

**石炭火力・原発のフェーズアウトは日本の
経済と環境にどのような影響をもたらすの
か**

-E3MEマクロ計量経済モデルを用いた分析-

李 秀澈 (名城大学)

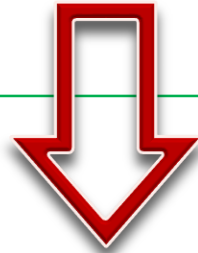
slee@meijo-u.ac.jp

本研究の目的と背景



本研究部門の目的

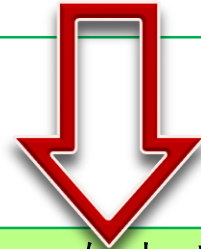
- 2050年までに日本の発電部門に**石炭火力発電と原発がフェーズアウト**になると、**経済と二酸化炭素排出**にどのような影響を与えるのかを定量的に推定



- 定量的に推定するためのツールとして、本研究では**E3ME (Energy-Environment-Economy Macro Econometrics) モデル**を用いる。

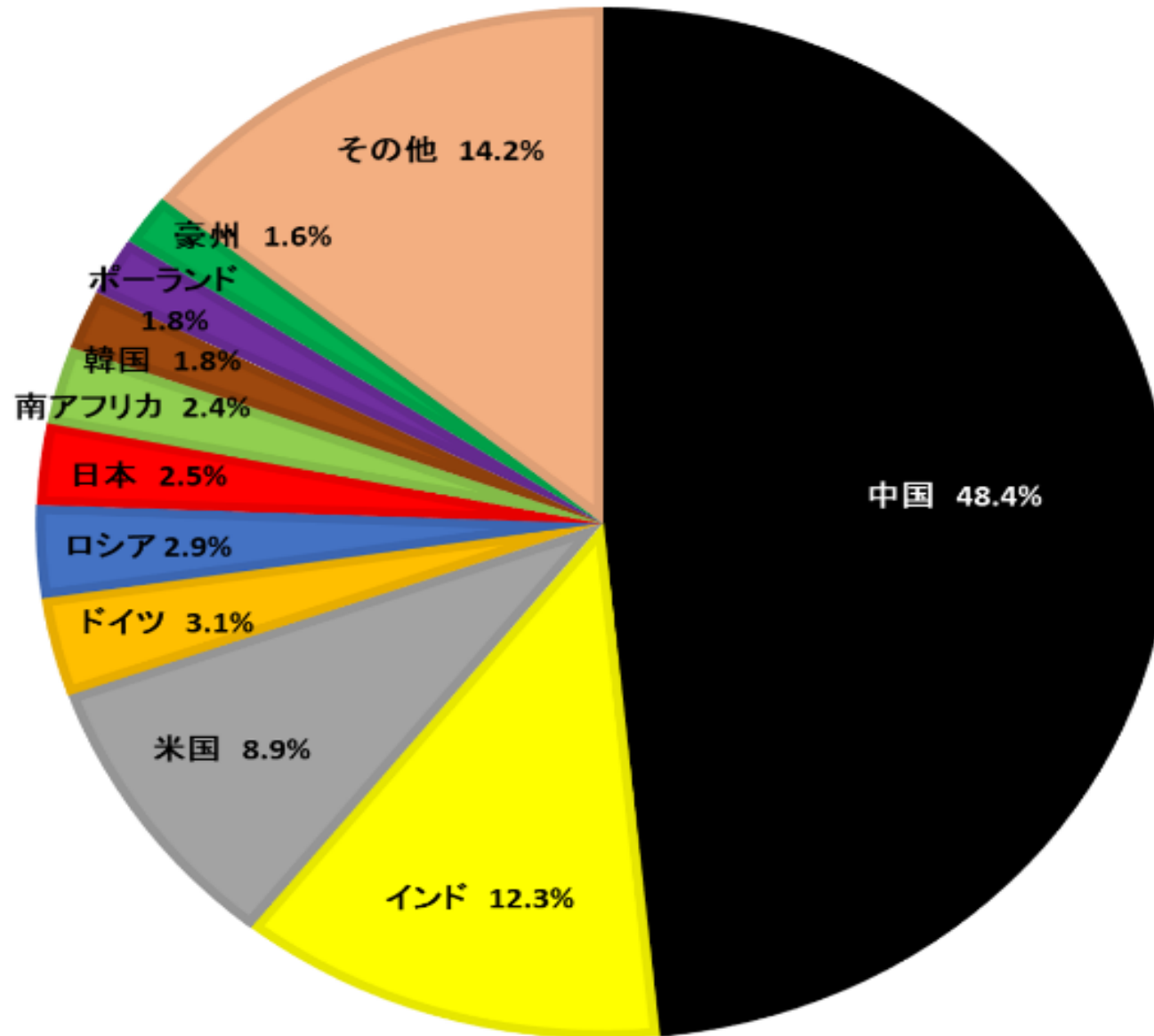
⇒石炭火力のみフェーズアウト、原発のみフェーズアウト、石炭火力と原発の同時フェーズアウトの3つのシナリオを設定し、それぞれのシナリオのGDP、雇用、貿易などマクロ経済への影響と二酸化炭素排出の影響を推定する。

世界の脱石炭火力発電の状況



- 2017年のCOP23で、イギリス政府とカナダ政府のイニシアティブにより**脱石炭同盟(PPCA: Powering Past Coal Alliance)**が発足
⇒先進国に対しては 2030 年までに石炭火力発電を停止することを求めている。
⇒2018年4月の28カ国、8 地方政府、24企業・組織から、2020年2月末には**33カ国政府、27地方政府、37企業・組織**へと加盟が拡大
- 2019年9月には、先進国の中では石炭火力に最も大きく依存していた**ドイツ(2018年石炭火力の割合38%)**が**最短2035年までに脱石炭宣言**
- 2015年に世界銀行グループが石炭火力建設への金融支援を原則行わない方針を表明
⇒それ以降石炭・化石燃料関連事業からの**ダイベストメント(投資撤回)**の動きも世界的に広がっている

図表 1 世界の石炭消費量（2016）



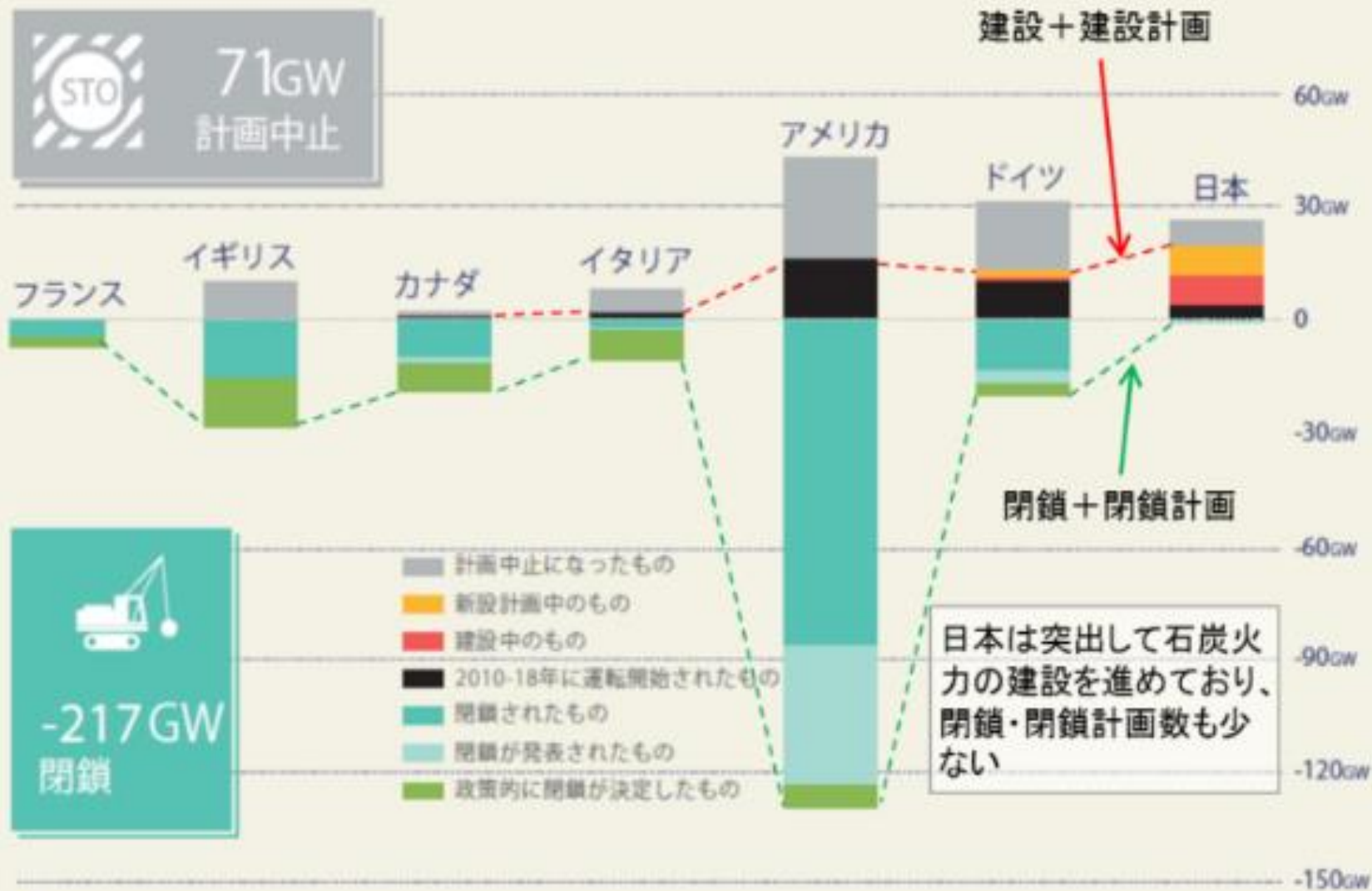
出典：IEA「Coal Information 2017」に基づく。

図表 2 主要国の脱石炭火力宣言状況

脱石炭火力の時期	該当国(達成目標年)
既達成	ベルギー(EUで初めて2016年に0%達成)
2025年までに達成	フランス(2021年)、スウェーデン(2022年)、イギリス(2025年)、オーストリア(2025年)、イタリア(2025年)
2030年までに達成	フィンランド(2029年)、オランダ(2030年)、カナダ(2030年)、デンマーク(2030年)、ポルトガル(2030年)
2031年以降に達成	ドイツ(2038年、ただし可能な限り2035年に達成)

出所: 脱石炭同盟(PPCA)ウェブサイト<https://poweringpastcoal.org/about/members>

G7の石炭火力発電の動向（2010~2018）



三菱UFJ



- 風力・太陽光発電への融資を通じ、再生可能エネルギー普及に貢献
- 石炭火力発電は、各国や国際的状況を十分に認識して融資の可否を慎重に検討

「新設の石炭火力発電への融資は原則実行しない」に変更し、融資残高を最大で5割減らす方針

みずほ



- 再生可能エネルギー事業への融資に積極的に取り組む
- 石炭火力は、経済合理性を踏まえて適切な選択肢かを検証し、判断

三井住友



- 地球環境に著しく悪影響を与える懸念のある融資をしない
- 石炭火力の新規融資は、発電効率が非常に高い案件に限定

石炭火発に新規融資停止

三井住友銀行が、二酸化炭素の排出量が多い石炭火力発電事業への新規融資を原則停止することが26日、わかった。気候変動への関心の高まりで内外から厳しい目が向けられている石炭火発への融資を制限し、環境への配慮をアピールする狙いがある。

現在は、発電効率の高い技術を使った石炭火発に限定して融資しているが、融資方針を改定して、原則停止と明記する。

日本の金融機関は石炭火発への融資が多い。三菱UFJ銀行、みずほ銀行をあわせた3メガバンクによる石炭火発への融資は、「世界のトップ30行」による融資総額の4割に当たる「ドット」の環境(NGO)との指摘もある。

石炭火発への融資を見直すよ

三井住友銀 方針

う、金融機関に直接呼びかける動きも出てきた。京都市の環境NPO法人は今月、みずほフィナンシャルグループに対し、「石炭火発に世界で最も多額の融資をしており、非常に大きなリスクに直面している」と指摘し、気候変動に対応した経営戦略を開示するよう林主提案した。

三菱UFJ銀行は2019年、石炭火力発電への融資を原則廃止する方針を打ち出した。みずほ銀行も近く、現行の融資方針を改定して厳格化する見込みだ。

気候変動対策をめぐる海外金融業界の動き

クライメート・アクション・100プラス

気候変動対策を求める海外機関投資家の団体。
2017年発足。温室効果ガス排出量の多い100社
を選び、情報開示を要求

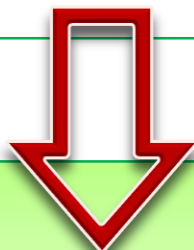
ESG 投資の拡大

14年世界：18兆ドル（日本7億ドル）
18年世界：30兆ドル（日本2兆ドル）
（Global sustainable investment review から）

石炭関連産業からの資金撤退（ダイベストメント）

海外の年金基金、損保など1101機関が資金撤退の
意思を表明（Divest Invest から）

世界の原子力発電の状況



- 社会主義国である中国やロシアと一部途上国を除けば、原発においても、**世界は漸減・縮小の流れ**にある。
- ドイツ、イタリア、スイスは脱原発を宣言しており、原発の電源割合が70%を超えている**フランスも2035年に50%まで縮小を宣言**している。
- 原発推進国のイギリスでは、ヒンクリポイント原発建設の高騰、ウィルファ **原発**の建設コスト急増により**日立製作所が事実上撤退宣言**をするなど、推進動力が失われつつある。
- ただし、日中韓を中心としたアジアでは原発維持・拡大の傾向にある。
⇒現在中国で進められている原発の建設が計画通り進めば、2030年にアジア地域では**日本・中国・韓国・台湾だけで世界全体原発の約30%を保有**することとなり、原発の密集度の最も高い地域になる

図表 3 世界の国別原発保有・建設・計画状況（2019年1月末基準）

	政策路線	国家名
原発保有国 (31 カ国、443 基)	拡大	中国(保有 44 基、建設 14 基、計画 24 基)、ロシア(保有 32 基、建設 7 基、計画 15 基)、インド(保有 22 基、建設 7 基、計画 6 基)
	維持もしくは漸減	米国(保有 98 基、建設 2 基、計画 1 基)、日本(保有 38 基、建設 3 基、計画 8 基)、韓国(保有 24 基、建設 5 基)、カナダ(保有 19 基)、イギリス(保有 15 基、建設 1 基、計画 1 基)、ウクライナ(保有 15 基、建設 2 基)など 14 カ国
	保留	台湾(保有 5 基:電気事業法上原発は 2025 年まで運転停止となったが 2018 年 11 月国民投票により運転停止条文が削除)
	縮小	フランス(保有 58 基、建設 1 基:2035 年までに原発の依存度を現行の約 70%から 50%へ縮小を表明)
	廃止	ドイツ(保有 7 基:法律により 2022 年に廃止)、ベルギー(保有 7 基)、スイス(保有 7 基)
建設・計画中国(10 カ国)	建設中	アラブ首長国連邦(4 基)、バングラデシュ(2 基)、ベラルーシ(2 基)、トルコ(1 基)
	計画中	エジプト(7 基)、インドネシア(4 基)、ウズベキスタン(4 基)、リトアニア(1 基)、イスラエル(1 基)、カザフスタン(1 基)

注 1:原子炉の計画基数が 5 基以上国を拡大路線へ分類した(ただし、計画実現の不確実性が高い日本は除いている)。

注 2:台湾の脱原発条文は失効するが、政府の 2025 年までの脱原発という政策方針は変わっていない。

出所:日本原子力産業協会「世界の原子力発電開発の動向(2019 年版)」を基に作成

図表4 世界の地域別・国別原発保有・建設・計画状況（2019年1月末基準）

地域		国家名(保有・建設・計画基数)	基数			割合 (%)
			保有	建設	計画	
アジア	東アジア	中国(44・14・24)、日本(38・3・8)、韓国(24・5・0)、台湾(5・0・0)	111	22	32	28.2
	その他	インド(22・7・6)、パキスタン(5・2・1)、イラン(1・0・3)、アラブ首長国連邦(0・4・0)、バングラデシュ(0・2・0)、ベラルーシ(0・2・0)、トルコ(0・1・7)、インドネシア(0・0・4)、イスラエル(0・0・1)	28	18	22	11.6
ヨーロッパ	西欧	フランス(58・1・0)、イギリス(15・1・1)、スウェーデン(8・0・0)、スペイン(7・0・0)、ドイツ(7・0・0)、ベルギー(7・0・0)、スイス(7・0・0)、フィンランド(4・1・1)、オランダ(1・0・0)	115	3	2	20.5
	東欧ほか	チェコ(6・0・0)、スロバキア(4・2・0)、ハンガリー(4・0・2)、ルーマニア(2・2・0)、ブルガリア(2・0・1)、スロベニア(1・0・0)、リトアニア(0・0・1)	19	4	4	4.6
ロシア及び 周辺国	ロシア	ロシア(32・7・15)	32	7	15	9.2
	周辺国	ウクライナ(15・2・0)、ウズベキスタン(0・0・2)、カザフスタン(0・0・1)	15	2	3	3.4
アメリカ	北米	米国(98・2・1)、カナダ(19・0・0)	117	2	1	20.4
	南米	ブラジル(2・1・0)、アルゼンチン(2・0・1)	4	1	1	1.0
アフリカ		南アフリカ(2・0・0)、エジプト(0・0・4)	2	0	4	1.0
世界計			443	59	84	100

注1:割合は、保有・建設・計画の全体で占める割合である。

出所:日本原子力産業協会「世界の原子力発電開発の動向(2019年版)」を基に作成

原子力発電の発電コスト状況



- 福島第一原発事故以来、世界的な安全規制強化傾向により原発の新規建設コストは過去より倍増しており(**1基当たり約4000億円から1兆円前後**)、東芝、日立製作所、三菱重工業の海外原発建設の失敗の例を挙げなくても、**原発はもはや経済的には割に合わない電源**となっている。
- 新規建設費用を勘案した最近の試算では、石炭火力はもとよりLNG火力よりも高くなっている。
⇒例えば**日本経済センターの2017年試算14.7円/kWh**と**原子力市民委員会の2018年試算17.9円/kWh**
- 原子力発電も技術革新によるコスト低下があまり期待できない成熟技術であり、**世界的な安全規制強化傾向により今後もコスト上昇が予想**される中、少なくとも原子力のエネルギー源としての経済面での優位性はなくなると思われる。

図表5 原発発電コスト試算の変遷 (単位:円/kWh)

