

10. 現地電力事業環境

10.1. 既存電力事業者

カンボジア国内の全ての電力事業は登録制となっており、EAC が毎年公表する Annual Report にて既存電力事業者の状況を確認することができる。

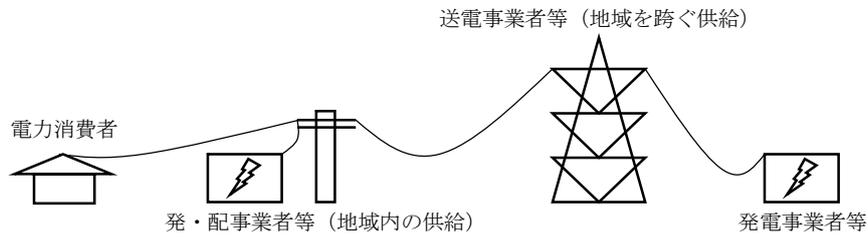
図表30 カンボジア国内の既存電力事業者 (2011)

No.	Type of License Issued	Licenses valid at end of 2010	Issued during 2011	Revoked during 2011	Change of type during 2011	Valid at end of 2011
1	Consolidated License consisting of Generation, Distribution and National Transmission Licenses	1				1
2	Generation License	19	2	4		17
3	Special Purpose Transmission License	3	2			5
4	Consolidated License consisting of Special Purpose Transmission and Distribution Licenses	6				6
5	Distribution License	27	4		9	40
6	Retail License	1				1
7	Consolidated License consisting of Generation and Distribution Licenses	221	17	2	-9	227
	TOTAL	278	25	6	+9-9	297

Source : EAC

現在のカンボジア国内の電力供給は、主に小規模の民間発電・配電事業者（REE : Rural Electricity Enterprises）がその役割を担っている。各発電・配電事業者は小規模の発電機と配電線を所有し、EAC より事業ライセンスを与えられたエリア内の電力消費者に対して電力を供給している（参考資料④）。また、複数の地域を跨ぐ電力供給については、EAC より送電事業のライセンスを与えられた民間送電事業者がその役割を担っている。送電事業者は EAC より事業ライセンスを与えられた区間について、発電事業者や他の送電事業者から供給された電力を独占的に送電している。なお、一部のエリアおよび区間については、EDC（Electricite du Cambodge : カンボジア国電力公社で、国内の発電、送電、配電事業を担う）が直接、発電、送電、配電を実施している。

図表31 電力供給体制の概念図



10.2. 電力価格

カンボジア国内の電力は全て EAC で認可を受けた価格で供給されているが、その価格は地域や供給者によって非常にばらつきがある。例えば、プノンペン市近郊で EDC が供給している地域では、電力価格が 0.15~0.21 米ドル/kWh 程度 (4,000 リエル≒1.0 米ドル) であるのに対し、広域電線網の整備が遅れている Kampong Thom 州や Kampong Cham 州では、最高で 1.00 米ドル/kWh という非常に高額な価格で電力が供給されているケースも存在する。このような電力価格が高い地域は、主に小規模の発・配電事業者が電力供給を実施している。これらの電力事業者は、もともと数 kW~数十 kW の低効率の小型発電機を使用しているため、高い発電コストによって、最終消費者が負担する電力価格も高額となってしまっている。

図表32 プノンペン市近郊における EDC の電力価格 (2011)

Category of Consumer	Electricity Tariff, Riels/kWh	Condition
Domestic in Phnom Penh and Takhmao Town of Kandal Province	610	All kWh if monthly consumption does not exceed 50 kWh
	720	All kWh if monthly consumption exceeds 50 kWh
Domestic in Ch. Bamon City of Kampong Speu Province	720	All Domestic Consumers
Embassy, NGO and Foreign Residents and Institutions	820	
Customer paying by Government budget, Commercial (business) and Industrial customers	Tariff rate = average cost of total electricity purchased in previous month + 3.6 US Cents/kWh	For small commercial and Industrial customers
	Tariff rate = average cost of total electricity purchased in previous month + 2.8 US Cents/kWh	For medium commercial and Industrial customers
	Tariff rate = average cost of total electricity purchased in previous month + 2.4 US Cents/kWh	For big commercial and Industrial customers
	Tariff rate = average cost of total electricity purchased in previous month + 2.0 US Cents/kWh	For commercial and Industrial Customer who is directly connected to MV

Source : EAC

図表33 Kampong Thom 州における民間事業者の電力価格 (2011)

6. Kampong Thom Province														
Mr. Huot Pheng	006 L	General	2,150R	2,250R	2,350R	2,450R	2,450R	2,450R	2,450R	2,450R	2,200R	2,200R	2,200R	2,200R
Sung Jun & Chalbo Industrial Co., Ltd	012 L	General	1,850R	1,950R	2,050R	2,150R								
Mr. Te Kok Eng	019 L	General	2,750R	2,750R	2,850R	2,950R								
Mr. Nhean Kong	032 L	General	2,750R	2,750R	2,850R	2,950R								
Mr. Kim Chantara	039 L	General	2,750R	2,750R	2,850R	2,950R								
Mr. Ong Hok San	063 L	General	2,700R	2,700R	2,800R	2,900R	2,900R	3,000R						
Mr. Tseung San	073 L	General	2,750R	2,750R	2,850R	2,950R								
Mr. Some Lau Y	199 L	General	3,050R	3,050R	3,150R	3,250R								
Mr. Saeu Tiengkhoek	228 L	General	3,300R	3,400R	3,500R	3,600R								
Mr. Chhea Sokhom	245 L	General	2,900R	2,900R	3,000R	3,100R								
Mr. Sayny Yousoza	314L	General					3,600R	3,700R	3,700R	3,700R	3,700R	2,900R	2,900R	2,900R
Mrs. Chet Layhum	326L											3,500R	3,500R	3,500R
Mrs. Chhay Leakena	327L											4,000R	4,000R	4,000R
Mr. Seang Ty	328L											3,200R	3,200R	3,200R

Source : EAC

図表34 Kampong Cham 州における民間事業者の電力価格 (2011)

3. Kampong Cham Province														
Electricity Preychhor Enterprise	023 L	General	1,600R	1,700R	1,700R	1,700R	1,700R	1,800R	1,800R	1,800R	1,700R	1,700R	1,700R	1,700R
Mr. Chang Bunnetet	026 L	General	2,500R	2,600R	2,700R	2,800R								
Electricity Suong Enterprise	027 L	General	1,400R	1,400R	1,400R	1,400R	1,400R	1,400R	1,500R	1,600R	1,600R	1,600R	1,600R	1,500R
Mrs. Houng Thanbopha	038 L	General	2,700R	2,700R	2,700R	2,700R	2,700R	2,800R	2,800R	2,800R	2,700R	2,700R	2,700R	2,700R
Mrs. Sar Malis	047 L	General	1,600R	1,700R	1,700R	1,700R	1,700R	1,800R	1,800R	1,800R	1,700R	1,700R	1,700R	1,700R
Mrs. Nhek Theary	056 L	General	1,600R	1,700R	1,700R	1,700R	1,700R	1,800R	1,800R	1,800R	1,700R	1,700R	1,700R	1,700R
Mr. Chun Sohan	057 L	General	2,900R	3,000R	3,100R	3,200R								
Mrs. Eam Sreng	060 L	General	2,700R	2,800R	2,900R	3,000R	3,100R							
Mr. Mean Vanna	074 L	General	1,600R	1,700R	1,700R	1,700R	1,700R	1,800R	1,800R	1,800R	1,700R	1,700R	1,700R	1,700R
Mr. Chhay Kim Huor	075 L	General	2,700R	2,800R	2,900R	3,000R	3,100R							
Electricity Tbong Khnum Enterprise	085 L	General	1,400R	1,400R	1,400R	1,400R	1,400R	1,400R	1,500R	1,600R	1,600R	1,600R	1,500R	1,500R
Mr. Khun Sophal	088 L	General	1,400R	1,400R	1,400R	1,400R	1,400R	1,400R	1,500R	1,600R	1,600R	1,600R	1,500R	1,500R
Electricity Development and Construction Company	122 L		< 20000 kWh	750R										
			>= 20000 kWh	\$ 0.125	\$ 0.125	\$ 0.125	\$ 0.125	\$ 0.125	\$ 0.125	\$ 0.125	\$ 0.125	\$ 0.125	\$ 0.125	\$ 0.125
Mr. Try Leng	130 L	General	3,100R	3,200R	3,300R	3,400R								
Mr. Chea Chan Naroeun	140 L	General	1,600R	1,700R	1,700R	1,700R	1,700R	1,800R	1,800R	1,800R	1,700R	1,700R	1,700R	1,700R
Mr. Khun Sopheap	159 L	General	2,700R	2,800R	2,900R	3,000R								
Mr. Seng Chinleang	160 L	General	2,800R	2,900R	3,000R	3,100R								
Electricity Kang Meas Enterprise	165 L	General	1,600R	1,700R	1,700R	1,700R	1,700R	1,800R	1,800R	1,800R	1,700R	1,700R	1,700R	1,700R
Mr. Kim Meug	181 L	General	3,100R	3,200R	3,300R	3,400R								
Mrs. Phin Vipheavy	191 L	General	2,900R	3,000R	3,100R	3,200R								
Mr. Path Seang Hun	192 L	General	2,800R	2,900R	3,000R	3,100R								
Electricity Chu Paing Enterprise	200 L	General	940R	940R	940R	940R	940R	940R	940R	940R	940R	940R	940R	940R
		MV	\$0.125	\$0.125	\$0.125	\$0.125	\$0.125	\$0.125	\$0.125	\$0.125	\$0.125	\$0.125	\$0.125	\$0.125
Mr. Lay Veng Kheang	207 L	General	2,900R	3,000R	3,100R	3,200R	3,300R	3,300R	3,300R	3,200R	3,200R	3,200R	3,200R	3,200R
Mrs. Tek Nimol	216 L	General	3,200R	3,300R	3,400R	3,500R								
Electricity Skun - Chankar Leu Enterprise	220 L	General	1,600R	1,700R	1,700R	1,700R	1,700R	1,800R	1,800R	1,800R	1,700R	1,700R	1,700R	1,700R
Mr. Ung Kimsean	241 L	General	3,000R	3,100R	3,200R	3,300R								
Mrs. Pheng Sophat	254 L	General	2,500R	2,600R	2,700R	2,800R								
Mrs. Som Sokhalin	255 L	General	3,100R	3,200R	3,300R	3,400R								
Mr. Toek Hong	256 L	General	3,100R	3,200R	3,300R	3,400R								
Mr. Sean Siphan	277 L	General	3,000R	3,000R	3,000R	3,100R								
Electricity Daun Roth Enterprise	280 L	General	750R	750R	750R	750R	750R	750R	750R	750R	750R	750R	750R	750R
Mr. Yin Kimly	288 L	General	3,300R	3,400R	3,500R	3,600R	3,600R	3,600R	3,600R	3,200R	3,200R	3,200R	3,200R	3,200R
Mr. Seng Kay	292 L	General	3,000R	3,000R	3,000R	3,000R	2,900R	2,900R	2,900R	2,800R	2,800R	2,800R	2,800R	2,800R
Mr. Hak Siekveug	301 L	General	3,100R	3,100R	3,100R	3,100R	3,300R	3,300R	3,300R	3,200R	3,200R	3,200R	3,200R	3,200R
Mr. Chea Ki Thong	308L	General	2,800R	2,800R	2,800R	2,800R	2,800R	3,000R						
Mrs. Kur Yan	321L	General								3,400R	3,400R	3,400R	3,400R	3,400R

Source : EAC

10.3. 将来の電源開発計画

現在の国内の電力不足、高い電力価格という問題を解決するため、MIME は大規模電源および広域送電線網の計画・開発を進めている。今後 2020 年までに建設が計画されている電源は、数百 MW クラスの大規模火力発電や大規模水力発電が主体であり、これらは民間事業者によって開発が進められている。また、広域送電線網についても、2020 年までにはカンボジア全土をほぼカバーするように計画・開発が進められている。これらの大規模電源開発と広域送電線網の拡充が進めば、国内の電力不足問題や電力価格高騰問題も解消に向かうと期待できる。しかし、MIME によれば、現時点で既に一部の地域で 2～3 年程度の遅れが発生しており、今後の計画についてもずれが生じる可能性がある、とのことである。また、大規模電源開発や送電線網の拡充による、既存の民間電力事業者の事業機会減少という問題も、国家の電源開発計画を遅らせる要因として今後浮上する可能性がある、とのことであった。本事業においては、大規模電源開発や送電線網の整備が将来進むにつれ、国内電力価格の全体的な引き下げによる売電価格の低下に繋がる恐れがあるため、将来の開発動向については注視する必要がある。

図表35 カンボジア国内の電源開発計画

発電所名	資金源	発電方法	MW	操業開始	現状	
1 カムチャイ	カンボット州	中国	水力	193	2011	完成
2 キリロム III	コッコン州	中国	水力	18	2012	建設中
3 シアヌークビル 200MW 石炭火力	フェーズ1	マレーシア・カンボジア	石炭火力	100	2013	計画
4 ストゥン・アタイ	ブルサット州	中国	水力	120	2013	建設中
5 ストゥン・タタイ	コッコン州	中国	水力	246	2014	建設中
6 ローワー・ストゥン・ロッセイ・チュルム	コッコン州	中国	水力	338	2015	建設中
7 シアヌークビル 700MW 石炭火力	フェーズ1	未定	石炭火力	100	2014	未定
8 シアヌークビル 700MW 石炭火力	フェーズ2	未定	石炭火力	100	2015	未定
9 シアヌークビル 700MW 石炭火力	フェーズ3	未定	石炭火力	100	2016	未定
10 シアヌークビル 200MW 石炭火力	フェーズ2	マレーシア・カンボジア	石炭火力	135	2017	計画
11 ローワー・セサン II・ローワー・スレボック I	スタントゥレン州	ベトナム	水力	400	2017	計画
12 シアヌークビル 700MW 石炭火力	フェーズ4	未定	石炭火力	100	2017	未定
13 ストゥン・チャイ・アレン	コッコン州	中国	水力	108	2017	計画
14 シアヌークビル 700MW 石炭火力	フェーズ5	未定	石炭火力	100	2018	未定
15 ローワー・スレボック III・IV	ラタナキリ州	未定	水力	368	2018	計画
16 シアヌークビル 700MW 石炭火力	フェーズ6	未定	石炭火力	200	2019	未定
17 サンポー	クラチェ州	中国	水力	450	2019	計画
18 シアヌークビル石炭火力 III またはガス火力		未定	石炭又は天然ガス火力	400	2020	未定
合計				3,576	—	—

Source : JETRO カンボジア

YEAR: 2012



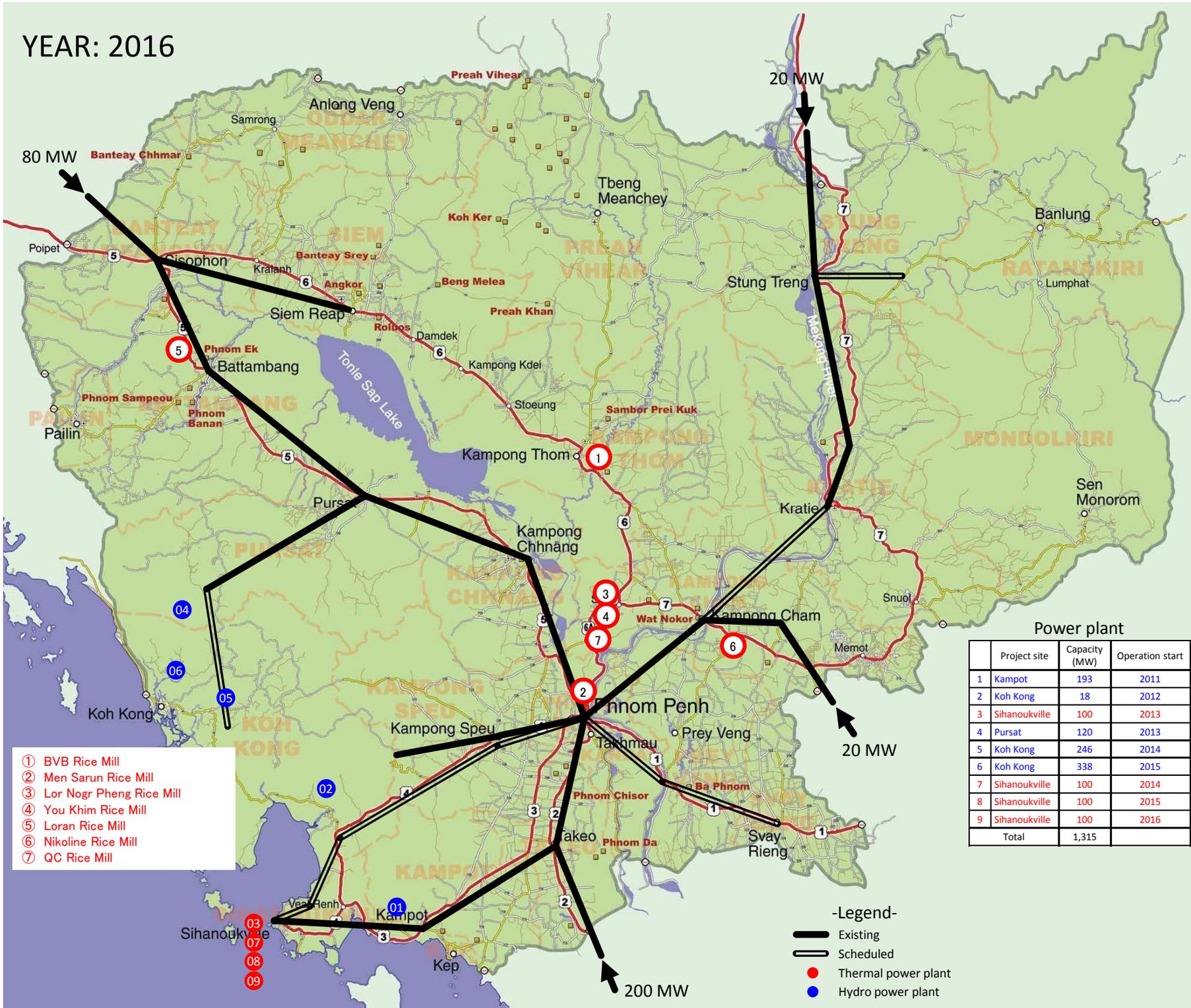
- ① BVB Rice Mill
- ② Men Sarun Rice Mill
- ③ Lor Nogr Pheng Rice Mill
- ④ You Khim Rice Mill
- ⑤ Loran Rice Mill
- ⑥ Nikoline Rice Mill
- ⑦ QC Rice Mill

Power plant		
Project site	Capacity (MW)	Operation start
1 Kampot	193	2011
2 Koh Kong	18	2012
Total	211	

