

添付 III.3.2-1(1) Sabail優先地域内の改修対象地中ケーブル

No.	From		To		Circuit (CCT)	Voltage (kV)	Joint	Cable Type	Cable Size	Route Length (m)	Cable Length (oct·m)	Commiss. Year	Remarks
	N. No	S/S No.	N. No	S/S No.									
<b>(6 kV Underground Cable Lines Constructed before 1960)</b>													
1	2	20	2	23	1	6.0		CB-6	3 x 95	377	377	1910	
2	2	129	88	119	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	1,365	1,365	1910	ACB-6 3x185:520(59)
3	3	25	2	34	1	6.0	1	CB-6	3 x 50	330	330	1913	ACB10,3x150:170(83)
4	5	64	5	75	1	6.0	1	CB-10	3 x 95	599	599	1923	CE-10 3x95:250(70)
5	2	23	2	129	1	6.0		CB-6	3 x 95	1,203	1,203	1926	
6	2	12	3	16	1	6.0	1	CB-6	3 x 50	370	370	1929	AAE10,3x185:0(88)
7	2	12	2	966	1	6.0	2	CB-6	3x50	421	421	1929	
8	2	23	2	33	1	6.0		CB-6	3 x 95	345	345	1929	
9	3	25	3	966	1	6.0	3	CB-6	3 x 70	20	20	1929	ACE-10 3x150:50(83),CE-6 3x50:260(29),AAE-10 3x185:0(89)
10	2	33	2	348	1	6.0		CB-6	3 x 95	120	120	1929	
11	2	20	2	53	1	6.0		CB-6	3 x 70	252	252	1930	
12	5	60	5	98	1	6.0		CB-6	3 x 95	260	260	1931	
13	2	17	2	519	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	1,322	1,322	1932	ACB-10 3 x 185:100(80)
14	2	17	88	119	1	6.0	3	CB-6	3 x 95	1,455	1,455	1932	CE-6 3x95:100(31),ACB-6 3x150:62(59),ACE-10 3x150:500(73)
15	2	23	2	519	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	200	200	1932	CE-10 3x150:100(80)
16	2	5	2	7	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	427	427	1933	
17	2	5	2	129	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	614	614	1933	CB-6 3 x 70:220(60),ACE-63 x 185:325(60)
18	2	6	2	7	1	6.0		CB-6	3 x 70	272	272	1933	
19	2	7	2	330	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	250	250	1933	CB-6 3x185:70(60)
20	2	22	2	330	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	387	387	1933	CB-6 3x185:70(33)
21	2	22	2	23	1	6.0		CB-6	3 x 150	282	282	1933	
22	3	25	3	468	1	6.0	2	ACB-10	3 x 95	298	298	1933	ACB10,3x185:35(75),3x150:50(83)
23	2	23	2	162	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	285	285	1936	ACE-10 3x185:25(80)
24	2	5	2	200	1	6.0		CB-6	3 x 70	367	367	1940	
25	2	5	2	201	1	6.0		CB-6	3 x 70	230	230	1940	
26	5	57	5	411	1	6.0		CB-6	3 x 95	795	795	1948	CB-6 3 x 185:350(49)
27	5	57	5	98	1	6.0		CB-6	3 x 95	394	394	1948	
28	2	8	2	329	1	6.0	2	CB-6	3 x 70	855	855	1952	ACB-6 3x185:115(61),AAE11-10 3x95:350(80)
29	2	291	2	743	1	6.0	3	CB-6	3 x 185	173	173	1952	ACB-6 3x185:21(61),ACB-10 3x185:7(78),ACE-10 3x70:145(58)
30	2	573	2	743	1	6.0	2	CB-6	3 x 185	567	567	1952	CE-10 3 x 150:180(73),ACE-10 3 x 185:7(78)
31	2	6	2	462	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	65	65	1954	ACB-6 3x185:30(64)
32	2	11	2	462	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	558	558	1954	ACB-6 3x185:30(64),CB-6 3x70:45(54)
33	2	11	2	573	1	6.0	2	CB-6	3 x 95	329	329	1954	CE-10 3x150:125(73),CE-6 3x70:21(54)
34	2	4	2	7	1	6.0	1	ACB-6	3 x 95	483	483	1957	ACB-6 3x185:113(60)
35	2	4	2	107	1	6.0	1	ACB-6	3 x 95	220	220	1957	ACB-6 3x185:110(60)
36	2	9	2	301	1	6.0		ACB-6	3 x 120	210	210	1957	
37	2	8	2	573	1	6.0	1	CB-6	3 x 185	340	340	1958	CB-6 3x150:180(74)
38	2	108	2	109	1	6.0		ACB-6	3 x 95	245	245	1958	
39	2	200	2	291	1	6.0	1	ACB-6	3 x 70	145	145	1958	ACB-6 3x185:21(61)
40	2	5	2	11	1	6.0	1	ACB-6	3 x 120	550	550	1959	
41	2	23	88	119	1	6.0	3	CB-6	3 x 185	2,466	2,466	1959	ACE-10 3x185:470(71),CE-6 0:386(0),ACE-10 3x150:270(71)
42	2	41	2	321	1	6.0	2	CB-6	3 x 50	230	230	1959	CE-6 3 x 185:435(59),CE-6 3x50:70(59)
43	5	64	5	217	1	6.0	1	ACB-6	3 x 185	632	632	1959	CE-6 3x95:250(70)
44	2	107	2	109	1	6.0		ACB-6	3 x 95	300	300	1959	
45	5	179	2	321	1	6.0	1	CB-6	3 x 185	645	645	1959	CE-6 3x95:210(60)
46	2	4	2	108	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	1,269	1,269	1960	CB-6 3x50:219(60)
47	2	17	2	23	1	6.0		ACB-6	3 x 120	1,275	1,275	1960	
48	5	179	4	527	1	6.0	1	CB-6	3 x 50	422	422	1960	CE-6 3x95:342(60)
49	5	179	2	237	1	6.0		CB-6	3 x 185	0	0	1960	
50	5	237	5	500	1	6.0		0	0	0	0	1960	
					50					25,219	25,219		
<b>(6 kV Underground Cable Lines with 2 and More Joints)</b>													
51	2	12	2	573	1	6.0	3	ACB-10	3 x 150	432	432	1973	CE-6 3x70:307(0),AAE-10 3x120:0(88)
52	2	162	2	519	1	6.0	3	ACB-10	3 x 150	780	780	1973	AAE-10 3x185:100(80),CE-6 3x70:240(80),ACB-6 3x185:410(89)
53	2	301	2	348	1	6.0	2	CB-6	3 x 50	300	300	1976	ACE-10 3x185:73(84),CE-6 3x185:45(76)
54	2	348	5	450	1	6.0	2	ACB-10	3 x 150	2,000	2,000	1980	CB-6 3x185:1460(89),ACE-10 3x185:120(89)
					4					3,512	3,512		
<b>(10 kV Underground Cable Lines Constructed before 1960)</b>													
55	5	60	5	98	1	10.0		CB-6	3 x 95	260	260	1931	
<b>(10 kV Underground Cable Lines with 2 and More Joints) : Nil</b>													
<b>Total</b>		<b>6 kV</b>				<b>54</b>				<b>28,731</b>	<b>28,731</b>		
		<b>10 kV</b>				<b>1</b>				<b>260</b>	<b>260</b>		
		<b>Total</b>				<b>55</b>				<b>28,991</b>	<b>28,991</b>		

添付 III.3.2-1(2) Yasamal優先地域内の改修対象地中ケーブル

No.	From		To		Circuit (CCT)	Voltage (kV)	Joint	Cable Type	Cable Size	Route Length (m)	Cable Length (cct·m)	Commiss. Year	Remarks
	N. No	S/S No.	N. No	S/S No.									
(6 kV Underground Cable Lines Constructed before 1960)													
1	2	26	3	50	1	6.0	1	CE-6	3 x 50	324	324	1928	CE-6 3 x 95:60(28)
2	2	26	2	348	1	6.0		CE-6	3 x 95	184	184	1928	
3	2	26	3	28	1	6.0	1	CE-6	3 x 70	215	215	1929	ACB-6 3 x 150:65(62)
4	3	28	3	35	1	6.0	3	CE-6	3 x 70	235	235	1929	ACB6,3x150:65(62);ACB10,3x185:70(74)
5	3	19	3	27	1	6.0		ACB-6	3 x 70	300	300	1933	
6	3	19	3	468	1	6.0	1	ACB-6	3 x 70	165	165	1933	ACB10,3x185:35(75)
7	3	18	3	19	1	6.0		CE-6	3 x 50	304	304	1935	
8	4	29	4	222	1	6.0		CE-6	3 x 70	375	375	1935	AC6,3x150:242(99)
9	3	35	3	48	1	6.0		CE-6	3 x 50	395	395	1935	
10	3	18	3	85	1	6.0		CE-6	3 x 70	292	292	1936	
11	2	26	3	85	1	6.0		CE-6	3 x 70	150	150	1936	
12	4	83	4	378	1	6.0	0	CE-6	3 x 70	120	120	1936	?? Change to No.37, AC10,3x185:30(65)
13	3	27	3	38	1	6.0		CE-6	3 x 95	462	462	1951	No.103&110
14	3	38	3	516	1	6.0		CE-6	3 x 95	600	600	1951	
15	3	38	88	120	1	6.0		CE-6	3 x 95	1,313	1,313	1951	
16	4	99	3	603	1	6.0	2	CE-6	3 x 95	516	516	1952	AAIII-10,3x240:80(71);CE-10,3x95:12(71)
17	4	104	88	120	1	6.0	0	CE-6	3 x 70	480	480	1952	
18	4	123	4	235	1	6.0	1	CE-6	3 x 50	270	270	1952	C6,3x70:200(68)
19	4	235	88	120	1	6.0	1	CE-6	3 x 50	470	470	1952	CE-6 3x70:200(68)
20	4	39	88	111	1	6.0	1	CE-6	3 x 95	590	590	1953	ACB-10,3x240:370(98)
21	4	104	4	383	1	6.0	1	CE-6	3 x 95	370	370	1953	C6,3x70:190(58)
22	4	142	4	529	1	6.0	0	CE-6	3 x 95	770	770	1953	
23	3	14	3	16	1	6.0	3	CE-6	3 x 95	544	544	1954	CB6,3x95:85(54),254(58);ACB10,3x150:102(73)
24	4	30	4	206	1	6.0	2	CE-6	3 x 120	485	485	1954	C6,3x185:145(54);AC10,3x150:20(68)
25	4	39	4	206	1	6.0	0	CE-6	3 x 185	300	300	1954	
26	3	131	88	120	1	6.0		CE-6	3 x 50	1,700	1,700	1954	
27	4	132	4	296	1	6.0	0	CE-6	3 x 95	440	440	1954	
28	4	132	4	423	1	6.0	0	CE-6	3 x 95	140	140	1954	
29	4	134	4	472	1	6.0		CE-6	3 x 95	546	546	1954	C6,3x150:75(64)
30	4	137	4	423	1	6.0	1	CE-6	3 x 95	272	272	1954	AC6,3x185:12(63)
31	4	142	4	751	1	6.0	2	CE-6	3 x 50	950	950	1954	C6,3x95:85(54);AC10,3x150:75(80)
32	3	27	3	551	1	6.0	1	CE-6	3 x 95	445	445	1955	ACB-10,3x150:135(69)
33	4	123	4	342	1	6.0	4	ACB-6	3 x 185	806	806	1955	AC6,3x95:171(60);AC6,3x150:250(68);AA6,3x240:75(68)
34	3	124	3	273	1	6.0	2	CE-6	3 x 70	558	558	1955	C6,3x95:241(50);3x185:141(62)
35	4	144	88	111	1	6.0	0	CE-6	3 x 95	270	270	1955	C6,3x150:150(66)
36	3	273	5	289	1	6.0	1	CE-6	3 x 70	134	134	1955	C6,3x95:361(58)
37	4	288	4	385	1	6.0	0	ACB-6	3 x 185	320	320	1955	
38	4	288	4	641	1	6.0	2	ACB-6	3 x 185	375	375	1955	AC10,3x185:120(65);AC10,3x150:60(73)
39	5	289	3	516	1	6.0	3	CE-6	3 x 70	1,040	1,040	1955	C6,3x95:100(58);3x70:12(60);AC10,3x185:195(71)
40	4	207	4	751	1	6.0	1	CE-6	3 x 95	385	385	1956	AC10,3x50:75(80)
41	6	37	4	134	1	6.0	1	ACB-6	3 x 185	903	903	1957	AC10,3x150:470(74)
42	3	85	2	301	1	6.0		ACB-6	3 x 185	360	360	1957	
43	3	90	3	272	1	6.0		CE-6	3 x 95	525	525	1957	
44	4	114	4	216	1	6.0	0	CE-6	3 x 95	150	150	1957	
45	3	118	3	131	1	6.0		CE-6	3 x 70	370	370	1957	
46	3	121	3	961	1	6.0	1	ACB-10	3 x 120	305	305	1957	ACB-10,3 x 120:5(95)
47	3	124	3	391	1	6.0	1	CE-6	3 x 95	670	670	1957	AC6,3x185:170(63)
48	4	174	4	207	1	6.0	0	CE-6	3 x 70	420	420	1957	
49	4	174	4	506	1	6.0	2	ACB-6	3 x 95	430	430	1957	AC6,3x185:163(62);AC10,3x150:150(69)
50	3	208	3	394	1	6.0		CE-6	3 x 150	350	350	1957	
51	4	222	4	783	1	6.0	1	CE-6	3 x 95	230	230	1957	AC10,3x95:150(83)
52	3	14	3	121	1	6.0	1	C-6	3x70	281	281	1958	CB6,3x95:31(58)
53	4	29	4	135	1	6.0	0	CE-6	3 x 50	315	315	1958	
54	4	30	4	914	1	6.0	2	ACB-10	3 x 150	470	470	1958	AA6-10,3x95:50(95);ACB-10,3x150:20(68)
55	3	90	3	477	1	6.0	1	CE-6	3 x 150	450	450	1958	AA610,3x150:0(65)
56	4	92	4	99	1	6.0	1	ACB-6	3 x 185	400	400	1958	AAIII10,3x240:80(71)
57	3	118	3	299	1	6.0	0	CE-6	3 x 150	230	230	1958	
58	3	124	3	208	1	6.0		ACB-6	3 x 185	570	570	1958	
59	3	131	3	293	1	6.0		CE-6	3 x 95	125	125	1958	AC6,3x185:35(62)
60	4	135	4	137	1	6.0	0	CE-6	3 x 50	375	375	1958	
61	4	216	4	383	1	6.0	1	CE-6	3 x 70	115	115	1958	AC6,3x185:75(62)
62	4	222	4	463	1	6.0	1	CE-6	3 x 95	410	410	1958	AC10,3x150:100(68)
63	3	272	3	297	1	6.0	0	ACB-6	3 x 150	296	296	1958	
64	4	277	4	347	1	6.0	1	ACB-6	3 x 185	255	255	1958	AA10,3x185:75(70)
65	5	289	3	290	1	6.0	0	CE-6	3 x 95	360	360	1958	
66	3	290	3	457	1	6.0	1	CE-6	3 x 95	134	134	1958	AC6,3x150:46(64)

添付 III.3.2-1(2) Yasamal優先地域内の改修対象地中ケーブル

No.	From		To		Circuit (CCI)	Voltage (kV)	Joint	Cable Type	Cable Size	Route Length (m)	Cable Length (cct*m)	Commiss. Year	Remarks
	N. No	S/S No.	N. No	S/S No.									
67	3	293	3	457	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	217	217	1958	AC6,3x150:46(64);3x185:33(62)
68	3	299	3	477	1	6.0	1	CB-6	3 x 150	565	565	1958	AA10,3x150:290(65)
69	4	347	4	508	1	6.0	1	ACB-6	3 x 185	95	95	1958	AA10,3x150:430(66)
70	3	35	4	292	1	6.0		ACB-6	3x120	210	210	1959	
71	4	83	4	292	1	6.0	0	ACB-6	3 x 185	285	285	1959	
72	4	92	4	298	1	6.0	1	ACB-6	3 x 150	107	107	1959	AC6,3x185:70(58)
73	4	134	4	296	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	294	294	1959	C6,3x185:120(54)
74	4	136	4	137	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	323	323	1959	C6,3x185:45(52)
75	4	137	4	172	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	230	230	1959	C6,3x185:50(52)
76	4	174	4	238	1	6.0	0	ACB-6	3 x 185	240	240	1959	
77	4	207	4	460	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	390	390	1959	AC6,3x150:90(64)
78	4	235	4	238	1	6.0	0	ACB-6	3 x 150	480	480	1959	
79	4	460	88	120	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	214	214	1959	AC6,3x150:90(64)
80	3	28	3	85	1	6.0		ACB-6	3 x 150	460	460	1960	
81	3	28	3	260	1	6.0	1	ACB-6	3 x 150	170	170	1960	ACB6,3x185(60)
82	3	28	3	327	1	6.0		ACB-6	3 x 185	392	392	1960	
83	4	114	4	139	1	6.0	0	ACB-6	3 x 185	350	350	1960	
84	4	139	88	120	1	6.0	1	ACB-6	3 x 185	575	575	1960	AA6,3x185:320(64)
85	3	208	3	340	1	6.0		ACB-6	3 x 185	250	250	1960	
86	3	208	3	394	1	6.0		ACB-6	3 x 185	370	370	1960	
87	4	238	4	338	1	6.0	0	ACB-6	3 x 185	367	367	1960	
88	3	260	3	327	1	6.0		ACB-6	3 x 185	263	263	1960	
89	4	288	4	438	1	6.0	2	CB-6	3 x 95	470	470	1960	AC6,3x185:340(63);AC6,3x95:80(64)
90	4	288	4	549	1	6.0	2	CB-6	3 x 95	610	610	1960	AC10,3x150:135(74);88(76)
91	4	298	88	120	1	6.0	2	ACB-6	3 x 185	720	720	1960	AC6,3x185:320(64);AA10,3x185:330(89)
92	4	314	4	549	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	285	285	1960	AC10,3x150:135(60)
93	4	314	88	120	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	1,302	1,302	1960	C6,3x95:385(60)
94	4	324	88	111	1	6.0	1	ACB-6	3 x 185	566	566	1960	C6,3x185:286(60)
95	3	327	3	498	1	6.0	1	ACB-6	3 x 185	240	240	1960	AA10,3x150:130(65)
96	4	342	4	385	1	6.0	1	ACB-6	3 x 95	385	385	1960	AC6,3x185:214(60)
97	3	351	3	394	1	6.0	3	ACB-6	3 x 185	935	935	1960	AC6,3x185:100(62);AA10,3x185:225(68)
					97					40,469	40,469		
<b>(6 kV Underground Cable Lines with 2 and More Joints)</b>													
98	3	118	2	413	1	6.0	3	ACB-6	3 x 70	250	250	1962	AA10,3x185:100(83);AAH16,3x150:140(83)
99	3	297	2	413	1	6.0	2	ACB-6	3 x 70	1,450	1,450	1962	AAH110,3x185:1100(75);AA10,3x185:100(83)
100	4	472	4	707	1	6.0	2	CB-6	3 x 95	400	400	1964	C6,3x150:75(64);AC10,3x185:45(77)
					3					2,100	2,100		
<b>(10 kV Underground Cable Lines Constructed before 1960) : Nil</b>													
<b>(10 kV Underground Cable Lines with 2 and More Joints)</b>													
101	3	409	3	625	1	10.0	2	ACB-10	3 x 150	670	670	1975	ACB-10 3x150:50(75);ACB-10 3x150:70(80)
Total		6 kV			100					42,569	42,569		
		10 kV			1					670	670		
		Total			101					43,239	43,239		

