

第3章 予備調査での確認事項と追加情報

3.1 地方電化計画の現状と課題

(1) 地方電化マスタープランの位置付け

第10次5カ年計画以降(2007年以降)目標年次の2020年までに、新たに地方部で人口増や住宅増を含み約65,000戸を電化する必要があるというのがDOEの見解である。これが村落数としてはどのくらいになるかについてDOEは検討していないが、第9次5カ年計画の電化対象戸数である15,000戸は約500の村にまたがっているとのことで、1村落あたりの戸数は30戸ということになる。辺境部では村落内の戸数は少ないといった情報もあり、総合的に考えて本格調査では2,000程度の村落が対象となる可能性がある。

こういった数の村落について、グリッドとオフグリッドの組み合わせで電化を達成する必要があり、この両者を包含する長期計画(マスタープラン)作成が本格調査の目標である。このマスタープランは第10次5カ年計画以降の各5カ年計画にブレークダウンされ、F/Sが行われた後、資金調達や工事実施などの段階につながっていく。これまでの地方電化事業はさまざまなドナーが入り乱れ、統一的な考え方がないままコマ切れに行われてきた結果、ブータン政府としての地方電化についての基本方針が確立しておらず、技術基準の混乱や明確な経済性基準が存在しないなどの問題が出ている。また、社会資本投資として同様の性格を持つ道路事業や通信網整備事業との整合性の確保も一段と重要になりつつある。こういった点も含めて本格調査で総合的に検討し、ブータン政府としての地方電化政策を確立し、組織(人材)の強化を図りたいというのが関係者の意識である。

(2) 県、村落の社会経済データの整備状況と入手可能性

ブータン各地方の概要、特徴を知るためには、まず各県(Dzongkhag)のデータを分析する必要があるが、これについてはブータン政府から各県ごとのデータを含む資料(Statistical Year Book of Bhutan 2001など)が刊行されている。また、ブータン政府はインターネットによる情報提供にも積極的であり政府の公式なポータルサイト <http://www.bhutan.gov.bt/> からいくつかの政府機関にアクセスし、情報を入手することもできる。特に計画委員会 Planning Commission のサイト <http://www.pcs.gov.bt/> からは各県ごとの第9次5カ年計画の資料が入手できる。これに対して Dzongkhag の下の行政単位である Gewog、さらに各村のデータについての統計資料はまだ整備されていない。ブータンの農村ではほとんどの家庭が自給自足の生活を送っており、外部との交流は希薄であるため全国的な規模でデータ収集することの困難さが容易に想像できる。

本格調査を行うためには未電化村落の位置や戸数などのデータが必要となるが、RE-3以降の電化対象として残されているのは都市部との交流が希薄な地域の村落であるため既存の情報は乏しい。こういった情報について政府の正式なものとしては内務省登録局(Ministry of Home Affairs, Department of Registration)で集計中の全国の家庭、村落のデータがある。これは国民の人口や年齢などを調査する国勢

調査(national census)に相当するものと考えられるが、ブータンでは全国一斉に実施する体制ができていないため、1999年から内務省職員が各地をまわり、県の下の行政区である Gewog (全国で 201)においてヒアリング調査を行ってデータを集めているとのことであり、2004年には終了する計画である。現在はその集計作業中であり、資料として公表できる段階ではないとのことでデータそのものを見ることはできなかったが、DOEからの正式要請文書があれば2003年末であればデータを提供できるとの回答を得た。このため、M/Mでその旨を確認しており、第1次現地調査前にその資料を入手しておくことも可能と考えられる。なお、内務省では土地所有に関する記録は扱っておらず、これは Survey of Bhutan の Land Record Section で管理しているとのことである。

RE-3以降の未電化村落リストについては最も正確な情報を集められるのはBPCの各支店と考えられる。県庁には電化について詳しい担当者はいないと考えるべきであり、BPC支店にしか情報は集まらない。BPC支店が県内の全村落リストを県庁または各Gewog代表者(Gewog代表者が集まる会議はしばしば県庁で開催される)から聞いて作成し、これとRE-2までの既電化村落及び完成したばかりのRE-3による電化対象村落(これらのデータはBPCが保有している)を対比すれば未電化村落リストは作成可能なはずである。この作業についてはM/Mで確認し、DOEに対しBPCの各地方事務所を活用して第一次現地調査前までに作成するよう依頼済みである。

(3) 村落における電化ニーズとインパクト

プナカ県のBPC支店でのヒアリング結果によれば、地方部(rural)の家庭の平均的な電力消費量は一ヶ月当たり50ないし100kWhとのことである。これに対して町(urban)では一ヶ月当たり150kWh程度に増加する。この差は所得水準や生活パターンの違いによるものであろう。実際にプナカの町の近くの電化後約8年を経過した農村の一家庭を訪問し、電気の使用状況を調査した。この村における電気の用途としては電灯照明と調理(電気炊飯器、電気鍋(クッカー)、電気ポット)がほとんどであった。この村は比較的標高の低いところにあり、冬でも暖房器具は必要ない様子である。これに対して、標高の高いところでは冬場の暖房需要はかなり大きいものと考えられる。テレビは電波の状態が悪く、普通のアンテナでは受信できず、衛星アンテナが必要とのことであり、利用されていない。(ただし、ビデオを見るためにテレビを持っている家庭があるとのこと)小型のラジオがあるだけである。こういった事情はさらに奥地となれば一層顕著になるはずで、地方部ではテレビの利用は当面考えられないと推測される。この点については配電計画における需要想定(現在は2kW/戸)にかなり影響してくる。電化以前は照明は灯油ランプ、調理は薪を利用していたという。これらの購入費用や時間的コスト、さらに煤や煙による健康影響などは、すべて電化によるインパクト評価に関連する。

(4) オフグリッド電化の現状

アクセスが困難な地域を対象とするオフグリッド電化については、主に小水力と太陽光発電の利用を検討することとなる。DOEとの協議において、約65,000戸のうち約2割程度がオフグリッドになるのではないかという意見が出された。

オフグリッド小水力については我が国の無償援助で建設された13カ所の小水力など多数の実例があるが、DOEとしてはこれまでの経験からこういった水力発電所を建設してもすぐ需要が超過してしまうためトラブルが多いという意見を持っている。この点については、ブータンでは最近では地方部でも電気炊飯器や電気調理器を利用する家庭が増えており、これは家庭用電気料金が非常に安く、LPGの競争力がほとんどないことが原因であろうが、そういった家庭用需要を小水力の設計時点で織り込むのは困難であったことは容易に想像できる。また、配電線に比べて土木構造物、水車発電機などの維持管理が難しいという点も悩みの種である。現在はBPCの職員が保守を行っているが、このまま続けることは困難というのがDOE/BPCの意見である。小水力発電所の維持管理については地元の村が行えるようにするのが理想ではあるが、現実には専門家による運転を想定した設計が行われているため、村民の知識レベルでは対応困難である。これらの点は遠隔地にオフグリッド水力を計画する場合の重要なポイントである。

小水力ポテンシャル地点についてはDOEのHydro-met Divisionにおいて情報を持っているが、資料としてまとめたものはない。ブータンの地形や気象条件から小規模な水力地点の数は膨大であると予想される。現在計画されているのはUNDP/GEFがFSを行った3地点(Tang 400kW、Sengor 50kW、Sakten 200kW)の開発計画と先進国電力企業グループE7によるCDMプロジェクトのChendebji発電所(70kW)のみである。なお、NORADが1990年代に行った“Power System Master Plan”調査において抽出された水力候補地点リストには10MWクラス以上の約90カ所がリスト化されている。このリストは現在行われている“Water Resource Management Plan”の作業によって見直されており、特に電力輸出用の大規模水力を重点的に検討された結果、現在11地点を有力地点として経済性評価などの最終検討作業が行われている。

DOEの構想では道路がある程度しっかりしている地点は配電線を引くということであり、オフグリッドとなるのは道路が貧弱な場所ということになる。しかし一方で小水力発電所の建設に当たっては、水車発電機の搬入などトラックの通れる道路の確保という条件をクリアする必要がある。したがって、オフグリッド小水力発電という考え方がどのような条件で成立するのかについてDOEと十分議論する必要がある。

太陽光発電については、ブータンでは雨季には連続して曇天の日が続くという条件を無視できない。この点はスコールで雨が降った後には晴天となるというような気象条件とはかなり異なっており、しばらく曇天が続いても必要な電力を供給できるよう太陽光発電設備容量(蓄電池容量)について十分検討しなければならない。DOEのRenewable energyの担当者によれば5日間の無日照に対応できるよう(five day autonomy)、設計しているとのことである。また、太陽光発電システム設計の基本データであるradiationの測定は気象観測所でも行っておらず、日照時間のデータのみである。

既に、ブータン全土で2,000セット以上の太陽光発電システムが設置済みであるが、これまで太陽光発電についてはブータン政府が独自に実施したプロジェクトはなく、各国ドナーからのプロジェクトがほとんどであった。また、既に太陽光発電機器を一般市民に販売する商店も生まれており、ビジネスベースでの普及

も始まっている。このように、ドナーの提案するプロジェクトと商業的な普及活動に挟まれ、ブータン政府としての基本方針は定まっていない。

地方農村部で太陽光発電を利用する場合の課題は維持管理である。以前は DOE が維持管理を行っていたが現在では各県のスタッフを訓練して維持管理ができるようにしたとのことである。地方部で太陽光発電システムのスペアパーツを取り扱う店も出てきている。これまではシステムを無償で供与していたため住民は大事に取り扱うという気持ちに欠け、トラブルの原因になっていた。この点は今後改善しなければならない。本件調査においてブータンの地方部に適したシステム設計と維持管理方式を DOE として確立することに大きな期待を寄せている。なお、DOE では Solar Home System だけでなく、まとまった規模の太陽光発電所を建設してミニグリッドにより各戸に電力を供給するという構想も持っているようである。

このほか、長期的な研究課題として年間を通じて豊富な水力発電による電気を利用して水素をつくり、それを燃料電池の燃料源や熱源に利用できないかという指摘が DOE からなされた。非常に豊富な水力資源を持つブータンならではの発想であるが、必ずしも荒唐無稽とは言い切れない。

(5) 地方電化のための資金

ブータンの地方電化はこれまで ADB ローンのほか、オランダやオーストリアなどの無償援助によって行われてきた。第9次5か年計画の場合、対象となる15,000戸のうち、これらの援助資金により12,000戸分の配電線延長が可能とされている。今後もこういったドナーとの関係は維持されるものと考えられるが、RE-3のコスト試算によれば一戸当たりの投資額は約2,000ドルとのことであり、これを単純に当てはめれば今後必要となる65,000戸のうち80%が配電線で電化されるとして約1億ドルの資金が必要という計算となる。配電線のコストについては一般的には山岳地に行くほど逡増傾向にあると予想されるが、低圧配電用の変電所の建設がひととおり終了すればあとは末端への延長コストだけとなり、一戸当たりの投資額は減少するという見方もある。この1億ドルという資金規模についてはこれまでのドナーからの援助の水準ではカバーしきれない。他のドナーを開拓すると同時に Tala 発電所の完成による電力輸出代金増収分など国内資金も動員することが必要となってくる。また、一方では、いかに総額を抑制していくかについて知恵を絞る必要がある。さらに、地方電化(配電線延長)については道路整備が十分行き届いていない地域が対象となるため、道路開発と組み合わせた総合的な開発プランと費用アロケーションが必要になるものと考えられる。

(6) 地方電化担当組織

地方電化については DOE がマクロの年次計画や資金計画づくりを行い、実際の(配電線)工事は BPC が施工主体となるという関係は当分続くものと予想される。BPC としては配電線建設費用についての負担はない(完成後政府から設備を移管される)ものの、工事実施管理業務についてのマンパワーや完成後に必要となる維持管理費用は今後大きな負担となる可能性がある。地方部の電力供給は料金収入に対してコストが数倍かかるという大幅な赤字構造であり、BPC としてはその赤字を南西部の産業用電力需要や輸出用水力発電

の託送料金などでカバーするという方針であるが、最終的に赤字となった場合には政府の補助金で処理することになる。また、地方電化計画策定については DOE/BPC だけでなく各県（Dzongkhag）との意見調整も必要となるもの考えられる。特にオフグリッド地域の線引きについては異論も出るものと予想される。こういった場合に調整機能を発揮すると期待されるのが各県にある BPC の支店である。DOE の出先機関は各県にはないため、BPC 支店に期待される役割は大きい。

オフグリッドについては BPC は非常に消極的である。オフグリッド小水力についてはこれまでの経緯や BPC の料金が適用されるといった理由から工事実施段階では相当の関与をする可能性はある。ただし、小水力については開発自体は DOE/BPC が行うとしても問題は維持管理であるというのが共通の認識である。これに対し、太陽光発電については、ドナープロジェクトの場合には DOE から受益者への供与であり、また販売の場合には、機器の販売者と購入者の関係であり、いずれにしても BPC は関与しないという立場は明確である。太陽光発電については標準的な仕様を定め、その後はそのセットの販売と保守をどのような組織体制で行うかは大きな課題である。オフグリッド電化についてはモデル作成と同時に実施と維持管理体制について十分検討し、具体的な提言を行う必要がある。

(7) DOE と BPC の本格調査に対する要望

DOE としては 2020 年までの 100%電化達成が任務であり、そのためには第 10 次 5 年計画以降の 5 年ごとのプロジェクト規模について把握し、ドナーとの交渉などを早めに開始したいとの意向がある。このための資料として本件調査の成果を求めている。また、この機会に地方電化、あるいは民生用エネルギー需給という大きな課題についての政策論、電気料金体系の見直し、さまざま電化手法についての経済性評価などこれまでやり残してきた事項を検討したいとの要望もある。これに対して BPC は本来赤字の原因となる地方電化（配電線延長）についてはやりたくないものの、他に実施できる組織がなく、また地方電化の赤字分は補助金を期待し、Tala 発電所の運転開始によって事業としての黒字化を楽観しているため、当面は現状通り地方部への配電線延長の実施とその運営主体となることについては了解している。また、本件調査によって技術基準の見直しや GIS 技術の導入などが期待できる。したがって、実際には BPC がある程度は DOE を補う役割を担ってくれるはずである。

3.2 送配電の現状と将来見通し

(1) 電力系統の現状

1) 送電系統

現在、水力発電出力約 410MW を保有するブータンの電力系統は、最大電力約 100MW の国内需要を賄うと共に、豊富な水力資源を開発しインドへ輸出することを主体に構成されている。Map I-Existing Power Infrastructures as of date (June 2003)に現状を示す。

西側の系統

西ブータンにはチュカ発電所 336MW (Chukha Hydro Power Corporation: CHPC) 及びバソチュー発電所 24MW (Upper Basochu) の両発電所から首都ティンブーや空港のあるパロ、古都プナカ、ワンデュ (Wangdue) など周辺の各県へ送電する 66kV 系統がある。

さらには南部の産業地域プンツォリン (Phuentsholding) などと連系線で結ばれている。

インド側との連系では、チュカから南へ向けて 220kV 1 回線 1 ルートと 220kV2 回線 1 ルートがあって、インド西ベンガル州にあるビルパラ (Birpara) 変電所を経由して余剰電力をインドへ送っている。この内 220kV1 回線は産業地域に近いパサカ (Pasakha) にある 220/66kV 変電所 (Singhegaon) へも供給している。さらに、チュカからティンブーに近い 220/66kV 変電所シムトカ第Ⅱ (Simtokha II) まで 220kV1 回線があり、西ブータン一帯の各県をカバーする 66kV 系統と連系し安定供給の役目を果たしている。

中央及び東側の系統

中央ブータンではインドのサラカティ (Salakati) から国境に近いゲルブ (Gelephu) 変電所まで 132kV1 回線がある。サルパン (Sarpang) 県の 66kV 系統に供給するために建設された。

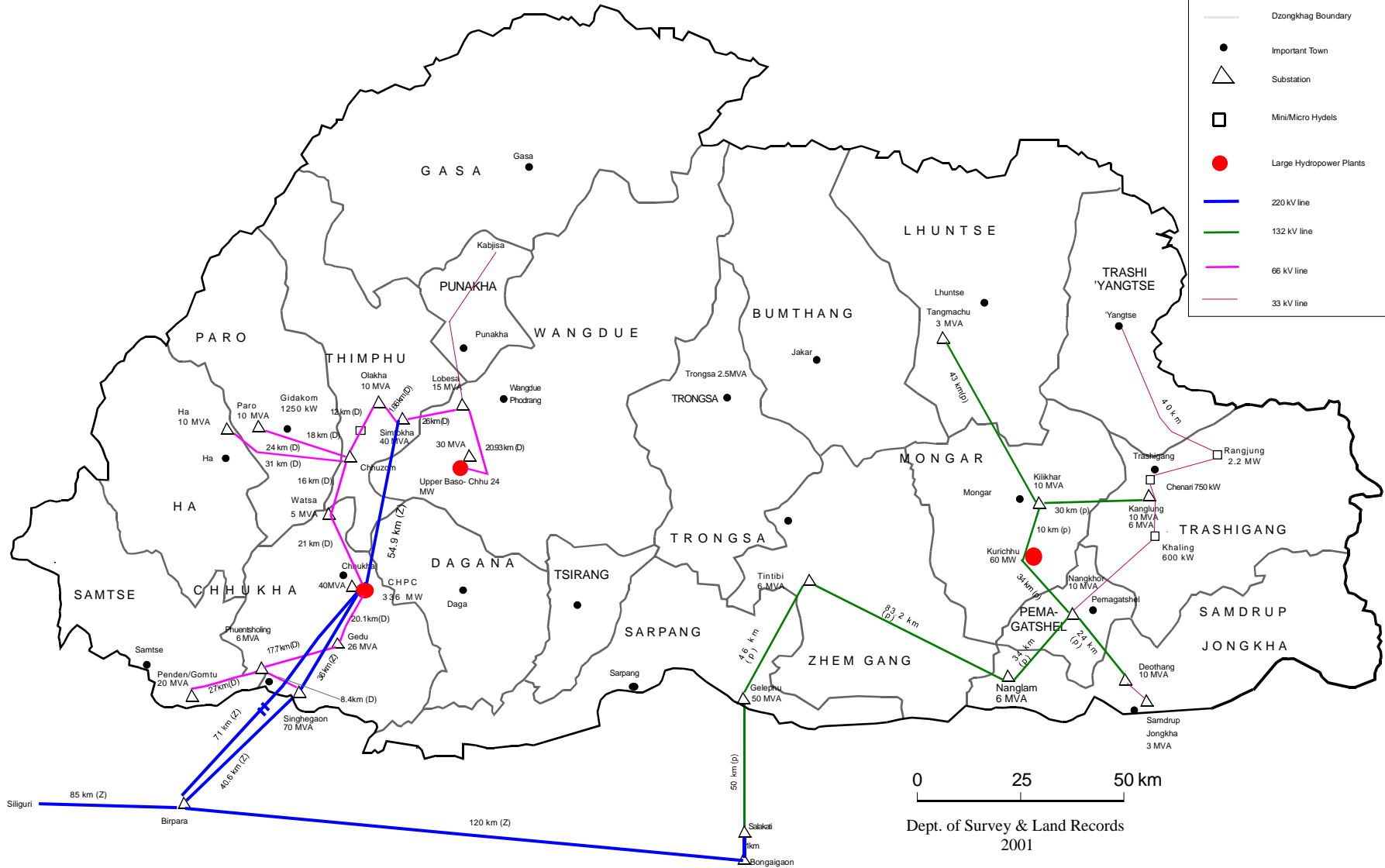
東側は 2001 年 4 月に運転開始したクリチュウ (Kurichu) 発電所 60MW から東ブータンと中央ブータンに供給する 132kV1 回線があり、ゲルブで連系されている。

