

## 第9章

# 開発計画と各国援助機関の動向

## 第9章 開発計画と各国援助機関の動向

### 9.1 経済開発計画と各国援助機関の動向

モンゴルにはいわゆる5ヵ年計画といった長期の開発計画は存在しない。UNDP、USAIDといった援助機関は政策に立ち入った技術援助を行っているが、「民主化推進」「地方分権」「民営化促進」「ガバナンス」というモンゴルの行政の一断面を広範にカバーするトピックの援助である。モンゴルは現在計画経済から市場経済に移行する途上にある。移行の過程は決して容易なものではなく、ソビエトブロックに属していた時に供与された施設・インフラが老朽化、破損するなか、その補修するための資金の手当てもできないような状態が続いている。そのため積極的な開発計画を立案出来ず、資金の目処が見つくものから立て直していくというのが実情である。

### 9.2 社会開発計画と各国援助機関の動向

#### (1) 教育

教育分野の援助計画のうち最も重要なものは、アジア開発銀行の援助で作成された教育改革マスタープランである。このマスタープランは、基礎教育、高等教育、職業教育、社会教育、教育管理、人材育成システムといった重点分野における具体的な優先プログラムを策定したもので、教育省は今後このマスタープランに基づいて具体的プログラムを実施していくとされているが、リップサービスとしてだけ採用しているといっているに過ぎず、実際にはマスタープランの内容に対して十分な議論がなされたわけではなく、教育省内部でもコンセンサスが形成されていない点が多いのが実態である。

たとえばマスタープランでは、小学校の就学年限の延長が提言されているが、現実には就学年限が6年制から4年制へと短縮されたように、マスタープランに示された方向性さえ合意されていないといえる。これは、教育省の政策立案・実施・調整能力の弱さに起因する問題であり、政権が変わる度に教育省の政策は二転三転を繰り返しているために、教育現場では教師が自信を持って生徒を指導できない環境になっている。

現在各援助機関によって実施されている教育関連のプロジェクトも緊急対策的に実施されているものが多く、プロジェクト相互間の連携や調整も弱く、系統的な援助になっていないきらいがある。まず最初に、牧民に対する教育はどうあるべきなのか、職業教育をどう再生すべきなのか、また教育そのものの価値に対する信頼をどう取り戻せばよ

いのか、といった根本的な問題について、モンゴル政府は国民や有識者と共に徹底的に議論をして国民的なコンセンサスを作っていく必要があり、その上で、アジア開発銀行のマスタープランを改訂し、各ドナーに呼びかけてドナー同士が協調してマスタープランを実施するという形にもっていくことが必要である。

## (2) 医療

保健医療においては、教育分野のようなマスタープランは作成されていないが、国際援助機関の間では、都市部における専門的な医療サービスよりは地方におけるプライマリ・ヘルス・ケアに重点を移していくことが合意されている。準医師の新たな養成が廃止され、いずれ家庭医へと引き継がれていくという方針も、プライマリ・ヘルス・ケアの質を高める一手段であり、また治療よりも健康教育や定期健康診断を通しての予防を重視していくことが提案されている。

保健省の最大の問題は財政難であるが、保健省は民間部門に参入してもらうことによって保健サービスを拡大していきたいと考えている。ここでいう民間部門には、西洋医学の開業医だけでなく、モンゴル伝統医学の開業医も含まれている。民主化以降、さまざまなモンゴル固有の文化が見直され復権してきているが、モンゴル伝統医学も急速に復権を果たしつつある。モンゴル伝統医学は、チベット医学、インドのアーユル・ヴェーダ医学、中国の漢方医学、ウイグル族の伝統医学等さまざまな民族の医学を基礎として、モンゴルの風土にあわせて独特の発展を遂げた医学であり、近年モンゴル科学アカデミーの傘下に国立のモンゴル伝統医学センターが設立され、政府も積極的に伝統医学の復興を支援していこうとしている。世界保健機構（WHO）がプライマリ・ヘルス・ケアを推進する決議を行ったアルマアタ宣言では、住民に最も近いヘルス・ワーカーとして伝統医学従事者の重要性に言及しているように、これからのプライマリ・ヘルス・ケアにおいては、地方に埋もれている伝統医学の継承者を発掘し、再訓練して、プライマリ・ヘルス・ケアの担い手に育て上げていくことが必要であろう。

### 9.3 電力開発計画と各国援助機関の動向

長期計画の欠如は電力分野もその例外ではない。長期開発計画もなければ、電力分野の産業政策といったものもない。唯一の拠り所は電気事業法であるが、それも民営化の可能性を示すだけで具体的な政策を規定するものではない。このため、どの分野が重要といった検討をするのは困難な状況にある。一応、政府の方針としては公共投資の20%は電力分野に配分することになっている。長期的な公的文書としては現在の与党の公約がある。それによれば1996年から2000年ま

での4年間に合計40のソムへの送電線の延長を約束している。しかしながら、その実施は年間4-5ソムにとどまっている。年頭の計画では10ソムが対象として予算に取り上げられても予算が枯渇して実施が見送られるというのが恒常化している。その意味ではこの公約もかなり割り引いて理解する必要がある。

### 9.3.1 他の援助国、国際機関等の計画

電力セクターに於ける援助動向で主要なものとしては、アジア開発銀行（ADB）の有償資金協力事業とTACIS及びUSAIDの調査・開発計画及び無償資金協力事業の3つの協力事業により実施されている。いずれもウランバートル市および県の中心地・大都市を対象としており、地方ソム・センターを対象とする本計画とは対象範囲外であり整合性は取れている。

電力セクターにおける他の外国援助機関による計画を表I.9.3-1に示す。

表I.9.3-1 外国援助機関による計画

援助機関	計画名	現状	実施時期	所要資金
USAID	1. 県庁所在地ディーゼル発電設備改修計画（第1期）	実施済	1997 - 1998	無償
	2. 県庁所在地ディーゼル発電設備改修計画（第2期）	実施中	1998 - 1999	無償
ADB	1. ウランバートル市熱供給設備効率向上計画	実施中	1997 - 2002	有償（40 M. US\$）
	2. ウランバートル市熱供給システム改修計画	実施予定	1999 - 2000	有償（10 M. US\$）
	3. ウランバートル第3火力発電所改修計画	実施中	1997 - 1999	有償（30 M. US\$）
TACIS	1. 再生可能エネルギー導入計画（気象観測及び実証試験）	実施中	1997 - 1998	無償
	2. 小水力発電計画フィジビリティスタディ	実施中	1997 - 1998	技術協力（無償）
WB	1. エネルギー・プロジェクト	実施予定	1999 - 2000	有償（3.5 M. US\$）
	2. チョイバルサン市火力発電所改修計画	実施中	1998 - 1999	有償（3.5 M. US\$）
	3. ウランバートル配電網・料金徴収システム整備計画	実施中	1998 - 1999	有償（17 M. US\$）
	4. 対象7県庁所在地ディーゼル発電設備改修計画	実施中	1998 - 1999	有償（13 M. US\$）
その他				
GTZ （ドイツ）	太陽光エネルギー開発計画	実施中	1998 - 2005	無償（3.5 M. US\$）
KFW （ドイツ）	電力系統遠方監視制御装置整備計画	実施中	1998 - 1999	有償（3.5 M. US\$）

### 9.3.2 我が国の援助実施状況

我が国の対モンゴル支援は 1991 年に飛躍的に増大し、2 国間ベースでは同国に対する最大の援助国となっている。モンゴル国に対する経済協力総額は、1991 年度約 85 億円、1992 年度約 70 億円、1993 年度約 96 億円、1994 年度約 129 億円、1995 年度約 126 億円、1996 年度約 107 億円、1997 年度約 92 億円となっている。これ迄の具体的な協力策としては、経済安定化の為の資金協力（商品借款、ノンプロ無償）、経済情勢悪化の中で困窮する国民に対する人道支援（食糧、食糧増産援助等）、中長期の経済発展の基礎となるインフラ整備への無償及び有償資金協力、開発調査協力、技術協力等である。当該セクターに関連する過去の実施計画を下記に示す。

#### (1) ウランバートル市第 4 火力発電所改修計画

第 4 火力発電所改修計画については、今までに JICA による無償資金協力に依る改修工事が行われている他に、JBIC（日本）が融資を行って改修工事を継続している。本年中に、JBIC は再融資を行い、改修工事を再度継続する予定である。以下に現在迄の無償資金協力及び有償資金援助とその計画の内容を示す。

表 1.9.3-2 第 4 火力発電所に対する日本の援助協力

実施期間	援助額(億円)	援助内容
1991	0.4	(無償)緊急修理のための単独機材供与 ・振動計、交流電気溶接機など発電機補修機材 11 品目
1992 - 1995	20.0	(無償)第 4 火力発電所改修計画（1 次） ・微粉炭供給システム耐摩耗対策 ・環境保全への補助対策
1996 - 1998	11.7	(無償)第 4 火力発電所改修計画（2 次） ・温水供給システムに関連する機材更新 ・所内電話・通信システム更新
1997 - 1999	44.9	(有償) ・1～4 号ボイラーの燃焼方式改善 ・1～4 号ボイラーの正誤装置更新

#### (2) 草の根無償援助

- 実施年度 : 1997 - 1998 年
- 要請金額 : 0.38 億円
- 計画内容 : デイゼル発電機設備の調達
- 対象ソム・センター : 4 ソム・センター
- 調達台数 : 60 kW 9 台、100 kW 3 台

**(3) ソム・センターディーゼル発電施設改修計画（第一次計画）**

- 実施年度 : 1997 - 1998 年
- 要請金額 : 2.97 億円
- 計画内容 : ディーゼル発電機設備の調達
- 対象ソム・センター : 25 ソム・センター
- 調達台数 : 60 kW 46 台、100 kW 12 台

**(4) 第二次ソム・センター発電施設改修計画**

- 実施年度 : 1998 - 1999 年
- 計画内容 : ディーゼル発電機設備の調達及び据付
- 対象ソム・センター : 45 ソム・センター
- 調達台数 : 60 kW 48 台、100 kW 74 台

**(5) 第三次ソム・センター発電施設改修計画**

- 実施年度 : 1999 - 2000 年（実施中）
- 計画内容 : ディーゼル発電機設備の調達及び据付
- 対象ソム・センター : 25 ソム・センター
- 調達台数 : 60 kW 55 台、100 kW 15 台

**9.4 再生可能エネルギー開発計画と各国援助機関の動向**

再生可能エネルギー分野では USAID 及び TACIS は風力発電分野での風力資源調査を行っている。USAID の場合測定に基づきモンゴル国の風力資源マップを作成する予定であるが、現在の所、実際に風力発電を実施する計画は立っていない。TACIS は測定した五地点の中から三地点を選び 1999 年 10 月の最終の週にパイロットプラント据付を完成させた。表 I.9.4-1 に設置場所及び設備の内容を示す。

表 I.9.4-1 TACIS プログラムで据付した発電設備の内容

県 (アイマッグ)	ソム・センター (ソム)	発電設備の内容	利用施設
Bayankhongor	Bayan-Undur	風力発電：4 kW x 2 台 蓄電池：3000 Ah, 24 V	病院, 学校, 学生寮
Uvurkhangai	Guchin-Uс	風力発電：4 kW x 2 台 太陽電池：500 Wp 蓄電池：3000 Ah, 24 V	病院, 学生寮
Bayankhongor	Bogd	風力発電：4 kW x 2 台 太陽電池：840 Wp 蓄電池：3000 Ah, 24 V ディーゼル発電機：6 kVA	病院

(出典：再生可能エネルギー公社、1999年10月)

モンゴルとドイツ (GTZ) 両国政府の技術協力で 1999 年 9 月 1 日から「再生可能エネルギー資源開発」プロジェクトを実施している。プロジェクトの期間は 30 ヶか月で目的は再生可能エネルギー利用による地方の民生のレベルの向上である。本プロジェクトは主に Zavkhan 県を対象としており、当県の各ソムでの電力供給を再生可能エネルギー利用の可能性の調査、小水力発電のフイージビリティ・スタディ及び生産している企業の品質向上、人材育成の為にトレーニング、新技術の導入を図る等を行いながら他国援助期間と協力関係作ることである。

日本の場合、新エネルギー・産業開発機構 (NEDO) が太陽光発電システムを 1993 年から 1997 年まで実証実験を主に遊牧民を対象とし合計で 200 台の可搬型太陽光発電システム (200 Wp) を配布し使用状況の調査を行った。この他に再生可能エネルギーに関する援助として草の根無償援助による太陽光発電設備の設置があり、これらの発電設備はソム・センターの小中学校における視聴覚機材の電源等に用いられている。

## 9.5 小水力・地熱発電開発計画と各国援助機関の動向

### 9.5.1 小水力発電開発計画と各国援助機関の動向

#### (1) 開発計画と計画地点

前記第 6.4 節で述べた如く、北西部の県に於いては、中小水力発電ポテンシャルが豊富な事から地域住民の意識としては、その開発を本開発調査の対象に含めて欲しい旨の強い要望がある。これらの地域は風力・太陽光エネルギー密度が低く、電力負荷に対し

て十分な発電量を得る事は困難である。一方、中小水力発電ポテンシャルが豊富な事から過去に於いて各国機関により開発調査（Pre-F/S、F/S 及び詳細設計等）が行われている。地域産業育成を通じた地域経済開発の要望も強く、また、中央政府の方針でもある。この事から、中小水力発電開発のための検討を実施した。

## (2) 開発の現状と問題点

有望な中小水力開発計画地点中、既に数ヶ所に於いては各国機関により開発調査が行われている。これはそれ以前に旧ソ連（現ロシア）が行った hidro・ポテンシャル・スタディに基づいて行われた経緯がある。また、hidro・ポテンシャルのみ確認されているが、開発調査は現在に至るも自己資金不足により詳細な調査・測量は実施されていない。

## (3) 各国援助機関の動向

調査の済んでいる数ヶ所に関しては、モンゴル政府より詳細設計・建設資金の手当てを各国機関に打診しているが、いずれも未確定である。調査そのものが 10 数年前に行われているものも含まれている為、見直しの必要性が生じている。

### 9.5.2 地熱発電開発計画と各国援助機関の動向

#### (1) 開発計画と計画地点

地熱発電開発計画に関しては、1997年1月に NEDO が開発の必要性を強調して要請状を作成したが、現在に至るも実施されていない。インフラ開発省に依れば、有望な開発地点は多々有り、特に NEDO が取り上げ様とした地点は、チュルート（アルハンガイ県）とシャルガルジョート（バヤンホンゴール県）の2ヶ所であった。この要請状に依れば、原水は45度C（チュルート）と90度C（シャルガルジョート）の熱水が得られ、シャルガルジョート（バヤンホンゴール県）に於いては熱水卓越型小規模（100kW クラス）フラッシュタイプ地熱発電の適用が可能となっている。また、両地点共熱水の有効利用は可能であると説明している。



## (2) 開発の現状と問題点

上記の様に、開発ポテンシャルは有るが、現在まで地熱発電開発の詳細調査は行われていない。寧ろ、シャルガルジョート（バヤンホンゴール県）の如く、熱水を温泉と地域暖房用熱供給に利用し有効活用しているのが現状である。今後の開発調査により明らかにする必要があるが、エネルギーの輸送手段と開発規模の設定による経済性も併せて考える必要がある。

## (3) 各国援助機関の動向

地熱発電開発調査に関しては、上述の如く各国援助機関による調査は未着手の状態である。

## 9.6 通信セクター開発計画と各国援助機関の動向

モンゴル国の通信セクターの基本法律は 1995 年 11 月に制定された通信事業法（Law on Telecommunications）であり、国家政策としては 1998 年 9 月に発表された Mongolian Telecommunications Sector Policy Statement がある。また長期開発計画としては、アジア開発銀行の技術援助を受けて 1994 年に策定された Network Development Master Plan up to 2010 が、中期開発計画としてはインフラ開発省が作成した Network Development Plan (NDP) 1998-2003 がある。現在実施中および計画中の通信セクターの開発計画は、表 I. 9. 6-1 の通りである。

表 I. 9. 6-1 : 通信セクターの開発計画（1998 年- 2003 年）

No.	Project Name	Year	Source of Fund	Amount
1	Ulaanbaatar Telecommunication Network Expansion Project (E-10 Exchange)	1998-1999 (completed)	Mongolia (Public Investment Program)	3.5 M US\$
2	Rehabilitation and Extension of Backbone Network Facilities for Western and Eastern Provincial Centers Project (Telecom 2 & 3 Project)	1998-2002 (on-going)	KfW, Germany	37 M DM
3	VSAT Project for Rural and Remote Areas in Mongolia (Selected 9 Provincial Centers)	1997-1998 (completed)	KfW, Germany	0.93 M US\$
4	Establishment of Optical Fiber Transmission Network along Mongolian Railway	(on-going)	JBIC, Japan	17 M US\$
5	Rehabilitation of Eastern Route's Backbone Network and Towns along the Eastern Network	(negotiating)	EDCF, Korea (negotiating)	14 M US\$
6	Rehabilitation of the Government Telecommunication Network	(negotiating)	EDCF, Korea (negotiating)	5 M US\$
7	Privatization of Mongolian Telecommunication Sector (Phase 2)	Will start in March 2000 (8-9 months)	ADB and JBIC	1.04 M US\$

