

低炭素社会の実現に向けた  
技術および経済・社会の定量的シナリオに基づく  
イノベーション政策立案のための提案書

## 蓄電池システム (Vol.7)

—蓄電システムの経済性の考察（現状の効率、コストと  
今後の課題）—

令和 2 年 1 月

### Secondary Battery System (Vol.7):

Evaluation of the Economics of Power Storage Systems; Efficiency, Costs and  
Future Challenges

Proposal Paper for Policy Making and Governmental Action  
toward Low Carbon Societies

国立研究開発法人科学技術振興機構  
低炭素社会戦略センター

LCS-FY2019-PP-01

## 概要

蓄電システムの効率モデルを電池および周辺回路につき損失要因に分解して提案した。また、余剰電力活用を想定して、1日1回定格出力で定格容量まで330日/年充放電した場合の蓄電システムの放電容量と放電可能サイクル数をベースにした蓄電コストモデルを提案した。これらのモデルを利用して、大規模実証実験による運転データ、効率データ、およびヒアリングの情報などから、リチウムイオン電池 (LIB)、ナトリウム硫黄 (NAS) 電池、レドックスフロー型 (RF) 電池の現状の効率とコストを具体的に計算した。

NAS電池システムは現状の蓄電効率は70%であったが、蓄電コストは24-30円/kWhと、もっとも低くなった。ただ、NAS電池は運転時に常時300°C程度に保つ必要上、理想的な充放電パターンでは低コストとなるが、運転形態がコストに大きく影響する。RF電池では蓄電効率は70%だが、蓄電コストは長寿命の利点が活かされてNAS電池に次ぐ24-40円/kWhまで低下し得ることが示された。

LIBは蓄電効率が80-85%と高いが蓄電コストは40-70円/kWhと他より高く推定された。LIB自身の充放電効率は高いが、膨大な数の単電池を集合してシステムを作るため、制御システムの電力消費や配線ロスがあるため効率が低下していると推定される。なおLIBには長寿命型 (SCiB) と高エネルギー型 (三元系) がある。高エネルギー型は量産効果により、かなり低価格であるが、サイクル特性が劣っているし、長寿命型は高価であるという点でいずれも高コスト要因となっている。

上記特徴とともに今後の課題を示した。

## Summary

An electric power storage system efficiency model that consists of loss factors of the battery and the peripheral circuits is proposed. Then a storage cost model of the storage system for surplus power utilization was proposed based on the discharge capacity and the number of cycles under an assumed operating condition where the system is charged and discharged at the rated power up to the rated capacity once a day and 330 days a year. Using these models, the efficiencies and the storage costs of the lithium-ion secondary battery (LIB), sodium-sulfur battery (NAS), redox flow battery (RF) systems were calculated based on the operation data of the large-scale demonstration experiments and information gained from direct interviews.

The power-storage efficiency of the NAS battery system was 70%, and the storage cost was the lowest at 24-30 JPY/kWh. However, because NAS batteries need to be kept at around 300°C at all times during operation, the cost was low only when the ideal charge / discharge pattern was used. The mode of operation greatly affects the cost. The power-storage efficiency of RF battery system was 70%, and the storage cost was the second lowest of 24-40 JPY/kWh next to NAS batteries by taking advantage of its long life. LIB has a high power-storage efficiency of 80-85%, but the storage cost is estimated to be 40-70 JPY/kWh, which is higher than others. Although the charge / discharge efficiency of LIB itself is high, the power efficiency is reduced due to the power consumption of the control system and wiring because a huge number of single cells are assembled into a system. LIB is available in a long-life type and a high energy type. The high energy type is considerably cheaper due to the mass production, but the cycle characteristics are inferior to other batteries, and the long-life type is expensive.

Along with the above topics, future issues are discussed.



## 目次

### 概要

1. まえがき .....	1
2. 蓄電用電池システム .....	2
2.1 システムの構成.....	2
2.2 システムの運用.....	2
2.3 蓄電池システムの効率.....	3
2.4 蓄電池容量とシステム容量.....	4
3. 蓄電システムのコスト計算 .....	5
3.1 概要 .....	5
3.2 固定費 (FC) の計算.....	5
3.3 変動費 (VC) の計算.....	7
4. 具体例 .....	7
4.1 LIB (SCiB 系) .....	7
4.2 LIB (三元系) .....	11
4.3 NAS 電池 .....	12
4.4 レドックスフロー型電池.....	14
4.5 出力と容量比の蓄電コストへの影響 (LIB) .....	16
5. まとめ .....	16
6. 政策立案のための提案.....	17
参考文献.....	18



## 1. まえがき

二酸化炭素排出の低減のために、自然エネルギーの相当量の導入が不可欠といわれている。しかし自然エネルギーは、たとえば太陽光発電であると日中のみの発電となり、また日照量に応じてその出力が変動するなど、出力が時間的に変動するため安定電源とはいえない。したがって、自然エネルギーの導入には、電源系統の安定のために蓄電システムの導入が不可欠になる。太陽光発電のコストが下がっても、蓄電システムのコストが下がらなければ、太陽光発電の導入量を増やすことは難しくなる。

このように蓄電コストは今後の自然エネルギーにも大きな影響を与えるため、従来から当センターでは蓄電池のコストについて検討を重ねてきた[1,2]。ただ、蓄電池の価格だけでは蓄電コストを推定することはできず、蓄電池のサイクル特性とか充放電効率も蓄電コストに大きな影響を及ぼす。本提案書では蓄電池システムを運用する事業者を想定して蓄電システムによる電力コストを設備費、運転費、蓄電池の寿命等を考慮して計算する。

蓄電システムでは2種類のニーズがあるといわれる。太陽電池を例にとると、日照のあるときにしか発電しないので、晴れた日中には大量の余剰電力が発生する可能性があり、また夕方や夜間には電力を供給できないことになり、いわゆるダックカーブといわれるアンバランスが発生する。ひとつは、このようなエネルギー供給と需要の時間差を埋める数時間単位での電力貯蔵・供給サービスであり、Whで表される供給電力量とその単価が問題になる。

もうひとつは、日照の変化や風力変化により突然生じる供給電力不安定時の系統電力の周波数安定のための秒～分単位の応答が必要な短時間での電力供給であり、アンシラリーサービスといわれる。この場合はWで表される供給電力とその単価が問題になる。したがって同一の設備でも上記2種類の用途では、その評価は変わってくる。

本提案書ではこれらのうち余剰電力対策のシステムについて経済性を検討する。具体的には、1日1回定格出力で定格容量まで330日/年充放電した場合のシステムの放電容量と放電可能サイクル数をベースにした蓄電コストモデルを検討した。

## 2. 蓄電用電池システム

### 2.1 システムの構成

ここでは LIB を例にとり、そのシステムを図1に示す。LIB は単電池のサイズが小さいため、膨大な数の単電池をまとめて蓄電池システムとする。個々の蓄電池セルを一定数（たとえば24個）まとめて蓄電池モジュールとし、それを一定数（たとえば22個）まとめて蓄電池パックとする。大規模な蓄電システムにおいては、このパックをさらに複数（たとえば18個）組み合わせてコンテナとし、さらにこのコンテナをたとえば80台集めて蓄電システムとする。これで20MW/20MWh程度のシステムが構成される。

LIB は過充電、過放電が事故につながる可能性があるため、セルの状態を常に適正に管理する必要がある。このため蓄電池モジュールには各セルを監視するCMU（セルモニタリングユニット）が、蓄電池パック内には複数のCMUを管理するBMS（バッテリーマネジメントシステム）が設置される。コンテナにはパックを管理するさらに上位の制御ユニット（LC）が置かれる。

