

燃料電池、太陽光発電、蓄電池から構成される 家庭用分散型エネルギーシステムの経済性分析

計量分析ユニット 需給分析・予測グループ (兼) 新エネルギーグループ

柴田 善朗

サマリー

東日本大震災以降、以前にも増して注目度が高まっている燃料電池コージェネレーションシステム、太陽光発電、蓄電池で構成される家庭用分散型エネルギーシステムは、太陽光発電余剰電力の買取価格や世帯のエネルギー消費構造が経済性にどのような影響を与えるかが明らかではない。そこで、本研究では性能評価シミュレーションモデルを構築し、世帯員数、買取価格、システム仕様が経済性に与える影響を分析する。また、システム性能向上による経済性改善効果を定量化することで今後の開発方向性に対する提言を行う。

シミュレーション分析結果に基づくと、給湯需要のみを熱需要とした場合、単純投資回収年数は、ダブル発電の買取価格 34 円/kWh が適用される 10 年の買取期間以降の買取価格が家庭用平均電灯単価相当の 21 円/kWh のケースでは 36 年 (5 人世帯) ~43 年 (単身世帯) であるが、34 円/kWh で継続されるケースでは 26 年 (4 人世帯) ~29 年 (単身世帯) まで短縮する。なお、給湯需要に暖房需要を加えた場合、回収年数は数年短縮される。

家庭用分散型エネルギーシステムは、太陽光発電余剰電力の買取価格がある程度の高さを保つ限りにおいては、太陽光発電の売電効果及び蓄電池による太陽光発電の押し上げ効果によって、エネルギー消費量の大きい需要家ほど経済性が高くなるコージェネレーションシステムの特徴が薄れ、世帯員数に伴うエネルギー消費量の差が経済性に与える影響度合いが小さくなる。ただし、4~5 人世帯が太陽光発電の売電と燃料電池稼働のバランスが良く経済性に最も優れる。また、システム構成要素の性能向上によって経済性改善を目指す場合に考えられる排熱寄与率の向上、蓄電池充放電効率の向上、燃料電池発電効率の向上のうち燃料電池の発電効率の向上が最も効果的であり、燃料電池発電効率の 1% の向上によってランニングコストは約 0.3 万円/年改善され、単純投資回収年数は約 0.4 年短縮される。

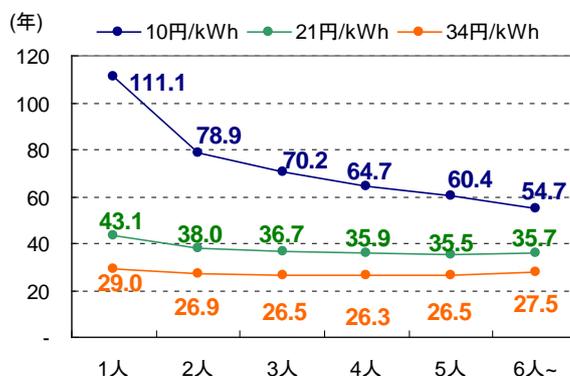


図 家庭用分散型エネルギーシステムの世帯員数別単純投資回収年数

はじめに

燃料電池コージェネレーションシステム、太陽光発電システム、蓄電池で構成される家庭用分散型エネルギーシステムは、省エネルギー及び CO2 排出削減を実現するとともに住宅におけるエネルギー自給率の向上を目指すものである。東日本大震災以降以前にも増して注目度が高まり、今後の導入が期待され HEMS (Home Energy Management System) と併せて分散型エネルギーシステムが組み込まれた住宅がスマートハウスとして既に販売されてはいるものの未だ導入コストが大きい。

本システムは発電、熱供給、蓄電、蓄熱という機能に併せて、固定価格買取制度に基づく太陽光発電余剰電力の売電や通常の買電及びガス消費が相互に絡み合い、システム運転パターンが非常に複雑になる。家庭用コージェネレーションシステム単体や太陽光発電とのハイブリッドシステムに関しては、実測データに基づく性能評価は数多く実施されている[1]～[6]。また、燃料電池、太陽光発電、蓄電池から構成されるシステムの性能分析も特定の世帯員数を対象として行われているが[7],[8]、太陽光発電余剰電力の買取価格や世帯のエネルギー消費構造が経済性にどのような影響を与えるかは明らかにされていない。

したがって、本研究では、燃料電池、太陽光発電、蓄電池から構成される家庭用分散型エネルギーシステム (以下、「家庭用分散型エネルギーシステム」と表記) の性能評価シミュレーションモデルを構築することで、経済性の分析を行う。また、住宅内のエネルギー需要構造やシステム仕様が経済性に与える影響を明らかにする。

1. 家庭用エネルギー消費構造

燃料電池コージェネレーションシステム及び太陽光発電システムは集合住宅への導入も可能ではあるものの、現状は物理的な制約が多いことから、家庭用分散型エネルギーシステムの導入は戸建住宅のみを対象とする。本章では、シミュレーション用に導入対象世帯のエネルギー消費構造及び太陽光発電の発電電力量を設定する。

1.1 年間エネルギー消費量

家庭用分散型エネルギーシステムの性能は、住宅用エネルギー消費量に影響を受けると考えられることから、世帯員数別のエネルギー消費量データを整備する (表 1.1)。戸建住宅の単身世帯では年間エネルギー消費量は 33GJ/世帯、3人世帯では 58GJ/世帯、6人以上世帯では 81GJ/世帯、平均で 54GJ/世帯である。

一般に、コージェネレーションシステムの性能評価を行う場合、住宅のエネルギー消費構造を電力需要と熱需要に分割するが、ここでは熱需要のうち暖房用の電力消費量は電力需要に分類する。また、厨房用に関しては、電力消費量は電力需要に分類し、その他のエネルギーはシミュレーションの対象外とする。なお、シミュレーションを行うときには、冷房用エネルギー消費量は電力消費量に加える (表 1.2 参照)。

表 1.1 家庭用年間エネルギー消費量（戸建住宅）

	(GJ/世帯)						(万)
	電力	給湯エネ (電力含む)	暖房エネ (電力以外)	冷房エネ (電力のみ)	厨房エネ (電力以外)	合計	世帯数
1人	16.1	5.7	8.8	0.8	2.0	33.4	412
2人	20.4	10.9	11.2	1.1	2.4	45.9	845
3人	24.6	13.9	15.4	1.6	2.5	58.0	599
4人	26.5	15.9	15.7	1.8	2.4	62.2	499
5人	29.4	17.3	17.7	1.8	2.6	68.7	227
6人~	34.9	18.6	23.4	1.9	2.6	81.4	164
平均	23.4	12.6	13.8	1.4	2.4	53.6	2,745

出所：日本エネルギー経済研究所推計

表 1.2 各用途の分類

需要種類	用途	備考
電力需要	電力消費（照明・動力、暖房、厨房）	シミュレーション対象
	冷房用電力消費	
熱需要	給湯用（電力以外のエネルギー：燃料等）	
	暖房用（電力以外のエネルギー：燃料等）	
その他	厨房用（電力以外のエネルギー：燃料等）	シミュレーション対象外

1.2 時間帯別エネルギー消費量

家庭用分散型エネルギーシステムの性能分析には、時間帯別のエネルギー消費量データが必要となる。時間帯別エネルギー消費量（ロードカーブ）は、「コージェネレーション総合マニュアル」（日本コージェネレーションセンター）の月別・時間帯別の電力負荷、冷房負荷、暖房負荷、給湯負荷のデータを用いる。時間帯別エネルギー消費量の年間積分値が表 1.1 のエネルギー消費量になるように時間帯別に展開する。

なお、実際には世帯員数によってロードカーブの形状は異なると考えられるが、データが整備されていないことから、ここでは全ての世帯で同じ形状を仮定する。図 1.1 に世帯員数 3 人のロードカーブの推計結果を例示する（補論 A 参照）。

1.3 太陽光発電の発電量

太陽光発電の時間帯別発電電力量は、「NEDO 日射量データベース」から推計する。地点は東京とする。過去の 10 年間の平均値の毎時の単位面積あたり全日日射量に、発電効率 13% 及び単位出力あたりの面積 $7\text{m}^2/\text{kW}$ を想定し、単位定格出力あたりの毎時発電電力量 ($\text{kWh}/\text{h}/\text{kW}$) を求める（図 1.2）。なお、下式に基づくこの場合の稼働率は 12.8% となり、一般に言われている値 12% と同等であることを確認している。

$$[\text{面積 } \text{m}^2] = [\text{定格出力 } \text{kW}] / [\text{定格出力あたりの面積 } \text{m}^2/\text{kW}]$$

$$[\text{年間発電量 } \text{kWh}] = \sum [\text{毎時日射量 } \text{kWh}/\text{m}^2] \times [\text{発電効率}] \times [\text{面積 } \text{m}^2]$$

$$[\text{稼働率}] = [\text{年間発電量 } \text{kWh}] / [8760 \times \text{定格出力 } \text{kW}]$$

