

<海外事情紹介>

経営面からみたアメリカ原子力発電不振の原因

キーワード：米国，電気事業会計，建設中
子（AFUDC），原子力発電

廿日出 芳 郎 関 口 博 正

〔要 旨〕

1970年代以降のアメリカにおける原子力発電プラント建設が不振であるのは、その建設コストの著しい高騰によることはいうまでもない。ここでは、電力会社の経営や会計制度面からこのコスト上昇の原因を解明している。

アメリカの電気事業に独特の会計制度上、建設コスト上昇にもかかわらず、建設期間中は、低料金を維持しつつ、会社利益を計上できるという仕組みがある。

この仕組みの中心は、AFUDC（自己資本利子分）の計上とその取り扱いであり、この仕組みによって、当初はプラント建設が順調に進み、最近に至るまで問題が表面化しなかった。

本稿では、この仕組みを明らかにするとともに、現実にはそれが電力会社の安易な経営をもたらし、建設コストの急上昇につながったという事情とアメリカ原子力再生への問題点を解明している。

1. はじめに
2. 建設コスト高騰の背景と仕組み
3. 建設コスト高騰の実態とその影響
4. アメリカ原子力再生への問題点

1. はじめに

1970年代初め以来、アメリカ原子力産業は行きづまってきているが、最近でも原子力発電所の建設コストはますます高額なものとなり、建設途中でキャンセルされるプラントも跡を絶たない。

こうした現状について、「アメリカの原子力発電計画の失敗は経営史上最悪のもの」とか、「この失敗は、計画を実行した電力産業とそれを許したアメリカの自由企業体制にとっての敗北である」といった厳しい批判が米国内において行なわれている。

アメリカの原子力発電にとっての最大の問題

は、いうまでもなくプラント建設コストの高騰であり、それに伴う発電コストの上昇である。

たとえば、新規に完成する原子力発電プラントの中には建設コストがkW当り4,000～5,000ドルのものがあり、その結果、発電コストが1kWh当り20セントに迫るものも出ているといわれる。このため、諸外国においては低コスト・エネルギー源である原子力が、アメリカでは高コストのために、他の競合エネルギーに対して競争力を失いつつある。

アメリカにおける原子力プラント建設コストの高騰の原因について様々議論されている。たとえば連邦原子力規制委員会（NRC）の規制の

あり方もその一因とされ、とくに TMI 事故以後、同委員会が行なった規制強化・変更が建設コスト上昇に与える影響は大きいといわれる。また、メーカーやエンジニアリング会社の側に建設コスト高騰の原因を求めることもできよう。

しかし、技術そのものは、アメリカの原子力の成否をきめた主な要因とは言い難い。ちなみに、米国企業が海外で原子力プラントを建設する場合のコストは、米国でのコストの 1/3 から 1/4 であるといわれるからである。

そこで、本稿においては、電力会社の経営とそれを規制する会計制度の問題を中心にして、このようなコスト高騰の原因を検討する。そして、この検討を通して、アメリカの電力会社経営をめぐる問題が、原子力プラント建設コストの高騰に大きく関わっていることを明らかにしたい。

2. 建設コストの高騰の背景と仕組

アメリカの原子力発電の行きづまりに関連して、電力会社の責任が問われるのは次の点である。すなわち、電力会社はコストがいくら上昇しても料金引き上げによってコストをつぐなう収入が確保できると考え、安易に原子力開発計画に着手したという点である。

たしかに、当初は、原子力発電プラントの価格も一基当たり 2 億から 3 億ドルであり、高額ではあるが会社にとって過大な負担にはならなかった。しかしその後、プラント価格が大幅に高騰したので、会社は料金の大幅な値上げや資金不足などの大きな問題を抱えることになった。

アメリカの場合、この建設コスト高騰の料金への影響は大きく、たとえばある試算によると現在建設中の原子力発電プロジェクトに参加し

ている電力会社の半数は、その完成後に 20% 以上の料金アップを必要としているといわれ、またなかには 50% 以上のアップの必要な会社もある程である。

もちろん、このような大幅な値上げは地域経済に大きな影響を与えるものであり、その実施は容易でない。

こうした料金引上げをめぐる生じている様々な問題や会社が直面している苦境などについては、後に述べるとおりであるが、いずれにしても、こうした事態をひきおこしたのは原子力発電計画におけるコスト高騰に他ならない。

