



Beispiel für eine Beeinflussungsberechnung

Technische Empfehlung Nr. 1 der SfB, Anhang 6

Inhaltsverzeichnis

1	Beeinflussungssituation	2
2	Erfassung der geometrischen Daten	2
3	Bestimmung der Reduktionsfaktoren.....	3
4	Stromdiagramme	3
5	Vereinfachte Berechnung.....	3
6	Zusammenfassung der Beeinflussungsspannungen aufgrund der überschlägigen Berechnungen	5
7	Beeinflussungsberechnung mit IV-Unterstützung.....	5
8	Vorzusehende Schutzmaßnahmen	5
9	Anhang A, normierte Spannungswerte	7
10	Anhang B, Berechnung	9
11	Anhang C, Stromdiagramme.....	13
12	Anhang D, Berechnung Beeinflussung 20 kV Einleiterkabel.....	19
13	Anhang E, Screen-Dumps des Berechnungsprogramms am Beispiel der 110 kV-Leitung Elt-Dorf – Bu-Stadt.....	22
14	Anhang F, Berechnungsbeispiel nach LARZA	24
15	Anhang G, Trassenpläne.....	30

1 Beeinflussungssituation

Die TK-Trasse besteht aus einem Hauptkabel und einem Verzweigungskabel, welche von verschiedenen Energieanlagen beeinflusst werden:

- eine 380 kV Höchstspannungstrasse
- eine 110 kV Hochspannungstrasse mit zwei an verschiedenen USpW endenden Systemen und starrer Sternpunktterdung
- eine 20 kV Mittelspannungskabel mit gelöschter Erdung
- eine elektrifizierte Bahnstrecke

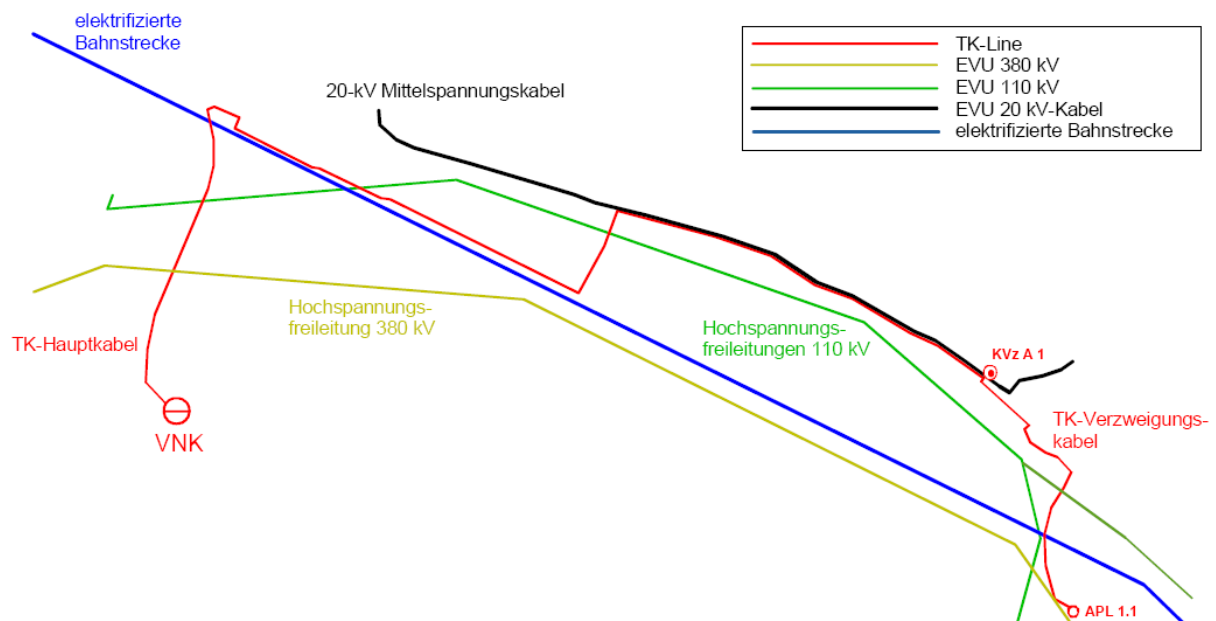


Bild A6-1: Übersichtsplan TK-Netz und beeinflussende Anlagen

2 Erfassung der geometrischen Daten

Siehe Pläne in Anhang G

- 380 kV-Trasse (Bild A6-19)
- 110 kV-Trasse BA (Bild A6-20)
- 110 kV-Trasse BU (Bild A6-21)
- Bahntrasse (Bild A6-22).

Die geometrischen Daten sollten möglichst genau aufgenommen werden. Die mindestens erforderliche Genauigkeit für diese Daten ist:

- bis zum Abstand von 20 m genügt eine Genauigkeit von 1 m
- bei einem Abstand von 20 - 60 m genügt eine Genauigkeit von 5 m
- bei einem Abstand von 60 - 200 m genügt eine Genauigkeit von 10 m
- bei einem Abstand von 200 - 1000 m genügt eine Genauigkeit von 50 m
- bei einem Abstand von 1000 - 2000 m genügt eine Genauigkeit von 100 m.

3 Bestimmung der Reduktionsfaktoren

- Schienenreduktionsfaktor (siehe TE1, Tabelle 2-5)
 - o 2 gleisige Strecke ohne Bahnhof, UW mehr als 3 km entfernt: $r_s = 0,5$
- Erdseilreduktionsfaktoren (siehe TE1, Tabelle 2-6)
 - o 380 kV-Trasse $r_E = 0,7$
 - o 110 kV-Trasse $r_E = 0,7$
- Kabelmantelreduktionsfaktor des 20 kV-Kabels (Außendurchmesser 30 mm, Alumantel, 1 mm Stärke): $r_K = 0,45$
- Umweltreduktionsfaktoren r_X entlang der TK-Kabeltrasse (siehe TE1, Tabelle 2-4)
 - o siehe Berechnungsblatt, Anhang B
- Reduktionsfaktoren des TK-Kabelmantels (alle Kabeltypen StIIIBd A-2Y(L)2Y)
Die Kabeltrasse des TK-Kabels setzt sich aus verschiedenen Kabeltypen zusammen.
 - o Reduktionsfaktoren aus Bild A 1.3 der TE3

Kabeltyp	Durchmesser [mm]	r_K 16,7 Hz	r_K 50 Hz
1000 x 2 x 0,8	70	0,95	0,71
500 x 2 x 0,6	50	0,97	0,82
100 x 2 x 0,6	23	0,99	0,94
20 x 2 x 0,6	12	1,00	0,98

Tabelle A6-1 Reduktionsfaktor der TK-Kabel

4 Stromdiagramme

- Stromdiagramme der 380 kV- und der 110 kV-Freileitungen siehe Bild A6-2 bis A6-7 im Anhang C
- Stromdiagramme der elektrifizierten Bahnstrecke siehe Bild A6-8 und A6-9 im Anhang C
- Für das 20 kV-Mittelspannungskabel gelten für die Berechnung folgende Stromwerte:
 - o $I_B = 425$ A max. Betriebsstrom im Normalbetrieb (Auslegeleistung des Kabels)
 - o $I_E = 25$ A Erdschlussstrom im Fehlerfall (Zeitdauer bis ca. 60 min)

5 Vereinfachte Berechnung

Die Berechnung wird mit den Tabellen des Anhangs 4 der TE 1 durchgeführt. Die Zwischenwerte aus den Tabellen A6-3 und A6-4 (Anhang A) müssen interpoliert werden.

Die Abstandswerte a_1 [m] und a_2 [m] für die Ermittlung der normierten Spannungswerte sind aus den Bildern A6-19 bis A6-22 zu ermitteln.

Tabelle A6-3 für normierte Spannungswerte 50 Hz

Tabelle A6-4 für normierte Spannungswerte 16,7 Hz

Berechnungstabelle Anhang B

für 380 kV-Trasse siehe Tabelle A6-5

für 110 kV-Trassen siehe Tabelle A6-6 und Tabelle A6-7

für Bahntrasse siehe Tabelle A6-8

Berechnung der induzierten Spannungen für 20 kV-Kabel siehe Anhang D.

6 Zusammenfassung der Beeinflussungsspannungen aufgrund der überschlägigen Berechnungen

Anzusetzende beeinflussende Ströme und daraus resultierende Spannungen

Energieleitung	Strom		Normierte Spannung pro kA	Induzierte Spannung	
	Normalbetrieb	Fehlerfall		Normalbetrieb	Fehlerfall
380 kV-Trasse	---	6,85 kA	109,3 V	---	749 V
110 kV-Trasse-Bu	---	3,35 kA	225,2 V	---	754 V
110 kV-Trasse-Ba	---	6,40 kA	208,9 V	---	1.337 V
Bahnstrecke	0,5 kA	3,7 kA	62,1 V	31,1 V	230 V
20 kV-Kabel	425 A	25 A	---	5,9 V	12,5 V

Tabelle A6-2 Zusammenfassung der Ergebnisse

Anmerkung: Spannungen, die die zulässigen Grenzwerte nach TE 3, Tabelle 3 überschreiten sind rot gekennzeichnet. Es werden aus der Tabelle 3 nur die Spannungswerte 60 V für Beeinflussung im Normalbetrieb (Langzeitspannungen) und 650 V für Beeinflussung im Fehlerfall (Kurzzeitspannung) verwendet.

7 Beeinflussungsberechnung mit IV-Unterstützung

Bei der Verwendung von Berechnungsprogrammen mit IV-Unterstützung unter Verwendung der Bilder A6-19 bis A6-22 müssen Ergebnisse ermittelt werden, wie in Abschnitt 6 dargestellt.