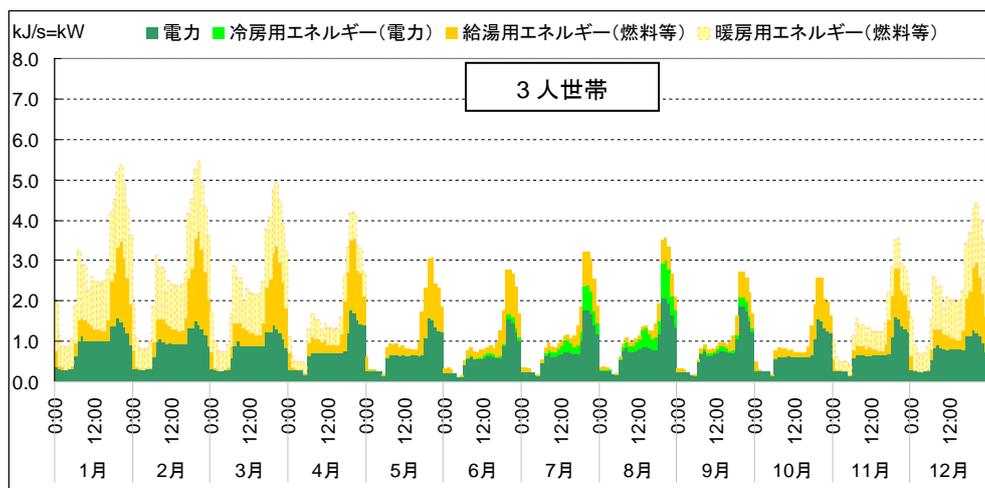


図 1.1 月別・時間帯別エネルギー消費量（戸建住宅・3人世帯の例）

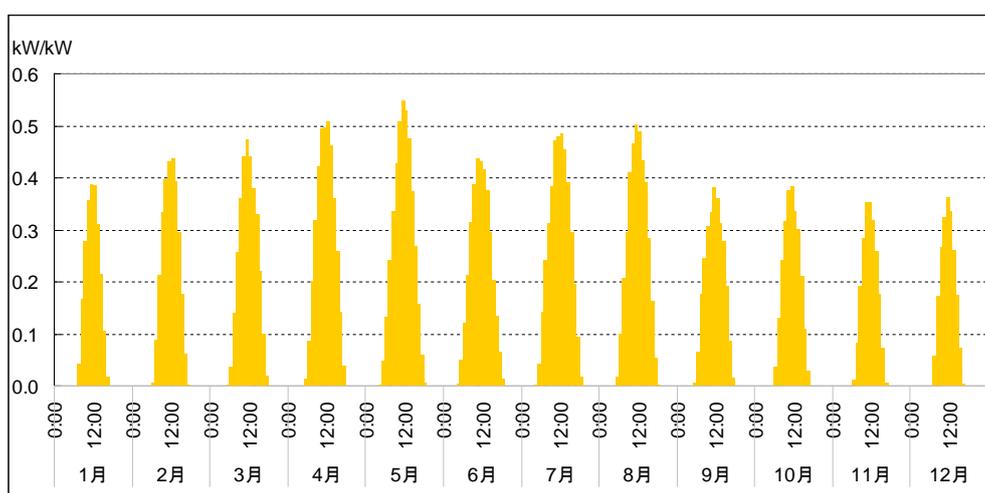


図 1.2 太陽光発電の単位発電出力あたり時間帯別発電量

注：NEDO 日射量データベース (<http://app7.infoc.nedo.go.jp/metpv/metpv.html>) から推計。

2. シミュレーションモデルの構築

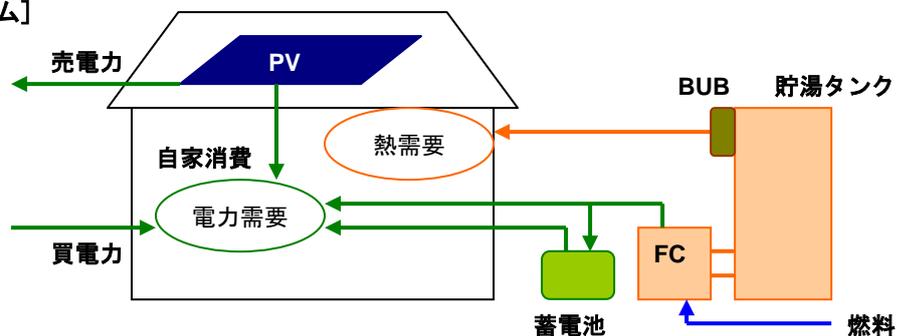
2.1 システム機器構成及び仕様

家庭用分散型エネルギーシステムの定義は明確でなく、エネルギー需要の制御管理システムの HEMS (Home Energy Management System) や電気自動車もシステム構成要素として含めた形でスマートハウスと呼ばれることもある。ただし、本研究では、議論の単純化のために、HEMS によるエネルギー需要の制御や電気自動車による充放電は捨象し、エネルギー需要は前章で整備した毎時の固定値を所与とする。エネルギー供給システムの構成は、燃料電池コージェネレーションシステムのみ、太陽光発電のみ、両者の組み合わせ、更に

蓄電池を加えたものなど、様々な形態が考えられる。実際には、世帯員数に応じたシステム構成及び発電出力や電池容量の選定が行われたり、単身世帯特に高齢単身者世帯への導入は非現実的である等の問題はあるが、ここでは世帯員数の差に伴うエネルギー消費構造の差がシステムの経済性に与える影響の分析を目的の一つとしていることから、全世帯に燃料電池、太陽電池、蓄電池から構成される同一システムを導入する。分散型システムの経済性を評価するために必要な対照システムは、電力需要の全てを系統からの買電力、熱需要の全てを従来型ボイラで対応する（図 2.1）。

本システムの諸元を表 2.1 に示す。1994 年から 2010 年 12 月までに導入された累積住宅用太陽光発電の平均設備容量は 3.74kW であるが、2009 年度単年では平均設備容量 3.82kW、2010 年 4 月～12 月の平均は 4.05kW と大型化が進んでいることから[9]、発電出力として 4.0kW を想定する。家庭用燃料電池コージェネレーションシステムは、エネファームの名前で PEFC（固体高分子型）が 2009 年に既に商品化されているが、SOFC（固体酸化物型）も 2012 年 3 月に販売が開始されたところである。SOFC は高温で運転するために負荷追従性が弱いことが課題であったが、実証試験では高い負荷追従性を示すことが明らかになり、また PEFC と比べて発電効率が低い。このような理由から、本研究では SOFC を対象とする。なお発電出力は 0.7kW とする[10]。また、蓄電池は 2kWh の蓄電容量を想定する。

[分散型システム]



[従来型システム]



図 2.1 システム構成

注：PV は太陽光発電システム、FC は燃料電池、BUB はバックアップボイラを指す。

表 2.2 及び表 2.3 に想定したシステム価格、エネルギー単価、買取価格を示す。太陽光発

電の発電出力 4.0kW、蓄電池容量 2kWh の場合、燃料電池コージェネレーションシステムへの補助金を含めるとシステム総額は 415 万円となる。一方、対照システムの価格は、ボイラの 30 万円のみとなる。太陽光発電は固定価格買取制度の導入によって補助金制度が廃止されるものとする。家庭用分散型エネルギーシステムはダブル発電であることから、買取価格は現在の 34 円/kWh を想定している。なお、燃料電池コージェネレーションシステムの投入エネルギーは都市ガスとする。

現在検討されている家庭用太陽光発電の買取期間は 10 年間であるが、11 年目以降の買取の継続や買取価格に関しては未だ議論されていない。したがって、本研究では、11 年目以降も買取は継続されるものと仮定し、34 円/kWh、21 円/kWh (従量電灯料金平均単価相当)、10 円/kWh の複数の買取価格で分析を行う。

表 2.1 システム構成機器の諸元

タイプ	構成機器・システム	諸元	
分散型	太陽光発電	定格発電出力	4.0kW
	燃料電池コージェネレーションシステム (SOFC) (1)	定格発電出力	0.7kW
		定格発電効率 (2)	42.0% (HHV) 46.5% (LHV)
		定格排熱回収効率 (2)	39.2% (HHV) 43.5% (LHV)
		貯湯タンク容量	90L
		貯湯温度	70°C
		上水温度	15°C
		満蓄係数 (3)	0.8
		バックアップボイラ効率	80%
	蓄電池	蓄電容量	2kWh
		充電効率	95%
放電効率		95%	
従来型	ボイラ効率	80%	

注 (1) 大阪ガス資料 : http://www.osakagas.co.jp/company/press/pr_2012/1196121_5712.html を参照。ただし、バックアップボイラの効率は想定。

注 (2) 燃料電池の反応プロセスは燃焼を伴わないことから、HHV 基準の効率を用いて分析する。

注 (3) 一般に、コージェネレーションシステムは、貯湯タンクの上部から需要側に出湯し同量の水を上水から下部に注入する。また、排熱供給主体 (ここでは燃料電池) からタンクの上部に温水が供給され、下部の低温水は排熱供給主体に還流する。タンクの全体が貯湯温度となることは少なくタンク容量の 80% が満蓄水準と仮定する。したがって、 $(70^{\circ}\text{C} - 15^{\circ}\text{C}) \times 90\text{L} \times 4.18605\text{kJ/kg}^{\circ}\text{C} \times 0.8 = 16.6\text{MJ}$ が最大蓄熱量である。

表 2.2 システム構成機器の価格

タイプ	構成機器・システム	価格	補助金	補助金込	単位
分散型	太陽光発電	450,000	0	450,000	円/kW
	燃料電池コージェネレーションシステム	2,751,000	1,000,000	1,751,000	円/台
	蓄電池	300,000	0	300,000	円/kWh
従来型	ボイラ	300,000	0	300,000	円/台

表 2.3 エネルギー単価, 買取価格

	価格
W 発電の PV 余剰電力買取価格 (1)	34 円/kWh (10 年間)
従量電灯単価 (2)	21.4 円/kWh (24.9 円/1000kcal)
家庭用都市ガス単価 (2)	12.5 円/kWh (14.5 円/1000kcal)

注 (1) : 買取期間は 10 年であるが、11 年目以降の価格は未定であるために、複数ケースで分析を行う。

出所 (2) : 「エネルギー・経済統計要覧」(日本エネルギー経済研究所) の 2010 年値

2.2 システムの運転パターン及びシミュレーション

燃料電池、太陽電池、蓄電池から構成されるエネルギー供給システムの運転方法は、何を最適化するかによって様々なパターンが考えられるが、エネルギー自給率を高める、一般消費者は経済性を重視する、という観点から以下の運転パターンを前提とする。

<運転パターン>

- ・ 「太陽光発電の余剰電力は最大限逆潮させ、燃料電池からの発電と蓄電池の充放電の組み合わせで買電を抑制」を基本とする。
- ・ 燃料電池は、日中 (6 : 00 ~ 18 : 00) は電主運転とする。夜間・深夜・早朝は定格運転とし、余剰分を蓄電するが蓄電池の電池残量との見合いで出力を低下させる。
- ・ 電力需要が燃料電池発電量を上回る場合は蓄電池から放電し、それでも足りない場合は太陽光発電、買電力の順番で対応する。
- ・ 燃料電池からの排熱の貯湯タンクへの蓄熱は成り行き (貯湯タンク蓄熱量に応じて燃料電池の出力調整を行わない) とする。貯湯タンクが満蓄の場合は、排熱は大気放出する。
- ・ 貯湯タンクからの出湯熱量で足りない場合はバックアップボイラを稼働させる。

上述の運転パターンに基づき、毎時の電力需要、熱需要、太陽光発電量から、毎時の燃料電池発電量、排熱量、充電量、放電量、電池残量、貯湯タンク蓄熱量、出湯熱量、燃料電池ガス消費量、バックアップガス消費量、太陽光発電自家消費量、売電力量、買電力量、を計算する (詳細は補論 B 参照)。

3. 経済性に関する分析結果

住宅内の熱需要には給湯需要と暖房需要がある。コージェネレーションシステムを導入する住宅は必ず給湯需要を排熱で対応させるが、暖房需要に関しては排熱で対応する場合、エアコンやファンヒーター等の従来機器で対応する場合など様々なケースが考えられる。ここでは、給湯需要のみを排熱でまかなう場合と、給湯需要と暖房需要を合わせたものを排熱でまかなう場合の 2 通りに対してシミュレーションを実施し世帯員数別の経済性を比較する。また、代表的な世帯員数を対象としてシステム仕様を変化させた場合の経済性へ

の影響分析も行う。

なお、現在検討されている固定価格買取制度では10年の買取期間終了後の買取価格に関しては未定であることから、現在検討されているダブル発電の34円/kWhに併せて、家庭用平均従量電灯料金相当の21円/kWhと10円/kWhで11年目以降も買取を継続するケースで試算を行う。

3.1 世帯員数別の単純投資回収年数

図3.1にはシミュレーション結果に基づく、分散型エネルギーシステム導入による世帯員数別の単純投資回収年数、電力需要に占める燃料電池発電量（蓄電池経由も含む）の割合、太陽光発電電力量に占める売電量の割合、熱需要に占める燃料電池排熱の割合を示す。なお、詳細な計算結果を表3.1～表3.2及び図3.2に示す（毎時のシミュレーション結果は補論C参照）。

