

マレーシア国

マレーシア国
北部地域の振興に資する官民連携
太陽光発電所整備事業準備調査
(PPP インフラ事業)

報 告 書

平成 28 年 2 月
(2016 年)

独立行政法人 国際協力機構(JICA)

パナソニック 株式会社
株式会社ニュージェック

民 連
CR (10)
16-035

目次

第1章 マレーシア国と北部地域の社会経済状況

1.1	マレーシア国の社会経済状況	1 - 1
1.1.1	人口動態	1 - 1
1.1.2	経済情勢	1 - 1
1.1.3	開発政策	1 - 4
1.2	北部地域と北部回廊実現庁	1 - 9
1.2.1	北部地域4州の特徴	1 - 10
1.2.2	社会経済状況	1 - 11
1.2.3	北部回廊実現庁（NCIA）	1 - 16
1.3	本事業のこれまでの経緯	1 - 18
1.3.1	Panasonic グループとマレーシアの関係	1 - 18
1.3.2	プロジェクトの誕生経緯	1 - 19

第2章 マレーシア国の電力セクターと再生可能エネルギー利用

2.1	電力政策	2 - 1
2.1.1	エネルギー政策	2 - 1
2.1.2	電力政策	2 - 2
2.2	電力セクターの組織	2 - 3
2.2.1	行政組織	2 - 3
2.2.2	電力事業者	2 - 5
2.2.3	電力セクターにおける民間企業の役割	2 - 6
2.3	半島マレーシアの電力市場	2 - 15
2.3.1	電力市場の現状	2 - 15
2.4	再生可能エネルギー利用の促進と FIT	2 - 21
2.4.1	再生可能エネルギー利用にかかる政策	2 - 21
2.4.2	FIT 制度	2 - 24
2.4.3	太陽光発電促進に係る新たな制度	2 - 27

第3章 プロジェクトの形成

3.1	プロジェクトの背景と必要性	3 - 1
3.1.1	現地の開発課題と事業の必要性	3 - 1
3.1.2	プロジェクト概要及び基本スコープ	3 - 1
3.1.3	期待される事業効果	3 - 2
3.2	サイトの選定	3 - 2
3.2.1	サイト選定方針	3 - 2
3.2.2	サイト選定経過	3 - 2
3.3	関係する機関・組織との協議	3 - 4
3.3.1	ペルリス州政府との協議の経緯	3 - 4

3.3.2	KeTTHA との協議の経緯.....	3 - 4
3.4	PPP（官民連携）に基づくプロジェクトの形成	3 - 5
3.4.1	プロジェクト実施主体としての特別目的会社	3 - 5
3.4.2	運営維持管理体制	3 - 6
3.4.3	Econation Sub Committee.....	3 - 6
3.4.4	事業終了後の施設処分	3 - 6

第 4 章 概略設計と概略事業費の積算

4.1	サイトと設置規模.....	4 - 1
4.1.1	事業用地確定にかかるプロセス	4 - 1
4.1.2	設置規模検討	4 - 1
4.1.3	設置場所について	4 - 2
4.1.4	周辺地域の特性	4 - 3
4.1.5	造成工事の必要性	4 - 4
4.2	概略設計	4 - 5
4.2.1	発電設備・関連設備の概略設計	4 - 5
4.2.2	発電量の推計	4 - 9
4.2.3	系統連系	4 - 13
4.2.4	送電設備	4 - 21
4.2.5	施工計画	4 - 26
4.3	概略事業費	4 - 30

第 5 章 事業スキームと資金調達

5.1	事業スキーム	5 - 1
5.1.1	事業構造	5 - 2
5.1.2	発電事業者 SPC（Power Producer, Operator of Econation Perlis Solar Farm） の設立	5 - 4
5.1.3	エコネーション委員会 Econation Sub Committee の設置	5 - 6
5.2	資金計画	5 - 12
5.2.1	資 金	5 - 12
5.2.2	資金の流れについて	5 - 13
5.2.3	財務分析	5 - 13
5.2.4	リスク分析とリスク対策	5 - 21

第 6 章 環境社会配慮

6.1	環境社会影響を与える事業コンポーネントの概要	6 - 1
6.1.1	事業実施場所	6 - 1
6.1.2	事業概要	6 - 1
6.1.3	施工計画	6 - 8
6.2	ベースとなる環境及び社会の状況	6 - 9
6.2.1	自然環境	6 - 9
6.2.2	社会環境	6 - 17

6.3	マレーシアの環境社会配慮に関する法的枠組み.....	6 - 22
6.3.1	環境関連法令	6 - 22
6.3.2	関係機関（環境社会配慮管轄機関）	6 - 22
6.3.3	環境影響評価制度	6 - 23
6.4	代替案の比較検討	6 - 25
6.4.1	事業計画地の比較検討	6 - 25
6.4.2	ゼロオプションとの比較検討.....	6 - 26
6.5	スコーピング及び環境社会配慮調査の TOR.....	6 - 26
6.5.1	スコーピング	6 - 26
6.5.2	環境社会配慮調査の TOR	6 - 28
6.5.3	調査方法	6 - 28
6.6	調査結果	6 - 29
6.7	影響評価	6 - 32
6.8	緩和策及び緩和策実施のための費用.....	6 - 34
6.8.1	緩和策	6 - 34
6.8.2	緩和策実施のための費用	6 - 34
6.9	モニタリング計画	6 - 34
6.9.1	実施体制	6 - 34
6.9.2	モニタリング計画	6 - 35
6.10	ステークホルダー協議	6 - 36
6.10.1	参加者	6 - 36
6.10.2	協議事項	6 - 36
 第 7 章 事業実施計画		
7.1	全体行程	7 - 1
7.2	課題事項について	7 - 1
7.3	太陽光発電所の建設日程	7 - 2
 第 8 章 プロジェクト評価		
8.1	運用指標	8 - 1
8.2	効果指標	8 - 1

添付資料

- Appendix 1 Memorandum of Understanding between the Northern Corridor Implementation Authority and Panasonic Eco Solutions (M) Sdn. Bhd.
- Appendix 2 Sample of License for Generation and Supply of Electricity
- Appendix 3 サイト周辺図（Chuping Valley 開発計画図）
- Appendix 4 サイト詳細測量図
- Appendix 5 太陽光モジュール仕様書
- Appendix 6 PSS 報告書
- Appendix 7 議事録
- Appendix 8 ステークホルダー協議議事録
- Appendix 9 Monitoring Form
- Appendix 10 環境チェックリスト

図リスト

図 1-1	マレーシアの人口の変化.....	1 - 1
図 1-2	マレーシアの GDP 及び一人あたり GDP の変化.....	1 - 2
図 1-3	産業別 GDP の変化.....	1 - 2
図 1-4	マレーシアの貿易額（名目値）.....	1 - 3
図 1-5	輸出額の内訳（名目値）.....	1 - 3
図 1-6	原油・天然ガスの生産量の変化.....	1 - 4
図 1-7	マレーシアの国家開発計画フレームワーク.....	1 - 5
図 1-8	11MP における電力の一次エネルギーミックス目標.....	1 - 7
図 1-9	11MP における再生可能エネルギーによる発電容量の開発目標.....	1 - 7
図 1-10	11MP における電力システム信頼性向上目標.....	1 - 8
図 1-11	国家開発計画における経済回廊.....	1 - 10
図 1-12	州別の人口の変化.....	1 - 12
図 1-13	州別の GDP の変化.....	1 - 13
図 1-14	州別の一人あたり GDP（2014 年）.....	1 - 14
図 1-15	各州の産業別 GDP 内訳の変化.....	1 - 15
図 1-16	NCIA の組織図.....	1 - 16
図 1-17	NCIA が提案する北部回廊における主要経済活動の地理的連携.....	1 - 17
図 1-18	Panasonic 社の現地法人の位置図.....	1 - 18
図 2-1	電力事業の垂直構造.....	2 - 5
図 2-2	電力事業免許申請のプロセス.....	2 - 7
図 2-3	半島マレーシアの電力システム.....	2 - 16
図 2-4	半島マレーシアのエネルギーミックス.....	2 - 18
図 2-5	半島マレーシアにおける顧客層別販売電力量（GWh）.....	2 - 19
図 2-6	TNB の電力料金の変化.....	2 - 20
図 2-7	再生可能エネルギー法に基づく再生可能エネルギーの導入目標.....	2 - 22
図 3-1	各州提案候補地.....	3 - 3
図 4-1	ペルリス州建設候補地位置.....	4 - 2
図 4-2	建設候補地周辺の開発順序と建設候補地の位置関係.....	4 - 3
図 4-3	建設候補地の現状.....	4 - 3
図 4-4	サイトの測量図.....	4 - 4
図 4-5	マレーシアの日射量分布.....	4 - 10
図 4-6	発電量予測.....	4 - 11
図 4-7	年発電量の確率分布.....	4 - 12
図 4-8	発電所至近の変電所とその位置.....	4 - 16
図 4-9	Kangar 変電所.....	4 - 16

図 4-10	発電所と Kangar 変電所間の系統連系の単線結線図	4 - 17
図 4-11	送電線の抵抗とリアクタンスの算出方法	4 - 18
図 4-12	Kangar 変電所の負荷変動状況	4 - 19
図 4-13	33kV 送電線ルート平面図	4 - 22
図 4-14	33kV 地中線埋設区間（その 1）	4 - 23
図 4-15	33kV 地中線埋設区間（その 2）	4 - 24
図 4-16	太陽電池モジュールの生産場所と建設候補地の位置関係	4 - 29
図 5-1	事業実施スキーム図	5 - 2
図 5-2	ペルリス州の行政組織と社会経済開発信託基金	5 - 7
図 5-3	リングットと複数の通貨の為替レートの変動	5 - 16
図 5-4	リングット貨融資導入による配当と拠出金への影響	5 - 18
図 5-5	リングット為替レートの下落とリングット貨融資導入の効果	5 - 20
図 6-1	事業計画地位置図	6 - 1
図 6-2	Chuping Valley 工業団地計画図（再掲）	6 - 2
図 6-3	太陽光発電システム概念設計図	6 - 3
図 6-4	送電線計画ルート図（再掲）	6 - 5
図 6-5	送電線計画ルート詳細図（1）	6 - 6
図 6-6	送電線計画ルート詳細図（2）	6 - 7
図 6-7	Chuping 測候所位置図	6 - 9
図 6-8	月別平均降水量（2003-2013）	6 - 10
図 6-9	平均月間温度（2003-2013）	6 - 11
図 6-10	風配図（2003-2013）	6 - 11
図 6-11	地質図	6 - 13
図 6-12	土質図	6 - 14
図 6-13	マレー半島における保護区	6 - 15
図 6-14	事業計画地周辺の森林図	6 - 16
図 6-15	Timah Tasoh ダム位置図	6 - 16
図 6-16	ペルリス州の行政区画図	6 - 18
図 6-17	事業計画地周辺の土地利用図	6 - 20
図 6-18	現在の事業計画地	6 - 21
図 6-19	マレーシアにおける EIA 手順	6 - 24
図 6-20	大気質・水質・騒音測定地点位置図	6 - 29
図 6-21	ステークホルダー協議の様子	6 - 37

表リスト

表 1-1	北部 4 州のマレーシア全人口に対する割合の変化.....	1 - 12
表 1-2	北部 4 州の GDP 割合の変化.....	1 - 13
表 1-3	パナソニックグループのマレーシア・現地法人.....	1 - 18
表 2-1	民間企業による電力事業免許の種別.....	2 - 6
表 2-2	半島マレーシアにおける IPP 事業者の発電方式・規模・発電量（2014 年）.....	2 - 9
表 2-3	過去の買電契約の問題と採用された改善策.....	2 - 14
表 2-4	半島マレーシアのエネルギーバランス.....	2 - 17
表 2-5	半島部の発電設備容量（MW）（2013 年末）.....	2 - 17
表 2-6	半島マレーシアのエネルギーミックス.....	2 - 18
表 2-7	半島マレーシアの電力顧客数.....	2 - 18
表 2-8	半島マレーシアにおける顧客層別販売電力量(GWh).....	2 - 19
表 2-9	TNB の電力料金(平均販売単価).....	2 - 20
表 2-10	半島マレーシアにおける電力需要の将来予測.....	2 - 21
表 2-11	FIT 制度における太陽光発電の買取価格の変遷（RM per kWh）.....	2 - 24
表 2-12	FIT 制度に基づく稼働開始プラントの設備容量（2016 年 1 月時点）.....	2 - 25
表 2-13	FIT 制度に基づく稼働開始プラントの発電量（2016 年 1 月時点）.....	2 - 25
表 2-14	FIT 制度に基づく稼働開始プラントでの発電による CO ₂ 排出削減量 （2016 年 1 月時点）.....	2 - 25
表 2-15	発電種別 FIT 制度適用の割り当て量（2016 年 1 月時点）.....	2 - 27
表 3-1	各州の候補地提案内容.....	3 - 2
表 3-2	提案候補地の実地調査結果.....	3 - 3
表 3-3	接続先変電所検討結果.....	3 - 3
表 4-1	設置規模検討.....	4 - 1
表 4-2	主要設備一覧.....	4 - 8
表 4-3	使用予定の PV モジュールの認証一覧.....	4 - 9
表 4-4	マレーシア主要都市の日射量一覧表.....	4 - 10
表 4-5	月別日射量、気温、発電量予測.....	4 - 12
表 4-6	NASA-SSE を用いた場合の月別日射量、気温、発電量予測.....	4 - 13
表 4-7	送電先の候補と概要.....	4 - 15
表 4-8	送電線による電力損失と電圧低下.....	4 - 17
表 4-9	送電線のケーブル抵抗とリアクタンス.....	4 - 18
表 4-10	送電線のケーブル選択.....	4 - 19
表 4-11	33kV 架空送電線の設備概要.....	4 - 21
表 4-12	33kV 地中送電線の設備概要.....	4 - 21

表 4-13	送電容量と電圧降下	4 - 25
表 4-14	送電線用電柱の仕様	4 - 25
表 4-15	33kV 架空電力線 OC-W 150mm ²	4 - 25
表 4-16	33kV 地中線ケーブル CVT 200mm ²	4 - 25
表 4-17	33kV 架空地線 AW 25mm ²	4 - 25
表 4-18	33kV 架空送電線がいし	4 - 26
表 4-19	33kV 送電線 建設工事工程	4 - 26
表 4-20	施工計画	4 - 28
表 4-21	15MW(AC)システムの概略事業費	4 - 30
表 5-1	事業に関連する契約	5 - 4
表 5-2	基金設立方法の比較	5 - 6
表 5-3	借入通貨の比較	5 - 12
表 5-4	財務分析における基本条件設定（標準ケース）	5 - 14
表 5-5	標準ケースの主な結果	5 - 15
表 5-6	標準ケースと P95 発電量の場合の比較	5 - 15
表 5-7	為替レート変動およびリンギット融資導入の影響	5 - 17
表 5-8	想定されるリスクと対策	5 - 21
表 5-9	キャッシュフロー表：基本ケース	5 - 26
表 5-10	キャッシュフロー表：P95 発電量ケース	5 - 27
表 5-11	キャッシュフロー表：リンギット貨融資 20%（円貨 50%）導入ケース	5 - 28
表 5-12	キャッシュフロー表：為替レート低下ケース	5 - 29
表 5-13	キャッシュフロー表：為替レート低下+リンギット貨融資 20%（円貨 50%） 導入ケース	5 - 30
表 6-1	事業概要	6 - 2
表 6-2	架空送電線設備	6 - 3
表 6-3	地中送電線設備	6 - 4
表 6-4	施工計画（再掲）	6 - 8
表 6-5	気象データ概要（2003-2013）	6 - 10
表 6-6	風配図の詳細データ（2003-2013）	6 - 12
表 6-7	最大風速データ（2003-2013）	6 - 12
表 6-8	ペルリス州および Chuping Sub-District の人口（2010 年）	6 - 19
表 6-9	ペルリス州および Chuping Sub-District の民族構成（2010 年）	6 - 19
表 6-10	事業計画地周辺の土地利用	6 - 20
表 6-11	環境関連法令	6 - 22
表 6-12	MONRE の組織概要	6 - 23
表 6-13	事業計画候補地の比較	6 - 26
表 6-14	スコーピング	6 - 27
表 6-15	TOR	6 - 28
表 6-16	大気質・水質・騒音調査方法	6 - 29

表 6-17	調査結果.....	6 - 30
表 6-18	影響評価.....	6 - 33
表 6-19	緩和策	6 - 34
表 6-20	環境管理計画（モニタリング計画を含む）実施体制.....	6 - 35
表 6-21	環境モニタリング計画.....	6 - 35
表 6-22	ステークホルダー協議における主な意見.....	6 - 36
表 8-1	運用指標.....	8 - 1
表 8-2	効果指標.....	8 - 2

略語集

DL	Distribution Licensee	配電免許事業者
DSCR	Debt Service Coverage Ratio	債務返済カバー率
EC	Energy Commission	エネルギー委員会
EPC	Engineering Procurement Construction	設計調達工事一括契約
EPU	Economic Planning Unit	経済計画局
EqIRR	Equity Internal Rate of Return	資本内部収益率
EXCO	Executive Committee	州評議会
FIT	Feed In Tariff	固定価格全量買取制度
IPP	Independent Power Producer	独立発電事業者
IRR	Internal Rate of Return	内部収益率
KeTTHA	Kementerian Tenaga, Teknologi Hijau dan Air	エネルギー・グリーンテクノロジー・水省
LLCR	Loan Life Coverage Ratio	ローンライフカバー率
MIDA	Malaysian Industrial Development Authority	マレーシア産業開発オーソリティ
MP	Malaysia Plan	国家5ヵ年計画
NCIA	Northern Corridor Implementation Authority	北部回廊実現庁
NEM	Net Energy Metering	ネットエナジーメータリング
O&M	Operation and Maintenance	維持管理
PESMY	Panasonic Eco Solutions Malaysia Sdn. Bhd.	パナソニックエコソリューションズマレーシア
PPA	Power Purchase Agreement	電力購入契約
PPP	Public Private Partnership	官民連携
PSS	Power System Study	電力系統調査
PV	Photovoltaic	太陽光発電
RE	Renewable Energy	再生可能エネルギー
RM	Malaysia Ringgit	マレーシア・リンギット
SEDA	Sustainable Energy Development Authority	持続可能エネルギー開発庁
SPC	Special Purpose Company	特別目的会社
ST	Suruhanjaya Tenaga	エネルギー委員会のマレー語名称
TNB	Tenaga Nasional Berhad	マレー半島電力会社
UPEN	Unit Perancangan Ekonomi Negeri	州経済計画局
USS	Utility Scale Solar	電気事業者規模太陽光発電

第 1 章

マレーシア国と北部地域の社会経済状況

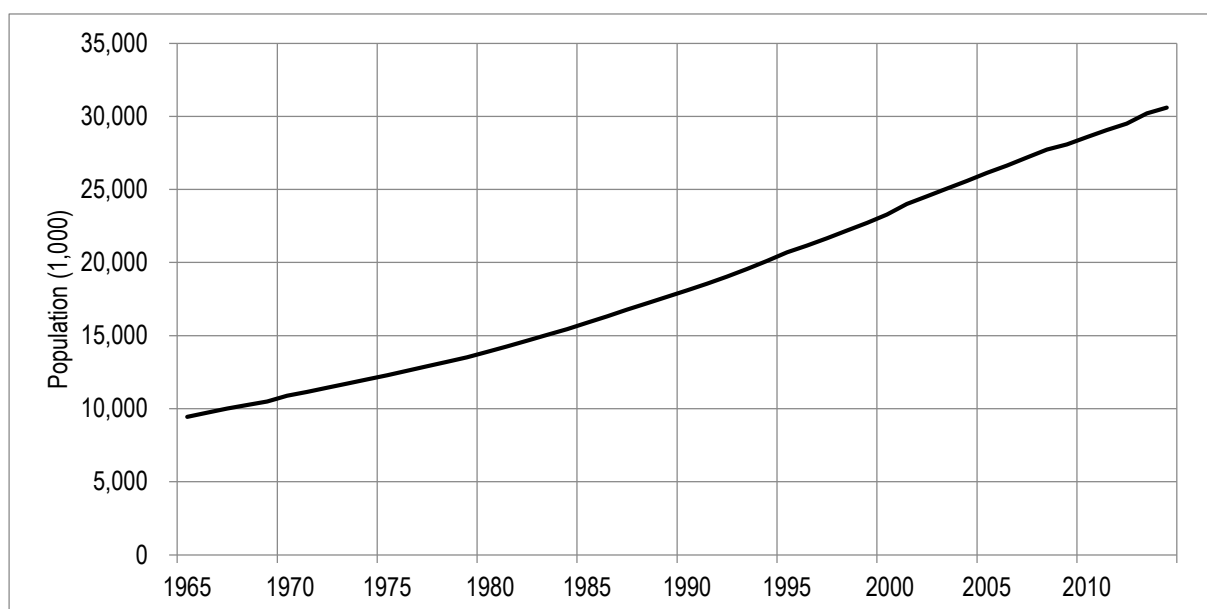
第 1 章 マレーシア国と北部地域の社会経済状況

1.1 マレーシア国の社会経済状況

マレーシアは、第二次大戦後 1957 に英領からマラヤ連邦として独立、1963 年にシンガポール、サバ、サラワクを加えてマレーシア国として成立した。1965 年にシンガポールが独立して現在に至っている。現在は、13 の州と 3 つの直轄区からなる連邦国家である。

1.1.1 人口動態

マレーシアの人口は、1965 年の 1 千万人から 2014 年には 3 倍の 3 千万人に達し、その伸びは、2000 年以降 2%強から 1%台後半と、やや鈍化しながら成長を続けている。



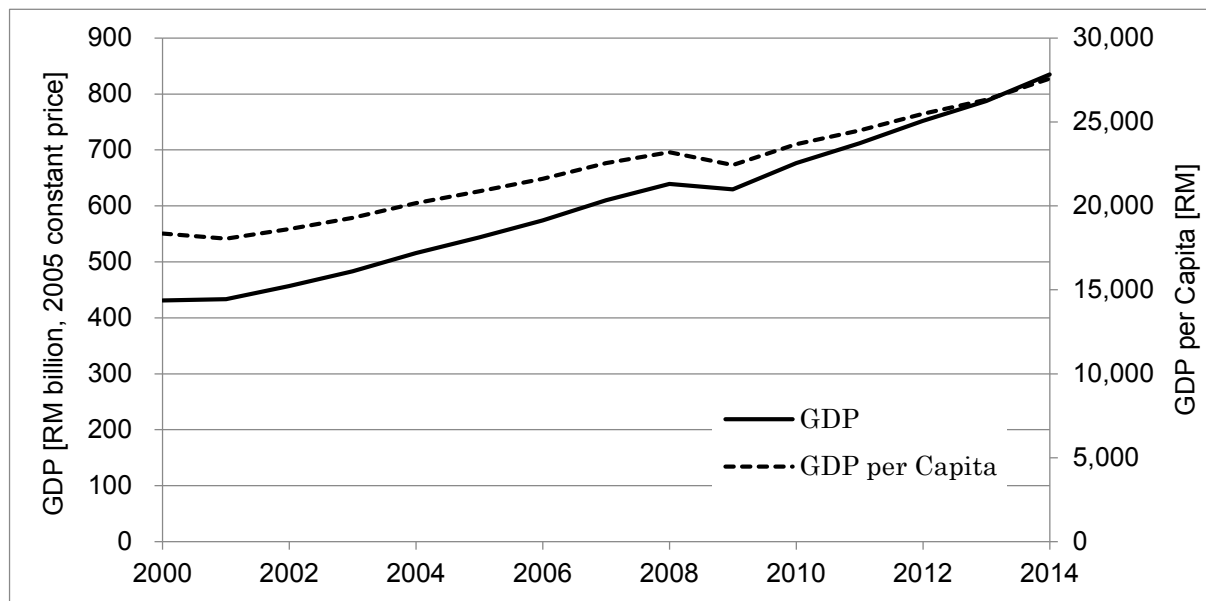
出典：Malaysia EPU

図 1-1 マレーシアの人口の変化

主な民族構成としては、マレー系が約 6 割、中華系が 2 割、インド系が 1 割弱となっており、過去 10 年間（2000 年と 2010 年の比較）ではマレー系の割合がやや増加している。

1.1.2 経済情勢

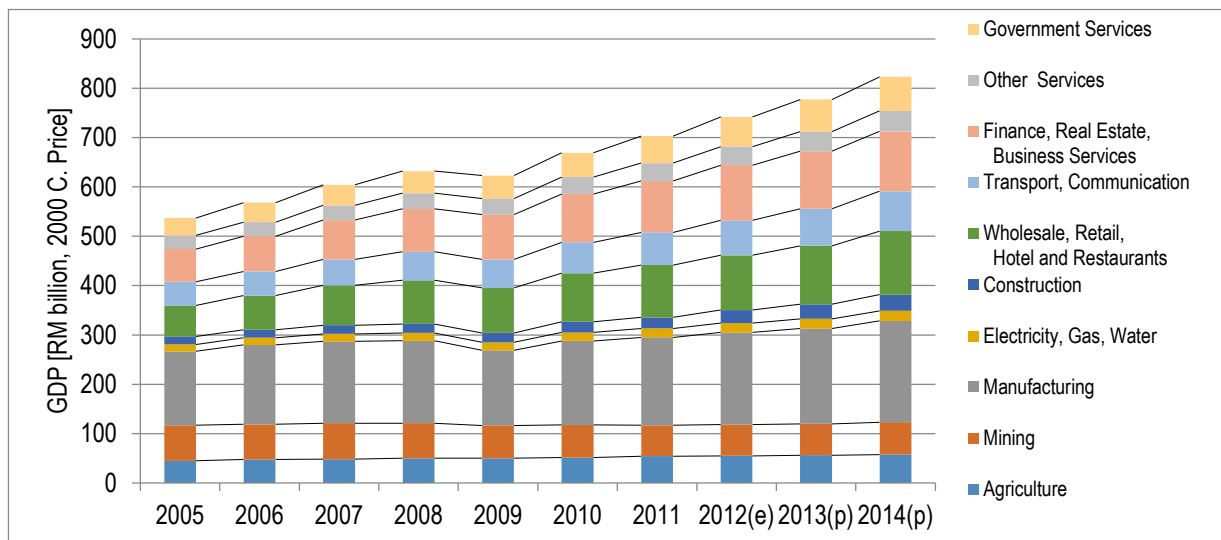
2000 年以降の GDP（2005 年ベース実質値）および一人あたり GDP を次図に示す。2008 年から 9 年の世界金融危機の時期を除き、年率 5-6%増の右肩上がりの成長を続けている。



出典：Malaysia EPU

図 1-2 マレーシアの GDP 及び一人あたり GDP の変化

産業別の規模では、製造業が 25%で最大であり、金融 16%、流通・サービス 15%、運輸・通信 7.5%などとなっている。近年の伸びは流通・サービス、金融分野がけん引しており、規模最大の製造業は、GDP 全体の伸びを下回る状況にある。

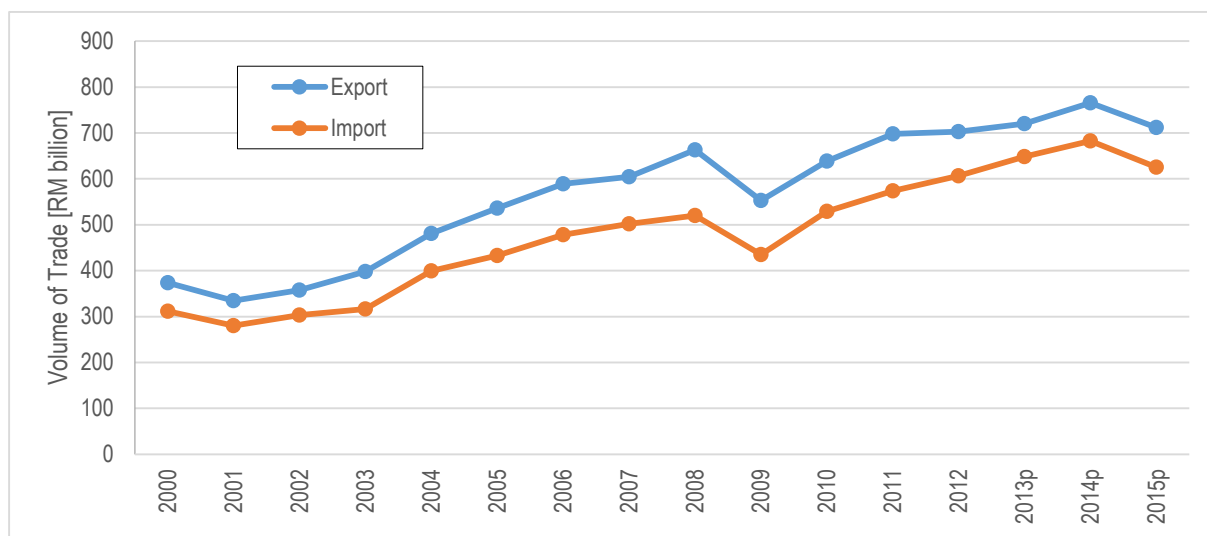


出典：Malaysia EPU

図 1-3 産業別 GDP の変化

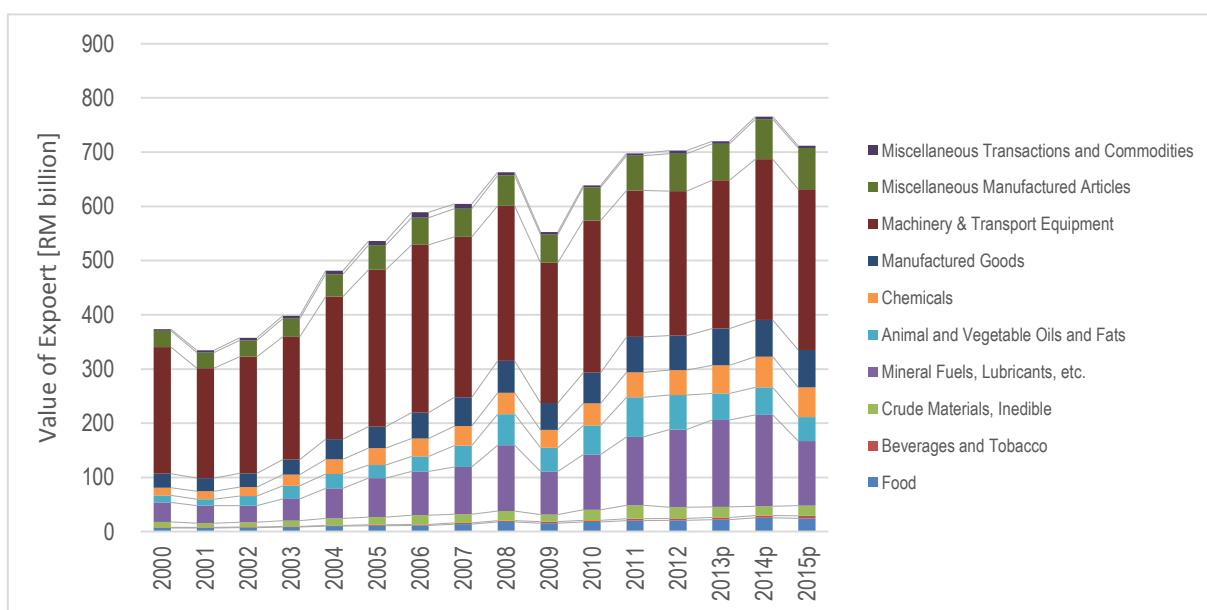
マレーシア経済は、GDP に対する輸出入の割合が高いことが特徴である。次図に示すとおり、貿易収支は常に黒字を維持している状況であり、また輸出額はほぼ GDP と同等の規模となっている。

輸出品目の中で最も多いのは、機械・車両機器であるが、過去 10 数年でそれほど顕著な伸びは見られず、その間、石油製品や他の製造物などの輸出が成長してきている。



出典：Department of Statistics, Malaysia

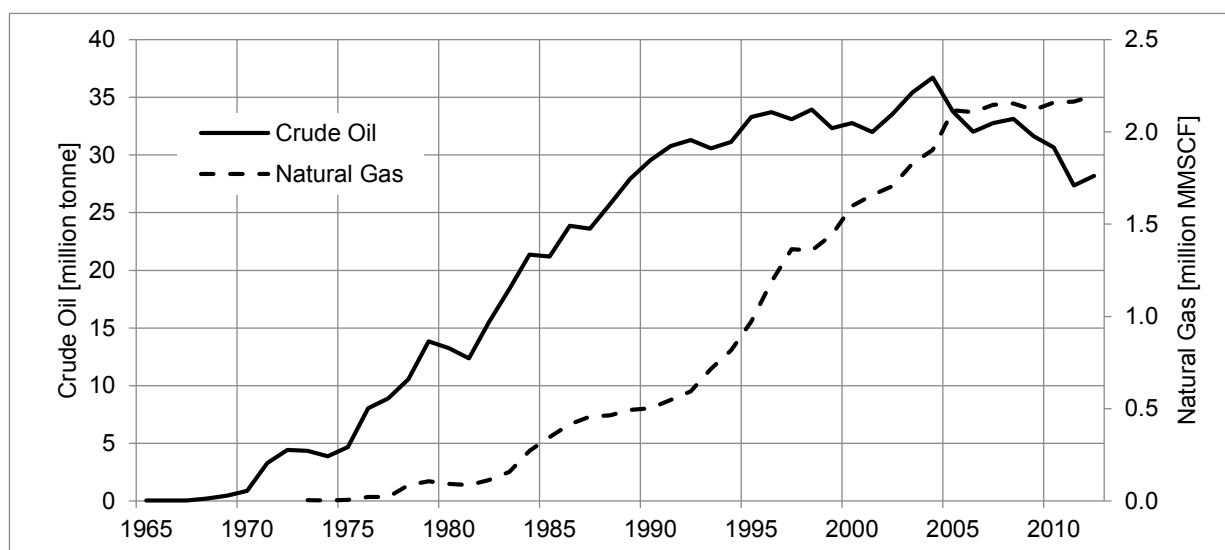
図 1-4 マレーシアの貿易額（名目値）



出典：Department of Statistics, Malaysia

図 1-5 輸出額の内訳（名目値）

エネルギー産業に大きな影響を及ぼす石油・天然ガスの生産であるが、上図に見られるとおり、原料、製品ともにその生産額の輸出額に対する割合は大きくない。石油・天然ガスの生産量は次図に示す。原油の生産量の伸びは、1990 年ごろに頭打ちとなり、2005 年からは減少に転じている。一方、天然ガスの生産量は 1980 年代から急速に増加し、2005 年ごろに減速したもの、現在も増加が続いている状況である。

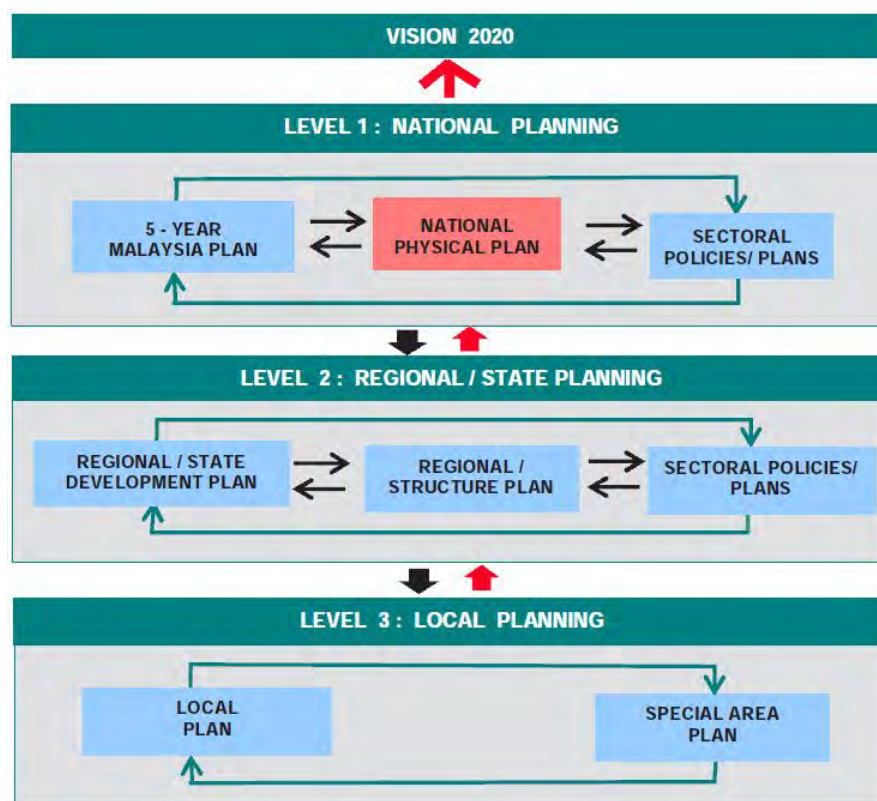


出典：Department of Statistics, Malaysia

図 1-6 原油・天然ガスの生産量の変化

1.1.3 開発政策

現在のマレーシアの開発政策は、図 1-7 に示されるとおり、地域計画、地方・州計画、国家計画の3層で構成され、VISION2020の実現を目指すものとなっている。



出典：The Second National Physical Plan

図 1-7 マレーシアの国家開発計画フレームワーク

(1) VISION2020

Vision 2020 は、1991 年に当時の首相であったマハティール氏が発表した国家開発ビジョンであり、2020 年までに経済、政治、社会、精神、心理、文化のあらゆる分野で完全に発展した国となることを目指したものであり、その構成要素として 9 つの要素を挙げている。

- ① 運命を共有している感覚を持つ統一されたマレーシア国民
- ② 心理的に自由で自信に満ち、発達したマレーシア社会
- ③ 成熟した民主的社会
- ④ 道徳的で倫理的な社会
- ⑤ 成熟した自由で寛容な社会
- ⑥ 科学的で進歩的な社会
- ⑦ 思いやりのある社会と気遣いの文化
- ⑧ 経済的に公正な社会
- ⑨ 繁栄した社会

出典：マハティール政権の 22 年 - 文献レビューと基礎資料 -、日本貿易振興機構アジア経済研究所を参考

(2) 国家計画－11 次 5 カ年計画

5 カ年の国家開発政策として計画されるマレーシア計画（Malaysia Plan）は、その最新版が 2015 年に入って 11 次 5 カ年計画（The Eleventh Malaysia Plan, 2016-2020、11MP）として公表された。同計画は、Vision 2020 の最終タームとして、経済的、政治的、社会的、精神的、意識的、そして文化的に先進開発国のレベルに到達する目標を確認している。11MP に合わせた国家開発戦略（Malaysian National Development Strategy, MyNDS）が策定中であり、有限な資源の最適利用、低コスト高インパクトプロジェクトとその効率的で迅速な実施、最終タームを開始する 2016 年の予算編成等が議論されている。

11MP では、1970 年代からの開発政策を次のように総括している。

New Economic Policy 1971-1990

民族に隔たりなく貧困の撲滅を目標とし、民族の違いが経済格差として顕在化する状況をなくす。

National Development Policy, 1991-2000

主要産業及び各地域のバランスのとれた開発をめざし、国民内での社会経済的不公平をなくす。

National Vision Policy, 2001-2010

強靱で競争力のある国家を目指す

National Transformation Policy, 2011-2020

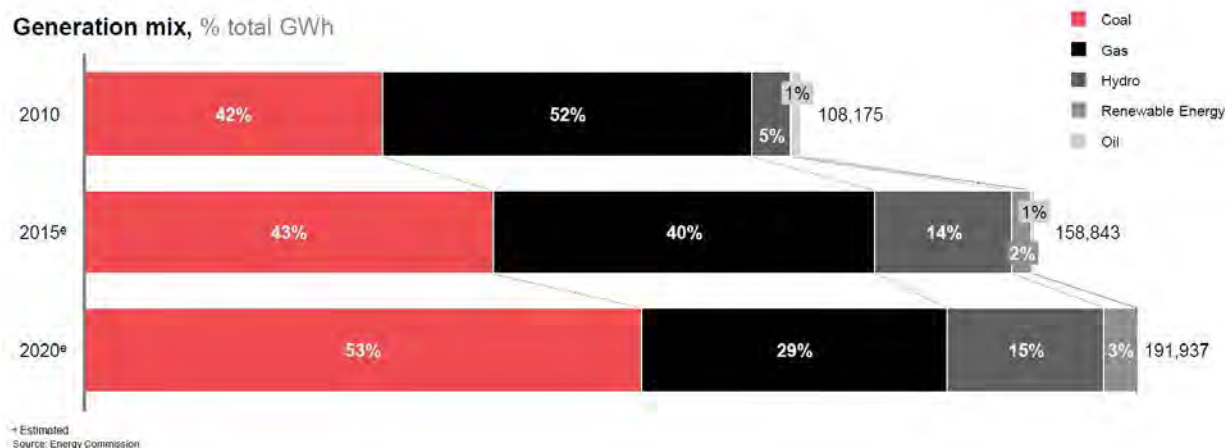
新経済モデル（the New Economic Model）を通じて国民視点の開発を維持し、包括的かつ持続可能な高収入経済となることを目標に定める。

11MP は次の 6 つの戦略軸を定めている。

- 戦略軸 1：公平な社会実現に向けて受容性を拡大する
- 戦略軸 2：すべての人の生活を向上させる
- 戦略軸 3：先進国家にふさわしい人材能力開発の加速
- 戦略軸 4：持続性と強靱性をもつグリーンな成長
- 戦略軸 5：経済成長を支えるインフラストラクチャーの強化
- 戦略軸 6：より大きな繁栄のための経済成長の再構築

この中で、エネルギー関係の戦略は、戦略軸 4 および 5 に含まれている。戦略軸 4 では、地球温暖化の緩和策と適応策が示されており、緩和策として、GDP における二酸化炭素排出強

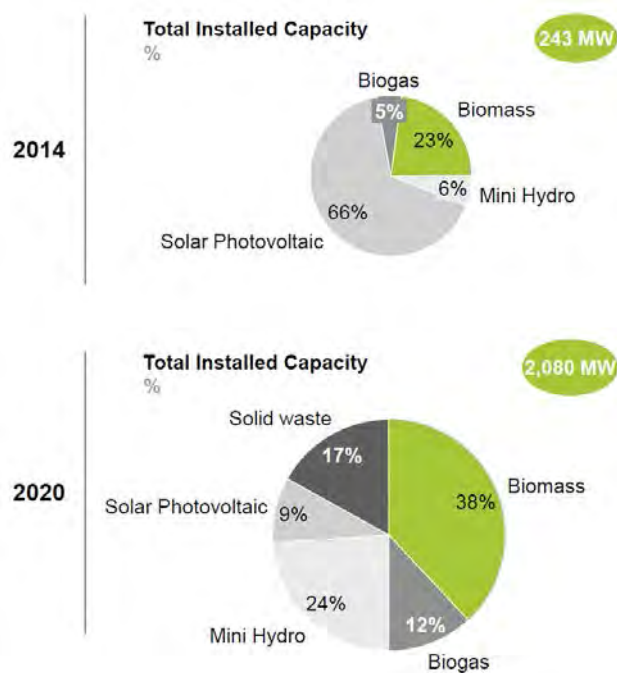
度を 40%削減することを目標に掲げ、再生可能エネルギーの発電容量を 2,080MW とするとしている。



出典：11th Malaysia Plan, EPU Malaysia

図 1-8 11MP における電力の一次エネルギーミックス目標

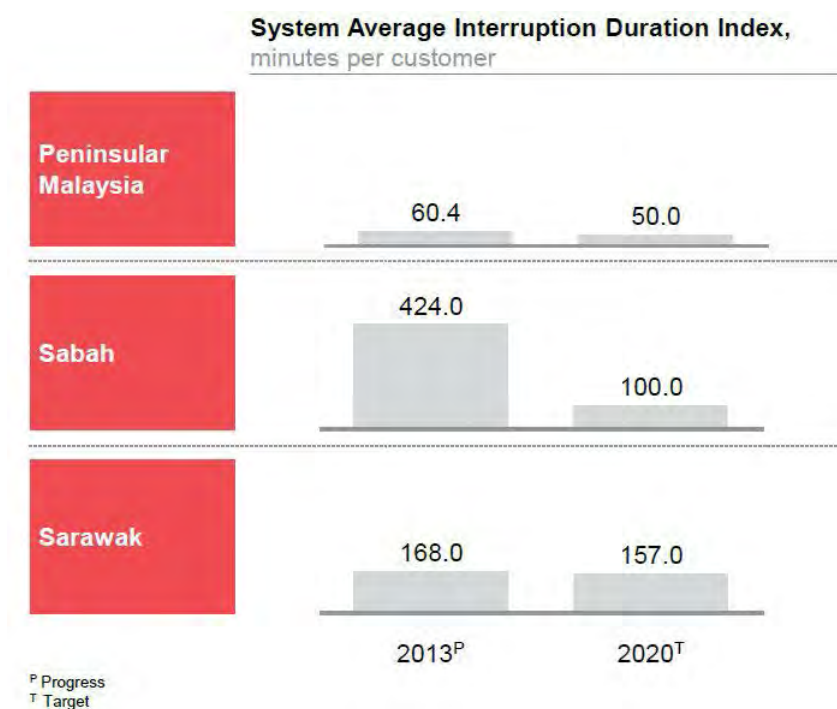
この計画では、バイオマス、バイオガス、小水力、固形廃棄物による発電容量の拡大に重点が置かれており、太陽光に関しては、下図をもとに計算すると、30MW 程度の控え目な拡大計画となっている。



出典：11th Malaysia Plan, EPU Malaysia

図 1-9 11MP における再生可能エネルギーによる発電容量の開発目標

また、戦略軸 5 では、エネルギーセクターにおけるステークホルダーの協力関係の強化を打ち出し、発電所における排出制御の高度化やバイオマス発電等の再生可能エネルギーによる発電の強化、さらに原子力発電の検討や超高電圧送電網の拡大などによる電力の安定供給を図っている。



出典：Ministry of Energy, Green Technology and Water, Energy Commission, and Sarawak Energy Berhad

図 1-10 11MP における電力システム信頼性向上目標

(3) 国家構造計画 (National Physical Plan 2 (Ministry of Housing and Local Government))

国家構造計画は、上に述べたように、国家計画とセクター計画の間に位置し、土地利用や空間開発等、場所に依存する計画を具体的に示すものである。第 1 版は 2005 年、第 2 版は 2010 年に策定されている。その目的は、VISION 2020 に示される思想を具体化することであり、そのために必要な都市、街、農村の質と効率性の高い環境を作ることを目指している。

5 つの目標が掲げられている。

- 経済効率と国際競争力を実現する主要な戦略的インフラを支援するために国家空間計画のフレームワークを合理的に統合する
- 土地と天然自然資源の利用を最適化し持続可能な開発と生物多様性を確保する
- バランスのとれた地域開発を進め国家の経済的統合と社会の統一を目指す
- 空間的環境的な質、多様性、安全性を高め、生活の質と生活しやすさを向上する

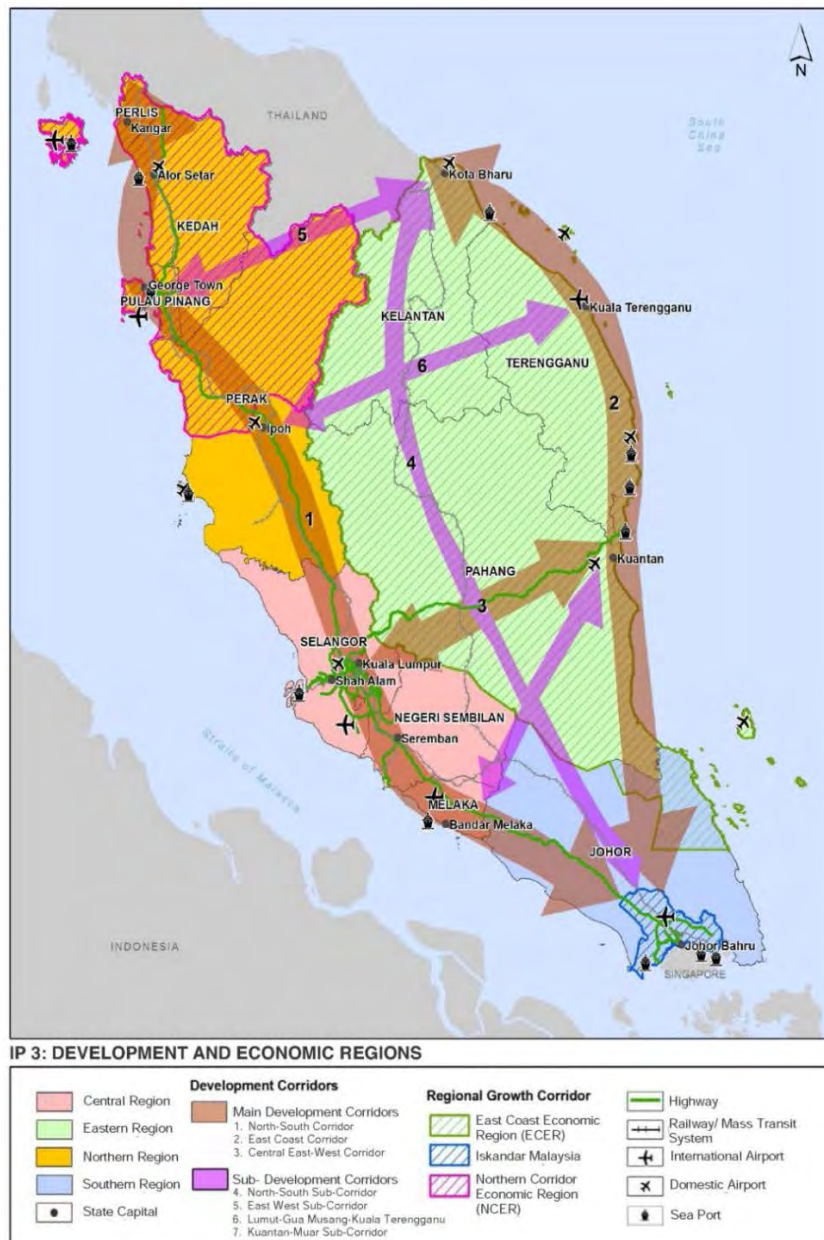
- 1 Malaysia（ワン・マレーシア）のコンセプトに合致する、州の間の連続性を高め、社会的な連携と持続性のあるコミュニティづくりを支援する

特に本事業に関連する電力セクターについては、次のような事項が述べられている。

- 今後も予想される需要の伸びに対応するため、より効率の高い発電所を建設する。場所としては、KL、ジョージタウン、ジョホール・バール、クアantan、等の周辺。
- グリーンエネルギーに対する国民の期待に応えるため、新規水力発電所を建設する。その他、太陽光、風力、波力、バイオマスを促進する。
- 送配電設備の増強も量的拡大と信頼性の向上のために必要である。500kV 及び 275kV の送電線を骨格とし、その拡張を図る。
- 周辺の ASEAN 各国との国際連系は 1981 年からスタートし、現在半島マレーシアはタイ及びシンガポールと連系している。将来的には高压直流送電網でサラワクとスマトラに連系されるのが、ASEAN 電力網の姿である。

1.2 北部地域と北部回廊実現庁

本調査で事業候補地のロケーションの対象となる北部地域は、政策的には北部回廊（マレー語で Koridor Utara、英語で Northern Corridor）と呼ばれ、ペルリス（Perlis）州、クダ（Kedah）州、ペナン（Penang）州、ペラ（Perak）州北部の 4 地域、行政区画としては 21 のディストリクトを含む、面積 17,816 km² に及ぶ地域を指す。



出典：The Second National Physical Plan

図 1-11 国家開発計画における経済回廊

1.2.1 北部地域 4 州の特徴

(1) Perlis(ペルリス州)

ペルリス州は、マレーシア国内で最も小さい州である。半島マレーシア西岸の最北部に位置し、タイ国境に接している。州都 Kangar のほか、国境の町 Padang Besar、観光地 Langkawi 島と半島を結ぶ港町 Kuala Perlis 等が主な街である。

(2) Kedah(クダ州)

クダ州は、北部はペルリス州、南部はペラ州と州境を接しており、観光地 Langkawi 島は同州の一部である。地理的には平坦な稲作地帯が広がっている。

(3) Pulau Pinang(ペナン州)

ペナン (Pinang または Penang とも綴られる) 州は、半島マレーシアの西海岸、マラッカ海峡に位置し、ペルリス州に続き国内で 2 番目に小さな州である。東南アジアでも有名な観光地で、「東洋の真珠」とも称される。西洋と東洋の交流の要衝として 500 年以上の歴史があり、文化、料理などの観光資源に恵まれ、戦前の建築物が保全される地域 (George Town) がある。

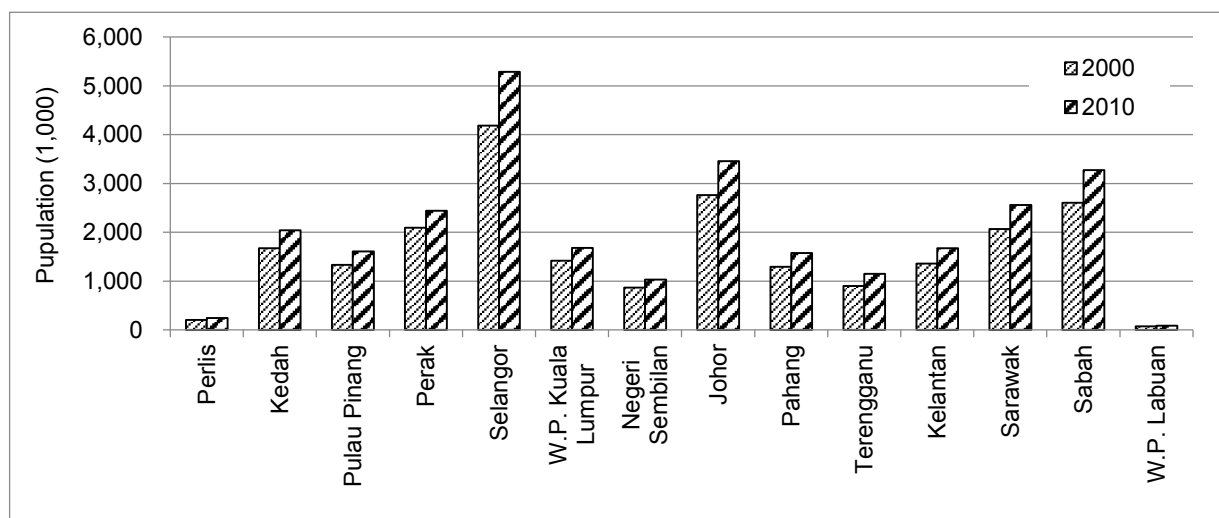
(4) Perak(ペラ州)

ペラ州は半島マレーシアで 2 番目に大きな州であり、クダ州の南に位置する。古くは錫の生産が盛んであったが、衰退した。北部 4 州と呼称される地域は、ペラ州の北半分 (ディストリクトでは、Hulu Perak, Kerian, Kuala Kangsar および Larut Matang-Selama) であり、州都 Ipoh を含む南部地域は北部 4 州には含まれない。

1.2.2 社会経済状況

(1) 人 口

統計で区分される 13 州 2 直轄区の 15 地域別の人口について、2000 年、2010 年の比較を次図に挙げる。特別地区である W.P. Labuan を除き、特にペルリス州が小規模の州であることがわかる。



出典：Department of Statistics, Malaysia

図 1-12 州別の人口の変化

国全体の人口に占める北部4州の人口割合を下表に整理した。ペルリス、クダの2州は変わらないが、ペナンとペラはやや減少しており、北部4州全体としては微減していることが示されている。

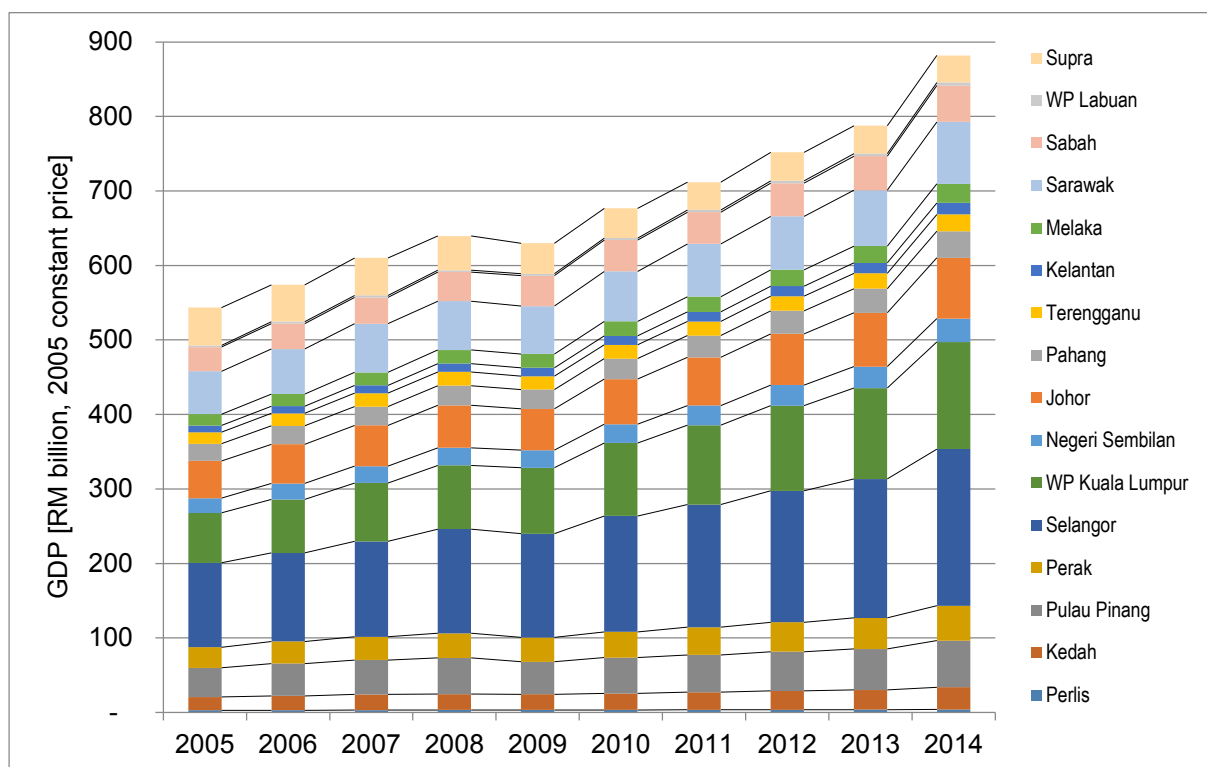
表 1-1 北部4州のマレーシア全人口に対する割合の変化

	Perlis	Kedah	Pulau Pinang	Perak	4 states
2000	0.9%	7.3%	5.8%	9.2%	23.2%
2010	0.9%	7.3%	5.7%	8.7%	22.5%

出典：Department of Statistics 資料より調査団作成

(2) GDP

州別の GDP の推移を図 1-13 に、国全体に対する割合を表 1-2 に示す。北部4州各州の GDP の変化としては、国全体の変化と同様に動いているものの、割合を詳細にみると、2009 年の世界金融危機以降、それ以前のレベルに回復していない可能性も示唆される。



出典：Department of Statistics, Malaysia

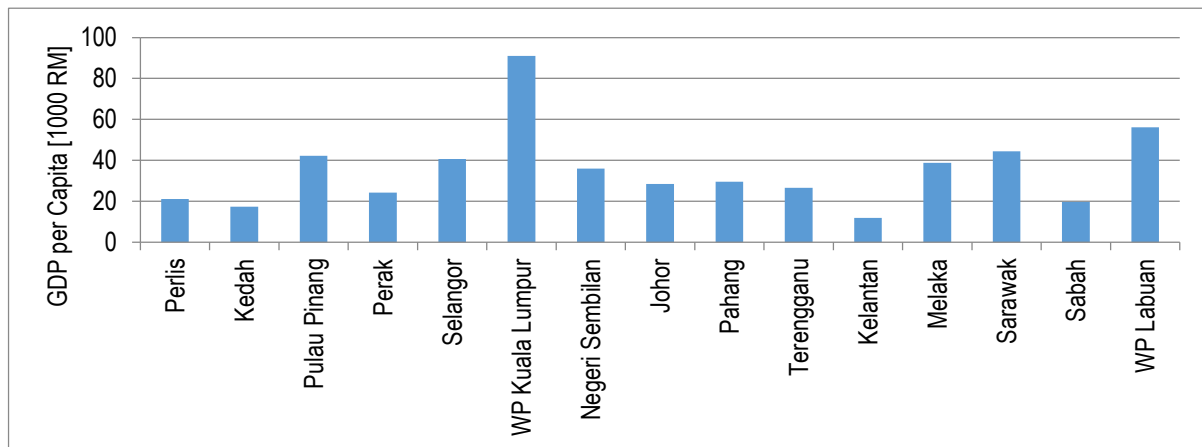
図 1-13 州別の GDP の変化

表 1-2 北部4州の GDP 割合の変化

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Perlis	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.4%
Kedah	3.3%	3.4%	3.4%	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%	3.4%	3.4%	3.4%
Pulau Pinang	7.2%	7.6%	7.6%	7.6%	6.9%	7.1%	7.0%	7.0%	7.0%	7.1%
Perak	5.1%	5.2%	5.1%	5.2%	5.2%	5.1%	5.2%	5.3%	5.3%	5.3%
4 states	16.1%	16.6%	16.6%	16.6%	16.0%	16.0%	16.1%	16.1%	16.1%	16.2%

出典：Department of Statistics, Malaysia

州別の一人あたり GDP を図 1-14 に示した。ペナンは4位、ペラは11位、ペルリス13位、クダ14位に位置する（最下位はケランタン州）。



出典：Department of Statistics, Malaysia

図 1-14 州別の一人あたり GDP（2014 年）

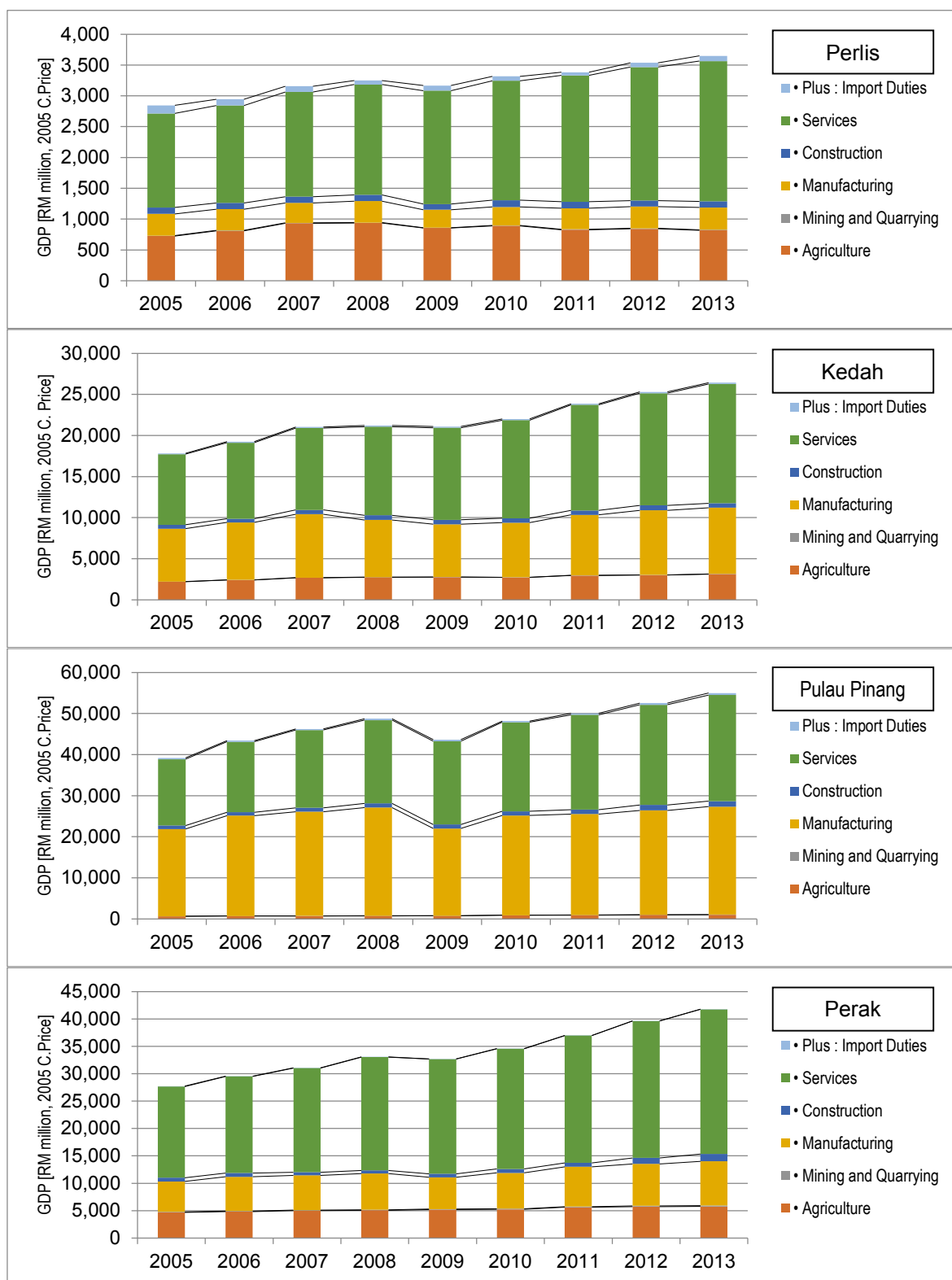
次に、北部 4 州について、産業別 GDP の経年変化を図 1-15 に示す。

ペルリス州は、4 州の中で最も農業の比率が高く、製造業の比率が低い。最大の産業はサービス業であり、過去の GDP の伸びは、ほぼサービス業のみに依存している状況である。

クダ州は、4 州の中では Perak 州に近い構成となっているが、Perak との比較では製造業の割合が高く、サービス業の割合が低い。GDP の伸びはほぼサービス業が支えているものの、製造業も少しずつ伸びている状況が見られる。

ペナン州は、製造業とサービス業の 2 業種でほぼ 100%が成り立っているという特徴的な州である。製造業は、2009 年の金融危機以降、それ以前の伸びを回復していないように見受けられ、一方、サービス業はより成長幅が大きくなっている。

ペラ州は、北部 4 州の中ではクダ州に近い構造であるが、相対的には製造業が小さく、サービス業が大きい。伸びの傾向は、他の州と同様に、製造業は遅く、サービス業がけん引する形となっている。



出典：Department of Statistics, Malaysia

図 1-15 各州の産業別 GDP 内訳の変化

1.2.3 北部回廊実現庁（NCIA）

北部回廊経済地域にはペルリス州、クダ州、ペナン州、ペラ州北部が含まれ、既存の農業、製造業、観光、物流の 4 セクターでの付加価値を高め、また教育・人材開発を行うことで、地域の開発を促進し、収入を向上させることを目的としている。マレーシア政府は、2008 年に「北部回廊実現機関法（法律第 687 号）」を制定し、NCIA（Northern Corridor Implementation Authority、北部回廊実現庁）を設立して、2025 年をターゲットに同地域の社会経済開発の政策と戦略の策定を委任している。

NCIA の目的は以下の 2 項目で定義されている。

- 北部回廊の開発を促進・加速し、ワールドクラスの経済地域とすることにより、投資、職場、生活の地として選択される地域になる。
- 北部回廊の経済成長を推進しながら、地域社会の発展と持続的な開発を優先事項として保持する。

NCIA は次のような組織となっている。

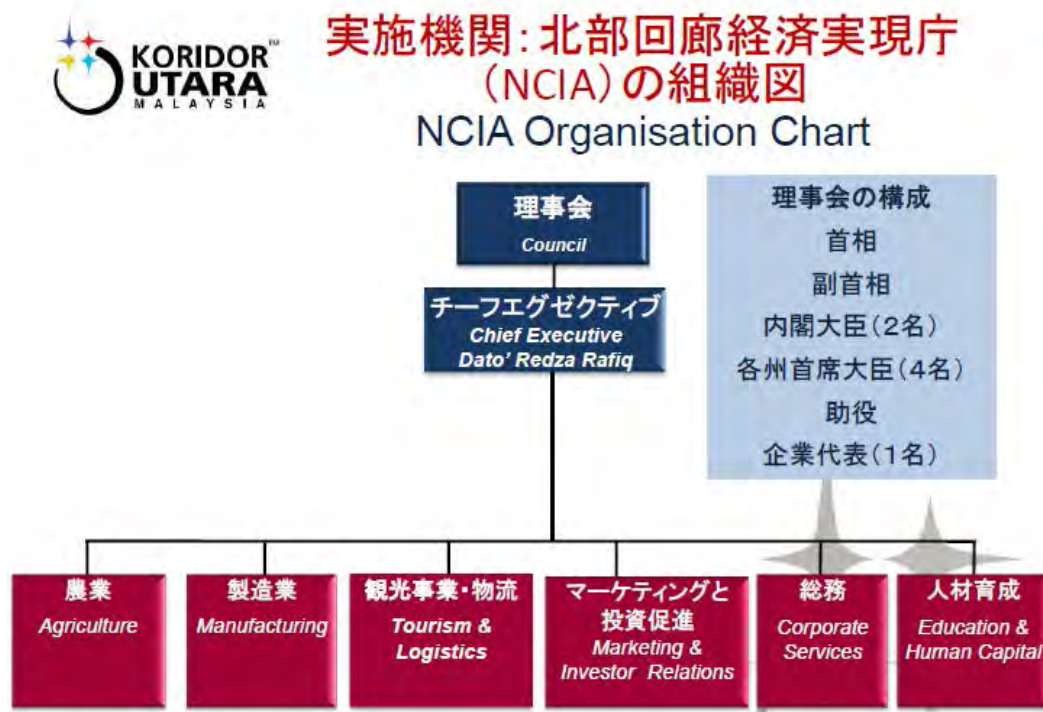


図 1-16 NCIA の組織図

NCIA の財務は、連邦政府からの補助とグラント及びファンド運用を収入とし、上記 4 セクターを支援するプロジェクトや教育・人材開発活動に支出をしている。2013 年度の実績では、マニュファクチャリングセクター（バイオ、ソーラー等の開発研究支援等）で RM 81 million、農業セクター（種苗の開発やグリーンハウスの整備等）で RM 25 million、教育・人材開発活動（農業、保健、観光、車両製造等の領域でトレーニングプログラム実施）で RM 22 million の支出実績がある。



出典：Northern Corridor Economic Region Socioeconomic Blueprint, NCIA

図 1-17 NCIA が提案する北部回廊における主要経済活動の地理的連携

1.3 本事業のこれまでの経緯

1.3.1 Panasonic グループとマレーシアの関係

Panasonic 社は、1965 年にマレーシア国内での投資を開始し、5 年後の 1970 年には松下電器マレーシア社を設立している。以来、製造・営業の拠点を徐々に拡大させ、現時点では右表に示す 20 社の現地法人を設立している。

また、図 1-18 に示されるように、本事業の対象地域となる北部地域においても、複数の事業拠点を有している。

表 1-3 パナソニックグループの
マレーシア・現地法人

現地法人の種別	現地法人数
製造	10
販売	4
研究開発	1
ロジスティクス／貿易	1
金融	1
保険	1
管理運営	1
エンジニアリング	1
合 計	20 社