その限りでは、これを推進したアメリカの電力会社の経営姿勢に責任があることは否めないが、その背景にアメリカ電力産業に独特な会計制度があることも見落せない。この制度の下では、建設コストの上昇にも拘らず、建設期間中は、低料金の維持と会社利益の計上とを両立できる仕組があり、そのために問題が容易に表面化せず、会社の対応を遅らせる結果となったのである。

その仕組の中心は「自己資本利子」である。建設に投下した自己資本に対し、一定利率をかけた「自己資本利子」を想定し、これを建設仮勘定の中に資産として計上する。同時に、この計算上の利息は、あたかも当期収入のように扱われる。

そしてこの単なる計算上の利息がしばしば会社の利益のかなりの部分を占めることになる。

他方、建設仮勘定は原則として、レート・ベースに含まれず、当面、料金への影響はない。

すなわち、会社は建設中に、現金収入の裏付けがない利益を計上しておき、現金収入の方はプラント完成後に料金引上げによって入ってくるという仕組である。

この会計の仕組にも、一定の合理的な根拠があるのではあるが、現実には、インフレーション、高金利、工事遅延など重なる悪条件の下での建設コスト高騰によって大きな誤算をもたらしてしまった。

電力会社は、プラント完成後の料金引上げを当てにして現金収入の裏付けのないいわゆるペーパー・プロフィットを計上しつづけ、配当支払いをつづけた。

この過程で、一部の会社は、現金不足になり、黒字倒産に近い状況に陥ったが、その場合、会社はしばしばプロジェクトの中止を余儀なくされる。もちろん、建設中止によってそれ迄に投下したコストの回収が不可能になるばかりでなく、それ迄計上してきた利益の一部の実現すら見込みが立たなくなる。

他方、プラント完成にこぎつけた会社も、別の難問に直面することになる。完成後、この制度の下で認められる筈の料金値上げが、意外な困難に出合うのである。まず値上げ幅が余りにも大きいため、各州の規制委員会がさまざまな制約を加えて値上げ抑制を行ない、また、この問題をめぐり、いくつかの訴訟がすでに生じている。

事態の悪化をここまで放置したアメリカの電力会社にも問題があるが、こうした放置を可能にしたのは、アメリカの各州規制委員会とその下で行なわれた会計実践に他ならない。

通常、ある企業（営利事業）が工場を建てた場合、借入債務から生じる利息費用は期間費用として処理され、損益計算書上、支払利息として表示される。

電気事業会計ではこのような処理はされない。規制委員会によれば、今日の需要家は明日の電力に係る利息費用を支払うことを要求され

るべきではないというのである。

規制委員会の議論に従えば、電気事業では利息を費用処理することはせず、次のような処理を行う。すなわち、平均資本コストを基礎としてプロジェクト投資額から利息費用を計算し、当該額を資産化（すなわち投資額に加算）する。プロジェクト投資額は借入資本のみならず、自己資本も含む。従って利息費用には自己資本利子が含まれることに注意すべきである。利息費用資産化の相手勘定は、現金収入を伴わない貸方科目（non-cash credit）として損益計算書上 AFUDC (Allowance for funds used during construction；建設中利子)の科目で表示する。上記会計処理を行う結果、利息費用相当額だけプロジェクトの原価を増加させると共に、建設中利子により報告利益を同額、増加させることとなる。

以上のことを、数値例で示そう。いま、借入金 10 億ドルのうち 8 億ドルをプラント建設に投じ、これに自己資金 8 億ドルを加え、計 16 億ドルが建設に投じられたとする。借入利率、平均資本とも 10% とすると、次のような手続きで、期末の建設仮勘定は、17 億 6,000 万ドルとなる。このうち特徴的なことは、自己資本利子を含む AFUDC (Allowance for funds used during construction) の存在である。自己資本部分に対応する金額は、プラント建設に投じた自己資本 8 億ドルに資本コスト 10% を乗じたもので、それが建設のための借入資金の支払利息とならんで、建設仮勘定に含まれている。