出典：インフラ開発省（2000 年 3 月）

1995年の通信事業法に基づいて、政策立案機関（インフラ開発省）と実施機関（Mongolian Telecommunication Company）が分離され、通信セクターへの民間企業の参入の許認可や価格調整を行う Communication Regulatory Commission（CRC）が設立された。さらに第1期民営化計画ののち、1995年に Mongolian Telecommunication Company は、通信セクターにおける投資を行う Post and Telecommunication Authority（PTA）と電話サービスを供給・販売する Mongolian Telecom（MT）に分割された。PTA と Mongolian Telecom は独立採算で運営できるようになることが期待されており、通信施設やネットワークは PTA が外国からのローンを借りて建設し、Mongolian Telecom に有料でリースしている。Mongolian Telecom は、政府が 51%の株を、Korea Telecom が 40%の株を持っており、1998年12月31日まで基本的電話サービス（電話、FAX、テレックス）を独占的に提供する権利を認められていた。携帯電話サービスについては、Mobicom Corporation が 1998年12月31日まで独占的に提供する権利を認められていた。なお、Mongolian Telecom が国際電話サービスを独占的に提供する権利は、2001年12月31日まで延長された。

インフラ開発省は第2期民営化計画（アジア開発銀行及び JBIC が支援予定）として、PTA と Mongolian Telecom を再度合併して、独占的な電話サービス供給会社として新会社 New Mongolian Telecom（NMT）を設立する計画を有している。New Mongolian Telecom も Mongolian Telecom 同様、モンゴル政府が 51%の株を保有し、残りは市場で売買される予定となっている（現在 Mongolian Telecom の 40%の株を有する Korea Telecom は、Mongolian Telecom と PTA の資産価値の評価に基づいて、応分の株の配分を受けることになる）。この第2期民営化計画は、第1期民営化計画では PTA の経営効率が改善されなかった反省から計画されたもので、現在赤字経営の PTA を Mongolian Telecom と合併することにより、1999年より始まるアジア開発銀行ローンに対する PTA の返済能力を高めるという目的も持っている。

モンゴルの電話事業は、国際電話サービスとウランバートルの市内電話サービスは利益を上げているが、地方の市内電話サービス及び長距離電話サービスは大幅な赤字となっている。すなわち地方の通信サービスは、都市部及び海外との通信サービスからの収入で補助されることによって成立しているわけで、このような cross-subsidy が可能なことが Mongolian Telecom が電話事業を独占的に提供することを許されている理由の一つとなっている。しかし、同時に独占企業は経営効率が改善されないという問題を抱えている。モンゴル国内の通信サービスを改善するために、国際電話料金を値上げするという案もあがっているが、これは外国企業のモンゴルへの投資に悪影響を与えることが予想されるため、実施困難な案である。また、国際電話サービスは 2002年より民間企業の参入が許可される予定となっているが、競争により国際電話価格が下がれば、Mongolian Telecom の利益が減少し、地方部の通信サービスへの cross-subsidy を行う余裕もなくなるという事態も十分予想される（一方、現在のモンゴルの国際電話の市場はまだ小さく、かつ国際電話サービスを開始するための初期投資額はかなり大きいため、参入を希望する民間企業はないのではないかと観測もある）。

現在モンゴル政府は、ドイツからのローンを受けて、2002年までにすべてのアイマグ・センターまでのネットワーク（地上ネットワークもしくは VSAT 通信衛星経由）の近代化を完成させる計画を実施中である。しかし、利益の上がらないソム・レベルの通信サービスについては、現在のところまったく開発計画はなく、また民間企業の参入も期待できない分野となっている。

このようにソム・レベルの通信サービスが将来改善される可能性は、民営化計画が推進されている現在、きわめて厳しいといわざるをえない。しかしソムの経済社会開発のためには、通信サービスが改善されることは、電力供給同様に基本的な前提条件といえるので、政府主導でソム・センターの通信サービスを改善していく努力を行う必要がある。今後、衛星を利用した携帯電話サービスやインターネット・サービス等、新しい技術が実用化され普及するに伴い、僻地における通信サービス提供のコストも下がる可能性があるため、このような様々な新技術を利用したソム・センターの通信サービス改善の可能性について調査することが有益であると思われる。

## 第10章

# 地方電力供給マスタープラン

## 第 10 章 地方電力供給マスタープラン

### 10.1 概要

本計画調査の電力供給計画策定に当たっては、2001 年から 2015 年までの長期的な計画を策定する必要があり、検討には現地事情・住民ニーズを踏まえた多角的且つ綿密な検討が要求される。電力供給システム計画の中でも電源計画は最重要課題であり、その計画手法には WASP\*<sup>1</sup>や EGEAS\*<sup>2</sup>など様々な手法がある。電力供給システム計画の手法に於いて、最適化問題として定式化された計画問題に対しては、従来手法として線形計画法、動的計画法など複雑構造を適切に解析する様々な方法がある。また、最新の手法としてはモダンヒューリスティック手法、即ち、ファジーシステム理論、遺伝的アルゴリズム、シミュレーテッドアニーリングなどがあり離散変数を含む大規模で複雑な解析を容易にしている。

本計画調査では、モンゴル国の 167 のソム・センターに対して独立分散型の電力供給源として 5 つの選択肢、即ち、(1) 送電線延長、(2) ディーゼル発電、(3) 太陽光発電、(4) 風力発電および (5) それらを組合せたハイブリッド発電方式より選択・検討し、電力の安定供給計画を策定する方針である。また、小水力発電については、完成度の高い F/S レポート（英文）が存在する場合は、その調査結果をレビューした上でマスタープランに反映するか否かを決定するものとした。

モンゴル国の社会・経済状況は、1990 年の民主化以来現在でも市場経済に移行する途上にあり、電力供給計画策定の為の基礎データが常に変動している。この様に時々刻々と変遷する状況下に於いて、対象ソム・センターに対して最適電力供給システム計画の策定にあたり、上述の定式化した解析手法を適用するのは適当でない。従い、本計画調査では現地社会・経済事情と住民ニーズを踏まえ、さらに変動する基礎データを考慮した新しい計画手法を策定し、多角的且つ綿密な検討を行うものとする。

次項に適用した手法を詳述する。

---

\*<sup>1</sup> WASP: Wien Automatic System Planning Package

\*<sup>2</sup> EGEAS: Electric Generation Expansion Analysis System



ディーゼル発電機導入との経済比較とした。送電線の拡張計画は現在も進行中であるため、1999 年末までに完成した送電線を基準とし、経済評価を行った。このスクリーニングにより独立分散電源の対象となったソムのうち、2000 年以降に系統連系されるソムについては、系統連系された時点で独立分散電源の対象から外すものとした。

## (2) 第 2 ステップ

電力供給計画の策定にあたり検討対象断面を 2005 年、2010 年、2015 年とすることは既に述べた。この需要予測は第 8 章で行っているが、需要全てを満たす設備を初期の段階から計画することは、その時点での経済状況、太陽光パネル等の設備価格から判断すると過剰投資とならざるを得ない。また、逆に経済性のみから判断すると、電力供給状況改善のための有効な手段を何ら実施することが出来なくなる可能性がある。そのため、予測された需要に対し、どのレベルの電力供給を行うかを、量および信頼性の面から決定した。これにあたっては経済性のみを判断基準とせず、社会状況も十分に考慮した。

## (3) 第 3 ステップ

対象 167 ソムそれぞれの最適な電力供給計画策定作業を合理的に行うため、電力供給設備（風車、太陽光パネル、バッテリー、燃料電池等）の基準タイプを各断面で設定した。この基準タイプは、ソムの電力供給レベル、再生可能エネルギーのポテンシャル、太陽光パネル・風車・燃料電池等の予測価格より最適なものを各断面毎に策定した。第 4 ステップでこれらを対象ソムの特性に合わせ選定した。

## (4) 第 4 ステップ

パイロット・プラントの気象観測データを取りまとめ、それと収集した既存の再生可能エネルギーポテンシャルデータとを比較・補正し、このポテンシャルデータの精度を上げた。補正された再生可能エネルギーポテンシャルと各ソムの予測需要を基に、基準タイプを組合せ各ソムに割当てた。この作業により、各断面における全対象ソムの電力供給システム（電源部分）が完成した。

## (5) 第 5 ステップ

上記に加えて、各ソムの配電計画、運営・維持管理計画を策定し、その計画実施予算

を算出して、経済・財務評価を行った。

## (6) 第6ステップ

さらに、全国レベルの経済・財務評価を行った。この場合、全国レベルで行う運営・維持・管理計画も検討に含めた。

## (7) 第7ステップ

最後に、計画の実施方法を検討した。資金調達方法については、

- 1) JBIC の環境円借
- 2) 国際金融機関によるソフトローン
- 3) BOT/BOO
- 4) 上記にエクイティーによるものをそれぞれ適用した場合等

を検討した。

## 10.3 送電線延長による電力供給計画

### 10.3.1 送電線延長と独立電化の比較評価方法

対象ソムの主要電源を送電線により中央電力系統の電源から供給するか、ソムの独立電源にするかの判断は主として経済的な要因による。投資・運転を含む2つの方法のライフサイクルを通じた発電コストを算出し、これを比較すれば明確な判断を下すことができる。以下に比較手順を列記する。

#### (1) 送電線延長コストの算出

送電線を延長した場合の末端での電力コストは現在、存在する直近の中央送電網系統からソムまでの距離に比例して増加する。地図上のソムと直近の中央送電網系統との距



離を計測し、これに距離単位当たりの建設・メンテナンス費用・送電ロスを算出した。

## (2) 独立電化（ディーゼル発電）コストの算出

ディーゼル発電設備本体の費用と比較した。独立電化の場合には位置による発電費用の変化はほとんどないと考えられるので、距離に対して一定である。ディーゼル発電設備本体費用の算出を行った。

## (3) 費用の経済的比較

両方の発電費用を比較した。発電費用が等しくなる点をブレイク・イーブン・ポイント (Break Even Point : BEP) と呼ぶ。この BEP を中央送電網系統から延長してその範囲に入るソムは中央送電網系統からの送電線延長による電化が経済的に最適となった。

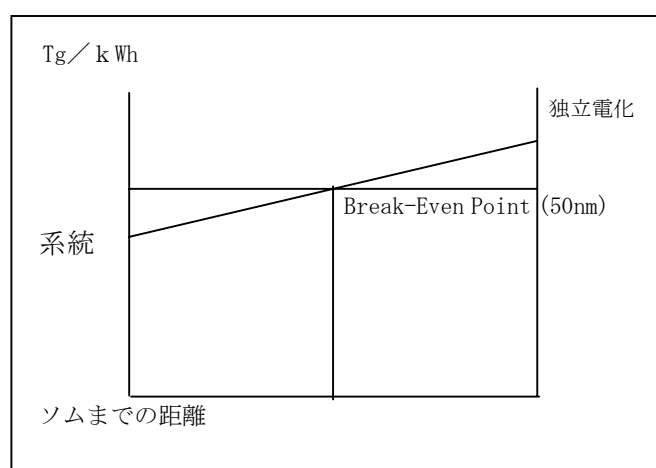


図 1.10.3-1 ブレイク・イーブン・ポイント

### 10.3.2 発電単価の算出方法

送電網系統との接続にするか或いは独立電源の方が経済的かという第一段階の判別手法によるコストは送電線接続による売電コストとディーゼル発電の売電コストを比較する事によって行われた。以下に算出方法を詳述する。

売電コストは送電線の場合には 1) 石炭火力発電による発電単価 + 2) 直近の既存の送電線網への送電線延長建設コスト + 3) 送電線 O/M コストである。独立ディーゼル発電の場合には発電

コストのみを考慮する。既存の送電線の建設コストは埋没費用と考え、またソムの必要とする電力量は設備容量の面からは無視できるものと考えた。ディーゼル発電をしても各家庭に配電する費用がかかるがこれは送電線網に接続しても同等の費用がかかると考えられるので、無視することにした。

### 10.3.3 発電コスト

電力系統の電源は主として石炭燃焼火力とディーゼル発電システムであるので、それぞれの発電システムコストを計算した。

#### (1) 資本回収価値

発電設備の建設コストが kWh 当たりいくらの費用となるかを計算した。石炭燃焼火力とディーゼル発電では建設単価だけでなく耐用年数が異なるのでこの差を等式化するため、耐用年数期間中の毎年の費用に均等配分した費用である資本回収費を計算した。表 I. 10. 3-1 はそれぞれの計算結果である。

表 I. 10. 3-1 資本回収費

		unit	Coal Fired Thermal	Diesel Engine
1)	KW Construction Cost	US \$/kW	2200	750
2)	Fixed Cost	US \$/kW	20	7.2
3)	Equipment Life	year	30	15
4)	Construction Period	year	1	1
5)	Discount Rate		10%	10%
6)	Capital Recovery Rate		0.10608	0.13
7)	Capital Recovery Value	US \$/kW/year	253	106

#### (2) 燃料費

次に各々のシステムの燃料費を求めた。燃料費は kWh 当たりの燃料消費量を計算し、それに燃料の価格をかける形で求めた。表 I. 10. 3-2 に燃料費の比較を示す。

表 I. 10. 3-2 燃料費の比較

	Coal Fired Thermal		Diesel Engine	
8) Fuel Price	15	US \$/ton	450	US \$/ kl
9) Calorific Value	5,300	kcal/ton	9,600	kcal/ kl
10) Heat Efficiency	35	%	0.25	%
11) Energy Conversion	-	kcal/kWh	860	kcal/kWh
12) Heat Rate	2867	cal/kWh	-	cal/kWh
13) Fuel Consumption	0.54	ton /kWh	0.36	kl/kWh
14) Fuel Cost	0.008	\$/kWh	0.161	\$/kWh

### (3) O/M 費用

O/M 費用は建設コストの一定割合で必要と考えた。kWh 当たりのコストを算出するには年間の発電時間を想定する必要があるが、ここでは年間発電時間を中央石炭火力（すなわち送電線対応の場合）年間 90%稼動すると仮定して 7884 時間、ディーゼルの場合にはソム・センターの独立電化であるのでソム・センターの電力需要の現況の負荷状況から 1752 時間とした\*3。とする。表 I. 10. 3-3 に O/M コストの比較を示す。

表 I. 10. 3-3 O/M コストの比較

	unit	Coal Fired	Diesel
		Thermal	Engine
15) Operation and Maintenance Cost	% of construction cost	2%	15%
16) Annual Ope. Hour	hour	7884	1752
17) O/M Cost/kWh	US \$/kWh	0.0056	0.064

### (4) 発電コスト

発電コストは可変費用である燃料費と O/M 費用および固定費用である資本回収費用を合算して求められた。kWh 当たりの固定費を算出するには年間の発電時間を想定する必

\*3 ロードファクターを 0.2 として年間総時間より計算、ロードファクターについては第 8 章を参照。

要があるが、ここでは上記同様に年間発電時間を石炭火力 7884 時間、ディーゼル発電 1752 時間とした。表 I. 10. 3-4 に発電コストの比較を示す。

表 I. 10. 3-4 発電コストの比較

		unit	Coal Fired Thermal	Diesel Engine
18) Variable Cost/kWh	14)+17)	US \$/kWh	0.014	0.225
19) Fixed Cost	7) / 16)	US \$/kWh	0.032	0.060
20) Total kWh Cost	18)+19)	US \$/kWh	0.046	0.286

#### 10.3.4 送電ロスと電圧降下

送電網との接続の場合には単純な設備コスト、運転コストの他に送電ロスという目に見えないコストが生じる。対象となるソム・センターの必要とする電力負荷容量は 2-3 の例外を除いて 200 kW 以下である。添付表 I. 10. 3-5 は 10kV の送電線で 200kW を送電する場合の送電線互長に対する受電電圧と送電損失を示したものである。電圧の基準を若干ゆるくとして 10%降下までが許容されるとすると 60km が送電の限界となる。

同様に添付表 I. 10. 3-6 は 35 kV の送電線で 200 kW を送電する場合の送電線互長に対する受電電圧と送電損失を示したものである。

上記は送電容量が小さいため、長距離になるとフェランチ効果により受電電圧が上昇した。

#### 10.3.5 送電線延長の売電コスト

送電線延長によるコストには、既存の送電線から分岐するための開閉器の費用が必要であり、これを固定費とした。次に電柱等送電線の建設コストで、これは延長距離に比例して増加する。

更には送電ロスである。これも延長距離に比例することになる。添付表 I. 10. 3-7 および添付表 I. 10. 3-8 に算出結果を示す。

### 10.3.6 ブレーク・イーブン・ポイント

ディーゼル発電と送電線延長の Break Even Point (BEP)は技術的要素より寧ろ上記の送電線延長の売電コストから求めた。

ディーゼル発電の場合の発電コストは0.286ドルであった。このため、35 kV では25 km が BEP となり、10 kV の場合には50 km が BEP となることになった。