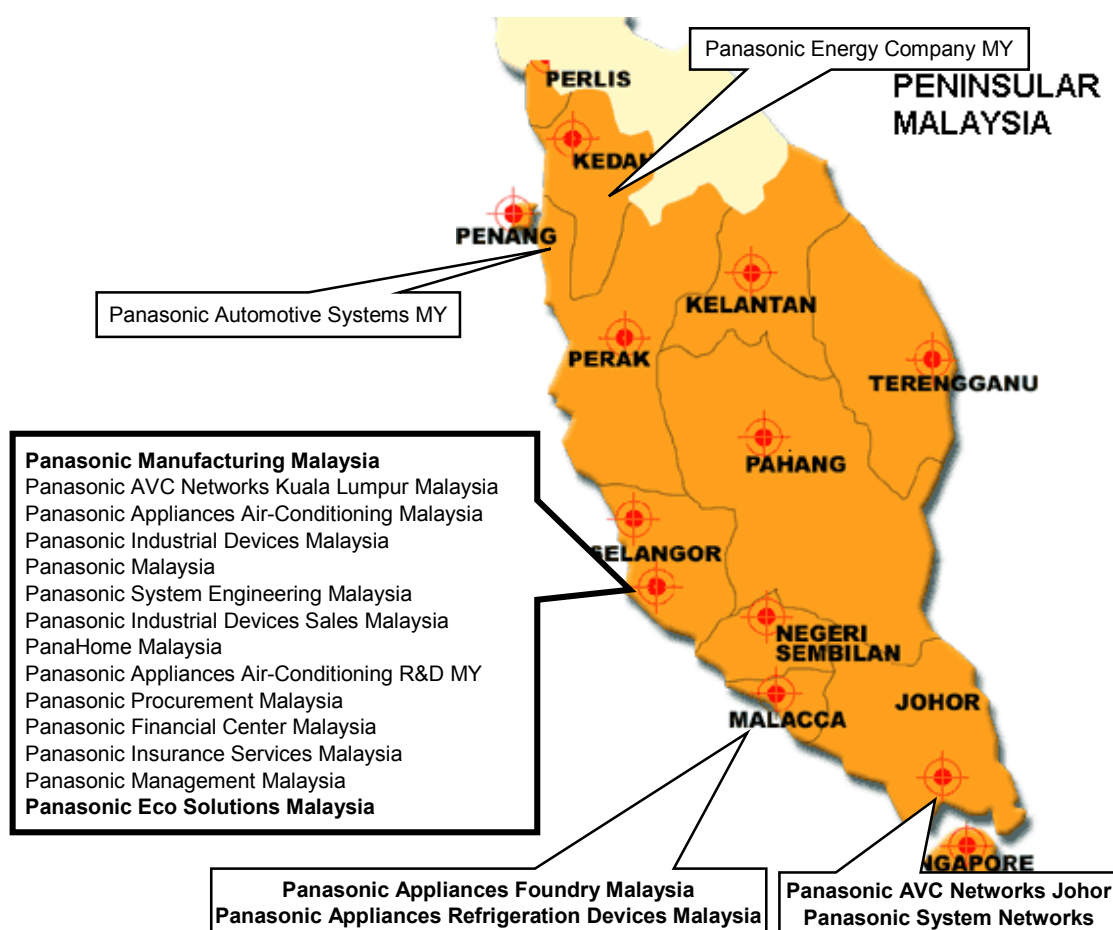


図 1-18 Panasonic 社の現地法人の位置図

1.3.2 プロジェクトの誕生経緯

Panasonic 社のマレーシアにおける 50 年の歴史の中で、社是として実施してきた地域貢献の延長として、新たに工場が 2013 年に稼働開始したクダ州での地域貢献事業を探る中で、この地域の開発を担う NCIA との協力体制が確立されてきた。具体には、Panasonic がマレーシア国内で生産する太陽光モジュールを利用して低所得層住宅への発電システムの提供と売電スキームの申請という案から検討がスタートした。

この企画に並行して、Panasonic グループ企業がマレーシア国内で数 MW 規模の大型太陽光発電所の EPC 事業を実施しており、これらを組み合わせた大型の太陽光発電所を建設する案へと計画は進化した。

2013 年 10 月に、マレーシア北部地域（PECMY の進出先）を対象地域に、短期的な利益確保ではなく、中長期的な視点で利益を現地社会に還元していくことを目標に、公的資金や民間資金を利用して、北部地域にてソーラーファームの建設と事業運営を行い、その収益を、環境保護事業や、人材育成事業、低炭素社会の実現、地域経済の開発促進などに役立てていこうとプロジェクトの検討を NCIA と開始した。

2014 年 2 月、マレーシア政府が掲げたエコな国作りに貢献したいとの意思を込めて、当該プロジェクトを Econation Project と命名し、同事業の実現を前提とするフィージビリティスタディの実施に、NCIA が全面的に支援と参画することを表明し、NCIA と Panasonic Eco Solutions Malaysia 社（PESMY）との間で協定書（Minutes of Understanding, MOU）を締結した。同協定書の写しを Appendix 1 に添付する。

第2章

マレーシア国の電力セクターと 再生可能エネルギー利用

第2章 マレーシア国の電力セクターと再生可能エネルギー利用

2.1 電力政策

2.1.1 エネルギー政策

(1) 国家エネルギー政策

電力政策の上位に位置するエネルギー政策は、1979年に制定された国家エネルギー政策（National Energy Policy of 1979）に定められている。国家エネルギー政策では、エネルギー供給、エネルギー利用、環境、の3つの政策目的を掲げており、現在でも有効かつ関連性の高い政策となっている。

エネルギー供給

従来型および再生可能型両方からなる複数のエネルギー源を、国内そして海外から調達し、その開発と利用を通じて、適切、確実、費用効率的なエネルギー供給を実現する、

エネルギー利用

供給目的を達成するため、国内に賦存するものの将来的には枯渇してしまう原油とガスの利用期間を延命することに政策の焦点を置き、利用資源を多様化することによって石油依存を回避すること。

環 境

効率的なエネルギー利用を促進し、浪費的で非生産的なエネルギー消費を回避すること。

これらの目的を実現するため、市場メカニズムに追加して経済的インセンティブや規制の導入を行うことが基本的な方針となっている。

(2) 国家枯渇政策

国家エネルギー政策においてすでに、有限なエネルギー資源をより長期に活用すること、および代替エネルギー源の必要性が意識されていたが、前者を具体化するものとして制定されたのが国家枯渇政策（National Depletion Policy, 1980年）である。原油の算出量を制御することにより、過剰な開発と資源枯渇を抑制することを目的としている。

(3) 4 種燃料政策

4 種燃料政策（Four-Fuel Diversification Policy）は、国家枯渇政策を補う形で 1981 年制定された。石油への過剰な依存を抑え、石炭、天然ガス、水力などに分散させることでエネルギー供給の信頼性と安定性を確保して、エネルギーの基盤が拡大し、国内エネルギー資源のより長期的な活用を行うことを意図したものである。

2.1.2 電力政策

マレーシアにおける電力政策の基本は、1990 年に施行された電力供給法（Electricity Supply Act 1990）にあるとみられる。2001 年に改訂され、後述するエネルギー委員会法を取り込んだものとなっている。

その構成は以下のとおりとなっている。

第 I 部	序 章
第 II 部	廃 止
第 III 部	エネルギー委員会の機能、責務及び権限
第 IV 部	免許及び登録された電力設備
第 V 部	競争の管理
第 VI 部	効率的な電力の利用
第 VII 部	免許に基づく供給
第 VIII 部	事故または火災の通報
第 IX 部	疑義と調停
第 X 部	違反と罰則
第 XI 部	全般的事項
第 XII 部	規制制定の権限
第 XIII 部	その他

特に、第 IV 部では電力機器の登録と検査等、第 VI 部では免許を受けた事業者の供給義務や料金設定、第 IX 部では規則への反則と罰則、補償等の事項が述べられている。

同法は、それ以前には政府の電力公社であった National Electricity Board（NEB）を民営化し、半島部では電力会社 TNB（Tenaga Nasional Berhad）を設立するために設けられた法であるとみられる。同時に、同法では、電力供給事業が免許制となっており、基本的に市場が開放されていることがわかる。独立発電事業者（IPP）も、この法に基づき可能となっている。この電力供給事業における許認可と規制、監視を行うのが、次節で述べるエネルギー委員会である。

2.2 電力セクターの組織

2.2.1 行政組織

(1) 経済計画部 (Economic Planning Unit, EPU)

経済計画部は、首相府に直属の組織であり、国のエネルギー政策の全体的な面を管轄している。EPU のエネルギー課においてエネルギー政策を立案しており、それはマレーシア 5 か年計画の一部として公表されている。

具体的な管轄としては、エネルギー政策の立案と実施、経済発展のための法律、規制、計画、プロジェクトの実施、他のエネルギーに関連する組織との調整など。

公営企業の民営化を主導しているため、石油製品（石油およびガス）や IPP など電力供給セクターの民間事業も EPU の管轄である。

(2) エネルギー・グリーンテクノロジー・水省 (KeTTHA)

KeTTHA は、2009 年に設立された省で、その名称のとおりエネルギー、グリーン・テクノロジー、水道サービスの産業を発展させることを目的としている。省は、これら 3 分野の名称を負った 3 つの局から構成されている。

エネルギー局の任務は、エネルギーにかかる政策・戦略の立案と、電力供給産業に関連する計画を実施することにある。具体的には、次のことを行っている。

- ・エネルギー効率の改善と再生可能エネルギー利用促進、
- ・電力会社が設定する電力料金の評価、
- ・電力会社が提供するサービス水準の監視、等。

エネルギー局の下には、以下の 4 部門が所属している。

電力供給部 (Electricity Supply Section) :

全国の電力供給に関連する政策と計画についての調整・管理・監視、電力供給政策のレビュー、電力料金のレビューとリストラクチャリング、等を行っている。

持続的エネルギー部 (Sustainable Energy Division) :

バイオマス・太陽光・風力・小水力ほかの再生可能エネルギー新規開発のための計画と政策の実施、あらゆる経済活動におけるエネルギー効率改善と保全、再生可能エネルギー・エネルギー効率改善/保全関係の活動実施のための予算管理等を管轄。さらに、再生可能エネルギー

ー・エネルギー効率改善関係の法令の調整とレビューも行っている。

産業開発・規制部(Industry Development & Regulation Section):

電力供給産業の法令と規制に関連する分析と政策提案、電力供給産業のサービス水準の監視、及びエネルギー委員会 (Energy Commission) に関連する事項の調整と管理

MESITA 資金管理部(Malaysian Electricity Supply Industry Trust Account (MESITA) Fund Management Section):

MESITA 資金の管理、同資金によるプロジェクトのモニタリング・管理。同資金では、農村電化、電力産業の R&D・人材開発・産業発展のための活動などを支援している。

また、KeTTHA が管轄する再生可能エネルギー利用促進及びエネルギー効率改善にかかる財務的インセンティブ制度は、第 2.4.1 節において説明する。

(3) エネルギー委員会(Energy Commission)

マレーシア国の電力事業は、2001 年に制定された「エネルギー委員会法」に基づき設立されたエネルギー委員会 (Energy Commission) により規制・管理されている。

エネルギー委員会の役割は、

- ・電力供給事業に関するあらゆる事案について、エネルギー大臣への助言を行う
- ・電力供給事業における規制（経済的、技術的、安全面、消費者保護面）を立案、実施する
- ・電力供給事業に関する政策を実施する

となっており、政策に基づいて電力供給事業者の事業とサービスをコントロールする機関である。

(4) 持続可能エネルギー開発庁(Sustainable Energy Development Agency, SEDA)

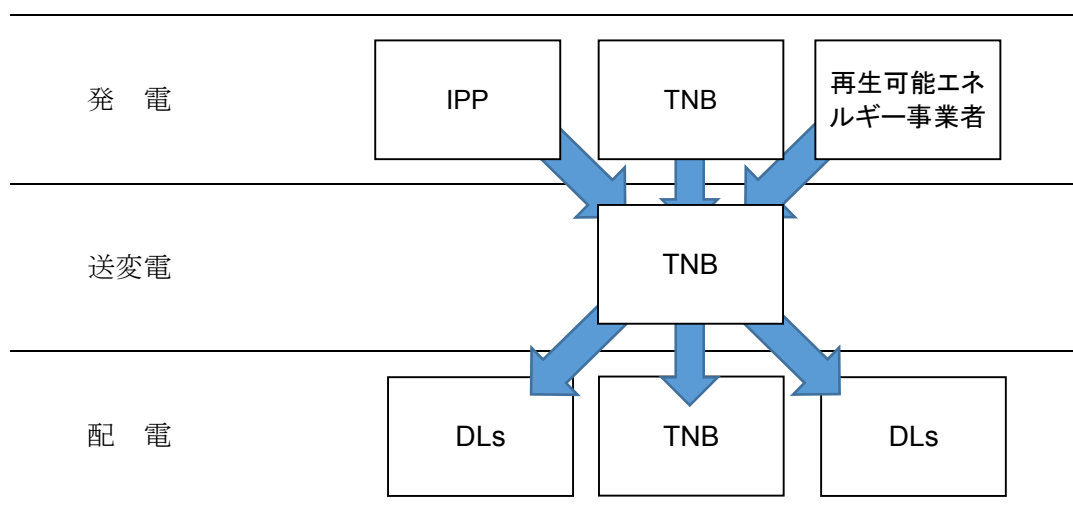
SEDA は、2011 年の再生可能エネルギー法の施行を受けた「持続可能エネルギー開発庁法 (Sustainable Energy Development Authority Act 2011)」に基づき設立された組織であり、その主な役割は、FIT 制度を実施・管理することである。より具体的には、次のような任務が与えられている。

- ・ エネルギー大臣や他の政府組織に、持続可能なエネルギーに関連する政策、制度、施策などに関する助言を行うこと、

- ・ 再生可能エネルギーにかかる政策目標の実現を推進すること
 - ・ 再生可能エネルギー利用を推進し、刺激し、支援すること、
 - ・ FIT 制度を実施、管理、監視、見直しし、そのために必要な調査、データ・FIT 関連情報・統計の収集・記録・管理、そして大臣への報告を行うこと、
 - ・ 持続的エネルギーに関する法律を実施し、必要な改善を連邦政府に勧告すること、
 - ・ 持続的エネルギーに対する民間投資の促進とそのために必要な税制他の財務的措置を政府組織に提案すること、
 - ・ 持続的エネルギー開発に関連する調査・研究・支援活動を行い、情報を政府組織、民間投資家、一般国民に対し提供すること、
 - ・ 持続的エネルギーセクターにおいて必要と考える教育訓練能力開発活動を実施・支援すること、
- 等

2.2.2 電力事業者

半島マレーシアにおける主な電力事業者は、TNB（Tenaga Nasional Berhad）社である。TNB は元来マレーシアの国営電力公社であったが、1990 年代に民営化され、半島部は TNB、サラワク州は SESCO (Syarikat SESCO Berhad) 社、サバ州は SESB (Sabah Electricity Sdn. Berhad) 社に地域分割された。また、発電、送変電、配電を垂直統合的に一手で行う電力事業者はこれら 3 社のみであり、送変電事業は地域独占に行っている一方、発電事業および配電事業は市場が開放されて多くの民間企業が参入している。すなわち、次のような構造となっている。



出典：Energy Commission 資料を基に調査団作成

図 2-1 電力事業の垂直構造

ここで、配電事業者（Distribution Licensees, DLs）については、エネルギー委員会の資料によると半島マレーシアだけで現在 200 社あまり存在する。空港、港湾、大規模工場、工業団地、大学、大型商業施設などが配電免許を取得して自らの施設やそのテナントに電力を供給している。規模的には、数 100kW 程度の小規模のものから数百 MW の大規模なものまでさまざまである。

2.2.3 電力セクターにおける民間企業の役割

(1) 制 度

電力セクターにおける民間企業の参入は、上述のとおり、発電事業と配電事業について市場が開放されている。いずれの事業も、エネルギー委員会から免許を取得する必要がある。

エネルギー委員会が発行する電力事業の免許には、次のような種別がある。

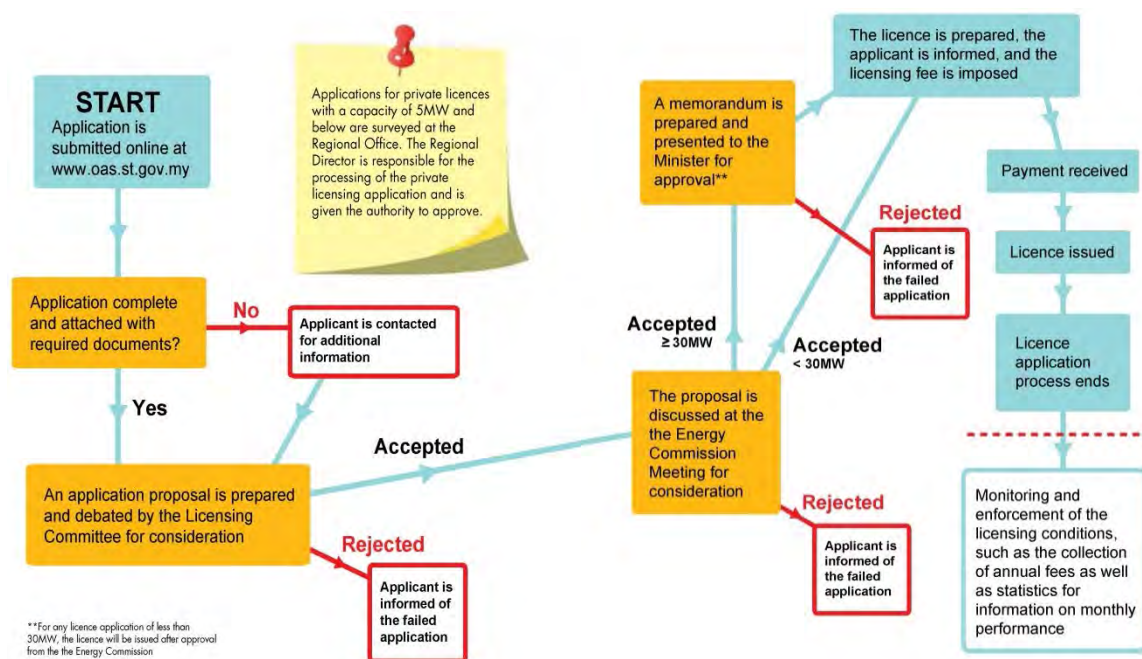
表 2-1 民間企業による電力事業免許の種別

1. Public Licence 公的な設備を運転し、電力を他社に供給するもの。 この免許で実施可能な電力事業は右記のとおり。	a. 一般消費者に電力を供給するもの。 例：TNB やサバ州の SESB など	b. 発電した電力を電力会社に販売するもの。 例：独立発電事業者(IPP)	c. コージェネなどの技術を用いて主に自家用に発電し、余剰電力を免許エリア内で販売するもの。 例：KL 国際空港のガスによる地域冷熱供給
	d. 電力会社から購入した電力とともに他のサービス等を複合施設や高層建築物のユーザーに提供/販売するもの。 例：KL セントラル複合施設の Malakoff Utilities 等	e. 再生可能エネルギーを用いて発電した電力を電力会社に売電するもの。 例：FIT によるプロジェクトなど	
2. Private Licence 私的な設備を運転し、発電した電力を自らの施設内で消費するもの。 この免許で実施可能な電力事業は右記のとおり。	a. 自ら所有・管理する電力線又は地下ケーブルが、道路、河川、橋梁、他社が所有する通信線や鉄道をまたいでいるもの。	b. 電力が供給されていない地域で自家用のために発電を行うもの。	c. 建設現場、催し、展示会等で一時的な発電を行い自ら消費するもの。
	d. コージェネや再生可能エネルギーを用いた発電などの効率的な技術を用いて自家用として発電を行うもの。		

出典：Energy Malaysia, Energy Commission

また、免許取得のプロセスは基本的に種別に関わらず共通であり、以下の図で示すような流れになっている。免許申請はオンラインで行われ、EC の免許委員会（Licensing Committee）で審議され、エネルギー大臣の承認を得ることにより確定し、申請者が免許フィーを支払うことによって発行されることがわかる。EC の資料（Guidelines on Procedures for Licensing Electricity Supply 2015）によると、承認にかかる外部組織の判断も必要とされ、それにはエ

エネルギー省（KeTTHA）のほか、経済計画局 EPU、地方政府、環境省、TNB、融資元などが含まれるとされる。また、申請書の提出は運転開始日の3ヵ月以上前とされているが、これら多数の機関の承認が必要であることを考えると、実質的には申請書提出前に各機関との事前協議が済んでいる必要があると推察される。



出典：Energy Malaysia, Energy Commission

図 2-2 電力事業免許申請のプロセス

免許において Energy Commission が検討する事項は、電力供給法 1990 とエネルギー委員会法 2001 に基づいて、次のものがあるとされる。

1. Promote competition in generation and supply of electricity to ensure it is offered at reasonable prices.
2. Promote and encourage the generation of energy for the economic development of Malaysia.
3. Ensure all reasonable claims for electricity supply are met.
4. Ensure consumer needs in terms of affordable prices, security, reliability of supply and quality of services are met.
5. Ensure the licensee can finance the activities as set out in the licence.
6. Encourage efficient use and supply of electricity.

また、品質の高い電力供給産業を創造するという政府方針に基づいて、次の事項も考慮される。

1. To increase fuel diversity and reduce dependency on a particular fuel.
2. To use renewable energy such as biomass (e.g. palm oil waste, sawdust), industrial waste (e.g. industrial waste gas) or solid waste (e.g. municipal waste and landfill gas).
3. To use efficient technology.
4. To use technology and methods that are efficient in energy management, and provide value-added services to end-users.
5. To give efficient, economical and satisfactory service to the users.
6. To use environmentally friendly electricity generation technology.
7. To encourage the growth of new methods.

IPP 事業者への事業免許のサンプルを、前述の EC 資料から抜粋し Appendix 2 に示す。

(2) これまでの民間企業参入実績

現時点で、半島マレーシア部においては、20 の IPP 事業者が発電事業を実施している。設備出力の合計は 1,730 万 kW で、年間 92,000GWh を発電している。

発電方式としては、コンバインドサイクル方式が多数を占めるが、一部には従来型蒸気タービンによるもの、石炭火力、小水力なども含まれている。

表 2-2 半島マレーシアにおける IPP 事業者の発電方式・規模・発電量（2014 年）

Bil. • No.	Stesen Jana Kuasa • Power Stations	Jenis Loji • Plant Type	Bahan Api • Fuel	Tarikh Mula Beroperasi • Year of Commissioning	Kapasiti Penjanaan Terpasang Yang Dilesenkan (MW) • Licensed Installed Generation Capacity (MW)	Kapasiti Penjanaan Terpasang (MW) ¹ • Installed Generation Capacity (MW)	Unit Penjanaan (GWj) • Units Generated (GWh)	Unit Jualan (GWj) • Units Sold (GWh)
1.	Kapar Energy Ventures (KEV) GF1	Thermal (Gas Asli/Minyak) • Thermal (Natural Gas/ Oil)	Gas Asli/ Minyak • Natural Gas/ Oil	1986	600.00	564.00	2,046.86	1,933.30
2.	KEV GF2	Thermal Arang Batu • Thermal Coal	Arang Batu • Coal	1989	600.00	1,486.00	4,650.74	4,341.00
3.	KEV GF3	Thermal Coal	Coal	2001	1,000.00		4,658.47	4,379.93
4.	KEV GF4	Kitar Terbuka • Open Cycle	Gas Asli • Natural Gas	1994	220.00	205.00	119.99	119.16
5.	Sultan Azlan Shah, Manjung	Thermal Arang Batu • Thermal Coal	Arang Batu • Coal	2003	2,100.00	2,070.00	15,727.49	15,036.54
6.	YTL, Paka, Terengganu	Kitar Padu • Combined Cycle	Gas Asli • Natural Gas	1995	780.00	780.00	5,674.94	4,968.54
7.	YTL, Pasir Gudang			1995	390.00	390.00	2,584.48	2,537.81
8.	Genting Sanyen (KLPP), Sepang			1995	762.00	720.00	4,697.68	4,586.71
9.	PD Power, Port Dickson			1995	440.00	436.40	648.00	648.00
10.	Segari, Lumut			1996	1,303.00	1,303.00	8,097.51	7,892.69
11.	GB3, Lumut			2002	640.00	640.00	1,943.02	1,901.21
12.	Panglima, Alor Gajah			2003	720.00	720.00	4,697.89	4,604.12
13.	Pahlawan, Melaka			1998	334.00	322.00	2,127.93	2,090.66
14.	Prai Power, Prai	Thermal Arang Batu • Thermal Coal	Arang Batu • Coal	2002	350.00	350.00	2,151.11	2,104.53
15.	TTPC, Perlis			2003	650.00	650.00	4,176.33	4,091.56
16.	Tanjung Bin Power, Pontian	Thermal Arang Batu • Thermal Coal	Arang Batu • Coal	2006 & 2007	2,100.00	2,100.00	16,068.11	15,545.69
17.	Jimah Energy Ventures, Port Dickson			2009	1,400.00	1,400.00	9,431.39	8,931.20
18.	Powertek, Alor Gajah	Kitar Terbuka • Open Cycle	Gas Asli • Natural Gas	1995	440.00	434.00	540.56	532.73
19.	NUR Generation, Kulim	Kitar Padu • Combined Cycle	Gas Asli • Natural Gas	1998	440.00		1,219.26	1,190.15
20.	Musteq Hidro, Kuala Krai	Hidro • Hydro	Hidro • Hydro	1994	20.00		52.88	52.88
JUMLAH • TOTAL					15,289.00	14,570.40	91,314.64	87,488.41

¹ Kapasiti Penjanaan Terpasang Disemak Semula 2014 • 2014 Revised Installed Generation Capacity

Musteq Hidro bersambung di talian pengagihan 33kV, manakala NUR menjana elektrik untuk kegunaan pelanggan dalam KHTP sahaja. Kedua-duanya tidak membekalkan elektrik ke grid, maka tidak diambil kira dalam kapasiti penjanaan terpasang • Musteq Hidro is connected to 33kV at the distribution side, while NUR generates electricity only to supply their consumers within KHTP. Both are not supplying electricity to the grid system, thus not considered as part of installed generation capacity.

出典：Performance and Statistical Information on Electricity Supply Industry in Malaysia, Energy Commission

(1) 実績に見られた課題と対応

IPP 方式の導入過程においては、多かれ少なかれどの国においても問題がみられるのが一般的である。ここでは、マレーシアで 1990 年代に導入された IPP 方式の導入当初の課題について、開発途上国の IPP 事業を横断的に研究した論文¹から抽出する。

<IPP 導入の背景>

- ・ 1990 年前後の時代、マレーシアは、経済発展により急速な電力需要の増大が見られ、電力不足の危機が叫ばれていた。
- ・ 特に、マレーシアを周辺国から抜きだしたものにしていた FDI の拡大による工業化推進のため、電力供給は基礎的なインフラとして必要不可欠な要素であった。
- ・ 1990 年の電力供給法は、電力公社を民営化し、急速な供給力の拡大をはかる意図を持っていた。
- ・ 1992 年、大規模な停電が発生し、最大 2 日間電力供給が停止した。これは TNB の信頼性に疑問を投げかけ、TNB による独占を終わらせ、IPP プログラムを強力に推進することにつながった。

<第1期の IPP 事業>

- ・ IPP 事業の公募がアナウンスされると、応募が殺到した。特に強い政治的コネクションを持つグループが形成され、IPP 免許に応募した。
- ・ この第1期の IPP 事業は5社で落札され、マレーシアの最大級の企業が名前を連ねた。ただし、応札に当たり発電事業の実績は要求されなかった。
- ・ また、5社中4社については、TNB が 10～20%の少数株主として参画していた。
- ・ 電力売買契約の締結に当たっては、政府の意向が強く反映されていた。
- ・ PPA は、Take or pay または固定容量料金（fixed capacity charge）によるもので、TNB には、電力購入の必要性にかかわらず購入をする義務が発生した。
- ・ これらの IPP はすべてガス火力であり、Petronas から供給を受けた。燃料価格のリスクは TNB の負担とされた。
- ・ これらの PPA の売電単価は kWh あたり 13.7 から 15.5sen（1 セン=1/100 リンギット）

¹ “The IPP Investment Experience in Malaysia”, Jeff Rector, Working Paper #46, Program on Energy and Sustainable Development, Center for Environmental Science and Policy, Stanford University, August 2005

で、TNB の自前の発電単価よりはるかに高いものであった。料金は 21 年間の契約期間中固定で、物価指数等による調整要素はない。これは、事業開始当初に収入がより大きくなる働きをし、投資回収を促進する効果があった。

- IPP への外国資本の参画を抑制する法令として、国家開発計画（NDP1991）と新経済政策（New Economic Policy 1971）があった。すべてのマレーシア国内の企業は、30%以上がマレー系資本によるものでなければならなかった。さらに、明文化されない一般ルールとして、外国資本は、いくつかの戦略的セクターにおいて、30%以上の資本を持てないこととされていた。ただし、このルールは、その時々異なる解釈がなされうるものであった。
- 90 年代には、外国資金の融資についても同様の制約があった。しかし、結果的にいずれの IPP 事業者も外国からの融資は受けず、90 億リンギットに上る資金を国内から調達した。
- IPP の導入は急速に推進され、1993 年 4 月から 12 月の間に、それまでの 6,000MW の設備容量に対して、4,157MW の新規容量が IPP により追加された。その結果、設備過剰になって、アジア通貨危機の前の 1997 年 1 月には、リザーブマージンが 50%近くに達していた。したがって、TNB は自前の発電所の運転を停止し、購入義務のある IPP から電力の調達を行う状態となり、その財務にプレッシャーがかかっていた。
- TNB は PPA の買電単価の再交渉を希望していたが、当時のエネルギー大臣の示唆により、TNB にとって負担となっていた地方電化事業に関連し、IPP 企業が売り上げの 1%を供出することに合意をした。

<アジア通貨危機の発生>

- このような状況のさなかで 1997 年 7 月にアジア通貨危機が発生した。政府は為替レートを固定性から変動制に移行し、リンギット貨は大幅に下落し、株式相場もクラッシュした。これにより電力需要も落ち込み、リザーブマージンはさらに拡大した。
- IPP 企業は、収入支出とも外国通貨を使用していなかったため、大きなダメージは回避した。一方、TNB は手持ち債務の 40%がドル建てであったため、余剰容量、IPP への重い支払い義務に加えて新たな負担を負うことになった。結果として、2 か月間、IPP への支払いが遅延する状況も発生している。
- TNB は、個別に PPA の再交渉を行うことはせず、全 IPP 事業者に対し、買電単価の下方修正と PPA 契約の期間延長をセットで提案した。1998 年 10 月に IPP 事業者はこの提案を拒否したが、毎月の請求に対する支払期限を 2 週間延長することには合意した。この変更は法令上の調整として実現され、PPA 自体には修正はなされなかった。

<通貨危機後～新たな IPP>

- ・ TNB は 1999 年度には黒字に復帰し、2001 年 2 月にはリザーブマージンが通常レベルに戻った。しかし、早くも同年 5 月には、2002 年前半にマージンが 10～15%と供給力不足に陥る予測がなされた。
- ・ TNB は、既存 IPP からの追加的調達、既存 IPP 事業者による新規 IPP 事業、新規スポンサーによる新規 IPP 事業の取り組みをスタートした。
- ・ これらの新規の PPA においては、第 1 期 IPP と比較し 20%程度低い価格で契約がなされた。また、TNB により都合の良い契約に改められ、アベイラビリティ目標設定や燃料リスクの分担などの事項が盛り込まれた。また、一部の需要リスクについても IPP に負担させる契約も現れた。
- ・ PPA 価格の低下については、次のような説明がなされている。
 - (a) TNB と政府の、商業契約に関する知見の拡大
 - (b) IPP 契約獲得における競争の激化
 - (c) 時間の経過・実績の蓄積による不確定要素の減少と期待利回りの低下。

<評 価>

- ・ 第 1 期の IPP 事業者がどの程度の利益をあげたかは不明であるが、種々の情報から推察される姿としては、非常に高い利益率であったと思われる。これらの IPP のスポンサーは、現時点でも同セクターにとどまり、新規 IPP 事業に積極的である。
- ・ 短期間に大規模の発電設備を整備するという当時の政策目標からすると、これらの IPP 事業は成功であったと言える。
- ・ TNB の民営化とローカル資本による IPP の開発は、国内の金融市場の開発の観点からも有益であった。
- ・ しかし、IPP 事業者に有利すぎた契約はマイナスの要素であり、結果として高すぎた買電価格は、TNB の財務を悪化させ、電力需要者の負担を増大し、社会の資源の効率的な利用に資するものとはなっていない。
- ・ しかし、これらのマイナス要素は過度に強調されるべきものではない。電力不足による FDI の逃避、国内投資、結果としての経済発展の阻害と比較すると、適時かつ高価な電力はベターな選択であるともいえる。
- ・ IPP 発電の燃料が国内産のガスであり、また内貨でファイナンスされたことは、アジア通貨危機におけるダメージを限定する効果があった。

- ・ IPP 契約が破棄され、強制的な再交渉を余儀なくされた他国の IPP の例と比較すると、司法面の弱点にもかかわらず、マレーシアでの実績はうまく機能していた。政府が介入し人脈に依存した契約交渉のプロセスも、法廷での争いなく事業者のコミットメントを確保するメカニズムとして機能した可能性がある。

以上は外部の評価であるが、国内においても当初の IPP 事業の反省はなされているとみられる。過去に発生した問題を解消するため、以下のような対応がとられている。(エネルギー委員会資料より)

「安全で、確実に信頼性のある電力供給を国民が受けられるよう、エネルギー委員会は新規の PPA がより厳密なものとなるよう対応を取ってきている。最新の PPA では、明らかにバランスが取れ、ガイドラインが示されたものとなっており、効率と透明性の向上と不当利益の搾取を防ぐことができるようになっている。

新たな PPA は、業界内の機会均等を図ることに寄与しており、IPP 企業が適切に費用を負担し、特定企業のみが大きな利益を防ぐことに貢献している。これらの見直しは、電力の消費者、電力会社、そして IPP 企業にとっても利益となるはずである。

この最新型の PPA により、消費者に対しては、より安価な電力料金が提示されている。さらに、エネルギー委員会が導入した競争入札制度により、買電単価は抑制され、消費者のコストを抑えることに成功している。

IPP 企業、電力会社、そして最終消費者、すべての関係者にとって公平な制度を確立することにより、エネルギー委員会は、世界基準の電力セクターの構築に向け重要な前進を果たしている。」

表 2-3 過去の買電契約の問題と採用された改善策

問題点	以前の PPA	最新の PPA	改善策の重要性
電力購入契約 (PPA) の構成	Take-or-Pay の条件で、TNB は、電力購入が不要な時も IPP から電力を購入するか IPP に補償費を払うかのいずれかしかなかった。	Take-or-Pay は採用されなくなり、IPP は、capacity と電力量に基づいた支払を受ける。	技術・商業面からより深く考慮された契約。
熱効率	契約上の熱効率が現実の熱効率より高くなっているため、IPP は過剰な収入を得ている	契約上及び現実の熱効率がほぼ同等となっている。	電力システムの発電コスト低減に貢献。
事業費削減・再融資・税減免等で得た余剰利益の共有	第1～第3世代の IPP までは、この利益共有システムがなかった。	財務モデルの見直しで導入された capacity rate financial (CRF) の初回入札において前提条件として加えられた。インセンティブ・ベース規制(Incentive- Based Regulation, IBR) 下においては、これらの余剰利益はエネルギー委員会に報告されることとなり、料金改定の際の検討事項の一つとなる。	余剰利益の共有は、発電費用の低減に貢献する。
運転の要件：アベイラビリティ率	85-87%	91-93%	より高いアベイラビリティ率は、発電機器がより効率的であることを意味し、発電コストの低減に寄与する。
運転の要件：アウテージ	予定外アウテージと計画されたアウテージを区別せず、13 から 15% の許容値が設定されていた。	予定外および計画アウテージを区別。前者については 4-6%、後者については 7-9% の許容値を設定した。	プラント運用の効率向上を目的として、許容値を下げている。
発電所の発電準備状態	発電準備（可能）状態については条件設定なし。	各段階で明確な基準を設定。具体には、 ・ 契約成立時点 ・ 商用運転開始時点 ・ 初期運転段階時点 ・ 商用運転時点	各段階での条件を明示することにより、電力購入契約の進展が開始段階から実運用に移る状況を監視し実現されることが確認できるようになっている。
損害賠償	給電指令に対応できない場合は、損害賠償の請求が可能であった。	損害賠償の定義が明確化され、次の場合に課されるペナルティの金額が示されている。 ・ 給電指令に対応できない場合 ・ 商用運転の期限に遅れた場合 ・ 技術要件に失格した場合 ・ 契約上のアベイラブルキャパシティを満足できなかった場合 ・ 事業を放棄した場合	条件を明確化することにより、透明性と説明責任が向上している。
不可抗力	不可抗力事象が発生しても、TNB はキャパシティ料金を支払う必要があった。	最も新しい PPA においては、不可抗力事象が発生した場合の支払いは、どちらのサイドが不可抗力により影響を受けたかを考慮することとなった。IPP が影響を受け商用運転開始日が遅れた場合は、TNB が IPP 事業者の負債の返済を負担する。逆の場合は、その負担義務はない。	不可抗力の発生に関して公平なシステムが導入されたため、TNB、IPP 事業者ともに不当なペナルティを受けることが無くなっている。
資金調達	期待 DSCR (Debt Service Coverage Ratio) が 1.75 から 3.56 の間にあり、資金調達は効率的ではなかった。	金利は 4.5 から 5.5%、DSCR は 1.2 から 1.25 の間にあり、より効率的な資金調達となった。	システムの発電コストが低減されている。
石炭方式による買電価格	石炭価格は US\$ 87.5 /tonne で平準化料金が 22-23 sen/kWh であった。	石炭価格 US\$87.5/tonne で、平準化料金が 18-21sen/kWh となった。条件が各段階で明確化された、すなわち、 ・ 売電契約が効力を発生する時点、 ・ 運転開始日 ・ 初期運転日 (IOD) ・ 商用運転開始日 (COD)	買電料金が低下している。
ガス方式による買電価格	ガス価格 RM44/mmbtu.において、平準化料金が 45-47 sen/kWh であった。	ガス価格 RM44/mmbtu.において、平準化料金が 34-35 sen/kWh となった。	買電料金が低下している。

出典：Energy Malaysia, Energy Commission

2.3 半島マレーシアの電力市場

2.3.1 電力市場の現状

半島部で事業を行う TNB 社は、民営化前の国営電力会社を前身とし、現在は発・送・配電会社を子会社とする持ち株会社となっている。マレーシア国は、石油、天然ガスなどの資源に恵まれているものの、資源の枯渇が遠くないことが予想されているため、1980 年代から一次エネルギーの多様化を図ってきた。その結果、石油依存度は低下し、天然ガスに多くを依存する形となっている。一方、1990 年代に供給力不足が顕著となり、電源投資への民間資金の導入が進められた結果、独立発電会社 IPP が多数存在しており、TNB の発電会社の設備容量は、半島部全体の 1/3 以下となっている。

半島部の電化率は、ほぼ 100%である。

半島部の電力系統は、タイ電力公社（EGAT: Electricity Generation Authority of Thailand）およびシンガポールのパワーグリッド社との国際連系を行っている。

半島マレーシアにおける電力インフラを次図に示す。



出典：Performance and Statistical Information on Electricity Supply Industry in Malaysia, Energy Commission

図 2-3 半島マレーシアの電力システム

半島マレーシアの電力需給の現状は下表のとおりである。ピーク需要は、2008-09 年の世界金融危機以降、毎年 3%前後の伸び率を示している。また、電力量は同じ期間、4%年前後の伸びを続けている。

表 2-4 半島マレーシアのエネルギーバランス

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Maximum Demand (MW)	14,007	14,245	15,072	15,476	15,826	16,562	16,901
Total Units Generated (GWh, TNB)	27,691	29,608	27,689	24,018	26,329	24,914	28,409
Total Units Sold (GWh)	85,616	82,443	89,621	93,713	97,256	100,999	103,449
Sales of Electricity (RM Million)	22,555	26,388	28,020	29,273	32,464	33,857	40,202
Licensed Installed Generation Capacity (MW)	6,346	7,040	7,040	7,054	6,986	6,866	6,616
Total Purchased Units (GWh)	68,091	63,156	73,830	76,887	81,733	86,767	86,335
Total Units Exported (GWh)	1,152	166	88	73	13	17	17
Total Units Imported (GWh)	0.11	0.06	0.03	225	100	220	22

出典：Performance and Statistical Information on Electricity Supply Industry in Malaysia, Energy Commission

次に発電設備容量であるが、TNB 以外の発電事業者（IPP、コジェネ、自家発電、FIT 事業者等）を合わせると、次のようになっている。

表 2-5 半島部の発電設備容量（MW）（2013 年末）

	水力	天然ガス	石炭	重油	軽油	バイオマス	その他	合計
TNB	1,911	4,955	-	-	-	-	-	6,866
IPPs	20	8,069	7,200	-	-	-	-	15,289
Co-Generation	-	806	-	-	3	84	-	893
Self-Generation	-	31	-	-	577	307	1	979
SREP/FIT	9	-	-	-	-	2	67	78
SUBTOTAL	1,940	13,861	7,200	-	580	455	68	24,105

出典：Malaysia Energy Statistics Handbook 2015, Energy Commission

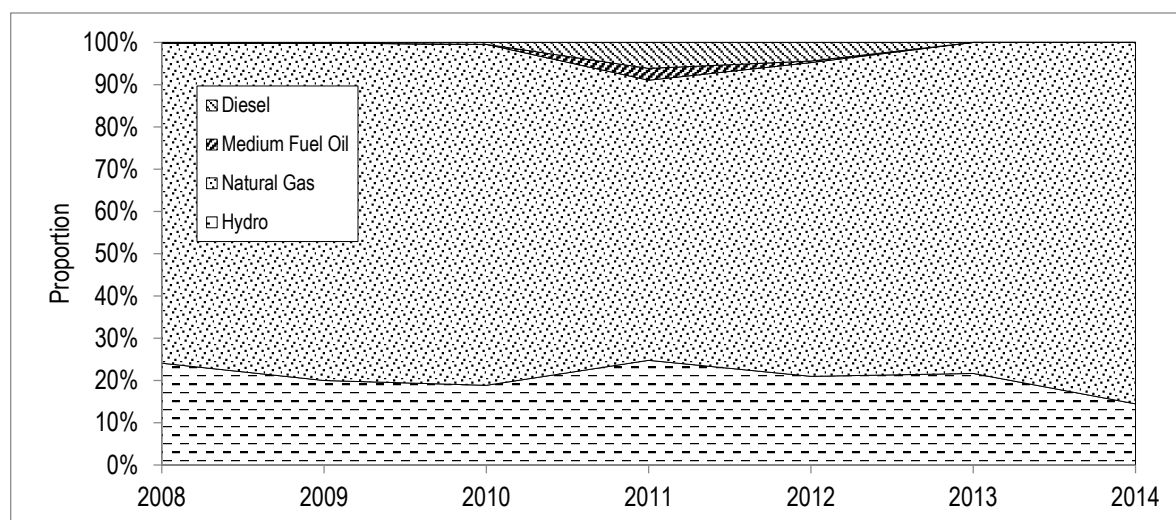
過去 6 年間の発電における一次エネルギーの構成は、下表のようになっている。天然ガスの依存度が高いのが特徴であるが、ガス生産の減少のために今後石炭火力にシフトするのではないかといわれている。

表 2-6 半島マレーシアのエネルギーミックス

Fuel Type	2008		2009		2010		2011		2012		2013		2014	
Hydro	6,669	24%	5,916	20%	5,227	19%	5,950	25%	5,524	21%	5,392	22%	4,111	14%
Natural Gas	20,979	76%	23,658	80%	22,337	81%	15,915	66%	19,558	74%	19,394	77%	24,298	86%
Medium Fuel Oil	-		-		6	0%	686	3%	86	0%	128	1%		
Diesel	43	0%	34	0%	119	0%	1,468	6%	1,161	4%	-		-	
Total	27,691		29,608		27,689		24,018		26,329		24,914		28,409	

単位：GWh

出典：Performance and Statistical Information on Electricity Supply Industry in Malaysia, Energy Commission



出典：Performance and Statistical Information on Electricity Supply Industry in Malaysia, Energy Commission

図 2-4 半島マレーシアのエネルギーミックス

同期間の顧客数は次表のように推移しており、特に一般世帯、商業の顧客数が連続して増加傾向にある。

表 2-7 半島マレーシアの電力顧客数

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Domestic	5,750,325	5,938,095	6,128,224	6,288,281	6,456,647	6,503,417	6,710,032
Commercial	1,110,718	1,164,959	1,224,414	1,281,108	1,334,371	1,334,856	1,404,501
Industrial	25,330	25,663	25,580	26,203	27,599	27,954	24,852
Public Lighting	45,037	47,715	50,122	53,075	56,715	61,121	63,340
Mining	13	15	17	20	22	27	29
Agriculture	906	996	1,080	1,166	1,241	1,494	1,574
Free Units	n/a	n/a	2,218	2,264	2,271	-	-
TOTAL	6,932,329	7,177,443	7,431,655	7,652,117	7,878,866	7,928,869	8,204,328

出典：Performance and Statistical Information on Electricity Supply Industry in Malaysia, Energy Commission

販売電力量の推移では、顧客数と同様、一般世帯と商業において6-7%台の伸びが続いている。

表 2-8 半島マレーシアにおける顧客層別販売電力量(GWh)

Sector	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Domestic	15,810	16,792	18,217	18,916	20,301	21,601	22,350
Commercial	26,939	27,859	29,872	31,755	33,218	34,878	35,801
Industry	40,511	36,261	40,071	41,449	42,047	42,721	43,380
Public Lighting	956	1,078	1,046	1,139	1,235	1,302	1,370
Mining	34	47	62	75	98	121	133
Export (EGAT)	1,152	166	88	73	13	17	-
Others (Agriculture)	214	240	265	306	344	375	414
Total	85,616	82,443	89,621	93,713	97,256	101,105	103,449

出典：Performance and Statistical Information on Electricity Supply Industry in Malaysia, Energy Commission

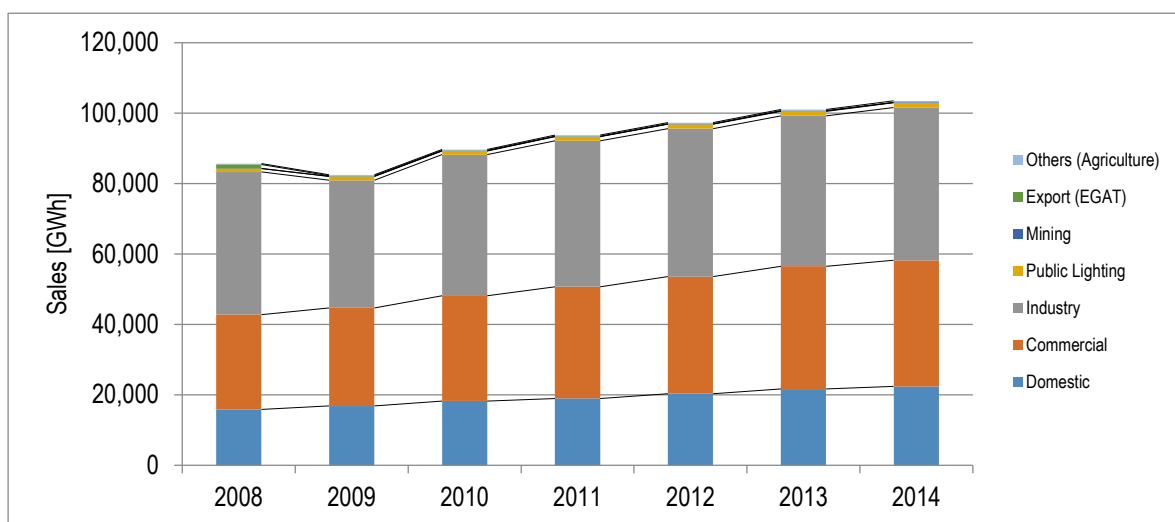


図 2-5 半島マレーシアにおける顧客層別販売電力量 (GWh)

電気料金は、一般世帯と産業用が同水準にあり、商用、農業用が高く設定されている。また、2013年から2014年の上げ幅が大きくなっているが、一次エネルギーの補助金を削減するための政策（Subsidy Rationalization Programme）による影響である。

表 2-9 TNB の電力料金(平均販売単価)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Domestic	28.0	27.7	27.7	27.6	28.8	29.2	31.2
Commercial	39.0	37.7	37.7	38.2	40.7	40.9	44.9
Industrial	29.4	28.8	28.4	28.9	30.9	31.0	34.2
Public Lighting	20.7	20.6	20.6	20.5	21.5	21.5	23.3
Agriculture	38.0	37.1	37.0	37.2	39.8	39.4	43.2
Average	28.8	31.5	31.3	31.7	33.7	33.9	37.1

単位：sen per kWh

出典：Malaysia Energy Statistics Handbook 2015

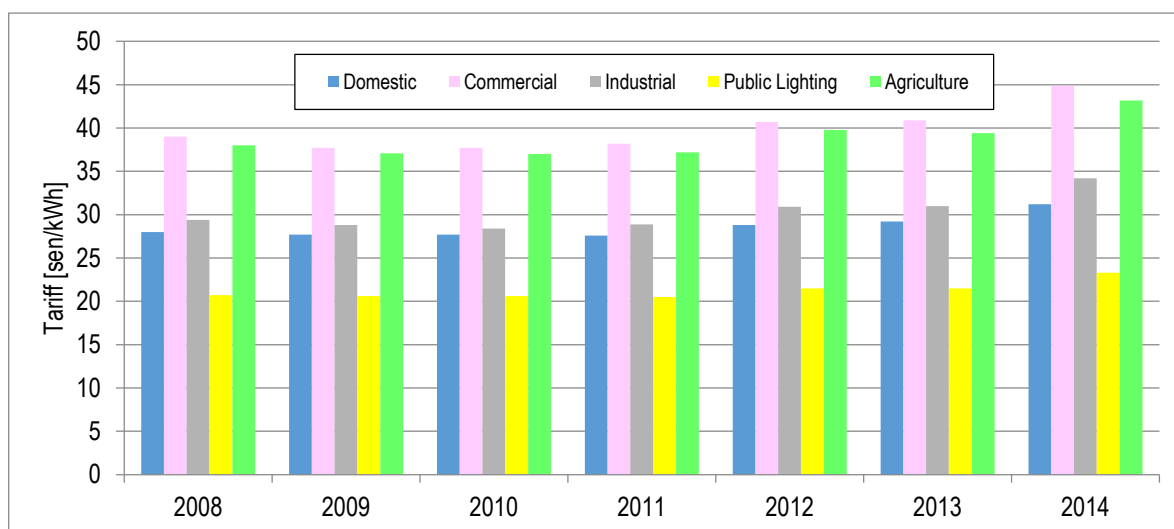


図 2-6 TNB の電力料金の変化

半島マレーシアにおける電力需要の予測値をエネルギー委員会資料から下表に挙げる。2023年までは3%前後、その後2030年までは、1.5%前後の伸び率が想定されている。

表 2-10 半島マレーシアにおける電力需要の将来予測

	Year	Sales (GWh)	Growth (%)	Generation (GWh)	Growth (%)	Peak Demand (MW)	Growth (%)	MW increase
HISTORICAL	2007	79,575	5.5%	90,283	4.4%	13,620	4.8%	630
	2008	84,464	6.1%	94,370	4.5%	14,007	2.8%	387
	2009	82,276	-2.6%	92,623	-1.9%	14,245	1.7%	238
	2010	89,533	8.8%	100,991	9.0%	15,072	5.8%	827
	2011	92,291	3.1%	103,354	2.3%	15,476	2.7%	404
	2012	96,257	4.3%	106,884	3.4%	15,826	2.3%	350
	2013	99,921	3.8%	111,020	3.9%	16,562	4.7%	736
FORECAST	2014	103,804	3.9%	114,549	3.2%	17,152	3.6%	590
	2015	107,563	3.6%	117,834	2.9%	17,697	3.2%	545
	2016	111,366	3.5%	121,794	3.4%	18,282	3.3%	585
	2017	115,275	3.5%	125,860	3.3%	18,880	3.3%	598
	2018	119,301	3.5%	130,045	3.3%	19,492	3.2%	612
	2019	123,446	3.5%	134,350	3.3%	20,111	3.2%	619
	2020	127,383	3.2%	138,421	3.0%	20,721	3.0%	609
	2021	131,310	3.1%	142,474	2.9%	21,288	2.7%	568
	2022	134,982	2.8%	146,243	2.6%	21,794	2.4%	506
	2023	136,680	1.3%	147,869	1.1%	21,979	0.8%	185
	2024	141,360	3.4%	152,718	3.3%	22,524	2.5%	545
	2025	144,340	2.1%	155,725	2.0%	22,938	1.8%	414
	2026	147,008	1.8%	158,390	1.7%	23,300	1.6%	363
	2027	149,519	1.7%	160,886	1.6%	23,637	1.4%	337
	2028	151,982	1.6%	163,328	1.5%	23,965	1.4%	328
	2029	154,457	1.6%	165,781	1.5%	24,294	1.4%	329
	2030	156,781	1.5%	168,070	1.4%	24,598	1.3%	304
	2031	159,008	1.4%	170,458	1.4%	24,934	1.4%	337
	2032	161,292	1.4%	172,907	1.4%	25,279	1.4%	345
	2033	163,474	1.4%	175,245	1.4%	25,608	1.3%	329
Average period growth rates, % pa:								
2014-2023			3.1%		2.9%		2.8%	
2014-2033			1.6%		1.5%		1.4%	

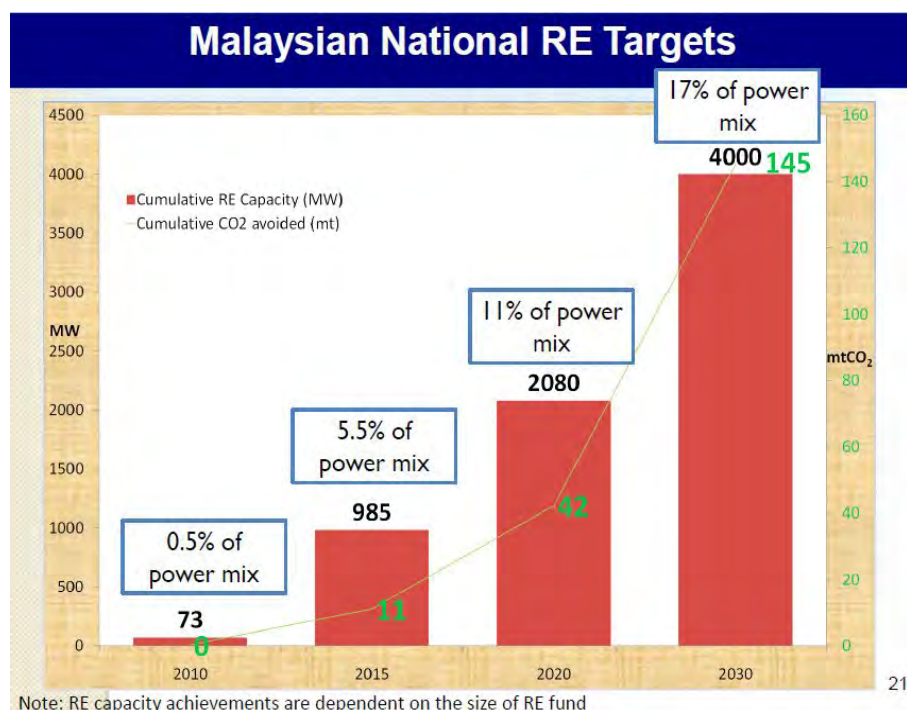
出典：Peninsular Malaysia Electricity Supply Industry Outlook 2014

2.4 再生可能エネルギー利用の促進と FIT

2.4.1 再生可能エネルギー利用にかかる政策

マレーシア国での再生可能エネルギーの取り組みは、「第8次マレーシア計画」(2001－2005)に基づいた2001年の「小規模再生可能エネルギープログラム (SREP: Small Renewable Energy Program)」で具体化した。再生可能エネルギー事業実施に関連する税の優遇制度である。その後、「第9次マレーシア計画」(2006－2010)において「再生可能エネルギー購入契約」(REPPA: Renewable Energy Power Purchase Agreement)に基づく取引条件が整備された。「第10次マレーシア計画」(2011－2015)では固定価格買取制度 (FIT) の導入がうたわれ、2011年、FIT の導入を含む再生可能エネルギー法が制定され、同年に施行された。この法律に合わせ、持続可能エネルギー開発庁法に基づき持続可能エネルギー開発庁 (SEDA) が設立され、FIT の運営管理を行っている。

再生可能エネルギー法に関連しては、下図のような再生可能エネルギーの導入目標が掲げられている。



出典：National Sustainable Energy Framework and Policy, 2nd International Sustainable Energy Summit (ISES) 2014, March 2014

図 2-7 再生可能エネルギー法に基づく再生可能エネルギーの導入目標

また、再生可能エネルギー及びエネルギー効率改善への投資を促進するために、KeTTHA が管轄して国内の産業及び発電事業者に対する次のような財政的インセンティブ施策を取っている。

1) 再生可能エネルギー資源を用いた発電事業に対する税制特例措置

バイオマス、バイオガス、太陽光、非生物性廃棄物、水力（30 MW 以下）等の再生可能エネルギー資源を用いた発電事業（または蒸気/熱供給）を実施する企業に対し、次の特例措置を取る。

- ① 先進的事例に対する 10 年間にわたる所得税の免除：未回収の投資資金と先進的と定義される期間（先進期間）における累積負債を、先進期間後の所得から減額することが可能となる。または、
- ② 一定の投資活動（承認されたプロジェクトに関する工場建設、プラント、機械、設備等の購入等）における 5 年間の投資活動における投資額の 100%減免：対象期間の各年において課税対象所得から減額が可能。減額未消化がある場合は、消化が完了するまで先送りが可能。

2) エネルギー保全サービス供給会社に対する税制特例措置

環境保全推進事業の実施費用を低減させるため、エネルギー保全サービス供給会社に対して次の特例措置を取る。

- ① 先進的事例に対する 10 年間にわたる所得税の免除：未回収の投資資金と先進的と定義される期間（先進期間）における累積負債を、先進期間後の所得から減額することが可能となる。または、
- ② 承認された投資活動における 5 年間の投資活動における投資税の 100%減免：対象期間の各年において課税対象所得から減額が可能。減額未消化がある場合は、消化が完了するまで先送りが可能。

3) Tax Incentives for Companies Investing to Conserve Own Energy Use

自らが使用するエネルギーの消費削減を行う企業に対し、次の特例措置を取る。

- ① 承認された事業の投資支出について、5 年間にわたり 100%の投資税減免措置を行う。

4) グリーン建築証明（Green Building Index Certificate）取得建築物に対する税制特例措置

グリーンテ・クノロジーの普及を図るため、政府は 2009 年 5 月にグリーン建築物指標（green building index, GBI）を導入した。建築物におけるグリーン・テクノロジーの利用促進を目的とし、次の特例措置を取る。

GBI 証明を取得した建築物の所有者は、同証明取得のために要した投資費用 100%の税の減免を受けられる。対象期間の各年度の課税対象所得から免税額を減額可能となる。一つの建物に対して 1 回だけ有効。

GBI 証明を取得した建築物または住宅資産の購入者は、所有権移転にかかる印紙税の減免を受けられる。当該建築物または住宅資産の所有権移転について、1 回限り有効。

（2014 年 12 月に終了）

これらの税制特例措置は、マレーシア産業開発オーソリティ（Malaysian Industrial Development Authority, MIDA）が手続き等の実務を担当している。

2.4.2 FIT 制度

(1) FIT 制度の概要

FIT 制度は、上記のとおり 2011 年の再生エネルギー法で導入され、2012 年 1 月からスタートしている。

制度的には、ドイツ等の先行事例に倣うものとなっており、配電事業者 (Distribution Licensees, DLs) に、FIT 免許取得者 (Feed-in Approval Holders, FIAHs) が発電した再生可能エネルギーによる電力を一定期間購入することを義務付けるものである。この期間は発電方法により異なり、バイオマス、バイオガスの場合は 16 年、小水力と太陽光 (PV) の場合は 21 年となっている。買い取り価格は FIT Rate として政府が定める。また、FIT 免許取得者は、SEDA が発行する証明書の受領者のことを指す。

太陽光の買い取り価格については、2012 年の制度運用開始以降 5 回の見直しが行われており、その価格は抑制されてきている。価格には、発電設備規模により異なる料金が与えられ、また、

- ・建物に組み込む形式の PV モジュールの奨励、
 - ・国内製発電機材 (モジュール及びインバータ) の利用促進、
- のための特別割り増しが含まれている。(下表の下段参照)

表 2-11 FIT 制度における太陽光発電の買取価格の変遷 (RM per kWh)

Description of Qualifying Renewable Energy Installation	Jan-12	Jan-13	Mar-13	Jan-14	Mar-14	Jan-15	Jan-16
(a) Basic FiT rates having installed capacity of :							
(i) up to and including 4kW	1.2300	1.1316	1.1316	1.0411	1.0184	0.9166	0.8249
(ii) above 4kW and up to and including 24kW	1.2000	1.1040	1.1040	1.0157	0.9936	0.8942	0.8048
(iii) above 24kW and up to and including 72kW	1.1800	1.0856	0.9440	0.7552	0.8496	0.7222	0.6139
(iv) above 72kW and up to and including 1MW	1.1400	1.0488	0.9120	0.7296	0.8208	0.6977	0.5930
(v) above 1MW and up to and including 10MW	0.9500	0.874	0.7600	0.6080	0.6840	0.5472	0.4651
(vi) above 10MW and up to and including 30MW	0.8500	0.782	0.6800	0.5440	0.6120	0.4896	0.4162
(b) Bonus FiT rates having the following criteria (one or more) :							
(i) use as installation in buildings or building structures	0.2600	0.2392	0.2392	0.2201	0.2153	0.1722	0.1550
(ii) use as building materials	0.2500	0.2300	0.2300	0.2116	0.2070	0.1656	0.1325
(iii) use of locally manufactured or assembled solar PV modules	0.0300	0.0276	0.0300	0.0300	0.0500	0.0500	0.0500
(iv) use of locally manufactured or assembled solar inverters	0.0100	0.0092	0.0100	0.0100	0.0500	0.0500	0.0500

出典 : SEDA

上記の買取価格の原資は、再生可能エネルギーファンド（RE Fund）と呼ばれ、消費者が負担する一般の電力料金に上乗せされた賦課料金によって賄われている。賦課料金は、FIT 制度導入時は一般電力料金の 1%であったが、2014 年 1 月に 1.6%に値上げされている。

(2) FIT 制度の実績

FIT 制度の運用開始以来の、再生可能エネルギー発電設備導入量を下表に示す。

表 2-12 FIT 制度に基づく稼働開始プラントの設備容量（2016 年 1 月時点）

Year	Biogas	Biogas (Landfill / Agri Waste)	Biomass	Biomass (Solid Waste)	Small Hydro	Solar PV	Geothermal	Total
2012	2.00	3.16	43.40	8.90	11.70	31.59	0.00	100.75
2013	3.38	3.20	0.00	0.00	0.00	106.84	0.00	113.63
2014	1.10	0.00	12.50	0.00	0.00	64.94	0.00	71.63
2015	0.00	5.40	12.00	7.00	6.60	20.90	0.00	51.90
Total	6.48	11.76	67.90	15.90	18.30	224.27	0.00	337.91

単位：MW

出典：SEDA

同様に、FIT 制度に基づく再生可能エネルギー発電設備による発電量の実績を下表に示す。

表 2-13 FIT 制度に基づく稼働開始プラントの発電量（2016 年 1 月時点）

Year	Biogas	Biogas (Landfill / Agri Waste)	Biomass	Biomass (Solid Waste)	Small Hydro	Solar PV	Geothermal	Total
2012	98	7,465	101,310	3,235	25,630	4,714	0	142,452
2013	12,217	9,478	209,408	11,144	73,032	48,416	0	363,695
2014	19,772	31,844	226,196	4,348	64,550	178,330	0	525,040
2015	16,626	33,632	120,199	18,090	35,283	240,235	0	464,066

単位：MWh

出典：SEDA

さらに、FIT 制度に基づく再生可能エネルギー発電設備による発電で削減された二酸化炭素排出量の推計値を下表に示す。

表 2-14 FIT 制度に基づく稼働開始プラントでの発電による CO₂ 排出削減量（2016 年 1 月時点）

Year	Biogas	Biogas (Landfill / Agri Waste)	Biomass	Biomass (Solid Waste)	Small Hydro	Solar PV	Geothermal	CO ₂ Avoidance (tonne)
2012	68	8,009	92,820	2,232	17,751	3,750	0	124,629
2013	8,498	14,548	237,312	9,921	68,143	37,306	0	375,728
2014	22,140	36,521	393,387	12,921	112,682	160,354	0	738,006
2015	33,613	59,727	476,325	25,404	137,028	326,116	0	1,058,211

単位：MWh

出典：SEDA

(3) FIT 制度に関する最新状況

2012 年の FIT 制度運用開始以降、特に太陽光において急速な設備容量の増加がみられている。各期の申請募集が開始されると、応募が集中して短時間で募集終了になるとの情報もある。このような事態を受け、SEDA においても実務体制の見直しが行われている。

2015 年 1 月に調査団が SEDA を訪問して行った聞き取り調査では、ホームページ等で公表はされていないものの最新状況として次のようなことがわかっている。

- ・ 再生可能エネルギーの設備容量・発電量が増加し、FIT 料金を支払うための原資である RE Fund に余裕がなくなっている。
- ・ 特に太陽光は、比較的利用が容易な技術であるため、FIT への応募が殺到している。
- ・ 公表されている割り当て量は、太陽光の場合、1MW 以下の施設を対象としている。
- ・ 太陽光に対する割り当て量は、2016 年度が最後となり、2017 年以降は割り当てが無くなる予定である。
- ・ SEDA で扱う太陽光プロジェクトの募集も 1MW 以下となり、1MW 以上の規模の太陽光プロジェクトは、SEDA ではなく KeTTHA が管轄することとなった。同時に、SEDA が公表する割り当て量等の適用外となっており、発電所計画においては KeTTHA との直接的な交渉が必要である。

現在、SEDA のホームページで公表されている、毎年（年 2 回）の発電種別の割り当て量は以下のとおりである。

表 2-15 発電種別 FIT 制度適用の割り当て量 (2016 年 1 月時点)

		2015		2016		2017		2018		2019	
		H1	H2	H1	H2	H1	H2	H1	H2	H1	H2
PV	Available for FiT Applications										
	Community	0	6.46	0	0	0	0	0	0	TBA	TBA
	Individual	0	0	0	0	0	0	0	0	TBA	TBA
	Non-individual (≤ 500 kW)	0	0	0	0	0	0	0	0	TBA	TBA
	Non-individual (> 500 kW)	0	0	0	0	0	0	0	0	TBA	TBA
	Allocated										
	Community	0.01	0.62	0	0	0	0	0	0	0	0
	Individual	3.92	16.93	3.24	15.56	0	0	0	0	0	0
	Non-individual (≤ 500 kW)	0	17.27	0	0	0	0	0	0	0	0
	Non-individual (> 500 kW)	0	29.99	0	0	0	0	0	0	0	0
Biogas	Available for FiT Applications										
	Biogas	0	0	0	0	0	0	0	0	TBA	TBA
	Biogas (Landfill / Agri Waste)	0	1.97	0	0.33	0.99	1.38	0.21	0	TBA	TBA
	Allocated										
	Biogas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Biogas (Landfill / Agri Waste)	0	43.17	37.95	8.67	22.17	8.70	5.85	0	0	0
Biomass	Available for FiT Applications										
	Biomass	0	0	0	0	0	3.53	1.79	0	TBA	TBA
	Biomass (Solid Waste)	0	0	0	0	0	1.80	0	0	TBA	TBA
	Allocated										
	Biomass	16.00	22.00	9.95	46.74	15.00	25.00	13.0	0	0	0
	Biomass (Solid Waste)	0	0	0	0	22.20	1.00	0	0	0	0
Small Hydro	Available for FiT Applications	0	0	0	0	0	77.84	31.84	0	TBA	TBA
	Allocated	41.94	0	0	118.85	39.00	0	25.80	0	0	0
Geo-thermal	Available for FiT Applications	0	0	0	0	0	0	TBA	TBA	TBA	TBA
	Allocated	0	0	0	0	0	30.0	0	0	0	0

単位: MWh

出典: SEDA

2.4.3 太陽光発電促進にかかる新たな制度

前節で述べたように、マレーシア国内では、FIT 料金の原資となっている RE Fund の制約があり、FIT 制度の導入以降、特に応募の多い太陽光発電の許可枠は急激に減少してきている。一方、政策的には、太陽光発電の導入を急がなければならない事情が発生している。2014 年に開催された AMEM (Asean Ministers of Energy Meeting) において、次のことが決定された。

- 大型水力とオフグリッドの RE も再生可能エネルギーの区分に含めてよい。
- 2015 年の RE 導入率 15% (発電容量比) の目標から、2020 年に 30% と拡大する。

マレーシアにおいてこれらの決定は大きな意味がある。第一に a) であるが、Temengor、Bakun ほかの既設大型水力を合計すると、RE 導入量は、これまでの集計値 300MW 程度から一気に 4,000MW となる。一方、決定 b) により、2020 年の導入量は、9,000MW となる。ここで、FIT

による RE 導入量が 2020 年までに 1,000MW になると仮定し、新規大型水力等の容量が 800MW あることを考慮しても、3,500MW の RE 容量が不足することになる。

一方、政府が推進したい Biogas、Biomass および小水力の新規開発を現状の予測以上に拡大することは物理的にはほぼ不可能であり、さらに需要センターから距離があることの多いこれら電源候補の系統接続には中圧の送電網の拡張も必要であり、さらに上記の RE Fund 制約の問題がある。これらの問題を踏まえて今後拡大の余地があるのは、FIT 外の太陽光発電しかなく、政府は、これを NEM (Net Energy Metering) 方式と USS (Utility Scale Solar) 方式により開発をすることとし、SEDA や ST (Energy Commission) との調整を開始した。

(1) NEM 方式

Net Energy Metering とは、簡単には、太陽光発電を設置し逆潮流させた電力量分を、電力会社から購入した電力量から差し引く、という方式である。政府は、今後従来型の一次エネルギー価格は上昇する方向にあり、一方太陽光発電設備の価格は低下する方向にあることから、以上の単純な差引方法によっても一般の電力需要家にとって有益な方法であるという見通しを示している。特に、屋根上に設置する方法であれば土地を必要とせず、また電力会社にとっても、送配電によるロスを抑え、また 11 時から 4 時に発生する電力需要のピークに対して余剰発電容量を確保するというアドバンテージが生まれる。そのほか、太陽光の大量導入は、発電の主要な一次エネルギーとなっているガスに対する補助金の削減にもつながることが、政府の方針を後押しする理由となっている。

上記方式で相当の容量（たとえば 500MW）が確保された後は、新規導入する NEM 発電者に一定の料金を課すことも検討されている。

現時点で想定されている NEM 方式は、以下のようなものである。

- ・ NEM 導入の対象となる設置者（電力需要家）は、住宅、商業、産業需要家とする
- ・ 屋根置き式の太陽光のみを対象とする
- ・ 住宅需要家は 12kW、商業・産業需要家は契約電力の 75%または 1MW を上限とする
- ・ 設備設置や接続のコストは設置者がすべて負担する（リース方式も可とする）
- ・ TNB や他の配電事業者も NEM 方式の対象とする

(2) USS 方式

USS 方式は、上記 NEM 方式が小規模の太陽光発電設備を対象にしているのに対し、大型の

設備を対象とした制度である。従来型の発電所と同等規模、というのが、命名の理由である。それでも、配電事業者による買電価格は、2015 年 5 月時点ではあるが、「FIT 料金より低くなるが、現状の太陽光発電設備の費用を踏まえ 1kWh あたり RM0.50 程度となる」との示唆もなされている。そのほか、USS 方式について想定されているのは、以下のような事項である。

- ・対象となる太陽光発電所は、入札により選定される
- ・発電所規模は 50MW 以下とする。
- ・天候による出力変動の系統への影響を緩和するため、分散した配置とする
- ・系統連系は送電電圧で行うものとし、Grid Code に従う
- ・太陽光発電はピーク需要に対応するため、ガスタービンや補助金なしのコンバインド・サイクル・プラントと同等の競争力が期待される
- ・仮に買電サイドの電気事業者のコストに影響する場合は、コスト増を電気料金に転嫁する方式（ICPT、Imbalanced Cost Pass Through）を採用する²
- ・逆に、電気事業者のコストを押し下げる可能性もあり、その際は電気料金を下げる
- ・2020 年までに 1000MW の導入を目指す

2017 年運転開始：500MW

2019 年運転開始：500MW

² USS 方式では FIT 制度の場合のような買取料金の原資を確保する制度はないとされる。したがって、オフテーカーが自らの収支のなかから USS への支払いを行うこととなり、この料金転嫁のルールはそのためのものであると考えられる。

第3章

プロジェクトの形成

第3章 プロジェクトの形成

3.1 プロジェクトの背景と必要性

3.1.1 現地の開発課題と事業の必要性

1) 北部地域の開発課題

マレーシア北部地域は、特に半島部の他地域と比較して開発が遅れ、収入格差にもあらわれている。政府は、この状況を打開して均衡ある国家の発展を図るため、2007年に北部回廊経済地域（Northern Corridor Economic Region）開発イニシアチブを打ち上げた。

