

Title	エネルギー供給の不確実性を考慮した電源ポートフォリオのCVaR最適化
Sub Title	The CVaR optimization of energy portfolio considering uncertainty in energy supply
Author	園崎, 貴博(Sonosaki, Takahiro) 西村, 秀和(Nishimura, Hidekazu)
Publisher	慶應義塾大学大学院システムデザイン・マネジメント研究科
Publication year	2011
Jtitle	
JaLC DOI	
Abstract	<p>去る2011年3月に発生した福島第一原発事故によって、電力会社は大きな損害を被っただけでなく、広域にわたる電力不足の問題が発生した。これらの原因の一つとして、原子力発電システムの確率は低いが、大規模な損害を生じるリスク(以下、安全性リスク)を過小評価していたことが挙げられる。これまで、日本のエネルギー政策として、3E(Economic growth, Energy security, Environmental protection)が掲げられてきた。しかし、原発事故以降の電源構成の割合を決定する電源ポートフォリオ問題を考える上では、3Eに加えて安全性の指標を導入する必要があると考えられる。これまでの関連研究では、石炭火力、石油火力、LNG火力から構成される化石燃料エネルギーと新エネルギーと水力から構成される再生可能エネルギーのエネルギーセキュリティや環境性における不確実要因を定義し、安全性リスクを考慮して電源ポートフォリオを最適化する研究がなされてきた。しかしながら、本研究で問題としている原子力の安全性リスクを考慮し、化石燃料、再生可能エネルギーを含めた電源ポートフォリオの最適化を検討した研究は見当たらない。本研究では、化石燃料、原子力、再生可能エネルギーの電源について、3Eに関連する不確実性要因を考慮するとともに、それらが持つ安全性リスクを最適化する電源ポートフォリオを決定することを目的としている電源ポートフォリオは、ある信頼水準を超える損失の期待値をリスク尺度とするCVaR (Conditional Value at Risk)を安全性の指標として用いて、それを最適化することによって決定する。また、平均からの分散をリスク尺度とする平均・分散ポートフォリオの結果と比較分析を行うことによって、電源ポートフォリオにCVaR最適化を用いることの優位性を検討している。</p> <p>最適化計算の結果では、同じ収益性のもとではCVaR最適化ポートフォリオの方が再生可能エネルギーを中心に多くの電源を取り込み、電源の安全性を考慮する際の優位性が示されている。事業の意思決定を複数のシナリオで評価するリアルオプション理論にて算出された原子力の最適廃止タイミングを考慮した平均・分散ポートフォリオでは、原子力の減少分は化石燃料エネルギーで補われるそれに対して、CVaR最適化ポートフォリオではその減少分は再生可能エネルギーによって補われる。また、石炭火力、LNG火力は中・長期的に安定的に収益性のある電源として多く活用されたとしづ結果を得ている。石油火力、原子力に関しては収益性と安全性が低く、時間の経過に伴って、次第にその割合は減少してしべ電源となると推測されている。</p> <p>以上より、本論文では電源の安全性リスクの問題に対して提案した電源ポートフォリオのCVaR最適化の有効性が示されている。</p>
Notes	修士学位論文. 2011年度システムエンジニアリング学 第68号
Genre	Thesis or Dissertation
URL	https://koara.lib.keio.ac.jp/xoonips/modules/xoonips/detail.php?koara_id=KO40002001-00002011-0040

慶應義塾大学学術情報リポジトリ(KOARA)に掲載されているコンテンツの著作権は、それぞれの著作者、学会または出版社/発行者に帰属し、その権利は著作権法によって保護されています。引用にあたっては、著作権法を遵守してご利用ください。

The copyrights of content available on the Keio Associated Repository of Academic resources (KOARA) belong to the respective authors, academic societies, or publishers/issuers, and these rights are protected by the Japanese Copyright Act. When quoting the content, please follow the Japanese copyright act.

修士論文

2011 年度

エネルギー供給の不確実性を考慮した
電源ポートフォリオの CV a R 最適化

園崎 貴博

(学籍番号 : 81033282)

指導教員 教授 西村 秀和

2012 年 3 月

慶應義塾大学大学院システムデザイン・マネジメント研究科
システムデザイン・マネジメント専攻

The CVaR Optimization of Energy
Portfolio Considering Uncertainty in
Energy Supply

Takahiro Sonosaki

(Student ID Number : 81033282)

Supervisor Hidekazu Nishimura

March 2012

Graduate School of System Design and Management,
Keio University
Major in System Design and Management

論 文 要 旨

学籍番号	81033282	氏 名	園崎 貴博
論文題目： エネルギー供給の不確実性を考慮した電源ポートフォリオの CVaR 最適化			
(内容の要旨) 去る 2011 年 3 月に発生した福島第一原発事故によって、電力会社は大きな損害を被っただけでなく、広域にわたる電力不足の問題が発生した。これらの原因の一つとして、原子力発電システムの確率は低いが、大規模な損害を生じるリスク（以下、安全性リスク）を過小評価していたことが挙げられる。これまで、日本のエネルギー政策として、3E (Economic growth, Energy security, Environmental protection) が掲げられてきた。しかし、原発事故以降の電源構成の割合を決定する電源ポートフォリオ問題を考える上では、3E に加えて安全性の指標を導入する必要があると考えられる。これまでの関連研究では、石炭火力、石油火力、LNG 火力から構成される化石燃料エネルギーと新エネルギーと水力から構成される再生可能エネルギーのエネルギーセキュリティや環境性における不確実要因を定義し、安全性リスクを考慮して電源ポートフォリオを最適化する研究がなされてきた。しかしながら、本研究で問題としている原子力の安全性リスクを考慮し、化石燃料、再生可能エネルギーを含めた電源ポートフォリオの最適化を検討した研究は見当たらない。 本研究では、化石燃料、原子力、再生可能エネルギーの電源について、3E に関連する不確実性要因を考慮するとともに、それらが持つ安全性リスクを最適化する電源ポートフォリオを決定することを目的としている。電源ポートフォリオは、ある信頼水準を超える損失の期待値をリスク尺度とする CVaR (Conditional Value at Risk) を安全性の指標として用いて、それを最適化することによって決定する。また、平均からの分散をリスク尺度とする平均・分散ポートフォリオの結果と比較分析を行うことによって、電源ポートフォリオに CVaR 最適化を用いることの優位性を検討している。 最適化計算の結果では、同じ収益性のもとでは CVaR 最適化ポートフォリオの方が再生可能エネルギーを中心により多くの電源を取り込み、電源の安全性を考慮する際の優位性が示されている。事業の意思決定を複数のシナリオで評価するリアルオプション理論にて算出された原子力の最適廃止タイミングを考慮した平均・分散ポートフォリオでは、原子力の減少分は化石燃料エネルギーで補われる。それに対して、CVaR 最適化ポートフォリオではその減少分は再生可能エネルギーによって補われる。また、石炭火力、LNG 火力は中・長期的に安定的に収益性のある電源として多く活用されるという結果を得ている。石油火力、原子力に関しては収益性と安全性が低く、時間の経過に伴って、次第にその割合は減少していく電源となると推測されている。 以上より、本論文では電源の安全性リスクの問題に対して提案した電源ポートフォリオの CVaR 最適化の有効性が示されている。			
キーワード (5 語) エネルギー供給, 電源ポートフォリオ, CVaR 最適化, リアルオプション, 不確実性			

SUMMARY OF MASTER'S DISSERTATION

Student Identification Number	81033282	Name	Takahiro Sonosaki
Title: The CVaR Optimization of Energy Portfolio Considering Uncertainty in Energy Supply			
<p>Abstract</p> <p>Because of disregarding safety risk (large-scale risk), the accident of first Fukushima nuclear plant occurred in March 2011 affected great damage of electricity company and power shortage. In this situation, energy portfolio problem that determine the percentage of energy configuration should be considered uncertainties of 3E (Economic growth, Energy security, Environmental protection) and energy safety. The relevant previous studies optimized portfolio hedged energy safety risk of fossil fuel (coal, oil, LNG) and renewable energy considering uncertainties in energy security and environmentally. But, there is not study that optimize portfolio of fossil fuel, nuclear and renewable energy considering safety risk problem of nuclear power.</p> <p>This paper aims to optimize portfolio hedged a safety risk of the power business value in fossil fuel, nuclear and renewable energy considering uncertainties of 3E. Energy portfolio is optimized safety risk with CVaR (conditional Value at Risk) that evaluate a loss exceeds a certain confidence level. Also, that determines energy portfolio considering continuation and abolition options of nuclear power with real option theory considering more scenarios of power business. To identify which energies have a tail risk and which methodologies are effective for future energy portfolio, this paper compares between mean and variance portfolio that minimized variance from a mean and CVaR optimized portfolio.</p> <p>Result of optimization calculation, CVaR optimized portfolio is effective for decision-making of policymaker to take in more energy and more renewable energy than mean and variance portfolio in same profitability. If abolition option of nuclear plant were considered, the decrease of nuclear power is covered by fossil fuel energy in mean and variance portfolio. As opposed to that, the decrease is covered by renewable energy in CVaR optimized portfolio. Coal and gas are stable profitability. However, oil and nuclear decrease as time passes since such profitability is instable and downward tendency.</p> <p>This paper shows effectiveness of CVaR optimization as methodology of reducing the energy safety risk when we determine the energy portfolio considering the nuclear accidents.</p>			
Key Word(5 words) Energy supply, Energy portfolio, CVaR optimization, Real option, Uncertainty			

目次

1	序論	3
1.1	研究背景	3
1.1.1	日本のエネルギーの現状と課題	3
1.1.2	これまでの日本のエネルギー政策	5
1.1.3	3E と安全性の観点からの各電源の特徴	8
1.2	先行研究	10
1.3	研究目的	12
1.4	本論文の構成	13
2	本研究で用いた理論	14
2.1	幾何ブラウン運動	14
2.2	事業価値評価法	15
2.2.1	ディスカウントキャッシュフロー法	15
2.2.2	リアルオプション法	16
2.3	ポートフォリオ理論	18
2.3.1	ポートフォリオ最適化	18
2.3.2	平均・分散モデル	19
2.3.3	VaR と CVaR	19
2.3.4	CVaR 最適化モデル	21
3	モデリング	23
3.1	燃料コスト予測モデル	23
3.2	発電システムキャッシュフローモデル	24
3.2.1	電源の評価方法	24
3.2.2	キャッシュフローのモデル化	26
3.3	リアルオプションモデル	27
3.4	本研究の流れ	28

4	分析結果	30
4.1	分析データ	30
4.2	パラメータの推定	31
4.2.1	設備利用率パラメータ推定	31
4.2.2	燃料価格パラメータ推定	34
4.3	各電源の現在価値の分布	41
4.4	原発廃止オプション	50
4.5	平均・分散ポートフォリオ	54
4.5.1	原発継続シナリオ	54
4.5.2	原発廃止シナリオ	59
4.6	CVaR 最適化ポートフォリオ	62
4.6.1	原発継続シナリオ	62
4.6.2	原発廃止シナリオ	67
4.7	各パラメータの感度分析	69
5	結言	79
5.1	結論	79
5.2	今後の課題	81
付録 A	プログラムコード	83

1 序論

1.1 研究背景

1.1.1 日本のエネルギーの現状と課題

去る 2011 年 3 月に発生した東日本大震災による福島第一原子力発電所の事故を契機に改めて原子力発電の是非が問われ、それに伴うエネルギー政策の見直しの必要性が問われることとなった。日本には現在 54 基の原子力発電所があり、震災前まで原子力発電が総発電量の約 30% を占めていた。しかしながら、今回の震災で福島第一原子力発電所 1, 2, 3 号機を含む 11 基が自動停止したうえ、政府の要請を受け浜岡原子力発電所が停止し、現在においては、定期検査中のために 19 基が停止している。そして、2011 年の夏時点で実際に稼動している発電所は 15 基に留まり、国内が電力不足が懸念されるまでになった。

また、福島第一原子力発電所の事故後、原子力発電所が立地する各地域では、原子力発電の安全性に対する住民の不安が高まっており、ほとんどの自治体が定期検査終了後も、政府が事故を踏まえた新しい安全基準を示さない限り、原子力発電の再開を認めない方針を示している。震災前のエネルギー基本計画 [1](2010 年 6 月閣議決定) では、2030 年までに原子力発電所を少なくとも 14 基以上新增設することが掲げられていたものの、現時点では、原子力発電所の計画通りの新增設は困難な見通しである。したがって、今回の震災にて、原子力発電所事故の影響が長期、広範囲に及ぶこと、また一つの事故が他の原子力発電所の運転に影響するリスクがあることが改めて明らかになった。そして、原子力発電への過度の依存は大きなリスクを伴うという問題が顕在化したため、原子力比率を大幅に高めるような計画については見直しが必要だと考えられる。

これらの事実を踏まえ、これからの日本のエネルギー政策における課題は電源の持つ確率は低いが大規模に損害を生じるリスク（以下、安全性リスク）を考慮して、電源構成を考えることが必要である。今回の震災による原子力発電への物理的、経済的な影響は計り知れず、これは、原子力発電の安全性に対する過信があったことは認めざるを得ないことであろう。よって、電源構成の割合を決定する電源ポートフォリオにおいては、このような問題が露呈した以上、各電源が持つ安全性リスクを考慮することは最優先事項である。そこで考慮すべきなのは、これから数年から数十年の未来におけるリスクとリターンで

ある。それは原子力発電に関しては言うまでもなく、火力発電のコストにおいても非常に価格変動の激しい化石燃料の価格に依存するため、安定的な電力供給に大きなリスクが伴う。また将来的に二酸化炭素に対する国際的な規制も厳格化していくとなれば、それも大きなリスク要因となり得る。

原子力はこれまでプラントの建設コストは莫大だが、その後のランニングコストは非常に安く、安定していると見なされてきた。しかし、震災以降、原子力発電には大きな損害リスクが内在していることを再認識するとともに政治的リスクが増大している。また、震災以降、再生可能エネルギーはクリーンかつ安全性が高いという点で注目されているが、現段階では発電効率の悪さから来る低い経済性や普及規模を考慮すると、リスクが大きい火力や原子力との調和をどのように取っていくかが大きな課題である。そもそも、エネルギー供給には様々なリスクが存在し、それらは大きく、地政学的リスク、地質学的リスク、国内供給体制リスク、需要逼迫リスク、市場価格リスク、天災事故・ストライキ・パンデミック等のリスクが挙げられる。[1]

電源ポートフォリオを最適化する目的はそれぞれの電源のデメリットを補完することによってリスクを低減することであり、単純なコスト計算で少数のエネルギー源に集中させてはいけない。つまり、震災以降、原発を止めて発電単価の安い電源などで代替すればという議論は日本が直面している定期点検中の原発が再稼働できないような状況では意味をなさない。耐用年数に達していない原発を急に止めて、その分を火力で代替すると、原発と火力の二重のコストが発生し、同じ電気を得るのにほぼ2倍のコストを払うことになる。原子力発電所のコストの7割はプラントの建設コストの償却であり、発電しなくても原子炉の中の核燃料は核崩壊により熱を発生し続け劣化していき、その管理にもコストがかかる。したがって、原子力の最適な廃止タイミングを十分に検討し、それを考慮した電源ポートフォリオを決定していかなければならない。

図1は、これまで日本の一日の電気が時間ごとにどの電源によって賄われているのかを示したものである。日本のエネルギー事情は、海外依存度が非常に高く社会情勢の変化により供給量の変動するリスクを負っている。電力の安定供給のため、エネルギー供給の安定性、経済性、各種発電方式の運転特性や環境負荷特性などを総合的に評価し、バランスの良い電源構成を目指して、運転コストが比較的安い原子力発電や石炭を用いた火力発電はベース供給力の役割を電力需要の変動への対応が容易な揚水式水力発電や石油を用いた火力発電はピーク供給力としての役割を担ってきた。しかし、震災以降の原子力の設備利

用率の著しい低下によって、原子力の代替となる日本のベース供給力の電源を考えていかねばならない。

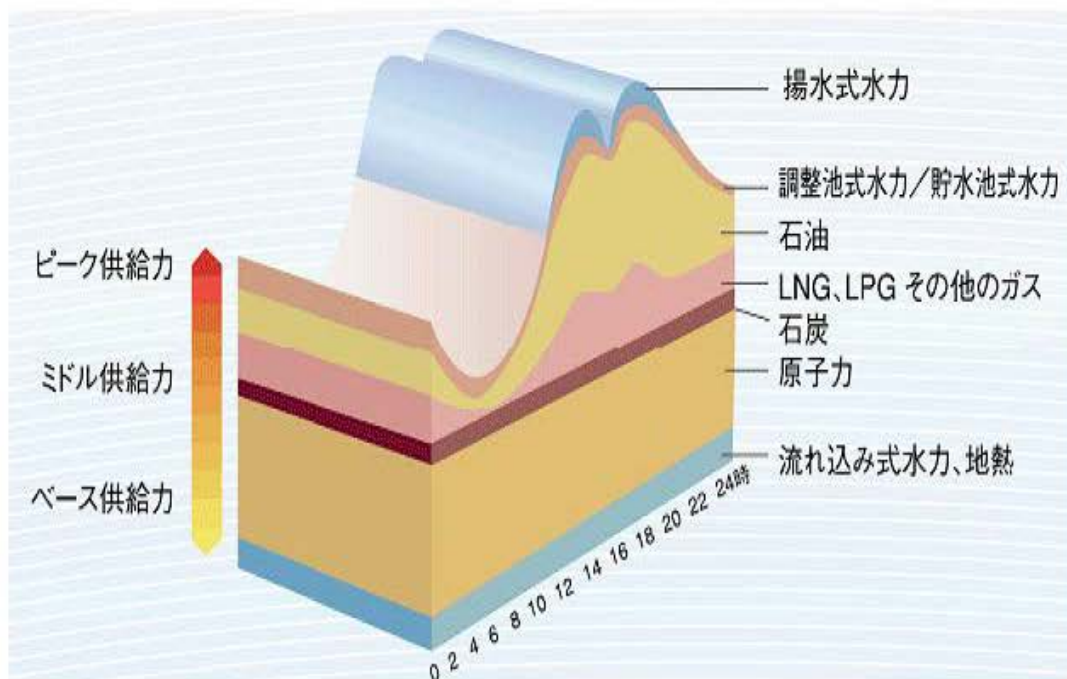


図1 1日の電気の使われ方と電源構成の関係 (経済産業省資料「日本のエネルギー2008」[3]p.36より引用)

1.1.2 これまでの日本のエネルギー政策

これまでの日本のエネルギー政策は「3つのE」、(1.Economic Growth：日本の経済成長の確保, 2.Energy Security：エネルギーの安全保障, 3.Environmental Protection：環境保全)の3つを軸に政策を行ってきた[2]。しかし、原発事故以降、上記の3つに加えて、加えてSafety(安全性確保)が大前提であることを再認識する必要がある。しかし、いずれのエネルギー源も長所と短所を併せ持ち、安全性と経済性はトレードオフである。よって、それぞれの電源の特徴をよく認識しておく必要がある。図2はこれまでの日本の電源構成の変遷を示している。かつて日本では水力発電が中心だったが、第2次世界大戦後、豊富で安い石炭を使った火力発電が主流になっていった。また、原油の輸入が自由

化されると火力発電のなかでも石油火力が急増し、最も多いときには全発電電力量の7割以上となっている。そして、1970年代の二度オイルショックを教訓に脱石油が進められた結果、現在では全体の約3割を担う原子力発電をベースに火力と水力がバランスのよい構成に変遷している。特にエネルギー自給率の低い日本においては、原子力は重要なオプションとなっていたが、今回の原発事故によって、発電システムの安全性の問題が浮き彫りになり、原発廃止の世論も聞こえる現状で、経済性と安全性のバランスを再考する必要がある。

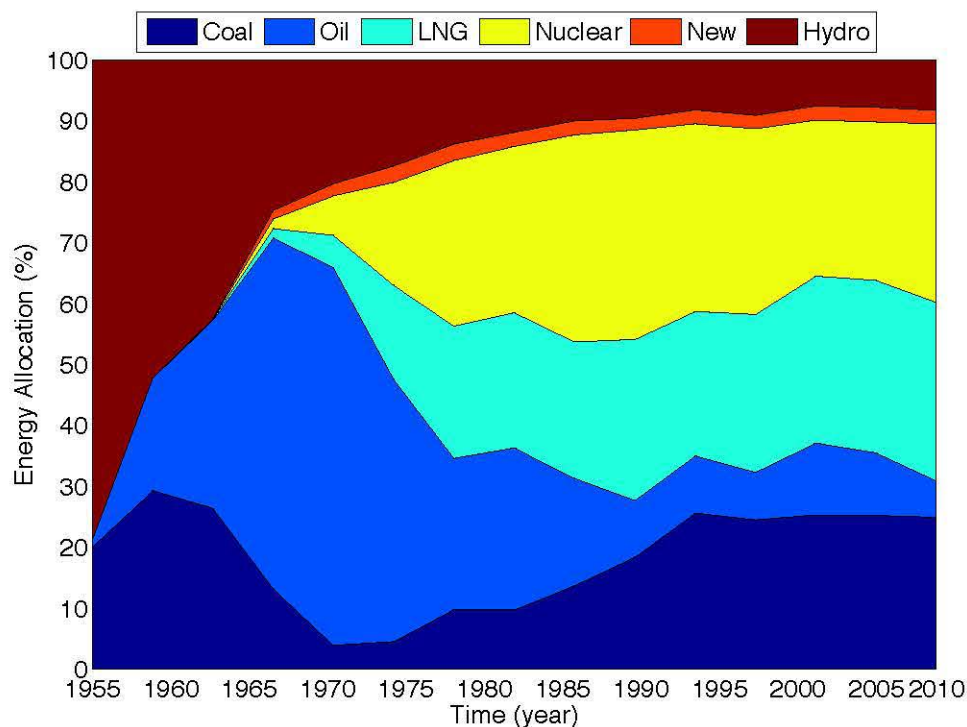


図2 日本の電源ポートフォリオの変遷 (電気事業連合会調べ (2010)[4] を参考に筆者が作成)

また、我が国のエネルギー政策とを考える上で日本のエネルギー需給における特徴は大きく3つが挙げられる。第1に産業立国であることである。我が国では製造業がエネルギー消費の約半分を占めており、エネルギー供給不足は国の経済成長に大きく関わる。特に、今回の震災での電力不足は日本の経済に直接的に関わってくる問題である。第2に乏しいエネルギー資源（特に化石燃料）である。我が国は、これまでエネルギー資源を海外

に依存しつつ、エネルギーを安定かつ、安価に確保しなければならないという問題が常に存在していた。それはこれからも懸念される問題であり、エネルギーセキュリティに大きな影響を与えるものである。第3に島国であることである。隣国が存在している場合はエネルギーの相互需給体制を整備することが可能であるため、その国の特色に基づいた電源構成を考えることが出来るが、我が国は他国との電力融通がないため、国単位での電源のベストミックスが必要である。

図3は、世界の主要国の電源構成である。図3より、各国の各電源の割合は様々であることがわかる。カナダやブラジルは、自然のエネルギー資源に恵まれ、水力発電が電源構成の大部分を占めている。中国やインドの新興国は安く、安定供給が可能である石炭の割合が顕著に多く、アメリカやドイツの先進国においても石炭は有益な資源であることがわかる。それに対して、ウラン資源以外のエネルギーに乏しいフランスは電源の7割以上を原子力に頼っている。イタリアに原子力が無いのは、チェルノブイリ原発事故直後の1987年に国民投票により、原子力発電を放棄したためである。欧州各国の電源構成は一つの電源に偏っている傾向が見られるが、欧州全体は、電力・ガス管網が相互に繋がっているため、仮に一国の電力の供給が出来なくなった場合も、発電容量が大きい隣国から電力を融通することが可能となるため、政策的には欧州全体でリスクを低減することが可能である。それに対する日本はアメリカと同様、多様な電源を取り込むことによって電力供給リスクの低減を図っている。しかし、アメリカは自前で資源を産出できるが、資源の乏しく、欧州の各国の様に特徴ある電源構成を組むことが困難な日本にとっては原子力の廃止が叫ばれている今日、大きな政策転換を迫られている。よって、上記の大きな3つの特徴を持っているため、資源の安定調達だけでなく、エネルギー需給構造を自然災害、事故、エネルギー調達等のリスク発生に対して耐久性があるものにしていくことが重要である。

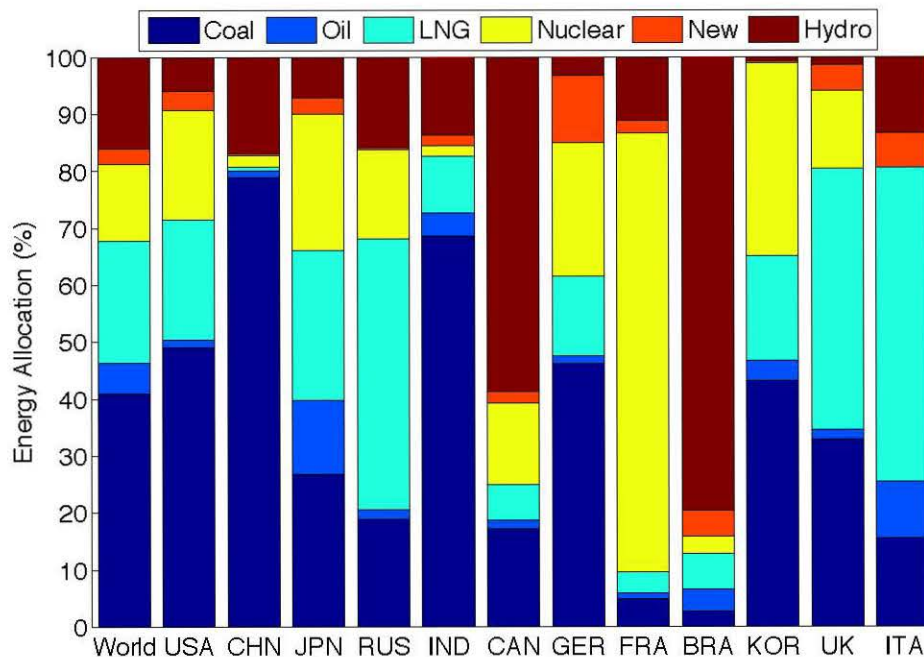


図3 世界主要国の各電源の割合 (電気事業連合会調べ (2010)[4] を参考に筆者が作成)

1.1.3 3E と安全性の観点からの各電源の特徴

本節では、日本のエネルギー政策である 3E と安全性観点から各電源（化石燃料、原子力、再生可能）の特徴を識別することによって、各電源が持つメリットとデメリットを認識する。

まず、経済性である。再生可能エネルギーはエネルギー密度や、発電出力の安定性、設備利用率の全項目について、相対的にデメリットを抱えている。再生可能エネルギーのエネルギー密度は、原子力の 100 分の 1 に過ぎない。また、発電出力の安定性については、化石燃料や原子力では発電出力が比較的安定している。ただし、原子力については発電出力が一定であるため、発電電力量を需要に合わせて減少させる等の調整力を持たない。他方、再生可能エネルギーでは、発電出力の安定性はエネルギー源別に異なる。例えば、水力や地熱では発電出力が比較的安定しているものの、太陽光や風力では日射量や風量・風速により発電電力量が変化するため、発電出力が不安定である。さらに設備利用率について、再生可能エネルギーではエネルギー源となる日射量や風量等のエネルギー量に影響を

受け、エネルギー量が少ない日には設備利用率が低下する。このため、再生可能エネルギーの設備利用率は化石燃料や原子力と比較して総じて低い。

次に、エネルギーセキュリティである。再生可能エネルギーは資源が無尽蔵であるメリットを持つ一方、資源供給の安定性についてはデメリットを持つ。具体的には、資源の量の点について、化石燃料(石油、石炭、天然ガス)や、原子力に必要なウラン、再生可能エネルギー源となる太陽光や風力など、全てのエネルギーで資源が豊富に存在している。他方、資源供給の安定性については、例えば、化石燃料については石油産出地域が中東に偏在しているため、これらの国々の政情が不安定化した際に供給途絶が生じる可能性がある。また、再生可能エネルギーについては、太陽光や風力、水力、地熱などの自然資源が活用されるために供給途絶の恐れはないものの、発電等に活用することが可能な資源量は日射状況や風向きなどの自然環境により大きく制約される。原子力については、燃料となるウランの産出地域がオーストラリアやカザフスタン、ロシア、カナダなど、多様な地域に分散しているため、供給途絶の可能性が小さい。

