昭和49年度

サンシャイン計画委託調査研究成果報告書

太陽エネルギー利用システム調査研究

（太 陽 熱 発 電）

昭和50年3月

社団法人 日本電機工業会

NEDO 図書・資料室
010017854-0

太陽熱発電専門委員会委員名簿

	氏名	所属
主査	堀米　孝	電子技術総合研究所
委員	松木正勝	科学技術庁航空技研
〃	谷　辰夫	電子技術総合研究所
〃	黒川浩助	同上
〃	寺田浩一郎	同上
〃	中村　宏	電力中央研究所
〃	中村　武	東京電力㈱技術部
〃	森　康夫	東京工業大学
〃	坂元　健	㈱日立製作所日立研究所
〃	稲垣清和	㈱日立製作所原子力研究所
〃	樋口英雄	三菱重工㈱原動機開発部
〃	柳　謙一	三菱重工㈱広島研究所
〃	小笠原光聴	三菱重工㈱神戸研究所
〃	稲井信彦	東京芝浦電気㈱
〃	迎　久雄	三菱電機㈱
〃	三木季雄	日本工業立地センター
〃	上岡善信	関西電力㈱総合技術研究所
〃	山田栄一	日本電機工業会
〃	山田信義	同上

目　　次

まえがき

第1章　国内外の太陽熱発電システム研究開発の現状と今後の展望 …… 1
1.1　米　国 …… 1
1.2　欧州諸国 …… 13
1.3　その他の諸国 …… 24
1.4　わが国 …… 25

第2章　わが国における太陽熱発電所の設置場所 …… 27
2.1　設置場所選定条件 …… 27
2.2　太陽熱発電コレクタ設置場所の立地調査 …… 35

第3章　太陽熱発電所の概念設計 …… 67
3.1　システム構成の設定 …… 67
3.2　タワー方式太陽熱発電所の概念設計 …… 75

第4章　高温太陽熱エネルギー利用の可能性 …… 89
4.1　業種別太陽熱利用の可能性に関する調査 …… 89
4.2　重電機工場における太陽熱エネルギー利用の可能性に関する一試算 …… 92
4.3　化学，電解プラント（セメント工場）における太陽熱エネルギー利用の可能性に関する一試算 …… 93
4.4　電子デバイス工場における太陽熱利用の可能性に関する一試算 …… 94

第5章　太陽熱発電技術のための大型共同利用施設 …… 101
5.1　共同利用施設による太陽熱発電システムの試験法 …… 101
5.2　ソーラ・シミュレータ …… 107
5.3　環境試験装置 …… 147

参考文献 …… 153

まとめ …… 154

ま　え　が　き

本委員会では，新エネルギーとしての太陽エネルギー利用技術の一環として

(1)　内外での太陽熱発電技術の研究開発の現状と動向

(2)　将来わが国のどんな場所に，どの位太陽熱発電所が設置出来そうか。

(3)　その太陽熱発電システムは，どの様な構成になり，又，どのように運用したら良いか，更にはその経済性はどうか。

(4)　発電のみでなく，工場などでの高温の太陽熱エネルギーの利用はどの程度有効なのか。

(5)　太陽熱発電システメを構成する要素機器の特性試験とその評価はどの様にやったら良いか，そのための大型協同利用設備（主にリーラ・シミュレータ，と環境試験装置）はどんなものが必要かと言った問題の検討を目標に審議を進めてきた。これら多くの問題の内，昭和 49 年度は特に緊急度の高い(2)項と(5)項に重点を置いて検討を行った。

以下に得られた結果を報告する。

第１章　国内外の太陽熱発電システム研究開発の現状と今後の展望

1.1 米　国

1.1.1　研究開発計画

(1) 政策の変革

米国では，National Science Foundationが１９５０年末，太陽エネルギー利用に関する基礎研究に対して研究補助を行ってきていた。１９７１年６月４日，ニクソン大統領は，エネルギー教書を発表し，「太陽エネルギーはもし経済的に利用する点を解決すれば，限りない清浄なエネルギー源となる見込みがある」とのべ，National Science Foundation とＮＡＳＡとが協力して太陽エネルギー研究推進のための方策検討を強く要望した。

これをうけて１９７２年１月，ＮＳＦとＮＡＳＡによってSolar Energy Panel（ＳＥＰ）を，連邦科学技術審議会の下にあるエネルギー研究開発目標委員会の下に設置された。このPanel の目的は，太陽エネルギー技術のアセスメントと研究開発の計画を立案することにあったと云える。

Panelは４５名の軍，官，学，民の専門家が参画し，１９７３年に１年がかりで報告書（An Assessment of Solar Energy as a National Energy Resource ）をまとめた。この報告書は米国太陽エネルギー利用方策の長期ビジョンを画いたものとして評価されている

連邦政府における太陽エネルギー研究開発を振興している諸機関は，表1.1の通りである。

表1.1　米国における太陽エネルギー利用技術開発に関係する省庁

	1974年（推定）	ウエイト（％）
National Science Foundation	1.320万ドル	８4.9
NASA	90万ドル	5.7
Dept of Housing and Urbon Development	50万ドル	3.2
Atomic Energy Committee	60万ドル	3.8
Dept of Defence	35万ドル	2.4
計	1.555万ドル	１００.0

またＳＥＰのメンバーとして，ＮＡＳＡ，国防省，住宅都市開発省，国立標準局（ＮＢＳ），ＧＳＡ（General Sernices Administration），農務省，環境保護庁，内務省，運輸省，ＮＳＦである。

一方１９７３年６月，ニクソン大統領は，エネルギー教書において，原子力委員会委員長 Dr. Dixy Lee Ray に対して，アメリカのエネルギー研究開発総合計画を立案すべきこと，並びに 1975年度予算に組み込まれるべきエネルギー研究開発プログラムをリコメンドすることを指示した。

これに答えて同年１２月１日付けで「アメリカのエネルギー将来」と題する報告書が提出された。この報告書は，米国が１９８５年までにエネルギー自給を達成することを目標とした，エネルギー研究開発長期プログラムと，１９７５年から始まる連邦予算１００億ドルの研究開発５ケ年計画，さらに７５年度の具体的な予算についての勧告がここに盛られている。

また最近各省庁で省められてきたエネルギー全般に渡る研究開発が，ＥＲＤＡ（Energy Research & Development Administration）のもとに一本化され研究推進の動きがますます加速されている。

(2) Solar Energy Panel の結論並びに勧告

<結　論>

- 太陽エネルギーは将来の合衆国の熱及び動力エネルギーの要求に答えるに足る十分な量であると考えられる。
- 太陽エネルギーを熱及び動力エネルギーとして利用するために，熱変換，光合成，生物変換，光電池，風力，温度差など多くの変換方式が考慮される。
- 米国のエネルギー需要に応じるための太陽エネルギーの広範囲な応用に技術的な障害はない。
- 太陽エネルギー利用技術は，政府の非常に遅々とした援助といくらかの民間資金とで現在の限られた範囲で発展してきた。
- ほとんどの応用において，現在太陽エネルギーをエネルギーとして使える形に変換するコストは通常の原料より高い，しかしながら，通常の燃料の価格上昇とそれらの使用制限の拡大により近い将来競合しよう。
- 実質的な開発プログラムでは，２０２０年までに必要な技術的経済的目標を完成させる。
- そのとき太陽エネルギーは経済的に，(1)全建物の暖房・冷房負担の３５％，(2)国家の気体燃料の３０％，(3)液体燃料の１０％，(4)電気エネルギー需要の２０％，以上を供給できるだろう。
- もし，太陽開発プログラムが成功すれば，建物の暖房は５年以内，建物の冷房は６～１０年以内に，有機原料からの合成燃料は５～８年以内に，電気の生成は１０～１５年以内に大衆的に使用されるようになるであろう。
- 国家の資源としての太陽エネルギーの大規模な利用は環境に最低限の影響しか持たないだろう。

<勧　告>

- 連邦政府は，合衆国の熱，動力需要への太陽エネルギーの実際的応用に関する研究開発プログラム推進に指導的役割をはたす。
- 太陽エネルギーＲ＆Ｄプログラムは同時に次の三つの事柄に主要目標を置く。
  ① 建物の暖房，冷房の経済的システム
  ② 有機原料を液体，固体，気体燃料に，あるいは直接エネルギーに変換，生産する経済的システム
  ③ 発電の経済的システム
- 研究開発は上記の目標をはたすために，いろいろな方法を進めていく。そして，適当な時期での概念評価とオプションの選択のため，段階的な決定点を持つプログラムが確立されねばならない。
- 技術的にも経済的にも将来が約束されている太陽エネルギー開発のため，連邦政府ならびに産業界は開発，パイロット設備，実地プログラムを連続して進める。
- 太陽エネルギー利用の環境，社会，政治的効価は常に評価され，開発プログラム計画立案に採用される。

(3) Dr. Dixy Lee Ray リポートの答申ならびに勧告

<答　申>

⟷ このリポートが答申している事項を要約すると次のとおりである。

- もし，過去２０年以上にわたって，総合的な研究開発が行なわれていたならば，アメリカが現在かかえているエネルギー問題の多くはこれを避け得たであろう。すなわち，原子力以外については，国の総合的なエネルギー研究開発プログラムが実施されていなかったことが指摘される。
- アメリカの必要とするエネルギーを自給させようという要請は，当面のエネルギー危機対策としてよりはむしろ世界的にさしせまっているエネルギー不足に対処しようという長期的な基本的な世界観に基づくものである。
- アメリカはエネルギー自給の達成に必要な資源と技術を持ちあわせているので，適正で，かつ持続した研究開発を実施すれば，必ずそれを達成し得る。

・　アメリカがエネルギーの自立を回復し，かつ，それを維持するためには，次に掲げる五つのタスクを実施する必要があり，しかも，それらの五つのタスクすべてに対して，並行した努力をそそぐことを強く要請する。なお，以下の五つのタスクは，それがエネルギー自給に対しての貢献を具現し始めるであろう順序に並べてある。すなわち，省エネルギーの効果は一番早くあらわれるのに対し，太陽エネルギー，核融合などの新エネルギーの技術開発には多くの年月をかけなければならない。

Task1.　省エネルギー（エネルギー消費の節約とエネルギー変換効率の向上）

Task2.　国内の石油・天然ガスの増産

Task3.　石炭使用の増加による石油・天然ガスの代替

Task4.　核エネルギーの生産拡大による化石燃料の代替

Task5.　太陽エネルギー・核融合などの無限の新エネルギーの開発

・　ここに勧告した研究開発プログラムは，既知の知識をベースとしたもので，国のエネルギー自立を目標とする研究開発の効果を最大限に発揮するに必要にして十分なものである。しかし，この研究開発プログラムによっても，エネルギー自立が合理的に達成されるとみなされる時期は，最も早期に実現したとしても１９８５年であろう。

・　この研究開発プログラムは，１９８０年にその年に想定されている石油の輸入量を約１／２（600万バレル／日）にすることを期待している。

<勧　　告>

・　１９７５年度から１９７９年にわたる５箇年間のエネルギー研究開発プログラムと，１９７５年度の連邦政府予算を表1.1に示す。

・　国全体のエネルギー研究開発プログラムを企画・調整し，連邦のプログラムの主要な役割を方向づけることを業務とするエネルギー研究開発庁を１９７４年７月１日まで発足させること。

・　少なくとも年１回は綿密なプログラム・レビューを行ない，必要ならばプログラム間の配算のやりなおしを行なうこと。それにより有望なテーマに対して予算の不足を生じたときは，配算の増加をすること。

・　連邦政府のエネルギー研究開発プログラムの実施，レビュー，評価にあたっては，民間のポテンシャルを最大限に採り入れることによって，国費の効率的な活用を新技術の実用化のスピードアップを図ること。

・　合成燃料開発の先駆的プログラムを１９７５年度から開始すること。これは既存の技術を活用して石炭から合成燃料を生産するフルスケールの商用プラントを数基建設する事業であって，貸付あるいは価格保障の導入によって民間資金により建設する。

・　ここに勧告したエネルギー研究開発プログラムをサポートする次の三つのプログラムに対して予算を支出すること。

1.　環境研究	6.5億ドル
2.　基礎研究	3.0億ドル
3.　人材養成	0.5億ドル
計	１０億ドル

(4)　太陽エネルギー利用技術開発

プログラムの構成

米国における太陽エネルギーR＆Dプログラムの一般的な目的は次の通りである。

①　太陽エネルギーの経済的利用に要求される研究および技術基盤を確立すること。

②　商業的利用に供されるような実用的システムの基盤を築くこと。

③　大規模供給エネルギー源として，太陽エネルギー応用の可能性を早速に究明すること。

④　米国のエネルギー研究開発計画における太陽エネルギー利用の役割を評価するため，関連機関に対し，技術的，環境的，社会的，経済的基盤を与えること。

アメリカの太陽エネルギー利用開発プログラムの基本構成を図1.1に示す。すなわち太陽エネルギーを有効なエネルギーに変換するための基本的なプロセスとしては，熱的，電気的，機械的，生物学的，化学的の五つのプログラムエレメントを考えている。ここに記載されている各々のサブエレメントは，程度に差はあれ，すでに開発が手がけられているものであり，新しいサブエレメントも基礎研究の進展に伴って今後順次つけ加えられていくであろう。

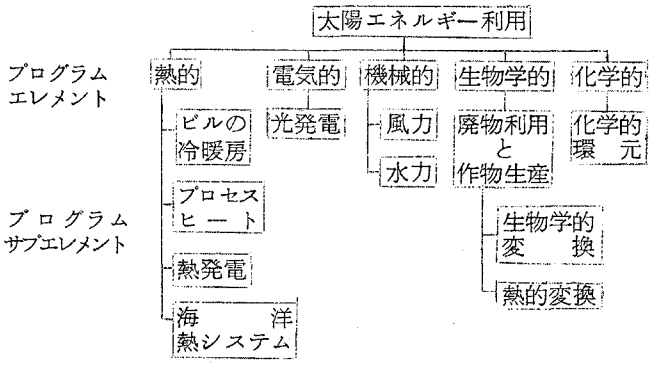


図1.1　太陽エネルギープログラムの基本構成

そして，各々のサブエレメントについて，太陽エネルギーを広範囲に利用しようとするに際して問題となるであろう各種の事項について詳細な分析が行なわれている。すなわち，各サブエレメントの集熱，集光，変換，貯蔵，輸送，利用などのサブシステムについて，各々技術的，経済的，環境的，あるいは社会学的などの諸問題の検討を加えることによって問題点を摘出し，綿密な研究開発計画を組むことになる。

(5)　研究開発の段階別プロジェクト計画

ＮＳＦでは太陽エネルギーＲ＆Ｄプロジェクトをすすめるために，Phased Project Plarring system（3P systemという）の採用を試みている。各フエーズ毎の定義は次の通りである。

フエーズ０：概念設計，要求される諸元概略，経済分析，インパクト，アセスメント，重要研究材料，部品，サブシステムの調査研究

フエーズ１：予備的システムデザイン，クリテイカルサブシステムの研究，デザイン，テスト

フエーズ２：詳細システムデザイン，システム製作，建設，テスト，評価

フエーズ３：デモンストレーションシステムデザイン，デモンストレーションシステム建設，運用

フエーズ４：商業的システムデザイン設計，建設および運用

このPhased Project Plarring system の概念はNASAの宇宙システム開発に使用されたもので，ＮＳＦが太陽エネルギーＲ＆Ｄプロジェクトに導入を考慮しているものである。そして，このフエーズ０よりフエーズ２までの各プログラムの目標にかなう研究課題をとりあげ，ＮＳＦは研究援助を行なう。研究援助の仕方は，特定のコンセプト，特定のシステム又はサブシステムの研究テーマについて重点的に研究費交付を行うようになっている。

ＮＳＦがそれらの交付プロジェクトの進捗管理のモニターを行ないつつ，当該プロジェクトに追加的な研究が別途必要であるとか，当該プロジェクトに役立つような研究事実が発掘されたりすると，それに対しＮＳＦでは，別途に留保した資金源よりProof of Concept Experiment と名づけられたカテゴリーのもとで，弾力的な研究支出を行なう。

Proof of Conccptというカテゴリーの研究分野の援助の必要性は，とくに太陽エネルギー応用のような全く以前に近代的なエンジニアリング体系を伴わない新技術であって，それの社会的普及をめざすとき特定の専門家や大学のみでは，実験能力や実証能力に欠けることが非常に多いという経験事実から特に制度としてつくり出されてきたものである。

現在ではProof of Conceptのカテゴリーに属するものとしてSubsystem Proof of Concept と Engineering System Proof of Concept がある。

前者はフルシステムの部分を構成する材料，部品，サブシステムに関する性能，ライフタイム，運用上，環境上の諸条件特性を証明を早期に実施して本格的なフルシステム開発の実施途上に生じるリスクを防ごうとするものである。

後者のEngineering Proof of Experimentは Engineering system の研究遂行者が自己の知識で全システムを実際に開発しようとするとき必ずしも全システムの個々のエンジニアリングに精通していないため，エンジニアリングインターフエースに問題を生じるということが非常に多いことを防ぐために実施するものである。

これらの具体的例としては，例えばヒューストン大学はタワー集光方式による太陽熱発電システムのエンジニアリングコンセプト開発提案を行ったが，実際上は，太陽熱による加熱ボイラー，発電システムなどに実際上のエンジニアリング能力がなくて，自判できず，General Electric とくんでEngineering System Proof of Concept Experiment の研究支出の交付により実験着手に入ったなどの例がある。

ＮＳＦではフエーズ０よりフエーズ２までの研究援助とProof of Concept Experiment を行って，フエーズ３，フエーズ４の段階にはその直接所掌省庁にそれらの成果のテクノロジートランスファーすることにより，実用化，商業化の責任をゆだねようとする方策をとっている。

(6) 研究開発５箇年計画

このアメリカのエネルギー自立研究開発５箇年計画は表1.2にみられるように１９７９年度までの５箇年間に連邦政府が１００億ドルの研究開発資金を投入することを要請し，その間に民間側に対しては１２５億ドルの投資を行なうことに期待している。すなわち，アメリカ全体として合計２２５億ドル（７兆円）近くの膨大な研究開発投資が見込まれている。

表1.2　アメリカのエネルギー研究開発計画と予算

	1975～79年度プログラム			連邦政府予算	
	政府予算	民間投資期待額	合　計	1974年度	1975年度
1.エネルギー節約	1,440	3,500	4,940	62.3	166.2
2.石油・天然ガス	460	4,500	4,960	19.5	51.7
3.石炭	2,175	3,000	5,175	167.2	405.0
4.核エネルギー	4,090	1,250	5,340	517.3	731.7
5.新エネルギー，核融合	1,835	250	2,085	123.0	217.5
計	10,000	12,500	22,500	889.3	1.572.1

単位：１００万ドル，７４年度連邦予算を比較のため掲げた。

前記五つのタスク間の投資のバランスは，民間投資期待額を含めて

Task 1.	省エネルギー	２２％
Task 2.	石油・天然ガス	２２％
Task 3.	石　炭	２３％
Task 4.	原子力	２４％
Task 5.	新エネルギー	９％

となっている。

また，このエネルギー研究開発総合５箇年計画では，各々のプログラムの目標達成年次を，短期（１９８５年まで），

中期（２０００年まで），長期（２０００年以降）に区分している。そして，この5箇年計画では，短期目標のものに比較的多くの資金がふりむけられており，全体の７０％，連邦投資の４５％が充当されている。これに対して，中期目標のプログラムには全体の２３％，連邦投資の３９％が割り当てられており，長期開発目標のものは全体の７％で，これには民間投資は考えられておらず，連邦投資の１６％が割り当てられている。

1.1.2　研究開発の現状

米国における太陽熱発電の研究は，太陽熱冷暖房システムの研究にくらべフエーズ的に遅れており，フエーズ0の段階にある。その方式としては，二つの方式が考慮されており，いわゆる

ⓐ　曲面集光方式

ⓑ　タワー集光方式

がそれらである。現在ＮＳＦのもとでは，次の研究プロジェクトが進められている。

① The University of Minnesota-Honeywell Inc.

② Colorado State University-Westing House ComPany

③ The Univessity of Houston-Mcdonnell Douglas Astronautics

④ Martcir Marietta Aerospace-Georgia Institute of Fechnology

⑤ Sheldahl Lnc-The University of Minnesota ……(b)

⑥ The Universty of Arizona

(1) Colorado State University の現状

Colorado State Universityは，W，H，社と共同研究で太陽熱発電システムのシステム解析を行っている。その目的は上記二方式の各種タイプの太陽熱発電システムについてKW，hr 当りのコストを検討し，どの方式のどの程度の容量の発電システムが最適かをダイナミックシュミレーション手法によって明らかにすることにある。

反射鏡については約６０種のおのおのの特性を評価し，また熱伝達システムについても，熱伝達媒体，断熱材等10種程度のタイプについてどのタイプのものが効率，信頼性，コストの面からみて最適かを解析している。

ダイナミックシュミレーションの手法は，たとえば反射鏡をまず平板型と集熱型にわけ，さらに性能とコストを分離してモデル化する。これらの性能とコストをパラメーターとし，コレクター，熱輸送，蓄熱，発電，クーリングタワーシステムまで組織化，最適化してトータルシステムを明確していくことを考えている。そのためにシステムをできるだけ分解し，個別化し各種のサブシステムから最適な選択を行う。

太陽熱発電システムを米国内で建設する場合，その建設費の上限値は１０００ドル／ＫＷｅ程度であろうと予想しており，この価格以下でどのように高効率の太陽熱発電システムを建設するかが研究開発の焦点となっている。

現在長時間の蓄熱，熱交換システムはコスト高になるため考慮されていない。これは，総建設費に占めるコレクターの建設コストが６０～７５％であると評価されており，短時間の蓄熱（１０分間～４時間）のコストが８０ドル／ＫＷｅに抑えうるが1週間の運転に必要な蓄熱のコストは約８００ドル／ＫＷｅになると試算していることによる。図1.2はシンマムコストの特性を示す解析結果の例である。

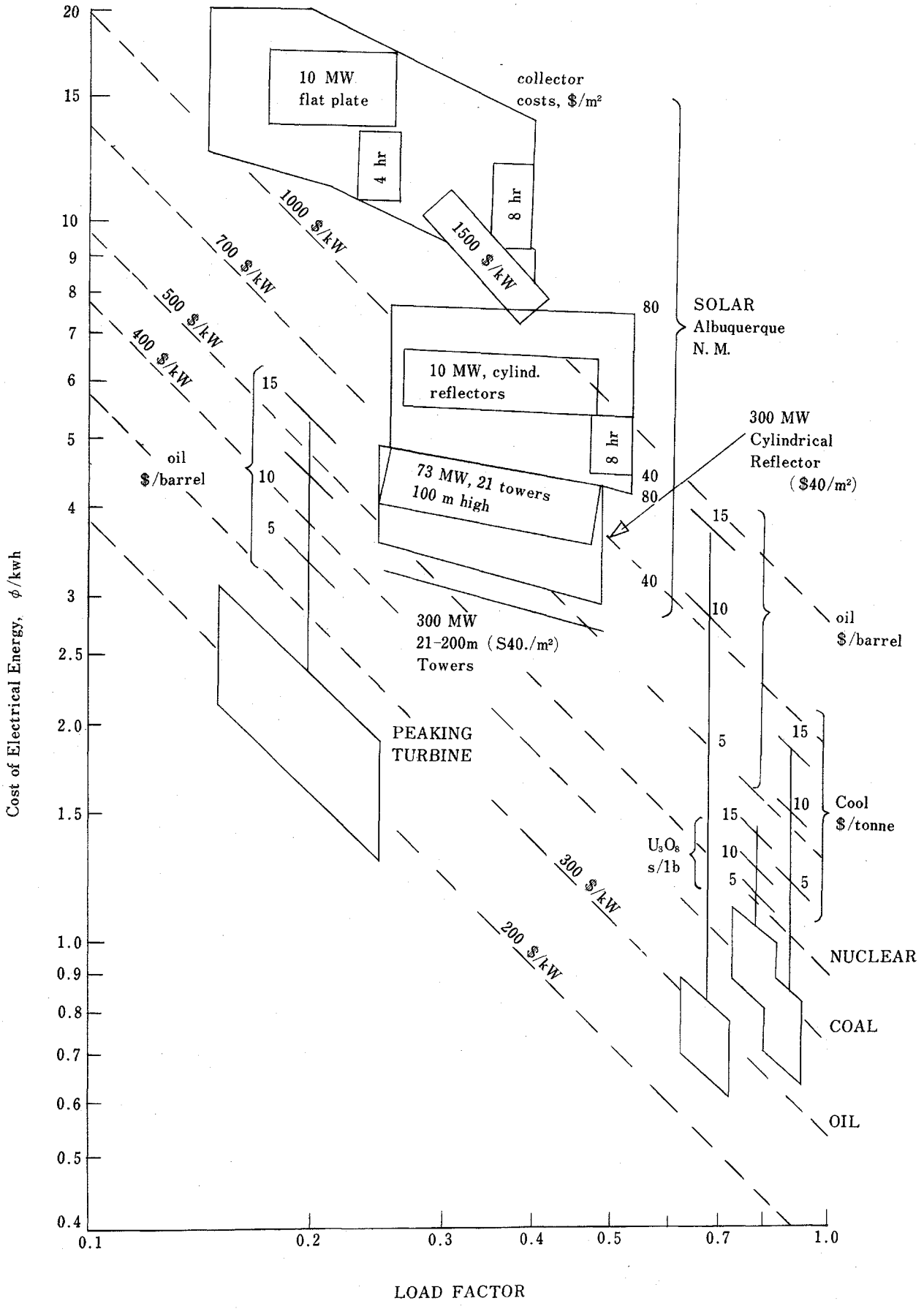


図1．2　Comparison of Electrical Energy Costs
Station costing rates include 30% (A+E and Interest During Const.) Annual cost of money = 0.16 based on

(2) The University of Minnesotaの状況

ミネソタ大学はHoney-Well Sgstem and Research Center, Dynathern Corporation, Babeock and Wilcox Company と曲面集熱型太陽熱発電システムの研究開発を行っている。

この研究開発計画は，大規模な太陽熱発電システムのKey Technology に関する研究開発プログラムの一環として始められたものである。そのプログラムは

① システム・コンポーネントの研究開発

② 各システム・コンポーネントの熱伝達システムの研究開発

③ システム・パフォーマンスとトレードオフの解析

④ 太陽熱発電システムの設計試作とモデルシステムによるデモストレーション・テスト

から成り立っている。

特にこの研究開発の特長は，1) 高温度の動作に耐えうるSelectiue Surfaceの開発と，コレクター内の吸収体パイプの設計試作，実験的研究，2) 吸収体パイプにヒートパイプを適用した集熱部と熱輸送の特性の評価にある。

当面の研究内容は，次の様である。

① 反射鏡の解析

反射鏡面の設計試作，自動追尾装置の検討，隣接コレクターの遮へいの解析，最適集光比の検討，反射鏡面の最適幾何学的寸法などを検討する。

② コレクター鏡面ならびに吸収体の選択吸収面の研究開発

吸収体用選択吸収面については，Coating の特性の評価と耐久性に関する研究を行う。

また鏡面材料の反射率の評価と耐久性の研究を行う。

③ ヒートパイプの研究開発

ヒートパイプの動作特性の理論的解析並びに実験的研究を行う。

④ 熱伝達パイプの研究開発

熱伝達パイプについては，太陽熱発電システムのシステム的研究を行うことにより，定常運転の場合と日射がなくなった場合の熱損失及び圧力低下についてその特性を明らかにする。

⑤ 蓄熱・熱交換システムの研究

蓄熱媒体については，相変化を利用した蓄熱媒体の研究を行うとともに，この媒体を用いた場合の容器壁の腐蝕をAuger electron spectroscopy を用いて実験的研究を行う。

これらの研究計画にもとずいて現状研究を遂行しているが，各研究項目の研究状況は次の様である。

① 反射鏡の解析

先ずシリンドリカルパラボラ型の反射鏡を一軸追尾方式で動作させることを想定し，モンテカルロ法によってシュミレーションプログラムを作成した。さらに最適設計を決定するためモデルシステムを試作し，ⓐ追尾軸の方位，ⓑ隣接コレクターの相対位置関係，ⓒ集光比，ⓓ反射鏡のRim Angleを4つの変数に選びパラメトリック研究を行った。その結果は次の通りである。

i) 最適なスペースを決定するため，年間を通じて午前8時から午後4時まで遮へいがない様に変数を選ぶと，この時間帯域でコレクターの各方位を決定することができる。回転角／追尾軸がE－Wに選べば，この限界値が最小になり，コレクターの間のスペースは1コレクターの幅と同様になることがわかった。また集光比は20程度が良好で，最適な選択吸収面が開発されれば35～50にすることが出来る。さらに最適なRim Angleは

９０°～１３０°の範囲にある。

ii) コレクター鏡面材料ならびに吸収体の選択吸収面の研究開発

コレクター鏡面材料を各種選択し，天候条件に対する劣化試験をArizona, Florida, Mcinesotaで行った。その結果かなり特性にばらつきが見られたが，アクリル又はラフロンの上にAl, AgをCoating したものはArizona で一年間ほとんど劣化が認められなかった。

一方選択吸収面について，Augerelectron Spectroscopy を使用して詳細な研究を続けている。Coataig は３層からなりMo-Al_2O_3-SiOxで構成され，多層膜が互にはっきりした層に区別出来ればSelective Coataigとして機能を保持していることが解った。このとき固体拡散が層間又は基板との間に起ればCoataig の性能が急激に低下する。

真空中で４００℃に加熱したSelective Coatig の内部拡散は比較的小さく，３００℃ならば特性が良好である。また６００℃以上で使用する場合は，深刻な程拡散問題が生じ，ステンレスのFe, Cr, Niのうち Cr が最も拡散しやすいことがわかった。またAl_2O_3 ，SiOxの薄膜もMo，ステンレスの構成物質に対して拡散バリヤーとはならないことがわかった。

iii) ヒートパイプの研究開発

研究の重点は，ヒートパイプの材料と作動流体の選定にあったが，作動流体として水を用いると選択幅が狭く，３４７ステンレース鋼が良いことがわかった。

iv) 熱伝達パイプの研究開発

各種のパイプ配列による熱損失とポンピングエネルギーの関係を日照時及び夜間について解析した。その結果，ヒートループの絶縁に用いられる材料の熱伝導率が極めて重要であることがわかった。すなわち伝導率が空気のそれ程度であれば，日がかげったときのシステムの一時的な現象の対処が容易である。また多時間日がかげったとき，ループ内の流体の流れはShut downし，ループが冷えてしまう。このとき良好な絶縁材料（空気の熱伝導率の１／２）を使用すれば１６時間程度の冷却期間があっても，ループは動作は可能であった。

v) 蓄熱媒体の研究開発

蓄熱媒体として⒜固相一液相変化，⒝液体の温度上昇一下降の二方法が考えられる。⒜の方法は，容器及びパイプラインにとって極めて腐食性が高くなる。ＳＳ３０４の腐食特性を３５０℃のNacl-$NaNO_3$ 及びKF－NaF－KNO_3の共融塩でしらべたところ，結果はステンレス鋼の最外層のミクロン厚層に組成変化が生じた。

(3) The Unuiersity of Houston の状況

Houston 大学はMcDonnell Donglas Astronautics Corporation と共同研究でタワー方式の太陽熱発電システムの研究開発を行っている。

この研究開発計画は，タワー集熱型太陽熱発電システムの解析にあり，その特徴は

① 中央で太陽エネルギーを集熱するPoint Focus Central Collector, suigle reflection のタワー方式であること。

② 集光比を大きくし，高温度を得るシステムであること。

③ それぞれ独立に動く平面鏡群で太陽を追尾する方式であること。

④ 経済的なエネルギーを得るため，少なくとも0.5ＧＷｅ程度の規模が必要であることなどであり，システムはIinear Systemとせず光学的に光を平面鏡で中央のタワーに集光し，熱損失，hot rotary joint等の問題を最小限に抑制していることにある。

各々の研究分担は

Houston 大学

① Mirror field(平面鏡群)の幾何学的配置と太陽エネルギー関係の解析

② Receiver(集熱部)へのSolar Flux (放射束)の分布の解析

③ Towerの設計

McDonnell Donglas Astronautics

① ヘリオスタットとReceiverに関する設計

② システム解析

③ システムの製作

となっており，Houston大学ではMirror fieldの幾何学的配置とReceiverへのSolar Fluxの分布(Receiverの温度分布)の解析を分担している。すなわち太陽の運行をシミュレーションし，Mirrorの最適配置と太陽ーMirror(ヘリオスタット)ー中央Recevierの追尾運動を太陽光線のShadingの関係，さらにRecevierの太陽光線による温度分布を解析している。

それらの結果は次の様である。

1) 平面鏡群

独立に可動する2軸回転の平面鏡多数によって構成される平面鏡群は，太陽エネルギーをTowerの頂上にあるSingle Collectorに太陽の運行に追随して導く，Mirror(3m×10m)は追尾装置によりコントロールされ，自動的に油圧で2軸的に動作する。Recevierの高さをMirror fieldの半径以上にとり，Mirror の占める面積が全体面積の1／2程度にうまく配置すれば，隣接するMirrorによって光がShadeされるために失うenergy を最小にすることができる。

2) 平面鏡材料

① Silvered float process plate glass

② front surfaced Al

③ 薄い保護コーテングしたPlastic Sheetなどが考慮されるが，Alの場合はその純度と表面研磨の状態によって85%以上の反射率が得られることがわかった。光学的な観点からmirrorのflatnert が問題となるが，16′未満におさえる必要がある。

3) Receiver

Receiverの設計で主要な問題点は，Receiver表面の高出力密度(1～2MW/m^2)にある。600℃以下の場合，表面を保護しなくても良く，大気中への伝導による熱損失はそれほど多くはない。600℃以上では，表面を保護するためと熱伝導及び対流による損失を少なくするため，真空ジャケットが必要であり，光線を透過する窓が必要となる。

4) コスト試算

熱出が段階での大ざっぱなコスト試算によれば天然ガス，輸入LNGを使用した現在のプラントと太陽熱発電はコスト的に競合しうると考えている。

タワーの高さが450m，出力0.5GWt(200MWe)mirror field 2.6 km^2(Mirror の地上面積占有率45%)のとき，Mirror の単価$20／$m^2$，Receiver，熱交換器，ヘリオスタット全体の建設費は3340万ドル，その他の費用(土地代は無視できるとして含めず，20年減価償却，金利税率6%，維持費，諸費を含める)は540万ドルとなる。従って発電コストはdo，24／kW・hr となる。一方現用の発電トータルコストはdo，31／kWhr，天然ガスによる方法ではdo，114／kWhrに評価される。

5) The University of Arizona の計画

The University of Arizona では太陽放射エネルギー用選択吸収膜の研究を行っている。その研究開発の目標は，

① 高い選択性（a／ε）を有する選択吸収面の研究

② この選択吸収面を利用した場合のシステムデザインオペレーション及び経済性に及ぼす影響の研究

を行うことであり，選択吸収面としては㋐干渉薄膜コーテング，㋑CVDシリコンコーテングの2つのタイプの研究が行われている。

1.1.3 研究開発課題と今後の展望

米国における太陽熱発電システムの研究開発は，太陽熱冷暖房システムの研究開発にくらべ多少遅れており，ようやくPhase 0の段階にある。

当面の研究開発は，太陽熱発電システムの低コストデザインの技術的可能性を明らかにすることと，Proof of Concept 実験を実施するための場所の選定を行うこと。

また 1) 集熱サブシステム

2) 熱伝津サブシステム

3) 熱蓄積，ランキングエネルギー変換サイクル

などに関するProof of Concept実験を完結することにある。このプログラムについてその研究開発課題は次の通りである。

1) mission／System研究の方法論

2) mission／System要素とインターフエース

3) システムアナリシスと最適化についての比較研究

4) 各種コレクターサブシステムに関する設計・製作及びテスト

5) 各種ヘリオスタットサブシステムに関する設計・製作及びテスト

6) 各種のセントラールレシーバーに関する設計・製作及びテスト

7) 反射鏡及びコレクターの材料及びコンポーネントの研究

8) 熱伝達サブシステム，ヒートパイプ及び絶縁物の研究

9) 低温ランキング・サブ・システムの設計・製作及びテスト

10) 日照計器と計測

11) 詳細なプログラムプランの開発

12) 環境問題及び社会問題のアセスメント

これらの研究の結果（フエーズ0），太陽熱発電方式が将来他の発電方式と十分競争できるとの見通しが明らかになれば，パイロットプラント，続いてフールスケールのデモンストレーションプラントの建設を計画している。この計画では1990年までに商業化の目途をつけたいとしている。

太陽熱発電方式が商業化されるとすれば，2000年以後新規発電所の10％を太陽熱発電が分担することになろうと予想している。

1.2 欧　州　諸　国

1.2.1　調査対象とした各国研究機関名（太陽グループ）

西ドイツ　　連邦科学技術省研究開発局，フィリップス社　アーヘン研究所

イギリス　　太陽エネルギー協会　イギリス支部

イタリー　　ゼノバ大学　太陽研究所

フランス　マルセイユ大学　太陽研究室，ソフレテス社，宇宙開発公団，研究開発公社　オデイヨ太陽物理研究所

1.2.2　各国に於ける政策及び現状

(1)　西ドイツ

年間エネルギー消費は石炭換算で約3.2億トンに達し，その供給依存率は石油５５％，石炭３２％，天然ガス９％，その他４％となっている。この様な高度の石油依存のため，新エネルギー供給の必要性から４９年２月にエネルギー研究プログラムを作り実施中である。

このプログラムでは，①石炭のガス化，液化技術の開発・実用化，②未利用エネルギー源の原子力エネルギー補助に対する可能性及び多種エネルギー供給の長期確保，③エネルギーの変換・輸送・貯蔵及び合理的なエネルギー利用方法，を主眼に計画されている。

そのうちエネルギーの変換に対する具体的な問題として，トータル・エネルギーシステムの研究・ＫＷ級の燃料電池の開発，ヨーロッパに於ける太陽，風力・地熱エネルギーの利用に関する可能性についてのデーターの集収がある。

この太陽エネルギーについては，住宅暖房をあげており，実際の研究は主にフィリップス社アーヘン研究所へ依頼している。また予算面では当面３年間の計画で費用の半分を政府負担として依頼している。

以上の如く太陽エネルギーについて特に重要なものはなく，恐らく大学，研究所などから申出があった場合のみ，限定された範囲で援助している模様である。またＩＳＰＲＡに相当の寄りかかりがあるものと見られる。

(2)　イギリス

年間（１９７３年）エネルギー需要は石炭換算で約３億トンであり，その供給依存率は石油４８％，石炭３８％，天然ガス１０％，原子力３％，水力１％となっている。

この中で特に今後期待されているのは北海道の天然ガスで将来の都市ガスは１００％これに置換えると予想している。更に１９８０年頃にはエネルギー需要の増加が石炭換算で約 5,０００万トンと予想されているがその殆んどを天然ガスで賄うことを考えている。

また石油・石炭の需要は 29,０００万トン（石炭換算）増加すると推定されこれを石炭及び北海油田で賄うとしている。

以上の如く今後のエネルギー資源は天然ガス，石炭が主体となるが特に石炭の技術的研究は石炭のガス化，液化を行なうべきと云う計画方針が打出されている。

一方太陽エネルギーについては，イギリスの気候条件が悪いのであまり重きは置かれていない。わずかに住宅暖房についての試みは数個所で行なわれたが未だ目途がたっていない。しかし，４９年は太陽エネルギーに関する利用についての調査・検討を纏めて５０年度に政府へ提出することで推進されており，その調査費用は全て担当者負担となっている。

その検討グループは次の５つに分かれて作業している。

建築，工業応用，太陽光発電，光化学，生物

この中の工業応用に低温プロセス，太陽熱発電，熱電子発電が含まれている。これら基礎データに於いては全体で同じ気象データ，経済指数を用いる様にしている。この他に家庭用暖房，温水プール，などに対する関心も産業界に広がりつゝあるが，特に住宅暖房は家庭用エネルギーの２５％程度に達している為，これに更にエネルギー利用の合理化，

節約の面からの検討も行なわれている。

(3) イタリー

現在エネルギー長期計画を策定中であり，来春には結論を出そうとしている。その基本的な考え方は次の様である。

① エネルギー節約の促進

② ガス，石油生産の新規可能性もあるが，原子力の増強を促進する。

③ 太陽エネルギー，地熱エネルギーの開発また新エネルギーに関する技術開発の計画は国としてはないが，ECの共通プロジェクトに依存している。関心のある項目として地熱，太陽，生物の光合成などがある。これらの中で特に太陽エネルギーに関しては，太陽熱発電をゼノア大学，太陽電池をナポリ大学，海水淡水化をバリ大学がそれぞれ研究及び開発を進めている。

(4) フランス

従来１９６０年頃は国内炭中心のエネルギーであったのがこゝ１０年間位に石油の需要伸がが３倍に急増し，石油比率は５５％に上昇した。この為に自給率が１９７２年に２８％に落ち込み，今後は原子力に最重点が置かれ，これに次いで太陽エネルギー，地熱エネルギーが新エネルギーとして力をそそいでいる。しかしこのエネルギー問題に対しての国家的な組織は未だ確立されておらず，４９年春にDGRSTとDGEが共同でエネルギー政策に関する委員会を組織し，今後１０年間に取組むべき重要研究項目とウエイト付けを行なうことゝなっており，その報告書が４９年来に発表されるとの事であった。この中では①原子力，②太陽，③地熱，④水素の様に感じられたが今後は国家的見地で意欲的な研究開発が行なわれると予想される。

現在は各分野で個別に研究が進められており，太陽エネルギー関係ではCNRS，CNES，マルセイユ大学，フィリップス社パリ研究所，SOFRETES社及びフランス原子力委員会などが特に意欲的な研究推進を行なっている。

（注記） DGRST ： DELEGATION GENERALE DE RECHERCHE SCIENTIFIQUE ET TECHNIQUE

DGE ： DELEGATION GENERALE DE ENERGIE

CNRS ： CENTRE NATIONALE DE RECHERCHE SCIENTIFIQUE

CNES ： CENTRE NATIONALE D ETUDE SPATIELLE

1.2.3 各研究機関の研究内容

(1) フィリップス社アーヘン研究所（西ドイツ）

A 一般

フィリップス社は本社がオランダで全体を１３の事業本部に分けているがその事業部が研究所を費用の面から援助している。

研究所はオランダのEindhocenを軸にHamburg, Aachen, Paris London, New york, Brusselなどに分散されている。

全研究所で 4,５００人位の人員がおり，このうちAachen 研究所は約３５０人でその中に占める大学卒は７０人位になっている。

Aachen 研究所に於けるEnergy Groupは第２部に属し部長のDr. H. Hörster を中心に約２年前から研究を開始した。現在約１５人のメンバーで行なっておりこの中にDr が６人で，イラン，オーストラリア，カナダなどから参加している人が４人含まれ，更に太陽エネルギーの住宅への応用をテーマにRWE（ドイツで最大の電力会社）からの３人が参加している。

B　太陽エネルギーに関する研究の基本態度

西ドイツでは太陽エネルギーを在来の化石燃料や原子力に代替えする新らしいエネルギーとするよりも，在来エネルギー利用の損失を減少させるためのエネルギー節約の手段と見る方が強い。即ち総エネルギー使用量の４０～４５％を損失していると云う。これは低温域の利用効率を高めることが一番効果的となることから住宅暖房への利用を合理化することが最も重要であると云うことで次のテーマを決めた。その費用は半分がドイツ政府から出ており，研究テーマもドイツ政府との話合によって決められその期間は３年を計画している。

i）個人住宅に於ける太陽エネルギー利用システムの研究

ii）太陽光選択吸収ガラスの開発

iii）弗素化合物を中心とした蓄熱材の研究

なお，西ドイツでは冷房に関しては全然考えられていない。

C　省エネルギー型の個人住宅の開発

個人住宅の研究に関してはＲＷＥと提携中であり，特に現在実験中のものは次の様なものである。

住宅項目

床面積	１１６m^2
窓面積	２３.５m^2
居住人員	４人家族

省エネルギーの対策結果

	従来型	一次改良	二次改良
壁面断熱	なし	６cm断熱材	２０cm 断熱材
窓ガラス	一重	二重	二重＋In_2O_3膜
換気	自然	自然	熱回収付き強制
暖房負荷 kWH/Y	４９,６００	２５,３００	８,３００
油消費量 ℓ/Y	６,４５０	３,３００	１,１００

目下二次改良型住宅を建て，これに２０m^2の高性能太陽熱コレクターを南向き屋根の上に４５°傾斜させて取付け，暖房，給湯の実験も行なう事で建設計画中である。

また熱回収は換気のみでなく家庭内排水・排熱の熱を回収利用することを考え，更に９０～９５℃の年間蓄熱を考える必要があるとの考え方で取組んでいる。

D　太陽光選択吸収ガラスの研究

個人住宅用に使うガラスの開発で，その目標は太陽光を出来るだけ多く吸収し，しかも一旦吸収したエネルギーを出来るだけ逃さない様にするためのガラスを開発するもので，その考え方は通常の二重ガラス（図１・３）に於て室内からの熱放射を中間の空気又はガスを使って減らす事を考え，ガラス内面に選択吸収する膜をつけてその効果を追求している。

現在研究中の膜はIn_2O_3－Ｓｎ又はＳｎＯ をガラス面にCoatingしたもので概略下記の結果が出ている。

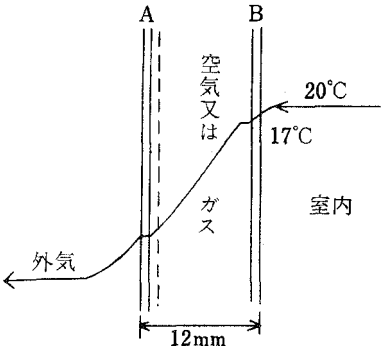


図１・３　二重ガラス概念図

熱伝達率(K)の値

在来の１枚ガラスの場合　　K＝5.0　Kcal／m^2／h／℃

在来の２重ガラスの場合　　K＝2.8　Kcal／m^2／h／℃

In_2O_3膜で２重ガラスの場合（空気）　K＝1.7　Kcal／m^2／h／℃

〃　　〃　（ガス）　K＝1.0程度まで可能である。

E　高温蓄熱機及び蓄熱材装置の研究

フィリップス社では既に３０年位前からHeat gas によるClossed gas CyCle の研究を始め，それに関する種々調査，基礎実験を続けており，数年前に小型モデルでのdemonstrationが出来るところまで来た。

現在はこのEngine を大型化・実用化するための研究を行なっている。この研究過程に於ける高温材料の基礎研究中，単体物質の溶融点に於ける重量当りの伝熱性及び容積当りの熱量を比較曲線に画いたとき，熱容量と相の変化による融解現象の点から見て熱エネルギー蓄積のために数種類の共融物質を混合した合成物質を作ることに気付いた。これは低融点材と高融点材の合成により溶融範囲の広い物質を作り，しかもその物質は熱容量が出来るだけ大きいものであると云う条件に適したものが合成により製造出来ることに着目したもので，NaF, CaF_2, MgF_2, LiFの様に弗素系物質を混合するもので次表の試験混合で目下実験中である。

Ne	試験混合割合（mol%）	溶解温度(℃)
1	58KF／35NaF／7MgF_2	685
2	52LiF／35NaF／13CaF_2	615
4	65NaF／28CaF_2／12MgF_2	745
10	67LiF／33MgF_2	746
12	75NaF／25MgF_2	832
13	62.5NaF／22.5MgF_2／15KF	809
14	46LiF／44NaF／10MgF_2	632
15	60LiF／44NaF	652
16	12NaF／40KF／44LiF／4MgF_2	449

また，これら蓄熱材を収納し，その機能を発揮出来る様な蓄熱装置についても研究を進めている。その試験容器の概略を図1.4に示す。この実験容器は外筒が約２５０㎜φ×８００㎜h程度加熱，冷却のCyCle試験も連続して出来る様になっている。

ここではH2 の圧力を調節することで，蓄熱材の熱伝導性を調整することができる。

次に容器腐蝕に対する対策として下記の様な処置を実施している。即ち弗素はＳＵＳ材に対し直接の腐蝕性はないが，H_2O, O_2 と結合すると腐蝕性を生じる。従ってその程度，処理について実験的に検討した結果，化学的処理として蓄熱物質に少量のアルミニウムを混入し，更に容器内部空間には空気を入れることにより加熱されて発生する水蒸気がアルミニウムと結合し，水分を吸収して安定したアルミ化合物になることを確認した。この場合に加熱温度に対し空気量を徐々に減らすとＳＵＳに対しての腐蝕性の問題が解消される（図１・５）。

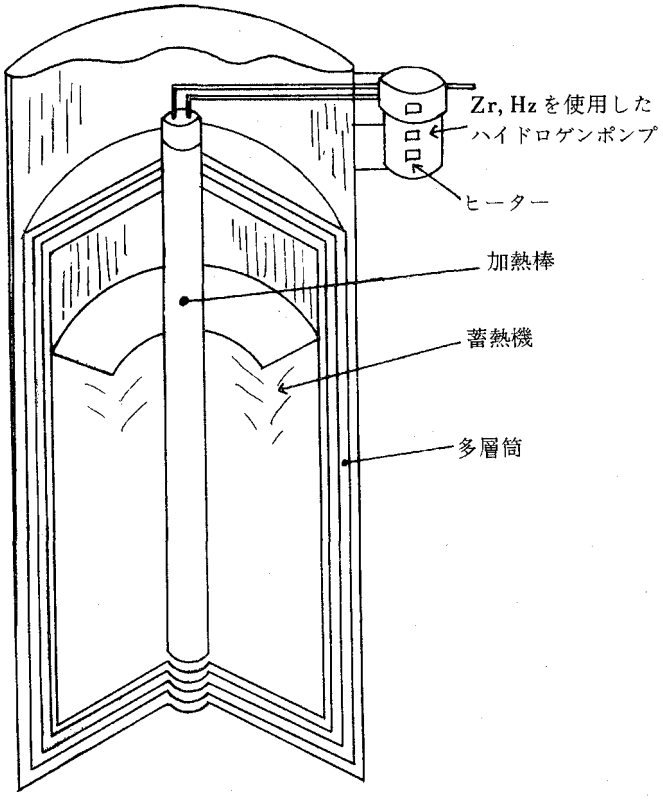


図１・４　　蓄熱試験容器概略図

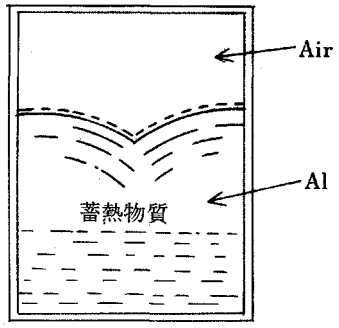


図１・５　容器腐蝕に対する対策

F　ヒート・エンジン実験機

前記蓄熱装置の実験用モデルとエンジンモデルを組合せた実験装置を運転し，小型発電機によるトランジスターラジオの作動を見せてくれた。

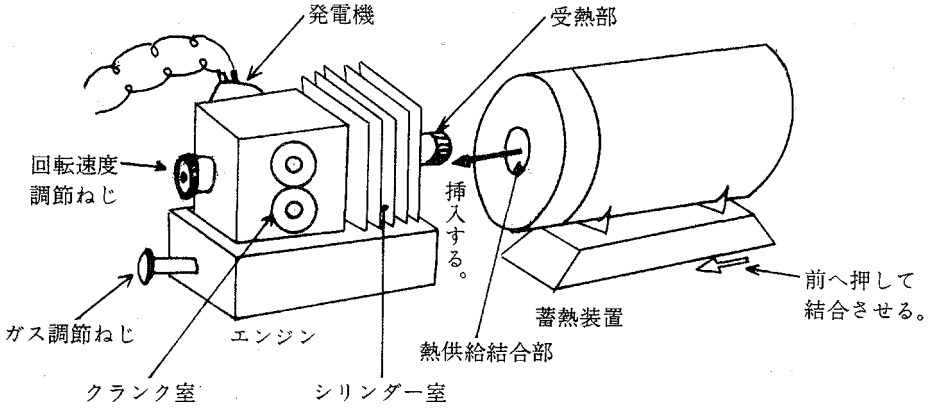


図１・６　　ヒートエンジン実験機

エンジンの原理は，シリンダー内のガス（熱膨張の大きいもの）を加熱膨張してピストンを押し，このピストンに直結したロッドをフライホイールにクランクアームで連結して回転に変えている。また，ガスの切換はピストン下部の切換用ボス（ピストン式切換弁）によってシリンダーブロック内のガス溜へ通じており，連続運転出来る様になっている。

モデルの出力は，はっきりしていない。（図1.6）

(2) ゼノバ大学太陽研究所

A 一 般

現在の指導はProf.G.Franciaが行なっている。この研究所はProf.Capocaccioが１９５２年に初めて手をかけたのがきっかけで未だに継続しており彼は７２才の年令でＣＯＭＰＬＥＳ（Cooperation Miditevancenne Povr LEnergie Solaire)の会長をしている。また Mr.Floris はＡＳＧＥＮ（イタリー産業振興公社）の研究所から勉強に来て，プラントの計画を手伝っている。その他に数名の研究員で構成し，ＣＮＲ（Consiglio Nazionale delle Richerche，）からの資金援助を受けて研究を続けている。

将来ＣＮＲからの資金が出れば1.０００ＫＷｅパイロットプラントの建設を３～４年後に行う事を目標に設計に着手しているとの事である。またＡＳＧＥＮが主体で住宅暖房・空調への利用についても研究中である。その他石油危機の問題が生じた為に政府及び産業界は次の分野に関心が向いている。

(イ) 住宅の暖房及び空調

(ロ) 太陽温室

(ハ) 海水の淡水化

(ニ) 温水プール

B 太陽熱利用ボイラの実験

実験用の蒸気発生装置と云う事でフランス・マルセイユ大学の協力を得て１号機を計画し設置はマルセイユ大学に置いた。これは管式ボイラーで反射鏡も長方形の大型で組上げ，実施したが結果は失敗だった。

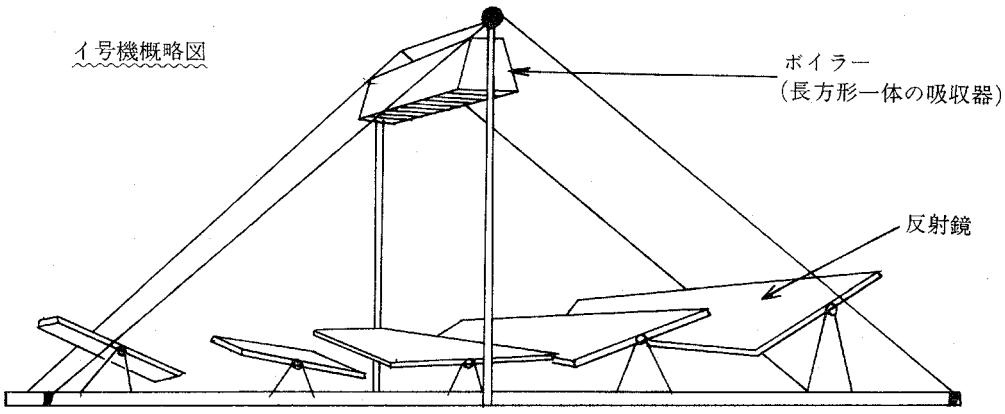


図1.7 太陽熱利用ボイラー

（ボイラー構造を色々と改良して行ったが好ましい結果（温度上昇）が得られなかった。）

２号機は形式を３号機と同じ考えで作ったが容量が小さく（５２m^2）色々改良を行ったが思う様なデーターが得られなかった。

そこで３号機の建設に着手した。場所はゼノバ市旧市内から約１２Ｋｍ東の海岸に面した山手にある。農業学校の一部を借りて実験を行なった。その概略は下記の通り

集光総面積（有効面積） ２００m^2

反射鏡 ・ 約９００㎜Øの裏面鏡を使用し合計２７１枚を使っている。

・ 太陽追尾は手働１作動で全反射鏡を駆動出来る機構となっている。

蒸気発生器（熱吸収器） ・ チューブ貫流式で３室に分割されている。（図1.8）

- このボイラーでボイラー効率は７３％としている。
- 内部パイプは全部ＳＵＳ材で６φ～１５φ程度を使用している。

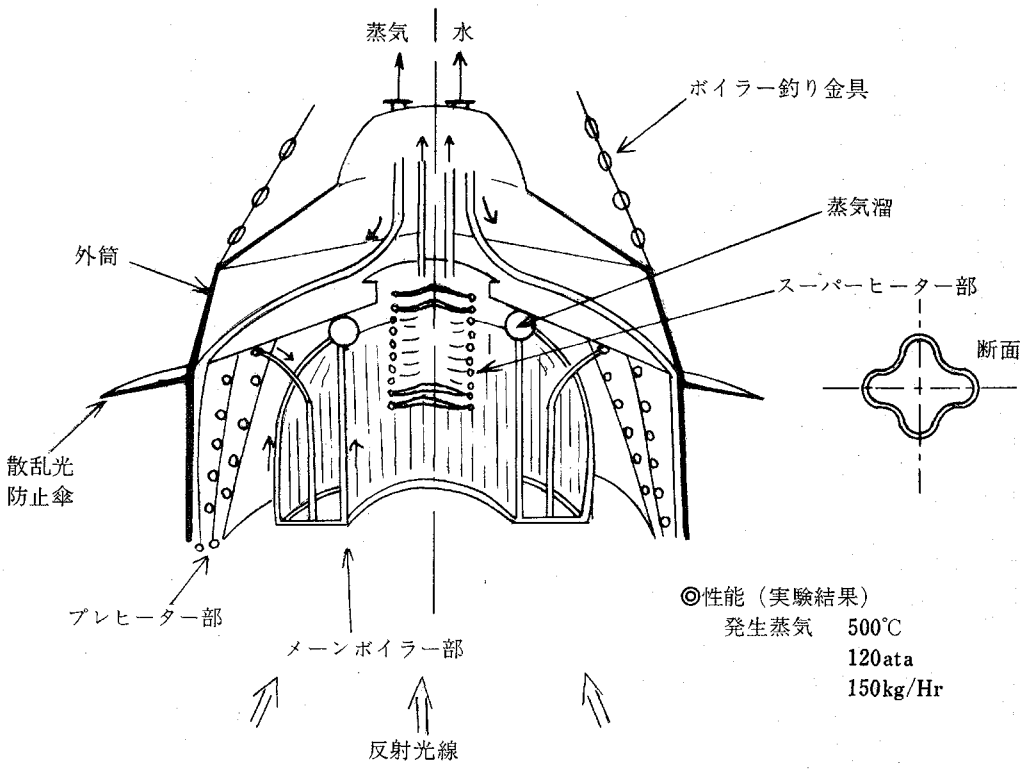


図１・８　　蒸気発生器（熱吸収器）構造断面図

実験付属装置
- 蒸気溜，冷却槽，給水槽
- 温度計，流量計，その他光学計測機器
- 高圧水ポンプ，低圧水ポンプ
- タワー駆動（持ち上げ用）油圧ポンプ，油タンク

以上の如く３号機までの実験結果から今後の研究課題を纏めると

① 蒸気温度の制御方法の研究

② 蓄熱装置の開発

注）：高温用蓄熱材料については開発出来ているが発表出来ないと云う。

③ 鏡の塩分に対する汚損防止及び強風に対する対策。という事を提示しているが，途中のデータについての発表は殆んどなされていない（図1.９）。

(3) マルセイユ大学太陽物理研究室

Ａ　一　般

旧マルセイユ大学は３ツに分かれそのうちの第１大学をプロバンス大学と呼んでいるとの事で，太陽学科は１９６２年にＤｒ．Ｐｅｒｒｏｔが創設したもので，彼が退官後も現在のメンバー約６名が中心となって引続き研究している。

ゼノバ大学とはＤｒ．Ｐｅｒｒｏｔの時代に熱発電に関する共同研究を行うこととして，１号機の設置，実験を担当したが思う様な結果が得られなかった。その後ＣＯＭＰＬＥＳ（前ゼノバ大学の項に記す。）の関係でゼノバ大学のＤｒ．Ｆｒａｎｃｉａ とは密接なつながりを持っている。

現在は中温域の集熱部関係を主体に研究中で，高温に対しては中断しているが，人材が居れば何時でも手を付けたい

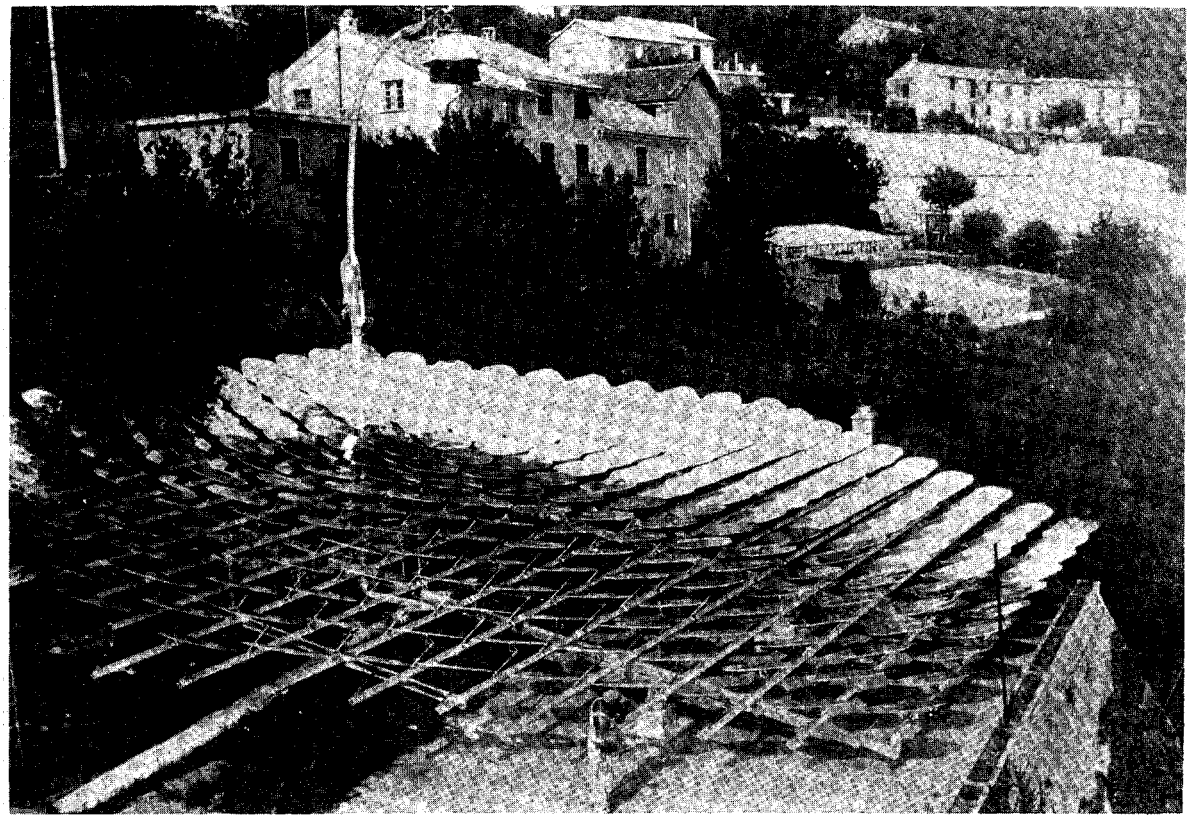


図1・9　3号機全体外観

と望んでいる。なお，これらの研究費はＣＮＲＳ（前述国別概要で記す）から１／２，残りは学校割当その他で行なっている。

B　研究概要

現在は中温域（８０～２５０℃）のコレクター関係を主体に行なっているがその他に蓄熱関係も別グループを組んで研究中

コレクター関係では特に固定式のもので表面にハニカム構造を組込み，選択吸収面を造って熱吸収面での対流防止及び放射損失の減少をねらっている。

① ハニカム構造は，Dr.P.Gallet を中心に研究中で孔径と高さの比率及び材質に関する種々実験を続けている。

② 選択吸収面はDr.Papini を中心に研究中で，Aℓ板の母材にPbS と $Aℓ_2O_3$の薄膜を二重に蒸着して実験する事を考えている。

この構造では３μ以下の短波長域を９０％以上吸収出来ると理論付けている。

(4)　ＳＯＦＲＥＴＥＳ社　（フランス）

（Société Francaise dÉtudes Thermiques et dÉnergie Solaire.）

A　一　般

本社工場はパリから約２００Km南にありソーラーポンプの製造販売を行なっている。このソーラーポンプは「熱帯地方で表面水のない地区に於いて，地下水汲み上げのために使用するポンプシステム」を総称した云い方をしており，この吸上げポンプを駆動する為の高圧水を発生させるのに電力，燃料などによらず，太陽エネルギーを利用する方式の