また、蓄電池システムと外部を接続して出力制御するためのPCS（パワーコンディショナ）が系統と蓄電池システムの間設置される。

### 2.2 システムの運用

蓄電池はその能力の何%を利用するか、動作させる充放電深度（DOD）の範囲によって寿命が変わる。そこで蓄電システムでは、直列接続された各電池の電圧をモニターし、所定のSOCに対応する設定電圧範囲をどの電池も外れないように運用する。所定の電圧に到達した電池が一つでも存在すると、蓄電池システムはそれ以上の放電（もしくは充電）は行わない。もし、電池間で充電状態のアンバランスが存在していると、組電池としての実効容量が目減りするため、運用中に充放電可能な容量範囲が狭まり、運用効率の低下につながる。

そのため組電池においては、直列接続されたそれぞれの電池における現在の充電状態を正確に推定する技術と、セルバランス技術の組み合わせによって充電状態を揃える仕組みが必要となる。セルバランス技術とは、電池間の充電状態のアンバランスを解消する技術である。抵抗器を介して充電量の大きい電池の電荷を消費させる手法（パッシブバランス）と、充電量の大きいセルから小さいセルに電荷を再配分する手法（アクティブバランス）がある。これらの技術により、組電池として取り出すことのできる実効的な容量を最大限に引き上げることが可能となる。

また、劣化状態の異なる電池を並列接続すると、内部抵抗の違いから電池に流れる電流に差が生じる。その結果、先に充電が完了した電池から他の充電未完了の電池に向かって循環電流が流

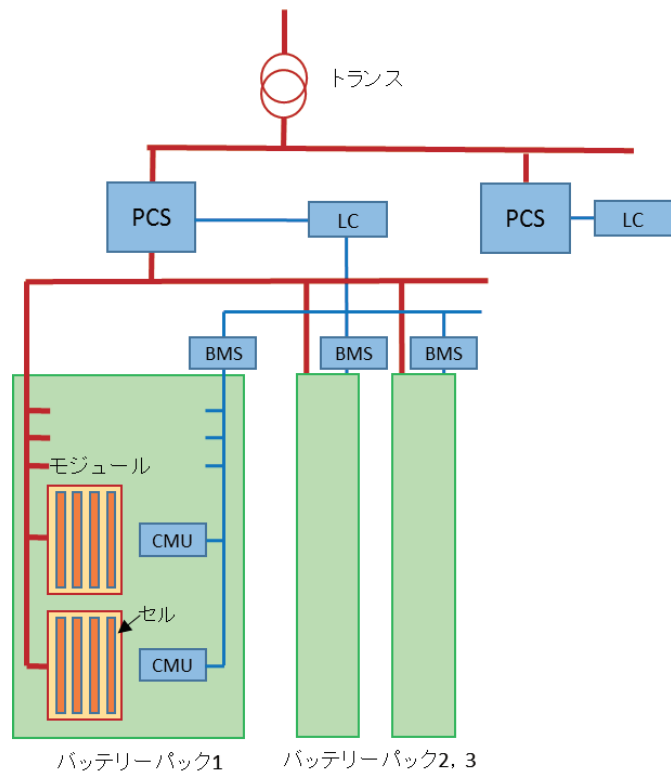


図1 蓄電システムの機器構成

れる。通常の充放電に加えて、並列接続された電池間でこのようなローカルな電荷のやりとりが存在する。

### 2.3 蓄電池システムの効率

蓄電池システムの効率の検討は有馬らおよび水谷らが行っている[7,8]。本提案書でも基本的に同様のスキームで考えるが、解析の都合上、図2で示すように電池内損失なども取り扱えるようにした。まず一定時間に蓄電池システムの充電に要した電力量 ( $E_{sys,in}$  (Wh)) と放電で利用できる電力量 ( $E_{sys,out}$  (Wh)) の比として充放電効率 ( $\phi_{sys}$ ) を定義する。

$$\phi_{sys} = E_{sys,out} / E_{sys,in} \quad (1)$$

電力 ( $P(t)$ ) が時間的に変化すると的前提の下に  $P(t)$  との関係は

$$\begin{aligned} E_{sys,in} &= \int P_{sys,in}(t) dt, \\ E_{sys,out} &= \int P_{sys,out}(t) dt \end{aligned} \quad (2)$$

ここで充電時には系統交流電源から蓄電システムの電圧にまで低下させる変圧器による電圧変換効率 ( $\phi_t$ )、交流電源を直流に変換するためのインバーターによる直交変換効率 ( $\phi_c$ ) による損失がある。

放電時にも全く同様にインバーター変換効率とトランス変換効率による低下がある。

また、蓄電池システムの電力損失としては、そのシステムを維持するために必要な電力 (補機、空調など) ( $P_{ex}$  (kW)) とバッテリー制御 (BMS) 電力 ( $P_{bms}$ ) システムの回路抵抗 ( $R_{cir}$ ) による損失電力  $P_{cir}$  (kW) が挙げられる。そうすると電池システムの充電電力 ( $P_{sys,in}$ ) と放電電力量 ( $P_{sys,out}$ ) として、

$$P_{sys,in} = (P_{in} + P_{ex} + P_{bms} + P_{cir}) / \phi_t / \phi_c \quad (3)$$

$$P_{sys,out} = (P_{out} - P_{cir}) \times \phi_t \times \phi_c \quad (4)$$

次に蓄電池内部については、蓄電池の内部抵抗損失 ( $R_{ri}$ ) による電力損失 ( $P_{ri}$  (kW))、不可逆反応による損失電力 ( $P_{lossir}$  (kW))、過電圧 ( $V_{op}$ ) による損失電力  $P_{op}$  (kW) が損失となり、これらの総和が電池の充放電効率 ( $\phi_b$ ) の低下分となる。なお蓄電池の充電に要した電力 ( $P_{in}$ ) 蓄電池から取り出せる電力 ( $P_{out}$ ) とする。

$$P_{out} = P_{in} \times \phi_b = P_{in} - P_{ri} - P_{lossir} - P_{op} \quad (5)$$

$$P_{in} = P_{sys,in} \times \phi_t \times \phi_c - P_{ex} - P_{cir} - P_{bms} \quad (6)$$

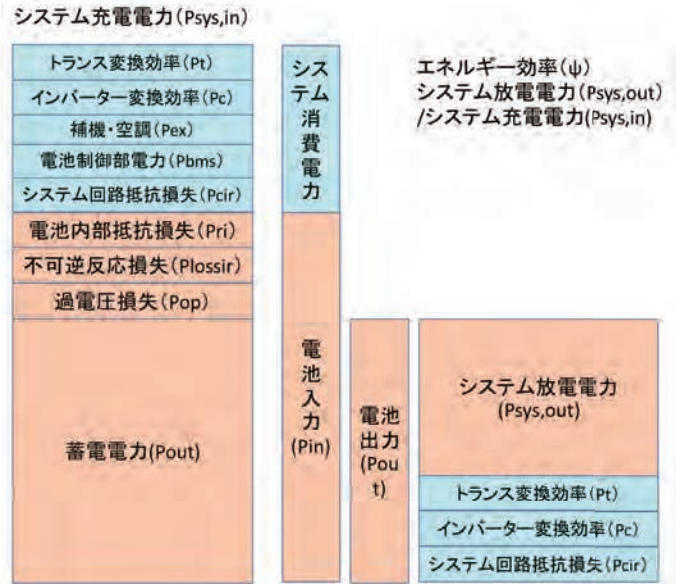


図2 蓄電システムの効率



ここで電流量は  $I$  (A) とすると、

$$P_{ri} = V_{ri} \times I = I^2 \times R_{ri} \quad (7)$$

$$P_{op} = V_{op} \times I \quad (8)$$

$$P_{cir} = V_{cir} \times I = I^2 \times R_{cir} \quad (9)$$

となる。

ここで自然エネルギーとの接続を考えた場合には入力電力の時間変動が大きい。しかし、本提案書の目的は種々電池システム間の経済性評価であるので、電池システムの性能評価は、定電流充電条件で考える。さらに、定電流充放電1サイクル程度の時間において  $P$  の時間変化を無視できるとすれば、通電時間を  $\Delta t$  として、各項目毎の  $E = P \times \Delta t$  より  $E$  の計算ができる。

$$\Psi_{sys} = E_{sys,out} / E_{sys,in} = P_{sys,out} / P_{sys,in} = Q_{sys,out} \times V_{sys,out} / (Q_{sys,in} \times V_{sys,in}) \quad (10)$$