最後に環境性と安全性である。環境性については、化石燃料では温室効果ガスが放出される一方、原子力や再生可能エネルギーでは発電時に温室効果ガスは排出されない。加えて、安全性については、化石燃料ではタンカーの座礁やガス爆発の可能性があり、また、原子力では放射性物質の放出の危険性がある。他方、再生可能エネルギーでは、水力発電におけるダムが決壊事故や風力発電における雷被害といったリスクはあるものの、総じて事故が起こる可能性は低い。以上を踏まえると、再生可能エネルギーは環境や安全性の観点ではそのほかのエネルギーより優れているものの、入手可能性、利便性といったエネルギーを効率的に入手するために重要な事項でデメリットを多く抱えており、こうした要因が再生可能エネルギーの大幅な普及を困難にしている。

	化石燃料	原子力	再生可能エネルギー
Economic Growth	・大きな発電出力 ・高い設備利用率	・発電出力がやや低い ・高い設備利用率	・発電出力が小さい ・設備利用率が低い
Energy Security	・資源量が豊富 ・石油算出地域が中東に偏在	・ウラン資源が豊富 ・ウラン産出地域が分散	・自然環境の直接的な影響
Environmental Protection	・温室効果ガスの放出	・発電時の温室効果ガスの排出はほぼゼロ	・温室効果ガスの排出はゼロ
Energy Safety	・タンカーの座礁やガス爆発の可能性	・放射物質の放出の可能性	・事故発生の可能性は低い

図 4 各電源の特徴

1.2 先行研究

Markowitz (1952) [5] が平均・分散モデルを提唱して以降、このモデルは基本的な資産選択モデルとして現代ポートフォリオ理論の中に受け入れられてきた。平均からの分散を最適化するこのモデルは、線形計画問題として定式化することができ、容易にポートフォリオのリスクとリターンを導出することができるため、これまで金融の世界において、多くの投資戦略に寄与してきた。

そして、Bar-Lev, D. and S. Katz (1976) [6] は初めてポートフォリオ理論を電力事業に応用してアメリカ全土を 9 つの地域に分割し、火力発電用化石燃料のリスク最小化ポートフォリオを求めた。手法は平均・分散モデルを用いて、燃料価格の分散を最小化する電源ポートフォリオを決定することによって、最適な燃料選択が地域によって異なることを明らかにしている。Humphreys and McClain (1998) [7] は、より詳細に電力事業を分析するために発電費用を燃料費と非燃料費に分け、アメリカ全土の電力事業者を単一の主体とした分析を行い、市場構造の時間変化を GARCH モデルを用いてシミュレーションを行っている。そして、実際の電力会社の実際の選択が、リスク最小ポートフォリオに近いことを示している。服部 (2006) [8] は日本において [6] と同様に化石燃料に加えて、原子力を電源ポートフォリオに加えて分析を行い、電源構成の多角化により、効果的にリスク

を低減できていることを示している。[6], [7], [8] の研究は、いずれも分析期間を 15 年以上に設定しており、中長期的なリスクの分析に主眼を置いている。また、湯浅等 (2006) [9] (2006) は、化石燃料を輸入に頼る日本は供給源地域の多角化によるリスク低減を行わなければならないとの考え方を示した。また、日本が原油の大半を依存する中東に政治的紛争などが起こった場合の短期的なリスクを分析する必要性を指摘し、複数の紛争期の燃料輸入量・輸入額の分散の比較分析を行っている。湯浅等 (2007) [10] は輸入原油の供給源地域多角化による短期的な価格変動リスク低減効果を、ポートフォリオ理論を用いて、複数の期間で比較分析を行っている。そして、中長期のリスクを分析した先行研究を元に理論を整理し、それに加えて、新たにリスク比とリスク偏差率を用いた分析手法を提案した。その手法を実際のデータに適用して日本の原油供給源多角化を分析したところ、供給源多角化の有効性が、時代とともに薄れていることを述べている。

上記の研究は主にエネルギーセキュリティにおける資源の偏在のリスクや燃料費の分散をリスクと定義し、価格の上昇のみならず、下降する際もリスクと捉えて分析を行っている。そこで、Suzuki et al (2009) [11] は、燃料価格が上昇する際の下方リスクのみに注目し、燃料費の下方半分散を価格変動の下方リスクとして定義し、火力を対象に短期的な分析を行っている。これにより、1970 年から 2006 年の各年における価格変動リスクを最小化ポートフォリオの推移を求めた。Roques and Newbery (2008) [12] はベース供給電源である火力・原子力に関して、事業価値評価法である DCF 法とポートフォリオ理論を組み合わせて分析を行っている。目的関数は、発電プラントの NPV とその分散からなる関数を定義し、これを最大化するベース電源の最適な構成を求めている。発電プラントの経済性は、電気・燃料・CO₂ 価格の推移を 10000 回のシミュレーションで求めている。

上記で示した、平均からのばらつきを最小化するような市場リスクの定量化とは異なり、電源の大規模な損失リスクである安全性リスクの定量化には主要な 2 つの問題点がある。1 つは発電システムが持つ損失の分布は非対称で右裾が厚いことである。すなわち、少額の損失の確率が高いが、一方で非常に多額の損失も起こりうる。よって、損失の分布を正規分布で近似すると損失を過小評価してしまうために、正規分布の平均からの分散をリスクと定義したアプローチは適切でない。2 つ目は発電システムの大規模な損失のデータは少なく、ヒストリカルデータから各発電システムの安全性リスクの相関関係を推定することは困難であることである。よって、それらの問題点に注目し、Ines Fortin ら (2007) [13] は石炭火力、風力、バイオマスを対象に電気価格と二酸化炭素排出量の不確

実性を幾何ブラウン運動で仮定し、石炭、風力、バイオマスの発電事業の事業価値の損失リスクを CVaR を最小化することによって、効果的な電源構成と求めた。また、益川 (2010) [14] は石油火力、LNG 火力を対象に排出権取引の不確実性を同様に幾何ブラウン運動で考慮し、CCS の追設のタイミングをシミュレーションを用いて導出し、その結果を CVaR 最小化モデルを用いて 2010 年～2050 年までの電源構成を動的に求めている。[13], [14] の研究のようにこれまでは、化石燃料（石炭火力、石油火力、LNG 火力）と再生可能エネルギー（新エネルギー、水力）に関するエネルギーセキュリティや環境性に関する不確実性を考慮し、電源の安全性リスク低減する電源ポートフォリオを最適化する研究がなされてきた。しかしながら、本研究で問題としている原子力の安全性リスクを考慮し、化石燃料、再生可能エネルギーに原子力を含めて電源ポートフォリオを最適化して、検証を行っている研究は見当たらない。

1.3 研究目的

本研究は、日本の中長期的（2040 年まで）のエネルギー供給の一助とするために、化石燃料（石炭火力、石油火力、LNG 火力）、原子力、再生可能エネルギー（新エネルギー、水力）の電源について、3 E に関連する不確実性要因を考慮するとともに、それらが持つ安全性リスクを最適化する電源ポートフォリオを決定することを目的としている。

新エネルギーとは、エネルギー白書 2010 年度版 [2] よれば、公的には日本における新エネルギー利用等の促進に関する特別措置法（新エネルギー法）において「新エネルギー利用等」として定義され、同法に基づき政令で指定されるもののことを指す。現在、政令により指定されている新エネルギーは、バイオマス、太陽熱利用、雪氷熱利用、地熱発電、風力発電、太陽光発電などであり、すべて再生可能エネルギーである。

電源ポートフォリオは、ある信頼水準を超える損失の期待値をリスク尺度とする CVaR (Conditional Value at Risk) を安全性の指標として用いて、それを最適化することによって決定することとする。また、平均からのばらつきをリスク尺度とする平均・分散ポートフォリオの結果と比較分析を行うことによって、電源ポートフォリオに CVaR 最適化を用いることの優位性を検討する。そして、本研究の特徴をまとめると以下の 3 点に集約される。

まず、今回の震災に代表されるような電源に内在する安全性リスクをある信頼水準を超

える損失の期待値をリスク尺度とする CVaR (Conditional Value at Risk) を安全性の指標として用いて、それを最適化する電源ポートフォリオを決定している点である。そうすることによって、仮に大規模な損害が発生したとしても発電事業の価値の減少を最小限に抑えることができる。第2に安全性の不確実要素として、原発の継続・廃止のオプションをそれぞれ考慮して、電源ポートフォリオを最適化した点である。本研究においては、リアルオプション理論の廃止オプションを原発の継続・廃止の意思決定に応用し、電源ポートフォリオをそれぞれのシナリオを考慮して、実験を行っている。最後に、3E (経済性、エネルギーセキュリティ、環境保全) の不確実性を考慮できるキャッシュフローモデルを提案し、実験を行った点である。事業評価法の際に、発電システムが持つ不確実性の要因として、本研究はオイルショック等で大きな価格変動が予想される燃料価格、大規模な災害等で影響を受けると考えられる発電プラントの設備利用率の2つを不確実要因として注目した。そして、それらの値の推移が負にならないように幾何ブラウン運動にて仮定し、発電システムのNPVをモンテカルロシミュレーションを用いることによって、各発電システムの現在価値の分布を得ることが可能となった。

1.4 本論文の構成

本論文は、まず1章にて研究背景として、現在の日本におけるエネルギー政策の現状と課題、各電源が持つ特徴を述べ、それに対する研究目的にちなんだ関連文献を挙げることによって、本研究の独自性を述べる。そして、2章においては本研究にて用いる理論である幾何ブラウン運動、事業評価法、ポートフォリオ理論についての解説を行う。3章では本研究で構築したモデルである燃料価格予測モデル、発電システムキャッシュフローモデル、原発廃止リアルオプションモデルを述べる。4章は2章、3章で述べた理論、モデルを用いて行った数値実験の結果を示している。最後に5章で結論と今後の課題を述べる。

2 本研究で用いた理論

2.1 幾何ブラウン運動

幾何ブラウン運動は、対数変動が平均 μ 、分散 σ のブラウン運動に従う連続時間の確率過程で、金融市場に関するモデルや、金融工学におけるオプション価格のモデルでよく利用されている。Z.Brze'zniak and T. Zastawniak (1999) [15] によれば、幾何ブラウン運動は以下の確率微分方程式に従う確率過程 S_t で表される。

$$dS_t = \mu dt + \sigma W_t \quad (1)$$

ここで、 μ は期待収益率 (定数)、 σ は収益率のボラティリティ (定数)、 W_t は標準 Brown 運動である。ある時間における価格は伊藤の公式を用いることによって求められる。伊藤の公式は、時間 t と確率過程 S_t によって表される関数 $F(t, S_t)$ について、その微小変化を次のように表すものである。

$$dF(t, S_t) = \frac{\partial F}{\partial t} dt + \frac{\partial F}{\partial S_t} dS_t + \frac{1}{2} \frac{\partial^2 F}{\partial S_t^2} dS_t^2 \quad (2)$$

この方程式の解は伊藤積分より、

$$d \ln S = \left(\mu - \frac{\sigma^2}{2} \right) dt + \sigma dz \quad (3)$$

を満たし、次の正規分布に従う。

$$d \ln S \sim N\left(\left(\mu - \frac{\sigma^2}{2}\right) dt, \sigma^2 dt\right) \quad (4)$$

ブラウン運動の問題点は、価格の変動そのものが正規分布に従うことにより、価格が負

の値を取り得ることである。よって、本研究で用いる幾何ブラウン運動モデルは価格の変化率が正規分布に従っていると仮定することによって、価格が負になることを避けることができる。

2.2 事業価値評価法

2.2.1 ディスカウントキャッシュフロー法

割引キャッシュフロー (DCF :Discounted Cash Flow) 法は、主として投資意思決定の判断基準として対象資産の価値を評価する手法であり、現在では米国をはじめ世界各国の企業における意思決定支援の中心的な存在となっている。DCF 法では、対象となる資産 (事業) の将来にわたるキャッシュフローを現在価値に割り引き換算した値により評価する。この値を現在価値 (NPV :Net Present Value) と呼び、以下の式で表される。

$$PV = \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{(1+r)^i} - I_0 \quad (5)$$

ここで、 n は事業の期間、 C_i は i 年に得られるフリーキャッシュフロー、 I_0 は初期投資コスト、 r は割引率を表す。この場合の投資意思決定の判断基準は、NPV が正か否かということになる。上記の単純な割引キャッシュフロー法は最も不確実性が低い状況で用いられる。また、感度分析を用いて、どの不確実性の要因が価値に大きな影響を与えているかを明らかにすることができる。しかし、この手法ではプロジェクトの途中で予期せぬ事態が発生する可能性があっても、現時点で考えられるシナリオが変更されないという前提で事業資産価値が計算される。将来のシナリオを固定しているために、不確実要因が多く存在する事業にこの手法を適用するとプロジェクトを過小評価してしまう恐れがある。このような事態に対応するために、DCF 法にモンテカルロシミュレーションを組み込むことによって、不確実要因を確率分布で表現し、その分布に基づいて乱数を発生させることで、NPV をシミュレーションの回数分求めることができる。これにより、NPV の取り得る範囲や NPV が 0 以下となる確率が得られ、よりきめ細かく事業のリスクとリターンを定量化することができる。

2.2.2 リアルオプション法

リアルオプションとは、不確実性の高い事業環境下で経営の持つ選択権（オプション）のことである。予め決められた期間（行使期間）に、予め決められたコスト（行使価格）で、延期や中止または別の事業への移行といった何らかの意思決定を行うこと（意思決定の柔軟性）の価値を算出する。リアルオプションも権利であり、義務ではないため意思決定に柔軟性が生まれる。適用する対象が事業や研究開発、企業価値という実物資産（Real Asset）であることから、株や債券に用いるオプションという表現と明確に区別する意味でリアルオプションと呼ぶ。リアルオプションの考え方が発達してきた理由としては、インフラの整備や市場の複雑化によって不確実性が増してきたからであると考えられる。その不確実性に対し、それを評価・算定する必要性が高まったために、リアル・オプションが発展してきた。

DCF(Discounted Cash Flow)法は、将来のキャッシュフローを一定と仮定し割引くため、不確実性に対して正当な評価ができない。リアルオプションとして事業資産を評価する場合、現時点での経営者の判断のみならず、事業環境が変化した場合に下されるであろう経営判断も含めて事業価値を計算する。不確実性の高い事業環境下では、新たな状況に対応できる柔軟性や経営上の選択権は、経済的な価値を持つと考えられるからである。つまり、不確実性の高い事業に対して、柔軟な対応ができるという点でリアルオプションは有効性を持っている。したがって、リアルオプションとして評価された事業資産価値は従来のDCF法で計算した事業資産の価値より大きな値となる。リアルオプション法における事業資産の推移は確率を用いて、図5のような二項ツリーにて評価することができる。二項行使モデルとは、事業価値の変動をツリー上で表現するものであり、図4の様に時系列に従って事業価値が推移する。

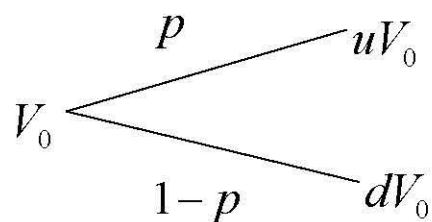


図5 一期間における原資産の変動性

V_0 は原資産価格, u は上昇係数, d は下降係数, p はリスク中立確率を表す. 上昇係数と下降係数については, Cox, J.C., J.E. Ingersoll and S.A. Ross (1985)[15] の変換式に従って,

$$u = \exp(\sigma\sqrt{T/n}) \quad (6)$$

$$d = 1/u \quad (7)$$

と求めることができ, リスク中立確率は不確実性等価なキャッシュフローをリスクフリーレートで割り引くことによって求められ,

$$p = \frac{(1+r_f) - d}{u - d} \quad (8)$$

のようになり, これを用いることによって原資産のツリー上の各店における現在価値を導出することが可能となる. r_f はリスクフリーレートを表す.

表1 事業価値評価手法の比較

	DCF 法	モンテカルロ DCF 法	リアルオプション法
不確実性を考慮	×	○	○
動的に評価可能	×	○	○
オプションを評価可能	×	×	○

2.3 ポートフォリオ理論

2.3.1 ポートフォリオ最適化

発電事業の現在価値の変動リスクを最小化する電源構成は、ポートフォリオ最適化を応用することによって、導出することができる。ポートフォリオ最適化は Markowitz(1952)[5] により提唱された手法であり、制約条件を満たした上で、リスクの最小化や期待収益率の最大化等を行うポートフォリオ比率を導出する手法である。一般的にリスクとリターンの2つの尺度を用いることによって、要求されるリターン以上もとのリスクを最小化する問題、指定されるリスク以下のものでリターンを最大化する問題、リターンとリスクを用いて定義された関数を最小化する問題のいずれかの手法にて定式化が行われる。そして、ポートフォリオ理論においては、リスクとリターンのトレードオフの関係性を持っており、このトレードオフの最適化集合は効率的フロンティアと呼ばれ、要求リターンの大小に関わらず、必ず効率的フロンティア上から最適解が選択される。

ポートフォリオ最適化手法では目的に応じてリスクを定義することができる。Markowitz(1952)[5] は価格の分散をリスク尺度と定義することでポートフォリオ理論を確立したが、それ以降にも様々なリスク尺度が考えられ、それらは大きく分けて、平均・分散モデルに代表されるようなリターンの期待値からのばらつきの大きさと後述する CVaR 最小化モデルのようなリターンが目標リターンを下回る大きさや確率（ダウンサイドリスク）に分類することができる。

2.3.2 平均・分散モデル

現代の基本的なポートフォリ理論として用いられている平均・分散モデルはリターンの平均からの分散を最小化する以下の凸2次計画問題として以下のように定式化される。

$$\begin{aligned} \min \quad & x^T C x \\ \text{s.t.} \quad & x \geq 0 \\ & m^T x \geq R \\ & e^T x = 1 \end{aligned} \tag{9}$$

制約条件 $m^T x \geq R$ は投資家が最低限要求するリターンの期待値が R をであることを表す。ただし、 \bar{y} は収益率 y の平均を表すベクトルである。また、 $e^T x = 1$, $x \geq 0$ はポートフォリオが満たすべき制約条件 $x \in X$ であり、 x は投資比率を表すベクトルであり、空売りを行わないこと仮定している。

2.3.3 VaR と CVaR

投資対象の銘柄を $i = 1, \dots, n$ とし、銘柄 i に対する投資比率を x_i 、銘柄 i の収益率を y_i とする。ここで、 y_i は確率変数であり、以下では $x = (x_1, \dots, x_n)^T$ 、 $y = (y_1, \dots, y_n)^T$ と表す。損失関数を $f(x, y)$ とし（一般に $f(x, y) = -x^T y$ が用いられる）、確率変数 y は連続的な確率密度関数 $p(y)$ に従うと仮定する。まず、損失が α 以下となる確率を

$$\Psi(x, \alpha) = \int_{f(x, y) \geq \alpha} p(y) dy \tag{10}$$

で与える。 x を任意に固定したとき、 $\Psi(x, \alpha)$ は α の関数として非減少であり右から連続であるが、一般に左から連続とは限らないが、簡単のため、 $\Psi(x, \alpha)$ は α に関して連続であると仮定する。VaR とはあるポートフォリオの損失が α 以下である確率が β 以上となるときの最小の α 、すなわち、

$$\text{VaR}_\beta(x) = \alpha_\beta(x) = \min\{\alpha \mid \Psi(x, \alpha) \geq \beta\} \tag{11}$$

で定義される。上の仮定より $\Psi(x, \alpha)$ は α に関して連続であるため、 $\alpha_\beta(x)$ は $\Psi(x, \alpha) = \beta$ を満たす α の中で最小のものとなる。CVaR とはあるポートフォリオの損失が $\alpha_\beta(x)$ を上回る場合の損失の期待値であり、

$$CVaR_\beta(x) = \frac{\int_{f(x,y) \geq \alpha_\beta(x)} f(x,y)p(y)dy}{\int_{f(x,y) \geq \alpha_\beta(x)} p(y)dy} \quad (12)$$

で定義される。 $\Psi(x, \alpha)$ の α に関する連続性の仮定より $\int_{f(x,y) \geq \alpha_\beta(x)} p(y)dy = 1 - \beta$ となるため、CVaR は

$$CVaR_\beta(x) = (1 - \beta)^{-1} \int_{f(x,y) \geq \alpha_\beta(x)} f(x,y)p(y)dy \quad (13)$$

と書くことができる。さらに Artzner(1999)[16] は、リスク指標はポートフォリオ分散によるリスク低減効果を織り込むべきという主張のもと、劣加法性と凸性を満たさないことを問題視している。劣加法性とは分散投資によってリスクを低減できる性質を表し、以下のように定義される。

$$\rho(X_1 + X_2) \leq \rho(X_1) + \rho(X_2) \quad (14)$$

ただし、 ρ はリスク指標、 X_1 および X_2 は任意の確率変数とする。また、分散投資によるリスク軽減は金融理論の原則であることから、リスク指標は劣加法性を満たすことが求められ、凸性も同様の変数を用いて以下のように定義される。

$$\rho(\lambda X_1 + (1 - \lambda)X_2) \leq \lambda\rho(X_1) + (1 - \lambda)\rho(X_2) \quad (15)$$

ただし、 λ は任意の数 ($0 \leq \lambda \leq 1$) とする。リスク指標が凸性を満たす場合、ポートフォリオ

の最適化は容易になるため，計算時間の短縮や厳密な解の導出のために凸性を満たす必要がある．リスク指標の凸性で重要な点は，凸性が見られる場合，そのリスク指標を用いたポートフォリオの最適化が比較的容易になることである．このため，凸性を満たすリスク指標は，実務へ応用しやすいといえることができる．表 2 はポートフォリオ理論で用いられるリスク尺度の比較を示したものである．

表 2 リスク尺度の比較

	凸性	劣加法性	ダウンサイドリスク	テールリスク
分散	○	×	×	×
下方半分散	○	×	○	×
VaR	×	×	○	○
CVaR	○	○	○	○

2.3.4 CVaR 最適化モデル

R.T.Rockafellar and S.Uryasev(2000)[17] よれば，密度関数 $p(y)$ に従う確率変数 y をサンプルすることにより，補助関数 $F_\beta(x, \alpha)$ の近似を行う．サンプリングによって y_1, y_2, \dots, y_q が得られたとき，補助関数 $F_\beta(x, \alpha)$ は以下のように近似される．

$$\tilde{F}_\beta(x, \alpha) = \alpha + \frac{1}{q(1-\beta)} \sum_{k=1}^q [-x^T y_k - \alpha]^+ \quad (16)$$

以上より，リスク尺度に CVaR を用いるポートフォリオ最適化問題は $\tilde{F}_\beta(x, \alpha)$ の $(x, \alpha) \in X \times R$ 上での最小化問題として定式化できる．正の補助変数 $u_k, k = 1, \dots, q$ を導入し $u_k = [-x^T y_k - \alpha]^+$ とすると，リスク尺度に CVaR を用いるポートフォリオ最適化問題は以下のように書ける．

$$\begin{aligned}
\min \quad & \alpha + \frac{1}{q(1-\beta)} \sum_{k=1}^q u_k \\
\text{s.t.} \quad & e^T x = 1 \\
& y_k^T x + \alpha + u_k \geq 0 \\
& m^T x \geq R \\
& x \geq 0, (j = 1, \dots, n) \\
& u_k \geq 0, (k = 1, \dots, q)
\end{aligned} \tag{17}$$

制約条件 $m^T x \geq R$ は投資家が最低限要求するリターンの期待値が R をであることを表す。ただし、 \bar{y} は収益率 y の平均を表すベクトルである。また、 $e^T x = 1$ 、 $x \geq 0$ はポートフォリオが満たすべき制約条件 $x \in X$ であり、 x は投資比率を表すベクトルであり、空売りを行わないこと仮定している。

3 モデリング

3.1 燃料コスト予測モデル

石炭、原油、LNG 価格がはそれぞれ互いに相関関係があることが知られている。よって、本研究では各発電システムの燃料コストに相関を持たせた幾何ブラウン運動で仮定し、各発電システムの燃料コストの相関を組み込むモデルを提案することによって、燃料価格の相互補完関係を考慮したシュミレーションを行う照山 (2001)[18] によれば、相互に相関した複数の幾何ブラウン運動の作成は式 (4) における W_t を相互に相関させることで実現可能である。

本研究ではコレスキー分解を応用することにより、石炭火力、石油火力、LNG 火力の燃料コストの相関関係を記述する。モデル作成に際し、 t を時間、 n を相関させるブラウン運動 W_t の数とする。また、価格 $p_t = (p_{1t}, p_{2t}, \dots, p_{nt})$ は現時点で相互に依存するだけでなく、去にお互いの値にも影響を受けて振動すると仮定している。さらに、それぞれが独立し、変動の平均が 0、標準偏差が 1 のブラウン運動の集合を $W_n = (W_1, W_2, \dots, W_n)$ によって、価格変動が引き起こされると仮定する。

石炭火力、石油火力、LNG 火力の燃料コストの標準偏差をそれぞれ、 σ_o, σ_l とし、それらの相関係数をそれぞれ、 $\rho_{co}, \rho_{cl}, \rho_{ol}$ とすると、共分散行列は

$$V = \begin{bmatrix} \sigma_c^2 & \rho_{co}\sigma_c\sigma_o & \rho_{cl}\sigma_c\sigma_l \\ \rho_{co}\sigma_c\sigma_o & \sigma_o^2 & \rho_{ol}\sigma_o\sigma_l \\ \rho_{cl}\sigma_c\sigma_l & \rho_{ol}\sigma_o\sigma_l & \sigma_l^2 \end{bmatrix} \quad (18)$$

となり、これをコレスキー分解を行い、下方三角行列の係数行列で表現すると、

$$A^{-1} = \begin{bmatrix} \sigma_c & 0 & 0 \\ \rho_{co}\sigma_o & \sqrt{1 - \rho_{co}^2}\sigma_o & 0 \\ \rho_{cl}\sigma_l & \rho_{ol}\sigma_l & \sqrt{1 - \rho_{cl}^2 - \rho_{ol}^2}\sigma_l \end{bmatrix} \quad (19)$$

これを得ることによって相関関係のあるブラウン運動を以下のように記述することができる。

$$\begin{bmatrix} \varepsilon_{ct} \\ \varepsilon_{ot} \\ \varepsilon_{lt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sigma_c W_{1t} \\ \rho_{co}\sigma_o W_{1t} + \sqrt{1 - \rho^2}\sigma_l W_{2t} \\ \rho_{cl}\sigma_l W_{1t} + \rho_{ol}\sigma_l W_{2t} + \sqrt{1 - \rho_{cl}^2 - \rho_{ol}^2}\sigma_l W_{3t} \end{bmatrix} \quad (20)$$

上記にて算出された W_n を式 (4) に代入することによって、各々の相関を考慮した幾何ブラウン運動を表すことが可能となり、各発電システムの燃料コストを求めることができる。式 (21), (22), (23) はそれぞれ石炭火力、石油火力、LNG 火力の相互の相関を考慮した t 期における燃料コスト、 $C_{ct}^f, C_{ot}^f, C_{lt}^f$ の幾何ブラウン運動の式である。

$$d \ln C_{ct}^f \sim N\left(\left(\mu - \frac{\sigma^2}{2}\right)dt, \sigma\sqrt{t}\varepsilon_{ct}dt\right) \quad (21)$$

$$d \ln C_{ot}^f \sim N\left(\left(\mu - \frac{\sigma^2}{2}\right)dt, \sigma\sqrt{t}\varepsilon_{ot}dt\right) \quad (22)$$

$$d \ln C_{lt}^f \sim N\left(\left(\mu - \frac{\sigma^2}{2}\right)dt, \sigma\sqrt{t}\varepsilon_{lt}dt\right) \quad (23)$$

3.2 発電システムキャッシュフローモデル

3.2.1 電源の評価方法

電源別の評価方法には、大きく 2 つ挙げられ、OECD (2010) [19] や MIT (2009) [20] によるモデルプラントによる方法と大島 (2000) [21] や日本エネルギー経済研究所 (2011) [22] による有価証券報告書による方法がある。

モデルプラントによる方法は、電源ごとにモデルプラントを想定し、適切な建設単価・燃料費・運転維持費・割引率等を想定して、kWh 当りの発電コストを試算する方法である。この方法は、同一の経済条件や事業環境下、すなわち電源特性以外の条件が同一のもとで各種電源比較が可能である。したがって、今後の電源選択に当たっては有用であることが言える。しかし、モデルプラントの仕様や個別の建設・運転状況により、試算結果が実績値と必ずしも一致しない。