ものである。

このアイデアはアフリカのダーカー大学Prof.Masson が出したものである。この会社はポンプメーカーと国立研究局及び投資公社が協力して１９７３年１０月に設立したもので，その売上げも４９年１年間で１KW型４０台の実績を有している。本機の価格は６００万円／set（１KW型）と云いこれには機械装置のみで据付費用は含まれていない。また造水コストに換算すると0.０３ドル／m^3程度となり，従来のディーゼルエンジン駆動方式に比較し0.０１～0.００５ドル／m^3位高くつくが燃料費，保守消耗品などの点から見れば充分採算に合うとしている。目下大型化について研究開発を進めている。（図1.１０）

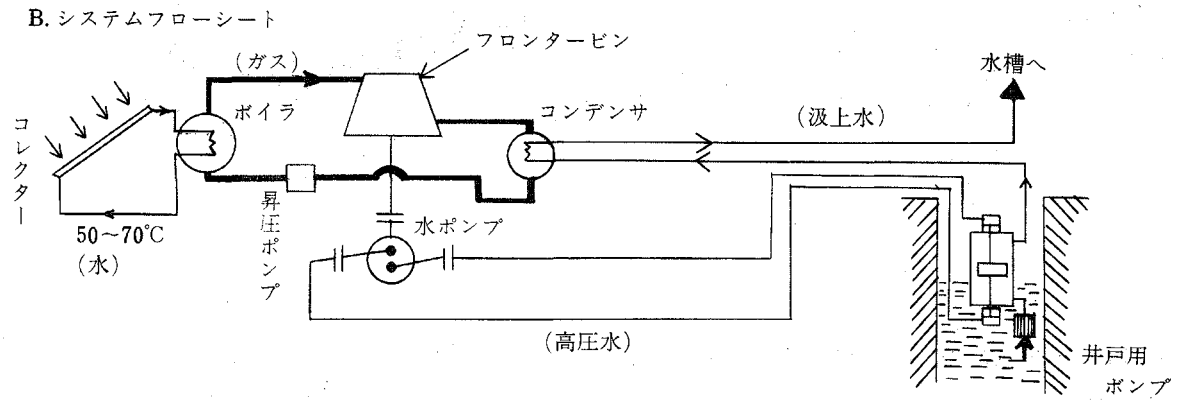


図１・１０　システムフロートシート

(5) フランス国立太陽物理研究所（オデイヨ研究所）　（フランス）

A　一　般

本研究所はフランスCNRS，CNESを通じフランス政府の予算で運営されており，特に科学省，文部省からも研究費が出されている。比処は高温利用分野と低温利用分野に分れ再に太陽エネルギーに関するもの及び高温材料基礎研究では1.０００KWの大型太陽炉を中心としての実験結果報告が出されており，その内容も世界的に権威あるとして有名である。

太陽炉に関してはDr.Trombe が中心であり，高融点材料の研究に関してはDr.Foex が中心となって理論，解析，実験を行っている。この他に冷凍，住宅暖房グループもある。研究所全体の概略配置を図1.１１に示す。

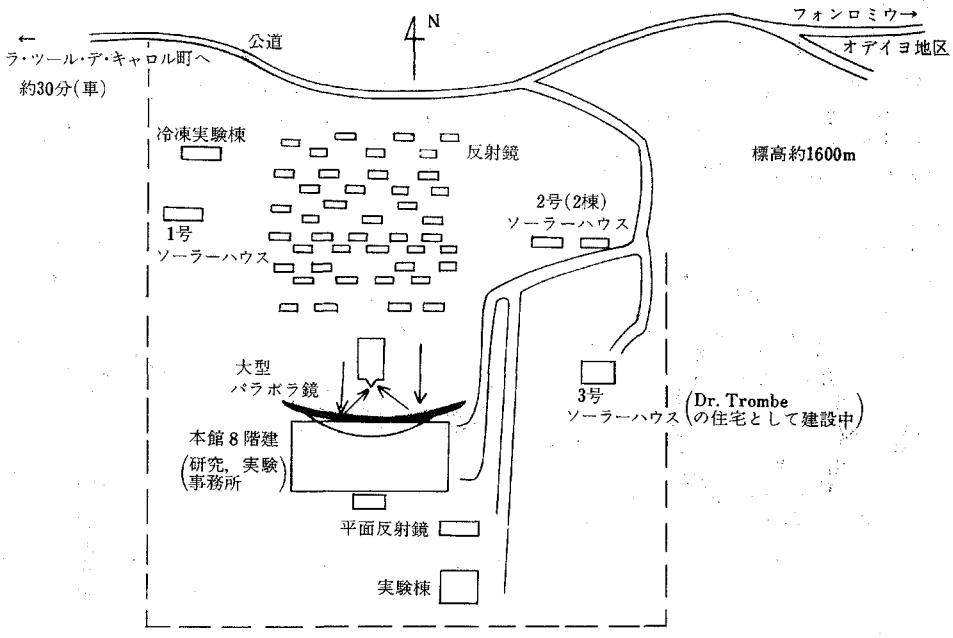


図1.１１　研究所概略配置図

ここでは高温材料関係のみについてその概略を記す。

Odeillo 研究所は総員約1.０００名で研究担当，実験担当，機器整備担当に分かれてテーマに取組んでいる。

なお，このOdeillo に設立した理由は，フランス国内で最も空気がきれいで太陽光線が強く，しかも照射量が年間で一番多い上に周囲環境も地形も条件に合っていると云う事で選定されている。

B　実験室見学

高融点材料研究室関係のみ概略を下記する。

２方向から照射しており，本体は回転しながら排出口より小量づゝ試料が流れ出る様になっている。

（図1.１２①②③④）

（サンプル）　ジリュニウム

シリカ

アルミナ　etc

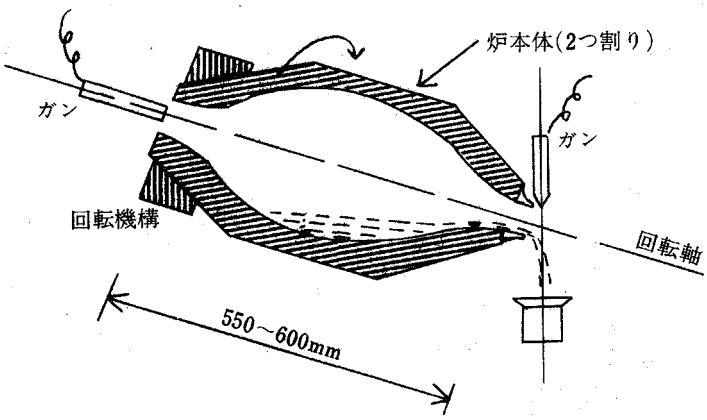


図1.１２　①ロータリー式プラズマジェット炉

雰囲気ガス中で或る程度圧力をかけた状態での溶解試験が出来る様になっている。

発生温度　　約2.０００℃

ジェット効率　　９０％以上

（サンプル）　ジリコニウム

モリブデン

チタニウム　etc

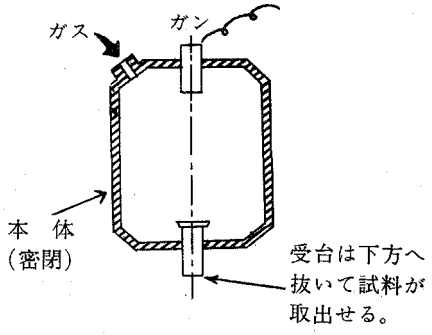


図1.１２　②　竪型　プラズマジェット炉

ⅱ）密閉型

開放型と同じ構造のものを外筒で包み，外部水冷を行なっている。目的は高圧ガス最大２００ａｔａの雰囲気中で溶解出来る様にし，再に試料自体も出来る。　発生温度2.０００～3.０００℃温度計測はアーク炎により行う。

$\left.\begin{matrix}2kw\times2\\1.2kw\times2\end{matrix}\right\}$ １組　　現在２組あり将来もう１組増設予定。室内に於て台の上に試料を載せて太陽光が得られるのが特徴。特に超薄膜状態での解析が出来る様打撃ハンマー，急冷などが考慮されている。

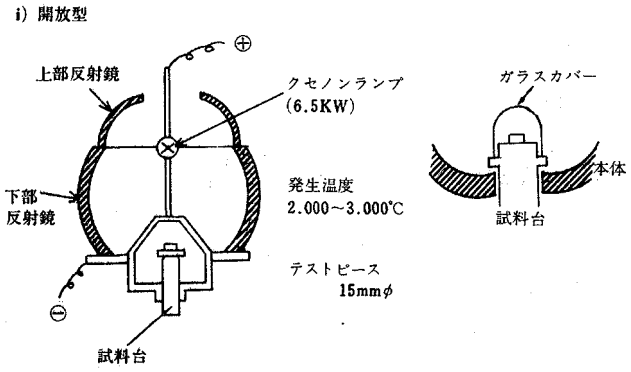


図1.１２　③球状反射鏡内蔵のアーク炉

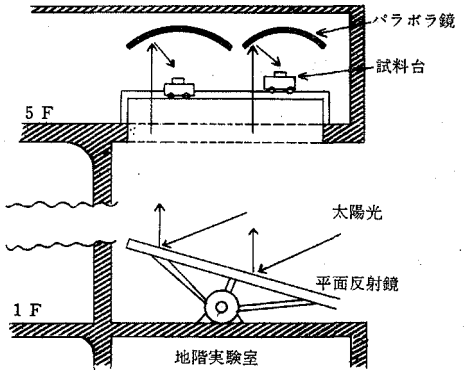


図1.１２　④小型太陽炉

C　1.０００KW大型太陽炉

この太陽炉は屋外にあり大型パラボラ鏡は幅５２ｍ，高さ４１ｍに組上げられ，５００㎜×５００㎜の裏面鏡数千枚を並べている。既にこの地区の絵葉書になる程の名所となっている。温度調節は平面反射鏡の反射枚数を変えて行なっており，現在は溶融耐火物（SiO_2, ZrO_2）などの準生産に利用している。その外観を次葉写真に示す。（図1.13）

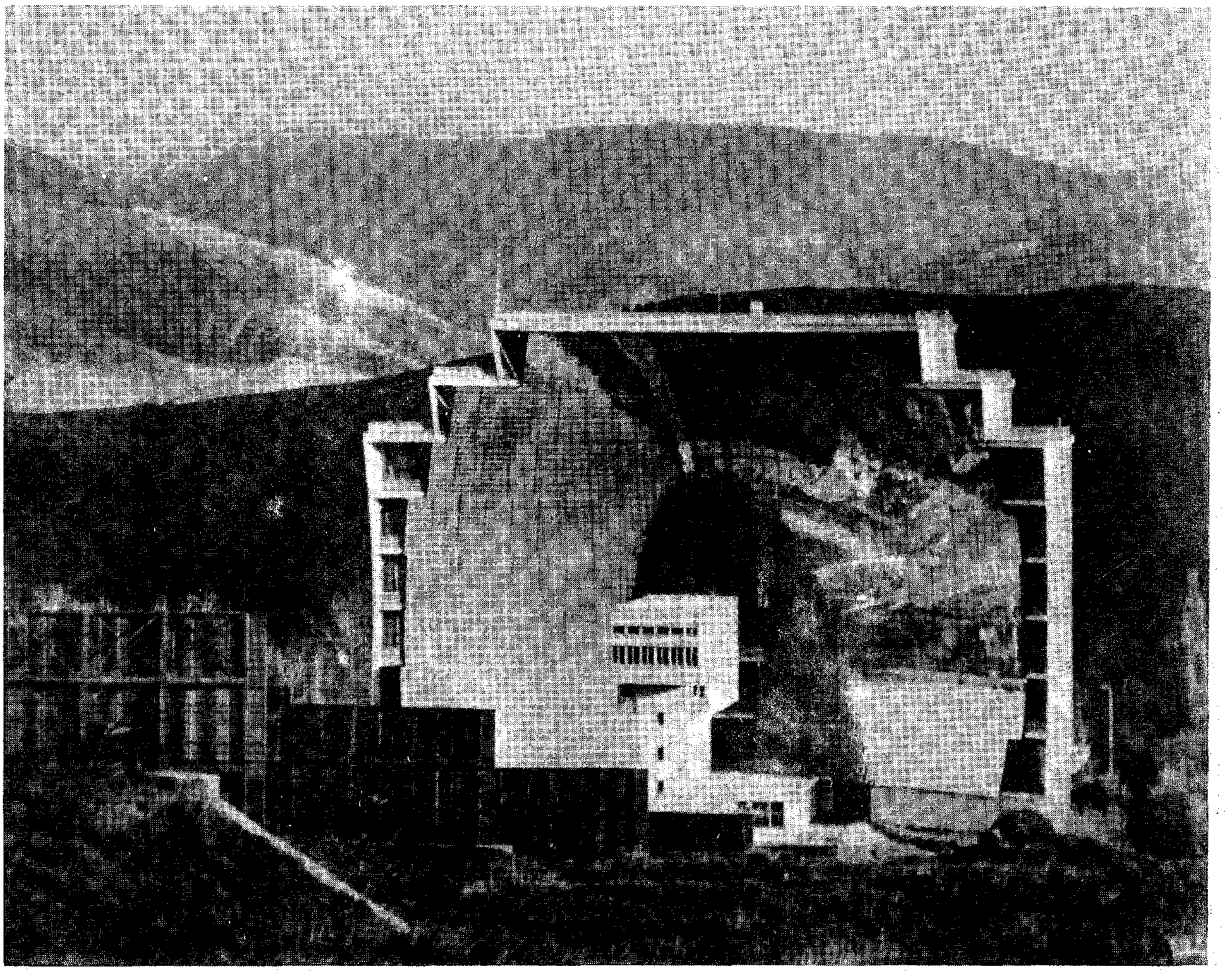


図１・１３

1.3 その他の諸国

1.3.1 オーストラリヤ

オーストラリヤの太陽エネルギー利用技術の歴史は古く，平板型コレクターによる給湯，暖房システム，蒸溜などかなりの普及が見られる。ここ数年の世界的な傾向に対応してオーストラリヤでも太陽エネルギーのエネルギー資源としての見直しをAustralian Academy of Scienceでは C.N.Watson-Munro 氏 (University of Sydney) を主査として進め，現状の分析と今後の研究課題をSolar Energy Researeh in Australiaにまとめ上げた。

現状において太陽発電の研究開発プログラムを有していないが，将来研究を行うべきテーマとして，

1) 太陽熱発電システム

2) 太陽光発電システム

3) 太陽熱・電発電システム

をあげている。

オーストラリヤでは今後5年間で大容量の太陽発電システムを指向するより，システムのKey Componentsの研究開発を積極的に進めるべきであると勧告し，次の様な研究テーマをあげている。

1) 350～550℃に耐える選択吸収面の研究

2) 高効率自動追尾式太陽コレクターの研究

3) 350～550℃で動作可能なヒートパイプ，ヒートループの研究

4) 350～550℃で使用可能な高効率，低コスト蓄熱媒体の研究

1.3.2 イ ラ ク

現在イラクでは組織だった太陽熱発電など太陽エネルギー利用技術のためのプログラムは有していない。しかし，イラク国原子力委員会(AEC)，イラク国営電力局(National Electricity Administration)では，石油は人類共有の貴重なエネルギー資源であり，なるべく節約し，後世に長く残すことを考えており，他の利用出来るエネルギー資源として，太陽エネルギー利用技術の研究開発を真剣に考えている。

イラクは太陽エネルギーの豊庫である。すなわち1)雨量が少ない，2)日射時間が長い，3)日射パターンが安定している，4)南部に広大な砂漠を有するなどの条件が揃っている。

今後AECやNEAが中心となり，太陽エネルギーの積極的な開発研究を進め，石油資源の節約のための計画をもくろんでいる。

1.4 わ が 国

昭和４９年度より通産省工業技術院ではサンシヤイン計画の名のもとに長期的な新エネルギー技術開発計画を発足させた。

サンシヤイン計画の中における太陽熱発電システムの研究・開発の特徴は，研究予算を研究開発費と研究開発委託費にわけ，組織的，効率的に研究を推進することにある。

研究開発費による研究開発は国立試験研究所が中心となり，システムの質的，機能向上並びに性能評価に重点を置いた先導的（理工学的）な基盤研究を指向している。

一方研究開発委託費は国内企業が中心となり，当面１０００Ｋｗｅテストプラントの設計試作研究と，設計試作に最小限必要なシステム研究を行うことにあり，特に量産化（大量生産方式），大規模化（スケールメリットの追求）によるコスト低下に重点を置いた製造技術の開発を行う。

このような研究分担のもとで第１段階として１９８０年度（昭和５５年度）までに出力１０００ＫＷｅのテストプラントの研究開発を行うことにしている。

(1) 国立試験研究所における研究開発状況

国立試験研究所では，

1) 小規模システムによる熱エネルギーの吸収，熱伝達，蓄熱・熱交換特性の質的量的評価と最適太陽熱発電システムの構成法の検討

2) 太陽熱発電システムの主要機器，材料の研究と系統的な評価

3) 小規模システムモデルで得られた基本データをもとに，各種システムのシステムシュミレーションの研究

などが当面の研究課題である。小規模システムモデルによる太陽熱発電システムの集熱，熱伝達，蓄熱・熱交換効率と日射パターンの関係を明らかにするため，実験並びに解析を進めている。

また太陽熱発電システムを構成する主要な機器，材料を設計試作し，最適システムを設計するための基本データー，すなわち

1) シリンドパラボラ型反射鏡の設計試作並びに光学，機械学的特性評価

2) 選択吸収面，選択透過膜の設計試作とライフテストによる劣化特性の評価

3) 日射パターンに対する顕熱を利用した蓄熱・熱交換特性の評価

を取得している。

さらに，田無で測定中の水平面日射量，直達日射量などを統計的に処理し，基本データーの集積を行うこととともに，各種システムの基本的なコンピューターシュミレーションを行っている。

(3) 委託先での研究開発の現状

現在研究開発委託費で次の二つのタイプの太陽熱発電システムの研究開発が行われている。

1) 曲面集光方式システム（日立製作所）

2) タワー集光方式システム（三菱重工）

これらの研究開発はいずれも1)システム設計，2)機器・材料開発にわかれている。

当面ピーク時出力1.０００ＫＷ級の各々のタイプのパイロットシステムを設計試作することに重点を置き，システム設計を行っている。（これら二つのタイプの概会設計については本報告書で詳細してある）

また太陽熱発電システムを構成する各要素機器についても研究が進められている。

(4) 今後の展望

現在考慮されている太陽熱発電システムの二つのタイプ1)曲面集光型，2)タワー集光型は，それぞれ利害得失を有するため，どちらの方式がより有効であるかは，わが国の気象条件，立地条件，発電容量などによって左右されるため，今後

の研究開発成果に待たなければならない。

現在の技術をベースにした場合，昭和５５年度までに出力１０００KWeクラスの太陽熱発電システムを建設することは一応可能と考えられる。ただこの場合，効率，信頼性，動作温度，コストをある程度無視せざるをえないであろう。従って太陽熱発電システムの確立は，システムの高効率，高信頼性，低コストの諸条件が満足されてなされるものであり，多角的な研究開発のアプローチが必須である。

今後高性能太陽熱発電技術を開発するためには，将来実用化が予想される大容量太陽熱発電システムを指向した研究開発と小規模モデルによる発電システムの効率，信頼性，動作温度の高温化，コスト等質的向上に関する基盤研究を併わせて強力にしかも長期的に行う必要がある。

第２章　わが国における太陽熱発電所の設置場所

2.1　設置場所選定条件

太陽熱発電所の設置選定条件を大別すると

1)　自然的条件

2)　技術的条件

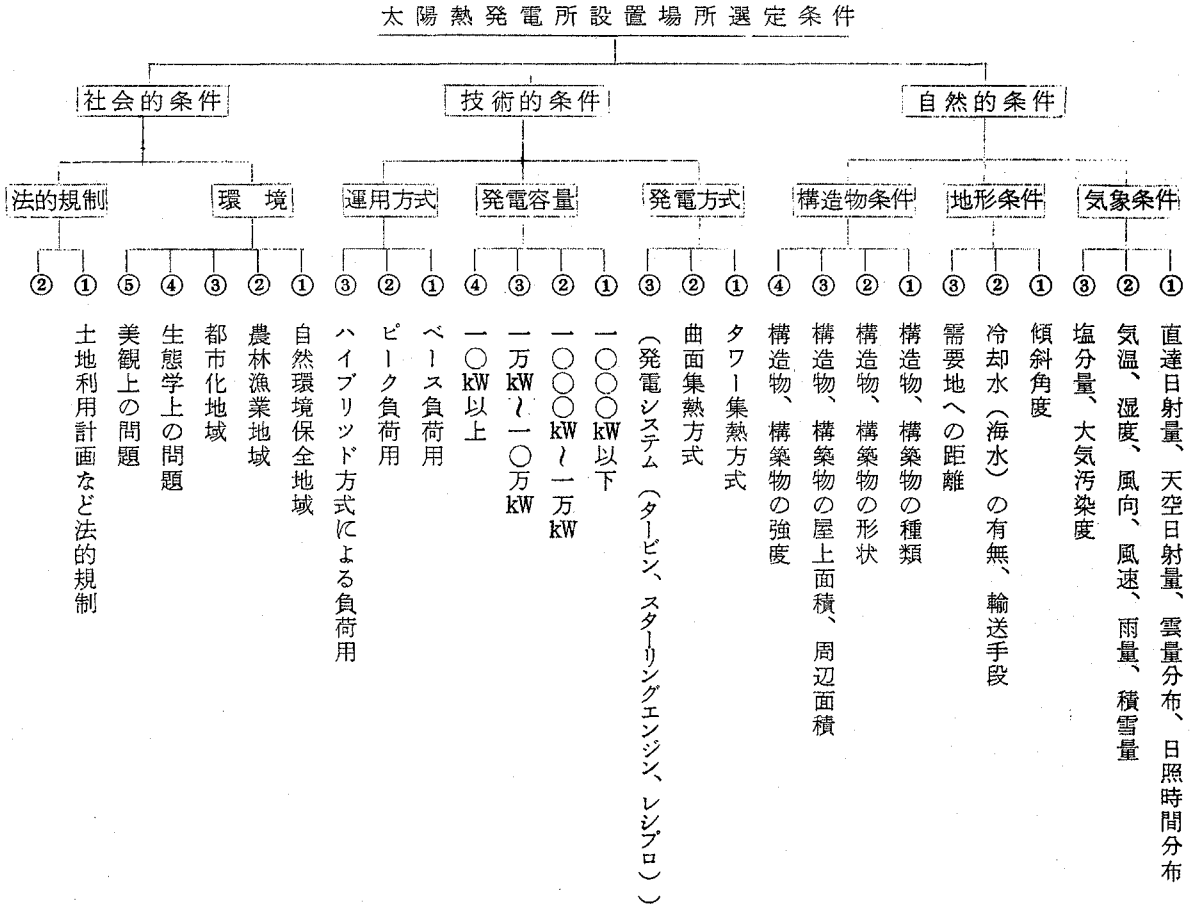
3)　社会的条件

に別けられる。自然的条件として，気象条件，地形条件，構造物条件が挙げられるが選定条件を決定するために必要なデーターがすべて収集，整理されているとは云い難い。また技術的条件としては，太陽熱発電方式，発電容量，運用方式などがあるが，これらの条件は，現状で十分検討しつくされたものでなく，今後太陽熱発電所の概念設計などが進むに従って明らかにされるものであると云える。

さらに社会的条件としては，環境，法的規制などが挙げられる。

これらの諸条件について以下に概要を述べることにし，現状で検討が不十分な項目については検討すべき事項を別記するにとどめる。なお太陽熱発電所設置場所選定条件を明らかにすることは，今後研究開発を進める上に極めて重要なものであり，長期に渡って検討しなければならない。（表2.1）

表２・１　　太陽熱発電所設置場所選定条件



2.1.1　自然的条件

A）　気象条件

自然的条件は，気象条件と地形条件に代表される。そのうち気象条件は，

1）直達日射量，天空日射量，雲量日照時間

2）気温，湿度，風向，風速，雨量，積雪量

3）塩分量，大気汚染度

などが考慮される。

1）　直達日射量，天空日射量，日照時間

太陽熱発電システムを設置する上で，その評価が不可欠なわが国各地の直達日射量は，十分収集，整理されていない。それは測定が極めて煩雑であることにも起因するが，これまで比較的必要度が低かったことにもよる。

一方水平面全天日射量（直達日射量と天空日射量の和）日照時間などは，全国各地でデーターが取得されている。しかし水平面全天日射量を直達日射量と天空日射量に分離し評価することが必要でその手法は単純ではない。

以上の様に太陽熱発電所設置場所選定条件の中で最も重要な項目の１つである，これらの諸量が定量的に評価されていない現状では，次の作業あるいは研究開発が必要とされる。

①　過去数１０年間の水平面日射量データーを統計的に処理し，全国各地の水平面日射量を月別，季節別，年別にその平均値，標準偏差などを整理すること。

②　全国各地の水平面日射量を直散分離し，そのデーターにもとずいて，直達日射量，天空日射量を推定すること。

③　全国各地の直達日射量を測定すること。

2）　気温，湿度，風向，風速，雨量，積雪量など

太陽熱発電所は，現用の発電所と異なり，相当部分のシステムが屋外に設置されるため，この種のデーターを定量的に整理し，評価する必要がある。

3）　塩分量，大気汚染度

海岸近辺で設置場所を考慮する場合，塩分量が選択条件の対象になる。また工業地帯の周辺，工場屋根を利用する場合には，じんあい，亜硫酸ガスなど大気汚染度に関係するデータを評価し，選定条件として加味する必要がある。

なお2.1.4に最近１０年間のわが国における日射量分布（水平面全天日射量），雲量の分布などを示す。

B　地形条件

地形条件として考慮すべき項目は，土地の傾斜角度，冷却水の有無，需要地までの距離などであろう。

1）　傾斜角度

傾斜角度は，太陽熱発電システムの集熱システムに関係するものである。すなわち年間を通じて太陽の高度が変化するため，それに従ってコレクターあるいはヘリオスタットの仰角を変化させる必要がある。この仰角は，緯度に関係し，たとえばわが国の平均緯度を３５度とすると，夏至～冬至の間に仰角はおよそ３０度から８０度に変化する。現状での構築物建設技術をもってすれば，ある程度の急斜面を設置場所に設定することが可能であろうが１５～２０度の勾配が限度であろう。

2）　冷却水（海水）の有無など

設置場所を選定するに当って，発電所用冷却水が確保出来るか否か，またできない場合，大気放熱（大気拡散）を行っても周辺への影響が少ない場所であるかどうか。また太陽熱発電所を他の化石燃料を併用して運転（ハイブリッド方式）する場合，燃料を運び込む港あるいは輸送手段があるかどうか検討する必要がある。

3）　需要地への距離

太陽熱発電所で発電した電力を需要地へ供給するに当って，距離的な制約（発電容量に対する最適送電距離）があるか否かの検討が必要である。（生態学的な観点から発電所の近辺で発電した電力を消費することが望ましい）

C　構造物条件

1）　構造物，構築物の種類

太陽熱発電システム特に集熱サブシステムの設置可能な構造物，構築物を分類し整理する必要がある。

例えば，①工場，工場団地，②住宅団地，③倉庫，④学校などに分類する。

2）　構造物，構築物の形状

前項で分類した各構造物について，その形状の観点から太陽熱発電システムの可能なあるいはわずかな改造で設置可能な形状について分類整理する必要がある。

3）　構造物，構築物の屋上面積，周辺利用面積

太陽熱発電システムの設置可能な屋上面積並びにその周辺の利用可能な面積を集計，整理する。

4）　構造物，構築物の強度

構造物，構築物を利用する際には，機械的強度をも十分考慮し，分類整理する必要がある。

2.1.2　技術的条件

技術的な観点からの選定条件として，太陽熱発電の発電方式，発電容量，運用方式などが挙げられる。これらの諸条件は，研究開発が進められるに従って明らかにされるものであり，特に太陽熱発電システムの概念設計が明確化される必要がある。

A．発電方式

現状で考慮されているタワー集熱方式，曲面集熱方式の技術面から見た利害得失を明確にすることが先ず必要であろう。この場合太陽熱発電システムをトータルシステムとしてながめ，例えば発電システムとして採用する発電方式（蒸気タービン，低温タービン，スターリングエンジン，レシプロなど）についても最適な方式を考える必要がある。

B．発電容量

太陽熱発電は構造物の屋上を利用した小容量分散型のものから，現用の発電所に相当する大容量集中型まで想定出来る。

従って当面太陽熱発電所の容量を

1）１MW以下

2）１MW～１０MW以下

3）１０MW～１００MW以下

4）１００MW以上

の４段階にわけ，これらの各発電容量に必要な諸条件を摘出し検討する必要がある。

C．運用方式

当初太陽熱発電は小容量分散型，ピーク負荷用で実用化されようが，研究開発の進渉状況によっては，大容量集中型，ベース負荷用の太陽熱発電も考慮される。従って運用方式として

1）ピーク負荷用

2）ハイブリッド方式によるベース負荷用

（太陽エネルギーが利用不可能な期間は油等化石燃料を使用）

3）ベース負荷用

などが考えられる。これらの各方式についてその運用方式を検討する必要がある。

2.1.3　社会的条件

社会的条件としては，環境保全の観点から考慮すべき環境条件と現在あるいは将来予想される法的な規制を挙げることができる。

A．環　境

環境保全の立場からは

1）自然環境保全地域

2）農林漁業地域

3）都市化地域

4）生態学上の問題

5）美観上の問題

などが挙げられる。特に太陽熱発電所を設置することによって生ずる局部的なヒートバランスが周辺の生態学的に与える影響，その対策などが極めて重要になる。また美観的な観点から周辺の自然に適合する太陽熱発電所の構成法，設置法なども検討する必要がある。

B．法的規則

現用の法的規則あるいは将来予想される法的規則を十分考慮し検討する必要がある。

2.1.4　わが国の日射量の分布

図2.1は各気象台で常時観測している全天日射量の最近の約１０年間の平均値を示したものである。これらの値は，主にRobitysch日射計によっている。図2.1は年平均値の分布を示し，図2.4以下は各季節の代表として1，4，8，10月を選んである。

年平均値の分布の特徴は，東日本より西日本の方が日射量が豊富であることである。西日本の中では，太平洋側が大きな値を示し，極大値は，四国東部，九州南東岸および西岸に現われている。また山陰地方に最小値が現われている。

東日本では，中部地方の山岳地帯の値が比較的大きく，東北地方，北海道では太平洋岸は日本海岸より大きな値となっている。

東京及び大阪に極小値が見られるのは，都市の大気汚染度によるものと考えられる。

このような日射分布を呈する原因として，最も大きな要因は雲の効果であるとみなされる。図2.2に雲量の分布図を示す。雲量の等値線は，本州に沿って走る傾向にあり，太平洋岸が少なく，日本海側に多い。西日本の日射の分布と雲量の分布は良く対応がとれている。しかし日射の極大値を生ずる原因が雲量にのみ起因するとは云えない。それは，東北南部の日射の極小値は雲の分布から説明出来ず，東京，大阪の雲量の値は，周辺の値と大差がないにもかかわらず日射量は周辺の値より非常に小さな値となっていることから明らかであろう。

図2.3は，雲量とうらはらの関係にある日照時間の分布図である。西日本の分布は日射量の分布と対応している。

一方，関東地方の分布は非常に対応は悪い。雲量の値は，ほぼ等しい値を示すにかかわらず，日照時間は著しく小さい値が帯状に延びている。これに対し，日射量は東京を極小として関東北部に極大を示している。このような複雑な様相は，東京という特異な地域の効果を細かく分析して見なくてはならないことを示しているように思われる。東北北部から北海道に至る地域は3者の対応は単純な形で良く対応がとれている。

冬の分布として1月の値を図2.4以下春，夏，秋として4月，8月，１０月の順に図2.5，2.6，2.7に示す。1月の分布は冬型の気圧配置によって生ずる日本海側の雲天と太平洋側の晴天の分布に対応した分布といえよう。日射の等値線はほぼ日本列島と平行に走り，西日本では太平洋側の値は日本海側の値の約2倍に達している。雲量，日照時間とも，そ

の分布は上と同様の形を示し，冬季の雲の分布によって日照時間，日射量の分布は支配されていることがわかる。

4月の雲量分布は，関東，中部から西日本に亘りほぼ等しい値を示し，瀬戸内海域が僅かに少くなっている。これに対し，東北地方および北海道が小さい値を示している。日照時間の分布を見ると，北海道，東北地方は雲量の少い地域と日照時間の大きい地域の対応が比較的よく現われているのであるが，関東以西の地域では日照時間の変化は複雑である。日射量の分布は，日照時間の分布に対応して北海道東部から東北地方東岸，中部地方の山岳部を通って四国東部に達する極大値が見られる。

8月の分布は，日照時間を見るとほぼ雲量に支配されて増減しているといえよう。細部における矛盾は残されるが，北海道地方では南東部が雲量の大きい値を示しているのに対して，日照時間も南東部に極小値を持っている。ところが，日射量の方は冬，春と同様に南東部が大きく北部で小さい分布を示している。また，中部地方では，山岳部で雲量が多く，日照時間も比較的小さい値が現われているのであるが，日射量は大きくなっている。これ等の現象はこれだけの資料からは説明不可能であって，雲形，雲厚等の資料をはじめとする細かい解析が必要であろう。

10月の日射量の極大は九州西部に現われている。日照時間の極大もほぼ同じ場所に現われており，雲量の小さい領域がこれに対応して出現している。四国付近と北海道地方では3者の対応がほぼ矛盾なくとれるようである。

以上，各季節の日射量の月平均値の分布を図に表わして，これに最も大きく効くであろうと考えられる雲量の分布との比較を試みたのであるが，冬季のようにほとんどの雲量によって支配されていると見られる季節と雲量だけでは説明されない季節とがある。ここで，もう一度日射量分布について年平均と各季節別の図を見ると，先ず全季節を通してパターンを変えないのは北海道から東北北部にかけての地区である。次いで季節による変動の少いのは四国から九州東部に亘る地域である。年平均値の最大値の現われている地域である。第3は中部地方山岳部に現われる極大地が特徴と見られる。とくに春から夏の季節に明瞭な極大値を示している。しかも，夏の雲量が多いにもかかわらず日射量が大きく現われていることは雲の日射に対する効果が単に日射をさえぎるものばかりではないことを示唆している。最後に，東京および大阪の極小であるが，これは全季節を通じて現われている現象であるが，その谷の深さは夏が最も著しく，冬はそれほど極端な極小値を示していない。冬の季節風が都市の汚染を吹き払っていると考えられる。

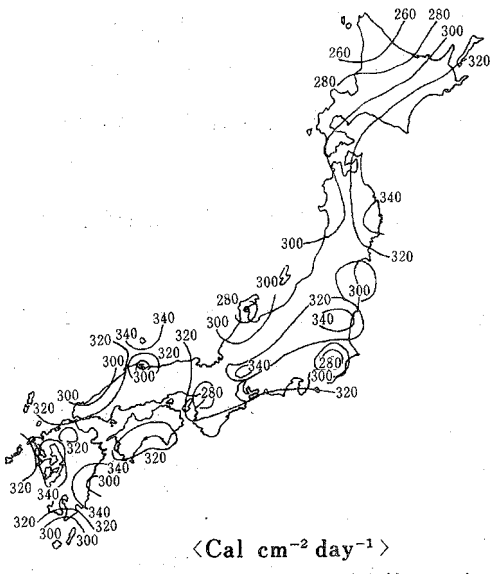


図２．１　全天日射の年平均値の分布

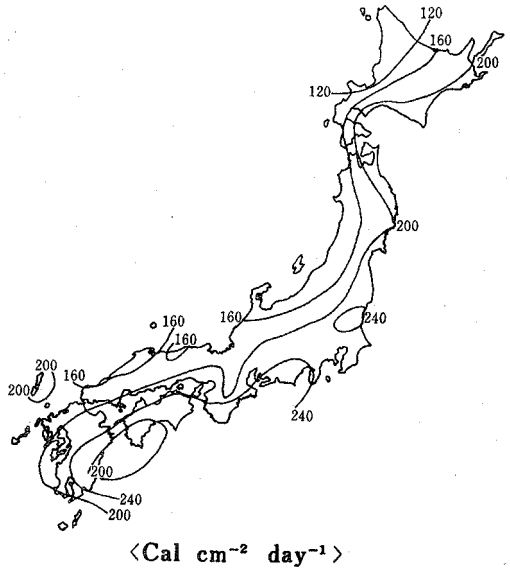


図２．４－ａ　全天日射量の１月の平均値の分布

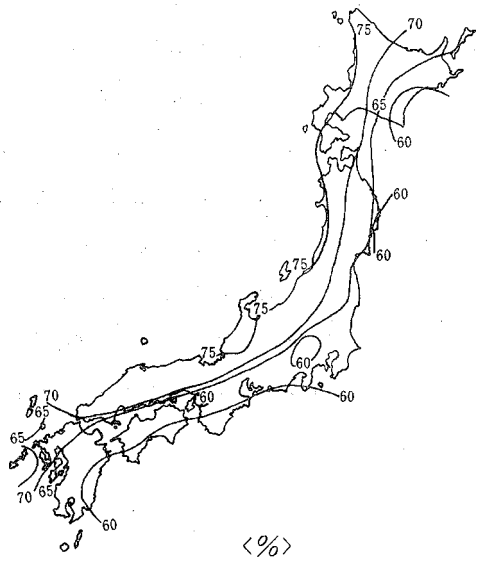


図２．２　雲量の年平均値の分布

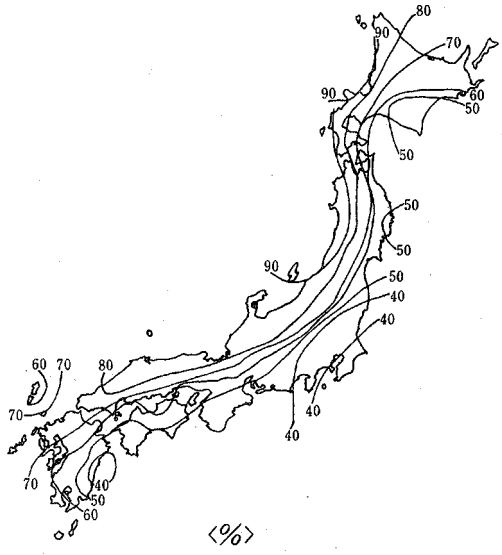


図２．４－ｂ　雲量の１月の平均値の分布

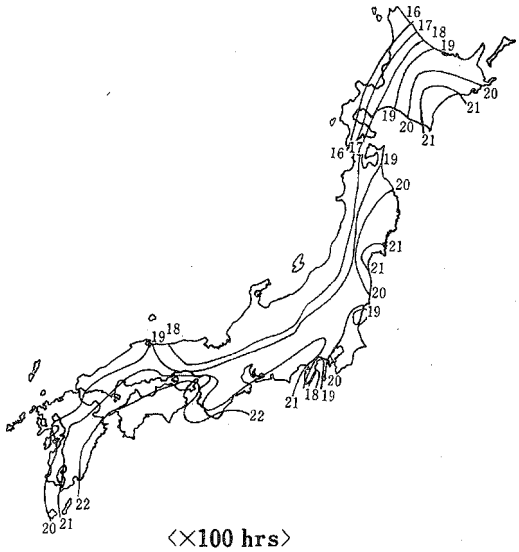


図２．３　日照時間の年平均値の分布

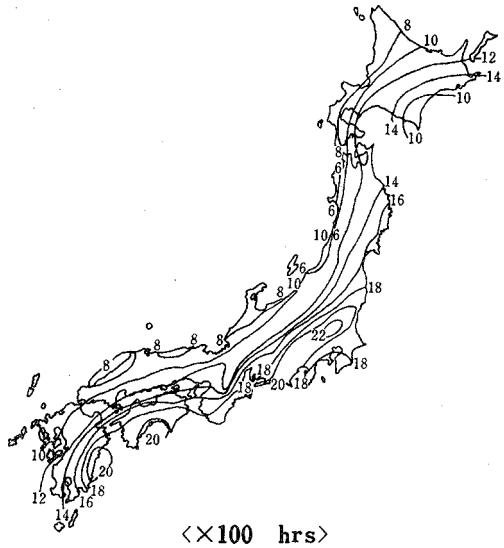
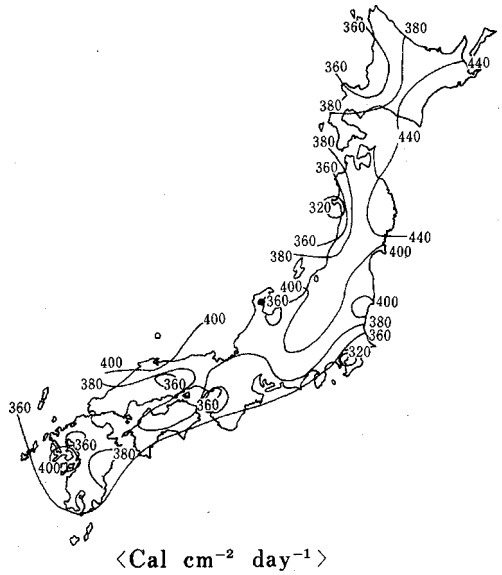
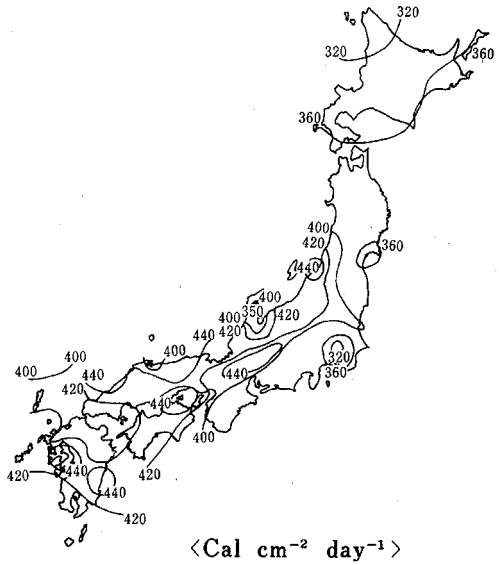


図２．４－ｃ　日照時間の１月の平均値の分布



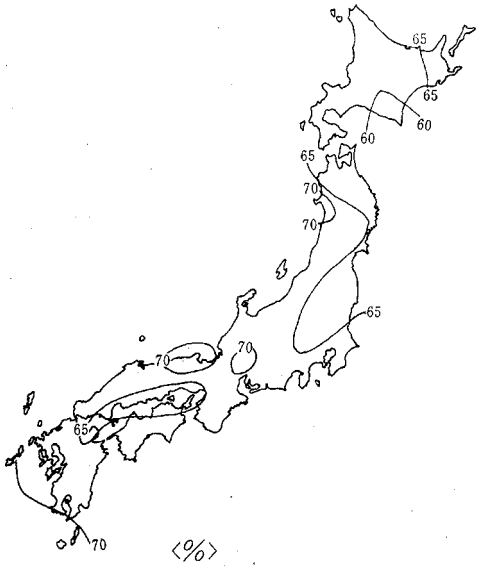
〈Cal cm^{-2} day^{-1}〉

図2．5－a　全天日射量の4月の平均値の分布



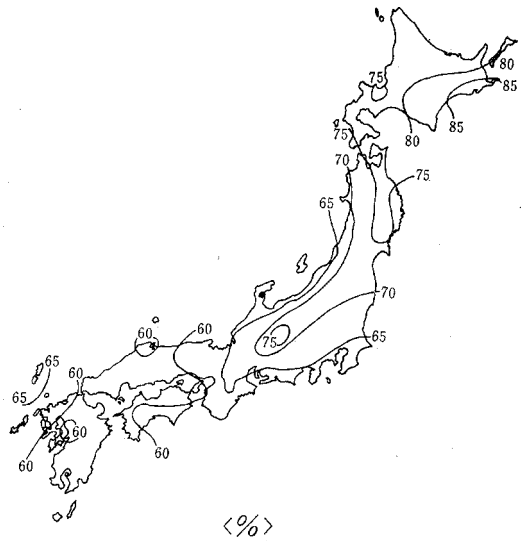
〈Cal cm^{-2} day^{-1}〉

図2．6－a　全天日射量の8月の平均値の分布



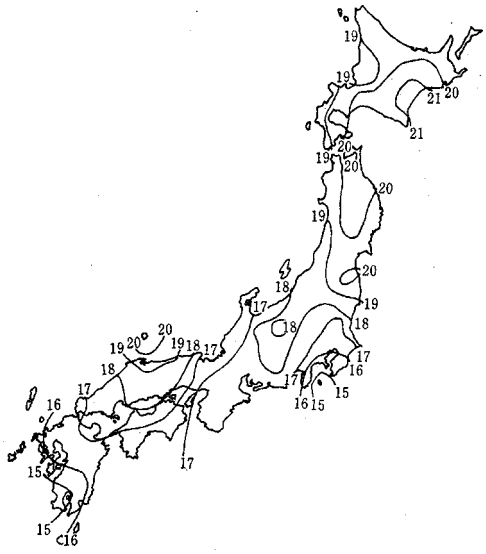
〈%〉

図2．5－b　雲量の4月の平均値の分布



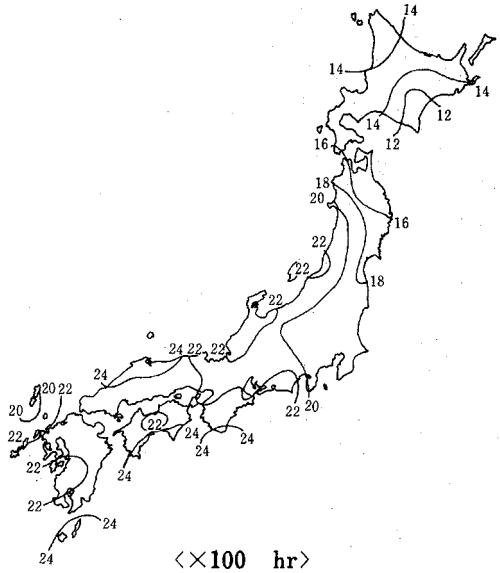
〈%〉

図2．6－b　雲量の8月の平均値の分布



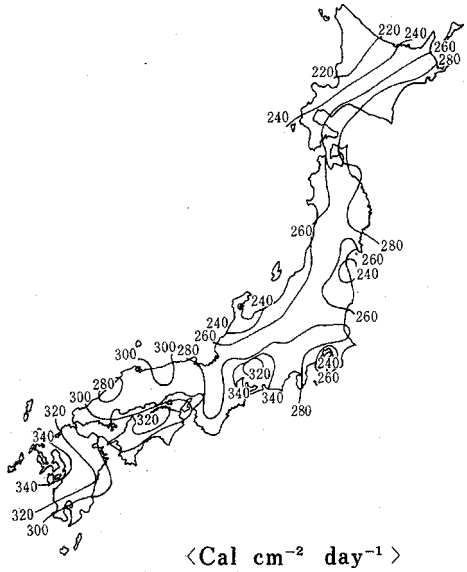
〈×100　hrs〉

図2．5－c　日照時間の4月の平均値の分布



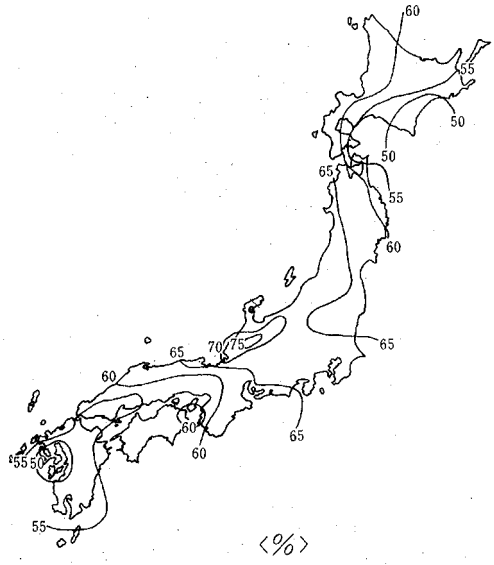
〈×100　hr〉

図2．6－c　日照時間の8月の平均値の分布



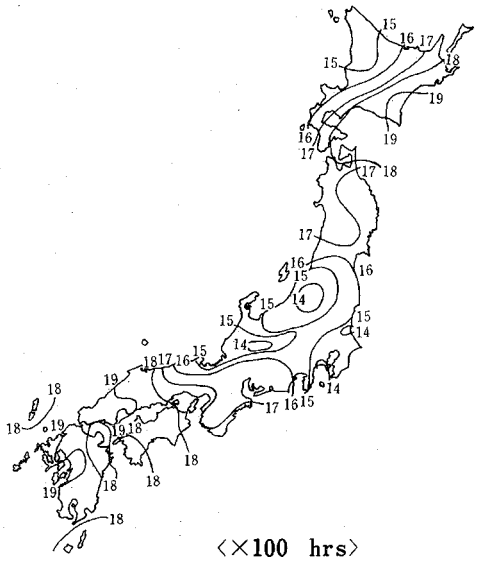
〈Cal cm^{-2} day^{-1}〉

図2．7－a　全天日射量の10月の平均値の分布



〈%〉

図2．7－b　雲量の10月の平均値の分布



〈×100 hrs〉

図2．7－c　日照時間の10月の平均値の分布

2.2 太陽熱発電コレクタ設置場所の立地調査

2.2.1 太陽熱発電コレクタ立地調査の考え方とその内容

現在の我が国の太陽エネルギー利用の研究開発状況エネルギー事情からみてその開発は早期に実現する必要があるが，そのためには技術的な検討と同時に立地的側面からの検討が急務となって来ている。

太陽エネルギー利用のため技術開発には太陽熱発電，太陽光発電，太陽熱電子発電，太陽熱冷暖房および給湯等があるが，それを立地的側面からみると，集熱装置（以下太陽E•Cと略す）の設置場所が当面する立地的課題と考えることができる。

太陽E•Cは太陽エネルギーを集めるものである以上既に太陽エネルギーの恩恵を蒙っている場所については，立地を避けることが前提となる，これまでの太陽エネルギーが地球に与えている物理的，生態的バランスを基本的にくずさない範囲で利用の規模と太陽E•Cの立地をとらえる事が重要である。これから太陽E•C立地調査は，次の二つの事柄が重要な課題と考えられる。

i） 太陽E・Cの立地条件

太陽E・Cはそれが従来ほとんど例をみない装置であり，それを設置するに当っての立地因子は未だ整理されていない情況にある。従ってそれが持つ物理的因子，自然環境的因子，社会・経済的因子土地利用条件等から立地因子の分析を行い立地条件を明確にする必要がある。

ii） 用地へのブレークダウンと可能発電量の推定

i）立地条件のもとに太陽E・C，設置のための用地を選定するとともに，全国的な規模において太陽熱発電システムの可能発電量を土地を中心に推定する必要がある。

しかし今回の調査は，これらの調査のうち太陽E・Cの設置可能な場所を先に設定し，それぞれの場所について上記二基本的調査の課題を念頭において，その場所の立地可能性を概観している。一方，設置場所設定区分毎に都道府県別の面積集計を行い，今後太陽E・Cの立地に対する基礎資料を作成する事をもう一つの調査内容としている。設置場所の設定に当っては設置場所を需要・供給の関係から

イ） 自然域を中心としたもの

ロ） 都市域を中心としたもの

ハ） 建築物を中心としたもの

の三つに分け，それぞれの太陽E・Cの立地特性についての考察を行い表2.2のような比較的利用可能性の高いと考えられる場所を設定した。

表2.2 太陽E・C設置区分の設定

設定番号	イ) 自然域を中心としたもの	設定番号	ロ) 都市域を中心としたもの	設定番号	ハ) 建築物を中心としたもの
1	地形別（火山地 火山麓	5	鉄　道	8	工　場
2	湖沼・貯水池	6	道　路	9	住　宅
3	離　島	7	河　川　敷	10	倉　庫
4	塩　田			11	学　校

作業はこれらの設置場所毎に太陽E・Cと関係を考えながら図2.8の手順で進められる。またこれらの設置場所ごとに，立地の可能性を検討した。作業の内容は各設置場所の特質

データーの不足などから表2.3に示すような内容としており部分的な検討にとゞまっているものもある。

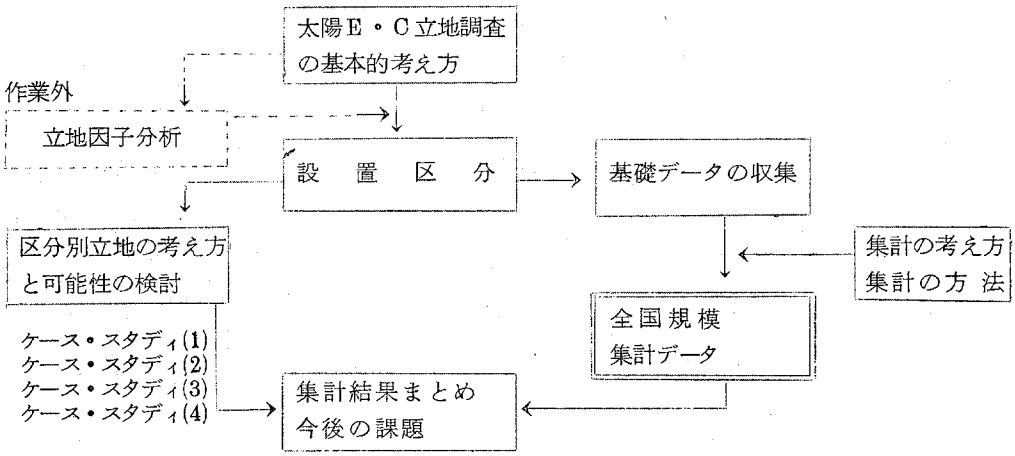


図2.8　作業の基本的フロー

表2.3　作業内容

・印は作業・検討を行ったもの

設定区分			集計内容	ケース・スタデイ
イ) 自然域を中心としたもの ・ 設定区分の検討とその考え方	1	地形別	1)全国県別面積集計 2)　〃　総地点数 3)　〃　規模分類 4)　〃　一規模の平均面積 (火山地 火山麓別)	二地域をモデルとしてエネルギー量の等定と民生需要比を検討
	2	湖沼貯水池	1) 2) 3) 4) 同上	
	3	離島	1) 2) 3) 4) 同上 (有人島 無人島別)	有人島ワ島の取得エネルギー量と民生需要比を検討　ケース・スタデイ(1)
	4	塩田	1) 2) 3) 4) 同上	
ロ) 都市域を中心としたもの ・ 設定区分の検討とその考え方	5	鉄道	1)支社別・陸運局別用地面積 2)国鉄・私鉄別用地面積 3)　〃　路線敷地面積 4)　〃　駅区・停車場用地	三都市をモデルとして調査領域を設定し取得可能エネルギー量の算定と民生需要比を検討 ケース・スタデイ(2)
	6	道路	1)全国県別　総延長 2)　〃　一般国道延長 3)　〃　都道府県道延長	
	7	河川敷	1)　〃　総延長 2)　〃　一級河川延長 3)　〃　二級　〃	
ハ) 建築物を中心としたもの ・ 設定区分の検討とその考え方	8	工場	1)全国県別，業種別，敷地面積，建築面積集計 2)　〃　工場団地敷地面積，個数規模分類 3)　〃　工場団地臨海・内陸別敷地面積・建築面積	業種別工場建家のエネルギー取得率とエネルギー量 ケース・スタデイ(3)
	9	住宅	1)全国・県別住宅公団団地，戸数・建築面積 2)　〃　団地個数 3)　〃　規模分類 4)　〃　平均規模	
	10	倉庫	1)全国・県別・臨海・内陸別建築面積 2)　〃　団地戸数 3)　〃　規模分類 4)　〃　平均規模	
	11	学校	1)全国・県別・小中学校延面積 2)　〃　建築面積	

作業過程で立地可能性を考える場合においては，次の基本的な事項を念頭においた。

i）	絶対条件	①	水平面日射量（気候との関係）
	（除外条件）	②	自然環境保全地域
		③	農・林業地域
		④	海　面
ii）	供給側の条件	①	太陽E・Cの物理的特性
	（取得率α）	②	立地点の太陽エネルギー取得特性
iii）	需要側の条件	①	利用方法
	（利用率β）	②	規模・距離
		③	経済性
		④	実現性

なお，立地可能面積から太陽熱発電エネルギー取得可能量えの換算は次の数値を使用した。

太陽熱発電可能量（kW）　＝　立地可能面積（S m^2）×平均日射量（0.23 kW/m^2）

×変換諸効率（0.3）≒S×0.07

2.2.2　太陽E・C設置可能場所設定の考え方

(1) 自然域を中心とした設置可能場所設定の考え方

自然域を中心とした太陽E・Cの設置可能な場所は土地を中心に，その土地の持つ自然的特徴によって可能性を探る事が出来る。それには地形条件，気候条件，地表の状態（構成表面土壌の質）などによって検討されるべきであるが，ここでは，地形別に火山地，火山麓それに湖沼・貯水池，離島，塩田を立地可能性の高い場所として検討を進めた。

(イ) 地形別（火山地・火山麓）

地形は一般に土地の地形的性格を表わすとともに表層地質（物質）を考慮に入れた生成論的な分類を行っている。

この地形分類は原則として大・中・小地形の三段階の区分とし，必要に応じて補助分類および微地形の区分が行なわれている。

大地形は大略の地質構造，高度分布，平面的輪廓等によって統括される構造地形的単位で，国土を数十地域に区分する地域的個体として考えられるものである。　例　―　平野　―　盆地

中地形は大地形をさらに細分化して得られる単位で，基盤地質と併用呼称される。例　石灰石山地，粘土洪積台地

この大地形，中地形に小地形の項目の分類基準を"土地利用区分の手順と方法"（農林省農林水産技術会議事務局編）から抜枠して参考にのせたものが表2.4である。

これらの分類と同時に太陽E・Cとの関係で考えられる地形因子は傾斜角度，傾斜の方位，起伏量，斜面形，斜面の長さ，海抜高等（表2.5）があり，これに土質因子が加えられて，評価がなされることになるが，ここでは因子の提示までとした。

一方全国都道府県市町村地地形別面積調べ（建設省国土地理院地理調査部―昭和47年10月）によれば，地形の区分を山地と平地に分け，それぞれを表2.6で示す区分に分け，20万分の1の地勢図から面積集計を行っている。この地形区分は先に挙げた分類基準の中地形区とほぼ対応している。

設置可能場所はマクロな段階としてこの7地形区を対称とし，山地は需要地から遠い事，丘陵地，山麓，台地，低地は森林があるか，既に利用されているという判断に立って除外した。従ってこゝでは火山地と火山麓を地形区分上，可能性の強いところと考えた。それぞれの区分概要は※1の如くなっている。

火山地，火山麓は表層地質が凝灰岩，玄武岩，火山砕屑物，火山灰砂であり，未利用地が多いという事，日陰にな

表2.4　大・中・小地形の分類基準

大地形（地形地域）	中地形			小地形		備考
		地形区	構成物質(基盤地質)	表層被覆	地形面	
盆地 平野 山地(域) 火山地(域) 等		山地 M 丘陵地 H 山麓地 P	石灰岩 L 流紋岩 R 安山岩 AN 集塊岩 AG 花崗岩 G 石英斑岩 QP 斑糲岩 GR 蛇紋岩 SP 緑色片岩 GS 黒色片岩 BS 変成岩 ME 火山性岩 V 深成岩 PL 堆積岩 SE 中古生層岩 PM 古第三紀層岩 TO 新第三紀層岩 TN 第三紀層岩 T 珪岩 QZ 礫岩 C 砂岩 S 泥岩 MU	火山灰被覆 — 水成火山灰被覆 —	凸形緩斜面 g 凹形緩斜面 g′ 凸形急斜面 s 凹形急斜面 s′ 等斉急斜面 s″ 崖 e 崖錐 c 麓屑面 c′ 土石流地形 r 沖積錐 f′	1）構成物質は判明した程度及び調査の精度，目的に応じて適当な岩石名を採用する 2）火山灰被覆記号は地形面記号の上部に接して付する 3）火山灰被覆がない場合は構成物質が土壌母材となり堆積様式は残積である 4）凹形斜面，崖錐，土石流地形，沖積錐は主として崩積である
		火山地 M′ 火山性丘陵地 H′ 火山性山麓地 P′ 火山性台地 D′	凝灰岩 TU 玄武岩 B 火山砕屑物 VD 火山灰砂 VA	火山灰被覆 — 水成火山灰被覆 —	平坦面 h 熔岩流地形凸部 y 熔岩流地形凹部 y″ 泥流地形凸部 m 泥流地形凹部 m	
台地 t		洪積台地 D_t^t	砂礫 c 粘土 c	火山灰被覆 — 水成火山灰被覆	上位面 t″ 中位面 t′ 下位面 t 谷頭コルヴイウム c″ 台地上浅谷面 t 台地上微高地 t	堆積様式は主として沖積台地について採用される。すなわち洪積台地が構成物質の風化層を土壌母材とするときは，成因の如何によらず残積ととして扱えるからである
		沖積河成台地 Ft 沖積海成台地 Qt 沖積湖成台地 Lt				河成，海成，湖成が成因および堆積様式を指示している
低地 (1)		河成低地 Fl 海成低地 Ql 湖成低地 Ll (風成低地 Al	砂質 s 岩石質 R（または岩種記号）		三角州 d 扇状地 f 谷底低地 v 堤間低地 d′ 海岸平野 o 自然堤防 n 浜堤 b 潮汐平野 d 砂丘 u 固定砂丘 u′ 浜礫 b′ 旧河道 k′ 河道 k 低位泥炭地 p 中位泥炭地 p′ 高位泥炭地 p″ 湿地 w 湿性地 w′	低地の小地形は堆積様式を細かく指示している。なお中地形区の成因別はそれらを大きく概括する関係にある

