

今後の供給力確保について

2026年6月5日

資源エネルギー庁

本日まで議論いただきたい内容

- 6/2に電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という）の「第119回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」において、前回のWGの議論も踏まえ、一定の不確実性も考慮した**中長期の厳気象H1需要時の需給見通し**が示された。
- 本日のWGでは、広域機関より示された需給見通しについての受け止めと、**需給見通しを踏まえた今後の供給力確保の対応の方向性**や**制度検討にあたって考慮すべき課題**についてご議論いただきたい。

1. 今後の電力需給の見通し①

- 第3回次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会（昨年10月31日）では、「これから当分の間、我が国は、電源移行の過渡期を迎えると考えらる必要」があり、「2030年代初頭にかけて、特に夏冬の高需要期における電力需給は予断を許さない厳しい状況が続く可能性がある」との問題意識と対応の必要性が共有された。
- 国及び電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という）は、電気事業法に基づいて、毎年度、電気事業者から提出される供給計画によって、今後10年間の電力需給の動向を把握している。本年3月末に取りまとめられた2026年度供給計画でも、2026年～2035年の10年間の電力需給の見通しについて、EUE（確率論的必要供給予備力）を指標に供給信頼度を確認した結果、複数のエリアで信頼度基準を超過する厳しい状況が示されている。
- これは、今後、想定される電力需要の増加や、カーボンニュートラルに向けた電源移行の過渡期を迎える中で生じていると考えられる。こうした状況に対応するため、既存の仕組みの振り返りも含めて、必要な供給力確保策について検討することとしてはどうか。その際、供給力確保策は、余剰の発電設備を社会的なコストをかけて維持することにもつながるおそれがあることを考えると、議論の前提となる将来の電力需給の見通しを共有した上で、議論を行っていくこととしてはどうか。
- 前述のとおり、今後の電力需給の状況は、供給計画によって把握しているが、各電気事業者の供給計画では、基本的には、相当程度、事業確度が高い将来計画しか把握できず、将来の不確実性が十分に織り込まれていないという課題があるため、その点も加味した上で、今後の政策議論に向けて、広域機関において、専門的な見地から検討し、一定の不確実性を踏まえた今後10年程度の電力需給の見通しをお示しすることとしてはどうか。

1. 今後の電力需給の見通し②

- 供給計画のとりまとめの際、十分に織り込まれていない将来の不確実性としては、例えば以下のものが想定される。
 - 発電事業者は、電源の休廃止について、地元調整や経営判断を行った上で供給計画に反映するものと想定されるため、今後、休廃止の意思決定が行われる蓋然性が高い電源であっても、意思決定前の段階で動向を把握することが困難。特に、安定供給の確保の観点からは、電力供給の太宗を担い、ほかの電源に比べて、今後、相対的に休廃止が進む可能性が高い火力発電の動向を可能な限り踏まえることが必要。

※10年間の供給計画の提出を求めているものの、休廃止計画が前年度に初めて計上される例も多く、例えば、2026年度供給計画取りまとめにおいて、2026年度中に休廃止となる火力電源（371万kW）のうち126万kWが、26年度供給計画で初めて計上された。
 - また、2030年度ころから長期脱炭素電源オークションによるリプレイス電源の立ち上がりが見込まれる一方、オークション結果等の新設計画を反映する供給計画のとりまとめは随時ではないという課題がある。
- 電力需給見通しの評価手法には、EUEによる確率論的評価と、予備率による確定論的評価があるが、多くのステークホルダーの理解を得るという観点、実需給断面における予備率管理の考え方との接続性を踏まえ、これまでの取組に加え、確定論的評価により、厳気象H1想定需要に対する供給力の過不足を評価することを検討してはどうか。

3. 対応の方向性

- 今後の対応を議論するに当たり、容量市場のメインオークションが既に終了している（制度対応についての議論を終えている2030年度実需給も含む）2030年度実需給までについては、既存の容量市場の枠組みを前提としつつ、予備電源や短期供給力確保策等を中心に、必要な供給力確保に向けた対応策を検討することとしてはどうか。他方、今後、容量市場のメインオークションを行う2031年度以降については、容量市場の在り方も含め、既存の制度・市場の在り方を見直す方向で議論することとしてはどうか。

