発費用(「もんじゅ」含む) ・立地対策費用
		事故リスク対応費用(福島事故を受けて試算)	<ul style="list-style-type: none"> ・損害賠償費用 ・現状回復費用(除染費用・中間貯蔵・最終貯蔵施設費用) ・事故収束・廃止費用(事故炉の廃炉費用) ・行政等の対応費用(除染等以外)
金銭で把握不可能な部分	社会的損失	事故被害	<ul style="list-style-type: none"> ・健康被害等 ・環境汚染 ・ふるさと喪失

出典:「大阪府市エネルギー戦略の提言」に加筆作成.

②費用発生の時系列での把握(全約400年を想定)



③未だ計上されていない(十分でない)コスト

2011年検証報告書に不算入の旨明記された項目	算入されていないと想定される項目
<ul style="list-style-type: none"> ・計画期間費用 	
<ul style="list-style-type: none"> ・事故費用 	
<ul style="list-style-type: none"> 福島第一につき 	
<ul style="list-style-type: none"> 事故費用 <ul style="list-style-type: none"> ・除染費用のうち不足分 ・関連行政費用のうち不足分 	<ul style="list-style-type: none"> ・賠償対象以外の費用
<ul style="list-style-type: none"> 賠償費用 <ul style="list-style-type: none"> ・高濃度汚染対策費用 	<ul style="list-style-type: none"> より精緻化すべき項目
<ul style="list-style-type: none"> <ul style="list-style-type: none"> ・除染により生じる廃棄物等の中間貯蔵施設整備費用 ・除染により生じる廃棄物等の最終処分関連費用 	<ul style="list-style-type: none"> <ul style="list-style-type: none"> ・事故後の廃止措置過程の費用, 事故後の解体費用の精緻化 ・資産の時価算定分との差額計算の精緻化
<ul style="list-style-type: none"> <ul style="list-style-type: none"> ・生命・身体的障害 	
<ul style="list-style-type: none"> <ul style="list-style-type: none"> ・政府による航空機危険区域等設定による損害等 	
<ul style="list-style-type: none"> <ul style="list-style-type: none"> ・地方公共団体の財産的損害 	
<ul style="list-style-type: none"> 核燃サイクル費用 	<ul style="list-style-type: none"> その他の事故・被害想定
<ul style="list-style-type: none"> ・追加安全対策・安全規制対応費用 	<ul style="list-style-type: none"> ・再処理過程での事故費用, 再処理後廃棄物貯蔵中の事故費用
<ul style="list-style-type: none"> ・広告費・寄付金(の按分) 	<ul style="list-style-type: none"> ・通常稼働時費用(作業員被爆費用, 廃炉費用, 再処理費用等の妥当性検証)

出典:「コスト等検証委員会報告書」コスト等検証委員会(2011)を基に作成.

(4) 原発のコスト試算上の最大の問題点：事故リスク対応費用の扱い

① 事故リスク対応費用：

(i) 確率方式(損害期待値使用)か共済方式か

・2011年コスト検証：確率方式によるリスクプレミアム試算は不能
→共済方式を採用(コストを40年分割)。

・2015年コスト検証：共済方式は50基 × 40年=2,000炉年に一回の事故発生頻度と解釈。

・その上で、追加安全対策により、事故発生頻度が低減するとして、PRAの代表的改善幅(約2.4分の1)を根拠に、事故発生頻度を半分(4,000炉年)に。



出典：長期需給見通し小委第10回資料

(ii) 2011年コスト検証での選択肢

(i) 損害期待値を算出する方法

モデルプラントについて、単位発電量当たりの事故による損害期待値を試算

$$\frac{\text{損害費用 (円)} \times \text{事故発生頻度 (1年あたりの事故発生確率)}}{\text{発電電力量 (kWh)}} = \text{損害期待値}$$

(ii) 相互扶助の考え方にに基づく方法

事業者間での相互扶助の考え方にに基づき、損害額を事業者同士で一定期間で支払う場合のコストを算出

$$\frac{\text{損害費用 (円)} / \text{支払期間 (年)}}{\text{事業者の年間発電電力量}}$$

- ・損害期待値算出の前提となる事故発生頻度につき合意に至らず
- ・プレミアムの算定根拠につき足掛かりなし
- ・米国の方式を参考に40年の期間を想定

[原子力委員会で議論された3ケース]

原子力委員会においては、主として、以下の3つのケースが議論されたが、意見が分かれた。

- 1.0×10⁻⁵：国際原子力機関（IAEA）が設定している既設炉の早期大規模放出事故に対する安全目標に準拠したもの。10万炉年に一度の事故発生頻度。日本では2000年に一度、世界では230年に一度しかシビアアクシデントが発生しないよう安全対策を講じるという考え方。
- 3.5×10⁻⁴：世界の原子力発電所の運転実績に基づくもの。14353炉年に5事故発生とカウント。日本では57年に一度、世界では10年に一度シビアアクシデントが起こることに相当。
- 2.0×10⁻³：日本の原子力発電所の運転実績に基づくもの。1494炉年に3事故発生とカウント。日本では10年に一度、世界ではほぼ1年に一度シビアアクシデントが発生することに相当。

*国内の原子炉は50基、世界の原子炉は430基という前提

出典：2011年コスト検証報告書

<2015年コスト検証における事故リスク対応費用算定におけるPRA反映の考え方>

<設置変更許可済みの炉及び適合性審査中の炉で感度解析を行っている「炉心損傷」のPRA評価>

	安全対策前のPRA	感度解析後のPRA ※30を超える事故事象のうち 1つのみを考慮	
設置変更許可済み及び 適合性審査中の原発の平均 (泊3、美浜3、高浜1~4、伊方3、 川内1・2、玄海3・4)	1.9×10^{-4} (約5,200分の1)	8.3×10^{-5} (約12,100分の1)	※約2.4分の1 に低下

共済方式の算定根拠については、追加的安全対策によって事故発生頻度が低減することとなるため、各国規制機関や国際機関における安全目標の相場や、安全対策実施後のリスク評価の改善幅(5,200分の1 → 12,100分の1 : 約2.4分の1に低下)を総合的に勘案し、十分に保守的に見積もって、2011年コスト等検証委員会の「2,000炉・年」の半分の「**4,000炉・年**」とする。

$$\frac{\text{①損害費用(円)}/\text{②算定根拠(炉・年)}}{\text{③モデルプラントの年間発電電力量(kWh)}} = \frac{\text{①9.1兆(円)}/\text{②4,000(炉・年)}}{\text{③73.6億(kWh)}} = \mathbf{0.3\text{円}\sim/\text{kWh}}$$

⇔2011年コスト検証では**0.5円**~/kWh

②2015年コスト検証の手法の問題点：

(i)確率による試算か共済方式なのか，不明確．

(ii)共済方式を2,000炉年に一回の確率と理解するならば，IAEA(INSAG)の「安全目標=10万炉年に一回の炉心溶解事故」を前提に，原発が50基存在する国（我が国）で事故が一回発生すること($100,000/50=2,000$)と同値．

←そもそも安全「目標値」の事故頻度を議論の出発点として実質的に想定することによいか．

(iii)PRAによって，事故発生頻度を軽減させるとの試算手法は国際的に定着していない．

←PRAは想定される事象を織り込むもの(こうした想定が機能しなかったことは福島事故で明確化)．このような理論上の限界も指摘されるPRAを根拠に「実質的に」事故発生確率を論じることは相応か．

③PRA理論を踏まえた問題点：

(a) PRAの定義

- ・「好ましくない起因事象が一連の結果とその影響へと変わっていく様子を分析するための系統的技術」(リー・マコーミック 2011)
- ・「施設で起こりうる事故シナリオを系統的に洗い出し、その発生頻度と影響の大きさを評価することで施設の安全を公衆へのリスクとして表現する安全評価の方法」(村松 2015)
- ・「事故シナリオを可能性で選定し、信頼性工学をベースとして(故障率で表現)、不確実性を伴った定量評価」(成宮 2015)

(b) 上記定義を踏まえたPRA活用上の理論上の課題(佐藤 2006)

- ・事故シーケンスの発生確率と解析結果がどこまで信頼できるか→「評価結果の不確実性」とすることが定説
- ・機器の故障確率をデータ処理して推計される確率は完全に確定しない、信頼度の分布の仮定が正しい証明はない
- ・洩れなく事故シーケンスを拾い上げたか、との「完全性の問題」による不確実性あり

⇔「原子炉リスクの大部分は設計範囲を超える事故による」(佐藤 2006)

(c) 上記を踏まえたPRA活用手法と限界

- ・確率論導入は、「規制改良」の「道具」の選択であって、目的そのものでない(佐藤 2006)
- ・通常、信頼度の高いシステムに適用(確率が通常希少事象近似を用いて計算可能)
→「原子力発電所のPRA研究に関する一般的な所見」として、「運転手順における脆弱性を発見する手段として認識すべき」(リー・マコーミック 2011)
→炉心損傷頻度等に対する「実用的なPRA結果は、大きな不確実性が伴うことを正当に評価して使用すべき」(リー・マコーミック 2011)
- ・2015年コスト検証の議論においても:
 - (i)リスク低減対策は具体的費用として捉えうるが、リスク低減効果は定量的には言えないことから「記述的な方法」しかない,
 - (ii)判断に使うのであれば「計算結果の仮定も含めた」情報が開示される必要、との主張あり(第三回会合議事録: pp.21-22).