### 10.3.7 送電線延長計画

実際に対象ソムの中で送電線延長の売電コストが上記第10.3.6節で述べた距離(50 km)以内であるソム・センターを抽出した。即ち、送電線延長の方が独立電化より経済的であるソム・センターを選出した。これを地図上で検証した。さらに現在ロシア・中国より電力供給を受けているソム・センターは新規送電線延長の必要性が認められない事からこれを除外した。また、今後においてロシア・中国より電力供給を受ける必要があるソム・センターは、2000年までに新規送電線延長が可能とは考えられないので、これらは本計画調査の中を含め、独立分散型電源を適用する事とした。結果として、本計画調査にて検討する送電線延長のソム・センターは4ヶ所であった。表 I.10.3-9 に送電線延長のソム・センターを示す。

表 I.10.3.9 送電線延長のソム・センター

No.	ID	Sum	Aimag	Distance (km)
1	63	SUKHBAATAR	SUKHBAATAR	40
2	110	TOSONTSENGEL	KHUVSGUL	47
3	170	BAYAN-NUUR	BAYAN-ULGII	15
4	171	ALTAN-TSUGTS	BAYAN-ULGII	5

## 10.4 独立電源による電力供給計画

系統連系による電力供給とするか、独立電源による電力供給とするかのスクリーニングは10.3節で行った。系統連系されるソムでは基本的に24時間の電力供給が実現すると考えた。

本節では独立電源による電力供給を対象に、各断面における電力供給のレベルを決定し、それを実現させるための電力供給方法を検討した。

#### 10.4.1 2005年の独立電源による電力供給計画

##### (1) 電力供給レベル

インベントリー調査、サンプル調査結果より明らかなように、ソム・センターにおける社会・経済状況は大変厳しく、ディーゼル発電機を所有していても、実際の電力供給は冬期夜間に限定しているソムがほとんどである。一方、BHN、特に病院・学校の機能向上に対する要望が強く、また、役場の機能を充実させることにより、ソム・センターの機能を活性化させ、延いてはソムの産業活性化につなげたいとの希望もある。これらの施設に対しては24時間の安定電力供給が強く望まれている。

しかし、この段階では再生可能エネルギーの主力となる太陽光、風力の設備費の低下はさほど望めず、また、再生可能エネルギーの間欠性を補うバッテリーのコストも高い。一般的な経済評価を行えば、再生可能エネルギー・ポテンシャルの相当高いソムにおいても、ディーゼル発電機が有利となるのは必至である。ところが、問題はディーゼル発電機があっても、燃料やスペアパーツの調達費用が準備できず、限定的な電力供給しか行えないというのも現実である。

従って、電力供給レベルの決定にあたっては、経済性のみを優先させず、下記の点を重視した。

- BHN とソム活性化
- ディーゼル発電機の燃料消費量の現状維持または削減
- CO<sub>2</sub> 排出量抑制による環境問題への貢献
- 再生可能エネルギーの特性に合わせた経済性

特にBHNの向上を最優先とし、2005年における独立電源ソムでの電力供給レベルを次のように定める。

- 学校・病院・ソム役場に対しては24時間安定電力供給
- 上記以外の需要家については、その供給レベルを各ソムの自主性に委ねる

## (2) 電力供給計画

先に定めた電力供給レベルを実現させるシステムとして、次の2タイプを考える。

- ディーゼル発電機単独
- 再生可能エネルギーとディーゼル発電機の組合せ

ディーゼル発電機は、初期投資で判断すれば独立電源として最も経済性が高く、かつ安定供給も実現できる。独立分散型電源ソムの内、再生可能エネルギーのポテンシャルが少なく、それによる供給が困難と判断されたソムでは、ディーゼル発電機単独による供給となる。この場合、電力供給レベルを満たすためには、ディーゼル発電機の燃料およびスペアパーツ等の購入予算が不足する可能性が高いので、何らかの補助政策を検討する必要もある。

再生可能エネルギー・ポテンシャルの高いソムでは、再生可能エネルギーによる電力供給は必然である。再生可能エネルギーとして、太陽光・風力・小水力があるが、現在においては太陽光・風力では初期投資コストがディーゼル発電に比し、3～7倍と高額となるため、経済性を考慮し、設備容量を小さく抑える必要がある。また、安定供給を実現させるためのバッテリーが必要となるが、これも高額であるため、容量を最小にすることが望ましい。従って、この段階での再生可能エネルギーによる電力供給は以下の方針で行った。

- 再生可能エネルギー電力供給は3公共施設（学校・病院・ソム役場）に限定した。
- 3公共施設に対する再生可能エネルギーでの24時間電力供給は夏期に限定した。
- 3公共施設に対する冬期での電力供給不足、安定性維持はディーゼル発電機で行う事とした。

供給時期を夏期に限定したのは、夏期の需要は冬期のそれより小さく、また主要な電源となる太陽光ポテンシャルも夏期は高く、再生可能エネルギーの経済性が高くなるためである。

## 10.4.2 2010年の独立電源による電力供給計画

### (1) 電力供給レベル

2010年では電力供給事業の運営状態の改善と、ソム・センターにおける社会・経済状況の改善が期待できる。このため、2010年における独立電源ソムでの電力供給レベルを次のように定めた。

- ソム・センターの全需要家に対し24時間安定電力供給

### (2) 電力供給計画

2005年と同様、2010年における電力供給システムも下記の2タイプとした。

- ディーゼル発電機単独
- 再生可能エネルギーとディーゼル発電機の組合せ

再生可能エネルギー・ポテンシャルの低いソムでは、ディーゼル発電機単独による電力供給に変更はない。

一方、ポテンシャルの高いソムにおいては、2010年となると風力・太陽光発電設備の価格低下が相当期待できることから、再生可能エネルギーによる電力供給量の拡大が可能となる。従って、2010年での再生可能エネルギーによる電力供給は、以下の方針とする。

- 再生可能エネルギーによる電力供給対象をソム・センターの全需要家とする
- 再生可能エネルギーでの24時間電力供給は夏期に限定する
- 冬期の電力不足、安定性維持はディーゼル発電機で行う



### 10.4.3 2015年の独立電源による電力供給計画

#### (1) 電力供給レベル

2015年の独立電源ソムにおける電力供給のレベルは、2010年と同様に下記の通りとした。

- ソム・センターの全需要家に対し24時間安定電力供給

2010年との違いは、この電力供給レベルを次に述べる通りディーゼル発電機無しで実現することである。

#### (2) 電力供給計画

2010年までの電力供給システムでは、ディーゼル発電機が単独または併用されてきた。2015年ではディーゼル発電機無しの再生可能エネルギーのみをエネルギー源とした電力供給システム構築を計画した。このようなシステムを目指す理由を以下に述べる。

- モンゴルではディーゼル油は全て輸入に頼っているため、エネルギー安定供給の保障を外国に握られている（1999年ロシアからの燃料供給停止が実際に起こった）。目指す電力供給システム構築により、エネルギーの安定供給を、自国で保障可能とした。
- ディーゼル発電機を使用しないことにより、二酸化炭素の排出量がゼロとなり地球温暖化問題に大きく貢献できる。

世界の主要な自動車メーカーが燃料電池自動車の量産化を、電気メーカーが家庭用燃料電池の量産化を、2003年から2004年を目標年として宣言している。従って、この時期から燃料電池および燃料貯蔵システムの急激なコスト低減が期待され、2015年にはソムの電力供給への適用も十分現実的な構想と考えた。

再生可能エネルギーを水素として貯蔵することにより、その間欠性が克服され、経済性が著しく向上する。従って、再生可能エネルギー・ポテンシャルの相当低いソムでも、その導入が可能となる。太陽光・風力発電設備の導入が不可と判断されたソムでは、他の地域で再生可能エネルギーにて製造された水素を輸送することにより、燃料電池にて電力供給が可能となる。

このため、2015 年の段階に至っては、独立電源による電力供給システムを次の通りとした。

- 再生可能エネルギーと燃料電池（水素製造・貯蔵装置を含む）の組合せ
- 燃料電池（水素貯蔵装置を含む）単独

燃料電池単独の場合は、再生可能エネルギー・ポテンシャルの豊富な地域で水素を製造し、それを運搬する。これにより地方の電力供給に関しては、エネルギーの国内自給を達成できる事とした。

#### 10.4.4 ディーゼル発電機の役割

以上述べてきた通り、2005 年・2010 年での電力供給計画ではディーゼル発電機を各ソムに必ず導入することとした。間欠性が強く、設備単価の高い太陽光・風力を利用する場合、燃料電池等新たな電源が普及するまでのしばらくの期間、ディーゼル発電機との組合せは不可欠である。

再生可能エネルギーとディーゼル発電機の単純な組合せのイメージが、発電設備の二重投資という誤解を連想させないように、ソム・センターの電力供給におけるディーゼル発電機の担う役割を次の通り再確認する事とした。

- 2005 年：3 公共施設以外の全需要家に対し、年間通しての電力供給
- 2005 年：3 公共施設に対する冬期ピーク時間帯の電力供給および再生可能エネルギーによる電力供給の信頼性向上
- 2010 年：全需要家に対する冬期ピーク時間帯の電力供給および再生可能エネルギーによる電力供給の信頼性向上

7.4 節で述べたように、現在日本の無償援助によりソム・センターへのディーゼル発電機の導入が進められている。2000 年 1 月現在、ディーゼル発電機の導入済みまたは導入計画決定ソム・センターは 99 であり、この内、96 ソムが本マスタープランにおける独立電源計画ソムにあたる。これらのソムでは導入されたディーゼル発電機を、本マスタープランでの電力供給計画にそのまま取り込める。これは、本マスタープランとディーゼル発電機の無償援助とが十分な整合性を持っていることを示すものである。

## 10.5 電力供給システムのイメージ

2015年までの完成を目標としたソム・センターへの電力供給システムとして、下記のシステムを計画した。

- (1) 系統連系
- (2) ディーゼル発電機単独
- (3) 再生可能エネルギーとディーゼル発電機の組合せ
- (4) 再生可能エネルギーと燃料電池（水素製造・貯蔵装置を含む）の組合せ
- (5) 燃料電池（水素貯蔵装置含む）単独

これらのイメージを適用時期に合わせ、添付図 I. 10. 5-1 に示す。再生可能エネルギーとして太陽光、風力、小水力とあるが、小水力については 10. 7. 4 節で述べるので、ここでは太陽光と風力を再生可能エネルギーと考えた。

以下、各検討断面毎にシステムの説明を行う。

### 10.5.1 2005年のシステム・イメージ

10.3 節の検討で送電線延長が有利とされるソムについては、送電線を延長し系統からの電力供給とした。独立電源による電力供給対象ソムで、再生可能エネルギー・ポテンシャルの低いソムではディーゼル発電機単独となり、ポテンシャルの高いソムでは再生可能エネルギーとディーゼル発電機の組合せとした。

再生可能エネルギーとディーゼル発電機によるシステム構成を図 I. 10. 5-2 に示す。

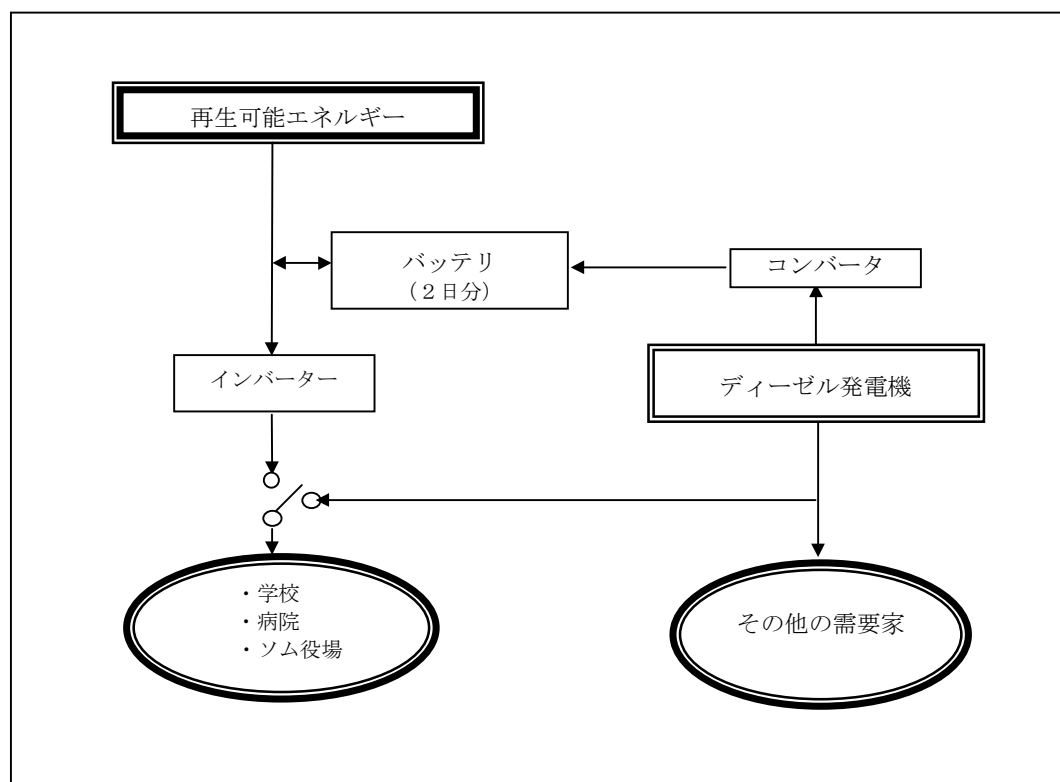


図 1.10.5-2 再生可能エネルギー（太陽光、風力）とディーゼル発電機によるシステム構成（2005年）

再生可能エネルギーとしては、太陽光単独または太陽光と風力のハイブリット・システム<sup>\*4</sup>とした。夏期において、3 公共施設に対し再生可能エネルギーによる電力供給となるため、バッテリー容量の目安としては、太陽光・風力の発電がなくとも、夏期の需要で2日間程度の電力供給を可能とする容量とした。冬期においては、ディーゼル発電機によるバッテリー充電も可能とするようコンバータも設置した。3 公共施設に対する再生可能エネルギーとディーゼル発電機による電力供給は、経済性と保守の簡略化を優先し、手動スイッチによる切り替え方式を採用した。

## 10.5.2 2010年のシステム・イメージ

基本的なシステム構成は、2005年と同様であるが、再生可能エネルギーとディーゼル発電機とは同期運転を行うハイブリット構成とした。ハイブリット・システムとすることにより、電力供給の信頼性の向上と、ディーゼルの消費量削減による経済効果が期待できる。

<sup>\*4</sup> 本レポート中でハイブリット・システムとは、2つ以上の電源が一体となって電力供給を行えるシステムをいう。太陽光と風力はDC回路で一体となるため、ハイブリット・システムである。しかし、ディーゼルと再生可能エネルギーとはAC回路側で同期運転をする場合のみハイブリット・システムと呼ぶ。

再生可能エネルギーとディーゼル発電機のハイブリット・システムを、図 I.10.5-3 に示す。

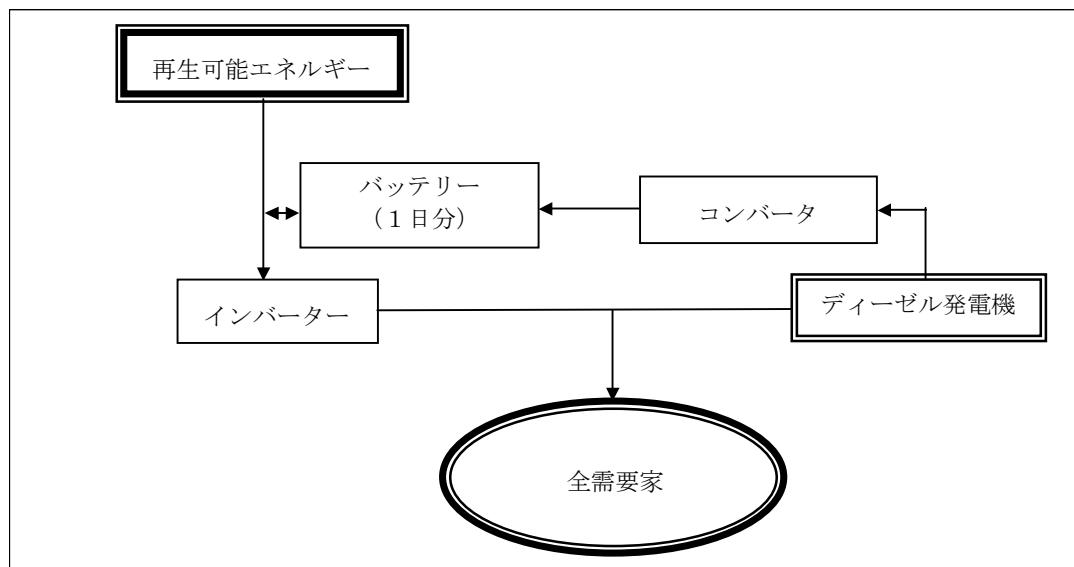


図 I.10.5-3 再生可能エネルギー（太陽光、風力）とディーゼル発電機のハイブリット・システム（2010年）

2005年のシステムとの基本的な違いは、夏期の再生可能エネルギーによる電力供給対象が、ソム・センターの全需要家となる点である。このためバッテリー容量を相当増加させる必要が生じるが、これを抑えるため、目標とする供給能力を夏期の需要で1日間程度と低く設定した。これより供給力不足の発生する可能性が高くなるが、バッテリー残量が少なくなった場合は、公共施設に優先的に供給する等、運用方法を工夫して対応できるシステムとした。