有価証券報告書による方法は、電力各社が公開する有価証券報告書(財務諸表)の中に記載のある情報(水力・火力・原子力別の営業費用, 固定資産など)から各年度において実績値としてプラント評価する方法である。この方法は、事業で実際に必要とされた実績値のため説得力がある。また、複数年度にわたる評価により変動要因の分析も可能である。よって、過去の政策評価及び経営分析にあたっては有用であると考えられる。しかし、建設費用とその償却費といった長期にわたるコストを単年度の断面でしか見ないため、今後の電源選択に当たっては必ずしも有用で的確な情報のみを提供するとは言えない。

本研究では、日本の将来の電源ポートフォリオを構築することを目的としているため、同一の経済条件や事業環境下、すなわち電源特性以外の条件が同一のもとで各種電源比較が可能で今後の電源選択を評価することができるモデルプラントによる方法を用いて推計を行う。モデルプラント選定に当たっては、設備容量は資源エネルギー庁発電コスト等検討委員会(2011)[23]がモデルプラントとして、抽出しているものを用い、運転開始が1999年度から2003年度までに運転開始した発電所を選定した。また、特定の電気事業者の設備に偏らないように留意し、石油及び原子力は1997年以降、上記規模の新規プラントの運転開始が無いため、1999年原子力部会試算モデルと同じプラントを使用している。本研究で用いた各電源のサンプルプラントを以下に示す。出力値は各発電所の出力の平均値である。表3は本研究にて、選定したモデルプラントを示したものである。また、再生可能エネルギーに関しては、選定したモデルプラントの設備容量から、整合性がとれるように比率を設定した値をデータとして用いた。

表3 各発電システムサンプルプラント (エネルギー庁発電コスト等検討委員会 (2011) [23] をもとに作成)

電源	出力	サンプルプラント
石炭火力	90 万 kW	苫東厚真 4(70 万 kW), 常陸那珂 1(100 万 kW), 荅北 2(70 万 kW), 橘湾 1(105 万 kW), 橘湾 2(105 万 kW), 磯子新 1(60 万 kW)
石油火力	40 万 kW	知内 2(35 万 kW), 尾鷲三田 (50 万 kW), 宮津 1(37.5 万 kW), 宮津 2(37.5 万 kW)
LNG 火力	150 万 kW	千葉 1(144 万 kW), 千葉 2(144 万 kW), 富津 3(152 万 kW), 新名古屋 7(145.8 万 kW)
原子力	130 万 kW	柏崎刈羽 6(135.6 万 kW), 柏崎刈羽 7(135.6 万 kW), 玄海 4(118 万 kW)
水力	1.2 万 kW	荒谷 (1.12 万 kW), 新高津尾 (1.45 万 kW), 宇奈月 (2 万 kW), 大滝 (1 万 kW), 奥津第二 (1.52 万 kW), 新湯山 (1.75 万 kW)

3.2.2 キャッシュフローのモデル化

式 (24) は本研究にて用いた発電システムのキャッシュフローのモデルである。本研究において、発電システム i の t 期におけるキャッシュフローは、電気価格から燃料コスト、資本コスト、運転管理コスト、 CO_2 コストを引いたものに設備利用率と設備容量、暦時間数を乗したモデルである。

$$\pi(L_{it}, C_{it}^f) = Q_i \{L_{it}(P_t^e - C_{it}^f - C_{it}^c - C_{it}^o - C_{it}^{co2})h_{it}\} \quad (24)$$

$Q_i, L_{it}, C_{it}^f, C_{it}^c, C_{it}^o, C_{it}^i, C_{it}^{co2}, h_{it}$ はそれぞれ t 期における発電プラント i の設備容量 (kW), 設備利用率 (%), 燃料コスト (¥/kWh), 資本コスト (¥/kWh), 運転管理コスト (¥/kWh), CO_2 コスト, 暦時間数 (h), P_t^e は t 期における電気価格 (¥/kWh) を表す。

電気事業営業費用明細表 [24] に示される発電コストの分類より，資本コストは固定資産税，減価償却費，固定資産除却費，共有設備等分担額，燃料コストは燃料費，運転管理コストは発電事業に係る上記以外のすべてのコストを指す。

3.3 リアルオプションモデル

本研究ではリアルオプションの中でも中止オプションについて扱うことにより，不確実性に基づく実際の原子力発電所の投資行動を考慮することが可能となる。以下にリアルオプション法の計算式について概要を述べる。NPV を用いた投資決定は，価値が正であれば現時点で即座に投資を行い，負であれば投資を行わないと判断するものである。そして，電源 i の事業価値 V_i は，式 (24) によって，導かれる毎期のキャッシュフローを $\pi(L_{it}, C_{it}^f)$ ，割引率を r とすると以下のように表せる。

$$V_t = \max \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+r)^t} \mathbb{E}[\pi(L_{it}, C_{it}^f)] \quad (25)$$

この V_i が， u は上昇係数， d は下降係数， p はリスク中立確率にのもとの二項ツリーに依存して変動することとする。そして，最適な発電プラントの廃止時期は以下のベルマン方程式を解くことによってを求めることができる。

$$V_t = \max\{\pi(L_{it}, C_{it}^f) + \frac{1}{(1+r)}[\pi(L_{it}, C_{it}^f)]\} \quad (26)$$

アメリカン・オプションは任意の時刻 t で権利を行使することができる。そこで停止時刻 τ を定義し，停止時刻 τ のとりうる全体集合を $Ft = t, t+1, \dots, T, \infty$ とすると，

$$V_t = \max[\mathbb{E}_t[\frac{1}{(1+r)^{(\tau-t)}}(K - V_t)]] \quad (27)$$

但し $\tau = \infty$ のときは権利を行使しなかった場合で $V_t = 0$ である。また満期 T では $V_T = \max\{K - S(T), 0\}$ であり，すべての t に対して $V_t \geq \max\{K - S(t), 0\}$ であ

る. t を所与とし, $\tau' \in F_{t+1}$ が V_{t+1} の定義式の最大を満たすそのとき, 時刻 t において V_{t+1} の期待値をとると,

$$V_t \geq \mathbb{E}_t\left[\frac{1}{(1+r)}V_{(t+1)}\right] \quad (28)$$

を得る. 式 (12) の両辺を $(1+r)^t$ で割ると,

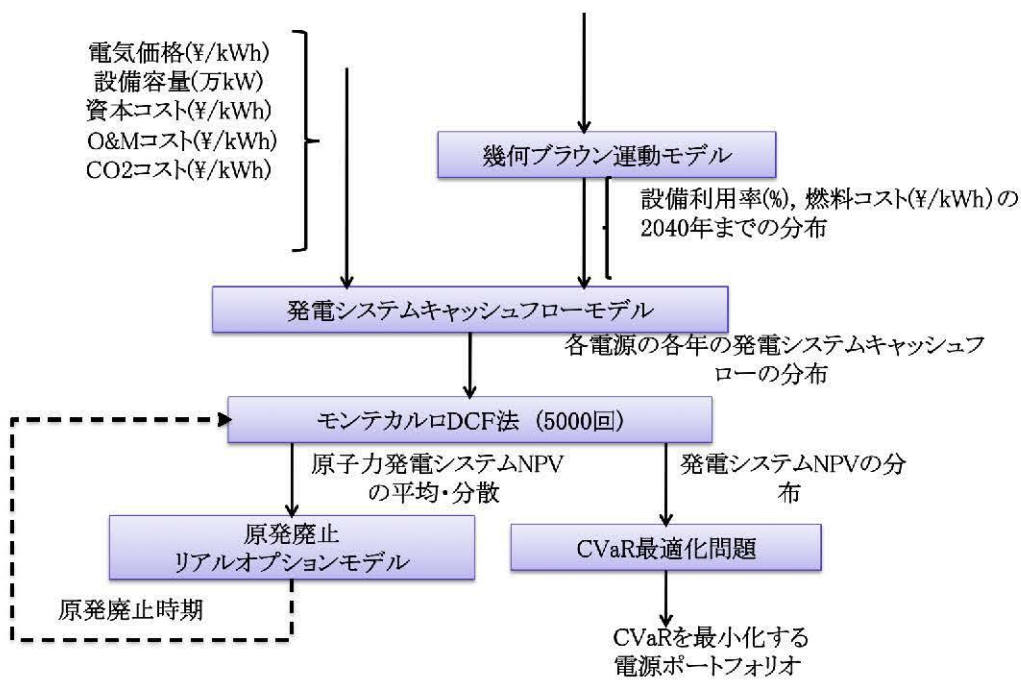
$$\frac{1}{(1+r)^t}V_t \geq \mathbb{E}\left[\frac{1}{(1+r)^{t+1}}V_{t+1}\right] \quad (29)$$

となり, 早期行使が最適となる.

3.4 本研究の流れ

本節は本研究の流れを述べる. 各電源の設備利用率と燃料コストについて, 幾何ブラウン運動を仮定し, それらの数値のシミュレーションを行う. 石炭火力, 石油火力, LNG 火力に関しては式 (21), (22), (23) で示した燃料コスト予測モデルを用いて, 相関を考慮して燃料コストのシミュレーションを行う. そして, 電力価格, 各電源の設備容量, 資本コスト, O&M コスト, CO_2 コストのデータと設備利用率と燃料コストのシミュレーション結果を用いて, 後述する発電システムキャッシュフローモデルに代入することにより, 各発電システムのキャッシュフロー 30 年毎ごとに求める. そして, 30 年毎ごとに求められたキャッシュを 5000 回のモンテカルロシミュレーションにて DCF 法を行い, 5% の割引率にて各発電システムの 10 年間, 20 年間, 30 年間での NPV を分布を得る. そして, 得られた NPV の分布を CVaR 最適化モデルに代入し, 各電源の NPV のテールのリスクして, 電源ポートフォリオの最適化を行う. その際の信頼水準は 95% とし, 式 (17) の R で示している NPV の期待値を変化させることによって, 各電源の収益性と安全性を考察する. また, 原子力に関しては, リアルオプション理論の中の廃止オプションを考慮して, 原子力の最適な廃止タイミングを導出した. その際, モンテカルロシミュレーションにて求めた原子力の NPV より, 平均と分散を得ることによって, リアルオプションの二項ツリーのパラメータを推定した. そして, リアルオプション法にて求められた原発の最適廃

止タイミングを考慮して、電源ポートフォリオの最適化を行った。そして、平均・分散モデルと CVaR 最適化モデルでの電源構成の違いを考察することによって、各発電システムが持つ下方リスクが以下に電源ポートフォリオに影響を与えるのかを考察し、安全性リスクを考慮する際に CVaR 最適化を用いることの有効性を考察する。最後にパラメータ間の感度分析を行い、どの要因がアウトプットに大きく影響しているのかを分析する。また、図 6 は、本研究におけるデータのインプット、アウトプットのフローの概念図である。



6
6

図 6 データの入出力

4 分析結果

4.1 分析データ

本節は、本研究で用いたデータの概要を示す。

電力価格、設備利用率の導出に用いた発電量、設備容量は経済産業省発行のエネルギー白書 2010 年度版 [2] より得た。資本コスト、O&M コストは (財) 日本エネルギー経済研究所、有価証券報告書を用いた火力・原子力発電のコスト評価」(2011)[21] により値を得た。燃料コストのデータは IMF Primary Commodity Prices(2010)[17] から、石炭、原油、ウラン (1980 年～2010 年までの各年度の平均値)、天然ガス (1992 年～2010 年) を用いて燃料価格の推計を行った。CO₂ コストは排出原単位をもとに各発電システムのコストを算出した。

表 4 は、数値実験にて用いたデータを示したものである。設備利用率*、燃料コスト*は表 4 のの数値を初期値として幾何ブラウン運動を仮定してシミュレーションを行う。

表 4 分析データ

	Coal	Oil	LNG	Nuclear	New	Hydro
電気価格 (¥/kWh)	20	20	20	20	20	20
設備容量 (万 kW)	90	40	150	130	5	1.2
設備利用率*(%)	70.54	28.68	49.33	73.08	14.61	18.95
燃料コスト (¥/kWh)	3.5	8.7	8.3	1.65	0	0
資本コスト (¥/kWh)	2.4	2.2	1.5	2.3	11.6	9.5
O&M コスト (¥/kWh)	1.5	1.5	1.1	1.9	2.0	2.2
CO ₂ コスト (¥/kWh)	0.9	0.7	0.6	0	0	0
割引率 (%)	5	5	5	5	5	5

4.2 パラメータの推定

4.2.1 設備利用率パラメータ推定

発電システムの設備利用データは資源エネルギー庁「電源開発の概要」(2010) [24], 「電力供給計画の概要」(2010) [25] より, 石炭火力, 石油火力, LNG 火力, 原子力, 新エネルギー, 水力の 1990 年～2009 年の各電源の発電量 (図 6), 発電容量 (図 7) を用いた。また, 2011 年 3 月 11 日の東日本大震災以降の設備利用率の低下を考慮するため, 2011 年 3 月～2011 年 10 月までの設備利用率の平均値を推定のためのデータに加えて, 検証を行った。発電システムの設備利用率は発電プラントが一定期間に生み出した電力量とその期間ずっとフル稼働したとして得られる発電電力量 (定格電気出力と稼働時間の積) との百分率比として表すことができる。つまり, 年間の設備利用率 (%) = 実際にその 1 年間で発生した発電電力量 (kWh) ÷ 定格電気出力 (kW) × 365 日 × 24 時間 × 100 となる。

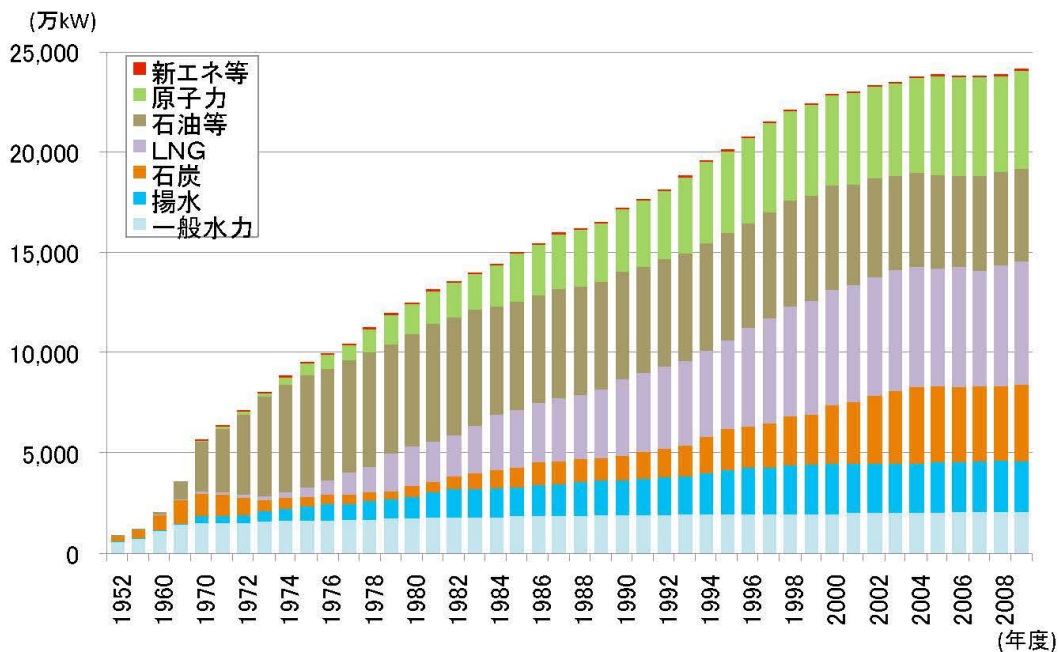


図 7 発電設備容量の推移 (資源エネルギー庁「電源開発の概要」(2010) [24], 「電力供給計画の概要」(2010) [25] をもとに作成)

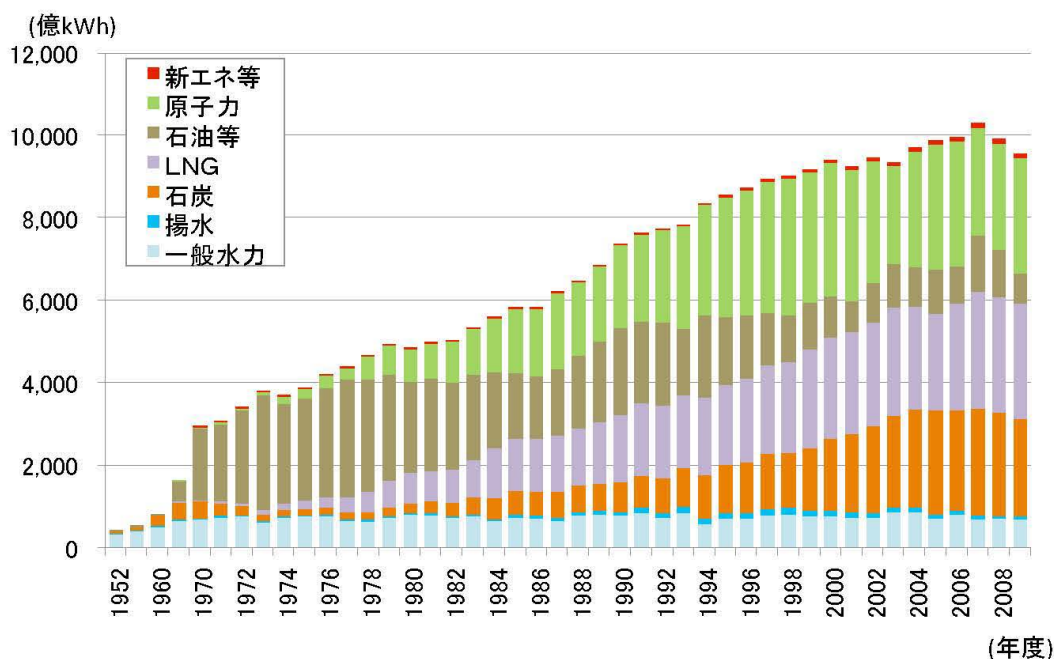


図 8 発電電力量の推移 (資源エネルギー庁「電源開発の概要」(2010) [24], 「電力供給計画の概要」(2010) [25] をもとに作成)

本節では、上記のデータで算出した設備利用率データを用いて幾何ブラウン運動の各種パラメータを推計する。ここでは、過去の設備利用率が式 (27) 従うとして、最尤法を用いてパラメータの推計を行った。最尤推定とは母集団分布の形が分かっているがその母数が未知であるときに、 n 個の標本値 x_1, x_2, \dots, x_n を母集団分布に従う確率変数 X_1, X_2, \dots, X_n がとることは最も起こりやすい (maximum likelihood) という条件を用いてその母数を決めようとするものである。

$$\ln \frac{S_{t+1}}{S_t} = \mu_\beta + \sigma_\beta Z_t \quad (30)$$

推計したパラメータを表 5 に示す。

表5 設備利用率推計パラメータ

Parameters	Coal	Oil	LNG	Nuclear	Alterenative	Hydro
μ_i^l	0.0037	-0.0687	0.0040	-0.0053	0.0624	-0.020
σ_i^q	0.0495	0.2116	0.0470	0.0704	0.0934	0.1322

図9は、表5のの推計したパラメータを式(4)に代入することによって得られた幾何ブラウン運動のシミュレーションのサンプルパスを示したものである。期間は30年に設定し、シミュレーション回数は5000回、○が石炭火力、×が石油火力、□がLNG火力、+が原子力、◇が新エネルギー、◇が水力を表す。下記の図の20年目まで(1990年2010年)は過去のヒストリカルデータを、20年目以降(2011年2040年)は幾何ブラウン運動によるシミュレーションのサンプルパスを表している。

石炭火力は、30年後も70%を中心に安定して推移しており、収益性の観点から安定的にキャッシュを生み出す発電システムであると推測され、将来も日本の主要な電源として効果的に利用されると考えられる。

石油火力は、オイルショック以降、政策的な観点で利用が縮小されてきたため、その傾向から30年後のシミュレーション結果は次第に減少していく傾向が見られた、そして、30年後は10%に満たない可能性もあることを示唆する結果となり、収益性の観点からは将来的に縮小することが推測される発電システムであると考えられる。

LNG火力には、設備利用率の漸進的に増加が見られ、30年後には石炭火力とほぼ同程度の利用率を記録し、今後さらなる有効活用が期待される電源であることが考えられる。

原子力には、震災と設備管理の厳格化により、それらの過去の傾向からシミュレーション結果も時間経過につれて、設備利用率の減少が著しく見られた。また、30年後には利用率が20%を下回るというシミュレーション結果も見られ、原子力はこれから我が国においては縮小傾向の電源であることを示唆する結果となった。

新エネルギーは、技術革新や政策的な面が影響し、次第に設備利用率が増加する傾向にある。そして、新エネルギーが近い将来、原子力の利用率を上回るという結果も見られ、現在、日本においてさらなる導入が議論されている太陽光や風力が原子力の代替エネルギーに取って代わる可能性があることを示唆している。また、

水力は、戦後から長く我が国の電力供給に寄与し、安定的に 30% 前後の数値を 30 年後も保っていることから、水力に関してはこれからも日本の安定的な電力供給源として機能することが考えられる。

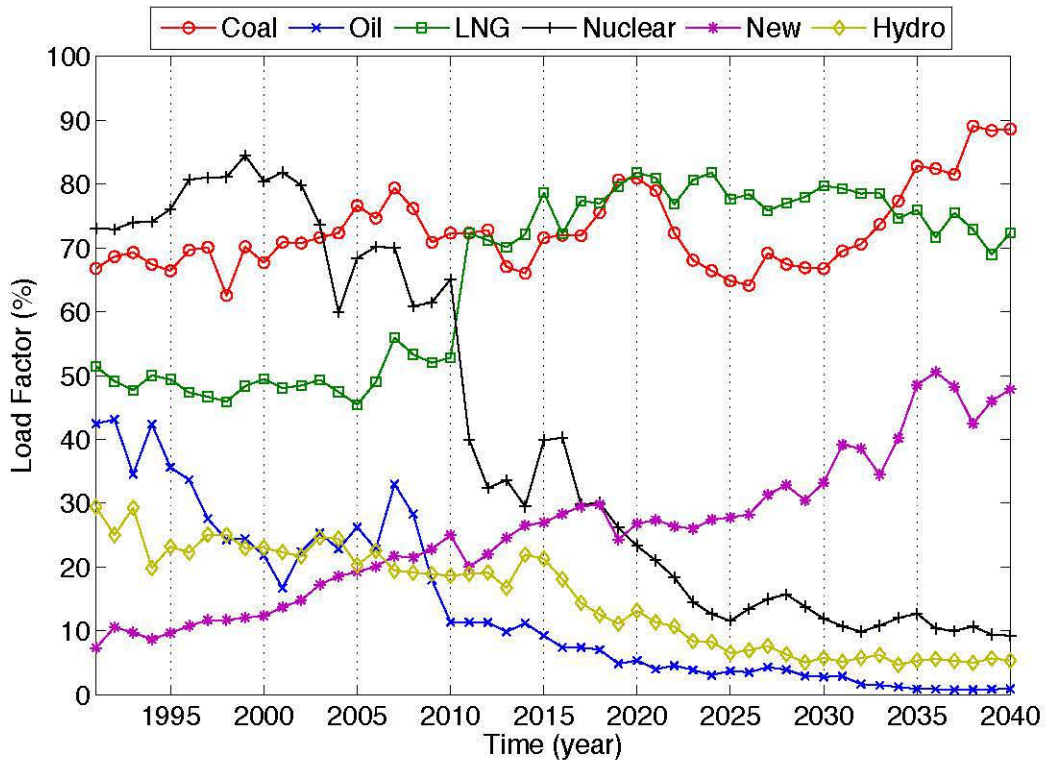


図9 設備利用率のサンプルパス

4.2.2 燃料価格パラメータ推定

本節では、IMF Primary Commodity Prices(2010)[17]より得た石炭、原油、LNG、ウランの燃料価格を用いて、各発電システムの燃料価格の幾何ブラウン運動のパラメータを設備利用率の時と同様に最尤推定を用いてパラメータの推定を行った。分析で用いた燃料価格のデータを以下に示す。また、換算には石炭 1 t=29.5 G j，原油 1 バレル=6 G j，LNG 1000 リットル=23 G j とした。熱効率は石炭が 43%，石油が 42%，天然ガスが 50% とし、それをそれぞれの燃料価格で除することによって、燃料コストを求めた。また、原子力は 100% 発電に使用されるが、原子炉で発生したエネルギーを 100 とすると、

発電されたエネルギーは 35-40 となる。そのため電力を一次エネルギーにそのまま組み入れると不都合が生じる。石炭火力の場合は発生電力は二次エネルギーとして扱われるので、エネルギー変換効率にかかわらず矛盾は生じない。この不都合を回避するため、日本では原子力のエネルギー変換効率が 40% として一次エネルギーに換算している。つまり原子力電力の 40 は一次エネルギーの 100 に相当する。

図 10 は、石炭価格の推移 (1980 年 2010 年) を示した図である。石炭価格は、2010 年以降、運搬コストの上昇および、工業や発電業者が競って確保に走り、需要が高まり、価格が上昇すると予想される。また、環境節省による制約が増し、多くの国で利用コストが高くなると予測される。石炭は、これまで日本がおよそ 3 割のシェアを占めてきたが、今後はインド・中国の輸入が急増することにより、日本のシェアは減少すると予測される。石炭は、現在、発電用や産業用などの燃料 (一般炭)、製鉄用の還元剤 (原料炭) として利用されており、燃料としては石油や他の資源と比較して、安価で世界的な埋蔵量が比較的多いことから、中国やインド等の新興国で発電用を中心とした需要が急速に増加している。

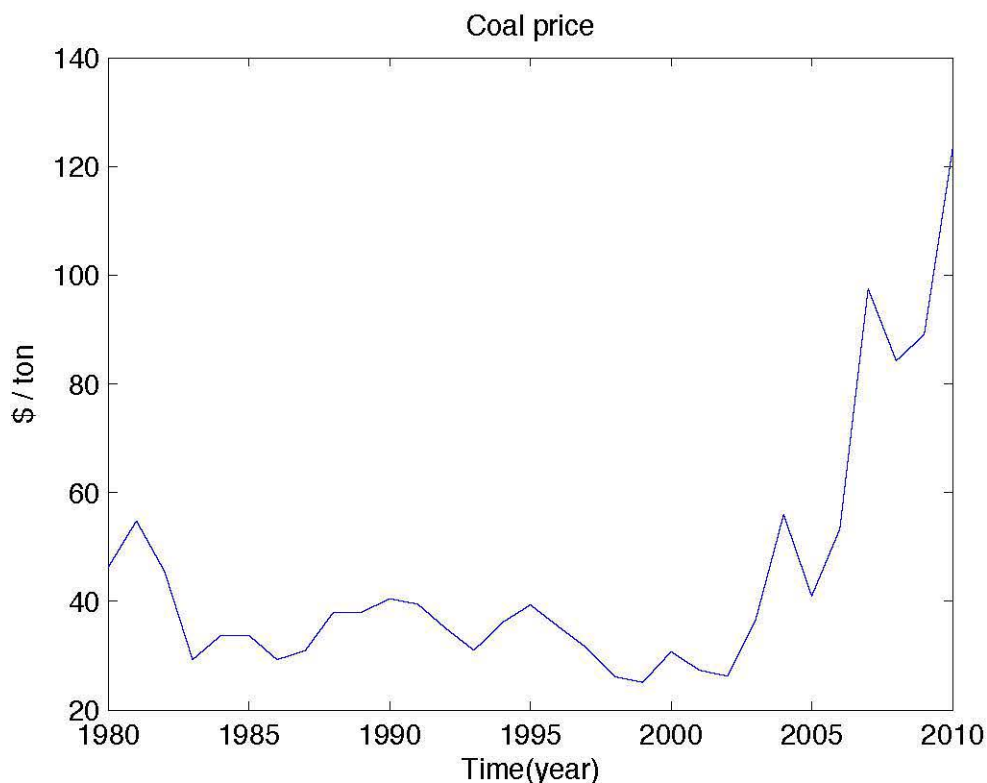


図 10 石炭価格

図 11 は、原油価格の推移 (1980 年 2010 年) を示した図である。石油価格は、2002 年～2010 年の平均価格は 1986 年～200 面までの実績価格の平均値である 21 ドル/バレルと予測されている。2010 年度以降は現在世界全体の原油生産量の約半分を供給している巨大な油田の生産が落ち込み、生産原価の高いより小さな油田から生産する傾向があり、価格が上昇すると予測されている。