	1999年 試算	2004年 試算	2011年 試算	2014年 試算	2016年 時点	2017年 試算	2018年 試算
資本費	2.3	2.3	2.5	3.1	3.1	5.9	9.7
運転維持費	1.9	1.5	3.1	3.3	3.3	3.3	3.3
核燃料サイクル費	1.7	1.5	1.4	1.5	1.5	1.5	1.5
安全対策費	-	-	0.2	0.6	0.6	0.6	2.1
政策経費	-	-	1.1	1.3	1.3	1.3	1.3
事故リスク対応費	-	-	0.5以上	0.3以上	0.3以上	0.3以上	-
追加的安全対策費	-	-	-	-	0.16	0.16	-
事故廃炉・賠償費用	-	-	-	-	0.28	1.72	-
発電単価	5.9	5.3	8.9以上	10.1以上	10.54以上	14.7以上	17.9

注 1:1999年試算は、総合エネルギー資源調査会原子力部会(1999)による。

注 2:2004年試算は、総合エネルギー資源調査会電気事業分科会(2004)による。

注 3:2011年試算は、エネルギー・環境会議(2011)による。この試算では、基本的に2010年に(仮想の)発電プラントを新設した場合の総費用を、建設したプラントが発電する総電力量(定格出力×稼働率×稼働日数(40年間))で割る、モデルプラント方式と呼ばれる方法で試算された。

注 4:2014年試算は、総合エネルギー調査会発電コスト検証ワーキンググループ(2014)による。同ワーキンググループでは、2014年に発電プラントを新設した場合の総費用を、建設したプラントが発電する総電力量で割る、モデルプラント方式で求められた。

注 5:2016年時点は、原子力資料情報室(2018)による。

注 6:2017年試算の資本費は、日本経済研究センター(2017)が原発建設コストを現行(100万kW級)4,200億円/基から、近年の原発建設コスト上昇を考慮し、新規建設費用を現行試算の約2倍の8,000億円/基として見込んだ場合による。事故廃炉・損害費用は、70兆円と見積もった場合の試算である。

注 7:2018年試算は、原子力市民委員会(2018)が、European Commission(2014)に基づき原発の建設費単価を104万円/kW、事故費用を23兆円とし、資本費9.7円、事故費用2.1円と試算したものである(他の費用は検証ワーキンググループ(2014)と同様に見積もっていた)。

出所:注の資料などを総合して作成。

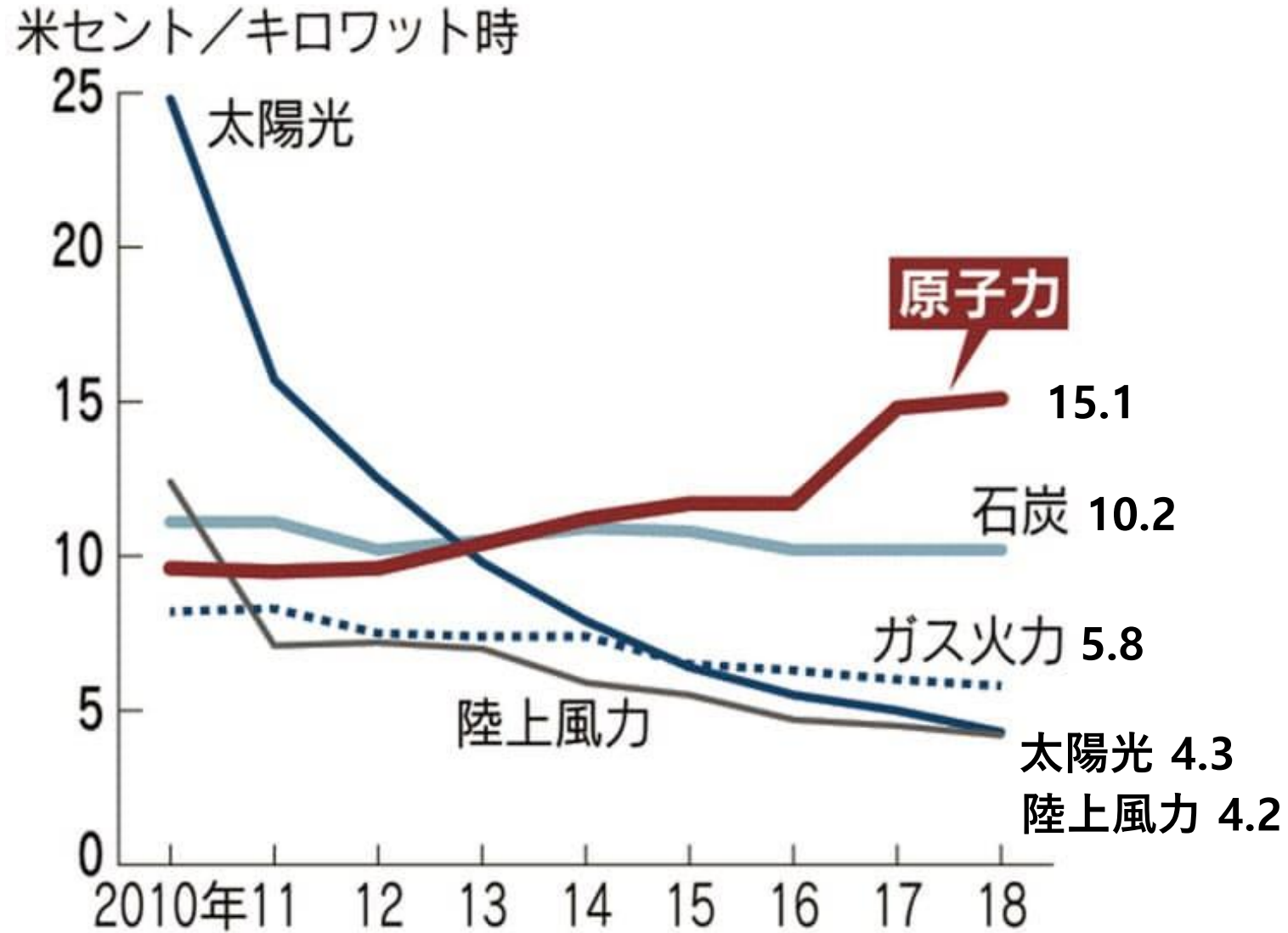
図表6 日本国内外での主要原発建設工事とその費用の変化

建設事業者	発電容量と炉型	当初の建設費用 予想	中断もしくは撤退前 の建設費用予想	工事撤退・中止などの主な理由
日本政府の発電コスト試算時に採用	モデル原子炉 (100万kW、40年稼働)	4,200億円/基	約4,200億円/基	
ウエスチングハウス(WEC)の米国ジョージア州とサウスカロライナ州での原発建設	110万kW級のAP1000の4基(WEC自身が開発した加圧水型原子炉)	○vogtleでは2基133億ドル、V.C. Summerの2基110億ドル予想 ○1基当たり約6500億円	○原子炉4基建設の総額は、419億ドルに達すると試算 ○1基当たり約1兆1500億円	2009年に建設承認を得て、2012年に着工したが、規制強化による設計変更などにより工事は予定通り進まず、2017年に撤退宣言
日立製作所の英国のアングルシー島での原発建設	130万kW級改良型沸騰水型軽水炉(A BWR)の原発2基の建設計画	○1基当たり約1兆円	○1基当たり約1.5兆円に上昇	2019年の着工、2020年代半ばの運転開始を目指していたが中止宣言
三菱重工のトルコのシノップ原発建設	4基の112万kW級A TMEA-1(仏Framatome(旧Areva)との合弁企業ATMEAが開発した加圧水型炉)	○1基当たり約5000億円	○1基当たり約1兆2500億円	2013年当時総工事費2兆円と見込んだが工事遅延等により、建設費は、2017年時点で5兆円近くに高騰し、撤退宣言
フランス電力会社EDFのイギリスシンクリー・ポイントCの原発建設	163万kW級2基、欧州加圧水型炉(EP R)	○事業者のEDFが2012年に2基160億ポンド予想 ○1基当たり約1兆1000億円	○2基245億ポンドへ上昇 ○1基当たり約1兆7000億円まで上昇	同事業ではEDFが資金調達を担い、コスト上振れや建設遅延による全てのリスクを背負う見返りに、電力価格を35年間、メガワット時当たり最高92.50ポンドと契約時の市場価格の2倍強に設定することが保証された。
アレバのフィンランドのオルキルオト原発3号機建設	163万kW級2基、欧州加圧水型炉(EP R)	○1基当たり30億ユーロ(約3700億円)	○1基当たり85億ユーロ(約1兆400億円)へ上昇	2005年に着工し、当初2009年完工予定であったが、安全規制強化など工期遅延により2019年5月となっている。
フランスでEDFのフランビル原発建設	3号機(FL3)(163万kW)欧州加圧水型炉(EPR)	○1基当たり33億ユーロ(約4000億円)	○1基当たり105億ユーロ(約1兆3000億円)へ上昇	2007年末に着工し、2012年竣工の予定であったが、土木エンジニアリング作業の見直しや福島第一原子力発電所事故にともなう包括的安全審査、原子炉容器の鋼材組成に異常が発見されたこと等により、当初予定より大幅に遅延

注：為替レートは当時のものを適用。

出所：各社およびマスコミ発表資料を総合して作成

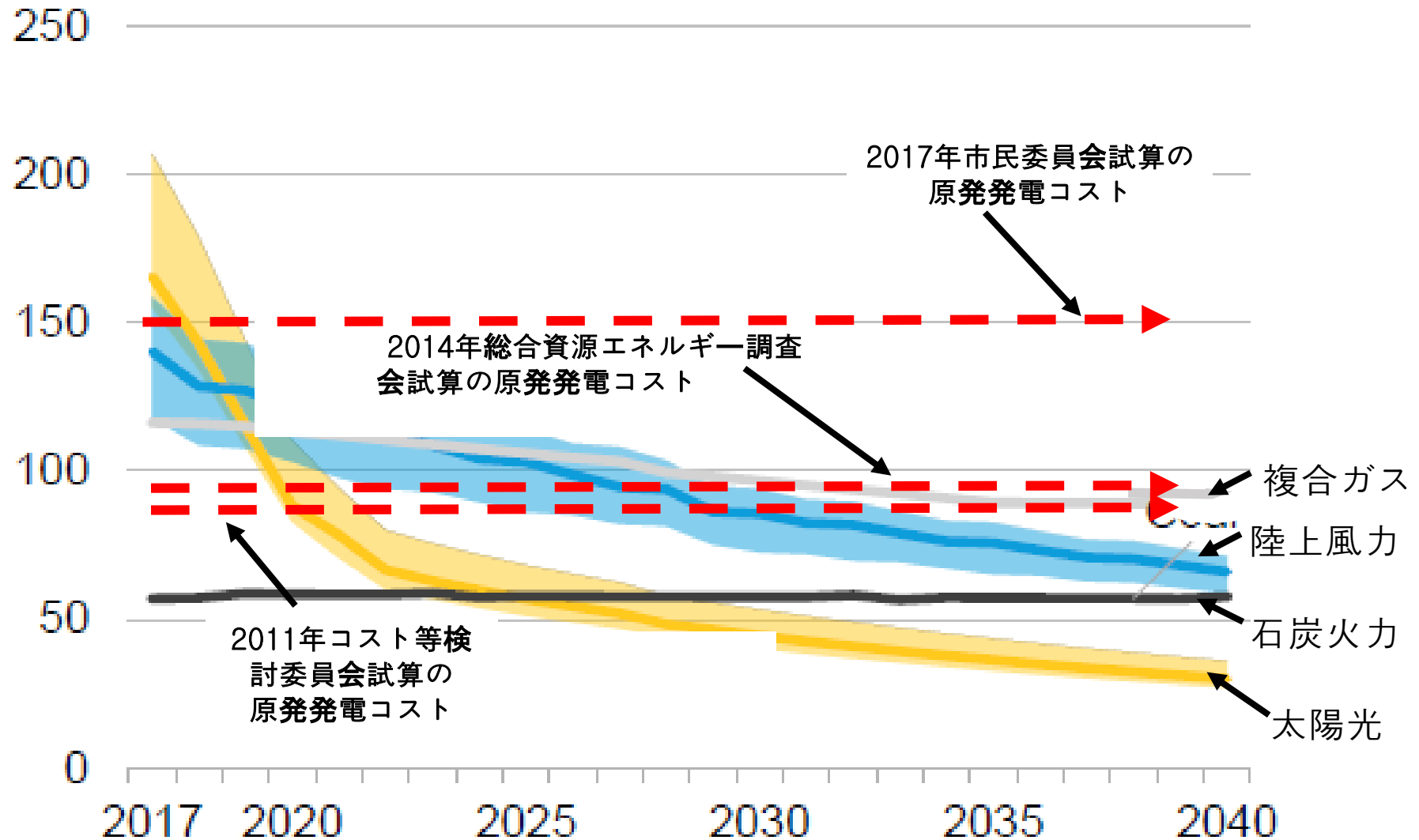
図表7 世界の主要電源の均等化発電コスト（新設案件）



(注) LAZARD(2018.11)、米投資銀行ラザードなど
助成、廃炉・廃棄物処分コストは含まない

図表8 日本における主要再生可能エネルギー発電の長期発電コスト展望

(\$/MWh, 2016年価格)



出所： Bloomberg New Energy Finance(2018) Levelized cost of Electircityなど



E3ME-FTTモデル概要

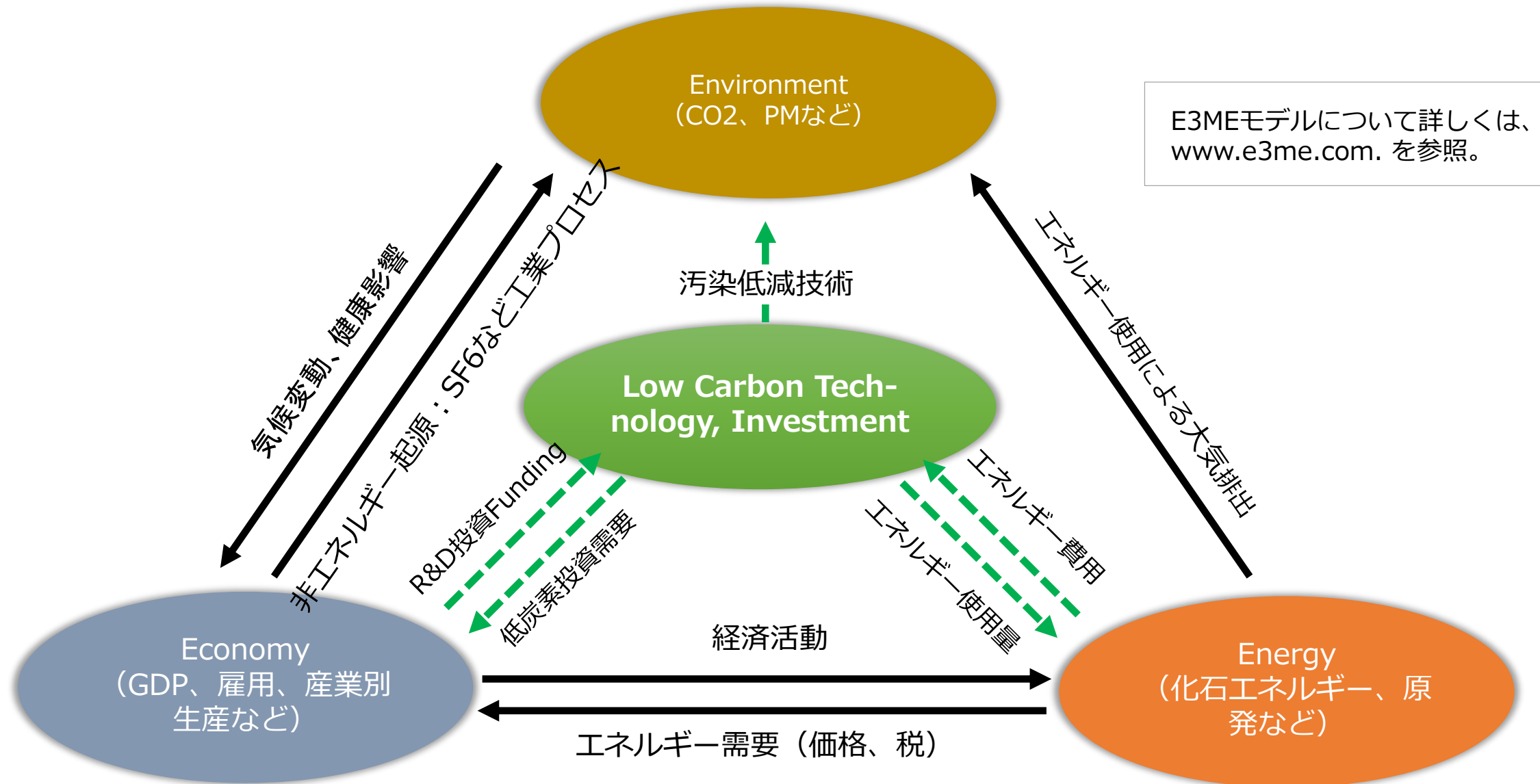
E3MEモデルの概要と特徴

E3MEモデル (Energy-Environment-Economy Macro Econometrics Model : E3MGモデルの新バージョン) は、1970年代にケンブリッジ大学とケンブリッジエコノメトリックス研究所が開発したコンピュータベースの計量経済モデルである。



