



バランスさせているので蓄電池に求められる機能は蓄電池の容量になる。近年蓄電池の性能が著しく向上したため、

- 自然放電
- 充放電特性に対する容量低下
- 繰り返し充放電に対する経年容量低下
- 周囲温度に対する容量低下

などを考慮する必要がなくなっている。またDHCにおいては1C放電よりもかなり低い放電容量で使用されるので放電特性による容量低下および、蓄電池は通常電気室内に設置されるため、温度の影響は無視できる。したがって、図2.2が示す特性に基づき、これらのパラメータについては考慮していない。これらの仕様を満たす蓄電池としては、リチウムイオン電池やニッケル水素電池、NAS電池などが適用できる。

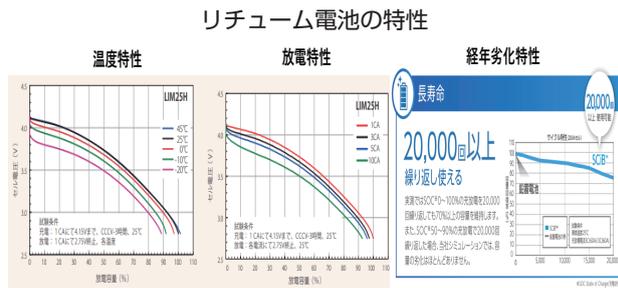


図2.2 蓄電池の特性

蓄電池モデルは、図2.3の蓄電池容量とDC・AC変換効率を設定すれば良い。No2は、蓄電池が増設された時に設定する。

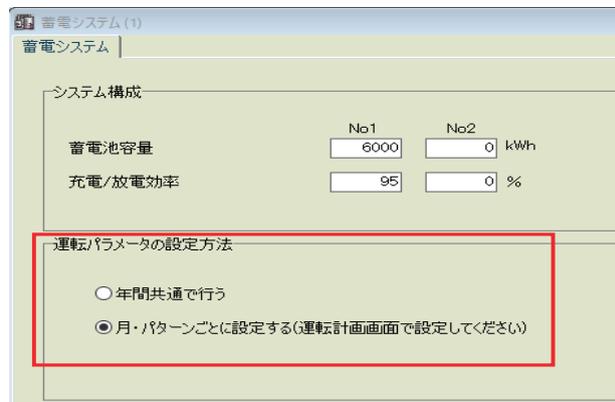


図2.3 蓄電池モデル

### (3) 蓄電池システムの運用

蓄電システムの運用方法は次の2つとなる。

- ①ピークカット運転
- ②スケジュール放電

ピークカット運転は契約電力値を超える時に放電し契約電力以下に抑える運用である。

スケジュール放電は設定された時刻に、設定された放電を行う運用である。

スケジュール（時刻と放電量）の設定の仕方によって、

- ピーク時間帯に買電量を抑制するピークシフト運転
- 余剰太陽光発電電力を朝・夕の時間帯に利用
- VPP（仮想発電所）のエネルギーリソースとして逆潮流を発生させる運転（逆潮アグリ）
- 非常用電力としての対応能力の検討

などを行うことができる。

運用に関する設定は次の2通りの方法がある。

(図2.3参照)。

- 年間を通して同じ設定を適用する。
- 月、パターンごとに変えて設定する。

## 2.3 燃料電池

### (1) 燃料電池モデル

燃料ガスと純水素の2ケースに対応できるモデルフロー図を図2.4に示す。

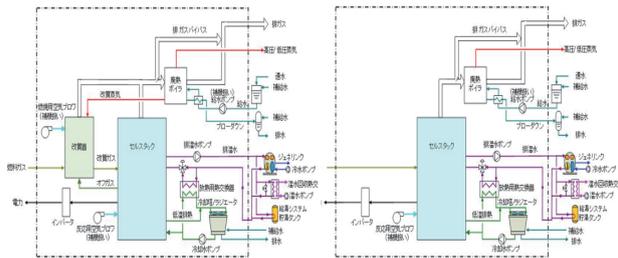


図2.4 燃料電池モデルフロー

### (2) 運転計画

燃料電池は年間を通して連続のベース運転となり、負荷率を変えて運転できるので時間帯別に負荷率（30%～100%）を設定して運用する。

屋上の優先順位の指定						
時間帯	0 時～	19 時	発電系統の運転方法			発電制御運転
高圧ボイラ						
低圧ボイラ	低圧ボイラ1					
発電系統	蓄電システム					
燃料電池一定出力運転						
運転する燃料電池	燃料電池1					
発電出力%	80					

