

久喜市地域新電力事業可能性調査業務

成果報告書

令和5年9月

久 喜 市

目次

1. 事業の目的.....	3
2. 事業を取り巻く環境.....	4
2-1. JEPX（卸電力市場）エリアプライスの動向調査.....	4
2-2. 東京電力エナジーパートナー社燃料調整費の動向調査.....	5
2-3. 再エネ賦課金の動向調査.....	6
2-4. 容量拠出金制度の発足.....	7
2-4-1. 久喜市公共施設容量拠出金額の概算.....	7
2-5. 常時バックアップ電源について.....	9
3. 事業ポテンシャル調査.....	10
3-1. 久喜市の年間エネルギー代金流出額調査.....	10
3-2. 久喜市の需要ポテンシャル評価（事業者、一般家庭、公共施設）.....	11
3-3. 久喜市の再生可能エネルギー電源調達ポテンシャル調査.....	13
4. 再生可能エネルギーの電源利用可能性調査.....	15
4-1. 公共施設電力需要ロードカーブの作成.....	15
4-2. 最適な再エネ発電容量の把握.....	15
5. 久喜市地域新電力の事業採算性評価.....	18
5-1. 公共施設の電力情報まとめ.....	18
5-2. 負荷率と電気料金の関係.....	19
5-3. 地域新電力の電気料金に対する考え方.....	20
5-4. 事業採算性評価ケース分けの決定.....	21
5-5. 市場連動メニューについて.....	23
5-6. 事業採算性評価条件詳細.....	24
5-7. ケース別事業採算性評価.....	25
5-7-1. ケース1（東電 EP10%引、市場安定、公共施設のみ、JEPX+相対電源）.....	25
5-7-2. ケース2（東電 EP10%引、市場安定、公共施設のみ、JEPX 電源のみ）.....	26
5-7-3. ケース3（東電 EP10%引、市場安定、公共施設のみ、JEPX+相対電源+再エネ電源）.....	27
5-7-4. ケース4（東電 EP10%引、市場安定、公共施設+民間増、JEPX+相対電源）.....	28

5-7-5. ケース 5 (東電 EP5%引、市場安定、公共施設のみ、JEPX+相対電源)	29
5-7-6. ケース 6 (東電 EP20%引、市場安定、公共施設のみ、JEPX+相対電源)	30
5-7-7. ケース 7 (市場連動、市場安定、公共施設のみ、JEPX 電源)	31
5-7-8. ケース 8 (市場連動、市場安定、公共施設+民間増、JEPX 電源)	32
5-7-9. ケース 9 (東電 EP5%引、市場高騰、公共施設のみ、JEPX+相対電源)	33
5-7-10. ケース 10 (東電 EP10%引、市場高騰、公共施設のみ、JEPX+相対電源)	34
5-7-11. ケース 11 (東電 EP20%引、市場高騰、公共施設のみ、JEPX+相対電源)	35
5-7-12. ケース 12 (市場連動、市場高騰、公共施設のみ、JEPX)	36
5-8. 事業採算性まとめ	37
6. 今後の課題	39

1. 事業の目的

再生可能エネルギーの導入が進むドイツでは、「シュタットベルケ」と呼ばれる自治体が出資して地域に密着してインフラサービスを提供する公益事業体による地域資源を有効活用した地域エネルギー供給の取組が進んでいる。

図 1-1 に地域新電力を起点とした地域活性化イメージを示す。我が国においても地域のエネルギー会社が地域の再生可能エネルギーを活用して地域にエネルギー供給する事例が多数出てきており、エネルギーの地産地消を促進し、地域の資金を地域内で循環できる取組として期待が高まっている。地域や自治体の戦略的な参画・関与の下で小売電気事業を営み、得られる収益等を活用して地域の課題解決に取り組む事業者を「地域新電力」と呼び、民間の創意工夫の下、地域における多面的な脱炭素化に取り組む地域新電力の設置が拡大している。

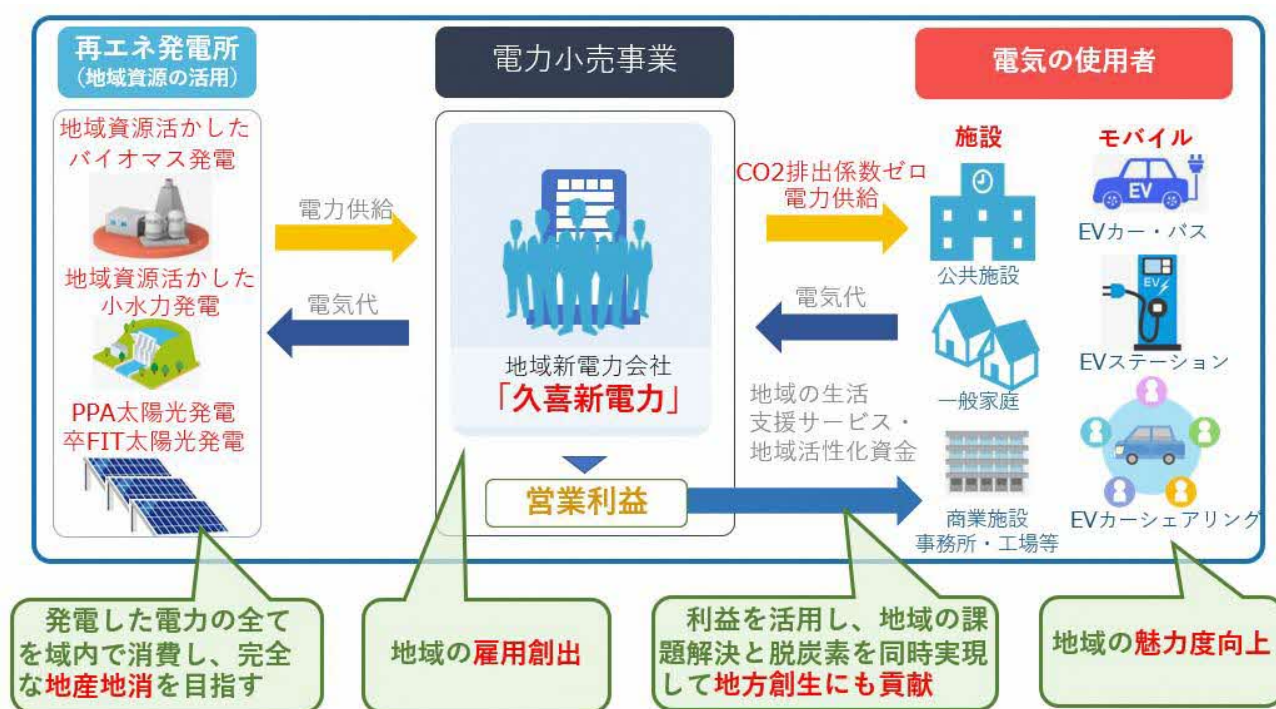


図 1-1 地域新電力を起点とした地域活性化イメージ

このような地域の好循環・活性化を目的に自治体出資の自治体新電力がこれまでに 60 社以上立ち上がり、自治体出資のない地域に密着した地域新電力会社も合わせると 150 社以上に達している。

しかしながら 2021 年 1 月の JEPX 市場価格急騰、2021 年 11 月～2023 年初頭までの JEPX 市場価格高騰継続に伴い、多くの新電力会社が経営的に厳しい状況に陥り、撤退や廃業する事業者が続出する時期もあった。現在の市場価格は比較的 low 価格で安定しているものの、この先再び高騰する可能性もある。

本調査では、市場価格の動向等含めた地域新電力を取り巻く環境を把握し、久喜市における電力事業ポテンシャルを明確にし、久喜市における公共施設を主な顧客とした形で市場が再び高騰した場合でも収益が上げられるか否か、主に事業採算性の側面で調査を行う。また、ゼロカーボンシティ化が求められる状況で、地域の脱炭素化への貢献を目指して、全ての電力メニューにおいて CO₂ 排出係数ゼロの電力提供を前提とした試算を行うこととする。

2. 地域新電力を取り巻く環境

地域新電力の採算性の評価を行うにあたり、事業採算性に影響を与える現在の電力市場を取り巻く動向について調査を行う。

2-1. JEPX（卸電力市場）エリアプライスの動向

JEPX は 2005 年に取引を開始した日本で唯一の電力卸市場である。30 分単位の入札で価格が決定されるが、エリアプライスと呼ばれる 9 エリア（北海道、東北、東京、中部、北陸、関西、中国、四国、九州）別の入札で価格が決定される。久喜市は東京エリアプライスの範疇である。エリアプライスとは別にシステムプライスと呼ばれる価格があるが、これはエリアプライスの全国平均値としての指標にすぎない。図 2-1 に JEPX 東京エリアプライスの推移を示す。

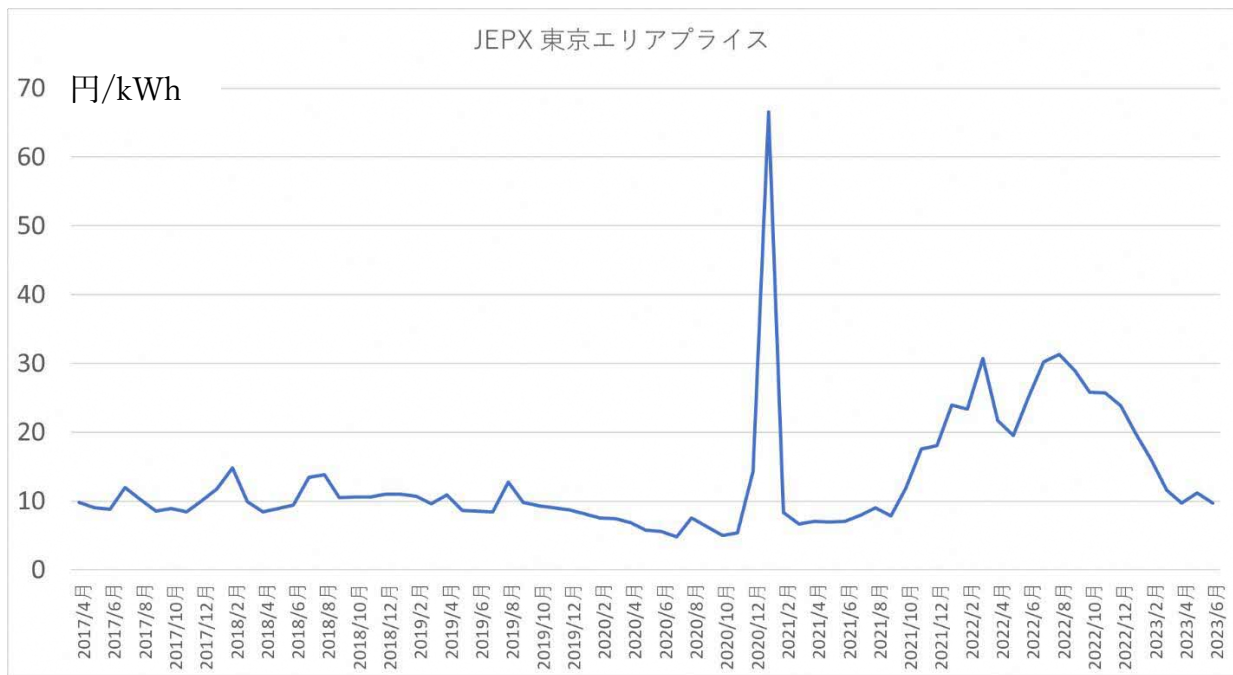


図 2-1 JEPX 東京エリアプライス推移

出典：環境市場：<https://kankyo-ichiba.jp/tokyo>

2017 年度以降 JEPX 東京エリアプライスは市場の拡大に伴い徐々に低下する傾向が続き、2020 年度は 7 円/kWh 程度で推移していた。ところが 2021 年 1 月に日本全国のエリアプライスは急騰し、東京エリアでも月平均で 60 円/kWh という高値をつけた（30 分値の最高値は 200 円/kWh 以上）。これほどの急騰は JEPX 史上初めてのことであり、JEPX を主電源としていた多くの小売電気事業者が大きな損失を計上し、倒産する事業者も多発した。

その翌月 2021 年 2 月には市場は再び安定したものの、2021 年 11 月～2023 年初頭まで、全国のエリアプライスが 20 円～30 円程度の高値で推移した。この高値継続期間も小売電気事業者の財政を圧迫し、赤字の継続で倒産、事業撤退する小売電気事業者が続発した。2023 年 1 月以降化石燃料価格の下落に伴いエリアプライスは 10 円/kWh 程度まで落ちた状況にあるが、今後化石燃料価格が上昇する予測もあり、エリアプライスが再上昇する可能性を秘めている。

このような状況により、あらかじめエリアプライスが高くなることも想定したリスクヘッジ計画（相対電源活用、非 FIT 再エネ電源活用、市場高騰保険加入等）を立てておくことが重要になる。

2-2. 燃料調整費の動向

旧一般電気事業者（東京電力エネルギーパートナー：以下東電 EP）では、調達する発電用の化石燃料価格（日本円建て）の変動に応じて基本料金や従量料金とは別に燃料調整費を徴収（もしくは還元）している。多くの地域新電力会社も通常は旧一般電気事業者と全く同じ燃料調整費を徴収（もしくは還元）している。図 2-2 に東電 EP の燃料調整費の推移を示す。



図 2-2 東電 EP 燃料調整費単価推移

出典：東電プレスリリース：<https://www.tepco.co.jp/press/release/index-j.html>

2018 年度にはプラスであった燃調費単価は以降マイナス（需要家に還元）基調に移行し、2021 年 1 月に底（-5 円/kWh）をつけた。しかし、2021 年 1 月以降化石燃料価格の上昇や円安の影響により右肩上がりで上昇を続けた。この燃料調整費の上昇が需要家の電気料金の上昇に直接的に影響していた。東電 EP の低压電気需給約款では燃料調整費単価の上限設定が明記されているため、2022 年 8 月以降上限に達し、低压（青線）の燃料調整費単価は 5.13 円/kWh で固定されていたが、2023 年 6 月以降化石燃料価格の急落を受けて急激に下降する形となっている。

2022 年 8 月～2023 年 5 月の燃調費上限期間において多くの旧一般電気事業者では規制料金以外のメニューに関しては上限を撤廃し、また多くの地域新電力では全ての低压メニューで上限設定を外す動きが見られ、高圧（オレンジ線）と同レベルの燃料調整費単価で運用を行っていた。このような状況の中、標準メニュー（基本料金+電力量料金）では利益を上げられないため市場連動型メニューを導入する地域新電力も増えつつある。燃料調整費は需要家から見れば電気料金を上げる厄介な存在であるが、小売電気事業者としては電源調達コストが高い際の貴重な収入源となる。

2-3. 再生可能エネルギー発電促進賦課金の動向

「再生可能エネルギー発電促進賦課金：以下再エネ賦課金」とは、「再生可能エネルギーの固定価格買取制度」によって電力会社等が買取りに要した費用を、電気の使用量に応じて、電気料金の一部として、電気を使用する需要家が負担するものである。再エネ賦課金単価は、毎年度経済産業大臣によって定められ、毎年5月分から翌年の4月迄の電気料金に適用されるもので全国一律の単価である。