原油価格について過去を振り返ると、1973 年の第一次石油危機の際には 3 ドル/バレルから 11.65 ドル/バレルに、1978 年からの第二次石油危機の際には 12.7 ドル/バレルから 34 ドル/バレルに、そして、1990 年の湾岸危機の際には 13.7 ドル/バレルから 30 ドル/バレルに高騰した。その後、1998 年のアジア通貨危機の際には一時 10 ドル/バレルまで下落したが、概ね 20 ドル/バレル近辺で推移してきた。そして、2000 年代に入ると同時多発テロやイラク戦争での価格下落はあったものの、リーマンショックまで概ね上昇の一途を辿っていた。原油価格は先物取引としての投資・投機目的での価格変動があり、需要要因や地政学的リスク要因以外にも金融の側面がある。

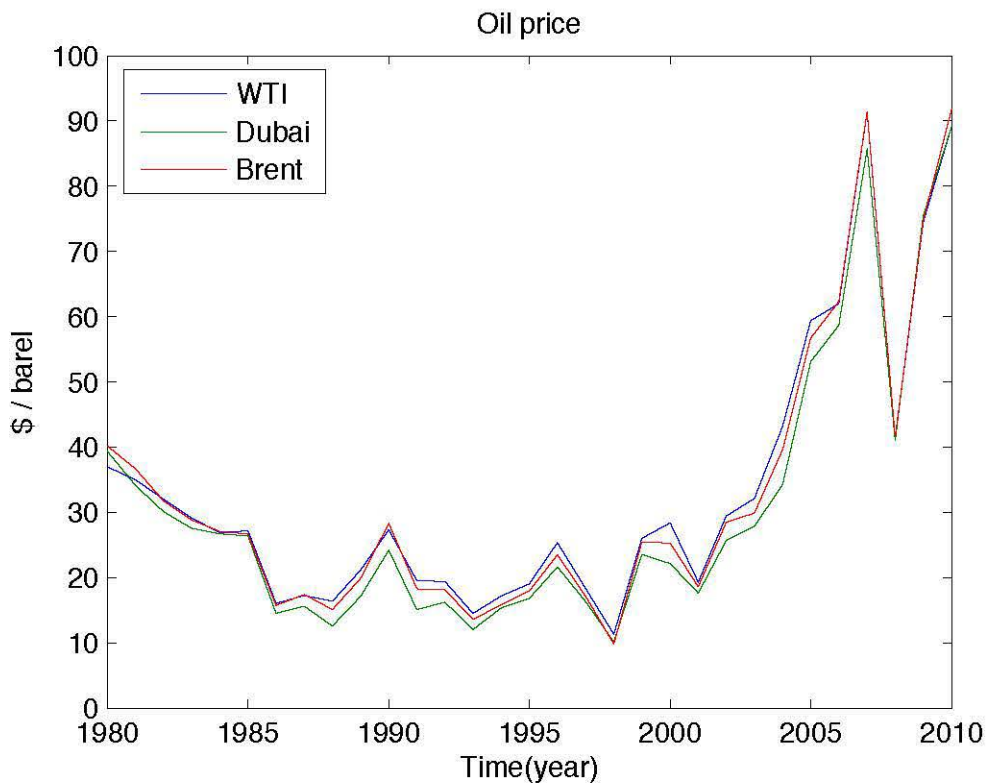


図 11 原油価格

図12は、LNG価格の推移(1980年～2010年)を示した図である。天然ガスは輸送コストの違いから、地域毎に価格が異なる。日本のLNG価格は、数年後の長期輸入契約の満了によって、LNG価格を押し下げる機会やより安い提供者を探す機会が訪れるとされている。

LNGに関しては石油同様、輸入量の減少が顕著であり、1985年当時は世界の輸入量の4分の3を占めていたが、欧州の輸入依存の高まりやLNGを利用する国が増えたことによって、現在の日本のシェアは約4割に低迷している。しかし、IEA[17]によると、これから日本のLNGの輸入は増加する見込みであると見られている。また、米国で現在注目されているシェールガスの採掘により、天然ガスの国内供給が増加するとともに、米国内でのLNGの生産料の減少により、将来のLNGの大輸入国になると考えられる。

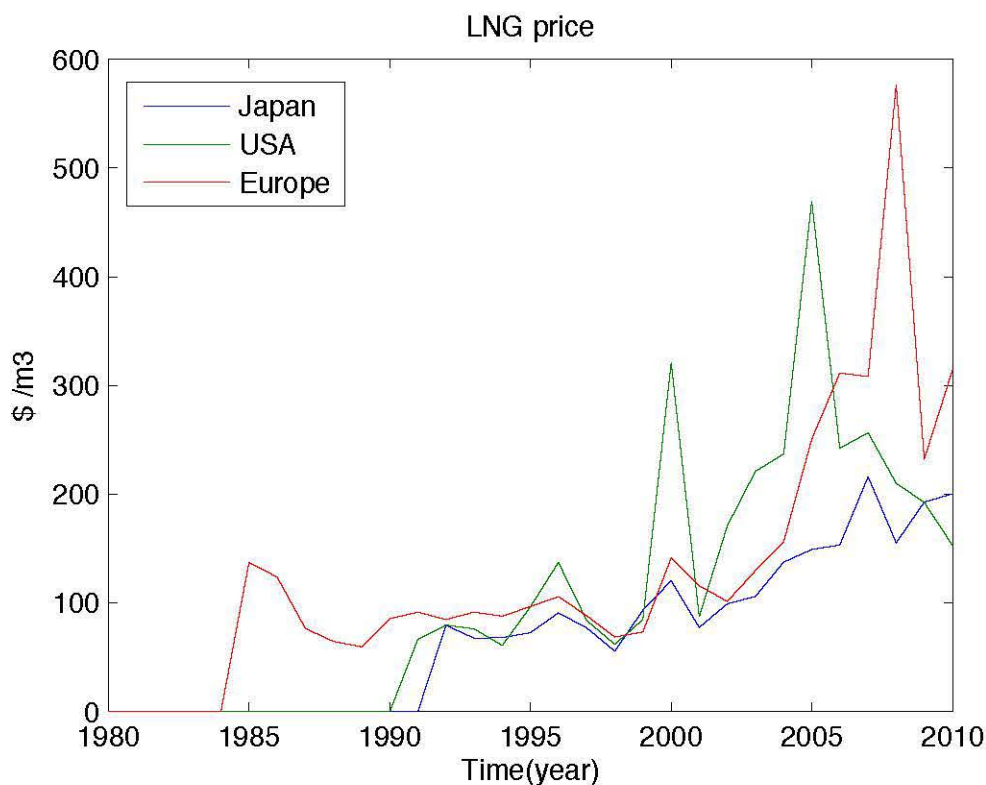


図12 天然ガス価格

図13は、ウラン価格の推移(1980年-2010年)を示した図である。ウラン価格は、1970年代、特に第一次オイルショック後の原子力発電計画の拡大を受けて上昇したが、スリーマイル島事故、チェルノブイリ事故を受けて新規原子力発電建設が低迷したことから下落し、低価格で推移してきた。しかし、近年、ウラン価格は解体核高濃縮ウランや民間在庫取り崩し等の二次供給の減少や中国等の新興国のウラン精鉱の大量購入による需要逼迫により、上昇傾向を見せているが、この上昇傾向は原発建設ラッシュを見込んだ投機目的での資金が価格を釣り上げたものと考えられ、新規原発が稼働するのは5年以上先で供給不足になっているわけではないため、この価格の急上昇は近く落ち着くと考えられる。そして、今回の福島第一原発事故による原子力への社会的な排除傾向により、ウラン価格は低下する傾向へと推移すると考えられる。

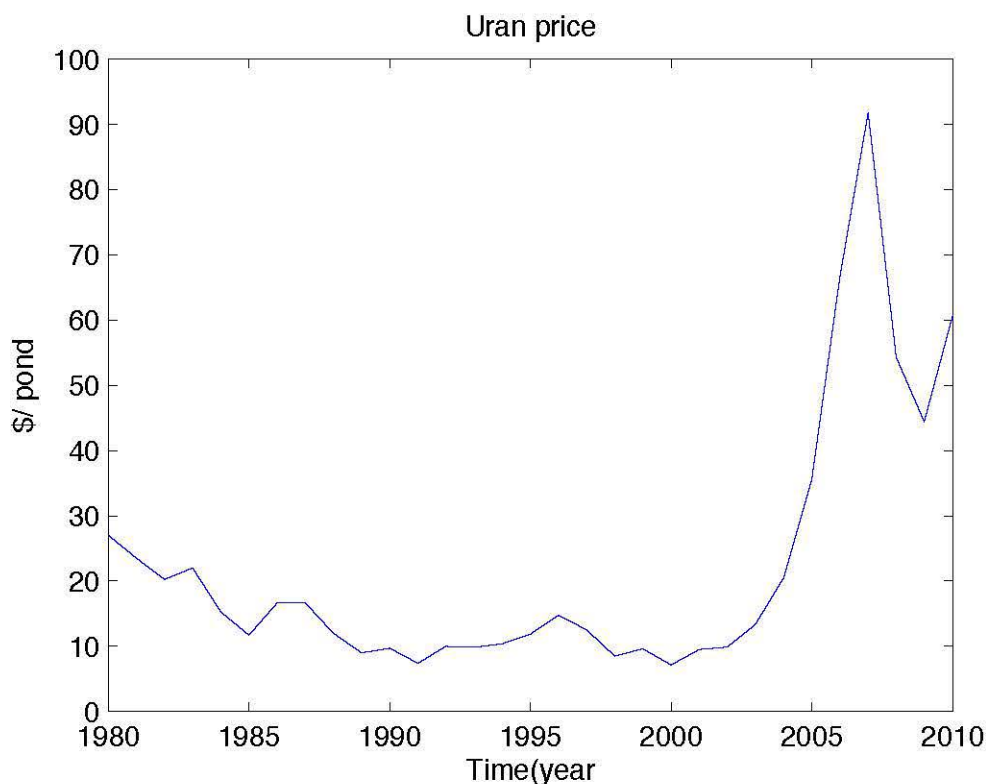


図13 ウラン価格

表 6, 7 は, 推定した幾何ブラウン運動の平均 μ_i^f , 分散 σ_i^f , 熱効率のパラメータ値と各発電システム間 (石炭と石油, 石炭と天然ガス, 石油と天然ガス) の相関係数 $\rho_{co}, \rho_{cl}, \rho_{ol}$ をそれぞれ示した表である。

表 6 燃料コスト推計パラメータ

Parameters	Coal	Oil	LNG	Uran
μ_i^f	0.0153	0.039	0.0117	0.0051
σ_i^f	0.0951	0.0895	0.0747	0.0872
Heat efficient(%)	43	42	50	40

表 7 燃料コスト相関係数

相関係数	
ρ_{co}	0.455
ρ_{cl}	0.215
ρ_{ol}	0.213

図 14 は, 表 6, 7 推定した電源 i の燃料価格の幾何ブラウン運動パラメータと各発電システムの相関係数, 熱効率のデータを式 (21), (22), (23) を用いて, モンテカルロシミュレーションを行った結果のサンプルパスの図である。期間は 30 年 (2011 年~2040 年) に設定し, シミュレーション回数は 5000 回, 各発電システムの燃料コストのシミュレーション結果を以下に示す。□が石炭, ×が石油, ○が天然ガス, + が原子力の燃料コストを表している。

石炭は多少の変動と石油, 天然ガスとの相関関係は見られるものの, 大きな変動もなく安定的に 30 年後も推移している。石油は変動が一番大きく, 一時期は石炭の燃料コストを下回る傾向を見せることもあったが, 大きくコストが跳ね上がる動きも見せていることから, エネルギーセキュリティの観点からは扱いにくい資源であることが考えられる。また, 石油のコストの変動に伴って石油と相関が強い傾向がある天然ガスが変動する傾向があることがわかる。天然ガスは大きな変動こそ見られないものの, コスト自体が他の燃

料と比較して高く、現在、新たな天然ガス資源としてのシェールガス等が盛んに採掘され、日本に輸入される機会が多くなれば、LNGの価格は低下することが考えられる。ウランに関しては、原子力発電建設ラッシュに伴って2005年から急激にウラン価格が高騰したが、そのトレンドは今回のシミュレーションで見られることはあまりなく、低い価格を多少の変動を伴いながら推移していることがわかる。そして、20年後付近を境に大きくコストが落ちていることを考慮すると、原子力の国内ないし、世界における廃止の流れがウランの価格低下に繋がり、燃料コストの低下を招いているとも推測できる。

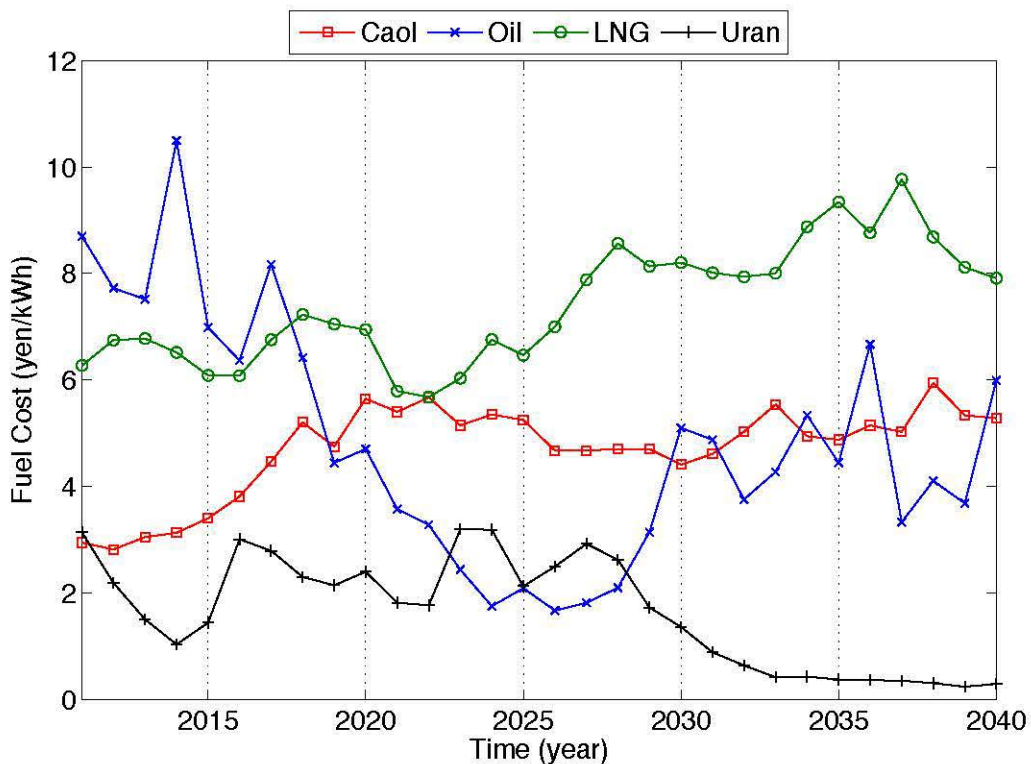


図 14 燃料コストサンプルパス

4.3 各電源の現在価値の分布

本節は、幾何ブラウン運動で仮定し、モンテカルロシミュレーションを用いて算出した設備利用率と燃料コストと表4で示したデータを発電システムキャッシュフローモデルである式(24)に代入し、DCF法を用いて計算した各電源のNPV(現在価値)の分布を示す。また、求めた各電源の分布の統計データとして平均、分散、標準偏差、最大値、最小値、95%VaRを求めた。各電源の現在価値は10年刻みで10年目、20年目、30年目のNPVを求めた。モンテカルロシミュレーションの回数は5000回とした。このシミュレーション結果を式(17)で示したCVaR最適化モデルに代入することによって、CVaR最適化ポートフォリオを導出することができる。

図15は石炭火力の10年、20年、30年間のNPVの分布を示した図である。表8は図15の分布の各年の統計データである。石炭火力は10年間においては、原子力に次いでNPVが高く、分散は原子力よりも低い結果となった。その後の20年、30年においてもNPVは増加し、分散も増加する傾向があることがわかる。NPVの増加率も大きな変動無く、安定的に増加している。これは、幾何ブラウン運動で仮定した設備利用率と燃料コストの変動が石炭に関しては大きな変動が無く安定的に30年に渡って推移している傾向が強かったことが起因していると考えられる。また、最小値を見てみると、20年間での最小値よりも30年間での最小値の方が大きいことから、時間が経つごとに安定的な電源になっていくことがわかる。それはVaRの値が10年間から20年間の変化率よりも、20年間から30年間での変化率が小さいことから考察できる。

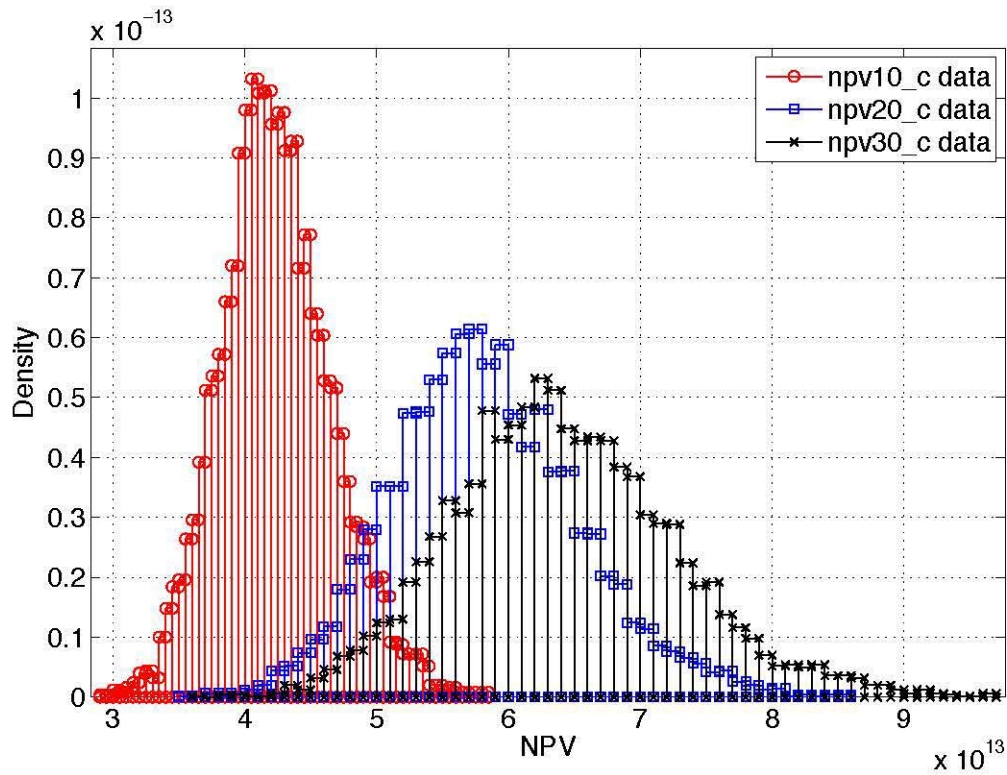


図 15 石炭火力の現在価値の確率分布

表 8 石炭火力の NPV データ

	10years	20years	30years
平均	4.2397e+13	5.8273e+13	6.4171e+13
分散	1.7278e+25	4.9506e+25	7.1074e+25
標準偏差	4.1566e+12	7.0361e+12	9.0073e+13
最大値	5.9673e+13	9.0073e+13	1.0390e+14
最小値	3.0082e+13	3.2633e+13	3.1487e+13
95%VaR	3.5917e+13	4.7415e+13	5.1249e+13

図 16 は石油火力の 10 年, 20 年, 30 年間の NPV の分布を示した図である. 表 9 は図 16 の分布の各年の統計データである. 石油は, 他の発電システムに比べて時系列での NPV の増加が少なく, 分布を見ても, 他の発電システムの分布に比べて重なっている部分が多いことから考察できる. 特に 20 年間から 30 年間にかけての NPV の増加率が著しく鈍化しており, 10 年間から 20 年間の間での分散は約倍になっている. 石油は設備利用率のシミュレーション結果が 30 年間に渡って減少している傾向が強く, 燃料コストにおいても変動が大きかったため, リスクが大きくかつ収益性が見込めない電源であることが考えられる. この結果は, 石油は現在まで主にベース電源ではなく, ピーク時の電源として用いられたことが多かったためであり, これから 30 年間の考慮しても, NPV の増加があまり見られなく, その割にリスクの比較的大きな電源であるため, ピーク電源としての使用がこれからもなされることを示唆している.

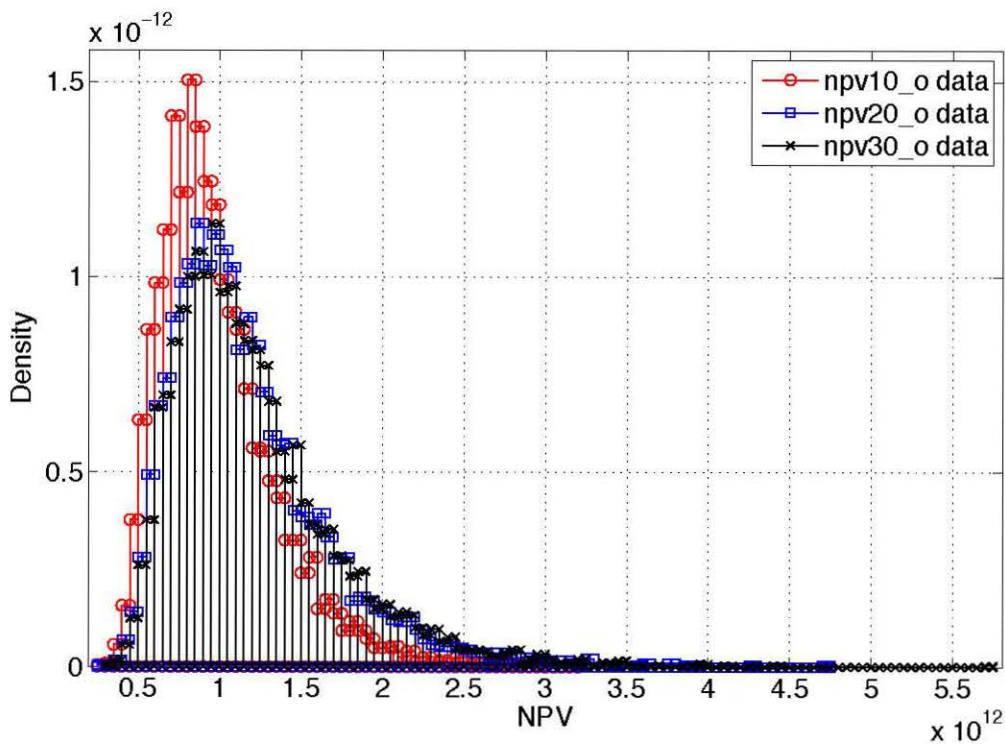


図 16 石油火力の現在価値の確率分布

表9 石油火力のNPV データ

	10years	20years	30years
平均	9.7745e+11	1.1641e+12	1.1998e+12
分散	1.2667e+23	2.3002e+23	2.5725e+23
標準偏差	3.5591e+11	4.7960e+11	5.0720e+11
最大値	3.0045e+12	4.1888e+12	4.3673e+12
最小値	2.6050e+11	2.7835e+11	2.7981e+11
95%VaR	5.3701e+11	5.9538e+11	6.0693e+11

図17はLNG火力の10年、20年、30年間のNPVの分布を示した図である。表10は図17の分布の各年のと統計データである。LNG火力は、30年間にかけて石炭同様、安定的にNPVを増加させている傾向が強い。しかし、10年間から20年間にかけては分散の値が飛躍的に増加していることから、リスクも大きな電源といえる。しかし、20年を超えると、最小値が30年間よりも20年間も方が大きく、VaRの増加率も鈍化していることから、長期的なスパンで考慮するのであれば石炭と比較するとリスクは存在するが、収益性の大きな電源として活用して行くことができると考えられる。これは、設備利用率が長期的に上昇している傾向が強く、燃料コストの変動も比較的小さかったことが大きな要因であることが考えられる。この結果は、天然ガスは10年間、20年間と石炭よりも事業価値が低かったが、30年間でのNPVでは石炭を上回り、石炭に取って代わるベース電源になる可能性を持っていると考察される。

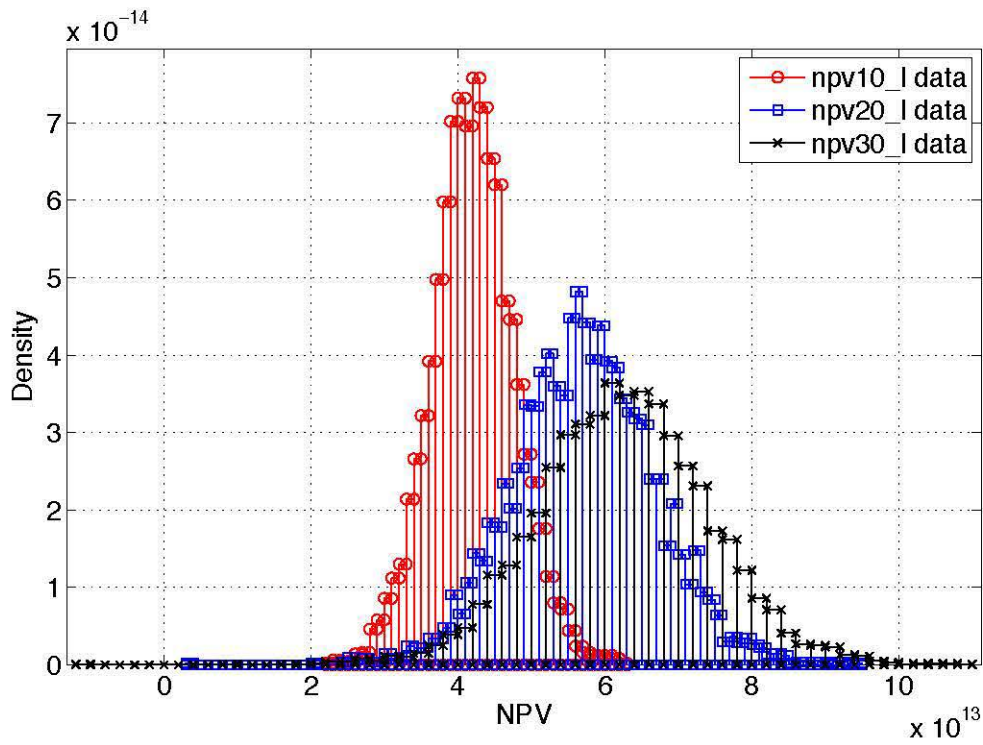


図 17 LNG 火力の現在価値の確率分布

表 10 LNG 火力の NPV データ

	10years	20years	30years
平均	4.2150e+13	5.7242e+13	6.2513e+13
分散	3.1063e+25	9.3371e+25	1.3785e+26
標準偏差	5.5735e+12	9.6629e+12	1.1741e+13
最大値	6.4476e+13	9.5485e+13	1.0916e+14
最小値	2.2102e+13	2.2058e+13	1.3099e+13
95%VaR	3.3062e+13	4.1521e+13	4.3585e+13

図 18 は原子力の 10 年, 20 年, 30 年間の NPV の分布を示した図である. 表 11 は図 18 の分布の各年の統計データである. 原子力は, 10 年, 20 年, 30 年間とすべての期間で NPV が一番となった. これは, 本研究のキャッシュフローモデルにおいて積み立てられている使用済核燃料再処理費, 廃棄物処理費用 (高レベル放射性廃棄物を含まない), 原子炉解体費 (解体廃棄物処理費を含まない) を含んでいないことで, 原子力の発電コストが低く見積もられたことが影響していると考えられる. しかし, 分散が大きくとてもリスクの大きい電源である. しかし, 設備利用裏が 30 年間のシミュレーションで下降傾向があり, これが影響して NPV が石炭や天然ガスの様に順調に増加する動きが見られなかった. よって, これからは用いられにくい電源になる可能性があると考えられる.