北部回廊経済地域にはペルリス州、ペナン州、クダ州、ペラ州北部が含まれ、既存の農業、製造業、観光、物流の4セクターでの付加価値を高めることで、地域の開発を促進し、収入を向上させることを目的としている。マレーシア政府は、2008年に「北部回廊実施機関法（法687）」を制定し、NCIA（Northern Corridor Implementation Authority、北部回廊実現庁）を設立して同地域の社会経済開発の政策と戦略の策定を委任し北部地域の開発を開始した。

2) 事業の必要性

本案件はNCIAと共同でマレーシア北部4州への地域経済開発支援を25年間の長期的視点で実行することを目的として開始した。マレーシア政府側の窓口は首相府直轄のNCIAが担当しており、CEOのDato Redza氏を中心に他の関連省庁や実施機関との調整を実施した。特にペルリス州は他3州と比べ開発が遅れており、本調査を通じてペルリス州政府とNCIAより本事業を活用して現在計画している工業団地計画を推進したいという意向が示された。本事業はNCIAのRedza長官より連邦政府ナジブ首相にも報告され、是非実現をして欲しいとの意向も出されており、本案件は、マレーシア政府より早期実現を要望されているものである。

3.1.2 プロジェクト概要及び基本スコープ

1) 提案プロジェクトの目的

本事業は、大規模太陽光発電所を設置しその売電収入を基にペルリス州への地域経済開発支援を25年間の長期的視点で実行することを目的としている。

提案者とNCIAが連携して、公的資金と民間資金を活用した太陽光発電所の建設と事業運営を行うことで、ペルリス州における環境保護や人材育成、低炭素社会の実現、地域経済の開発促進などの地域貢献を実現することを目的としている。

クダ州にある提案者の製造工場で生産する太陽光パネルを使用することで北部4州内における地産地消も実現する。

2) プロジェクトの概要

【システム規模】	16.744MW パナソニック製太陽光パネル設置
【設置面積】	50 エーカー（予定）
【総工事費】	約 50 億円
【用 地】	ペルリス州 Chuping Valley

3.1.3 期待される事業効果

発電量は、16.744MW の太陽光発電所が完成した時点での年間発電量は 25GWh と予測する。これを基にした、年間二酸化炭素の削減量は 15,775t になると予測する（1kWh あたり CO₂ 0.631kg 削減）。またメンテナンスで 20 名ほどの専属雇用を現地に創出する予定である

3.2 サイトの選定

3.2.1 サイト選定方針

本プロジェクトは北部4州（ペルリス州、ペラ州、クダ州、ペナン州）に大型太陽光発電設備を設置し、その売電収入から得た基金を基に地域発展に貢献することを目的としている。このため、設備設置場所の選定方針として、北部4州に対し公平に検討機会を設け、各州からの提案用地を募り実地調査を行うものとした。以下、選定経過を記載する。

3.2.2 サイト選定経過

先ず、調査団は選定に際し NCIA と共同で北部4州全てへ提案を実施した。各州に対して本プロジェクト説明を行い、賛同する場合は設置用地の提供を要請し、その結果として各州から以下の候補地の提案を得た。

表 3-1 各州の候補地提案内容

ペルリス州	Chuping Valley 合計 300 エーカーの提案
ペラ州	Tasik Bukit Merah 合計 230 エーカーの提案
クダ州	Sungai Ular 合計 400 エーカーの提案
Penang 州	提案無し

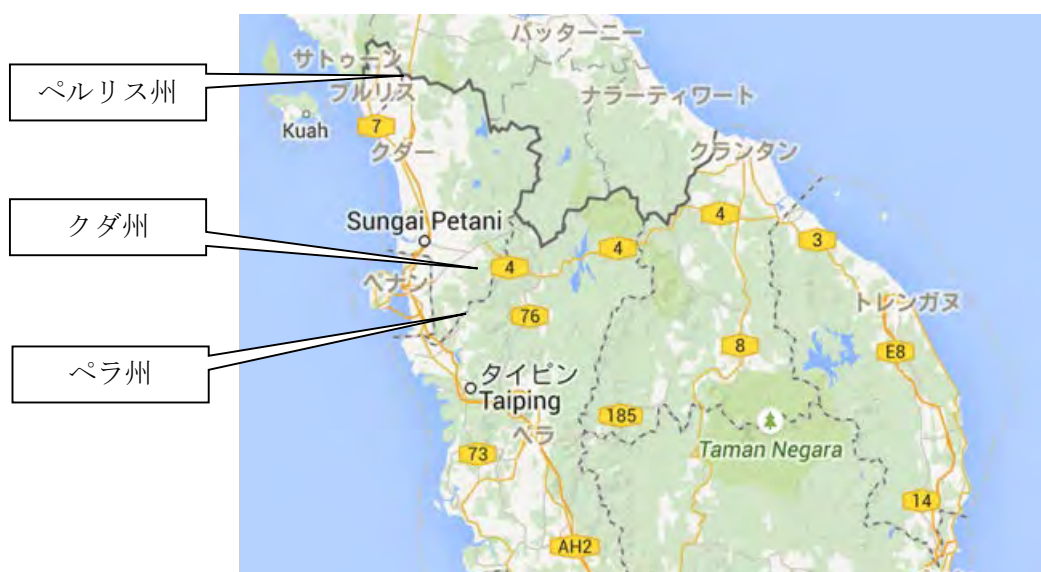


図 3-1 各州提案候補地

各州からの提案用地に対し実地調査を実施した結果、以下の判断に至った。

表 3-2 提案候補地の実地調査結果

ペルリス州	広さは十分ありそのまま使える。大きな問題は少ない。
ペラ州	周辺に川などがあり全ては使えないが、広さは十分ある。 但し、使用には1～2mの盛土等が必要で造成費用が発生する。
クダ州	広さはあるが、設置現場は未開発地で、橋の建設等のインフラ 構築から整備が必要な状態で検討に期間が必要。

次に接続先変電所の確認をペルリス州及びペラ州、其々の TNB と協議を行い、以下の状況であった。

表 3-3 接続先変電所検討結果

ペルリス州	Kanger 市にある変電所に 33kV 線で接続可能。距離は 23km。 規模は 22MW（後述 4 候補より選定 表 4-1）。
ペラ州	Bukit Merah にある変電所に 33kV 線で接続可能。距離は 20km。 規模は 20MW。但し既に他より接続申請があることが判明。

ペルリス州、ペラ州の両州を候補地として考慮したものの、TNB との協議でペラ州は接続対象の変電所に既に別の再生可能エネルギー電源が接続される計画があることが判明した為断念することになり、結果として本調査対象の太陽光発電設備の設置場所として Chuping Valley のみを選定するに至った。

3.3 関係する機関・組織との協議

3.3.1 ペルリス州政府との協議の経緯

ペルリス州政府とは以下の過程で協議を進めてきた。

- 1) 2015 年 2 月 NCIA と共にペルリス州へ案件を紹介。
- 2) 2015 年 3 月 ペルリス州サイト調査許諾
- 3) 2015 年 8 月 EIA 関係者と協議、ペルリス州 UPEN との協議
- 4) 2015 年 10 月 UPEN の推薦を受けて本案件をペルリス州知事に紹介した。
- 5) 2015 年 11 月 UPEN よりパナソニックが Ministry of Energy, Green Technology and Water (KeTTHA)より 50MW の太陽光発電システムの運営を許可されるまで案件は保留とする旨の回答をうけた。
- 6) 2015 年 12 月 UPEN より KeTTHA より合意が取れるなら、ペルリス州として Chuping Valley を本案件に使用することに同意する旨の合意書を出すことを文書にて通知。

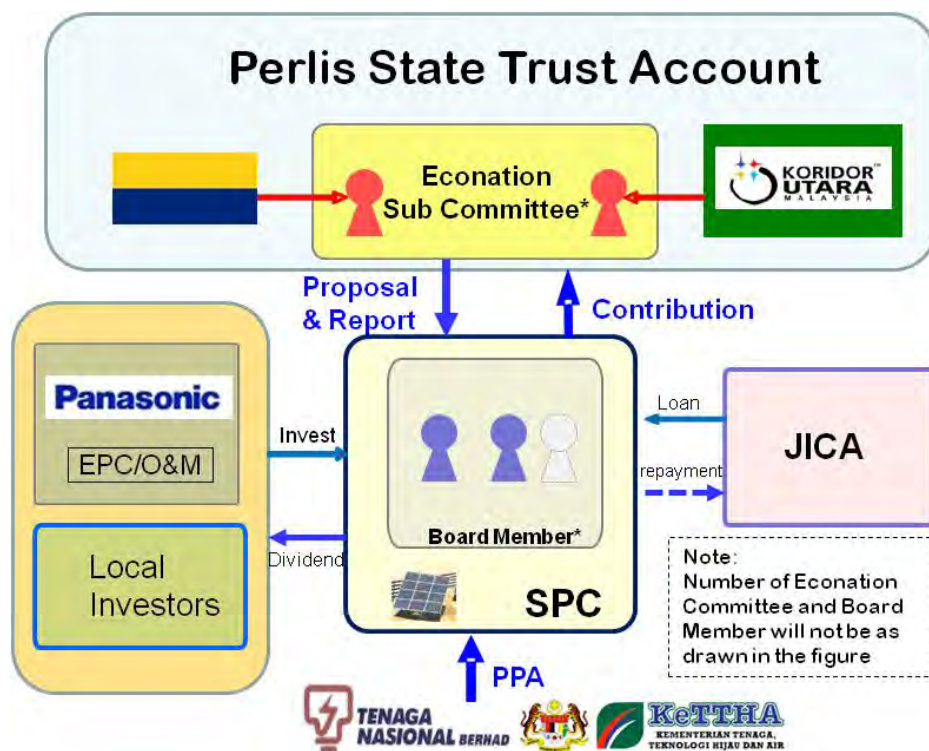
3.3.2 KeTTHA との協議の経緯

KeTTHA との間では以下の通り協議を進めてきている。

- 1) 2015 年 11 月 25 日 PESMY と NCIA が KeTTHA の Deputy Secretary General (Energy and Green Technology)に対して UPEN からのレター内容に関し協議。
本案件の調査が 2014 年 12 月から開始され、社会貢献を目的とした案件であることを説明し、サイト選定や系統接続の状況などの調査状況について説明をした。
KeTTHA より 2016 年度より 250MW 規模の Utility Scale Solar 制度が導入され、半島マレーシアに 200MW 規模、サバ州で 50MW 規模となることの説明を受けた。
Deputy Secretary General より KeTTHA に対して本案件の概要を正式に連絡するように指示を受けた。
- 2) 2015 年 12 月 2 日 PESMY より KeTTHA に対してレターを発行するとともに、ペルリス州との交渉を進めるにあたり確認書が必要であることを伝えた。

3.4 PPP（官民連携）に基づくプロジェクトの形成

本案件の事業スキームは以下の通りである。



3.4.1 プロジェクト実施主体としての特別目的会社

本事業を運営するにあたり特別目的会社（SPC）を設立する。

SPC の事業内容は以下のとおりである。

太陽光発電所の建設と所有； 用地はペルリス州から 25 年間の期限付きで貸与を受ける。

送電線の建設； 自らの費用により、Kanger 市内にある TNB 変電所までの送電線建設、当該変電所の一部改築と分電盤および電力メータの設置を行う。

発電所から分電盤（連系点）までが、SPC の管理責任範囲となる。

また、送電線は道路敷内に設置し、道路管理者から使用許可を得る。

発電事業の運営と管理；

IPP 事業者として TNB との間で売電契約を締結し売電収益を得る。

SPC について、資本構成を含めた詳細は第5章にて述べる。

3.4.2 運営維持管理体制

本事業の運営は SPC が行うが、実務的には、最大の出資者である PESMY 社が中心となり運営管理を行う。また、太陽光発電所の運転保守、維持管理業務も PESMY 社が SPC より受託する。PESMY 社が地域住民を責任者クラスで2名、技術者を5名、現場担当で10名、その他で5名、合計22名ほどを定期雇用し、必要な教育を実施し、維持管理を行うことを計画している。そのほか、不定期の雇用として50名ほどの雇用が発生する見込みである。

3.4.3 Econation Sub Committee

当初は SPC の中に拠出金を運用する Committee を設立する予定であったが、調査段階に置いて SPC 外に設立することが望ましいことが判明した。

SPC からの拠出金は、ペルリス州内にあるペルリス州社会経済開発信託基金 (Perlis State Socioeconomic Development Trust Account) の中に Econation 口座を開設し管理する。

この基金はペルリス州政府が管理しており、ペルリス州 Executive Committee (EXCO)の下に置かれている。Econation 向けの口座を管理・運営する目的として、基金内に Econation Sub Committee (仮称 ESC) を設立して Econation Fund として運用を行う。

詳細は第5章において述べる。

3.4.4 事業終了後の施設処分

25年間の事業終了後は、出資者に対し出資金を払い戻した後、SPC は解散する予定である。太陽光発電システムについてはメーカーの出力保証期間は過ぎるものの引き続き稼働することが見込まれている。従い施設については、適切な価格にてペルリス州への転売若しくは寄付をすることが現時点では想定されている。但しこの点については土地使用料金交渉にも絡む事項であり、本報告書作成時点ではペルリス州との間でも明確な協議はされていない。

第4章

概略設計と概略事業費の積算

第4章 概略設計と概略事業費の積算

4.1 サイトと設置規模

4.1.1 事業用地確定にかかるプロセス

本事業は州政府からの土地借用を前提として検討を進めている。従い第3章で述べた通り、適切な開発用地の提案があったペルリス州へ設置することとして検討を進めてきた。

この開発用地はペルリス州が所有しており、州経済企画庁が管理をしている。具体的な用地借用には、ペルリス州政府議会の承認を経て、ペルリス州との間で土地使用契約を結ぶことになる。

一般的にペルリス州との間での用地借用契約は以下のプロセスで進める。

1. UPEN と呼ばれるペルリス州経済企画庁との折衝を行い彼らの承認を得る。
2. UPEN は数ある提案を検討し、彼らの実施したい事業を EXCO と呼ばれるペルリス州上級評議会への答申を行い承認を得る。
3. この過程を経て UPEN より正式に州議会に提案、議決される。しかし、通常は EXCO からの承認が得られた段階で事実上の決定となっている。

本調査終了段階においては、調査団による UPEN 幹部との折衝・承認を得て、EXCO 並びに州知事に対する正式な提案までは完了し、州政府関係者から案件に関する同意を得るに至った。しかし州議会での決議には本案件が KeTTHA からの売電対象とする旨の正式確認を UPEN より求められており、本報告書提出時点では未だ州議会での議決には至らなかった。

4.1.2 設置規模検討

ペルリス州の TNB との間で行った設置規模の検討経過を述べる。

設置地域周辺にある接続の可能性のある変電所を確認した結果、具体的には以下の4カ所の可能性があることが分かった。

表 4-1 設置規模検討

場 所	引込電線 (kV)	接続距離 (km)	電力需要 (MW)	既設太陽光規模 (MW)	接続可能規模 (MW)
Chuping	275/132	15	12	1.5	8-10
Bukit Keteri	132/33/11	10	5	0	0
Bukit Keteri (South)	132/33	14	18	0	10-15
Kangar	132/33/11	23	25	0	20-22

送電によるロスを小さくするためには、発電設備と変電所の距離が短い方がよく、一般論として 10km 以内に収めたい。一方、送電線の電圧は高い方が電力ロスが小さいが、一定以上の電圧になると鉄塔での敷設が必要となる。したがって、公共の道路用地内に電柱で敷設できる上限である 33kV の送電線とすることが経済的である。33kV・1 回線で発電容量 20MW 程度までを送電できることから、本プロジェクトでは 33kV 接続ができる変電所を選定することとした。また接続可能規模については、変電所周辺の電力需要も関係しており、TNB の方針として電力需要の 85%を再生可能エネルギーによる発電所の接続可能上限としている。

上記を鑑みた検討結果、Bukit Keteri (South)及び Kanger が候補となった。しかし、Bukit Keteri (South)については、既に他より再生可能エネルギー発電の接続申請が提出されていることが判明し、接続距離が長いものの 20MW の規模が接続できる Kanger へ接続する判断に至った。

4.1.3 設置場所について

Chuping Valley は、ペルリス州 Kanger 市から約 25km 北東部のタイ国境に近い、北緯 6 度 36 分 17 秒、東経 100 度 17 分 07 秒近辺に位置している。

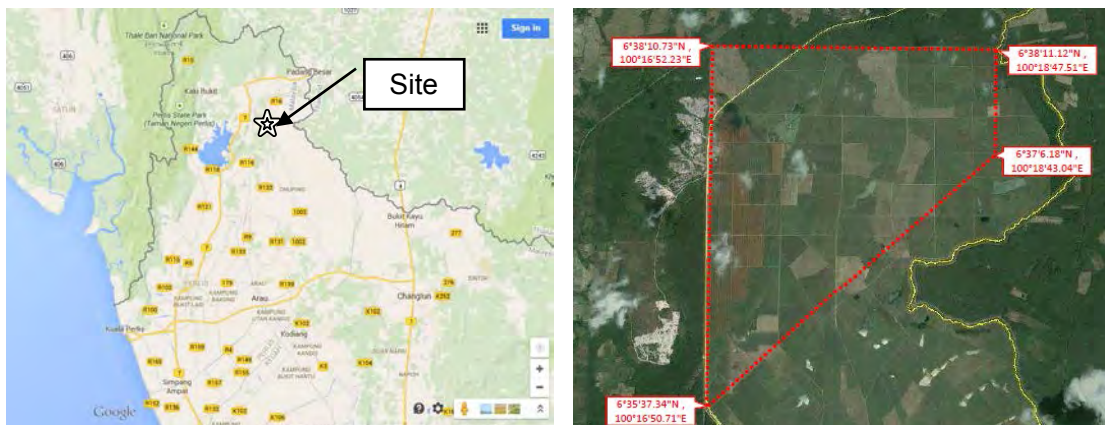


図 4-1 ペルリス州建設候補地位置

この土地は再開発用地としてペルリス州政府が所有しており、土地の広さは全体で 2,339.10 エーカーである。

ペルリス州政府としてはこの再開発用地を使い Green Technology を活用した州開発を目指しており、Green Valley と命名して環境関連産業を中心に誘致する開発計画を立てている。具体的な開発優先順位としては、1 Solar Energy Generation、2 Green Manufacturing、3 Halal industries の 3 本柱で計画されており、2016 年から 2020 年を第 1 フェーズ、2021 年から 2025 年を第 2 フェーズの 2 段階で進め、最終的に 6900 名の雇用創出を狙っている。

再生エネルギー関連向けには 300 エーカーが割り当てられる予定であり、この内の 50 エーカー一部を使用し本プロジェクトの太陽光発電設備の設置を行う計画である。

建設候補地と周辺の開発計画を下図に示す。(Appendix 3 に拡大図を挙げた。)

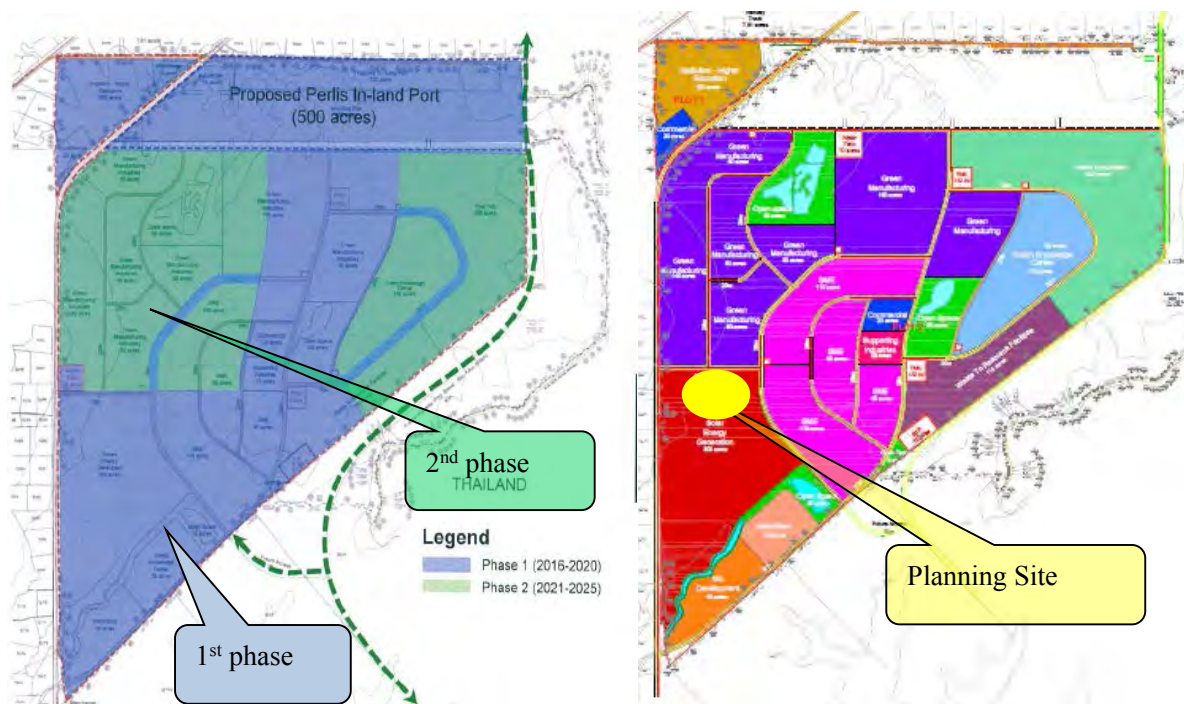


図 4-2 建設候補地周辺の開発順序と建設候補地の位置関係

4.1.4 周辺地域の特性

開発用地はタイ国境の街 Padang Basar から約 3km 離れており、周辺には住宅街、工業地域も無く平原が広がっている状態である。

設置予定地の現状としては、過去にサトウキビを栽培した跡が残っている状態であり、設備設置に際してはこれらを伐採し整備する。



図 4-3 建設候補地の現状

近辺には池があり周辺では農業が行われているが、太陽光設備設置予定エリア外であり影響は無い。設置予定地のすぐ横に幹線道路が走っており、また配電線も通っているため、設置

工事に支障は見当たらない。

再開発用地は幹線道路沿いに南向きに緩斜面となっている。このため最下部は雨水が流れ込むことが予測されることから避けて暖斜面上部に太陽光パネルを設置する設計とする。

4.1.5 造成工事の必要性

測量調査を実施した結果として、対象地は比較的なだらかな地形であるため、クリアリングにより造成は完了できる見通しである。

また太陽光発電所設置に際して想定されるリスクとしては以下が考えられるが、十分にクリアできる状況であると判断出来る。

リスク	分析結果
洪水	設置場所は緩やかな緩斜面の上部に位置しており、万一洪水が発生しても濁流は速やかに斜面下部に流れるので、水が溜まるリスクは低い。更に設置時にはモジュールを地表から1mの高さを確保して設置することで、浸水に対する対策を講じる。
落雷	落雷は想定範囲内であり、太陽光発電システムに避雷針及び Surge Protection Device (SPD)を設置することで対処する。

下図に、サイトの詳細測量図を示す。(拡大図を Appendix 4 に示す)

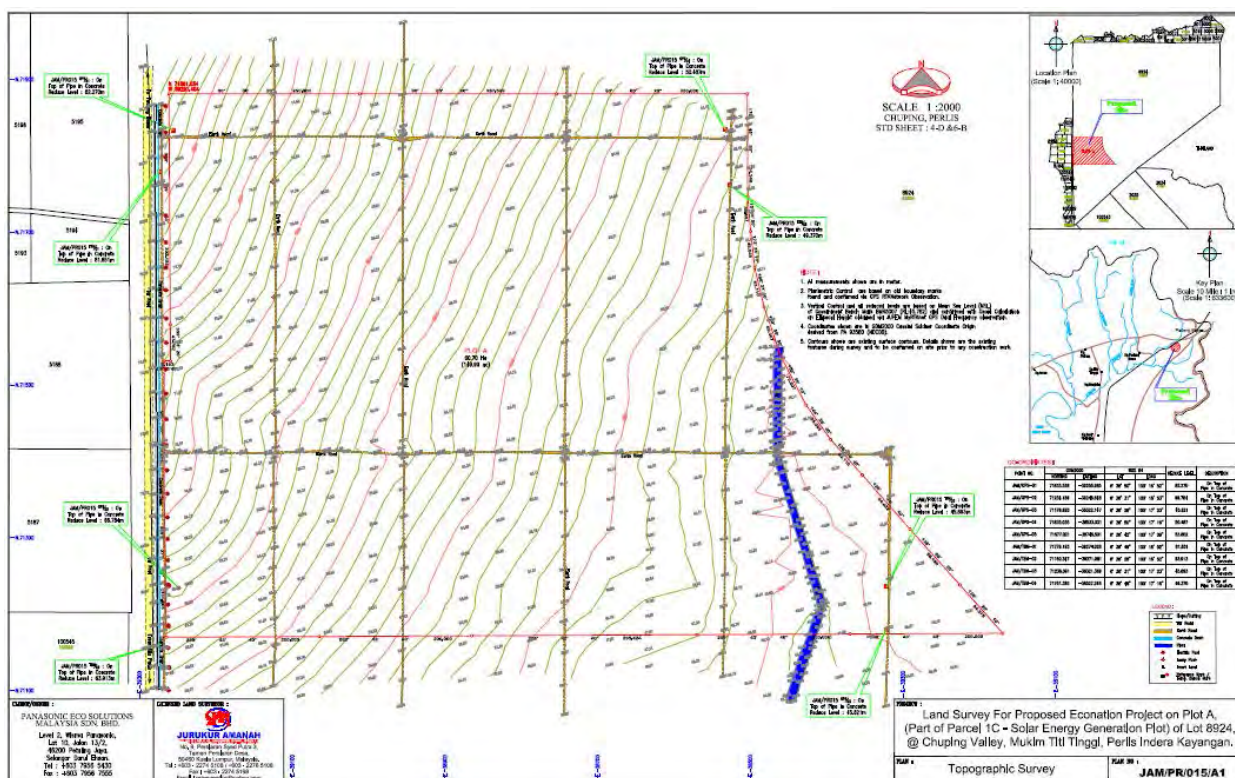


図 4-4 サイトの測量図

4.2 概略設計

4.2.1 発電設備・関連設備の概略設計

(1) システム概要

太陽光発電システムの設置は屋根置きと陸置きに大きく2分されるが、本プロジェクトでは大規模ソーラーファームで一般的な陸置きシステムを採用する。

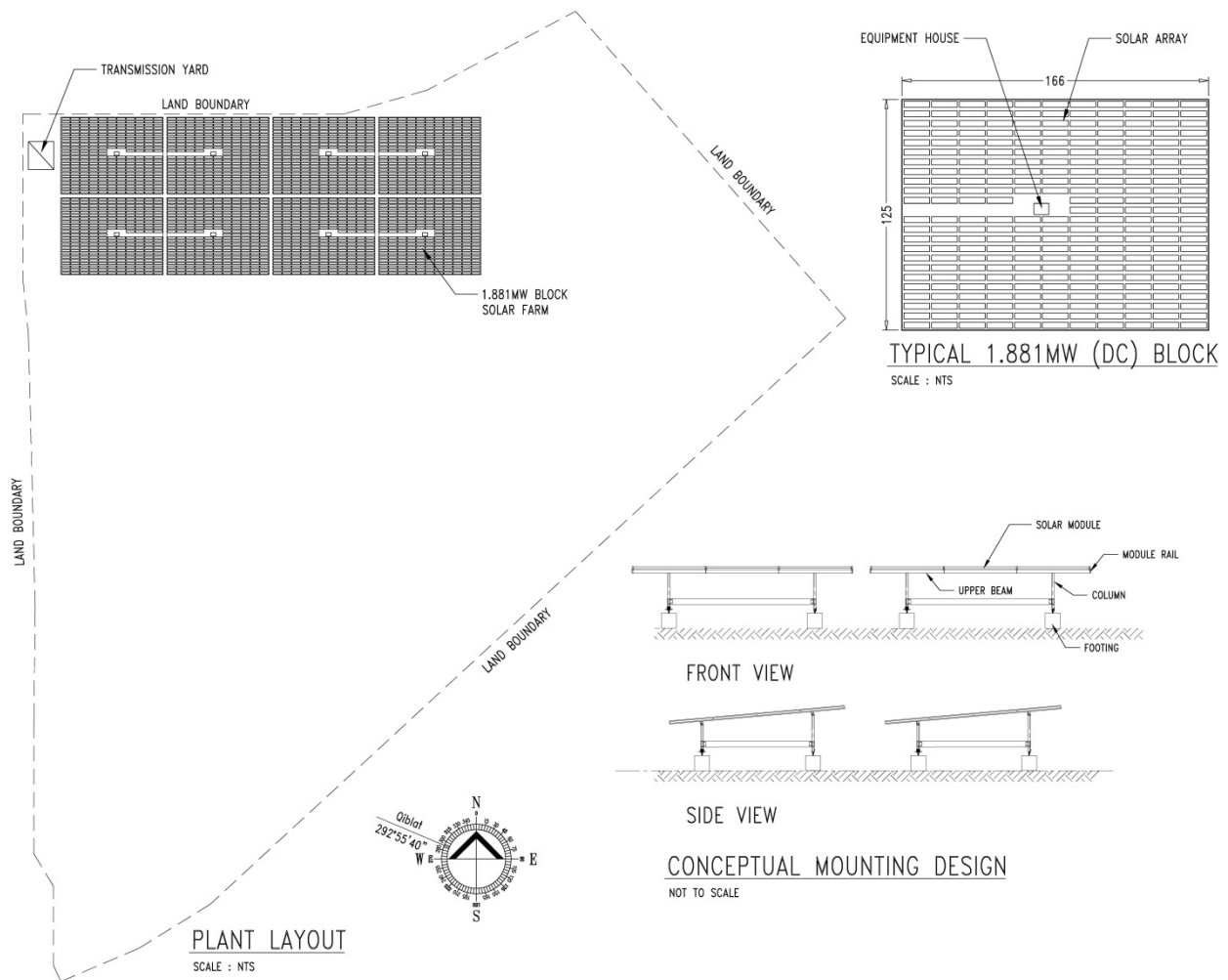
システム規模は上述の通り 16.744MW とし、システムの概要は以下の通りとした。

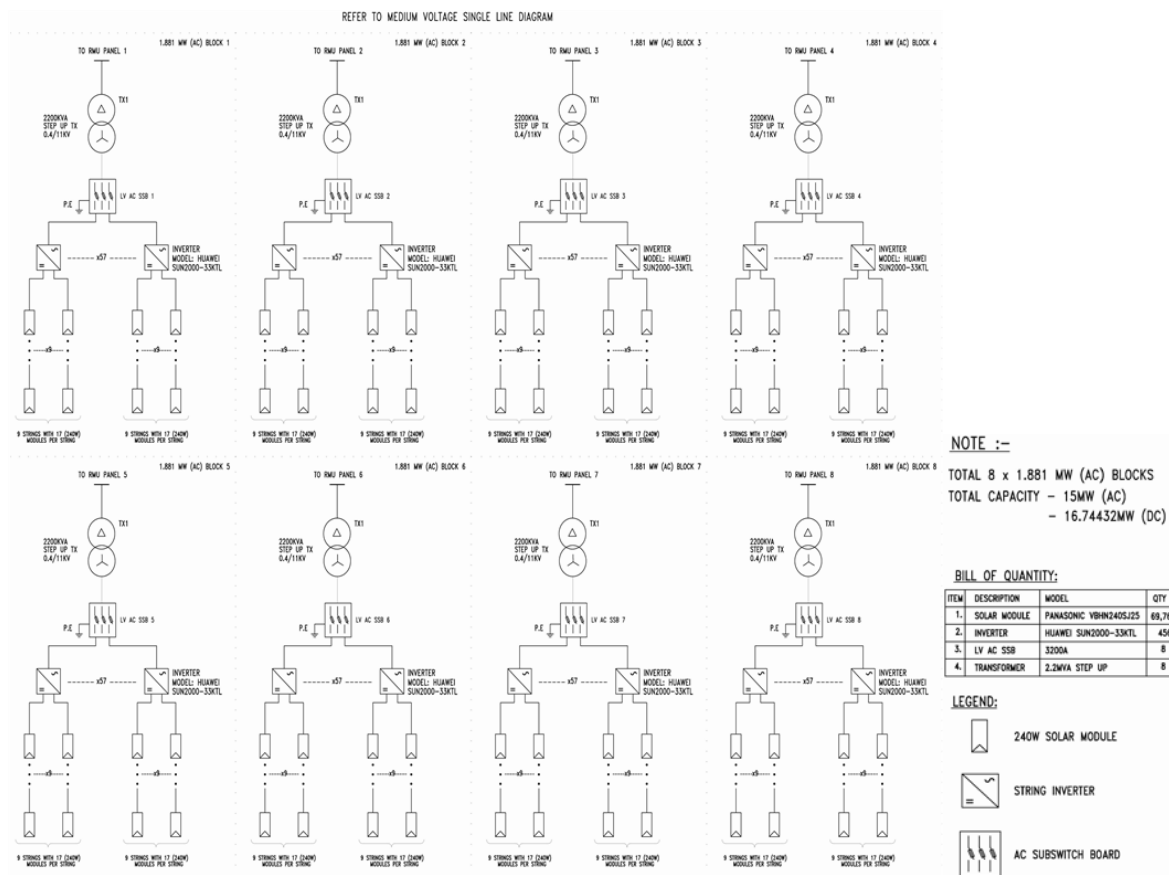
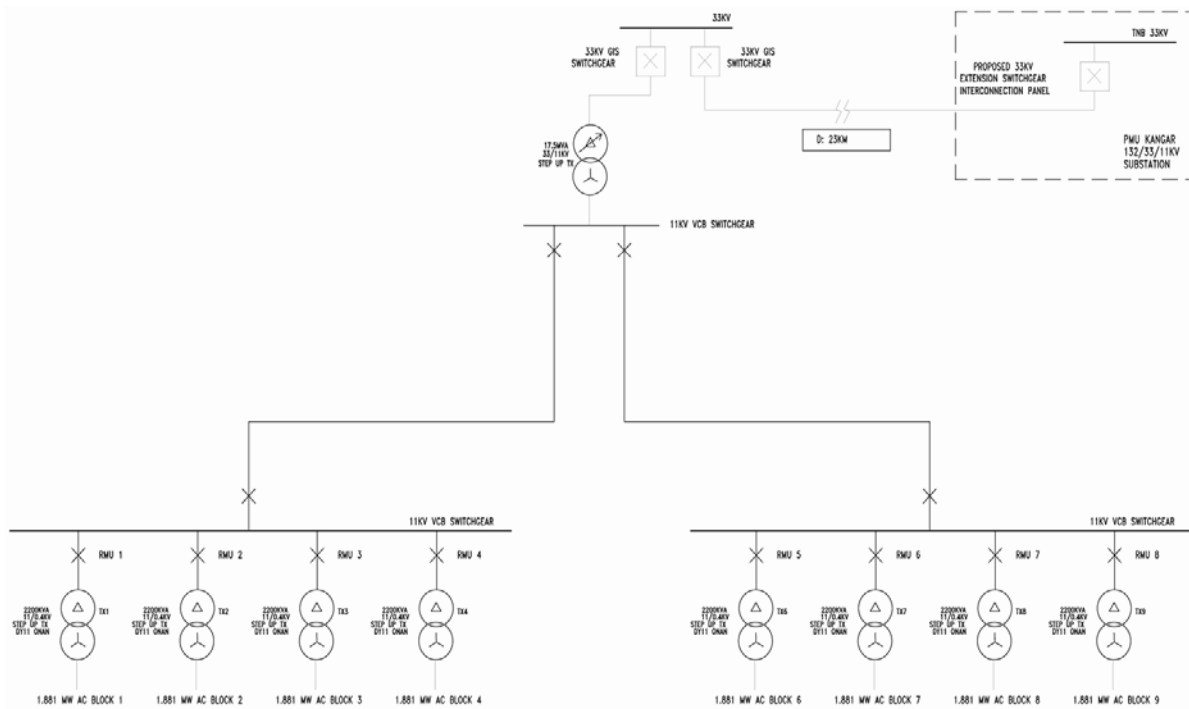
システム出力	16.744MW
系統接続	33kV 配電線 1 回線
パワーコンディショナー	33kW、456 台
架台基礎	コンクリートフーチング
架台	亜鉛めっき単管製
気象観測装置	日射量計、気温温度計、モジュール温度計
データ収集	気象及び電力データ収集、

(2) システム構成

システム設計は、2MW 毎に1つのブロックとし、8個のブロックを繋ぐことで合計 16.744MW のシステム構成とする。各ブロック毎に機器収納ハウスを設置し接続機器を管理する。

設置場所イメージ





(3) システム使用機器について

本プロジェクトで使用する主要機器は以下を選定した（Appendix 5 参照）。

表 4-2 主要設備一覧

名称	仕様	数量
太陽電池モジュール	Panasonic VBHN240SJ25 最大出力 : 240W モジュール効率 : 19%	69,768 枚
インバーター	Huawei SUN2000-33kTL 最大出力 : 33kW	456 台
架台	亜鉛めっき単管	1,368 セット
昇圧変圧器	2200kVA Step Up TX 0.4/11kV	8 台
観測装置 データ収集	日射量、風速、外気温、モジュール温度 システムパフォーマンスデータ収集	1 式 1 式

*今後の新製品の開発状況に合わせて最新のモデルに変更をする可能性が有る。

1) 太陽電池モジュール

本プロジェクトでは Panasonic マレーシア工場製の太陽電池モジュール HIT®を使用する。これは、Panasonic が 40 年間にわたる太陽光発電事業で磨き上げてきた独自技術で、薄膜アモルファスシリコンと単結晶シリコンウェハのヘテロ接合型構造を実現している。変換効率が 19%と高く、単結晶の持つ高効率とアモルファスの持つ優れた温度特性を兼ね備えた特徴を持ち、長期にわたり高い発電量を実現する。

製造はクダ州クリムハイテクパーク内にある Panasonic 工場で行われるため、日本技術を活かした製品での北部 4 州での地産地消という意味でも最適の製品である。出力保証は 25 年間であるため、プロジェクト期間をカバーする。

2012 年 12 月に上記工場を開所して以降、モジュールの不良率は 0.0059%であり他社と比べ極めて低い不良率を特徴としている。

モジュールの劣化率はメーカー保証規定では、1～10 年目は 1.162%/年、11～25 年目は 0.781%/年である。しかし、実際に設置したフィールドデータでは 0.7～0.8%/年である。

本モジュールが取得している認証は以下の通りである。

表 4-3 使用予定の PV モジュールの認証一覧

Certification	Date of Issue	Issued by
IEC61215 Second edition 2005-04	2013/8/22	JET
IEC61730-1 First edition 2004-10	2013/8/22	JET
IEC61730-2 First edition 2004-10	2013/8/22	JET
IEC61701:2011(Salt mist corrosion)	2014/10/30	TUEV

2) パワーコンディショナー

パワーコンディショナーは中国 Huawei 製の SUN2000 シリーズを採用する。当部品はシステム内で最も故障確率の高い部品であることから、高容量を少数設置とするのではなく、小容量の製品を複数投入する方式とする。本製品は Panasonic Eco Solutions Malaysia が既にマレーシア国内で標準採用して設置しており、製品に対する高い信頼性、Panasonic 製太陽光パネルとの相性共検証されていることも選定理由である。

メーカーから連絡を受けている当該モデルの故障率は 0.27% である。

本案件の故障時の対応は、数台の交換用ユニットを SPC にて保管し、万一故障した場合にはただちに交換することで対応する。また仮に当該モデルのモジュールの生産が中止された場合でも、別モデルでストリング毎に交換を行うことでまったく問題なく発電可能である。

3) 架台及び基礎

架台は亜鉛メッキ単管を使用した陸置き架台とする。これはマレーシア国内で普及している。洪水対策の為、設置機器は地面からは 1m 以上の高さを確保する。

4.2.2 発電量の推計

(1) 日射量について

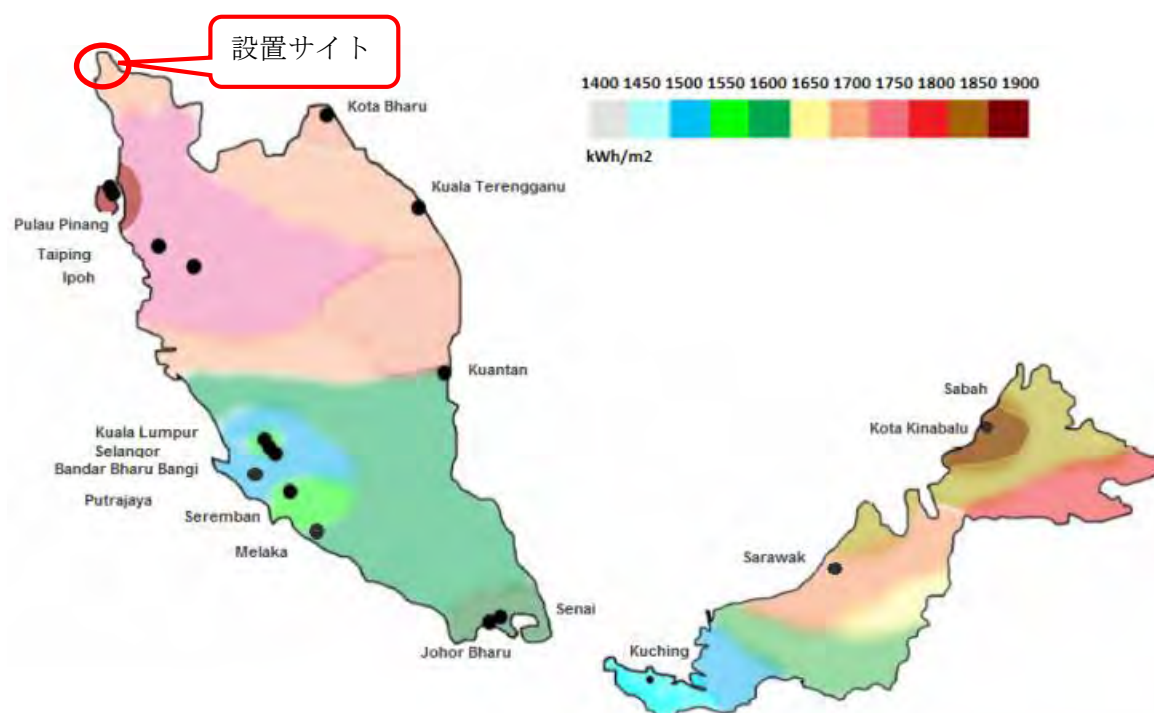
マレーシアは日射量が多く、太陽光発電に適した場所である。一般的に北部が高く南部が低い傾向にあり、主要都市における年間平均日射量は以下の通りである（日本：1,200～1,400 kWh/m² 程度）。

表 4-4 マレーシア主要都市の日射量一覧表

Region	Annual average value (kWh/m ²)	Region	Annual average value (kWh/m ²)
Kuchung	1,470	Senai	1,629
Bangi	1,487	Kota Baru	1,705
Kuala Lumpur	1,571	Ipoh	1,739
Petaling Jaya	1,571	Taiping	1,768
Seremban	1,572	George Town	1,785
Kuantan	1,601	Bayan Lepas	1,809
Johor Bahru	1,625	Kota Kitabalu	1,900

出典：“Energy Situation in Malaysia: Present and Its Future”, Sustainable Energy and Environment Forum

下記のマレーシア半島の日射量分布図によると、特に今回設置する Chuping Valley は高い日射量を得る地域の一つであり、シミュレーションソフト（後述）による日射量推定値は 1,806kWh とマレーシア内でも最適の地域である事を示している。



出典：“Monitoring results of Malaysian Building Integrated PV Project in Grid-connected Photovoltaic system in Malaysia”, Energy and Power 05/2012

図 4-5 マレーシアの日射量分布

(2) システム発電量シミュレーション

業界標準の発電量シミュレーションソフトである PV Syst を使い、Chuping Valley に設置をする際の発電量を算出した。前提条件は下記である。

システム出力	16.744MW
接続	240W HIT モジュール、17 直列、4104 系統
設置アングル	8 度
年間日射量	1,805.07kWh/m ²

なお、算出ベースとなる日射量は Meteosoft 社の Meteonorm を使用している。Meteonorm は、20 年以上の気象データを基にして構築されたデータベースである。

試算結果として、4 月をピークとして年間を通じて安定した発電が見込まれる事が示された。

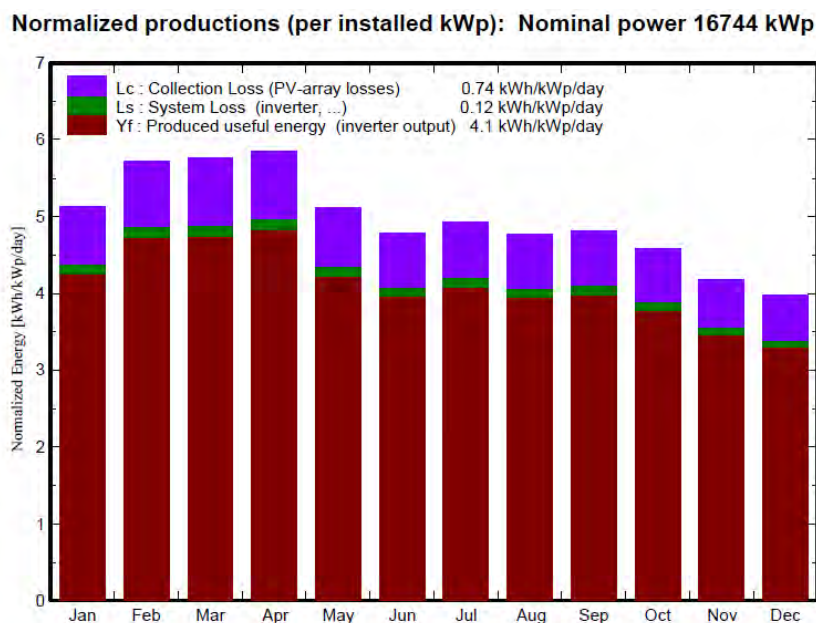


図 4-6 発電量予測

ケーブルやインバーターなどのシステムによるロスを検討した後に、年間発電量は、50%確率で 25,067MWh、90%確率で 23,930 MWh、95%確率で 23,610 MWh が見込まれる。

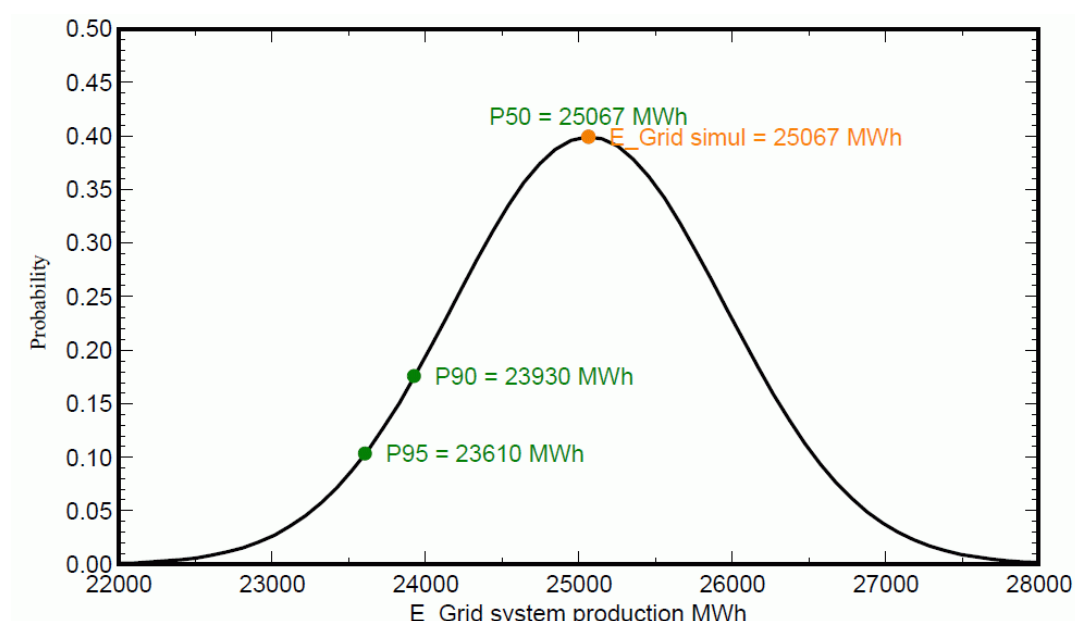


図 4-7 年発電量の確率分布

月毎の発電予測は以下の通りである。

表 4-5 月別日射量、気温、発電量予測

New simulation variant
Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
January	150.2	27.13	159.1	152.0	2273	2206	16.24	15.77
February	153.9	27.69	160.2	153.7	2283	2215	16.20	15.72
March	176.3	28.09	178.8	171.5	2536	2460	16.12	15.64
April	178.3	27.88	175.7	168.3	2499	2425	16.17	15.69
May	164.7	28.08	158.7	151.6	2259	2194	16.19	15.72
June	150.2	27.41	143.6	137.0	2052	1992	16.24	15.77
July	159.8	27.72	153.1	146.1	2184	2121	16.21	15.74
August	150.9	27.59	147.7	140.8	2107	2046	16.22	15.75
September	144.7	26.80	144.7	138.2	2065	2004	16.22	15.75
October	138.7	26.85	142.0	135.8	2019	1958	16.17	15.68
November	120.2	26.61	125.2	119.5	1789	1735	16.24	15.75
December	117.7	27.01	123.6	117.8	1764	1711	16.22	15.73
Year	1805.7	27.40	1812.4	1732.1	25829	25067	16.20	15.72

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic. Eout system / rough area

更に発電量の正確さを確認する目的で比較検討として、衛星データである NASA-SSE も使用し試算を行った。このデータは、全世界の 1° メッシュ（111km 四方）単位での衛星を使用して収集されたデータベースである。

その結果としては、以下の通り Meteonorm を上回る発電量が算出された。

日射量 1,812.6kWh/m²

発電量 25,349MWh

表 4-6 NASA-SSE を用いた場合の月別日射量、気温、発電量予測

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
January	163.1	25.50	174.2	168.9	2497	2425	16.29	15.82
February	164.1	26.20	171.6	166.8	2463	2393	16.31	15.85
March	180.1	26.70	182.5	177.3	2603	2528	16.21	15.74
April	169.5	26.80	166.9	161.7	2382	2313	16.22	15.75
May	156.9	26.80	151.0	145.5	2153	2091	16.21	15.75
June	144.6	26.70	137.9	132.7	1964	1908	16.19	15.72
July	150.0	26.40	143.8	138.7	2054	1995	16.23	15.77
August	145.4	26.40	141.9	137.1	2027	1968	16.24	15.76
September	139.5	26.20	139.3	134.7	1991	1933	16.24	15.77
October	135.5	25.90	138.6	134.1	1975	1916	16.20	15.71
November	126.9	25.60	132.8	128.3	1903	1847	16.29	15.81
December	137.0	25.20	145.9	141.0	2094	2033	16.31	15.84
Year	1812.6	26.20	1826.7	1766.9	26104	25349	16.25	15.78

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic. Eout system / rough area

この比較結果から、Meteonorm を使用した発電量予測の方が小さい値であり、控えめな予測値として発電計画に使用することに適していると判断した。

4.2.3 系統連系

(1) 系統連系時の電力系統調査(PSS)

1) PSS の意義

2016 年度より太陽光発電設備を TNB 系統に系統連系をして売電を行うためには、Utility Scale Solar (USS) 制度への申請を行い認可される必要がある。また、この申請の前には、FIT 制度と同様に、TNB に対して決められた費用を支払って電力系統調査 (PSS) を委託することが求められている。PSS の申請の際には、太陽光発電設備の仕様や系統の接続先等の情報を所定の様式に記入し、それに基づいて TNB は検討を行い、系統連系の可否や必要な系統対策について記述された報告書が作成される。発電事業者は、この報告書を受けて、必要に応じ TNB の要求に対応する設備設計を検討した上で、USS の申請を行うこととなる。

このように、発電事業者は自ら系統安定性等の検討を行う必要がなく、また TNB は、系統に関する技術情報や地域単位での需給バランス等の情報について系統連系を希望する

民間側に公開していない。

2) 検討ステップ

PSS の検討ステップを下記に記す。

① PSS 申請前の準備(Pre-study before PSS application)

- ・ TNB の現地スタッフとともに現地調査を行い、接続先の変電所候補をリストアップする。
- ・ 上記リストを TNB へ提出後、TNB 本社と事前チェック結果についてのヒアリングを行い、必要に応じて調整を行う。

② PSS の手順(PSS application step)

- ・ 所定の申請様式に記入し、TNB へ提出する。
- ・ TNB 召集の調整会議へ出席し、調整を行う。
- ・ TNB から報告書を受領する。

このように、PSS の申請の前には、接続先の候補地点の協議が実質的には終了していることになる。

3) 検討内容

PSS においては、下記の点について、確認が実施される。

- ・ 系統の接続点の有無と妥当性
- ・ PV の発電電力の送電の実現性
- ・ 地域あるいは変電所単位の需給バランスの妥当性
- ・ その他電力系統への影響評価（事故時の電圧のダイナミクス等）
- ・ 必要なメーターや保護リレーの提言
- ・ その他必要な系統対策の提言

このように、PSS の結果については、系統連系の申請を行う前に、PV の TNB 系統への接続の技術的な確認と必要な対策について、TNB の報告書に記述され、実際の系統連系申請時には、PSS での検討結果を反映することとなる。

(2) ペルリス州における系統連系先の検討

1) 変電所候補の選定

TNB との現地調査に基づき、ペルリス州のソーラー発電所の接続先の変電所候補を、下表に示す。評価項目としては、PV システムからの距離 (km) と変電所の負荷 (MW) がある。距離は、送電線での建設コストや、電力損失・電圧降下に影響し、短い方がのぞましい。また、変電所の負荷は、変電所の下位系統における PV 発生電力と変電所負荷の需給バランスの観点で、PV 発生電力は変電所負荷より小さく、変電所の上位系統へ PV 発生電力が流れ込まないことが TNB から要請されるため、その負荷は大きいことがのぞましい。

上記の評価項目の他に、送電線を引き出すための引き出し設備が設置可能であることも重要である。

以上の評価の結果、Kangar 変電所へ 33kV 送電線 1 回線で送電することが最も現実的でのぞましいことが判明した。本案で、TNB に PSS 申請した。

表 4-7 送電先の候補と概要

	PMU	kV	Distance to Solar Farm (km)	Load (Demand) (kW)	Connected Solar Farm (MW)	Remark
1	Chuping	275/132	15	12	1.5	Approximately 10MW.
2	Bukit Keteri	132/33/11	10	5	Nil	Will downgrade. Load will shift to Bukit Keteri South. Feed in not possible due to low load demand.
3	Bukit Keteri South (New)	132/33	14	estimated 18	Nil	Able to feed in 10MW.
4	Kangar	132/33/11	23	18/25	Nil	Highest load. Able to feed in 20MW.

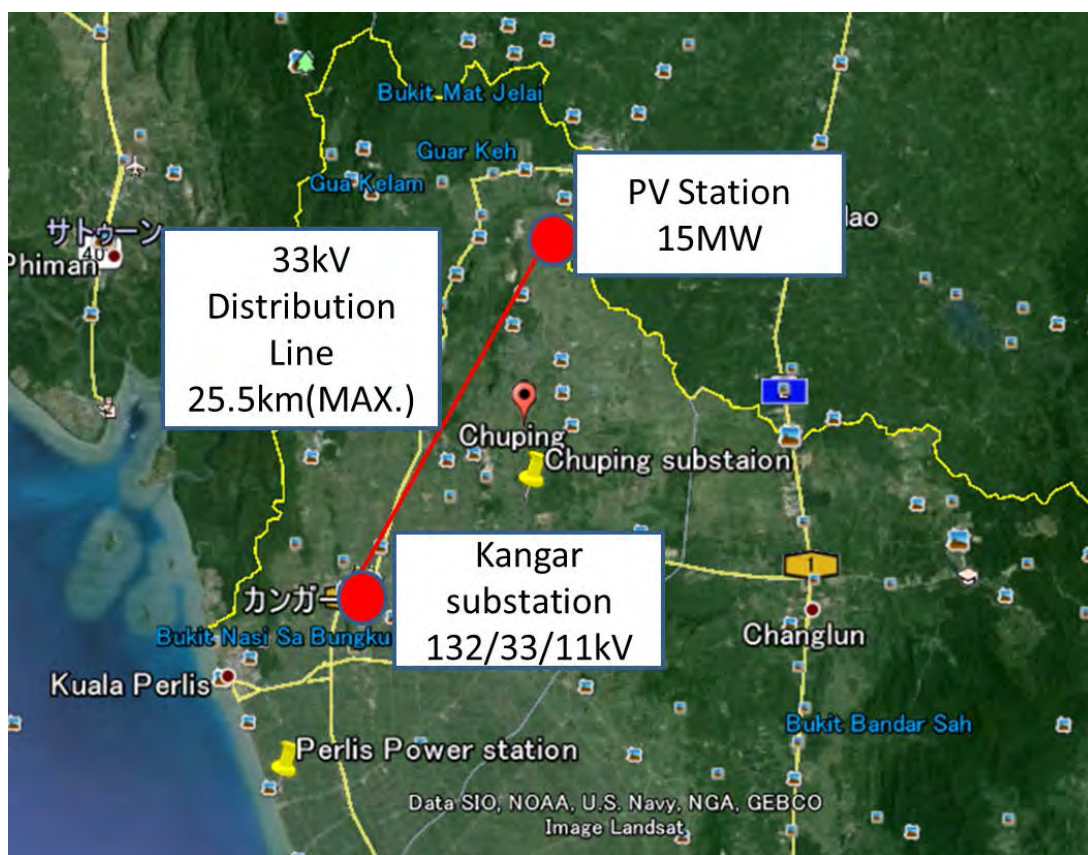


図 4-8 発電所至近の変電所とその位置



図 4-9 Kangar 変電所

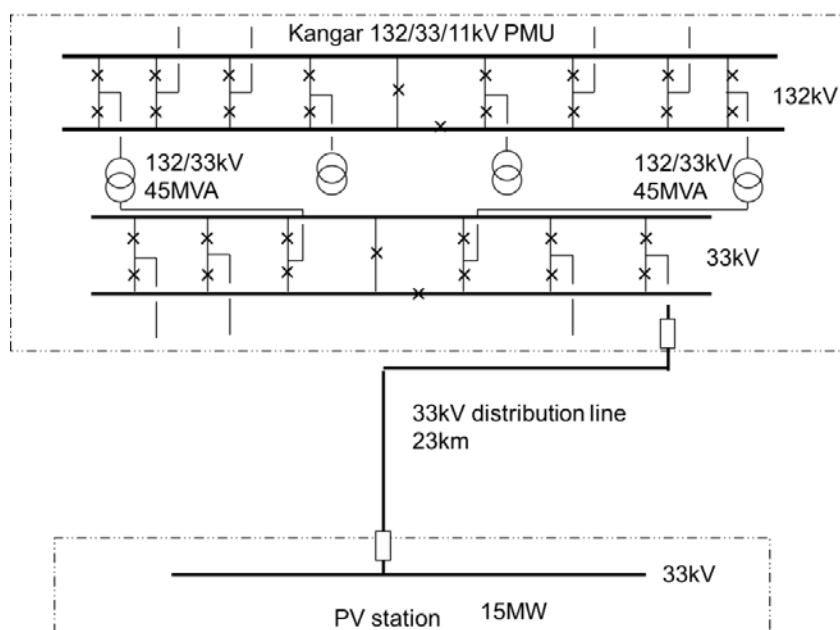


図 4-10 発電所と Kangar 変電所間の系統連系の単線結線図

2) 技術検討

まず、電力損失と電圧降下について、33kV・1回線、33kV・2回線、11kV・2回線の比較を行った結果を下表に示す。33kV・1回線が現実的かつ経済的であり、PSS 申請は本案で申請した。

表 4-8 送電線による電力損失と電圧低下

	Transmission Line	Loss (%)	Voltage drop (%)	Remark
1	33kV 1 circuit	7.2	10.5	PV AC Output: 15MW Transmission Line length: 23km
2	33kV 2 circuits	3.6	5.2	
3	11kV 1 circuit	32.6	46.4	

<計算式>

電力損失 $(P / (V \times \cos \theta))^2 \times R$ [W]

電圧降下 $(R \times P + X \times Q) / V$ [V]

ここで、
 P : 送電電力 (kW)
 V : 送電電圧 (kV)
 $\cos \theta$: 力率
 R : 送電線抵抗 (Ω)
 X : 送電線リアクタンス (Ω)
 Q : 送電無効電力 (kVar) (= $P \times \tan \theta$)

次に、インピーダンスの算出について、電力損失と電圧降下の解析のベースのパラメータとなる、送電線のインピーダンスの算出方法を下記に示す。電力損失の解析では、抵抗が重要なパラメータとなる。また、電圧降下の解析では、抵抗とリアクタンスが重要なパラメータとなる。

33kV Transmission Line Inductance & Reactance			
< Design condition >		33kV 3phase	
Conductor :		OC-W 150 mm ²	
Radius (r) :		0.008 m	
Frequency (f) :		50 Hz	
Conductor location:		D ₁₂ =0.5 m	
		D ₂₃ =0.5 m	
		D ₃₁ =1.0 m	
< Calculation >			
Equivalent Line Distance			
$D = \sqrt[3]{D_{12} \times D_{23} \times D_{31}}$		$= \sqrt[3]{0.5 \times 0.5 \times 1.0} = 0.63 \text{ m}$	
Inductance			
$L = (1/2 + 2 \log D/r) \times 10^{-7}$		H/m	
$= 9.23 \times 10^{-7}$		H/m	
Reactance			
$X = 2 \pi f L$			
$= 2900 \times 10^{-7}$		Ω / m	
$= 2.90 \times 10^{-1}$		Ω / km	

(Conductor location)

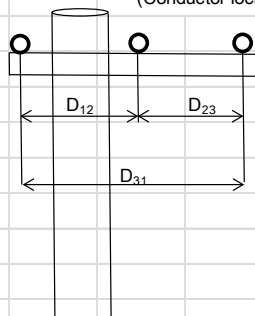


図 4-11 送電線の抵抗とリアクタンスの算出方法

表 4-9 送電線のケーブル抵抗とリアクタンス

	sq (mm ²)	R (Ω/km)	X (Ω/km)	Radius (m)	Equivalent Line Distance (m)	Inductance (H/m)	Reactance (Ω/km)
1	80	0.24	0.31	0.0058	0.63	9.9E-07	0.31
2	100	0.19	0.3	0.0065	0.63	9.6E-07	0.30
3	150	0.12	0.29	0.0080	0.63	9.2E-07	0.29

さらに、送電線のサイズ検討について、一般的に送電線のサイズが大きくなった場合には、電力損失は小さくなり、送電上はメリットが増えるものの、建設コストは増加するというデメリットが生じる。ここでは、33kV・1 回線の送電線のサイズを 80mm²、100mm²、150mm²にした場合の、電力損失と建設コストを評価した。その結果、80mm² をベースケースにして、150mm² にサイズを増やした場合でも、3.8 年で回収できることが判明した（下表参照）。従って、送電線のサイズは、150mm² がのぞましい。

表 4-10 送電線のケーブル選択

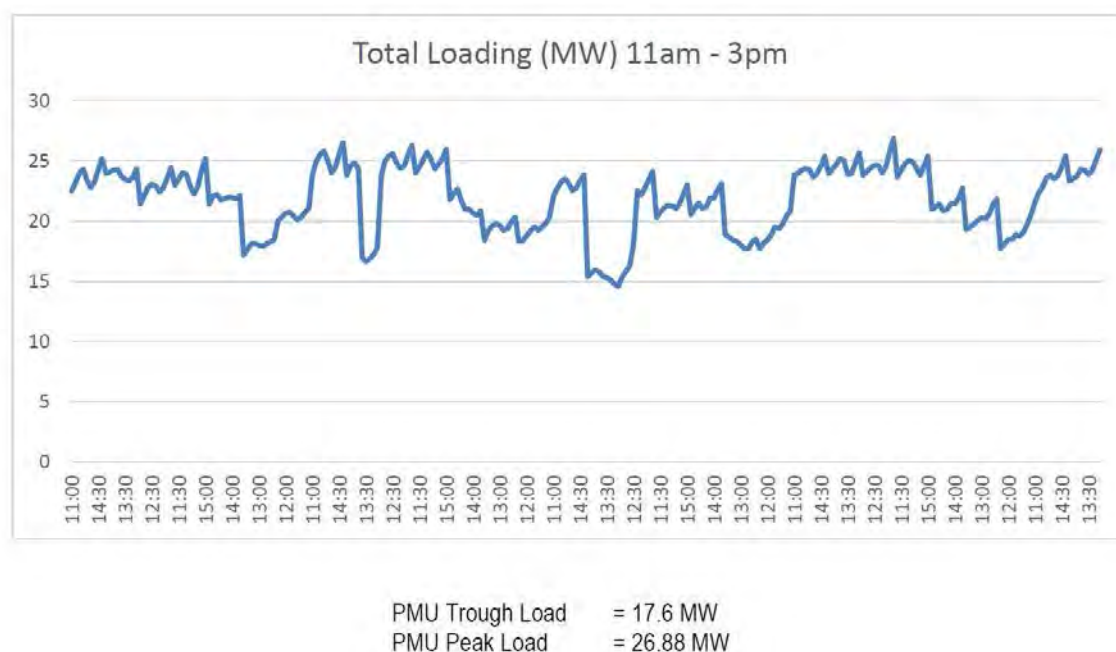
T/L Conductor Size (mm ²)	T/L Construction Cost (k USD)	T/L Construction Cost Per kW (USD/kW)	Loss (%)	Generation Energy Income (USD/kW/year)	Sales Energy Income (USD/kW/year)	Increased T/L Construction Cost (USD/kW)	Increased Income (USD/kW/year)	Recovery Year (year)
80	2,000	133.3	10.3	219.4	196.8	0	0	-
100	2,250	150.0	8	219.4	201.9	16.7	5.0	3.3
150	2,875	191.7	5.3	219.4	207.8	41.7	11.0	3.8
			A	B	$B \times (1 - A/100)$	C	D	C/D
Remark	Rough estimation	Per 15MW	25.5km (Max.)	8,760 hour x 0.167 x 0.15 USD/kWh				

(3) PSS の結果

PSS の申請書を準備し、2015 年 4 月 16 日に TNB に提出した。その後、複数回の協議を経て、同年 7 月 11 日付で 25 ページにわたる PSS 報告書が発行された。同報告書には、Kangar 変電所における需要の状況と、それを踏まえた連系可能な電力の上限が以下のように説明されている。

「Kangar 変電所の負荷変動から、その谷値は 17.6MW と判断される。TNB の規則から、谷値の 85%が、系統連系可能な電力の最大値である。Kangar 変電所の 85%負荷は、15MW である。」

上記では、以下の図が参照されている。



POWER SYSTEM STUDY Proposed Interconnection of Solar PV plant At Chuping Valley, Perlis State Government Land, TNB

図 4-12 Kangar 変電所の負荷変動状況

そのほか、申請書に添付した連系方法等についても妥当である旨の分析結果が示されている。

以上の分析から、申請した 15 MWac の太陽光発電プラントについて、Kangar 変電所での受電が可能であるとの結論が導かれた。

なお、以下のような要求事項が示されている。

- 単独運転防止用の自動切断装置を設置すること、
- 同調場所と方法は、発電事業者が用意すること（TNB 職員のアクセスを確保すること）、
- TNB の要求する保護リレーを発電事業者側で設置し、インターフェースでの保護を図ること、
- 計測（メータリング）は連系点に置くこと、
- 系統に障害のある際は、発電所側で切断をすること、
- TNB に移管される機器については、最新の TNB の基準に従い、図面承認を受けること、
- TNB 職員がアクセス可能な切断装置を設けること、
- テスト・コミッショニングのスケジュールを連絡すること（TNB の立合いがある）、
- 電気設備の図面は、電気分野の Professional Engineer が監督すること、
- 太陽光設備関係の図面は、ISPQ 免許を持った専門家が監督すること、
- 系統連系オペレーションマニュアルを共同で準備し、運転・維持管理境界、運転手順・プロトコル、連絡体制等を明確化すること。

PSS の結論は、以下の 6 点にまとめられている。

- 提案された 15 MWac の太陽光発電プラントが接続された場合でも、配電システムはその電力を受け入れるキャパシティがあることが分かった。
- 当該太陽光発電プラントを接続した場合、需要の谷の時間帯でも電圧異常はおこらない。
- 太陽光発電機は、力率 1 で運転しなければならない。
- 連系点の詳細設計では、運用の統一性、信頼性、安全性に関連して技術的要求事項を満たさなければならない。
- Kangar 変電所建屋の横にメータ室を設置しなければならない。太陽光発電プラントと Kangar 変電所間の送電ケーブルについては、発電事業者が管理責任を負う。
- Kangar 変電所の 33kV 部分は、連系用の新たな制御盤と断路器を設置するために拡張されなければならない。

PSS 報告書の写しを Appendix 6 に添付する。

4.2.4 送電設備

(1) 33kV 送電設備ルート概要

Chuping Valley から Kangar Substation まで幹線道路沿いに道路敷地内を通るルートである。途中に送電線下、鉄道、幹線道路等の横断があるため、架空線だけでなく送電線埋設区間（地中線）も含まれる。表 4-11、表 4-12 に架空・地中送電線の設備概要を、その後に住宅地を避けた最短ルートを示す。また、図 4-14、図 4-15 に 17 箇所の埋設区間の場所状況写真を示す。

表 4-11 33kV 架空送電線の設備概要

Route	Chuping ~ Kangar
Nominal Voltage	33kV
Circuits	1cct
Location	From : Chuping To : Kangar Substation
Total Length	23.7km
Supporting structure	Concrete Pole: 522
Conductor	OC-W : 150mm ²
Ground Wire	AW : 22mm ²

* OC-W : Out-door Cross-linked Polyethylene Insulated Wire Water Proof

* AW : Alumoweld Wire

表 4-12 33kV 地中送電線の設備概要

Route	Chuping ~ Kangar
Nominal Voltage	33kV
Circuits	1cct
Location	From : Chuping To : Kangar Substation
Total Length	1.2km (17 point)
Conductor	CVT : 200mm ²