図 2-3 に再エネ賦課金単価の推移を示す。

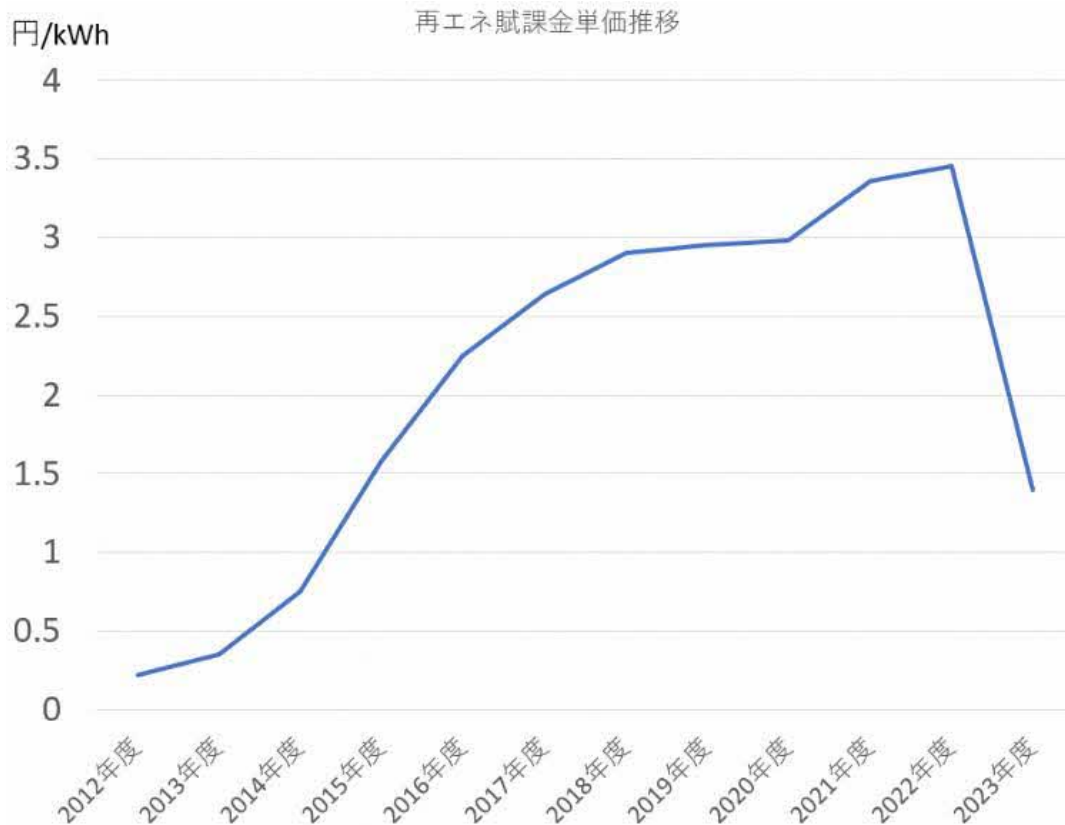


図 2-3 再エネ賦課金単価の推移

出典：新電力ネット：<https://pps-net.org/statistics/renewable>

2012年7月に0.22円/kWhからスタートした再エネ賦課金単価は2022年度3.45円/kWhまで上昇を継続していたが、2023年度に一転して1.4円/kWhに低下した。これは2022年度のエリアプライスが非常に高かったことに起因するものであり、2024年度は再び3円/kWhレベルに上がる可能性が高い。

この再エネ賦課金も需要家の電気料金が上がる一因になっており、環境省は2030年度2.61円/kWhをピークに減少に転じるとの報告書を過去開示した経緯があるが、既に一旦2.61円を超えた状態にあり、今後どこまで上昇するのか、いつピークを迎えるのか予想が難しい状況にある。

但し、小売電気事業者はこの賦課金を需要家から徴収し、そのまま賦課金回収事業者である電力広域的運営推進機関に収めることになるため事業収支に影響を与えることはない。

本事業採算性評価では上記の理由により、再エネ賦課金の要素を含めず試算を行う。

2-4. 容量拠出金制度の発足

2020年6月経済産業省は2024年度より容量拠出金の制度をスタートすることを決定した。電力は、需要と供給のバランスがくずれればブラックアウトのような大停電につながる性質をもっている。再エネ電源は、季節や天候などによって出力（発電）が大きく変わる電源であるため、それによって需要とのバランスが崩れないように手当てしておかなくてはならない。安定的に発電できるほかの電源によって、再エネの出力変動に対して出力を調整し、バランスがとれるようにする必要がある。現在、その役目を担っているのは、おもに火力発電所である。（図2-4）

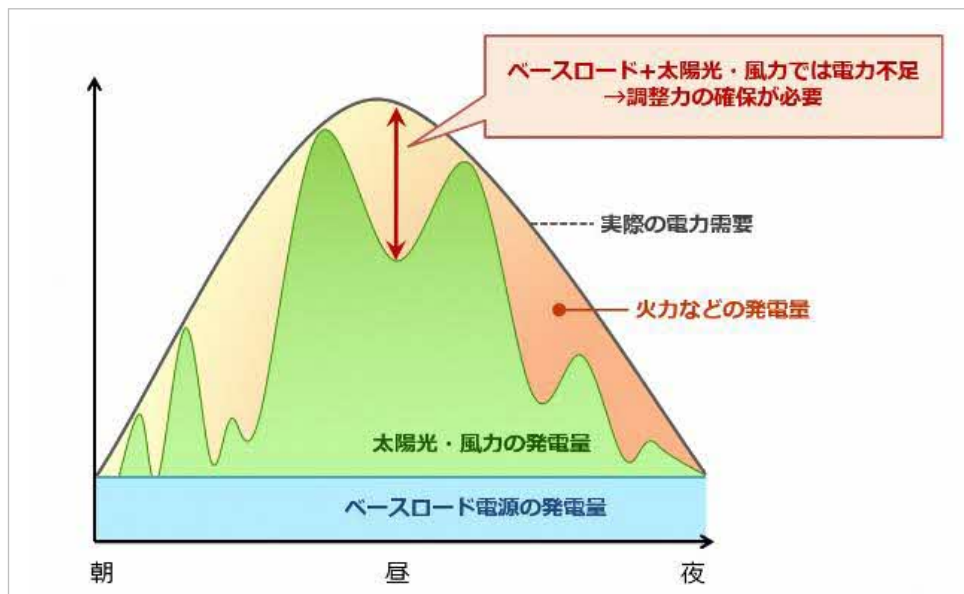


図2-4. 実需要に対し火力発電所が電力を供給しているイメージ図
引用：資源エネルギー庁：<https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyo/youryou.html>

こうした火力発電所を安定して維持するためには人件費やメンテナンスコストがかかる。また新設、リプレースする場合将来的なコストを回収できるという予想がたてづらくなるため、新たな投資が進まないことも想定される。このような課題を解決するために設けられたのが容量拠出金制度であり、必要な時に発電することができる火力発電所の能力（容量：kW）を安定的に維持するためのコストを小売電気事業者が拠出する制度となっている。

2024年度以降、この容量拠出金が電力小売事業の原価に加わるため、小売電気事業者のコストを大きく圧迫することになる。既に東京エリアの2024年度～2026年度の容量拠出金負担総額は確定しているが、特に2024年度の負担金額が非常に大きいため、容量拠出金負担を理由にした料金値上げを計画している地域新電力も多い。

2-4-1. 久喜市公共施設容量拠出金の概算

表2-1 2024年度～2026年度東京エリア小売負担拠出金額

対象オークション	拠出金対象年度	約定価格(円/kW)	約定容量(kW)	小売負担(千円)
2020年度	2024年度	14,137	34,815,024	492,180,000
2021年度	2025年度	3,495	40,254,649	140,690,000
2022年度	2026年度	5,834	53,536,700	245,990,000

2024年度以降の容量拠出金の算出基準となるのは2023年度7月、8月、9月、12月、1月、2月の各月ピーク電力になるが、今現在は実績値が存在しないため、概算で容量拠出金を算出する。

まず、2024年度、2025年度、2026年度に東京エリアで小売事業者が負担しなければならない金額は確定している。2020年度容量市場オークションの約定価格×約定容量が2024年度の拠出金となり、同様に2021年度オークション結果が2025年度の拠出金となり、2022年度オークション結果が2026年度拠出金となる。表2-1に各年度の東京エリア小売負担金額を示す、初年度である2024年度（2020年度オークション結果）は極めて高い約定金額となったため4,922億円、2025年度で1,407億円、2026年度で2,460億円という結果になっている。

表2-2 2022年度久喜市公共施設シェア率の算出結果

2022年度		東京エリア実績 (ピーク kW)	久喜市ピーク需要 (kW)	久喜市シェア率
夏季	7月	55,456,000	8,549	0.013796%
	8月	59,299,000	6,839	
	9月	48,843,000	7,181	
冬季	12月	46,849,000	7,311	0.014221%
	1月	51,365,000	6,326	
	2月	51,789,000	7,694	

次に2023年度の東京エリアの各月ピーク実績も存在しないため、2022年度の東京エリア実績を使用し、久喜市公共施設の各月ピーク値を想定して東京エリア内のシェア率を算出し表2-2に示す。久喜市公共施設のピーク需要は7月で全契約電力12,213kWの70%（電力業界一般論）8,549kWと想定した。以外の月に関しては7月の電力量を100とした時の各月電力量割合を乗じてピーク需要とした。この結果7月～9月の夏季シェア率は0.013796%、冬季のシェア率は0.014221%となった。夏季計算方法は久喜市ピーク電力7月～9月合計値÷東京エリア実績電力7月～9月合計値という形である（冬季も同様）。

表2-3 久喜市公共施設の容量拠出金概算値

	1回目	2回目	3回目	4回目	5回目	6回目	7回目	8回目	9回目	10回目	11回目	12回目	総額
2024年度 (千円)	5,658	5,658	5,658	5,658	5,658	5,658	5,833	5,833	5,833	5,833	5,833	5,833	68,945
2025年度 (千円)	1,617	1,617	1,617	1,617	1,617	1,617	1,667	1,667	1,667	1,667	1,667	1,667	19,708
2026年度 (千円)	2,828	2,828	2,828	2,828	2,828	2,828	2,915	2,915	2,915	2,915	2,915	2,915	34,459

表2-3に各年度年間・月別の容量拠出金額を算出した数値を示す。算出は表2-1の各年度東京エリア小売負担金額×久喜市夏季シェア率÷12が1回目から6回目までの拠出金、表2-1の各年度東京エリア小売負担金額×久喜市冬季シェア率÷12が7回目から12回目迄の支払額となる。2024年度は560～570万円/月の支払いで年間約6千9百万円、2025年度は160万～170万円/月の支払いで年間約2千万円、2026年度は280～290万円/月の支払いで年間約3千4百万円という概算結果となった。年度毎で相当大きな金額差があるため、事業採算性面ではこの金額が営業利益額に直接的に影響すると予想できる。尚、事業採算性評価ではリスクを見て上記金額を10%割増し、容量拠出金の第1回目請求は2024年7月に実行される（現状の公式発表）ことを前提にした事業採算性・資金繰り評価を行う。

2-5. 常時バックアップ電源について

常時バックアップ（以下：常時 BU）とは電力自由化後（2000年4月）、一時的という条件でスタートした仕組みであり、新電力会社が需要家に電力を供給する際に、旧一般電気事業者から継続的に安い電力を購入する形態である。新電力が新しく参入する際に、ベース電源となる供給量が足りないこともあり得る。新電力会社がベース電源となる発電所を新たに作るのはコスト面で厳しく、参入の大きな障壁となる。そのため旧一般電気事業者から一定量の電力を安く継続的に卸売りしてもらう仕組みとして常時バックアップ電源が存在する。図 2-5 に常時バックアップの仕組み図を示す。

通常の相対取引電源が時間軸でフラットな電源であるのに対し、常時 BU 電源は 30 分単位で最小 1 kW（JEPX は最小 50kW）～契約電力量まで自由に幅を変えて調達できるために、調達計画の細かい調整にも利用できる非常に便利な電源である。常時 BU の契約電力は上限「高圧顧客の契約電力×30%」＋「低圧顧客の契約電力×10%」の縛りがあり、全ての電力を常時 BU で賄うことはできない。

このような常時 BU であるが、昨今の化石燃料価格の高騰により、旧一般電気事業者が安い電源を新電力会社に供給することが難しい状況に陥り、現状多くの旧一般電気事業者では新規の契約をストップした状態であり、常時 BU の電力量料金単価の値上げも行われている。東電 EP も 2023 年 4 月から新しい電力量料金単価に変更となったが、もはや高騰時の JEPX の東京エリアプライスに近い単価となるため、新電力を低価格電力で支えるという当初の目的は終焉を迎えつつある。（料金体系は基本料金＋従量料金という構成で成り立っており、料金は旧一般電気事業者毎に異なっているが、常時 BU の料金に関しては旧一般電気事業者と新電力会社の間で守秘義務契約を結ぶため、公開されることは一切ない）

また、2020 年度以降資源エネルギー庁より「小売電気事業者があまりに過度に相当の長期間にわたって常時バックアップに依存することは望ましくない」との理由で常時 BU 廃止のアナウンスが流されていたが、ここまで廃止には至っていない。但し 2022 年 11 月に「内外無差別性（旧一般電気事業者が内部にも外部にも同じ価格で電力を供給）を担保できた場合、常時バックアップを廃止する」と資源エネルギー庁が発表し、上記した新規契約停止の状況も踏まえると、近い将来常時 BU という仕組みが廃止される可能性が高い。前述したように東京電力の常時バックアップ単価は高騰時のエリアプライスに近い金額まで高騰しているうえに新規契約を受け付けていない状況を踏まえ、本調査では常時バックアップ電源は使用しない形で事業採算性の評価を行うこととする。

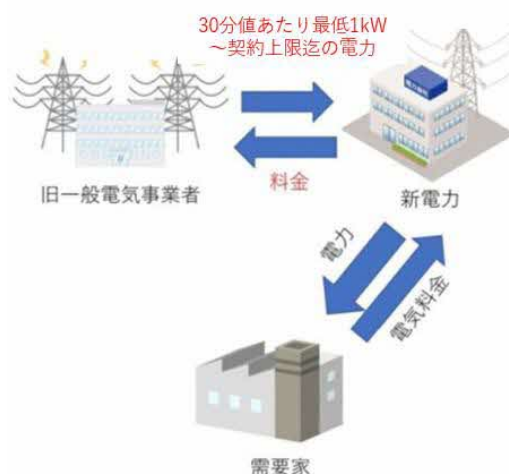


図 2-5 常時バックアップ電源の仕組み

3. 事業ポテンシャル調査

3-1. 久喜市の年間エネルギー代金流出額調査

環境省が提供する地域経済環境分析ツールを用いて久喜市「地域経済環境分析書」を作成した。地域の所得循環構造分析の表示を図3-1に示す。また埼玉県内の他自治体のエネルギー流出金額とそのGRP比率を表3-1に示す。

図3-1で明らかのように久喜市のエネルギー流出代金（赤破線内）は年間233億円と算出され、GRP比率は4.5%となった。また表3-1より埼玉県内の他自治体と比較するとGRP比率は同レベルであり、特に他自治体に比べて大きいレベルではないことがわかる。（秩父市のエネルギー流出代金のGRP比率が小さいのは秩父新電力の存在による可能性が高い。）

今回の調査で久喜市では233億円ものエネルギー代金が流出していることが判明した。地域に多くの再生可能エネルギー発電所を立ち上げ、この電力を地域新電力が買い取り、地域の需要家が消費することでエネルギーの地産地消を促進し、地域の資金を地域内で循環することで地域の活性化とエネルギー代金流出をストップすることが可能となる。

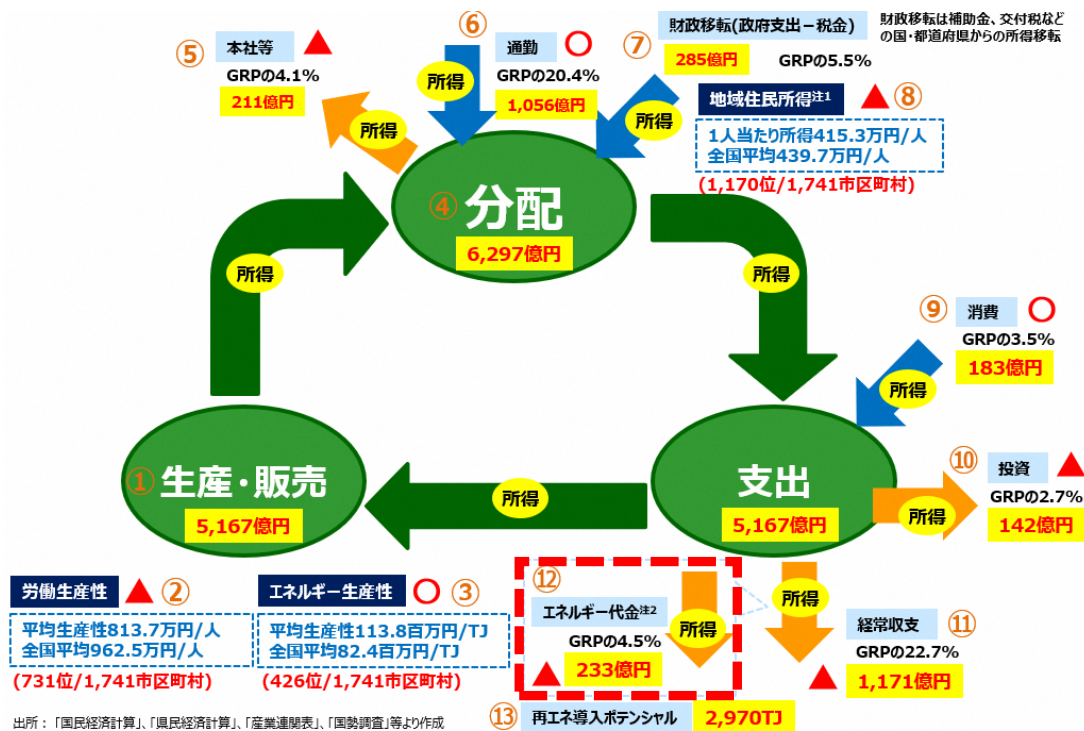


図3-1 久喜市の所得循環構造分析

出典: 地域経済環境分析 <http://chiikijunkan.env.go.jp/manabu/bunseki/>

表3-1 埼玉県内自治体のエネルギー流出代金

自治体:埼玉県	久喜市	狭山市	川口市	加須市	入間市	熊谷市	秩父市
エネルギー流出代金:億円	233	276	634	173	303	438	70
GRP比率:%	4.5	4.5	4.4	4.1	7.0	4.4	3.5