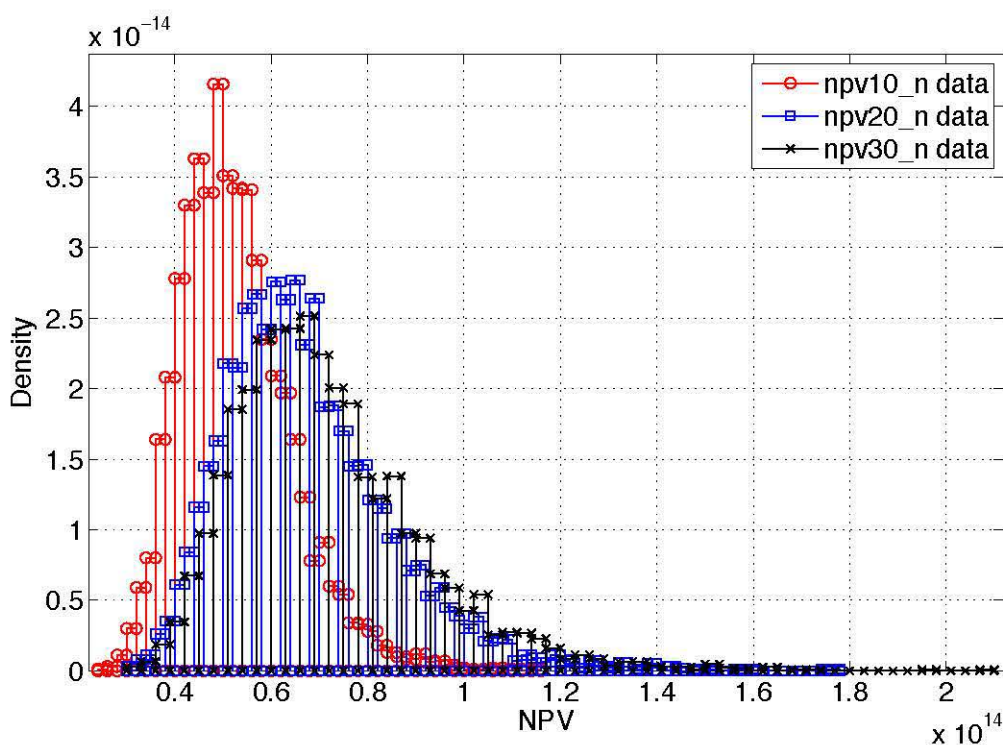


図 18 原子力の現在価値の確率分布

表 11 原子力の NPV データ

	10years	20years	30years
平均	5.2870e+13	6.7628e+13	7.1778e+13
分散	1.3482e+26	3.0075e+26	3.7385e+26
標準偏差	1.1611e+13	1.7342e+13	1.9335e+13
最大値	1.0647e+14	1.8366e+14	2.0294e+14
最小値	2.5762e+13	2.9624e+13	3.1114e+13
95%VaR	3.6818e+13	4.4403e+13	4.6195e+13

図 19 は新エネルギーの 10 年, 20 年, 30 年間の NPV の分布を示した図である。表 12 は図 19 の分布の各年の統計データである。新エネルギーは、未だ設備規模も利用率も低く、石炭火力、LNG 火力、原子力と比較して、大きな NPV が算出されることは無かったが、30 年間に渡って NPV を次第に増加させている。これは設備利用率のシミュレーションにおいて、時間の経過につれて設備利用率が増加する傾向があるためであると考えられる。また、事業価値損失のリスクは他の電源と同様に時間とともに大きくなっている。特に、10 年から 20 年にかけて、分散の大きな飛躍が見られた。新エネルギーは名前の通り、新しいエネルギー源であるため時間をかけてシステムの事業価値を安定化させていくことが重要である。

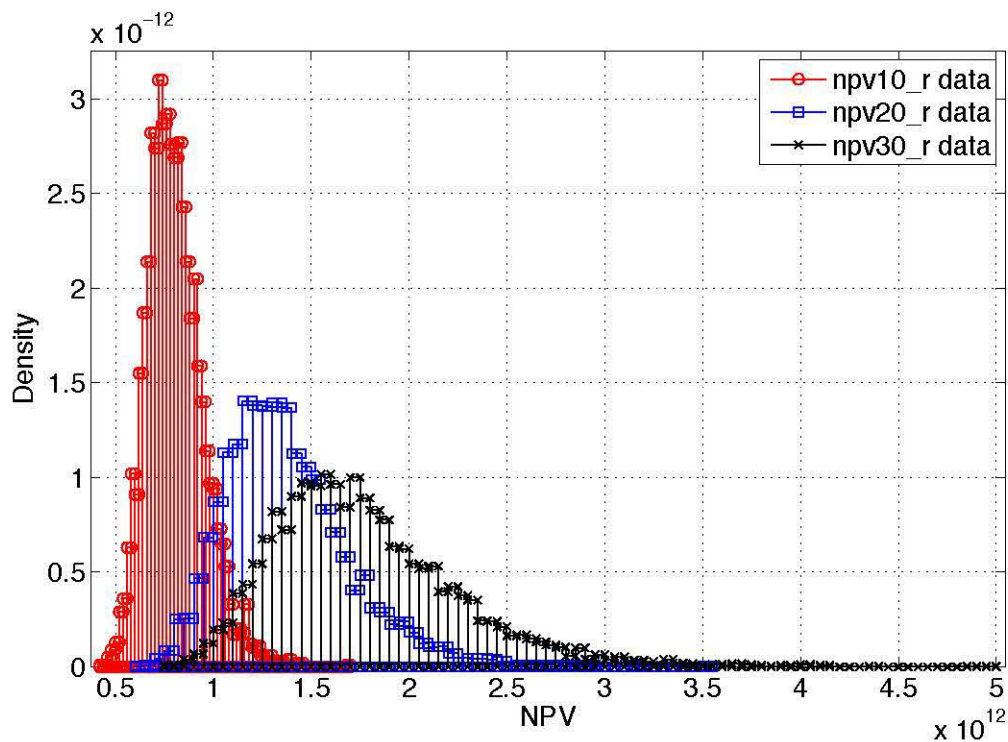


図 19 新エネルギーの現在価値の確率分布

表 12 新エネルギーの NPV データ

	10years	20years	30years
平均	8.0240e+11	1.3634e+12	1.7578e+12
分散	2.0318e+22	1.0413e+23	2.3437e+23
標準偏差	1.4254e+11	3.2269e+11	4.8411e+11
最大値	1.6774e+12	3.5617e+12	5.4355e+12
最小値	4.3819e+11	5.9227e+11	6.7468e+11
95%VaR	5.9635e+11	9.2092e+11	1.1140e+12

図 20 は水力の 10 年, 20 年, 30 年間の NPV の分布を示した図である. 表 13 は図 20 の分布の各年の統計データである. 水力は過去にベースの供給電源として多用されてきたが, 資本コストが大きいことなどで縮小傾向にあり, 実際, NPV の時系列的な推移を見ても, 30 年で大きく増加する傾向は見られなかった. しかし, 新エネルギー同様, 分散が小さく, リスクが少ない電源であるため, 安全に用いることができる. また, 水力の高コスト化は設備利用率の低下と平行して起っており, 水力の設備利用率は 1970 年代には 40 50% から 90 年代後半の 20% 台前半へと半分以下に落ち込んでいる. このことが水力の発電コストの上昇を導いた一つの大きな原因の一つとなっているものと推測され, NPV の上昇を妨げていると考えられる.

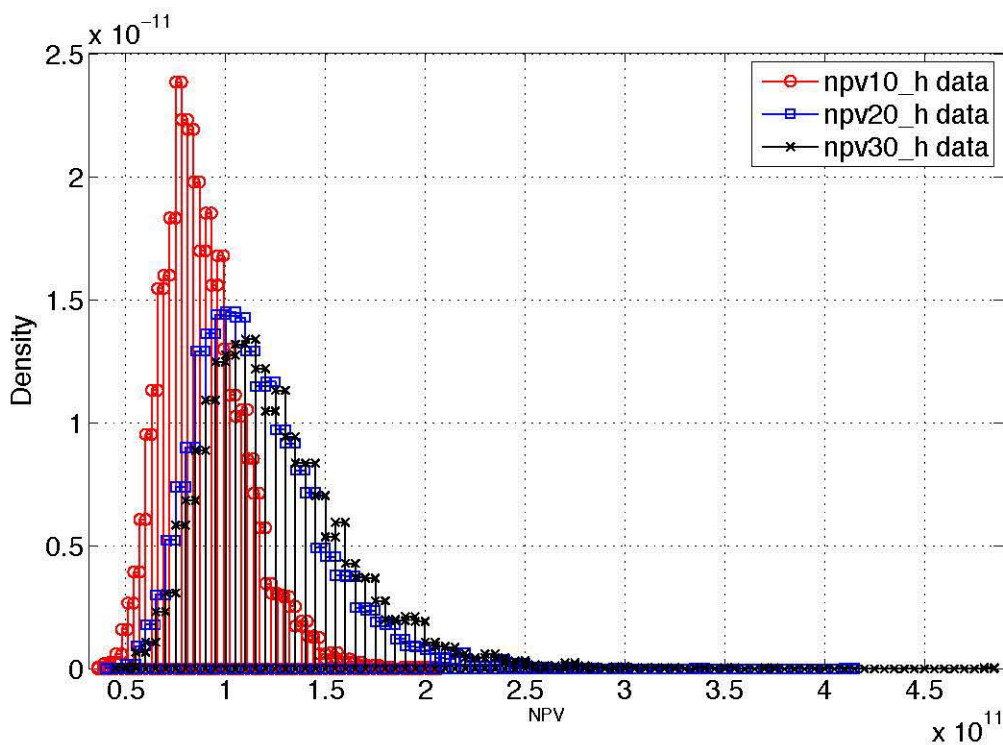


図 20 水力の現在価値の確率分布

表 13 水力の NPV データ

	10years	20years	30years
平均	8.8734e+10	1.1611e+11	1.2446e+11
分散	4.3929e+20	1.0541e+21	1.3439e+21
標準偏差	2.0959e+10	3.2468e+10	3.6659e+10
最大値	2.3051e+11	3.6164e+11	4.0120e+11
最小値	3.7615e+10	4.2947e+10	4.4162e+10
95%VaR	5.9565e+10	7.2993e+10	7.6504e+10

4.4 原発廃止オプション

5000 回のモンテカルロシミュレーションを通して導いた原子力の 30 年間の NPV の分布から、平均と分散を得ることによって、リアルオプションモデルでの NPV の上昇係数、下降係数、リスク中立確率を導出した。表 13 は本研究で用いたリアルオプションのパラメータを示したものである。リスクフリーレートは、2011 年度の日本の 10 年国債の利回り 1.147% を用いた。

表 14 リアルオプションパラメータデータ

リスクフリーレート	0.01147
ボラティリティ	0.0891
上昇係数	1.0932
下降係数	0.9148
リスク中立確率	0.6979

また、本研究における原発縮小の境界条件は電気事業連合会調べ [3] による初の原発廃炉の長期試算で 2045 年までに全国で 30 兆円と試算されており、その内訳は、商業運転原発 (52 基・稼働期間 40 年)、一定の増設を見込んだうえの解体・撤去のための積み立て費用や高・低両レベルの放射性廃棄物の貯蔵・処分など一連の費用に 26 兆 6000 億円、これに再処理中に発生する超ウラン元素 (TRU) 廃棄物の処分「再処理工場そのものの解体・処分のための積み立て費用」を考慮し、TRU 処分を 3 兆円程度「再処理工場の解体・処分の積み立てを 1 兆円程度」と見積もった結果、総額約 30 兆円と見積もられる。そして、約 50 基の原子力発電所の廃棄物を含めた処分費用が約 26 兆 6000 億円ということは、1 基当たり 5320 億円となる。そして、この値を日本全国の原子力発電 54 基の発電量である約 16 兆 kWh を考慮すると、原子力の廃炉コストは 2 円/kWh を見積もられ、本研究にてモデルプラントととして選定した、原子力発電の発電容量、130 万 kW を用いると、原発廃止費用は、 $130 \text{ 万 (kW)} \times 2 \text{ (円/kWh)} \times 365 \times 24 \text{ (h)}$ とし、実験を行った。

分析の結果、27 年目で廃止オプションを行使するのが最適であることがわかった。原子力の廃炉作業にはまず、原発を停止し、燃料を抜き取り、5 10 年間は資源に装置し、放射能を減らすこととなる。そして、その後内部の機器から解体作業に入り、非放射性廃棄物は一般の産業廃棄物と同様に処分される。そして、最後に建屋を解体するという流れはおよそ 30 年に渡り行われる。よって、今回の試算結果を考慮すると日本から原発が完全になくなるのは約 60 年後ということになる。

図 21 は、原子力の NPV の初期値を変化させた時の原発廃止の最適執行時期の推移を示した図である。NPV の初期値を変化させて、それに伴う原発廃止オプション行使タイミングを見てみると、初期の NPV が大きい方が原発廃止タイミングが延期される傾向が見られるが、そのタイミングも時間の経過とともに各 NPV の行使タイミングの間隔が短くなっていることがわかる。

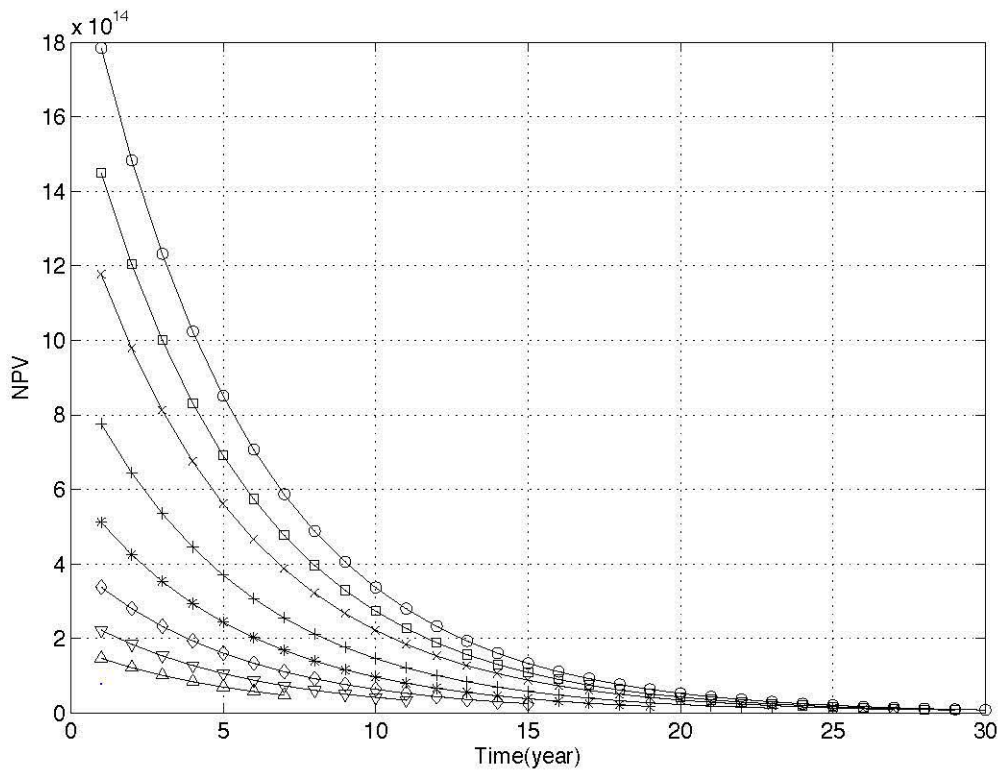


図 21 オプション価値の推移

図 22 は、リアルオプション法によって得られた、原発の最適廃止タイミングである 27 年後以降のキャッシュフローを 0 として、式 (24) を用いて、算出した事業価値の分布を示した図である。また、表 15 はその分布の統計データである。

原発継続シナリオと原発廃止シナリオの NPV の分布を比較してみると、平均値が半分以上違うが、最大値の値は近く、最小値の値が大きな差がみられることがわかる。図 22 の分布グラフを観察しても左に偏った形状が見られ、廃止を考慮するとより事業価値が低下する確率が大きくなることがわかる。

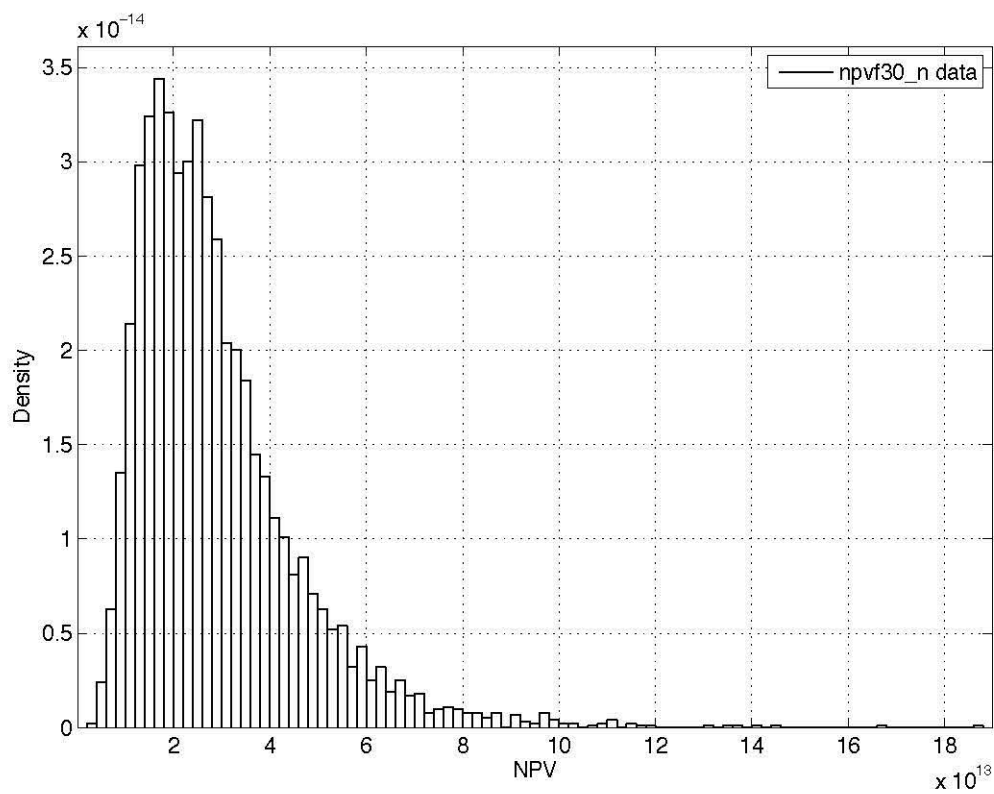


図 22 原子力の現在価値の確率分布 (原発廃止シナリオ)

表 15 原子力の NPV データ (原発廃止シナリオ)

	30years
平均	2.8761e+13
分散	2.7910e+26
標準偏差	1.6706e+13
最大値	1.8717e+14
最小値	2.9740e+12
95%VaR	1.0274e+13

4.5 平均・分散ポートフォリオ

4.5.1 原発継続シナリオ

本節では、式 (9) で示した、平均・分散モデルを解くことによって求められた 10 年目、20 年目、30 年目の効率的フロンティアと電源ポートフォリオを示す。最適化計算においては、最適化問題 (9) での制約条件である電源ポートフォリオの NPV の期待値 R の値を変化させることによって、電源ポートフォリオの推移を観察した。図 23、図 24 はそれぞれ、10 年目での平均・分散モデルを解いた効率的フロンティアと電源構成ポートフォリオを示した図である。効率的フロンティアの横軸はリスクとして定義される標準偏差、縦軸はポートフォリオのリターンとして定義される NPV の期待値を示している。只し、電源ポートフォリオの NPV の期待値は $5.0 \times 10^{12} \sim 5.0 \times 10^{13}$ 円の間で 20 分割したものをそれぞれ代入して、最適化計算を行った。10 年間での平均・分散モデルの効率的フロンティアは、収益性を増加させるとリスクも同時に増加していることがわかる。そして、その関係性はほぼ比例して推移している。

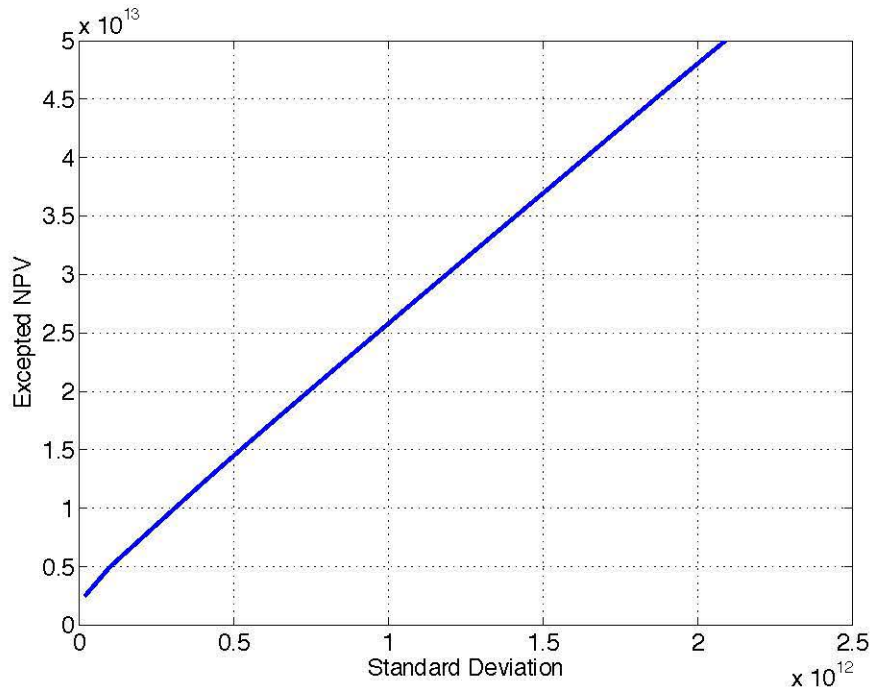


図 23 10 年目の平均・分散ポートフォリオ効率的フロンティア

電源ポートフォリオのNPVの期待値を変化させた時の、電源ポートフォリオの推移を見ると、収益性を増加させると石炭火力、石油火力、LNG火力、原子力が増加し、新エネルギー、水力は減少する傾向があることがわかった。しかし、平均・分散モデルはリターンは正規分布に従うという大堰堤があり、仮に本研究での電源ポートフォリオに大きな損害リスクが内在していた場合、正規分布のテールのリスクを考慮できないため、今回の原発事故等によって、一つの電源が全く機能しなくなった場合にエネルギー供給に大きな損失をもたらす電源ポートフォリオになる可能性があると考えられる。

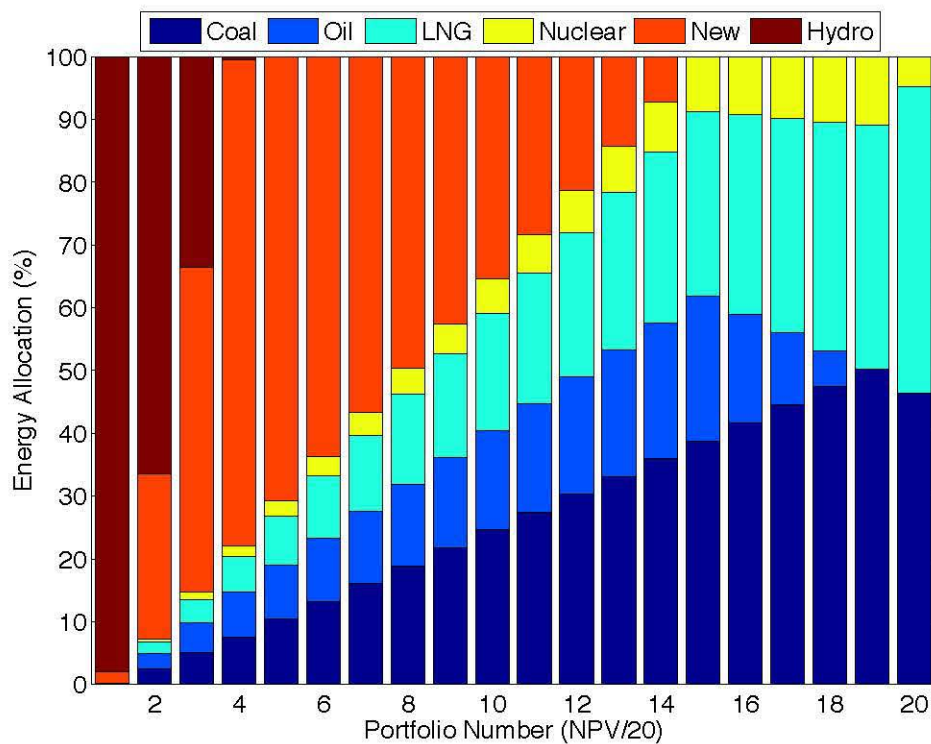


図 24 10年目の平均・分散ポートフォリオ

図 25, 図 26 はそれぞれ, 20 年目での平均・分散モデルを解いて得られた効率的フロンティアと電源ポートフォリオを示した図である. 電源ポートフォリオの NPV の期待値は $10.0 \times 10^{12} \sim 10.0 \times 10^{13}$ 円の間で 20 分割し, 最適化計算を行った. 20 年目の効率的フロンティアは 10 年目同様に比例して推移しているが, 多少ではあるが, 次第に収益性を増加させるとリスクの増加が鈍化している.

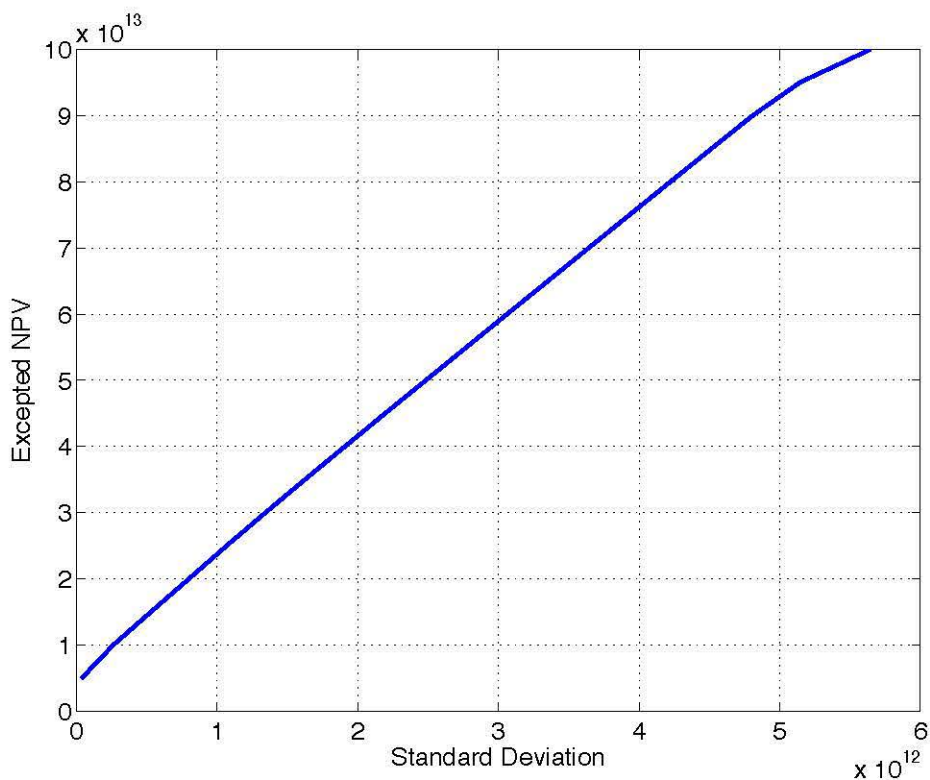


図 25 20 年目の平均・分散ポートフォリオ効率的フロンティア

10年目と比較して石炭火力、LNG火力の電源ポートフォリオに占める割合が増加している。また、原子力の割合に関しては大きな変化は見られなかった。石油火力がポートフォリオに組み入れられなくなった時に効率的フロンティアのリスクの増加率が鈍化することから、石油火力は他の電源よりもリスクを持っていることが推測できる。石油火力は新エネルギーが電源ポートフォリオに組み入れられるようになった時から割合が増加し、新エネルギーが電源ポートフォリオに組み入れられてきている間、ほぼ同じ割合で組み込まれていることから、石油火力は新エネルギーのリスクをヘッジする役割として機能していると考えられる。

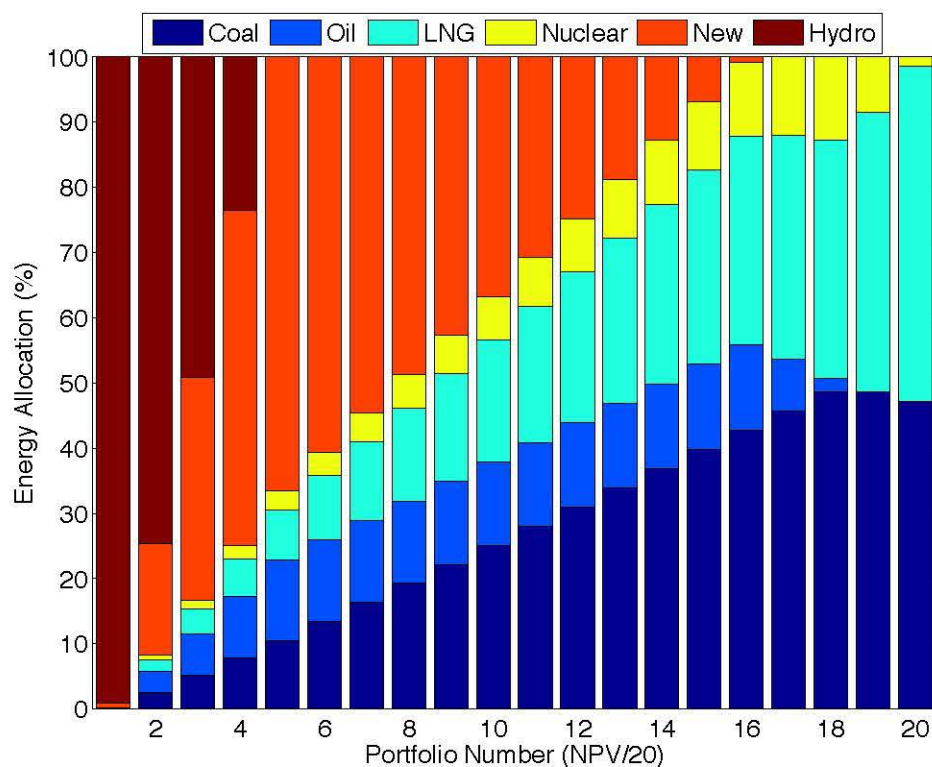


図 26 20年目の平均・分散ポートフォリオ

図 27, 図 28 はそれぞれ, 30 年目での平均・分散モデルを解いて得られた効率的フロンティアと電源ポートフォリオを示した図である. 只し, 電源ポートフォリオの NPV の期待値は $15.0 \times 10^{12} \sim 15.0 \times 10^{13}$ 円の間で 20 分割し, 最適化計算を行った. 30 年目の効率的フロンティアは NPV の期待値が 12 兆円を超えた辺りから, リスクの増加率が減少している.