添付 Ⅲ.3.2-1(3) Nasimi優先地域内の改修対象地中ケーブル

No.	From		To		Circuit (CCT)	Voltage (kV)	Joint	Cable Type	Cable Size	Route Length (m)	Cable Length (cct·m)	Commiss. Year	Remarks
	N. No	S/S No.	N. No	S/S No.									
(6kV Underground Cable Lines Constructed before 1960)													
1	2	44	5	45	1	6.0		CB-6	3 x 95	365	365	1911	
2	5	78	5	234	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	267	267	1911	CB-6 3x70:360(31)
3	5	45	5	81	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	358	358	1912	CB-6 3x95:125(58)
4	5	46	5	81	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	429	429	1912	CB-6 3x95:125(58)
5	5	78	5	614	1	6.0		ACB-10	3 x 150	170	170	1912	
6	5	46	5	214	1	6.0	2	CB-6	3 x 95	587	587	1913	CB-6 3x70:153(72), AAE-10 3x150:15(72)
7	5	71	5	3289	1	6.0	2	CB-6	3 x 70	961	961	1920	CB-6 3x185:430(67), CE-10 3x95:185(70)
8	3	47	88	117	1	6.0	1	CB-6	3 x 50	662	662	1922	ACE-6 3x150:340(22)
9	3	48	88	117	1	6.0	1	ACB-10	3 x 150	450	450	1922	CB-6 3x50:100(22)
10	6	67	7	70	1	6.0	2	CB-6	3 x 95	540	540	1926	CG 3x70:160(56), AA10, 3x150:140(62)
11	3	15	3	58	1	6.0	1	CB-6	3 x 50	175	175	1927	CB6, 3x70:61(-)
12	3	50	3	58	1	6.0	1	CB-6	3 x 50	519	519	1928	CB6, 3x95:70(53)
13	5	45	3	51	1	6.0		CB-6	3 x 70	293	293	1931	
14	3	50	3	51	1	6.0	1	CB-6	3 x 50	340	340	1931	CB6, 3x95:115(53)
15	6	67	6	526	1	6.0	0	CB-6	3 x 95	317	317	1931	
16	3	15	3	47	1	6.0	1	CB-6	3 x 50	262	262	1935	CB6, 3x70:50(-)
17	3	48	5	106	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	410	410	1935	ACE-10 3x185:200(77)
18	2	44	2	162	1	6.0		CB-6	3 x 95	645	645	1936	AAE-10 3x185:25(80), CE-6 3x50:460(0)
19	6	67	6	623	1	6.0	1	CB-6	3 x 50	230	230	1949	AC10, 3x150:135(73)
20	6	170	6	226	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	387	387	1950	AC6, 3x95:213(64)
21	6	170	6	396	1	6.0	1	CB-6	3 x 50	470	470	1950	CG 3x95:220(55)
22	5	76	5	79	1	6.0		CB-6	3 x 70	341	341	1951	
23	5	173	5	225	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	200	200	1951	ACE-6 3x185:350(62)
24	5	138	88	111	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	603	603	1953	ACE-6 3x95:382(61)
25	5	52	5	214	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	490	490	1954	ACE-10150:80(80)
26	6	67	5	71	1	6.0		CB-6	3 x 95	476	476	1954	
27	5	155	5	831	1	6.0		CB-6	3 x 70	545	545	1954	
28	5	156	5	180	1	6.0		ACB-6	3 x 120	495	495	1954	
29	5	156	1	228	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	335	335	1954	ACE-10 3x185:50(74)
30	5	228	5	831	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	305	305	1954	ACE-6 3x185:130(77)
31	5	234	5	310	1	6.0	2	CB-6	3 x 70	300	300	1954	CE-6 3x95:400(55), CE-6 3x185:100(59)
32	5	71	5	310	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	230	230	1955	CE-6 3x183:100(59)
33	5	76	1	228	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	270	270	1955	ACE-10 3x185:120(77)
34	6	175	6	302	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	620	620	1955	AC6, 3x150:210(59)
35	6	175	88	96	1	6.0	3	OCB-35	3 x 95	584	584	1955	CG 3x185:80(55), 3x150:85(65)
36	6	177	6	396	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	530	530	1955	CG 3x50:250(62)
37	4	189	9	232	1	6.0	0	ACB-6	3 x 70	510	510	1955	
38	9	197	9	594	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	414	414	1955	AC10, 3x185:7(72)
39	9	197	9	823	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	230	230	1955	AA10, 3x185:100(85)
40	6	256	6	302	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	275	275	1955	AC6, 3x150:230(59)
41	4	277	9	233	1	6.0	5	CB-6	3 x 95	1,327	1,327	1955	ACE 3x185:97(58), ACE 3x150:75(67), AC10, 3x150:85(70), 270(73)
42	5	265	5	464	1	6.0	2	CB-6	3 x 95	195	195	1956	CE-6 3x70:55(56), ACE-10 3x150:50(80)
43	5	154	4	783	1	6.0	2	CB-6	3 x 70	573	573	1957	CG 3x95:236(57), AC6, 3x95:150(83)
44	5	154	5	155	1	6.0	1	ACB-6	3 x 185	580	580	1957	CE-6 3x70:180(57)
45	5	158	5	224	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	312	312	1957	ACE-6 3x150:12(87)
46	6	175	6	176	1	6.0	0	ACB-6	3 x 120	250	250	1957	
47	6	175	6	177	1	6.0	0	CB-6	3 x 95	229	229	1957	
48	5	224	5	271	1	6.0	1	ACB-6	3 x 150	433	433	1957	ACE-6 3x150:55(87)
49	6	67	6	68	1	6.0	0	CB-6	3 x 95	635	635	1958	
50	6	176	6	178	1	6.0	1	ACB-6	3 x 95	280	280	1958	AC10, 3x185:65(68)
51	9	183	9	188	1	6.0		ACB-10	3 x 120	650	650	1958	AAE-6, 3x95:370(80), 3x120:195(80), 3x95:300(81), AAB-10, 3x120:35(79)
52	9	188	9	395	1	6.0		ACB-6	3 x 95	160	160	1958	
53	5	234	5	492	1	6.0	3	ACB-6	3 x 185	439	439	1958	CE-6 3x185:74(44), ACE-10 3x150:160(72), CE-6 3x70:175(58)
54	5	426	4	463	1	6.0	2	CB-6	3 x 95	515	515	1958	AC6, 3x150:50(58), AC10, 3x150:515(68)
55	5	426	88	111	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	262	262	1958	ACE-6 3x150:90(63)
56	5	173	5	309	1	6.0	1	ACB-6	3 x 185	790	790	1959	AA10B-10 3x185:110(79)
57	5	180	5	309	1	6.0	1	ACB-6	3 x 120	290	290	1959	AA10B-6 3x120:110(70)
58	9	151	9	203	1	6.0	0	CB-6	3 x 95	550	550	1960	
59	6	177	6	723	1	6.0	3	CB-6	3 x 95	626	626	1960	CG 3x185:350(60), AC10, 3x240:110(60)
60	9	199	9	232	1	6.0	0	ACB-6	3 x 120	800	800	1960	
61	9	203	9	233	1	6.0	0	ACB-6	3 x 95	600	600	1960	
62	9	203	9	313	1	6.0	0	CB-6	3 x 95	270	270	1960	
63	9	203	9	336	1	6.0	0	ACB-6	3 x 95	110	110	1960	
64	5	223	5	225	1	6.0	1	ACB-10	3 x 120	250	250	1960	ACE-6 3x185:210(60)
65	6	323	6	478	1	6.0	1	ACB-6	3 x 240	615	615	1960	ACE-6 3x185:160(60), ACE-6 3x185:90(60)
66	5	334	5	492	1	6.0	2	ACB-6	3 x 185	112	112	1960	ACE-10 3x185:70(69), ACE-6 3x185:22(79)

添付 III.3.2-1(3) Nasimi優先地域内の改修対象地中ケーブル

No.	From		To		Circuit (CCT)	Voltage (kV)	Joint	Cable Type	Cable Size	Route Length (m)	Cable Length (cct·m)	Commiss. Year	Remarks
	N. No	S/S No.	N. No	S/S No.									
67	5	334	88	117	1	6.0	2	ACE-6	3 x 185	476	476	1960	ACE-10 3x185:21(79), ACE-10 3x185:435(69)
68	6	345	6	522	1	6.0	2	ACE-10	3 x 185	285	285	1960	CE-6 3x185:145(60), CE-6 3x150:15(67)
69	6	345	9	835	1	6.0		CE-6	3 x 95	190	190	1960	
70	6	345	88	111	1	6.0		CE-6	3 x 95	290	290	1960	
71	6	522	6	723	1	6.0	1	CE-6	3 x 185	410	410	1960	ACE-10 3x240:110(78)
					71					30,094	30,094		
<b>(6kV Underground Cable Lines with 2 and More Joints)</b>													
72	5	228	5	309	1	6.0	2	ACE-6	3 x 185	500	500	1961	AAHE-10 3x185:110(74), ACE-10 3x185:110(76)
73	5	147	5	326	1	6.0	3	AAE-6	3 x 120	1,085	1,085	1962	CE-6 3x95:60(70), AAE-10 3x120:130(71), AAE-10 3x120:245(71)
74	4	189	88	111	1	6.0	2	CE-6	3 x 150	1,380	1,380	1965	AAE-10 3x185:730(67), ACE-6 3x150:150(65), 220(67)
75	5	81	5	450	1	6.0	2	ACE-10	3 x 150	840	840	1980	ACE-10 3x185:270(89), ACE-10 3x240:150(74)
					4					3,805	3,805		
<b>(10kV Underground Cable Lines Constructed before 1960)</b>													
76	5	62	5	325	1	10.0		CE-6	3 x 185	130	130	1960	CE-6 3x95:80(60)
<b>(10kV Underground Cable Lines with 2 and More Joints)</b>													
77	5	24	5	234	1	10.0	2	ACE-10	3 x 185	475	475	1972	ACE-10 3 x 185:10(85), ACE-10 3 x 185:190(72)
78	6	31	6	780	2	10.0	2	ACE-10	3 x 150	2,037	4,074	1977	ACE-10 3x185:100(83), ACE-10 3x240:73(84)
					3					2,512	4,549		
<b>Total</b>		<b>6 kV</b>			<b>75</b>					<b>33,899</b>	<b>33,899</b>		
		<b>10 kV</b>			<b>4</b>					<b>2,642</b>	<b>4,679</b>		
		<b>Total</b>			<b>79</b>					<b>36,541</b>	<b>38,578</b>		

添付III.3.3-1 (1) 最優先プロジェクト地域選定のための評価  
Sabail最優先プロジェクト地域

Base Case	Project cost over				Project cost down				Annual rate of increase of unserved energy			Annual rate of increase of unserved energy			
	Project Cost ('000 USD)	O/M Cost ('000 USD)	Balance ('000 USD)	Project Cost ('000 USD)	O/M Cost ('000 USD)	Balance ('000 USD)	Project Cost ('000 USD)	O/M Cost ('000 USD)	Balance ('000 USD)	Available Unserved Energy (GWh)	Benefit ('000 USD)	Balance ('000 USD)	Available Unserved Energy (GWh)	Benefit ('000 USD)	Balance ('000 USD)
2000			-2,692.1			-2,153.7			0.0	0.0	-2,692.1	0.0	0.0	0.0	-2,692.1
2001	2,692.1		-5,789.1	3,230.5		-7,145.9	8,076.4	64.6	177.9	0.0	-4,432.3	43.1	12.6	1,160.9	-5,954.9
2002	6,730.3	53.8	-2,316.7	8,076.4	64.6	-3,081.3	2,907.5	150.8	179.5	10.8	-1,552.2	208.9	19.0	1,757.1	-2,567.8
2003	3,634.4	188.4	1,765.3	4,361.2	226.1	2,026.4	1,765.3	313.4	181.1	16.3	1,817.5	208.9	25.6	2,364.2	1,427.6
2004		261.1	2,295.3		313.4	2,243.1		208.9	182.8	21.9	2,347.5	208.9	32.3	2,982.5	1,869.2
2005		261.1	2,835.2		313.4	2,783.0		208.9	184.4	27.7	2,887.4	208.9	39.1	3,612.4	2,319.1
2006		261.1	3,385.2		313.4	3,333.0		208.9	186.2	33.5	3,437.5	208.9	46.0	4,254.1	2,777.5
2007		261.1	3,945.8		313.4	3,893.5		208.9	187.9	39.5	3,998.0	208.9	53.1	4,908.0	3,244.6
2008		261.1	4,517.0		313.4	4,464.8		208.9	189.7	45.5	4,569.2	208.9	60.3	5,745.5	3,720.7
2009		261.1	5,100.2		313.4	5,048.0		208.9	191.5	51.7	5,152.4	208.9	67.7	6,254.9	4,206.6
2010		261.1	5,100.2		313.4	5,048.0		208.9	193.4	58.0	5,152.4	208.9	67.7	6,254.9	4,206.6
2011		261.1	5,100.2		313.4	5,048.0		208.9	261.1	58.0	5,152.4	208.9	67.7	6,254.9	4,206.6
2012		261.1	5,100.2		313.4	5,048.0		208.9	261.1	58.0	5,152.4	208.9	67.7	6,254.9	4,206.6
2013		261.1	5,100.2		313.4	5,048.0		208.9	261.1	58.0	5,152.4	208.9	67.7	6,254.9	4,206.6
2014		261.1	5,100.2		313.4	5,048.0		208.9	261.1	58.0	5,152.4	208.9	67.7	6,254.9	4,206.6
2015		261.1	5,100.2		313.4	5,048.0		208.9	261.1	58.0	5,152.4	208.9	67.7	6,254.9	4,206.6
2016		261.1	5,100.2		313.4	5,048.0		208.9	261.1	58.0	5,152.4	208.9	67.7	6,254.9	4,206.6
2017		261.1	5,100.2		313.4	5,048.0		208.9	261.1	58.0	5,152.4	208.9	67.7	6,254.9	4,206.6
2018		261.1	5,100.2		313.4	5,048.0		208.9	261.1	58.0	5,152.4	208.9	67.7	6,254.9	4,206.6
2019		261.1	5,100.2		313.4	5,048.0		208.9	261.1	58.0	5,152.4	208.9	67.7	6,254.9	4,206.6
2020		261.1	5,100.2		313.4	5,048.0		208.9	261.1	58.0	5,152.4	208.9	67.7	6,254.9	4,206.6
2021		261.1	5,100.2		313.4	5,048.0		208.9	261.1	58.0	5,152.4	208.9	67.7	6,254.9	4,206.6
2022		261.1	5,100.2		313.4	5,048.0		208.9	261.1	58.0	5,152.4	208.9	67.7	6,254.9	4,206.6
2023		261.1	5,100.2		313.4	5,048.0		208.9	261.1	58.0	5,152.4	208.9	67.7	6,254.9	4,206.6
2024		261.1	5,100.2		313.4	5,048.0		208.9	261.1	58.0	5,152.4	208.9	67.7	6,254.9	4,206.6
2025		261.1	5,100.2		313.4	5,048.0		208.9	261.1	58.0	5,152.4	208.9	67.7	6,254.9	4,206.6
2026		261.1	5,100.2		313.4	5,048.0		208.9	261.1	58.0	5,152.4	208.9	67.7	6,254.9	4,206.6
2027		207.3	4,081.8		248.8	4,040.3		165.8	207.3	46.4	4,123.2	165.8	54.2	5,003.9	3,366.9
2028		72.7	1,535.7		87.2	1,521.2		58.1	72.7	17.4	1,550.2	58.1	20.3	1,876.5	1,267.6
PV	10,740.2	2,144.8	18,520.8	12,888.2	2,573.7	15,982.8	8,592.1	1,715.8	21,058.8	337.8	36,412.5	23,722.6	394.1	26,008.9	13,319.0