なお、充放電サイクルとともに最大可能蓄電量 ( $E_{out,max,x} = V \times Q_{max,x}$ ) は減少するが、それとともに充放電曲線の変化から電池の充放電効率 ( $\phi b$ ) も減少することが知られている。

## 2.4 蓄電池容量とシステム容量

蓄電池の容量は、充放電効率 ( $\phi b$ ) や充電状態 (SOC:  $\phi$ )、サイクル数に依存した劣化に基づく容量減少や経年的な容量減少があるので、これらを考慮して出力電圧  $V$  (V) として、定格容量 ( $E_{spec} \text{ (Wh)} = V \times Q_{spec} \text{ (Ah)}$ ) が定められている。これは電池の実際の初期容量 ( $Q_0$ ) とは異なる値なので、本提案書では電池定格容量は実際の電池出力の容量とし、実容量と充放電深度幅 ( $\phi$ ) と蓄電池の充放電効率 ( $\phi b$ ) の積で定義する。

$$Q_{spec} = Q_0 \times \phi \times \phi b \quad (11)$$

ここでサイクル数  $x$  として初期蓄電池容量  $Q_0$  (Ah)、 $x$  サイクル目の容量を  $Q_x$  (Ah)、電池寿命時のサイクル数を  $n$ 、そのときの電池容量を慣習に従って、当初の容量 ( $E_{out,0}$ ) の 80% になったときと定義する。

$$Q_e = 0.8 \times Q_0 \quad (12)$$

SOC (充電状態) は満充電状態を 100% とするが、メーカーによって最大充電電圧が定められているので、それによる満充電状態を SOC 100% とする。同じ最大充電電圧でも前述のように電池の容量は経時的に減少するので、SOC 100% に対応する電池容量 ( $Q_x$ ) は一定値ではなく、経時的に減少する。

蓄電池の SOC 幅は出力電圧や寿命等を考慮して、0~100% ではなく、通常 10⇔90~100% 程度といわれ、この上限と下限の差を充放電深度幅 ( $\phi$ ) とし、 $\phi = (\text{上限充電量 (Ah)} - \text{下限充電量 (Ah)}) / \text{実容量 (Ah)}$  と定義する。

蓄電池としての蓄電利用可能量  $E$  (Wh) は初期蓄電利用可能容量 (放電可能) を  $E_{out,0}$  (Wh)、 $x$  サイクル後の利用可能蓄電容量を  $E_{out,x}$  (Wh)、最終容量を  $E_{out,e}$  (Wh) とすると

$$E_{out,0} = V \times Q_{spec} = V \times Q_0 \times \phi \times \phi b \quad (13)$$

$$E_{out,x} = V \times Q_x \times \phi \times \phi b \quad (14)$$

$$E_{out,e} = V \times Q_e \times \phi \times \phi b \quad (15)$$

### 3. 蓄電システムのコスト計算

#### 3.1 概要

(1) 蓄電システムのコスト計算は、その電力供給事業という性格から1サイクルあたり  $E_{sys,out}$  (kWh)の電力量を供給するための kWh あたりの蓄電コストを計算する。蓄電総コスト(TC)は固定費(FC)と変動費(VC)と蓄電ロス(SL)からなり、 $TC=FC+VC+SL$ となる。ここで蓄電ロスは、単位電力量あたりの購入電力量と売電電力量の差で表わされる。これらは、下記に説明するように、以下のようになる。

$$FC = (Y_{sys} + Y_h + Y_m) / n / E_{sys,out} = (Y_b + Y_{pc} + Y_{bm} + Y_{con} + Y_m \times T + T \times Y_{hp} \times N) / n / E_{sys,out} \quad (16)$$

$$VC = Y_e + Y_u \quad (17)$$

$$SL = E_{sys,in,x} \times (1 - \phi_{sys}) \quad (18)$$

(2) 固定費(FC)としては蓄電システムコスト( $Y_{sys}$ )の減価償却費と運転に必要な人件費( $Y_h$ )、その他経費( $Y_m$ ) (補修費、投資資金金利、税)を考える。蓄電システムの耐用年数をT年nサイクルとして減価償却費を考慮するが、システムの構成要素の耐用年数が異なるため、主要構成要素である蓄電池につき耐用年数を設定して固定費の計算を行う。蓄電池の耐用年数は、本提案書では原則として蓄電容量が初期容量の80%となったときと定義する。20年経過しても初期容量の80%以上の容量が保持されている場合(レドックスフロー電池など)は周辺機器の耐用年数から20年を耐用年数とした。なおその他経費のうちの定期補修費は充電設備稼働量に関係なく発生するとして、固定費として考慮する。

ここで蓄電池価格( $Y_b$ )、パワーコンディショナ価格( $Y_{pc}$ )、バッテリーマネジメントシステム(BMS)価格( $Y_{bm}$ )、蓄電システム設置工事費( $Y_{con}$ )とする。

$$Y_{sys} = Y_b + Y_{pc} + Y_{bm} + Y_{con} \quad (19)$$

なお、蓄電池は前述のように充放電頻度に応じて容量および充放電効率が減少する。この容量減少についてはコストに反映させる。簡易には使用期間の平均容量を用いてコスト計算する。人件費は年間ベースで計算することが通例のため、ここでも一人当たり人件費を $Y_{hp}$ (円/年)として、運転、保全他に合計N人/年必要として、 $Y_h = T(\text{年}) \times Y_{hp} \times N$ で計算する。

(3) 変動費(VC)としてはシステムを維持運転するためのエネルギーコスト( $Y_e$ (円/年))とユーティリティコスト( $Y_u$ (円/年))を考慮する。

#### 3.2 固定費(FC)の計算

蓄電池部分のコスト計算( $Y_b$ )

蓄電池単価を $C_b$ (円/kWh)、蓄電池定格容量単価を $C_{b,spec}$ (円/kWh)とし、定格容量 $E_{spec}$ 、初

期蓄電容量  $E_0$  (kWh) とすると、通常得られる蓄電池価格  $Y_b$  (円) として

$$Y_b = E_{\text{spec}} \times C_{\text{b spec}} = E_0 \times C_b = E_{\text{spec}} / \phi \times C_b \quad (20)$$

年間  $n_1$  サイクル運転するとして、 $n$  サイクルで電池寿命とすると、 $Y = n/n_1$  年間運転できることになる。この間常に一定の SOC および  $C$  レートで運転するとして、 $x$  サイクル後の利用蓄電容量  $E_x$  (kWh) とする。 $Q_x$  は電池の種類により異なる  $x$  の関数である。

まずは単純化して直線的に劣化するとすれば、 $x$  サイクル後の容量は

$$Q_x = (1 - 0.2x/n) \times Q_0 \quad (21)$$

となるので、 $n$  サイクル使用可能な蓄電池の1サイクルあたりのコストは  $Y_b/n$  となる。 $X$  サイクル目のシステムの出力は  $E_{\text{sys, out, } x}$  (kWh) だから、1サイクルの kWh あたりの蓄電池コストは  $Y_b / (n \times E_{\text{sys, out, } x})$  となる。

運転期間中の平均容量 ( $\bar{Q}_x$ )  $= 1/n \int Q(x) dx$  であるが、直線近似を用いると  $0.9Q_0$  となる。そうすると  $n$  サイクル使用可能な蓄電池の1サイクルあたり、kWh あたりは供給能力基準として  $Y_b / (n \times E_{\text{sys, out, av}})$  (円/kWh) となる。

$E_{\text{sys, out, av}}$  はシステムの運用期間中の平均出力であるが、電池の蓄電容量の低下以外に出力減少がないと仮定すると、これは  $Y_b / (0.9 \times n \times E_{\text{sys, out, 0}})$  (円/kWh) である。