* CVT: Out-door Cross-linked Polyethylene Insulated vinyl sheathed Triplex Cable



図 4-13 33kV 送電線ルート平面図

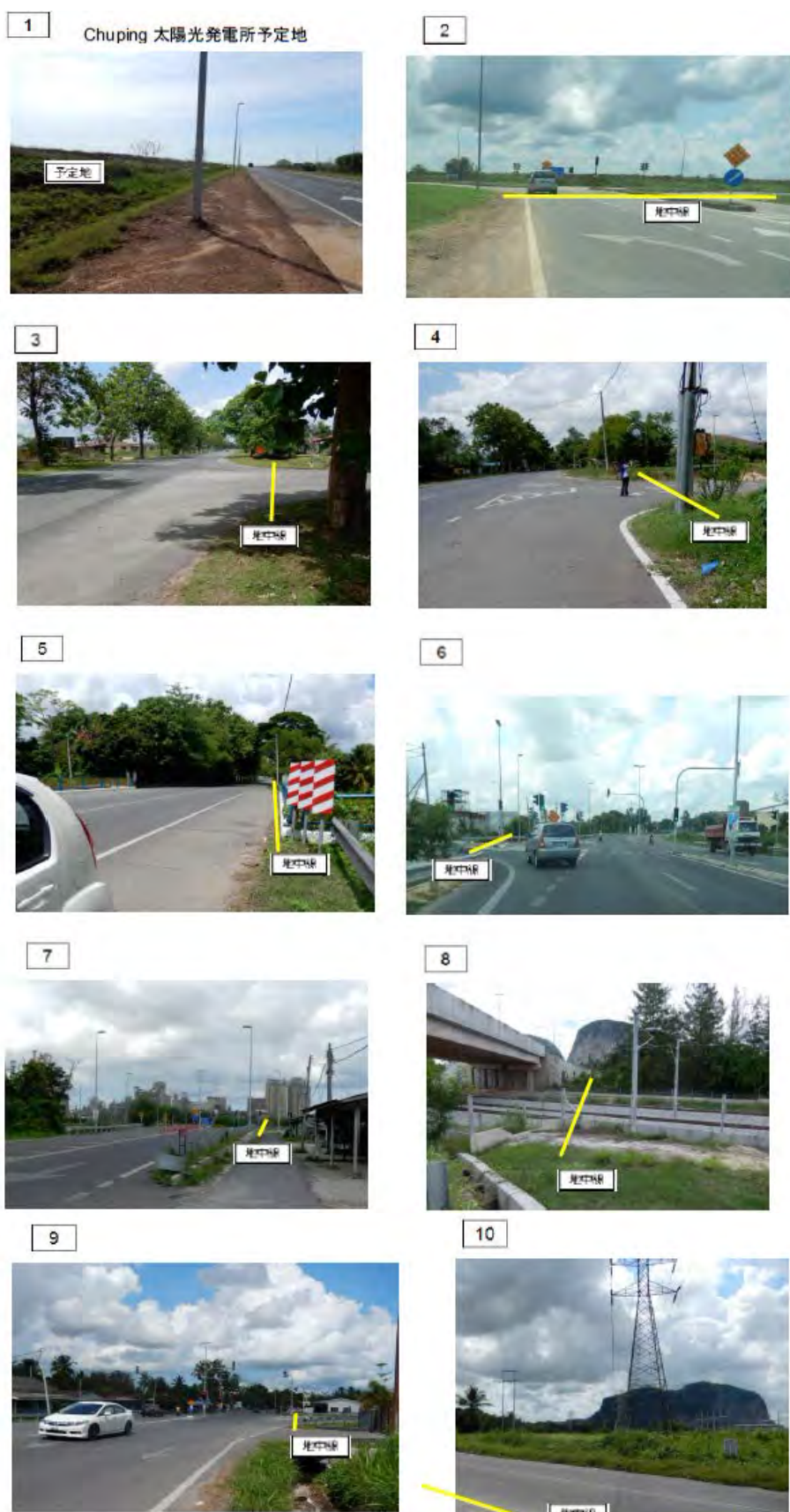


図 4-14 33kV 地中線埋設区間（その 1）



図 4-15 33kV 地中線埋設区間（その 2）

(2) 送電容量・電圧降下

送電容量、電圧降下・電力損失を検討するにあたり、送電線総合距離 約 25 km の内、約 1.0 km の地中線箇所があるが、全体の 5%未満であり電圧降下・電力損失には大きく影響しないことから全線を架空線として検討する。(設計上は安全側となる。)

表 4-13 送電容量と電圧降下

項 目	数 量	単 位
送電容量	15	MW
電圧降下	3.4	kV
	10.4	%
電力損失	793.5	kW
	5.3	%

(3) 支持物、電力線、地線、がいし装置の設定

1) 支持物

支持物は、送電線設備の用地取得が困難と予想されるため、道路敷地内に収まるコンクリート柱を採用する。水平角度の大きい耐張型には、支え柱を追加する。

2) 電力線・ケーブル・地線

送電電流 約 420 A から架空線・地中線にそれぞれ下記の線種を選定する。表 4-15、表 4-16 に架空電力線、地中線ケーブルの諸元を、表 4-15、表 4-17 に架空地線の諸元を示す。

表 4-14 送電線用電柱の仕様

名 称	長さ m	末口 cm	設計荷重 kgf
本 柱	12	19	500
支え柱	12	19	350

表 4-15 33kV 架空電力線 OC-W 150mm²

公称断面積 (mm ²)	構成 (本/mm)	外径 (mm)	最大導体抵抗 (Ω/km)	導体引張荷重 (kN)	概算質量 (kg/km)	許容電流 (A)
150	19/3.2	16.0	0.122	52.9	1,610	500

表 4-16 33kV 地中線ケーブル CVT 200mm²

公称断面積 (mm ²)	形状	外径 (mm)	最大導体抵抗 (Ω/km)	仕上がり外径 (mm)	概算質量 (kg/km)	許容電流 (A)
200	円形圧縮	17.0	0.093	95.0	10,200	500

表 4-17 33kV 架空地線 AW 25mm²

公称断面積 (mm ²)	構成 (本/mm)	外径 (mm)	最大導体抵抗 (Ω/km)	導体引張荷重 (kN)	概算質量 (kg/km)	許容電流 (A)
25	3/3.2	6.9	3.56	3,140	160.3	80

3) がいし装置

がいし装置は、配電用高圧がいしを使用し、懸垂型に高圧ピンがいし、耐張型に高圧引留がいしを選定する。

表 4-18 33kV 架空送電線がいし

名 称	公称耐電圧 (kV)	曲げ荷重 (kN)	概算質量 (kg)
高圧ピンがいし	35	1.86	1.3
高圧引留がいし	35	4.70	4.1

(4) 33kV 概算工事工程

概算工事工程は、過去実績を基にした標準工程を表 4-19 に示す。
架空線工事と地中線工事はそれぞれ平行して施工する。

表 4-19 33kV 送電線 建設工事工程

Work Items	month 1			month 2			month 3			month 4			
	10	20	30	10	20	30	10	20	30	10	20	30	
(Overhead Line)													
Survey	■												
Pole erection		■	■	■	■	■	(2 team)						
Brackets installation			■	■	■	■	(2 team)						
Stringing work						■	■	■	■	■	■	(2 team)	
Test and commissioning											■		
(Underground Line)													
Survey	■												
Construction (8 point)		■	■	■	■	■	■	■	■	(1 team)			
Construction (9 point)		■	■	■	■	■	■	■	■	■	(1 team)		

4.2.5 施工計画

本プロジェクトの事業開始時期は、今後設立する予定である特別目的会社にて最終判断し、管轄機関による発電事業者承認後に、工事着手となる。プロジェクト開始から商業運転開始するまで、約 11 ヶ月と想定する。仮に、2016 年 10 月に発電所建設を開始した場合、プロジェクトの商業運転開始は 2017 年 7 月以降となる。

(1) 工程計画

本案件の施工は全工程に渡り PESMY 社が主体となり推進をする。プロジェクトの開始を起点に、TNB の系統接続調査結果（PSS）を元に約2ヵ月をかけて、システムの詳細設計を完了する。詳細設計の進捗に伴い、関連資材の発注と調達プロセスを開始し、約4ヵ月で完了する。関連資材の発注と調達プロセスの開始と同時に建設工事も開始する。建設工事は8ヵ月の予定で、7つの工事で構成する。

- a) 建設用地での用地造成、道路敷設、電源引き込み、排水ルートなどの土木工事
- b) ソーラーパネルを設置する為の架台取付工事
- c) ソーラーパネル、接続箱などの低圧機器類の取付工事
- d) インバーター、AC パネル、変圧機器などの中圧機器類の取付工事
- e) システムのパフォーマンスをモニタリングする設備や、日照量、気温、風速などを測定する機器の取付工事
- f) 低圧機器や中圧機器などの接続に関連する配線工事
- g) 系統への接続工事

建設工事終了後に、商業運転開始前の試運転を開始し、TNB の立会い検査や、各種のシステムパフォーマンステストを実施する。現時点では、商業運転（売電開始）の開始は2017年9月を想定している。

工事期間中に地域で雇用される人員数の見通しは以下のとおりである。

・マネジメント関係	5 人
・技術者・監督者	20 人
・技能工	40 人
・一般工	200 人
・その他（総務など）	10 人

表 4-20 施工計画

[illegible]

(2) 調達計画(EPC 契約)と輸送計画

調達計画

本計画では、主要機材の選定は設備の長期信頼性と技術的優位性を重点に検討し、最終的には今後設立する予定である特別目的会社にて最終判断するが、施工と同じく PESMY 社が主体となり推進する予定である。

発電設備のうち、太陽電池モジュールは Panasonic(株)の太陽光パネルマレーシア生産工場である Panasonic Energy Company Malaysia (PECMY)から調達し、パワーコンディショナーはマレーシアで実績のある Huawei 社から調達する予定である。本プロジェクトの運営を担当する特別目的会社結成後、EPC オーナーを選定した上、調達業務を委託する。

(Huawei 社について)

ファーウェイ（中国語表記：華為技術、英語表記：Huawei）は、1987年に中国・深センに設立された民間企業であり、世界有数の ICT ソリューション・プロバイダーとして 17 万人以上の従業員を抱えている。

2014 年は通信事業者向けネットワーク事業、法人向け ICT ソリューション事業、コンシューマー向け端末事業を軸に、年間売上高は前年比 20.6%増の 2,881 億 9,700 万人民元（約 5 兆 5,506 億 7,422 万円、1 人民元あたり 19.26 円で換算）。PV インバータ事業は 2012 年より開発を開始、500 人以上のエンジニアを擁し、既に 100 件以上の特許を取得した。ドイツにハードウェアの設計事務所、スウェーデンにソフトウェアの開発拠点、上海に商品センター、深センに製造工場を有している。既に世界 140 カ国以上で販売実績がある。

輸送計画

主要機材である太陽電池モジュールはマレーシア国内生産しており、PECMY 所在地であるクリムハイテクパーク（クダ州）から建設用地である Chuping までは陸送ルートで 176km し
か離れておらず、出荷当日の工事現場搬入が可能である。パワーコンディショナーに関しては、製造する Huawei 社最寄の ShenZheng（中国）港からマレーシアの Penang 港まで、定期船が運航しており、海上輸送は 2 週間と想定している。Penang 港から建設予定地である Chuping までの内陸輸送に関しては、日系の山九社や日通社が豊富な実績を持つため、輸送関連の懸念事項は少ないと考える。

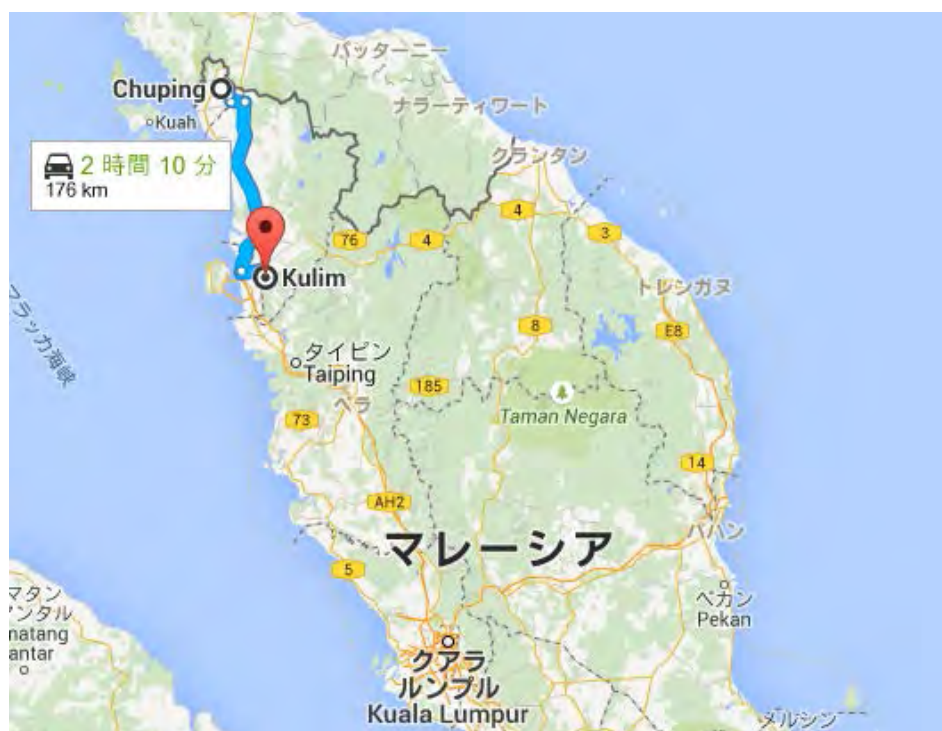


図 4-16 太陽電池モジュールの生産場所と建設候補地の位置関係

4.3 概略事業費

現時点での概略事業費は主要設備である太陽光モジュール、パワーコンディショナー、計測器で構成する機材費に、取付工事などの機材取付工事費とスペア部品、保険、管理費を加えて、総額 RM 121,512,000（38 億 9 千万円相当）となる。但し、建設予定地からグリッド接続ポイント（変電所）までの 33kV の送電線架設費用や、変電所での拡張工事、用地準備費、サイトオフィス等の追加的費用 RM 24,855,000 を加えると、総事業費 RM 146,369,000（46 億 8 千万円相当）となる。

尚、事業費の見積は各機材供給先の概算見積、取付工事費用はマレーシア現地企業のシステムインテグレータからの見積を元に作成している。

表 4-21 15MW(AC)システムの概略事業費

	Equipment/Construction Cost	Estimated Unit Cost RM/kW	Estimated System Cost RM 1,000	%
a	Module	3,543.2	59,327.2	48.8%
b	Inverter	433.2	7,252.7	6.0%
c	Smart logger	1.4	24.3	0.0%
d	Installation	1,964.7	32,897.7	27.1%
e	Mounting Structure	731.8	12,253.0	10.1%
f	Mounting Base	240.2	4,022.2	3.3%
g	Insurance	11.8	198.0	0.2%
h	Project Management	211.4	3,539.2	2.9%
i	Spares	119.3	1,998.1	1.6%
	Sub Total	7,257.1	121,512.4	100.0%
		JPY 1,000	3,888,397	
	Additional Cost			
j	Distribution Line/Substation Extention		23,855.4	
k	Site Clearing / Earth Work		500.0	
l	Site Office		500.0	
	Sub Total	RM 1,000	24,855.4	
		equiv.JPY 1,000	795,373	
	Grand Total	RM 1,000	146,367.8	
		equiv.JPY 1,000	4,683,770	
	Annual O&M Cost			
l	Variable Maintenance Cost	3% against annual revenue		
m	Fixed Maintenance Cost	RM10,000/MW/Year		
n	Major Rehab/Renovation Cost	1% against annual revenue		
o	Insurance	0.3% against annual revenue		

(1) 機材費

概算機材費は a) 太陽光モジュール、b) パワーコンディショナー、c) 計測器、e) 太陽電池アレイ架台、f) 架台基層で構成し、それぞれの供給先の見積をベースに、約 RM4,950 /kWp (158 千円/kWp) であった。

(2) 機材取付工事費

d)の概算取付工事費は太陽光モジュールの取付、パワーコンディショナーの取付、計測器の取付等の取付工事費、太陽光モジュールアレイの基礎工事、太陽光モジュールアレイ架台の組立電気盤類その他機器の取付費用に加えて、DC ケーブル類の調達、システムの検収作業も含めており、マレーシア内のシステムインテグレータの見積によると、約 RM1,965/kWp (62,870 円/kWp) であった。

(3) その他

概算その他費用は、建設期間中の人身/資材損害保険として、g)保険費用約 RM12/kwp (384 円/kwp)、全体の設計費用（機材単体の設計費用は機材費に含まれる）、資機材の輸送費、検査・試運転費用、工事現場の仮設工事、官公庁への届け費用などは h)プロジェクトマネジメント費用として約 RM 211/kWp (6,764 円/kWp) を計上した。

(4) 追加費用

概算追加費用は、建設予定地から連系点（Kangar 変電所）までの 33kV の送電線架設費用や変電所での拡張工事を j)送電線架設/変電所拡張費用として約 RM23,855,400 (7 億 6 千万円)、k)建設用地造成費用として約 RM500,000 (1 千 6 百万円)、l)サイトオフィスの建設費用として約 RM500,000 (1 千 6 百万円) を計上した。

商用運転開始後の保守維持費用として年間売電収益の 3%、月次及び年次の点検費用として 1MW 当たり RM10,000 (32 万円) と試算した。また、将来の機材修理・交換費用として、年間売電収益の 1%を計上した。更に、落雷被害などの自然災害のリスクを軽減する為、自然災害保険として年間売電収益の 0.3%を見込んだ。

第 5 章

事業スキームと資金調達

第 5 章 事業スキームと資金調達

5.1 事業スキーム

マレーシアにおける再生エネルギーの導入目標は、2010 年時は以下の通りであった。

2015 年	985MW
2020 年	2,080MW
2030 年	4,000MW

上記目標に対し 2015 年見込みとして全体で 283MW しか導入が進んでおらず目標に大きく足りない状態である。しかし一方でソーラーについては導入目標が 65MW であったが、見込みは 192MW であり他の再生エネルギーを大きく引き離して導入が進んでいる。

一方で 2014 年に開催された AMEM (Asean Ministers of Energy Meeting) において各国の導入目標が上方要請され、これを受けてマレーシアにおいても 2020 年に全再生エネルギーの導入目標を 5500MW とすることが決定し、上記目標に対し 3,500MW 不足することが課題となった。

マレーシア政府関係者で検討した結果として、バイオマスやバイオガス、水力は急速な増加が難しく、ソーラーが最も有望なリソースであると結論付けた。

ソーラーの普及を拡大させる方策として、FIT に加えて Net Energy Metering (NEM) と Utility Scale Solar (USS) を追加導入していく方針が決まった。

それを受けて、政府の補助施策として現行 FIT 制度を 2017 年まで延長しながら、大型案件は早期に新たな USS 制度に移行して行くことになった。

この為、従来の FIT の適用を前提として検討を進めてきた本案件は、KeTTHA との協議段階において USS の適用を前提として検討をする必要があることを確認がされた。

USS は 1MW 超 50MW 以下の規模の案件に適用され、申請は個別審査となる。

因みに 1MW 以下 12kW のサイズは現行 FIT が 2017 年まで適用される。

USS の制度は 2015 年 9 月に草案は首相府に承認され公示待ちの状態であるが、実運用方法の検討が継続されており、本報告書提出時点では未だ公表されていない。この原資は、FIT の様に電力料金から徴収したり、政府からの補助金を得て成り立つものではなく、TNB の負担となっている。

但し、調査過程において KeTTHA との間で売電価格は RM0.41/w をベースにマレーシア製太陽光パネルに適用される売電価格ボーナス (RM0.05/w) の適用で検討が可能なことを確認できており、本報告書はこの前提で作成した。

本案件は、USS で公示される売電価格を基に KeTTHA との間で売電価格の積上げ検討を行った後に正式な売電契約 (PPA) を締結して売電事業を行うものである。

5.1.1 事業構造

(1) 事業実施体制(含む、運営・維持管理体制)

事業実施体制は以下のスキームで行う。以下、各役割について述べる。

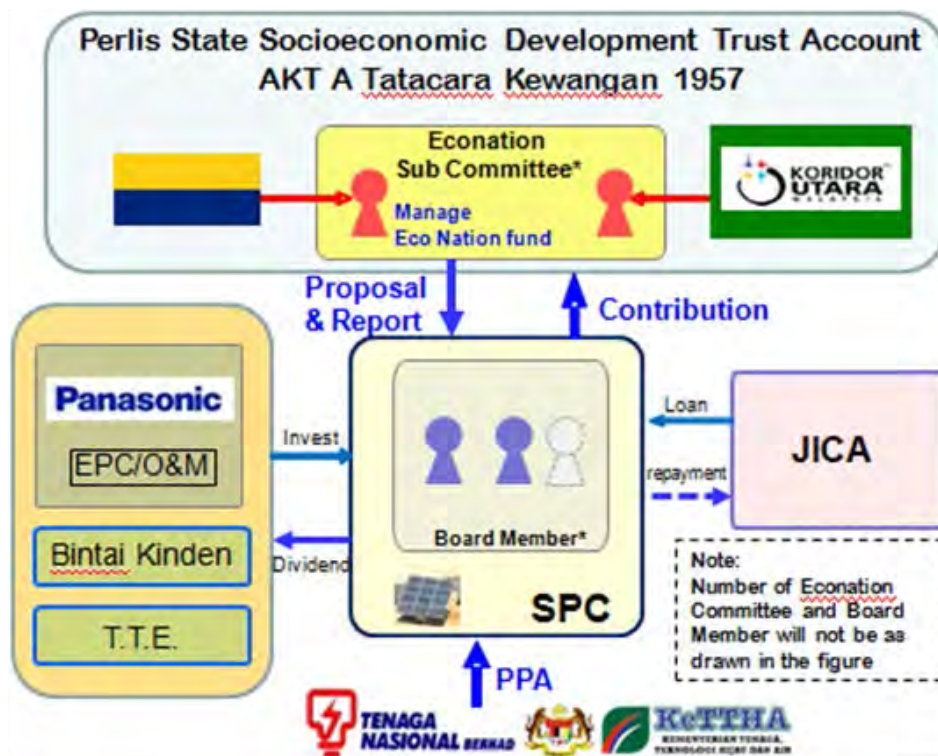


図 5-1 事業実施スキーム図

1) 官民の役割について

マレーシアの官側の組織としては

- ・ エネルギー省、Energy Commission (EC)が、Eonation SPC に IPP ライセンスを与える。
- ・ KeTTHA が SPC に対して売電価格を決定する。
- ・ TNB がシングルバイヤーとして電力の全量買い取りの契約（PPA）を SPC と結ぶ。
- ・ NCIA が、本事業の実施に向けての上記行政機関との調整を行い、また Eonation Sub Committee の委員として Fund の運用においてペルリス州政府と共に中心的な役割を演じる。
- ・ ペルリス州政府は、本事業のために Chuping Valley の土地を貸与する。

またペルリス州政府が保有する財務省承認済みの公益法人基金の中に Econation 専用口座を設け寄付金の使途の決定や管理を NCIA と共同で行う。

民間組織としては

- ・本事業の提案者であるパナソニック㈱のマレーシアにおける子会社であるパナソニックエコソリューションズマレーシア社(PESMY)が Econation SPC に出資を行う。出資額は資本金の 49%を計画し、出資企業 3 社の中で筆頭の位置になる。
- ・残りは、マレーシア現地企業の Bintai 社が 33%、TTEEM 社が 18%の出資を行う。
- ・また PESMY が発電施設建設にあたっての EPC コントラクター、運転・維持管理を受託するオペレータとしての役割も担う。
- ・Econation SPC は IPP 事業者としてライセンスを取得し、TNB と PPA を結ぶ。また Econation Sub Committee との間で拠出金の用途確認、使用状況の確認を行う。

2) 資金分担と運営体制について

資金調達

- ・総投資額の内、70%を JICA からの融資、30%を民間からの出資で構成する。

出 資

- ・出資は、太陽光発電所を設置・運営する運営会社（SPC）設立の資本金となり、また投資費に流用される。
- ・出資構成は以下の通りとする。

Panasonic Eco Solutions Malaysia Sdn Bhd	49%
Bintai Kinden Corporation Bhd	33%
T.T.E Engineering (M) Sdn Bhd	18%
- ・出資企業への配当は 3.5%で調整中である。

融 資

- ・融資は、JICA のプロジェクトファイナンス（円貨）で構成する。

SPC の運営

- ・SPC は、PESMY と Bintai Kinden 社が主導権を持って TTE 社と共に運営する。
- ・SPC は MIDA が実施する“再生可能エネルギー資源を用いた発電事業に対する税制特例措置税控除”が適用されることで事業運営期間の 25 年間を通して免税となる見通しである。

3) 運転保守・維持管理体制について

PESMY 社が太陽光発電所の運転保守、維持管理業務を受託する。

PESMY 社が地域住民を責任者クラスで 2 名、技術者を 5 名、現場担当で 10 名、その他で 5 名、合計 22 名ほど雇用行い、必要な教育を実施し、維持管理を行うことを計画して 2015 年 5 月にペルリス州にも提案した。

4) 関連する契約について

上記の事業スキームに関し関連する契約は以下の通りを想定する。

表 5-1 事業に関連する契約

契約種類	対象者	内 容
融資契約	SPC, JICA	SPC への融資に関する契約
出資契約	SPC, 出資者	出資比率、使用目的、配当、運営方法などの合意
売電契約	SPC, TNB	TNB に対する売電契約
拠出金契約	SPC, ペルリス州	拠出金に関する覚書（契約とするかは要検討）
土地借用契約	SPC, ペルリス州	太陽光発電所を設置する土地の借用契約

5.1.2 発電事業者 SPC（Power Producer, Operator of Econation Perlis Solar Farm）の設立

本案件においては発電システムを運営する SPC を設立することを前提としている。本調査の結果として以下の点が確認でき SPC の設立には問題ないことを確認した。

1. SPC はマレーシアの課税対象会社として設立することが可能である。
2. SPC で発電及び販売する電力は課税対象となる。
3. ACT 44(6)で認可された基金への寄付金は、課税対象収入から控除できるが、総利益の 10% が限度である。
4. 残りの利益に対する課税率は 25%（2016 年からは 24%）となるが、本案件では MIDA が実施する“再生可能エネルギー資源を用いた発電事業に対する税制特例措置税控除”が適用されることで事業運営期間の 25 年間を通して免税となる見通し。

以下、調査結果を記載する。

(1) SPC 設立の検討

マレーシアにおける SPC の設立に際しては、Company ACT 1965 に準拠するする必要があり以下の条件が必要である。

- ・マレーシア在住 Director が 2 名。
- ・最低出資金は 2.0 リンギット。
- ・登録期間は 3 週間で可能。

上記条件は問題なくクリアできることから本案件に向けた SPC 設立は問題ないことが確認できた。

更に SPC 設立の第一段階としてマレーシア企業登記局（SSM）に SPC の名前の調査を実施した。既に以下の 3 社が Econation の名前を使用して企業登録していることが判明した。

既使用済企業名： Econation Construction Sdn Bhd
Econation Credit Sdn Bhd
Econation Construction Industries Sdn Bhd

(2) 税金の扱いの検討

課税対象の年間収入が 50 万リンギット以上となる企業は物品サービス税（GST）登録が必要である。

SPC は年間売電収入が約 10mil.リンギットが見込めることから GST の登録が必要となる。

法人税の課税に関しては、ACT44(6)にて承認された基金への寄付は所得から税控除対象となるが、年間総利益の 10%が上限となっている。それ以上の利益は課税対象となる。

(3) “再生可能エネルギー資源を用いた発電事業に対する税制特例措置”の適用の検討

第 2.4.1 節にて記載した通り、MIDA による再生可能エネルギーを用いた発電事業に対する税制特例措置がある。

一定の投資活動（承認されたプロジェクトに関係する工場建設、プラント、機械、設備等の購入等）における 5 年間の投資活動における投資額の 100%減免：対象期間の各年において課税対象所得から減額が可能となる。減額未消化がある場合は、消化が完了するまで先送りが可能。太陽光発電システムの部材関連は全てこの税控除対象に組み入れすることが可能である。25 年間で見込める予測課税対象所得の合計が減免額を下回る為本事業は 25 年間に渡

り税控除の対象となることが見込める。

(4) 事業スキームにかかる法制度の検討

マレーシアの出資法では IPP 事業者に対して外国企業は過半数の資本を保有できない規定があるが、今回の出資者は 3 社ともにマレーシア企業であるため該当しない。
各社はマレーシアの企業として活動することが可能であり法制度の制約もない。

5.1.3 エコネーション委員会 Econation Sub Committee の設置

(1) 拠出金管理基金の設立について

当初の段階では、SPC 内に拠出金を管理する基金を設ける計画であったが、調査過程において公益法人の設立には財務省の承認が必要で最低でも 3 年の審査期間とそれに伴う費用と手間がかかることが判明した。更に、公益法人は長期間に渡り活動することが求められることから運営期間を 25 年間で検討する本案件には適さない事が明らかになった。

この為、拠出金を管理する基金を SPC 内に設立する場合と SPC 外に設立するケースを検討した。その結果を対比し下記する。

表 5-2 基金設立方法の比較

	SPC 内に公認された基金を設立する場合	拠出金を SPC 外にある既存公認基金へ拠出する場合
Advantage	✓ SPC による寄付は税金控除の対象とすることが可能。 ✓ 拠出金の用途を管理することが容易。	✓ SPC による寄付は税金控除の対象とすることが可能。 ✓ SPC は寄付先を柔軟に選定することが可能。 ✓ 基金を設立・運営するための手間、費用、時間を節約することが可能。
Disadvantage	✓ ACT 44(6)で認定された基金を設立し維持するには最低 3 年間の時間と費用が必要である。 ✓ ACT 44(6)の認定には様々な申請手続きが必要で極めて煩雑である。 ✓ 25 年以上の長期に渡り活動が必要 ✓ 基金が GST 対象となれば各種費用は 2 倍かかることになる。	✓ SPC による寄付先として適切な基金を選定する必要がある。

上記の検討結果として、拠出金は SPC 外にある既存基金に対して拠出することが適切であると調査においては結論付けた。

(2) 主な機能

SPC の拠出金は、ペルリス州内にあるペルリス州社会経済開発信託基金 (Perlis State Socioeconomic Development Trust Account) の中に Econation 口座を開設し管理する。基金内に Econation Sub Committee (仮称 ESC) を設立して Econation Fund として運用を行う。ESC は基金から拠出する使用目的の決定及び使用状況の管理を行うことを主な機能とする。

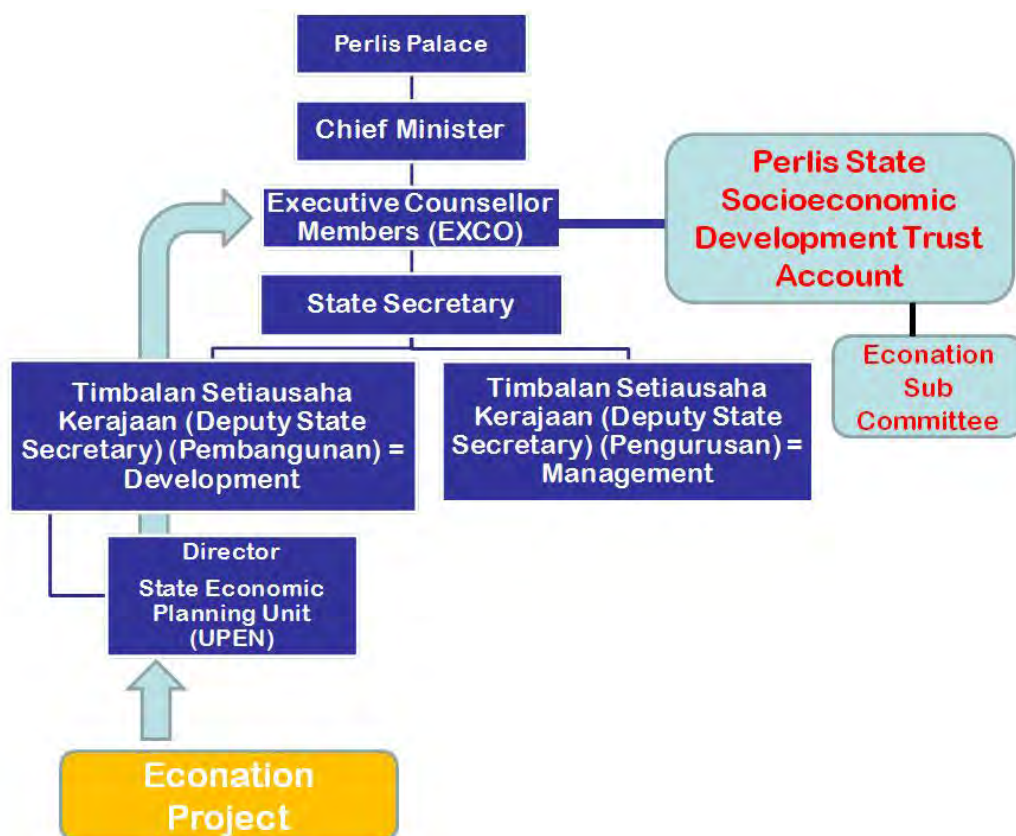


図 5-2 ペルリス州の行政組織と社会経済開発信託基金

(3) メンバー候補

ESC の構成メンバーは、以下の通り NCIA、ペルリス州政府関係者で構成する。

Chairman	YB Perlis State Secretary
Deputy Chairman	Deputy States Secretary (Development)
Member	Deputy States Secretary (Management)
Member	YB States Financial Officer / representative
Member	CEO NCIA / Representative
Secretary	Perlis State Economic Planning Unit

(4) 運営方法

構成メンバーは、定期的に会合を実施し、基金での活用状況を確認し寄付金が適切な用途で使われていることを確認する。Fund の使途としては、ペルリス州の地域開発に関する活動に対して寄付をするかたちを基本とする。

使用目的については本報告書作成時には確定されていないが、NCIA の意向としては教育関連及び環境関連を充実させる為の投資を考えている。この点は今後融資検討を行う段階で明らかにされる事項となる。

使途を明確にするために ESC は定期的に SPC 及び JICA に対し報告する義務を負う。

(5) 実施段階の組織

本案件に関わるステークホルダーは以下である。

1) 出資者

A) Panasonic Eco Solutions Malaysia Sdn Bhd (PESMY)

所在地	Level2 Wisma Panasonic, Lot10, Jalan 13/2, 46200 Petaling Jaya, Selangor, Malaysia
設立年	2012 年
代表者	福井啓人
主要株主	パナソニック(株)
資本金	3,850 千リンギット
事業内容	工業用排水処理、排気処理、土壌浄化処理、省エネ設備の設計・施工・保守業務
従業員数	35 名
売上金額	80,826 千リンギット (2014 年度)
純利益	▲ 808 千リンギット (2014 年度)

PESMY はパナソニック(株)の 100%子会社であり、マレーシアにおいて環境エンジニアリング事業を行っている。ソーラー事業においても、設計から施工まで EPC を行っており、豊富な実績を有している。

14 年度は大型マンション開発案件の着工に伴う初期コストの増大の影響で単年度赤字となったが、15 年度より黒字回復する見込みである。

B) Bintai Kinden Corporation Berhad

所在地	No.430. Jalan Ipoh, 51200 Kuala Lumpur, Malaysia	
設立年	1994 年	
代表者	Ong Choon Lui	
主要株主	(株)きんでん	20.95%
	Bintai Holdings (M) Snd Bhd	20.61%
資本金	20,778 千リンギット	
総資産	333,478 千リンギット (2015 年 3 月末)	
事業内容	総合工事業、不動産デベロッパー事業	
従業員数	398 名	
売上金額	473,866 千リンギット (2014 年度)	
純利益	8,053 千リンギット (2014 年度)	

Bintai Kinden 社はマレーシアの大手工事業者であり、特に電設工事ではマレーシア最大の企業である。不動産デベロッパー事業も行っている。シンガポール、インドネシア、ベトナム、カンボジア、ミャンマーにも進出をしている。日本の大手工事会社の(株)きんでんが 20.95%出資している。本案件においても現地工事を PESMY と共に担う。

C) T.T.E. Engineering (Malaysia) Sdn Bhd

所在地	4th Floor, Menara Choy Fook On, No.1B, Jalan Yong Shook Lin, 46050 Petaling Jaya Selangor, Malaysia	
設立年	1980 年	
代表者	浅野啓一	
主要株主	TTE Malaysia Holdings Sdn Bhd	70%
	高砂熱学工業(株)	30%
資本金	2,000 千リンギット	
事業内容	工場向け空調設備 設計、施工、保守業務	
従業員数	99 名	
売上金額	255,674 千リンギット (2014 年度)	
純利益	5,128 千リンギット (2014 年度)	

TTE 社はマレーシアで主に工場向け空調設備の事業を行っている。日本の高砂熱学工業(株)の子会社であるが、マレーシア現地資本が 70%を保有する合弁企業である。Malaysia-Japan International Institute of Technology (MJIT) の設立に資金面を含め大きく貢献している。PESMY と共同で複数の工場向け案件を推進している関係で本案件に賛同した。

2) オフテーカー

オフテーカーは TNB である。

正 式 名 称	Tenaga Nasional Berhad
所 在 地	No 129, Jalan Bangsar, 59200 Kuala Lumpur, Malaysia
設 立 年	1990 年（民営化）
代 表 者	Datuk Seri Ir. Azman Mohd (President and CEO)
株 主 構 成	Khazanah Nasional Berhad 29.66%, Citigroup Nominees (Tempatan) Sdn. Bhd 16.28%, Amanah Raya Trustees Berhad 8.18%
資 本 金	5,643 百万リングット（2015 年 3 月末）
総 資 産	117,135 百万リングット（2015 年 3 月末）
外 部 格 付	BBB+(S&P), A3(Moody's)
従 業 員 数	36,146 名（2013 年時点）
事 業 内 容	発電・送変電・配電
業界内地位	マレーシア半島部唯一かつ南アジア最大の電力事業者

TNB の過去 5 年間の財務諸表は以下の通りである。

Five-Year Group Financial Summary					
Figures (in RM million) as at Year End 31 August					
YEAR ENDED 31 AUGUST	2011 [RESTATED]	2012 [RESTATED]	2013 [RESTATED]	2014	2015
OPERATING RESULTS (RM MILLION) *					
Revenue	32,241.20	35,848.40	37,130.70	42,792.40	43,286.80
Operating Profit	1,816.80	6,680.80	5,906.90	7,181.00	8,627.60
Profit before taxation and zakat	1,156.70	5,821.10	5,925.10	7,114.70	7,133.70
Net profit attributable to owners of the Company	965.40	4,410.50	5,356.20	6,467.00	6,118.40
KEY BALANCE SHEET DATA (RM MILLION) **					
Property, plant and equipment	61,861.40	64,769.90	75,460.50	83,045.10	90,300.30
Total assets	79,064.30	88,469.10	99,999.30	110,665.40	117,135.00
Total borrowings	19,054.10	23,071.80	22,888.40	25,456.00	24,698.90
Total liabilities	48,286.40	53,311.80	62,028.60	67,206.20	69,668.10
Share capital	5,456.60	5,501.60	5,643.60	5,643.60	5,643.60
Shareholders' equity	30,547.30	34,897.70	37,693.10	43,222.00	47,208.00
SHARE INFORMATION					
Per share (sen):					
- Basic earnings	17.71	80.71	96.13	114.59	108.41
- Diluted earnings	17.67	80.51	95.96	114.59	108.41
Gross Dividend	4.50	20.09	25.00	29.00	29.00
Net assets	559.8	634.30	667.9	765.9	836.50
Share price as at 31 August (RM)	5.25	6.84	8.73	12.38	11.18
FINANCIAL RATIOS ***					
Return on assets (%)	4.1	4.5	5.6	6.2	6.6
Return on Shareholder's equity (%)	10.1	11.4	14.7	15.8	16.3
Gearing (%)	38.2	39.6	37.6	36.9	34.2
EBITDA margin (%)	23.3	25.9	28.1	28.2	32.2
Effective weighted average cost of funds (%)	5.1	4.9	4.7	4.9	4.8
Interest coverage (%)	8.5	11.3	11.7	13.8	14.7
Currency mix (RM:Foreign)	56:44	65:35	71:29	77:23	78:22
Debt-equity (net of cash) ratio ****	0.47	0.41	0.35	0.32	0.33

出典：TNB Annual Report 2015

3) EPC コントラクター及び O&M の委託先

発電所建設を委託する EPC コントラクター及び事業開始後の O&M 業務の委託先は PESMY とする計画である。

5.2 資金計画

5.2.1 資 金

(1) 資金の内訳

本案件の総事業費と資金構成は以下の通りである。

総事業費	146,367 千リンギット
出 資	43,910 千リンギット
借 入	102,457 千リンギット

(2) 出資通貨について

3 社の出資者は全てマレーシア国内企業でありリンギット通貨にて出資を行う。

(3) 借入通貨について

借入通貨と為替変動による収支への影響を検証するため、下記の通り円貨建て、リンギット建て、円貨・リンギット混在のケースで比較検証を行った。

表 5-3 借入通貨の比較

通貨	円貨のみ	混在(RM20:JPY50)
借入金額	JPY 3,278,639 K (RM 102,457K 相当)	RM 29,274K JPY 2,341,885K (RM 73,184K 相当)
金利	2%	RM =6%, JPY=2 %
借入期間	24 年	RM = 10 年 JPY = 24 年
支払金利合計	RM 26,127K	RM 28,902K
当初 10 年間拠出金合計	RM 9,010K	RM 868K
25 年間拠出金合計	RM 26,125K	RM 24,433K

(前提条件) P50、為替レート 32 円/RM

結果として、リンギット建てで借入れを実施した場合、25 年間通した拠出金の合計は円貨のみの場合と比較して大きな差はない（6.5%の減）ことが分かった。

しかしながら、当初 10 年間のリンギット建ての返済額が大きいことが影響して当初 5 年間は拠出金が出せない状態となる。但し 6 年目以降は拠出額が少ないながらも可能となり、リ

ンギットローンの返済が終わった 11 年目以降は円貨のみのケースより大きな金額が単年度で拠出が可能となり、結果として 25 年間を通した拠出金合計は大差ない結果となっている。但し、当初 10 年間の拠出金の差が大き過ぎ、特に当初 5 年間で拠出できない状況はエコネーションファンドへの拠出を主目的とした本事業の目的に合致せず、円貨のみの借り入れて進めることが適切であると考えられる。

詳細については、第 5.2.3 節財務分析で報告する。

5.2.2 資金の流れについて

本事業の運営会社として設立する予定の SPC は、発電開始後 25 年間の安定した収入より融資の返済並びに出資企業への配当を実施する。同配当は過去 10 年の 20 年国債の利回り平均値 4.3%を上限として検討に着手したが、最新の情報で売電単価を kWh あたり RM0.46 とした結果、本プロジェクトの主目的である地域開発への拠出金が著しく小さくなったため、3.5%に下方修正した。より具体的には、出資額の 3.5%を上限として各期のフリーキャッシュフローの範囲内で配当を行い、さらに事業終了時に出資額と同額を返済する。拠出金は、フリーキャッシュフローから配当額を支払った残額からねん出するが、SPC の内部留保の累積値が事業終了時までに出資額に達するよう、調整を行っている。下記キャッシュフローの試算により、出資企業に 3.5%の配当を行うことを前提とした場合、発電量が P50 の場合は毎年のフリーキャッシュフローの 37%をペルリス州に還元することが可能となる。初年度は 858 千リンギット、25 年間で総額 26,125 千リンギットの余剰利益の提供が見込める。発電量が P95 の場合でも毎年のフリーキャッシュフローの 21%を還元することが可能である。その場合は初年度で 363 千リンギット、25 年間累計で 11,985 千リンギットが見込まれる。

5.2.3 財務分析

(1) 財務分析の前提条件

融資の全額を円貨建てで借入れをする条件を標準ケースとして、財務分析を実施した。

表 5-4 財務分析における基本条件設定（標準ケース）

システムサイズ	16.744MW
年間発電量	25,067MW (P50)
接続ロス	5.3%
出力経年劣化率	0.6%
売電レート	RM 0.46/kWh (RM0.41 + RM0.05)
システムコスト	RM 146,368,000
融資期間	24 年
原価償却期間	25 年
融 資 額	JPY 3,278,639,000 (RM102,457,000 相当)
融資金利	2%
出資金額	RM 43,910,000

(2) 事業収入について

事業収入は、国営電力会社の TNB との間で締結する PPA の 25 年間固定レートを使った売電事業による収入である。PPA 制度では事業期間 25 年間にわたり買取価格が固定されていることから安定した収入を見込むことが出来る。

前提となる発電量は、提案者のマレーシアにおける発電実績を踏まえ、設備容量 16.7MW 規模に対し P50 前提で年間発電量は 25.1GWh を見込んでいる。

売電レートは、2016 年度より新たに KeTTHA より決定される Utility Scale Solar のベースレートである RM0.41/kWh にマレーシア製パネルに付加される RM0.05/kWh を追加した RM0.46/kWh で算出した。この売電レートは本報告書が作成された段階では公開されていないものであるが、2016 年 1 月 29 日に TNB 本社において NCIA 同席のもとで TNB 関係者と確認をした確度の高いレートである（Appendix 7 参照）。最終的な売電レートは、案件に応じて売電レートの上乗せ折衝を行い、KeTTHA にて上乗せの決定がされることになっているが、本報告書においては最悪のケースとして確実に見込める RM0.46/kWh を使用した。

(3) 標準ケースの結果

上記の前提で算出したキャッシュフローは、章末に添付した通りである。結果として、初年度の売電収入は 10,920 千リンギット、経年劣化等も考慮した前提で 25 年間の売電による総収入は 254,212 千リンギットとなり、総純利益は 81,237 千リンギット、利益率 32.0%を見込むことが出来る。

キャッシュフローも、融資返済後の初年度のフリーキャッシュフローは 3,838 千リングットが見込め、融資に対する返済余力も DSCR は 1.60 以上を確保しながら初年度から配当及び寄付が可能であり健全な事業運営が可能である。

表 5-5 標準ケースの主な結果

項 目	結 果
NET INCOME total	81,237
FCF total	108,461
Local Capital Dividend total	38,422
Contribution to Fund total	26,125
EqIRR after Contribution	3.50%
Lowest DSCR	1.596
LLCR	1.834

(4) 発電量の減少

標準ケースでは、発電量として P50 を使用している。これに対して、発電量が少なかった場合の影響を確かめるため、P95 を適用した場合のキャッシュフローを求めた。P95 発電量は P50 発電量の 94%であり、したがって電力販売の売上額も 6%低下することとなる。以下の表で両者の結果を比較する。

表 5-6 標準ケースと P95 発電量の場合の比較

項 目	結 果	
	標準 (P50)	P95
NET INCOME total	81,237	67,096
FCF total	108,461	94,321
Local Capital Dividend total	38,422	38,422
Contribution to Fund total	26,125	11,985
EqIRR after Contribution	3.50%	3.50%
Lowest DSCR	1.596	1.501
LLCR	1.834	1.725

売上額は前述のとおり 6%低下するが、フリーキャッシュフローの低下はより大きく、RM 108 million から RM 94 million と、13%低下している。この影響は、拠出金の減少に顕著に表れて、約 1/2 に低下している。キャッシュフローから配当を行った後の残額から拠出を行うことから、収支の悪化は拠出金の減少に第一に現れるからである。それでも、融資の返済にかかる

指数である DSCR や LLCR への影響は限定的であり、収支の悪化は融資返済に支障がないレベルにとどまっている。

(5) リンギットローンの導入と為替レート変動の影響

第 5.2.1 節で述べたとおり、融資は円貨のみを考えている。リンギット貨の融資は、金利が 6%と高く、また返済期間が 10 年と短いため、特に事業開始後 10 年間の収支が悪化する。その影響は、Econcation Fund への拠出金に対し最も顕著に表れる。

一方、円貨の融資は、返済における為替レートの影響を受ける。下図に、過去のリンギットといくつかの通貨の為替レートの変動の状況を示す。1998 年のアジア通貨危機の際にはリンギットの大きな下落がみられるが、その後も変動幅は小さい。そこで、融資のあと、リンギット貨が円に対し下落したケースを検討した。

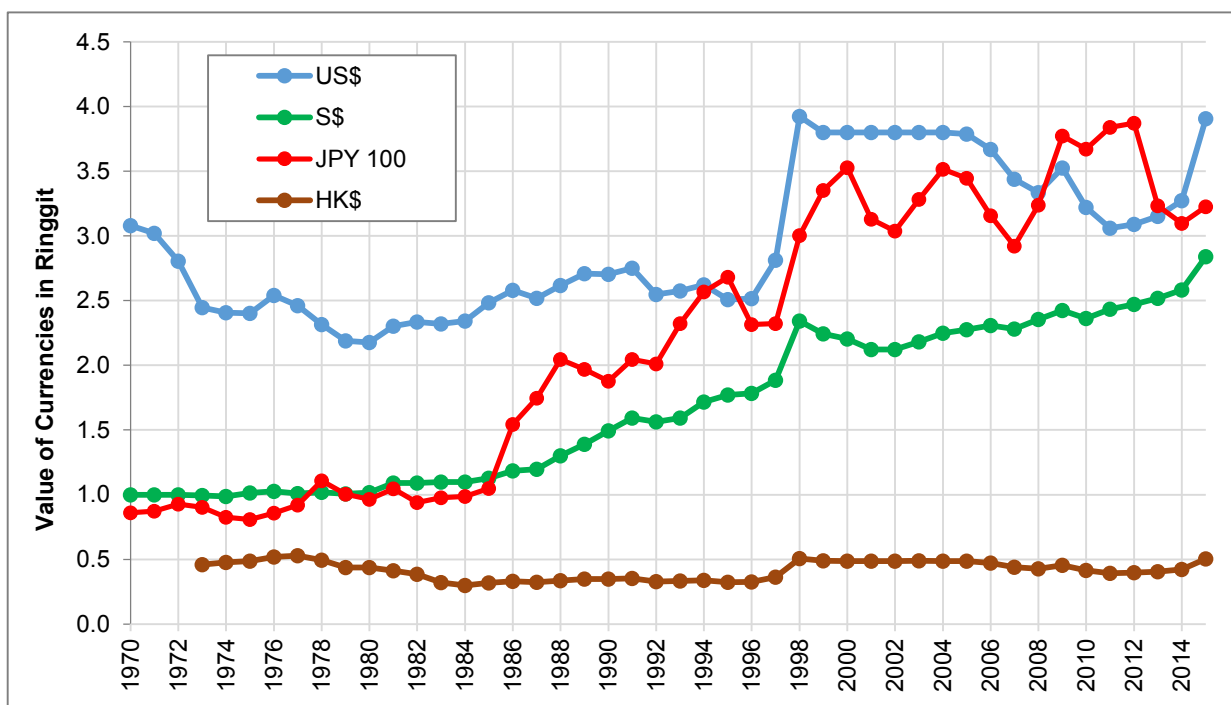


図 5-3 リンギットと複数の通貨の為替レートの変動

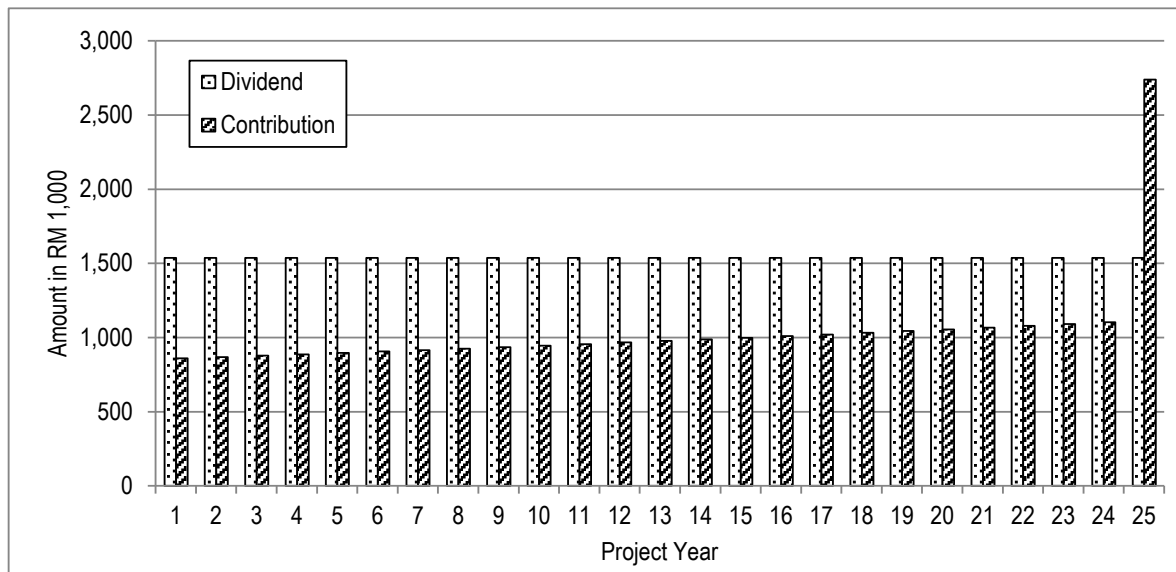
下落幅としては、アジア通貨危機の影響がほぼ終息した 2000 年以降 2015 年までの年平均為替レートについて 5 年間の移動平均をとってリンギット貨が最低であったレートを見出し、全返済期間（24 年間）にわたりこの最低レートを適用する方法を取った。融資時の想定レート（RM1.0=JPY32）に対し返済時レート（RM1.0=JPY27.2）であり、返済額が 17.6%増加する設定となる。

同時に、リングット貨融資の導入が為替レート変動の影響にどの程度の緩和効果をもたらすかを調べるため、初期投資の70%の融資を受けるうち、リングット貨を10%（円貨60%）、および20%（円貨50%）導入するケースを検討した。以下の表に、その結果をまとめる。

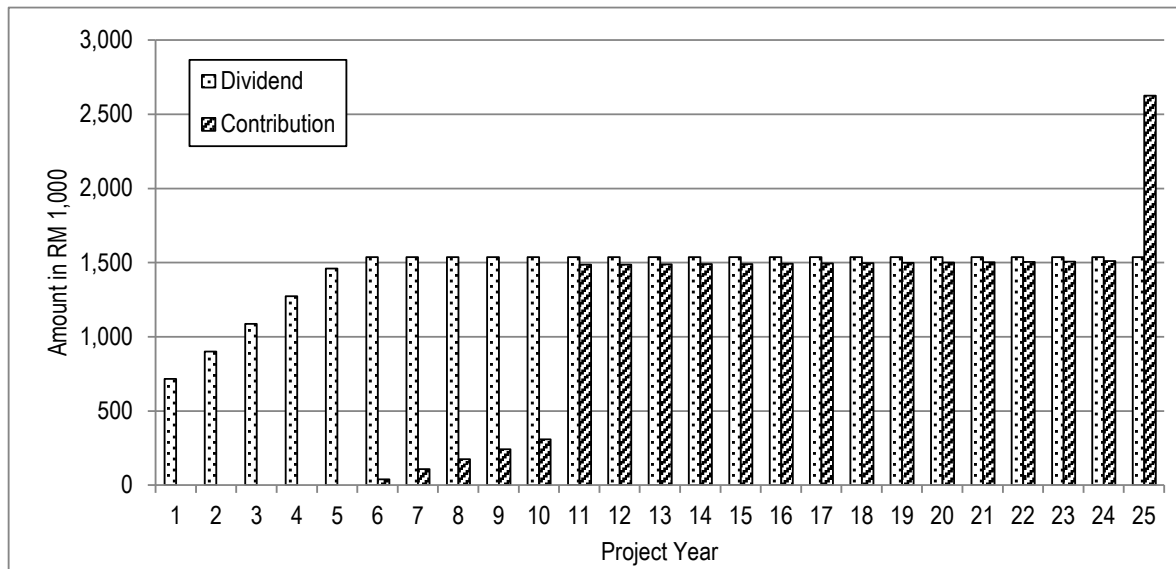
表 5-7 為替レート変動およびリングット融資導入の影響

項 目	結 果					
	為替レート			リングット下落		
リングット貨融資	0%	10%	20%	0%	10%	20%
NET INCOME TOTAL	81,237	79,849	78,462	76,626	75,897	75,169
FCF TOTAL	108,461	106,488	104,515	85,408	86,729	88,049
Local Capital Dividend total	38,422	38,422	36,171	38,422	38,069	30,820
Contribution to Fund total	26,125	24,130	24,433	3,073	4,749	13,317
EqlIRR after Contribution	3.50%	3.50%	3.22%	3.50%	3.45%	2.63%
Lowest DSCR	1.596	1.284	1.075	1.356	1.145	0.991
LLCR	1.834	1.720	1.615	1.834	1.720	1.615

為替レートの変化がない場合、リングット貨融資の導入は、DSCR の最低値を除き、数値をやや低下させるだけでそれほど大きな影響はないように見える。低下が顕著な DSCR も、リングット貨融資が20%までであれば、最低値はほぼ1を上回っている。しかし、下図に示した各年の株主配当と状況を見ると、大きな影響が出ていることがわかる。



(a) 標準ケース



(b) リングgit貨融資導入（リングgit貨 20%：円貨 50%）

図 5-4 リングgit貨融資導入による配当と拠出金への影響

標準ケースの場合は、事業期間を通じて一定の配当（出資額の 3.5%）が可能である。また、利子払いが次第に減少するのに応じてフリーキャッシュフローが増加するため、地域開発の拠出金も徐々に増加する傾向がある。

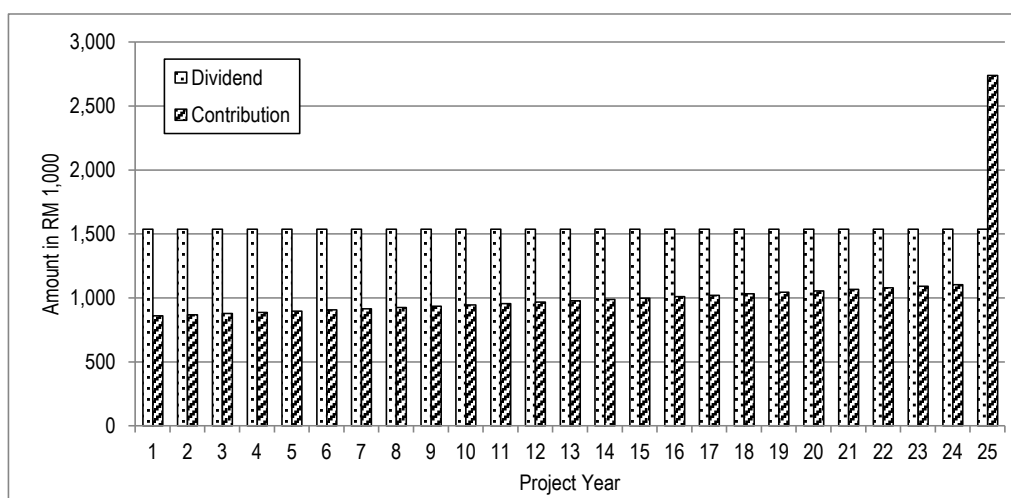
一方、リングgit貨融資を導入した場合、まず配当において初年度から 4 年度に 3.5%を下回る配当額となっている。この期間のフリーキャッシュフローが、配当の上限値とした出資額の 3.5%に満たないためである。さらに、配当後のキャッシュフローからねん出する拠出金に

については、同じ期間にはその額はゼロであり、第 5 年次より拠出が可能となる。それでも、10 年次まではわずかの額しか拠出できていない。10 年次にリングット貨の返済が終わるため、翌 11 年次からは標準ケースを上回る拠出が可能となる。以上の結果、25 年間通算の拠出額合計は、標準ケースと大きく変わらない数字になるわけである。

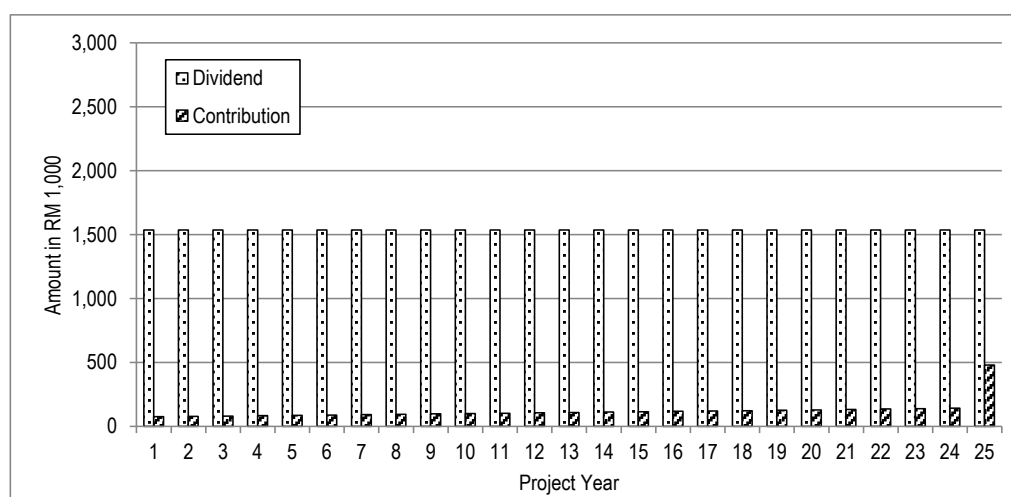
リングット貨融資を導入した場合、事業期間にわたる合計値ではわからない配当と拠出金の違いが以上のように発生する。特に地域開発のための拠出金は本プロジェクトの主目的でもあり、それが事業開始後 10 年間にわたりほとんど実施できないことは非常に大きな問題である。以上のことから、リングット貨の融資は断念せざるを得ないと判断するに至った。

なお、リングット貨融資導入が難しいとの判断ではあるが、為替変動の緩和効果を確認するため、リングット貨を導入しさらに為替変動を考慮したケースのキャッシュフロー計算を行っている。(表 5-7 参照) まず、リングット貨が下落した場合、リングット貨の融資がない(0%)とその影響は地域開発の拠出金に顕著に表れている。拠出金の合計額は、為替の下落がない場合の 1 割強まで縮小している。さらに収支が悪化した場合には、拠出がゼロとなって、その後配当額の減少につながることになる。同じ理由から、融資返済に関する数値には極端な低下は見られない。これに対し、リングット貨の融資を導入した場合には、拠出金の低下が少なくなり、リングット貨の下落がない場合の 5 割強程度となっている。これには、配当額の減少も影響している。このことは、下図によく表れている。事業開始から 8 年次までは、配当額が上限値である投資額の 3.5%に達していない。したがって、出資者の内部収益率も 3.5%を大きく下回り 2.79%となっている。一方、地域開発拠出金は、リングット貨融資の返済が続く 10 年次まではほとんどゼロであるが、11 年次以降は百万リングット前後が可能となり、このことが拠出金額合計の縮小が少なくてすむ理由となっている。

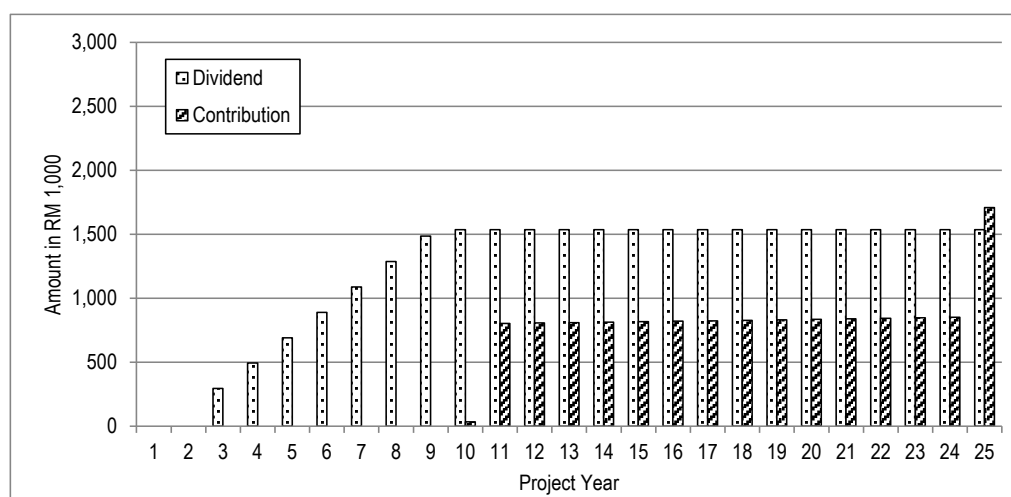
いずれにせよ、リングット貨融資の導入を行っても事業開始後 10 年間は拠出金が出せない状況であり、本プロジェクトとしては好ましくないとの判断を覆すには至らなかった。



(a) 標準ケース



(b) リンギット為替レートの下落（リンギット貨融資 0%）



(c) リンギット為替レートの下落（リンギット貨融資 20%）

図 5-5 リンギット為替レートの下落とリンギット貨融資導入の効果

5.2.4 リスク分析とリスク対策

本事業を運営するに際し想定されるリスクと対策を下記する。

(1) 提案事業の実施にあたり想定されるリスクとその対応例

以下に、本事業に実施にあたり想定されるリスクとその対応策をまとめた。

表 5-8 想定されるリスクと対策

(a) プロジェクト・投資パートナーリスク	
1	プロジェクト遂行能力リスク ・ PESMY の親会社が日本でソーラーのエンジニアリング事業を実施しており、必要に応じサポートをすることでプロジェクトを完遂する。
2	出資者のデフォルトリスク ・ SHA において出資者のデフォルト時の取扱を規定する。また、転売時には既存出資者への優先交渉権、売却先の承認権を担保する。
3	出資者の持ち分転売リスク ・ SHA にて、既存出資者による優先交渉権、売却先の承認権を担保する。
4	オフテイクリスク ・ TNB については第 2 章にでも記載の通り半島マレーシアの電力需要予測は 2033 年に向けて平均 1.6%の伸びを示しており安定した経営が見込める。 IPP 契約に起因するリスクも過去にアジア通貨危機を乗り越えており低い。
(b) 完工リスク	
1	期日・予算面でのプロジェクト完工リスク ・ 工事請負会社(EPC コントラクター)には、海外での太陽光発電所建設の経験および本事業の完工に必要な技術力を有し、かつ健全な財務状況であることを求める。 ・ 工事の契約において、予定損害賠償金(Delay Liquidated Damages)を契約に規定することで、工事の遅延が生じた場合の影響を低減する。 ・ 不測の事態に備えた費用を予備費として計上する。 ・ 必要に応じて、精度をあげるための追加調査を行う(地質調査等)。 ・ 建設・組立オールリスク保険、海上貨物保険等のプロジェクト完工、遅延リスクに備えた保険を付保することを前提とする。
2	設計リスク ・ これまでの EPC 事業のノウハウを活用し、PESMY が責任を負う部分の工事設計を行う。 ・ 工事請負会社が設計責任を持つ工事においては、契約書及び入札図書において、要求仕様、完工試験の要求事項及び受入基準等を明確化するとともに、工事請負会社の責任範囲に応じた予定損害賠償金(性能保証関係: Performance Liquidated Damage)の負担を求める。
3	施工品質リスク ・ 工事請負契約において、完工試験の要求事項及び受入基準等を明確化するとともに、施工不良に伴う予定損害賠償金(性能保証関係: Performance Liquidated Damage)を規定する。 ・ 工事請負契約において瑕疵担保期間を2年に設定するとともに、この間に瑕疵が確認された場合には、当該日から更に2年間、瑕疵担保期間の延長を求める条件を盛り込む。
4	工事請負会社の撤退・デフォルトリスク ・ 工事請負会社の選定に当たっては、入札図書において、工事請負会社の過去 5 年間の財務諸表、訴訟実績の提出を求めることで、請負候補会社の撤退・デフォルトリスクを回避する。 ・ 「撤退する前、一定期間(例:735 日)以上の停止状態が継続する場合に撤退可能」という規定を工事請負契約に盛り込んで、出来る限り長く工事請負会社を撤退させないように努める。

(c) 技術リスク

- | | |
|------------------|--|
| 長期安定操業が可能なプラント技術 | <ul style="list-style-type: none"> ・ 太陽光発電技術は比較的成熟したものであり、また、本プロジェクトの要求仕様に準ずる経験を、工事請負契約の入札参加条件とすることで、技術リスクの低減を図る。 ・ 複数の国で太陽光発電施設の EPC 契約の実績をもつパナソニック社が、地点調査、工事・運用計画の策定を実施。 ・ また、投資パートナーに、ローカル事情に強い Bintai Kinden 社、TTE 社を想定しており、建設中・運用中も充実した常駐管理体制を想定。 ・ 万が一の被害には保険でカバーすることを前提とする。 |
|------------------|--|

(d) 操業・保守リスク

- | | |
|--------------|--|
| 1 長期安定的な操業体制 | <ul style="list-style-type: none"> ・ パナソニック社は長年現地企業をもち馬国におけるコミットメントがあるため、安定した体制を作ることが出来る。ローカル事情に精通する Bintai Kinden 社、TTE 社をパートナーに加えることで、運転・保守リスクを軽減することを検討する。 |
| 2 長期修繕リスク | <ul style="list-style-type: none"> ・ 大規模修繕費用については、専用の準備金勘定を設定し、利益から一定額を計画的に積み立てする。 ・ 保守・運用管理を SPC 自身で実施することで、設備状況及び経営状況に応じた柔軟かつ長期的な視点での修繕計画の見直しを行う。 |

(e) 発電リスク

- | | |
|--------|---|
| 日射量リスク | <ul style="list-style-type: none"> ・ 日射量の変動による発電量変動リスク、PPA 契約条項において、全量買い取りとしているため、SPC の収入リスクとなる。 ・ PPA に最低発電量保証やペナルティー条項を入れないよう交渉を行う。 ・ 保守的な発電電力量の想定を行う。 |
|--------|---|

(f) 生産物・サービスの購入・引取りリスク 下記の方向で TNB 等と交渉を進める。

- | | |
|------------------------|---|
| 1 売電リスク | <ul style="list-style-type: none"> ・ 発電した電力は全量を TNB に売電するが、TNB とは 25 年間長期契約を締結するので、長期的な収入の担保となりうる。 |
| 2 TNB 送変電設備に起因するリスク | <ul style="list-style-type: none"> ・ PPA にて、TNB 変電所、TNB 送電線、系統受入等、TNB の事由により売電ができない場合には、補償の対象とすることを交渉する。 |
| 3 発電所・変電所間の送電線に起因するリスク | <ul style="list-style-type: none"> ・ 発電所ポイントから変電所までの送電線の保有と管理は SPC の責任である。 ・ 保険を活用して補修や売上損失の費用をカバーする。 |

(g) 環境リスク

- | | |
|--------------|---|
| 1 自然・社会環境リスク | <ul style="list-style-type: none"> ・ マレーシア政府の協力の下、JICA 環境社会配慮ガイドラインを遵守した計画・対策等を進める。 ・ 住民移転なし。 ・ これまでの協議ではペルリス州政府の同意が得られている |
| 2 文化遺産リスク | <ul style="list-style-type: none"> ・ 対象エリアでは発掘された文化遺産等はない |

(h) 関連インフラストラクチャー／ユーティリティリスク

- | | |
|--------------|---|
| 電力ユーティリティリスク | <ul style="list-style-type: none"> ・ 本プロジェクトでは、送電線（アクセス道路含む）を SPC 側の責任で建設することを想定しており、送電線の建設遅延リスクは比較的コントロールしやすい。 ・ 発電所からの送電線を連系する Kangar 変電所において、系統連系用の追加的設備を設置するが、その設置のために必要なスペースは既に確保されていることを確認している。 |
|--------------|---|

(i) ポリティカル・リスク(ポリティカル・フォース・マジュール)

プロジェクトにかかる外国為替規制、法制・許認可変更、収容・接收・国有化、ストライキ、内乱、戦争、政府機関の契約義務履行違反

・ペルリス州政府、NCIA を巻き込んだ事業計画を行っており、州へのロイヤリティー等に加えて、余剰利益を地域開発に用いることは、エネルギー省、EC 等にも十分理解されている。したがって、馬国政府側にも安定的に事業を推進するインセンティブが発生する。これによりプロジェクトに対するリスクの低減を図る

(j) 事故・災害リスク(ナチュラル・フォースマジュール)

- 1 プロジェクトでの事故や火災・地震・台風・豪雨等の災害によるリスク
 - ・実績かつ信用力のある国際的損害保険会社による再保険を今後検討する。
- 2 気象変動リスク(大幅な日射量減少)
 - ・事業運営の中で調整を行う。

(k) マクロ経済リスク(外貨換金リスク等)

為替リスク

・外貨換金リスクは、円貨ローンの返済額に影響するが、ローンの一部をリングギット貨で調達することも検討する。

(l) (主として上記リスク発生に起因する)キャッシュフロー変動・ファイナンシャルリスク

- 1 キャッシュフロー変動リスク
 - ・別途感度分析を実施する。

(m) 引き渡しリスク

引渡前に発電設備をリノベーションするリスク

・引き渡しは無償かつあくまでもボランタリーなものとして、引き渡し時の発電施設のコンディションに関する規定は設けない。

(n) その他リスク

- 1 コンプライアンス違反リスク
 - ・各種契約にコンプライアンス遵守項目を入れる。

(2) その他のリスクとプロジェクトファイナンスにおけるセキュリティ・パッケージ

融資者は、直接的には SPC の経営に関与しないため、「セキュリティ・パッケージ」と呼ばれる担保契約等を通じて、ローンの返済を確かなものにする。

一般的な担保・保証については、以下のようなものが想定される。

- (a) プロジェクトサイト、プラント設備等に対する担保設定
- (b) SPC の株式およびそれに付随する権利に対する担保設定
- (c) SPC の口座預金(収入口座含む)に対する担保設定
- (d) プロジェクトの主要契約の各種権利に対する担保設定
- (e) プロジェクト保険パッケージに対する担保設定
- (f) 現金化可能な債権に対する担保設定
- (g) 関連契約に対するステップイン権利の規定

(3) 事業実施に必要な各種契約のリストアップと主要契約条項の設定

事業実施にあたって必要な各種契約と主要な契約条項は以下の通り。

1) 発電事業ライセンス

EC が SPC に対してライセンスを発行する。

2) PPA (Power Purchase Agreement : 買電契約)

SPC と TNB との間で締結される。

- (a) 建設期間中の取り決め（報告等）、設備要件
- (b) 完成試験、設備容量、営業運転開始日の決定方法
- (c) 設備の運転
- (d) 売電価格、電気料金の支払い、販売電力量の測定・事業性が確保できる売電価格の設定が重要である。
- (e) 不可抗力
- (f) 契約解除
- (g) その他（準拠法、紛争解決方法等）

