

## 第5章

### 電力エネルギーセクターの現況 および改善・開発計画

## 第5章 電力エネルギーセクターの現況および改善・開発計画

### 5.1 電力・エネルギー政策、行政組織、役割分担及び電力需要

#### 5.1.1 電力・エネルギー政策

モンゴル国は、石炭資源に比較的恵まれており、推定埋蔵量は約200億トンと見積られている。その多くは原料炭であり、天然掘りを主体に経済的な生産が行われている。生産地はツブ県バガノールを中心として全土に広く賦存している。石油資源は、旧ソ連より格安に調達出来た事もあり、系統立った探査・開発は実施されなかったが、その埋蔵量は約4億トンと推定されている。1996年にはアメリカ、フランス、ドイツ等の外国資本によりドルノゴビ県のズウンバヤン地域及びドルノド県タムサクブラグ（チョイバルサン市近郊）にて石油探査が行われており、生産可能な原油埋蔵量が確認されている。今後、石油製品価格が上昇すれば、本格的に生産が開始される予定である。しかしながら、生産を開始しても全生産量はモンゴル国のディーゼル発電機や車輛の全燃料消費量を賄う事は出来ず、さらに自国に石油精製施設もない事から、ロシア又は中国へ移送して精製せざるを得ない状況にある。現在、石油製品は主としてロシア・中国からの輸入に頼っている。一方、石炭資源は豊富であるが、最近の世界の動向として化石燃料使用による環境問題があり、モンゴル国としてもこの問題に積極的に対処する方針を固めている。

モンゴル国には、上述の石炭・石油資源に加えて、太陽光・風力と言った再生可能エネルギー資源も豊富であり、これら再生可能エネルギーを利用する事によりエネルギーの自給を達成出来る事から輸入の燃料費を節約して外貨流出の抑制効果を期待している。また、併せて地球環境保護にも貢献出来るとしている。

一方、モンゴル国は冬期間の自然環境が厳しい事から、住民生活に取って電力エネルギーの安定供給は不可欠の要素である。また、市場経済下での産業開発や鉱工業開発を通じた経済発展に対しても電力エネルギーの安定供給は重要な事業と考えている。

上述の基本方針から、モンゴル国の電力エネルギー政策立案の責任省庁であるインフラ開発省では下記の政策を掲げている。

- (1) 電力系統に対して、予算措置の困難さから大規模電源開発は当分見合わせるが、国の経済発展の為に既存発電設備を改修して効率アップを図ると共に増大する需要に対処する。

- (2) 幅広く国全体に電力エネルギーを供給する為に、国家予算の手当てを考慮しながら送電システムの拡張を図る。
- (3) 環境保護対策及び外貨流出の抑制措置として、豊富で且つ固有の資源である再生可能エネルギーの開発を促進し、クリーン・エネルギーへの段階的変換を図る。
- (4) エネルギー利用の効率化を図り、電力エネルギーの安定供給により電気料金の公平的徴収と徴収の確保を図る。

## 5.1.2 行政組織

### (1) インフラ開発省 戦略計画・総合政策局 エネルギー部

インフラ開発省は組織改革が行われ、1999年2月22日よりの新組織図は図 I.5.1-1 の通りである。電力・エネルギー・セクターの政策立案を担当しているのは、インフラ開発省の中にある戦略計画・総合政策局のエネルギー部であり、部長、次長の下に、系統発電（火力）、系統送配電、熱供給、独立電源（ディーゼル）、再生可能エネルギー、経済・財務の各分野を担当する6名の専門家がいる。

### (2) エネルギー管理庁

エネルギー管理庁（Energy Authority of Mongolia）は、西部、中央、東部の3つの系統発電・送配電網とアイマグ（県）・センターの独立型ディーゼル発電所の運営管理を担当している、インフラ開発省の管轄下にある独立した実施機関であり、組織図を図 I.5.1-2 に示す。

