

ガーナ共和国
エネルギー省
ガーナ電力公社
ボルタ河電力公社北部電力局

ガーナ国 配電部門マスタープラン策定調査

ファイナルレポート 別冊 3 配電網更新・増強・延伸マスタープラン 及び実施計画

平成20年9月
(2008年9月)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

委託先
中部電力株式会社

目 次

第 1 章 配電網更新・増強・延伸マスタープラン	1
1. 1 一次変電所・準送電線の策定結果	1
1. 1. 1 ECGの一次変電所・準送電線計画	1
1. 1. 2 VRA-NEDの一次変電所・準送電線計画	11
1. 2 配電網更新・増強・延伸計画の策定結果	13
1. 2. 1 更新計画策定結果	13
1. 2. 2 増強計画策定結果	14
1. 2. 3 延伸計画策定結果	18
第 2 章 マスタープラン実施計画	19
第 3 章 マスタープランに関わる経済・財務分析	25
3. 1 マスタープラン概略	25
3. 2 財務分析	26
3. 3 経済分析	30

第1章 配電網更新・増強・延伸マスタープラン

1. 1 一次変電所・準送電線の策定結果

1. 1. 1 ECGの一次変電所・準送電線計画

(1) 既存の一次変電所・準送電線計画

ECGにおける既存の一次変電所・準送電線計画を添付資料1に示す。ECGにおいては、2012年までに一次変電所で28プロジェクト、約58百万US\$、準送電線で39プロジェクト、約32百万US\$のプロジェクトが計画されている。GEDAP、ガーナ政府などにより資金元が決まっているものが大半であるが、一部資金元が未定なプロジェクトも存在する。

(2) 主要都市部（アクラ、テマ、クマシおよびタコラディ）の策定結果

ECGの供給エリアのうち主要都市部であるアクラ、テマ、クマシおよびタコラディについての策定結果をそれぞれ（ア）～（エ）に示す。

（ア）アクラ系統の策定結果

現状のアクラ33kV系統図を図1に示す。2008年の最大ピーク需要は458MVAである。アクラ系統には、Achimota BSPおよびMallam BSPの二つのBSPが存在し、ピーク時の電力需要の約65%はAchimota BSPからの供給となっている。また、Achimota BSPからアクラ中心部への潮流（Achimota-Airport, K, D間等、潮流値合計219MVA）が大きくなっており、同区間では、計10回線（熱容量計310MVA）の準送電線が使われている。

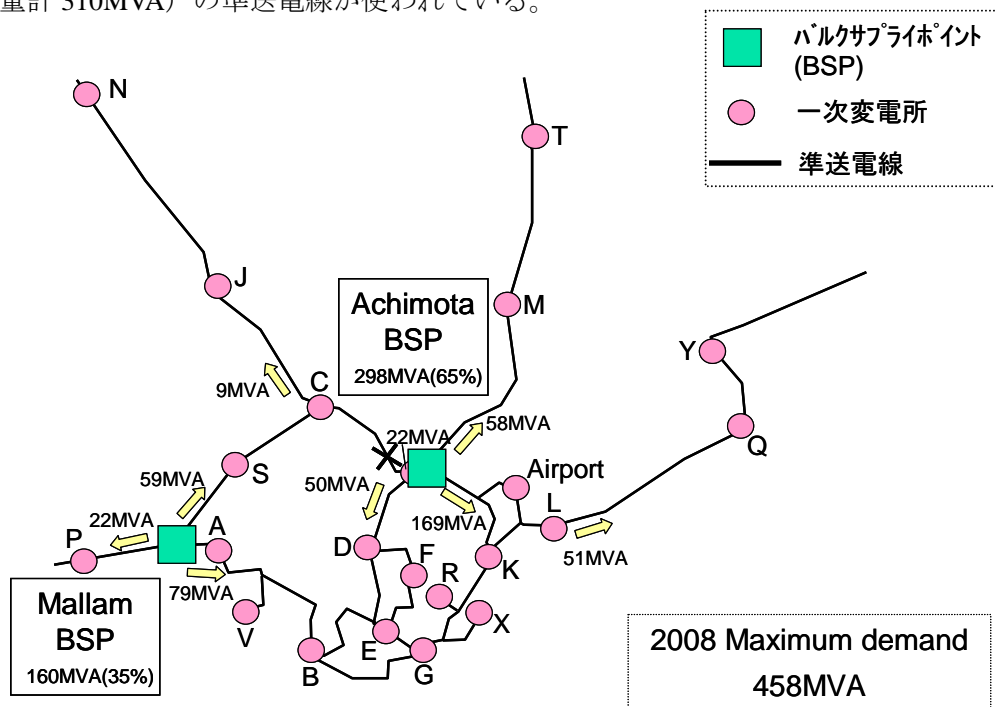


図1 現状のアクラ33kV系統図

GEDAP 等既存プロジェクトが全て実施された 2012 年断面での系統図を図 2 に示す。2012 年の最大ピーク需要は 516MVA となる。アクラ地域の既存プロジェクト一覧は、添付資料 1 に示すとおり、2012 年までに、GEDAP、ガーナ政府プロジェクト等により、計 480MVA の変圧器容量および回線延長 334km の準送電線が追加される見込みである。またガーナ政府プロジェクトにより、アクラ地域東部に 3 箇所目の BSP が建設される予定である。

2012 年断面での解析の結果から、アクラ地域の一次変電所および準送電線に過負荷および電圧とも問題ないという結果となった。既存の一次変電所計画および準送電線計画は、2012 年需要に対応するには十分な計画である。

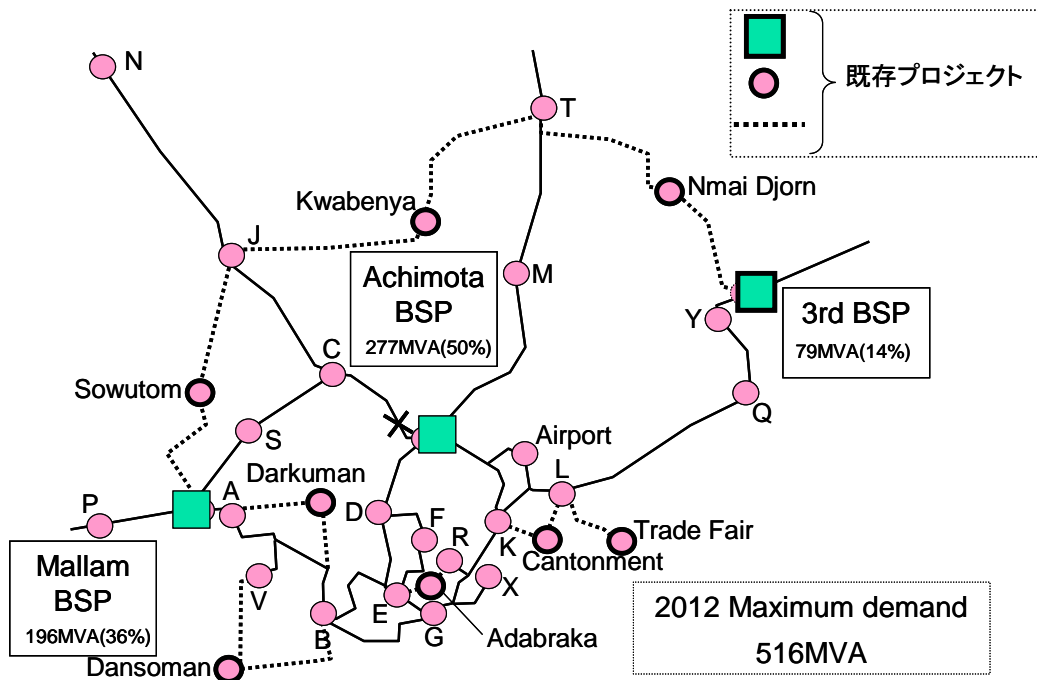


図 2 アクラ 33 kV 系統図 (2012 年断面)

アクラ系統では、2012 年以降新たな計画はないため、2013～2017 年断面にて解析を実施し、ボトルネック箇所を検証した。その結果、図 3 に示す 2016 年断面の系統図において、H(Achimota)-E 間の準送電線について過負荷となった。

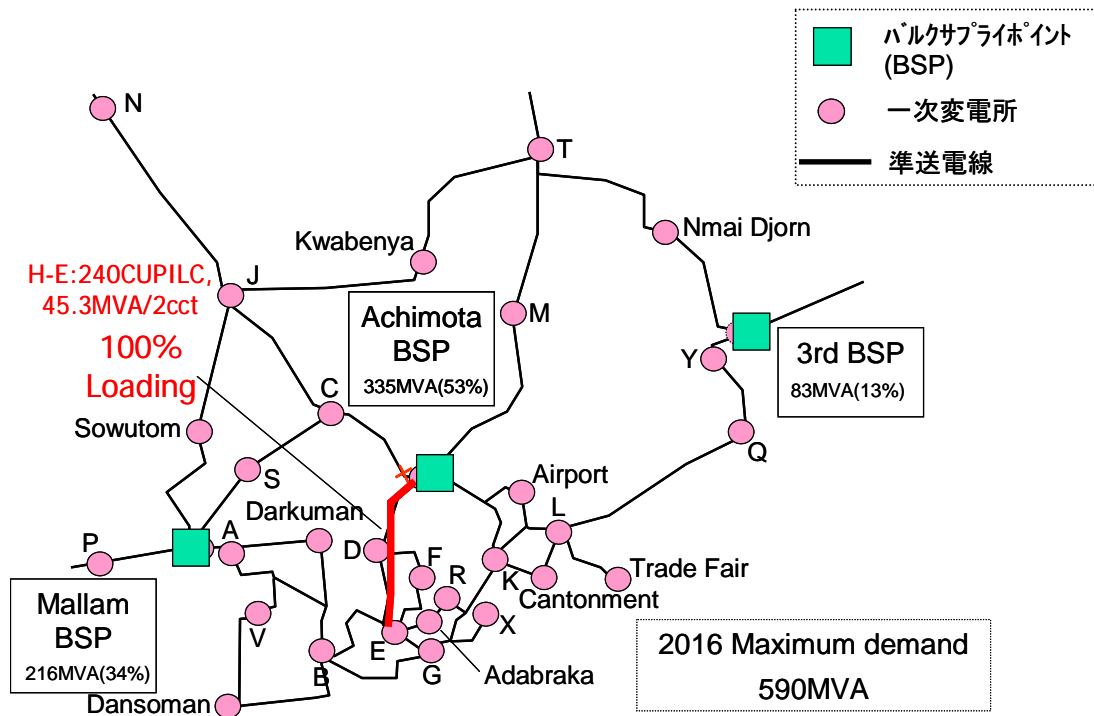


図3 アクラ 33kV 系統図 (2016 年断面)

上記のボトルネックを解消するための対策として、表1に示すとおり、過負荷箇所新たに準送電線を追加することとした。本対策を実施することにより、2016年断面のボトルネックを解消するとともに、2017年断面（最大ピーク需要 609MVA）でもボトルネックは発生しない結果となっている。

表1 アクラ系統の提案プロジェクト

設備名称	ボトルネック	対策	コスト (1,000US\$)	対策年
H(Achimota)-E	準送電線過負荷	H-E 間、630ALXLPE 2 回線新設 (2 回線×6.3km)	1,323	2016 年

(イ) テマ系統の策定結果

現状のテマ 33kV 系統図を図4に示す。2008年の最大ピーク需要は160MVAである。テマ 33kV 系統は、Tema BSP から供給されている。

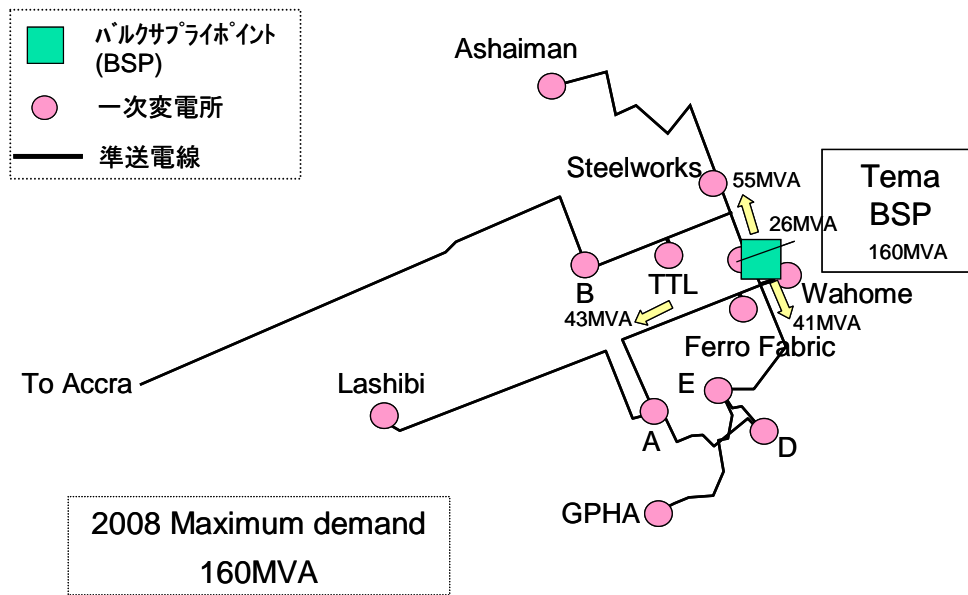


図4 現状のテマ 33kV 系統図

GEDAP 等既存プロジェクトが全て実施された 2012 年断面での系統図を図 5 に示す。2012 年の最大ピーク需要は 190MVA となる。テマ地域の既存プロジェクト一覧は、添付資料 1 に示すとおり、2012 年までに、GEDAP、ガーナ政府プロジェクト等により、計 200MVA の変圧器容量および回線延長 140km の準送電線が追加される見込みである。アクラ地域に建設される BSP と連系することとなる。

2012 年断面での解析結果から、テマ地域の一次変電所および準送電線に過負荷および電圧とも問題ないという結果となった。既存の一次変電所計画および準送電線計画は、2012 年需要に対応するには十分な計画である。

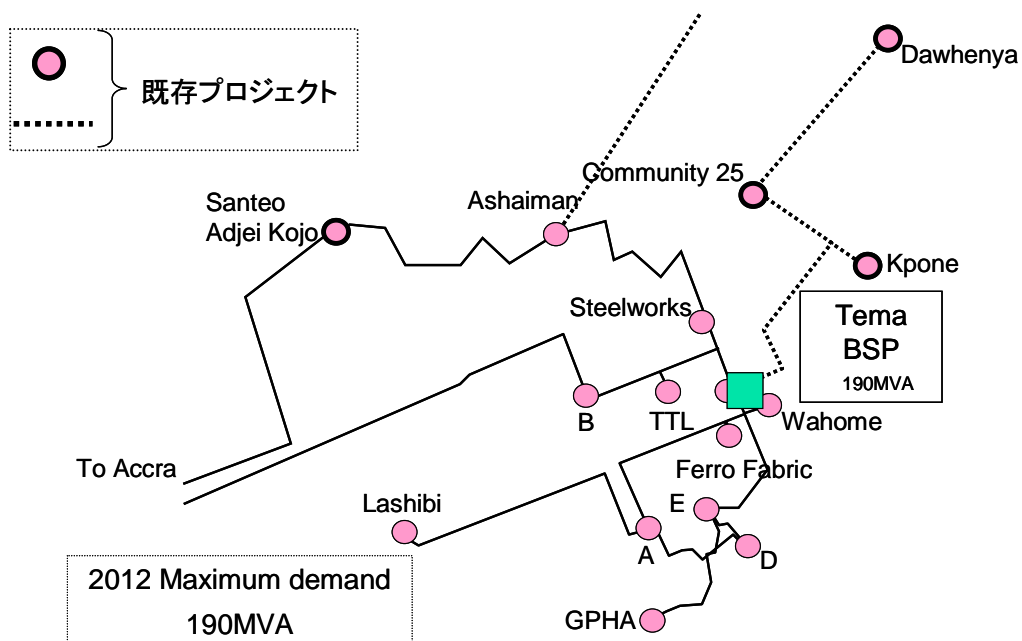


図5 テマ 33kV 系統図 (2012 年断面)

テマ系統においても、2012年以降新たな計画はないため、2013～2017年断面にて解析を実施し、ボトルネック箇所を検証した。その結果、図6に示す2016年断面の系統図において、H(Tema)-A間の準送電線について過負荷となった。

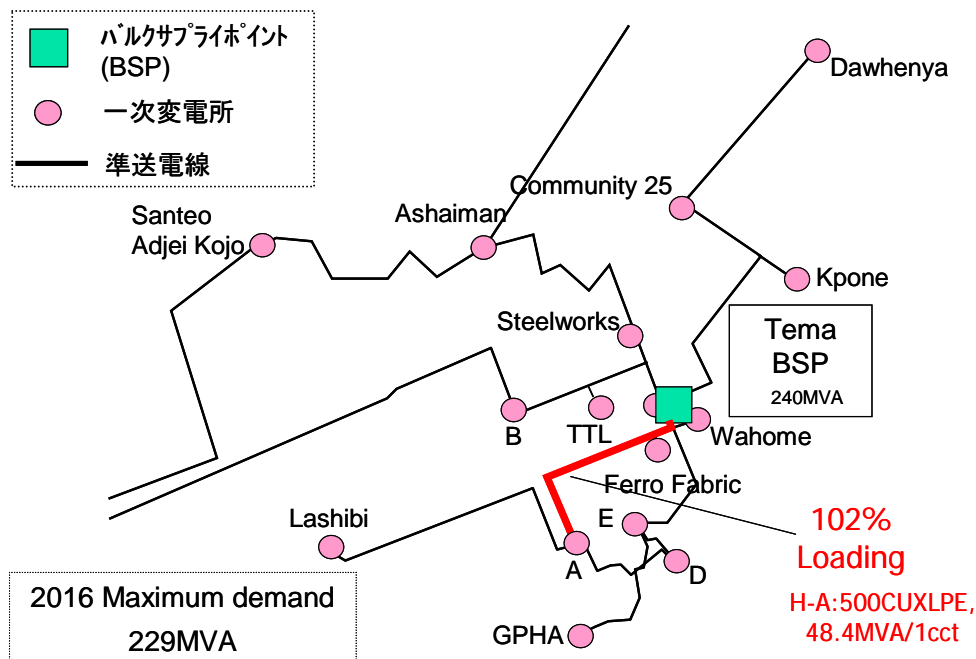


図6 テマ 33kV 系統図 (2016年断面)

上記のボトルネックを解消するための対策として、表2に示すとおり、過負荷箇所に新たに準送電線を追加することとした。本対策を実施することにより、2016年断面のボトルネックを解消するとともに、2017年断面（最大ピーク需要 240MVA）においてもボトルネックは発生しない結果となっている。

表2 テマ系統の提案プロジェクト

設備名称	ボトルネック	対策	コスト (1,000US\$)	対策年
H(Tema)-A	準送電線過負荷	H-A 間、630ALXLPE 1 回線 新設 (5.6km)	588	2016年

(ウ) クマシ系統の策定結果

現状のクマシ 33kV 系統図を図7に示す。2008年の最大ピーク需要は 174MVA である。クマシ 33kV 系統は、Kumasi BSP から供給されている。

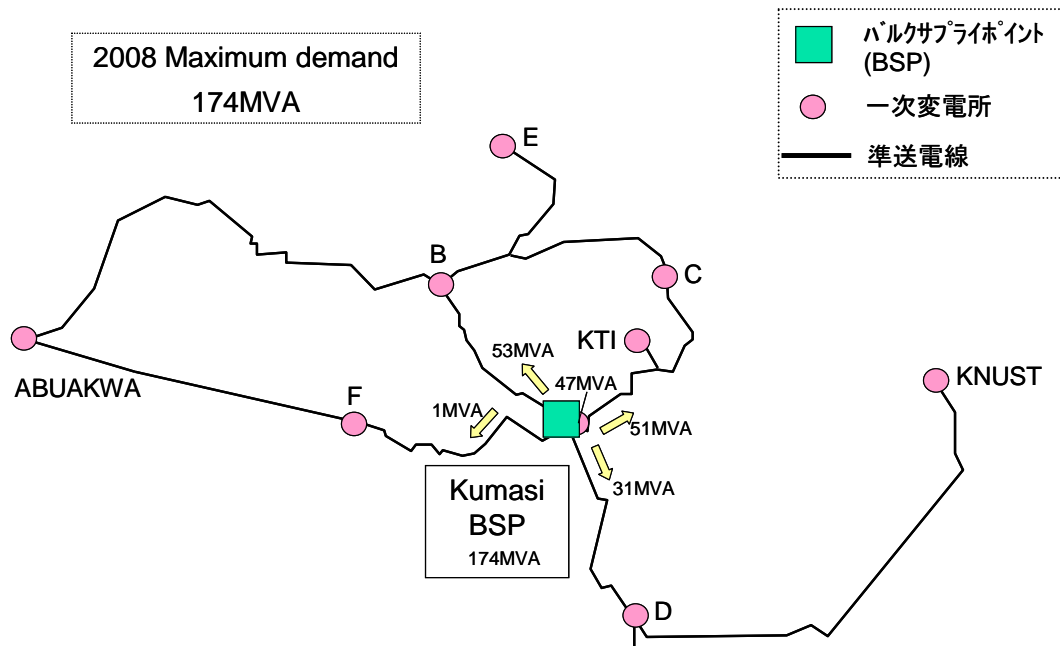


図7 現状のクマシ 33kV 系統図

既存プロジェクトである GEDAP が全て実施された 2012 年断面での系統図を図 8 に示す。2012 年の最大ピーク需要は 211MVA となる。クマシ地域の既存プロジェクト一覧は、添付資料 1 示すとおり、2012 年までに、GEDAP により、計 120MVA の変圧器容量および回線延長 52km の準送電線が追加される見込みである。またクマシ地域東部に 2 箇所目の BSP が建設される予定である。

2012 年断面での解析の結果から、クマシ地域の一次変電所および準送電線に過負荷および電圧とも問題ないという結果となった。既存の一次変電所計画および準送電線計画は、2012 年需要に対応するには十分な計画である。