注　1）中地形を構成する小地形はそのうちの代表的なものを挙げた。従つて実際の地形区には表中のほかの地形区に属する小地形がその構成要素の一部として使用される。

2）構成物質（または基盤地質）についても地形区のうちに現われやすいものを表示してあるので，実際には地形区を細分する構成物は互いに流用される。

3）中地形の記号は原則として英語名の頭文字を用いるが，頭文字の同じものはさらに大文字の小字を付して区別する。

4）小地形の記号は原則として英語名の頭文字の小文字を用いるが，内容の共通するものは記号の右肩に′を付して区別する。

資料：土地利用区分の手順と方法（農林省農林水産技術会議事務局編）

表2.5　太陽ＥＣ立地の地形的因子

1	傾斜角度
2	傾斜の方位
3	起伏量
4	斜面形
5	斜面の長さ
6	海抜高 etc

表2.6　地形区分

Ⅰ　山　地	Ⅱ　平　地
1）山　地	1）山　麓
2）火山地	2）火山麓
3）丘陵地	3）台　地
	4）低　地

※1

火山地：山地のうち原地形が第４紀以後の火山噴出により生じ，かつ火山噴出岩，または，火山砕屑物により特長ずけられる地域。

火山麓：火山地に続く熔岩，または，火山岩屑の堆積による緩斜面で傾斜は約１５度以下のところ。

全国都道府県市町村地形別面積調べ
昭和４７年１０月　　国土地理院調査部

ってもマイナス要素が少い事から注目に値いする。しかし，需要地からの距離，実現するに当っての施工の難度等は，場所によってかなりの差異を生ずる事が予想される。これらの県別面積集計と規模分類を行った。さらに全国の二地域をモデルにしてエネルギー利用可能性の検討を行なった。

(ロ)　湖沼・貯水池，離島，塩田

湖沼・貯水池はその上部を太陽Ｅ・Ｃの設置場所として選定する事は未だかなり未検討な部分が多いと考えられるが，日陰になってもそのマイナス要素が明確に捉えられない事，特に低湿地などは利用可能性が高い点に注目した。しかし，国立公園等の自然景観の一部として存在している湖沼・貯水池については除外されるべきであり，又実現するに当ってフローティング支持の検討が必要となろう。なお，湖沼・貯水池については県別に面積統計と規模分類を行なった。

離島は本土内で電力，原子力等のエネルギー立地が物理的あるいは周辺住民とのトラブルによって制約が加わっていることから，その制約を取り除ける事，無人島がかなり存在する事，有人島自身の民生用，産業エネルギー源を自力で取得出来る事等の利点が注目される。

ここでは離島を有人島，無人島別，規模別に面積集計を行い，さらに特定の離島についてケース・スタディを行なった。

塩田はもともと太陽エネルギー利用の一形態であるが，まとまった用地が得られる事，廃塩田の有効利用がはかれる事，日陰になってもマイナス要素のない事に注目した。しかし塩田は臨海部にあり広大な面積を有しているので，周辺都市との関係，土地利用等の検討によってその可能性はかなり後退する事が考えられる。

以上の４つの自然域を中心とした太陽Ｅ・Ｃ設置場所の設定の着眼点をまとめたものが表2.7である。

(2)　都市域を中心とした設置可能場所設定の考え方

都市市域を中心とした太陽熱発電コレクターの立地場所を検討する事は，或る特定の都市が，その都市で使用するエネルギーを比較的効率の良い範囲内で取得する事を基本的な考え方としている。しかしコレクターを設置するエネルギー取得地と利用場所の距離は，エネルギーの輸送方法，取得・利用の物理的手法によって，変化するため明確な算定はむずかしい。

ここでは人口を都市の広がりの尺度として，調査の範囲を決め，その範囲はエネルギー輸送のロスをはぶくという観点から，比較的近距離に設定し，都市の広がりを人口規模で設定した。人口規模は３万人程度の都市から１００万人都市のものを基本に，都市人口規模を１０区分に分割し，対象領域を人口の規模に応じて半径４㎞毎に増やした。

表2.7　地形別設定区分の着眼点

設定区分	着眼点	備考
地形別 (火山地 火山麓)	1.未利用地が多い 2.日陰部分のマイナス要素が少い	・需要地からの距離施工の難度などにより場所によって差異を生ずる
湖沼 貯水池	1.水面上は未利用であると考えられる 2.日陰部分のマイナス要素が少いと考えられる 3.低湿地の利用度は高い	・立地可能性として不明確な点が多い
離島	1.無人島の利用度が高い 2.有人島自身のエネルギー源として可能性が高い 3.本土内の電源立地に制約があることによる可能性の増大	・立地可能性はかなり高いと考えられる
塩田	1.既に太陽エネルギーを利用している 2.廃塩田については未利用であり，日陰になってもマイナス要素がない	・周辺都市，土地利用の関係から，可能性が後退する事が考えられる

この全国の都市規模を人口別に分類し，調査対象半径を設定したものが表2.8であり，この中から三地点をきめ，ケース・スタディとして検討を行なった。

表2.8　全国都市規模の分類と調査対象半径

	都市人口規模(人口幅)	都市数	対象半径	該当都市
1	5万人(　3～　7万人)	359市	8 km	網走・水沢・本庄・富士吉田・長浜 倉吉・益田・宇佐
2	10万人(　7～13万人)	105	10	会津若松・厚木・瀬戸・伊勢・徳山 八代
3	15万人(13～20万人)	49	12	弘前・鎌倉・加古川・宇部・佐賀
4	30万人(20～40万人)	59	16	旭川・宇都宮・長野・高松・大分
5	50万人(40～70万人)	12	20	仙台・岡山
6	100万人(70～150万人)	7	24	札幌・北九州
7	200　(150～250万人)	2	30	名古屋
8	300　(250～400万人)	1	36	大阪
9	500　(400～600万人)	0	42	
10	600万人以上	1	50	東京区部
		595		

S48. 3. 31日現在の，全国都市(行政区域人口3万人以下の43市は除く)の都市人口(行政区域内人口)を基に作成している。　資料：「住民基本台帳人口」自治省

都市域を中心とした設置可能場所は，既に用地が利用され，あるいは保存されていることを考えると，多くの問題を持っている。建築物については別章で扱っているのでこゝではそれ以外の部分で鉄道用地，道路用地，河川敷の公共的色彩の強い場所をとり上げた。

鉄道用地は路線用地（鉄道敷）と駐車場，停車場（駅）に分けられるが，その利用可能性はかなり高いと考えられる。しかし実現に当っては既にある構造物等との関係が問題となる。

道路用地は国道クラスのものから市町村道のものまでかなりの種類があるが，街路的なものは利用可能性がないとして，一般国道と，都道府県道を対象とした。

河川は古くから自然生態の大動脈として存在し，生活用水，農業用水等，人間とのかゝわり合いにおいても深いつながりを持っている。ここでは河川の利用部分を河川堤防とした。

一方これらの鉄道，道路，河川が名都市との関係で太陽エネルギーとどの様にからむかを検討するため，次の三地点のモデル都市上定め，取得可能と考えられるエネルギーの量と，民生用需要エネルギー量との対比をケースタディ(2)として行った。

モデル都市	宇佐市	5万人規模
	宇都宮市	30万人規模
	札幌市	100万人規模

(3) 建築物を中心とした設置可能場所設定の考え方

建築物を中心とした太陽E・Cの設置可能な場所は，主にその対象として建築物の屋根が考えられる。

建築物はその設計の段階で，きびしい重量のもとに構造計画がなされ，又建物の外観は専門家によって統一感と美しさについて検討なされた結果出て来たものなので，既存の建物の上に太陽E・Cをのせるという事の可能性は，建築物の種類によっては多くの問題をかゝえていると云わねばならない。

ここでは以上の観点から建築物の用途別に，その場所で太陽エネルギーを利用するか，同一用途の団地が利用する事を想定して，工場と工場団地，住宅団地，倉庫，学校を太陽E・C設置可能場所と定めた。これらの用途は屋根の形によって太陽エネルギー取得の割合が違うので，特に工場については構造別と建物の屋根形状を組合せ，エネルギー取得率の推定を業種別に行い，工場建家のエネルギー取得の検討をケース・スタディ(3)として行なった。なお住宅団地，倉庫，学校については全国規模の建築面積の集計を行った。

2.2.3 太陽E・C設置可能面積と発電可能量の推計

この項では太陽E・C設置可能場所別に設置可能面積を集計し，それに一定の発電量換算値によって太陽熱発電可能量を推算した。以下にその面積集計の方法を述べ，得られた集計結果と発電容量を全国一括して各表にまとめた。なお，県別面積集計は別冊付録とした。

(1) 地形別（火山地・火山麓）

地形区分の内，火山地，火山麓の二つを県別に，総面積，個所数※-2，面積規模別※-1.2，一個所当り平均面積※-3をもとめ，全国集計し，その発電容量をまとめて表わしたものが次の表2.9である。なお基礎資料は「全国都道府県市区町村地形別面積調」S47年建設省国土地理院地理調査部による。

※-1 個所数については各市町村を一つの単位とし，その行政区域内に，火山地，あるいは火山麓を含む市町村数を，それぞれの集計の対象個所数とする。

※-2 市町村境界未定地区の取扱いは，面積については該当市町村の火山地，又は火山麓面積を該当市町村数で除した値をそれぞれの市町村に配分するものとし，個所数については該当市町村数をその対象とする。

※-3 全国市町村の平均面積115KM^{2}を一つの基準と考え，60KM^2（1／2）30KM^2（1／4）を区

分の数値とし，３０KM^{2}未満，３０～６０KM^{2}未満，６０～１２０KM^{2}以上の４段階に分類した。

表2.9　火山地・火山麓面積集計と発電容量

（火山地）		総面積	総個所数	規模分類 30KM^{2}未満	30～60KM^{2}未満	60～120KM^{2}未満	120KM^{2}未満	一個所当り面積規模
全国集計		25.603 KM^2	418 ケ所	186 ケ所	106 ケ所	76 ケ所	50 ケ所	61.3 KM^2
発電容量	ベース用 (0.07kW/m^2)	1.792.210 MW		～2.100 MW	2.100～4.200 MW	4.200～8.400 MW	8.400～ MW	4.291 MW
発電容量	ピーク用 (0.28kW/m^2)	7.168.840 MW		～4.800 MW	4.800～16.800 MW	16.800～33.600 MW	33.600～ MW	17.164 MW

（火山地）		総面積	総個所数	規模分類 30KM^{2}未満	30～60KM^{2}未満	60～120KM^{2}未満	120KM^{2}未満	一個所当り面積規模
全国集計		11.116 KM^2	259 ケ所	126 ケ所	81 ケ所	36 ケ所	16 ケ所	42.9 KW^2
発電容量	ベース用 (0.07kW/m^2)	778.120 MW		～2.100 MW	2.100～4.200 MW	4.2.00～8.400 MW	8400～ MW	3.003 MW
発電容量	ピーク用 (0.28kW/m^2)	3.112.480 MW		～4.800 MW	4.800～16.800 MW	16.800～33.600 MW	33.600～ MW	12.012 MW

(2)　湖沼・貯水池

全国の湖沼及び発電用ダム貯水池，農業用ダム貯水池を県別に総面積※-1.2，個数※-2，面積規模別※-3，一個所当り平均面積を求め全国集計　その発電容量をまとめたのが，表１０である。なお基礎資料は「全国都道府県市区町村地形別面積調」Ｓ４７年建設省，「ダム総覧」Ｓ４４年，日本ダム協会による。

※-1　面積規模１KM^{2}以下の湖沼，0.01KM^2（１ｈａ）以下の農業用ダム貯水池は，面積，個所数とも集計から除く。ダム貯水池面積は　水面積を用いる

※-2　市町村境界未定の為，二つの県に含まれる湖沼は，湖沼面積の１／２をそれぞれの該当県に配分し，個所数については１／２個所として集計する。

※-3　ダム貯水池の面積規模による分布は最小から最大に至るまで，比較的一様であるため分布状態の把え易い５段階分類とした。

表 2.10　湖沼，貯水池面積集計と発電容量

		総面積	総個所数	規模分類					一個所当り面積規模
(湖沼)		2376KM^2	105ケ所	1～5KM^{2}未満	5～10KM^{2}未満	10～50KM^{2}未満	50KM^{2}以上		22.6KM^2
				54ケ所	23ケ所	16ケ所	12ケ所		
発電容量	ベース用 (0.07kW/m^2)	166.320KW		70MW～350MW	350MW～700MW	700MW～3.500MW	3.500MW～		1.582MW
	ピーク用 (0.28kW/m^2)			280MW～1.400MW	1.400MW～2.800MW	2.800MW～14.000MW	14.000MW～		6.328MW
(発電用ダム 貯水池)		51128KM^2	412	0.5KM^{2}未満	0.5～1KM^{2}未満	1～2KM^{2}未満	2～4KM^{2}未満	4KM^{2}以上	1.24KM^2
				185ケ所	75ケ所	84ケ所	41ケ所	27ケ所	
発電容量	ベース用 (0.07kW/m^2)	35.7896MW		～35MW	35MW～70MW	70MW～140MW	140MW～280MW	280MW～	86.8MW
	ピーク用 (0.28kW/m^2)			～140MW	140MW～280MW	280MW～560MW	560MW～1120MW	1120MW～	347.2MW
(農業用ダム 貯水池)		32222KM^2	586	0.01～0.1KM^{2}未満	0.1～0.3KM^{2}未満	0.3～1KM^{2}未満	1～3KM^{2}未満	3KM^{2}以上	0.55KM^2
				278ケ所	141ケ所	72ケ所	71ケ所	24ケ所	
発電容量	ベース用 (0.07kW/m^2)	2255.54MW		0.7MW～7MW	7MW～21MW	21MW～70MW	70MW～210MW	210MW～	38.5MW
	ピーク用 (0.28kW/m^2)			2.8MW～28MW	28MW～84MW	84MW～280MW	280MW～840MW	840MW～	154MW

(3) 離　　島
※－1　※－2　※－3

離島を有人島と無人島に分け，県別に総面積，個所数面積規模別一個所当り平均面積をもとめ全国集計し，その発電容量をまとめたのが表１０である。なお，基礎資料は「離島統計年報」Ｓ４８年，(財)日本離島センター及び「離島振興２０年の歩み」Ｓ４９年，同センターによる。（表2.１１）

※－１　全国3.７３４島の内，離島振興法（昭和２８年）による離島振興対策電施地域の各離島７２３島を対象とする。

※－２　７２３島の内，常時住民が住んでいる３０７島（Ｓ４８年３月現在）を対象とする。

※－３　７２３島の内，Ｓ４８年３月現在無人島となっている島数は４１６あるが，集計の都合上Ｓ３０年時点の無人島を集計対象とする。

尚，Ｓ３０年以後Ｓ４８年３月までに上記７２３島の内の有人島の無人化したものは４１島あり，その合計面積は１9.５５ＫＭ^2，一島当り平均面積では0.４８ＫＭ^{2}となっている。

※－４　基礎資料は，0.０１ＫＭ　以下の無人島は扱っていない。また無人島の面積が群島合計で表示されている場合には，これを群島数で除した値を各無人島の面積として規模分類する。

表2.１１　離島面積集計と発電容量

		総面積	総個所数	規模分類※－4				一個所当り面積規模
（有人島）		665659KM^2	３０７島	5KM^{2}未満	5～50KM^{2}未満	50～100KM^{2}未満	100KM^{2}未満	21.68KM^2
				２１島	７４島	９　島	１３島	
発電容量	ベース用（0.07kW/m^2）	46596.13MW		350MW未満	350MW～3500MW	3500MW～7000MW	7000MW	1517.6MW
	ピーク用（0.28kW/m^2）			1400MW	1400MW～14000MW	14000MW～28000MW	28000MW	60.70.4MW
（無人島）		62.05KM^2	３８０島	0.01～0.1KM^{2}未満	0.1～0.3KM^{2}未満	0.3～0.5KM^{2}未満	0.5KM^{2}未満	0.16KM^2
				２０７島	１４０島	９　島	２４島	
発電容量	ベース用（0.07kW/m^2）	43435MW		0.7MW～7MW	7MW～21MW	21MW～35MW	35MW～	11.2MW
	ピーク用（0.28kW/m^2）			2.8MW～28MW	28MW～28MW	84MW～140MW	140MW～	44.8MW

(4) 塩　　田
※－1　※－2　※－3

全国の塩田を県別に，総面積，個所数，面積規模別，一個所当り平均面積を求め全国集計し，その発電容量をまとめたのが表2.１２である。なお基礎資料は「全国塩業地図」Ｓ４４年塩業組合中央会による。

※－１　塩田設備のうち，採かん地，濃縮台，技条架等の合計面積を対象としている。

※－２　企業，組合を一つの単位とする。

※－３　塩田の最小，最大規模の中間点１５０ha を基準とし，５０ｈａ未満，５０～１５０ha未満，150ha ～３００ha未満，３００ha以上の４段階に分類した。

表2.12　塩田面積集計と発電容量

		総面積	総個所数	規模分類				1個所当り面積規模
				50ha未満	50～150ha未満	150～300ha未満	300ha以上	
(塩田)		2648 61ha	22ケ所	4ケ所	13ケ所	4ケ所	1ケ所	120.39ha
発電容量	ベース用 (0.07kW/m²)	1854.0MW		～35MW	35MW～105MW	105MW～210MW	210MW～	84.3MW
	ピーク用 (0.28kW/m²)			～140MW	140MW～420MW	420MW～840MW	840MW～	337.1MW

(5) 鉄　道

鉄道用地については，国鉄と私鉄に分け，線路敷地，駅区，停車場用地を，国鉄については支社別に，私鉄については陸運局管内別に求め全国集計し，その発電容量をまとめたものが表2.13である。なお基礎資料は，「鉄道統計年報」S36年，日本国有鉄道，「私鉄統計年報」S47年，運輸省による。

表2.13　鉄道用地面積集計と発電容量

(鉄道)		総用地面積	用地面積		線路敷地		駅区，停車場用地	
			国鉄	私鉄	国鉄	私鉄	国鉄	私鉄
全国集計		522.24.75ha	44718.62ha	7506.13ha	30876.16ha	5597.61ha	13842.46ha	1908.52ha
発電容量	ベース用 (0.07kW/m²)	36.557MW	31.303MW	5.254MW	21.613MW	3.918MW	9.689MW	1.336MW
	ピーク用 (0.28kW/m²)	146.229MW	125.212MW	21.017MW	86.453MW	15.673MW	38.759MW	5.344MW

(6) 道　路

全国の道路の内，一般国道（元一級・二級国道），都道府県道（主要地方道・一般都道府県道）を対象として，県別に総面積を求め全国集計し，その発電容量をまとめたものが表2.14である。なお基礎資料は「道路統計年報」S49年，全国道路利用者会議（建設省道路局編）による。

表2.14　道路用地面積集計と発電容量

道路		総面積	一般国道			都道府県道		一般都道府県道
			合計	元一級国道	元二級国道	合計	主要地方道	
全国集計		1009.77KM²	277.94KM²	122.79KM²	155.15KM²	731.83KM²	251.01KM²	480.82KM²
発電容量	ベース用 (0.07kW/m²)	70,683.9MW	19455.8MW	8595.3MW	10860.5MW	51228.1MW	17570.7MW	33657.4MW
	ピーク用 (0.28kW/m²)	282,735.6MW	77823.2MW	34,381.2MW	43442.0MW	204912.4MW	70282.8MW	134629.6MW

(7) 河　川（堤防敷）

全国の河川の内，１級・２級河川を対象として県別に総延長を求め全国集計し，その発電容量をまとめたものが表2.１５である。なお基礎資料は「河川便覧」Ｓ４４年，建設省による。

表2.１５　河川（堤防敷）の面積集計

		全国計	河川	
			一級河川	二級河川
延長		109,291.12KM	73,805.18KM	35,485.94KM
面積（延長×利用幅30m）		(3278.74Km²)	(2214.16Km²)	(1064.58Km²)
発電容量	ベース用（0.07kW/m²）	229.512MW	154.991MW	74.521MW
	ピーク用（0.28kW/m²）	918.046MW	619.964MW	298.082MW

(8) 工場，工業団地

工場については，全国の工場敷地面積及び建築面積を，業種別に県別，全国集計を行なう。工業団地については，県別に面積，個所数※-2，面積規模別※-3，一個所当り平均規模を求め全国集計するとともに，臨海内陸別に敷地面積を求め，これを基に建築面積を算定※-4し県別，全国集計し，その発電容量をまとめたものが表2.１６，2.１７である。なお，基礎資料は工場については「工業統計表」Ｓ４６年，を用い工業団地※-1は「工業立地ハンドブック」R.４７年，(財)日本工業立地センター，「物流施設の機能および原単位分析調査」Ｓ４７年，通産省による。

※－１　集計の対象とする工業団地は，一般の工業団地，産炭地域振興事業団工業団地，日本住宅公団工業団地，中小企業高度化資金貸付対象団地とし，Ｓ４６年時点において造成中，計画中のものを含める。

※－２　内陸工業団地は一団地を一個所とかぞえ，臨海工業団地は号地・区・期等を一つの単位としてかぞえる。

※－３　工業団地の規模は，中小企業団地，一般内陸工業団地，臨海工業団地とグレードが比較的定まっており，これらの面積規模を考慮し，３０ha 未満（中小企業団地が相当），30ha～150ha 未満（一般内陸工業団地が相当），150ha～300ha 未満（比較的規模の大きい内陸工業団地と臨海工業団地），300ha 以上（大規模を内陸工業団地と臨海工業団地），の４段階に分類した。

※－４　敷地面積に対する建築面積の割合を，内陸工業団地については３０％，臨海工業団地は２０％として建築面積を算定した。

表2.１６－１　工場敷地面積集計と発電容量

工場別（敷地）		食品工場	繊維工場	衣服工場	木材工場	家具工場	パルプ紙工場 ＊
全国集計		7130.45ha	8636.23ha	905.37ha	3695.91ha	1287.66ha	5007.97ha
発電容量	ベース用（0.07kW/m²）	4991.315MW	6045.361MW	633.8MW	2587.1MW	901.4MW	3505.6MW
	ピーク用（0.28kW/m²）	19965.26MW	24181.4MW	2535.2MW	10348.5MW	3605.4MW	14022.3MW

表2.16－2

＊　＊＊

印刷工業	化学工業	石油・石炭工場	ゴム工場	皮・革工場	窯業工場	鉄鋼工場	非鉄工業
559.86ha	14481.95ha	4631.77ha	1169.09ha	208.91ha	9619.72ha	15324.60ha	5787.42ha
391.9MW	10137MW	3242MW	818MW	146MW	6733.8MW	10727MW	4051MW
1567.6MW	40549MW	12969MW	3273MW	585MW	26935MW	42909MW	16204MW

＊＊

金属工場	機械	電機工場	輸送機工場	精機工場	武器工場	その他工場	全業種
4715.48ha	9398.99ha	6281.85ha	9079.37ha	950.42ha	410.69ha	3386.53ha	112.670ha
3300MW	6579MW	14397MW	6355MW	665MW	287MW	2370MW	78.869MW
13203MW	26317MW	17589MW	25422MW	2661MW	1150MW	9482MW	315.476MW

表2.16－3　工場建築面積集計と発電容量

工場別（建築面積）		食品工場	繊維	衣服	木材	家具	パルプ	印刷
全国集計		2051.40ha	3073.34ha	284.20ha	800.91ha	421.40ha	1171.16ha	266.39ha
発電容量	ベース用（0.07kW/m²）	1436MW	2151MW	199MW	560MW	295.0MW	820MW	186MW
	ピーク用（0.28kW/m²）	5744MW	8605MW	795MW	2242MW	1180MW	3279MW	746MW

＊　＊＊

化学	石油・石炭	ゴム	皮革	窯業	鉄鋼	非鉄	金属
2101.81ha	233.77ha	388.13ha	64.91ha	1781.53ha	3210.18ha	979.23ha	1564.06ha
1471MW	163MW	271MW	45MW	1247MW	2247MW	685MW	1095MW
5885MW	654MW	1086MW	181MW	4988MW	8988MW	2742MW	4379MW

＊＊

機械	電機	輸送機	精機	武器	その他	全業種
2804.37ha	1785.58ha	2616.71ha	233.44ha	18.15ha	860.77ha	26.711ha
1963MW	1250MW	1831MW	163MW	12MW	602MW	18.697MW
7852MW	4999MW	7326MW	653MW	51MW	2410MW	74.791MW

表 2.17　工業団地・建築面積集計と発電容量

（工業団地）		敷地面積	個所数	規模分類				1個所当り面積規模	敷地面積		建築面積	
				30ha未満	30～150ha未満	150～300ha未満	300ha以上		臨海	内陸	臨海	内陸
全国集計		82404.69 ha	1346 団地	863団地	353団地	70団地	60団地	61.22ha	51347.38ha	31057.31ha	10269.48ha	9317.19ha
発電容量	ベース用 (0.07kW/m²)	57683.2 MW		～21MW	21～105MW	105～210MW	210～MW	42.9MW	35943MW	21740MW	7188MW	6522MW
	ピーク用 (0.28kW/m²)	230733 MW		～84MW	84～420MW	420～840MW	840～MW	171.4MW	143772MW	86960MW	28754MW	26088MW

(9) 住宅団地

住宅団地のうち，住宅公団の住宅団地を対象[※-1]として，県別に戸数，団地個所数を求め建築面積を算定[※-2]し全国集計する。また一団地の総建築面積の規模別分類を行ない，平均規模を求め県別，全国集計する。それら面積集計と発電容量をまとめたものが表2.18である。なお基礎資料は「団地一覧表」S49年「日本住宅公団業務年報別冊」S45年，いずれも日本住宅公団による。

※－1　団地住宅，一般市街地住宅，面開発市街地住宅が対象。

※－2　建築面積の算定に当っては，建物の階数を4階と設定し，一戸当り平均計画床面積49.02㎡（現在までの公団住宅の平均値）を50M²として次の計算式を用いた。

建築面積　＝　住宅戸数×$\frac{1}{4}$×50M²／戸

表2.18　住宅団地建築面積集計と発電容量

（住宅公団）		戸数	建築面積	団地個所数	規模分類（建築面積）				1個所当り面積規模
					2ha未満	2～4ha未満	4～6ha未満	6ha未満	
全国集計		535837戸	669.82ha	886団地	792団地	69団地	15団地	10団地	0.76ha
発電容量	ベース用（0.07kW/㎡）		468.9MW		～1.4MW	1.4～2.8MW	2.8～4.2MW	4.2～MW	0.53MW
	ピーク用（0.28kW/㎡）		1875.5MW		～5.6MW	5.6～11.2MW	5.6～16.8MW	16.8～MW	2.13MW

(10) 倉庫

倉庫を臨海，内陸に分け，臨海については港湾倉庫を対象として建築面積を県別に総面積，個数[※-1]，面積規模別，一個所当り平均面積を求め全国集計する。内陸については，倉庫を中心とした団地を対象として，敷地面積を基に，敷地面積に対する建築面積の割合を30％として建築面積を求め，臨海と同様な集計を行なう。その面積集計と発電容量をまとめたものが表2.19である。なお基礎資料[※-2]は「港湾施設現況一覧表」S48年，運輸省港湾局，「物流施設の機能および原単位分析調査報告書」S46年，通産省による。

※－1　臨海倉庫については一港湾にある倉庫群を一つの単位とし，内陸倉庫は一団地を一個所と数える。

※－2　内陸倉庫については，計画中の団地も含めている。

表2.19　倉庫建築面積集計と発電容量

（臨海倉庫）		建築面積	個所数	規模分類				1個所当り面積規模
				5ha未満	5～15ha未満	15～30ha未満	30ha未満	
全国集計		848.94ha	242港湾	213港湾	16港湾	4港湾	9港湾	3.51ha
発電容量	ベース用（0.07kW/㎡）	594.3MW		～3.5MW	3.5～10.5MW	10.5～21.0MW	21～MW	2.5MW
	ピーク用（0.28kW/㎡）	2377MW		～14.0MW	14.0～42.0MW	42.0～84MW	84～MW	10.0MW

（内陸倉庫）		敷地面積	建築面積	個所数	規模分類				1個所当り面積規模
					5ha未満	5～15ha未満	15～30ha未満	30ha以上	
全国集計		2176.46ha	652.94ha	109団地	87団地	9 団地	7 団地	6 団地	5.99ha
発電容量	ベース用 (0.07kW/m²)	1523.5MW	2611.8MW		～3.5 MW	3.5 ～10.5MW	10.51 ～21.0MW	21～MW	4.2MW
	ピーク用 (0.28kW/m²)	6094MW	10447MW		～14.0 MW	14 ～42MW	42～ 84MW	84～MW	16.8MW

(11) 学　校

全国の学校施設の内，公立小中学校を対象としてその延床面積を県別に，小学校校舎，中学校校舎，小中学校体育館別に求め，全国集計し，それぞれの延床面積に対する建築面積の割合いを，小学校校舎0.5，中学校校舎0.4，体育館1.0として，建築面積を算定し，県別，全国集計する。その面積集計と発電容量をまとめたものが表2.20である。なお基礎資料は「公共施設状況調」S47年(財)地方財務協会による。

表2.20　学校建築面積集計と発電容量

学校		総延床面積	延床面積			建築面積		
			小学校校舎	中学校校舎	体育館	小学校校舎	中学校校舎	体育館
全国集計		9592.46ha	5230.53ha	2887.35ha	1474.58ha	2615.27ha	1154.94ha	1474.58ha
発電容量	ベース用 (0.07kW/m²)	6.714MW	3661MW	2.021MW	1032MW	1.830MW	808MW	1032MW
	ピーク用 (0.28kW/m²)	26.859MW	14.645MW	8.084MW	4129MW	7.322MW	3.234MW	41.29MW

2.2.4　ケーススタディー

(1)　ケーススタディー(1)〔離島〕

離島におけるケーススタディーは，対象島の土地利用の状況を勘案し取得可能なエネルギー量の算出する。

利用可能地の選定条件として，産業，島面積，本土からの距離の3項目についてバランスを保つことと，全国的にみて年平均日射量の比較的多いことを条件とし，表2.21に示す7島をモデルに選んだ。

表2.21　モデル島の選定

選定項目／島名	主要産業	面積	本土からの距離	県名
八丈島	観光	中	遠	東京
大三島	農業	中	至近	愛媛
高島	鉱業	小	至近	長崎
下須島	漁業	小	至近	熊本
下甑島	不特定	中	遠	鹿児島
口永良部島	不特定	小	遠	鹿児島
種ケ島	不特定	大	遠	鹿児島

作業は7島の土地利用状況から，Ⓑ耕地・森林，ⓒ国立公園等，Ⓓ海辺・都市等を除外し，Ⓔ利用可能用地率を算出した。この算出に当りⓒ，Ⓓは図上判断とした。このⒺをⒶ島面積に乗じⒻ利用可能面積の算出を行った。この面積Ⓕに取得エネルギー換算率（地域偏差値に取得エネルギー換算係数を乗じたもの）を乗じて取得エネルギー量を算出した

ものが表2.2 2である。なお，これを民生用需要電力と比較するため，各島毎の人口割合による計算結果をまとめたものが表2.2 3である。　○内の数字は表2.2 2の項目記号

表2.2 2　モデル島におけるエネルギー取得可能量

島　名	Ⓐ島面積	利用可能用地率				Ⓕ利用可能面積	Ⓖ取得エネルギー換算率	Ⓗ取得エネルギー
		Ⓑ耕地森林除外	Ⓒ国立公園等除外	Ⓓ海辺・都市等除外	Ⓔ利用可能用地率			
八丈島	7.143ha	0.25	0.4	0.4	0.04	286ha	kW/m² 0.8×0.07	160.160kW
大三島	6.382	0.16	—	0.6	0.10	638	1.0 ×0.07	446.600
高島	111	—	—	0.2	0.20	22	0.9 ×0.07	13.860
下須島	447	0.37	—	0.6	0.22	98	0.9 ×0.07	61.740
下甑島	6.687	0.25	—	0.6	0.15	1.003	0.9 ×0.07	631,890
口永良部島	3.804	0.23	—	0.6	0.14	533	0.9 ×0.07	335.790
種ケ島	44.683	0.28	—	0.4	0.04	4.915	0.9 ×0.07	3.096450

Ⓔ＝Ⓑ×Ⓒ×Ⓓ　Ⓕ＝Ⓐ×Ⓔ　Ⓗ＝Ⓕ×Ⓖ

Ⓒの利用可能率は，耕地・森林を除いた面積の内，更に国立公園等の面積を除外したものである。Ⓓについても同様な考え方である。

これらの両表を比較すると，利用可能な用地にコレクタを設置すれば，その島で必要とするエネルギー源を確保することは十分可能といえよう。これらの結果からみると，今後離島と太陽エネルギーの関係は有望である。

表2.2 3　モデル島における民生用電力需要

島　名	島人口	民生用電力需要
八丈島	人 10.787	KWH/D 32.361
大三島	13.947	41.781
高島	12.149	36.447
下須島	2.284	6.852
下甑島	6.453	19.359
口永良部島	350	1.050
種ケ島	48.100	144.300

民生需要電力＝島人口×3.0 KWH/D

(2)　ケーススタディー(2)　〔モデル都市〕（表2.2 4）

(イ)　モデル都市

モデル都市は都市規模のバランスを考慮し，5万人30万人，100万人レベルの代表的都市として，宇佐（大分県），宇都宮（栃木県），札幌（北海道）の3都市圏を選んだ。

(ロ)　設置範囲

3都市圏におけるエネルギーコレクタ設置範囲は宇佐，調査半径8KM，宇都宮，調査半径16KM，札幌，調査半径24KMと設定した。（いずれも市街地中心より算出）

(ハ)　エネルギーコレクタ設置場所

コレクタ設置場所は鉄道，道路，河川敷を対象とした。道路については高速道路，国道レベルのみを対象とし，河川については，1級，2級河川の河川堤防を設置可能場所と考えた。

(ニ)　面積算定

1／20万地図によって対象範囲内にある鉄道，道路，河川の総延長を求め，鉄道については国鉄，私鉄共一律に幅30M，道路については各路線の平均幅員，河川については堤防の両側面を15M×2＝30Mと設定して面積算定を行った。

(ホ) 設置可能面積

面積算定により得られた総面積の内，実際に太陽E・Cが設置できる面積をその1／10と考え，一律に1／10を乗じた。

これらの作業の集計は右に示す表及び図に表現されるが，これらを取得可能エネルギー量，民生用需用エネルギー量との関係で一括したものが表2.24である。

宇佐市圏	表2.25 表2.26	図2.9
宇都宮市圏	表2.27 表2.28	図2.10
札幌市圏	表2.29 表2.30	図2.11

表2.24　モデル三都市圏・ケース・スタディ結果

	宇佐市圏	宇都宮市圏	札幌市圏
利用可能面積 (算出面積の$\frac{1}{10}$)	0.083Km²	0.853Km²	0.926Km²
取得エネルギー (換算率0.07kW/m²)	5.810kW	59.710kW	64.820kW
都市人口	5.17万人	32.02万人	109.54万人
民生用電力需要 (換算率3.0KWH/人/d)	155.100KWH/日	960.600KWH/日	3.286.200KWH/日

この表から宇都宮市圏および宇佐市圏は，かなりのエネルギー供給可能性を有しているが，札幌市圏はこの両市圏よりポテンシャリテイが低い。

札幌市圏が低い数値を示したのは，対象地域のほゞ3分の1の面積が自然域である事によるものである。

表2.25　宇佐（調査半径8KM）

鉄道	延長(KM)	幅(M)	面積(KM²)	利用可能面積(KM²)
日豊本線	9.0	30	0.270	
合計	9.0	30	0.270	0.027

道路	延長(KM)	幅(M)	面積(KM²)	利用可能面積(KM²)
10号	10.0	9.77	0.098	
213号	1.5	6.07	0.009	
合計			0.107	0.011

河川	延長(KM)	有効幅(M)	面積(KM²)	利用可能面積(KM²)
駅館川	15.0	30	0.450	
合計	15.0	30	0.450	0.045

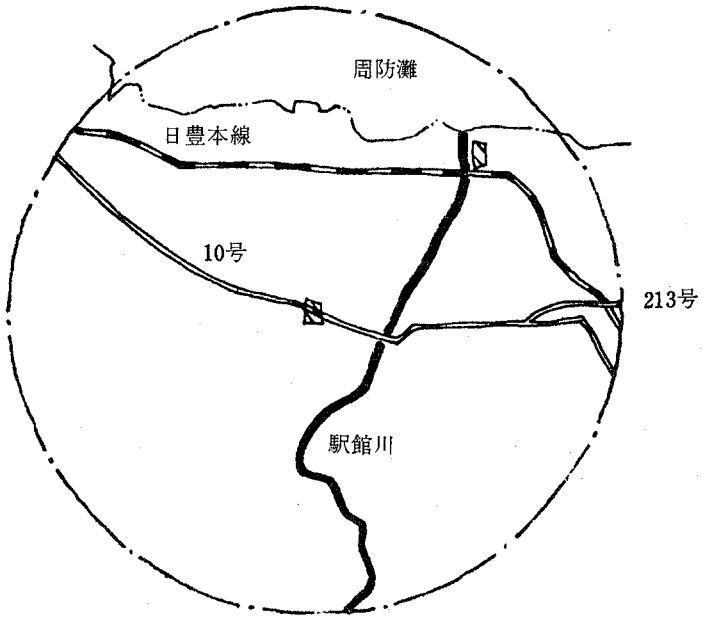


図2.9　宇　佐　（調査半径 8 Km）

表 2. 2 6

圏　域　面　積	2 0 0. 9 6 KM^2
利用可能面積	鉄道：0. 0 2 7 KM^2 道路：0. 0 1 1 河川：0. 0 4 5　計 0. 0 8 3 KM^2
取得可能エネルギー（0. 0 7 kW/m^2）	5. 8 1 0 kW

宇 佐 市 面 積	1 7 7. 7 0 KM^2
都市人口（行政区域内）	5. 1 7 万人
民 生 エ ネ ル ギ ー 需 要	1 5 5. 1 0 0 KWH/D

表 2.2 7　　宇都宮　（調査半径　16KM）

鉄道		延長（KM）	幅（M）	面積（KM²）	利用可能面積（KM²）
国鉄	東北本線	34.0	30	1.020	
	日光線	19.5	30	0.585	
	鳥山線	4.0	30	0.120	
私鉄	東武日光線	16.0	30	0.480	
	東武宇都宮線	15.5	30	0.465	
合計				2.670	0.267

道路	延長（KM）	幅（M）	面積（KM²）	利用可能面積（KM²）
東北自動車道	30.0	28.50	0.855	
4号	34.5	13.37	0.461	
119号	19.5	13.20	0.257	
123号	14.0	9.19	0.129	
293号	35.5	7.34	0.261	
合計			1.963	0.196

河川	延長（KM）	有効幅（M）	面積（KM²）	利用可能面積（KM²）
鬼怒川	32.5	30	0.975	
田川	35.5	30	1.065	
姿川	27.5	30	0.825	
黒川	22.5	30	0.675	
思川	12.0	30	0.360	
合計			3.900	0.390

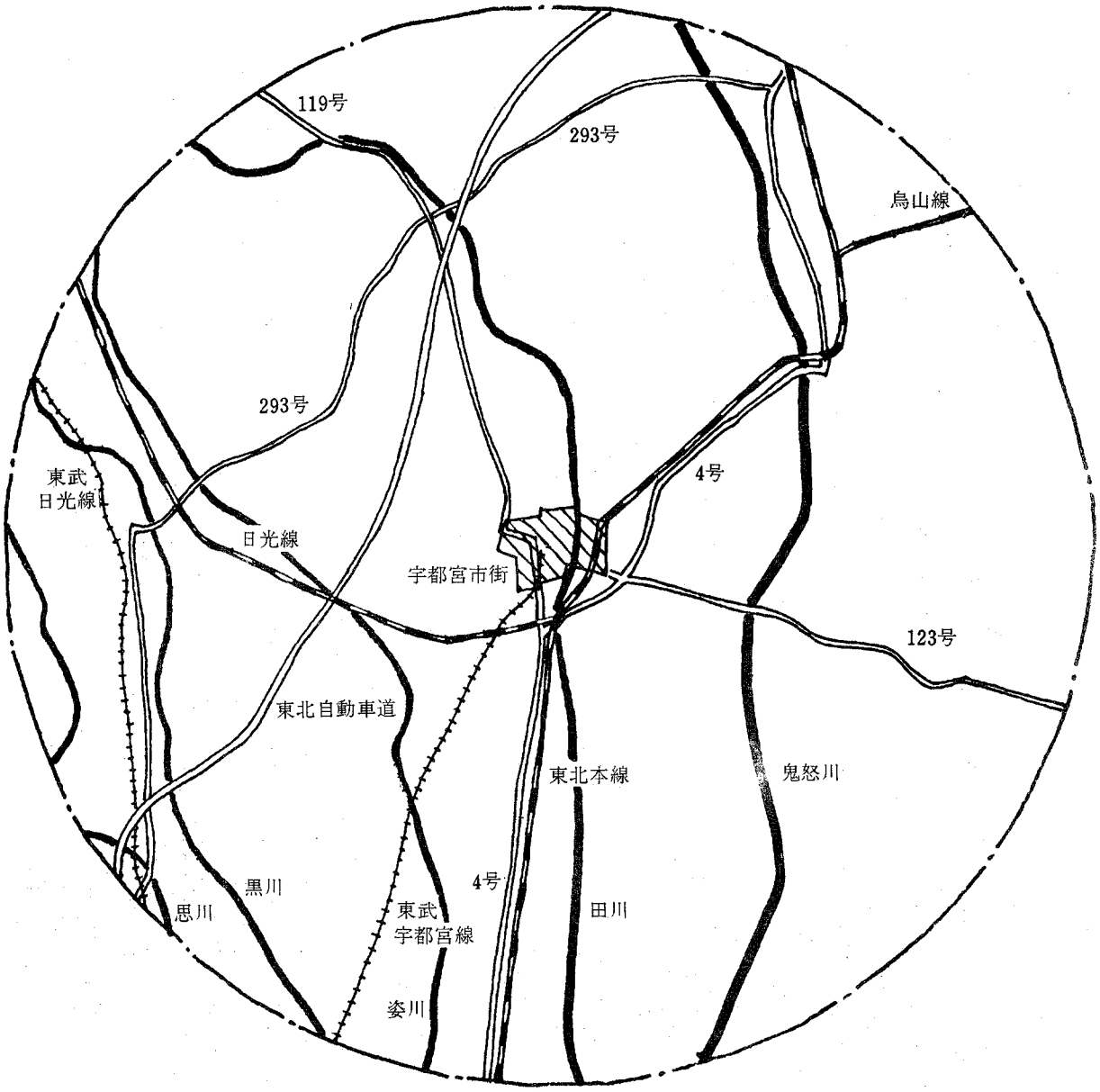


図2.10　宇都宮（調査半径16Km）

表 2.28

区　域　面　積	803.84 KM^2
利用可能面積	鉄道：0.267 KM^2 道路：0.196 河川：0.390　計 0.853 KM^2
取得可能エネルギー（0.07kW／m^2）	59.710kW

宇都宮市面積	312.53 KM^2
都市人口（行政区域内）	32.02万人
民生エネルギー需要	960.600 KWH／日

表 2.29　札　幌　（調査半径 24KM）

鉄道		延長（KM）	幅（M）	面積（KM²）	利用可能面積（KM²）
国鉄	函館本線	51	30	1.53	
	札沼線	28	30	0.84	
	千歳線	25	30	0.75	
私鉄	夕張鉄道	10	30	0.30	
合計				3.42	0.342

道路	延長（KM）	幅（M）	面積（KM²）	利用可能面積（KM²）
5号線	26.5	10.43	0.276	
12号線	28.5	15.51	0.442	
36号線	24.0	25.59	0.614	
230号線	31.0	10.71	0.332	
231号線	28.5	8.28	0.236	
274号線	20.0	5.19	0.104	
275号線	26.0	10.23	0.266	
合計			2.270	0.227

河川	延長（KM）	有効幅（M）	面積（KM²）	利用可能面積（KM²）
石狩川	35	30	1.05	
茨戸川	19	30	0.57	
豊平川	40	30	1.20	
千歳川	20	30	0.60	
夕張川	5	30	0.15	
合計			3.57	0.357

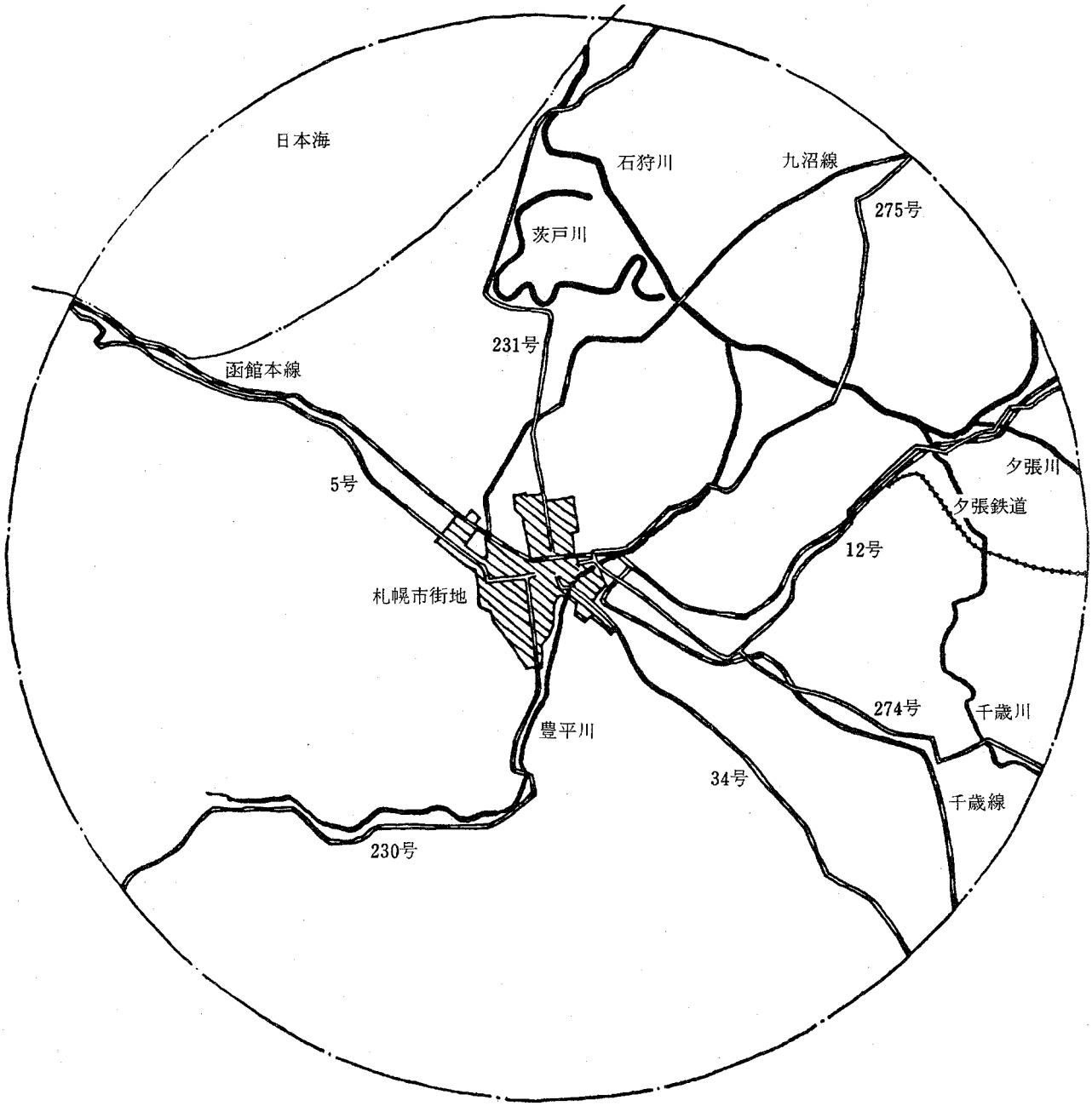


図2.11　札　幌（調査半径24Km）

表2.30

区　域　面　積	1808.64 KM^2
利用可能面積	鉄道：0.342 KM^2 道路：0.227 河川：0.357　　計 0.926 KM^2
取得可能エネルギー（0.07kW／m^2）	64.820 kW

札幌市面積	1009.00 KM^2
都市人口（行政区域内）	109.54 万人
民生エネルギー需要	3.286.200 KWH／D

(3) ケーススタディー(3) 〔業種別工場建屋〕

ここでは工場建築物の屋根を利用した太陽エネルギーの取得可能量を検討する。（表2.３１）

まず工業統計により全国製造業の産業別建築面積集計（Ｓ１）を基礎にして，下の二つの作業結果から業種別建築屋根面の利用可能面積（Ｓ２）とその業種別エネルギー取得率の推定を行い工場全体としての取得率を算出した。

Ａ作業： 各業種毎に木構造（ＷＯＯＤ），鉄骨構造（ＳＴＥＥＩ），鉄筋・鉄骨コンクリート（Ｒ・Ｃ，Ｓ・Ｒ・Ｃ）の建築面積割合を表2.３１の三段階に設定し，建築資料集成，建築学大系（工場），その他実際のレイアウト図等を参考にして各業種をタイプ分けした。

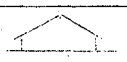
表2.３１ 建築構造物別の建築面積割合

(a)	WOOD	STEEL	R・C S・R・C
タイプ－1	５％	８０％	１５％
タイプ－2	１０	８０	１０
タイプ－3	１５	７５	１０

Ｂ作業： 建築の屋根形状と構造を結びつけ，屋根形状と構造の種類毎に建築面積の利用可能比率を設定したものが表2.３２である。この業種別建築構造割合をａ，構造・形態別利用可能率をｂとすると，構造・形態別にみた利用可能面積は次式で得られる。

業種別建築面積 S_1 ×ａ×ｂ＝ 構造・形態別利用可能面積 S_2

表2.３２ 構造・形態別利用可能率(b)

区分＼構造	WOOD	STEEL	R・C, S・R・C
建物形態			
利用可能率(b)	１０％	２０％	５０％

これから業種別利用可能面積S_2，業種別取得率αを集計したものが表2.３３である。

この結果によると工場建築面積２６,７００ｈａに対し6,１５０ｈａの利用が可能で，その取得率は工場全体で２３％となる。これをエネルギー取得換算率0.０７kW／m^2で取得可能エネルギーを算出すると，4.305ＭＫＷが得られる。

表2.33

	S_1 建築面積 ha	B作業 構造 形態別利用可能面積 ha Wood ※10%	Steel ※20%	RC・SRC 50%	S_2 利用可能面積 ha	取得率 α %	A作業 a 業種別建築構造割合 % Wood	Steel	RC, SRC
18 19 食料品製造業	2051.40	10.26	328.22	153.86	492.34	24.0	5	80	15
20 繊維工業	3073.34	15.37	491.73	230.50	737.60	24.0	5	80	15
21 衣服，その他の繊維製品製造業	284.20	2.84	45.47	14.21	62.52	22.0	10	80	10
22 木材，木製品製造業	800.91	12.01	120.14	40.05	172.20	21.5	15	75	10
23 家具，装備品製造業	421.40	6.32	63.21	21.07	90.60	21.5	15	75	10
24 パルプ，紙，紙加工品製造業	1171.16	11.71	187.39	58.56	257.66	22.0	10	80	10
25 出版，印刷，同関連産業	266.39	1.33	42.62	19.98	63.93	24.0	5	80	15
26 化学工業	2101.81	21.02	336.29	105.09	462.40	22.0	10	80	10
27 石油製品，石炭製品製造業	233.77	2.34	37.40	11.69	51.43	22.0	10	80	10
28 ゴム製品製造業	388.13	3.88	62.10	19.41	85.39	22.0	10	80	10
29 なめしかわ，同製品，毛皮製造業	64.91	0.97	9.74	3.25	13.96	21.5	15	75	10
30 窯業，土石製品製造業	1781.53	17.82	285.04	89.08	391.94	22.0	10	80	10
31 鉄鋼業	3210.18	16.05	513.63	240.76	770.44	24.0	5	80	15
32 非鉄金属製造業	979.23	4.90	156.68	73.44	235.02	24.0	5	80	15
33 金属製品製造業	1564.06	15.64	250.25	78.20	344.09	22.0	10	80	10
34 一般機械器具製造業	2804.37	28.04	448.70	140.22	616.96	22.0	10	80	10
35 電気機械器具製造業	1785.58	8.93	285.69	133.92	428.54	24.0	5	80	15
36 輸送用機械器具製造業	2616.71	13.08	418.67	196.25	628.00	24.0	5	80	15
37 精密機械器具製造業	233.44	1.17	37.35	17.51	56.03	24.0	5	80	15
38 武器製造業	18.15	0.09	2.90	1.36	4.35	24.0	5	80	15
39 その他の製造業	860.77	12.91	129.12	43.04	185.07	21.5	15	75	10
合計	26711.49ha	206.68ha	4252.34ha	1691.45ha	6150.47ha	23.0%			
							8%	78%	14%

建築面積　※構造・形態別利用比率b
工業統計ヨリ（従業員30人以上の事業所）

最近10年の工場の傾向

(4) ケーススタディ(4) 〔火山地・火山麓〕

(イ) モデル地区の選定

わが国は火山国であるが火山地帯が広く分布しているところは北海道，東北，関東，北陸，九州である。このケーススタディでは地方の中心都市との関連で北海道の道央地区と，北部九州の大分地区の2つを選んだ。

北海道の道央地区は人口が集積しており，それら地域と道南地区の境界には多くの火山が幾重にも帯状に連なっている。

また，北部九州の大分地区は久住から別府，国東半島にかけて火山地帯が分布している。将来大分県の臨海部は大分別府地区を始め宇佐・中津地区には産業と人口のかなりの集積があるものと考えられる。

(ロ) コレクタ設置場所

(a) 北海道地区

この地区のコレクタ設置場所は図2.12に示すⅠ，Ⅱ，Ⅲの地区が考えられる。Ⅰ地区はニセコ・アンヌプリ附近の一団，Ⅱ地区は喜茂別岳，余市岳一帯，Ⅲ地区は登別岳，ホロホロ山一帯を対象にした。

(b) 大分地区

この地区では図2.13に示すごとくⅠ地区を国東半島，Ⅱ地区を久住高原一帯とした。

(ハ) 面積算定

2.2.3項の地形別区分で算定した火山，火山麓を対象に面積算定を行なう。

(ニ) 利用可能の面積

面積算定によって得られた総面積のうち実際に利用できる面積を火山地は1／50，火山麓は1／30と考えそれを総面積に集じた。

また，北海道は九州地区より日照率が悪いものと考えられるので，地域偏差係数0.7を乗じるものとした。このような条件によって得られた利用可能面積は次の表2.34のごとくである。

表2.34　利用可能面積

地区		総面積 (km²) 火山	火山麓	計	利用可能面積 (km²)	計
北海道々央	Ⅰ	245	169	414	10	25
	Ⅱ	194	163	357	9	
	Ⅲ	591	167	758	17	
大分	Ⅰ	95	0	95	2	12
	Ⅱ	339	95	434	10	

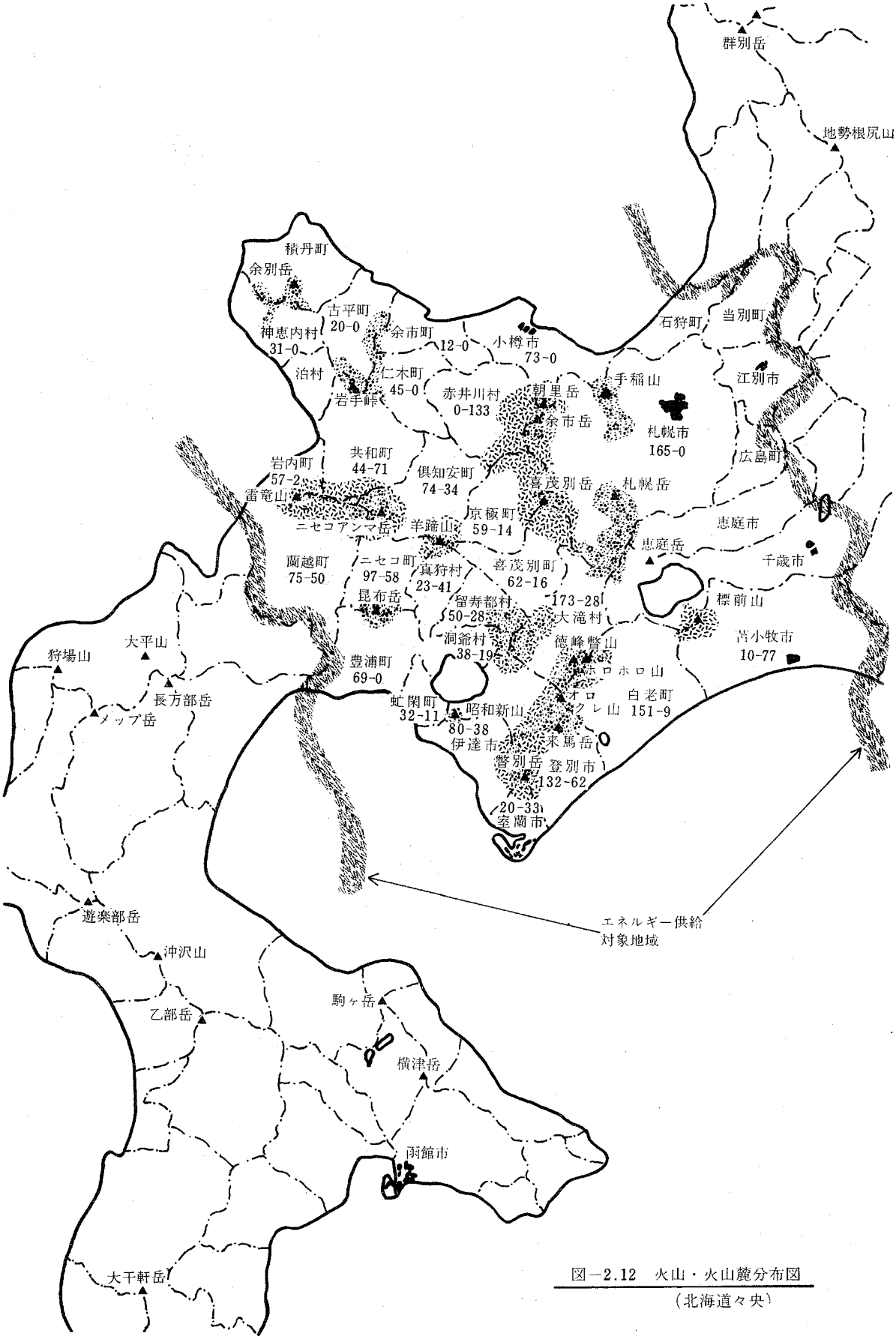
(ホ) エネルギー取得可能量

上で算出した利用可能面積にエネルギー取得換算率（0.07kW／m²）を乗ずると各地区のエネルギー取得可能量が得られる。（表2.35）

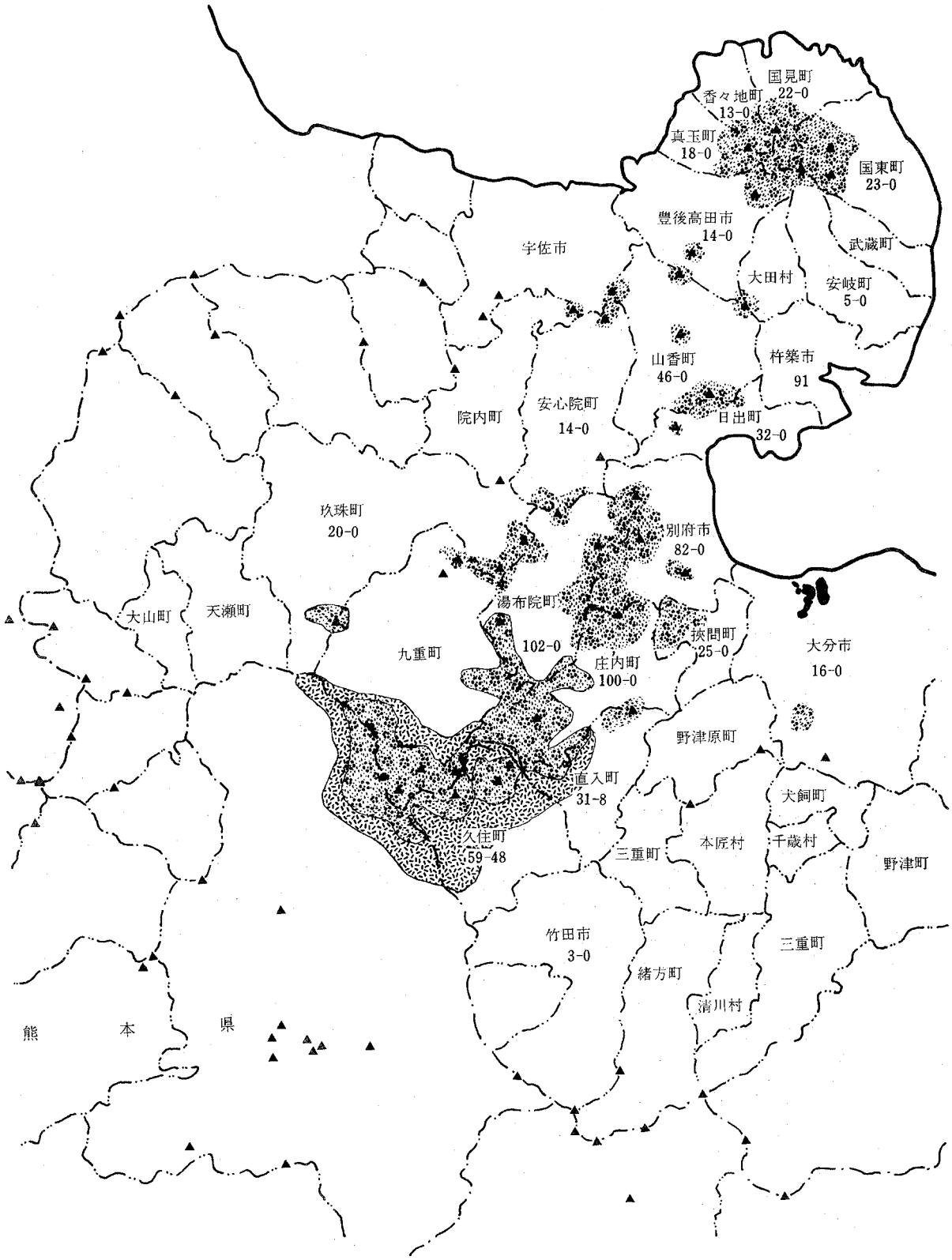
なお，この地区の広域的な人口と民生用電力需要量（3KWH／日／人）とこのエネルギー取得可能量とを対応させると表2.35に示すごとく，両地区ともかなりエネルギー取得の可能性を有している。

表2.35　エネルギー取得可能量と人口および民生用電力需要量

区分	北海道道央地区	北部九州大分県
利用可能面積 (km²)	25	12
エネルギー取得可能量 (KW)	1750	840
人口 (千人)	図－5参照 2111	大分・熊本両県 2856
民生用電力需要量 (千KWh)	6333	8568



図－2.12　火山・火山麓分布図
（北海道々央）



図－2.13　火山・火山麓分布図
（大分県）

2.2.5　調査のまとめと今後の課題

(1)　調査のまとめ

この調査の目的は，①全国的な視野から，太陽E・Cの設置可能場所を設定し，それらの場所で利用可能な面積を統計的なデーターを用いて網羅的に集計すること。②上記の設置可能場所のうち具体的な地区を選定し，その地区内で取得可能な太陽エネルギーを粗いエネルギー取得率を目安にして算出を試み，そのエネルギーがそれらの地区の電力需要に対し，いかほどの供給ポテンシャリテイをもつかについてを検討することであった。

本調査の結果を要約すると次の通りである。

1）　太陽E・Cの設置可能場所は①自然域を中心としたところ，②都市域を中心としたもの，③建築物を中心としたものの3つのカテゴリーに分け，それぞれの面積集計と発電容量（ベース用として0.07kW／m^2，ピーク用として0.28kW／m^2の年平均太陽エネルギー密度を採用）の集計を行った。

