

第18回 大阪府市エネルギー戦略会議

エネルギーと原子力安全

2012年8月10日
原子力コンサルタント
佐藤 暁

テーマ

- エネルギー資源の現状と将来 20分
- 原子力の経済性 20分
- 原子力の安全性 30分
- 日本の選択 20分

質疑

エネルギー資源 の現状と将来

化石燃料は枯渇するのか？

- 石油： 埋蔵量は琵琶湖の貯水量の7.8倍。消費量は大井川の流量の2倍。1980年には27.5年だった可採年数が、2009年には43.4年に延びている。
- 天然ガス： 埋蔵量は、直径70km の気球に相当。液化し、LNG にしても琵琶湖の貯水量の11倍。消費量は、LNG にした場合、やはり大井川の2倍強。1980年には48.5年だった可採年数が、2010年には55.9年に延びている。ところがこの計算には、タイト・ガス、シェール・ガス、コールベッド・ガスが含まれておらず、これらを加算した場合の可採年数は、上位5カ国の埋蔵量だけで世界の消費量の100年分を優に超える。
- 石炭： 埋蔵量は、高さと底辺が12km のピラミッドの体積に相当。消費量は、一日に5.5個 の本物のギザの大ピラミッドの体積に相当。2010年現在の可採年数は119年。
- オイル・シェール、亜炭、褐炭、泥炭、メタン・ハイドレートは、資源の量としては膨大。採掘コスト、発熱量などの短所があり、今のところ、一部の国々を除いては本格的には利用化されていない。

石油

～増え続けてきた可採年数～

- 埋蔵量1兆3,420億バレル(2,134億 m^3)は、琵琶湖の水量(約275億 m^3)の7.8倍に相当。1980年からの**30年間で2倍**に増加。
- 日産8,470万バレル(1347万 m^3)は、「越すに越されぬ大井川」の2倍の急流。1980年からの**30年間で1.4倍**に増加。
- 1バレル100米ドル(8,000円)とした場合、世界に埋蔵されている石油の価値は134兆2,000億ドル(1京736兆円)。
- 「ベネズエラで1,300億バレルの新たな埋蔵量を確認」とのニュースは、1,000兆円の財宝の発掘という国家にとって世紀の吉報。
- 石油の輸出入は、国際的に最も規模の大きな物流となり、これに伴って莫大な金融の流れが形成。世界では、毎日4,000万バレル、一週間で2兆円を越す額の輸出入が石油を巡って起こっている。
- 輸出では、かつてのプレーヤーが去り(英国)、新たなプレーヤー(アンゴラ、カザフスタン)が参入。輸入では、中国とインドが新たなビッグ・プレーヤーになりつつある中、日本や欧州の諸国において減少を呈し、相殺の結果、世界全体では、ここ10年間程で10% 程度の変動幅にとどまっている。

主要な石油産出国における確認埋蔵量の変化 （単位： 10億バレル）

	1980年	1988年	1990年	2003年	2011年
サウジアラビア	166.5	169.6	258.0	261.8	262.6
クウェート	68.5	94.5	97.1	96.5	104.0
イラン	58.0	92.9	92.9	89.7	137.0
イラク	31.0	100.0	100.0	112.5	115.0
アラブ首長国連邦	29.4	98.1	98.1	97.8	97.8
旧ソ連/ロシア	67.0	59.0	57.0	60.0	60.0
カナダ	6.8	6.8	6.1	180.0	175.2
米国	29.8	26.8	26.3	21.9	20.7
メキシコ	31.3	48.6	56.4	12.6	10.4
ベネズエラ	17.9	56.3	58.5	77.8	211.2 (296.5)
世界合計	642	887	1000	1212	未集計

主要な石油産出国における確認埋蔵量の変化 （単位： 10億バレル）

1バレル=158.987リットル

赤字は、確認埋蔵量に関する大きな改訂を示す。

()内の数値は、OPEC による発表。その他は、DOE/EIA による。

石油消費量（100万バレル/日）

	1980年	1990年	2000年	2010年	2011年
米国	17.1	17.0	19.7	19.2	18.8
日本	4.96	5.32	5.52	4.45	4.48
OECD合計	41.9	41.6	48.2	46.4	45.9
中国	1.77	2.30	4.80	9.39	9.79
非OECD合計	21.3	24.9	28.6	40.7	42.1
世界合計	63.1	66.5	76.8	87.1	88.0

DOE/EIA のデータによる。

石油の可採年数の見直し

	埋蔵量 (10億バレル)	生産量 (100万バレル/日)	可採年数 (年)
1980年	642	64.0	27.5
1988年	887	64.4	37.7
1990年	1000	66.4	41.3
2003年	1212	79.5	41.8
2009年	1342	84.7	43.4

天然ガス

～上位5カ国の埋蔵量で世界の消費の100年分～

- 現在の確認埋蔵量 6,289Tcf(178,000km³)は、直径約70kmの巨大な気球の体積に相当。液化させて体積 600分の1のLNG にしても約3,000億m³ となり、琵琶湖11個分に相当。
- LNG にした場合の世界の消費量は、やはり大井川の流量の2倍となる。
- 2011年の東京ガスの平均買入価格62,000円/t を使った価値は、8,370兆円相当。
- ところがこれには、タイト・ガス(砂岩、石灰岩の層に含まれている)、シェール・ガス(頁岩の層に含まれている)、コールベッド・ガスが含まれていない。
- 埋蔵量100Tcfのシェール・ガスの資源が発見され、それをLNGにして売る場合の価値は 130兆円。面積が新潟県よりも小さく人口140万人のカタールにはこの9倍の900Tcf の天然ガスが埋蔵。

主要な天然ガス産出国における確認埋蔵量の変化 (単位: Tcf)

国名	1980年	1990年	2000年	2010年
カナダ	85.5	94.3	63.9	62.0
メキシコ	59.0	73.4	30.1	12.7
米国	199	169	177	273
ベネズエラ	42.8	101	143	176
オランダ	59.5	61.1	62.5	50
ノルウェー	23.5	82.2	41.4	81.7
ソ連	900	1500		
ロシア			1700	1680
ウクライナ			39.6	39.0
カザフスタン			65.0	85.0
トルクメニスタン			101	265
ウズベキスタン			66.2	65
イラン	490	500	812	1046
イラク	27.5	95	110	112
クウェート	33.5	54.6	52.7	63.5
サウジアラビア	95.7	187	205	264
アラブ首長国連邦	20.5	201	212	214
カタール	60	163	300	899
エジプト			35.2	58.5
アルジェリア	132	114	160	159
リビア	24	25.5	46.4	54.4
ナイジェリア	41.4	87.4	124	185
中国	25	35.3	48.3	107
インドネシア	24	87.0	72.2	106
マレーシア	17	51.9	81.7	83
オーストラリア			44.6	83
世界合計	2,568	3,965	5,160	6,289

赤の陰影の欄は、100Tcfを超える確認埋蔵量を示す。

天然ガスの消費量

(単位: Tcf)

国名	1980年	1990年	2000年	2010年	2011年
米国	19.9	19.2	23.2	23.8	24.4
欧州	11.2	13.4	17.4	20.6	-
中国	0.51	0.49	0.90	3.77	4.62
日本	0.90	2.03	2.91	3.72	3.98
世界	52.9	73.6	87.3	112.6	-

従来の採掘法+シェール・ガス+タイト・ガス+コールベッド・ガスの埋蔵量 単位: Tcf)

国名	埋蔵量	国名	埋蔵量
ロシア	4,980	メキシコ	810
米国	2,610	カナダ	800
中国	1,840	ベネズエラ	710
イラン	1,450	インドネシア	640
サウジアラビア	1,380	アルジェリア	530
オーストラリア	1,020	ノルウェー	490
カタール	990	ナイジェリア	480
アルゼンチン	880		

石炭

～当分発電用燃料の首位を譲らない～

- 世界の埋蔵量8,600億トンは、これで底辺と高さが等しいピラミッドを作った場合、頂上の標高が、エベレスト山よりも遥かに高い12,000mに達する。
- 2008年の日本の輸入炭買入価格である1トン当り125米ドル(約10,000円)で換算した場合、8,600兆円に相当。
- 消費量は一日当たり平均 1,990万トンで、これは、毎日5.5個の本物のギザの大ピラミッドが消えていくのと同じペース。それでも119年間の供給が可能。
- 人間の健康と環境に対する脅威(煤煙、スモッグ)であることが 1960年代から認識され、先進国では急速に石油へとシフト。しかし、「オイルショック」を機に、環境対策の強化を加え、再び石炭が安価な発電用の燃料としての地位を回復。
- 欧州での消費量がピークを迎えたのは1987年。米国での消費量の約2倍に当る16億500万ショート・トン。消費が急減する欧州と漸増を続ける米国の逆転が起こったのは1999年。米国と日本の消費量がピークを迎えたのは、2007年。(米国11億2,800万ショート・トン、日本2億800万ショート・トン) そんな中、急速に消費量を伸ばし、今後も伸ばし続けていくと予想されるのが中国とインド。世界全体の消費量も、これら2国が強力に牽引し続ける。

石炭の埋蔵量(2008年)

(単位: 100万ショート・トン)

国名	埋蔵量	国名	埋蔵量
米国	260,600	ドイツ	44,900
ロシア	173,100	ウクライナ	37,300
中国	126,300	南ア共和国	33,200
オーストラリア	84,200	日本	3,900
インド	66,800	世界	948,000

1ショート・トン=2,000ポンド=907トン

石炭の消費量

(単位: 100万ショート・トン)

	1980年	1990年	2000年	2010年	2011年
米国	703	904	1,084	1,048	1,003
欧州	1,412	1,482	1,040	957	-
中国	679	1,124	1,239	3,695	4,054
インド	123	248	403	722	788
日本	98	127	169	206	202
世界	4,125	5,264	5,042	7,995	-

その他の化石燃料

- オイル・シェール
 - 現在の石油の埋蔵量の2倍以上に当たる約3兆バレルが存在。
 - エストニアなどでは、主要なエネルギー資源。
- メタン・ハイドレート
 - 現在の天然ガス資源の埋蔵量の数倍に相当する70,000Tcfが存在。
 - 採取技術が未開発。
 - 日本近海にも資源が存在。
- 亜炭、褐炭、泥炭(ピート、草炭)
 - 褐炭は、ドイツでは主要なエネルギー資源。
 - 泥炭は、アイルランド、フィンランドでは主要なエネルギー資源。



再生エネルギーの有望性

- 水力
- 風力
- 太陽光
- 地熱
- バイオマス

発電用として利用されている再生エネルギー(2010年)

(単位: TWh)

国名	水力	水力以外	バイオマス	風力	太陽
中国	714	50.8	2.3	48	
ブラジル	401	28.7	26.6		
米国	257	179	67.8	94	
インド	110	22.1	2.0	20	
日本	73.4	29.4	20.7	3.6	2.6
ドイツ	18.8	85.4	38.4	35.9	11.1
フィンランド	12.8	10.7	10.4		
スウェーデン	70.6	12.7	9.4		
イギリス	3.5	22.7	13.0	9.7	
フランス	62.2	16.4	6.1	9.2	
イタリア	50.1	26.1	11.5	8	
スペイン	41.8	52.3	4.5	41.5	6.3
世界	3,145	714	294	328	27.9

水力

- 化石燃料における未開の埋蔵量と同じように、水力にも豊富な未開の資源があり、しかもこれは枯渇することがない。
- 水力資源の開発は、現時点においても、潜在的に利用可能なうちの19% と評価されており、もし完全に全てを発電用に利用することが出来た場合には、年間16,400TWhもの発電量となる。これは、2009年の世界の年間総発電量である18,980TWhの86%に相当。
- IEAの展望によれば、発電のための水力資源の開発は、今後も全く衰えない。
- 現在、世界の電力需要の16% 強を賄っているが、2015年には18% まで伸び、その後漸減しながら2030年までには17% まで低下し、2050年には14% となるとの予想。その時点での発電量は年間5,749TWh まで達する。伸びの大部分をアジアと南米が占める。
- 最も開発が進んでいるのはスイスで(88%)、メキシコ(80%)、ノルウェー(70%)、スウェーデン(69%)、フランス(68%)、日本(61%)が続いている。ブラジル(25%)、中国(24%)、米国(16%)、ロシア(10%)はまだまだ将来に余裕がある。

水力発電(2010年)

(単位: TWh)

国名	発電量	国名	発電量
中国	714	日本	73.4
ブラジル	401	スウェーデン	70.6
カナダ	348	フランス	62.2
米国	257	トルコ	51.3
ロシア	165	イタリア	50.1
ノルウェー	116	スペイン	41.8
インド	110	スイス	35.7
ベネズエラ	76.0	世界合計(2009年)	3,145

水力発電

(単位: TWh)

地域	1990年	2000年	2009年
アジア・オセアニア	402	517	902
中南米	363	546	684
欧州	474	585	560
世界合計	2,144	2,619	3,145

日本の水力発電

- 日本において水力発電は、「既に関済され尽くした電源」との印象。
- 確かに電力会社9社計では2001年から2010年にかけて増設した水力発電所数がわずか14カ所だけ(1,163カ所から1,177カ所)。
- しかし、自家発電部門では、同期間中、小規模ながらも発電所としては141カ所から446カ所に大幅に増え、増設された設備容量は2,760MW分にも達し、電力事業者9社分(1,500MW)を圧倒。
- 発電量においては更に顕著で、電力事業者9社分が1.8TWh分の低下を示しているのに対し、自家発電分は9.15TWh分も増加。
- 事業としての魅力はそれ程ないのかも知れないが、電力の自給手段としての価値に対する認識が高まっていることを示唆。

日本の発電設備容量の伸び

	水力発電 (GW)		火力発電 (GW)		風力発電 (MW)	
	2001年	2010年	2001年	2010年	2001年	2010年
電力会社9社計	33.8	35.3	118.0	122.5	0.500	31.45
自家発電	1.50	4.26	29.8	47.3	174	2,209

日本の水力発電、風力発電による発電量

		2001年	2010年
水力発電 TWh	電力会社9社計	64.7	62.9
	自家発電	7.36	16.51
風力発電 GWh	電力会社9社計	1.04	37.9
	自家発電	251	3,924

風力

- IEAの展望によれば、風力発電が本格化するのはいずれから。
- 2020年までは主に欧州で伸び続け、世界の風力発電による設備容量は671GW、発電量が年間1,800TWh。
- 2030年には設備容量が1,000GWを超え、2,600TWhの年間発電量に達し、世界の電力需要の10%を賄うまでに成長。
- その後は、特に中国における伸びが顕著。2040年までには1,500GWの設備容量となり、年間発電量は4,000TWhを超える。
- 2050年には世界の設備容量が2,000GWの大台に達するが、そのうち約650GWをオフショアが占める。年間発電量は5,200TWhとなり、電力需要の12%までを占め、水力発電に比肩。
- 中国は風力発電大国となり、一国だけで年間1,400TWhを発電。(日本の2010年の年間総発電量は1,013TWhであるから、40年後の中国の風力発電はこれを優に超える規模になる。)

- IEAの試算によれば、以上のシナリオが実現するためには、向こう40年間で3兆2,000億米ドルの投資が必要。年間810億ドルを投入し、47GWずつ設備容量を拡大していくという規模。
- 但し、2010年に追加発表した予想(高再生型シナリオ)は、風力が2050年までに23% を占めるというもので、従来予想のほぼ2倍の規模と勢いになり、原子力も水力も超えてしまう。

日本の発電設備容量の伸び

	水力発電 (GW)		火力発電 (GW)		風力発電 (MW)	
	2001年	2010年	2001年	2010年	2001年	2010年
電力会社9社計	33.8	35.3	118.0	122.5	0.500	31.45
自家発電	1.50	4.26	29.8	47.3	174	2,209

日本の水力発電、風力発電による発電量

		2001年	2010年
水力発電 TWh	電力会社9社計	64.7	62.9
	自家発電	7.36	16.51
風力発電 GWh	電力会社9社計	1.04	37.9
	自家発電	251	3,924

日本における風力発電

- 水力同様、風力も電力事業者の経営的な取組みと自家発電用としての価値の認識の差が顕著。
- 9社の電力事業者(沖縄電力を含めていない)による投資は、全国に8カ所の風力発電所を建設しただけにとどまっているが、自家発電用としては216カ所に建設され、発電量としては100倍以上の差となっている。
- 但し、3,924GWhという発電量は、50万kWの火力発電プラント1基を設備利用率90%で運転した時の年間発電量に相当するだけで、世界的には開発状況にかなり遜色。ドイツ、スペインの10分の1以下の規模で、欧州各国にかなり差をつけられている。

太陽光

日本の太陽光発電

		2006年	2008年	2010年
発電所数	電力会社9社計	1	1	5
	自家発電	5	8	11
発電設備容量 kW	電力会社9社計	300	300	13,339
	自家発電	8,960	13,056	18,529
発電量 MWh	電力会社9社計	270	373	4,531
	自家発電	5,796	11,077	17,392

地熱

- アイスランドでは、地熱が国内の一次エネルギーの53%を供給。建物の暖房と給湯設備の87%を地熱エネルギーによって供給し、発電においても、74%を占める水力の残り(26%)を地熱が担っている。今はまだ一次エネルギーに占める化石燃料の比率が29%であるが(石油26%、石炭3%)、ゆくゆくはゼロの計画。
- 日本の地熱エネルギーの利用は、イタリア、ニュージーランド、メキシコ、インドネシア、フィリピンに大きく後れを取っている。

地熱発電(2010年)

(単位: TWh)

国名	発電量	国名	発電量
米国	15.67	イタリア	5.09
フィリピン	9.43	アイスランド	4.30
インドネシア	8.50	日本	2.52
メキシコ	6.39		
ニュージーランド	5.59	世界合計	63.9

バイオマス

- 再生エネルギーと言えば水力が圧倒的であると理解されがちであるが、実は発電目的としてそうであっても、発電以外の目的も合わせた一次エネルギーの供給源としては、バイオマスが大きな比率を占めている。
- バイオマスとは、木(廃木材、切断くず、樹皮、製紙工場から発生する木の繊維などを含む)、**バイオ燃料**(穀物や根菜などから採取されるでんぷんの他、木や雑草などのセルロースを醗酵させて作るアルコール)、**バイオ・ディーゼル**(大豆などの植物油、動物油)、**バイオ・ガス**(生活廃棄物や動物の排泄物などをバクテリアで分解させて得るメタン・ガス)、**ごみ焼却**などの総称であり、発電用としての他、自動車の燃料、家庭用の暖房や調理用の燃料などに広く利用されている。
- 但し、英国やドイツなどの一部の国々においては、発電用としてでさえ、水力よりも重要な地位を占めている。
- バイオマスが大部分を占めている国々としては、フィンランド、スウェーデン、ブラジル、日本。

バイオ燃料

- 米国、ブラジル、ドイツ、フランスは、バイオ燃料の生産に注力。
- 国土が日本の10分の1以下であるベルギーが、日本の10倍以上のバイオ燃料を生産。日本の国土の8分の1以下のオランダも日本の8倍のバイオ燃料を生産。
- 韓国とフィリピンも、日本より積極的にバイオ燃料の生産に注力。
- **日本には、380,000ヘクタール(3,800km²)が休耕地として放置。**

バイオ燃料の生産

(単位：日産1,000ガロン)

国名	2006年	2010年	国名	2006年	2010年
米国	335	888	オランダ	0.65	9.5
ブラジル	307	527	日本	0.10	1.3
アルゼンチン	0.70	38.1	韓国	0.90	6.5
ドイツ	59.4	62	フィリピン	0.40	2.9
フランス	16.6	55	タイ	2.6	18.5
ベルギー	0.49	13.5	世界	840	1,856

地球環境との協調性

- CO₂ の発生量は、等量の発熱量に対し、石炭10：石油8：天然ガス6 の差。
- 450ppm まで上昇した場合、南極大陸、グリーンランドの氷床が不可逆的に融解し、その影響で、海面が現在よりも 68.3m 上昇。このプロセスは数千年で終了。
- 2000年から2010年までの10年間で、CO₂濃度は、368ppm から 389ppm まで上昇。この勢いを直線的に外挿した場合には、2039年に450ppm に到達。
- バングラディッシュ、デンマーク、バーレーン、カタールは、殆ど水没。
- CO₂ の排出量は、中国の発電量の伸びにより、急激に大幅に上昇中。

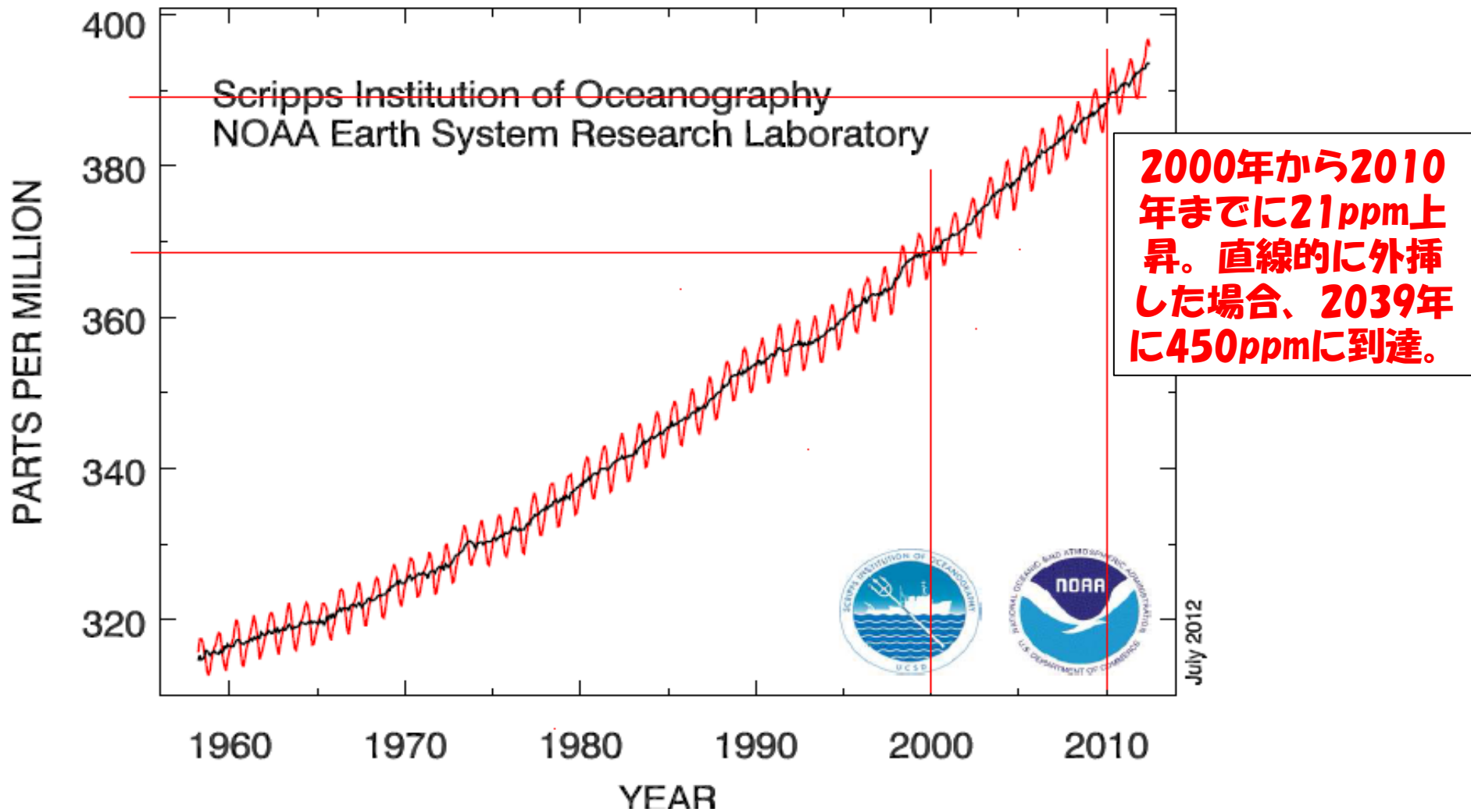
発電量 (TWh)

	1990年	2000年	2010年
米国	5,041	5,861	5,610
全欧州	4,546	4,458	4,370
日本	1,047	1,201	1,164
中国	2,270	2,850	8,321
世界	21,615	23,738	31,780

CO2発生量 (100万トン)

	1990年	2000年	2010年
米国	3,038	3,802	4,120
全欧州	2,687	3,195	3,444
日本	813	988	1,013
中国	590	1,280	3,965
世界	11,295	14,566	18,980(2009年)

Atmospheric CO₂ at Mauna Loa Observatory



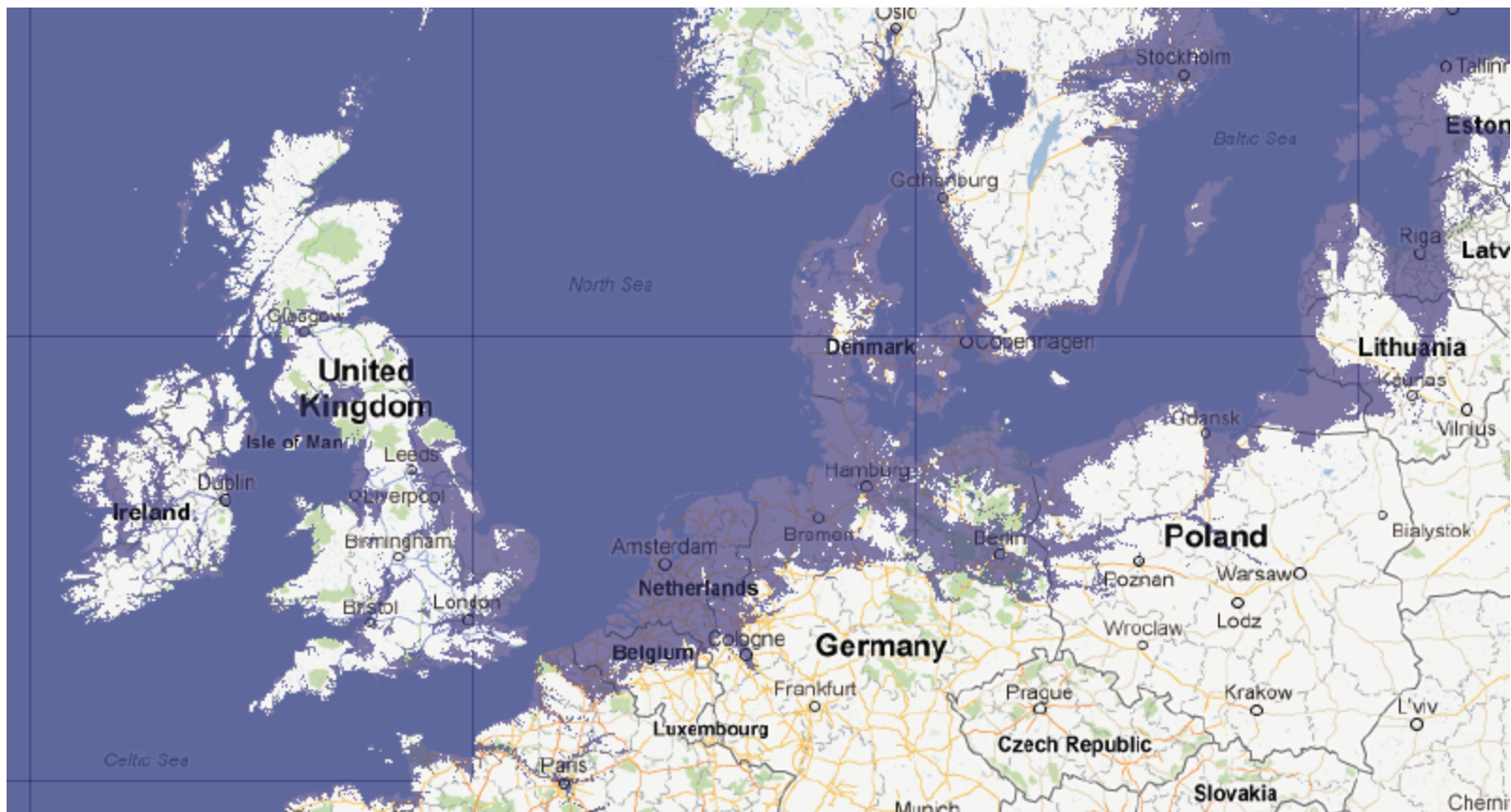
海面が60m上昇した時の日本列島



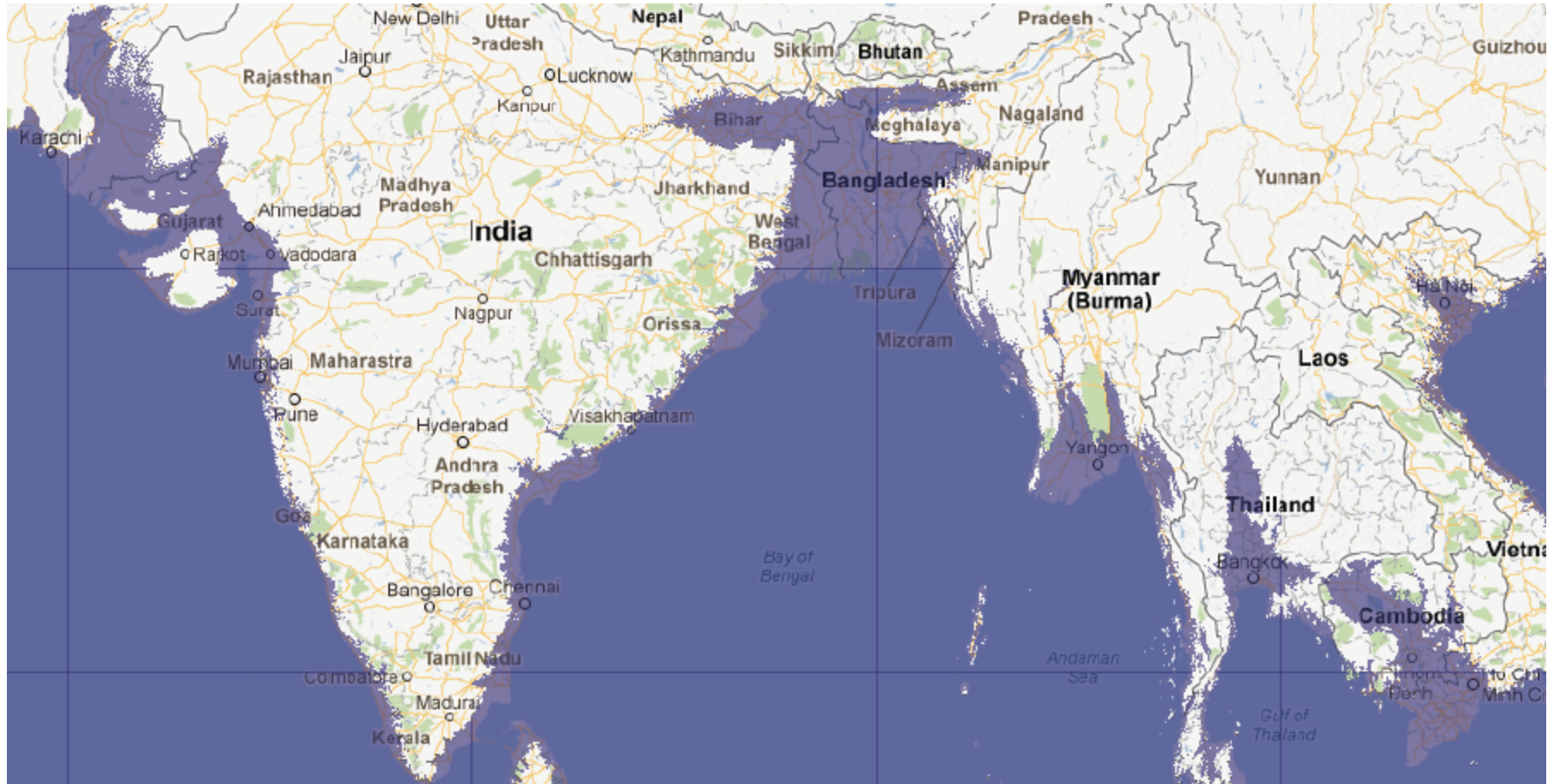
北京、上海、南京も水没



デンマーク、オランダは殆ど水没



バングラディッシュは殆ど水没





卡塔尔、バーレーンは殆ど水没

再生エネルギーへの移行を目指す ドイツの意欲

- 化石燃料発電を凌駕しつつある風力＋太陽光。
- ドイツは、電力輸出国！
- 照れば太陽光、曇れば風力。
- 昼のピーク時間帯は、太陽光発電で。
- ドイツが特別日射量に恵まれているわけではない。