図2.5 燃料電池の運転計画

### 3. 2030年度へのDHCのCO<sub>2</sub>削減対応策について検討

都心のDHCはオンサイトで再生可能エネルギー（太陽光発電）を大量に導入してCO<sub>2</sub>の大幅削減はできない。そこで、遠隔地に大規模の太陽光発電施設を自社（共同）で開発・運用して、自己託送し、且つ電力の平準化により太陽光発電を有効に活用することでCO<sub>2</sub>をどこまで削減することができるかを標準的な電力・ガス方式のDHCモデルで検証し、シミュレーションの結果を紹介する。

#### 3.1 標準的なDHCモデルの想定

##### (1) 熱供給のタイプの選定

DHCモデルとして電力・ガス方式で冷房に冷水、暖房にスチームを供給するタイプを想定した。

##### (2) 熱電供給対象地域の規模と負荷の作成

- 4棟の大規模事務所ビル（総延べ床面積175,000m<sup>2</sup>）に冷水、蒸気を供給する。
- DHC会社の自社ビル（10,000m<sup>2</sup>）の地下にDHCを設置し、電力、冷水、蒸気、給湯を自社ビルに供給する。

上記のDHC負荷を当社の電力・熱負荷作成プログラムEstel21により、熱負荷プログラムL21を作成する。

##### (3) DHCモデルの作成

電力、ガスのベストミックス型DHCとして図3.1のシステムAを想定

##### (4) 機器構成

ガスエンジンコージェネ：370kW 1基  
貫流ボイラ実際蒸発量：1.77t/h 7基  
蒸気ジェネリンク：735kW 1基

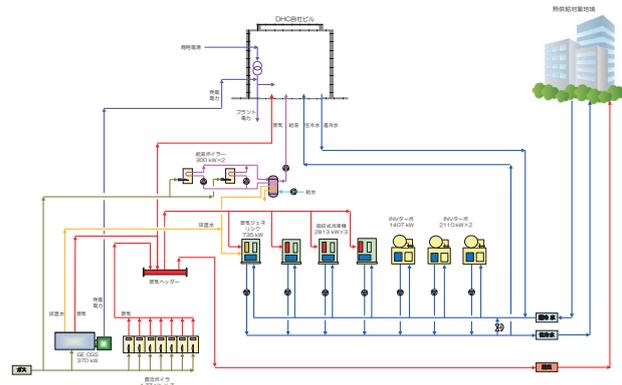


図3.1 地域冷暖房モデル

- インバーターターボ1：2110kW 2基
- インバーターターボ2：1407kW 1基
- 吸収式冷凍機：2813kW 3基
- 給湯ボイラ：300kW 2基

CGSの電気は、DHC設備およびDHCの自社ビルに供給し、原則CGSの運転は、DSS（8時～19時）とした。熱供給は、冷水と蒸気供給であり、給湯はDHC会社の自社ビルのみにも供給することとした。CGS排熱は給湯とジェネリンクで利用し、給湯での熱回収を優先とし最大利用した。

#### 3.2 現状モデルのシミュレーション結果

図3.2に示すように電力・ガスのベストミックス型DHCである。

冷熱66%で温熱が34%であり、温熱供給の内、蒸気供給が30%占めていることが特徴である。

電力の一次エネルギー換算値は、省エネ法の8,64MJ/kWhを採用

東京電力の2013年度の調整後のCO<sub>2</sub>排出係数[0.521kg-CO<sub>2</sub>/kWh]と2022年度のCO<sub>2</sub>排出係数[0.376kg-CO<sub>2</sub>/kWh]でCO<sub>2</sub>排出量を比較

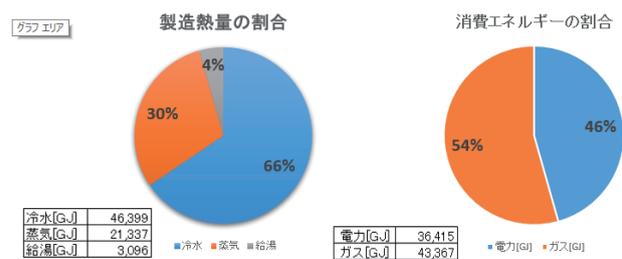


図3.2 製造および消費エネルギーの割合

すると、ガスの排出係数 [2.24kg-CO<sub>2</sub>/Nm<sup>3</sup>] は変わらないので例えば仮にシステムに変化がないと仮定すると電力のCO<sub>2</sub>排出係数による14.1%のCO<sub>2</sub>の削減量に留まってしまうことになる。この期間に機器のインバータ化等のリニューアル等が行われ実際はもっと大きな数値となるが、図3.3に示す2030年度までに2013年度比46%～50%のCO<sub>2</sub>削減する国の命題を実現するには、今までとは次元の異なる対策をこれから実施しなければ達成することはできない。