Beispiel bei Verwendung eines grafischen Abtastverfahrens:

Starkstromlinie und TK-Linie müssen dabei in einen gemeinsamen Plan eingezeichnet werden, dessen Maßstab bekannt ist. Starkstromlinie und TK-Linie werden mit ihren Unstetigkeitsstellen abgetastet und die jeweiligen beeinflussenden Parameter der Linie aufgenommen.

Die Screen-Dumps (siehe Anhang E) des Berechnungsprogramms sind am Beispiel der 110 kV-Leitung Eit-Dorf – Bu-Stadt nachfolgend dargestellt.

Beeinflussungsspannung im Fehlerfall 757 V

Vergleich tabellarische Berechnung 754 V

8 Vorzusehende Schutzmaßnahmen

Soweit die Grenzwerte 60 V für Normalbetrieb und 650 V für den Fehlerfall entsprechend der Tabelle 3 der TE 3 überschritten werden, sind Schutzmaßnahmen vorzusehen.

Für die Langzeitspannungen kommen als Schutzmaßnahmen Kabel mit Induktionsschutzaufbau, Kompensationsleiter und passive Reduktionsschutzeinrichtungen in

Frage. Da der Grenzwert von 60 V nicht überschritten wird, sind keine Schutzmaßnahmen notwendig.

Für die Kurzzeitspannungen werden Überspannungsableiter (ÜsAg) an beiden Seiten des beeinflussten TK-Kabels eingesetzt. Da die Schutzmaßnahmen vom beeinflussenden Unternehmen bezahlt werden müssen und die Unterhaltung und Wartung der Schutzmaßnahmen regelmäßige Instandhaltungskosten verursacht, werden nur so viele ÜsAg eingesetzt wie zur Reduzierung der induzierten Längsspannung auf Werte unterhalb der zulässigen Grenzwerte notwendig sind.

Das Verfahren zur Berechnung der notwendigen Anzahl von Einzeladern die beidseitig mit ÜsAg bestückt werden heißt LARZA (Latenter Ader Reduktionsfaktor beim Zünden der Ableiter) und ist im Anhang 5 der TE 3 beschrieben. Das Ablaufdiagramm für die Berechnung des LARZA, die dazu erforderlichen Daten und die Berechnung sind im Anhang F dargestellt.

Die Berechnung kann mit dem Berechnungstool „LARZA.xlt“ durchgeführt.

Es sind 464 Einzeladern beidseitig mit ÜsAg zu bestücken bzw. 232 Doppeladern.

Wegen der Gestaltung der EVs und ÜsAg-Einsätze sind nur volle 10 DA-Schritte möglich (entsprechen ÜsAg für 240 Doppeladern).

Es müssen insgesamt 960 Überspannungsableiter eingebaut werden.

9 Anhang A, normierte Spannungswerte

Tabelle für normierte Spannungswerte 50 Hz

Induzierte Längsspannung (normiert) $\left[\frac{\text{V}}{\text{kA} * \text{km}} \right]$																							
Abstand a_2 [m]	Abstand a_1 [m]																						
	5	10	15	20	30	40	50	60	80	100	150	200	300	400	500	600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000
2000	34,4	33,8	33,1	32,7	31,8	31,0	30,2	29,6	28,3	27,2	24,8	22,8	19,6	17,2	15,1	13,5	10,9	8,8	7,4	6,3	5,5	4,8	4,2
1800	37,7	37,0	36,4	35,8	34,9	34,0	33,2	32,4	31,1	29,8	27,6	25,1	21,6	19,0	16,7	14,9	12,1	9,9	8,3	7,0	6,2	5,3	
1600	41,7	40,9	40,2	39,6	38,5	37,5	36,6	35,8	34,3	33,0	30,2	27,8	24,0	21,1	18,6	16,7	13,6	11,2	9,3	7,8	6,9		
1400	46,5	45,6	45,0	44,2	43,0	42,0	40,9	40,0	38,3	38,9	33,7	31,1	26,9	23,7	21,0	18,9	15,6	12,9	10,8	9,2			
1200	52,5	51,5	50,7	49,9	48,5	47,3	46,2	45,1	43,3	41,6	38,1	35,1	30,5	27,0	24,0	21,6	18,0	14,9	12,4				
1000	60,1	59,0	57,9	57,0	55,4	54,0	52,7	51,6	49,4	47,5	43,6	40,2	35,0	31,0	27,6	24,9	21,0	17,2					
800	69,9	68,5	67,3	66,2	64,4	62,7	61,2	59,8	57,3	55,1	50,5	46,6	40,6	36,0	32,0	28,8	24,2						
600	83,7	81,9	80,4	79,2	76,8	74,8	73,0	71,3	68,3	65,7	60,1	55,5	48,4	43,2	38,3	35,0							
500	92,8	90,8	89,2	87,7	85,0	82,7	80,7	78,8	75,4	72,5	66,4	61,2	53,4	48,0	42,7								
400	104,2	101,8	99,9	98,1	95,0	92,4	90,0	87,8	84,0	80,6	73,7	67,8	58,9	52,9									
300	119,5	116,6	114,3	112,1	108,4	105,3	102,4	99,9	95,4	91,5	83,5	76,8	67,2										
200	141,4	137,6	134,5	131,7	127,0	123,0	119,6	116,4	110,9	106,2	96,6	88,8											
150	156,4	151,9	148,2	144,9	139,5	134,8	130,8	127,2	120,9	115,6	104,8												
100	178,5	172,5	167,8	163,6	156,8	151,0	146,1	141,8	134,4	128,2													
80	190,2	183,4	178,0	173,3	165,7	159,4	154,0	149,2	141,3														
60	205,1	197,0	190,7	185,4	176,6	169,5	163,5	158,4															
50	214,4	205,4	198,5	192,7	183,2	175,6	169,3																
40	225,5	215,4	207,7	201,2	190,8	182,8																	
30	239,4	227,6	218,9	211,6	200,1																		
20	257,9	243,6	233,4	225,1																			
15	270,6	254,5	242,8																				
10	286,4	267,7																					
5	310,6																						

50 Hz

Tabelle A6-3 Tabelle zur Ermittlung induzierter Längsspannungen in Telekomlinien mit parallelem oder schrägem Näherungsverlauf bei Beeinflussung durch erdsymmetrische Hochspannungsanlagen der Frequenz 50 Hz.
(Parameter: $I = 1 \text{ kA}$, $l = 1 \text{ km}$, $r = 1$)

Tabelle für normierte Spannungswerte 16,7 Hz

Induzierte Längsspannung (normiert) $\left[\frac{\text{V}}{\text{kA} * \text{km}} \right]$																							
Abstand a_2 [m]	Abstand a_1 [m]																						
	5	10	15	20	30	40	50	60	80	100	150	200	300	400	500	600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000
2000	14,8	14,6	14,4	14,2	13,9	13,6	13,4	13,1	12,7	12,3	11,4	10,7	9,5	8,5	7,7	7,1	6,0	5,1	4,4	3,8	3,4	3,0	2,6
1800	16,1	15,9	15,9	15,5	15,2	14,8	14,5	14,3	13,8	13,4	12,6	11,6	10,3	9,3	8,5	7,7	6,6	5,6	4,8	4,2	3,7	3,2	
1600	17,7	17,4	17,2	17,0	16,6	16,3	15,9	15,6	15,1	14,7	13,6	12,8	11,4	10,2	9,3	8,5	7,3	6,3	5,4	4,7	4,0		
1400	19,5	19,2	19,0	18,8	18,4	18,0	17,6	17,3	16,7	16,2	15,1	14,1	12,6	11,4	10,4	9,5	8,1	7,1	6,1	5,1			
1200	21,8	21,5	21,2	20,9	20,4	20,0	19,6	19,3	18,6	18,0	16,8	15,7	14,0	12,7	11,6	10,6	9,1	8,1	6,6				
1000	24,5	24,2	23,8	23,5	23,0	22,5	22,0	21,6	20,9	20,2	18,8	17,6	15,7	14,2	13,0	11,9	10,2	8,6					
800	28,2	27,7	27,3	26,9	26,3	25,7	25,2	24,7	23,9	23,1	21,5	20,1	17,9	16,2	14,9	13,6	11,4						
600	33,0	32,5	32,0	31,5	30,8	30,0	29,4	28,8	27,8	26,9	25,0	23,4	20,8	18,8	17,5	15,5							
500	36,4	35,5	35,0	34,5	33,6	32,8	32,1	31,4	30,3	29,3	27,1	25,3	22,5	20,2	18,4								
400	40,2	39,5	38,4	38,2	37,2	36,3	35,5	34,7	33,4	32,3	29,9	27,9	24,8	22,1									
300	45,3	44,5	43,7	43,0	41,9	40,7	39,7	38,9	37,3	36,0	33,3	31,0	27,1										
200	52,9	51,6	50,6	49,7	48,2	46,7	45,5	44,5	42,6	41,1	37,8	34,6											
150	58,0	56,5	55,2	54,1	52,3	50,7	49,4	48,2	46,0	44,2	40,6												
100	65,4	63,4	61,8	60,6	58,5	56,2	54,5	53,1	50,6	48,0													
80	69,4	67,1	65,3	63,9	61,7	59,0	57,2	55,6	52,4														
60	74,4	71,6	69,6	68,1	65,7	62,4	60,4	58,2															
50	77,5	74,5	72,2	70,6	68,4	64,5	61,9																
40	81,2	77,8	75,4	73,7	71,3	66,4																	
30	84,7	80,5	77,3	75,2																			
20	91,1	85,9	81,9	80,5																			
15	96,2	90,8	87,0																				
10	101,6	94,8																					
5	109,1																						