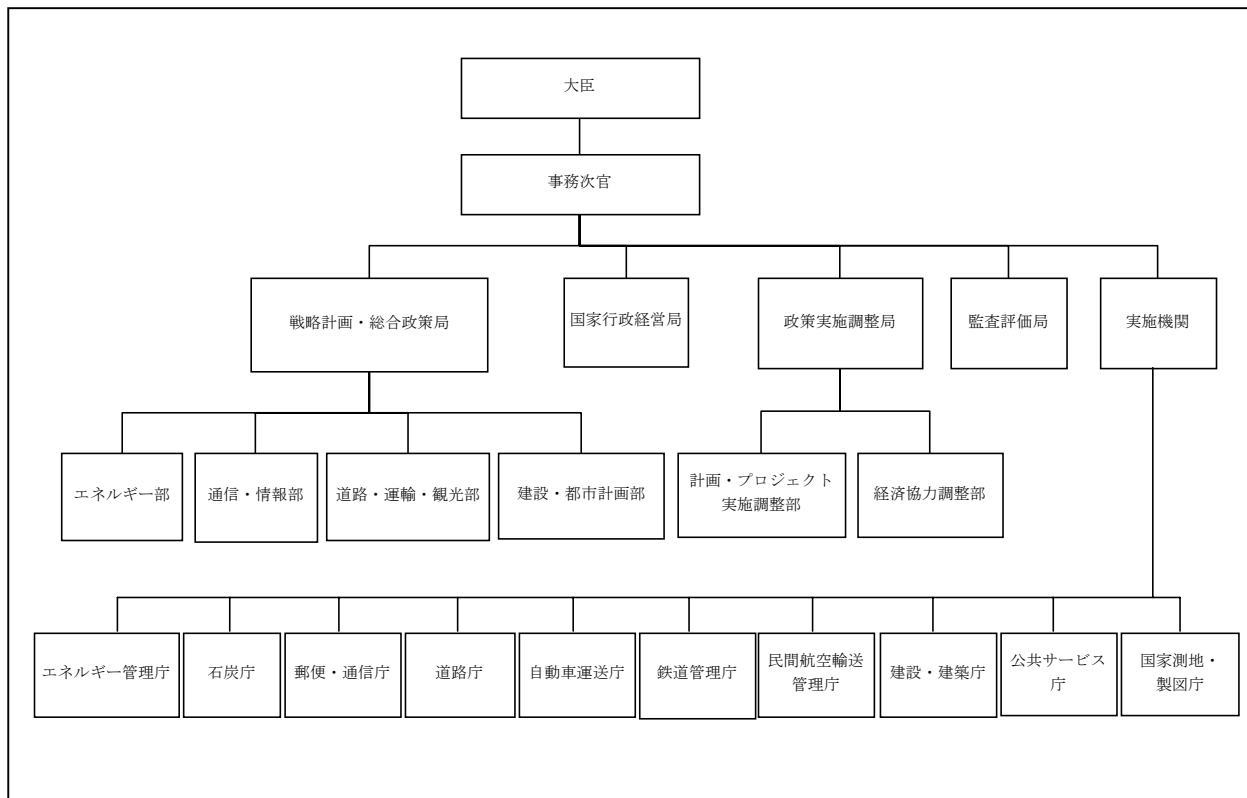


図 1.5.1-1 インフラ開発省の組織図

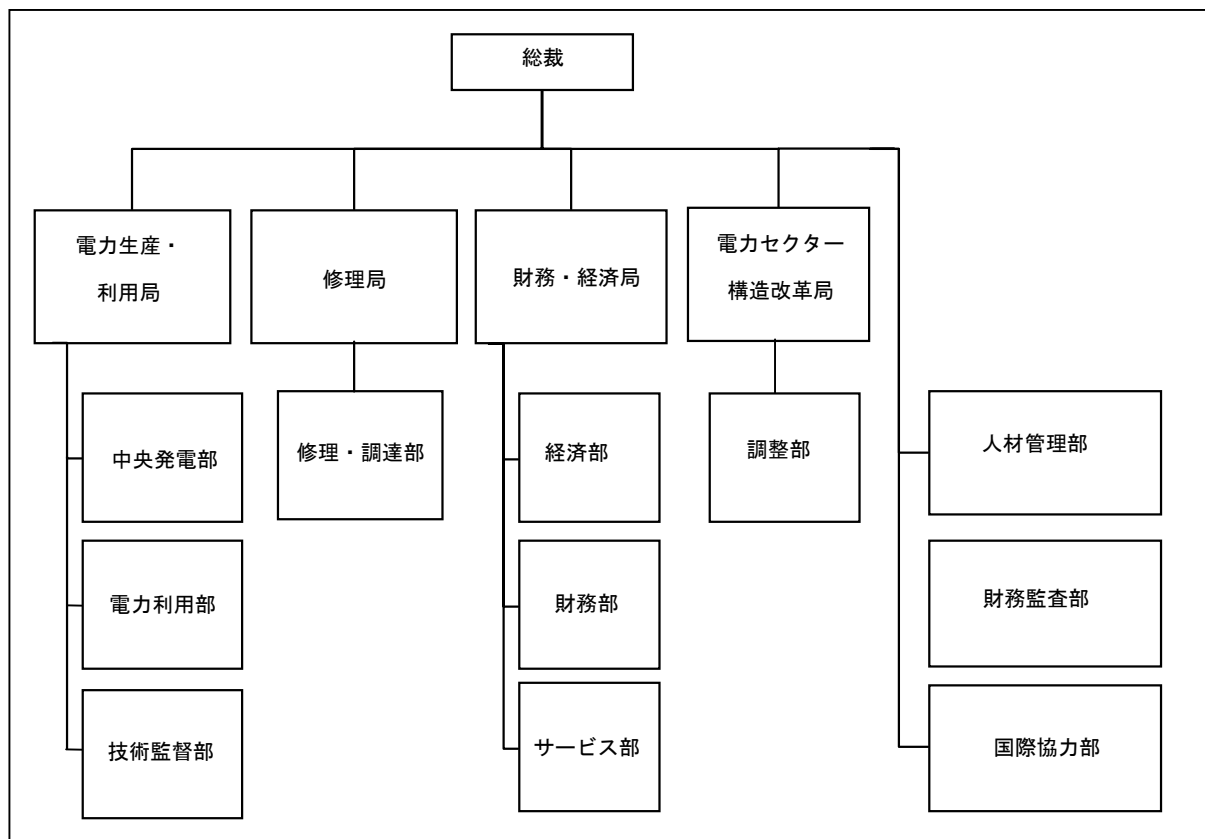


図 1.5.1-2 エネルギー管理庁の組織図

エネルギー管理庁は1万人以上の従業員を独自に採用・雇用しているモンゴル有数の大規模な国営企業であるが、最近までエネルギー・セクターは民営化プログラムの対象外となっており、民営化の計画はなかった。ところが、1999年8月にモンゴルの大統領がアメリカ合衆国を訪問した際に発電所の民営化を強く提言されたことを受け、政府はエネルギー管理庁傘下の発電所を個別に分離独立させる方針を固めた。すなわち、まず第3火力発電所、第4火力発電所、送電部門、配電部門をそれぞれ国が100%の株式を保有する国営会社に分離独立し、将来の民営化の第一段階とすることが方針として決まっている（既に国営会社になっている発電所修理会社が、一番早く民営化される予定である）。なお、民営化の具体的な手段についてはまだ検討中で決まっていない。

### (3) モンゴル科学アカデミーと再生可能エネルギー公社

モンゴルにおいて再生可能エネルギー（太陽光、風力、水力、太陽熱、地熱、バイオエネルギー）の研究、実験および関連機器の製作、販売を行っているのが、再生可能エネルギー公社（Renewable Energy Corporation）である。再生可能エネルギー公社はモンゴル科学アカデミー（Mongolian Academy of Sciences）の傘下にある。

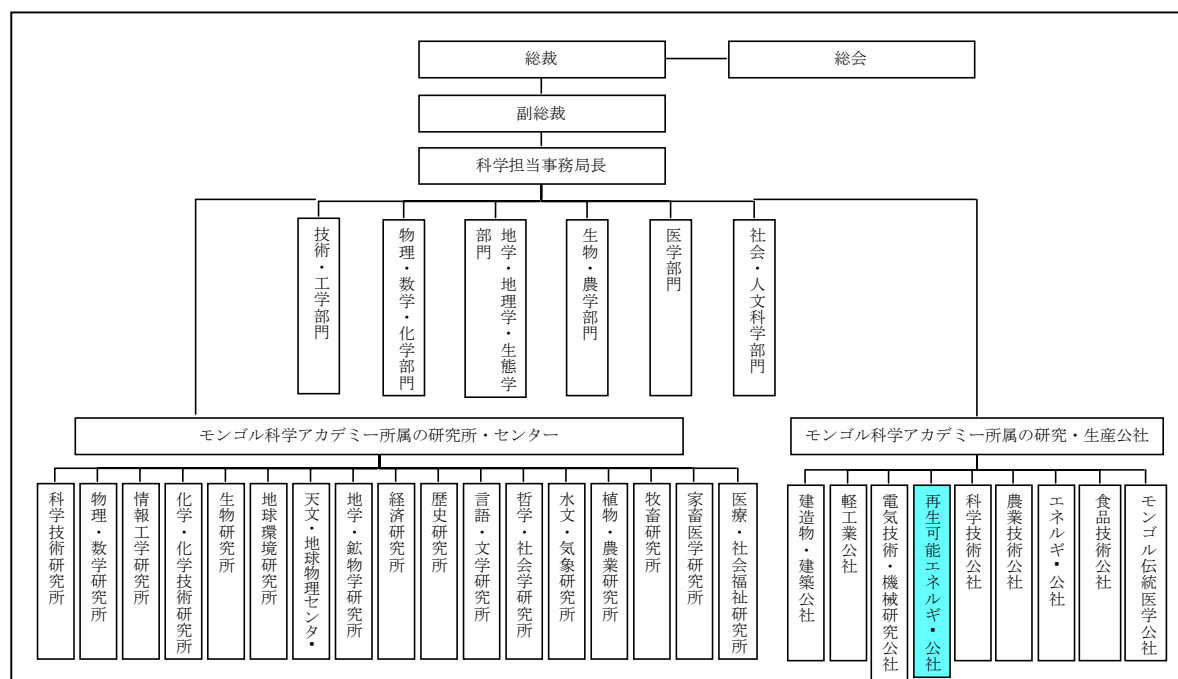


図 I.5.1-3 モンゴル科学アカデミーの組織図

モンゴル科学アカデミーは、モンゴル科学アカデミー法によって設立された各省 (Ministries) からは独立した政府機関で、各省が政策立案を担当するのに対し、各種の科学技術基礎研究とその研究成果の応用を行うのが任務である。モンゴルの科学技術予算の約 30%が基礎科学研究にあてられているが、この予算はすべてモンゴル科学アカデミーに割り当てられており、またモンゴル科学アカデミーは科学技術研究のプロポーザルを審査する役割も担っている。モンゴル科学アカデミーの組織図は図 I. 5. 1-3 の通りであるが、総会は有識者 49 名からなり、総裁に対して助言を行う。総裁の下に、副総裁と科学担当事務局長がおり、その下に、技術・工学、物理・数学・科学、地学・地理学・生態学、生物・農学、医学、社会・人文科学の 6 つの部門よりなる事務局がある。事務局の職員数は約 120 名である。モンゴル科学アカデミーの傘下には、基礎的な科学研究を行う 17 の研究所・センターと応用科学的な研究と技術開発・販売を行う 9 つの研究・生産公社があり、再生可能エネルギー公社は後者に属している。

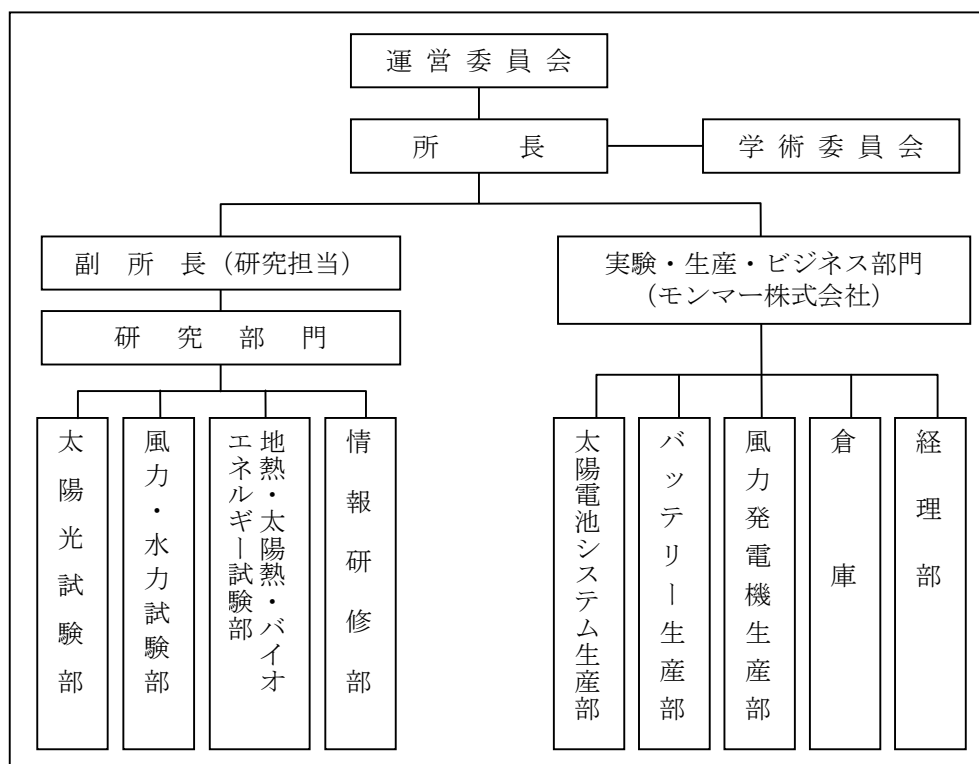


図 I. 5. 1-4 再生可能エネルギー公社の組織図

再生可能エネルギー公社の組織図は図 I. 5. 1-4 の通りであるが、大きく分けて研究部門と実験・生産・ビジネス部門よりなる。研究部門の職員（約 34-35 名）は政府の職員であり、研究費も政府の予算から支出されるが、後者の実験・生産・ビジネス部門はモンマー株式会社（職員数：約 25-26 名）という独立採算性の民間企業であり、人材の採用も独自に行っている。モンマー株式会社は再生可能エネルギー公社の一部として同じビル内にあり、太陽光発電システムと風力発電システムの生産・輸入・販売を行っている。

再生可能エネルギー公社の最高意思決定機関は運営委員会であるが、運営委員会の会長はモンゴル科学アカデミーの総裁が務め、インフラ開発省のエネルギー局長および経済協力局長、教育省担当者、国家財産委員会のメンバーが委員を務めている。また、17-18 名の有識者よりなる学術委員会が所長に対して助言を行う立場にある。