実際には前述のように充放電効率 ( $\phi$ ) もサイクル ( $x$ ) とともに減少する  $x$  の関数である ( $\phi$   $b(x)$ )。ただ、この評価のためには充放電曲線の解析が必要になるため、 $x$  の関数としての  $\phi$  が得られない場合には、一定値 (たとえば LIB で  $\phi = 95\%$ ) を仮定する。

なお、蓄電池システムは連続稼働が可能であり、3年間の連続運転を行ったという報告があるが、途中でトラブル対応で数日停止していることもあり、本提案書では1日1サイクル運転、330日/年運転を前提とする。

#### パワーコンディショナのコスト計算 ( $Y_{pc}$ )

パワーコンディショナはインバーター+系統連係保護装置からなり、価格は数万円/kW 程度との情報が多いが、1,000kW スケールであれば10千円/kW 程度で入手可能という情報がある。蓄電システムでは直流→交流変換と交流→直流変換の2組が必要になる。耐用年数は一般に10年とされていることが多いが、インバーター本体の耐用年数は実際には20年程度と考えられ、10年目で制御盤等の更新をすれば20年使用可能といわれている。このときの交換費用はPCS全体の30%程度との情報があるので、原則は、これによりコスト計算を行う。

一般に変換効率は94~98%とされている。本提案書では97.5%を基本とする。1,500Wで17W程度自己消費電力があるといわれる。

#### バッテリーマネジメントシステム (BMS) のコスト計算

BMSのコストはバッテリーコストに含まれていて、独立してコストが得られない場合が多い。バッテリーに含まれている場合にはバッテリーコストに含め、耐用年数もバッテリーと等しいと仮定する。バッテリーマネジメントシステムもモニタリングやセルバランスのために電力を消費するはずであるが、別途記載がない場合には、電池の充放電効率 ( $\phi$ ) に含まれるとした。

#### 建設費

設備設置費 ( $Y_{con}$ ) については具体的データがない場合には電池システムは化学プラントのよ

うな複雑な配管などもないことから設備機器費合計の 25%、またはシステム総費用の 20%を仮定した。

#### その他年経費

システムを維持運営していくための年経費として補修費、固定資産税、投資額に対する金利、人件費を計上する。本提案書では補修費は当初設備投資額の 1.5%とし、運用期間中一定と仮定した。また固定資産税と金利はそれぞれ残存簿価の 2%、1.5%とし、概算として当初設備投資額の 1/2 を平均残存簿価としてこれを基準に平均の金利と税を計算した。

### 3.3 変動費 (VC) の計算

電池システムを維持する電力は、LIB 系電池では個別バッテリーの SOC 制御系、レドックスフローシステムではポンプ等の電気代、NAS 電池では 300°C以上に保温するための電力代が必要となる。

## 4. 具体例

2. 3、2. 4 で述べた計算に必要なシステム維持電力や充放電効率などの各要素の詳細なデータがある文献は極めて少ない。その中で、経産省による大型蓄電システム実証事業として、LIB (東芝 SCiB 使用) システム (西仙台変電所[3]と南相馬変電所[4]の 2 ケース)、NAS システム (豊前) [5]、レドックスフローシステム (南早来) [6] の長期実証実験が行われ、それぞれ 40 MW 規模の大規模なもので詳細な実験報告がある点で非常に参考になる。それぞれの実験ともに自然エネルギーを系統に導入する場合の火力等出力調整も含む総合的な対策の一つとして、電圧変動や周波数変動等も考慮したもののため、設備の定格容量に対して実際の容量が相当大きく、余裕をもたせたものになっている。この点は余剰電力の貯蔵という観点からは高コストになっている。

ただ、蓄電システムコストにおける蓄電池や PCS、周辺設備などの設備投資コストの割合は運用方法によって大きく変わるとは考えにくく、今後の低コスト化のための検討という点で有用な報告である。

また、総放電電力容量と総充電電力容量の比率という総合効率の定義からは、システム維持電力、充放電効率等、総合効率に影響を与える主要因子は、システムの余裕率や、運用方法が重大な影響を与えるとは考えにくく、今後高効率化のための改善点を検討する意味ではこの報告のデータをベースに考えて良いと思われる。

また米国でも風力発電所と連携させた LG 化学製の LIB 蓄電システムの検討が DOE のプロジェクトとして行われ、報告がある (Tehachapi Project) (後述) ので、これもまとめる。

さらに別途メガソーラー等を扱っている商社などに最新情報をヒアリングしているのでこれもあわせて比較検討をおこなう。

### 4.1 LIB (SCiB 系)

経産省の実証事業として東北電力西仙台および南相馬変電所がある[3,4]。また、別途水谷らによる解析実験の報告[8]もあるので、これらの報告をもとにシステム構成と効率計算、コスト計算を行う。

#### 4.1.1 システム構成

蓄電池 : SCiB (正極 :  $\text{LiMn}_2\text{O}_4$ 、負極 :  $\text{LiTi}_2\text{O}_4$ ) 端子電圧 2.2V

(1) 蓄電システム 1 ([6])

蓄電システム：100 kW/300 kWh、総工費不明（効率検討用）

(2) 南相馬蓄電池変電所

蓄電システム：定格 40 MW/40 MWh、実容量 607.2V/27.3 kWh×2,080=56 MWh、蓄電池（東芝製 SCiB）蓄電池寿命 20 年（容量減少率 1%/年）、

PCS 300V, 500 kW×80 台、主変圧器 66 kV/6.6kV, 22,500 kVA×2 台、昇圧用変圧器、6.6 kV/300V, 2,000 kVA×20 台、総工費 123 億 1200 万円（内訳不明）、設置面積 8,500 m<sup>2</sup>

電池構成 24 セル/モジュール×22 モジュール/電池盤×26 電池盤/コンテナ×80 コンテナ/システム

(3) 西仙台蓄電池変電所

蓄電システム：定格 20 MW/20 MWh、実容量 607.2 V/24.2 kWh×1,440=35 MWh、蓄電池（東芝製 SCiB）

蓄電池寿命 20 年（容量減少率 1%/年）、

PCS 300 V, 500 kW×80 台、主変圧器 33 kV/6.6 kV, 45,000 kVA、昇圧用変圧器、6.6 kV/300 V、2,000 kVA×20 台、総工費 92 億円（周波数制御用、短時間最大供給電力 40 MW）、設置面積 6,000 m<sup>2</sup>

電池構成 24 セル/モジュール×22 モジュール/電池盤×18 電池盤/コンテナ×80 コンテナ/システム

4.1.2 効率とコスト計算

(1) は特に蓄電システムの効率検討のための実験報告であるので、これを中心に、(2)、(3) の知見もあわせて検討する。前節で述べたように、(2)、(3) の実証実験でデータを確実に得るために、システムとしては本来の必要容量よりも相当余裕を持たせてある。このためコストとしては高めに出ることはやむを得ない。効率の計算結果を表 1 に、コストの計算結果を表 2 に示す。

表 1 LIB システムの効率

	現状推定システム	Tehachapi Project[9]	南相馬蓄電池変電所報告[4]	西仙台蓄電池変電所報告[3]	現状システム2 [6]
蓄電池種類	LIB(三元系)	LIB(三元系(LG))	LIB (SCiB)	LIB (SCiB)	LIB (SCiB)
システム効率	84%	81%	68~84%	52~79%	84%
電力変換損失	7%	7%	7%	7%	11%
電池充放電損失	5%	5%	5%	5%	1%
補機損失	4%	7%	4~20%	9~36%	4%