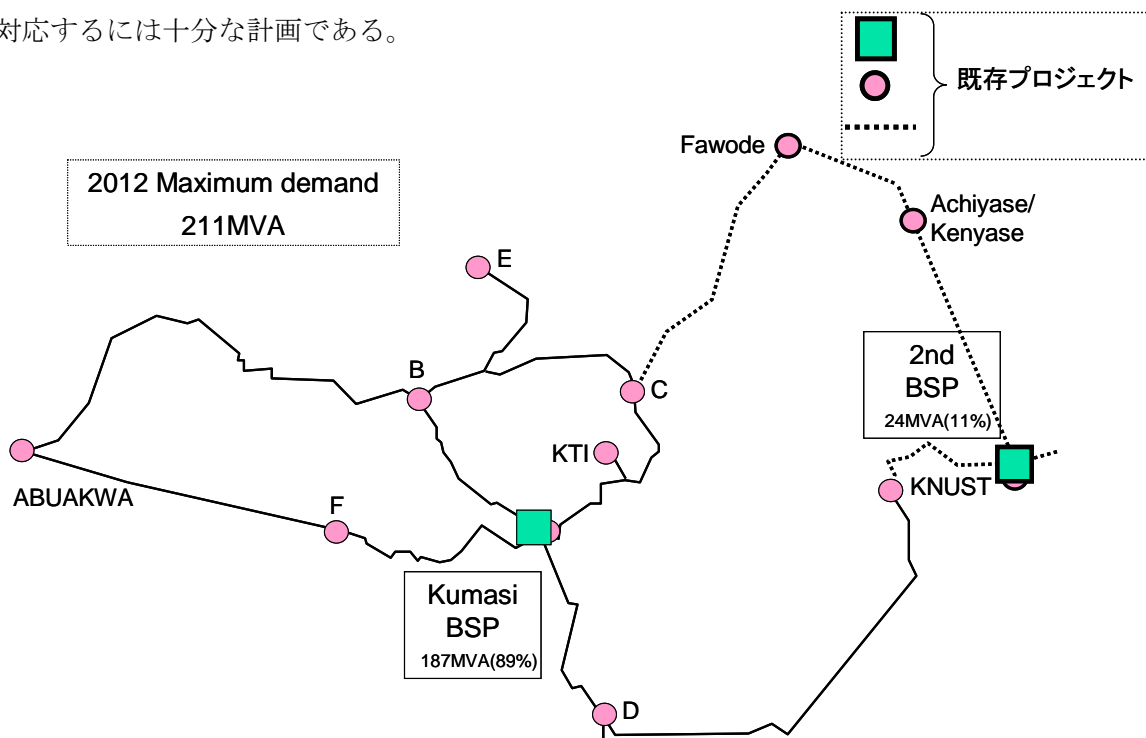


図8 クマシ 33kV 系統図 (2012 年断面)

クマシ系統においても、2012年以降新たな計画はないため、2013～2017年断面にて解析を実施し、ボトルネック箇所を検証した。その結果、図9に示す2017年断面の系統図において、A-KTI間の準送電線について過負荷となった。

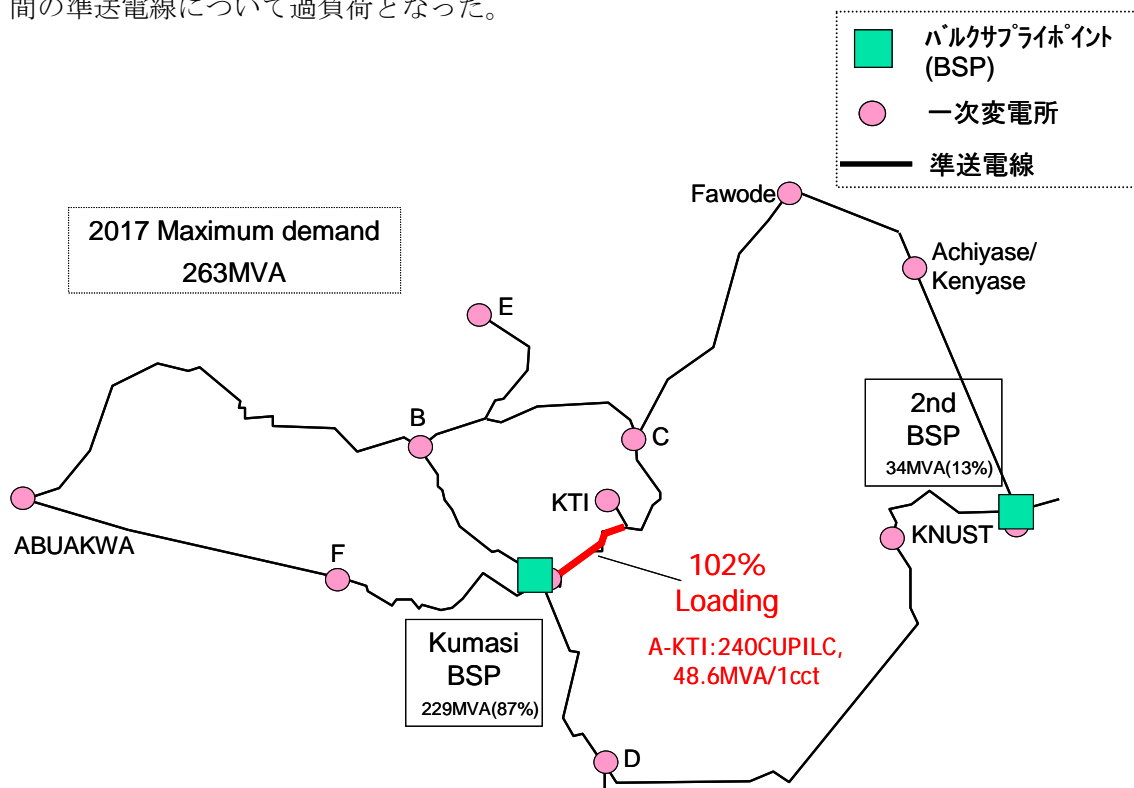


図9 クマシ 33kV 系統図 (2017 年断面)

上記のボトルネックを解消するための対策として、表3に示すとおり、過負荷箇所新たに準送電線を追加することとした。本対策を実施することにより、2017年断面のボトルネックを解消することができる。

表3 クマシ系統の提案プロジェクト

設備名称	ボトルネック	対策	コスト (1,000US\$)	対策年
A-KTI	準送電線過負荷	A-KTI間、630ALXLPE 1回線新設 (5.0km)	525	2017年

(エ) タコラディ系統の策定結果

現状のタコラディ 33kV 系統図を図10に示す。2008年の最大ピーク需要は86MVAである。タコラディ 33kV 系統は、Takoradi BSPから供給されている。

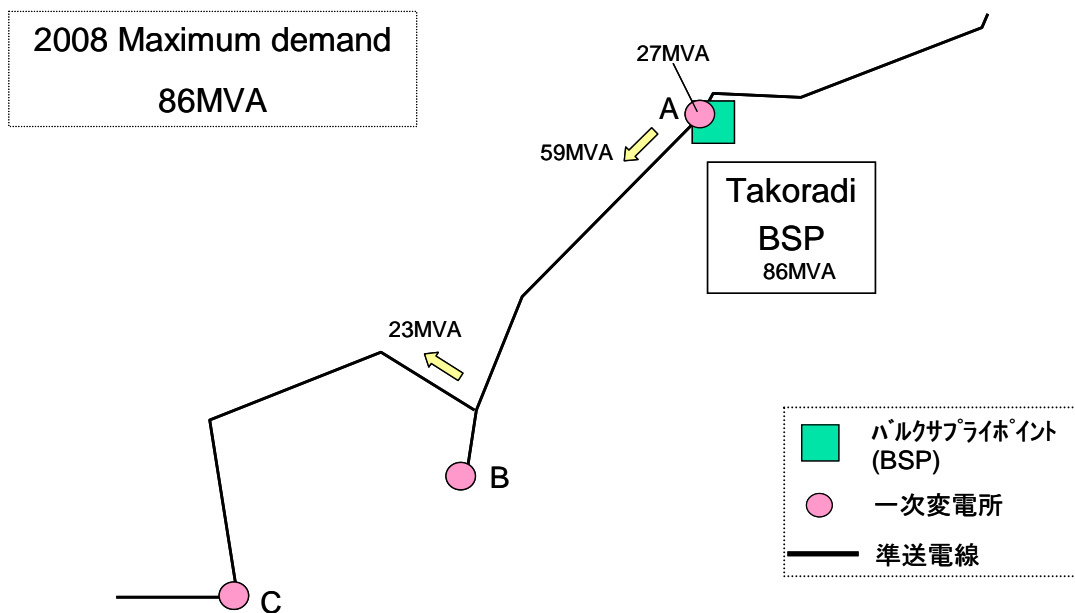


図 1 0 現状のタコラディ 33kV 系統図

GEDAP 等既存プロジェクトが全て実施された 2012 年断面での系統図を図 1 1 に示す。2012 年の最大ピーク需要は 98MVA となる。タコラディ地域の既存プロジェクト一覧は、添付資料 1 示すとおり、2012 年までに、GEDAP 等により、計 90MVA の変圧器容量および回線延長 6km の準送電線が追加される見込みである。

2012 年断面での解析結果から、タコラディ地域の一次変電所および準送電線に過負荷および電圧とも問題ないという結果となった。既存の一次変電所計画および準送電線計画は、2012 年需要に対応するには十分な計画である。

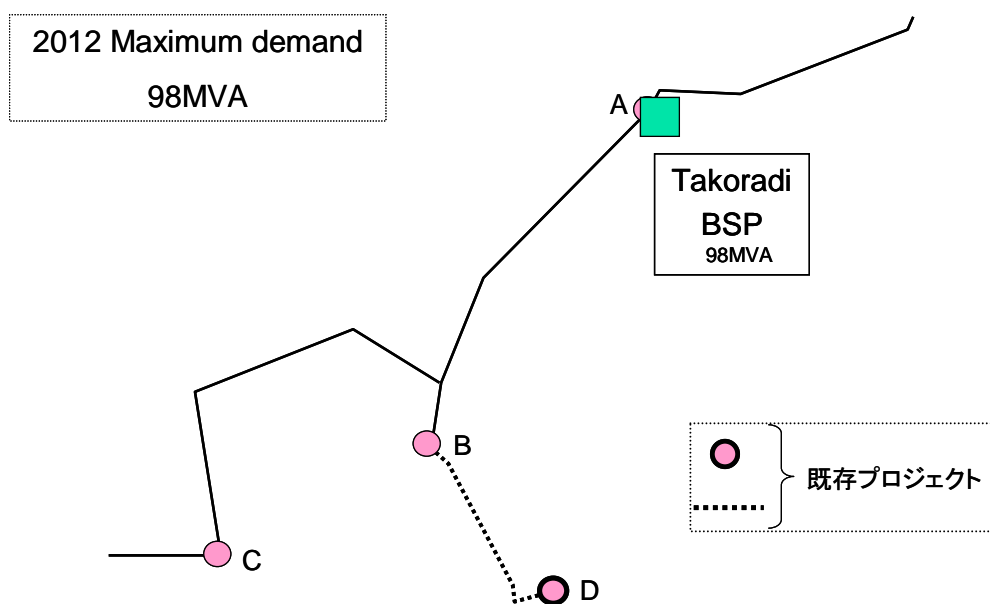


図 1 1 タコラディ 33kV 系統図 (2012 年断面)

タコラディ系統においても、2012年以降新たな計画はないため、2013～2017年断面にて解析を実施し、ボトルネック箇所を検証した。その結果、図12に示す、2017年断面（最大ピーク需要116MVA）においても、一次変電所および準送電線に問題はないこととなった。よって、タコラディ系統においては、新たに提案するプロジェクトはないという結果となった。

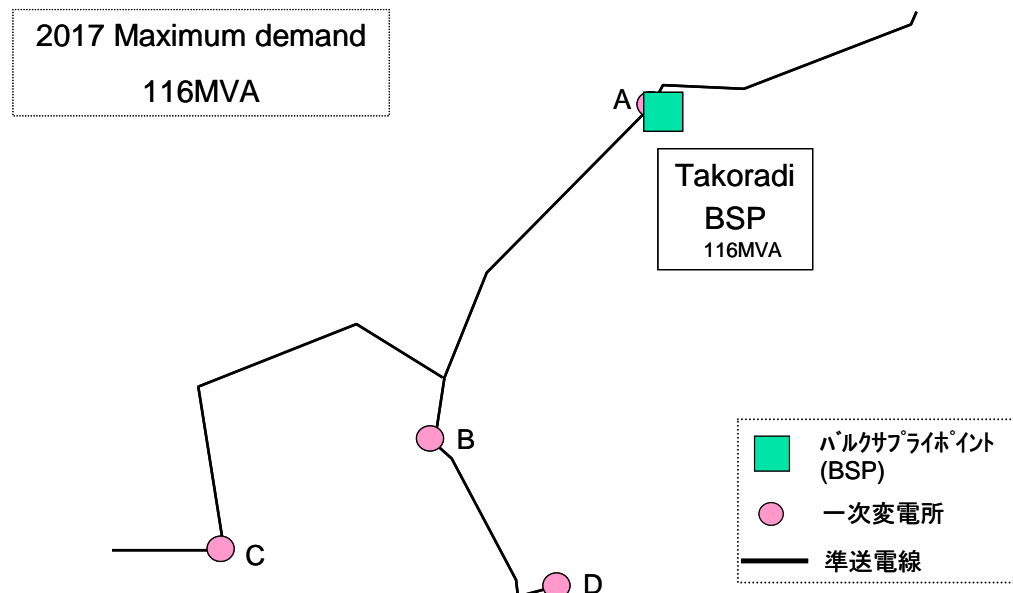


図12 タコラディ33kV系統図（2017年断面）

(3) その他地域の策定結果

主要都市部（アクラ、テマ、クマンおよびタコラディ）以外のその他地域については、一次変電所容量の妥当性について解析を実施し、必要な対策を検討した。その他地域の一次変電所について、9箇所の一次変電所において過負荷が見られた。セントラル地域の Cape Coast 一次変電所の過負荷については、既存プロジェクトである Elmina 一次変電所新設計画により、解消できると見込まれることから、残り8箇所について対策を検討した。

その結果、全ての一次変電所において、変圧器の増設スペースが確保されていることから、過負荷の対策として、変圧器増設の計画とした。変圧器容量については、C/Pとの協議の結果、対象となる全ての地域で、今後高い需要の伸びが期待されているため、全て10MVAとしている。

表4にその他地域の一次変電所に関する提案プロジェクト一覧を示す。提案するプロジェクトは、5地域の8箇所の一次変電所を対象とし、総計で80MVAの変圧器容量追加、トータルコストは1,600千US\$となる。

表4 その他地域一次変電所提案プロジェクト一覧

地域	設備名称	対策	容量	コスト (1,000US\$)	対策年
テマ	Kpong	変圧器増設	10MVA	200	2016年
ウエスタン	Atuabo	変圧器増設	10MVA	200	2009年
	Axim	変圧器増設	10MVA	200	2015年
イースタン	ODA	変圧器増設	10MVA	200	2012年
セントラル	Saltpond	変圧器増設	10MVA	200	2009年
ボルタ	Kpeve	変圧器増設	10MVA	200	2009年
	Tsito	変圧器増設	10MVA	200	2015年
	Hohoe	変圧器増設	10MVA	200	2012年

1. 1. 2 VRA-NEDの一次変電所・準送電線計画

VRA-NED の系統図を図 1 3 に示す。同系統は、6 箇所の BSP、5 箇所の一次変電所および 1 箇所の開閉所から構成されている。

VRA-NED の準送電線および一次変電所に関する解析結果を表 5 に示す。準送電線については、対象 6 線路のうち 4 線路において電圧降下が基準値を満たさない状況となった。電流負荷率については、いずれも問題はない結果となった。一次変電所については、4 箇所の一次変電所について過負荷となる結果となった。

提案するプロジェクト一覧を表 6 に示す。準送電線については、電圧改善を目的として、キャパシタバンク設置あるいは準送電線の太線化を対策とした。34.5kVBolgatanga-Bawku 線については、VRA にて Zebilla BSP 建設が現在進行しており、34.5kV 準送電線が合わせて新設されることでボトルネックが解消される見込みであることから、提案プロジェクトから除外している。一次変電所については、全ての変電所において、増設スペースが確保されていることから、過負荷の対策として、変圧器の増設計画とした。

VRA-NED エリアでの提案プロジェクトとしては、準送電線でトータルコスト 629 千 US\$、一次変電所では、変圧器容量 16MVA 追加で、トータルコストは 262 千 US\$となる。

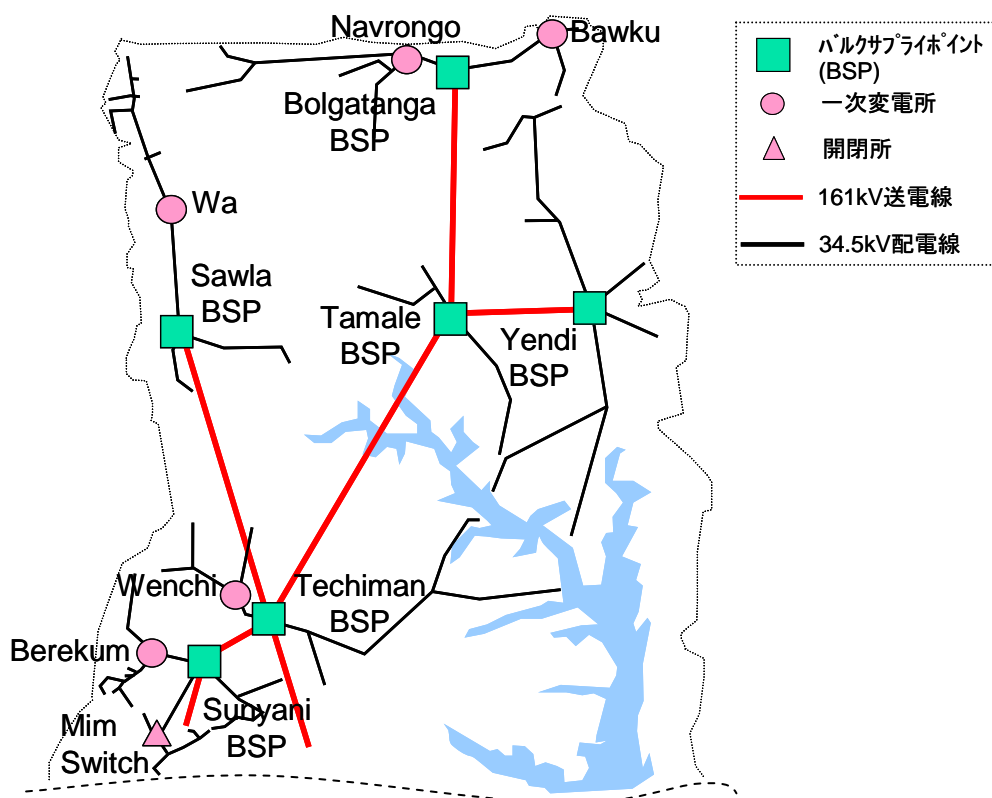


図 1 3 VRA-NED の系統図

表5 VRA-NED 準送電線・一次変電所解析結果

(a) 準送電線の解析結果

地域	一次変電所・準送電線名	解析結果	
		電圧降下 (%)	電流負荷率 (%)
Brong Afaho	34.5kV Sunyani-Brekum 線	19.3	73.4
Brong Afaho	34.5kV Sunyani-Mim 線	29.5	58.5
Brong Afaho	34.5kV Techiman-Wenchi 線	3.5	14.0
Upper West	34.5kV Sawla-Wa 線	32.5	46.1
Upper East	34.5kV Bolgatanga-Bawku 線	16.0	67.0
Upper East	34.5kV Bolgatanga-Navrongo 線	1.0	24.8

(b) 一次変電所の解析結果

Region	Substation Name	Capacity (MVA)	Maximum Demand (MVA)									
			2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
VRA-NED	Berekum	5	4.9 (97%)	5.0 (101%)	5.2 (104%)	5.4 (108%)	5.6 (112%)	5.8 (117%)	6.1 (121%)	6.3 (126%)	6.5 (131%)	6.8 (136%)
	Wa	5	4.3 (86%)	4.5 (90%)	4.7 (94%)	4.9 (98%)	5.1 (103%)	5.4 (107%)	5.6 (112%)	5.9 (117%)	6.1 (122%)	6.4 (128%)
	Navrongo	3	1.7 (56%)	1.8 (61%)	2.0 (65%)	2.1 (71%)	2.3 (76%)	2.5 (82%)	2.7 (89%)	2.9 (96%)	3.1 (103%)	3.3 (111%)
	Bawku	3	2.9 (98%)	3.2 (105%)	3.4 (112%)	3.6 (120%)	3.9 (128%)	4.1 (137%)	4.4 (147%)	4.7 (157%)	5.0 (168%)	5.4 (179%)
	Wenchi	3	1.1 (37%)	1.1 (38%)	1.2 (40%)	1.2 (41%)	1.3 (43%)	1.3 (45%)	1.4 (47%)	1.5 (48%)	1.5 (50%)	1.6 (52%)

表6 VRA-NED 系統提案プロジェクト一覧

種別	設備名称	対策	物量	コスト (1,000US\$)	対策年
準送電線	34.5kV Sunyani-Brekum	キャパシタバンク設置	3000kVar	4	2010年
		120mm ² →200mm ² AAC 増強	43km	616	
	34.5kV Sunyani-Mim	キャパシタバンク設置	4000kVar	6	2010年
	34.5kV Sawla-Wa	キャパシタバンク設置	2000kVar	3	2011年
	34.5kV Bolgatanga-Bawku	Zebilla BSP 建設に伴う 34.5kV 準送電線新設によりボトルネック解消	—	—	—
一次変電所	Berekum	変圧器増設	5MVA	83	2009年
	Bawku	変圧器増設	3MVA	48	2009年
	Wa	変圧器増設	5MVA	83	2012年
	Navrongo	変圧器増設	3MVA	48	2016年

1. 2 配電網更新・増強・延伸計画の策定結果

1. 2. 1 更新計画策定結果

本件調査では劣化した配電設備について、公衆保安上あるいは供給信頼度上、著しく影響を及ぼすおそれがあると考えられる劣化設備を対象として更新箇所を選定した。主な改修項目としては、中圧配電線、配電用変圧器、開閉器、碍子、支持物に関する劣化改修が挙げられる。

具体的な更新計画（施設数および対策費用）は以下のとおり。

表7 ECG および VRA-NED の配電網更新計画策定結果（施設数）

事業者／事業所		更新が必要な施設数					
		中圧電線 (km)	変圧器 (台)	開閉器類 (台)	がいし (個)	支持物 (本)	支線、腕金等 (箇所)
ECG	Accra East	58	—	5	243	—	—
	Accra West	28	21	1	—	—	—
	Tema	—	—	15	—	—	—
	Ashanti East	84	—	3	—	55	—
	Ashanti West	86	—	8	—	—	—
	Western	—	—	9	3,726	74	—
	Eastern	30	17	—	—	—	—
	Central	12	—	—	3,330	17	563
	Volta	28	5	62	1,090	160	—
ECG(Total)		326	43	103	8,389	306	563
VRA-NED (Total)		—	38	12	—	—	—

表8 ECG および VRA-NED の配電網更新計画策定結果（対策費用）

[単位：1,000US\$]

事業者／エリア		対策費用 [単位：千 US\$]						合計
		中圧電線	変圧器	開閉器類	がいし	支持物	支線、腕金等	
ECG	Accra	540	562	35	17	—	—	1,153
	Tema	—	—	69	—	—	—	69
	Ashanti	3,221	—	990	—	90	—	4,301
	Western	—	—	226	253	79	—	558
	Eastern	335	270	—	—	—	—	606
	Central	75	—	—	226	42	116	459
	Volta	174	55	1,152	74	245	—	1,701
ECG (Total)		4,344	888	2,472	570	456	116	8,847
VRA (Total)		—	449	359	—	—	—	808