- Legend-
- Existing
 - Scheduled
 - Thermal power plant
 - Hydro power plant

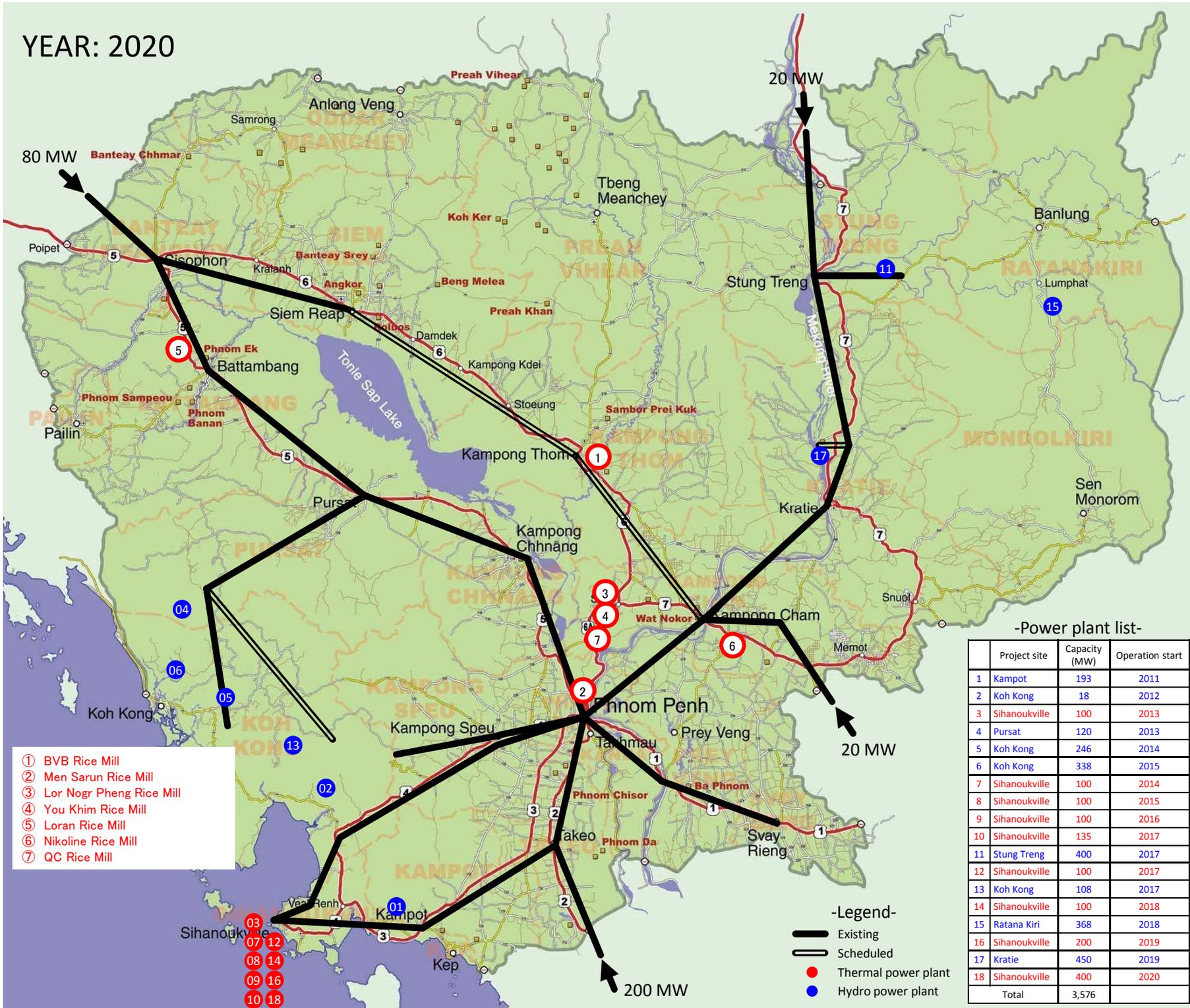
図表36 電力開発計画 (2012年までの計画)

YEAR: 2016



図表37 電力開発計画 (2016年までの計画)

YEAR: 2020



- ① BVB Rice Mill
- ② Men Sarun Rice Mill
- ③ Lor Nogr Pheng Rice Mill
- ④ You Khim Rice Mill
- ⑤ Loran Rice Mill
- ⑥ Nikoline Rice Mill
- ⑦ QC Rice Mill

-Power plant list-

	Project site	Capacity (MW)	Operation start
1	Kampot	193	2011
2	Koh Kong	18	2012
3	Sihanoukville	100	2013
4	Pursat	120	2013
5	Koh Kong	246	2014
6	Koh Kong	338	2015
7	Sihanoukville	100	2014
8	Sihanoukville	100	2015
9	Sihanoukville	100	2016
10	Sihanoukville	135	2017
11	Stung Treng	400	2017
12	Sihanoukville	100	2017
13	Koh Kong	108	2017
14	Sihanoukville	100	2018
15	Ratana Kiri	368	2018
16	Sihanoukville	200	2019
17	Kratie	450	2019
18	Sihanoukville	400	2020
Total		3,576	

-Legend-

- Existing
- Scheduled
- Thermal power plant
- Hydro power plant

図表38 電力開発計画 (2020年までの計画)

10.4. 国内の籾殻発電市場における他社の動向

カンボジア国内の籾殻発電市場においては、上述のとおり、籾殻ガス化発電設備が広く普及している。当該設備の既存サプライヤーとしては、SME社というカンボジア企業が国内では有名である。SME社はインドの籾殻ガス化技術をベースにしており、ガス化炉自体はカンボジア国内で製造している。発電機には籾殻ガスとディーゼル油のDual fuelエンジンを使用し、精米工場側の電力需要の急激な変化への追従性を高める工夫を取り入れている。また、中古発電機を組み合わせることでインシヤルコストを抑えるという対応も実施している。今回個別訪問した現地精米工場の中に、上記のように中古発電機をベースとした籾殻発電設備を導入している工場があり、同工場によると、800kWの発電容量を備える設備全体に要した費用は36万米ドル程度であった、とのことである。

一方、公共グリッドへの売電を目的とした籾殻発電事業への参入も出てきている。カンボジア企業であるSOMA社は、Kampong Cham州内にて、1.5MW規模の籾殻発電事業の建設に着手しており、商業運転開始時期は2013年を予定している。籾殻発電所の建設はインドのエンジニアリング企業であるAnkur Scientific Energy Technologies社が請け負い、インドのガス化技術とGE社のガス発電機を使用する。

10.5. 既存の籾殻発電事業者

本調査では、本事業と同種のBTG発電方式を導入している既存の籾殻発電所を視察した。視察先とした籾殻発電所は、Kandal州に位置するAngkor籾殻発電所（発電容量＝2,000kW）であり、カンボジア国内で初の大型籾殻発電事業として位置づけられている。Angkor籾殻発電所はAngkor Bio Cogen社によって運用されており、発電電力全量を隣接するAngkor精米工場へ供給している。また、当該発電所は国連にCDM事業として登録されているため、得られた排出権から売却益を得ることも可能となっている。

Angkor籾殻発電所に隣接するAngkor精米工場の精米量は6,000トン/月程度であり、そこで発生した籾殻全量が、Angkor籾殻発電所へ燃料として供給されている。当該発電所の定格発電量2,000kWに対して籾殻消費量は3.6トン/時となっており、籾殻の一般的な熱量（13,000J/g）から発電端効率はおよそ15%と試算されるが、タイ国などで実施されている籾殻発電の発電端効率18%程度に比べると低くなっている。Angkor発電所で発生している籾殻の焼却灰は黒色に近いことが確認できたが、これは籾殻の燃焼過程において完全燃焼されておらず、未燃分が多く残ったまま排出されているために生じている現象であり、このことが発電端効率に影響していると考えられる。

Angkor発電所では、籾殻の焼却灰を土壌改良材やセメント材量として販売する可能性を模索しており、そのために通常のボイラー内燃焼温度である800～900℃ではなく、700℃程

度の燃焼温度に管理している。一般に、籾殻中のシリカ分が結晶化する温度が 800°C以上と考えられているが、非結晶のままであれば多孔性、親和性が高く確保でき、高価値の副産物として売却益を得られる可能性がある。また、結晶シリカは発がん性物質とされており、人体への影響も考慮すると、非結晶シリカを生成できる Angkor 籾殻発電所の燃焼管理は高く評価できると言える。なお、籾殻の焼却灰は専用の配管を通り、建屋の中で直接袋詰めされているため、周囲への飛散についても的確な管理が実施されていることが確認できた。

Angkor 籾殻発電所は 2006 年頃に着工し、2008 年の完成予定であったが、結局 2011 年の完成まで 5 年近くを要した。上記遅延の要因について、Angkor Bio Cogen 社によると、同規模での籾殻 BTG 発電事業の建設はカンボジア国内で初の試みであったため、関連する申請手続き、カンボジア国内における機器のデリバリー、労働者確保、現地施工の効率性確保などの面で一つ一つ問題をクリアしながらの対応となり、結果的に多くの時間を要した、とのことである。しかし、Angkor 籾殻発電所が安定稼動し、新たな籾殻発電所も計画されるようになった現在では、行政の手続きや現地施工の段取り等、タイ国などで実施されている籾殻発電所の建設と同等のレベルで実施できる環境が整ってきている、とのことであった。

図表39 Angkor 籾殻発電所の概要

項目	内容
発電所名称	Angkor Rice Husk Power Plant
発電事業者	Angkor Bio Cogen
所在地	カンボジア王国 Kandal 州
発電容量	2,000kW
発電方式	BTG
燃料最大消費量	3.6 トン/時
商業運転開始年	2011 年
建設開始年	2006 年頃
電力供給先	隣接する精米工場 (Angkor 精米工場)
施工業者 (EPC コントラクター)	タイ企業
総事業費	約 6 百万米ドル
資金調達方法	自己資金および国内商業銀行からの融資

図表40 Angkor 発電所全景



図表41 籾殻焼却灰（未燃分があり黒色）



図表42 粃殻焼却灰のパッキングプラント



11. 本事業のビジネスモデル

11.1. 本事業の顧客対象

カンボジア国内の事業環境調査結果より、本事業の顧客対象としては、以下の条件を満たす精米事業者とすることとした。そして、現地精米事業者への個別訪問より、現時点での本事業の顧客対象として優先するのは、Kampong Cham 州に位置する Lor Ngor Pheng Rice Mill (p.37) とした。

① 精米量=100 トン/日規模の大規模精米事業者を顧客対象とする

- ・ カンボジアでは今後、籾殻発電事業投資が増える可能性があり、籾殻調達競争による価格高騰リスクについては十分に注意する必要がある。
- ・ 本事業の顧客対象を国内最大クラスの精米事業者として籾殻調達の効率性を高める（精米量 100 トン/日であれば、1MW の発電に必要な燃料量の 5 割程度を確保することが可能）ことで、籾殻の収集コスト低減や他の籾殻需要者との調達干渉の回避を目指す。

② 籾殻ガス化発電設備が設置されていない精米工場を顧客対象とする

- ・ 籾殻ガス化発電設備が既に設置されている精米工場では、設置されていない同規模の工場と比較して、余剰籾殻量が少なくなる。
- ・ また、既に籾殻ガス化発電設備を導入している精米工場では、自社で発生する籾殻により安価な電力を確保できているため、そのような工場に対しては本事業からの電力供給によるコストメリットが発生しにくい。
- ・ ただし、既存の精米工場に広く普及している籾殻ガス化発電設備においては、環境規制の厳格化リスク、住民対応リスクなどが今後増大する可能性がある。その場合、本事業の環境優位性が付加価値として認められようになると期待できるため、その時点で新たな顧客対象に含めることができる。

③ 自社敷地の中に十分な広さの空き地がある精米工場を顧客対象とする

- ・ カンボジア国内の土地を保有する場合には外資規制がかかり、保有しようとする事業者の海外資本比率は 49%以下まで制限される。
- ・ 本事業においては、顧客対象となる精米工場から、工場敷地のうち、発電所および籾殻ストックヤードに必要な 2ha 程度の空き地を無償貸借するよう交渉し、事業用地確保に係るコストや規制等の回避をはかることとする。

11.2. 競合他社との差別化

本事業では、主に以下の 4 点について既存の競合他社との差別化をはかり、籾殻発電の事

業展開や籾殻の調達競争を有利に進めることを狙いとする。

① 環境負荷の少ない籾殻発電所の導入（籾殻ガス化発電技術との差別化）

- ・ カンボジア国内の籾殻発電市場では、既存サプライヤーが多くの籾殻ガス化発電設備を供給している。しかし、前項でも指摘したとおり、当該設備は排水、排気、固形廃棄物の管理面についての対応は不十分と言える。
- ・ 現在、MOE はこれら籾殻ガス化発電設備について、今後新たな環境基準等を設けることを念頭に、既存発電設備の環境負荷について調査中であり、国内の精米事業者にとっては、環境対応コストの発生など事業活動のリスクが高まる可能性がある。
- ・ 本事業では、環境関連法で要求される基準値（排水水質、大気放出物質）を満たすことを前提としており、籾殻灰については、人体影響の少ない非結晶シリカを生成できる燃焼管理方法をとる。
- ・ これにより、導入先の精米事業者においては、将来の環境対応リスクの低減が可能となることの付加価値をアピールする。

図表43 直接燃焼発電技術とガス化発電技術の比較

項目	直接燃焼発電技術	ガス化発電技術
イニシャルコスト	<ul style="list-style-type: none"> 2.5～4.0 百万米ドル/MW 程度（国・地域や仕様により異なる）。 	<ul style="list-style-type: none"> 2.0 百万米ドル/MW 程度（p.49 に記載の SOMA 社事業に関する報道資料より）。
メンテナンス性	<ul style="list-style-type: none"> 定期点検および補修交換の頻度は、2～3 日/月程度。 上記定期点検日数を除いた、24 時間 330 日程度の連続運転が可能。 	<ul style="list-style-type: none"> 一般的に、生成ガスに含まれるタールの完全な除去技術は未だ確率されておらず、発電設備に付着するタール除去のために、頻繁に清掃が必要。さらには、清掃に伴い発生する洗浄排水の処理設備が必要。
環境面	<ul style="list-style-type: none"> 籾殻灰は、全量をセメント材として売却可能。 	<ul style="list-style-type: none"> 籾殻炭は土壌改良剤などとして農地散布可能。 ガス化炉を導入している現地精米工場では、籾殻炭の引受先が無く、工場裏に全量野積みしているケースもある。

※ここで想定する籾殻ガス化発電技術とは、籾殻を熱分解して発生させた可燃性ガス 100% を燃料として用い、ガスエンジン発電機を使用したものを想定する。カンボジア国内では、籾殻からの可燃性ガスとディーゼルオイルを混合燃焼させる中古発電機を使用することが一般的ではあるが、バイオマス資源のみでなく多くの化石燃料を使用することと、その化石燃料の調達コストも負担となる。

② BOOT スキームの導入（他の籾殻発電事業者との差別化）

- 本事業では、籾殻発電設備の導入にあたって、BOOT スキームを用いる。これにより、顧客対象である精米事業者においては、イニシャルコスト、設計・建設時の作業、メンテナンス等の負担を回避することができる。
- 既存の籾殻ガス化発電設備は、ガス化過程で発生したタールの発電設備等への付着により、頻繁なメンテナンスが必要となっており、既存精米事業者の負担となっている。本調査で個別訪問した現地精米工場の中でも、本事業によるメンテナンス部分での負担軽減に興味を示す事業者が複数あり、これは本 BOOT スキーム

を導入することの利点と言える。

- ・ MOE や MIME、EAC によると、現在ある、または将来計画されている籾殻発電事業の中で、本事業のような BOOT スキームの導入事例は確認されていない、とのことであり、同種事業者が現れるまでは競合他社との差別化をはかることができる。

③ BOOT スキームを前提とした籾殻調達（他の籾殻発電事業者との差別化）

- ・ カンボジア国内では、本事業以外にも 1MW 以上の発電規模を持つ籾殻発電所の建設計画は既に存在する。今後も同種事業への投資が増えることで、様々な地域で籾殻需要の増加による価格高騰という現象が発生する可能性が考えられる。
- ・ 本事業では、顧客対象となる現地精米事業者への、本 BOOT スキーム導入によるメリット供与（安価な電力、メンテナンスフリー、契約期間終了後のプラントの無償譲渡等）により、長期間安定的に籾殻の供給を受けることをねらいとする。
- ・ 本事業と現地精米事業者間における、籾殻供給と上記メリット供与の排他的な取引を形成することで、外部の籾殻市場環境に影響されにくい燃料調達体制を構築する。

※隣のタイ国では、2000 年頃より籾殻発電投資が過熱し始めた。籾殻発電事業だけで設置規模が合計 100MW 以上となった現在、籾殻の調達競争が激化した結果、2000 年当初は 150 円/トン程度であった籾殻価格が現在では 3,000 円/トン以上まで高騰している。これと同じような現象は、今後カンボジア国内でも発生する可能性は高いと考えられる。

④ 籾殻灰の売却可能性（他の籾殻発電事業者との差別化）

- ・ 本事業では、籾殻の燃焼温度を 700℃前後に管理し、燃料の燃焼室滞留時間を比較的大きくした燃焼方式を用いて、未燃分が殆どない非結晶の籾殻灰を生成する。
- ・ この籾殻灰はセメント原料をはじめとする多用途の副次的な利用が可能で、有償で他社に販売することによる収入を期待することができる。
- ・ 籾殻灰を廃棄物として発生させる既存の籾殻発電事業に比べ、本事業は籾殻灰の売却収入によりコスト競争力を発揮し、差別化を図ることが可能となる。

11.3. 本事業の展開方法

本事業は、以下に示す 3 段階により、カンボジア国内での事業展開をはかることとする。

① 既存の大規模精米事業者を対象に事業を実施（第 1 ステップ）（1～3 年以内）

- ・ 本事業の第 1 段階として、既存の大規模精米事業者の中から最も条件の良い顧客対象を選定し、まずはカンボジア国内での 1 件の事業実績獲得を目指す。

- ・ さらに、第 1 段階事業のスキーム（発電所の基本計画、各種契約形態、事業実施体制等）をパッケージ化し、第 2 段階以降に適用していくことで、コスト削減をはかる。カンボジアでは政府の米政策（Rice policy）による輸出振興が図られるなど、今後精米事業が活発化すると期待できるが、他国の粳バイヤーの流入や粳調達資金供給不足といった問題が解決されるには、カンボジア全体の電力価格低下や国内融資機関の能力強化など、時間を要すると考えられる。そのため、現在の最大事業規模（精米量 100 トン/日程度）が劇的に増大するにも時間を要すると推察され、第 1 段階で実施した事業スキームをそのまま他の精米事業者に応用できれば、コスト削減や時間短縮が可能となる。