クリチュー発電所の開発に関連して、モンガル (Mongar)、ルンツェ (Lhuentse)、タシガン (Trashigang)、ペマガツェル (Pemagatshel)、サムドゥブ・ジョンカ (Samdrup Jongkha) など各県のロードセンターへ供給するために 132kV 送電網が建設された。そして、ナングラム (Nanglam) に計画された 20MW セメント工場へ供給するためにペマガツェルから、ナングラムまで 132kV 線路が延長された。この線路はクリチュー発電所の余剰電力をインドのサラカティ経由輸送電するためにティンティビ (Tingtibi) を経由してゲルブまで延長された。

Map I- Existing Power Infrastructures as of date (June 2003)

LEGEND

- International Boundary
- Dzongkhag Boundary
- Important Town
- Substation
- Mini/Micro Hydels
- Large Hydropower Plants
- 220 kV line
- 132 kV line
- 66 kV line
- 33 kV line



これら 132kV 系統は、2000 2001 年度にはインド側からゲルプまでの線路しか無く、他の国内側線路はすべて 2001 2002 年度に建設されたものである。またルンツェへの線路(Kilikhar-Tangmachu 間)は当面負荷が少ないため 33kV で運用される。

2001 2002 年度末の送電線設備、変電設備、発電設備の概要を表 3.2.1 - 1、3.2.1 - 2、3.2.1 - 3 に示す。

表 3.2.1-1 主要送電設備

| Sl No. | 区間 | 電圧 (kV) | 長さ km | 電線種類 | 備考 | |
|-----------------|----------------------------|---------|-------|---------|--|---|
| 1 | Chhukha Birupara (1) | 220 | 71.0 | Zebra | ACSR400mm ² インド側 | |
| 2 | Chhukha Birupara (2) | 220 | 71.0 | Zebra | | |
| 3 | Chhukha Singhegaon | 220 | 33.3 | Zebra | | |
| 4 | Sinhegaon Birupara | 220 | 40.6 | Zebra | | |
| 5 | Chhukha Simtokha II | 220 | 54.4 | Zebra | | |
| 合計 220kV ckt-km | | | 270.3 | ckt-km | | |
| 6 | Kurichhu Kilikhar | 132 | 10.2 | Panther | ACSR250mm ² 33kV operarion | |
| 7 | Kilikhar Kanglung | 132 | 29.8 | Panther | | |
| 8 | Kurichhu Pemagatshel | 132 | 33.7 | Panther | | |
| 9 | Pemagatshel Nanglam | 132 | 34.3 | Panther | | |
| 10 | Pemagatshel Deothang | 132 | 23.7 | Panther | | |
| 11 | Nganglam Tintibi | 132 | 83.2 | Panther | | |
| 12 | Tintibi Gelephu | 132 | 46.0 | Panther | | |
| 13 | Gelephu Indian Border | 132 | 0.3 | Panther | | |
| 14 | Kilikhar Tangmachu | 132 | 43.0 | Panther | | |
| 合計 132kV ckt-km | | | 304.2 | ckt-km | | |
| 15 | Chhukha Gedu | 66 | 20.1 | Dog | | ACSR 100mm ² from drawing from drawing from drawing |
| 16 | Gedu Phuentsholing | 66 | 17.7 | Dog | | |
| 17 | Phuentsholing Penden/Gomtu | 66 | 27.0 | Dog | | |
| 18 | Chhukha Watsa | 66 | 21.0 | Dog | | |
| 19 | Watsa Chhuzom | 66 | 16.0 | Dog | | |
| 20 | Chhuzem Ha | 66 | 33.5 | Dog | | |
| 21 | Chhuzem Olakha/Simtokha I | 66 | 18.3 | Dog | | |
| 22 | Chhuzem Paro | 66 | 24.0 | Dog | | |
| 23 | OlakhaSimtokhaSimtokha II | 66 | 1.7 | Dog | | |
| 24 | Basochhu Lobasa | 66 | 23.0 | Dog | | |
| 25 | Lobasa Simtokha II | 66 | 26.0 | Dog | | |
| 26 | Singhegaon Phentsholing | 66 | 8.4 | Dog | | |
| 合計 66kV ckt-km | | | 236.7 | ckt-km | | |

出典: Power data 2001-02及びDOE提供の系統図

表3.2.1 2 高压变电所变压器設備容量

| Sl.No | 変電所名 | 電圧(kV) | 変圧器 | | |
|-------------------------|------------------------|----------|-----|---------|-----------|
| | | | 台数 | 容量(MVA) | 合計容量(MVA) |
| 1 | Chhukha HPP | 11/220 | 12 | 35 | 420 |
| 2 | Chhukha HPP | 220/66 | 2 | 20 | 40 |
| 3 | Singhigaon | 66/11 | 2 | 3 | 6 |
| | | 220/66 | 2 | 35 | 70 |
| | | 66/11 | 2 | 3 | 6 |
| 4 | Pasakha(BCCL) | 66/11 | 2 | 20 | 40 |
| 5 | Pasakha(BFAL) | 66/22 | 1 | 28.5 | 28.5 |
| 6 | Penden | 66/11 | 2 | 5 | 10 |
| 7 | Penden(PCAL) | 66/6.6 | 2 | 5 | 10 |
| 8 | Phentsholing | 66/11 | 2 | 3 | 6 |
| 9 | Gedu | 66/33 | 2 | 8 | 16 |
| 10 | Simotokha (I) | 66/11 | 2 | 5 | 10 |
| | | 66/33/11 | 2 | 2.5/2.5 | 10 |
| 11 | Simotokha (II) | 220/66 | 6 | 6.67 | 40 |
| 12 | Paro | 66/11 | 2 | 10 | 20 |
| | | 66/33/11 | 2 | 2.5/2.5 | 10 |
| 13 | Ha | 66/11 | 2 | 5 | 10 |
| 14 | Lobeysa | 66/11 | 2 | 5 | 10 |
| | | 66/33 | 1 | 5 | 5 |
| 15 | Gelephug | 132/66 | 2 | 25 | 50 |
| | | 66/11 | 2 | 10 | 20 |
| 16 | Watsa | 66/33 | 1 | 5 | 5 |
| Total end of 2000-01 | | | | | 842.5 |
| 17 | Deothang | 132/33 | 2 | 5 | 10 |
| 18 | Nangkor | 132/33 | 2 | 5 | 10 |
| 19 | Tintibi | 132/33 | 2 | 3 | 6 |
| 20 | Kilikhar | 132/33 | 2 | 3 | 6 |
| 21 | Kanglung | 132/33 | 2 | 5 | 10 |
| 22 | Basochu Stage I | 11/66 | 2 | 15 | 30 |
| 23 | Gyelpozhing (Kurichhu) | 11/132 | 4 | 20 | 80 |
| | | 132/11 | 1 | 5 | 5 |
| addition during 2001-02 | | | | | 157 |
| Total end of 2001-02 | | | | | 999.5 |

系統図にあるLhuntse県のTangmachu変電所及び関連送電線は当分33kVで運転する

BCCL Bhutan Carbide & Chemicals Limited

BFAL Bhutan Ferro Alloys Limited

PCAL Pedan Cement Authority

出典：Power Data 2001-02

表3.2.1 - 3発電設備

(1)水力発電所

| Sl.No | 発電所名 | 設備容量 台数xMW | 発電出力 MW | 運転開始 年 | ピーク出力 MW | エネルギー GWh2001-02 |
|-------|-------------------|---------------|------------|-----------|-------------|---------------------|
| 1 | Chhukha | 4x84 | 336.000 | 1986 88 | 360.000 | 1861.745 |
| 2 | Chumey (Bumthang) | 3x0.5 | 1.350 | 1,988 | 0.996 | 3.219 |
| 3 | Gidakom (Thimphu) | 5x0.25 | 0.000 | 1,973 | 0.000 | 0.000 |
| 4 | Chenari (T/Gang) | 3x0.25 | 0.000 | 1,972 | 0.000 | 0.000 |
| 5 | Rangjung (T/Gang) | 2x1.1 | 2.200 | 1,996 | 1.890 | 6.188 |
| 6 | Khaling (T/Gang) | 3x0.2 | 0.400 | 1,987 | 0.338 | 0.578 |
| 7 | Khalanz (Mongar) | 3x0.13 | 0.260 | 1,976 | 0.256 | 0.781 |
| 8 | Jushina (Thimphu) | 4x0.09 | 0.360 | 1,967 | 0.262 | 1.574 |
| 9 | Wangduephodrang | 3x0.1 | 0.300 | 1,972 | - | 0.153 |
| 10 | Kurichu (Mongar) | 3x15 | 45.000 | 2,001 | 45.000 | 126.303 |
| 11 | Basochu (Wangdue) | 2x12 | 24.000 | 2,002 | 24.000 | 55.134 |
| | Total | 412.35 | 409.870 | | 432.742 | 2055.675 |

(2)マイクロ水力発電所

| Sl.No | 発電所名 | 所在県 | 発電出力 kW | 運転開始 年 | 発電 kWh | 記録年 |
|-------|-------------|------------|------------|-----------|-------------|----------|
| 1 | Lhuentse | Lhuentse | 120 | 2000 | 299,730 | 2001-02 |
| 2 | Thinleygang | Thimphu | 30 | 1986-87 | 92506 | 21.9.94* |
| 3 | Rukubiji | W.Phodrang | 40 | " | 20,313 | 2001-02 |
| 4 | Tansibiji | Trongsa | 30 | " | 42,570 | 2001-02 |
| 5 | Trongsa | Trongsa | 50 | " | 187,548 | 2001-02 |
| 6 | Bubija | Trongsa | 30 | " | 106,760 | 2001-02 |
| 7 | Tamshing | Bumthang | 30 | " | 63,256 | 2001-02 |
| 8 | Ura | Bumthang | 50 | " | 127,480 | 2001-02 |
| 9 | Yadi | Mongar | 30 | " | 46,780 | 2001-02 |
| 10 | Kekhar | Zhemgang | 20 | " | 587640 | 1998-99 |
| 11 | Surey | Sarpang | 70 | " | 345360 | 16.9.94* |
| 12 | Damphu | Tsirang | 200 | 1991 | 135,000 | 2001-02 |
| 13 | Tintibi | Zhemgang | 200 | 1992 | 1,021,850 | 2001-02 |
| 14 | Dagang | Dagana | 200 | 1992 | 527,169 | 2001-02 |
| 15 | Lingzhi | Thimphu | 8 | 1999 | | |
| 16 | Rongchu | Lhuentse | 200 | 2001 | 700,800 | 2001-02 |
| | Total | | 1308 | | 3,232,476 # | |

注 シリーズナンバー 2から14までは日本の無償援助で建設された。

シリーズナンバー 1は20kWから2000年3月改造された

* 表示の日までの積算値 # 年間可能発電力の合計

| | |
|-----------------|---------|
| (3)ディーゼル発電所合計出力 | 9,191kW |
| 発電電力量 | 446MWh |

出典: Power Data 2001-02

2) 配電設備

配電線路

ブータンの配電電圧は中圧側に 11kV、33kV が適用され、11kV は主として都市部に用いられ、33kV は主として負荷密度の低い地方供給用に用いられている。表 3.2.1-2 の高圧変電所変圧器設備容量表に見られるように 66/11kV と 66/33kV の変圧器を備えている変電所もある。東部ブータンに 2002 年に建設された変電所は、発電所用を除き全て 33kV 配電用となっている。

中圧配電線路の増加状況を表 3.2.1-4 に示す。この表に見られるように、33kV 線路は 1996 97 年から 2001 2002 年の間に 113km から 330km と約 3 倍に増加している。一方、11kV 架空線路は 868km から 1,039km と増加量は少ない。11kV 地中線は少量ながら 12km から 20km と増加している。これらは、33kV を主体に電化を進める一方繁華街の地中化を進めるなどの政策を反映しているものであろう。

なお、6.6kV は日本の無償援助で建設された小水力発電所の配電線路として建設されたものであるが、ブータンの標準電圧と異なるため、その後ほとんど増加していない。

表3.2.1 4 中圧配電線の線路長及び年増加率

| 年度 | 1996-97 | 1997-98 | 1998-99 | 1999-00 | 2000-2001 | 2001-2002 |
|--------|----------|----------|----------|----------|-----------|-----------|
| 線路長 km | | | | | | |
| 33kV | 113.06 | 137.06 | 174.86 | 248.13 | 275.13 | 330.89 |
| 11kV架空 | 867.724 | 899.405 | 938.584 | 985.694 | 983.259 | 1038.854 |
| 11kV地中 | 12.1 | 12.27 | 14.27 | 14.932 | 20.432 | 26.019 |
| 6.6kV | 89.03 | 89.41 | 89.411 | 89.411 | 90.912 | 90.912 |
| 合計 | 1081.914 | 1138.145 | 1217.125 | 1338.167 | 1369.733 | 1486.675 |
| 増加率% | | | | | | |
| 33kV | | 21.2 | 27.6 | 41.9 | 10.9 | 20.3 |
| 11kV架空 | | 3.7 | 4.4 | 5.0 | -0.2 | 5.7 |
| 11kV地中 | | 1.4 | 16.3 | 4.6 | 36.8 | 27.3 |
| 6.6kV | | 0.4 | 0.0 | 0.0 | 1.7 | 0.0 |
| 合計 | | 5.2 | 6.9 | 9.9 | 2.4 | 8.5 |

出典：Power Data 2001-02

配電用変圧器

ブータンの低圧供給電圧は 400・230V であり、配電用変圧器は 33kV/400-230V、11kV/400-230V が標準として採用されている。配電用変圧器の容量は多種類あって、負荷に応じて適切な容量が設置されている。首都ティンプーと最東端の町サムドウブ・ジョンカの配電用変圧器の使用状況を表 4.2.1-5 に示す。2001 2002 年の年間増減状況を見るとティンプーでは 1,250kVA、500kVA の増加が目立ち、中規模変圧器が減少している。これは、負荷増加に伴って標準型大規模変圧器に取り替えているものが多い結果を示していると思われる。サムドウブ・ジョンカの場合は、地域負荷の大きさを反映して 250kVA、100kVA、63kVA など中型変圧器が増加している様子が伺える。

全国の配電用変圧器総数は同表最下段に示すように 837 台、166,822kVA、1 年間に 80 台 24,643kVA 増加している。

表3.2.1 5 配電用変圧器容量別の設置規模

首都ティンブーの例

| 変圧器ユニット kVA | 2000 2001 | | 2001 2002 | | 1年間の増減 | |
|----------------|-----------|-------------|-----------|-------------|--------|--------|
| | 台数 | 合計容量 kVA | 台数 | 合計容量 kVA | 増減台数 | 増減容量 |
| 1,250 | 3 | 3,750 | 7 | 8,750 | 4 | 5,000 |
| 750 | 2 | 1,500 | 1 | 750 | -1 | -750 |
| 630 | 2 | 1,260 | 2 | 1,260 | 0 | 0 |
| 500 | 45 | 22,500 | 65 | 32,500 | 20 | 10,000 |
| 400 | 2 | 800 | 2 | 800 | 0 | 0 |
| 315 | 8 | 2,520 | 7 | 2,205 | -1 | -315 |
| 250 | 34 | 8,500 | 32 | 8,000 | -2 | -500 |
| 160 | 21 | 3,360 | 20 | 3,200 | -1 | -160 |
| 125 | 6 | 750 | 2 | 250 | -4 | -500 |
| 100 | 11 | 1,100 | 9 | 900 | -2 | -200 |
| 63 | 32 | 2,016 | 32 | 2,016 | 0 | 0 |
| 50 | 2 | 100 | 3 | 150 | 1 | 50 |
| 25 | 17 | 425 | 20 | 500 | 3 | 75 |
| 16 | 2 | 32 | 2 | 32 | 0 | 0 |
| 10 | 2 | 20 | 2 | 20 | 0 | 0 |
| | 189 | 48,633 | 206 | 61,333 | 17 | 12,700 |

ブータン東部の町サムドゥブ・ジョンカの例

| 変圧器ユニット kVA | 2000 2001 | | 2001 2002 | | 1年間の増減 | |
|----------------|-----------|-------------|-----------|-------------|--------|------|
| | 台数 | 合計容量 kVA | 台数 | 合計容量 kVA | 増減台数 | 増減容量 |
| 500 | 2 | 1,000 | 2 | 1,000 | 0 | 0 |
| 315 | 3 | 945 | 3 | 945 | 0 | 0 |
| 250 | | 0 | 2 | 500 | 2 | 500 |
| 160 | 4 | 640 | 3 | 480 | -1 | -160 |
| 150 | 1 | 150 | | 0 | -1 | -150 |
| 125 | 4 | 500 | 4 | 500 | 0 | 0 |
| 100 | | 0 | 2 | 200 | 2 | 200 |
| 63 | 7 | 441 | 9 | 567 | 2 | 126 |
| 25 | 3 | 75 | 4 | 100 | 1 | 25 |
| 16 | 1 | 16 | 1 | 16 | 0 | 0 |
| 合計 | 25 | 3,767 | 30 | 4,308 | 5 | 541 |

| | | | | | | |
|-------|-----|---------|-----|---------|----|--------|
| 全国の総数 | 757 | 142,179 | 837 | 166,822 | 80 | 24,643 |
|-------|-----|---------|-----|---------|----|--------|

出典：Power Data 2000-2001、2001-02

(2) 送電系統の将来計画

1) 第9次5ヵ年計画

大規模発電所開発関連系統の強化

2002 2003 年から始まった第9次5ヵ年計画期間中にはタラ (Tala) 発電所 1,020MW が開発され、この発電電力をインドに送電するためインドのシリグリ (Siliguri) に向けて 400kV 送電線 2 回線 2 ルートが建設される。これに伴い西南部工業地域に 400/220kV 系統連係用変電所および 200/66kV 変電所の新設が計画されている。また期間中にバソチュー発電所の下流にロウワーバソチュウ (Lower Basochu) 発電所 40MW が建設される。これに伴い 200kV 送電線がティンブーに近いシモトカ第2変電所から同発電所を通過して中南部のサルパン県チョワバリまで約 100km 延長される。チョワバリに 200/132kV 系統連系用変圧器 50MVA を置いて東側系統と連系する。これにより東側系統は 220kV ループ系統に連系されることになり、信頼度は大きく向上する。