【2030年度実需給までの対応】

- 第7次エネルギー基本計画（令和7年2月閣議決定）では、「火力全体で安定供給に必要な発電容量（kW）を維持・確保」するとの方針が掲げられている。今後の電力需給の見通しを精査した上で改めて議論する必要はあるが、電源の高経年化や非効率石炭火力のフェードアウトの可能性を見据えると、安定供給の確保に向けて、既存の電源を最大限活用していくことが必要となる場合があるのではないか。その場合には、予備電源、短期供給力確保策の募集量や要件を工夫することなどにより、必要な供給力確保に向けた取組を進めていくことが必要となるのではないか。

【2031年度実需給以降の対応】

- 2031年度以降については、電源間の競争により、新陳代謝を図りつつ、供給力を確保するという発想の下で創設された容量市場（そのため、容量市場には上限価格が設定されている）について、小売電気事業者への配慮とのバランスも踏まえ、指標価格の水準などを始めとして、制度の在り方・見直しの方向性を検討することとしてはどうか。
- また、電源の新陳代謝を図るため、主として長期脱炭素電源オークションの仕組みを上手く活用して、必要な電源投資を確保できるよう、制度の見直しも含めて、電源の新設を積極的に進めていくことが重要ではないか。
- 他方、電源新設には一定のリードタイムが必要となることを考えると、現在の制度の下では維持が困難となり、休廃止の検討が進む電源の活用も含め、必要な供給力を確保する方策を検討する必要がある。その際、休廃止が検討される電源について、経年、経済性、環境政策などが与える影響等、燃料種ごとの特性を踏まえつつ、その最大限の活用を可能とするための方策を検討することが重要ではないか。

1. 広域機関による足下の電力の需給見通し①

- 広域機関から示された電力の需給見通しは、電気事業法に基づき、電気事業者が国に提出した供給計画をベースにしており、原子力の稼働状況や蓄電池等の比較的短期間で増加可能性のある供給力の追加、更には、今後の需要の増減といった需給両面における不確実性は残っている。そのため、今回の見通しで示された予備率が、そのまま実現するわけではない点には留意が必要であるが、今後の需給状況についての大きな傾向を把握し、対応を検討する際の基礎情報となる。
- ベースケースを基に全体の傾向を確認すると、2029年度までは、予備率が安定供給に最低限必要な水準として確保を目指す3%を下回るエリアがあるなど、厳しい見通しが示されている。一方、2030年度以降は、改善が見られ、全てのエリアにおいて3%を超える水準となっている。
- これは、足下では、老朽火力を中心に電源の休廃止が更に進む一方、電源の新增設が進んでいない状況であるのに対して、長期脱炭素電源オークションによる電源の新增設が本格化する2030年度以降は、その効果により徐々に予備率の水準が回復する傾向が示されているものと考えられる（ただし、現時点から遠い時点になればなるほど、供給計画に反映されない不確実性があることに留意が必要。）。

1. 広域機関による足下の電力の需給見通し②

- 最も厳しい予備率の見通しとなっている2029年度については、2028年度・2029年度に大規模な火力発電の休廃止が計画されていることが、大きく影響していると考えられる。
 - 2030年度以降は、予備率3%の水準を確保できているものの、実需給年度よりも相当程度早い段階での見通しであり、今後、需給両面で生じ得る不確実性に対応する必要があると考え、安定供給の確保に向け予断を許さない状況と捉えるべきではないか。
 - 今回の見通しでは、前回のWGでの議論を踏まえ、一定の不確実性を踏まえた分析として、足下の電源の休廃止状況を踏まえ、2つのリスクケースも示されている。具体的には、供給計画では稼働する計画となっている電源のうち、
 - ① 経年45年の火力電源が一律に休廃止されるケース
 - ② 非効率石炭火力※が一律に2029年度末に休廃止されるケース
- ※容量市場の稼働抑制措置の対象となっている電源を「非効率石炭」として、分析が行われている。
- の影響についての分析も行われている（①と②のケースには重複があり、単純に足し上げることで①かつ②が生じた場合の影響にならないことに留意が必要）。
- リスクケースの分析からは、万が一、これらのリスクケースのとおり事態が生じた場合には、安定供給上最低限必要な予備率を十分確保できない可能性が示唆されている。