2）　第1の自然域については，火山地および火山麓，湖沼および貯水池，離島，塩田の4つを対象にした。表2.36は，対象場所別にした全国の太陽E・C設置可能面積の集計結果である。この表で明らかなように，面積的には火山地および火山麓が36,719km^2と圧倒的に多く，従って発電容量もベース用に換算して25億7000万kWにも達する。次いで離島，湖沼および貯水池となり，塩田は面積，27km^2，発電容量，189万kW（ベース用）と極く小さい。

1ケ所当り（1市町村単位）の面積の順位も全面集計と同じ傾向である。

3）　第2の都市域については，鉄道（国鉄及び私鉄），道路，河川を対象にしたが，これらの面積は面的でなく線的であるとともに地域的に分布しているのが最大の特徴である。

国鉄・私鉄の鉄道用地（用地面積，線路敷地，駅区，停車場用地）の総面積は，52224 ha で発電容量は3.655万kW（ベース用）と概算できる。また全国の主な道路の総面積は，1009km^2 で発電容量は約7.000万kW（ベース用）に評価できる。

4）　第3の建築物については，工場，工業団地，住宅団地，倉庫，学校を対象にして全国的な集計は表2.37のようになる。

このカテゴリーの中で建築物，工場敷地を合計した工場の全国集計面積は，26.711～112.670 ha で発電容量は7.500～31.550万kW（ベース用）程度に評価できる。また全国の小，中学校の校舎，体育館の総延床面積は9592ha，発電容量は670万kW（ベース用）となった。

以上3つのカテゴリーでの集計はいずれもマクロ的なものであり，単に利用可能な場所に単位当りエネルギー取得率を乗じたに過ぎない。従って，さらに具体的な検討を行うため各種のケーススタディーを行った。

これらの結果は次の通りである。

5）　ケーススタディー(1)〔離島〕

全国の7つのモデル島を選定し，利用可能用地率，取得エネルギー換算率を考慮して，取得エネルギー量を算出した。また民生用需要電力を概算した。その結果利用可能な用地　コレクターを設置すれば各モデル島で必要とする民生用エネルギー源を確保することは十分可能であることがわかった。

たとえば，八丈島で取得できるエネルギーは16万kW，（384万KWH／日）で民生需要電力は3.2万KWH／日（民生需要電力量を島人口　3.0KWH／日として試算）となり，約130倍の電気エネルギーを発電することが可能となる。

6）　ケーススタディ(2)〔モデル都市〕

都市域における鉄道，道路，河川などの面積は線的であるため，わが国の特定の都市圏，宇佐市圏（人口；5万人）

宇都宮市圏（人口；３０万人），札幌市圏（人口；１００万人）を選定し，その領域内での太陽Ｅ・Ｃ設置可能面積と領域内の民生用電力需要とを比較した。

その結果，各都市圏での取得エネルギーはそれぞれ5.８１０kW（１２９.４４０KWH／日），５９.７１０kW（1.４２９.０４０KWH／日），６４.８２０kW（1.５５５.６８０KWH／日）となり，いずれの都市域も太陽Ｅ・Ｃ設置可能量と民生用電力需要との関係は有望視できる。

7）　ケーススタディー(3)〔業種別工場建屋〕

工場建築物の屋根を利用することを想定し，全国の工場建築物の屋根の面積，各建築物の建築面積割合（5～80％）構造，形態別利用可能率（１０～５０％）を考慮し，構造・形態別に利用可能面積を求めた。

その結果工場建築面積２６.７００ha に対し，6.１５０ha の利用が可能で，その取得率は工場全体で２３％，発電容量は４３０万kW（ベース用）に評価できる。また各種工場建築物のうち，鉄鋼，繊維，輸送機械，一般機械，食品，化学，電気機械等の業種が他の業種より利用可能な面積が大きい。

8）　ケーススタディ(4)〔火山地，火山麓〕

北海道地区（ニセコ・アンヌプリの一団，喜茂別岳，余市岳一帯，登別，ホロホロ山一帯），大分地区（国東半島，久住高原一帯）について利用可能率（1／30 ～ 1／50），地域偏差係数を考慮して利用可能面積を算出した。

その結果北海道道央地区，大分地区の利用可能面積はそれぞれ２５km^2，１２km^2 で，発電容量は１７５万kW，84万kW（いずれもベース用）に評価され，太陽Ｅ・Ｃ設置可能と民生用電力需要との関係は，有望視される。

表2.３６　自然域の面積および発電容量集計表

区分	全面積規模			1ケ所当り平均面積規模		
	面積	発電容量		面積	発電容量	
		ベース用（0.07kW/m^2）	ピーク用（0.28kW/m^2）		ベース用（0.07kW/m^2）	ピーク用（0.28kW/m^2）
	km^2	MW	MW	km^2	MW	MW
火山地	25.603	1.792.210	7.168.840	61.3	4.291	17.164
火山麓	11.116	778.120	3.112.480	42.9	3.003	12.012
計	36.719	2.570.330	10.281.320	53.4	3.738	14.952
湖沼	2.376	166.320	665.280	22.6	1.582	6.328
発電用ダム	511	35.770	143.080	1.2	84	336
農業用貯水池	322	22.540	90.160	0.6	42	168
計	3.209	224.630	898.520	2.9	203	812
有人島	6.657	465.990	1.863.960	21.7	1.519	6.076
無人島	62	4.340	17.360	0.2	14	56
計	6.717	470.190	1.880.760	9.7	679	2.716
塩田	27	1.890	7.560	1.2	84	336

表2.37　建築物の面積および発電容量集計表

区分	全建築物面積規模			1ケ所当り平均面積規模		
	面積	発電容量		面積	発電容量	
		ベース用 (0.07kW/m²)	ピーク用 (0.28kW/m²)		ベース用 (0.07kW/m²)	ピーク用 (0.28kW/m²)
	ha	MW	MW	ha	MW	MW
(工場)建築物	26.711	18.697	74.791	—	—	—
工場敷地	112.670	78.869	315.476	—	—	—
(工業団地)工業団地	82.404	57.683	230.731	61.2	42.8	171
臨海工業地区	51.347	35.943	143.771	—	—	—
内陸 〃	10.269	7.188	28.753	—	—	—
(住宅団地)	670	469	1.876	0.76	0.53	2.1
(倉庫)＊ 臨海	849	594	2377	3.5	2.4	9.8
内陸	2.175	1522	6090	6.0	4.2	16.8
(学校)＊＊	9.592	6.714	26.857	—	—	—

＊港湾付帯倉庫基地，物流センター等
＊＊全国小中学校

(2) 立地因子分析の必要性

この調査段階では太陽E・Cの立地因子が不明確なまま検討が進められた。従って今後次の項目に沿った立地因子の検討が必要となるであろう。

1）　物理的因子　—　土木・建築的条件

2）　自然環境的因子　—　地形・気象・自然生態・景観条件

3）　社会・経済的条件　—　エネルギー需給条件・社会環境条件・コスト条件

4）　都市計画因子　—　土地利用・構造物利用条件

(3) 全国適地調査の必要性

今回の調査では，立地可能と思われる場所をあらかじめ設定してしまったが，今後は上述の立地因子分析を行なった上で筋道の通った考え方で適地の選定を行う必要がある。その順序は次の如く考えられる。

1）　調査対象領域の設定

2）　絶対条件による候補地の選定

3）　評価基準の作成

4）　候補地の評価

5）　適地選定

(4) 太陽エネルギー都市建設構想立案の必要性

この調査では太陽E・Cの設置可能場所を自然域，都市域，建築物を中心に検討を進めてきたが，これらはいずれも現状のデーターをベースとしており，将来のエネルギー需要の構造変化，都市の発展動向，建築物の耐用年数等を予測して判断したものではない。

従って，実現性という面からみると小規模な太陽熱利用を考える場合には参考となるであろうが，大規模な利用を考

える際には既述のごとき検討を踏まえる必要がある。

さらに総合的かつ効果的な太陽エネルギーの利用を考えるには太陽熱エネルギーを主体にした新しい都市建設構想の立案が必要となろう。

そのような新都市構想では当然産業配置建築物の構造等に全く新しい考え方を導入してゆかねばならない。

2.3　電力システム内での適用に関する考察

2.3.1　一般的考察

電力システムにおける太陽熱発電所の適用に当つては，電力系統からみた条件，太陽熱発電所が有する条件を併わせて検討する必要がある。

電力系統からみた条件としては，今後の電力需要とこれに対応する電力系統の状況，さらに多様化する電力供給方式の中に位置する太陽熱発電所の関係などが挙げられる。

一方太陽熱発電所自体の条件としては発電所の形態並びに発電容量，経済性，環境への影響，信頼性，運転特性などを挙げることができる。

特に太陽熱発電所を形態並びに発電容量別に分類すると次の様になる。

(1)　小容量分散型の太陽熱発電所

a)　自家発電の電源代替用

（工場などに設置するピーク負荷用）

b)　学校，ビルなどのスポット電源用

c)　一般住宅，離島，僻地電源用

(2)　中容量集中型の太陽熱発電所

揚水式あるいはガスタービン式電源の代替用

(3)　大容量集中型の太陽熱発電所

火力，原子力の代替用

小容量分散型の太陽熱発電所の容量として，１万kW以下が想定されるが，わが国における太陽熱発電所設置場所の調査から明らかなように十分設置が可能な規模であると言える。また今後の研究開発の進歩状況にもよるがこのタイプの太陽熱発電所が，最も早い時期に実用化が期待でき，しかも，ベース負荷用として電力を供給することも不可能でないと考えられる。

中容量集中型の太陽熱発電所の容量は１万kW程度から数１０万kWと想定される。この程度の発電容量になると，系統運用上各種の問題を十分検討する必要がある。たゞ設置場所の観点からは十分建設が可能な容量であると言える。特に太陽エネルギーの特質を考慮するとピーク負荷用の太陽熱発電所が有効であり実現の可能性が十分考えられる。

大容量集中型の太陽熱発電所は現用の火力，原子力発電所と同程度の容量を有しベース負荷を想定している。太陽熱発電システムの開発研究がようやく途についたばかりであり，現状でこの規模の太陽熱発電所を考察することは不明の諸点が多く困難さが伴う。

今後の進め方としては，小容量の太陽熱発電システムの研究開発を手始めとして順次大容量化のための研究開発がなされなければならない。

2.3.2　将来の電力システム

将来の電力システムの中における太陽熱発電システムの位置ずけを考察するため，今後の電力システムを展望すると次の様になろう。

(1)　１９７５～１９８５年

一次エネルギーにおける原子力の比率は著るしく高くなり，電源構成比の予測では１９８５年に３０％程度に達するであろうとされている。化石燃料ではＳＮＧの比率の急増加も予測されるが，技術開発の現状から考えるとこの期間における比率は初期的な立上がりの段階にあるものと思われる。また小規模分散型の太陽エネルギー発電技術が，この期間の後半にかなりの程度採用されているものと推定されるが，比率からみて大きな存在ではないであろう。開発の状況

から推定して，太陽エネルギー利用システムがピーク時の電力供給を大幅に分担するみこみはまだなさそうである。したがってピーク負荷時における揚水発電への依存度は現状と同様にきわめて強いであろう。ベース負荷を分担するのは主として軽水炉による原子力であるが，原子力発電所の用地問題を主とする環境問題の側面から，原子力発電所の立地はきわめて強い制約を受け必然的に遠隔の地に大容量の発電所が建設されることになろう。したがって，遠隔地からの長距離大容量送電技術（交流・直流ＵＨＶ）および大都市負荷センターへの導入のための高密度地中送電技術（管路気中・極低温送電）の開発と，中間負荷レベルを能率よく受けもつ分散形中容量発電所の建設とに対する要請がきわめて強くなる。分散型発電所は現状方式に変換効率の改善を加え，かつ大気汚染防止技術を十分に採用したものでなければならないが，新技術として，ガス・タービンと燃料電地とが考えられている。石炭のガス化技術とガス・タービンの組合せはこの時期以降のエネルギー事情に良く適合するものと推定できる。燃料電池は主としてコストと長時間運転の信頼性のふたつの面で突破口が開かれるならば，この様な分散型発電所の技術として最適な特徴を持っている。

(2) １９８５～２０００年

一次エネルギーの原子力化が進み，２０００年には全電源の５０％近くを占めるものと予測されている。ウラニウム資源量の確保のために，現在では高速増殖炉の開発が高い優先度で推進されており，２０００年には原子力エネルギーのほぼ半分を受けもつことが目標とされている。化石燃料は，石油と天然ガスの資源量に今後大きな新しい発見がなければ，ＳＮＧの比率がきわめて高くなると考えざるを得ない。核エネルギーの増加にともなう問題点の主要な局面のひとつには，用地の獲得であるが，現状では都市の遠隔地で冷却水の豊富な所，かつ輸送路の確保できる地点というのが最終的な解のようである。その様な適地はあまり多くないと考えられるので，原子力発電所の大規模集中化の傾向が予測される。エネルギー・コストの面からユニットの大容量化がはかられ，用地権の問題から集中化が進む結果，ユニットの故障や送電線の事故などの場合における大都市負荷センターへの供給信頼度の問題が生ずる。さらに，核エネルギーセンターの用地獲得問題を軽減するためにも分散化された発電所の必要性はきわめて高いものになる。高速増殖炉の導入にともなうこの期間のもっとも重要な視点として，原子炉の多目的利用およびそれによるエネルギー・コンビナートないしエネルギーセンター，という方向性が指摘される。すなわち発電と同時に工業熱源の抽出，海水淡水化，二次エネルギーとしての水素製造などである。一方，都市部の電力（ないし熱）は遠隔地の原子力プラントから輸送されてくるものをベースにガス・タービンや燃料電池等も含む分散形近接発電所によってまかなわれるものと予想される。負荷曲線は，太陽エネルギー発電技術（１０万kW級分散形）が普及すればピーク負荷はかなりの程度軽減できるであろう。さらに，ピーク負荷に対しては，現在開発が進められようとしている超電導エネルギー貯蔵，ナトリウム・硫黄電池，フライ・ホイール，圧縮空気，蒸気貯蔵，および海水揚水，電解など水素貯蔵，蓄熱技術などのうちのいくつかが，システムの能率とエネルギー・コストの面で著るしい寄与が期待される。中間負荷に対する発電は，高い変換効率のガスタービンと燃料電池が導入されるならば，分散形発電所の能率と経済性はきわめて高いものになる。また，水素利用は，電気分解法による余剰電力貯蔵ばかりでなく，二次エネルギーとしての活用がかなり期待されるので，現在すでに強い関心が寄せられている。

(3) ２０００年以降

この期間には，前述したようなエネルギーシステムへの移行がさらに進むことになるであろう。新エネルギー技術としてはＧＷ級の大規模な太陽発電技術が確立される。さらに新しい一次エネルギー源として核融合がこの期間の前半に登場するものと期待されている。核融合炉の理論上の安全性は，核融合プラントを負荷センターに近接して建設できる可能性を示している。しかし，核融合炉の技術的および経済的評価によれば，その実現はユニットあたり熱出力１０ＧＷ程度の規模になると想定される。したがって，熱汚染などの環境問題が重大化するという別の制約も考えられる。

２０００年に対して予測されているエネルギー消費量は，この期間における廃熱と廃物の大きさを反映するものである。

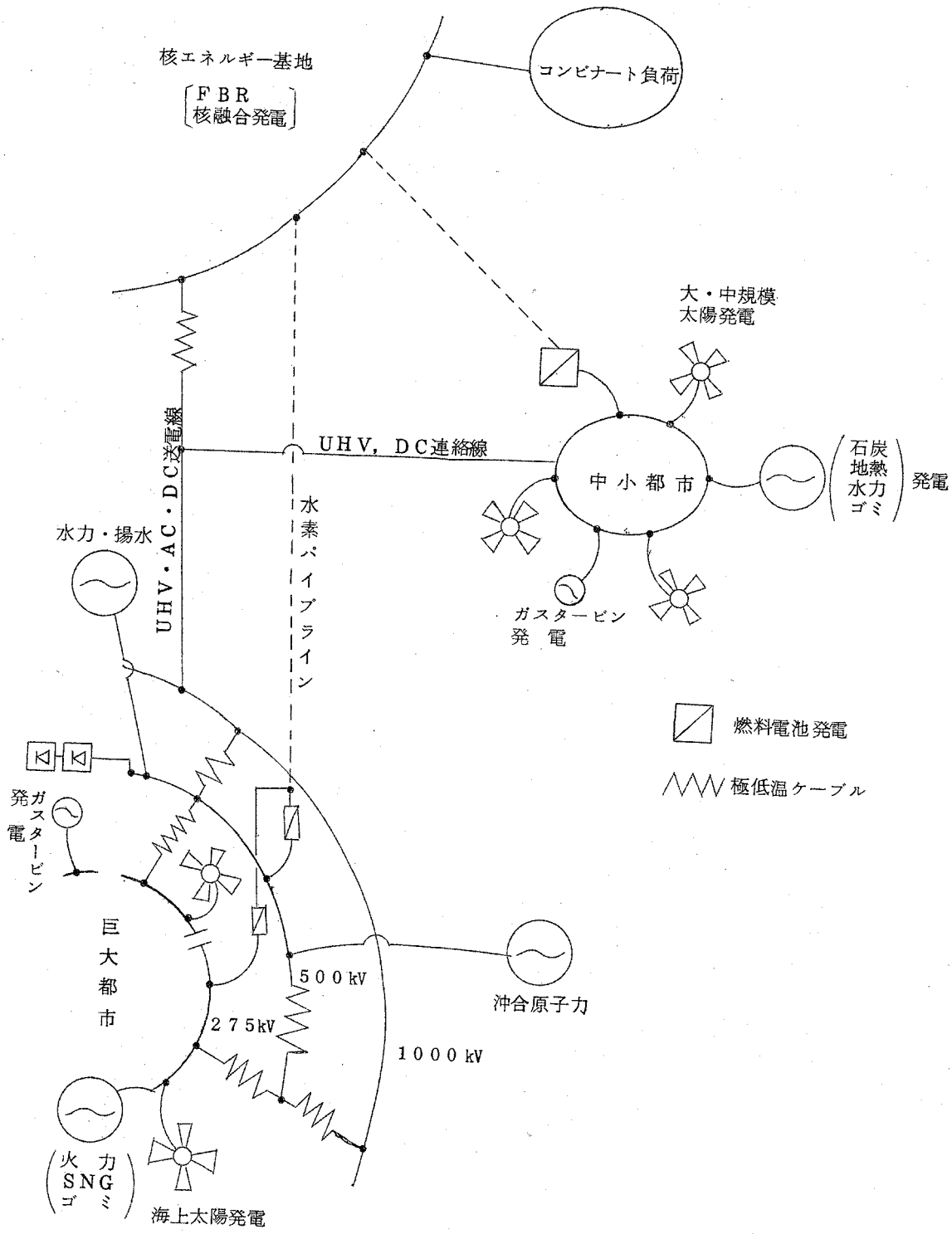


図2.14　未来の電力システム構成図

エネルギーシステムが健全に運営されるためには，これらに対する積極的な解決法が組み込まれる必要がある。ゴミを燃料とする発電や，廃熱利用のフロン・ガス・タービンなどが現在考えられており，今後それらを含めた多くの研究開発が廃熱を利用するために重要になってくる。最近の化石燃料の悲観論が現実化するならば，石油および天然ガスの発電用エネルギー源としての比率はきわめて少なくなり，ＳＮＧ，原子力，核融合，および太陽エネルギーが一次エネルギーの主な担い手と考えざるを得ない。なお，太陽エネルギーは，技術開発（とくに高効率コレクター，高密度の熱または電気エネルギー貯蔵装置など）の如何によっては，一次エネルギーのかなりの部分を受け持てるであろう。現状では評価の相違が著るしく大きいが，ひとつの予測として，この期間の前半には高速増殖炉と同程度のエネルギー量を供給できるという見方も欧米ではなされている。図2.１4は以上を総合して画いた電力システムである。

2.3.3.　米国における太陽エネルギー利用技術の位置ずけ

米国では，太陽エネルギー利用技術の経済性と太陽エネルギーがどの様な割合で利用されるかについて報告されている。表2.３8は，バテル研究所で行った太陽エネルギー利用の経済性の予測をまとめたものである。これは，１９８5年，２０００年，２０２０年における太陽エネルギーと他の商用燃料との経済性の比較予測を行なっている。このような予測に当っては，将来の燃料価格の変化，エネルギーシステムのあるべき姿などについて，多くの大胆な仮定によらざるを得ないので，零次オーダの近似で結果が示されている。

表2.３8　太陽エネルギー利用の経済性の予測

	１９８５	２０００	２０２０
冷　暖　房	１～1½	１～1¼	～１
プロセス・ヒート	1½～２	１～1½	～１
熱　発　電	2½～３	２～2½	～１～２
海洋熱利用	１～1½	１～1¼	～１
光　発　電	６～＞１０	１～４	～１
風　　力	～１	～１	～１
有機物利用	～１	～１	～１

この予測によれば，１９８5年には風力と有機物利用は，他のはん用の燃料システムとコスト面でほぼ同等となり，また，ビルの冷暖房並びに海洋温度差発電は経済性の成立に非常に近い線に達するとみなされる。また，太陽熱発電以外の

他のシステムはすべて２０００年には経済的成立に近い線まで達し，２０２０年には完全に自立するだろうと推定している。

また，太陽エネルギーが将来どのような割合で利用されるようになっていくであろうかについての予測がＭＩＴＲＥの研究チームによって実施された（表2.３９）。これは上述のバテル研究所での経済性の予測分析を基礎にして，さらに資金，労力，資材の問題，量産のスケジュール，研究上の予想される進展などを考慮して行なわれた。

表2.３９　太陽エネルギーの利用度の予測

	所要全エネルギー 10^{15} BTU	ビルの冷暖房 (%)	プロセスヒート (%)	熱発電または光発電 (%)	風力 (%)	海洋 (%)	有機物 (%)
１９７５	８０	0.０１	0	0	0.０１	0	0.０１
１９８５	１２０	0.2	0.1	0.０１	１～３	0.０１	0.7
２０００	１７５	2	1	２～５	５～１０	１～５	7
２０２０	１８０	5	１０	１０	１５	１０	１０
最大		１０	１５	１００	２５	１００	４０

アメリカの全所要エネルギーに対する各サブエレメントの供給可能量の割合を％で示す。

太陽エネルギーの利用は，アメリカにおいても昨年来のエネルギー危機に対してはここ数年間みるべき役割を果たしえないが，１９８５年ころになると所要全エネルギーの２～４％程度を太陽エネルギーでまかなえるようになることが表2.３９から予測される。これが２０００年ころになると，風力発電，太陽熱発電，太陽光発電あるいは海洋温度差発電などが軌道にのり，また，有機物質の積極的な活用，ビルの冷暖房，工業のプロセスヒートへの太陽熱の利用なども広くゆきわたり，全所要エネルギーの２０％あるいはそれ以上を太陽から直接間接に得られるエネルギーまでまかなえると予測している。さらに，２０２０年ごろになると太陽エネルギーの利用がさらに拡大し，アメリカの必要とする全エネルギーの６０～７０％まで太陽エネルギーから得ることも不可能でないことをこの表は示唆している。

このように４０～５０年後には，所要全エネルギーの⅔程度まで太陽エネルギーでまかないうる可能性があるというこの数字は一見して異常とも思われるが，アメリカの場合は広大な未利用の原野が存在するので，太陽エネルギー利用技術の進展により経済性が確保されれば，このようなこともあながち夢ではないといえよう。

2.3.4.　電力システムに於ける技術開発課題

増大するエネルギー需要傾向に対し常にゆたかなエネルギーへの欲求が抱き続けられるが，そのために大容量核エネルギーの導入が必然的にはかられることが予想される。それに伴って核アレルギーの顕在化，クリーンエネルギーへの志向巨大高密度エネルギーへの恐怖，熱汚染の深刻化への懸念などが高まるが，それにこたえ得る技術としては太陽エネルギーを除いては現状では考えることができない。しかし，太陽エネルギーのみでは今後のエネルギー需要を全てまかなえないことは明らかである。したがって，量的には高速増殖炉，核融合および太陽エネルギーの大規模利用が併存しなければならない。大容量核エネルギーの導入はエネルギー基地のセンター化により進められると想定される。これに伴い，エネルギー多消費産業が豊富なエネルギーと工業立地を目的としてエネルギーセンターとのコンビナート化を目指して負荷の分散がはかられる様になるであろう。一方，狭少なわが国では，大容量核エネルギー基地の建設には数量的制約があり，かつ発電基地周辺の地域社会への還元が少ないなどの観点から，発電メリット，デメリットを同時に享受し得る分散型発電による地域社会（中小都市）の展開がはかられねばならない。しかるに，これらの大容量核エネルギー基地，分散型負

荷を含むトータルエネルギーシステムの能率化のために，各種のエネルギー貯蔵技術，高密度大容量送電技術が開発されこれによってネットワーク化され，わが国の未来の電力システムが構成されることが必要である。

2.3.5. 太陽熱発電システムの電力システムからみた研究開発課題

以上考察したように，将来の電力システムの中に占める太陽熱発電システムは極めて重要であると言える。今後太陽熱発電システムを研究開発し，電力システムの中に定着させていくために検討すべき事項を現状で考察し列記すると次の様になる。

(1) 発電所の形態

最適な太陽熱発電所の形態を検討する。

(2) 経　済　性

システムの経済性は，主に各構成要素の寿命，信頼性，システムの容量，システムの変換効率，システムの運用方式などによって決定されるが，これらの各要素を検討することによって経済性を明らかにする。

(3) 可能発電量

地球規模，日本規模で考えることができる太陽発電システムの可能発電量を明らかにする。

(4) 実用化時期

太陽発電システムの短期，中期長期研究計画の検討とこのシステムの実用化時期を明らかにする。

(5) 既存発電システムとの協調，運用方式，既存の火力，原子発電システムなどと太陽発電システムの協調，また太陽発電システムの特徴を生かした運用方式などを明確にする。

(6) 未来の電力システムとの協調

将来予想される地域分散化形態の電力システムに対応して太陽発電システムの果す役割ならびに協調性を明らかにする。

(7) 環境への影響

太陽発電システムが与える環境への影響をローカル，グローバルな観点から検討し，明確にする。

第3章　太陽熱発電所の概念設計

3.1　曲面集光方式太陽熱発電所の概念設計

3.1.1　システム構成の設定

太陽熱発電システムには大別して，図3.1に示すように，集熱媒体が直接タービンを作動する直接サイクルと，集熱媒体とタービン作動媒体の間で熱交換を行なう間接サイクルとが考えられるが，集光器では集熱温度が低いほど集熱効率が高くなるので，熱交換による温度降下を来たさない直接サイクルを選定した。また，太陽光は非常に時間的変化の激しいエネルギー源であり，蒸気温度の変化がタービンに衝撃を与えないよう蒸気条件を平均化するために蓄熱する手段を設けた。なお，補助ボイラにより蒸気条件の平均化を行なう方法もあるが日射量の変化に追従するにはボイラのみでは限度がある。ここで，蓄熱容量としては，ボイラが追従するに要する時間分とし，日射量変化の緩衝用とした。またボイラについては，曇や雨の日でも発電可能なように，容量の大きなものを設けることにした。これらの機器を組み合わせたシステム構成として，図3.2に示す方式を設定した。各機器の容量は図示したように，集光系はピーク時1000 kWe 相当，蓄熱々交は1000kWe ×1時間分，ボイラは容量1000kWe，日射ピーク時には200 kWe 相当で常時運転させるものとし，従ってタービン容量は1200 kWe とした。

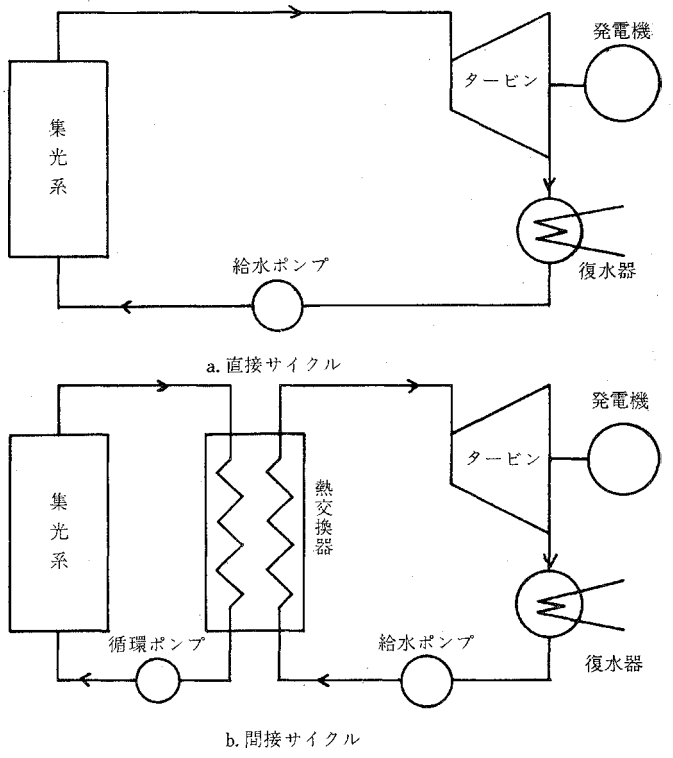


図3.1　太陽熱発電システム

3.1.2　集光方式

曲面鏡を用いる集光方式としては，曲面鏡のみを用いる方式（図3.3）と，集光率を上げるとともに価格的に高くなる曲面鏡の数を減らす目的で平面鏡と曲面鏡を組み合わせる方式（図3.4）の2方式で検討した。なお，受熱管にはヒートパイプを用いる案もあるが本概念設計では，集熱媒体を流す一般のボイラ管方式とした。

3.1.3　プラント条件の設定

(1)　集熱媒体およびタービン作動媒体

システム構成に直接サイクルを選定したため，集光系における集熱媒体とタービン作動媒体は同一の流体を使うことになるが，取り扱い易さ，高温安定性，火力プラント等にお

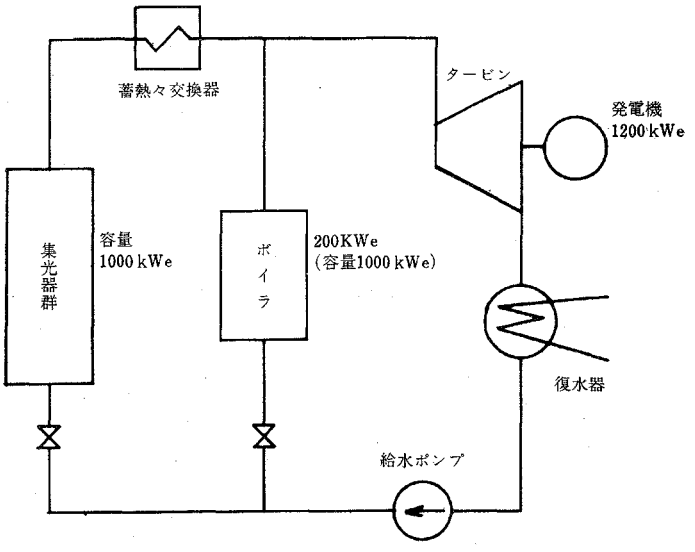


図3.2　太陽熱発電システムの概略構成

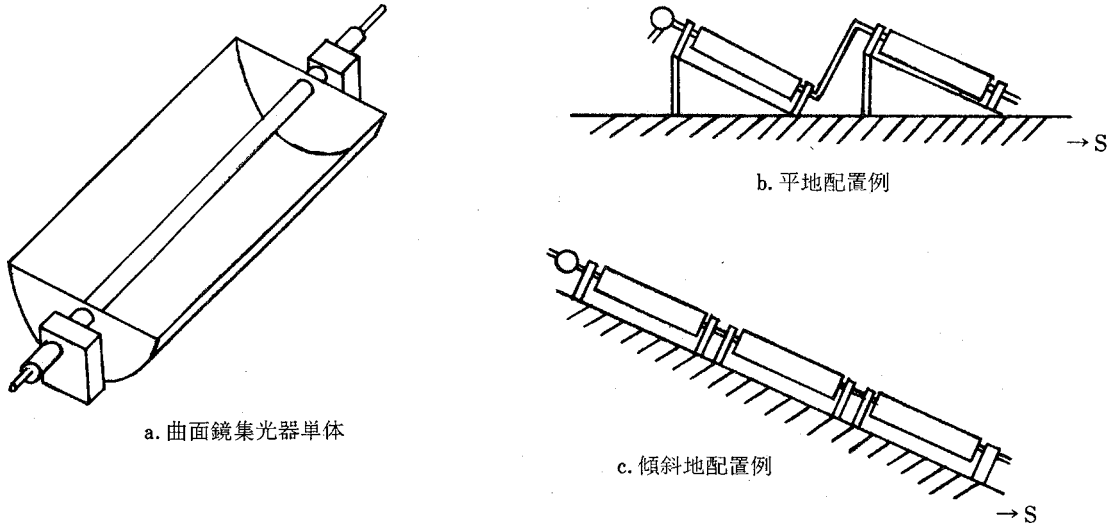


図 3. 3　曲面鏡のみを用いた集光方式

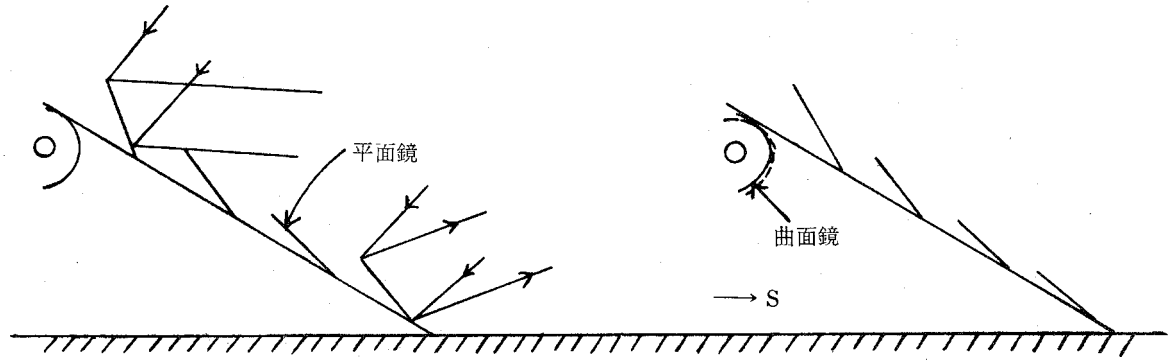


図 3. 4　平面鏡－曲面鏡組み合せ集光方式

ける実績等を考え，水を用いることにした。

(2)　蒸気条件の設定

蒸気条件（タービン入口蒸気温度）の設定にあたっては，経済性を考え発電原価を小さくすることに目標を置くべきと考えるが，ここでは集光面積を少なくし効率を高めるという観点から，タービン側の効率と集光系側の効率を考慮し（ボイラおよび蓄熱々交換器は今回対象からはずした），概念設計を行なった。

a　タービンプラントの効率

1000 kWe 級のタービンプラントの効率調査を行なったが，例が少ないため，新たに小規模タービンプラントの設計プログラムを作成し，ヒートバランスおよび効率を計算した。タービンプラントシステムとしては，詳細は後述するが，再熱を考えず２段抽気とし，このうち１段は脱気器へ入れた。また蒸気発生系には集光器群とボイラがあるが，ボイラの連続ブローの一部を脱気器へ回収するようにした。タービン出力 1,200～12,000 kWe の温度に対する効率を図 3. 5 に示す。

b　集光系の集熱効率

本概念設計では，日射量の１日の変化は考慮せず，ピークの定常状態での特性のみを考慮した。

イ　集光器効率

先に述べた2つの集光方式とも曲面鏡（放物面鏡）を使うが，曲面集光器単体の断面構造を図3.6に示す。受熱部は受熱管からの対流および放射損失を少なくするために内部を真空にしたガラスパイプで受熱管を覆うとともに，受熱管表面に選択吸収膜を施す。またガラスパイプ内面には選択透過膜を施す。このような構造での集熱効率 η_c は

$$\eta_c = R_s \cdot T_s \cdot A_s - \frac{1}{\phi_s \cdot C} T_{IR} \cdot E_{IR} \cdot \delta(\theta_c^4 - \theta_a^4)$$

で表わされる。ここで R_s は反射率，T_s はガラスパイプの太陽光透過率，A_s は受熱管の吸収率，ϕ_s は曲面鏡へ入る太陽光エネルギー，Cは集光率，T_{IR} は赤外放射線に対するガラスの透過率，E_{IR} は受熱管の放射率，δ はステファン・ボルツマン常数，θ_c は受熱管温度，θ_a は天空等価温度である。この式を用いて効率を求める場合に各種のパラメータの値が必要要であるが，本概念設計では次の値を用いた。

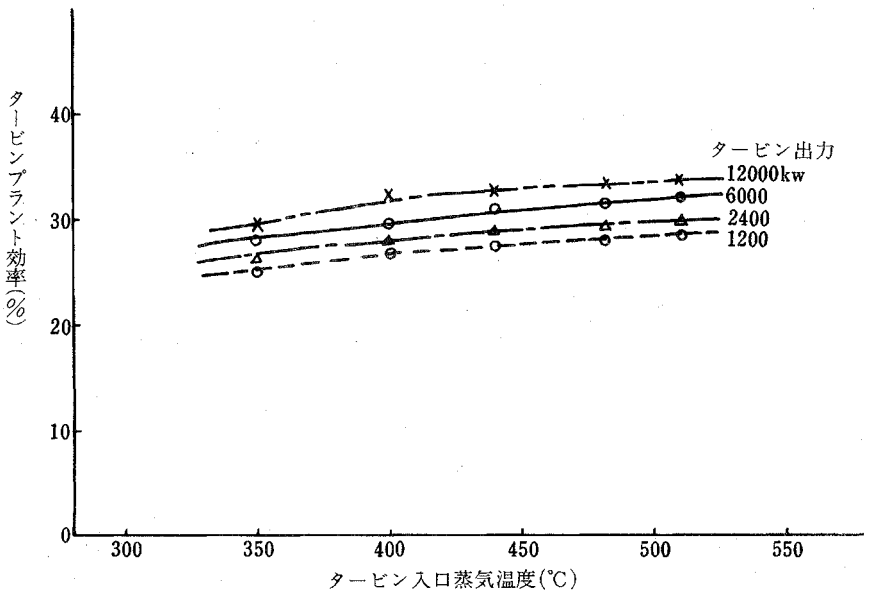


図3.5　タービンプラント効率

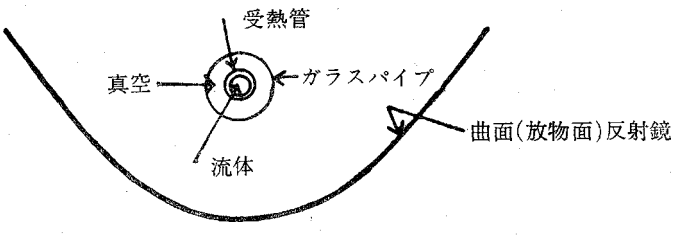


図3.6　曲面鏡集光器概略構造

R_s は0.85～0.95，T_s は0.7～0.85，A_s は0.8～0.95 T_{IR} は0.5，E_{IR} は0.2～0.3，また太陽光（直達日射量）のピーク値は0.8 kW/m² とした。なお，曲面鏡のみを用いた場合の受熱管温度に対する集熱効率の変化の一例を図3.7に示す。

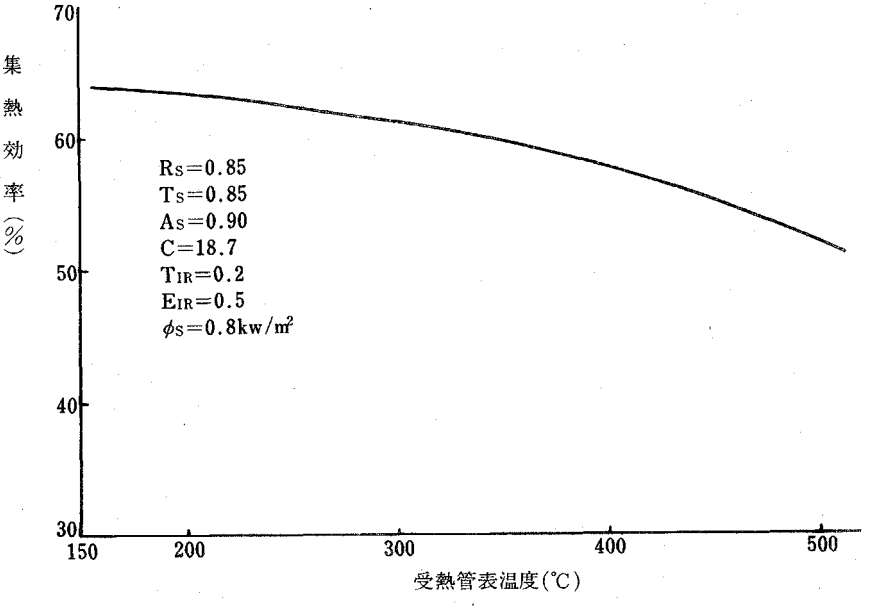


図3.7　集光器単体の集熱効率の例

ロ　集光系配管方式

集光系としての集熱効率を求めるには，配管方式を決めねばならない。受熱部以外の配管を出来るだけ短くする一方，集光器同志が長時間影をつくらない

ように考え，冬至南中時に影に入らぬこと，午前8時より夕方4時までやはり影に入らぬこととし，曲面鏡のみを用いた集光方式での配置方式を図3.8に，平面鏡－曲面鏡組み合せ集光方式の場合を図3.9にそれぞれ示す。

ハ　集光系の集熱効率

上述した集光器単体の効率および配管方式を考慮し，タービン入口蒸気温度を350～510℃に変えた場合の集光系の効率および集光面積を計算した。なお，集光系出口蒸気温度はタービン入口までの熱損失をある程度考慮し，10～20℃高い温度で出るようにした。図3.10に曲面鏡のみを用いた場合の集光系の集熱効率および集光面積を示す。この図から，タービン入口温度が470～480℃付近で集光面積が最小になっていることがわかる。一方，平面鏡－曲面組み合せ集光方式の場合は，図示してないが集熱効率が曲面鏡のみの場合に比べて高く，従って集光面積が最小になる温度は若干高い方へ移っている。

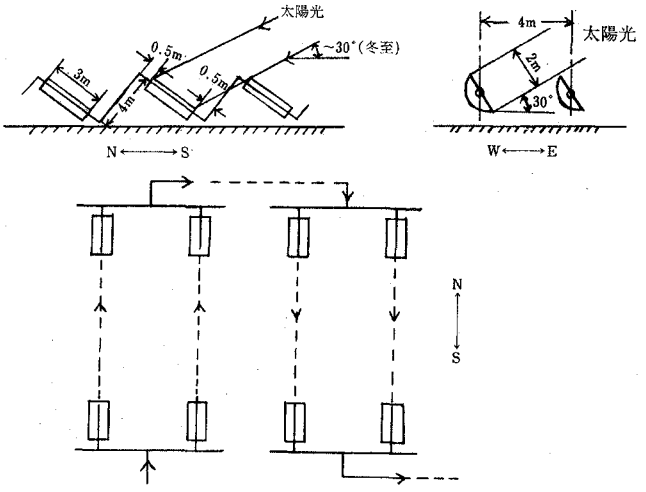


図3.8　曲面鏡のみを用いた配管方式

c　蒸気条件の設定

上に述べた推算結果より，タービン入口蒸気温度は，標準設計タイプに近いことから，482℃と設定する。なお，圧力は，低く過ぎると集光系での圧力損失が大きくなること，また高いと飽和温度が高くなり集光系の効率が下がることなどから30 ata とした。

3.1.4　蓄熱方式

蓄熱方式としてはアキュムレータと融解潜熱の大きい共融混合物を用いる2方式を検討したが，サイクルの温度変化を小さく抑えられる後者を採用することにした。また，夜間あるいは雨の日のために長時間の蓄熱をすると非常に大きなものになるので，日射の急激な変化に対するボイラの起動所要時間を1時間とみて，その間の主蒸気温度の維持が可能なものを考えた。なお，共融混合物としては融点が先に設定した蒸気温度にマッチングするものとして，KF－LiF（50：50mol%，融点492℃）を使用することにした。

3.1.5　概略仕様及び性能（1000kWe）

以上の検討結果をもとに，1000kWe 級太

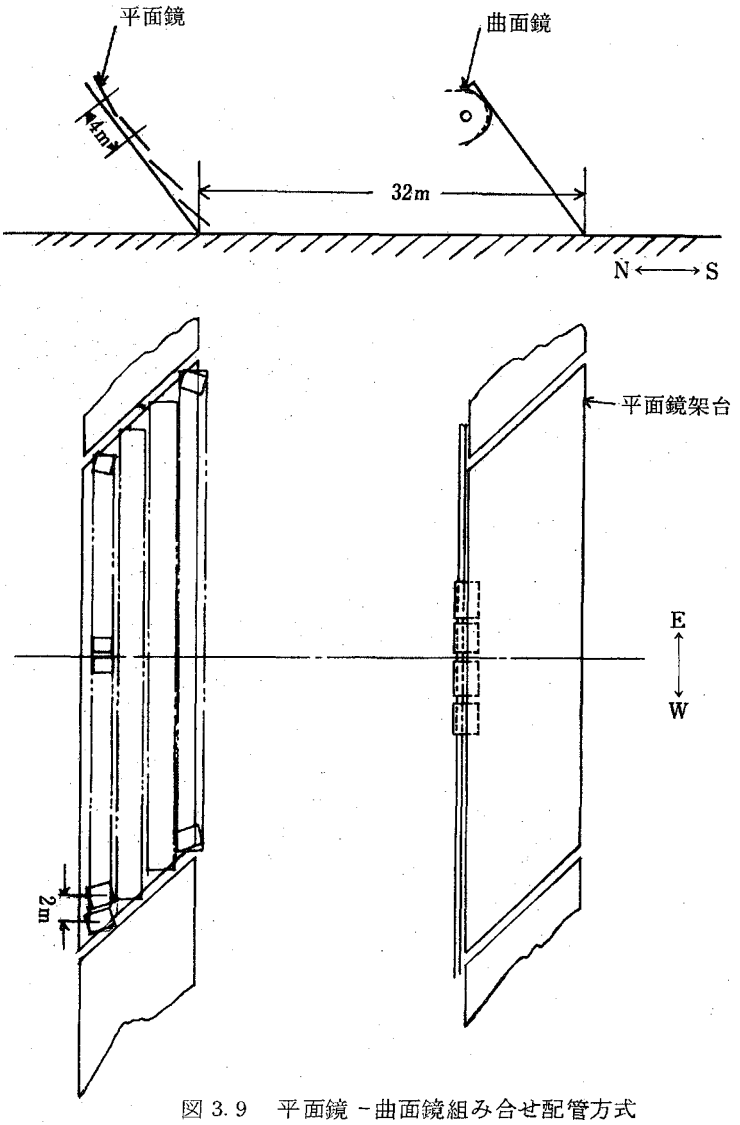


図3.9　平面鏡－曲面鏡組み合せ配管方式

陽熱発電所の概念設計を行なった。機器の概略仕様および性能を以下に記す。

(1) 集光系

a 曲面鏡のみを用いた集光方式

曲面鏡寸法　2 m巾×3 m長（受光面積 6 m²）

受熱管寸法　外径３５φ×内径30φ

集光率　１８.７

総集光面積　7,９３８m²

曲面鏡台数　1,３２３台

並列本数　９本

直列台数　１４７台

集熱効率　５７％

集光器設置角　３７°

集光系南北距離　２４０ m

〃　東西　〃　１８０ m

敷地面積　43,２００m²

b 平面鏡－曲面鏡組み合せ集光方式

平面鏡寸法　1.５ m巾×3.５ m高さ

曲面鏡寸法　4.６ m巾×3.０ m長さ

曲面鏡当りの平面鏡数　２０台

（配置方式　図3.９参照）

受熱管寸法　外径１００φ×内径９０φ

集光率　１１１

平面鏡台数　1,６００台

曲面鏡台数　８０台

並列本数　１本

集熱効率　６３％

平面鏡台設置角　５３°

平面鏡台南北方向間隔　約３２ m

集光系南北距離　１３０ m

〃　東西　〃　２２０ m

敷地面積　２８,６００m²

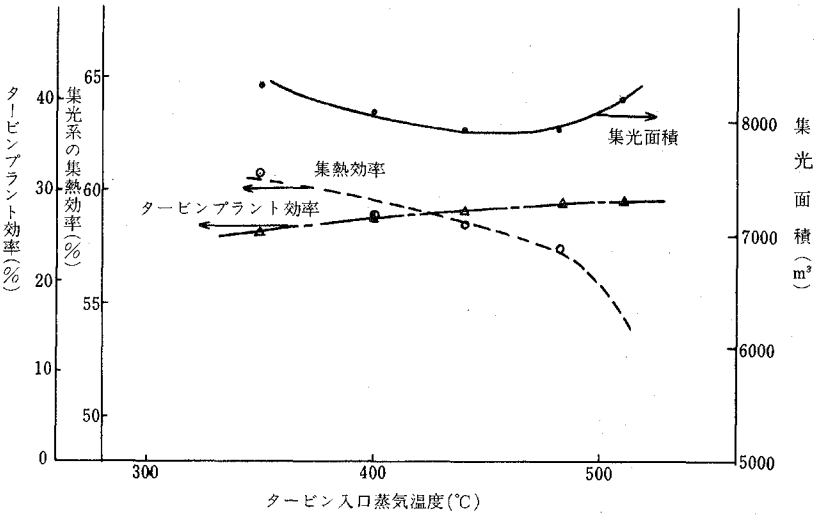


図 3.１０　集光系性能（曲面鏡のみを用いた方式）

(2) ボイラ

ボイラは蒸発器と独立過熱器に分離する。

a 蒸発器

蒸発量　5,858 kg/h

蒸気圧力

ボイラ出口　36 ata

節炭器入口　37.5 ata

蒸気温度　243℃（飽和）

給水温度　139℃

ボイラ効率

高位発熱量基準　75.8%

燃料消費量　358 kg/h

空気流量　6,400 kg/h

燃料

種類　軽質ナフサ

高位発熱量　11,400 kcal/kg

火炉構造

炉巾　1,800 mm

奥行　3,600 mm

高さ　2,400 mm

容積　15.6 m^3

伝熱面積　61 m^2

b 独立過熱器

蒸気流量　5858 kg/h

蒸気圧力（出口）　32 ata

蒸気温度（入口）　243℃

（出口）　487℃

ガス温度（入口）　900℃

（出口）　352℃

ガス流量（過熱器入口）

循環ガス量　17,500 kg/h

形式　横置多曲管形

（その他省略）

(3) 蓄熱々交換器

蓄熱媒体　KF－LiF（50：50mol%）

融点　492℃

伝熱面　管内：水，水蒸気

管外：蓄熱媒体

伝熱面積　　137 m^2

管外径　　60.5 mm

槽内容積　　27 m^3（3 m×3 m×3 m）

保温層厚さ　　25 mm

放散熱量　　35,000 kcal/h

(4) タービン

出力　　1,200 kWe

入口蒸気温度　　482℃

〃　圧力　　30 ata

排気真空　　0.05 ata（723.2 mmHg）

回転数　　3,000 rpm

抽気段数　　2段

タービンプラント効率　　28.3％

(5) システムヒートバランス及び総合効率

日射量ピーク時（0.8 kW/m^2）のプラントシステムヒートバランスを図3.11に示す。また，このプラントの総合効率は，ボイラの20％負荷時の効率を60％として蒸気発生系で57.6／62.6％，タービンプラントが28.3％で結局

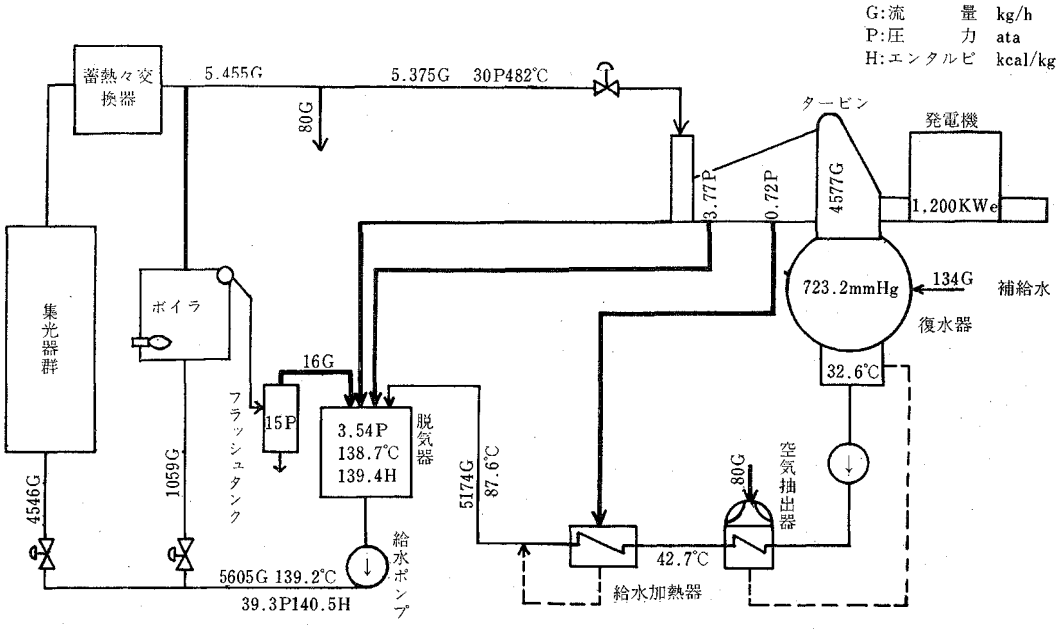


図3.11　1000kWe 級太陽熱発電プラントヒートバランス

16.3／17.7％となる（上段：曲面鏡のみを用いた集光式，下段：平面鏡－曲面鏡組み合せ集光方式）。

3.1.6　1000 kWe プラント全体配置図

図3.12に曲面鏡のみを用いた集光方式の全体配置図，図3.13に平面鏡－曲面鏡組み合せ集光方式の全体配置図を示す。

3.17　10,000kWe 発電所について

曲面集光方式太陽熱発電所の大容量化に対する問題点としては，基本的には小容量ユニットの組み合せであり，ほとんど支障となるものはないと考えられる。たゞ配管が複雑になるため，並列管における偏流，これを防止する手段に工夫を要する。また集光器設置面積が拡大になるため，部分的曇に対する蒸気温度の偏差を吸収する必要が生じる。一方，大容量化により，タービンプラントの効率は若干向上が期待できるので，発電所としての総合効率もその分だけ向上が望める。

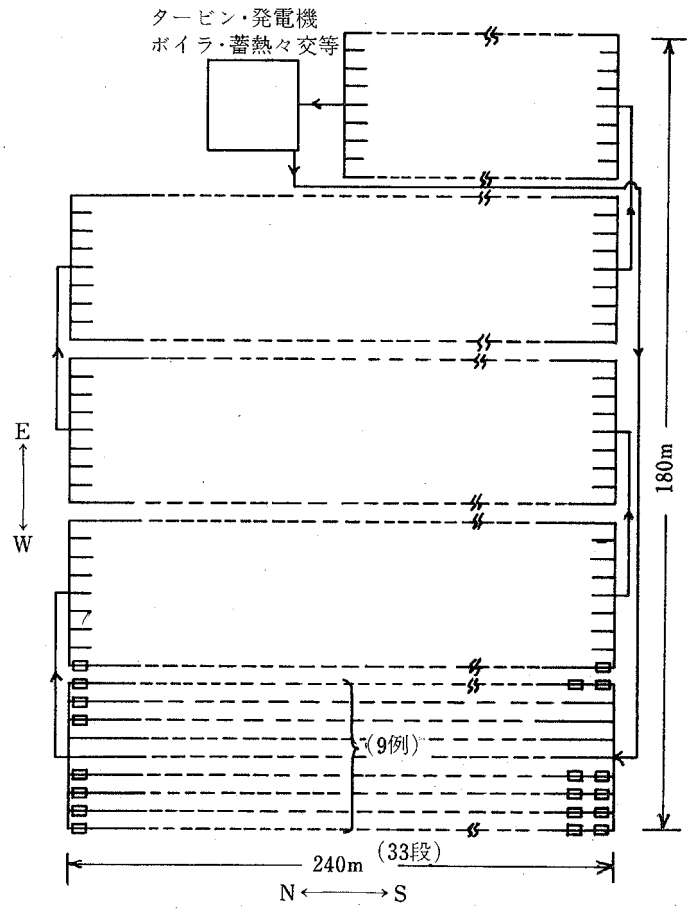


図 3.12　集光系全体配置図（曲面鏡のみを用いた集光方式）

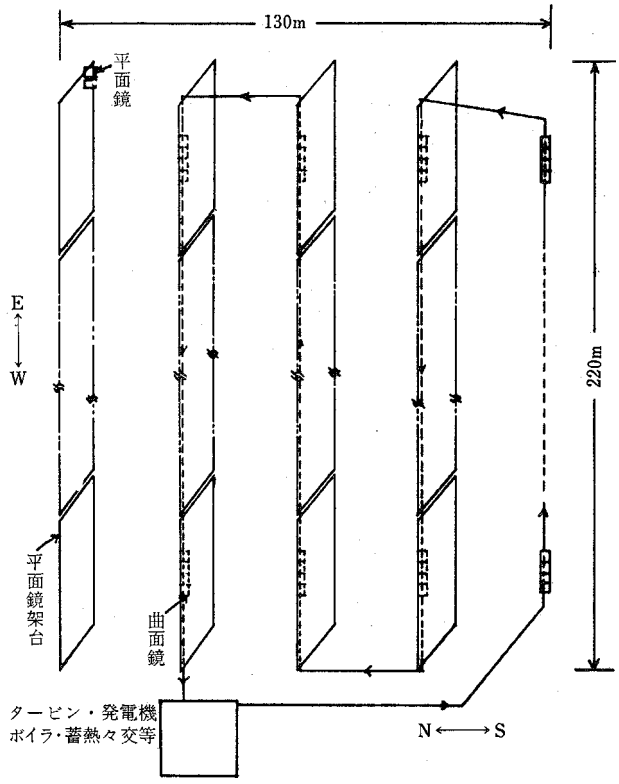


図 3.13　集光系全体配置図（平面鏡－曲面鏡組み合せ集光方式）

3.2 タワー方式太陽熱発電所の概念設計

3.2.1 概　要

タワー方式太陽熱発電所を構成する熱発電システムは，集光，集熱，配管，蓄熱，発電システムからなる。タワー方式の特徴は集光，集熱システムにおいて，地表にふりそそぐ太陽光を多数の反射鏡で反射させ（この反射装置をヘリオスタットという），タワー上部の熱吸器へ集光し，集熱媒体により集熱するもので，集光倍率を大きくすることができ，容易に高温を得ることができることである。

本節では，このタワー方式による熱発電システムの概念設計について述べる。発電出力レベルは，パイロットプラント的意義を持つ1,000 kWと実用プラントのユニットレベル的意義を持つ10,000 kWとした。実際には，ヘリオスタット，集熱媒体の駆動等のために補機動力が必要なので，仕様の計算に当っては出力レベルをそれぞれ1,200kW，12,000kWとした。この出力レベルは年中の平均値ではなく，日射量の最大となる夏至における8時から16時までの平均出力を示すもので，いわゆるピーク値と呼んでいるものである。

概略のシステム構成は次のとおりである。集光システムでは，コストの安い平面反射鏡を使用し，集熱システムでは，熱吸収器をチューブ列方式とし，集熱媒体は1,000 kWでは空気，10,000 kWでは空気および蒸気の2ケースを選んだ。発電システムは蒸気タービンにより発電機を駆動することとし，蓄熱システムはプラントの始動，停止，天気の急変の補償を考慮して4時間分の発電容量を持たせた。

1,000 kWの集熱媒体を空気としたのは，取り扱いが容易であり，温度の計測で熱量がわかること，太陽熱発電の基本システムとして補助熱源を除外したこと，蓄熱器の設計が容易であることを考慮し，パイロットプラントテストがスムーズに行なえ，次段階への進展を効率良く行なうためである。

10,000 kWでは，蒸気タービンを使用する場合，集熱媒体として水（蒸気）を用い，熱吸収器で直接水蒸気を得る蒸気ループが有利であるが，ガスタービンによる発電，製鉄，化学工業プロセスへの高温利用等の多目的用としては空気ループが有利と考えられるので，空気，蒸気の両ループについて考慮した。

集光，集熱システムにおける基本的な仕様は次のようになった。必要なフィールドの広さは1,000kWで117 m×117 m，10,000kWで～290 m×290 mとなり，タワーの高さはそれぞれ58.5 m，～145 mとなり反射鏡の大きさと枚数はそれぞれ3.8 $m^{\square}$，780枚および5 $m^{\square}$，～2700枚となった。

今後の課題としては，集熱システムにおいて，熱貫流率を大きくし，集熱効率を高めるために，溶融塩あるいは溶融金属を集熱媒体とすることを考えていく必要がある。

さらに，発電所の設置場所および利用目的を明確にし，それらに適合した熱発電システムを設計する必要がある。すなわち，設置場所が都市か僻地かによって，また利用目的が自家発電か電力系統へ組み込むかによって，あるいは発電時間を太陽光の得られるときのみとするか，雨天，夜間も行なうかによって，蓄熱，発電システムの一部あるいは全体が変わる可能性がある。

本節は，サンシャイン計画の初年度のまとめとして，太陽エネルギーのみを利用して発電を行なうシステムの基本仕様の作成を行なったもので，今後これらの基本仕様の精度向上を計るとともに，設置場所，利用目的に応じて仕様の修正を行なっていき，太陽熱発電所の建設に寄与したいと考える。

3.2.2 タワー方式集光集熱システム

(1) 太陽熱発電システム

太陽熱を発電に利用するためには，熱吸収器で太陽熱を吸収してその熱で蒸気を発生させ，蒸気タービンをまわすことが考えられる。図3.14に太陽熱発電システム系統図の一例を示す。

(2) 集光システム

(a) 集光機構

太陽光は低密度のエネルギであるので，これを実際に利用するためには濃縮して高密度のエネルギにする必要がある。タワー集光方式は図3.15に示すように太陽光を鏡で反射させてタワー上の熱吸収器に太陽光を集める方式で，鏡をたくさん置くことによって高密度のエネルギを熱吸収器に集集めることができる。

鏡は，太陽を追尾して常に反射光を熱吸収器に送ることができるようにして一日中，有効に太陽光を集める。この太陽追尾装置をヘリオスタットという。図3.16にタワー集光フィールドの一例として10,000kWプラント集光フィールドの概念図を示す。

(b) 集光量計算

フィールドにたくさんの鏡を並べて太陽光を集光するとき，太陽高度およびタワー位置と鏡との位置関係によっては，鏡への入射光あるいは反射光が他の鏡にさえぎられることがある。そこで表1に示すような条件で鏡の配列を決定し，フィールドからタワーに集められる集光量を計算した。計算条件を表2に計算結果を図3.17に示す。