関連送電系統図を Power Infrastructure expected at the end of 9FYP に示す。

国内供給系統

中央ブータンでシェムガン県ティンティビから北側へトンサ、ブムタン両県に向けて 66kV 送電線が新設されトンサに 2ヶ所 (1 箇所は当面 33kV 運用)、ブムタンに 1 箇所高圧変電所が新設される。

上記チョワバリまで延長される 220kV 線路の途中チラン (Tsirang) 県ダンプ (Dampchu) に変電所を新設、そこからダガナ (Dagana) 県まで 66kV 線を新設、高圧変電所が新設される。

33kV 運用の系統としてはタラからサルパン県の西部カリコラ (Kalikhola) まで 31km の線路と変電所が新設される。またロベイサ変電所からプナカ経由ガサ (Gasa) 県まで 33kV 線路が延長される。既設の東部地域の小水力を結ぶ系統がタシヤンツェまで伸びていることと併せ、これで全県にグリッド連系の電源が到達することになる。

第9次5ヵ年計画期間中に新增設が予定されている変電所を表 3.2.2 - 1 に示す。

Power Infrastructure expected at the end of 9FYP (2007)

LEGEND

- International Boundary
- Dzongkhag Boundary
- Important Town
- Substation
- Mini/Micro Hydels
- Large Hydropower Plants
- 400 kV lines
- 220 kV line
- 132 kV line
- 66 kV line
- 33 kV line

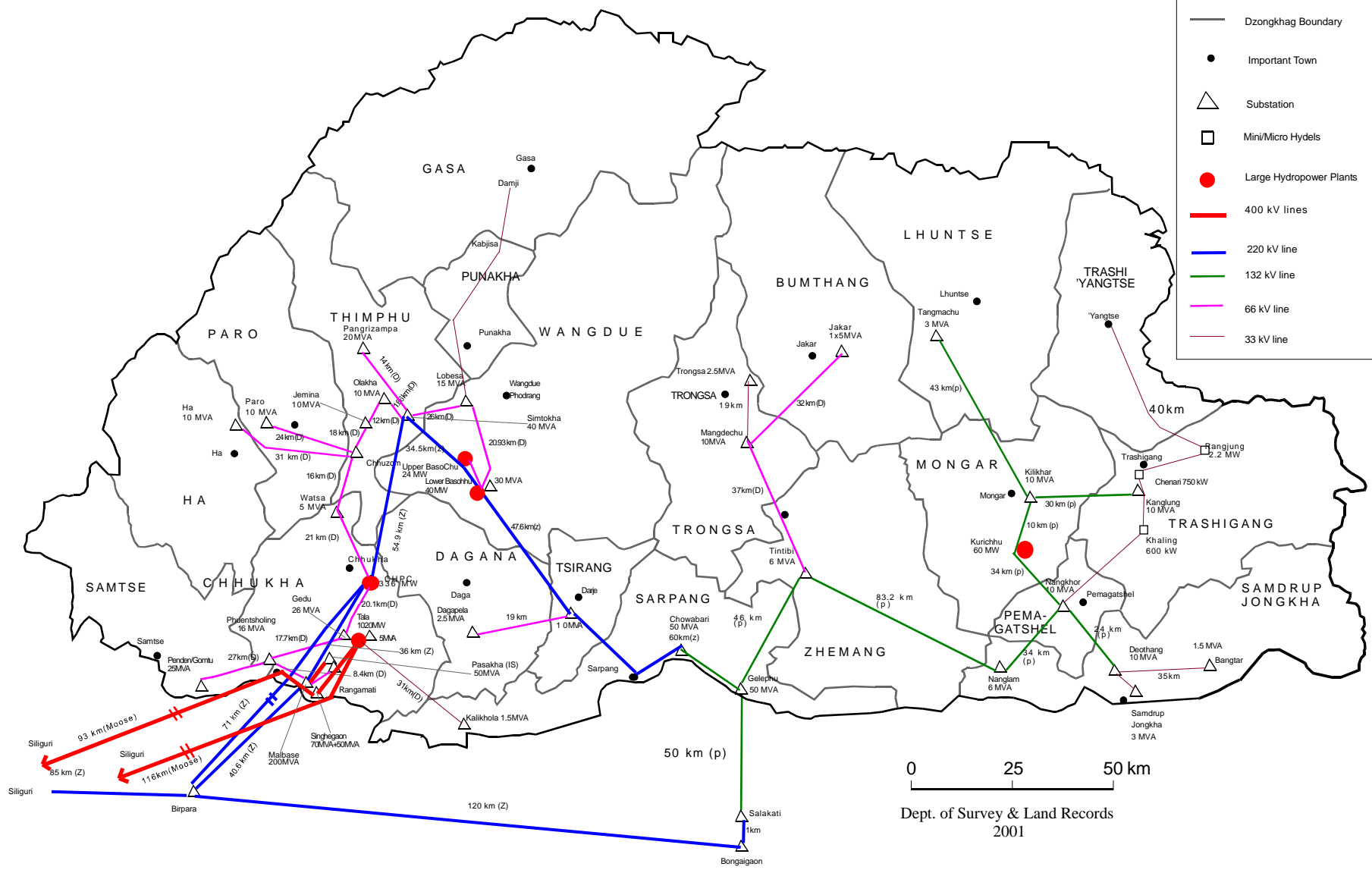


表3.2.2 - 1 第9次5ヵ年計画期間中の新增設変電所
(系統図から抽出)

| 変電所名 | 地域 | 電圧 kV | 既設容量 MVA | 増加後容量 MVA |
|----------------|-----------------|----------|-------------|--------------|
| Malbase | Chhukha | 400/220 | | 200 |
| Singhegeon | 同上 | 220/66 | 70 | 120 |
| Pasaka | 同上 | 220/66 | | 50 |
| Darje | Tsirang | 220/66 | | 10 |
| Darje | Tsirang | 66 | | 10 |
| Lower Basochhu | Wangdue | 220/66 | | 30 |
| Chowbari | Sprang | 220/132 | | 50 |
| Tintibi | Zhemang | 132/66 | | 20 |
| Dagapela | Dagana | 66 | | 2.5 |
| Penden/Gomtu | Chhukha | 66 | 20 | 25 |
| Phentsholing | Chhukha | 66 | 6 | 16 |
| Tala | Chhukha | 66 | | 5 |
| Pangrizampa | Thimphu | 66 | | 20 |
| Jemina | Thimphu | 66 | | 10 |
| Mangdechu | Trongsa | 66 | | 10 |
| Jarkar | Bumtang | 66 | | 5 |
| Kalikhola | Sarpang西部 | 33 | | 1.5 |
| Trongsa | Trongsa | 33 | | 2.5 |
| Bangtar | Samdrup jongkha | 33 | | 1.5 |
| 合計 | | | 96 | 589 |
| 増分 | | | | 493 |

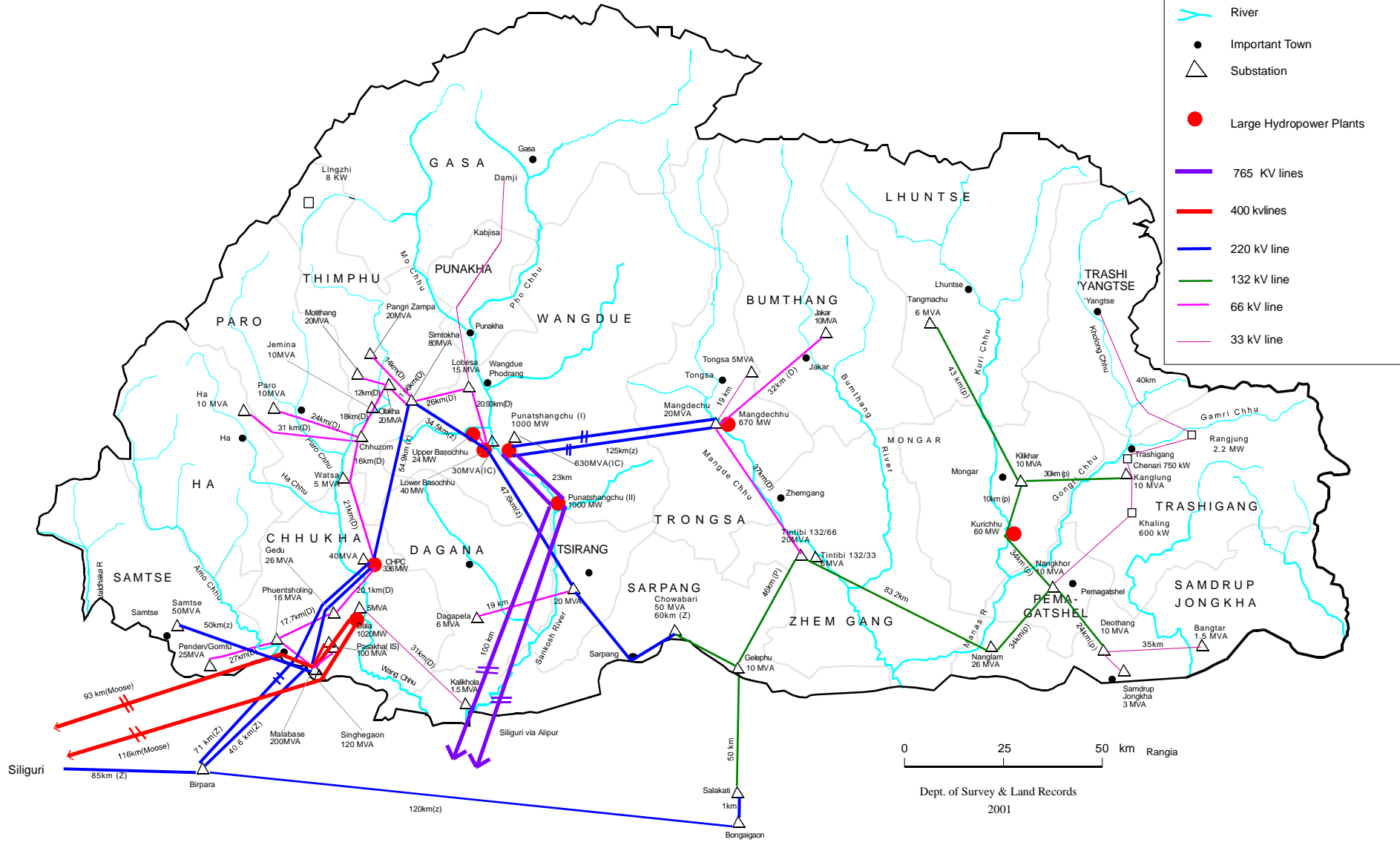
2) 2008年以降の計画

ノルウェーの援助(NORAD)により、2020年を目標とする電源開発計画とそれに関する送電システムのマスタープランの見直しが進められており(Water Resources Management Plan and Update of the Power System Master Plan)、まず前段の水力発電開発計画を検討し、次に電力系統の検討を行なうという手順で計画策定が進められている。水力電源開発については2003年5月に対象を11発電所に絞った技術検討結果が提出されており、電力系統の検討は12月に終わるとの見通しであるが、ブータン側エネルギー省(DOE)の計画部門は、既に2020年までの系統構想を有しており、これが事前調査団に提示された。

Power Infrastructure expected by 2020

LEGEND

- International Boundary
- Dzongkhag Boundary
- River
- Important Town
- Substation
- Large Hydropower Plants
- 765 KV lines
- 400 kvlines
- 220 kV line
- 132 kV line
- 66 kV line
- 33 kV line



DOE から提示された 2020 年の系統構想

表題は添付図に示すとおり「Power Infrastructure expected by 2020」となっている。

2020 年までの主要な電源開発計画としては、プナサンチュウ第一（Punatshangchu I）発電所 1,000MW（西部）同第二発電所 1,000MW（西部）マンデチュウ（Mangdechhu）発電所 670MW（中部）が挙げられる。これに伴ってマンデチュウとプナサンチュウ第一発電所間は 220kV2 回線 2 ルート 125km で結ばれ、プナサンチュウ第一発電所から第二発電所までは 765kV1 回線 2 ルート 23km 第二発電所からインド側は 765kV2 回線 2 ルートの送電線をインドのアリプール(Alipur)経由シリグリへ向けて建設する構想となっている。

変電設備はプナサンチュウ第一に 765/220kV630MVA の系統連系設備を配置するほか各所で国内供給用変電所の新增設が見込まれている。表 3.2.2 2 に系統図に見られる計画を示す。

表3.2.2 - 2第10次5ヵ年計画以降の新增設変電所
(系統図から抽出)

| 変電所名 | 地域 | 電圧 kV | 既設容量 MVA | 増加後容量 MVA |
|---------------------|-----------------|----------|-------------|--------------|
| Punatshangchu I HPP | Wangdue | 765/220 | | 630 |
| Pasaka | Chhukha | 220/66 | 50 | 100 |
| Darje | Tsirang | 220/66 | 10 | 20 |
| Samtse | Samtse | 220/ | | 50 |
| Nanglam | Samdrap jongkha | 66 | 6 | 26 |
| Jarkar | Bumtang | 66 | 5 | 10 |
| Trongsa | Trongsa | 33 | 2.5 | 5 |
| Tangmachhu | Lhntse | 132 | 3 | 6 |
| Gelephu | Sarpang | 132 | 50 | 10 |
| Dagapela | Dagana | 66 | 2.5 | 6 |
| Motithang | Thimphu | 66 | | 20 |
| CHPC | Chhcukha | 66 | | 40 |
| 合計 | | | 129 | 923 |
| 増分 | | | | 794 |

3) 水力電源開発の検討概要

ノルウェーのコンサルタント Norconsult の手が進められている 2) 項に記載の Water Resources Management Plan and Update of Power System Master Plan の「Alternative Technical Plans Report: 3 May 2003」に関する検討の概要を紹介する。

このレポートはブータンの水力発電所開発候補 78 地点の中から 8 段階の選定基準を設けて 20 候補に絞り、さらに環境や事前設計などの検討を加えて 11 候補地点を選定し、その詳細を比較したものである。選定基準の一つとしてインドへの電力輸出に貢献の少ない出力 150MW 以下の候補地点は除外されている。各発電所のコスト比較には送電線コストを含める必要があるため、送電線については、比較のため、輸出電力がインドのチキンネックと呼ばれる地域を必ず通過することからブータンの西南にあたるインドの

Siliguri 変電所まで各発電所から送電線を新設するコストを見こんでいる。

発電に関しては水文、地質、発電所の設計などを詳細に記述、送電に関してはルート選定ガイドライン、支持物設計、電線選定の手法、系統解析方法等を詳細に記述し、これらをもとに、発電所ごとのコスト積算をしている。これらの記述から見て技術的には信頼性の高いものと判断される。発電所を組み合わせせて開発する場合の比較もしている。

同一河川の発電所を連続開発する場合は一括した送電方法を考慮している。

表 3.2.2-3 各発電所の数値概要

| Project No | River | Output: & Sending MW | Construction Cost Million US\$ | Line Cost Million US\$ | Line Length to Siliguri km | Benefit/ Cost Ratio |
|------------|---------------|-------------------------|--------------------------------------|------------------------------|----------------------------------|---------------------------|
| 11030 | Amochhu | 500:487 | 507.0 | 32.2 | 99 | 1.18 |
| 12082 | Wangchhu | 180:180 | 474.8 | 25.5 | 159 | 0.75 |
| 13120 | Punatsangchhu | 1000:972 | 899.7 | 103.1 | 296 | 1.36 |
| 13230B | Punatsangchhu | 1000:949 | 968.3 | 97.4 | 281 | 1.24 |
| 14010 | Chendebjichhu | 210:204 | 274.6 | 50.7 | 339 | 0.98 |
| 14020 | Mangdechhu | 670:651 | 631.1 | 96.5 | 334 | 1.16 |
| 15110 | Chamkharchhu | 670:651 | 615.7 | 94.1 | 327 | 1.25 |
| 15150B | Chamkharchhu | 570:552 | 549.6 | 100.9 | 347 | 1.07 |
| 16010 | Khomachhu | 325:319 | 370.7 | 106.3 | 504 | 0.97 |
| 16030 | Kurichhu | 400:393 | 486.2 | 97.9 | 470 | 0.96 |
| 17150b | Kholongchhu | 490:478 | 464.1 | 123.4 | 440 | 1.19 |

注 Construction Cost には Transmission Cost を含む。

出典：プロジェクトごとの記述の中から抽出・編集した

2020 年までに開発出来るのは送電系統図にあるようにプナサンチュウ(Punatsangchhu)2 箇所(Project No.13.120, 13.230B) とマンデチュウ(Mandechhu: Project No.14.020)の 3 計画程度であろうとの見方が DOE の Mr. Bharat Tamang: Head of Planning and Coordination Div. から示された。

4) 送電系統マスタープラン (PSMP) の需要想定

前記水力調査と並行して進められている調査の中で Working Paper 7 Power Market Survey と称するレポートが 2002 年 6 月に提出されている。ノルコンサルトはこれをベースとして PSMP の調査を進めているので、その内容を分析した。

想定手法は次の通りである

ノルコンサルトの需要想定手法

次のようなデマンドモデルを使って需要想定をしている。

| | | | |
|-------|--------|---|---|
| 家庭用 | D_t | = | $D_{t-1} \times (1+at) \times bt + N_t \times dt$ |
| | D_t | = | t 期間中の家庭用販売電力量 |
| | At | = | t 期間中の GDP per capita 伸び |
| | bt | = | t 期間中の収入弾性値 |
| | N_t | = | t 期間中の新規接続需要家 |
| | dt | = | t 期間中の新需要家の平均消費 |
| 産業用 | D_t | = | $S_{t-1} \times (1+at) \times bt + EL_t + NL_t + NIE$ |
| | D_t | = | t 期間中の合計産業用販売電力量 |
| | S_t | = | t 期間中の小規模産業用販売電力量 |
| | at | = | t 期間中の非大口産業の GDP 伸び |
| | bt | = | t 期間中のセクターGDP 変化に関するセクター内の電力消費増加傾向 |
| | EL_t | = | t 期間中の既設大口産業用消費電力量 |
| | NL_t | = | t 期間中の新規大口需要家の消費電力量 |
| | NIE | = | t 期間中の新産業団地およびサービスセンターの消費量 |
| 商業用 | D_t | = | $D_{t-1} \times (1+at) \times bt$ |
| | D_t | = | t 期間中の商業用販売電力量 |
| | at | = | t 期間中の商業セクターの GDP 伸び |
| | bt | = | t 期間中のセクターGDP 変化に関するセクター内の電力消費増加傾向 |
| 政府機関用 | D_t | = | $D_{t-1} \times (1+at) \times bt$ |
| | D_t | = | t 期間中の政府機関用販売電力量 |
| | at | = | t 期間中の政府機関 GDP の伸び |
| | bt | = | t 期間中のセクターGDP 変化に関するセクター内の電力消費増加傾向 |