表2 LIBシステムの蓄電コスト

			現状推定システム	Tehachapi Project[9]	南相馬蓄電池変電所報告[4]	西仙台蓄電池変電所報告[3]
	蓄電池種類		LIB (三元系)	LIB (三元系 (LG))	LIB (SCiB)	LIB (SCiB)
	システム定格	MW/MWh	10/40	8/32	40/40	20/20
	総原価(原価+変換ロス)	円/kWh/回	43	68	90~95	95~162
	原価(固定費+変動費)	円/kWh/回	41	65	88~90	92~151
固定費	設備償却費対応	円/kWh/回	31	50	52	84
	内 蓄電池コスト	円/kWh/回	19	35	25	25~44
	内 電力変換部	円/kWh/回	3	8	10	15
	内 その他	円/kWh/回	8	7	17	24~43
	その他経費*	円/kWh/回	10	12	36	36~58
変動費	電気代	円/kWh/回	1	3	1-2	2~10
変換ロス		円/kWh/回	2	3	2-6	3~11
	容量減少率	%/年	2.5	3.9	1.0	1.0
	平均出力	MWh	36	29	36	18
	使用可能サイクル数	回	2,640	1,980	6,600	6,600
	耐用年数	年	8	6	20	20
	システム価格	百万円	2,900	2,827	12,312	9,936
	蓄電池単価	千円/kWh	50	(70)	(150)	(150)

\*その他経費=補修費(設備費の1.5%)+(金利+税)(平均残存簿価の3.5%)+人件費

(1) 蓄電システム1 ([6])

A 効率

システムの総合効率は84%であった。内訳は補機損失(システム維持電力)が5%、電池入出力損失が1%、電力変換損失(PCS損失+トランス損失)が約6%(入力時3%、出力時3%)であった。電池の充放電効率が他の報告と比較して極めて高いことが注目されるが、詳細は不明である。

B コスト計算

コストに関する情報はほとんどないためにコスト計算は行わなかった。

(2) 南相馬蓄電池変電所

A 効率

システムの総合効率は84.3%(実測値)とやや高めであった。

もっとも、報告書に詳細な所内消費電力の解析があり、これによると、20コンテナあたりの常時稼働負荷(配電盤電源などによる)は95kWであり、これは充放電に関わらず、システムの待機中は発生する。システムには80コンテナあるため、この常時稼働負荷のみで24hrで $95 \times 80 / 20 \times 24 = 9.1$  MWhを消費することになる。

さらに充放電時には冷却動力として70kW(20コンテナ)が必要となり、1日3時間の運転を仮定すると、 $70 \times 80 / 20 \times 3 = 840$  kWhで、合計すると10MWhとなる。そうするとシステムの容量が40MWhであるから、この所内消費電力だけで効率は75%である。このままでは消費電力が大きすぎるので、本提案書では、1日のうち待機時間を8時間、充放電時間4時間、休止時間(電力消費0と仮定)12時間と仮定して、システムの消費電力を7.17MWh/日とした。休止時間の消費電力が0という仮定には問題があるかもしれない。これに前記解析による充放電効率や

PCS 変換効率を加味すると、効率は 66%となり、上記 84.3%の効率とは矛盾する。

本提案書ではこの 2 ケースについてコストを検討した。

#### B1 コスト 1 (総合効率 84%ケース)

SCiB 電池 (東芝製) は、負極にチタン酸リチウムを使用し、劣化が少なく長寿命という特徴がある。また電池の容量減少率は 1%/年程度と推定され、20 年間、6,600 回の使用を前提条件とした。一方でこの電池は電圧が低く (2.3V)、高価とされている。実証実験報告からは約 90 円/kWh/サイクルであった。コストの内訳をみると設備費が 50 円/kWh/サイクルと大きい。この電池の価格は不明であるが、設備総額から考慮して 150 千円/kWh 程度と推定した。これは三元系の低コスト電池の 3 倍程度にあたる。これから、電池コストは推定で 25 円/kWh/サイクル程度で、このコストダウンは重要である。一方で、電池のみをコストダウンしても不十分と思われ、周辺機器のコストダウンも重要である。また変換ロスやシステム維持費用などで 10 円/kWh/サイクルを占める為、システムの効率化も重要である。年経費 (補修費、金利、税) が 34 円と相当部分を占める。補修費の 1.5%、金利 2%、固定資産税 1.5%はやや多めに見積もっているかもしれないがこれらは設備投資金額にリンクしているので設備投資を小さくすることが重要である。

#### B2 コスト 2 (総合効率 66%ケース)

上記と同条件で約 95 円/kWh/サイクルとなる。特に電力変換ロスで 6 円/kWh/サイクルと大きく、システム効率の影響が大きい。常時稼動負荷は配電盤等由来という説明が報告書中にあり、BMS の消費電力と空調が主因と推定されるが、やや過大とも思われる。なぜこのように大きいかは報告書に記述がなく、担当者も不明のため、内容についての詳細は不明である。ただ、LIB の場合には膨大な数の単電池を CMU、BMS など各電池の電圧を一定に維持していて、このために電力を消費している可能性もある。

### (3) 西仙台蓄電池変電所

この設備は特に周波数変動対策実験用であり、システム構成としても定格の 20 MW/20 MWh に対して PCS、トランスともに 40 MW、電池は 35 MWh と過剰な設備を装備しているため、容量当たりのコストは大きくなる。

#### A 効率

報告書中に総合効率 87.1%の記載がある。一方でシステムの年間維持電力として 5,406 MWh という記載がある。これは 14.8 MWh/日となり、1 日に 1 サイクルの充放電を行うとすると定格 20 MWh に対して極めて大きな数字となる。この条件ではシステム効率は 52%となる。この事情を考えると、87.1%という数字は他の報告と比較してもかなり高く、補機の消費電力を除いた Tehachapi のケースと数値が近いことから、本件もその可能性が高い。

システム維持電力が大きかった理由として周波数対策で常時待機状態にしていたためと考えられるが、蓄電池システムを稼動可能な状態に維持するためには消費電力が相当大きいという点は今後の課題となる。

#### B コスト

効率 52%を前提とすると、1 日 1 サイクルの蓄電コストとしては 160 円/kWh/サイクル程度となる。この実験では容量に対して過剰な設備を抱えているために高コストとなっているので、余剰電力用途としてはもう少し低コストになると考えられる。ここでも効率 80%を仮定すれば 95 円/kWh 程度のコストとなり、このうち 40 円/kWh/サイクル程度が電池由来と推定されるが、それ以外のコストも大きい。

#### (4) 課題

LIB は充放電効率が低いという特徴がある。また SCiB 系はサイクル特性に優れているという利点がある。もっとも電池価格が高価である点で kWh サイクルあたりの蓄電コストは三元系よりも高価である。今後電池価格の低減が課題と考える。

また、蓄電システムの維持電力がかなり大きいケースが見られ、詳細は不明であるが、他の蓄電システムと比較して単電池容量が極めて小さいために電池制御回路が膨大な数に上ることや電力配線の回路抵抗が大きくなる可能性が考えられる。この場合には単電池の安全性を保持した大容量化も開発の重要な方向と考えられる。

## 4.2 LiB (三元系)

### 4.2.1 システム構成

#### (1) Tehachapi Project[9]

DOE の資金で Southern California Edison が風力発電設備に近接して設置した蓄電設備で、2年5か月の長期にわたっての連続運転により、蓄電システムとしての能力を評価したものである。詳細な運転データが公開されていて信頼性の高い報告がなされている[9]。

56セル/モジュール×18モジュール/ラック×151ラック/セクション×4セクション  
蓄電池容量 8MW/32MWh、750V(放電時)、1,050V(充電時)、蓄電池(LG化学性)寿命1,980サイクル(仮定) 760~1050VDC/ラック  
PCS 2MW×2台(効率96%)  
トランス 12.47kV  
総工費 25.7百万US\$、総合効率80.2%

#### (2) 現状推定システム(ヒアリング)

蓄電システム: 10MW/40MWh、蓄電池(中国製三元系): 蓄電池寿命8年、蓄電池単価50千円/kWh、PCS: 10MW×2(500kW×40台)、10千円/kWh、変換効率96%、変圧器1,000kVA×10台、12千円/kWh、変換効率99%、総工費30億円(推定)、設置面積8,500㎡