⇒PRAの理論とその限界を踏まえれば、PRA導入は相応であったのか。事故リスク対応費用は2015年コスト検証の結果より大きいのでないか。

(5) 原発その他:

① 原発関連の政策経費の計上: 「立地交付金」「R&D費用」

(i) 過去においてはこういった支出傾向だったか

・今次WG: 立地交付金・R&D費用とも直近予算書から計上.

⇨ 社会的費用はOECDにおける発電コスト試算では不計上.

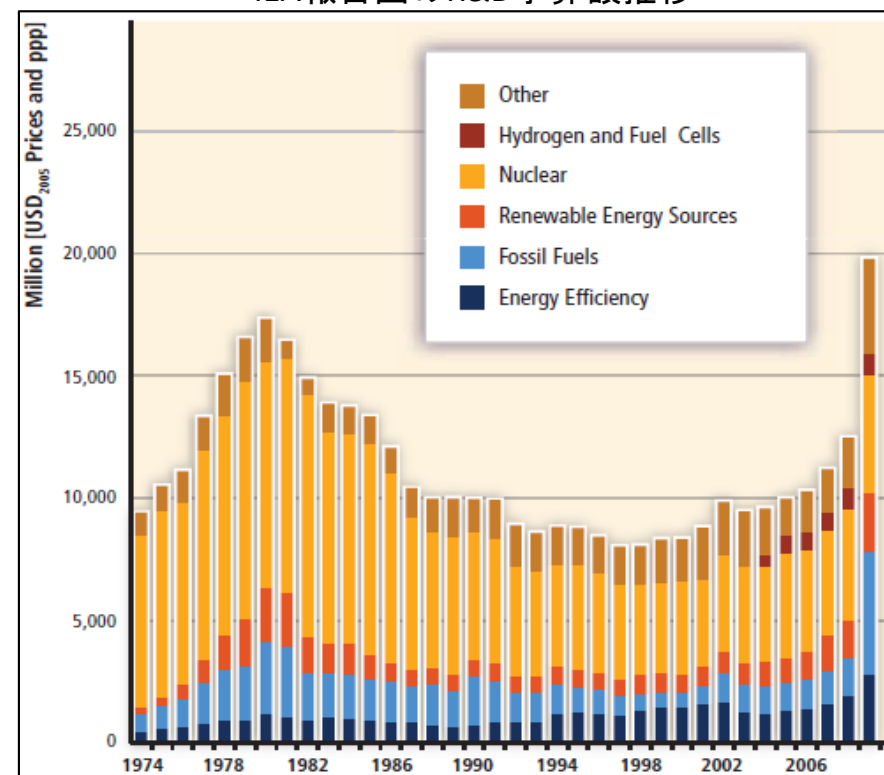
← 大規模な交付金制度は他国において一般的ではない.

・ 過去のR&D費用及び建設前/中の交付金は規模が大きかったのではないか.

(ii) 立地交付金「同等」の補助金として, 再エネFITの「適正利潤」「特に配慮する利潤」を計上する扱い.

(後述(6)の再エネの項ご参照)

IEA報告国のR&D予算額推移



出典: "IPCC SRREN", IPCC (2012)

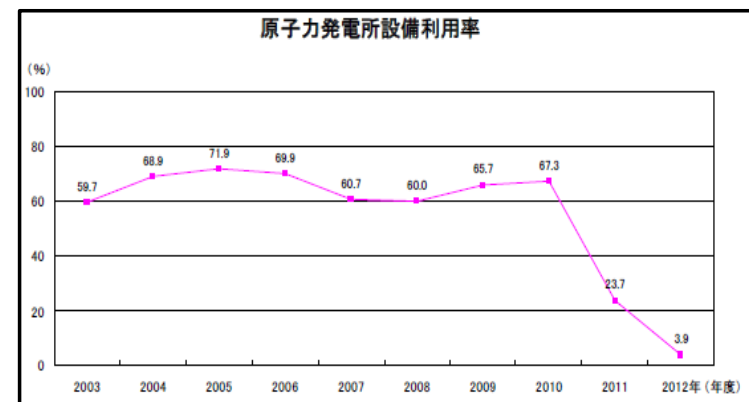
②kWhコスト試算における分母(発電電力量)と分子(各費用)の妥当性

(i)分母部分:

- ・今次WG:「廃炉判断された炉を除く43基」が「70%稼働」する想定。
←全基稼働, 福島以前以上の稼働率は現実的想定か.
←新安全規制に基づく稼働でこうした設備利用率の想定は整合的か.

(ii)分子部分:

- ・「追加安全対策費」今次WG: 新規制基準の結果, 「あらかじめ明らかであれば, 設計・計画の最適化で省ける」として, 不計上の費用項目多数.
- ・「事故想定」今次WG: 再処理過程/再処理後廃棄物貯蔵中の事故費用は相応か.
- ・「事故費用」今次WG: 除染における高濃度汚染対策, 廃棄物等の中間貯蔵/最終処分施設の整備費用は相応か.



出典:「電源別発電電力構成比」電事連(2013)

(6) 再エネのコスト: FITの取り扱い:

①2015年コスト検証において算入された「再エネFIT優遇利潤の費用計上」とはどのような方法か

- ・FITの調達価格に含まれるIRRを算入.

<FIT制度スタート時のIRR水準>

電源		太陽光		風力		地熱	
調達区分		10kW以上	10kW未満 (余剰買取)	20kW以上	20kW未 満	1.5万kW 以上	1.5万kW 未満
費用	建設費	32.5万円/kW	46.6万円/kW	30万円/kW	125万円 /kW	79万円/kW	123万円 /kW
	運転維持費 (1年当たり)	10千円/kW	4.7千円/kW	6.0千円/kW	—	33千円/kW	48千円 /kW
IRR		税前6%	税前3.2%	税前8%	税前1.8%	税前13%	

(注)2015年政府のコスト検証では, 上記IRRに後述の「特別配慮利潤」を含め算入.

出典: 調達価格等算定委員会第7回資料 (2012)より抜粋

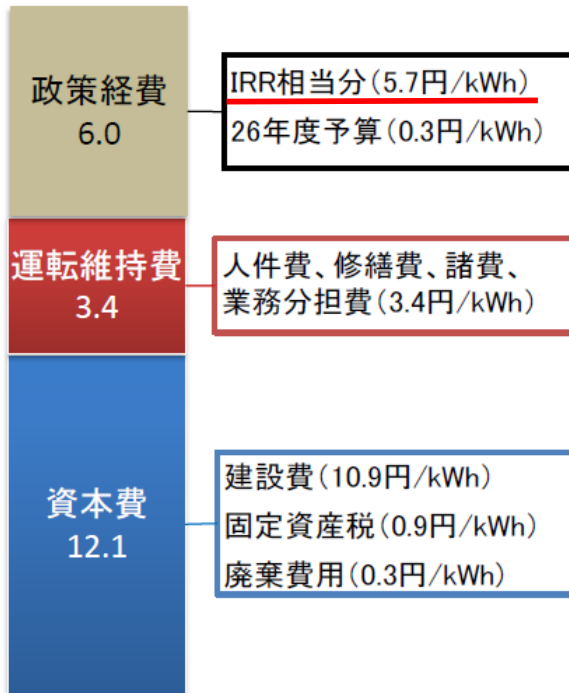
【風力】再生可能エネルギー発電コストの内訳

風力(陸上)発電コスト 21.6円/kWh

(政策経費を除いた場合: 15.6円/kWh)

2014年モデル
プラント

※風力(陸上)については、環境アセス等により設備認定を受けるまで数年程度要することから、政策経費(予算分)の算出に当たっては、既導入量に環境アセス中または済みの案件を加えた769万kWから算出した発電量で関連予算を機械的に除した値を記載。