需要想定的前提と結果

第 8 次計画の最終年 2002 年を想定のベースとし、各県ごとに家庭用接続需要家数及び年間平均増加率、新接続需要家の月使用量の想定などを行なって、毎年の需要を算出している。以下それら手法に関する表と 2020 年の想定結果を示す。

Norconsult は想定のベースを 2000 年から想定した 2002 年の値を用いている。

(2001 年は洪水で需要が落ちたので 2000 年から 2002 年の伸びは 2000 年以前の伸びに近い平均 9.2% とした)

ベースとした各県の需要は次表のとおり。合計では産業用が全体の約 80%を占め住宅用は 12%で商業と公共がそれぞれ 4%となっている。

表 3.2.2-4 需要想定のベース[8thFYP の最終年 2002 年の想定値(下表)をベースとしている]

| District | Sales (GWh) | | | | |
|--------------------|-------------|----------|------------|--------|---------|
| | Domestic | Industry | Commercial | Govt. | Total |
| 1Bumtang | 1.210 | 0.208 | 0.214 | 0.36 | 1.991 |
| 2Chhukha | 7.877 | 365.243 | 10.139 | 5.68 | 388.940 |
| 3Dagana | 0.311 | 0 | 0.073 | 0.032 | 0.417 |
| 4Gasa | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5Ha | 1.002 | 0.07 | 0.204 | 2.316 | 3.593 |
| 6Lhuentse | 0.360 | 0.02 | 0.07 | 0.254 | 0.703 |
| 7Mongar | 0.559 | 0.054 | 0.262 | 0.463 | 1.338 |
| 8Paro | 2.523 | 0.395 | 2.987 | 4.119 | 10.024 |
| 9Pemagatshel | 0.109 | 0.004 | 0.01 | 0.049 | 0.172 |
| 10Punakha | 0.955 | 0.016 | 0.535 | 1.358 | 2.863 |
| 11Samdrup-Jongkhar | 1.703 | 0.371 | 0.473 | 0.692 | 3.239 |
| 12Samtse | 1.995 | 53.868 | 0.374 | 1.115 | 57.352 |
| 13Sarpang | 2.812 | 0.284 | 0.559 | 1.188 | 4.844 |
| 14Thimphu | 35.232 | 0.331 | 4.964 | 2.622 | 43.149 |
| 15Trashigang | 3.194 | 0.123 | 0.448 | 1.984 | 5.750 |
| 16Trongsa | 0.679 | 0.019 | 0.136 | 0.218 | 1.051 |
| 17Tsirang | 0.027 | 0 | 0.009 | 0.006 | 0.042 |
| 18Wangduephodrang | 1.616 | 0.188 | 1.560 | 0.684 | 4.048 |
| 19Trashhi-Yangtse | 0.519 | 0.02 | 0.038 | 0.156 | 0.732 |
| 20Zhemgang | 0.370 | 0.015 | 0.101 | 0.245 | 0.731 |
| Total | 63.052 | 421.23 | 23.158 | 23.540 | 530.980 |

出典：WRMP Working Paper 7 Norconsult 原本 Table 2.13

注：家庭用販売電力量は 2000 年の実績値の 12.9%/年の増加、全体では 9.2%/年の増加となっている。

表 3.2.2-5 想定のベースとなる年平均伸び率及び弾性値

| | 期間 (FY) | | | |
|--------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | 2003-2007 | 2008-2012 | 2013-2017 | 2018-2022 |
| GDP | 8.0% | 7.0% | 6.5% | 6% |
| 人口 | 2.3% | 2.1% | 2.0% | 1.9% |
| 1人当り GDP *1) | 5.6% | 4.8% | 4.4% | 4% |
| 収入弾性値 | 1.3 | 1.3 | 1.2 | 1.2 |
| 家庭用販売電力量 *2) | 7.3% | 6.2% | 5.3% | 4.8% |

*1) GDP 伸び率/人口伸び率

*2) 1人当り GDP 伸び率 x 収入弾性値

出典：前表と同じ、原本 Table 2.14

表 3.2.2-6 県別 2002 年の家庭用接続需要家数及び年間平均増加率

| | 2002 年の 需要家数 | 家庭用需要家数の年増加率 (%) | | | |
|--------------------|-----------------|------------------|-----------|-----------|-----------|
| | | FY2003-07 | FY2008-12 | FY2012-17 | FY2018-22 |
| 1Bumtang | 1,139 | 17 | 7 | 5 | 4 |
| 2Chhukha | 1,845 | 10 | 6 | 5 | 4 |
| 3Dagana | 266 | 17 | 7 | 5 | 4 |
| 4Gasa | 0 | 17 | 7 | 5 | 4 |
| 5Ha | 970 | 17 | 7 | 5 | 4 |
| 6Lhuentse | 141 | 17 | 7 | 5 | 4 |
| 7Mongar | 838 | 17 | 7 | 5 | 4 |
| 8Paro | 1,900 | 10 | 6 | 5 | 4 |
| 9Pemagatshel | 119 | 17 | 7 | 5 | 4 |
| 10Punakha | 927 | 17 | 7 | 5 | 4 |
| 11Samdrup-Jongkhar | 1,527 | 10 | 6 | 5 | 4 |
| 12Samtse | 1,277 | 17 | 7 | 5 | 4 |
| 13Sarpang | 1,341 | 17 | 7 | 5 | 4 |
| 14Thimphu | 7,680 | 10 | 6 | 5 | 4 |
| 15Trashigang | 3,609 | 17 | 7 | 5 | 4 |
| 16Trongsa | 368 | 17 | 7 | 5 | 4 |
| 17Tsiring | 237 | 17 | 7 | 5 | 4 |
| 18Wangduephodrang | 1437 | 10 | 6 | 5 | 4 |
| 19Trashy-Yangtse | 654 | 17 | 7 | 5 | 4 |
| 20Zhemgang | 360 | 17 | 7 | 5 | 4 |
| Total | 26,635 | | | | |

接続需要家数は調査時の DOP の営業店別データを基にノルコンサルトが県別に区分けして 2002 年の数値を推定した。4 Gasa の数値は 9thFYP の中で DOP から示される。

出典：前表と同じ、原本 Table2.15

表 3.2.2-7 新接続需要家の月使用量の想定

| | 新接続需要家の月使用量の想定 kWh/月 | | | |
|--------------------|----------------------|-----------|-----------|-----------|
| | FY2003-07 | FY2008-12 | FY2012-17 | FY2018-22 |
| 1Bumtang | 50 | 50 | 40 | 40 |
| 2Chhukha | 90 | 90 | 80 | 80 |
| 3Dagana | 50 | 50 | 40 | 40 |
| 4Gasa | 50 | 50 | 40 | 40 |
| 5Ha | 50 | 50 | 40 | 40 |
| 6Lhuentse | 50 | 50 | 40 | 40 |
| 7Mongar | 50 | 50 | 40 | 40 |
| 8Paro | 90 | 90 | 80 | 80 |
| 9Pemagatshel | 50 | 50 | 40 | 40 |
| 10Punakha | 50 | 50 | 40 | 40 |
| 11Samdrup-Jongkhar | 90 | 90 | 80 | 80 |
| 12Samtse | 50 | 50 | 40 | 40 |
| 13Sarpang | 50 | 50 | 40 | 40 |
| 14Thimphu | 90 | 90 | 40 | 40 |
| 15Trashigang | 50 | 50 | 40 | 40 |
| 16Trongsa | 50 | 50 | 40 | 40 |
| 17Tsiring | 50 | 50 | 40 | 40 |

| | | | | |
|-------------------|----|----|----|----|
| 18Wangduephodrang | 90 | 90 | 80 | 80 |
| 19Trashhi-Yangtse | 50 | 50 | 40 | 40 |
| 20Zhemgang | 50 | 50 | 40 | 40 |

出典：前表と同じ、原本 Table2.16

表3.2.2-8 2020年Norconsult想定値

| Bhutan 県別 家庭用需要 想定 | 2002年 | | 2020年 | | | | 2002年 | | 2020年 | |
|--------------------------|-----------------|-------------------------|-----------------|-------------------------|-------------------|-----------------------|--------------------------|-------------------|--------------------------|-------------------|
| | 家庭用 需要家 数 | 家庭用 販売電 力量 GWh | 家庭用 需要家 数 | 家庭用 販売電 力量 GWh | 総販売 電力量 GWh | 県別 ピーク 電力 MW | 1軒当 り販売 電力量 kWh | 月平均 使用量 kWh | 1軒当 り販売 電力量 kWh | 月平均 使用量 kWh |
| 1Bumtang | 1,139 | 1.21 | 5,030 | 7.21 | 10.9 | 3.89 | 1,062 | 89 | 1,433 | 119 |
| 2Chhukha | 1,845 | 7.88 | 5,718 | 29.16 | 655.8 | 123.84 | 4,271 | 356 | 5,100 | 425 |
| 3Dagana | 266 | 0.31 | 1,173 | 1.76 | 2.32 | 0.95 | 1,165 | 97 | 1,500 | 125 |
| 4Gasa | 0 | 0.00 | 121 | 0.12 | 0.29 | 0.14 | 0 | 0 | 992 | 83 |
| 5Ha | 970 | 1.00 | 4,281 | 6.05 | 16.32 | 6.66 | 1,031 | 86 | 1,413 | 118 |
| 6Lhuentse | 141 | 0.36 | 625 | 1.49 | 2.9 | 1.38 | 2,553 | 213 | 2,384 | 199 |
| 7Mongar | 838 | 0.56 | 3,700 | 4.35 | 18.1 | 5.4 | 668 | 56 | 1,176 | 98 |
| 8Paro | 1,900 | 2.52 | 5,878 | 14.02 | 44.9 | 14.24 | 1,326 | 111 | 2,385 | 199 |
| 9Pemagatshel | 119 | 0.11 | 524 | 0.7 | 9.02 | 2.69 | 924 | 77 | 1,336 | 111 |
| 10Punakha | 927 | 0.95 | 4,091 | 5.78 | 13.33 | 4.23 | 1,025 | 85 | 1,413 | 118 |
| 11Samdrup- Jongkhar | 1,527 | 1.70 | 4,725 | 10.34 | 52.53 | 15.88 | 1,113 | 93 | 2,188 | 182 |
| 12Samtse | 1,277 | 1.99 | 5,636 | 9.9 | 125.58 | 26.85 | 1,558 | 130 | 1,757 | 146 |
| 13Sarpang | 1,341 | 2.81 | 5,922 | 12.46 | 152.68 | 45.57 | 2,095 | 175 | 2,104 | 175 |
| 14Thimphu | 7,680 | 35.23 | 23,763 | 128.33 | 266.22 | 79.45 | 4,587 | 382 | 5,400 | 450 |
| 15Trashigang | 3,609 | 3.19 | 15,934 | 21 | 31.35 | 12.78 | 884 | 74 | 1,318 | 110 |
| 16Trongsa | 368 | 0.68 | 1,626 | 3.15 | 4.68 | 1.91 | 1,848 | 154 | 1,937 | 161 |
| 17Tsi rang | 237 | 0.03 | 1,044 | 0.85 | 1.04 | 0.43 | 127 | 11 | 814 | 68 |
| 18Wangduepho drang | 1437 | 1.62 | 4,448 | 9.77 | 20.1 | 6.37 | 1,127 | 94 | 2,196 | 183 |
| 19Trashhi- Yangtse | 654 | 0.52 | 2,889 | 3.63 | 4.53 | 2.15 | 795 | 66 | 1,256 | 105 |
| 20Zhemgang | 360 | 0.37 | 1,588 | 2.24 | 14.22 | 4.24 | 1,028 | 86 | 1,411 | 118 |
| 合計 | 26,635 | 63 | 98,716 | 272 | 1,447 | 359 | 2,367 | 197 | 2,759 | 230 |

注：Working Paper 7の詳細データを基に編集・1軒あたり販売電力量を算出した

総販売電力量に対する家庭用電力量は2002年12%から2020年は19%に増加している。

5) 送電系統マスタープランへの期待

2020年の送電系統構想がDOEから提示されたものの、大規模電源の開発に伴うインドとの調整や2,000MWを超える大電力の長距離送電など技術的にも残された検討課題は多いと思われる。ノルウェーのNorconsultの手で進められている送電系統のマスタープラン(PSMP)の完成が待たれるところであるが、今年中にはその結果が提出されることが見込まれている。Norconsultは1993年のマスタープランスタディを実施し、今回はそのアップデートであること、1999年にはマンデチュウ発電所のF/Sも手がけてブータンの送電系統に関するデータベースや系統モデルを作ってきた実績を有していること、更には前項記載の発電所の検討や、需要想定的手法から判断して、電力事業計画策定能力に特段の懸念は認められないこと等から、今回のマスタープランの検討は的確に進められるものと期待できるものと考えられる。

(3) ADBの配電網整備計画(Rural Electrification Phase 1~3)

1) ADBによる地方電化計画の経過

地方電化はADBの援助が継続的に行なわれて第7次5年計画RE-1で3,000戸、第8次計画RE-2で6,000戸、第9次計画RE-3で15,000戸と続いておりRE-2は今年中に工事完了する予定である。

RE-3の15,000戸の調査は第8次計画の中で、DOEの資金でPre-F/Sを行なった。これを実施したのはローカルコンサルタント、ノーラ(Norlha Associates)で、ここでは17,000戸の現地調査を行ない、その中から15,000戸が選ばれた。続くF/SはADBの資金で行なわれ、受注したのはオーストラリアのSMEC(SMEC International Pty Ltd.)であり、ノーラをローカルコンサルタントとして活用、15,000戸に付いて技術検討、経済性評価、環境影響評価などを実施調査し、最終的にADB資金枠(\$10Million)に対応する8,000戸が選定された。残る7,000戸の内、3,000戸はオランダのグラントにより、1,000戸はオーストラリアが受持ち、更に残る3,000戸は資金提供者が未定となっている。

RE-1の3,000戸電化はニュージーランドのコンサルタントが担当し、RE-2の6,000戸はインド、そしてRE-3はオーストラリアとその都度コンサルタントが替わってきた。そのため、各国の設計基準などが持ちこまれる傾向になったが、RE-1、RE-2の経験を踏まえRE-3では基準の統一化が進められてきた。

2) RE-1による電化計画

以下の記述は主としてニュージーランドのコンサルタントWORLEYが提出したRE-1のFinal Report(1995年1月)に基づいている。

RE-1の電化の方針

RE-1では従来ブータンで採用されてきた電化の設計を受け継ぐとともに、最小コスト、国際標準化の観点から主に次のような基準が適用された。

- a) 国際標準規格IEC(International Electro-technical Commission standards)をすべての電気機器に適用する。これは国際入札によりコスト効果の高い製品の購入を可能にする。これまではIndian Standardsが主に使われていた。
- b) 地方電化の標準電圧を33kVとする。ただし次の場合を除く

小規模孤立地域で低い電圧がより経済的な場合

他の電圧が使われていて良好に維持されている場合

既設の 11kV 地方電化は残るが 33kV の拡大に伴って徐々に消えて行く。

11kV は需要密度の高い地域の配電電圧として残ることになる。

c) 低圧線路に絶縁より線 (Aerial bundled cable) を使用する。これは不法接続防止、事故防止に役立つとされている。

RE-1 の規模

上のような基準にしたがって設計し、経済性評価で EIRR が小さい県を電化対象からはずした。当初 12 県を調査し実施対象を 7 県に絞った。対象県の EIRR は 12% から 2% まで幅があり、対象から外れた県は 1% からマイナス 16% となっている。

電化対象として期待される需要家数 : 3,147 戸

33kV 本線 224km 支線 57km 計 281km

11kV 本線 16km 支線 5km 計 21km

変圧器容量 33kV 11,400kVA、11kV 600kVA の柱上変圧器を設置

低圧線 絶縁ケーブル 302km

基準の作成に当っては、可能送電電力の距離、電線サイズ、電圧による変化などについてトンサ (Trongsa) 地区をモデルに詳細に検討して電圧、電線種類などを決定している。

また運営の改善を図るため、プンツォリンにプロジェクト用資材倉庫を設け、コンピュータ化されたストックコントロールシステムを導入する。さらに東、中、西の 3 地域にも倉庫新設を提案している。

当時は適切な建設業者が無く、DOP のスタッフが直営で労働者を使って工事を実施した。

モデル計算による経済的な負荷電流の算定例

前提となる建設費

| 典型的スパンの建設費 km 当り | | | |
|-----------------------|--------|---------------------|---------------------|
| 公称サイズ mm ² | コードネーム | \$ /km 径間 | |
| | | 60m-AAC 80m-ACSR | 40m-AAC 40m-ACSR |
| AAC | | | |
| 60 | Fly | 8,930 | 12,600 |
| 100 | Wasp | 10,060 | 14,040 |
| 150 | Hornet | 11,500 | 15,800 |
| ACSR | | | |
| 50 | Rabbit | 7,370 | 12,660 |
| 70 | Horse | 9,180 | 14,930 |
| 100 | Dog | 9,150 | 15,350 |
| 150 | Wolf | 11,570 | 18,040 |

計算条件 経済寿命 EL = 25 年、金利 IR = 10%、エネルギーロス CL = \$ 0.03

パワーロス \$/kW pa=\$70、負荷率 = 40% システムロス率 = 0.23

検討結果得られた経済電流表

地方電化用 径間 AAC 60m ACSR 80m

| 公称サイズ mm ² | コードネーム | 経済電流 A | 定格電流 比 % | 負荷 MVA | | ロス kW/km |
|--------------------------|--------|-----------|-------------|--------|-------|-------------|
| | | | | 33 kV | 11 kV | |
| AAC | | | | | | |
| 60 | Fly | 73 | 35 | 4.17 | 1.39 | 7.51. |
| 100 | Wasp | 100 | 36 | 5.71 | 1.90 | 8.46 |
| 150 | Hornet | 130 | 37 | 7.43 | 2.48 | 9.67 |
| ACSR | | | | | | |
| 50 | Rabbit | 60 | 32 | 3.43 | 1.14 | 6.20 |
| 70 | Horse | 79 | 34 | 4.51 | 1.50 | 7.72 |
| 100 | Dog | 94 | 34 | 5.37 | 1.79 | 7.70 |
| 150 | Wolf | 129 | 36 | 7.37 | 2.46 | 9.73 |