3-2. 久喜市の需要ポテンシャル評価（事業者、一般家庭、公共施設）

地域エネルギーデータベースより久喜市エネルギー消費統計資料（2019年度版：最新）を入手し表3-2に詳細分野別の電力需要量を示す。元データのエネルギー単位はTJ（テラジュール）であるが、これをkWh、MWh、GWhに変換して算出している。

表3-2 久喜市詳細分野別電力需要量

出典：地域エネルギー需給データベース（市区町村別エネルギー消費統計）<https://energy-sustainability.jp/>

部門		電力消費				
		TJ	kWh	MWh	GWh	
産業	農林水産鉱建設業	農林水産業	7.1	1,972,224	1,972	2
		鉱業他	0	0	0	0
		建設業	15.4	4,277,781	4,278	4
		小計	22.5	6,250,005	6,250	6
	製造業	食品飲料製造業	199.9	55,527,822	55,528	56
		繊維工業	16	4,444,448	4,444	4
		木製品・家具他工業	0	0	0	0
		パルプ・紙・紙加工品製造業	23.6	6,555,561	6,556	7
		印刷・同関連業	115.4	32,055,581	32,056	32
		化学工業（含 石油石炭製品）	98.7	27,416,689	27,417	27
		プラスチック・ゴム・皮革製品製造業	259.3	72,027,835	72,028	72
		窯業・土石製品製造業	19.5	5,416,671	5,417	5
		鉄鋼・非鉄・金属製品製造業	506.5	140,694,557	140,695	141
		機械製造業	142.5	39,583,365	39,583	40
		他製造業	1.8	500,000	500	1
		小計	1383.2	384,222,530	384,223	384
		合計		1405.7	390,472,535	390,473
	業務他 （第三次産業）	電気ガス熱供給水道業	69.3	19,250,015	19,250	19
		情報通信業	8.3	2,305,557	2,306	2
運輸業・郵便業		74.5	20,694,461	20,694	21	
卸売業・小売業		323.8	89,944,516	89,945	90	
金融業・保険業		10.8	3,000,002	3,000	3	
不動産業・物品賃貸業		18.8	5,222,226	5,222	5	
学術研究・専門・技術サービス業		15.6	4,333,337	4,333	4	
宿泊業・飲食サービス業		115.6	32,111,137	32,111	32	
生活関連サービス業・娯楽業		86.7	24,083,353	24,083	24	
教育・学習支援業		75.8	21,055,572	21,056	21	
医療・福祉		116.4	32,333,359	32,333	32	
複合サービス事業		5.4	1,500,001	1,500	2	
他サービス業		72.4	20,111,127	20,111	20	
公務		11.2	3,111,114	3,111	3	
業種不明・分類不能		0	0	0	0	
合計		1004.6	279,055,779	279,056	279	
家庭	合計	905.2	251,444,646	251,445	252	
運輸	旅客乗用車、旅客バス	0	0	0	0	
	旅客鉄道	89.7	24,916,687	24,917	25	
	貨物自動車 / トラック	0	0	0	0	
	合計	89.7	24,916,687	24,917	25	
全部門合計		3405.2	945,889,647	945,891	946	

図 3-2 に久喜市のエネルギーフロー図を示す。

表 3-2 及び図 3-2 より久喜市における産業分野のエネルギー需要の 45%が電力であり、390GWh である。業務他分野ではエネルギー需要の 62%が電力であり、279GWh h である。家庭部門で需要されるエネルギーのうち 53%が電力であり、251GWh である。運輸部門で需要される電力は石油製品等に比べ著しく小さく 0.9%であり、25GWh である。久喜市全体の電力需要量合計は 946GWh であった。

埼玉県久喜市 エネルギーフロー SAITAMA KUKI Energy Flow

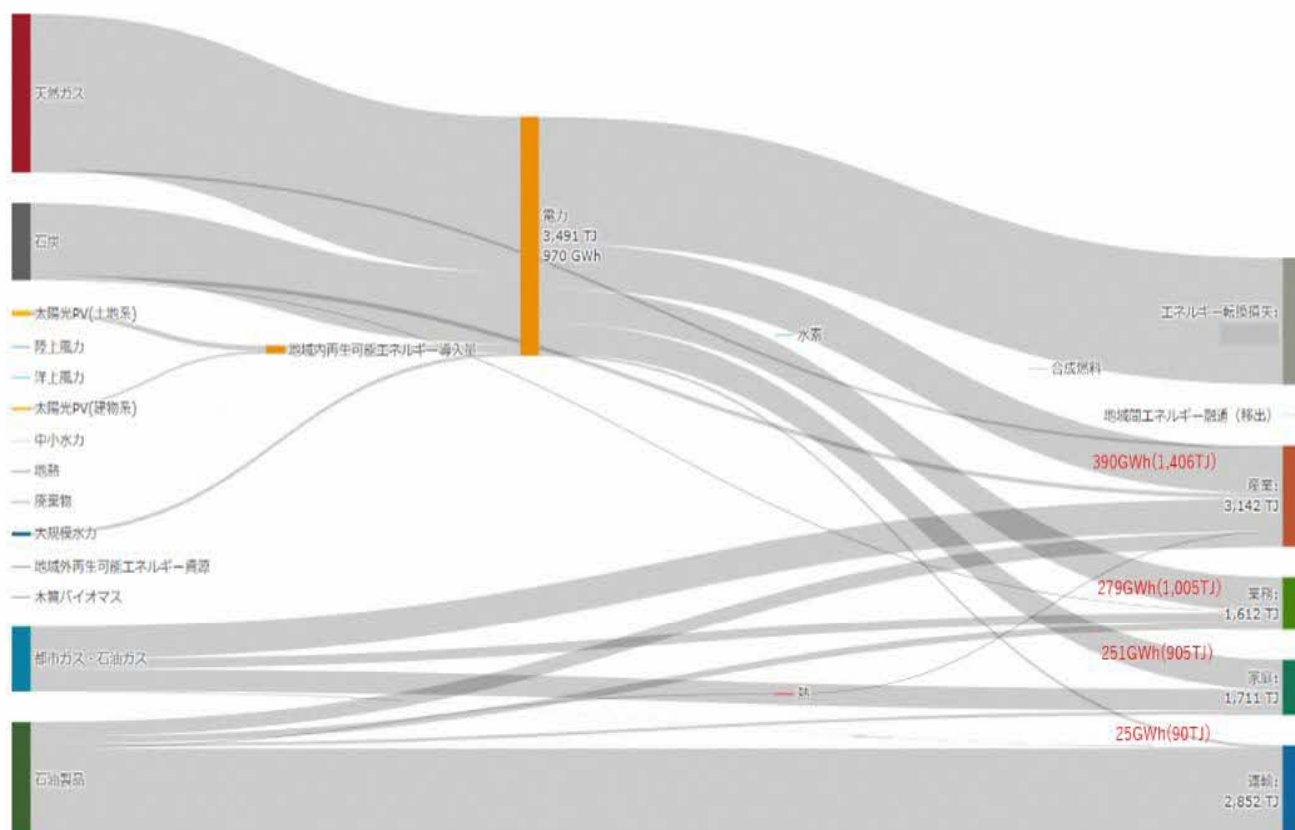


図 3-2 久喜市エネルギーフロー

引用：地域エネルギーデータベース（エネルギーシステム可視化・分析）<https://energy-sustainability.jp/>

表 3-3 久喜市大分野別電力需要量

分野		電力需要量：GWh
産業（1次、2次産業）		390
業務他（第3次産業）	全体	279
	うち公共施設	20
家庭		251
運輸		25
合計		946

表 3-4 埼玉県内自治体の電力需要量

出典：地域エネルギー需給データベース（市区町村別エネルギー消費統計）<https://energy-sustainability.jp/>

		久喜市	狭山市	川口市	加須市	入間市	熊谷市	秩父市
分野	産業：GWh	390	526	486	311	315	547	127
	業務他：GWh	279	276	939	191	232	481	140
	家庭：GWh	251	324	1,287	216	303	408	131
	運輸：GWh	25	14	63	5	12	16	2
合計：GWh		946	1,139	2,776	723	862	1,452	400

久喜市の電力需要量は産業分野で 390GWh、業務他分野で 279GWh、家庭分野で 251GWh、運輸分野で 25GWh、合計 946GWh となったが、埼玉県内の他自治体との比較を表 3-4 に示す。

基本的には規模の大きな自治体の電力需要量が大きくなるが、産業構造により構成には差が発生する。川口市のように業務他分野需要が産業分野需要よりも圧倒的に大きい自治体もあるが、久喜市は明らかに産業分野需要が業務分野需要より大きく、狭山市、加須市、入間市に近い構成となっている。久喜市の需要規模は自治体規模に見合った数値となっていると判断する。

3-3. 久喜市の再生可能エネルギー電源調達ポテンシャル調査

再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法 情報公表用ウェブサイトから最新(2022 年 12 月末時点) の B 表を入手し、久喜市の FIT 発電所情報を表 3-5 に纏めた。

表 3-5 から明らかなように久喜市の再エネ発電所は太陽光のみであり、風力、水力、地熱、バイオマス等の発電所は存在しない。久喜市内の太陽光発電所件数は家庭用の 10kW 未満が 5,179 件、10kW 以上が 591 件、合計 5,770 件である。太陽光発電容量は 10kW 未満の家庭用が 21,751kW、10kW 以上が 31,490kW、合計 53,241kW であった。

移行認定件数とは FIT 制度がスタートする前から存在し、2012 年に FIT 認定された発電所数であり、10kW 未満では FIT 年数が 10 年を経過していることが明らかなため、1,707 件、6,251kW については卒 FIT 電源であると想定できる。ふかや e パワーや秩父新電力等埼玉県内の地域新電力でも積極的な卒 FIT 電源の調達を進めており、久喜市の地域新電力でも同様の取組が期待される。

表 3-5 久喜市の FIT 発電所

出典：再生可能エネルギー電気の利用促進に関する特別措置法情報公開ウェブサイト <https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfoSummary>

		太陽光			風力	水力	地熱	バイオマス
		10kW 未満	10kW 以上	太陽光計				
件数	移行認定件数：件	1,707	12	1,719	0	0	0	0
	新規認定件数：件	3,472	579	4,051	0	0	0	0
	件数合計：件	5,179	591	5,770	0	0	0	0
容量	移行認定容量：kW	6,251	253	6,504	0	0	0	0
	新規認定容量：kW	15,500	31,237	46,737	0	0	0	0
	容量合計：kW	21,751	31,490	53,241	0	0	0	0

環境省の提供する REPOS システム（Renewable Energy Potential System）に連係する自治体再エネカルテの久喜市版を入手し、これを表 3-6 に示す。

発電ポテンシャルとして明記されているのは太陽光のみで、建物系で 521MW、土地系で 73MW であった。合計 594MW（825GWh/年）となり、久喜市の年間電力需要量（946GWh/年）を下回る程度の数値となった。2023 年 5 月から自治体再エネカルテの中で木質バイオマス燃料の「賦存量」が示されるようになっており、久喜市の場合 88GJ が明示されているが、これを電力に換算すると 0.02GWh にすぎず、現実的な数値ではない（REPOS システムでは全自然エネルギーの中から現在の技術水準で利用可能な「賦存量」に対し、更に法令や土地利用制約がない量を「導入ポテンシャル」と定義しておりバイオマス以外の再エネではこの「導入ポテンシャル」数値を明示している）。

バイオマスに関しては導入ポテンシャルではなく「賦存量」を根拠にした数値であり、導入ポテンシャルに換算するとさらに小さい数値になるものと予想される。

バイオマス以外の再エネとしては河川や農業用水路の中小水力発電の導入ポテンシャルはゼロであるものの、工業団地の排水等が小水力発電に利用できる可能性が有り、今後の調査検討が必要である。

表 3-6 久喜市再エネ発電所導入ポテンシャル

引用：環境省 REPOS 自治体再エネカルテ https://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/gis_carbon.html

大区分	中区分	賦存量	導入ポテンシャル	単位
太陽光	建物系	-	521.235	MW
		-	724,294.309	MWh/年
	土地系	-	73.039	MW
		-	100,573.101	MWh/年
	合計	-	594.275	MW
		-	824,867.409	MWh/年
風力	陸上風力	0.000	0.000	MW
		0.000	0.000	MWh/年
中小水力	河川部	0.000	0.000	MW
		0.000	0.000	MWh/年
	農業用水路	0.000	0.000	MW
		0.000	0.000	MWh/年
	合計	0.000	0.000	MW
		0.000	0.000	MWh/年
地熱	蒸気フラッシュ	0.000	0.000	MW
		—	0.000	MWh/年
	バイナリー	0.000	0.000	MW
		—	0.000	MWh/年
	低温バイナリー	0.000	0.000	MW
		—	0.000	MWh/年
合計	0.000	0.000	MW	
		—	0.000	MWh/年
再生可能エネルギー（電気）合計		0.000	594.275	MW
		0.000	824,867.409	MWh/年
木質バイオマス	発生量（森林由来分）	0.012	-	千 m ³ /年
	発熱量（発生量ベース）	87.854	-	GJ/年

4. 再生可能エネルギーの電源利用可能性調査

4-1. 公共施設電力需要ロードカーブの作成

過去経験値をベースにして需要ロードカーブをシミュレーションするツールを使用して1年(12ヶ月)の需要ロードカーブを作成した。

平日の需要ロードカーブの横軸は1日24時間(30分値の48コマ)、縦軸は30分値の電力(kW)であり、1日の需要電力の推移を示している。基本夜中の電力が最も小さく、朝から電力需要量が拡大し、昼間にピークを迎え、夜にかけて需要量は減少していく。国内のほとんどの地域で5月が電力需要量最小(冷房、暖房使わない)となる。通常であれば5月から6月、7月、8月迄需要量が拡大(冷房需要拡大)するが久喜市公共施設の場合、多くの小中学校を含み夏休み期間の需要が小さくなるためピークは7月となった。7月以降電力需要量は減少し11月をピークに12月、1月、2月と需要量は増加(暖房需要拡大)し、3月、4月、5月と再び減少していく。

休日の需要ロードカーブは年間を通して大きな変化はなく、夜中のベースが400kW(30分値)程度であるが、年間で需要量が最も小さいのは平日同様5月、需要量が多いのは7月である。