Unit rate for benefit  
US\$/kWh

9.24

Unserved energy supply  
Increasing rate per each year

3.0%

Economic opportunity cost of capital  
10.0%

EIRR 24.62%

B/C 2.42

EIRR 20.96%

B/C 2.02

EIRR 29.83%

B/C 3.03

EIRR 28.12%

B/C 2.83

EIRR 20.96%

B/C 2.02

添付III.3.3-1 (2) 最優先プロジェクト地域選定のための評価  
Yasamai優先プロジェクト地域

Base Case	Project cost over					20.0%			Project cost down			20.0%			Annual rate of increase of unserved energy			Annual rate of increase of unserved energy			
	Project Cost ('000 USD)	O/M Cost ('000 USD)	Energy Consumption (GWh)	Avoidable Unserved Energy (GWh)	Benefit ('000 USD)	Balance ('000 USD)	Project Cost ('000 USD)	O/M Cost ('000 USD)	Balance ('000 USD)	Project Cost ('000 USD)	O/M Cost ('000 USD)	Balance ('000 USD)	Avoidable Unserved Energy (GWh)	Benefit ('000 USD)	Balance ('000 USD)	Avoidable Unserved Energy (GWh)	Benefit ('000 USD)	Balance ('000 USD)	Avoidable Unserved Energy (GWh)	Benefit ('000 USD)	Balance ('000 USD)
2000			171.6																		
2001	4,197.4		175.7	0.0	0.0	-4,197.4	5,036.9				-3,357.9	3,357.9	0.0	0.0	-4,197.4	0.0	0.0	-4,197.4	0.0	0.0	-4,197.4
2002	10,493.5	83.9	179.9	10.8	997.6	-9,579.8	12,592.1	100.7	-11,695.3	67.2	-7,464.4	8,394.8	12.6	1,163.8	-9,413.6	9.0	831.3	-9,746.1	9.0	831.3	-9,746.1
2003	6,296.1	293.8	184.3	16.6	1,532.5	-5,057.4	7,555.3	352.6	-6,375.4	235.1	-3,739.4	5,036.9	19.3	1,787.9	-4,802.0	13.8	1,277.1	-5,312.8	13.8	1,277.1	-5,312.8
2004		419.7	188.8	22.7	2,092.9	1,673.1		503.7	1,589.2	335.8	1,757.1		26.4	2,441.7	2,021.9	18.9	1,744.1	1,324.3	18.9	1,744.1	1,324.3
2005		419.7	193.3	29.0	2,679.8	2,260.0		503.7	2,176.1	335.8	2,344.0		33.8	3,126.4	2,706.7	24.2	2,233.2	1,813.4	24.2	2,233.2	1,813.4
2006		419.7	198.1	35.7	3,294.3	2,874.6		503.7	2,790.7	335.8	2,958.5		41.6	3,843.4	3,253.7	29.7	2,745.3	2,325.5	29.7	2,745.3	2,325.5
2007		419.7	202.9	42.6	3,937.7	3,518.0		503.7	3,434.0	335.8	3,601.9		49.7	4,594.0	4,174.2	35.5	3,281.4	2,861.7	35.5	3,281.4	2,861.7
2008		419.7	207.9	49.9	4,611.0	4,191.3		503.7	4,107.4	335.8	4,275.2		58.2	5,379.5	4,959.8	41.6	3,842.5	3,422.8	41.6	3,842.5	3,422.8
2009		419.7	213.1	57.5	5,315.6	4,895.9		503.7	4,811.9	335.8	4,979.8		67.1	6,201.6	5,781.8	47.9	4,429.7	4,009.9	47.9	4,429.7	4,009.9
2010		419.7	218.3	65.5	6,052.5	5,632.7		503.7	5,548.8	335.8	5,716.7		76.4	7,061.2	6,641.5	54.6	5,043.7	4,624.0	54.6	5,043.7	4,624.0
2011		419.7		65.5	6,052.5	5,632.7		503.7	5,548.8	335.8	5,716.7		76.4	7,061.2	6,641.5	54.6	5,043.7	4,624.0	54.6	5,043.7	4,624.0
2012		419.7		65.5	6,052.5	5,632.7		503.7	5,548.8	335.8	5,716.7		76.4	7,061.2	6,641.5	54.6	5,043.7	4,624.0	54.6	5,043.7	4,624.0
2013		419.7		65.5	6,052.5	5,632.7		503.7	5,548.8	335.8	5,716.7		76.4	7,061.2	6,641.5	54.6	5,043.7	4,624.0	54.6	5,043.7	4,624.0
2014		419.7		65.5	6,052.5	5,632.7		503.7	5,548.8	335.8	5,716.7		76.4	7,061.2	6,641.5	54.6	5,043.7	4,624.0	54.6	5,043.7	4,624.0
2015		419.7		65.5	6,052.5	5,632.7		503.7	5,548.8	335.8	5,716.7		76.4	7,061.2	6,641.5	54.6	5,043.7	4,624.0	54.6	5,043.7	4,624.0
2016		419.7		65.5	6,052.5	5,632.7		503.7	5,548.8	335.8	5,716.7		76.4	7,061.2	6,641.5	54.6	5,043.7	4,624.0	54.6	5,043.7	4,624.0
2017		419.7		65.5	6,052.5	5,632.7		503.7	5,548.8	335.8	5,716.7		76.4	7,061.2	6,641.5	54.6	5,043.7	4,624.0	54.6	5,043.7	4,624.0
2018		419.7		65.5	6,052.5	5,632.7		503.7	5,548.8	335.8	5,716.7		76.4	7,061.2	6,641.5	54.6	5,043.7	4,624.0	54.6	5,043.7	4,624.0
2019		419.7		65.5	6,052.5	5,632.7		503.7	5,548.8	335.8	5,716.7		76.4	7,061.2	6,641.5	54.6	5,043.7	4,624.0	54.6	5,043.7	4,624.0
2020		419.7		65.5	6,052.5	5,632.7		503.7	5,548.8	335.8	5,716.7		76.4	7,061.2	6,641.5	54.6	5,043.7	4,624.0	54.6	5,043.7	4,624.0
2021		419.7		65.5	6,052.5	5,632.7		503.7	5,548.8	335.8	5,716.7		76.4	7,061.2	6,641.5	54.6	5,043.7	4,624.0	54.6	5,043.7	4,624.0
2022		419.7		65.5	6,052.5	5,632.7		503.7	5,548.8	335.8	5,716.7		76.4	7,061.2	6,641.5	54.6	5,043.7	4,624.0	54.6	5,043.7	4,624.0
2023		419.7		65.5	6,052.5	5,632.7		503.7	5,548.8	335.8	5,716.7		76.4	7,061.2	6,641.5	54.6	5,043.7	4,624.0	54.6	5,043.7	4,624.0
2024		419.7		65.5	6,052.5	5,632.7		503.7	5,548.8	335.8	5,716.7		76.4	7,061.2	6,641.5	54.6	5,043.7	4,624.0	54.6	5,043.7	4,624.0
2025		419.7		65.5	6,052.5	5,632.7		503.7	5,548.8	335.8	5,716.7		76.4	7,061.2	6,641.5	54.6	5,043.7	4,624.0	54.6	5,043.7	4,624.0
2026		419.7		65.5	6,052.5	5,632.7		503.7	5,548.8	335.8	5,716.7		76.4	7,061.2	6,641.5	54.6	5,043.7	4,624.0	54.6	5,043.7	4,624.0
2027		335.8		52.4	4,842.0	4,506.2		402.9	4,439.0	268.6	4,573.3		61.1	5,649.0	5,313.2	43.7	4,035.0	3,699.2	43.7	4,035.0	3,699.2
2028		125.9		19.7	1,815.7	1,689.8		151.1	1,664.6	100.7	1,715.0		22.9	2,118.4	1,992.4	16.4	1,513.1	1,387.2	16.4	1,513.1	1,387.2
PV	17,218.4	3,438.4	1,183.4	372.7	34,440.1	14,095.9	20,662.1	4,126.1	10,027.0	2,750.7	18,164.7	13,774.7	434.9	40,180.1	19,835.9	310.6	28,700.1	8,355.9	310.6	28,700.1	8,355.9

Unit Benefit USC/kWh	9.24	EIRR	17.42%	EIRR	21.29%	EIRR	20.03%	EIRR	14.62%
Decline of Supply capability per each annum	3.0%	B/C	1.67	B/C	2.08	B/C	1.95	B/C	1.39
Economic opportunity cost of capital	10.0%	B/C	1.39	B/C	2.08	B/C	1.95	B/C	1.39

添付III.3.3-1 (3) 最優先プロジェクト地域選定のための評価

Nasimi最優先プロジェクト地域

	Base Case										Project cost down			Annual rate of increase of unserved energy			Annual rate of increase of unserved energy		
	Project Cost ('000 USD)	O/M Cost ('000 USD)	Energy Consumption (GWh)	Avoidable Unserved Energy (GWh)	Benefit ('000 USD)	Balance ('000 USD)	Project Cost ('000 USD)	O/M Cost ('000 USD)	Balance ('000 USD)	Project Cost ('000 USD)	O/M Cost ('000 USD)	Balance ('000 USD)	Avoidable Unserved Energy (GWh)	Benefit ('000 USD)	Balance ('000 USD)	Avoidable Unserved Energy (GWh)	Benefit ('000 USD)	Balance ('000 USD)	
2000			155.5																
2001	3,227.3		157.7	0.0	0.0	-3,227.3	3,872.7	2,581.8	-3,872.7		-2,581.8	0.0	0.0	0.0	-3,227.3	0.0	0.0	-3,227.3	
2002	8,068.2	64.5	160.0	9.6	887.0	-7,245.7	9,681.8	6,454.5	-8,872.3	77.5	-5,619.2	11.2	1,034.8	-7,097.9	-7,097.9	8.0	739.1	-7,393.6	
2003	4,840.9	225.9	162.3	14.6	1,349.5	-3,717.3	5,809.1	3,872.7	-4,730.6	271.1	-2,703.9	17.0	1,574.4	-3,492.4	-3,492.4	12.2	1,124.6	-3,942.2	
2004		322.7	164.6	19.8	1,825.3	1,502.6				387.3	1,438.1	23.0	2,129.6	1,806.8	1,806.8	16.5	1,521.1	1,198.4	
2005		322.7	167.0	25.1	2,314.8	1,992.1				387.3	1,927.6	29.2	2,700.7	2,377.9	2,377.9	20.9	1,929.0	1,606.3	
2006		322.7	169.5	30.5	2,818.5	2,495.7				387.3	2,431.2	35.6	3,288.2	2,965.5	2,965.5	25.4	2,348.7	2,026.0	
2007		322.7	172.0	36.1	3,336.6	3,013.9				387.3	2,949.3	42.1	3,892.7	3,570.0	3,570.0	30.1	2,780.5	2,457.8	
2008		322.7	174.5	41.9	3,869.7	3,547.0				387.3	3,482.5	48.9	4,514.7	4,192.0	4,192.0	34.9	3,224.8	2,902.1	
2009		322.7	177.1	47.8	4,418.3	4,095.6				387.3	4,031.1	55.8	5,154.7	4,832.0	4,832.0	39.8	3,681.9	3,359.2	
2010		322.7	179.7	53.9	4,982.1	4,659.4				387.3	4,594.9	62.9	5,812.5	5,489.8	5,489.8	44.9	4,151.8	3,829.1	
2011		322.7		53.9	4,982.1	4,659.4				387.3	4,594.9	62.9	5,812.5	5,489.8	5,489.8	44.9	4,151.8	3,829.1	
2012		322.7		53.9	4,982.1	4,659.4				387.3	4,594.9	62.9	5,812.5	5,489.8	5,489.8	44.9	4,151.8	3,829.1	
2013		322.7		53.9	4,982.1	4,659.4				387.3	4,594.9	62.9	5,812.5	5,489.8	5,489.8	44.9	4,151.8	3,829.1	
2014		322.7		53.9	4,982.1	4,659.4				387.3	4,594.9	62.9	5,812.5	5,489.8	5,489.8	44.9	4,151.8	3,829.1	
2015		322.7		53.9	4,982.1	4,659.4				387.3	4,594.9	62.9	5,812.5	5,489.8	5,489.8	44.9	4,151.8	3,829.1	
2016		322.7		53.9	4,982.1	4,659.4				387.3	4,594.9	62.9	5,812.5	5,489.8	5,489.8	44.9	4,151.8	3,829.1	
2017		322.7		53.9	4,982.1	4,659.4				387.3	4,594.9	62.9	5,812.5	5,489.8	5,489.8	44.9	4,151.8	3,829.1	
2018		322.7		53.9	4,982.1	4,659.4				387.3	4,594.9	62.9	5,812.5	5,489.8	5,489.8	44.9	4,151.8	3,829.1	
2019		322.7		53.9	4,982.1	4,659.4				387.3	4,594.9	62.9	5,812.5	5,489.8	5,489.8	44.9	4,151.8	3,829.1	
2020		322.7		53.9	4,982.1	4,659.4				387.3	4,594.9	62.9	5,812.5	5,489.8	5,489.8	44.9	4,151.8	3,829.1	
2021		322.7		53.9	4,982.1	4,659.4				387.3	4,594.9	62.9	5,812.5	5,489.8	5,489.8	44.9	4,151.8	3,829.1	
2022		322.7		53.9	4,982.1	4,659.4				387.3	4,594.9	62.9	5,812.5	5,489.8	5,489.8	44.9	4,151.8	3,829.1	
2023		322.7		53.9	4,982.1	4,659.4				387.3	4,594.9	62.9	5,812.5	5,489.8	5,489.8	44.9	4,151.8	3,829.1	
2024		322.7		53.9	4,982.1	4,659.4				387.3	4,594.9	62.9	5,812.5	5,489.8	5,489.8	44.9	4,151.8	3,829.1	
2025		322.7		53.9	4,982.1	4,659.4				387.3	4,594.9	62.9	5,812.5	5,489.8	5,489.8	44.9	4,151.8	3,829.1	
2026		322.7		53.9	4,982.1	4,659.4				387.3	4,594.9	62.9	5,812.5	5,489.8	5,489.8	44.9	4,151.8	3,829.1	
2027		258.2		43.1	3,985.7	3,727.5				309.8	3,675.9	50.3	4,650.0	4,391.8	4,391.8	35.9	3,321.4	3,063.3	
2028		96.8		16.2	1,494.6	1,397.8				116.2	1,378.5	18.9	1,743.8	1,646.9	1,646.9	13.5	1,245.5	1,148.7	
PV	13,238.8	2,643.7	1,023.4	311.4	28,769.8	13,127.6	15,886.6	10,591.0	2,115.0	16,256.0	363.3	33,564.7	17,922.6	259.5	23,974.8	8,332.6			

Unit Benefit USC/kWh	9.24	EIRR	15.95%	EIRR	23.13%	EIRR	21.77%	EIRR	15.95%
Decline of Supply capability per each annum	3.0%	B/C	1.81	B/C	2.26	B/C	2.11	B/C	1.51
Economic opportunity cost of capital	10.0%								

## 第4章

### 最優先プロジェクト対象地域における詳細調査



## 第4章 最優先プロジェクト対象地域における詳細調査

### 4.1 一般

前述のように選定された最優先プロジェクト対象地域に対して、その改修対象設備を特定するために、調査団は、第2次現地調査に引き続き、第3次現地調査期間中に各設備の詳細調査を実施した。この章ではその概要を示す。

また、調査団は基本設計の基準となる配電系統に、2000年1月現在の系統を適用する。これは後述する地滑り災害が最優先プロジェクト地域内で2000年3月に発生し、既存の6kVシステムの一部が応急処置として10kVに昇圧されて運用されているためである。

### 4.2 配電用変電所

添付 III.4.2-1 に示すように、2000年1月現在、91箇所の配電用変電所が最優先プロジェクト対象地域内で稼動している。

これらの配電用変電所に対して、機器および建家の老朽化の度合い、配電系統内での重要度などを考慮して BEN と協議を行い、改修対象設備として優先度の高い配電用変電所を選定し、基本設計のためのより詳細な調査を実施した。その調査は以下の項目に主眼をおいて実施された。

- (a) 変圧器、開閉機器の現状確認および BEN より入手した単線結線図との照合
- (b) 建家レイアウトの確認(機器室の配置、寸法など)
- (c) 建家の周辺状況、特に工事のための搬入路、仮設設備の設置スペース、作業スペースなどの確認
- (d) 建家拡張のための用地取得の可能性など

詳細調査を実施した配電用変電所の中から、特に優先順位の高い5箇所の現状の平面図および単線結線図を図 III.4.2-1(1)～(5)に示す。

### 4.3 高圧配電線路

上述の配電用変電所の詳細調査に平行して、10kVおよび6kVの高圧配電線路の補足調査も実施した。この調査の目的は、最優先プロジェクト地域内の配電系統の単線結線図およびルート・マップを作成す

ることであった。これらの図面は、最優先プロジェクト地域内の高圧配電ケーブルの取替え・新設計画を策定する資料となる。

BEN にも高圧配電線路の単線結線図およびルート・マップは存在するが、現状に即して常にアップ・デートされていない。そこで、現場調査時に高圧開閉器を調査することにより各配電用変電所間の接続を確認し、調査に同行したネットワーク・エリアのエンジニアからの聞き取りによりその地中配電線のルートを確認した。

2000年1月現在の、最優先プロジェクト地域内の高圧配電系統の単線結線図およびルート図を図 III.4.3-1 および図 III.4.3-2 にそれぞれ示す。

#### 4.4 低圧配電線路

BEN には既設低圧配電線のネットワーク図は存在しないため、代表的な配電用変電所からの低圧線路の敷設状況について詳細な調査を実施した。その調査は、同行した設備の維持・管理を担当しているネットワーク・エリアの担当者と共同で実施された。この調査結果は、最優先プロジェクト地域内の低圧配電線ケーブルの取替え・新設計画を策定するための基礎となるものである。

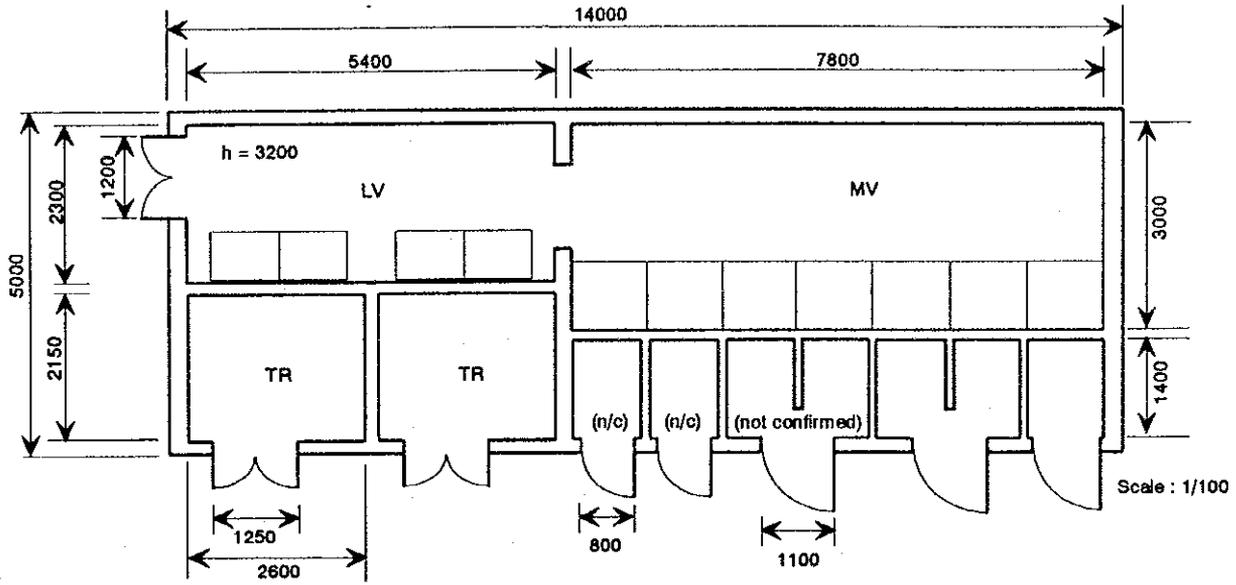
最優先プロジェクト地域内の代表的な既設低圧ネットワークを図 III.4.4-1 に示す。