熱需要が給湯需要のみの場合（図3.1左、表3.1）、11年目以降の買取価格が34円/kWhで継続される場合の単純投資回収年数は、世帯員数間で大きな差はないが4人世帯の26年から単身世帯の29年となる。単身世帯では電力需要が小さいことから太陽光発電の売電率が100%であり、また熱需要が小さいことから給湯需要の全てを燃料電池の排熱で対応可能でバックアップボイラの必要性が無い（FC排熱寄与率=100%）が、一方、燃料電池発電シェアが大きくガス消費量も多いことからコストメリットが他の世帯に比べて若干小さい。世帯員数が増加するに従い、FC排熱寄与率が低下し、太陽光発電の売電率も減少するが、燃料電池発電量割合も低下し、4人世帯までは従来型システムと比較したランニングコストの削減が大きく回収年数も減少する。ただし、5人世帯以上では電力需要が大きいことから、蓄電池の電力も午前中で使い果たしてしまい、太陽光発電電力の押し上げ効果が弱まることで売電割合が減少し、コストメリットが低くなる。11年目以降の買取価格が21円/kWhの場合は単純投資回収年数は36年から43年と長くなるが、世帯員数間の傾向は34円/kWhの場合とほぼ同様である。買取価格が10円/kWhまで低下すると、太陽光発電売電のメリットが大幅に減少することで、コージェネレーションシステムとしての特徴が顕著になり、熱需要を含むエネルギー需要の大きい世帯ほど経済的に優位になる傾向が強くなる。ただし、単純投資回収年数は6人以上世帯においても55年と非常に長い。

給湯需要に暖房需要を加えたものを熱需要とする場合（図3.1右、表3.2）、11年目以降の買取価格が34円/kWhの場合で単純投資回収年数は25年から26年、21円/kWhの場合は32年から35年と、熱需要が給湯需要のみの場合と比較して数年短くなる。ただし、10円/kWhの場合は最も短い6人以上世帯でも46年となる。

以上まとめると、熱需要が給湯需要のみの場合も暖房需要も加えた場合でも、11年目以降の買取価格が21円/kWh以上のケースでは、コージェネレーションシステムに見られるエ

エネルギー需要と経済性の正の相関関係が弱まり、世帯間の差は小さくなるが、4～5人世帯が太陽光発電の売電と燃料電池稼働のバランスが良く経済性に優れている。

なお、1次エネルギーの省エネ率は、太陽光発電の売電力を含めなければ、熱需要＝給湯需要の場合は18%～24%、熱需要＝給湯需要＋暖房需要の場合は17%～26%となる。

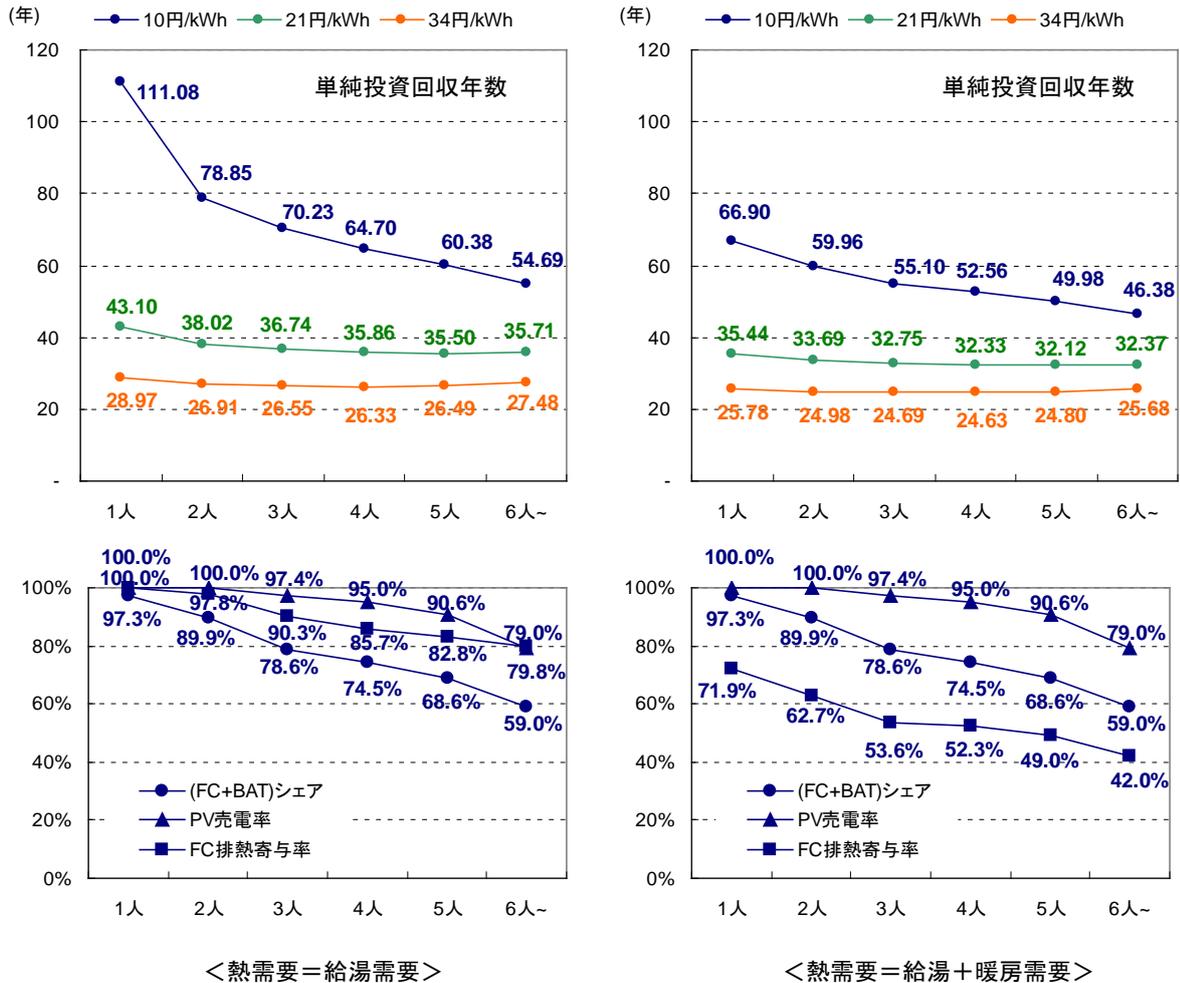


図 3.1 世帯員数別単純投資回収年数と性能指標

注：11年目以降の太陽光発電余剰電力の買取価格を10円、21円、34円のケースで試算。
 注：(FC+BAT)シェアは電力需要に占める燃料電池発電電力量（燃料電池からの直接供給電力量と蓄電池経由の電力量の合算）の割合。PV売電率は太陽光発電出力量に占める売電力量の割合、FC排熱寄与率は熱需要に占める燃料電池排熱の割合。

表 3.1 世帯員数別経済性比較 (熱需要=給湯需要)

(FC=0.7kW・90L、PV=4kW、蓄電池=2kWh)

		単位	1人	2人	3人	4人	5人	6人~	
分散型	エネルギー収支	電力需要	kWh/年	4,701	5,951	7,284	7,845	8,664	10,216
		FC 発電量	kWh/年	4,625	5,421	5,803	5,920	6,017	6,096
		電池放電	kWh/年	465	681	694	693	683	628
		電池充電	kWh/年	489	717	730	729	718	661
		PV 発電量	kWh/年	4,499	4,499	4,499	4,499	4,499	4,499
		PV 自家消費量	kWh/年	0	0	116	223	423	944
		PV 売電量	kWh/年	4,499	4,499	4,383	4,276	4,076	3,555
		買電量	kWh/年	127	603	1,440	1,777	2,297	3,244
		熱需要(給湯)	kWh/年	1,257	2,421	3,090	3,524	3,834	4,125
		FC 排熱有効利用分	kWh/年	1,257	2,367	2,791	3,019	3,175	3,292
		BU 熱量	kWh/年	0	53	299	504	659	833
		FC ガス消費量	kWh/年	11,011	12,907	13,817	14,095	14,327	14,513
		BU ガス量	kWh/年	0	66	373	631	823	1,042
	ガス量	kWh/年	11,011	12,973	14,190	14,726	15,151	15,555	
ランニングコスト	売電	万円/年	-15.3	-15.3	-14.9	-14.5	-13.9	-12.1	
	買電	万円/年	0.3	1.3	3.1	3.8	4.9	6.9	
	ガス	万円/年	13.7	16.2	17.7	18.4	18.9	19.4	
	合計	万円/年	-1.3	2.2	5.9	7.7	10.0	14.3	
システム価格		万円	415	415	415	415	415	415	
従来型	エネルギー収支	買電量	kWh/年	4,701	5,951	7,284	7,845	8,664	10,216
		ガス量	kWh/年	1,571	3,026	3,862	4,405	4,792	5,157
	ランニングコスト	買電	万円/年	10.1	12.7	15.6	16.8	18.5	21.9
		ガス	万円/年	2.0	3.8	4.8	5.5	6.0	6.4
		合計	万円/年	12.0	16.5	20.4	22.3	24.5	28.3
システム価格		万円	20	30	30	30	30	30	
比較	ランニングコストの差		万円/年	-13.3	-14.3	-14.5	-14.6	-14.5	-14.0
	システム価格の差		万円	385	385	385	385	385	385
	単純投資回収年数(10円/kWh)(1)		年	111.08	78.85	70.23	64.70	60.38	54.69
	単純投資回収年数(21円/kWh)(1)		年	43.10	38.02	36.74	35.86	35.50	35.71
	単純投資回収年数(34円/kWh)(1)		年	28.97	26.91	26.55	26.33	26.49	27.48
	1次省エネ量(PV売電を含まない場合)		GJ/年	10.7	16.4	18.7	19.9	20.7	21.4
	1次省エネ率(PV売電を含まない場合)		%	21%	24%	22%	22%	20%	18%

注(1): 11年目以降の買取価格

注: 電力量と比較するための便宜上、ガス消費量及び熱量も kWh 表示している。

注: ランニングコストのマイナス値は収入を意味する。

注: 分散型のシステム価格は燃料電池への補助金 100 万円を控除した額である。

注: 電力の 1 次換算値は 9.76MJ/kWh

注: 1 次省エネ量=(従来型の買電量 1 次換算値+ガス消費量)-(分散型の買電量 1 次換算値+太陽光自家消費 1 次換算値+ガス消費量)。1 次省エネ率=1 次省エネ量/従来型システムの 1 次エネルギー消費量

表 3.2 世帯員数別経済性比較 (熱需要=給湯需要+暖房需要)

(FC=0.7kW・90L、PV=4kW、蓄電池=2kWh)