16,7 Hz

Tabelle A6-4 Tabelle zur Ermittlung induzierter Längsspannungen in Telekomlinien mit parallelem oder schrägem Näherungsverlauf bei Beeinflussung durch erdunsymmetrische Hochspannungsanlagen der Frequenz 16,7 Hz.
(Parameter: I = 1 kA, l = 1 km, r = 1)

10 Anhang B, Berechnung

Berechnung der 380 kV-Trasse

Ermittlung der geometrischen Daten siehe Anhang G, Bild A6-19

Ab-schnitt	Werte nach Tabelle A6-2			l [km]	Reduktionsfaktoren						Spalte 4*5*11		
	a_1 [m]	a_2 [m]	E_1 [V/km · kA]		Erdseil/ Schiene r_E/r_S	TK- Mantel r_K	Umwelt r_X	.Produkt $r_E \cdot r_K \cdot r_X$ r	Kehrwert $1/r =$ $1/r_E + \dots$ r	$r = \max [9;10]$ Verwendetes r	$U_{L\text{Abschnitt}}$ [V/kA]	$U_{L\text{Sum}}$ [V/kA]	
1 - 2	555	476	43	-0,089	0,7	0,71	0,2	0,099	0,128	0,128	-0,49	-0,49	VNK
2 - 3	476	186	65	0,016	0,7	0,71	0,2	0,099	0,128	0,128	0,13	-0,36	
3 - 4	186	6	96	0,063	0,7	0,71	0,3	0,149	0,162	0,162	0,98	0,49	
4 - 5	6	467	96	0,133	0,7	0,71	0,3	0,149	0,162	0,162	2,07	2,56	
5 - 6	467	689	36	-0,041	0,7	0,71	0,3	0,149	0,162	0,162	-0,24	2,32	
6 - 7	689	662	31	0,135	0,7	0,82	0,3	0,172	0,167	0,172	0,72	3,04	
7 - 8	662	620	32	-0,020	0,7	0,92	0,3	0,193	0,171	0,193	-0,12	2,92	
8 - 9	620	136	60	1,272	0,7	0,82	0,8	0,459	0,257	0,459	35,05	37,97	
9 - 10	130	125	115	0,190	0,7	0,82	0,8	0,459	0,257	0,459	10,03	48,00	
11 - 12	512	625	38	0,656	0,7	0,82	0,8	0,459	0,257	0,459	11,45	59,45	
12 - 13	625	567	35	1,027	0,7	0,82	0,8	0,459	0,257	0,459	16,51	75,95	KVz A 1
13 - 14	551	477	42	0,260	0,7	0,94	0,4	0,263	0,200	0,263	2,87	78,83	
14 - 15	451	406	51	0,178	0,7	0,94	0,4	0,263	0,200	0,263	2,39	81,21	
15 - 16	166	6	150	0,280	0,7	0,98	0,7	0,480	0,258	0,480	20,17	101,38	
16 - 17	6	36	230	0,072	0,7	0,98	0,7	0,480	0,258	0,480	7,95	109,34	APL

Tabelle A6-5 tabellarische Berechnung der 380 kV-Trasse

Berechnung der 110 kV Trasse Richtung Ba-Stadt

Ermittlung der geometrischen Daten siehe Anhang G, Bild A6-20

Ab-schnitt	Werte nach Tabelle A6-2			l [km]	Reduktionsfaktoren						Spalte 4*5*11		
	a_1 [m]	a_2 [m]	E_l [V/km · kA]		Erdseil/ Schiene r_E/r_S	TK- Mantel r_K	Umwelt r_X	.Produkt $r_E \cdot r_K \cdot r_X$ r	Kehrwert $1/r =$ $1/r_E + \dots$ r	$r = \max [9;10]$ Verwendetes r	$U_{L\text{Abschnitt}}$ [V/kA]	$U_{L\text{Sum}}$ [V/kA]	
1 - 2	830	737	25,0	0,076	0,7	0,71	0,2	0,133	0,128	0,128	0,24	0,24	VNK
2 - 3	737	454	36,0	0,066	0,7	0,71	0,2	0,133	0,128	0,128	0,30	0,55	
3 - 4	454	6	100,0	0,239	0,7	0,71	0,3	0,200	0,162	0,162	3,87	4,12	
4 - 5	6	384	110,0	0,051	0,7	0,71	0,3	0,149	0,162	0,162	0,91	5,02	
5 - 6	384	334	60,0	0,130	0,7	0,82	0,3	0,172	0,167	0,172	1,34	6,37	
6 - 7	334	295	65,0	-0,020	0,7	0,82	0,3	0,172	0,167	0,172	-0,22	6,14	
7 - 8	295	6	120,0	0,501	0,7	0,82	0,8	0,459	0,257	0,459	27,61	33,75	
8 - 9	6	231	130,0	0,404	0,7	0,82	0,8	0,459	0,257	0,459	24,12	57,87	
9 - 10	204	277	80,0	0,629	0,7	0,82	0,8	0,459	0,257	0,459	23,11	80,98	
10 - 11	277	6	125,0	0,047	0,7	0,82	0,8	0,459	0,257	0,459	2,70	83,67	
11 - 12	105	137	115,0	0,672	0,7	0,82	0,8	0,459	0,257	0,459	35,49	119,16	
12 - 13	137	64	130,0	0,471	0,7	0,82	0,8	0,459	0,257	0,459	28,12	147,28	
13 - 14	61	155	127,0	0,531	0,7	0,82	0,8	0,459	0,257	0,459	30,97	178,24	KVz A 1
14 - 15	135	130	115,0	0,272	0,7	0,94	0,4	0,263	0,200	0,263	8,23	186,47	
16 - 17	105	79	135,0	0,270	0,7	0,94	0,4	0,263	0,200	0,263	9,58	196,05	
17 - 18	79	6	190,0	0,015	0,7	0,94	0,4	0,263	0,200	0,263	0,75	196,80	
18 - 19	6	213	150,0	0,059	0,7	0,98	0,7	0,480	0,258	0,480	4,25	201,05	
19 - 20	213	392	67,0	0,185	0,7	0,98	0,7	0,480	0,258	0,480	5,95	207,00	
21 - 22	392	382	55,0	0,072	0,7	0,98	0,7	0,480	0,258	0,480	1,90	208,90	APL

Tabelle A6-6 tabellarische Berechnung der 110 kV-Trasse Richtung Ba-Stadt

Berechnung der 110 kV Trasse Richtung Bu-Stadt

Ermittlung der geometrischen Daten siehe Anhang G, Bild A6-21

Ab-schnitt	Werte nach Tabelle A6-2			l [km]	Reduktionsfaktoren						Spalte 4*5*11		
	a_1 [m]	a_2 [m]	E_i [V/km · kA]		Erdseil/ Schiene r_E/r_S	TK- Mantel r_K	Umwelt r_X	.Produkt $r_E^*r_K^*r_X$ r	Kehrwert $1/r=$ $1/r_{E+...}$ r	$r=\max [9;10]$ Verwendetes r	$U_{L\text{Abschnitt}}$ [V/kA]	$U_{L\text{Sum}}$ [V/kA]	
1 - 2	830	737	25,0	0,076	0,5	0,71	0,2	0,099	0,128	0,128	0,24	0,24	VNK
2 - 3	737	454	36,0	0,066	0,5	0,71	0,2	0,099	0,128	0,128	0,30	0,55	
3 - 4	454	6	100,0	0,239	0,5	0,71	0,3	0,149	0,162	0,162	3,87	4,12	
4 - 5	6	384	110,0	0,051	0,5	0,71	0,3	0,149	0,162	0,162	0,91	5,02	
5 - 6	384	334	60,0	0,130	0,5	0,82	0,3	0,172	0,167	0,172	1,34	6,37	
6 - 7	334	295	65,0	-0,020	0,5	0,82	0,3	0,172	0,167	0,172	-0,22	6,14	
7 - 8	295	6	120,0	0,501	0,5	0,82	0,8	0,459	0,257	0,459	27,61	33,75	
8 - 9	6	231	130,0	0,404	0,5	0,82	0,8	0,459	0,257	0,459	24,12	57,87	
9 - 10	204	277	80,0	0,629	0,5	0,82	0,8	0,459	0,257	0,459	23,11	80,98	
10 - 11	277	6	125,0	0,047	0,5	0,82	0,8	0,459	0,257	0,459	2,70	83,67	
11 - 12	105	137	115,0	0,672	0,5	0,82	0,8	0,459	0,257	0,459	35,49	119,16	
12 - 13	137	64	130,0	0,471	0,5	0,82	0,8	0,459	0,257	0,459	28,12	147,28	
13 - 14	61	155	127,0	0,531	0,5	0,82	0,8	0,459	0,257	0,459	30,97	178,24	KVz A 1
14 - 15	135	130	115,0	0,272	0,5	0,94	0,4	0,263	0,200	0,263	8,23	186,48	
15 - 16	105	82	132,0	0,076	0,5	0,94	0,4	0,263	0,200	0,263	2,64	189,12	
16 - 17	117	192	100,0	0,094	0,5	0,94	0,4	0,263	0,200	0,263	2,47	191,59	
17 - 18	192	20	132,0	0,242	0,5	0,98	0,7	0,480	0,258	0,480	15,34	206,93	
18 - 19	20	125	155,0	0,237	0,5	0,98	0,7	0,480	0,258	0,480	17,64	224,57	
19 - 20	125	194	100,0	0,014	0,5	0,98	0,7	0,480	0,258	0,480	0,67	225,24	APL