### 5.1.3 役割分担

前項で紹介した電力・エネルギー分野における各政府組織間の役割分担をまとめたのが、表 I. 5. 1-1 である。

表 I. 5. 1-1 電力・エネルギー分野における政府組織間の役割分担

政府組織	主な役割
インフラ開発省 戦略計画・総合政策局 エネルギー部	・政策立案
エネルギー管理庁 (EA)	・系統電源・暖房およびアイマグ・センターの電源の運営管理
水力開発公社 (UCS)	・全国水力開発、運営管理
ソム	・ソム・センターの独立電源の運営管理
再生可能エネルギー公社	・再生可能エネルギーの研究、実験、生産・販売
郵政・通信管理庁 (PTA) 太陽光発電部	・太陽光発電システムの生産・販売（主として通信施設用）

出典：調査団作成

インフラ開発省戦略計画・総合政策局エネルギー部は、基本的に政策立案のみを担当しており、実際の電力事業はエネルギー管理庁とソムによって運営されている。すなわち、エネルギー管理

庁は各電力系統と火力発電所およびアイマグ・センターにおける独立型ディーゼル発電所を運営し、ソムはソム・センターにおける独立型ディーゼル発電所及び配電線を運営している。小水力発電所は一部独立民間発電所はあるものの、大部分はエネルギー管理庁傘下の水力開発公社（UCS）が運営している。本来、水力開発公社はエギン河開発のために 1990 年に設立されたものであるが、ほかに水力開発を担当する組織がなく、また予算措置の困難性から全国をカバーすることになった。

また、再生可能エネルギーの研究、実験および生産・販売を行っているのが再生可能エネルギー公社であるが、太陽光発電システムの生産・販売に関しては、郵政・通信管理庁（Post and Telecommunication Authority）が 1998 年に太陽光発電部を設立し、新しく太陽光発電生産ラインを稼働しはじめた。この生産ラインの第一義的な目的は通信施設のための太陽光発電システムの生産であるが、郵政・通信管理庁は独立採算性の組織であるため、ソム・レベルまで通信所があり技術者がいる強みを生かして、ソム・レベルの学校や病院へも太陽光発電システムを販売していきたいと希望している。

モンゴル国政府では、現在電気事業法の改訂とそれに伴うエネルギー管理庁の組織改革を検討中であるが、ソム・センターにおける電力施設の運営・維持管理の体制については、当分の間大幅な変更はないだろうと見込まれている。しかし、エネルギー管理庁の組織再編に伴い、エネルギー管理庁が新たにソム・レベルの発電や再生可能エネルギーによる発電を担当するようになる可能性もあり、今後の動きに注目していく必要がある。

#### 5.1.4 電力需要

##### (1) 全国電力系統の構成

モンゴル国の電力系統は、ウランバートル市、ダルハン市、エルデネット市を中心とした中央電力系統（CES: Central Energy System）、チョイバルサン市を中心とした東部電力系統（EES: East Energy System）及びウランゴム、ホブド、ウルギィの 3 市を中心とした西部電力系統（WES: West Energy System）の 3 電力系統により構成され、需要家に電力を供給している。これら電力系統に属していない 6 県（フブスグル、ザウハン、ゴビアルタイ、ウムノゴビ、バヤンホンゴール、スフバートル）に於いては、県庁所在地に独立電源としてディーゼル発電機を設置し電力を供給している。また、電力系統に属していない村落に於いては、独立分散型電源装置として旧ソ連より援助された旧式ディーゼル発電機及び昨年より日本の無償資金協力により贈与された新型ディーゼル発電機により電力供給を行っている。



## (2) 需要構成と需給バランス

モンゴル国の電力需要は、概して鉱業、工業、商業等の産業用需要と一般家庭用需要とに分類される。中央電力系統、東部電力系統、及び西部電力系統によって電力供給が可能な地域に於いては、産業用需要と一般家庭用需要とも、電力供給に必要な最低限度の施設が整備されているが、1990年の民主化後、燃料費の高騰、地域経済活動の低迷により徐々に電力需要が減少し、1993年には国営企業の民営化に影響されて経済は停滞し、電力需要は底部に達した。その後、カシミヤ産業や鉱業の開発等により経済活動が活性化し、電力需要はプラスに転じ、現在は徐々に増加している状態にある。中央電力系統の最大の需要家はエルデネット市にある銅鉱山であるが、銅相場が低迷している現在は需要の伸びも停滞している。一方、都市部の一般需要家に於いては、住宅電化の高度化や産業開発等で電力需要は着実に伸びている。添付表 I.5.1-2 に中央電力系統の電力需要実績を示す。また、下図 I.5.1-5 に中央電力系統における電力エネルギーの需給バランスを示す。

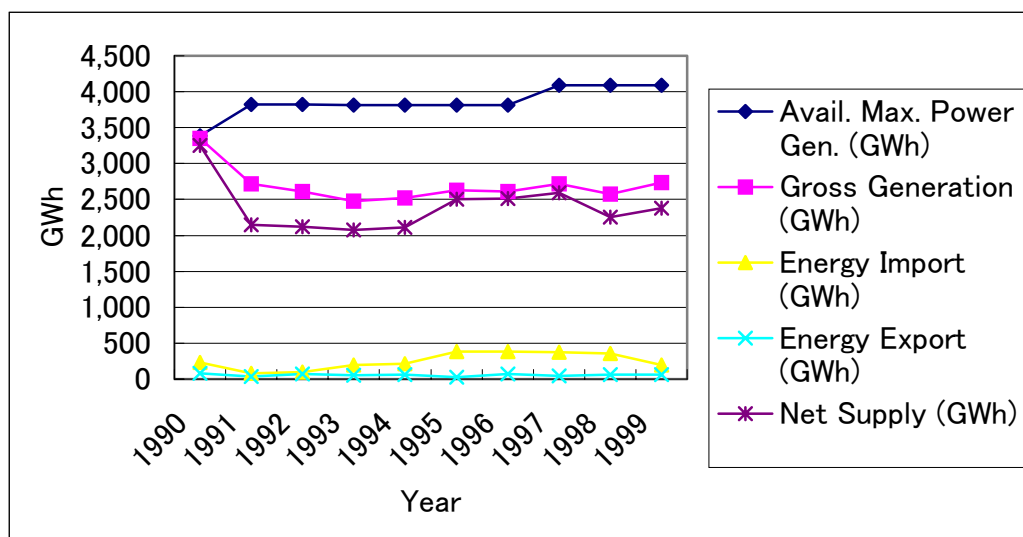


図 I.5.1-5 中央電力系統における電力エネルギーの需給バランス

電力系統との連系がない独立発電システムを有する 6 県（フブスグル、ザウハン、ゴビアルタイ、ウムノゴビ、バヤンホンゴール、スフバートル）に於いても、民主化後から 1994 年迄は電力需要も落ち込んでいたが、1996 年からは徐々に電力需要も増加して居り、設備の老朽化もあり近い将来には供給能力限度に到達するものと予想される。添付表 I.5.1-3 に各県毎の電力需要実績を示す。また、下記表 I.5.1-4 に 1999 年の各県毎の電力需要実績を示す。

表 I.5.1-4 1999 年の各県毎の電力需要実績

Aimag Center	Installed Capacity	1999	
		Available Power	Peak Power
	(MW)	(MW)	(MW)
1. Ulaangom	9.2	7.1	2.8
2. Ulgii	5.52	8.0	3.0
3. Khovd	12.9	9.2	3.1
4. Uliastai	11.04	4.6	3.0
5. Altai	11.01	5.3	2.8
6. Murun	11.7	7.0	3.2
7. Bayanhongor	8.25	6.1	1.6
8. Dalanzadgad	8.96	4.5	1.0
9. Mandalgobi	4.8	3.6	2.0
10. Undurkhaan	6.4	4.8	1.2
11. Baruun-Urt	6.4	5.3	2.5
12. Choibalsan	36.0	36.0	12.5

(出典：インフラ開発省、2000年4月)

### 5.1.5 電力需要予測

電力系統に於ける過去6年間の電力需要の伸びは徐々にではあるが、年2-3%と確実に上昇している。この傾向は都市部の経済の伸びに比例している。一方、ADB策定のマスタープランに依れば、上昇傾向は年6%と急激な上昇になるであろうと予測されている。しかしながら、過去数年のアジアに於ける経済不況の煽りを受けて観光収入の伸び悩みや銅相場下落の影響等により国内経済は思いの外伸び悩み、その結果として電力需要もそれ程増大しなかった。今後もこの傾向は続くものと予想される。ADB策定のマスタープランによる中央電力系統の電力需要予測と過去の需要実績の傾向をそのまま延長した需要予測を図I.5.1-6に示す。送電線及び配電線拡張計画が大々的に行われずとも、自然増加により2001年には系統電力需要が既存発電設備の可能最大出力の限度を越えると推定される。