- 「エネルギー・コンセプト」(2010年)
- 原子力のフェーズアウト(2011年)

ドイツの「エネルギー・コンセプト」 (2010年9月28日)

- 温暖化ガスの発生量を、対1990年比で、2020年までに40%減、2030年までに55%減、2040年までに70%減、2050年までに80~95%減。
- 一次エネルギーの消費量に対し、2020年までに20%減、2050年までに50%減。
- 電気消費量に対し、2008年比で、2020年までに10%減、2050年までに25%減。

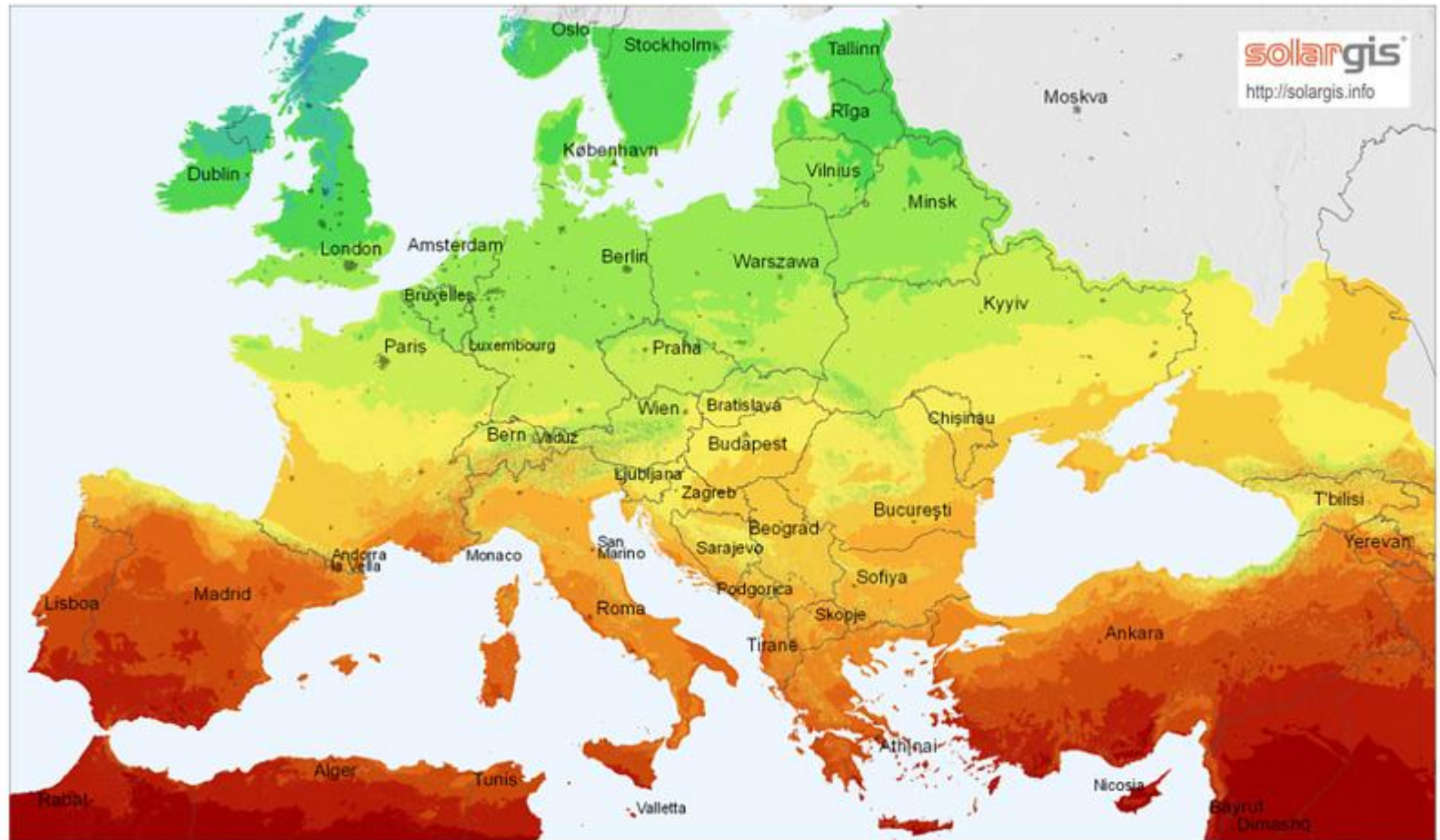
- 再生エネルギーの全エネルギー消費量に占める割合については、2020年までに18%に引き上げ、2030年まで30%、2040年まで45%、2050年までには60%。
- 再生エネルギー発電の増強により、2020年までには全消費電力の35%を賄い、2030年までは50%、2040年までは65%、2050年までには80%へと引き上げる。

「エネルギー・コンセプト」 加速・強化案 (2011年6/7月)

- 再生エネルギーの拡大への取り組みを加速。
- 再生エネルギーの活用を発電だけでなく、エネルギー・システム全般に反映。
- 風力エネルギーを推進の主力。50億ユーロを投資し、オフショア風力発電所(ウインド・ファーム)を10カ所に建設。
- 再生エネルギーを「ニッチ・マーケット」から、「ボリューム・マーケット」へと押し上げ、コストの効率化を図る。
- 送電網の拡大、特に、送電ロスが少ない高電圧直流(HVDC)送電網を拡充。
- 再生エネルギーの効率的な活用を推進するため、スマート・グリッドと蓄電設備の推進を図る。
- 電気を発電するだけの発電所から、熱と電気を発生させる総合施設(CHP Combined Heat and Power Plant)に転換。
- ビルのエネルギー効率アップを推進。「エネルギーほぼゼロ・ビルディング(Nearly Zero-Energy Building)」の欧州基準を作り、2050年までの達成を目指す。

Global horizontal irradiation

Europe



Average annual sum (4/2004 - 3/2010)

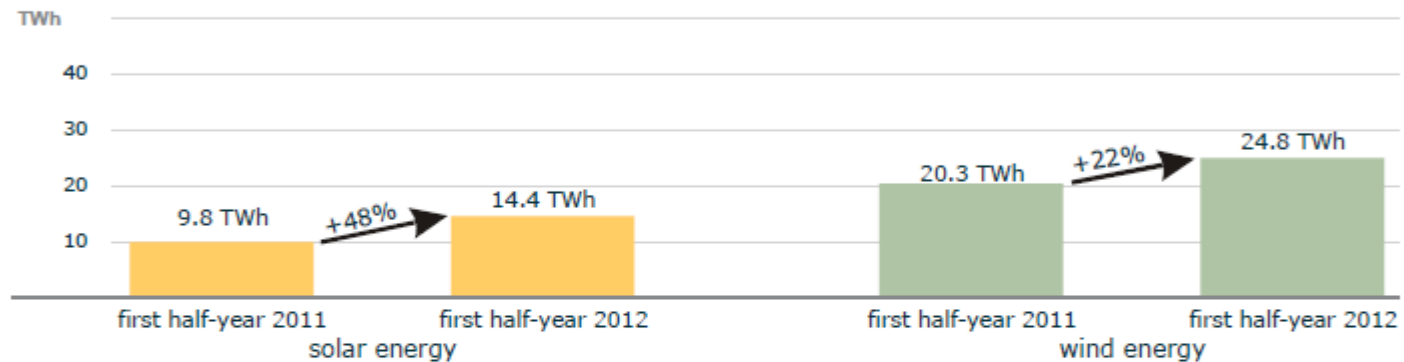


0 250 500 km

© 2011 GeoModel Solar s.r.o.

Annual production solar and wind

Production Solar and Wind in the first half-year

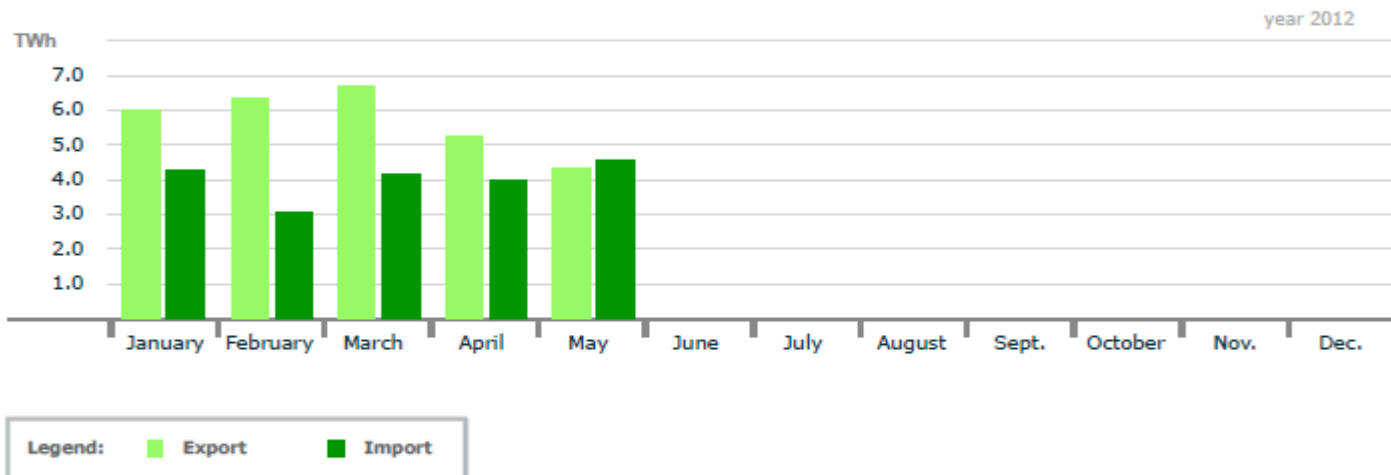


- Solar power plants produced 14.4 TWh in the first half-year 2012. They reached a share of 5.3% of the gross electricity production.
- Wind turbines increased their production by 22% compared to 2010. They reached a share of 9.2% of the gross electricity production.

Graph: B. Burger, Fraunhofer ISE; data: EEX Transparency Platform

Electricity Export and Import

Electricity Export and Import



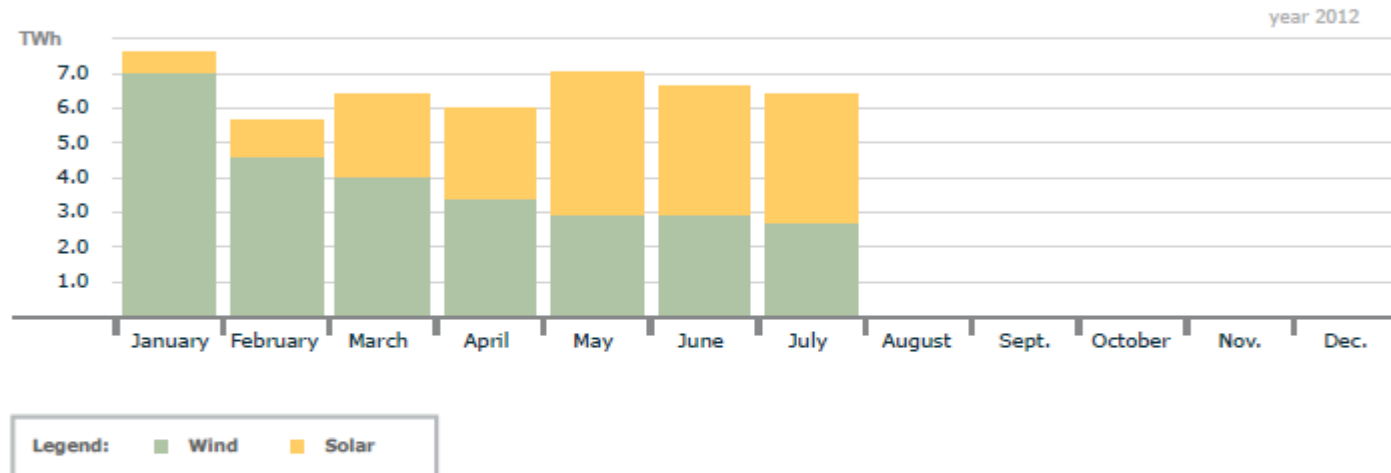
Graph: B. Burger, Fraunhofer ISE; data: Statistisches Bundesamt

© Fraunhofer ISE

 **Fraunhofer**
ISE

Monthly Production Solar and Wind

Monthly Production Solar and Wind

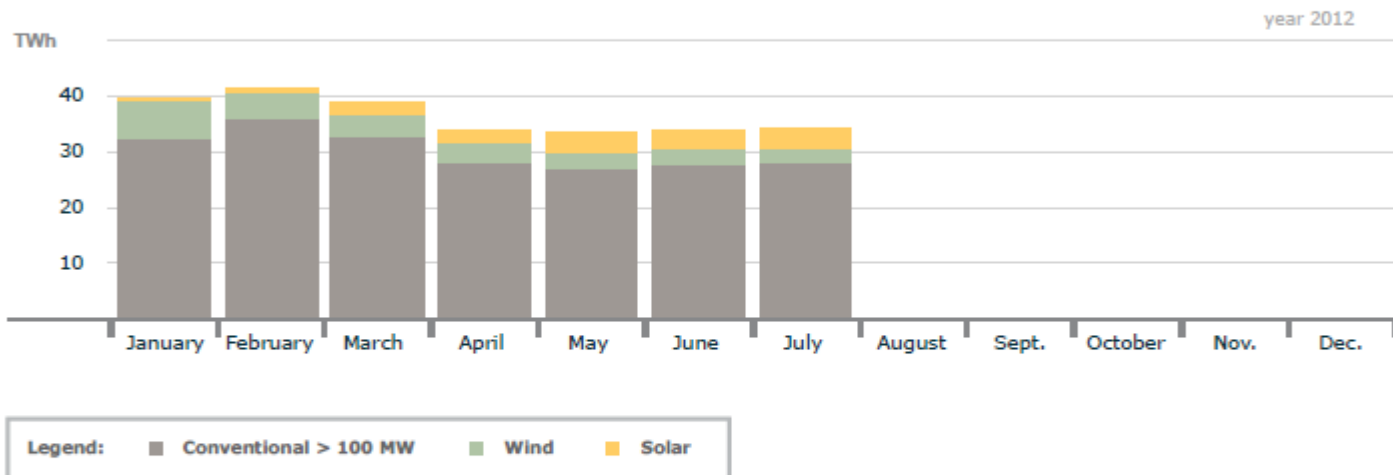


- The maximal sum of solar and wind production was 7.6 TWh in January 2012
- The minimal sum was 5.6 TWh in February 2012

Graph: B. Burger, Fraunhofer ISE; data: EEX Transparency Platform

Monthly Production Solar, Wind and Conventional

Monthly Production Solar, Wind and Conventional



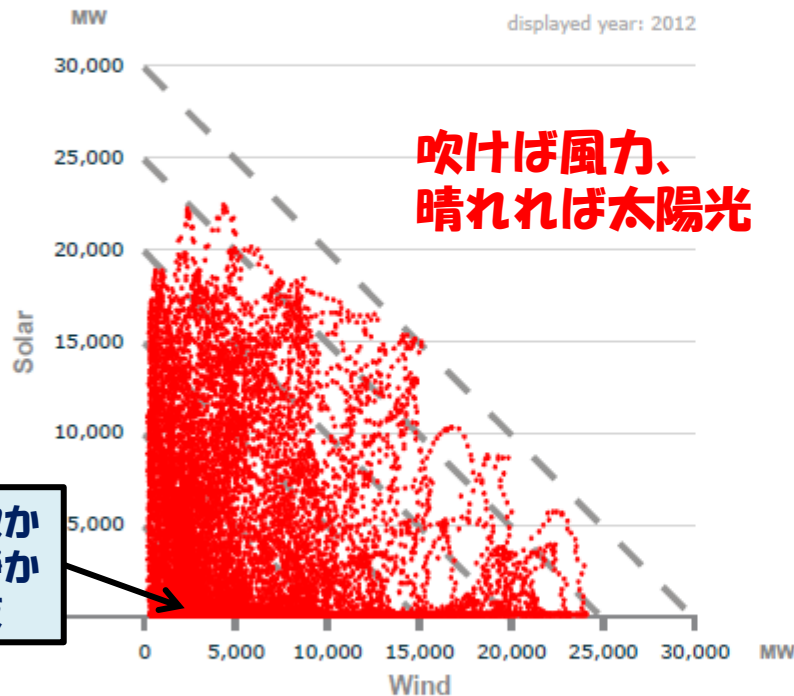
Graph: B. Burger, Fraunhofer ISE; data: EEX Transparency Platform

© Fraunhofer ISE

Fraunhofer
ISE

Power Solar versus Wind

Solar versus Wind Power



- The sum of Solar and Wind power is up to now always smaller than the installed power of the single sources
- Solar and Wind complement one another quite good

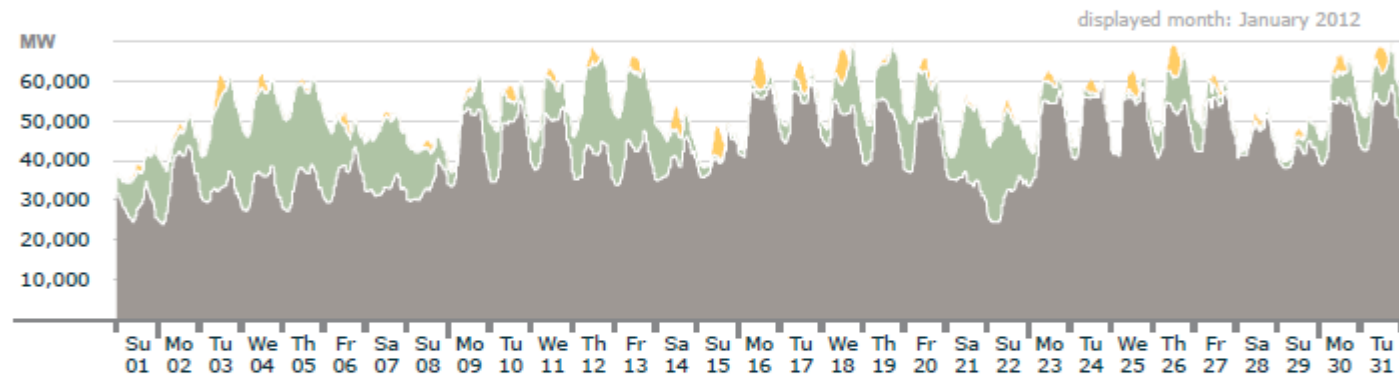
Graph: B. Burger, Fraunhofer ISE; data: EEX Transparency Platform

© Fraunhofer ISE

Fraunhofer
ISE

Electricity Production in Germany: January 2012

Actual production

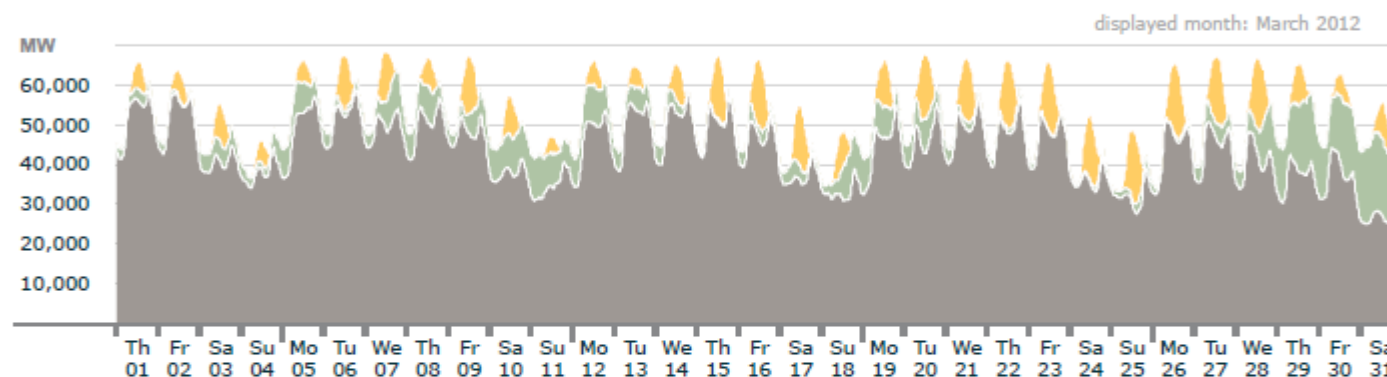


	max. power	date max. power	monthly energy
Solar	8.4 GW	18.01., 12:15 (+1:00)	0.54 TWh
Wind	24.1 GW	03.01., 17:45 (+1:00)	7.0 TWh
Conventional > 100 MW	60.3 GW	17.01., 18:00 (+1:00)	31.8 TWh

Graph: Bruno Burger, Fraunhofer ISE; Data: EEX, <http://www.transparency.eex.com/de/>

Electricity Production in Germany: March 2012

Actual production

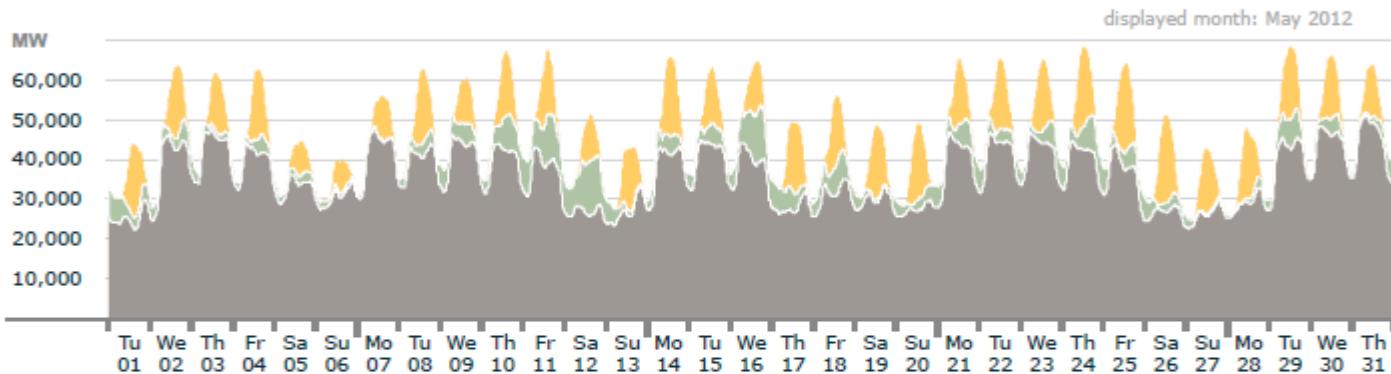


	max. power	date max. power	monthly energy
Solar	17.5 GW	28.03., 13:15 (+2:00)	2.3 TWh
Wind	20.3 GW	31.03., 10:00 (+2:00)	4.0 TWh
Conventional > 100 MW	58.9 GW	06.03., 19:00 (+1:00)	32.4 TWh

Graph: Bruno Burger, Fraunhofer ISE; Data: EEX, <http://www.transparency.eex.com/de/>

Electricity Production in Germany: May 2012

Actual production

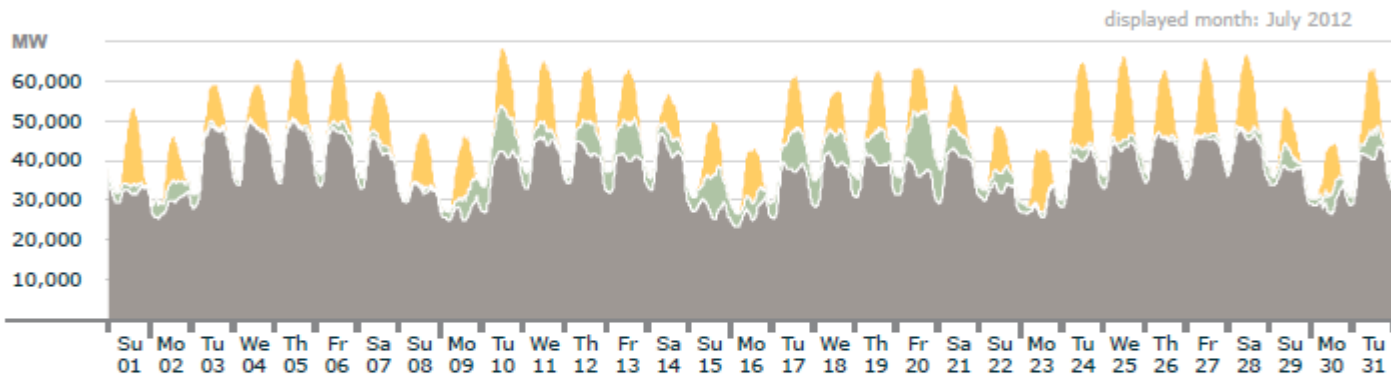


	max. power	date max. power	monthly energy
Solar	22.4 GW	25.05., 12:45 (+2:00)	4.1 TWh
Wind	14.1 GW	12.05., 17:00 (+2:00)	2.9 TWh
Conventional > 100 MW	51.2 GW	31.05., 11:00 (+2:00)	26.6 TWh

Graph: Bruno Burger, Fraunhofer ISE; Data: EEX, <http://www.transparency.eex.com/de/>

Electricity Production in Germany: July 2012

Actual production

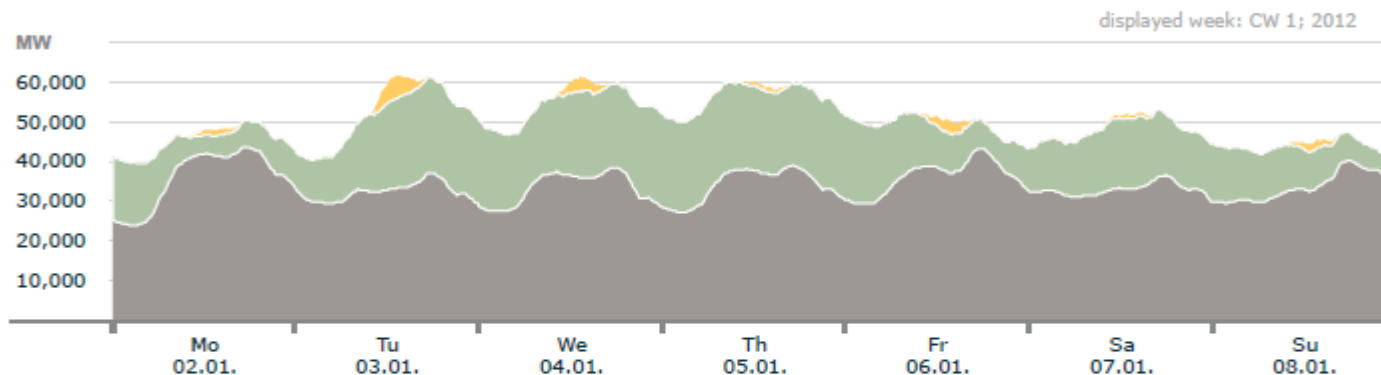


	max. power	date max. power	monthly energy
Solar	19.7 GW	30.06., 13:00 (+2:00)	3.7 TWh
Wind	15.3 GW	25.06., 18:45 (+2:00)	2.9 TWh
Conventional > 100 MW	50.5 GW	04.06., 11:00 (+2:00)	27.4 TWh

Graph: Bruno Burger, Fraunhofer ISE; Data: EEX, <http://www.transparency.eex.com/de/>

Electricity Production in Germany: Calendar Week 1

Actual production

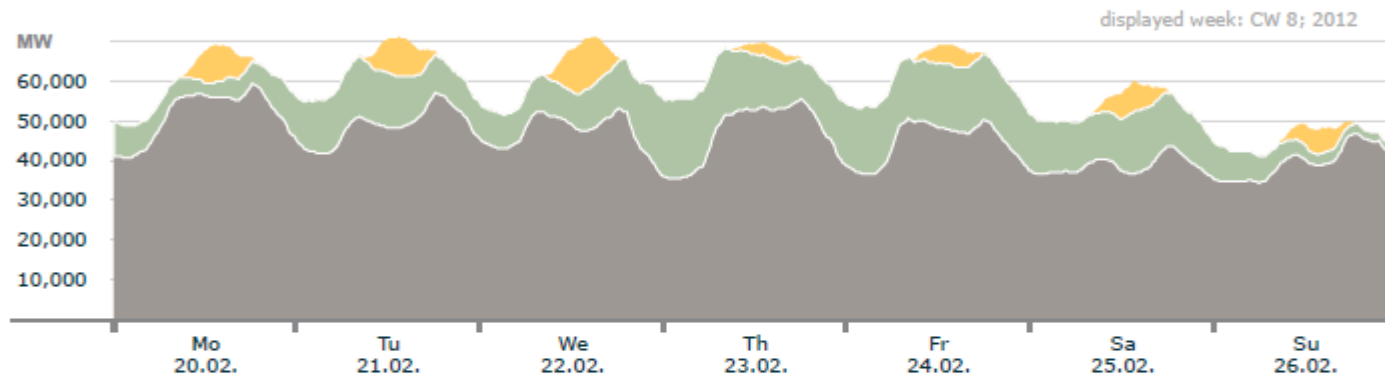


	max. power	date max. power	weekly energy
Solar	5.6 GW	03.01., 11:30 (+1:00)	0.08 TWh
Wind	24.1 GW	03.01., 17:45 (+1:00)	2.6 TWh
Conventional > 100 MW	43.8 GW	02.01., 17:00 (+1:00)	5.8 TWh

Graph: Bruno Burger, Fraunhofer ISE; Data: EEX, <http://www.transparency.eex.com/de/>

Electricity Production in Germany: Calendar Week 8

Actual production

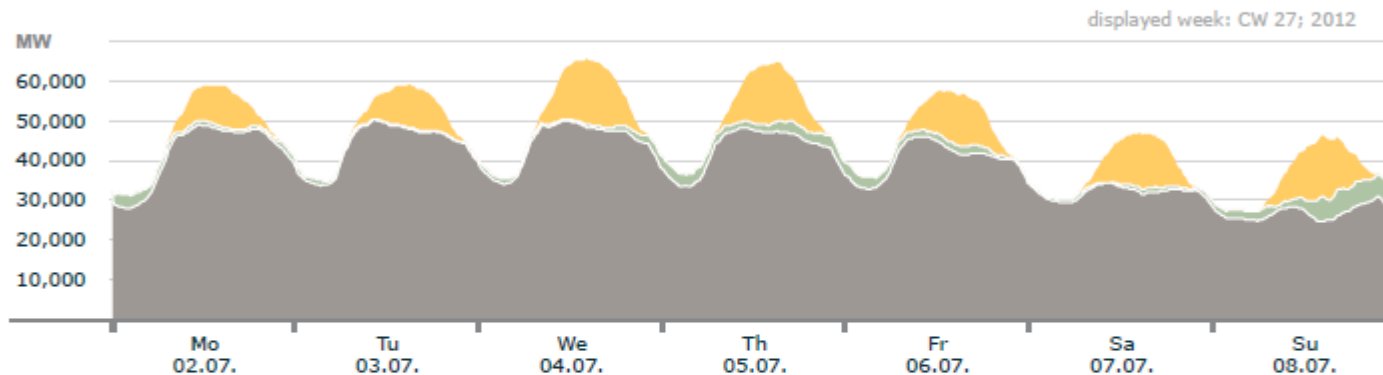


	max. power	date max. power	weekly energy
Solar	12.8 GW	22.02., 12:45 (+1:00)	0.31 TWh
Wind	20.1 GW	23.02., 00:45 (+1:00)	1.9 TWh
Conventional > 100 MW	59.6 GW	20.02., 18:00 (+1:00)	7.6 TWh