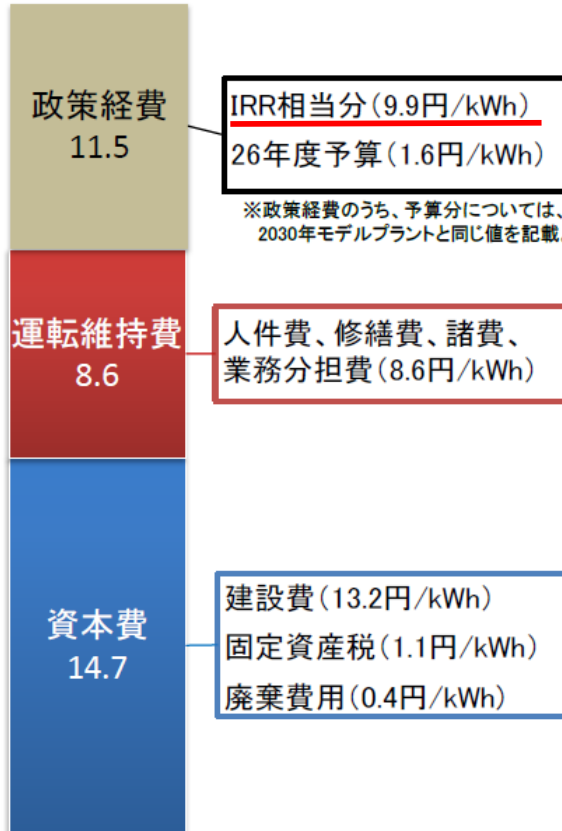


※モデルプラントとして、
設備容量2万kw、設備利用率20%、
稼働年数20年のプラントを想定。

風力(着床式洋上)発電コスト 34.7円/kWh

(政策経費を除いた場合: 23.2円/kWh)

2020年モデル
プラント



※モデルプラントとして、
設備容量3~10万kw、設備利用率30%、
稼働年数20年のプラントを想定。(2020年モデルプラント)

＜2015年コスト検証におけるモデルプラントの概要＞

5（1）陸上風力

諸元のベース	調達価格等算定委員会、業界ヒアリング等		
モデルプラントの規模(出力)	2万 kW	コスト等検証委員会報告書及び調達価格等算定委員会と同規模と想定	
設備利用率	○20%	調達価格等算定委員会より	
稼働年数	○25年 ○20年	世界で事業用に供されているほぼ全ての風車が、IEC(国際電気標準会議)の規定する規格に準じて設計、製造されており、IECにおいては、風車の設計耐用年数を20年と規定。また、海外では設計耐用年数20年を超えても操業(運転)を継続している例もみられる。	
資本費	建設費	28.4万円/kW ⇒56.8億円	調達価格等算定委員会より(調達価格等算定委員会で想定している建設費30万円/kWのうち、5.2%相当である接続費用を除いた。)
	設備の廃棄費用	建設費の5%	OECD/IEA“Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”(2010)の試算において各国から特段の廃棄費用データがない場合の値を使用。(調達価格等算定委員会でも同様の考え方を採用。)
運転維持費	人件費	0.600万円/kW/年	調達価格等算定委員会より
	修繕費		
	諸費		
	業務分担費 (一般管理費)		

<2015年コスト検証におけるモデルプラントの概要：陸上風力(続き)>

燃料費	初年度価格	—	—
	所内率	—	—
	燃料諸経費	—	—
価格変動要因	技術革新・量産効果	<p>○建設費の低下</p> <ul style="list-style-type: none"> ・2020年 25.5～27.2～28.4万円/kW ・2030年 20.5～25.2～28.4万円/kW <p>○運転維持費の低下</p> <ul style="list-style-type: none"> ・2020年 0.54～0.57～0.60万円/kW ・2030年 0.43～0.53～0.60万円/kW <p>○設備利用率の向上</p> <ul style="list-style-type: none"> ・2020年 20～23% ・2030年 20～23% 	<p>2020年・2030年の建設費・運転維持費については、2014年モデルプラントの諸元をベースに、①2014年単価横ばいとして価格低減を見込まないケース、②IEAの「Technology Roadmap Wind Energy 2013」に従って価格低減するケース、③タービン・電気設備等の費用が国際価格に収斂するケースという、3ケースの幅で設定。</p> <p>また、2020年以降の設備利用率については、風車の発電効率の向上・大型化・信頼性及び設備利用率向上のための技術開発を踏まえ、23%を上限とした。</p> <p>※設備の廃棄費用については、建設費の低減によらず、2014年モデルプラントの建設費の5%から変動しないとした。</p>
	燃料費上昇率	—	—

IRR相当分の計算について

総合資源エネルギー調査会
発電コスト検証ワーキンググループ（第6回会合）
資料1

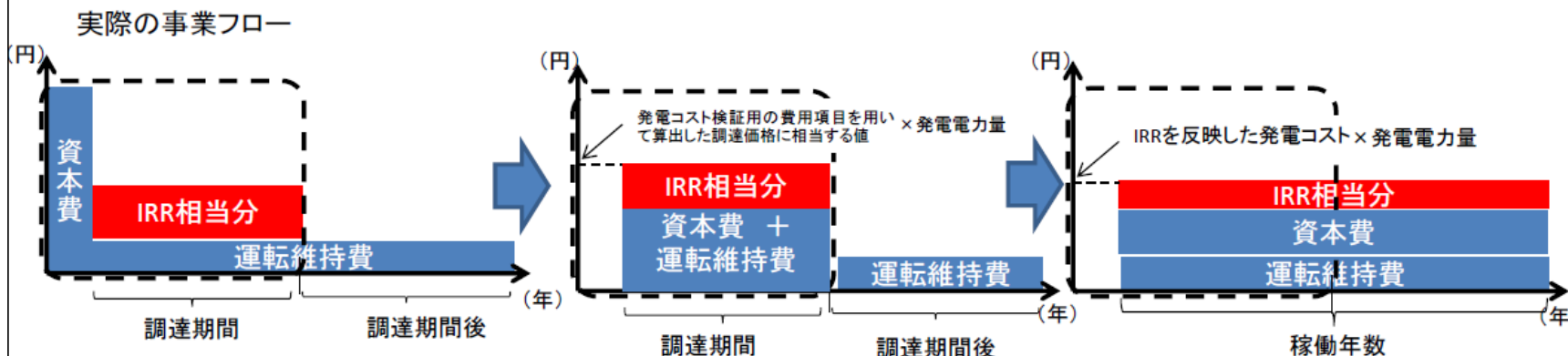
【①IRRが反映された発電コストを算定するに当たっての考え方】

○IRRが反映された発電コストを算定するに当たっては、今般の発電コストの検証に用いられる費用項目を用いた調達価格に相当する値（実際の調達価格とは異なる）を算出。

【②調達期間と稼働年数の差異の扱い】

○調達価格等算定委員会で想定される調達期間と、2011年コスト等検証委員会で想定されていた稼働年数は必ずしも一致しない。特に、調達価格等算定委員会における地熱等に関しては、実際の稼働年数よりも短い年数を政策的に調達期間として設定している。調達期間が稼働年数よりも短い場合には、IRR相当分を稼働年数でならず処理を行って算出する。

<②調達期間と稼働年数が異なる場合のIRR相当分の算出イメージ>



【IRR相当分の計算結果】

2014モデル プラント	太陽光 (非住宅)	太陽光 (住宅用)	風力 (陸上)	風力 (洋上)	地熱	小水力 (200kW未満)	小水力 (200-1,000kW)	木質専焼 バイオマス	石炭混焼 バイオマス
IRR相当分 (円/kWh)	3.1	2.0	5.7	9.9	4.6	3.4	2.8	1.4	0.3

※太陽光(住宅用)及び石炭混焼バイオマスについては、余剰売電比率やバイオマス比率を踏まえIRR相当分を計算。

＜2011年コスト等検証委員会と調達価格等算定委員会との諸元の差異＞

		コスト等検証委員会	調達価格等算定委員会			コスト等検証委員会	調達価格等算定委員会
資本費	建設費	○	○	租税	固定資産税	○	○
	接続費用	—	○		事業税	—	○
	廃棄費用	○	○	その他	出力	○	○
運転維持費	人件費	○	○		設備利用率	○	○
	修繕費	○	○		法定耐用年数	○	○
	諸費	○	○		稼働年数	○	○(調達期間)
	業務分担費	○	○		IRR(税引前)	—	○
	土地賃借料	—	○		(注)一部の電源については、整理が異なる(次頁以降参照)。		

- ・確認を要する点：
 - FITにおける「利潤」とは何か？
 - 「優遇」とは何と比較して優遇なのか？
 - 再エネ・他電源間での「公平性」は確保されているのか？

$$\text{【IRRが反映された発電コスト】(円/kWh)} = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{pE}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E}{(1+r)^t}}$$

p : 調達価格に基づいた発電単価(円/kWh)、 E : 年間発電電力量(kWh/年)、 T : 調達期間(年)

ただし、調達期間と稼働年数が同じ場合。

※ IRR相当分は、上記の【IRRが反映された発電コスト】から【発電コスト】を差し引いたもの。
(すなわち、割引率相当分が差し引かれている。)

出典: 前頁と同じ

②調達価格を構成する「利潤」の性格

(i)固定価格買取制度と制度設計における検討の内容:

・再エネ特措法:

－調達価格:(a)供給事業者が受けるべき「適正利潤」勘案

(b)3年間に亘り事業者の利潤に対する「特別配慮利潤」

・調達価格等算定委員会における議論:(調達価格等算定委員会 2012b)

－分野毎にヒアリング

－各分野特有の「事業リスク」を認定し*内部収益率(IRR)を算定

(* ex.地熱:地表調査, 調査井掘削など開発費用⇔事業化成功率低い).