### 10.5.3 2015年のシステム・イメージ

2015年のシステム構成は大きく変えた。系統連系はそのまま残るが、ディーゼル発電機およびバッテリーは無くなり、燃料電池や水素製造装置を設置するシステムとした。図 I.10.5-4 に 2015年の電力供給システムを示す。

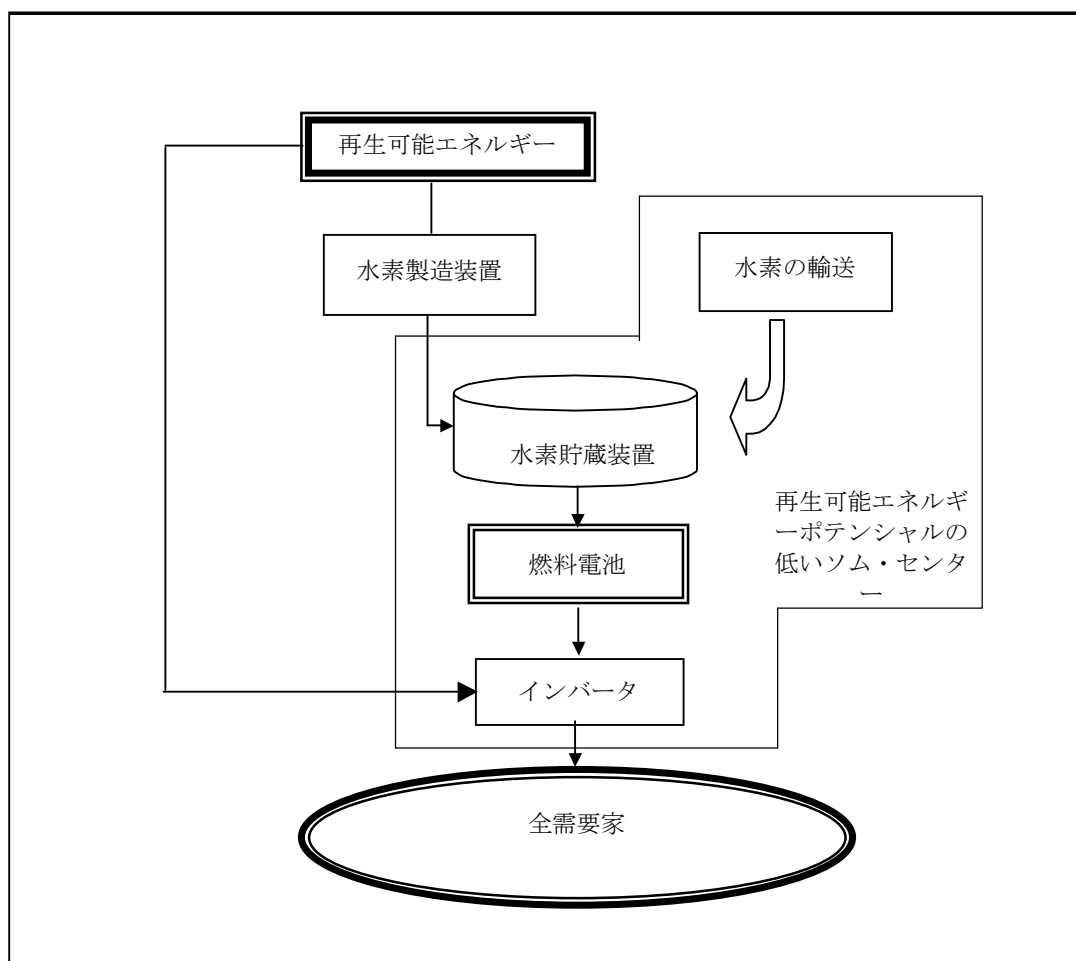


図 I. 10.5-4 2015 年の電力供給システム

再生可能エネルギーで発電された電力は、需要家に供給される共に水素製造装置により、水素を製造する。水素製造装置の基本原理は水の電気分解であるので、水を原料とし水素を製造する。製造された水素は水素貯蔵システムに貯える。この水素は必要な場合燃料電池により電力に変換され、インバータを通して需要家に供給される。このようにエネルギーは水素として貯えられるので、バッテリーは不要となる。

再生可能エネルギー・ポテンシャルが低く、2010 年までディーゼル発電機単独システムが適用されるソムのいくつかにおいても、設備の価格低下に伴う再生可能エネルギーの経済性向上により、その導入が可能となっている。この段階でも導入困難なソムでは、他の地域で再生可能エネルギーにより製造した水素を輸送し貯蔵する。この水素を使用し燃料電池で発電し電力供給を行うシステムとした。

## 10.6 独立電源による電力供給システムの基準タイプ

独立電源ソム・センターに計画する電力供給システムは、ほぼ全ソムで共通のタイプを使用する。第 10.4 節、第 10.5 節で定性的に示した電力供給システムに、ここでは定量的な検討を加え、独立電源ソム・センターに適用する電力供給システムの基準タイプを示す。第 10.5 節で述べたように、基準タイプにおける再生可能エネルギーは、太陽光および風力とする。

### 10.6.1 2005 年の基準タイプ

#### (1) ディーゼル発電機単独

ディーゼル発電機単独による電力供給は、現在各ソム・センターにて行われている電力供給の形態であり、発電機容量は 60 kW と 100 kW の 2 タイプにほぼ統一されている。日本の無償援助により導入されているディーゼル発電機もこの 2 タイプに統一されている。

本計画でもこの方針に従い、基準タイプは下記の通りとした。

- ディーゼル発電設備 : 基準単機容量 60 kW または 100 kW
- 発電所建屋 : 既設ディーゼル発電所使用

単機容量を越える需要のあるソムには複数台の設置となるが、この場合、同期運転を行うため同一容量のものを複数台とした。

#### (2) ディーゼル発電機と再生可能エネルギーの組合せ

2005 年におけるディーゼル発電機と再生可能エネルギーの組合せシステムは、下記の通りとした。

- ディーゼル発電設備 : 基準単機容量 60 kW または 100 kW
- 発電所建屋 : 既設ディーゼル発電所使用

■ 太陽光パネル	:	基準単位容量 2 kWp (1 ソム当たり最小 2 kWp、最大 12 kWp)
■ 風力発電機	:	基準単機容量 2.5 kW、 5.0 kW (1 ソム当たり最小 2.5 kW、最大 10.0 kW)
■ インバータ	:	基準単位容量 2kVA (1 ソム当たり最小 2 kVA、最大 8 kVA)
■ コンバータ	:	基準単位容量 10 kVA (1 ソム当たり最小 10 kVA、最大 50 kVA)
■ バッテリ	:	基準単位容量 6 kWh (60 x 100 Ah) (1 ソム当たり最小 6 kWh、最大 48 kWh)
■ 発電所建屋	:	再生可能エネルギー用に新設
■ 配電線	:	発電所から 3 公共施設への専用配電線
■ 屋内配線	:	3 公共施設内の専用屋内配線

太陽光・風力の発電設備は、風車の騒音の軽減、据付敷地の確保の容易性、2010年・2015年の拡張性を考慮し、ソム・センター郊外（中心より 1～2 km の地点）に設置する計画とした。この地点に現地の調達材料による発電所建屋を建設し、バッテリー、インバータ、コンバータ、制御機器等を屋内に設置する。発電された電力は発電所からソム・センターまで 10 kV の高圧配電線で送電され、そこで変圧器により 230 V に降圧し 3 公共施設に配電する。太陽光・風力によって発電された電力が、既設の配電回路に漏れないよう、3 公共施設への配電線は全て専用線とした。さらに、同様の理由で公共施設内は専用屋内配線とした。これは、配電損失低減にも効果的である。

## 10.6.2 2010年の基準タイプ

### (1) ディーゼル発電機単独

2005年と同様の設備とした。



## (2) ディーゼル発電機と再生可能エネルギーの組合せ

2010年に設置を計画するディーゼル発電機と再生可能エネルギーの組合せシステムは、下記の通りとした。

- ディーゼル発電設備 : 基準単機容量 60 kW または 100 kW
- 発電所建屋 : 既設ディーゼル発電所使用
- 太陽光パネル : 基準単位容量 5 kWp  
(1 ソム当たり最小 5 kWp、最大 100 kWp)
- 風力発電機 : 基準単機容量 10 kW、30 kW、50 kW  
(1 ソム当たり最小 10 kW、最大 130 kW)
- インバータ : 基準単位容量 10 kVA  
(1 ソム当たり最小 10 kVA、最大 140 kVA)
- コンバータ : 基準単位容量 10 kVA  
(1 ソム当たり最小 10 kVA、最大 20 kVA)
- バッテリー : 基準単位容量 6 kWh (60 x 100 Ah)  
(1 ソム当たり最小 6 kWh、最大 240 kWh)

2005年の基準タイプとの違いは、ディーゼル発電機と再生可能エネルギーとをハイブリット構成としていることである。

### 10.6.3 2015年の基準タイプ

#### (1) 再生可能エネルギーと燃料電池の組合せ

2015年に新たに設置を計画する再生可能エネルギーと燃料電池のを組合せたシステムは、下記の通りとした。

- 太陽光パネル : 基準単位容量 10 kWp  
(1 ソム当たり最小 0 kWp、最大 200 kWp)

- 風力発電機 : 基準単機容量 30 kW, 50 kW、100 kW  
(1 ソム当たり最小 30 kW、最大 300 kW)
- インバータ : 基準単位容量 50 kVA  
(1 ソム当たり最小 50 kVA、最大 250 kVA)
- 燃料電池 : 基準単位容量 50 kW  
(1 ソム当たり最小 50 kW、最大 300 kW)
- 水素貯蔵装置 : 基準単位容量 10 MWh  
(1 ソム当たり最小 10 MWh、最大 100 MWh)

## (2) 燃料電池単独

燃料電池単独システムを構成する機器は下記の通りとした。

- インバータ : 基準単位容量 50 kVA  
(1 ソム当たり最小 50 kVA、最大 150 kVA)
- 燃料電池 : 基準単位容量 50 kW  
(1 ソム当たり最小 100 kW、最大 150 kW)
- 水素貯蔵装置 : 基準単位容量 10 MWh  
(1 ソム当たり最小 30 MWh、最大 70 MWh)

このシステムでは水素を他の地域から輸送する必要があるため、水素の輸送手段が必要となる。水素の輸送・貯蔵方法は水素の保存形態により、圧縮水素、液体水素、水素吸蔵合金、メタノール、水素と金属の化合物水溶液など各種の方法が実用レベルでの検討が進められている。主要自動車メーカーによる 2004 年頃の商業ベースでの燃料電池車販売開始と共に、最も経済的な方法に収斂していくと考えられる。

## 10.7 各ソム・センターの最適電力供給システム

### 10.7.1 基準タイプの適用方針

本節ではまず、再生可能エネルギーの主要な電源となる太陽光および風力発電設備の各ソム・センターへの適用を述べ、次に、ディーゼル発電機その他設備の適用方針を説明する。

#### (1) 太陽光・風力発電設備の適用方針

太陽光・風力発電設備の適用方針の構成を図 I. 10. 7-1 に示す。

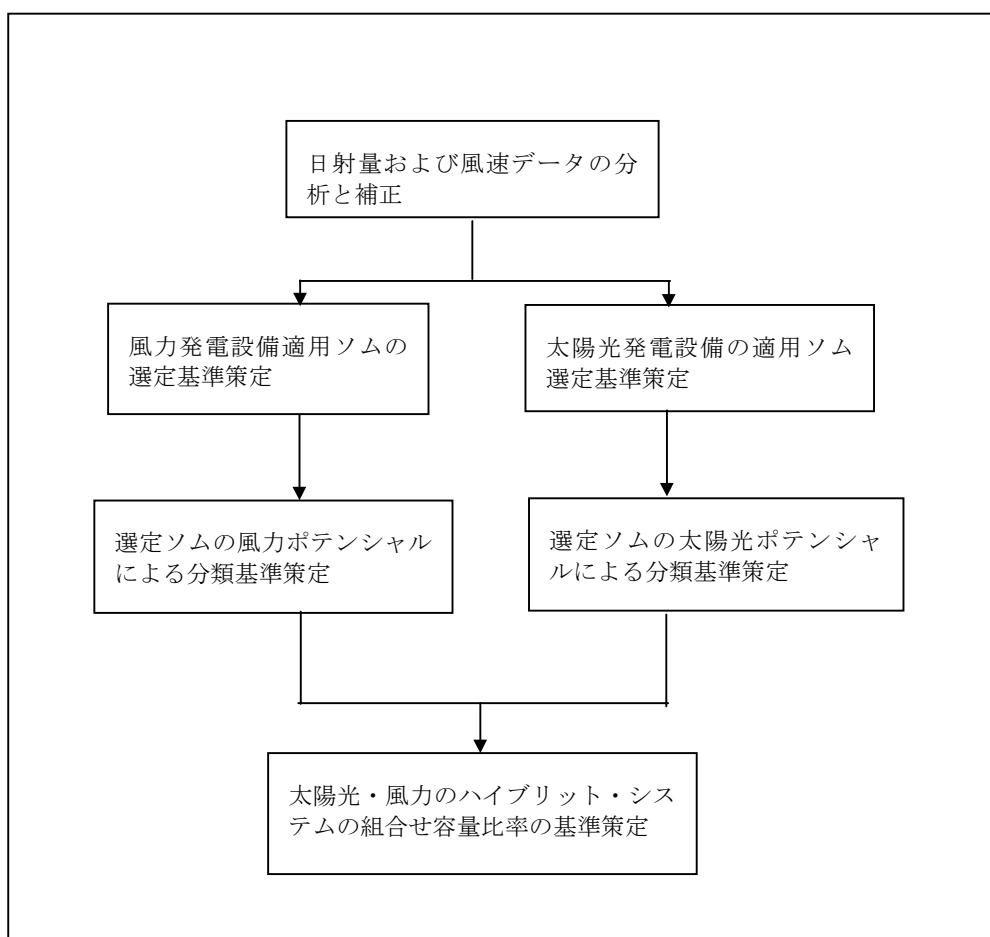


図 I. 10. 7-1 太陽光風力発電設備の適用方針の構成

## (a) 日射量および風速データの分析と補正

モンゴル全国に点在するソム・センターに対し、太陽光および風力発電の適用基準を決めるには、全国レベルでの正確な日射量および風速のデータが必要である。全国レベルのデータはモンゴル気象庁のデータであるが、観測機器が旧式であるため、その精度と信頼性に疑問が残る。高い精度と信頼性のあるデータとして、本マスタープランのパイロット・プラントに設置した精密観測機器による観測データと他機関が近年、精密観測機器で測定したデータがあるが、測定地点が限られている。従って、適用基準を決めるため、この2種類、つまり気象庁データと精密観測機器によるデータを基に、必要な場合は次の通り気象庁データに補正を行った。

## i) 太陽光発電

添付表 I. 10. 7-1 に気象庁データと精密観測機器による観測データの比較を示す。

これより次のことが判明した。

- 半ゴビ地域に属するアダーツァグとステップ地域に属するバヤンウンドゥルでは、気象庁データとパイロット・プラントで収集したデータとの差異が小さい。特に、設備の採否の決定判断に重要な夏期の平均値は気象庁観測値とほぼ同じ値を示している。
- 山岳地帯に属するタリアトでは気象庁データとパイロット・プラントで収集したデータとの差異が大きい（気象庁データが小さい）。
- 他機関のデータと気象庁観測データを比較した結果、各月毎の比較では若干の誤差があるものの年平均ではほぼ同じ値を示している。

以上より、山岳地帯についてのみ、気象庁データの補正を行った。補正としては、気象条件の変化、観測地域差等で水平面日射量が異なる可能性を15%と見積り、求めたタリアトの平均比率1.36の85%である1.16を気象庁データの年平均水平面日射量の記録に乗じることとした。

## ii) 風力発電

添付表 I. 10. 7-2 に平均風速気象庁データと精密観測機器による観測データの比較を示す。

添付の表から、観測員による風速計の読取り差と思われる観測誤差が認められるが、8ソムのうち6ソムが風力の過小評価をしており全体的に風速を小さく見積る傾向があるという結果を示している。精密観測機器とロシア式風況観測装置の観測誤差を最小限にするため、同時期に記録された値を比較検討し32ヶ月分の平均値である1.29倍を補正值とすることが妥当であると判断した。今後、ロシア式風速観測装置による記録に1.29倍した値を本計画の本計画の平均風速として取り扱うこととした。

(b) 太陽光・風力発電設備の適用ソム選定基準

i) 太陽光発電

太陽光発電設備を適用するソムの選定基準を次の通りとした。

(2005年、2010年の基準)

- 日射量が4.0 kWh/m<sup>2</sup>・day以上

太陽光発電設備の導入を代替電源との比較において判断する指標として、①経済性、②運転・保守性、③環境に与える影響、④電源としての信頼性、などが考えられる。これらの要素を総合的に検討し導入の適否を判断すべきであるが、簡潔な判断基準とするため、特に重要な経済性のみを取上げた。ここでは、アジア開発銀行が太陽光発電導入に際し行った検討<sup>\*5</sup>結果を参考に、年平均水平日射量が4.0 kWh/m<sup>2</sup>・day以上を選定基準とした。

(2015年の基準)

- 上記で選定したソム・センターに加え、それらソム・センターとの位置関係や地形の形状から4.0 kWh/m<sup>2</sup>・dayに近い日射量が期待できるソム・センター

モンゴル気象庁のデータは、隣接するソム・センターでありながら日射量が大きく異なる場合や、山の北側、南側に位置するソム・センター間で日射量の差が無い（山影の影響が出ていない）など、基本的にその信頼性に疑問が残る。また、2015年には機器価格の大幅な低下も予想されることから、より低い基準値でも経済性が期待できる。そこで、2005年には、精密な気象観測システムを全国レベルで設置し、観測を続け、2015年の段階ではそのデータを基に再検討することとする。現段階では2015年の暫定的な選定基準として上記を定め、既存データが基準値4.0 kWh/m<sup>2</sup>・dayに満たないソム・センターからも追加選定を行う。

<sup>\*5</sup> SOLAR PHOTOVOLTAIC POWER GENERATION USING PV TECHNOLOGY, The Economics of PV Systems Volume copyright: ADB Workshop, Manila (P. 55 Fig 32, P. 49 Fig 26).