#### 4.5 地滑り災害の配電系統への影響

2000年3月7日、バクー市内において大規模な地滑り災害が発生した。その場所は Bail Road 沿いの小高い丘陵地帯で、最優先プロジェクト地域の南西部にあたる。

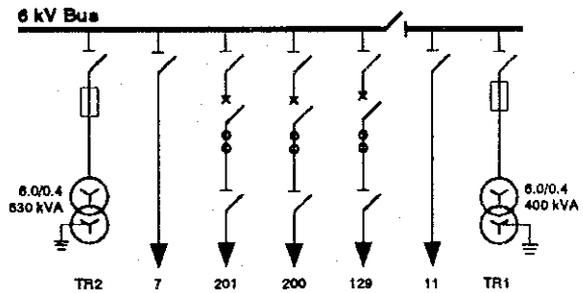
その災害により BEN の管理する No.112 配電用変電所が倒壊した。その上、地滑りに伴う地盤の移動により道路が大きく移動し、その両側の歩道に敷設されていた 6 kV ケーブル 7 回線が断線し、かつ崩壊した土砂で厚く埋まってしまった。断線したそれらのケーブルは、バクー市中心部へ電力を供給している重要な線路であったため、市中心部の 6 kV 系統への電力供給力が大幅な不足をきたした。その応急処置として、BEN は市中心部に位置する城壁周辺の 6 kV システムを切離して、10 kV に変換し(変圧器のみを取替え、その他の設備はそのまま流用した)、需要家への電力供給を継続している。その系統切替の状況を図 III.4.5-1 に示す。

この系統切替はあくまでも応急処置として実施されたものであるため、切替後の 10 kV システムへの電力供給は、その系統の容量が充分でないことから、将来的に不足するものと考えられている。そのため、崩壊した土砂を整地して新たに建設された道路に沿って、断線したケーブルの部分的な取替え工事が政府資金により実施された。しかしながら、応急処置として 10 kV に切換えられた部分は未だそのまま運用されている。

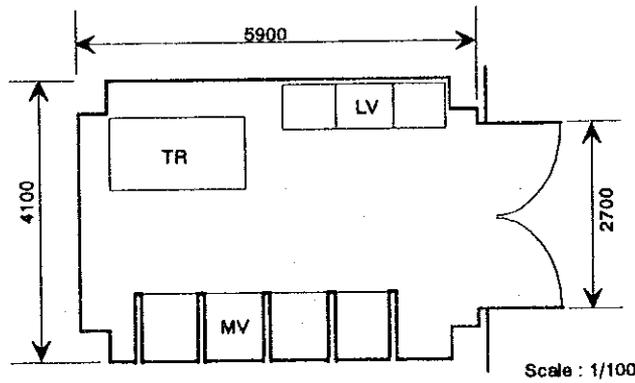


Layout Drawing

Station No.	5
District	Sabail
Voltage	6.0 kV
Network Area	2
Type of Building	KP
Year of Construction	1940
No.1 Transformer Capacity	400 kVA
No.2 Transformer Capacity	630 kVA
In or Out Cubicles	5
Transformer Cubicles	2
Nos. of Feeder of No.1 LVDB	4
Nos. of Feeder of No.2 LVDB	4

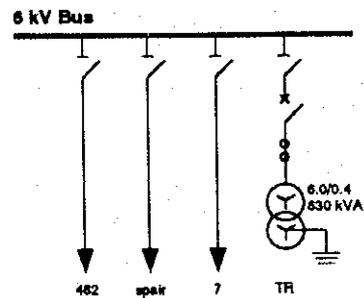


Single Line Diagram



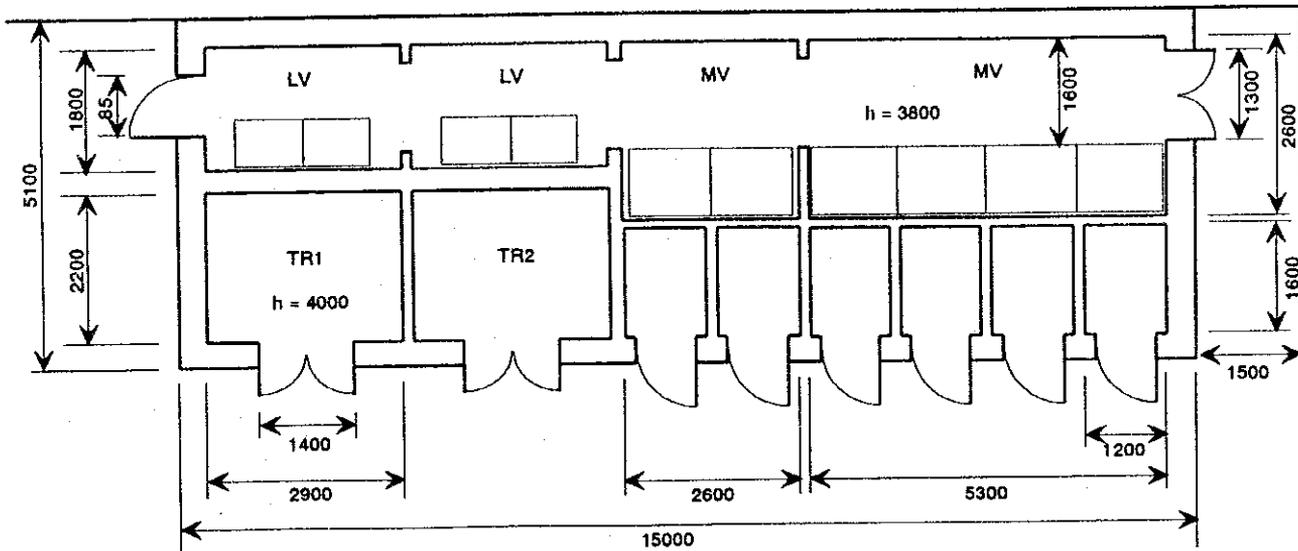
Layout Drawing

Station No.	6
District	Sabail
Voltage	6.0 kV
Network Area	2
Type of Building	KB
Year of Construction	1938
Transformer Capacity	630 kVA
In or Out Cubicles	3
Transformer Cubicles	1
Nos of Feeder of LVDB	16



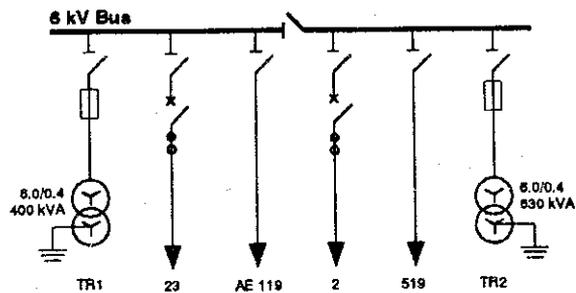
Single Line Diagram

Scale : 1/100

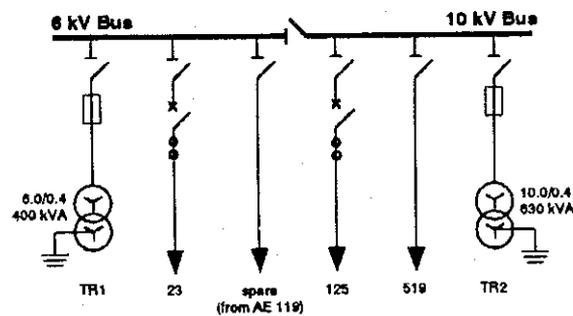


Layout Drawing

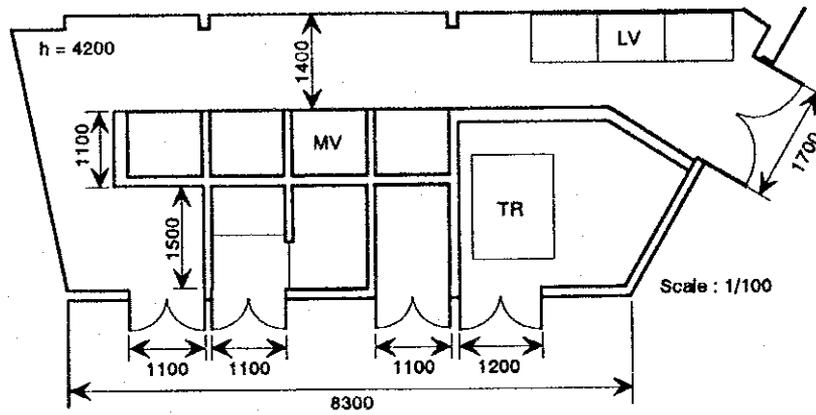
Station No.	17
District	Sabail
Voltage	6.0 kV and 10 kV
Network Area	2
Type of Building	KP
Year of Construction	1953
No.1 Transformer Capacity	400 kVA
No.2 Transformer Capacity	630 kVA
In or Out Cubicles	4
Transformer Cubicles	2
Nos of Feeder of No.1 LVDB	14
Nos of Feeder of No.2 LVDB	14



Single Line Diagram  
(before landslide)

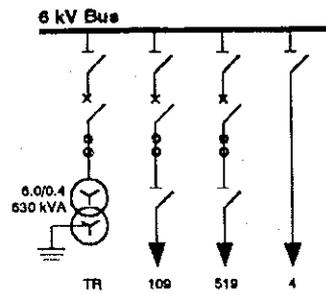


Single Line Diagram  
(after landslide)

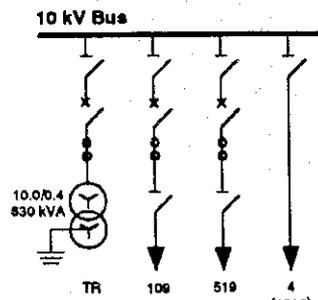


Layout Drawing

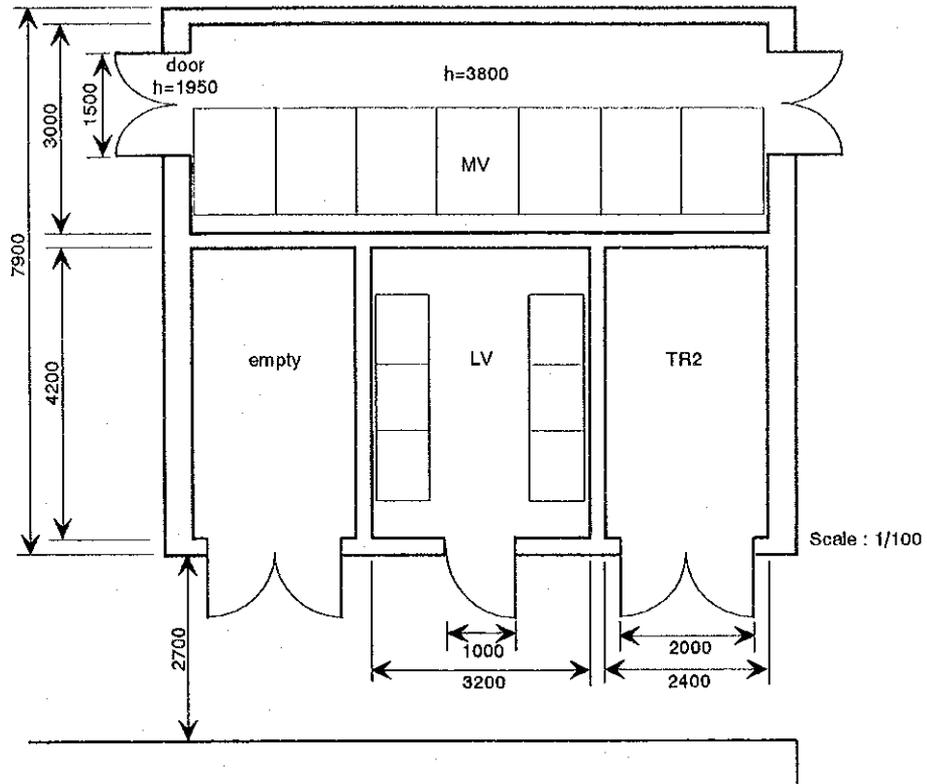
Station No.	108
District	Sabail
Voltage	10.0 kV
Network Area	2
Type of Building	КП
Year of Construction	1988
No.1 Transformer Capacity	400 kVA
In or Out Cubicles	3
Transformer Cubicles	1
Nos of Feeder of No.1 LVDB	22



Single Line Diagram  
(before landslide)

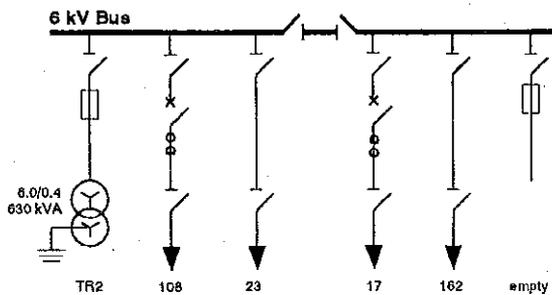


Single Line Diagram  
(after landslide)

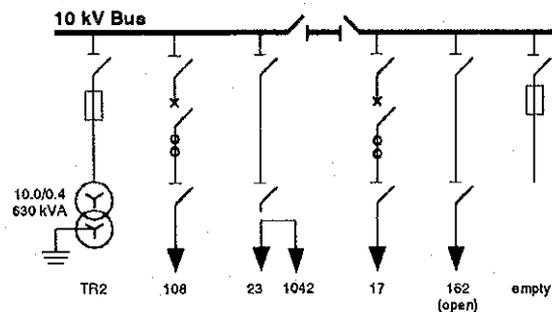


Layout Drawing

Station No.	519
District	Sabail
Voltage	10.0 kV
Network Area	2
Type of Building	KO
Year of Construction	
No.1 Transformer Capacity	empty
No.2 Transformer Capacity	630 kVA
In or Out Cubicles	5
Transformer Cubicles	2
Nos of Feeder of No.1 LVDB	10
Nos of Feeder of No.1 LVDB	10



Single Line Diagram  
(before landslide)



Single Line Diagram  
(after landslide)

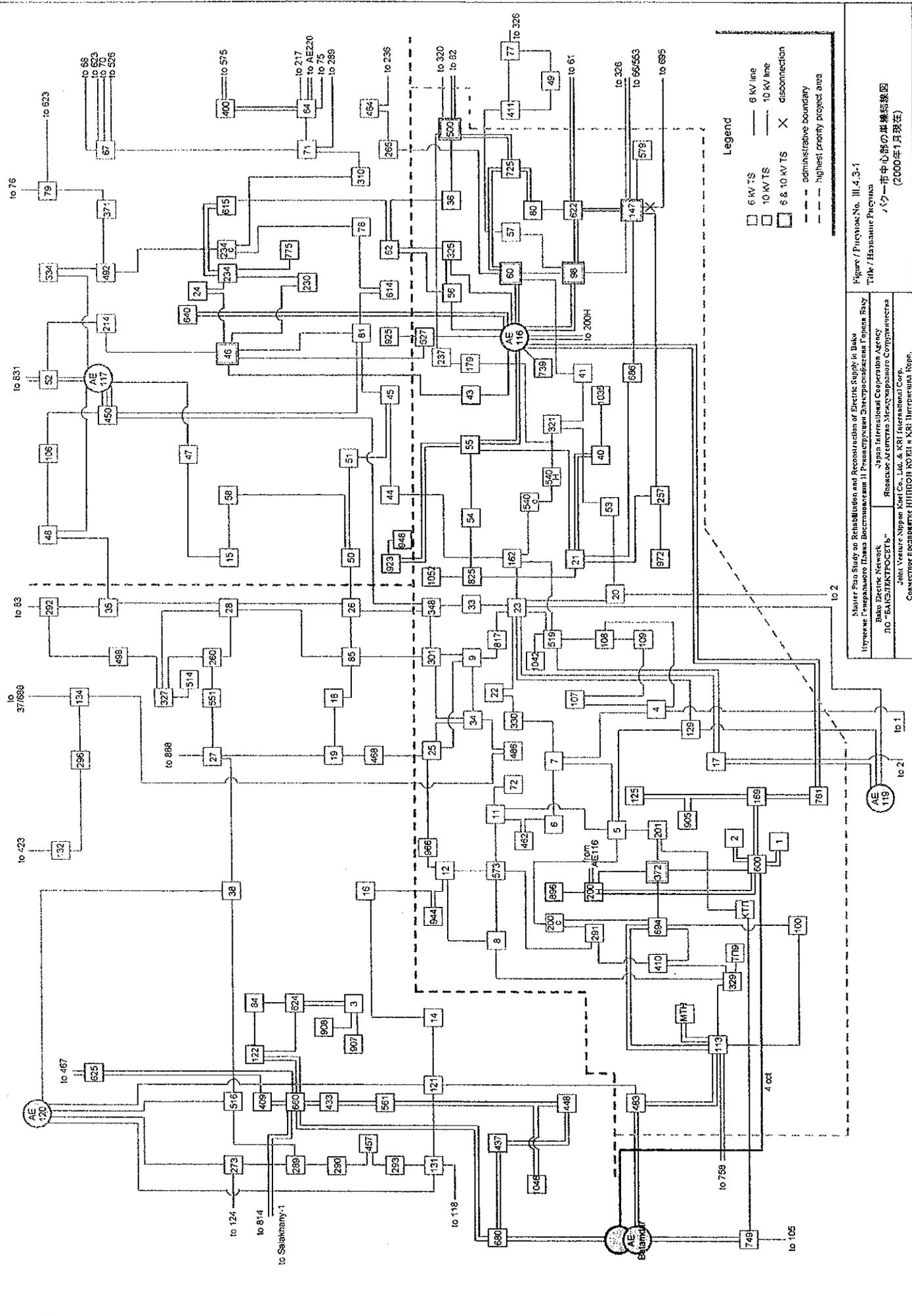
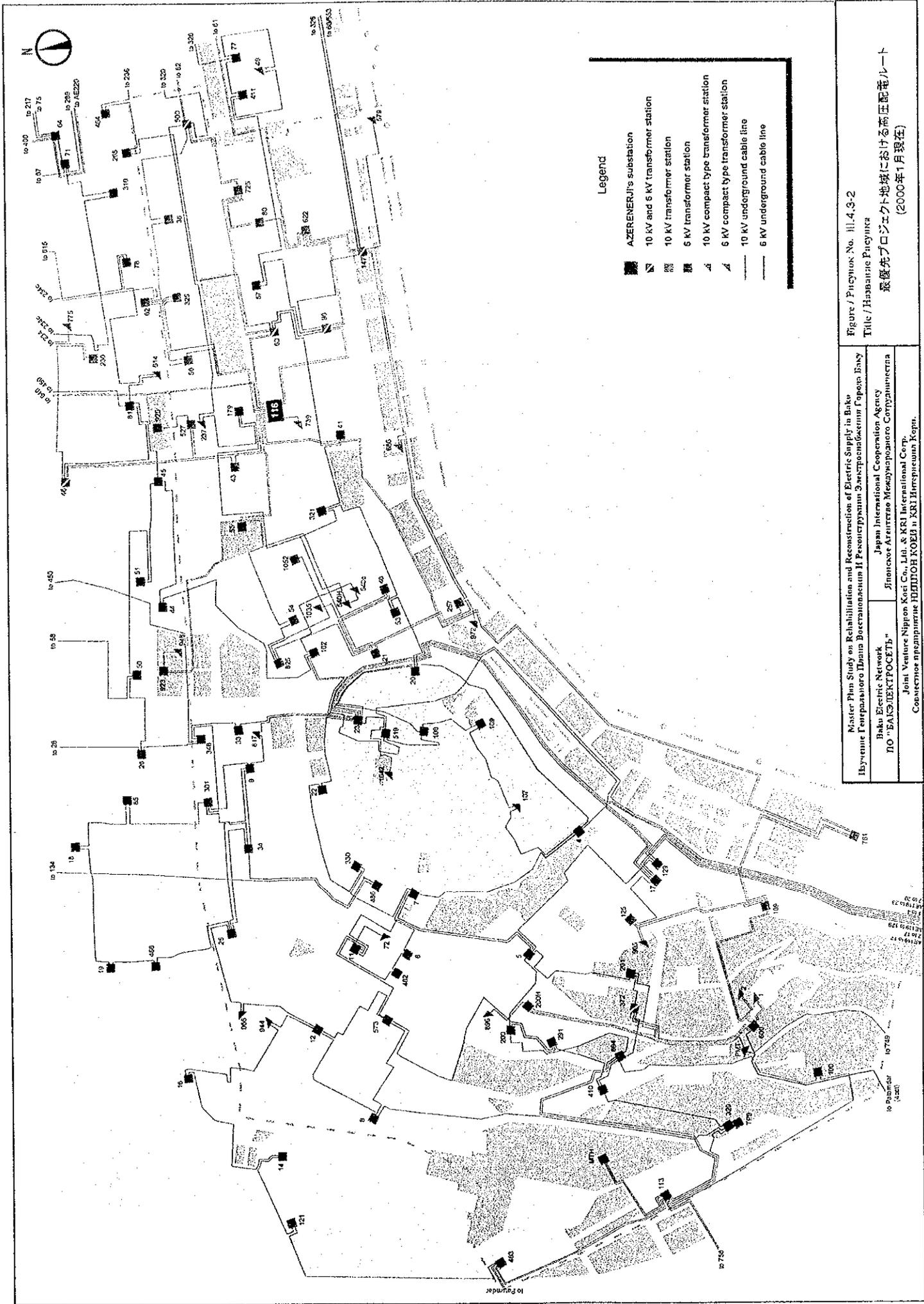