② その他既存事業者や新規参入事業者を対象に実施（第 2 ステップ）（3～5 年以内）

- ・ 第 1 段階で得た実績をもとに、その他の大規模精米事業者へ事業展開をはかる。
- ・ 特に、2010 年にカンボジア政府がコメの増産と輸出振興政策を打ち出した以降増えている、新規参入の精米事業者への導入提案を積極的に行う。

③ 環境関連法改定による新たな市場への展開（第 3 ステップ）（5 年目以降）

- ・ MOE によると、既にカンボジア政府は環境規制の厳格化を検討中であり、環境面の対応が不十分と見受けられる既存の粳殻ガス化発電設備の環境対応コストの発生リスクは高い。
- ・ 将来、当該規制の本格運用が開始されてあれば、現時点では顧客対象とならなかった既存精米事業者に対しても、本事業の提案機会が生まれると期待できる。

11.4. プロジェクトサイト選定

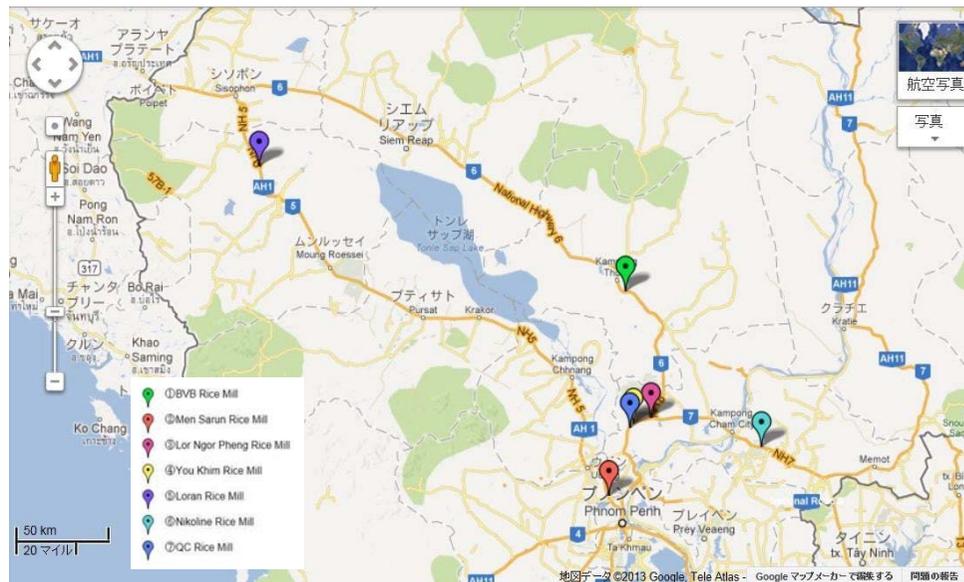
本調査内で実際に個別訪問した現地精米工場の中から、本事業を実施する上で最も条件の良い精米工場を、第 1 段階事業の対象プロジェクトサイトとして選定した。

本事業の第 1 段階実施対象のプロジェクトサイトは、Kampong Cham 州に位置する Lor Ngor Pheng Rice Mill（以下、LNPRM という）とする。当該精米事業者は 1994 年創業で、毎年 30,000 トン/年以上を精米し、海外市場、特に欧州やアジアへコメを輸出している。LNPRM の現在の精米量は 100 トン/日程度であるが、2012 年末より同州内の別サイトに移転し、2013 年以降は精米量 200 トン/日規模に精米事業を拡大する予定である。本事業は、この新規精米工場が立地する敷地内に建設する計画とし、約 2ha の土地を LNPRM より無償で借り受ける予定である。

本調査内で個別訪問した現地精米事業者の中で、LNPRM は特に以下の点において、本事業の実施対象として他の精米事業者よりも条件が良いことが確認できている。

- LNPRM の精米規模は現時点で国内最大クラスであり、個別訪問した現地精米事業者の中でも最大である。また、LNPRM には、1994 年の精米事業開始時から継続した事業実績があり、籾殻供給能力を評価しやすい条件が揃っていると言える。
- LNPRM が 2013 年から稼働開始する新設精米工場の電源は、自家用ディーゼル発電機と公共電力の 2 種類である。自家用の籾殻発電設備は未導入であることから、新設工場の電力コストは 0.29 米ドル/kWh 程度となり、本事業による電力コスト軽減効果が期待できる。
- LNPRM は新設精米工場を建設するにあたり、7ha 程度の土地を購入している。しかし、精米工場自体が占めるのは全体の半数程度で、精米工場裏手には約 4ha の空き地が広がっている。本事業では LNPRM から 2ha 程度の事業用地を無償借地することが可能。

比較対象精米工場の位置図



		①	②	③	④	⑤	⑥	⑦
工場の概要	工場名	BVB	Men Sarun	Lor Ngor Pheng	You Khim	Loran	Nikoline	QC
	州	Kampong Thom	Phnom Penh	Kampong Cham	Kampong Cham	Bttambang	Kampong Cham	Kampong Cham
	事業開始年	2011年	2007年	1994年	—	1994年	2011年	2010年
	従業員数	—	—	35人	—	60人	70人	15人
	精米能力(最大)	30ton/hour	25ton/hour	25ton/hour	10ton/hour	10ton/hour	11ton/hour	6ton/hour
	平均営業時間(現状)	1hour/day	400hours/month	15hours/day	10hours/day	16hours/day	12hours/day	8hours/day
	営業日数(現状)	数日程度	300days/year	330days/year	300days/year	330days/year	330days/year	330days/year
州・地域の状況	稲籾収量(2011)	540,636トン	13,566トン	769,399トン	769,399トン	799,605トン	769,399トン	769,399トン
	既存の精米施設数	4,188施設	1施設	381施設	381施設	50施設	381施設	381施設
	公共グリッドの電力価格	公共電線からの配電無し	0.15\$/kWh	0.27\$/kWh	0.27\$/kWh	0.18\$/kWh	0.33\$/kWh	0.75\$/kWh
	Nationalグリッドの整備時期	2020年頃	整備済	2012年頃	2012年頃	2012年頃	2012年頃	2012年頃
工場の現状	精米量	約20ton/day	約40ton/day	約150ton/day (2013年1月より、新設工場で営業)	約90ton/day	約80ton/day	約100ton/day	約40ton/day
	主な米販売先	国内	カンボジア軍	国内、海外(欧州、タイ等)、WFP	国内、海外(欧州等)	国内、海外	国内、海外	国内、海外
	稲籾調達資金	100%借入(目途立たず)	—	50%程度借入	50%程度借入	100%借入	全額自己資金	一部借入
	籾殻の自家使用	稲籾乾燥機(予定)	稲籾乾燥機(3ton/day)	—	籾殻ガス化炉(6ton/day)	稲籾乾燥機(4ton/day) 籾殻ガス化炉(4ton/day)	稲籾乾燥機 籾殻ガス化炉	稲籾乾燥機 籾殻ガス化炉
	余籾殻量	約4ton/day (1MW発電必要量の約11%)	約5ton/day (1MW発電必要量の約14%)	約30ton/day (1MW発電必要量の約86%)	約12ton/day (1MW発電必要量の約34%)	約8ton/day (1MW発電必要量の約23%)	約0ton/day (1MW発電必要量の0%)	約5ton/day (1MW発電必要量の約14%)
	籾殻の売却先	—	一般消費者	レンガ工場	レンガ工場	レンガ工場	籾殻発電所	レンガ工場
	籾殻の他社への売却価格	—	10~15\$/ton	5.5\$/ton	7.5\$/ton	無償提供	7.0\$/ton	15.0\$/ton
	自家発電設備	Diesel発電機(3.0 MW)	—	Diesel発電機(1.2MW)	Dual fuel発電機(1.1MW) (籾殻ガス+軽油)	Dual fuel発電機(0.7MW) (籾殻ガス+軽油)	Dual fuel発電機(1.2MW) (籾殻ガス+軽油)	Dual fuel発電機(1.3MW) (籾殻ガス+軽油)
	工場敷地の状況	敷地内(工場裏)に2ha以上の空地	敷地内に空地なし	敷地内(工場裏)に2ha以上の空地	敷地内(工場裏)に2ha以上の空地	敷地内に空地なし	敷地内(工場裏)に2ha以上の空地	敷地内(工場裏)に2ha以上の空地
	工場の電源比率	公共電力	0%	100%	50%	0%	60%	50%
自家ディーゼル発電機		100%	0%	50%	100%	40%	50%	100%
自家籾殻発電機		0%	0%	0%	(籾殻ガス=70%, diesel=30%)	(籾殻ガス=70%, diesel=30%)	(籾殻ガス=70%, diesel=30%)	(籾殻ガス=30%, diesel=70%)
概算電力コスト		0.30\$/kWh	0.15\$/kWh	0.29\$/kWh	0.08\$/kWh	0.14\$/kWh	0.21\$/kWh	0.21\$/kWh

図表45 LNPRMの新工場内部（稲粃ストックヤード）



図表46 LNPRMの新工場内部（日本製精米機）

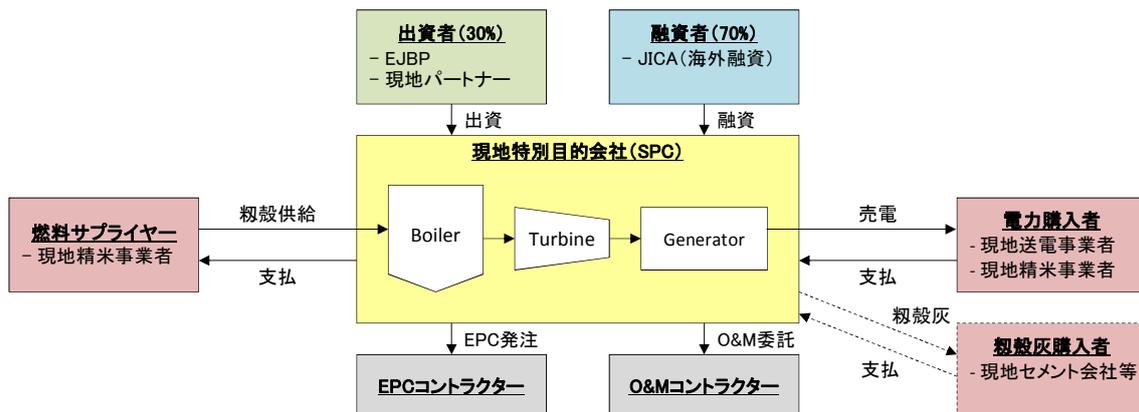


11.5. 本事業の実施体制

本事業を実施するための体制図を以下に示す。

- ・ 資本構成は、JICA の海外投融資スキームの内の融資により 70%、残りの 30%を事業実施主体や現地の事業パートナーとの共同出資で調達する計画とした。
- ・ 発電技術には蒸気発電技術を使用し、現地精米事業者から供給された籾殻を燃焼させて熱エネルギーを得る。生成した電力は、現地の送電事業者や、籾殻のサプライヤーでもある現地精米事業へ供給する。
- ・ 籾殻の燃焼過程で排出される焼却灰は、現時点では、国内のセメント会社にセメント材料として有償で販売することを想定する（具体的な販売条件等は今後の交渉課題となる）。
- ・ 籾殻発電所の建設に係る一切の業務は、EPC コントラクターへ一括発注する。また、商業運転開始後の発電所の運転、管理業務については、O&M コントラクターへ一括発注する。

図表47 事業実施体制



12. 事業計画

第1段階事業として、Lor Ngor Pheng Rice Mill をプロジェクトサイトとする事業について、事業計画の策定を行った。

12.1. 事業スケジュール

12.1.1. 商業運転開始までの必要な手続き一覧

本事業の事業化着手時点から、商業運転開始、すなわち他社への発電電力の販売開始時点までに必要な各種申請手続き、契約関連手続き、建設関連作業などを図表 48 に整理する。なお、契約関連手続きにおける交渉や締結に係る期間については、通常はプロジェクトの進捗状況や各関係者との調整状況により個別事業ごとに異なるため、ここでは空欄とした。本事業の場合には、後述するスケジュール上のコントロールポイントより、契約関連手続きにあてる期間を決定している（図表 50 参照）。

図表48 本事業の事業化に必要な手続き一覧

	項目	相手先	期間 (最短)	備考
申請 手続 き	FS 実施許可取得	MIME	1 カ月	
	FS 実施	MIME	6 カ月	期間は任意
	事業化許可取得	MIME	2 カ月	
	QIP 登録	CDC	2 カ月	ワンストップ サービス
	電力事業ライセンス取得	EAC	3 カ月	
契約 関 連 手 続 き	現地事業会社設立	MOC ¹⁹	—	
	燃料供給契約交渉、締結	LNPRM、YKRM	—	
	BOOT 契約交渉、締結	LNPRM	—	
	売電契約交渉、締結	送電事業会社	—	
	EPC 契約交渉、締結	コントラクター候補	—	
	O&M 契約交渉、締結	コントラクター候補	—	
	融資契約交渉、締結	金融機関	—	
	糶殻灰販売契約交渉、締結	セメント会社等	—	
建 設 作 業 等	詳細設計	EPC コントラクター	3 カ月	
	建設工事	EPC コントラクター	21 カ月	
	内、現場基礎工事	EPC コントラクター	3 カ月	
	試運転、引き渡し	EPC コントラクター	2 カ月	

¹⁹ Ministry of Commerce

12.1.2. 事業スケジュール管理上のコントロール条件

籾殻発電所や籾殻ストックヤードの建設工事における現場基礎工事の実施時期については、現地気候条件を考慮して決定する。基礎工事には、地ならし、型枠設置、配筋、コンクリート打設、養生などの工程が含まれており、降雨などによる土砂流入や浸水等の影響を受けやすい。カンボジアの季節は雨季と乾季の 2 季に明確に分かれており、雨季には継続的な降雨や、それに伴い洪水などの被害も各地で発生することがある。プラントエリアの盤面整備やヤード打設、ボイラー本体の基礎等の現場基礎工事が当該期間中に影響を受ければ、手戻り作業や工期遅延により、膨大なコストが発生してしまう。よって、当該作業を乾季（毎年 11 月～4 月頃）の期間中に実施することをコントロール条件とし、事業スケジュールを立案することとした。

12.1.3. 事業実施スケジュール案

上記コントロール条件をもとに、以下に示す 2 つの事業実施スケジュールについて検証した結果、①案（図表 49）では融資契約の交渉及び締結に係る時間的制約が非常に厳しく、実現可能性が低いと判断できることから、②案（図表 50）を採用した。②案の場合、2014 年 10 月までに各種申請手続き、契約関連手続きを終了し、2014 年 11 月から 2016 年 12 月までは発電プラントの建設および引き渡しに係る作業を実施し、商業運転を 2017 年 1 月より開始する見込みとなる。

- ① 現場基礎工事を 2014 年 2 月～2014 年 4 月の乾季に実施する案（不採用）
- ② 現場基礎工事を 2015 年 2 月～2015 年 4 月の乾季に実施する案（採用）

なお、①案を採用した場合の事業実施スケジュールについては、以下に示す課題や問題点から、実現可能性が低いと判断した。

- ・ 2013 年 11 月に EPC コントラクターによる詳細設計着手を実現するためには、2013 年 10 月までに融資金を含む必要な資金調達を完了する必要がある。
- ・ 一方、金融機関と融資契約を締結して事業資金を融資で調達するためには、本事業に係る各種契約（籾殻調達契約、電力販売契約、BOOT 契約、EPC 契約、O&M 契約等）を相当程度確定させ、なおかつその確定内容を基に作成された事業計画資料を用意して、融資の適格性審査を受ける必要がある。
- ・ そして、実際に正式に融資申請を提出した時点から金融機関内部での審査、契約締結完了までに要す期間は、最低でも約 6 カ月は必要と見込まれる。
- ・ よって、上記の各種契約の概要部分に関する基本合意を、2013 年 9 月末（融資契約締結目標で、1 カ月後に実際に入金を想定）から 6 カ月遡って、2013 年 4 月には全て完了させる必要がある。しかし、申請手続きや契約関連手続きの作業量や重要性を考慮すれば、本案は妥当とは考えにくい。

- また、本案の場合、既に現場基礎工事を丁度乾季が終了するタイミング（2014年2月～4月）で設定しているため、当該作業項目のコントロール条件より、EPCコントラクターによる作業着手の時期を更に数カ月先へずらすことによって融資審査期間を確保するような対応策も、現実的とは考えにくい。

12.2. 発電所基本計画

第1段階事業の事業概要を以下に示す。

図表51 第1段階事業概要

項目	内容
プロジェクトサイト	Kampong Cham 州、LNPRM 敷地内（国道6号線沿い）
事業敷地面積	約 2ha（籾殻ストックヤード、貯水池含む）
発電方式	直接燃焼による蒸気タービン発電方式 （BTG : Boiler Turbine Generator）
発電燃料	籾殻 100%
燃料熱量	低位発熱量 13,000kJ/kg-wet
発電規模	1,000kW（Gross 発電容量）、880kW（Net 発電容量）
発電効率	約 15.0%
燃料消費量	約 1.8 トン/時
初期投資額	約 4.0 百万米ドル（建設費用、申請手続き費用など全て含む）
稼働時間	24 時間/日
稼働日数	330 日/年
年間稼働時間	7,920 時間/年
年間総売電量	6,969,600kWh/年
年間籾殻調達量	14,256 トン/年
事業期間	15 年（建設期間含む）
特記事項	本事業は LNPRM との BOOT 契約に基づき、15 年の事業期間終了後、本事業に係る一切の所有権やライセンスを LNPRM へ譲渡

図表52 本事業のプロジェクトサイト



図表53 プロジェクトサイトの現在の状況



12.3. 燃料調達計画

① 粃殻調達先

本事業のプロジェクトサイトである LNPRM で発生する余剰粃殻全量を、メインの発電燃料として調達することとする。また、LNPRM からの粃殻調達量が本事業の必要粃殻量 14,256 トン/年より不足する場合には、LNPRM 社長の兄弟が Kampong Cham 州内で別に経営している You Khim Rice Mill (以下、YKRM という) (p.38 参照) からも不足分を調達することとする。

図表54 本事業の粃殻調達先



② 粃殻ポテンシャルの予測

上記 2 つの精米工場について、本事業で粃殻調達を開始する 2017 年 1 月時点の、それぞれの余剰粃殻量を予測した (図表 58)。まず、過去の精米実績をベースに、各精米工場における精米伸び率を設定して 2017 年 1 月時点の期待精米量を予測し、そこから粃殻発生率および自家消費率をそれぞれ考慮して、余剰粃殻量を算定した。