## ii) 風力発電

風力発電設備を適用するソムの選定基準を次の通りとした。

(2005 年、2010 年の基準)

- 地上高 10 m の年間平均風速が 4.1 m/s 以上
- 年間で平均風速が最低となる 7 月と 8 月の地上高 10 m の平均風速が 3.7 m/s 以上

風力発電施設の採用を決める経済指標として設備利用率があり、一般に年間設備利用率 20%が採算を成立させる基準と考えられている。しかし、これは系統連系を対象とした大型風力開発の場合であり、本マスタープランが対象とする独立型の小型風力設備には当てはまらない。系統から遠く離れているソム・センターでは長距離送電線の建設やディーゼルの長距離輸送など電力供給のコスト自体が高いため、設備利用率が低くなくても経済性が出る可能性は高い。

上述した大型風力開発の場合、発電単価は 5 ¢/kWh 程度の場合が多い。小型風力発電設備の建設単価は、大型のそれに比較しおよそ 3 倍程度であるため、同じ設備利用率を条件に単純に考えれば、小型風力の発電単価は 15 ¢/kWh といえる。一方、ソム・センターでのディーゼル発電機による実質的な発電単価は、30 ¢/kWh 程度と推定される。このため、ディーゼル発電機による発電を小型風力で代替するとすれば、設備利用率は 20%の 2 分の 1、つまり 10%程度まで許容できることになる。

従って、選定基準として、年間設備利用率は 12%とし、さらに平均風速が最小となる夏期においても設備利用率電力 8%を達成することとした。市販の小型風力発電機の「設備利用率－平均風速特性」からこれら設備利用率を達成する平均風速をもとめると、地上高 10 m で、それぞれ 4.1 m/s、3.7 m/s となった。

(2015 年の基準)

- 地上高 10m の年間平均風速が 3.9m/s 以上
- 年間平均風速が最低となる 7 月と 8 月の地上高 10 m の平均風速が 3.5 m/s 以上

2015 年になると、風力発電機の低風速域での性能向上および価格低下が期待できるため、平均風速のさらに低い地域においても風力発電の利用が可能になる。しかしながら、正確なデータの存在する地域は限定されているため、正しい判断を行うには困難を伴う。そこで、2005 年には、精密な気象観測システムを全国レベルで設置し、観測を続け、2015 年の段階ではそのデータを基に新たなソムを追加する。そのため、現段階では、2015 年

の選定基準として、暫定的に上記の内容とした。

(C) 選定ソムの分類基準

i) 太陽光発電適用ソムの分類基準

基準タイプの適用方針で述べられた選定基準に従い太陽光発電設備を適用するソムでも日射量に開きがあり、同じ条件で設備を導入することが困難である。そのため日射条件に合わせ適用ソムを三つのグループに分類した。

分類基準を下記の通り定めた。

■ **グループ A： 年平均水平面日射量が 5.0kWh/m<sup>2</sup>・day 以上**

南ゴビ地域の大部分がこのグループに属する。日射量が年間通して比較的多い南ゴビ地域でも地形等の問題から日射量が少なくなる可能性があるソムはこのグループから除外した。適用範囲を決定する日射量の値は、精密観測機器で測定された日射量のデータ及び気象庁観測の南ゴビ地域のデータによる。

■ **グループ B： 年平均水平面日射量が 4.5 以上 5.0kWh/m<sup>2</sup>・day の未満**

半ゴビ地域及びステップ地域の大部分がこのグループに属する。地形等の問題から上記の値外の場合それぞれグループ A とグループ C に振り分けた。適用範囲を決定する日射量の基準は、気象庁観測データ及び実証試験で収集したデータによる。

■ **グループ C： 年平均水平面日射量が 4.0 以上 4.5kWh/m<sup>2</sup>・day 未満**

山岳地域の大部分がグループに属する。適用範囲を決定する日射量の基準は、気象庁観測データ及び実証試験で収集したデータによる。

ii) 風力発電適用ソムの分類基準

風力発電設備を適用するソムでは、夏期（7月・8月）の平均風速を基に分類を行なう。分類方法として、風力適用ソムの選出基準である 2.9m/s から最大値である 5.7m/s ままで 3 グループが均等になるよう分割した。

分類基準を下記の通り定める。

- グループ A : 夏期の平均風速が 4.7m/s 以上のソム
- グループ B : 夏期の平均風速が 3.8m/s 以上 4.7m/s 未満のソム
- グループ C : 夏期の平均風速が 2.9m/s 以上 3.8m/s 未満のソム

(d) 太陽光・風力ハイブリッド・システム組合せ容量比率

モンゴルでは、7月と8月の風力は弱い、日射量は大きい。また、雨天や夜間の太陽光発電は期待できないが、風力発電は可能である。このようなそれぞれの間欠性を補うため、太陽光と風力のハイブリッドが効果的である。

太陽光-風力ハイブリッド・システムにおけるそれぞれの組合せ容量比率を、表 I. 10. 7-3 の通り定めた。

表 I. 10. 7-3 太陽光・風力ハイブリッド・システムの組合せ容量比率

グループ		風力の容量比率			太陽光の容量比率				
風力	太陽光	風力容量	太陽光容量	min (%)	max (%)	Ave (%)	min (%)	max (%)	Ave (%)
A	A	70%以上	10%以上	70	90	80.0	10	30	20.0
A	B	70%以上	15%以上	70	85	77.5	15	30	22.5
A	C	70%以上	20%以上	70	80	75.0	20	30	25.0
B	A	60%以上	15%以上	60	85	72.5	15	40	27.5
B	B	60%以上	20%以上	60	80	70.0	20	40	30.0
B	C	60%以上	25%以上	60	75	67.5	25	40	32.5
C	A	50%以上	20%以上	50	80	65.0	20	50	35.0
C	B	50%以上	25%以上	50	75	62.5	25	50	37.5
C	C	50%以上	30%以上	50	70	60.0	30	50	40.0

ハイブリッド・システムの建設単価を小さくするため、容量比率は kW 単価の安い風力発電の利用を中心に設定した。風力と太陽光の両方が最も強い A-A の組合せで、単価の安い風力発電の適用範囲の平均値を 80% と最も高くなるように設定した。

ハイブリッド・システムの各組合せによる kW 単価を表 I. 10. 7-4 に示す。



表 I. 10. 7-4 太陽光-風力ハイブリッド・システムのkW単価

風力	太陽光	Hybrid 単価 USD/kW			Hybrid 単価/PV 単価 (%)		
		2005	2010	2015	2005	2010	2015
A	A	3292	2714	2320	58	57	64
A	B	3366	2778	2360	59	58	66
A	C	3440	2843	2400	61	60	67
B	A	3514	2907	2440	62	61	68
B	B	3588	2971	2480	63	62	69
B	C	3662	3035	2520	65	64	70
C	A	3736	3100	2560	66	65	71
C	B	3810	3164	2600	67	66	72
C	C	3884	3228	2640	69	68	73

ハイブリッド・システムのkW単価を小さくするために、また、夏期における風力の間欠性を補うためには20%程度の太陽光発電が必要である。この結果、2005年では風力がAグループにあるとき、kW単価はPV単独の場合と比較して60%前後と小さくなる。風力と日射量が弱くなるに従い、安定した出力を得るために太陽光の設備容量を大きく設定した。太陽光と風力の最も弱いC-Cの組合せでは、太陽光発電が全設備容量の40%前後を占めるためkW単価も高くなるが、2005年ではkW単価はPV単独の場合と比較しても69%と低くなる。

## (2) ディーゼル発電機の適用方針

ディーゼル発電機は全ての独立電源ソム・センターに設置される。設備容量は、冬期のピーク値を満足できるものとし、台数はディーゼル発電機の一般的な台数の決め方である必要台数プラス1台とした。1台追加するのは、定期点検や修理の場合でも、電力供給を可能とするためである。

## (3) その他設備の適用方針

配電設備やデータ管理システムも含め、各ステージ毎にその他設備の適用方針を以下に述べる。

### 2005年

配電設備（3公共施設への専用線）：再生可能エネルギープラント設置ソム

屋内配線	: 再生可能エネルギープラント設置ソム
データ管理システム	: 全計画対象ソム+対象アイマグ・センター
気象観測システム	: 調査団選定ソム
発電所建屋	: 再生可能エネルギープラント設置ソム

配電線とデータ管理システムについては、それぞれ第 10.8 節および第 10.9 節で述べる。屋内配線は、BHN への対応と配電損失低減の目的から、再生可能エネルギープラントを設置する全ソム・センターで張り替える。気象観測システムは、将来の再生可能エネルギーの利用を検討するため、モンゴル全国レベルでの正確な気象データの取得を目的とし、調査団の選定する 107 ソム・センターに設置する。ディーゼル発電機単独ソム・センターでは、既存の発電所建屋を継続使用すればよいが、再生可能エネルギーを導入するソム・センターでは、ソム・センター郊外に新たな発電所が必要となる。

## 2010年

配電設備	: 全計画対象ソム
データ管理システム	: 全計画対象ソム+対象アイマグ・センター+MOID+ Energy Authority

## 2015年

配電設備	: 全計画対象ソム
データ管理システム	: 全計画対象ソム+対象アイマグ・センター+MOID+ Energy Authority
発電所建屋	: 燃料電池単独ソム

ディーゼル発電機単独であったソム・センターでは、新たに発電所建屋の建設が必要になる。

### 10.7.2 最適電力供給システム

計画年次 2005 年、2010 年、2015 年における、計画対象ソム・センターの最適電力供給システムを以下に説明する。

## (1) 太陽光・風力発電の適用ソム・センター

適用基準に従い選定した太陽光発電および風力発電適用ソム・センターの数は、下記の通りである。

	(2005年、2010年)	(2015年)
■ 太陽光発電	: 123	148
■ 風力発電	: 45	53

2005年、2010年での太陽光発電適用ソム・センターをそのポテンシャルによる3分類と共に、添付表 I.10.7-5 に示す。また同様に、風力発電の適用ソム・センターをポテンシャル3分類と共に、添付表 I.10.7-6 に示す。ここで風力発電の適用ソム・センターは全て太陽光発電の適用ソム・センターとなるので、風力発電 45 ソム・センターは全て太陽光・風力のハイブリット・システムとなった。また、2015年に新たに太陽光および風力が適用されるソム・センターを、添付表 I.10.7-7 に示す。太陽光が 25 ソム・センター、風力が 8 ソム・センターで風力はすべて太陽光とのハイブリッドとなる。

## (2) 各ソム・センターにおける電源設備

### i) 2005年

2005年における各ソム・センターの電力供給システムを、添付表 I.10.7-8 に示す。表には対象ソム・センター全体が見渡せるよう、系統連系、小水力および個別検討ソム・センターも含めた全対象 167 ソム・センターを示した。この分布状態を見開き 1 ページの図に示した。

電源別によるソム・センターの数は次の通りである。

■ ディーゼル単独	: 38
■ ディーゼル+太陽光	: 77
■ ディーゼル+太陽光+風力	: 45
■ ディーゼル+小水力	: 2
■ ディーゼル+小水力+太陽光	: 1 <sup>*1</sup>
■ 系統連系	: 4

\*1: マンソ

ここで、ザブハン県トソンツェンゲルとホブト県ブルガンは、需要が大きく、第 10.6 節で設定した基準タイプ容量では電力供給レベルを満足できない。この点については個別検討として第 10.7.4 節で述べる。

ii) 2010 年

2010 年における各ソム・センターの電力供給システムを、添付表 I.10.7-9 に示す。電源別によるソム・センターの数は 2005 年と等しい。

2010 年では、基準タイプの上限容量で電力供給レベルを満足できないソム・センターが 7 ソム・センターあり、これについても第 10.7.4 節で述べる。

iii) 2015 年

2015 年における各ソム・センターの電力供給システムを、添付表 I.10.7-10 に示す。

2015 年の電源としては、燃料電池が加わり、ディーゼル発電機は存在しない。電源別によるソム・センターの数は次の通りである。

■ 燃料電池＋水素製造・貯蔵装置＋太陽光	: 93
■ 燃料電池＋水素製造・貯蔵装置＋太陽光＋風力	: 53
■ 燃料電池＋水素製造・貯蔵装置＋太陽光＋小水力	: 1 *1
■ 燃料電池＋水素貯蔵装置	: 14
■ 小水力	: 1 *2
■ 小水力＋太陽光	: 1 *3
■ 系統連系	: 4

\*1: ハルントゥルン

\*2: ムンフイルハン

\*3: マンソ

### (3) 各ソム・センターにおける電源以外の設備

第 10.7.1 節で示した適用方針に従い、各ソム・センターに計画した電源以外の設備を添付表 I. 10.7-11 に示す。

### 10.7.3 小水力発電による電力供給システム

小水力発電施設は、維持管理が容易で、迅速始動停止が可能であり、さらにはエネルギー源の多様化を図る上で重要な電力施設である。一般に、小水力発電施設計画には、次の様な基本条件を考慮して計画される。

- (a) 適正な流況条件
- (b) 電力系統への連系或いは負荷地点迄の送電線建設費の経済性
- (c) 自然災害の回避、基礎岩盤の頑強性
- (d) 施設建設の容易性
- (e) 環境・補償問題の回避
- (f) 河川の自浄能力の維持
- (g) 水位・水量制約に対する融和

本計画調査で検討した既存 F/S レポートにある小水力発電所計画の 2 ヶ所（ムンハイルハンおよびバルレントゥルーン）は概ね上記条件を満足していた。電力供給計画策定に際して、これら 2 ヶ所の小水力発電所計画を検討の対象とした。社会的ニーズおよび技術的妥当性は計画を個々に評価し、事業費の経済性は全体計画の中で評価する事とした。下表 I. 10.7-12 に各小水力発電所の緒元を示す。また、各小水力発電所の月別可能発生電力および電力量を下表 I. 10.7-13 に示す。写真 I. 10.7-1 にムンハイルハン小水力開発地点および写真 I. 10.7-2 にバルレントゥルーン小水力開発地点を示す。

表 I. 10.7-12 各小水力発電所の緒元

Hydro-P/S	Aimag	Main Dam	Design	Gross	Installed	Type of	Type of	Speed	Line Voltage	Line Length to Load
		H x L	Flow	Head	Capacity	P/S	Turbine			
		(m x m)	(m <sup>3</sup> /s)	(m)	(kW)			(rpm)	(kV)	(km)
Monkhairkhan	Khovd	2.5 x 90	2.5	8	150	Run-off River	Cross-Flow	375	10	4
Baruunturuun	Uvs	7.6 x 260	3.5	11	200	Dam toe	Cross-Flow	375	10	5

(Data Source: UCS in July 1999)

表 I. 10. 7-13 各小水力発電所の月別可能発生電力および電力量

Hydro-P/S	Aimag	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
		kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW
		10 <sup>6</sup> * kWh	10 <sup>6</sup> * kWh	10 <sup>6</sup> * kWh	10 <sup>6</sup> * kWh	10 <sup>6</sup> * kWh	10 <sup>6</sup> * kWh	10 <sup>6</sup> * kWh	10 <sup>6</sup> * kWh	10 <sup>6</sup> * kWh	10 <sup>6</sup> * kWh	10 <sup>6</sup> * kWh	10 <sup>6</sup> * kWh
Monkhaikhan	Khovd	75	75	75	100	150	150	150	150	150	100	75	75
		0.02	0.02	0.02	0.025	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.025	0.02	0.02
Baruunturuun	Uvs	(-)	(-)	(-)	200	200	150	200	180	150	100	50	(-)
		(-)	(-)	(-)	0.048	0.15	0.11	0.15	0.133	0.11	0.074	0.036	(-)