Figure / Рисунок No. III.4.3-1  
 ТТК / Транзитная Проектная  
 Japan International Cooperation Agency  
 Японская Международная Компания  
 Joint Venture Nippon Kael Co., Ltd. & KRI International Corp.  
 Совместное предприятие НИИИИИ КЭЛ и КРИ Интернационал Нопн.  
 2000年1月現在

Master Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Baku  
 Проектное исследование по восстановлению и реконструкции электроснабжения Баку  
 Baku Electric Network Research and Reconstruction Company  
 НИИЭЭС "БАКЭЛРЕКОН" - Исследовательская и Реконструкционная Компания  
 Joint Venture Nippon Kael Co., Ltd. & KRI International Corp.  
 Совместное предприятие НИИИИИ КЭЛ и КРИ Интернационал Нопн.

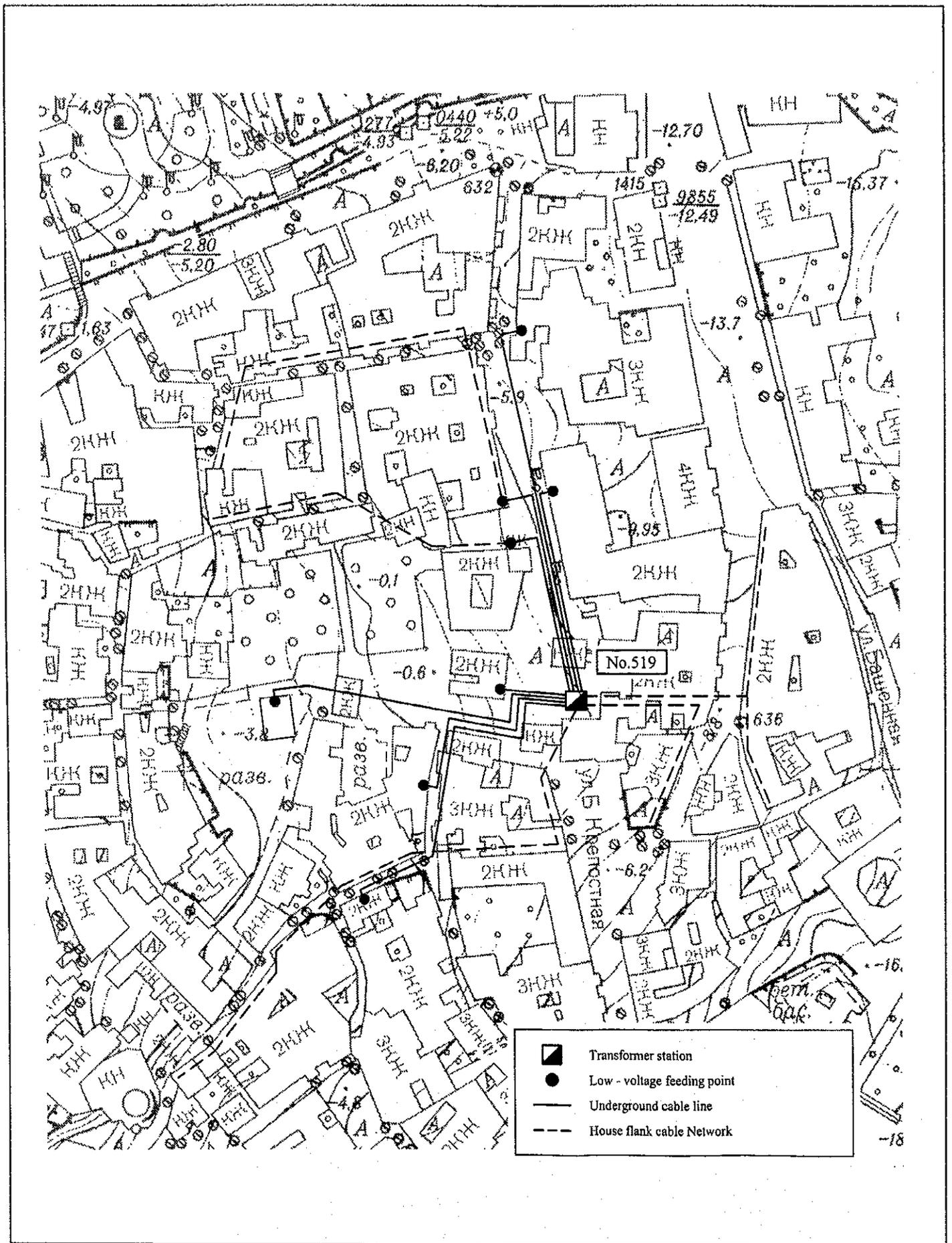


Legend

- AZERENERJ's substation
- 10 kV and 6 kV transformer station
- 10 kV transformer station
- 6 kV transformer station
- 10 kV compact type transformer station
- 6 kV compact type transformer station
- 10 kV underground cable line
- 6 kV underground cable line

Figure / Рисунок No. III.4.3-2  
 Title / Название Рисунок  
 最優先プロジェクト地域における高圧配電ルート  
 (2000年1月現在)

Master Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Baku  
 Изучение Генерального Плана Восстановления и Реконструкции Электрообеспечения Города Баку  
 Baku Electric Network  
 Японско-Азербайджанское Международное Сотрудничество  
 ПО "БАКЭЛЕКТРОСЕТЬ"  
 Японское Международное Сотрудничество  
 Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & KRI International Corp.  
 Совместное предприятие НИПОН КОЭИ и КРИ Интернационал Корп.

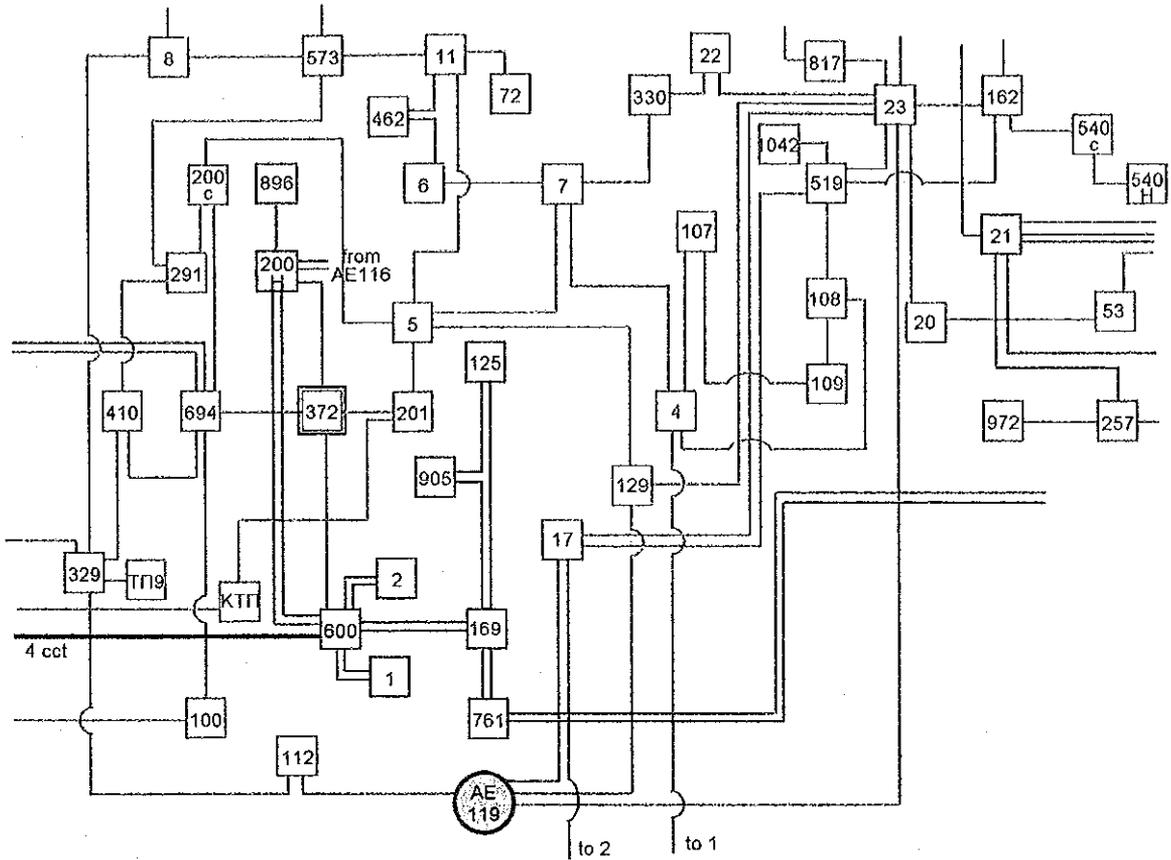


- ▣ Transformer station
- Low - voltage feeding point
- Underground cable line
- - - House flank cable Network

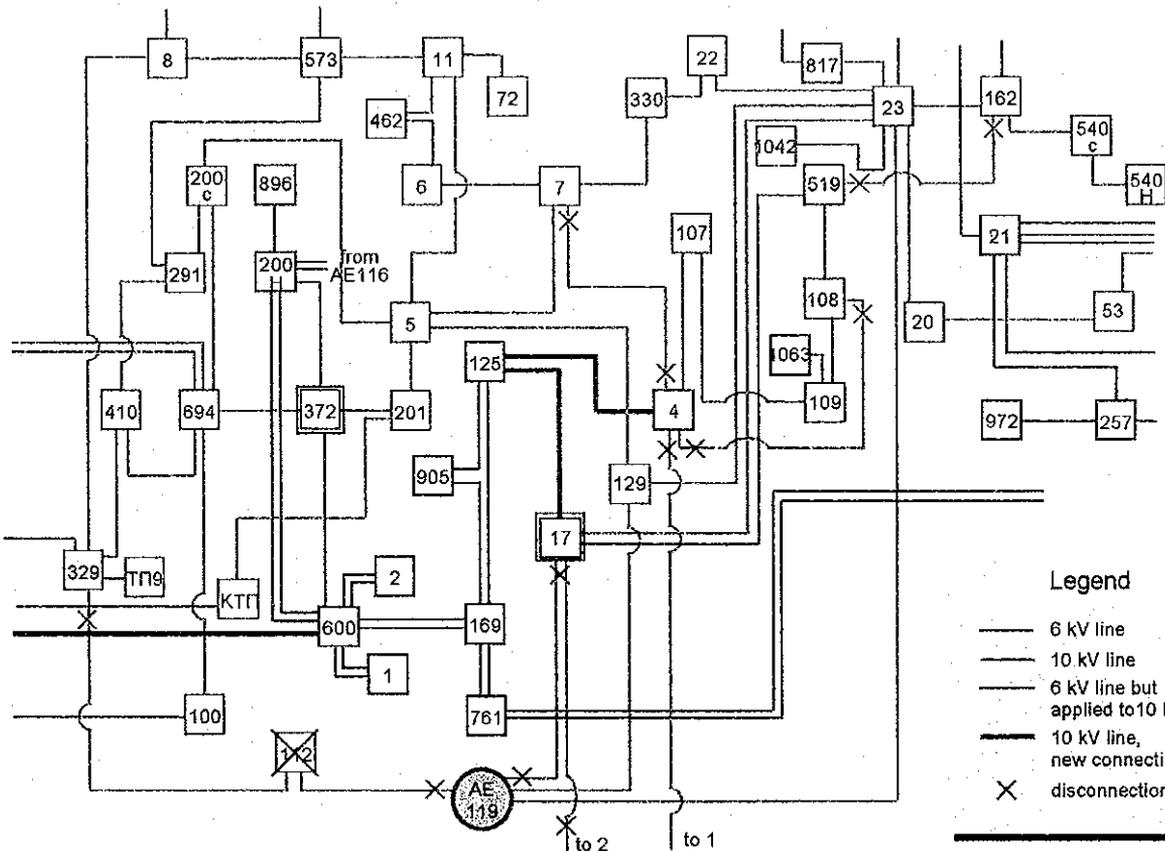
Master Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Baku  
 Изучение Генерального Плана Восстановления и Реконструкции Электроснабжения Города Баку

Baku Electric Network ПО "БАКЭЛЕКТРОСЕТЬ"	Japan International Cooperation Agency Японское Агентство Международного Сотрудничества
Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & KRI International Corp. Совместное предприятие НИППОН КОЕИ и KRI Интернешнл Корп.	

Figure / Рисунок No. III 4.4 - 1  
 Title / Название Рисунка  
 低圧配電線のルートの一部



地滑り災害以前の系統構成



Legend

- 6 kV line
- 10 kV line
- 6 kV line but applied to 10 kV
- 10 kV line, new connection
- X disconnection

地滑り災害後の系統構成

Master Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Baku  
 Изучение Генерального Плана Восстановления И Реконструкции Электроснабжения Города Баку

Baku Electric Network  
 ПО "БАКЭЛЕКТРОСЕТЬ"

Japan International Cooperation Agency  
 Японское Агентство Международного Сотрудничества

Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & KRI International Corp.  
 Совместное предприятие НИППОН КОЕИ и KRI Интернешнл Корп.