Tabelle A6-7 tabellarische Berechnung der 110 kV-Trasse Richtung Bu-Stadt

Berechnung der Bahntrasse

Ermittlung der geometrischen Daten siehe Anhang G, Bild A6-22

Ab-schnitt	Werte nach Tabelle A6-3			ℓ [km]	Reduktionsfaktoren						Spalte 4*5*11		
	a_1 [m]	a_2 [m]	E_1 [V/km · kA]		Erdseil/ Schie- ne r_E/r_S	TK- Mantel r_K	Umwelt r_X	.Produkt $r_E^*r_K^*r_X$ r	Kehrwert $1/r=$ $1/r_{E+...}$ r	$r=\max [9;10]$ Verwende- tes r	$U_{L\text{Abschnitt}}$ [V/kA]	$U_{L\text{Sum}}$ [V/kA]	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
1 - 2	1144	1103	7,6	-0,110	0,5	0,95	0,2	0,095	0,124	0,124	-0,10	-0,10	VNK
2 - 3	1103	835	9,6	-0,092	0,5	0,95	0,2	0,095	0,124	0,124	-0,11	-0,21	
3 - 4	835	256	19,0	-0,035	0,5	0,95	0,3	0,143	0,157	0,157	-0,10	-0,32	
4 - 5	256	61	41,5	-0,070	0,5	0,95	0,3	0,143	0,157	0,157	-0,45	-0,77	
5 - 6	61	6	74,4	-0,057	0,5	0,95	0,3	0,143	0,157	0,157	-0,66	-1,44	
6 - 7	6	37	83,0	-0,030	0,5	0,95	0,3	0,143	0,157	0,157	-0,39	-1,83	
7 - 8	37	65	64,0	0,019	0,5	0,95	0,3	0,143	0,157	0,157	0,19	-1,64	
8 - 9	65	65	58,0	0,116	0,5	0,97	0,3	0,146	0,157	0,157	1,06	-0,58	
10 - 11	21	21	80,5	0,396	0,5	0,97	0,8	0,388	0,234	0,388	12,37	11,79	
11 - 12	26	26	76,0	0,325	0,5	0,97	0,8	0,388	0,234	0,388	9,58	21,37	
12 - 13	42	42	65,0	0,890	0,5	0,97	0,8	0,388	0,234	0,388	22,45	43,82	
14 - 15	428	514	18,6	0,656	0,5	0,97	0,8	0,388	0,234	0,388	4,73	48,55	KVz A 1
15 - 16	514	477	18,2	1,031	0,5	0,97	0,8	0,388	0,234	0,388	7,28	55,83	
16 - 17	457	386	23,0	0,262	0,5	0,99	0,4	0,198	0,181	0,198	1,19	57,03	
17 - 18	386	357	25,0	-0,012	0,5	0,99	0,4	0,198	0,181	0,198	-0,06	56,97	
18 - 19	357	286	27,0	0,256	0,5	0,99	0,4	0,198	0,181	0,198	1,37	58,34	
19 - 20	286	6	42,0	0,014	0,5	0,99	0,7	0,347	0,225	0,347	0,20	58,54	
20 - 21	6	115	62,0	0,063	0,5	1,0	0,7	0,350	0,226	0,350	1,37	59,91	
21 - 22	115	219	40,0	0,096	0,5	1,0	0,7	0,350	0,226	0,350	1,34	61,25	
22 - 23	219	225	32,0	0,075	0,5	1,0	0,7	0,350	0,226	0,350	0,84	62,09	APL

Tabelle A6-8 tabellarische Berechnung der Bahntrasse

11 Anhang C, Stromdiagramme

Urnetz : KS_Sued_2006
 Netzvariante : KS_Sued_2006
 Rechnung default vom 24.10.06 09:14:34

3IO-Profil
 1-pol. Kurzschl. V. 2

1. 3IO-Profil mit Leitungsfehler Typ K1

11 Kurzschluss-Orte auf folgendem Stromkreis:

Stromkreisabschnitt		Knoten 1		Knoten 2	
1. Name	2. Name	Laenge/km	Standort	Un/kV	Standort Un/kV
165	BA/N-ELT 165	19.66	BA/N	110.00	ELT 110.00

3IO-Stroeme:

KS Nr.	Fehlerstelle		linksseitig		rechtsseitig		Fehlerort
	kA	Grad	kA	Grad	kA	Grad	
1	10.745	-78.42	7.388	-78.96	3.358	-77.22	UW Ba
2	10.033	-77.85	6.482	-78.30	3.551	-77.04	10% Länge
3	9.559	-77.48	5.780	-77.81	3.780	-76.98	20% Länge
4	9.270	-77.25	5.220	-77.45	4.050	-77.00	30% Länge
5	9.135	-77.14	4.765	-77.19	4.370	-77.10	40%
6	9.141	-77.15	4.389	-77.01	4.752	-77.28	50%
7	9.289	-77.26	4.075	-76.91	5.214	-77.54	60%
8	9.591	-77.50	3.810	-76.89	5.782	-77.90	70%
9	10.080	-77.88	3.586	-76.94	6.494	-78.39	80%
10	10.809	-78.44	3.398	-77.11	7.412	-79.05	90%
11	11.876	-79.27	3.242	-77.41	8.636	-79.97	UW Elt

Bild A6-2 Kurzschlussstromprofil der 110 kV-Leitung, Abschnitt Elt-Dorf – Ba Nord

Nachfolgend ist das tabellenförmige Kurzschlussdiagramm zur besseren Verständlichkeit in ein grafisches Kurzschlussdiagramm übertragen.

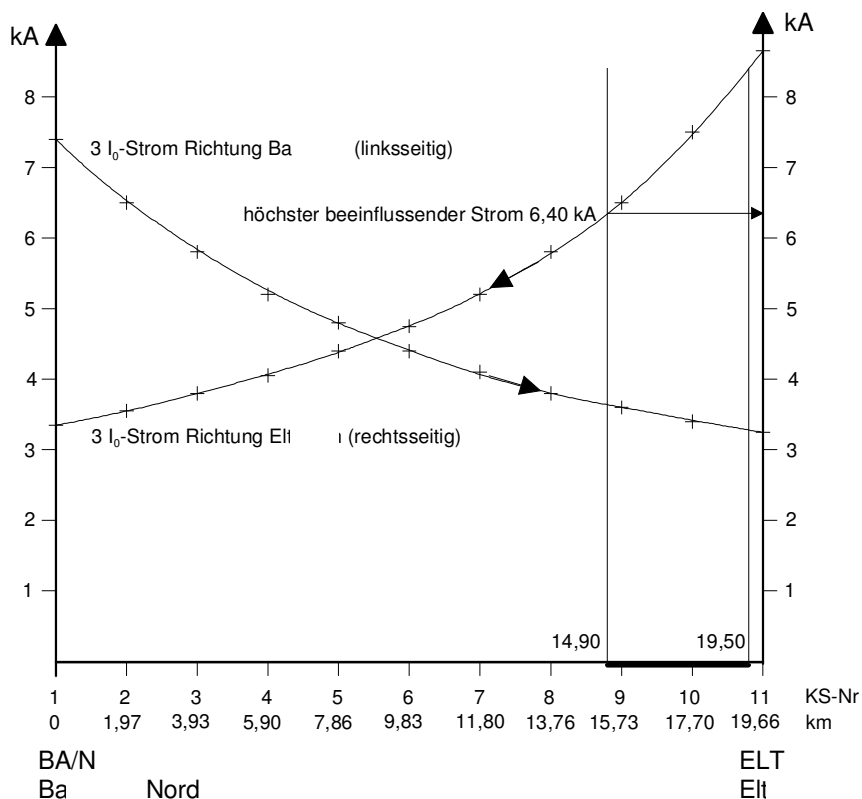


Bild A6-3 Stromdiagramm der 110 kV-Leitung, Abschnitt Elt-Dorf – Ba Nord

Urnetz : KS_Sued_2006
 Netzvariante : KS_Sued_2006
 Rechnung default vom 24.10.06 08:54:47

3IO-Profil
 1-pol. Kurzschl. V. 2

1. 3IO-Profil mit Leitungsfehler Typ K1

11 Kurzschluss-Orte auf folgendem Stromkreis:

Stromkreisabschnitt			Knoten 1		Knoten 2		
1. Name	2. Name	Laenge/km	Standort	Un/kV	Standort	Un/kV	
145	ELT-BU	-NIDO 145	20.84	BU	110.00	ELT	110.00

3IO-Stroeme:

KS Nr.	Fehlerstelle		linksseitig		rechtsseitig		Fehlerort
	kA	Grad	kA	Grad	kA	Grad	
1	10.744	-78.41	9.510	-78.67	1.235	-76.43	UW Bu
2	9.305	-77.61	8.032	-77.85	1.273	-76.11	10% Länge
3	8.259	-77.03	6.948	-77.24	1.310	-75.88	20%
4	7.469	-76.59	6.120	-76.78	1.349	-75.71	30%
5	6.855	-76.25	5.467	-76.42	1.388	-75.59	40%
6	6.367	-75.98	4.939	-76.12	1.429	-75.49	50%
7	5.974	-75.77	4.502	-75.88	1.471	-75.42	60%
8	5.652	-75.60	4.136	-75.68	1.516	-75.37	70%
9	5.386	-75.46	3.823	-75.51	1.563	-75.33	80%
10	5.167	-75.34	3.554	-75.36	1.613	-75.30	90%
11	4.984	-75.25	3.319	-75.23	1.665	-75.28	UW Elt

Bild A6-4 Kurzschlussstromprofil der 110 kV-Leitung, Abschnitt Elt-Dorf – Bu-Stadt

Nachfolgend ist das tabellenförmige Kurzschlussdiagramm zur besseren Verständlichkeit in ein grafisches Kurzschlussdiagramm übertragen.