3) 請負工事契約

本プロジェクトの請負工事契約は、トータルコスト低減の観点から、土木・金物工事、電気工事・送電線工事を一括して EPC 契約として実施する。請負工事契約先は、PESMY 社を想定する。

4) O&M (Operation & Maintenance : 運転保守) サービス契約

運転・保守業務について、PESMY が SPC に対してサービスを提供するために締結予定である。

- (a) サービス範囲（TOR）、受託会社（PESMY）の責務
- (b) サービス契約金額と支払い
- (c) 改修工事が必要になった場合の措置
- (d) 契約の解除 等

5) SHA (Share Holder's Agreement : 株主間協定)

株主間のトラブルを回避・処理するための規定がある。なお、当該国の会社法等との整合性の確認が重要である。

- (a) 資本構成および払込
- (b) 株主総会・取締役会における議決権・意思決定方法
- (c) 取締役の任命

- (d) 利益相反が生じた場合の対処
- (e) 株主の株式売却制限等

6) Loan Agreement : 融資契約

一般的に、融資契約では以下が条項に盛り込まれる。

- (a) 融資条件
- (b) 融資実行における先行充足条件 (Condition Precedents)
- (c) 実施すべき誓約事項および実施してはならない誓約事項 (Covenants)
- (d) デフォルト条件等

なお、JICA の海外投融資を活用する場合、その申請においては、以下の提出が必要となることから、本協力準備調査を活用して整理を進めている。

- i) 経緯 (F/S の有無含む)
- ii) 事業背景および必要性
- iii) 事業概要・計画
- iv) 投融資希望金額・条件
- v) 投融資先の概要
- vi) リスクおよびその対応方針
- vii) 政府支援・許認可
- viii) 環境社会配慮 (JICA 環境社会配慮ガイドラインに沿うこと)
- ix) 既存金融機関からの借入困難性 (海外投資支援の必要性)
- x) 運用効果指標 (開発効果)
- xi) 今後の実施スケジュール

7) 保険契約

プロジェクトファイナンスにおいて、保険の加入は必須条件である。

- (a) 建設期間中の保険
 - i) 建設・組立オールリスク保険 (Construction & Erection All Risks (CEAR) Insurance)
 - ii) 海上貨物保険 (Marine Cargo Insurance)
 - iii) 第三者賠償保険 (Third Party Liability Insurance)
- (b) 運転期間中の保険
 - i) オールリスク保険 (All Risks Insurance)
 - ii) 第三者賠償保険 (Third Party Liability Insurance)

表 5-9 キャッシュフロー表：基本ケース

		End of Year																										
	unit	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	
Income Schedule																												
Energy Sold	MWh		23,738.4	23,596.0	23,454.4	23,313.7	23,173.8	23,034.8	22,896.6	22,759.2	22,622.6	22,486.9	22,352.0	22,217.9	22,084.6	21,952.1	21,820.4	21,689.4	21,559.3	21,429.9	21,301.4	21,173.5	21,046.5	20,920.2	20,794.7	20,669.9	20,545.9	
Applied Rate	MYR/kWh		0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	
Operating Revenue																												
Revenue from Power Sales	MYR 1,000		10,920	10,854	10,789	10,724	10,660	10,596	10,532	10,469	10,406	10,344	10,282	10,220	10,159	10,098	10,037	9,977	9,917	9,858	9,799	9,740	9,681	9,623	9,566	9,508	9,451	
Deduct Sales Tax (VAT)	MYR 1,000																											
Total Operating Revenue	MYR 1,000		10,920	10,854	10,789	10,724	10,660	10,596	10,532	10,469	10,406	10,344	10,282	10,220	10,159	10,098	10,037	9,977	9,917	9,858	9,799	9,740	9,681	9,623	9,566	9,508	9,451	
Operating Expenses																												
Variable Maintenance Cost	MYR 1,000		328	326	324	322	320	318	316	314	312	310	308	307	305	303	301	299	298	296	294	292	290	289	287	285	284	
Fixed Maintenance Cost	MYR 1,000		167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	
Major Rehab/Renovation Cost	MYR 1,000		109	109	108	107	107	106	105	105	104	103	103	102	102	101	100	100	99	99	98	97	97	96	96	95	95	
Insurance	MYR 1,000		33	33	32	32	32	32	32	31	31	31	31	31	30	30	30	30	30	30	29	29	29	29	29	29	28	
Depreciation	MYR 1,000		5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	
Total Operating Expenses	MYR 1,000		5,906	5,903	5,901	5,898	5,895	5,892	5,890	5,887	5,884	5,881	5,879	5,876	5,874	5,871	5,868	5,866	5,863	5,861	5,858	5,855	5,853	5,850	5,848	5,846	5,843	
Earnings before Interest and Tax (EBIT)			5,013	4,951	4,888	4,826	4,765	4,704	4,643	4,582	4,522	4,463	4,403	4,344	4,285	4,227	4,169	4,111	4,054	3,997	3,941	3,884	3,828	3,773	3,718	3,663	3,608	
Non-Operating Expenses																												
Interest payment	MYR 1,000		2,090	2,003	1,916	1,829	1,742	1,655	1,568	1,481	1,393	1,306	1,219	1,132	1,045	958	871	784	697	610	523	435	348	261	174	87	0	
Earnings before Tax	MYR 1,000		2,923	2,948	2,972	2,998	3,023	3,049	3,075	3,102	3,129	3,156	3,184	3,212	3,240	3,269	3,298	3,328	3,357	3,388	3,418	3,449	3,480	3,512	3,543	3,576	3,608	
Sales Additional Tax additional tax (none)																												
Taxable Income	MYR 1,000		2,923	2,948	2,972	2,998	3,023	3,049	3,075	3,102	3,129	3,156	3,184	3,212	3,240	3,269	3,298	3,328	3,357	3,388	3,418	3,449	3,480	3,512	3,543	3,576	3,608	
Income Tax	MYR 1,000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
NET INCOME	MYR 1,000		2,923	2,948	2,972	2,998	3,023	3,049	3,075	3,102	3,129	3,156	3,184	3,212	3,240	3,269	3,298	3,328	3,357	3,388	3,418	3,449	3,480	3,512	3,543	3,576	3,608	
CASH FLOW																												
Operating Cash Flow																												
Operating Income	MYR 1,000		10,920	10,854	10,789	10,724	10,660	10,596	10,532	10,469	10,406	10,344	10,282	10,220	10,159	10,098	10,037	9,977	9,917	9,858	9,799	9,740	9,681	9,623	9,566	9,508	9,451	
Operating Expenses	MYR 1,000		-5,906	-5,903	-5,901	-5,898	-5,895	-5,892	-5,890	-5,887	-5,884	-5,881	-5,879	-5,876	-5,874	-5,871	-5,868	-5,866	-5,863	-5,861	-5,858	-5,855	-5,853	-5,850	-5,848	-5,846	-5,843	
Taxes and duties	MYR 1,000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Financing Activities																												
Interest payment	MYR 1,000		-2,090	-2,003	-1,916	-1,829	-1,742	-1,655	-1,568	-1,481	-1,393	-1,306	-1,219	-1,132	-1,045	-958	-871	-784	-697	-610	-523	-435	-348	-261	-174	-87	0	
Principal repayment	MYR 1,000		-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	0	
Investment Activities	MYR 1,000																											
Own Capital Contribution	MYR 1,000		-43,910																									
Free Cash flow	EqIRR=8.01%		-43,910	3,838	3,863	3,887	3,912	3,938	3,964	3,990	4,017	4,044	4,071	4,099	4,127	4,155	4,184	4,213	4,242	4,272	4,302	4,333	4,364	4,395	4,426	4,458	4,490	8,877
Cummulative FCF			-43,910	-40,072	-36,210	-32,322	-28,410	-24,472	-20,508	-16,518	-12,502	-8,458	-4,387	-288	3,838	7,994	12,177	16,390	20,633	24,905	29,207	33,540	37,904	42,299	46,725	51,183	55,674	64,551
DSCR			1.596	1.608	1.620	1.633	1.646	1.660	1.674	1.688	1.704	1.719	1.735	1.752	1.770	1.788	1.806	1.826	1.846	1.867	1.888	1.911	1.935	1.959	1.984	2.011		
Contribution to Trust Fund			858	867	877	886	896	905	915	925	935	945	956	966	977	987	998	1,009	1,020	1,032	1,043	1,054	1,066	1,078	1,090	1,102	2,738	

表 5-10 キャッシュフロー表：P95 発電量ケース

		\\end of Year																										
	unit	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	
Income Schedule																												
Energy Sold	MWh		22,358.7	22,224.5	22,091.2	21,958.6	21,826.9	21,695.9	21,565.7	21,436.3	21,307.7	21,179.9	21,052.8	20,926.5	20,800.9	20,676.1	20,552.1	20,428.7	20,306.2	20,184.3	20,063.2	19,942.9	19,823.2	19,704.3	19,586.0	19,468.5	19,351.7	
Applied Rate	MYR/kWh		0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	
Operating Revenue																												
Revenue from Power Sales	MYR 1,000		10,285	10,223	10,162	10,101	10,040	9,980	9,920	9,861	9,802	9,743	9,684	9,626	9,568	9,511	9,454	9,397	9,341	9,285	9,229	9,174	9,119	9,064	9,010	8,956	8,902	
Deduct Sales Tax (VAT)	MYR 1,000																											
Total Operating Revenue	MYR 1,000		10,285	10,223	10,162	10,101	10,040	9,980	9,920	9,861	9,802	9,743	9,684	9,626	9,568	9,511	9,454	9,397	9,341	9,285	9,229	9,174	9,119	9,064	9,010	8,956	8,902	
Operating Expenses																												
Variable Maintenance Cost	MYR 1,000		309	307	305	303	301	299	298	296	294	292	291	289	287	285	284	282	280	279	277	275	274	272	270	269	267	
Fixed Maintenance Cost	MYR 1,000		167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	
Major Rehab/Renovation Cost	MYR 1,000		103	102	102	101	100	100	99	99	98	97	97	96	96	95	95	94	93	93	92	92	91	91	90	90	89	
Insurance	MYR 1,000		31	31	30	30	30	30	30	30	29	29	29	29	29	29	28	28	28	28	28	28	27	27	27	27	27	
Depreciation	MYR 1,000		5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	
Total Operating Expenses	MYR 1,000		5,879	5,876	5,874	5,871	5,868	5,866	5,863	5,861	5,858	5,856	5,853	5,851	5,848	5,846	5,843	5,841	5,838	5,836	5,834	5,831	5,829	5,826	5,824	5,822	5,819	
Earnings before Interest and Tax (EBIT)			4,406	4,347	4,288	4,230	4,172	4,114	4,057	4,000	3,943	3,887	3,831	3,776	3,720	3,665	3,611	3,556	3,503	3,449	3,396	3,343	3,290	3,238	3,185	3,134	3,082	
Non-Operating Expenses																												
Interest payment	MYR 1,000		2,090	2,003	1,916	1,829	1,742	1,655	1,568	1,481	1,393	1,306	1,219	1,132	1,045	958	871	784	697	610	523	435	348	261	174	87	0	
Earnings before Tax	MYR 1,000		2,316	2,344	2,372	2,401	2,430	2,460	2,489	2,520	2,550	2,581	2,612	2,643	2,675	2,707	2,740	2,773	2,806	2,839	2,873	2,907	2,942	2,976	3,011	3,047	3,082	
Sales Additional Tax																												
additional tax (none)																												
Taxable Income	MYR 1,000		2,316	2,344	2,372	2,401	2,430	2,460	2,489	2,520	2,550	2,581	2,612	2,643	2,675	2,707	2,740	2,773	2,806	2,839	2,873	2,907	2,942	2,976	3,011	3,047	3,082	
Income Tax	MYR 1,000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
NET INCOME	MYR 1,000		2,316	2,344	2,372	2,401	2,430	2,460	2,489	2,520	2,550	2,581	2,612	2,643	2,675	2,707	2,740	2,773	2,806	2,839	2,873	2,907	2,942	2,976	3,011	3,047	3,082	
CASH FLOW																												
Operating Cash Flow																												
Operating Income	MYR 1,000		10,285	10,223	10,162	10,101	10,040	9,980	9,920	9,861	9,802	9,743	9,684	9,626	9,568	9,511	9,454	9,397	9,341	9,285	9,229	9,174	9,119	9,064	9,010	8,956	8,902	
Operating Expenses	MYR 1,000		-5,879	-5,876	-5,874	-5,871	-5,868	-5,866	-5,863	-5,861	-5,858	-5,856	-5,853	-5,851	-5,848	-5,846	-5,843	-5,841	-5,838	-5,836	-5,834	-5,831	-5,829	-5,826	-5,824	-5,822	-5,819	
Taxes and duties	MYR 1,000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Financing Activities																												
Interest payment	MYR 1,000		-2,090	-2,003	-1,916	-1,829	-1,742	-1,655	-1,568	-1,481	-1,393	-1,306	-1,219	-1,132	-1,045	-958	-871	-784	-697	-610	-523	-435	-348	-261	-174	-87	0	
Principal repayment	MYR 1,000		-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	-4,354	0	
Investment Activities	MYR 1,000																											
Own Capital Contribution	MYR 1,000		-43,910																									
Free Cash flow	EqIRR=6.42%		-43,910	3,231	3,259	3,287	3,316	3,345	3,374	3,404	3,434	3,465	3,496	3,527	3,558	3,590	3,622	3,655	3,687	3,721	3,754	3,788	3,822	3,856	3,891	3,926	3,961	8,352
Cummulative FCF			-43,910	-40,680	-37,421	-34,134	-30,818	-27,473	-24,098	-20,694	-17,260	-13,795	-10,300	-6,773	-3,215	375	3,998	7,652	11,340	15,060	18,814	22,602	26,424	30,280	34,171	38,098	42,059	50,411
DSQR			1,501	1,513	1,524	1,536	1,549	1,562	1,575	1,589	1,603	1,618	1,633	1,649	1,665	1,682	1,699	1,718	1,737	1,756	1,777	1,798	1,820	1,843	1,867	1,892		
Contribution to Trust Fund			363	369	375	381	388	394	400	407	413	420	427	433	440	447	454	461	468	475	483	490	497	505	512	520	1,461	

表 5-11 キャッシュフロー表：リングット貨融資 20%（円貨 50%）導入ケース

		End of Year																									
	unit	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Income Schedule																											
Energy Sold	MWh		23,738.4	23,596.0	23,454.4	23,313.7	23,173.8	23,034.8	22,896.6	22,759.2	22,622.6	22,486.9	22,352.0	22,217.9	22,084.6	21,952.1	21,820.4	21,689.4	21,559.3	21,429.9	21,301.4	21,173.5	21,046.5	20,920.2	20,794.7	20,669.9	20,545.9
Applied Rate	MYR/kWh		0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460
Operating Revenue																											
Revenue from Power Sales	MYR 1,000		10,920	10,854	10,789	10,724	10,660	10,596	10,532	10,469	10,406	10,344	10,282	10,220	10,159	10,098	10,037	9,977	9,917	9,858	9,799	9,740	9,681	9,623	9,566	9,508	9,451
Deduct Sales Tax (VAT)	MYR 1,000																										
Total Operating Revenue	MYR 1,000		10,920	10,854	10,789	10,724	10,660	10,596	10,532	10,469	10,406	10,344	10,282	10,220	10,159	10,098	10,037	9,977	9,917	9,858	9,799	9,740	9,681	9,623	9,566	9,508	9,451
Operating Expenses																											
Variable Maintenance Cost	MYR 1,000		328	326	324	322	320	318	316	314	312	310	308	307	305	303	301	299	298	296	294	292	290	289	287	285	284
Fixed Maintenance Cost	MYR 1,000		167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167
Major Rehab/Renovation Cost	MYR 1,000		109	109	108	107	107	106	105	105	104	103	103	102	102	101	100	100	99	99	98	97	97	96	96	95	95
Insurance	MYR 1,000		33	33	32	32	32	32	32	31	31	31	31	31	30	30	30	30	30	30	29	29	29	29	29	29	28
Depreciation	MYR 1,000		5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269
Total Operating Expenses	MYR 1,000		5,906	5,903	5,901	5,898	5,895	5,892	5,890	5,887	5,884	5,881	5,879	5,876	5,874	5,871	5,868	5,866	5,863	5,861	5,858	5,855	5,853	5,850	5,848	5,846	5,843
Earnings before Interest and Tax (EBIT)			5,013	4,951	4,888	4,826	4,765	4,704	4,643	4,582	4,522	4,463	4,403	4,344	4,285	4,227	4,169	4,111	4,054	3,997	3,941	3,884	3,828	3,773	3,718	3,663	3,608
Non-Operating Expenses																											
Interest payment	MYR 1,000		3,355	3,106	2,858	2,610	2,361	2,113	1,864	1,616	1,368	1,119	871	809	746	684	622	560	498	435	373	311	249	187	124	62	0
Earnings before Tax	MYR 1,000		1,659	1,844	2,030	2,217	2,404	2,591	2,778	2,966	3,155	3,343	3,532	3,535	3,539	3,543	3,547	3,552	3,556	3,562	3,567	3,573	3,580	3,586	3,593	3,600	3,608
Sales Additional Tax additional tax (none)																											
Taxable Income	MYR 1,000		1,659	1,844	2,030	2,217	2,404	2,591	2,778	2,966	3,155	3,343	3,532	3,535	3,539	3,543	3,547	3,552	3,556	3,562	3,567	3,573	3,580	3,586	3,593	3,600	3,608
Income Tax	MYR 1,000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NET INCOME	MYR 1,000		1,659	1,844	2,030	2,217	2,404	2,591	2,778	2,966	3,155	3,343	3,532	3,535	3,539	3,543	3,547	3,552	3,556	3,562	3,567	3,573	3,580	3,586	3,593	3,600	3,608
CASH FLOW																											
Operating Cash Flow																											
Operating Income	MYR 1,000		10,920	10,854	10,789	10,724	10,660	10,596	10,532	10,469	10,406	10,344	10,282	10,220	10,159	10,098	10,037	9,977	9,917	9,858	9,799	9,740	9,681	9,623	9,566	9,508	9,451
Operating Expenses	MYR 1,000		-5,906	-5,903	-5,901	-5,898	-5,895	-5,892	-5,890	-5,887	-5,884	-5,881	-5,879	-5,876	-5,874	-5,871	-5,868	-5,866	-5,863	-5,861	-5,858	-5,855	-5,853	-5,850	-5,848	-5,846	-5,843
Taxes and duties	MYR 1,000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Financing Activities																											
Interest payment	MYR 1,000		-3,355	-3,106	-2,858	-2,610	-2,361	-2,113	-1,864	-1,616	-1,368	-1,119	-871	-809	-746	-684	-622	-560	-498	-435	-373	-311	-249	-187	-124	-62	0
Principal repayment	MYR 1,000		-6,213	-6,213	-6,213	-6,213	-6,213	-6,213	-6,213	-6,213	-6,213	-6,213	-3,110	-3,110	-3,110	-3,110	-3,110	-3,110	-3,110	-3,110	-3,110	-3,110	-3,110	-3,110	-3,110	-3,110	0
Investment Activities																											
Own Capital Contribution	MYR 1,000		-43,910																								
Free Cash flow	EqIRR=5.76%	-43,910	715	900	1,086	1,273	1,460	1,647	1,834	2,022	2,211	2,399	2,589	2,778	2,967	3,156	3,345	3,534	3,723	3,912	4,101	4,290	4,479	4,668	4,857	5,046	5,235
Cummulative FCF		-43,910	-43,196	-42,295	-41,209	-39,936	-38,477	-36,830	-34,995	-32,973	-30,763	-28,363	-22,672	-16,978	-11,280	-5,578	127	5,838	11,553	17,274	23,000	28,733	34,471	40,216	45,968	51,728	60,605
DSCR			1.075	1.097	1.120	1.144	1.170	1.198	1.227	1.258	1.292	1.327	1.363	1.400	1.437	1.474	1.511	1.548	1.585	1.622	1.659	1.696	1.733	1.770	1.807	1.844	1.881
Contribution to Trust Fund			0	0	0	0	0	39	106	174	241	308	375	442	509	576	643	710	777	844	911	978	1,045	1,112	1,179	1,246	1,313

表 5-12 キャッシュフロー表：為替レート低下ケース

		Year																										
	unit	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	
Incom Schedule																												
Energy Sold	MWh		23,738.4	23,596.0	23,454.4	23,313.7	23,173.8	23,034.8	22,896.6	22,759.2	22,622.6	22,486.9	22,352.0	22,217.9	22,084.6	21,952.1	21,820.4	21,689.4	21,559.3	21,429.9	21,301.4	21,173.5	21,046.5	20,920.2	20,794.7	20,669.9	20,545.9	
Applied Rate	MYR/kWh			0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	
Operating Revenue																												
Revenue from Power Sales	MYR 1,000		10,920	10,854	10,789	10,724	10,660	10,596	10,532	10,469	10,406	10,344	10,282	10,220	10,159	10,098	10,037	9,977	9,917	9,858	9,799	9,740	9,681	9,623	9,566	9,508	9,451	
Deduct Sales Tax (VAT)	MYR 1,000																											
Total Operating Revenue	MYR 1,000		10,920	10,854	10,789	10,724	10,660	10,596	10,532	10,469	10,406	10,344	10,282	10,220	10,159	10,098	10,037	9,977	9,917	9,858	9,799	9,740	9,681	9,623	9,566	9,508	9,451	
Operating Expenses																												
Variable Maintenance Cost	MYR 1,000		328	326	324	322	320	318	316	314	312	310	308	307	305	303	301	299	298	296	294	292	290	289	287	285	284	
Fixed Maintenance Cost	MYR 1,000		167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	
Major Rehab/Renovation Cost	MYR 1,000		109	109	108	107	107	106	105	105	104	103	103	102	102	101	100	100	99	99	98	97	97	96	96	95	95	
Insurance	MYR 1,000		33	33	32	32	32	32	32	31	31	31	31	31	30	30	30	30	30	30	29	29	29	29	29	29	28	
Depreciation	MYR 1,000		5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	
Total Operating Expenses	MYR 1,000		5,906	5,903	5,901	5,898	5,895	5,892	5,890	5,887	5,884	5,881	5,879	5,876	5,874	5,871	5,868	5,866	5,863	5,861	5,858	5,855	5,853	5,850	5,848	5,846	5,843	
Earnings before Interest and Tax (EBIT)			5,013	4,951	4,888	4,826	4,765	4,704	4,643	4,582	4,522	4,463	4,403	4,344	4,285	4,227	4,169	4,111	4,054	3,997	3,941	3,884	3,828	3,773	3,718	3,663	3,608	
Non-Operating Expenses																												
Interest payment	MYR 1,000		2,459	2,357	2,254	2,152	2,049	1,947	1,844	1,742	1,639	1,537	1,434	1,332	1,229	1,127	1,025	922	820	717	615	512	410	307	205	102	0	
Earnings before Tax	MYR 1,000		2,554	2,594	2,634	2,675	2,716	2,757	2,799	2,841	2,883	2,926	2,969	3,012	3,056	3,100	3,144	3,189	3,234	3,280	3,326	3,372	3,419	3,465	3,513	3,560	3,608	
Sales Additional Tax																												
additional tax (none)																												
Taxable Income	MYR 1,000		2,554	2,594	2,634	2,675	2,716	2,757	2,799	2,841	2,883	2,926	2,969	3,012	3,056	3,100	3,144	3,189	3,234	3,280	3,326	3,372	3,419	3,465	3,513	3,560	3,608	
Income Tax	MYR 1,000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
NET INCOME	MYR 1,000		2,554	2,594	2,634	2,675	2,716	2,757	2,799	2,841	2,883	2,926	2,969	3,012	3,056	3,100	3,144	3,189	3,234	3,280	3,326	3,372	3,419	3,465	3,513	3,560	3,608	
CASH FLOW																												
Operating Cash Flow																												
Operating Income	MYR 1,000		10,920	10,854	10,789	10,724	10,660	10,596	10,532	10,469	10,406	10,344	10,282	10,220	10,159	10,098	10,037	9,977	9,917	9,858	9,799	9,740	9,681	9,623	9,566	9,508	9,451	
Operating Expenses	MYR 1,000		-5,906	-5,903	-5,901	-5,898	-5,895	-5,892	-5,890	-5,887	-5,884	-5,881	-5,879	-5,876	-5,874	-5,871	-5,868	-5,866	-5,863	-5,861	-5,858	-5,855	-5,853	-5,850	-5,848	-5,846	-5,843	
Taxes and duties	MYR 1,000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Financing Activities																												
Interest payment	MYR 1,000		-2,459	-2,357	-2,254	-2,152	-2,049	-1,947	-1,844	-1,742	-1,639	-1,537	-1,434	-1,332	-1,229	-1,127	-1,025	-922	-820	-717	-615	-512	-410	-307	-205	-102	0	
Principal repayment	MYR 1,000		-5,123	-5,123	-5,123	-5,123	-5,123	-5,123	-5,123	-5,123	-5,123	-5,123	-5,123	-5,123	-5,123	-5,123	-5,123	-5,123	-5,123	-5,123	-5,123	-5,123	-5,123	-5,123	-5,123	-5,123	0	
Investment Activities	MYR 1,000																											
Own Capital Contribution	MYR 1,000		-43,910																									
Free Cash flow	EqIRR=6.27%		-43,910	2,701	2,741	2,781	2,821	2,862	2,903	2,945	2,987	3,029	3,072	3,115	3,158	3,202	3,246	3,291	3,336	3,381	3,426	3,472	3,518	3,565	3,612	3,659	3,707	8,877
Cummulative FCF			-43,910	-41,209	-38,469	-35,688	-32,867	-30,005	-27,101	-24,156	-21,169	-18,140	-15,068	-11,953	-8,795	-5,592	-2,346	945	4,281	7,662	11,088	14,560	18,079	21,643	25,255	28,914	32,621	41,498
DSCR																												
			1.356	1.366	1.377	1.388	1.399	1.411	1.423	1.435	1.448	1.461	1.475	1.489	1.504	1.519	1.535	1.552	1.569	1.587	1.605	1.624	1.644	1.665	1.687	1.709		
Contribution to Trust Fund																												
			76	79	81	84	87	89	92	95	98	100	103	106	109	112	115	118	121	124	127	130	133	136	139	142	480	

表 5-13 キャッシュフロー表：為替レート低下＋リングィット貨融資 20%（円貨 50%）導入ケース

		1 end of Year																										
	unit	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	
Incrom Schedule																												
Energy Sold	MWh		23,738.4	23,596.0	23,454.4	23,313.7	23,173.8	23,034.8	22,896.6	22,759.2	22,622.6	22,486.9	22,352.0	22,217.9	22,084.6	21,952.1	21,820.4	21,689.4	21,559.3	21,429.9	21,301.4	21,173.5	21,046.5	20,920.2	20,794.7	20,669.9	20,545.9	
Applied Rate	MYR/kWh		0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	
Operating Revenue																												
Revenue from Power Sales	MYR 1,000		10,920	10,854	10,789	10,724	10,660	10,596	10,532	10,469	10,406	10,344	10,282	10,220	10,159	10,098	10,037	9,977	9,917	9,858	9,799	9,740	9,681	9,623	9,566	9,508	9,451	
Deduct Sales Tax (VAT)	MYR 1,000																											
Total Operating Revenue	MYR 1,000		10,920	10,854	10,789	10,724	10,660	10,596	10,532	10,469	10,406	10,344	10,282	10,220	10,159	10,098	10,037	9,977	9,917	9,858	9,799	9,740	9,681	9,623	9,566	9,508	9,451	
Operating Expenses																												
Variable Maintenance Cost	MYR 1,000		328	326	324	322	320	318	316	314	312	310	308	307	305	303	301	299	298	296	294	292	290	289	287	285	284	
Fixed Maintenance Cost	MYR 1,000		167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	
Major Rehab/Renovation Cost	MYR 1,000		109	109	108	107	107	106	105	105	104	103	103	102	102	101	100	100	99	99	98	97	97	96	96	95	95	
Insurance	MYR 1,000		33	33	32	32	32	32	32	31	31	31	31	31	30	30	30	30	30	30	29	29	29	29	29	29	28	
Depreciation	MYR 1,000		5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	5,269	
Total Operating Expenses	MYR 1,000		5,906	5,903	5,901	5,898	5,895	5,892	5,890	5,887	5,884	5,881	5,879	5,876	5,874	5,871	5,868	5,866	5,863	5,861	5,858	5,855	5,853	5,850	5,848	5,846	5,843	
Earnings before Interest and Tax (EBIT)			5,013	4,951	4,888	4,826	4,765	4,704	4,643	4,582	4,522	4,463	4,403	4,344	4,285	4,227	4,169	4,111	4,054	3,997	3,941	3,884	3,828	3,773	3,718	3,663	3,608	
Non-Operating Expenses																												
Interest payment	MYR 1,000		3,618	3,359	3,099	2,840	2,581	2,321	2,062	1,803	1,543	1,284	1,025	951	878	805	732	659	585	512	439	366	293	220	146	73	0	
Earnings before Tax	MYR 1,000		1,395	1,592	1,789	1,986	2,184	2,382	2,581	2,780	2,979	3,179	3,379	3,593	3,407	3,422	3,437	3,453	3,469	3,485	3,501	3,518	3,536	3,553	3,571	3,589	3,608	
Sales Additional Tax																												
additional tax (none)																												
Taxable Income	MYR 1,000		1,395	1,592	1,789	1,986	2,184	2,382	2,581	2,780	2,979	3,179	3,379	3,593	3,407	3,422	3,437	3,453	3,469	3,485	3,501	3,518	3,536	3,553	3,571	3,589	3,608	
Income Tax	MYR 1,000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
NET INCOME	MYR 1,000		1,395	1,592	1,789	1,986	2,184	2,382	2,581	2,780	2,979	3,179	3,379	3,593	3,407	3,422	3,437	3,453	3,469	3,485	3,501	3,518	3,536	3,553	3,571	3,589	3,608	
CASH FLOW																												
Operating Cash Flow																												
Operating Income	MYR 1,000		10,920	10,854	10,789	10,724	10,660	10,596	10,532	10,469	10,406	10,344	10,282	10,220	10,159	10,098	10,037	9,977	9,917	9,858	9,799	9,740	9,681	9,623	9,566	9,508	9,451	
Operating Expenses	MYR 1,000		-5,906	-5,903	-5,901	-5,898	-5,895	-5,892	-5,890	-5,887	-5,884	-5,881	-5,879	-5,876	-5,874	-5,871	-5,868	-5,866	-5,863	-5,861	-5,858	-5,855	-5,853	-5,850	-5,848	-5,846	-5,843	
Taxes and duties	MYR 1,000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Financing Activities																												
Interest payment	MYR 1,000		-3,618	-3,359	-3,099	-2,840	-2,581	-2,321	-2,062	-1,803	-1,543	-1,284	-1,025	-951	-878	-805	-732	-659	-585	-512	-439	-366	-293	-220	-146	-73	0	
Principal repayment	MYR 1,000		-6,762	-6,762	-6,762	-6,762	-6,762	-6,762	-6,762	-6,762	-6,762	-6,762	-6,762	-6,762	-6,762	-6,762	-6,762	-6,762	-6,762	-6,762	-6,762	-6,762	-6,762	-6,762	-6,762	-6,762	0	
Investment Activities	MYR 1,000																											
Own Capital Contribution	MYR 1,000		-43,910																									
Free Cash flow	EqIRR=4.23%		-43,910	-98	99	296	493	691	889	1,088	1,287	1,486	1,686	4,989	5,003	5,017	5,032	5,047	5,063	5,079	5,095	5,112	5,128	5,146	5,163	5,181	5,200	8,877
Cummulative FCF			-43,910	-44,008	-43,909	-43,613	-43,120	-42,428	-41,539	-40,451	-39,165	-37,678	-35,993	-31,004	-26,002	-20,984	-15,952	-10,905	-5,842	-763	4,332	9,443	14,572	19,717	24,881	30,062	35,261	44,139
DSCR			0.991	1.010	1.030	1.051	1.074	1.098	1.123	1.150	1.179	1.209	2.065	2.085	2.106	2.127	2.149	2.173	2.196	2.221	2.247	2.274	2.302	2.331	2.361	2.393		
Contribution to Trust Fund			0	0	0	0	0	0	0	0	0	35	803	807	810	813	817	820	824	828	832	836	840	844	848	852	1,708	

第 6 章

環境社会配慮

第 6 章 環境社会配慮

6.1 環境社会影響を与える事業コンポーネントの概要

6.1.1 事業実施場所

本事業は、マレーシア北部に位置するペリス州の Chuping Valley 工業団地における太陽光発電所整備事業である。Chuping Valley 工業団地は北部回廊経済地域に含まれており、総面積 2,339.1 acres である。再生エネルギー関連には 300 acres が割り当てられており、そのうち 50 acres を本事業に使用する予定である。(第 4.1.2 節参照)。事業計画位置を図 6-1 及び図 6-2 に示す。



出典 : <http://www.mapofimages.com/malaysia-map/>
<http://tourismmalaysia.or.jp/map/index.html>

図 6-1 事業計画地位置図

6.1.2 事業概要

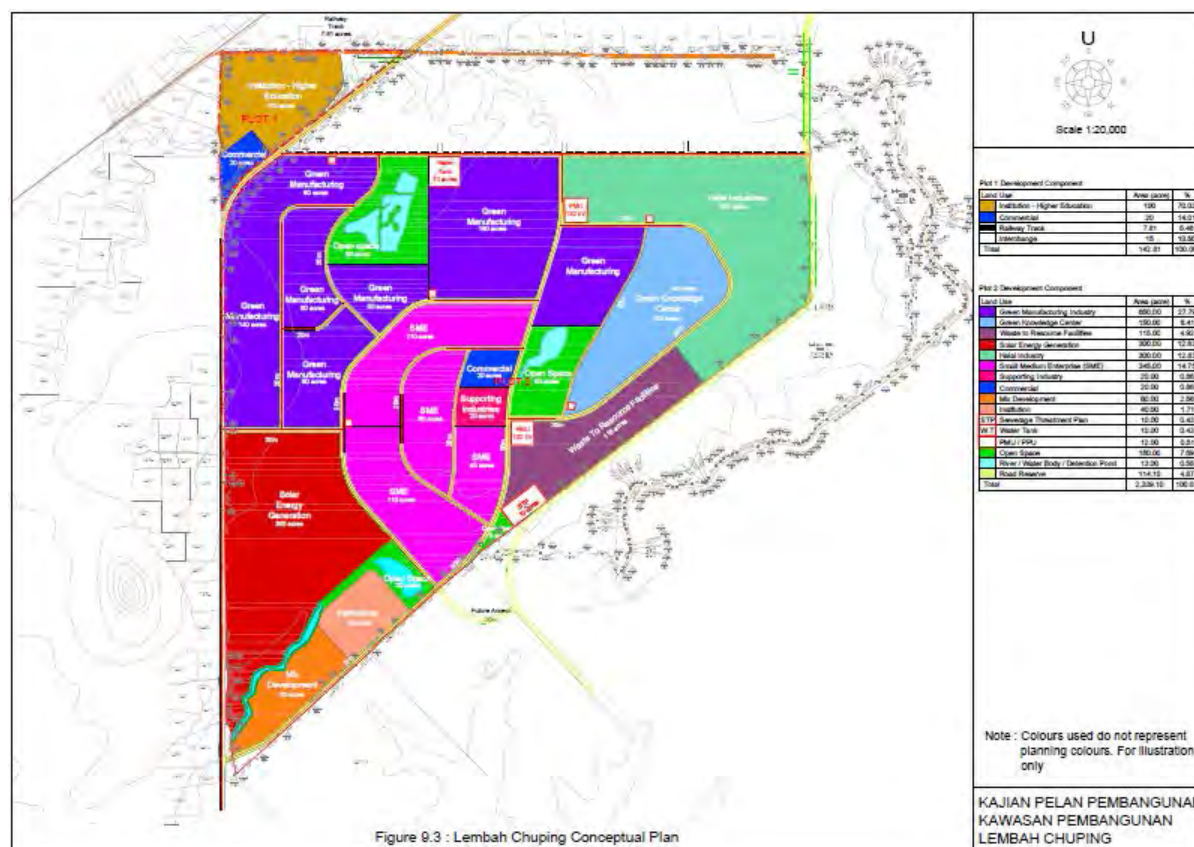
本事業は、約 15 MW の太陽光発電所及びそれに伴う送電線整備事業である。

表 6-1 事業概要

Structure	Design
System size	15 MW
Connection	33 kV, One circuit
Power Inverter	23 kW, 870 units
Mounting Structure Foundation	Concrete Footing
Mounting Structure	Framework made of Zinc-plated single tube
Meteorological Equipment	Radiation meter, Thermometer

(1) ソーラー・ファーム

太陽光発電所は、Chuping Valley 工業団地内に整備され、面積は約 50acres である。ソーラー・ファームの位置は北緯 6°36'17"N、東経 100°17'07"である。2MW のソーラー・モジュールを組み合わせて、計 15MW の発電量とする計画である。Chuping Valley 工業団地の計画図を図 6-2 に、太陽光発電所の概念設計図を図 6-3 に示す。



出典：NCIA

図 6-2 Chuping Valley 工業団地計画図（再掲）

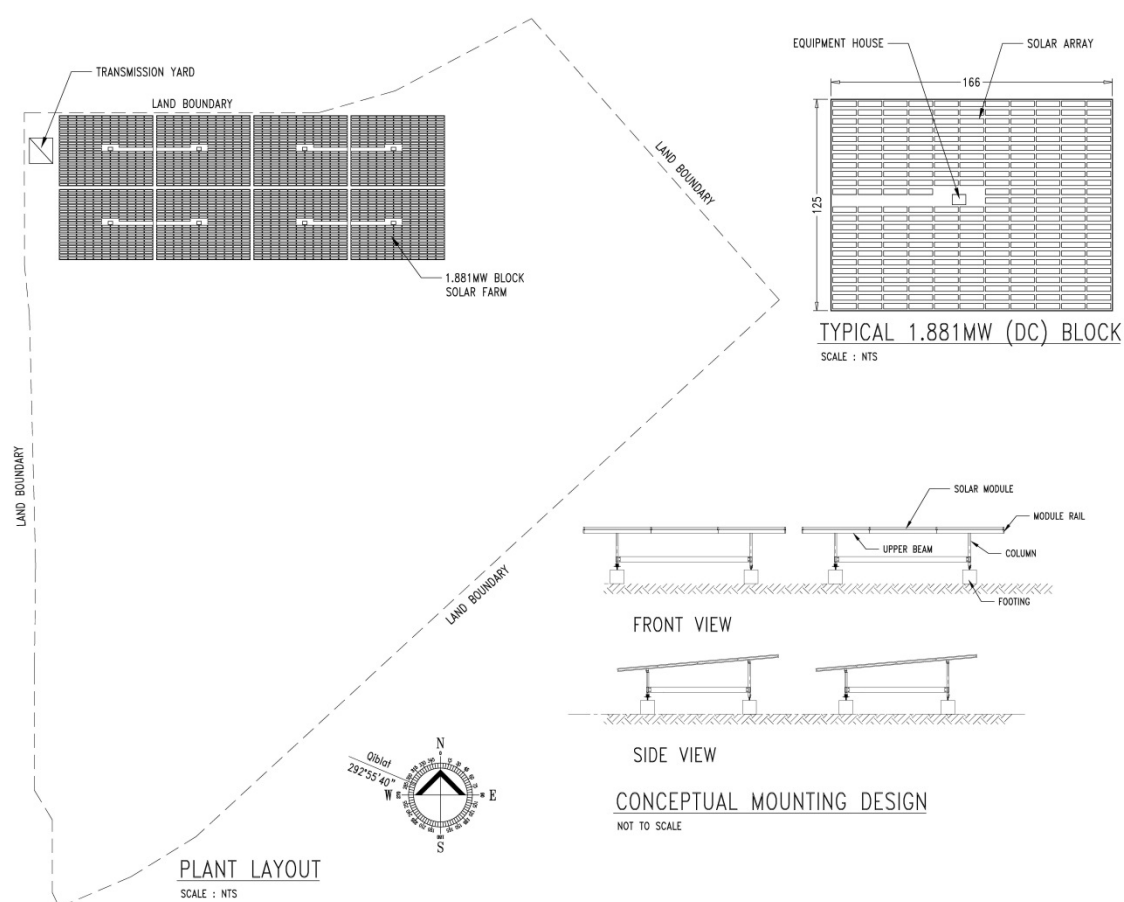


図 6-3 太陽光発電システム概念設計図

(2) 送電線

送電線は、発電所から Kangar 変電所まで整備される。Kangar 変電所はマレーシアの主要電力会社である Tenaga Nasional Berhad (TNB)が所有している。送電線の電圧量は 33kV で、整備距離は架空送電線 23.7km、地中送電線 1.2km の計 25.9km である。

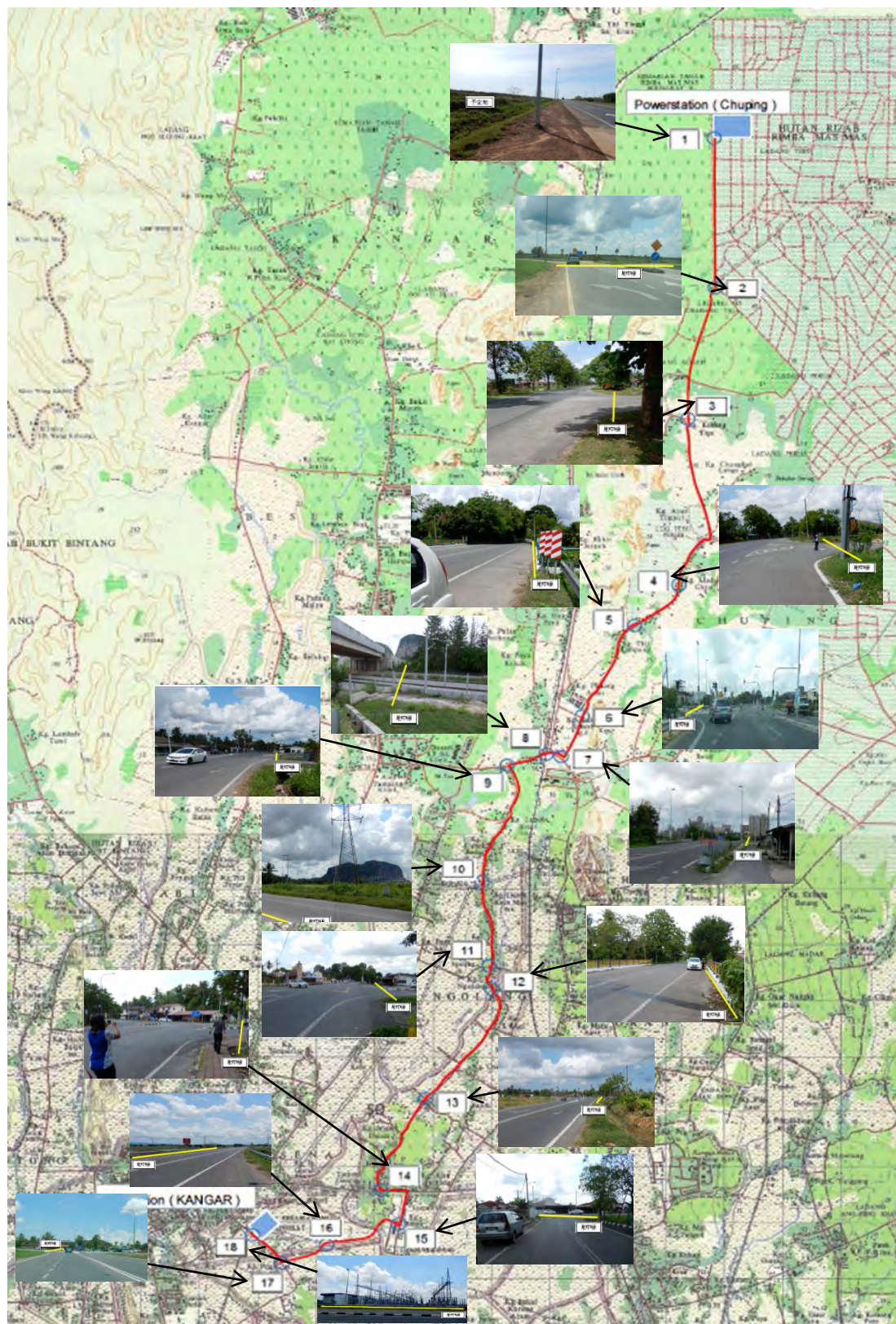
表 6-2 架空送電線設備

Route	Chuping ~ Kangar
Nominal Voltage	33kV
Circuits	1cct
Total Length	23.7km
Supporting structure	Concrete Pole : 522
Conductor	OC-W : 150mm ²
Ground Wire	AW : 22mm ²

表 6-3 地中送電線設備

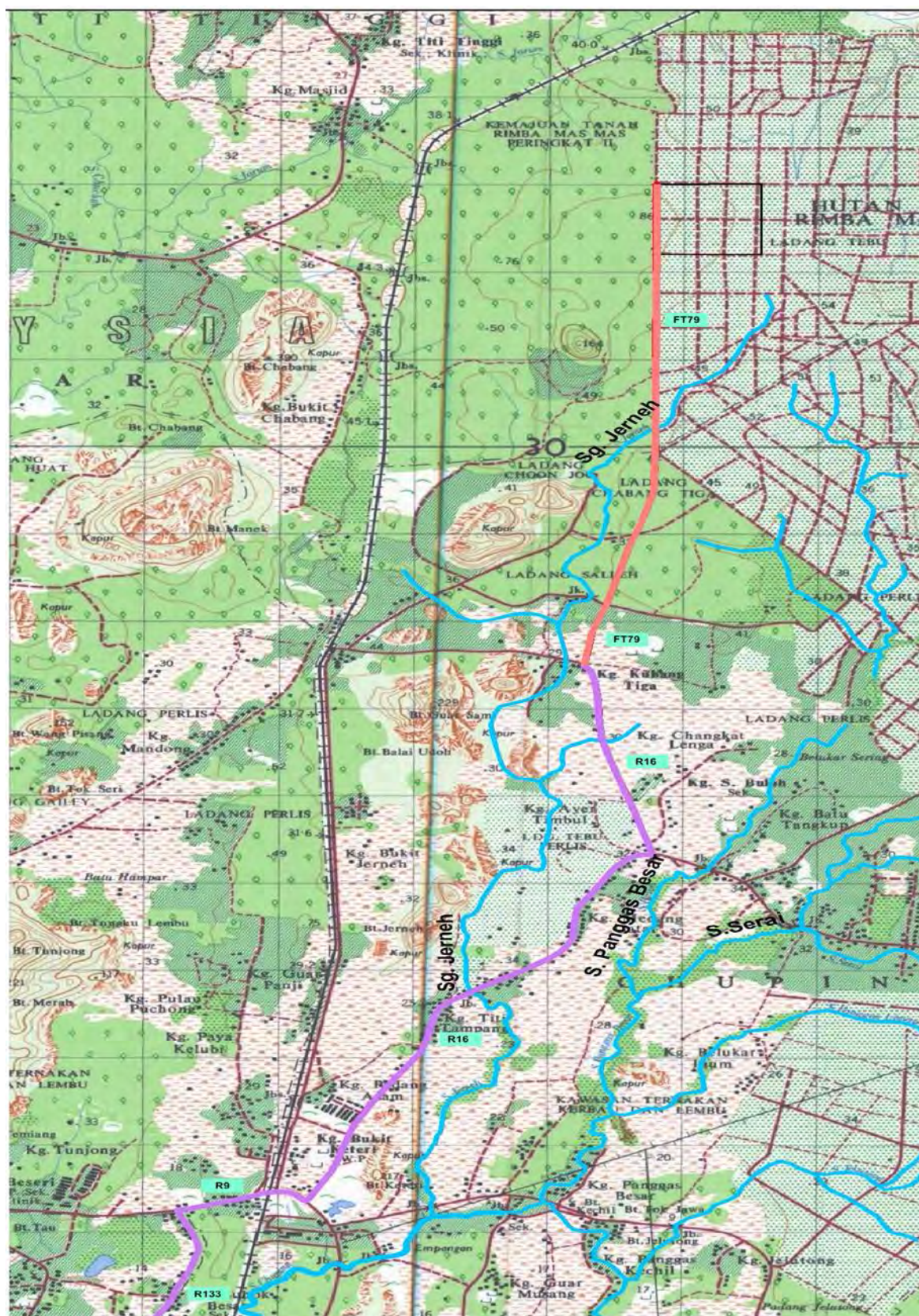
Route	Chuping ~ Kangar
Nominal Voltage	33kV
Circuits	1cct
Total Length	1.2km (17 point)
Conductor	CVT : 200mm ²

送電線は、第二次道路（FT79 号、R16 号、R9 号、R133 号、FT179 号、R175 号、EARTH BAN、FT186 号）沿いに整備され、Kampung Kubang Tiga, Kampung Medang Gatal, Kampung Titi Tampang 等の村を通過する。送電線の計画ルートを図 6-4、図 6-5、図 6-6 に示す。



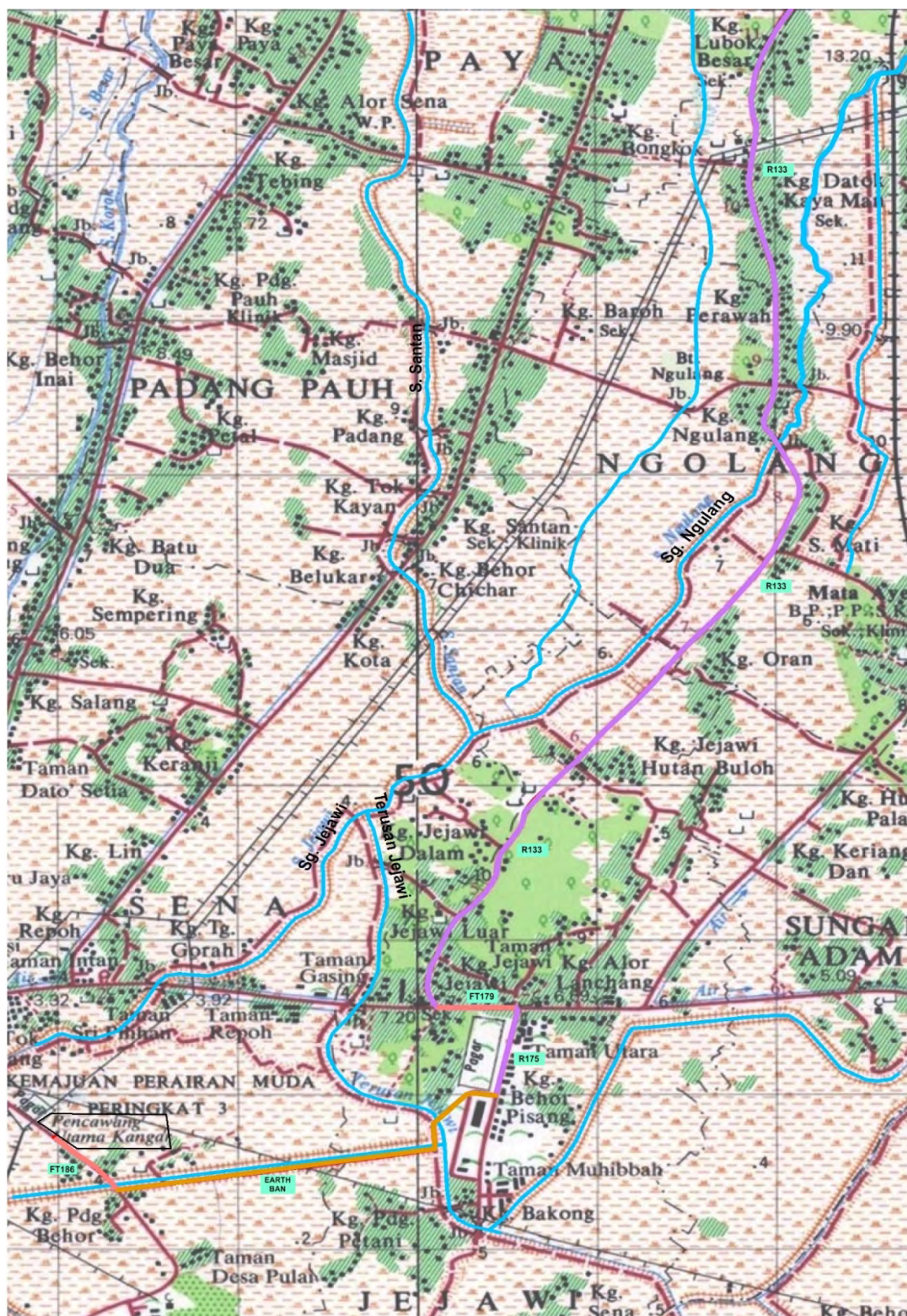
出典：調査団作成

図 6-4 送電線計画ルート図（再掲）



出典：調査団作成

図 6-5 送電線計画ルート詳細図 (1)



出典：調査団作成

図 6-6 送電線計画ルート詳細図 (2)

工事用道路として新たな整備はせず、送電線ルート沿いの既存道路を工事用道路として利用する。

詳細設計から運用開始まで約9カ月を見込んでいる。施工計画を表6-4に示す。

表 6-4 施工計画（再掲）

[illegible]

6.2 ベースとなる環境及び社会の状況

6.2.1 自然環境

(1) 気 候

ペルリス州は熱帯収束帯（大気循環の中で赤道付近に形成される低気圧地帯）に位置し、モンスーンの影響により弱い乾季を有する熱帯モンスーン気候にあたる（Dano Umar et.al., 2012）。Chuping は、マレーシアの中で乾燥している地域の一つであり、1998 年 4 月にマレーシアの最高気温である 40.1℃を記録した（www.met.gov.my）。

事業計画地から約 13.5km 離れた所に Chuping 測候所がある。Chuping 測候所における 2003 年から 2013 年の観測データを以下に示す。

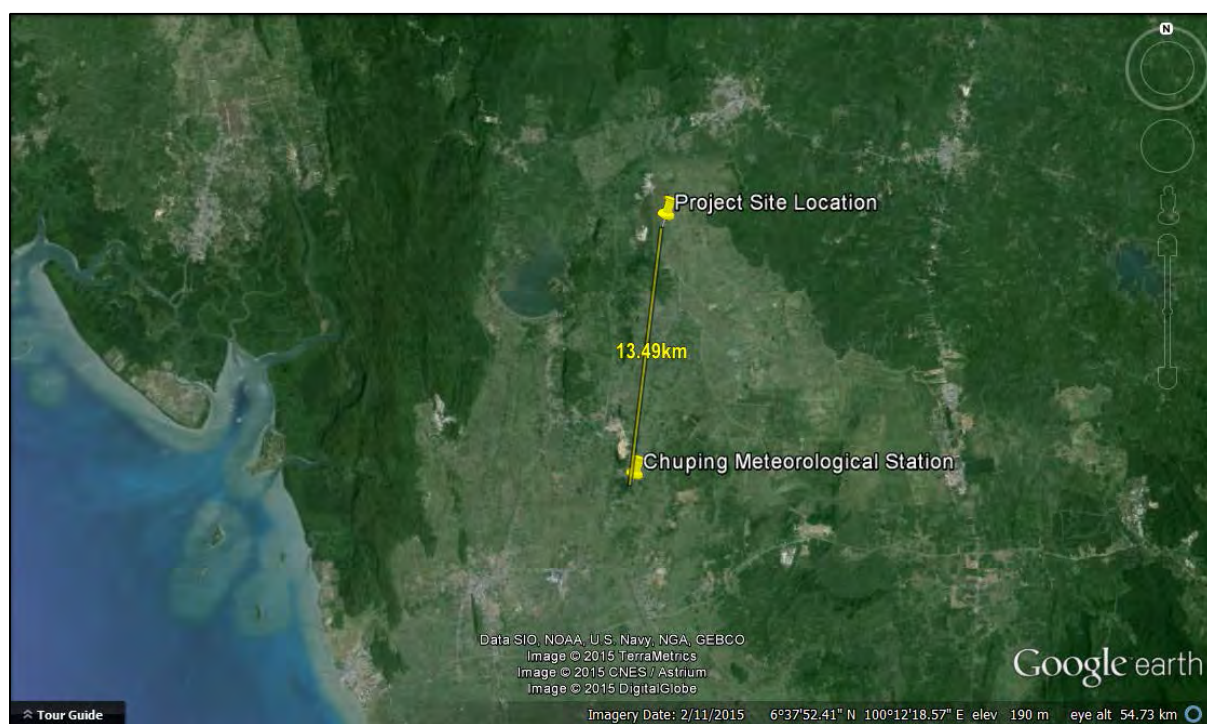


図 6-7 Chuping 測候所位置図

1) 降水量

年間平均降水量は 2,002.8mm であり、月別平均降水量は 166.9mm であった。最も雨量が多いのは 9 月から 11 月で、月別平均降水量は 213.9mm～253.1mm であった。1 月から 2 月は乾季に当たり、月別平均降水量は 48.8mm～73.6mm と少ない。年間平均降雨日数は 166 日で、月平均降雨日数は 3 日であった。

表 6-5 気象データ概要 (2003-2013)

Summary of Meteorological Data	
Total (average) rainfalls per year (over 11-year period)	2002.8 mm
Average total rainfalls per month	166.9 mm
The least (average) rainfalls per month	48.8 mm (January)
The highest (average) rainfalls per month	253.1 mm (October)
Average total number of rain days per year	~166 days
Average number of rain days per month	~3 days

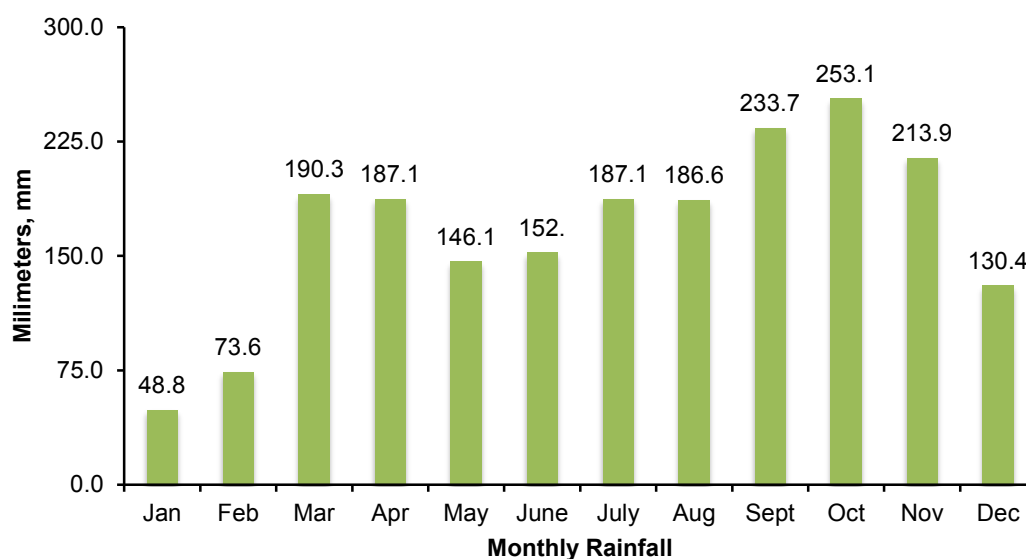


図 6-8 月別平均降水量 (2003-2013)

2) 気温

月平均気温は 26.5℃から 28.1℃であり、気温差は年間を通してほとんどない。日格差についても雨季は日中と夜間の気温差は大きくない。一方、乾季は夜間の気温が下がることが多い。

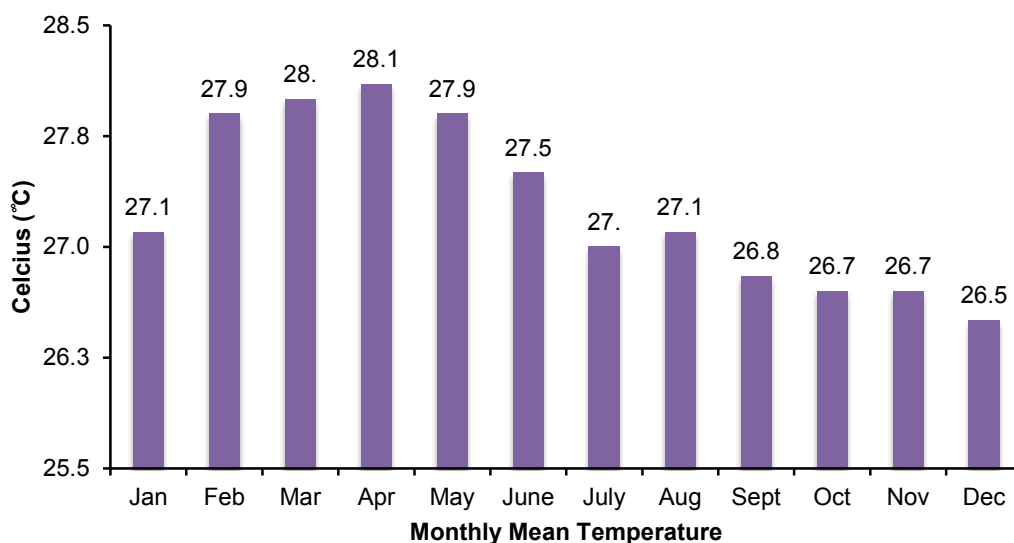


図 6-9 平均月間温度 (2003-2013)

3) 風向・風速

2003 年から 2013 年の観測データでは、風速 0.3m/s 以下である無風状態の出現率が 24.4% であった。風向は北～北東よりの風が卓越していた。月別最大風速は、8.8m/s から 17.8m/s であった。風配図を図 6-10 に、風配図の詳細データを表 6-6 に、最大風速データを表 6-7 に示す。

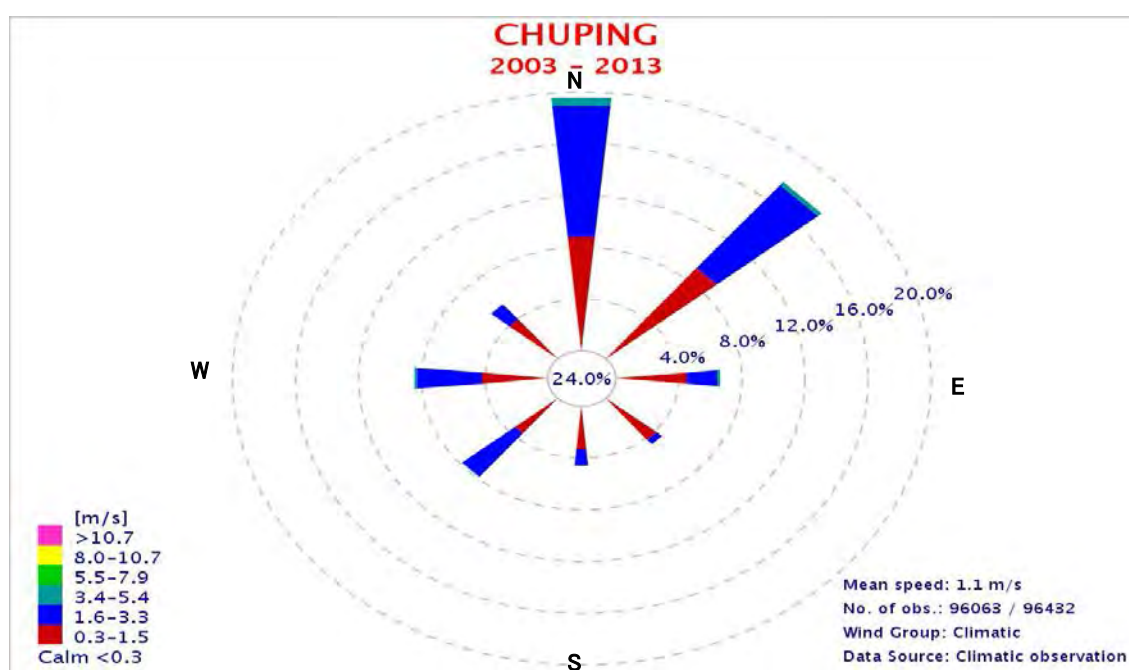


図 6-10 風配図 (2003-2013)

表 6-6 風配図の詳細データ (2003-2013)

Direction	0.3- 1.5	1.6- 3.3	3.4- 5.4	5.5- 7.9	8.0- 10.7	>10.7	Total	Mean Speed
Calm							24.4	
Variable	0	0	0	0	0	0	0	
N	8.9	10.1	0.7	0	0	0	19.7	1.7
NE	9.1	8.2	0.3	0	0	0	17.7	1.6
E	4.6	1.9	0.2	0	0	0	6.7	1.3
SE	4.2	0.5	0	0	0	0	4.7	0.9
S	3.4	1.2	0	0	0	0	4.6	1.2
SW	3.5	4.3	0.1	0	0	0	7.9	1.7
W	4.2	4.1	0.2	0	0	0	8.5	1.6
NW	4	1.4	0	0	0	0	5.5	1.2

表 6-7 最大風速データ (2003-2013)

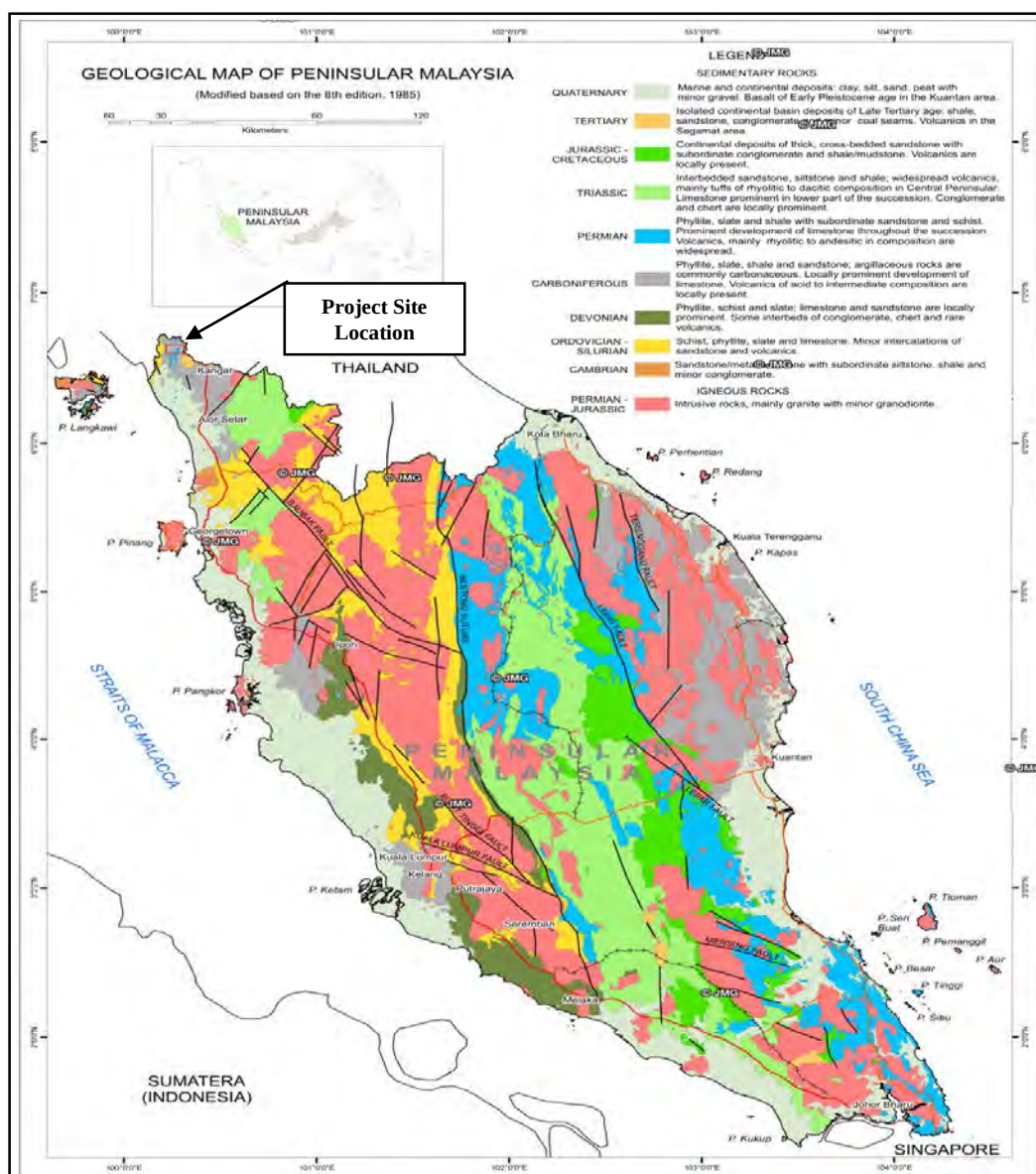
Year		Month											
		JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2003	Dir.	090	360	190	010	290	310	230	Def.	250	360	010	Def.
	Speed	14	17.8	14.6	15.9	13.9	10.1	13.1		11.4	10.9	11.5	
2004	Dir.	060	010	110	150	310	270	310	300	340	050	050	060
	Speed	14.4	12.6	13	12	13.2	13.5	13.6	13.7	10.6	12.5	11.9	14.4
2005	Dir.	050	080	060	090	170	240	250	210	240	300	070	240
	Speed	13.2	13	12.2	10.8	9.2	11.4	11.1	8.8	13.5	10.3	9.9	13.5
2006	Dir.	120	040	140	040	330	340	260	290	260	340	120	290
	Speed	11.7	12.2	11	12	10.8	10.4	8.8	14.1	9.4	9.3	10.1	14.1
2007	Dir.	360	030	120	040	Def.	280	220	Def.	310	290	010	Def.
	Speed	11.9	10.7	10.2	10		10.7	12.4		11.7	15.1	8.3	
2008	Dir.	360	020	020	150	290	310	220	300	280	280	360	280
	Speed	9.2	10.4	10.4	10.2	10	10.7	9.8	8.2	11.4	10.6	9.1	11.4
2009	Dir.	050	080	080	170	290	290	270	270	280	350	040	280
	Speed	11	14	14	11	10.6	10.4	10.4	11	16.6	9.8	10	16.6
2010	Dir.	350	090	090	030	040	200	300	300	080	Def.	170	Def.
	Speed	10.2	13.6	13.6	14.3	10.2	8.7	11.3	9.6	17.6		9.8	
2011	Dir.	090	110	110	340	280	300	Def.	300	310	Def.	360	Def.
	Speed	12	10.5	10.5	11.3	7.8	14.9		11.2	10.9		11.4	
2012	Dir.	320	020	020	280	280	280	290	310	280	Def.	210	Def.
	Speed	11.4	9.4	9.4	11.8	11	11.5	13.3	10.4	11.7		10.2	
2013	Dir.	020	100	100	270	010	230	300	220	320	280	010	100
	Speed	10.4	12.3	12.3	10.7	11.5	9.9	9	10.9	9.4	10.6	11.8	123

(2) 地形

事業計画地は、比較的平坦な低地で海拔 70～90m に位置する。

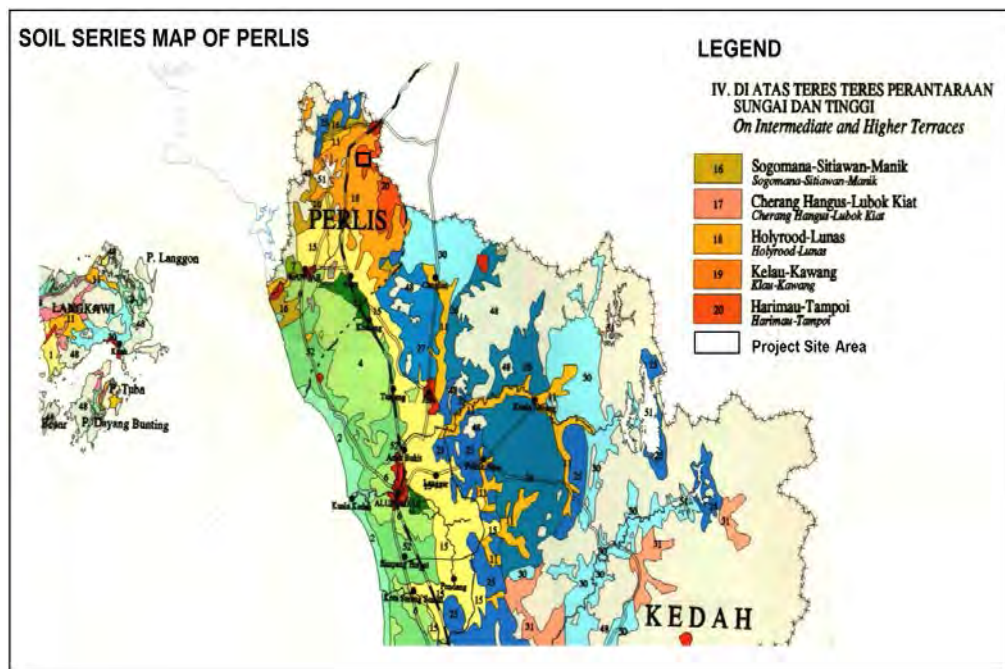
(3) 地 質

事業計画地の地質は、千枚岩、粘板岩、頁岩、砂岩などから成る石炭紀～二畳紀堆積岩型に分類される。土質は、Harimau-Tampoi 型に分類される。地質図を図 6-11 に、土質図を図 6-12 に示す。