		単位	1人	2人	3人	4人	5人	6人~	
分散型	エネルギー収支	電力需要	kWh/年	4,701	5,951	7,284	7,845	8,664	10,216
		FC 発電量	kWh/年	4,625	5,421	5,803	5,920	6,017	6,096
		電池放電	kWh/年	465	681	694	693	683	628
		電池充電	kWh/年	489	717	730	729	718	661
		PV 発電量	kWh/年	4,499	4,499	4,499	4,499	4,499	4,499
		PV 自家消費量	kWh/年	0	0	116	223	423	944
		PV 売電量	kWh/年	4,499	4,499	4,383	4,276	4,076	3,555
		買電量	kWh/年	127	603	1,440	1,777	2,297	3,244
		熱需要(給湯+暖房)	kWh/年	3,216	4,910	6,520	7,003	7,770	9,330
		FC 排熱有効利用分	kWh/年	2,312	3,077	3,492	3,665	3,809	3,921
		BU 熱量	kWh/年	903	1,833	3,028	3,338	3,961	5,409
		FC ガス消費量	kWh/年	11,011	12,907	13,817	14,095	14,327	14,513
		BU ガス量	kWh/年	1,129	2,292	3,785	4,172	4,951	6,761
		ガス量	kWh/年	12,140	15,198	17,602	18,267	19,278	21,274
ランニングコスト	売電	万円/年	-15.3	-15.3	-14.9	-14.5	-13.9	-12.1	
	買電	万円/年	0.3	1.3	3.1	3.8	4.9	6.9	
	ガス	万円/年	15.2	19.0	22.0	22.8	24.1	26.6	
	合計	万円/年	0.1	5.0	10.2	12.1	15.1	21.4	
システム価格		万円	415	415	415	415	415	415	
従来型	エネルギー収支	買電量	kWh/年	4,701	5,951	7,284	7,845	8,664	10,216
		ガス量	kWh/年	4,020	6,138	8,150	8,753	9,712	11,662
	ランニングコスト	買電	万円/年	10.1	12.7	15.6	16.8	18.5	21.9
		ガス	万円/年	5.0	7.7	10.2	10.9	12.1	14.6
		合計	万円/年	15.1	20.4	25.8	27.7	30.7	36.4
システム価格		万円	30	30	30	30	30	30	
比較	ランニングコストの差		万円/年	-14.9	-15.5	-15.6	-15.6	-15.5	-15.0
	システム価格の差		万円	385	385	385	385	385	385
	単純投資回収年数(10円/kWh)(1)		年	66.90	59.96	55.10	52.56	49.98	46.38
	単純投資回収年数(21円/kWh)(1)		年	35.44	33.69	32.75	32.33	32.12	32.37
	単純投資回収年数(34円/kWh)(1)		年	25.78	24.98	24.69	24.63	24.80	25.68
	1次省エネ量(PV売電を含まない場合)		GJ/年	15.4	19.6	21.9	22.8	23.6	24.2
	1次省エネ率(PV売電を含まない場合)		%	26%	24%	22%	21%	20%	17%

注(1): 11年目以降の買取価格

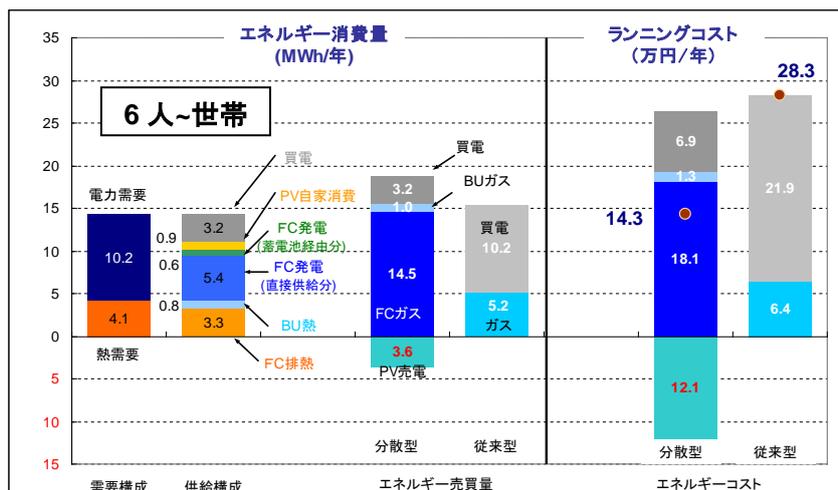
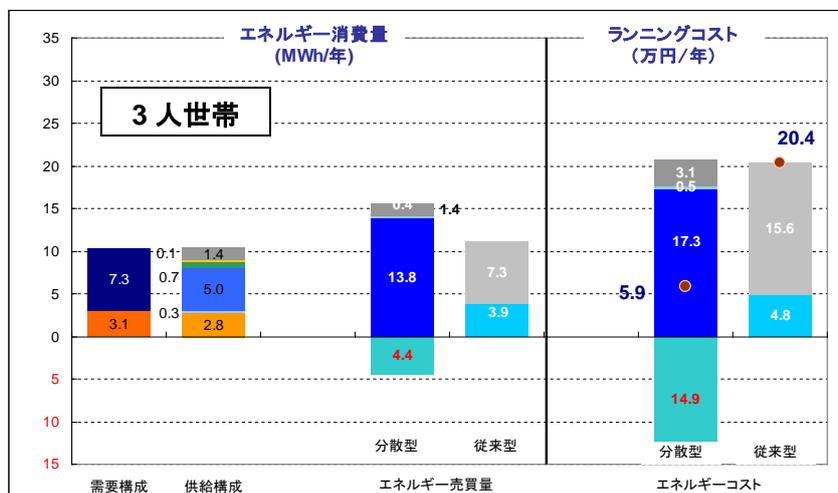
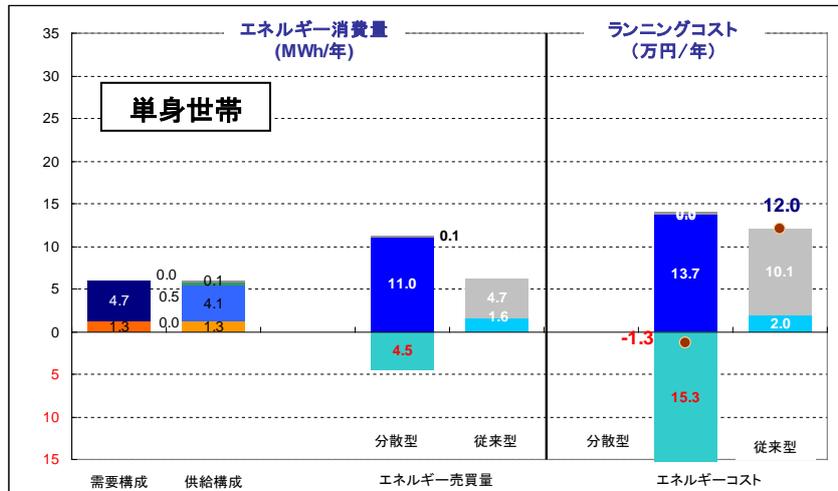
注: 電力量と比較するための便宜上、ガス消費量及び熱量も kWh 表示している。

注: ランニングコストのマイナス値は収入を意味する。

注: 分散型のシステム価格は燃料電池への補助金 100 万円を控除した額である。

注: 電力の 1 次換算値は 9.76MJ/kWh

注: 1 次省エネ量=(従来型の買電量 1 次換算値+ガス消費量)-(分散型の買電量 1 次換算値+太陽光自家消費 1 次換算値+ガス消費量)。1 次省エネ率=1 次省エネ量/従来型システムの 1 次エネルギー消費量



(FC=0.7kW・90L、PV=4kW、蓄電池=2kWh)

図 3.2 エネルギー収支及びランニングコスト (熱需要=給湯需要)

注：[FC 発電直接供給分]=[FC 発電量]-[充電量]/[充電効率]

注：電力量と比較するための便宜上、ガス消費量及び熱量も kWh 表示している。

3.2 システム仕様が経済性に与える影響

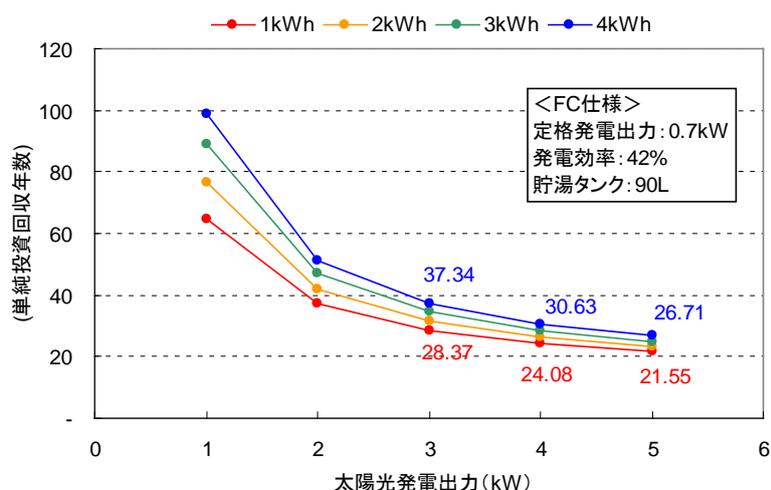
3.1 の分析結果に基づき、比較的経済性が高くかつ市場が大きい 4 人世帯（全戸建住宅 2,750 万世帯に対するシェアは 18%で 500 万世帯。表 1.1 参照）を対象に、太陽光発電出力及び蓄電池容量が経済性に与える影響を分析する。なお、熱需要は給湯需要のみとする。

燃料電池システムの仕様は固定とし、太陽光発電の出力を 1～5kW、蓄電池の容量を 1～4kWh の組合せでシミュレーションを行った結果を図 3.3 に示す。なお、分析結果の解釈を容易にするために、11 年目以降の買取価格は 34 円/kWh の継続を仮定している。

太陽光発電の発電出力が大きいほど売電量が増加することにより回収年数が減少する。例えば蓄電池容量 2kWh の場合（表 3.3）を見ると、太陽電池発電出力が 2kW の場合は年間売電量と売電額はそれぞれ 2,050kWh、7 万円、4kW の場合は約 2 倍の 4,276kWh、15 万円となるが、買電量やガス消費量はほとんど変化がないことから差額の 8 万円がランニングコストの差となる。従来型システムとの比較で見ると、太陽電池発電出力が 2kW の場合は 7 万円、4kW の場合は約 2 倍の 15 万円のコストメリットがあるが、初期投資に係る費用は 1.3 倍（285 万円→385 万円）しか増額しないことから、回収年数は短縮されることになる。

一方、蓄電池の容量は小さくなるほど経済性が高くなる。例えば太陽光発電出力 4kW を例にとると（表 3.3）、蓄電池容量が 1kWh の場合は 3kWh の場合と比べて蓄電池の放電による太陽光発電量の押し上げ効果が少なく売電によるメリットが小さいが、充電のための燃料電池発電機会の減少により、買電力とバックアップボイラガス消費量は増加、燃料電池ガス消費量は減少し、ネットでのランニングコストが小さくなる。更に、蓄電池への設備投資額が小さいことからより経済性は高まる。

なお、蓄電池容量が 3kWh を超えると、燃料電池発電出力 0.7kW ではフル充電できずに、無駄な設備投資が増え経済性が悪化する。



(4 人世帯、熱需要＝給湯需要、11 年目以降の買取価格＝34 円/kWh)

図 3.3 太陽光発電出力及び蓄電池容量が経済性に与える影響

表 3.3 蓄電池容量別・太陽光発電出力別経済性比較

(4人世帯、熱需要=給湯需要、FC=0.7kW・90L)