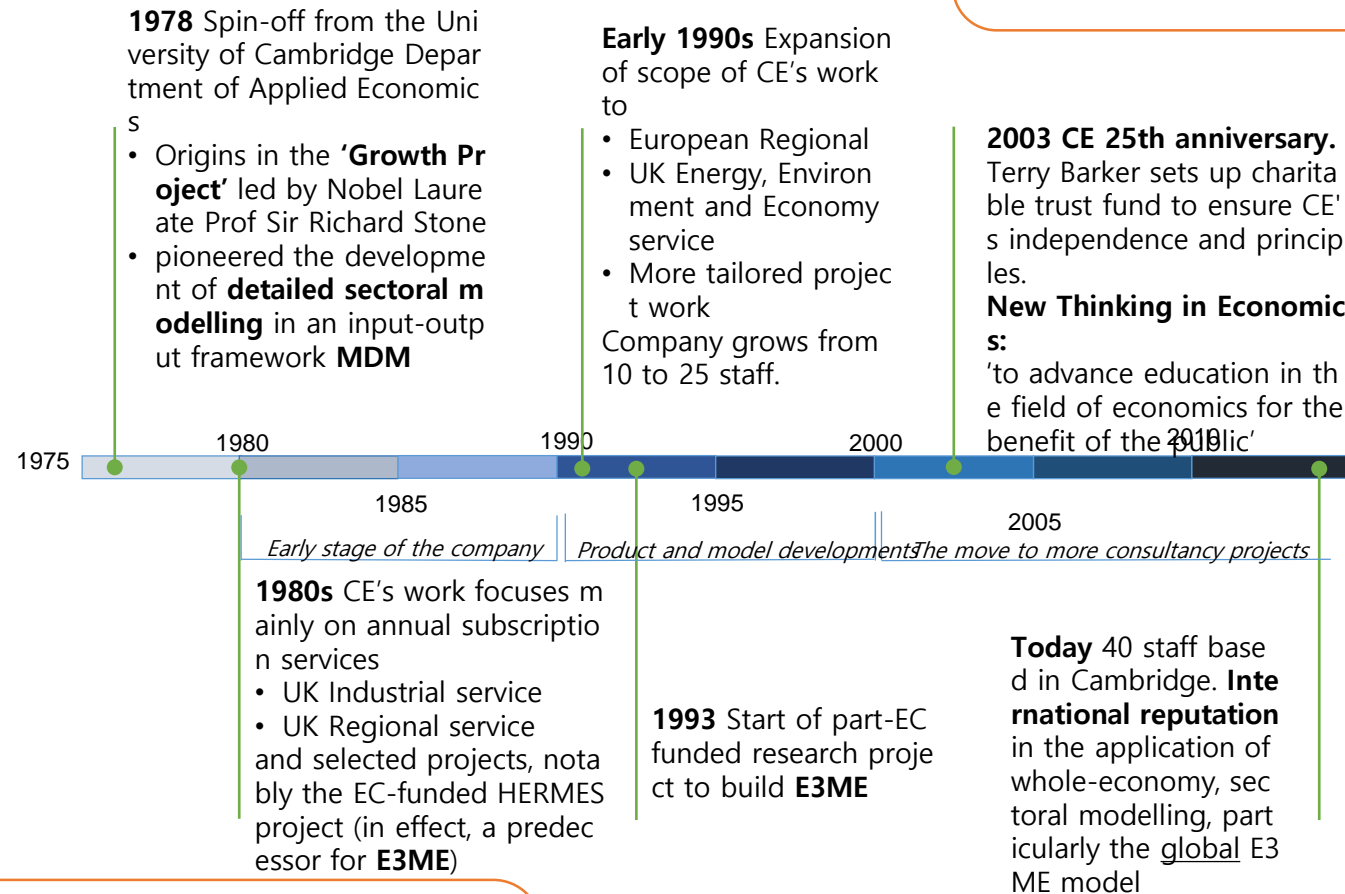
- E3MEモデルは、**EU委員会**や**イギリス政府**などの**エネルギー・気候変動政策策定**に重用されてきたモデルであり、特に**IPCCの第4次報告書**では、マクロ計量経済モデルとしては唯一分析に採用されたモデルでもある。
- 2012年から日本の**東アジア環境政策研究会 (www.reeps.org)** と共同開発により、アジアでも分析できるようになり、多数の論文、単行本が発表されている。
- E3MEモデルは、一般均衡モデル (CGE) などとは異なる経済理論に基づいており (たとえば、財政赤字、不完全雇用などが一般的であることと想定)、炭素税などカーボンプライシングにより炭素費用が上昇すると、**経済主体の低炭素技術革新や関連投資が経済に与える効果**が良く反映される特徴を有している。

図表9 E3MEモデルの基本構造とメカニズム



E3MEモデルの沿革

The E3ME model and its predecessors have been around since 1970s and it is one of the most well-known econometric models in Europe and recently globally.



It is used for official analysis for the European Commission (including the recent Clean Energy Package and Climate and Energy Framework 2030).

Comparison with CGE models

E3ME is often compared to CGE models. In many ways the modelling approaches are similar, (e.g. similar inputs and outputs), however, E3ME offers some advantages due to its theoretical differences:

Varying competition over sectors

(CGE: Perfect competition)

Varying returns to scale

(CGE: Constant returns to scale)

Product supply-demand balance

(CGE: General equilibrium solution)

Model allows for voluntary and involuntary unemployment

(CGE: Full employment)

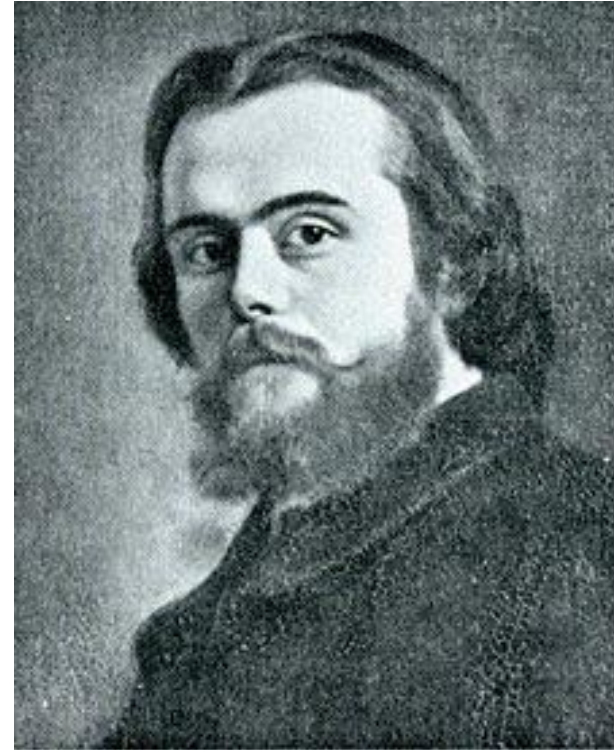
Economic parameters based on nearly 50 years of data

(CGE: Projection based on 1 year data)

Keynes v.s. Walras



https://en.wikipedia.org/wiki/John_Maynard_Keynes



https://en.wikipedia.org/wiki/L%C3%A9on_Walras

E3MEとCGEモデルのEUの経済影響比較

- The scenarios show different ways of meeting the EU's 2050 decarbonization targets
- Two models were run – the macro-econometric E3ME model and the CGE GEM-E3 model
 - S1 – High energy efficiency
 - S2 – Diversified energy supply
 - S3 – High renewables
 - S4 – Delayed CCS
 - S5 – Low nuclear



Comparison of the two models' results for the impacts on GDP in the scenarios

	S1	S2	S3	S4	S5
	% difference in GDP from CPI baseline in 2050				
E3ME	2.9	2.3	2.0	2.2	2.2
GEM-E3	-0.6	-0.8	-0.8	-0.9	-0.7
Sources: E3ME and GEM-E3 models.					

Source: Employment Effects of the Energy Roadmap, Cambridge Econometrics et al (2013)

E3MEモデル : Dimensions

- Econometric model
 - **cover world 59 regions**, including explicit representation of all G20 countries and all EU Member States. The model has recently been expanded to cover many **East Asia and South East Asia regions explicitly including Japan, China, Korea, Taiwan and Indonesia**. Other ASEAN countries are grouped together.
 - based on the system of national accounts
 - includes intermediate and all components of final demand
 - detailed treatment of the labor market
 - **22 stochastic equation sets**, also covering energy and prices
 - large sectoral disaggregation: **42 industries, 28 consumption** categories
 - **12 different fuel types**, and **22 separate fuel user groups**
 - **14 atmospheric emissions**
 - long and short-term specification
 - annual solutions to 2050
- For more details see www.e3memodel.com

Energy and emission classifications

FU:22 (fuel users)

1. Power Generation
2. Own use
3. Hydrogen production
4. Iron & Steel
5. Non-ferrous Metals
6. Chemicals
7. Mineral Products
8. Ore-extraction
9. Food, Drink & Tobacco
10. Tex., Cloth. & Foot.
11. Paper & Printing
12. Engineering etc
13. Other Industry
14. Construction
15. Rail Transport
16. Road Transport
17. Air Transport
18. Other Transport serv.
19. Households
20. Agriculture, forestry, etc.
21. Fishing
22. Other Final Users
23. Non-energy use

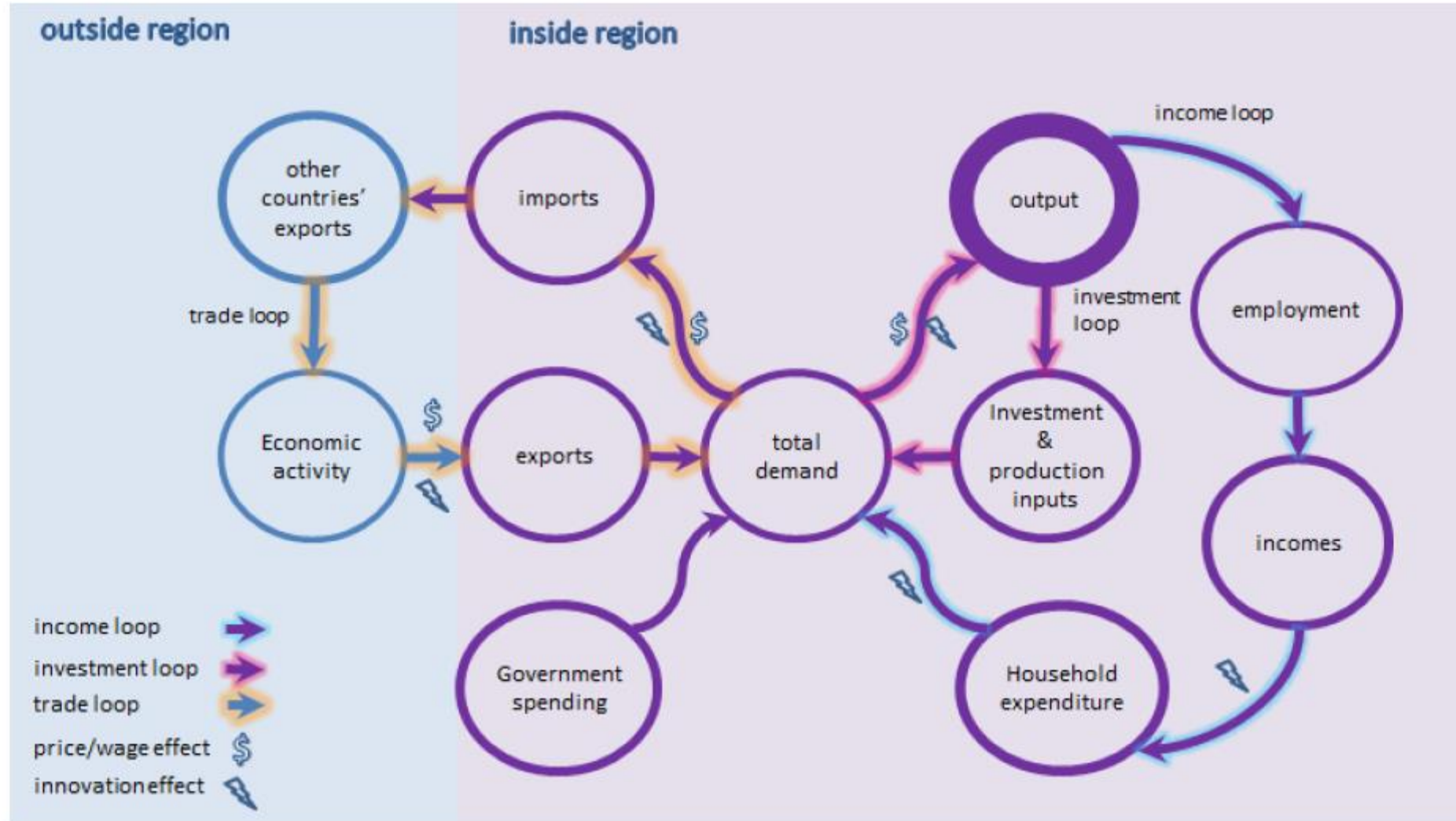
J:12 (fuels)

1. Hard coal
2. Other coal etc
3. Crude oil etc
4. Heavy fuel oil
5. Middle distillates
6. Other gas
7. Natural gas
8. Electricity
9. Heat
10. Combustible waste
11. Biofuels
12. Hydrogen

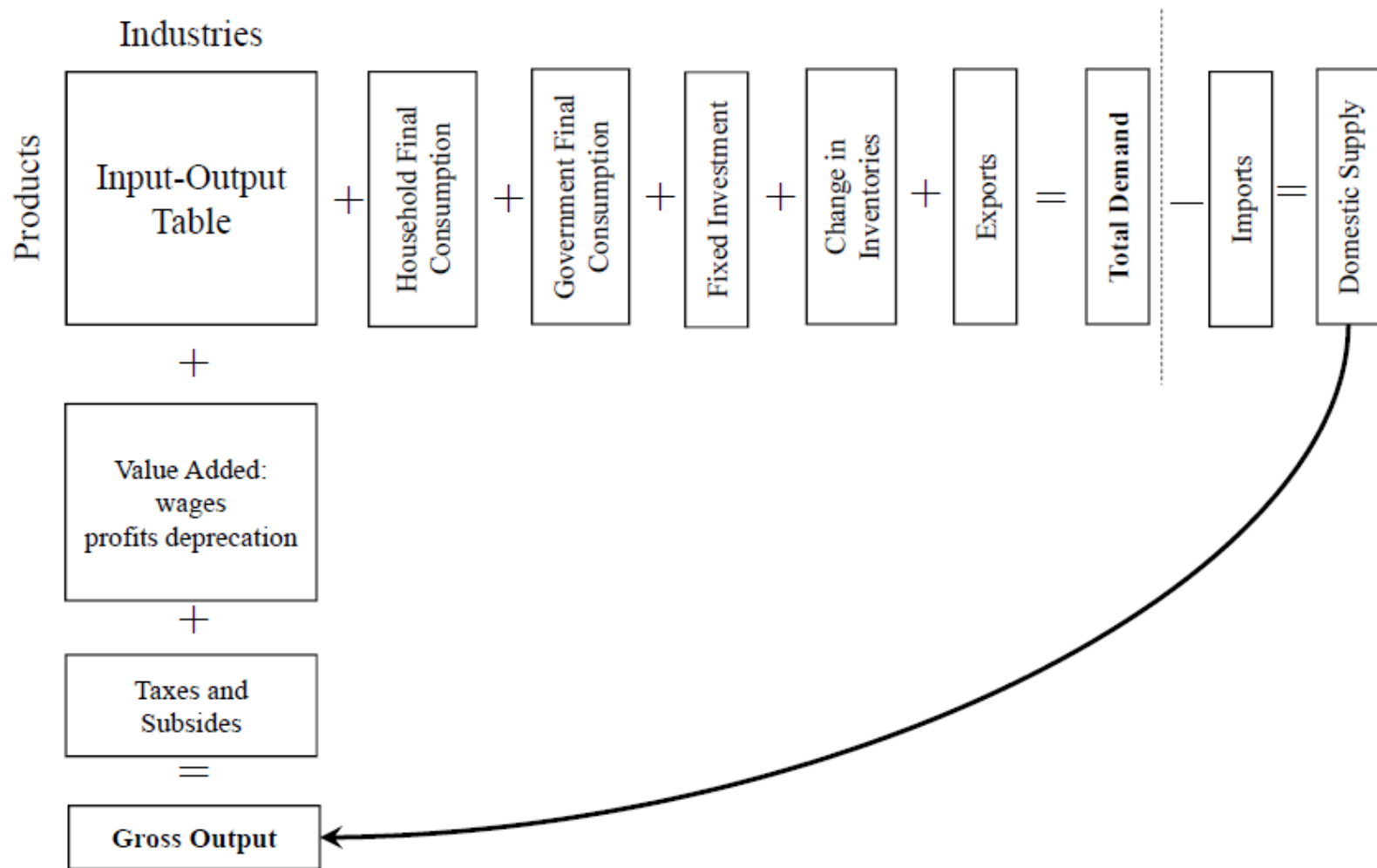
EM:14 (air emissions)

1. CO₂
2. SO₂
3. NO_x
4. CO
5. Methane
6. Black smoke
7. VOC
8. Nuclear - air
9. Lead - air
10. CFCs
11. N₂O (GHG)
12. HF₆ (GHG)
13. PFC (GHG)
14. SF₆ (GHG)

E3MEモデルにおけるGDP決定構造



E3MEモデルにおける産業連関表との連携



FTT: Power Link between E3ME and FTT

FTT is a micro-model of technology choice and substitution, given economic/policy context

Post-Schumpeterian
(evolutionary)

FTT

- Electricity demand
- Fuel demand



- Fuel consumption
- Investment in new power source
- Electricity price

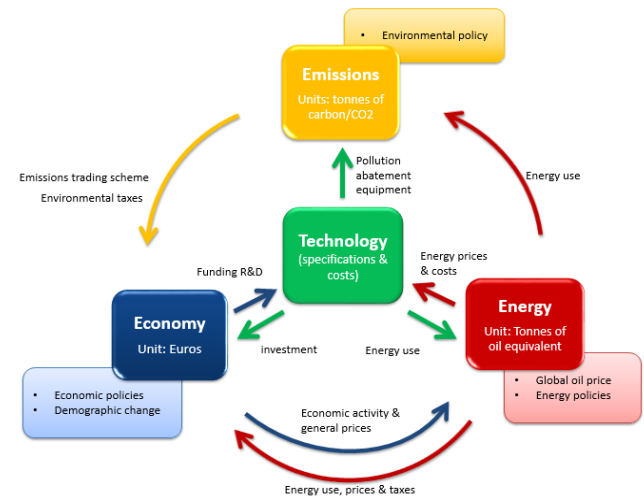
FTT:Power⇒24つの電源
 FTT:Industry⇒26つの製鉄技術
 FTT:Transport⇒26つの自動車
 FTT:Heat⇒13つの空調技術

Post-Keynesian,

E3ME

- CO2 emission
- Investment spill over
- GDP, Employment

==



発電部門と交通部門のFTT Technologies

Power technology

- 1 Nuclear
- 2 Oil
- 3 Coal
- 4 Coal + CCS
- 5 IGCC
- 6 IGCC + CCS
- 7 CCGT
- 8 CCGT + CCS
- 9 Solid Biomass
- 10 S Biomass CCS
- 11 BIGCC
- 12 BIGCC + CCS
- 13 Biogas
- 14 Biogas + CCS
- 15 Tidal
- 16 Large Hydro
- 17 Onshore
- 18 Offshore
- 19 Solar PV
- 20 CSP
- 21 Geothermal
- 22 Wave
- 23 Fuel Cells
- 24 CHP

Road transport technology

- 1 Petrol Econ
- 2 Petrol Mid
- 3 Petrol Lux
- 4 Adv Petrol Econ
- 5 Adv Petrol Mid
- 6 Adv Petrol Lux
- 7 Diesel Econ
- 8 Diesel Mid
- 9 Diesel Lux
- 10 Adv Diesel Econ
- 11 Adv Diesel Mid
- 12 Adv Diesel Lux
- 13 LPG Econ
- 14 LPG Mid
- 15 LPG Lux
- 16 Hybrid Econ
- 17 Hybrid Mid
- 18 Hybrid Lux
- 19 Electric Econ
- 20 Electric Mid
- 21 Electric Lux
- 22 motorcycles Econ
- 23 motorcycles Lux
- 24 Adv motorcycles Econ
- 25 Adv motorcycles Lux