LNPRM の精米実績は、2011 年に 31,000 トン/年、2012 年に 36,000 トン/年であった。LNPRM は 2012 年まで 12.5 トン/時の精米容量にて精米事業を実施していたが、2013 年 1 月からは精米容量を 25.0 トン/時に拡張して精米事業を拡大しているため、2013 年以降の精米量については一定の伸び率を期待できる。本調査では、LNPRM の 2013 年以降の精米量伸び率として、カンボジア国内の稲粃生産量の平均伸び率である 6.7% (図表 56) を用いた。本来であれば精米容量が 2 倍になったことから、LNPRM ではかなりの精米量増大が期待できるが、隣国バイヤーによる稲粃の国外流出や新規精米工場の進出などが今後も継続すると考えられる現時点では、将来に対して過度の期待をかけることは燃料調達の確実性を低下させることに繋がる。よって、本調査では保守的な伸び率の設定を試みた結果、LNPRM が現時点の市場シェアを保持することさえできれば達成可能な将来の精米量を評

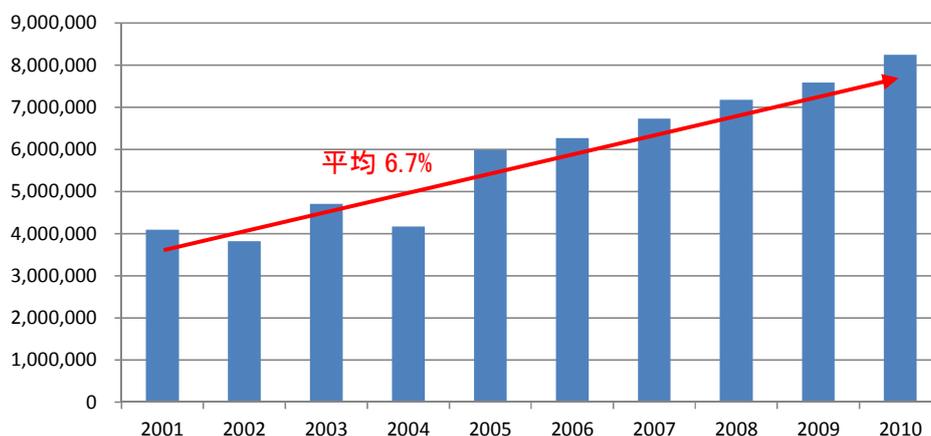
価するパラメータという意味で、上記の値を採用した。なお、LNPRM では現在のところ、
 籾殻を燃料とする自家発電設備や籾殻乾燥機を導入していないため、精米工場での発生籾
 殻量全量が余剰籾殻となる。

図表55 カンボジア国内の籾生産量の推移

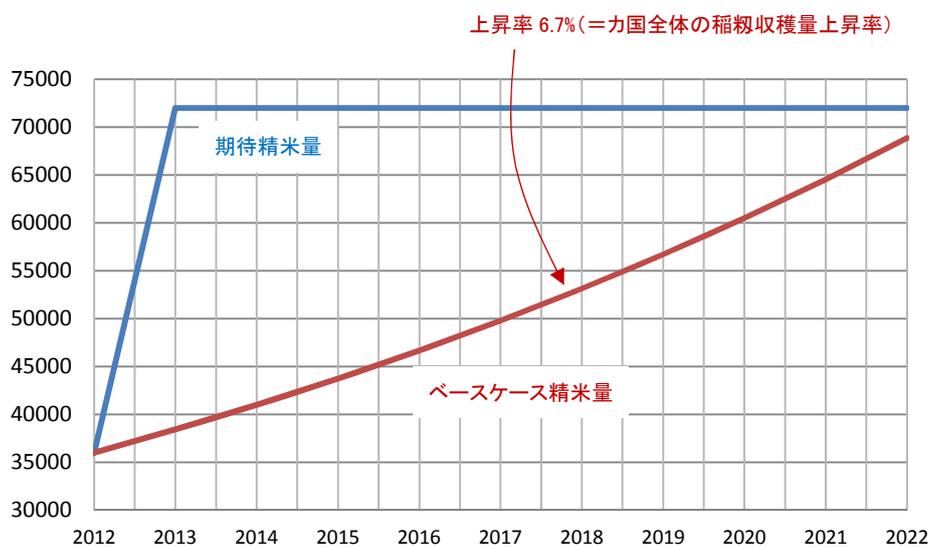
	単位	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Total production	トン	4,099,016	3,822,509	4,710,957	4,170,284	5,986,179	6,264,123	6,727,127	7,175,473	7,585,870	8,249,452
Wet season	トン	3,275,953	2,915,900	3,837,957	3,132,581	4,734,300	4,973,694	5,363,690	5,722,142	6,001,385	6,548,709
Dry season	トン	823,063	906,609	873,000	1,037,703	1,251,879	1,290,429	1,363,437	1,453,331	1,584,485	1,700,743

Source : MAFF

図表56 カンボジア国内の籾生産伸び率



図表57 LNPRM の将来精米量 (想定)



YKRM の精米実績は、2012 年に 33,000 トン/年であった。YKRM においては LNPRM のように精米容量の拡張予定・計画が現時点では無いため、将来の精米伸び率は 0%とし、2013 年以降も 33,000 トン/年の精米量が継続することとした。なお、YKRM は現時点で、精米工場内に粳殻を燃料とする自家発電機および稲粳乾燥機を保有しており、発生粳殻量の 20～30%を自社内消費している。よって、本調査では YKRM の粳殻自社消費率を 30%とし、残りの 70%を余剰粳殻とする。

上記の結果、粳殻調達が始まる 2017 年 1 月時点での 2 つの精米工場からの粳殻調達量は、LNPRM からは必要粳殻量 14,256 トン/年の約 77%にあたる 10,934 トン/年、YKRM からは 3,322 トン/年（約 23%）となる。本事業の発電容量および必要粳殻量は将来においても不変であるが、2018 年以降の LNPRM からの粳殻調達量は同社の精米量増大に伴って増加し、2022 年頃には 14,256 トン/年（100%）に達する計画となる。

③ 調達価格

本事業のメインの粳殻サプライヤーとなる LNPRM からは、BOOT 期間中の電力供給と、BOOT 期間終了後の発電設備の譲渡と引き換えに、同期間中、5 米ドル/トンの固定価格で粳殻を調達することとする。LNPRM との粳殻調達契約は当 BOOT 契約の条項に盛り込み、LNPRM からの固定価格での継続的な供給を、契約期間終了後における発電所譲渡の実行条件とする。

補助的な粳殻サプライヤーとなる YKRM に対しては、BOOT 期間中の電力供給や BOOT 期間終了後の発電設備の譲渡がなされないため、調達価格によるインセンティブを与える。現状、YKRM は余剰粳殻を 8 米ドル/トンで他社に売却しているところから、2017 年 1 月時点では 10 米ドル/トン、その後は毎年 10%の値上げにより、YKRM からの粳殻調達を継続させる計画とする。このため、2018 年以降の YKRM からの粳殻調達単価は値上がりするが、逆に YKRM からの粳殻調達量は LNPRM からの粳殻調達量の増加に伴って年々減少するため、LNPRM も含めた全体の粳殻調達コストは増加せずに、必要粳殻量を調達することができる。

a) 籾殻ポテンシャル

図表58 籾殻調達計画

a-1) LNPRMの余剰籾殻量

項目	単位	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
精米能力	ton/hour	12.5	12.5	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0
現在の精米量(実績)	ton/year	31,000	36,000																		
精米量伸び率 ^{※1}	%			6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7
将来の精米量(予測)	ton/year			38,400	41,000	43,700	46,600	49,700	53,000	56,600	60,400	64,400	68,700	73,300	78,200	83,400	89,000	95,000	101,400	108,200	115,400
籾殻発生率	%			22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
籾殻発生量	ton/year			8,448	9,020	9,614	10,252	10,934	11,660	12,452	13,288	14,168	15,114	16,126	17,204	18,348	19,580	20,900	22,308	23,804	25,388
自社消費率 ^{※2}	%			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
余剰籾殻量	ton/year			8,448	9,020	9,614	10,252	10,934	11,660	12,452	13,288	14,168	15,114	16,126	17,204	18,348	19,580	20,900	22,308	23,804	25,388

※1:カンボジア国内の稲收穫量伸び率(2001~2010年)

※2:LNPRM内の自家発電設備、稲籾乾燥機への籾殻消費率

a-2) YKRMの余剰籾殻量

項目	単位	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
精米能力	ton/hour	3.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
現在の精米量(実績)	ton/year	-	33,000																		
精米量伸び率 ^{※3}	%			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
将来の精米量(予測)	ton/year			33,000	33,000	33,000	33,000	33,000	33,000	33,000	33,000	33,000	33,000	33,000	33,000	33,000	33,000	33,000	33,000	33,000	33,000
籾殻発生率	%			22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
籾殻発生量	ton/year			7,260	7,260	7,260	7,260	7,260	7,260	7,260	7,260	7,260	7,260	7,260	7,260	7,260	7,260	7,260	7,260	7,260	7,260
自社消費率 ^{※4}	%			30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
余剰籾殻量	ton/year			5,082	5,082	5,082	5,082	5,082	5,082	5,082	5,082	5,082	5,082	5,082	5,082	5,082	5,082	5,082	5,082	5,082	5,082

※3:YKRMでは精米能力の拡張予定が無いため、0とおく

※4:YKRM内の直発電設備、稲籾乾燥機への籾殻消費率

a-3) 合計の余剰籾殻量

項目	単位	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
余剰籾殻量(LNPRM)	ton/year			8,448	9,020	9,614	10,252	10,934	11,660	12,452	13,288	14,168	15,114	16,126	17,204	18,348	19,580	20,900	22,308	23,804	25,388
余剰籾殻量(YKRM)	ton/year			5,082	5,082	5,082	5,082	5,082	5,082	5,082	5,082	5,082	5,082	5,082	5,082	5,082	5,082	5,082	5,082	5,082	5,082
合計余剰籾殻量	ton/year			13,530	14,102	14,696	15,334	16,016	16,742	17,534	18,370	19,250	20,196	21,208	22,286	23,430	24,662	25,982	27,390	28,886	30,470

b) 籾殻調達計画

項目	内容		備考
調達開始時期	2017	年 1 月	
LNPRMからの調達の安全率	100	%	
LNPRMからの調達単価	5	\$/ton	内諾済み
YKRMからの調達単価	10	\$/ton	内諾済み
YKRMからの調達単価上昇率	10	%	内諾済み

項目	単位	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
合計余剰籾殻量(2工場)	ton/year	16,016	16,742	17,534	18,370	19,250	20,196	21,208	22,286	23,430	24,662	25,982	27,390	28,886	30,470
必要籾殻量	ton/year	14,256	14,256	14,256	14,256	14,256	14,256	14,256	14,256	14,256	14,256	14,256	14,256	14,256	14,256
内、LNPRMからの調達量	ton/year	10,934	11,660	12,452	13,288	14,168	14,256	14,256	14,256	14,256	14,256	14,256	14,256	14,256	14,256
内、YKRMからの調達量	ton/year	3,322	2,596	1,804	968	88	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計籾殻調達価格	USD/year	87,890	86,856	82,104	77,088	71,808	71,280	71,280	71,280	71,280	71,280	71,280	71,280	71,280	71,280
内、LNPRMからの調達価格	USD/year	54,670	58,300	62,260	66,440	70,840	71,280	71,280	71,280	71,280	71,280	71,280	71,280	71,280	71,280
内、YKRMからの調達価格	USD/year	33,220	28,556	19,844	10,648	968	0	0	0	0	0	0	0	0	0

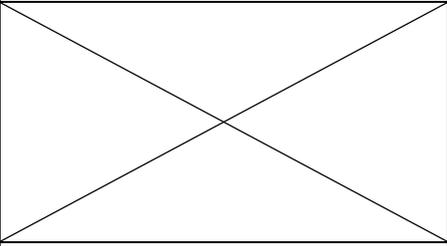
12.4. 電力販売計画

本事業で計画する籾殻発電所の発電容量は 1,000kW である。この内、120kW は所内電力として消費されるため、残りの 880kW が売電可能電力となる。籾殻発電所からの電力の買い取りについては、2 社が興味を示している。1 社は本事業のプロジェクトサイトである LNPRM、もう 1 社は Kampong Cham 州内で送電事業を実施している Electricity Skun Chamkar Leu Enterprise 社（以下、ESCL という）である。

① LNPRM への売電について

図表 59 に示すとおり、LNPRM の 2013 年 1 月の総電力消費量は 101,987kWh/月であった。一方、本事業では 580,800kWh/月の電力量を売電用として発電することが可能であるため、仮に LNPRM へのみ売電しようとする、約 83%の電力が余剰となってしまう。特に、LNPRM は一日に 10～15 時間しか精米工場を稼働させないため、夕方から夜間にかけては全ての電力が余ってしまうこととなる。仮に LNPRM の電力消費量が一年を通して一定とすると、LNPRM の年間電力消費量は 1,223,844kWh/年であり、現在の LNPRM のグリッドからの電力購入価格が 0.29 米ドル/kWh であるから、LNPRM の一年間の電力コストは 354,915 米ドル/年程度と計算される。一方、図表 51 に示した通り、本事業の初期投資額は約 4.0 百万米ドルであるため、仮に本事業の発電電力全量を LNPRM へ、現在と全く同じ単価で販売したとしても高い事業性は期待できないことが分かり、余剰電力の販売先を確保することが合理的であると言える。なお、大規模工場などの大口需要者が本プロジェクトサイト周辺にあれば余剰電力の販売先候補となり得るが、現時点では存在しないこと、存在したとしても当該需要者へ電力を供給するための配電線の設置、管理等に非常に手間とコストが必要（配電線の敷設箇所については土地の取得も必要）となり、現実的ではない。よって、現時点で余剰電力の販売先として考え得るのは ESCL ということになる。

図表59 売電先候補の概要

売電先	LNPRM	ESCL
発電ライセンス取得の必要性	必要	必要
売電価格	0.16 米ドル/kWh	0.12 米ドル/kWh
売電可能量	<ul style="list-style-type: none"> ・ 2013 年 1 月の電力消費量は 101,987kWh/月で、平均電力需要は 300kW 程度。 ・ 精米工場の稼働時間のみ売電が可能（10～15 時間/日、330 日/年程度）。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ ピーク時間帯にも一定量の電力を供給することを条件に、発電量全量（24 時間 330 日）を売電することが可能。
余剰電力の販売先	<ul style="list-style-type: none"> ・ 近隣数 km 以内に大規模工場無く、特に夜間電力の売電先が確保できない。 ・ 余剰電力のみの ESCL への売電は不可。 	
売電の安定性	<ul style="list-style-type: none"> ・ LNPRM の電力需要は精米事業に左右されるため、売電量や売電時間が非常に不安定で、売電計画が策定しづらい。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 発電電力全量の売電が可能であるため、売電計画の策定が容易。
評価	<ul style="list-style-type: none"> ・ ESCL へ売電する場合と比べ、高い売電価格が期待出来る。 ・ 余剰電力の販売先が確保できないために総売電量が少なくなり、収入機会を失う。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ LNPRM へ売電する場合と比べ、売電価格は低くなってしまふ。 ・ 発電電力全量を売り切ることができるため、収入機会を最大限活用できる。

② ESCL への売電について

ESCL は Kampong Cham 州内の送電事業者であり、現在 30～40MW 程度の電力需要を抱える Kampong Cham グリッドの一部として電力の送電業務を行っている。ESCL によれば、同社も一端を担う Kampong Cham グリッドは慢性的な電力不足状態が続いているため、同社に接続する発電事業者から電力を購入する場合は、オフピーク時間帯などの余剰電力のみの買い取りをせず、ピーク時間帯も一定の電力供給を求めるという事業方針をとっている、とのことである。このことから、仮に本事業からの主な電力供給先を LNPRM とした場合、LNPRM の電力需要が小さく多くの収入が期待できず、さらに余剰電力を ESCL に売電することができないために、収入機会を損失するということになってしまう。

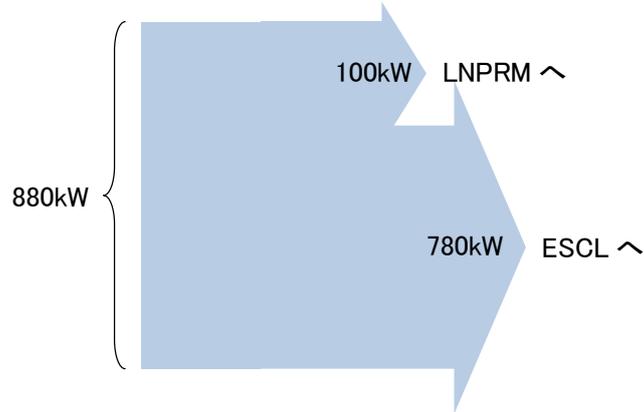
③ 本事業の売電計画について

そこで、本事業では、発電電力を主に ESCL に供給する売電計画とした。ESCL は、同社の送電線に接続する発電事業者がピーク時間帯に一定量を供給できれば、全量購入する方針である。特に、本事業の発電規模は 1,000kW 程度の小規模であって Kampong Cham グリッド全体の電力需要に対するインパクトは小さく、予定供給量に不足が生じた際のペナルティなども特に規定せずに売電契約を締結できるとのことで、これは事業者側にとって有利な条件である。

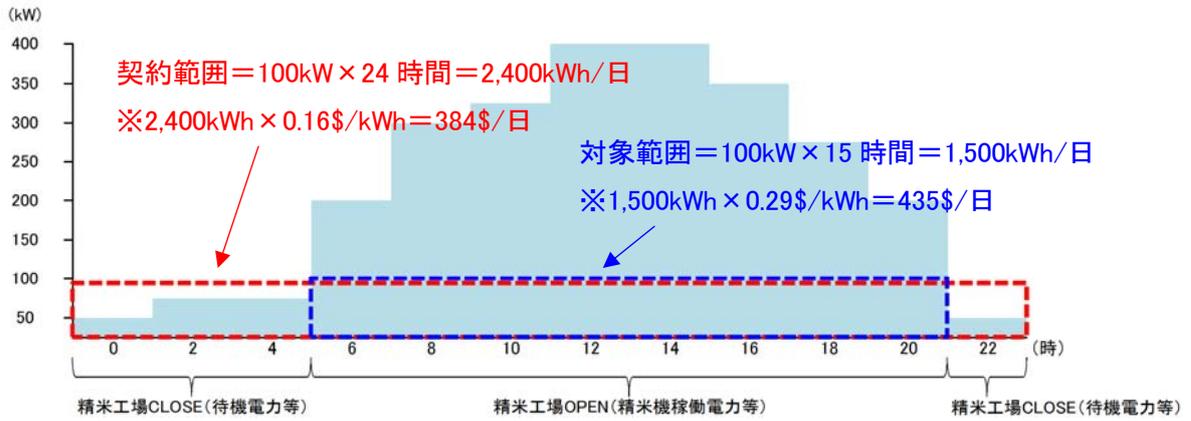
まず、ESCL へは 24 時間 330 日、0.12 米ドル/kWh の価格で 780kW 分の電力を継続的に供給する。EDC によると、2013 年 6 月頃にはプノンペングリッドと Kampong Cham グリッドが接続され、大規模小水力発電所から安価な電力が Kampong Cham グリッドまで供給される予定となっており、ESCL は EDC Kampong Cham より 0.129 米ドル/kWh で電力の供給を受けられるようになる予定とのことである。実際に、既に当該電力価格が EAC に承認されていることが確認できた。よって、ESCL が本事業からの電力を買い取るには、EDC Kampong Cham からの供給価格よりも安価である必要があるため、売電価格を 0.12 米ドル/kWh とした。一方、売電可能電力 880kW のうち、可能な限り精米工場の電力コスト低減に貢献するため、100kW だけを 0.16 米ドル/kWh で LNPRM へ供給する計画とした。LNPRM との売電契約には take or pay 条項²⁰を規定し、LNPRM は本事業からの電力の使用有無に関わらず、24 時間 330 日分の電力使用料を支払うことになる。LNPRM の現在の電力購入価格は 0.29 米ドル/kWh であるから、電力需要のうち 100kW 分にかかっている現在の一年間の電力コストは 143,550 米ドル/年（100kW×15 時間×330 日×0.29 米ドル/kWh）である。一方、本事業へ支払うことになる電力コストは、take or pay 条項により 126,720 米ドル/年で固定となる。この結果、LNPRM では 16,830 米ドル/年の電力コスト低減が実現する。本事業にとっても、LNPRM の実際の電力消費に関わらず売電計画を立てやすくなるのが、本契約の利点となる。