Graph: Bruno Burger, Fraunhofer ISE; Data: EEX, <http://www.transparency.eex.com/de/>

Electricity Production in Germany: Calendar Week 27

Actual production



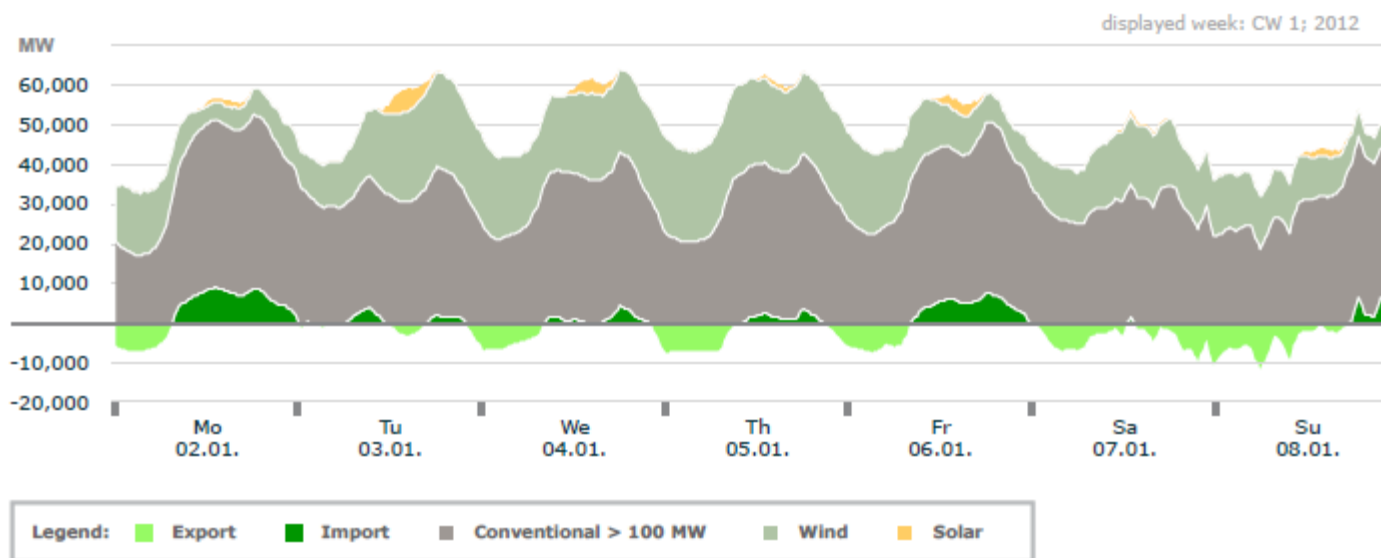
	max. power	date max. power	weekly energy
Solar	16.4 GW	04.07., 13:00 (+2:00)	0.81 TWh
Wind	6.6 GW	08.07., 16:30 (+2:00)	0.29 TWh
Conventional > 100 MW	50.3 GW	03.07., 10:00 (+2:00)	6.5 TWh

Graph: Bruno Burger, Fraunhofer ISE; Data: EEX, <http://www.transparency.eex.com/de/>

Electricity Production in Germany: Calendar Week 1

冬は夜の風力発電を輸出！

Actual production



Graph: Bruno Burger, Fraunhofer ISE; Data: EEX, <http://www.transparency.eex.com/de/>

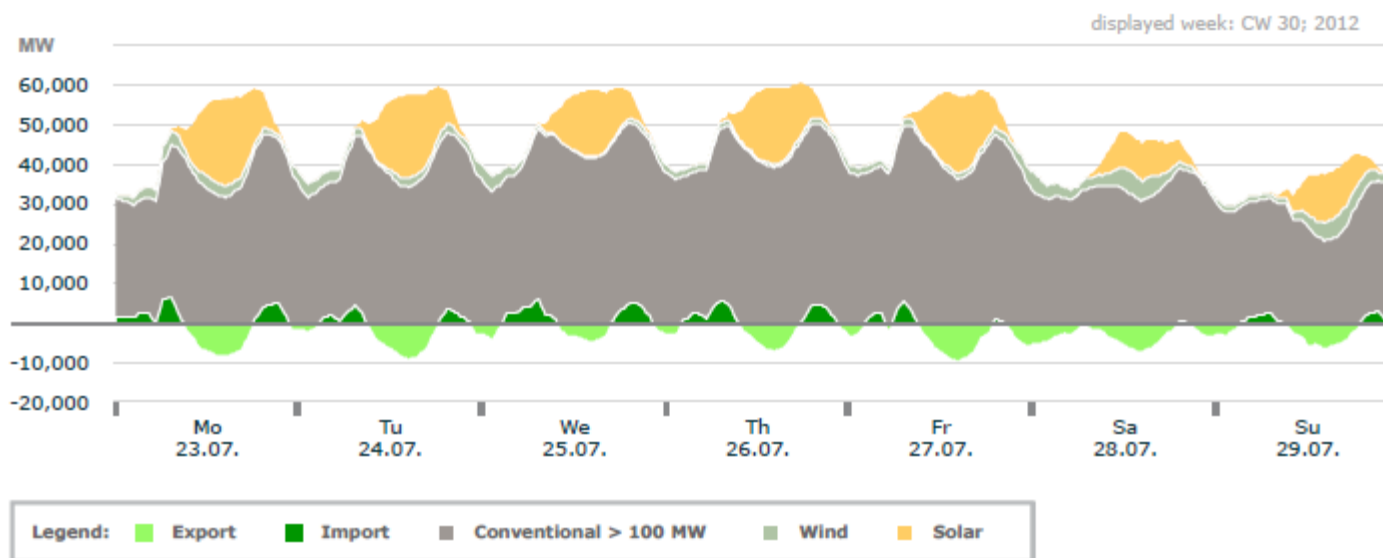
© Fraunhofer ISE

Fraunhofer
ISE

Electricity Production in Germany: Calendar Week 30

夏は昼の太陽光発電を輸出！

Actual production



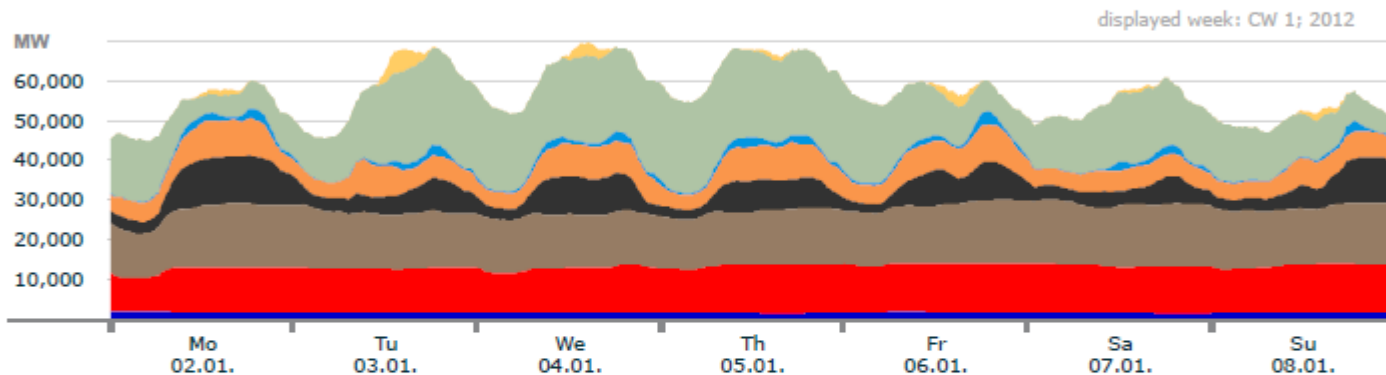
Graph: Bruno Burger, Fraunhofer ISE; Data: EEX, <http://www.transparency.eex.com/de/>

© Fraunhofer ISE

Fraunhofer
ISE

Electricity Production in Germany: Calendar Week 1

Actual production



Legend: Run of River Uranium Brown Coal Hard Coal Gas Pumped Storage Wind Solar

	RoR	Uran	BC	HC	Gas	PSt	Wind	Solar
min. power (GW)	1.6	8.3	11.3	2.2	3.7	0	4.1	0
max. power (GW)	2.2	12.2	16.3	12.0	9.5	3.4	24.1	5.6
weekly energy (TWh)	0.3	1.9	2.4	1.0	1.0	0.17	2.6	0.08

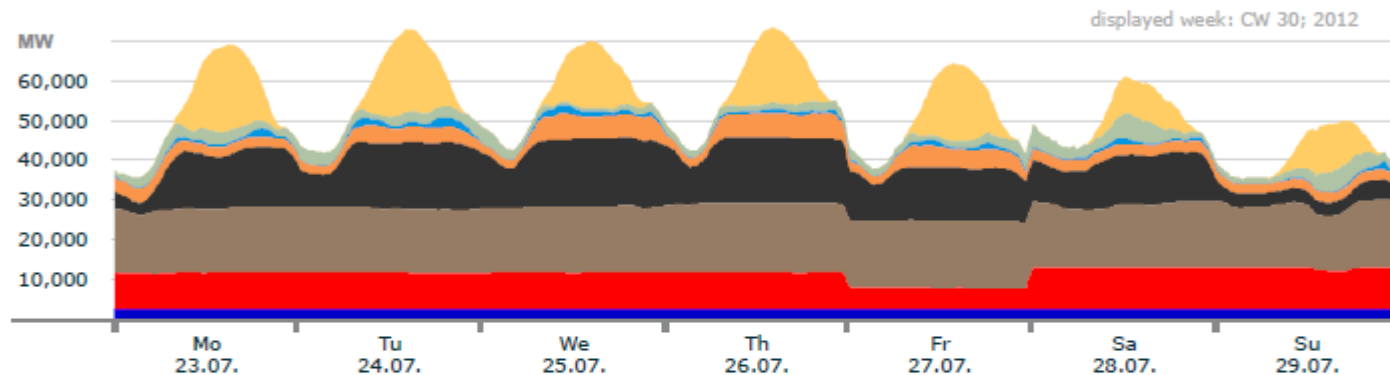
Graph: Bruno Burger, Fraunhofer ISE; Data: EEX, <http://www.transparency.eex.com/de/>

© Fraunhofer ISE

Fraunhofer
ISE

Electricity Production in Germany: Calendar Week 30

Actual production



Legend: Run of River Uranium Brown Coal Hard Coal Gas Pumped Storage Wind Solar

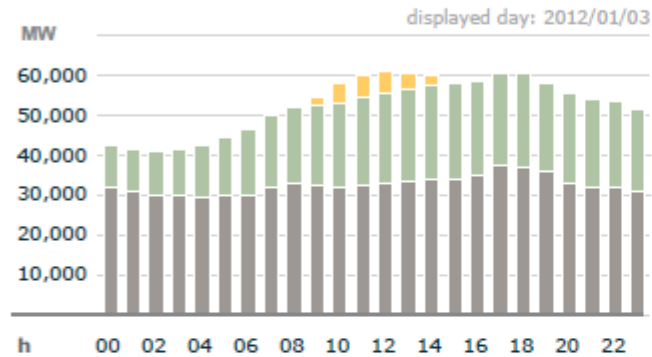
	RoR	Uran	BC	HC	Gas	PSt	Wind	Solar
min. power (GW)	2.6	5.2	13.7	3.0	2.0	0	0.1	0
max. power (GW)	2.8	10.5	17.5	17.1	6.4	2.3	5.8	21.8
weekly energy (TWh)	0.46	1.5	2.7	2.0	0.6	0.12	0.35	1.0

Graph: Bruno Burger, Fraunhofer ISE; Data: EEX, <http://www.transparency.eex.com/de/>

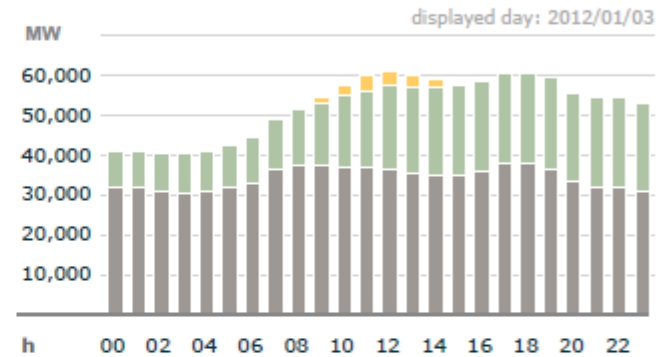
風の日には、終日火力発電に匹敵する風力発電！

Electricity Production: Tuesday 3rd of January Day with maximum wind power

Actual production



Planned production



Legend: ■ Conventional > 100 MW ■ Wind ■ Solar

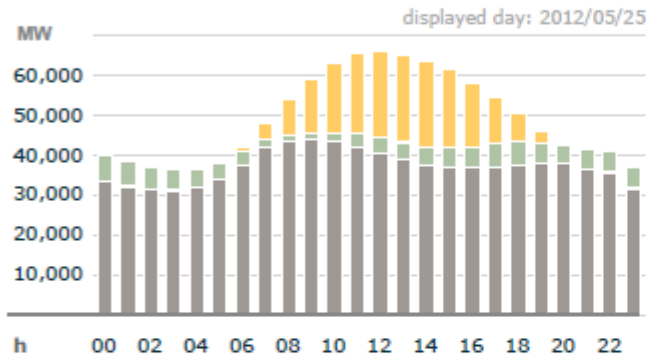
- Solar: max. 5.6 GW; 24.5 GWh
- Wind: max. 24.1 GW at 16:45 (+1:00); 463 GWh
- Conventional: max. 37.4 GW; 782 GWh

Graph: Bruno Burger, Fraunhofer ISE; Data: EEX, <http://www.transparency.eex.com/de/>

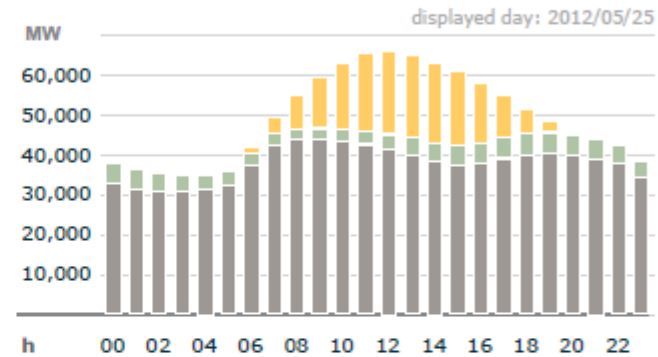
晴天日のピーク時間帯の需要をほぼ完全に賄う太陽光は発電！

Electricity Production: Friday 25th of May Day of maximum solar power

Actual production



Planned production



Legend: ■ Conventional > 100 MW ■ Wind ■ Solar

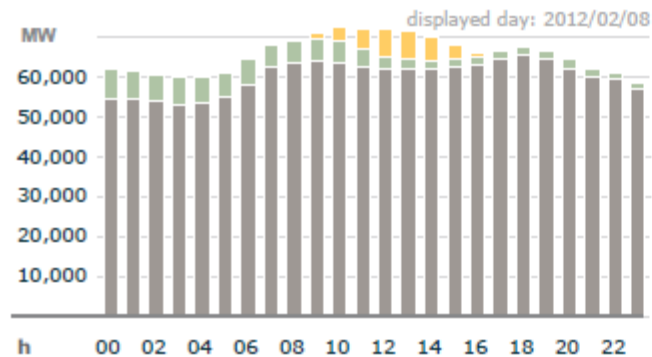
- Solar: max. 22.4 GW at 12:45 (+2:00); 189 GWh
- Wind: max. 7.0 GW; 108 GWh
- Conventional: max. 44.1 GW; 892 GWh

Graph: Bruno Burger, Fraunhofer ISE; Data: EEX, <http://www.transparency.eex.com/de/>

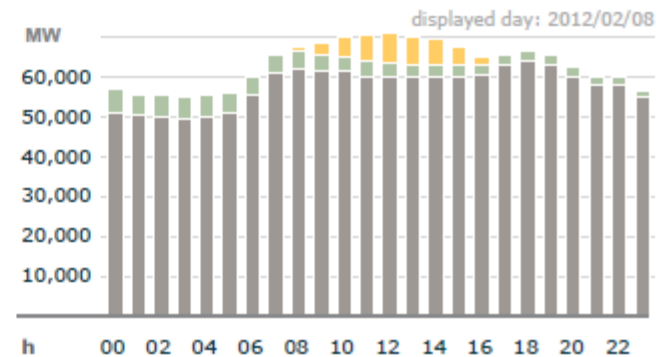
ただし、曇天で微風の日もないことはない・・・

Electricity Production: Wednesday 8th of February Day of maximum conventional power

Actual production



Planned production



Legend: ■ Conventional > 100 MW ■ Wind ■ Solar

- Solar: max. 7.3 GW; 37 GWh
- Wind: max. 7.4 GW; 99 GWh
- Conventional: max. 65.9 GW um 18:00 (+1:00); 1 446 GWh

Graph: Bruno Burger, Fraunhofer ISE; Data: EEX, <http://www.transparency.eex.com/de/>

原子力エネルギー

- Atom for Peace
- 燃料サイクル
- 原子炉
- 再処理、プルトニウム、MOX 燃料
- 高速炉
- トリウム

- 原子力は、石炭、石油、天然ガスの枯渇に備えた次の世代のエネルギーと目されたが、当初の期待程の伸びを示していない。
- 石油は自動車や航空機の燃料として不可欠で、天然ガスも家庭用の燃料として重要であり、原子力は直接的にはそれらの代用とはならないことから、専ら発電用として活躍すべきエネルギーだったが、商用としての利用が始まってから既に半世紀以上が過ぎているにも拘らず、未だにそのシェアは水力発電を超えておらず、一部の国々では、斜陽化さえ見受けられる。
- 英国では、1998年に94.5TWhを発電したのを最盛期に減退し、2010年には56.0TWhとなっている。同国に建設された**45基のうちの29基までが廃炉**。
- ドイツも2001年の162.7TWhをピークに減退を辿り、2010年には133.5TWhとなったが、翌2011年には一気に8基を停止させたことで102.3TWhに落ち込んでいる。同国に建設された**36基のうち現在も運転を続けているのは9基だけ**となったが、今後2015年、2017年、2019年にそれぞれ1基ずつ、2021年と2022年には3基ずつ纏めて停止し、遂にゼロになる予定。

日本の原子力

- 発電量を指標とした原子力発電の減退は、実は日本においても起こっている。IAEAのデータベースによれば、ピークの記録は1998年にまで遡らなければならず(316TWh)、その後の増減がある中、2003年は一時的に228TWhまで低下し、2005年には290TWhを記録したが、結局300TWhの大台に回復することはなく、2010年も274TWhと低迷したまま、遂に2011年の福島事故を迎えた。
- 低下の原因は、データ不正問題の対応(2002年東京電力)、配管減肉現象の管理強化(2004年関西電力美浜3号機の人身事故)、地震による設備損壊の復旧(2007年東京電力柏崎・刈羽原子力発電所)と、いわゆる「水平展開」の関連によるものであったが、原子力発電の弱点は、安全性への慎重な対応の必要性から、まさにこのような連座的な影響が生じること。

原子力発電

(単位: TWh)

国名	1980年	1990年	2000年	2010年
米国	251	577	754	807
フランス	63.4	298	394	407
日本	78.6	192	306	274
旧ソ連/ロシア	72.9	201	122	162
英国	32.3	62.5	80.8	56.0
西ドイツ、ドイツ	43.7	140	161	134
世界合計	684	1,909	2,450	2,620

核燃料

ウラン燃料

- ウランは、含有率が0.1% 程度となって漸く「低品位鉱」とされ経済的価値のある資源としては見放されるが、2% も含まれていれば「高品位鉱」として扱われる。
- 但し、露天掘りで掘削出来るか、坑道を掘らなければならないか、あるいはいずれも行わず、地下に薬液注入をして溶解液をポンプで吸い上げるISL (In-Situ Leach) 法が適用出来るか、埋蔵量がどれ程かなどによって経済性評価が異なる。
- 既にこれまでに30% 以上が採掘され尽くしてしまっているが、残りがまだ540万トンもあり、このところの消費量である年70,000トンのペースであればまだ70~80年の可採量がある。
- 2011年の生産量が53,000トン程度となっているのは、今でも昔の在庫が残っていること、核兵器削減の協定に基づき兵器用高濃縮ウランをダウンブレンドして核燃料の供給へと転用していることなどの理由による。

ウランの埋蔵量（130米ドル/kg）

（単位：トン）

国名	既に2008年末までに 採取した量(トン)	2009年現在で残存している埋蔵量	
		トン	世界に占める比率
オーストラリア	156,428	1,673,000	31.0%
カザフスタン	126,900	651,800	12.1%
カナダ	485,300	485,300	9.0%
ロシア	139,735	480,300	8.9%
南ア共和国	156,312	295,600	5.5%
ナミビア	—	284,200	5.3%
ブラジル	—	278,700	5.2%
ニジェール	110,312	272,900	5.0%
米国	363,640	207,400	3.8%
中国	—	171,400	3.2%
ウズベキスタン	—	114,600	2.1%
ヨルダン	—	111,800	2.1%
ドイツ	219,517	—	—
チェコ	110,427	—	—
世界合計	2,409,591	5,404,000	

ウランの生産量(2011年)

(単位: トン)

国名	生産量	世界に占める比率
カザフスタン	19,451	36%
カナダ	9,145	17%
オーストラリア	5,983	11%
ニジェール	4,351	8%
ナミビア	3,258	6%
ロシア	2,993	6%
ウズベキスタン	2,500	5%
米国	1,537	3%
ウクライナ	890	2%
中国	885	2%
世界合計	53,494	

- イエロー・ケーキの精錬コストとして130米ドル/kgでなく260米ドル/kgまで認められる場合には、可採埋蔵量は540万トンから630万トンに引き上げられる。(一説では1,000万トン)
- 更に、燐鉱石からの「副産物」としてウラン回収を行うことにすれば、2,200万トンが新たに追加され、0.003ppm存在することが知られている海水からの経済的な回収法が確立されるならば、4億トンが得られるとも言われており、その場合には、全ての海に面した国々にウラン資源を活用する機会が与えられる。
- 但し、ウランがエネルギー資源として化石燃料と異なるのは、それが、イエロー・ケーキとして精錬しただけでは使い物にならない点である。原子炉に装荷してエネルギーを取出すためには、その後に「転換」、「濃縮」、「燃料製造」の工程がある。更に、何より、石炭や天然ガスを燃焼させるだけのボイラーよりも格段に複雑で、事故が発生した場合には甚大な被害を及ぼす危険性のある原子炉が必要。

- 1kg当り130米ドルとして、埋蔵量540万トンの価値を計算すると、7,020億米ドル(56兆円)となり、石油(1京736兆円)、天然ガス(8,370兆円)、石炭(8,600兆円)に比べると格段に価値が低いことになる。年産20,000トンに近いカザフスタンでさえ、1年間もかけて26億米ドル(2,080億円)の収入にしかになっていない。これは、たった一週間で2兆円以上が動く石油と比べて著しく規模が小さい。
- 従って、「オイル・メジャー」に相当する「ウラン・メジャー」が生まれるような市場ではない。実際、ウランの採鉱を手掛ける企業としては大手(世界の生産量の16%を手掛ける)のCAMECOでさえ、カナダの本社に勤務する従業員は500人、年間売上も24億米ドル程であり(しかもこの中には、ブルース原子力発電所の売上も含まれる)、ロイヤル・ダッチ・シェルの従業員90,000人、年間売上4,700億米ドルとは比較にならない。

転換

- イエロー・ケーキの買手は、燃料メーカーではなく電力事業者。
- 但し、電力事業者が最終的に欲しいのはイエロー・ケーキではなく、原子炉に装荷出来る形に成形された燃料集合体であるから、そのままイエロー・ケーキを製品として物理的に引き取る訳ではない。引き取りは帳簿上であって、物理的には次の工程である転換施設に引き渡される。
- 「転換」とは、ウランの酸化物であるイエロー・ケーキをフッ素化合物である六フッ化ウラン(UF_6)に転換する処理工程のこと。このウラン化合物は沸点が低くガス化し易いため、次の濃縮工程に都合の良い化学形態。
- 但し、処理単価が1kg当り7米ドル程度で、世界でも総需要が高々年70,000トンであることから(高濃縮ウランのダウブレンドによる低濃縮ウランの供給が続いている昨今は、55,000トンで間に合っている。)、そのような5億米ドルにも満たない市場に群がる企業が世界中にある訳ではない。
- イエロー・ケーキの生産と同様、転換役務も日本では全く行われておらず、100%を国外調達に依存。

世界のウラン転換役務

国名	会社名	設備容量(tU)
ロシア	Minatom	25,000
カナダ - 英国	Cameco-Springfield	18,500
米国	ConverDyn	15,000
フランス	Comurhex(AREVA)	14,000
中国	CNNC	3,000
ブラジル	Ipen	90
世界合計		75,590

濃縮

- 転換工程を終えた時点での製品(六フッ化ウラン)が次に送られる先は、濃縮工程。この場合も帳簿上の手続きとなり、電力事業者への物理的な納品は発生しない。
- 0.7%の天然ウランが5%未満の低濃縮ウランに変えられる。
- 原理としては、今のところ二つが主流である。ガス拡散法と遠心分離法。いずれもU-235とU-238の僅かな原子の質量差を利用したものであるが、前者に対する後者の経済的優越性から最近移行が起こっており、近い将来のうちに全てが遠心分離法となる。
- ウラン濃縮には、SWU(Seperation Work Unit)という特別な単位が使われる。ウランの濃縮度とSWUは、単純な比例関係にはなく、ウランの濃縮度につれてSWUの上昇が増し、コスト高になる。
- 日本の濃縮施設(日本原燃)はまだ稼働体制に入っておらず、この役務も国外設備に依存している。

世界のウラン濃縮役務

国名	会社名	濃縮原理	設備容量 (1,000SWU)
ロシア	Atomenergoprom	遠心分離	28,600
英国-ドイツ-オランダ	Urenco	遠心分離	13,000
米国	USEC	ガス拡散→遠心分離	11,300
フランス	Eurodif (AREVA)	ガス拡散→遠心分離	10,800
中国	CNNC	遠心分離	1,300
世界合計			65,000

ウランの濃縮度とSWUの関係

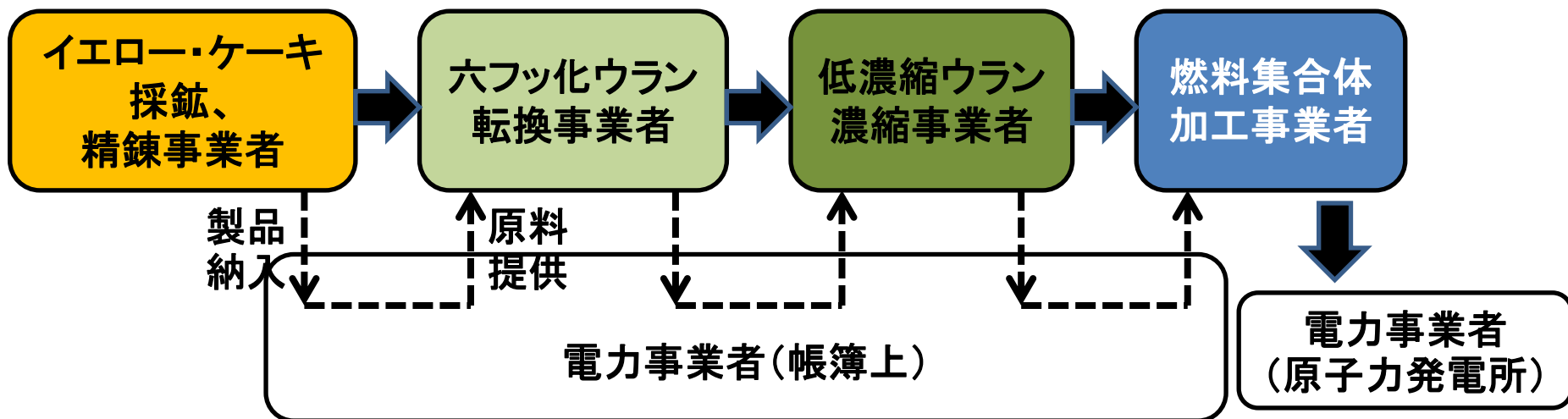
計算条件 イエロー・ケーキ単価 = 50.15米ドル/U ₃ O ₈ ポンド フィードのU-235濃度 = 0.711% 転換役務の単価 = 6.50米ドル/kgU テイルのU-235濃度 = 0.25% SWUの単価 = 130米ドル/SWU				
製品の濃縮度	4.5%	9.0%	18.0%	36.0%
フィードから製品への減容比	9.219	18.98	38.50	77.55
必要SWU	6.87	16.63	36.99	78.74
製品コスト(米ドル)	2,161/kgU	4,772/kgU	10,104/kgU	20,902/kgU

燃料製造

- U-235が所定の濃度に濃縮されたUF₆は、再び取引先である電力事業者との帳簿上の手続きを経て燃料メーカーに引き渡される。
- ここで漸く国内メーカーが関与。(日本原子燃料工業、三菱原子燃料、グローバル・ニュークリア・フュエル)
- 原子炉に装荷する核燃料に成形され、(帳簿上の手続きだけでなく物理的に)原子力発電所に納入される。
- このように、原子力発電所に燃料メーカーから新燃料が納入されるまでには、複数の工程を経ており、電力事業者はそれぞれの工程に携わる事業者と契約をしているため、ある時点での帳簿上は、途中段階にある様々な形態のウラン製品を所有していることになる。

核燃料が成形されるまでの流れ

物理的な移動



燃料コスト

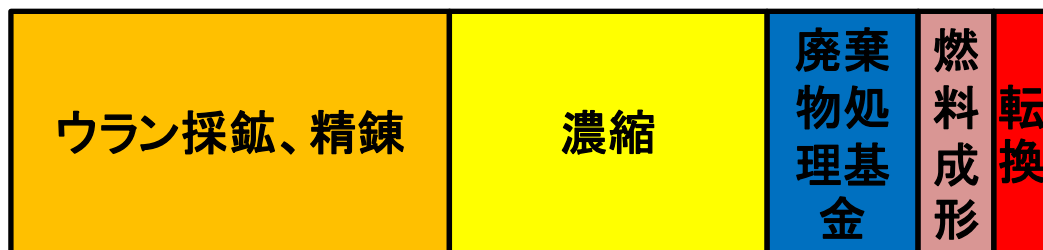
- 以上のような複数の工程からなる手間の要する核燃料ではあるが、それでも他の発電用の燃料である石炭、天然ガス、石油に比べて格段に安価。
- 米国における2000年から2008年にかけての比較では、天然ガスの10分の1以下であり、今でも石炭の約4分の1。
- 日本が発電用に使っている石炭や天然ガス(LNG)は米国のものに比べて高く、この差は更に顕著なはず。