RE-1 の設計で標準化した主なもの： 項記載以外で従来の慣行と異なるもの

- a) 3相電線の水平配列、これによりクロスアームが長・重になる
- b) 33kV、11kV フィーダーに Auto-recloser を設置
- c) 100kVA 以下の変圧器を丈夫で重い単柱に乗せる方式
- d) 支線分岐点に負荷開閉器とドロップアウトフューズの設置
- e) ペンキ塗装に替え鍍金ボールの使用
- f) コンクリート基礎の代わりにキックブロックを埋め込む
- g) 配電変圧器 MV 側の開閉器の取り外し
- h) 引止め末端の装柱のプレハブ化
- i) ボール取り付け型ボックス内のフューズによる LV フィーダーの保護
- j) 架線の張力に応じた 6 種類のボールをデザインした。

3) RE-2 による電化計画

この項の記述の大部分は、調査を担当したインドの TATA Consulting Engineers が提出した RE-2 の Final Report (1999 年 10 月) に基づいている。

RE-2 の電化計画規模

提案された計画規模は次の通り。

対象 17 県 150 村 6,010 戸 ただし中部の 2 県は対象需要家無く実質的に 15 県となっている。

33kV 線路 計 245.3km (RE-1 の 87%)

11kV 線路 計 142.1km (RE-1 の 6.8 倍)

変圧器容量 33kV 6,103kVA (RE-1 の 54%)

11kV 3,823kVA (RE-1 の 6.4 倍)

低圧線 絶縁ケーブル 353.7km (RE-1 の 87%)

太陽電池による電化のため 100 セットを準備した。

また、首都ティンブーを中心に SCADA システムを導入し、運転の近代化を計っている。

経済評価

経済評価は RE-1 が県別に行なわれたのに対して、RE-2 ではプロジェクト全体を一括して評価を行っている。結果はベースケースで 10.4%、初期投資コストが 10%上昇した場合でも 9.21%となっている。そして RE-1 で対象外とされた県も全てプロジェクトに取り込んでいる。ただし対策としては、11kV で電化し、対象戸数を約 1,000 戸削減するなどしている。RE-1 の時と RE-2 では対象村落は変わっていると思われる。

RE-1 で対象外とされ RE-2 で対象になった県の電化戸数

| 県 | RE-1 時の EIRR | RE-1 の電化候補戸数 | RE-2 の電化戸数 | 電化戸数の差 |
|----------|--------------|--------------|------------|--------|
| Bumthang | -4% | 327 | 98 | 減 229 |
| Mongar | -2% | 338 | 828 | 増 490 |
| Samtse | 1% | 604 | 231 | 減 415 |
| Sarbhong | -3% | 997 | 189 | 減 808 |
| Trongsa | -16% | 126 | 14 | 減 112 |
| 合計 | | 2392 | 1360 | 減 1032 |

RE-2 の需要想定手法

RE-2 の電化計画においては需要想定を次のように行なった。

a) 家庭用需要

最近電化された需要家はメーター付きで 60 80kWh/月、メーター無しの場合もっと多いと思われる。トンサ県の例では平均 103kWh/月と推定されている。この平均消費量は電灯の他、差し迫った薪燃料使用の制限による急な増加を見こんでいるためである。

アンケート調査に対する回答として大部分の消費者は料理に電気を使いたいと望んでいる。また、電気料金として月にどのくらい支払い可能か、との質問には平均すると 200Nu との答であった。これを現状の電気料金で見れば 400kWh/月 (単価は 0.5Nu) に相当する。

この電気料金は低すぎる事から、適切な料金値上げ後、実際には 180kWh になると想定した。

Power Data(1996-97)によるブータンの家庭用使用量は平均 188kWh (注: 追記 2001 02 の実績は 206.4 kWh) ティンブーなど都市部では 280kWh、地方では大幅に低くなる。

ブータン全体の家庭用電力の合計最大は 15MW、これをもとに 1 軒当りに直すと同時最大は 0.83kW = 1 kVA、不等率 2 として 1 軒当り最大は約 2kVA となる。

これらをもとに電化当初 (2001 年) 120kWh、10 年後 180kWh に増加すると想定

デマンドで 1.2kVA (5A) 不等率 2 で 0.6kVA、需要家増 2% で 10 年後 1 軒当り 1.6kVA となる。

b) 商業用需要

電灯 100W 電熱 2kW の設備で、電灯 10 時間、電熱 4 ヶ月 10 時間と見て 2,800kWh/年 年 2% の増加を見込む。

c) 公共用

病院、学校、事務所が主な施設

各部屋に 100W の電灯、冬は電熱 2kW を見こむ。学校は 2kW 2 台

継続時間は病院 12 時間、学校、事務所は 8 時間

各室の使用量は次の通り想定。病院 3,300kWh、学校 2,700kWh 事務所 1600kWh/年
年 2 % の増加を見込む。

d) 産業用需要

製粉、製材、精米が主な需要となる。調査地域には大きな産業は無い。想定は現在の設備の規模をもとにする。

ヒーターは 2 kW/工場 年間 800 時間使用、操業は年間 2,400 時間。

4) RE- 2 における設計基準の見なおし

RE- 2 の検討は RE- 1 の進行過程で行なわれ、その実態を見ながら設計に付いて見直しを行ない、多くの改善点を決めている。またそのまま変更無く続けているものも多い。

主要改善点

主要改善点は次の通り（現場作業の難易度から見たものが多い）

- a) 33kV は将来の配電電圧として適用するが、11kV は長年使われてきて、需要増加のために 33kV に昇圧するまでは残る。
- b) 33kV、11kV 配電線の 3 角配列は 1 電線をポールトップに乘せるためクロスアームが短・小となる。RE-1 で採用した水平配列はやめる。
- c) 3 相変圧器を単柱上に乗せるのは重過ぎる。2 本柱方式を残す。単相 5, 10, 16kVA は軽いので単柱でも良い。ドライタイプ変圧器は大・重のため推奨しない。
- d) 長い支線で分岐の多い線路に Auto-recloser を推奨する。しかし当面 drop-out fuse はそのままとする。
- e) 3 相柱上変圧器には MV 側に区分開閉器と drop-out fuse を付ける。LV 側は MCCB (Molded Case Circuit Breaker) と HRC (High Rupturing Capacity) fuse の入った配電ボックスをつける。変圧器設置高さは最低 2.5m とし現行の柵を取りやめ、昇柱防止用の barbed を備える。
- f) 鍍金柱は高価で取り扱いに慎重さが必要、政府は環境問題からすべてのポールは緑塗装を望んでいる。したがって塗装方式を継続する。
- g) RE- 1 で提案された次の 2 件は将来に継続する。
 - ・引止め末端の装柱のプレハブ化
 - ・LV に絶縁より線 (Arial bundled cable: ABC) を使用する。
- h) ポールにはコンクリート基礎を推奨。RE- 1 で推奨の Kick block 方式は水の運搬が困難なところに限る。
- i) RE- 1 では線路の角度地点と引止め点でも単柱を強く推奨された。結果として柱は重くなり山岳地の運搬は困難になった。したがってこれら地点は 2 本柱の使用に戻ることを推奨する。
- j) RE- 1 では 6 種類のポールを決めたが、簡素化するために LV、11kV、33kV の 3 種類にし引止め点は

引止め線付きの2本柱構造とする。

配電用変電所新設の基本的考え方

入手した計画標準(1998年8月5日発行)には次のような記述がある

- a) 新しい需要を賄う供給力(特にMini/micro水力から)があるか。
- b) 既設線は新需要を送るのに適切なサイズか。
- c) 提案変遷所の、現在の需要と数年先及び10年先の期待される伸びは何か。提案された容量は適切か。(注:変圧器は最大需要の少なくとも33%以上大きいものを選定すべきとの規定がある)
- d) 選定場所は負荷中心に充分近いか
- e) 都会地には11/0.4kV配電用変圧器を使用する。11/0.4kVまたは11/0.433kVが地方で、その状況に応じて選定される。11/0.433kVは低圧線が1kmの限度に近づくことが避けられないようなところで用いる。(RE-2の見直しで無負荷タップ415Vを採用することになった。)
- f) 中央の大きな変電所から全需要を賄うよりも、負荷中心に近い複数の小さい変電所があるほうが一般的にはベターである。しかし当初の資金は多くなるが、低圧線が短くなりロスが減り、システムの信頼度が上がり、保守運転の時間とコストが減るであろう。これは当初のコストが高くても利益で埋められる。

配電線の長さ制限

上記の計画標準(1998年8月5日発行)の値はRE-2の見直しで下段表の値が推奨された。

MV線の最大長(変更前)

| 計画標準(1998年8月5日) | 33kV | 11kV |
|-------------------------------|------|------|
| ACSR 150mm ² Wolf | 25km | |
| ACSR 100mm ² Dog | 20km | 10km |
| ACSR 50mm ² Rabbit | 10km | 6km |

RE-2による見直しにより、5%電圧降下を基準に長さとの関係から決めるように変更することを推奨された。:単位はkVA x km(変更後)

| RE-2で見なおし | 33kV | 11kV |
|-------------------------------|---------|--------|
| ACSR 150mm ² Wolf | 150,000 | |
| ACSR 100mm ² Dog | 110,000 | 12,000 |
| ACSR 50mm ² Rabbit | 75,000 | 8,000 |

標準スパン

上記計画標準に示されている最大スパンの考えは標準スパンと名を変えて見なおされた。

標準スパンを超えるときは、dip(電線垂れ下がり)を考慮し、地上高などが規定値以上に保てるように検討する。

| 最大スパン→RE-2で標準スパンに見なおし | 33kV | 11kV |
|-------------------------------|----------|---------|
| ACSR 150mm ² Wolf | 55m→60m | |
| ACSR 100mm ² Dog | 60m | 65m→60m |
| ACSR 50mm ² Rabbit | 65m→60m. | 65m→60m |

LV線の最大スパン→ABC使用時の標準スパン Rabbit 45m→ABC 50m

5) RE-3 による電化計画

この項の記述は事前調査で得た情報、担当コンサルタントの Interim report(2002年12月)および Draft Report Engineering 2003年4月)などをもとにしている。

RE-3 の電化計画規模

RE-3 電化計画は第9次5ヵ年計画の中で ADB の支援によりオーストラリアの SMEC (SMEC International Pty Ltd) によって検討が進められている。

提案された計画規模は次の通り。

対象 20 県 (ザガ県を取りやめ 19 県とした) 139 郡 500 村 15,000 戸

33kV 線路 計 830km

11kV 線路 計 6,421km

変圧器台数 33/11kV 5 箇所

33/0.415kV 336 台

11/0.415kV 417 台

低圧線 絶縁ケーブル 1,220km

RE-3 の 15,000 戸の調査はローカルコンサルタントノーラによって技術検討、経済性評価、環境影響評価などが実施調査され、最終的に ADB 資金枠(\$10Million) に対応する 8 県 8,000 戸が選定された。

ノーラの調査・作業は次のように進められた旨説明があった。

- a) ローカルコンサルタントは、DOE の計画・設計ガイドラインにしたがって、RE-3 の電化目標として いる 15,000 戸の設計図面作成を担当し、高圧変電所の無い県の計画は高圧変電所が設置される予定をもとに計画を行なった。
- b) 担当したのは、これまでの検討作業に基づく図面の作成と工事数量積算 (BOQ) であるため潮流解析は行っていない。SMEC の技術者が 5 県の潮流解析を BPC 所有の MiPower で行ない、残りは BPC が担当している。コンピュータによる潮流解析は設計確認のための作業であり工事実施段階の最終調整には必要だが F/S レベルには不可欠ではない。
- c) 積算の結果 1 戸当たりの工事費が 1,700 ドルを超える村については RE-3 での電化から除外した。
- d) 1 戸あたりの電力最大値を 2kW と想定して設計している。
- e) 使ったデジタルマップは農業省による Land use map であり、全国がカバーされているが等高線が 40m 間隔以上で、しかも不正確である。(村落建物などの情報は入っていないので、このマップを使用する場合は別途調査をする必要がある。)

RE-3 に対する BPC の対応

BPC は RE-3 の最小コスト分析 (least-cost analysis) や潮流、事故解析を確認するため SMEC が行なった 5 県についてケ - スタディを行なう準備を進めている。残りの 15 県については RE-2 のデータや既設システムのデータを整理するため時間がかかっているが、2 3 ヶ月で完成する見込みである、と説明している。

検討工程は、8月に Draft final report を提出し、9月完成の予定であったが、ADB と交渉の時間を考慮し、本年中にローン化する為には、7月までの完成が必要と見られるようになり、最近の動きとして、7月中旬に ADB の appraisal mission との協議がティンブーで行なわれることになったことが判明した。

RE-3 における設計基準の見直し

RE-2 の提案 (Final Report 1999/10) をもとに検討協議して一部変更することにして大部分はそのまま継続適用することとした。主な変更点は次の通り。

- a) RE-2 でペンキ塗装を推奨したポールは軽量なことから、運搬のしやすさから、鍍金ポールを標準にとり入れる。
- b) 電線は ACSR100mm² と 50mm² を標準とする。AAC タイプは冬の低温時の張力が弱いこと、他の電線使用による貯蔵品の増加を避けるためなどがその理由。
- c) 変圧器は油入とソリッドの両タイプを受け入れる。BPC ではソリッド型が油の保守が不要なことから望ましいと見ているが、重・高価が一般的、どちらにするかは国際入札で決める。
- d) Programmable auto-recloser は RE-2 で問題が出ているので推奨しない。代わりに手動の ABS (air break switch) を推奨する。
- e) 線路の最大長及びスパンは RE-2 の推奨を認めず、下表のとおり以前の値を採用している。

MV 線の最大長

| 計画標準 (1998 年 8 月 5 日) | 33 k V | 11 k V |
|-------------------------------|--------|--------|
| ACSR 150mm ² Wolf | 25km | |
| ACSR 100mm ² Dog | 20km | 10km |
| ACSR 50mm ² Rabbit | 10km | 6km |

最大 スパン

| 計画標準 (1998 年 8 月 5 日) | 33 k V | 11 k V |
|-------------------------------|--------|--------|
| ACSR 150mm ² Wolf | 55m | |
| ACSR 100mm ² Dog | 60m | 65m |
| ACSR 50mm ² Rabbit | 65m | 65m |

f) 標準変圧器容量

11kV3 相 500、315、250、160、125、63、25、及び 16kVA

33kV の場合は最低を 63kVA とする

6) 地方電化計画全体を見た評価と今後の対応

RE-1 から RE-3 まで技術的にまた経済的にも的確な検討のもとに、工期的な遅れはあっても着実に進展してきた。そして過去の経験を振り返り速やかに改善策を検討してきたことがあきらかになった。そのため計画・設計標準に関しては見なおしが繰り返され、一度推奨されても取り消され、もとに戻るものもある上、標準マニュアルとして纏まっているのは RE-2 の見なおしが行なわれた 99 年 10 月以前に作られたものである。本格調査に当っては現在の標準を踏襲すると共にレビュー、改善点の勧奨も求められている

ので、種類の多い標準化対象物の中から関係する設備・機器について現段階の状況を確認する必要がある。

(4) ADB の配電網整備計画に用いられたコンピューターソフトウェア

1) 現在保有の各種プログラムソフトウェア

送配電計画立案のために必要な解析ツールは各種利用されているがブータン電力セクターでは以下に示す各プログラム・ソフトウェアを保有運用している。

システム計画関連ソフトウェア

アメリカ PTI 社 (Power Technologies Inc.) のシリーズもの

PSS/E 送電系統解析用

PSS/U 配電計画解析用、低圧系統の不平衡電流の解析が出来る

PSS/ADEPT これは PSS/U の改良型でより機能が向上している

インド PRDC (Power Research & Development Consultants Pvt. Ltd) 開発の

MiPower 送配電系統解析用

GIS 関連

デジタルマップデータと共に国家計画委員会から支給されたもの

Arc Info 2.1 Arc View 3.1 Arc GIS 8.1

その他

AUTOCAD 2000

Comfar III (UNDP から支給) Techno-Economical Analysis 用

Hydata (英国製) 水文・気象データ解析用

2) 地方電化計画に使用されたソフトウェア

第 7 次計画 (RE- 1)

第 7 次計画 (RE- 1) ではコンサルタントが PSS/U を使用している。サンプルスタディとしてブータン県のチュメイ (Chumey) 小水力発電所からトンサまでの配電線について、最大送電電力を見極めるため配電電圧と電線サイズの検討をニュージーランドのコンサルタントが PSS/U を使用して行なったとの記録がある。その中で電線種別ごとの経済的電流などの算出を行なっている。

第 8 次計画 (RE- 2)

BPC の職員がインドで研修を受け、MiPower を使用して解析を行なってきた。その結果 MiPower の使用に習熟したものと思われる。

第 9 次計画 (RE-3)

系統解析には MiPower を使用している。今後の検討にも同様に MiPower 使用の方向で準備を進めている。

ローカルコンサルタントノーラは GIS マップを使って RE-3 の配電線計画図を作成した。

3) 現在の状況

ブータンの実施担当部門（BPC）には、上述の通りインドで開発された MiPower と称する系統解析用ソフトウェアがあり、愛用されている。アメリカ PTI 社開発の系統解析用 PSS/E、配電解析用 PSS/ADEPT、PSS/U などのソフトウェアは使用するのに熟練を要することから、もっぱら MiPower を使用している。既に 12 人がインドで MiPower の研修を受けている。

RE-3 の調査の段階でオーストラリアのコンサルタント SMEC から MiPower は GIS ソフトウェア ArcView との連係がとれないのでモジュールを追加するよう求められていた（Draft Report Engineering SMEC、April 2003）がこれの追加も既に終わっている。

引き続き検討中の RE-3 のモデルスタディには MiPower の使用を予定している。

4) BPC におけるコンピューターソフトウェアの操作・運用能力

インドで MiPower の操作について研修を受けた職員のうち 3 人は現場の建設部門に配置され、現在は 9 人がコンピュータ関連の業務に携わっている。MiPower を使ったの系統解析作業に支障は無いとのことであったが、これを使うためのキーは 2 個に制限されているため実態的には使用者は限定される傾向になり、担当者不在で、予約無しでのデモンストレーション操作希望に応じられない状況もあった。

PSS シリーズに関しては使うための研修はマレーシアで行なわれるなど費用も高いこともあって、現在は使われていない。

(5) 県レベルの配電線計画立案のための GIS データベース構築支援の必要性

1) GIS マップの使用目的

ブータンは山岳地帯で地形が複雑のため平面的な地図では距離の測定などが極めて不正確になってしまう。GIS (Geographic Information System) を活用して作成された立体的に構成されたデジタルマップと、GPS (Global Positioning System) を活用することによって、求める地点間の立体的な距離関係が簡単に測定できる。このマップに必要な情報を入れておけば活用範囲も広まってくることを利用して、配電計画の検討に活用しマスタープラン作成に役立てようとするものである。