Figure / Рисунок No. III.4.5-1  
 Title / Название Рисунка

地滑り災害前後の系統構成



添付III.4.2-1 最優先プロジェクト地域内の配電用変電所

No.	Station No.	Q'ts (nos)	Unit Capacity (kVA)	Capacity (kVA)	Volatage (kV)	Type	Chambers (nos)	CB (nos)	Year of Installation	Network Area	Investigation Date & Note
1	4	1	400	400	6.0	KP	4	0	1960	2	
2	5	2	400+630	1,030	6.0	KP	7	3	1940	2	2000/6/9
3	6	1	630	630	6.0	KB	4	1	1938	2	2000/6/9
4	7	2	250+400	650	6.0	KP	8	3	1937	2	1999/9/2, 2000/2/25
5	8	2	400+630	1,430	6.0	KO	6	3	1948	2	
6	9	2	320+400	720	6.0	KP	6	3	1974	2	2000/3/9
7	11	2	400+630	1,030	6.0	KB	5	2	1955	2	2000/6/9
8	12	2	630	1,260	6.0	KO	7	2	1988	2	
9	17	2	400+630	1,030	6.0	KP	6	2	1953	2	
10	20	1	400	400	6.0	KB	5	1	1939	2	1999/9/2, 2000/2/25
11	21 H	2	1,000	2,000	10.0	KB	9	6	1989	2	2000/5/25
12	22	1	400	400	6.0	KB	4	0	1966	2	2000/2/25
13	23	2	400	800	6.0	KB	8	4	1934	2	2000/3/9
14	25	3	2x630+400	1,660	6.0	KO	7+2	2	1983	3	2000/5/24, +PMT
15	33	2	320+630	950	6.0	KP	5	1	1930	2	2000/3/9
16	34	2	630	1,260	6.0	KO	6	5	1955	3	2000/5/24
17	36	2	400+630	1,030	10.0	KO	7	2	1988	5	2000/2/25
18	40	2	1,000	2,000	10.0	KP	6	2	1997	2	2000/2/24
19	41	1	400	400	6.0	KB	5	2	1928	2	2000/2/24
20	43	1	630	630	10.0	PMT	3	0	1998	5	2000/2/23
21	53	1	315	315	6.0	KB	3	1	1938	2	2000/5/24
22	54	1	630	630	10.0	KB	3	3	1954	2	2000/3/9
23	55	2	630	1,260	10.0	KO	9	4	1930	5	2000/2/23
24	56	1	630	630	10.0	KP	4	1	1972	5	2000/2/25
25	57	2	630	1,260	6.0	KO	4	4	1948	5	2000/2/24
26	60 10kV	2	400+630	1,030	10.0	KO	7	4	1937	5	2000/2/24
27	60 6kV	1	400	400	6.0	KO	2	0	1937	5	2000/2/24
28	80	2	630	1,260	10.0	KP	8	2	1984	5	2000/2/24
29	98 10 kV	2	400	800	10.0	KB	6	2	1934	5	2000/2/24
30	98 6 kV	0	-	-	6.0	KB	1	0	1934	5	2000/2/24
31	100	2	320	640	6.0	KB	4	0	1940	2	
32	107	1	400	400	6.0	PMT	3	0	1960	2	
33	108	1	630	630	6.0	KP	4	3	1988	2	2000/6/9
34	109	2	400	800	6.0	KO	6	2	1997	2	1999/9/2, 2000/2/25
35	113	1	250	250	6.0	KO	14	9	1977	2	2000/5/25
36	125	1	250+630	880	10.0	KO	7	2	1995	2	2000/2/25
37	129	0	-	-	6.0	KB	4	2	1932	2	2000/5/24, toley office
38	147 10 kV	2	250+630	880	10.0	KO	7	4	1952	5	
39	147 6 kV	0	-	-	6.0	KO	5	2	1952	5	
40	162	2	315+400	715	6.0	KB	6	0	1980	2	
41	169	2	1,000	2,000	10.0	KP	9	6	1988	2	
42	179	1	400	400	6.0	KB	4	1	1960	5	2000/5/24
43	200 c	2	630	1,260	6.0	KO	6	3	1939	2	
44	200 H	4	630+2x1,000	3,260	10.0	KO	22	14	1983	2	
45	201	1	320	320	6.0	KO	2(+1)	0	1937	2	
46	237	1	400	400	6.0	PMT	3	0		5	2000/5/24
47	257	2	630	1,260	10.0	KO	4	2	1910	2	2000/2/25
48	291	1	630	630	6.0	KB	4	3	1961	2	
49	301	2	630	1,260	6.0	KO	7	2	1964	2	
50	321	2	400+630	1,030	6.0	KO	6	2	1958	2	

添付III.4.2-1 最優先プロジェクト地域内の配電用変電所

No.	Station No.	Qts (nos)	Unit Capacity (kVA)	Capacity (kVA)	Volatage (kV)	Type	Chambers (nos)	CB (nos)	Year of Installation	Network Area	Investigation Date & Note
51	325	1	630	630	10.0	KB	4	2	1962	5	
52	329	2	320+560	880	6.0	KO	5 (+2)	2	1972	2	Trum Line (560 kVA)
53	330	1	630+400	1,030	6.0	KO	4	2	1991	2	2000/6/9
54	348	2	320	640	6.0	KB	5	1	1962	2	2000/2/24
55	372 10 kV	1	1,000	1,000	10.0	KO	3	2	1961	2	
56	372 6 kV	1	630	630	6.0	KO	4 (+1)	3	1961	2	
57	410	2	400	800	6.0	KO	6	2	1965	2	
58	462	1	400	400	6.0	PMT	2	0	1964	2	2000/6/9
59	483	2	320	640	6.0	KO	8	4	1965	2	
60	486	4	2x50+2x320	740	6.0		8	2	1965	2	
61	500 10 kV	2	630	1,260	10.0	KO	7	3	1972	5	2000/2/23
62	500 6 kV	0	-	-	6.0	KO	1	1	1972	5	2000/2/23
63	519	1	630	630	6.0	KO	7	2	1966	2	2000/6/9
64	527	1	400	400	10.0	KO	4	1	1972	5	2000/5/24
65	540 c	1	315	315	6.0	PMT	3	0	1960	2	
66	540 H	1	400	400	6.0	PMT	3	0	1968	2	
67	573	2	250+630	880	6.0	KO	6	3	1973	2	
68	579	1	400	400	6.0	PMT	3	0	1970	5	
69	600	0	-	-	10.0	KO	24	16	1971	2	Sw/S, 2000/5/25
70	622	4	630	2,520	10.0	KB	14	8	1972	5	
71	686	1	630	630	10.0	PMT	3	0	1976	2	
72	694	2	400	800	6.0	KB	9	4	1976	2	
73	725	4	630	2,520	10.0	KO	15 (+1)	7	1980	5	
74	739	1	250	250	10.0	PMT	3	1	1980	2	
75	761	4	1,000	4,000	10.0	KO	16	9	1998	2	
76	817	1	320	320	6.0	PMT	3	0	1986	2	
77	825	2	630	1,260	10.0	KO	7	2	1986	2	2000/3/9
78	896	1	250	250	10.0	PMT	1	-	1994	2	
79	905	1	400	400	10.0	PMT	3	0	1995	2	
80	944	1	400	400	6.0	PMT	3	-	1997	2	
81	966	1	400	400	6.0	PMT	3	0		2	
82	972	1	100	100	10.0	PMT	3	0	1998	2	
83	1035	1	400	400	10.0	PMT	3	0	1999	2	Oil Company (p)
84	1042	1	160	160	6.0	PMT	3	0	1999	2	
85	1052	1	400	400	10.0	KO	2	0	1999	2	Embassy of France,(p)
86	1063	1	630	630	10.0	PMT	2	0	2000	2	Embassy of Norway, (p)
87	2022 TII-9	2	630+320	950	6.0					2	Metro, private
88	2026 KTH-1	2	400	800	10.0	PMT	3	0		2	private
89	2027 KTH-2	1	400	400	10.0	PMT	3	0		2	private
90	MTH	2	400	800	6.0	PMT	3	0		2	private
91	KTH	1	400	400	6.0	PMT	3	0		2	private
total		141		74,775							

Note) KO ground mounted type (standing independently)  
 KP ground mounted type (close to building)  
 KB in-building type  
 PMT compact type

## 第 5 章

### 基本設計対象設備の特定



## 第5章 基本設計対象設備の特定

### 5.1 一般

本編3章でプレ・フィージビリティ調査のための改修対象設備の特定方法およびその結果について説明した。基本設計調査の対象設備の選定も基本的に第3章と同様であるが、第4章で説明したように詳細な補足調査の結果、BEN側の強い要望、カウンターパートとの協議の結果をベースに、より具体的な対象設備の特定を行った。

### 5.2 改修対象設備特定の対処方針

主要な配電設備に対する改修対象設備の特定の方針について以下説明する。

#### (1) 高圧配電線路

改修対象高圧配電線路の特定の方法は、プレ・フィージビリティ調査のための特定方法と同様である。すなわち、添付 III.3.2-1 に示す配電線路が改修対象候補となる。ただし、配電用変電所に接続されている線路を同時に改修したほうが良い場合は、表に掲載されていない線路でも改修対象に含める。ここでいう改修とは、地中ケーブルの更新を意味する。

#### (2) 高圧開閉機器

既存の遮断器は、一部に1930年代に製造されたタンク型油遮断器(Bulk-oil type)が使用されており、残りの全てが小油量型である。タンク型から小油量型への切替えも配電用変電所単位でなく、故障した遮断器を適宜交換するというように、段階的に更新されてきており、年代を含めてその履歴がほとんど不明の状況にある。従って、マスター・プランと同様の以下の基準で改修の対象となる高圧開閉機器を特定した。なお、改修の内容は、既存の開閉機器と最新の真空またはSF6ガス開閉機器盤との併設は困難であるので、全面的な設備の更新である。

- (a) タンク型遮断器が使用されている配電用変電所の開閉設備、および本計画で改修対象の地中線が接続されている配電用変電所の開閉設備
- (b) 老朽化が著しく、かつ事故が多発しているため、カウンターパート側より早急な更新・改修を要求された配電用変電所の開閉設備
- (c) 上記に含まれない開閉設備でも、隣接する配電用変電所およびその間を接続している地中ケーブルの更新との関係で改修したほうが良いと判断される配電用変電所の開閉設備

### (3) 配電用変電所

前節で説明した高圧開閉機器を改修対象とする配電用変電所、および後述の変圧器のみの増容量または油入変圧器から乾式変圧器に取替える対象となる配電用変電所が改修の対象となる。

改修の内容は、真空または SF6 ガス型開閉機器盤を設置するためのスペースを確保するための機器室の間仕切り変更、それに伴う機器の搬入口の変更、屋根を含めた建家自体の修理などである。また、系統構成上重要な位置を占めているが、既存の建屋内に必要なスペースが確保できないため、必要数の開閉機器の設置が困難な配電用変電所が散見される。このような配電用変電所に対して、その隣接したところに用地を容易に確保できる場合は建屋の新設を考える。なお、新設のための用地確保が困難な配電用変電所に対しては、系統構成を変更してその配電用変電所の系統に占める役割を他の配電用変電所に移すことで対処する。

なお、変圧器のみを取替える配電用変電所は、変圧器室がそのまま使用可能であるので、建屋が著しく損傷していない限り、改修の対象としない。

### (4) 変圧器

高圧開閉機器を改修の対象とする配電用変電所に設置されている変圧器は全て更新の対象とする。改修の内容は変圧器の更新であり、撤去された変圧器は修理工場では検査・補修のうえ、他の配電用変電所に流用されることになる。また、カウンターパートよりの要求で、変圧器の火災により発生する有毒ガスから周辺の住民を守るため、建物密着型、借室型およびキュービクル型の配電用変電所の変圧器をモールド型乾式変圧器に取り替える。

### (5) 低圧開閉機器および線路

高圧開閉機器を改修の対象とする配電用変電所に設置されている低圧開閉器盤は全て改修の対象とする。改修の内容は全面的な更新である。また、更新される低圧開閉器盤から引出されている低圧線路も改修の対象とするが、本計画では資機材の調達のみを留め、低圧線路の敷設替えは BEN が独自に実施するものとした。

### (6) 電力量計

BENの電気料金体系は、いくつかの需要家グループ毎に単一の電気料金を適用する単純なものである。BENの需要構造は、冬季の最大電力が夏季の2倍弱に増加すること、夜型のピークであることから、電力供給事業の適正化を図るために、よりきめ細かい電気料金体系の適用が望ましい。また、経営の効率化を図るため、BENの運営を民間に委ねるための民営化の準備中である。このような状況から、近い将来に電気料金体系がどのように変化するか、その方向の予測が困難である。

一方、電力量計に付加すべき機能は、適用される電気料金体系に基づいて決定されるべきである。既存

の電力量計は一定期間に使用した電気の量を計測する簡単なものであるが、以上のような状況から、電力量計の仕様の決定は困難であり、本計画では、調達機材の中に含めないものとした。

### 5.3 特定された改修対象設備

#### 5.3.1 中心地区の6 kVから10 kVへの昇圧

現在、本編 4.5 節で説明したように、地滑り災害への応急処置として、BEN は城壁を囲む最優先地域の中心部の配電システムを 6 kV システムから切り離して 10 kV に変換し、電力供給を継続実施している。Azenerji の No. 119 変電所は、旧くから市の中心部の電力供給に重要な位置を占めてきたが、中心部より距離的に離れているうえ、本調査でも明らかになったように、ケーブルの老朽化が著しく(1930 年代初頭の敷設)、事故によるケーブルの一部の取替え工事も多く行なわれている。一方、市中心部の 10 kV システムは、城壁近くの比較的新しい Azenerji の No. 116 変電所および Patamdar 110 kV 変電所から電力の供給を受けており、変圧器およびケーブルの容量にも多少余裕がある。

このような状況から、BEN はこの応急的に 10 kV に切り替えた系統を、恒久的に 10 kV システムとして使用することを強く希望した。城壁内およびその周辺地区は建物が密集しており、Sabail 優先地域内でも特に需要密度の高いところである(最優先地域の平均需要密度:20.5 MW/km<sup>2</sup>)。現時点での恒久的 10 kV への切り替えは需要密度を考慮しても望ましく、そのうえ近い将来に必要となると予想される需要増加に対応した 2 重投資を避ける事ができることから、より経済的に有利と判断し、調査団は了解した。なお、既存の 6 kV ケーブル・ルートは、需要増に対応して場当たりに拡張されたり複雑に入り組んでいるため、それらの系統構成を各配電用変電所の相対的な位置関係と建屋のスペースに合わせて変更することで線路長の大幅な短縮が可能であり、6 kV をそのまま整備する場合と比較しても結果的にコストは低くおさえられる。

当該地域は需要密度が高く、コスト的にも有利なことから、この 6 kV から 10 kV への昇圧に伴う改修・復興を最優先計画とする。当該部分の 2000 年 1 月現在のケーブル・ルート図と恒久的 10 kV システムへの改修後のルート図を図 III.5.3-1 に、改修後の単線結線図を図 III.5.3-2 にそれぞれ示す。

以上の 6 kV から 10 kV への変更に伴い、本編 3 章および第 2 編 3 章で特定した改修対象の地中配電線路・配電用変電所以外の関連した配電線路および配電用変電所も改修対象となる。これら改修対象となる配電用変電所を添付 III.5.3-1 に、地中配電線路の詳細を添付 III.5.3-2 に、それらを要約したものを表 III.5.3-1 示す。なお、添付 III.5.3-1 に示す MV 開閉機器の数量は、各設備の基本設計の結果として求めたものである。

表III.5.3-1 昇圧に伴う改修対象設備（第1期）

項目	既設	改修計画
配電線路	1. 線路数	24
	2. 線路長	9.8 km
	3. ケーブル長	10.4 km
配電用変電所	1. 配電用変電所数	17箇所
	2. 変圧器台数	25台
	3. 変圧器容量	12.9 MVA

以上の改修計画において、以下の点に留意すべきである。

- (a) No.600 配電用変電所には予備の遮断器が2台あるので、そこからNo.5への地中ケーブル2回線の追加に伴う遮断器盤の追加は不要である。
- (b) No.21 配電用変電所には予備の遮断器が無いため、そこからNo.519への地中ケーブル追加に伴う遮断器が必要である。既存の油遮断器との併設が困難なので、No.21の全ての開閉機器の更新を行う。
- (c) No.1042とNo.1063 配電用変電所はキュービクル型であり、地中線は10 kV仕様で、最近敷設されたものである。従って、キュービクル型の変電所を更新するが、地中ケーブルは既存のものを利用する。
- (d) No.4 配電用変電所は狭く所定の機器を設置するスペースの確保が困難である。このことに関して、多少供給信頼度を損ねるが、調査団は系統構成の変更を提案した。しかし、当該変電所に近い港湾地域は将来の開発の可能性が高いため、その拡張が容易なように建屋を新設することが有利であり、BENもそれを強く要求したので、No.4 配電用変電所を近隣の緑地帯に新設することとした。
- (e) No.6 および No.22 配電用変電所は借室型で狭く、変圧器・高圧開閉機器盤・低圧分電盤が混在した配置とせざるを得ない。系統構成を変更して高圧開閉機器の占有面積を調整したが、乾式変圧器の防護柵の設置がスペース的に困難である。従って、当該変電所の変圧器のみ、適当な換気装置を設備したキュービクルに納めることとした。

### 5.3.2 6 kVシステムの改修・復興計画

本編4章で説明した詳細調査の結果、および第5.2節の改修対象設備の特定方針に基づいて、上記昇圧の対象となる設備以外の改修対象の特定を行った。添付III.3.2-1に示す改修対象候補の地中線路は、最優先プロジェクト地域全体に分布しているが、系統構成に多少違いがある。これらの違いを基に、大きく3つに分けた改修計画を作成し、BENに提案した。検討の結果を以下に説明する。

- (a) No.116変電所(35/10 kV)周辺の東部地区は、それ以外の地区と同様に古い6 kVと10 kVシステムが混在しているが、系統的に10 kVシステムが電力供給の中心であり、6kVシステムはその中に散在している状況である。そのため、改修対象の配電用変電所数が少ない割に、長距離の地中ケーブルの更新が必要なため、数少ない6 kV配電用変電所の10 kVへの昇圧

を提案した。この計画は、地中線路の長さを 20%程度に低減できるなど経済的なだけでなく、将来の需要増加に伴う設備投資を大幅に削減可能である(二重投資の防止)。

- (b) 城壁周辺地域およびその北部地区は、6 kV システムのみによって電力供給が行われている。従って、第5.3.1節の昇圧対象設備以外は、既存の系統電圧に合わせた改修を計画した。
- (c) 西部地区は 6 kV と 10 kV システムが混在しているが、北西部の一部を除いて比較的設備が新しく、改修対象設備がほとんど無い。北西部は 6 kV のみであり、(b)と同様の検討を行った。

以上の検討の結果に基づいて BEN と協議を行った。BEN は調査団提案の(b)、(c)に対しては同意したが、(a)の提案に対して、既に城壁周辺の一部を 10 kV に昇圧しているため、No.116 変電所の変圧器容量が不足する恐れが有るため、6 kV システムとしての改修を要求すると共に、もし困難であるなら改修対象から除外するよう提案があった。調査団は、以下の理由により今回の改修計画から当該地区を除くこととし、BEN もそれに同意した。

- 6 kV システムとしての改修では、調査団の提案した計画に比較して建設費が大幅に増加する。
- 今回の計画で更新されるケーブルが既存の 10 kV システムと重複しているため、将来 10 kV に昇圧した場合にその役割を十分果たせなくなる。

改修対象となる地中線路および配電用変電所の位置を図 III.5.3-3 に、改修後の単線結線図を図 III.5.3-4(1)および(2)にそれぞれ示す。また、主要な改修対象設備を表 II.5.3-2 に、配電用変電所の詳細を添付 III.5.3-3 に、地中線路の詳細を添付 III.5.3-4 に示す。前節の改修計画と同様に、改修の効果を高めるため、第2編3章で特定した改修対象変電所以外でも、更新の対象となった地中ケーブルに接続される配電用変電所を極力改修対象とした(添付 III.5.3-3 の「Priority」の欄が空白の配電用変電所)。前節と同様に、No.20、No.53 および No.162 配電用変電所は、借室型で一つの部屋に各機器が混在する配置となるので、保守要員の安全確保のため、変圧器をキュービクルに納める。

なお、No.291 と No.573 配電用変電所間に、首相府によって所有・管理されている配電用変電所があるが、BEN の意向により本計画には含めていない。しかし、将来更新するケーブルに接続される可能性が有ることから、No.291 および No.573 に遮断器を計画した。