(Data Source: UCS in July 1999)



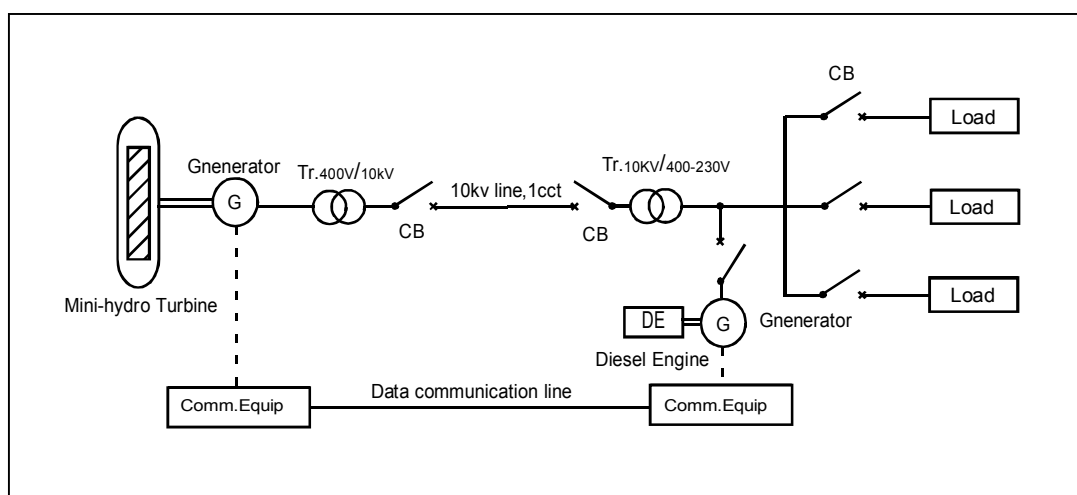
写真 I. 10. 7-1 ムンハイルハン水力地点



写真 I. 10. 7-2 バルントゥルーン水力地点

添付表 I. 10. 7-9 から判る様に、各小水力発電所の年間可能発生電力量は、ディーゼル発電設備を除く他の発電設備より多く、年間を通してベース負荷を取るのに適している。従い、各小水力発電所はベース負荷運転を主体として計画した。但し、バルーントゥルーン発電所においては冬期間の河川凍結により稼働出来ないため、他の発電方式との組合せが必要である。小水力発電計画地点に於いて、ピーク負荷に対応できない場合には、他の発電設備と組合せる必要がある。この場合、ピーク負荷対策としてディーゼル発電設備や他の発電設備により補完をする様に計画した。発電方式としては、独立分散型小水力発電方式および他の発電設備との並列またはハイブリッド運転方式が考えられる。以下に考慮すべき発電方式を列挙する。

- (a) 独立型小水力発電
- (b) 小水力発電 + ディーゼル発電



(c) 小水力発電 + 燃料電池

小水力発電設備と他の発電設備とを並列またはハイブリッド方式で導入する場合、各々の発電地点が離れているので、結線方式は電圧降下と電力損失を考慮して高圧同期方式で連系した。この結線方式の具体例を図 I. 10. 7-2 に示す。

図 I. 10. 7-2 結線方式の具体例 (小水力発電 + ディーゼル発電並列運転方式)

尚、日本の無償資金協力により全ソム・センターにおいて新型ディーゼル発電機が据付けられる予定であるので、ディーゼル発電設備は既存設備として計画した。

#### 10.7.4 個別検討ソム・センターの電力供給システム

需要が大きく、第 10.7.3 節で述べた基準タイプでは計画した電力供給レベルを満足できないソム・センターや、特別に検討の必要なソム・センターについて、本節で述べる。

##### (1) 2005 年

基準タイプで考えた電力供給条件、つまり「3 公共施設に対し、無日照でも 2 日間の電力供給を可能とする」に従い、ザブハン県トソンツェンゲルとホブト県ブルガンの必要太陽光パネル容量を計算すると、それぞれ 32 kWp と 19 kWp であった。また、バッテリー容量は同様にして、それぞれ 124 kWh と 73 kWh であった。これらの基準タイプ容量上限値は、太陽光、バッテリーそれぞれ 12 kWp、50 kWh で、基準タイプの容量では必要容量を満足できない。この不足分は基本的に、ディーゼルで賄うことになるが、太陽光による供給対象公共施設とその供給時間を下記の通り限定し、ディーゼル発電機が運転されない場合でも、下記については確実な電力供給を行えるよう設計した。

- トソンツェンゲル : 病院のみ無日照でも 1 日分
- ブルガン : 病院のみ無日照でも 2 日分

また、ホブト県マンハンには既設の小水力発電所があるが、1998 年 10 月、1999 年 6 月の 2 回の視察時、1 回目は水車の故障、2 回目はキャナルの補修のため、発電していなかった。このように発電所の信頼性は相当低いのもと考えられるため、太陽光発電設備の設置を計画した。

##### (2) 2010 年

2010 年の再生可能エネルギーによる電力供給対象は、夏期における全需要で、供給能力の条件は無日照においても 1 日間の電力供給継続とした。各ソム・センターの需要を基に、この条件を満足する太陽光パネルとバッテリーの必要容量を計算すると、以下の 7 ソム・センターが基準タイプの容量上限値（太陽光：100 kWp、バッテリー：240 kWh）をオーバーする。

- a) ドルノド県バヤンオール
- b) ヘンティー県バヤンアドラガ
- c) ヘンティー県ビンデル



- d) ヘンティール県バヤンオボー
- e) ホブト県ウインチ
- f) ホブト県ブルガン
- g) ザブハン県トソンツェンゲル

これらのソム・センターでは、不足する電力供給はすべてディーゼル発電機で賄う事とした。

先に述べたように、ホブト県マンハンの小水力発電所は信頼性が低い。しかし、安定した水力ポテンシャルの存在は既に証明されているので、この水力を有効に使うため、2010年にはマンハンの小水力発電所のリハビリを計画した。

### (3) 2015年

小水力計画の内、ムンハイルハンは年間安定した水力が期待できるため、安定した電力供給も可能であると判断し、水素関連設備の設置は行わない事とした。

一方、バルーントゥルーンでは冬期は凍結により水力発電は不可能である。このため太陽光および水素関連設備の設置を行う。

設備容量の決定条件は以下とした。

- 夏期の電力供給は水力により賄われる
- 太陽光パネルの容量は冬期の供給電力分を年間に発電できるサイズとする

マンハンでは、既設発電所により冬期の発電実績があり、2010年にはこの既設水力発電所のリハビリを行うため、太陽光・風力および水素関連設備の設置は行わない事とした。ただし、2010年のリハビリの際、冬期の需要に十分対応できる水力ポテンシャルがあるかどうかを詳細に検討し、不可であれば太陽光パネルや水素関連設備の設置も考える事とした。

## 10.8 配電計画

### 10.8.1 概要

調査対象ソム・センターにおける既設配電設備には種々の難問が山積している。設備の老朽化、不適切な設備運営・維持管理、需要と供給のバランスを欠いた不安定な電力供給、更には、配電設備における電力損失（Non-Technical Loss を含む）の未改善等、今後改善・整備すべき多数の問題がある。

既に検討した調査対象ソム・センターの現状と問題点の抽出と解決策の検討および電力需要予測に基づき、最適配電計画を策定した。最適配電計画は、電源計画との整合性を図る観点から検討対象断面を2005年、2010年、2015年とし、経済性や社会的ニーズおよび緊急性を考慮して段階的改善を企図して目標年次である2015年に最適化・完全化を図るものとした。

### 10.8.2 最適配電計画

配電計画の最適化を図る為には、最初に現状包含している問題点の解消を行わなければならない。その上で整備・増強計画を策定し、最適化を図る必要がある。下表 I. 10. 8-1 に既設配電設備における問題点と改善策を示す。

表 I. 10. 8-1 既設配電設備における問題点と改善策

問題点	改善策
1. 配電損失の改善	1 回路構成の変更および電線サイズの増加
2. 料金徴収システムの改善	2. 電力量計の取付けと従量制料金体系の採用
3. 接触事故および短絡事故による供給信頼度の低下	3. 架空絶縁燃電線又は架空電力ケーブルの採用、 需要家用安全装置（ブレーカ）の取付け
4. 落雷による機器損傷と長時間停電	4. 架空電力ケーブル又は地中電力ケーブル配線、 避雷器および絶縁変圧器の取付け
5. 運営・維持管理の効率化・迅速化	5. ネットワーク通信利用による一元管理 計算機利用による業務の迅速化・効率化
6. 設備の老朽化	6. 資機材の更新による近代化

## (1) 2005 年における配電計画

2005 年における電力供給はこのステージの電力供給システムに対応し、以下の 3 点を提言する。

### (a) 電力量計の取付けによる従量制料金体系への移行

現在取付けられている電力量計はロシア製電磁機械型電力量計である。数年前までは使用していたし、今後も使用可能である。数量不足の電力量計は同型或いは新型のものを追加調達して取付ける事とした。電力量計への配線は、屋内配線用ケーブルを使用した。

### (b) 需要家用安全装置（ブレーカ）の取付け（モールド型限流遮断機を採用した）。

各需要家の過負荷または短絡事故により電力システムが停止し、他の需要家に対しても悪影響を与えている。また、電力機器にも損傷を与えかねないので、需要家用安全装置（ブレーカ）を取付けた。安全ブレーカは国際的にも標準のモールド型限流遮断機を採用した。

### (c) 再生可能エネルギー利用システムによる病院・学校・学生寮等公共施設への電力供給用新規専用配電線の建設

経済性および維持管理の容易性から考えて、架空絶縁撚電線を電柱に取付けて配線する事とした。

2005 年における最適配電計画の実施に必要な資機材リストを添付表 I. 10. 8-2 に示す。主要資機材は以下に示す通りである。

- － 10kV 屋外架空ケーブル配電線材料（新設：発電施設とソム・センター変電所の間）
- － 低圧屋外架空配電線材料（新設：ソム・センター変電所と病院・学校・学生寮等公共施設の間）
- － 高圧変電所資機材（新設）
- － 低圧屋内配線材料（病院・学校・学生寮等公共施設内の配線）
- － 安全ブレーカおよび電力量計

上記を実施する事により、以下の改善・整備がもたらされる。

- － 配電電力損失のうち Non-Technical Loss を低減出来る。

- － 需要家が正常な電力料金を支払い得る。
- － 系統事故の未然防止および事故波及の制限が図れる。
- － 公共サービスの向上・充実が図れる。
- － ディーゼル油の消費を軽減出来る。

## (2) 2010年における配電計画

2010年における最適配電計画は、配電系統規模の拡大に対応と安定供給確保を主目的に計画した。計画内容は下記の通りである。

### (a) 回路構成の変更および電線サイズの増加

#### i) 回路構成の変更

重負荷回路と軽負荷回路の負荷バランスを電力使用時間帯も考慮して均等になる様に回路構成を変更する事とした。例えば、公共施設の場合、電力使用は昼間の時間帯が主となるが、一般需要家は昼間より寧ろ夜間が主となる。これを組合せて高効率電力系統を構成した。また、現在採用されている枝状配電システムはそのまま継続するが、回線故障時に於いても容易にバックアップ出来る様に切替断路器を入れた回路構成に変更した。

#### ii) 電線サイズの増加

現在基幹系統に使用されている架空裸アルミ電線 16-25mm<sup>2</sup> を、将来の需要増大および電力損失の低減を考慮して架空絶縁銅撚電線 35mm<sup>2</sup> 以上にサイズアップする計画とした。分枝回路および需要家引込み線は、負荷の状態を考慮して電線サイズを計画した。

### (b) 既設電力設備の更新

既設電力設備は、老朽化が激しく供給信頼度を低下させている上に人畜に危害を与えかねないので、設備の更新を行うと共に保護装置や開閉装置の増設を実施し、近代化を図った。

### (c) 雷害対策

落雷による電力機器への被害を減少する為に、避雷器・絶縁変圧器の設置を計画した。また、機器の接地を確実にを行い、人畜への被害や機器の損傷を防止した。

2010年における最適配電計画の実施に必要な資機材リストを添付表I.10.8-3に示す。主要資機材は以下に示す通りである。

- － 10 kV 屋外架空ケーブル配電線材料（新設：発電施設とソム・センター変電所の間）
- － 高圧変電所資機材（増設）
- － 低圧屋外架空配電線材料（全低圧配電線の更新）
- － 安全ブレーカおよび電力量計

上記を実施する事により、以下の改善・整備がもたらされる。

- － 全需要家に対して24時間の安定した電力供給が可能となる。
- － 配電電力損失を低減出来る（5%以下とする）。
- － 電気事業に対する信頼度が向上し需要家が正常な電力料金を支払い得る。
- － 系統事故の未然防止および事故波及の制限が図れ、供給信頼度が向上する。
- － 公共サービスの向上・充実が図れる。
- － ディーゼル油の消費を軽減出来る。

### (3) 2015年における配電計画

配電設備は既に2010年において24時間供給体制が整っているため、2015年では需要の増大に見合ったシステムの拡充、配電サービスの機能向上、運営の効率化・多機能化を計画した。従い、2015年における配電計画は以下に示す整備が最適であり、これを提言した。

#### (a) 電力需要増大に対する配電システムの拡張・拡充

電力需要に見合った配電システムの拡張・拡充を計画した。また、各需要家に対する情報提供などのサービスを強化した。

#### (b) 電気事業運営の効率化・多機能化

電気事業運営の効率化を図り、実績データの管理による電力コストの大幅な低減を計画した。維持管理を容易にする為に機械化による業務の効率化・迅速化および予防診断等を計画した。また、通信ネットワークの構築を図り、省エネルギーエージェント、熱管理エージェント、生活支援エージェント等のソフトを導入して多機能化を

計画した。内容詳細は後節 10.9 に記載した。

2015 年における最適配電計画の実施に必要な資機材リストを添付表 I.10.8-4 に示す。主要機材は以下に示す通りである。

- － 低圧屋外架空配電線材料（増設）
- － 安全ブレーカおよび電力量計（増設）

上記を実施する事により、以下の改善・整備効果がもたらされる。

- － 電力コストの低減が図れる。
- － 需要家に対する配電サービスの向上・充実が図れる。
- － 地域社会・経済開発に大きく貢献できる。
- － 日常生活の安定性、快適性および利便性を向上させるのはもちろん、省エネルギーや地球環境問題に大きく貢献できる。

2005 年、2010 年および 2015 年における最適配電計画を添付図 I.10.8-1、図 I.10.8-2 および図 I.10.8-3 に示す。

## 10.9 電力供給設備運用計画

### 10.9.1 電力供給設備

太陽光や風力発電は間欠性の強い性質上、安定的な電力供給が可能な系統連系やディーゼル発電機に比較し、運用方法の工夫によって、エネルギーの利用効率を向上させられる余地が大きい。

そのためここでは、再生可能エネルギー利用の電力供給方式について、エネルギー利用効率を高めることを目的とした設備の運用計画を述べる。

#### (1) 2005 の運用計画

2005 年の運用計画について、以下に述べる。

## (a) インバータの無負荷損失の低減

インバータは無負荷の状態でも消費電力が大きいいため、単機容量を小さく抑えた設計とし、タイマー等によりオフピーク時には、必要最小数量のインバータで運転し、無負荷損失を抑える計画とした。

## (b) 浪費電力の削減

電力供給を行う3公共施設の内、学校、ソム役場は通常夜間および休祭日は無人となり、電力消費は無くなる。スイッチの切り忘れなどによる電力の浪費が発生しないよう、玄関付近にメインスイッチを設け、玄関のドアロックを掛けると共に、メインスイッチを切るよう運転する計画とした。

## (c) 余剰電力の有効利用

夏期日中に余剰電力の発生することが予想される。余剰電力を有効に利用するため、各ソムでそれぞれのニーズに合った工夫が必要である。多くのソム・センターで共通に利用できる方法としては、病院内への温水器の設置、水供給用のタンクへの水のポンプアップなどが効果的と考える。

## (d) バッテリー充電所の設置

さらに余剰電力の有効利用方法として、バッテリー充電所の設置が考えられる。一般需要家に対する電力供給は、ディーゼル発電機となるため、現状から考えると夏期電力供給が行われない可能性が高い。そこで、バッテリーとインバータをマーケットベースで普及させ、バッテリー充電所で日中各個人のバッテリーを有料で充電する。この方法では、電力を本当に必要とする層から確実な料金収入も得られ、事業運営を財務的にもサポートする効果があると考えられる。