2. 今後の対応の方向性①

- 前回のWGでもお示したとおり、供給力の確保に向けては、電力システム改革以来、その時々状況を踏まえ、容量市場の創設、長期脱炭素電源オークションの創設、予備電源制度の創設などの対応を行ってきた。
- また、足下でも、「これから当分の間、我が国は、電源移行の過渡期を迎えると考える必要」があり、「2030年代初頭にかけて、特に夏冬の高需要期における電力需給は予断を許さない厳しい状況が続く可能性がある」との問題意識の下で、容量市場における指標価格や上限価格の引上げといった制度見直しにも取り組んできた。
- これらの取組は、電力システム改革の中で、発電事業が、原則、参入と退出が自由な事業であると整理されたことを踏まえ、発電事業者が電源の維持・確保や新規設に向けたインセンティブを提供することで必要な供給力を確保するという基本的な発想の下で、経済効率性を追求しつつ、電源の新陳代謝を進めることを重視しながら行われてきた。
- 今回、ご確認いただいたように、足下では厳しい予備率の見通しが示されている一方、今後、中長期的には予備率が改善していく傾向にある。これは、大きな傾向として、これまで進めてきた方向性の下で、電源の新陳代謝が一定程度進んできた結果と考えられ、今後、電源の新設が更に進めば、中長期的には、需給状況が改善していくことが期待できる。こうしたことを考えると、引き続きこれまでの大きな方向性は維持しつつ、必要な見直しを進めていくことが適切ではないか。
- その上で、中長期的な電力の安定供給を考えると、第7次エネルギー基本計画の方針に沿って、電源の新増設等に最大限取り組むことが、これまで以上に重要である。他方で、電源の新増設については、①安定供給・エネルギーミックス実現に必要な投資の確保や、②国民負担の抑制の観点から課題も顕在化しており（後述）、今後、こうした論点についても更に検討を深める必要があるのではないか。

2. 今後の対応の方向性②

- 今回の電力の需給見通しにより、短中期的には、安定供給に必要な供給力の水準を確保できない可能性があることが示唆されており、必要な対応を検討する必要がある。
- その際、電源の新增設が十分行われるまでの間は、火力を中心に、既存の電源を最大限活用して対応することが現実的な選択肢となる。このため、現行制度の下で、休廃止判断を行わざるを得ない電源（容量市場への応札を行った上で、非落札となった電源、落札した後、実需給までに退出する電源、一定の合理的な理由により未応札となった電源など）を維持・確保していく方策を検討することとしてはどうか。併せて、デマンド・リスポンス（DR）といった需要側リソースの活用策も今後ますます重要となることから、引き続き必要な対応を検討していく。
- また、検討に当たり、前回のWGのとおり、容量市場による対応が終了している実需給年度（既に容量市場の実施方針が決まっている2030年度を含む）までとそれ以降で分けて具体的な対応を考える必要がある。
- 2030年度以前の実需給年度に向けては、予備電源の活用や、今後休廃止が見込まれる電源の活用も検討しなければ、十分な供給力の確保ができなくなるおそれがある。様々な電源を活用して必要な供給力を確保できるよう、それぞれの電源の特性に応じた柔軟性が高い供給力確保策の検討が必要であり、既にkW公募を参考として制度化に向けた検討に着手している短期供給力確保策の活用などを検討することが考えられる。ただし、その際、実需給の直前のみならず、ある程度時間的余裕を持って供給力の確保が可能となるように制度を工夫することも必要ではないか。
- また、2031年度以降の実需給年度に向けては、容量市場や予備電源制度の制度間の整合性を図りつつ、必要な供給力の維持・確保が可能となるような制度設計が求められる。そのため、今後、専門的な見地から広域機関の協力も得て、更なる詳細な制度設計を検討していくこととしてはどうか。次回以降のWGにおいては、これらの検討を進めるため、まずは、現行制度の下で、火力電源が休廃止判断に至る理由についての分析をお示しする。