²⁰ 買手は将来、必ず一定額以上の支払いを行い、一定量の財またはサービスの引取りを無条件で約束する規定。買手は契約どおりに財またはサービスの引渡しを受けない場合でも定められた最低金額を支払う義務が発生する。

図表60 売電計画の概念図



図表61 LNPRM への売電イメージ



a) 売電計画

項目	内容
送電端出力 (Gross)	880 kWh/year
発電時間	24 時間/日
発電日数	330 日/年
総売電量	6,969,600 kWh/year

図表62 売電計画

b) 売電条件—精米工場

項目	内容	備考
売電先	LNPRM	
売電量	100 kW	前処理、糶摺り器
売電方式	Take or pay方式による	100kW*24h*330dを固定
決済通貨	USD	
売電単価	0.16 USD/kWh	内諾
ペナルティ条項	特段定めない	

b) 売電条件—送電事業者

項目	内容	備考
売電先	ESCL	
売電量	780 kW	
売電方式	Take and pay方式による	最大780kW*24h*330d
決済通貨	USD	
売電単価	0.12 USD/kWh	内諾
ペナルティ条項	特段定めない	

	単位	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
総発電量	kWh/year	6,969,600	6,969,600	6,969,600	6,969,600	6,969,600	6,969,600	6,969,600	6,969,600	6,969,600	6,969,600	6,969,600	6,969,600	6,969,600	6,969,600
売電量-LNPRM	kWh/year	792,000	792,000	792,000	792,000	792,000	792,000	792,000	792,000	792,000	792,000	792,000	792,000	792,000	792,000
売電収入-LNPRM	USD/year	126,720	126,720	126,720	126,720	126,720	126,720	126,720	126,720	126,720	126,720	126,720	126,720	126,720	126,720
売電量-ESCL	kWh/year	6,177,600	6,177,600	6,177,600	6,177,600	6,177,600	6,177,600	6,177,600	6,177,600	6,177,600	6,177,600	6,177,600	6,177,600	6,177,600	6,177,600
売電収入-ESCL	USD/year	741,312	741,312	741,312	741,312	741,312	741,312	741,312	741,312	741,312	741,312	741,312	741,312	741,312	741,312
合計売電収入	USD/year	868,032	868,032	868,032	868,032	868,032	868,032	868,032	868,032	868,032	868,032	868,032	868,032	868,032	868,032

12.5. 籾殻焼却灰処理計画

籾殻を発電燃料として燃焼した後、籾殻焼却灰が発生する。本事業では、年間 14,256 トン/年の籾殻を使用するため、重量比で約 16%にあたる 2,281 トン/年の籾殻焼却灰が得られる。燃焼温度を 700℃前後に管理し、燃料の燃焼室滞留時間を比較的大きくした燃焼方式を用いて、未燃分が殆どない非結晶の籾殻灰を生成すると、セメント原料をはじめとする多用途の副次的な利用が期待できる。他国でも、工業原料としてのゼオライトの生成や、セメント原料としての利用に係る開発が進んでおり、再利用の実例も多い。そこで本事業では、この籾殻灰を有償で国内のセメント工場に売却する計画とした。実際に、本調査で聞き取りを実施したセメント工場では、既に自社のセメント製品にカンボジア国内のバイオマス発電所から引き取った焼却灰を一定割合混ぜており、本事業で発生する 2,281 トン/年の籾殻焼却灰の引き取りについても興味を示している。ただし、同工場との具体的な取引交渉をするためには、まず当発電所が商業運転を開始した後、実物の籾殻焼却灰サンプルを分析し、有用性を正確に検証する必要がある。よって、本事業における籾殻焼却灰の処理方法については、有償で他社に販売することを前提とするも、その取引価格については現時点では不確定であることから、事業計画上はこれによる販売収入はゼロとして扱う。

a) 処分条件

項目	内容	備考
処分方法	有価販売	交渉中(内々諾)
引き渡し場所	本発電プラント	交渉中(内々諾)
引き渡し価格	0 USD/ton	未定(事業化後に交渉)

図表63 粃殻焼却灰の処分計画

b) 処分計画

項目	内容	備考
粃殻燃料量	14,256 ton/年	
粃殻灰発生率	16 %	EPCコントラクター見積値
粃殻灰発生量	2,281 ton/年	

	単位	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
粃殻灰発生量	ton/年	2,281	2,281	2,281	2,281	2,281	2,281	2,281	2,281	2,281	2,281	2,281	2,281	2,281	2,281
粃殻灰売却収入	USD/年	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

12.6. 運転・維持管理計画

① 発電所 O&M 計画

籾殻発電所の現場での日々の運転、メンテナンス、パーツ交換作業など、維持管理運転に係る全ての現場作業については、O&M コントラクターに一括で委託する。本事業で候補とする O&M コントラクターはカンボジア国内の企業で、既に同国内で直接燃焼による蒸気発電技術を用いた籾殻発電所の運転および維持管理を実施している。同企業への委託金額は 149,440 米ドル/年を予定する。また、同委託費が対象とする作業は籾殻発電所の現場での運転や維持管理に係る作業全てとし、主に以下に示すものを含む。

- ・ 籾殻発電所の日々の運転、維持管理
- ・ 機器類のモニタリング、レコーディング、レポートニング
- ・ スペアパーツの購入、交換、ストック
- ・ 籾殻燃料や籾殻灰の取り扱い、処理・処分（トラックの積み降ろし作業含む）
- ・ 現場管理責任者および運転員の雇用、管理

図表64 O&M 委託費（人件費）

	必要人員	単価	月額	備考
現場管理者（中間管理職クラス）	1 人	500 USD/人・月	500 USD/月	O&M コントラクター提案
現場副責任者（中間管理職クラス）	1 人	500 USD/人・月	500 USD/月	O&M コントラクター提案
運転管理者（中堅エンジニア）	4 人	400 USD/人・月	1,600 USD/月	O&M コントラクター提案
設備管理者（中堅エンジニア）	4 人	400 USD/人・月	1,600 USD/月	O&M コントラクター提案
運転管理補助者（上級一般労働者）	4 人	200 USD/人・月	800 USD/月	O&M コントラクター提案
設備管理補助者（上級一般労働者）	4 人	200 USD/人・月	800 USD/月	O&M コントラクター提案
一般労働者	6 人	120 USD/人・月	720 USD/月	O&M コントラクター提案
清掃員	1 人	100 USD/人・月	100 USD/月	O&M コントラクター提案
合計			6,620 USD/月	

図表65 O&M 委託費（メンテナンス費）

	内容	備考
スペアパーツ交換	70,000 USD/年	O&M コントラクター提案
定期点検		

② 現地法人運営計画

籾殻発電所の運営にあたっては、現地法人を設立し、当該現地法人が本事業および籾殻発電所を直接管理する方針とする。

図表66 現地法人運営形態

項目	内容	備考
法人形態	株式会社	特別目的会社
人員	President	親会社から派遣 (0 米ドル/月)
	Vice President	親会社から派遣 (0 米ドル/月)
	Administrator	現地雇用 (500 米ドル/月)

図表67 現地法人運営経費

項目	内容	備考
会社運営経費	19,400 米ドル/年	
事務所家賃	5,400 米ドル/年	450 米ドル/月 (二等地)
人件費	6,000 米ドル/年	
水道光熱費	3,000 米ドル/年	250 米ドル/月
雑費	5,000 米ドル/年	交通費、印刷費、文房具購入費等
事業経費	18,091 米ドル/年	
会計監査費	6,000 米ドル/年	全 QIP 事業者に実施義務あり
電力事業ライセンス費	2,091 米ドル/年	総売電量に対して 0.0003 米ドル/kWh
火災保険料	10,000 米ドル/年	発電所に係る火災保険

12.7. 初期投資額

① EPC コスト

梶殻発電所の設計、機器調達、建設については、EPC (Engineering Procurement Construction) コントラクターへ一括発注する。本調査では、東南アジア圏でバイオマス発電事業の EPC 請負実績を有する企業 3 社 (図表 68) から、EPC 請負に係るフルターンキー契約をベースとした見積額を取得し、実績や価格等から、タイ国企業の見積額を採用した。

図表68 EPC 見積額の比較

項目	A 社	B 社	C 社
国籍	カンボジア国	タイ国	マレーシア国
業種	EPC 事業	EPC 事業	EPC 事業
東南アジアでの実績	1 件	12 件	5 件
見積額	4.4 百万米ドル	4.0 百万米ドル	8.6 百万米ドル

図表69 タイ国企業の EPC 見積内訳

項目	内容	備考
籾殻供給システム	76,500 米ドル	
籾殻燃焼ボイラー+関連設備	1,053,000 米ドル	
蒸気タービン発電機	1,125,000 米ドル	
排ガス浄化システム	90,000 米ドル	
浄水システム	54,000 米ドル	
籾殻灰処理システム	54,000 米ドル	
電気関連設備	405,000 米ドル	
その他関連設備	180,000 米ドル	土木設備、配管、コントロールシステム等
エンジニアリング	45,000 米ドル	
試運転、トレーニング	22,500 米ドル	
現地工事	495,000 米ドル	土木工事、配管工事、組み立て工事等
籾殻ストックヤード	337,500 米ドル	7日分
貯水池	90,000 米ドル	
合計	4,027,500 米ドル	EPC コントラクター見積

② その他初期コスト

本事業では、上記 EPC コストの他に、現地法人の立ち上げや各種申請手続きに係る費用を計上し、当該コスト（図表 70）と EPC コストを足し合わせた額を本事業の初期投資額とした。

図表70 その他初期コスト

項目	内容	備考
電力事業ライセンス申請費	150 米ドル	
QIP 登録申請費	1,800 米ドル	
会社登記費用	300 米ドル	
雑費	20,138 米ドル	EPC コストの 0.5%
合計	22,388 米ドル	

12.8. 資金調達計画

本事業では、必要な総事業費の約 30%を自己資金で賄い、残りの 70%程度の資金は金融機関から融資金（プロジェクトファイナンスベース）として調達する計画とし、前項で挙げた初期投資額に、資金調達に係るコスト（建設期間中の金利支払い）や初年度運転コストを加えた総額を本事業の初期段階に調達することとする。なお、本調査では、以下に示す

理由から JICA 民間連携室が提供する海外投融資スキームを活用することを想定し、事業計画を策定した。

A) 国内金融機関からのプロジェクトファイナンスによる資金調達ができない。

- ・カンボジア国内の民間金融機関（国際金融機関）へ行ったヒアリングでは、プロジェクトファイナンスによる融資メニューについては対応不可である、とのことであった。また、コーポレートファイナンスであったとしても、新規事業者への融資は、同様に対応不可ということであった。
- ・カンボジア国内の融資サービスは担保主義をとっており、プロジェクトファイナンスのように、将来のキャッシュフローなど担保が限定的でかつ特殊な金融サービスを取り扱う体制が整っておらず、新規事業のように実績が不十分な事業についても消極的にならざるを得ないというのが現状である。

B) 再生可能エネルギー事業に対する FiT (Feed in Tariff) 制度が未整備で、売電リスクが高い。

- ・例えばタイ国では、再生可能エネルギー発電事業で発電された電力は、電力会社が一定の価格で 10 年間、買い取ることをタイ国政府が保証するという制度がある。これにより、事業主体は将来の売電収入が固定されることにより事業計画が立てやすくなるとともに、融資者にとっても、事業リスクの評価が容易になる。
- ・しかし、カンボジア国の場合は上記に該当するような制度が未だ無く、本事業でも発電した電力を送電事業者へ売電するものの、その買取量や価格が、政府保証によって将来にわたって約束されるものではなく、売電リスクが高くなってしまふ。

C) 返済条件が本事業のリスクマネジメントにマッチしやすい。

- ・本事業の建設期間は、通常 1～1.5 年と設定されるところ約 2 年と置き、申請手続き、天候不順などの各種要因による工事遅延の発生リスクを、予め低減させている。
- ・本事業と同様の靱殻発電事業はカンボジア国内でも 1 件の事例があるが、未だ現地労働者の確保、機器のデリバリー、申請手続き等の体制が成熟しておらず、当該事業も建設開始から商業運転開始までに 5 年を要している。
- ・よって、比較的長期の返済猶予期間や返済期間を選択できる可能性が高い JICA 民間連携室の海外投融資スキームを活用することで、本事業のリスクを最大限許容することができる。

図表71 融資割合目安

項目	内容	備考
融資比率	70 %	総事業費のうち（目安）
株主資本	30 %	総事業費のうち（目安）

図表72 融資条件（想定）

項目	内容	備考
貸し手	JICA 民間連携室	想定（今後交渉）
借り手	現地事業会社	プロジェクトファイナンス
為替	日本円	
金利	4 %	想定（今後交渉）、固定
源泉徴収税（利息支払）	14 %	借り手債務
元本返済猶予期間	2 年	想定（今後交渉）
返済期間	15 年	想定（今後交渉）

図表73 調達資金

項目	内容	備考
初期投資額	4,047,638 米ドル	融資 70%、資本 30%で調達
EPC コスト	4,027,500 米ドル	
その他初期コスト	20,138 米ドル	
運転初年度運転経費	186,931 米ドル	融資 100%で調達
O&M コスト	149,440 米ドル	
法人運営経費	37,491 米ドル	
元本返済猶予期間中金利	241,622 米ドル	資本 100%で調達
源泉徴収税（利息支払）	33,827 米ドル	資本 100%で調達
調達資金合計	4,510,018 米ドル	
融資金調達額	3,020,277 米ドル	
株主資本調達額	1,489,740 米ドル	

12.9. 減価償却計画

本事業における減価償却対象は、靱殻発電所に係る一切の建設費用である EPC 委託費とする。カンボジアの会計法²¹では、国内の事業者に対して、償却対象物の内容によりいくつかの償却方法を定めている。靱殻発電所の場合、Category1 の Building or Structure に当てはまり、毎年 20 年間の定額法が適用される。

²¹ Law on Accounting

図表74 減価償却計画

a) 減価償却制度

項目	内容	備考	採用
Category1	毎年5%の定額法	Building or Structure	○
Category2	毎年50%の定率法	Computer, Software etc.	
Category3	毎年25%の定率法	Automobile, Furniture, Equipment etc.	
Category4	毎年20%の定率法	上記以外のもの	

b) 減価償却計画

減価償却対象	靱殻発電所施設
減価償却対象額	EPCコスト
償却方法	毎5%の定額法 (Category1)
償却期間	20年

	単位	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
期初残高	USD	4,027,500	3,826,125	3,624,750	3,423,375	3,222,000	3,020,625	2,819,250	2,617,875	2,416,500	2,215,125	2,013,750	1,812,375	1,611,000	1,409,625
償却額	USD	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375
期末残高	USD	3,826,125	3,624,750	3,423,375	3,222,000	3,020,625	2,819,250	2,617,875	2,416,500	2,215,125	2,013,750	1,812,375	1,611,000	1,409,625	1,208,250

12.10. 融資返済計画

本調査では、JICA 民間連携室の海外投融資メニューを利用することを前提に、以下に示す条件および返済計画を想定して事業計画を策定する。なお、ここに示す融資条件はあくまでも現時点の想定であり、今後の融資交渉により、各種条件および返済計画は変更される可能性がある。

図表75 融資返済条件

項目	内容	備考
返済通貨	日本円	
為替レート	95 円/米ドル	
金利	4 %	想定
元本返済猶予期間	2 年	想定
返済期間	15 年	返済猶予期間含む
返済方法	定額法	

a) 融資金返済条件

項目	内容	備考
返済通貨	日本円	
為替レート	95 円/USD	
金利	4 %	想定
元本返済猶予期間	2 年	想定
返済期間	15 年	返済猶予期間含む
返済方法	定額法	

図表76 融資返済計画

b) 融資返済計画

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	単位	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年
元本一期初残高	円	286,926,339	286,926,339	286,926,339	264,855,082	242,783,825	220,712,568	198,641,311	176,570,055	154,498,798	132,427,541	110,356,284	88,285,027	66,213,770	44,142,514	22,071,257
	USD	3,020,277	3,020,277	3,020,277	2,787,948	2,555,619	2,323,290	2,090,961	1,858,632	1,626,303	1,393,974	1,161,645	929,316	696,987	464,658	232,329
期中返済額	円	0	0	22,071,257	22,071,257	22,071,257	22,071,257	22,071,257	22,071,257	22,071,257	22,071,257	22,071,257	22,071,257	22,071,257	22,071,257	22,071,257
	USD	0	0	232,329	232,329	232,329	232,329	232,329	232,329	232,329	232,329	232,329	232,329	232,329	232,329	232,329
元本一期末残高	円	286,926,339	286,926,339	264,855,082	242,783,825	220,712,568	198,641,311	176,570,055	154,498,798	132,427,541	110,356,284	88,285,027	66,213,770	44,142,514	22,071,257	0
	USD	3,020,277	3,020,277	2,787,948	2,555,619	2,323,290	2,090,961	1,858,632	1,626,303	1,393,974	1,161,645	929,316	696,987	464,658	232,329	0