GPS を使うことによって立体的な地点の特定が確実になり、調査、作業が迅速、的確に行なえるようになると共にデータの確度が向上する。

2) ブータンにおける GIS マップの作成状況

ブータン国全体は 5 万分の 1 地図 80 枚でカバー出来る。地図の作成を担当している Survey of Bhutan では重要な地域から ArcGIS を使ってデジタルマップ作りを進めており 35 枚のデジタル化が完了した。しかし、全部終わるのはまだ数年はかかると言った長期間を要する作業に取り組んでいる。作成しているデジタルマップは、インドが 60 年代に作成した地形図をもとに等高線は 20m 間隔（山間部は 40m 間隔）にして山間に点在する民家などの情報が細かく記入されていて、入植地、道路などはアップデートされ極めて利用価値の高いものであるが、その進行状況から見て本格調査に利用出来る範囲は限られている。

一方農業省 (Ministry of Agriculture) により作成され RE-3 でも使用されたデジタルマップ (Land use map) は、既に DOE が所有しており地方電化マスタープランに使用可能であるが、同マップは等高線が 40m 間隔であり、また不正確である。住宅位置などの情報も入力されていないことなどから、Survey of Bhutan によるマップが無いところはこれを使うのもやむをえない、というのがブータン側の意向である。

3) GIS データベース構築支援の必要性

農業省により作成されたデジタルマップに RE-1 までの配電網情報としては行政界、地形、道路、送配電線、及び変圧器の位置・仕様などが大まかに入力されているが正確でない。今後設備計画などに活用するためには、GPS などを使った正確なものにしていく必要がある。BPC は GIS 化に係る経験及び専門知識が無く、これ以降の GIS 化については JICA の本格調査団が来た時に GIS 技術を学び、全面的な GIS 化を図りたいとしている。

GIS 化および GPS 調査の技術移転/トレーニングについては、JICA 本格調査団が 1 県について実施し技術移転を行えば残りについては、BPC 側で実施可能であるとしている。

そして東西の地域に分かれて 4 5 人で手分けして行なえば 1 県 2 3 日で終了する。このために GIS ソフトウェア、GPS とも数台分を準備してもらいたいとの希望が出された。

既設分のデータが正確に整ってデータベースとして構築されていることが、既設設備をベースとして 2020 年に向けて配電網を拡大していく本格調査には不可欠である。このためには、上述の実態から判断して GIS データベースの構築支援は欠かせないものであると考える。なおローカルコンサルタントノーラが担当した RE-3 の配電線図作成には GIS の技術が用いられている。

3.3 環境配慮

(1) ブータン国における環境管理状況

1) 環境行政組織

本プロジェクトに関連する主な環境関連機関として国家環境委員会（NEC:National Environmental Commission）および農業省（MoA:Ministry of Agriculture）が挙げられる。

NECは環境に係る政策、環境基準および法規の制定を行っており、これらに係る各省庁間の調整、環境法規の執行を行う。また、環境影響評価（Environmental Impact Assessment :EIA）等を通じて事業の環境への影響に係る審査および許認可を担当している。

これらの実務については、環境委員会副長官が統括する NEC 事務局（National Environment Commission Secretariat :NECS）が担当している。

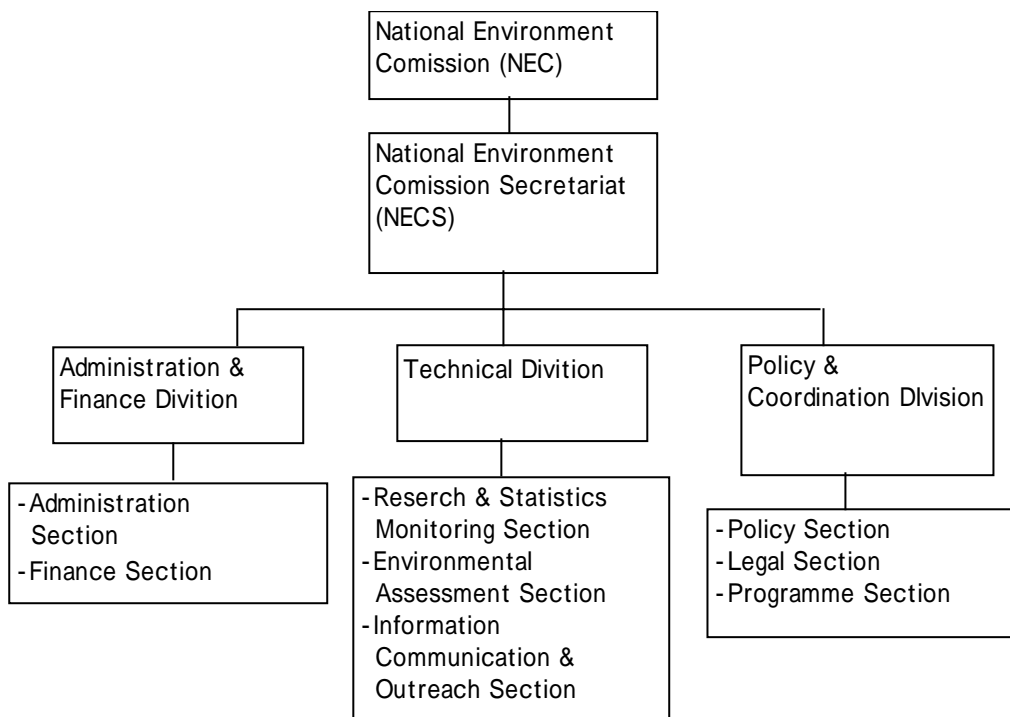


図 3.3-1 NECS 組織図

一方農業省については、森林局（DFS: Department of Forestry Service）が自然保護および森林管理に係る業務を所管している。特に保護区の管理については、自然保護部 NCD（Nature Conservation Division）が担当しており、森林保護区、国立公園、貴重生物生息域等の管理、生物多様性調査・モニタリング、データ管理/GIS マッピング等の業務を行っている。

現在、自然公園、サンクチュアリ、Biological Corridors、保護林等の自然保護区、象、レッサ - パンダ、ジャコウジカ、トラ等の生物生息域についてマップ化がなされている。

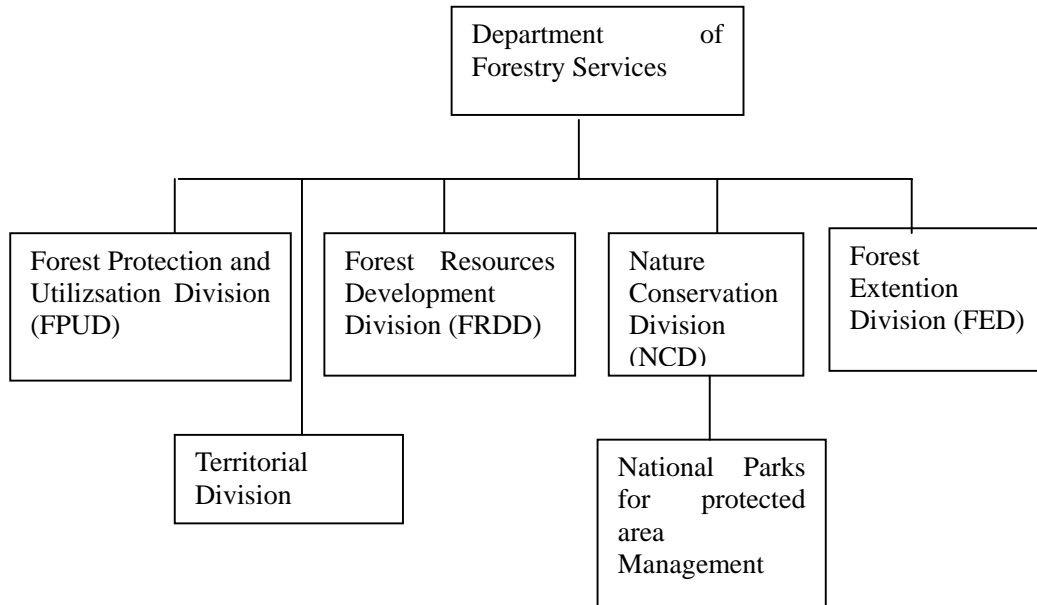


図 3.3-2 DoF 組織図

2) 環境関連法規

ブータン国では環境基準および排水基準は未だ、定められておらず、必要に応じて個別プロジェクト毎に基準値が検討され、プロジェクトの認可条件とされる。このため、事業における EIA 実施を求めた Environmental Assessment Act (2000)が、環境法規として重要な位置を占めている。基準値の設定方法および参考基準値については、Ambient/Discharge Standards; Process Manual 等に示されており、EIA においては、これに基づく検討が行われる。

また、Environmental Assessment Actの関連法規として、EIAの許認可手順について定めたRegulation for the Environmental Clearance of Projects (2002)や政策(policy)、計画(plan)、プログラム(program)等の策定段階における環境への影響評価実施について定めたRegulation on Strategic Environmental Assessment (2002)等がある。

環境影響評価の実施手順および方法に関しては、業種セクター別にEIAの実施方法および事業における環境配慮事項について示したEnvironmental Assessment sectional Guidelineが以下に示す6業種について整備されている。同ガイドラインでは、環境配慮項目としてADBにおける環境チェックリストが準用されている。

電力関連セクターにおける環境配慮については、水力発電(Hydropower)、送電線(Power transmission lines)等のガイドラインが適用される。

【業種別環境ガイドライン】

- 水力発電 Hydropower;
- 送電線 Power transmission lines;
- 森林事業 Forestry;

- 高速道路および道路整備 : Highways and roads;
- 鉱物資源の採掘および加工 (Mining and mineral processing)
- 新規および既存産業 (New and existing industries)

尚、上記の法規およびガイドラインは、NEC ホームページ <http://www.nec.go.bt> で入手可能である。

本件プロジェクトは地域電化マスタープランであり、Environmental Assessment Act (2000)は適用されない。

一方、マスタープラン自体はRegulation on Strategic Environmental Assessment (2002)の対象となりうる点に注意が必要である。

Regulation on Strategic Environmental Assessmentにおいては、環境に影響を与える可能性のある政策または計画について策定/変更しようとする省庁は、政府に対してこれらを提出する前にStrategic Environmental Assessment (SEA)を実施することが求められている。また、計画のドラフト段階において、計画の目的、考えられる直接的・間接的な悪影響の内容、環境への悪影響に対する対策、代替案の検討、実施による環境上のメリット、モニタリング計画について記載されたEnvironmental Statementを作成し、ドラフトに添付することになっている。各省庁はこのEnvironmental Statementに基づき、計画に対する定期的なモニタリングを実施し、将来的な計画に反映させる。

現在の所SEA (Strategic Environmental Assessment) の実施は法的強制力を持つものではなく、NECにおいてもこれまで実際にSEAが行われた実績はないが(制定年が2002年と新しいことが主な理由) 計画段階における環境配慮の手段として、国の5ヵ年計画にも適用されることが決められている。

その他自然環境保護に係る法規として表 1.1 に示すものがあり、計画策定においても、これらを考慮する必要がある。

特に、自然保護区および森林保全について定めた 1995 年の Forest and Nature Conservation Act と、同法の運用上のルールとして Forest and Nature Conservation Rules of Bhutan(2000) : FNC Rules は重要である。FNC Rules は一部現在改訂作業が行われており、現行のものから変更が生じた場合は、その内容についても配慮する必要がある。

表 3.3-1 自然保護・森林管理に係る主な環境関連法規・通達

| No. | 法規名 | 概要 |
|-----|--|---|
| 1 | Forest and Nature Conservation Act, 1995 | 保護区の設定、野生生物保護、土壌及び水環境の保全、罰則規定等 |
| 2 | Land Act | 土地の登録、権利の侵害、保証等に係る法規 |
| 3 | Mine & Minerals Management Act 1995 | 鉱業による環境影響の防止に係る法規 |
| 4 | Livestock Act of Bhutan, 2001 | 家畜の飼育及び育成に係る法規 |
| 5 | Forest and Nature Conservation Rules and Regulations, 2000 | Forest and Nature Conservation Act の実施に係る細則 |
| 6 | Decentralized Forestry Framework for implementation | プランテーション、森林火災、薪炭の割り当て、牧草地の侵食等に係る法規 |

| | | |
|---|--|-------------------|
| 7 | Application for Notification of a revised Protected Area systems for Bhutan 1993 | 保護区の指定改正に係る通知 |
| 8 | Gazettement notification of Protected Areas 1995 | 新規4箇所の保護区設定に関する通知 |

3) 環境影響評価

環境影響評価 (EIA)においては、プロジェクトの内容について最初に概略審議がなされ(インパクトスコーピング)、明瞭に環境上の悪影響があるものについては、この段階で不許可とされる。スコーピングを通過したプロジェクトは環境影響程度および対策の容易さに基づきカテゴリーA からカテゴリーD の4段階に分類され(スクリーニング) 各々の環境影響特性に合わせた検討がなされる。カテゴリーA については、EIA、または IEE(Initial Environmental Examination)がなされる。カテゴリーB についてはモニタリング計画および環境管理計画の策定が行われる。また、カテゴリーC およびD については、認可の条件付けがなされる。EIA はプロジェクトの所管省庁が NEC との協議の上行うことになっている。

ブータン国における EIA の手順を示したフローを図 1.3 に示す。

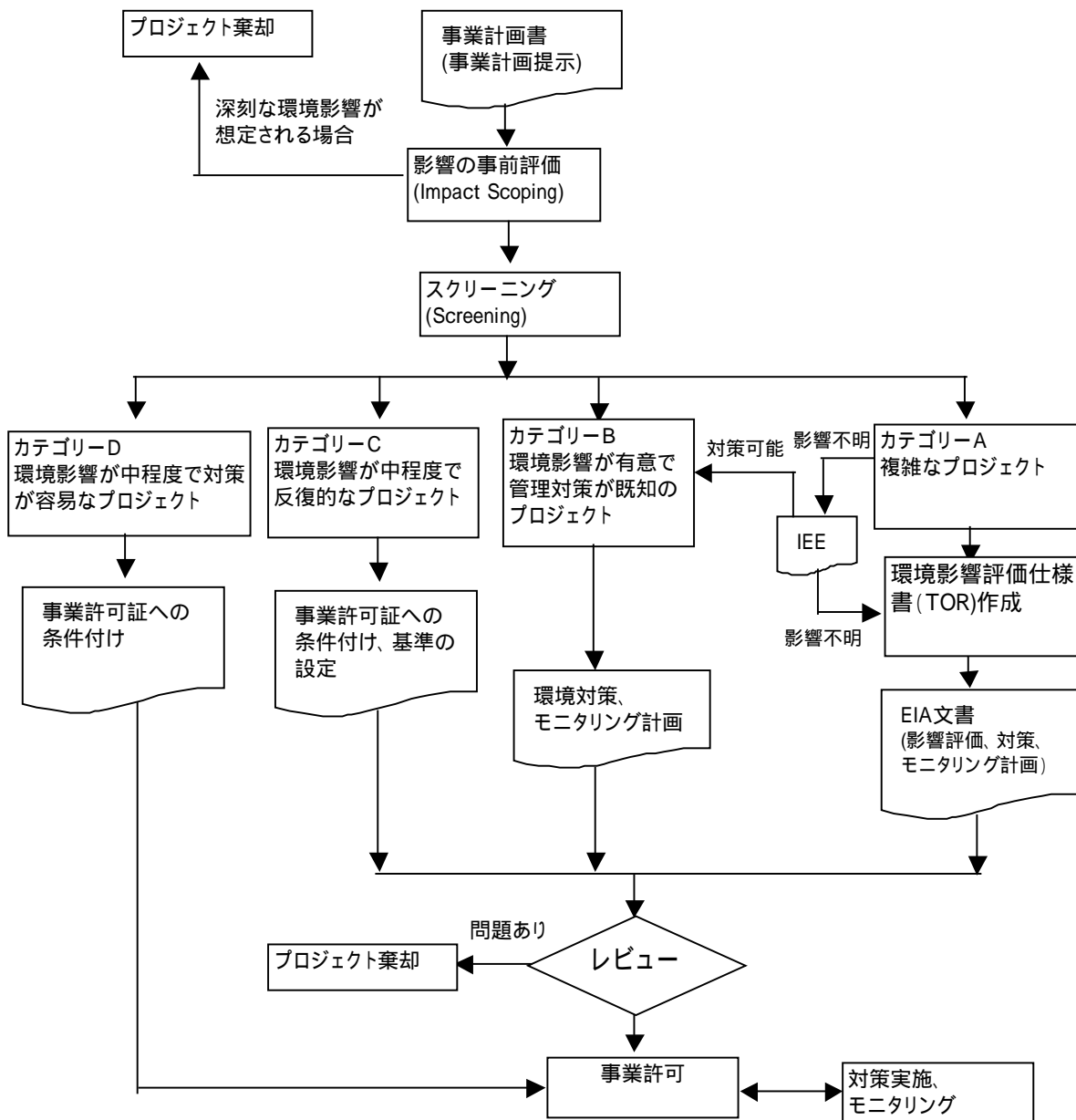


図 3.3-3 ブータン国における EIA フロー

送配電網の整備は通常カテゴリーBとして扱われる。また、小水力発電の設置においても、EIAまたはIEEが必要となる（立地条件等により異なる）。環境影響評価のレビューはNECが中心となり、関係省庁および有識者からなる委員会を組織して行われる。電力セクターにおけるEIAの手続き/申請はブータン電力庁（BEA：Bhutan Electricity Authority）が担当している。

EIAの全プロセスを完全に行う場合、審査期間は約1年を要する。

尚、電力セクターにおける活動のうち、以下についてはDOEとNECの間で”Environment Clearance of Energy/Power Projects”に係る覚書が交わされており、簡略化された審査により許認可がなされることになっている（同内容はRegulation for the Environmental Clearance of Projcets 2002 ANNEX2相当として扱われる）。

- ・太陽エネルギープロジェクト
- ・バイオマスエネルギープロジェクト
- ・その他の再生可能エネルギープロジェクトのうち、500kW以下のもの（流れ込み式マイクロ・ミニ水力発電）
- ・各Dzongkhag内で行われる地域電化/エネルギープロジェクトのうち、土地利用の大きな変化や環境影響を伴わないもの
- ・流量測定用プラットフォームの建設および稼働
- ・Electricity Act 2001対象となる活動のうち、環境許可取得が求められていないもの