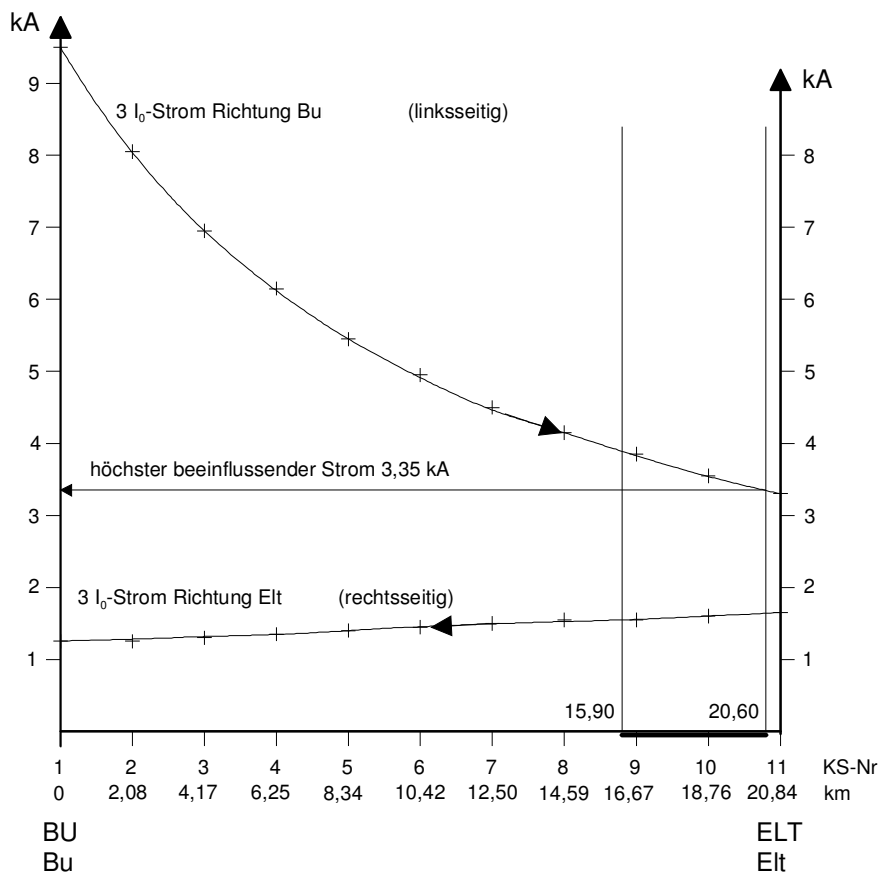


Bild A6-5 Stromdiagramm 110 kV-Leitung, Abschnitt Elt-Dorf – Bu-Stadt

Stromdiagramm 380 kV-Leitung, Abschnitt Ob-Dorf – Elt-Dorf

Urnetz : KS_Sued_2005
 Netzvariante : KS_Sued_2005
 Rechnung default vom 24.08.05 14:18:09

3IO-Profil
 1-pol. Kurzschl. V. 2

1. 3IO-Profil mit Leitungsfehler Typ K1

11 Kurzschluss-Orte auf folgendem Stromkreis:

Stromkreisabschnitt

1. Name	2. Name	UKEL	SKA	Laenge/km	Knoten 1 Standort	UKST	KN	UKKN	Un/kV	Knoten 2 Standort	UKST	KN	UKKN	Un/kV
423	GR-OD 423			14.00	OD		L		380.00	ELT		H1		380.00

1 Fernkomponenten wurden beruecksichtigt:

Nr. Stromkreis

1. Name	2. Name	UKEL	A	Knoten Standort	UKST	KN	UKKN	Un/kV
1 236	ELT-WG 236		3	OD		H1		220.00

3IO-Stroeme:

KS Nr.	Fehlerstelle		linksseitig		rechtsseitig		1. Fernkomp.	
	kA	Grad	kA	Grad	kA	Grad	kA	Grad
1	13.220	-82.94	8.139	-85.43	5.101	-78.97	0.268	73.86
2	13.162	-82.88	7.970	-85.44	5.212	-78.96	0.307	74.27
3	13.115	-82.82	7.809	-85.46	5.327	-78.95	0.346	74.60
4	13.079	-82.76	7.654	-85.49	5.445	-78.93	0.386	74.87
5	13.053	-82.70	7.507	-85.51	5.567	-78.91	0.425	75.10
6	13.037	-82.65	7.366	-85.55	5.693	-78.90	0.465	75.30
7	13.031	-82.59	7.230	-85.58	5.823	-78.88	0.505	75.47
8	13.036	-82.54	7.101	-85.63	5.958	-78.87	0.545	75.63
9	13.050	-82.49	6.976	-85.67	6.097	-78.85	0.586	75.77
10	13.075	-82.44	6.857	-85.72	6.242	-78.83	0.627	75.90
11	13.110	-82.39	6.743	-85.78	6.392	-78.81	0.669	76.01

Bild A6-6 Kurzschlussstromprofil der 380 kV-Leitung, Abschnitt Ob-Dorf – Elt-Dorf

Die Gesamtlänge von 14 km zwischen den Umspannwerken Ob-Dorf und Elt-Dorf wird auf 10 gleiche Teilstücke aufgeteilt. Die Näherungsstrecke befindet sich in der Nähe des Umspannwerkes Elt-Dorf zwischen den Kurzschlussorten 9 und 11.

Nachfolgend ist das tabellenförmige Kurzschlussdiagramm zur besseren Verständlichkeit in ein grafisches Kurzschlussdiagramm übertragen.

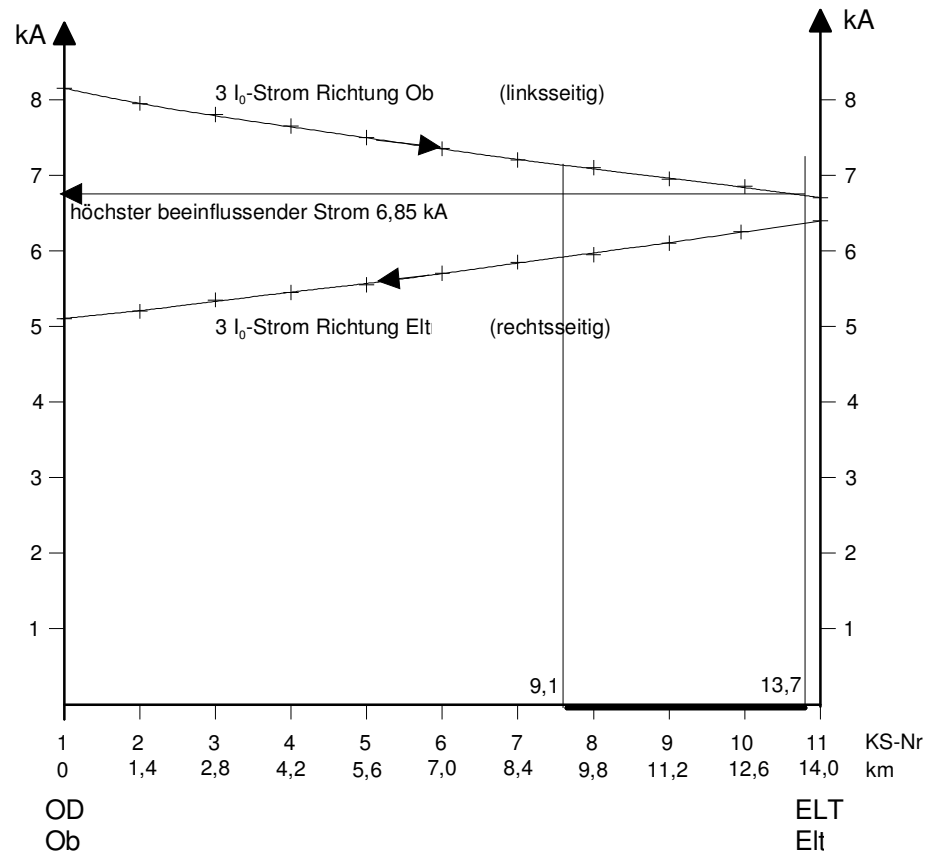
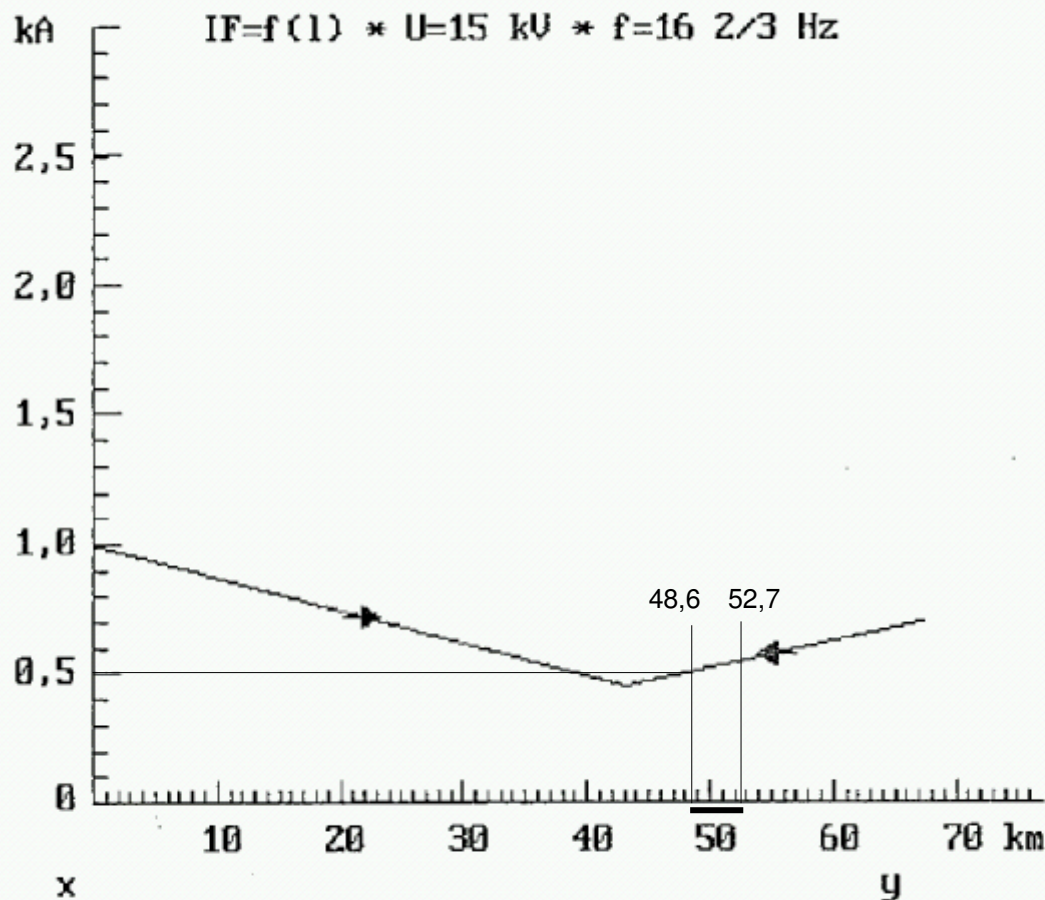