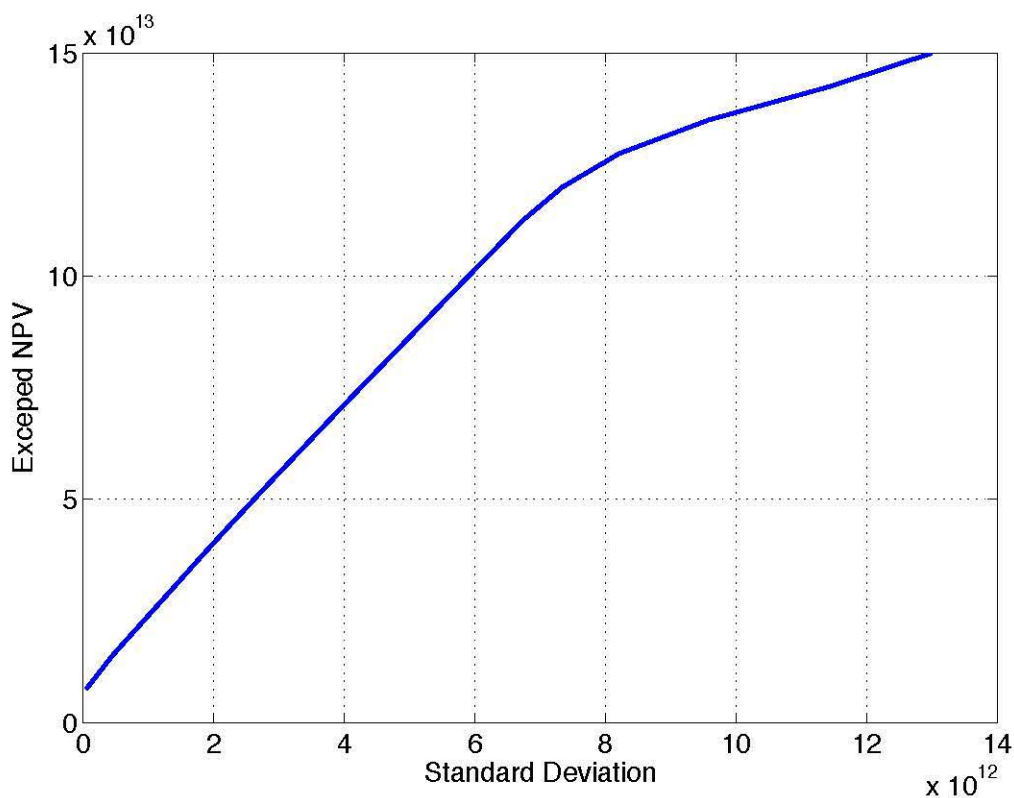


図 27 30 年目の平均・分散ポートフォリオ効率的フロンティア

30 年目のポートフォリオは, 石油火力がポートフォリオに組み込まれなくなったところから, ポートフォリオのリスクの増加率が減少している. また, 収益性を増加させると LNG 火力のポートフォリオに占める割合が大きくなっている.

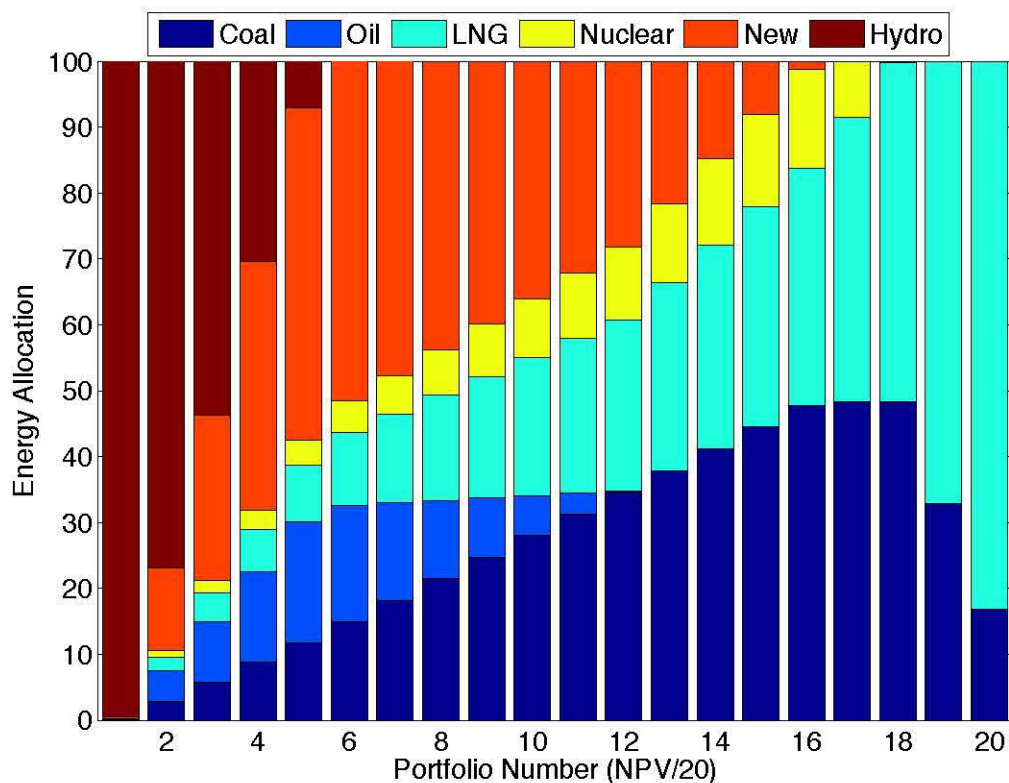


図 28 30 年目の平均・分散ポートフォリオ

4.5.2 原発廃止シナリオ

図 30, 図 31 はそれぞれ, リアルオプションを用いて算出した原子力の最適廃止タイミングである 27 年後を考慮して, 導出した 30 年目での平均・分散モデルを解いて得られた効率的フロンティアと電源ポートフォリオを示した図である. 電源ポートフォリオの NPV の期待値は原発継続シナリオ同様, $15.0 \times 10^{12} \sim 15.0 \times 10^{13}$ 円の間で 20 分割し, 最適化計算を行った.

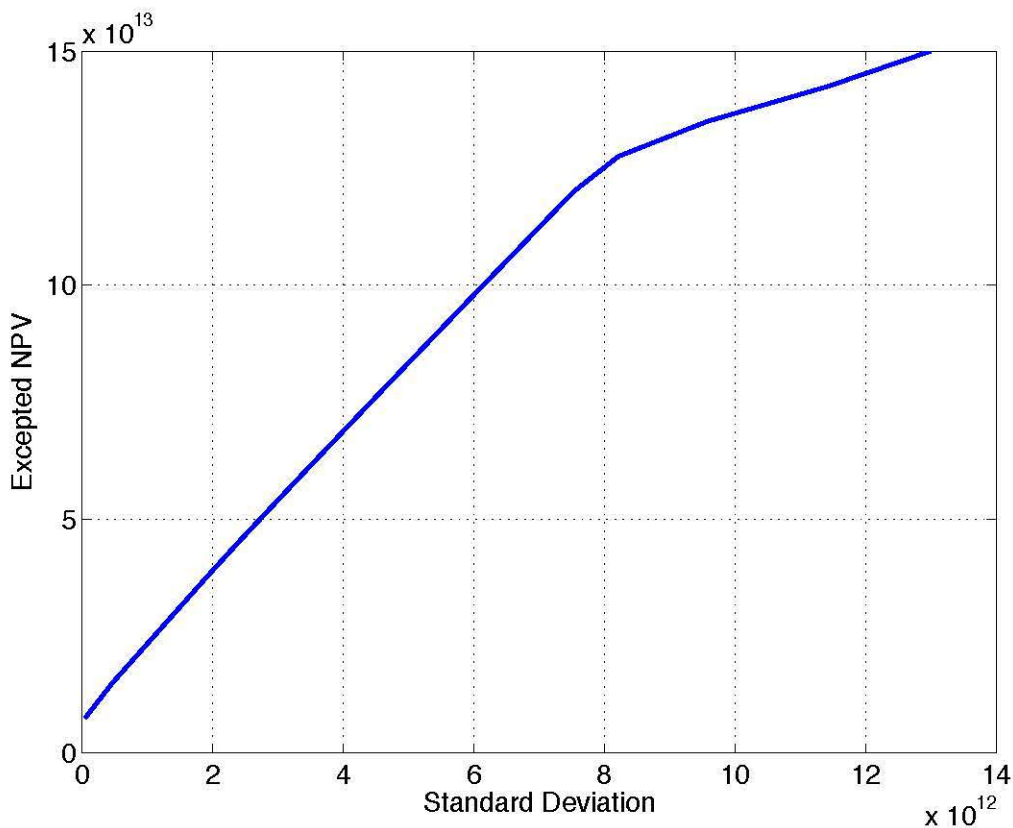


図 29 30 年目の平均・分散ポートフォリオ効率的フロンティア (原発廃止シナリオ)

原発廃止オプションを考慮して電源ポートフォリオを考えると、原子力の減少分を石炭火力、石油火力、LNG 火力の化石燃料エネルギーそれぞれ増加させて代替している。また、収益性を減少させると LNG 火力の代わりに石油火力を用いて補う傾向が見られた。これは、リスクの大きな原子力が電源ポートフォリオから無くなり、同じくリスクの高い石油火力が組み入れられた。石油火力に関しては、ボラティリティの高さや事業価値の低さにより、原子力の代替エネルギーとしては不向きであると考えられる。つまり、仮に原発を廃止したとしても石油火力は今まで通り、電力需要のピークの際に活用する電源であることが推測される。また、効率的フロンティアは石油火力が電源ポートフォリオに組み込まれなくなった際に、リスクの伸びが鈍化していることから、石油火力は原発廃止シナリオにおいてもリスクを持った電源として扱われていることがわかる。しかし、資源の乏しい日本において LNG 火力と石炭火力だけの電源構成は考えにくい。よって、収益性を

落として、再生可能エネルギーの割合を増やし、ピーク電源としての石油火力の活用も十分に考慮しなければならない。

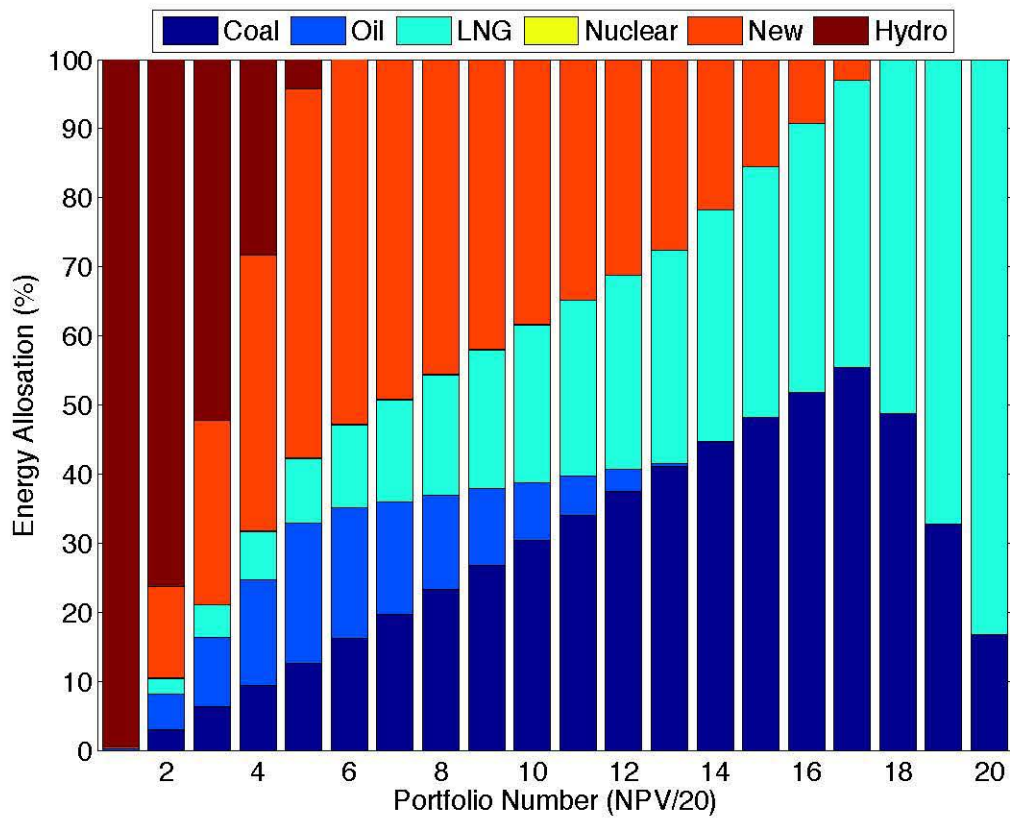


図 30 30年目の平均・分散ポートフォリオ (原発廃止シナリオ)

4.6 CVaR 最適化ポートフォリオ

4.6.1 原発継続シナリオ

本節では、式 (17) で示した CVaR 最適化モデルに各電源の NPV の分布を代入し、最適化問題を解くことによって、求められた 10 年目、20 年目、30 年目の効率的フロンティアと電源ポートフォリオを決定し、考察を行う。最適化計算においては、最適化問題 (17) での電源ポートフォリオの NPV の期待 R をを変化させることによって、電源ポートフォリオの推移を観察した。

図 31, 図 32 はそれぞれ、10 年目での CVaR 最適化モデルを解いて得られた効率的フロンティアと電源ポートフォリオを示した図である。只し、電源ポートフォリオの NPV の期待値は $5.0 \times 10^{12} \sim 5.0 \times 10^{13}$ 円の間で 20 分割して、信頼水準 $\beta = 0.95$ とし、実験を行った。

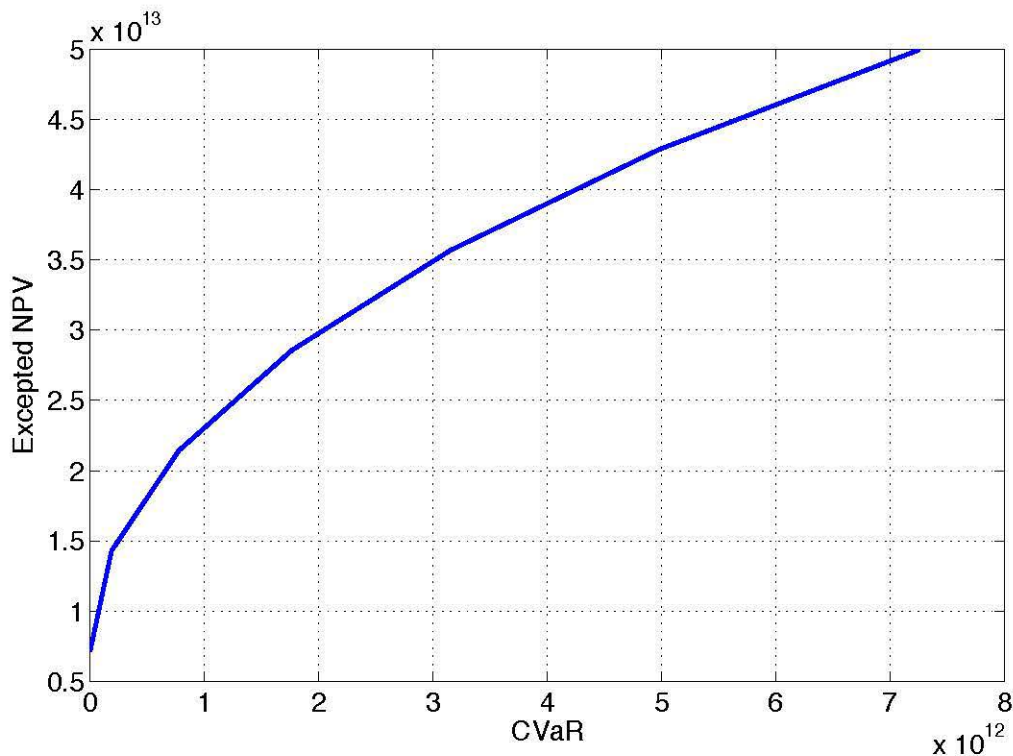


図 31 10 年目の CVaR 最適化ポートフォリオ効率的フロンティア

10年目の CVaR 最適化ポートフォリオは、平均・分散ポートフォリオよりも多くの電源が再生可能エネルギーを中心に電源ポートフォリオに組み込まれている。また、収益性を増加させたときの電源ポートフォリオの構成の変化も平均・分散モデルに比べて激しい入れ替わりが見られた。特に、新エネルギーや水力等の再生可能エネルギーを収益性を増加させても多く取り込もうとする動きが見られた。10年目の原子力の割合は、平均・分散ポートフォリオと大きな差はないが、電源ポートフォリオには収益性を変化させても多くの機会に組み込まれている。そして、石油火力の電源ポートフォリオに対する割合が減少するとともに再生可能、特に新エネルギーの電源ポートフォリオに占める割合も同時に減少する傾向が見られた。また、それらの電源の割合が減少すると、石炭火力と LNG 火力の割合が増加していることがわかる。

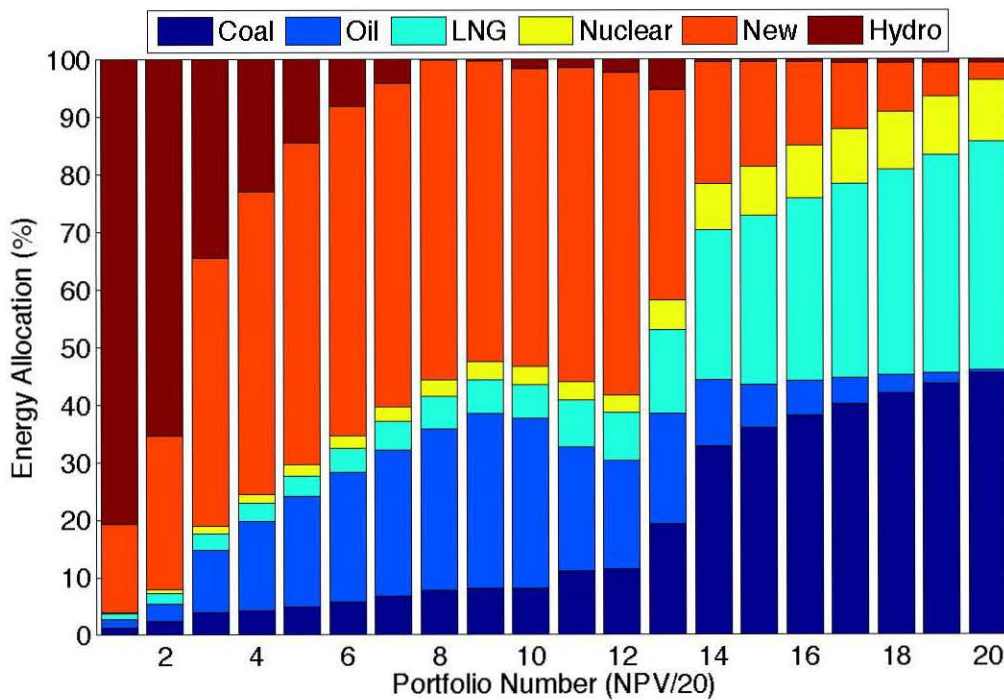


図 32 CVaR 最適化ポートフォリオ (10year)

図 33, 図 34 はそれぞれ, 20 年目での CVaR 最適化モデルを解いて得られた効率的フロンティアと電源ポートフォリオを示した図である. 只し, 電源ポートフォリオの NPV の期待値は $10.0 \times 10^{12} \sim 10.0 \times 10^{13}$ 円の間で 20 分割し, 信頼水準 $\beta = 0.95$ とし, 実験を行った.

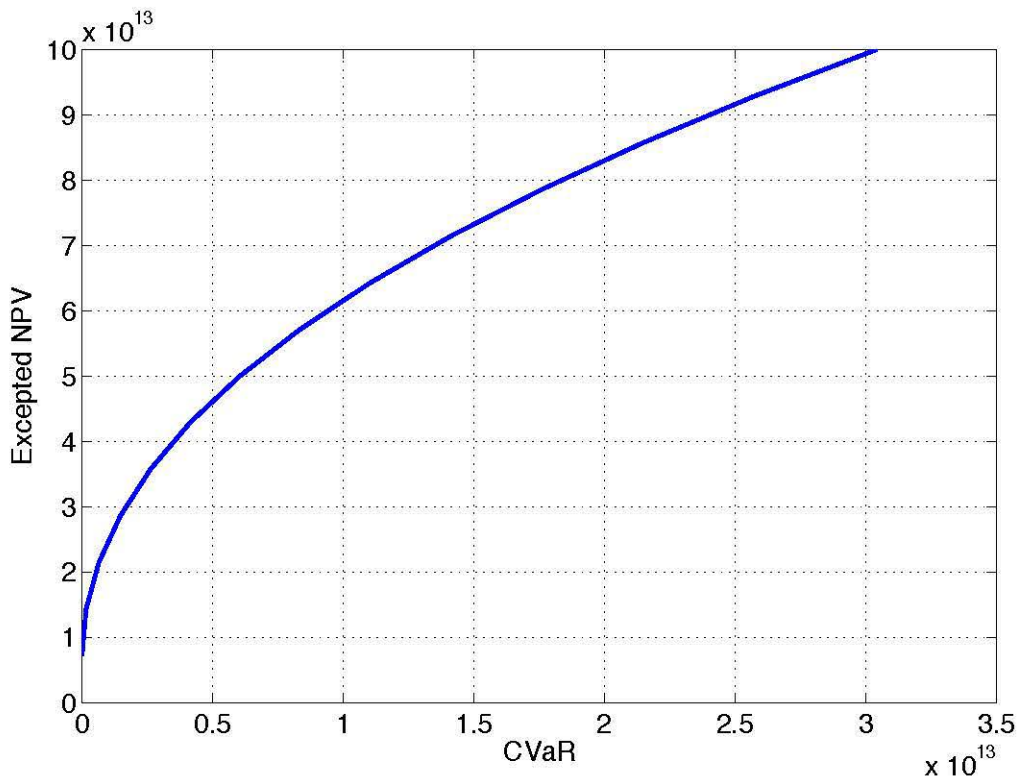


図 33 20 年目の CVaR 最適化ポートフォリオ効率的フロンティア

20 年目の CVaR 最適化ポートフォリオは, 10 年目のそれよりもより収益性を変化させたときのポートフォリオの入れ替わりが激しいことがわかる. 同期間の平均・分散ポートフォリオと比較すると, CVaR 最適化ポートフォリオは収益性を向上させても水力が電源ポートフォリオに大きな割合で組み入れられており, その分, 新エネルギーが電源ポートフォリオに組み入れられていない. そして, 効率的フロンティアは, 水力が電源ポートフォリオに占める割合が増加した時から, 傾きが小さくなり, リスクを低減する動きを見せている. また, LNG 火力は収益性を増加させると次第に増加を始めている.

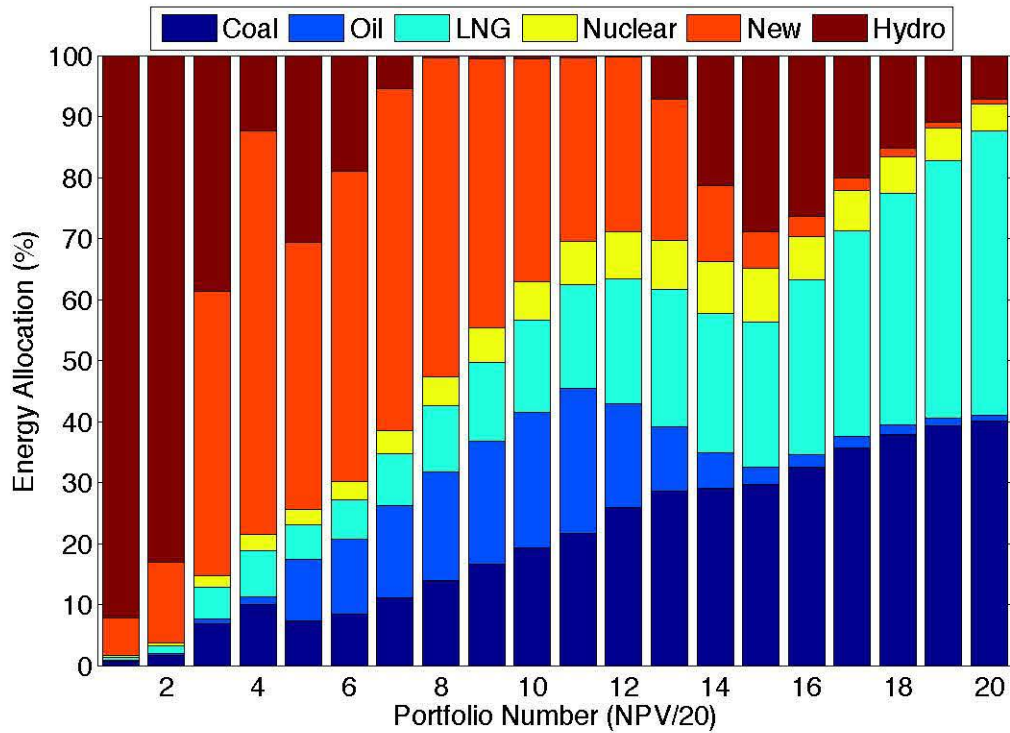


図 34 20 年目の CVaR 最適化ポートフォリオ

図 35, 図 36 はそれぞれ, 30 年目での CVaR 最適化モデルを解いて得られた効率的フロンティアと電源ポートフォリオを示した図である. 只し, 電源ポートフォリオの NPV の期待値は $15.0 \times 10^{12} \sim 15.0 \times 10^{13}$ 円の間で 20 分割し, 信頼水準 $\beta = 0.95$ とし, 実験を行った.