図4-1に久喜市公共施設の5月平日の24hロードカーブを、図4-2に久喜市公共施設の5月休日の24hロードカーブを示す。

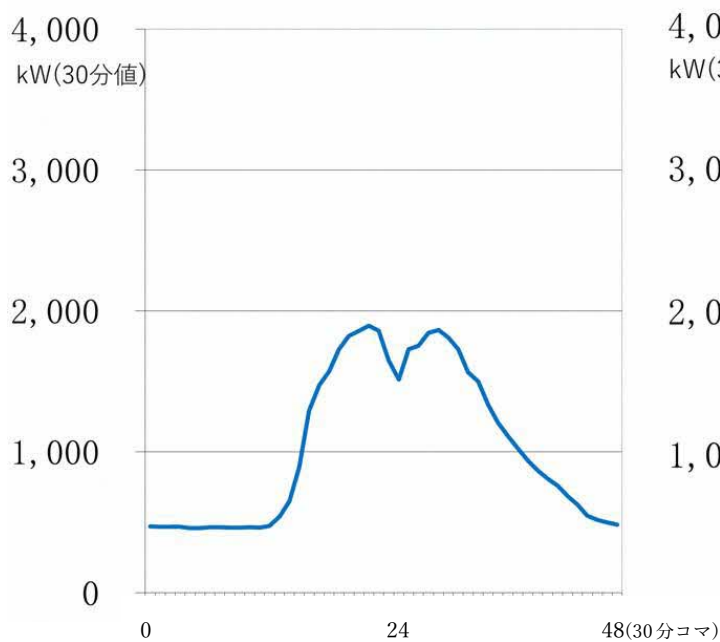


図4-1 5月平日の24hロードカーブ

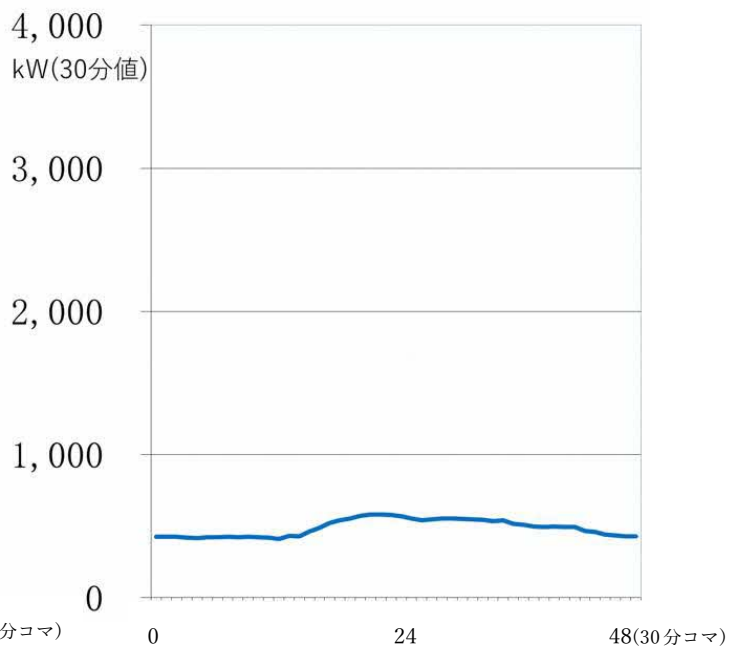


図4-2 5月休日の24hロードカーブ

4-2. 最適な再エネ発電容量の把握

電源構成の設計は通常年間で最も電力需要量の少ない、すなわち余剰が発生しない5月の需要ロードカーブを用いて行う。再エネや相对契約によるベースロード電源については休日でも余剰が発生しない形が必須となる。図4-3に5月休日の24hロードカーブにベースロード電源となりうる発電を組込んで発電容量の検討を行った。図4-4に5月平日の24hロードカーブに廃棄物発電を組込んだケースも示す。

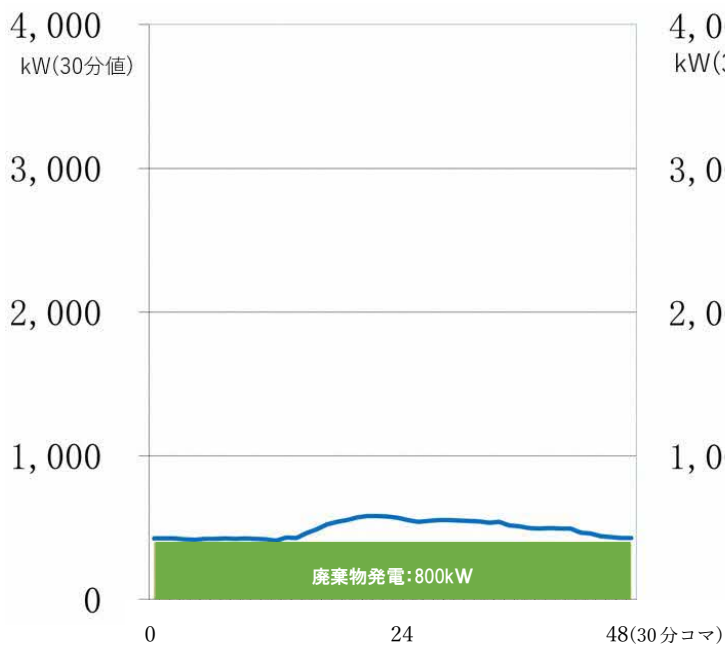


図 4-3 5月休日廃棄物電源導入

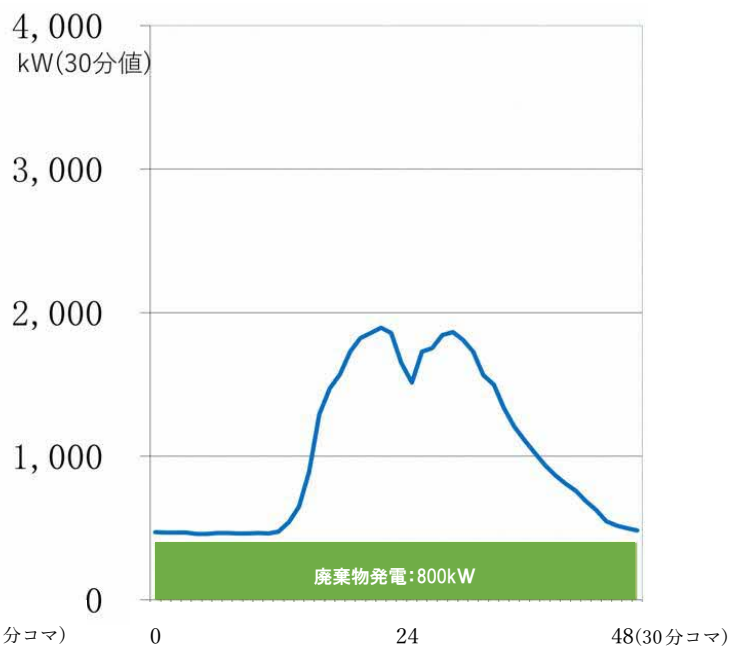


図 4-4 5月平日廃棄物電源導入

電源組込み検討の結果 800kW（30分値で 400kW）の発電容量が最も電力需要が小さい5月の休日でも余剰を発生させずフィットすると判断した。また平日でも夜間の需要電力は比較的小さいため、ベースロード電源として違和感はない。

次に太陽光発電所の24hロードカーブへの組込みの検討を行った。図4-5に電力需要量が最も少なく、且つ発電量が最も大きい5月休日の24hロードカーブに太陽光発電電源を組込んだ形を、図4-6に5月平日の24hロードカーブに太陽光発電電源を組込んだ形を示す。

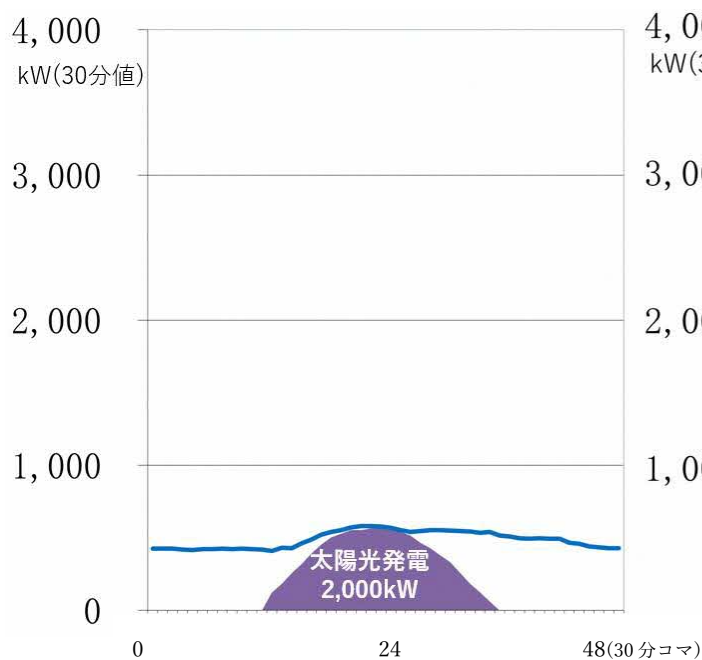


図 4-5 5月休日太陽光電源導入

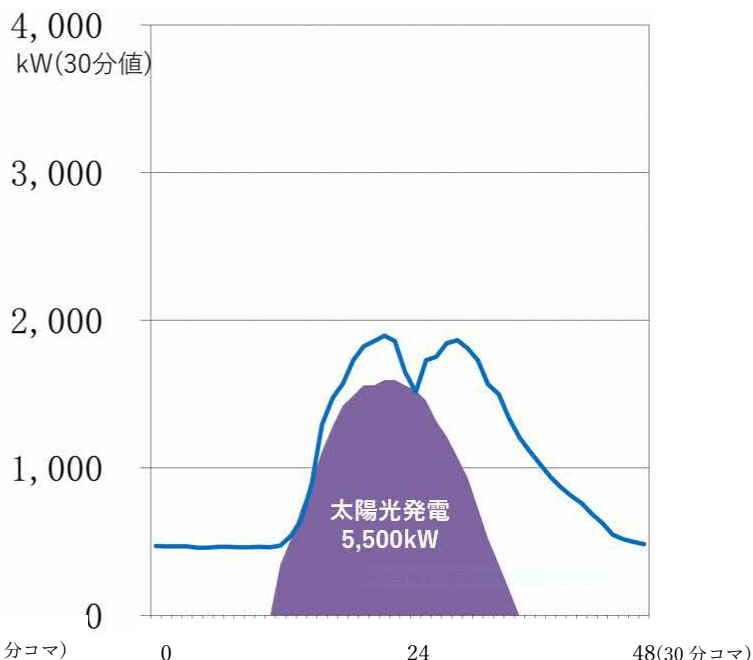


図 4-6 5月平日太陽光電源導入

電源組み込み検討の結果5月の休日では2,000kWの発電容量で年間通して余剰が発生しない発電容量と判断した。太陽光発電の場合、非FIT発電所も増えつつあり、それを想定した場合5月平日に割り当てた5,500kW程度が妥当と判断する。

次に廃棄物発電と太陽光発電を組み合わせた電源構成の検討を行った。図4-7に5月休日の24hロードカーブに廃棄物発電と太陽光電源を組み合わせた形を、図4-8に5月平日の24hロードカーブに廃棄物発電と太陽光発電を組み合わせた形を示す。



図4-7 5月休日廃棄物発電+太陽光電源導入

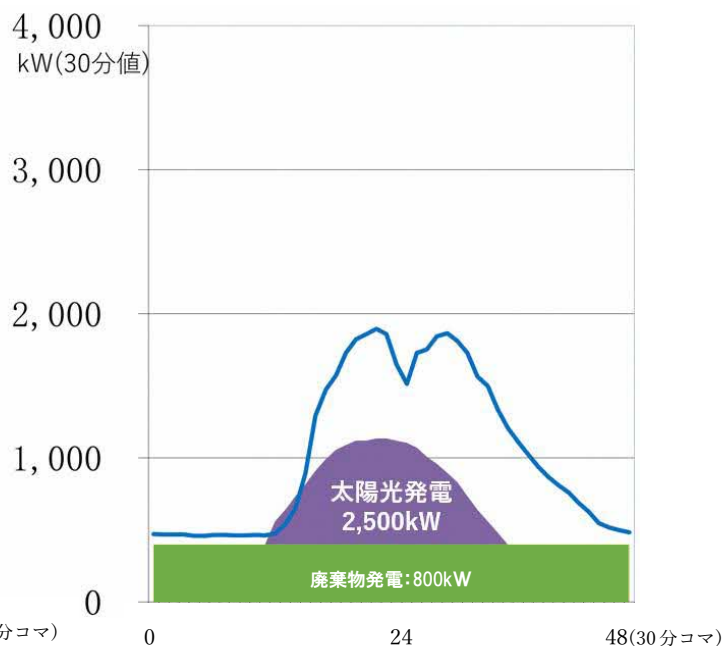


図4-8 5月平廃棄物発電+太陽光電源導入

図4-7より年間を通して余剰が発生させないケースであれば廃棄物発電で800kW、太陽光で500kWの組み合わせが適切な発電容量と判断した。また、図4-8の場合、廃棄物発電で800kW、太陽光で2,500kW程度が妥当と判断した。

これら再エネ電源を地域新電力が調達し、地域で消費することでエネルギーの地産地消を促進し、地域の資金を地域内で循環することで地域の活性化とエネルギー代金流出をストップすることが理想である。

5. 久喜市地域新電力の事業採算性評価

5-1. 公共施設の電力情報まとめ

表 5-1 久喜市公共施設電力関連情報

			4月	5月	6月	7月	8月	9月
高圧	78 施設	契約電力 (kW)	9,424	9,424	9,424	9,424	9,424	9,424
		使用電力量 (kWh)	932,337	804,798	1,007,111	1,681,592	1,288,722	1,390,780
		負荷率	13.7%	11.9%	14.8%	24.8%	19.0%	20.5%
低圧	320 施設	契約電力 (kW)	2,789	2,789	2,789	2,789	2,789	2,789
		使用電力量 (kWh)	211,104	189,393	195,213	224,265	229,577	212,886
		負荷率	10.5%	9.4%	9.7%	11.2%	11.4%	10.6%

			10月	11月	12月	1月	2月	3月
高圧	78 施設	契約電力 (kW)	9,424	9,424	9,424	9,424	9,424	9,424
		使用電力量 (kWh)	1,048,281	910,003	1,196,722	1,182,341	1,491,454	1,088,519
		負荷率	15.4%	13.4%	17.6%	17.4%	22.0%	16.0%
低圧	320 施設	契約電力 (kW)	2,789	2,789	2,789	2,789	2,789	2,789
		使用電力量 (kWh)	194,823	190,964	201,805	220,703	229,704	184,464
		負荷率	9.7%	9.5%	10.1%	11.0%	11.4%	9.2%

表 5-1 に久喜市の公共施設電力情報を纏めた。

高圧 78 施設、低圧 320 施設を対象とした。この結果、高圧では契約電力 9,424kW、低圧の契約電力 2,789kW、合計で 12,213kW となった。従来からの経験則で、契約電力が 4,000kW 以下レベルでは売上総利益（粗利）が販管費をカバーできず、営業利益が赤字になりやすいという課題があるが、12,000kW 程度の契約電力であれば十分販管費をカバー可能な規模と判断した。

使用電力量は上記高圧 78 施設、低圧 320 施設の月毎の使用電力量を合計した数値になっており、高圧の年間電力量は 14,022,660kWh、低圧の年間電力量は 2,484,901kWh であり、高圧と低圧の合計年間電力量は 16,507,561kWh（約 1 千 7 百万 kWh）と算出された。

低圧に比べ高圧の使用電力量は極めて大きな電力量であり、収支計算でも高圧施設の影響が大きく表れることになる。電力事業の収支に最も大きな影響を与える高圧施設の負荷率は一般的な自治体が 20%～30%に程度であるのに対し 11%～25%程度と極めて小さく、標準メニューでは利益を上げやすい数値と判断した。

5-2. 負荷率と電気料金の関係

図5-1に負荷率と電気料金の関係を示す。

負荷率とは縦軸：契約電力×横軸：時間軸=100%としたときの実際に使用した電力量(kWh)の比率である。図5-1の左図は24hで1kWhを使用し、右図は同じ24hで2kWhを使用しているため左図は負荷率が小さく、右図は負荷率が高いと規定できる。

まず、左図も右図も契約電力は同じで基本料金10円とする。従量料金単価を20円/kWhと規定した場合、左図の負荷率が低い条件では基本料金10円+従量料金20円で合計30円となり総合単価は30円/kWhとなる。これに対し右図の負荷率が高い条件では基本料金10円+従量料金40円で合計50円となり総合単価は25円/kWhとなる。すなわち負荷率が低い方が高い総合単価となるため収益を上げやすい。