FTT Methodology(1) – Modelling Innovation

Energy 46 (2012) 322–336



Contents lists available at SciVerse ScienceDirect

Energy

journal homepage: www.elsevier.com/locate/energy



©FTT Methodology designed by **Prof. Mercure**

An assesement of global energy resource economic potentials

Jean-François Mercure*, Pablo Salas

Cambridge Centre for Climate Change Mitigation Research (4CMR), Department of Land Economy, University of Cambridge, 19 Silver Street, Cambridge CB3 1EP, United Kingdom

©FTT is a bottom-up, post-Schumpeterian technological diffusion model

©FTT considers deep parameters instead of extrapolation of historical trends

⇒ Trends do not take into account radical innovation, but **FTT does**

©FTT calculates the **Levelised Cost of Technoliges (LCOT)** to estimate **investor preferences** between technologies, while taking **technological and sectoral constraints** into consideration

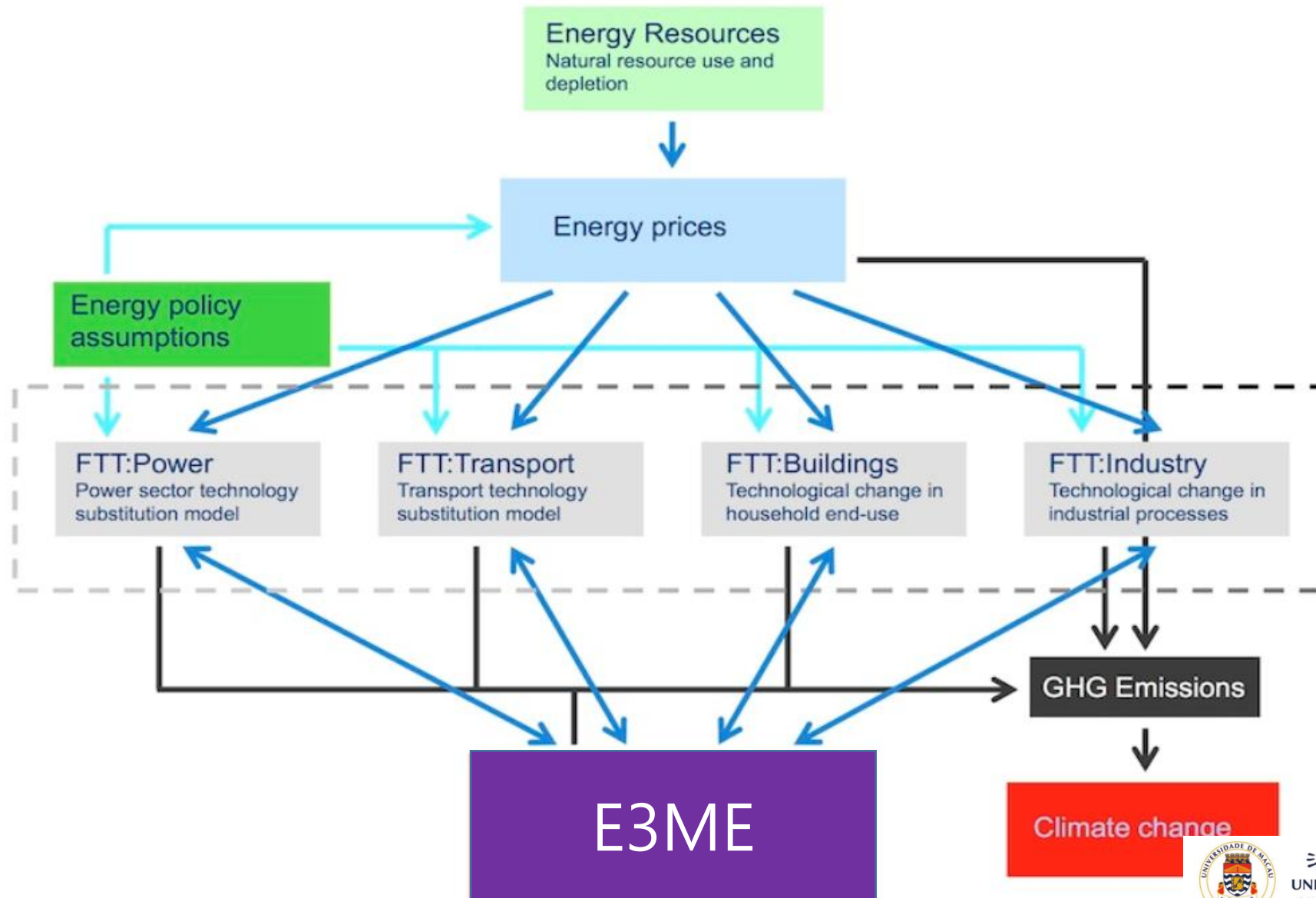
List of FTT model references

- Data exploration on the 4CMR website:
<http://www.4cmr.group.cam.ac.uk/research/FTT/fttviewer>
- Definition of FTT:Power: J-F Mercure, Energy Policy, **48** 799-811 (2012)
- Energy resources database: Mercure & Salas, Energy, **46** 322-336 (2012)
- Consumption of non-renewable resources: Energy Policy, **63**, 469-483 (2013)
See also 4CMR working papers: <http://ideas.repec.org/p/ccp/wpaper/002.html>
- Technology diffusion theory: <http://arxiv.org/abs/1304.3602>
- Electricity sector scenarios and policy analysis: Energy Policy **73** 686-700 (2014)
- Economic impacts of decarbonisation: <http://arxiv.org/abs/1310.4403>

FTT Methodology(2)

- FTT uses a decision-making core for investors wanting to build new electrical capacity, consumer buying new cars or boilers, facing several options.
- The decision-making core takes place by pairwise levelised cost (LCOE) comparisons, conceptually equivalent to a binary logit model, parameterised by measured technology cost distributions.
- Costs include reductions originating from learning curves
- There is also increasing marginal costs of renewable natural resources (for renewable technologies) using cost-supply curves.
- Due to learning-by-doing and increasing returns to adoption, it results in path-dependent technology scenarios that arise from electricity sector policies.

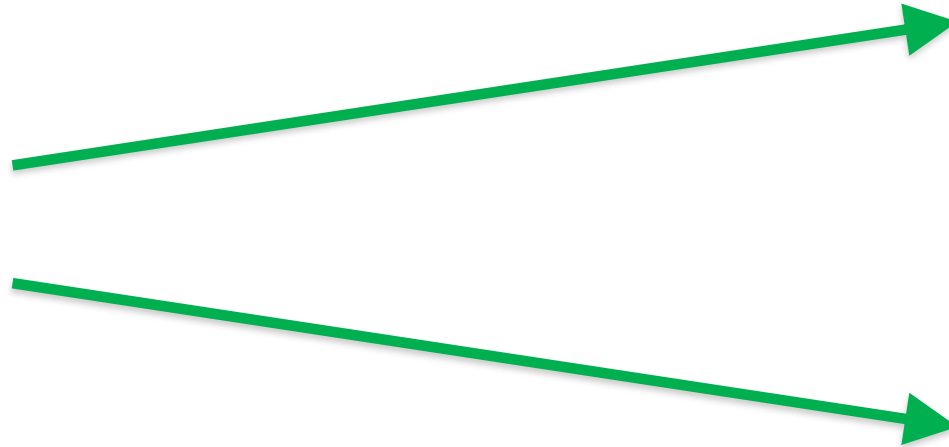
The FTT family of E3ME



E3MEモデルにおける電源技術の選択と拡散

FTT:Power

新技術の導入：イノベーション - 選択 - 拡散



$$t \longrightarrow t + \Delta t$$

FTT: Power

Technology shares determined by
Aggregating every choices

$$\Delta S_i = \sum_j S_i S_j (A_{ij} F_{ij} - A_{ji} F_{ji}) \Delta t$$

J.-F. Mercure, Energy Policy 48, 799-811 (2012)

S_i : Share of technology i

A_{ij} : Life time of technology i and lead time of technology j

F_{ij} : Probability that technology i would be chosen between i and j

t : time

FTT Methodology(3) – LCOS

- Price of commodity based on Levelised Cost Of Power Technologies calculation

$$NPV_{expenses} = \sum_0^{\tau} \frac{IC(t) + OM(t) + FC(t) + CO2T(t) + \dots}{(1+r)^t}$$

$$NPV_{income} = \sum_0^{\tau} \frac{P(t) * Production(t)}{(1+r)^t} = P * \sum_0^{\tau} \frac{1}{(1+r)^t}$$

$$Break - even: \frac{NPV_{expenses}}{NPV_{income}} = \frac{\sum_0^{\tau} \frac{IC(t) + OM(t) + FC(t) + CO2T(t) + \dots}{(1+r)^t}}{P * \sum_0^{\tau} \frac{1}{(1+r)^t}} = 1$$

Levelised Cost of
Power Technology

$$\Rightarrow LCOS(t) = P = \frac{\sum_0^{\tau} \frac{IC(t) + OM(t) + FC(t) + CO2T(t) + \dots}{(1+r)^t}}{\sum_0^{\tau} \frac{1}{(1+r)^t}}$$

Stand Deviation of
Power Technology

$$\Rightarrow sdLCOS = \frac{\sum_0^{\tau} \sqrt{\left(\frac{sdIC}{CF}\right)^2 + sdOM^2 + sdFC^2 + \dots}}{\sum_0^{\tau} \frac{1}{(1+r)^t}}$$

Mathematical framework - Investor preferences

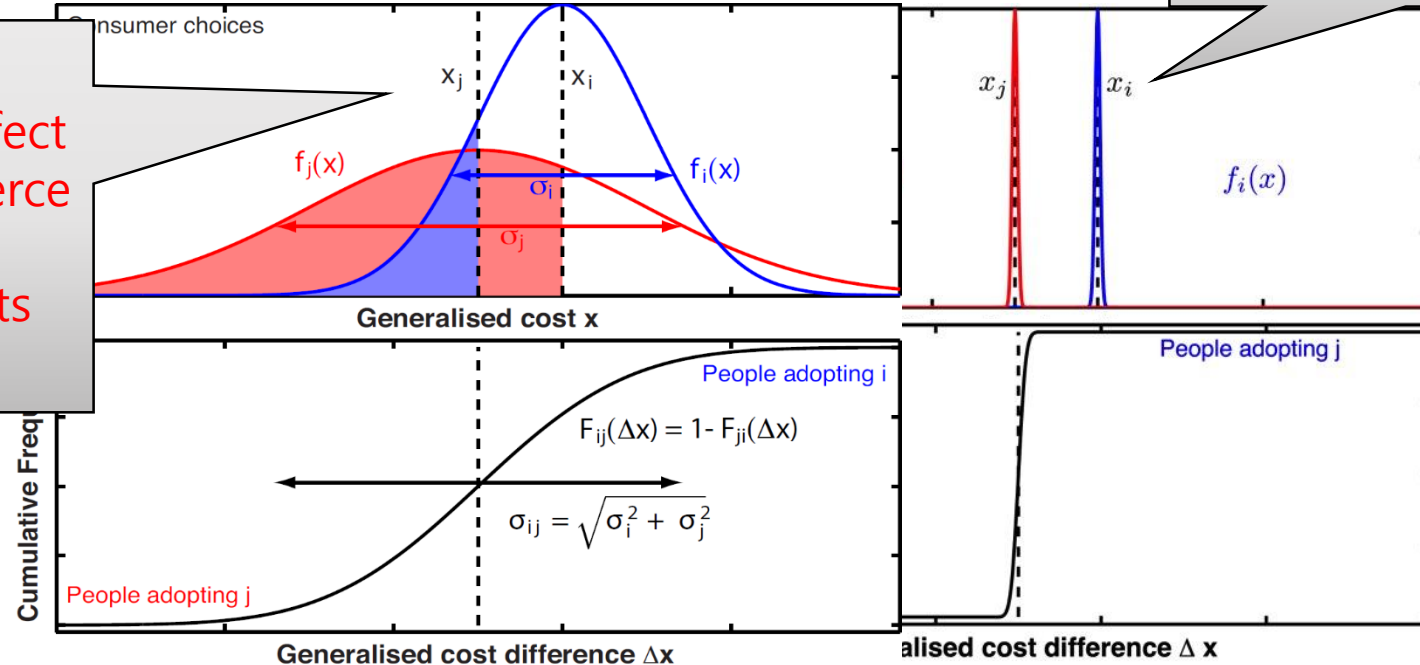
$$F_{i \rightarrow j} = \text{erf} \left(\frac{LC_j - LC_i}{sdF_{ij}} \right) = \text{erf} \left(\frac{x_j - x_i}{\sigma_{ij}} \right)$$

$$F_{j \rightarrow i} = 1 - F_{i \rightarrow j}$$

$$sdF_{ij} = \sqrt{sdLC_i^2 + sdLC_j^2} = \sqrt{\sigma_i^2 + \sigma_j^2} = \sigma_{ij}$$

(Nearly) perfect knowledge / clear perception of costs

Imperfect knowledge / imperfect decision-making / different perceptions of costs
...i.e. different investing agents



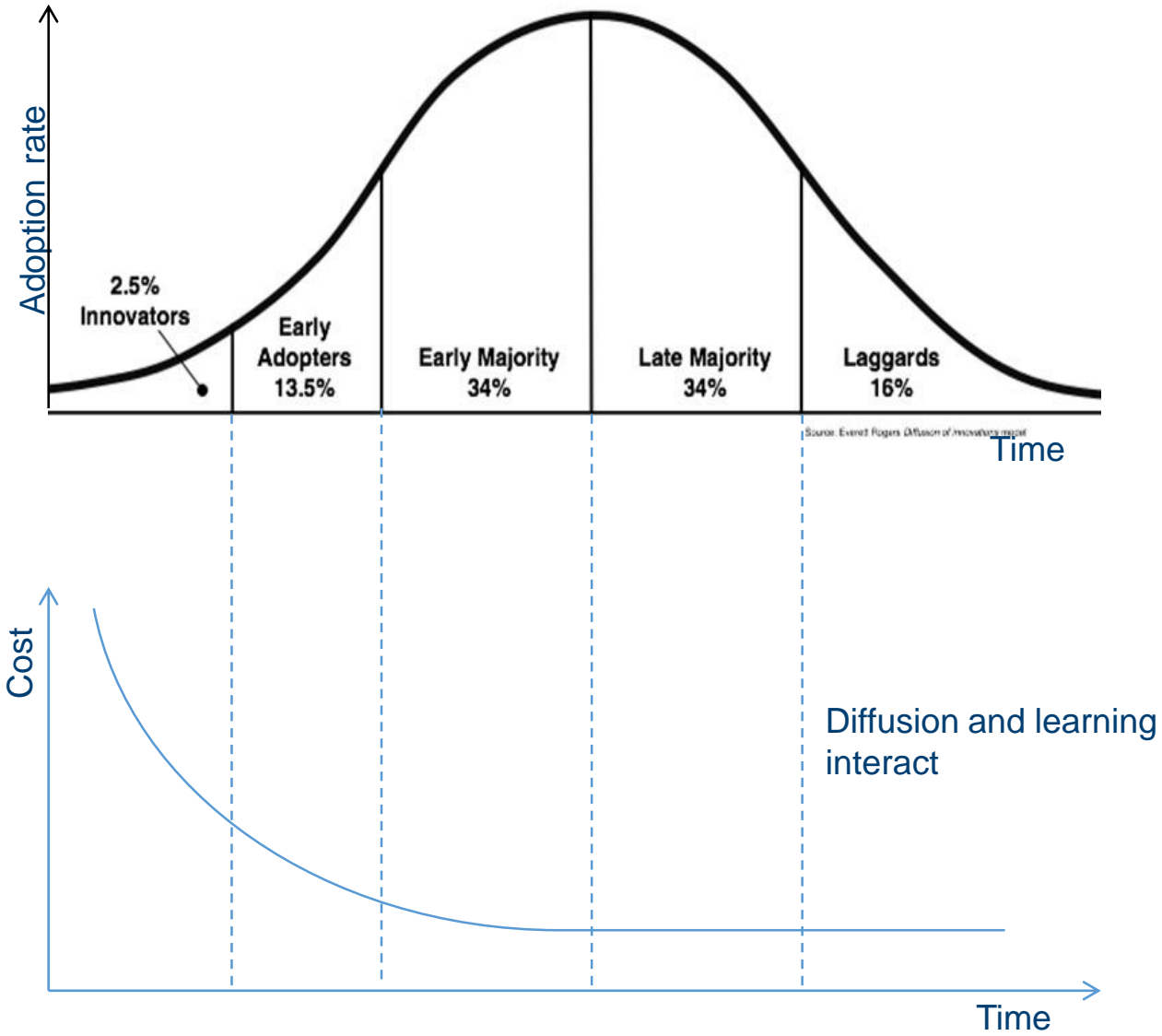
FTT-Power (LCOE – IEA 2016)