借 入 金 (単位：百万ドル)			
次 期 繰 越	1,000	現 金	1,000
支 払 利 息			
現 金	100	A F U D C	80
		損 益	20
	100		100
AFUDC (建設中利子)			
支 払 利 息	80	建 設 仮 勘 定	80
損 益	80	"	80
	160		160
建 設 仮 勘 定			
現 金	1,600	次 期 繰 越	1,760
AFUDC (支払利息)	80		
AFUDC (自己資本利子)	80		
	1,760		1,760
損 益			
支 払 利 息	20	AFUDC (自己資本利子)	80

損益計算書では、支払利息1億ドルのうち8,000万ドルが建設仮勘定に計上され、残り2,000万ドルのみが費用となる。この点はわが国の電気事業の方式とはほぼ同じであるが、ここでもAFUDC 8,000万ドルが、損益計算書に(営業外収入として)現われているのが特徴的である。この8,000万ドルは、収入とはいえ単に建設仮勘定の増加分に対応するにすぎず、現金の裏付けのある収入ではない。それは原則と

して、プラント完成後にレートベースに含まれることによって、将来現金収入として回収される予定のものにすぎない。

以上は第1年度に関するものであるが、第2年度以降について、その変化をみると次のとおりである。ここで、説明の便宜のため、第1年度に投じられた資金に関わる部分だけをフォローすることにする。

(第2年度)

建 設 仮 勘 定			
前期繰越 (初年度残高)	1,760	次 期 繰 越	1,936
第2年度 AFUDC (支払利息)	80		
" AFUDC (自己資本利子)	96		
	1,936		1,936

損		益	
支払利息	20	AFUDC (自己資本利子)	96

(第3年度)

建設仮勘定

前期繰越(第2年度末残高)1,936	次期繰越	2,129.6
第3年度 AFUDC (支払利息) 80		
" AFUDC (自己資本利子) 113.7		
2,129.6		2,129.6

損益計算書

支払利息	20	AFUDC(自己資本利子)	113.6
------	----	---------------	-------

このようにして、一度投資された16億ドルに関わる建設仮勘定は、毎年10%の複利で増えつづけるので、これ以上何も付け加えなくても、10年経てば41億5,000万ドルにふくれ上ってしまう。また、この仮勘定残高の増加にともなって、AFUDCの自己資本利子の部分も増加するが、この金額が毎年の損益計算書に収入として計上されつづける。そして会社によってはAFUDCがその純利益の大半を占めたり、あるいは純利益を上回ることがあるといわれる。後者のような極端なケースでは、実質は赤字であり、AFUDCという将来に見込まれるにすぎないものを当期収入に含めて、形の上で黒字になっているのである。

このような会計実践の下では、建設中における会社の収支を実態以上に良い状態に見せ、場合によっては、実質上の赤字決算を見掛け上の黒字にすることにもなる。しかも、この間、原則として料金への影響はなく、こうして、問題はプラント完成後まで先送りにされるのである。

利息を損益勘定に振替えず、資産化する処理を採用すれば、建設費は非常に高額なものとなる。従って、新たな原子力発電設備が完成し、レート・ベースにこれが算入された場合、電気料金の急激な上昇をもたらす。もっとも、電気料金に与える影響の度合は発電設備額の大きさだけでなく、電力会社の規模によっても左右される。規模の大きな電力会社にとっては巨額の原子力発電設備も大した負担とはならないが、小さな電力会社にとっては負担が大きい。

3. 建設原価高騰の実態とその影響

以上のような仕組みの下で、アメリカの原子力発電所建設コスト高騰の実態とその影響はどのようなものであろうか。85年2月にForbes誌は、この問題を本格的に扱った記事を掲載しており、そのくわしい実態を紹介している⁽¹⁾。以下では、その記事によりつつ、その後の動きも含めて、実態の概況を述べることにする。

各プロジェクトについての調査結果をまとめ

(1) "Nuclear Follies", *Forbes*, February 1985

た一覧表を示しておこう。

この原子力発電プロジェクトのリストは、kW 当り建設コストの高い順に配列されている。目安として 2,400 ドル/kW よりもコストの高いプラントは、石炭火力発電との競争力がないものとみると、36 のプロジェクトのうち 24 がこれに含まれる。