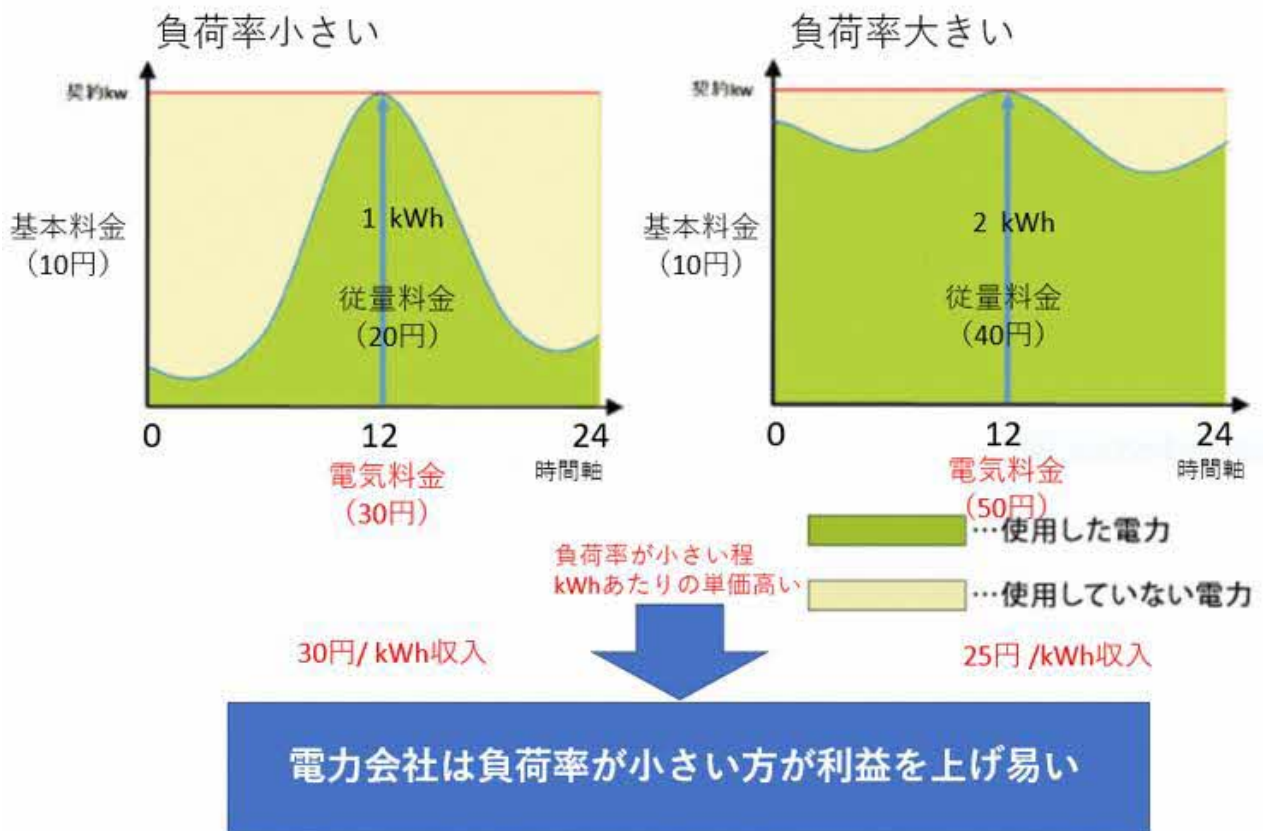


図5-1 負荷率と電気料金の関係

5-3. 地域新電力の電気料金に対する考え方

図 5-2 に地域新電力に対する期待の変化を示す。

地域新電力の黎明期である 2015 年時点では地域新電力に対し公共施設の電気料金削減や地元雇用の創出等の期待が大きかったが、昨今の社会情勢の変化に伴い、小売電気事業を中心とした地域新電力の存在意義は小さくなり、経済循環に伴う地域の発展や脱炭素化、レジリエンス強化などの地域貢献事業が新たに求められるようになってきている。すなわち地域新電力に公共施設の電気料金削減を求めるケースは少なくなっている。今や地域新電力会社が地域脱炭素の主体者となり発電事業者や PPA 事業者を兼ねるケースも増えている。

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	将来
自治体の電気料金削減	大			中	小					
地元雇用創出	大			中	小					
収益の地域還元	大				中			中		
地産地消～地域経済循環	大				大					大
地域の脱炭素化（再エネ）			小			中				大
レジリエンス強化			小			中				大

図 5-2 地域新電力に対する期待の変化

表 5-3 に久喜市が各施設で現状契約している基本料金単価及び電力量料金単価で算出した公共施設の電気料金を纏めた。

高圧の電気料金が約 2 億 8 千万円/年、定圧の電気料金が約 6 千万円/年、合計で 3 億 4 千万円/年と算出された（燃調費や再エネ賦課金を含まない料金）。算出された料金は現在の東電 EP の料金単価で計算された金額（高圧：約 5 億 1 千万円、低圧：9 千 4 百万円）に比べ、高圧で 44%程度、低圧で 32%程度割引かれた数値となり、極めて安い料金となっている。

本採算性評価では最新の東電 EP の料金単価を基準として、5%～20%の割引料金で試算を行う。

表 5-3 久喜市公共施設現契約料金まとめ

			4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月
高圧	78 施設	現契約電気料金（千円）	19,020	17,110	20,047	32,049	26,126	27,557
低圧	320 施設	現契約電気料金（千円）	5,321	4,928	5,050	5,759	5,896	5,582
合計	398 施設	現契約電気料金（千円）	24,341	22,038	25,097	37,809	32,022	33,139

			10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月	合計
高圧	78 施設	現契約電気料金（千円）	21,076	19,215	23,604	23,570	27,711	21,769	278,853
低圧	320 施設	現契約電気料金（千円）	5,037	4,992	5,191	5,791	5,532	4,832	63,911
合計	398 施設	現契約電気料金（千円）	26,113	24,207	28,795	29,361	33,243	26,601	342,764

5-4. 事業採算性評価ケース分けの決定

表 5-4 に事業採算性評価のケース分けを示す。

表 5-4 事業採算性評価ケース分け

	ケース No.	料金メニュー				エリアプライス		需要家		電源構成		
		東電 EP 5%引	東電 EP 10%引	東電 EP 20%引	市場連動	市場価格安定	市場価格高騰	公共施設のみ	民間増	JEPX	相対	再エネ
ベース	1		○			○		○		○	○	
電源	2		○			○		○		○		
	3		○			○		○		○	○	○
民間増	4		○			○			○	○	○	
メニュー	5	○				○		○		○	○	
	6			○		○		○		○	○	
	7				○	○		○		○		
	8				○	○			○	○		
市場価格	9	○						○		○	○	
	10		○					○		○	○	
	11			○				○		○	○	
	12				○			○		○		

【ケース 1】 ベースとなる条件として料金メニューを東電 EP 料金の 10%引（基本料金、電力量料金いずれも）とし、エリアプライスは市場安定時期（2019 年度：2019 年 4 月～2020 年 3 月）とし、需要家は公共施設のみ、電源構成は JEPX と相対電源の組み合わせとした。

以下、一般的な新電力会社の割引率である、ケース 1 をベースとして複数のケースを決定した。

【ケース 2】 ケース 1 に対し、相対電源のない JEPX 単独電源とする。

【ケース 3】 ケース 1 に対し、電源構成に再エネ電源を加える。

【ケース 4】 ケース 1 に対し、需要家を民間まで拡大する。

【ケース 5】 ケース 1 に対し、料金メニューを東電 EP5%引（基本料金、電力量料金いずれも）とする。

【ケース 6】 ケース 1 に対し、料金メニューを東電 EP20%引（基本料金、電力量料金いずれも）とする。

【ケース 7】 ケース 1 に対し、料金メニューを市場連動型とする。

【ケース 8】 ケース 1 に対し、料金メニューを市場連動型とし、需要家を民間まで拡大する。

【ケース 9】 ケース 1 に対し、市場価格高騰期（2022 年度：2022 年 4 月～2023 年 3 月）を対象とし、料金メニューを東電 EP5%引き（基本料金、電力量料金いずれも）とする。

【ケース 10】 ケース 1 に対し、市場価格高騰期（2022 年度：2022 年 4 月～2023 年 3 月）を対象とする。

【ケース 11】 ケース 1 に対し、市場価格高騰期（2022 年度：2022 年 4 月～2023 年 3 月）を対象とし、料金メニューを東電 EP20%引き（基本料金、電力量料金いずれも）とする。

【ケース 12】 ケース 1 に対し、市場価格高騰期（2022 年度：2022 年 4 月～2023 年 3 月）を対象とし、料金メニューを市場連動型とする。

【各ケースで使用する東電 EP の割引単価】

表 5-5 各ケースで利用する東電 EP 割引単価表

			定価	5%引	10%引	20%引
高 圧	業務用電力	基本料金単価：円/kW	1814.37	1723.65	1632.93	1451.50
		電力量料金単価 他季：円/kWh	22.68	21.55	20.41	18.14
		電力量料金単価 夏季：円/kWh	23.84	22.65	21.46	19.07
低 圧	低圧電力	基本料金単価：円/kW	1138.46	1081.54	1021.61	910.77
		電力量料金単価 他季：円/kWh	25.92	24.62	23.33	20.74
		電力量料金単価 夏季：円/kWh	27.49	26.12	24.74	21.99
	従量電灯 B,C	基本料金単価：円/kVA、kW	295.24	280.48	265.24	236.19
		電力量料金単価：円/kWh	35.76	33.97	32.18	28.61

東電 EP5%引、東電 EP10%引、東電 EP20%引の計算に使用した単価表を表 5-5 に示す。

定価は最新の東電 EP の単価（高圧は 2023 年 4 月 1 日改訂、低圧は 2023 年 6 月 1 日改訂）を使用している。各割引は基本料金単価、電力量料金単価も同率で割引した数値を使用している。

高圧は東電 EP「業務用電力」メニューをベースに計算した。低圧は東電 EP「従量電灯 B,C」と「低圧電力」をベースに施設をいずれかに区分して計算を行った。

高圧の業務用電力、定圧の低圧電力については全ての施設で力率が 100%と想定して基本料金に 0.85（85%）を乗じて計算した。また 7 月、8 月、9 月を夏季、その他の月を他期と規定して電力量料金の計算を行っている。

従量電灯 C については kVA をそのまま基本料金単価に乗じる形で、従量電灯 B については A（アンペア）を KW に変換（ $\times 100V/1000$ ）した形で基本料金を計算している。また、従量電灯の電力量料金の計算は簡易的に各電力量単価（ $\sim 120kWh$ ：30.00 円、 $120\sim 300kWh$ ：36.60 円、 $300kWh\sim$ ：40.69 円）の平均値（35.76 円/kWh）を基準とした計算を行っている。

以上の条件で東電 EP5%引、東電 EP10%引、東電 EP20%引の料金を施設毎に算出し、全施設の電気料金の合計を売上として計上する形で事業採算性の評価を行った。

5-5. 市場連動メニューについて

図 5-3 に標準メニューと市場連動メニューの差異を示す。

従来から旧一般電気事業者が採用している標準メニューは、(1)電力量単価×使用電力量=電力量料金、(2)基本料金単価×契約電力=基本料金、(3)燃調費単価×使用電力量=燃調費調整額、④再エネ賦課金単価×電力使用量=再エネ賦課金の4要素の合計で計算される。

これに対し、市場連動型は①電力調達費、②電力託送費、③基本料金の3要素の合計で計算される。以下3要素の内容について記載する。

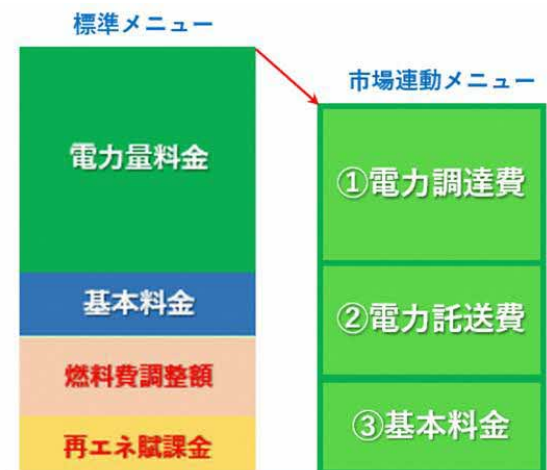


図 5-3 標準メニューと市場連動メニューの差異

①電力調達費

「電力調達費」は JEPX から電気を仕入れる際に実際にかかった原価で、JEPX のエリアプライスのスポット価格（30 分値）に、取引手数料（0.03 円/kWh）を加味した税込金額となる。30 分コマ毎に計算を行い、これを1ヶ月分積算する。

②電力託送費

電力会社がお客様に電気を送り届ける際に利用する一般送配電事業者の送配電ネットワークの利用料金で、一般的に「託送料金」と呼ばれるもので、実際にかかった原価となる。託送料金には基本料金と電力量料金があり、東京電力パワーグリッドの料金単価と同一値を使用して算出する。

③基本料金

再エネ賦課金見合い費、非化石価値取得費用、容量拠出金、利益等を含むサービス料金である。今回の試算では売上（電気代）と利益の関係から妥当と判断した 8 円/kWh を使用する。

図 5-4 に JEPX 東京エリアプライスに対する標準メニューと市場連動メニューの価格優位性のイメージ図を示す。市場連動メニューの「電力調達費」は JEPX のエリアプライスにより変動する。エリアプライスが安い時は「①電源調達費」は安くなり、逆にエリアプライスが高くなると「①電源調達費」は高くなる。これにより電気料金はエリアプライス次第では標準メニューより高くなる可能性もある。



図 5-4 市場連動メニューの価格優位性条件イメージ図

5-6. 事業採算性評価条件詳細

表 5-6 事業採算性評価条件詳細

大項目	小項目	内容
JEPX 単価	市場安定時	2019 年度（2019 年 4 月～2020 年 3 月）の各月平均エリアプライス単価＋税金
	市場高騰時	2022 年度（2022 年 4 月～2023 年 3 月）の各月平均エリアプライス単価＋税金
相対電源単価	ベースロード	17 円/kWh
	ミドル	19 円/kWh
再エネ単価		完全市場連動（JEPX 同単価）
燃調費	市場安定時	2019 年度（2019 年 4 月～2020 年 3 月）の高圧、低圧各年間平均値を各月に使用
	市場高騰時	2022 年度（2022 年 4 月～2023 年 3 月）の高圧、低圧各年間平均値を各月に使用
容量抛し金	公共施設のみ	10%割増
	民間増	公共施設の契約電力を基準に、増えた契約電力の比率分を抛し金に乗じる（契約電力が 10%増えれば抛し金 10%増える）
非化石価値	非化石証書	非化石証書：0.4 円/kWh 単価上昇分を見込み 1 円/kWh で設定
市場連動条件	電源調達費	電源調達原価：JEPX 税込単価×接続対象電力量、市場連動の際には相対電源は使用しない。
	電源託送費	電源託送原価：東電パワーグリッドの託送基本料金単価、託送電力量料金単価で計算
	基本料金	8 円/kWh で設定
民間増条件	高圧契約	1 人の営業が 2 カ月で 1 件の高圧案件を獲得する形、50kW/月増
	低圧契約	1 人の営業が毎月 2 件の低圧案件を獲得する形、20kW/月増
資本金		20,000 千円
販管費条件	人件費	公共施設の場合、社員 2 人：975 千円/月 民間増の場合、上記 2 人に加えて社員 1 人分を計上 375 千円/月
	家賃	100 千円/月
	通信費	54 千円/月
	水道光熱費	33 千円/月
	需給管理業務委託費	250 千円/月
	顧客管理業務委託費	350 千円/月
	システム利用料	100 千円/月
	管理費	150 千円/月
	市場価格高騰保険	75 千円/月
販管費合計	公共施設のみ：2,087 千円/月、民間拡大：2,462 千円/月	

表 5-6 に事業採算性評価条件の詳細を示す。

単価上昇分を見込み、相対電源単価や非化石価値費用、容量抛し金等の金額の割増を行っている。今回は再エネ賦課金を除いた形で試算しているため、市場連動メニューの基本料金は実運用の際には再エネ賦課金見合い分を加える必要がある。また標準メニューでは売上（電気料金）に再エネ賦課金を加えた金額が実際の電気料金となる。販管費条件は汎用的な数値を使用している。