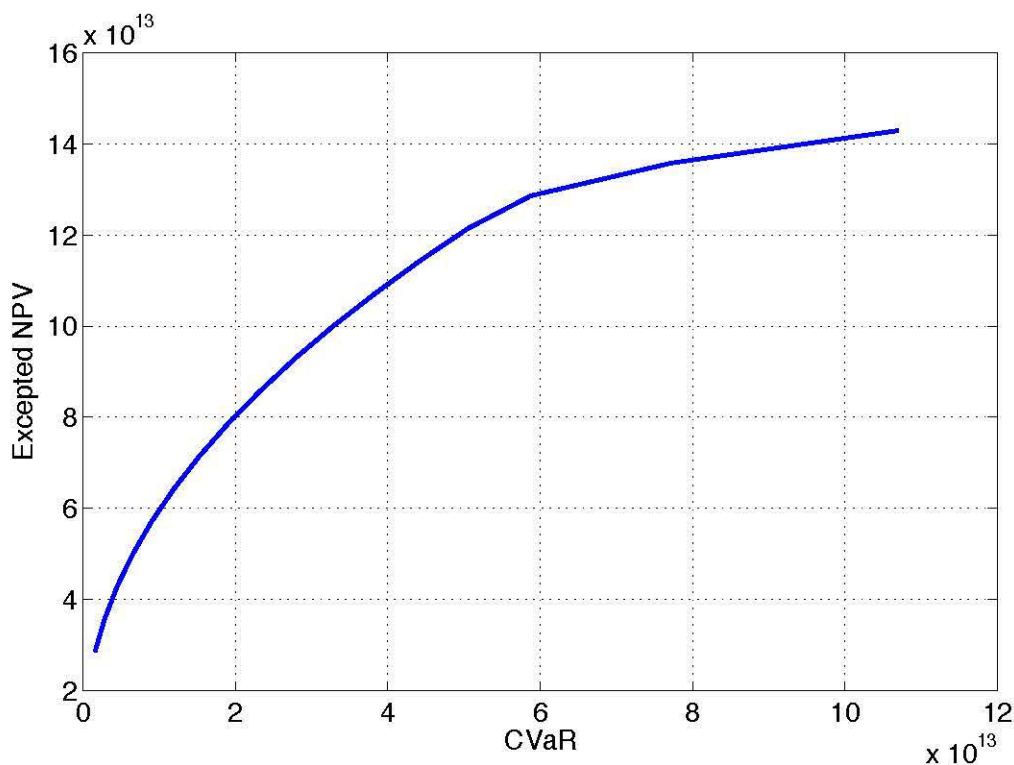


図 35 30 年目の CVaR 最適化ポートフォリオ効率的フロンティア

30 年目の CVaR 最適化ポートフォリオは収益性を増加させると、石炭火力、LNG 火力が増加し、過去同様、石油火力が増加すると新エネルギーが増加するという傾向を見せた。同期間の平均・分散ポートフォリオと比較すると、再生可能エネルギーが電源ポートフォリオに占める割合が大きく、より安全な電源ポートフォリオが決定できていることがわかる。そして、水力の割合を電源ポートフォリオから減少させると傾きが大きくなり、リスクが大きくなることがわかる。また、原子力に関しては、平均・分散ポートフォリオと同様に大きな増加傾向は見られないが、ほとんどの電源ポートフォリオに含まれていることを考慮すれば、設備利用率が著しく低下しているが、電源として設備容量の大きさから電源構成に採用されていると推測される。

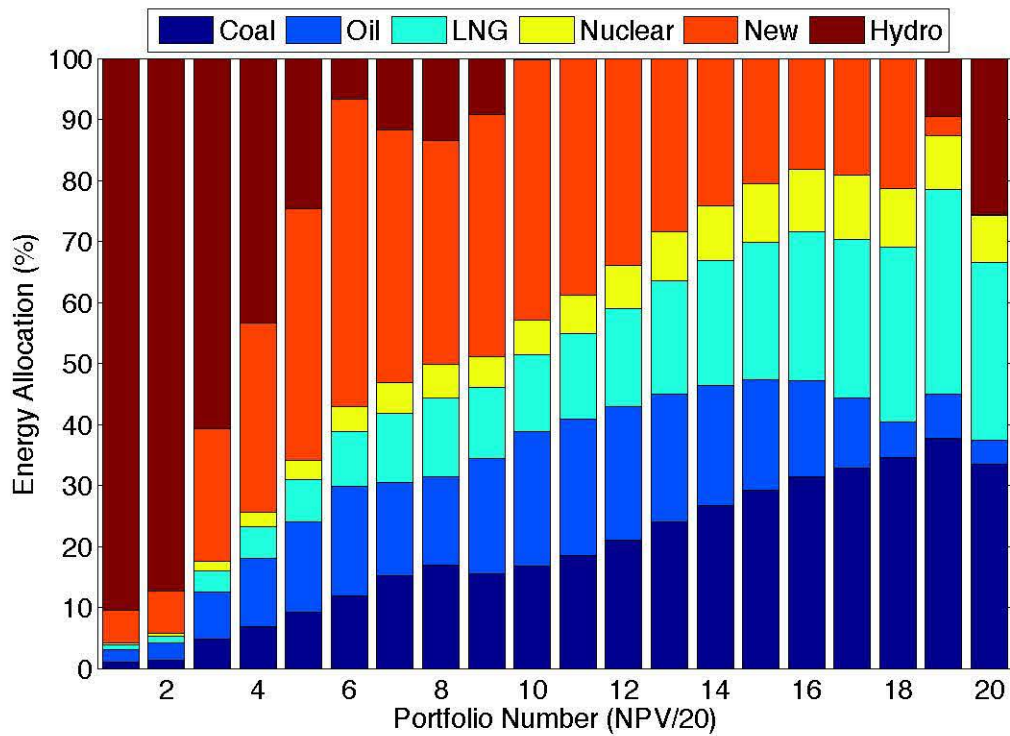


図 36 30 年目の CVaR 最適化ポートフォリオ

4.6.2 原発廃止シナリオ

図 37, 図 38 はそれぞれ, リアルオプションを用いて算出した原発の最適廃止タイミングである 27 年後を考慮して, 導出した 30 年目での CVaR 最小化モデルを解いて得られた効率的フロンティアと電源ポートフォリオを示した図である. 電源ポートフォリオの NPV の期待値は原発継続シナリオ同様, $15.0 \times 10^{12} \sim 15.0 \times 10^{13}$ 円の間で 20 分割し, 実験を行った.

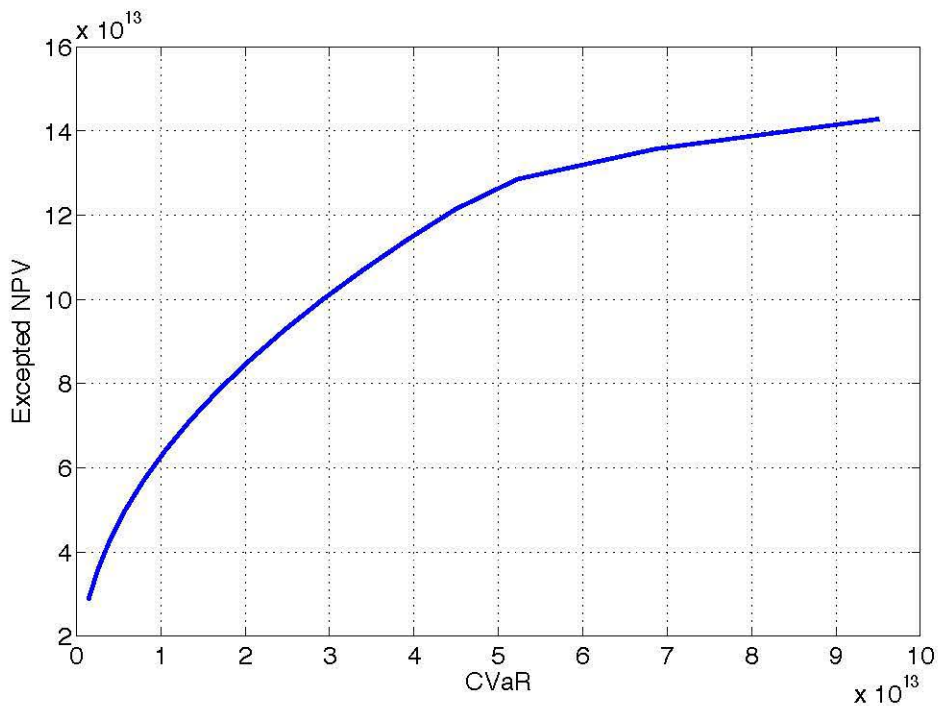


図 37 30 年目の CVaR 最適化ポートフォリオ効率的フロンティア (原発廃止シナリオ)

30 年目の原発廃止シナリオの CVaR 最適化ポートフォリオは、石炭火力、LNG 火力がメインの電源として活用されており、原子力に関しては 10% に満たない割合でしかポートフォリオに組み込まれなかった。しかし、30 年目の平均・分散ポートフォリオには原子力が全く入っていなかったことを考慮すると、CVaR 最適化ポートフォリオは少しでも多くの電源をポートフォリオに組み込むことによって、一つの電源に対する大きな損害リスクを最小化しようとする傾向が強く見られ、今回の震災以降、電源の大きな損害をもたらす発電事業への打撃を考慮すると、CVaR 最適化ポートフォリオがこれからの電源ポートフォリオを考える上で、効果的なアプローチであることが考えられる。

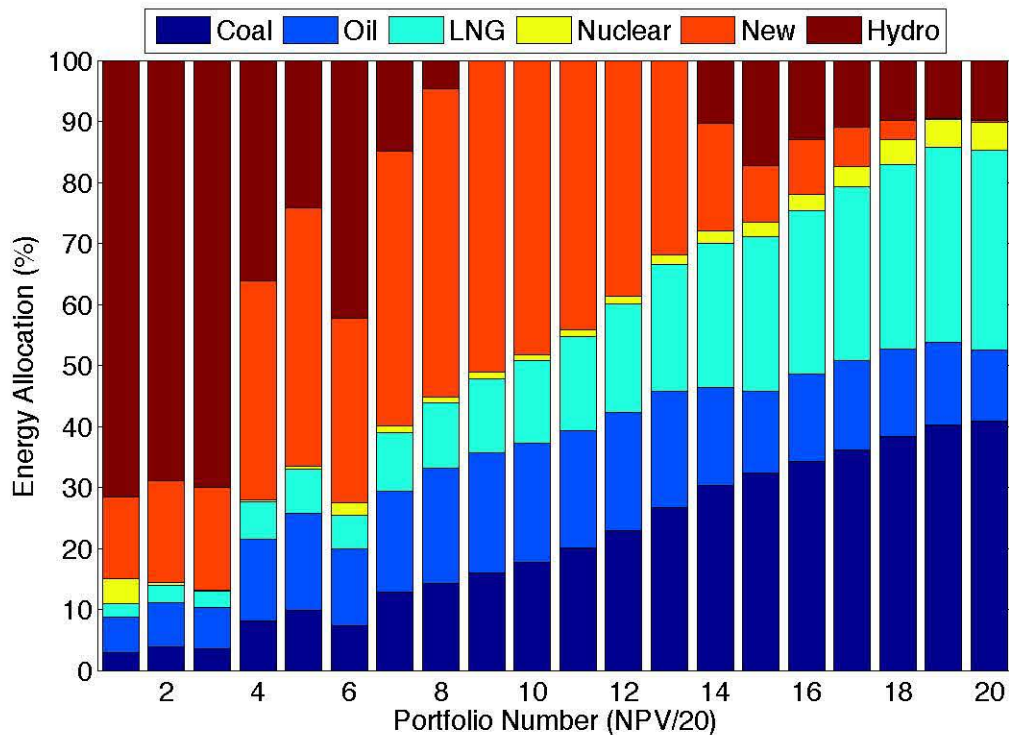


図 38 30 年目の CVaR 最適化ポートフォリオ (原発廃止シナリオ)

4.7 各パラメータの感度分析

本節では、発電システムの NPV がどの要因によって大きく変化するかを調べるため、式 (24) の発電システムキャッシュフローモデルをもとに、各パラメータの感度分析を行い、結果にどの因子が大きく作用しているかを分析したトルネードチャートとスパイダーチャートを作成した。トルネードチャートとは、各要素の値を 80 % の確率で起こり得る範囲にした場合の最終結果に与える影響をみるためのグラフである。また、スパイダーチャートとは、横軸に各要素の変動率、縦軸に影響を見たい結果を取ったグラフのことを指す。

感度分析の結果より、どの発電システムにも共通して電力価格、設備利用率が一番発電システムの NPV に影響を与えていることがわかる。次に設備容量、電気価格の順番で大きく NPV に作用することがわかった。これより、電力価格の変動が発電事業に与える大きさが改めて認識できる。また、今回発電システムの不確実性の一つとして捉えた設備利用率の変動が結果に大きな影響を与えることもわかる。

図 39、40 はそれぞれ石炭火力のトルネードチャート、スパイダーチャートである。石炭火力は、設備利用率、設備容量が NPV に対して大きなウェイトを持ち、両者ともその値が高めであったためポートフォリオの収益性を増加させると増加する結果となった。

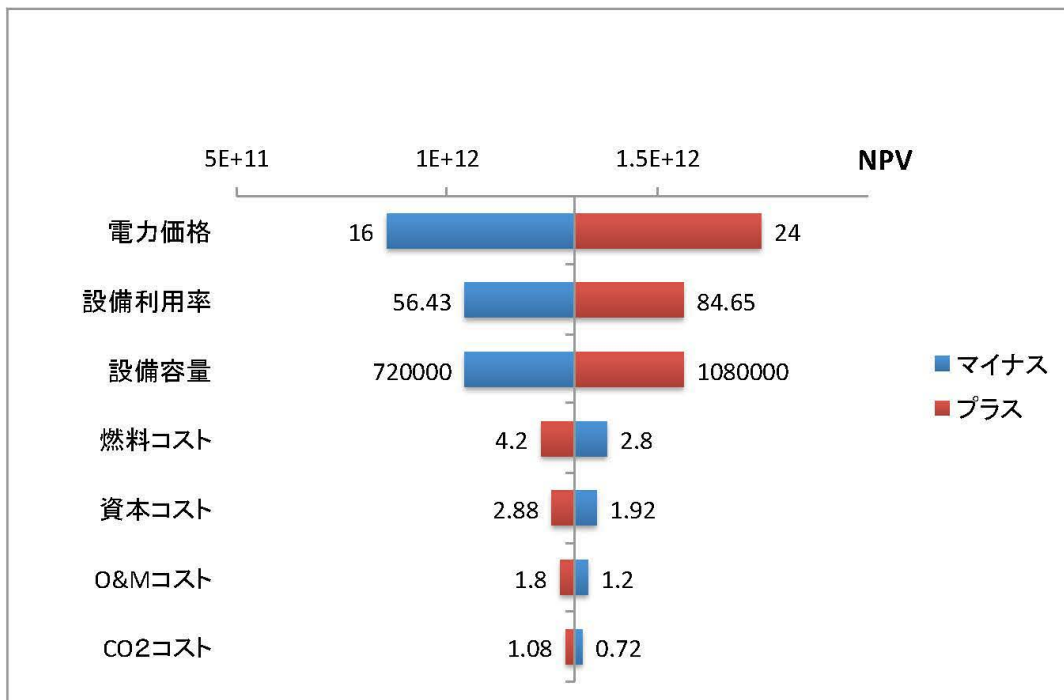


図 39 石炭火力のトルネードチャート

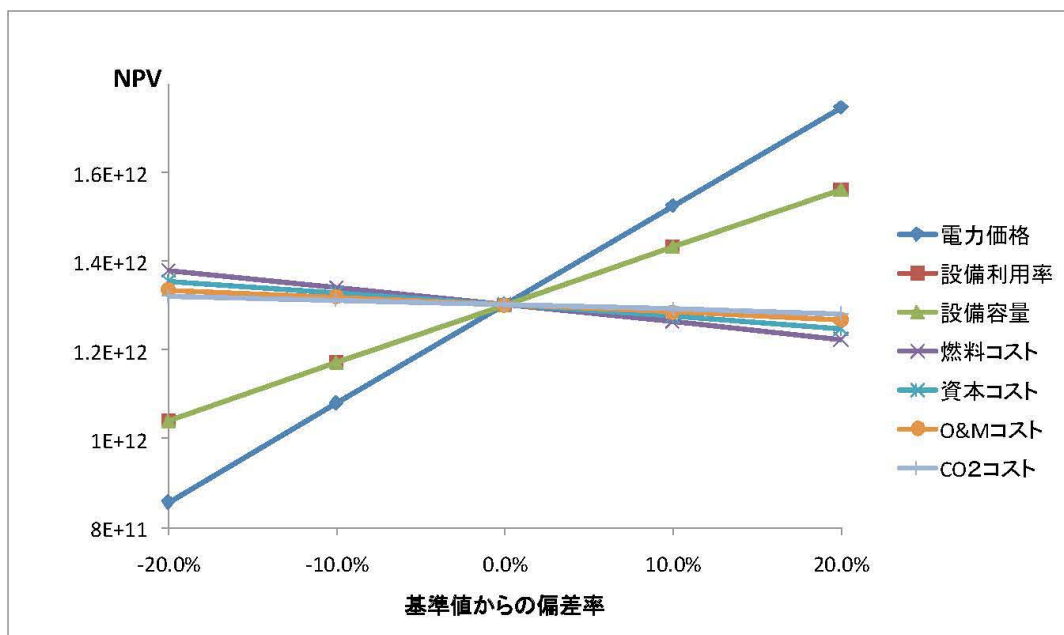


図 40 石炭火力のスパイダーチャート

図 41、42 はそれぞれ石油火力のトルネードチャート，スパイダーチャートである。石油火力には，燃料コストが設備利用率，設備容量よりも NPV に対する影響度が大きく，石炭火力，LNG 火力よりも比較的高い原油価格が NPV に大きな影響を与えた上，設備容量，設備利用率ともに低い値であり，ポートフォリオの収益性を増加させると減少していく傾向が強かった。

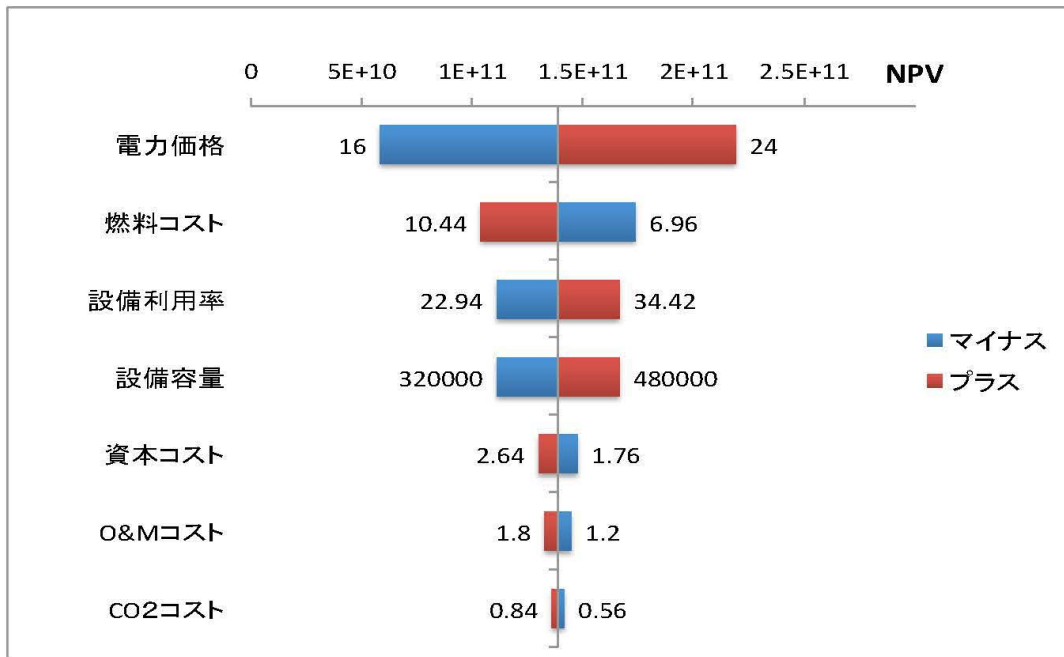


図 41 石油火力のトルネードチャート

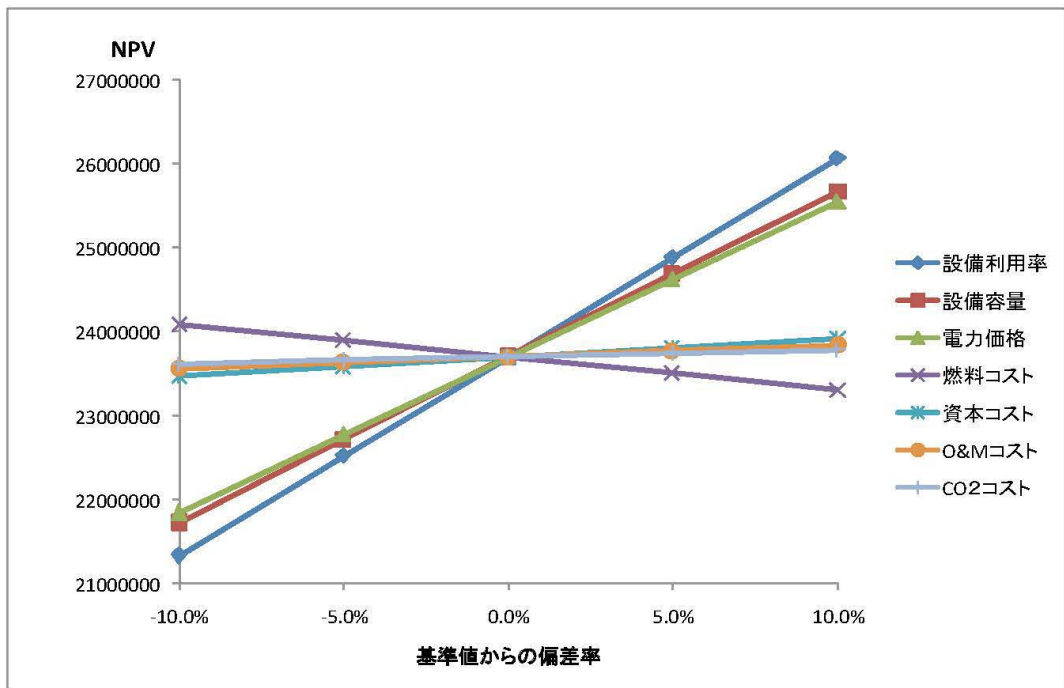


図 42 石油火力のスパイダーチャート

図 43、44 はそれぞれ LNG 火力のトルネードチャート，スパイダーチャートである。LNG 火力は，石炭火力同様，設備利用率，設備容量が NPV に対して大きなウェイトを持ち，両者ともその値が高めであったためポートフォリオの収益性を増加させると増加させたと考えられる。そして，火力発電において大きく関係する二酸化炭素コストは，感度分析を行うと現行の排出権制度においては火力発電システムの NPV にさほど大きな影響をもたらしていないことがわかる。

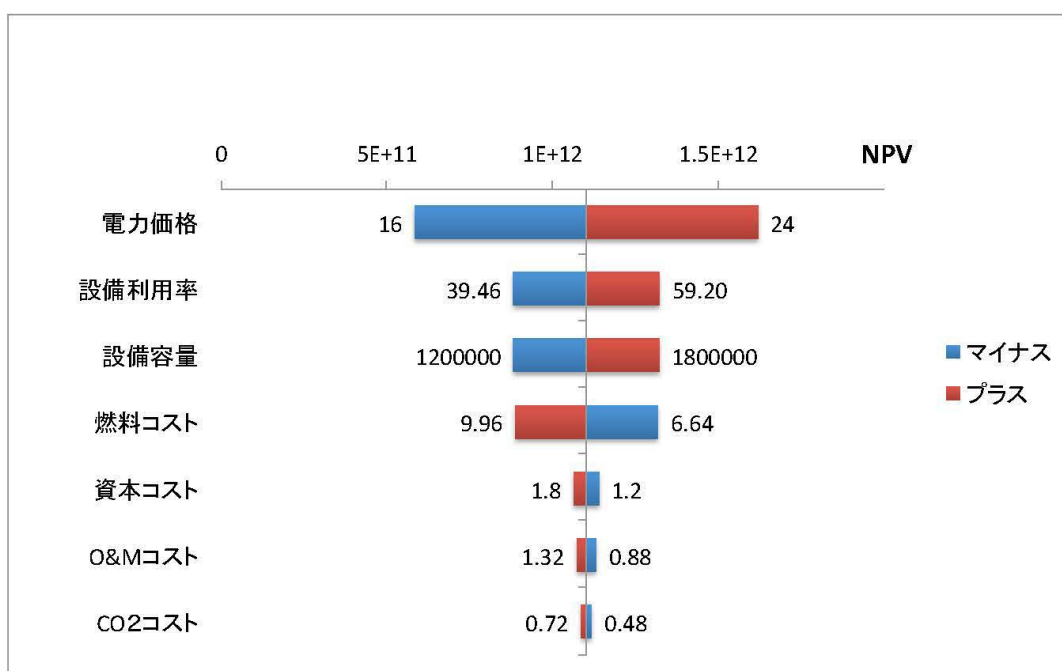


図 43 LNG 火力のトルネードチャート

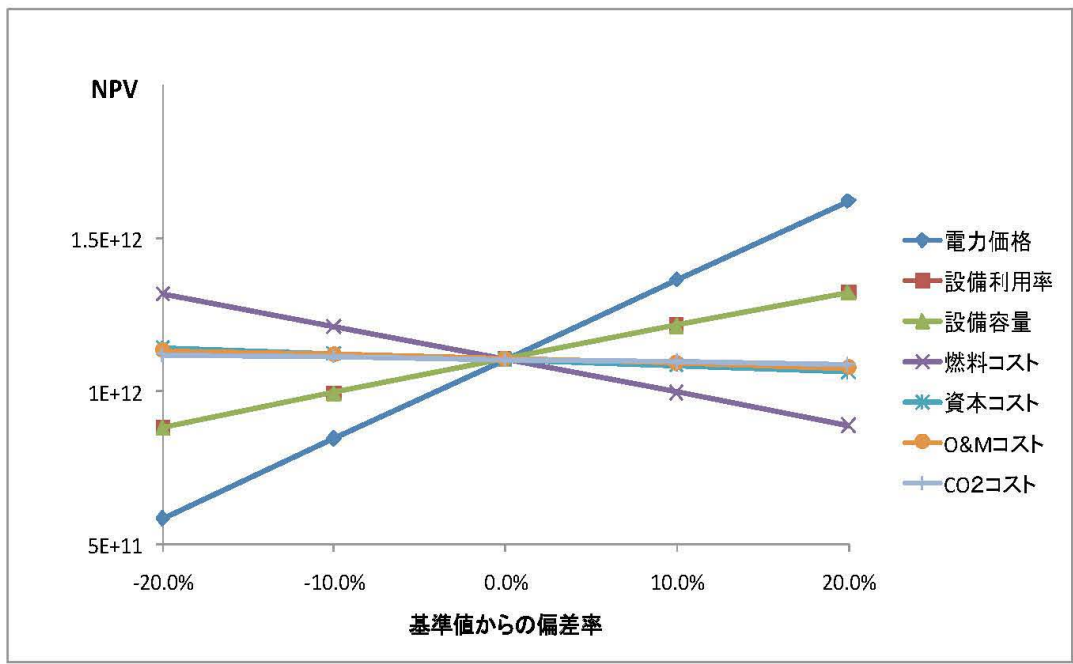


図 44 LNG 火力のスパイダーチャート

図 45、46 はそれぞれ原子力のトルネードチャート，スパイダーチャートである。原子力には，設備利用率，設備容量の次に資本コストが NPV に大きな影響をもたらしている。これは，原子力の特徴でもある莫大な建設コストが要因となっていると考えられる。また，O&M コストも火力発電に比べて NPV に対する影響度が大きかった。原子力は震災や厳格化する設備管理による設備利用率の著しい低下が NPV に大きな影響を与え設備容量が大きいにも関わらずポートフォリオに組み入れにくい電源となった。