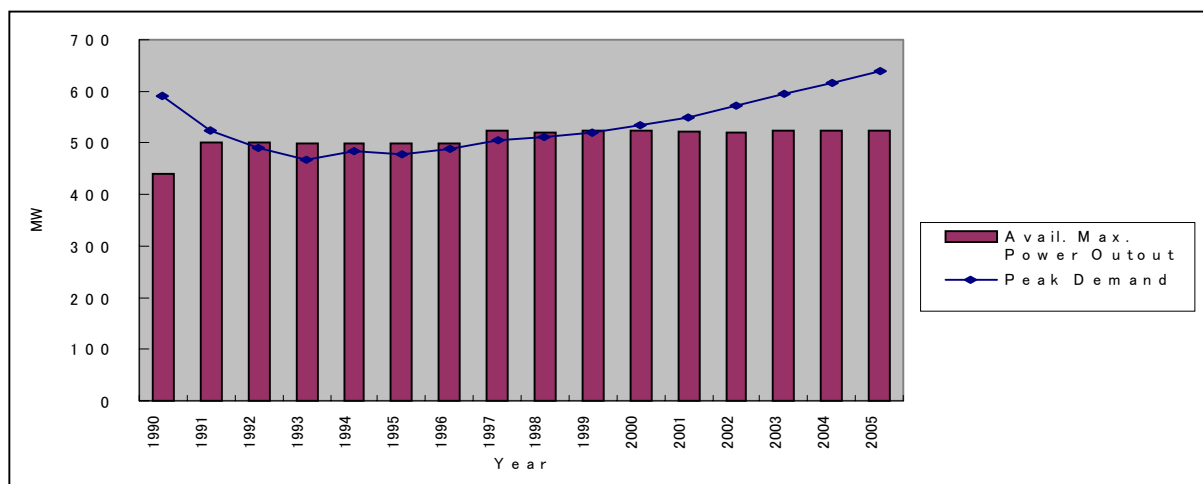


図 I.5.1-6 中央電力系統の電力需要予測図

## 5.2 発電設備

### 5.2.1 既存発電設備の現状

既存発電設備は、電源構成の主力を占め、且つ電力系統のベース負荷を取る石炭燃焼火力発電所を主体としている。また、電力系統から隔離した県庁所在地の電力供給源としてディーゼル発電所が運転されて居り、これに加えて中小水力発電所が地方の一部村落や系統の電力供給源として稼働している。各発電所の位置図を添付図 I.5.2-1 に示す。既存発電設備は老朽化しており、今後伸び続ける需要を満たすには新たな電源の計画或いは電力輸入を考えねばならない現状にある。現在の発電設備の概要を下記表 I.5.2-1 に示す。

表 I.5.2-1 発電設備の概要

項目	発電所数	定格容量	可能出力	ロシアとの連系
CES火力	5	753 MW	633.3 MW	連系：ピーク供給
WES火力	3 (Diesel)	(27.62 MW)	(24.3 MW)	連系：全電力供給
EES火力	2	38.5 MW	9.2 MW	単独
県ディーゼル	14	91.38 MW	71.3 MW	単独
小水力	5	3078 kW	2078 kW	単独

(出典：インフラ開発省、2000年3月)

存発電設備の詳細な現状は以下に述べる通りである。

## (1) 火力発電所

モンゴル国の既存発電設備は、石炭資源に恵まれている関係から、石炭燃焼火力発電設備を主体にしている。既設火力発電所は全て電力システムのベース負荷を取る様に設計されて居り、中央電力システムに5ヶ所、東部電力システムに1ヶ所の合計6ヶ所の火力発電所より送配電システムを通して需要家へ電力供給が行われている。また、火力発電所からは地域暖房・給湯用熱供給が行われている。各電力システムに於ける火力発電所の設備容量及び可能発電容量を添付表 I.5.2-2 及び表 I.5.2-3 に示す。

## (2) 水力発電所

モンゴルでは30年以上前からロシアの技術的および経済的支援の基に水力開発調査が進められてきていた。その実現化第1号として建設されたハルホリン水力発電所(1959年運開)は現在も順調に発電を続けている。既設発電所の他に開発地点は多々見出されているが、資金難等により実現化していない現状である。

既存水力発電所は、山岳・森林の多い中央部や北西部に5ヶ所建設され、一部補修が必要なものの全てが順調に稼働中である。既存水力発電所の現状を以下に列記する。

- (a) 既存水力発電所の多くは農業用水路に建設されている。その為、設備容量は小さく、大電力システム需要を賄う容量は持っていない。
- (b) また、大半の水力発電所は冬期間に於いて河川が凍結するので期間限定運転を強いられ稼働効率が極めて悪い状態である。
- (c) これら発電機器・材料は全て外国よりの輸入品である。既存水力発電所の概要を表 I.5.2-4 に示す。
- (d) ハルホリン水力発電所を除き、その他の水力発電所は比較的新しいものであり、冬期間の河川凍結による運転停止を考慮しても順調に電力エネルギーを供給していると言える。
- (e) 発生電力は主として近隣の村落又は県庁所在地へ供給している。また、電力システムに連系している水力発電所もあるが、小容量発電所のため周波数調整等は不可能である。

表 I.5.2-4 既存水力発電所の概要

	Name of P/S (Aimag name)	Unit No. x Capacity	Operation	Completion Time	Generation	Present Condition	Manufactur country	Remarks
1	Kharhorin (Uburkhangai)	2 x 264 kW	Summer only	1959	0.5 GWh	1-unit only operation	China	Headrace repair
2	Chigge (Uvs)	2 x 100 kW	Summer only	1984	0.4 GWh	Good	Vietnam	OK
3	Bogd (Zabkhan)	2x1,000kW	Summer only	1997	6.0 GWh	Good	China	Intake repair
4	Mankhan (Khovd)	2 x 75 kW	All the year	1998	0.5 GWh	Good	China	OK
5	Guulin (Bayanhongor)	2 x 100 kW	Summer only	1997	0.8 GWh	Good	China	OK

(出典：エネルギー管理庁傘下の UCS（水力発電公社）資料：1998年10月)

### (3) ディーゼル発電所

既設中規模ディーゼル発電所は主として県庁所在地の電力需要を賄うべくロシアの協力により建設され、現在も重要な電力供給源として稼動中である。既存ディーゼル発電所の現状を以下に列記する。

- (a) 既存の中規模ディーゼル発電所は、非常用予備電源として西部電力系統（WES）の県庁所在地（アイマグ・センター）及び電力系統から離れた県庁所在地の独立電源として建設されている。
- (b) 県庁所在地にあるディーゼル発電所から県内の各村落へは、配電線の延長が経済的・技術的に困難である為、電力供給は行っていない。
- (c) 県庁所在地では、電力の供給と併せて熱供給公社により熱供給も行われている。
- (d) 電力系統或いは県の発電所から電力を供給されていない各村落に於いては、小型のディーゼル発電機（30kW, 60kW, 100kW）により電力供給が行われており、独立分散型電源として機能している。
- (e) ディーゼル発電機の燃料は外国から輸入したディーゼル・オイルを使用している。
- (f) 全ての県庁所在地にある既設中規模ディーゼル発電機は、旧式ロシア製又はチェコ製である。発電設備の老朽化及びスペア・パーツの入手難更には発電効率の低下により発電所全体の運転状況は劣悪であり、燃料の高騰と相俟って電力供給

事業運営の経済性維持にも困難さが増している状態である。既存ディーゼル発電所の概要を添付表 I.5.2-5 に示す。

## 5.2.2 運営・維持管理上の問題点

### (1) 火力発電所

エネルギー管理庁では、既設火力発電所に於ける運営・維持管理上の主な問題点は以下の通りであると指摘している。

- (a) 設備の老朽化による発電効率の低下。
- (b) 所内電力損失の増大。
- (c) スペアー・パーツの不足。
- (d) モンゴル国内で部品・工具が入手出来ない。
- (e) 運営・維持管理予算の不足。
- (f) 維持管理職員の技術力不足。

### (2) 水力発電所

既存水力発電所はそれ程数多くはない為、際立った問題は発生していない。主な問題点としては、以下の点が上げられる。

- (a) モンゴル国内で製品が入手出来ない。
- (b) スペアー・パーツ及び予算の不足。
- (c) 土木技術者の技術力不足。

### (3) ディーゼル発電所

エネルギー管理庁では、既設ディーゼル発電所の設備更新に対する予算措置が出来ない事情から現有機材を使用せざるを得ない状況にある。この為、既存火力発電所と同様に下記の様な問題を抱えている。

- (a) 設備の老朽化による発電効率の低下。
- (b) 所内電力損失の増大。
- (c) 輸入燃料消費量の増大による発電原価の高騰。
- (d) スペアー・パーツの不足。
- (e) モンゴル国内で製品が入手出来ない。
- (f) 運営・維持管理予算の不足。
- (g) 維持管理職員の技術力不足。

### 5.2.3 改修・開発計画

#### (1) 火力発電所

既存火力発電所は運転開始年代が旧く老朽化している為、各国援助機関により改修計画の実施が進められている。また、ボイラー、タービン発電機改修の実施を予定している火力発電所もある。表 I.5.2-6 に最近実施した火力発電所改修計画を示す。

表 I.5.2-6 最近実施した火力発電所改修計画

	Rehabilitated Thermal P/S	Finance	Rehabilitation Time	Total Cost
1	Choibalsan Coal Thermal P/S	ADB	Sep. 1998 - Mar. 2000	30 M. US\$
2	Ulaanbaatar Coal Thermal P/S No.3	ADB	Sep. 1998 - Mar. 2000	30 M. US\$
3	Ulaanbaatar Coal Thermal P/S No.4	OECF	Oct. 1997 - Dec. 1999	44.9 M. Yen

(Data Source: Energy Authority in Oct. 1998)

火力発電設備の新規開発計画は、1996年にADBが策定した「Power System Master Plan」に提言されている。提言された開発計画は段階的に50MW-100MWクラスの設備を導入する計画である。モンゴル国政府は、実施予算措置や石炭購入資金手当ての困難性及び環境保護法の順守等を考慮して新規石炭燃焼火力発電所の建設には消極的である。従い、上述のADBの提言があるけれども、その実施は困難な状況にあり、一部は既に開発計画を断念している。一方、インフラ開発省は、年々増大する電力需要に対応する為及び電気の質の改善を推進する為には、新鋭火力発電所の建設は必要であると考えている。これら事情により、インフラ開発省は資金手当ての出来る範囲内での新鋭火力発電所の建設

による増強を模索せざるを得ない状況にある。但し、開発に当たっては、1997年に環境保護法が制定されたので、法規制に適合した計画とする必要がある。政府による開発計画とは別に1999年にアメリカの民間資本によるウランバートル火力発電所の買収計画も浮上している。この計画では、買収後既存設備の改修・効率化を図り運営の健全化を目指す考えである。