5-7. ケース毎事業採算性評価

5-7-1. ケース1 事業採算性評価

表 5-7 ケース1 の試算条件

ケース No.	料金メニュー				エリアプライス		需要家		電源構成		
	東電 EP 5%引	東電 EP 10%引	東電 EP 20%引	市場連動	市場価格 安定	市場価格 高騰	公共施設のみ	民間増	JEPX	相対	再エネ
1		○			○		○		○	○	

表 5-7 にケース1 の試算条件を示す。料金メニューは東電 EP10%引、エリアプライスは市場安定期、需要家は公共施設のみ、電源は JEPX と相対電源の組み合わせとする。電源構成を図 5-5 に示す。以降このケース1 をベースに条件を変更して評価を行う。

各年の売上金額、各年の営業利益、必要な借入金額、借入れた金額を返済できる期間、3年後の残資金を表 5-8 に示す。

ケース1 の条件で売上（再エネ賦課金除く電気料金）は約 5 億 1 千万円である。需要家が増えないため 3 年間の売上に変化はない。

営業利益は 2024 年度で約 4 千 5 百万円、2025 年度で約 1 億円、2026 年度で約 8 千 3 百万円と十分な利益が得られることを確認できた。年度による営業利益の差は容量拠出金の年度毎差額となっている。

資金繰りでは契約電力規模が大きいため 2 千万円の資本金では不足が発生する。電力事業では電気料金の入金と各種支払いタイミング差、入金額と当月原価の差により事業開始から 5 ヶ月程度の期間の資金過不足でマイナスが発生することが多い。資本残高のプラスを維持するためには 2 千 1 百万円の借入が必要であるが、7 カ月で返済可能であり、3 年後の資金残高は約 1 億 9 千万円となった。尚、借入額は立上当初の契約電力量が多い程大きく、また電源調達単価が高い程大きくなる。

収支、資金繰りともに良好で現実的な数値と判断する。

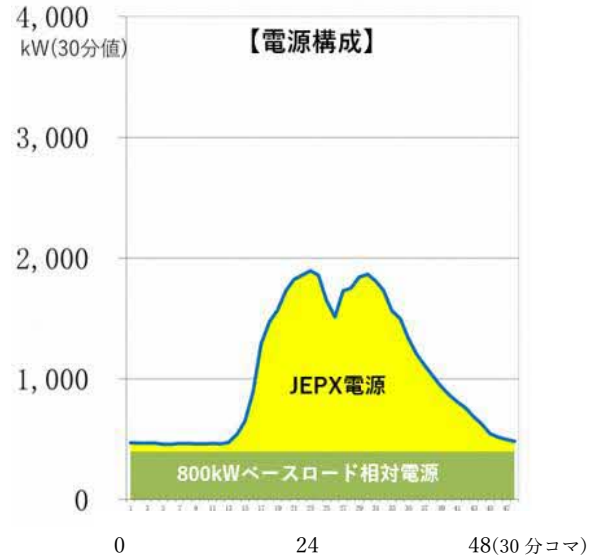


図 5-5 ケース1 の電源構成

表 5-8 ケース1 の試算結果

ケース1	売上（電気料金） 千円			営業利益 千円			借入 千円	返済期間 ヶ月	3 年後資金 千円
	2024 年	2025 年	2026 年	2024 年	2025 年	2026 年			
	¥512,721	¥512,721	¥512,721	¥45,354	¥99,520	¥83,291			

5-7-2. ケース2事業採算性評価

表 5-9 ケース 2 の試算条件

ケース No.	料金メニュー				エリアプライス		需要家		電源構成		
	東電 EP 5%引	東電 EP 10%引	東電 EP 20%引	市場連動	市場価格 安定	市場価格 高騰	公共施設のみ	民間増	JEPX	相対	再エネ
1		○			○		○		○	○	
2		○			○		○		○		

表 5-9 にケース 2 の試算条件を示す。料金メニューは東電 EP10%引、エリアプライスは市場安定期、需要家は公共施設のみ、電源は JEPX 単独とする。ケース 1 との相違点は相対電源を使用せず、JEPX 単独電源となっていることである。電源構成を図 5-6 に示す。

各年の売上金額、各年の営業利益、必要な借入金額、借入れた金額を返済できる期間、3年後の残資金を表 5-10 に示す。

ケース 2 の条件で売上（再エネ賦課金除く電気料金）はケース 1 同様に約 5 億 1 千万円である。需要家が増えないため 3 年間の売上に変化はない。営業利益は 2024 年度で約 8 千 7 百万円、2025 年度で約 1 億 4 千万円、2026 年度で約 1 億 2 千万円とケース 1 より大きな利益が得られることを確認できた。

これは JEPX のエリアプライス単価に比べ相対電源単価が高いことに起因する。年度による営業利益の差は容量拠出金の差額となっている。

資金繰りでは資本残高のプラスを維持するために 2 千万円の借入が必要であるが、6 カ月で返済可能であり、ケース 1（借入額：2 千 1 百万円）より借入額がわずかに小さくなった。また、3 年後の資金残高は約 3 億円となった。

JEPX 単独電源では収支、資金繰りともにケース 1 よりも良好となるが、一定の利益を犠牲にしても市場急騰のリスクヘッジのために相対電源は加えておくべきである。2021 年 1 月の市場急騰時に JEPX 単独電源の小売事業者が大きな損出を出した経緯がある。

表 5-10 ケース 2 の試算結果

	売上（電気料金） 千円			営業利益 千円			借入 千円	返済期間 ヶ月	3 年後資金 千円
	2024 年	2025 年	2026 年	2024 年	2025 年	2026 年			
ケース 1	¥512,721	¥512,721	¥512,721	¥45,354	¥99,520	¥83,291	¥21,000	7	¥194,354
ケース 2	¥512,721	¥512,721	¥512,721	¥86,630	¥140,796	¥124,567	¥20,000	6	¥308,983

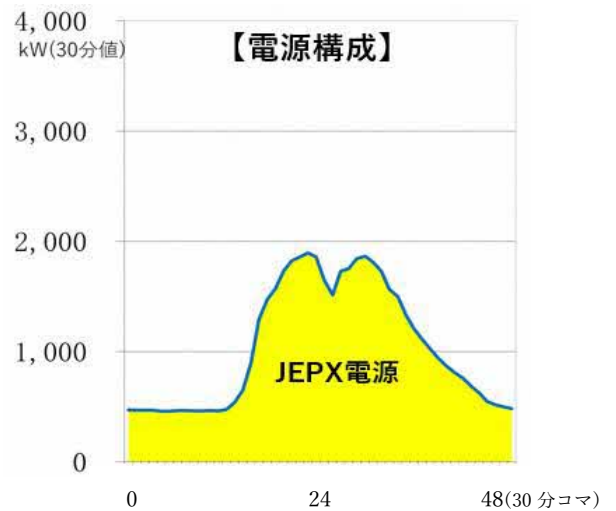


図 5-6 ケース 2 の電源構成

5-7-3. ケース3事業採算性評価

表 5-11 ケース3の試算条件

ケース No.	料金メニュー				エリアプライス		需要家		電源構成		
	東電 EP 5%引	東電 EP 10%引	東電 EP 20%引	市場連動	市場価格 安定	市場価格 高騰	公共施設 のみ	民間増	JEPX	相対	再エネ
1		○			○		○		○	○	
3		○			○		○		○	○	○

表 5-11 にケース 3 の試算条件を示す。料金メニューは東電 EP10%引、エリアプライスは市場安定期、需要家は公共施設のみ。ケース 1 との相違点は JEPX+相対電源+再エネ電源の構成となっていることである。尚、再エネ電源がベースロード電源となるため、相対電源は平日の 8:00～20:00 迄に限定したミドル電源を使用している。電源構成を図 5-7 に示す。

各年の売上金額、各年の営業利益、必要な借入金額、借入れた金額を返済できる期間、3 年後の残資金を表 5-12 に示す。

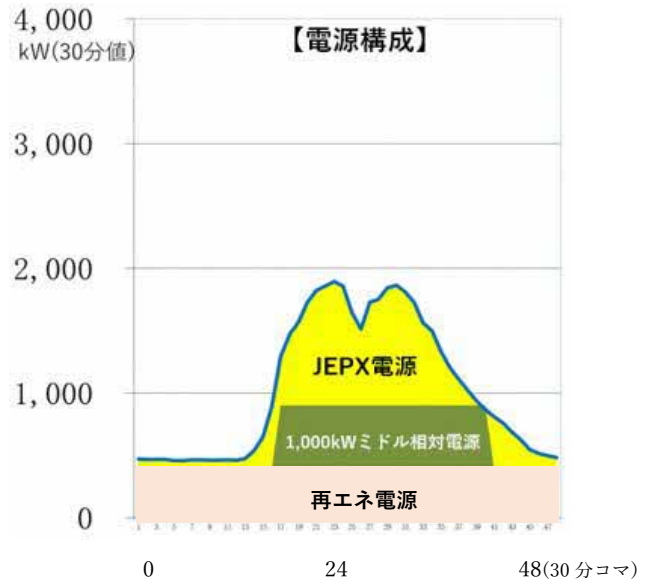


図 5-7 ケース 3 の電源構成

ケース 3 の条件で売上（再エネ賦課金除く電気料金）はケース 1 同様に約 5 億 1 千万円である。需要家が増えないため 3 年間の売上に変化はない。

営業利益は 2024 年度で約 5 千 6 百万円、2025 年度で約 1 億 1 千万円、2026 年度で約 9 千 4 百万円とケース 1 に比べわずかに利益が増えることを確認できた。これは再エネ電源単価が市場連動でエリアプライスと同額となり、単価の高い相対電源の比率がケース 1 より少なくなることに起因する。年度による営業利益の差は容量拠出金の差額となっている。

資金繰りでは資本残高のプラスを維持するために約 1 千 7 百万円の借入が必要であるが、7 カ月で返済可能であり、ケース 1（借入額：2 千 1 百万円）より借入額が小さくなった。この組み合わせでは 4 月～8 月の資金過不足のマイナス額がケース 1 に比べ 300 万円程度小さくなることに起因する。3 年後の資金残高は約 2 億 3 千万円となった。収支、資金繰りとも良好であり、廃棄物発電導入後はこのような電源構成が推奨される。

表 5-12 ケース 3 の試算結果

	売上（電気料金） 千円			営業利益 千円			借入 千円	返済期間 ヶ月	3 年後資金 千円
	2024 年	2025 年	2026 年	2024 年	2025 年	2026 年			
ケース 1	¥512,721	¥512,721	¥512,721	¥45,354	¥99,520	¥83,291	¥21,000	7	¥194,354
ケース 3	¥512,721	¥512,721	¥512,721	¥56,497	¥110,664	¥94,434	¥17,000	7	¥226,621

5-7-4. ケース4 事業採算性評価

表 5-13 ケース4 の試算条件

ケース No.	料金メニュー				エリアプライス		需要家		電源構成		
	東電 EP 5%引	東電 EP 10%引	東電 EP 20%引	市場連動	市場価格 安定	市場価格 高騰	公共施設のみ	民間増	JEPX	相対	再エネ
1		○			○		○		○	○	
4		○			○			○	○	○	

表 5-13 にケース 4 の試算条件を示す。料金メニューは東電 EP10%引、エリアプライスは市場安定期、需要家は公共施設に加えて民間施設を毎月増やしていく形となる。ケース 1 との相違点は民間需要家が増加することのみである。電源構成を図 5-8 に示す。

各年の売上金額、各年の営業利益、必要な借入金額、借入れた金額を返済できる期間、3年後の残資金を表 5-14 に示す。

ケース 4 の条件では営業社員を 1 名加え、毎月高圧 50kW、低圧 20kW の民間顧客を増やした形の売上（再エネ賦課金除く電気料金）となり、2024 年度約 5 億 3 千万円、2025 年度約 5 億 6 千万円、2026 年度約 6 億円となった。

営業利益は 2024 年度で約 4 千 4 百万円とケース 1 に比べわずかに小さくなる。これは人件費増を収益がカバーできなかったことに起因する。2025 年度で約 1 億 1 千万円、2026 年度で約 1 億円とケース 1 より大きな利益が得られることを確認できた。2025 年度より 2026 年度の利益が小さいのは容量拠出金の影響である、但しケース 1 との差は 2026 年度の方が大きくなっている。民間需要家を増やしていくことで 2 年目以降は営業利益が増えていくことが確認できた。

資金繰りでは資本残高のプラスを維持するために 2 千 4 百万円の借入が必要であるが、8 カ月で返済可能であり、ケース 1（借入額：2 千 1 百万円）より借入額がわずかに大きくなった。また、3 年後の残資金は約 2 億 1 千万円であった。

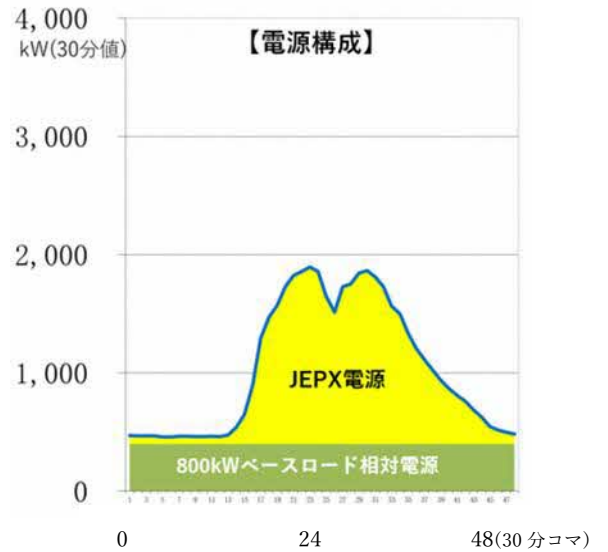


図 5-8 ケース 4 の電源構成

表 5-14 ケース 4 の試算結果

	売上（電気料金） 千円			営業利益 千円			借入 千円	返済期間 ヶ月	3 年後資金 千円
	2024 年	2025 年	2026 年	2024 年	2025 年	2026 年			
ケース 1	¥512,721	¥512,721	¥512,721	¥45,354	¥99,520	¥83,291	¥21,000	7	¥194,354
ケース 4	¥531,208	¥564,930	¥598,651	¥44,534	¥110,742	¥101,681	¥24,000	8	¥211,160

5-7-5. ケース5 事業採算性評価

表 5-15 ケース 5 の試算条件

ケース No.	料金メニュー				エリアプライス		需要家		電源構成		
	東電 EP 5%引	東電 EP 10%引	東電 EP 20%引	市場連動	市場価格 安定	市場価格 高騰	公共施設のみ	民間増	JEPX	相対	再エネ
1		○			○		○		○	○	
5	○				○		○		○	○	

表 5-15 にケース 5 の試算条件を示す。料金メニューは東電 EP5%引、エリアプライスは市場安定期、需要家は公共施設のみで、電源は JEPX+相対電源の構成となる。ケース 1 との相違点は料金の値引き率のみである。電源構成を図 5-9 に示す。

各年の売上金額、各年の営業利益、必要な借入金額、借入れた金額を返済できる期間、3年後の残資金を表 5-16 に示す。

ケース 5 の条件は料金メニューをケース 1 の東電 EP10%引の割引率を減らし、東電 EP5%引で試算を行った。売上（再エネ賦課金除く電気料金）は約 5 億 4 千万円と 3 千万円程度大きくなり、需要家が増えないため 3 年間の売上に変化はない。

営業利益は 2024 年度で約 7 千 4 百万円、2025 年度で約 1 億 3 千万円、2026 年度で約 1 億 1 千万円とケース 1 より大きな利益が得られることを確認できた。ケース 1 に比べ原価は変わらず収入（売上）が増えることに起因する。

資金繰りでは資本残高のプラスを維持するために 1 千 6 百万円の借入が必要であるが、6 カ月で返済可能であり、ケース 1（借入額：2 千 1 百万円）より借入額が明らかに小さくなった。これは 4 月～8 月の資金過不足のマイナスが小さくなることに起因する。また 3 年後の資金は約 1 億 9 千万円となった。