		単位	蓄電池容量=2kWh					太陽光発電=4kW				
			太陽光発電出力					蓄電池容量				
			1kW	2kW	3kW	4kW	5kW	1kWh	2kWh	3kWh	4kWh	
分散型	エネルギー 収支	電力需要	kWh/年	7,845	7,845	7,845	7,845	7,845	7,845	7,845	7,845	7,845
		FC 発電量	kWh/年	5,920	5,920	5,920	5,920	5,920	5,537	5,920	6,072	6,072
		電池放電	kWh/年	729	729	729	729	729	347	729	874	830
		電池充電	kWh/年	729	729	729	729	729	365	729	874	874
		PV 発電量	kWh/年	1,125	2,249	3,374	4,499	5,624	4,499	4,499	4,499	4,499
		PV 自家消費量	kWh/年	139	199	216	223	228	405	223	184	184
		PV 売電量	kWh/年	986	2,050	3,158	4,276	5,395	4,094	4,276	4,315	4,315
		買電量	kWh/年	1,861	1,801	1,784	1,777	1,772	1,941	1,777	1,678	1,678
		熱需要(給湯)	kWh/年	3,524	3,524	3,524	3,524	3,524	3,524	3,524	3,524	3,524
		FC 排熱有効利用分	kWh/年	3,019	3,019	3,019	3,019	3,019	2,985	3,019	3,028	3,028
		BU 熱量	kWh/年	504	504	504	504	504	539	504	496	496
		FC ガス消費量	kWh/年	14,095	14,095	14,095	14,095	14,095	13,182	14,095	14,458	14,458
		BU ガス量	kWh/年	631	631	631	631	631	673	631	620	620
		ガス量	kWh/年	14,726	14,726	14,726	14,726	14,726	13,856	14,726	15,078	15,078
	ランニング コスト	売電	万円/年	-3.4	-7.0	-10.7	-14.5	-18.3	-13.9	-14.5	-14.7	-14.7
買電		万円/年	4.0	3.9	3.8	3.8	3.8	4.2	3.8	3.6	3.6	
ガス		万円/年	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4	17.3	18.4	18.8	18.8	
合計		万円/年	19.0	15.3	11.5	7.7	3.8	7.5	7.7	7.7	7.7	
システム価格		万円	280	325	370	415	460	355	385	415	445	
従来型	エネルギー 収支	買電量	kWh/年	7,845	7,845	7,845	7,845	7,845	7,845	7,845	7,845	
		ガス量	kWh/年	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	
	ランニング コスト	買電	万円/年	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	
		ガス	万円/年	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	
		合計	万円/年	22.3	22.3	22.3	22.3	22.3	22.3	22.3	22.3	
システム価格		万円	30	30	30	30	30	30.0	30.0	30.0	30.0	
比較	ランニングコストの差		万円/年	-3.3	-7.0	-10.8	-14.6	-18.4	-14.7	-14.6	-14.5	-14.5
	システム価格の差		万円	250	295	340	385	430	355	385	415	445
	単純投資回収年数(10円/kWh)(1)		年	252.66	117.69	81.74	64.70	54.69	52.20	64.70	74.60	81.78
	単純投資回収年数(21円/kWh)(1)		年	117.72	60.85	43.96	35.86	31.10	31.67	35.86	39.68	42.98
	単純投資回収年数(34円/kWh)(1)		年	76.67	42.09	31.45	26.33	23.32	24.08	26.33	28.57	30.63
	1次省エネ量(PV売電を含まない)		GJ/年	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.6	19.9	20.0	20.0
1次省エネ率(PV売電を含まない)		%	22%	22%	22%	22%	22%	21%	22%	22%	22%	

注(1): 11年目以降の買取価格

注: 電力量と比較するための便宜上、ガス消費量及び熱量も kWh 表示している。

注: ランニングコストのマイナス値は収入を意味する。

注: 分散型のシステム価格は燃料電池への補助金100万円を控除した額である。

注: 電力の1次換算値は9.76MJ/kWh

注: 1次省エネ量=(従来型の買電量1次換算値+ガス消費量)-(分散型の買電量1次換算値+太陽光自家消費1次換算値+ガス消費量)。1次省エネ率=1次省エネ量/従来型システムの1次エネルギー消費量

3.3 経済性改善に向けた提案

以上のシミュレーション結果に基づくと、同一システムを世帯員数の異なる世帯に導入した場合、買取価格がある程度高額であれば世帯員数間の経済性に大きな差が見られないものの4人～5人世帯の経済性が最も高くなる。また、4人世帯を対象とした分析では、蓄電池の容量が大きいほどランニングコストのメリットが小さくなり、更に設備費用が大きくなることから、現状では蓄電池を設置する経済的メリットは全くない。これは、蓄電池は発電設備ではなく電力供給時間帯をシフトさせるのみであり、しかも充放電ロスがあるためである。ただ、蓄電池を導入することによる太陽光発電量の押し上げ効果はある。

以下に、従来型システムと分散型システムのランニングコストの比較に基づく各システム要素の性能と経済性の関連性の分析を実施し、経済性改善に向けた提案を行う。

従来型システムと分散型システムのランニングコストの差は次式で表される（詳細は補論D参照）。従来型－分散型で表現しており、値が大きいほど分散型システムのメリットが高い。

ランニングコストの差

$$\underbrace{\left(P_{GS} \frac{s_{HR}}{\eta_B} \right) HD}_{\text{排熱活用メリット}} - \underbrace{\left(\frac{P_{GS}}{\eta_{FCP}} - P_{EL} + P_{EL} \beta (1 - \eta_C \eta_{DC}) \right) FCP}_{\text{FC 電力自給効果}} + \underbrace{((1-c)FIT + cP_{EL}) PVP}_{\text{PV 売電メリット}} \quad (1)$$

ここで、 HD ：熱需要、 η_B ：ボイラ効率、 P_{EL} ：電灯料金、 P_{GS} ：家庭用都市ガス料金、 PVP ：太陽光発電量、 c ：太陽光発電自家消費割合、 β ：燃料電池発電量の蓄電池経由割合、 η_C ：蓄電効率、 η_{DC} ：放電効率、 FCP ：燃料電池発電量、 η_{FCP} ：燃料電池発電効率、 s_{HR} ：排熱寄与率（熱需要に占める排熱の割合）、 FIT ：買取価格である。

式(1)の第1項は、排熱利用によるバックアップボイラ投入ガス量の削減に伴うコストメリットを表しており、 s_{HR} （熱需要に占める排熱の割合：排熱寄与率）が大きい程当然メリットは増える。第2項は、燃料電池で発電された電力の実質価格と買電価格の差及び蓄電池経由で供給される損失額を示しており絶対値が小さいほどメリットが大きくなる。第3項は太陽光発電による売電及び買電削減のメリットを表しており、自家消費割合 c が小さい（売電割合が大きい）ほどメリットが大きくなる。

都市ガス価格 (P_{GS}) は 12.5 円/kWh、家庭用電灯価格 (P_{EL}) は 21.4 円/kWh、燃料電池の発電効率 (η_{FCP}) は 42%、蓄電効率 (η_C) 及び放電効率 (η_{DC}) は 95% に設定している。燃料電池発電実質価格 (P_{GS}/η_{FCP}) は $12.5/42\% = 29.7$ 円/kWh となり電灯価格より割高であり、10% ($\cong 1 - 95\% \times 95\%$) の充放電ロスも併せて現状では第2項は必ずマイナスとなる。な

お、第1項と第3項は必ずプラスである。

蓄電池容量が大きい程、燃料電池の発電余地が増加することで燃料電池発電量 (FCP) も増加し (ただし、燃料電池の定格発電出力は固定してあるのである容量を超えると頭打ちする)、排熱寄与率 (s_{HR}) が増加する (第1項の増加)。しかし同時に、 FCP と蓄電池経由の電力の割合 (β) の増加によって第2項の絶対値を増加させる。一方、太陽光発電の押し上げ効果により売電量が増加し自家消費率 (c) が小さくなる (これも、ある容量を超えると頭打ちする) (第3項の増加)。

表 3.4 は蓄電池容量別の太陽光発電 4kW のランニングコストメリットの内訳である。蓄電池容量が増加するに従い、排熱活用メリット及び PV 売電メリットが増加するが、FC 電力自給のマイナス効果の方が大きく、合計でランニングコストのメリットは僅かではあるが減少していることがわかる。

表 3.4 ランニングコストメリットの内訳

(4人世帯、熱需要=給湯需要、PV=4kW、11年目以降の買取価格=34円/kWh、単位:万円/年)

	蓄電池容量	1kWh	2kWh	3kWh	4kWh
第1項	排熱活用メリット	4.66	4.71	4.73	4.73
第2項	FC 電力自給効果	-4.70	-5.10	-5.26	-5.26
第3項	PV 売電メリット	14.79	15.01	15.06	15.06
合計		14.75	14.62	14.53	14.53

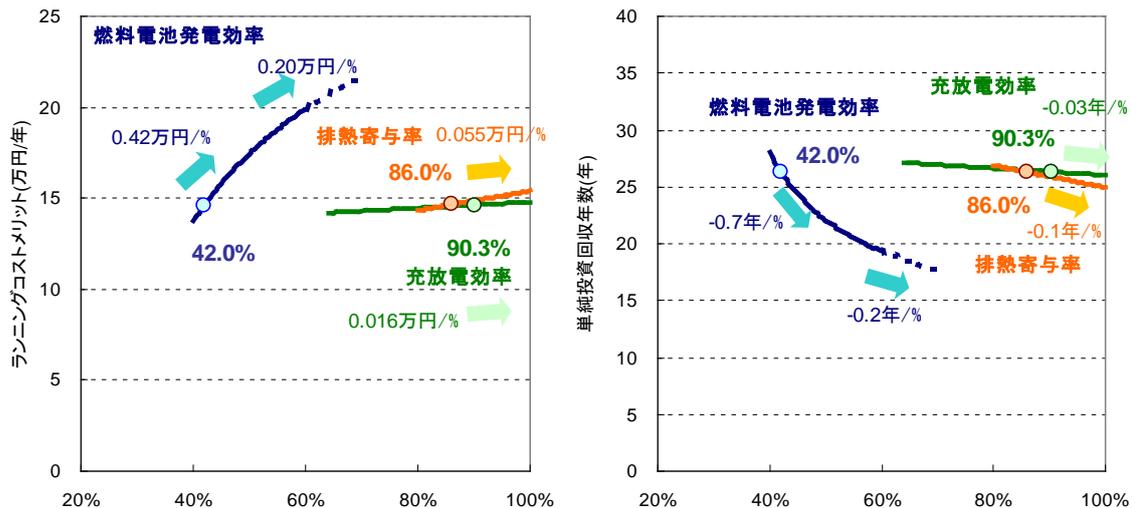
注:ランニングコストメリット=従来型システムのランニングコスト-分散型システムのランニングコスト

蓄電池の経済的メリットは全くないが、災害時における住宅のエネルギー安定供給の観点から導入を避けられない状況を想定すると、設備投資額の削減以外でシステム全体の経済性を向上させるためには、現システムの性能向上が必要となる。その場合、式 (8) の第1項と第3項の増加や、第2項の絶対値の減少が必要である。燃料電池発電出力、太陽光発電出力、蓄電容量を固定した場合、第3項は買取価格によって大きく左右される部分であり不確定要素が大きい (なお、本研究で想定している運転パターンでは既に自家消費率は10%以下 (表 3.3 の PV 自家消費量/PV 発電量) に抑制されている)。従って、考えられる要素は、第1項の排熱寄与率の向上、第2項の蓄電池の充放電効率の向上及び燃料電池の発電効率の向上である。