From: IEA Projected costs of generating electricity																												
p.103		p. 62-63				p.43																						
Discount rate		10%		Rate increase price of carbon		1%		Starting price of carbon (\$/t)		22.10		dD/D		15%		Es/D:		1%		Upeak/Utot		30%		Us/Utot		1%		Negative allo
Carbon Costs		std	Overnight	std	Fuel	std	O&M	std	Lifetime	Lead Time	Load Factor	Type	LCOE	std	Fuel CO2	Efficiency	Emissions	Learning rat										
\$/MWh	\$/MWh	\$/kw	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh	years	years		0,1,2,3	\$/MWh	\$/MWh	kgCO2/GJ	%	tCO2/GWh	b										
Nuclear	0	0	4896.00	1525.05	9.60	2.33	11.00	6.15	60	7	85%	1	109.95	34.41	0.0	100%	0.0	-0.086										
Oil	0	0	1227.84	1033.63	223.66	239.52	22.13	5.69	40	4	85%	1	265.34	256.04	73.3	45%	586.4	-0.014										
Coal	0	0	2292.95	775.01	25.62	11.23	7.41	6.02	40	4	85%	1	69.54	25.08	99.4	43%	832.2	-0.044										
Coal + CCS	0	0	4224.69	1172.55	22.43	10.23	15.02	4.55	40	4	85%	1	104.72	29.87	99.4	37%	96.7	-0.074										
GCC	0	0	3829.06	1705.94	20.05	1.57	10.09	1.51	40	4	85%	1	91.11	29.34	99.4	42%	852.0	-0.044										
GCC + CCS	0	0	4521.14	1523.05	19.96	7.50	12.87	0.52	40	4	85%	1	104.83	31.77	99.4	37%	96.7	-0.074										
CCGT	0	0	1067.00	336.75	66.46	16.52	5.82	2.80	30	2	85%	1	88.23	21.79	56.1	57%	354.3	-0.059										
CCGT + CCS	0	0	2446.53	520.63	71.20	1.47	6.42	0.40	30	2	85%	1	114.19	9.31	56.1	47%	43.0	-0.074										
Solid Biomass	0	0	4007.00	2587.47	93.24	72.94	18.55	26.53	40	4	85%	2	175.59	118.82	0.0	43%	0.0	-0.074										
Biomass CCS	0	0	5938.74	2985.00	93.24	72.94	18.55	26.53	40	4	85%	2	206.35	125.15	-112.0	37%	-980.8	-0.105										
IGCC	0	0	3829.06	1705.94	93.24	72.94	10.09	1.51	40	4	85%	2	164.30	100.12	0.0	42%	0.0	-0.074										
IGCC + CCS	0	0	4521.14	1523.05	93.24	72.94	12.87	0.52	40	4	85%	2	178.10	97.19	-112.0	37%	-980.8	-0.105										
Biogas	0	0	3733.00	3519.63	0.00	36.62	60.52	5.84	30	2	85%	2	116.32	89.69	0.0	57%	0.0	-0.074										
Biogas + CCS	0	0	5112.53	3703.50	0.00	36.62	60.52	5.84	30	2	85%	2	136.94	92.44	-54.6	47%	-376.4	-0.105										
Small Hydro	0	0	2782.50	3538.98	0.00	0.00	38.40	6.45	80	7	85%	3	89.04	70.86	0.0	100%	0.0	-0.020										
Large Hydro	0	0	2492.50	2499.96	0.00	0.00	9.86	10.43	80	7	85%	3	55.21	55.92	0.0	100%	0.0	-0.020										
Onshore	0	0	1841.00	443.49	0.00	0.00	21.38	8.67	25	1	30%	0	98.50	27.25	0.0	100%	0.0	-0.105										
Offshore	0	0	5000.00	579.58	0.00	0.00	40.71	19.82	25	1	42%	0	190.32	37.17	0.0	100%	0.0	-0.136										
Solar PV	0	0	1833.50	552.90	0.00	0.00	22.80	15.57	25	1	14%	0	187.39	65.20	0.0	100%	0.0	-0.269										
SP	0	0	4901.00	1859.10	0.00	0.00	17.38	22.10	25	1	55%	0	129.37	64.58	0.0	100%	0.0	-0.152										
Geothermal	0	0	5822.50	2036.63	0.00	0.00	17.28	34.10	40	4	85%	3	109.99	66.53	0.0	100%	0.0	-0.074										
Wave	0	0	5142.07	2414.85	0.00	0.00	55.91	36.58	20	1	46%	0	207.34	107.70	0.0	100%	0.0	-0.218										
Fuel Cells	0	0	5884.82	5459.00	58.71	54.56	53.70	49.81	20	2	85%	1	205.17	159.93	15.3	80%	68.9	-0.234										
HP	0	0	2000.00	4358.28	65.74	15.21	15.93	31.85	40	2	85%	1	76.82	124.79	15.3	80%	68.9	-0.044										
																		1 GWh = 3600 GJ										
Frequency Matrix Aij = 10/lifetime*10/BuildTime																												
Nuclear	Oil	Coal	Coal + CCS	IGCC	IGCC + CCS	CCGT	CCGT + CCS	Solid Biom	S Biomass	BIGCC	BIGCC + CCS	Biogas	Biogas + CCS	Small Hvdro	Large Hvdro	Onshore	Offshore	s										

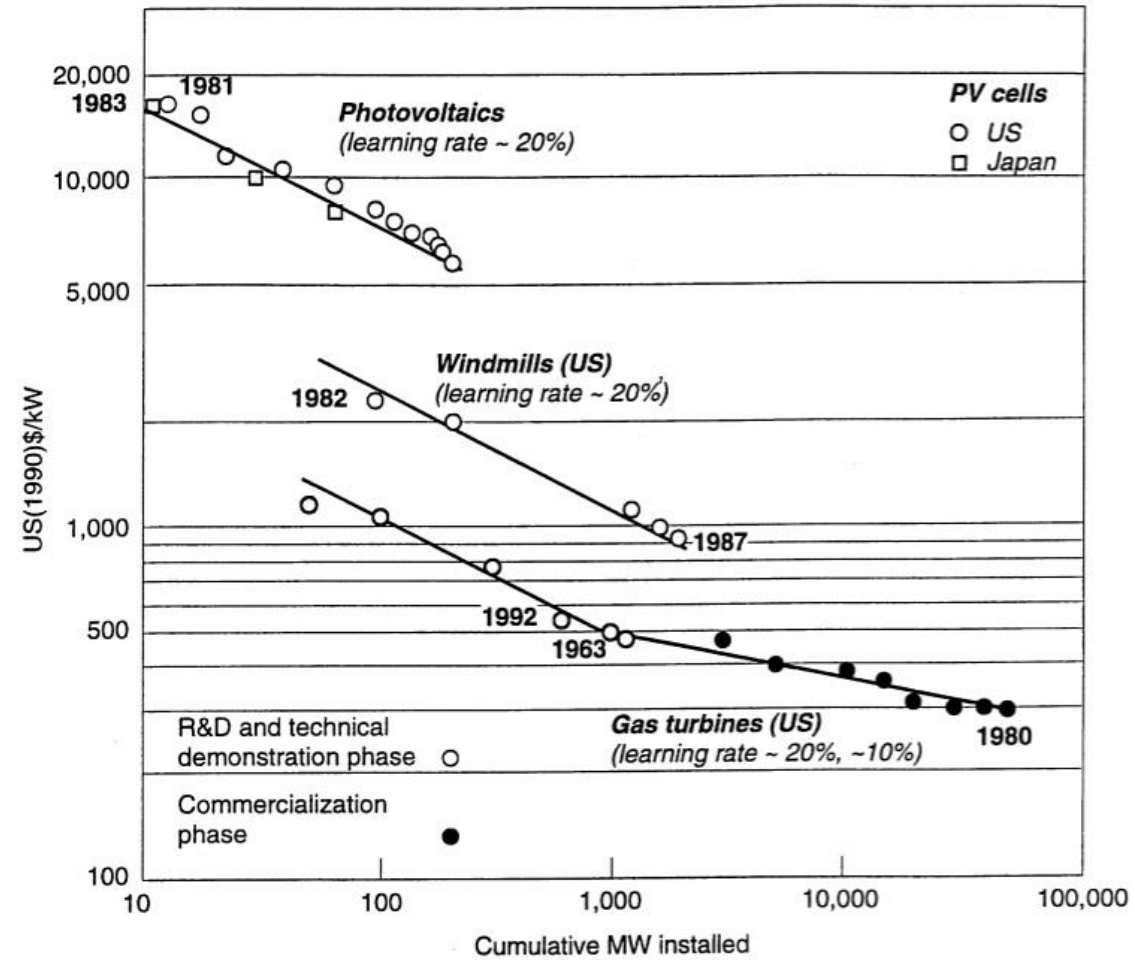
FTT Power Frequency Matrix $A_{ij} = 10/\text{lifetime} * 10/\text{Build Time}$

	Nuclear	Oil	Coal	Coal + CCS	IGCC	IGCC + CCS	CCGT	CCGT + CCS	Solid Bio	S Biomass	BIGCC	BIGCC + CCS	Biogas
22 Wave	0	0	5142.072	2414.849	0	0	55.9106	36.58099	20	1			
23 Fuel Cells	0	0	5884.815	5459	58.70801	54.56	53.6953	49.81	20	2	0.85	1	0
24 CHP	0	0	2000	4358.279	65.74	15.20814	15.93	31.84846	40	4	0.85	1	0
Frequency Matrix $A_{ij} = 10/\text{lifetime} * 10/\text{BuildTime}$													
	Nuclear	Oil	Coal	Coal + CCS	IGCC	IGCC + CCS	CCGT	CCGT + CCS	Solid Bio	S Biomass	BIGCC	BIGCC + CCS	Biogas
1 Nuclear	+	0.357143	0.357143	0.357143	0.357143	0.357143	0.47619	0.47619	0.357143	0.357143	0.357143	0.357143	0.47619
2 Oil	0.416667	0	0.625	0.625	0.625	0.625	0.833333	0.833333	0.625	0.625	0.625	0.625	0.833333
3 Coal	0.416667	0.625	0	0.625	0.625	0.625	0.833333	0.833333	0.625	0.625	0.625	0.625	0.833333
4 Coal + CCS	0.416667	0.625	0.625	0	0.625	0.625	0.833333	0.833333	0.625	0.625	0.625	0.625	0.833333
5 IGCC	0.416667	0.625	0.625	0.625	0	0.625	0.833333	0.833333	0.625	0.625	0.625	0.625	0.833333
6 IGCC + CCS	0.416667	0.625	0.625	0.625	0.625	0	0.833333	0.833333	0.625	0.625	0.625	0.625	0.833333
7 CCGT	0.833333	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	0	1.666667	1.25	1.25	1.25	1.25	1.666667
8 CCGT + CCS	0.833333	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.666667	0	1.25	1.25	1.25	1.25	1.666667
9 Solid Bio	0.416667	0.625	0.625	0.625	0.625	0.625	0.833333	0.833333	0	0.625	0.625	0.625	0.833333
10 S Biomass	0.416667	0.625	0.625	0.625	0.625	0.625	0.833333	0.833333	0.625	0	0.625	0.625	0.833333
11 BIGCC	0.416667	0.625	0.625	0.625	0.625	0.625	0.833333	0.833333	0.625	0.625	0	0.625	0.833333
12 BIGCC + CCS	0.416667	0.625	0.625	0.625	0.625	0.625	0.833333	0.833333	0.625	0.625	0.625	0	0.833333
13 Biogas	0.833333	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.666667	1.666667	1.25	1.25	1.25	1.25	0
14 Biogas + CCS	0.833333	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.666667	1.666667	1.25	1.25	1.25	1.25	1.666667
15 Tidal	0.238095	0.357143	0.357143	0.357143	0.357143	0.357143	0.47619	0.47619	0.357143	0.357143	0.357143	0.357143	0.47619
16 Large Hydro	0.238095	0.357143	0.357143	0.357143	0.357143	0.357143	0.47619	0.47619	0.357143	0.357143	0.357143	0.357143	0.47619
17 Onshore	1.666667	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	3.333333	3.333333	2.5	2.5	2.5	2.5	3.333333
18 Offshore	1.666667	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	3.333333	3.333333	2.5	2.5	2.5	2.5	3.333333
19 Solar PV	1.666667	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	3.333333	3.333333	2.5	2.5	2.5	2.5	3.333333
20 CSP	1.666667	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	3.333333	3.333333	2.5	2.5	2.5	2.5	3.333333
21 Geothermal	0.416667	0.625	0.625	0.625	0.625	0.625	0.833333	0.833333	0.625	0.625	0.625	0.625	0.833333
22 Wave	1.666667	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	3.333333	3.333333	2.5	2.5	2.5	2.5	3.333333
23 Fuel Cells	0.833333	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.666667	1.666667	1.25	1.25	1.25	1.25	1.666667
24 CHP	0.416667	0.625	0.625	0.625	0.625	0.625	0.833333	0.833333	0.625	0.625	0.625	0.625	0.833333
Spillover Learning Matrix (mixes learning between technologies) B_{ij} : numbers should be between 0 and 1; 1 means technologies are the same;													
	Nuclear	Oil	Coal	Coal + CCS	IGCC	IGCC + CCS	CCGT	CCGT + CCS	S Bio	CCS	BIGCC	BIGCC+CCS	Biogas
1 Nuclear	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costs	Sub0	FiT0	Reg0	DP0	CO2P0	MWKA0Old	MWKA0	Sub1	FiT1	Reg1	DP1	CO2P	