1. 2. 2 増強計画策定結果

年次ごとの需要増に対して個々の配電線の電流値および電圧降下値が件を満たさなくなった場合に、需要増に対応するため増強を行う。需要想定で割り出した年需要増加率をもとに各年次の配電線電流を計算で求め、それを既設配電線に適用した結果をもとに需要増に対応するための増強対策の内容および年次を決定している¹。

表9に計画した増強計画の対策の内訳を、表10に対策費用を示す。増強計画の策定結果詳細は、添付資料4に示す。その結果、ECGで40,740千US\$、VRA-NEDで6,522千US\$の増強計画を計画した。工事の実施時期は基準値を超過する年とし、その場合の年度ごとの増強計画のための工事資金は、図14のとおりとなる。

これまでの増強対策実施が滞っていると考えられることから、至近年（2008年～2010年）での増強対策の工事資金が多くなっている。

ECGに関しては、対策費用の2009年～2017年の平均値は、約2,600千US\$/年であり、2017年以降も恒常的にこの程度の増強対策が年次毎に必要なになると考えられる。

¹ カウンターパートとの協議の結果、マスタープラン作成時における電流許容値は電線の定格電流値を上限とした。また電圧降下については、各社の基準に基づき ECG が 7%、VRA-NED が 10% を上限とした。

表9 増強計画（対策別配電線数）

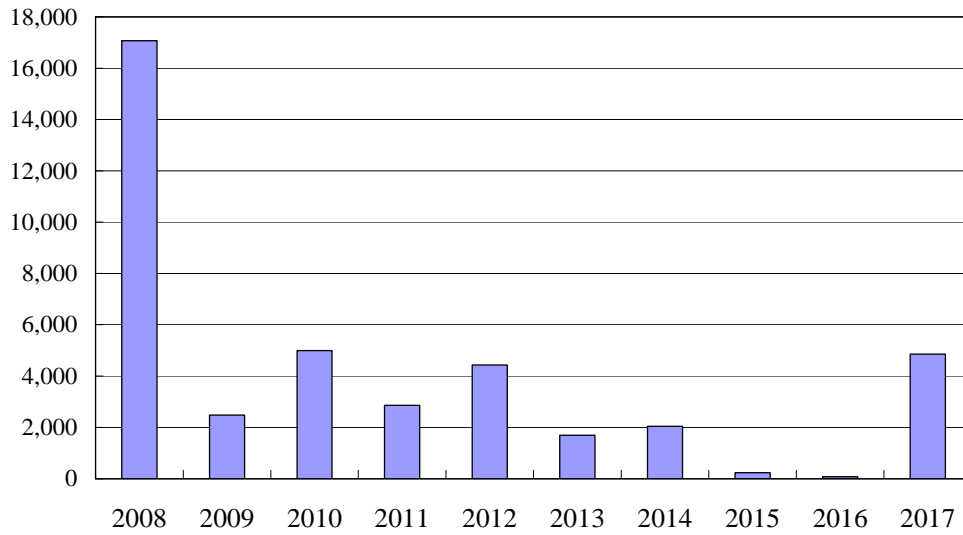
事業者／事業所		配電線増強計画（フィーダー数）							合 計
		33kV/11kV 変電所 の新設 (33kV 配電線新設 等の付帯を含む。)	配電線 の新設	電線の太線化		配電線電圧 の昇圧	Capacitor Bank, Condensor もしく は Booster の設置	開閉所新設によ る負荷の緩和	
				架空電線	ケーブル				
ECG	Accra	54	17	1	20	0	2	0	94
	Tema	3	4	1	5	0	1	0	14
	Ashanti	9	8	3	1	0	4	0	25
	Western	1	0	7	4	1	0	1	14
	Eastern	3	2	1	1	2	0	0	9
	Central	6	1	0	0	0	2	0	9
	Volta	1	4	1	0	0	1	0	7
ECG(Total)		77	36	14	31	3	10	1	172
VRA-NED (Total)		2	4	14	0	3	1	0	24

表 10 増強計画（対策費用）

（単位：1,000 US\$）

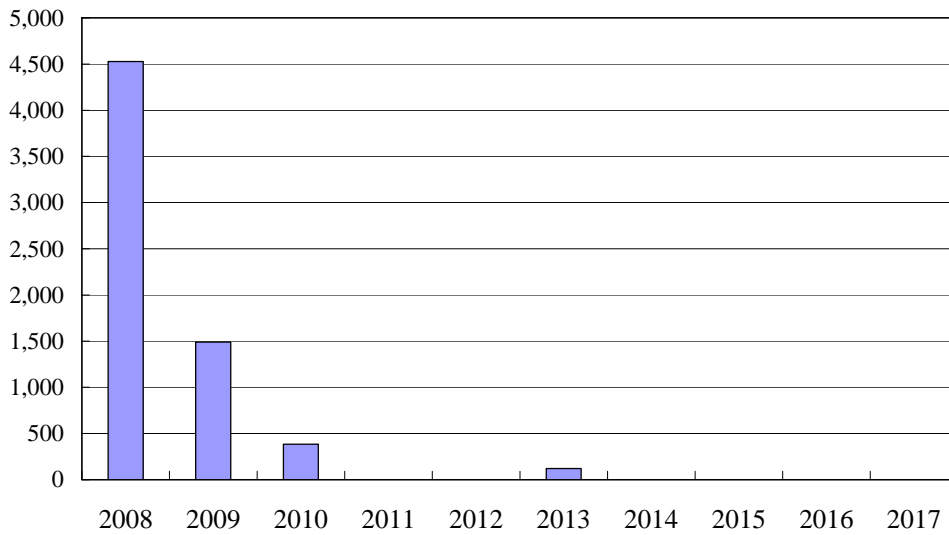
事業者／エリア		配電線増強計画（対策費用、ただし変電所新設費用を除く）							
		33kV/11kV 変電所 の新設 (33kV 配電線新設 等の付帯を含む。)	配電線 の新設	電線の太線化		配電線電圧 の昇圧	Capacitor Bank, Condensor もしく は Booster の設置	開閉所の新設に よる負荷の緩和	合 計
				架空電線	ケーブル				
ECG	Accra	0	4,903	103	14,407	0	12	0	19,425
	Tema	0	1,387	358	760	0	1	0	2,506
	Ashanti	0	996	240	93	0	24	0	1,353
	Western	745	0	4,590	831	719	0	400	7,285
	Eastern	3,733	1,396	374	189	1,886	0	0	7,578
	Central	0	85	0	0	0	4	0	89
	Volta	243	1,461	700	0	0	100	0	2,504
ECG(Total)		4,721	10,228	6,365	16,280	2,605	141	400	40,740
VRA-NED (Total)		2,337	722	1,490	0	1,873	100	0	6,522

(単位：千 US\$)



(a) ECG の配電網増強計画

(単位：千 US\$)



(b) VRA-NED の配電網増強計画

図 1 4 ECG および VRA-NED の配電網増強計画

1. 2. 3 延伸計画策定結果

(1) マスタープラン策定結果

配電網延伸計画の策定結果は、表 1 1 および添付資料 6、7 のとおりである。またこの計画について必要となる費用を算定した結果、対象となる 472 村落を電荷するのに必要な費用は、約 103 百万 US\$ と試算される。なお 1 村落あたりの電化費用は 22 万 US\$、1 需要家あたりでは 1,500US\$ との試算結果となった。

表 1 1 電化費用

	村落数	需要家数	電化費用		
			総費用 (百万 US\$)	1 村落あたり の電化費用 (1,000US\$)	1 需要家あたり の電化費用 (US\$)
ECG	226	40,265	58.4	258.3	1,450
VRA-NED	246	28,861	44.4	180.5	1,540
合計	472	69,126	102.8	217.8	1,500

この結果に基づくと、10 年間で電化率を 10% 向上させるには年間 40~50 百万 US\$ が必要との試算結果となる。

次に工事費の内訳を見ると、全体の 8 割以上を支持物も含めた中圧および低圧配電線の費用が占めていることが分かる。このことから、電化費用の削減については中圧、配電線費用のコストダウンを検討することが有効であると考えられる。中圧線については動力負荷が見込まれないような地域は単相 2 線式で供給を行うことが考えられる。また低圧配電線については、適切な配電用変圧器の配置により、配電線の延長を短くすることはロス低減の観点からも重要である。

第2章 マスタープラン実施計画

第1章では技術的見地に基づいたマスタープランを示した。安定供給の観点からは、需要に対して適切な容量の設備を構築することが必要であるため、本来はマスタープランをそのまま実施計画とすべきところであるが、資金計画との整合性を図るために、配電網増強計画については至近年については、許容できる範囲の中で工事計画の繰り延べについて検討した。

なお、現状の SHEP の仕組みにおいて、配電網延伸計画（地方電化計画）は MOE あるいはローカルガバメントおよび当該村落が負担しており、ECG、VRA-NED の予算で実施されていないことから、更新計画、増強計画とは分けて検討した。

(1) 一次変電所・準送電線実施計画

工事計画の遅延がエリア全体に影響することから、マスタープランの計画どおり実施する計画とした。（添付資料2）

(2) 配電網更新・増強・実施計画

(ア) 配電網更新計画

配電網更新計画については、選定した更新必要カ所について5カ年で改修する計画とし、年間に必要となる資金規模を実施計画に計上した。なお、具体的な実施カ所については緊急性、他工事との同調等を考慮し、ECG、VRA-NED が個別に検討することが望ましい。配電網更新計画については、選定した更新必要カ所について5カ年で改修する計画とし、年間に必要となる資金規模を実施計画に計上した。具体的には ECG で 885 万 US \$、VRA-NED が 81 万 US\$ と見積もっている。このため、この対策工事を5年で実施する場合に必要な工事資金は、ECG が年間 177 万 US \$、VRA-NED が 16 万 USD となる。なお、は今後も新たな更新必要カ所が発生することから、この工事資金は5年後以降も計上しておく必要があると考えられる。

(イ) 配電網増強計画

マスタープランの結果を見ても分かるとおり、現時点において既に基準値を超過している配電線が相当数存在することから、至近年での工事の必要性が高くなり、必然的に2008年から2010年の工事費用が多くなっている。このため次の方針に基づき工事計画の繰り延べについて検討を行った。

a) ECG

電流超過を許容することは、配電線故障につながるおそれがあるため、至

近年（2011年まで）の電圧低下のみ、基準値の7%から10%に緩和することで、工事計画の繰り延べを行った。また一次変電所新設、11kVから33kVの昇圧工事とケーブルの張替工事については、工事規模が大きくなることから2008年の実施は事実上困難と判断し、2009年以降の計画に変更した。

b) VRA-NED

VRA-NEDについても ECG と同様の考え方にに基づき、2011年までの電圧低下の基準値を10%から20%に緩和することで、工事計画の繰り延べを行った。また11kVから34.5kVの昇圧工事については2009年以降の計画に変更した。

この考え方にに基づき、各対策工事の実施年は、表12のとおり変更した。また事業所毎の配電網増強計画の策定結果を添付資料5に示す。

以上の結果をまとめると、一次変電所・準送電線および配電網更新・増強実施計画は図15および図16のとおりとなる。なお、配電網増強計画からその必要性が判明した添付資料3の7箇所の一次変電所の新設については、一次変電所計画として同図に反映されている。

表 1 2 実施計画で実施年を変更した対策工事一覧

(ECG)

事業所	変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	実施年	
				変更前	変更後
Accra West	Main D (Avenor)	D16	ケーブルの張替 (185mm ² Al →6x630mm ² Cu, 3.2km)	2008	2009
Eastern	Tafo	Kibi/Suhum	11kV を 33kV に昇圧する。	2008	2010
		Tafo	Tafo BSP から 33kV 配電線 (240mm ² AAC, 25km) を新設し、さらにその先に 33kV/11kV の変電所 (10MVA) を新設して、既設の Tafo 配電線の途中につなげる。	2008	2010
		Koforidua	Tafo BSP から 33kV 配電線 (240mm ² AAC, 17km) を新設して既設の Koforidua 配電線につなげる。	2008	2009
	Akwatia	Akwatia	11kV を 33kV に昇圧する。	2008	2010
		Asamankese	Akwatia BSP から 33kV 配電線 (240mm ² AAC, 24km) を新設し、さらにその先に 33kV/11kV の変電所 (5MVA) を新設して、既設の Asamankese 配電線の途中につなげる。	2008	2009
	Western	Atuabo	Manganese	11kV を 33kV に昇圧し、 33kV/11kV の変電所(5MVA)を 新設する。	2008
Volta	SOGAKOPE	SOGA- AKATSI	33kV 配電線を新設して、Keta 配電線を Akatsi と Sogakope から分割する。(120mm ² AAC, 12.5km)	2008	2009
	Anloga	Keta	架空電線の張替 (16mm ² Cu → 120mm ² AAC, 3.5km) (35mm ² Cu → 120mm ² AAC, 14.4km) (70mm ² Cu → 120mm ² AAC, 2.4km)	2008	2009

(VRA-NED) (1/2)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	実施年	
			変更前	変更後
Tamale	28F3B	Tamale BSP から 34.5kV 配電線 (185mm ² Al XLPE, 18km) を新設し、さらにその先に 34.5kV/11.5kV の変電所 (5MVA) を新設 (Tolon 付近) して、既設の 28F3B 配電線の途中につなげる。	2008	2011
	28F4B	11.5kV 配電線を新設する。 (185mm ² Al XLPE, 4km)	2009	2011
	28F6B	11.5kV 配電線を新設する。 (185mm ² Al XLPE, 4km)	2008	2009
	28F9B	11.5kV 配電線を新設する。 (185mm ² Al XLPE, 4km)	2010	2012
Brekum	Sunyani - Brekum (27F1Y)	Brekum 変電所にキャパシタ・バンクを設置 (3,000kVar) 架空電線の張替 (120mm ² AAC → 200mm ² AAC, 43km)	2010	2012
	"Brekum - Dormaa (BRYP2)"	架空電線の張替 (120mm ² AAC → 150mm ² AAC, 31km)	2009	2011
	Brekum F1 (BRBF1)	11kV を 34.5kV に昇圧および 架空電線の張替(35mm ² Cu, 50mm ² AAC → 200mm ² AAC, 23km)	2008	2009
	Brekum F2 (BRBF2)	架空電線の張替 (50mm ² AAC → 100mm ² AAC, 6km)	2008	2012
Sunyani	"Sunyani- Mim (27F5Y)"	電圧改善のために Mim 開閉所に キャパシタ・バンクを設置 (4,000kVar)	2010	2011
	"Mim/Goaso /Hwidien (MMF1Y)"			
	Scanstyle (MM2FY)			
	Ayum(MMF3Y)			
	Sunyani F3 (27F3B)	11.5kV 配電線を新設する。 (120mm ² AAC, 13km)	2008	2009
	Sunyani F7 (27F7B)	架空電線の張替 (35mm ² AAC → 100mm ² AAC, 7km)	2008	2012
Sunyani F8 (27F8B)	Sunyani BSP から 34.5kV 配電線 (120mm ² AAC, 14km) を新設し、さら にその先に 34.5kV/11.5kV の変電所 (5MVA)を新設 (Chiraa 付近) して、 既設の 27F8B 配電線の途中につなげ る。	2008	2009	

(VRA-NED) (2/2)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	実施年	
			変更前	変更後
Sawla	Sawla-Wa (38YF6)	電圧改善のために Wa 変電所に キャパシタ・バンクを設置 (2,000kVar)	2011	2012
	Wa-Hamile (WAFY1)			
	Wa Township 1 (479BF1)	フィーダー立ち上がり部分のケーブル を 185mm ² Al XLPE に張替および架空 電線を張替 (50mm ² AAC → 100mm ² AAC, 6km)	2009	2010
	Wa Township 3 (479BF3)	フィーダー立ち上がり部分のケーブル を 185mm ² Al XLPE に張替および架空 電線を張替 (50mm ² AAC → 100mm ² AAC, 5km)	2008	2010
Yendi	Bimbilla (35F5Y)	電圧を昇圧するため、10MVA の Booster Station を設置する。	2008	2011
Bolgatanga	29F1B (BOLGA)	フィーダー立ち上がり部分のケーブル を 185mm ² Al XLPE に張替および架空 電線を張替 (50mm ² AAC, 120mm ² AAC → 150mm ² AAC, 5km)	2010	2011
	29F4B (BOLGA)	11kV を 34.5kV に昇圧し、さらに架空電 線を張替 (50mm ² AAC → 100mm ² AAC, 20km)	2008	2010
	29F6B (BOLGA)	11kV を 34.5kV に昇圧し、さらに架空電 線を張替 (50mm ² AAC → 100mm ² AAC, 8km)	2008	2012

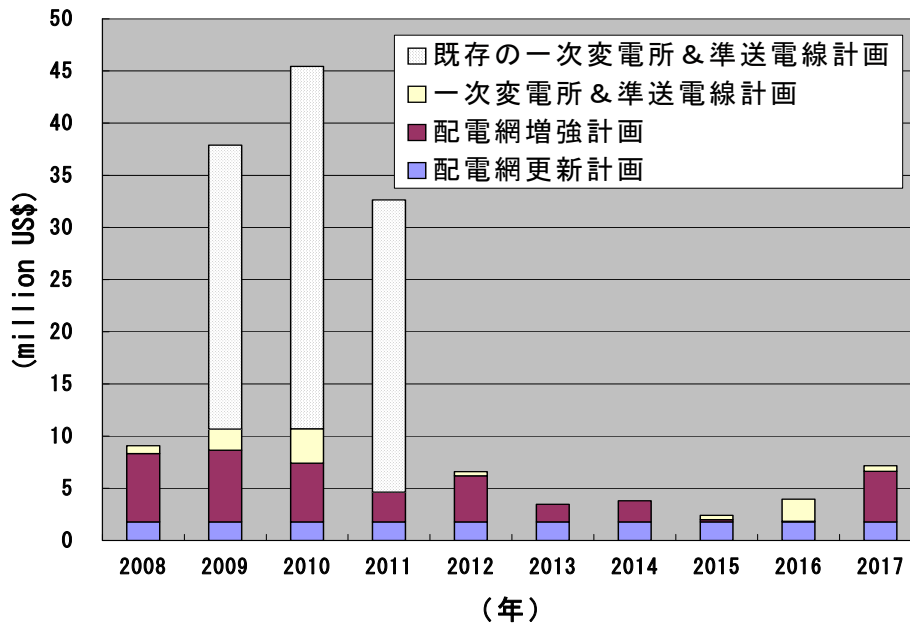


図 1 5 ECG マスタープラン実施計画

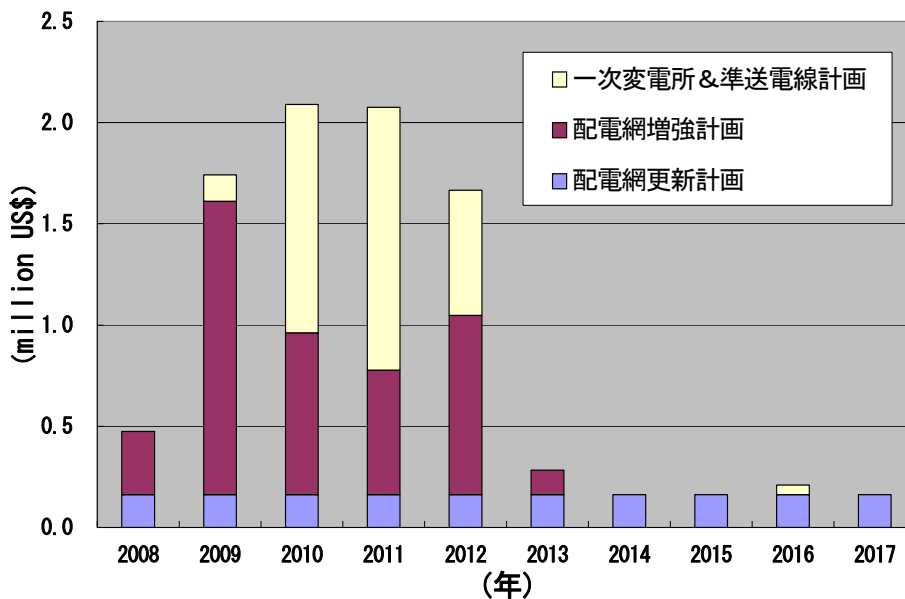


図 1 6 VRA-NED マスタープラン実施計画

(3) 配電網延伸実施計画

配電網延伸計画の規模は、単に資金計画から決められるものではなく、電化政策などさまざまな要因から判断されるものであることから、本件調査では NES で掲げられている「2020年までに家屋電化率 70%」という目標を達成するために必要な工事資金として年間 50 百万 US\$ の予算が必要と判断した。(2006年で 54%であるため、2020年までに電化率を 70%までに上昇させるためには、年間約 1%の電化を進める必要があるとして試算した。)

第3章 マスタープランに関わる経済・財務分析

3.1 マスタープラン概略

これまでの章で、既存設備と既存の計画のレビューが行われた。全般に、既存のプロジェクト計画は比較的しっかりしたものであり、不適切な計画などは見あたらなかったが、将来の需要予測に基づき、追加のプロジェクトの必要性が指摘された。これをまとめる。

今後10年にわたり、マスタープラン全体としては累積で25,238 GWh²の電力需要に対応することになり、このために必要な総投資は1.42億USDである。このうち、今回の調査で新規に同定されたプロジェクトは5200万USDであり、これが10年にわたりのべ13,894 GWhを供給する。全体と内訳を表13に示す。

表 13 マスタープランの必要投資：総額、既存と新規

	Whole Master Plan	Existing Projects (including not-yet financed ones)	Newly Identified Projects
Investment (1,000USD)	142,161	89,976	52,185
		63%	37%
Additional Cumulative Demand for the next 10 years (GWh)	25,238	11,344	13,894
		45%	55%

Source: JICA Study Team

既存のプロジェクトは、計画はできているものの、必ずしもすべてに資金がついているわけではない。すでに述べたとおり、既存プロジェクトは重要なものであり、今回新規に同定されたプロジェクトは、こうした既存プロジェクトが適切に完成することを前提としたものである。したがって、ここでの分析はもっぱら新しく同定されたプロジェクトをめぐりものとなるが、既存プロジェクトの実現を可能にするだけの資金供給はきわめて重要な課題となる。

²ここでの10年とは必ずしも2008-2017を指すものではない。追加の電力量は、個別プロジェクトの竣工後10年で計算している。したがって2017年に工事が行われた場合、需要変化は2026年まで計算されるが、2008年に行われた工事による追加の電力量は2018年までしか参入されていない。したがってここでの追加電力需要の数字は、必ずしも全体の電力需要とは一致しない。

3. 2 財務分析

マスタープランの財務分析は比較的ストレートなものである。すでに投資は見極められており、それに伴う需要も求められているので、そこから単純に収益性を計算すればよいこととなる。