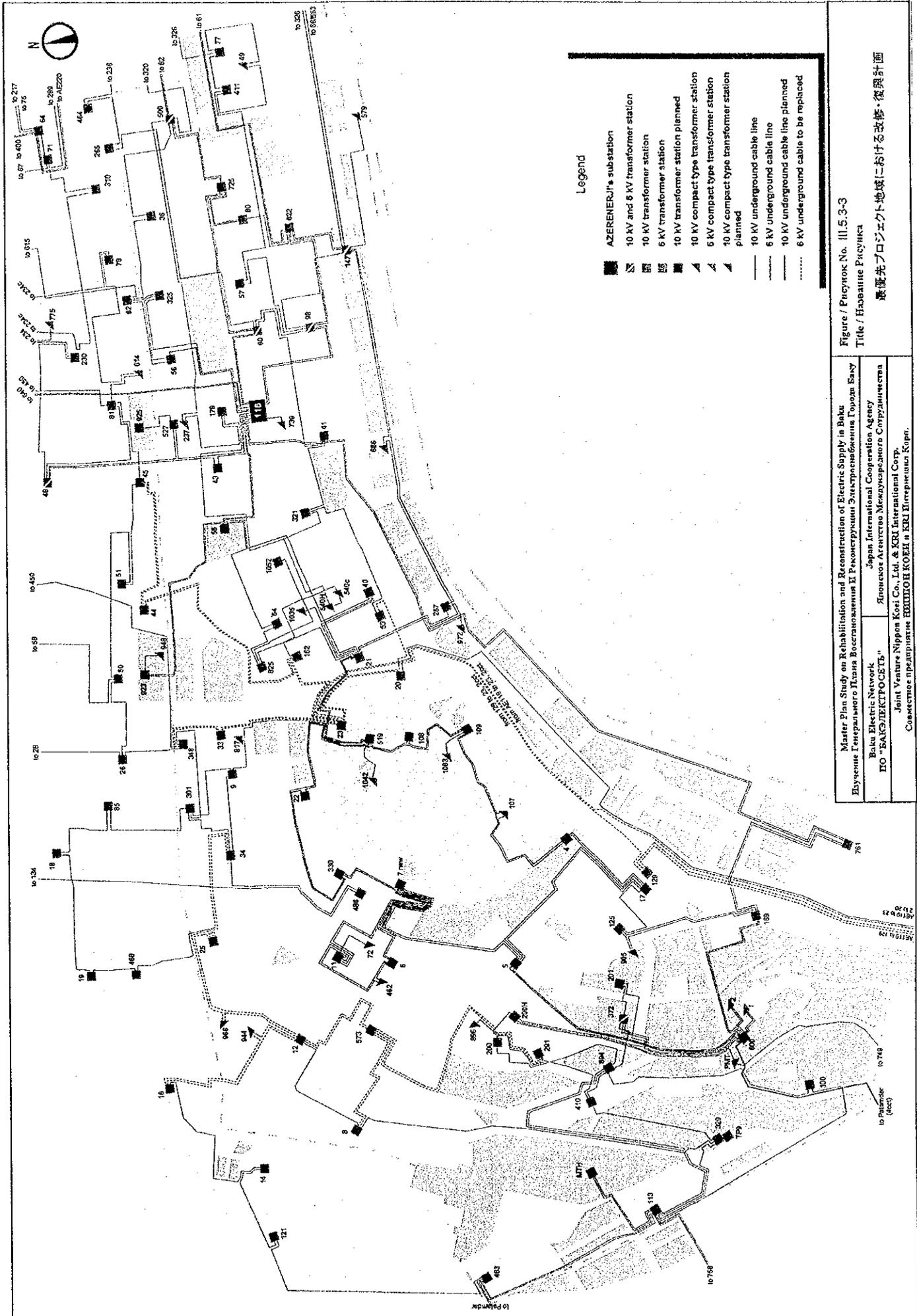
表III.5.3-2 昇圧以外の改修対象設備 (第 II 期)

	項目	既設	改修計画
配電線路	1. 線路数	18	19
	2. 線路長	10.2 km	10.4 km
	3. ケーブル長	10.5 km	18.2 km
配電用変電所	1. 配電用変電所数	18 箇所	18 箇所
	2. 変圧器台数	27 台	27 台
	3. 変圧器容量	13.9 MVA	17.0 MVA









- Legend**
- AZERENERJI's substation
  - ▣ 10 kV and 6 kV transformer station
  - ▢ 10 kV transformer station
  - ▤ 6 kV transformer station
  - ▥ 10 kV transformer station planned
  - ▧ 10 kV compact type transformer station
  - ▨ 6 kV compact type transformer station planned
  - ▩ 10 kV compact type transformer station planned
  - 10 kV underground cable line
  - - - 6 kV underground cable line
  - ⋯ 10 kV underground cable line planned
  - ⋯ 6 kV underground cable to be replaced

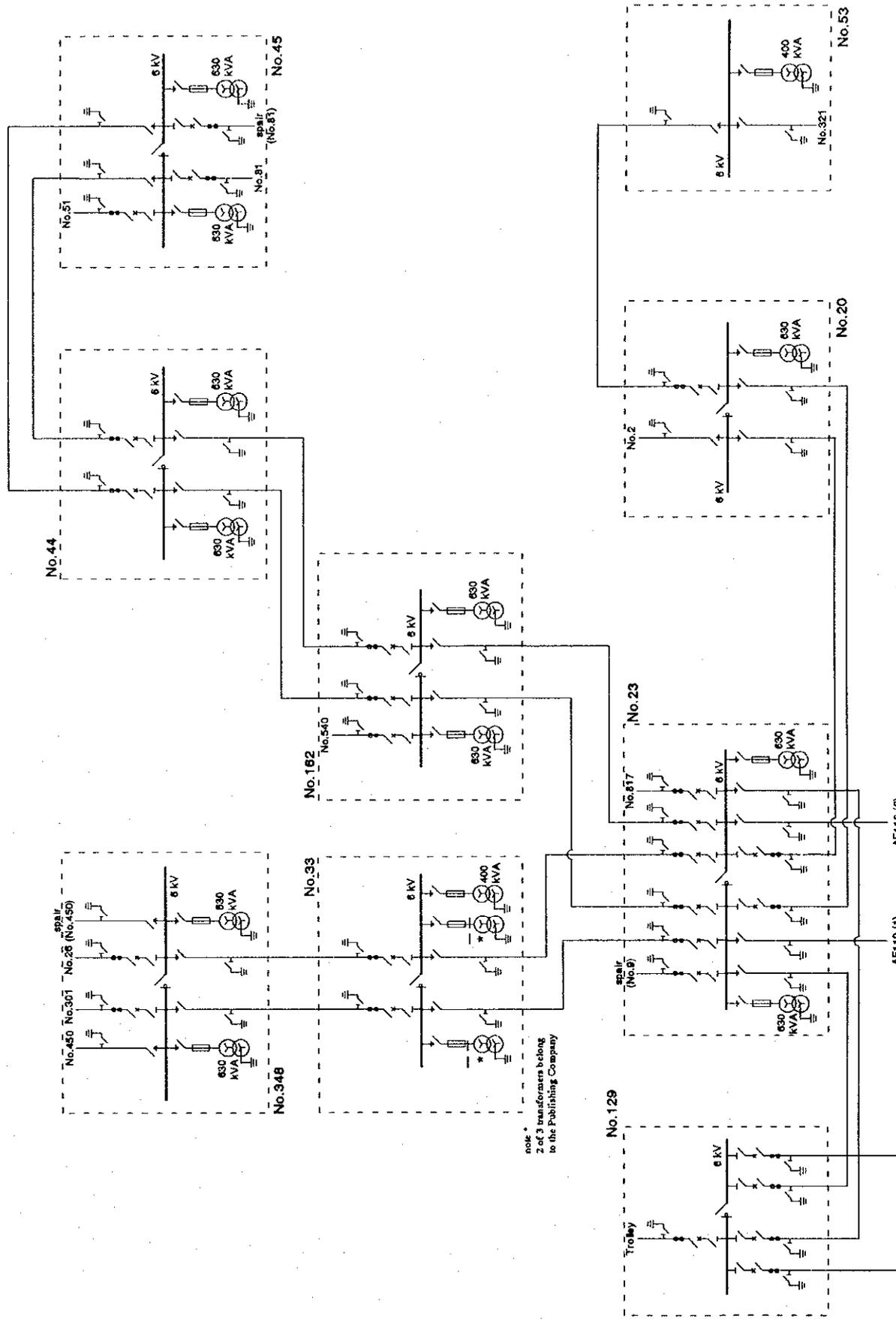
Figure / Рисунок No. III.5.3-3

Title / Название Рисунок

震源光プロジェクト地域における改修・復興計画

Master Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Baku Будущее Генерального Плана Восстановления и Реконструкции Электроснабжения Города Баку	
Baku Electric Network ПО "БАКЭЛЕКТРОСЕТЬ"	Japan International Cooperation Agency Японское Агентство Международного Сотрудничества
Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & KRI International Corp. Совместное предприятие НИПОН КОЭИ и КРИ Интернационал Корп.	





note \*  
2 of 3 transformers belong  
to the Publishing Company

AE119 (1)  
AE119 (2)  
note:  
The cables between No.23 and AE119, and between  
No.129 and AE119 will be replaced.

Master Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Baku Изучение Генерального Плана Восстановления И Реконструкции Электроснабжения Города Баку	Japan International Cooperation Agency Японское Агентство Международного Сотрудничества
Baku Electric Network ПО "БАКЭЛЕКТРОСЕТЬ"	Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & KRI International Corp. Совместное предприятие НИПОН КОЭИ и КРИ Интернешнл Корп.

Figure / Рисунок No. III.5.3-4 (2)  
Title / Название Рисунок  
6 kV Системы의 改修·復興計画 第II期(2)



添付III.5.3-1 10 kVへの昇圧計画に関する配電用変電所(第1期)

Existing Facilities										
No.	Tr. Station No.	Transformers			Prim. Volt (kV)	Type of Station	Commis. Year	Pri- ority (a)		
		Unit (nos)	No.1 (kVA)	No.2 (kVA)					Total (kVA)	
1	4 (b)	1	400		400	6.0	KP	1960	36	
2	5	2	400	630	1,030	6.0	KP	1940	1	
3	6	1	630		630	6.0	KB	1938	2	
4	7 (c)	2	250	400	650	6.0	KP	1937	3	
5	11	2	400	630	1,030	6.0	KB	1955	34	
6	17	2	400	630	1,030	6.0	KP	1953	5	
7	21	2	1,000	1,000	2,000	10.0	KB	1989		
8	22	1	400		400	6.0	KB	1966	26	
9	72	1	400		400	6.0	PMT (e)	1976		
10	107	1	400		400	6.0	PMT	1960	37	
11	108 (d)	1	630		630	6.0	KP	1988		
12	109	2	400	400	800	6.0	KO	1997		
13	330	2	400	630	1,030	6.0	KO	1991		
14	462	1	400		400	6.0	PMT	1964		
15	519	2	630	630	1,260	6.0	KO	1966	25	
16	1042	1	160		160	6.0	PMT	1999		
17	1063	1	630		630	6.0	PMT	2000		
Total		25			12,880					

Remarks :

- (a) Figure in column of "Priority" is a number (priority) indicated in Appendix II.3.3-2(1) for the Master Plan.
- (b) No. 4 station building will be newly constructed.
- (c) Old No. 7 station building will be abandoned and existing new building will be used.
- (d) Number of transformer will be increased to 2 units due to modification of inside wall.
- (e) MV switchgear(LBSs) and LYDB of PMT type transformer stations is not counted here, because those are mounted in transformer cubicle.
- (f) Molded dry type transformers for No.6 & No.22 transformer stations will be enclosed in the cubicle with proper ventilation system.

Equipment to be installed in the Plan														
Transformers					Number of MV Switchgear Panels					LV Panels		Type of Trans.		
Unit (nos)	No.1 (kVA)	No.2 (kVA)	Total (kVA)	CB Feeder	LBS Feeder	Bus Tie	PT	Tr.	with 2-CB	with 1-CB				
2	400	400	800	1	3	1	1	2	1	1	Dry			
2	630	630	1,260	4	2	1	2	2	1	1	Dry			
1	630		630	1	3	1	1	1			Dry			
2	630	630	1,260	6	2	1	2	2	1	1	Dry			
2	630	630	1,260	3	2	1	2	2	1	1	Dry			
2	630	630	1,260	2	4	1	2	2	1	1	Dry			
2	1,000	1,000	2,000	6	3	1	2	2	1	1	Dry			
1	400		400		2			1			Dry			
1	400		400								Dry			
1	400		400								Dry			
2	630	630	1,260		2			2	1	1	Dry			
2	400	400	800	4	1	1	2	2	1	1	Oil			
2	630	630	1,260	1	3	1	1	2	1	1	Oil			
1	630		630								Dry			
2	630	630	1,260	5	2	1	2	2	1	1	Oil			
1	400		400								Dry			
1	630		630								Dry			
27			15,910	33	29	10	17	22	10	12				

添付III.5.3-2 10 kVへの昇圧計画に関わる地中線路(第1期)

No.	Existing MV Distribution Lines related to Upgrading				Cable Length (cct·m)	Commiss. Year	Priority (a)	Rehabilitation
	From S/S No.	To S/S No.	Circuit (CCT)	Rated Voltage of Cable				
1	1	4	1	6 kV	1,380	1973	Reconnected to other T.S	
2	4	7	1	6 kV	483	1957	Replaced with 10 kV cables	
3	4	107	1	6 kV	220	1957	Replaced with 10 kV cables	
4	4	108	1	6 kV	1,269	1960	Replaced with 10 kV cables	
5	5	7	1	6 kV	427	1933	Replaced with 10 kV cables	
6	5	129	1	6 kV	614	1933	Abandonment	
7	5	200	1	6 kV	367	1940	Abandonment	
8	5	201	1	6 kV	230	1940	Abandonment	
9	5	11	1	6 kV	550	1959	Replaced with 10 kV cables	
10	6	7	1	6 kV	272	1933	Replaced with 10 kV cables	
11	6	462	1	6 kV	65	1954	Replaced with 10 kV cables	
12	7	330	1	6 kV	250	1933	Replaced with 10 kV cables	
13	11	462	1	6 kV	558	1954	Replaced with 10 kV cables	
14	11	573	1	6 kV	329	1954	Abandonment	
15	11	72	1	6 kV	70	1984	Replaced with 10 kV cables	
16	22	330	1	6 kV	387	1933	Replaced with 10 kV cables	
17	22	23	1	6 kV	282	1933	Abandonment(partially)	
18	23	519	1	6 kV	200	1932	Abandonment	
19	107	109	1	6 kV	300	1959	Replaced with 10 kV cables	
20	108	109	1	6 kV	245	1958	Replaced with 10 kV cables	
21	108	519	1	6 kV	110	1964	Replaced with 10 kV cables	
22	109	1063	1	10 kV	300	2000	Remained unchange	
23	162	519	1	10 kV	780	1973	Abandonment	
24	519	1042	1	10 kV	160	2000	Remained unchange	
	<b>Total</b>		<b>24</b>		<b>9,848</b>		<b>9,848</b>	

Remarks :

(a) Figure in column of "Priority" is a number (priority) indicated in Appendix II.3.3-1(1) for the Master Plan.

(b) Route length of line to be rehabilitated indicated in the above table is measured on the map of scale 1/5000 with allowance.

(c) Existing power cable for "No.109 - No.1063" and "No.519 - No.1042" will be used.

No.	Distribution Lines to be rehabilitated in the Plan				Rated Voltage of Cable	Route Length (m)	Length for Erection	Cable Length (cct·m)
	From S/S No.	To S/S No.	Circuit (CCT)	Length for Erection				
1	4	17	2	10 kV	278	278	556	
2	4	107	1	10 kV	235	235	235	
3	4	109	1	10 kV	556		556	
4	5	7	2	10 kV	342	342	684	
5	5	17	2	10 kV	605	605	1,210	
6	5	600	2	10 kV	610	610	1,220	
7	6	7	2	10 kV	396	396	792	
8	6	11	1	10 kV	396		396	
9	6	462	1	10 kV	70	70	70	
10	7	11	2	10 kV	487	487	974	
11	7	330	2	10 kV	150	150	300	
12	11	72	1	10 kV	75	75	75	
13	11	462	1	10 kV	326	326	326	
14	21	519	2	10 kV	599	599	1,198	
15	22	330	1	10 kV	414	414	414	
16	22	519	1	10 kV	433	433	433	
17	107	109	1	10 kV	321	321	321	
18	108	109	1	10 kV	262	262	262	
19	108	519	1	10 kV	118	118	118	
20	109	519	1	10 kV	380		380	
21	330	519	1	10 kV	847		847	
	<b>Subtotal</b>		<b>27</b>		<b>6,673</b>	<b>5,721</b>	<b>10,140</b>	
22	109	1063	1	10 kV	139	0 (c)	139	
23	519	1042	1	10 kV	139	0 (c)	139	
	<b>Subtotal</b>		<b>2</b>		<b>278</b>		<b>278</b>	
	<b>Total</b>		<b>29</b>		<b>6,951</b>	<b>5,721</b>	<b>10,418</b>	





## 第 6 章

### 基本設計



## 第6章 基本設計

### 6.1 設計方針

本計画における設計方針は以下の通りである。

- (a) BENの技術体系に適応
- (b) 維持・管理の容易さを考慮
- (c) 既設設備と整合性の取れた設計および機器を採用
- (d) 高い安全性と信頼性を確保
- (e) 経済性の確保(既存構造物の有効活用)
- (f) 将来の電力系統の拡充に対応可能な融通性のあるシステム構築

### 6.2 基本計画

#### 6.2.1 計画の概要

##### (1) 対象地域および設備

###### (a) 対象地域

本計画の対象地域は、プレ・フィージビリティ調査で選定したとおり、Sabail 優先地域とする。

###### (b) 対象設備の概要

本計画の対象設備の概要を下表に示す、なお詳細は第5章に示す。

表III.6.2-1 対象設備の概要

	項目	単位	改修対象	改修後
第I期	地中配電線路数	nos	24	23
	配電用変電所数	箇所	17	17
第II期	地中配電線路数	nos	18	19
	配電用変電所数	箇所	18	18

##### (2) 適用基準

本計画で設置される機器の設計・製作、工場検査および試験方法については IEC 規格を適用する。

配電設備の計画および設計の共通事項を下記の通りとする。

(a) 配電電圧および周波数

全配電線系統における配電電圧および周波数は表 III.6.2-2 の通りとする。

表III.6.2-2 配電電圧および周波数

配電系統	配電電圧	周波数
高 圧	6.0 kV または 10.0 kV	50 Hz
低 圧	0.4 - 0.23 kV	50 Hz

(b) 電気方式

配電系統における電気方式および接地方式は表 III.6.2-3 の通りとする。

表III.6.2-3 配電方式および接地方式

高圧系統	3相3線式、中性線非接地
低圧系統	3相4線式、中性線接地

(c) 絶縁設計

機器設計用の絶縁設計は表 III.6.2-4 の通りとする。

表III.6.2-4 絶縁設計強度

項目	高 圧		低 圧
公称電圧	6.0 kV	10 kV	230 - 400 V
定格電圧	7.2 kV	12 kV	254 - 440 V
AC耐電圧 (rms)	20 kV	28 kV	2,000 V
インパルス耐電圧	60 kV	75 kV	-