## (2) 水力発電所

大規模水力発電所は開発されていないが、小規模水力発電所は数ヶ所に於いて建設されている。1ヶ所を除いて比較的最近に建設された発電所であるので、機器の大改修は必要としていない。また、大半の既設発電所が冬期間の河川凍結により運転停止に追い込まれる為、この期間を利用して機器・設備の点検・整備を行っている。この為、水力発電所の夏期間の運転状況は良好である。一方、土木施設に一部改修が必要で年度予算を確保して毎年細々と改修しているが、事故・災害による被害が相次ぎ、改修—被害の繰り返しが続いている。これを断ち切る為には抜本的改修工事が必要な状況にある。小水力発電所改修計画を表 I.5.2-7 に示す。

表 I.5.2-7 小水力発電所改修計画

Rehabilitated Mini-HEPP	Aimag Name	Completion Year	Required Rehabilitation Work	Finance	Rehabilitation Time
1 Kharhorin Mini-HEPP	Uburukhangai	1959	Intake Channel and 1-Water Turbine	Government Budget	Every Year Step by step
2 Bogd Mini-HEPP	Zabkhan	1997	Intake Structure and Irrigation Channel	Government Budget	Every Year Step by step

(Data Source: UCS in Oct. 1998)

水力開発公社 (UCS State Owned Co., Ltd.) より入手の資料に依れば、全国に大小併せて河川が 3,800 有り、その総延長は約 65,000 km である。特に、北部及び北西部の森林地帯を中心として、更に東部ドルノド県の山岳地帯を含めて 12 県に亘り水力発電のポテンシャルがある事が判明している。この資料に依れば、開発可能なヶ所は合計 76 ヶ所有り、1,793MW の容量が得られると考えられている。この中、10 ヶ所に付いては既に或いは現在開発計画中である。小水力発電所を含めた全国の水力発電所の開発計画を添付表 I.5.2-8 に示す。この中、英文レポートが存在する開発計画は 5 ヶ所である。下記表 I.5.2-9 に 5 ヶ所の水力開発計画概要を示す。



表 I.5.2-9 5ヶ所の水力開発計画概要

Name of hydro P/S	Aimag	No. x Outout	Situation	Total Cost
1. Egiin	Bulgan	4 x 55.5 MW	F/S	283 m. US\$
2. Chargait	Khuvsgul	2 x 4 MW	Pre-F/S	28 m. US\$
3. Taishir	Gobi Altai	4 x 2 MW	F/S	39 m. US\$
4. Baruunturuun	Uvs	2 x 100 kW	F/S	0.36 m. US\$
5. Monkhairkhan	Khovd	2 x 75 kW	Pre-F/S	0.32 m. US\$

(出典：インフラ開発省および UCS 資料、2000 年 3 月)

### (3) ディーゼル発電所

地方の電力供給源としてのディーゼル発電所は、地方の社会基盤の柱として重要な位置を占めていることから外国援助機関により徐々に改修整備が行われている。表 I.5.2-10 にディーゼル発電所の改修計画を示す。

表 I.5.2-10 ディーゼル発電所の改修計画

Rehabilitated Diesel P/S	Aimag	Scope of Work	Finance	Rehabili. Time
1 Bayanhongor Diesel P/S	Bayanhongor	650 kW x 2	USAID	1997 - 1998
2 Bayanhongor Diesel P/S	Bayanhongor	650 kW x 2	USAID	1998 - 1999
3 Altai Diesel P/S	Gobi-Altai	650 kW x 2	USAID	1997 - 1998
4 Altai Diesel P/S	Gobi-Altai	650 kW x 2	USAID	1998 - 1999
5 Murun Diesel P/S	Khuvsgul	650 kW x 2	USAID	1997 - 1998
6 Murun Diesel P/S	Khuvsgul	650 kW x 3	USAID	1998 - 1999
7 Dalanzadgad Diesel P/S	Umnugobi	650 kW x 1	USAID	1997 - 1998
8 Uliastai Diesel P/S	Zabkhan	650 kW x 1	USAID	1997 - 1998
9 Uliastai Diesel P/S	Zabkhan	650 kW x 3	USAID	1998 - 1999

(出典：インフラ開発省及びエネルギー管理庁、USAID 資料：1999 年 7 月)

上記発電設備は、新規に設備されるものであるが、旧式発電設備の中で老朽化の著しい発電設備が退役する為、改修後の発電所容量の大幅な増加は期待出来ない。

モンゴル側では電力系統及び各県庁所在地に於いて、新規ディーゼル発電所の建設計画は資金難・経済性の悪さにより考慮の対象外としている。従って、現在のところ開発計画は持っていない。

## 5.3 送電設備

### 5.3.1 既存送電設備の現状

既存送電設備は、220 kV、110 kV 及び 35 kV 送電システムによって構成されている。送電系統は分離した 3 つの系統、即ち、(1) 中央電力系統 (CES: Central Energy System)、(2) 西部電力系統 (WES: West Energy System)、(3) 東部電力系統 (EES: East Energy System)、により構成されている。送電系統の概要を下記表 I. 5. 3-1 に示す。

表 I. 5. 3-1 送電系統の概要

電圧	架空線亘長	地中線亘長	総亘長	変電所数	総容量
220 kV	1145 km	(-)	1145 km	7	708 MVA
110 kV	3021 km	(-)	3021 km	58	2211 MVA
35 kV	3677 km	(-)	3677 km	162	390 MVA

(出典：インフラ開発省、2000年3月)

既存送電設備の現状を以下に列記する。

- (a) 3 つの系統は連系されて居らず単独系統運用を強いられている。
- (b) 中央電力系統と西部電力系統はそれぞれ極東ロシア電力系統と連系し、ロシアと電力融通を行っている。
- (c) 中央及び西部電力系統はエネルギー管理庁にある給電指令所 (LDC: Load Dispatching Center) に於いて管理されている。電力系統図を添付図 I. 5. 3-1 に示す。また、1998 年 10 月時点の送電線ルート図を添付図 I. 5. 3-2 に示す。
- (d) 既存送電設備の中、220 kV 送電線は全て四角鉄塔を使用し、110 kV 送電線は四角鉄塔と鋼管コンクリート柱の混在使用を行っている。両送電線共に架空地線付配列である。

- (e) 35 kV 送電線は建設費を低く抑える為に木柱を上部に使用し、地中埋設部分は四角コンクリート柱を打設して鉄線にて結合して使用して居り、柱上部に架空地線を装柱しない。但し、一部区間に於いては、旧ソ連が建設した 35 kV 送電線は鋼管コンクリート柱を使用し、架空地線が付いている。
- (f) 220 kV 及び 110 kV 送電システムは、変圧器中性点直接接地方式にて運転している。
- (g) 35 kV 送電システムは、誘導障害を考慮して非接地方式を採用している。使用碍子はガラス碍子で、電線は ACSR である。

各電力系統に於ける既存送電設備の現状は以下に述べる通りである。

### (1) 中央電力系統 (CES: Central Energy System)

中央電力系統は、中央部の主要 3 都市（ウランバートル、ダルハン、エルデネット）と周辺 8 県に電力を供給する基幹電力系統である。極東ロシア電力系統とはモンゴル国側ダルハン変電所よりロシア側セレンダム変電所迄 220 kV 送電線 2 回線で連系している。水力発電によるピーク電力供給が出来ない為、ピーク電力が不足の時はロシアより輸入し、逆に火力の軽負荷運転対策として深夜の余剰電力をロシアに輸出している。電力の付加価値の違いにより、大幅な輸入超過となって居り、支払に相当な困難が生じている。系統の定格周波数はモンゴル・ロシアとも 50 Hz である。中央電力系統の概要を添付表 I.5.3-2 に示す。

### (2) 西部電力系統 (WES: West Energy System)

西部電力系統は、西北部の主要 3 県庁所在地（ウランゴン、ホブド、ウルギィ）とその周辺村落に電力を供給する電力系統である。極東ロシア電力系統とはモンゴル国側ウランゴム変電所よりロシア側チャダン変電所迄 220 kV 送電線 1 回線（設計）で連系している。但し、運転電圧は冬 110 kV で夏は 35 kV である。西部電力系統には、大規模発電所が施設されていない為、通常は系統需要に見合った電力を全面的にロシアからの輸入に頼っている。事故・故障による系統停止状態が生じた場合には、緊急措置として各県庁所在地に施設してあるディーゼル発電機を運転し、非常時対応をしている。系統の定格周波数はモンゴル・ロシアとも 50 Hz である。西部電力系統の概要を添付表 I.5.3-3 に示す。

### (3) 東部電力系統 (EES: East Energy System)

東部電力系統は、東北部ドルノド県の県庁所在地（チョイバルサン）とその周辺村落に電力を供給する電力系統である。極東ロシア電力系統からはロシア側ハルヌール変電所よりモンゴル国側マルダイ変電所迄 110 kV 送電線 2 回線で送電しているが、主としてウラン鉱山の電力需要を賄う為に送電している。この 110 kV 送電線はチョイバルサンを中心とした東部電力系統とは現在の処連系していない。東部電力系統の概要を添付表 I.5.3-4 に示す。

#### 5.3.2 維持管理上の問題点

既設送電設備を維持管理しているエネルギー管理庁より下記のような問題点が指摘されている。

- (a) 送電系統に電圧改善用電力コンデンサ等が設置されていない為、電圧降下が大きい。
- (b) 220 kV と 110 kV 送電線の距離が長い為、電力損失は送電電力量に対して 2～3%と比較的多い。
- (c) 系統安定度が極めて低く、電圧変動が激しい。
- (d) 長距離送電線の為、電圧位相角が変位して同期運転が困難な地点がある。
- (e) 建設費低減の為に 1 回線送電線を標準としているが、この為事故・故障時に於ける供給信頼度が極めて低い。写真 I.5.3-1 に交通事故で倒壊した 35kV 送電柱を示す。