出典：Jabatan Ukur dan Pemetaan Malaysia, 1985

圖 6-11 地質圖



出典：Department of Agricultural Malaysia

図 6-12 土質図

(4) 水 象

事業計画地内には河川や湖、池などはみられない。しかし、事業計画地から約 1km 南側に Jerneh 川の支流が流れており、事業計画地は Jerneh 川集水域に含まれる。一方、送電線ルートは Jerneh 川を始め、Ngukang 川、Jerneh 川の支流である Jejawi 用水路を横断する。Jerneh 川は灌漑用水として水田に利用されている（図 6-5、図 6-6 参照）。

(5) 保護区

図 6-4 では事業計画地は Rimba Mas Mas 保護林内に位置する。しかし、現在、事業計画地及びその周辺は、開発エリアに位置している（図 6-13、図 6-14 参照）。

最も近い保護区は、事業計画地から約 6km 南西に位置する Timah - Tasoh ダム集水域である。Timah - Tasoh ダムは、治水及び利水を目的とし、水産養殖に利用されている。また、渡り鳥のサンクチュアリともなっている。

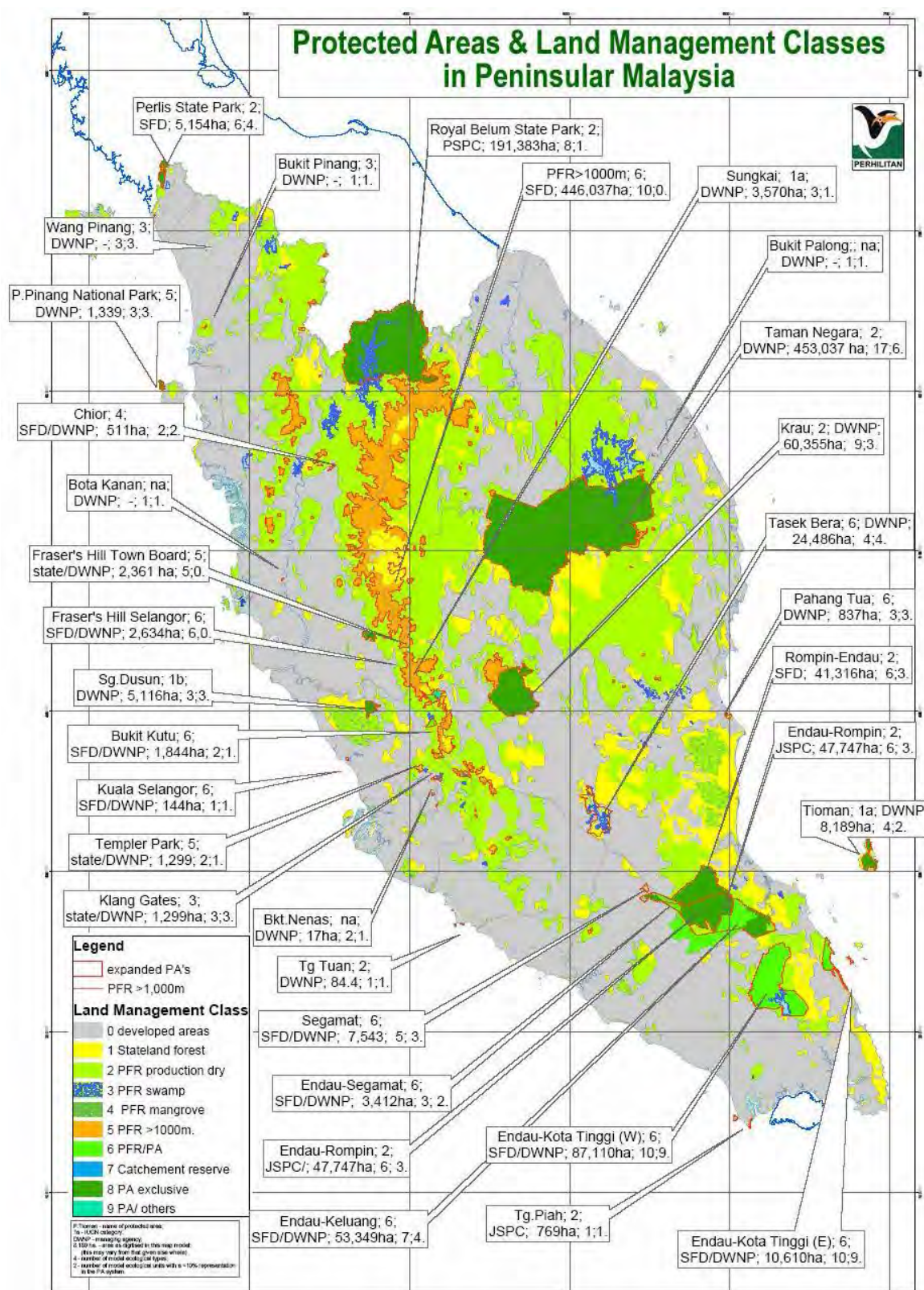
出典 : http://www.fairwood.jp/forest/world/maps/Malay_pm.html

図 6-13 マレー半島における保護区

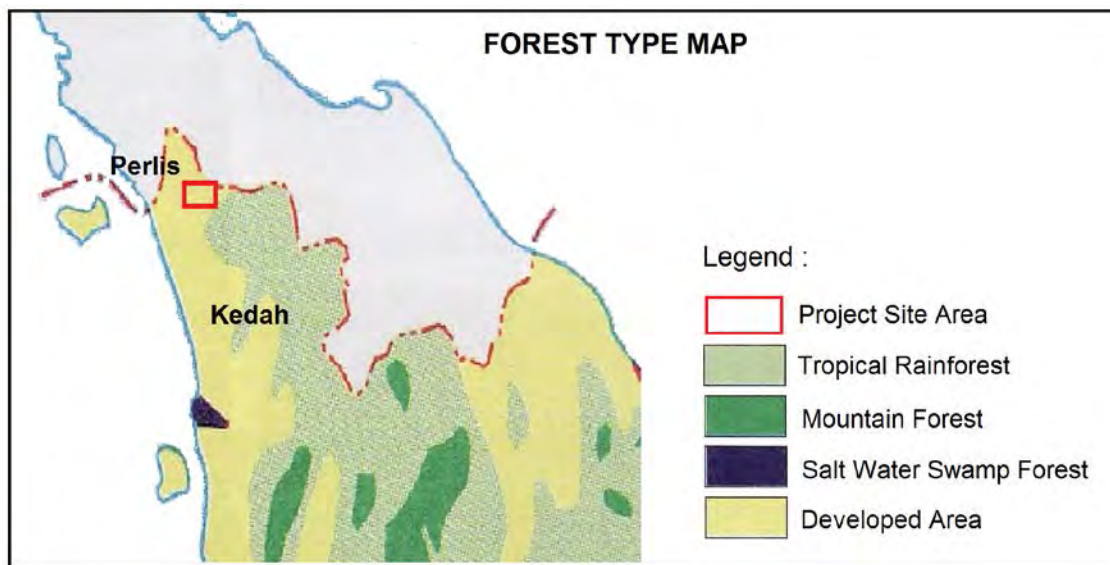
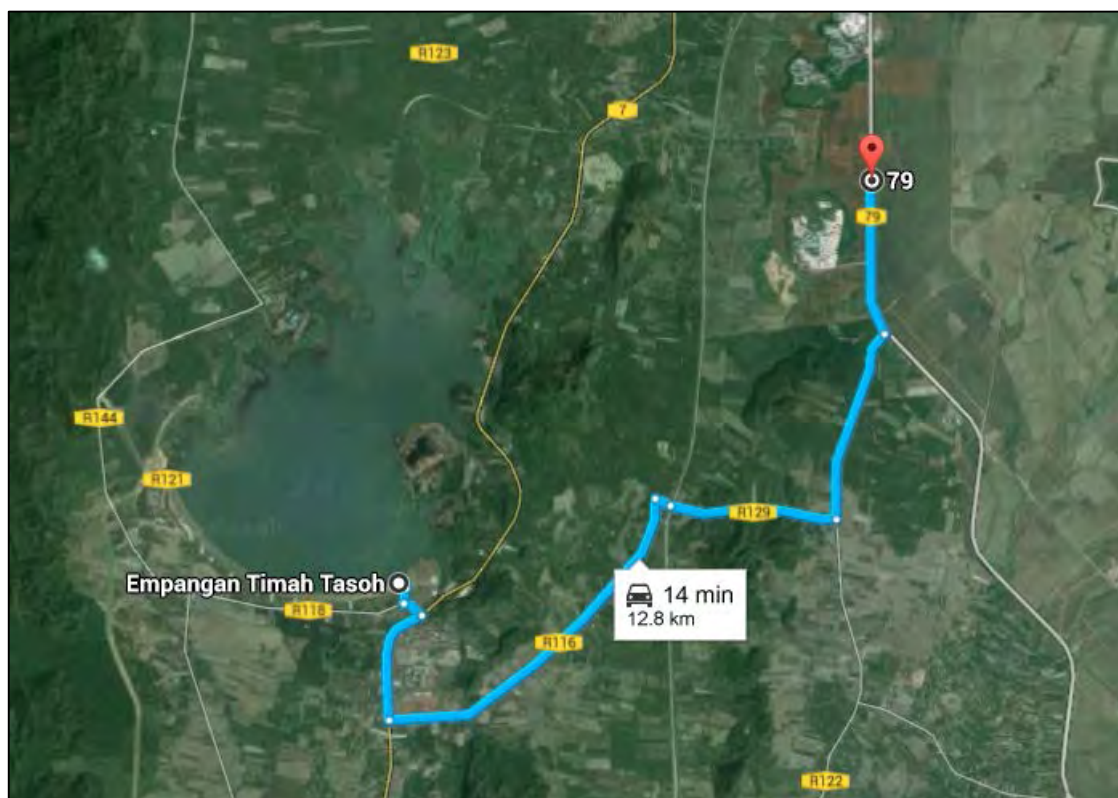


図 6-14 事業計画地周辺の森林図



出典：調査団作成

図 6-15 Timah Tasoh ダム位置図

(6) 生態系

事業計画地は、Chuping Valley 工業団地として開発計画が進む前は、サトウキビ畑として利用されていた。現在はほとんどが放棄畑となっており、一部はサトウキビ等の耕作地として利用されており、事業計画地周辺にはゴム園が広がっている。送電線ルート沿いもゴム園や集落となっており、重要な生態系は存在しない。

事業計画地から約 6km 離れた Timah Tasoh ダムは、面積が約 17km² の浅い人工湖であるが、リュウキュウガモ (*Dendrocygna javanica*)、ナンキンオシ (*Nettapus coromandelianus*) の他、小型のカイツブリ類やバン類など多くの水鳥が集まる。リュウキュウヨシゴイ (*Lxobrychus cinnamomeus*) やヨシゴイ (*L. sinensis*) は、水際の植生帯に頻繁に出現する。冬季には、様々なシラサギ類やシマアジ (*Anas querauedula*) が飛来する。

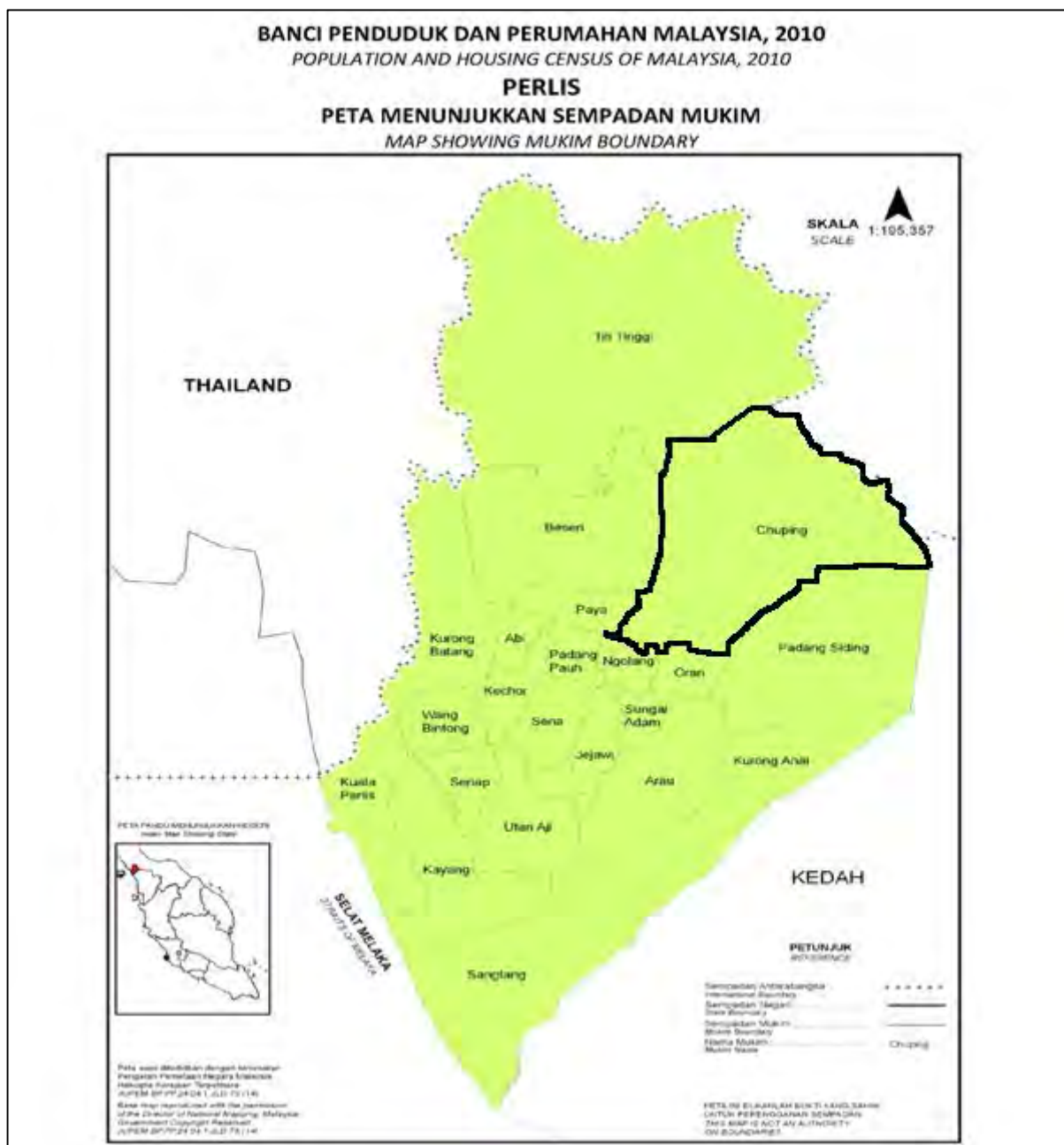
(出典：A field guide to Birds of Peninsular Malaysia and Singapore, 2012)

6.2.2 社会環境

(1) 社会経済

事業計画地はペルリス州の Chuping Sub-District に位置する。

ペルリス州は総面積 821km² のマレーシアで最も小さい州であり、マレー半島の西海岸の最北部に位置する。北側はタイ国境、南側はクダ州に接する。主要産業は農業であり、63%の土地が農業に利用されている。一方、林業や漁業も重要な産業である。米、ゴム、サトウキビは広範にわたって栽培されており、マンゴーやスイカなどの果物の栽培も盛んである。



出典：Malaysia 統計局, 2010

図 6-16 ペルリス州の行政区画図

(2) 人 口

ペルリス州および Chuping Sub-District の 2010 年の人口は、それぞれ 225,630 人および 12,779 人であり、そのうち女性の割合は、それぞれ 51% (114,431 人)、49% (6,199 人) であった。

表 6-8 ペルリス州および Chuping Sub-District の人口（2010 年）

	Male		Female		Total
	Num.	%	Num.	%	Num.
Perlis State	111,199	49	114,431	51	225,630
Chuping Sub-District	6,580	51	6,199	49	12,779

(3) 民族

ペルリス州および Chuping Sub-District とともにマレー系 が 80%以上を占める。

表 6-9 ペルリス州および Chuping Sub-District の民族構成（2010 年）

	Malay		Bumiputera		Chinese		Indian		Others	
	Num.	%	Num.	%	Num.	%	Num.	%	Num.	%
Perlis State	193,641	88.0%	943	0.4%	17,522	8.0%	2,675	1.2%	5,329	2.4%
Chuping Sub-District	10,434	84.0%	99	0.8%	126	1.0%	46	0.4%	1,719	13.8%

(4) 少数民族・先住民族

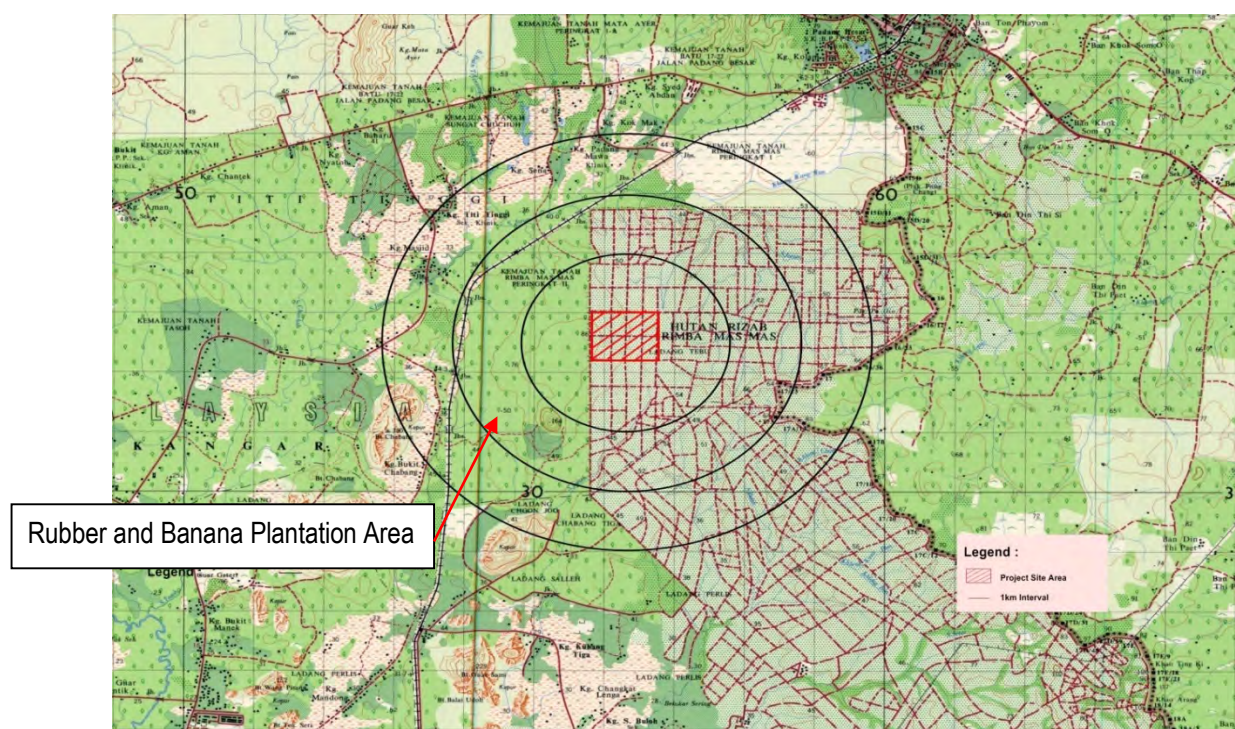
事業計画地およびその周辺に、問題となる少数民族・先住民族は存在しない。

マレーシアでは、先住民であるマレー系のブミプトラと植民地時代に中国やインドから移住させられた非ブミプトラに分けられ、非ブミプトラが少数民族に当たる。マレーシア全体の民族構成は、マレー系 50.4%、中国系 24.6%、インド系 7.1%である。

先住民族は、大きく Negrito 族、Jahai 族、Proto-Malay 族の 3 民族あり、それぞれ独自の言語や習慣を持つ。各民族の主な居住域は、Negrito 族はマレー半島の北部、Jahai 族は Perak、Kelantan および Pahang 地域に、Proto-Malay 族はマレー半島南部（大部分は Johor に居住）である。

(5) 土地利用

事業計画地は、現在、低木や草地に覆われており、一部はサトウキビ畑などに利用されている。事業計画地周辺はゴム園やバナナ農園が広がっている。最も近い集落である Kubang Tiga 村までは約 3km 離れている。



出典：Malaysia 統計局, 2010

図 6-17 事業計画地周辺の土地利用図

表 6-10 事業計画地周辺の土地利用

Distance from Proposed Project Site	Direction	Description of Land Use
0-1 km	-	-
1-2 km	South West	Rubber and Banana Plantation Area
2-3 km	-	-
3-4 km	South West	Kubang Tiga Village
4-5 km	South West	Construction Site of Sanitary Landfill
5-6 km	South West	Rubber Plantation area
		Ayer Timbul Village
6-7 km	South West	UPP Chuping
		Timah-Tasoh Dam
		Bukit Jerneh Village
7-8 km	South West	Jerneh River Bridge
8-9 km	South West	Padang Malau Village
> 9km	South West	Dewan Sri Aneh
		Bukit Keteri



図 6-18 現在の事業計画地

(6) 用地取得・住民移転

事業計画地を含む Chuping Valley 工業団地の土地は、Felda Global Nature 社所有のもと、サトウキビ畑が広がっていた。Chuping Valley 工業団地の開発計画に伴い、金銭による補償が行われ、現在はペルリス州が所有している。したがって、本事業に伴う用地取得および住民移転は発生しない。

Chuping Valley 工業団地は、事業者を誘致している段階であり、事業者が決まるまでは周辺住民の耕作を認めている。そのため、現在、事業計画地はサトウキビ畑等に利用されているところもある。

(7) 文化遺産

事業計画地およびその周辺には、遺跡や寺院等の文化遺産は存在しない。

6.3 マレーシアの環境社会配慮に関する法的枠組み

6.3.1 環境関連法令

マレーシアにおける環境関連法令を表 6-11 に示す。

表 6-11 環境関連法令

No.	Law and Regulation	Year
1	Environmental Quality Act	1974; amendment 1985
2	Environmental Quality (Licensing) Regulations	1977
3	Environmental Quality (Clean Air) Regulations	1978; amendment 2000
4	Environmental Quality (Compound of Offences) Rules	1978
5	Environmental Quality (Sewage Effluents) Regulations	2009
6	Environmental Quality (Industrial Effluents) Regulations	2009
7	Environmental Quality (Motor Vehicle Noise) Regulations	1987
8	Environmental Quality (Prescribed Activities) (Environmental Impact Assessment) Order	1987; amendment 1995
9	Environmental Quality (Scheduled Waste) Regulations	2005
10	Environmental Quality (Control of Emission from Diesel Engines) Regulations	1995
11	Environmental Quality (Control of Emission from Petrol Engines) Regulations	1995
12	Environmental Quality (Compounding of Offences) (Open Burning) Rules	2000
13	Factories and Machinery (Noise Exposure) Regulations	1989
14	Factories and Machinery (Safety, Health and Welfare) Regulations	1970
15	Guidelines for Prevention and Control of Soil Erosion and Siltation Malaysia	1996
16	Urban Stormwater Management Manual	2000

6.3.2 関係機関（環境社会配慮管轄機関）

環境問題は、レベルに応じて、中央政府、州、及び地方自治体が対処している。天然資源環境省（MONRE）は 2004 年に設立された。そのうち、環境局（DOE）は、環境問題、EIA 及び環境管理計画（EMP）の主導的な機関であり、灌漑・排水局（DID）は、建設作業における土壌侵食や堆積物制御に関する承認を与える重要な役割を担っている。

表 6-12 MONRE の組織概要

No.	Department and Institute
1	Forestry Department Peninsular Malaysia
2	Forest Research Institute Malaysia
3	Minerals and Geosciences Department Malaysia
4	Department of Environment (DOE)
5	Department of Wildlife & National Parks Peninsular Malaysia
6	Department of Irrigation and Drainage (DID)
7	National Hydraulic Research Institute of Malaysia
8	Department of Director General of Lands and Mines
9	Department of Survey & Mapping Malaysia
10	National Institute of Land and Survey

出典：Ministry of Natural Resources and Environment

6.3.3 環境影響評価制度

マレーシアにおける環境影響評価制度については、Environmental Quality Act (1974) に定められており、EIA が必要な開発事業は本法令の Order (1987) に記載されている。記載の無い事業については、事業地の適合性を評価するために Preliminary Site Assessment (PAT) を事業計画地の州の DOE に提出する必要がある。EIA は 2 段階になっている。影響が小さいと予測される事業は Preliminary EIA を、影響が大きいと予測される事業は Detailed EIA を実施する必要がある。Preliminary EIA は州政府の DOE に、Detailed EIA は MONRE の DOE に提出する。Preliminary EIA 審査により、Detailed EIA が求められる場合もある。EIA 承認後、EMP を作成する。PAT、EIA 及び EMP とともに DOE に登録されている事業者が実施・作成しなければならない。また、事業が Environmental Quality Act (1974) に沿って実施されているかどうか確認するために、EIA Audit Report を工事中及び供用時に DOE に登録されている第三者機関によって作成する必要がある。EIA の手順を図 6-19 に示す。

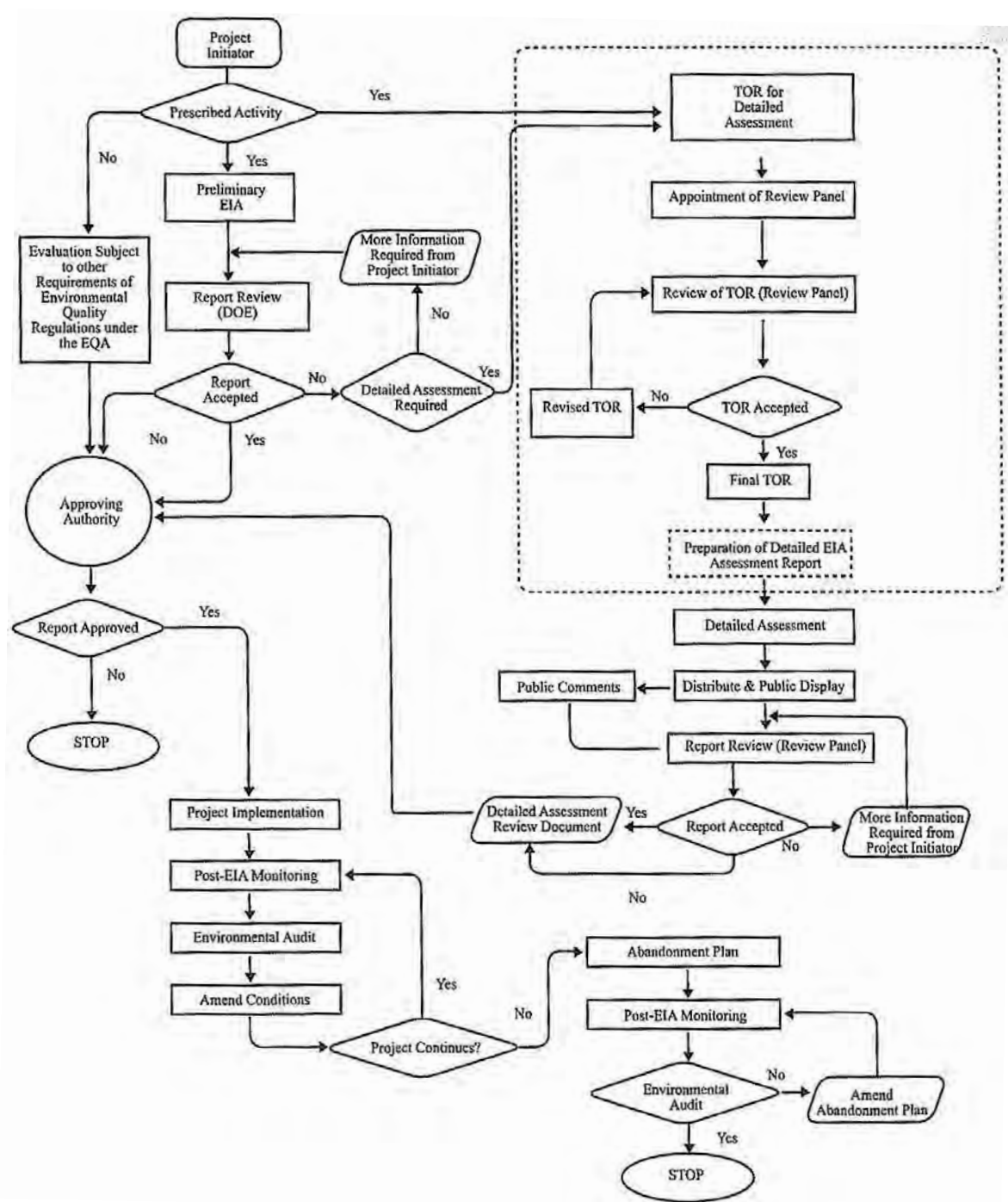


図 6-19 マレーシアにおける EIA 手順

太陽光発電事業については、Order に記載が無いため、EIA は求められないと考えられる。

PAT は DOE 提出後、承認には 2～3 週間かかる。また、DOE 発行の AS PAT 1-12 Form があり、これに必要な内容を記載する。記載項目を以下に示す。

- Type of application
- Introduction
- Information on applicant / consultant
- Information on the proposed project site
 - Site location: territory / district / state
 - Site coordinate
 - Site location plan (attach): size, boundary of the site including transmission line
 - Project layout plan (attach)
- Information on proposed project
 - Upper level project, relevant guideline, and so on
- Declaration by applicant
- Comments from relevant agencies
 - Federal Department of Town and Country Planning (If related to the State Structure Plan or other plans)
 - Department of Town and Country Planning (If related to the State Structure Plan or other plans)
- Application checklist

6.4 代替案の比較検討

6.4.1 事業計画地の比較検討

事業計画地の候補として先方政府より提案のあったペルリス州、ペラ州及びクダ州のサイトについて比較検討を行った。ペラ州の候補地は、民有地であるため用地取得が必要であり、川沿いの湿地であるため太陽光発電所として利用するには盛土が必要となる。また、周辺既往変電所の受け入れ容量が不足していた。クダ州の候補地は未開発地であり、橋の建設等のインフラ構築から必要となる。以上より、経済面・環境面からペルリス州のサイトを事業計画地として選定した。

表 6-13 事業計画候補地の比較

候補地		ペルリス州	ペラ州	クダ州
事業概要	発電量	22MW	20MW	
	送電線距離	24km		
環境社会配慮	社会環境	Chuling Valley 工業団地としてペルリス州が既に取得しているため、用地取得は不要。	民有地であるため、用地取得が必要。	民有地であるため、用地取得が必要。
	自然環境	サトウキビ畑として利用されていた土地であり、自然環境への影響はほとんどない。	アブラヤシのプランテーションとして利用されており、自然環境への影響はほとんどない。	
経済性		送電線距離は長いですが、用地取得や土地改変は不要。	周辺に川があり、用地として利用するには約 1～2m の盛土が必要となる。また、周辺変電所に受け入れ容量がないため、変電所の新設が必要となる。	未開発地であるため、橋の建設等のインフラ構築から必要となる。
評価	環境面	○	△	×
	経済性	△	×	×
総合評価		適	不適	不適

○：影響なし、△：影響は小さい、×：影響は大きい

6.4.2 ゼロオプションとの比較検討

事業を実施しなかった場合、環境に対する影響は全くない。しかし、本事業は太陽光発電建設事業であり、社会環境および自然環境への影響は小さいと考えられる。そのため、事業を実施しなかった場合、環境影響が小さい再生可能エネルギーによる電力供給及びそれに伴う地域経済の発展への寄与が享受されないことになる。

6.5 スコーピング及び環境社会配慮調査の TOR

6.5.1 スコーピング

現地調査及びベースライン情報をもとに事業実施による影響を勘案し、スコーピングを実施した。

表 6-14 スコーピング

分類	No	影響項目	評価		評価理由
			工事前 工事中	供用時	
汚染 対策	1	大気汚染	B-	D	工事中: 工事用車両からの粉塵や排気による影響が想定される。しかし、作業規模が小さいため、影響範囲は限定的である。 供用時: 大気汚染を引き起こすような作業は想定されない。
	2	水質汚濁	B-	D	工事中: 工事排水によって水質が汚濁される可能性がある。 供用時: 水質汚濁を引き起こすような作業は想定されない。
	3	廃棄物	B-	D	工事中: 建設廃棄物や土砂の発生が想定される。 供用時: 廃棄物の発生は想定されない。
	4	土壌汚染	D	D	土壌汚染を引き起こすような作業は想定されない。
	5	騒音・振動	B-	D	工事中: 重機や工事用車両による騒音が想定される。 供用時: 騒音や振動の発生は想定されない。
	6	地盤沈下	D	D	地盤沈下を引き起こすような作業は想定されない。
	7	悪臭	D	D	悪臭を引き起こすような作業は想定されない。
	8	底質	D	D	底質へ影響を及ぼすような作業は想定されない。
自然 環境	9	保護区	D	D	事業計画地及びその周辺に保護区は存在しない。
	10	生態系	D	D	事業計画地はサトウキビ畑として利用されていた場所であり、送電線も道路沿いに建設するため生態系への影響は想定されない。
	11	水象	D	D	水象へ影響を及ぼすような作業は想定されない。
	12	地形・地質	D	D	地形・地質へ影響を及ぼすような作業は想定されない。
社会 環境	13	用地取得・住民移転	D	D	事業計画地は公用地であるため、用地取得及び住民移転は発生しない。
	14	貧困層	D	D	貧困層への影響は想定されない。
	15	少数民族・先住民	D	D	事業計画地及びその周辺に少数民族・先住民は存在しない。
	16	雇用や生計手段等の地域経済	D	D	地域経済への影響は想定されない。
	17	土地利用や地域資源利用	D	D	土地利用や地域資源利用への影響は想定されない。
	18	水利用	D	D	水利用への影響は想定されない。
	19	既存の社会インフラや社会サービス	D	D	既存の社会インフラや社会サービスへの影響は想定されない。
	20	社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	D	D	社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織への影響は想定されない。
	21	被害と便益の偏在	D	D	不公平な被害と便益が生じることは想定されない。
	22	地域内の利害対立	D	D	地域の利害対立を引き起こすことは想定されない。
	23	文化遺産	D	D	事業計画地及びその周辺に文化遺産は存在しない。
	24	景観	D	D	事業計画地及びその周辺に景観資源は存在しない。
	25	ジェンダー	D	D	ジェンダーへの影響は想定されない。
	26	子どもの権利	D	D	子どもの権利への影響は想定されない。

分類	No	影響項目	評価		評価理由
			工事前 工事中	供用時	
社会 環境	27	HIV/AIDS等の感染症	D	D	流入する建設作業員は僅かであり、HIV/AIDS等の感染症が広がる可能性は考えられない。
	28	労働環境(労働安全を含む)	B-	D	工事中: 建設作業員の労働環境に配慮する必要がある。 供用時: 労働者へ影響を及ぼす作業は想定されない。
その他	29	事故	B-	D	工事中: 交通事故等に対する配慮が必要である。 供用時: 交通事故等を引き起こす作業は想定されない。
	30	越境の影響、及び気候変動	D	D	本事業は太陽光発電所の建設であり、規模も小さく、越境の影響や気候変動にかかる影響は想定されない。

A+/-: Significant positive/negative impact is expected.

B+/-: Positive/negative impact is expected to some extent

C+/-: Extent of positive/negative impact is unknown. (A further examination is needed, and the impact could be clarified as the study progresses)

D: No impact is expected

6.5.2 環境社会配慮調査の TOR

スコーピングの結果、影響が予測される項目に関して表 6-15 に示す方法で調査を実施する。

表 6-15 TOR

影響項目	調査項目	調査方法
大気汚染	① 環境基準	① 既存資料調査
	② 現況の大気質	② 大気質調査
水質汚濁	① 環境基準	① 既存資料調査
	② 現況の水質	② 水質調査
廃棄物	① 建設廃棄物の処理方法	① 類似事例調査
騒音・振動	① 環境基準	① 既存資料調査
	② 現況の騒音振動	② 騒音調査
労働環境	① 労働安全対策	① 既存資料調査
事故	① 工事中の交通事故対策	① 既存資料調査
ステークホルダー協議	② 関係機関の意見	① ステークホルダー協議の開催

6.5.3 調査方法

現況調査を実施する大気質、水質、騒音について、測定地点および測定項目を表 6-16 に示す。

表 6-16 大気質・水質・騒音調査方法

調査項目	測定地点	測定項目
大気質	① 太陽光発電所周辺 (2地点: A1, A2) ② 送電線ルート沿い (8地点: A1~A8)	TSP, PM10, SO2, NO2, CO, Pb, Hydrocarbon
水質	① 太陽光発電所周辺 (Jerneh川) の水域 (5地点: W1~W5) ② 送電線ルート沿い (12地点: W1~W12)	pH, DO, Turbidity, BOD5, COD, TSS, E.Coli, NH ₃ -N, Oil & Grease
騒音	① 太陽光発電所周辺 (2地点: N1, N2) ② 送電線ルート沿い (8地点: N1~N8) * 大気質調査地点と同じ	L _{Aeq} , L _{A10} , L _{A90} , L _{Amin} , L _{Amax}

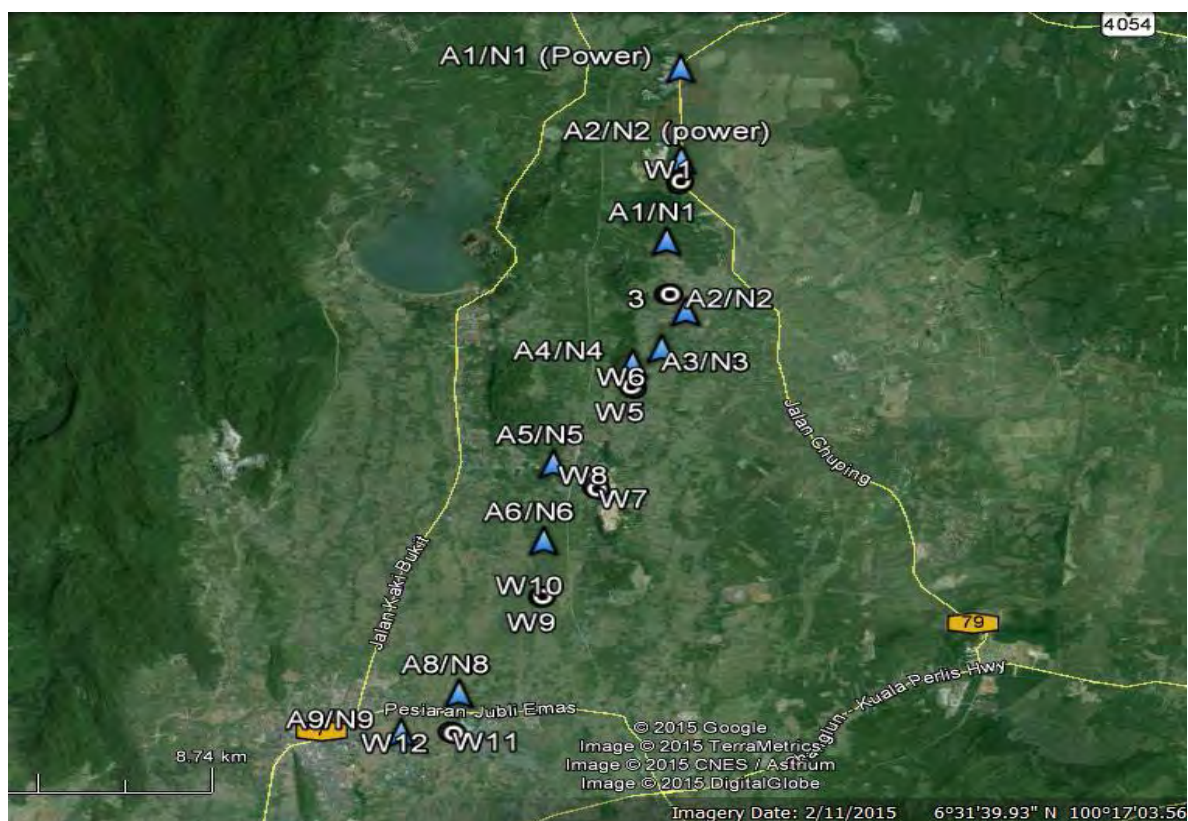


図 6-20 大気質・水質・騒音測定地点位置図

6.6 調査結果

TOR に基づき実施した環境社会配慮調査結果を表 6-17 に示す。

表 6-17 調査結果

調査項目

大気質

調査結果

➤ マレーシアの環境基準を以下に示す。

Parameters	Unit	Recommended Limit
Total Suspended Particulate	µg/m³	260
Particulate Matter (PM10)	µg/m³	150
Nitrogen Dioxide, NOx	µg/m³	320
Sulphur Dioxide (SOx)	µg/m³	105
Carbon Monoxide (CO)	ppm	9
Lead, Pb	µg/m³	1.5
Hydrocarbon	µg/m³	NA

Source: Environmental Quality Regulations, DOE, 2014

➤ 太陽光発電所周辺及び送電線ルート沿いともに、大気質は環境基準を下回っていた。

大気質調査結果(太陽光発電所周辺)

Item	Unit	Measured Value (Mean)	
		A1	A2
TSP	µg/m³	72	68
PM 10	µg/m³	50	46
Sulfur Dioxide	µg/m³	ND(<5)	ND(<5)
Nitrogen Dioxide	µg/m³	ND(<2)	ND(<2)
Carbon Monoxide	ppm	ND(2)	ND(2)
Lead	µg/m³	ND(<0.01)	ND(<0.01)
Hydrocarbon	µg/m³	ND(<5)	ND(<5)

大気質調査結果(送電線ルート沿い)

Item	Measured Value (Mean)							
	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8
TSP	76	74	72	68	70	68	69	66
PM 10	55	50	49	47	48	46	47	42
Sulfur Dioxide	ND(<5)	ditto	ditto	ditto	ditto	ditto	ditto	ditto
Nitrogen Dioxide	ND(<2)	ditto	ditto	ditto	ditto	ditto	ditto	ditto
Carbon Monoxide	ND(2)	ditto	ditto	ditto	ditto	ditto	ditto	ditto
Lead	ND(<0.01)	ditto	ditto	ditto	ditto	ditto	ditto	ditto
Hydrocarbon	ND(<5)	ditto	ditto	ditto	ditto	ditto	ditto	ditto

水質

➤ マレーシアの環境基準を以下に示す。

Parameters	Unit	*Class IIA
pH	-	6.0-9.0
Dissolved Oxygen (DO)	mg/L	5.0-7.0
Turbidity	NTU	50.0
BOD ₅ at 20°	mg/L	3.0
COD	mg/L	25.0
Total Suspended Solids	mg/L	50.0
E.Coli	CFU/100ml	100.0
Ammoniacal Nitrogen	mg/L	0.3
Oil and Grease	mg/L	0.04

Source: Interim National Water Quality Standards for Malaysia, DOE, 1993.

➤ 太陽光発電所の近くを流れるJerneh川の水質は、W4でBOD(生物化学的酸素要求量)、COD(化学的酸素要求量)が環境基準を逸脱しており、Turbidity(濁度)やTSS(総浮遊物質)の値も比較的高かった。BOD値は全ての地点で環境基準を逸脱していた。

調査項目	調査結果					
	水質調査結果(太陽光発電所周辺)					
	Item	Measured Value (Mean)				
		W1	W2	W3	W4	W5
	Temp (°C)	30.9	31.8	31.1	31.9	30.8
	pH	6.20	6.50	6.60	6.40	6.20
	DO	5.5	5.95	6.15	6.05	5.80
	Turbidity	13	11	31	45	33
	BOD5	6	4	4	9	4
	COD	24	16	16	33	16
	TSS	5	4	29	41	27
	E.Coli	10	18	18	13	41
	NH ₃ -N	ND(<0.01)	ND(<0.01)	0.30	0.26	ND(<0.01)
	Oil and Grease	ND(<1)	ND(<1)	ND(<1)	ND(<1)	ND(<1)
	送電線ルートでは、W3からW12までの10地点でBODが環境基準を逸脱していた。					
	水質調査結果(送電線ルート沿い)					
	Item	Measured Value (Mean)				
		W1	W2	W3	W4	W5
	Temp	30.9	31.5	31.5	31.6	30.9
	pH	6.50	6.60	6.50	6.10	6.40
	DO	6.15	5.90	6.00	5.75	5.90
	Turbidity	11	10	26	26	22
	BOD5	2	2	6	6	4
	COD	8	8	24	24	16
	TSS	5	4	14	15	15
	E.Coli	8	6	11	13	14
	NH ₃ -N	ND(<0.01)	ditto	ditto	ditto	ditto
	Oil and Grease	ND(<1)	ditto	ditto	ditto	ditto
	Item	Measured Value (Mean)				
		W7	W8	W9	W10	W11
	Temp	30.8	30.8	31.1	30.8	31.4
	pH	6.45	6.40	6.55	6.60	6.50
	DO	5.80	5.90	6.15	6.20	6.05
	Turbidity	9	10	13	11	12
	BOD5	4	6	4	6	4
	COD	16	24	16	24	16
	TSS	4	5	4	5	4
	E.Coli	6	11	10	12	9
	NH ₃ -N	ND(<0.01)	ditto	ditto	ditto	ditto
	Oil and Grease	ND(<1)	ditto	ditto	ditto	ditto
廃棄物	➤ 産業廃棄物・リサイクルに関する基本法令として、Environmental Quality Act (1974) やLocal Government Act (1976) がある。指定廃棄物に関する環境規則(1989; Amendment 2005)には、指定廃棄物の種類や処理、責任者等について定められている。 ➤ 工事により発生が予想される廃棄物は、建設廃材及び土砂などの固形廃棄物、用地整備によって発生する草本や木本など未規定の廃棄物である。 ➤ 固形廃棄物について ・ 土砂やセメント等は可能な限り、事業地内で再利用する。 ・ 事業地内で再利用できない廃棄物は指定された場所に安置し、他の業者による再利用など対策を検討する。もしくは、認可廃棄物処理業者又は地方自治体へ処理を依頼する。 ➤ 未規定廃棄物について ・ 草本や木本など植物廃棄物は事業地内で乾燥させ処分する。植物廃棄物は、事業地において焼却してはならない。 ・ 運搬・処理は認可廃棄物業者に依頼する。					

調査項目	調査結果																																																																																																																																											
騒音	➢ マレーシアの環境基準を以下に示す。 <table><tr><th>Receiving Land Use</th><th colspan="2">Recommended Limit</th></tr><tr><td rowspan="2">Suburban Residential (Medium Density) Areas, Public Spaces, Parks, Recreational Parks</td><td>Day time (7.00am – 10.00 pm)</td><td>55 dBA</td></tr><tr><td>Night time (10.00pm – 7.00 am)</td><td>45 dBA</td></tr></table> Source: Planning Guidelines for Environmental Noise Limits and Controll, DOE, 2007	Receiving Land Use	Recommended Limit		Suburban Residential (Medium Density) Areas, Public Spaces, Parks, Recreational Parks	Day time (7.00am – 10.00 pm)	55 dBA	Night time (10.00pm – 7.00 am)	45 dBA																																																																																																																																			
	Receiving Land Use	Recommended Limit																																																																																																																																										
	Suburban Residential (Medium Density) Areas, Public Spaces, Parks, Recreational Parks	Day time (7.00am – 10.00 pm)	55 dBA																																																																																																																																									
		Night time (10.00pm – 7.00 am)	45 dBA																																																																																																																																									
	➢ 太陽光発電所周辺及び送電線ルート沿いともにほとんどの地点で環境基準を逸脱していた。																																																																																																																																											
	騒音調査結果(太陽光発電所周辺)																																																																																																																																											
	<table><tr><th rowspan="3">Item</th><th colspan="4">Measured Value Mean)</th></tr><tr><th colspan="2">N1</th><th colspan="2">N2</th></tr><tr><th>Day time</th><th>Night time</th><th>Day time</th><th>Night time</th></tr><tr><td>LAeq</td><td>58.9</td><td>47.4</td><td>57.2</td><td>46.6</td></tr><tr><td>LA10</td><td>62.4</td><td>50.1</td><td>60.3</td><td>49.3</td></tr><tr><td>LA90</td><td>56.3</td><td>45.7</td><td>54.9</td><td>44.2</td></tr><tr><td>L Amin</td><td>42.3</td><td>36.8</td><td>40.9</td><td>35.9</td></tr><tr><td>L Amax</td><td>95.2</td><td>86.8</td><td>92.1</td><td>84.1</td></tr></table>	Item	Measured Value Mean)				N1		N2		Day time	Night time	Day time	Night time	LAeq	58.9	47.4	57.2	46.6	LA10	62.4	50.1	60.3	49.3	LA90	56.3	45.7	54.9	44.2	L Amin	42.3	36.8	40.9	35.9	L Amax	95.2	86.8	92.1	84.1																																																																																																					
	Item		Measured Value Mean)																																																																																																																																									
			N1		N2																																																																																																																																							
		Day time	Night time	Day time	Night time																																																																																																																																							
LAeq	58.9	47.4	57.2	46.6																																																																																																																																								
LA10	62.4	50.1	60.3	49.3																																																																																																																																								
LA90	56.3	45.7	54.9	44.2																																																																																																																																								
L Amin	42.3	36.8	40.9	35.9																																																																																																																																								
L Amax	95.2	86.8	92.1	84.1																																																																																																																																								
騒音調査結果(送電線ルート沿い)																																																																																																																																												
<table><tr><th rowspan="3">Item</th><th colspan="8">Measured Value (Mean)</th></tr><tr><th colspan="2">N1</th><th colspan="2">N2</th><th colspan="2">N3</th><th colspan="2">N4</th></tr><tr><th>Day time</th><th>Night time</th><th>Day time</th><th>Night time</th><th>Day time</th><th>Night time</th><th>Day time</th><th>Night time</th></tr><tr><td>LAeq</td><td>58.3</td><td>47.3</td><td>59.2</td><td>48.2</td><td>57.4</td><td>47.2</td><td>59.3</td><td>47.3</td></tr><tr><td>LA10</td><td>60.8</td><td>49.6</td><td>61.9</td><td>50.6</td><td>59.3</td><td>49.4</td><td>61.4</td><td>49.3</td></tr><tr><td>LA90</td><td>56.8</td><td>45.2</td><td>57.6</td><td>46.7</td><td>55.1</td><td>45.4</td><td>57.4</td><td>45.1</td></tr><tr><td>L Amin</td><td>42.6</td><td>36.2</td><td>43.2</td><td>36.1</td><td>43.5</td><td>33.7</td><td>43.9</td><td>37.6</td></tr><tr><td>L Amax</td><td>85.9</td><td>75.8</td><td>86.2</td><td>73.5</td><td>84.7</td><td>74.9</td><td>88.3</td><td>77.6</td></tr><tr><th rowspan="3">Item</th><th colspan="8">Measured Value (Mean)</th></tr><tr><th colspan="2">N5</th><th colspan="2">N6</th><th colspan="2">N7</th><th colspan="2">N8</th></tr><tr><th>Day time</th><th>Night time</th><th>Day time</th><th>Night time</th><th>Day time</th><th>Night time</th><th>Day time</th><th>Night time</th></tr><tr><td>LAeq</td><td>57.3</td><td>42.1</td><td>53.1</td><td>46.9</td><td>54.8</td><td>43.2</td><td>59.2</td><td>48.5</td></tr><tr><td>LA10</td><td>63.2</td><td>48.4</td><td>57.0</td><td>48.2</td><td>55.8</td><td>46.2</td><td>65.1</td><td>49.8</td></tr><tr><td>LA90</td><td>54.0</td><td>44.7</td><td>53.2</td><td>43.4</td><td>52.5</td><td>44.1</td><td>56.9</td><td>45.3</td></tr><tr><td>L Amin</td><td>42.8</td><td>37.7</td><td>42.5</td><td>37.1</td><td>43.5</td><td>35.6</td><td>44.6</td><td>39.</td></tr><tr><td>L Amax</td><td>96.1</td><td>86.3</td><td>93.8</td><td>83.3</td><td>93.1</td><td>89.4</td><td>98.5</td><td>88.0</td></tr></table>	Item	Measured Value (Mean)								N1		N2		N3		N4		Day time	Night time	Day time	Night time	Day time	Night time	Day time	Night time	LAeq	58.3	47.3	59.2	48.2	57.4	47.2	59.3	47.3	LA10	60.8	49.6	61.9	50.6	59.3	49.4	61.4	49.3	LA90	56.8	45.2	57.6	46.7	55.1	45.4	57.4	45.1	L Amin	42.6	36.2	43.2	36.1	43.5	33.7	43.9	37.6	L Amax	85.9	75.8	86.2	73.5	84.7	74.9	88.3	77.6	Item	Measured Value (Mean)								N5		N6		N7		N8		Day time	Night time	Day time	Night time	Day time	Night time	Day time	Night time	LAeq	57.3	42.1	53.1	46.9	54.8	43.2	59.2	48.5	LA10	63.2	48.4	57.0	48.2	55.8	46.2	65.1	49.8	LA90	54.0	44.7	53.2	43.4	52.5	44.1	56.9	45.3	L Amin	42.8	37.7	42.5	37.1	43.5	35.6	44.6	39.	L Amax	96.1	86.3	93.8	83.3	93.1	89.4	98.5	88.0
Item		Measured Value (Mean)																																																																																																																																										
		N1		N2		N3		N4																																																																																																																																				
	Day time	Night time	Day time	Night time	Day time	Night time	Day time	Night time																																																																																																																																				
LAeq	58.3	47.3	59.2	48.2	57.4	47.2	59.3	47.3																																																																																																																																				
LA10	60.8	49.6	61.9	50.6	59.3	49.4	61.4	49.3																																																																																																																																				
LA90	56.8	45.2	57.6	46.7	55.1	45.4	57.4	45.1																																																																																																																																				
L Amin	42.6	36.2	43.2	36.1	43.5	33.7	43.9	37.6																																																																																																																																				
L Amax	85.9	75.8	86.2	73.5	84.7	74.9	88.3	77.6																																																																																																																																				
Item	Measured Value (Mean)																																																																																																																																											
	N5		N6		N7		N8																																																																																																																																					
	Day time	Night time	Day time	Night time	Day time	Night time	Day time	Night time																																																																																																																																				
LAeq	57.3	42.1	53.1	46.9	54.8	43.2	59.2	48.5																																																																																																																																				
LA10	63.2	48.4	57.0	48.2	55.8	46.2	65.1	49.8																																																																																																																																				
LA90	54.0	44.7	53.2	43.4	52.5	44.1	56.9	45.3																																																																																																																																				
L Amin	42.8	37.7	42.5	37.1	43.5	35.6	44.6	39.																																																																																																																																				
L Amax	96.1	86.3	93.8	83.3	93.1	89.4	98.5	88.0																																																																																																																																				
労働環境	➢ 労働安全衛生に関する法律として、Occupational Safety and Health Actが1994年に制定された。本法律は、職場における安全衛生確保に向け、事業者や労働者さらには労働安全専門家等の積極的なかわりを求めている。 ➢ 2003年に制定されたMalaysian Standardは、職場の労働安全衛生管理にける労働安全衛生法遵守のための参照基準として機能している。																																																																																																																																											
事故	➢ 建設工事時における交通サインの設置等、事故防止に関する規定はない。																																																																																																																																											

6.7 影響評価

環境配慮調査結果に基づいて、事業による環境影響を評価した。

表 6-18 影響評価

分類	No	影響項目	スコーピング時の評価		調査結果に基づく評価		評価理由
			工事前 工事中	供用時	工事前 工事中	供用時	
汚染 対策	1	大気汚染	B-	D	B-	N/A	工事中：工事用車両からの粉塵や排気による影響が想定される。しかし、作業規模が小さいため、影響範囲は限定的である。
	2	水質汚濁	B-	D	B-	N/A	工事中：工事排水によって水質が汚濁される可能性がある。
	3	廃棄物	B-	D	B-	N/A	工事中：建設廃棄物や土砂の発生が想定される。
	4	土壌汚染	D	D	N/A	N/A	
	5	騒音・振動	B-	D	B-	N/A	工事中：重機や工事用車両による騒音が想定される。
	6	地盤沈下	D	D	N/A	N/A	
	7	悪臭	D	D	N/A	N/A	
	8	底質	D	D	N/A	N/A	
自然 環境	9	保護区	D	D	N/A	N/A	
	10	生態系	D	D	N/A	N/A	
	11	水象	D	D	N/A	N/A	
	12	地形・地質	D	D	N/A	N/A	
社会 環境	13	用地取得・住民移転	D	D	N/A	N/A	
	14	貧困層	D	D	N/A	N/A	
	15	少数民族・先住民族	D	D	N/A	N/A	
	16	雇用や生計手段等の地域経済	D	D	N/A	N/A	
	17	土地利用や地域資源利用	D	D	N/A	N/A	
	18	水利用	D	D	N/A	N/A	
	19	既存の社会インフラや社会サービス	D	D	N/A	N/A	
	20	社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	D	D	N/A	N/A	
	21	被害と便益の偏在	D	D	N/A	N/A	
	22	地域内の利害対立	D	D	N/A	N/A	
	23	文化遺産	D	D	N/A	N/A	
	24	景観	D	D	N/A	N/A	
	25	ジェンダー	D	D	N/A	N/A	
	26	子どもの権利	D	D	N/A	N/A	
	27	HIV/AIDS等の感染症	D	D	N/A	N/A	
	28	労働環境（労働安全を含む）	B-	D	B-	N/A	工事中：建設作業員の労働環境に配慮する必要がある。
その他	29	事故	B-	D	B-	N/A	工事中：交通事故等に対する配慮が必要である。
	30	越境の影響、及び気候変動	D	D	N/A	N/A	

A+/-: Significant positive/negative impact is expected.

B+/-: Positive/negative impact is expected to some extent

C+/-: Extent of positive/negative impact is unknown. (A further examination is needed, and the impact could be clarified as the study progresses)

D: No impact is expected

6.8 緩和策及び緩和策実施のための費用

6.8.1 緩和策

環境影響評価において、負の影響が想定された項目について緩和策を検討した。

表 6-19 緩和策

No.	調査項目	緩和策	実施機関	責任機関
1	大気汚染	➢ 散水等による粉塵の拡散防止 ➢ 建設現場内及びその周辺での工事用車両の速度制限(30km/h)の遵守	DCC	PESMY
2	水質汚濁	➢ シルトフェンスの設置など、濁水流出防止対策 ➢ 造成面の迅速な締固め	DCC	PESMY
3	廃棄物	➢ 適切な廃棄物の処理	DCC	PESMY
5	騒音	➢ 低騒音機材の使用 ➢ 地域住民への工事スケジュールの説明 ➢ 工事時間の制限	DCC	PESMY
28	労働環境	➢ 安全管理計画の策定と遵守 ➢ 安全靴、グローブ、ヘルメットの着用等、基本的な安全装備の徹底	DCC	PESMY
29	事故	➢ 警告標識の設置	DCC	PESMY

6.8.2 緩和策実施のための費用

緩和策実施のための費用は、工事費用に含まれる。

6.9 モニタリング計画

6.9.1 実施体制

環境管理計画（Environmental Management Plan: EMP）の実施体制を表 6-20 に示す。環境管理計画は、Environmental Policy, Legislative Requirement 及び EIA をもとに作成される。環境管理計画は Environmental Management Unit (EMU) が管轄し、効果的な管理プログラムを目指す。事業実施の全体的責任は事業主である PESMY が負う。工事請負業者（DCC）は、安全及び環境管理計画書（施工計画書に含む）を作成し、履行する。

表 6-20 環境管理計画（モニタリング計画を含む）実施体制

組織	役割
PESMY	➤ EMPの要求事項への対応を含め、事業の実施、管理、監督について責任を有する。 ➤ DCCが実施するモニタリングを監督し、結果を承認する。 ➤ 事業実施中に生じた苦情等を受領する。
Environmental Consultant	➤ EMPを作成する。 ➤ DCCが作成する安全管理計画書を確認する。 ➤ DCCが実施するモニタリングを監督する。 ➤ DOEへの報告を行う。
DCC	➤ EMPに沿った最終設計案を作成する。 ➤ 安全及び環境管理計画書(施工計画書を含む)を作成し、履行する。
EMU	➤ 環境管理プログラムを監督する。

6.9.2 モニタリング計画

緩和策の効果を確認するため、表 6-21 に示すモニタリングを実施する。

表 6-21 環境モニタリング計画

調査項目	モニタリング項目	地点	頻度	実施機関	責任機関
【工事中】					
大気質	TSP PM10 Sulfur Dioxide Nitrogen Dioxide Carbon Monoxide Lead Hydrocarbon	太陽光発電所 :2地点 送電線ルート :8地点	Quarterly	DCC	PESMY
水質汚濁	pH DO Turbidity BOD5 COD TSS E. Coli NH ₃ -N Oil and Grease	太陽光発電所 :5地点 送電線ルート :12地点	Monthly	DCC	PESMY
廃棄物	Municipal Waste Unregulated Waste	事業計画地及び 工事事務所	Weekly Monthly	DCC	PESMY
騒音	L _{Aeq} L _{A10} L _{A90} L _{Amin} L _{Amax}	大気質と同じ	Quarterly	DCC	PESMY
労働環境	労働環境・状況の確認	工事現場	2回	DCC	PESMY
事故	巡回による通行状況の確認	工事現場周辺	太陽光資材搬入中: Weekly その他:Monthly	DCC	PESMY

6.10 ステークホルダー協議

2015 年 8 月 6 日にステークホルダー協議を開催した。プロジェクトの概要、想定される影響等について説明した後、質疑応答を行った。

6.10.1 参加者

北部開発庁 (Northern Corridor Implementation Authority, NCIA)、経済局 (Unit Perancang Ekonomi Negeri – State Economy Planning Unit, UPEN)、Kangar 市 (Majlis Perbandaran Kangar – Kangar Municipal Council, MPK)、都市計画局 (Jabatan Perancang Bandar dan Desa – Town and Country Planning Department, JPBD Perlis)、環境局 (Department of Environment, DOE)、農業水利局 (Jabatan Pengairan dan Saliran – Drainage and Irrigation Department, JPS)、公共事業局 (Jabatan Kerja Raya – Public Works Department, JKR)、事業主である PESMY、及びコンサルタントから参加があり、参加人数は 15 名であった。

6.10.2 協議事項

質疑応答において関係機関から出された主な意見を表 6-22 に示す。

表 6-22 ステークホルダー協議における主な意見

組織	主な意見
NCIA	➤ 本事業は、Chuping Valleyの発展のきっかけとなる事業として重要である。
UPEN	➤ 事業主であるPESMYとテクニカル・ミーティングを実施する必要がある。 ➤ 用地の借用問題については、テクニカル・ミーティングにおいて明確になるだろう。
JPS	➤ 事業計画地はTimah Tasohダムの集水域には含まれない。 ➤ Jerneh川は、ペルリス州において水田への水の供給源となっている。 ➤ 重要な構造物が無いか確認するため、送電線の詳細な施工計画を示してほしい。
JPBD	➤ 特に問題なし。
MPK	➤ コンサルタントは、YDPが議長となる関与政策会議に向けて全ての事業計画を明確にする必要がある。
DOE	➤ PATの提出前に、事業計画地が適正な場所であるか市議会やNCIAと一緒に確認する必要がある。 ➤ 事業計画地から排出される廃棄物について考慮する必要がある。
JKR	➤ JKR KangarのRoad Departmentに、送電線ルートを提出する必要がある。



図 6-21 ステークホルダー協議の様子

ステークホルダー協議議事録を Appendix 8 に、モニタリングフォームを Appendix 9 に、環境チェックリストを Appendix 10 に添付する。

第 7 章

事業実施計画

第7章 事業実施計画

7.1 全体行程

ペルリス州政府及び KeTTHA との調整が長引いたことが影響して本調査が予定より半年長引くこととなった。下記の日程で進めることで、2017 年度の運転開始を目指している。

暦年	2014	2015	2016	2017	2042
(1) 本調査					
(2) 契約準備					
(3) 機材調達・建設					
(4) 運転・維持管理					

7.2 課題事項について

本報告書提出時点においては州政府及び KeTTHA との調整が完了しておらず、事業化に向けて課題が残った。課題事項につき下記の通りの日程で完了して行くことを予定している。

[illegible]

(1) 土地使用に関して

ペルリス州 UPEN よりは、KeTTHA からの確認レターと州議会の承認が得られれば Chopping Valley を本案件に使用することに同意する旨の連絡は得ている。

既に KeTTHA との間で本案件を売電対象とする旨のレターを出すとの確認を得ており、発行待ちの状態である。土地使用に関する同意は得られる見通しである。

(2) 土地使用料について

ペルリス州政府からは年間で 1 百万リンギットの使用料の希望が出されているが、本件については拋出金の目減りに繋がるので Chopping Valley の開発を担っている NCIA も交えながらペルリス州と協議を行う。

(3) 売電価格

本案件は新制度の USS の適用となることは確定しているので、KeTTHA との間で売電価格の交渉を行っていく。本報告書の提出時点では未だ USS に関する公示はされていないが、マレーシア連邦政府から Chopping Valley の開発計画に対しインフラ建設資金が出される方向が出されたこともあり、KeTTHA との個別交渉を実施していく。

(4) SPC 設立

SPC の設立は実働で 1 カ月以内に出来ることは確認できているので、IPP ライセンスの取得と PPA 契約の時期を見ながら、SHA の締結を行った後に SPC の設立を行う。

(5) 税制特例措置の申請と適用

既に本調査段階で PESMY 名において本件の申請を実施した。

今後 PESMY が出資する SPC を代行して申請をするという形式で申請をしており、MIDA より受領確認を得た。

7.3 太陽光発電所の建設日程

各種手続きが完了したら下記日程にて 10 ヶ月で太陽光発電システムの建設と系統接続を行い、試運転を経て 11 月目から商業運転が可能である。

マレーシア国北部地域の振興に資する
官民連携太陽光発電所整備事業準備調査

第 8 章

プロジェクト評価

第8章 プロジェクト評価

8.1 運用指標

本プロジェクトの目的は、太陽光発電施設を建設し、発電した電力を販売して、発電施設の建設費・維持管理費を賄うとともに、余剰利益を社会開発基金に拠出して北部地域の経済開発に役立てることである。したがって、拠出金を出す目的に向かつては、まずは発電量自体が指標となる。同時に、発電量に関係する指標として何らかの原因により発電が停止する日数などが考えられる。

- ・年間発電量 [GWh]
- ・システム停止日数 [日]

具体の目標値としては、以下のとおりとする。

表 8-1 運用指標

指標名	指標算出方法	目標値	備考
年間発電量	TNB への販売電力量	25,067MWh	事業計画時 50%確率値
システム停止日数	発電装置による記録	1 日／年	

8.2 効果指標

前項で述べたとおり、本プロジェクトの最終目的は、発電所運営による余剰利益を社会開発基金に拠出して北部地域の経済開発に役立てることである。したがって、効果指標は必然的に次のものとなる。

また、地域発展に貢献する要素として、発電所の運用にかかる地域住民の雇用が考えられる。

さらに、火力発電への依存度が高いマレーシアにおいては、太陽光発電による二酸化炭素排出抑制の効果が期待される。

- ・社会開発基金への拠出額 [RM]
- ・現地住民の雇用数 [人]
- ・二酸化炭素排出削減量 [t-CO₂／年]

具体の目標値としては、以下のとおりとする。

表 8-2 効果指標

指標名	指標算出方法	目標値	備考
社会開発基金への拠出額	各年の実拠出金額	RM 1 million	事業計画時想定値（平均）
現地住民の雇用数	定期雇用数	22 人	同 上
二酸化炭素排出削減量	年間発電量（運用指標） × 排出削減量原単位	15,792 tCO ₂ /MWh	運用指標の年間発電量目標 値に対応。 排出削減量原単位は 0.63 tCO ₂ /MWh ¹ を使用。

¹ Malaysia Second National Communication to the UNFCCC, 2011 より

添付資料

- Appendix 1 Memorandum of Understanding between the Northern Corridor Implementation Authority and Panasonic Eco Solutions (M) Sdn. Bhd.
- Appendix 2 Sample of License for Generation and Supply of Electricity
- Appendix 3 サイト周辺図 (Chuping Valley 開発計画図)
- Appendix 4 サイト詳細測量図
- Appendix 5 太陽光モジュール仕様書
- Appendix 6 PSS 報告書
- Appendix 7 議事録
Appendix 7-1 オフテーカ TNB との売電契約にかかる打合せ記録
Appendix 7-2 USS 制度に関するエネルギー省 KeTTHA との打合せ記録
- Appendix 8 ステークホルダ協議議事録
- Appendix 9 Monitoring Form
- Appendix 10 環境チェックリスト

Appendix 1

Memorandum of Understanding between the Northern Corridor Implementation Authority and Panasonic Eco Solutions (M) Sdn. Bhd.

MEMORANDUM OF UNDERSTANDING

BETWEEN

**THE NORTHERN CORRIDOR IMPLEMENTATION
AUTHORITY**

AND

**PANASONIC ECO SOLUTIONS (M) SDN BHD
(314174-U)**

[Date]

This **MEMORANDUM OF UNDERSTANDING** (Hereinafter referred to as "**MoU**") is entered into this day of 28 the month of February in the year of 2014 between, **THE NORTHERN CORRIDOR IMPLEMENTATION AUTHORITY** and **PANASONIC ECO SOLUTIONS (M) SDN. BHD.**

THE NORTHERN CORRIDOR IMPLEMENTATION AUTHORITY, incorporated pursuant to the Northern Corridor Implementation Authority Act 2008 (Act 687) having its principal address at Level 20 & 21, Menara KWSP, No.38, Jalan Sultan Ahmad Shah, 10050 George Town, Pulau Pinang, Malaysia (hereinafter referred to as "**NCIA**")

And

PANASONIC ECO SOLUTIONS (M) SDN.BHD. a company duly incorporated in Malaysia (314174-U) and having its business office at Level 2, Wisma Panasonic Lot 10, Jalan 13/2 46200 Petaling Jaya, Selangor Malaysia (hereinafter referred to as "**PANASONIC**") of the other part.

WHEREAS both Parties enter into this **MoU** to collaborate efforts to conduct a feasibility study pertaining to the implementation of a project commonly known by both parties as the "**Econation Project**"(hereinafter referred to as "**THE PROJECT**").

NOW IT IS HEREBY AGREED as follows:

1. This **MEMORANDUM OF UNDERSTANDING** is NOT intended by the parties to be a legally binding agreement.
2. The purpose of this **MoU** is to:
 - i) Prepare project design document (**PDD**) to submit Japan International Cooperation Agency (**JICA**) for its loan approval to fund the feasibility study pertaining to THE PROJECT
 - ii) In the event of approval, to jointly conduct the said feasibility study in adherence to the terms of JICA's approval
3. **SUBJECT ALWAYS** to the outcome of the feasibility study, the fundamental intention of the Parties for **THE PROJECT** is to establish a solar farm operation company (hereinafter so called as "**SPC**") within the Northern Corridor Economic Region (Koridor Utara) consisting of four (4) northern states in Peninsular Malaysia as a source of renewable energy.
4. **THE PURPOSE OF THE PROJECT**

The purpose of THE PROJECT is to assist in:

 - i) implementation of environmental protection
 - ii) human resource development
 - iii) to enlighten and prevail LCS (Low carbon society) by means of renewable energy, such as solar energy
 - iv) any socio-economic development related to above i), ii) and iii)

5. FUND

The fund to conduct the feasibility study pertaining to THE PROJECT shall be expected to be provided by Japan International Cooperation Agency (JICA) in Ringgit Malaysia, provided accepted and agreed by JICA Japan.