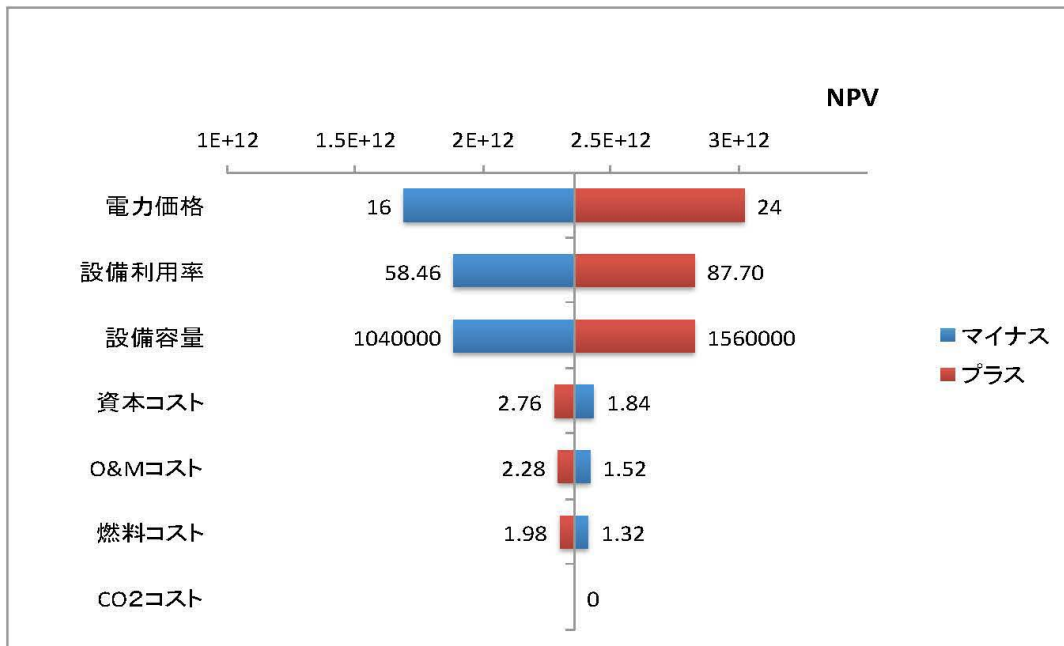


図 45 原子力のトルネードチャート

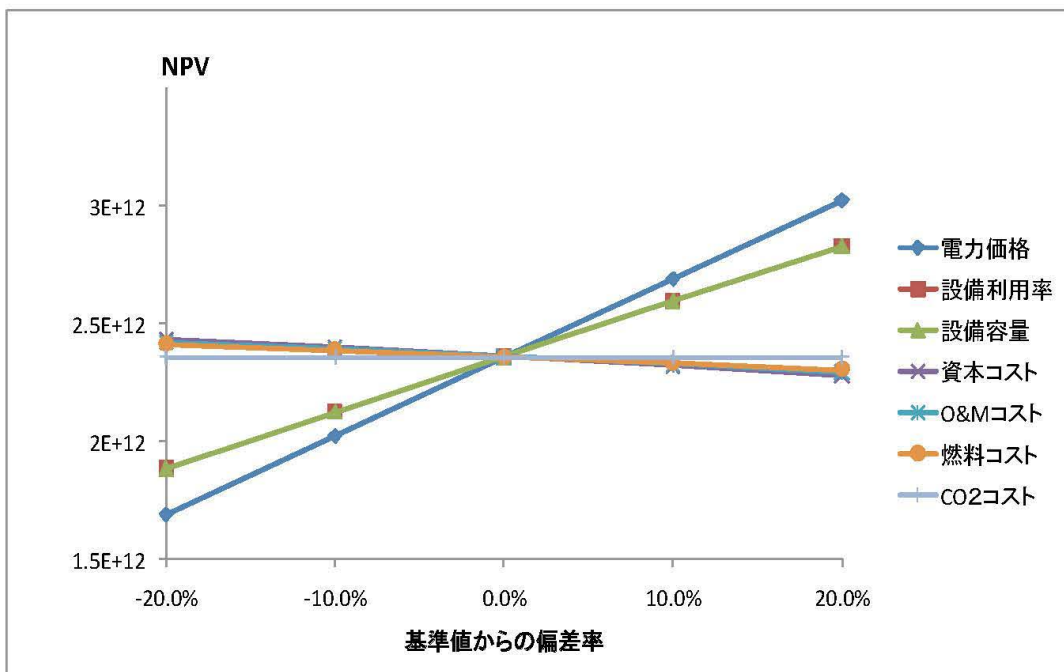


図 46 原子力のスパイダーチャート

図 47、48 はそれぞれ新エネルギーのトルネードチャート，スパイダーチャートである。新エネルギーは，資本コストが大きな影響度があることがわかった。この結果から，太陽光，風力等の新エネルギーの事業価値向上にはイニシャルコストを低減できるかどうかが大きく作用し，それを低減し設備利用率を向上させることがこれからの普及に際して，重要であると考えられる。

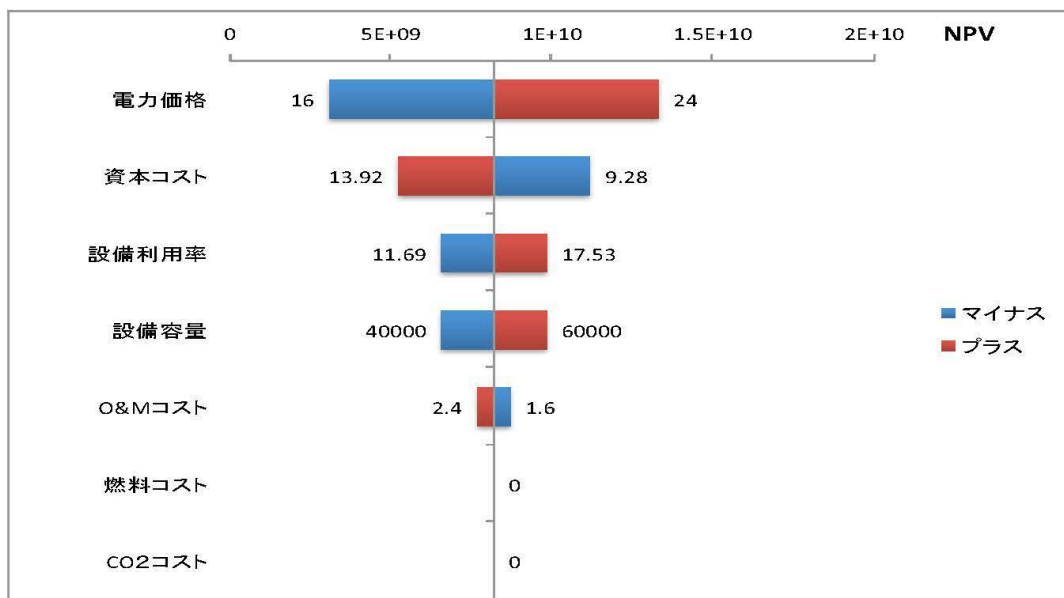


図 47 新エネルギーのトルネードチャート

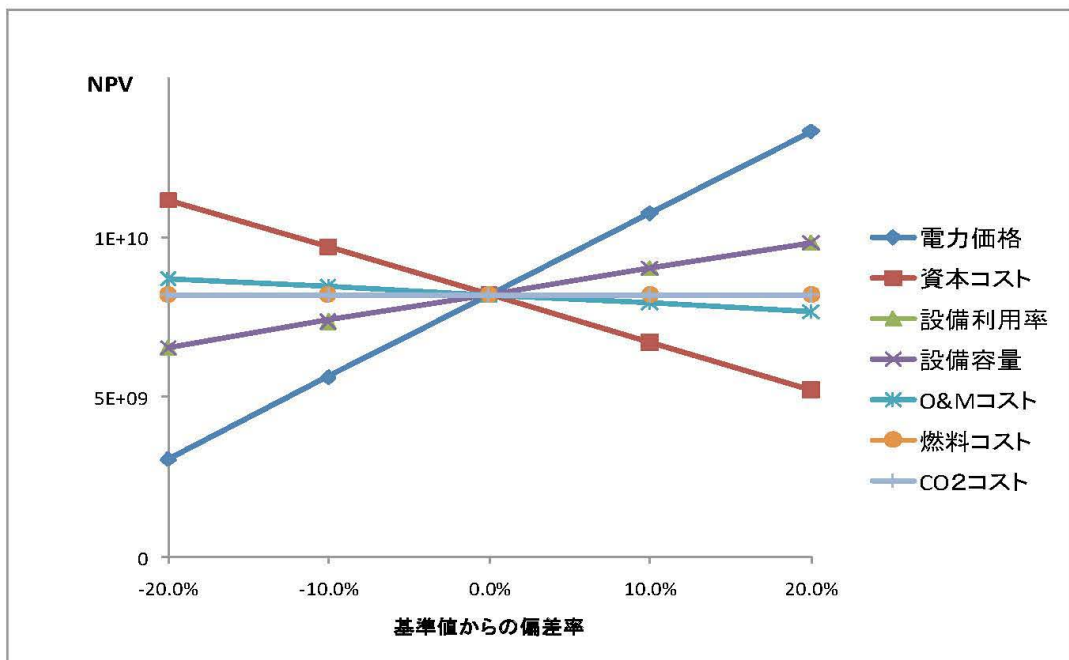


図 48 新エネルギーのスパイダーチャート

図 45、46 はそれぞれ水力のトルネードチャート，スパイダーチャートである。水力も同様に，資本コストが NPV に大きな影響を与えていることがわかる。近年普及が促進されている小水力は初期コストも小さいため，これからの水力の事業価値向上に有効であると考えられる。

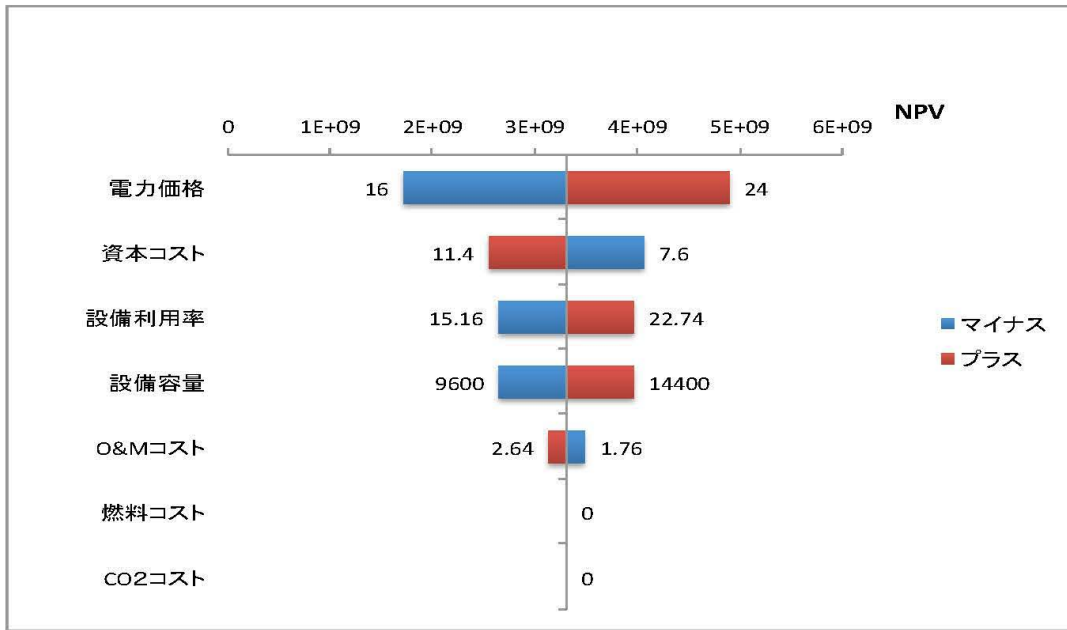


図 49 水力のトルネードチャート

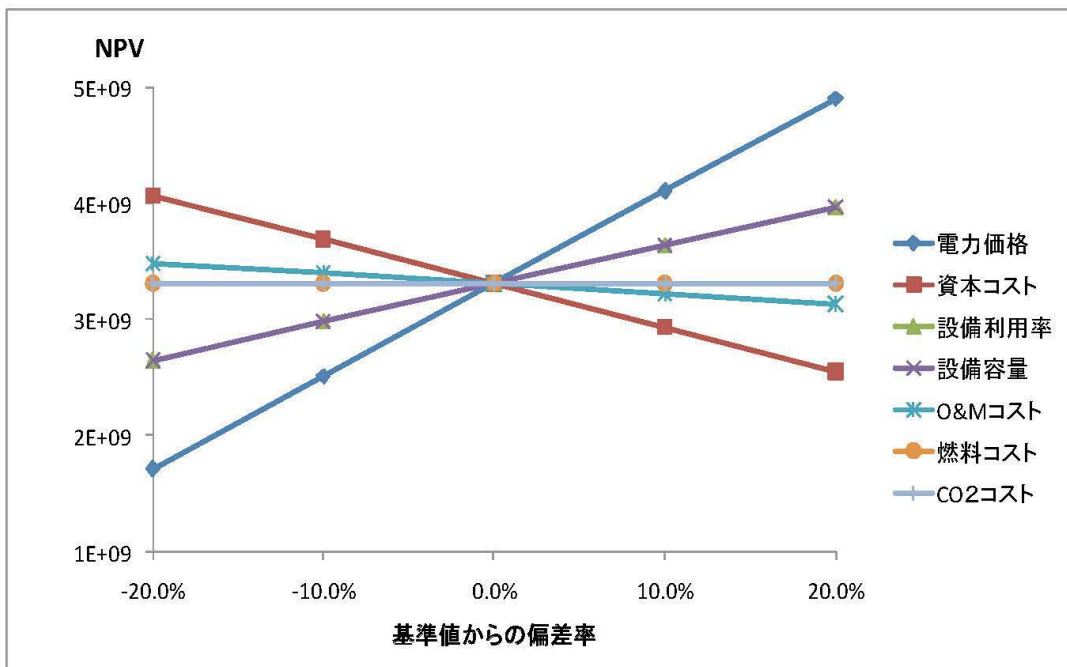


図 50 水力のスパイダーチャート

5 結言

5.1 結論

本研究は、日本の中長期的（2040年まで）のエネルギー供給の一助とするために、化石燃料、原子力、再生可能エネルギーの電源について、3Eに関連する不確実性要因を考慮するとともに、それらが持つ安全性リスクを最適化する電源ポートフォリオを決定することを目的として分析を行った。その目的の達成のために、ある信頼水準を超える損失の期待値をリスク尺度とする CVaR (Conditional Value at Risk) を安全性の指標として用いて、それを最適化することによって電源ポートフォリオを決定した。また、原子力発電の継続・廃止のオプションを考慮して、平均・分散ポートフォリオの結果と比較分析を行うことによって、電源ポートフォリオに CVaR 最適化を用いることの優位性を検討した。

分析の結果、NPV の期待値を上昇させて電源ポートフォリオの収益性を考慮すると、平均・分散ポートフォリオ、CVaR 最適化ポートフォリオの双方とも石炭火力、LNG 火力の割合が飛躍的に増加する傾向があった。それに対して、収益性を減少させてリスクを考慮すると、再生可能エネルギーの電源ポートフォリオに占める割合が増加する傾向にあった。また、平均・分散ポートフォリオよりも CVaR 最適化ポートフォリオの方が再生可能エネルギーを積極的にポートフォリオに組み入れられている。

総合的に平均・分散ポートフォリオと CVaR 最適化ポートフォリオの方がより多くの電源をポートフォリオに組み込むことにより、事業価値の大規模な損失のリスクを低減しようとしている。また、原発廃止オプションを考慮し、ポートフォリオを構築した際も、平均・分散モデルでは原子力はポートフォリオに全く組み込まれなかったが、CVaR 最適化モデルでは、割合としては少ないが、原子力がポートフォリオに組み込まれ、他の電源の損失リスクをヘッジ使用とする動きが見られた。

事業の意思決定を複数のシナリオで評価するリアルオプション理論にて算出された原子力の最適廃止タイミングを考慮した平均・分散ポートフォリオでは、原子力の減少分は化石燃料エネルギーで補われた。しかし、それに対して CVaR 最適化ポートフォリオではその減少分は再生可能エネルギーによって補われるという結果を得た。これらの結果より、平均・分散モデルに従って、中長期的な電源のポートフォリオを最適化することは、発

電事業の意思決定者の観点からは CVaR 最適化ポートフォリオより現実的ではなく、市場リスクのみに注目する投資・投機目的での観点では有効性あると考えられる。そして、CVaR 最適化モデルは事業の大きな損失リスクを考慮出来ているという点で、中長期的に発電事業を支援するポートフォリオ手法であると考えられる。

最後に、本研究から得られた結果により以下に各電源のこれからについて考察する。

-石炭火力-

石炭火力は幾何ブラウン運動のシミュレーション結果が設備利用率、燃料コストとともに安定的に推移していたため、事業価値も順調に増加し、ポートフォリオに 10 年、20 年、30 年と安定的に組み込まれた。このことから、石炭火力は向こう 30 年は日本の安定的な電源として活用されると考えられる。

-石油火力-

石油火力には、設備利用率の低下が著しく、燃料コストも変動が大きいことから収益性の低い、リスクの高い電源であると考えられ、30 年間に限ってはベース供給の電源としてではなく、従来通り、電力需要逼迫等の際のピーク時の電源としての使用が期待されると考えられる。

-LNG 火力-

LNG 火力は、設備利用率が年々増加する傾向で年数を重ねるごとに次第に電源ポートフォリオに占める割合を増加させており、30 年間で考えると、石炭火力と同等もしくはそれ以上のエネルギー供給源としてのポテンシャルがあると考えられる。また、シェールガス等の新たなガス資源の採掘が盛んになると、LNG 火力の燃料コストの低減により、更なる国内普及のに繋がると考えられる。

-原子力-

原子力は、設備利用率の著しい減少から、設備容量が大きいにも関わらず、電源ポートフォリオに組み込まれる割合が小さかった。また、原発廃止オプションを考慮すると 27 年後に廃止するのが最適であるという試算結果より、現在より原発を追設することは考えにくい。そして、CVaR 最適化ポートフォリオにおいては、原子力の減少分を再生

可能エネルギー，特に新エネルギーによって代替するという傾向が強いことから，これからは原子力の投資を減少し，太陽光，風力，バイオマス等の電源への投資を増加させることが最適な意思決定となると考えられる。

-新エネルギー-

新エネルギーは，これから 30 年にかけて設備利用率が原子力を超えるというシミュレーション結果も出ており，これから規模の拡大が期待される電源であることがわかる。また，感度分析の結果により，イニシャルコストの低減がこれからの普及の鍵となると考えられる。

-水力-

水力は，設備利用率も 30 年間に渡って安定的に推移しているが設備容量が少なく，かつイニシャルコストを含めた資本コストも高いことから，メインの電源というより，ポートフォリオの割合を一定に保つ，安全性の高いベース電源としての活用が考えられる。水力も新エネルギー同様，資本コストが事業価値に与える影響が大きいことから，小水力等の固定費が小さい電源へのシフトも普及促進の策となると考えられる。

5.2 今後の課題

今回の研究では太陽光，風力，地熱発電等の新エネルギーは未だ日本においては電源構成の割合が少数であり，30 年後の電源構成を考える上で，ひとくくりにして数値実験を行ったが，30 年後よりも先の電源構成を考慮すると，新エネルギーを細分化して電源ポートフォリオを最適化する必要があると考えられる。

今回の研究においては，発電事業が持つ不確実性も要因として，今回の東日本大震災で顕著に見られたプラントの事故等による設備利用率の変動，オイルショックとによる燃料コストの変動の 2 つの不確実要因が発電事業に大きな影響を与えると考えたが，他にも排出権取引の変動や設備容量の漸進的な増加を確率を仮定して実験することにより，より現実的なアウトプットが実現できると考えられる。

謝辞

研究室においてゼミ，修論指導を通して，稚拙な質問にも快く答えて下さった西村秀和先生に深く御礼を申し上げます。研究を通して，考え方のプロセスを学び，大学では経験できなかったことも多く経験させて頂きました。この経験は，私の今後の人生の糧になることと思います。また，私の修論を審査していただいた，副査の佐々木先生，神武先生には研究の質を向上させる的確なアドバイスを頂き，とても参考になりました。そして，西村先生の更なる御活躍，そして西村研究室の更なる発展を心より御祈り申し上げます。有難うございました。

付録 A プログラムコード

本実験で使用した MATLAB のソースコードを以下に示す.

```
%Calicurate monte carlo DCF %

clf

p_c=diff(log(load_c));
phat_c1=mle(p_c,'bistribution','normal');
n1=phat_c1(1,1);
sg1=phat_c1(1,2);

p_c=diff(log(coal/0.42));
phat_c2=mle(p_c,'bistribution','normal');
n2=phat_c2(1,1);
sg2=phat_c2(1,2);
p_cc=p_c;

% number of timesteps
n =30;
% number of realizations in the monte carlo simulation
m =5000;
%number of timesteps per day
timestep = 1;

%risk - free interest rate
r = 0.05;
s1 = (1:n+1);
s2 = (1:n+1);
s1<100;

s1(1)=load_c(21,1)*100;
```

```

q_c=900000;
p=20;
cf_c=3.5;
cc_c=2.4;
co_c=1.5;
cco2_c=0.9;
h_c=365*24;

%perform monte carlo simulation
for (k = 1:m)

    s1(1)=load_c(21,1)*100;
    s2(1)=coal(69,1)/0.42;

    s1<100;

    N1 = randn(1,n);
    N2 = randn(1,n);

    N1 = sqrt(timestep)*N1;
    N2 = sqrt(timestep)*N2;

    % construct two regular brownian motions for the GBM
    for (i = 2:n+1)
        t1(1,i) = sum(N1(1,1:i-1),2);
    end

    % construct two regular brownian motions for the GBM
    for (i = 2:n+1)
        t2(1,i) = sum(N2(1,1:i-1),2);
    end

    % construct the electricity price GMB
    for (i = 2:length(s1))
        s1(i) = s1(1)*exp((n1-sg1^2/2)*i*timestep+sg1*t1(1,i));
    end

```



```

end

% construct the gas price GBM
for (i = 2:length(s2))
s2(i) = s2(1)*exp((n2-sg2^2/2)*i*timestep+sg2*t2(1,i));
end

%calculate the PV without flexibility
PVk0(k) = 0;

for (i = 2:length(s1))
cash(i)=(q_c*(s1(i)*(p-s2(i)-cc_c-co_c-cco2_c)*h_c))/(1+r)^(i-1);
PVk0(k) = PVk0(k) + cash(i)/(1+r)^(i-1);
end

end

PV0 = sum(PVk0)/m;

%Calicurate real option%
sg=var(log(PVk0/PV0));

af = exp((r-rho)*dt);
u = exp(sg*sqrt(dt));
d = 1/u;
p = (af-d)/(u-d);
q = 1-p;

S = zeros(N+1,N+1);
for nn = 1:N+1,
    for jj = 1:nn,
        S(jj,nn)=u^(nn-jj)*d^(jj-1)*PV0;
    end
end

ARPU1 = S;

```

```

ARPU2 = max(K*ones(N+1,N+1)-S,0);

Sk= max(ARPU1,ARPU2);
Dk=NaN*ones(N+1,N+1);
Ac = NaN*ones(N+1,N+1);
Cc = NaN*ones(N+1,N+1);

Ac(:,N+1) = Sk(:,N+1);
Cc(:,N+1) = ARPU1(:,N+1);
Dk(:,N+1) = floor(ARPU2(:,N+1)./Sk(:,N+1));
ll = N;
for nn = N:-1:1,
    for jj = 1:nn,
        Ac_d = exp(-r*dt)*(p*Ac(jj,nn+1)+q*Ac(jj+1,nn+1));
        Ac(jj,nn)= max(Ac_d,ARPU2(jj,nn));
        Dk(jj,nn)=0;
        if Ac(jj,nn)==ARPU2(jj,nn)&Sk(jj,nn)>0,
            Dk(jj,nn)=1;
            ll = min(ll,nn-1);
        end
        Cc(jj,nn)= exp(-r*dt)*(p*Cc(jj,nn+1)+q*Cc(jj+1,nn+1));
    end
end

%Calicurate minimized CVaR model%

npv=[npv_c10' npv_o10' npv_l10' npv_n10' npv_r10' npv_h10'];

for (i=1:20)
n_d=20;
ScenRets=npv;
IReturn=[0:10000000000000/n_d:10000000000000];
beta=0.95;

[Jscn Nasst]=size(ScenRets);
ff=[1 zeros(1,Nasst) ones(1,Jscn)/Jscn/(1-beta)];

```

```

ff=ff';
AA=[-ones(Jscn,1) -ScenRets -eye(Jscn)];
bb=zeros(1+Jscn,1);
AA=[AA;[0 -mean(ScenRets(:, :)) zeros(1, Jscn)]];
%R.h.s.
bb(1+Jscn,1)=-IReturn(i);
%Lower Bounds
lb=zeros(1+Nasst+Jscn,1);

%Equality (portfolio consistency)
Aeq=[0 ones(1,Nasst) zeros(1, Jscn)];
beq=[1];
tic

%Call LinProg Subroutine
[xx,fval(i),exitflag, output]=linprog(ff,AA,bb,Aeq,beq,lb, [], [], optimset('LargeScale','on','Display','off'));

if exitflag < 1
    disp(output);
disp(['No Assets = ' num2str(Nasst) ' No Scenarios = ' num2str(Jscn)
]);
return
end
pweights(i,:)=xx(2:Nasst+1)';
end

```

参考文献

- [1] 「エネルギー基本計画」, 2010年6月閣議決定
- [2] エネルギー白書 2010年版 (2010), 資源エネルギー庁
- [3] 経済産業省資料「日本のエネルギー 2008」 p.36
- [4] 電気事業連合会調べ, 電気事業連合会 HP」 <http://www.fepc.or.jp/index-f.html>
- [5] Markowitz, H.; Portfolio Selection, *Journal of Finance*, 7(1952), 77-91.
- [6] Bar-Lev, D.and S.Katz; A Portfolio Approach to Fossil Fuel Procurement in the Electric Utility Industry, *Journal of Finance*, 31-3(1976), 933-947
- [7] Humphreys.H.B.and K.T.McClain; Reducing the Impacts of Energy Price Volatility, *Energy Journal*, 19-3(1998), 107-131.
- [8] 服部徹, ポートフォリオ理論に基づくわが国電源構成の分析, 第24回エネルギー・資源学会研究発表会講演論文集 (2006), 37-40
- [9] 湯浅雄一郎, 内山洋司; ポートフォリオ分析と産業連関表による化石燃料の供給変動分析, *リスク工学研究*, 2(2006), 24-31.
- [10] 鈴木研悟, 内山洋司; ポートフォリオ理論による輸入原油の価格変動リスク分析, *エネルギー・資源学会*, Vol.29, No.3 (2008).
- [11] Kengo Suzuki, Daisuk Masukawa, Yohji Uchiyama; Mean-semivariance model for energy security analysis: A case study of Japanese electric utility sector, ICEA09, 5-7 January 2009
- [12] Roques.F.A, Newbery.D.M, Nuttall.W.J. ; a Fuel mix diversification incentives in liberalized electricity markets: A Mean-Variance Portfolio theory approach. *Energy Economics*, 30, pp. 1831-1849
- [13] Ines Fortin, Sabine Fuss, Jaroslava Hlouskova, Nikolay Khabarov, Michael Obersteiner, Jana Szolgayova; An Integrated CVaR and Real Options Approach to Investments in the Energy Sector(2007)
- [14] 益川大介; リアルオプション法を用いた CVaR 最適化電源計画モデル,(2010), 筑波大学大学院修士論文
- [15] Z.Brze'zniak and T. Zastawniak; *Basic Stochastic Processes*, Springer, 1999.

- [16] Cox, J.C., J.E. Ingersoll and S.A. Ross (1985). “A Theory of the Term Structure of Interest Rates” . *Econometrica* 53: 385-407.
- [17] Artzner.P, Delbaen.F, Eber.J.M., and Heath.D, (1999). Coherent measures of risk. *Mathematical Finance*, W, 203-228.
- [18] R.T.Rockafellar and S.Uryasev, Optimization of conditional value-at-risk, *Journal of Risk*, Vol.2, pp. 21-41, 2000.
- [19] 照山博司；VAR による金融政策の分析と展望，*フィナンシャル・レビュー*，財務省財務総合政策研究所，2001，p. 74-140
- [20] OECD ” Projected Costs of Generating Electricity” (2010)
- [21] MIT “The Future of Nuclear Power” (2003,2009)
- [22] 大島堅一，有価証券報告書総覧に基づく発電単価の推計，*高崎経済大学論集*，第 43 巻 第 1 号 2000 45 頁 78 頁
- [23] (財)日本エネルギー経済研究所，有価証券報告書を用いた火力・原子力発電のコスト評価，平成 23 年 8 月 31 日，IEEJ:2011 年 8 月掲載
- [24] 資源エネルギー庁，「発電コストをめぐる現状と課題について」，2011 年 3 月。
- [25] 電気事業営業費用明細表，東京電力，平成 20 年
- [26] 資源エネルギー庁「電源開発の概要」，2010
- [27] 資源エネルギー庁「電力供給計画の概要」，2010
- [28] IMF(2010)，“IMF Primary Commodity Prices”
- [29] ジョン・ハル、三菱証券商品開発本部訳、*フィナンシャルエンジニアリング〈第 5 版〉* — デリバティブ取引とリスク管理の総体系、2005 年 3 月 31 日、社団法人金融財政事情研究会、ISBN 4-322-10642-0
- [30] 山下智志，市場リスクの計量化と VaR，朝倉書店，2000 年 6 月
- [31] Luenberger David G (1997) ”Investment Science” (今野浩，鈴木貫一，枇々木規雄 邦訳 [2002] 『金融工学入門』、日本経済新聞社 ISBN 4-532-13229-0)