3. 電源投資の促進における課題

- 電力需要が増加する中では、既設電源の維持だけでなく、着実に電源の新設を行う必要がある。電源の新設は、基本的に長期脱炭素電源オークションで進めることとしているが、安定供給・エネルギーミックス実現・国民負担抑制の観点から、次の2点を考慮する必要があるのではないか。

①安定供給・エネルギーミックス実現に必要な投資の確保

- 長期脱炭素電源オークションではこれまで3回の入札を行い、脱炭素電源は合計1330万kW、LNG火力は合計1010万kWが落札した。しかし、脱炭素電源は、第3回入札において落札量が募集量（500万kW）に74万kW未達となり、LNG専焼は、第2回入札において落札量が募集量（224万kW）に92万kW未達となった。
- 現在、長期脱炭素電源オークションの第4回入札に向けて、電源投資を促進するための制度の見直しを行っているが、こうした見直しを行った場合でも、落札量が募集量に未達となる可能性は残る。
- また、投資量が確保されたとしても、一部の電源種に投資が集中し、エネルギーミックスで掲げるような様々な電源種への電源投資が確保できない可能性もある。
- こうした落札量が募集量に未達となる理由や、電源種に偏りが生じる理由について、どこに問題があるか（他市場収益の9割還付等の制度の仕組み、インセンティブ、電源種特有のリスクなど）、発電事業者へのヒアリング等の方法により分析を進め、今後の制度見直しに反映していくこととしてはどうか。

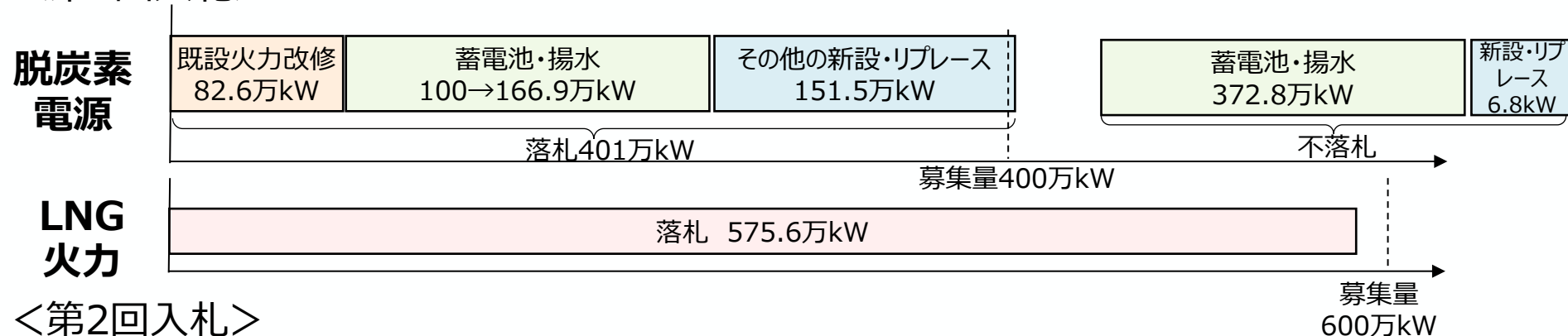
②国民負担の抑制

- 長期脱炭素電源オークションの過去3回の入札の約定総額（還付控除前）は、第1回（約定量976万kW）と第2回（約定量634万kW）は約4,000億円だったが、昨今のインフレ・円安・金利上昇等を受けて第3回（約定量729万kW）は約6,000億円に増加した。
- 今後も、引き続きインフレ・金利上昇が見込まれる中で、約定価格の増加が想定されるため、投資促進を図りつつも、国民負担抑制についても、バランス良く考慮する必要がある。

