

## DNE 21 + モデルの概要

### 発電部門

#### 1. はじめに

電力需要については、電力負荷変動に合わせた供給となるように、年負荷持続曲線を基に、電力負荷の大きさによって4時間帯に区分し、それぞれ需給バランスがとれるようにモデル化。

石炭(低、中、高効率)、石油(低、中、高効率、CHP)、天然ガス(低、中、高効率、CHP)、原子力(在来型、先進型)、水力・地熱、風力、太陽光、バイオマス(低、高効率)、CO<sub>2</sub>回収付IGCC/IGFC(注:CO<sub>2</sub>回収無しのIGCC/IGFCは「石炭」の分類(高効率)に含まれる。IGCC:石炭ガス化複合発電、IGFC:石炭ガス化燃料電池複合発電)、天然ガス利用酸素燃焼発電の各発電設備を考慮。ただし、水力・地熱、風力、太陽光については、設備コストを明示的に想定せず、発電電力量当たりのコストを想定。

#### 2. 発電のモデル化

図1のように、年負荷持続曲線を基に、電力負荷の大きさによって1)瞬時ピーク、2)ピーク、3)中間、4)オフピークの4時間帯に区分し、それぞれ需給バランスがとれるようにモデル化。風力発電については必ずしも電力需要の瞬時ピークと発電ピークとを一致させることはできないので、瞬時ピークで期待できる出力は最大出力の30%とした。

太陽光発電については発電可能な時間帯に限られるので、瞬時ピーク及びピーク時のみに電力供給が可能とした。

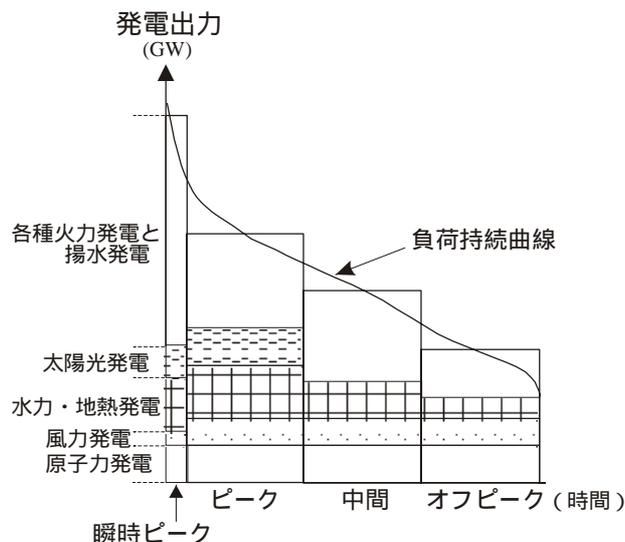


図1 年負荷持続曲線に沿った発電のモデル化

### 3. 各種化石燃料、原子力、バイオマス発電

設備コストについては、基本的に NEA/IEA の報告を利用しつつ、表1のように想定。ただし、ロケーションファクターによって地域別の設備コストの差異を考慮。

設備寿命は30年を想定。ただし、原子力は40年と想定。

OECD加盟国は、現状の石油（低、中、高効率）の総発電設備容量を上回らないものと想定

原子力を除く各設備の設備利用率は90%と想定

原子力については設備利用率85%。原子力による発電電力量は、当該地域の総発電電力量の50%を上限とした（現状で超えている地域については適用せず）。

在来型原子力発電については、当該地域の全電力需要に対して年間0.33%ずつ拡大可能と想定した（30年間で全電力需要の約10%拡大可能と想定）。一方、先進型原子力発電は、在来型よりも安全性が高く社会的な受容性が高いものと想定し、当該地域の全電力需要に対して年間1.0%ずつ拡大可能とした。

燃料種別の化石燃料発電設備容量は、OECD諸国についてはOECD/IEAの”Electricity Information”を基に、また、Non-OECD諸国については、DOE/EIAの発電設備容量データとOECD/IEAの燃料種別発電電力量データより、燃料種別の発電設備容量を推定した。

表1 各種発電プラントの設備費、発電効率の想定

	設備費 [US\$/kW]	発電効率 [LHV %]	
石炭発電	低効率（在来型（亜臨界）、現在の途上国での利用）	700	22.0-27.0
	中効率（主に現在の先進国での利用（超臨界）～将来、複合発電化（IGCC）を含む）	900	36.0-43.5
	高効率（現在先進国で利用～将来、複合発電化（IGCC、IGFC））	1,050	42.0-55.0
石油発電	低効率（ディーゼル発電等）	200	20.0-25.0
	中効率（亜臨界）	300	37.0-47.0
	高効率（超臨界）	450	50.0-60.0
	CHP	350	37.0-47.0*
天然ガス発電	低効率（蒸気タービン）	200	24.0-29.0
	中効率（複合発電）	300	38.0-48.0
	高効率（高温型複合発電）	450	52.0-62.0
	CHP	350	38.0-48.0*
バイオマス発電	低効率（蒸気タービン）	1,300-700	18.0-28.0
	高効率（複合発電）	1,800-1,200	36.0-46.0
原子力発電	在来型	1,900	
	先進型	1,200	
	CO <sub>2</sub> 回収付 IGCC/IGFC	1,700-1,325	34.0-51.0
	天然ガス酸素燃焼発電	1,495-1,245	40.7-50.7
	水素発電（FC/GT）	450	52.0-64.5
	電力貯蔵（揚水発電等）	1,000	