しかしながら、財務予測を行うにあたっては非常に重要な前提を置くことが必要となる。現状のコスト構造では、電力事業者は追加の電力を販売しても、利幅がまったく得られないために利益は上がらないこととなっている。したがって、投資を回収するだけの利益を得ることがそもそも不可能である。本マスタープランは、こうした財務的な状況がある程度は改善するものと期待されているが、料金の相当部分を占めるのは卸電力コストであり、これは電力事業者のほうで改善の余地があまりない。したがって本計画が財務的に成立するためには、今後料金改定によりある程度の利益マージンが出るのが必須である。

現状では、全用途の平均料金はおおよそ 0.12 GHC/kWh (約 12 US cents/kWh) となっている。ここでの分析では、この料金で 5% の利益率が確保できているとする。つまりは 0.6 US cents/kWh の利益となる。

一方利益はロスの減少によって増加し、一次変電所では0.2%の、配電系統の強化では3.1%のロス改善が想定できる。これに伴う電力購入量の低減は、巨大な財務的・経済的な利益をもたらすと考えられる。

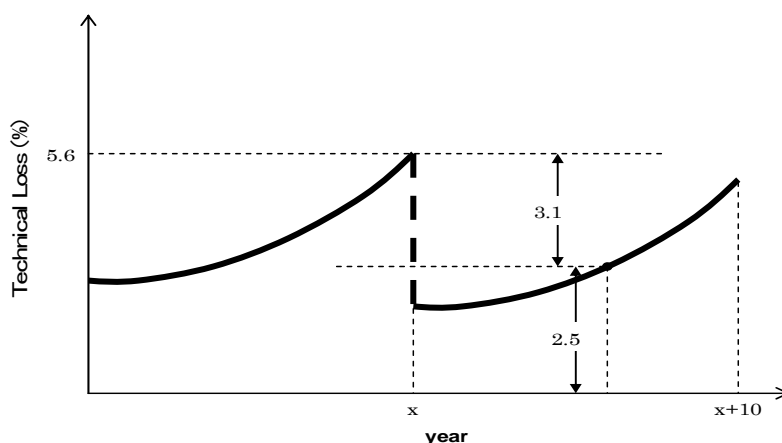


図 17 テクニカルロスの推移

地域ごとの投資と需要のスケジュールを表 1 4、1 5 に示す。それぞれ、マスタープラン全体についてのものと、この調査で新たに同定されたプロジェクトのみに関するものとなる。結果はインフレを想定していないので、実質ベースとなる。結果のまとめを表 1 6 に示す。

表 1 4 マスタープラン総体の投資と売上

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Acora																			
Investment (1000 USD)	7,072	18,358	20,208	13,978	0	1,252	2,042	235	1,323	4,653	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sale (GWh)	128.4	461.8	828.8	1,082.7	1,082.7	1,105.4	1,142.5	1,146.8	1,170.8	1,126.9	793.5	426.5	172.6	172.6	149.9	112.8	108.5	84.5	
Sales (1000 USD)	99,459	129,922	129,922	129,922	129,922	132,650	137,100	137,612	140,496	135,224	95,216	51,177	20,714	20,714	17,986	13,536	13,024	10,140	
Cost (1000 USD)	14,641	52,649	94,486	123,426	123,426	126,018	130,245	130,732	133,471	128,463	90,455	48,618	19,679	19,679	17,087	12,859	12,372	9,633	
Saved Loss	847	3,031	5,433	7,100	7,100	7,251	7,496	7,524	7,683	8,241	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CF (1000 USD)	-6,225	-14,556	-12,004	-1,905	13,586	12,495	12,086	14,144	13,241	10,613	6,761	4,761	2,559	1,036	1,036	899	677	651	507
IRR=	19.3%																		
Tema																			
Investment (1000 USD)	358	1,779	3,759	16,902	124	342	0	0	788	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sale (GWh)	5.2	31.0	85.4	330.3	332.1	337.1	337.1	337.1	346.5	343.3	317.5	263.1	18.2	16.4	11.4	11.4	11.4	11.4	0.0
Sales (1000 USD)	622	3,716	9,840	39,840	39,855	40,450	40,450	40,450	41,820	41,198	38,104	31,568	2,180	1,965	1,370	1,370	1,370	1,370	0
Cost (1000 USD)	591	3,530	8,739	37,658	37,862	38,427	38,427	38,427	39,729	39,138	36,199	29,990	2,071	1,867	1,302	1,302	1,302	1,302	0
Saved Loss	8	47	130	495	496	505	505	505	523	523	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CF (1000 USD)	-350	-1,701	-3,443	-15,895	2,356	2,156	2,528	2,528	1,757	2,614	2,080	1,905	1,578	109	98	69	69	69	69
IRR=	-1.8%																		
Ashanti																			
Investment (1000 USD)	691	438	10,556	0	0	0	0	0	0	531	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sale (GWh)	7.6	12.4	128.0	128.0	128.0	128.0	128.0	128.0	128.0	128.0	121.4	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8
Sales (1000 USD)	908	1,484	15,358	15,358	15,358	15,358	15,358	15,358	15,358	15,148	14,572	698	698	698	698	698	698	698	698
Cost (1000 USD)	863	1,410	14,590	14,590	14,590	14,590	14,590	14,590	14,590	14,390	13,844	663	663	663	663	663	663	663	663
Saved Loss	53	86	866	866	866	866	866	866	866	906	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CF (1000 USD)	-638	-306	-9,616	1,634	1,634	1,634	1,634	1,634	1,634	1,143	757	729	35	35	35	35	35	35	35
IRR=	3.9%																		
Western																			
Investment (1000 USD)	965	4,230	1,378	0	4,313	100	0	200	0	197	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sale (GWh)	30	157	198	198	328	331	331	337	337	313	186	144	144	15	12	12	12	6	6
Sales (1000 USD)	3,550	18,797	23,763	23,763	39,309	39,669	39,669	40,390	40,390	37,550	22,303	17,337	17,337	1,791	1,431	1,431	710	710	710
Cost (1000 USD)	3,373	17,857	22,575	22,575	37,343	37,686	37,686	38,370	38,370	35,672	21,188	16,470	16,470	1,702	1,359	1,359	675	675	675
Saved Loss	101	529	669	669	1,105	1,116	1,116	1,136	1,136	1,156	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CF (1000 USD)	-984	-3,524	231	1,857	-2,020	2,981	3,099	2,920	3,156	2,979	1,877	1,115	867	867	90	72	72	36	36
IRR=	26.8%																		
East																			
Investment (1000 USD)	7,013	0	3,398	0	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sale (GWh)	69.4	103.0	103.0	103.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	35.6	35.6	2.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sales (1000 USD)	8,328	8,328	12,363	12,363	12,600	12,600	12,600	12,600	12,600	4,272	4,272	237	237	0	0	0	0	0	0
Cost (1000 USD)	7,911	7,911	11,744	11,744	11,970	11,970	11,970	11,970	11,970	4,059	4,059	226	226	0	0	0	0	0	0
Saved Loss	150	150	223	223	228	228	228	228	228	228	214	214	12	12	0	0	0	0	0
CF (1000 USD)	-6,863	566	-2,758	841	646	858	858	858	858	858	214	214	12	12	0	0	0	0	0
IRR=	-6.1%																		
Central																			
Investment (1000 USD)	2	4,180	85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sale (GWh)	0.1	128.5	131.1	131.1	131.1	131.1	131.1	131.1	131.1	131.0	2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sales (1000 USD)	7	15,419	15,732	15,732	15,732	15,732	15,732	15,732	15,732	15,732	313	0	0	0	0	0	0	0	0
Cost (1000 USD)	7	14,648	14,945	14,945	14,945	14,945	14,945	14,945	14,945	14,938	298	0	0	0	0	0	0	0	0
Saved Loss	0	388	396	396	396	396	396	396	396	396	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CF (1000 USD)	-2	-3,792	1,082	1,183	1,183	1,183	1,183	1,183	1,183	1,183	786	16	0	0	0	0	0	0	0
IRR=	26.6%																		
Volta																			
Investment (1000 USD)	1067.0	1320.0	343.0	0.0	200.0	0.0	0.0	200.0	75.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sale (GWh)	25	55	63	63	67	67	67	67	72	74	49	19	11	11	6	6	6	2	0
Sales (1000 USD)	2,940	6,578	7,523	7,523	8,074	8,074	8,074	8,074	8,625	8,832	5,892	2,254	1,309	1,309	758	758	758	207	0
Cost (1000 USD)	2,793	6,249	7,147	7,147	7,670	7,670	7,670	7,670	8,194	8,390	5,597	2,141	1,244	1,244	720	720	720	196	0
Saved Loss	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CF (1000 USD)	-1,067	-1,173	-14	376	176	404	404	204	356	442	295	113	65	65	38	38	38	10	0
IRR=	4.2%																		
ECG																			
Investment (1000 USD)	17,188	30,305	39,727	30,880	4,837	1,694	2,042	635	2,186	5,381	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sale (GWh)	0	265	914	1,537	2,036	2,174	2,204	2,242	2,256	2,294	2,125	1,475	853	354	216	185	148	133	96
Sales (1000 USD)	31,768	109,740	184,450	244,300	260,850	264,533	268,984	270,768	275,228	255,008	177,036	102,326	42,476	25,826	22,243	17,792	16,008	11,548	
Cost (1000 USD)	30,180	104,253	175,227	232,085	247,807	251,307	255,534	257,229	261,466	242,257	168,184	97,210	40,352	24,630	21,130	16,903	15,208	10,971	
Saved Loss	1,158	4,231	7,717	9,749	10,192	10,361	10,606	10,655	10,831	11,450	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CF (1000 USD)	-16,030	-24,466	-26,523	-11,908	17,570	21,791	23,469	22,184	19,831	12,750	8,852	5,116	2,124	1,296	1,112	890	800	577	
IRR=	12.7%																		
VRA-NED																			
Investment (1000 USD)	4,528	1,627	1,088	3	0	121	0	48	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sale (GWh)	82	111	131	131	131	133	133	133	134	52	23	3	3	3	3	1	1	1	0
Sales (1000 USD)	9,827	13,358	15,719	15,725	15,725	15,988	15,988	15,988	16,092	6,265</									

表 15 新規プロジェクトのみの投資と需要スケジュール

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Acora																				
Investment (1000 USD)	7,073	640	813	2,719	0	1,252	2,042	235	1,323	4,453	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sale (GWh)		204.3	222.8	246.3	324.8	324.8	361.0	420.0	426.8	465.0	395.1	376.6	353.1	274.6	274.6	238.4	179.4	172.6	134.4	
Sales (1000 USD)		24,518	26,736	29,555	38,980	38,980	43,320	50,398	51,213	55,799	47,410	45,192	42,373	32,949	32,949	28,608	21,530	20,715	16,129	
Cost (1000 USD)		23,292	25,400	28,077	37,031	37,031	41,154	47,878	48,652	53,009	45,040	42,932	40,255	31,301	31,301	27,178	20,453	19,680	15,322	
Saved Loss		742	809	895	1,181	1,181	1,313	1,552	1,691	2,180										
CF (1000 USD)		-6,331	1,395	1,419	-61	3,130	2,010	1,651	3,837	2,929	317	2,371	2,260	2,119	1,647	1,647	1,430	1,076	1,036	806
IRR=		25.5%																		
Tema																				
Investment (1000 USD)	358	284	1,259	138	124	342	0	0	788	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sale (GWh)		16.2	29.0	86.0	92.3	97.9	113.3	113.3	113.3	149.0	132.8	120.0	63.0	56.7	51.1	35.7	35.7	35.7	0.0	
Sales (1000 USD)		1,944	3,486	10,322	11,071	11,744	13,601	13,601	13,601	17,880	15,936	14,394	7,558	6,809	6,136	4,279	4,279	4,279	0	
Cost (1000 USD)		1,847	3,312	9,806	10,518	11,157	12,921	12,921	12,921	16,986	15,139	13,674	7,180	6,468	5,829	4,065	4,065	4,065	0	
Saved Loss		79	143	421	452	479	555	555	730	730										
CF (1000 USD)		-279	-44	-664	830	909	800	1,235	1,235	622	1,624	797	720	378	340	307	214	214	214	0
IRR=		61.8%																		
Ashanti																				
Investment (1000 USD)	691	438	219	0	0	0	0	0	0	531	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sale (GWh)		26.8	43.7	52.2	52.2	52.2	52.2	52.2	52.2	52.2	46.0	29.1	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6
Sales (1000 USD)		3,213	5,249	6,267	6,267	6,267	6,267	6,267	6,267	6,267	5,523	3,487	2,469	2,469	2,469	2,469	2,469	2,469	2,469	2,469
Cost (1000 USD)		3,052	4,987	5,954	5,954	5,954	5,954	5,954	5,954	5,954	5,247	3,313	2,345	2,345	2,345	2,345	2,345	2,345	2,345	2,345
Saved Loss		244	398	476	476	476	476	476	476	663										
CF (1000 USD)		-447	121	519	789	789	789	789	789	789	445	276	174	123	123	123	123	123	123	123
IRR=		90.0%																		
Western																				
Investment (1000 USD)	865	200	1,378	0	4,313	100	0	200	0	197	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sale (GWh)		23	29	66	66	183	186	186	191	191	173	167	130	130	13	11	11	11	5	5
Sales (1000 USD)		2,809	3,459	7,934	7,934	21,942	22,267	22,267	22,916	22,916	20,747	20,097	15,622	15,622	1,614	1,289	1,289	1,289	640	640
Cost (1000 USD)		2,669	3,286	7,538	7,538	20,845	21,153	21,153	21,770	21,770	19,709	19,092	14,841	14,841	1,533	1,225	1,225	1,225	608	608
Saved Loss		128	158	361	361	996	1,011	1,011	1,040	1,069										
CF (1000 USD)		-737	98	-844	758	-2,921	2,008	2,124	1,954	2,186	2,018	1,037	1,005	781	781	81	64	64	32	32
IRR=		31.5%																		
East																				
Investment (1000 USD)	7,013	0	898	0	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sale (GWh)		90.8	90.8	102.4	102.4	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	14.2	14.2	2.6	2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sales (1000 USD)		10,894	10,894	12,289	12,289	12,600	12,600	12,600	12,600	12,600	1,706	1,706	311	311	0	0	0	0	0	0
Cost (1000 USD)		10,350	10,350	11,675	11,675	11,970	11,970	11,970	11,970	11,970	1,620	1,620	295	295	0	0	0	0	0	0
Saved Loss		415	415	469	469	481	481	481	481	481										
CF (1000 USD)		-6,598	960	116	1,084	896	1,111	1,111	1,111	1,111	1,111	1,111	85	85	16	16	0	0	0	0
IRR=		5.5%																		
Central																				
Investment (1000 USD)	2	202	85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sale (GWh)		0.4	42.1	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.2	17.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sales (1000 USD)		49	5,048	7,152	7,152	7,152	7,152	7,152	7,152	7,152	7,103	2,104	0	0	0	0	0	0	0	0
Cost (1000 USD)		47	4,796	6,794	6,794	6,794	6,794	6,794	6,794	6,794	6,747	1,998	0	0	0	0	0	0	0	0
Saved Loss		1	130	184	184	184	184	184	184	184										
CF (1000 USD)		-1	-70	352	542	542	542	542	542	542	542	542	355	105	0	0	0	0	0	0
IRR=		517.0%																		
Volta																				
Investment (1000 USD)	1067.0	1320.0	343.0	0.0	200.0	0.0	0.0	200.0	75.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sale (GWh)		25	55	63	63	67	67	67	72	74	49	19	11	11	6	6	6	2	2	0
Sales (1000 USD)		2,940	6,578	7,523	7,523	8,074	8,074	8,074	8,625	8,832	5,892	2,254	1,309	1,309	758	758	758	207	207	0
Cost (1000 USD)		2,793	6,249	7,147	7,147	7,670	7,670	7,670	8,194	8,390	5,597	2,141	1,244	1,244	720	720	720	196	196	0
Saved Loss		111	248	284	284	305	305	305	325	333	333									
CF (1000 USD)		-956	-925	270	660	481	708	708	529	690	775	295	113	65	65	38	38	38	10	10
IRR=		21.9%																		
ECG																				
Investment (1000 USD)	17,089	3,054	4,995	2,857	4,837	1,694	2,042	635	2,136	5,381	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sale (GWh)		386	512	675	760	890	944	1,003	1,020	1,095	869	744	580	496	366	312	253	236	160	160
Sales (1000 USD)		46,368	61,451	81,042	91,217	106,759	113,281	120,360	122,375	131,446	104,316	89,233	69,642	59,467	43,925	37,403	30,324	28,309	19,238	19,238
Cost (1000 USD)		44,049	58,378	76,990	86,656	101,422	107,617	114,342	116,256	124,874	99,100	84,772	66,160	56,494	41,728	35,533	28,808	26,894	18,276	18,276
Saved Loss		1,720	2,301	3,090	3,407	4,101	4,324	4,539	4,614	4,936	5,641									
CF (1000 USD)		-15,349	1,535	1,168	4,602	3,825	7,968	8,161	9,997	8,868	6,832	5,216	4,462	3,482	2,973	2,196	1,870	1,516	1,415	962
IRR=		26.8%																		
VRA-NED																				
Investment (1000 USD)	4,528	1,621	1,088	3	0	121	0	0	48	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sale (GWh)		82	111	131	131	131	133	133	133	134	52	23	3	3	3	1	1	1	1	0
Sales (1000 USD)		9,835																		

表 1 6 財務分析のまとめ

Profit margin = 5.0%						
Whole Master Plan				Newly Identified Projects		
	Investment (1000USD)	Total GWh (10 yrs)	FIRR	Investment (1000USD)	Total GWh (10 yrs)	FIRR
Accra	59,298	12,553	19.3%	20,750	5,994	25.5%
Tema	17,063	3,485	-1.6%	3,293	1,490	61.8%
Ashanti	11,986	1,338	3.9%	1,879	728	90.0%
Western	8,809	3,425	26.8%	7,685	1,963	31.5%
East	9,832	1,050	-6.1%	7,779	1,050	5.5%
Central	1,197	1,311	26.6%	289	596	517.0%
Volta	2,417	736	4.2%	3,105	736	21.9%
ECG	110,602	23,898	12.7%	44,780	12,557	26.8%
VRA/NED	9,362	1,341	-0.5%	7,408	1,341	14.8%
Whole Ghana	119,964	25,239	11.9%	52,188	13,898	24.6%
NPV=	7,387 (1000USD, r=10%)			16,496 (1000USD, r=10%)		

マスタープラン全体の FIRR は 11.9% 程度であり、新規のプロジェクトのみの FIRR は 24.6% となった。

この状況でハードルレートをみきわめるのは困難である。過去の調査では、経済性分析のハードルレートとして 10% が使われている。また世界銀行は電力セクターのプロジェクトにおいて、8% の ROA を要求することが多い。この数字をベンチマークとして使うなら、マスタープラン全体も、新規のプロジェクトもどちらも財務的になりたつ水準といえる。割引率を 10% とした場合、マスタープラン全体の NPV は 739 万 USD、新規プロジェクトは 1,650 万 USD となる。しかしこれらの数字は、電力販売の利益率に大きく依存する。

利益率と FIRR との関係を示す。この配電計画が財務的に成立するためには、少なくとも 5% (i.e., 利益額 0.6 US cents/kWh) が必要となることがわかる。さもないと、設備の維持や投資回収は極めて困難となる。

表 1 7 利益マージンと収益率の関係

Profit Margin	Whole Master Plan	Newly Identified
3%	4.20%	15.70%
4%	8.30%	20.50%
5%	11.90%	24.60%
6%	15.30%	28.90%
7%	18.60%	32.80%

3. 3 経済分析

経済分析では、経済全体への費用や便益を検討する必要がある。

エンドユーザーへの総便益を計算するのは困難である。一つの手法としては、社会環境調査で行った調査の中の支払い意志額を見ることである。需要の大きな部分は家庭なので、世帯の支払い意志額を見る。この調査によると、電化済みの村落世帯での支払い意志額は、9.8 USD/月となっている。未電化村だと、支払い意志額は6.4 USD/月となる。このちがいは、村落の豊かさにも関係してくるが、それ以上に実際の電気との接触に伴う、適切な価値判断を反映したものと理解される。また初期投資額を月額換算すると、どちらもおよそ0.5USD/月となる。別の調査によれば、こうした村落世帯のエネルギー利用は代替エネルギーから計算しておよそ22 kWh/月となるとのこと³。ここから計算して、電力の価値はおよそ0.47 USD/kWhとなる。

もう一つの算定方法として、1992年に行われた National Electrification Project Feasibility Study (1992) においては、世帯の支払い意志額はおよそ0.25 USD/kWhと算定されている。その後のガーナ国経済成長にともなって、これは増大していると考えられ、それは実質 GDP ののびとほぼ対応していると考えられる。

ガーナにおける実質 GDP 成長は、1992年以來かなり安定している。これを以下の表に示す。1990年代はおおむね4%台の成長を見せており、2003年以降は5%超、そして近年では6%を超える成長が続いている。

表 18 新規プロジェクトのみの投資と需要スケジュール

Year	Real GDP Growth (%)
1992	6.173
1993	4.921
1994	3.28
1995	4.023
1996	4.596
1997	4.199
1998	4.691
1999	4.428
2000	3.736
2001	4.184
2002	4.549
2003	5.246
2004	5.585
2005	5.866
2006	6.368
2007	6.388
2008	6.853

³ National Electrification Project Feasibility Study (1992), Table 6.2.