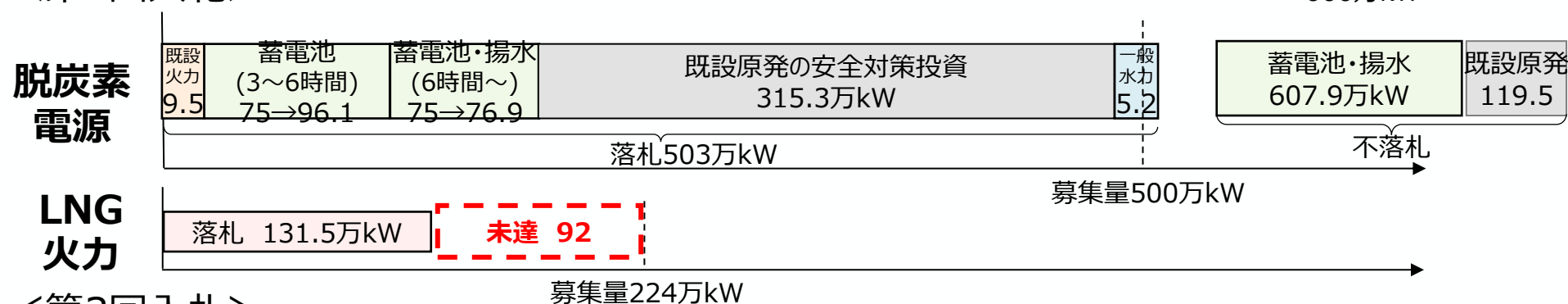
(参考) 長期脱炭素電源オークションの過去3回の落札結果

- これまで3回の入札を実施し、脱炭素電源は合計1330万kW、LNG火力は合計1010万kWが落札。

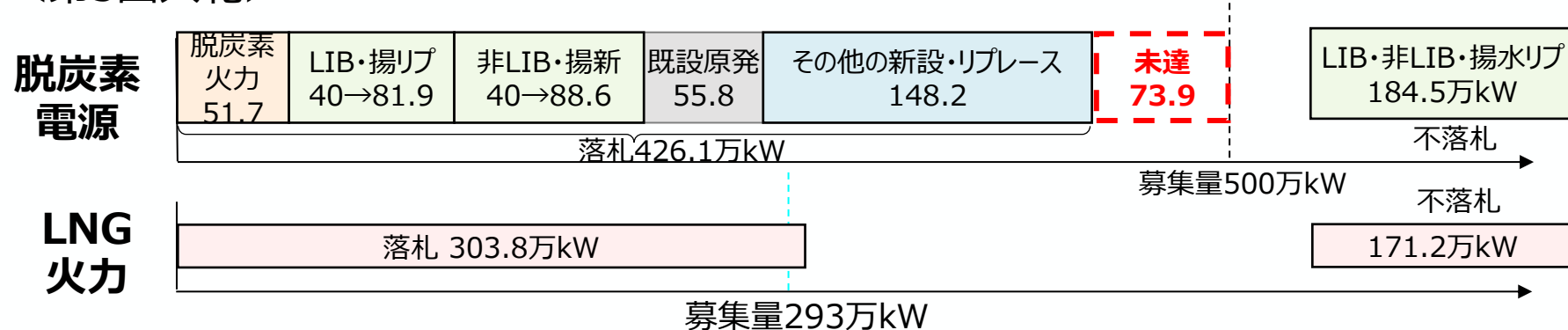
<第1回入札>



<第2回入札>



<第3回入札>



(参考) 長期脱炭素電源オークションの過去3回の約定総額

<脱炭素電源>

		第1回	第2回	第3回
募集量 (万kW)		400	500	500
約定総容量 (万kW)		401	503	426.1
約定総額 (億円/年)		2,336	3,464	4,748
還付※控除後の約定総額 (億円/年)	過去3年平均	706	945	3420
	過去5年の各年度	△43~1,560	△176~1,624	2,098 ~ 3,503

<LNG専焼>

		第1回	第2回	第3回
募集量 (万kW)		600	224	293
約定総容量 (万kW)		575.6	131.5	303.8
約定総額 (億円/年)		1,766	456	1,444
還付※控除後の約定総額 (億円/年)	過去3年平均	△1,343	△52	810
	過去5年の各年度	△3,163~1,062	△495~195	△754~870