## (e) ディーゼル発電機によるバッテリーの充電

再生可能エネルギー発電設備は夏期の電力需要に合わせているため冬期の無日照・無風及び貯蔵の電力量が少ない場合、既存のディーゼル発電機の運転時間帯に蓄電池の充電を行い設備の有効利用とともに蓄電池の寿命の延長を図る。

## (f) 専門の運転員による運転・保守

設備の運転、日常点検、定期点検は専門の運転員により行う方式とした。

## (g) 季節別電力料金体系

発電電力を有効利用するため夏期と冬期別々の料金体系を設定するよう提案した。

## (2) 2010 の運用計画

基本的に 2005 年で提案した運転方法は適用するとし、2010 年で特に考慮すべき点について以下に述べる。

### (a) ディーゼルとの同期運転および公共施設への優先供給

夏期、一般需要家に対しても再生可能エネルギーにより電力供給を行うが、バッテリー容量が無日照で 1 日分と設定しているため、電力不足の発生する確率が高い。2010 年ではディーゼルとの同期運転を行うハイブリット・システムとなるため、バッテリーの残量が少なくなった場合、ディーゼル発電機を起動させる計画とした。また、ディーゼル発電機を夏期運転しないソムでは、一般需要家への供給配電線から順次負荷遮断を行い、公共施設への電力供給を優先させて行うよう提案した。

### (b) バッテリー充電所利用の料金設定

一般需要家に対しても夏期 24 時間再生可能エネルギーによる電力供給となるため、2005 年の電力供給無しの場合に比較し、バッテリー充電所の存在意義が薄れる。しかし、システムのバッテリー容量が小さいため、夜間ピークを抑えることは電力供給時間の伸張とバッテリー寿命の延命にとりわけ重要となる。バッテリー充電所利用のインセンティブを高めるため、充電所利用の料金は、電力料金より有利になるよう設定する必要がある。

### (c) 正確な気象観測データに基づく計画立案

精密機器で観測した気象データ・需給データを元に、設備の拡張・運用計画、ディーゼル単独ソムについては、風力・太陽光の新規適用について検討するよう提案した。

## (3) 2015 の運用計画

2015 年では、水素エネルギーおよび燃料電池が導入されるため、需要家にとっては電気利用の自由度が広がる。つまり、再生可能エネルギーで発生した電力を使いたい時いつでも使える状態となる。しかし、省エネルギーは電力供給形態に係らず重要であり、また、水素の製造・貯蔵には損失が伴うため、電力を発生と同時に消費させるよう需要をコントロールする DSM の重要性に変わりはない。これらを踏まえた計画構成を提案した。

従って、2010 年までのこれら省エネルギー、DSM に係る運用方法は引き続き適用され



る計画とした。

## 10.9.2 インテリジェント管理システム

### (1) システムの構成

迅速且つ効率的な事業運営・維持管理を目指す為に、2015年を目標にインテリジェント管理システムの構築を計画した。システムの構成要素(端末)は以下の通りである。

#### (a) 監視制御機器

風力、太陽光、小水力、燃料電池発電設備および気象観測等が対象となる。これらの機器に通信機能を持ったワンチップマイコンを内蔵させて、情報の送受信能力を持たせる。

#### (b) ソム・ネットワーク・サーバ (SNT サーバ)

監視制御機器および経理情報を管理するコンピュータであり、県にあるエネルギー管理庁の事業所と情報を共有化する管理用コンピュータである。

#### (c) アイマグ・ネットワーク・サーバ (ANT サーバ)

監視制御機器、電気事業の経理情報、気象情報、熱管理情報等を県にあるエネルギー管理庁の事業所から遠隔監視制御する管理用コンピュータである。県の運営管理情報も取り込む事が可能である。

#### (d) 遠隔監視端末 (ENET)

エネルギー管理庁でソム・センターにある監視機器、電気事業の経理情報、気象情報、熱管理情報等を監視および指示を与える情報端末である。卓上型パソコンや移動情報端末等機器の使用が可能である。また、外部通信ネットワークからの接続も可能である。

#### (e) モニター端末 (MOIDT)

インフラ開発省にてエネルギー管理庁の保有する情報をモニターする端末であり、システム制御は行わない。

上記 (a) と (b) は、ソム・センター内の現場での管理業務に使用され、収集情報・データは上位機関に転送される。(c) と (d) は、ソム電気事業支援機関の役割を分担する。(e) は中央政府機関の代表となる。

## (2) 情報ネットワークの構築

システム構成要素の各基地を結ぶ情報ネットワークは、様々な既存の通信情報ネットワークの使用が可能である。各監視制御機器と SNT サーバを結ぶローカル・ネットワークには、ルータ（インターフェース）を使用してソム・センター内配電線および各機器への電源線を使用する。SNT サーバと ANT サーバを結ぶ通信ネットワークには、既設電話回線またはマイクロ回線が使用出来る。ANT サーバと ENET サーバ間には、既設電話回線、衛星通信回線またはマイクロ回線を始めとする広域情報通信系ネットワークが利用出来る。ENET と MOITD 或いは各モニター間には、既設電話回線や携帯電話回線或いはインターネット等の広域情報通信系ネットワークの使用が可能である。表 I. 10. 9-1 に情報ネットワークのオンライン計画を示す。

表 I. 10. 9-1 情報ネットワークのオンライン計画

システム機器	設置場所	通信手段
1. 監視制御機器	ソム・センター	電源線、制御線
2. SNTサーバ	ソム・センター	
3. ANTサーバ	アイマダ・センター	公衆電話回線又はインターネット
4. ENET	ウランバートル	
5. MOIT	ウランバートル	公衆電話回線又はインターネット
6. その他のサーバ	ウランバートル	

### (3) 運営・維持管理の機能

運営・維持管理業務の効率的運用の為に、提言の各機器および構成システム要素には各種機能を持たせ、運営・維持管理業務のインテリジェント化を図るものとした。下表 I. 10. 9-2 に構成システムの運営・維持管理機能を示す。

表 I. 10. 9-2 構成システムの運営・維持管理機能

監視制御機器	SNTサーバ	ANTサーバ	ENET	MOIT
1. 運転状態データの表示・送出	1. 各種監視制御機器の運転データ収集・送出	1. 各種監視制御機器の運転データ収集・送出	1. 各種監視制御機器の運転データ収集・分析	1. 運営データの分析・政策決定
2. 故障表示・送出	2. 事故・故障記録データの整理・送出	2. 事故・故障記録データの整理・送出	2. 事故・故障記録データの整理・分析	2. 維持管理データの分析・改善案作成・指示
3. 気象観測データの表示・送出	3. 運営データの整理・送出	3. 運営データの整理・送出	3. 運営データの整理・分析	3. 各種資料の保存
4. 燃料データの表示・送出	4. 点検保守データの整理・送出	4. 点検保守データの整理・送出	4. 点検保守データの整理・分析	4. 他エージェントとのデータ共有化調整、インテリジェント化政策の策定
5. 配電・負荷状態の表示・送出	5. 指示操作記録の作成・送出	5. 最適運用計画の作成・送出	5. 最適運用計画の検討・指示	5. 総合エネルギー管理政策の策定と行政指導
6. 熱管理データの表示・送出	6. 燃料使用・販売データの整理・送出	6. 維持管理計画の作成・実施	6. 維持管理計画の検討・指示	
7. エネルギー管理データの送出			7. 各種資料の保存	
8. 公共サービスデータの送出				

### (4) 2005年のインテリジェント管理システム

2005年における電力供給施設は、現在の電力施設構成（ディーゼル発電設備と配電設備）を継続使用するソム・センターと現在の電力施設構成に新たに小規模再生可能エネルギー利用発電設備が追加されるソム・センターに分類される。この時点における運営・維持管理業務に関しては、ソム・センターの自己責任管理体制を確立する事にある。即ち、現場業務の自力処理・効率化が図られる。ソム・センターにて解決不可能な問題点に関しては、県センター或いは県センターを通して上位機関に支援を依頼する計画とした。従い、各所との連絡・情報伝達は既存通信設備を活用する事で処理可能である。但し、業務処理の簡素化を図る必要があるため、業務処理の迅速化・効率化の為に、県センターとソム・センターには計算機の導入を計画した。これをフル・インテリジェント化の第一段階と捉え、2005年におけるインテリジェント管理システムとして提言した。2005年のインテリジェント管理システム構築に必要な資機材リストを添付表 I. 10. 9-3

に示す。

#### (5) 2010年のインテリジェント管理システム

2010年における電力供給設備の内容は、2005年における電力供給設備と同じ内容となる。但し、運転方式として再生可能エネルギー利用による電力供給を実施しているソム・センターに於いては、供給範囲と供給時間が拡大され、再生可能エネルギー利用による電力供給施設が大規模となる。配電設備は全て改修或いは更新される。化石燃料を使用するディーゼル発電機の燃料費軽減の為に、総合的且つ最適運用を計画する必要がある。管理システムを機械化し運営の効率化を図る為に、ソム・センターと県センターばかりでなくエネルギー管理庁とインフラ開発省に管理用計算機を導入事とした。この時点において2005年にソム・センターに導入した管理用計算機は処理容量不足を考慮して新型高速計算機に更新する。この目的の為に各所を結ぶ情報通信ネットワークを確立し、計算機処理による業務自動化を計画した。これがフル・インテリジェント化の第二段階となる。2010年におけるインテリジェント管理システムの構築に必要な資機材リストを添付表 I. 10. 9-4 に示す。

#### (6) 2015年のインテリジェント管理システム

2015年における運営・維持管理計画は、2010年の計画を発展させた完全自動化の管理および高度・広域支援システムを計画した。システム構成要素と各所での運営・維持管理機能は上記(1)および(3)で述べた通りとした。添付図 I. 10. 9-1 にインテリジェント管理システムの全体概要図(2015年)を示す。2015年のインテリジェント管理システム構築に必要な資機材リストを添付表 I. 10. 9-5 に示す。

### 10.10 実施計画

#### 10.10.1 概要

##### (1) プロジェクト・サイト

本計画で実施される対象プロジェクト・サイトは167ソム・センターである。のうち送電線延長により電力供給されるソム・センターは4ヶ所であり、また、ディーゼル発電機により電力が供給されるソム・センターは2005年において38ヶ所である。既設

水力のあるマンハンも含め 3 ソム・センターは小水力発電設備により電力供給される事とした。残り 123 ソム・センターは再生可能エネルギー利用による電力供給が行われる計画とした。

## (2) 実施機関

本計画の責任省庁であり実施機関でもあるインフラ開発省が計画実施においても実施機関となるのが適任である。実際の設備建設に際して、管理業務はインフラ開発省の下部組織であるエネルギー管理庁が請負う事とする。

## (3) プロジェクト施設内容

本プロジェクトにて各年度別に建設される施設内容のうち、電力供給システムに関して添付表 I. 10. 7-8、添付表 I. 10. 7-9 および添付表 I. 10. 7-10 に、電源以外の設備に関しては添付表 I. 10. 7-11 に、配電設備に関しては添付表 I. 10. 8-2 および添付表 I. 10. 8-3 添付表 I. 10. 8-4 へ、そしてネットワーク構築に関しては添付表 I. 10. 9-3、添付表 I. 10. 9-4 および添付表 I. 10. 9-5 に示す。

### 10.10.2 実施工程

#### (1) 実施方針

本計画の実施に係る基本方針を以下に列記する。

- － 本計画は 2015 年までに 3 段階に分けて建設が実施される。
- － 詳細設計は実施前 10 ヶ月を必要とする。
- － 各段階における施工期間は、第 1 段階：18 ヶ月、第 2 段階：24 ヶ月、第 3 段階：30 ヶ月を必要とする。
- － 設計・管理業務のためにこの分野において経験が豊富で信用の有るコンサルタントを雇用する必要がある。

## (2) コンサルタント業務

本計画実施のためにコンサルタントを雇用する。コンサルタントは実施期間を通じて詳細設計および施工管理業務を行うものとする。コンサルタントの詳細な業務内容を添付資料-8 (Terms of Reference for Consulting Services) に示す。

## (3) モンゴル側実施体制

モンゴル側実施機関であるインフラ開発省は、実施のための体制を確立する。必要な人員と組織を図 I. 10. 10-1 に示す。これら組織運営に必要な予算措置はインフラ開発省が大蔵省を通じて措置されるものとする。

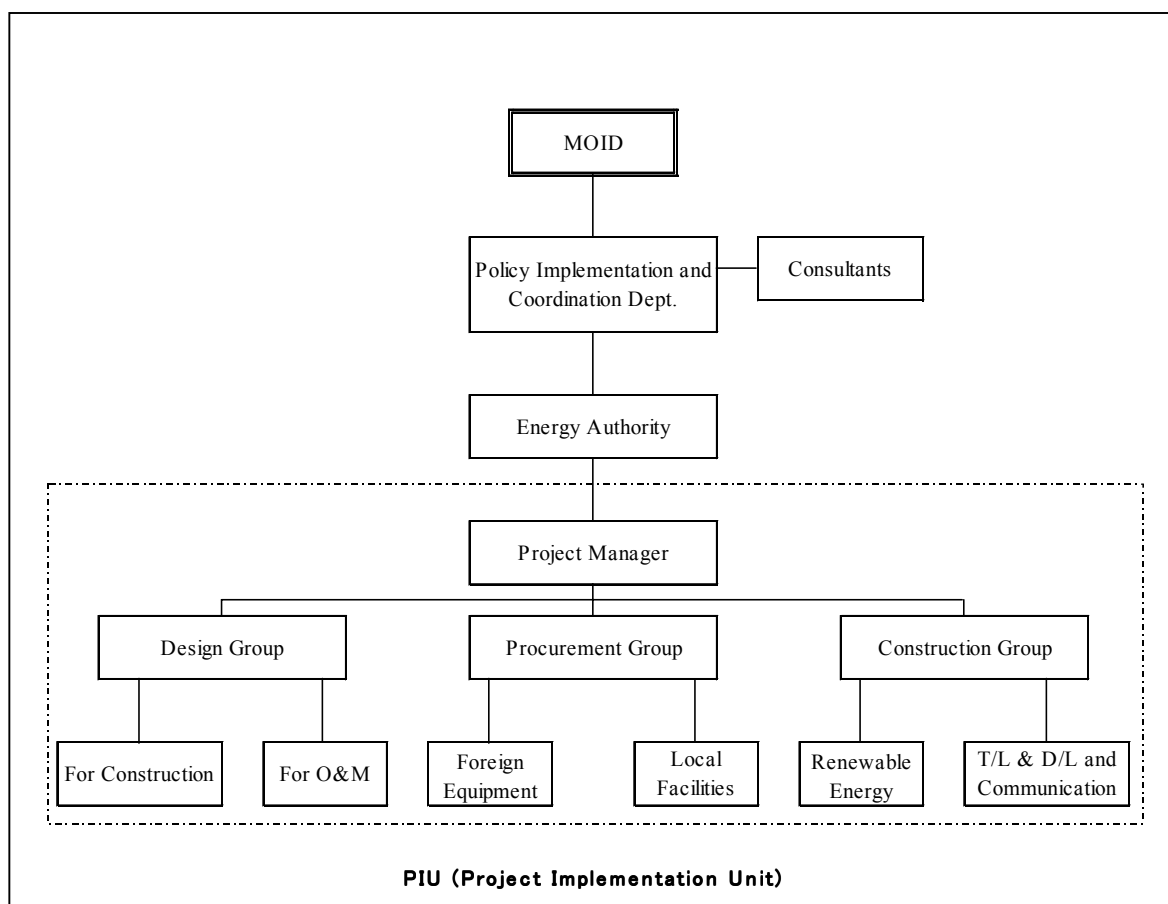


図 I. 10. 10-1 Organization for Project Implementation

#### (4) 詳細設計および建設工事

詳細設計においてコンサルタントは、本計画のマスタープランの詳細検討、現地調査、基本設計、詳細設計および入札図書の作成を実施する。これら事前作業の後、業者選定を行い建設工事を実施する。全体実施工程を添付表 I. 10. 10-1 に示す。

##### 10. 10. 3 実施上の留意事項

再生可能エネルギーの利用発電方式は 2005 年、2015 年及び 2015 年に新たに追加したソム・センターを含めて合計で 148 ソム・センターに太陽光単独と太陽光・風力ハイブリッドで電力供給を行う。安定した電力供給を行うため以下のような実施上の留意事項を考慮する必要がある。

- (a) 太陽光発電設備の容量が大きくなるほどソム・センター内に据付不可能になるためソム・センターより外で障害物等を考慮し年間通多く発電できる据付角度と場所を選定する。
- (b) 風力発電設備の場合もソム・センター内に据付不可能になるためソム・センターより外で騒音、風向き、障害物を考慮し年間を通し多く発電できる場所を選定する。
- (c) 太陽光及び風力発電設備がソム・センターより外になるため電圧降下を考慮し設備の供給電圧を高く設定し発電電力を電気室に集めた後交流に変換し供給する。
- (d) 2005 年では BHN 及び設備導入価格を考慮し公共施設に夏期の需要を賄える設備容量だけを据付する。
- (e) 2010 年では夏期のソム・センター全体の一般の需要を賄える設備容量を据付する。
- (f) 2005 年では冬期、悪天候時及び無風時、既存のディーゼル発電機で電力供給する。
- (g) 2010 年も 2005 年と同じく冬期のピーク需要、悪天候及び無風時、既存のディーゼル発電機で電力供給する。
- (h) 2005 年及び 2010 年は発電電力の貯蔵のため蓄電池を利用し、2015 年にほとんどのソム・センターでは既存ディーゼル発電機がなくなるため燃料電池を利用し発電電力の貯蔵は水素で行う。大容量を必要とするソム・センターだけディーゼル発電機でバックアップを行う。
- (i) 貯蔵水素のソム・センター間の輸送はタンクローリで行う。