この数字に基づくと、ガーナの全般的な豊かさは 1992 年に比べてほぼ倍増したと考えられる。これをデフレーターとして使うと、現在の支払い意志額は、およそ 0.54 USD/kWh となり、これが今日の電力の価値となる。この数字は、社会環境調査から導いた 0.47 USD/kWh とおおむね対応している。

この数字に基づき、EIRR を計算した。結果を以下の表に示す。

表 19 経済分析のまとめ

Profit margin = 5%					
Whole Master Plan			Newly Identified Projects		
	Total GWh (10 yrs)	EIRR	Total GWh (10 yrs)	EIRR	
Accra	12,553	33.1%	5,994	45.8%	
Tema	3,485	11.4%	1,490	93.4%	
Ashanti	1,338	13.9%	728	121.7%	
Western	3,425	50.4%	1,963	53.5%	
East	1,050	3.3%	1,050	15.2%	
Central	1,311	46.6%	596	815.8%	
Volta	736	21.1%	736	37.2%	
ECG	23,898	26.6%	12,557	44.6%	
VRA/NED	1,341	14.2%	1,341	27.9%	
Whole Ghana	25,239	25.6%	13,898	41.5%	
NPV=	50,313	(1000USD, r=12%)	43,053	(1000USD, r=12%)	

マスタープラン全体としては EIRR が 25.6%、新規のプロジェクトでは EIRR は 41.5% となる。EIRR のハードルレートもみきわめにくい。先の調査では 10% が使われており、アジア開発銀行はすべてのプロジェクトに対して EIRR12% を足切りラインとしている。この数字を使うと、マスタープラン全体を見ても新規のプロジェクトだけを見ても、この水準をいずれも越えている。したがって、このプロジェクトは経済的に成立していると考えられる。

それぞれのプロジェクトの NPV は、マスタープラン全体では 5,000 万ドルであり、新規のプロジェクトでは 4,300 万ドルとなる。

既存の一次変電所計画

Region	Name	Financer	Equipment	Year of Completion	Cost (1000US\$)
Accra	Dansoman	GEDAP	2X 20MVA, 33/11kV	2009	2,700
	Adabraka	GOG	2X 20MVA, 33/11kV	2009	2,700
	Nmai Djorn	GEDAP	2X 20MVA, 33/11kV	2010	2,500
	Sowutom	GEDAP	2X 20MVA, 33/11kV	2010	2,500
	Kwabanya	GEDAP	2X 20MVA, 33/11kV	2010	2,500
	Cantonments	GEDAP	2X 20MVA, 33/11kV	2010	2,700
	Trade Fair	GOG	2X 20MVA, 33/11kV	2009	2,700
	Darukuman	-	2X 20MVA, 33/11kV	2011	2,500
	Gbawe/Weija	-	2X 20MVA, 33/11kV	2011	2,700
	T(Adenta)	GEDAP	Upgrade to 2*20MVA	2011	680
	3rd BSP	GOG	2X 20MVA, 33/11kV	2009	2,500
	Mallam BSP	GOG	Install 2X 20MVA, 33/11kV	2009	680
Tema	Dawhenya	GEDAP	2X 20MVA, 33/11kV	2010	2,500
	Santeo Adjei Kojo	-	2X 20MVA, 33/11kV	2011	2,700
	Afiyena	-	2X 20MVA, 33/11kV	2011	2,500
	Community 25	-	2X 20MVA, 33/11kV	2011	2,700
	Kpone	-	2X 20MVA, 33/11kV	2011	2,700
Ashanti	2nd BSP	GEDAP	2X 20MVA, 33/11kV	2010	2,500
	Fawode	GEDAP	2X 20MVA, 33/11kV	2010	2,500
	Achiase/Kenyase	GEDAP	2X 20MVA, 33/11kV	2010	2,500
Central	Elmina	ECG	2X 10MVA, 33/11kV	2009	1,700
	Swedru	GOG	2X 10MVA, 33/11kV	2009	1,700
	Winneba	GOG	2X 15MVA, 33/11kV	2009	578
Western	Station A	GEDAP	Upgrade to 2*20MVA	2009	680
	Station B	GEDAP	Upgrade to 1*20MVA	2009	340
	Station C	GEDAP	Upgrade to 2*20MVA	2009	680
	Station D	LUTON	2X 10MVA, 33/11kV	2009	1,700
Eastern	Koforidua	-	2X 20MVA, 33/11kV	2010	2,500

既存の準送電線計画

Region	Section	Year of Completion	Line Type	Line Length (km)	Cost (1000US\$)
Accra	B-Dansoman	2009	3*630 Al XLPE	8.6	903
	Mallam-Dansoman	2009	265AAC 2cct	4.3	421
	V(old)-Dansoman	2009	3*630ALXLPE	6	630
	B-Darkuman	2011	3*630ALXLPE	8	840
	A-Darkuman	2011	3*630ALXLPE	14	1,470
	E-Adabraka	2009	3*630ALXLPE	3.8	399
	X-G	2011	3*630ALXLPE	8.5	893
	J-Sowutuom	2010	265AAC 2cct	10	980
	Sowutuom-Mallam	2010	265AAC 2cct	4.5	441
	J-C	2010	265AAC 2cct	5	490
	J-C	2010	3*630ALXLPE	6	630
	J-N	2010	265AAC 2cct	18.8	1,842
	Kwabenya-C	2010	3*630ALXLPE	14	1,470
	Kwabenya-T	2010	265AAC 2cct	14	1,372
	GwabeAJ-Mallam	2011	265AAC 2cct	4	392
	GwabeAJ-Z	2011	265AAC 2cct	10	980
	K-Cantonment	2010	3*630ALXLPE	5	525
	L-Cantonment	2010	3*630ALXLPE	5	525
	L-Trade Fair	2009	3*630ALXLPE	2.1	221
	L-Trade Fair	2009	265AAC 1cct	1	33
	Q-Trade Fair	2009	265AAC 1cct	3.2	106
	T-Dodowa	2009	265AAC 2cct	20	1,960
	Nmai Jorn- 3rd BSP	2010	400AAC 2cct	8	920
	H-M	2009	265AAC 2cct	7.5	735
	M-T	2009	265AAC 2cct	7	686
Z-Tokuse	2011	265AAC 2cct	8.2	804	
3rd BSP-Y	2009	400AAC 2cct	3	345	
Tema	H-Kpone	2011	400AAC 2cct	6	690
	Kpone-Community25	2011	400AAC 2cct	7	805
	Dawhenya-Community25	2011	400AAC 2cct	5	575
	Dawhenya-Afienea	2011	265AAC 2cct	12	1,176
	Afienea-Ashaiman	2011	265AAC 2cct	11	1,078
	B(Tema)-3rd BSP(Accra)	2009	400AAC 2cct	13	1,495
	Santeo Adjei Kojo-3rd BSP	2011	400AAC 2cct	8.7	1,001
	Ashiman-Santeo Adjei Kojo	2011	400AAC 2cct	7.3	840
Ashante	Fawode-C	2010	265AAC 2cct	9	882
	Fawode-Achiyase/Kenyase	2010	400AAC 2cct	7	805
	Achiyase/Kenyase-2nd BSP	2010	400AAC 2cct	10	1,150
Western	D-B	2009	3*630ALXLPE	6	630

一次変電所・準送電線計画一覧

地域		設備名称	対策	コスト (1,000US\$)	対策年	
ECG	Accra	H(Achimota)-E	H-E 間、630ALXLPE 2 回線 新設 (2 回線×6.3km)	1,323	2016 年	
	Tema	H(Tema)-A	H-A 間、630ALXLPE 1 回線 新設 (5.6km)	588	2016 年	
		Kpong 変電所	10MVA 変圧器増設	200	2016 年	
	Ashanti	A-KTI	A-KTI 間、630ALXLPE 1 回線新設 (5.0km)	525	2017 年	
	Western	Atuabo 変電所	10MVA 変圧器増設	200	2009 年	
		Axim 変電所	10MVA 変圧器増設	200	2015 年	
	Eastern	ODA 変電所	10MVA 変圧器増設	200	2012 年	
	Central	Saltpond 変電所	10MVA 変圧器増設	200	2009 年	
	Volta	Kpeve 変電所	10MVA 変圧器増設	200	2009 年	
		Tsito 変電所	10MVA 変圧器増設	200	2015 年	
Hohoe 変電所		10MVA 変圧器増設	200	2012 年		
ECG 合計				4,036	—	
VRA- NED	Sunyani	Sunyani-Brekum	キャパシタバンク 3,000kVar 設置	4	2010 年	
			120mm ² →200mm ² AAC 増強	616	2010 年	
		Sunyani-Mim	キャパシタバンク 4,000kVar 設置	6	2010 年	
		Brekum 変電所	5MVA 変圧器増設	83	2009 年	
	Upper East	Bawku 変電所	3MVA 変圧器増設	48	2009 年	
		Navrongo 変電所	3MVA 変圧器増設	48	2016 年	
	Upper West	Sawla-Wa	キャパシタバンク 2,000kVar 設置	3	2011 年	
		Wa 変電所	5MVA 変圧器増設	83	2010 年	
	VRA-NED 合計				891	—
	ガーナ合計				4,927	—

配電網増強計画から必要性が判明した一次変電所新設計画一覧

事業所	変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	対策費用 [1,000 US\$]
Eastern	Tafo	Tafo	Tafo BSP から 33kV 配電線 (240mm ² AAC, 25km) を新設し、さらにその先に 33kV/11kV の変電所 (10MVA) を新設して、既設の Tafo 配電線の途中につなげる。	1,743
	Akwatia	Asamankese	Akwatia BSP から 33kV 配電線 (240mm ² AAC, 24km) を新設し、さらにその先に 33kV/11kV の変電所 (5MVA) を新設して、既設の Asamankese 配電線の途中につなげる。	1,425
	Nkawkaw	Mountains	架空電線の張替(16mm ² Cu→120mm ² AAC, 32km)し、33kV/11kV の変電所 (5MVA) を途中で設けて、既設の Mountains 配電線の負荷の一部を、“Donkorkrom”配電線に移し替える。	898
Western	Atuabo	Manganese	11kV を 33kV に昇圧し、33kV/11kV の変電所(5MVA)を新設する。	312
Volta	Tsito	Peki	負荷分布の中心部分に 33kV/11kV 変電所 (10MVA) を設置し 33kV 配電線 (120mm ² AAC, 2km) を新設して接続し負荷を分割する。	343
VRA-NED	Tamale	28F3B	Tamale BSP から 34.5kV 配電線 (185mm ² Al XLPE, 18km) を新設し、さらにその先に 34.5kV/11.5kV の変電所 (5MVA)を新設 (Tolon 付近) して、既設の 28F3B 配電線の途中につなげる。	1,292
	Sunyani	27F8B	Sunyani BSP から 34.5kV 配電線 (120mm ² AAC, 14km) を新設し、さらにその先に 34.5kV/11.5kV の変電所 (5MVA)を新設 (Chiraa 付近) して、既設の 27F8B 配電線の途中につなげる。	1,045

配電網増強マスタープラン一覧

① : 33kV/11kV 変電所の新設 (33kV 配電線新設等の付帯を含む。)
② : 配電線の新設
③ : 電線の太線化 (架空電線)
④ : 電線の太線化 (ケーブル)
⑤ : 配電線電圧の昇圧
⑥ : Capacitor Bank, Condensor もしくは Booster の設置
⑦ : 開閉所新設による負荷の緩和

(ECG Accra East Office) (1/3)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Main F	F03(FD38), F15(FK02), F11(FD19), F04(FD48)	① Adabraka 変電所の建設後に負荷の一部を移し替える。	2009	GEDAP 案件	
Main G	G013(G56), G07(G06), G11(G13), G19(G60), G12(G47), G02(G33), G06(G64), G04(G351), G21(G25)	① Adabraka 変電所の建設後に負荷の一部を移し替える。	2009	GEDAP 案件	
Main H	H02(H351)	④ ケーブルの張替 (120mm ² Al →185mm ² Al, 15km) および負荷の一部を M01 フィー ダーに移し替える。	2008	572	3,800
	H05(H06)	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al →240mm ² Cu, 13km)	2017	900	
	H10(H10)	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al →240mm ² Cu, 14km)	2017	969	
	H04(H07)	② “Main H”変電所から配電線を新 設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 15km)	2011	320	
	H08(H24)	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al →240mm ² Cu, 15km)	2013	1,039	

(ECG Accra East Office) (2/3)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Main K	K03(K09)	① “Trade Fair”変電所（2009年に建設）から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 8km)	2009	171 配電線新設 費用のみ	3,533
	K04(K10)	① “Trade Fair”変電所（2009年に建設）から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 8km)	2009	171 配電線新設 費用のみ	
	K05(K150)	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 18km)	2008	1,246	
	K13(K13)	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 17km)	2014	1,177	
	K06(K60)	② “Airport”変電所（建設済）から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。(120mm ² AAC, 9km)	2011	192	
	K10(K61)	② 同 上 (120mm ² AAC, 7km)	2017	149	
	K11(K06)	② 同 上 (120mm ² AAC, 9km)	2009	192	
	K12(K07)	② 同 上 (120mm ² AAC, 11km)	2011	235	
Main L	L11(L01)	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 17km)	2017	1,177	2,456
	L10(L22)	① “Trade Fair”変電所（2009年に建設）から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 6km)	2017	128	
	L06(L12)	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 12km)	2017	831	
	L04(L03)	① “Trade Fair”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。(120mm ² AAC, 6km)	2015	128	
	L03(L02)	① 同 上 (120mm ² AAC, 9km)	2010	192	
Main M	M05 (Old Legon 2)	① Nmai Djorn 変電所の建設後に負荷の一部を移し替える。	2010	GEDAP 案件	1,172
	M01 (Old Legon 1)	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 16km)	2011	1,108	
	M07 (Madina)	① Nmai Djorn 変電所の建設後に負荷の一部を移し替える。	2010	GEDAP 案件	
	M08 (Kwabenya)	① “Kwabenya”変電所（GEDAP, 2010年に建設）から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 3km)	2010	GEDAP 案件 配電線新設 費用は、64	

(ECG Accra East Office) (3/3)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Main Q	Q03 (Teshie 1)	② “Main Q”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 5km)	2009	107	406
	Q06 (Teshie 3)	② 同 上 (120mm ² AAC, 5km)	2015	107	
	Q01 (Old Spintex)	② 同 上 (120mm ² AAC, 4km)	2008	85	
	Q07 (Teshie 2)	② 同 上 (120mm ² AAC, 5km)	2014	107	
Main T	T03 (Adenta Est.1)	① Nmai Djorn 変電所の建設後に負荷の一部を移し替える。	2010	GEDAP 案件	362
	T09 (Agbogba)	① “Kwabanya”変電所 (GEDAP, 2010年に建設) から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 7km)	2010	GEDAP 案件 配電線新設 費用は、 149	
	T11 (Pantang)	① 同 上 (120mm ² AAC, 10km)	2010	213	
Main W	Peduase	⑥ 電圧改善のためのキャパシタ・バンクの設置 (4,000kVar と仮定)	2008	6	12
	"W03 (Akropong)"	⑥ 電圧改善のためのキャパシタ・バンクの設置 (4,000kVar と仮定)	2008	6	
Main Y	"Y04 (Johnson Wax)"	① “Nmai Djorn”変電所 (GEDAP, 2010年に建設) から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 5km)	2010	GEDAP 案件 配電線新設 費用は 107	576
	"Y10 (Texpo)", "Y11 (Spintex)"	② “Main Y”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 12km)	2008	256	
	"Y02 (Old Spintex)"	② “Airport”変電所 (建設済) から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。(120mm ² AAC, 10km)	2013	213	

(ECG Accra West Office) (1/2)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Main A (Odorkor)	A120, A13, A01, A61	① Darkman 変電所 (2011 年) および Sowutuom 変電所 (2010 年) の建設 後に負荷の一部を移し替える。	2011 2010	いずれも GEDAP 案件	
Main B (Korie Bu)	B25, B27, B35, B15, B42, B24, B28, B19, B20	① New Dansoman 変電所の建設後に 負荷の一部を移し替える。	2009	GEDAP 案件	
Main C (Achimota Village)	ABC	③ 架空電線の張替 (35mm ² Cu → 120mm ² AAC, 20km)	2008	103	103
	C20, C60, C14, C13	① Sowutuom 変電所の建設後に負荷 の一部を移し替える。	2010	GEDAP 案件	
Main D (Avenor)	D150	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 2.2km)	2011	152	3,978
	D123	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 4.4km)	2010	305	
	D16	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al → 6x630mm ² Cu, 3.2km)	2008	2,032	
	D101	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 4.2km)	2008	291	
	D103	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 5.3km)	2008	367	
	D01	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 5.4km)	2011	374	
	D114	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 6.6km)	2008	457	
Main E (Tran- shipment)	E08, E07, EG14, E20, E150	① Adabraka 変電所の建設後に負荷の 一部を移し替える。	2009	GEDAP 案件	
Main F (Koko- miemie)	F11, F10	① Adabraka 変電所の建設後に負荷の 一部を移し替える。	2009	GEDAP 案件	

(ECG Accra West Office) (2/2)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Main G (Power House)	G25	② “Main G”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (185mm ² Al ケーブル, 10km)	2008	329	1,087
	G56	② 同 上 (185mm ² Al ケーブル, 10km)	2014	329	
	GE19	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al →258mm ² Cu, 6.2km)	2014	429	
Main N (Nsawam)	Nsawam - Accra,	① Ofankor 変電所の建設後に負荷の一部を移し替える。	2008	変電所新設費用 として計上	
	Adoagyiri -Coaltar	② Asamankese フィーダから配電線を新設し負荷の一部を移し替える。	2008	320	320
Main R (Ridge)	R12	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al →240mm ² Cu, 4.9km)	2011	339	983
	R11	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al →240mm ² Cu, 2.1km)	2010	145	
	R3	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al →240mm ² Cu, 7.2km)	2017	499	
Main S (Kuwa- shieman)	S10	① Sowutuom 変電所 (2010年) の建設後に負荷の一部を移し替える。	2010	GEDAP 案件	
Main V (Dansoman)	V02, V10, V11	① New Dansoman 変電所の建設後に負荷の一部を移し替える。	2009	GEDAP 案件	
Main Z (Tokuse)	RADIO	② “Main Z”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 15km)	2008	320	640
	TUBA	② “Main Z”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 15km)	2008	320	

(ECG Tema Office)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Tema A	A31	④ ケーブルの張替 (120mm ² Cu → 240mm ² Cu, 3km)	2009	213	213
Tema B	B111	① “Adjei Kojo” 変電所 (GEDAP, 2010年に建設) から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 3km)	2010	GEDAP 案件 配電線新設 費用は 64	64
Tema C	LUBE OIL	④ ケーブルの張替 (120mm ² Cu → 240mm ² Cu, 1.75km)	2012	124	369
	F/H#2	② “PFC Tank”に向けて配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (240mm ² Cu ケーブル, 0.5km)	2010	32	
	AGRONA	④ ケーブルの張替 (120mm ² Cu → 240mm ² Cu, 3km)	2010	213	
Tema E	E21	④ ケーブルの張替 (120mm ² Cu → 240mm ² Cu, 1km)	2009	71	71
Tema H	Prampram	① “Dawhenya” 変電所 (GEDAP, 2010年に建設) から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 15km)	2010	GEDAP 案件 配電線新設 費用は 320	1,089
	Western Castling	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 2km)	2011	139	
	H-B1	② 既存の H-B2 の幹線部分のケーブルを “H-B1” に結合して “H-B1” の幹線部分のケーブルを二重化する。 加えて “H-B2” 用に新規に 630mm ² Al XLPE ケーブルを 6km 敷設する。	2010	630	
	H-B2				
Tema L (Lashibi)	Comm.20 (L91)	⑥ 電圧改善のためのキャパシタ・バンクの設置 (300kVar と仮定)	2013	1	1
Tema S (Ashiaman)	S31 (AFARIWA)	① 計画中の Mobole 変電所の建設後に負荷の一部を移し替える。	2010	変電所新設	
KPONG	Krobo Area	② 変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 16km)	2013	341	341
Asutsuare	Asutsuare	③ 架空電線の張替 (35mm ² Cu → 120mm ² AAC, 16km)	2008	358	358

(ECG Ashanti East Office)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Main C	NSUTA -KUWAWU	① Fawode 変電所および Achiase 変電所の建設後 (いずれも 2010 年) に負荷の一部を移し替える。	2010	いずれも GEDAP 案件	213
	C21	② “Main F” 変電所から配電線の新設し負荷の一部を移し替え済	2007	実施済	
	C41	② “KTI” 変電所に負荷の一部を移し替える。(120mm ² AAC, 10km)	2008	213	
	Airport 1	① Achiase 変電所の建設後 (2010 年) に負荷の一部を移し替える。	2010	GEDAP 案件	
	Airport 2	① Fawode 変電所の建設後 (2010 年) に負荷の一部を移し替える。また負荷の一部は“Main E” からの配電線に移し替える。	2010	GEDAP 案件	
Main E	E21	① Fawode 変電所の建設後 (2010 年) に負荷の一部を移し替える。また負荷の一部は“Main C” からの配電線に移し替える。	2010	GEDAP 案件 配電線新設費用は 213	
NSUTA	Mampong	③ 架空電線の張替 (16mm ² Cu → 120mm ² AAC, 10.9km)	2008	67	67
AGONA	NSUTA	① Achiase 変電所の建設後 (2010 年) に負荷の一部を移し替える。	2010	GEDAP 案件	
KONONGO	KONONGO	⑥ 電圧改善のためのキャパシタ・バンクの設置 (4,000kVar と仮定)	2009	6	18
	AGOGO	⑥ 電圧改善のためのキャパシタ・バンクの設置 (4,000kVar と仮定)	2010	6	
	ODUMASI	⑥ 電圧改善のためのキャパシタ・バンクの設置 (4,000kVar と仮定)	2017	6	
EJISU	EJISU	⑥ 電圧改善のためのキャパシタ・バンクの設置 (4,000kVar と仮定)	2009	6	6

(ECG Ashanti West Office)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Main A	OBR	② 一部の負荷は、“Guiness 1” フィーダーに移設済。 “Amanform”変電所（建設済）から4本の配電線を新設し負荷の一部を移し替える。（建設着手済、長さはそれぞれ0.1km, 0.1km, 0.1km, 1km）	2007 2008	(実施済) 配電線新設 費用は 28	129
	IND OHL	④ ケーブルの張替 (35mm ² Cu → 185mm ² Al, 2.7km)	2008	92	
	LAKE ROAD	① 建設中の“KTI(Jackson Park)”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。加えて3本の配電線を新設する。 (いずれも 185mm ² Al ケーブルで0.1km)	2008	10	
	POWER HOUSE 2				
Main B	B11	② “Main E”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 5km)	2009	107	533
	B21	② “Main E”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 5km)	2009	107	
	B61	② “Abuakwa”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 5km)	2008	107	
	B71	② “Abuakwa”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 5km)	2009	107	
	B81	② “Abuakwa”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 5km)	2009	107	
Main D	D21	① 建設済の“Knust”変電所に一部の負荷を移し替える構想。	2008	変電所 建設済	/
	D31	① 建設済の“Knust”変電所に一部の負荷を移し替える構想。	2008	変電所 建設済	
BEKWAI	KOKOFU	③ 架空電線の張替 (16mm ² Cu → 120mm ² AAC, 1.9km)	2008	12	12
Dunkwa	DUNKWA	③ 架空電線およびケーブルの張替 (35mm ² Cu → 120mm ² AAC, 8.7km) (16mm ² Cu → 120mm ² AAC, 1.5km) (35mm ² Cu cable → 185mm ² Al XLPE, 2.7km)	2008	162	162

(ECG Western Office)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Western A	A10	④ ケーブルの張替 (120mm ² Cu PILC →185mm ² Cu PILC, 1.5km)	2017	74	637
	A31	④ ケーブルの張替 (120mm ² Cu PILC →240mm ² Cu PILC, 4.3km) 一部の負荷は既設の配電線”A41”および”A57”に移し替える。	2008	304	
	A55	③ 架空電線の張替 (150mm ² Al → 265mm ² Al, 7.6km)	2010	259	
Western B	B21	④ ケーブルの張替 (185mm ² Cu PILC →240mm ² Cu PILC, 2.9km)	2012	205	453
	B71	④ ケーブルの張替 (120mm ² Cu PILC →240mm ² Cu PILC, 3.5km)	2008	248	
Western C	C08	⑤ 11kV を 33kV に昇圧する。	2010	719	719
Bogoso	"Bogoso / Asanko"	⑦ 開閉所を設けて既設配電線を分割する。	2010	400	400
Atuabo	Aboso 1	③ 架空電線の張替 (150mm ² AAC →240mm ² AAC, 38km)	2012	775	1,976
	Aboso 2	③ 架空電線の張替 (150mm ² AAC →240mm ² AAC, 38.7km)	2012	789	
	Town 2	③ 架空電線の張替 (70mm ² Cu→240mm ² AAC, 12km)	2013	100	
	Manganese	① 11kV を 33kV に昇圧し、33kV/11kV の変電所(5MVA)を新設する。	2008	312	
Asawinso	Awaso /Wiawso	③ 架空電線の張替 (150mm ² AAC →200mm ² AAC, 15km)	2017	123	725
	Bibiani	③ 架空電線の張替 (150mm ² AAC →400mm ² AAC, 29.5km)	2012	602	
Dwenase	Juaboso	③ 架空電線の張替 (120mm ² AAC →240mm ² AAC, 約 60km、ただし支持物も取り替える必要がある。)	2012	1,942	1,942