原子力発電プロジェクトは1社のみで行われることよりも2社以上の共同事業で行われる方がふつうであり、4～5社以上が参加するケースも珍しくない。

これらのプロジェクトに参加するもののうち民間の電力会社 60 社について、建設コストの電力料金への影響を試算しているが、それによると、プラント完成後、20% 以上の料金アップを必要とする会社は 30 社、50% 以上の会社が7社もあるという結果になっており、一つの原子力プラントの建設費が、会社全体の発電コストを大きく左右していることを示している。

プラント建設費の高騰の原因となる建設中利子 (AFUDC) の実態をみることにする。

工期が長びくにつれ、建設中利子は電力会社利益の主要項目となり、たとえば、Long Island Lighting Co. (Lilco) では利益の 100% を建設中利子が占めている。同様に Kansas Gas & Electric 社では利益の 113% の建設中利子が計上され、Public Service of New Hampshire (PSNH) 社では 126% が計上されている。このように建設中利子の計上が多額となる企業は、外見上は健全な企業経営を行っているようであるが、これら企業の計上する利益は単なる計算上の利益 (paper profit) であり、支払資産の裏付けを有しないのである。このような企業では建設資金の調達に苦心せざるを得なくなり、健全な資金繰りをゆがめることとなる。

ウォールストリート証券会社 Donaldson, Lufkin & Jenrette (DLJ) 社では各社の発電設備額に占める建設中の原子力発電プラントの割合を算出している。それによれば、PSNH 社では 78%、El Paso Electric 社で 75%、Louisiana Power & Light 社及び New Orleans Public Service 社で 64%、Kansas City Power & Light 社及び Union Electric 社で 50%、Toledo Edison 社で 49% となっている。建設仮勘定 (CWIP) は原則としてレート・ベースには算入されないから、料金収入を産む資産は、ほぼこれを除いたものということになる。“料金収入 (cash) を生み出す資産が半分しかないような電力会社は支払能力があるとは言えない”と DLJ の Christopher Young は言う。現在多くの州で建設仮勘定の一部がレート・ベースに算入されている。従って建設仮勘定も多少は収益を生み出しており、多くの電気事業がキャッシュ・フロー問題の解決に役立ててはいる。しかし、建設仮勘定のレート・ベース算入割合は高々 20% であり、たとえこれが 25% に引き上げられたとしても、事態の解決にはさして役立たないだろう。それでも電力会社は建設仮勘定をレート・ベースに算入する割合を高めたいとするが、規制委員会はそれを認めたがらず、ワシントン州では最近レート・ベースに建設仮勘定を算入することを禁じてしまっている。

こうした建設費の高騰は、プラント完成後の料金引上げをもたらし。例えば Niagara Mohawk 社にとっては 51 億ドルの Nine Mile Point 発電所が稼働しても 19% の料金値上げをすれば良い。しかし、Union Electric 社では 30 億ドルの Collaway 発電所のために 41% の電気料金値上げをしなくてはならないのであ

る。

料金に与える影響を緩和するために、段階的料金値上げを考えるとところもある。例えば、Kansas Gas & Electric 社、Lilco 社がそれを考慮中であり、Connecticut 社でも Millstone 3号機及び Seabrook 1号機のために同様の措置を講じようとしている。

さらに、建設原価のレート・ベース算入そのものが、規制委員会によって制限されるケースも現われ始めている。それによれば、原子力発電所が運転可能 (usable) なもの、すなわち実際の需要に見合った発電所でない限り、レート・ベース算入は認められないのである。

例えば 84 年 8 月にはペンシルバニア州公益事業委員会は Susquehanna 1号機 (Pennsylvania Power & Light 社) の原価 2億8,700 万ドルについて容量過多であるとしてレート・ベース算入を許可しなかった。2号機が近く運開の予定であるが、これについてもレート・ベースに算入出来る見込みはないだろう。

一方、テキサス州公益事業委員会では Allen Greek 計画 (Houston Lighting 社) のキャンセルはあと 2年早めるべきであったとしてレート・ベース算入を不許可とした。しかも、まずい経営に対する罰として同社の認可済報酬率を切り下げてしまった。

ニューヨーク州公益事業委員会では Shoreham 発電所 (Lilco 社) の原価 15 億ドルは皆さんの経営によるものだとして、レート・ベース算入を許可しない方針であるといわれたが、結局、会社破産の危険回避のため値上げを認めざるをえなかった。