12.11. 事業計画

① 事業計画（年間）

これまでの事業計画条件を基に算定される、本事業の事業期間中（15年間）における財務諸表上の数値計画を以下に示す。

図表77 年間財務諸表

a) 損益計算書

	単位	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年
事業年数	年	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
運転年数	年	0	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
売上高	USD	0	0	868,032												
売電収入	USD	0	0	868,032	868,032	868,032	868,032	868,032	868,032	868,032	868,032	868,032	868,032	868,032	868,032	868,032
粉砕灰売却収入	USD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
売上原価	USD	0	0	237,330	236,296	231,544	226,528	221,248	220,720							
粉砕調達コスト	USD	0	0	87,890	86,856	82,104	77,088	71,808	71,280	71,280	71,280	71,280	71,280	71,280	71,280	71,280
O&Mコスト	USD	0	0	149,440	149,440	149,440	149,440	149,440	149,440	149,440	149,440	149,440	149,440	149,440	149,440	149,440
売上総利益	USD	0	0	630,702	631,736	636,488	641,504	646,784	647,312							
減価償却費	USD	0	0	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375
事業経費	USD	0	0	18,091	18,091	18,091	18,091	18,091	18,091	18,091	18,091	18,091	18,091	18,091	18,091	18,091
会社運営経費	USD	0	0	19,400	19,400	19,400	19,400	19,400	19,400	19,400	19,400	19,400	19,400	19,400	19,400	19,400
その他経費	USD	2,250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
営業利益	USD	-2,250	0	391,836	392,870	397,622	402,638	407,918	408,446							
利息支払	USD	120,811	120,811	120,811	111,518	102,225	92,932	83,638	74,345	65,052	55,759	46,466	37,173	27,879	18,586	9,293
源泉徴収税(利息支払)	USD	16,914	16,914	16,914	15,613	14,312	13,010	11,709	10,408	9,107	7,806	6,505	5,204	3,903	2,602	1,301
不動産税(固定資産税)	USD	0	0	3,826	3,625	3,423	3,222	3,021	2,819	2,618	2,417	2,215	2,014	1,812	1,611	1,410
税引き前利益	USD	-139,975	-137,725	250,285	262,114	277,662	293,474	309,550	320,874	331,669	342,464	353,260	364,055	374,852	385,647	396,442
法人所得税	USD	0	0	0	0	0	0	61,910	64,175	66,334	68,493	70,652	72,811	74,970	77,129	79,288
純利益	USD	-139,975	-137,725	250,285	262,114	277,662	293,474	247,640	256,699	265,335	273,971	282,608	291,244	299,882	308,518	317,154

b) 貸借対照表

	単位	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年
事業年数	年	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
運転年数	年	0	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
資産合計	USD	4,370,043	4,232,318	4,035,329	3,838,577	3,642,136	3,446,012	3,248,971	3,052,111	2,855,423	2,658,908	2,462,567	2,266,397	2,070,401	1,874,577	1,678,926
固定資産(発電プラント残存価値)	USD	4,027,500	4,027,500	3,826,125	3,624,750	3,423,375	3,222,000	3,020,625	2,819,250	2,617,875	2,416,500	2,215,125	2,013,750	1,812,375	1,611,000	1,409,625
現金(配当後累計キャッシュ)	USD	342,543	204,818	209,204	213,827	218,761	224,012	228,346	232,861	237,548	242,408	247,442	252,647	258,026	263,577	269,301
負債・資本合計	USD	4,370,043	4,232,318	4,035,329	3,838,577	3,642,136	3,446,012	3,248,971	3,052,111	2,855,423	2,658,908	2,462,567	2,266,397	2,070,401	1,874,577	1,678,926
融資金借入残高	USD	3,020,277	3,020,277	2,787,948	2,555,619	2,323,290	2,090,961	1,858,632	1,626,303	1,393,974	1,161,645	929,316	696,987	464,658	232,329	0
株主資本金	USD	1,489,740	1,489,740	1,489,740	1,489,740	1,489,740	1,489,740	1,489,740	1,489,740	1,489,740	1,489,740	1,489,740	1,489,740	1,489,740	1,489,740	1,489,740
利益剰余金	USD	-139,975	-277,700	-242,359	-206,782	-170,894	-134,690	-99,402	-63,933	-28,291	7,523	43,510	79,670	116,003	152,508	189,186

c) キャッシュフロー計算書

	単位	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年
事業年数	年	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
運転年数	年	0	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
営業キャッシュフロー	USD	-139,975	-137,725	451,660	463,489	479,037	494,849	449,015	458,074	466,710	475,346	483,983	492,619	501,257	509,893	518,529
税引き前利益	USD	-139,975	-137,725	250,285	262,114	277,662	293,474	309,550	320,874	331,669	342,464	353,260	364,055	374,852	385,647	396,442
減価償却費	USD	0	0	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375
法人所得税支払	USD	0	0	0	0	0	0	-61,910	-64,175	-66,334	-68,493	-70,652	-72,811	-74,970	-77,129	-79,288
投資キャッシュフロー	USD	-4,027,500	0													
EPCコスト支払	USD	-4,027,500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
財務キャッシュフロー	USD	4,510,018	0	-232,329												
融資金借入	USD	3,020,277	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
融資金返済	USD	0	0	-232,329	-232,329	-232,329	-232,329	-232,329	-232,329	-232,329	-232,329	-232,329	-232,329	-232,329	-232,329	-232,329
株主資本金払込	USD	1,489,740	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
配当前フリーキャッシュ	USD	342,543	-137,725	219,331	231,160	246,708	262,520	216,686	225,745	234,381	243,017	251,654	260,290	268,928	277,564	286,200
配当引当金(税込)	USD	0	0	-214,944	-226,537	-241,774	-257,270	-212,352	-221,230	-229,694	-238,157	-246,621	-255,084	-263,549	-272,012	-280,476
配当後フリーキャッシュ	USD	342,543	-137,725	4,387	4,623	4,934	5,250	4,334	4,515	4,688	4,860	5,033	5,206	5,379	5,551	5,724
累計フリーキャッシュ	USD	342,543	204,818	209,204	213,827	218,761	224,012	228,346	232,861	237,548	242,408	247,442	252,647	258,026	263,577	269,301

② 事業計画（月間）

本調査では、年間事業計画の作成に併せ、事業立ち上げ時の資金ショート発生の可能性等を確認し、不安定になりやすい事業初期段階の資金繰りを検討するため、商業運転開始時（2017年1月時点）から12カ月間の月間財務諸表（予想）を作成した。本事業では、商業運転開始後1年間の運転資金を予め調達しておく計画であるため、収入の発生時期と経費支払いの発生時期のずれによる資金不足などは発生しないことが確認できている。なお売上金の回収、糶穀調達やその他費用の支出は、それぞれ計上した月の月末に行う計画としている。

図表78 月間財務諸表

a) 損益計算書

	単位	2017年											
		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
売上高	USD	72,336											
売電収入	USD	72,336	72,336	72,336	72,336	72,336	72,336	72,336	72,336	72,336	72,336	72,336	72,336
粉殻灰売却収入	USD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
売上原価	USD	19,778											
粉殻調達コスト	USD	7,324	7,324	7,324	7,324	7,324	7,324	7,324	7,324	7,324	7,324	7,324	7,324
O&Mコスト	USD	12,453	12,453	12,453	12,453	12,453	12,453	12,453	12,453	12,453	12,453	12,453	12,453
売上総利益	USD	52,559											
減価償却費	USD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	201,375
事業経費	USD	1,508	1,508	1,508	1,508	1,508	1,508	1,508	1,508	1,508	1,508	1,508	1,508
会社運営経費	USD	1,617	1,617	1,617	1,617	1,617	1,617	1,617	1,617	1,617	1,617	1,617	1,617
その他経費	USD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
営業利益	USD	49,434	-151,941										
利息支払	USD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120,811
源泉徴収税(利息支払)	USD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16,914
不動産税(固定資産税)	USD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,826
税引き前利益	USD	49,434	-293,492										
法人所得税	USD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
純利益	USD	49,434	-293,492										

b) 貸借対照表

	単位	2017年											
		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
資産合計	USD	4,263,840	4,295,362	4,326,884	4,358,406	4,389,929	4,421,451	4,452,973	4,484,495	4,516,017	4,547,540	4,579,062	4,035,329
固定資産(発電プラント残存価値)	USD	4,027,500	4,027,500	4,027,500	4,027,500	4,027,500	4,027,500	4,027,500	4,027,500	4,027,500	4,027,500	4,027,500	3,826,125
現金(配当後累計キャッシュ)	USD	236,340	267,862	299,384	330,906	362,429	393,951	425,473	456,995	488,517	520,040	551,562	209,204
負債・資本合計	USD	4,263,840	4,295,362	4,326,884	4,358,406	4,389,929	4,421,451	4,452,973	4,484,495	4,516,017	4,547,540	4,579,062	4,035,329
融資金借入残高	USD	3,020,277	3,020,277	3,020,277	3,020,277	3,020,277	3,020,277	3,020,277	3,020,277	3,020,277	3,020,277	3,020,277	2,787,948
株主資本金	USD	1,489,740	1,489,740	1,489,740	1,489,740	1,489,740	1,489,740	1,489,740	1,489,740	1,489,740	1,489,740	1,489,740	1,489,740
利益剰余金	USD	-246,178	-214,656	-183,133	-151,611	-120,089	-88,567	-57,044	-25,522	6,000	37,522	69,044	-242,359

c) キャッシュフロー計算書

	単位	2017年											
		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
営業キャッシュフロー	USD	49,434	-92,117										
税引き前利益	USD	49,434	49,434	49,434	49,434	49,434	49,434	49,434	49,434	49,434	49,434	49,434	-293,492
減価償却費	USD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	201,375
法人所得税支払	USD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
投資キャッシュフロー	USD	0											
EPCコスト支払	USD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
財務キャッシュフロー	USD	0	-232,329										
融資金借入	USD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
融資金返済	USD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-232,329
株主資本金払込	USD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
配当前フリーキャッシュ	USD	49,434	-324,446										
配当引当金(税込)	USD	-17,912	-17,912	-17,912	-17,912	-17,912	-17,912	-17,912	-17,912	-17,912	-17,912	-17,912	-17,912
配当後フリーキャッシュ	USD	31,522	-342,358										
累計フリーキャッシュ	USD	236,340	267,862	299,384	330,906	362,429	393,951	425,473	456,995	488,517	520,040	551,562	209,204

12.12. 事業性の評価

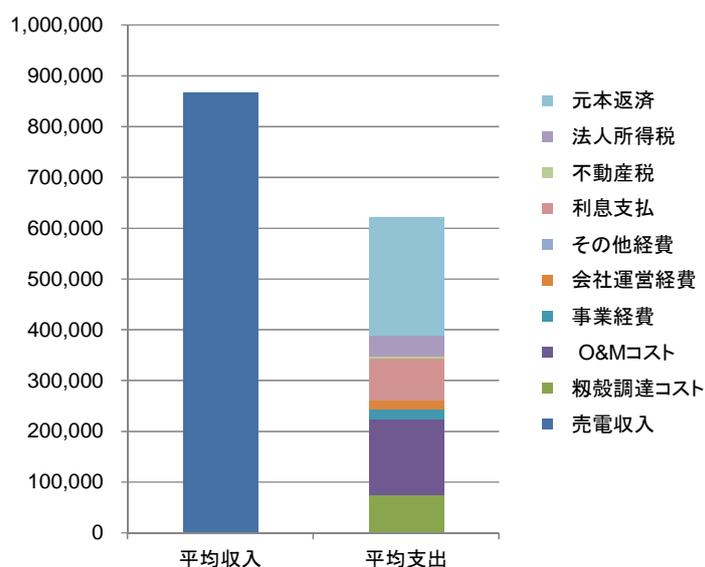
① ベンチマーク

本調査では、本事業の実施可否を判断するためのベンチマークを、エクイティ IRR（以下、E-IRR という） $\geq 20\%$ 、株主資本金回収期間 ≤ 5 年程度とした。本調査内で、カンボジア国、タイ国、マレーシア国の各 EPC コントラクター候補にヒアリングしたところによると、東南アジアにおける同規模のバイオマス発電事業に対する投資家のベンチマークは、E-IRR $\geq 15\sim 20\%$ 、株主資本金回収期間 ≤ 5 年前後ということであったため、本調査においても同程度のベンチマークを設定した。

② 事業性試算結果

事業期間中（15年間）の財務諸表上における数値計画から、本事業の事業性を E-IRR および株主資本金回収期間の 2 指標について算出した。計算結果は、以下に示す通り、E-IRR は 10.81%、株主資本金回収期間は 9 年となり、本調査で設定したベンチマークよりも低い結果となった。図表 79 は、本事業の事業期間中の平均収入（キャッシュイン）と平均支出（キャッシュアウト）を比較したものであり、支出に関するグラフにはその内訳を示している。このグラフから、平均 621,973 米ドル/年の支出の多くを占めるのは元本返済（平均 232,329 米ドル/年で支出全体の約 37%）と O&M コスト（平均 149,440 米ドル/年で支出全体の約 24%）であり、本事業で期待できる平均 868,032 米ドル/年の収入規模に対して、籾殻発電プラントの建設費用と O&M 費用が大きな負担となっていることが分かる。

図表79 年間の収入とコストの比較



a)投資ベンチマーク

項目	内容	備考
Project-IRR	9%	加重平均資本コスト
Equity-IRR	20%	配当金支払前
株主期待リターン	20%	
株主資本割合(対事業資金)	33%	
融資金金利	4%	

図表80 事業性試算結果

b)事業評価

	単位	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年
事業年数	年	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
運転年数	年	0	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
プロジェクト投資額	USD	-4,510,018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
プロジェクト回収額	USD	0	0	572,471	575,007	581,262	587,781	532,653	532,419	531,762	531,105	530,449	529,792	529,136	528,479	527,822
プロジェクト収支	USD	-4,510,018	0	572,471	575,007	581,262	587,781	532,653	532,419	531,762	531,105	530,449	529,792	529,136	528,479	527,822
累計プロジェクト回収額	USD	-4,510,018	-4,510,018	-3,937,547	-3,362,540	-2,781,278	-2,193,497	-1,660,844	-1,128,424	-596,662	-65,557	464,892	994,684	1,523,820	2,052,298	2,580,120
Project-IRR	%	6.26														
Project-NPV	USD	-720,802														
プロジェクト投資額回収期間	年	11														
株主資本投資額	USD	-1,489,740	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
株主資本回収額	USD	0	0	219,331	231,160	246,708	262,520	216,686	225,745	234,381	243,017	251,654	260,290	268,928	277,564	286,200
株主資本収支	USD	-1,489,740	0	219,331	231,160	246,708	262,520	216,686	225,745	234,381	243,017	251,654	260,290	268,928	277,564	286,200
累計株主本回収額	USD	-1,489,740	-1,489,740	-1,270,409	-1,039,249	-792,541	-530,021	-313,335	-87,590	146,791	389,808	641,462	901,752	1,170,680	1,448,243	1,734,443
Equity-IRR	%	10.81														
Equity-NPV	USD	-489,941														
株主資本投資額回収期間	年	9														

12.13. 粉殻灰の売却可能性

本調査では、粉殻発電所から排出される粉殻灰を他社に売却した場合、先に示した事業性がどのように向上するかを検証した。既に隣のタイ国では、粉殻灰を売却するのが一般的となっている。タイ国北部の粉殻発電所によると、粉殻灰の売却先にはセメント工場や肥料工場などがあるが、特にセメント材料としての取引単価の最高値は100米ドル/トン程度と、最も条件が良いとのことである。粉殻灰を一定の管理された温度（700度程度）下で燃焼すると、非結晶の粉殻灰が生成される（それ以上に高温になると、結晶化した粉殻灰となる）。この時、非晶質性が高ければ高いほど、粉殻灰をセメント材料として使用した時のコンクリート強度を向上することができるため、上記のように有償で取引することが可能となる。

本事業では、年間14,256トンの粉殻を発電燃料として利用するが、そこから2,281トン/年（16%程度）の粉殻灰が排出されることが期待できる。また、Angkor粉殻発電所では粉殻灰の90%以上が非晶質性を保って排出されているとのことであるから、同様の燃焼炉および燃焼温度を採用する本事業でも、粉殻灰の売却による追加収入をある程度期待することができる。実際に、Angkor粉殻発電所は自社の粉殻灰をカンボジア国内の大手セメント会社にサンプル提供し、セメント材料としての有用性が確認できたので、現在は具体的な取引条件について協議を進めているとのことであった。

本調査では、先に示した2つの評価指標について、本事業のE-IRRを20%以上、株主資本回収期間を5年程度まで向上させることができる粉殻灰の売却価格を算定した。これによると、粉殻灰を75米ドル/トンで売却できれば、本事業のE-IRRは20.04%、株主資本回収期間は6年となることが分かった。75米ドル/トン程度であればタイ国でも取引事例があることから、今後の事業計画における追加収入として期待できると言える。よって、今後はAngkor粉殻発電所での粉殻灰の取引条件の交渉経過を注視し、カンボジア国内での粉殻灰売却価格が明らかになった時点で再度、本事業の事業性を評価することとする。

a) 処分条件

項目	内容	備考
処分方法	有価販売	交渉中(内々諾)
引き渡し場所	本発電プラント	交渉中(内々諾)
引き渡し価格	75 USD/ton	未定(事業化後に交渉)

図表81 粉殻灰売却計画 (75\$/トン)

b) 処分計画

項目	内容	備考
粉殻燃料量	14,256 ton/年	
粉殻灰発生率	16 %	EPCコントラクター見積値
粉殻灰発生量	2,281 ton/年	

	単位	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
粉殻灰発生量	ton/年	2,281	2,281	2,281	2,281	2,281	2,281	2,281	2,281	2,281	2,281	2,281	2,281	2,281	2,281
粉殻灰売却収入	USD/年	171,072	171,072	171,072	171,072	171,072	171,072	171,072	171,072	171,072	171,072	171,072	171,072	171,072	171,072