米国における発電量1kWhに要する燃料コスト(米セント/kWh)

	石炭	天然ガス	石油	核燃料
1995	2.05	3.16	4.36	0.84
1996	1.97	4.03	4.80	0.76
1997	1.89	4.13	4.37	0.74
1998	1.81	3.58	3.17	0.73
1999	1.75	4.03	3.64	0.67
2000	1.71	7.01	5.96	0.63
2001	1.74	6.98	5.41	0.59
2002	1.71	4.21	5.04	0.55
2003	1.68	6.00	6.03	0.56
2004	1.74	6.12	5.79	0.55
2005	1.94	7.83	8.33	0.51
2006	2.02	6.66	9.28	0.51
2007	2.06	6.42	9.74	0.52
2008	2.30	7.62	16.29	0.52
2009	2.40	4.60	10.72	0.57
2010	2.45	4.48	14.54	0.67
2011	2.52	3.98	19.33	0.68

核燃料のコストの内訳

- 2011年の核燃料のコスト(1kWh あたり0.68米セント(0.54円))に対しては、次のような内訳が示される。
- ウランの採鉱、及びイエロー・ケーキの精錬コストが最大を占め(42%)、濃縮がこれに次ぐ(31%)。燃料成形の部分は、全体の8% を占めるに過ぎない。(他に、廃棄物処理基金の積立費が15%、イエロー・ケーキから六フッ化ウランへの転換コストが4%)
- このことは、電力事業者が所有する核燃料という資産の大部分が、燃料メーカーにではなく、イエロー・ケーキの精錬所と濃縮施設にあることを意味しており、日本の電力事業者の場合には、そのような資産が国外に仮保管されていることを示唆する。



燃料コスト

- 以上のような複数の工程からなる手間の要する核燃料ではあるが、それでも他の発電用の燃料である石炭、天然ガス、石油に比べて格段に安価。
- 米国における2000年から2008年にかけての比較では、天然ガスの10分の1以下であり、今でも石炭の約4分の1。
- 日本が発電用に使っている石炭や天然ガス(LNG)は米国のものに比べて高く、この差は更に顕著なはず。

原子炉

- 核燃料からエネルギーを取出すための装置が原子炉。
- 原子炉は、核燃料の他、制御材、減速材、冷却材との組合せを単位として構成。
- 減速材には、軽水(通常の水)、黒鉛、重水(通常の水素を重水素で置き換えた水)の選択。
- 冷却材には、軽水、重水、ガス(二酸化炭素)、液体金属(ナトリウム)の選択。又、冷却材として水を使用する場合、これを原子炉の中で沸騰させるかさせないかの選択もある。
- 従って、原子炉が開発された初期の頃、炉型にはかなり多くの種類が考案。

炉型の種類一覧

		減速材				
		軽水	黒鉛	重水	有機	なし
冷却材	軽水	LWR (BWR+ PWR)	LWGR	PHWR (CANDU) HWLWR		
	重水			SGHWR		
	ガス		GCR HTGR	HWGCR		
	ナトリウム		LMGMR			FBR
	有機				OCM	

- しかしやがて淘汰され、主に軽水炉(LWR 沸騰水型原子炉(BWR)と加圧水型原子炉(PWR)の総称)、重水炉(PHWR 通常CANDU炉とも称される。)、ガス炉(AGR)に絞られるようになった。減速材として黒鉛や重水を用いる原子炉には、U-235を濃縮していない天然ウランを使用することも出来る。又、これらの原子炉は、運転しながら燃料交換が出来ることも特徴である。減速材として黒鉛、冷却材として軽水を使ったLWGRは、実際にはRBMKと呼ばれる「チェルノブイリ型原子炉」のことで、CANDU炉と同じように燃料集合体を細長い圧力管の中に入れて運転するため、LWRの場合のような強大な圧力容器が不要になる。
- 結局、今日まで575基が発電用として建設され、それらのうち140基が既に停止され、主に安全性や競争力において劣る原子炉が淘汰されている。
- 但し、ドイツのフェーズアウトやイタリアのモラトリアムのように、政策的に停止に追い込まれた原子炉もある。実際、2011年には、ドイツがそれぞれ4基のPWRとBWRを廃炉にしている。その結果、2010年の時点では441基だった世界で運転中の原子炉が、2011年末には435基に減っている。

廃炉(全140基)19カ国

炉型		基数	炉型		基数
PWR	加圧水型軽水炉	38	HTGR	高温ガス炉	4
GCR	ガス冷却炉	37	HWGCR	重水減速型ガス冷却炉	4
BWR	沸騰水型軽水炉	31	HWLWR	重水減速型沸騰水型軽水炉	2
LWGR	黒鉛減速型軽水冷却炉	9	SGHWR	蒸気発生型重水炉	1
FBR	高速増殖炉	7	LMGMR	黒鉛減速ナトリウム冷却炉	1
PHWR	加圧水型重水炉	5	OCM	炭化水素減速冷却炉	1

運転中(全435基)30カ国

炉型	2010年末時点	2011年増減	2012年増減	2012年7月現在
PWR	269	+1 パキスタン(+1)、中国(+2)、ロシア(+1)、イラン(+1)、ドイツ(-4)	+2	272
BWR	92	-8 日本(-4)、独(-4)	0	84
PHWR	46	+1(インド)	0	47
GCR	18	-1(英)	-2	15
LWGR	15	0	0	15
FBR	1	+1(中国)	0	2
合計	441	-6	0	435

- 原子力発電がこのまま斜陽化していくのかどうかは分からない。
- 現に建設中の原子炉が世界には62基もある。但し、牽引役を担っている中国(26基)、ロシア(11基)、インド(7基)を除けばたった18基である。炉型は、今よりも更にPWRに偏っている。一方、これまで殆ど成功していない高速増殖炉(FBR)が2基含まれており、ロシアは、今もチェルノブイリ型原子炉を1基増設しようとしている。

建設中(全62基)13カ国

炉型	基数	建設中の国	炉型	基数	建設中の国
PWR	50	中国(26)、ロシア(9)、インド(2)、韓国(3)、パキスタン(2)、スロバキア(2)、ウクライナ(2)、ブラジル(1)、フィンランド(1)、フランス(1)、米国(1)	PHWR	5	インド(4)、アルゼンチン(1)
			BWR	4	日本(2)、台湾(2)
			FBR	2	インド(1)、ロシア(1)
			LWGR	1	ロシア

世界の原子力支持

- Bisconti社が、BBC World Serviceからの依頼に基づき実施した世界23カ国の原子力支持率に関する世論調査（2011年9月実施。各国約1,000人から回答を集計。）によれば、日本は、推進派（増設支持）のパーセンテージから見ると21位（6%）で低いが、現状是認派（増設には反対であるが既設プラントの運転継続は支持）に注目するとフランスに次ぐ2位（57%）で、マイルドな「脱原子力」の遷移を望んでいるように見受けられる。推進派が過半数を占める国はなく、反対派（全基停止）が過半数を占める国には、ドイツを含む4カ国がある。
- チェルノブイリ事故から26年が経つロシアでは、国民感情としてはまだ「後遺症」があるようで反対者の占める率が高いが、推進の政策が切り替わったとの情報は今のところない。又、発展途上国の多くは原子力に対して拒否的であり、この点は、将来の発展性において重要な意味をもつものと思われる。
- 米国、英国、フランス、ドイツ、日本の5カ国における2005年の調査結果との比較を見ると、米国は推進から現状是認に移行しており、ドイツは現状是認から反対に移行している。フランスと日本においては、現状是認が大勢であるが、推進が大きく後退し、反対が顕著に増えている。英国のみがより推進的になり、反対派が減っているが、この背景は不明である。

原子力に関する支持率調査（パーセント）

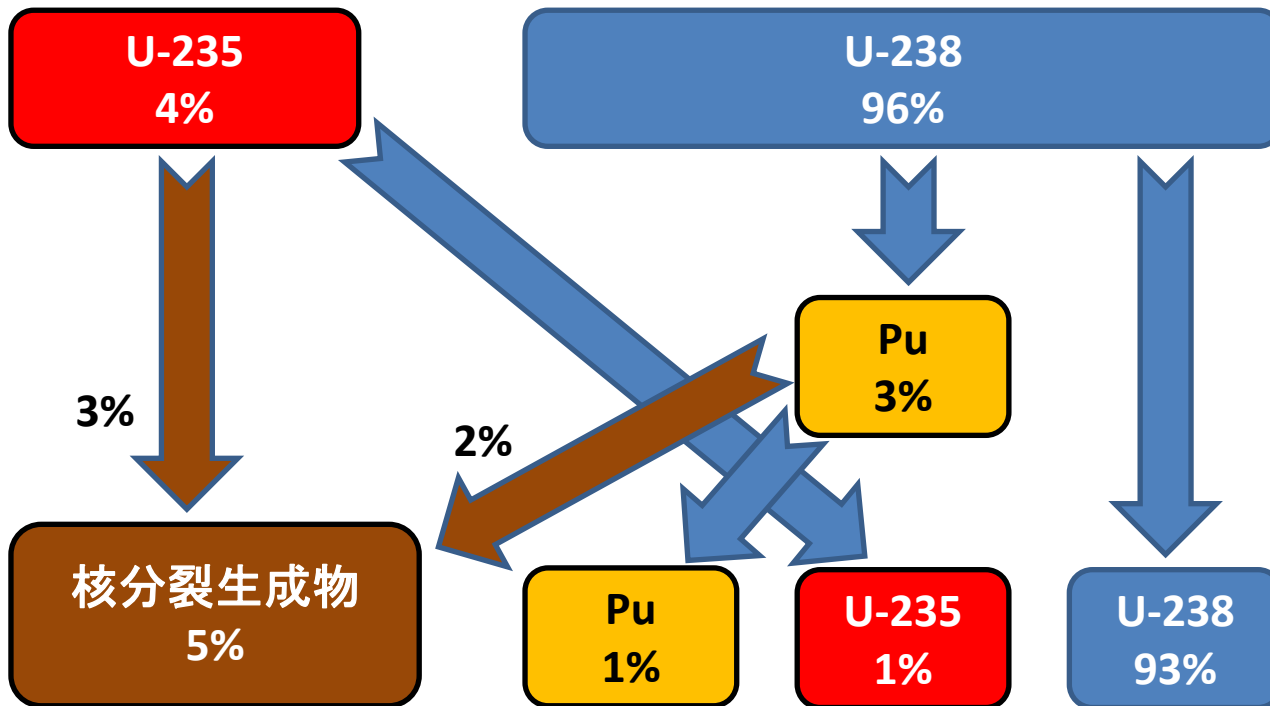
所有国				非所有国			
国名	推進	現状是認	反対	国名	推進	現状是認	反対
中国	42	35	13	ナイジェリア	41	25	23
米国	39	44	14	ガーナ	33	15	17
パキスタン	39	22	21	エジプト	31	30	36
英国	37	44	15	ケニア	29	15	39
インド	23	18	21	トルコ	21	32	41
メキシコ	18	39	43	フィリピン	21	36	41
ブラジル	16	44	35	ペルー	15	23	30
フランス	15	58	25	インドネシア	12	39	34
ロシア	9	37	43	パナマ	11	33	38
スペイン	8	32	55	エクアドル	6	12	53
ドイツ	7	38	52	チリ	3	26	55
日本	6	57	27				

福島事故前(2005年)、事故後(2011年)の原子力支持率(%)

国名	調査年	推進	現状是認	反対
米国	2005年	40	29	20
	2011年	39	44	14
英国	2005年	33	37	23
	2011年	37	44	15
フランス	2005年	25	50	16
	2011年	15	58	25
ドイツ	2005年	22	47	26
	2011年	7	38	52
日本	2005年	21	61	15
	2011年	6	57	27

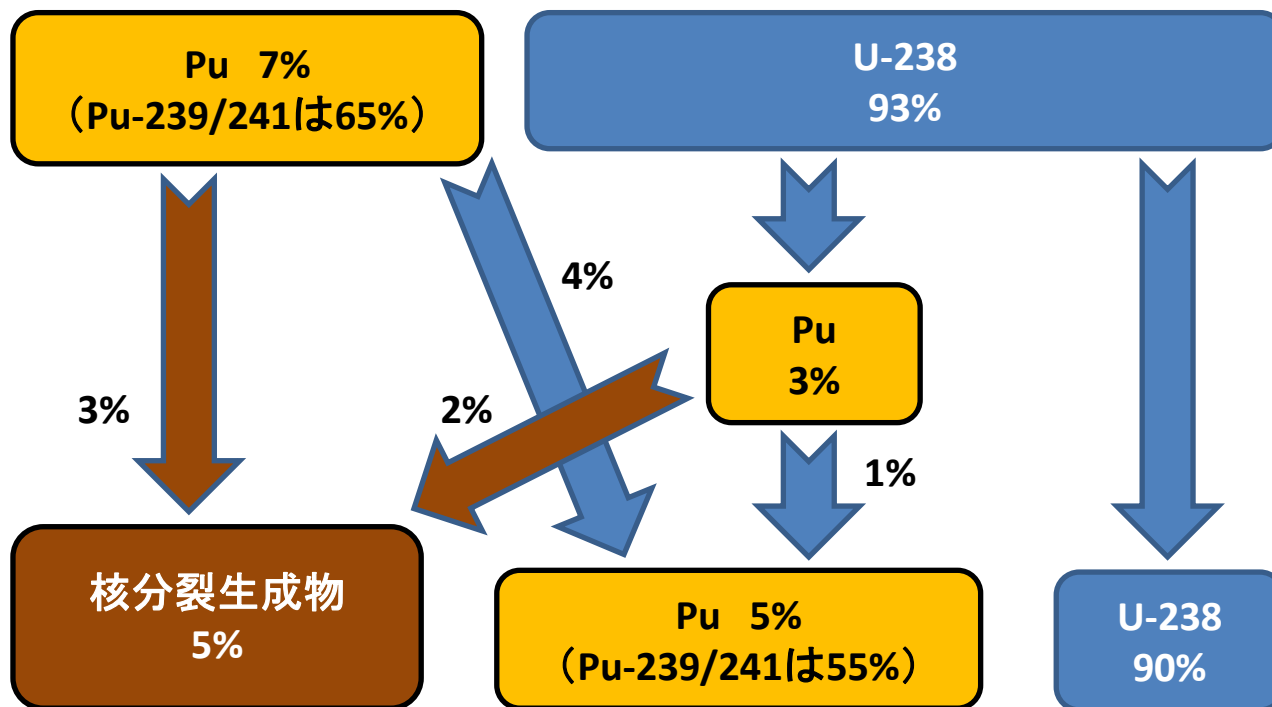
再処理、プルトニウム、MOX燃料

- ウランには二種類の同位元素が混在しており、天然ウランには、そのうち核分裂する方のU-235が0.7%含有されているだけである。
- 従って、世界の総埋蔵量が540万トンあるとは言っても、実質「燃えるウラン」は38,000トンしかないことになる。しかしこの理解は正しくなく、実際には、「燃えないウラン」と思われているU-238も原子炉の中でプルトニウムに変換されることで燃やされている。
- ウラン燃料の「燃焼」の程度については、「燃焼度」という言葉で表現され、通常はMWD(メガワット・ディ)/tU やGWD/t という単位で示される。1GWD = 1,000MWD = 86.4TJ (石炭2,990トン、原油2,260kL、LNG 1,590トンの発生熱量に相当)
- 最近の核燃料は、PWR炉の場合で約3年間、BWR炉で約4年間使用され、約45GWD/t の燃焼度まで使用された末に「使用済燃料」として原子炉から取出される。次図には、その過程で、新燃料の組成がどのように変化して使用済燃料になるのかを示している。



- 結局、U-235から直接放出されるエネルギーとU-238がプルトニウムとなって燃焼することで放出されるエネルギーの比が、約3:2の割合となっている。(使用済燃料にもプルトニウムとU-235がそれぞれ約1%ずつ含まれている点に注目。)
- これらを再処理してリサイクルする構想が日本では「プルサーマル計画」と称され、これに供給される燃料がMOX燃料。
- U-235とU-238は化学的な再処理工程では分離出来ないため一緒に回収される。
- これまで主に英仏らによって行われてきた再処理工程で分離されたプルトニウムは320トン、ウランは45,000トンに達し、一連のリサイクルによる「節約」をされた天然ウランの量は、それぞれ60,000トンと50,000トンに相当。即ち、ほぼ2年分の世界の総生産量を節約したことになる。

- 尚、この場合の再処理によって回収されたプルトニウムと既に燃えて核分裂生成物に変化したプルトニウムとは、厳密には別種。
- プルトニウムはU-238の中性子捕獲によって生成されるが、照射時間が長くなるにつれて捕獲回数が多くなり、Pu-239、U-240、U-241、U-242へと質量数の大きな同位体の比率が高くなっていく。
- これらの同位体のうち、核分裂する性質のあるのはPu-239とPu-241で、Pu-240とPu-242は核分裂をしない。即ち、「燃えない」成分のプルトニウム。
- 45GWD/tUの燃焼を終えて取出した使用済燃料に含まれるプルトニウムの場合、そのような燃えないプルトニウムが35% も含まれている。従って、MOX燃料を作る時には、予めこの燃えない成分が含まれていることを考慮し、7% 程度にしておく。
- MOX燃料を45GWD/t の燃焼度で使用した場合、新燃料と使用済燃料では、次図のように組成が変化する。MOX燃料の使用済燃料に含まれるプルトニウムの場合、燃えない同位体(Pu-240、Pu-242)の比率が更に高くなり45% を占めるまでになっている。



- このようにプルトニウムは、リサイクルの回数が増えていくにつれ、燃えない同位体の比率が高くなっていくため、せっかく再処理をしてプルトニウムを回収しても、徐々に経済性が低下。
- MOX燃料としてのリサイクルを1回だけに限定した場合には、天然ウランの節約が12%と見込まれるが、2回までとした場合（つまり、MOX燃料の再処理から抽出して作ったMOX燃料を使用する場合）であっても、節約は（24%とならず）22%程度。
- このように燃えない成分を多く含んだプルトニウムは核兵器用としては適さない。第二次世界大戦の最中に、ハンフォード（ワシントン州）の施設に作られたプルトニウム抽出用の原子炉でウランを照射する際にも、約3カ月間に限定していた。そうすることで、せっかく一旦生成されたU-239が、燃えないU-240に過剰に変換されるのを抑制していた。
- 核兵器用のPu-239の場合、これまでに約70トンがMOX燃料に転用されているが、これによる天然ウランの節約は15,000トンに相当。因みに核兵器用の高濃縮ウラン（U-235）の場合には、これまでに約230トンが低濃縮ウランにダウンブレンドされ燃料に転化されており、これによる天然ウランの節約は70,000トンに相当。
- このように天然ウランを起源としない核燃料、及び、通常のプロセス（採鉱・精錬、転換、濃縮、燃料製造）を経ずに製造される核燃料による天然ウランの節約効果は、これまでのところ、約3年分の生産量に相当。

再処理、核兵器の転用による天然ウランの節約効果

種類	量(トン)	天然ウラン等価量(トン)
再処理から抽出されたプルトニウム	320	60,000
再処理から抽出されたウラン	45,000	50,000
核兵器用プルトニウムの転用	70	15,000
核兵器用高濃縮ウランの転用	230	70,000
合計		195,000

- 現状、使用済燃料の再処理やそれによって抽出したプルトニウム、ウランのリサイクルによるMOX燃料の利用にも最も先進的なのがフランス。毎年、同国内で発生する使用済燃料(原子炉から取出してから15年を経たもの)の850トンを超えて再処理し、そこから8.5トンのプルトニウムと810トンのウランが回収。このプルトニウムからは、約100トンのMOX燃料が製造。再処理ウランの場合には、その約3分の2を酸化物とし保管し、残り3分の1に対しては再濃縮して使用した実績もある。
- 現在操業中のMOX燃料工場は、フランスと英国にある。ベルギーにあった年間処理量40トンの工場は2006年に閉鎖となり、その分フランスのMeloxは、2007年4月に年間処理量を145トンから195トンに引き上げている。英国のSellafieldの工場は、年間処理量128トンから40トンに引き下げているが、2011年8月になって更に見直しが行われ、閉鎖案が挙がっている。
- そうなると、欧州の再処理は、遂にフランス一国だけになってしまう。否、日本のJ-MOX(六ヶ所村)が、2015年から年間処理量130トンで操業開始を目指している。米国では、ロシアとの核兵器削減協定を遂行するため、核弾頭を解体して回収したプルトニウム(Pu-239 > 90%)を、濃縮工場で発生した特に使い途のない劣化ウランで希釈したMOX燃料を作るための専用施設が、DOEのサバンナ・リバー・サイトに建設中で、2016年からの操業開始が予定。米国の場合、使用済のウラン燃料を再処理してリサイクルする計画は今のところない。

- MOX燃料が考案され、試用されたのは1963年に遡る。しかし、実機での供用が本格化したのは1980年代になってから。これまでに製造されたMOX燃料は約2,000トンに達している。
- 2006年の時点で、欧州(ベルギー、スイス、ドイツ、フランス)にある30基以上の原子炉(殆どがPWR)に約180トンが装荷。日本においても、約10基に対して既に認可され、実際に数基に装荷。
- 通常は、全炉心の約3分の1程度であるが、50% 近くまで装荷を拡大する予定のところもある。フランスでは、900MW級の原子炉の全てに対し、MOX燃料を炉心の3分の1以上装荷する計画。
- 日本も近い将来これを行う計画で、2014年には、現在建設中の大間原子力発電所(電気出力1,383MW)の原子炉に100% MOX燃料を装荷する予定。最近の新型炉(EPR、AP1000)も、「100% MOX」に対応可能である。
- 既設の原子炉にMOX燃料を装荷する場合、50% 程度までであるならば、それほど大きくプラントの設計に影響を及ぼす訳ではない。しかし、50% 以上となるとかなりの設計変更が発生。

- MOX燃料を利用することの長所は、核燃料の燃焼度を上げようとする場合に発揮。これをウラン燃料において行う場合には、U-235の濃縮度を高くしなければならず、即ちその分SWUのコストを投じなければならない。ところがMOX燃料の場合には、プルトニウムの含有率を高くすればよい。従ってMOX燃料は、高燃焼度燃料用として、よりその価値が発揮される。更に、ウランの原料価格が上がった場合にも(ウラン燃料の価格が上昇するため)、相対的にMOX燃料には追い風となる。
- 使用済燃料の量が減るというメリットもある。例えば、ウランの燃料集合体7体を処理して1体のMOX燃料を製造し、高レベル放射性廃棄物のガラス固化体が発生する。そのように再処理することで、廃棄物の嵩、重量、処理コストが、再処理を行わない場合の35%程度に低減できると見込まれる。
- プルトニウムが燃える同位体(Pu-239、Pu-241)と燃えない同位体(Pu-240、Pu-242)で組成されていることから、例えば4.5%の低濃縮ウラン燃料に相当するMOX燃料には、7~10%(平均約9.5%)のプルトニウムを配合する必要がある。(但し、核兵器から回収したプルトニウムが使われる場合には、Pu-239の純度が高い(>90%)ため、5%で十分である。)

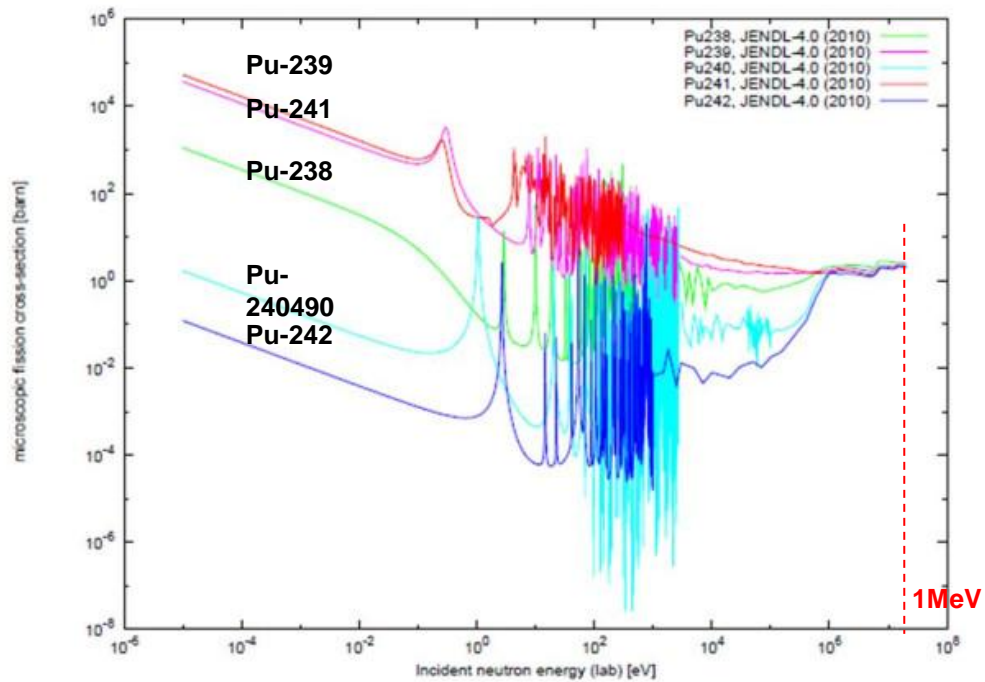
- 目下のところ、MOX燃料によるプルトニウムの消費量は発生量を下回っており、年々蓄積量が漸増。MOX燃料としての消費が上回るようになるまでには250トンに達するが、やがては世界の核燃料供給の5%までをMOX燃料が担うようになるものと見込まれており、これには日本原燃の施設(六ヶ所村)の寄与も含まれる。
- 使用済MOX燃料の再処理は、フランスがLa Hague施設において1992年から実証的に実施。課題とされていた二酸化プルトニウムの溶解も克服され、2004年からは本格操業に転じ、一時はドイツやスイスからの使用済MOX燃料も受け入れ、約70トン进行处理した実績がある。
- しかし、当面は使用済MOX燃料の再処理を行わない決定をしており、高速炉を取り入れた次世代の核燃料サイクル技術の確立を待つことにしている。

高速炉

- 再処理から抽出されたウランは、天然ウランとも低濃縮ウランとも組成が異なる。即ち、これらにはない新しいウランの同位体 (U-234、U-236) が増えている。これらのウランの同位体は、中性子を吸収する性質が強い (中性子吸収断面積が大きい) ため、従来の濃縮度ではウラン燃料としての効率が低下し、より高い濃縮度まで上げなければならない。例えば、天然ウランを原料とした濃縮度3%の低濃縮ウランと同等の燃料を作るためリサイクル・ウランを使った場合には、濃縮度を3.3% としなければならない。つまり、よりSWUを投入しなければならずコスト高になる。
- この傾向は、燃焼度の高い使用済燃料ほど顕著になる。従って、燃焼度の比較的低い使用済燃料においてであればそのような再濃縮も妥当であるが、高い燃焼度の使用済燃料から抽出したウランの再利用の方法については、ウラン燃料としてではなく、MOX燃料としての利用がより適していることになる。

- 使用済MOX燃料に含まれるプルトニウムの同位体組成も問題。
- 使用済ウラン燃料の場合には、「燃えるプルトニウム」、即ちPu-239とPu-241がそれぞれ50%と15%であるのに、45GWD/tまで燃焼させた使用済MOX燃料の場合の同位体組成は、Pu-239とPu-241がそれぞれ37%と16%であり、核分裂しないPu-240とPu-242がそれぞれ32%と12%を占めている。(残りの4%がPu-238であるが、この同位体の核分裂断面積は、Pu-239/241とPu-240/242の中間値である。)
- このうち、Pu-241の半減期は14年と短く、強力なガンマ線を放射しながらアメリシウム(Am-241)に崩壊する。そのため、放射線レベルが高いからと放置すればする程リサイクルする時の価値も低下していく。
- ところが、そのようなプルトニウムの同位体毎に異なる核的性質は、熱中性子に対する核分裂についてであって、高速中性子(>1MeV)に対しては殆ど差を呈しない。更にこの特徴は、プルトニウムの同位体に限らず、超ウラン元素(アクチノイド元素)に対して一般的に当て嵌まる。
- 従って、この特徴を利用し、中性子をわざわざ減速させてではなく、高速中性子のまま核分裂を起こさせる、いわゆる「高速炉」を導入することで効率的なりサイクルが可能になる。もはや、「燃えないプルトニウム」がリサイクル毎に殖えていくという現象が問題にならなくなる。

プルトニウム同位体の核分裂断面積スペクトル



- 従って、高速炉によってMOX燃料を燃焼させる場合には、より高い効率が望める。2000年に米露間で締結された核兵器削減に基づくプルトニウムの処理に関する協定は、双方に34トンずつを行うことを義務付けている。
- 米国ではこの対応のため、サウス・キャロライナ州にあるサバンナ・リバー・サイトに専用施設(MFFF Mixed Oxide Fuel Fabrication Facility)を建設し、年間3.4トンずつを処理してMOX燃料を製造し、Dukeの所有するPWR炉(Catawba原子力発電所、McGuire原子力発電所)に装荷する計画。
- 一方、ロシア側は、米国から4億米ドルの援助を受け、転換したMOX燃料を高速炉で燃焼させる計画を進めている。即ち、ウラルのベロヤルスク原子力発電所にある高速炉、BN-600に供給される予定。
- 現在、同発電所に増設中のBN-800も2012年のうちに商用運転開始の予定であり、やがては両基を運転することによって、年間1.5トンのプルトニウムが燃焼される。但し現状、MOX燃料工場の建設計画が滞っており、実際にいつから稼働するのかは未定。
- シベリアのセベルスクに予定されている施設では、年間400体のMOX燃料が製造される計画であり、これはBN-800の5基分に相当する。将来更に削減されるプルトニウムの処理も視野に入れている可能性がある。

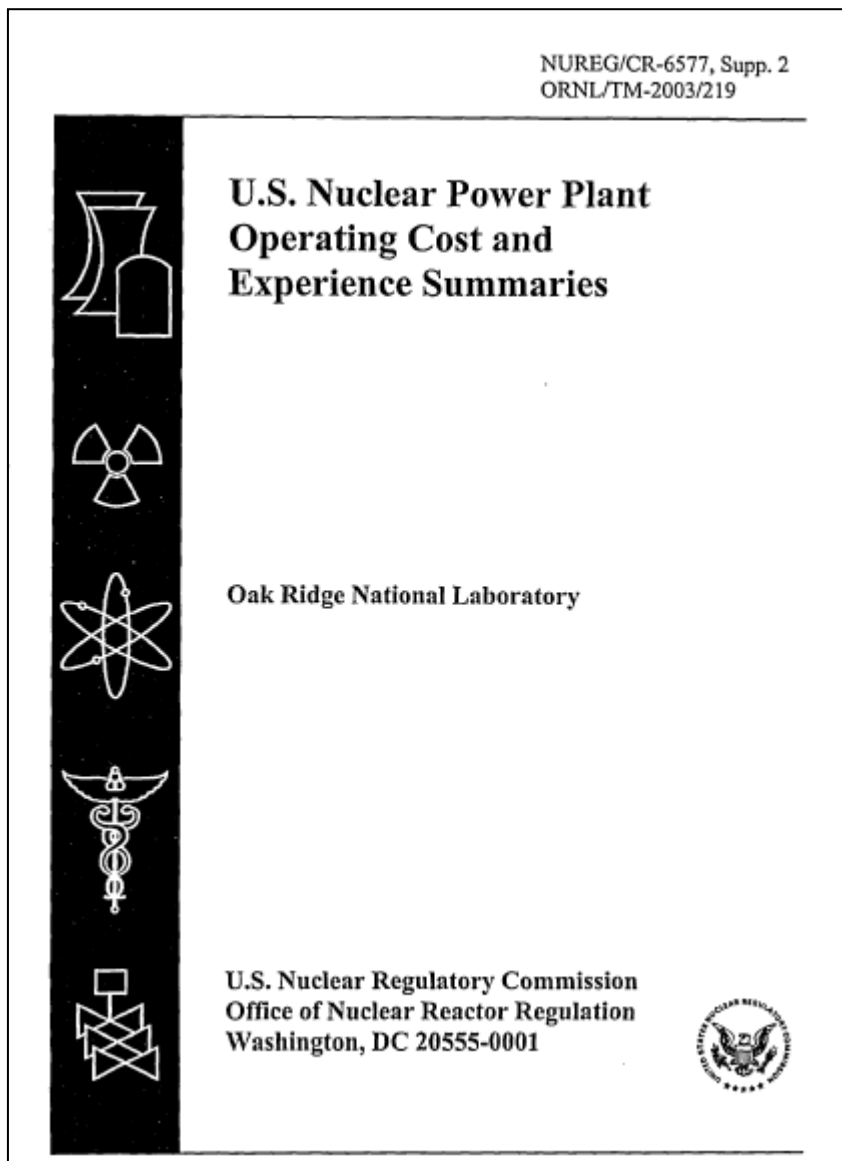
原子力の 経済性

経済性評価の問題点(1)