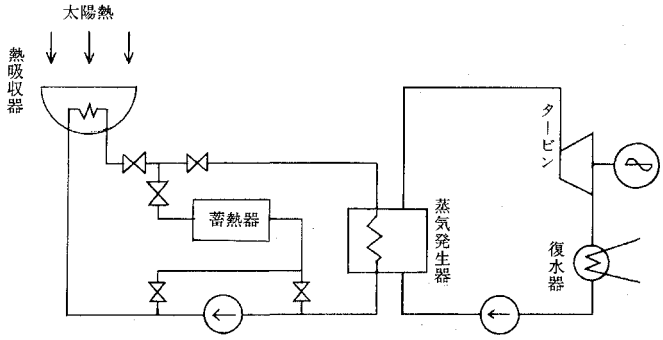


図3.14　太陽熱発電システム系統図の一例

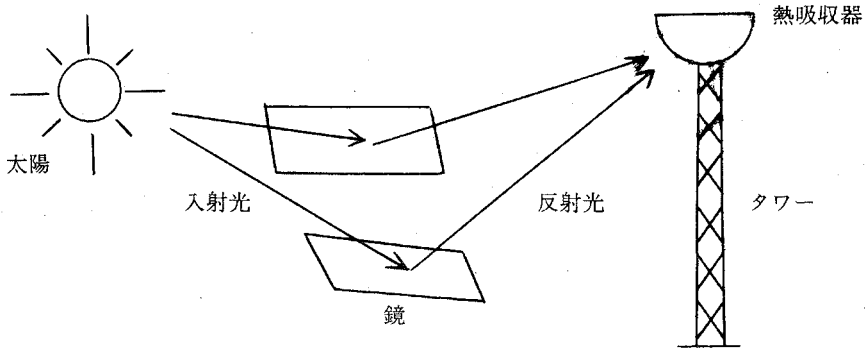


図3.15　太陽光集光機構

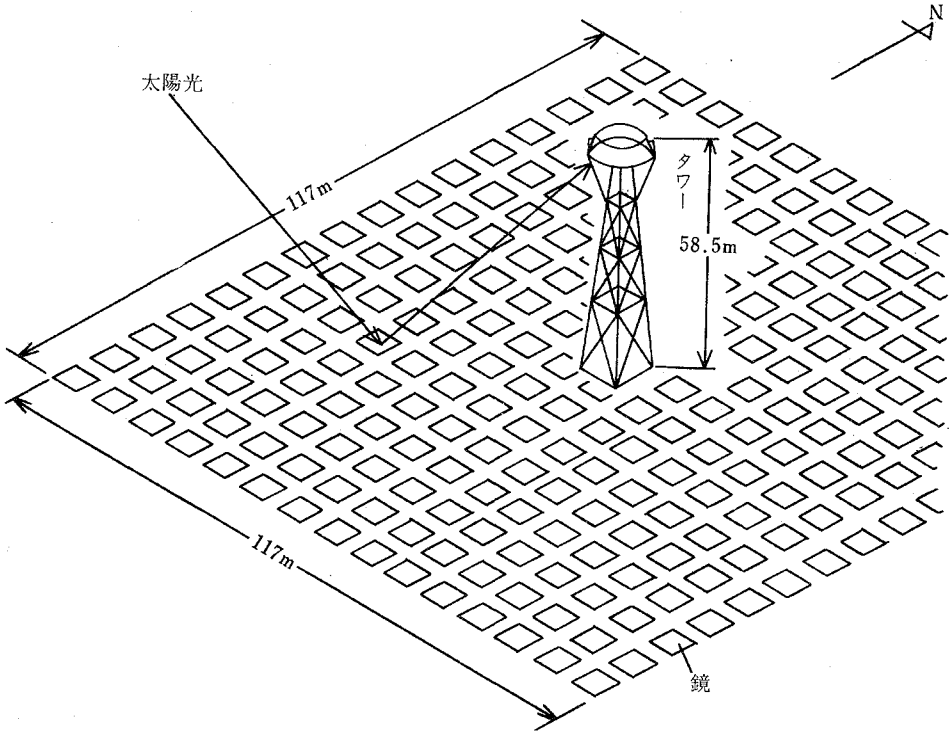


図3.16　タワー集光方式太陽熱発電プラントの集光フィールド
（1,000kWプラント）

鏡の配列は，例えば夏至の１０時の集光量を計算するときには，その時刻で入射光，反射光がさえぎられないように配列を決定しているので，各時刻における鏡の配列は異なり，したがって鏡の枚数も異なり、朝晩は少く南中時に最も多くなる。また季節による影響では，鏡の枚数は冬至が最少で夏至が最多になる。このように各季節，各時刻で鏡の枚数が異なることになるが，最多枚数を示す夏至の南中時の配列で一年中集光するとすれば，入射光，反射光が他の鏡でさえぎられて鏡の利用率は低くなるが，集光量としては図3.１７に示す値は確保されると考えられるので，図3.17に示す値をフィールドからタワーに集められる集光量とする。ここで，鏡による集光に利用できる日射は全天日射のうち直達日射のみであり，計算は日射量測定結果から法線面直達日射強度を0.９kW/m^2とした。

表3.1　鏡の配列条件

フィールド形状	各辺がそれぞれ東西，南北を向いた矩形の平地
鏡の配列条件	配列は東西，南北の格子状とし，ある時刻の太陽入射光に対し東西軸，南北軸の鏡で入射光，反射光が他の鏡にさえぎられない。

表3.2　集光量計算条件

緯　　度	北緯３４°２２′（広島）
直達日射強度	0.9 kW/m^2
フィールド大きさ	東西３００m，南北３００m
タワー位置	フィールド中心
タワー高さ	１５０m
鏡の大きさ	４m×４mの正方形

鏡の大きさ，タワー高さ，タワー位置の集光量におよぼす影響を計算した結果を表3.3に示す。

表3.3に示したようにタワーは高いほど良いという計算結果が出たが，実際のプラントを考えた場合には，製作技術上タワー高さには制約があり，高層煙突の例では実現しているのは２００m程度までである。フィールドが３００m×300mの場合には，タワー高さが１５０mのとき集光量はフィールドへの入射日射量の８０～９０％であり，タワーが２００

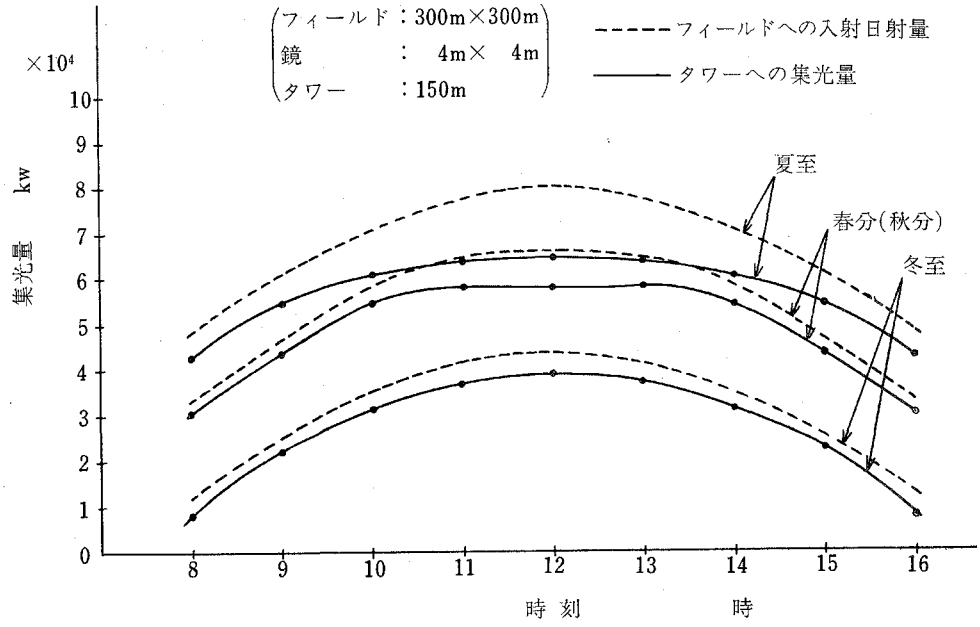


図3.１７　集　光　量

表3.3　集光量に対する鏡の大きさ，タワー位置・高さの影響

鏡の大きさの影響	フィールド３００m×３００m，タワー高さ１５０mのとき，鏡大きさが３m×３m～１２m×１２mでは集光量に変化はない。
タワー高さの影響	フィールドの大きさが一定ならタワーが高いほど集光量は増す。タワー高さがフィールド一辺の半分のとき，集光量はフィールドへの入射日射量の８０～９０％になる。
タワー位置の影響	タワーがフィールド中心にあるとき，集光量は最大になる。

mまで高くなっても集光量はあまり大きく増加しないし，集光精度から決まってくる熱吸収器の大きさがタワー高さに伴なって増加してしまうので，フィールドが３００m×３００mでは１５０m程度が適当と考えられる。

(3) 集熱システム

(a) 熱吸収器の機構

鏡により集められた太陽エネルギを熱として吸収する熱吸収器の機構はいろいろな機構が考えられるが，熱媒体が空気のときの機構の一例を図3.１８に蒸気のときの一例を図3.１９に示す。

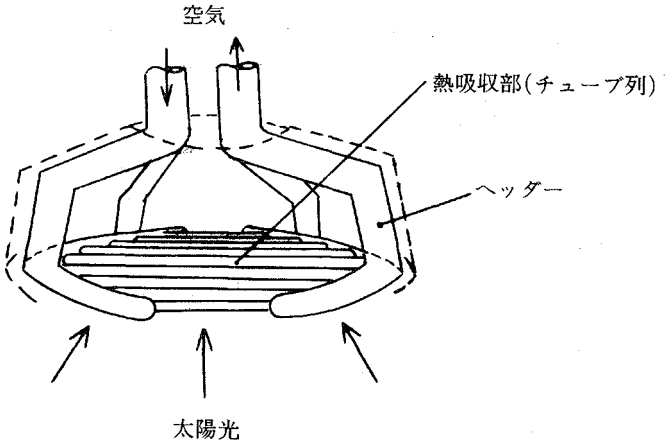


図3.１８　熱吸収器の機構（熱媒体が空気の場合）

(b) 熱吸収器用選択透過膜・選択吸収面

太陽熱を高温で集熱する場合には，いったん熱吸収器に吸収した熱を外部に逃がさないため，および熱吸収器からの遠赤外輻射を抑えるためにいったん吸収した熱を熱吸収器内部に封じこめる選択透過膜・選択吸収面が必要となる。

図3.２０に吸収すべき太陽光と抑えるべき輻射の波長分布を示すが，この図から明らかなように短波長域では太陽光がほとんどなので膜としてはこれを透過し，面が吸収することが必要で，逆に長波長域では輻射が大部分を占めるので面としては輻射を抑え，膜もこれを反射して熱を外部に逃がさないことが必要である。

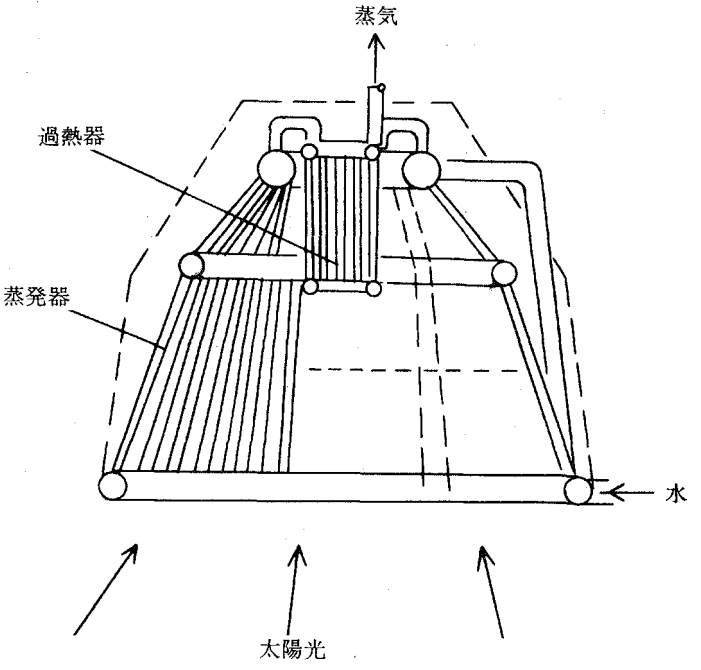


図3.１９　熱吸収器の機構（熱媒体が蒸気の場合）

すなわち

(イ) 膜の光学特性としては短波長域で透過率が良く，高波長域で反射率が良いこと。

(ロ) 面の光学特性としては短波長域で吸収率が良く，高波長域で輻射率が低いこと。

が必要となってくる。しかしながら集光倍率が大きいときは熱吸収器に入射する太陽エネルギにくらべて黒体輻射は非常に小さくなるので長波長域より短波長域の光学特性の方がより重要である。

熱吸収器に入射する太陽エネルギのうち集熱できるエネルギの割合を吸熱効率と呼ぶが，この効率を最大にするような膜と面の組合せ，およびそれぞれの仕様を求めるために膜１４種類，面２４種類の組合せで熱計算をおこない，現在製作可能な膜，面のうちで最高の吸熱効率を示す組合せを選出した。膜は光学干渉膜で，面は化成処理面でありそれぞれの仕様を82,83ページの図3.22,図3.23に示す。また膜，面を組合せた吸熱効率を図3.２１に示す。吸熱効率は面温度，膜温度，集光倍率によって変化するがタワー集光方式では，10,000 kWプラントの場合には膜温度２００℃，面温度４００～８００℃，集光倍率は２００倍程度であり吸熱効率は0.７～0.８である。なお，集光倍率とは熱吸収器に入射する熱流束が，鏡で反射された太陽光の熱流束の何倍であるかを示す値である。

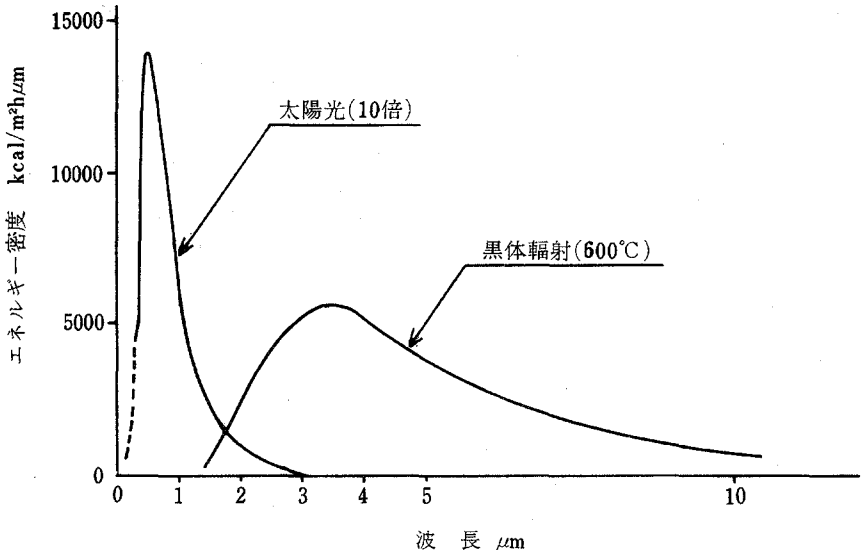


図 3.2 0　太陽光と黒体輻射の波長分布

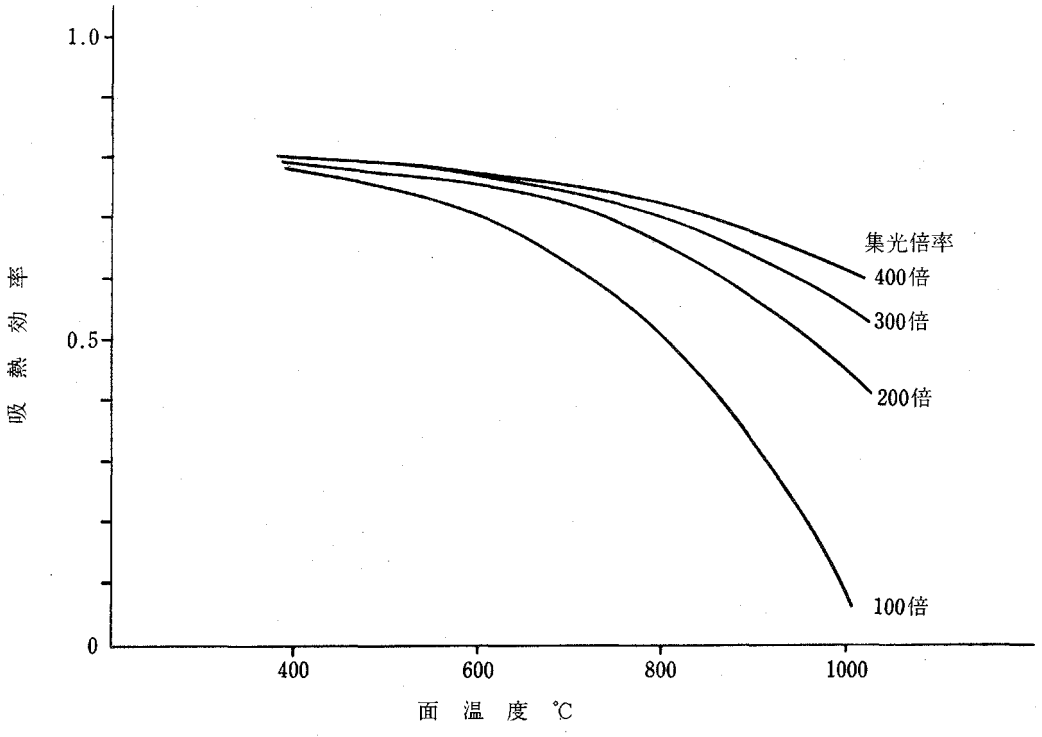


図 3.2 1　選択透過膜・選択吸収面の吸熱効率

(4)　集光，集熱システムの集熱量計算例

集光フィールドおよび熱吸収器の仕様の計算例をまとめて表 3.4 に示す。

表3.4　集光，集熱部計算例

計算条件：北緯34°22′（広島）

直達日射強度0.9kW/m²

フィールド形状	各辺がそれぞれ東西，南北を向いた正方形平地
フィールド大きさ	300m×300m
鏡の大きさ	5m×5m
鏡の枚数	2987枚
鏡の配列条件	配列は東西，南北の格子状とし，夏至の南中時の太陽入射光に対し，東西軸，南北軸上の鏡で入射光，反射光が他の鏡にさえぎられない。
タワー位置	フィールド中心
タワー高さ	150m
選択透過膜	光学干渉膜
選択吸収面	化成処理面
吸熱効率	0.72
集熱量	夏至の8～16時の平均3.56×10⁷ kcal/h

3.2.3　基本仕様

(1)　1,000 kWプラントの基本仕様

表3.5に基本仕様を示す。出力レベルは補機動力を考慮して夏至の8～16時の平均出力が1,200 kWとした。

表3.5　1,000 kWプラント（空気ループ）の基本仕様

出力	ピーク時1200kW（夏至の8～16時の平均出力）
原動機 蒸気条件 圧力 温度 流量	蒸気タービン 12ata 187.08℃　(飽和) 10,730kg/h
一次流体 圧力 温度（熱吸収器出口） 流量	空気 41ata 400℃ 1.504×10⁶ kg/h
鏡群フィールド広さ 鏡 一枚の大きさ 枚数	117m×117m 3.84m×3.84m 780枚
タワー高さ	58.5m
蓄熱容量	4時間分
集光倍率	116倍
熱吸収器 選択透過膜 選択吸収面	チューブ列方式 干渉膜 化成処理面

表3.6　詳　細　仕　様

集光システム		
フィールド	傾斜	平地
	広さ	13689m^2
	寸法	東西117m×南北117m
タワー	位置	フィールド中心
	高さ	58.5m
鏡	寸法	3.84m×3.84m
	構成	1m×1mの鏡を張り合わせる
	枚数	780枚
	配列	東西28列×南北28列
	種類	表面鏡
	材質	Aℓ
	反射率	平均0.92
ヘリオスタット	マウント方式	X－Yマウント
		X－東西軸，Y－南北軸
	集光精度	±1°

熱吸収器	
方式	チューブ列方式
受光窓寸法	9.04$m\phi$円形
集熱量	6.417×10^6 kcal/h

選択透過膜	方式	干渉膜	
	材質	In_2O_3の3相膜	
	光学特性	図3.22に示す	

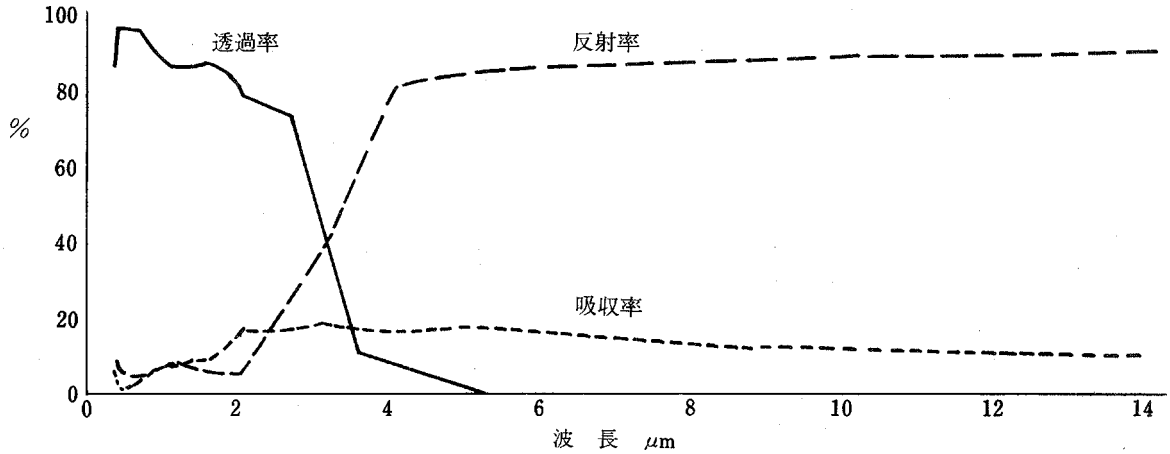


図3.22　選択透過膜の光学特性

選択吸収面	方式	化成処理面
	材質	鋼管に金属酸化物をコーティング
	光学特性	図3.23に示す

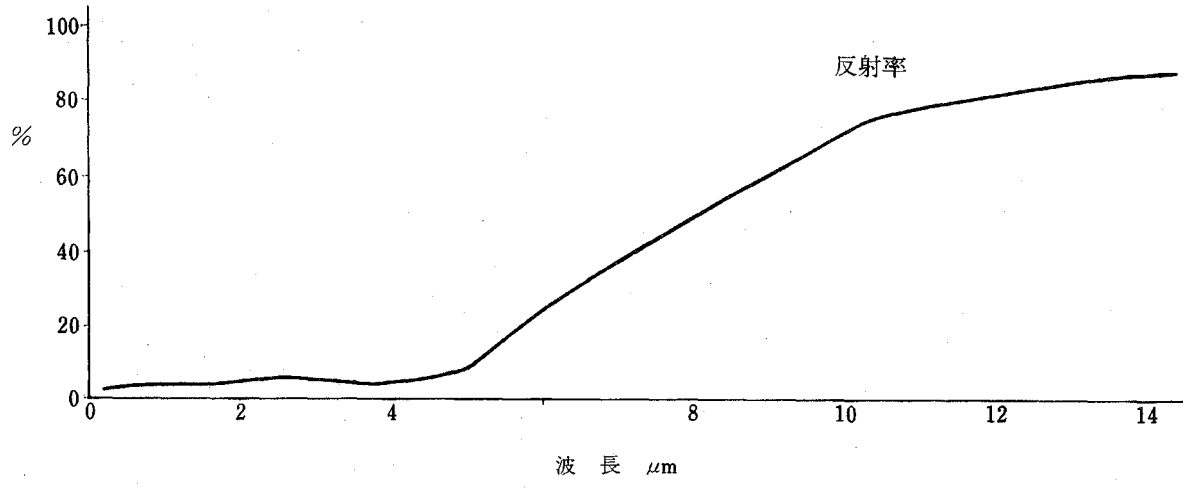


図3.23 選択吸収面の光学特性

膜・面の吸熱効率		0.74

空気配管		
高温側	温度	400℃
	配管内径	500㎜
	パイプ肉厚	12㎜
	パイプ長	70m
	パイプ材質	普通鋼
	ライニング材	なし
	保温材	厚さ 200㎜
	風速	10.2m/S
	風量	1.504 1/10⁵ kg/h
	圧力	41ata
	圧力損失	982㎜Aq
空気駆動圧縮機		
入口圧力		40ata
出口圧力		41ata
圧力上昇		1kg/cm²
温度		230℃
流量		1.504×10⁵ kg/h
所要動力		259.5kW

発電システム			
蒸気発生器	温度条件	空気入口	400℃
		空気出口	231.9℃
		水入口	53.5℃
		水出口	194.1℃
	圧力条件	空気圧力	40 ata
		空気流量	156450 kg/h
		蒸気圧力	15 ata
		蒸気量	10730 kg/h
タービン発電機	形式	減速形蒸気タービン	
	出力	1200 kW	
	回転数	7200/3600 rpm	

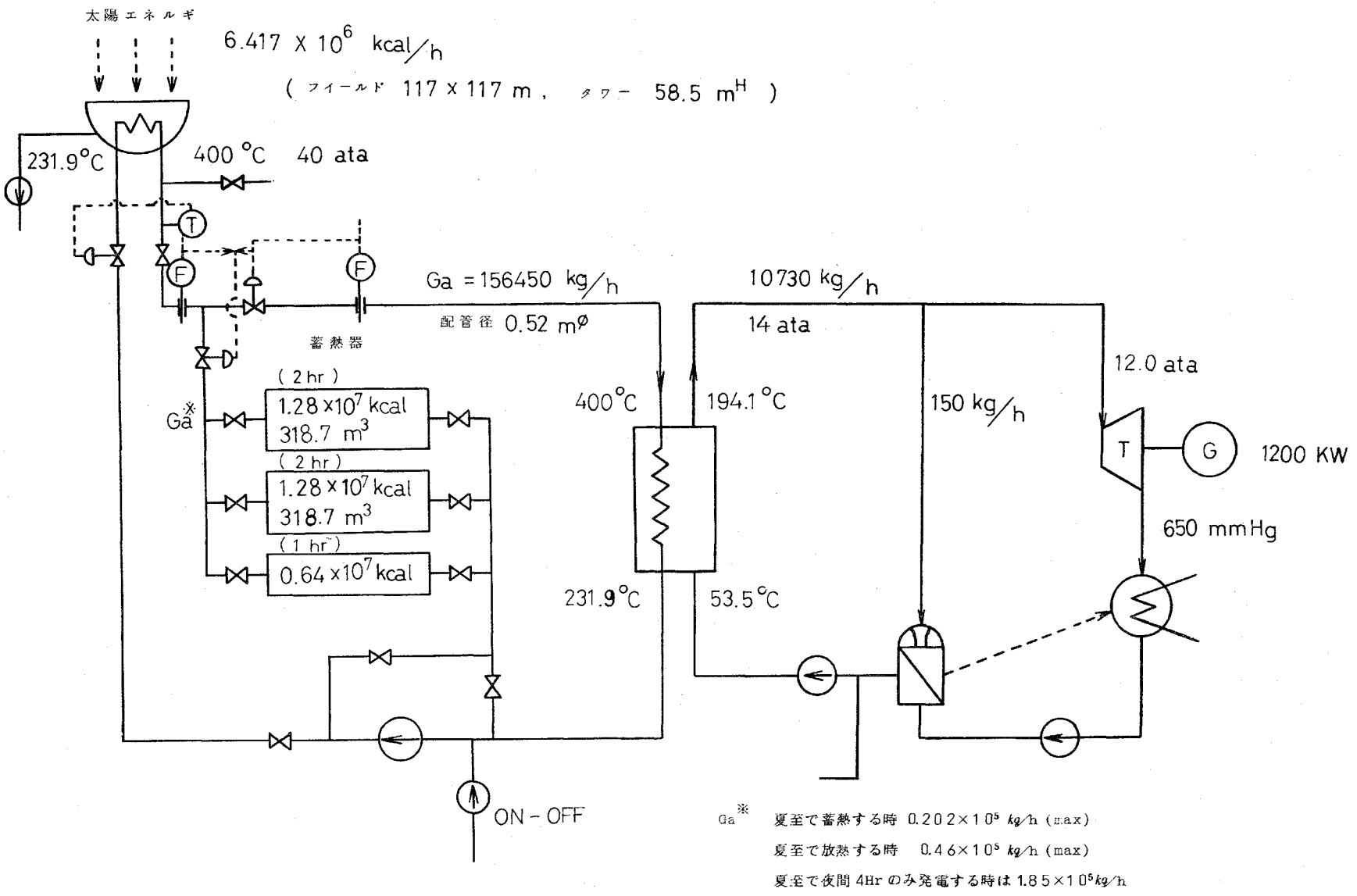


図3.24　1000 kW 系統図

(2) 10,000kWプラントの基本仕様

1,000kWプラントの場合と同様に補機動力を考慮して，出力レベルは夏至の8～16時の平均出力が12,000kWとした。

集熱媒体として空気および水蒸気の2種を選定した。

(a) 空気ループ

表7に10,000kWプラントの基本仕様を示す。

(b) 蒸気ループ

表8に10,000kWプラントの基本仕様を示す。

表3.7 10,000kWプラント（空気ループ）の基本仕様

出力	ピーク時 12MW（夏至の8～16時の平均出力）
原動機	蒸気タービン
蒸気条件 圧力	44.8 ata
温度	443℃
流量	53,510 kg/h
一次流体	空気
圧力	40 ata
温度（熱吸収器出口）	522.4℃
流量	480,830 kg/h
鏡群フィールド広さ	290 m×290 m
鏡 一枚の大きさ	5 m×5 m
鏡 枚数	2792枚
タワー高さ	145 m
蓄熱容量	4時間分
集光倍率	195倍
熱吸収器	チューブ列方式
選択透過膜	干渉膜
選択吸収面	化成処理面

表3.8 10MWプラント（蒸気ループ）の基本仕様

出力	ピーク時 12MW（夏至の8～16時の平均出力）
原動機	蒸気タービン
蒸気条件 圧力	36 ata
温度	410℃
流量	55610 kg/h
熱媒体	蒸気
圧力	36 ata
温度（熱吸収器出口）	415.4℃（過熱）
流量	55610 kg/h
鏡群フィールド広さ	284 m×284 m
鏡 一枚の大きさ	5 m×5 m
鏡 枚数	2691枚
タワー高さ	142 m
蓄熱容量	4時間分
集光倍率	195倍
熱吸収器（蒸気発生器）	チューブ列方式
選択透過膜	干渉膜
選択吸収面	化成処理面

3.2.4 考察

(1) 集熱温度のプラント効率に及ぼす影響

(a) タービン効率の温度による変化

一般にタービン効率はタービン入口蒸気温度が高い程良く，図3.25にタービン効率による変化を示す。

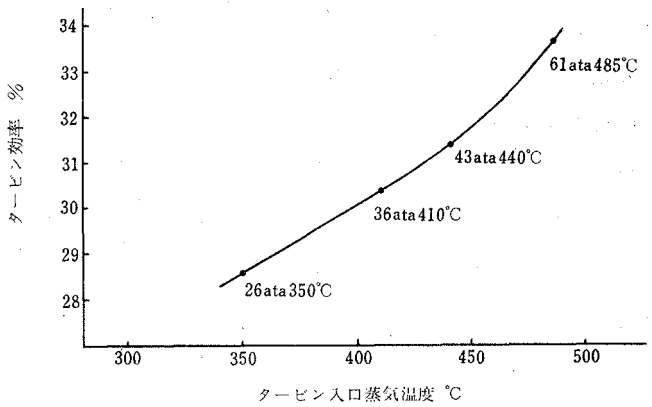


図3.25 タービン効率の特性

(b) 膜，面の吸熱効率の温度による変化

図3.25に示した蒸気は過熱蒸気であり，その飽和温度は61 ata……275℃，43 ata……253℃，36 ata……243℃，26 ata……225℃である。ところで水が蒸発して飽和蒸気になり，さらに加熱されて過熱蒸気になるとき，加えられる熱量の大部分は蒸発のために使われる。すなわち飽和温度において熱が使われる。したがって太陽熱吸収器を蒸気発生器として使用する蒸気ループの場合は，熱吸収器の有効伝熱面積の大部分は，その表面温度が飽和温度より20℃程度，高い値になっているので全体の面温度として飽和温度＋20℃と考えても差支えない。そこで上に述べた4つの飽和温度の値に対して20℃高い温度での膜，面の効率を図3.26に示す。

この図から明らかなように，この温度レベルでは膜，面の効率にほとんど変化はない。

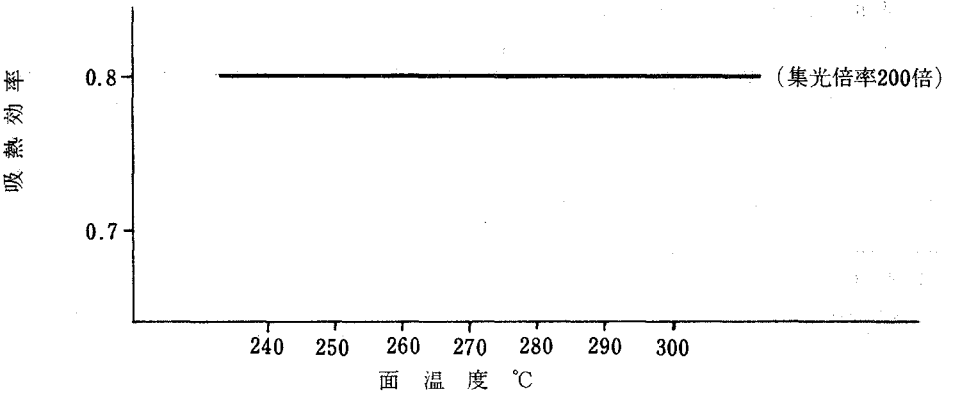


図3．26 膜・面の吸熱効率の温度特性

(c) 全体の効率

上に述べたことから明らかなように蒸気ループの場合は集熱温度が高くなれば膜，面の効率は変わらずにタービンの効率がよくなるから全体の効率がよくなる。

なお空気ループの場合も大体同じ傾向を示す。空気温度は蒸気の場合より高くなり，その温度で集熱するために集光倍率を大きくするので膜，面の効率はあまり変わらず，タービンの効率が良くなり，したがって全体の効率が良くなる。

(2) 蓄熱器

本節では，蓄熱器をほとんど考慮しなかったが，10,000 kW空気ループプラントの仕様に示したように，4時間分の蓄熱に8 $m\phi \times 8\,m$のペブルヒータが2台必要であるということからわかるように，かなり大きな蓄熱器が必要となり夜間あるいは雨天の日に蓄熱器を用いて発電をおこなうためには蓄熱器が非常に大きくなってしまうので無理と思われる。そこで蓄熱器を用いるより補助燃料を用いた方が適当ではないかと思われる。今後，ペブルヒータのみでなく溶融塩，溶融塩ペブルを用いた蓄熱器も考慮しなければならないし，また蓄熱の考え方も明確にする必要がある。

(3) タワー高さ

すでに述べたようにタワーの高さとしては200 m程度が限度と考えられるが，例えば100,000 kWプラントでは200 mのタワーでは低すぎて有効に集熱できない。そこで考えられることは，あくまで高いタワーを1本たてるか，あるいは150 m程度のタワーを何本もたてるかである。高いタワーが1本の場合にはヘリオスタットの集光精度をよくしなければならない欠点があるし，何よりもタワーを立てる技術に問題がありコストも高くなる。

これに対して150 m程度のタワーを何本も立てる方法は技術的には問題はなく熱損失もタワーが1本の場合にくらべれば大きいが，たいしたことはないのでタービンは一基で良いと考えられる。したがって大出力プラントでは低いタワーを何本かたてた方が良いと思われる。

(4) 空気ループについて

10,000 kWプラントで空気ループを用いると熱貫流率が大きくとれないため熱吸収器の伝熱面積がたくさん必要で，そのため熱吸収器が大きくなってしまい，また圧力損失が大きくなってしまうと考えられるので，空気ループは

10,000kW程度の熱発電プラントには向かないと思われる。しかしながら太陽熱の多目的利用，たとえば高温の熱を利用する場合には熱媒体としては空気の方が蒸気より使いやすい。

(5) システムの動特性について

太陽から地表に到達する日射量は雲のため一定にはならず，集光システムから集熱システムへ送られるエネルギーは変化する。しかし発電出力レベルは一定レベルを保持することが望ましい。そこで蓄熱器が必要となり，さらに蓄熱器を含めて，トータルシステムの制御システムを確立する必要がある。このために，トータルシステムの性能特性を表わす計算モデルを作成し，動特性の解析を行っている。

図3.27に簡単な計算モデルを作成しアナログ計算機により動特性を求めた例を示す。これは1000kWプラントについて，雲のために日射量が1分間ゼロになり，熱吸収器での集熱量がゼロになった場合に，出力，熱吸収器出入口の空気温度等が定格値からどのように変化するかを求めたものである。

制御方式，機器の性能によって動特性は異る。今後，計算モデルの精密化を計り，計算精度を上げ，動特性解析を行いながら制御方法を改善し，制御システムを確立していく。

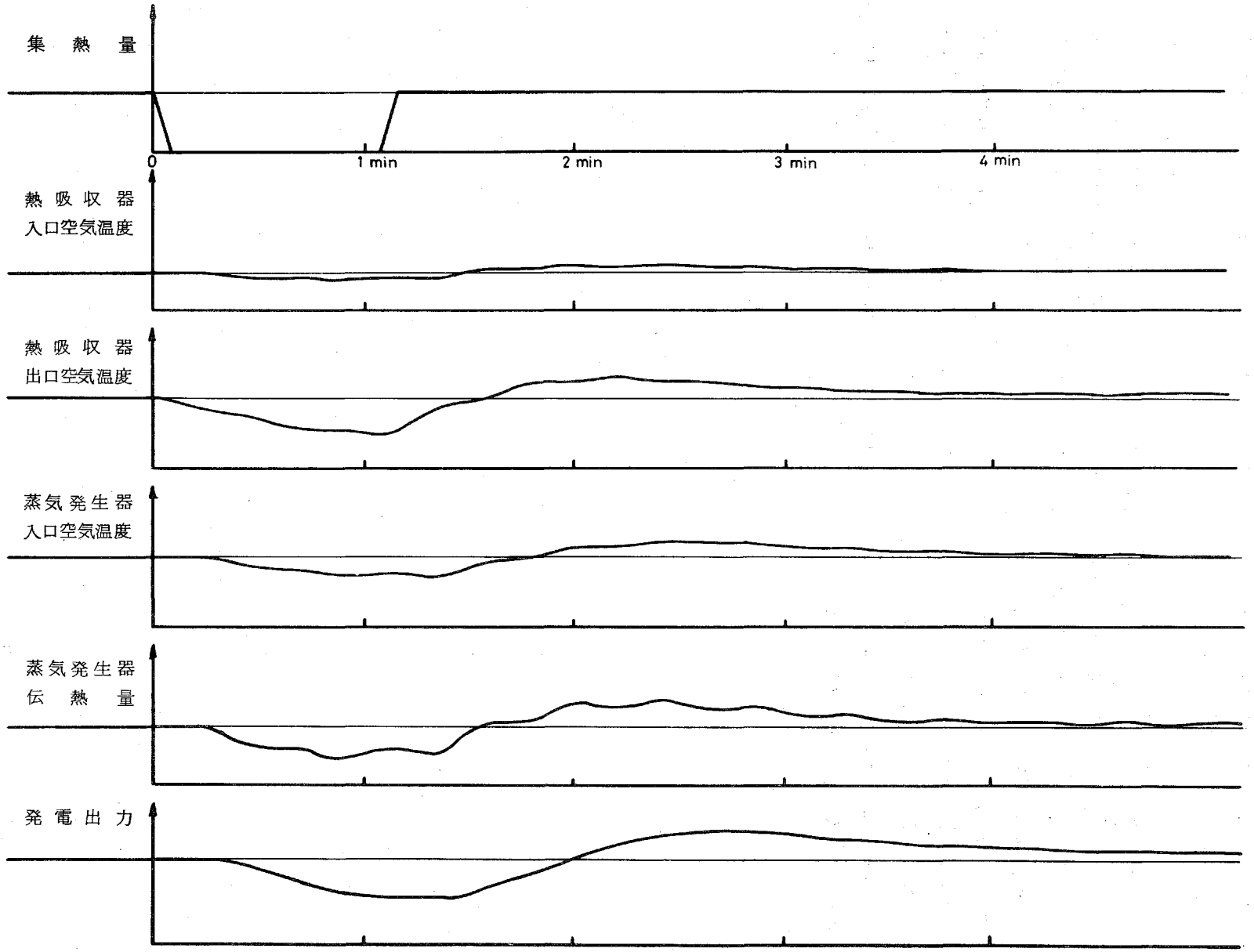


図3.27　アナログ計算結果

第４章　高温太陽熱エネルギー利用の可能性

序

本報告書の前章（第２章）においてわが国における太陽熱発電所の設置場所に関する調査検討が行なわれた。このような検討を行なう場合に一つの考え方としてすでに他の用途に使用している土地の上に集熱装置を設置することが土地利用の効率から考えて有効であるということを指摘することができ，具体的には，(1)工場敷地，(2)鉄道用地，(3)沼地，などをあげることができると思われる。

本章ではこのうち(1)の工場敷地に設備を設置してその工場内で発電して，または直接熱エネルギーとして利用する場合を考え，その可能性について検討を行なう。そのための調査としてまず4.1で業種別にみた場合の太陽熱利用の可能性に関する一般的傾向を調査する。次に具体的に重電機工場の場合（4.2），化学，電解プラント（セメント工場）の場合（4.3），Ｉ・Ｃ・，電子デバイス工場の場合（4.4），家電工場の場合（4.5）につきエネルギー使用状態のパターンとそれが太陽エネルギーにおきかえられる可能性，その場合に生じる利得などにつき調査した結果につき記すことにする。なお第４章付録にわが国における事業所敷地面積の分布と可能と考えられる太陽熱発電量とを示す。

4.1　業種別太陽熱利用の可能性に関する調査

表4.1，表4.2は昭和４６年度のわが国における業種別事業所建築面積の調査結果とそれから想定される太陽熱による発生熱量および発生電力量を整理したものである。算出方法は脚注に示してあるように平均日射量にある利用率あるいは発電効率を乗じたものに面積を乗じたものを基礎にしている。この場合事業所建築面積全部を乗じることには問題があり，有効利用面積はさらに小さいものになる可能性があるわけであるが，オーダー的には非常に違ったものにはならないものと考え，この結果より業種別の太陽熱エネルギー利用の可能性に関するだいたいのパターンを知ることができる。

熱エネルギーとしての直接利用を考える場合，年間使用熱出力に対する太陽熱による発生熱出力の比は化学，石油石炭製品，鉄鋼といった分野では１０％以下とわずかである。しかし食料品，繊維，非鉄金属といった分野では使用熱エネルギーのうちの８０～９０％を太陽熱エネルギーでまかなえるということでありこの数字はきわめて興味あるところである。

太陽熱発電量では（表4.2），年間発生電力量と年間使用電力量との比をみると，化学，紙パルプ，石油石炭製品，非鉄金属，鉄鋼といった大電力を消費する分野でも２０％前後の電力が太陽熱から得られ，食料品，繊維，機械といった産業分野では１００％をこえる量の電力が得られることがわかる。

以上の調査によりある特定の分野では熱エネルギー，電力エネルギー両方ともいちどに太陽エネルギーによりまかなわれる可能性があり，また大口の電力需要産業であっても，その電力量の２０％近くを太陽熱発電によりまかなうことができる可能性があることがわかる。

表4.1　製造業種別太陽熱利用による発生熱量（従業員３０人以上の事業所を対象としたもの）

業　種	事業所建築面積（従業員３０人以上の事業所）	事業所建築面積より想定した太陽熱による年間発生熱出力（同左）E	エネルギー使用実績（エネルギーマトリックス等より推定した年間使用熱出力（同左）F	$\frac{E}{F}\times 100$ (%)
食料品	20,514($10^3 m^2$)	2,500(10^{10}kcal)	3,100(10^{10}kcal)	81
繊維	30,733	3,700	4,100	90
紙・パルプ	11,711	1,400	3,700	38
化学	21,018	2,500	27,900	9
石油・石炭製品	2,337	300	6,100	5
窯業・土石	17,814	2,100	8,500	25
鉄鋼	32,101	3,900	47,700	8
非鉄金属	9,792	1,200	1,300	92
機械（金属製品を含む）	90,221	10,900	4,600	237
その他	30,861	3,700	4,800	77
計 〔　〕内重油換算値	267,102	32,200 〔325(10^6 kℓ)〕	111,800	29

注

① 太陽熱利用効率を年間平均日射量0.23kW/m^2，熱エネルギー利用効率を70%として有効熱エネルギー0.16kW/m^2と考えた。

② 事業所建築面積から太陽熱による年間発生熱量を次式をもちいてもとめた。

$$Q\,(\mathrm{kcal}/m^2) = 0.16\,(\mathrm{kW}/m^2) \times 860\,(\mathrm{kcal}/\mathrm{kWH}) \times 8760\,(\mathrm{H}) = 1.2054\times 10^6\,(\mathrm{kcal}/m^2)$$

③ 事業所建築面積は「工業統計表，用地用水編，昭和46年度版」による。

④ 年間使用熱量は「エネルギーマトリックス（昭和48年度版），日本エネルギー経済研究所」データによる。この数値は昭和46年度のものであり，電力エネルギーとして使用したもの，原料として使われたナフサ類は含まない。

⑤ 業種分類は日本標準産業分類による。

⑥ 重油換算は9,900 kcal/ℓ なる発熱量を用いた。

表4.2　製造業種別太陽熱発電量（従業員３０人以上の事業所を対象としたもの）

業　種	事業所建築面積（従業員３０人以上の事業所）	事業所建築面積より想定した太陽熱による年間発生電力量（同　左）A	大口電力使用電力量実績等より推定した年間使用電力量（同　左）B	$\frac{A}{B}\times 100$ (%)
食料品	20,514 (10^3 m^2)	9,000 (10^6 kWH)	5,800 (10^6 kWH)	155
繊維	30,733	13,500	8,600	157
紙・パルプ	11,711	5,100	18,200	28
化学	21,018	9,200	49,600	19
石油・石炭製品	2,337	1,000	4,700	21
ゴム製品	3,881	1,700	1,800	94
窯業・土石	17,814	7,800	12,700	61
鉄鋼	32,101	14,100	60,300	23
非鉄金属	9,792	4,300	27,100	16
機械	74,581	32,700	21,000	156
その他	42,620	18,700	9,800	191
計	267,102	117,100	219,600	53

注

① 太陽熱による発電は年間平均日射量を0.23 kcal/m^2，発電効率を2.2%と考え，出力は0.05 kW/m^2とした。

② 年間発生電力量Pは次式より算出した。

$$P\ (\mathrm{kWH}) = S\ (m^2) \times 0.05\ (\mathrm{kW}/m^2) \times 8760\ (\mathrm{H})$$

③ 発生電力Wは次式より算出した。

$$W\ (\mathrm{kW}) = S\ (m^2) \times 0.05\ (\mathrm{kW}/m^2)$$

④ 事業所建築面積は「工業統計表，用地用水編，昭和46年版」による。

⑤ 年間使用電力量は「電気事業便覧，昭和46年版」の大口電力使用量実績などを用いて推定した。

⑥ 使用電力は「電気事業統計，昭和46年度」の大口電力使用電力量実績などを用いて推定した。

⑦ 業種分類は「日本標準産業分類」による。

4.2 重電機工場における太陽熱エネルギー利用の可能性に関する一試算

本項においてはタービン発電機，水車　等の製作を行なっている－重電機工場を例にとり一つの試算を行なう。

工　場　名	A重電機工場
敷地面積	約1km×1km＝10^6 m²
建物面積合計	7.75×10^4 m²
使用電力量	20×10^4 kW
使用熱負荷量	（使用蒸気量）15 atg，200℃の飽和蒸気　23 t/h
	（≒1.5×10^7 kcal/h）

試算における条件

平均日射量　0.23 kW/m²

太陽熱による発電出力

0.07 kW/m²　（ベース用）

0.27 kW/m²　（ピーク用）

この工場における太陽熱発電量は

7.75×10^4 (m²) × 0.07 (kW/m²) ＝5,350 kW（ベース用）

7.75×10^4 (m²) × 0.27 (kW/m²) ＝21,000 kW（ピーク用）

となる。この値はこの工場における使用電力20×10^4 kWに対しベース用発電で2.7％，ピーク用発電で10.5％に相当する。

平均日射量から計算される太陽熱エネルギーは

7.75×10^4 (m²) × 0.23 (kW/m²) ＝1.78×10^4 kW

＝1.53×10^7 kcal/h（ベース用）

5.90×10^7 kcal/h（ピーク用）

となる。

次にピーク用で計算した場合の節約料金は発電した場合，

1 kWh　5円として

5（円/kWh）× 21,000 (kW) ＝105,000円/h

太陽熱を利用するとともに残りを発電して利用するとする場合，

ボイラ効率　80％，　重油は　10,000 kcal/ℓ，　20円/ℓであるとして

熱利用による節約料金は

$$20\ (\text{円}/\ell)\times\frac{1.5\times10^7\ (\text{kcal}/\text{h})}{10{,}000\ (\text{kcal}/\ell)\times0.8}=3.74\times10^4\ (\text{円}/\text{h})$$

熱利用と発電利用併用の場合，

$$5\ (\text{円}/\text{kWh})\times\frac{5.9\times10^7-1.5\times10^7}{860}\times0.3=8.1\times10^4\ (\text{円}/\text{h})$$

合計で　118,400（円/h）　程度となる。

4.3 化学，電解プラント（セメント工場）における太陽熱エネルギー利用の可能性に関する一試算

4.2項と同じく本項では重化学工業における一例としてセメント工場の場合についての試算を示す。

工場規模

年間生産量	480×10^4 ton
工場敷地	20×10^4 m^2
年間使用電力	105 kWh／ton
使用重油量	90 ℓ／ton

以上の条件下での発電コストの概算値は次のようになる。

発電に使用可能面積（利用率を42％とする）

$A = 20 \times 10^4 \times 0.42 = 84 \times 10^3$ m^2

太陽熱による平均出力を0.07 kW／m^2とすると取得可能全出力は

$P = 84 \times 10^3 \times 0.07 = 5.88 \times 10^3$ kW

年間使用時間を7,000 hとすると

$P = 5.88 \times 10^3 \times 7{,}000 = 41.16 \times 10^6$ kWh／年

また年間使用電力量は

$Pac = 105 \times 480 \times 10^4 = 504 \times 10^6$ kWh／年

発生電力量／使用電力量は

$$\gamma = \frac{41.16 \times 10^6}{504 \times 10^6} = 8.2\%$$

電気量単価を5円／kWh とすると

$41.16 \times 10^6 \times 5 = 205.8 \times 10^6$ 円／年

$= 565 \times 10^3$ 円／日

$= 23 \times 10^3$ 円／時 となる。

熱利用の場合は次のようになる。

平均日射量 0.23 kW／m^2，有効利用率を40％とすると

$0.23 \times 24 \times 0.4 = 2.21$ kW／m^2日

$= 1{,}900$ kcal／m^2日

取得可能熱量は

$q = 1{,}900$ (kcal／m^2日) $\times 84 \times 10^3$ (m^2)

$= 160 \times 10^6$ kcal／日

年間取得可能量は

$Q = 160 \times 10^6 \times 7000 \times 365 / 8750$

$= 46.6 \times 10^9$ kcal／年

また使用熱量は 4.32×10^{12} kcal／年 であるので発生量／使用量の比は

$$\gamma = \frac{46.6 \times 10^9}{4.32 \times 10^{12}} = 1.1\%$$ となる。

重油発熱量を10,000 kcal／ℓ，燃料代を15,000円／kℓ とすると節約代金は，

$$\frac{46.63\times10^{9}}{10^{4}}\times15{,}000\times10^{3}=70\times10^{6}\ 円/年$$

$$=200\times10^{3}\ 円/日$$

$$=8\times10^{3}\ 円/時$$ となる。

4.4 電子デバイス工場における太陽熱利用の可能性に関する一試算

(1) はじめに

太陽熱発電システムを設置する場所の1つとして，工場（敷地，屋根等）が考えられる。ここでは，設置の対象として電子デバイス工場を選び，工場の負荷パターンの調査，及び太陽熱発電システムによる発電可能量の試算を行ない，設置時の問題点について検討を行なった。

(2) 試算の対象とした電子デバイス工場

電子デバイス工場の負荷のうち，電力負荷は，電気炉，空調動力，ポンプ動力等からなり，熱負荷は暖房負荷等からなっている。これらの負荷の中で電気炉は600°～1200°Cの温度範囲で用いられており，使用設定温度に対する許容誤差が小さい。また24時間連続で運転されていることもあり，電力供給においては停電のないように留意せねばならない。

今回の試算でとりあげた電子デバイス工場は敷地面積3万m^2，建物の面積は30％に相当する9,000m^2である。工場の面積の内訳の概略を表4.3に示す。また工場負荷の負荷量を表4.4に，日負荷曲線の例を図4.1及び図4.2に示す。

表4.3 工場敷地面積の内訳

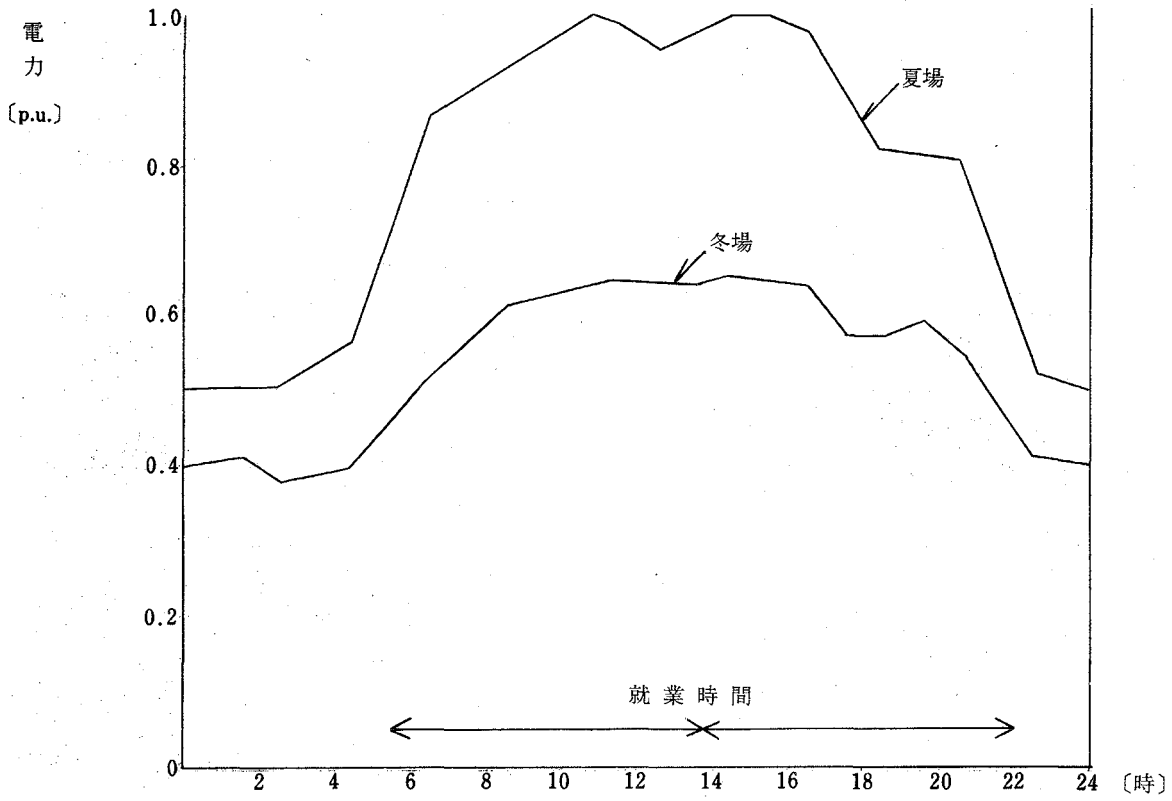
建物	30％
道路	15％
緑地	15％
諸施設	20％
運動場	20％
合計	100％

表4.4 工場負荷

	電力負荷			熱負荷 *		合計
	総量／日	平均／時	ピーク値	総量／日	平均／時	平均／時
夏期	5万kWH	2080kW	2500kW	23000kWH	950kW	3030kW
冬期	3万kWH	1250kW	1600kW	68000kWH	2850kW	4100kW

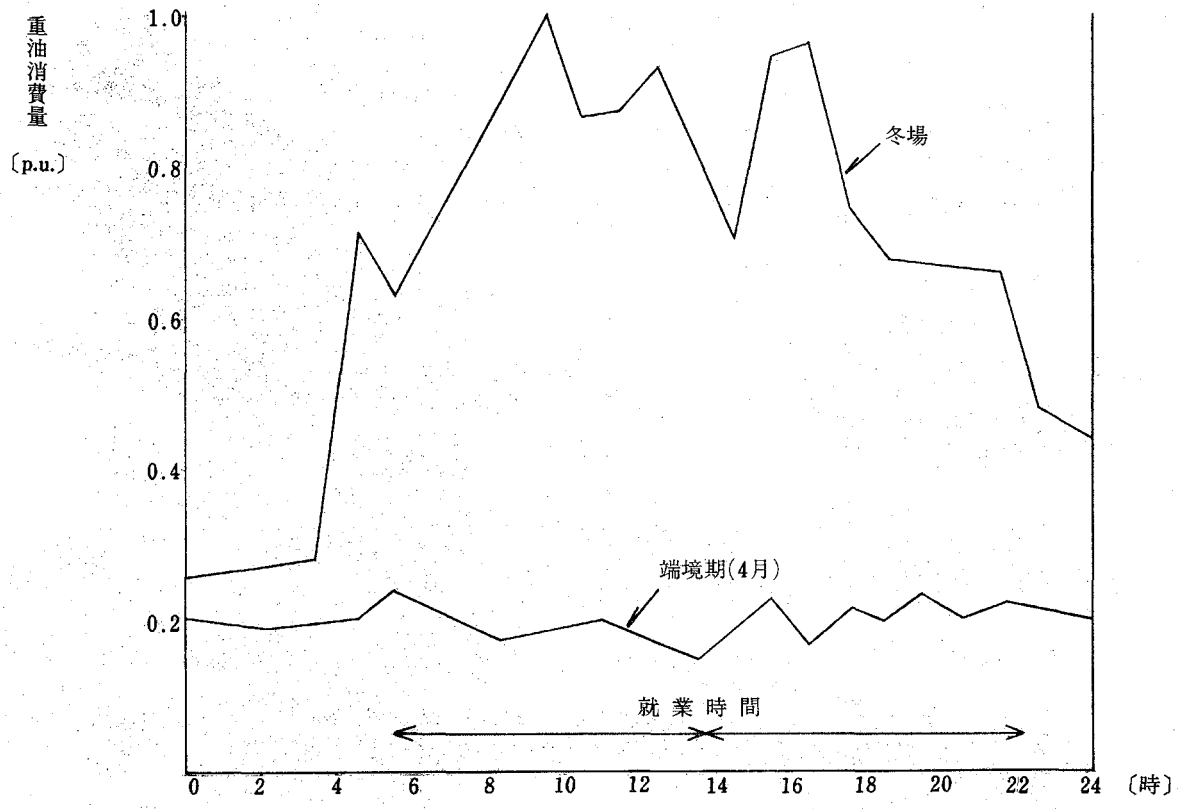
＊1kWH＝860kcal で換算した値である。

工場負荷は早朝から大きい値を示し，深夜まで続いているが，これはこの工場が5：30←13：45，13：45←22：00の2交替制を採用していることに対応している。電子デバイス工場の場合，就業時間の負荷の値はかなり一定であり，顕著なピーク値を持たない。熱負荷についても同様である。また電力負荷の使用量は夏期の方が多く，熱負荷の使用量は冬期の方が多い。



（注）夏場のピークを1.0とする。

図4．1　電力使用量日負荷曲線



（注）冬場のピークを1.0とする

図4．2　重油消費量日負荷曲線

(3) 太陽熱発電システムによる可能発生電力の試算及び検討

発生電力算出のために，年間平均太陽エネルギー密度を0.23 kW/m²システムの発電効率を30％とすれば，太陽熱発電システムによって0.07 kW/m²の電力を得ることができる。この値を用いて，前述の電子デバイス工場に，集熱装置を設置して発電を行なった場合の可能発生電力を計算した結果を表4.5に示す。

表4.5　可能発生電力（一定出力運転）

設置場所	面積	発生電力（平均値）	発生電力	発生電力	発生電力	発生電力
			夏期電力負荷	夏期工場負荷	冬期電力負荷	冬期工場負荷
建物の屋根	9000m²	630kW	0.303	0.208	0.504	0.154
建物の屋根＋道路＋諸施設	19,500m²	1370kW	0.659	0.452	1.096	0.334
敷地全体	30,000m²	2100kW	1.010	0.693	1.68	0.512

建物の屋根だけに集熱装置を設置した場合，工場の電力負荷の充足率は夏期30％，冬期50％であるが，工場負荷全体から見れば充足率はそれぞれ20％及び15％となり冬期の方が充足率が下がる。これは冬期は熱負荷が大きく，工場負荷としては夏期より大きいためである。以上の試算は太陽熱エネルギーの年平均値を用いて，終日一定出力の発電を行なう場合の計算値であるが，これに対し，昼間時のピーク負荷軽減という立場から，ピーク時の4～6時間に発電を行なうとして，計算した可能発生電力を表4.6に示す。単位面積当りの発電量を，6時間運転の場合0.28 kW/m²，4時間運転の場合0.42 kW/m²として計算した。これによると，6時間のピーク時発電を行なう場合，工場の屋根に集熱装置を設置すれば，工場内の電力負荷に対し，十分供給できることになり，ピーク負荷軽減の目的にかなっている。また昼間のピーク時のみ発電を行なえば，運転に必要な蓄熱量が軽減され，蓄熱装置の容量を小さくできる。

4.6　可能発生電力（ピーク時運転）

	工場電力負荷（ピーク値）(A)	6時間運転		4時間運転	
		発生電力(B)	B／A	発生電力(C)	C／A
夏期	2500kW	2520kW	1.008	3780kW	1.512
冬期	1600kW	2520kW	1.575	3780kW	2.363

（注1.）発生電力は工場の屋根に集熱装置を設置した場合の値である。

（注2.）6時間運転時の単位面積当りの発電量を0.28 kW/m²　4時間運転の場合の発電量を0.42 kW/m²　として計算した。

(4) 問題点

この試算においては，工場の屋根全部に集熱装置が設置可能であるとして発電可能量を計算したが，実際の工場の屋根には，冷却塔，排ガスタクト，公害防止設備等が設置されており，太陽熱発電用の集熱装置を設するには何らかの対策が必要であろう。また既設の工場に集熱装置を設置する場合には建物の補強が必要となるであろう。

ピーク時のみ発電を行なえば，ピーク時の負荷の軽減に役立つと思われるが，実際に設置する場合には，設置場所における太陽エネルギー密度の季節変化，天気等を十分考慮して，発電容量及び発電時間を検討する必要がある。

4.5 家電工場における太陽熱エネルギー利用の可能性に関する一試算

家電製品工場における太陽熱エネルギー利用の可能性について検討するため下記の事項について調査した。

(1) 集光装置を工場屋上に設置して太陽エネルギーを利用するとして，その設置可能な面積の予想値S（m²）

(2) 工場におけるエネルギー使用量（年間平均値を電力負荷と熱エネルギー負荷に分類して）

以上の調査結果を表4.7のようにまとめた。Xは利用し得る太陽熱エネルギー（kW）でX＝S（m²）×0.23（kW/m²）

×0.3＝S×0.07（kW）（面積×平均日射量×変換諸効率）と表わされる。変換効率0.3は太陽熱発電の場合の変換効率

表4.7　家電製品工場におけるエネルギー利用例と太陽熱利用の可能性

工場名	利用可能屋上面積 S（m^2）	X S×0.07（KW）	(1)* 電力負荷（KW）	(2)** 熱エネルギー負荷（KW）	(2) Y*** のうち太陽熱が利用可能のもの	$\frac{(2)}{(1)+(2)}$	$\frac{X}{Y}$	$\frac{X-Y}{(1)}$	$\frac{Y}{(1)+(2)}$	$\frac{X}{(1)+(2)}$
A	2,770	194	5,200	9,400	1,800	0.644	0.108	—	0.123	0.0133
B	30,000	2,100	4,300	11,770	9,700	0.732	0.216	—	0.604	0.131
C	8,400	588	1,800	300	300	0.143	1.96	0.160	0.143	0.280
D	55,700	3,900	18,958	3,000	3,000	0.137	1.3	0.048	0.137	0.178
E	3,200	224	4,500	5,350	5,350	0.543	0.042	—	0.543	0.023