注) 発電効率は表中に示す範囲において時点の経過と共に向上するように想定している。

年経費率は設備、地域によって17~19%の範囲で想定している。

\* 排熱回収効率はエネルギー需給バランスを考慮して想定することとし、地域によって5~20%の範囲で想定している。

#### 4. CO<sub>2</sub>分離・回収

発電部門におけるCO<sub>2</sub>分離・回収については、1) 燃焼後回収(化学吸収法等)、2) 燃焼前回収(IGCC/IGFC等における物理吸収法等による回収)、3) 酸素燃焼発電を想定した。2、3)については第3項で設備費用、発電効率を記載したので、本項では1)の想定について記載する。

表2 各種CO<sub>2</sub>回収プラントの設備費、必要動力の想定

	設備費 (US\$/tC/day)	必要電力量 (MWh/tC)
石炭発電からの燃焼後CO <sub>2</sub> 回収	59,100-52,000	0.792-0.350
天然ガス発電からの燃焼後CO <sub>2</sub> 回収	112,500-100,000	0.927-0.719
バイオマス発電からのCO <sub>2</sub> 回収	112,500-100,000	2.588-1.144

注)設備費は表中に示す範囲において時点の経過と共に低下、必要電力量は時点の経過と共に向上するように想定している。

#### 5. 水力・地熱、風力、太陽光

水力・地熱、風力、太陽光のポテンシャルについては、一次エネルギー生産の項に記載

水力・地熱、風力、太陽光発電については、設備費用はモデル上では明示的に扱っておらず、発電単価を想定している。それぞれの稼働率を仮定すれば、設備費用は算定できるが、モデル計算には影響しない。また、モデル計算結果は、水力・地熱、風力、太陽光発電については、設備容量は算出されず発電電力量のみが算出されるが、同じく稼働率を仮定すれば、設備容量はモデル計算の事後に算出できる。

水力の発電単価は30～180\$/MWhで想定した。将来的なコスト低減は想定していない。

風力、太陽光は年率1.0%、3.4%にてコスト低減するものと想定。2000年における風力の発電単価56～118\$/MWh、太陽光209～720\$/MWhが、2050年にはそれぞれ34～71\$/MWh、37～128\$/MWhの発電単価で利用できるようになるものと想定した(図2、3)。

第2項で記載したが、風力発電については必ずしも電力需要の瞬時ピークと発電ピークとを一致させることはできないので、瞬時ピークで期待できる出力は最大出力の30%とした。また、太陽光発電については発電可能な時間帯に限られるので、瞬時ピーク及びピーク時のみに電力供給が可能とした。

風力発電と太陽光発電は、電力システムの安定性の面から、それぞれ総系統電力量の15%を最大利用可能量と想定した。しかし、蓄電池の付加により、供給上限を更に15%拡大できるものと想定した(計30%まで)。また、蓄電池を付加した風力発電については、瞬時ピークで期待できる出力を最大出力の60%とした。太陽光発電についても蓄電池を付加した場合は瞬時ピーク及びピークに加えて中間時間帯にも電力供給が可能とした。なお、システムを介さず、水素製造のため水電解に利用する分には供給上限を課していない(当然ながら資源供給制約は別途存在する)。

風力発電と太陽光発電の拡大のために付加される際の蓄電池のコストは、2000年時点で375 \$ / MWhを想定、2050年時点ではコスト低減により、7.6 \$ / MWhと想定(2030年までは年率5%で低減、その後は年率7.5%で低減)。

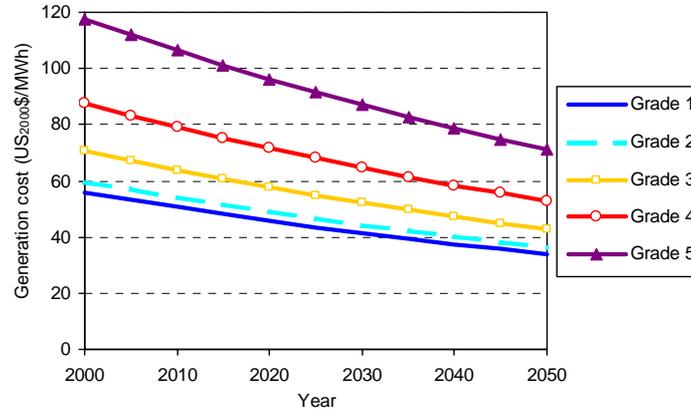


図2 風力発電のコスト想定

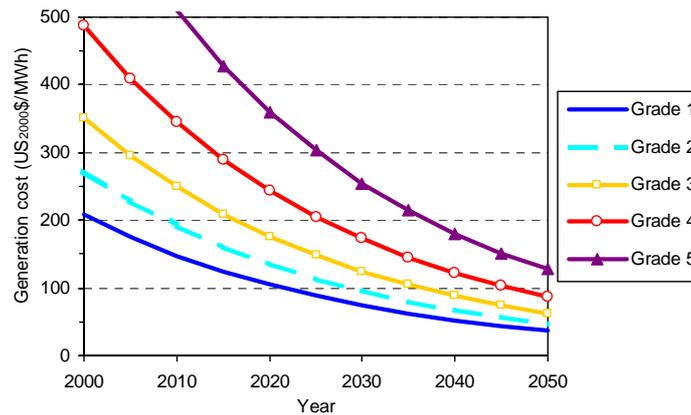


図3 太陽光発電のコスト想定