～評価方法の問題点～

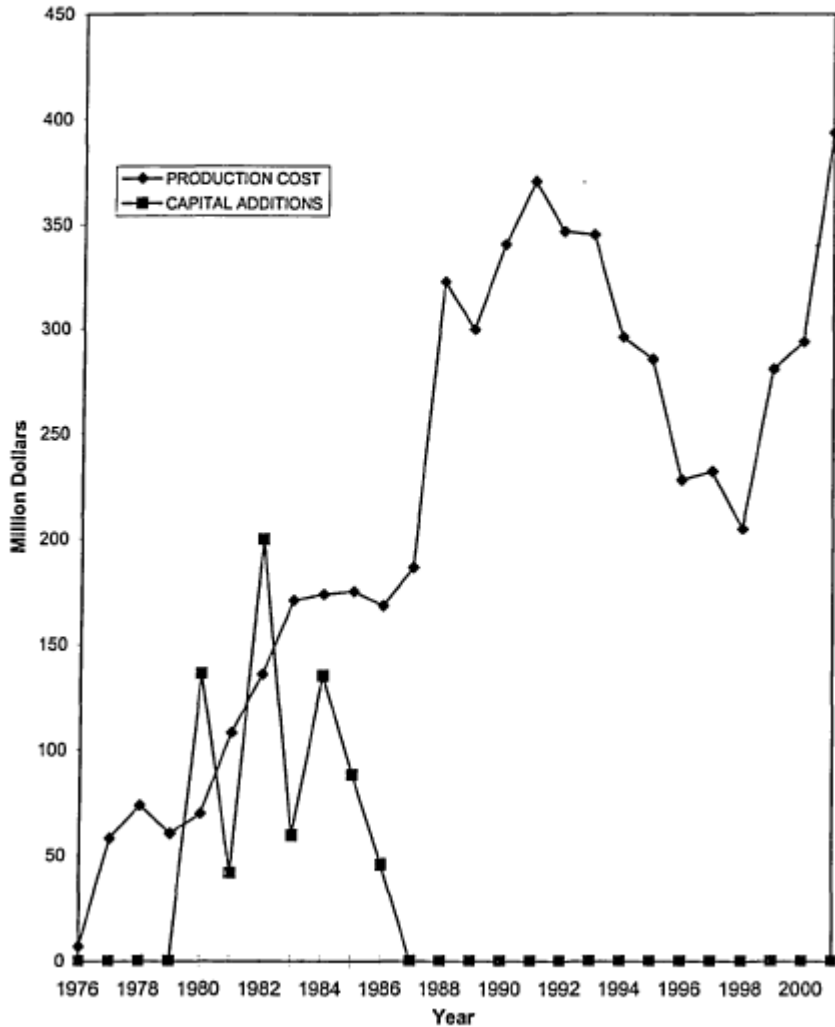
- 「予想コスト」の評価として行われており、「実績コスト」の評価と、実績に基づくベンチマークが行われていない。
 - 予想段階では含まれていない大型機器の交換、改造工事のための大きな支出が発生する場合がある。
 - 予想段階では考慮されていない長期停止が発生する場合がある。
 - 多くの場合、上記は、同時に発生する。コストが増え、kWhが減る。
- 「送電端コスト」として評価されているが、送電設備、変電設備の利用を考慮した場合、果たして公平か。

米国では、**操業コスト**(燃料費＋保守)と追加キャピタルの実態について、**個々の原子力発電ユニット**に対して調査されたことがある。
(右は、2003年12月に発行された報告書)



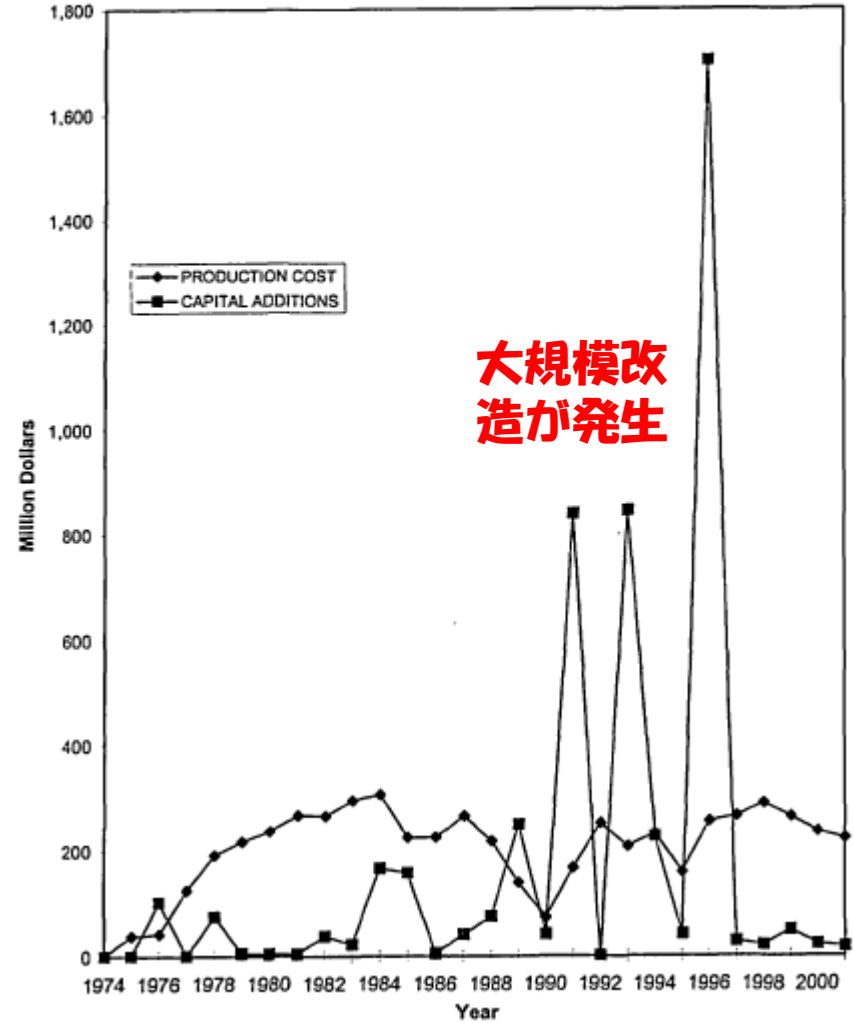
BEAVER VALLEY
(Units 1 and 2)

PRODUCTION COST AND CAPITAL ADDITIONS
(2001 Dollars)



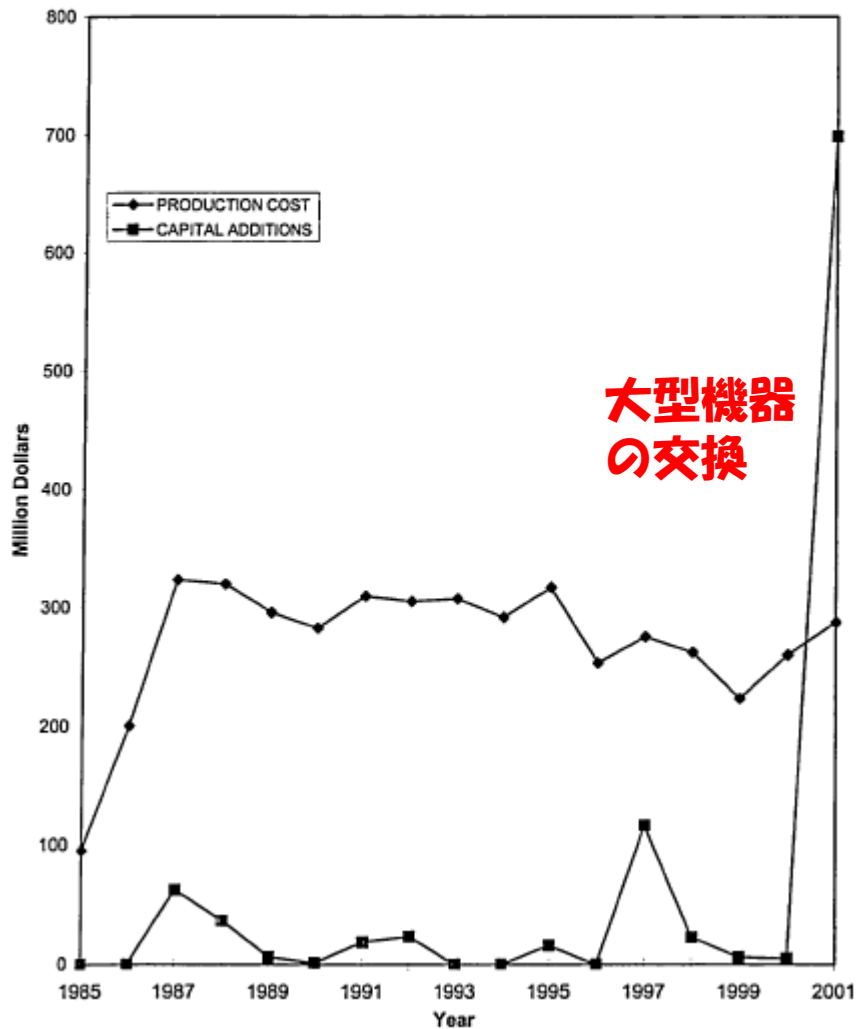
BROWNS FERRY
(Units 1, 2, and 3)

PRODUCTION COST AND CAPITAL ADDITIONS
(2001 Dollars)



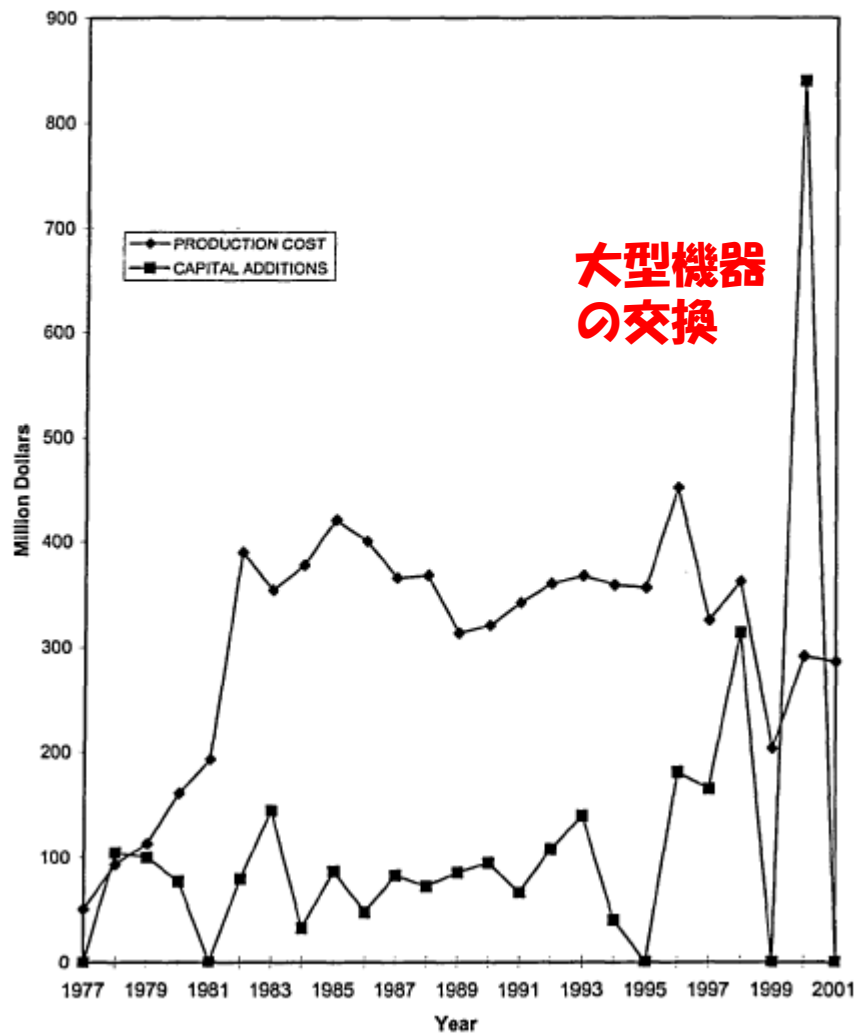
CATAWBA
(Units 1 and 2)

PRODUCTION COST AND CAPITAL ADDITIONS
(2001 Dollars)



SALEM
(Units 1 and 2)

PRODUCTION COST AND CAPITAL ADDITIONS
(2001 Dollars)



Unit	Net MWe	Capacity Factor (%)		Generation (BkWh)		Last Refueling Outage		
		Month	YTD	Month	YTD	Start Date	End Date	Outage Duration (Days)
Arkansas Nuclear One 1	842	99.8	100.3	0.61	3.69	10/17/11	11/20/11	35
Arkansas Nuclear One 2	993	100.1	101.0	0.72	4.38	2/21/11	3/25/11	33
Beaver Valley 1	892	100.7	82.8	0.65	3.23	4/9/12	5/10/12	32
Beaver Valley 2	885	101.4	102.2	0.65	3.95	3/7/11	4/10/11	35
Braidwood 1	1,178	99.6	81.0	0.84	4.17	4/16/12	5/19/12	34
Braidwood 2	1,152	99.2	100.7	0.82	5.07	4/18/11	5/11/11	24
Browns Ferry 1	1,101	99.2	102.0	0.79	4.91	10/24/10	11/23/10	31
Browns Ferry 2	1,104	97.0	101.0	0.77	4.87	2/26/11	4/5/11	39
Browns Ferry 3	1,105	84.5	65.5	0.67	3.16	4/7/12	5/20/12	44
Brunswick 1	938	91.2	59.0	0.62	2.42	2/24/12	4/29/12	66
Brunswick 2	920	100.9	101.7	0.67	4.09	3/5/11	4/13/11	40
Byron 1	1,164	94.2	94.9	0.79	4.83	3/14/11	4/23/11	41
Byron 2	1,136	96.7	92.8	0.79	4.61	9/19/11	10/9/11	21
Callaway	1,190	100.0	101.7	0.86	5.29	10/16/11	11/24/11	40
Calvert Cliffs 1	855	100.0	64.6	0.62	2.41	2/6/12	4/6/12	64
Calvert Cliffs 2	850	99.9	100.3	0.61	3.72	2/1		
Catawba 1	1,129	102.1	94.9	0.83	4.68	4/2		
Catawba 2	1,129	102.5	80.1	0.83	3.95	3/1		
Clinton	1,065	99.8	100.5	0.77	4.67	11/		
Columbia 2	1,097	90.6	93.0	0.72	4.46	4/		
Comanche Peak 1	1,209	99.9	100.6	0.87	5.31	10/		
Comanche Peak 2	1,197	100.0	98.3	0.86	5.14	4/3/11	4/25/11	23
Cooper	767	97.6	101.2	0.54	3.39	3/13/11	5/7/11	56
Crystal River 3	860	0.0	0.0	0.00	0.00	9/26/09	Current	963
Davis Besse	894	57.2	80.0	0.37	3.12	5/6/12	6/12/12	38
Diablo Canyon 1	1,122	38.5	68.8	0.31	3.37	4/23/12	6/15/12	54
Diablo Canyon 2	1,118	101.6	96.9	0.82	4.73	5/1/11	6/5/11	36
Donald C. Cook 1	1,009	100.0	104.2	0.73	4.59	9/21/11	10/25/11	34
Donald C. Cook 2	1,060	100.0	78.6	0.76	3.64	3/21/12	4/28/12	38
Dresden 2	867	105.0	106.2	0.66	4.02	10/17/11	11/9/11	23
Dresden 3	867	97.7	98.8	0.61	3.74	11/1/10	11/25/10	25
Duane Arnold	601	99.6	101.2	0.43	2.66	10/24/10	12/2/10	39
Edwin I. Hatch 1	876	99.1	76.1	0.62	2.91	2/13/12	3/20/12	37
Edwin I. Hatch 2	883	99.5	96.0	0.63	3.70	3/29/11	5/1/11	34
Fermi 2	1,085	77.4	74.6	0.61	3.53	3/26/12	5/2/12	38
Fort Calhoun	478	0.0	0.0	0.00	0.00	4/10/11	Current	402
Ginna	581	100.0	100.0	0.42	2.54	4/24/11	6/9/11	47

不測のトラブルで計画外停止が延び、間もなく1000日が経過

洪水により損傷した機器の復旧に1年以上が経過

Unit	Net MWe	Capacity Factor (%)		Generation (BkWh)		Last Refueling Outage		
		Month	YTD	Month	YTD	Start Date	End Date	Outage Duration (Days)
Oyster Creek 1	615	100.2	101.9	0.44	2.74	11/1/10	11/30/10	30
Palisades	793	39.2	65.6	0.22	2.27	4/9/12	5/10/12	32
Palo Verde 1	1,311	100.2	99.0	0.95	5.67	10/8/11	11/27/11	51
Palo Verde 2	1,314	100.3	101.0	0.95	5.80	4/2/11	5/5/11	34
Palo Verde 3	1,312	99.5	81.4	0.94	4.67	3/17/12	4/17/12	32
Peach Bottom 2	1,122	99.9	101.1	0.81	4.96	9/13/10	10/6/10	24
Peach Bottom 3	1,122	100.0	103.6	0.81	5.08	9/12/11	10/1/11	10
Perry 1	1,240	69.4	93.5	0.62	5.07	4/18/11	5/1/11	14
Pilgrim 1	685	96.9	97.2	0.48	2.91	4/18/11	5/1/11	14
Point Beach 1	578	103.8	103.5	0.43	2.61	10/3/11	10/3/11	1
Point Beach 2	586	91.7	97.8	0.39	2.50	3/1/11	3/1/11	1
Prairie Island 1	521	96.2	102.3	0.36	2.33	4/30/11	5/1/11	3
Prairie Island 2	519	96.9	45.2	0.36	1.02	2/22/12	2/22/12	1
Quad Cities 1	882	104.0	105.3	0.66	4.06	5/9/11	5/9/11	1
Quad Cities 2	892	103.0	84.8	0.66	3.30	3/19/12	4/19/12	31
River Bend 1	974	61.8	83.1	0.43	3.54	1/15/11	2/10/11	27
Salem 1	1,174	98.3	96.4	0.83	4.94	10/24/11	11/18/11	26
Salem 2	1,158	100.6	100.3	0.84	5.08	4/10/11	5/7/11	28
San Onofre 2	1,070	0.0	4.0	0.00	0.19	1/10/12	Current	127
San Onofre 3	1,080	0.0	17.5	0.00	0.83	10/10/10	2/16/11	130
Seabrook 1	1,247	84.5	81.6	0.76	4.45	4/1/11	5/22/11	52
Seneca 1	1,152	98.3	77.3	0.82	3.89	2/27/12	3/30/12	33

交換した蒸気発生器（日本メーカー供給）の設計ミスにより細管に亀裂が発見され対応中

費用

		東京電力	関西電力	9社合計
2007	全	5.28兆円	2.50兆円	15.65兆円
	燃料費	1.76	0.56	4.43
	減価償却	0.73	0.31	2.13
2008	全	5.68兆円	2.59兆円	16.55兆円
	燃料費	2.08	0.64	5.09
	減価償却	0.71	0.31	2.10
2009	全	4.85兆円	2.37兆円	14.68兆円
	燃料費	1.19	0.35	3.02
	減価償却	0.71	0.32	2.11
2010	全	5.20兆円	2.51兆円	15.47兆円
	燃料費	1.48	0.39	3.62
	減価償却	0.66	0.34	2.05

2兆700
億円減

費用－発電量－発電単価

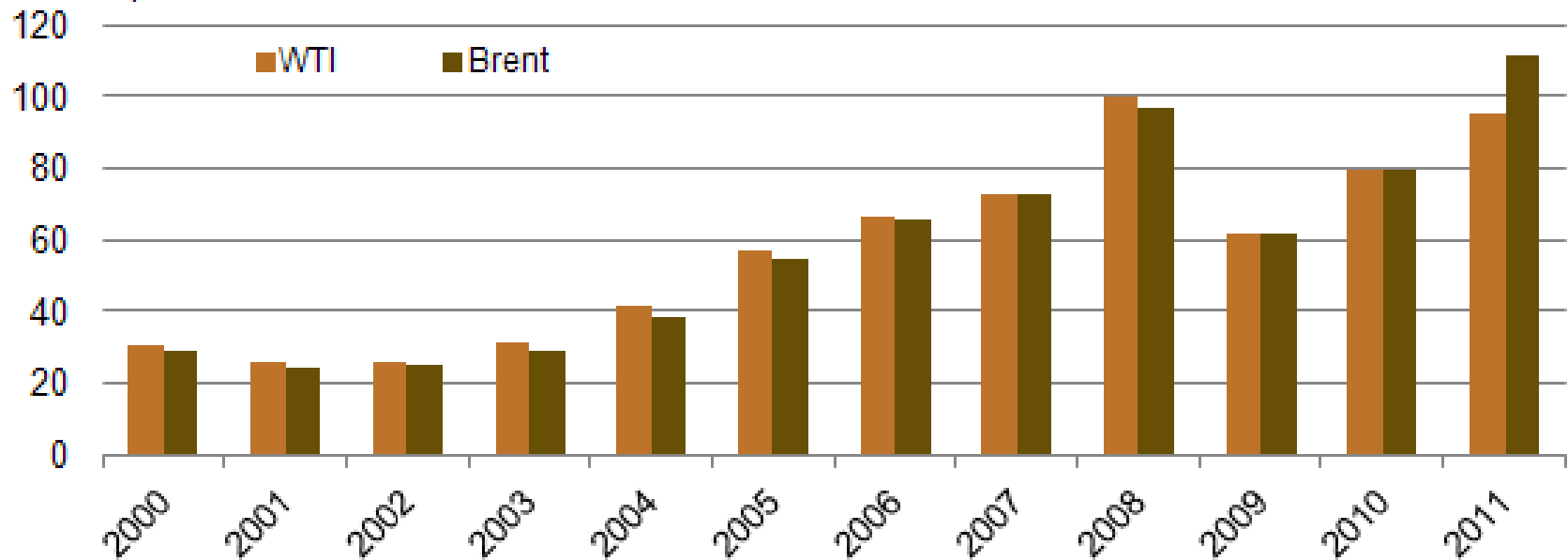
	東京電力			関西電力			9社		
	10億円	TWh	円/kWh	10億円	TWh	円/kWh	10億円	TWh	円/kWh
2001	4,970	257	19.3	2,430	122	19.9	14,740	771	19.1
2002	4,670	254	18.4	2,420	120	20.2	14,200	780	18.2
2003	4,610	234	19.7	2,270	117	19.4	13,720	753	18.2
2004	4,610	262	17.6	2,350	115	20.4	13,940	785	17.8
2005	4,730	270	17.5	2,270	116	19.6	14,120	803	17.6
2006	4,860	271	17.9	2,310	120	19.3	14,460	814	17.8
2007	5,460	273	20.0	2,450	128	19.1	15,600	841	18.5
2008	5,800	260	22.3	2,640	124	21.3	16,760	805	20.8
2009	4,750	252	18.8	2,280	123	18.5	14,260	776	18.4
2010	6,460	264	24.5	2,400	132	18.2	16,520	815	20.3

東京ガスの原料
(LNG)価格
(単位: 円/t)

期間	平均価格	期間	平均価格
2006年1月~3月	41,960	2010年1月~3月	48,170
4月~6月	41,180	2月~4月	49,470
7月~9月	43,730	3月~5月	51,520
10月~12月	44,340	4月~6月	51,850
2006年平均	42,800	5月~7月	51,740
2007年1月~3月	43,270	6月~8月	50,540
4月~6月	44,540	7月~9月	50,090
7月~9月	47,130	8月~10月	48,750
10月~12月	52,720	9月~11月	47,460
2007年平均	46,920	10月~12月	47,150
2008年1月~3月	58,280	11月~2011年1月	47,790
4月~6月	62,860	12月~2011年2月	49,390
7月~9月	74,700	2010年平均	49490
10月~12月	73,110	2011年1月~3月	51,280
2008年平均	67,240	2月~4月	53,560
2009年1月~3月	52,990	3月~5月	55,470
2月~4月	46,950	4月~6月	58,130
3月~5月	43,060	5月~7月	61,740
4月~6月	38,610	6月~8月	64,750
5月~7月	36,910	7月~9月	66,150
6月~8月	37,190	8月~10月	65,800
7月~9月	38,490	9月~11月	66,250
8月~10月	40,260	10月~12月	66,720
9月~11月	42,160	11月~2012年1月	67,040
10月~12月	44,320	12月~2012年2月	66,370
11月~2010年1月	45,850	2011年平均	61940
12月~2010年2月	46,940	2012年1月~3月	67,550
2009年平均	42810	2月~4月	68,970
		3月~5月	70,770

原油価格(スポット価格の年平均)の変動

Annual average crude oil spot price, 2000-2011
dollars per barrel



Source: U.S. Energy Information Administration, based on Thomson Reuters.

Note: Brent is the underlying crude oil for the light sweet crude oil futures contracts on the Intercontinental Exchange (ICE). West Texas Intermediate (WTI) represents the spot price for crude oil at Cushing, Oklahoma, the physical delivery hub for NYMEX light sweet crude oil futures contracts.

電力統計の読み方

原子力発電の経済的優位性に関する検証

「原子力発電は低コスト」 と矛盾するデータ

- 東京電力と関西電力の原子力発電所の建設コスト(オーバーナイト・コスト)は、9社平均に比べて低い。特に関西電力の場合は顕著。
- 東京電力と関西電力は、9社平均に比べて、全発電量のうち原子力発電の占める率が高い。特に関西電力の場合は顕著。
- 東京電力と関西電力が所有する原子力発電所の 現資産額/帳簿原価は、9社平均よりも低い。(より減価償却されている。)
 - 東京電力: 14.7%
 - 関西電力: 15.4%
 - 9社平均: 18.6%
- ところが、2001年～2010年にかけての発電コストは、東京電力においては10期中9期、関西電力においては10期中8期まで、9社平均を上回っている。

帳簿原価(2010年度)

単位：兆円

	東京電力	関西電力	9社合計
水力発電設備	1.77	1.26	6.88
汽力発電設備	5.57	2.54	18.08
原子力発電設備	5.32	2.46	14.91
送電設備	7.30	3.41	19.36
変電設備	3.40	1.63	9.92
配電設備	5.39	2.41	15.19
合計	29.32	14.22	87.73

電力会社	発電設備	帳簿原価	設備容量	オーバーナイト・コスト
		億円	GW	万円/kW
北海道	水力	3,650	1.23	297,000
	汽力	7,220	4.07	177,000
	原子力	8,300	2.07	401,000
東北	水力	5,170	2.42	214,000
	汽力	15,480	11.29	137,000
	原子力	13,730	3.27	420,000
東京	水力	17,750	8.98	198,000
	汽力	55,690	38.70	144,000
	原子力	53,150	17.31	307,000
中部	水力	9,820	5.22	188,000
	汽力	33,800	23.97	141,000
	原子力	14,530	3.62	401,000

電力会社	発電設備	帳簿原価	設備容量	オーバーナイト・コスト
		億円	GW	万円/kW
北陸	水力	4,290	1.90	226,000
	汽力	8,230	4.40	187,000
	原子力	7,210	1.75	412,000
関西	水力	12,560	8.16	154,000
	汽力	25,350	16.91	150,000
	原子力	24,560	9.77	251,000
中国	水力	4,910	2.91	169,000
	汽力	15,000	7.80	192,000
	原子力	4,740	1.28	370,000
四国	水力	2,870	1.14	252,000
	汽力	5,290	3.80	139,000
	原子力	6,780	2.20	308,000

電力会社	発電設備	帳簿原価	設備容量	オーバーナイト・コスト
		億円	GW	万円/kW
九州	水力	774	3.28	236,000
	汽力	1,474	11.58	127,000
	原子力	1,612	5.26	306,000
9社	水力	6,876	35.28	195,000
	汽力	18,081	122.50	148,000
	原子力	14,913	46.34	322,000

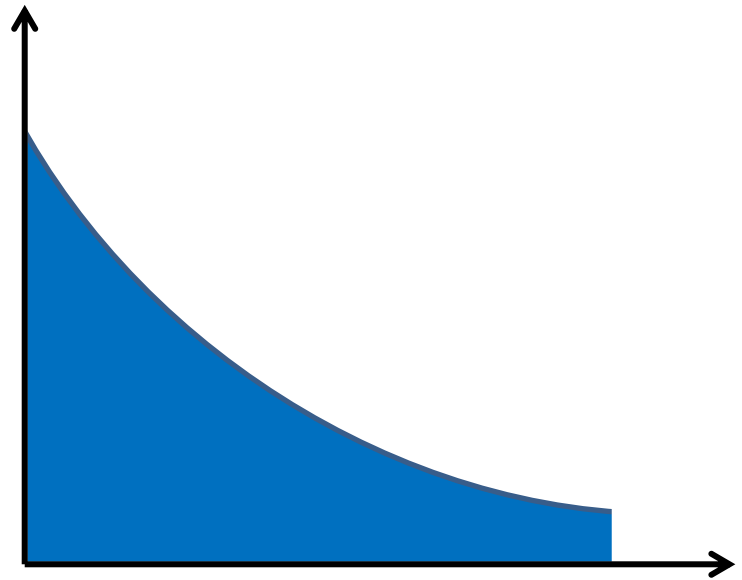
総資産(2010年度)