これら3つの改善策の効果の試算結果を図 3.4 に示す。蓄電池の充電効率・放電効率に関しては各々95%と想定しているが、合計で1%向上させてもランニングコストの削減は0.016万円/年のみで単純投資回収年数は0.03年しか短くならない。排熱寄与率に関しては、1%の向上でランニングコストは0.055万円/年削減され単純投資回収年数は0.1年の短縮となる。ただし、本研究では燃料電池は電主運転を想定していることから貯湯タンクへの蓄熱は成り行きであり、またタンク容量が90Lと小さく蓄熱量は常時大きく排熱寄与率が既に高い。従ってこれ以上の改善はタンク容量の拡大以外は厳しいと考えられる。一方、燃料電池発電効率の1%の向上によってランニングコストは0.4~0.2万円/年削減され、単純

投資回収年数は、0.7年～0.2年短縮される。

なお、20年間の使用を前提とすると、経済性改善のためには1%の効率向上に対して製品価格の上昇を、充放電効率は3,200円以内、排熱寄与率は11,000円以内に抑えなければならない。一方、燃料電池の発電効率に関しては1%の効率向上が6万円以内の価格上昇で実現されれば経済メリットが改善されることになる。



(4人世帯、熱需要=給湯需要、PV=4kW、蓄電池=2kWh、システム価格差=385万円)

図 3.4 各要素の効率改善率と経済性向上の関係

注:ランニングコストメリット=従来型システムのランニングコスト-分散型システムのランニングコスト
注:点は現状を示す。

4. まとめと今後の課題

シミュレーションモデルを構築し、燃料電池、太陽光発電、蓄電池から構成される家庭用分散型エネルギーシステムの経済性に関する分析を行った。一般にコージェネレーションシステムは、エネルギー消費量の大きい需要家ほど経済性が高くなる傾向があるが、シミュレーションによる分析結果に基づくと、分散型エネルギーシステムでは、太陽光発電余剰電力の買取価格がある程度の高さを保つ限りにおいては、太陽光発電の売電効果及び蓄電池による太陽光発電の押し上げ効果によって、このコージェネレーションシステムの特徴が薄れ、世帯員数に伴うエネルギー消費量の差が経済性に与える影響は緩和される。ただし、最も高い経済性が得られる世帯員数は4～5名である。

また、現状の設備費用を前提とすると蓄電池を導入する経済的メリットは全く得られない。経済性の向上には初期費用の低減が最も効果的であるが、システム構成要素の性能向上で対応する場合に考えられる排熱寄与率の向上、蓄電池充放電効率の向上、燃料電池発電効率の向上のうち前者の2つは余り効果がなく、燃料電池の発電効率の向上が最も効果

的である。ただし、燃料電池の発電効率の向上は、排熱回収効率の低下を招くことからバランスが重要である。

本研究では、分散型エネルギーシステムの運転方法を電主熱従パターンに基づく 1 通りのみ設定し分析を実施したが、熱主パターンの場合、時間帯別料金制度が適用された場合などには異なる運転方法が考えられる。システム構成要素の組合せも経済性に影響を与えると考えられることから、様々なシステム構成・運転パターンでの経済性の分析が今後の課題である。また、省エネ性、CO₂ 削減、ピークカット効果に関しては別の場で詳細な分析を行う予定である。

参考文献

- [1] 柴田,他;フィールドテストに基づく家庭用ガスエンジンコージェネレーションシステムの省エネ性評価, 第 23 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集, (2007), 129-132.
- [2] 山岸ら;世帯のエネルギー需要特性を考慮した住宅用コージェネレーションシステムの運用手法に関する研究 (2), 第 24 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集,(2008), 231-234.
- [3]森田ら;家庭用燃料電池・太陽電池ダブル発電システムの世帯および系統に対する導入効果, 第 25 回エネルギーシステム・経済コンファレンス講演論文集, (2009), 20-1, 323-326.
- [4]濱田ら;家庭用熱電併給システムの稼働特性と性能評価に関する研究 -第 1 報- フィールド実測の概要と測定経過, 第 27 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンスプログラム講演論文集,(2011), 95-98.
- [5]池田ら;実測データに基づく 1kW 級 PEFC システムの特性分析, 第 28 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンスプログラム講演論文集, (2012), 251-254.
- [6]涌井ら;家庭用コージェネレーションシステムの最適機器構成計画,第 28 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンスプログラム講演論文集, (2012), 259-232.
- [7]涌井ら;燃料電池コージェネレーションと太陽光発電を用いた 家庭用ハイブリッドエネルギーシステムの省エネルギー性分析 (太陽電池逆流不可の場合の蓄電池の併設効果), 第 27 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンスプログラム講演論文集,(2011), 37-40.
- [8] Tsurusaki, et.al, “The effect of installation of next-generation home energy systems in Japan”, ECEEE 2011 SUMMER STUDY, 1503-1511
- [9]「太陽光発電システム等の普及動向に関する調査」平成 23 年度 2 月、経済産業省資源エネルギー庁
- [10]大阪ガス HP (http://www.osakagas.co.jp/company/press/pr_2012/1196121_5712.html)