Bild A6-7 Stromdiagramm 380 kV-Leitung, Abschnitt Ob-Dorf – Elt-Dorf

Fahrstromdiagramm nach DIN VDE 0228 Teil 3



DIAGRAMMABSCHNITT: 1/

x Uw Wa 0

y Sp Ba 67

Bp1 Bf S 11

Bp2 Bf Ob 61

(x) 3093/3094

(y) 3100/3102

BAHNSTRECKE:

W - Ba

DB-RB:

N

DBPT-DN:

N

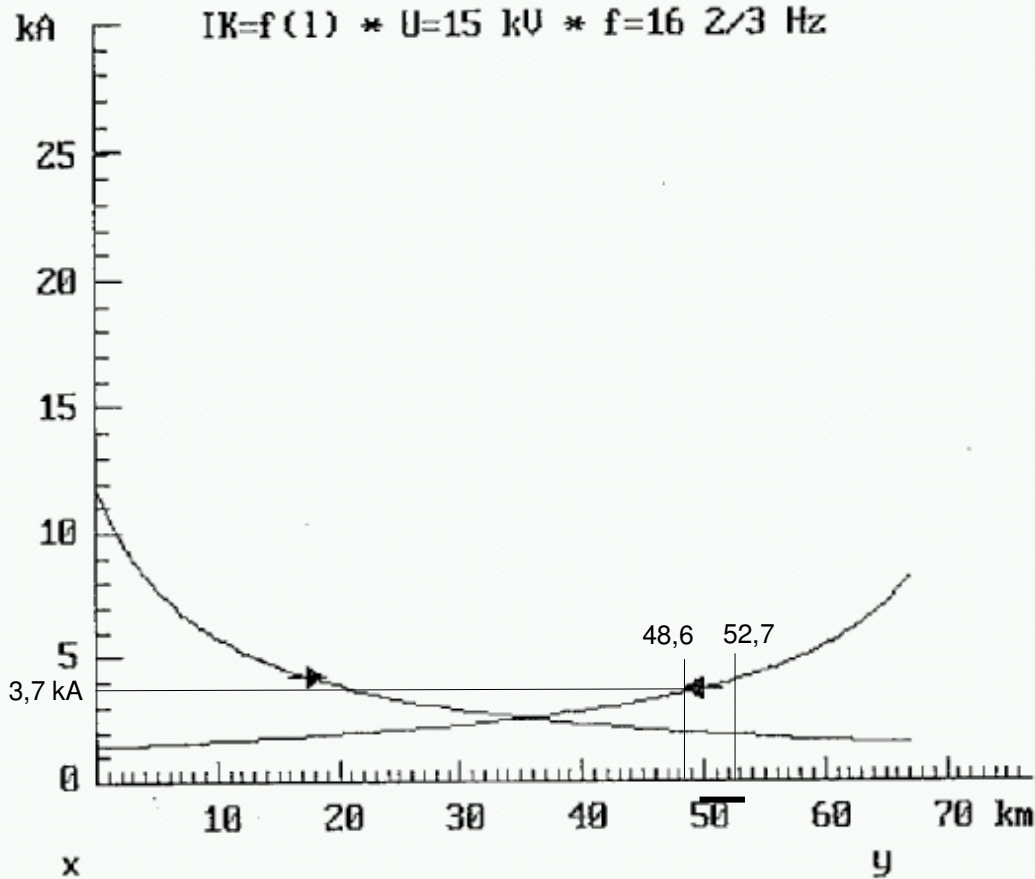
TOPOGR.KARTEN NR.:

6026/5926-5929/6029-6031/61

Bild A6-8 Fahrstromdiagramm für Bahnstrecke Ba-Stadt – Wa-Dorf

Kurzschlussstromdiagramm nach DIN VDE 0228 Teil 3

DIAGRAMMABSCHNITT: 1/



x Uw Wa

y Sp Ba

Bp1 Bf S

Bp2 Bf Ob

(x) 3093/3094

(y) 3100/3102

BAHNSTRECKE:

W - Ba

DB-RB: DBPT-DN:

N N

TOPOGR. KARTEN NR.:

6026/5926-5929/6029-6031/6

Bild A6-9 Kurzschlussstromdiagramm für Bahnstrecke Ba-Stadt – Wa-Dorf

12 Anhang D, Berechnung Beeinflussung 20 kV Einleiterkabel

Länge des Parallellaufs: 1,74 km

Geometrie des Kabelaufbaus: Leiterdurchmesser 30 mm
Abstand δ der Einzelleiter 5 cm

Abstand d zwischen TK-Kabel und Mitte der Starkstromleiter: 0,2 m

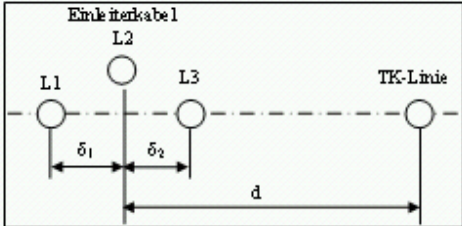
$I_B = 425 \text{ A}$ max. Betriebsstrom im Normalbetrieb (Auslegeleistung des Kabels)
 $I_E = 25 \text{ A}$ Erdschlussstrom im Fehlerfall (Zeitdauer bis ca 60 min)

Überschlägige Berechnung nach TE1, Tabelle A4-3 für den Betriebsstrom:

$$U = 2,79 \text{ V} * 1,74 \text{ km} * 425 \text{ A}/100 = 20,63 \text{ V}$$

Berechnung über ein EXCEL -Tool („Beeinflussung Drehstromkabel.xlt“) auf der Grundlage der DIRECTIVES Volumen II der ITU-T (TE1 Abschnitt 5):

Beeinflussung durch Einleiterkabel Normalbetrieb



Bedingung:
Strom in L1, L2 und L3 gleich groß
 $\delta_1 = \delta_2 = \delta$

Daten übernommen aus Tabellenblatt "Zusammenfassung"

$\delta = 0,1 \text{ m}$
 $d = 0,2 \text{ m}$
Länge = 1,74 km
 $I_{\text{betriebl.}} = 425 \text{ A}$
 $f = 50 \text{ Hz}$

$\omega = 2 * \pi * f$

$\mu_0 = 0,4 * \pi * 10^{-6} \frac{\text{H}}{\text{m}}$

soll: $\delta / d \leq 0,9$ ist: $\delta / d = 0,25$

soll: $\delta / d \leq 0,3$ ist: $\delta / d = 0,25$

$$Z_{tk-0,9} = j\omega \frac{\sqrt{3} * \mu_0}{4\pi} \ln \frac{1 - \frac{\delta}{d}}{1 + \frac{\delta}{d}}$$

$$Z_{tk-0,3} = j\omega \frac{\sqrt{3} * \mu_0}{2\pi} * \frac{\delta}{d}$$

$Z_{tk} = 0,0272$

$E = Z_{tk} * I * I$

E = 20,12 V

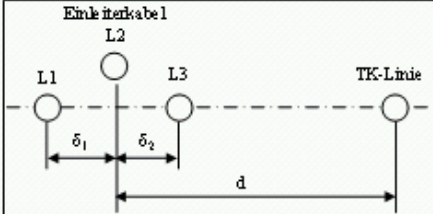
Formel berichtigt am 27.01.05:
 $\mu_0 = 0,4 * \pi * 10^{-6} \text{ H/m}$
Berechnung der Formel $Z_{tk-0,3}$ angepasst

Bild A6-10 Beeinflussung durch Einleiterkabel im Normalbetrieb

Für den Fehlerstrom wird wegen der induktiven Löschung ebenfalls eine erhöhte Spannung erwartet. Da das Kabel gelöscht betrieben wird liegt ein einfacher Erd-

schluss bis zu 60 min an und erzeugt über den erdsymmetrischen Strom eine entsprechende Langzeitspannung.