写真 I.5.3-1 交通事故で倒壊した 35 kV 送電柱

(f) 手動型給電指令設備が老朽化している。また、電子計算機を利用した SCADA システムが未導入であるので、多量情報の即時処理や事故・故障時の迅速復旧に対応不可能である。

(g) 電力通信システムが老朽化している為、通信事情に支障を来している。

### 5.3.3 改修・開発計画

送電設備の長期的展望に立った改修計画は、今のところ立案されていない。事故・故障時に修復するのが限度の状態である。送電線に於いては、鉄塔のメッキ補修、クランプの取替、破損碍子の取替等各種補修工事があるが、予算の都合で実施には至っていない。変電設備も老朽化による性能低下、油の劣化、電力損失の増大等多々改修の必要性はあるが、これらについても総合的な改修計画は未だ立案されていない。

電力系統から電力供給を受けていない独立分散した県に於ける送電線の改修に付いては、県が年度毎に政府に対して改修計画を提出して県の電力所（エネルギー管理庁傘下）が独自に改修を行っている。

国土が広く人口密度が低いモンゴル国においては、送電線を長距離延長せざるを得ない状況にあるが、長距離送電を行えば安定度を低下させ、損失も増大する。また、売電電力量に対する経済性も悪化させる。送電系統より村落への送電線延長は少なくとも年間 4~5 ケ所を政府予算にて実施する予定である。現在国家予算が手当てされて実施中の送電設備開発計画及び今後実施を予定している計画を添付表 I.5.3-5 に示す。

## 5.4 配電設備

### 5.4.1 既存配電設備の現状

#### (1) 既存配電設備

基幹系統に接続されている配電系統の概要を下記表 I.5.4-1 に示す。

表 I.5.4-1 配電システムの概要

電圧	架空線亘長	地中線亘長	総亘長	変電所数	総容量
10 kV	8999 km	664 km	9663 km	2494	605 MVA
0.4 kV	3931 km	1260 km	5191 km	(-)	(-)

(出典：インフラ開発省、2000年3月)

既存配電設備の現状を以下に列記する。

- (a) 高圧配電設備として10 kV、6 kVの2種類、低圧配電設備として400 V (3相) と220 V (単相) の2種類が運用されている。
- (b) 6 kV 配電システムは旧方式であり、配電容量も小容量である事から現在は10 kV 配電システムに格上げされて居り、中央系統及び東部系統の一部に若干残っているのみである。
- (c) 配電システムは、都市の中心部で都市整備・周辺環境の必要性から主として地中線、郊外は経済性の理由で主に架空線にて構成されている。
- (d) 高圧配電システムは非接地方式にて運転されている。
- (e) 架空線の線路配列は三角配列で、架空地線は架線されていない。
- (f) 低圧架空線は3相4線式千鳥配列にて装柱されている。
- (g) 高圧・低圧電柱は共に木柱を使用し、高圧碍子はピン碍子とガラス碍子が使われ、低圧碍子はピン碍子と茶台碍子が使用されている。
- (h) 地中線用電力ケーブルは旧型紙ケーブル (ベルト・ケーブル) が使用されているが、近年埋設されたものにはブチルゴム・ケーブルが使用されている。上記いずれの電力ケーブルも最新のプラスチック・ケーブルに比べて性能的に劣って居り、地中直接埋設での長期間使用状態にあるので、事故・故障が多発している。
- (i) 既存配電設備の各電力系統に於ける概要を添付表 I.5.4-2 に示す。

## (2) 料金徴収用装置

料金徴収の為に計測装置として、電力系統に接続している都市部の需要家に於いては、取引用計器 (ロシア製電力量計) にて計測して毎月料金徴収を行っているのが大半であり、小口需要家にはアンペア契約を適用している。料金徴収員が各需要家を巡回し、毎月の電力使用量を記録して徴収を行っている。

#### 5.4.2 維持管理上の問題点

既設配電設備を維持管理しているエネルギー管理庁より下記のような問題点が指摘されている。但し、電力系統より電力を供給されていない村落はエネルギー管理庁が直接維持管理していないので、下記項目は該当しない。

- (a) 架空配電線の電圧降下が極めて大きい。特に、ゲル・キャンプへの配電線は亘長が長いので重負荷時の電圧降下は顕著である。
- (b) 配電損失が非常に多い。ウランバートル市で否技術的損失を含めて約 18～19%、ザウハン県の県庁所在地ウリアスタイ市では約 30%程度を記録している。否技術的損失は約 2～3%と見積られているが実態は把握出来ていない。
- (c) 架空配電線の木柱が、時々強風に煽られて倒壊し、広範囲で且つ長時間の停電を引き起こしている。また、交通事故による倒壊被害も時々発生している。
- (d) 地中配電ケーブルが老朽化の為、中間ジョイント部分や端末部分に於いて短絡事故を引き起こして広範囲で且つ長時間停電の原因となっている。
- (e) 配電線修復や拡張の為の予算措置が困難となっている。
- (f) 電気料金課金システムや徴収システムが十分に機能していなく、電気料金収入が非常に不足している。電気料金システムの近代化を緊急に促進する必要がある。

#### 5.4.3 改修・開発計画

電力系統に属している配電網はエネルギー管理庁が直接に各年度毎に改修計画を立てて予算措置を取っている。各県の電力系統より電力供給を受けていない既存配電線の改修計画は、各県にあるエネルギー管理庁傘下の発電・配電管理所が請け負って居り、各年度毎に改修計画を立ててエネルギー管理庁を通じて予算措置を取っている。現在のところ、予算不足から明確な改修計画は出来ていない。

エネルギー管理庁では、配電設備の開発整備計画を独自の政府予算にて実施に移している他に、外国援助機関の資金援助を一部導入して開発整備計画を実施に移している。配電線建設に係る労務費等はモンゴル国負担にて賄えるが、特殊資材・機材等は輸入に頼らざるを得ない事情から外国資金を借り入れる必要がある為である。現在国家予算が手当てされて実施中の計画及びエネルギー管理庁が考えている今後の配電設備開発計画を添付表 I.5.4-3 に示す。

## 5.5 上位計画との関連事項

### 5.5.1 電力需給バランス

#### (1) 中央電力系統に於ける電力需給バランス

中央電力系統に於ける電力需要は増加傾向にあり、電力需給バランスを辛うじて保っている状態にある。冬のピーク負荷時にはロシアからの電力輸入は必至である。これは都市部への人口流入による需要増の他に住宅電化の高度化、中小企業育成による工場の電力需要増加に起因するものと考えられる。また、発電設備容量も需要に対して供給予備力が2～3%と極めて少なく、大型火力機が1台でも脱調或いは脱落すれば、系統は需給バランスを崩し不安定状態となる為に、負荷制限或いは系統停止状態に追い込まれる可能性がある。

#### (2) 独立系統に於ける電力需給バランス

電力系統との連系がない独立ディーゼル発電設備を有する6県の県庁所在地に於いても中央電力系統と同様の現象が考えられ、需要家に対してその影響は多大である。但し、独立ディーゼル発電設備を有する6県の需要がそれ程急激に増加する傾向にないので、現有機材の有効活用で電力需給バランスを保っている。しかしながら、各県庁所在地に於いては配電損失が多く、今後に於いて発電設備の高効率運用と併せて配電損失の改善も電力需給バランスを保つ為に必要且つ有効な措置である。

### 5.5.2 送電線延長計画

#### (1) 送電線延長による地方電力供給計画

インフラ開発省では既に一部の対象村落への送電線・配電線の延長計画を実施中であり、加えて今後2000年迄に送電線・配電線の延長を計画している。これらは住民ニーズ、予算の都合及び政治的配慮等の基に決定されるものであり、既存電力系統或いは県庁所在地に設置してあるディーゼル発電設備、または最近完成した小水力発電所からの送電線・配電線の延長計画であり、独立分散した村落への安定な電力供給が確立されるものである。



一方、本計画の要請時点に於いて送電線・配電線の延長計画がある為に本調査対象より除外された村落の中で、政府の予算措置の都合で延長計画を一時中断している村落がある。これらは今後 2000 年迄に送電線・配電線の延長が期待出来ない為、本計画の調査対象に含める事とした。

## (2) 電力の安定供給計画

モンゴル国は国土面積が広く、電力需要も散在している為に電力需要密度は極めて低い。この為に送電線延長は経済的に引き合わない事が殆どである。それでも電力エネルギーは社会基盤の重要な要素であり、高度に電力エネルギーに依存した社会となっている。

経済性を重視するあまり送電線、特に 35kV 送電線は、通常 1 回線で枝状配線構成を採用しているのが現状である。需要地点に於いては、建設費低減の為に T-分岐を採用し各需要地点に電力供給を行っている。電力の安定供給には、系統の安定度及び信頼度の向上は不可欠であるが、必要な対策を講じる技術や資金不足により現状を改善出来ないでいる。この為、送電線の事故・故障時には広範囲な停電を伴い、供給信頼度を極端に悪くしている。さらに、長距離送電は、負荷変動による電圧安定度を低下させて系統動揺の原因となっている。