図表82 年間財務諸表（粃殻売却単価75\$/トン）

a) 損益計算書

	単位	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年
事業年数	年	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
運転年数	年	0	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
売上高	USD	0	0	1,039,104												
売電収入	USD	0	0	868,032	868,032	868,032	868,032	868,032	868,032	868,032	868,032	868,032	868,032	868,032	868,032	868,032
粃殻灰売却収入	USD	0	0	171,072	171,072	171,072	171,072	171,072	171,072	171,072	171,072	171,072	171,072	171,072	171,072	171,072
売上原価	USD	0	0	237,330	236,296	231,544	226,528	221,248	220,720							
粃殻調達コスト	USD	0	0	87,890	86,856	82,104	77,088	71,808	71,280	71,280	71,280	71,280	71,280	71,280	71,280	71,280
O&Mコスト	USD	0	0	149,440	149,440	149,440	149,440	149,440	149,440	149,440	149,440	149,440	149,440	149,440	149,440	149,440
売上総利益	USD	0	0	801,774	802,808	807,560	812,576	817,856	818,384							
減価償却費	USD	0	0	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375
事業経費	USD	0	0	18,091	18,091	18,091	18,091	18,091	18,091	18,091	18,091	18,091	18,091	18,091	18,091	18,091
会社運営経費	USD	0	0	19,400	19,400	19,400	19,400	19,400	19,400	19,400	19,400	19,400	19,400	19,400	19,400	19,400
その他経費	USD	2,250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
営業利益	USD	-2,250	0	562,908	563,942	568,694	573,710	578,990	579,518							
利息支払	USD	120,811	120,811	120,811	111,518	102,225	92,932	83,638	74,345	65,052	55,759	46,466	37,173	27,879	18,586	9,293
源泉徴収税(利息支払)	USD	16,914	16,914	16,914	15,613	14,312	13,010	11,709	10,408	9,107	7,806	6,505	5,204	3,903	2,602	1,301
不動産税(固定資産税)	USD	0	0	3,826	3,625	3,423	3,222	3,021	2,819	2,618	2,417	2,215	2,014	1,812	1,611	1,410
税引き前利益	USD	-139,975	-137,725	421,357	433,186	448,734	464,546	480,622	491,946	502,741	513,536	524,332	535,127	545,924	556,719	567,514
法人所得税	USD	0	0	0	0	0	0	96,124	98,389	100,548	102,707	104,866	107,025	109,185	111,344	113,503
純利益	USD	-139,975	-137,725	421,357	433,186	448,734	464,546	384,498	393,557	402,193	410,829	419,466	428,102	436,739	445,375	454,011

b) 貸借対照表

	単位	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年
事業年数	年	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
運転年数	年	0	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
資産合計	USD	4,370,043	4,232,318	4,038,751	3,845,420	3,652,401	3,459,698	3,265,394	3,071,271	2,877,320	2,683,543	2,489,938	2,296,506	2,103,247	1,910,160	1,717,246
固定資産(発電プラント残存価値)	USD	4,027,500	4,027,500	3,826,125	3,624,750	3,423,375	3,222,000	3,020,625	2,819,250	2,617,875	2,416,500	2,215,125	2,013,750	1,812,375	1,611,000	1,409,625
現金(配当後累計キャッシュ)	USD	342,543	204,818	212,626	220,670	229,026	237,698	244,769	252,021	259,445	267,043	274,813	282,756	290,872	299,160	307,621
負債・資本合計	USD	4,370,043	4,232,318	4,038,751	3,845,420	3,652,401	3,459,698	3,265,394	3,071,271	2,877,320	2,683,543	2,489,938	2,296,506	2,103,247	1,910,160	1,717,246
融資金借入残高	USD	3,020,277	3,020,277	2,787,948	2,555,619	2,323,290	2,090,961	1,858,632	1,626,303	1,393,974	1,161,645	929,316	696,987	464,658	232,329	0
株主資本金	USD	1,489,740	1,489,740	1,489,740	1,489,740	1,489,740	1,489,740	1,489,740	1,489,740	1,489,740	1,489,740	1,489,740	1,489,740	1,489,740	1,489,740	1,489,740
利益剰余金	USD	-139,975	-277,700	-238,938	-199,939	-160,630	-121,004	-82,979	-44,773	-6,394	32,157	70,882	109,779	148,848	188,091	227,506

c) キャッシュフロー計算書

	単位	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年
事業年数	年	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
運転年数	年	0	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
営業キャッシュフロー	USD	-139,975	-137,725	622,732	634,561	650,109	665,921	585,873	594,932	603,568	612,204	620,841	629,477	638,114	646,750	655,386
税引き前利益	USD	-139,975	-137,725	421,357	433,186	448,734	464,546	480,622	491,946	502,741	513,536	524,332	535,127	545,924	556,719	567,514
減価償却費	USD	0	0	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375	201,375
法人所得税支払	USD	0	0	0	0	0	0	-96,124	-98,389	-100,548	-102,707	-104,866	-107,025	-109,185	-111,344	-113,503
投資キャッシュフロー	USD	-4,027,500	0													
EPCコスト支払	USD	-4,027,500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
財務キャッシュフロー	USD	4,510,018	0	-232,329												
融資金借入	USD	3,020,277	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
融資金返済	USD	0	0	-232,329	-232,329	-232,329	-232,329	-232,329	-232,329	-232,329	-232,329	-232,329	-232,329	-232,329	-232,329	-232,329
株主資本金払込	USD	1,489,740	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
配当前フリーキャッシュ	USD	342,543	-137,725	390,403	402,232	417,780	433,592	353,544	362,603	371,239	379,875	388,512	397,148	405,785	414,421	423,057
配当引当金(税込)	USD	0	0	-382,595	-394,187	-409,424	-424,920	-346,473	-355,351	-363,814	-372,277	-380,741	-389,205	-397,669	-406,133	-414,596
配当後フリーキャッシュ	USD	342,543	-137,725	7,808	8,045	8,356	8,672	7,071	7,252	7,425	7,597	7,770	7,943	8,116	8,288	8,461
累計フリーキャッシュ	USD	342,543	204,818	212,626	220,670	229,026	237,698	244,769	252,021	259,445	267,043	274,813	282,756	290,872	299,160	307,621

a)投資ベンチマーク

項目	内容	備考
Project-IRR	9%	加重平均資本コスト
Equity-IRR	20%	配当金支払前
株主期待リターン	20%	
株主資本割合(対事業資金)	33%	
融資金金利	4%	

図表83 事業性試算結果 (粃殻売却単価75\$/ton)

b)事業評価

	単位	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年
事業年数	年	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
運転年数	年	0	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
プロジェクト投資額	USD	-4,510,018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
プロジェクト回収額	USD	0	0	743,543	746,079	752,334	758,853	669,511	669,277	668,620	667,963	667,307	666,650	665,993	665,336	664,679
プロジェクト収支	USD	-4,510,018	0	743,543	746,079	752,334	758,853	669,511	669,277	668,620	667,963	667,307	666,650	665,993	665,336	664,679
累計プロジェクト回収額	USD	-4,510,018	-4,510,018	-3,766,475	-3,020,396	-2,268,062	-1,509,209	-839,698	-170,421	498,199	1,166,162	1,833,468	2,500,118	3,166,111	3,831,447	4,496,126
Project-IRR	%	10.14														
Project-NPV	USD	216,454														
プロジェクト投資額回収期間	年	9														
株主資本投資額	USD	-1,489,740	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
株主資本回収額	USD	0	0	390,403	402,232	417,780	433,592	353,544	362,603	371,239	379,875	388,512	397,148	405,785	414,421	423,057
株主資本収支	USD	-1,489,740	0	390,403	402,232	417,780	433,592	353,544	362,603	371,239	379,875	388,512	397,148	405,785	414,421	423,057
累計株主本回収額	USD	-1,489,740	-1,489,740	-1,099,337	-697,105	-279,325	154,267	507,810	870,413	1,241,652	1,621,527	2,010,038	2,407,186	2,812,971	3,227,392	3,650,449
Equity-IRR	%	20.04														
Equity-NPV	USD	2,353														
株主資本投資額回収期間	年	6														

13. 事業リスク

13.1. 本事業のリスクと対処方針

図表 84 に、本事業で考えられる主なリスクと、その対処方針を示す。

図表84 主な事業リスクと対処方針

リスク項目	リスクの内容	方針	対処策
建設工事遅延	EPC コントラクターの能力不足、管理不足等を原因とする工事遅延による、収入機会の減少	低減	工事期間厳守と、工事遅延発生時の損害補償を前提とした契約を締結し、工事遅延による損害の発生リスクを低減する。
事業費増大	建設費の見積不足による、事業開始後の追加投資の発生	低減	見積額厳守を前提とした契約を締結し、事前に予定していた事業費の増大による損害発生リスクを低減する。
災害発生	現場での事故や火災による損害の発生	移転	O&M コントラクターに発電所の運転を委託することで、事故の発生などによる損害発生リスクを移転する。また、火災保険に加入し、靱殻燃料の焼失や発電所の損害発生リスクを移転する。
燃料不足	精米工場の経営不振、天変地異などでの不作、価格高騰などによる靱殻調達量の不足	保有	—
為替変動	為替変動による融資金返済負担の増大	保有	—
売電価格低下	大型電源開発や広域送電網の拡充による売電価格の低下	保有	—
回避：対象リスクを含むある手段の採用をしない（例：事業断念など） 移転：保険付保などにより、他者にリスクを移転する 低減：維持管理の強化などにより、リスク発生確率や影響度を低減する 保有：リスクを保有し、事後対応をとる			

13.2. リスク発生時の事業計画への影響

本事業で考えられる主なリスク（図表 84）のうち、燃料不足、為替変動、売電価格低下の3つのリスクに対しては、事前対応策をとらずにリスク保有のままとした。そこで、本調査では上記の3リスクについて、それぞれ複数の変動発生ケースを想定し、本事業計画の許容度を予め評価しておくこととした。

① 燃料不足リスク

本事業では、対象の精米工場へ事業期間中の安価での電力供給や事業期間終了後の事業譲渡というインセンティブを精米工場に与えることにより、まとまった量の籾殻燃料を排他的に安く調達して籾殻発電事業者間での燃料調達競争を回避することとしている。しかし、逆に言えば、籾殻燃料の調達依存度が特定の精米工場に偏っていると見ることもできる。このような状況下では、仮に対象の精米工場が何らかの理由で契約に定めた籾殻量を本事業へ供給できない場合、周辺精米工場から不足分の籾殻を調達する必要がある。そして、その調達価格は現在の設定価格よりも高くなることが予想される。本調査では、上記に示すような燃料不足が発生した場合の事業性を評価し、本事業計画の燃料不足リスクに対する許容度を把握することとした。

不足分の籾殻調達エリアは、本事業のプロジェクトサイトを中心に40km圏内を想定した。積載容量が約50m³の10トン車で、1回の運搬距離を80kmとおくと、運搬車1回あたりの燃料費は20米ドル/回となる。また、カンボジア国内では5～15米ドル/トンで籾殻が取引されているから、不足分の籾殻購入単価を15米ドル/トンとした。

図表85 籾殻の外部からの調達コスト

項目	内容	備考
籾殻積載量	5トン/台・回	籾殻比重=0.1トン/m ³
燃費	4km/L	10トントラック想定
燃料価格	1.0米ドル/L	ディーゼル
最大運搬距離	80km	
運搬燃料費	20米ドル/回	車両借り上げ費、人件費除く

ここで、籾殻の不足量を5トン/日、10トン/日、15トン/日、20トン/日、25トン/日、30トン/日とした時の本事業の事業性に関する計算結果を図表86に示す。本試算の結果、籾殻の不足量が30トン/日（年間9,900トンの不足）となった時でも、単年のキャッシュ収支がマイナスにならずに、計画通りの融資返済を行いながら事業を継続できることが分かった。なお、籾殻の不足量を同様に設定し、単年のキャッシュ収支がマイナスとなる時の籾殻価格を試算したところ、図表87に示す結果となった。

図表86 粳穀不足リスク発生時の事業性

	単位	ベースケース (参考値)	粳穀不足ケース					
			5 トン/日	10 トン/日	15 トン/日	20 トン/日	25 トン/日	30 トン/日
運搬回数	回/日	—	1	2	3	4	5	6
燃料費	\$/日	—	20	40	60	80	100	120
粳穀費 (外部)	\$/日	—	75	150	225	300	375	450
平均キャッシュイン	\$/年	529,248	506,148	483,048	459,948	436,848	413,748	390,648
平均キャッシュアウト	\$/年	281,234	278,035	274,837	271,638	268,440	265,242	262,043
キャッシュ収支	\$/年	248,014	228,113	208,211	188,310	168,408	148,506	128,605
E-IRR	%	10.81	9.40	4.81	3.13	1.34	7.94	6.41
E 回収期間	年	9	10	12	13	14	10	11

図表87 外部からの限界粳穀購入単価 (目安値)

	単位	ベースケース (参考値)	粳穀不足ケース					
			5 トン/日	10 トン/日	15 トン/日	20 トン/日	25 トン/日	30 トン/日
粳穀単価	\$/ton	—	176	96	63	46	35	31
平均キャッシュイン	\$/年	529,248	240,498	215,748	223,998	232,248	240,498	232,248
平均キャッシュアウト	\$/年	281,234	241,253	237,887	238,968	240,111	241,253	240,111
キャッシュ収支	\$/年	248,014	-755	-22,139	-14,970	-7,863	-755	-7,863

② 為替変動リスク

カンボジア国内では自国通貨であるリエルの他に米ドルが広く流通しているため、本事業では粳穀取引、売電取引、EPC 費用支払、O&M 費用支払など、ほとんどの決済を米ドルで実施することとしている。ただし、現時点で想定している融資だけは円建てでの返済となり、ここに米ドルと日本円との為替変動リスクが発生する。本調査では、日本円が米ドルに対して円高に、つまり為替変動により債務負担が重くなった場合の事業性を評価し、本事業計画の為替変動リスクに対する許容度を把握することとした。本試算の結果、現状 95.0 円/米ドルと為替レートを設定しているところ、40%程度の円高 (57.0 円/米ドル程度) までであれば、単年のキャッシュ収支がマイナスにならず、スケジュール通りの債務償還を継続できることが分かった。

図表88 為替変動時の事業性

	単位	ベースケース	為替変動ケース				
			10%円高	20%円高	30%円高	40%円高	50%円高
為替レート	円/\$	95.0	85.5	76.0	66.5	57.0	47.5
平均キャッシュイン	\$/年	529,248	521,008	510,708	497,465	479,808	455,088
平均キャッシュアウト	\$/年	281,234	306,233	337,482	377,660	431,230	506,228
キャッシュ収支	\$/年	248,014	214,775	173,226	119,805	48,578	-51,140
E-IRR	%	10.81	8.39	5.15	0.49	—	—
E 回収期間	年	9	10	12	15	—	—

③ 売電価格低下リスク

現在、カンボジア国内では2020年までに多数の大型発電所開発と、広域送電網の接続が予定されており、実際にそれらの一部は既に完了している。現在の国内の電力の大部分は、小規模で効率の低い発電機によって賄われているために、広域送電網が整備されていないような地域では非常に高い電力価格となっているが、今後国内の電力開発が進むにつれて、電力価格も低下することが予想できる。本事業計画では、2013年中旬より適用が予定されているEDC Kampong Cham グリッドと送電事業者間での電力取引価格(12.9¢/kWh)をベースに売電計画を策定しているが、本調査では、今後更に電力価格の低下が進んだ場合の事業性を評価し、本事業計画の売電価格低下リスクに対する許容度を把握することとした。本試算の結果、売電価格の低下が30%程度まで(現在のタイ国と同程度の価格水準まで)であれば、単年のキャッシュ収支がマイナスにならずに、計画通りの融資返済を行いながら事業を継続できることが分かった。

図表89 売電価格低下時の事業性

	単位	ベースケース	売電価格変動ケース				
			10%低下	20%低下	30%低下	40%低下	50%低下
売電価格	—	—	—	—	—	—	—
対送電事業者	\$/kWh	0.12	0.11	0.10	0.08	0.07	0.06
対精米工場	\$/kWh	0.16	0.14	0.13	0.11	0.10	0.08
平均キャッシュイン	\$/年	529,248	451,632	381,936	242,544	172,848	95,232
平均キャッシュアウト	\$/年	281,234	270,487	260,837	241,536	233,797	232,329
キャッシュ収支	\$/年	248,014	181,145	121,099	1,008	-60,949	-137,097
E-IRR	%	10.81	5.85	0.63	—	—	—
E 回収期間	年	9	11	15	—	—	—

14. 環境社会配慮

14.1. スコーピング

本発電が、カンボジア国において、モデル的整備を伴った事業となるよう、環境社会配慮に係る事項を以下のとおり取りまとめる。

図表90 環境社会配慮項目のスコーピング

分類	項目	チェック	備考
1. 許認可・説明	EIA 及び環境許認可	-	事業規模が 5,000kW 以上の事業の場合必要となる。
	地域住民への説明	○	
2. 汚染対策	大気質	○	法令により排出基準値あり。
	水質	○	
	廃棄物	○	
	騒音・振動	○	騒音について、法令により排出基準値あり。
	土壌汚染	-	対象の施設ではない。
	地盤沈下	-	
	悪臭	-	
底質	-		
3. 自然環境	保護区	-	既設工場用地内に施設を設置する。
	生態系	-	
	水象	-	
	地形・地質	-	
	跡地管理	-	
4. 社会環境	生活・生計	○	本事業の実施により、電力事情の向上と雇用の促進が見込まれる。
	労働環境(労働安全を含む)	○	
	住民移転	-	既設工場用地内に施設を設置する。
	文化遺産	-	
	景観	-	
	少数民族、先住民族	-	
5. その他	工事中の影響	○	
	事故防止対策	○	
	モニタリング	○	MOE の規定にのっとり、実施する。

14.2. 自然環境及び生活環境に対する対応

カンボジア国では電力事業者に対し、自然環境保護及び生活環境保護を目的として、水、廃棄物、大気、騒音について、排出基準値を設定している。本発電事業においても、これらの基準を遵守するものとする。また、前述したとおり、カンボジア国内においては、籾殻ガス化発電設備が既に普及しており、これらの設備は現地作業員や周辺環境に少なからず影響を与えている状況である。そこで、本事業は現地作業員や周辺環境に十分配慮した施設整備、運営を実施することとする。

本発電事業の自然環境及び生活環境に関する基本方針を図表 91 に示す。

図表91 自然環境及び生活環境に関する基本方針

対策項目	自然環境及び生活環境に関する基本方針
排水対策	<ul style="list-style-type: none"> 本事業では、ボイラーブロー等の工程から、少量ではあるが汚水の発生がある。また、機器清掃、場内清掃等による排水が出るのが想定される。これらの排水は一部再生利用を行い、残りの排水は規制基準まで適切に処理し、排出するものとする。
廃棄物対策	<ul style="list-style-type: none"> 本事業では、廃棄物として籾殻灰が発生する。そのため、場内に飛散防止措置を施した貯留スペースを設けて、限られた空間にて適切に管理する。
大気放出対策	<ul style="list-style-type: none"> 本事業では、籾殻の燃焼時にばいじんを伴う排ガスが発生する。このばいじん対策として、大気放出前に集じん装置を設置し、排ガスは規制基準まで適切に処理し排出するものとする。
騒音対策	<ul style="list-style-type: none"> 騒音発生源となりうるファンやタービン発電機などの機器は、できるだけ低騒音型又は静音型の機種を選定する。 騒音発生の大きい機器類は、防音カバーを設置する等の対策を講じる。また、防音材の設置や独立機械基礎の設置など、建築構造的に防振対策設備等を設置することも考慮する。 施設レイアウトにあたっては、騒音発生源の配置を敷地境界線から十分に距離減衰ができるように配慮する。また、騒音発生源となると考えられる設備を含む施設については、密閉構造の施設とする。
労働環境	<ul style="list-style-type: none"> 設備について、労働者の健康に配慮した設計とする。作業環境に応じて、労働者が保護具を着用する個所を設ける（灰貯留場） 排水、排気が機器から漏れいしないよう十分に機器側で対策を取る。 粉じんが発生する恐れがあるものについては、密閉した保管ができるように室内で保管し、密閉容器を用い保管・一時貯留する。