既存施設については以下の活動について審査の簡略化措置が認められている。

- ・既設用地およびROW(Right of Way：敷設経路)上に存在するインフラ設備のオペレーションおよびメンテナンス(修理、置き換えを含む)活動
- ・既存の電力関連インフラの改善およびアップグレードのうち、有意な土地利用上の変化または環境影響を伴わないもの
- ・自己の所有地内における配電線の延長（他者に悪影響を及ぼさないもの）

しかしながら、PunakhaのBPC電力支店におけるヒアリングによれば、小水力発電の送電線クリアランス確保のための小規模な樹木伐採が認められなかった例もあり、オペレーションおよびメンテナンス活動についてもEIA/IEE等の厳格なプロセスが適用される可能性がある点に注意が必要である。

4) 環境保護区の設定状況

ブータン国は国土の72%が森林に覆われている。生物地理学的には、ヨーロッパ・アジア生物区とインド・マレーシア生物区の両生物区に属しており、多くの貴重種が存在している。また、南部は亜熱帯、中部は温帯気候に属し、北部はアルプス高山域に属するなど、多様な気候を有することから生物の多様性も高い。従来、十分な調査が実施されていなかったにもかかわらず、現在までに165種以上の哺乳類、770種以上の鳥類、7500種以上の維管束植物等が確認されており、その生物相の豊かさは世界的にも注目されている。

ブータン国はこれらの貴重な生物種 / 自然環境の保護のため、国土森林面積の約60%を将来にわたって維持するという目標を掲げており、また、約26%を保護区、サンクチュアリ、保全林、公園等の形で保護してゆく方針である。

表 3.3-2 自然公園およびサンクチュアリの指定状況

| No. | 保護区名 | 面積 (km ²) | 場所 | 特徴 |
|-----|---------------------------------------|-----------------------|--|---|
| 1 | Jigme Singya Wangchunck National Park | 1400 | Trongsa Zhemgang Wangduw Sarpang Tsirang | 高山性広葉樹原生林 トラ、ウンピョウ生息地 |
| 2 | Bomdiling Wildlife Sanctuary | 1300 | Trashigang Yangtse Lhuntse Mongar | 高山性広葉樹林、クロクビツル (Black necked crane) 越冬地 |
| 3 | Jigme Dorji national Park | 4200 | Gasa Thimphu Paro Punakha | ターキン、ユキヒョウ、ブルーシープ生息地、高山植物等の分布 |
| 4 | Khaling Wildlife Sanctuary | 273 | Samdrup-Jongkhar | 温帯林、唯一のピグミーホグ生息地 |
| 5 | Phibsoo Wildlife Sanctuary | 278 | Sarpang | サラノキ自然林、スポットテッドディア (Spotted deer) 生息地 |
| 6 | Royal Manas National Park | 1000 | Zhemgang Sarpang | 亜熱帯林、トラ、ゾウ、ヒョウ、ゴールデンシノガール等の生息地 |
| 7 | Sakteng Wildlife Sanctuary | 650 | Trashigang | 針葉樹混成林、ロドデンドロン (植物) 群生地 |
| 8 | Thrumshingla National Park | 768 | Bumthang Mongar Lhuntse Zhemgang | モミ林、ロドデンドロン (植物) 亜種分布、レッサーパンダ、ジュケイ (鳥)、キジ類等の生息地 |
| 9 | Torsa National Reserve | 644 | HaaSamtse | 温帯原生林 |

現在、Forest and Nature Conservation Rules of Bhutan(2000)に基づき、9箇所の自然公園またはサンクチュアリが設定されており、保護区総面積は10,513km² (国土面積の約26%) に及ぶ。これらの保護区はDFSのNCD (自然保護局 : Nature Conservation Division) の管理下にある。

保護区および周辺地に対しては、ゾーニングが行われ、土地利用の制限がなされている。また、保護区間の野生生物の移動を確保するための地域として Biological Corridors が設定されており、WWF (World Wildlife Fund) の援助を受けて管理されている。

各ゾーンにおける規制の概要について以下に示す。

【ブータン国におけるゾーニングシステム】

- ・ **Core zone**: 厳格な環境保護が行われているゾーンであり、原則として法的な調査、モニタリング、パトロール以外の全ての開発行為、人的活動が禁止される。

- ・ **Administrative zone**: 森林管理のための施設設置のみが許されているゾーン。
- ・ **Seasonal grazing zone**: 放牧が許可されているゾーン。但し外来種の導入については規制している。
- ・ **Enclave zone**: 自然公園内において住民移転、農地、牧草地、商業森林、果樹園等への用途が許可されているゾーン。但し、人的活動は自然公園の管理方針に基づき厳密に規制される。
- ・ **Buffer zone** (Biological corridors 含む): 自然公園外に設けられたゾーンであり、公園への環境影響を緩和するためのゾーンとして設置。Buffer zone の管理は National Parks Management ではなく、Territorial Division によって行われてる。地域住民による枯れ木 / 薬草等の採集や特定目的のための木材採取が許可されている (EIA に基づく許可が必要)。
- ・ **Multiple-use zone**: 継続性に配慮した木材等の林産物採取、限定的なツーリズム、レクリエーション等への利用、放牧利用、調査、再植林等が許可される (原則として EIA に基づく許可が必要)。

また科学的根拠に基づく適切な管理が行われる森林単位”として Forest Management Unit (FMU) が設定されており、これらについては過伐採を避け、適正な管理 / 更新を実施することになっている。FMU は DFS の一部署である FRDD (Forestry Resources Development Division) の所管となっている。

景勝地、宗教的重要地等の全国的な分布や配慮すべき文化財については法的な指定が行われておらず、分布図等も整備されていない。NEC によれば、これらに対する配慮は、通常プロジェクト地が決定した時点でエリア内を調査し、その重要度に応じて対応しているということである。

(2) 事業化にあたっての環境配慮

1) 既存送配電設備建設計画における環境配慮状況

これまでの送配電設備建設計画については、IEE (Initial Environmental Examination) が実施され、環境への配慮が行われている。

RE-1 および RE-2 においては、送配電線の ROW が国立公園やサンクチュアリ、Biological Corridors を横切ることの無いように配慮するとしており、保護区が避けられない場合には極力保護区内の道路に沿って ROW を設定する計画となっている。

RE-3 については、Draft Initial Environmental Examination が 2003 年 5 月に作成されている。この IEE では、環境への悪影響が考えられる活動として、ROW の整地 (Clearing)、工事時における建柱、配電線の延長等の活動および環境への長期的影響について検討されており、特に土壌の浸食、水象の変化、貴重生物への影響 (シロハラサギ; White bellid heron 生息地) 等への影響が懸念されるとしている。

これらの影響に対する防止としては、急傾斜地や降雨の多い地域における法面の保護や再植栽の実施、慎重な経路の選定 (可能な限り土地境界等の影響の少ない場所に建柱する等)、鳥類への影響調査等が挙げられている。

IEE における検討は ADB の環境チェックリストを踏まえたものとなっている。また、建設資材等の採取場所、廃棄物の処理、水文的变化、工事中の粉塵、騒音・振動、ROW における樹木の伐採、土壌浸食、景観影響、土地利用への影響等に対するモニタリングも計画されている。

尚、本件プロジェクトは、全ブータンを対象としており、計画段階で未開地や保護区 / 保護林内に ROW を設定せざるを得ない場合も考えられることから、既存の IEE に比べて、より慎重な環境対応が必要となる可能性がある。

2) 地方電化計画における環境影響評価、環境モニタリング、ミティゲーション等

送配電施設建設において、問題となる可能性のある環境影響として、一般に ROW 設定による自然環境(動植物生息域)の損耗、非自発的住民移転の発生、送配電線による景観への影響、文化遺産等の価値の損耗、土壌浸食 / 土壌流出、水象への影響(雨水流出特性の変化等)などが挙げられる。また、工事時の影響として、資機材運搬等の活動による騒音・振動の発生、粉塵の発生、廃棄物の発生、動植物への影響等が挙げられる。これらについては、適切なミティゲーション方法の検討および必要に応じたモニタリング計画の策定が必要である。これらの検討に当たっては、ブータン国セクター別ガイドライン(ADB 環境ガイドライン)を参考にす他、世銀の"Environmental Assessment Sourcebook"や JBIC 環境チェックリスト等が参考となる。

(3) CDM 等 CO2 排出削減クレジットの地方電化事業における活用可能性

ブータン国は 2002 年 8 月 26 日に京都プロトコルを批准しており、NECS が DNA (Designated National Authority: 政府担当機関)となる予定である。現在の所 CDM 実施に係る特別な国内ルールはなく、CDM は UNFCCC の標準手順に基づき実施される。

NEC は 2000 年 9 月に温暖化ガスに係る国家インベントリとして First Greenhouse Gas Inventory を作成している。これによれば、1994 年のブータン国における GHG 排出量は二酸化炭素 228.46Gg、メタン 2.13Gg、一酸化二窒素 0.71Gg 等となっている。一方、森林等による GHG 吸収量は 3,549.52Gg と推計されており、吸収量が排出量を上回る結果となっている。

現在ブータン国においては、2つの CDM プロジェクトが検討されている。一つは E7 による Chendebji 水力発電所(70kW)による小規模 CDM であり、もう一つは WWF が計画中の林業プロジェクトによるものである。

しかしながら、ブータン国の電力供給は約 97%を水力発電に依存しており、国土における森林面積割合も 72%と世界最高レベルであることから、単なる水力発電プロジェクトや森林による CO2 吸収は、いわゆる BAU(Business as Usual)として扱われ、CDM として認められない可能性があることから、この点について現在進行中の CDM プロジェクトの動向と評価に注意すべきであると考えられる。

本マスタープランの対象となる地方電化については、地域に対して電力エネルギーが供給されることにより、照明・調理に使用される灯油等の燃料が節約され二酸化炭素排出削減につながる可能性が考えられる。また、水力発電が困難と考えられる地域における電力供給手段として太陽光発電や風力発電、バイオマス発電等の再生可能エネルギーや新エネルギーが導入される場合には、ジーゼル発電等の代替としての二酸化炭素の削減効果が期待できるものと考えられる。

これらを CDM として実施することができれば、地方電化の経済性改善の一助となる可能性が考えられる。なお、CDM の検討においては、ODA の流用にならないよう注意が必要である。

3.4 開発資金計画

(1) ブータンにおける予算プロセスと対外借入の考え方

- ・ 各省庁より開発事業費と政府予算の資金ギャップを埋めるべく、財務省に対外的資金手当ての要請を行う。その際、各省庁内でプロジェクト毎の優先順位付けも行われる。財務省で各省庁の要請事業を精査した後、外務省経由で援助ドナーに要請が提出される。貿易産業省はブータン経済を担う重要省であるため、事業の優先順位付けにおいては財務省の関与も大きい。ブータンの予算年度は7月～翌6月であり、1～3月に予算手当ての交渉が行われる。開発事業は多数年コミットであり、各年度の必要事業費は一度プロジェクトが承認されれば自動的に手当てされることになる。
- ・ 財務省（援助債務管理局長）及び計画委員会次官は、生活向上に資するインフラ整備の必要性を理解している。地方村民の期待は道路と電力とのことであり、その他社会セクターにおいても学校や病院といったインフラ建設も重視している。資金手当てについて、日本の無償支援には大きな期待を有している一方、円借款は将来的に必要な資金のギャップを埋められない時に Last resort として慎重に考えたいとの意向を持っている。これは、借款援助は通信やエネルギーといった大規模なインフラ投資に有効である点について理解はしているものの、ブータンは「Prudential and cautious」をキーワードとして国の経済規模（1998年 GNP428 百万ドル）に合った大変堅実な債務管理を行っており（現状では DSR5%前後、債務残高 GDP 比 30%前後）、対外借入には慎重な対応を行っていることによる。
- ・ ブータンは、援助の 50%を電力輸入を見返りとするインドに依存、外貨獲得源（インドルピー）はインドへの電力輸出に依存、ブータン産品は一般的に国際競争力がなくハードカレンシー獲得源は観光セクターのみという特殊状況にあり、財務省としては外貨獲得手段と援助ドナーの単一化について危機感はあるものの、ハードカレンシーの国際機関融資の拡大は現在では困難な状況にある。将来的な返済原資を生むセクターがこのように限定的であることも慎重な債務管理を行っている大きな理由である。

(2) 地方電化の事業化における留意点

- ・ ローンによる援助についてはブータン政府の意向をよく見極め、債務管理の観点から資金規模に留意することが重要である。ADB は各 5 ヶ年計画ごとに 10 百万ドル規模の融資を行っている一方、インドは大規模水力発電を手がけているが、グラントとの混合借款でインドルピー融資を行い、インドルピーでブータンから電気を輸入しているという特殊性（しかもインドルピーとブータンの現地通貨ヌルタムの為替は固定性）を有している点に留意が必要である。
- ・ 大規模水力発電事業の場合、費用が多額に上るためにドナーが複数必要となり資金調整が困難であるが、地方電化の場合、地域毎に小さいパッケージに分け優先順位を決めて実施し、支援パッケージ毎に開発効果を得ることが可能である。第 3 次地方電化事業（RE-3）でも、対象となる 15,000 世帯（30 百万ドル）を、ADB 融資の 8,000 世帯、オランダ無償の 3,000 世帯、オーストリア無償の 1,000 世帯というように分担されている（残り 3,000 世帯分は資金源が未だ見つからない）。ADB も融資実績を有しており、地方電化は小規模な融資対象として馴染みやすいと言えるが、グリッド接続地域では現

地通貨建てで現金収入があるものの（ブータンではオフグリッドで料金徴収を行っていない）将来的な債務返済のための外貨準備への直接的貢献という観点からは、地方電化が民間投資や観光客の増加を誘引しない限り返済原資への直接的貢献は期待できない点に留意が必要である。

- ・ ブータン政府側は「Bhutan 2020: A Vision of Peace, Prosperity, and Happiness」を掲げ、経済成長ではなく人々の幸福を開発政策の中心に据えていることから、地方電化の事業化にあたっては、地方電化を経済成長の起爆剤として捉えるのではなく、生活水準の向上と社会セクター（教育・保健）の改善のための貧困削減事業として位置付けることが適切である。地方電化マスタープラン策定においては、地方電化がどのように生活水準向上と社会セクター（教育・保健）の改善に資するか、どのような社会開発インパクトをもたらすのかについて論理的かつ定量的な説明ができるような情報収集・整理を行う必要がある。なお、マスタープランの対象は地方電化であるが、総合的な地方開発の観点から、他のインフラ整備（道路・通信等）との関連性も重視することが望ましい。

(3) JBIC 海外経済協力業務実施方針との関連性

- ・ JBIC 海外経済協力業務実施方針では、重点分野として7つの分野を列挙し、南西アジア地域において貧困削減、人材育成を重視し、人口増加、貧困を原因とした森林破壊、水資源の不足、生活環境の悪化に対応すべく、森林保全や居住環境改善への協力を強化・拡充を掲げている。地方電化の事業化を円借款支援にて行う場合は、7つの重点分野のうち、(1) 貧困削減への対応の強化、(4) 地球規模問題への対応及び(7) 地方開発への支援について特に留意する必要がある。
- ・ JBIC 海外経済協力業務実施方針は、(1) 貧困削減への対応の強化において、貧困削減のための農村地域の基盤整備（灌漑、農村道路、農村電化、上下水道施設の整備等）を重視している。農業が主要産業で2002年GDPの34%を占め、人口の8割が農業に従事するブータンにおいて、農村地域の地方電化事業はJBIC 海外経済協力業務実施方針に沿ったものである。地方電化事業が経済効果のみならず高い社会開発効果を生むための貧困削減案件として位置付けられることが望ましい。
- ・ JBIC 海外経済協力業務実施方針は、(4) 地球規模問題への対応において、森林などの環境保全に資する支援を重視している。立ち木の伐採を制限しているブータン政府は、薪に代わる家電製品（炊飯器・暖房用電熱器等）の使用及び化石燃料の削減を電力需要増加のベースとして地方電化を進める考えを有しており、森林保護の観点からも地方電化事業はJBIC 海外経済協力業務実施方針に沿ったものである。地方電化による環境保全効果についても整理しておく必要がある。他方、オフグリッド地域での電力供給は社会サービスとして政府主導で料金回収なしに実施されている状況にあり、村民の主体性が低く、太陽光発電の維持管理状況が悪いとされている状況も考慮する必要がある。
- ・ JBIC 海外経済協力業務実施方針は、(7) 地方開発への支援において、地方への産業の分散化を進めるなどの地方開発や地域間格差是正の観点から、地方都市における上下水道、電力、運輸等の基盤整備を重視している。約60万人の人口のうち85%が地方に在住しているブータンでは、他の途上国において見られるような大都市圏への過度の人口流入問題への対処という問題は顕在化していないが、地方開発が国全体の経済社会開発にとって重要である点は変わらない。JBIC 海外経済協力業務実施方針にも示されているように、地方開発に際しては、各々の地方がもつ自然環境や歴史的・文化的特色を活か