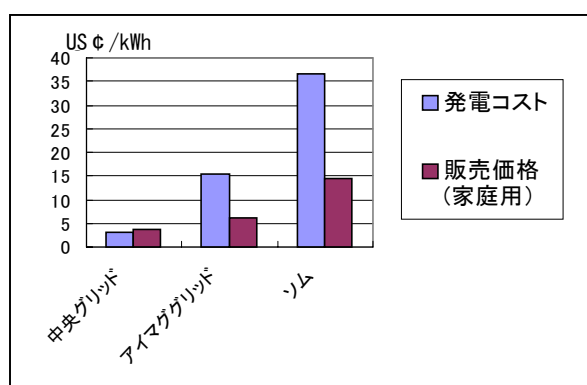
以上の事から、今後に於いて長距離送電線の延長には下記の検討が必要である。

- (a) 経済性
- (b) 系統安定化対策及び供給信頼度の向上対策
- (c) 需要家ニーズ

## 5.6 電気料金制度と料金徴収システム

### 5.6.1 概要

図 I.5.6-1 は中央、アイマグ、ソムの電気料金と発電コストを比較したものである。規模のより小さい地方になるほど発電コストは高く、またそれに併せて電気料金も高くなっている。中央グリッドは黒字であるが\*、地方の電力供給はすべて電気料金で発電コストをまかなうことはできず、赤字になっていることがわかる。現在西部および中央のグリッドはロシアに接続しており、中央はピークを西部はその全部の電力需要を依存している。



(出典： JICA Master Plan Study for Rural Power Supply ヒアリング)

図 I.5.6-1 電気料金と発電コスト

アイマグにて独立電源で電気を供給しているところも実はエネルギー監督庁の援助を受けている。グラフにある赤字は配電価格の2倍であるが、差額がエネルギー監督庁からの補助金になる。1997年に独立アイマグ電気事業者は35億Tgの赤字を出し、その分がエネルギー監督庁から補助金として支給された。

アイマグ、ソムと地方に行くほど赤字幅は大きくなるが、その第一の理由は規模の経済が得られないためである。アイマグでの需要家数は数千の単位である。ソムの需要家数は高々2~3百の単位で、その規模では大規模な発電に比べて経済性が出ないのは当然である。グラフに示すソム・アイマグの赤字には原価償却費等の設備にかかわるコストは入っていない。そうした費用を入れれば赤字幅は更に大きくなる。

\* 1997年度にエネルギー管理庁は3-40億Tgの黒字を出している。

### 5.6.2 電気料金体系

電気料金は普通、需要家別以外に、アンペア容量の大きさ等により分別され、更には毎月の固定基本料金プラス従量課金というのが一般的な形である。モンゴルの場合、中央およびアイマグでは需要家分類のみの完全な従量制料金である。ソムでは一般に固定料金のみである。

現在の電気料金は前述のように大幅な赤字である。にもかかわらず、現実には物価レベルの上昇に電気料金の値上げは遅れがちである。ADBはその技術協力プログラムの中で物価の変化に対して自動的に値上げ率を計算する定式化を推薦している。いわゆる、変動料金体系である。これはコストに4-5%の適正利潤を乗せる方式である。また、電気事業法も値上げはインフラ開発省の独自の判断で改定を実施できることを保証している。しかしながら、現実には値上げの庶民生活、基幹産業への影響の大きさから料金の改定は政治的に決定されることが通常である。

中央送電系統下での一般世帯の料金は39.6Tg/kWhである。これにVATが付け加わる。一般に工業需要家の価格は、時間帯によって価格差を付けている。アイマグによっても変わるが、例えばドルノド・アイマグでは6:00AMから17:00PMまでは57Tg/kWh、17:00PMから22:00PMまでは114Tg/kWh、22:00PMから6:00AMまでは21Tg/kWhという価格体系をとっている。1999年からは一部のソムで電気料金の徴収を民営化しようという試みが行われてきた。これはソム全体の電気料金徴収の代行を民間人に委託契約するという制度である。電力料金設定は委託人がエネルギー監督庁の定める上限内で独自の設定を許されているが、基本的にはその上限値を採用するようである。次の表はエネルギー監督庁の定める委託料金の設定基準である。

表 I.5.6-1 中央送電系統電気料金

## (a) 一般単価

ユーザ		単位	単価 (VAT を除く)
業務	ドルノド	Tg/kWh	57
	その他	Tg/kWh	46.4
一般世帯		Tg/kWh	39.6

## (b) 時間帯別課金

区分	時間帯	単価 (Tg/kWh:VAT を除く)		
		ドルノド	その他	一般世帯
昼間	6:00-17:00	57	41	34.6
夜間	17:00-22:00	114	82	51.8
深夜	22:00-6:00	21	15.2	3.5

## (c) 固定料金

課金対象	出力	単位	電気料金 (VAT を除く)	
			一般世帯	個人事業者
コンセント		Tg/コンセント/月	6411	12821
白熱灯	25W	Tg/月	241	482
	40W	Tg/月	392	784
	60W	Tg/月	597	1193
	75W	Tg/月	751	1501
	100W	Tg/月	991	1982
	150W	Tg/月	1484	2968
	200W	Tg/月	1982	3964
	500W	Tg/月	4958	9915
1000W	Tg/月	10121	20042	

出典：エネルギー監督庁 1998 年

料金徴収は中央レベルでは一般にメータによる従量制課金が一般的である。ゲル住民の 10 万世帯はメータに接続されていないため、電気使用機器の出力、コンセントの数等から算出される月額固定料金を払っている。メータ接続のない世帯は固定料金を支払うことになる。上表(c)に示したように固定料金はコンセント一個で月当たり 6000 Tg. 以上と高いレベルに設定してあり小口需要家には不利に設定してある。

## 5.7 電気事業法

モンゴルの電気事業に関する法律としては、1996年1月1日から施行された新エネルギー法がある。この新エネルギー法は、国際的な許容されているエネルギー法と整合性が取れるように作成されたもので、表 I.5.7-1 に示した各事項を規定している。

**表 I.5.7-1 新エネルギー法（1996年施行）の主な規定事項**

1.	エネルギーに関して内閣、国家中央行政機関（インフラ開発省）、アイマグ・首都、ソム・ドゥーレグの行政長が有している全権
2.	エネルギー生産施設・供給網の建設や生産・販売を営もうとしている法人に対する特別許可（ライセンス）の申請・審査・供与の仕方
3.	エネルギー生産者・供給者の権利・義務（安全操業、供給の安全保障等）
4.	エネルギー利用者の権利・義務
5.	エネルギー価格・料金体系の決め方・変更法
6.	エネルギー分野への投資の促進策（投資家に対する税制上の優遇措置）
7.	エネルギーの節約の促進
8.	エネルギー供給契約と代金の支払い、罰金、供給・利用の一時停止
9.	エネルギー法の履行に対する監督、紛争処理、損害賠償、違反者に科す責任

この新エネルギー法の内容自体は国際的に見てもよくできた法律といえるが、いくつか規定にあいまいな箇所があり、さらに細則等によって規定されることが望ましいといえる。たとえば、電気料金は「正しく計算した費用と利潤の合計であること」と規定されているが、正しい計算方法とは何かが規定されていないため、実際の運用では減価償却費を計上していない料金体系が使われていることが多い。また法律の内容がいくらよくても、それがきちんと遵守されなければ意味がないが、モンゴルでは法の施行体制において多くの問題が残っている。すなわち、法を守らない法人・個人に対する罰則規定があっても、実際には料金未払いの法人・個人に対して有効な罰則手段がとられたことはなく、電力事業の経営を圧迫している。また、監督・取り締まりを担当する機関にしてみても、監督・取り締まりに必要な人員・予算が与えられていないため、与えられた権限を行使することができないことが多い。

なお、1999年8月に政府の新しい方針として、エネルギー管理庁傘下の発電所の国有企業化と将来の民営化が発表された。それに伴い、新しい電気事業法案が現在政府内部で検討されている段階である。

## 第6章

### 再生可能エネルギー開発の現状 および今後の動向

## 第6章 再生可能エネルギー開発の現状および今後の動向

### 6.1 概要

モンゴルにおける再生可能エネルギー利用の現状調査をインベントリーおよびサンプル調査で行った。この結果、モンゴルでは太陽光、風力が広い地域で高いポテンシャルを有していることがあきらかとなった。概算によると、年間可能発電量は太陽光発電で 211GWh 以上、風力発電で 81.7GWh 以上となっている。また水力も地域によっては高いポテンシャルのあることが明らかになった。現在、太陽光発電や小型風力発電機は遊牧民によって南部ゴビ地域を中心に多く用いられている。

### 6.2 太陽光発電・太陽熱利用設備

#### 6.2.1 太陽光

モンゴルでは、かつて再生可能エネルギー研究所を中心に各種の太陽電池モジュール及び発電設備を海外から導入し遊牧民、学校、病院等に据付実証試験研究が行われていた。しかし現在は、独自に太陽光利用の実証試験はおこなわれていない。2年前から PTA が太陽電池事業部を設立し国内で生産も行なわれ小型太陽光発電設備の販売にも力を入れている。

国内生産・販売から見て現時点ではモンゴルにおける太陽光発電利用設備は、通信局が設置した発電設備が数及び容量ともに大多数を占めている。遊牧民が用いているマーケットベースの小型太陽光発電設備の詳しい数が把握できてないが通信設備に次いで大部分を占めていることが予想される。その他太陽光発電設備として日本の草の根無償、NEDO の実証実験、他国援助機関からの援助、本調査及び TACIS によるソム公共施設への据付等が行なわれている。最近になってモンゴル政府も小型太陽光発電設備を積極的に国の政策として取り入れて行くことが発表された。

#### 6.2.2 太陽熱

太陽光と同じくモンゴルでは、かつて再生可能エネルギー研究所を中心に太陽熱の分野にも実証試験研究が行われていたが近年は積極的にはおこなわれていない。以前はモンゴル国の冬期の過酷な条件を満たした技術の導入には高コストになること、太陽熱のみで効率良く利用することが困難であったことなどが、原因として挙げられるであろう。しかし最近になってまたモンゴル