注）　*　電力負荷の内容は動力機械，製造機械，室内照明，空調，電気炉など
　　**　熱エネルギー負荷の内容は蒸気発生（重油），ガス炉（都市ガス），バーナーなど
　　***　熱エネルギー負荷のうち最高温度が500℃以下のものは太陽熱が利用可能としての値
　　表中の値はすべて年間平均値である。

で熱として直接利用する場合の変換効率はこれより大きく0.4～0.7ぐらいにとる場合があるが0.3はこの下限0.4にほぼ近いので計算の簡単化のためここでは熱発電利用，熱直接利用の両方にわたって共通の0.3を用いた。以下表4.7における各項目に対応しながら説明すると，Yは熱エネルギー負荷のうち最高温度が500℃以下のものは太陽熱が利用できるものとしての値であり，$\frac{(2)}{(1)+(2)}$ とは全エネルギー使用量のうちの熱エネルギー負荷の割合であり，$\frac{X}{Y}$ とは自分の工場で利用できる太陽熱エネルギー(X)と熱エネルギー負荷のうちの太陽熱でまかなえるもの(Y)との比である。また $\frac{Y}{(1)+(2)}$ とは太陽熱でまかなえる熱エネルギー負荷と全エネルギー使用量との比で，$\frac{X}{(1)+(2)}$ とは自分の工場で利用し得る太陽熱エネルギーと全エネルギー使用量との比である。最後に $\frac{X-Y}{(1)}$ とは $\frac{X}{Y}>1$ の場合にのみ存在して，太陽熱エネルギーを熱エネルギーとして直接利用した残りを発電して利用するとしたときの電力と全電力負荷との比である。以上の試算においてもやはり4.1項での算定において述べたように利用可能面積Sは実質的にはこの値よりさらに小さなものになる可能性があるわけであるがオーダー的にはこれとあまりかけはなれた値にはならないものと考え，また調査対象とした五種類の家電工場における製品の種類も広い範囲にわたっているわけであるが，一応以上の調査結果から一般的結論として次のような事項を列挙することができる。

(1)　一般に家電製品工場においては熱エネルギー負荷の割合が大きいものが多く，$\frac{(2)}{(1)+(2)}$ ＝0.5～0.7（C，Dをのぞいて）である。

(2)　$\frac{X}{Y}>1$ になる工場もあるがこれはむしろ例外的で一般的には $\frac{X}{Y}$ ～0.1程度になる。

(3)　$\frac{X}{(1)+(2)}$ はほぼ0.1～0.2程度になる。つまりこの種の工場においては全エネルギー負荷の10～20％が太陽熱エネルギーによりまかなえる。

4.6　結　　言

本章では将来わが国において太陽熱発電設備が設置される可能性のある候補地として工場敷地をとり上げ一般的調査を行ない，次に四種類の工場について具体的な試算を行なった。

まず太陽熱エネルギーを直接熱エネルギーとして利用する場合，化学，石油石炭製品，鉄鋼といった分野では比較的利得は小さいが，食料品，繊維，非鉄金属といった分野ではその使用実績エネルギーの80～90％を太陽熱エネルギーにより

まかない得る可能性がある。一方使用実績電気エネルギーに対する太陽熱発電量の比は紙パルプ，化学，石油石炭製品，鉄鋼といった大口電力需要業種でも２０％前後，食料品，繊維といった業種では１００％をこえる量になり，したがって，ある限られた業種では太陽熱エネルギーの利用によりその電力量と使用熱エネルギー量の両方にわたって大きな利得を得ることができる可能性があることがわかった。

次にわが国の代表的なメーカにおける建屋屋上を利用して太陽熱利用設備を設置した場合の一試算を行なった。重電機工場の場合，5,４００KW（ベース用）～２1,０００KW（ピーク用）の太陽熱発電が可能であり，この数字はベース用では工場内全使用電力量の2.７％程度である。しかし熱利用により蒸気発生を考える場合には1.5×10^{7} Kcal／h（ベース用）～6.1×10^{7} Kcal／h（ピーク用）の熱発生が可能でベース用ではこの数字は全熱エネルギー使用量の約３０％に相当する。また，この両方でほぼ120×10^{3}円／h 程度の節約料金となる。セメント工場のような重化学工場の場合では全使用電力量の約８％程度を太陽熱発電でまかなえるが熱エネルギーとして利用した場合には全熱エネルギー使用量の1.１％程度にすぎない。電子デバイス工場に関する試算結果はやや傾向を異にし最大で３０～５０％もの電力が太陽熱から得られる。さらに重要なことは太陽熱のピーク値時発電を考えると，夏期冬期とも工場負荷電力の1.５～２倍程度の電力が得られる。最後に五種類の家電製品工場について試算を行ない一般的にいってこの種の工場では太陽熱エネルギーにより工場における全エネルギー負荷のほぼ１０～２０％がまかなえることがわかった。

第4章　付　録

付表1　全国製造業事業所数，敷地面積，建築面積の規模別分類

事業所敷地面積別	事業所数	総敷地面積（千㎡）	平均敷地面積（千㎡）	総建築面積（千㎡）	平均建築面積（㎡）	敷地全体にコレクタ*をつけた場合の発電容量	建物の屋根全体にコレクタ※をつけた場合の発電容量
合　　計	58,262	1,126,703	19.3	267,114	4.59	955 (kW)	227 (kW)
500㎡未満	4,835	1,404	0.29	1,017	0.21	14	10
500～1000㎡	5,613	4,289	0.77	2,637	0.47	38	24
1000～3000㎡	14,195	26,712	1.88	13785	0.97	93	48
3000～5000㎡	8,542	33,255	3.89	14,705	1.72	193	85
5000～1万㎡	9,484	68,379	7.21	25,780	2.72	357	135
1万～3万㎡	9,622	161,792	16.8	49,629	5.16	832	256
3万～10万㎡	4,266	218,717	51.3	55,864	13.1	2,540	649
10万㎡以上	1,705	612,153	359,0	103,694	60.8	17,771	3,010

（＊　一事業所当たりの平均発電容量）

付表２　表１の地域別表示

都道府県別	事業所敷地面積（千㎡）	事業所建築面積（千㎡）	事業所数	一事業所別平均敷地面積（千㎡）	一事業所当り平均建築面積（千㎡）	敷地全体にコレクタをつけた場合の発電容量（KW）*	建物の屋根にコレクタをつけた場合の場合の発電容量（KW）*
全国計	1,126,703	267,114	58,262	19.3	4.6	955	228
1 北海道	60,347	7,048	1,780	33.9	4.0	1,678	198
2 青森	5,786	1,030	370	15.6	2.8	772	139
3 岩手	8,368	1,432	494	16.7	2.9	837	144
4 宮城	13,053	2,229	754	17.3	3.0	856	149
5 秋田	17,432	1,367	482	36.2	2.8	1,792	139
6 山形	6,742	1,697	707	9.5	2.4	470	119
7 福島	22,024	3,559	1,018	21.6	3.5	1,069	173
8 茨城	39,717	6,184	1,233	32.2	5.0	1,540	248
9 栃木	28,753	5,069	1,085	26.5	4.7	1,312	233
10 群馬	17,858	4,609	1,219	14.7	3.8	728	188
11 埼玉	37,630	10,432	2,749	13.7	3.8	677	188
12 千葉	95,875	9,794	1,372	40.7	7.2	2,015	356
13 東京	38,688	14,855	6,460	6.0	2.3	237	114
14 神奈川	66,416	19,771	2,855	23.3	6.9	1,153	342
15 新潟	32,671	4,843	1,534	14.8	3.2	733	158
16 富山	20,902	4,988	771	27.1	6.5	1,342	322
17 石川	9,491	2,976	640	14.8	4.6	733	228
18 福井	3,440	2,265	620	13.6	3.7	673	183
19 山梨	3,675	982	394	9.3	2.5	460	124
20 長野	15,255	4,091	1,571	9.7	2.6	485	129
21 岐阜	25,132	6,755	1,262	18.5	5.0	916	248
22 静岡	49,517	12,295	2,066	19.6	6.0	970	297
23 愛知	101,936	28,187	4,182	24.4	6.7	1,268	332
24 三重	29,168	5,837	1,005	29.0	5.8	1,436	287
25 滋賀	19,218	4,204	672	30.1	6.3	1,490	312
26 京都	13,381	4,740	1,275	10.5	3.7	520	183
27 大阪	64,397	23,559	5,858	11.0	4.0	545	198
28 兵庫	66,863	17,955	2,726	24.5	6.6	1,213	327
29 奈良	4,637	1,448	406	11.4	3.6	564	178
30 和歌山	11,563	2,745	478	24.2	5.8	1,198	287
31 鳥取	3,520	877	343	10.3	2.6	510	129
32 島根	4,923	1,185	368	13.6	3.2	673	158
33 岡山	42,972	7,319	1,174	36.6	6.3	1,812	312
34 広島	34,500	8,653	1,417	24.4	6.1	1,208	302
35 山口	32,118	5,212	653	49.2	8.0	2,435	396
36 徳島	7,705	1,543	522	14.8	3.0	733	149
37 香川	12,085	2,437	672	18.0	3.6	891	178
38 愛媛	15,579	3,607	688	22.6	5.2	1,119	257
39 高知	3,356	978	375	9.0	2.6	446	127
40 福岡	43,551	9,550	1,696	25.7	5.6	1,272	277
41 佐賀	5,262	1,376	379	13.9	3.7	688	183
42 長崎	5,692	1,553	379	14.8	4.1	733	203
43 熊本	8,657	1,814	465	18.6	3.9	921	193
44 大分	17,163	1,927	323	53.1	6.0	2,628	297
45 宮崎	7,362	1,295	300	24.6	4.3	1,218	213
46 鹿児島	5,316	868	370	14.4	2.4	713	119

（＊　一事業所当りの平均発電容量）

第5章　太陽熱発電技術のための大型共同利用施設

5.1　共同利用施設による太陽熱発電システムの試験法

5.1.1　まえがき

太陽熱発電システムが実用化されるまでには種々の技術の研究開発が必要であり，またそれらの特性・性能の把握のためには各種の試験が遂行されなければならない。このような試験を個々に具体的にする為に，まずこれら多数の予想される試験法について，体系的に整理し，個々の試験法の位置付けを明白にして置けば，無駄な労力を節約できるばかりではなく，将来必要になってくる試験法を事前に予測でき，これからの試験法開発に際しての方向付けを掴むことができる。また重要な試験法について計画からの欠落をも容易に防止できよう。そこで，ここでは太陽熱発電システムの試験法全体の将来における体系を予測し，この中に占める試験法において，大形共同利用施設として必要になってくる各種試験装置について概略考察する。

5.1.2　試験系列のランク

太陽熱発電システムが実用化され，量産あるいは標準化される時点まで含めて考え，また電力機器として見れば，従来の他の電力機器がそうであるように，行われる試験の目的に応じてその性格は次のようにランク付けされるだろう。

(1) 開発試験（development test）

(2) 型式試験（type test）

(3) 工場（出荷）試験（routine test）

(4) 現地（受入）試験（field test）

これら試験ランクは一応以下のごとく定義付けされよう。開発試験は太陽発電システムの各機器およびシステム全体を開発していく上に必要とされる試験で，その研究開発の目的に応じて適宜行われていく。その試験は非常に広範にわたり，基礎的なものからその測定項目は多く，データも詳細なものとなろう。また，その経験は，以下の各試験ランクにおいて生かされるもので，そのような点を考慮に入れて試験法を開発していくのが効率的であろう。

型式試験は，開発試験によって得られたデータから設計された機器が所期の性能を有するかどうか検討するために行われる。即ち機器の設計法の是非の最終的チェックであって，機器が標準化あるいは量産化される時点で計画される。実際に適用される場合にも予想される最悪の条件や過去の経験から，試験法や試験条件が選定される。その選定は国を中心として，製造者や使用者等のコンセンサスのもとに為されよう。

工場試験は型式試験により検証され標準化された機器が，所期の設計通りに製造されているかどうか，主として製造工程上の問題をチェックすることを目的として行われる。

現場試験は，太陽熱発電システムが現地に据え付けられ，最終的にこのシステムが満足に動作するかどうか検証することを目的として受け入れ試験として行われる。

太陽熱発電システムは，実用化向っての開発が，まだその緒についたばかりであって，以上のような各ランクにわたって全般的に検討することは時期尚早であることは言を待たない。したがって当面は開発試験を中心にして考察を進めていくべきであろう。

しかし，太陽熱発電システムが実用化された時点で必要になってくる各種試験法は当然開発試験で得られた技術的蓄積がベースとなって体系化・規格化が為されていくのであるから，開発試験を遂行していくにあたって，その内容について以上の事柄を念頭に入れつつ，継続的に検討される必要がある。またこのような試験技術が，技術上からも経済上からも太陽熱発電システムの開発にあたって，重要なファクタのひとつであることに注目すべきであろう。

5.1.3　開発に際して必要と予想される試験の分類

太陽熱発電システムに適用されると考えられる試験方法をその方法，対象，性格等の観点から分類していけば，各試験法の全体に占める位置の把握が容易となろう。代表的と考えられる分類例を以下に示す。

〔A〕

(a) 実際的試験

(b) 等価試験

〔B〕

(a) 性能検証試験

(i) 定常的特性

(ii) 過渡的特性

(b) 信頼性検証試験

(i) 事故時信頼度

(ii) 長時間信頼性

〔C〕

(a) 総合システム試験

(b) ユニットシステム試験

(c) サブシステム試験

(d) コンポーネント試験

(e) パーツ試験（材料試験）

〔D〕

(a) 光学的試験

(b) 熱的試験

(c) 電気的試験

(d) 機械的試験

(e) 化学的試験

以上の分類例に従って，試験法の問題点について次項以降に概略の説明を行う。

5.1.4　実際的試験と等価試験

実際的試験とは，実際の運転条件に設定した被試験対象に実際の入力条件を与え，実際的な応答を見るものであって，特別な試験装置を必要としない代りに被試験対象はシステムとして組上げておく必要があり，種々の試験パラメータの分離は一般には難かしく，試験規模も大きくなりやすい。しかし，実際の状態で運転するものであるから，そこから得られたデータの信頼性は一般的について高いといえよう。

一方，等価試験は，等価的な運転条件に設定した被試験対象に，等価的な入力を与えてその応答を測定し，その結果から実際の運転条件における特性を把握するもので，一般に種々の技術的，経済的利点を備えている。特にパラメータの分離が容易で諸条件に対する評価を下すのに適していると考えられる。

従来の電力機器における代表的な例として変圧器についていえば，実際的試験は実負荷試験といわれ，実際の電力規模の入力を与え，実際に電力を消費する負荷を接続して，各種運転特性を測定する。大容量の変圧器の場合，多大の電力およびその供給装置を必要とし，また大形の負荷設備を必要とする。この場合パラメータ設定は比較的容易であるものの，

大形の電源設備により細かい条件設定を行うことは経済的ではない。試験設備としても多額の投資を必要とする。一方等価試験の代表的なものは開放試験および短絡試験があり，電圧および電流について別々に試験するので，電力規模は小さく，試験設備も小形となる。また，その結果から，実際の運転特性を評価する解析法も確立している。

従来の機器についていえば，両試験法はそれぞれの利点に応じて，どちらも行われているが，実績を積むに従い，等価試験へ移行していく例が多い。しかし，等価試験では実際の運転特性を直ちに評価できるような形でデータが得られないことも多く，実際の運転状態との対応，あるいは等価性，関連性が常に問題となってくる。従って等価試験法の開発では，試験法の開発自身ばかりでなく，その等価性の検証も重要な課題であって，そのためには並行して実際的試験により充分な経験を蓄積し，系統的な研究が必要となろう。

等価試験それ自身においても，同一の試験目的に対して，各種のものが考えられよう。非常に厳密に運転条件を模擬したものから，非常に簡略化した方法まで各種提案されるに違いないが，最終的には，そこから得られる等価性と経済性の観点からバランスのとれたものが選択されていこう。

太陽熱発電システムでは例えば実際に自然太陽光を入力として大気中に暴露し，種々の運転特性の把握や信頼性を検証するやり方は，まさに実際的試験そのものである。ところが，太陽光入力は気象条件に左右されて時々刻々変動し，種々の定量的把握は難しく得られたデータは極めて極限されたものとなろう。ここから一般的な特性を評価しようとすれば各種のパラメータを分離する上で，かなりの困難が予想される。

そこで，そのような自然太陽光入力によらず，人工太陽であるソーラシミュレータを導入すれば放射強度を一定にすることは容易であり，これから定常運転特性の把握が為される。また標準化されたパターンのもとに変動入力を与えれば種々の過渡特性を取得することは困難でない。

このような等価的な手法は更にフルスケールの試験からのスケールダウンが考えられ，サブシステムや各パーツ等，部分的なものへの適用が為され，実際との対応性の検討が進めば，全体的な試験を行わなくとも総合的な評価が将来可能になるかも知れず，またそのような努力が為されるべきであろう。

劣化や寿命などの信頼性に関する時間スケールの長いものに対しては種々の加速試験が必要となってくるだろう。しかし，この点についても上述のような実際の運転条件との対応に種々の問題点が生じてくると予想され，同様に短時日に結論を得ることは困難であろう。

5.1.5 性能検証試験と信頼性試験

性能検証試験は太陽熱発電システムの種々の運転特性把握のために行われる。運転特性で基本になるものは定常的特性と過渡特性の両者が考えられる。太陽熱発電システムでは時々刻々変化する入力条件を前提としているので，その過渡特性の把握は非常に重要な問題である。特にシステムの中心を占める熱系統は通常応答速度が遅く，熱損失も各所に存在することを考慮すると，変動パターンによりその総合運転効率は異なってくるので，定常特性と過渡特性が組み合された総合特性の評価方法も研究課題となろう。

信頼性試験には二種類の性格が存在する。

第一は，異常時における信頼度ともいうべきシステムや機器の裕度や故障確率である。これらは機器の裕度の割合や事故の統計的確率と異常の程度や発生確率により評価される。試験でこれらを実証するには破壊試験をも含めて計画されなければならない。

第二は，長時間の通常運転における運転特性や材料の劣化や寿命に関するものである。試験方法としては実際のシステムを長時間運転して，各特性の変化を測定する方法が考えられるが，短時間に評価することは困難と考えられるので，これと並行して各種加速試験法についての検討も必要であろう。

5.1.6　被試験対象の規模

実用化された太陽熱発電システムの規模は各種予想されるが，大規模のものではシステム全体を等価的な手法で評価することは実際上かなりの困難を伴うであろう。すなわち，例えば大規模な発電システムに対して，ソーラーシミュレータを用いて運転特性を把握するのは非現実的といわねばならない。従って，諸研究の能率向上のためにも，スケールダウンされたモデルやサブシステム単位，コンポーネント単位などの部分による試験により総合特性を予測することが不可欠であろう。

このような試験は当初，各構成部分をシステムに組み上げる前の事前検査的性格を持つであろうが，実績を積むに従い，太陽熱発電システムの試験体系において中心的存在となることが望ましい。

このためには各規模にわたって包含的なデータを蓄積していき，またそれから総合特性を求める解析方法の開発を行うよう努力されるべきであろう。

現時点においては，等価試験による検証を前提とすれば，少なくとも運転特性の取得はユニット規模以下において為されるべきであるといえる。総合システムについての検証はフィールド試験によるのが妥当であろう。

5.1.7　与えられるストレスによる試験種別

太陽熱発電システムは基本的に光エネルギーを熱エネルギーを経由して電気エネルギーの変換するエネルギー変換装置であると見なされる。この点で，従来の電力変換装置の試験とは著しく性格の異なったものが包含されている。

従って，太陽熱発電システムの試験に際しては，与えられるストレスの性格によって各種の試験法が計画されなければならない。以下にこれに基づく各種試験法について概説する。

(a)　光学的試験

太陽エネルギーコレクターは光学機器であって入射エネルギーを捕捉する重要な部分である。このような光学機器の性格は従来のエネルギー機器には見られない。また，大規模な光学系としては，従来も望遠鏡等が存在するが，エネルギー機器としてこの工学的な考慮はされていなかったといえる。熱的試験や電気的試験は従来でも他の分野において或る程度の技術的蓄積があり，本質的に未開発の部分は余り存在しないといえるが，太陽熱発電システムにおける光学的試験法では，次に述べる光学＋熱学試験法とともに試験法や測定システムの開発が必要となってこよう。

純粋に光学的な試験の目的としては，次のような例が考えられる。

(i)　反射鏡の曲率精度や平面精度の検証

(ii)　曲面反射鏡の有効集光化の検証

(iii)　反射鏡の反射損失の測定

(iv)　選択吸収面や選択透過膜の反射特性および吸収特性あるいは透過特性

(v)　コレクターの追尾性能の検証

このような光学的試験においては使用される光源は多くの場合エネルギー密度が問題とはならないであろう。

(b)　光学＋熱学試験

本試験において主体となるのはエネルギー変換器としての太陽熱コレクターの変換効率の把握であろう。ここにおいて使用される光源（ソーラーシミュレータ）はそのエネルギー密度やスペクトル等について充分吟味されなければならない。

本試験の目的を大別すれば次のようになる。

(i)　ソーラコレクターの定常的および過渡的変換効率の検証

(ii)　選択吸収面や選択透過膜の光学的特性の温度依存性の検証

(iii) 熱ストレスによる光学特性の劣化・寿命の検証

(c) 熱的試験

太陽熱発電システムではヒートループや蓄熱装置，蒸気タービン等熱に関係した機器のウェイトは高い。また曲面集光形のような分散配置では熱伝達の距離が従来に比較して長くなる可能性もある。

しかしながら，その試験技術は従来の延長により解決される部分も存在すると考えられる。とはいえ熱的な特性はスケールファクタが大きく，等価的試験法を採用する場合には考慮すべき問題点も決して少なくない。また蓄熱交換器のような新しい技術に関して解決すべき事柄もある。

熱的な特性は光学特性や電気特性に比較して一般にその時定数は大きい。そのため過渡特性の把握は重要である。

熱的試験をその目的から分類すれば大略次のようになる。

(i) 各構成機器の熱損失評価

(ii) 熱伝達効率の検証

(iii) 蓄熱効率・熱交換効率の検証

(d) 電気的試験

太陽熱発電システムでは電気出力を得ることを最終目的としているので，試験体系の中で重要な位置を占めよう。しかしながらその試験法は従来機器に対して基本的には確立されている。

電気的な試験法は主として次のようなものであろう。

(i) 発電特性の検証

定常特性および過渡特性

(ii) 追尾装置や温度制御装置等の制御系の試験

(e) 機械的試験

(i) 各構成機器，特にソーラーコレクタの風圧や自重，温度上昇による機械的変形の諸特性に対する影響

(ii) 熱ループの熱や圧力による機械的疲労

(iii) 各構成機器の耐震性

(f) 化学的あるいは物理的試験

信頼性試験（又は環境試験）の範疇に含まれる多くのものがここに該当すると考えられる。多くの分野で行われている材料等の環境劣化試験の手法が適用し得るが，太陽熱発電システムの特性や寿命を左右する重要なファクタであるので，新たに適した方法を開発する必要性が生ずるかも知れない。種々の加速試験法も問題となろう。

例として次のようなものが考えられる。

(i) 光学的劣化

反射鏡の反射率の劣化や選択吸収面や選択透過膜の劣化が主な問題となろう。光源のスペクトルは特に短波長域が重要と考えられる。

(ii) 熱化学的劣化

熱系配管内壁，蓄熱交換層材料の腐蝕，選択吸収面や選択透過膜の特性劣化等が主題であろう。

(iii) 熱による機械的疲労（前掲）

(iv) 雨・露・塩害などによる物理的あるいは化学的劣化

主として反射鏡の反射率の一時的低下および永久的劣化

(g) 各種重畳試験

各種のパラメータが同時に存在する場合，そこから得られる結果が単に加算的に影響を受ける時と，相乗的に左右さ

れる時の両者の可能性がある。特に後者の場合では，そのような各種のパラメータを同時に考慮した重畳試験を考慮する必要があろう。

可能性のある例としては，雨や露などの水分と塩分や亜硫酸ガスやＮＯｘ等の酸性物質の混在化において，光照射は触媒的に反応を加速することが考えられる。

これらの現象は現時点で必ずしも明らかでないので今後の検討課題であろう。

5.1.8　試験法開発の手順

具体的にある試験法が計画される場合，一般に次に掲げるような各種の問題点が存在し手順を追って解決されねばならない。

(a)　試験目的の設定

実際のどのようなケースを想定するか，また，それを規定する定量的目標を決定する。

(b)　試験手法の開発

試験目的に合致した試験手法を開発する。前に述べた試験法の位置付を考えながら最も技術的および経済的に適した考えられる方法を選択する。

(c)　試験機器の開発

決定した試験手法に必要とされる機器を開発する。

(d)　測定システムの開発

試験条件の確認と試験結果を得るための測定システムを開発する。

(e)　試験結果の評価法の開発および判定規準の明確化

得られた結果の数値がそのまま実際の目標とする数値と対応しない場合には，その換算法等の解析法を開発しなければならない。また得られた結果が目標のどの範囲に存在すれば良いのかの判定規準を明確にしておく必要がある。

5.1.9　大形共同利用施設として必要な試験機器

太陽熱発電システムの開発では従来の経験のみでは対処できぬ部分を多く含んでいるので，新たに各種の試験機器の開発が必要となろう。その際，試験規準の共通性の確保のためや投資効果の点から，これらの設備を集中的に開発し運営することが望ましい。またこれらのものは，実際の太陽熱発電システムの規模からみて大形となったり，投資額の嵩むことが予想されるものが少なくない。以上の観点からすれば各種の共同利用試験設備を設置することは国家的利益に適っていると考えられる。

ここでは現時点で必要と考えられる主な共同利用設備を掲げる。

(a)　ソーラーシミュレータ

5.1.7項に述べたように太陽熱発電システムの開発には光学的試験は不可欠である。また等価的試験によれば，試験条件の設定や結果の解析上，研究効率の向上が期待される。この点でソーラーシミュレータの導入が望まれるが，その投資効果の点から共同利用施設として設置すべきであろう。その詳細な説明は次節に譲る。

(b)　各種環境試験設備

5.3において環境試験は材料と機器に対して行うことが考えられる。前者は比較的小形となるので，その標準的な試験法について検討を進めればよいであろう。

比較的大形となる実規模の機器についてはこれを大形共同利用施設として設置することが希望される。これについては後述のように今後，一般的な情報を集めるとともに，技術的な検討を行うべきである。

5.2 ソーラ・シミュレータ

5.2.1 まえがき

前節にも触れたように太陽熱発電システムは，従来のエネルギー変換装置の経験のみでは対処できぬ部分を多く含んでいる。特に太陽からの入射エネルギーを捕捉する重要な部分を有していることを考えると，この分野の試験法を新たに開発することが急務であるといえる。

この入射エネルギーを捕捉するコレクタ部分は光学機器としての性格と，エネルギー変換器としての機能を併せ持っているのであるから，入力太陽エネルギーを模擬するソーラ・シミュレータは，一般的にいえば光学的諸パラメータとエネルギー密度に対する要求を満たしていなければならない。

ソーラ・シミュレータに対する考察を進めていく場合，単にこれが太陽光の代用というよりは，定量的把握のための不可欠な「道具」という観点に立つ必要がある。例えば増幅器の試験について考えてみよう。仮りにもエンジニヤと呼ばれる人々は，増巾器を試作した場合，いきなり実際の信号を入力して評価しようとすることは少ないであろう。各種の適当なシグナルジェネレータを用意し，定常的な周波数特性や，ステップ応答などの過渡特性を各種測定し，それらの結果から，その増巾器の性能を定量的に評価することを試みるであろう。太陽エネルギーを利用するエネルギー変換装置では，ソーラ・シミュレータがまさに上例のシグナルジェネレータに当ると解釈できる。

このような観点からすれば，目的とする定量評価に適したソーラ・シミュレータが各種必要になってくる。また経済的な観点からも研究効率の点からも万能のソーラ・シミュレータを用意することが必ずしも得策ではない。

また太陽光照射エネルギーが太陽熱発電システムにとって基本的入力であるという観点からすれば，同システムが地上に置かれている場合の単なる環境条件のひとつであるという見方は必ずしも適切ではないと考えられる。そこでここではソーラ・シミュレータのみを環境試験装置とは別に採り上げるが，環境条件を考慮する際においても重要な要素であることは否定できない。この点について後節において触れることにする。

本節では，ソーラ・シミュレータについて説明を行うとともに最後に太陽熱発電システム試験に際して必要になる各種のソーラ・シミュレータについて，その試験目的，対象等について考察を進める。また太陽光発電システムや太陽熱冷暖房システムの試験に要求されるソーラ・シミュレータについても簡単にふれる。

5.2.2 用語の説明

現在，太陽熱発電システムの開発に携わっている技術者は必ずしもソーラ・シミュレーションの分野に熟知しているとはいい難い。

そこで先ず基本的な用語について概略の説明を加えておく。定義は主に文献(1)に従い，日本語訳は文献(2)等を参考にして慣用語を収録した。

色温度（Color temperature）　ある物体の熱放射の色と等しい色の熱放射をする黒体の温度をいう。

ウィーンの変位則（Wien Displacement Law）　黒体の温度に対する最大放射エネルギー密度となるような波長 λm (cm)に関する法則。

$$\lambda m = \frac{0.2898}{T}$$

可視放射（Visible Radiation）　380～400nmから760～780nmの範囲の波長の放射。

吸収率（absorptance α）　入射束に対する吸収された放射束の比。総合吸収率は全ての波長域にわたって測定された吸収率である。分光吸収率はある特定の波長に対して測定された吸収率である。

キルヒホフの放射法則（Kirchhoff Law of Radiation）　それぞれの波長と温度に対し，いかなる物質でもその放射率，その吸収率に等しい。

$$\varepsilon_{\lambda}+(T)=\alpha_{\lambda}(T)$$

黒体（Black Body）　黒体は全ての入射エネルギーを吸収する物体として定義される。そこで，その吸収率αは全波長に対して1に等しい。キルヒホフの法則によりそのような物体は全ての波長において完全な放射物体となる。

黒体放射法則（Black Body Radiation Laws）　キルヒホフ，プランク，ウィーンおよび放射法則参照。

コリメーション角（Collimation Angle）　太陽光線サブテンス角を参照。

コリメータ（Collimator）　平行光線を得る光学装置。

コリメート（Collimate）　光線を平行にすること。

散乱放射（Scattered Radiation）　物質を通過する際に，ランダムな方向へそれた放射。大気中では放射の減衰は散乱によって主として生ずる。

紫外放射（Ultraviolet Radiation）　可視放射より短かく，10nmより長い波長域の放射。

焦点距離（Focal Length）

ステファン・ボルツマンの法則（Stefen Boltzman Law）　単位時間内に面積Aの完全黒体表面から放射される総放射エネルギーΦ

$$\Phi=\sigma AT^{4}$$

$$\sigma=5.6697\times10^{-8}\,Wm^{-20}\,K^{-4}$$

赤外放射（Infrated Radiation）　可視光より波長が長く，約0.1㎜より短い放射。

全放射（Total Radiation）　地表における水平な測定面によって受けられる太陽放射の直射と天空放射（地球大気で散乱された太陽放射）

大気質量（Air mass）　太陽放射が大気層を通過してくる径路（大気層の厚さ）。垂直に地表面に入射する場合を1とし，大気圏外で0である。定義式では入射経路と地表面のなす角θに対し大気質量mは次のように表わされる。

$$m=\frac{1}{\sin\theta}=\operatorname{cosec}\theta$$

太陽光線サブテンス角（Solar Beam Subtense Angle）

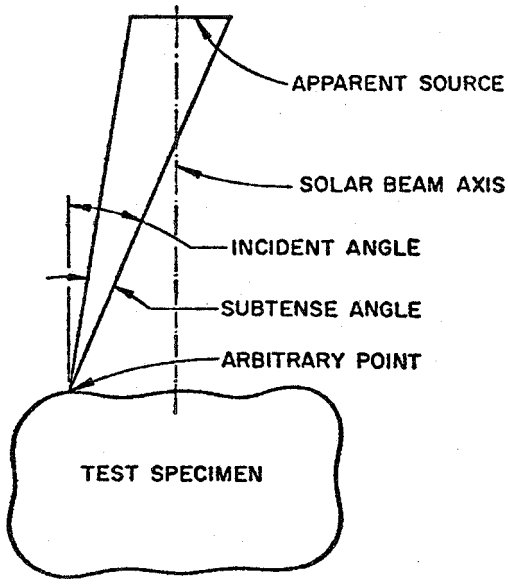
太陽光線入射角（Solar Beam Incident Angle） 以上図5.1参照。

太陽定数（Solar Constant） 地球の大気圏外で入射方向に対し垂直に置かれた平面で，太陽と地球の平均距離において測定された太陽放射の割合。

単色放射（Monochromatic Radiation） 単一波長における放射。広義には非常に小さな波長範囲の放射も指す。

天文単位（Astronomical Unit, AU） 地球の公転軌道の長半径を基準として定義された天文単位。
（AU＝149,599,000 km）

透過率（Transmittance, Transmissivity, I.）
入射放射束に対する透過した放射束の比。



Geometrical Relationship of Solar Subtense and Incident Angle.

図5.1

日射（Insolation） 物体の表面で受けられた直接太陽放射。（英語はincoming solar radiationの略）

熱放射（Thermal Radiation） 分子の熱励起による物質から放射される電磁放射。

灰色物体（Gray Body） 波長に対し，分光放射率や分光吸収率が無関係に一定な物体。

反射率（reffectance, albedo） 物体に入射した電磁放射量に対する反射された量の比。aldedoは天体関係に主として使われる。

ブーゲの法則（Bouguer Law） 単色平行ビームがある媒体を貫通し散乱や吸収を受ける時の放射束密度の減少の割合を示す関係。この法則は次のように表わされる。

$$E_\lambda = E_{\lambda 0} e^{-a_\lambda x}$$

ここでE_λは波長λにおける放射束密度，a_λは波長λにおける媒体の減衰定数，$E_{\lambda 0}$は放射束密度，xは放射源からの距離である。ランバート・ビーアの法則（Lambert-Beer Law）と呼ばれることもある。

プランクの法則（Plank's Law） 最も基本的な放射法則。絶対温度Tで放射平衡にある黒体から放出される放射のうち波長がλと$\lambda+\Delta\lambda$との間にある放射エネルギー密度をΔM_λとすれば，ΔM_λは，

$$\Delta M_\lambda = \frac{C_1}{\lambda^5}\left(\frac{1}{\exp(C_2/\lambda T)}-1\right)\Delta\lambda$$

で与えられる。定数は

$C_1 = 3.7405 \times 10^{-16}\ Wm^{-2}$

$C_2 = 1.43879 \times 10^{-12}\ m°K$

分散（Dispersion）　もともとは光がスペクトルに分解する現象を意味したが，屈折スペクトルの生ずる原因すなわち媒質中の光の速度（したがって屈折率）が波長によって変化する現象をいうことが多い。正常分散では屈折率はコーシーの分散式（Cauchy's Disspersion Formula）によって与えられる。

$$N = A + \frac{B}{\lambda^2} + \frac{C}{\lambda^4} + \cdots\cdots\cdots\cdots$$

ここで，λは波長，A，B，C……は物質による定数である。媒質の吸収波長の近傍ではこの式の関係は成立せず異常分散といわれる。

放射輝度（Radiance）　単位照射面積当り，および単位立体角当りの規定された方向への放射束。単位は$Wcm^{-2}Sr^{-1}$である。

放射源の放射効率（Radiant Efficiency of a Source of Radiation）　消費された電力に対する放射された放射束の比。

放射強度（Radiant Intersity）　或る方向へ放射された放射束の単位立体角当りの密度。

放射束（Radiant Flux, Radiant Power, Φ）　単位時間当りに放射として放射，伝達あるいは到達した平均放射エネルギー。

放射照度（Irradiance, Radiant Flux Density）　ある面に入射する放射束をその面積で割ったもの。

$$E = \frac{\alpha\Phi}{\alpha A}\ ,\ Wm^{-2}$$

放射照度の均一度（Uniformity of Irradiance）　放射密度の平面的ある空間的分布の偏差を%で表示する場合が多い。

放射法則（Radiation Laws）　黒体放射の特性を示す基本的な物理法則。キルヒホフの法則，プランクの法則，ステファン・ボルツマンの法則，ウィーンの法則のほか，ブーゲの法則やランバードの法則など。

放射率（Emissivity, Emittance）　十分な厚さと滑らかな平面を持つ物体の熱放射の輝度と，同温度の黒体の熱放射の輝度の比。選択放射体は分光放射率ε_λが波長の函数である場合。灰色放体は$\varepsilon_\lambda < 1$であって全波長に対して一定の場合。黒体は$\varepsilon_\lambda = 1$で全波長に対し一定の場合。

ランバートの法則（Lambert(Cosine)Law）　単位放射面からいかなる方向に対して放射される放射強度

（単位立体角当りの放射束）も，その表面に対する垂線と放射方向の間の角度のコサインに従って変化する。ランバートの法則は大部分の実際の表面に対して正確に成立たないが，理想黒体はこの法則に従う。また完全拡散面においてもこの法則を満す。

次によく使われる物理定数を以下に掲げる。[3]

記号	定　　数	数　　値
C	真空中における光の速さ	2.997925×10^{-8} mS^{-1}
h	プランクの定数	6.6256×10^{-34} Js または Ws^2
C_1	第１放射定数	3.7405×10^{-16} Wm^{-2}
C_2	第２放射定数	1.43879×10^{-12} m°K
b	ウィーン変位定数	2.8978×10^{-3} m°K
σ	ステファン・ボルツマン定数	5.6697×10^{-8} Wm^{-2} $°K^{-4}$

5.2.3　太陽放射条件

ソーラ・シミュレータは文字通り地球における太陽の影響を模擬するのであるから，太陽自身の各種条件について先ず知る必要があろう。しかしながら地上における太陽条件については大気条件や気象条件により局地性を持っており，従来は必ずしも標準化がなされていなかった。そこで，ここでは先ず比較的標準化の進んでいる宇宙空間の太陽条件を知り，その後に地上における太陽条件についての考え方の一例を示す。

(1)　太陽定数（Solar Constant）

地球大気のすぐ外側で太陽放射の全帯域にわたって積分放射照度の年間平均値を太陽定数E_oと呼ぶ。この値は各所において測定提案されており，必ずしも統一的な標準は確立されてはいない。国際照明委員会（CIE）の勧告[4]では

$$E_o = 1.35\ kW/m^2\ (= 135\ mW/cm^2)$$

を推奨している。この値は地球と太陽の間の距離の変化によって約±３％の変化がある。（１月には$E_o = 1.4\ kW/m^2$，７月には$E_o = 1.3\ kW/m^2$）

太陽定数を 1.4 kW／m^2とすれば，各種の単位系では次のように表わされる。[1]

$$\begin{aligned}
E_o &= 1.4\ kW\ m^{-2} \\
&= 0.14\ W\ cm^{-2} \\
&= 140\ mW\ cm^{-2} \\
&= 130\ W\ ft^{-2} \\
&= 444\ Btu\ ft^{-2} hr^{-1} \\
&= 1.40 \times 10^6\ erg\ cm^{-2} sec^{-1} \\
&= 2.00\ cal\ cm^{-2}\ min^{-1} \\
&= 0.33\ cal\ cm^{-2}\ sec^{-1} \\
&= 2\ Langleys\ min^{-1} (1\ Langley = 1\ g\ cal\ cm^{-2}) \\
&= 0.123\ Btu\ sec^{-1} ft^{-2}
\end{aligned}$$

(2)　大気圏外における太陽放射スペクトル

過去５０年間にわたり，太陽スペクトルを決める非常に多くの試みがなされてきた。

図5.2にJohnsonおよびNicholetを示す。[5]　また表5.2，表5.3にJohnson[6]　Nicholet[7]の推奨値

表 5.1 COMMONLY USED SYMBOLS, DEFINING EQUATIONS, UNITS AND ABBREVIATIONS

Symbol	Quantity	Definition Equation or Value	Units	Abbreviation
θ	Plane Angle		radian	rad
ω	Solid Angle		steradian	sr
A	Area		square meter	m^2
f	Frequency		hertz (cycles per second)	H_z
F	Force		newton	N, kg m s^{-2}
Q	Radiant Energy, work, quantity of heat		joule, (watt-sec)	J
Φ	Radiant Flux	$\Phi = dQ/ds$	watt	W, J sec^{-1}
E	Irradiance (Receiver) Flux Density	$E = d\Phi/dA$	watt per square meter	W m^{-2}
M	Radiant Emittance, Radiant Exitance(Source)	$M = d\Phi/dA$	watt per square meter	W m^{-2}
I	Radiant Intensity	$I = d\Phi/d\omega$ ω = solid angle through which flux from source is radiated	watt per steradian	W sr^{-1}
L	Radiance	$L = \frac{dI}{(dA \cos\theta)}$ θ = angle between line of sight and normal to surface dA	watt per steradian per square meter	W $sr^{-1}m^{-2}$
T	Temperature		degrees Kelvin	°k
λ	Wavelength		microns	μ
			nanometer	nm
			Ångstrom	Å
τ	Transmittance	$\tau = \frac{\Phi, \text{Transmitted}}{\Phi, \text{Incident}}$	none	
τ_λ	Spectral Transmittance		none	
ρ	Reflectance (total)	$\rho = \frac{\Phi, \text{Reflected}}{\Phi, \text{Incident}}$	none	
ϵ	Emittance (total hemispherical)	$\epsilon = \frac{M, \text{Specimen}}{M, \text{Black Body}}$	none	
α	Absorptance	$A = \frac{\Phi, \text{Absorbed}}{\Phi, \text{Incident}}$	none	
α_s	Total Solar Absorptance		none	
n	Index of Refraction		none	
c_p	Specific Heat		(joules per Kilogram per degree Kelvin)	J kg^{-1} $°K^{-1}$
k	Thermal Conductivity		watts per meter per degree Kelvin	W m^{-1} $°K^{-1}$
p	Pressure		newtons per square meter	N m^{-2}
ρ	Pressure (Vacuum)	1 torr = $\frac{1}{760}$ of standard atmosphere = 1.33322 millibars $\cong$ 1mm Hg	torr	
μ	Micron (length)		10^{-6} meter	10^{-6}m

をそれぞれ示す。

表5.4，および図5.3にＣＩＥによる分光分布の勧告を示す。[4]

また，ＣＩＥは宇宙技術の熱真空試験に適用することを目的として人工太陽放射源に対して広い幅の波長帯域ごとに近似すればよいとして，表5.5，表5.6，図5.4をも勧告している。[4]

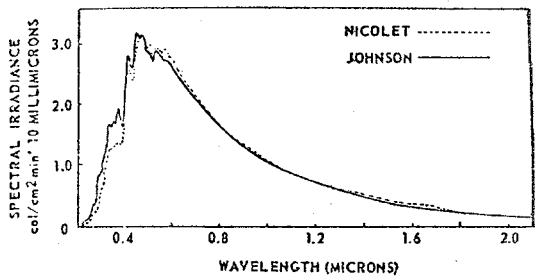


図5.2 COMPARISON OF JOHNSON & NICOLET SOLAR SPECTRUM CURVES

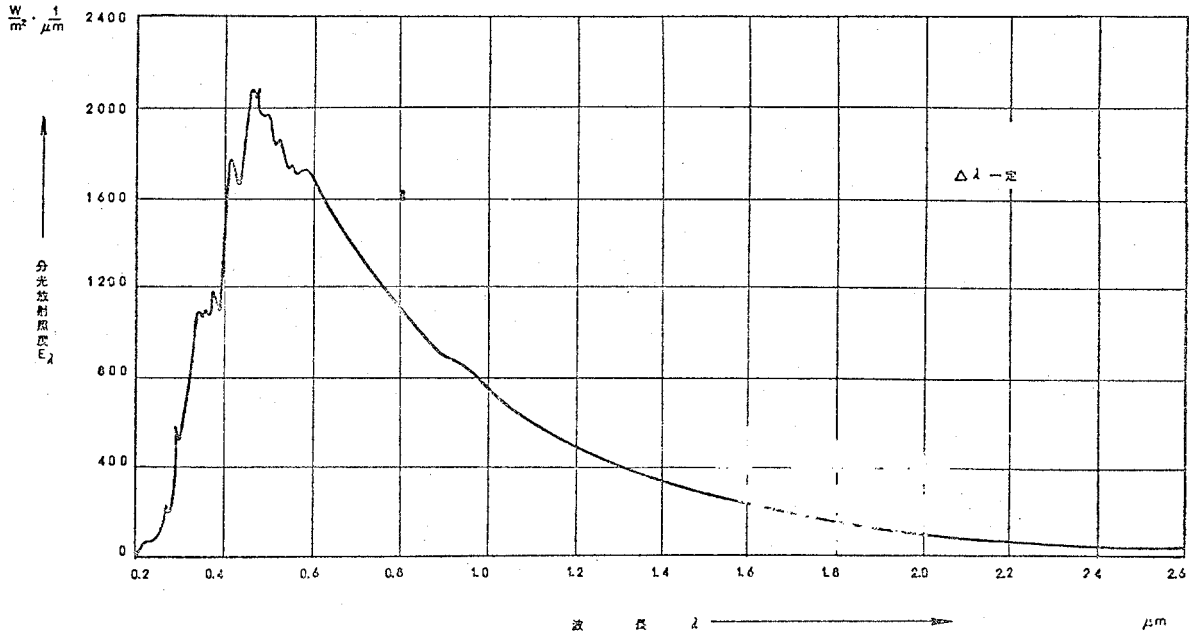


図5.3 大気圏外太陽放射の分光放射照度。Thekaekareによる。
曲線の下部の面積が太陽定数E。＝1.35 kW/m^2に等しい。

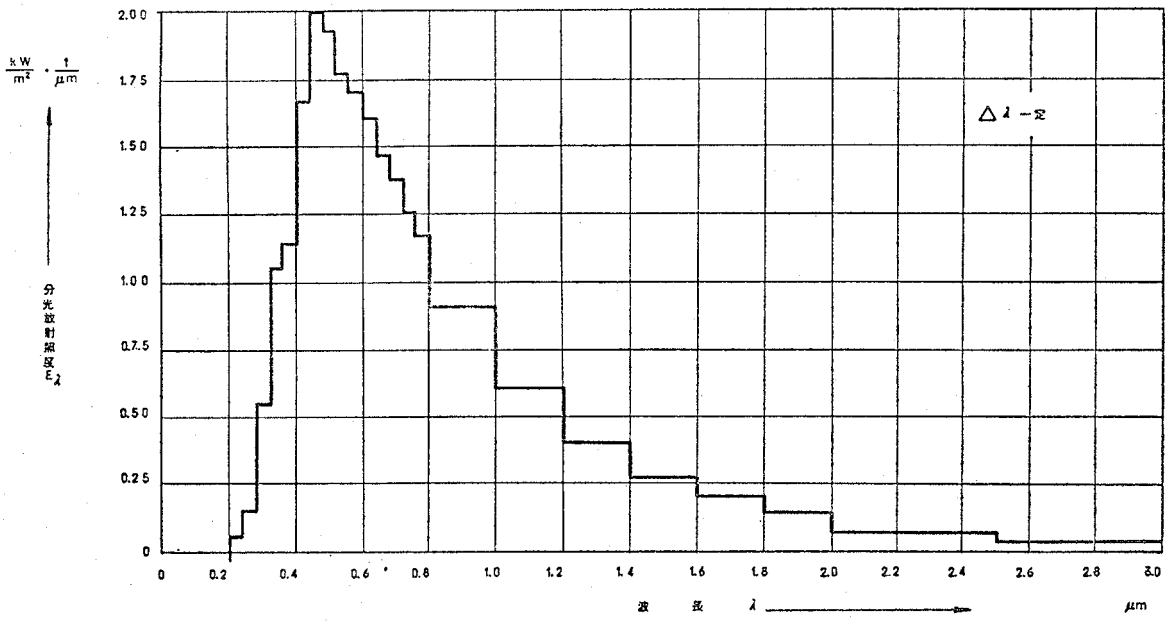


図5.4 大気圏外太陽放射の波長帯域別分光放射照度。Thekaekara[18]による。
曲線の下の面積は太陽定数E。＝1.35kW/m^2に等しい。表5.5の値を得るには分光放射照度の値に波長幅を掛ける。

表5.2 Extraterrestrial Solar Spectrum per Johnson

λ	ϕ_λ	P	λ	ϕ_λ	P	λ	ϕ_λ	P	λ	ϕ_λ	P	λ	ϕ_λ	P
0.22	0.0030	0.02	0.36	0.116	5.47	0.50	0.198	23.5	0.68	0.151	46.7	2.6	0.00445	96.90
0.225	0.0042	0.03	0.365	0.129	5.89	0.505	0.197	24.2	0.69	0.148	47.8	2.7	0.00390	97.21
0.23	0.0052	0.05	0.37	0.133	6.36	0.51	0.196	24.9	0.70	0.144	48.8	2.8	0.00343	97.47
0.235	0.0054	0.07	0.375	0.132	6.84	0.515	0.189	25.6	0.71	0.141	49.8	2.9	0.00303	97.72
0.24	0.0058	0.09	0.38	0.123	7.29	0.52	0.187	26.3	0.72	0.137	50.8	3.0	0.00268	97.90
0.245	0.0064	0.11	0.385	0.115	7.72	0.525	0.192	26.9	0.73	0.134	51.8	3.1	0.00230	98.08
0.25	0.0064	0.13	0.39	0.112	8.13	0.53	0.195	27.6	0.74	0.130	52.7	3.2	0.00214	98.24
0.255	0.010	0.16	0.395	0.120	8.54	0.535	0.197	28.3	0.75	0.127	53.7	3.3	0.00191	98.39
0.26	0.013	0.20	0.40	0.154	9.03	0.54	0.198	29.0	0.80	0.1127	57.9	3.4	0.00171	98.52
0.265	0.020	0.27	0.405	0.188	9.65	0.545	0.198	29.8	0.85	0.1003	61.7	3.5	0.00153	98.63
0.27	0.025	0.34	0.41	0.194	10.3	0.55	0.195	30.5	0.90	0.895	65.1	3.6	0.00139	98.74
0.275	0.022	0.43	0.415	0.192	11.0	0.555	0.192	31.2	0.95	0.0803	68.1	3.7	0.00125	98.83
0.28	0.024	0.51	0.42	0.192	11.7	0.56	0.190	31.8	1.0	0.0725	70.9	3.8	0.00114	98.91
0.285	0.034	0.62	0.425	0.189	12.4	0.565	0.189	32.5	1.1	0.0606	75.7	3.9	0.00103	98.99
0.29	0.052	0.77	0.43	0.178	13.0	0.57	0.187	33.2	1.2	0.0501	79.6	4.0	0.00095	99.05
0.295	0.063	0.98	0.435	0.182	13.7	0.575	0.187	33.9	1.3	0.0406	82.9	4.1	0.00087	99.13
0.30	0.061	1.23	0.44	0.203	14.4	0.58	0.187	34.5	1.4	0.0328	85.5	4.2	0.00080	99.18
0.305	0.067	1.43	0.445	0.215	15.1	0.585	0.185	35.2	1.5	0.0267	87.6	4.3	0.00073	99.23
0.31	0.076	1.69	0.45	0.220	15.9	0.59	0.184	35.9	1.6	0.0220	89.4	4.4	0.00067	99.29
0.315	0.082	1.97	0.455	0.219	16.7	0.596	0.183	36.5	1.7	0.0182	90.83	4.5	0.00061	99.33
0.32	0.085	2.26	0.46	0.216	17.5	0.60	0.181	37.2	1.8	0.0152	92.03	4.6	0.00056	99.38
0.325	0.102	2.60	0.465	0.215	18.2	0.61	0.177	38.4	1.9	0.01274	93.02	4.7	0.00051	99.41
0.33	0.115	3.02	0.47	0.217	19.0	0.62	0.174	39.7	2.0	0.01079	93.87	4.8	0.00048	99.45
0.335	0.111	3.40	0.475	0.220	19.8	0.63	0.170	40.9	2.1	0.00917	94.58	4.9	0.00044	99.48
0.34	0.111	3.80	0.48	0.216	20.6	0.64	0.166	42.1	2.2	0.00785	95.20	5.0	0.00042	99.51
0.345	0.117	4.21	0.485	0.203	21.3	0.65	0.162	43.3	2.3	0.00676	96.71	6.0	0.00021	99.74
0.35	0.118	4.63	0.49	0.199	22.0	0.66	0.159	44.5	2.4	0.00585	96.18	7.0	0.00012	99.86
0.355	0.116	5.04	0.495	0.204	22.8	0.67	0.155	45.6	2.5	0.00509	96.57			

Wavelength λ in microns.

Flux ϕ_λ in watts/cm^2 microns.

表5.3 Extraterrestrial Solar Spectrum per Nicolet

λ	ϕ_λ	λ	ϕ_λ	λ	ϕ_λ	λ	ϕ_λ	λ	ϕ_λ	λ	ϕ_λ
0.22	.0013	0.11	.1750	0.60	.1898	0.79	.1180	0.98	.0799	1.85	.0160
0.23	.0036	0.42	.1760	0.61	.1840	0.80	.1154	0.99	.0783	1.90	.0142
0.24	.0042	0.43	.1643	0.62	.1797	0.81	.1136	1.00	.0768	1.95	.0130
0.25	.0056	0.44	.1911	0.63	.1755	0.82	.1113	1.05	.0700	2.00	.0119
0.26	.0133	0.45	.2095	0.64	.1712	0.83	.1091	1.10	.0609	2.05	.0109
0.27	.0171	0.46	.2161	0.65	.1683	0.84	.1068	1.15	.0547	2.10	.0098
0.28	.0152	0.47	.2150	0.66	.1646	0.85	.1046	1.20	.0505	2.15	.0090
0.29	.0358	0.48	.2180	0.67	.1608	0.80	.1024	1.25	.0462	2.20	.0083
0.30	.0414	0.49	.2023	0.68	.1570	0.87	.1001	1.30	.0425	2.25	.0075
0.31	.0614	0.50	.2077	0.69	.1533	0.88	.0983	1.35	.0390	2.30	.0067
0.32	.0719	0.51	.2071	0.70	.1483	0.89	.0963	1.10	.0357	2.35	.0063
0.33	.0877	0.52	.1934	0.71	.1446	0.90	.0943	1.45	.0329	2.40	.0058
0.34	.0864	0.53	.2016	0.72	.1413	0.91	.0924	1.50	.0298	2.45	.0052
0.35	.0914	0.54	.2019	0.73	.1381	0.92	.0905	1.55	.0271	2.50	.0047
0.36	.0942	0.55	.1930	0.74	.1324	0.93	.0887	1.60	.0248	3.00	.0026
0.37	.0941	0.56	.2008	0.75	.1305	0.94	.0868	1.65	.0226	4.00	.0010
0.38	.0929	0.57	.1980	0.76	.1282	0.95	.0850	1.70	.0206	5.00	.0004
0.39	.0988	0.58	.1984	0.77	.1243	0.96	.0833	1.75	.0187	6.00	.0002
0.40	.1546	0.59	.1922	0.78	.1213	0.97	.0816	1.80	.0171	7.00	.0001

Wavelength λ in microns.

Flux ϕ_λ in watts/cm^2 microns.