(ECG Eastern Office)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Tafo	Kibi Suhum /	⑤ 11kV を 33kV に昇圧する。	2008	1,270	3,518
	Tafo	① Tafo BSP から 33kV 配電線 (240mm ² AAC, 25km) を新設し、 さらにその先に 33kV/11kV の変電 所 (10MVA) を新設して、既設の Tafo 配電線の途中につなげる。	2008	1,743	
	Koforidua	② Tafo BSP から 33kV 配電線 (240mm ² AAC, 17km) を新設して 既設の Koforidua 配電線につなげる。	2008	505	
Akwatia	Akwatia	⑤ 11kV を 33kV に昇圧する。	2008	616	2,932
	Asamankese	① Akwatia BSP から 33kV 配電線 (240mm ² AAC, 24km) を新設し、 さらにその先に 33kV/11kV の変電 所 (5MVA) を新設して、既設の Asamankese 配電線の途中につなげ る。	2008	1,425	
	Oda	② Akwatia BSP から 33kV 配電線 (240mm ² AAC, 30km) を新設して 既設の Oda 配電線につなげる。	2008	891	
Oda	Achiase	③ 架空電線の張替 (35mm ² Cu → 120mm ² AAC, 56km) (50mm ² AAC → 120mm ² AAC, 4km)	2008	374	374
Nkawkaw	Mountains	① 架空電線の張替 (16mm ² Cu → 120mm ² AAC, 32km) また、33kV/11kV の変電所 (5MVA) を途中で設けて、既設の Mountains 配電線の負荷の一部を、 “Donkorkrom”配電線に移し替える。	2010	898	1,087
	Town	④ ケーブルの張替 (95mm ² Al XLPE, 185mm ² Al XLPE → 240mm ² Cu XLPE, 3km)	2008	189	

(ECG Central Office)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
WINNEBA	WINNEBA	② 配電線を新設し負荷の一部を 移し替える。(120mm ² AAC, 4km) また負荷の一部は、APAM 配 電線に移し替える。	2010	85	86
	SWEDRU 1	① Swedru 変電所の建設後に負 荷の一部を移し替える。	2009	GEDAP 案件	
	SWEDRU 2	① Swedru 変電所の建設後に負 荷の一部を移し替える。	2009	GEDAP 案件	
	APAM	⑥ 電圧を昇圧するためにコン デンサを設置する。	2008	1	
SALTPOND	MANKESSIM	⑥ 電圧を昇圧するためにコン デンサを設置する。	2008	1	1
Cape Coast	SALTPOND	① Elmina 変電所の建設後に負 荷の一部を移し替える。 また、電圧を昇圧するた めにコンデンサを設置する。	2009	GEDAP 案件 1	2
	FOSU	① Elmina 変電所の建設後に負 荷の一部を移し替える。 また、電圧を昇圧するた めにコンデンサを設置する。	2009	GEDAP 案件 1	
	ELMINA	① Elmina 変電所の建設後に負 荷の一部を移し替える。	2009	GEDAP 案件	
	TOWN 2	① Elmina 変電所の建設後に負 荷の一部を移し替える。	2009	GEDAP 案件	

(ECG Volta Office)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
KPANDO	HOHOE	⑥ 電圧を昇圧するため、33kV の Booster Station を設置する。	2008	100	1,124
	"HOHOE- JASIKAN"	② 11kV 配電線を新設する。 (120mm ² AAC, 48km)	2009	1,024	
KPEVE	TOWNSHIP	② “TSIBU BETHEL”配電線と ”AGBATE”配電線の連系線を 設置して既設の TOWNSHIP の負荷を取り込む。 (120mm ² AAC, 5km)	2009	96	96
HO	TANYIGBE	② 11kV 配電線を新設して、既設 の TANYIGBE の負荷を分割 する。 (120mm ² AAC, 4km)	2016	75	75
SOGAKOPE	"SOGA- AKATSI"	② 33kV 配電線を新設して、Keta 配電線を Akatsi と Sogakope か ら分割する。(120mm ² AAC, 12.5km)	2008	267	267
TSITO	PEKI	① 負荷分布の中心部分に 33kV/11kV 変電所(2×10MVA) を 設 置 し 33kV 配 電 線 (120mm ² AAC, 2km) を新設 して接続し負荷を分割する。	2010	343	343
Anloga	Keta	③ 架空電線の張替 (16mm ² Cu → 120mm ² AAC, 3.5km) (35mm ² Cu → 120mm ² AAC, 14.4km) (70mm ² Cu → 120mm ² AAC, 2.4km)	2008	700	700

(VRA-NED) (1/2)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Tamale	28F3B	① Tamale BSP から 34.5kV 配電線 (185mm ² Al XLPE, 18km)を新設し、さらにその先に 34.5kV/11.5kV の変電所 (5MVA)を新設 (Tolon 付近) して、既設の 28F3B 配電線の途中につなげる。	2008	1,292	1,907
	28F4B	② 11.5kV 配電線を新設する。 (185mm ² Al XLPE, 4km)	2009	131	
	28F6B	② 11.5kV 配電線を新設する。 (185mm ² Al XLPE, 4km)	2008	131	
	28F7B	③ 架空電線を張替 (100mm ² AAC → 240mm ² AAC, 8km)	2013	66	
	28F8B	③ 架空電線を張替 (100mm ² AAC → 240mm ² AAC, 19km)	2009	156	
	28F9B	② 11.5kV 配電線を新設する。 (185mm ² Al XLPE, 4km)	2010	131	
Brekum	Sunyani - Drobo (BRYF1)	③ 架空電線の張替 (120mm ² AAC → 150mm ² AAC, 40km)	2009	279	1,141
	"Brekum - Dormaa (BRYF2)"	③ 架空電線の張替 (120mm ² AAC → 150mm ² AAC, 31km)	2009	216	
	Brekum F1 (BRBF1)	⑤ 11kV を 34.5kV に昇圧および 架空電線の張替(35mm ² Cu, 50mm ² AAC → 200mm ² AAC, 23km)	2008	555	
	Brekum F2 (BRBF2)	③ 架空電線の張替 (50mm ² AAC → 100mm ² AAC, 6km)	2008	42	
	Brekum F3 (BRBF3)	③ 架空電線の張替(16mm ² Cu, 50mm ² AAC → 100mm ² AAC, 8km)	2008	49	
Sunyani	Sunyani F3 (27F3B)	⑤ 11.5kV 配電線を新設する。 (120mm ² AAC, 13km)	2008	327	1,421
	Sunyani F7 (27F7B)	③ 架空電線の張替 (35mm ² AAC → 100mm ² AAC, 7km)	2008	43	
	Sunyani F8 (27F8B)	⑤ Sunyani BSP から 34.5kV 配電線 (120mm ² AAC, 14km) を新設し、さらにその先に 34.5kV/11.5kV の変電所 (5MVA) を新設 (Chiraa 付近) して、既設の 27F8B 配電線の途中につなげる。	2008	1,045	

(VRA-NED) (2/2)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Sawla	Wa Township 1 (479BF1)	③ フィーダー立ち上がり部分のケーブルを 185mm ² Al XLPE に張替および架空電線を張替 (50mm ² AAC → 100mm ² AAC, 6km)	2009	37	152
	Wa Township 2 (479BF2)	③ 架空電線を張替 (100mm ² AAC, 120mm ² AAC → 150mm ² AAC, 12km)	2010	84	
	Wa Township 3 (479BF3)	③ フィーダー立ち上がり部分のケーブルを 185mm ² Al XLPE に張替および架空電線を張替 (50mm ² AAC → 100mm ² AAC, 5km)	2008	31	
Yendi	Bimbilla (35F5Y)	⑥ 電圧を昇圧するため、10MVA の Booster Station を設置する。	2008	100	100
Bolgatanga	29F1B (BOLGA)	③ フィーダー立ち上がり部分のケーブルを 185mm ² Al XLPE に張替および架空電線を張替 (50mm ² AAC, 120mm ² AAC → 150mm ² AAC, 5km)	2010	168	1,486
	29F4B (BOLGA)	⑤ 11kV を 34.5kV に昇圧し、さらに架空電線を張替 (50mm ² AAC → 100mm ² AAC, 20km)	2008	649	
	29F6B (BOLGA)	⑤ 11kV を 34.5kV に昇圧し、さらに架空電線を張替 (50mm ² AAC → 100mm ² AAC, 8km)	2008	669	
Techiman	26F1B (TECHIMAN)	③ フィーダー立ち上がり部分のケーブルを 185mm ² Al XLPE に張替および架空電線を張替 (50mm ² AAC → 150mm ² AAC, 17km)	2008	125	319
	26F2B (TECHIMAN)	③ 架空電線を張替 (50mm ² AAC → 120mm ² AAC, 8km)	2009	55	
	WHF2B (WENCHI)	③ 架空電線を張替 (25mm ² AAC → 100mm ² AAC, 20km)	2008	139	

配電網増強計画実施計画

① : 33kV/11kV 変電所の新設 (33kV 配電線新設等の付帯を含む。)
② : 配電線の新設
③ : 電線の太線化 (架空電線)
④ : 電線の太線化 (ケーブル)
⑤ : 配電線電圧の昇圧
⑥ : Capacitor Bank, Condensor もしくは Booster の設置
⑦ 開閉所新設による負荷の緩和

(EGG Accra East Office) (1/3)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Main F	F03(FD38), F15(FK02), F11(FD19), F04(FD48)	① Adabraka 変電所の建設後に負荷の一部を移し替える。	2009	GEDAP 案件	
Main G	G013(G56), G07(G06), G11(G13), G19(G60), G12(G47), G02(G33), G06(G64), G04(G351), G21(G25)	① Adabraka 変電所の建設後に負荷の一部を移し替える。	2009	GEDAP 案件	
Main H	H02(H351)	④ ケーブルの張替 (120mm ² Al →185mm ² Al, 15km)および負荷の一部を M01 フィーダーに移し替える。	2008	572	3,800
	H05(H06)	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al →240mm ² Cu, 13km)	2017	900	
	H10(H10)	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al →240mm ² Cu, 14km)	2017	969	
	H04(H07)	② “Main H”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 15km)	2011	320	
	H08(H24)	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al →240mm ² Cu, 15km)	2013	1,039	

(ECG Accra East Office) (2/3)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Main K	K03(K09)	① “Trade Fair”変電所（2009年に建設）から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 8km)	2009	171 配電線新設 費用のみ	3,532
	K04(K10)	① “Trade Fair”変電所（2009年に建設）から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 8km)	2009	171 配電線新設 費用のみ	
	K05(K150)	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al →240mm ² Cu, 18km)	2008	1,246	
	K13(K13)	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al →240mm ² Cu, 17km)	2014	1,177	
	K06(K60)	② “Airport”変電所（建設済）から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 9km)	2011	192	
	K10(K61)	② 同 上 (120mm ² AAC, 7km)	2017	149	
	K11(K06)	② 同 上 (120mm ² AAC, 9km)	2009	192	
	K12(K07)	② 同 上 (120mm ² AAC, 11km)	2011	235	
Main L	L11(L01)	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al →240mm ² Cu, 17km)	2017	1,177	2,456
	L10(L22)	① “Trade Fair”変電所（2009年に建設）から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 6km)	2017	128	
	L06(L12)	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al →240mm ² Cu, 12km)	2017	831	
	L04(L03)	① “Trade Fair”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 6km)	2015	128	
	L03(L02)	① 同 上 (120mm ² AAC, 9km)	2010	192	
Main M	M05 (Old Legon 2)	① Nmai Djorn 変電所の建設後に負荷の一部を移し替える。	2010	GEDAP 案件	1,172
	M01 (Old Legon 1)	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al →240mm ² Cu, 16km)	2011	1,108	
	M07 (Madina)	① Nmai Djorn 変電所の建設後に負荷の一部を移し替える。	2010	GEDAP 案件	
	M08 (Kwabanya)	① “Kwabanya”変電所（GEDAP, 2010年に建設）から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 3km)	2010	GEDAP 案件 配電線新設 費用は、64	

(EGG Accra East Office) (3/3)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Main Q	Q03 (Teshie 1)	② “Main Q”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 5km)	2009	107	405
	Q06 (Teshie 3)	② 同 上 (120mm ² AAC, 5km)	2015	107	
	Q01 (Old Spintex)	② 同 上 (120mm ² AAC, 4km)	2008	85	
	Q07 (Teshie 2)	② 同 上 (120mm ² AAC, 5km)	2014	107	
Main T	T03 (Adenta Est.1)	① Nmai Djorn 変電所の建設後に負荷の一部を移し替える。	2010	GEDAP 案件	363
	T09 (Agbogba)	① “Kwabanya”変電所 (GEDAP, 2010年に建設) から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 7km)	2010	GEDAP 案件 配電線新設 費用は、 149	
	T11 (Pantang)	① 同 上 (120mm ² AAC, 10km)	2010	213	
Main W	Peduase	⑥ 電圧改善のためのキャパシタ・バンクの設置 (4,000kVar と仮定)	2008	6	12
	"W03 (Akropong)"	⑥ 電圧改善のためのキャパシタ・バンクの設置 (4,000kVar と仮定)	2008	6	
Main Y	"Y04 (Johnson Wax)"	① “Nmai Djorn”変電所 (GEDAP, 2010年に建設) から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 5km)	2010	GEDAP 案件 配電線新設 費用は 107	576
	"Y10 (Texpo)", "Y11 (Spintex)"	② “Main Y”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 12km)	2008	256	
	"Y02 (Old Spintex)"	② “Airport”変電所 (建設済) から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。(120mm ² AAC, 10km)	2013	213	
Accra East Office 合計					12,316

(ECG Accra West Office) (1/2)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Main A (Odorkor)	A120, A13, A01, A61	① Darkman 変電所 (2011 年) および Sowutuom 変電所 (2010 年) の建設後に負荷の一部を移し替える。	2011 2010	いずれも GEDAP 案件	
Main B (Korie Bu)	B25, B27, B35, B15, B42, B24, B28, B19, B20	① New Dansoman 変電所の建設後に負荷の一部を移し替える。	2009	GEDAP 案件	
Main C (Achimota Village)	ABC	③ 架空電線の張替 (35mm ² Cu → 120mm ² AAC, 20km)	2008	103	103
	C20, C60, C14, C13	① Sowutuom 変電所の建設後に負荷の一部を移し替える。	2010	GEDAP 案件	
Main D (Avenor)	D150	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 2.2km)	2011	152	3,978
	D123	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 4.4km)	2010	305	
	D16	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al → 6x630mm ² Cu, 3.2km)	2009	2,032	
	D101	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 4.2km)	2008	291	
	D103	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 5.3km)	2008	367	
	D01	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 5.4km)	2011	374	
	D114	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 6.6km)	2008	457	
Main E (Transshipment)	E08, E07, EG14, E20, E150	① Adabraka 変電所の建設後に負荷の一部を移し替える。	2009	GEDAP 案件	
Main F (Kokomiemie)	F11, F10	① Adabraka 変電所の建設後に負荷の一部を移し替える。	2009	GEDAP 案件	

(EGG Accra West Office) (2/2)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Main G (Power House)	G25	② “Main G”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (185mm ² Al ケーブル, 10km)	2008	329	1,087
	G56	② 同 上 (185mm ² Al ケーブル, 10km)	2014	329	
	GE19	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al →258mm ² Cu, 6.2km)	2014	429	
Main N (Nsawam)	Nsawam -Accra	① Ofankor 変電所の建設後に負荷の一部を移し替える。	2008	変電所新 設費用 として計 上	320
	Adoagyiri -Coaltar	② Asamankese フィーダから配電線を新設し負荷の一部を移し替える。	2008	320	
Main R (Ridge)	R12	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al →240mm ² Cu, 4.9km)	2011	339	983
	R11	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al →240mm ² Cu, 2.1km)	2010	145	
	R3	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al →240mm ² Cu, 7.2km)	2017	499	
Main S (Kuwa- shiemam)	S10	① Sowutuom 変電所 (2010 年) の建設後に負荷の一部を移し替える。	2010	GEDAP 案件	
Main V (Dansoman)	V02, V10, V11	① New Dansoman 変電所の建設後に負荷の一部を移し替える。	2009	GEDAP 案件	
Main Z (Tokuse)	RADIO	② “Main Z”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 15km)	2008	320	640
	TUBA	② “Main Z”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 15km)	2008	320	
Accra West Office 合計					7,111

(ECG Tema Office)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Tema A	A31	④ ケーブルの張替 (120mm ² Cu → 240mm ² Cu, 3km)	2009	213	213
Tema B	B111	① “Adjei Kojo” 変電所 (GEDAP, 2010年に建設) から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 3km)	2010	GEDAP 案件 配電線新設 費用は 64	64
Tema C	LUBE OIL	④ ケーブルの張替 (120mm ² Cu → 240mm ² Cu, 1.75km)	2012	124	369
	F/H#2	② “PFC Tank”に向けて配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (240mm ² Cu ケーブル, 0.5km)	2010	32	
	AGRONA	④ ケーブルの張替 (120mm ² Cu → 240mm ² Cu, 3km)	2010	213	
Tema E	E21	④ ケーブルの張替 (120mm ² Cu → 240mm ² Cu, 1km)	2009	71	71
Tema H	Prampram	① “Dawhenya” 変電所 (GEDAP, 2010年に建設) から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 15km)	2010	GEDAP 案件 配電線新設 費用は 320	1,089
	Western Castling	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 2km)	2011	139	
	H-B1	② 既存の H-B2 の幹線部分のケーブルを “H-B1” に結合して “H-B1” の幹線部分のケーブルを二重化する。 加えて “H-B2” 用に新規に 630mm ² Al XLPE ケーブルを 6km 敷設する。	2010	630	
	H-B2				
Tema L (Lashibi)	Comm.20 (L91)	⑥ 電圧改善のためのキャパシタ・バンクの設置 (300kVar と仮定)	2013	1	1
Tema S (Ashiaman)	S31 (AFARIWA)	① 計画中の Mobole 変電所の建設後に負荷の一部を移し替える。	2010	変電所新設	
KPONG	Krobo Area	② 変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 16km)	2013	341	341
Asutsuare	Asutsuare	③ 架空電線の張替 (35mm ² Cu → 120mm ² AAC, 16km)	2008	358	358
Tema Office 合計					2,506

(EGG Ashanti East Office)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Main C	NSUTA -KUWAWU	① Fawode 変電所および Achiase 変電所の建設後（いずれも 2010 年）に負荷の一部を移し替える。	2010	いずれも GEDAP 案件	213
	C21	② “Main F” 変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替え済	2007	実施済	
	C41	② “KTI” 変電所に負荷の一部を移し替える。(120mm ² AAC, 10km)	2008	213	
	Airport 1	① Achiase 変電所の建設後（2010 年）に負荷の一部を移し替える。	2010	GEDAP 案件	
	Airport 2	① Fawode 変電所の建設後（2010 年）に負荷の一部を移し替える。また負荷の一部は”Main E” からの配電線に移し替える。	2010	GEDAP 案件	
Main E	E21	① Fawode 変電所の建設後（2010 年）に負荷の一部を移し替える。また負荷の一部は”Main C” からの配電線に移し替える。	2010	GEDAP 案件 配電線新設費用は 213	
NSUTA	Mampong	③ 架空電線の張替 (16mm ² Cu → 120mm ² AAC, 10.9km)	2008	67	67
AGONA	NSUTA	① Achiase 変電所の建設後（2010 年）に負荷の一部を移し替える。	2010	GEDAP 案件	
KONONGO	KONONGO	⑥ 電圧改善のためのキャパシタ・バンクの設置（4,000kVar と仮定）	2009	6	18
	AGOGO	⑥ 電圧改善のためのキャパシタ・バンクの設置（4,000kVar と仮定）	2010	6	
	ODUMASI	⑥ 電圧改善のためのキャパシタ・バンクの設置（4,000kVar と仮定）	2017	6	
EJISU	EJISU	⑥ 電圧改善のためのキャパシタ・バンクの設置（4,000kVar と仮定）	2009	6	6
Ashanti East Office 合計					517

(ECG Ashanti West Office)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Main A	OBR	② 一部の負荷は、“Guiness 1” フィーダーに移設済。 “Amanform”変電所（建設済）から4本の配電線を新設し負荷の一部を移し替える。（建設着手済、長さはそれぞれ0.1km, 0.1km, 0.1km, 1km）	2007 2008	(実施済) 配電線新設 費用は 28	129
	IND OHL	④ ケーブルの張替 (35mm ² Cu → 185mm ² Al, 2.7km)	2008	92	
	LAKE ROAD	① 建設中の“KTI(Jackson Park)”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。加えて3本の配電線を新設する。 (いずれも 185mm ² Al ケーブルで0.1km)	2008	10	
	POWER HOUSE 2				
Main B	B11	② “Main E”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 5km)	2009	107	533
	B21	② “Main E”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 5km)	2009	107	
	B61	② “Abuakwa”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 5km)	2008	107	
	B71	② “Abuakwa”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 5km)	2009	107	
	B81	② “Abuakwa”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 5km)	2009	107	
Main D	D21	① 建設済の“Knust”変電所に一部の負荷を移し替える構想。	2008	変電所 建設済	/
	D31	① 建設済の“Knust”変電所に一部の負荷を移し替える構想。	2008	変電所 建設済	
BEKWAI	KOKOFU	③ 架空電線の張替 (16mm ² Cu → 120mm ² AAC, 1.9km)	2008	12	12
Dunkwa	DUNKWA	③ 架空電線およびケーブルの張替 (35mm ² Cu → 120mm ² AAC, 8.7km) (16mm ² Cu → 120mm ² AAC, 1.5km) (35mm ² Cu cable → 185mm ² Al XLPE, 2.7km)	2008	162	162
Ashanti West Office 合計					836