国では太陽熱温水器、温室等に興味持つようになり、話題にする場面もある。今日では太陽熱式温水器なども開発され過酷な条件下でも使用できるようになりコスト的にも安価になってきたことが言える。モンゴルでは厳冬により、電力の大部分を暖房設備利用に運用している現実がある。直接的な暖房の手段としてではなく、その前段階としての太陽熱の利用考えたい。例えば、ビニールハウスなどを利用して日中暖めた空気を病院などに送り込みその上で暖房設備を利用することにより、電力などの節約を図ることが出来る。温水器においても同様な利用が出来るであろう。その他工夫次第により利用可能な範囲が広がるであろう。

### 6.3 風力発電・風力動力利用設備

モンゴルでは、かつて再生可能エネルギー研究所を中心にウランバートル市内の実証試験場において、ロシアや中国から輸入した、各種タイプの風力発電機および揚水風車の試験研究が行われていた。しかし現在は、資金不足などの問題から風力利用の実証試験はおこなわれていない。

モンゴルにおける風力発電利用設備は、遊牧民が用いているマーケットベースの小型風力発電機が大部分を占めている。その他の風力発電機として、本調査および TACIS によるソム公共施設への風力発電機の据付、日本の NGO による病院への小型風力発電機の据付等が行われている。これら、モンゴル国内に据付けられた風力発電機は、すべて 5kW 級以下の小型風力発電機である。

風力動力利用設備としては発電の他、揚水風車、粉引きを目的とした風力利用および交通手段としてのヨット等があげられるがモンゴルでは、ほとんど用いられていない。

### 6.4 小水力発電設備

モンゴルでは 30 年以上前からロシアの技術的支援を得て水力開発調査を実施してきている。第 5 章で述べた如く、既に 5 ヶ所の水力発電所が建設され現在も稼動中であり、この他に有望な開発地点が多々存在している。

小水力発電システムは、自然エネルギーを利用した環境に優しいエネルギーであり、種々の特徴を有する。下記表 I. 6. 4-1 に小水力発電システムとディーゼル発電システムの特徴の比較を示す。

表 I. 6. 4-1 小水力発電システムとディーゼル発電システムの特徴の比較

小水力発電システム	ディーゼル発電システム
1. 建設に時間を要す (1-1.5年)	1. 短納期 (5-6ヶ月)
2. 燃料を使わないので環境に優しい	2. 燃焼による排出ガス対策が必要
3. 多額の初期投資が必要	3. 初期投資は比較的少額
4. ランニングコストが安価	4. 燃料費のランニングコストが高額
5. 長寿命	5. 高温・高速の為使用期間の限度有り
6. 維持管理が容易	6. 頻繁な点検・保守が必要
7. 長期的には経済的である	7. 燃料費により経済性が左右される
8. 運転は容易だが水管理が必要	8. 起動・停止が容易

上記表から判る様に、小水力発電システムは初期投資が高いけれども、ランニング・コストが極めて安く、全体として経済的である。また、対象地域の北部および北西部地域に於いては太陽光・風力エネルギーのポテンシャルが少ない事から、代替電源として小水力発電システムを導入する事は有利であると考えられる。現地調査で得られたディーゼル発電機による発電単価は約 40 cent/kWh で、それに対して小水力発電では約 6 cent/kWh とかなり経済的である。

小水力発電については、完成度の高い F/S レポートが存在する場合は、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事になっている。この為、収集した小水力発電関連の資料・情報およびデータを収集し、詳細な検討を行った。確認されている水力開発計画は添付表 I. 5. 2-8 に示す通りである。

完成度の高い F/S レポート（英文）が存在する水力発電計画は下記に示す通り、北部および北西部に位置した 5 ヶ所の水力発電所である。

- (a) エギン水力（中央電力系統連系用）
- (b) シャルガイト水力（アイマグ・センター配電系統連系用）
- (c) タイシール水力（アイマグ・センター配電系統連系用）
- (d) バルーントゥルーン小水力（村落に対する独立分散型電源用）
- (e) ムンハイルハン小水力（村落に対する独立分散型電源用）

上記 5 ヶ所の発電所の中、エギン水力発電所は中央電力系統連系用であるため、本計画のソム・センターへの電力供給を行わないので対象外とする。また、シャルガイトおよびタイシール水力発電所は県庁所在地への供給を目的としているので、これらも検討対象から除外する。残り 2 ヶ所の小水力発電所は本計画に有効であるので、検討の対象とする。

表 I. 6. 4-2 にソム・センター対象の独立分散型電源用計画の水力発電所概要を示す。

表 I. 6. 4-2 計画対象の水力発電所

Name of Hydro-P/S	Aimag	Installed Capacity (kW)	Dam Type	Average Flow (m <sup>3</sup> /sec.)	Gross Head (m)	Average Energy Gen. (GWh/year)	Capital Cost (US\$)	Average Gene. Cost (USc/kWh)	Demand Point (Sum name)
Monkhhairkhan	Khovd	2 x 75	Weir	2.5	8.0	0.3	317,000	6.0	Monkhhairkhan
Baruunturuun	Uvs	2 x 100	Weir	3.5	11.0	0.6	360,000	6.0	Baruunturuun

(Data Source: UCS in July 1999)

上記 2 ヶ所の水力発電所開発計画に加えて、既存水力発電所（マンハン小水力発電所）も有効な電源設備であるので、これを改修して使用すべく本計画の調査対象とした。従って、調査対象水力発電所は合計 3 ヶ所となる。

## 6.5 マーケット・ベース小型太陽光発電設備

モンゴル国内では小型太陽電池システムの生産販売をしている公社と海外から輸入販売をしている公社がある。彼らから得た情報によると 1992 年以降の販売実績は合計 700 件以上の販売実績を持っている。これ以外にも南ゴビ地域では個人が中国へ出向き購入するケースもある。小型太陽光発電設備は主に電灯、ラジオ、テレビ及び機器等の電源として遊牧民、学校、病院、通信所に多く利用されている。その中で遊牧民及び国の政策の一環としてモンマール株式会社が 30 W～200 W 程度のシステムを数多くの学校、病院に設置したことが報告されている。MOID の傘下にある郵便・通信公社 (PTA) の太陽電池事業部が自社予算及び国内外の外国援助機関の予算で数百ワットから 5 kWp 程度のシステムを数多くソム・センター内の病院、通信所、リピータ局等のような施設に太陽電池システムを設置し利用されている。小型太陽光発電設備の販売方法としては設備容量及び周辺機器の種類を設定したセット販売と、利用者の希望に応えるかたちで各機器の個別販売をする方法が取られている。小型太陽光発電設備の販売価格は太陽電池モジュールの大きさ、

選定した周辺機器類及び蓄電池類等によって変わるが、平均すると 1Wp 当たり US \$ 6.3～9.5 で販売されている。

1999 年 10 月 6 日モンゴル政府が国会でゲルの電化政策として“100,000 Solar Ger”プログラムを発表し決議案 158 号として通した。プログラムは 2000 年～2010 年を目標とし主な目的としては、地方における全家庭を対象としソーラーホームシステムを適用し地方の活性化を図る。ソーラー・風力・小水力のハイブリッド発電設備及びディーゼル発電機と組合わせた発電方法により遊牧民の需要、地方村落に置いては一般需要家とともに学校、病院、観光、文化及び一般住民サービスセンター、国境警備関連等の需要を賄う。

プログラムの実行及び活動のためにモンゴル政府が外国援助機関からソフトローン、無償援助等の方法から予算の確保しその中から一般住民にはシステム購入するため 50%のソフトローン及び国内での研究開発にも予算の配分を行なう。このプログラムで配布された発電設備は主として電灯、ラジオ、TV、通信設備等の電源として利用される。このプログラムでは、小さな事業の基盤づくり、失業者削減、医療等の教育を行ない生活レベルの向上を期待している。しかしながら、具体的な発電設備の選択基準、応募方法、予算等はまだ決定されていない。

## 6.6 マーケット・ベース小型風力発電設備

小型風力発電機は、モンゴル国内で生産販売しているモンマー株式会社と、中国から輸入販売しているマルチン社がある。両社の販売実績を表 I.6.6-1 に示す。この他に、個人が中国へ赴き購入するケースが多くあるため、実際にはさらに多くの台数が普及しているものと考えられている。

表 I.6.6-1 風力発電の販売実績 (1992 年 - 1998・2000 年)

販売会社	販売実績	販売価格
モンマー株式会社	約 4000 台	Tg196,500 <sup>(注1)</sup>
マルチン社	約 560 台	Tg17,000-Tg300,000 <sup>(注2)</sup>

(注1) 風力発電機セットの構成は風力発電機 50W、バッテリー、充放電コントローラー、電灯、タワーである。2000 年 3 月

(注2) 風力発電機セット販売価格は風力発電機の大きさによって異なる 1998 年 10 月

(出典： JICA Study Team 現地調査)

## 6.7 その他の再生可能エネルギー利用設備

太陽光、風力および小水力利用を除いた再生可能エネルギー利用設備としては、ストーブ用の燃料として、モンゴルで広く用いられている牛や馬など家畜の乾燥糞を燃料としたストーブと、山岳地域で用いられている薪などのバイオマス資源があげられる。その他に家畜糞の発酵によるバイオガスが考えられるが、モンゴルでは平均気温が低いため効率的な利用と普及は期待できない。山岳地域においても森林の伐採が進行しているため、薪などのバイオマス資源の利用も計画的に行う必要がある。また、一部の温水が噴き出している地域では、温室栽培や暖房などへの利用が考えられている。