Beeinflussung durch Einleiterkabel Fehlerbetrieb, erdschlusskompensiertes Netz



$Z' = 2 * \pi * f * M'$ Gleichung (2) TE1
 $M' = 142,5 + 4596x - 1413x^2 - 198,4 * \ln(x) \left[\frac{\mu H^2}{km} \right]$ für $x \leq 10$ Gleichung (15a) TE1
 $M' = \frac{400}{x^2} \left[\frac{\mu H^2}{km} \right]$ für $x > 10$ Gleichung (15b) TE1
 $x = a * \sqrt{\frac{\mu_0 * \omega}{\rho}}$ Gleichung (15c) TE1
 $\omega = 2 * \pi * f$
 $\mu_0 = 0,4 * \pi * 10^{-6} \left[\frac{H}{m} \right] = 4 * \pi * 10^{-4} \left[\frac{H}{km} \right] = 4 * \pi * 10^{-7} \left[\frac{H}{km} \right]$

x =	0,0006
M' =	1627,357925
Z' =	0,511234492

$E = Z' * I + I$

E = 22,24 V

Bedingung:
ein Leiter an einem Punkt an Erde
 $\delta_1 = \delta_2 = \delta$

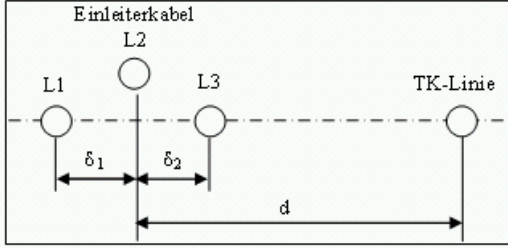
Daten übernommen aus Tabellenblatt "Zusammenfassung"

d =	0,2 m	Zur Berechnung wird nur der Abstand d verwendet!
Länge =	1,74 km	
Leitungsstrom =	25 A	
f =	50 Hz	

$\rho = 50 \Omega m$ für 50 Hz
 $\rho = 30 \Omega m$ für 16,7 Hz

Bild A6-11 Beeinflussung durch Einleiterkabel im Fehlerfall

Die beiden Spannungen sind Langzeitspannungen die sich arithmetisch addieren.



Abstand δ :	0,05 m	Abstand zwischen den Mitten der einzelnen Starkstromkabel
Abstand d:	0,2 m	Abstand zwischen Trassenmitte Starkstromkabel und TK-Kabel
Länge:	1,74 km	Näherungslänge
Betriebsstrom:	425 A	max Betriebsstrom, Auslegestrom der Starkstromkabel
Erdschlussstrom:	25 A	Erdschlussstrom bei gelöschtem Betrieb des Mittelspannungsnetzes
Frequenz:	50 Hz	Beeinflussende Frequenz

Spannung aus Normalbetrieb:	20,12	Berechnung siehe Tabellenblatt "Normalbetrieb"
Spannung aus Erdschlussstrom:	22,24	Berechnung siehe Tabellenblatt "Erdschluss"
Gesamtspannung:	42,36	Gesamtspannung ohne Einrechnung von Reduktionsfaktoren

Achtung: Langzeitspannung; bei mehr als 60 V ist Personengefährdung vorhanden

Bild A6-12 Beeinflussung durch Einleiterkabel Auswertung

Die ermittelte Gesamtspannung wird noch durch die Reduktionsfaktoren des Kabel und der Umwelt reduziert.

Reduktionsfaktor des Starkstromkabels: $r_K = 0,45$

Reduktionsfaktor des TK-Kabels: $r_K = 0,82$

Umweltreduktionsfaktor $r_X = 0,8$

Resultierender Reduktionsfaktor

- Multiplikationsmethode: $r = r_K * r_K * r_X = 0,295$

- Umkehradditionsmethode: $1/r = 1/r_K + 1/r_K + 1/r_X = 0,213$

Verwendeter Reduktionsfaktor: $r = 0,295$

Es errechnet sich demnach eine Gesamtspannung von $42,36 \text{ V} * 0,295 = \underline{\underline{12,5 \text{ V}}}$

13 Anhang E, Screen-Dumps des Berechnungsprogramms am Beispiel der 110 kV-Leitung Eit-Dorf – Bu-Stadt

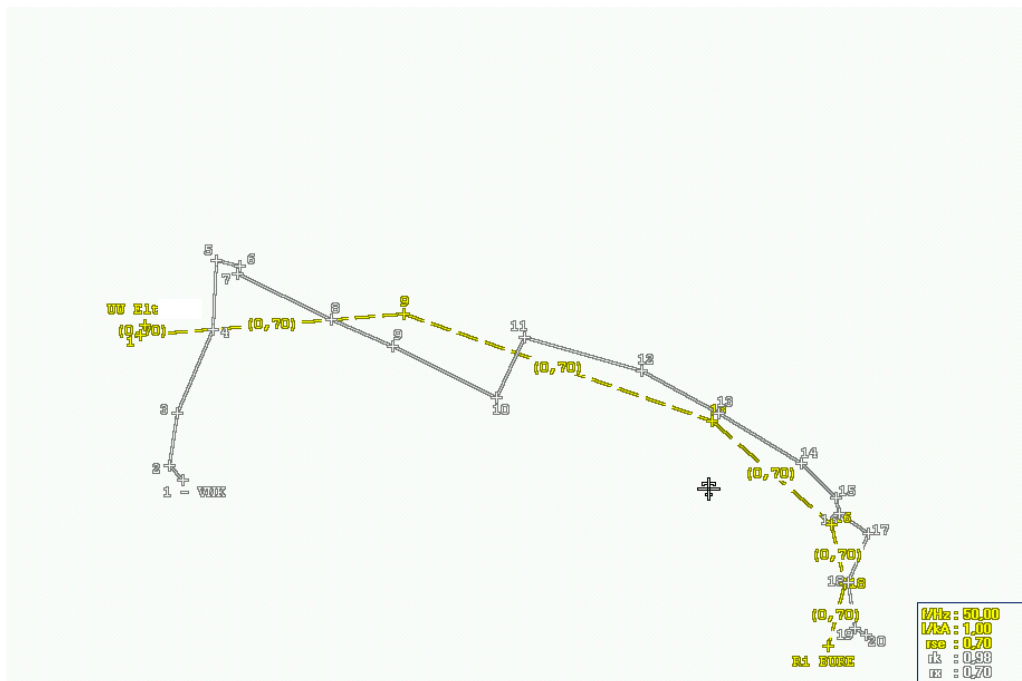


Bild A6-13 Screen-Dump abgetastete Linien

Übersicht Details Karte

Energie-Anlage Telekom-Anlage Allgemein Auswertung Zwischenergebnisse

5. Zwischenergebnisse der Markierungen und Parameteränderungen

Nr.	von	bis	rk	rx	l/m	E (V/km)	UI/V
13	A	14	0,82	0,80	5161	116,93	603,50
14	A	15	0,94	0,40	5432	115,84	629,21
15	A	16	0,94	0,40	5522	115,44	637,44
16	A	17	0,94	0,40	5714	113,22	646,95
17	A	18	0,98	0,70	6008	116,31	698,76
18	A	19	0,98	0,70	6263	120,44	754,29
19	A	20	0,98	0,70	6336	119,58	757,64