Technological learning and cost impact

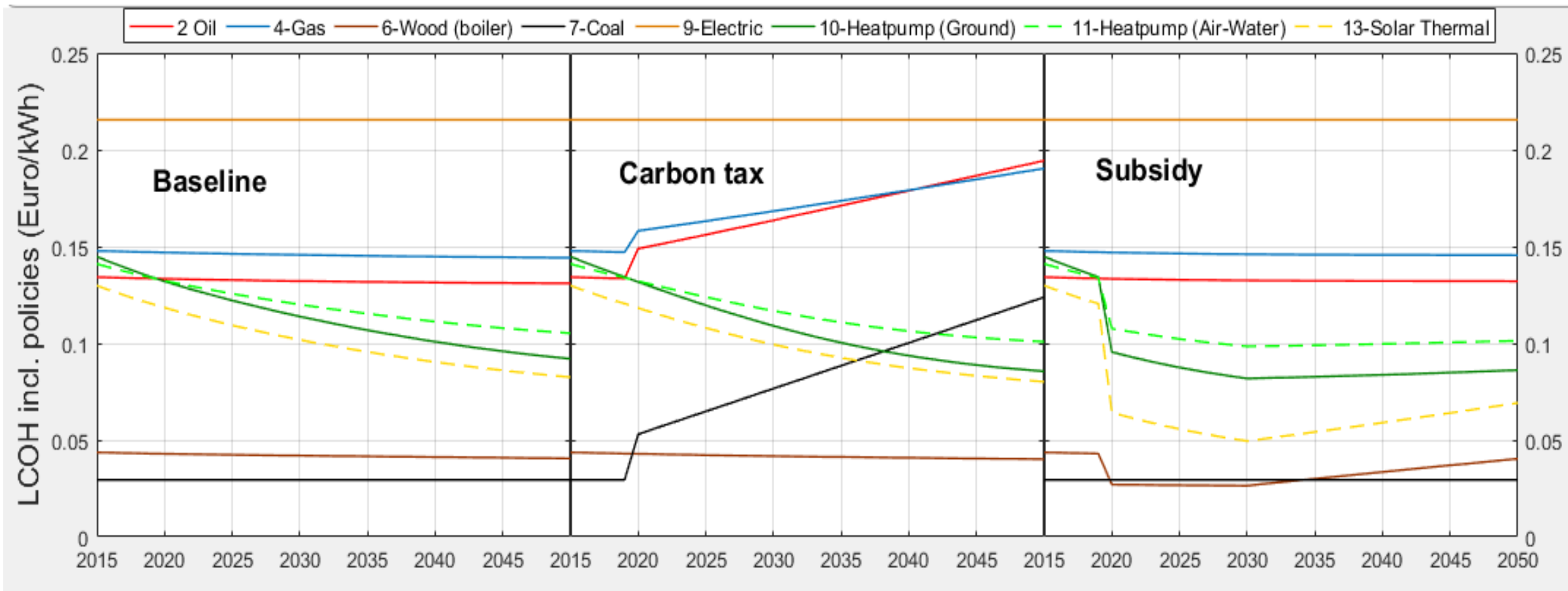


Empirical learning-by-doing

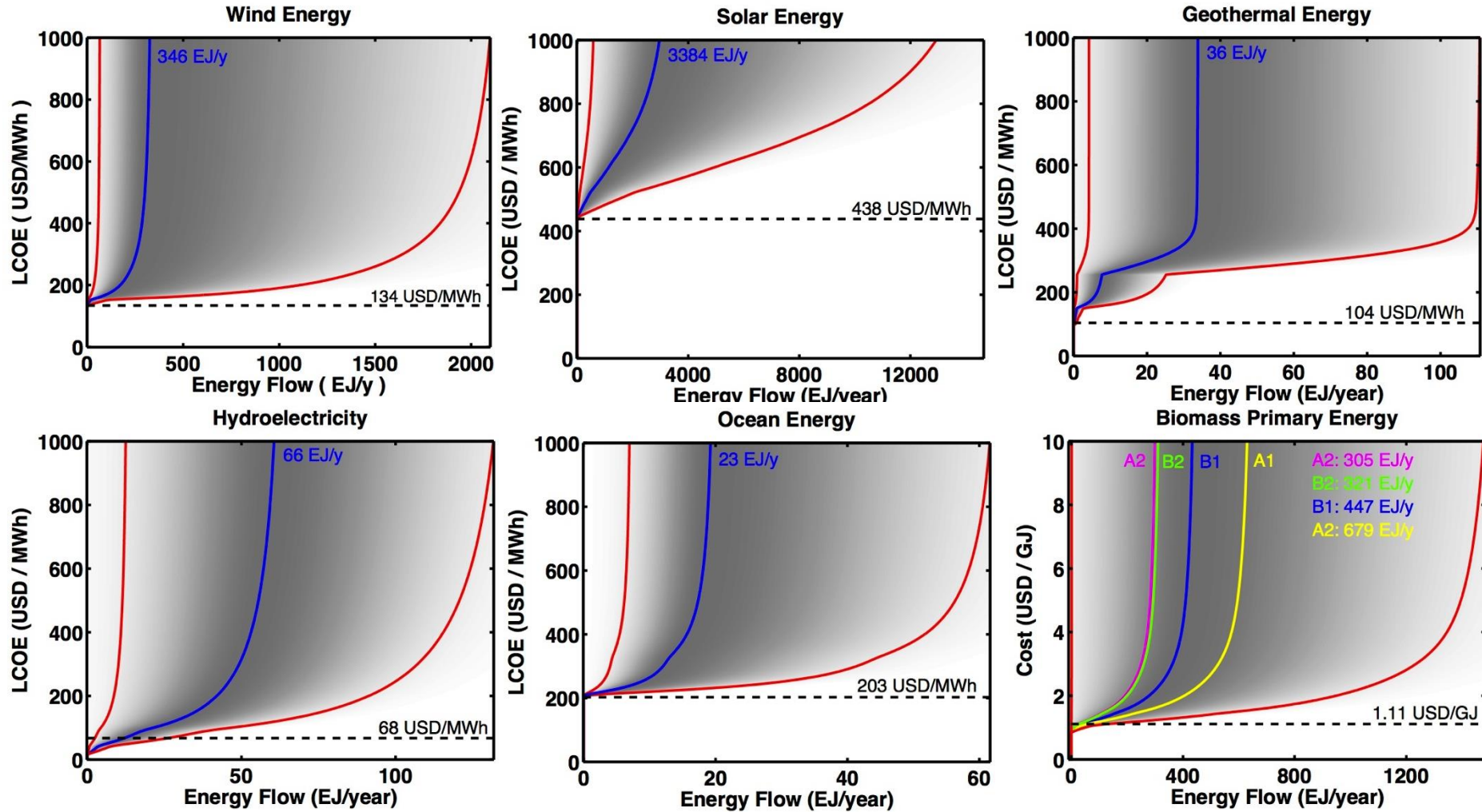


Grubler, Nakicenovic, Victor, Energy Policy 1999

Effect of policies on the levelized cost



Cost-supply curves for renewables

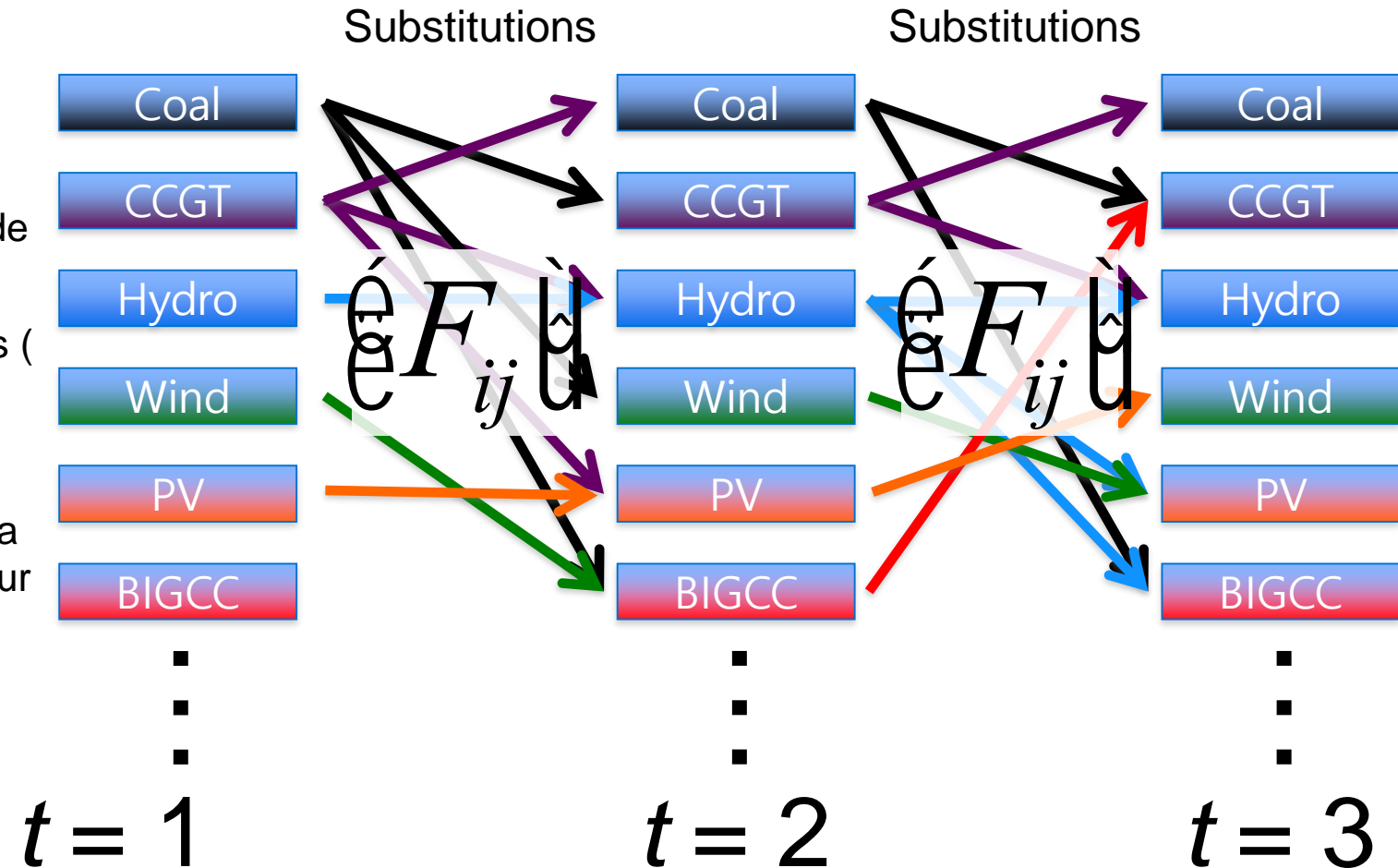


FTT: Power

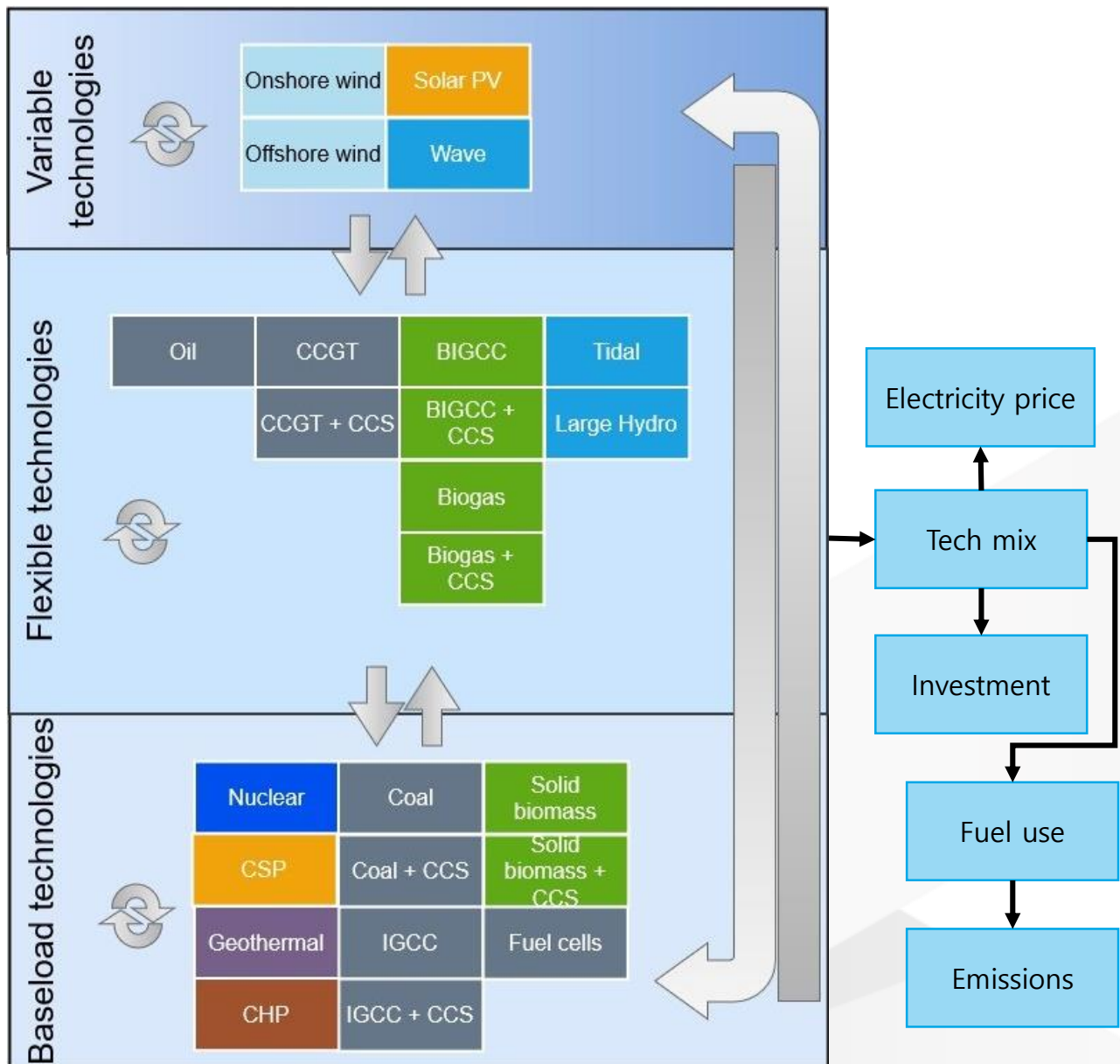
Modeling technology substitution

Simulates:

- The future replacement and diffusion
- Of power technologies
- By power generation sectors worldwide (59 world regions)
- Based on dynamical shares equations (the FTT method – no optimisation)
- Useful energy demand by country as an exogenous driver (depending on future levels of construction/generation)



Domain of FTT:Power



Policies in FTT:Power

- Carbon Pricing
- Feed-in-tariffs
- Subsidies on capital investment
- Regulations
- Plant lifetimes
- Planned capacity additions
- Electricity demand-side policies

FTT-Transport

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	Belgium	Prices of cars	Std of price	fuel cost (US)	std fuel cost	O&M costs (l	std O&M (US	Discount rat	lifetime (y	energy use (l	Distance tra	occupancy r	Capacity fact	Gam (USD/pl	CO2Emissio	Seats/Veh	Learning exp	Turnove rate	Cum cap (ks
Petrol	Econ	18683.00	4396.00	0.095	0.013	0.038	0.020	15%	12	1.583	18361	0.375	6.885	0.12	109.73297	4	-0.0144996	4	3.78E+05
	Mid	32185.00	8164.00	0.123	0.014	0.051	0.030	15%	12	2.064	18361	0.375	6.885	-0.36	143.04476	4	-0.0144996	4	3.78E+05
	Lux	99538.00	49455.00	0.202	0.057	0.064	0.030	15%	12	3.379	18361	0.375	6.885	-1.358598	234.16231	4	-0.0144996	4	3.78E+05
Adv Petrol	Econ	18683.00	4396.00	0.076	0.013	0.038	0.020	15%	12	1.380	18361	0.375	6.885	0.12	98.759669	4	-0.0740006	4	3.78E+05
	Mid	32185.00	8164.00	0.110	0.014	0.051	0.030	15%	12	1.680	18361	0.375	6.885	-0.36	128.74028	4	-0.0740006	4	3.78E+05
	Lux	99538.00	49455.00	0.161	0.057	0.064	0.030	15%	12	3.041	18361	0.375	6.885	-1.358598	210.74608	4	-0.0740006	4	3.78E+05
Diesel	Econ	22608.00	3297.00	0.069	0.010	0.038	0.020	15%	12	0.950	18361	0.375	6.885	-0.203256	100.10491	4	-0.0144996	4	3.78E+05
	Mid	33755.00	7065.00	0.077	0.015	0.051	0.030	15%	12	1.106	18361	0.375	6.885	-0.534882	117.12274	4	-0.0144996	4	3.78E+05
	Lux	54793.00	14601.00	0.118	0.025	0.064	0.040	15%	12	1.470	18361	0.375	6.885	-0.95349	155.92676	4	-0.0144996	4	3.78E+05
Adv Diesel	Econ	22608.00	3297.00	0.084	0.010	0.038	0.000	15%	12	0.855	18361	0.375	6.885	-0.203256	90.094415	4	-0.0740006	4	3.78E+05
	Mid	33755.00	7065.00	0.095	0.015	0.051	0.000	15%	12	0.995	18361	0.375	6.885	-0.534882	105.41047	4	-0.0740006	4	3.78E+05
	Lux	54793.00	14601.00	0.095	0.025	0.064	0.000	15%	12	1.323	18361	0.375	6.885	-0.95349	140.33409	4	-0.0740006	4	3.78E+05
CNG	Econ	21485.45	1000.00	0.048	0.055	0.039	0.020	15%	12	1.508	18361	0.375	6.885	-0.039534	84.5988	4	-0.0144996	4	3.78E+05
	Mid	37012.75	3000.00	0.071	0.069	0.056	0.030	15%	12	2.210	18361	0.375	6.885	-0.42	123.981	4	-0.0144996	4	3.78E+05
	Lux	114468.70	5000.00	0.082	0.076	0.066	0.040	15%	12	2.548	18361	0.375	6.885	-0.984654	142.9428	4	-0.0144996	4	3.78E+05
Hybrid	Econ	29202.00	2826.00	0.084	0.003	0.039	0.030	15%	12	1.414	18361	0.375	6.885	-1.2	97.975862	4	-0.1520031	4	8186.425
	Mid	34540.00	6594.00	0.073	0.009	0.056	0.040	15%	12	1.216	18361	0.375	6.885	-1.5	84.259241	4	-0.1520031	4	8186.425
	Lux	78343.00	9263.00	0.124	0.017	0.066	0.040	15%	12	2.078	18361	0.375	6.885	-1.23256	144.02452	4	-0.1520031	4	8186.425
Electric	Econ	10990.00	157.00	0.000	0.000	0.046	0.040	15%	12	0.210	18361	0.375	6.885	0	0	4	-0.1520031	4	485.695
	Mid	44745.00	1256.00	0.000	0.000	0.065	0.050	15%	12	0.540	18361	0.375	6.885	-1.56	0	4	-0.1520031	4	485.695
	Lux	89961.00	2355.00	0.000	0.000	0.080	0.060	15%	12	0.580	18361	0.375	6.885	-2.4	0	4	-0.1520031	4	485.695
Bikes	Econ	3808.00	1326.00	0.040	0.003	0.030	0.030	15%	7	0.676	9180.5	0.55	5.049	0.613032	46.832462	2	-0.0144996	3	1.51E+06
	Lux	14932.00	5760.00	0.127	0.039	0.030	0.030	15%	7	2.124	9180.5	0.55	5.049	-0.48	147.15974	2	-0.0144996	3	1.51E+06
Electric Bikes	Adv Econ	3808.00	1326.00	0.040	0.095	0.030	0.030	15%	7	0.090	9180.5	0.55	5.049	0.613032	0	2	-0.0144996	3	1.51E+06
Bikes	Adv Lux	14932.00	5760.00	0.095	0.095	0.030	0.030	15%	7	0.556	9180.5	0.55	5.049	-0.48	0	2	-0.0144996	3	1.51E+06

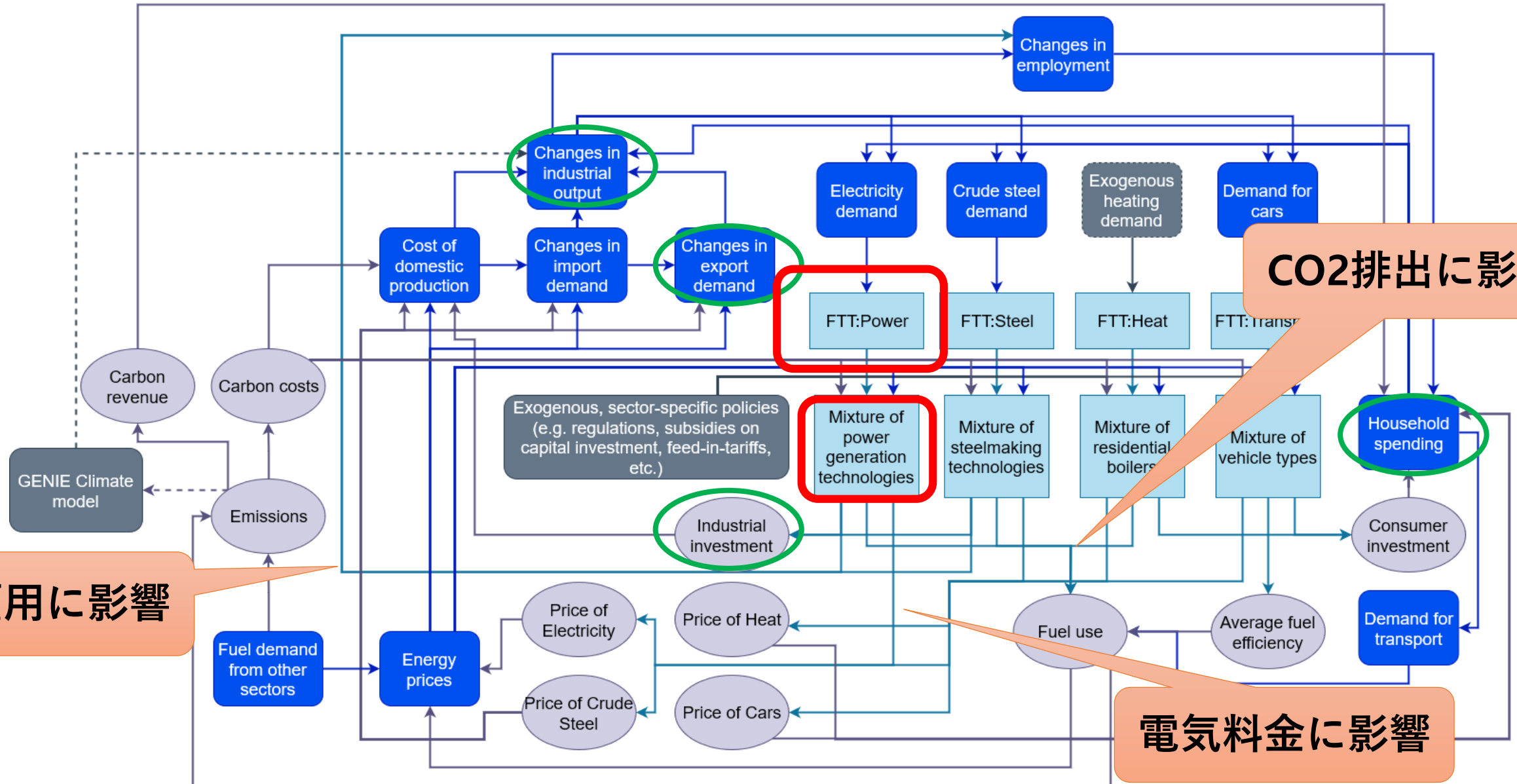
price of cars assumptions - different for each region

FTT-Heat

Table 2 Model assumptions for residential heating technologies. Costs refer to mean values.
(Data sources: Fleiter et al. (2016), IEA/ETSAP (2012), Danish Energy Agency (2013), EHPA (2016)).

	Upfront cost (€/kW _{th})	O&M cost (€/kW _{th} pa)	Efficiency (kW _{th} /kWh)
Oil	471	19	0.75
Oil condensing	512	20	0.86
Gas	391	8	0.75
Gas condensing	434	9	0.9
Biomass stove	440	0.1	0.1-0.7
Biomass boiler	523	2	0.85
Coal	247	5	0.75
District heating	265	16	0.98
Direct electric	538	0.5	1.00
HP- ground source	1400	14	3.50
HP- air/water	750	15	2.50-2.70
HP- air/air	510		2.50-2.70
Solar thermal	773	8	---

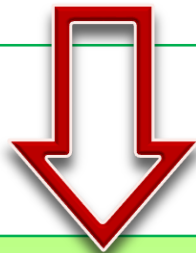
How do FTT and E3ME complement each other?