市場安定期では十分な利益を得られるが、市場価格が高騰すると収益は悪化する可能性を秘めている。

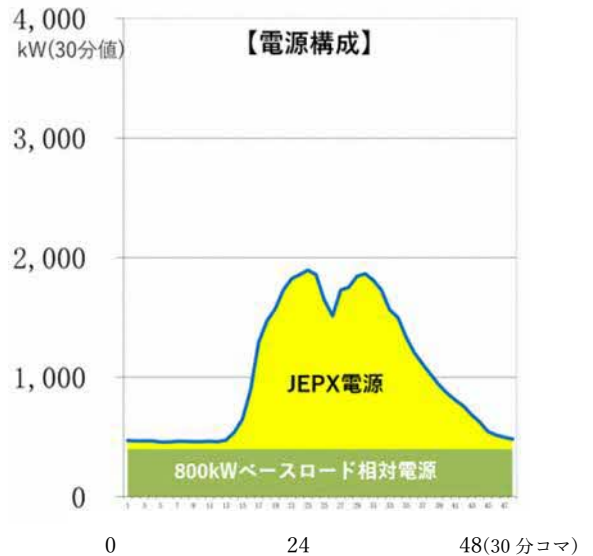


図 5-9 ケース 5 の電源構成

表 5-16 ケース 5 の試算結果

	売上（電気料金） 千円			営業利益 千円			借入 千円	返済期間 ヶ月	3 年後資金 千円
	2024 年	2025 年	2026 年	2024 年	2025 年	2026 年			
ケース 1	¥512,721	¥512,721	¥512,721	¥45,354	¥99,520	¥83,291	¥21,000	7	¥194,354
ケース 5	¥541,318	¥541,318	¥541,318	¥73,950	¥128,117	¥111,888	¥16,000	6	¥275,181

5-7-6. ケース6事業採算性評価

表 5-17 ケース 6 の試算条件

ケース No.	料金メニュー				エリアプライス		需要家		電源構成		
	東電 EP 5%引	東電 EP 10%引	東電 EP 20%引	市場連動	市場価格 安定	市場価格 高騰	公共施設のみ	民間増	JEPX	相対	再エネ
1		○			○		○		○	○	
6			○		○		○		○	○	

表 5-17 にケース 6 の試算条件を示す。料金メニューは東電 EP20%引、エリアプライスは市場安定期、需要家は公共施設のみで、電源は JEPX+相対電源の構成となる。ケース 1 との相違点は料金の値引き率のみである。電源構成を図 5-10 に示す。

各年の売上金額、各年の営業利益、必要な借入金額、借入れた金額を返済できる期間、3年後の残資金を表 5-18 に示す。

ケース 6 の条件は料金メニューをケース 1 の東電 EP10%引の割引率を増やし、東電 EP20%引で試算を行っている。売上（再エネ賦課金除く電気料金）は 4 億 6 千万円とケース 1 に比べ約 5 千万円程度小さくなった。

需要家が増えないため 3 年間の売上に変化はない。

営業利益は 2024 年度で約 1 千 2 百万円、2025 年度で約 4 千 2 百万円、2026 年度で約 2 千 6 百万円とケース 1 より利益が大きく減少することを確認できた。ケース 1 に比べ原価は変わらず収入（売上）が減ることに起因する。

資金繰りでは資本残高のプラスを維持するために 3 千 7 百万円の借入が必要であり、返済に 24 カ月を要する。ケース 1（借入額：2 千 1 百万円）より借入額が明らかに大きくなった。これは 4 月～8 月の資金過不足のマイナスが非常に大きくなることに起因する。3 年後の資金残高はわずか 3 千万円となった。

2024 年度は特別に容量拠出金額が大きいためこのような状況が生まれるとも判断できるが、やはりここまでの割引はリスクが大きい。2026 年度 2 千 6 百万円の利益も、久喜市公共施設の年間電力量が 1 千 7 百万 kWh であることを考慮すると燃調費が 2 円下がると営業利益が赤字になるレベルである。

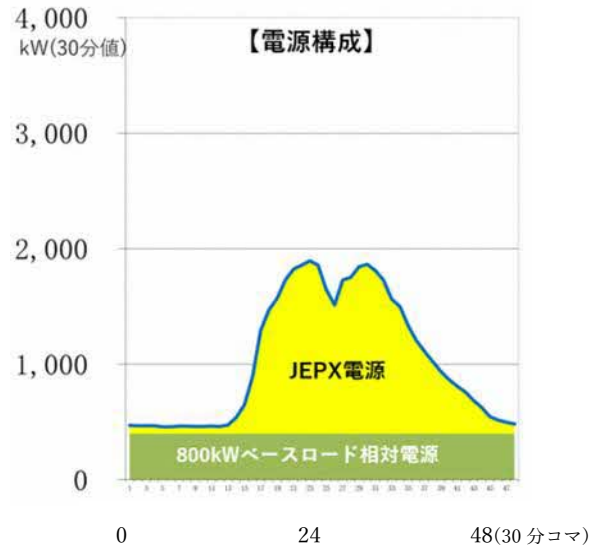


図 5-10 ケース 6 の電源構成

表 5-18 ケース 6 の試算結果

	売上（電気料金） 千円			営業利益 千円			借入 千円	返済期間 ヶ月	3 年後資金 千円
	2024 年	2025 年	2026 年	2024 年	2025 年	2026 年			
ケース 1	¥512,721	¥512,721	¥512,721	¥45,354	¥99,520	¥83,291	¥21,000	7	¥194,354
ケース 6	¥455,535	¥455,535	¥455,535	¥-11,833	¥42,334	¥26,104	¥37,000	24	¥31,775

5-7-7. ケース7事業採算性評価

表 5-19 ケース7の試算条件

ケース No.	料金メニュー				エリアプライス		需要家		電源構成		
	東電 EP 5%引	東電 EP 10%引	東電 EP 20%引	市場連動	市場価格 安定	市場価格 高騰	公共施設 のみ	民間増	JEPX	相対	再エネ
1		○			○		○		○	○	
7				○	○		○		○		

表 5-19 にケース7の試算条件を示す。料金メニューは市場連動型メニュー、エリアプライスは市場安定期、需要家は公共施設のみで、電源は JEPX 単独の構成となる。ケース1との相違点は料金メニューのみである。電源構成を図 5-11 に示す。

各年の売上金額、各年の営業利益、必要な借入金額、借入れた金額を返済できる期間、3年後の残資金を表 5-20 に示す。

ケース7では料金メニューを市場連動メニューで試算を行った。売上（再エネ賦課金除く電気料金）は4億5千万円とケース1に比べ6千万円程度小さくなった。需要家が増えないため3年間の売上に変化はない。

営業利益は2024年度で約2千万円、2025年度で約7千4百万円、2026年度で約5千8百万円とケース1より利益が減少する。市場連動型では営業利益が小さくなるが、標準メニューでは1千~2千万円の利益が燃調費の影響でマイナスになる可能性を秘めているのに対し、市場連動型では燃調費の影響を全く受けないため1千~2千万円の利益でも確実な利益と言える。

資金繰りでは資本残高のプラスを維持するために3千2百万円の借入が必要であり、返済に18カ月を要する。

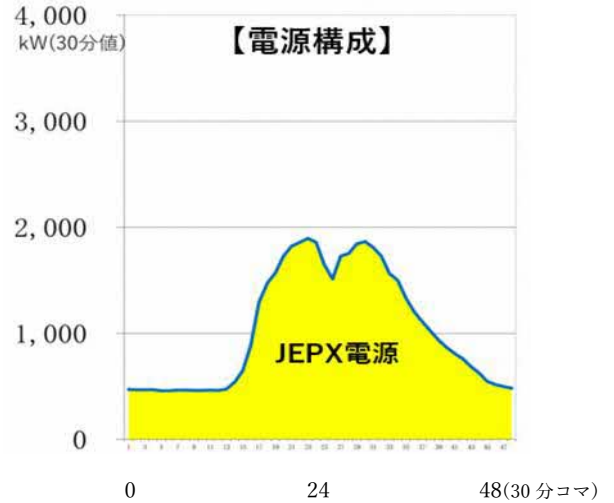


図 5-11 ケース7の電源構成

表 5-20 ケース7の試算結果

	売上（電気料金） 千円			営業利益 千円			借入 千円	返済期間 ヶ月	3年後資金 千円
	2024年	2025年	2026年	2024年	2025年	2026年			
ケース1	¥512,721	¥512,721	¥512,721	¥45,354	¥99,520	¥83,291	¥21,000	7	¥194,354
ケース7	¥445,703	¥445,703	¥445,703	¥19,612	¥73,778	¥57,549	¥32,000	18	¥123,055

5-7-8. ケース8事業採算性評価

表 5-21 ケース8の試算条件

ケース No.	料金メニュー				エリアプライス		需要家		電源構成		
	東電 EP 5%引	東電 EP 10%引	東電 EP 20%引	市場連動	市場価格 安定	市場価格 高騰	公共施設のみ	民間増	JEPX	相対	再エネ
1		○			○		○		○	○	
8				○	○			○	○		

表 5-21 にケース 8 の試算条件を示す。料金メニューは市場連動型メニュー、エリアプライスは市場安定期、需要家は公共施設+民間需要家で、電源は JEPX 単独の構成となる。ケース 1 との相違点は料金メニューが市場連動となり、民間需要家が増える点である。電源構成を図 5-12 に示す。

各年の売上金額、各年の営業利益、必要な借入金額、借入れた金額を返済できる期間、3年後の残資金を表 5-22 に示す。

ケース 8 では料金メニューを市場連動メニューで、且つ営業社員を 1 名追加し民間顧客を月 40kW、低圧顧客を月 20kW 増やしていく形で試算を行った。売上（再エネ賦課金除く電気料金）は 2024 年度約 4 億 6 千万円、2025 年度 4 億 9 千万円、2026 年度 5 億 2 千万円と増加する。

2024 年度の営業利益は 1 千 7 百万円とケース 7 に比べて小さくなるが、人件費増を収益がカバーできないためである。2025 年度営業利益は約 8 千万円で公共施設のためのケース 7 に対し 6 百万円増、2026 年度は 6 千 7 百万円で、公共施設のためのケース 7 に対し約 1 千万円増となった。民間需要を取り込むことで 2 年目以降は確実に利益を拡大できることを確認できた。

資金繰りではケース 7 同様の返済期間を要する。

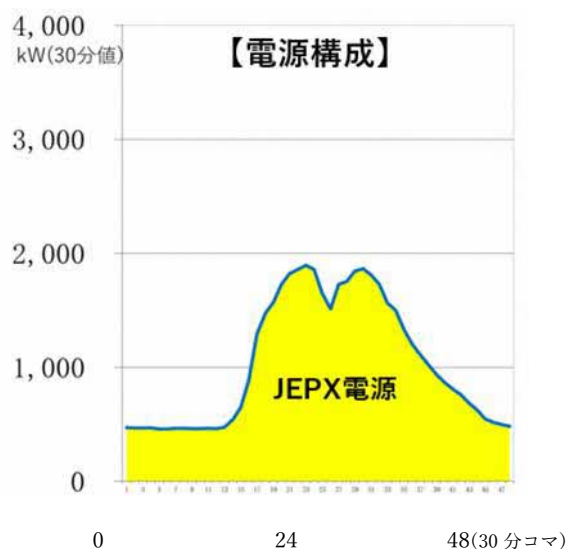


図 5-12 ケース8の電源構成

表 5-22 ケース8の試算結果

	売上（電気料金） 千円			営業利益 千円			借入 千円	返済期間 ヶ月	3年後資金 千円
	2024年	2025年	2026年	2024年	2025年	2026年			
ケース1	¥512,721	¥512,721	¥512,721	¥45,354	¥99,520	¥83,291	¥21,000	7	¥194,354
ケース8	¥462,146	¥492,456	¥522,766	¥16,749	¥79,545	¥67,072	¥33,000	18	¥125,682

5-7-9. ケース9事業採算性評価

表 5-23 ケース9の試算条件

ケース No.	料金メニュー				エリアプライス		需要家		電源構成		
	東電 EP 5%引	東電 EP 10%引	東電 EP 20%引	市場連動	市場価格 安定	市場価格 高騰	公共施設のみ	民間増	JEPX	相対	再エネ
1		○			○		○		○	○	
9	○					○	○		○	○	

表 5-23 にケース 9 の試算条件を示す。料金メニューは東電 EP5%引、エリアプライスは市場高騰期、需要家は公共施設のみで、電源は JEPX+相対電源の構成となる。ケース 1 との相違点は料金メニューの割引率が 5%引と小さくなり、エリアプライスが市場価格高騰期となる。電源構成を図 5-13 に示す。

各年の売上金額、各年の営業利益、必要な借入金額、借入れた金額を返済できる期間、3年後の残資金を表 5-24 に示す。

ケース 9 の条件は市場価格高騰時に料金メニューをケース 1 の東電 EP10%引きの割引率を減らし、東電 EP5%引で試算を行った。売上（再エネ賦課金除く電気料金）は 6 億 9 千万円と 1 億 8 千万円程度大きくなる。需要家が増えないため 3 年間の売上に変化はない。

営業利益は 2024 年度で約 1 千 6 百万円、2025 年度で約 7 千 2 百万円、2026 年度で約 5 千 4 百万円とケース 1 より利益が減少する。2024 年度の利益 1 千 6 百万円は標準メニューの場合、燃調費が 1 円減るだけで赤字になるレベルであり、一定のリスクが存在する。

資金繰りでは資本残高のプラスを維持するために 9 千 6 百万円の借入が必要であり、返済に 24 カ月を要する。ケース 1（借入額：2 千 1 百万円）より借入額が明らかに大きくなった。これは 4 月～8 月の資金過不足のマイナスが市場価格高騰時には極めて大きくなることに起因する。また、3 年後の資金残高は 7 千 6 百万円となった。この規模の借り入れは現実的では無く、市場高騰時に事業立上を行うべきではないことを示唆している。

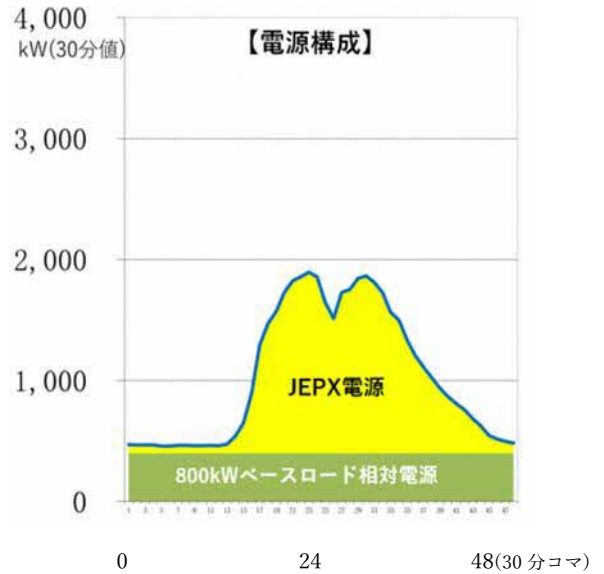


図 5-13 ケース 9 の電源構成

表 5-24 ケース 9 の試算結果

	売上（電気料金） 千円			営業利益 千円			借入 千円	返済期間 ヶ月	3 年後資金 千円
	2024 年	2025 年	2026 年	2024 年	2025 年	2026 年			
ケース 1	¥512,721	¥512,721	¥512,721	¥45,354	¥99,520	¥83,291	¥21,000	7	¥194,354
ケース 9	¥685,046	¥685,046	¥685,046	¥16,092	¥72,229	¥54,029	¥96,000	24	¥76,289

5-7-10. ケース 10 事業採算性評価

表 5-25 ケース 10 の試算条件

ケース No.	料金メニュー				エリアプライス		需要家		電源構成		
	東電 EP 5%引	東電 EP 10%引	東電 EP 20%引	市場連動	市場価格 安定	市場価格 高騰	公共施設のみ	民間増	JEPX	相対	再エネ
1		○			○		○		○	○	
10		○				○	○		○	○	

表 5-25 にケース 10 の試算条件を示す。料金メニューは東電 EP10%引、エリアプライスは市場高騰期、需要家は公共施設のみで、電源は JEPX+相対電源の構成となる。ケース 1 との相違点はエリアプライスが市場価格高騰期となるのみである。電源構成を図 5-14 に示す。