⇒法で定める「適正利潤」=事業リスク見合い

(ii)2015年の政府による発電コスト検証での議論:

- 事実上の補助金であるとの意見
- 発電コストではないが電気代に実際に含まれる→発電コストに算入すべき

(iii)利潤の性格と事業者報酬(利益率)の扱い

- 「適正利潤」:事業リスク見合いの収益(収益保証有)部分⇔

「特別配慮利潤」:事業リスク見合いを上回る(収益保証有)部分

- 2011年コスト検証のロジックの場合:「事業主体の多様性」から「一律計上しない」

→「事業主体の多様性」から一律計上しない部分=「適正利潤」部分

⇒再エネにつき「特別配慮利潤」のみ計上が相応でないか

- 上記2011年コスト検証のロジックを変更する場合:

→再エネにつき「適正利潤」+「特別配慮利潤」を計上との案もありうる.

⇒但し,論理的には他電源についても「多様性」を考慮し報酬(利益率)を試算する必要

⇒これが確保されない場合,少なくとも「特別配慮利潤」のみ計上が相応でないか

③優遇の論拠

(i)固定価格買取制度と制度設計における検討の内容:

・特措法:「特別配慮利潤」は再エネ優遇部分

(ii)2015年の政府による発電コスト検証での議論:

・具体的な優遇利潤の対象について:

—「全電源適用の社会的割引率対比で超過する利潤」(最終報告)

—FIT調達価格の利潤と他の電気事業者の「適正報酬との差分」とも説明
(ここでは私的割引率の扱い).

⇒優遇とは何かについて議論は結局明確になされず

(iii)割引率の扱いの混同

・社会的割引率を事業者の私的割引率として扱っていることによる混同

→再エネの利潤とされるIRRから割引率を差し引くこと≠優遇利潤の算出

→適正報酬(利益率) ≠社会的割引率

④他電源における利潤の扱い

(i)総括原価方式の制度と制度設計における利潤の内容:

- ・一般電気事業供給約款料金算定規則:
 - 電力料金算定←電気事業の経営リスクを表すとされる指標を基に行う
 - 「事業報酬率」←株式市場の変動に関する実践的リスク評価手法による
「電気事業の経営リスクを表す指標」(東京電力 2012)

(ii)他電源における利潤＝「事業報酬率」と再エネ「利潤」の比較

- ・「事業報酬率」:
 - 他電源の事業リスク見合いの収益部分且つ総括原価方式により徴収＝
収益保証有とみなしうる部分
 - ＝全電源一律の扱い
 - ⇔再エネのみ各収益保証がなされる事業リスク見合いのIRRがコストに算入される

⇒比較の公平性: 他電源においても事業リスク見合いの報酬率試算が必要

<原発立地交付金との比較：移転支出＝社会全体でゼロ費用との議論>

(再エネFITの費用も同様であるので、FITを不計上ならば立地交付金も不計上たるべきとの立論)

(i)原発に係る立地交付金の制度と制度設計の内容：

- ・いわゆる電源三法制度：原発周辺地域に公共施設の整備など
 - －2003年の法改正→法の目的「発電用施設の運転の円滑化」を追加

(ii)原発交付金は本当に社会全体でゼロコストなのか：

- ・移転支出：「反対給付として何らの財・サービスも生産されない支出」(Gordon 1990)
- ・運転段階への支援＝長期安定運転に対する支援(福井県資料)/原子力の稼働期間延長に備えたもの(張 2006)
 - 反対給付のない支出と言えるのか。
- ・発電「コスト」検証
 - ←コスト・ベネフィットの長期的均衡状態をここだけ考慮しているのでは。

(iii)再エネと立地交付金について:上記の他のいくつかの立論

- (a)マクロ的な均衡状態の問題と個別の電源コストの問題を同列に論じることがは不相応,
- (b)マクロ経済及び立地地域経済へのプラスとマイナスから効果がゼロと考えるべきかは容易に判断できない, (一部地域の振興であり且つ電力生産と直接関係のない用途や生産性を高める用途でないことや他地域の納税者に便益還元がないこと等),
- (c)再エネの利潤分の経済的影響は原発の電源立地交付金と同一とすべきかも容易に判断できない,
- (d)移転支出であれば費用計上しないとの考えは, 税込用途如何に拘らず税導入に抵抗がなされる現実に即した議論とはならない,
- (e)原発立地交付金は, 事業が立地するに至る合意の前提としての費用とも位置付けうる. こうした合意獲得のための支出とは, 開発費用として扱われるべき性格を有する,
- (f)原発の地元交付金は、これがなかりせば原発が立地し得ないことから, 原発の建設・運営・終了に必要な不可欠な経費と考えられる.

→原発立地交付金(及び2015年報告で扱われた再エネ優遇利潤分)を移転支出と扱うことについては, さらに慎重な理論的検討を要するのでは.

【風力】本WGにおけるコスト低減の考え方(案)

【本WGにおけるコスト低減の考え方(案)】

○前回と同様の「量産効果、技術改善等による低コスト化のシナリオ」と「日本の特殊性を勘案した横ばいシナリオ」の2つを前提に試算してはどうか。

○低コスト化シナリオについては、2011年コスト等検証委員会と同様IEAの見通しを参照して試算してはどうか。

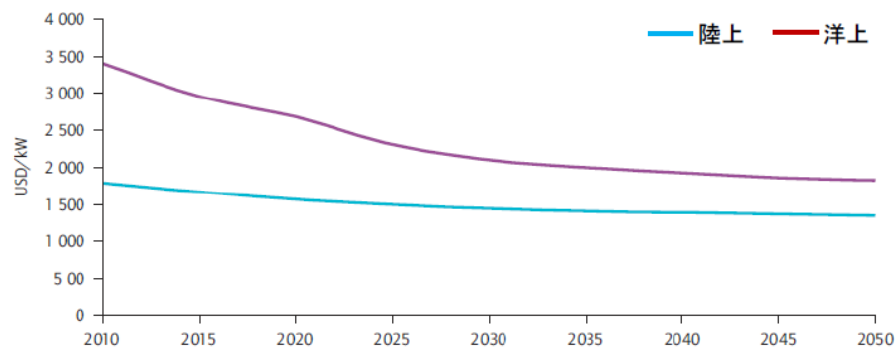
【量産効果、技術改善等による低コスト化のシナリオ(案)】

○建設コストの低減については、2011年コスト等検証委員会では、IEA「Energy Technology Perspective 2010」に基づき、将来のコスト低下を試算。これを踏まえ、本WGにおいては、IEAによる風力発電についてのレポートである、「Technology Roadmap Wind Energy 2013」に基づき、同様の試算を行ってはどうか。

○「Technology Roadmap Wind Energy 2013」では、コスト低減に関する複数の文献を比較した上で、タービンの性能向上等により、2050年までに陸上風力発電は初期コスト25%低減、洋上風力発電は45%低減と推計している。この推計における2014~2030年分の低減率を単純推計しあてはめ、建設コストの低下を推計してはどうか。

○運転維持費についても、風車の大型化に伴うkWあたり保守点検費用の低下、量産効果による部品価格低下による修繕費の低下等により、建設コストと同程度の低減を見込んではどうか。

【Technology Roadmap Wind Energy 2013にて紹介されている資本費低減シナリオの一例】



IEA(2012), Energy Technology Perspectives: Scenarios and Strategies to 2050より

18

(7)再エネ:将来のモデルプラントに係る想定の妥当性:

・「低コスト化シナリオ」,
「日本の特殊性を勘案した横ばいシナリオ」

出典:コスト検証WG資料

【風力】2011年コスト等検証委員会におけるコスト低減の考え方

○風力については、「量産効果、技術改善等による低コスト化のシナリオ」と「日本の特殊性を勘案した横ばいシナリオ」の2つを前提に試算。

① 量産効果、技術改善等による低コスト化のシナリオ

○IEA等の国際機関等では、以下のような要因から、中長期的にコストが低減していく見通しが示されている。

<中長期的なコスト低減の要因>

- ・量産効果(生産の現地化・大規模化、設置ノウハウの蓄積など)
- ・技術改善(タービンの大型化、新素材開発、発電機やギアボックスの改善など)
- ・洋上風力(着床式)については、洋上専用タービンの開発、より深い水深での基礎設置手法の開発
- ・ウィンドファームの大規模化(オペレーション及びメンテナンスコストの効率化、メンテナンス面での連携強化)