しかし、こうしたレート・ベース算入には、さらに別の関門がある。

Grand Gulf 1号プラント建設コストに関わ

る Mississippi Power and Light Co. の持ち分に関して州公益委員会が 14% の料金値上げを認めたが、これに対して 85 年 10 月に司法省が州最高裁に訴えをおこしている。その理由は、主に州公益委員会の手続上の問題といわれているが、このための値上げ遅延によって会社の建設費調達にも支障をきたすおそれが生じている。

レート・ベース算入を認められないことも経営者には痛手であるが、建設計画完成前における資金不足からは、さらに困難な事態が生じている。Consumers Power (CP) 社、Lilco 社、Public Service of Indiana (PSI) 社、PSNH などはその例である。

計画を 1/3 から 1/2 遂行してしまったり、電力会社は未完成のプラントを帳簿からはずす余裕がなくなる。ところが、これらの会社は、建設資金が足りないという認識を欠き、或いはそれに気づくのが遅すぎたため、建設計画中止のタイミングを失ってしまったのである。

建設途中で資金不足に陥った場合、残された唯一の方法は、株式の配当をやめることしかない。この場合について、あるアナリストはつぎのように述べている。

“一度配当をやめたら、会社は資本市場から締め出され、普通株式も優先株式も発行出来ず、わずかに社債を発行するのみとなるだろう。そうなれば建設資金の調達が十分出来ず、計画は断念しなければならない。しかも、州公益事業委員会が投資価値を評価しない場合には既投資額を廃棄処理しなければならず、それは巨額な廃棄となるから、電力会社を破産の危機に追い込むことになるだろう”

現実にもこのような問題は生じている。たとえば、Washington Public Service Supply で

は建設中の原子力発電所 2 基の作業を中止し、他の 2 基をキャンセルした。そのため、キャンセル分に係る社債 22 億ドルが債務不履行となったことは記憶に新しい。しかし、キャンセルそのものの例は少ないが、地方公共団体などの共同事業としてのこの WPSS のケースは別として、電力会社の破産は現実には生じていない。

たとえ破産しても、電力会社が操業を中止することはできず、また、その周囲に与える影響も大きい。すなわち州は税収を失ない、失業者をかかえることになる。また、年金基金を電力会社社債に投資している州では年金基金が危険にさらされることにもなる。たしかに、破産により債務を帳消にしまえば企業は身軽になる。実際、Lilco 社や PSNH 社も債務の重圧がはずされれば生存し得るのである。しかし、破産は現実的でなく、その回避が必要である。

そこでニューヨーク州公益事業委員会では、前述のように、Lilco 社の破産回避のために同社に料金値上を命じた。また、CP 社の破産回避のために大口需要者が値上げ案に賛意を示している。このように大口需要者は料金支払時期を早め、建設業者は支払猶子に依るなど、周囲の協力によって経営上問題ある電力会社もなんとかやり繰りして、破産をまぬがれているというのが現状である。

電力会社が破産することで債務を帳消にする途の外、企業再生の途としては訴訟を起こす手も残されている。料金を通して投資が回収されなくなった場合、法廷を通じて投資を回収する方法である。

Dow Chemical 社は CP 社を相手どり、6 千万ドルの訴訟を起こしている。Midland 1 号機がキャンセルされたことに伴うコージェネ設

備への投資損失を回収しようとしている訳である。これに対し CP 社はコージェネ設備の Dow Chemical 社請負部分について、設備設置義務を怠っているとして反訴を提起している。

Houston Lighting & Power (HL & P 社) では、Brown Root (BR) 社が South Texas 発電所計画において手落があったとして BR 社を訴えている。オースチン市は HL & P 社が BR 社の経営能力について虚偽陳述を行ったとして HL & P 社を訴えている。更に BR 社も HL & P に対して訴訟を起こしているのである。

Wabash Valley 社でも Marble Hill 発電所への投資額 4 億 6,600 万ドルについて PSI 社に対する訴訟を起こしている。

あるコンサルタントはこのような事態を次のように説明している。電力会社は建設業者を訴えることは本心では望んでおらず、ただ、キャンセルされた発電所の支払期限を延長し、なんとか危機を乗り越えたいのである。