単位：兆円

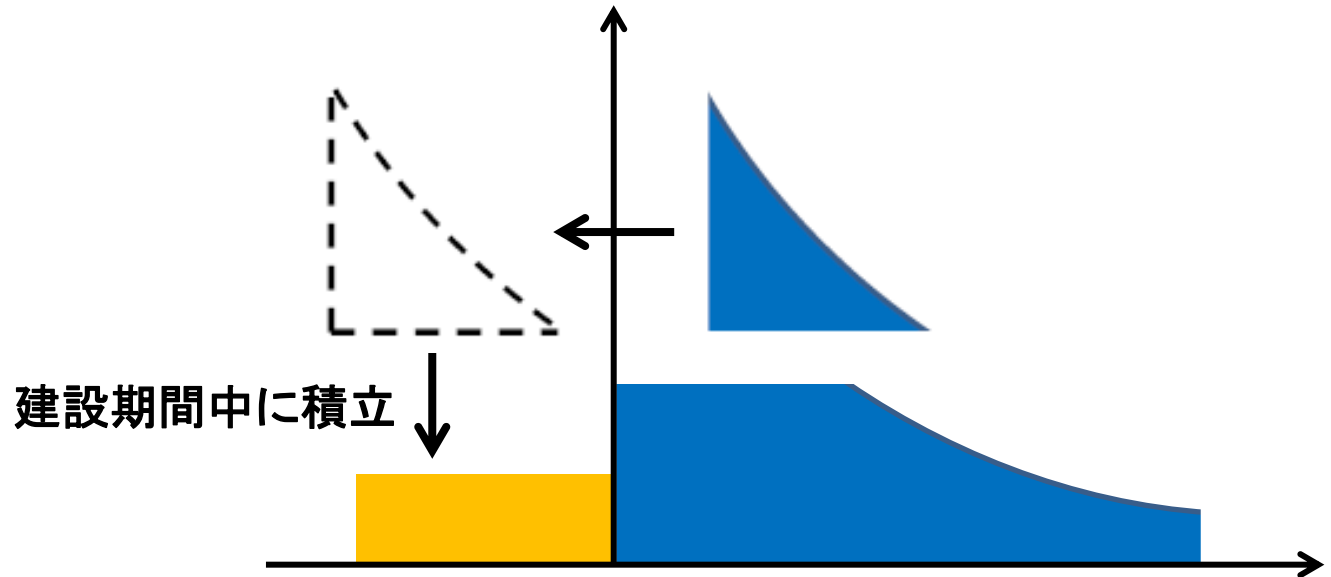
	東京電力	関西電力	9社合計
固定資産	11.53	6.13	35.90
水力発電設備	0.68	0.35	2.21
汽力発電設備	0.95	0.52	3.03
原子力発電設備	0.74	0.38	2.78
送電設備	2.10	1.11	6.31
変電設備	0.83	0.43	2.59
配電設備	2.20	0.92	6.29
核燃料	0.87	0.51	2.53
装荷中	0.13	0.10	0.45
加工中等	0.74	0.41	2.08
使用済燃料再処理積立	0.98	0.53	2.36
流動資産	2.73	0.32	4.32
総資産	14.26	6.46	40.59



定額減価償却法



定率減価償却法



建設期間中に積立

初期投資負担の平準化制度(2006年度~)

発電量(東京電力)

単位: TWh(10億kWh)

	汽力	原子力	全発電施設
1998	115	126	255
1999	123	128	264
2001	122	121	257
2002	149	92	254
2003	181	40	234
2004	155	94	262
2005	157	101	270
2006	146	113	271
2007	193	68	273
2008	183	66	260
2009	161	81	252
2010	169	84	264

2002年8月
データ不正問題

2007年7月16日
中越沖地震

原子力による発電が、汽力による発電を上回っていたか同等だったのは2001年までで、その後は、汽力が圧倒的。

発電量(関西電力)

単位: TWh(10億kWh)

	汽力	原子力	全発電施設
2001	36	72	122
2002	27	77	120
2003	22	76	117
2004	37	60	115
2005	38	65	116
2006	39	66	120
2007	51	64	128
2008	50	62	124
2009	43	66	123
2010	49	67	132

2004年8月9日
美浜3号機事故

原子力による発電が、汽力による発電の2倍以上だったのは2003年までで、その後は、70TWh 台に回復していない。

発電量(9社)

単位: TWh(10億kWh)

	汽力	原子力	全発電施設
1997	396	301	769
1998	398	311	781
1999	421	310	799
2000	426	302	798
2001	403	301	771
2002	438	276	780
2003	457	221	753
2004	448	262	785
2005	453	287	803
2006	459	287	814
2007	532	250	841
2008	499	247	805
2009	450	266	776
2010	479	271	815

原子力発電が300 TWh
 台だったのは、2001年ま
 で。ピークは1998年。
 その後、発電量の漸増を
 支え続けたのは汽力の方
 で、ピークは2007年。

費用－発電量－発電単価

	東京電力			関西電力			9社		
	10億円	TWh	円/kWh	10億円	TWh	円/kWh	10億円	TWh	円/kWh
2001	4,970	257	19.3	2,430	122	19.9	14,740	771	19.1
2002	4,670	254	18.4	2,420	120	20.2	14,200	780	18.2
2003	4,610	234	19.7	2,270	117	19.4	13,720	753	18.2
2004	4,610	262	17.6	2,350	115	20.4	13,940	785	17.8
2005	4,730	270	17.5	2,270	116	19.6	14,120	803	17.6
2006	4,860	271	17.9	2,310	120	19.3	14,460	814	17.8
2007	5,460	273	20.0	2,450	128	19.1	15,600	841	18.5
2008	5,800	260	22.3	2,640	124	21.3	16,760	805	20.8
2009	4,750	252	18.8	2,280	123	18.5	14,260	776	18.4
2010	6,460	264	24.5	2,400	132	18.2	16,520	815	20.3

原子力の安全性

理想的な原子力安全

対応済



未対応

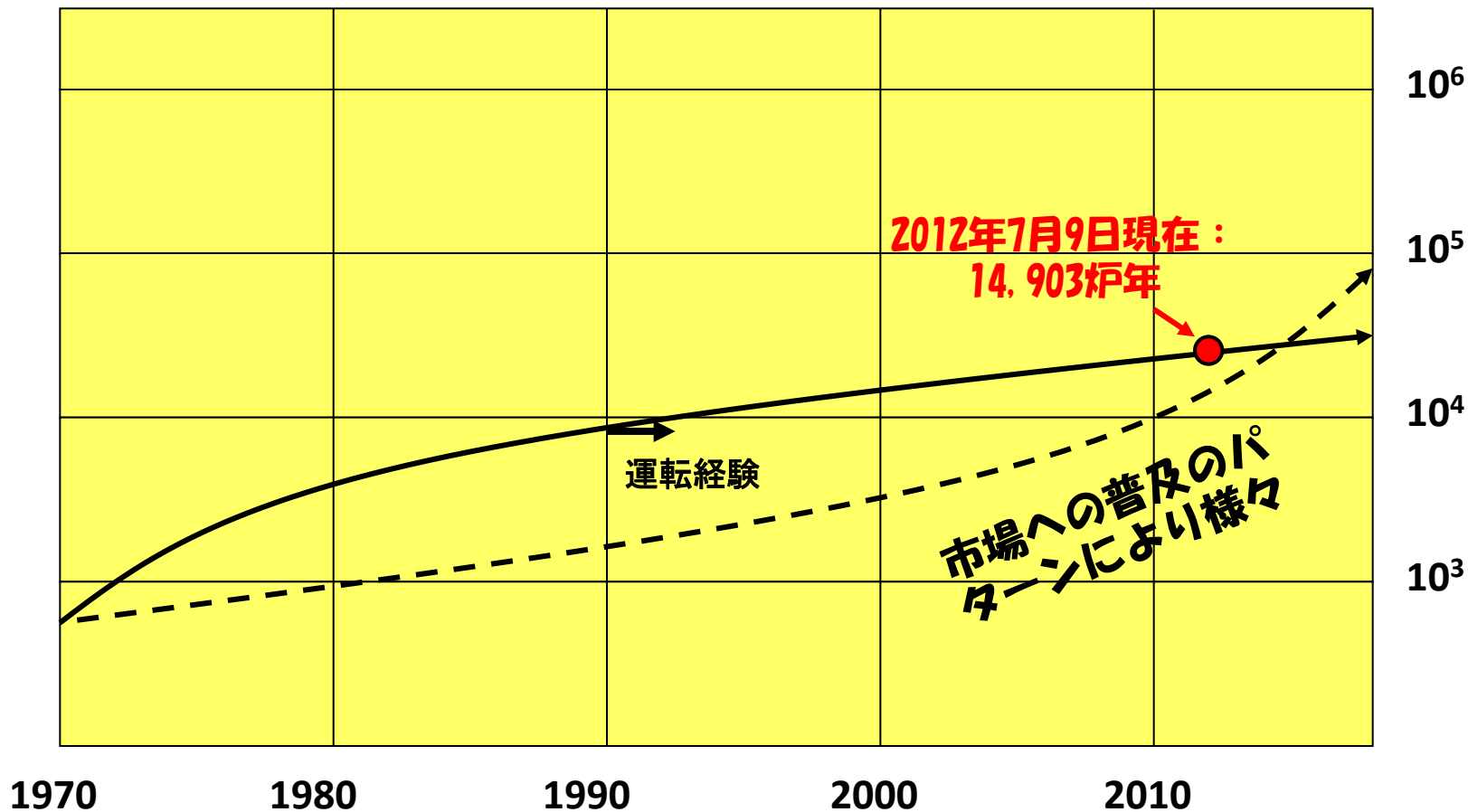
防護 脅威	内部要因	外部要因	破壊工作
発生防止			
進展緩和			
公衆保護 緊急対応			
損害賠償			

(原子力の) 安全推進活動は なぜ必要か？

- 安全水準が一定である場合には、**事故は不可避**である。
- 運転実績の増加を十分圧倒するスピードで安全水準を向上させていかなければならない。
- 安全推進の努力をしない場合には、**安全性はむしろ低下**する。
 - 経年劣化
 - 潜伏リスクの発覚
 - 新たなリスクの発現、創出
- 事故を永続的に回避し続けるための唯一の方策は、先取的に安全推進活動に取り組むこと。

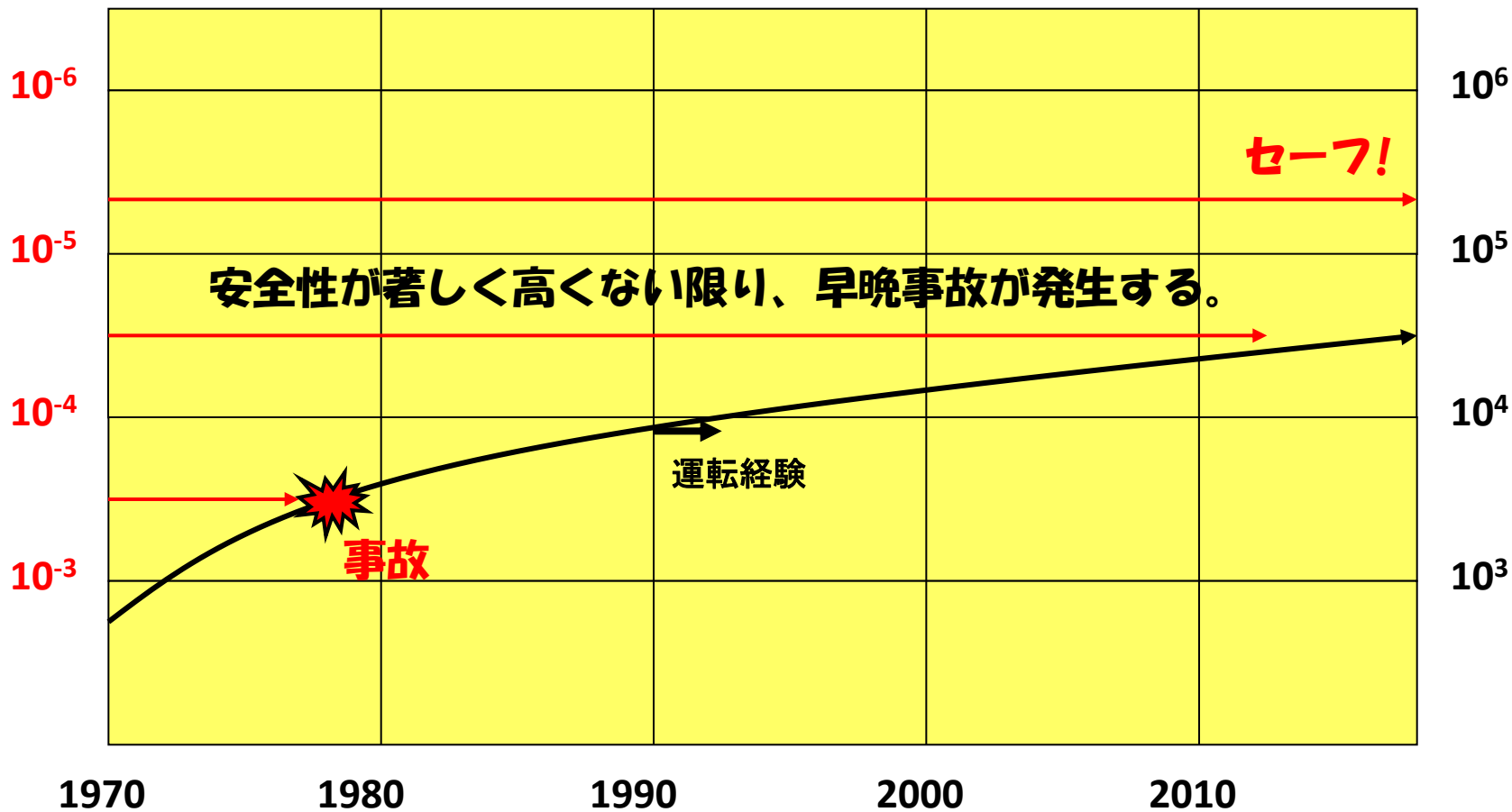
原子力安全推進活動の必要性

運転経験
(炉年)



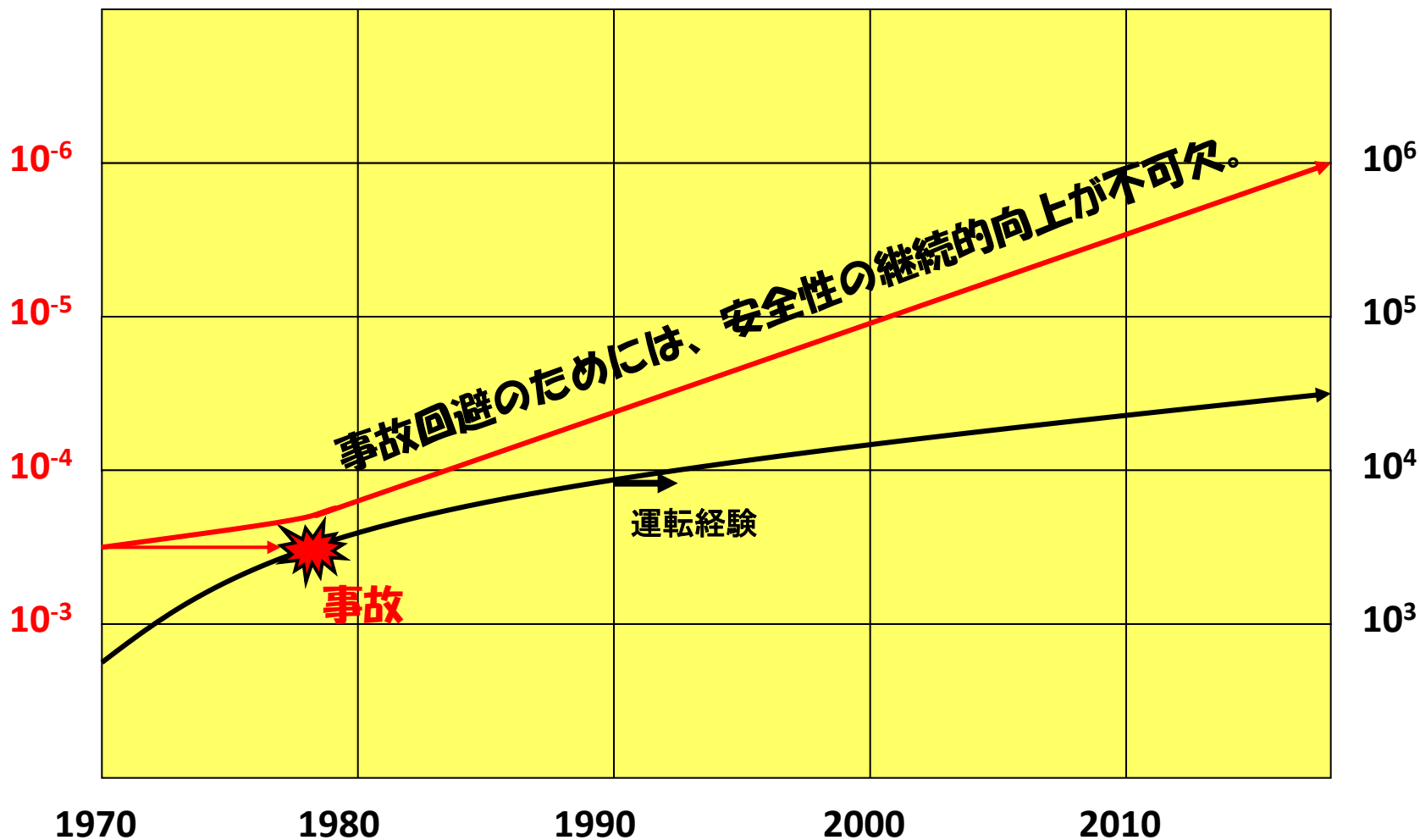
炉心損傷に
至る事故の
発生頻度
(/炉年)

運転経験
(炉年)



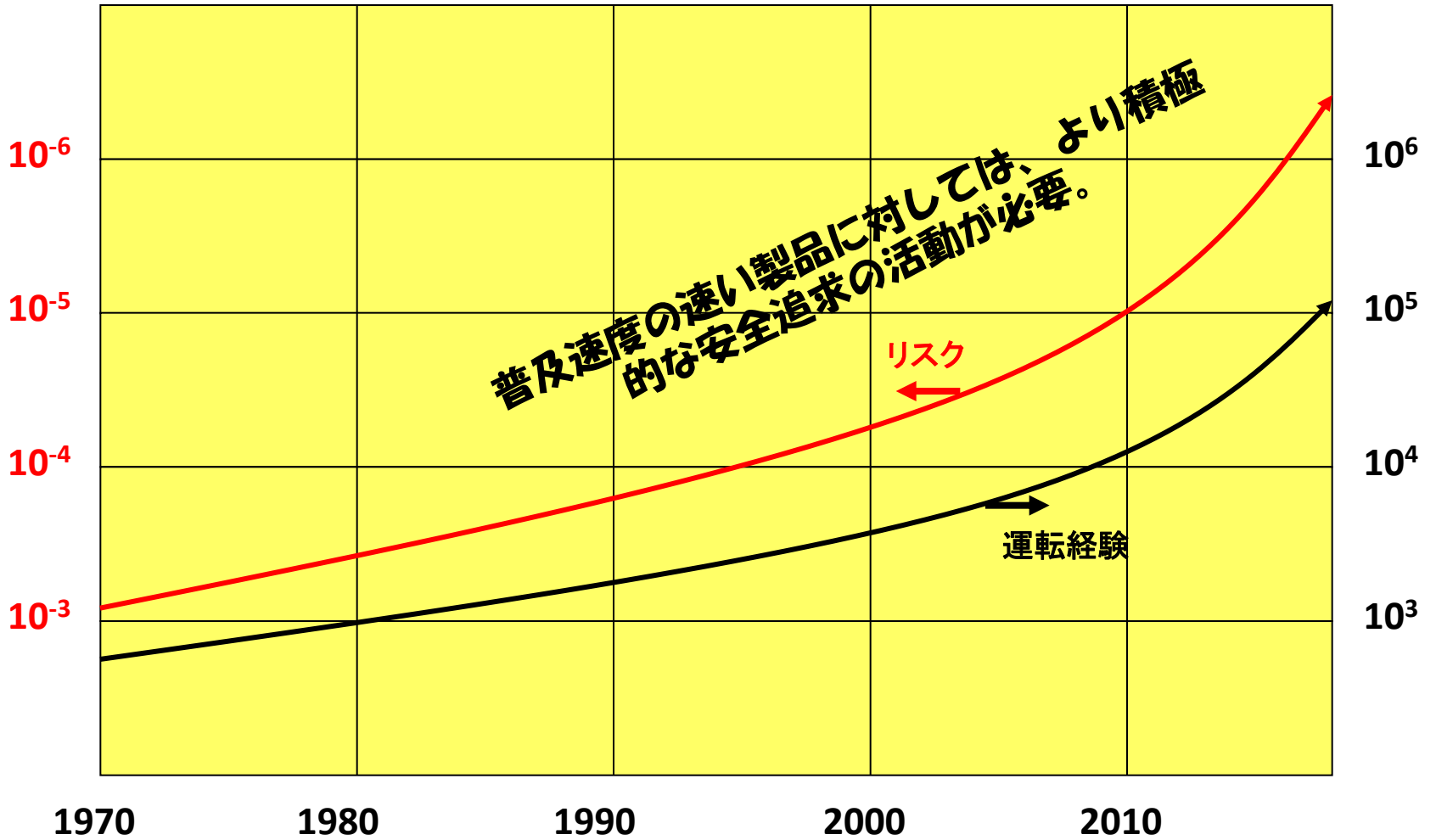
リスク

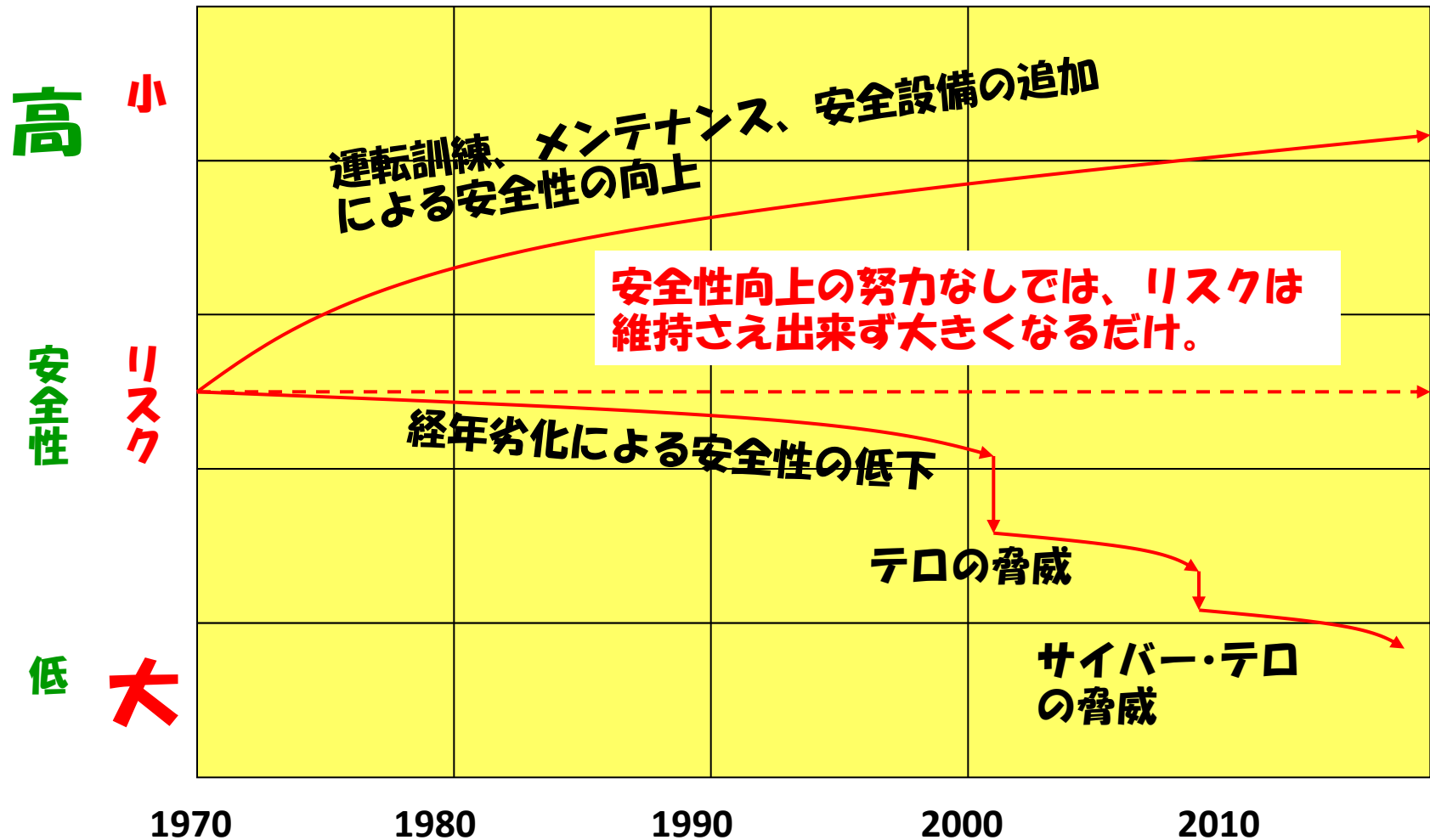
運転経験



リスク

運転経験





制御系のデジタル化、運転の自動化は、リスク低減に寄与するのか増大に加担するのか不明？

許容できるテク/ロジック vs. 許容できないテク/ロジック

許容できるテク/ロジックと許容できないテク/ロジックの境界

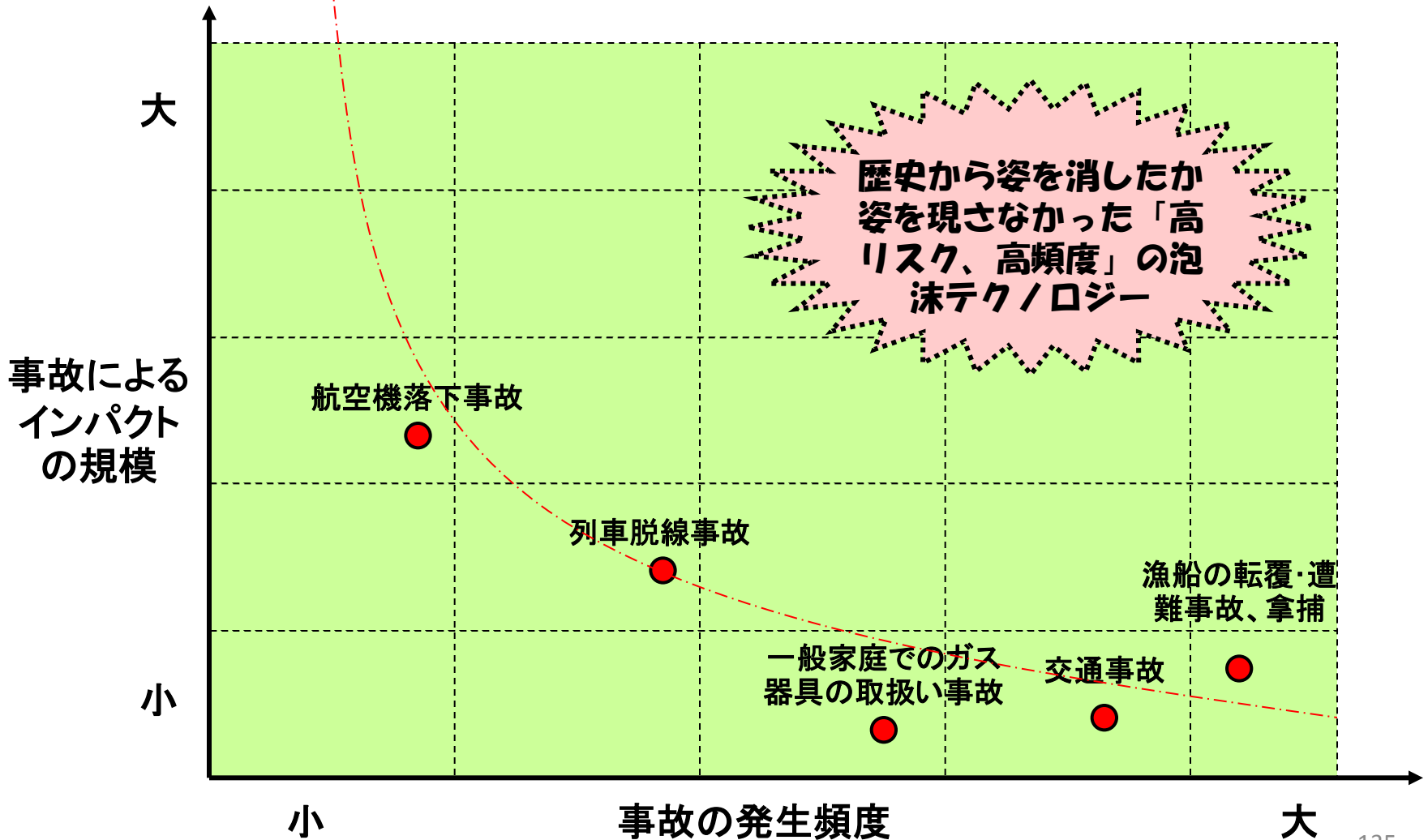
- 「事故の発生頻度」と「事故によるインパクトの規模」との相関において、期待される許容範囲内にあるか、範囲外にあるか。
- かつて、許容範囲外にあるために淘汰されたテク/ロジックは多い。
Zion 原子力発電所も1997年に永久停止。

原子力発電所の場合

- 「高リスク-低頻度」
- 実績のデータが不十分で、経験的には判定不可。（3月10日現在、0/1000）
- 確率論的に評価。（ラスムッセン・レポート、安全目標）

許容できるテク/ロジ

ユカタン半島への巨大隕石落下(6,500万年前)
M12.2相当のエネルギー、恐竜絶滅



ヒンデンブルク号の爆発（1937年）



1900年 飛行船第一号 ドイツで開発

1909年 ツェッペリン伯爵が事業化

1928年 超大型飛行船を製造。以降、ドイツ～北米～南米を就航

1937年 **爆発事故。乗員・乗客97人中35人死亡**

米国、英国、イタリア、ソ連も1920～1930年代に製造したが、致死墜落事故が多発し中止。サービスは一般客船以下、速度は飛行機以下、運賃だけが豪華客船並みと悪評。