○陸上風力: 2020年及び2030年の建設費は、IEA「Energy Technology Perspective 2010」の Blue Map Scenarioの低減率を前提とした低コスト化のシナリオで、試算。

○洋上風力(着床式): 2020年の建設費は、陸上風力の1.5~2倍の幅で設定。2030年の建設費は、IEA「Energy Technology Perspective 2010」のBlue Map Scenarioの建設コストの低減率を前提とした低コスト化のシナリオで、試算。

○陸上風力も洋上風力(着床式)も、維持管理費も建設費と同程度に低下するという前提で試算。

② 日本の特殊性を勘案した横ばいシナリオ

○日本では、風力については、欧米と比較して、以下のような特殊性があるとされる。

<日本の特殊性>

- ・山間部への立地が多いなど立地条件が厳しく、今後、導入が進めば比較的安価で設置できる場所が減少(平坦な土地の確保が難しく、適地の更なる奥地化)
- ・大規模ウィンドファームが設置可能なまとまった土地が少ない
- ・洋上風力については設置がしやすい着床式の適地が少ない

○したがって、コスト低減要因が世界と同程度に発現するかについては不確定要素が大きいため、コスト低減しないシナリオで試算。

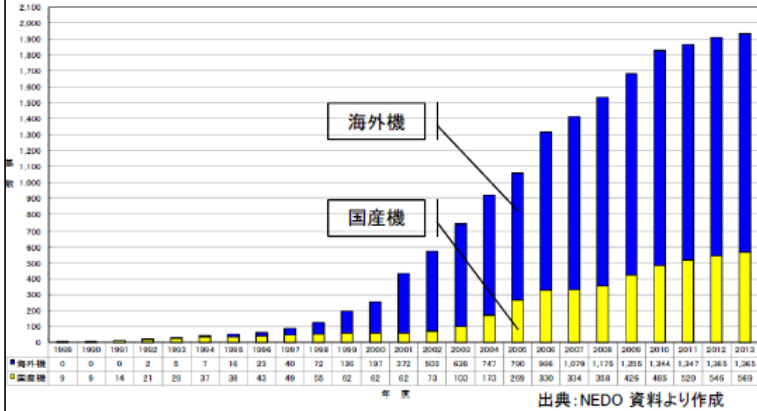
<参考:2011年コスト検証における考え方>

・「日本の特殊性」による「コスト低減ゼロ」

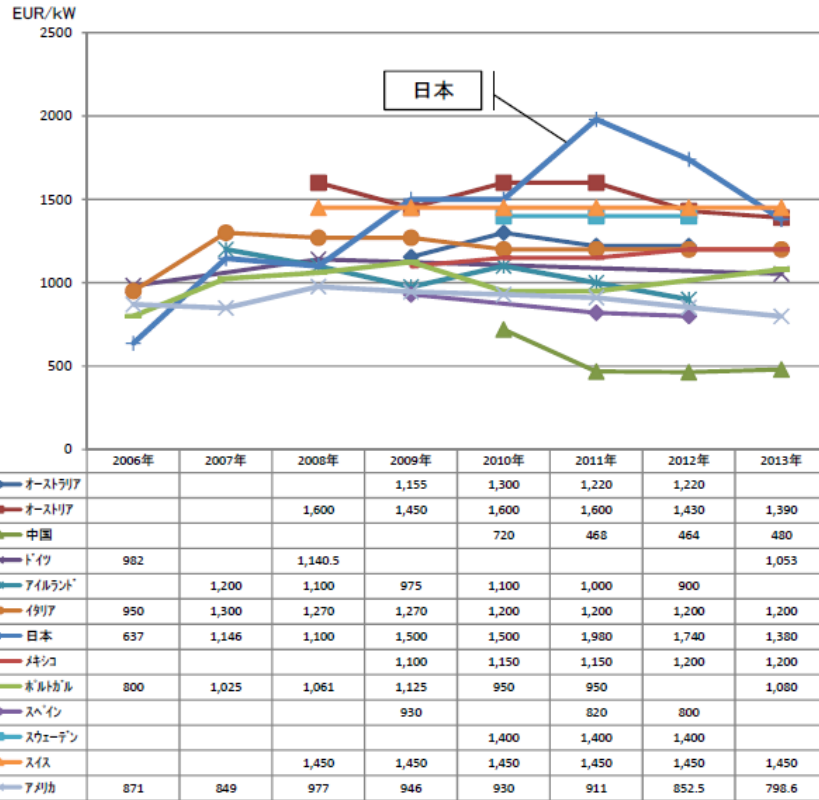
風力発電コスト低減の考え方(国際価格に収斂する可能性)

- 陸上風力発電についても、タービンや電気設備等の量産効果が見込まれる部分の費用については、国際価格に収斂する仮定は成り立つ。日本国内の市場では、風力発電機について、海外機の導入量は増加しており、市場の成熟に応じて国際価格に収斂していく可能性は考えられる。
- 他方、日本国内のタービン価格については、内外の価格差があり、相対的に高い。現時点の傾向だけ見れば、必ずしも国際価格に収斂する蓋然性が高いとまでは言えないが、2030年にかけて徐々に国際的な水準に収斂するケースを考えてはどうか。

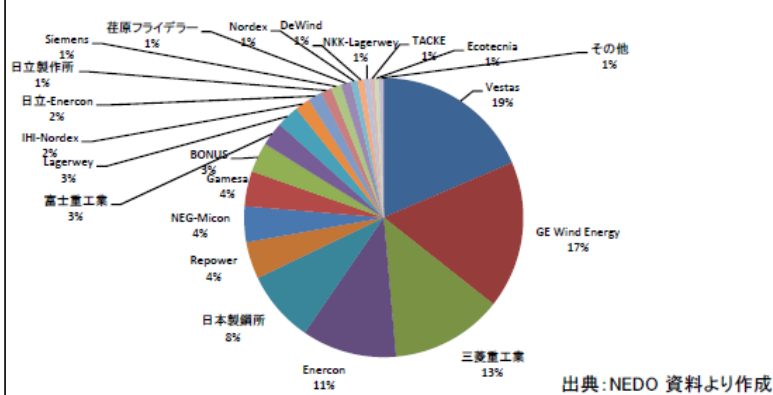
国内における海外機・国産機別導入割合(累積基数)の推移



陸上風力発電のタービン価格の推移



風力発電機の日本市場シェア(2014年3月)



出典: 2015年コスト検証WG
第五回会合資料⁴⁵

風力発電コスト低減の考え方(国際価格に収斂するケース)(案)

○陸上風力について、国際的な水準に収斂するケースを試算するに当たっては、第2回コストWGでも用いたIEAの Technology Roadmap Wind Energy 2013における「2050年までに陸上風力発電は初期コスト25%低減」との指摘を踏まえ、タービンや電気設備等の部分について、一定程度のコスト低減を見込んではどうか(2030年までを線形で補正。次頁の左下図参照)。

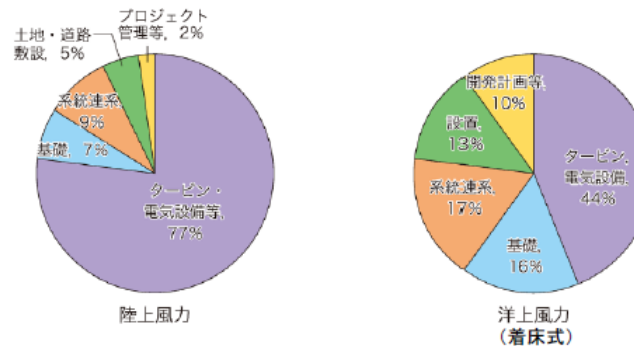
<各国の陸上風力発電の設備導入コスト(2013年)>

	New capacity in 2013 (GW)	Cost (2014 USD/kW)
Australia	0.68	1 427 - 2 384
Austria	0.37	2 403
Canada	1.60	2 296
France	0.73	2 065
Germany	2.95	1 999
Italy	0.45	2 452
Japan	0.05	2 900
Mexico	0.62	2 102
Netherlands	0.24	1 928
Norway	0.07	1 978
Portugal	0.31	1 891
Switzerland	0.01	2 900
United Kingdom	1.64	1 874
United States	1.13	1 657