いずれにしても、現在の原子力発電所建設計画にけりをつけてしまえば、電力会社は、かつての収益力を再び回復するであろう。また、長期的にみれば、キャッシュ・フロー問題も解決するかもしれない。だが、アメリカの原子力発電所建設計画は高くつき、結局需要者が高い料金を支払わねばならない。原子力発電が全て完成すると、アメリカの電力料金は平均 5% 上昇すると試算されている。これが他に波及し、経済活力を喪失させることになるだろう。

4. アメリカ原子力再生への問題

原子力発電計画は、アメリカの電力産業にとって大きな重荷となっており、これに参加した

会社の多くは、その負担から逃れることに精一杯である。またそれは、アメリカの経済社会全体にも大きな負担となっているようである。これに関連して Forbes 誌の記事は次のように述べている。

“米国の原子力発電計画の失敗は、経営史上最悪のもので、その規模の大きさも、記録的である。

電力産業はすでに 1,250 億ドルをこれに投下し、そのうえ、80 年代末迄に 1,400 億ドルの追加資金が必要とされているが、その大半が成功とはいえないことは誰の目にも明らかである。

この失敗は、計画を実行した電力産業と、それを許したアメリカの自由企業体制にとっての敗北であるのみならず、アメリカの消費者と、アメリカ産業の国際競争力にとっての大きな敗北でもあった。

アメリカの電力産業は、宇宙計画 (1,000 億ドル) やベトナム戦争 (1,110 億ドル) よりも巨額の支出を、リスクを十分考えずに、行ってきたのである。しかも原子力は、諸外国では低コストのエネルギーだが、アメリカではますます経済性を失ないつつある”。

Forbes 2 月 11 日号の記事の書き出しにあるこの文章は、いく分誇張された表現ではあるが、アメリカの原子力発電の問題の深刻さを示している。たしかに当面、原子力発電は電力会社にも社会にも負担でしかないのであるが、今後、アメリカにおける電力需要の伸びに見合った供給力を維持する上で、原子力を全く無視することは、現実的ではない。その意味でアメリカ政府が原子力開発推進の政策を掲げているのは現実的、かつ適切なことである。しかしその具体策は許認可の迅速化、手続き簡素化といっ

た規制緩和の政策に沿ったものが中心である。もちろんこれらの規制緩和は原子力開発に必要不可欠であるが、それだけで十分とはいえない。

制度面でも指摘されたようにコスト高騰の原因となった AFUDC の存在も、依然残された問題の一つである。

AFUDC、とくにその自己資本利子に係る部分の存在自体には、一定の合理性が認められよう。それはアメリカ経済制度のなかで根強い株主の利益を尊重する思想からみて、根拠のあるものであろう。それは、資本を提供する株主の収益を保証するものに他ならない。建設仮勘定に含められた自己資本利子は、完成後レート・ベースに算入され、料金として回収されるからである。

しかし、同時にそれは、投資家のみでなく会社の経営者にも誤まった判断を与えてきた。仮勘定に含まれる AFUDC と同じ額が、損益計算書の収入として扱われ、ペーパー・プロフィットを生み出してきたからである。

こうした混乱は、会計制度上の AFUDC の扱いに起因するものであり、その改善が必要である。たとえば建設仮勘定に含まれる AFUDC に対応する金額が、損益計算書の収入としてではなく、バランスシートの引当金に現われるように改めることによって、こうした錯誤の大きな原因は取除かれることになり、大きく改善されることになる。

こうした改善により、正しい判断の下で経営者が効率的な投資に努めるようになれば、今後は、建設コストの際限ない上昇は避けられよう。それでもなお問題は残る。AFUDC の存在によって建設コストはそれだけ引上げられるが、その発電コストへの影響は、高額な設備費

を要する原子力発電に対してより大きい。その結果、原子力発電コストは、火力発電にくらべて、過大なものとなりがちであり、その経済性は十分に評価されないおそれがある。

アメリカの原子力開発にとって、もう一つの経営的問題は、電力会社の規模が原子力開発を行なうには小さすぎることであろう。最近では小規模会社のメリットも見直される他、原子力発電所の小型化が期待されてはいる。しかし、これ迄のところ、小規模会社のデメリットも目立っており、たとえば、一基の原子力発電プラント完成により、料金の数十パーセント値上げが必要となるケースも生じている。また群立する小規模電力会社では十分な能力を持った経営