6. COVENANT OF BOTH PARTIES

Both parties shall, in good faith and to the extent of the rules and regulations governing each of the party, attempt to be involved in any of the aspect stipulated in clause 2 above to ensure the delivery of the feasibility study pertaining to THE PROJECT.

7. All business, trade and technical information exchanged between the parties pursuant to this MoU shall be kept confidential. The parties hereto further agree and undertake that the terms of this MoU shall not be divulged to any other people without the prior written consent of either the party.
8. Each party hereto shall comply fully with laws, rules and regulations applicable to the performance of its obligation hereunder.
9. The parties hereto will execute such agreement and the arrangement contemplated by this MoU.
10. The MoU shall subsist for a period of twelve (12) months from the date of this MoU or the completion of the feasibility study, whichever date is the earlier.
11. Notwithstanding clause 10 above, each party hereto shall reserve the right to dissolve this MoU in the event of major discrepancy arising in articles hereunder between both parties.
12. Any dispute concerning the interpretation or implementation of this MoU shall be settled by way of discussion between parties.

IN WITNESS WHEREOF the parties hereby confirm their respective understanding by signing below.

Signed by
Dato' Redza Rafiq Abdul Razak
for and on behalf of
THE NORTHERN CORRIDOR IMPLEMENTATION AUTHORITY



Dato' Redza Rafiq Abdul Razak
Chief Executive

in the presence of:



Witness

ROSMIN MOHAMED

Signed by
Norimasa (Jumbo) Sakamoto
for and on behalf of PANASONIC ECO SOLUTIONS (M) SDN.BHD.



Norimasa (Jumbo) Sakamoto
Managing Director

in the presence of:



Witness

Kitae.

Appendix 2

Sample of License for Generation and Supply of Electricity

ELECTRICITY SUPPLY ACT 1990
LICENCE FOR GENERATION AND SUPPLY OF ELECTRICITY
PART I - GRANT OF LICENCE

1. The Energy Commission with the approval of the Minister of Energy, Green Technology and Water, in exercise of the powers conferred on him by section 9 of the Electricity Supply Act, 1990 (hereinafter referred to as "the Act") and of all other powers exercisable by him for that purpose, hereby grants to [REDACTED], a company incorporated under the Companies Act 1965, having its registered office at [REDACTED] (hereinafter referred to as "the Licensee"), a licence for the period specified in paragraph 4, subject to the terms in this Part and Conditions set out in Part III of this Licence (hereinafter referred to as "the Conditions"), the Act and to any Regulations made or which may be made under the Act and to revocation as provided for in Part IV, to use, work or operate or permit to be used, worked or operated any generation installation and its associated facilities, any transmission and/or interconnection facilities, to be constructed by or for the Licensee at [REDACTED] (hereinafter referred to as the "Power Station"), and to supply energy to (e.g. **Tenaga Nasional Berhad**), a public listed company incorporated under the Companies Act, 1965, having its registered office at [REDACTED] (herein after referred to as "TNB") and/or to any other person approved by the Energy Commission.
2. The Licence may extend to authorising the Licensee to do all or any of the acts specified hereinafter, particularly, to lay, place, carry on or maintain transmission lines, cables or wires related to power station, in accordance with the provisions of the Act.
3. The granting of this Licence does not remove any obligation of the Licensee to comply with any provision of any other written law or to obtain any other licence that is required under any other written law for the time being in force.

4. This Licence shall come into force from the date of issuance of the Licence, and shall expire [REDACTED] after the completion date referred to in paragraph 2 of Condition 5 but, without prejudice to Part IV of this Licence, shall be subject to revocation.

(DATUK IR AHMAD FAUZI BIN HASAN)
Chief Executive Officer
Energy Commission

Dated :

PART II - INTERPRETATION AND CONSTRUCTION

1. Unless the contrary intention appears, words and expressions used in the Conditions shall be construed as if they were an Act of Parliament and the Interpretation Acts 1948 and 1967 applied to them, and references to an enactment shall include any statutory modification or re-enactment thereof after the date when this Licence comes into force.
2. Nothing in this Licence shall in any way affect the powers of the Energy Commission under the Act and any purported detracting or derogation of such powers shall have no force or effect.
3. Any word or expression defined for the purpose of Part I of the Act shall, unless the contrary intention appears, have the same meaning when used in the Conditions.
4. Where a time limit is stipulated, the Licensee shall comply with the obligation within the time limit and that obligation shall be deemed to continue after that time limit if the Licensee fails to comply with that obligation within that time limit. However, the Energy Commission may, after an application by the Licensee, extend the time limit as he deems fit.
5. Any reference to a numbered Condition is a reference to the Condition bearing that number in this Licence and any reference to a numbered paragraph is a reference to the paragraph bearing that number in the Condition in which the reference occurs.
6. In construing the Conditions, the heading or title of any Condition shall be disregarded.
7. Any reference to "person" in this Licence, shall be deemed to include natural and legal person.
8. Words and expressions importing the masculine gender include females.
9. Words and expressions in the singular include the plural, and words and expressions in the plural include the singular.

10. In this Licence, unless the context otherwise requires:

"Act"	means the Electricity Supply Act, 1990 [Act 447], as it may from time to time be amended, extended, modified or re-enacted;
"affiliate"	in relation to the Licensee means any holding company or subsidiary of the Licensee or any subsidiary of a holding company of the Licensee, related to the Licensee's core business of generation and supply of electricity within the meaning of the Companies Act 1965;
"Commission"	means the Energy Commission established under the Energy Commission Act 2001;
"Director General of Environmental "	means the Director General of Environmental appointed under section 3 of the Environmental Quality Act 1974, and includes his Deputy or officer authorised by him;
"disposal"	includes any sale, gift, lease, licence, loan, mortgage, charge or the grant of any encumbrance or the permitting of any encumbrance to subsist or any other disposition to a third party, including the affiliate;
"Financial Year"	bears the meaning given in paragraph 1 of Condition 18;
"Grid System"	means the transmission grid system in Peninsular Malaysia operated by the Grid System Operator referred to in the Malaysian Grid Code;
"Grid System Operator"	means any person or a unit, department or division forming part of TNB who is authorized by the Commission or as provided for under the Act responsible for operational planning, dispatch and control of the Grid System and any other function as may be prescribed;

"Minister"	means the Minister for the time being charged with the responsibility for matters relating to the generation, transmission, distribution and supply of electricity;
"Power Purchase Agreement"	means an agreement made or to be made between the Licensee and TNB for the purpose of supplying and selling electricity to TNB, as the same may be amended, modified or novated from time to time;
"Power Station"	means combined cycle power generating station, including its associated facilities;
"Subsidiary Legislation"	means the Electricity Regulations 1994 and any Regulations, rule, order, notification, by law or other instrument made or which may be made under the Act, as it may from time to time be amended, extended, modified or re-enacted;
"related undertaking"	means any undertaking in which the Licensee has participating interest;
"relevant assets"	means any asset for the time being forming part of the Licensee's generation business, and any beneficial interest in land upon which the foregoing is situated;
"Single Buyer"	means any person or a unit, department or division forming part of TNB who is authorized by the Commission or as provided for under the Act responsible for the management of procurement of electricity and related services which includes planning, scheduling, procuring and settlement, and any function as may be prescribed;
"TNB"	means Tenaga Nasional Berhad., a limited company incorporated under the Companies Act, 1965, having its registered office at Pejabat Setiausaha Syarikat, Tingkat 2, Ibu Pejabat Tenaga Nasional Berhad, No. 129, Jalan Bangsar, 59200 Kuala Lumpur including its successors in-title or permitted assigns;

PART III – CONDITIONS OF THE LICENCE

CONDITION 1 : OBLIGATIONS OF THE LICENSEE

1. The Licensee is to finance, construct, complete, own, operate and maintain the gas fired combined cycle Power Station with a maximum licenced capacity of [REDACTED] MW at [REDACTED] [REDACTED] and any transmission and / or interconnection facilities as shown in the Location/ Site Plan attached as Annex A, in order to supply electricity to or for the use of TNB, provided that the Commission may, with the approval of the Minister in writing, permit the Licensee to supply electricity to any other person.
2. The Licensee shall take all necessary measures to ensure the safety, reliability, availability and efficiency of the Power Station are maintained throughout the period of this Licence in accordance with prudent utility practices and in conformity with the Conditions of the Licence, the Act and the Regulations made thereunder or such other standards or requirements determined by the Commission.

CONDITION 2 : NOTIFICATION OF THE ROUTE OF THE TRANSMISSION AND/ OR INTERCONNECTION FACILITIES

1. The Licensee shall notify the Commission the route of the interconnection facilities if any subsequent modification or extension is required to be constructed by the Licensee in order to supply electricity.
2. The Licensee shall, within three (3) months after this Licence enters into force, submit to the Commission a map and schematic diagram showing the route and the main components of the subsequent modification or extension to transmission and/or interconnection facilities.

CONDITION 3 : QUALITY ASSURANCE, INSPECTION AND PERFORMANCE TESTS FOR INSTALLATION

With reasonable notice, the Commission may conduct or cause to be conducted by any competent independent engineer authorized by the Commission any quality assurance inspections and performance tests on any installation if it deemed just, fit and necessary. All costs, expenses and incidental incurred by the Commission or any other person appointed or authorized by the Commission for the said inspections and tests shall be borne by the Licensee.

CONDITION 4 : CONSTRUCTION REQUIREMENTS AND GENERAL SUPERVISION FOR NEW INSTALLATIONS

1. All designs, plans, specifications and details for modification of the installation shall be prepared, approved or certified by suitably qualified engineer(s) registered as professional engineer(s) with Board of Engineers, Malaysia (hereinafter referred to as "the Plans and Specifications").
2. The Licensee, its contractors, subcontractors, servants, agents or workmen shall at all times comply with such written direction given by the Commission or any person duly authorized by the Commission pertaining to any matters concerning the construction, installation, testing, commissioning, operation and maintenance, safety and efficiency of the installations.
3. The Licensee shall set up its own quality control and quality assurance team consisting of suitably qualified personnel to ensure that any modification works which may include installation, construction, testing and commissioning of the installation, the material used and the equipment are in accordance with prudent engineering practices and of quality and standard as stipulated in the approved Plans and Specifications and in compliance with the relevant laws.

CONDITION 5 : INSTALLATION CAPACITY, BUILD UP PERIOD, COMMISSIONING AND DATE OF COMPLETION

1. The Licensee shall ensure that the Power Station shall have a nominal capacity of [REDACTED] MW, which shall be the maximum licenced capacity of the installation.
2. The Power Station and the associated facilities shall be completed, successfully commissioned and ready to supply electricity not later than [REDACTED] or within such extended period as the Commission may allow in writing in order to supply electricity.
3. A generating unit shall be regarded as completed and ready to supply electricity upon the Licensee certifies that the same has been duly constructed, installed, set, calibrated and tested in accordance with the Plans and Specifications referred to in Condition 4 above and with the provisions of the other Conditions of this Licence, and in compliance with all statutory requirements.
4. The Licensee shall ensure that the dependable capacity and availability of energy under the Power Purchase Agreement is met at all times and that the operations of the Power Station are to continue uninterrupted notwithstanding arbitration, contractual or industrial dispute which the Licensee may be engaged in, unless it is prevented from doing so by complying with regulatory requirements or the malfunction or failure of any equipment or installation beyond his control, or as result of fire, flood, drought, landslide, earthquake, explosion, accident, industrial disturbance on national level, emergency, riot, civil disturbance, war, or any other similar event not within the control of the Licensee.
5. If the Power Station is unable to fulfil its obligations under paragraph 1 above permanently, the Licensee shall take all necessary measures to restore performance of the Power Station to the required level. Any modification, refurbishment or renewal of the Power Station and the associated facilities shall be notified to the Commission within a reasonable time of not less than 3 months in

advance, who upon consultation with the Grid System Operator, may allow in writing for such modification, refurbishment or renewal works.

CONDITION 6 : VOLTAGE, FREQUENCY AND QUALITY OF SUPPLY

The voltage, frequency and quality of electricity supplied shall be kept within a range specified in the Regulations and Grid Code or as determined by the Commission.

CONDITION 7 : ASSET MANAGEMENT

1. For its licensed business activities, the Licensee shall establish a five years implementation plan after the Commercial Operation Date, or such timeline to be agreed with the Commission, to develop an asset management system which organizes around true lifecycle asset management processes in order to ensure effective asset performance management and continual improvement throughout the asset life.
2. For the purpose of paragraph 1 above, reference may be made to appropriate asset management standard, which outline systematic and coordinated activities and practices through which an organization optimally and sustainably manages its assets and asset systems, their associated performance, risks and expenditures over their life cycles for the purpose of achieving its organizational strategic plan.
3. The Licencee shall submit to the Commission:
 - i) its implementation plan within 6 months after Commercial Operation Date; and
 - ii) subsequently, submit an annual asset management performance report based on the implementation plan outlining the activities in the previous year.
4. Once the asset management system is already in place and in compliance to asset management standard or practices as agreed with the Commission, the Licensee shall submit to the Commission an annual asset performance report throughout the asset life.

CONDITION 8 : COMPLIANCE WITH SINGLE BUYER RULES, MALAYSIA GRID CODE AND INSTRUCTIONS OF GRID SYSTEM OPERATOR

1. The Licensee shall comply with the provisions of the Single Buyer Rules and Grid Code as it may be amended, extended or modified by the Commission and in accordance with such directive and ruling made from time to time by the Commission.
2. The Licensee shall at all times comply with the instructions, directives and guidelines of the Grid System Operator referred to in the Grid Code to ensure the safety, stability and reliability of the grid system.

CONDITION 9 : COMPLIANCE WITH ENVIRONMENTAL PROTECTION MEASURES

1. The Licensee shall throughout the period of this Licence, observe and comply with the provisions of any written law for the time being in force in relation to environmental protection and to mitigating any adverse impact which the Power Station may have on the environment.
2. The Licensee shall comply with and implement all measures, conditions and requirements imposed by the Director General of Environmental and/or other relevant authorities, in accordance to the approved environmental impact assessment report (EIA Report), for the construction and operation of the Power Station, and for the protection of the environment throughout the period of this Licence.
3. The Licensee shall submit to the Director General of Environmental and/or other relevant authorities from time to time or on such periodical intervals as may be directed by him and/or other relevant authorities, a report on all the environmental requirement protection measures and requirements undertaken by the Licensee.

CONDITION 10 : OBLIGATION ON GOVERNMENT POLICIES AND CONTRIBUTION TO FUND

1. The Licensee shall, in the general conduct of its business and the operation of the Power Station, comply with the policies of the Government on electricity production or usage and distribution thereto.
2. The Licensee shall at all times take cognisance of the Government's policies in particular Bumiputera equity participation, the transfer of technology and expertise to Malaysian, the employment of local personnel, contractors and services and the use of local materials and products.
3. The Licensee shall comply with the Government requirement for any player in the electricity supply industry to contribute to any fund established for the electricity supply industry.
4. The Licensee shall inform the Commission at regular intervals on the status of paragraph 2 and 3 above.

CONDITION 11 : STEP IN RIGHT

1. Notwithstanding any contractual obligations of the Licensee, in the event this Licence is suspended upon breach of any of the Conditions of this Licence and without prejudice to any other right or remedy of Licensee, the Commission shall issue a 90 days notice to step in, solely for the purpose of exercising its duties and functions prescribed under the Act and the Regulations made thereunder.
2. In exercising the step-in right under this Condition:
 - (a) the Commission, with the approval of the Minister, may appoint any other person to carry out, discharge, assume or perform any of the obligations, duties and responsibilities imposed under this Licence on the Licensee, and to receive such payments, benefits or privileges which the Licensee is entitled under this Licence to receive or to enjoy;

- (b) the Licensee shall not be entitled to any payment or compensation from the Government or the Commission for any loss or damage that may have occurred, incurred or suffered by the Licensee; and
- (c) the Licensee, its agents, servants or workmen shall render all necessary assistance and cooperation to any such person appointed by the Commission.

CONDITION 12 : RIGHT OF ENTRY

The Commission, or any other person duly authorised by the Commission shall be entitled to enter any premises or land in or upon which the Power Station is installed or in the course of being installed and may examine, test, survey or take measurement of the Power Station and inspect any record and document kept by the Licensee pertaining thereto, to ensure compliance with the Conditions of this Licence.

CONDITION 13 : REGULATORY COMPLIANCE AUDIT

1. As and when directed by the Commission, the Licensee shall carry out;
 - (a) at intervals of not more than four years or otherwise as determined by the Commission, a management and engineering audit to ensure that engineering and management practices of the Licensee will enable them to fulfill all of their Licence obligations; and
 - (b) a regulatory audit to ascertain the extent of compliance with:
 - i. specific performance standard established by the Commission;
 - ii. regulatory implementation guidelines; and
 - iii. safety and health management, pursuant to Condition 22.

2. The Licensee shall submit to the Commission:
 - (a) the terms of reference of the audit and any subsequent revision, for Commission concurrence; and
 - (b) the list of names of the consultants who will carry out the audit for Commission concurrence and shall consider any representation made by the Commission regarding the selection of the consultants.
3. Notwithstanding paragraph 1 above, the Commission may appoint a consultant of its choice to conduct the audit, whereby,
 - (a) the cost of such audit and consultant shall be borne by the Licensee;
 - (b) the appointed consultant shall report to the Commission during the audit; and
 - (c) the Licensee shall provide the necessary cooperation and assistance required for such audit.
4. The Licensee shall ensure that the information provided is accurate and credible with respect to the Licensee compliance with their Licence conditions and the information is of a quality which is suitable for regulatory purposes including public reporting, comparative analysis and reporting and setting of future performance standard.

CONDITION 14 : PERFORMANCE MONITORING

1. The Licensee shall submit to the Commission on monthly interval, information on the maximum daily load, electricity sold per month, overall plant efficiency and performance, quantity and type of fuel used per month, accidents, breakdown of major plants or equipment, forced and mandatory outages and schedule of maintenance and overhaul programme.

2. Notwithstanding paragraph 1 above, the Licensee shall furnish to the Commission in such manner and at such times as the Commission may reasonable require, such documents, accounts, estimates, returns, reports and other information as the Commission may consider necessary in the light of the Conditions or as the Commission may require for the purpose of performing the duties and functions assigned to the Commission under the Act or any Regulations made thereunder.
3. Without prejudice to paragraph 1 and 2 above, the Licensee shall submit to the Commission the following information:
 - (a) within three (3) months after this Licence enters into force, a copy of the Power Purchase Agreement, Gas Supply Agreement and Land Lease Agreement (if any) and any subsequent amendment, modification, rectification or novation of the said agreement; and
 - (b) within six (6) months after this Licence enters into force, details of financial arrangements and construction programmes of the Power Station and subsequently submission of reports at regular intervals on the status and progress of the said Power Station during its stages of construction.

CONDITION 15 : REQUIREMENT TO FURNISH INFORMATION

1. The Licensee shall procure and furnish to the Commission, in such form and at such time as the Commission may require, such information as the Commission may consider relevant in the light of the Conditions or as it may require for the purpose of performing the functions assigned to it under the Act or the Regulations made thereunder.
2. The power of the Commission to call for information under paragraph 1 is without prejudice to the power of the Commission to call for the information under or pursuant to any other Condition of this Licence or under or pursuant to the Act or the Regulations.

3. In this Condition, "information" means oral or written and shall include, without limitation, any books, documents, records, accounts (statutory or otherwise), estimates, returns or reports of any description (whether or not in electronic or any other format, or prepared specifically at the request of the Commission) requested by the Commission and any explanations (oral or written) in relation to such information as may be requested by the Commission.
4. The Commission may publish any information provided to the Commission under this Licence. In exercising its discretion under this Condition, the Commission shall have regard to the need to protect confidential information.

CONDITION 16 : BUSINESS UNDERTAKINGS

1. The Licensee shall ensure that all the times during the period of this Licence, its sole business shall be the generation and supply of electricity.
2. The Licensee shall not undertake any other business without the prior written approval of the Minister, provided such approval shall not be unreasonably refused.
3. The authorised and paid up capital of the Licensee shall be determined by its shareholders and approved by the Commission and no alteration thereto shall be made without prior notification in writing to the Commission.

CONDITION 17 : REFINANCING ACTIVITIES

1. The Licensee shall notify the Commission as soon as practicable of its intention to raise any new debt or refinance its existing debt, for the purpose of continuing the operation of the power plant.
2. The Licensee shall not carry out such financing or refinancing activities without the prior written approval of the Commission, provided such approval shall not be unreasonably refused, if the Commission is satisfied that:

- (a) the financing or refinancing is provided for under the Power Purchase Agreement or for the purpose of reducing the cost of financing as agreed in the Power Purchase Agreement;
- (b) the financing or refinancing activities will not in any way jeopardise the ability of the Licensee financially to continue fulfilling its obligations under this Licence.

CONDITION 18 : SEPARATE ACCOUNT FOR BUSINESS UNDER THE LICENCE

1. The Financial Year of the Licensee shall run from such date as declare by the Licensee to be in line with its audited annual account.
2. The Licensee shall keep or cause to be kept such accounting records in respect of its business under the Licence required under the Companies Act 1965, so that the revenues, costs, assets, liabilities and reserves and provisions of, or reasonably attributable to the business under the Licence are separately identifiable in the books of the Licensee from those of other business in which the Licensee may be engaged.
3. The Licensee shall prepare in respect of each Financial Year, accounting statements comprising of a profit and loss account, a balance sheet and a statement of source and application of funds in respect of the business under the Licence. Such account shall be audited by an approved Auditor appointed by the Licensee, who shall prepare a report stating their opinion on those account and accounting statements.
4. The Licensee shall deliver to the Commission a copy of the account referred to in paragraphs 3 above as soon as reasonably practicable, and in any event not later than three months after the end of each Financial Year.
5. Notwithstanding its audited annual account as mentioned in paragraph 3 above, the Licensee shall, whenever notified by the Commission, in its internal accounting, keep or cause to be kept details of its Business which when requested from time to time by the Commission, shall be delivered to the

Commission in the form and within reasonable time specified by the Commission. Such accounting details may be in accordance with:

- (a) regulatory accounting guideline as may be issued by the Commission from time to time; and
- (b) any directions as are reasonable and appropriate for the purposes of this Condition as the Commission may, from time to time, notify to the Licensee.

CONDITION 19 : RESTRICTION OF CHANGES IN SHAREHOLDINGS

- 1. As at the date of issuance of this Licence, the shareholders and the shareholding structure of the Licensee shall be in accordance to declaration by the Licensee as per the submission for the issuance of Licence.
- 2. The Licensee hereby undertakes to the Government that the present shareholders and shareholding structure as set out in paragraph 1 remain the same throughout the period of the licence. Any changes to the shareholders and the shareholding structure shall be subject to the prior written approval of the Minister.
- 3. Notwithstanding paragraph 2 and subject to the prior written approval of the Minister, and the approval of all relevant authorities, the Licensee may apply for its shares to be listed and quoted on the official list of the Kuala Lumpur Stock Exchange (KLSE).

CONDITION 20 : LICENCE IS NON TRANSFERABLE, NON-ASSIGNABLE, ETC

- 1. The Licensee shall not assign, transfer, sublet or otherwise dispose of its rights, duties, liabilities, obligations and privileges or part thereof under the terms and Conditions of this Licence except with the prior written approval of the Minister.

2. The Licence shall not be transferred, charged, pledged or otherwise encumbered without prior written approval of the Minister.
3. The creation of any charge, mortgages, pledged, lien or other securities over the land used for the Power Station is prohibited without express written consent of the Minister.
4. Any such approval or consent shall be subject to such terms and conditions as the Minister in his absolute discretion may impose.

CONDITION 21 : ACQUISITION AND DISPOSAL OF RELEVANT ASSETS

1. The Licensee shall notify the Commission not less than three (3) months prior written notice of its intention to acquire any relevant asset, dispose of or relinquish control over any relevant asset, with a value in excess of RM 50 million, together with such further information as the Commission may request, relating to such asset or the circumstances of such intended acquisition, disposal or relinquishment of control, including the acquisition and disposal procedures of the Licensee.
2. For purposes of paragraph 1 above, "relinquishment of control" includes the transfer of any operational control of the asset with or without a transfer of any legal or beneficial interests in the relevant asset.
3. The Licensee shall prepare and maintain a register of all relevant assets, and when requested shall provide to the Commission with such register.

CONIDTION 22 : SAFETY AND HEALTH MANAGEMENT

1. In carrying out its business activities, the Licensee shall establish a safety and health management system to ensure effective safety and health management and continual improvement of all reasonable measures to be taken by the Licensee to protect person and property from injury and damage that may be caused by the Licensee's installations, and practices or operation of the Licensee.

2. The Licensee shall submit annually to the Commission, a safety assessment and performance report focusing on, but not limited to the following:
 - (a) safety incidents during the previous financial year;
 - (b) remedial step or measures taken to avoid similar incidents;
 - (c) safety and health management plan in place;
 - (d) competency of personnel;
 - (e) safety of installations and mitigation or remedial plan; and
 - (f) safety related issues that need to be addressed.

CONIDTION 23 : NO RIGHT TO EXTENSION

Nothing in this Licence shall be deemed to entitle the Licensee, as of right to an extension of the period of this Licence or to renewal thereof, provided that the Commission in consultation with the Minister may extend the period of this Licence upon such terms and conditions as the Commission may deem fit to impose.

CONIDTION 24 : INSURANCE

The Licensee shall, throughout the period of this Licence, reasonably insure or keep insured the Power Station against any possible risks and to pay the premiums necessary for that purpose and whenever required by Commission, to produce on demand a true copy of the policy of insurance and requisite evidence of payment of the premiums and other fees and duties for the said policy.

CONIDTION 25 : PAYMENT OF FEES

The Licensee shall, at the times stated hereunder, pay to the Commission the amount of fees as provided for in the Regulations currently in force:

- (a) on the issuance of the Licence; and
- (b) thereafter, an annual fee when due.

CONIDTION 26 : CHANGE IN LAW AND REVIEW OF LICENCE

1. The Commission, with the approval of the Minister may add to, vary or revoke any of terms and Conditions in this Licence whenever it appears necessary or expedient for the purpose of extending Part I of the Licence or meeting the technical, safety and efficiency requirements applied generally to the electricity supply industry in Malaysia.
2. If a new Act or amendment to the Act is enacted, to the extent that necessitate redefining, reorganisation or changes to the business activities of the Licensee specified in the Licence, or changes to the structure of the electricity supply industry, the Licence may be reviewed, amended, modified or reissued to reflect such redefining, reorganisation or changes.

CONIDTION 27 : SUSPENSION OF LICENCE

1. If the Licensee has failed to comply with any directive or order or notice given in writing by the Commission pursuant to Conditions of this Licence or the provision of the Act or if the Licensee has failed to comply with or is in breach of any Condition of this Licence, the Commission may, upon service of written notice to the Licensee request the Licensee to remedy the breach within 90 days.
2. If the breach has not been remedied within the stipulated period, the Commission may, with the approval of the Minister, suspend the Licence and exercise its duties and functions pursuant to Condition 11.
3. In exercising the right under paragraph 2 above, the period of any suspension imposed shall be determined by the Commission, provided always that where the suspension is as a result of the breach of any Conditions of this Licence, the suspension shall cease as soon as the breach has been remedied by the Licensee and the Commission shall certify the same.

PART IV – REVOCATION

1. Notwithstanding paragraph 4 of Part I of this Licence, if the Licensee constitute any of the following circumstances:
 - (a) upon breach of any of the Conditions imposed in this Licence;
 - (b) if the Licensee ceases to work or operate and maintain the installation;
 - (c) if the Power Purchase Agreement is revoked and terminated by TNB;
 - (d) if any amount payable under Condition 25 is unpaid after it has become due whether notice in writing has been given to the Licensee or not;
 - (e) if a receiver or liquidator has been appointed for the Licensee; and
 - (f) if any action was taken for voluntary winding up or dissolution of the Licensee's company or any order pursuant to the Companies Act 1965 is made for the compulsory winding up the Licensee company.

the Commission may allow the Licensee to remedy the non-compliance within 90 days from the date the Licensee received the notice of non-compliance from the Commission. If the non-compliance still persists or cannot be remedied within the time stipulated above, the Commission shall have the full right to revoke the Licence by giving 30 days notice of revocation in writing to the Licensee at its registered office.

2. Where this Licence is revoked pursuant to paragraph 1 above, the Licensee shall not be entitled to any payment of compensation whatsoever from the Government or the Commission for any loss or damage that may have occurred incurred or suffered by him.
3. The determination of this Licence under this Part shall not prejudice or affect the right of the Government or the Commission to recover any sum due there under of any breach, non-performance of any of the Conditions on the part of the Licensee therein contained.
4. Any notice which is required to be given to the Licensee under paragraph 1 above, shall be deemed to have been given if sent by hand or pre-paid post or by facsimile to the Licensee's registered address as lodged in the Registry of Companies.

ANNEX A

LICENSEE'S AREA OF SUPPLY

The Licensee's area of supply shall comprise the area within the boundary of [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED] as shown in 'Attachment 1':

Appendix 3

サイト周辺図(Chuping Valley 開発計画図)

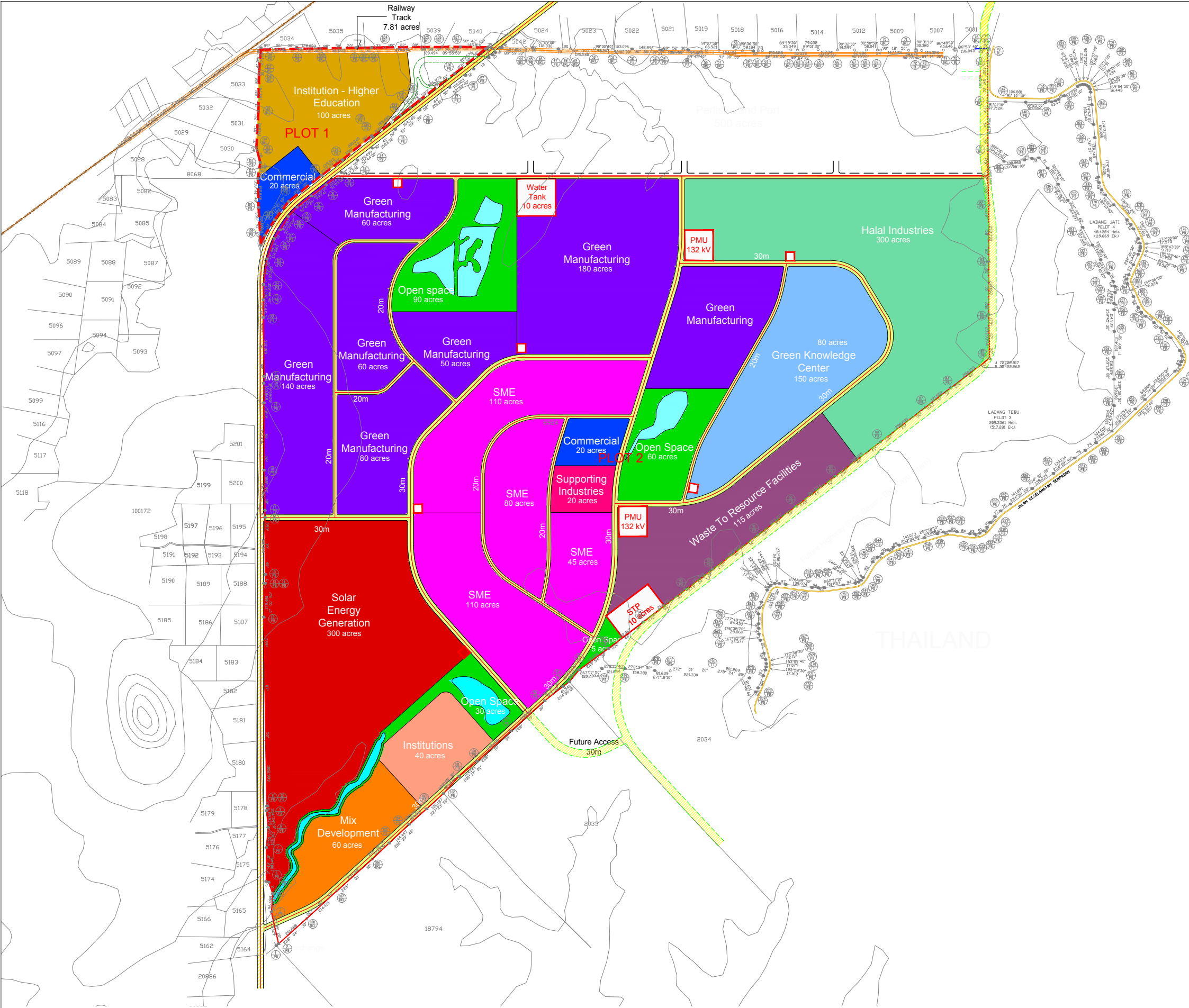
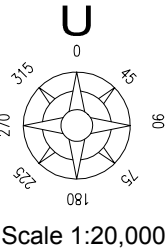


Figure 9.3 : Lembah Chuping Conceptual Plan



Legend

Plot 1 Development Component		
Land Use	Area (acre)	%
Institution - Higher Education	100	70.03
Commercial	20	14.01
Railway Track	7.81	5.46
Interchange	15	10.50
Total	142.81	100.00

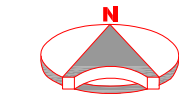
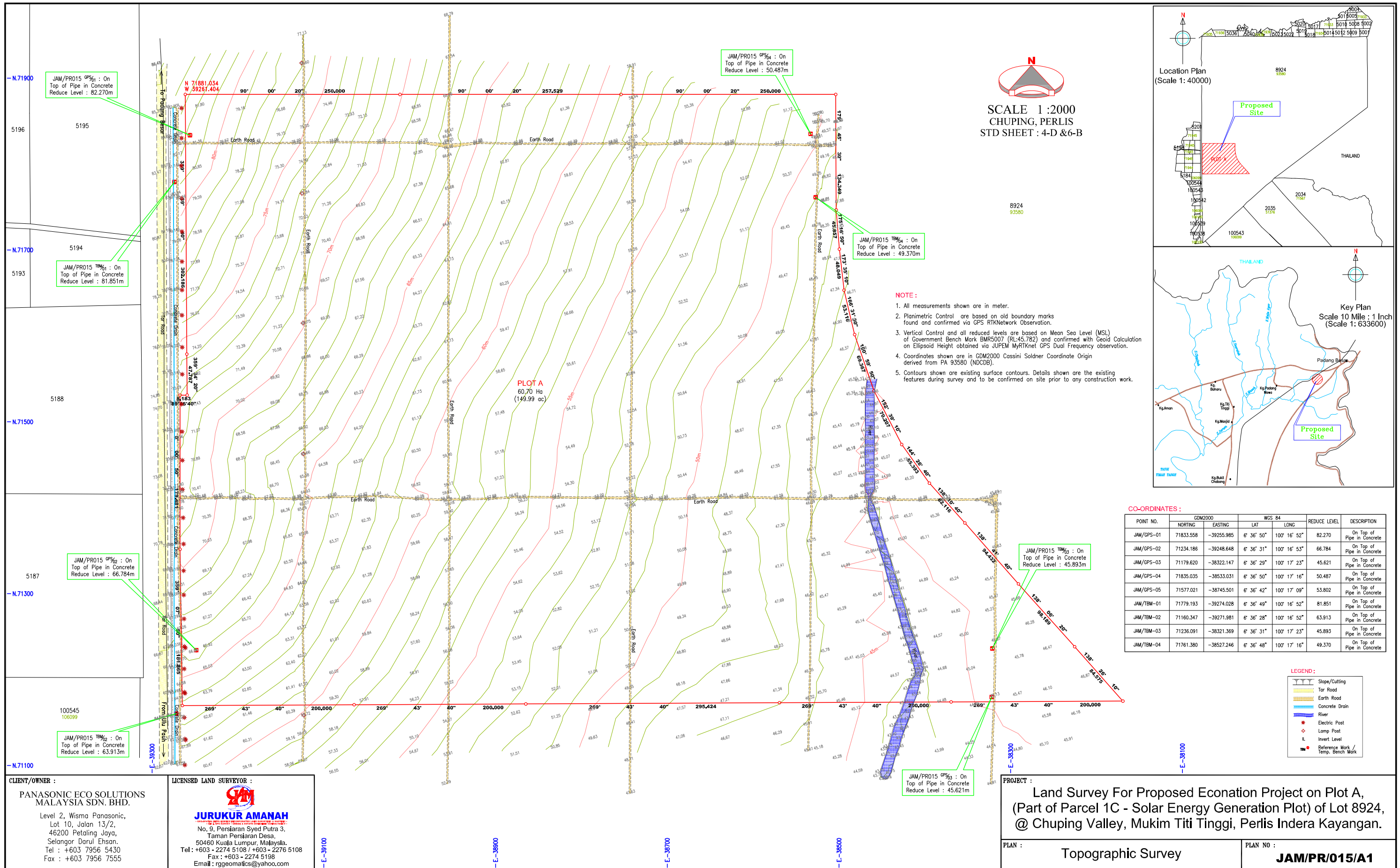
Plot 2 Development Component		
Land Use	Area (acre)	%
Green Manufacturing Industry	650.00	27.79
Green Knowledge Center	150.00	6.41
Waste to Resource Facilities	115.00	4.92
Solar Energy Generation	300.00	12.83
Halal Industry	300.00	12.83
Small Medium Enterprise (SME)	345.00	14.75
Supporting Industry	20.00	0.86
Commercial	20.00	0.86
Mix Development	60.00	2.56
Institution	40.00	1.71
STP	10.00	0.43
W.T	10.00	0.43
PMU / PPU	12.00	0.51
Open Space	180.00	7.69
River / Water Body / Detention Pond	13.00	0.55
Road Reserve	114.10	4.87
Total	2,339.10	100.00

Note : Colours used do not represent planning colours. For illustration only

KAJIAN PELAN PEMBANGUNAN
KAWASAN PEMBANGUNAN
LEMBAH CHUPING

Appendix 4

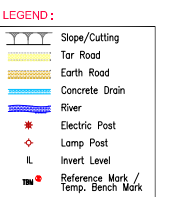
サイト詳細測量図



SCALE 1 :2000
CHUPING, PERLIS
STD SHEET : 4-D & 6-B

- NOTE:
1. All measurements shown are in meter.
 2. Planimetric Control are based on old boundary marks found and confirmed via GPS RTK Network Observation.
 3. Vertical Control and all reduced levels are based on Mean Sea Level (MSL) of Government Bench Mark BMR5007 (RL:45.782) and confirmed with Geoid Calculation on Ellipsoid Height obtained via JUPEM MyRTKnet GPS Dual Frequency observation.
 4. Coordinates shown are in GDM2000 Cassini Solderner Coordinate Origin derived from PA 93580 (NDCDB).
 5. Contours shown are existing surface contours. Details shown are the existing features during survey and to be confirmed on site prior to any construction work.

POINT NO.	GDM2000		WGS 84		REDUCE LEVEL	DESCRIPTION
	NORTHING	EASTING	LAT	LONG		
JAM/GPS-01	71833.558	-39255.985	6° 36' 50"	100° 16' 52"	82.270	On Top of Pipe in Concrete
JAM/GPS-02	71234.186	-39248.648	6° 36' 31"	100° 16' 53"	66.784	On Top of Pipe in Concrete
JAM/GPS-03	71179.620	-38322.147	6° 36' 29"	100° 17' 23"	45.621	On Top of Pipe in Concrete
JAM/GPS-04	71835.035	-38533.031	6° 36' 50"	100° 17' 16"	50.487	On Top of Pipe in Concrete
JAM/GPS-05	71577.021	-38745.501	6° 36' 42"	100° 17' 09"	53.802	On Top of Pipe in Concrete
JAM/TBM-01	71779.193	-39274.028	6° 36' 49"	100° 16' 52"	81.851	On Top of Pipe in Concrete
JAM/TBM-02	71160.347	-39271.981	6° 36' 28"	100° 16' 52"	63.913	On Top of Pipe in Concrete
JAM/TBM-03	71236.091	-38321.369	6° 36' 31"	100° 17' 23"	45.893	On Top of Pipe in Concrete
JAM/TBM-04	71761.380	-38527.246	6° 36' 48"	100° 17' 16"	49.370	On Top of Pipe in Concrete



CLIENT/OWNER :
PANASONIC ECO SOLUTIONS
MALAYSIA SDN. BHD.
Level 2, Wisma Panasonic,
Lot 10, Jalan 13/2,
46200 Petaling Jaya,
Selangor Darul Ehsan.
Tel : +603 7956 5430
Fax : +603 7956 7555

LICENSED LAND SURVEYOR :
JURUKUR AMANAH
No. 9, Persiaran Syed Putra 3,
Taman Persiaran Desa,
50460 Kuala Lumpur, Malaysia.
Tel : +603-2274 5108 / +603-2276 5108
Fax : +603-2274 5198
Email : rggeomatics@yahoo.com

PROJECT :
Land Survey For Proposed Econation Project on Plot A,
(Part of Parcel 1C - Solar Energy Generation Plot) of Lot 8924,
@ Chuping Valley, Mukim Titi Tinggi, Perlis Indera Kayangan.

PLAN :
Topographic Survey

PLAN NO :
JAM/PR/015/A1

Appendix 5

太陽光モジュール仕様書



SPECIFICATIONS
OF
PHOTOVOLTAIC MODULE

Model Number : VBHN240SJ25

SANYO Electric Co., Ltd.

Title	SPECIFICATIONS OF PHOTOVOLTAIC MODULE	Page	1
1. Scope This Specification is applicable for photovoltaic module VBHN240SJ25. 2. Specifications (1) Type of Solar Cells HIT Solar Cell (The HIT solar cell is a hybrid composed of a single-crystal silicon wafer surrounded by layers of thin amorphous silicon.) HIT=Heterojunction with Intrinsic Thin-Layer (2) Module structure Superstrate type. The basic construction consists of laminated assembly of individual solar cells and interconnecting ribbons encapsulated within an insulating material. This encapsulated assembly is sandwiched between tempered, transparent front surface (glass) and insulating back sheet. (3) Operating conditions 1) Ambient temperature: -20°C to +40°C 2) Relative humidity: 45% to 95% (4) Certification VBHN240SJ25Module certified by JET (ID Number: PV05-53203-1041) and it complies with the requirements of IEC61215, IEC61730-1, IEC61730-2 and the CE mark.			
Document Number	VBHN240SJ25131025	SANYO Electric Co., Ltd.	

Title	SPECIFICATIONS OF PHOTOVOLTAIC MODULE	Page	2
-------	---------------------------------------	------	---

(5) Electrical specifications

1) Characteristics

Maximum power	(Pmax)	240	W	+10%, -5%
Open circuit voltage	(Voc)	52.4	V	±10%
Short circuit current	(Isc)	5.85	A	90% or more
Maximum power voltage	(Vpmax)	43.6	V	(Reference)
Maximum power current	(Ipmax)	5.51	A	(Reference)
Max. system open circuit voltage		1000	V	
Max. overcurrent protection rating		15	A	

*Electrical specifications are measured under Standard Test Conditions.
Irradiance of 1000W/m², AM 1.5, 25°C cell temperature

2) I-V characteristics (Reference)

Fig. 1 shows I-V characteristics of VBHN240SJ25 at various cell temperatures.
Fig. 2 shows I-V characteristics of VBHN240SJ25 at various irradiance levels.

(6) Mechanical specifications

The Module mounted at 4 points in a manner which is recommended in the attached drawing offers load capacity as follows,

Load capacity (wind)	2400	Pa
Load capacity (snow)	2400	Pa

(7) Dimensions

Length		1580	mm	62.20	inch
Width		798	mm	31.42	inch
Depth		35	mm	1.38	inch
Weight		15	kg	33.0	lb
Cable length	+	960	mm	37.80	inch
	-	960	mm	37.80	inch
Connectors	P51-5H/R51-5				

Document Number	VBHN240SJ25131025	SANYO Electric Co., Ltd.
-----------------	-------------------	--------------------------

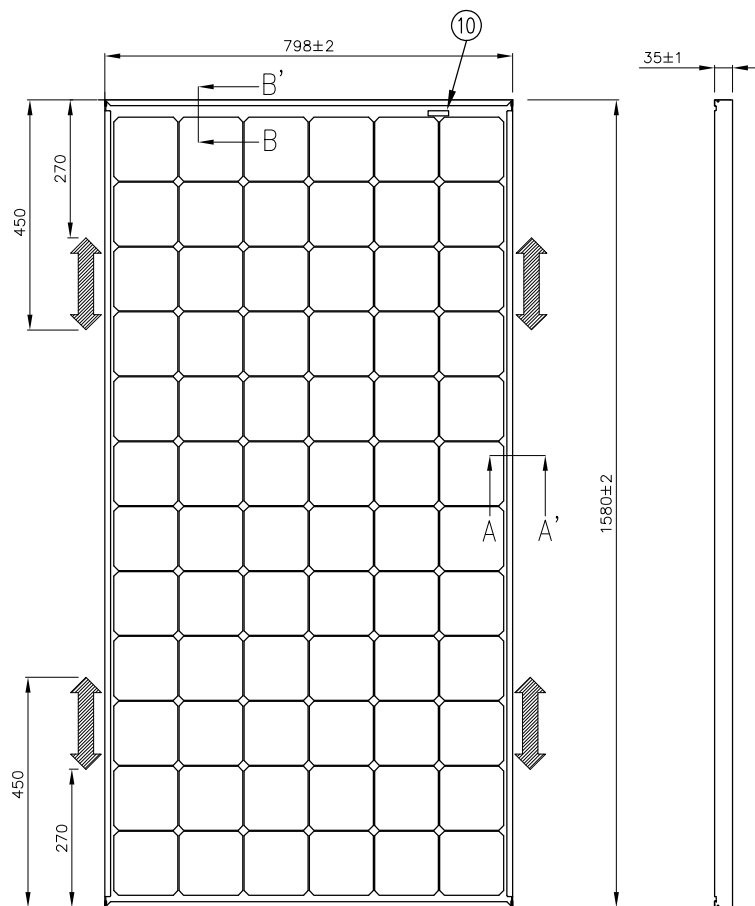
Title	SPECIFICATIONS OF PHOTOVOLTAIC MODULE	Page	3
3. Inspection The following inspections are performed for all products. (1) Exterior (2) Dielectric voltage-withstand test (3) Voltage, current and power measurement test 4. Marking The label specifies the following information. (1) Manufacturers name , model number, and nominal electrical specifications at STC including: 1) Maximum power (Pmax) 2) Open circuit voltage (Voc) 3) Short circuit current (Isc) 4) Maximum power voltage (Vmp) 5) Maximum power current (Imp) (2) Maximum system voltage (3) Maximum over-current protection rating (4) Minimum Pmax (5) Date of manufacture (YM) (ex. 1304 means Apr. 2013) (6) Serial number (7) Application class of product (8) Other 5. Other Mounting angle of module: Water stains might be caused when rain water remains on the glass surface for a long time. To avoid water stains, Panasonic recommends to install panels at slope steeper than the water gradient. *As part of our policy of continuous improvement SANYO reserves the right to change products specification at any time without prior notice.			
Document Number	VBHN240SJ25131025	SANYO Electric Co., Ltd.	

Title	SPECIFICATIONS OF PHOTOVOLTAIC MODULE	Page	4																																																		
Fig. 1 Dependence of I-V Characteristics on Temperature (Reference) Model No.: VBHN240SJ25 AM-1.5, 1000W/m² <table><caption>Approximate data points from Fig. 1</caption><tr><th>Voltage [V]</th><th>Current [A] at 0°C</th><th>Current [A] at 25°C</th><th>Current [A] at 50°C</th><th>Current [A] at 75°C</th></tr><tr><td>0</td><td>5.8</td><td>5.8</td><td>5.8</td><td>5.8</td></tr><tr><td>10</td><td>5.8</td><td>5.8</td><td>5.8</td><td>5.8</td></tr><tr><td>20</td><td>5.8</td><td>5.8</td><td>5.8</td><td>5.8</td></tr><tr><td>30</td><td>5.8</td><td>5.8</td><td>5.8</td><td>5.8</td></tr><tr><td>40</td><td>5.8</td><td>5.8</td><td>5.7</td><td>5.6</td></tr><tr><td>45</td><td>5.5</td><td>5.2</td><td>4.8</td><td>4.2</td></tr><tr><td>50</td><td>4.2</td><td>3.5</td><td>2.8</td><td>1.8</td></tr><tr><td>55</td><td>1.8</td><td>1.2</td><td>0.5</td><td>0.1</td></tr><tr><td>60</td><td>0.1</td><td>0.0</td><td>0.0</td><td>0.0</td></tr></table> 0°C, 25°C, 50°C, 75°C: Cell temperature				Voltage [V]	Current [A] at 0°C	Current [A] at 25°C	Current [A] at 50°C	Current [A] at 75°C	0	5.8	5.8	5.8	5.8	10	5.8	5.8	5.8	5.8	20	5.8	5.8	5.8	5.8	30	5.8	5.8	5.8	5.8	40	5.8	5.8	5.7	5.6	45	5.5	5.2	4.8	4.2	50	4.2	3.5	2.8	1.8	55	1.8	1.2	0.5	0.1	60	0.1	0.0	0.0	0.0
Voltage [V]	Current [A] at 0°C	Current [A] at 25°C	Current [A] at 50°C	Current [A] at 75°C																																																	
0	5.8	5.8	5.8	5.8																																																	
10	5.8	5.8	5.8	5.8																																																	
20	5.8	5.8	5.8	5.8																																																	
30	5.8	5.8	5.8	5.8																																																	
40	5.8	5.8	5.7	5.6																																																	
45	5.5	5.2	4.8	4.2																																																	
50	4.2	3.5	2.8	1.8																																																	
55	1.8	1.2	0.5	0.1																																																	
60	0.1	0.0	0.0	0.0																																																	
Document Number	VBHN240SJ25131025	SANYO Electric Co., Ltd.																																																			

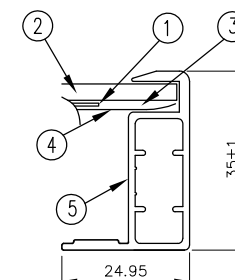
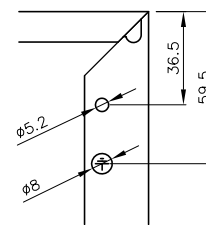
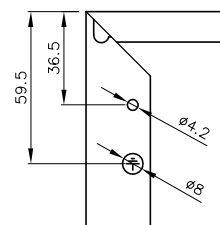
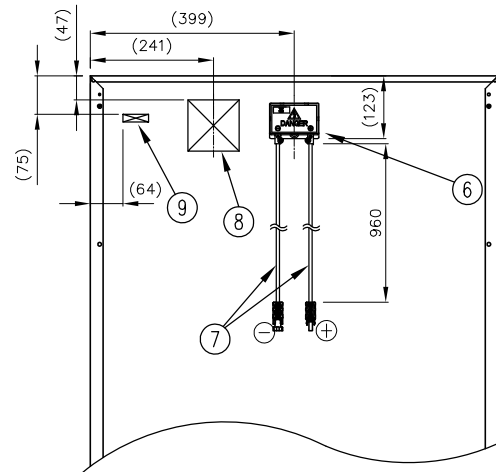
Title	SPECIFICATIONS OF PHOTOVOLTAIC MODULE	Page	5																		
Fig. 2 Dependence of I – V Characteristics on Irradiance (Reference) Model No.: VBHN240SJ25 Cell temperature : 25°C <table><caption>Approximate data points from Fig. 2</caption><tr><th>Irradiance (W/m^2)</th><th>Open-Circuit Voltage (V)</th><th>Short-Circuit Current (A)</th></tr><tr><td>1000</td><td>~52</td><td>~5.8</td></tr><tr><td>800</td><td>~50</td><td>~4.7</td></tr><tr><td>600</td><td>~48</td><td>~3.5</td></tr><tr><td>400</td><td>~45</td><td>~2.3</td></tr><tr><td>200</td><td>~42</td><td>~1.1</td></tr></table>				Irradiance (W/m^2)	Open-Circuit Voltage (V)	Short-Circuit Current (A)	1000	~52	~5.8	800	~50	~4.7	600	~48	~3.5	400	~45	~2.3	200	~42	~1.1
Irradiance (W/m^2)	Open-Circuit Voltage (V)	Short-Circuit Current (A)																			
1000	~52	~5.8																			
800	~50	~4.7																			
600	~48	~3.5																			
400	~45	~2.3																			
200	~42	~1.1																			
Document Number	VBHN240SJ25131025	SANYO Electric Co., Ltd.																			

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30

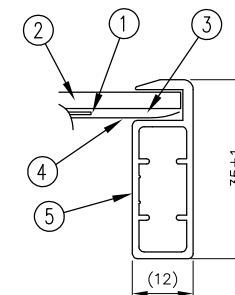
DO NOT SCALE DRAWING



Note 1) A module is installed using 4 points, symmetrical mounting within setting range (shaded).



Section A-A'



Section B-B'

No.	DESCRIPTION	Q'TY	REMARKS
①	SOLAR CELL	72	125X125 (mm)
②	GLASS	1	
③	ENCAPSULANT		
④	BACK SHEET	1	
⑤	FRAME		ANODIZED ALUMINUM
⑥	JUNCTION BOX	1	
⑦	CABLE WITH CONNECTOR	2	CABLE: 4.0sq CONNECTOR: SMK (P51-5H/R51-5)
⑧	MODULE LABEL	1	
⑨	ASSEMBLY LABEL	1	
⑩	UNIQUE NUMBER LABEL	1	

DATE	25-Oct-'13	③			
FILE NO.		④			
TOLERANCE		SYM	DATE	DESCRIPTION	No.
		REVISIONS			
		FINISH/PROCESS	STANDARD MODEL	VBHN240SJ25	
		RAW MATERIAL STANDARD	PARTS NAME	SOLAR MODULE	
DIMENSION :	mm	MASS	15kg	PARTS NO.	
SCALE	QUANTITY	DRAWING NO.		INITIAL ED NO.	

SOLAR MODULE (MODEL: VBHN240SJ25)

SANYO Electric Co., Ltd.

Appendix 6

PSS 報告書



POWER SYSTEM STUDY

**Proposed Interconnection of Solar PV plant
At Chuping Valley, Perlis State Government Land
Applicant: Panasonic Eco Solutions Malaysia Sdn. Bhd.**

(APPROVED SOLAR PV GENERATING PLANT IS 15 MW_{AC})

APPLICATION NUMBER: RE/PSS/0645

**REPORT PREPARED BY:
Universiti Tenaga Nasional**

REPORT DATE: 11th July 2015





POWER SYSTEM STUDY

**Proposed Interconnection of Solar PV plant
At Chuping Valley, Perlis State Government Land
Applicant: Panasonic Eco Solutions Malaysia Sdn. Bhd.**

(APPROVED SOLAR PV GENERATING PLANT IS 15 MW_{AC})

APPLICATION NUMBER: RE/PSS/0645

REPORT NUMBER: UNITEN/PSS/0645

Disediakan Oleh	:	 Prof. Ir. Dr. Vigna Kumaran, Professor, Universiti Tenaga Nasional
-----------------	---	---

CONTENTS

	Executive Summary	
1.0	Objectives	1
2.0	Background	1
3.0	Scope of study & analysis	1
4.0	Methodology	1
5.0	Proposed RE plant	2
6.0	TNB's system in vicinity	3
7.0	Interconnection options & analysis	5
8.0	Summary results & findings	9
9.0	Operational requirements, protection and control	9
10.0	Other technical requirements for compliance by RE developer.....	11
11.0	Conclusion	11
12.0	Recommendations	11

POWER SYSTEM STUDY

**Proposed Interconnection of Solar PV plant
At Chuping Valley, Perlis State Government Land
Applicant: Panasonic Eco Solutions Malaysia Sdn. Bhd.**

(APPROVED SOLAR PV GENERATING PLANT IS 15 MW_{AC})

EXECUTIVE SUMMARY

TNB received application to carry out Power System Study (PSS) from Panasonic Eco Solutions Malaysia Sdn. Bhd. The proposal is for interconnection of solar PV plant. The application is in pursuant to requirement for application of Feed-in Tariff (FiT).

Power system study (PSS) has been conducted to determine the technical feasibility of the proposed interconnection.

Results of the study indicate that **15MW_{AC}**, or equivalent in DC of solar PV is technically feasible from the perspective of load flow and fault level. For this study, the Solar PV is assumed to be **15MW_{AC}** and this value will be used throughout the report.

The findings are based on information provided by the applicant at the time of submission. Any change to the major parameter would require another PSS to be carried out at developer's cost.

REPORT NUMBER: RE/PSS/0645

Objective:

- 1.0** This report is prepared in accordance to Technical & Operation Rules of Renewable Energy Act 2011. The report is to present the findings of proposed interconnection of the RE plant as below:
- 15 MW_{AC} Solar PV plant at Chuping Valley, Perlis State Government Land.

Background:

- 2.0** The proposed 15 MW_{AC} of Solar PV plant is identified to be commissioned at Chuping Valley, Perlis State Government Land.
- The closest PMU to the site is PMU Kangar at 33 kV. The closest connection point to the site is PMU Kangar at 33 kV.
 - The 15 MW_{AC} Solar PV plant will be connected to the PMU Kangar via a 25 km single circuit connection of **ABC 240 mm² at 33 kV.**

*(Note: developer shall **change the cable size as per the advice of their electrical consultant**)*

Scope of study and analysis

- 3.0** The scope of study and assessment include the followings:
- (i) Assessment of the technical impact of interconnection of RE plant in terms of:
 - Voltage profile
 - System Adequacy
 - System Losses
 - Fault level
 - Existing operational constraints
 - (ii) Optimal point of common coupling or interconnection of the two systems.
 - (iii) Design of interface point or interconnection schemes and the necessary upgrading works as well as associated costs.

Methodology:

- 4.0**
- Step 1: Data updating of RE plant
 - Step 2: Data updating on distribution system
 - Step 3: Network modeling and analysis
 - Identify options for interconnection point
 - System modeling of existing and future system for the medium term
 - Assess network performance without and with RE
 - Identify system reinforcement or upgrading for interconnection
 - Step 4: Finalize interconnection point and interconnection scheme
 - Step 5: Define system reinforcement needs & related costs

Proposed RE Power Plant

5.0 The proposed Solar PV plant details as below:

Location	Chuping Valley, Perlis State Government Land.
Developer	Panasonic Eco Solutions Malaysia Sdn. Bhd. Address: Level 2, Wisma Panasonic, Lot 10, Jalan 13/2, 46200 Petaling Jaya, Selangor
RE source	Solar PV
Output capacity	15MW _{AC}
Interconnection voltage	33 kV
Expected commissioning date	2015
TNB area	TNB Perlis Contact: 1) Pn. Rabihah Binti Abu Bakar RabihahAB@tnb.com.my

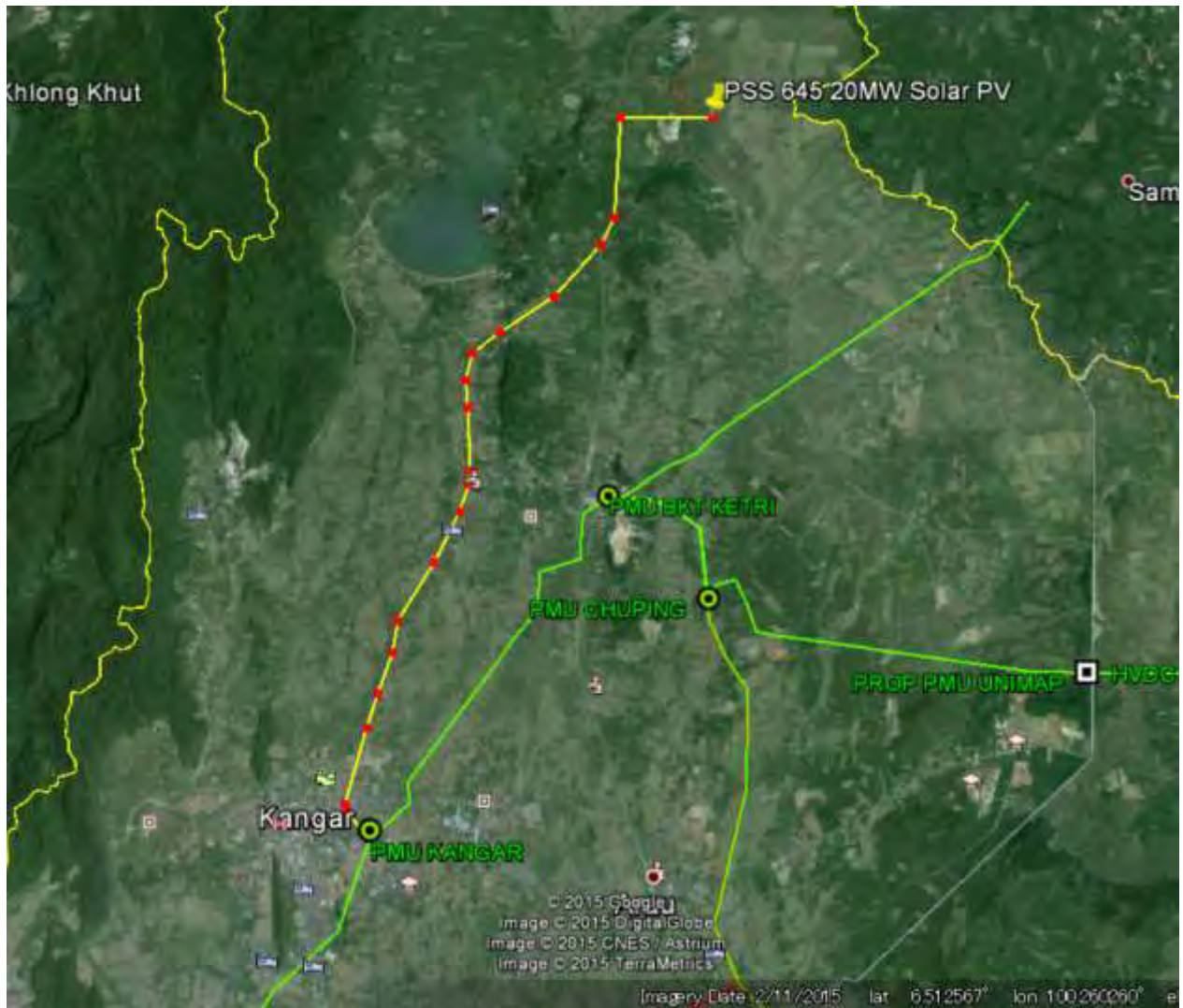
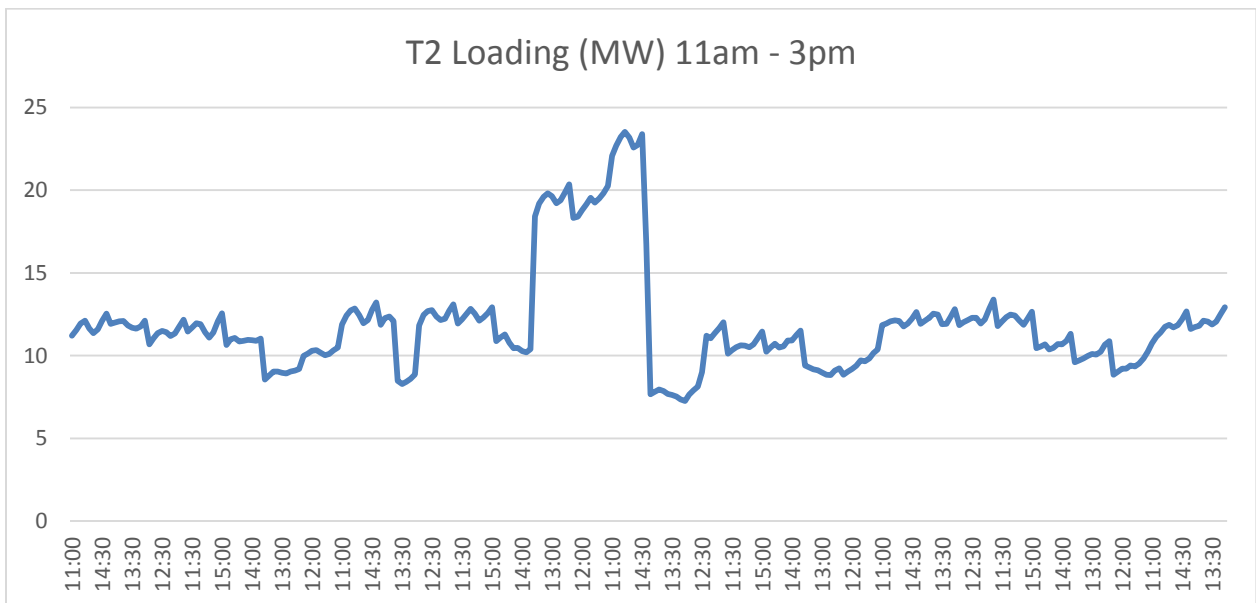
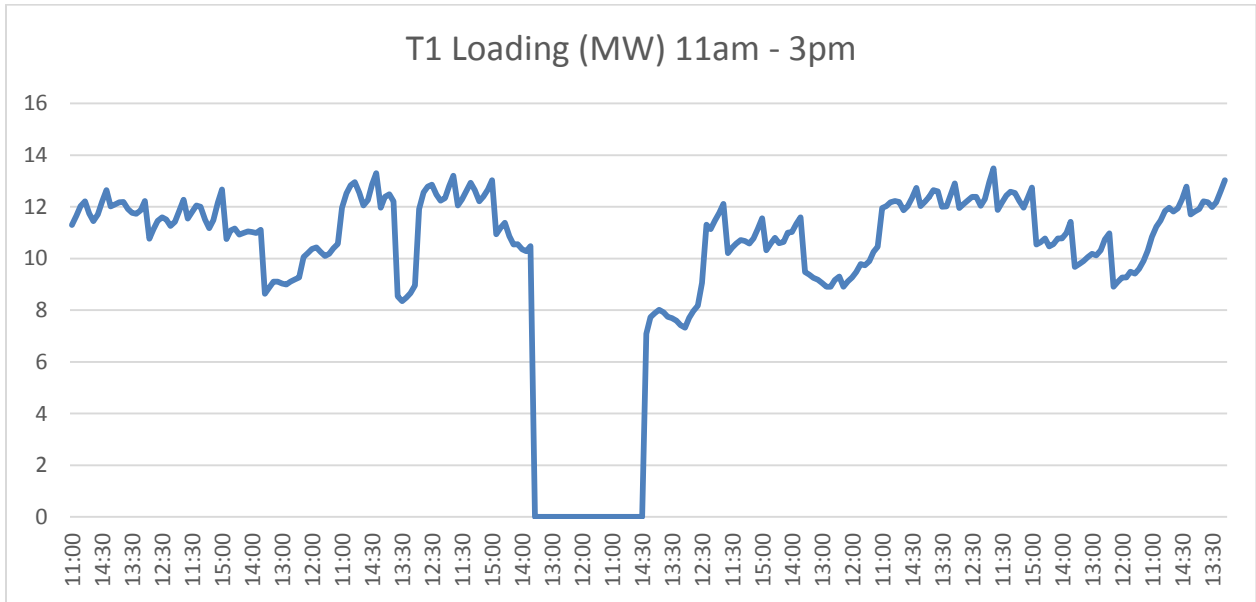


Figure 1: Map of the proposed PV site

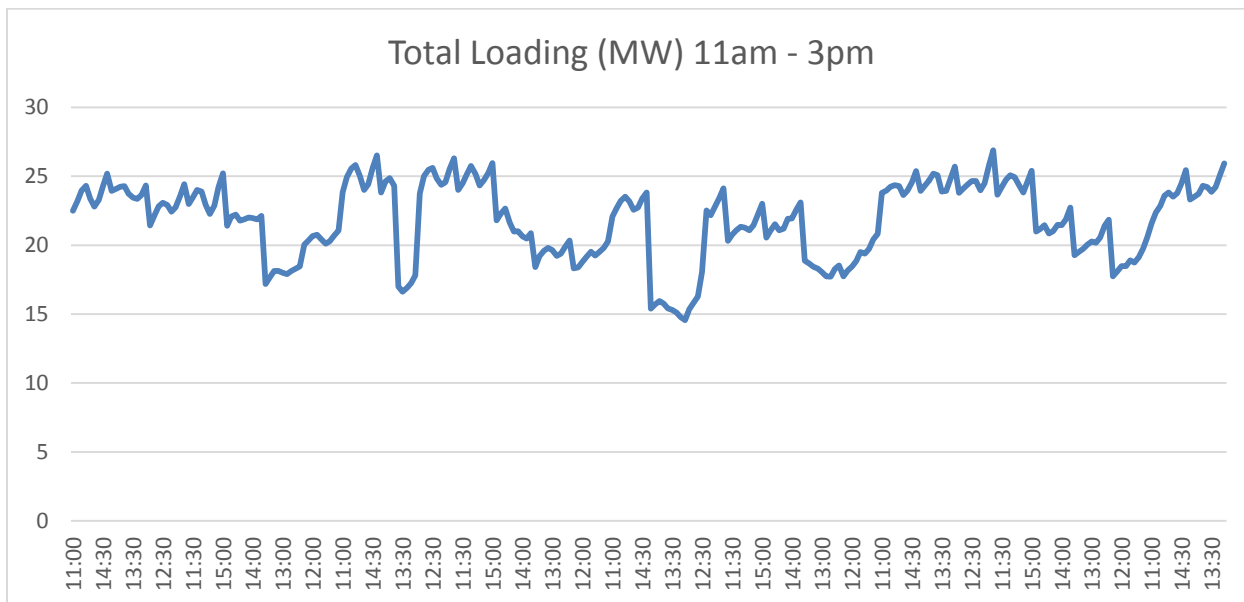
TNB's System in Vicinity

6.0 The proposed solar PV plant is situated at Chuping Valley, Perlis State Government Land. The local system is supplied from PMU Kangar 132/33 kV (2 x 45 MVA)

Load at PMU Kangar for June 2015 are as below.



The bus section at PMU Kangar 33 kV side is closed.



PMU Trough Load = 17.6 MW
PMU Peak Load = 26.88 MW

The trough load at PMU Kangar is assumed to be 17.6 MW for this study. As per TNB's requirement, 85% of trough load is taken as the maximum amount of power that can be injected into the grid. Hence, 85% of trough load at PMU Kangar is 15 MW.

Interconnection options & analysis

7.0 Interconnection to TNB's network has to satisfy TNB and project proponent mutually. For TNB, safety, technical and operational requirements must be met to ensure system reliability and workmen safety. For developer, cost and operational optimization are crucial to ensure viable commercial terms.

Connection options stipulated in RE Act are as below:

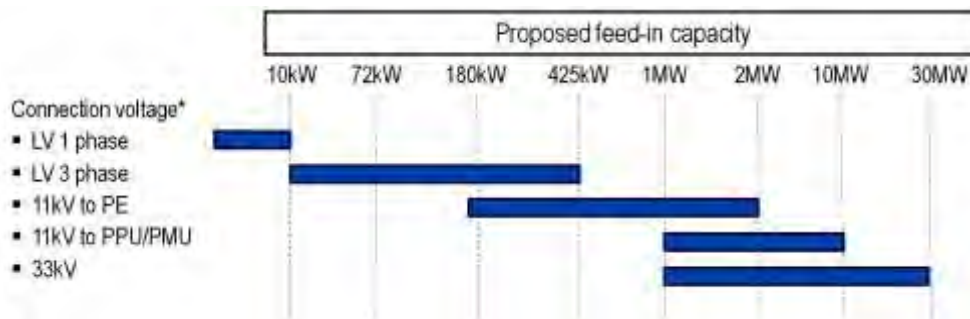


Figure 1: Connection voltage options based on proposed feed-in capacity

- 7.1 Possible connection points to TNB system.
Solar PV plant capacity of 15 MW_{AC} can be connected at 33 kV. Possible connection points are as below:

Options	Site Location	Interconnection point *	Interconnection Voltage	Distance of TNB system to RE plant
1	Solar PV plant	At 33 kV PMU Kangar	33 kV	25 km
2	-	-	-	-

Option 1 is selected for the solar PV site based on the distance of TNB system to RE plant.

The single-line diagram for the proposed interconnection for the 15 MW_{AC} Solar PV plant to TNB distribution network is shown in Figure 2.