ベースラインおよび政策 シナリオの設定

ベースラインシナリオの設定



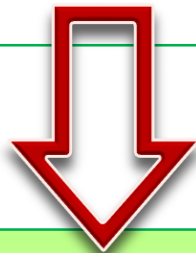
日本エネルギー経済研究所(IEEJ)の2017年版の**エネルギー展望のレファレンスケース**(現在の政策基調などが維持された場合のケース)を採用

⇒日本の**GDP**は、レファレンスケースで2017年6兆1680億ドル(2010年不変価格)から**2050年までに年平均0.8%成長**し、2050年には7兆7870億ドルになることを予測

⇒**最終エネルギー消費**は2017年の293(石油換算Mt)から2050年には224(石油換算Mt)へ、**年平均0.8%減少**

⇒**電力消費**は2017年の**1061TWh**から2050年には**1069TWh**へ微増

政策シナリオの設定



1)石炭火力フェーズアウトのみ

⇒石炭火力は**2020年**～**2030年**に新規の建設は行わずに、**2030年**の発電量から段階的に縮小し、**2050年**には石炭火力発電がゼロになるように設定

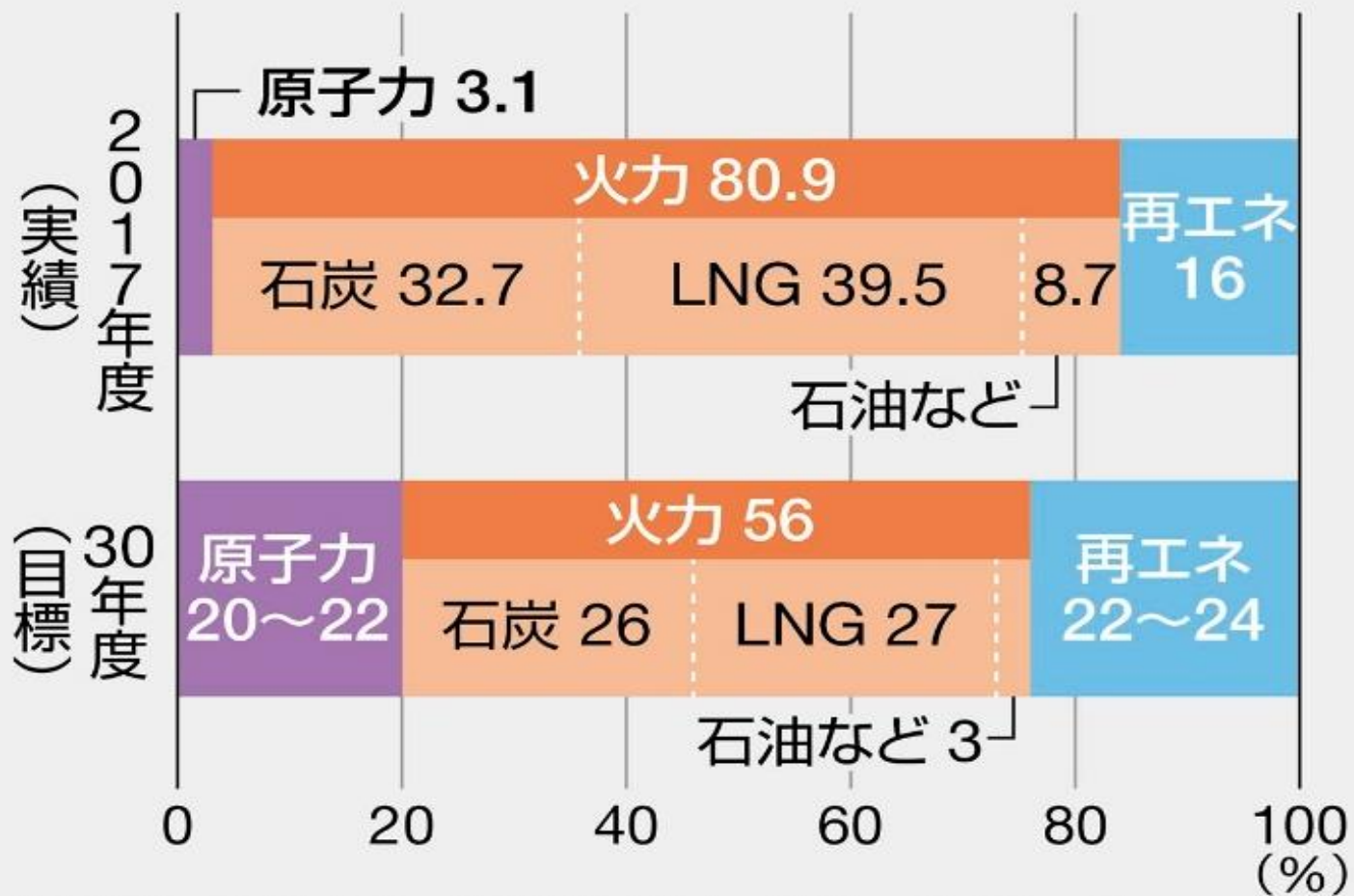
2)原発フェーズアウトのみ

⇒新規建設はせずに、既存原発の**40年稼働ルール**を厳格に守り、**2050年**には原発ゼロになるようなシナリオを設定

3)石炭火力と原発同時フェーズアウト

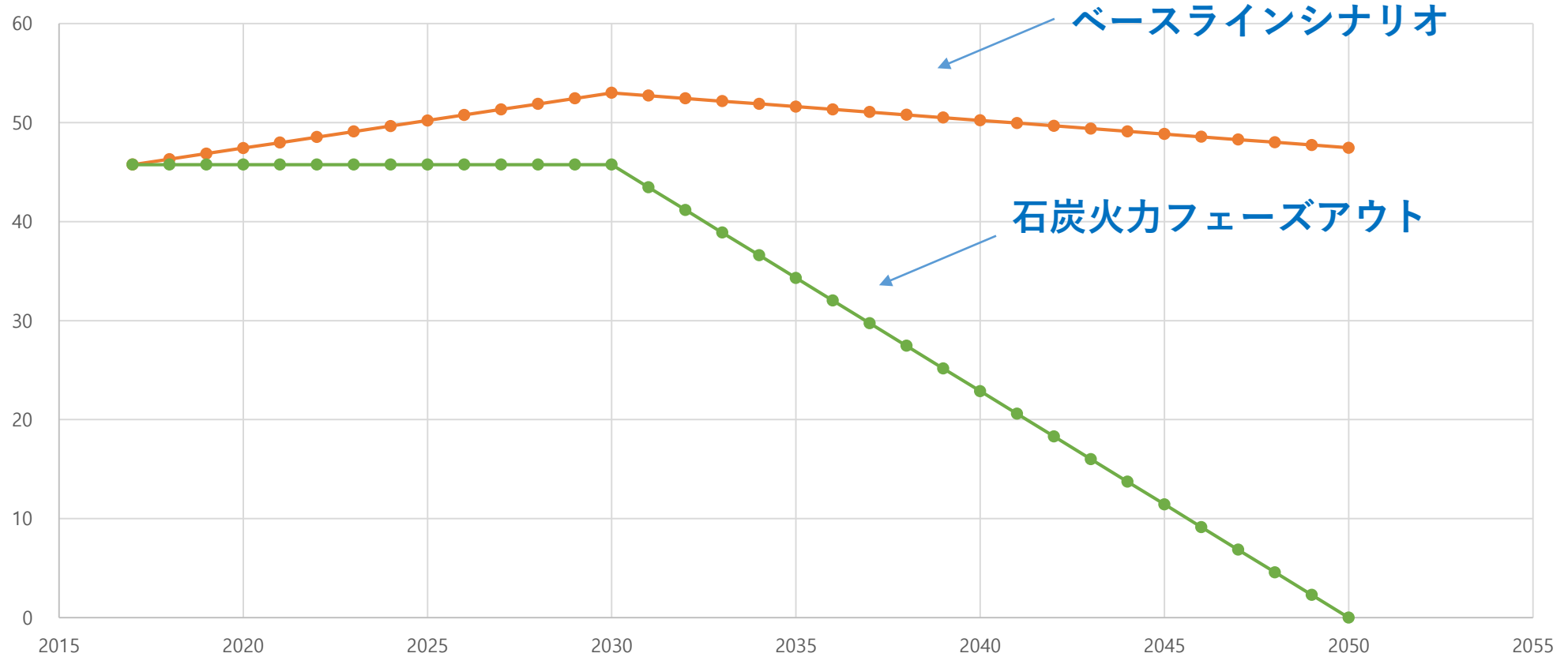
⇒1)と2)の同時採用

日本の電源計画 (2017年実績と2030年計画)



(注) 再エネは水力、太陽光、風力、地熱、バイオマス
(出所) 経済産業省

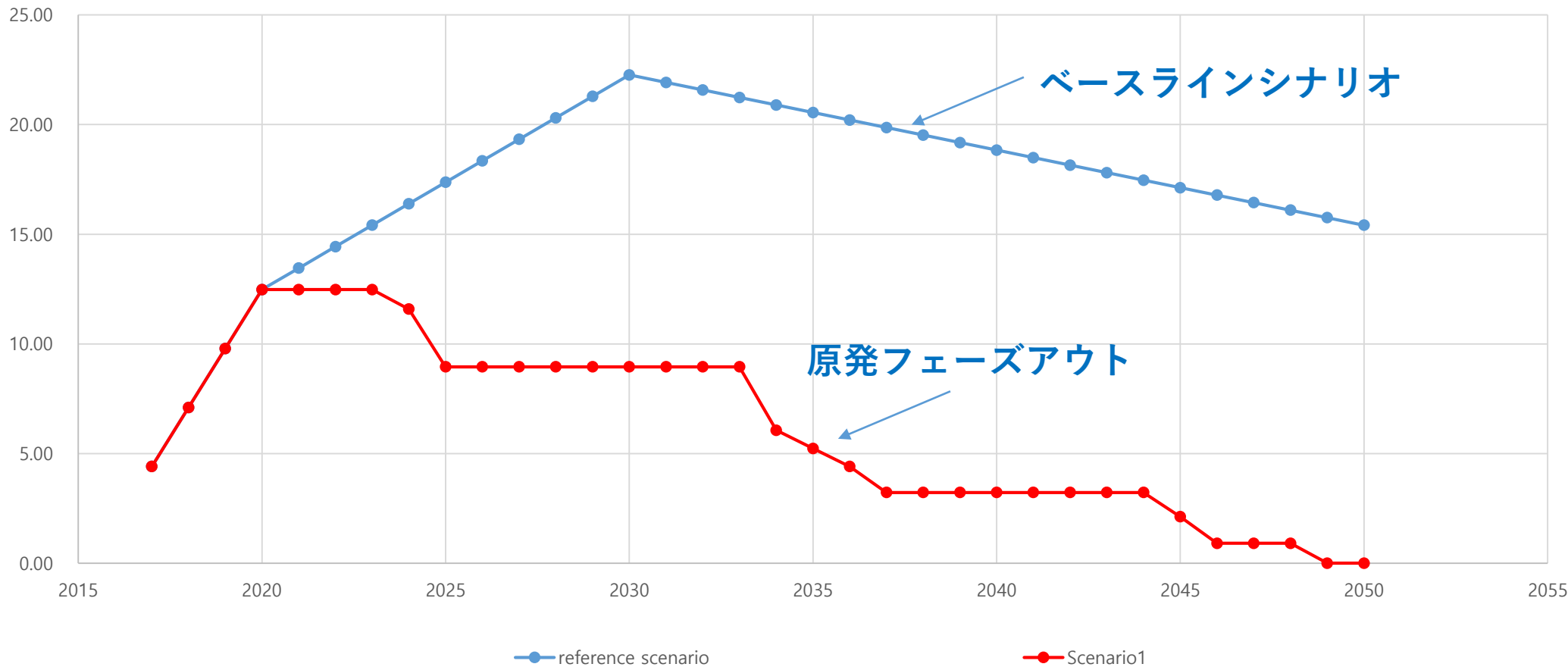
図表10 炭火力のフェーズアウトシナリオ



注：2050年までの基準シナリオは、日本エネルギー経済研究所の「Asia Energy Outlook」2017年版のレファレンスシナリオに基づいて作成。

出所：Azuma, A. et al.(2019)に基づいて作成。

図表11 原発のフェーズアウトシナリオ



注：2050年までの基準シナリオは、日本エネルギー経済研究所の「Asia Energy Outlook」2017年版のレファレンスシナリオに基づいて作成。

出所：Azuma,A. et al.(2019)に基づいて作成。

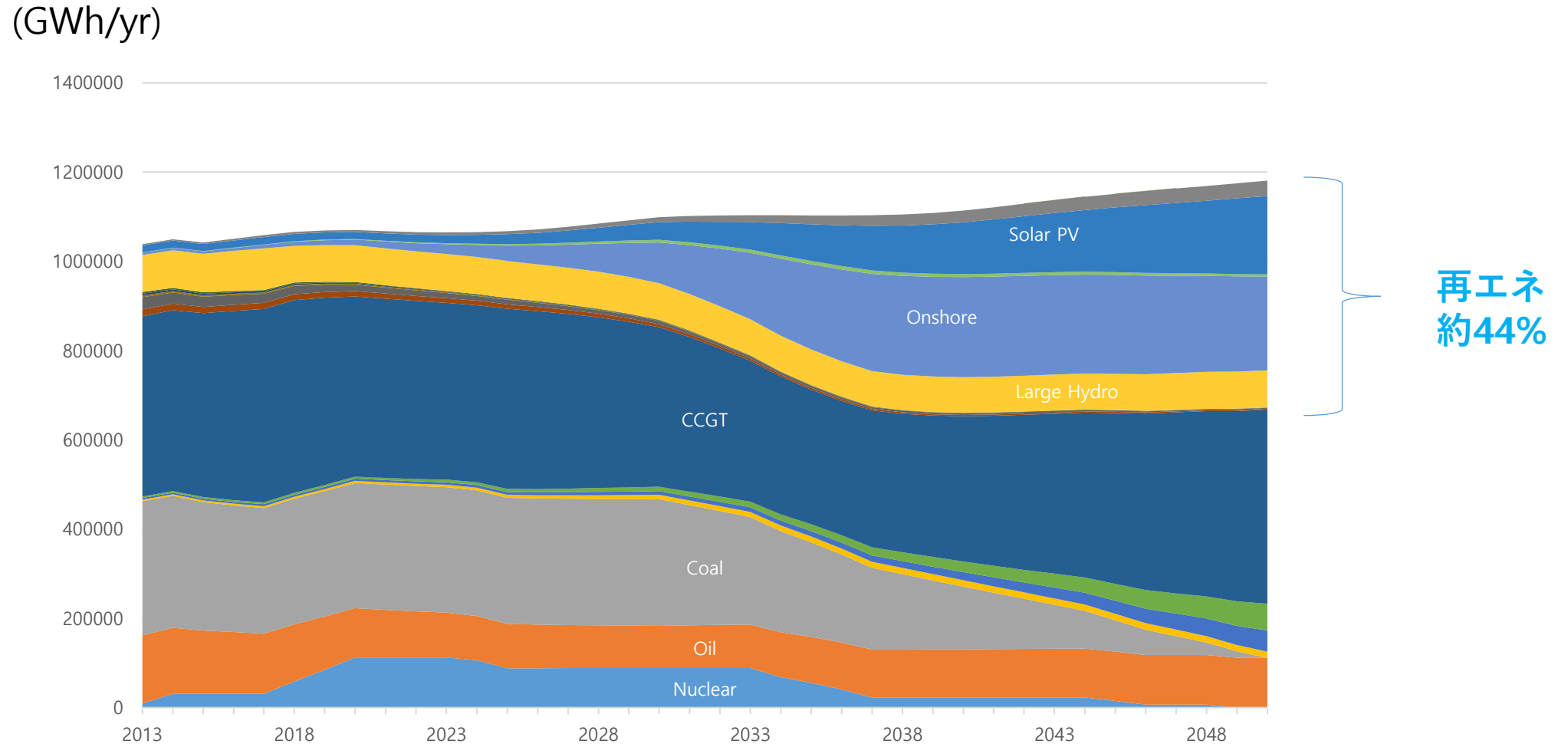
表図12 日本^の電源構成^の推移

(IEEJ^の2050^レファレンスシナリオ)

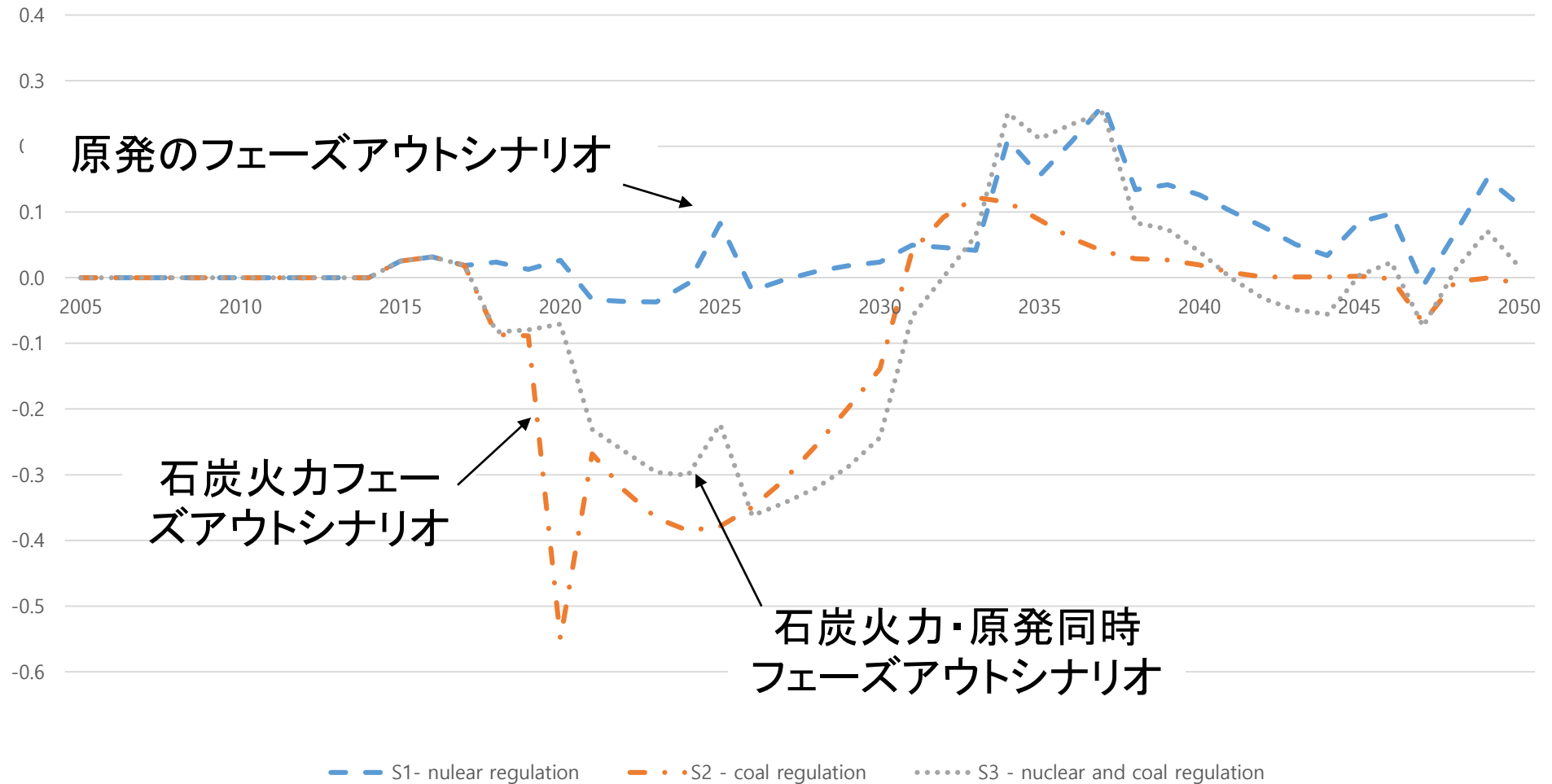
発電源	2050年電源シェア
石炭	24
原発	13
天然ガス	27
水力	8.1
地熱	1.1
太陽光	11
風力	6.0
バイオマス	7.3
その他	0.2
合計	100