表 5.4　大気圏外太陽放射の分光放射照度。太陽高度：90°。地球附近での放射について $\Delta\lambda$＝一定および $\Delta\lambda/\lambda$＝一定。Thekaekara[18]の表から引用。放射照度の右側の数字は10のベキ乗を示す。すなわち $-2=10^{-2}$

波長	放射照度		波長	放射照度	
λ	E_λ	$E_\lambda\lambda$	λ	E_λ	$E_\lambda\lambda$
μm	$Wm^{-2}\ \mu m^{-1}$	$Wm^{-2}\ \mu m^{-1}\ \mu m$	μm	$Wm^{-2}\ \mu m^{-1}$	$Wm^{-2}\ \mu m^{-1}\ \mu m$
.12	1.0 − 1	1.2 − 2	.43	1.639 + 3	7.09 + 2
.14	3.0 − 2	4.2 − 3	.44	1.810 + 3	7.96 + 2
.15	7.0 − 2	1.05 − 2	.45	2.006 + 3	9.03 + 2
.16	2.3 − 1	3.68 − 2	.46	2.066 + 3	9.50 + 2
.17	6.3 − 1	1.07 − 1	.47	2.033 + 3	9.56 + 2
.18	1.25	2.25 − 1	.48	2.074 + 3	9.96 + 2
.19	2.71	5.15 − 1	.49	1.950 + 3	9.55 + 2
.20	1.07 + 1	2.14	.50	1.942 + 3	9.71 + 2
.21	2.29 + 1	4.60	.51	1.882 + 3	9.60 + 2
.22	5.75 + 1	1.27 + 1	.52	1.833 + 3	9.53 + 2
.23	6.67 + 1	1.53 + 1	.53	1.842 + 3	9.76 + 2
.24	6.30 + 1	1.51 + 1	.54	1.783 + 3	9.63 + 2
.25	7.04 + 1	1.74 + 1	.55	1.725 + 3	9.49 + 2
.26	1.30 + 2	3.38 + 1	.56	1.695 + 3	9.45 + 2
.27	2.32 + 2	6.26 + 1	.57	1.712 + 3	9.76 + 2
.28	2.22 + 2	6.22 + 1	.58	1.715 + 3	9.94 + 2
.29	4.82 + 2	1.40 + 2	.59	1.700 + 3	1.003 + 2
.30	5.14 + 2	1.54 + 2	.60	1.666 + 3	9.99 + 2
.31	6.89 + 2	2.13 + 2	.61	1.635 + 3	9.97 + 2
.32	8.30 + 2	2.65 + 2	.62	1.602 + 3	1.043 + 2
.33	1.059 + 3	3.49 + 2	.63	1.570 + 3	9.89 + 2
.34	1.074 + 3	3.60 + 2	.64	1.544 + 3	9.88 + 2
.35	1.093 + 3	3.76 + 2	.65	1.511 + 3	9.82 + 2
.36	1.068 + 3	3.84 + 2	.66	1.486 + 3	9.81 + 2
.37	1.181 + 3	4.41 + 2	.67	1.456 + 3	9.76 + 2
.38	1.120 + 3	4.29 + 2	.68	1.427 + 3	9.70 + 2
.39	1.098 + 3	4.28 + 2	.69	1.402 + 3	9.67 + 2
.40	1.429 + 3	5.71 + 2	.70	1.369 + 3	9.58 + 2
.41	1.751 + 3	7.18 + 2	.71	1.344 + 3	9.56 + 2
.42	1.747 + 3	7.34 + 2	.72	1.314 + 3	9.44 + 2

表5.4 （つづき）

波長	放射照度		波長	放射照度	
λ	E_λ	$E_\lambda \lambda$	λ	E_λ	$E_\lambda \lambda$
μm	$Wm^{-2}\ \mu m^{-1}$	$Wm^{-2}\mu m^{-1}\mu m$	μm	$Wm^{-2}\ \mu m^{-1}$	$Wm^{-2}\mu m^{-1}\mu m$
.73	1.290 + 3	9.42 + 2	2.8	3.90 + 1	1.09 + 2
.74	1.260 + 3	9.32 + 2	2.9	3.50 + 1	1.02 + 2
.75	1.235 + 3	9.26 + 2	3.0	3.10 + 1	9.3 + 1
.80	1.107 + 3	8.86 + 2	3.1	2.60 + 1	8.06 + 1
.90	8.89 + 2	8.00 + 2	3.2	2.26 + 1	7.23 + 1
1.0	7.46 + 2	7.46 + 2	3.3	1.92 + 1	6.34 + 1
1.1	5.92 + 2	6.51 + 2	3.4	1.66 + 1	5.64 + 1
1.2	4.84 + 2	5.81 + 2	3.5	1.46 + 1	5.11 + 1
1.3	3.96 + 2	5.15 + 2	3.6	1.35 + 1	4.86 + 1
1.4	3.36 + 2	4.71 + 2	3.7	1.23 + 1	4.55 + 1
1.5	2.87 + 2	4.30 + 2	3.8	1.11 + 1	4.22 + 1
1.6	2.44 + 2	3.90 + 2	3.9	1.03 + 1	4.02 + 1
1.7	2.02 + 2	3.43 + 2	4.0	9.5	3.80 + 1
1.8	1.59 + 2	2.86 + 2	5.0	3.83	1.92 + 1
1.9	1.26 + 2	2.39 + 2	6.0	1.75	1.05 + 1
2.0	1.03 + 2	2.06 + 2	7.0	9.90 − 1	6.93
2.1	9.0 + 1	1.89 + 2	8.0	6.00 − 1	4.80
2.2	7.9 + 1	1.74 + 2	9.0	3.80 − 1	3.42
2.3	6.8 + 1	1.56 + 2	10.0	2.50 − 1	2.50
2.4	6.4 + 1	1.44 + 2	15.0	4.9 − 2	7.35 − 1
2.5	5.4 + 1	1.35 + 2	20.0	1.6 − 2	3.20 − 1
2.6	4.8 + 1	1.25 + 2	50.0	3.8 − 4	1.90 − 2
2.7	4.3 + 1	1.16 + 2	100.0	3.0 − 5	3.0 − 3

表5.5 大気圏外太陽放射の波長帯域別の放射照度。Thekaekara[18]による。
値はW/m² および太陽定数 $E_0 = 1.35$ kW/m² に対する%。
垂直入射の場合。

帯　域	波　長 μm	放射照度 W/m²		太陽定数に対する %	
0	<0.28	8	8	0.6	0.6
1	0.28 − 0.32	22		1.6	
	0.32 − 0.36	42	110	3.1	8.1
	0.36 − 0.40	46		3.4	
2	0.40 − 0.44	67		5.0	
	0.44 − 0.48	80		6.0	
	0.48 − 0.52	77		5.7	
	0.52 − 0.56	71		5.3	
	0.56 − 0.60	68	638	5.0	47.4
	0.60 − 0.64	64		4.7	
	0.64 − 0.68	59		4.4	
	0.68 − 0.72	55		4.1	
	0.72 − 0.76	50		3.7	
	0.76 − 0.80	47		3.5	
3	0.80 − 1.0	182		13.4	
	1.0 − 1.2	120	382	8.9	28.3
	1.2 − 1.4	80		6.0	
4	1.4 − 1.6	58		4.3	
	1.6 − 1.8	40		3.0	
	1.8 − 2.0	26	183	1.9	13.5
	2.0 − 2.5	38		2.8	
	2.5 − 3.0	21		1.5	
5	>3.0	29	29	2.1	
0 …… 5	Σ	1350	1350	100	100

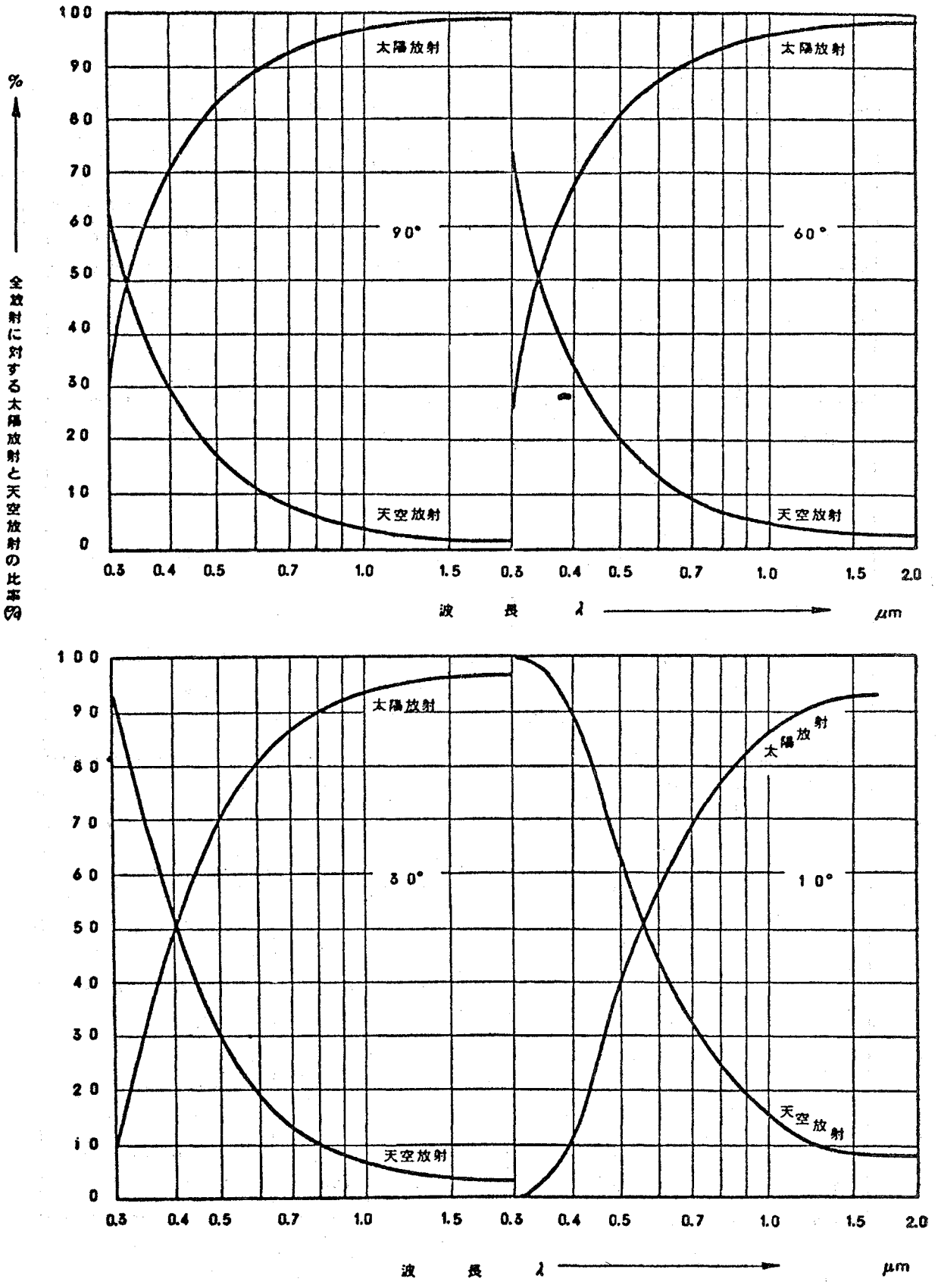


図5.5 いろいろな太陽高度での太陽放射と天空放射の全放射に対する比率。雲のない日。

表 5.6　大気圏外太陽放射の波長帯域別の放射照度。Thekaekara[18]による。値はW／m^2および太陽定数E_0 = 1.35 kW／m^2に対する％垂直入射の場合

	波長 μm	放射照度 W/m^2		太陽定数に対する％	
紫外					
UV－C	＜0.28	8		0.6	
UV－B	0.28 － 0.315	18	118	1.3	8.7
UV－A	0.315 － 0.40 +)	92		6.8	
可視	0.38 － 0.78 +)	638	638	47.3	47.3
赤外					
IR－A	0.78 － 1.4	406		30.1	
IR－B	1.4 － 3.0	183	618	13.5	45.7
IR－C	＞3.0	29		2.1	

+）038～04μmの間は，定義されている波長帯域が重なっているので二度計算に入れられている。（21W/m^2，17％）

(3)　地表における太陽放射

地表における太陽放射条件は気象条件や大気条件により時間的にも地域的にも異なる。これを標準化するために，放射のレベルを一定に保ち，また気象の影響を除くことを目的として地表における太陽放射の物理的性質に関する現在の知識を集約し，理論的予想を試みることが為されている。

(a)　全放射

地球物理学では水平な測定面が基準面として選ばれており，太陽の直射と天空放射の和である全放射を定義している。ＣＩＥでは，地表における装置の環境特性を試験する放射は全放射と一致すべきであるとしている。

図 5.5は，雲のない日の太陽直射と天空放射のそれぞれの全放射に対する割合を，いろいろな太陽高度（10°，30°，60°，90°）に対して波長を横軸にとって示したグラフである。[8] 同図から例えば0.4 μm帯では天空放射の全放射に対する割合は次のようであることがわかる。

太陽高度	10°	30°	60°	90°
天空放射(％)	88	50	34	29

次に雲のない日の全放射のスペクトル分布を表 5.7，　図 5.6に，また積分放射照度を一例として次に掲げる。ＣＩＥの全放射のスペクトル分布に関する勧告は表5.7に基づいている。

太陽光度	5°	10°	30°	60°	90°
放射照度	0.052	0.129	0.48	0.94	1.12kW/m^2

表5.7 全放射の放射照度。Schulze[9] による。波長帯域別。値はW/m²
および$E_T = 1.12 kW/m^2$ に対する%。垂直入射。

帯域	波長 μm	放射照度 W/m²		全放射に対する%	
0	<0.28	0		0	
1	0.28 − 0.32+)	5		0.5	
	0.32 − 0.36	27	68	2.4	6.1
	0.36 − 0.40	36		3.2	
2	0.40 − 0.44	56		5.0	
	0.44 − 0.48	73		6.5	
	0.48 − 0.52	71		6.3	
	0.52 − 0.56	65		5.8	
	0.56 − 0.60	60	580	5.4	51.8
	0.60 − 0.64	61		5.5	
	0.64 − 0.68	55		4.9	
	0.68 − 0.72	52		4.6	
	0.72 − 0.76	46		4.1	
	0.76 − 0.80	41		3.7	
3	0.80 − 1.0	156		13.9	
	1.0 − 1.2	108	329	9.7	29.4
	1.2 − 1.4	65		5.8	
4	1.4 − 1.6	44		3.9	
	1.6 − 1.8	29		2.6	
	1.8 − 2.0	20	143	1.8	12.7
	2.0 − 2.5	35		3.1	
	2.5 − 3.0	15		1.3	
5	>3.0	−		−	
0 …… 5	Σ	1120	1120	100	100

+) 0.3μm以下の波長の放射は地表に達しない。3μm以上の放射は無視できる。

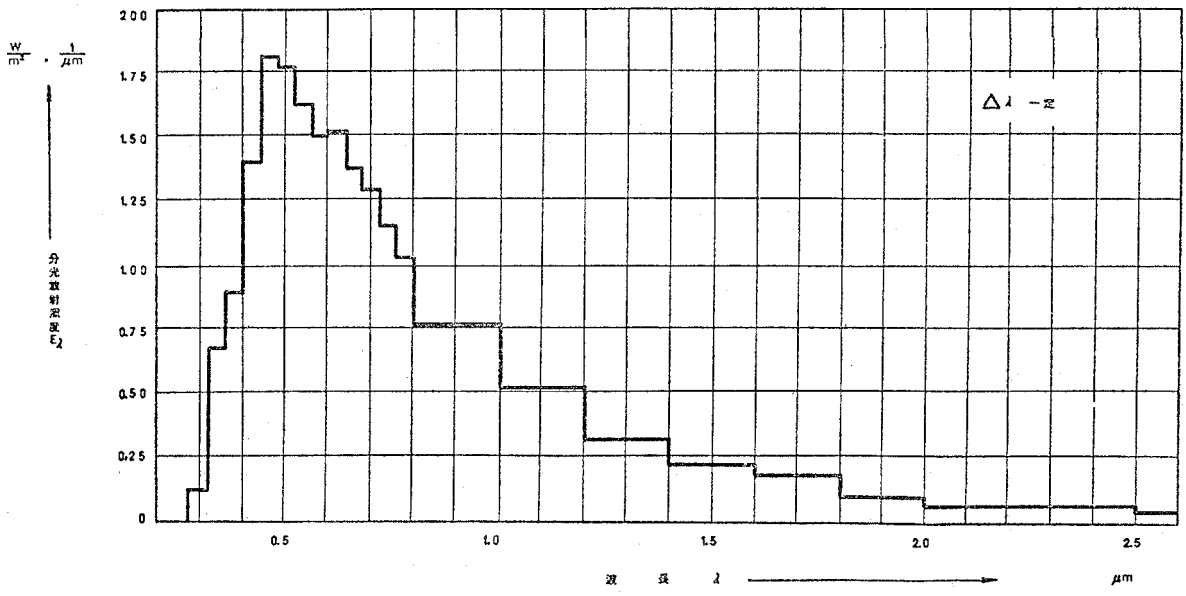


図5.6　全放射の波長帯域別分光放射照度。Schulze[9]による。太陽高度 h＝90°，雲のない日。
表5.7の値を得るためには分光放射照度値に波長幅を掛ける。

煙霧質と水蒸気はこの値を変化させる。また雲の影響は全放射の放射照度を次のように減少させる。

雲のない日		100％
雲量	2／10	89％
	4／10	77％
	6／10	64％
	8／10	46％
全天雲でおおわれた日		20％

ＣＩＥでは試験を目的として全放射の最大値1 kW／m^2±10％を勧告している。[4]

またＣＩＥではすべての波長帯域に対して表5.7を実現することは難かしいとして，実用上はその±10％の近似もしくは表5.8のような波長区分で多くの場合充分であるとしている。

(b)　直射太陽放射

図5.7は直線太陽放射の分光分布を示す。[8]一番上の曲線(a)は大気圏外の太陽放射の分光分布を示す。地表から約20～30 km上空で最初の顕著な変化がある。すなわちスペクトルのある部分でオゾンの吸収があり，曲線(b)のようになる。さらに大気中深く入ると太陽放射は分子の散乱エネルギーを失い曲線(c)のようになる。さらに煙霧質により減衰して曲線(d)に，そして最後に水蒸気と酸素による吸収で曲線(e)になる。一番下の曲線(e)が地表における直射太陽放射の分光分布である。この曲線は太陽高度が90°の時の垂直入射の時のみ有効である。太陽光度がごく低い時には全エネルギーのレベルは下がり，分光分布は赤の方に移動する。色温度も下がり，2000°K になることもまれではない。

5.2.4　ソーラ・シミュレーションに必要な条件

ソーラ・シミュレータを用いて各種試験を遂行する際にその条件を規定するパラメータは一般的にいって以下のようなものである。

(1)　照射面積

表5.8 全放射の放射照度。Schulze[9] による。波長帯域別。値はW/m²
および $E_T = 1.12\,kW/m^2$ に対する%。垂直入射。

	波長 μm	放射照度 W/m²	全放射に対する%
紫外			
UV−C	<0.28	−	−
UV−B	0.28 − 0.315	4　68	0.4　6.1
UV−A	0.315 − 0.40 +)	64	5.7
可視	0.38 − 0.78 +)	580　580	51.8　51.8
赤外			
IR−A	0.78 − 1.4	349	31.2
IR−B	1.4 − 3.0	143　492	12.7　43.9
IR−C	>3.0	−	−

+) 0.38〜0.4 μmの波長帯は定義された波長帯が重なっているので二度計算に入れられている。
(20W/m² , 1.8 %)

(2) サブテンス角

ソーラ・シミュレータから得られる放射の平行度を規定するパラメータ。太陽のサブテンス角は16′（半角）である。

(3) スペクトル

地表における全射あるいは直射太陽放射のスペクトルが基準となるが，そのまま実現するのは難しい。CIEでは表5.7のような波長帯による区分を勧告している。

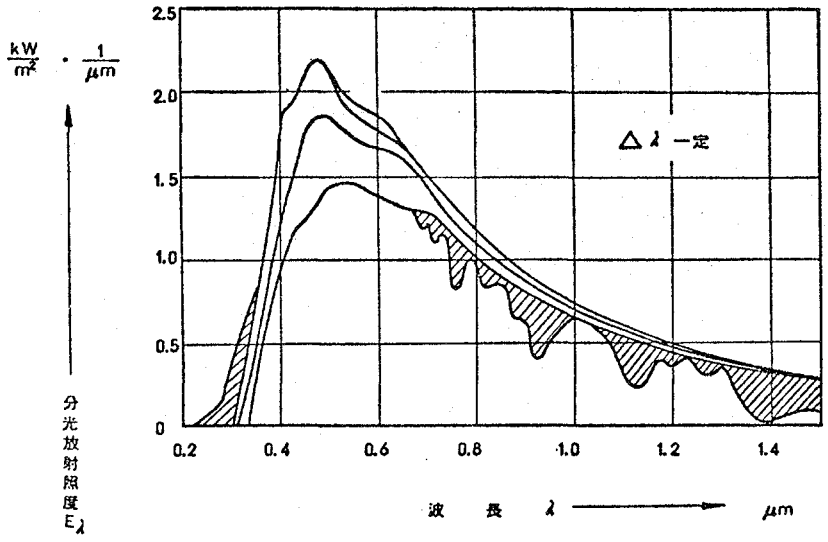
(4) 放射照度

(5) 放射照度の均一度

(6) 放射照度の安定度

(a) 短時間の安定度

光源に放電管を使用すると電気入力条件を一定に抑えても，放電現象の不確定性のために発光輝度やその分布が



a. 大気圏外太陽放射
b. オゾンによる吸収後
c. レイリー散乱後
d. エーロゾル（煙霧質）による吸収，散乱後
e. 水蒸気と酸素による吸収後，すなわち地表での直射太陽放射

図5.7 直射太陽放射の分光分布

ふらつくことにより放射照度に数%程度の時間的変化を生ずる。

(b) 長時間の安定度

光源は寿命を有しているので，その光束は徐々に減衰していく。また放電管では安定動作範囲が狭くなっていく。

(7) 光束の方位角・高度

被試験体からみた太陽の運動の模擬。必ずしも必要とはならない。

5.2.5 ソーラ・シミュレータの光源

ソーラ・シミュレータの必要性が宇宙航空工学の分野で生じてきた時，そのための光源は必ずしも開発されていなかった。それ故，その時代に実用化できる光源として各種の光源が利用されてきたが，現在ではキセノン・ショート・アークランプが使われるようになってきた。

(1) 光源に要求される条件

太陽表面における放射は，

$$E = \sigma T^4 = 6.4\ \mathrm{kW}/cm^2$$

輝度は

$$L = \frac{E}{\pi} = 2\ \mathrm{kW}/cm^2 \cdot \mathrm{Sr}$$

IAUにおける太陽放射は

$$E = (6.4\ \mathrm{kW}/cm^2) \times \left[\frac{6.95 \times 10^5 km}{1.496 \times 10^8}\right] = 1.4 \times 10^{-4}\ \mathrm{kW}/cm^2$$

サブテンス半角については

$$E = \pi L \sin^2\theta \text{ より}$$

$$\theta = \tan^{-1}\left[\frac{6.95 \times 10^5}{1.496 \times 10^8}\right] = 0.27° = 16'$$

である。これに対し，光源の輝度は太陽と同一の2 kW／cm^2・Srが要求されるが，光学系等の吸収損失等を考慮すれば少なくとも3～4 kW／cm^2・Srの平均輝度が必要となってくる。

一般にこれだけの輝度を得ることは現在のところ不可能であるので，$E = \pi L \sin^2\theta$よりわかるように，Eあるいはθ，またはその両方の制限をゆるめて実際的に用いられる。

スペクトルについては，太陽放射条件に近いことが要求される場合には，フィルタ等で補償できる程度の連続スペクトルを有している必要がある。

(2) カーボン・アーク

カーボン・アークは通常被いのない開放型であって，最近では陰極によって陽極からの放射が陰にならないように電極配置が考えられている。また，1000時間程度の連続運転が可能であるように電極を連続的に供給している。アノードの昇華による炭素蒸気は排気しなければならない。付属装置としては，直流電源，冷却水，アルゴン供給装置（酸化防止），排気装置などを必要とする。

図5.8にカーボン・アークのスペクトル分布の一例[11]を示すが，製造メーカーによって多少異なっている。NRL曲線はJohnson曲線を示している。

カーボン・アークはカーボン電極からの酸化物やすす，電極接合用のセメント粒子等が，排気装置が陰を作らないように配置することにより排気が完全でないため，光学系を汚損し易い。また電極を供給するために，保守や操作に難点

があり，最近のソーラ・シミュレータでは余り使用されない。

(3) キセノン・ショート・アーク・ランプ（Xenon Short Arc Lamp, Xenon Compact Arc Lamp）

放電ガスとしてキセノンを封入した溶融石英の容器に間隔を1cm程度とした1対の電極を有した放電管である。これに対し電極間隔を10cm程度にしたものをロング・アーク・ランプというが，輝度が低いために余り従来のソーラ・シミュレータには用いられていない。キセノン・ショート・アーク・ランプの一例[10]を図5.9に示す。

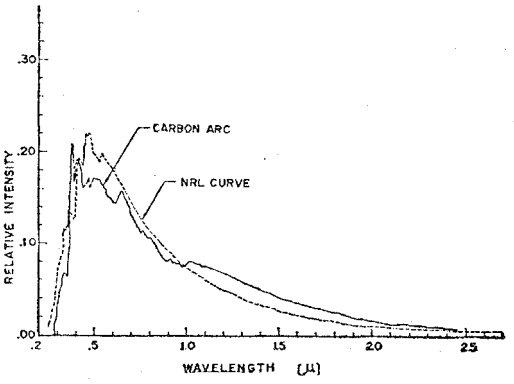


図5.8　カーボンアークのスペクトル分布

大形のものは電極は水冷される。通常は陽極の方が大きい。利用される発光は陰極点近傍の高輝度の部分である。

封入されるキセノンは20～30kW クラスのランプになると，動作時では10～20気圧程度である。常温においても数気圧であるので，その取扱には充分注意しなければならない。

図5.10にキセノン・ショート・アーク・ランプの分光特性を示す。[12]赤外線フィルタにより補正を施せば図5.11のように特性は改善される。[11]しかし，この補正により，放射エネルギーの約30％の損失が生じるといわれている。

紫外域のスペクトルが重要な要素となる場合には，封入ガスとしてキセノンに水銀蒸気を加えたマーキュリ・キセノン・ランプが開発されている。図5.12にその分光特性の一例[4]を示す。

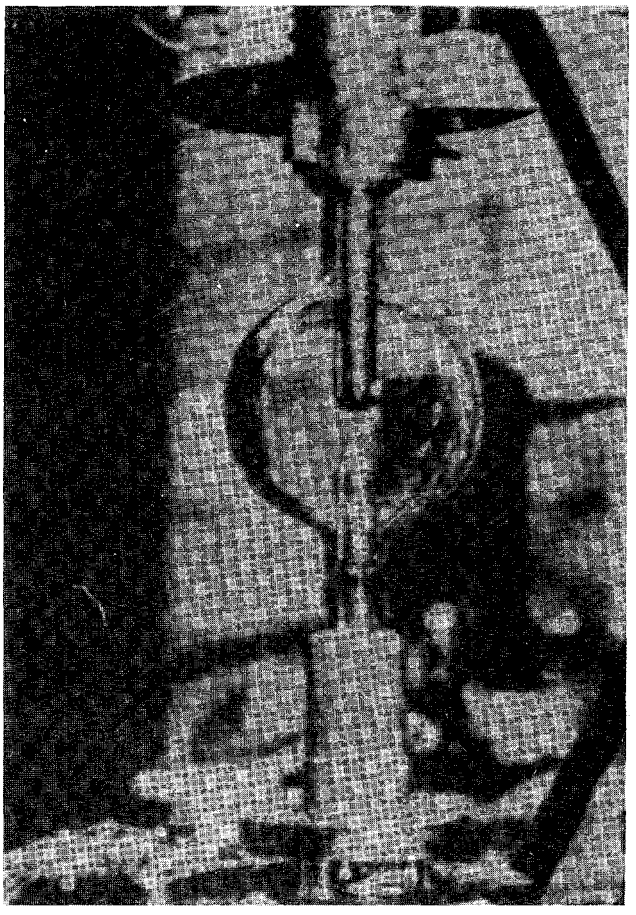


図5.9　30kW電極水冷形キセノンランプ

寿命は通常，電極物質が石英壁に付着し，放射を吸収するため，管壁の温度上昇が許容範囲を超える時点を目安とする。この原因でキセノン・ランプが爆発すれば危険であるばかりでなく，高価な光学系を破損することになる。そのため放射出力が20～25％減じた時点もしくは定出力を得るための入力が20～25％増加した時点をもって寿命が終了したとするのが一般的である。[4]また時間が経過するとともにランプの許容動作範囲が狭くなるのが普通である。

(4) プラズマ放射源（Plasma Radiation Source）

他の放電を利用した放射源もプラズマを利用しているのであるが，特にこう呼ばれるショート・アーク・ランプよりも高出力な放射源が米国において開発されている。[4]

その構造を図5.13に示す。2個の特殊な水冷された電極が二重の透明容器に封入されている。通常のキセノン放電

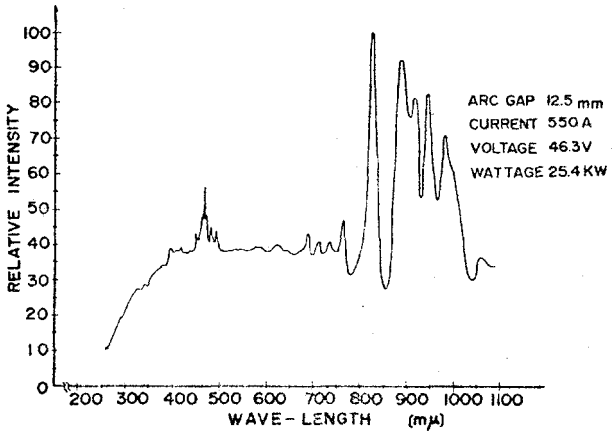


図 5.10 Spectral Distribution of a 25KW Xenon Arc

管と異なるのは封入ガスは密閉されておらず，強制的に循環され，電極間にガス流を生じる点である。

ガスは陰極基部に斜めに設けられたノズルより噴出し，容器に渦流を生じながら，陽極に設けられた出口より排出される。渦流とそれによる中心の圧力降下により，中心軸上にアークを安定に保持する。ガス流は消耗した電極物質と，内部の熱損失を容器外に運び去る。そこで，ガスの熱交換器，循環ポンプおよびガス・フィルタが補助装置として必要となる。

封入気体としてはキセノンが用いられることが多いが，圧力がショート・アーク・ランプより高いので，放射スペクトルは図 5.14 のように多少異なる。

表 5.9 に実際に製品化されているプラズマは放射源の特性を示す。

(5) 白熱光源

スペクトルおよび平行性を犠牲にするならば，電気発熱体や白熱電球を用いることができる。このタイプは他のタイプに比較して非常に安価であるのが特徴である。均一度はランプ・アレイを均等に配置し，試験面をアレイ面積に較べて小さくすれば実現できる。

ランプの放射効率は他の放電管に較べて低いので，所要電力は大きく，冷却も適切にされねばならない。

5.2.6 ソーラ・シミュレータの光学系

ソーラ・シミュレータに必要な光学系は次のようなものである。

(i) 集光光学系（Collecting Optics）

(ii) 伝達光学系（Transfer Optics）

(iii) 平行照射光学系（Collimating Optics）

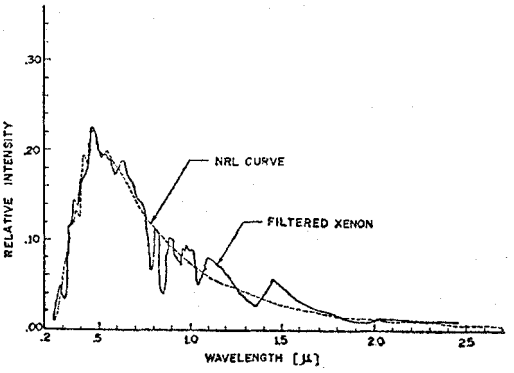


図 5.11 赤外補正されたキセノン・ショートアーク・ランプのスペクトル

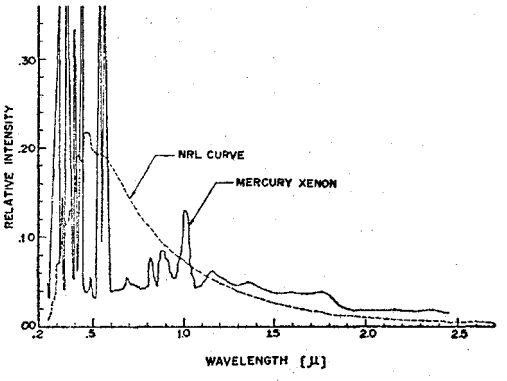


図 5.12 マーキュリー・キセノン・ランプのスペクトル分布

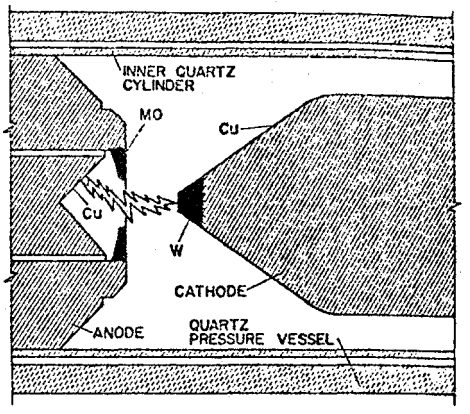


図 5.13 Schematic of NASA/Ames Research Center 125 kW Plasma Radiation Source

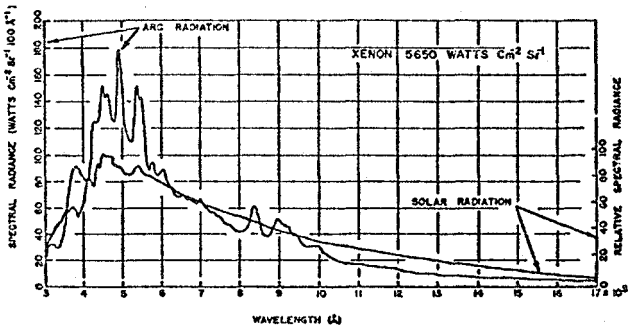


図 5.14 Spectrum of Linde Plasmarc Xenon Source

表5.9 Data on Some Representative Plasma Radiation Sources

Manufacturer	Linde	Tamarack	NASA/Ames
Model	Plasmarc*	JP-30	125 kW
Gas	Xenon	Xenon	Argon
Rated Power (kW)	Up to 200	30	125
Arc Size Diameter x Length (mm)	1.5-3 x 5-150	3 x 15	10 x 15
Rated DC Current (amperes)	Up to 250	300	1550
Output Power (kW)	Up to 100	15	40
Peak Radiance (kw/cm^2-sr)	3-8	6	6.9
Mean Radiance (kW/cm^2-sr)	1.5-4	4	3.8

*A series of designs are available with ratings variable over the ranges shown.

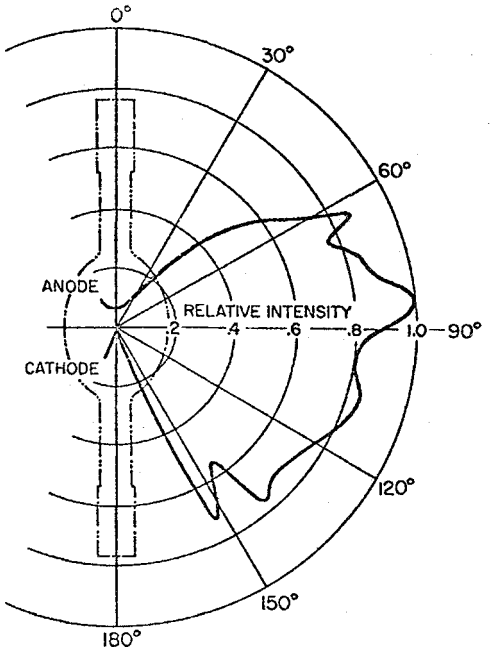


図5.15 TYPICAL SPATIAL INTENSITY DISTRIBUTION 20 KW XENON SHORT ARC SOURCE

(1) 集光光学系

集光光学系の設計では光源の各種のパラメータが影響する。すなわち放射強度の空間的分布，輝度の微視的分布，ランプ容器の形状放射出力のスペクトル等を把握しておく必要がある。

キセノン・ショート・アーク・ランプの放射強度の空間的分布を図5.15，微視的輝度分布を図5.16に示す。

集光光学系は光源から放射された放射束に対する集光された放射束の割合（放射集光効束）によって評価される。次に集光光学系の例を示す。

(a) 屈折集光器

図5.17のようにコンデンサ・レンズにより集光するタイプで，光源からの放射をできるだけ多く捕えるために光源の近くへ配置する。色収差を少なくするために，複合レンズを用いる。

(b) 反射集光器

図5.18のように曲面反射鏡を用いるタイプで多くの放射を集めることができるため効率がよい。一般に放射面鏡，楕円面鏡あるいは球面鏡が用いられるが，シミュレータには非球面鏡が用いられることが多い。

材料としては，ガラス，金属，プラスチック等が用いられるが，反射率向上のためアルミニウムが塗布される。これらはスペクトルに重大に影響する。扱う放射エネルギーが大きい場合は冷却が必要である。

(2) 伝達光学系

伝達光学系は次のような機能を有している。

(i) 集光系から平行照射系へ放射エネルギーを有効に伝達する。

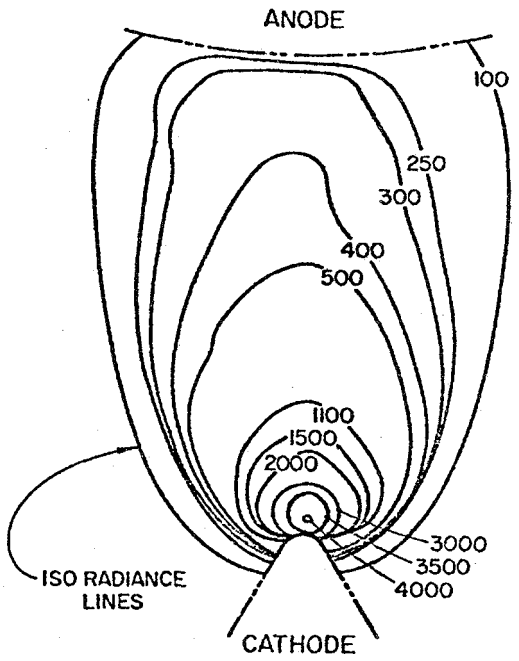


図 5.16 TYPICAL RELATIVE MICRORADIANCE DISTRIBUTION FOR A 20 KW XENON SHORT ARC SOURCE

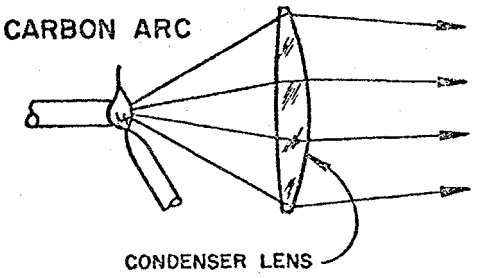


図5.17

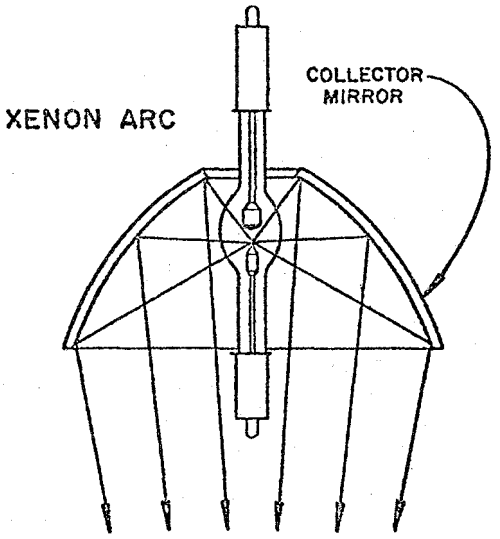


図5.18

(ii) 放射照度分布を積極的に改善する。

(iii) 平行照射光学系に対して焦点に置かれた擬光源となる。

(a) 簡易中継形伝達光学系

図5.19に一例を示す。これは最も基本的なシステムで，ソーラ・シミュレータの性質を理解する上で良い例である。例えば図中でコリメーション・レンズから見たプロジェクション・レンズ上の光源の像の大きさθが，結局，被試験面での放射の平行度（サブテンス半角）と等しい。

このような単一の簡易システムでは放射照度の分布の改善は難しく，放射エネルギーの犠牲なしにはできない。

(b) オプティカル・インテグレータ伝達光学系

現在まで最も広くソーラ・シミュレータに採用されてきた方法で，放射照度分布の改善に著しい効果がある。

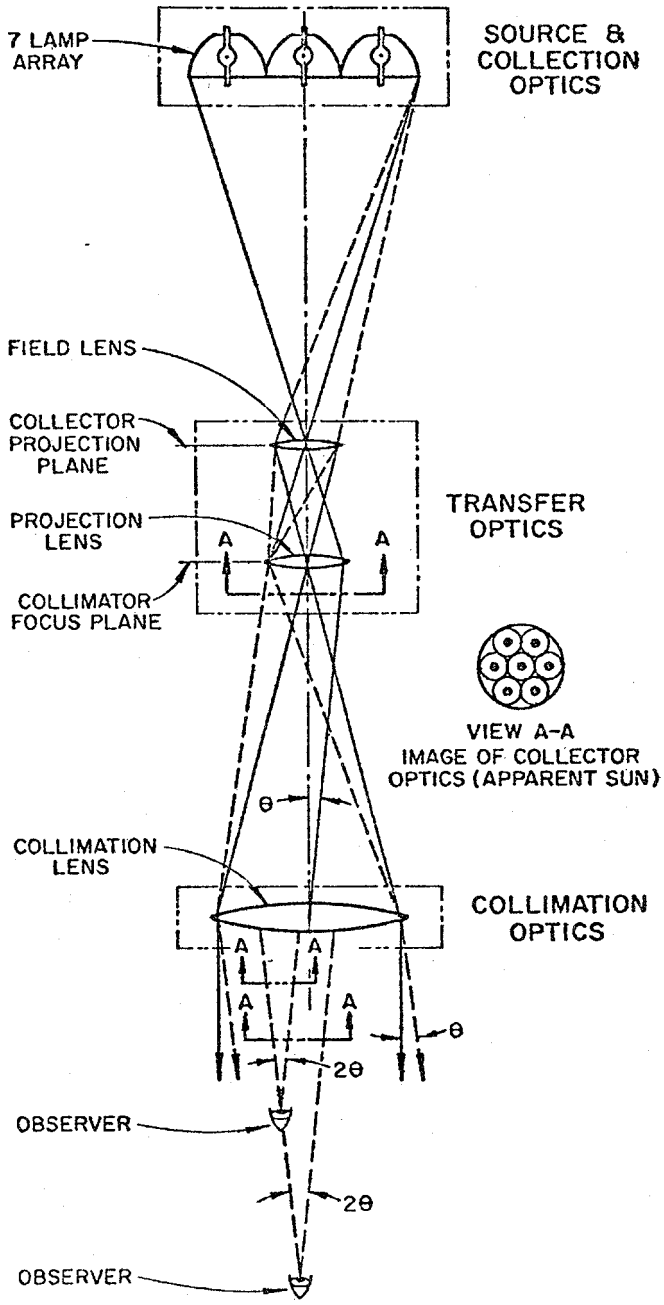
その原理は図5.20のような多重レンズ系により，それぞれのフィールド・レンズ上の光源の像をそれぞれのプロジェクション・レンズにより投影面全体へ投影して重ね合せることにより照度分布の平均化を計ることにある。収束レンズの位置やオプティカル・インテグレータ（レンズ・アレイ）の形状により図5.21～23のような変形がある。外観の一例を図5.24に示す。図5.25に実際にインテグレータにより改善された放射照度分布の例を示す。[12]

(3) 平行照射光学系

平行度に対する要求がある場合に用いられる（すなわち直射形ソーラ・シミュレータでは用いられない）が，実際の太陽光線と同等の照射条件を実現することは，現在する光源からいって難しい。（5.2.5(1)参照）通常，サブテンス半角2°程度であって，1°以下とすることは難しい。宇宙開発では熱真空試験において4°まで許容される。

(a) 屈折コリメーション光学系

図5.19のようにコリメーション・レンズを用いるもので，照射面積と同程度の直径のレンズを必要とするために40cm以内でないと難しい。



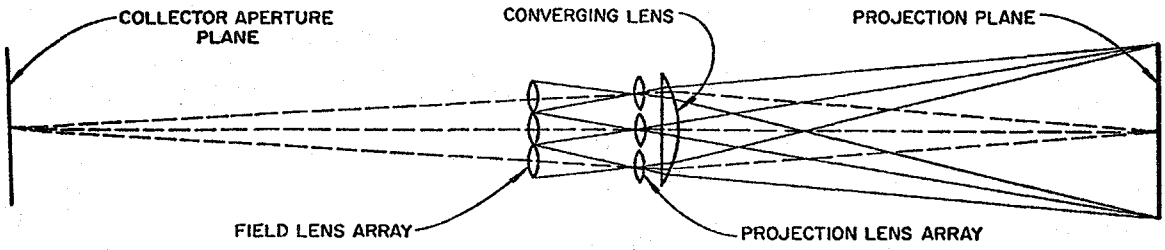
OPTICAL SCHEMATIC OF A SOLAR SIMULATOR USING A SIMPLE RELAY TRANSFER OPTICAL SYSTEM

図5.19

(b) 同軸カセグレン式コリメーション光学系

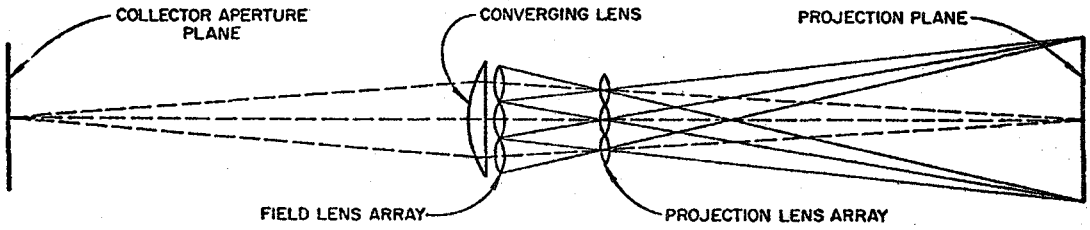
反射望遠鏡を逆向きに使用したものでカセグレン結像面に光源を置いたものである。カセグレン光学系は図5.26のように副反射鏡として双曲面鏡，主反射鏡として放物面鏡を用いる。軸上は副反射鏡により陰になるので凹レンズを加えた屈折コリメーション系を併用して補う。両者の照射条件はサブテンス角を含めて同一になることが望ましい。また副反射鏡や屈折光学系の支持により照度分布を乱さないようにする必要がある。

本形式は非常に大面積のものを複数ユニットを並置して実現する場合によく採用される。この場合には主反射鏡の外形は六角形にされる。



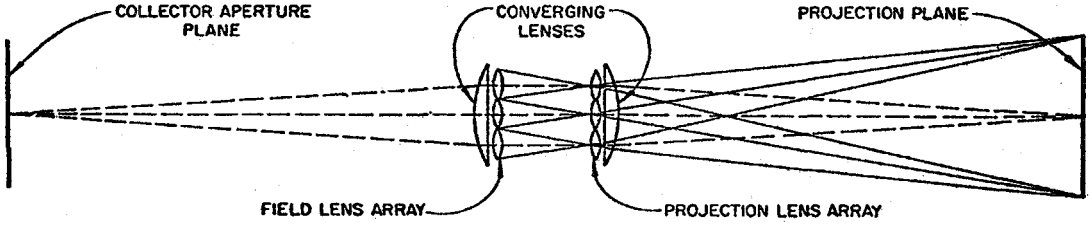
OPTICAL SCHEMATIC OF 7 ELEMENT
INTEGRATOR TYPE TRANSFER OPTICAL SYSTEM

図5.20



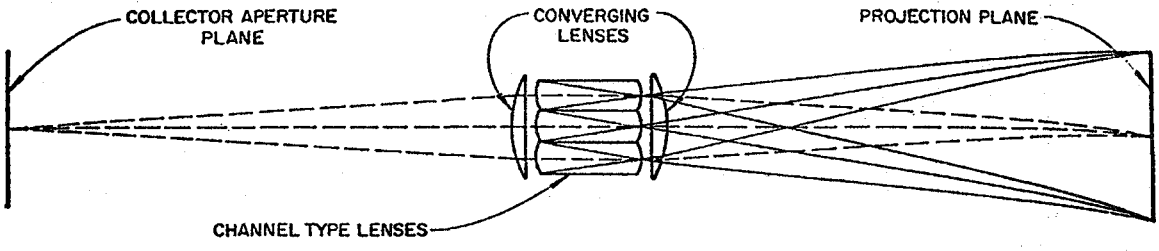
INTEGRATOR SYSTEM–CONVERGING LENS
IN FRONT OF FIELD LENS ARRAY

図5.21



INTEGRATOR SYSTEM–OPTICAL AXES OF
FIELD AND PROJECTION ELEMENTS PARALLEL

図5.22



INTEGRATOR SYSTEM–CHANNEL TYPE LENSES

図5.23

(c) 非同軸コリメーション光学系

図5.27に示すように非同軸放物面鏡また球面鏡が利用される。図より判るように反射鏡は鎖線で示される大きな放物面の一部とみなされその焦点に伝達光学系が置かれる。このような形式では非常に良好な放射強度分布が得られ，±5％以上の値が実測されている。

非同軸形コリメーション系では被照射物体からの反射光が被照射領域へ再びもどらないような試験領域を選ぶことができる。

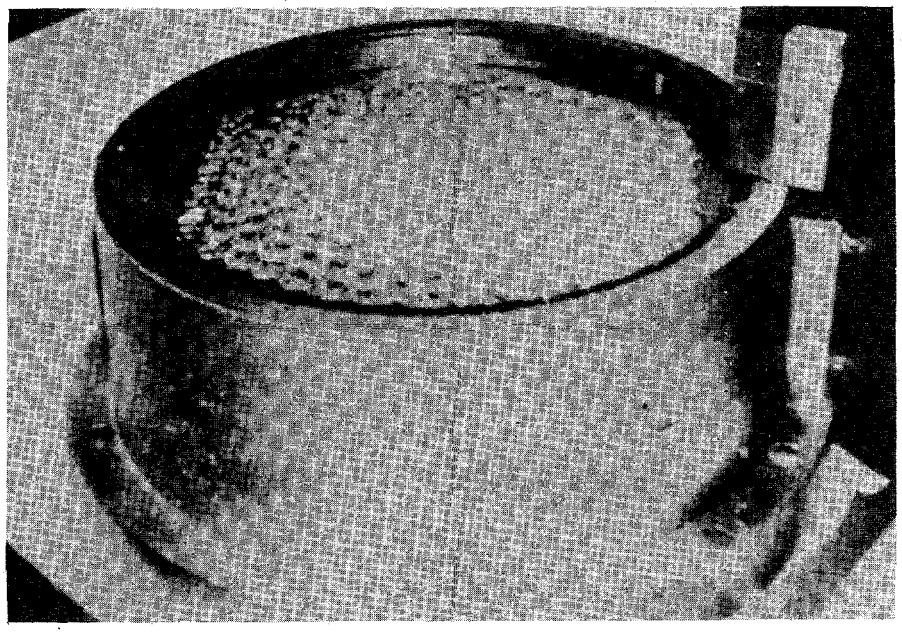


図5.24　オプティカル・インテグレータの例

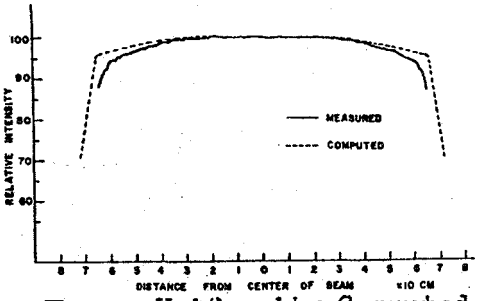
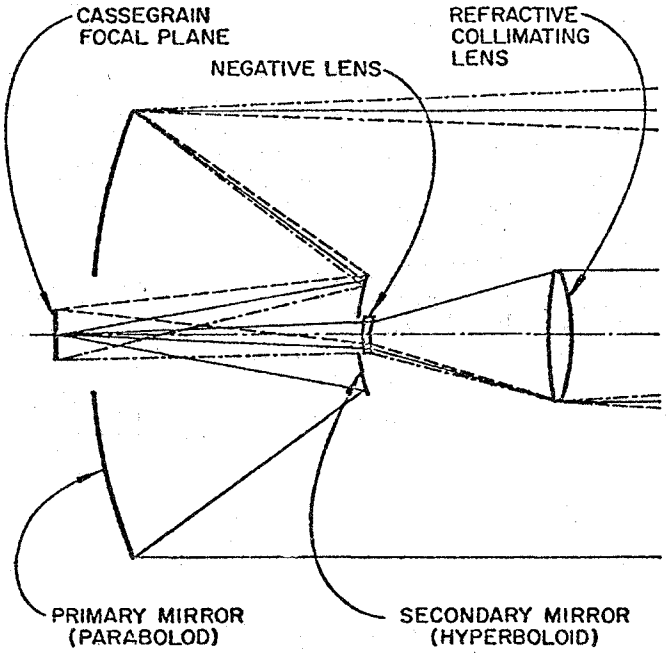
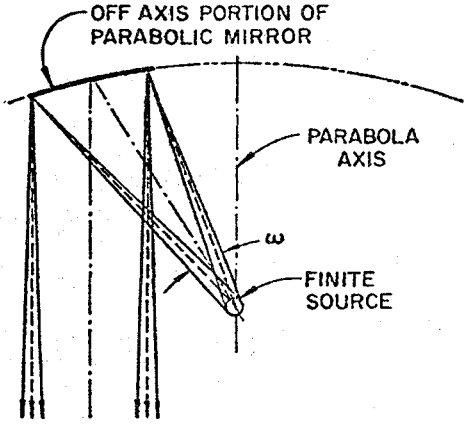


図5.25 Uniformity Computed vs. Uniformity Measured



SCHEMATIC OF CASSGRAIN TYPE COLLIMATING OPTICS WITH REFRACTIVE FILL IN OPTICS

図5.26



RESTRICTED ANGULAR DIRECTION OF FINITE SOUCE

図5.27

5.2.7　ソーラシミュレータのシステム効率

ソーラ・シミュレータの電気的入力は１００％被試験面へ照射されず，その一部のみが有効な放射として到達する。他はソーラ・シミュレータの各構成部分において，大部分，熱損失として消費される。以下に一般的に考えられる損失のパラメータについて述べる。

(1)　光源の放射効率（Conversion Factor）

光源容器から放射される全放射束の電気的入力に対する割合。キセノン・ランプでは４０～６０％である。

(2)　集光効率（Flux Collection Factor）

集光鏡あるいはコンデンサ・レンズにより捕集される放射束の割合。これは電極形状やランプの形状と集光器の設計に依存している。代表的な値としては５０～８０％である。

(3)　集光鏡の反射率（Collector Reflectance）

集光鏡表面材料の性質に依存している。一般にはアルミニウムの蒸着膜の上を紫外線やオゾンに対する保護膜で保護している。代表的な値は８６％である。

(4)　障害物因子（Obstruction Factor）

光通路中に存在する光を遮ぎる物体を考慮するための因子。放電管の電気リードや同軸カセグレン光学系の支持物がその例である。９０～９８％程度であろう。

(5)　アーク利用効率（Arc Utilization Factor）

集光鏡により反射された全放射に対する伝達光学系のフィールド・レンズの開口部に入射する放射の割合。この因子は集光鏡の設計，レンズ口径，集光器直径および集光鏡とレンズ開口部の間隔に依存している。アーク利用効率を増加させようとするとサブテンス角が増大し，相反する結果となる。サブテンス角が±２°で９０％，±１°で５０％以下となる。

(6)　パッキング・ファクタ（Packing Factor）

フィールド・レンズ開口部に達した放射のうち，レンズ系の構造等により実際に有効となる放射の割合。単一円形レンズでは１００％である。一般のオプティカル・インテグレータでは７５～８０％となる。

(7)　レンズの透過率（Transmission Factor）

溶融シリカまたは溶融石英レンズの透過率。しかし，その損失は殆んど反射によるものであるため厚みの影響は少なく，９２％位である。

(8)　フィルタ効率（Spectral Filter Factor）

スペクトル補正フィルタを挿入した場合で５０～１００％の間にある。キセノン・ランプに対し実用上充分な補正をした場合，７０％程度である。

(9)　収差と有効照射面積の因子（Vignetting and Spillover Factor）

石英やシリカの屈折率が波長によりかなり異なることから近紫外線や遠赤外線部分がプロジェクション・レンズ部分で失われることがある。

また均一度の要求から照射された試験面の端の部分は使用しないことが多い。これらを見込んだ因子は８５～９５％であるといわれている。

(10)　平行照射系の反射率

保護膜を施されたアルミニウム膜で８６％，石英レンズ系で９２％であろう。

(11) 総合効率

総合効率は光源に関する効率と光学系に関する効率の積で±1°のサブテンス角に対しては4%以下であろう。±2°では5～15%の範囲にある。

表5.10に実際のソーラ・シミュレータの効率の例を示す。[10]

5.2.8 ソーラ・シミュレータの付属装置

(1) 電 源

放電管を使用する場合には，その安定な動作を確保する上から，商用交流電源から安定化直流定電流を得ることが不可欠である。また白熱電球を使用する場合についても条件（照度・スペクトル等）を一定にするために安定化されていることが望ましい。

従って，電源は，電力供給と制御の機能を有したものでなければならない。制御電源としては可飽和リアクトルあるいはサイリスタが用いられよう。前者は信頼性に富むが，制御性（制御精度・制御速度等）の点で後者に劣る。

表5.10 OPTICAL SPECIFICATION OF A SOLAR SIMULATOR WITH SINGLE 30kW XENON ARC LAMP.

TARGET AREA	1,050 MM DIA.
RATED IRRADIANCE INTENSITY	1.54 kW/M²
IRRADIANCE UNIFORMITY	±5%
SOLAR SUBTENSE ANGLE	±2°
PARTS EFFICIENCY	
LAMP (AT THE END OF SERVICE LIFE)	40%
COLLECTING MIRROR	62%
TRANSFER OPTICS	58%
PLANE MIRROR	85%
WINDOW TRANSMITTANCE	90%
COLLIMATING MIRROR	75%
TEST PLANE (GEOMETRIC)	90%
TOTAL EFFICIENCY	7.4%

NOTE; TOTAL EFFICIENCY = IRRADIATED EFFECTIVE RADIATION / LAMP INPUT

電源は照度可変制御（手動あるいは自動）が可能となるよう，定電流設定値を変更できなければならない。放電管においては許容される電流可変範囲はせまい。図5.28にキセノン・ランプの動作範囲の例を示す。[10] この例では50～100%が制御可能範囲である。

照度を光センサにより検出してサーボ制御すれば，放射照度の安定度は著しく改善される。（図5.29参照）

(2) 冷 却

5.2.7で述べたようにランプの放射効率や，反射鏡の反射率，レンズの透過率が理想的ではないので各部分に熱損失を生ずる。放射エネルギーが大きい場合，種々の障害を防止するためにこれらを有効に取除かなければならず，適切な冷却装置を必要とする。

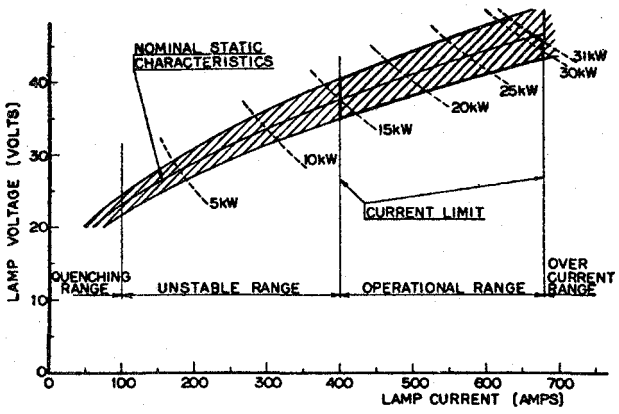


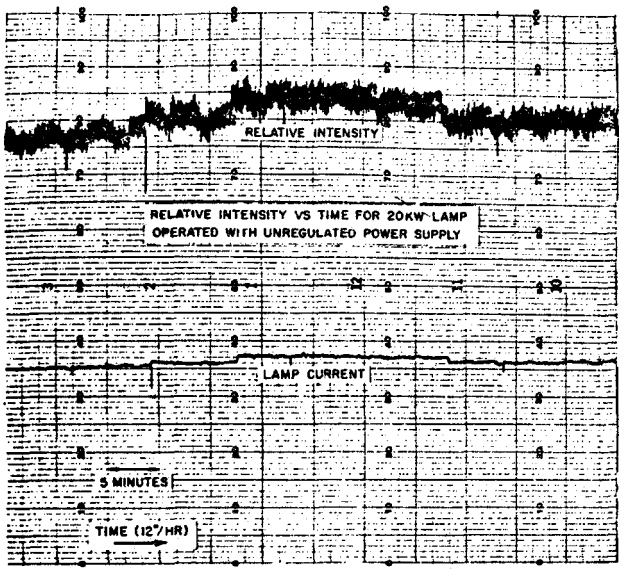
図5.28 STATIC ELECTRICAL CHARACTERISTICS OF 30kW XENON ARC LAMP.

冷却には空気あるいは水，もしくは両者の併用が為される。大出力のキセノン・ランプでは電極は図5.30のように水冷されている。[4] 冷却水には連続した安定な流れ，清浄さ，低導電率，PH≃7等が要求される。そこで冷却水系は高圧ポンプと純水装置および熱交換で構成されるのが一般的である。ランプ水冷系を図5.31に，光学系水冷系を図5.32に一例として示す。[12]

キセノン・ランプは運転時にオゾンを発生させるので空冷系とともに排気装置を必要とする。

5.2.9 既存のソーラ・シミュレータ例

従来ソーラ・シミュレーション技術は宇宙開発とともに進歩してきたもので，実際に作られたソーラ・シミュレータは



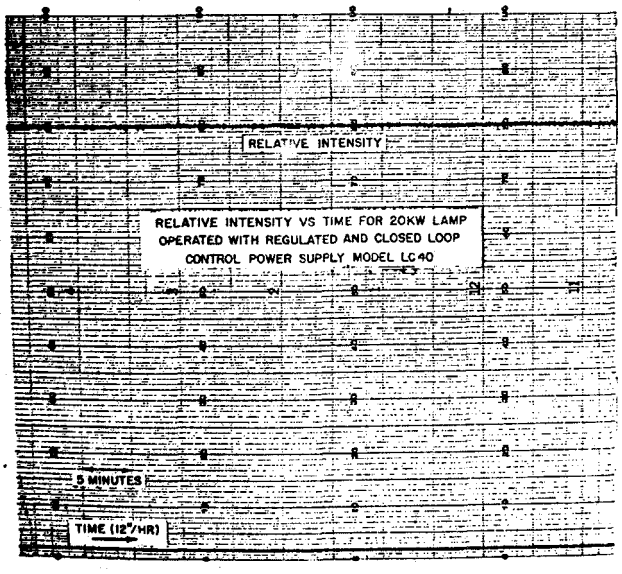


図 5.29

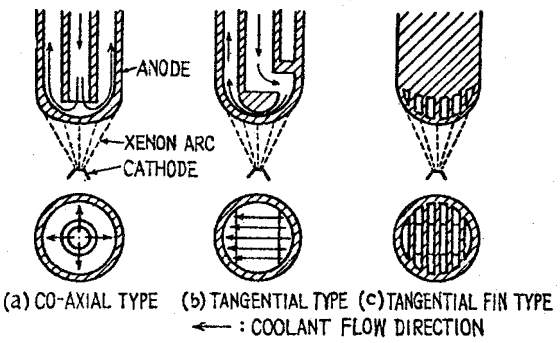


図 5.30 一電極水冷形キセノンランプの陽極水冷構造

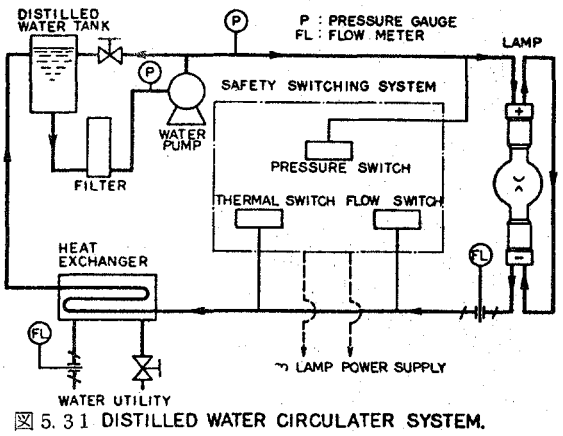


図 5.31 DISTILLED WATER CIRCULATER SYSTEM.