各年の売上金額、各年の営業利益、必要な借入金額、借入れた金額を返済できる期間、3年後の残資金を表 5-26 に示す。

ケース 10 の条件は市場価格高騰時に料金メニューをケース 1 の東電 EP10%引き同様で試算を行った。売上（再エネ賦課金除く電気料金）は約 6 億 6 千万円とケース 1 に比べ 1 億 5 千万円程度大きくなる。これは単純に燃調費増の影響である。需要家が増えないため 3 年間の売上に変化はない。

営業利益は 2024 年度で約 1 千 2 百万円、2025 年度で約 4 千 2 百万円、2026 年度で約 2 千 5 百万円とケース 1 より利益が大幅に減少する。2024 年度の赤字は容量抛出金額が大きいことにも起因するが、2026 年度利益約 2 千 5 百万円も 2 円燃調費が下がれば赤字となるレベルであり、大きなリスクを抱えている。

2025 年、2026 年利益が出たとしても資金繰りでは資本残高のプラスを維持するために 1 億 2 千万円以上の借入が必要で、3 年以内の返済は不可能であり、事実上事業の実施は困難である。

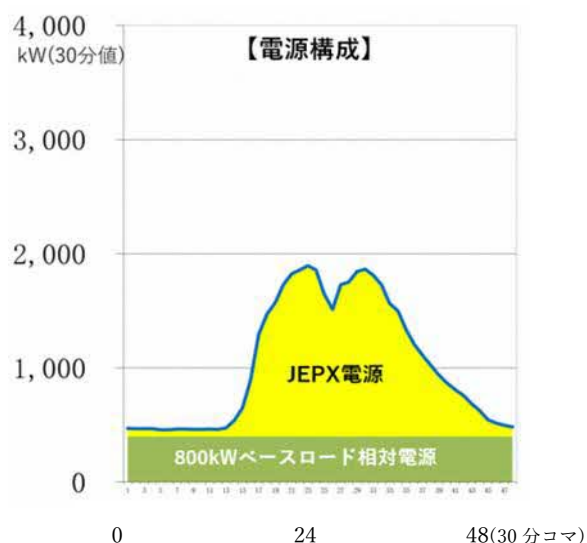


図 5-14 ケース 10 の電源構成

表 5-26 ケース 10 の試算結果

	売上（電気料金） 千円			営業利益 千円			借入 千円	返済期間 ヶ月	3年後資金 千円
	2024年	2025年	2026年	2024年	2025年	2026年			
ケース 1	¥512,721	¥512,721	¥512,721	¥45,354	¥99,520	¥83,291	¥21,000	7	¥194,354
ケース 10	¥656,449	¥656,449	¥656,449	¥-12,505	¥41,662	¥25,433	¥121,000	36以上	¥-6,304

5-7-11. ケース 11 事業採算性評価

表 5-27 ケース 11 の試算条件

ケース No.	料金メニュー				エリアプライス		需要家		電源構成		
	東電 EP 5%引	東電 EP 10%引	東電 EP 20%引	市場連動	市場価格 安定	市場価格 高騰	公共施設のみ	民間増	JEPX	相対	再エネ
1		○			○		○		○	○	
11			○			○	○		○	○	

表 5-27 にケース 11 の試算条件を示す。料金メニューは東電 EP20%引、エリアプライスは市場高騰期、需要家は公共施設のみで、電源は JEPX+相対電源の構成となる。ケース 1 との相違点は料金メニューの割引率が大きくなり、エリアプライスが市場価格高騰期となることである。電源構成を図 5-15 に示す。

各年の売上金額、各年の営業利益、必要な借入金額、借入れた金額を返済できる期間、3年後の残資金を表 5-28 に示す。

ケース 11 の条件は市場価格高騰時に料金メニューをケース 1 の東電 EP10%引から割引率を更に引き上げ 20%引で試算を行った。売上（再エネ賦課金除く電気料金）は約 6 億円とケース 1 に対し 9 千万円程度大きくなる。需要家が増えないため 3 年間の売上に変化はない。

営業利益は 2024 年度で約-7 千万円、2025 年度で約-1 千 6 百万円、2026 年度で約-3 千 2 百万円と全ての年度で赤字となる。借入を行っても返済できないため、資金繰り不可である。

東電△20%の料金メニューでは市場価格高騰期には大きな赤字を計上する形となり、事業として全く成立しない。

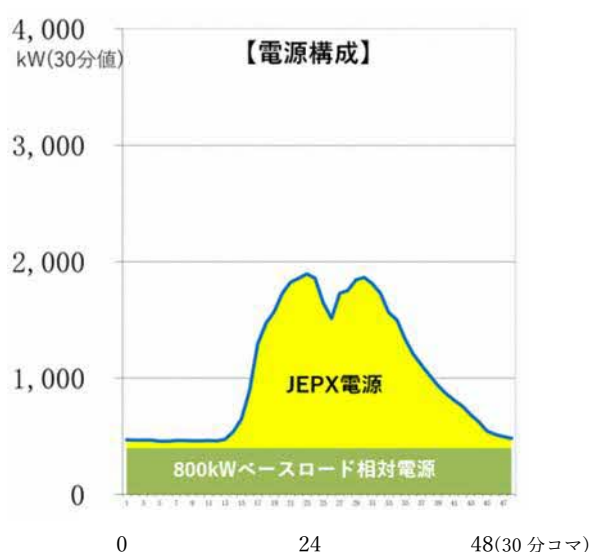


図 5-15 ケース 11 の電源構成

表 5-28 ケース 11 の試算結果

	売上（電気料金） 千円			営業利益 千円			借入 千円	返済期間 ヶ月	3年後資金 千円
	2024 年	2025 年	2026 年	2024 年	2025 年	2026 年			
ケース 1	¥512,721	¥512,721	¥512,721	¥45,354	¥99,520	¥83,291	¥21,000	7	¥194,354
ケース 11	¥599,263	¥599,263	¥599,263	¥-69,691	¥-15,525	¥-31,658	×	×	×

5-7-12. ケース 12 事業採算性評価

表 5-29 ケース 12 の試算条件

ケース No.	料金メニュー				エリアプライス		需要家		電源構成		
	東電 EP 5%引	東電 EP 10%引	東電 EP 20%引	市場連動	市場価格 安定	市場価格 高騰	公共施設のみ	民間増	JEPX	相対	再エネ
1		○			○		○		○	○	
12				○		○	○		○		

表 5-29 にケース 12 の試算条件を示す。料金メニューは市場連動型、エリアプライスは市場高騰期、需要家は公共施設のみで、電源は JEPX 単独構成となる。ケース 1 との相違点は電力メニューが市場連動型となり、エリアプライスが市場価格高騰期、電源が JEPX 単独となることである。電源構成を図 5-16 に示す。

各年の売上金額、各年の営業利益、必要な借入金額、借入れた金額を返済できる期間、3 年後の残資金を表 5-30 に示す。

ケース 12 の条件は市場価格高騰時に料金メニューをケース 1 とは異なり市場連動型で試算を行った。売上（再エネ賦課金除く電気料金）は約 7 億 2 千万円と 2 億円以上大きくなる。需要家が増えないため 3 年間の売上に変化はない。

営業利益は 2024 年度で約 2 千万円、2025 年度で約 7 千 4 百万円、2026 年度で 5 千 8 百万円とケース 7 の市場が安定した状態での市場連動型メニューと同額になる。市場連動型は、増えた原価を料金に上乘せするため電気料金が高くなり、利益は電源価格環境に依らず一定となる。

資金繰りは標準メニュー以上に厳しく、約 1 億 8 千万円の借入が発生し、返済に 30 カ月必要となる。標準メニュー同様資金繰りの観点から市場高騰期の事業立上は行うべきではないことを示唆している。

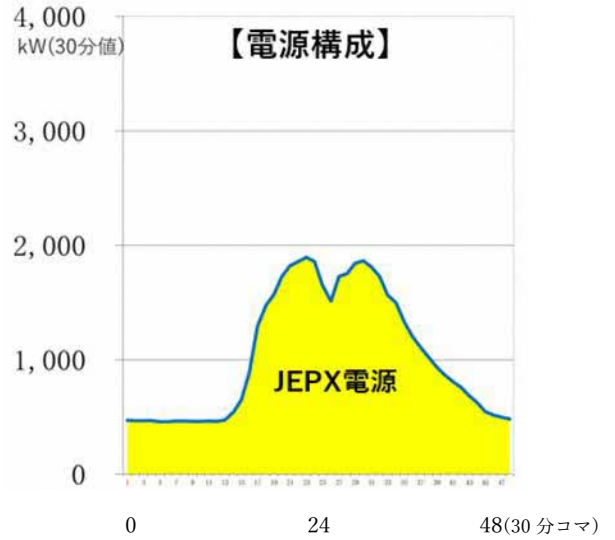


図 5-16 ケース 12 の電源構成

表 5-30 ケース 12 の試算結果

	売上（電気料金） 千円			営業利益 千円			借入 千円	返済期間 ヶ月	3 年後資金 千円
	2024 年	2025 年	2026 年	2024 年	2025 年	2026 年			
ケース 1	¥512,721	¥512,721	¥512,721	¥45,354	¥99,520	¥83,291	¥21,000	7	¥194,354
ケース 12	¥720,613	¥720,613	¥720,613	¥19,612	¥73,778	¥57,549	¥184,000	30	¥98,280

5-8. 事業採算性評価まとめ

ケース分け条件を改めて表 5-31 に示す。

表 5-31 ケース分け条件

	ケース No.	料金メニュー				エリアプライス		需要家		電源構成		
		東電 EP 5%引	東電 EP 10%引	東電 EP 20%引	市場連動	市場価格安定	市場価格高騰	公共施設のみ	民間増	JEPX	相対	再エネ
ベース	1		○			○		○		○	○	
電源	2		○			○		○		○		
	3		○			○		○		○	○	○
民間増	4		○			○			○	○	○	
メニュー	5	○				○		○		○	○	
	6			○		○		○		○	○	
	7				○	○		○		○		
	8				○	○			○	○		
市場価格	9	○					○	○		○	○	
	10		○				○	○		○	○	
	11			○			○	○		○	○	
	12				○		○	○		○		

全てのケースの試算結果をまとめたものを表 5-32 に示す。

表 5-32 全ケース試算結果

ケース No.	売上（電気料金） 千円			営業利益 千円			借入 千円	返済期間 ヶ月	3年後資金 千円
	2024年	2025年	2026年	2024年	2025年	2026年			
1	¥512,721	¥512,721	¥512,721	¥45,354	¥99,520	¥83,291	¥21,000	7	¥194,354
2	¥512,721	¥512,721	¥512,721	¥86,630	¥140,796	¥124,567	¥20,000	6	¥308,983
3	¥512,721	¥512,721	¥512,721	¥56,497	¥110,664	¥94,434	¥17,000	7	¥226,621
4	¥531,208	¥564,930	¥598,651	¥44,534	¥110,742	¥101,681	¥24,000	8	¥211,160
5	¥541,318	¥541,318	¥541,318	¥73,950	¥128,117	¥111,888	¥16,000	6	¥275,181
6	¥455,535	¥455,535	¥455,535	¥-11,833	¥42,334	¥26,104	¥37,000	24	¥31,775
7	¥445,703	¥445,703	¥445,703	¥19,612	¥73,778	¥57,549	¥32,000	18	¥123,055
8	¥462,146	¥492,456	¥522,766	¥16,749	¥79,545	¥67,072	¥33,000	18	¥125,682
9	¥685,046	¥685,046	¥685,046	¥16,092	¥72,229	¥54,029	¥96,000	24	¥76,289
10	¥656,449	¥656,449	¥656,449	¥-12,505	¥41,662	¥25,433	¥121,000	36以上	¥-6,304
11	¥599,263	¥599,263	¥599,263	¥-69,691	¥-15,525	¥-31,658	×	×	×
12	¥720,613	¥720,613	¥720,613	¥19,612	¥73,778	¥57,549	¥184,000	30	¥98,280

全 12 ケースを総括して以下に纏める。

①契約電力が大きく、高圧負荷率が低いことに起因して久喜市公共施設は標準メニューでは利益を上げやすい施設群と判断する。但し、割引率が大きくなると市場高騰時に赤字になる可能性を秘めている。

②2 千万円の資本金に対し立ち上げ時の契約電力量が非常に大きいため、市場安定期であっても一定の借入金額が発生することをあらかじめ想定しておくことが必要である。

また、全ての公共施設を立上時にスイッチングするのではなく、負荷率の小さい小中学校含めた一定数の施設からスイッチングすることで資本金含めた立上時の費用は抑えられる。

但し、契約電力が小さくなりすぎると売上総利益が販管費をカバーできなくなり営業利益が赤字になる可能性があるため、一定の契約電力は必要である。

また、市場高騰時に事業を立ち上げると標準メニュー、市場連動メニューいずれでも資金繰りが困難になるため、事業立上は市場安定期に行うべきである。

③標準メニュー、市場連動型メニューでも事業は成立する。市場連動型メニューでは、市場価格が安い時の営業利益は標準メニューに比べ小さい可能性がある。但し、同じ 1 千万円の利益でも、市場連動型では確実な利益、標準メニューでは燃調費次第で赤字に転じる可能性のある利益と言える。

また、容量拠出金が極めて高い 2024 年度のみ基本料金を値上げすることで資金繰りが容易になる。市場連動メニューは市場高騰期に電気料金が非常に高くなるがこれは市場連動型のデメリットではない。標準メニューでも市場高騰期には料金が高くなる。

④公共施設に留まらず民間需要を取り込んでいくことで、標準メニュー、市場連動メニューいずれでも売上、営業利益を拡大することは可能である。

会社の方向性を明確にしたうえで、電力小売として利益を上げられる需要家に絞って契約を拡大する必要がある。

6. 今後の課題

【事業のリスクヘッジ】

電力小売事業に最も影響を与えるのは JEPX エリアプライスであるが、将来のエリアプライスの動向を予測するのは困難である。相対電源等他の電源を調達しておくことで一定のリスクヘッジは可能である。

JEPX のエリアプライスの影響を受けないのが PPA 等の非 FIT 再エネ電源であり、積極的な活用がコスト的なリスクヘッジにもつながる。また電源構成に加え、地域新電力対象の価格高騰対応保険商品も活用が進んでおり、加入を検討すべきである。

【容量拠出金について】

容量拠出金は高額であり、収支に与える影響も非常に大きいため、容量拠出金の根拠となる事業前年度の夏季（7月、8月、9月）ピーク、冬季（12月、1月、2月）ピーク電力実績を把握し、正しい拠出金額を事前に算出したうえで事業を開始すべきである。

【地産地消】

久喜市には公共施設のみで 20GWh/年、市内全体で 946GWh/年の電力需要規模があり地域新電力の視点では地域に存在する十分な需要電力量である。但し現状これら電力の調達のために 233 億円/年の代金が域外に流失しており、地域再エネの拡大+地域需要家拡大に伴う地産地消を進め、域外流出代金の削減が求められる。域外への代金の流出をストップさせ、域内でお金が循環することで地域を活性化する取り組みが必要であり、地域新電力会社とその活動の中心となることが期待される。

【再エネ導入】

久喜市では現状約 53MW の太陽光発電が存在する。

また、太陽光発電は、建物系で 521MW、土地系で 73MW と現状容量の約 10 倍程度のポテンシャルが存在する。

まずは公共施設の屋根/屋上等への自家消費中心の太陽光発電所設置（オンサイト PPA 等）からスタートし、公有地を活用した太陽光発電所（オフサイト PPA 等）に拡大し、これを民間にも展開していくことが求められる。また約 6MW の卒 FIT 太陽光発電所が存在する、こちらも環境価値を保有する電源として積極的に取り込んでいくべきである。

また、現在計画中の廃棄物発電を地域新電力のベースロード電源として期待できる。

今後、新電力会社の調達電源となれば、市場価格に左右されない安定電源となりうるため、収益増加やリスクヘッジ等にも有効である。

【電力メニューの決定について】

久喜市高圧公共施設の負荷率は非常に小さく、契約電力も十分な大きさのため、標準料金メニューで利益を得やすい特徴を有している。標準料金メニューでは市場が安定した状態では大きな利益を見込める可能性があるが、反面市場価格高騰時に赤字に陥る可能性も秘めている。

これに対し市場連動メニューは市場価格に関わらず一定の利益を確実に上げることが可能である。久喜市の場合いずれのメニューも選択可能であると判断するが、様々なケースを想定して慎重に判断して決定しなければならない。