14.3. 今後の課題

本事業における環境社会配慮について、今後の課題（環境社会配慮に係る今後の実施事項）を図表 92 に示す。

図表92 今後の課題

項目	今後の課題
環境管理計画の策定	<ul style="list-style-type: none">・ 事業計画地の環境・社会状況（土地利用、自然環境等）の詳細確認・ 環境・社会に対する影響の予測・評価・ 影響の予測・評価及び代替案の比較検討内容の妥当性の確認・ 周辺環境影響の緩和策（回避・最小化・代償を含む）の検討内容の確認
環境モニタリング方法の確立	<ul style="list-style-type: none">・ モニタリングに係る必要なデータの確認・ モニタリング計画（実施体制、方法）の妥当性の確認
既設発電所の調査	<ul style="list-style-type: none">・ 既設発電所による環境社会配慮の影響の有無、緩和策、モニタリング実施状況
カンボジア国における環境社会配慮に係る機関との協議	<ul style="list-style-type: none">・ 環境社会配慮に係る各種関係機関の役割の確認・ 関係機関との環境社会配慮に対する調査結果・対策等の協議の実施

参考資料

ANNEX I

of the Sub-Decree No 111 ANK/BK date on September 27, 2005 on the Implementation of the Law on the Amendment to the Law on Investment of the Kingdom of Cambodia

Negative List (Article 6.1)

Section 1: Investment Activities Prohibited by the Relevant Law and Sub-Decrees:

1. Production/processing of psychotropic substances and narcotic substances;
2. Production of poisonous chemicals, agriculture pesticide/insecticide and other goods by using chemical substances, prohibited by international regulations or the World Health Organization, that affect the public health and environment;
3. Processing and production of electricity power by using any waste imported from a foreign country;
4. Forestry exploitation business prohibited by Forestry Law;
5. Investment activities prohibited by law. **(Cancelled by Sub-Decree # 34 (RGC) of April 23, 2007)**

Section 2: Investment Activities Not Eligible for Incentives

1. All kinds of commercial activity, import, export, wholesale, retails, including duty free shops;
2. Any transportation services by waterway, by road, by air except investment in railway sector;
3. Restaurants, karaoke parlors, bars, nightclubs, massage parlor, fitness that are located outside of international standard hotel. However, though it is located in the international standard hotel if the Investor leased the above locations to a non-QIP third party lessee to conduct business, such investor shall not be entitled to profit tax exemption as granted to the Investor under the Amendment to the Law on Investment;
4. Tourism service provider, tourism agent, tourism information and tourism advertisement;
5. Casino and gambling business and service of any kind;
6. Currency and Financial business and services, including bank, financial institution, insurance company, and all kind of financial intermediation;
7. Activity related to newspaper and media, including radio, television, press, magazine, movie, video production or reproduction, theatre, studio, and related activities;
8. Professional services;
9. Living Modified Organisms LMOs that causes danger to biodiversity, human health and environment;
10. Production and processing of wood products which using wood from natural forest with a legal domestic supplying source as raw materials;
11. Production of tobacco products;
12. Production of food products and beverages with the investment capital less than USD500, 000(five hundred thousand);
13. Production of product for textile industry with the investment capital less than USD500, 000 (five hundred Thousand);
14. Production of garments, textiles, footwear, hats with the investment capital less than USD500, 000 (five hundred thousand);
15. Production of furniture and fixture, which not using natural wood with the investment capital less than USD500, 000 (five hundred thousand);
16. Production of paper and paper products with the investment capital less than USD 500, 000 (five hundred thousand);
17. Production of chemicals, cement, agriculture fertilizer, petrochemicals with the investment capital less than USD1, 000,000 (one million);
18. Production of rubber products and plastic product with the investment capital less than USD500, 000 (five hundred thousand);
19. Production of leather products and other related products with the investment capital less than USD300, 000 (three hundred thousand);
20. Production of all kinds of metal products with the investment capital less than USD300, 000; (three hundred thousand);
21. Production of electrical and electronic appliances and office materials with the investment capital less than USD300, 000 (three hundred thousand);
22. Production of toys and sporting goods with the investment capital less than USD300, 000 (three hundred thousand);
23. Production of motor vehicles, parts and accessories with the investment capital less than USD300, 000 (three hundred thousand);

Unofficial Translation

24. Clean water supplies with the investment capital less than USD500, 000 (five hundred thousand);
 25. Supporting industry, which has its entire production (100%) supplying export industry with the investment capital less than USD100, 000 (one hundred thousand);
 26. International trade exhibition center and convention halls with the investment capital less than USD8, 000,000 (eight million)
 27. Construction of modern market or trade center with the investment capital less than USD2, 000,000 (two million) with size less than 10,000 (ten thousand) square meters and has inadequate space for car park;
 28. Production of animal feed with the investment capital less than USD200, 000 (two hundred thousand);
 29. Production of ceramic products with the investment capital less than USD300, 000; (three hundred thousand);
 30. Training and educational institutes that provide training for skill development, technology, or poly technology that serve industrial, agricultural, tourism, infrastructure, environment, engineering, sciences, and other services with the investment capital less than USD4, 000,000 (four million);
 31. Hotel below 3-star grade
 32. Complex tourism center with hotel containing less than 100 rooms or tourist inns of less than 30 housing and tourist estates (resort) less than a minimum length of ten (10) hectares;
 33. Natural Tourism and creation of natural tourism site with the size less than 1,000 (one thousand)hectares of land with the investment capital less than USD1, 000,000 (one million);
 34. Complex resort, including hotel, theme park, sport facilities, zoo with less than 50 (fifty) hectares;
 35. Car parking;
 36. Warehouses facilities;
 37. Polyclinic having less than 50(fifty) patient beds with no modern equipment, laboratories, surgical operation, x-ray, emergency, pharmacy room, lift elevator (for up to 3 story building), apply no ambulances, morgue, with the investment capital less than USD1, 000,000 (one million);
 38. Production of modern medicines with the investment capital less than USD1, 000,000 (one million);
 39. Production of traditional medicines with the investment capital less than USD500, 000(five hundred thousand);
 40. Agricultural production:
 - 40.1 Paddy farming less than 1000 (one thousand) hectares
 - 40.2 All kinds of cash crops less than 500 (five hundred) hectares
 - 40.3 Vegetables less than 50 (fifty) hectares
 41. Livestock production
 - 41.1 Cattle husbandry less than 1,000 (one thousand) heads;
 - 41.2 Dairy farm less than 100 (hundred) cows;
 - 41.3 Poultry farm less than 10,000 (ten thousand) heads;
 42. Aquatic production:
 - 42.1 Fresh water aquaculture farm less than 5 (five) hectares;
 - 42.2 Sea water aquaculture farm less than 10 (ten) hectares;
 43. Timber plantation, tree plantation, and wild animal farm:
 - 43.1 Timber plantation less than 1,000 (one thousand) hectares;
 - 43.2 Tree plantation less than 200 (two hundred) hectares;
 - 43.3 Wild mammal husbandry less than 100 (one hundred) heads;
 - 43.4 Wild bird husbandry less than 500 (five hundred) heads;
 - 43.5 Wild reptile husbandry less than 1,000 (one thousand) heads
- The Ministry of Agriculture, Forestry and Fisheries shall define the definitions of each category in paragraph 43 above.
44. Freezing and processing of aquatic products and cereals and crops products for exports:
 - 44.1 [freezing and processing of aquatic product](#) for export with the investment capital less than USD 500,000 (five hundred thousand);
 - 44.2 [processing of any kind of cereals](#) and crops products for export with the investment capital less than USD 500,000 (five hundred thousand);
 45. Provision of value added services of all kinds of telecommunication services
 46. Real estate development.

Section 3: Investment Activities with specific characteristics which shall be Eligible for Custom Duties Exemption, but not Eligible for the Profit Tax Exemption

1. Telecommunication basic services;
2. Exploration of gas, oil and all kinds of mining, including supply bases for gas and oil activities.

Annex 2**Effluent standard for pollution sources
discharging wastewater to public water areas or sewer**

N ^o	Parameters	Unit	Allowable limits for pollutant substance discharging to	
			Protected public water area	Public water area and sewer
1	Temperature	°C	< 45	< 45
2	pH		6 - 9	5 - 9
3	BOD ₅ (5 days at 200 C)	mg/l	< 30	< 80
4	COD	mg/l	< 50	< 100
5	Total Suspended Solids	mg/l	< 50	< 80
6	Total Dissolved Solids	mg/l	< 1000	< 2000
7	Grease and Oil	mg/l	< 5.0	< 15
8	Detergents	mg/l	< 5.0	< 15
9	Phenols	mg/l	< 0.1	< 1.2
10	Nitrate (NO ₃)	mg/l	< 10	< 20
11	Chlorine (free)	mg/l	< 1.0	< 2.0
12	Chloride (ion)	mg/l	< 500	< 700
13	Sulphate (as SO ₄)	mg/l	< 300	< 500
14	Sulphide (as Sulphur)	mg/l	< 0.2	< 1.0
15	Phosphate (PO ₄)	mg/l	< 3.0	< 6.0
16	Cyanide (CN)	mg/l	< 0.2	< 1.5
17	Barium (Ba)	mg/l	< 4.0	< 7.0
18	Arsenic (As)	mg/l	< 0.10	< 1.0
19	Tin (Sn)	mg/l	< 2.0	< 8.0
20	Iron (Fe)	mg/l	< 1.0	< 20
21	Boron (B)	mg/l	< 1.0	< 5.0
22	Manganese (Mn)	mg/l	< 1.0	< 5.0
23	Cadmium (Cd)	mg/l	< 0.1	< 0.5
24	Chromium (Cr) ⁺³	mg/l	< 0.2	< 1.0

25	Chromium (Cr) ⁺⁶	mg/l	< 0.05	< 0.5
26	Copper (Cu)	mg/l	< 0.2	< 1.0
27	Lead (Pb)	mg/l	< 0.1	< 1.0
28	Mercury (Hg)	mg/l	< 0.002	< 0.05
29	Nickel (Ni)	mg/l	< 0.2	< 1.0
30	Selenium (Se)	mg/l	< 0.05	< 0.5
31	Silver (Ag)	mg/l	< 0.1	< 0.5
32	Zinc (Zn)	mg/l	< 1.0	< 3.0
33	Molybdenum (Mo)	mg/l	< 0.1	< 1.0
34	Ammonia (NH ₃)	mg/l	< 5.0	< 7.0
35	DO	mg/l	>2.0	>1.0
36	Polychlorinated Byphenyl	mg/l	<0.003	<0.003
37	Calcium	mg/l	<150	<200
38	Magnesium	mg/l	<150	<200
39	Carbon tetrachloride	mg/l	<3	<3
40	Hexachloro benzene	mg/l	<2	<2
41	DTT	mg/l	<1.3	<1.3
42	Endrin	mg/l	<0.01	<0.01
43	Dieldrin	mg/l	<0.01	<0.01
44	Aldrin	mg/l	<0.01	<0.01
45	Isodrin	mg/l	<0.01	<0.01
46	Perchloro ethylene	mg/l	<2.5	<2.5
47	Hexachloro butadiene	mg/l	<3	<3
48	Chloroform	mg/l	<1	<1
49	1,2 Dichloro ethylene	mg/l	<2.5	<2.5
50	Trichloro ethylene	mg/l	<1	<1
51	Trichloro benzene	mg/l	<2	<2
52	Hexachloro cyclohexene	mg/l	<2	<2

Remark: The Ministry of Environment and the Ministry of Agriculture, Forestry and Fishery shall collaborate to set up the standard of pesticides which discharged from pollution sources.

ANNEX 2

Maximum allowable concentration of hazardous substance in ambient air

N°	Name of Chemical Substance	Formula	Maximum level
1	Aniline	$C_6H_5NH_2$	0.03
2	Ammonia	NH_3	0.2
3	Acetic Acid	CH_3COOH	0.2
4	Sulfuric Acid	H_2SO_4	0.3
5	Nitric Acid	HNO_3	0.4
6	Ben Zene	C_6H_6	1
7	Ben Zidine	$NH_2C_6H_4C_6H_4NH_2$	Non
8	Carbondisulfide	CS_2	0.02
9	Chloroform	$CHCl_3$	0.01
10	Carbontetrachloride	CCl_4	3
11	Particle containing Asbestos	-	Non
12	DDT	$C_8H_{11}Cl_4$	0.5
13	Formaldehyde	$HCOH$	0.012
14	Hydrogen Arsenic	AsH_3	0.002
15	Hydrogen Cyanide	HCN	0.01
16	Hydrogen Fluoride	HF	0.002
17	Hydrogen Sulfide	H_2S	0.001
18	Phenol	C_6H_5OH	0.01
19	Styrene	$C_6H_5CH=CH_2$	0.003
20	Tetra Chloroethylene	C_2Cl_4	0.1
21	Tetraethyle Lead	$Pb(C_2H_5)_4$	0.005
22	Tri Chloroethylene	$ClCH=CCL_2$	0.2
23	Toluene	$C_6H_5CH_3$	0.4
24	Vinyl Chloride	$ClCH=CH_2$	0.05
25	Arsenic (Compound organic)	As	0.00001
26	Cadmium (Metal Compound and oxide)	Cd Cr	0.003 0.0015
27	Chromium (Compound & Metal)	Ni	0.0002
28	Nickel (Compound & Metal)	Hg	0.0001
29	Mercury (Compound & Metal)		5
30	Petrol		

Remark: This standard applied to control of hazardous substance that permitted in ambient air.

ANNEX 3

Maximum allowable standard of pollution substance
for immobile sources in ambient air

No.	Parameters	Maximum level of discharge
1	Particulate in smoke of :	
	Incinerator	0.4g/m ³
	Heating metal	400mg/m ³
	Bad stone , Lime , cement manufacturing	400mg/m ³
	Asphalt concrete plant	500mg/m ³
	Other sources	
2	Dust :	
	Containing silica (SiO ₂)	100mg/m ³
	Containing asbestos	27ug/m ³
	Chemical inorganic substance	
3	Aluminum Al	(dust)300mg/m ³ ;(Al)50mg/m ³
4	Ammonia NH ₃	100mg/m ³
5	Antimony Sb	25mg/m ³
6	Arsenic As	20ug/m ³
7	Beryllium Be	10mg/m ³
8	Chloride Cl	20mg/m ³
9	Hydrogen chloride HCl	200mg/m ³
11	Hydrogen sulfide H ₂ S	2mg/m ³
12	Cadmium Cd	1mg/m ³
13	Copper Cu	(dust)300mg/m ³ ; (Cu)20mg/m ³
14	Lead Pb	(dust)100mg/m ³ ; (Cu)20mg/m ³
15	Zinc Zn	30mg/m ³
16	Mercury Hg	0.1mg/m ³
17	Carbon monoxide CO	1000mg/m ³
18	Sulfur dioxide SO ₂	500mg/m ³
19	Nitrogen oxide NO _x (all category)	1000mg/m ³
20	Nitrogen oxide NO _x (emitted HNO ₃ product)	2000mg/m ³
21	Sulfuric Acid H ₂ SO ₄	35mg/m ³
22	Acetic Acid HNO ₃	70mg/m ³

参考資料③. 大気への放出基準値

23	Sulfur trioxide	SO ₃	35mg/m ³
24	Phosphoric Acid	H ₃ PO ₄	3mg/m ³
	Chemical organic substance		
25	Acetylene tetra bromide	CHBr ₂ CHBr ₂	14mg/m ³
26	Acrolein	CH ₂ =CHCHO	1.2mg/m ³
27	Aniline	C ₆ H ₅ NH ₂	19mg/m ³
28	Benzidine	NH ₂ C ₆ H ₄ C ₆ H ₄ NH ₂	None
29	Benzene	C ₆ H ₆	80mg/m ³
30	Chloro benzyl	C ₆ H ₅ CH ₂ Cl	5mg/m ³
31	Butyl amine	CH ₃ (CH ₂) ₂ CH ₂ NH ₂	15mg/m ³
32	Cresol (o-,m-,p-)	CH ₃ C ₆ H ₄ OH	22mg/m ³
33	Chloro benzene	C ₆ H ₅ Cl	350mg/m ³
34	Chloroform	CHCl ₃	240mg/m ³
35	Chloropicrin	CCl ₃ NO ₂	0.7mg/m ³
36	0-dichlorobenzene	C ₆ H ₄ Cl ₂	300mg/m ³
37	1,1-dichloro ethane	CHCl ₂ CH ₃	400mg/m ³
38	Di methyl sulfate	(CH ₃) ₂ SO ₄	0.5mg/m ³
39	Di methyl hydrazine	(NH ₃)NNH ₂	1mg/m ³
40	Di nitro benzene	(o-,m-,p-)C ₆ H ₄ (NO ₂) ₂	1mg/m ³
41	Ethylene di amine	NH ₂ CH ₂ -CH ₂ NH ₂	30mg/m ³
42	Ethylene Chlorohydrin	CH ₂ ClCH ₂ OH	16mg/m ³
43	Ethylene oxide	CH ₂ OCH ₂	20mg/m ³
44	Formaldehyde	HCHO	6mg/m ³
45	Methyl Acrylate	CH ₂ =CHCOOCH ₃	35mg/m ³
46	Methanol	CH ₃ OH	260mg/m ³
47	Methyl Bromide	CH ₃ Br	80mg/m ³
48	Monomethylaniline	C ₆ H ₅ NHCH ₃	9mg/m ³
49	Nitro Benzene	C ₆ H ₅ NO ₂	5mg/m ³
50	Nitroglycerine	C ₃ H ₅ (NO ₂) ₃	5mg/m ³
51	Nitrotoluene	NO ₂ C ₆ H ₄ CH ₃	30mg/m ³
52	Phenol	C ₆ H ₅ OH	19mg/m ³
53	Phenylhydrazine	C ₆ H ₅ NHNH ₂	22mg/m ³
54	Pyridine	C ₅ H ₅ N	30mg/m ³
55	Pyrene	C ₁₆ H ₁₀	15mg/m ³
56	Quinone	C ₆ H ₄ O ₂	0.4mg/m ³
57	Styrene	C ₆ H ₅ CH=CH ₂	420mg/m ³
58	1,1;2,2-tetrachloroethane	Cl ₂ HCCHCl ₂	35mg/m ³
59	Tetrachloromethane	CCl ₄	65mg/m ³
60	Toluene	C ₆ H ₅ CH ₃	750mg/m ³

参考資料③. 大気への放出基準値

61	Tetranitromethane $C(NO_2)_4$	$8mg/m^3$
62	Toluidine $CH_3C_6H_4NH_2$	$22mg/m^3$
63	Toluidine-2,4-D-isocyanate $CH_3C_6H_3(NCO)_2$	$0.7mg/m^3$
64	Trichloro ethylene $ClCH=CCl_2$	$110mg/m^3$
65	Xylidine $(CH_3)_2C_6H_3NH_2$	$50mg/m^3$
66	Vinylchloride $CH_2=CHCl$	$150mg/m^3$

Remark: This standard is applied to control of pollution substance for immobile sources to atmosphere.