(d) 許容短絡電流

配電系統における許容短絡電流は表 III.6.2-5 に示す値以内に維持する。

表III.6.2-5 配電系統における許容短絡電流

電圧階級	許容短絡電流
6 kV	20 kA
10.0 kV	20 kA

## 6.2.2 配電用変電所および開閉機器

### (1) 配電用変電所建家

本計画において改修される配電用変電所は、その建家の形態別に3タイプに分類される。それぞれのタイプ毎の改修項目および設置される配電用変電機器は下記の通りである。

#### (a) 地上設置独立タイプ

地上設置独立タイプの建家は石積みモルタル造りの構造で、自立型の建物である。この自立型はさらに2タイプ、すなわち緑地帯、公園、建物の中庭などの比較的スペースに余裕のある場所に建てられたものと、既存の他の建物に密着して建てられたものがある。前者は建物自体

の各機器室のスペースに余裕があり、設置される機器の数量に応じて各機器室の間仕切りを変更する程度で対応可能なものが多い。反面、後者は、住民の通路に面した狭いスペースに建設されているものがかなり多く、これらは各機器室のスペース自体にも余裕がなく、間仕切りの変更で対応可能なものが少ない。そのうえ、建屋の拡張も困難である。従って、このタイプの既存建屋の有効活用を図るため、以下の方針で設計する。

- i) 配電用変電所に設置される機器でスペース的に問題があるものは、高圧開閉機器である。配電線路を2回線構成とするため、その数量が大幅に増加する。従って、現在広く使用されている開閉機器のうち、最も省スペース性に優れている SF6 ガス型を採用する(その他のタイプではほとんどの建物の拡張が必要となる)。
- ii) 既存建屋の有効活用を図るため、建屋の新設を避け、機器室の隔壁の変更程度で対応することを基本とする。
- iii) 隔壁変更でも対応困難な配電用変電所に対しては、建屋の拡張を検討し、それでも対応できない場合は、系統構成を変更し、開閉機器の数量を少なくする。即ち、遮断器の負荷開閉器への変更や、1回線接続に変更する。

なお、建物内に設置される主要な配電機器は下記の通りである。

- ファイダー・キュービクル
- ブス・タイ・キュービクル
- 変圧器 1 次回路キュービクル
- 計器用変成器キュービクル
- 配電用変圧器
- 低圧分電盤、低圧変流器、積算電力量計器

#### (b) 建物内(借室)設置タイプ

建物内(借室)設置タイプは、既存の建屋の一部を借用して配電機器を設置している配電用変電所である。このタイプの拡張および借室の変更は非常に困難であり、間仕切りの変更および改修のみを行う。なお、系統構成上必要となる開閉機器をスペース内に設置できない場合は、前項(iii)と同様な対応を行う。

このタイプの配電用変電所内に設置される主要配電機器は、地上設置独立タイプに設置される機器と同様である。

#### (c) 地上設置キュービクルタイプ

このタイプは、省スペース・コンパクトな配電用変電所であり、上記 2 タイプの配電用変電所が設置困難な場所に設置する。

このタイプの配電用変電所はまた、屋外設置用に、その金属製のハウジングに断熱・防水加工を施し、コンクリートの基礎上に据付けられる。そのハウジング内には、フィーダ回路、変圧器回路および低圧分電盤の全ての機器を納める。

さらにこのタイプは、既設配電用変電所の改修工事期間中に、その仮設変電設備として使用可能である。

(d) 建家の改修項目

改修対象の配電用変電所建家はいずれも老朽化しており、一部の建家では、壁面の破損、屋根の破損による雨漏りが生じている。本計画では門扉、換気口等の修理、内部・外部の壁の補修・塗装、および屋根の防水処理等の改修を行う。

配電用変電所内の機器間の接続は、裸アルミ導帯で行われている。さらに、配電ケーブルを開閉機器に接続するためにケーブル・ダクトが設備されているが、利用可能なものは少ない。従って、ほとんどの配電用変電所でケーブル・ダクトの位置変更・新設が必要となる。

また、一部の地上設置独立タイプ配電用変電所において、開閉器盤を設置するスペースを確保するため建家内部の間仕切の変更を行う。また、相手機関からの強い要望があり、かつ妥当と判断される場合は建屋の新設を行う。

(2) 配電用変圧器

変圧器容量は IEC の標準容量である 400 kVA、630 kVA および 1,000 kVA の 3 種類とする。また建物密着型、借室型およびキュービクル型の配電用変電所にモールド型の乾式変圧器を採用する。配電用変圧器の主な仕様を表 III.6.2-6 に示す。

表III.6.2-6 配電用変圧器の主な仕様

項目	仕様
型式	3相、屋内油入型または乾式型
定格電圧	1次側 6.0 kV または 10.0 kV 2次側 230 - 400 V
ベクトルグループ	Yyn0
容量	400, 630, 1,000 kVA
タップ切替	+5.0, +2.5, ±0, -2.5, -5.0%無負荷タップ切替
冷却方式	自冷式

(3) 高圧開閉機器キュービクル

高圧開閉機器キュービクルは下記に示す機器盤の組合せで構成される。

- SF6 ガス型遮断器盤(送電フィーダー用)
- SF6 ガス型負荷開閉器盤(受電フィーダー回路)
- SF6 ガス型負荷開閉器盤(ブスタイ用)
- 電力ヒューズ付き SF6 ガス型負荷開閉器盤(変圧器回路用)
- 計器用変成器(主に接地故障の方向検出用)

なお、フィーダー用の開閉装置には、将来の給電指令所からの遠方制御が可能な機器を選定する。

高圧開閉機器に設備する機器の仕様を以下に示す。

(a) 高圧開閉機器

高圧開閉機器の主な仕様を表 III.6.2-7 に示す。

表III.6.2-7 高圧開閉機器の主な仕様

項目	仕様	
開閉装置	負荷開閉器 (SF6 ガス型)	遮断器 (SF6 ガス型)
定格電圧	7.2 または 12 kV、50 Hz	
定格電流	630 A:フィーダ回路 200 A:変圧器1次回路	630 A:フィーダ回路
遮断容量	20 kA	20 kA

(b) 電力フューズ

変圧器の1次回路には電力ヒューズを設備する。その主な仕様を表 III.6.2-8 に示す。

表III.6.2-8 電力ヒューズの定格電流

変圧器容量 (kVA)	定格電流	
	6 kV	10 kV
400	80 A	50 A
630	100 A	80 A
1,000	125 A	100 A

(c) 接地型計器用変圧器(EVT)

遮断器盤(送電フィーダー)を有する配電用変電所の高圧母線に、地絡故障の方向を検出するための零相計器用変圧器を設備する。その主な仕様を表 III.6.2-9 に示す

表III.6.2-9 零相計器用変圧器の主な仕様

項目	仕様
定格電圧	7.2 kV または 12 kV
変成比	6 kV/100/√3 V または 10 kV/100/√3 V

(d) 計器用変流器(CT)

短絡故障検出(送電フィーダー)および電流計測のために、送電フィーダーおよび変圧器回路に計器用変流器を設備する。その主な仕様を表 III.6.2-10 に示す。なお、No.7配電用変電所において、接続される線路の数が多いため、計器用変流器を設備した変圧器盤の設置がスペース的に困難であるので、電流計測は低圧側で行う計画とした。

表III.6.2-10 計器用変流器の主な仕様

項目	仕様
定格電圧	7.2 kV または 12 kV
変流比:送電フィーダー	400/5 A
変圧器回路	200/5 A

(c) 零相変流器(ZCT)

遮断器の設備されているフィーダ・キュービクルには零相変流器を設備する。その主な仕様を表 III.6.2-11 に示す。

表III.6.2-11 零相変流器の主な仕様

項目	仕様
定格電圧	7.2 kV または 12 kV
変流比	400 A, 200 mA/1.5 mA

(4) 低圧分電盤

配電用変圧器 2 次側に低圧分電盤を設置する。低圧主回路には低圧開閉器を設置し、低圧フィーダーにはカートリッジ型フューズを取付ける。なお、積算電力量の計測は変圧器回路のみで行い、各低圧フィーダーでは行わない。低圧分電盤の主な仕様を表 III.6.2-12 に示す。

表III.6.2-12 低圧分電盤の主な仕様

項目	仕様
公称電圧	400 V
型式	屋内壁掛型
定格電流	主回路 800, 1,200, 1,800 A フィーダー 400 A
低圧フューズ	400 A または 250 A
回路数	8 回路

6.2.3 高圧配電線

高圧地中配電線路に使用するケーブルは、将来の 6 kV から 10 kV への系統電圧切替えの可能性を考慮して、6 kV システムにも 10 kV 仕様のケーブルを適用する。

適用する高圧ケーブルの仕様は、アルミ導体の 6/10 (12) kV 架橋ポリエチレン絶縁(XLPE)ビニールシースケーブルとする。そのサイズは付属品の低減を図るため、幹線は  $3 \times 240 \text{ mm}^2$ 、それ以外は  $3 \times 150 \text{ mm}^2$  の 2 種類とする。高圧地中ケーブルの主な仕様を表 III.6.2-13 に示す。

表III.6.2-13 高圧地中ケーブルの主な仕様

項目	仕様
定格電圧	12 kV
芯線数	3
電線材質	アルミニウム
断面積	$240 \text{ mm}^2$ , $150 \text{ mm}^2$
絶縁体	架橋ポリエチレン
絶縁物厚さ	3.4 mm
外径	約 56 mm ( $150 \text{ mm}^2$ ), 65 mm ( $240 \text{ mm}^2$ )
重量	約 3.2 kg/m ( $150 \text{ mm}^2$ ), 4.5 kg/m ( $240 \text{ mm}^2$ )

### 6.2.4 低圧配電線

#### (1) 低圧地中配電線路

ケーブルはアルミ導体の0.6/1 kV 鋼帯外装架橋ポリエチレン絶縁(XLPE)ビニールシースケーブルとする。そのサイズは付属品の低減を図るため、幹線は $3 \times 240 + 95 \text{ mm}^2$ 、それ以外は $3 \times 150 + 70 \text{ mm}^2$ の2種類とする。低圧地中ケーブルの主な仕様を表 III.6.2-14 に示す。

表III.6.2-14 低圧地中ケーブルの主な仕様

項目	仕様
定格電圧	1 kV
芯線数	3(相)+1(中性線)
電線材質	アルミニウム
断面積	$3 \times 240 + 1 \times 95 \text{ mm}^2$ , $3 \times 150 + 1 \times 70 \text{ mm}^2$
絶縁体	架橋ポリエチレン
絶縁物厚さ	1.7 mm ( $240 \text{ mm}^2$ ), 1.1 mm ( $95 \text{ mm}^2$ ) 1.4 mm ( $150 \text{ mm}^2$ ), 1.1 mm ( $70 \text{ mm}^2$ )
外径	約 58.7 mm ( $3 \times 240 + 95$ ), 48.5 mm ( $3 \times 150 + 70$ )
重量	約 4.27 kg/m ( $3 \times 240 + 95$ ), 2.88 kg/m ( $3 \times 150 + 70$ )

#### (2) 屋側配電線路

屋側配電線路に使用する架空ケーブル(ABC)は、アルミ導体の0.6/1 kV 架橋ポリエチレン絶縁(XLPE)ビニールシースケーブルとする。そのサイズは付属品の低減を図るため、幹線は $3 \times 150 + 70 \text{ mm}^2$ 、それ以外は $3 \times 70 + 70 \text{ mm}^2$ の2種類とする。屋側ケーブルの主な仕様を表 III.6.2-15 に示す。

表III.6.2-15 低圧屋側ケーブルの主な仕様

項目	仕様
定格電圧	1 kV
芯線数	3(相)+1(中性線)
電線材質	アルミニウム
断面積	$3 \times 150 + 1 \times 70 \text{ mm}^2$ , $3 \times 70 + 1 \times 70 \text{ mm}^2$
絶縁体	架橋ポリエチレン
絶縁物厚さ	1.4 mm ( $150 \text{ mm}^2$ ), 1.1 mm ( $90 \text{ mm}^2$ )
外径	約 39 mm ( $3 \times 150 + 70$ ), 33 mm ( $3 \times 70 + 70$ )
重量	約 1.7 kg/m ( $3 \times 150 + 70$ ), 1.0 kg/m ( $3 \times 70 + 70$ )

### 6.3 配電用変電所の設計

本編4章で説明した詳細調査結果、および第5章で説明した改修対象設備の検討の結果(図 III.5.3-2、5.3-4 (1)および(2))をふまえて、配電用変電所建屋の改造計画および機器の配置計画を検討し、設計をおこなった。本編5.3.1節で述べたバクー市中心部の6 kVから10 kVシステムへの昇圧計画(第I期計画)に含まれる配電用変電所の検討結果を図 III.6.3-1 (1)~(13)に示す。また、6 kVシステムの改修計画(第II期計画)に含まれる配電用変電所の検討結果を図 III.6.3-2 (1)~(17)に示す。

なお、図 III.5.3-4 (2)に示す No.17 および No.21 配電用変電所のように、本計画で更新の対象とならない

既設ケーブルを接続する開閉機器盤だけでなく、将来それらの線路を容易に2回線化できるよう予備の開閉機器盤も計画した。

## 6.4 プロジェクトの実施体制

### 6.4.1 組織

第1編 1.5節にて説明したとおり、1999年5月の基盤整備局(DEC)の組織改正に伴い、それまで BEN の組織の一部として重要な機能を果たしていた建設部門(DSC)、販売・料金徴収部門(EPSS)および変圧器修理部門(TRS)が分離した。その結果、BENの役割は、10/6 kV および低圧配電設備の運用・維持管理に限定され、変圧器の取替え、開閉機器・地中ケーブルの補修や需要家への引込み線敷設程度の工事を担当するに限定されている。配電用変電所の建設、大規模な設備更新、地中ケーブルの敷設や取替えなど全ての改修・建設工事は、DSC が担当していたが、組織改正により DSC は DEC 直轄の建設部(MRCIAE)に吸収され、そこで実施されている。

従って、組織改正以後は、DEC 建設部における電力関連担当部門が配電設備改修および拡張整備の実施組織であった。しかしながら、2000年6月14日に配電事業部門の再構築に関する大統領令が公布され、今後は Joint Stock Company BEN(JSC BEN)として、一部民営の配電事業が推し進められる予定にある。大統領令によれば、公布以前に分離していた先述の諸機能を再統合し、1999年5月付け組織改正以前の BEN の組織体制に近い形態で JSC BEN が設立され、当該最優先プロジェクトの実施にあたり必要な機能を有する DEC 建設部の電力関連担当部門も JSC BEN に再統合された。

現時点では、JSC BEN に再統合された組織や企業は大統領令より確認可能である。しかしながら、JSC BEN 内部における組織体制がどのように組み立てられ、設備の改修・拡張計画やその維持管理などを実施していくか、また入札にて選定される予定の運営管理事業者との責任や役割分担など現時点で確認できない点が多い。従って、本最優先プロジェクトの実施部門となるべき組織やプロジェクトに当る体制に関しては一切決定しておらず、最終的確認はできない状況にある。ここでは、プロジェクト実施に不可欠な組織(機能体)が全て JSC BEN に再統合されたことを踏まえて、過去(1999年5月付け組織改正以降)の組織体制に基づいて、プロジェクト実施の組織体制を下表に示す。

表III.6.4-1 プロジェクト実施の組織体制

- プロジェクト管理・モニタリング・計画見直し	BEN 本部
- 資材および機器の調達	調達部門(Technical Procurement Department: BEN)
- 詳細計画策定、建設・据付工事	建設部門(MRCIAE 内電力施設関連部門: DEC)
- 設備維持管理・運営および保守	配電設備維持管理部門 (City and Suburb Electric Networks: BEN)

注記:上記組織(機能体)は JSC BEN に再統合された。

#### 6.4.2 自己資金による予算計画

BEN の自己資金による最優先プロジェクト実施に対する資金/予算計画は現時点では示されておらず、今後も以下の事由により作成される見通しは薄いと思われる。

- (a) BEN を含むバクー市の配電事業は現在赤字運営が続いており、投資資金を蓄積し、充当するに十分かつ安定した資金源がない。
- (b) 以前より、設備改修・整備計画への資金充当に係る決定はケース・バイ・ケースでなされており、何らかの外部要因による決定が多いとのことである。従って、投資計画は作成しても、投資に対する予算措置を裏付けする中長期間の資金/予算計画見通しは立てておらず、今後も無いと考えられる。
- (c) JSC BEN 設立および実質運営への移行期間にあり、現在の BEN には、将来計画を策定するに確実な基盤および見通しが持てない状況にある。

BEN による設備改修投資計画(3 年設備改修更新計画:1996~1998)でさえ、確実かつ定期的な資金/予算計画は作成されてこなかった。また、民営化への移行開始時期であり、新組織の事業計画、組織体制、資金計画が確定しない現時点では、最優先プロジェクトに対する自己資金充当分の資金/予算計画の策定は期待できない状況にある。

#### 6.4.3 要員・技術レベル

前述のように、JSC BEN の新組織体制について現時点では最終決定されていないので、公社組織化前の体制に基づいて要員および技術レベルについて説明する。

本計画の実施に直接携わる部署は BEN の 1999 年 5 月組織改正前の DSC(改正以降は DEC 建設部の電力関連担当部門)である。当該建設部門の要員は主に詳細計画の調査・策定、その実施(建設・据付工事)を担当し、その要員数は現在約 125 名である。更に、プロジェクト管理・支援業務を目的としたワーキング・グループが協力体制を提供するものとする。

BEN には多くの配電設備建設工事の実績があり、特に 1999 年には配電設備の改修および取替工事として高低圧地中ケーブルの取替工事 53 km(高圧 29 km、低圧 24 km)、変圧器の取替工事 148 台の実績がある。これらの実施状況から見て、BEN の技術力は本計画の実施に支障ないものと判断される。

但し、本計画ではケーブルに架橋ポリエチレン絶縁(XLPE)ビニールシースケーブルが採用される。BEN にはこの種のケーブルを使用した実績が無いため、ケーブル接続、ケーブル端末処理等の作業にはケーブル技術者の支援が必要となる。