(ECG Western Office)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Western A	A10	④ ケーブルの張替 (120mm ² Cu PILC →185mm ² Cu PILC, 1.5km)	2017	74	637
	A31	④ ケーブルの張替 (120mm ² Cu PILC →240mm ² Cu PILC, 4.3km) 一部の負荷は既設の配電線”A41”お よび”A57”に移し替える。	2008	304	
	A55	③ 架空電線の張替 (150mm ² Al → 265mm ² Al, 7.6km)	2010	259	
Western B	B21	④ ケーブルの張替 (185mm ² Cu PILC →240mm ² Cu PILC, 2.9km)	2012	205	453
	B71	④ ケーブルの張替 (120mm ² Cu PILC →240mm ² Cu PILC, 3.5km)	2008	248	
Western C	C08	⑤ 11kV を 33kV に昇圧する。	2010	719	719
Bogoso	"Bogoso / Asanko"	⑦ 開閉所を設けて既設配電線を分割す る。	2010	400	400
Atuabo	Aboso 1	③ 架空電線の張替 (150mm ² AAC →240mm ² AAC, 38km)	2012	775	1,976
	Aboso 2	③ 架空電線の張替 (150mm ² AAC →240mm ² AAC, 38.7km)	2012	789	
	Town 2	③ 架空電線の張替 (70mm ² Cu→240mm ² AAC, 12km)	2013	100	
	Mangan ese	① 11kV を 33kV に昇圧し、33kV/11kV の変電所(5MVA)を新設する。	2008	312	
Asawinso	Awaso /Wiwaso	③ 架空電線の張替 (150mm ² AAC →200mm ² AAC, 15km)	2017	123	725
	Bibiani	③ 架空電線の張替 (150mm ² AAC →400mm ² AAC, 29.5km)	2012	602	
Dwenase	Juaboso	③ 架空電線の張替 (120mm ² AAC →240mm ² AAC, 約 60km、ただし支持物も取り替 える必要がある。)	2012	1,942	1,942
Western Office 合計					6,853

(ECG Eastern Office)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Tafo	Kibi Suhum /	⑤ 11kV を 33kV に昇圧する。	2010	1,270	3,518
	Tafo	① Tafo BSP から 33kV 配電線 (240mm ² AAC, 25km) を新設し、 さらにその先に 33kV/11kV の変電 所 (10MVA) を新設して、既設の Tafo 配電線の途中につなげる。	2010	1,743	
	Koforidua	② Tafo BSP から 33kV 配電線 (240mm ² AAC, 17km) を新設して 既設の Koforidua 配電線につなげる。	2009	505	
Akwatia	Akwatia	⑤ 11kV を 33kV に昇圧する。	2010	616	2,932
	Asamankese	① Akwatia BSP から 33kV 配電線 (240mm ² AAC, 24km) を新設し、 さらにその先に 33kV/11kV の変電 所 (5MVA) を新設して、既設の Asamankese 配電線の途中につなげ る。	2009	1,425	
	Oda	② Akwatia BSP から 33kV 配電線 (240mm ² AAC, 30km) を新設して 既設の Oda 配電線につなげる。	2008	891	
Oda	Achiase	③ 架空電線の張替 (35mm ² Cu → 120mm ² AAC, 56km) (50mm ² AAC → 120mm ² AAC, 4km)	2008	374	374
Nkawkaw	Mountains	① 架空電線の張替 (16mm ² Cu → 120mm ² AAC, 32km) また、33kV/11kV の変電所 (5MVA) を途中で設けて、既設の Mountains 配電線の負荷の一部を、 “Donkorkrom”配電線に移し替える。	2010	898	1,087
	Town	④ ケーブルの張替 (95mm ² Al XLPE, 185mm ² Al XLPE → 240mm ² Cu XLPE, 3km)	2008	189	
Eastern Office 合計					7,911

(ECG Central Office)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
WINNEBA	WINNEBA	② 配電線を新設し負荷の一部を 移し替える。(120mm ² AAC, 4km) また負荷の一部は、APAM 配 電線に移し替える。	2010	85	86
	SWEDRU 1	① Swedru 変電所の建設後に負 荷の一部を移し替える。	2009	GEDAP 案件	
	SWEDRU 2	① Swedru 変電所の建設後に負 荷の一部を移し替える。	2009	GEDAP 案件	
	APAM	⑥ 電圧を昇圧するためにコン デンサを設置する。	2008	1	
SALTPOND	MANKESSIM	⑥ 電圧を昇圧するためにコン デンサを設置する。	2008	1	1
Cape Coast	SALTPOND	① Elmina 変電所の建設後に負 荷の一部を移し替える。 また、電圧を昇圧するた めにコンデンサを設置する。	2009	GEDAP 案件 1	2
	FOSU	① Elmina 変電所の建設後に負 荷の一部を移し替える。 また、電圧を昇圧するた めにコンデンサを設置する。	2009	GEDAP 案件 1	
	ELMINA	① Elmina 変電所の建設後に負 荷の一部を移し替える。	2009	GEDAP 案件	
	TOWN 2	① Elmina 変電所の建設後に負 荷の一部を移し替える。	2009	GEDAP 案件	
Central Office 合計					89

(ECG Volta Office)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
KPANDO	HOHOE	⑥ 電圧を昇圧するため、33kV の Booster Station を設置する。	2008	100	1,124
	"HOHOE- JASIKAN"	② 11kV 配電線を新設する。 (120mm ² AAC, 48km)	2009	1,024	
KPEVE	TOWNSHIP	② “TSIBU BETHEL”配電線と ”AGBATE”配電線の連系線を 設置して既設の TOWNSHIP の負荷を取り込む。 (120mm ² AAC, 5km)	2009	96	96
HO	TANYIGBE	② 11kV 配電線を新設して、既設 の TANYIGBE の負荷を分割 する。 (120mm ² AAC, 4km)	2016	75	75
SOGAKOPE	"SOGA- AKATSI"	② 33kV 配電線を新設して、Keta 配電線を Akatsi と Sogakope か ら分割する。(120mm ² AAC, 12.5km)	2009	267	267
TSITO	PEKI	① 負荷分布の中心部分に 33kV/11kV 変電所 (10MVA) を 設 置 し 33kV 配 電 線 (120mm ² AAC, 2km) を新設 して接続し負荷を分割する。	2010	343	343
Anloga	Keta	③ 架空電線の張替 (16mm ² Cu → 120mm ² AAC, 3.5km) (35mm ² Cu → 120mm ² AAC, 14.4km) (70mm ² Cu → 120mm ² AAC, 2.4km)	2009	700	700
Volta Office 合計					2,604

(VRA-NED) (1/2)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Tamale	28F3B	① Tamale BSP から 34.5kV 配電線 (185mm ² Al XLPE, 18km) を新設し、さらにその先に 34.5kV/11.5kV の変電所 (5MVA) を新設 (Tolon 付近) して、既設の 28F3B 配電線の途中につなげる。	2011	1,292	1,907
	28F4B	② 11.5kV 配電線を新設する。 (185mm ² Al XLPE, 4km)	2011	131	
	28F6B	② 11.5kV 配電線を新設する。 (185mm ² Al XLPE, 4km)	2009	131	
	28F7B	③ 架空電線を張替 (100mm ² AAC → 240mm ² AAC, 8km)	2013	66	
	28F8B	③ 架空電線を張替 (100mm ² AAC → 240mm ² AAC, 19km)	2009	156	
	28F9B	② 11.5kV 配電線を新設する。 (185mm ² Al XLPE, 4km)	2012	131	
Brekum	Sunyani - Drobo (BRYF1)	③ 架空電線の張替 (120mm ² AAC → 150mm ² AAC, 40km)	2009	279	1,141
	"Brekum - Dormaa (BRYF2)"	③ 架空電線の張替 (120mm ² AAC → 150mm ² AAC, 31km)	2011	216	
	Brekum F1 (BRBF1)	⑤ 11kV を 34.5kV に昇圧および 架空電線の張替(35mm ² Cu, 50mm ² AAC →200mm ² AAC, 23km)	2009	555	
	Brekum F2 (BRBF2)	③ 架空電線の張替 (50mm ² AAC → 100mm ² AAC, 6km)	2012	42	
	Brekum F3 (BRBF3)	③ 架空電線の張替(16mm ² Cu, 50mm ² AAC →100mm ² AAC, 8km)	2008	49	
Sunyani	Sunyani F3 (27F3B)	② 11.5kV 配電線を新設する。 (120mm ² AAC, 13km)	2009	327	1,421
	Sunyani F7 (27F7B)	③ 架空電線の張替 (35mm ² AAC → 100mm ² AAC, 7km)	2012	43	
	Sunyani F8 (27F8B)	① Sunyani BSP から 34.5kV 配電線 (120mm ² AAC, 14km) を新設し、さらにその先に 34.5kV/11.5kV の変電所 (5MVA) を新設 (Chiraa 付近) して、既設の 27F8B 配電線の途中につなげる。	2010	1,045	

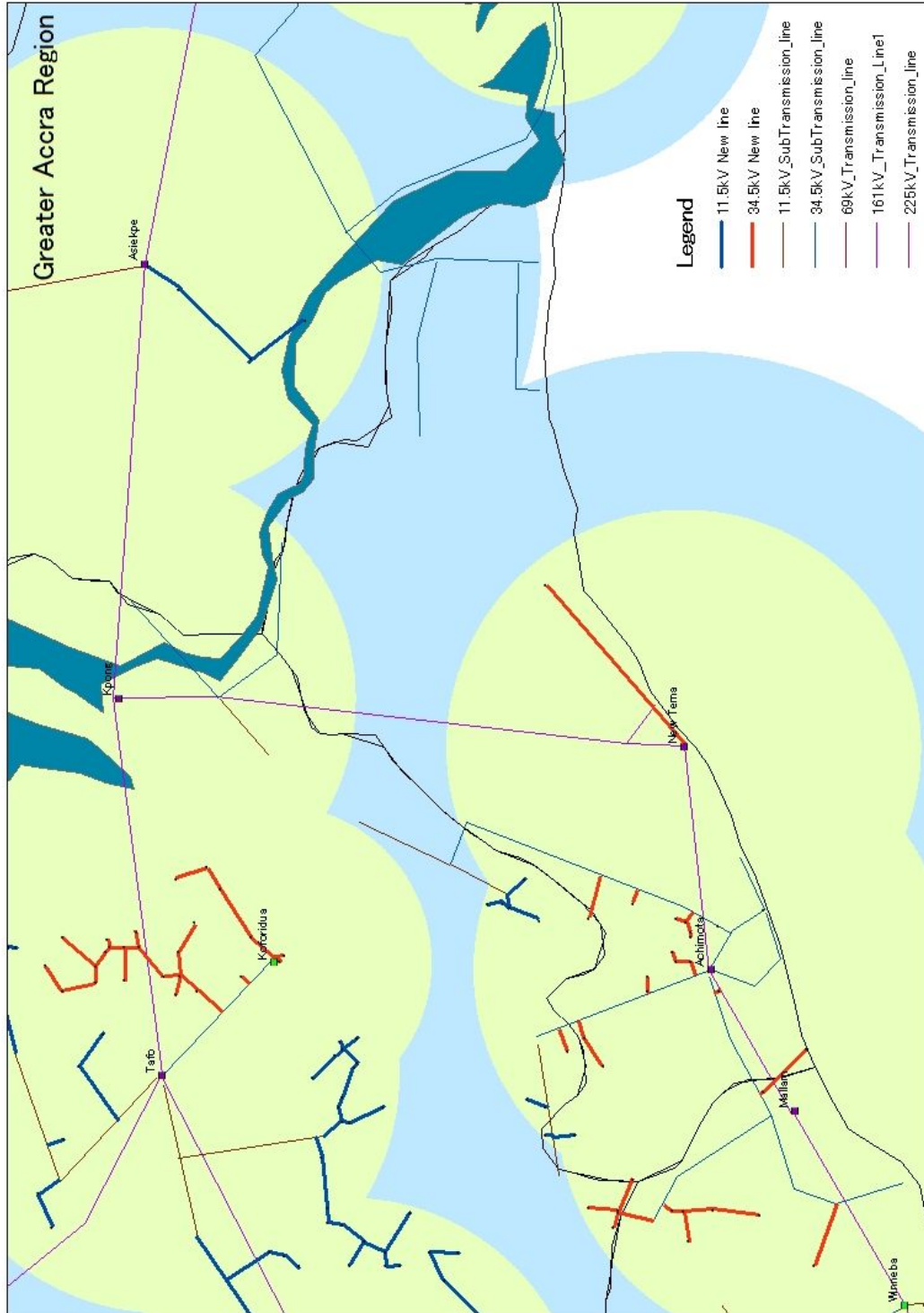
(VRA-NED) (2/2)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Sawla	Wa Township 1 (479BF1)	③ フィーダー立ち上がり部分のケーブルを 185mm ² Al XLPE に張替および架空電線を張替 (50mm ² AAC → 100mm ² AAC, 6km)	2010	37	152
	Wa Township 2 (479BF2)	③ 架空電線を張替 (100mm ² AAC, 120mm ² AAC → 150mm ² AAC, 12km)	2010	84	
	Wa Township 3 (479BF3)	③ フィーダー立ち上がり部分のケーブルを 185mm ² Al XLPE に張替および架空電線を張替 (50mm ² AAC → 100mm ² AAC, 5km)	2010	31	
Yendi	Bimbilla (35F5Y)	⑥ 電圧を昇圧するため、10MVA の Booster Station を設置する。	2011	100	100
Bolgatanga	29F1B (BOLGA)	③ フィーダー立ち上がり部分のケーブルを 185mm ² Al XLPE に張替および架空電線を張替 (50mm ² AAC, 120mm ² AAC → 150mm ² AAC, 5km)	2011	168	1,486
	29F4B (BOLGA)	⑤ 11kV を 34.5kV に昇圧し、さらに架空電線を張替 (50mm ² AAC → 100mm ² AAC, 20km)	2010	649	
	29F6B (BOLGA)	⑤ 11kV を 34.5kV に昇圧し、さらに架空電線を張替 (50mm ² AAC → 100mm ² AAC, 8km)	2012	669	
Techiman	26F1B (TECHIMAN)	③ フィーダー立ち上がり部分のケーブルを 185mm ² Al XLPE に張替および架空電線を張替 (50mm ² AAC → 150mm ² AAC, 17km)	2008	125	319
	26F2B (TECHIMAN)	③ 架空電線を張替 (50mm ² AAC → 120mm ² AAC, 8km)	2009	55	
	WHF2B (WENCHI)	③ 架空電線を張替 (25mm ² AAC → 100mm ² AAC, 20km)	2008	139	
VRA-NED 合計					6,522

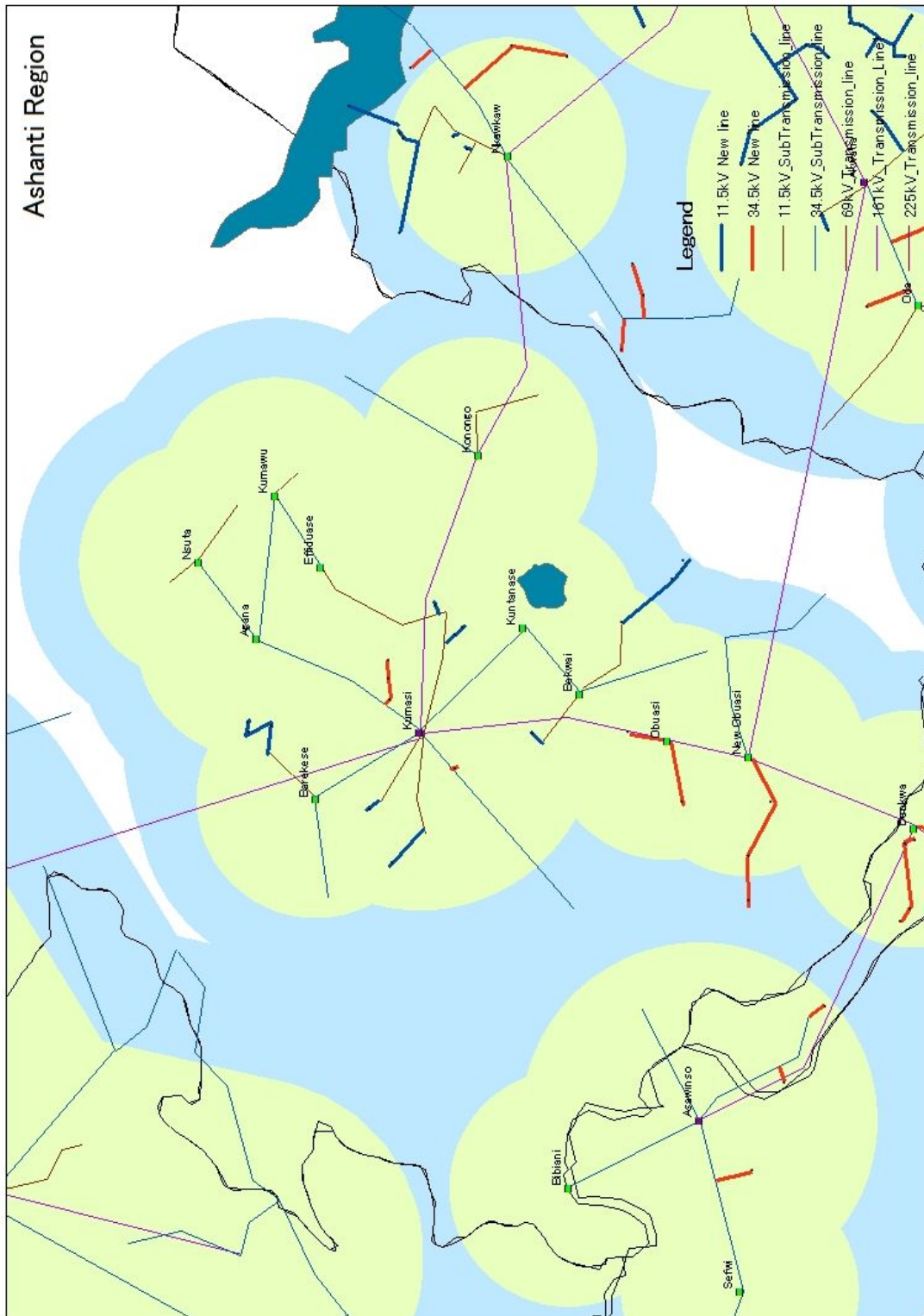
配電網延伸計画一覧

Regional Name	Substation	No. of u.e. Villages	Total Population	No. of Facilities	Total Demand (kW)	Construction or Installation Cost (US\$)					Total
						MV Line	Secondary S/S	LV line	Service Wire	Meter	
Great Accra	Mallam	12	9,554	1,632	250.56	973,340	121,681	1,043,143	122,387	212,137	2,472,687
	New Tema	1	634	108	16.63	556,555	10,140	69,223	8,122	14,077	658,116
	Achimota	23	30,375	5,188	796.68	991,951	219,743	3,316,461	389,104	674,447	5,591,705
Ashanti	Obuasi	2	2,395	409	62.81	379,566	20,280	261,495	30,680	53,179	745,200
	New Obuasi	3	3,688	630	96.73	541,628	30,420	402,670	47,243	81,888	1,103,850
	Bekwai	4	6,169	1,054	161.80	392,361	29,846	673,555	79,025	136,976	1,311,763
	Kumasi	6	5,321	909	139.56	283,608	55,483	580,968	68,162	118,147	1,106,369
	Barekese	3	2,999	512	78.66	223,901	22,384	327,443	38,417	66,590	678,735
Western	Daboase	3	2,635	450	69.11	744,206	22,384	287,700	33,754	58,508	1,146,551
	Asawinso	3	4,440	758	116.45	255,887	30,420	484,777	56,876	98,586	926,546
	Takoradi	2	1,684	288	44.17	255,887	20,280	183,866	21,572	37,392	518,997
	Axim	3	2,351	402	61.66	373,169	30,420	256,691	30,116	52,202	742,599
	Tarkwa	3	2,447	418	64.17	270,814	22,384	267,173	31,346	54,333	646,051
	Prestea	2	1,985	339	52.06	511,775	20,280	216,730	25,428	44,075	818,288
	Bogoso	2	1,693	289	44.40	300,668	20,280	184,848	21,687	37,591	565,075
Eastern	Akwatia	7	8,908	1,521	233.63	629,056	56,141	972,610	114,111	197,793	1,969,713
	Oda	6	4,120	704	108.06	838,031	60,841	449,838	52,777	91,480	1,492,967
	Tafo	55	53,916	9,209	1,414.07	4,478,988	444,904	5,886,759	690,664	1,197,151	12,698,466
	Koforidua	6	5,917	1,011	155.19	473,392	60,841	646,041	75,797	131,381	1,387,451
	Nkawkaw	12	8,830	1,508	231.58	1,458,558	95,469	964,094	113,112	196,061	2,827,294
Central	Asebu	1	2,727	466	71.52	38,383	11,458	297,744	34,933	60,550	443,069
	Winneba	28	29,822	5,094	782.17	2,210,322	250,204	3,256,082	382,020	662,168	6,760,796
	Cape Coast	6	4,755	812	124.70	839,192	47,447	519,169	60,912	105,580	1,572,300
	Saltpond	1	600	102	15.74	31,986	7,461	65,510	7,686	13,322	125,966
	Damang	11	10,196	1,741	267.40	1,507,210	111,541	1,113,239	130,611	226,392	3,088,993
	Dunkwa	6	7,223	1,234	189.45	605,987	62,158	788,635	92,527	160,379	1,709,687
Volta	Keta	2	3,508	599	92.00	119,414	21,598	383,017	44,937	77,892	646,858
	Afao	6	5,471	934	143.49	607,732	60,841	597,345	70,084	121,478	1,457,480
	Asiekpe	3	7,046	1,203	184.79	562,952	24,968	769,310	90,259	156,449	1,603,939
	Kpeve	1	825	141	21.64	394,493	7,461	90,077	10,568	18,318	520,918
	Tsito	1	1,705	291	44.72	21,324	10,140	186,159	21,841	37,858	277,321
	Hohoe	2	1,806	308	47.36	481,921	20,280	197,186	23,135	40,100	762,623
Northern	Sawala	14	12,985	1,539	211.14	2,996,014	141,961	983,628	115,404	200,034	4,437,042
	Yendi	6	6,937	822	112.80	518,172	60,841	525,486	61,653	106,864	1,273,015
	Tamale	9	8,161	967	132.70	1,174,949	95,469	618,205	72,531	125,720	2,086,874
Brong Ahafo	Wenchi	4	6,020	1,028	157.88	245,225	31,738	657,287	77,116	133,668	1,145,035
	Brekum	2	3,257	556	85.42	281,476	20,280	355,612	41,722	72,318	771,409
	Techiman	6	6,297	1,076	165.14	910,532	60,841	687,531	80,665	139,819	1,879,387
Upper East	Bawku	53	47,809	5,665	777.40	3,226,698	537,425	3,621,586	424,902	736,498	8,547,108
	Bolgatanga	97	89,637	10,622	1,457.49	4,183,754	860,370	6,790,104	796,649	1,380,858	14,011,735
	Navrongo	38	37,998	4,503	617.86	1,676,447	375,183	2,878,391	337,707	585,359	5,853,088
Upper West	Wa	17	17,574	2,083	285.74	2,476,872	167,024	1,331,250	156,189	270,727	4,402,063
Sub-total (ECG area)		226	235,745	40,265	6,182.96	22,354,257	2,030,182	25,739,559	3,019,893	5,234,482	58,378,373
Sub-total (VRA-NED area)		246	236,675	28,861	4,003.57	17,690,140	2,351,133	18,449,080	2,164,538	3,751,866	44,406,756
Total		472	472,420	69,126	10,186.53	40,044,397	4,381,314	44,188,638	5,184,432	8,986,348	102,785,129