(出典)IRENA (2015) Renewable Power Generation Costs in 2014より

<平均> 22.2万円/kW
※105.24円/\$ (2014年平均)にて計算

<風力発電のシステム価格の費用構造>



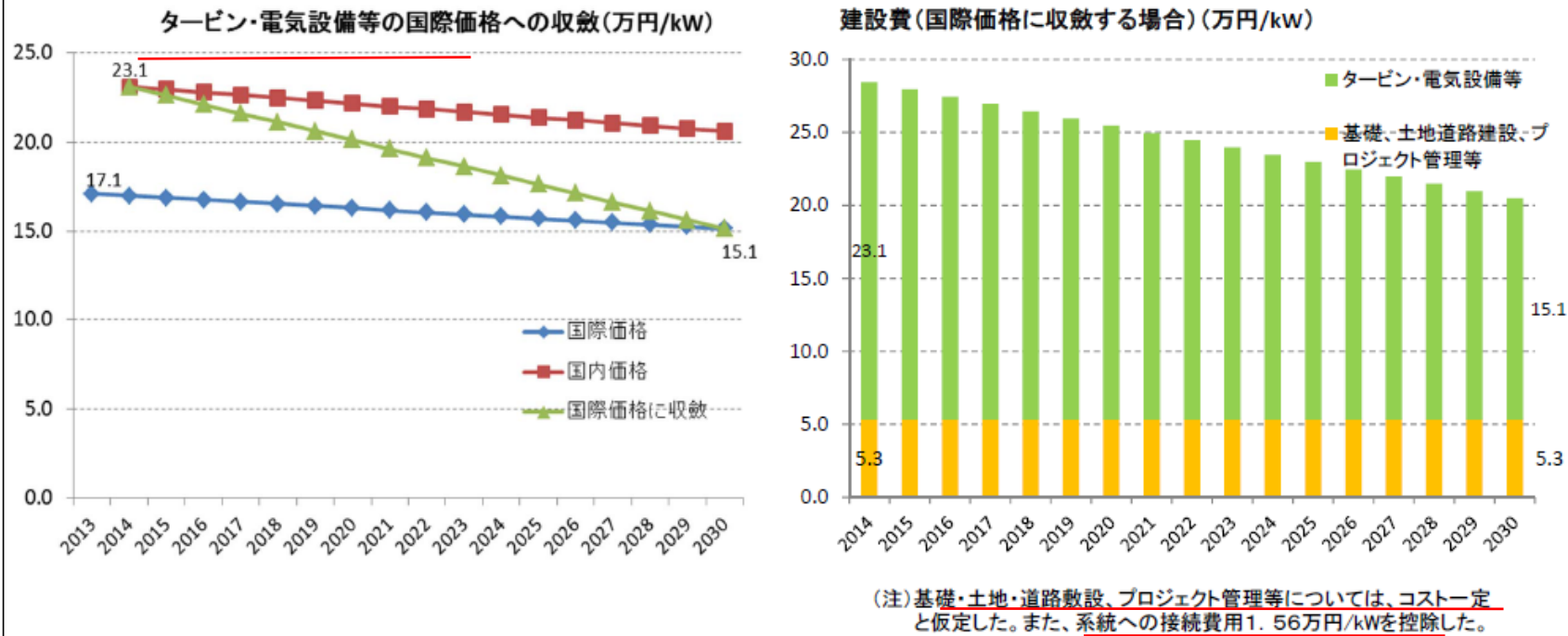
(出典)“The Economics of Wind Energy”(2009, EWEA), “Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series Wind Power”(2012, IRENA)よりNEDO作成

現状の陸上風力の設備導入コスト(割合は推計)	割合	国際価格(万円/kw)	日本国内(万円/kw)
タービン・電気設備等	77%	17.1	23.1
基礎・系統連系・土地・道路敷設等	23%	5.1	6.9
		22.2	30.0

風力発電の建設費低減についての試算結果(国際価格に収斂するケース)

○日本における陸上風力発電の建設費について、タービンや電気設備等の設備費用が国際的な水準に収斂するケースの試算結果は、2030年において20.5万円/kW(15.1(タービン・電気設備等)+5.3万円/kW(基礎、土地道路建設等))となった。

※なお、p30において示した建設費は2030年時点で25.2~28.4万円/kW。



・タービン・電気設備の国際価格想定

・基礎・系統連系・土地等費用は「コスト一定」

出典:2015年コスト検証WG第五回会合資料

6.9→5.3

風力の大型化と設備利用率の関係について

- 風車の大型化によって、発電量が向上し、発電コストの低減が見込まれる。我が国では、2020年までに、風車の設備利用率を23%まで引き上げることを目標とした技術開発が進められている(2015年度調達価格算定委員会での設備利用率は20%)。
- 他方、米国においては、既に風車の大型化が進んでいる(図1)一方で、設備利用率は直近10年ほどは横ばい(図2)となっている。これは、風力発電適地の減少によって、大型化による設備利用率の向上効果が相殺されていることが原因と考えられる(図3)。
- 大型化と設備利用率の向上は必ずしも一体的に進まない場合があることには留意が必要であるが、我が国においては、2020年以降に導入される風力発電について設備利用率が23%まで向上すると見込んではどうか。

図1 米国内での風力発電の大型化の傾向

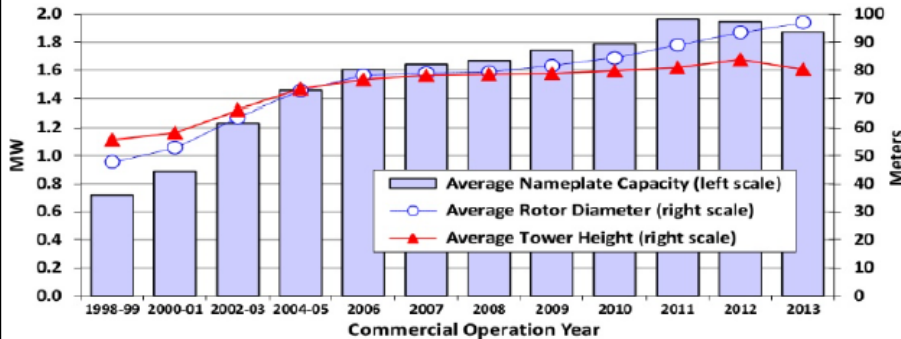
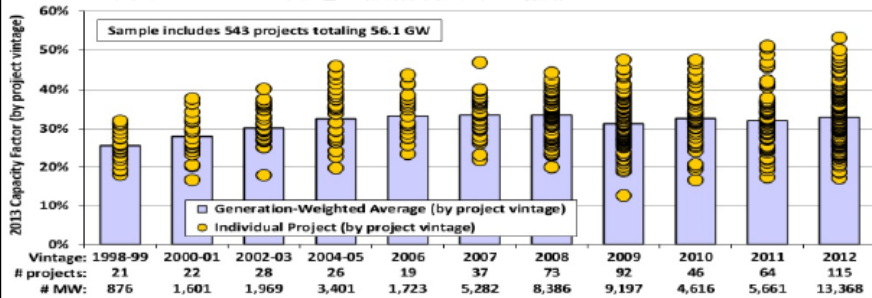
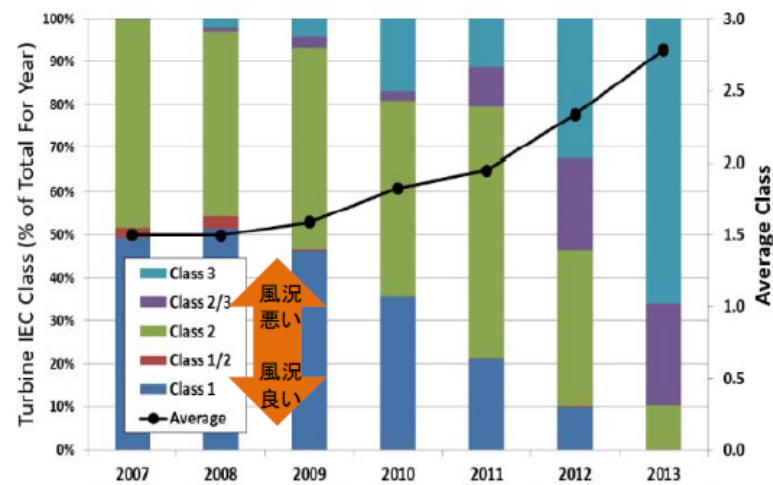


図2 米国内での風力発電の設備利用率の推移



出典: 米国国立再生可能エネルギー研究所 (NREL) 調査報告書

図3 米国内で開発された風力発電の評価



Two GE Wind Class "S" turbine models (GE1.85-87 & GE1.6-87) were placed into Class 2/3 based on correspondence with GE

Source: Summary of trends in the U.S. wind energy market, Aaron Smith, 26 May, 2014