補論

A. 世帯員数別ロードカーブ

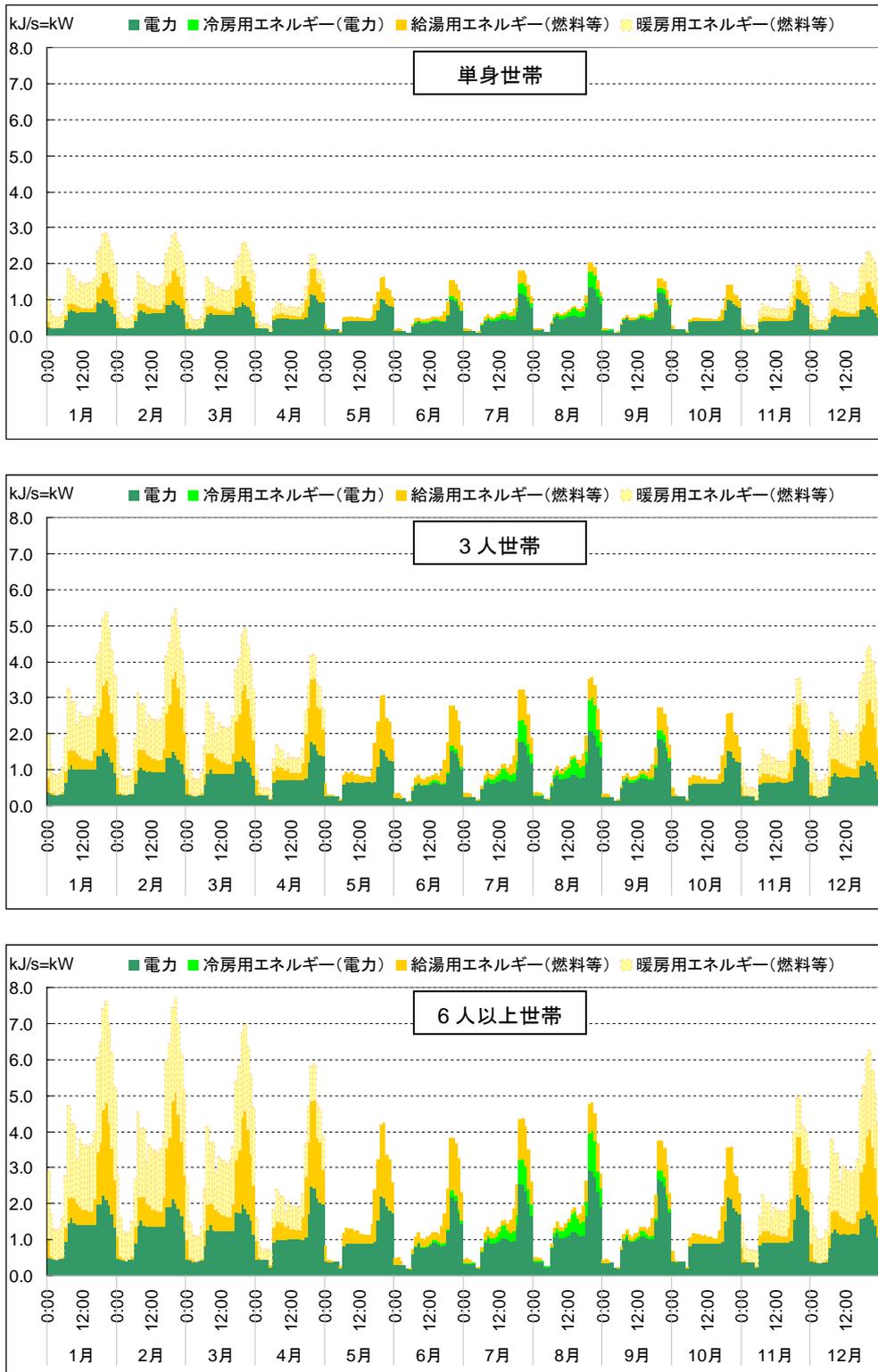


図 A.1 世帯員数別・月別・時間帯別エネルギー消費量（戸建住宅）

B. シミュレーションロジック

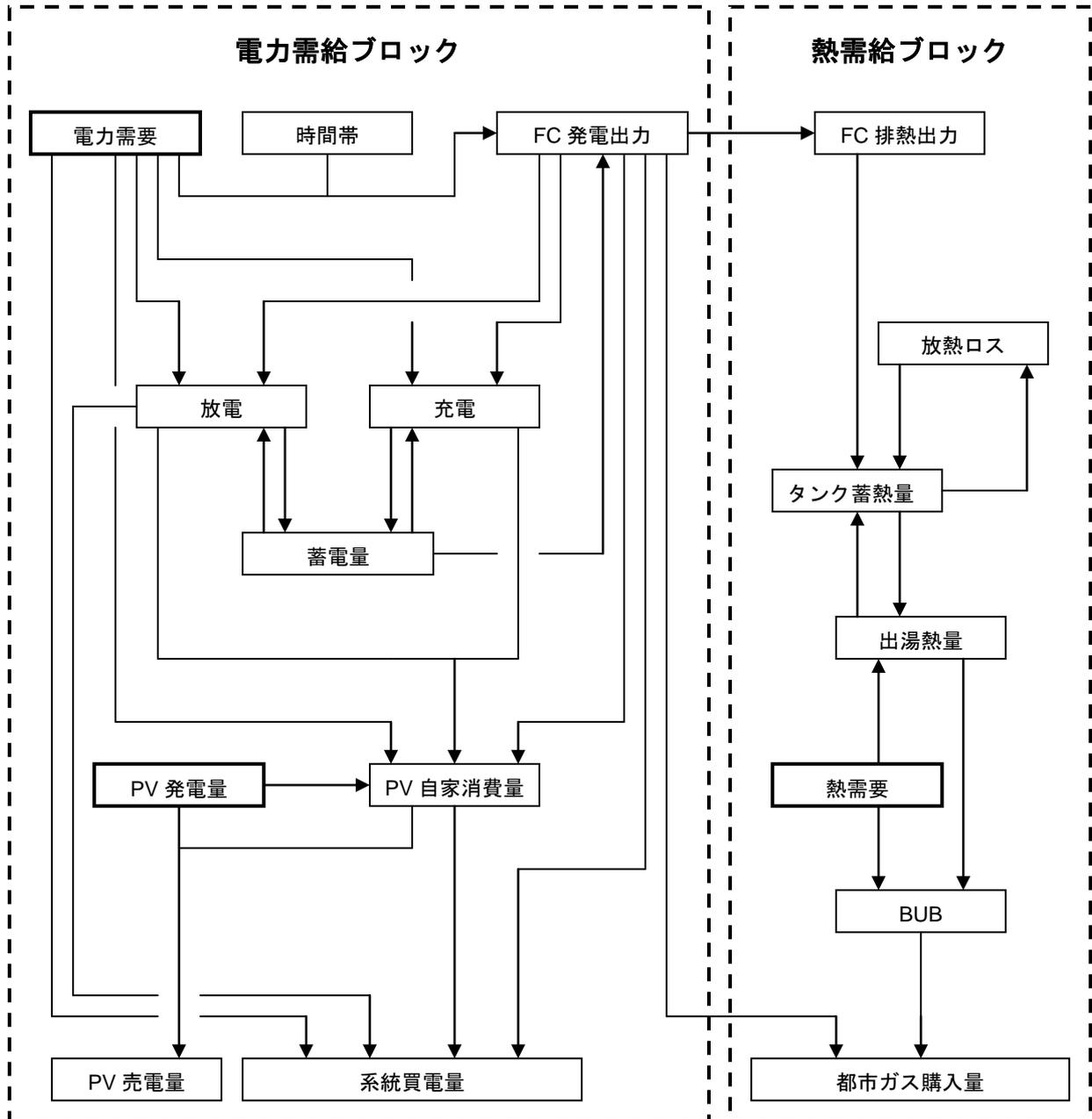


図 B.1 システム運転パターンの構造

本来は 1 年間の 8760 時間で計算することが望ましいが、計算負荷を軽減させるために、各月の毎日は同じ負荷カーブであることからシステム運転パターンも毎日同じとし各月 1 回のみのシミュレーションを行う。その場合、毎時ステップで計算されることから、蓄エネルギー機器である貯湯タンク及び蓄電池の各々の蓄エネルギー量の毎月の初期値 (0:00)

をどう与えるかでシミュレーション結果は異なる。したがって、それぞれの各月の当日の 0:00 における貯湯タンク残湯量、電池残量が翌日の 0:00 の値と一致するように収束計算を行い初期値を求める。ただし、1年後の残湯量、電池残量が1年前の 0:00 と一致するという保証はないが、これは現実的に起こることであり問題はない。

貯湯タンクに関しては、本来はタンクの表面積や断熱材の熱伝達係数を設定し、タンク内部の温度計算を行い、以下の式 (A) に基づき放熱損失を計算しなければならないが、本研究では単純化のために、タンク内部の温度とは無関係にある一定の割合の熱量が放熱として損失するものと仮定している (式 (B-1)、(B-2) 参照)。

$$Mc_p \frac{dTR(t)}{dt} = -UA(TR(t) - TA(t)) + HR(t) - PH(t) \quad (A)$$

ここで、 M : タンク内部の水の重量 (kg)、 c_p : 水の比熱 (4.18605kJ/kg/°C)、 U : タンク熱伝達係数 (W/m²/°C)、 A : タンク表面積 (m²)、 TR : タンク内部温度 (°C)、 TA : 外気温 (°C)、 HR : 排熱供給量 (kJ/s)、 PH : 出湯熱量 (kJ/s) である。

$$\frac{dTST(t)}{dt} = -HL(t) + HR(t) - PH(t) \quad (B-1)$$

$$HL(t) = aTST(t) \quad (B-2)$$

ここで、 TST : タンク内部の熱量、 HL : 放熱損失量、 a : 放熱割合 (10%を仮定) である。

また、本来はタンク内部の温度¹によって出湯温度を計算し、給湯温度に足りない場合にバックアップボイラを稼働させるが、本研究ではバックアップボイラ稼働の条件にタンクの熱量を用いることで単純化している。

¹ 厳密には、タンク内部は成層型を想定して垂直方向にメッシュを区切り、各メッシュ間及び外気との熱の授受を考慮して各メッシュの温度を計算する必要がある。最上部の温度が出湯温度となる。

<エネルギー収支>

ED : 電力需要、 FCP : 燃料電池発電量、 DC : 放電量、 C : 充電量、 PVP : 太陽光発電量、 PVC : 太陽光発電自家消費量、 PVS : 太陽光発電売電量、 EG : 買電量、 BAT : 蓄電量、 η_C : 蓄電効率、 η_{DC} : 放電効率、 HD : 熱需要、 TST : タンク内部熱量、 HR : 排熱供給量、 PH : 出湯熱量、 HL : 放熱損失、 GFC : 燃料電池投入ガス量、 GBU : バックアップボイラ投入ガス量、 η_{FCP} : 燃料電池発電効率、 η_{FCH} : 燃料電池排熱回収効率、 η_B : バックアップボイラ効率

[電力需給]

○ 太陽光発電時間帯

$$\cdot \text{If } ED(t) - (FCP(t) + DC(t) - C(t)) \leq PVP(t)$$

Then $EG(t) = 0$, $PVC(t) = ED(t) - (FCP(t) + DC(t) - C(t))$, $PVS(t) = PVP(t) - PVC(t)$

$$\cdot \text{If } ED(t) - (FCP(t) + DC(t) - C(t)) > PVP(t)$$

Then $PVC(t) = PVP(t)$, $PVS(t) = 0$, $EG(t) = ED(t) - (FCP(t) + DC(t) - C(t)) - PVC(t)$

○ 太陽光非発電時間帯

$$\cdot \text{If } ED(t) > FCP(t) + DC(t) - C(t) \text{ Then } EG(t) = ED(t) - FCP(t) + DC(t) - C(t)$$

$$\cdot \text{If } ED(t) \leq FCP(t) + DC(t) - C(t) \text{ Then } EG(t) = 0$$

[FC 発電], [充電], [放電]

$$\cdot \text{If } FCP(t) \leq ED(t) \text{ Then } FCP(t) = FCP_{MAX}, C(t) = 0$$

$$\cdot \text{If } FCP(t) > ED(t) \text{ and } BAT(t-1) + \eta_C(FCP(t) - ED(t)) \leq BAT_{MAX}$$

Then $FCP(t) = FCP_{MAX}$, $C(t) = \eta_C(FCP(t) - ED(t))$

$$\cdot \text{If } FCP(t) > ED(t) \text{ and } BAT(t-1) + \eta_C(FCP(t) - ED(t)) > BAT_{MAX}$$

Then $FCP(t) = (BAT_{MAX} - BAT(t-1)) / \eta_C + ED(t)$, $C(t) = \eta_C(FCP(t) - ED(t))$

$$\cdot \text{If } \eta_{DC}BAT(t-1) > ED(t) - FCP(t) > 0 \text{ Then } DC(t) = ED(t) - FCP(t)$$

$$\cdot \text{If } ED(t) - FCP(t) > \eta_{DC}BAT(t-1) > 0 \text{ Then } DC(t) = \eta_{DC}BAT(t-1)$$

$$\cdot BAT(t) = BAT(t-1) + C(t) - DC(t) / \eta_{DC}$$

$$\cdot GFC FCP / \eta_{FCP}$$

[貯湯タンク], [排熱], [熱需要], [バックアップボイラ]

$$\cdot TST(t) = TST(t-1) + HR(t) - PH(t) - HL(t)$$

注: $HL(t)$ は蓄熱量の10%が毎時損失されるものと仮定する。

$$\cdot \text{If } TST(t-1) + HR(t) - PH(t) - HL(t) > TST_{MAX} \text{ Then } TST(t) = TST_{MAX}$$

$$\cdot \text{If } TST(t-1) + HR(t) - PH(t) - HL(t) \leq TST_{MAX} \text{ Then } HR(t) = FCP(t) \eta_{FCH} / \eta_{FCP}$$

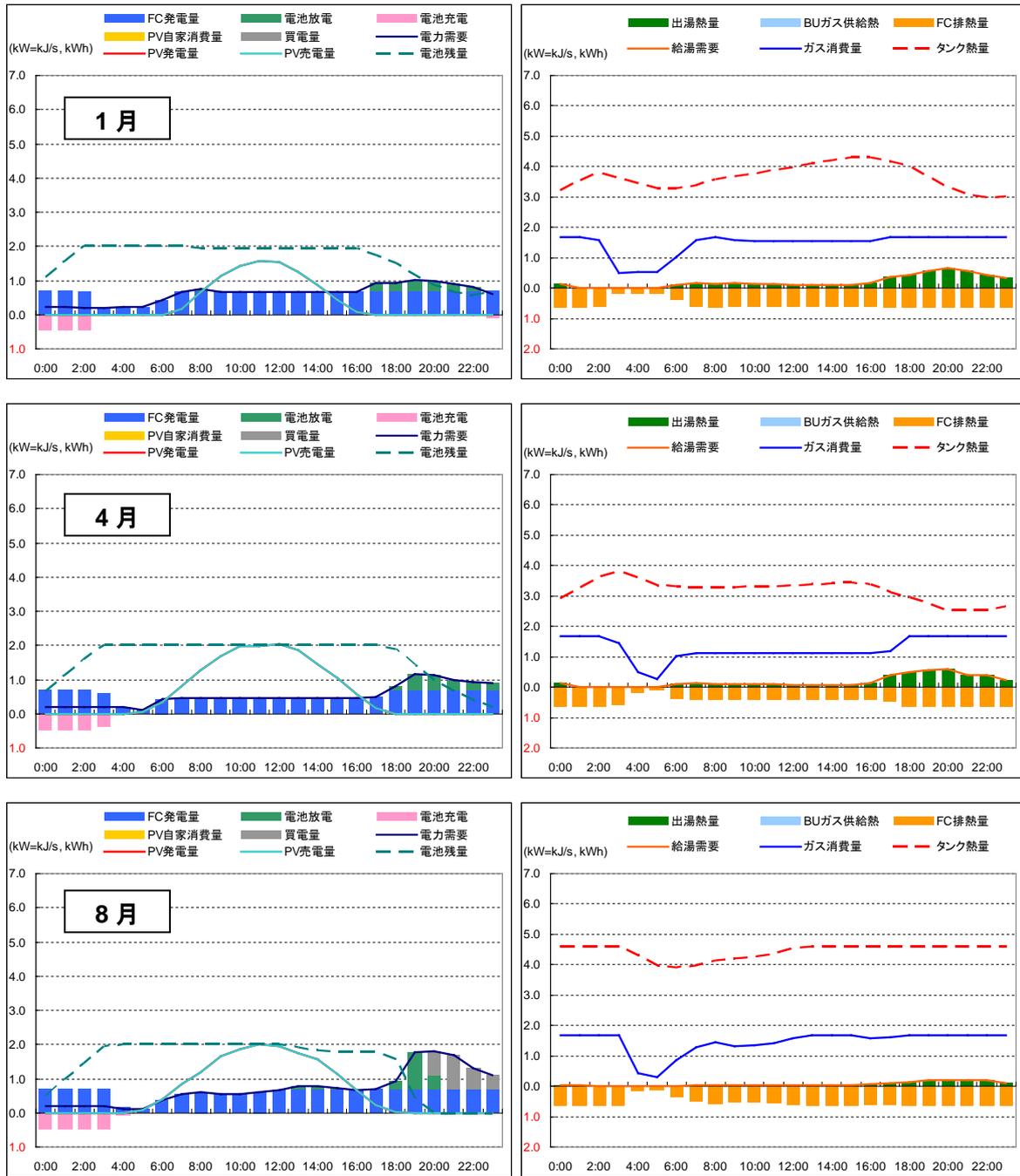
$$\cdot \text{If } TST(t-1) > HD(t) \text{ Then } PH(t) = HD(t)$$