- (j) 再生可能エネルギーから電力供給不可能なソム・センターでは他の発電設備から電力供給が可能かどうかの検討を行う。
- (k) 2010年及び目標年次の2015年では信頼性が高く安価な発電設備が在った場合適用の可否を検討する。

## 10.11 概算事業費

### 10.11.1 積算条件

対象 167 ソム・センター全ての事業費を積算した。

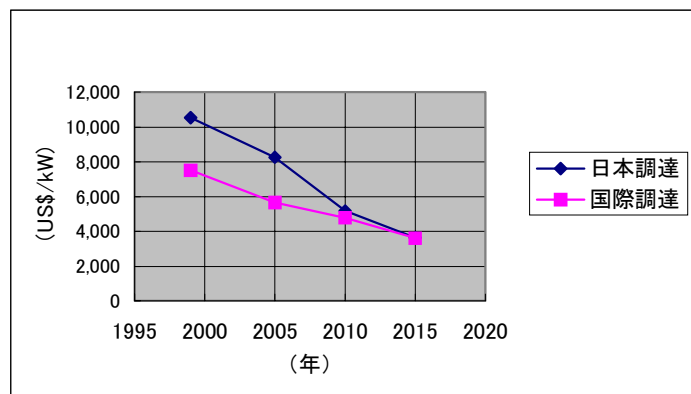
積算条件は下記の通りである。

- (a) 積算内容 : 機材費、輸送費、据付工事費、設計管理費
- (b) 見積時点 : 1999年時点の見積りを基に、2005年、2010年、2015年の各ステージに2004年、2009年、2014年を対応させ価格を予想しこれを積算時点とした。
- (c) 調達形態 : 国際一般競争入札を前提とした。
- (d) 積算通貨 : US Dollar
- (e) 交換レート : USD 1.0 = Japanese Yen 110

積算内容としては、計画実施に係りそのステージで新たに発生する全ての費用を含めた。

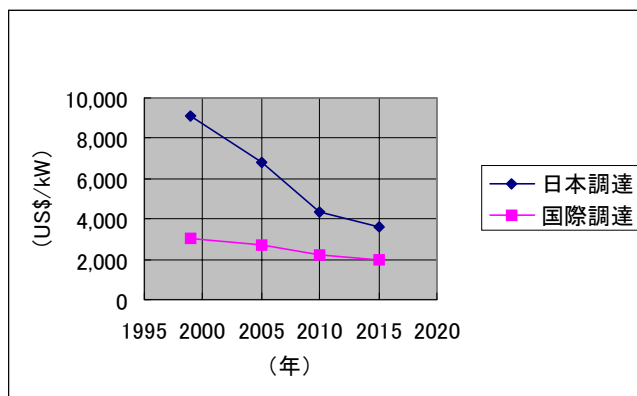
日本調達価格と国際調達価格とは、まだ大きな開きがある。特に、計画の主設備となる太陽光パネル、風力発電設備、バッテリーの日本調達と国際調達価格(据付まで込み)の比較を図 I. 10. 11-1 から図 I. 10. 11-3 に示す。





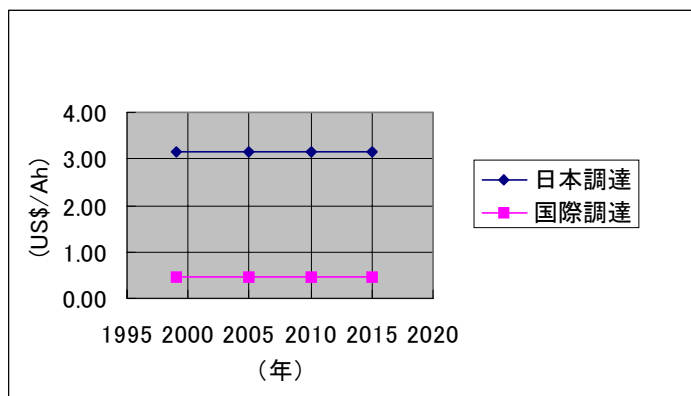
出典：JICA Master Plan Study For Rural Power Supply の調査・予測

図 I. 10. 11-1 太陽光発電設備のコスト推移予測



出典：JICA Master Plan Study For Rural Power Supply の調査・予測

図 I. 10. 11-2 風力発電設備のコスト推移予測



出典：JICA Master Plan Study For Rural Power Supply の調査・予測

図 I. 10. 11-3 バッテリーのコスト推移予測

このような価格差のあることから、計画実施の経済性を追求し、国際調達価格をベースにて見積りを行った。

### 10.11.2 採用単価

積算のための採用単価を添付表 I. 10. 11-1 に示す。

単価設定において、現地調達可能なものは極力現地調達を前提として見積った。具体的には、バッテリー、発電所建屋、送電線、配電線、屋内配線は現地価格を基準として設定した。

燃料電池、水素製造装置は、今後の量産が予想される固体高分子型 (Polymer Electrolyte または Proton Exchange Membrane と呼ばれる) として価格を予測した。水素貯蔵装置、輸送方法については、未だ各種の方法が検討中であるため、便宜的に、現在モンゴルで使用されているディーゼル等の燃料タンクとロシア製タンクローリーの価格を参考に設定した。

設計監理費は、建設費合計の 10%を計上した。

### 10.11.3 概算事業費

各ステージにおける概算事業費の総額は下記の通りである。各ステージにおける対象ソム・センターの事業費を添付表 I. 10. 11-2、添付表 I. 10. 11-3 および添付表 I. 10. 11-4 に示す。

(1) 2005年	US \$ 23,814,000-
(2) 2010年	US \$ 43,858,000-
(3) 2015年	US \$ 80,490,000-

## 10.12 マーケット・ベースの電源装置による電力供給計画

### (1) 遊牧民に対する電力供給計画

現在までの調査において、太陽光パネルおよび小型風力発電機がマーケット・ベースで販売されており、実際に遊牧民が風車を使用しているところも確認した。このように個人で発電機を購入できるのは、財産である家畜を多く所有する遊牧民の場合がほとんどである。彼らは経済力があるため、現在進んでいる太陽光パネルや風車の価格低下と共に、購入者が増加し、設備も自然と普及するものとする。しかし、この状況をさらにさらに促進するため、国として、購入者に対する補助金の拠出が、効果的な政策として強く望まれる。

### (2) ソム・センターでの電力供給計画

今回のマスタープランで立案したソム・センターの電力供給計画において、マーケット・ベースで普及させる設備として、インバータとバッテリーが効果的である。第 10.7 節で述べたように、2005 年、2010 年のステージでは、バッテリー充電所を提案している。充電所をソム側で準備し、個人のバッテリーを充電できる体制を整えれば、ソム・センター住民の中から、バッテリーとインバータの購入者が少なからず現れると考える。

計画としては、まずバッテリー充電所をソムの予算で作ることからはじまる。次に、インバータとバッテリーのこのような使い方を、ソム住民に広報・啓蒙し、場合によっては購入希望者をまとめ、ソムでの一括購入などを計画するのも効果的と考える。

### (3) マーケット・ベースでの新たな電源

太陽光、風力そしてバッテリーとインバータの他に、マーケット・ベースでの新たな電源として期待できるものに、バイオガス・エンジンがある。

これは、エンジン発電機は通常のカソリンまたはディーゼル・エンジンで、燃料がバイオガスである。バイオガスには醗酵により発生するメタンガスと、チップ等を蒸し焼きにして発生させる一酸化炭素ガスとがある。モンゴルの場合気温が低いため、メタンガスの発生は限られる。有望と考えているのは、もう一方の一酸化炭素ガスの方で、燃料としては広く使われている乾燥糞を想定している。

乾燥糞を圧縮し、これを蒸し焼きにして発生させた一酸化炭素で発電機を回し、冬期であれば、蒸し焼きの部分で暖もとることができる。このバイオガス・エンジンは開発の歴史も古く、最近の研究で性能も向上している。乾燥糞での実証試験はまだ行われていないもようだが、可能性は十分に高いと考える。太陽光・風力と違うこのバイオマス・エンジンの大きな特徴は、需要家の希望した時いつでも電力を得られることである。家畜がいる限り、草原の生命活動循環の中で無限に発生する乾燥糞を燃料として発電できれば、草原での生活に与えるインパクトは大である。

### 10.13 技術移転計画

本計画調査においては、3ヶ所のハイブリッド型再生可能エネルギー利用電力供給施設のパイロット・プラントによる実証試験および気象・風況観測が実施された。パイロット・プラントの運営・維持管理を出来るだけソム自身が管理できるようにする為、設備運営・運転保守および電力エネルギーの有効活用に係る技術指導を実施した。さらに将来の大規模再生可能エネルギー利用電力供給施設の導入に際して、各ソムが効率的かつ持続的運営・維持管理ができるように、調査団はモンゴル国関係者に対して技術移転を実施した。

本節では、今後この地方電力供給マスタープランの実現化に日本が関わった場合、実施すべき技術移転について記述する。

#### (1) 社会・経済調査に関する技術移転

社会・経済調査は特に基本計画立案時重要である。今回のマスタープラン策定作業の中で、モンゴル側カウンターパートは多くの技術を習得したものとする。しかし、小人数で多くの仕事を抱える政府職員が消化できる内容には自ずと限界がある。これに対し、現地調査に同行しアンケートの集計作業などを共に実施したローカル・コンサルタントおよび再生可能エネルギー公社に対しては、効率的でより高度な技術移転ができた。

電力供給は常に電力需要に応える形で行う必要があるが、電力の需要家の生活スタイルと電力使用の関係（需要のピーク時、使用電力量等）や電力供給が生活改善や社会福祉にどのように貢献できるかを把握するためには、詳細な社会調査を実施することが望ましい。社会調査の質問表の作り方や実施方法やデータの整理方法について、技術移転を行う。

今後、マスタープランを実現化する過程の中で、ローカル・コンサルタントを積極的に採用し、実作業を通しての技術移転が重要である。また、再生可能エネルギー公社は民間企業的側面も持っており、契約ベースでの業務委託も可能であるので、調査全般に取り込むことにより、効果的な技術移転が可能となろう。

## (2) 気象調査に関する技術移転

再生可能エネルギーを利用した電力供給を行うためには、モンゴル各地における正確な気象データの収集と分析を行う技術が必要不可欠である。しかしモンゴルでは、精密気象観測機器による気象観測は、ごく一部でしか行われていない。

マスタープランの中では、今後、モンゴル全国に精密気象観測機器の設置を提案している。これら、データの収集・分析技術を高めるため、日本から専門家の派遣や、モンゴルから日本への長期研修受入などが効果的と考える。

## (3) システム計画・設計に関する技術移転

社会・経済調査と同様、モンゴル側の民間セクターを、作業全般に積極的に取り込むことにより、効率的技術移転が可能となろう。

## (4) 施設の運営・維持管理に関する技術移転

施設の運営・維持管理体制の構築と運営・維持管理能力の向上が、本マスタープランの成否を決定的に左右する。その意味で、この分野の技術移転は相当力を入れる必要がある。既に JICA の無償案件として実施されている、ソム・センターへのディーゼル発電機の供与計画においても、同様の認識の下、モンゴルでの長期の技術研修（ソフト・コンポーネント）を実施している。これは、モンゴル側にも高く評価されており、効果的な技術移転が達成されている。

ソム・センターにの電力施設を持続的に運営していくためには、ソム・レベルでしっかりと維持管理体制を構築する必要がある。発電所の運転員だけに維持管理を任せるとはならず、ソム役場全体で、また使用者側の参加も得ながら、維持管理をしていくことが望ましい。そこで、使用者側でも実施可能な日常点検の方法や、運転員等の人材管理の手法に関して技術移転を行う。

対応するソムの数が増加するに従い、長期とはいえ単発的な技術研修のみでは対応しきれなくなり、将来においては恒常的な技術研修の場が必要となろう。この点も含め、本マスタープランでは、下記による技術移転を提案する。

- 計画実施時における現地での長期の技術研修
- 恒常的な技術研修施設の設立とその運営体制の設立
- 運営・維持管理に係る専門家の派遣

尚、本マスタープランでは、施設の運営・維持管理と将来の計画・立案をサポートする目的で、通信ネットワークの構築を提案している。この通信ネットワークを利用して行う、運転データの処理・解析に関する技術移転も、上記の計画の中で実施して行く。

本マスタープランでは 2005 年及び 2010 年でバッテリーを利用した設備導入することが不可欠である。しかし現在モンゴル国ではバッテリーの製造工場、リサイクル工場（所）等が存在しない為実施時にはバッテリーを外から輸入する必要がある。使用後のバッテリーの処分についても明確な決りが無い為本マスタープランに利用するバッテリーの処分方法としては①購入時に業者と契約を結び寿命後のバッテリーを引き取り処理する。②更新時に引き取ることとして業者の責任で処理する方法を提案する。

## 10.14 計画の評価

### (1) 総括

2005 年のステージでは、BHN の充足に的を絞る設備を最小限の規模とし、計画実施のコストを押さえた実現性の高いシステムとなった。2010 年のシステムでは、再生可能エネルギーによる電力供給の対象が全需要家となる。このためバッテリー容量も大きくなり、各ソムの設備運営・維持能力の重要性がさらに高まる。DSM の効果も大きくなるため、各ソムの取り組みが試されることになる。2015 年では、環境を重視した理想的なシステムとなる。やや斬新な計画にも見えるが、今起きているエネルギー分野の急激な革新を考慮すると、十分に実現可能な計画といえる。

### (2) 太陽光利用の視点から

2005 年の計画は公共施設を対象としていることから、各ソム・センターで小容量の太

陽電池モジュールのみである。しかし、2010年及び2015年ではソム・センター全体が対象になり太陽電池モジュールの容量も数十kWから数百kWになるため、精密観測機器による観測とデータ分析が必要不可欠となる。2005年までに設置する精密気象観測装置で得た観測結果を基に、2010年と2015年の計画を見直すことが必要である。これにより太陽光発電設備のより精度の高い計画を策定することができ、信頼性が高く経済的にもより安価な設備を導入することができる。太陽光発電設備を導入することにより、2005年では969MWh/年、2010年は7.1GWh/年および2015年では19.8GWh/年の太陽光エネルギーを有効活用出来る計画である。

### (3) 風力利用の視点から

風力発電の計画には、正確な風況データが必要である。現時点ではモンゴル国気象庁のデータ以外に対象ソムの風況データが存在しないので、2005年では補正した気象庁のデータを用いる以外の方法はない。2005年の計画は小型風力発電機のみであるが、2010年と2015年では中・大型の風力発電機を用いるので精密風況観測機器による観測とデータ分析が必要不可欠となる。2005年までに設置する精密気象観測装置で得た観測結果をもとに2010年と2015年の計画を見直すことが必要である。風力発電設備を導入することにより、2005年では226MWh/年、2010年は2.7GWh/年および2015年では14.9GWh/年の風力エネルギーを有効活用出来る計画である。

### (4) 経済的視点から

第13章で述べたようにプロジェクトを実施するという前提つまり、対象とする電力需要を満たすという観点にたっていえば、ここに提案する再生可能エネルギーのシステムは2005年の近未来システムが代替案であるディーゼルに比べるともともと経済性があり、大規模な将来のシステムになるほどその経済性が低くなる。プロジェクトを実施する上での採算性という面からいえば財務的にはどのフェーズのシステムもほとんど独立採算性はない。つまり、ソムが自立して経営する（投資コストも含めて）ことは不可能である。国民経済的な面からいえば2005年のシステムは小水力のプロジェクトを除いて経済性が低い、ソム・センター全体の電力需要を満たしていく2010年、2015年の方は経済性が高くなるという結果となっている。

### (5) 社会的視点から

2005年のシステムは、病院・学校といった公共施設を中心とした電化となっており、比較的小規模なシステムであるので、この段階までに再生可能エネルギー・システムの

維持管理のために必要な技術を身につけ、また維持管理のための組織体制を確立することができる。2010年のシステムでは、一般世帯をも含む全需要家を対象としたシステムとなるため、2005年までに培った維持管理能力をさらに強化していく必要があるが、ソムの維持管理能力にあわせて漸進的にシステムを拡張していくことにすれば十分に対応可能といえる。2015年のシステムでは、水素貯蔵・燃料電池といった新しい技術が加わるが、その時までに蓄積した維持管理能力をもってすれば、十分対応できるシステムといえる。



# 第 1 1 章

省力化・省エネルギーと  
環境保護対策への提言