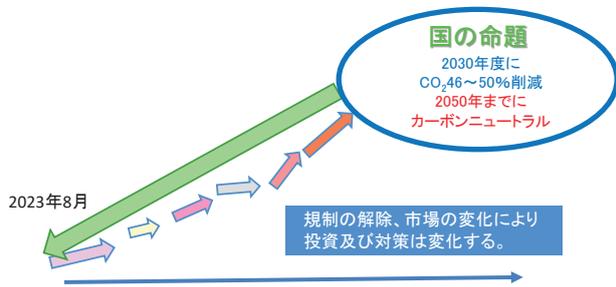


図3.3 国の命題

### 3.3 2030年度に対応するシステム

電力・熱負荷およびシステム構成は現状のシステムとし、2030年度に46%から50%のCO<sub>2</sub>削減を既存の技術をもって実現できるかどうかについて検討する。

大型太陽光発電と太陽光発電を有効に利用する蓄電池システムの導入および水素燃料の燃料電池を追加してシミュレーションを実施する。

#### (1) 追加機器の仕様

##### ①自己託送用の大型太陽光発電

千葉県の茂原地区（仮定）に自己託送用大型太陽光発電設備を建設

太陽光発電ユニット1：25kW×50基 1ユニット  
（方位0度（南）傾斜角25度）

太陽光発電ユニット2：25kW×80基 1ユニット  
（方位10度（南西10度）傾斜角25度）

各月平均日射量データを採用、

##### ②太陽光発電を有効利用する蓄電池システム

蓄電池容量：6,000kWh 充電 / 放電効率：95%

##### ③水素対応燃料電池

富士電機の定格105kW高温水回収型燃料電池

(2) 2030年度対策システムBを図3.4に示す。

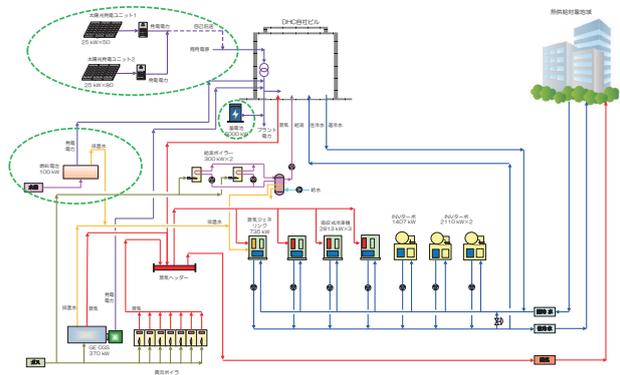


図3.4 2030年対策モデル

#### (3) 機器の運転方法について

次を条件として運転パターンを設定する。

①契約電力は現在の1,360kWを維持する。

②スポット市場の約定価格を考慮して、電力負荷の朝の立上り時間帯、電力の夕方の立下り時間帯にスケジュール放電を行う。

③CGSは、契約電力を維持する必要がある時間帯以外は、太陽光発電を最優先で利用するので停止する。

④インバーターターボ冷凍機3基を最優先で運転する。

⑤燃料電池の運転は、平日昼間負荷率（80%）、平日夜間負荷率（50%）で運転  
休日は、昼間および夜間共に負荷率50%で運転し、回収高温水を給湯に利用する。

#### (4) 2030年度対策システムBのシミュレーション結果

消費エネルギーは、図3.5に示すように買電電力が大幅に削減される。

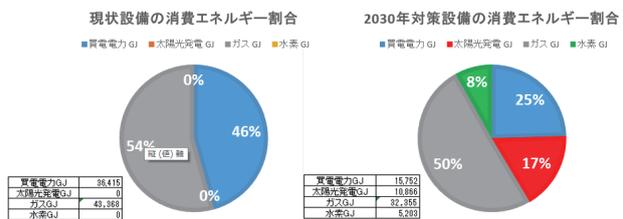


図3.5 消費エネルギー比較

時間帯別電力バランスで、太陽光発電と蓄電池の利用状況を4月の平日・休日のグラフで表示する。