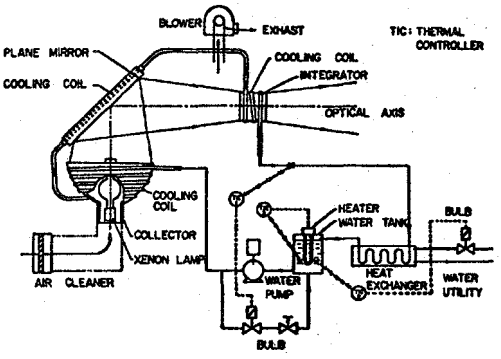


図 5.32 Cooling System of Mirrors and Transfer Optics

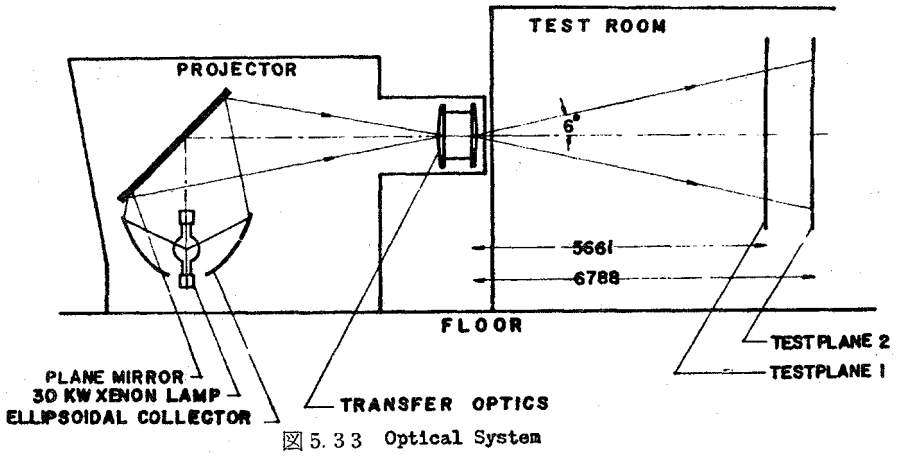


図5.33 Optical System

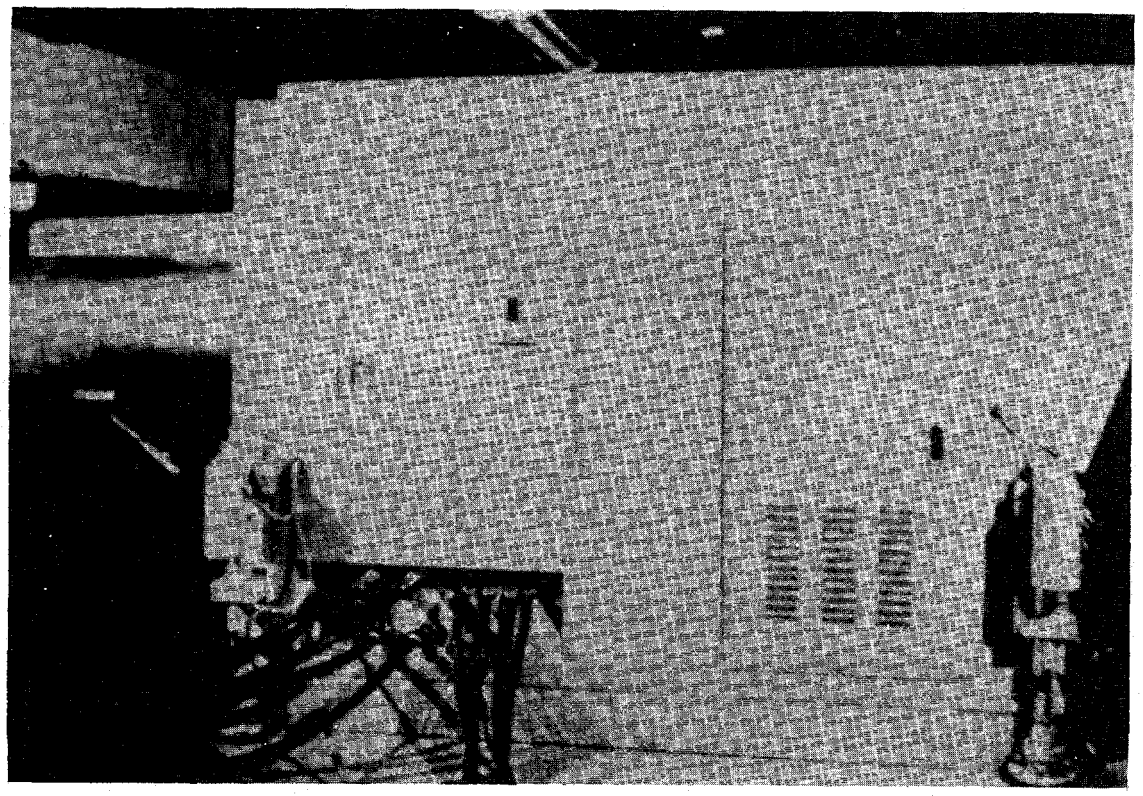


図5.34

宇宙用のものが多い。地上用では，光化学スモッグなどの環境汚染の研究用や，太陽エネルギー利用技術の開発試験用が開発あるいは計画されつつある。

(1) 直射形ソーラ・シミュレータの例

直射形ソーラ・シミュレータは平行照射光学系を省略したもので，光束に拡がりを有している。

を省略したもので，光束に拡がりを有している。

規定の放射照度はプロジェクタから一定の距離にある特定の平面上においてのみ得られ，立体的な形状の被試験体の場合には適さない。

(a) 単一光源の例

図5.33，図5.34に東京大学宇宙航空研究所に設置された30 kW キセノン・ランプを採用したソーラ・シミュレータを示す。

(b) 複数光源の例

Hughes Aircraft社のS－4Aソーラ・シミュレータは小形の放電管を多数用いた図5.35のような直射形を採用している。

(2) 屈折コリメーション光学系によるソーラ・シミュレータの例

Spectrolab社Model X－25は直径1フィートのソーラシミュレータで，その光学系を図5.36に示す。主な性能は次の通りである。

放射照度　1S.C

サブテンス角　±1.2°

均一度　±2％

(3) 同軸カセグレン式ソーラ・シミュレータの例

カセグレン式は多数のシミュレータ・モジュールを併置する場合によく採用されるが，均一度を±10％以下にするには難しい。

(a) RCAカーボン・アーク式シミュレータ・モジュール

図5.37に示すような光源にカーボン・アークを用いた同軸カセグレン式で，反射鏡の外形は六角形で，このようなモジュールを多数並べることにより大面積を照射する。モジュールの口径は46インチである。

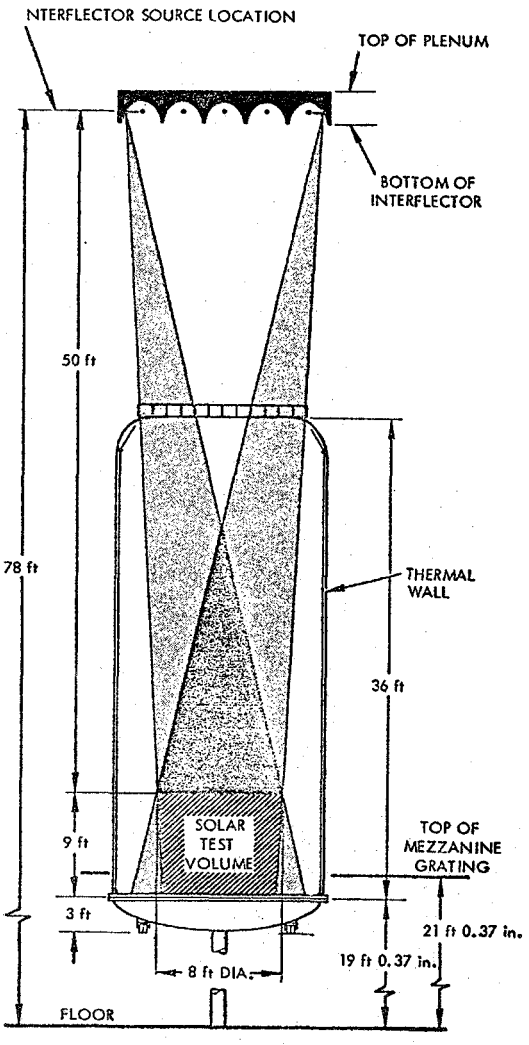


図5.35

S－4Aソーラ・シミュレータ

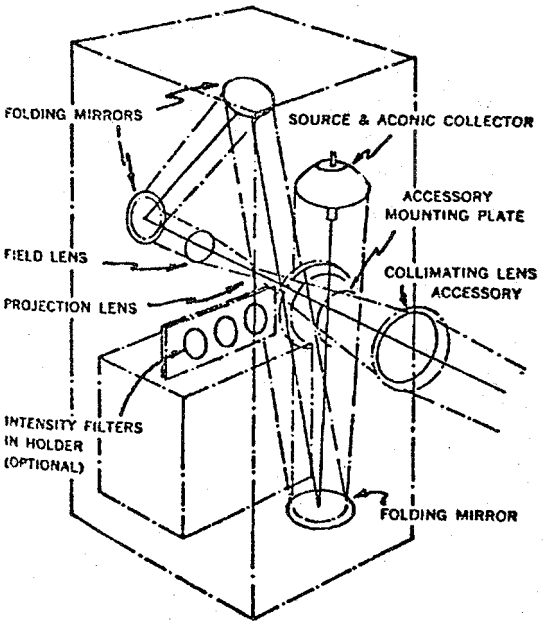


図5.36

X－25ソーラ・シミュレータ

(b) Spectrolab社キセノン・ランプ式カセグレン・モジュール

図5.38は光源にキセノン・ランプを用いた口径48インチのシミュレータ・モジュールで，Boeing社に設置され，37個のモジュールにより直径20フィートを照射している。

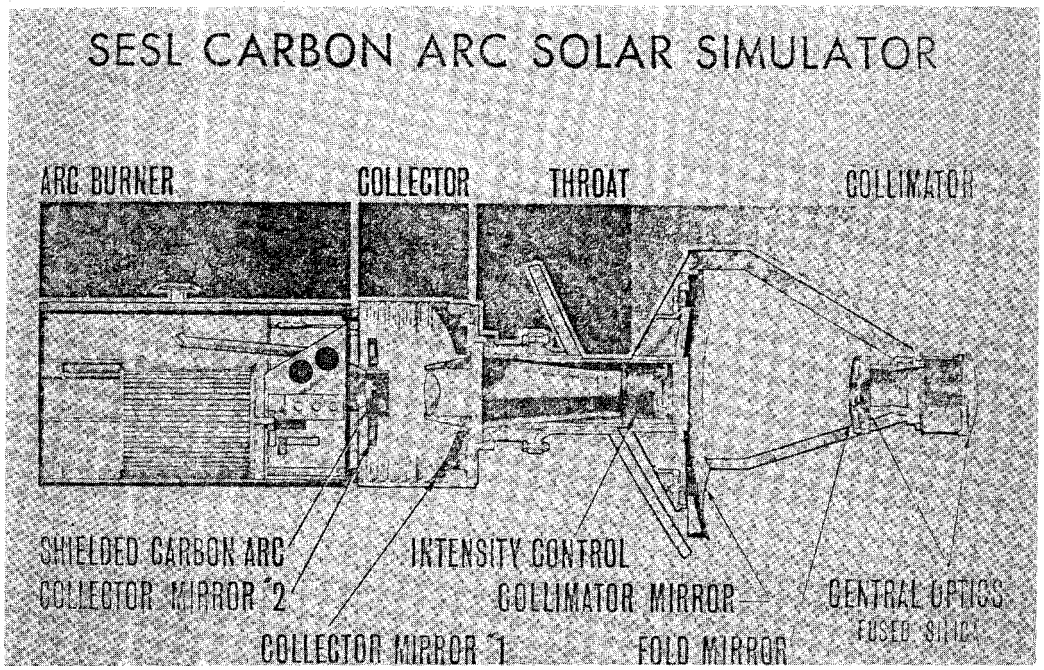
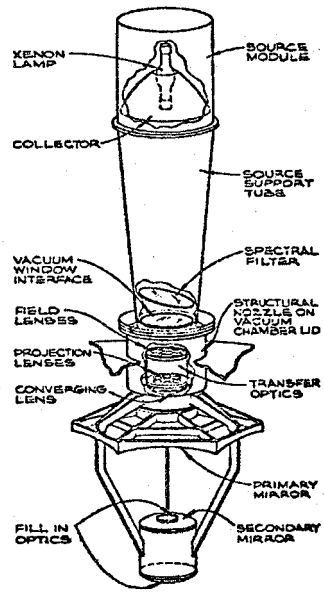


図5.37



VERTICAL MOUNTED
XENON SOLAR MODULE

図5.38

(4) 非同軸式ソーラ・シミュレータの例

(a) 3～5フィート非同軸式ソーラ・シミュレータ

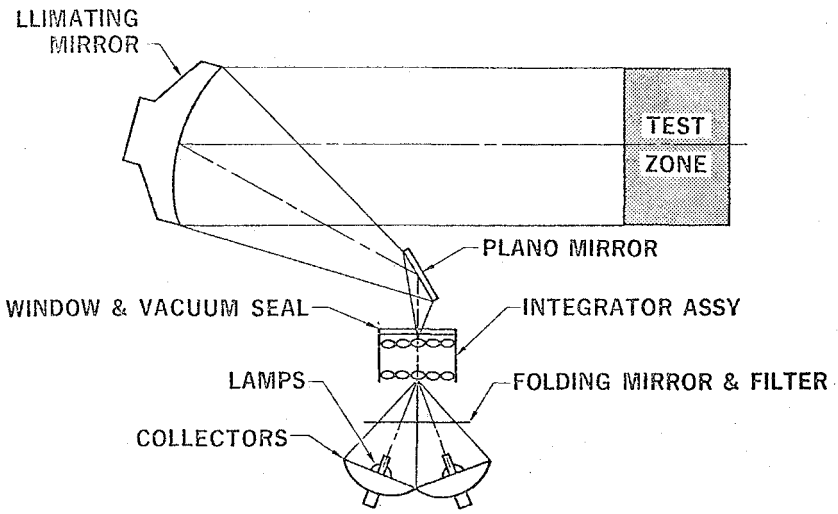
キセノン・ランプを用いたSpectrolab 社製シミュレータはMartine-Mariettta社，Boeing社，NASA／Goddardに納入されている。同クラスのシミュレータでAerospace Controls社により製作され，Mcdonnel-Doughlas社に納入されたソーラ・シミュレータを図5.39，図5.40に示す。

(b) JPL25フィート・ソーラ・シミュレータ

Jet Propulsion Laboratoryでは，1950年代の末に25フィート直径，最大2S.C,均一度±10%の性能のソーラ・シミュレータを試作したが，予定の性能は得られず，失敗した。

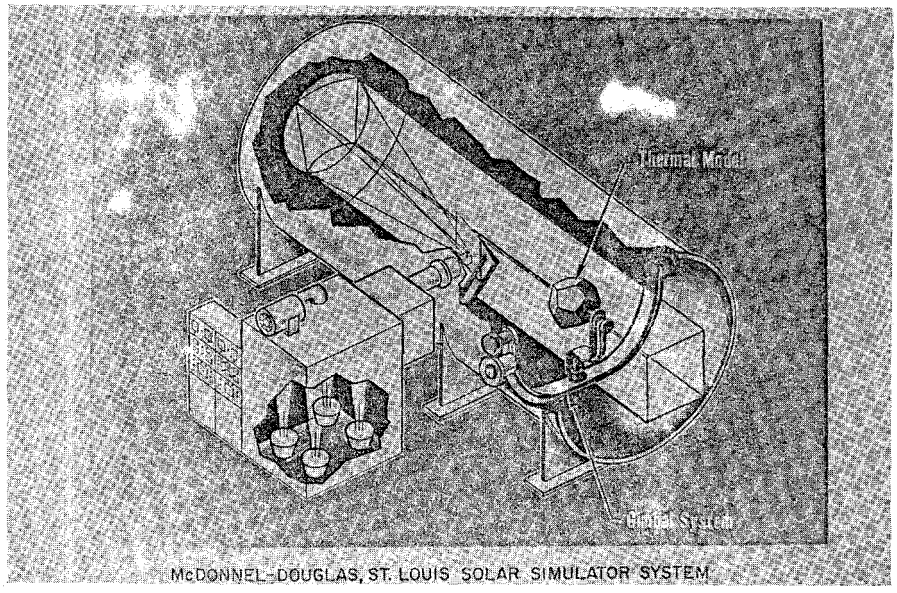
その後，水冷高出力のクセノン・ショート・アークの開発とオプティカル・インテグレータの導入により非同軸式10フィート・ソーラ・シミュレータの開発に成功した。この開発に自信を得て前述の25フィート・ソーラ・シミュレータを大改造し，図5.41，図5.42のような非同軸式25フィート・ソーラ・シミュレータを完成した。これは光源として37個の20kW水冷キセノン・ランプを用いており，その概略の性能は次の通りである。

試験容積	15ft直径×25ft高
放射照度	10～135W／ft²（約110～1500W／m²）
均一度	±4%
サブテンス角	±10
スペクトル	キセノン・ショート・アーク・スペクトルを光学系により補正



McDONNEL-DOUGLAS, ST.LOUIS SOLAR SIMULATOR SCHEMATIC

図 5. 39



McDONNEL-DOUGLAS, ST. LOUIS SOLAR SIMULATOR SYSTEM

図 5. 40

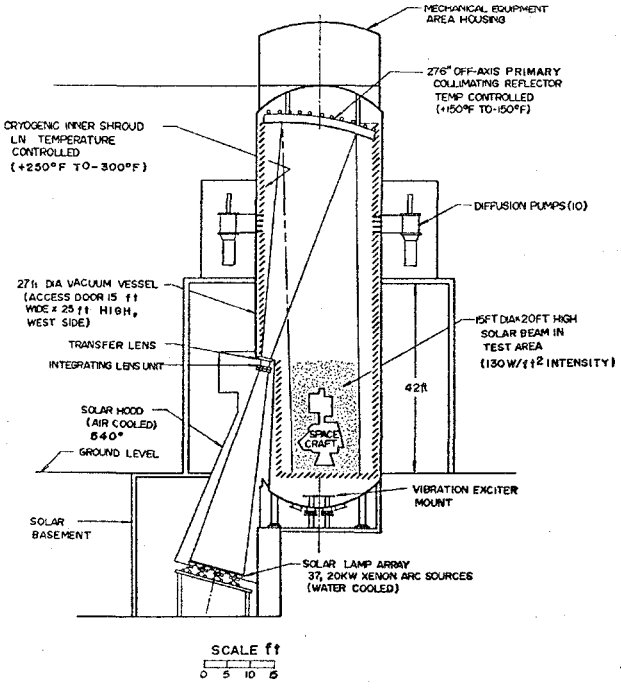


図 5. 41

JPL 25ft スペース・シミュレーター

なお，同様の方式による5m直径のソーラ・シミュレータが筑波宇宙センタにおいて建設されつつある。

(c)　32 ft dia.×42 ft. GE非同軸式複合システム

GEでは図5.43に示すような全く独立な4個の非同軸ユニット・シミュレータを組み合わせた複合システムを開発した。それぞれのユニットは37個の5kWキセノン・ランプにより照射され，4個の相接するコリメータ鏡により大面積に合成される。

同様の方式はTRWにおいても建設された。これは図5.44に示すように20kWキセノン・ランプを用い，10×10ftの照射面積を有している。

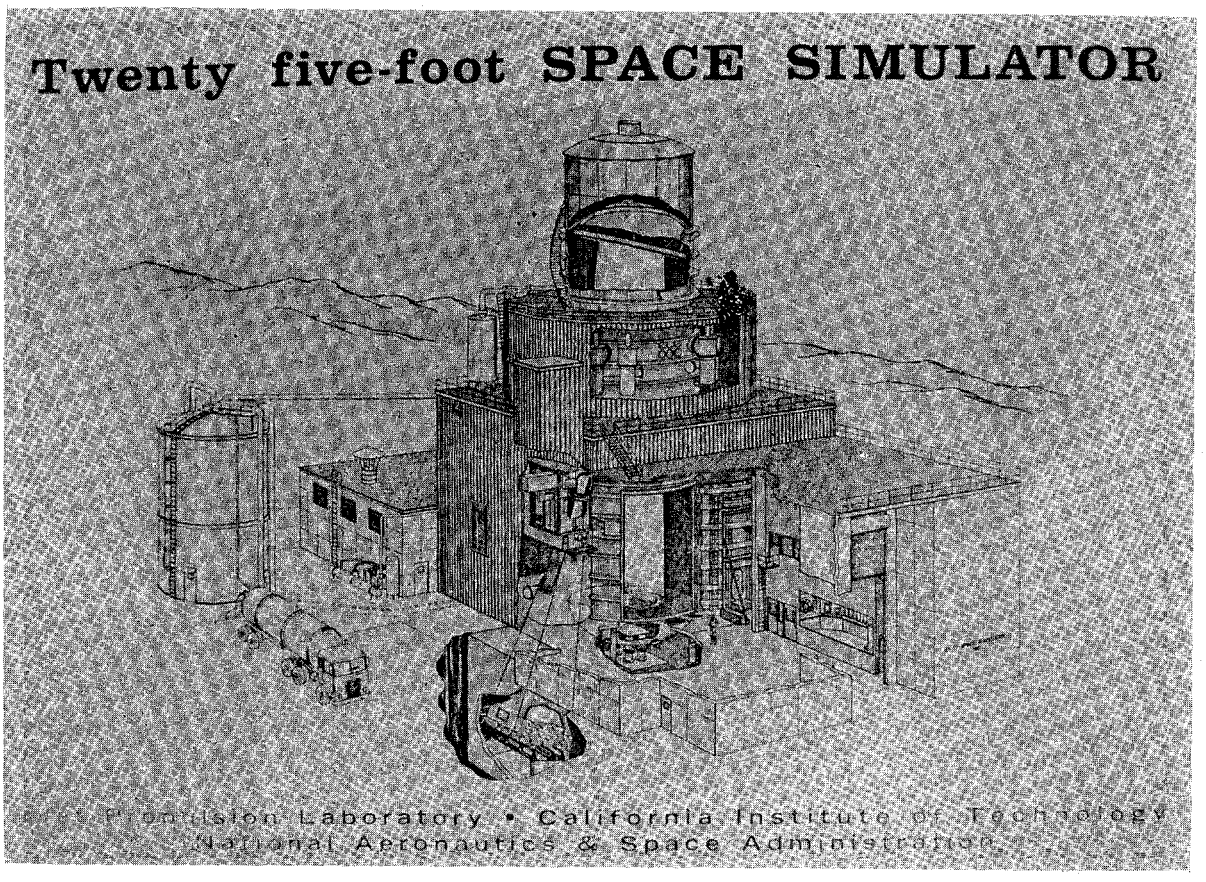


図5.42

(5)　白熱灯式ソーラ・シミュレータの例

今まで紹介されたものは全て宇宙開発用に計画されたものであるが，NASAのLewis Research Centerにおいて白熱電灯を使用した平板形太陽熱コレクタ試験用のソーラ・シミュレータが最近開発された。

このシミュレータは図5.45，図5.46，図5.47に示すように300Wダイクロイック・タングステン・ハロゲン・ランプを143個並べたアレイから構成され，大気質量2（太陽の高さ30°）の太陽放射を模擬する安価な（1,500ドルといわれる）シミュレータであり，平板形コレクタには適しているといえよう。性能の概要を表5.11に示す。放射スペクトルは図5.48のように大気質量2に対しては比較的よい近似を見せており，表5.12のように実際の条件と比較しても目的とする測定数値はかなり近いといえよう。しかし，白熱電灯の性質からいって，大気質量1（高度90°）の条件の模擬は難しく，平行度の要求を満たすには適切ではない。ランプ寿命も現在のところ65時間である。

5.2.10 ソーラ・シミュレータの測定装置

一般に，ソーラ・シミュレータを使用して試験を遂行する上で付属的に必要とされる測定装置を紹介する。

(1) 放射照度計

一般に波長帯域に対して平担な特性を得るためには熱に変換して測定される。これには熱電対，ボロメータや熱吸収板等が利用される。また特定のスペクトル分布に対して較正された太陽電池によってもその分布に対しては有効である。

測定にあたっては容器の壁や他の光源からのエネルギーまた測定の周囲条件に注意する必要がある。また放射照度の非均一性も考慮すべき点である。

較正は国際太陽標準（International Pyrheriometric Scale, WMO）に基づくか，黒体炉で行うが，未だ充分なものとはいい難い。

エブリ日射計[15]，Split Foil 日射計[16]，Hy-Cal直達日射計[17]，Flat Plates[4]などがある。

表5.11 NASA-LEWIS SOLAR SIMULATOR SUMMARY

RADIATION SOURCE
- 143 LAMPS, 300 W EACH
- GE TYPE ELH, TUNGSTEN-HALOGEN, DICHROIC COATING
- 9^0 TOTAL DIVERGENCE ANGLE

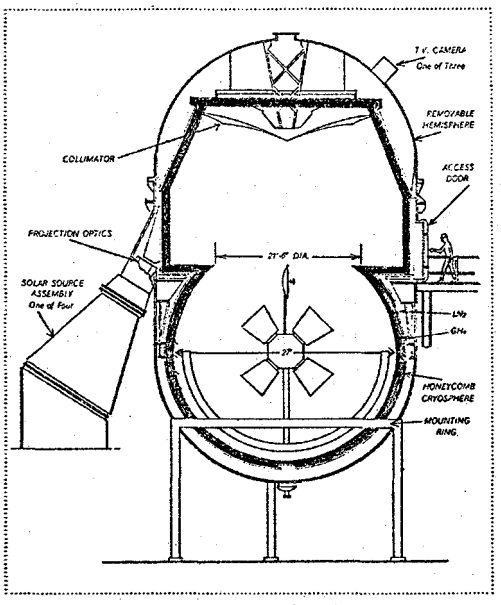
TEST AREA
- 4 BY 4 FT, MAXIMUM

TEST CONDITION LIMITS

FLUX:	150 TO 350 BTU/HR-FT^2
FLOW:	UP TO 1 GAL/MIN (30 LB/HR FT^2)
INLET TEMP:	75 TO 210^0 F
WIND:	0 OR 5 MPH AT 75^0 F

表5.12 COMPARISON OF SOLAR SIMULATOR AND AIR-MASS 2 PERFORMANCE

		AIR-MASS-2 SUNLIGHT	SIMULATOR
ENERGY OUTPUT (PERCENT)	ULTRAVIOLET	2.7	0.3
	VISIBLE	44.4	48.4
	INFRARED	52.9	51.3
ENERGY USES	ABSORPTIVITY (SELECTIVE SURFACE)	0.90	0.90
	GLASS TRANSMISSION	.85	.86
	AL MIRROR REFLECTIVITY	.86	.88
	SOLAR CELL EFFICIENCY, %	12.6	13.4



GENERAL ELECTRIC 17' 4 SECTOR OFF AXIS SIMULATOR

図5.43

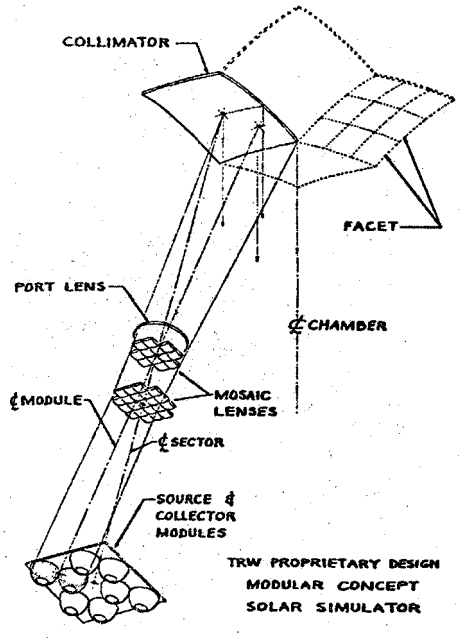


図5.44

(2) 均一度測定

一般に太陽電池をセンサとして用いる場合が多い。この場合，太陽電池アレイを用いるもの，単一の太陽電池で各所測定する方法，太陽電池をスィープする方法が考えられる。

(3) サブテンス角の測定

試験体の位置からソーラ・シミュレータに向かって測定され，試験体の位置によって光源の大きさと位置は変わる。測定方法は，(i)カメラによる方法，(ii)影による方法，(iii)設計値より求める方法が考えられる。

(4) 分光分布測定

ソーラ・シミュレータの放射の分光分布を測定するためには分光器による方法（標準電球と対比する）と，フィルタ熱電放射計（Thermoelectric Filter Radiometer）[15]による方法が開発されている。

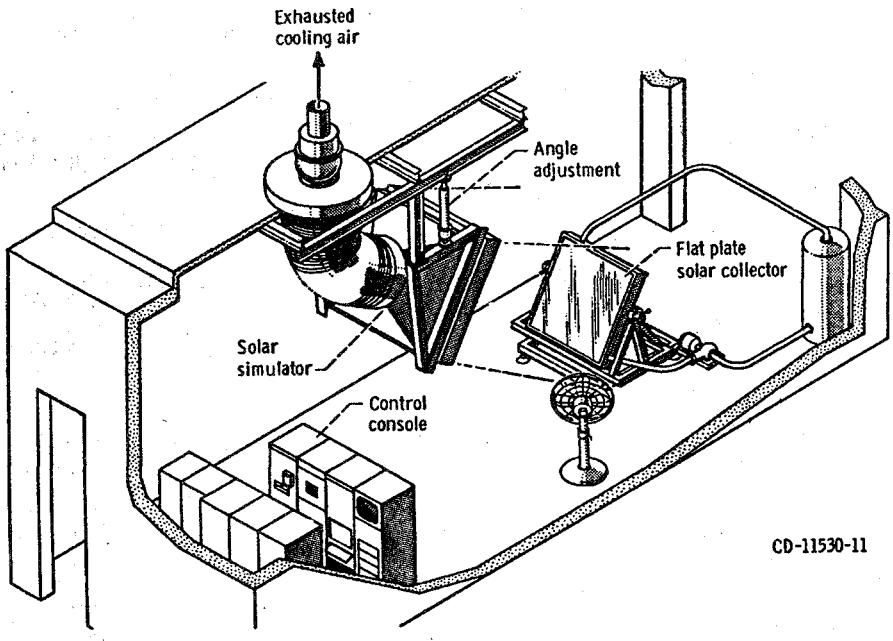


図5.45 Indoor test facility.

5.2.11 太陽エネルギー利用技術におけるソーラ・シミュレーション

前項迄に一般的なソーラ・シミュレーション技術について説明してきたが，これらの技術は主として宇宙航空技術に対する適用を主な目的として開発されたものが多い。したがって，地上における太陽エネルギー利用技術を対象とした場合，別個に考慮すべき問題点もかなり多いと考えられる。

ここでは太陽エネルギー利用技術のうち，主として太陽熱発電分野に適用することを検討し，併せ

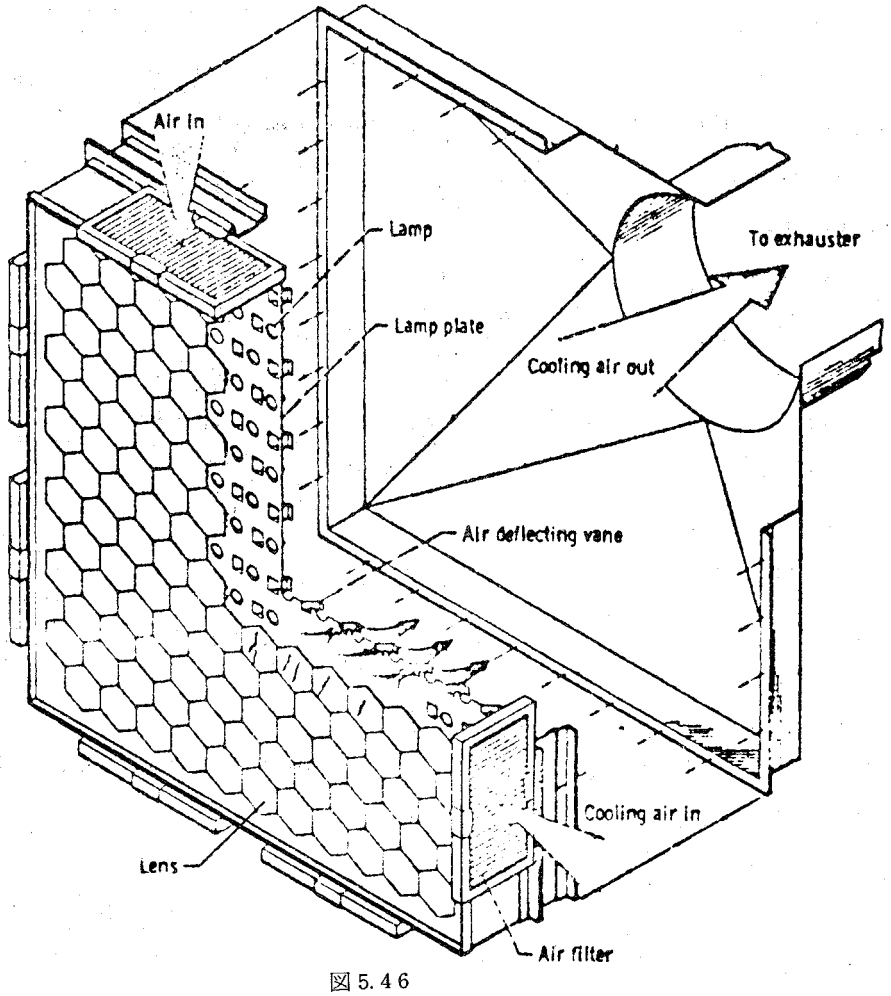


図5.46

て太陽光発電および太陽熱冷暖房の分野のソーラ・シミュレーションについても簡単にふれる。

(1) 地上におけるソーラ・シミュレーションの特殊性

宇宙技術におけるソーラ・シミュレーションと地上におけるソーラ・シミュレーションを対比すると一般的な相違点を整理すれば主として次のようなものであろう。具体的な数値については 5. 2.3 を参照されたい。

(i) 放射照度

全波長帯域にわたる積分放射照度は大気圏外に比較して減衰する。また大気による天空放射（散乱光）と直達日射を区別する必要が生じる場合もある。また，これらは太陽高度が変化するにつれて変化する。雲などの気象条件の影響が大きい。

(ii) スペクトル

地球大気の吸収・散乱により直達日射のスペクトル分布は異なる。また場合によっては散乱光のスペクトル分布も問題になる。太陽放射の透過径路（大気質量）や大気条件の変化によっても大巾に変化する。

(iii) 宇宙空間は黒体空間と見なせるが，地上では上述のように散乱光の影響があり，黒体空間とは見なせない。

(iv) 被試験対象の置かれている環境条件が全く異なる。

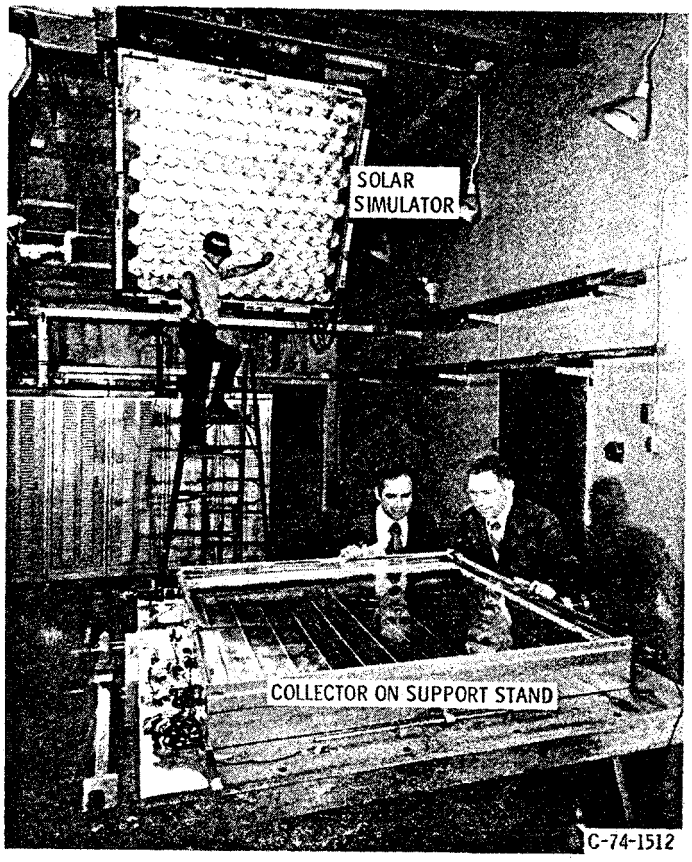


図 5. 4 7 Indoor facility used to experimentally determine solar collector performance.

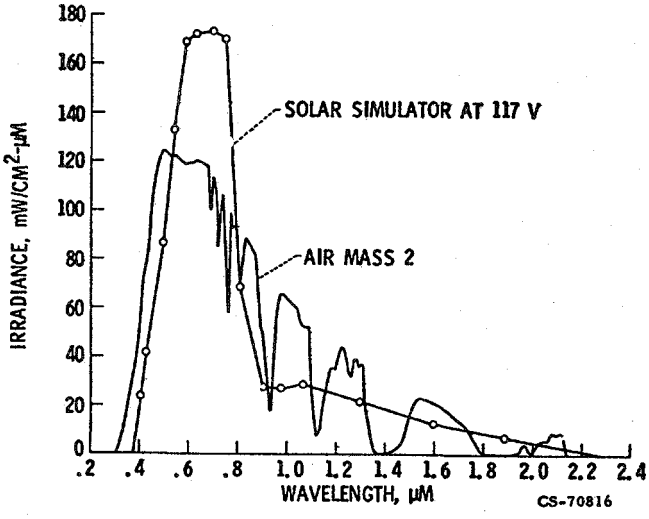


図 5. 4 8 Variation of spectral irradiance with wavelength.

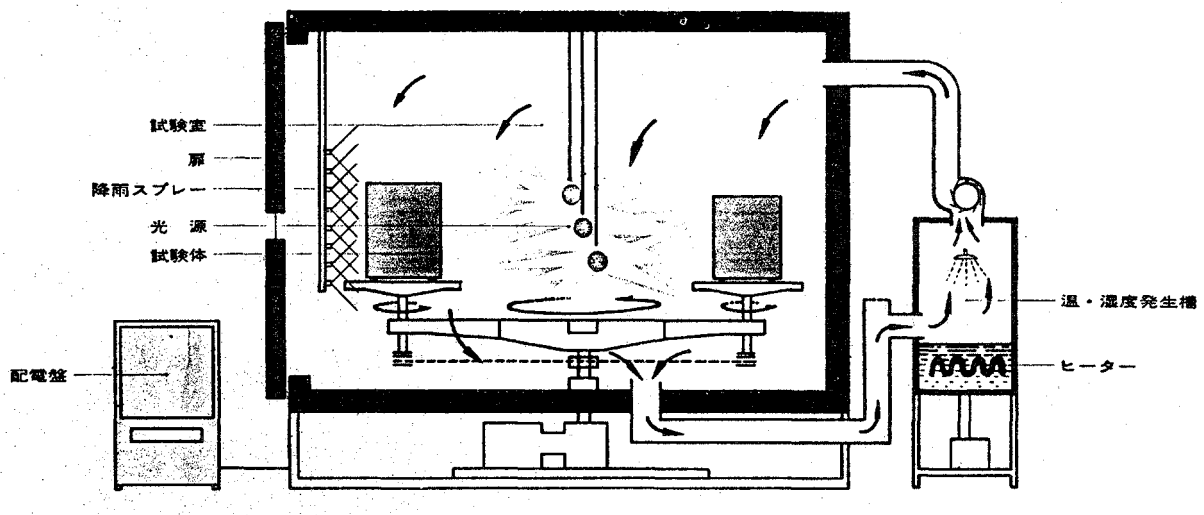


図5.49

(V) 地表では多数の変動パラメータが存在するので標準が確立されていない。

(2) 地上用ソーラ・シミュレータの開発の必要性

前述のように地上におけるソーラ・シミュレーションには宇宙用とは異なった考慮すべき点も多く，新たに地上用ソーラ・シミュレータを開発する必要が生じる。

しかしながら地上用ソーラ・シミュレータといっても使用される技術分野によって考慮すべき特殊性は異なっており，それぞれの分野に適したソーラ・シミュレータを開発することが必要であろう。また，同一の試験対象においても試験目的に応じて要求されるパラメータが異なり，全目的に合致する理想的なソーラ・シミュレータを開発することは多額の投資を必要とすることから見ても，その目的に応じたシミュレータを開発した方が経済的であり，また研究能率の向上も期待される。

(3) 地上用ソーラ・シミュレータの目的による分類

太陽エネルギー利用技術に必要と予測されるソーラ・シミュレータの形式について，使用目的に応じて次のような一般的分類を試みた。

〔タイプⅠ〕　小形平行光束照射用（通常放射照度）

〔タイプⅡ〕　高放射照度用（ハイ・ソーラ用）

〔タイプⅢ〕　材料環境試験用（中程度放射照度）

〔タイプⅣ〕　大面積照射用

このような各タイプのソーラ・シミュレータに対する要求を，太陽エネルギー利用技術の各分野（太陽熱発電，太陽光発電，太陽熱冷暖房）について，次項以降で検討した。

5.2.12　太陽熱発電システムの開発におけるソーラ・シミュレータ

(1) ソーラ・シミュレータにより可能な各種試験

太陽熱発電システムを開発していく上で，ソーラ・シミュレータにより可能な試験は現時点では以下のようなものが想定されるであろう。ここでは太陽熱コレクタの構成材料に対する部分試験と，組み上げた状態で行う全体試験に分けて掲げた。

(a) 部分試験

(i) 反射鏡の反射率や吸収損失などの検証

(ii) 選択吸収面や選択透過膜の反射特性および吸収特性あるいは透過特性の検証

(iii) 吸収面のエネルギー変換効率の検証

(iv) 吸収面や透過膜の光学的特性の温度依存性

(v) 吸収面や透過膜の光学的特性の劣化や寿命の検証（通常試験あるいは加速試験）

(vi) 試料室の雰囲気を制御することにより，反射鏡などの光化学的劣化や寿命についての検証（通常試験あるいは加速試験）

(b) 全体試験

(i) 反射鏡の曲率精度や平面精度の評価

(ii) 曲面反射鏡の有効集光比の検証

(iii) コレクタの定常および過渡エネルギー変換効率

(iv) コレクタの追尾性能の検証

(v) コレクタの温度上昇その他による機械的変形の影響の検証（効率や強度）

(2) 要求されるソーラ・シミュレータの性能

太陽熱発電システムを開発していく上で，どのようなタイプのソーラ・シミュレータが必要で，それに対して要求される性能はどのようなものであろうか。現時点において想定される諸点を以下に列挙してみる。

なお，この問題に関しては太陽熱発電専門委員会に設けられたソーラ・シミュレータ・ワーキング・グループが中心となって，関連技術者の意見（太陽光発電および太陽熱冷暖房関係も含む）を収集し（太陽熱発電委資料No.ＳＴ－３９参照），その結果を参考にまとめたものである。

(a) タイプＩ

(i) 試験目的　太陽熱発電の集光に使用される反射鏡材料の試験に主として使用する。すなわち反射体の反射率吸収率などの光学的特性のほか，曲面鏡の部分的な結像状態を検討することが可能である。しかしながら，これらはいずれも他の手段を開発することは容易であると考えられる。

(ii) 必要照射面積　最大５００mmφもあれば充分でこれ以下でも可能である。

(iii) 必要照射度　太陽熱発電システムのコレクタの形態により異なる。曲面鏡あるいは平面鏡単独使用の場合には，１～２ S.C，平面鏡および曲面鏡併用方式による集光システムの場合には曲面鏡材料試験のために，３０ＳＣ程度を必要とする（むしろハイ・ソーラタイプ〔Ⅱ〕に該当）。これらの放射照度の設定は０～１００％まで自由に行えることが望ましい。

(iv) 均一性　±５％以下

(v) 平行度　±１～２°　用途によっては入射角が自由に変化できるものが望ましい。

(vi) スペクトル　地上又は宇宙における太陽光にほぼ近いことが理想的ではあるが，ＣＩＥの勧告（5.2.3(2)，(3)参照）のような近似が現実的であろう。

(b) タイプⅡ

(i) 試験目的　太陽熱発電システムでコレクタ部において集光する場合が多い。太陽放射が集光器により集光されると太陽放射照度は通常に比較して非常に高くなる。そこで太陽熱吸収体材料の試験は高放射照度のソーラ・シミュレータが必要となろう。ここでは吸収体材料の光→熱へのエネルギー変換効率をはじめとし，吸収体の選択特性，劣化の有無，また選択透過膜の特性や信頼性の試験に使用することが可能であろう。

(ii) 必要照射面積　５０～１００mmφ

(iii) 必要放射照度　数１０～５００ＳＣ　太陽熱発電システムのタイプにより要求は異なる。タワー方式では一般に集光比が大きく必要密度は高い。

(iv) 均一性　５～２０％　ハイ・ソーラ・タイプではソーラ・シミュレータ技術上，均一度を改善することは比較的難しいといわれている。

(v) 平行度　±１～１０°　透過膜の反射率に対しては一般に入射角が問題になると考えられるので，吸収体試験に較べて平行度の要求は厳しくなろう。

(vi) スペクトル　〔タイプＩ〕に同じ。但し，選択性のある材料では境界波長の両側についてそれぞれ積分したものが実際と同等であるのが望ましい。被試験対象は不特定であることを考慮すると，スペクトルは無視できないと思われる。

(c) タイプⅢ

(i) 試験目的　本タイプは反射鏡材料をはじめとする各種材料の劣化加速試験用であって中程度の放射照度を有するソーラ・シミュレータと考えることができる。劣化試験としては光のみの単独照射のほか，試験体の雰囲気を制御することにより重畳試験することも考えられる。吸収体の信頼性試験については〔タイプⅡ〕が適当と考えられる。

(ii) 必要照射面積　３００～６００mmφ程度

(iii) 必要放射照度　１０～３０ＳＣ

(iv) 均　一　性　２０％以下

(v) 平　行　度　±５～１０°

(vi) スペクトル　光化学的に活性な紫外～0.8μ程度までの近似が重要である。

〔タイプⅢ〕は，経済的とはいえないが放射密度が制御可能な〔タイプⅡ〕で代用することも可能であろう。また，付属光学系の追加により経済性を向上できる可能性も否定できない。

(d) タイプⅣ

(i) 試験目的　主として，太陽熱コレクタ・ユニットの全体試験，あるいはタワー方式の熱吸収器の試験に用い，エネルギー変換効率を求めることが可能である。更に熱応力の影響や，機械的変形の影響についても検討することが可能であろう。詳細については太陽熱発電システムの各タイプでその要求はまちまちである。

(ii) 必要照射面積　曲面集光形では２×３m程度，タワー方式では平面鏡ユニットの試験に対して２×５m程度，同じく熱吸収器の試験に対しハイ・ソーラ形として８００φ程度，併用形では３×５m程度である。

(iii) 必要放射照度　１～２ＳＣで自由に可変できること。特に過渡特性把握のためには密度の時間変化に対し任意の函数値を与えることができるのが望ましい。またタワー方式の熱吸収器の試験には１０～２００ＳＣ，併用形の曲面鏡以降の試験には３０ＳＣ程度が必要と考えられる。

(iv) 均一性　概ね±５～１０％

(v) 平行度　±１６′　ただし，タワー方式の熱吸収器および併用方式においては３０～５０°光束収束角が必要であろう。

(vi) スペクトル　ほぼ地上における太陽光

(3) 各タイプの優先度

各タイプのソーラ・シミュレータの一時に開発することは技術的にみても経済的に見ても得策ではない。そこで太陽熱発電技術の開発の進展合わせて，各段階において必要なソーラ・シミュレータを用意することが適当である。現時点

では各タイプの優先度は次のようになると想定される。

〔タイプⅡ〕

〔タイプⅢ〕

〔タイプⅣ〕

〔タイプⅠ〕

(4) 今後の問題点

太陽熱発電技術におけるソーラ・シミュレーションにおいて今後継続的に検討されねばならない問題点は次のようなものであろう。

(a) 試験法の吟味

(i) 試験法のフィロソフィの明確化

(ii) ソーラ・シミュレータに要求される条件の明確化

(iii) 適合するソーラ・シミュレータの開発

(iv) 試験目的に沿った測定技術の開発（特に吸収材料のエネルギー変換効率の評価法，高放射照度測定法，同スペクトル検定法等）

(b) 試験法標準化

(i) 試験目的に合致した地上における放射照度

(ii) 試験目的に合致した地上におけるスペクトル

(iii) 試験手順

(iv) 試験条件

(v) 判定規準

(vi) 測定器較正のための標準の開発

5.2.13 その他の太陽エネルギー利用技術におけるソーラ・シミュレータ

(1) 太陽光発電

太陽光発電は太陽熱発電と比較すると，量子的変換であるためにそのスペクトル感度が一様でなく狭いために，ソーラ・シミュレーションにおいてはスペクトル分布の模擬が非常に重要となってくる。直達日射ばかりでなく天空放射の模擬も必要となってくる。また小さな太陽電池素子の集合であるために，比較的小形のソーラ・シミュレータによってもその評価は易い特色を有している。更に集光系のような光学系を用いなければ，平行度に対する要求も緩和できる。これらの諸点に特色をもった専用のソーラ・シミュレータが必要となろう。

現在各タイプとも詳細な点については太陽光発電専門委員会において検討されているので，その報告を待つべきであるが，現在，明らかにされている一例を以下に示す。

(i) 試験目的　太陽電池の特性試験，反射防止膜の試験

(ii) タイプ〔Ⅰ〕

(iii) 必要照射面積　700 mmφ

(iv) 必要放射照度　0.7 SC（±0.3 SC可変）

(v) 均一性　±3％

(vi) 平行度　±1.5°

(vii) スペクトル　大気質量1の太陽光

(2) 太陽熱冷暖房

太陽熱冷暖房技術におけるソーラ・シミュレーションの特色は，集光鏡が存在しないか，あるいは存在しても集光比が小さく，したがって平行度に対する要求は小さく，また，スペクトルに対する要求も緩和される。直達日射ばかりでなく，天空放射を考える必要がある等の諸点であろう。

この分野におけるソーラ・シミュレーションに対するひとつの解答として，5. 2.9 (5)に述べられた白熱球を使用したソーラ・シミュレータがあげられよう。必要な照射面積は，太陽熱吸収パネルの大きさにもよるが，1×2 m程度の大きさとなろう。

5.3 環境試験装置

5.3.1 まえがき

太陽熱発電システムではその重要な光学系の部分が屋外大気に曝され，あらゆる気象条件等の影響を受ける。その結果，その部分に何らかの劣化が生じれば直ちに太陽熱発電システムの運動効率は低下すると考えられる。特に反射鏡面や吸収カプセルの劣化，汚損，機械的変形等は従来の構造材料を始めその他の分野における環境特性に較べれば，はるかに厳しい性格を有しているといえよう。

一方，太陽熱発電システムの集熱部分の運転コストは設備の製造コスト・運転管理・保守方法と保守サイクル・寿命等を総合して決まってくる。従って当初の製造コストが安価であっても保守が繁雑であり，寿命が短かければ総合コストの点では安価とはなり得ない。

上記2点から，太陽熱発電システムを開発していく上で環境特性を把握していくことは非常に重要であるといえる。ここではそのために必要な環境試験装置について一般的な検討を行う。更に詳細な検討は今後継続して行かねばならないであろう。

5.3.2 他の分野における環境試験

現在のところ太陽熱発電システムの環境条件や試験方法に対する考え方の基礎が固まっているとはいい難い。そこで先ず，他の分野における環境試験法について調査を進めて参考にし，併せて技術的な検討の上，議論を煮つめていくのが妥当であろう。

環境試験関係の規格としては，ＭＩＬおよびＩＥＣ，それに基づくＪＩＳがある。電力関係ではＪＥＣの中に盛られている。軍用規格（ＭＩＬ等）の場合は，常に特殊な環境を想定し，厳格な信頼度を要求すればよく，その際の経済性は第2の問題と考えられるので規格の制定は却って容易であるといえる。しかし，一般の場合にはまず経済性を考える必要があるので規格の作成が難しくなる場合が多く，無駄のない設計をするためにはその機器がどのような場所で使用されるのか充分検討する必要がある。

この様な一般的な環境条件についてはＩＥＣの中の環境試験法技術委員会（ＴＣ－５０）において検討されている。

ここでは例として，電子機器，部品をとり各規格の体系を表5.13～15に示す。また，ＪＩＳによる環境分類を表5.16～18に示す。

表5.13　ＪＩＳ規格の試験方法

番号	題目	番号	題目
Ｃ０９１１	小形電気機器の振動試験方法	Ｃ５０２５	電子機器用部品の振動試験方法
Ｃ０９１２	小形電気機器の衝撃試験方法	Ｃ５０２７	電子機器用部品の低温貯蔵試験方法
Ｃ５００１	電子機器用部品に関する通則	Ｃ５０２８	電子機器用部品の塩水噴霧試験方法
Ｃ５００２	電子機器用部品の環境分類	Ｃ５０２９	電子機器用部品の減圧試験方法
Ｃ５０２０	電子機器用部品の耐候性および機械的強度試験方法通則	Ｃ５０３０	電子機器用部品の温度サイクル試験方法
Ｃ５０２１	電子機器用部品の耐寒性試験方法	Ｃ５０３１	電子機器用部品の気密性試験方法
Ｃ５０２２	電子機器用部品の耐熱性試験方法	Ｃ５０３２	電子機器用部品の浸せきサイクル試験方法
Ｃ５０２３	電子機器用部品の耐湿性（定常状態）試験方法	Ｃ５０３５	電子機器用部品の端子強度試験方法
Ｃ５０２４	電子機器用部品の耐湿性（温湿度サイクル）試験方法	Ｃ５０３６	電子機器用部品の長時間電気的動作試験方法
		Ｃ５０３７	電子機器用部品の機械的繰返し動作試験方法

表5.14　MIL-STD-202D電子・電気部品の試験法

試験法番号	題　　目
	環境試験（100番台）
101C	塩水噴霧（侵食）
102A	温度サイクル
103B	湿度（定常状態）
104A	浸せき
105C	減圧
106C	耐湿
107C	熱衝撃
108A	寿命（高温）
109A	爆発
110	砂塵
111	耐炎性（外部炎による）
112A	封じ
	物理特性試験（200番台）
201A	振動
202C	衝撃（4ポンドをこえない重さの供試品）（試験法213に差し替えられた）
203A	ランダム落下
204B	振動・高周波
205D	中程度の衝撃（試験法213に差し替えられた）
206	寿命（回転）
207A	高度の衝撃
208B	はんだ付け性
209	放射線写真による検査
210	はんだ耐熱性
211A	端子強度
212	加速度
213A	衝撃（規定のパルスによる）
214	ランダム振動
215	耐溶剤性
	電気特性試験（300番台）
301	耐電圧
302	絶縁抵抗
303	直流抵抗
304	抵抗温度特性
305	静電容量
306	特性係数（Q）
307	接触抵抗
308	固定抵抗器の電流雑音試験
309	抵抗器の電圧係数の決定法
310	接点チャーター監視
311	低レベルにおける開閉寿命

表5.15　IEC標準（Pub 68環境試験方法）

文書番号	題　　目
68—1	一般事項
68—2	試験
68—2— 1	試験A　耐寒性
68—2— 2	試験B　耐熱性
68—2— 3	試験Ca　耐湿性（定常状態）
68—2— 4	試験D　耐温性（温湿度サイクル）
68—2— 6	試験Fe　振動（正弦波）
68—2— 7	試験Ga　加速度（定常状態）
68—2— 8	試験H　貯蔵性
68—2—10	試験J　モールド延伸
68—2—11	試験Ka　塩水噴霧
68—2—13	試験M　減圧
68—2—14	試験N　温度サイクル
68—2—17	試験Q　気密性
68—2—20	試験T　はんだ付け性
68—2—21	試験U　端子強度
68—2—27	試験Ea　衝撃
68—2—28	耐湿性試験の手引き
68—2—29	試験Eb　振動
68—2—30	試験Db　温湿度サイクル
68—2—31	試験Ec　転倒
68—2—32	試験Ed　自由落下
68—2—33	温度サイクル試験の手引き

表5.16　電子機器の環境分類

第1番目記号

記号	温度環境℃
6Q	−65〜125
5Q	−55〜125
48	−40〜 85
28	−25〜 85
27	−25〜 70
15	−10〜 55
14	−10〜 40
0.5	0〜 55
0.4	0〜 40
Y3	5〜 35

第2番目記号

記号	湿　度　環　境
A	相対湿度最高値100%，年間平均80%以上，温度および湿度変化あり
B	相対湿度最高値100%，年間平均80%未満，温度および湿度変化あり
C	相対湿度最高値90%，年間平均75%未満，温度および湿度変化あり
D	相対湿度最高値50%，年間平均50%未満

第3番目記号

記号	振　動　環　境
A	主として航空機に搭載されて使用する場合
B	主として振動のはげしい陸上，水上または水中用輸送機に使用される場合
C	主として陸上または水上用輸送機に使用される場合
D	振動の少ない状態で使用される場合

第4番目記号

記号	衝　撃　環　境
A	主として航空機に搭載されて使用する場合
B	主として衝撃のはげしい陸上，水上または水中用輸送機に使用される場合
C	主として陸上または水上用輸送機に使用される場合
D	衝撃の少ない状態で使用される場合

〔例〕　6Q　B　A　A

- A：衝　撃（第4番目記号）
- A：振　動（第3番目記号）
- B：湿　度（第2番目記号）
- 6Q：温度範囲（第1番目記号）

表5.17　電子機器用部品の環境分類

第1番目記号

記号	温度環境
A	−55～155℃
B	−55～125℃
C	−55～100℃
D	−55～ 85℃
E	−40～125℃
F	−40～100℃
G	−40～ 85℃
H	−25～100℃
J	−25～ 85℃
K	−25～ 70℃
L	−10～ 85℃
M	−10～ 70℃
N	−10～ 40℃

第2番目記号

記号	振動環境
A	主として航空機に搭載されて使用される場合
B	主として振動の激しい陸上，水上および水中用移動機器に搭載されて使用される場合
C	主として陸上または水上用移動機器において使用される場合
D	振動の少ない場所で使用される場合

第3番目記号

記号	温度環境
A	相対湿度最高値100%，年間平均80%以上温度および湿度変化あり
B	相対湿度最高値100%，年間平均80%未満，部品に定められた最高使用温度において相対湿度80%未満，温度および湿度変化あり
C	相対湿度最高値95%，年間平均75%未満部品に定められた最高使用温度において相対湿度75%未満，温度および湿度変化あり
D	相対湿度最高値50%，年間平均50%未満

〔例〕 A B A

- 湿度（第3番目記号）
- 振動（第2番目記号）
- 温度（第1番目記号）

表5.18　標準状態の級別

級別	標準温度	許容差	温度範囲
標準温度状態　1級	20℃	±1deg	19～21℃
標準温度状態　2級		±2deg	18～22℃
標準温度状態　3級		±5deg	15～25℃
標準温度状態　4級		±15deg	5～35℃

備考　標準温度状態4級（20℃±15deg）を常温という

類別	組み合わせ
標準温湿度状態　1類	標準温度状態1級と標準湿度状1級
標準温湿度状態　2類	標準温度状態2級と標準湿度状1級
標準温湿度状態　3類	標準温度状態2級と標準湿度状2級

備考　標準温度状態4級と標準湿度状態3級とを組み合わせたものを常温常湿という。

級別	標準湿度	許容差	湿度範囲
標準湿度状態　1級	65%	±2%	63～67%
標準湿度状態　2級		±5%	60～70%
標準湿度状態　3級		±20%	45～85%

備考　標準湿度状態3級（65±20%）を常湿という。

5.3.3　環境条件と試験法の相関

材料又は機器が使用される環境条件は非常に複雑でこれを完全にシミュレート出来る試験法を確立することは不可能であって，一般にはいくつかの試験を連続して行うか，可能な限りでの組合せ試験を行うのが普通である。又材料と機器では環境試験法に対する考え方も異なることに注意しなければならない。材料と機器とについて試験方法の考え方の相違点をあげると次のようになる。

材料の場合

(a) 材料はサンプルサイズを小さくとることが出来るから同時にいくつかのロットについての試験が出来る。

(b) 材料は異なる製造者間のロットの差，及び同一の製造者による時間的なロットの差を検出できるような標準的な試験法が必要である。

(c) ある種の材料では材料の特性に従った加速試験が可能である。

(d) 形式承認試験の為には完全な試験プログラムを作る必要があり，試験にパスすることによって高い信頼水準で常に品質の保証が出来るようになっていなければならない。

これに対し機器の場合は，

(a) 材料のように小さなサンプルサイズが得られない。場合によっては1個だけが全部の試験をうけねばならないこともある。

(b) 機器は，非常に限られた環境条件に適合するように作られる場合も多い。

(c) 製造者が異なった場合その間の比較を共通的に行う必要性がないこともある。

(d) 機器に対してはその構成が複雑であるため加速試験を適用することは比較的難しい。

(e) 機器の場合は欠点を改良したり，早期に多くの情報を得ることを目的として環境試験を行うことがある。

以上のように材料と機器とでは環境試験に対する考え方や手順が異なることに注意する必要がある。

次に環境試験が実際の自然の条件を完全にシミュレートするものであるか否かについては仲々難しく，一般とは完全な相関は得られないため，材料や機器の劣化を促進させる一種の加速試験という考え方の方が妥当と思われる。しかも多くの場合個々の試験の順序によっても結果が異なり再現性に疑問をもつような結果にもなることがあるので，環境試験を行った場合その順序を明らかにしておかねばならないし，又常に記録をとることを忘れてはならない。次に材料に対するＩＥＣの推奨する試験順序を紹介する。

環境試験を実施する際の基本的な考え方として，

(a) 最小時間と最低コストで材料の性能に関する最も多くの情報を得るために行う。

(b) 環境試験シリーズ中の各試験は常にある劣化を起させるものであるが，一般にはこれは非常に僅かでその効果は累積的である。しかし，ある程度までは劣化は環境のタイプに依存するものであるから，総合結果は加える環境の順序が異なれば異なった結果となる。

以上の考え方を基礎にして，試験順序を考える。

一般的に機械的強度試験を耐候性試験に先立って行うことが望ましい。その理由は機械的強度試験を先行することによって，シール部分の不良，塗装部分のヒビ割れ，等を促進させ，次の耐候性試験結果を顕著なものにし易いからである。高温試験は普通耐候試験の初期に行う。これは短時間の加熱特性を長時間の劣化の前に得るためである。熱衝撃試験もこの段階で行う。

低温試験も初期において行うが，極端な温度試験の結果生じた不良をチェックするためには，湿度サイクルのはじめのサイクルの次に行うことが望ましい。

この順序の次に湿度サイクルの普通の順序が続けば耐湿特性が得られるがこれは1つのガイドに過ぎない。

正確な耐湿特性を得るには長期の耐湿試験が必要であり，その為にはこれに供するサンプルは別のバッチについて行うことが望ましい。

5.3.4 太陽熱発電システムと環境条件

太陽熱発電システムが曝される環境条件としては次のようなものが考えられる。

(1) 太陽放射

放射エネルギーとしては，光化学的に活性な紫外部，近紫外部および0.8 μm までの可視光である。また太陽放射の結果生じる温度上昇も対象となろう。前者は特に反射鏡面や選択透過膜に対して重要な要素であろう。

(2) 熱的環境

太陽熱発電では太陽放射エネルギーを，熱エネルギーへ変換するシステムといえる。その入力条件は定常的でなく時々刻々変動するため吸収体や熱ループのヒート・サイクルや熱衝撃が問題となろう。特に選択吸収面などの吸収体に対しては熱衝撃は非常に苛酷な条件となろう。

また光学系では温度上昇による熱変形（一時的および永久的）が重要である。

(3) 湿　度

大気湿度・雨・露の存在は金属の酸化を促進する。また他の環境条件との重量でその効果は相乗的に現われる。湿気と乾燥あるいは凍結のサイクルも重要であろう。

(4) 汚　損

塩害や塵埃の表面付着，反射鏡や吸収カプセルに影響が大である。

(5) 風

特に反射鏡やタワー方式のタワーの機械的変形に対して影響が大である。

(6) 各種重量的条件

特に反射鏡の鏡面の劣化に関しては無視できない要素である。

5.3.5 環境試験装置

(1) 材料試験用

5.3.3に述べられたような考え方に従い，各種材料の試験の目的に適合した小形の環境容器ともいうべき装置を開発するとともに標準的な試験法について検討する必要がある。鏡面に関しては化学的な条件が，吸収体に対しては熱的な条件の模擬が主体となろう。

(2) 機器の環境試験装置

ここで考えるべき機器は次の通りであろう。

(a) 曲面集光方式のコレクタあるいはタワー方式の反射鏡体の環境曝露

(b) 熱ループのヒート・サイクル試験および熱衝撃試験

後者は環境試験装置というよりは，熱ループ特性の試験装置で行うことが可能であり，特殊性は存在するが従来の熱機関における方法が参考となろう。

前者については，このような目的に適した環境試験装置を新たに開発しなければならない。例えば図5.49に考えられる一例を示す。[18]

しかし未検討の点も多いので今後充分検討していくべき課題であろう。

〔参 考 文 献〕

(1) J.S.Griffith : Handbook of Solar Simulation for Thermal Vacuum Testing, JPL (Contract №NAS 7-100, NASA)

(2) 岩波理化学辞典, 第3版(1971)

(3) NBS Technical Bulletin, Vol.47, No10 : New Values for Physical Constants, Recommended by National Academy of Sciewces, National Research Council(NAS-NRC), Oct.1963

(4) Recommendation for the Integrated Irradiance and the Spectral Distribution of Simulated Solar Radiation for Testing Purposes, CIE Publ., No.20(TC-22), 1972

(5) A.J.Drummond : The Extraterrestrial Solar Spectrum, IES, ASTM International Symposium on Solar Radiation, (Jan 1965)

(6) F.S.Johnson : Satellite Environment Handbook, (Stanford University Press, Stanford, (alif., 1965)

(7) A.J.Drummond, et al : Multichannel Radiometer Measurement of Solar Irradiance, J.Spacecraft, 4, No.9, Sept.1967

(8) H.Himzpeter : Zs.f.Meteprologie 11(1957)4

(9) R Schulze : Strahlenklima der Erde.Steinkopffverlag, Meteorologische Rundschau 23, Heft 2 (1970) Darmstadt, 1970

(10) K.Tsujimoto, et al : Improved Solar Simulators using Water-Cooled 30kW Xenon Arc Lamps, Proc.8th International Symposium onSpace Technology and Science, Tokyo, 1969, P.491

(11) 中村:「ソーラー・シミュレーターについて」 日本航空宇宙学会誌, 18巻, 198号, 1970年7月, P.273

(12) K.Tsujimoto, at al : A Solar Simulator using Water-Cooled 30kW Xenon Arc Lamp, Proc. 9th International Symposium on Space Technology and Science, Tokyo, 1971, P.495

(13) K.Tsujimoto, et al : High Intensity Radiation Sources for Space Simulation Testing, Proc. 10th Intn.Symp.on Space Techn.and Sci., Tokyo, 1973

(14) 中村, 他:最近の光源の技術的動向
(5)キセノン・ランプ, 照明学会雑誌, 57巻, 11号, 昭和48年, P.741～744

(15) Excerpt from Sales Brochure from Eppley Laboratories, Newport, Phode Island

(16) Excerpt from Sales Brochure from TRW Instrument, El Segundo, Calif.,

(17) Excerpt from Sales Brochure from Hy Cal Engineering, Santa Fe Springs, Calif.,

(18) T社カタログより

ま　と　め

上記各章に記述してある如く，昭和４９年度の検討結果として得られた主な成果は，

(1) わが国の太陽熱発電所設置箇所として

大規模（数十万kW以上）のものは，火山山麓，河川敷（含遊水池），鉄道用地，道路

中規模（数十万kW級）のものは，離島，塩田跡地，工業団地

小規模（１万kW以上）のものは，工場敷地，工場屋上，住宅団地，倉庫，学校

に面積的な面からは，相当数設置の可能性があることが解った。来年度は，更に気象条件，環境条件，機器の耐候性，電力需要分布，電力システムの観点から，上記立地箇所について詳細に検討を進めるとともに，将来の太陽エネルギー都市（太陽エネルギーを有効に利用し，所要エネルギーの相当部分をまかなう都市）の建設構想を更に詰める計画である。

(2) 曲面集光型，タワー集光型の二つのタイプについて，１０００kW級太陽熱発電プラントの第一次概念設計を行い，必要諸元の概要を明らかにした。来年度は，更に需要負荷パターンなど各種条件を考慮して，より詳細なシステム設計を進めたい。

(3) 高温の太陽熱エネルギーの利用としては，食糧品，繊維，非鉄金属などの工場では，その使用実績熱エネルギーの８０～９０％を太陽熱にまかない得る可能性のあることが分かった。又，食糧品や繊維などの関連工場では，使用電力もほぼ１００％を充足し得る可能性のあることが分かった。

(4) 太陽熱発電システム構成機器，材料の特性評価に必要な協同利用施設としてのソーラ・シミュレータの仕様を検討し，明確にした。

上記のような成果をふまえて，来年度は，上記問題点の更に詳細な検討と，１～１０MW級太陽熱発電システムの詳細なシステム設計を進め，その経済性と運用方式についても積極的に検討を進めたい。

本報告書の内容を公表する際は

あらかじめ工業技術院の許可を

受けて下さい。