・適地減少による設備利用率相殺状況と日本の状況

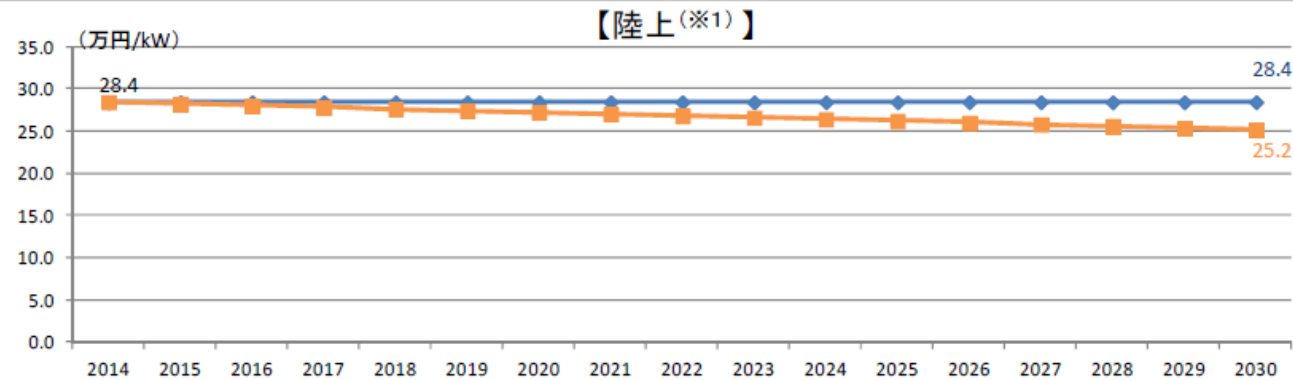
・2020年～2030年の設備利用率向上ゼロ想定

出典: 2015年コスト検証WG第五回会合資料

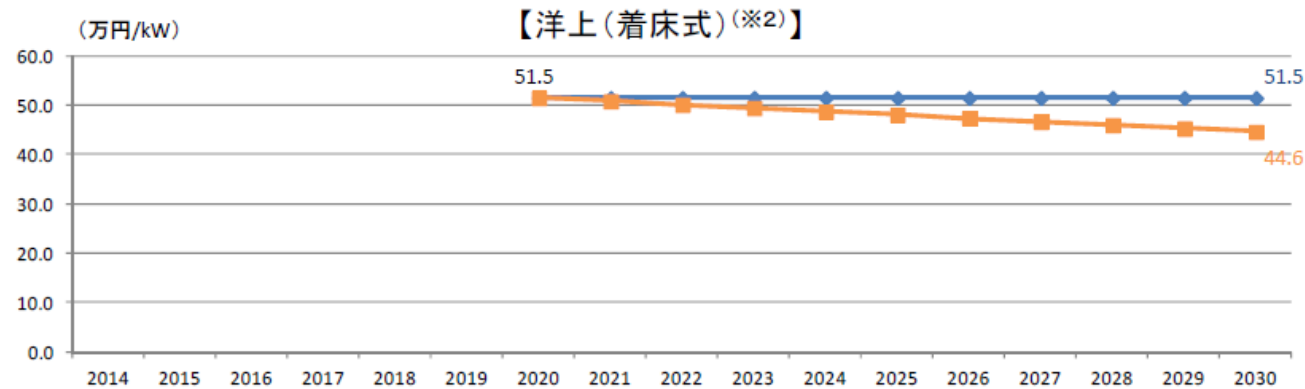
風力発電の建設費低減についての試算結果

○風力の建設費の低減を、先述の前提を踏まえ試算した結果は、下記のとおり。

(低コスト化シナリオについては、IEA Technology Roadmap Wind Energy 2013による2050年時点における建設費低減を見込み、線形で補正。)



※1 調達価格等算定委員会にて示された風力発電の建設費は30万円/kWであるが、今回、系統への接続費用1.56万円/kWを控除して28.4万円/kWとした。



※2 洋上風力(着床式)については、現状では実績に乏しいため、直近のモデルプラントを2020年とし、2020年以降のコスト低減を仮定。

(8) 小括

① 原発:

- (i) 事故リスク対応費用: PRA加味の是非につき検討する必要
- (ii) 過去の政策経費申告データからの推計可能性
- (iii) 前提となる稼働率・再稼働基数: 現実的想定による試算
- (iv) その他: 安全対策・事故想定・事故費用等の精緻化

② 再エネ:

- (i) FIT利潤分: 他電源との公平性の観点から計算手法を再検討する必要
- (ii) 将来のモデルプラントの想定を検証が引き続き必要

③ その他共通:

- ・ 移転費用との関係の整理
- ・ 試算の基礎となる情報が不詳なもの有り

4. 発電コスト検証の課題と方向性

再エネ導入の拡大・電力自由化・原発事故リスクに対応して

(1) LCOEの意味

- ・規制価格が存在する規制市場における電力価格に近い(OECD 2015)
 - ・Gross et al. (2010)「電力の自由化市場においても」, 「LCOEは政府にとって介入の根拠及び補助金や移転支出のレベルに関する知見を提供しうる」=LCOE上の差異を政策に反映
 - ・先進国における電力自由化が進展する中においても多くの国では引き続き一定の規制市場が存在→OECDによる発電コスト分析ではLCOE計量手法が採用
- ⇒LCOEは, 規制市場に親和的
- ⇒長期の平均コストを試算するもの, 且つ多くは発電施設の直接の発電コストを対象

公的部門の求めるコスト
≒私的部門の求めるコスト

(2) LCOEの限界

- ・IPCC(2014:ANNEX II 12):上記を捉えてLCOEを「一つの経済的競争力の指標でしかない」.
- ・電力規制緩和と自由化, 再エネ電源の導入, 地球温暖化への対応, 福島原発事故のインパクト等, 電力市場を取り巻く環境変化
→LCOEに基づく発電コストの計量手法も少しずつ変化



出典:筆者にて作成

例:OECD試算でのCO2費用計上, 日本の原発事故費用や再エネFIT費用の算入, 個別コスト項目の計上手法の精緻化等

(3)課題1:再エネ電源の普及

- ・LCOEが長期の平均コストの計量手法→短期変動型の再エネ電源のコスト計量は困難あり
- ・Joskow(2011):「時間による電力の不均一性」の主張
(LCOE:変動電源と調整電源との間での発電プロフィールの差異や異なる時間帯における電力価値の差異を考慮不可)
- ・Edenhofer et al.(2013: S17):「立地による価値の差異」あり

⇒再エネ普及の結果:

- ①LCOEは変動電源の特質たる「時間」と「空間」対応の必要性(Edenhofer et al. 2013)
- ②固有データの活用可能性の追求

(4)課題2:電力市場の自由化

- ・市場での電力価格決定＝短期限界コストに基づく価格決定⇔LCOE:長期平均発電コスト
- ・投資判断に必要な電力価格:市場から外生的所与の価格⇔LCOE:発電コストが想定される期間と発電電力量から内生的に積上げた価格

公的部門の求めるコスト≠LCOE?
≠私的部門の求めるコスト

⇒電力市場とLCOEの価格決定原理が乖離(OECD 2015)

- ・自由市場:個別の発電事業に係るリスク・その事業を取り巻くリスクが重要な価格要素⇔LCOEは直接対応できない(OECDは感度分析で対応⇔これでは不十分)

(5) 課題3: 原電事故や地球温暖化問題への対応等の環境変化

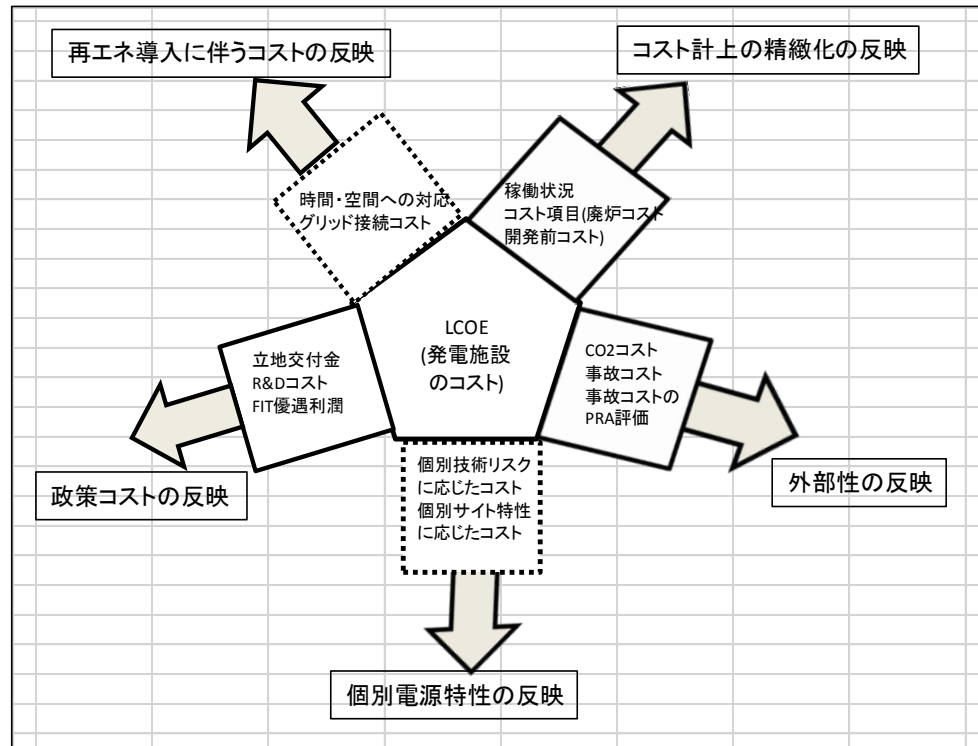
・原発: 出力一定での稼働が想定されていた原子力発電がどのように稼働されるべきか→
電力システムの将来像を描く上で重要な検討点