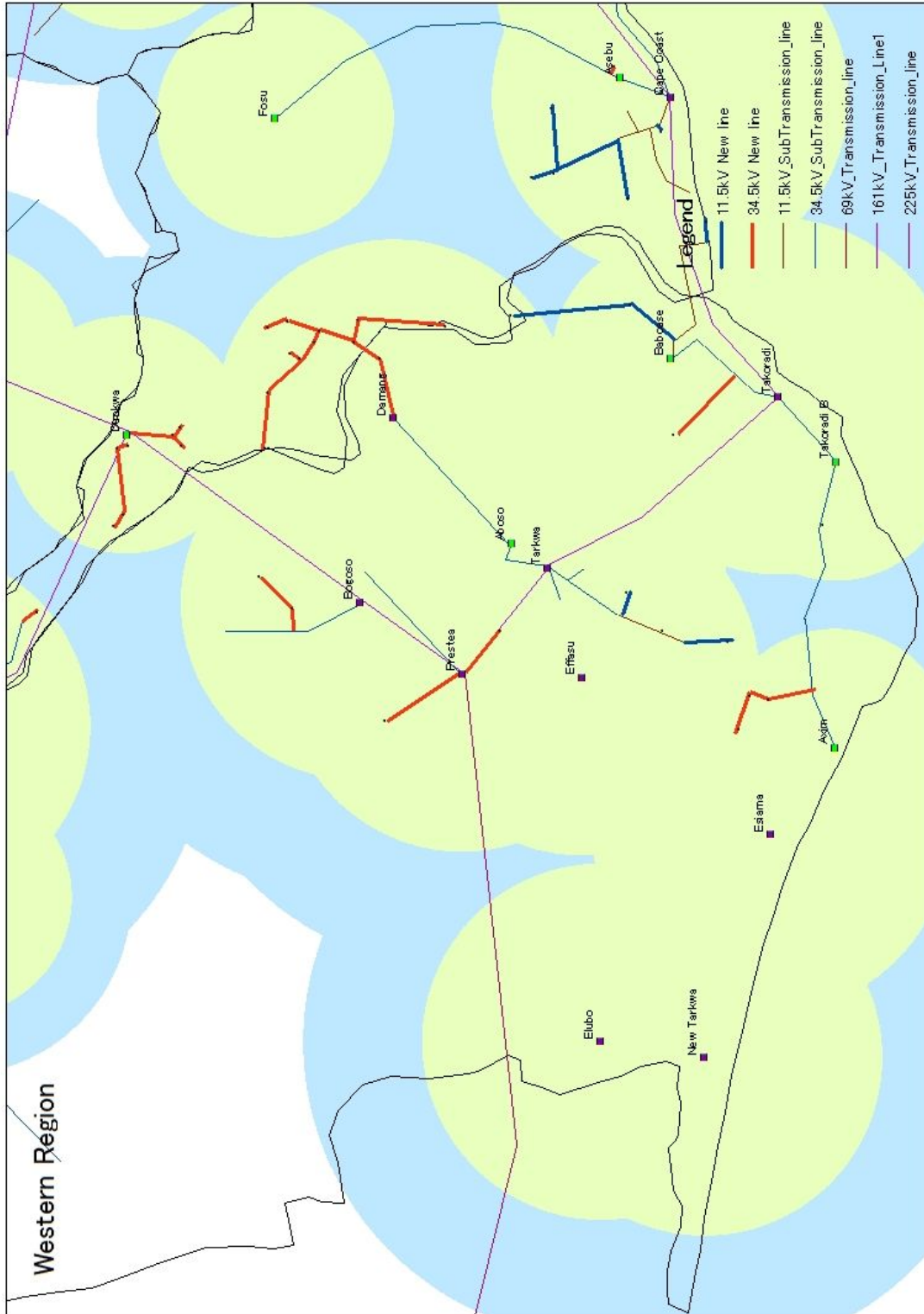
各地域の配電網延伸計画 Great Accra Region



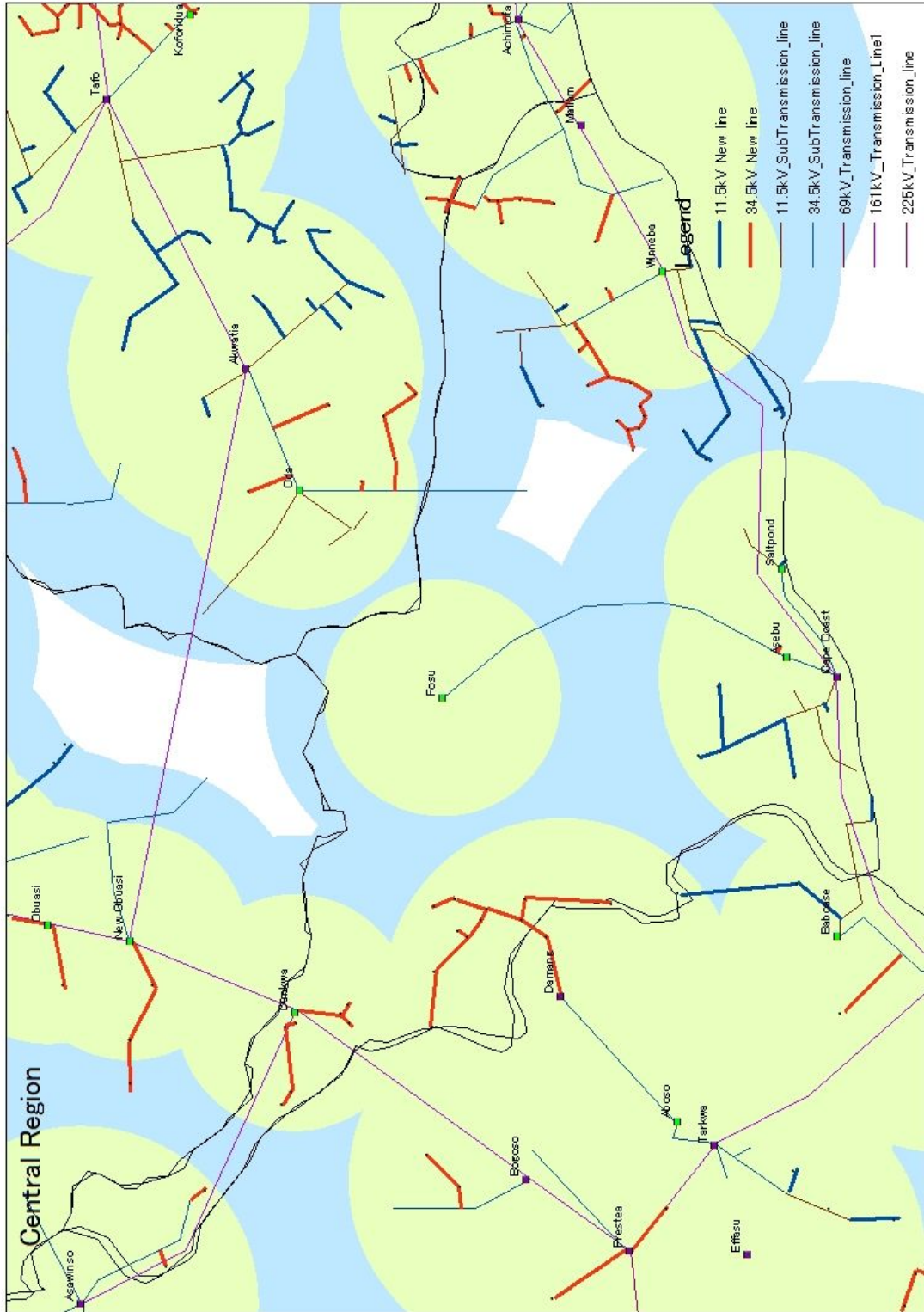
Ashanti Region



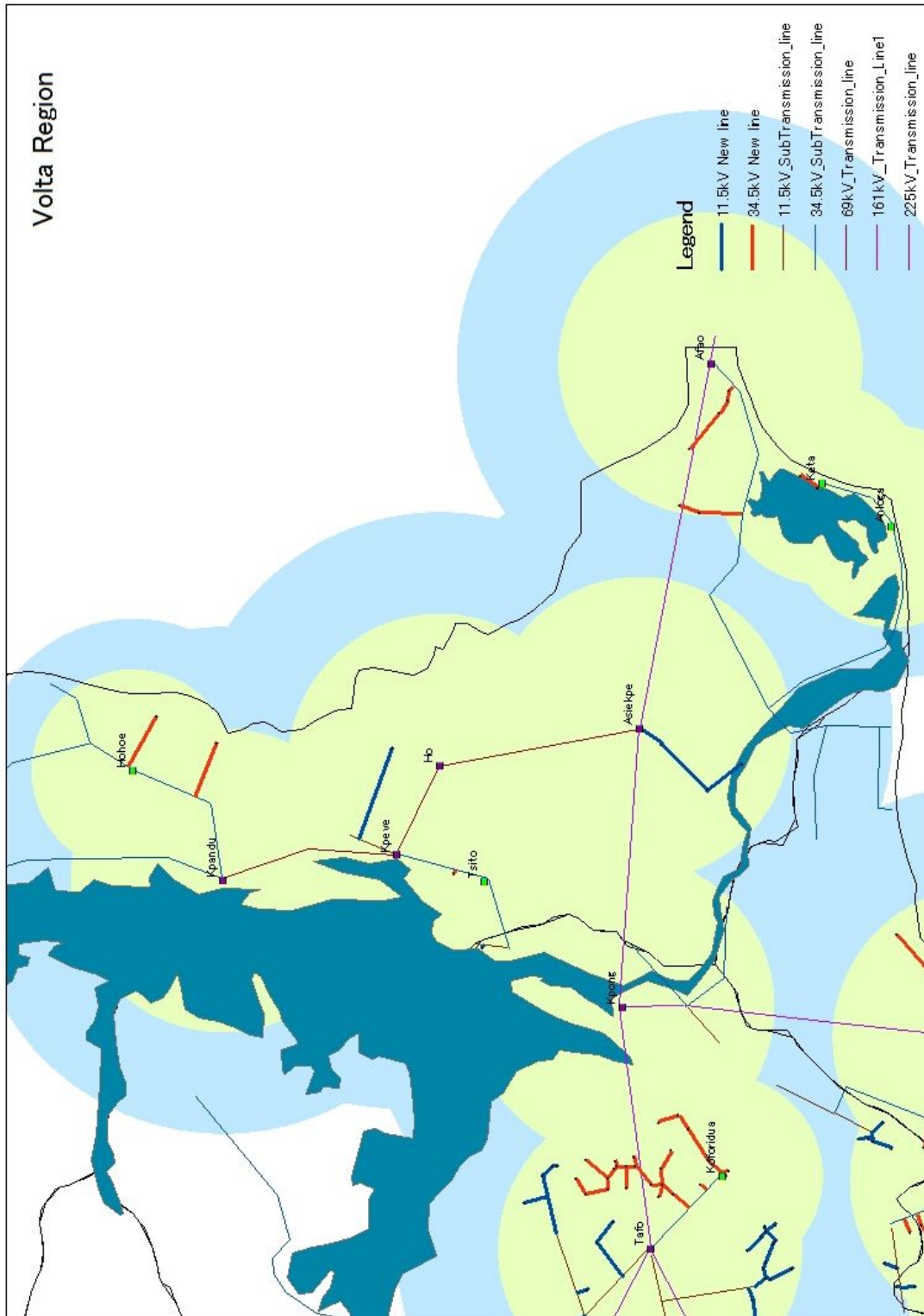
Western Region



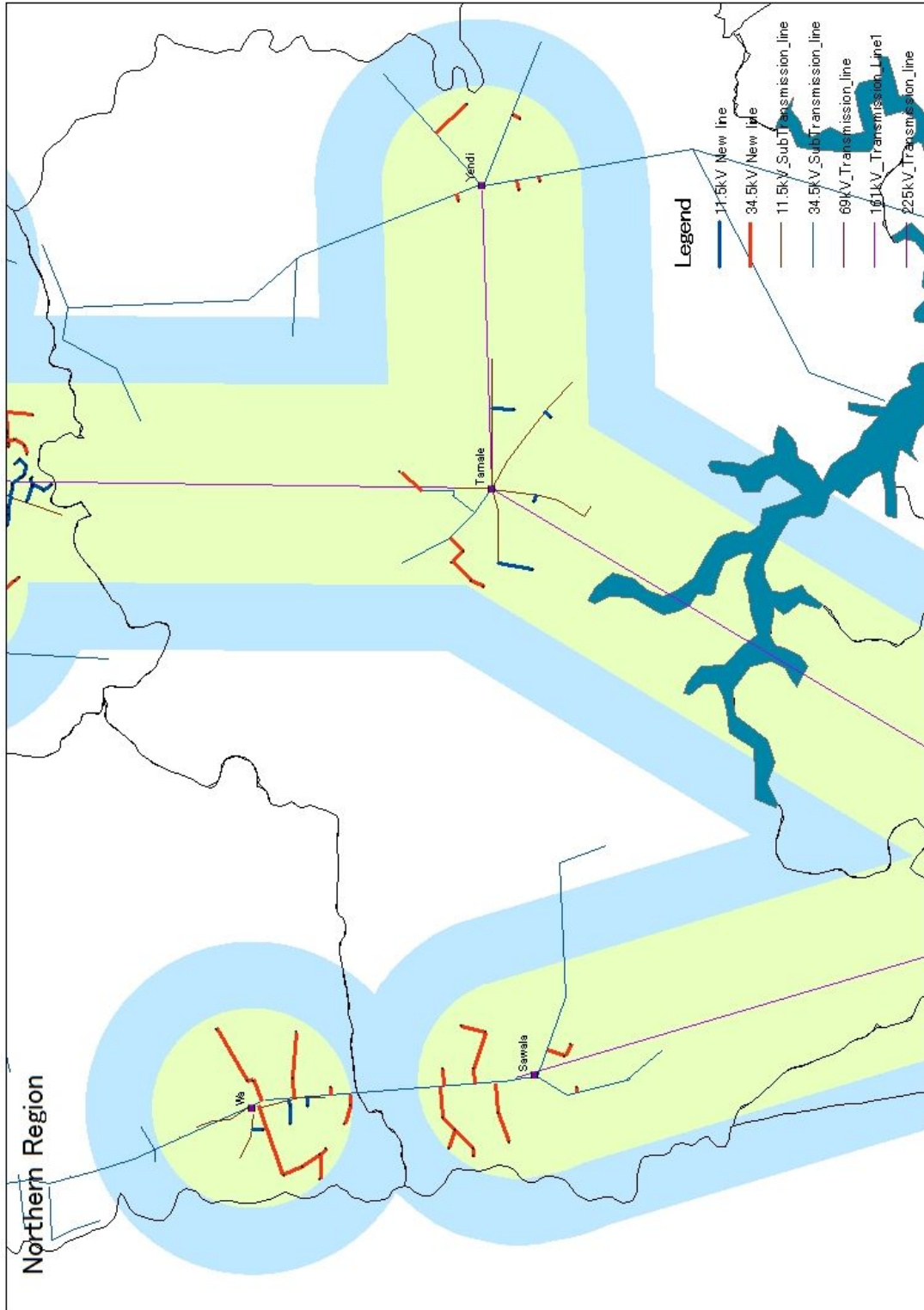
Central Region



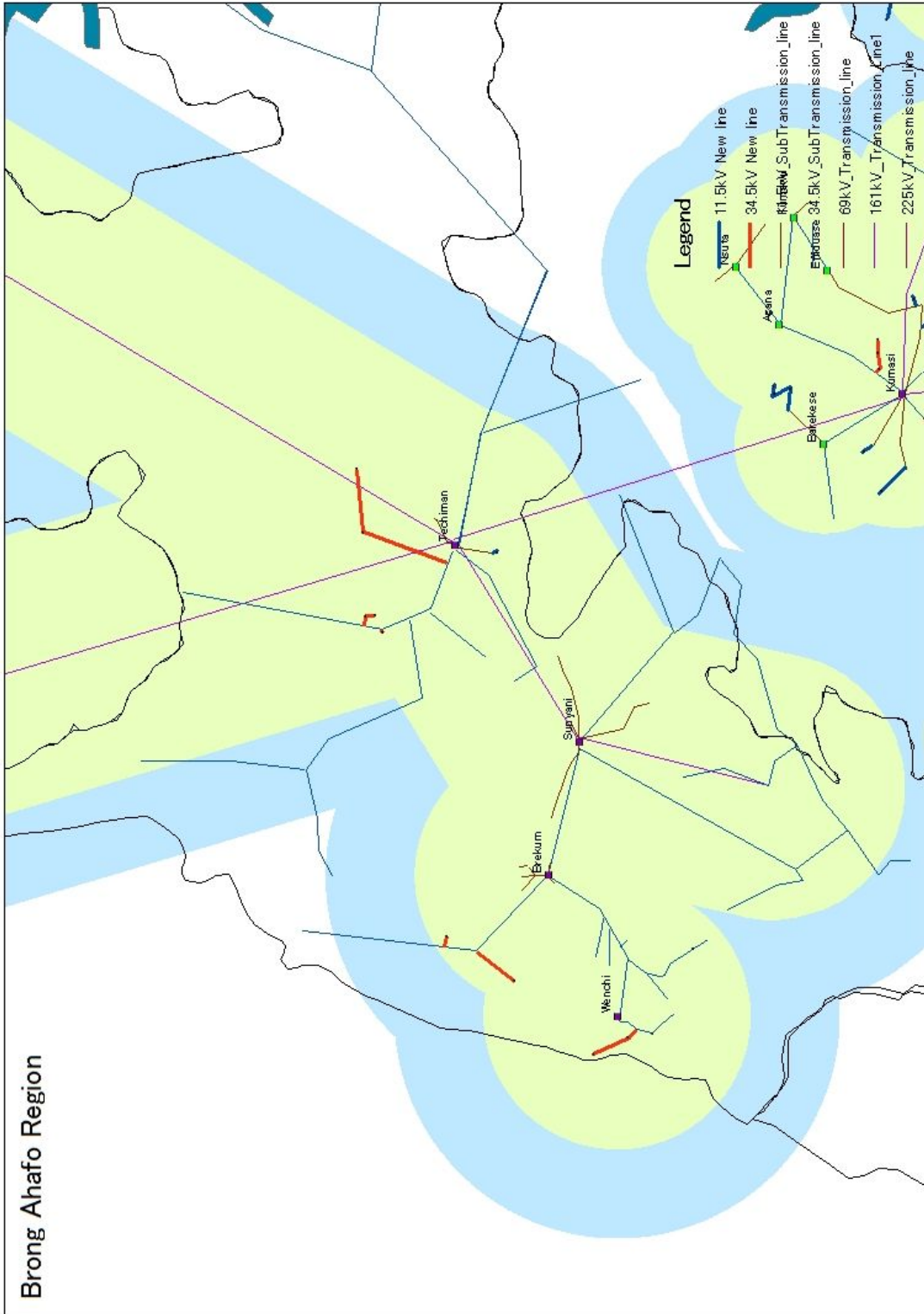
Volta Region



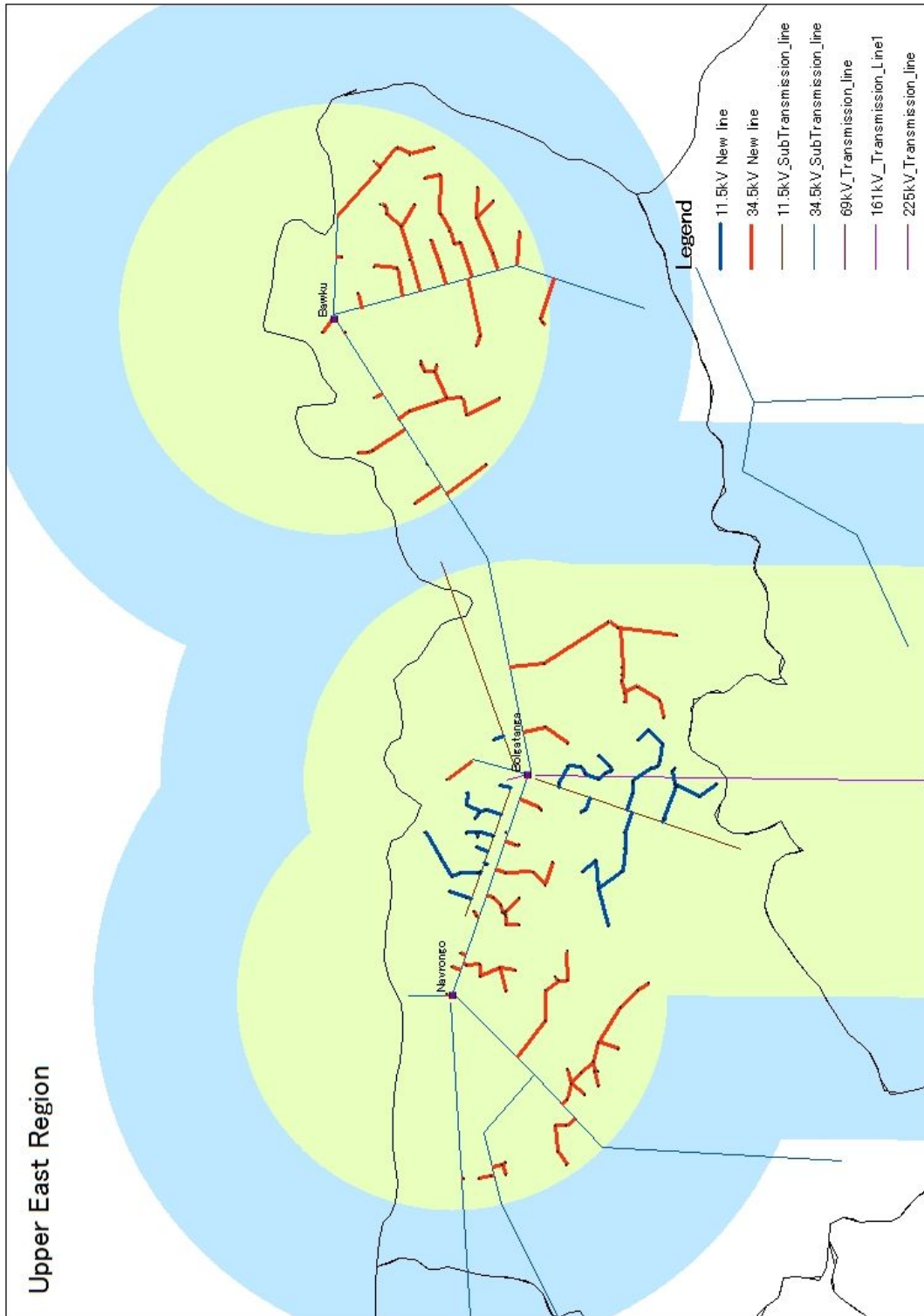
Northern Region



Brong Ahafo Region



Upper East Region



Upper West Region