### 4.2.2 効率とコスト計算

#### (1) Tehachapi Project[9]

##### A 効率計算

運転期間中にメンテナンス用のシステム停止は11.3%。故障による予定外の停止は21%であった。この間の総合効率は82.0%であった。また、補機電力(設備、PCS)を除いた充放電効率として90.6%が報告されている。補機電力は従って、8.6%と推定される。さらにバッテリー充放電効率は96~99%と極めて高い値が報告されている。本提案書では平均をとって97%とする。

##### B コスト計算

本件プロジェクト費用の総額はわかっているため、その他の情報と組み合わせてコストを推定した。電池は三元系である。容量減少率は同報告[9]では7.72%/年と大きい数字が報告されている。80%容量保持を寿命とすると3年と短い、本プロジェクトでは1日2サイクルを標準に試験されているので、1,980サイクルを寿命とした。1日1サイクル条件だと6年に相当する。その結果、蓄電コストは68円/kWh/サイクルとなった。これはやや高いが、他の実証実験のデータと比較してもほぼ同程度の水準といえる。

#### (2) 現状推定システム(ヒアリング)

ほかの電池系と条件を合わせるために、10MW/40MWhの電池系を想定した。



### A 効率計算

システム効率の情報はなかったが、トランスと PCS の変換効率、電池の充放電効率 (95%と推定)、補機動力 (3%と推定) などから 84%の総合効率を推定した。

### B コスト計算

ある程度大規模の蓄電システムにおいては、中国製三元系 LIB 電池のコストとして 50 千円/kWh、PCS として 10 千円/kWh、トランスとして 12 千円/kWh という情報をヒアリングにより得ているので、それらの数値を用いた。電池は三元系のため、一般的な寿命として 8 年、2,640 サイクルを前提とした。容量減少率は 2.5%/年。その結果、蓄電コストは 43 円/kWh/サイクルとなった。コストのうち、電池コストは約 50%である。

### (3) 課題

今後の三元系 LIB のコストダウンの可能性については、現状すでに 60 GWh/年以上のレベルで量産されていることからプロセスコストは相当下がっていると考えられ、また原材料価格の低下も考えにくいいため、今後の大幅なコストダウンは期待しにくい。PCS、トランスもすでに量産レベルにある汎用品のため、今後の大幅なコストダウンは考えにくい。

つまり電池の長寿命化 (サイクル耐久性の向上) がもっとも効果的に固定費を下げるができる。将来的には全く新しい材料、原理による低コスト長寿命の新電池の研究開発がなされる可能性に期待したい。

また、今回明らかにはできなかったが、バッテリーマネジメントシステムの消費電力が大きいと思われる例があり、単電池の大型化や補機および制御システムの省エネルギーもコストダウンのために重要と考えられる。

## 4.3 NAS 電池

### 4.3.1 システム構成

#### (1) 豊前蓄電池変電所[5]

蓄電システム：定格 50 MW/300 MWh、実容量 50 MW、連携用変圧器 66/6 kV(30 MVA×2 台)、昇圧用変圧器 6kV/320 V、2,000 kVA×32 台、PCS 800 kW×63 台、総工費 210 億円、設置面積 14,000 m<sup>2</sup>

#### (2) 現状推定システム

蓄電システム：定格 10 MW/40 Wh、電池充放電効率 87%、PCS 1,000 kVA×10 台、トランス 1,000 kVA

### 4.3.2 効率とコスト計算

#### (1) 豊前蓄電池変電所

##### A 効率計算

NAS 電池は LIB と比較して充放電効率は低く、約 70%のシステム効率となった。(表 3)

NAS 電池は作動温度が 300℃と高く、常時この温度を保つ必要がある。特に充電時は吸熱反応のため加熱が必要となり、一方で放電時には発熱反応であるため冷却が必要になる。これらのエネルギーロスを低減する

表 3 NAS 電池システムの効率

	現状推定システム	豊前蓄電池変電所運転報告[5]
蓄電池種類	NAS	NAS
システム効率	71%	72%
電力変換損失	7%	5~7%
電池充放電損失	12%	10~14%
補機損失他	10%	7~10%

ために、電池は断熱容器で保温される。また、長期間使用しないと加熱エネルギーが多くなるため、常時充放電運転が好ましい。また放電は発熱を適当な速度に制御することによって、例えば定格の1/2運転で長時間行うモードが省エネルギーとなる。このように蓄電システムの運転形態により、エネルギー効率が大きく変化することに注意が必要である。

#### B コスト計算

NAS 電池システムは実証実験報告では20年の寿命を想定している。これを基準にしてコストを計算した結果、約30円/kWh/サイクルと、評価した蓄電システムの中では最も低コストであった(表4)。

表4 NAS 電池システムの蓄電コスト

			現状推定システム	豊前蓄電池変電所 運転報告[5]
蓄電池種類			NAS	NAS
システム定格		MW/MWh	10/40	50/300
総原価(原価+変換ロス)		円/kWh/回	24~33	30
原価(固定費+変動費)		円/kWh/回	19~29	25
固定費	設備償却費対応	円/kWh/回	8~15	13
	内 蓄電池コスト	円/kWh/回	4~8	7
	内 電力変換部	円/kWh/回	1~2	3
	内 その他	円/kWh/回	3~6	2
	その他経費*	円/kWh/回	7~10	8
変動費	電気代	円/kWh/回	4	4
変換ロス		円/kWh/回	5	5
容量減少率		%/年	1.0	1.0
平均出力		MWh	36	270
使用可能サイクル数		回	5,000~6,600	6,600
耐用年数		年	15~20	20
システム価格		百万円	2,000~2,800	22,680
蓄電池単価		千円/kWh	23~35	48

\*その他経費=補修費(設備費の1.5%)+(金利+税)(平均残存簿価の3.5%)+人件費

#### (2) 現状推定システム

##### A 効率計算

実証実験結果を主に他の情報も併せて利用した。NAS電池の最適運転時の効率である。

##### B コスト計算

実証実験結果の一方で15年、5,000サイクル程度という情報もあったので、この範囲の寿命を想定した。また、最近の情報として電池としては35千円/kWh、近い将来に23千円/kWhという情報もあり、これらも考慮した。この結果、NAS電池システムの蓄電コストは表4に示すように24円/kWh/サイクル以下と、今回の電池システムでは最も低コストとなった。

#### 4.4 レドックスフロー型電池

レドックスフロー電池は LiB や NAS 電池とは異なり、多数の単電池を集合させるものではなく、液体中の異なる価数の金属イオンのレドックス反応を利用する。このためシステム構成としては大型の電解液タンクと、それを移送するポンプ、価数の異なる金属イオンを反応させるバイポーラー型の複数の電池部分よりなる電池システムで燃料電池に似ている。装置の詳細は既報に記載がある[2]。これについても経産省の実証事業として北海道電力と住友電工による南早来変電所の詳細な実験報告があるので、このデータをもとにコスト計算をする[6]。

##### 4.4.1 システム構成

###### (1) 南早来変電所

出力 Eout:15 MW、容量 Qspec:60 MWh、連携用変圧器 66/6 kV (30 MVA×1 台)  
45 kW セルスタック 8 台/モジュール、5 モジュール/バンク、13 バンク/システム、1,250 kW/5,000 kWh/バンク、PCS 2,500 kVA×13 台、電解液ポンプ (1,250 L/分、イワキ MDM65 など 15 kW)  
正極用 5 台、負極用 5 台/バンク、電解液タンク (40m<sup>3</sup>) 10 基/バンク、熱交換器 10 面/バンク、電池盤 10 面/バンク、総工費 160 億円

###### (2) 現状推定システム

出力 10 MW、容量 40 MAh、電池充放電効率 85%、PCS 1,000 kVA×10 台、トランス 1,000 kVA、電解液 1,700 m<sup>3</sup>