$$\cdot \text{If } TST(t-1) \leq HD(t) \text{ Then } PH(t) = TST(t-1)$$

$$\cdot GBU(t) = (HD(t) - PH(t)) / \eta_B$$

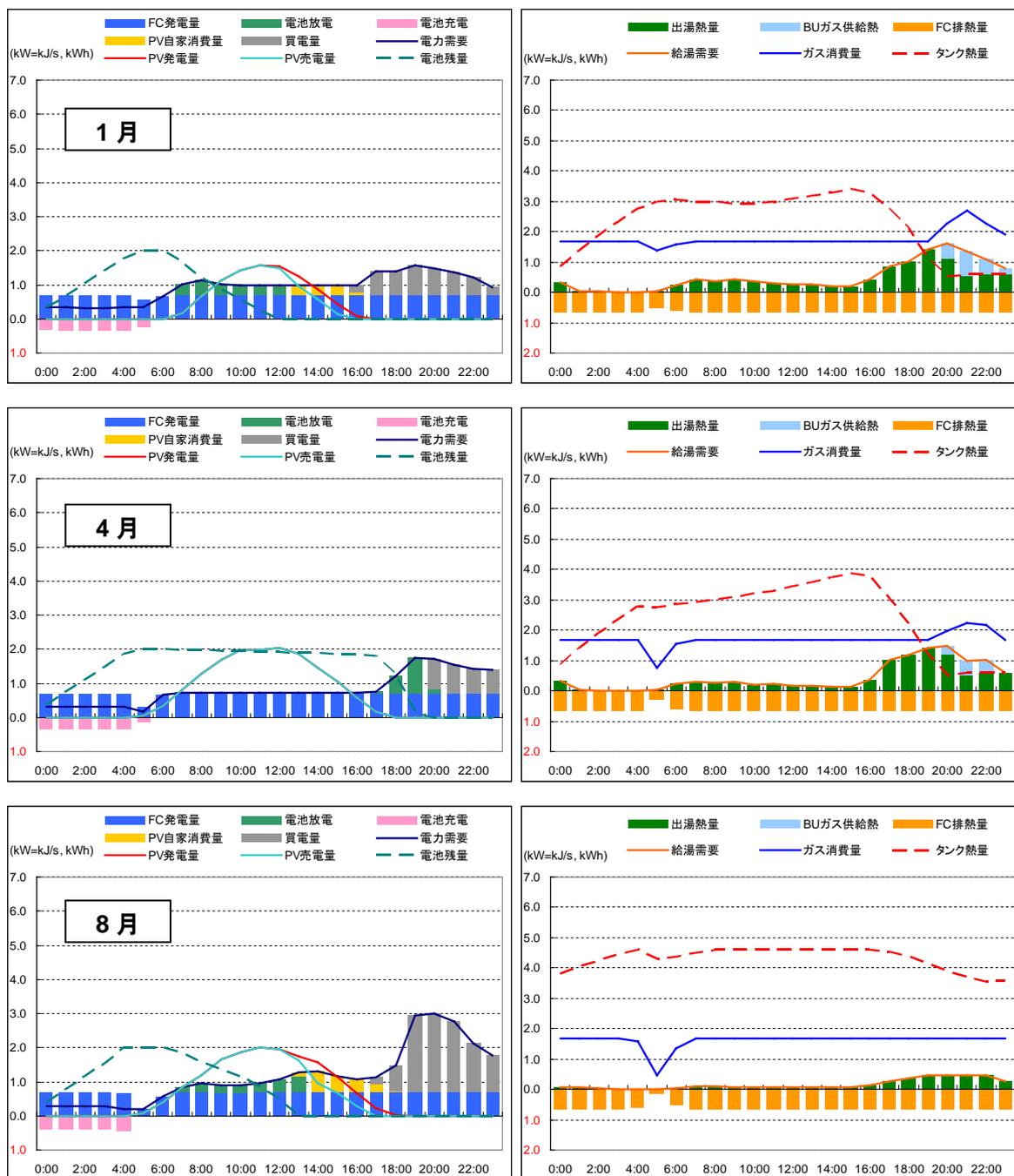
図 B.2 シミュレーションロジック

C. シミュレーション結果 (時間帯別・月別)



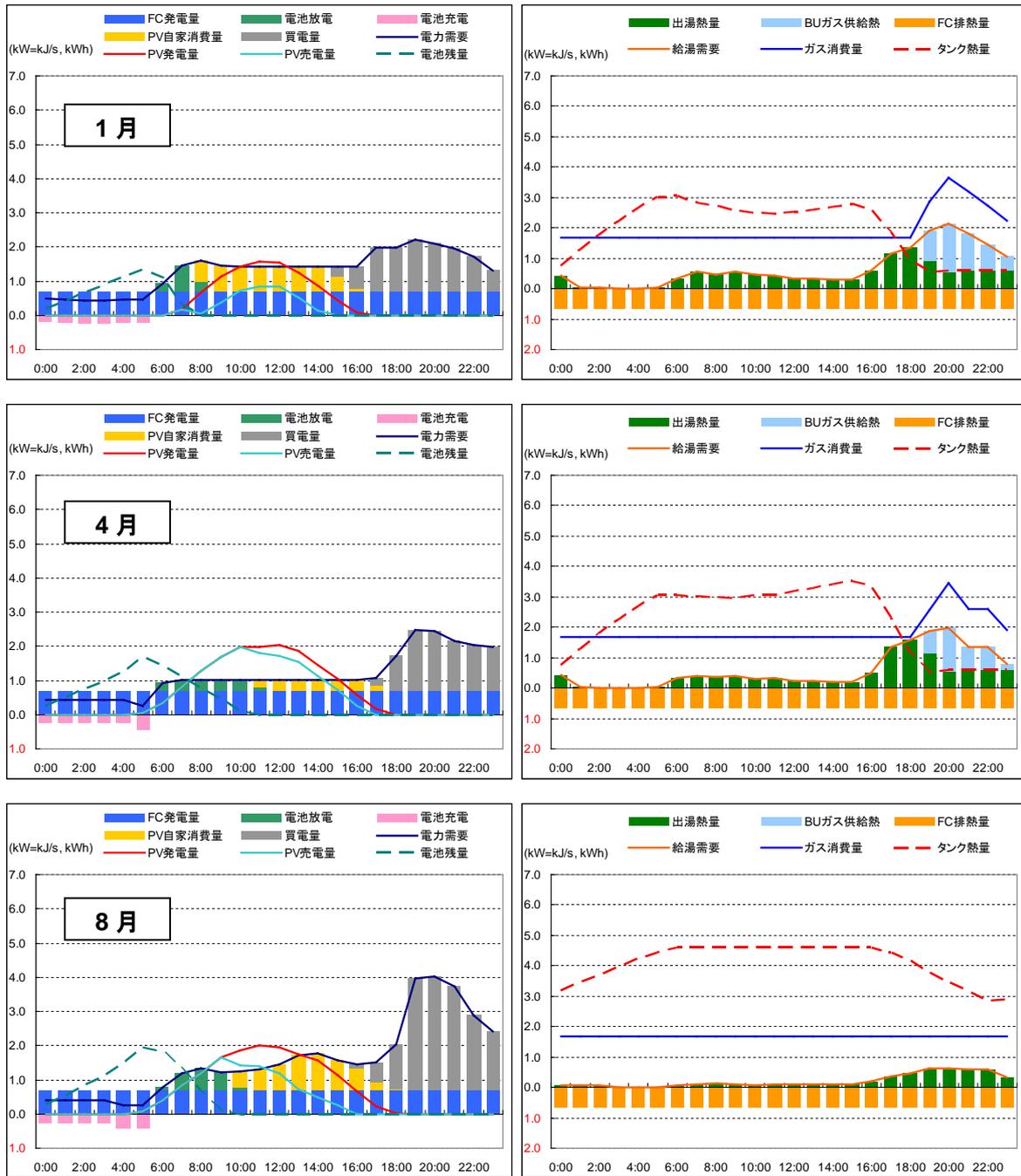
(FC=0.7kW・90L、PV=4kW、蓄電池=2kWh)

図 C.1 シミュレーション結果 (単身世帯、熱需要=給湯需要)



(FC=0.7kW・90L、PV=4kW、蓄電池=2kWh)

図 C.2 シミュレーション結果 (3人世帯、熱需要=給湯需要)



(FC=0.7kW・90L、PV=4kW、蓄電池=2kWh)

図 C.3 シミュレーション結果 (6人以上世帯、熱需要=給湯需要)

D. ランニングコストの比較

従来型システムの電力消費量、都市ガス消費量、ランニングコストは以下の式で表される。

[従来型]

$$\text{電力消費量, 都市ガス消費量 } ED, \frac{HD}{\eta_B} \quad (1)$$

$$\text{ランニングコスト } ED \times P_{EL} + \frac{HD}{\eta_B} \times P_{GS} \quad (2)$$

ここで、 ED ：電力需要、 HD ：熱需要、 η_B ：ボイラ効率、 P_{EL} ：電灯料金、 P_{GS} ：家庭用都市ガス料金である。一方、分散型システムは以下のように表される。

[分散型]

$$\text{買電量 } EG = ED - PVP \times c - [(1 - \beta) \times FCP + \beta \times FCP \times \eta_C \times \eta_{DC}] \quad (3)$$

$$\text{燃料電池ガス消費量 } GFC = \frac{FCP}{\eta_{FCP}} \quad (4)$$

$$\text{バックアップボイラガス消費量 } GBU = \frac{(1 - s_{HR}) \times HD}{\eta_B} \quad (5)$$

$$\text{太陽光発電売電量 } PVS = PVP \times (1 - c) \quad (6)$$

$$\text{ランニングコスト } EG \times P_{EL} + (GFC + GBU) \times P_{GS} - PVS \times FIT \quad (7)$$

ここで、 EG ：買電量、 PVP ：太陽光発電量、 c ：太陽光発電自家消費割合、 β ：燃料電池発電量の蓄電池経由割合、 η_C ：蓄電効率、 η_{DC} ：放電効率、 FCP ：燃料電池発電量、 η_{FCP} ：燃料電池発電効率、 s_{HR} ：排熱寄与率（熱需要に占める排熱の割合）、 FIT ：買取価格である。

以上より、従来型システムと分散型システムのランニングコストの差は次式で表される（従来型－分散型で表現しており、値が大きいほど分散型システムのメリットが高い）。

ランニングコストの差

$$\underbrace{\left(P_{GS} \frac{s_{HR}}{\eta_B} \right) HD}_{\text{排熱活用メリット}} - \underbrace{\left(\frac{P_{GS}}{\eta_{FCP}} - P_{EL} + P_{EL} \beta (1 - \eta_C \eta_{DC}) \right) FCP}_{\text{FC 電力自給効果}} + \underbrace{((1 - c) FIT + c P_{EL}) PVP}_{\text{PV 売電メリット}} \quad (8)$$