すよう配慮する必要があり、地域住民のニーズと環境社会配慮に関する調査は地方電化の事業化においても重要となる。

関係資料 1 収集資料リスト

収集資料リスト

| 資料 入手先 | 資料 番号 | 資料名 | 発行年月 | 資料タイプ |
|-----------|----------|--|-----------|-------------------|
| DOE | 1 | Power Data, Royal government of Bhutan (Twentieth Edition) DOP | Apr. 2003 | Copy 69p |
| DOE | 2 | Statistical Year Book of Bhutan Central Statistical Organization Planning Commission Catalogue No.101 | Nov. 2001 | Copy 223p |
| BPC | 3 | Basic Standards, Guide lines and Cost Estimation for Infrastructure construction pertaining to power Sub-transmission and Distribution DOP | Aug.1998 | Copy 94p |
| DOE | 4 | Technical Proposal for Power System Master Plan Update (Activity 3) Norconsult, | | Partial Copy 9p |
| DOE | 5 | WRMP and Up-date Power System Master Plan Alternative Technical Plans Report (partial copy on Transmission line plan and cost) | May 2003 | Copy 15p |
| DOE | 6 | A Brief Overview of NORAD Assisted Project: Institutional Strengthening of Energy Sector & Water Resources Management and Planning | Feb. 2003 | Copy 5p |
| BPC | 7 | Brochures of MiPower (System Analyses Software) | Jul.2002 | Copy 80p |
| DOE | 8 | (RE-3) Rural Electrification and Network Project Interim Report No.1 (SMEC) | Dec.2002 | Copy 83p |
| DOE | 9 | (RE-3 TA 3825BHU) Rural Electrification Network Project Draft Report Engineering (SMEC) | Apr.2003 | Copy 19p |
| DOE | 10 | (RE-2 TA No 2912 BHU) Second Electrification Project, Final report Volume 1() TATA Consulting Engineers | Oct. 1999 | Partial Copy 160p |
| DOE | 11 | (RE-1 TA No. 2043BHU) Final report of (1)A transmission project to connect the proposed BasoChhu hydropower project to the grid and (2)Rural electrification schemes in up to twelve areas | Jun. 1995 | Partial Copy103p |
| DOE | 12 | Design Sheets of 8 Districts for RE-3 TA3825-BHU Norlha Associate | Jun.2003 | Copy 24p |

| 資料 入手先 | 資料 番号 | 資料名 | 発行年月 | 資料タイプ |
|--------------------|----------|--|-----------|------------------|
| DOE | 13 | Design drawing of RE-3 Network Expansion for Paro Dzongkhag (an example) TA3825-BHU Norlha Associate | Feb.2003 | Copy A3 1p |
| DOE | 14 | Drawings of Power Infrastructure as of date (Jun.2003), expected at the end of 9thFYP (2007), and expected by 2020 | Jun.2003 | Copy p3 |
| DOE | 15 | Power system connection diagram | Jan. 2002 | Copy A3 1p |
| BPC Phunak a | 16 | Drawings of Medium voltage Distribution Line | Jun. 2003 | Copy A3 p3 |
| DOE | 17 | External Assistance to the Power Sector from onwards | Jun.2003 | Copy p2 |
| NECS | 18 | ENVIRONMENTAL ASSESSMENT ACT | 2000 | Original p34 |
| NECS | 19 | REGULATION FOR THE ENVIRONMENTAL CLEARNAC OF PORJECTS /REGULATION ON STRATEGIC ENVIRONMENTAL ASSESSMENT | 2002 | Original p31 |
| NECS | 20 | ENVIRONMENTAL ASSESSMENT PROCESS MANUAL | 1999 | Original p40 |
| NECS | 21 | BHUTANESE ENVIRONMENTAL ASSESSMENT SECTORAL GUIDELINES POWER TRANSMISSION LINES | 1999 | Original p30 |
| DFS | 22 | BIODIVERSITY ACTION PLAN FOR BHUTAN | 2002 | Original p224 |
| DFS | 23 | Vision and Strategy for the Nature Conservation Division 2003 | 2003 | Original p88 |
| PC | 24 | Bhutan 2020 A Vision for Peace, Prosperity and Happiness | 1999 | Original p102 |
| DOE | 25 | Second Rural Electrification Project Bhutan-Final Report Vol2 (IEE) | Oct 1999 | Partial copy p13 |
| DOE | 26 | Draft Initial Environmental Examination | May 2003 | Original p121 |
| DOE | 27 | Environment Clearance of Energy/Power Projects (Draft Note) | 2003 | Copy p4 |

第4章 本格調査の実施方針と留意事項

4.1 地方電化計画

(1) 地方電化マスタープランの骨格づくり

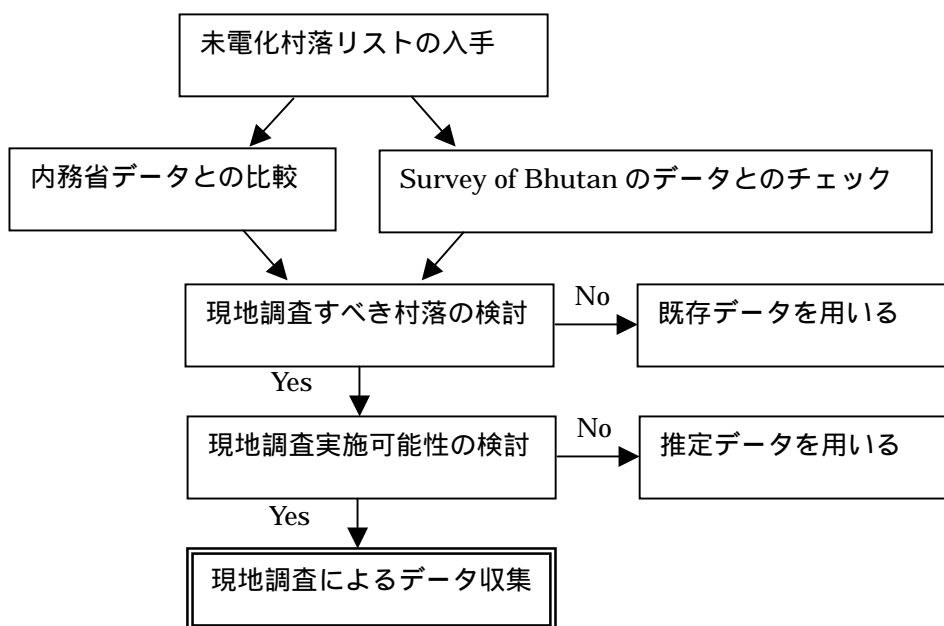
地方電化マスタープランの作成に当たっては、まずある程度の時間をかけてこれまでの RE-1、RE-2 及び RE-3 の手法をレビューし、今後の山岳地を主体とする配電線延長計画において現在の基準である 2kW/戸の需要想定（原単位）を用いることが妥当かどうか、配電線延長コストの限界設定は必要ないのか、オフグリッドの対象となる地域の線引きをどのような基準で行うのか、道路整備計画との調和をどのように考えるかなどの根本的な問題について分析し、政策的にどれを選択するかを議論していくことが必要であろう。こういった基本論を避けていきなり配電計画網の作成にとりかかるような手法は避けなければならない。

オフグリッド地域については、道路がないなどアクセス困難な地域を早めにオフグリッド地域として設定して、これを仮のオフグリッド境界線として議論を進め、調査の中間時点で開催されるワークショップにおける関係者との意見調整などを経て正式な境界線とすることが望ましい。

これからは条件の厳しい所を対象としなければならないという重要な時期に当たり、かつ全国を対象とし、しかもグリッドとオフグリッドの両者を含めたマスタープランを作成するという大きな目標を持つ調査であり、求められる成果のレベルは非常に高いと言えよう。

(2) 村落データベースの作成

本格調査開始時点では内務省の村落データと BPC 各支店が作成した未電化村落リストが利用可能になっているはずであり、これをまず確認する必要がある。地方電化基本計画作成には、これら村落についての位置(GPS 測定)と戸数(人口)のデータは少なくとも必要であり、さらに、村落のひろがりやアクセス条件などのデータも欲しいところである。このデータは Survey of Bhutan が作成している GIS マップにも部分的に取り込まれているため、どの程度利用可能かについて早期にチェックする必要がある。一方、内務省のデータでは位置やアクセスなどの情報は無いと考えられる。このような既存のデータの利用可能性を見極めた後、地元コンサルに再委託して現地でのデータ確認を行うため、どのような範囲(地点数) 内容の(再委託)現地調査を行うかを決定する必要がある。北部の高山地帯や南部の森林地帯などには非常にアクセスが困難なところや、危険度が高く立ち入りが規制されているところもある。こういった場所の取り扱い(おそらくオフグリッド地域になると予想される場所である)については DOE とも協議する必要がある。DOE も必ずしも全部を踏査すべきであるとは考えていない。合理的な estimate ができる場合はそれでもよいという見解である。対象地点数にもよるがこの作業には相当の期間が必要であり、また雨季の現地踏査作業は非常に困難なため、2004 年 6 月ごろには終了するよう計画する必要がある。なお、この村落データベースは将来のいろいろな開発計画立案に活用できる大きな成果となるであろう。次にこの現地調査に至るまでの作業フローを示す。



(3) 需要原単位と電化インパクトの調査

ブータンでは地方部の既電化、未電化村落の実態調査については、RE-3 のスタディの一環として行われた”Socio-Economic Survey”がある。これは既電化、未電化の 3000 戸についてアンケート調査を行ったものである。この中では需要原単位については測定していないが、電灯、ラジオ、電気釜などの需要が大きいことが確認されている。一戸当たり 2kW の原単位の妥当性についてはさらに詳しい分析が必要と思われる。RE-1、RE-2 は比較的開発の進んだ地域を対象としており、原単位が高くなる傾向にあったことは事実である。したがって、本件調査において農村部の実態調査結果に基づく原単位の見直しはブータン政府にとっても大きな関心事項である。通常、途上国農村部における電力需要は照明とラジオ・テレビなどが主体であるが、ブータンの場合にはテレビの受信は地方部では困難である。むしろ、婦人層の希望として薪集めが必要なく、炊事も簡単になる電気炊飯器や電気調理器へのニーズが強いのが特徴である。これは住宅用の電気料金が著しく低いこと、LPG が割高でしかもほとんど流通していないことが誘因になっている。こういった電気による調理方法についての需要が地方边境部でも事実なのかについて実態調査は必要である。前述の Survey 結果でも、味覚や炊飯量などから電気釜を使わないという家庭もあると報告されている。また、テレビ受信については、中継アンテナの設置などによっていつごろに全国的に受信可能となるのか通信省などでデータ収集することも必要であろう。

さらに電化のメリットについては単なる灯油や薪の代替効果のみならず、薪集の労働時間や炊事時間などジェンダーの問題や教育医療などにどのような変化が起きているかを把握し、これらの経済的評価についてデータにもとづく分析を行うことが、将来の資金計画などに重要な資料となる。

(4) オフグリッド電源

オフグリッド電源としては考えられるのは主として小水力、太陽光発電であるが、このほか風力や新エネルギーも検討対象に含まれる。このなかでまず小水力についてはどのような場所に建設するのか DOE と十分調整を図る必要がある。配電線が延長できないような場所に小水力が建設できるのかという疑問に答えなければならない。こういったアクセス困難な村落に対して提案されるのは機材が小型で道路がなくても建設可能な 10kW クラスのマイクロ水力 (Village Hydro) であるが、DOE では規模が小さすぎるとして否定的な意見を持っている。しかし、まだ実証的に確認されたケースはなく、電力需要への対応と村民による自主的維持管理の確立を実現できる可能性は高い。まさに、ブータンの辺境部には非常に有効なアイデアであると考えられる。本件調査において再度検討すべき課題となる。

太陽光発電については技術やコストの問題よりも (熱源を希求している) 住民が受け入れるかどうか最大のポイントである。この分析評価のためには既に太陽光発電を設置している村での現地調査が不可欠である。なお、本格調査開始時点で radiation メータを設置し、特に雨季のデータを取得することは大いに意味があろう。

水素利用技術の現状や将来の可能性について正しく説明し、次のステップとして我が国研究組織 (NEDO など) との連携策などについて何らかの提案ができるのではないかと考えられる。

オフグリッドの場合には、地元村落による維持管理が可能になるようなモデルが必要である。いずれにせよ、アクセスが極めて困難な地点を対象にするオフグリッド電化の場合には、地元の Sense of ownership を前提にした自主的な取組みによって長期間にわたる維持管理をいかに実施していくかが鍵となる。

(5) 資金と組織

このマスタープランによって政府の支出すべき資金の大まかな目安がでることは重要である。これはひとつにはブータン政府が今後、ドナー資金と国家財政をどのように組み合わせるかを地方電化に必要な資金を確保するかに関連する。さらに地方部配電線が拡大していった場合の BPC の年間収支の変化や政府の BPC に対する補助金所要額などを試算し、提示することは将来の電力セクターの資金計画について大いに参考となるはずである。

組織については、配電線延長については DOE、BPC の役割分担が現状のまま続くことが望ましいが、問題はオフグリッド電化の組織体制である。この点については NGO や ESCO などの考え方があろうがまだ明確な方向性は出ていない。地元 (受益者) との役割分担を含めて詳しい分析が必要なテーマであり、本格調査で詳しく論じてもらいたいとの意向を DOE は示している。

4.2 送配電計画

(1) 配電側から見た適切な高圧変電所地点の選定

第9次5ヵ年計画後の送電系統に付いて2020年の構想がDOEから提示されたものの、大規模電源の開発に伴うインドとの調整や2,000MWを超える大電力の長距離送電など技術的にも残された検討課題は多いと思われる。送電側のマスタープランの完成が待たれるところであるが、地方電化から見れば電力系統がどのように構成されていても、高圧変電所で容量、電圧の安定が確保できれば問題は無い。配電線の電源となる高圧変電所が何処にあるかが、その地域の電化計画に最も影響を及ぼすので、高圧側変電所が計画段階のものについては、配電側の負荷分布などから見て適切と判断される高圧変電所地点を検討し、電力系統側の計画と調整し、場合によっては配電側の希望として提案することが望ましいと考える。そのためには、単に配電側だけでなく、高圧送電線の延長も含めた比較なども必要になってくることを予期して調査を進めることが欠かせない。

最終的には送電側と総合して解析を行い配電側の状態が送電側に大きな影響を及ぼさないことを確認する必要があることは言うまでも無い。

(2) 系統解析ソフトウェアなどの取り扱い

BPCには系統解析ソフトウェアとしてPSS/E、PSS/U、PSS/ADEPTなども保有し、以前使用したこともあったが、BPCとしてはインドで開発したMiPowerと称する系統解析ソフトウェアが使い易く、12名の職員がインドで研修を受けて使い慣れていることから、これの使用を望んでいる。MiPowerは日本では馴染みは薄いですが、Windows95/98/NT用に開発されたもので、パソコン上で操作可能なソフトウェアである。その詳細な情報もインターネットで検索可能である。

(参考) <http://www.mipowersoftware.com/MiPower.html>

本格調査に当っては、地方電化マスタープランは計画の策定と共に、調査期間中ブータン側カウンターパートへの訓練・技術移転を行い、その後のローリングプランやF/Sが自ら実施出来るように技術力の強化を図ることも重要な業務と言える。

本格調査のFirst Stageにおいて中圧系統の解析にふさわしく、且つ、調査終了後のF/S作業などとのデータの互換性、維持管理、操作の容易さに留意しながら、ブータン側と協議し、使用するソフトウェアを検討することが望ましい。

また、作業は東・西両地域に分かれて実施することが望ましいとしてGPS機器及びGISソフトウェアが数セット必要で、これらの取り扱いに付いても、指導/技術移転を望んでいる。

なお、高圧系統のマスタープランはNorconsultがPSS/Eを使用して策定するとの情報を得ている。

(3) 計画・設計基準の統一化

地方電化はADBの援助が継続的に行なわれて第7次5年計画RE-1で3000戸、8次計画RE-2で6000戸、9次計画RE-3で15000戸と続き、その都度コンサルタントは、ニュージーランド、インド、オーストラリアと替わって、各国の設計基準などが持ちこまれる傾向になったが、RE-1、RE-2の経験を踏まえRE-3では基

準の統一化が進められてきた。RE-2、RE-3 で多くの統一改善が図られているが、変圧器の容量などは標準の数が多すぎるとの意見も出ている。本格調査ではこの統一基準を適用することになるが基準のレビューと改善の推奨が求められている。

本格調査の対象は、より山岳地になるので、人力運搬を考慮した山岳地向きの仕様（小型・軽量化）の検討が必要になると考えられる。

今回入手した計画標準・設計基準(Basic Standards, Guide lines and Cost Estimation for infrastructure construction pertaining to power Sub-transmission and Distribution)は1998年8月発行の長い名前のもので、RE-2のFinal Report(1999年10月)に記載の設計の見なおしは反映されていない。

3章に記載した基準に関する事項は、上記計画標準・設計基準のほか2002年12月及び2003年4月にRE-3のコンサルタント SMEC から提出されたレポート、RE-1 及び RE-2 の Final Report をもとにしているが、標準化対象物は種類も多いので、関係する設備機器や設計に付いて現段階の状況の確認が必要である。

(4) RE-3 の計画・設計の確認と確実な情報連絡

本格調査の段階ではRE-3で計画設計された配電線路は大部分が未着手のままの状態であろう。その線路から分岐するように計画をする場合があるのでRE-3の計画・設計について確認すると共に、RE-3の計画変更が生じた場合の情報連絡を確実に受けられるような体制作りが必要である。

4.3 環境配慮

(1) 計画における環境配慮

ブータンは豊かな自然環境を有する国であり、生物多様性も高い。また、国としても環境保全に注力している。

地域電化マスタープラン策定において適切な環境配慮を行うことは、自然保護の要求および国の政策にも合致するのみならず、将来的な計画の実現化を行う上でも有用であると考えられる。

実際の配慮に当たっては、ブータン国内の保護区および土地利用に係るゾーニング、貴重動植物の分布状況等を十分考慮して計画策定を行う必要がある。

また、将来的なドナーからの協力による事業化を見越し、ブータン国の環境ガイドライン（ADB 環境チェックリストを準用）の他、世銀ガイドライン、JBIC 環境チェックリスト等を参考とすることが望ましい。

具体的環境影響については ROW における動植物種の損耗、生物生息地の分断、土壌の侵食、水象の変化、電線の敷設によるアクセス性の向上（アクセスの増加による長期的な森林後退）等について特に注意が必要である。

ブータン国においては、自然環境を利用したエコツーリズム等の観光事業が実施されており、外貨獲得の一端を担っている。これらの事業においては、景観的要素が特に重要であることから、必要に応じて、送配電線による自然景観や主要眺望点、宗教的重要地等への景観上の影響についても配慮する必要がある。

(2) 戦略的環境影響評価の実施

本件プロジェクトは地方電化マスタープランの策定であり、ブータン国における環境影響評価（EIA および IEE）の対象外である。

一方で、ブータン国には Regulation on Strategic Environmental Assessment (2002) があり、戦略的環境影響評価 SEA の実施について定めており、この規定についてはマスタープランも適用の対象となる。

SEA は環境への悪影響の可能性がある政策または計画の策定段階において、関係省庁をはじめとするステークホルダー（利害関係者）への意見聴取・協議等に基づき適正な環境への対策と配慮について検討するものであり、ブータン国では、その検討結果は評価報告書である Environmental Statement として取りまとめられる。

現時点では、SEA の実施は強制を伴うものではなく、これまでブータン国での実施例もないが、計画段階における環境配慮の実施は世界的な趨勢でもあり、世銀等の海外ドナーにおいても積極的に導入されていることも考慮し、本格調査においても同法に基づく SEA を実施するものとする。

具体的作業としては、計画における環境への悪影響可能性の検討、代替案の検討・比較、影響防止対策の立案、影響のモニタリング計画策定、環境配慮に対する NEC および関係省庁 / 県 (Dzongkhag) 等への説明・意見聴取・協議、Environmental Statement の作成等の作業を実施する必要がある。また、計画の環境ガイドライン等（特にブータン国セクタ別ガイドライン）への適合についても考慮する必要がある。

ブータン国においては、これまで、SEA の実施例はなく、電化計画における先例あるいはベストプラクティスとして位置づけられることから、SEA 実施においてはその実施方法や環境配慮の内容について NEC や関

連機関との十分な協議がなされることが望ましい。

尚、ブータン国のEIA制度やガイドラインは海外からの援助と技術導入により整備されたものが多く、その内容が必ずしもブータン国の実情に合致していないことも考えられるため、SEAの実施に当っては、現状を十分に把握し、NEC等との間に実際的な合意点を模索する必要性が生じる可能性も考えられる。

以 上