##### 4.4.2 効率とコスト計算

###### (1) 南早来変電所

###### A 効率計算

結果は表 5 参照。実証試験の結果、システム効率 ( $\phi_{sys}$ ) は 70% と低いが、容量低下率 0.36%/年とほとんど容量低下はないと報告されている。またシステムの寿命は長く、20 年間の使用にポンプ類も含めて耐えると報告されている。システムの容量としては寿命 20 年の中間値(10 年)として初期容量の 96.4%を採用した。このシステムはさらにサイクル劣化が少なく 3 年間で 2,000 回の充放電を行っている。これから、1 日 2 サイクルの運転が可能と推定される。

表 5 レドックスフロー電池の効率

	現状推定システム	南早来変電所 [6]
蓄電池種類	レドックスフロー	レドックスフロー
システム効率	70%	62~72%
電力変換損失	7%	7%
電池充放電損失	13%	10~15%
補機損失	10%	10~20%

###### B コスト計算

ここで報告書[6]では電力損失として 12.96 GWh/年と報告している。これは 1 日当たり 35 MWh の損失に相当し、1 日 1 サイクルとすれば、効率は 62%、106 円/kWh/サイクルとなる。一方で、これが電力損失 30%に相当するとすれば、出力容量は 43.2 GWh/年が必要となり、入力容量は 56.16 GWh/年となる。システムの容量は 60 MWh であるから、660 サイクル/年、または 15 MW の出力電力を基準に考えると、2,880 hr/年の放電が必要になる。これをベースとして計算すると 67 円/kWh/サイクルに低下した (表 6)。

レドックスフロー電池はサイクル数による劣化が少なく、また極めて大電力を短時間に取り出

せるので、頻繁に充放電を繰り返す用途、あるいは短時間に大電力を充放電する用途に利点がある。さらに充放電サイクルを頻繁な応用では、コストはさらに低下する。

表6 レドックスフロー電池の蓄電コスト

			現状推定システム	南早来変電所報告 [6]
蓄電池種類			レドックスフロー	レドックスフロー
システム定格		MW/MWh	10/40	15/60
総原価(原価+変換ロス)		円/kWh/回	24~38	67,89~106
原価(固定費+変動費)		円/kWh/回	21~35	61,84~98
固定費	設備費対応	円/kWh/回	8~22	23~45
	内 セルスタック	円/kWh/回	2~4	2~5
	内 電力変換部	円/kWh/回	1~2	2~3
	内 その他	円/kWh/回	6~17	19~38
	その他経費*	円/kWh/回	11	29
変動費	電気代	円/kWh/回	2	9
変換ロス		円/kWh/回	3	5
	容量減少率	%/年	0.4	0.4
	平均出力	MWh	39	58
	使用可能サイクル数	回	5,000~13,200	6,600~13,200
	耐用年数	年	15~20	20.0
	システム価格	百万円	4,320	17,300
	蓄電池単価	千円/kWh	-	-

\*その他経費=補修費(設備費の1.5%)+(金利+税)(平均残存簿価の3.5%)+人件費

## (2) 現状推定システム

### A 効率計算

実証実験に詳細な報告があるので基本的に同等の数値とした。

### B コスト計算

実証実験報告書の記載によるとシステムのコストは100千円/kWhにまで低下しているということから、システム寿命20年として、1日1サイクルの充放電の場合で6,600サイクル、38円/kWh/サイクル、1日2サイクルなら13,200サイクル、24円/kWh/サイクルという蓄電コストとなった。

これはNAS電池とほぼ同等のコストであり、設置コストは10/40MWhで43億円と高いものの、長期的に劣化が少ないため低コストとなった。

なお、実証実験にも言及のあるように、レドックスフローでシステムコストの3割以上を占める電解液は化学物質(硫酸バナジウム溶液)であり、本質的に劣化するものではない。従ってレドックスフロー電池のシステム更新時に電解液は原理的にそのまま使用可能である。このため40年とか60年のシステムを考慮した場合にはレドックスフロー電池のコストはさらに低下するため、コスト計算時における電解液の評価を土地のように減価しない資産として償却の対象から除外する考えかたもありうる。

### (3) 課題

レドックスフロー型電池は、電解液を送るポンプの消費電力が大きく、1,250 kW を放電するために定格値で充電時 75 kW、放電時 75 kW の合計 150 kW を消費する。実際にはこれより小さいと考えられるが、それでもシステム効率への影響が大きいので、送液システムの省電力化がシステム上の課題と考えられる。電池の充放電効率が LIB などと比べて低い点も改善の余地がある。

さらにレドックスフロー電池も NAS 電池ほどではないものの、プレーヤーが少数であり、実績のある有力企業は日本企業 1 社である。このような無競争環境で、大学等の研究者の関心も高くないため、すそ野の広い研究もなく、急速な技術の進展が期待しがたい。また、レドックスフロー型電池はエネルギー密度が低く、定置用途主体と考えられる。既述のように、定置用途の市場が広がるのは相当先と予想されるので、レドックスフロー電池においても、プレーヤー数を増やして技術革新が起こる環境を促進する戦略も必要と思われる。

#### 4.5 出力と容量比の蓄電コストへの影響 (LIB)

本検討では余剰電力対策用途に着目してコスト計算をしたため、システムとしても出力 (kW) と蓄電容量 (kWh) の比を 1 : 4 と容量を大きくしたシステムを考えた。

これは、kW に対して電源系の許容電力が定まり、使用する配線規格、PCS 容量、トランス容量などが定まるため、蓄電容量を大きくしたほうが kWh あたりのコストは低下するためである。

もっとも、アンシラリーサービスのような場合には動作時間が短いため容量よりは出力が重要になる。LIB の場合には市販品は通常 kW/kWh=1 で固定されているから、これより kW 比が大きいシステムは組めないの、これを上限として kW/kWh 比を変化させた場合のコスト変化を計算した。結果を表 7 に示す。このように kWh のコストは kW/kWh 比により大きく影響を受ける。

表 7 出力と容量比と蓄電コスト

	蓄電池種類	LIB (三元系)				
	システム定格	MW/MWh	10/10	10/20	10/30	10/40
総原価(原価+変換ロス)	円/kWh/回		64	50	46	43
原価(固定費+変動費)	円/kWh/回		62	48	43	41
固定費	設備費対応	円/kWh/回	43	35	32	31
	その他経費*	円/kWh/回	18	13	11	10
変動費	電気代	円/kWh/回	1	1	1	1
	システム価格	百万円	1,025	1,650	2,275	2,900

\*その他経費=補修費(設備費の1.5%)+(金利+税)(平均残存簿価の3.5%)+人件費

## 5. まとめ

蓄電システムの効率モデルを電池および周辺回路につき損失要因に分解して提案した。また、蓄電システムの放電容量と可能サイクル数をベースにした蓄電コストモデルを提案した。これらのモデルを利用して、大規模実証実験による運転データ、効率データ、およびヒアリングの情報などから、リチウムイオン電池 (LIB)、ナトリウム硫黄 (NAS) 電池、レドックスフロー型 (RF) 電池の現状の効率とコストを計算した。結果を表 8 と表 9 にまとめた。LIB は充放電効率が高いという特徴がある。長寿命タイプ (SCiB) と高エネルギータイプ (三元系) がある。現在の LIB の主用途が自動車向けやモバイル向けなどである。このため高エネルギータイプの電池が好まれ、

圧倒的なシェアを占めている。このタイプは量産効果もあり、低価格で購入可能であるが、サイクル特性が 3,000 回弱と、他の電池と比較して劣っている。また、膨大な数の単電池には一定のばらつきがあるため、その電位をそろえるために CMU、BMS などで電力を消費している面がある。

今回の検討では NAS 電池システムが容量、サイクル当たりのコストはもっとも低くなった。ただ、NAS 電池を 300℃ 近辺に保つ必要上、理想的な充放電パターンで低コストとなり、運転形態がコストに大きく影響することがわかった。