陣が得がたく、今後複雑化していくエネルギー供給への責任ある対処も困難に直面するであろう。

以上のように、アメリカの原子力発電の不振は、わが国とは全くことなつた制度的経営的環境の下で生じてきたものである。その推進の障害要因は、単なる規制緩和のみでは容易に除去されず、アメリカ原子力発電の再生のためには、なお根本的な問題解決が必要とされるのである。

(はつかで よしろう
せきぐち ひろまさ)
経済部
経営研究室

「建設中の原子力発電プラントのリスト」

1984年1月現在

プラント名	電力会社	出資比率	工事会社	主幹事	メーカー	コスト (10億ドル)	設備容量 (1000MW)	kW当り コスト	コスト の増大 率	発注 年次	完成 予定	料金への 影響
Shoreham	Long Island Lighting Co	100%	Stone & Webster	Utility	General Electric	4.2	809	\$5,192	35%	1967	1985	53%
Midland 2	Convincers Power Co	100	Bechtel	Bechtel	Babcock & Wilcox	4.0	808	4,889	30	1968	Cancelled	47
Nine Mile Point 2	Niagara Mohawk Power Co NY State Electric & Gas Corp Long Island Lighting Co Rochester Gas & Electric Co Central Hudson Gas & Electric	41 18 18 14 9	Stone & Webster	Stone & Webster	General Electric	5.1	1,084	4,705	34	1971	1986	19
Beaver Valley 2	Duquesne Light Co Ohio Edison Cleveland Electric Illuminating Toledo Edison	42 24 20	Stone & Webster	Utility	Westinghouse	3.5	833	4,166	33	1971	1986	11
Seabrook 1	Public Service of New Hampshire United Illuminating Massachusetts Municipal Wholesale Power Co New England Central Maine Co Connecticut Light & Power Others	36 18 12 10 6 4 14	United Engineers & Constructors	New Hampshire Yankee	Westinghouse	4.5	1,150	3,913	36	1972	1986	25
Zimmer 1	Cincinnati Gas & Electric Columbus & Southern Ohio Electric Co Dayton Power & Light	40 29 31	Sargent & Lundy	Henry J Kaiser Co	General Electric	3.1	810	3,827	35	1969	Cancelled	27
River Bend 1	Gulf States Utilities Co Caplan Electric Power Coop	70 30	Stone & Webster	Stone & Webster	General Electric	3.6	940	3,805	24*	1972	1985	26
Limerick 1	Philadelphia Electric Co	100	Bechtel	Bechtel	General Electric	3.8	1,055	3,402	31	1969	1985	33
Hope Creek 1	Public Service Electric & Gas Atlantic City Electric Co	95 5	Bechtel	Bechtel	General Electric	3.8	1,067	3,561	24	1969	1986	25
Harris 1	Carolina Power & Light North Carolina Eastern Municipal Power Agency	84 16	Ebasco	Daniel Intl	Westinghouse	3.0	900	3,333	26	1971	1986	28
Millstone 3	Northeast Utilities New England Power Co Montaup Electric Co United Illuminating Co Public Service of New Hampshire Central Maine Power Others	65 12 4 4 3 2 10	Stone & Webster	Stone & Webster	Westinghouse	3.8	1,150	3,326	31	1973	1986	27
Clinton 1	Illinois Power Co Soyland Power Coop Western Illinois Power Coop	82 10 8	Sargent & Lundy	Baldwin Associates	General Electric	3.1	950	3,305	25*	1973	1986	58
Vogtle 1, 2	Georgia Power Co Oglethorpe Power Corp Municipal Electric Authority of Georgia City of Dalton	46 30 23 1	Southern Services/Bechtel	Utility	Westinghouse	7.2	2,200	3,273	34*	1971	1987-'88	11
Perry 1	Cleveland Electric Illuminating Co Ohio Edison Co Toledo Edison Duquesne Light Co Pennsylvania Power	31 30 20 14 5	Gilbert	Utility	General Electric	3.9	1,205	3,270	30	1972	1985	18
Marble Hill 1, 2	Public Service of Indiana Wabash Valley Power Assn	83 17	Sargent & Lundy	Utility	Westinghouse	7.0	2,260	3,097	50	1974	Cancelled	120
Fermi 2	Detroit Edison Co Wolverine Power Supply Coop	83 17	Utility	Daniel Intl	General Electric	3.4	1,100	3,068	31*	1968	1985	22
Washington Nuclear 2	Washington Public Power Supply System	100	Burns & Roe	Bechtel	General Electric	3.4	1,100	3,045	—	1971	1984	—