再エネ
約33%

図表13 日本の電源構成の推移 (石炭火力・原発同時フェーズアウトシナリオ)



図表14 石炭火力・原発フェーズアウトのGDP影響



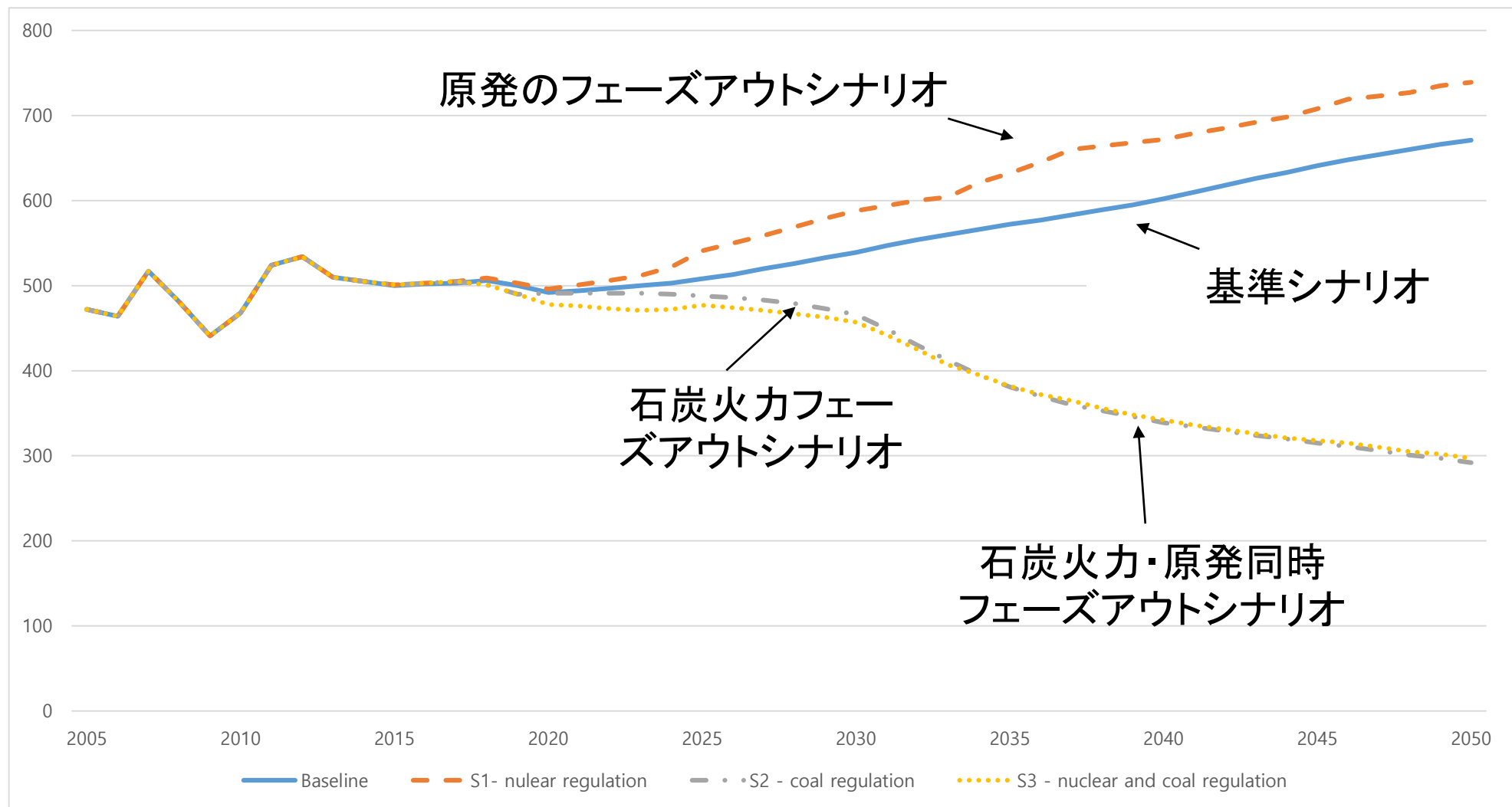
図表15 石炭火力・原発フェーズアウトの経済影響

	原発 フェーズアウト	石炭火力 フェーズアウト	石炭・原発 同時フェーズアウト
GDP	0.1	0.0	0.0
消費支出	0.1	▼0.2	▼0.2
輸出	0.0	0.1	0.1
輸入	0.2	1.2	1.3
企業投資	0.3	1.3	1.5
雇用	0.0	0.1	0.1

注:2050年までの基準シナリオは、日本エネルギー経済研究所の「Asia Energy Outlook」2017年版のレファレンスシナリオを採用。

出所: Lee, S. et al.(2019)

図表16 石炭火力・原発フェーズアウトのCO2影響 (発電部門)





結 論

●2050年までの長期を想定する場合、石炭火力フェーズアウト、原発フェーズアウト、そして石炭火力と原発同時フェーズアウトいずれのシナリオでも経済に悪い影響は殆ど与えないことが確認された。

●日本の2050年の温室効果ガス(二酸化炭素)削減目標には大きく及ばないことが示された。日本の2050年までに80%削減という温室効果ガス削減目標達成のためには、民生、産業など他部門へ主要エネルギー供給源となる発電部門の脱炭素は欠かせない。
⇒発電部門の脱炭素化シナリオについては、これからの課題としたい。

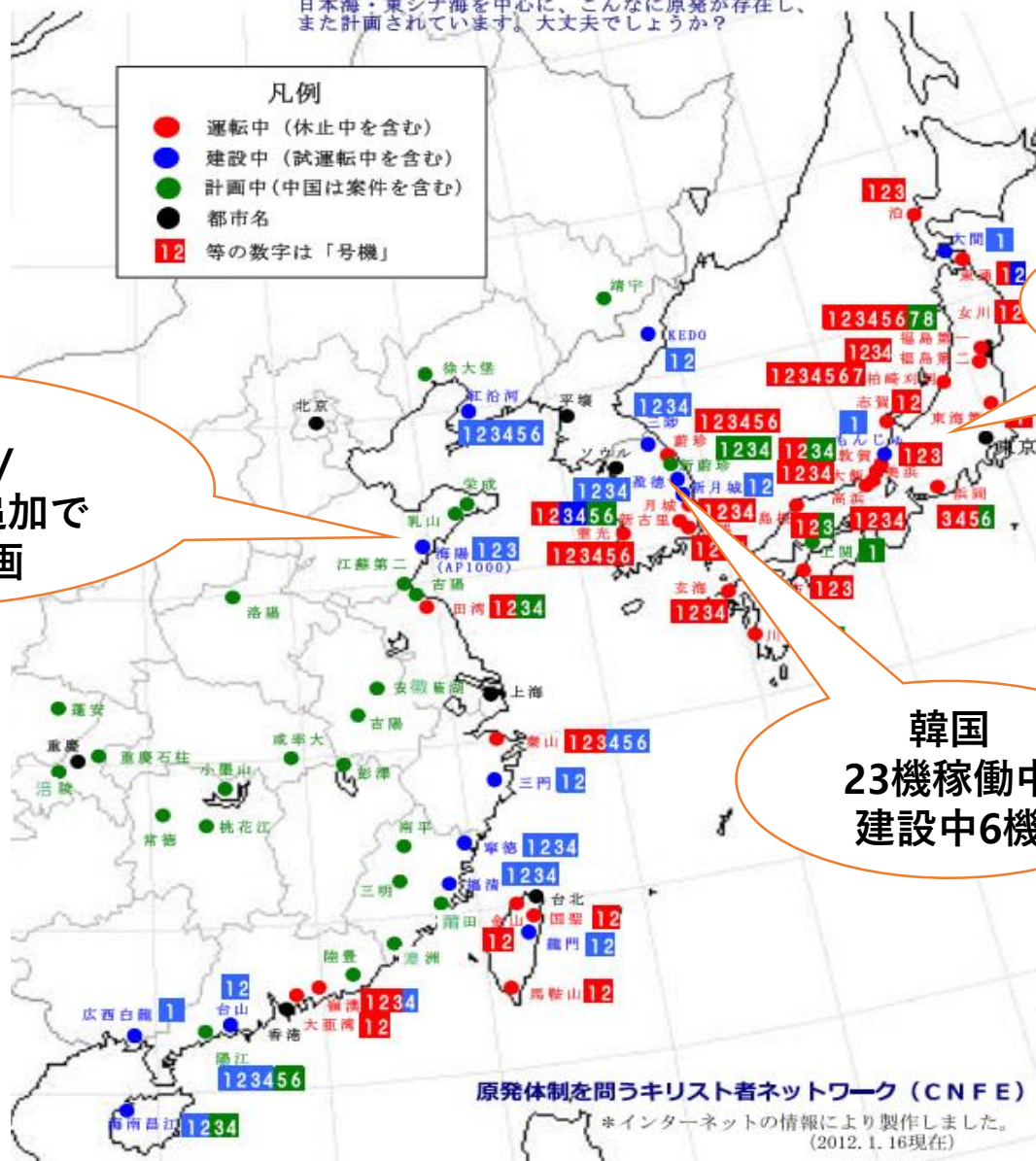
●2018年に日本の業務部門の二酸化炭素排出シェアは約17%であるが、このうち電力由来が12%である。また、家庭部門のシェアは15%であるが、電力由来が10%である。
⇒発電部門が完全に脱炭素化すれば、この両部門の二酸化炭素排出シェアは、単純計算では32%から10%へ縮小することになる。

付図1 東アジア原発地図

The nuclear power plant map of East Asia

日本海・東シナ海を中心に、こんなに原発が存在し、また計画されています。大丈夫でしょうか？

- 凡例
- 運転中 (休止中を含む)
 - 建設中 (試運転中を含む)
 - 計画中 (中国は案件を含む)
 - 都市名
 - 12 等の数字は「号機」



日本
36機稼働待機及び準備
(うち9機稼働中)

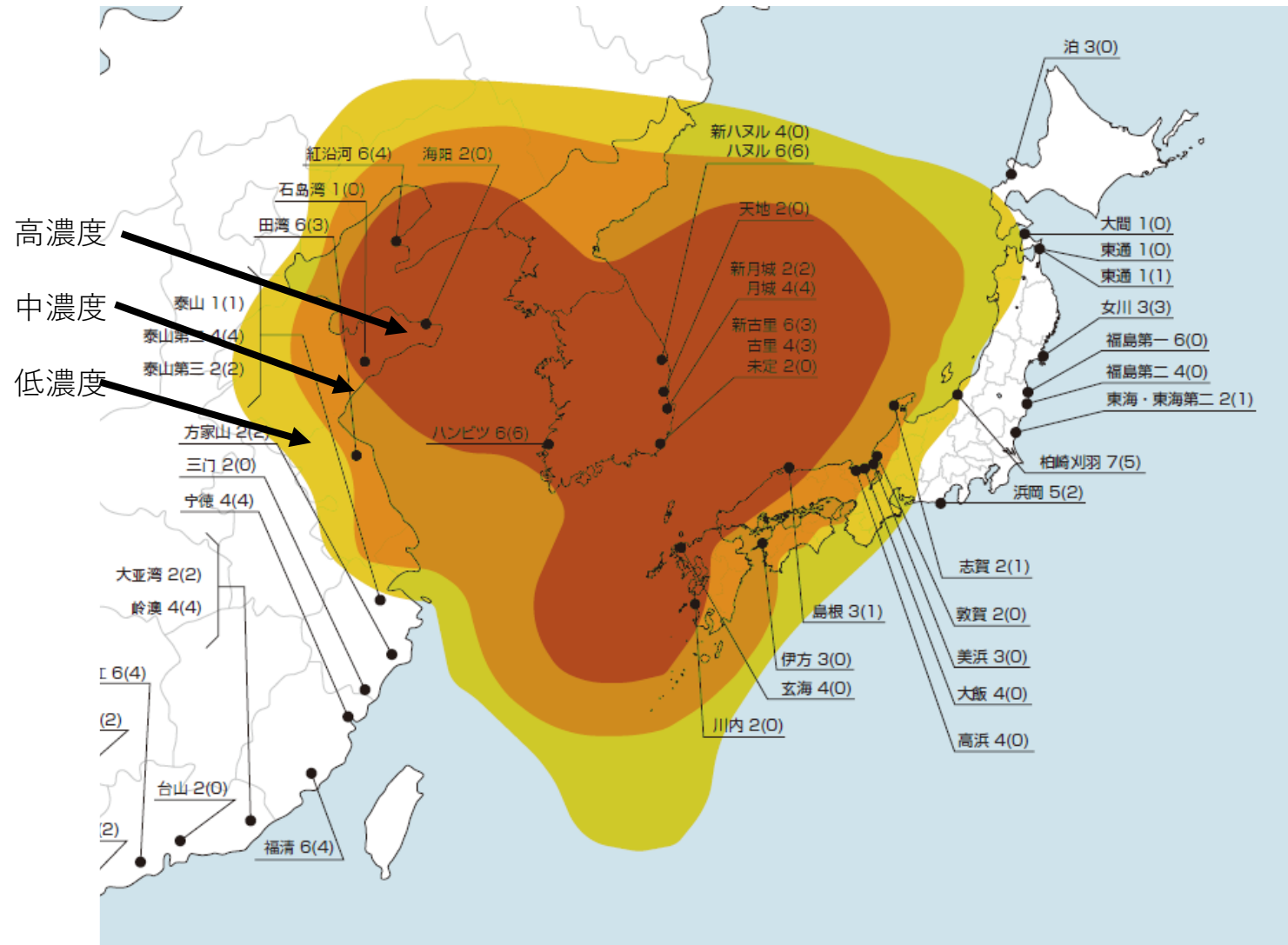
中国
稼働中46機/
2030年までに追加で
58機建設計画

韓国
23機稼働中
建設中6機

原発体制を問うキリスト者ネットワーク (CNFE)

*インターネットの情報により製作しました。
(2012. 1. 16現在)

付図2 中国山東半島(田湾原発)の原発過酷事故時放射性物質 予想拡散図(事故3日後)

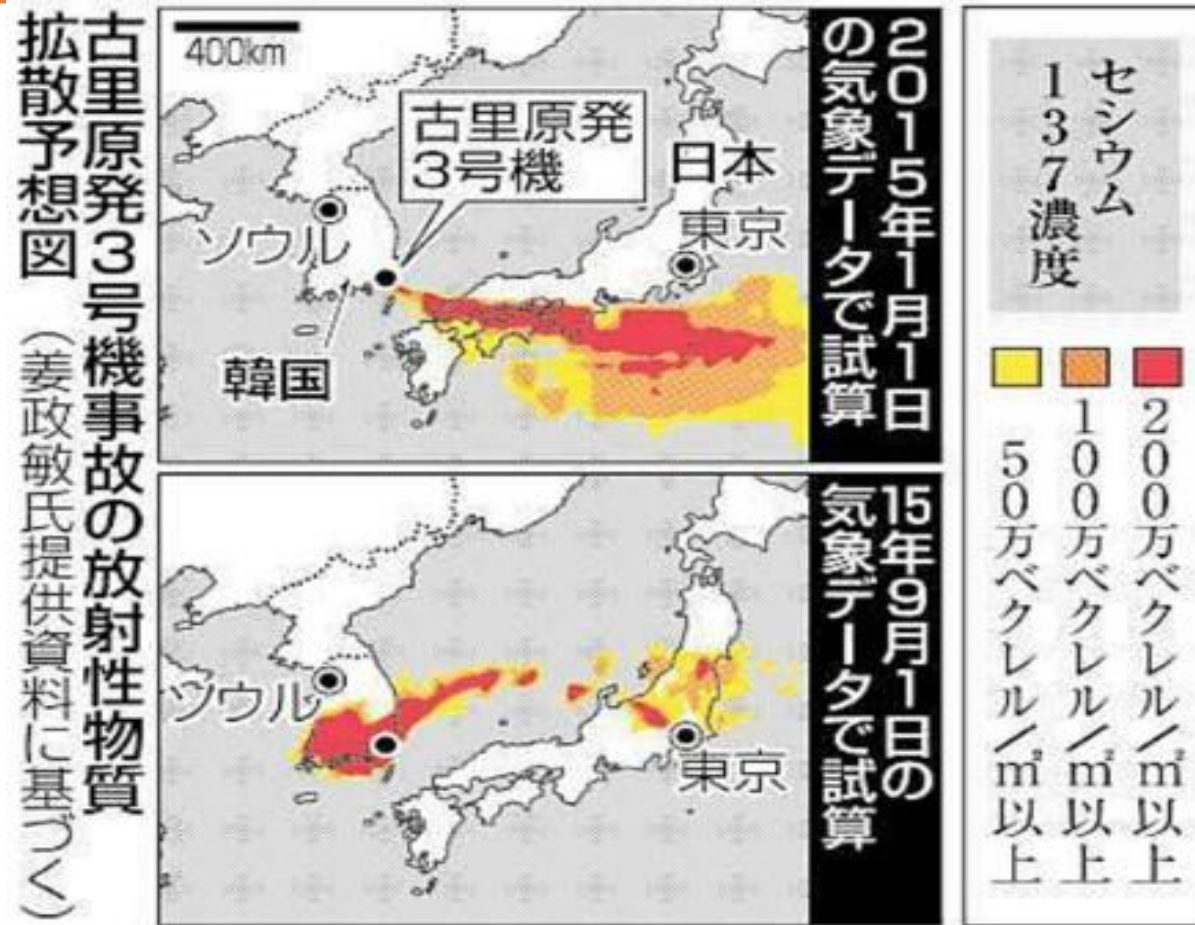


出所;韓国原子力安全技術院のデータを基に作成

注: 数字は原発基数であり、()内は稼働中の基数

付図3 韓国の釜山市近くの古里原発3号機で使用済み核燃料の火災を伴う事故が起きた場合(セシウム137の大量放出を想定)、放射性物質の飛来予測図(7日後)

最も大きな被害が予想されるのは、[原発事故](#)の当事国である韓国ではなく、日本になるということである。韓国では最大54000平方キロメートルが避難対象地域になり、最大2430万人が避難を余儀なくされる。これに対し、日本では最大67000平方キロメートルが避難対象地域になり、最大2830万人が避難を迫られるという予測結果となった(2015.1.1気象条件)



出所：米天然資源保護協会(NRDC) (2017年5月)



Thank you for your kind attention!