平日の太陽光発電と蓄電池のバランスを図3.6に表示する。

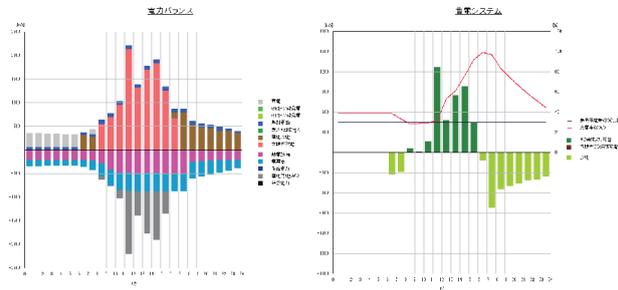


図3.6 4月平日電力・蓄電池バランス

余剰の太陽光発電が蓄電池に充電され、卸電力取引所（JEPEXのエリアプライス）の動向に従って電力単価の高い朝の6時～7時と夕方の16時～24時に放電を行い昼間の余剰太陽光発電を100%利用し、今後、導入が予定されている電力市場価格を考慮した放電によりランニングコストの低減を実現している。蓄電池は非常用電力として最低蓄電容量（SOC\_LL）の30%を維持して充放電され蓄電池容量を適切に利用している。

休日の電力・蓄電池バランスを図3.7に表示する。

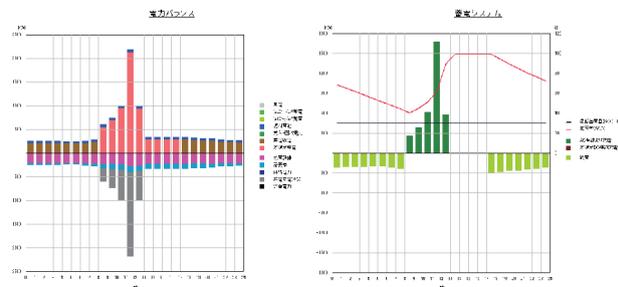


図3.7 4月休日電力・蓄電池バランス

休日の電力負荷は小さいので、買電電力が0となる放電を実施しても8時から13時の余剰太陽光発電量だけで対応している。

そこで太陽光発電の有効発電量（発電能力）と制限後発電量（利用された発電量）グラフを図3.9に示す。

有効発電量の日合計11,120.0 [kWh] に対し、制限後発電量の日合計は6,385.1 [kWh] であり太陽光発電利用率は57.4%である。Enepro21 Regularは、1日でエネルギーバランス完結させて

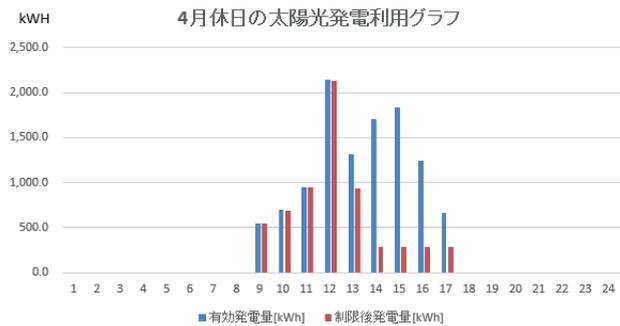


図3.8 休日の太陽光発電利用グラフ

いるので蓄電池に余裕があっても余剰太陽光発電を蓄電していない。蓄電池に貯めて次の日の電力負荷に応じてスケジュール放電すれば更に利用効率は向上する。月別の有効太陽光発電と制限後発電量との関係を図3.9に示す。

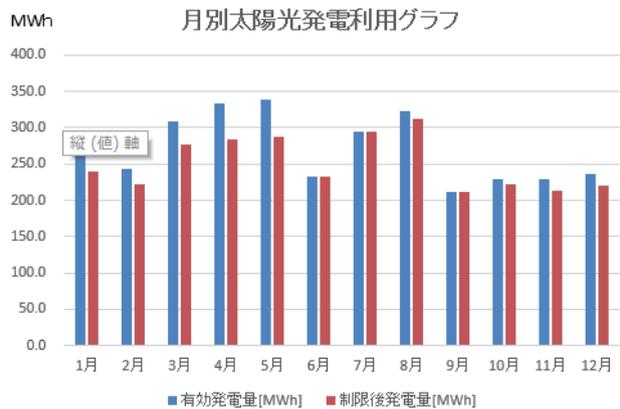


図3.9 年間月別太陽光発電の利用グラフ

電力負荷の高い夏季は、太陽光発電をほぼ100%利用しているが、太陽光発電量の多くなる3月4月5月においては、利用率は低下している。

年間の有効発電量は3,242.7 [MWh]、制限後発電量は3,018.2 [MWh] で、年間太陽光発電の利用率は93.1%となり、適切な太陽光発電容量の設定といえる。また、余剰太陽光発電量の多い4月の平日蓄電池バランスグラフからも蓄電池の容量も適切といえる。