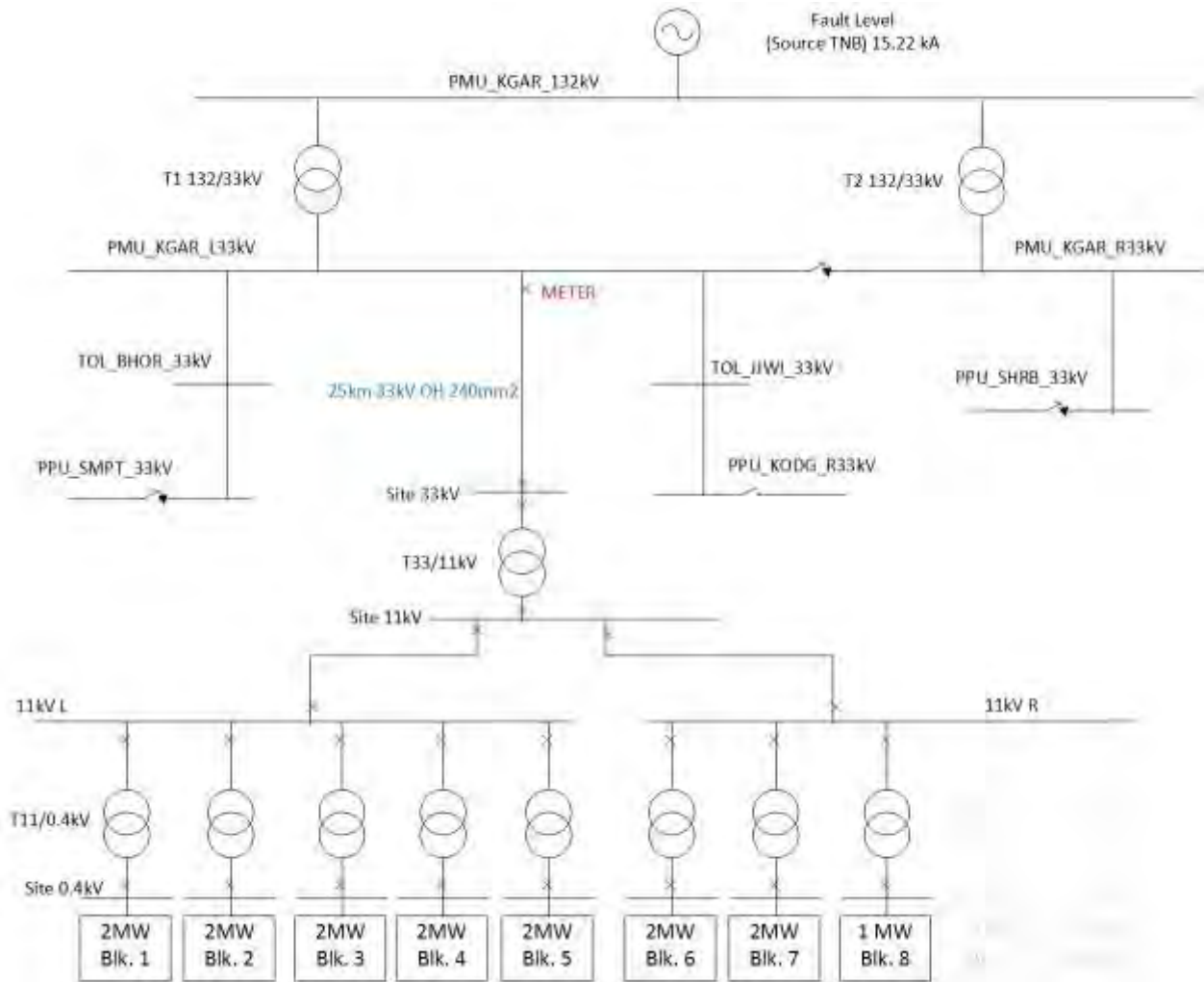


Figure 2: Interconnection scheme from RE plant to TNB

7.2 Nearby approved/studied RE connection(s) to TNB system

There is currently no approved RE plants connected to PMU Kangar.

7.3 Analysis of each interconnection option

Load model used for the analysis is based on 24 hour trough load.

The analysis is carried out using DIgSILENT Power Factory 15.1 software.

a) Voltage

Load flow studies are performed on the system to assess the impact of on the voltage at the sub-stations involved, with and without the proposed solar PV plant.

Table 1: Voltage readings at selected buses

Bus Name	Nominal Bus Voltage (kV)	3-Phase Voltage (kV) WITHOUT RE PLANT		3-Phase Voltage (kV) WITH THE PROPOSED 15 MW _{AC} SOLAR PV PLANT	
		Trough Load	Peak Load	Trough Load	Peak Load
PMU Kangar 132kV	132	132.00	132.000	132.000	132.000
PMU Kangar 33kV	33	33.88	33.88	33.87	33.87
Bus 33kV at site	33	-	-	35.59	35.58
Bus 11kV at site	11	-	-	11.88	11.88

Findings: The voltage at PMU Kangar did not exceed the $\pm 5\%$ limit. No significant steady-state voltage variation is observed as a result of solar PV plant connection.

b) Summary of Losses

Losses level is compared based on overall simulated network with and without the solar PV connection.

Table 2: Loss levels with and without the solar PV connection

Losses	TROUGH LOAD			
	Without Solar PV Plant interconnection		With Solar PV Plant (15 MW _{AC})	
	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)
Connection to PMU Kangar at 33 kV, with 25 km 33kV ABC OH 240 mm ² cable	-	-	700	- 3940
33/11 kV transformer loss for solar PV site	-	-	86.6	866
11/0.4 kV transformer loss for solar PV site	-	-	67	670

c) Short circuit

Short circuit analysis indicates that all nodes are within the equipment short time rating as specified by TNB, hence complying TNB's circuit breaker duty capability.

Simulation is based on fault current at source; PMU Kangar 132 kV at 15.22 kA

Fault level data at the 132 kV bus at PMU Kangar was obtained from TNB Transmission and shown in Table 3. These values were used in DIgSILENT to calculate the source impedance as well as the downstream distribution buses short circuit values.

Table 3: Fault level data at 132 kV buses

Bus no	PMU	2018 fault level
		kA
61137	KGAR132	15.22

The detailed results of short-circuit simulations are shown in Appendix 2. Table 4 summarizes the fault currents at selected busses for both operating conditions with and without fault current contribution from the proposed Solar PV plant.

Table 4: Short Circuit Current at Selected Buses

Bus Name	Bus Voltage (kV)	3-Phase Fault Current (kA) WITHOUT RE PLANTS	3-Phase Fault Current (kA) WITH THE PROPOSED 15 MW _{AC} SOLAR PV PLANT
		Trough Load	Trough Load
PMU Kangar 132kV	132	15.21	15.28
PMU Kangar 33kV	33	8.65	8.93
Bus 33kV at site	33	-	3.49
Bus 11kV at site	11	-	6.60

Findings: Fault currents at PMU Kangar 33 kV are within the 25 kA limit.
Connection of Solar PV source will increase the fault current. However, it is within limits.

d) Operational constraint

Findings: Currently, there is no operational constraint in the network.

Summary results & findings

8.0 In summary, compliance to requirements for options evaluated in item 6.0 is provided below:

Analysis	Options
	1
Voltage profile	Comply
System adequacy	Comply
System losses	Minimum, Lower losses
Short circuit	Comply

In summary, the proposed Solar PV interconnection is technically feasible.

Operational requirements, protection and control

9.0 In addition to the main scope of works mentioned in item 7.1, there are other requirements that must be provided.

a. Automatic Disconnection (anti islanding)

RE Plant is to be automatically electrically disconnected from all TNB's system following any fault on TNB's distribution system (loss of mains). This is to ensure operational safety due to risk of back-energisation and out-of-phase switching by TNB.

As such, the RE power plant has to be equipped with appropriate protection schemes to detect loss of supply.

Inverter units have to be able to isolate themselves within 2 seconds.

Scheme of protection and settings need to be submitted to TNB for review and approval.

b. Synchronization point and procedure

The point of synchronization to TNB's system shall be located on the generator side. TNB shall not have any facility for synchronizing with the RE plant operating in an islanded mode. Appropriate interlocking scheme is to be put in place to ensure that operation of PCC could be done safely.

Following a system failure, re-synchronizing by RE to TNB's system shall only proceed once the system is restored to the normal state. Reconnection shall only be done after TNB supply is stabilized. The inverter units are to be reconnected after 5 minutes of TNB network restored.

c. Protection at network interface

RE plant shall be disconnected upon any divergence of operating limits or developer's internal failure.

Adequate protection relays are to be made available by the RE developer as required by TNB.

The proposed protection scheme and setting from the RE plant to TNB substations shall be submitted for review and approval by TNB. This is to ensure proper coordination and integrity of the overall protection system at the interface points.

d. Metering point and systems

The metering point is at the point of connection. Energy meters used are of RMR capable. Details and full scope of the metering scheme is not part of this report.

e. Operation during contingency

The scope of this report is based on the proposed normal open point. Operation of RE source at other open point requires separate study.

Therefore, during contingency (breakdown or shutdown), the RE source is to be isolated until the normal open point is restored.

Other technical requirements for compliance by RE developer

10.0 Other general requirements to be in compliance by the RE developer and to be submitted to TNB for review and approval shall include as follows

- i. Dedicated meter panel at the point of connection. Uninterrupted access for TNB operation personnel,
- ii. All equipment installed that are to be handed over to TNB must comply to latest TNB specifications with written consent and drawings are duly endorsed,
- iii. Disconnect switch accessible to TNB operation personnel,
- iv. Tests and commissioning schedules. TNB would have the option to witness the said tests,
- v. All electrical drawings are to be endorsed by Professional Engineer (Electrical),
- vi. All photovoltaic system drawings are to be endorsed by ISPQ certified professional,
- vii. Interconnection Operation Manual shall be jointly prepared to address operational boundaries, maintenance boundaries, sequence of operations & protocols, contact persons etc

Conclusion

11.0

The study and analysis indicate that interconnecting the 15 MW_{AC} of Solar PV plant to TNB's 33 kV PMU Kangar, in Chuping Valley, Perlis State Government Land is technically feasible.

The findings are based on information provided by the applicant at the time of submission. Any change to the major parameter would require another PSS to be carried out at developer's cost.

- The proposed connection between the Solar PV plant and PMU Kangar is sufficient to carry the 15 MW_{AC} of active power.
- The distribution system is capable of absorbing the 15 MW_{AC} of power exported by the proposed Solar PV plant.
- No voltage violations occur during trough load conditions due to the Solar PV plant interconnection.
- All PV generators shall operate at unity power factor.
- Detail designs at the interface points have to satisfy all the technical requirements for operational integrity, reliability and safety.
- A meter room shall be constructed next to PMU Kangar. The maintenance of the proposed cables between the Solar PV plant and PMU Kangar is under the responsibility of the developer.
- The PMU Kangar building at 33kV shall be extended to accommodate additional control panel and circuit breaker.

Recommendation

12.0

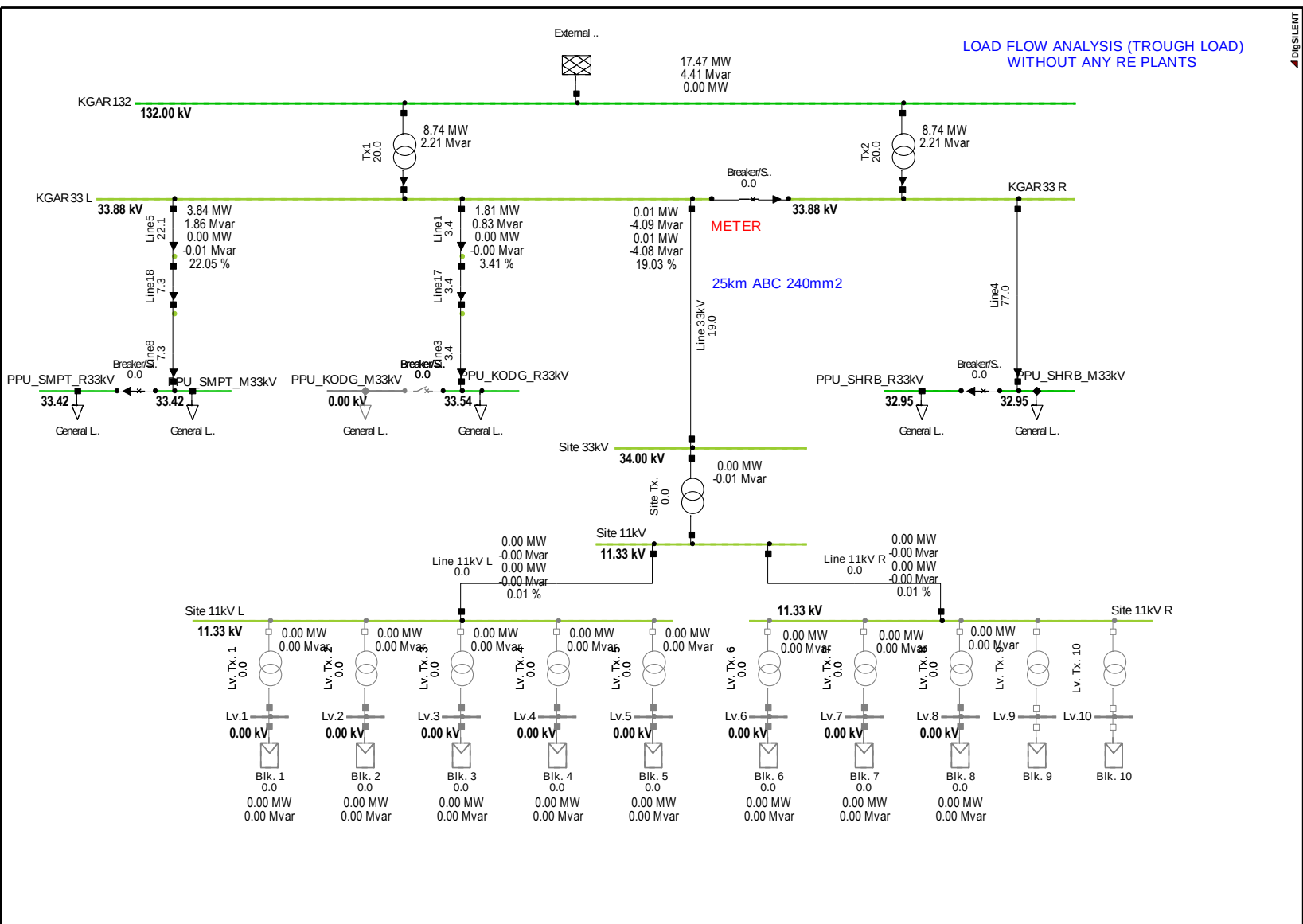
It is hereby recommended that the 15 MW_{AC} Solar PV plant proposed by Panasonic Eco Solutions Malaysia Sdn. Bhd. be approved for interconnection to TNB's 33 kV network as per the proposed interconnection scheme mentioned in Figure 2.

11th July 2015

Appendices:

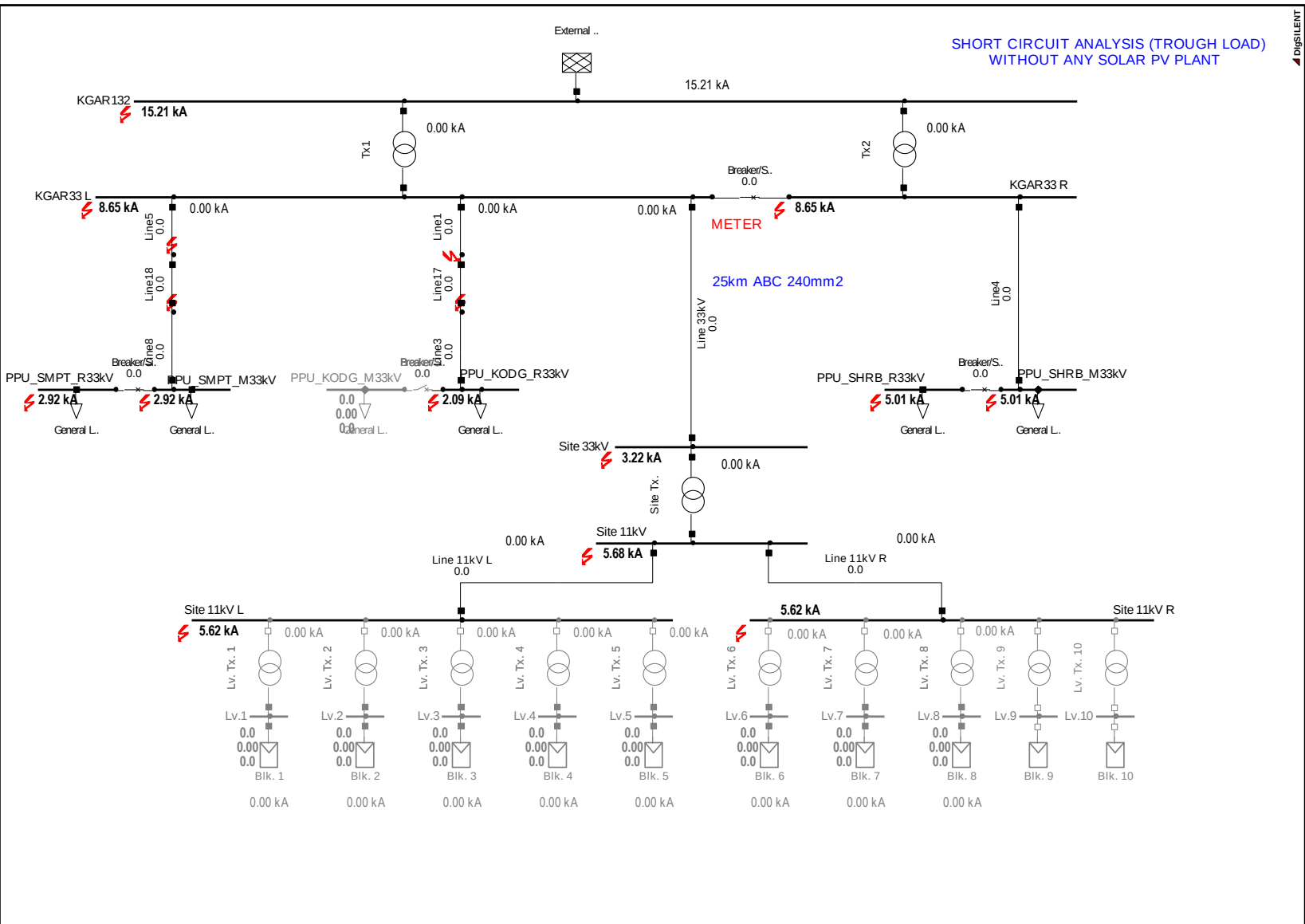
Appendix 1	DlgSILENT System Models
Appendix 2	Results of System Studies
Appendix 3	Site Photos

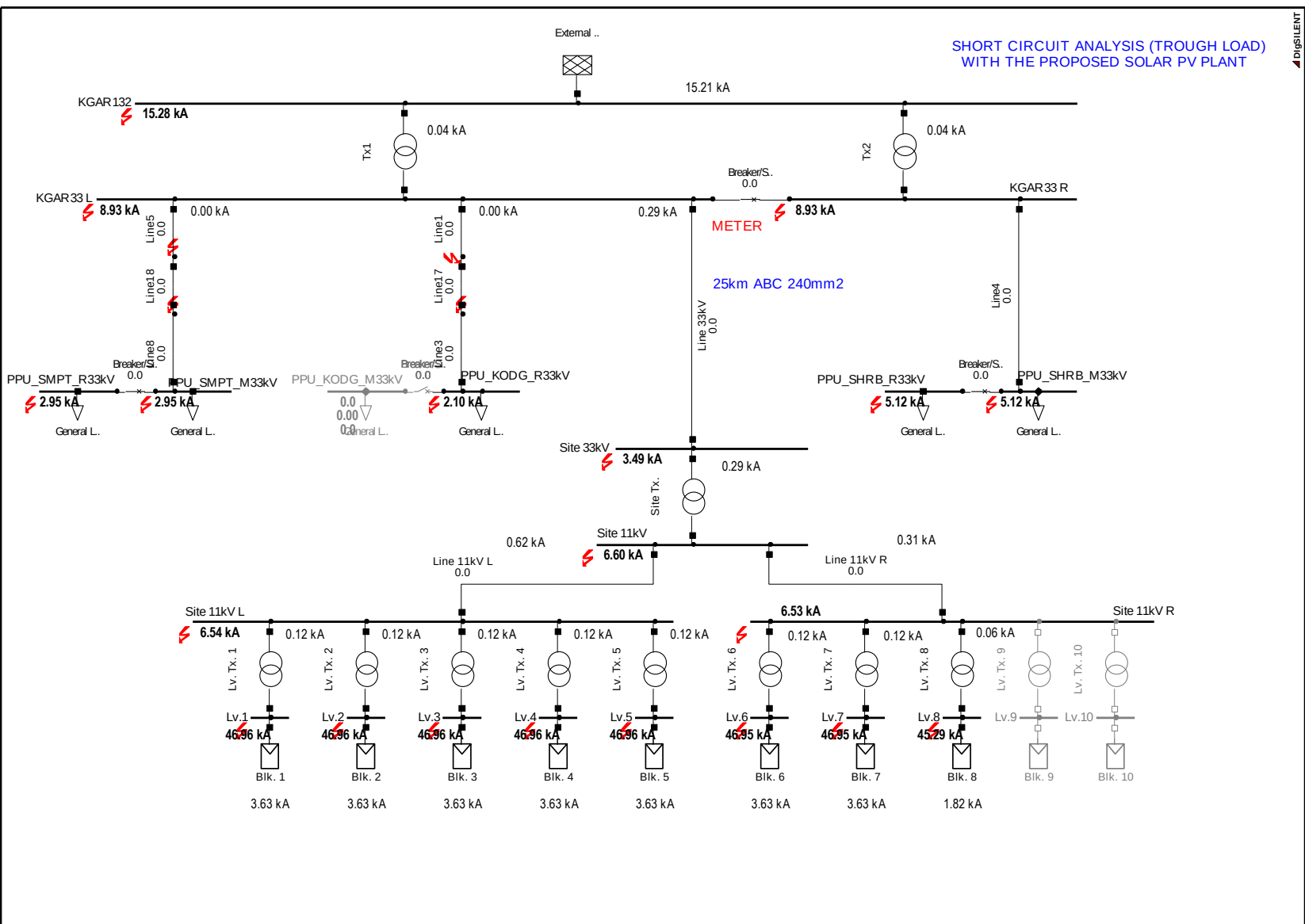


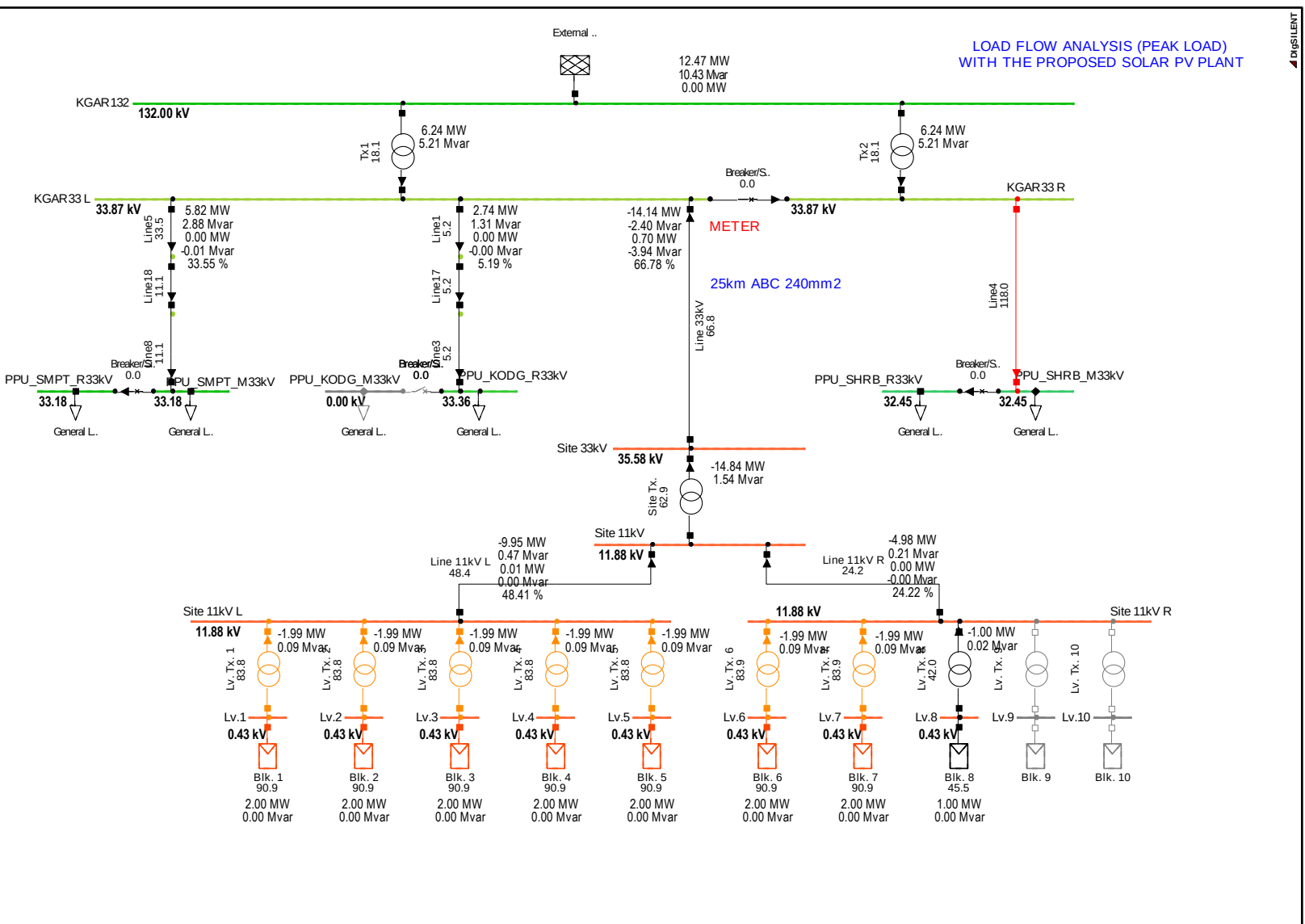




Appendix 2.3







Appendix 3



Figure 3: Part of PMU Kangar that shall be extended



Figure 4: 33kV Control Panel in PMU Kangar



Figure 5: The wall needs to be extended for additional control panel



Figure 6: The proposed solar PV site

Appendix 7

議事録

Appendix 7-1

オフテーカー TNB との売電契約にかかる打合せ記録

Appendix 7-2

USS 制度に関するエネルギー省 KeTTHA との打合せ記録

Appendix 7-1: オフテーカ TNB との売電契約にかかる打合せ記録



Meeting Title : Econation Project: Meeting with TNB about Econation Project.

Date : 29 January 2016

Time : 10.00 a.m – 11.30 a.m

Venue : Ministry of Energy, Green Technology and Water (KeTHHA) Office, Putrajaya.

Attendees:		Name	Position	Initials
1	NCIA	Fajafri Mohd Fadzil Mohd Nazmi Harun	Director- MFG Senior Manager (Member)	FMF MNH
2	TNB	Zainudin Sabai Purushothaman Kandasamy Nur Azlin Mohd Yusoff	A/L General Manager Senior Manager Internation Business Department	ZS PR AZ
3	PESMY	Yanagi Kaisei Lee Kim Fang Kenny Ng	Solar Head Department GM Business Dev. Manager	YS LKF KN

Discussions:

No	Items	Comment/ Action Required
1.	Introduction ZS welcomed everyone to the meeting and FMF explained about the objectives of the meeting is to brief about Panasonic Eco Solutions Malaysia Sdn Bhd (PESMY) and Econation Project and other possible cooperation between TNB and PESMY	Information
2.	Panasonic Introduction 2.1 LKF provided introduction about current group of companies of Panasonic and then explained about PESMY 2.2 LKF explained about the proposed 50MW Solar Farm to Northern State by having JICA funding at 70% and 30% balance by Panasonic and other stakeholders. Feasibility study has identified Chuping Valley as land candidates for 15MW (AC) connected to Kangar substation at 22km transmission line. Income generated will be used to pay back soft loans and other expenses. Surplus will be used for social economic development in Perlis through a Foundation. 2.3 YG shared about letter from UPEN Perlis awaiting reply from KETTHA 2.4 FMF discussed about the current situation in KEETHA and Energy Commission	Information

No	Items	Comment/ Action Required
	2.5 ZS replied that TNB face the same situation and TNB is also looking for the Utility Scale Solar solar power generation. Base rate is RM 0.41 per kWh with additional RM 0.05 for local manufactured panel, thus RM 0.46 per kWh. 2.6 ZS mentioned mostly KETTHA and EC will determine the off taker rates on the PPA rates 2.7 AZ commented about long transmission line for Econation project, 22km to Kangar substation. YG shared about the outcome and approval of the Power System Study (PSS) report from TNB to connect to Kangar PMU 2.8 AZ asked about the current substation planning in Chuping Valley. MNH shared the latest utility infrastructures (especially on substation for Phase 1,2 and 3 in Chuping Valley development) as proposed by the consultant. AZ and MNH will both check on the which party will be responsible for the cost of construction 3 TNB as shareholder in Econation 3.1 ZS mentioned usually TNB wants to have control in equity shareholder 3.2 LKF and YS mentioned that stakeholder will need to have the same ideology with some CSR element besides purely business profit 3.3 LKF and ZS agreed to arrange next meeting to have further discussion after having respective internal clarification.	▪ Information ▪ AZ and MNH to check respectively
4.	Other Matters ZS and FMF thanked everyone for this meeting	▪ Information

Appendix 7-2: USS 制度に関するエネルギー省 KeTTHA との打合せ記録



Meeting Title : Econation Project: Meeting with Deputy Secretary General Dato' Dr. Nadzri Yahaya (Energy & Green Technology Sector)

Date : 25 November 2015

Time : 9.00 a.m – 11.00 a.m

Venue : Ministry of Energy, Green Technology and Water (KeTTHA) Office, Putrajaya.

Attendees:	Name	Position	Initials
1	NCIA Fajafri Mohd Fadzil Mohd Nazmi Harun Syed Ahmad	Director- MFG Senior Manager (Member) Director - Logistic	FMF MNH SAS
2	KeTTHA Dato' Dr. Nadzri Yahaya En. Muhammad Rahmat Bin Ahmad Tarmizi	Dep. Sec Gen Asst. Sec (AAIBE-2)	DDN MRA
3	PESMY Yanagi Kaisei Ryan Lee KF	Solar Head Department GM	YS RL

Discussions:

No	Items	Comment/ Action Required
1.	Introduction DDN welcomed everyone to the meeting and FMF explained about the objectives of the meeting is to brief about Econation Project, the Feasibility Study status and the outcomes of the land application from Perlis EXCO members.	Information
2.	Econation Update and matters arising 2.1 FMF explained about the tri-partite collaboration between NCIA-Panasonic-JICA on the Econation Project Feasibility Study (FS). The Econation FS MoU was signed on 24 December 2014. 2.2 Panasonic-Japan International Cooperation Agency (JICA) has signed an Agreement for a loan amount of RM435mil for Econation project in Koridor Utara. 2.3 A Feasibility Study has been commissioned by JICA under the public-private partnership (PPP) scheme, and is spearheaded by Panasonic with NEWJEC Inc. as the technical consultant 2.4 A 50 MW of Solar farm will be constructed and operated at REG Chuping Valley. Panasonic will be the technology provider. The project will start with Phase-I for 15MW and followed by Phase-II for 35MW.	Information

No	Items	Comment/ Action Required
	2.5 Upon the land application for 15MW with approximately 60 acres; the state government has KIV the application and requested Panasonic to provide a letter from KeTHHA in supporting the Utility Scale Solar (USS) application moving forward. 2.6 Panasonic addressed their constraints on land allocation and estimated selling rate. These two components will need to be reflecting on their final FS report. The contract with JICA will be expired on March 2016. 2.7 DDN noticed about the constraints and agreed to issue no objection letter (<i>Surat Tiada Halangan</i>) from KeTHHA. 2.8 DDN added the government plans to construct solar power plant up to 250MW of USS per year for four years. The USS framework and policy is still work in progress. Based on the minister, the 200MW is for Peninsular Malaysia, 50MW is for Sabah state. The USS is expected to be fully commenced on 2017. Even at this preliminary stage, 30 to 40 companies have registered strong interests. 2.9 DDN proposed to Panasonic to submit the Econation proposal officially for KeTHHA's records. 2.10 Under the new USS framework, the Energy Commission (EC) is the organisation expected to be responsible for the USS execution. The current benchmark rate is based on 1MDB solar farm announcement which is RM0.41 per kW. He also commented on PESMY's unique feature of channelling their surplus to the community for socio-economic development. This was in stark contrast with the proposals from other profit-oriented companies. The PPA will be accomplished in two ways; via public bidding and direct negotiation with TNB. In this context, he recommends a direct negotiation method and has committed to support the Econation project.	▪ Information ▪ Information ▪ DDN will help to issue no objection letter (<i>Surat Tiada Halangan</i>). ▪ RL to submit the proposal to KeTHHA
4.	Other Matters FMF thanked DDN for his time and commitment for towards the Econation Project.	▪ Information

Appendix 8

ステークホルダ協議議事録

Appendix 8:ステークホルダー協議議事録

Venue	Bendahara III, Putra Palace Hotel, Perlis, Malaysia	
Date	06 August 2015	
Time	10:00 am - 12:00 am	
Attendance		
No.1	Mohd. Mushar Tajuddin	Jabatan Kerja Raya – Public Works Department, JKR
No.2	Abdul Razak B Hassan	Jabatan Pengairan dan Saliran – Drainage and Irrigation Department, JPS
No.3	Noorasmawati Bt Ariffin	Department of Environment, DOE
No.4	Ku Nur Aina Bt Mohd Ali Khan	Jabatan Perancang Bandar dan Desa –Town and Country Planning Department, JPBD Perlis
No.5	Eida Nur Eilham Razak	Jabatan Perancang Bandar dan Desa –Town and Country Planning Department, JPBD Perlis
No.6	Norul Najwa Bt Ali	Majlis Perbandaran Kangar – Kangar Municipal Council, MPK
No.7	Muhammad Faridzul Bin Lin	Unit Perancang Ekonomi Negeri – State Economy Planning Unit, UPEN
No.8	Muhamad Rizal B. Mohd Merican	Northern Corridor Implementation Authority, NCIA
No.9	Syed Zareef Syed Hamzah	Northern Corridor Implementation Authority, NCIA
No.10	Joel Lawrence Jayasunthar	Asian Environmental Solutions Sdn. Bhd
No.11	Farhana Haris	Asian Environmental Solutions Sdn. Bhd
No.12	Azian Nozmi	Asian Environmental Solutions Sdn. Bhd
No.13	Yanagi Kaisei	Panasonic Eco Solutions Malaysia
No.14	Kenny Ng Han Tiong	Panasonic Eco Solutions Malaysia
No.15	Oishi Yoshiko	NEWJEC Inc.

Authority Matter	
NCIA	➤ They stated that this is a good project as it will be a kick-start to Chuping Valley Development. NCIA has no issue regarding this project as it will open more doors to investors to invest in Perlis.
UPEN	➤ Technical meeting is proposed to be done with PESMY on August 2015. Date to be confirmed. ➤ UPEN stated that the Feasibility Study Report will be presented in the technical committee and if everything is clear, it will proceed to the State EXCO before continuing with the project. ➤ Land acquisition issue will be clarified during the technical meeting.
JPS	➤ JPS stated that there will be no discharge to Timah Tasoh from the Project site as it is in different catchment. However, if necessary the site need silt trap to cater to the silt and runoff but the decision will be made by MPK either the site will need silt trap or not. ➤ JPS reminded that the transition line must not obstruct the rivers during the construction. ➤ JPS reminded that the transition line must not obstruct the rivers during the construction. ➤ JPS needed details of the transmission line to identify sensitive structures along the line and informed that Sungai Jerneh is a main water supply to Perlis paddy plantation. ➤ JPS also informed that there is no proper roadside drain at Chuping Valley, thus the Proposed Project will upgrade the drainage system at Chuping Valley.
JPBD	➤ JPBD has no issue regarding the Proposed Project. ➤ JPBD informed that map for the location for the villages along the transmission line can be obtained from Unit Pentadbiran Daerah (Local Administrative Unit).
MPK	➤ MPK stated that the Project Proponent should get all the plans ready and have a presentation with MPK for the engagement policy meeting chaired by YDP. All plans should be submitted by the appointed engineering consultant.
DOE	➤ DOE stressed that the location of proposed Project must be compatible with the siting and zoning of the area before the submission of PAT. AEISSB will check with the Municipal Council and NCIA regarding the latest siting and zoning for the area. ➤ DOE was concerned about the waste that will be generated from the proposed project.
JKR	➤ JKR informed that the proposed transmission line to be submitted to Road Department at JKR Kangar. ➤ All over-ground and underground cable must be determined.

Appendix 9

Monitoring Form

Appendix 9 : Monitoring Form

Monitoring Form for Air Quality

a) Type of Work: _____

b) Monitoring Frequency: ☐ 1st / ☐ 2nd / ☐ 3rd / ☐ 4th

c) Monitoring Period: From Date Month Year
To Date Month Year

Photovoltaic Power Station

Location	Item	Unit	Malaysian Standard	Base Date 10-11/08/2015	Date 1 / /	Date 2 / /	Date 3 / /	Date 4 / /
A1	TSP	µg/m3	260	72				
	PM10	µg/m3	150	50				
	SO ₂	µg/m3	320	ND(<5)				
	NO ₂	µg/m3	105	ND(<2)				
	CO	ppm	9	ND(2)				
	Lead	µg/m3	1.5	ND(<0.01)				
	HC	µg/m3	NA	ND(<5)				
A2	TSP	µg/m3	260	68				
	PM10	µg/m3	150	46				
	SO ₂	µg/m3	320	ND(<5)				
	NO ₂	µg/m3	105	ND(<2)				
	CO	ppm	9	ND(2)				
	Lead	µg/m3	1.5	ND(<0.01)				
	HC	µg/m3	NA	ND(<5)				

Transmission Line

Location	Item	Unit	Malaysian Standard	Base Date 10-11/08/2015	Date 1 / /	Date 2 / /	Date 3 / /	Date 4 / /
A1	TSP	µg/m3	260	74				
	PM10	µg/m3	150	50				
	SO ₂	µg/m3	320	ND(<5)				
	NO ₂	µg/m3	105	ND(<2)				
	CO	ppm	9	ND(2)				
	Lead	µg/m3	1.5	ND(<0.01)				
	HC	µg/m3	NA	ND(<5)				
A2	TSP	µg/m3	260	72				
	PM10	µg/m3	150	49				
	SO ₂	µg/m3	320	ND(<5)				
	NO ₂	µg/m3	105	ND(<2)				
	CO	ppm	9	ND(2)				
	Lead	µg/m3	1.5	ND(<0.01)				
	HC	µg/m3	NA	ND(<5)				
A3	TSP	µg/m3	260	72				
	PM10	µg/m3	150	49				
	SO ₂	µg/m3	320	ND(<5)				
	NO ₂	µg/m3	105	ND(<2)				
	CO	ppm	9	ND(2)				

Appendix 9 : Monitoring Form

Location	Item	Unit	Malaysian Standard	Base Date 10-11/08/2015	Date 1 / /	Date 2 / /	Date 3 / /	Date 4 / /
A3	Lead	µg/m3	1.5	ND(<0.01)				
	HC	µg/m3	NA	ND(<5)				
A4	TSP	µg/m3	260	68				
	PM10	µg/m3	150	47				
	SO ₂	µg/m3	320	ND(<5)				
	NO ₂	µg/m3	105	ND(<2)				
	CO	ppm	9	ND(2)				
	Lead	µg/m3	1.5	ND(<0.01)				
	HC	µg/m3	NA	ND(<5)				
A5	TSP	µg/m3	260	70				
	PM10	µg/m3	150	48				
	SO ₂	µg/m3	320	ND(<5)				
	NO ₂	µg/m3	105	ND(<2)				
	CO	ppm	9	ND(2)				
	Lead	µg/m3	1.5	ND(<0.01)				
	HC	µg/m3	NA	ND(<5)				
A6	TSP	µg/m3	260	68				
	PM10	µg/m3	150	46				
	SO ₂	µg/m3	320	ND(<5)				
	NO ₂	µg/m3	105	ND(<2)				
	CO	ppm	9	ND(2)				
	Lead	µg/m3	1.5	ND(<0.01)				
	HC	µg/m3	NA	ND(<5)				
A7	TSP	µg/m3	260	69				
	PM10	µg/m3	150	47				
	SO ₂	µg/m3	320	ND(<5)				
	NO ₂	µg/m3	105	ND(<2)				
	CO	ppm	9	ND(2)				
	Lead	µg/m3	1.5	ND(<0.01)				
	HC	µg/m3	NA	ND(<5)				
A8	TSP	µg/m3	260	66				
	PM10	µg/m3	150	42				
	SO ₂	µg/m3	320	ND(<5)				
	NO ₂	µg/m3	105	ND(<2)				
	CO	ppm	9	ND(2)				
	Lead	µg/m3	1.5	ND(<0.01)				
	HC	µg/m3	NA	ND(<5)				

Appendix 9 : Monitoring Form

Monitoring Form for Water Quality

a) Type of Work: _____

b) Monitoring Frequency: ☐ 1st / ☐ 2nd / ☐ 3rd / ☐ 4th

c) Monitoring Period: From Date Month Year
To Date Month Year

Photovoltaic Power Station

Location	Item	Unit	Malaysian Standard	Base Date 12/08/2015	Date 1 / /	Date 2 / /	Date 3 / /	Date 4 / /
W1	Temp	°C	-	30.9				
	pH	-	6.0-9.0	6.20				
	DO	mg/L	5.0-7.0	5.5				
	Turbidity	NTU	50.0	13				
	BOD5	mg/L	3.0	6				
	COD	mg/L	25.0	24				
	TSS	mg/L	50.0	5				
	E.Coli	CFU/100ml	100.0	10				
	NH ₃ -N	mg/L	0.3	ND(<0.01)				
	Oil and Grease	mg/L	0.04	ND(<1)				
W2	Temp	°C	-	31.8				
	pH	-	6.0-9.0	6.50				
	DO	mg/L	5.0-7.0	5.95				
	Turbidity	NTU	50.0	11				
	BOD5	mg/L	3.0	4				
	COD	mg/L	25.0	16				
	TSS	mg/L	50.0	4				
	E.Coli	CFU/100ml	100.0	18				
	NH ₃ -N	mg/L	0.3	ND(<0.01)				
	Oil and Grease	mg/L	0.04	ND(<1)				
W3	Temp	°C	-	31.1				
	pH	-	6.0-9.0	6.60				
	DO	mg/L	5.0-7.0	6.15				
	Turbidity	NTU	50.0	31				
	BOD5	mg/L	3.0	4				
	COD	mg/L	25.0	16				
	TSS	mg/L	50.0	29				
	E.Coli	CFU/100ml	100.0	18				
	NH ₃ -N	mg/L	0.3	0.30				
	Oil and Grease	mg/L	0.04	ND(<1)				
W4	Temp	°C	-	31.9				
	pH	-	6.0-9.0	6.40				
	DO	mg/L	5.0-7.0	6.05				
	Turbidity	NTU	50.0	45				
	BOD5	mg/L	3.0	9				
	COD	mg/L	25.0	33				
	TSS	mg/L	50.0	41				
	E.Coli	CFU/100ml	100.0	13				

Appendix 9 : Monitoring Form

Location	Item	Unit	Malaysian Standard	Base Date 12/08/2015	Date 1 / /	Date 2 / /	Date 3 / /	Date 4 / /
W4	NH ₃ -N	mg/L	0.3	0.26				
	Oil and Grease	mg/L	0.04	ND(<1)				
W5	Temp	°C	-	30.8				
	pH	-	6.0-9.0	6.20				
	DO	mg/L	5.0-7.0	5.80				
	Turbidity	NTU	50.0	33				
	BOD5	mg/L	3.0	4				
	COD	mg/L	25.0	16				
	TSS	mg/L	50.0	27				
	E.Coli	CFU/100ml	100.0	41				
	NH ₃ -N	mg/L	0.3	ND(<0.01)				
	Oil and Grease	mg/L	0.04	ND(<1)				

Transmission Line

Location	Item	Unit	Malaysian Standard	Base Date 12/08/2015	Date 1 / /	Date 2 / /	Date 3 / /	Date 4 / /
W1	Temp	°C	-	30.9				
	pH	-	6.0-9.0	6.50				
	DO	mg/L	5.0-7.0	6.15				
	Turbidity	NTU	50.0	11				
	BOD5	mg/L	3.0	2				
	COD	mg/L	25.0	8				
	TSS	mg/L	50.0	5				
	E.Coli	CFU/100ml	100.0	8				
	NH ₃ -N	mg/L	0.3	ND(<0.01)				
	Oil and Grease	mg/L	0.04	ND(<1)				
W2	Temp	°C	-	31.5				
	pH	-	6.0-9.0	6.60				
	DO	mg/L	5.0-7.0	5.90				
	Turbidity	NTU	50.0	10				
	BOD5	mg/L	3.0	2				
	COD	mg/L	25.0	8				
	TSS	mg/L	50.0	4				
	E.Coli	CFU/100ml	100.0	6				
	NH ₃ -N	mg/L	0.3	ND(<0.01)				
	Oil and Grease	mg/L	0.04	ND(<1)				
W3	Temp	°C	-	31.5				
	pH	-	6.0-9.0	6.50				
	DO	mg/L	5.0-7.0	6.00				
	Turbidity	NTU	50.0	26				
	BOD5	mg/L	3.0	6				
	COD	mg/L	25.0	24				
	TSS	mg/L	50.0	14				
	E.Coli	CFU/100ml	100.0	11				
	NH ₃ -N	mg/L	0.3	ND(<0.01)				
	Oil and Grease	mg/L	0.04	ND(<1)				
W4	Temp	°C	-	31.6				
	pH	-	6.0-9.0	6.10				

Appendix 9 : Monitoring Form

Location	Item	Unit	Malaysian Standard	Base Date 12/08/2015	Date 1 / /	Date 2 / /	Date 3 / /	Date 4 / /
	DO	mg/L	5.0-7.0	5.75				
	Turbidity	NTU	50.0	26				
W4	BOD5	mg/L	3.0	6				
	COD	mg/L	25.0	24				
	TSS	mg/L	50.0	15				
	E.Coli	CFU/100ml	100.0	13				
	NH ₃ -N	mg/L	0.3	ND(<0.01)				
	Oil and Grease	mg/L	0.04	ND(<1)				
W5	Temp	°C	-	30.9				
	pH	-	6.0-9.0	6.40				
	DO	mg/L	5.0-7.0	5.90				
	Turbidity	NTU	50.0	22				
	BOD5	mg/L	3.0	4				
	COD	mg/L	25.0	16				
	TSS	mg/L	50.0	15				
	E.Coli	CFU/100ml	100.0	14				
	NH ₃ -N	mg/L	0.3	ND(<0.01)				
	Oil and Grease	mg/L	0.04	ND(<1)				
W6	Temp	°C	-	31.8				
	pH	-	6.0-9.0	6.30				
	DO	mg/L	5.0-7.0	5.80				
	Turbidity	NTU	50.0	20				
	BOD5	mg/L	3.0	4				
	COD	mg/L	25.0	16				
	TSS	mg/L	50.0	14				
	E.Coli	CFU/100ml	100.0	12				
	NH ₃ -N	mg/L	0.3	ND(<0.01)				
	Oil and Grease	mg/L	0.04	ND(<1)				
W7	Temp	°C	-	30.8				
	pH	-	6.0-9.0	6.45				
	DO	mg/L	5.0-7.0	5.80				
	Turbidity	NTU	50.0	9				
	BOD5	mg/L	3.0	4				
	COD	mg/L	25.0	16				
	TSS	mg/L	50.0	4				
	E.Coli	CFU/100ml	100.0	6				
	NH ₃ -N	mg/L	0.3	ND(<0.01)				
W7	Oil and Grease	mg/L	0.04	ND(<1)				
W8	Temp	°C	-	30.8				
	pH	-	6.0-9.0	6.40				
	DO	mg/L	5.0-7.0	5.90				
	Turbidity	NTU	50.0	10				
	BOD5	mg/L	3.0	6				
	COD	mg/L	25.0	24				
	TSS	mg/L	50.0	5				
	E.Coli	CFU/100ml	100.0	11				
	NH ₃ -N	mg/L	0.3	ND(<0.01)				
	Oil and Grease	mg/L	0.04	ND(<1)				
W9	Temp	°C	-	31.1				

Appendix 9 : Monitoring Form

Location	Item	Unit	Malaysian Standard	Base Date 12/08/2015	Date 1 / /	Date 2 / /	Date 3 / /	Date 4 / /
	pH	-	6.0-9.0	6.55				
	DO	mg/L	5.0-7.0	6.15				
W9	Turbidity	NTU	50.0	13				
	BOD5	mg/L	3.0	4				
	COD	mg/L	25.0	16				
	TSS	mg/L	50.0	4				
	E.Coli	CFU/100ml	100.0	10				
	NH ₃ -N	mg/L	0.3	ND(<0.01)				
	Oil and Grease	mg/L	0.04	ND(<1)				
W10	Temp	°C	-	30.8				
	pH	-	6.0-9.0	6.60				
	DO	mg/L	5.0-7.0	6.20				
	Turbidity	NTU	50.0	11				
	BOD5	mg/L	3.0	6				
	COD	mg/L	25.0	24				
	TSS	mg/L	50.0	5				
	E.Coli	CFU/100ml	100.0	12				
	NH ₃ -N	mg/L	0.3	ND(<0.01)				
	Oil and Grease	mg/L	0.04	ND(<1)				
W11	Temp	°C	-	31.4				
	pH	-	6.0-9.0	6.50				
	DO	mg/L	5.0-7.0	6.05				
	Turbidity	NTU	50.0	12				
	BOD5	mg/L	3.0	4				
	COD	mg/L	25.0	16				
	TSS	mg/L	50.0	4				
	E.Coli	CFU/100ml	100.0	9				
	NH ₃ -N	mg/L	0.3	ND(<0.01)				
	Oil and Grease	mg/L	0.04	ND(<1)				
W12	Temp	°C	-	30.8				
	pH	-	6.0-9.0	6.40				
	DO	mg/L	5.0-7.0	5.80				
W12	Turbidity	NTU	50.0	12				
	BOD5	mg/L	3.0	6				
	COD	mg/L	25.0	24				
	TSS	mg/L	50.0	5				
	E.Coli	CFU/100ml	100.0	15				
	NH ₃ -N	mg/L	0.3	ND(<0.01)				
	Oil and Grease	mg/L	0.04	ND(<1)				

Monitoring Form for Waste Management

c) Monitoring Period:	From Date	Month	Year
	To Date	Month	Year

No.	Type of waste	Volume (Unit)	Detail	Treatment Measure	Remark
1	Construction soil	(ton)			
2	Concrete	(ton)			
3					
4					
5					

Appendix 10

環境チェックリスト

Appendix 10: 環境チェックリスト

【太陽光発電所: その他インフラ整備】

分類	環境項目	主なチェック事項	Yes: Y No: N	具体的な環境社会配慮 (Yes/No の理由・根拠、緩和策等)
1 許認可・説明	(1)EIA および環境許認可	(a) 環境アセスメント報告書 (EIA レポート)等 は作成済みか。 (b) EIA レポート等は当該国政府により承認されているか。 (c) EIA レポート等の承認は付帯条件を伴うか。付帯条件がある場合は、その条件は満たされるか。 (d) 上記以外に、必要な場合には現地の所管官庁からの環境に関する許認可は取得済みか。	(a)N (b)N/A (c)N/A (d)N/A	(a) 本案件はマレーシアの制度において EIA 及び IEE を必要としない。 (b) N/A (c) N/A (d) N/A
	(2)現地ステークホルダーへの説明	(a) プロジェクトの内容および影響について、情報公開を含めて現地ステークホルダーに適切な説明を行い、理解を得ているか。 (b) 住民等からのコメントを、プロジェクト内容に反映させたか。	(a)Y (b)Y	(a) 2015 年 8 月 6 日にステークホルダー協議を実施した。 (b) ステークホルダー協議で得た意見をモニタリング計画等に反映した。
	(3)代替案の検討	(a) プロジェクト計画の複数の代替案は(検討の際、環境・社会に係る項目も含めて)検討されているか。	(a)Y	(a) 事業計画地及びゼロオプションとの比較検討を行った。
2 汚染対策	(1)大気質	(a) 対象となるインフラ施設及び付帯設備等から排出される大気汚染物質(硫黄酸化物(SOx)、窒素酸化物(NOx)、煤じん等)は当該国の排出基準、環境基準等と整合するか。大気質に対する対策は取られるか。 (b) 宿泊施設等での電源・熱源は排出係数(二酸化炭素、窒素酸化物、硫黄酸化物等)が小さい燃料を採用しているか。	(a)Y (b)N	(a) 太陽光発電施設から大気汚染物質は排出されない。 (b) 電源は太陽光発電から供給される。
	(2)水質	(a) インフラ施設及び付帯設備等からの排水または浸出水は当該国の排出基準、環境基準等と整合するか。	(a)Y	(a) 太陽光発電施設及び付帯施設からの排水はごく僅かである。
	(3)廃棄物	(a) インフラ施設及び付帯設備からの廃棄物は当該国の規定に従って適切に処理・処分されるか。	(a)Y	(a) 太陽光発電施設及び付帯施設からの廃棄物は、一般ごみ程度で、ごく僅かである。
	(4)土壌汚染	(a) インフラ施設及び付帯設備からの排水、浸出水等により、土壌・地下水を汚染しない対策がなされるか。	(a)Y	(a) 太陽光発電施設及び付帯施設からの排水はごく僅かである。
	(5)騒音・振動	(a) 騒音、振動は当該国の基準等と整合するか。	(a)Y	(a) 太陽光発電施設及び付帯施設から発する騒音・振動は想定されない。
	(6)地盤沈下	(a) 大量の地下水汲み上げを行う場合、地盤沈下が生じる恐れがあるか。	(a)N	(a) 地下水の汲み上げは、計画していない。
	(7)悪臭	(a) 悪臭源はあるか。悪臭防止の対策はとられるか。	(a)N	(a) 悪臭源はない。
3 自然環境	(1)保護区	(a) サイトは当該国の法律・国際条約等に定められた保護区内に立地するか。プロジェクトが保護区に影響を与えるか。	(a)N	(a) 事業計画地及び事業地周辺は保護区に含まれない。

Appendix 10:環境チェックリスト

分類	環境項目	主なチェック事項	Yes: Y No: N	具体的な環境社会配慮 (Yes/No の理由・根拠、緩和策等)
3 自然 環境	(2)生態系	(a) サイトは原生林、熱帯の自然林、生態学的に重要な生息地(珊瑚礁、マングローブ湿地、干潟等)を含むか。 (b) サイトは当該国の法律・国際条約等で保護が必要とされる貴重種の生息地を含むか。 (c) 生態系への重大な影響が懸念される場合、生態系への影響を減らす対策はなされるか。 (d) プロジェクトによる水利用(地表水、地下水)が、河川等の水域環境に影響を及ぼすか。水生生物等への影響を減らす対策はなされるか。	(a)N (b)N (c)N (d)N	(a) 事業計画地は、原生林、熱帯の自然林、生態学的に重要な生息地を含まない。 (b) 事業計画地は貴重種の生息地を含まない。 (c) 生態系への影響は想定されない。 (d) 太陽光発電施設における水利用はごく僅かであり、水域環境への影響は想定されない。
	(3)水象	(a) プロジェクトによる水系の変化に伴い、地表水・地下水の流れに悪影響を及ぼすか。	(a)N	(a) 本事業による水系の変化は想定されない。
	(4)地形・地質	(a) プロジェクトにより、サイト及び周辺の地形・地質構造が大規模に改変されるか。	(a)N	(a) 事業計画地は、ほぼ平坦地であり、地形・地質構造の改変は想定されない。
4 社会 環境	(1)住民移転	(a) プロジェクトの実施に伴い非自発的住民移転は生じるか。生じる場合は、移転による影響を最小限とする努力がなされるか。 (b) 移転する住民に対し、移転前に補償・生活再建対策に関する適切な説明が行われるか。 (c) 住民移転のための調査がなされ、再取得価格による補償、移転後の生活基盤の回復を含む移転計画が立てられるか。 (d) 補償金の支払いは移転前に行われるか。 (e) 補償方針は文書で策定されているか。 (f) 移転住民のうち特に女性、子供、老人、貧困層、少数民族・先住民族等の社会的弱者に適切な配慮がなされた計画か。 (g) 移転住民について移転前の合意は得られるか。 (h) 住民移転を適切に実施するための体制は整えられるか。十分な実施能力と予算措置が講じられるか。 (i) 移転による影響のモニタリングが計画されるか。 (j) 苦情処理の仕組みが構築されているか。	(a)N (b)N/A (c)N/A (d)N/A (e)N/A (f)N/A (g)N/A (h)N/A (i)N/A (j)N/A	(a) 非自発的住民移転の発生は想定されない。 (b)N/A (c)N/A (d)N/A (e)N/A (f)N/A (g)N/A (h)N/A (i)N/A (j)N/A
	(2)生活・生計	(a) プロジェクトによる住民の生活への悪影響が生じるか。必要な場合は影響を緩和する配慮が行われるか。	(a)N	(a) 本事業による住民の生活への悪影響は想定されない。
	(3)文化遺産	(a) プロジェクトにより、考古学的、歴史的、文化的、宗教的に貴重な遺産、史跡等を損なう恐れはあるか。また、当該国の国内法上定められた措置が考慮されるか。	(a)N	(a) 事業計画地及びその周辺に貴重な遺産や史跡は含まれない。
	(4)景 観	(a) 特に配慮すべき景観が存在する場合、それに対し悪影響を及ぼすか。影響がある場合には必要な対策は取られるか。 (b) 大規模な宿泊施設や建築物の高層化によって景観が損なわれる恐れがあるか。	(a)N (b)N	(a) 事業計画地及びその周辺に景観資源は存在しない。 (b)景観を損なうような建築物等の建設は計画されていない。
	(5)少数民族、先住民族	(a) 少数民族、先住民族の文化、生活様式への影響を軽減する配慮がなされているか。 (b) 少数民族、先住民族の土地及び資源に関する諸権利は尊重されるか。	(a)N (b)N/A	(a) 事業計画地及びその周辺に少数民族・先住民族は存在しない。 (b)N/A

Appendix 10: 環境チェックリスト

分類	環境項目	主なチェック事項	Yes: Y No: N	具体的な環境社会配慮 (Yes/No の理由・根拠、緩和策等)
	(6)労働環境	(a) プロジェクトにおいて遵守すべき当該国の労働環境に関する法律が守られるか。 (b) 労働災害防止に係る安全設備の設置、有害物質の管理等、プロジェクト関係者へのハード面での安全配慮が措置されるか。 (c) 安全衛生計画の策定や作業員等に対する安全教育(交通安全や公衆衛生を含む)の実施等、プロジェクト関係者へのソフト面での対応が計画・実施されるか。 (d) プロジェクトに関係する警備要員が、プロジェクト関係者・地域住民の安全を侵害することのないよう、適切な措置が講じられるか。	(a)Y (b)Y (c)Y (d)Y	(a) 事業者である PESMY は The Employment Act(1955)をはじめとする労働環境に関する法律を遵守する。 (b) PESMY は工事業者に対して、基本的な安全装備(安全靴、グローブ、ヘルメットの着用等)を徹底させる。 (c) PESMY は工事業者に対して、安全衛生計画の作成と遵守を徹底させる。 (d) 同上
5 その他	(1)工事中の影響	(a) 工事中の汚染(騒音、振動、濁水、粉じん、排ガス、廃棄物等)に対して緩和策が用意されるか。 (b) 工事により自然環境(生態系)に悪影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。 (c) 工事により社会環境に悪影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	(a)Y (b)N (c)Y	(a) 粉じん、濁水、廃棄物、騒音に対する緩和策を計画している。(散水、シルトフェンスの設置、適切な廃棄物処理、低騒音機材の使用等) (b) 工事による自然環境への影響は想定されない。 (c) 工事による社会環境への影響は想定されないが、交通事故等が起きないよう警告標識の設置する予定である。
	(2)モニタリング	(a) 上記の環境項目のうち、影響が考えられる項目に対して、事業者のモニタリングが計画・実施されるか。 (b) 当該計画の項目、方法、頻度等はどのように定められているか。 (c) 事業者のモニタリング体制(組織、人員、機材、予算等とそれらの継続性)は確立されるか。 (d) 事業者から所管官庁等への報告の方法、頻度等は規定されているか。	(a)Y (b)Y (c)Y (d)N	(a) 大気質・水質・廃棄物・騒音・労働環境・事故についてモニタリングを実施する計画である。 (b) 大気質・騒音は4半期ごと、水質は毎月サンプリングを取り分析を行う。その他、廃棄物・労働環境・事故は巡視を行う計画である。 (c) PESMY は環境省に登録されている環境コンサルタントに環境管理計画の作成を依頼し、第三者機関が実施したモニタリング結果を環境コンサルタントがまとめ環境局に提出する。 (d) 現時点で、モニタリング報告書の提出様式・頻度は指定されていない。
6 留意点	他の環境チェックリストの参照	(a) 必要な場合、道路、鉄道、橋梁に係るチェックリストの該当チェック事項も追加して評価すること(インフラ施設に関連して、アクセス道路等が設置される場合等)。 (b) 電話線敷設、鉄塔、海底ケーブル等については、必要に応じて、送変電・配電に係るチェックリストの該当チェック事項も追加して評価すること。	(a)N (b)Y	(a) 資材の運搬には既存道路を使用するため、工事用道路の整備は計画していない。 (b) 送電線に係るチェックリストを作成した。
	環境チェックリスト使用上の注意	(a) 必要な場合には、越境または地球規模の環境問題への影響も確認する(廃棄物の越境処理、酸性雨、オゾン層破壊、地球温暖化の問題に係る要素が考えられる場合等)。	(a)N	(a) 越境や地球規模の環境問題への影響は想定されない。

Appendix 10:環境チェックリスト

【送電線:送変電・配電】

分類	環境項目	主なチェック事項	Yes: Y No: N	具体的な環境社会配慮 (Yes/No の理由、根拠、緩和策等)
1 許認可・説明	(1)EIA および 環境許認可	(a) 環境アセスメント評価報告書(EIA レポート)等は作成済みか。 (b) EIA レポート等は当該国政府により承認されているか。 (c) EIA レポート等の承認は付帯条件を伴うか。付帯条件がある場合は、その条件は満たされるか。 (d) 上記以外に、必要な場合には現地の所管官庁からの環境に関する許認可は取得済みか。	(a)N (b)N/A (c)N/A (d)N/A	(a) 本案件はマレーシアの制度において EIA 及び IEE を必要としない。 (b)N/A (c)N/A (d)N/A
	(2)現地ステークホルダーへの説明	(a) プロジェクトの内容および影響について、情報公開を含めて現地ステークホルダーに適切な説明を行い、理解を得ているか。 (b) 住民等からのコメントを、プロジェクト内容に反映させたか。	(a)Y (b)Y	(a) 2015 年 8 月 6 日にステークホルダー協議を実施した。 (b) ステークホルダー協議で得た意見をモニタリング計画等に反映した。
	(3)代替案の検討	(a) プロジェクト計画の複数の代替案は(検討の際、環境・社会に係る項目も含めて)検討されているか。	(a)Y	(a) 事業計画地及びゼロオプションとの比較検討を行った。
2 汚染対策	(1)水質	(a) 盛土部、切土部等の表土露出部からの土壌流出によって周辺河川下流水域の水質が悪化するか。水質悪化が生じる場合、対策が用意されるか。	(a)N	(a) 電柱の建設による 33kV の送電線整備を行うため、盛土・切土は行わない計画である。
3 自然環境	(1)保護区	(a) サイトは当該国の法律・国際条約等に定められた保護区内に立地するか。プロジェクトが保護区に影響を与えるか。	(a)N	(a) 事業計画地及び事業地周辺は保護区に含まれない。
	(2)生態系	(a) サイトは原生林、熱帯の自然林、生態学的に重要な生息地(珊瑚礁、マングローブ湿地、干潟等)を含むか。 (b) サイトは当該国の法律・国際条約等で保護が必要とされる貴重種の生息地を含むか。 (c) 生態系への重大な影響が懸念される場合、生態系への影響を減らす対策はなされるか。 (d) 野生生物及び家畜の移動経路の遮断、生息地の分断等に対する対策はなされるか。 (e) 事業実施に伴う森林破壊や密猟、砂漠化、湿原の乾燥等は生じるか。外来種(従来その地域に生息していなかった種)、病害虫等が移入し、生態系が乱される恐れはあるか。これらに対する対策は用意されるか。 (f) 未開発地域に建設する場合、新たな地域開発に伴い自然環境が大きく損なわれるか。	(a)N (b)N (c)N (d)N (e)N (f)N	(a) 事業計画地は、原生林、熱帯の自然林、生態学的に重要な生息地を含まない。 (b) 事業計画地は貴重種の生息地を含まない。 (c) 生態系への影響は想定されない。 (d) 野生生物及び家畜の移動経路の遮断は想定されない。 (e) 送電線は既存道路沿いの建設されるため、事業実施に伴う森林破壊等は想定されない。 (f) 同上
	(3)地形・地質	(a) 送配電線ルート上に土砂崩壊や地滑りが生じそうな地質の悪い場所はあるか。悪い場合は工法等で適切な処置が考慮されるか。 (b) 盛土、切土等の土木作業によって、土砂崩壊や地滑りは生じるか。土砂崩壊や地滑りを防ぐための適切な対策が考慮されるか。 (c) 盛土部、切土部、土捨て場、土砂採取場からの土壌流出は生じるか。土砂流出を防ぐための適切な対策がなされるか。	(a)N (b)N (c)N	(a) 送電線ルート上に地質の悪い場所は存在しない。 (b) 電柱の建設による 33kV の送電線整備を行うため、盛土・切土は行わない計画である。 (c) 同上

Appendix 10: 環境チェックリスト

分類	環境項目	主なチェック事項	Yes: Y No: N	具体的な環境社会配慮 (Yes/No の理由、根拠、緩和策等)
4 社 会 環 境	(1)住民移転	(a) プロジェクトの実施に伴い非自発的住民移転は生じるか。生じる場合は、移転による影響を最小限とする努力がなされるか。	(a)N	(a) 非自発的住民移転の発生は想定されない。
		(b) 移転する住民に対し、移転前に補償・生活再建対策に関する適切な説明が行われるか。	(b)N/A	(b)N/A
		(c) 住民移転のための調査がなされ、再取得価格による補償、移転後の生活基盤の回復を含む移転計画が立てられるか。	(c)N/A	(c)N/A
		(d) 補償金の支払いが移転前に行われるか。	(d)N/A	(d)N/A
		(e) 補償方針は文書で策定されているか。	(e)N/A	(e)N/A
		(f) 移転住民のうち特に女性、子供、老人、貧困層、少数民族・先住民族等の社会的弱者に適切な配慮がなされた計画か。	(f)N/A	(f)N/A
		(g) 移転住民について移転前の合意は得られるか。	(g)N/A	(g)N/A
		(h) 住民移転を適切に実施するための体制は整えられるか。十分な実施能力と予算措置が講じられるか。	(h)N/A	(h)N/A
		(i) 移転による影響のモニタリングが計画されるか。	(i)N/A	(i)N/A
		(j) 苦情処理の仕組みが構築されているか。	(j)N/A	(j)N/A
	(2)生活・生計	(a) プロジェクトによる住民の生活への悪影響が生じるか。必要な場合は影響を緩和する配慮が行われるか。	(a)N	(a) 本事業による住民の生活への悪影響は想定されない。
		(b) 他の地域からの人口流入により病気の発生(HIV等の感染症を含む)の危険があるか。必要に応じて適切な公衆衛生への配慮は行われるか。	(b)N	(b) 他の地域からの人口流入はごく僅かであり、感染症の拡大等は想定されない。
		(c) 鉄塔等による電波障害は生じるか。著しい電波障害が予想される場合は、適切な対策が考慮されるか。	(c)N	(c) 電柱の建設による送電線整備のため、電波障害の発生は想定されない。
		(d) 送電線を建設することによる線下補償等が国内法に従い実施されるか。	(d)N	(d) 送電線は道路公用地内にある既存の送電線に並行して建設するため、線下補償は発生しない。
	(3)文化遺産	(a) プロジェクトにより、考古学的、歴史的、文化的、宗教的に貴重な遺産、史跡等を損なう恐れはあるか。また、当該国の国内法上定められた措置が考慮されるか。	(a)N	(a) 事業計画地及びその周辺に貴重な遺産や史跡は含まれない。
	(4)景 観	(a) 特に配慮すべき景観が存在する場合、それに対し悪影響を及ぼすか。影響がある場合には必要な対策はとられるか。	(a)N	(a) 事業計画地及びその周辺に景観資源は存在しない。
	(5)少数民族、先住民族	(a) 当該国の少数民族、先住民族の文化、生活様式への影響を軽減する配慮がなされているか。	(a)N	(a) 事業計画地及びその周辺に少数民族・先住民族は存在しない。
		(b) 少数民族、先住民族の土地及び資源に関する諸権利は尊重されるか。	(b)N/A	(b)N/A

Appendix 10:環境チェックリスト

分類	環境項目	主なチェック事項	Yes: Y No: N	具体的な環境社会配慮 (Yes/No の理由、根拠、緩和策等)
4 社会 環境	(6)労働環境	(a) プロジェクトにおいて遵守すべき当該国の労働環境に関する法律が守られるか。 (b) 労働災害防止に係る安全設備の設置、有害物質の管理等、プロジェクト関係者へのハード面での安全配慮が措置されるか。 (c) 安全衛生計画の策定や作業員等に対する安全教育(交通安全や公衆衛生を含む)の実施等、プロジェクト関係者へのソフト面での対応が計画・実施されるか。 (d) プロジェクトに関係する警備要員が、プロジェクト関係者・地域住民の安全を侵害することのないよう、適切な措置が講じられるか。	(a)Y (b)Y (c)Y (d)Y	(a) 事業者である PESMY は The Employment Act(1955)をはじめとする労働環境に関する法律を遵守する。 (b) PESMY は工事業に対して、基本的な安全装備(安全靴、グローブ、ヘルメットの着用等)を徹底させる。 (c) PESMY は工事業に対して、安全衛生計画の作成と遵守を徹底させる。 (d) 同上
5 その他	(1)工事中的 影響	(a) 工事中の汚染(騒音、振動、濁水、粉じん、排ガス、廃棄物等)に対して緩和策が用意されるか。 (b) 工事により自然環境(生態系)に悪影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。 (c) 工事により社会環境に悪影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	(a)Y (b)N (c)Y	(a) 粉じん、濁水、廃棄物、騒音に対する緩和策を計画している。(散水、シルトフェンスの設置、適切な廃棄物処理、低騒音機材の使用等) (b) 工事による自然環境への影響は想定されない。 (c) 工事による社会環境への影響は想定されないが、交通事故等が起きないよう警告標識の設置する予定である。
	(2)モニタリ ング	(a) 上記の環境項目のうち、影響が考えられる項目に対して、事業者のモニタリングが計画・実施されるか。 (b) 当該計画の項目、方法、頻度等は適切なものと判断されるか。 (c) 事業者のモニタリング体制(組織、人員、機材、予算等とそれらの継続性)は確立されるか。 (d) 事業者から所管官庁等への報告の方法、頻度等は規定されているか。	(a)Y (b)Y (c)Y (d)N	(a) 大気質・水質・廃棄物・騒音・労働環境・事故についてモニタリングを実施する計画である。 (b) 大気質・騒音は4半期ごと、水質は毎月サンプリングを取り分析を行う。その他、廃棄物・労働環境・事故は巡視を行う計画である。 (c) PESMY は環境省に登録されている環境コンサルタントに環境管理計画の作成を依頼し、第三者機関が実施したモニタリング結果を環境コンサルタントがまとめ環境局に提出する。 (d) 現時点で、モニタリング報告書の提出様式・頻度は指定されていない。
6 留意 点	他の環境チェックリストの参照	(a) 必要な場合は、道路に係るチェックリストの該当チェック事項も追加して評価すること。	(a)N	(a) 資材の運搬には既存道路を使用するため、工事用道路の整備は計画していない。
	環境チェックリスト使用上の注意	(a) 必要な場合には、越境または地球規模の環境問題への影響も確認する(廃棄物の越境処理、酸性雨、オゾン層破壊、地球温暖化の問題に係る要素が考えられる場合等)。	(a)N	(a) 事業規模が小さいため、越境や地球規模の環境問題への影響は想定されない。