(LCOEは原子力発電推進の論拠の一つ: 長期ベースロード電源の計量の発想⇔こうした
原子力発電の稼働想定はLCOEの手法に影響)

・原発・温暖化等の社会的費用の顕在化, コスト計上内容の精緻化の要請, 政策コスト評
価の要請

⇒環境変化・社会的要請に対応
する試算手法が求められる

(・有価証券報告書方式: 将来の
コスト推計への活用に限界あり)



出典: 筆者にて作成

(6) LCOE手法・発電コスト分析手法の今後の方向性

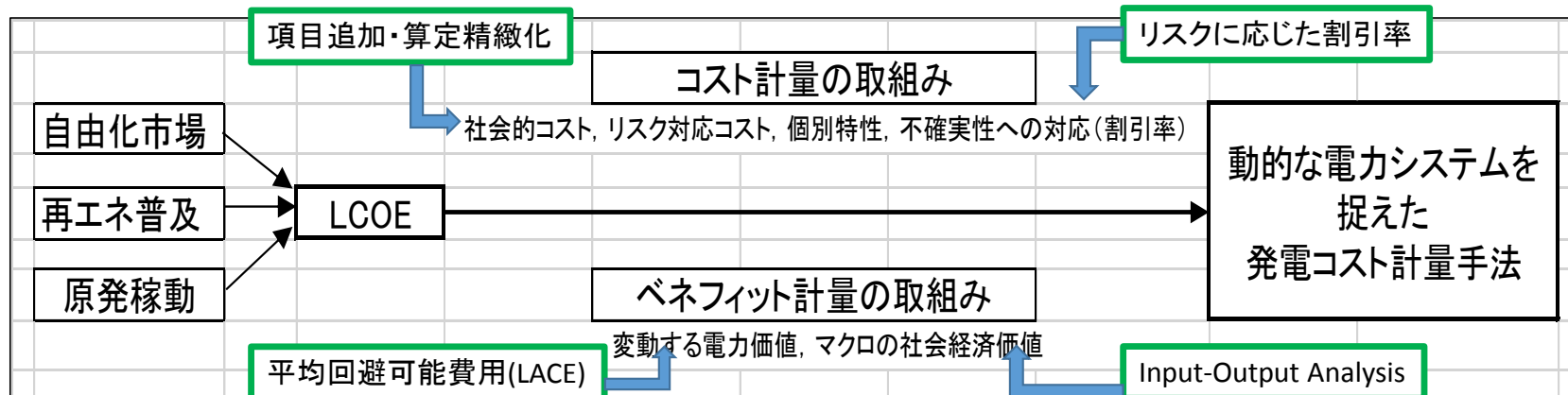
- ・再エネの変動性への対応: LCOEの計量手法そのものに由来する課題. LCOEの計量手法のみでは解決が不可能な限界点.
- ・FITのコスト: 平均全期間コストに対応する点でLCOEに方法論的親和性あるとも言える.
- ・システムコスト: 長期且つ平均のコストを想定するLCOEとの親和性有り(電源毎の配分の考え方が定まる前提)

⇒ OECD (2015): 容量クレジットのコスト, 新規参入コスト(LCOC)やflexibilityコスト(LCOF)の計量手法の開発に取り組む方針を示す → 新しいコストコンポーネントを追加する発想

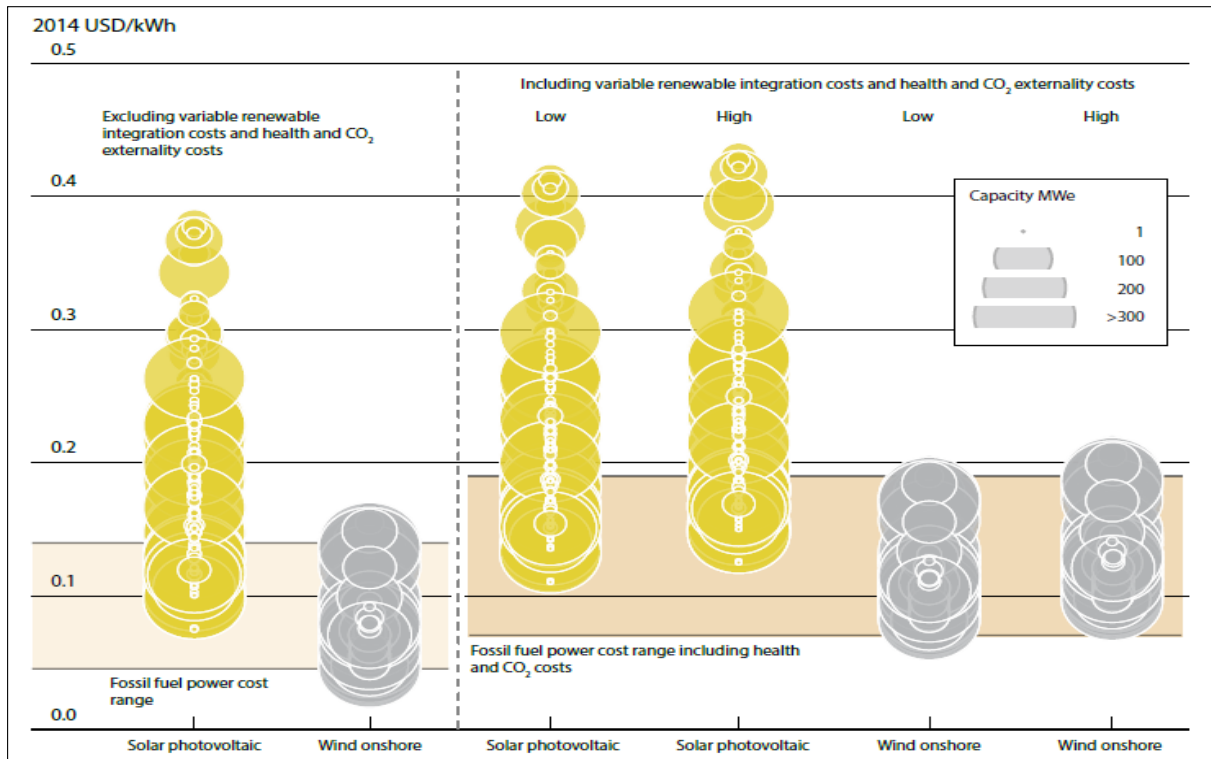
⇒ LCOEが適するコストにつきLCOE試算+その他コストに+ α の手法で試算

⇒ コストとベネフィットの両者の計量による評価へ(例: LACE数値の活用)

⇒ より動的な電力システムを捉える発電コスト検証への発展へ



＜IRENA(2015)の風力(陸上)及び太陽光発電に係る変動電源対応のシステム統合コスト(及びCO₂・健康被害コスト)を踏まえたLCOE試算＞



- ・LCOEが変動電源へのコスト評価に限界あることを前提に分析
- ・風力と太陽光は化石燃料電源と十分に競争的な状況となっている

	Excluding variable renewable integration costs and health and CO ₂ externality costs		Including variable renewable integration costs and health and CO ₂ externality costs					
	MIN	MAX	Low		High			
			MIN	MAX	MIN	MAX		
Solar photovoltaic	0.08	0.38	0.11	0.42	0.13	0.43		
Wind Onshore	0.05	0.16	0.08	0.2	0.1	0.21		
	MIN	MAX					MIN	MAX
Fossil fuel power cost range	0.05	0.14	Fossil fuel power cost range including health and CO ₂ costs				0.07	0.19

再エネ電源と化石燃料電源の発電コスト比較(システム統合コストとCO₂他環境費用を反映した試算)

出典:IRENA(2015)

以上

ご清聴ありがとうございました.