South Texas 1, 2	Houston Lighting & Power Co City Public Service of San Antonio Central Power & Light Co City of Austin	31 28 25 16	Bechtel	Ebasco	Westinghouse	7.5	2,500	3,000	27	1973	1987-'89	12
Grand Gulf 1	Middle South Utilities South Mississippi Electric Power	90 10	Bechtel	Bechtel	General Electric	3.4	1,250	2,724	46*	1972	1985	20
Callaway 1	Union Electric	100	Bechtel	Daniel Intl	Westinghouse	3.0	1,150	2,609	37	1973	1985	42
Wolf Creek	Kansas Gas & Electric Co Kansas City Power & Light Co Kansas Electric Power Coop	47 47 6	Bechtel/ Sargent & Lundy	Daniel Intl	Westinghouse	2.9	1,150	2,522	32	1973	1985	62
Waterford 3	Louisiana Power & Light Co	100	Ebasco	Ebasco	Combustion Engineering	2.7	1,104	2,473	21	1970	1985	18
Diablo Canyon 1, 2	Pacific Gas & Electric	100	Utility	Utility	Westinghouse	5.4	2,190	2,466	34	1966-'68	1985-'85	25
Palo Verde 1, 2, 3	Arizona Public Service El Paso Electric Co Southern California Edison Public Service of New Mexico Salt River Project SCA Public Power Authority	29 16 16 10 23 6	Bechtel	Bechtel	Combustion Engineering	9.3	3,810	2,441	37	1973	1985-'86, '87	56
Bellefonte 1, 2	Tennessee Valley Authority	100	Utility	Utility	Babcock & Wilcox	5.7	2,664	2,134	40	1970	1989-'91	—
Susquehanna 2	Pennsylvania Power & Light Co Allegheny Electric Coop	90 10	Bechtel	Bechtel	General Electric	2.2	1,050	2,095	31	1968	1985	29
San Onofre 3	Southern California Edison San Diego Gas & Electric Co City of Anaheim City of Riverside	75 20 3 2	Bechtel	Utility	Combustion Engineering	2.3	1,100	2,045	40*	1970	1984	7
Byron 1, 2	Commonwealth Edison	100	Sargent & Lundy	Utility	Westinghouse	4.2	2,240	1,866	39	1971	1985-'86	16
Braidwood 1, 2	Commonwealth Edison	100	Sargent & Lundy	Utility	Westinghouse	4.1	2,240	1,835	43	1972	1986	16
Catawba 1	Duke Power North Carolina Electric Membership Corp Sahada River Electric Coop	25 56 19	Utility	Utility	Westinghouse	3.9	2,290	1,703	35	1972	1985	7
Catawba 2	No Carolina Municipal Power Agency #1 Piedmont Municipal Power Agency	75 25	Utility	Utility	1986	—	—	—	—	—	—	—
Comanche Peak 1, 2	Texas Utilities Electric Co Texas Municipal Power Authority Brazos Electric Power Coop Tex-La Electric Coop of Texas	88 6 4 2	Gibbs & Hill	Brown & Root	Westinghouse	3.9	2,300	1,696	24	1972	1985-'86	18
Watts Bar 1, 2	Tennessee Valley Authority	100	Utility	Utility	Westinghouse	3.9	2,354	1,672	33	1970	1985-'87	—
Summer 1	South Carolina Electric & Gas South Carolina Public Service	67 33	Gilbert	Daniel Intl	Westinghouse	1.3	900	1,446	24	1971	1984	25
LaSalle 2	Commonwealth Edison	100	Sargent & Lundy	Utility	General Electric	1.1	1,078	1,020	22	1970	1984	4
McGuire 2	Duke Power	100	Utility	Utility	Westinghouse	1.1	1,180	932	33	1969	1984	8

* The gross rate impact for investor owned utilities was calculated according to the following formula developed by Salomon Brothers in Nuclear Power in the United States by Scott Sartorius and Neal Kuzner (July 1984).
Gross rate impact = utilities share of plant cost x 18%/1983 operating electric revenues of utility. The 18% represents cost of capital for the utility.
Source: Forbes, Feb. 11, 1985.