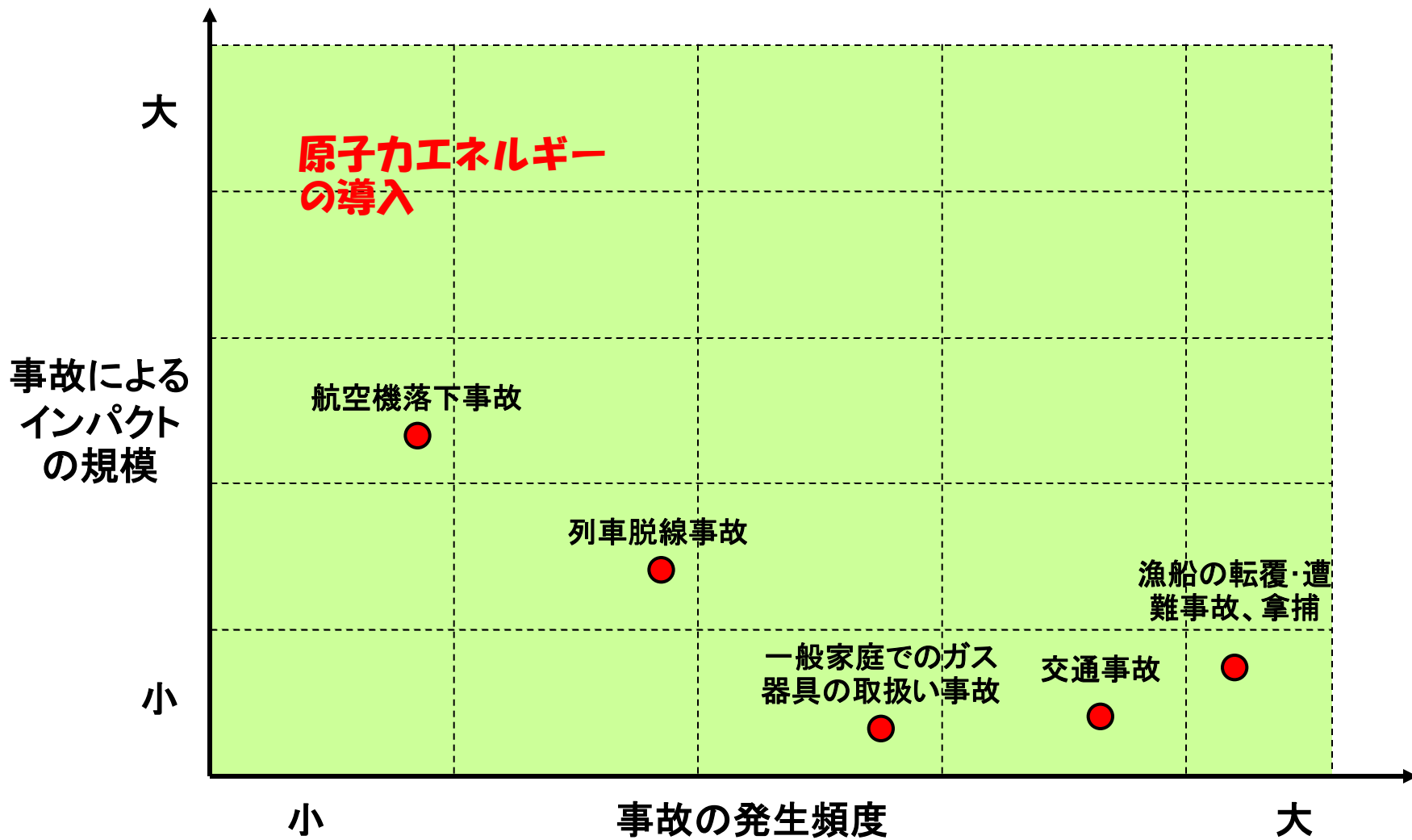
原子力エンジン搭載の戦略爆撃機の開発

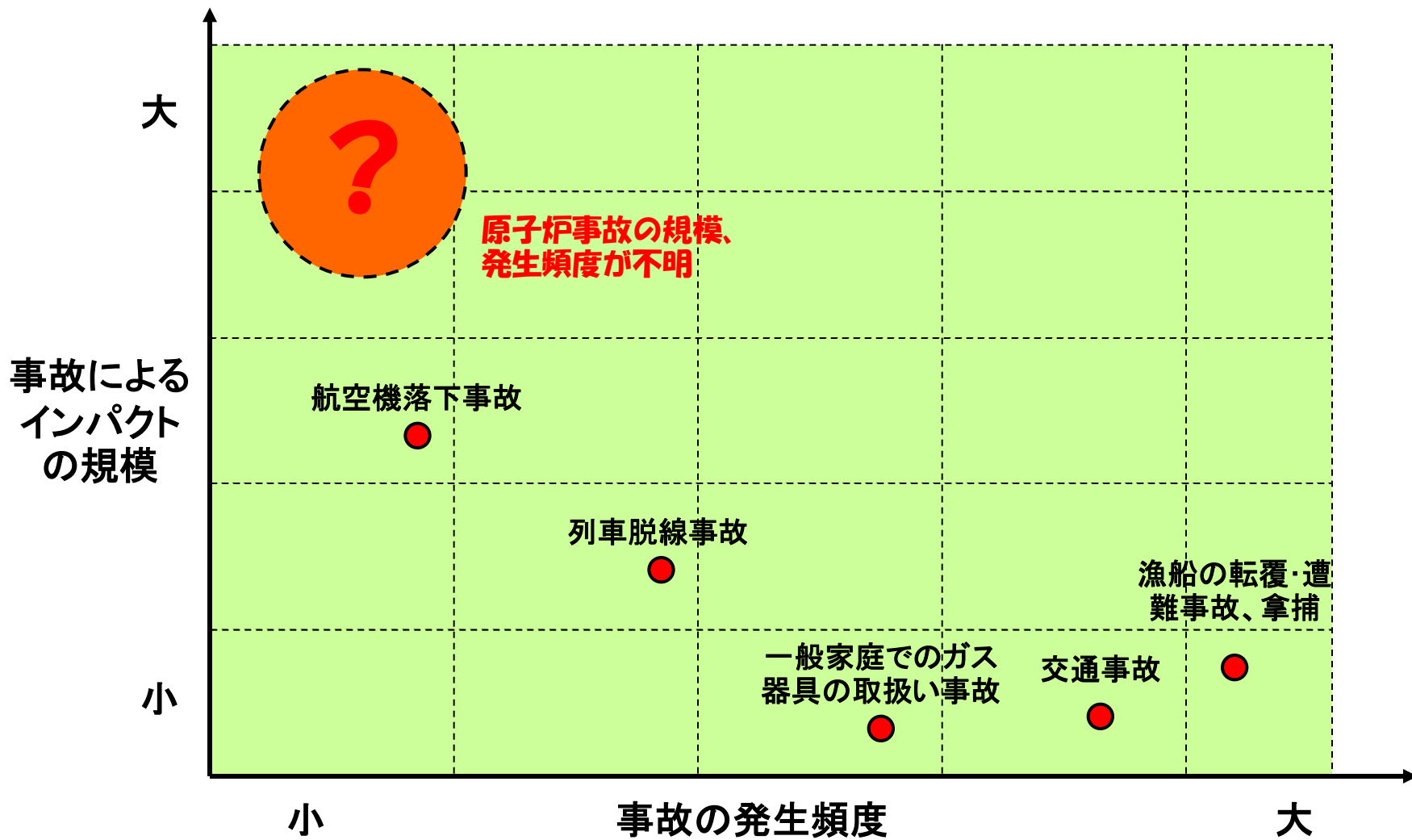


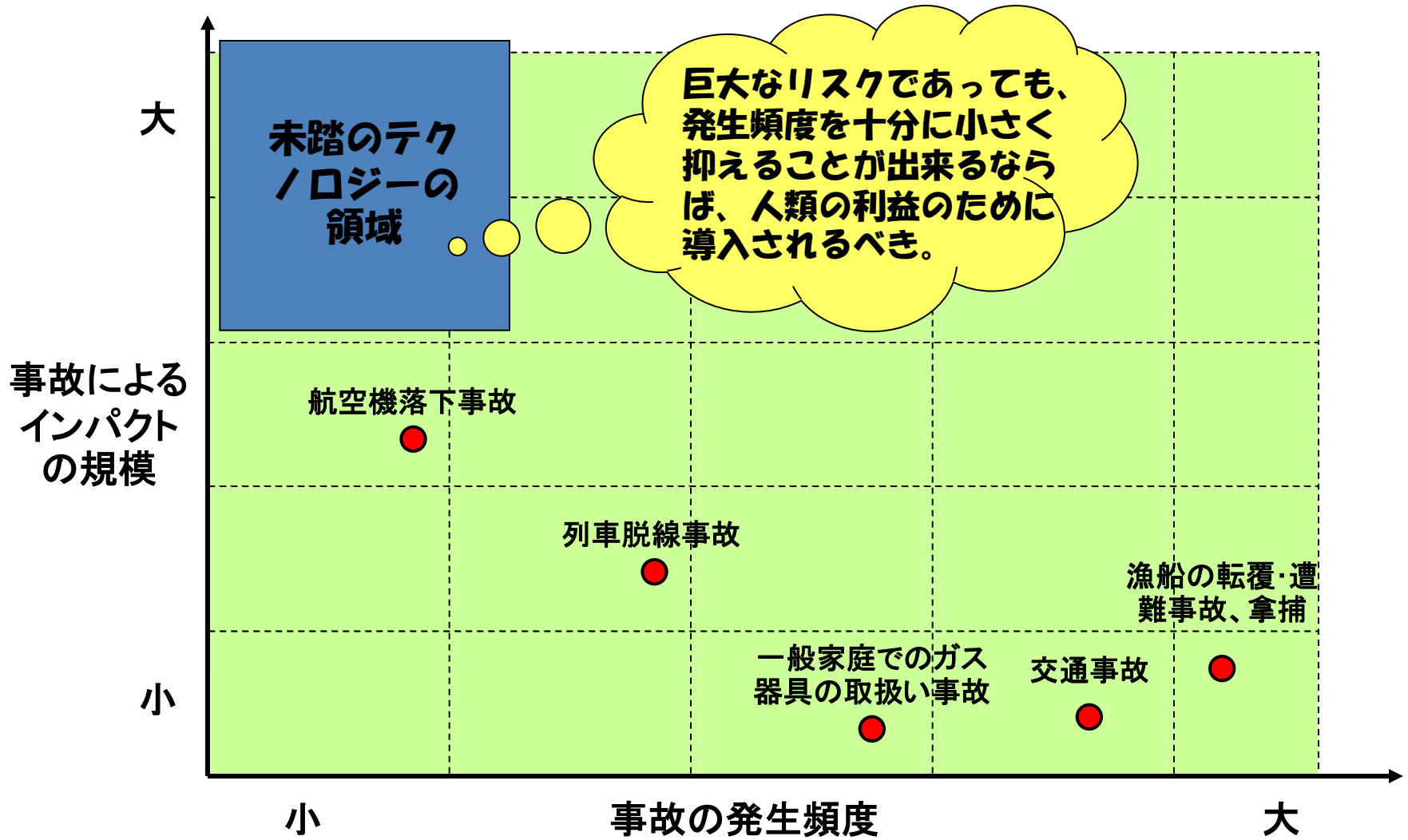
1946~1961年 **70億ドル**を
費やした末に打切り



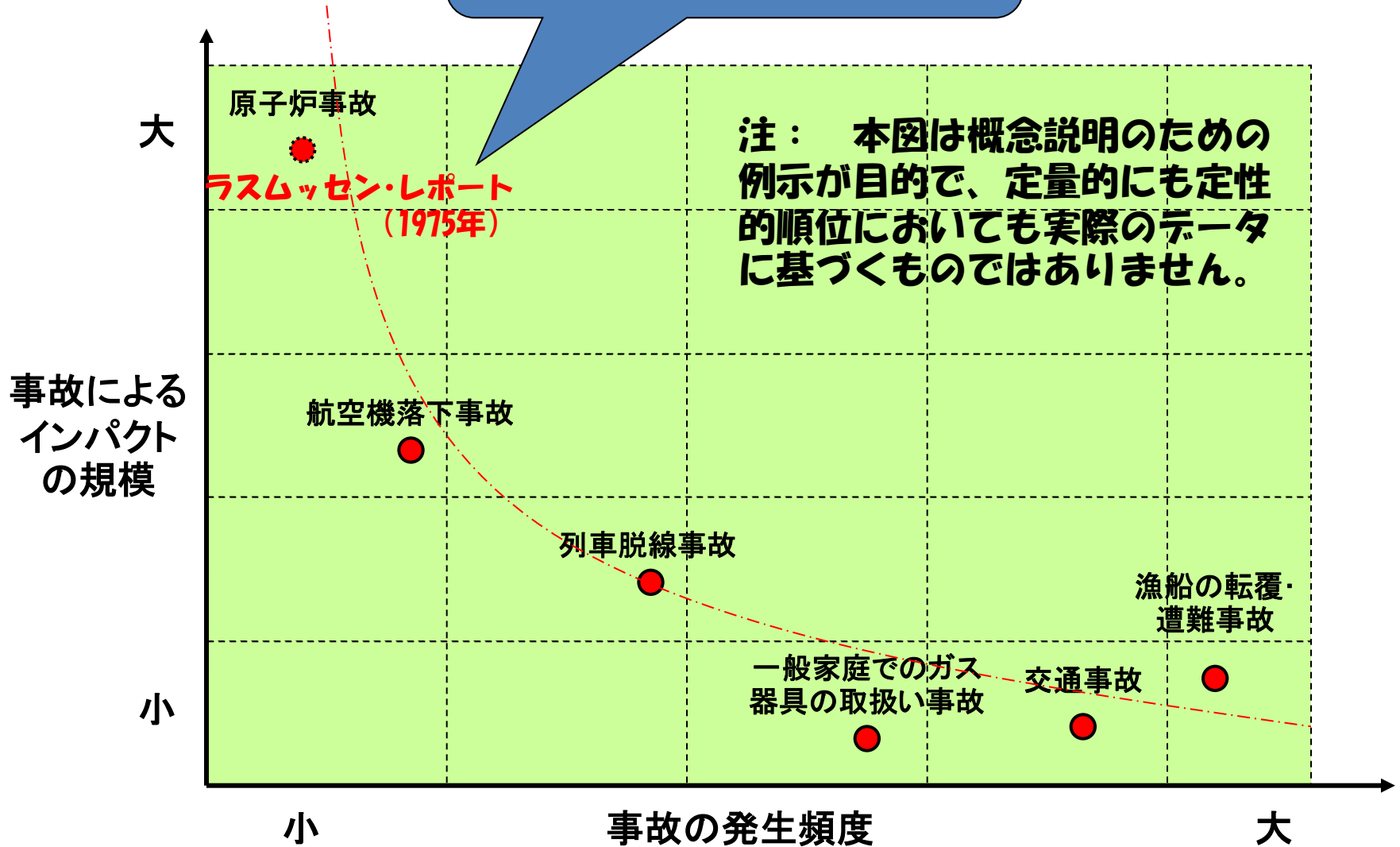
フォード社が1957年に開
発計画を発表した**原子力**
自動車 ニュークレオン







予測される炉心溶融の発生頻度は、**1回/20,000炉年**（400基の原子炉を50年間連続運転して1回の頻度）



Norman Rasmussen 教授

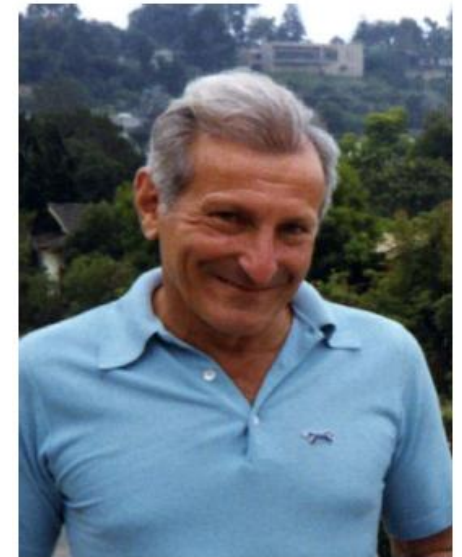


TABLE 6-3 INDIVIDUAL RISK OF EARLY FATALITY BY VARIOUS CAUSES
(U.S. Population Average 1969)

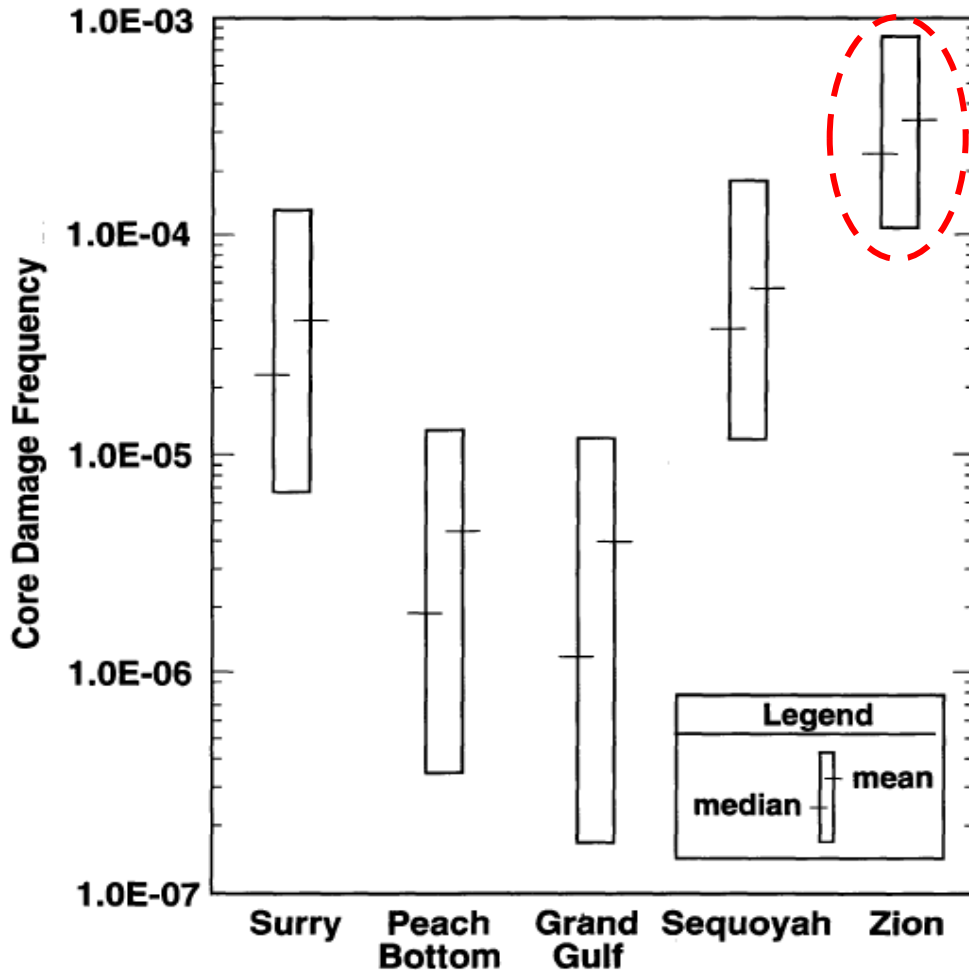
Accident Type	Total Number for 1969	Approximate Individual Risk Early Fatality Probability/yr ^(a)
Motor Vehicle	55,791	3×10^{-4}
Falls	17,827	9×10^{-5}
Fires and Hot Substance	7,451	4×10^{-5}
Drowning	6,181	3×10^{-5}
Poison	4,516	2×10^{-5}
Firearms	2,309	1×10^{-5}
Machinery (1968)	2,054	1×10^{-5}
Water Transport	1,743	9×10^{-6}
Air Travel	1,778	9×10^{-6}
Falling Objects	1,271	6×10^{-6}
Electrocution	1,148	6×10^{-6}
Railway	884	4×10^{-6}
Lightning	160	5×10^{-7}
Tornadoes	118 ^(b)	4×10^{-7}
Hurricanes	90 ^(c)	4×10^{-7}
All Others	8,695	4×10^{-5}
All Accidents (from Table 6-1)	115,000	6×10^{-4}
Nuclear Accidents (100 reactors)	—	2×10^{-10} ^(d)

(a) Based on total U.S. population, except as noted.
 (b) (1953-1971 avg.)
 (c) (1901-1972 avg.)
 (d) Based on a population at risk of 15×10^6 .

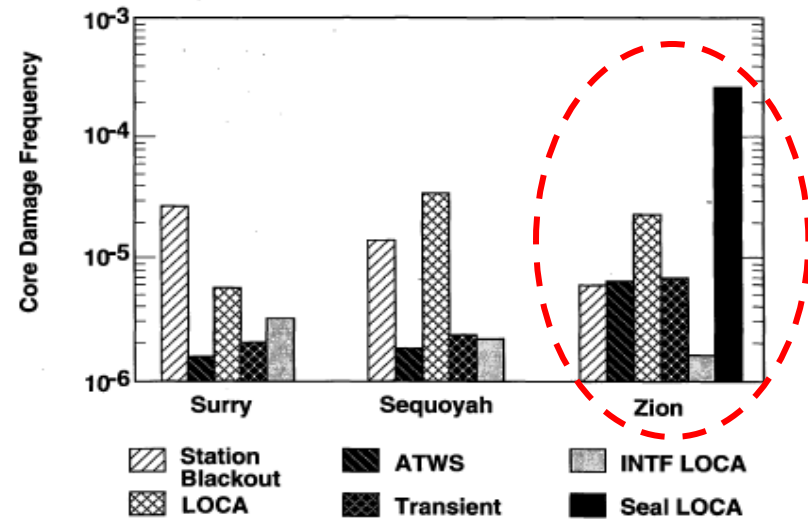
ラスムッセン・レポート
の非保守性と不確定さを
指摘していた
Harold Lewis 教授

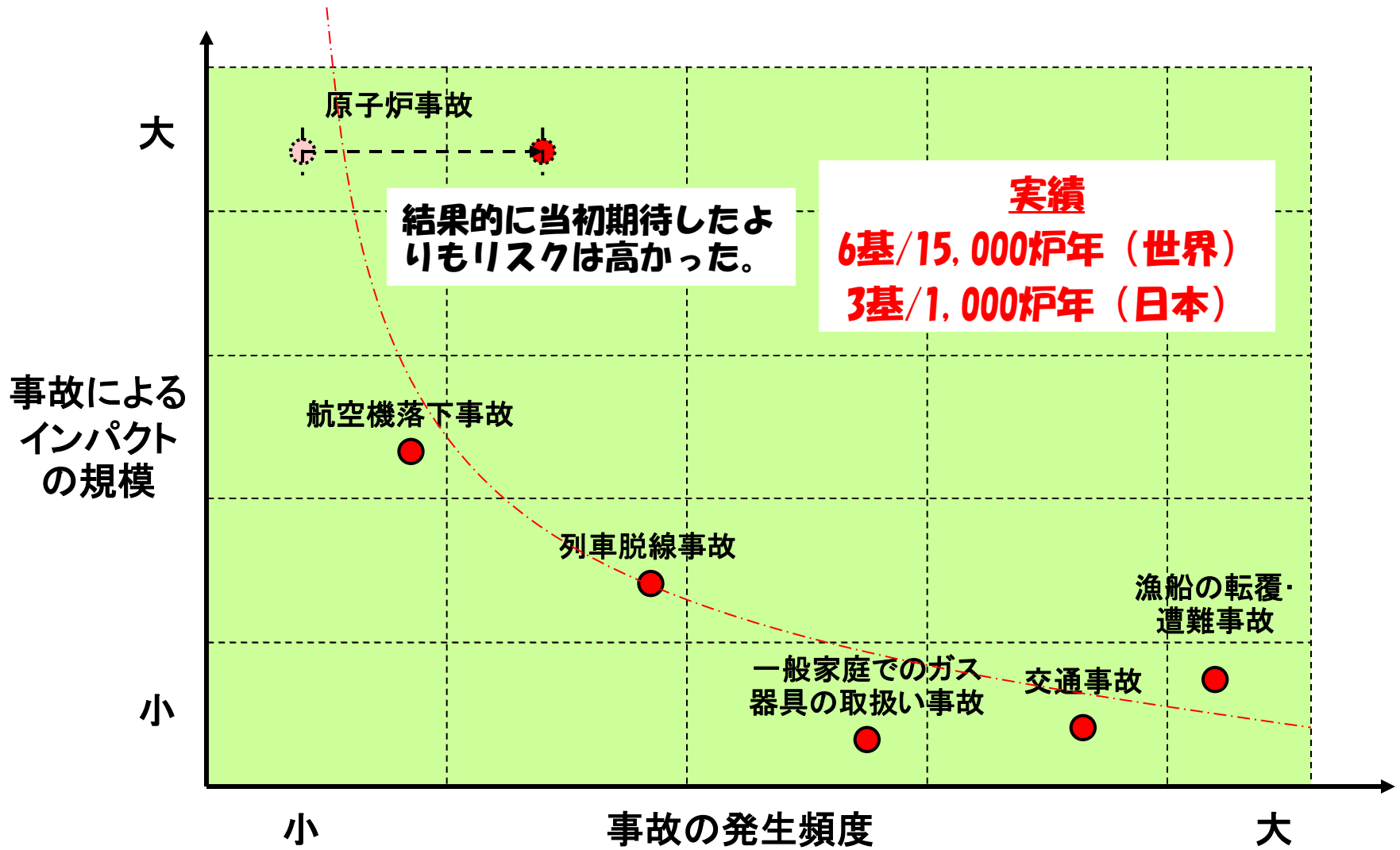


高過ぎるリスクのためにページされた Zion 原子力発電所



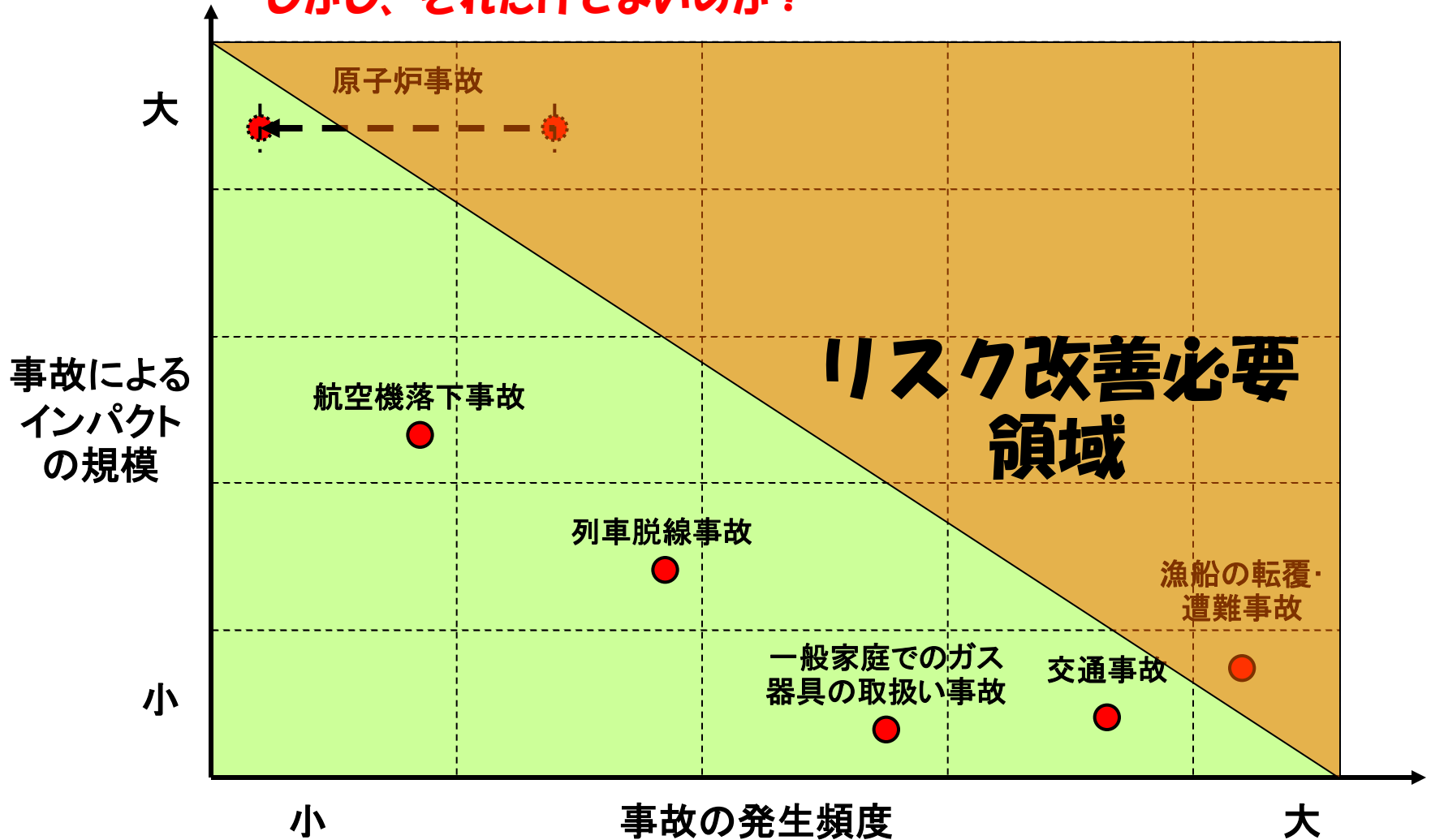
Zion 1/2 号機 (イリノイ州)
 ウェスチングハウス型 PWR
 (3250MW+)
 商用運転開始: 1973年
 永久停止: 1997年





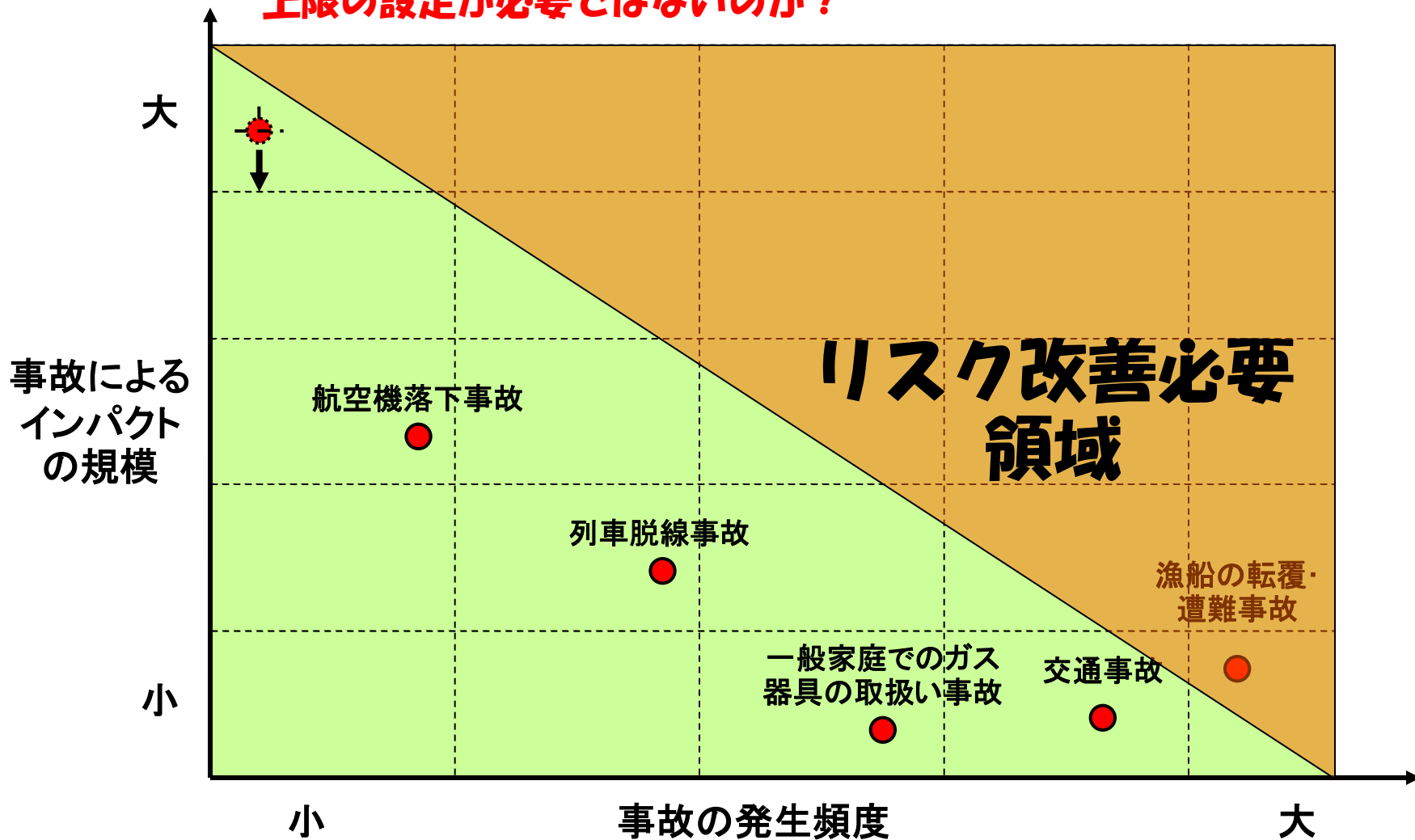
安全性の見直し (1)