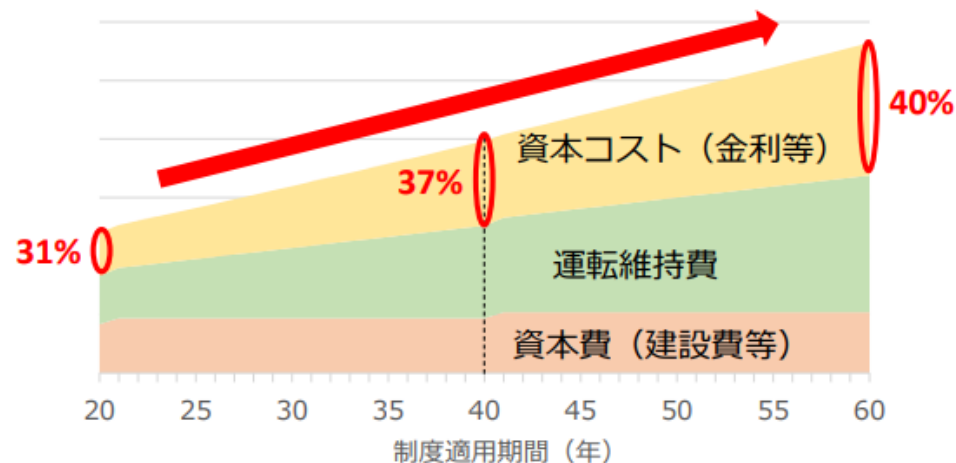
※過去3~5年のスポット市場と非化石価値取引市場の価格を元に還付額を試算したものであり、実際の還付額の計算方法・還付額とは異なる。

	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度
卸市場価格 (平均)	7.93	11.21	13.46	20.41	10.74	12.29	11.06

論点⑥ 制度適用期間の上限の設定

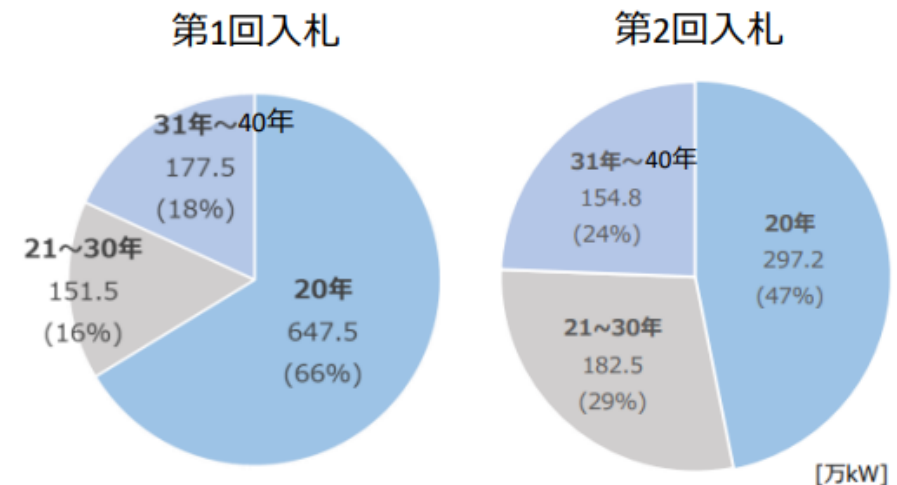
- 一方で、制度適用期間を長くすればするほど、1年当たりの建設費の回収金額が小さくなり、金利等の資本コストが増加するため、支援総額に対する資本コストの割合が大きくなっていく。
- 本制度の制度趣旨は「巨額の初期投資の回収に対して長期的な収入の予見可能性を付与する」ことであるため、支援総額に占める資本コストの割合が過度に高まることは望ましくなく、制度適用期間の長さに上限を設ける必要があるのではないか。
- 具体的な上限は、実態として第1回と第2回の入札では40年を超える案件は存在しないことを踏まえ、40年を上限としてはどうか。

LNG専焼の制度適用期間を通じた支援総額イメージ
※他市場収益の還付を考慮していない



※発電コスト検証の諸元を元に、建設期間8年（前半4年で20%、後半4年で80%支出）、21年目・41年目にそれぞれ改修費を支出する前提で試算。

過去の落札案件の制度適用期間



※40年超は無し