レドックスフロー型電池もサイクル特性と長寿命の利点を生かすと、現状の蓄電コストとして NAS 電池と同程度のコストまで低下しうることが示された。

表 8 各種電池蓄電システムの効率

	現状推定システム	Tehachapi Project[9]	南相馬蓄電池変電所報告[4]	西仙台蓄電池変電所報告[3]	現状推定システム	豊前蓄電池変電所運転報告[5]	現状推定システム	南早来蓄電池変電所[6]
蓄電池種類	LIB (三元系)	LIB (三元系 (LG))	LIB (SCiB)	LIB (SCiB)	NAS	NAS	レドックスフロー	レドックスフロー
システム効率	84%	81%	68~84%	52~79%	71%	72%	70%	62~72%
電力変換損失	7%	7%	7%	7%	7%	5~7%	7%	7%
電池充放電損失	5%	3%	5%	5%	12%	10~14%	13%	10~15%
補機損失	4%	9%	4~20%	9~36%	10%	7~10%	10%	10~20%

表 9 各種電池蓄電システムの蓄電コスト

		現状推定システム	Tehachapi Project[9]	南相馬蓄電池変電所報告[4]	西仙台蓄電池変電所報告[3]	現状推定システム	豊前蓄電池変電所運転報告[5]	現状推定システム	南早来蓄電池変電所報告[6]
蓄電池種類		LIB (三元系)	LIB (三元系 (LG))	LIB (SCiB)	LIB (SCiB)	NAS	NAS	レドックスフロー	レドックスフロー
システム定格	MW/MWh	10/40	8/32	40/40	20/20	10/40	50/300	10/40	15/60
総原価(原価+変換ロス)	円/kWh/回	43	68	90~95	95~162	24~33	30	24~38	67, 89~106
原価(固定費+変動費)	円/kWh/回	41	65	88~90	92~151	19-29	25	21-35	61, 84-98
変換ロス	円/kWh/回	2	3	2~6	3~11	5	5	3	5
容量減少率	%/年	2.5	3.9	1.0	1.0	1.0	1.0	0.4	0.4
使用可能サイクル数	回	2,640	1,980	6,600	6,600	5,000~6,600	6,600	5,000~13,200	6,600~13,200
耐用年数	年	8	6	20	20	15~20	20	15~20	20
システム価格	百万円	2,900	2,827	12,312	9,936	2,000~2,800	22,680	4,320	17,300

## 6. 政策立案のための提案

現状の蓄電池を利用した蓄電システムの蓄電コストは最も安いものでも 24 円/kWh/サイクル以上であり、これに電力代金を例えば 12 円/kWh とすると、売電価格は 36 円/kWh となる。このコストは自然エネルギーを導入するための余剰電力吸収用としてはまだ高く、今後の低コスト化が必要である。

電池システムの蓄電コストを見たとき、電池のコストは約 1/2 である。蓄電コストの低下のためには電池低コスト化の研究開発とともに、電池周辺機器の高効率化、BMS などのシステム効率

化の研究開発も重要と考えられる。

LIB (三元系) については、原材料価格の低下は期待しがたく、電池価格は大幅には低下しないと予想されるので、サイクル特性の改善による長寿命化が最重要と考えられる。このためには電池劣化原因の解明と対策という電極界面付近の反応や組成、構造解析という基礎的な研究が依然として重要である。LIB (SCiB) については電池が高価と推定されるので電池のコストダウンも重要と考える。さらに、新規な電極材料を用いた高容量長寿命低コストの LIB の開発可能性も検討対象と考える。

また、単電池の数が多きことによる制御系と配線による電力損失が推定され、単電池の大型化など電池パック、モジュール系の省エネルギー化も重要と考える。

NAS 電池については現状低コストであり、将来の低コスト化の可能性もあると思われるが、充放電パターンが蓄電コストに大きく影響するなど使い勝手の問題もある。蓄電システムの運転形態により蓄電コストが大きく影響を受けないような電池システムの開発と NAS 電池の安全性の確立、それを利用者へ確信させる説明が必要と考える。また、技術開発に関しては、関与する研究者や企業が少なく技術の急速な進展が期待しにくい点、例えばオープンイノベーションなど NAS 電池のポテンシャルを生かせるような対策が必要と考える。

レドックスフロー電池は大規模長期運用用途では劣化が少ない利点を生かして NAS 電池と同程度の低コスト化の可能性はあるが、充放電効率の向上とポンプ動力の低減などが検討課題である。また NAS 電池と同様に関与する研究者や企業が少なく技術の急速な進展が期待しにくい点、上記と同様にオープンイノベーションなど、レドックスフロー型電池のポテンシャルを活かせるような対策が必要と考える。

## 参考文献

- [1] 低炭素社会の実現に向けた政策立案のための提案書, 技術開発編, “蓄電池システム—要素技術の構造化に基づく定量的技術シナリオと科学・技術ロードマップ—”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, LCS-FY2013-PP-03, 2014年3月.
- [2] 低炭素社会の実現に向けた政策立案のための提案書, 技術開発編, “蓄電池システム (Vol.4) —レドックスフロー電池システムの構成解析とコスト評価—”, LCS-FY2016-PP-02, 2017年3月.
- [3] 一般社団法人新エネルギー導入促進協議会, 平成29年度成果報告書, “大型蓄電システム緊急実証事業: 西仙台変電所周波数変動対策蓄電システム実証事業”, 東北電力, 2018年1月.
- [4] 一般社団法人新エネルギー導入促進協議会, 平成28年度成果報告書, “大型蓄電システムによる需給バランス改善実証事業: 南相馬変電所需給バランス改善蓄電池システム実証事業”, 東北電力, 2017年2月.
- [5] 一般社団法人新エネルギー導入促進協議会, 平成28年度成果報告書, “大型蓄電システムによる需給バランス改善実証事業: 豊前蓄電池変電所における大型蓄電システムによる需給バランス改善実証事業”, 九州電力, 2017年2月.
- [6] 一般社団法人新エネルギー導入促進協議会, 成果報告書, “大型蓄電システム緊急実証事業南早来変電所大型蓄電システム実証事業”, 北海道電力・住友電工, 2019年1月.
- [7] 有馬理仁他, “リチウム蓄電池の経済性推定モデルの検討”, J. Japan Soc. of Energy and Resources, 39(3), pp.11-20, 2018.
- [8] 水谷麻美他, “蓄電池システムの充放電効率に関する考察”, IEEJ Transactions on Power and Energy 36(11), pp.824-32, 2016.

- [9] Southern California Edison, “Tehachapi Wind Energy Storage Project: Technology Performance Report #1, #2, #3”, DE-OE0000201 (2014年12月, 2016年2月, 2016年12月)





---

---

低炭素社会の実現に向けた  
技術および経済・社会の定量的シナリオに基づく  
イノベーション政策立案のための提案書

**蓄電池システム (Vol.7)**  
—蓄電システムの経済性の考察 (現状の効率、コストと今後の課題)—

令和2年1月

**Secondary Battery System (Vol.7):**  
**Evaluation of the Economics of Power Storage Systems; Efficiency, Costs and Future Challenges**

Proposal Paper for Policy Making and Governmental Action  
toward Low Carbon Societies,  
Center for Low Carbon Society Strategy,  
Japan Science and Technology Agency,  
2020.1

国立研究開発法人科学技術振興機構 低炭素社会戦略センター

---

**本提案書に関するお問い合わせ先**

- 提案内容について・・・低炭素社会戦略センター 上席研究員 三枝 邦夫 (SAEGUSA Kunio)
- 低炭素社会戦略センターの取り組みについて・・・低炭素社会戦略センター 企画運営室

〒102-8666 東京都千代田区四番町5-3 サイエンスプラザ4階  
TEL : 03-6272-9270 FAX : 03-6272-9273 E-mail : lcs@jst.go.jp  
<https://www.jst.go.jp/lcs/>

© 2020 JST/LCS

許可無く複写・複製することを禁じます。  
引用を行う際は、必ず出典を記述願います。

---

---