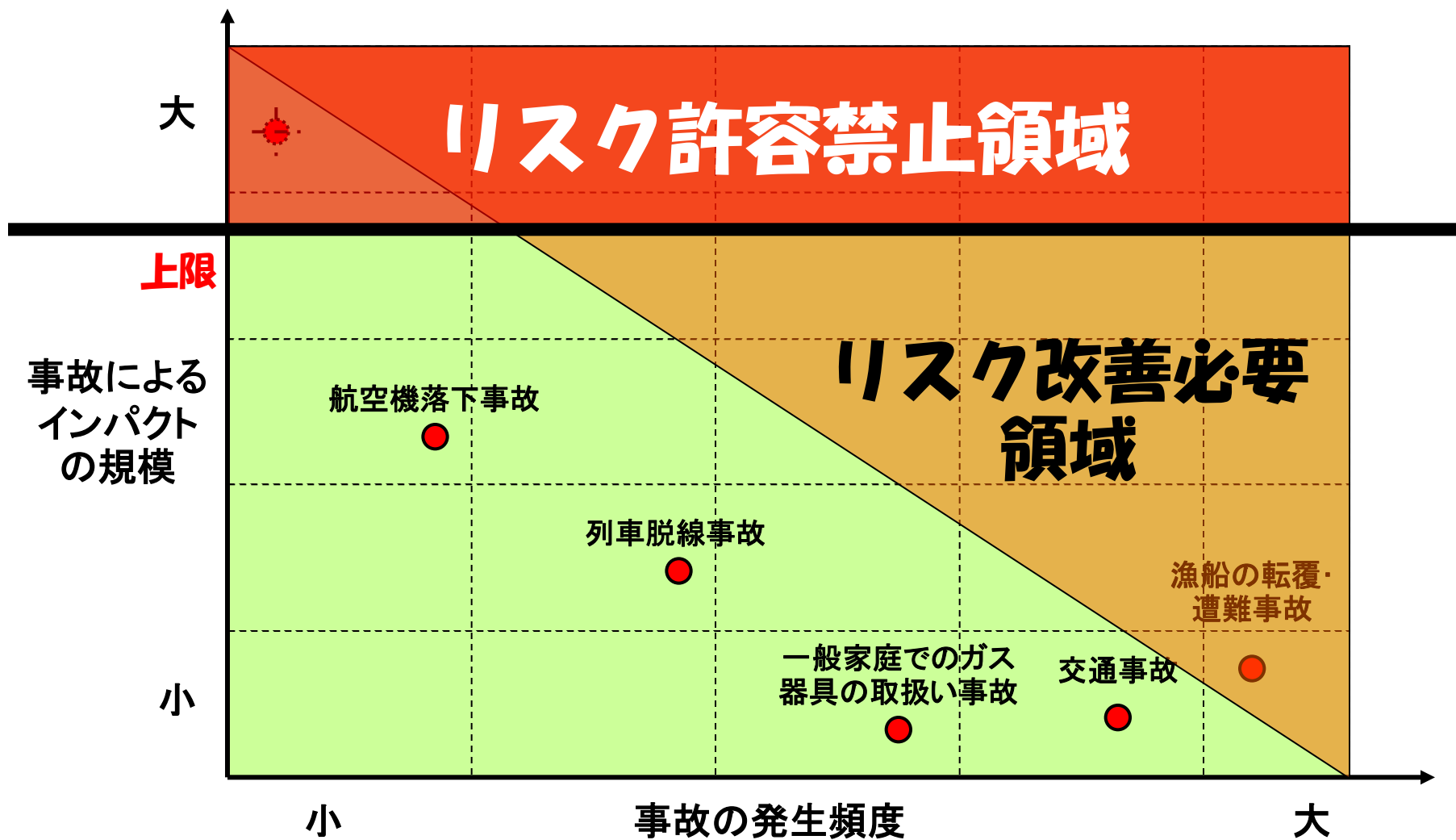
まずは、事故の発生頻度の低減が必要。
しかし、それだけでよいのか？



安全性の見直し (2)

事故によるインパクトの規模には
上限の設定が必要ではないのか？





リスクの上限に対する定性的な要件（例）

- **発生原因として、自然災害、テロ活動も含む最悪の事故（以下、「最悪の事故」）において、何人も著しく生命を危険に曝す英雄的な行動をしなくても、安全に収束させることが出来ること。そのためのガイドラインが整備され、その有効性が検証されていること。**
- **最悪の環境下で発生する最悪の事故においても、周辺住民に対しては、過度の負担と緊急性を伴う避難行動が必要とされないこと。**
- **最悪の事故による影響の規模が、それによって考えられ得る全ての風評被害も含めた直接的、間接的な被害に速やかに対処するために準備された保険や共済制度、又は預託金による賠償能力未満であること。**
- **最悪の事故に対する処理としては、60年以内で使用目的や条件が制限されない緑地に復旧出来ることとし、これを自己資金、又はこの目的のために準備された保険や共済制度、及び廃炉基金、若しくはこれらの組合せによって処理出来ること。**

許容できる原子力テクノロジーは、事故の発生頻度だけでなく、インパクトの規模そのものが十分小さいこと。

リスク許容禁止領域

リスク改善必要領域

事故による
インパクト
の規模

大

上限

小

航空機落下事故

列車脱線事故

一般家庭でのガス
器具の取扱い事故

交通事故

漁船の転覆・
遭難事故

小

事故の発生頻度

大

日本の原子力安全の現状

対応済



未対応

脅威 防護	内部要因	外部要因	破壊工作
発生防止	対応済	対応済	未対応
進展緩和	対応済	対応済	未対応
公衆保護 緊急対応	対応済	対応済	未対応
損害賠償	未対応	未対応	

米国はどう取組んできたか？

～NRC～

- **事故兆候評価プログラム (ASP Accident Sequence Precursor)**
- **共通安全問題解決プログラム (GSP Generic Safety Program)**
- **通達 (Generic Communication)**
 - **IN Information Notice**
 - **GL Generic Letter**
 - **Bulletin**
- **個別プラント安全評価**
 - **IPE Individual Plant Examination**
 - **IPEEE Individual Plant Examination of External Events**
- **トレンド・プログラム (Industry Trend Program)**
- **原子炉監視制度 (ROP Reactor Oversight Program)**
- **R&D**

事故兆候評価プログラム (ASP Accident Sequence Precursor)

有意な CCDP の発生事象に対して分析、再発防止の検討を行う制度

CCDP : 条件付炉心損傷発生確率

- $CCDP > 1.0 \times 10^{-6}$ 有意な兆候
- $CCDP > 1.0 \times 10^{-4}$ 重要な事故の予兆
- $CCDP > 1.0 \times 10^{-3}$ 重大な事故の予兆

- 1969年から2011年までに、**34件**の「重大な事故の予兆」が発生。
 - 最悪は、TMI 2号機事故 (1979年) $CCDP = 1.0$
 - 次に重大な事象は、Browns Ferry 1号機の**火災** (1975年) $CCDP = 0.25$
 - 最後の重大な事象は、Davis-Besse での事象 (2002年) $CCDP = 0.006$

共通安全問題解決プログラム (GSP Generic Safety Program)

運転の積み重ねや研究活動による知見から新たに得られた（特定プラットフォームの問題に止まらない）共通の安全問題について教訓を得、解決法を検討する制度

- TMI 事故関連： 52タスク
- 未解決安全問題 (USI)： 142タスク
- ヒューマン・ファクター関連： 8項目
- チェルノブイリ事故関連： 6タスク
- **新安全問題 (GSI)： 203件 (現在もアクティブ)**

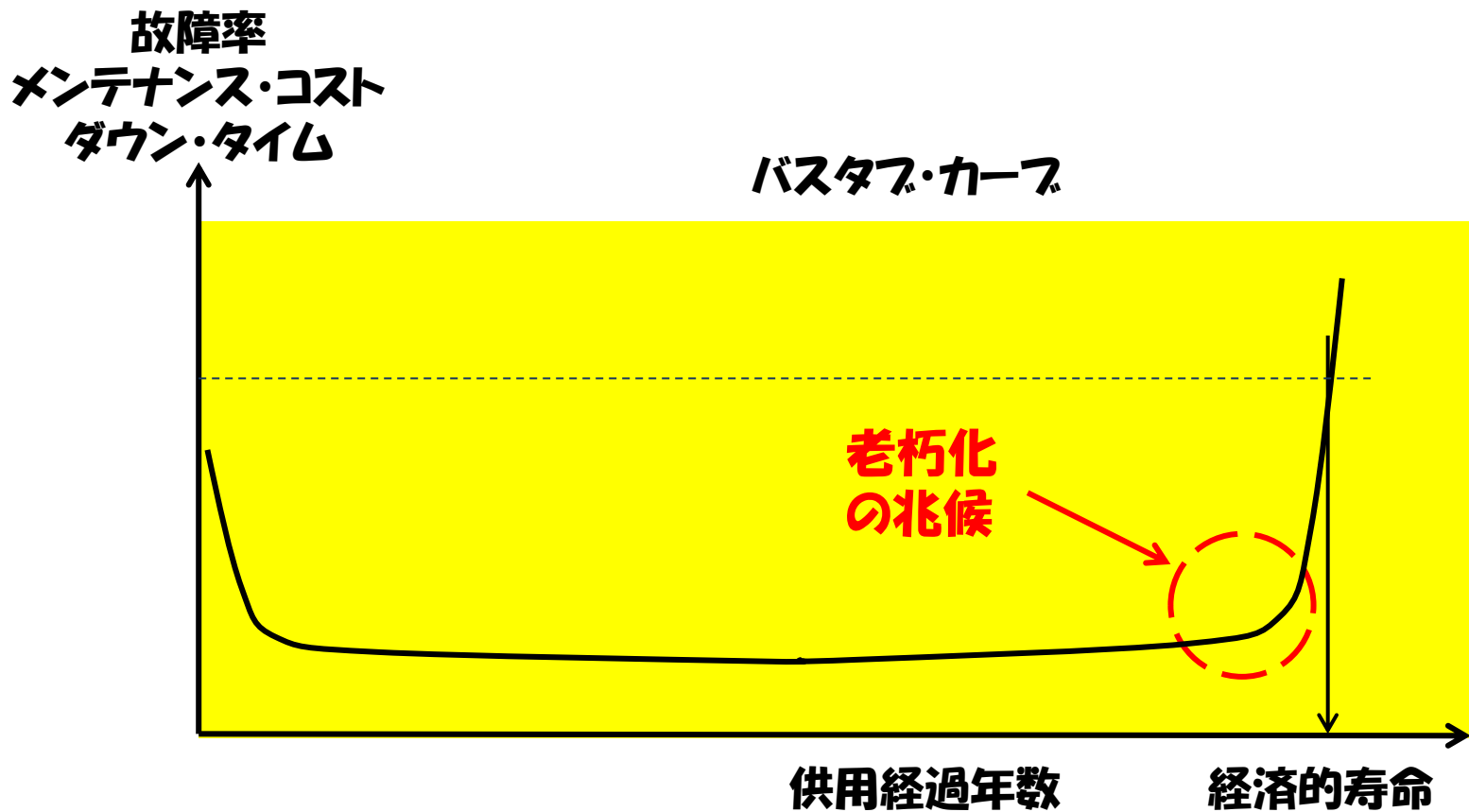
通達 (Generic Communication)

- **IN Information Notice**
 - **NRC が、国内外で発生した重要な事象について、関連する全事業者に情報提供を行うときの通達文書**
 - **1979年～2011年（10月現在まで）に1,890通を発信（2000年までに1,589通、2001年～2010年の期間に282通、2011年に19通）**
 - **最多年は、110通が発信された1986年**
- **GL Generic Letter**
 - **安全上特に重要な問題に対して、NRC が、関連する全事業者に対して、状況調査の実施と報告を求め、応需、改善の実施を求める通達文書**
 - **1977年～2011年（10月現在まで）に565通を発信（1977年～2000年に557通、2003年～2008年に8通、2009年～2011年に0通）**
- **Bulletin**
 - **GL よりも更に重要な事業者への要求事項を含んでいる通達文書**
 - **2011年に、福島事故の発生を踏まえ、SBO対策に関して発信。**

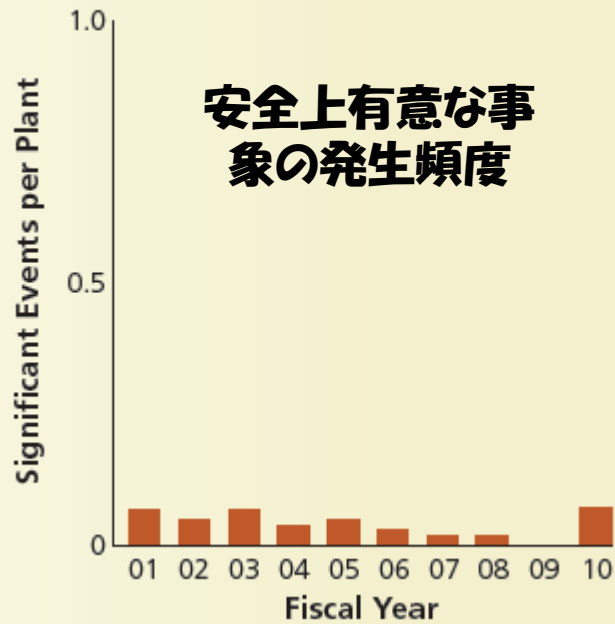
経年劣化

原子力発電所の
~~老朽化~~
老**旧**化

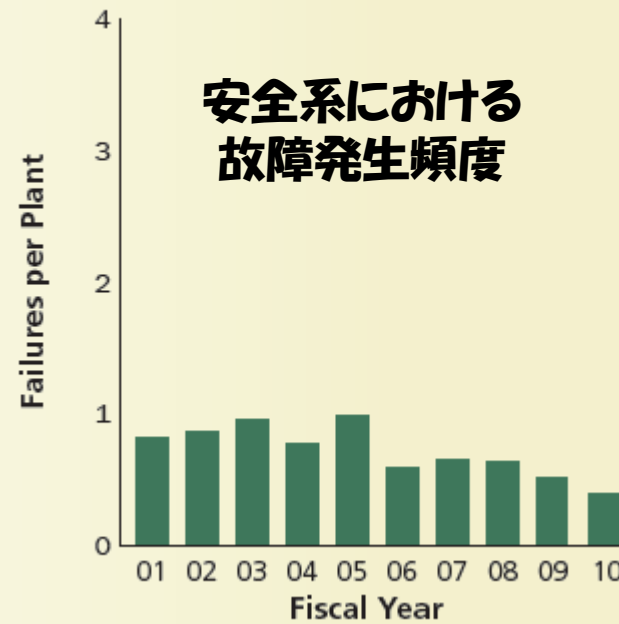
老朽化は**たぶんまだ**起こっていない 老朽化には手が打てる



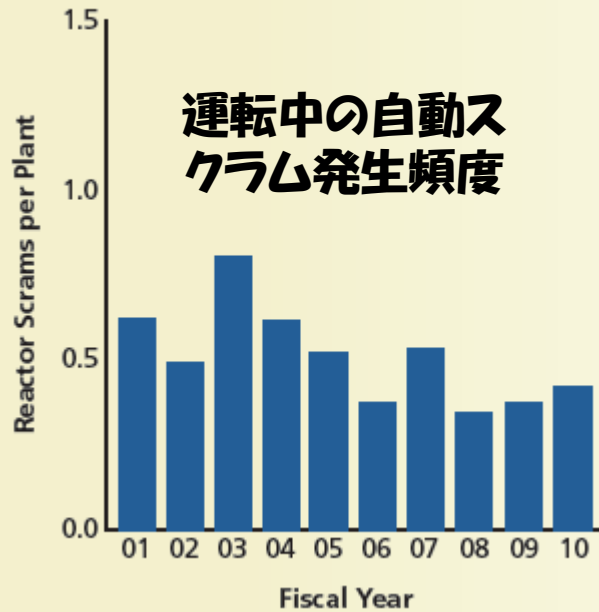
Significant Events



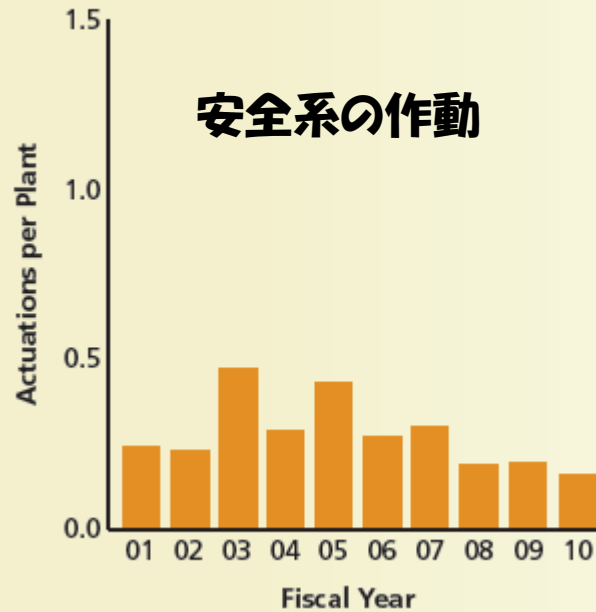
Safety System Failures



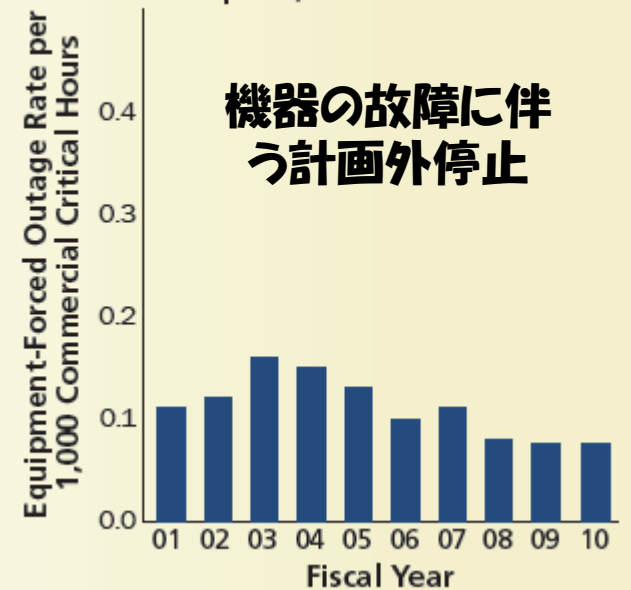
Automatic Scrams While Critical



Safety System Actuations



Equipment-Forced Outages per 1,000 Critical Hours

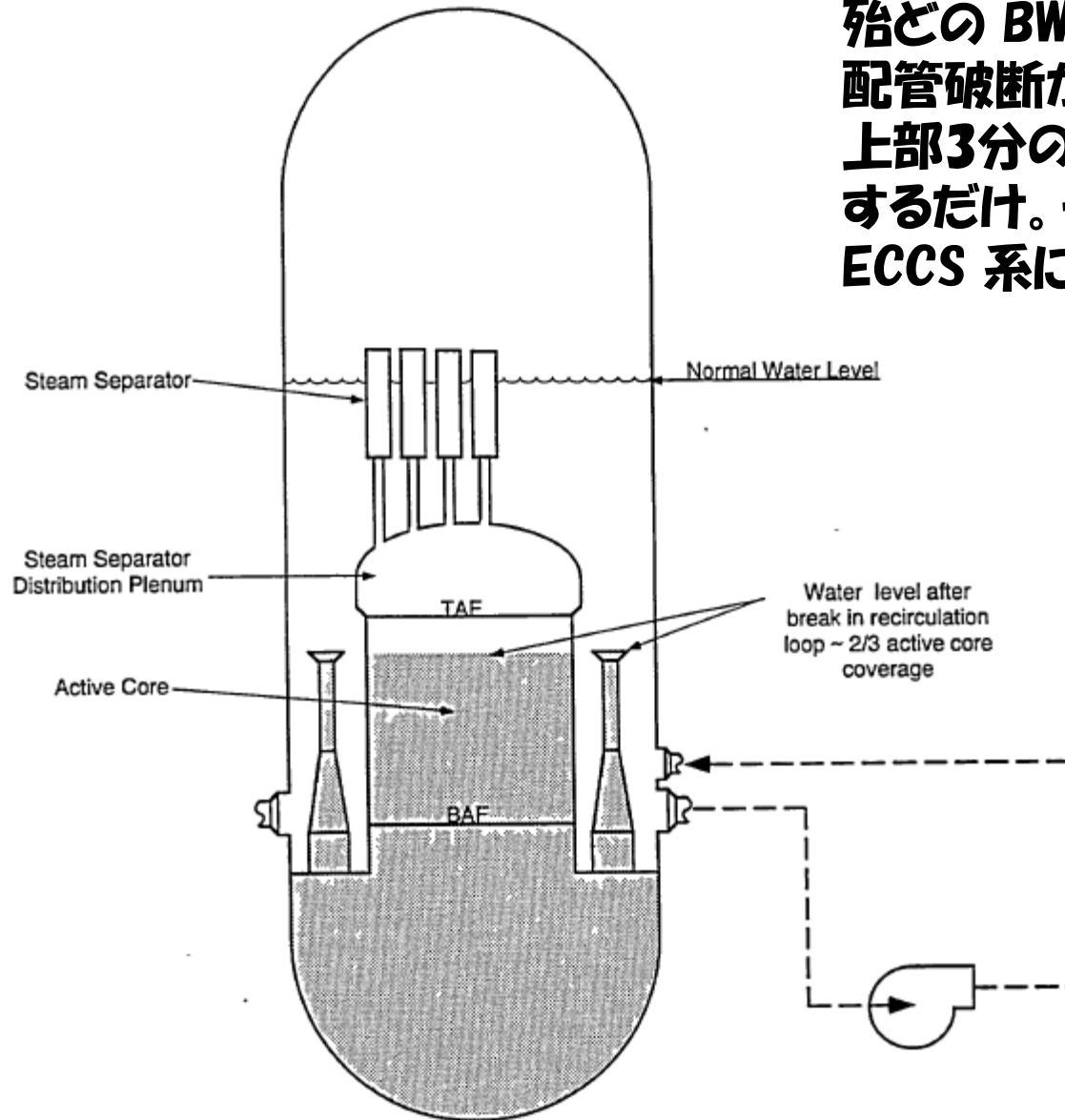


しかし、 老**旧**化の対策は容易ではない

例えば…

- **Mark-I 型格納容器を Mark-II 型に改造することは出来ない。**
- **旧式の原子炉の交換は出来ない。**
- **機器の配置、ケーブル布設ルートの変更も一般にはかない困難。**

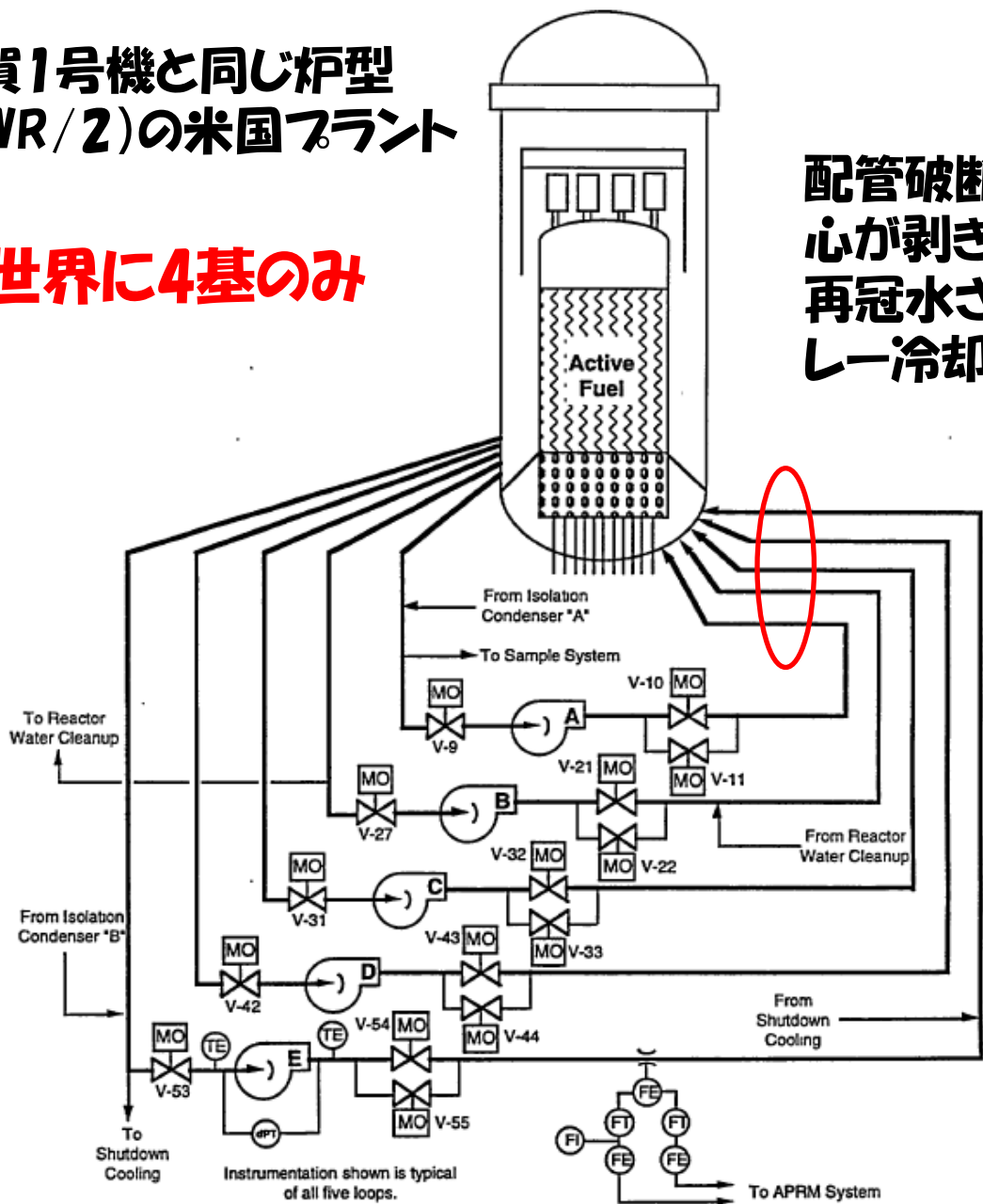
**殆どの BWR 原子炉の場合、
配管破断が起こっても、炉心の
上部3分の1が水面上に露出
するだけ。その直後には、
ECCS 系によって再冠水される。**



敦賀1号機と同じ炉型
(BWR/2)の米国フラント

世界に4基のみ

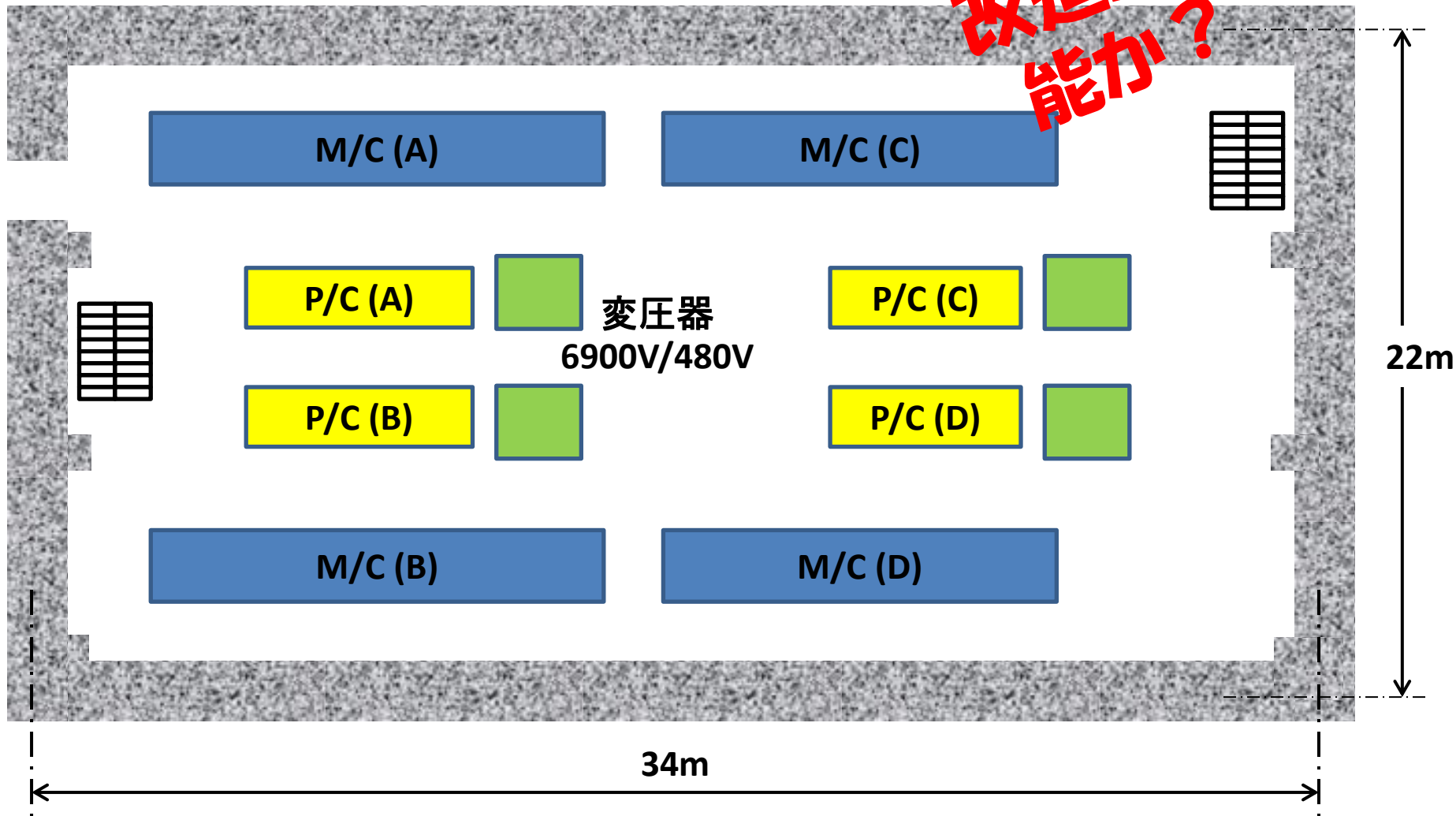
配管破断が発生した場合、炉心が剥き出しになる。その後も再冠水されことなく、スプレー冷却が続けられるだけ。



- 日本原子力発電株式会社
- 株式所有率
 - 東京電力 28.23%
 - 関西電力 18.54%

福島第一原子力発電所3号機 タービン建屋地階

改造は可能か？



日本の選択

エネルギー政策

- 日本のハンデ
 - 自然環境(地震、津波、台風)
 - 国産の化石燃料資源
- 地球環境との協調性
- 倣うべきモデルは？

原子力政策

- 国策であり続けるべきか
- 核サイクルの維持か修正か
- 原子力施設の事故を前提とするべきか
- テロ対策を想定すべきか
- 損害賠償のあり方
- 「ゼロ」オプションは、将来の芽も完全に摘み取る「永久封印」なのか
- 後継者育成、知見の世代伝承

賽は **57年前** に投げられた ～「原子力基本法」(昭和30年制定)～

当時の原子力への傾倒は、誤った国策だったのか？

- 中東の動乱、オイル・ショック
- 石油資源枯渇に対する危機感
- 原子力技術の成熟度に対する過信
- 再生エネルギーに対する低い関心度
- 原子力安全に対する無知
- テロ攻撃などのポテンシャルはなかった
- 将来の安定エネルギー供給としての責任感、自信
- 共鳴した学者、技術者、学生に支持され発展
- 過度の夢と希望

- 「再考」を放棄

原子力推進者の心底にあるもの

真に電力供給のための原子力利用なのか？

原子力インフラの存続を正当化するための

発電になっていないか？

超巨大インフラの休眠化への懸念

- 原子力発電所(50基)
- 再処理施設
- 高速増殖炉
- MOX 燃料工場
- ウラン濃縮施設

- 軌道修正のマイルストーン

Generation IV: Nuclear Energy Systems Deployable no later than 2030 and offering significant advances in sustainability, safety and reliability, and economics