### (5) 2030年度のCO<sub>2</sub>削減目標の評価

現状の「システムA」と2030年度対策「システムB」の年間消費エネルギーは表3.1となる。

電力・ガスのCO<sub>2</sub>排出係数を表3.2に示す。

2030年度の電力のCO<sub>2</sub>排出係数を2022年度の80%と仮定すると2013年度からのCO<sub>2</sub>排出係

表3.1 消費エネルギー

		システムA	システムB
買電電力	MWh	4,215	1,823
太陽光発電	MWh	0	3,018
ガス	kNm3	964	719
水素	kNm3	0	407

表3.2 CO<sub>2</sub>年度別排出係数

	単位	2013年度	2022年度	2030年度
東電のCO <sub>2</sub> 調整後排出係数	kg-CO <sub>2</sub> /kWh	0.521	0.376	0.3008
ガスCO <sub>2</sub> 排出係数	kg-CO <sub>2</sub> /Nm <sup>3</sup>	2.23	2.23	2.23

数の削減率は42.2%になる。ガスのCO<sub>2</sub>排出係数は変わらないと想定

上記の条件でCO<sub>2</sub>削減について比較する。

(1)「システムA」に2013年度のCO<sub>2</sub>排出係数を適用し、「システムB」に2022年度の排出係数および2030年度の想定排出係数を適用して比較した結果を表3.3に示す。

表3.3 年度別CO<sub>2</sub>排出量

	単位	システムA	システムB	システムB
		2013年度	2022年度	2030年度
買電電力	t-CO <sub>2</sub>	2,196	686	548
ガス	t-CO <sub>2</sub>	2,149	1,603	1,603

図3.10のCO<sub>2</sub>排出量年度別から2030年度対応システムBの対策を実施すれば、2030年度に2013年度のCO<sub>2</sub>排出量の46%~50%削減する国の命題を現在の技術で達成することは充分可能であるとの結論になる。

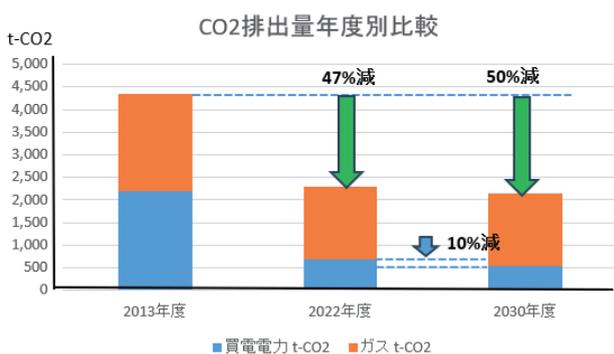


図3.10 CO<sub>2</sub>排出量年度別比較

#### 4. おわりに

図3.1の電力・ガスのミックス型地域冷暖房を既存の技術で2030年度に2013年度比の46~50%CO<sub>2</sub>削減をどの様に達成できるかについてエネ

ギーシミュレーションソフトEnepro21Regular V6を用いて検討した結果を記載した。自己託送用太陽光発電と蓄電システムを適切に組み合わせて地域冷暖房に導入することで達成できることを、若干の想定を含んではいるが立証することができた。この事例を参考に、既存の地域冷暖房の大幅なCO<sub>2</sub>削減を検討するヒントとなれば幸甚である。今回のバージョンアップにより、

Enepro21RegularV6は、日本のどこに設置された太陽光発電でも太陽の位置から水平面直達成分と水平面日射量天空散乱係数、風速、温度から任意の斜面日射量を計算し太陽光発電量を正確に計算することができる。更に「発電設備（熱電併給）」、「熱源設備」、「太陽光発電設備」および「需要家電力・熱負荷」を一体として、環境目標に合致したシステム設計および最適な機器の運用をシミュレーションすることが可能となった。今後は、本ソフトをエネルギー管理システム（EMS）へ展開し、更にエリアエネルギー管理システム（AEMS）のベースソフトとして地域全体のカーボンニュートラルの実現に貢献したいと考える。

#### 参考文献

- 1) 経済産業省 エネルギー基本計画の概要  
令和3年10月 資源エネルギー庁
- 2) 株式会社GSユアサのYUASA産業用リチウム電池 LIMシリーズ総合カタログより  
温度特性 LIM25H
- 3) 株式会社GSユアサのYUASA産業用リチウム電池 LIMシリーズ総合カタログより  
放電特性 LIM25H
- 4) 株式会社東芝 産業用リチウムイオン電池SCiBのカタログより
- 5) 株式会社E.I.エンジニアリングが開発したエネルギーシミュレーションソフト  
Enepro21RegularV6 特許 第4564594号 米国 PatentNo.US8,396,605B2
- 6) 株式会社E.I.エンジニアリングが開発した電力・熱負荷プログラムEstel21