Druck-Auswahl

Übersicht Details Karte

? OK Abbrechen

Bild A6-14 Screen-Dumps Zwischenergebnis der Berechnung

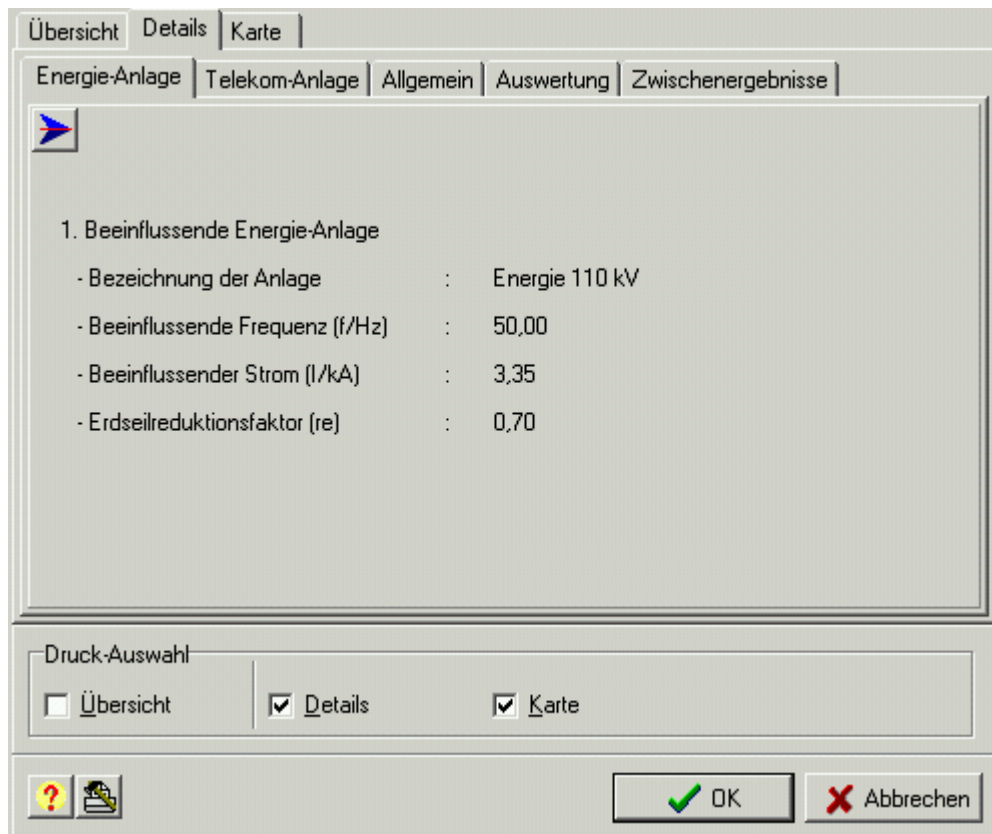


Bild A6-15 Screen-Dump 110 kV EVU-Leitung

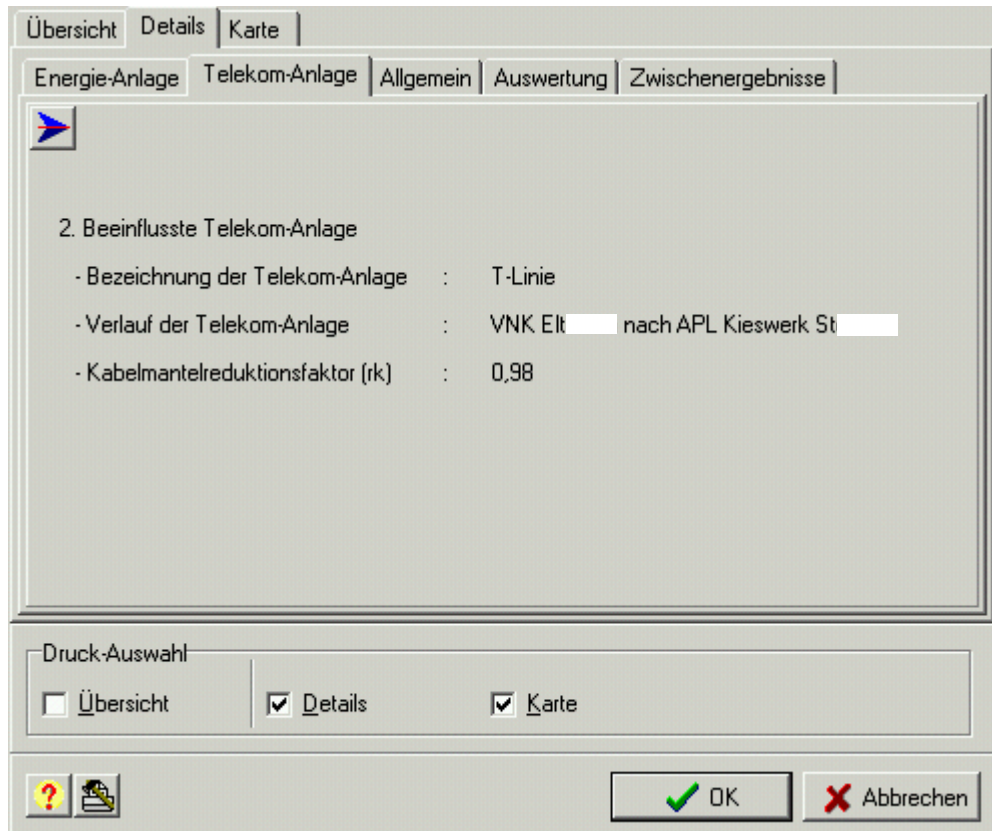


Bild A6-16 Screen-Dumps mit TK-Linie

14 Anhang F, Berechnungsbeispiel nach LARZA

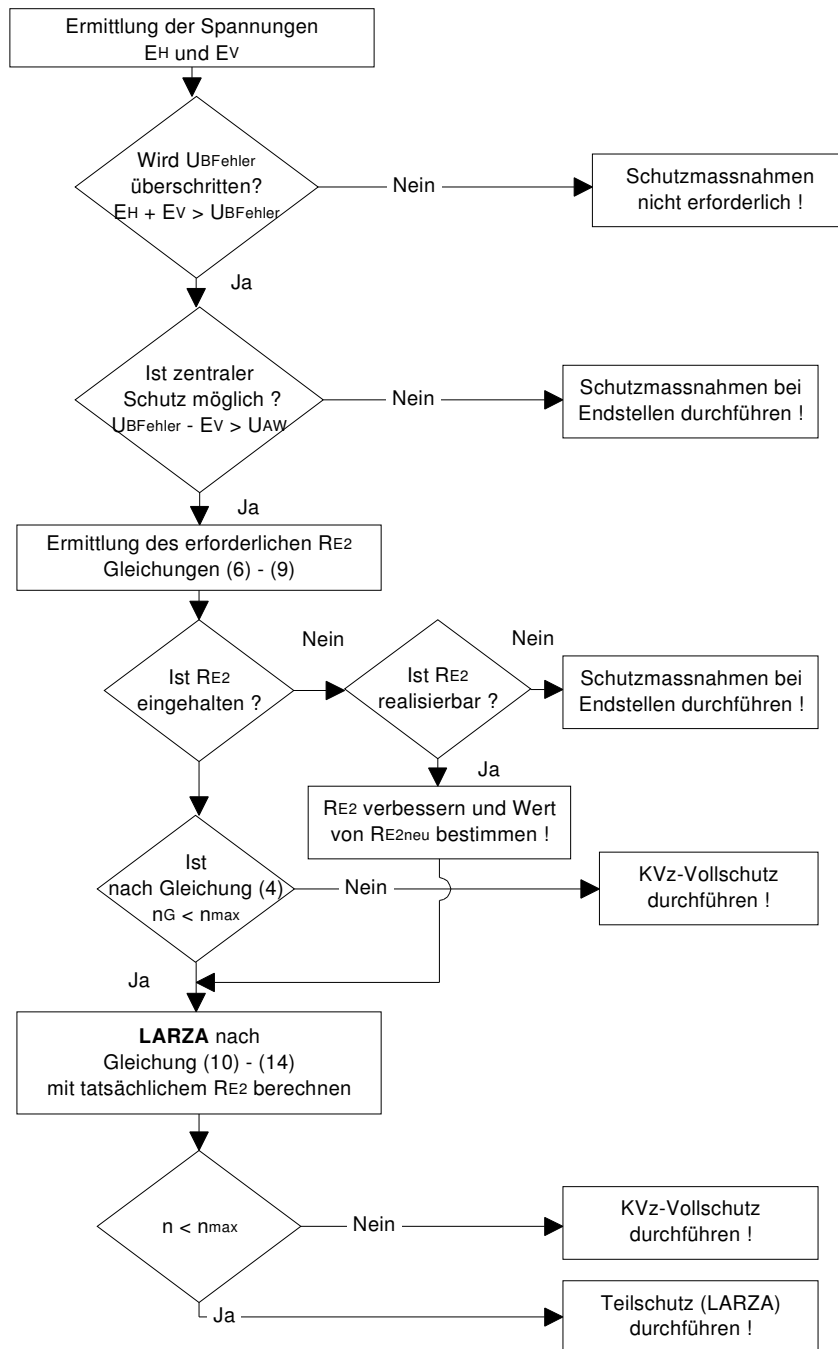


Bild A6-17 Ablaufdiagramm zur Ermittlung des Einsatzes von ÜsAg (aus TE 3, Anhang 5)

Zeile	Parameter		Werte	Summen
1	Kabeltyp 1	Hauptkabel	800 x 2 x 0,8; A2Y	
2	Kabellänge		1,301 km ⇒	⇓
3	Kabeldurchmesser		80 mm	
4	kilom. Kabelmantelwiderstand		0,53 Ω/km	
5	Kabelmantelwiderstand		0,69 Ω	
6	kilom. Einzeladerwiderstand		31,5 Ω/km	
7	Einzeladerwiderstand		41,0 Ω	
8	Kabeltyp 2		500 x 2 x 0,6; A2Y	
9	Kabellänge		3,860 km ⇒	5,161 km
10	Kabeldurchmesser		49 mm	
11	kilom. Kabelmantelwiderstand		0,85 Ω/km	
12	Kabelmantelwiderstand		3,28 Ω	3,97 Ω
13	kilom. Einzeladerwiderstand		58,5 Ω/km	
14	Einzeladerwiderstand		225,8 Ω	266,8 Ω

15	Kabeltyp 3	Verzweigungskabel	100 x 2 x 0,6; A2Y	
16	Kabellänge		0,554 km ⇒	⇓
17	Kabeldurchmesser		29,5 mm	
18	kilom. Kabelmantelwiderstand		1,40 Ω/km	
19	Kabelmantelwiderstand		0,78 Ω	
20	kilom. Einzeladerwiderstand		58,5 Ω/km	
21	Einzeladerwiderstand		32,4 Ω	
22	Kabeltyp 4		20 x 2 x 0,6; Luft	
23	Kabellänge		0,621 km ⇒	1,175 km
24	Kabeldurchmesser		12,2 mm	
25	kilom. Kabelmantelwiderstand		27,10 Ω/km	
26	Kabelmantelwiderstand		16,9 Ω	17,68 Ω
27	kilom. Einzeladerwiderstand	58,5 Ω/km		
28	Einzeladerwiderstand	36,3 Ω	68,7 Ω	

Tabelle A6-9 Kabelparameter des TK-Kabels für die Teilabschnitte Hauptkabel und Verzweigungskabel

Die Berechnung des LARZA wird mit der höchsten Beeinflussungsspannung vorgenommen.

Dies ist durch die Beeinflussung aus der 110 kV-Trasse nach Ba-Stadt der Spannungswert von 1337 V. Die Beeinflussungsspannung teilt sich auf in 1141 V für die Hauptkabeltrasse (Abschnitt 1 bis 14) und 196 V für die Verzweigungskabeltrasse (Abschnitt 14 bis 20). Am KVz A 1 sind 300 Hk - Doppeladern abgeschlossen, diese entsprechen 600 Einzeladern.

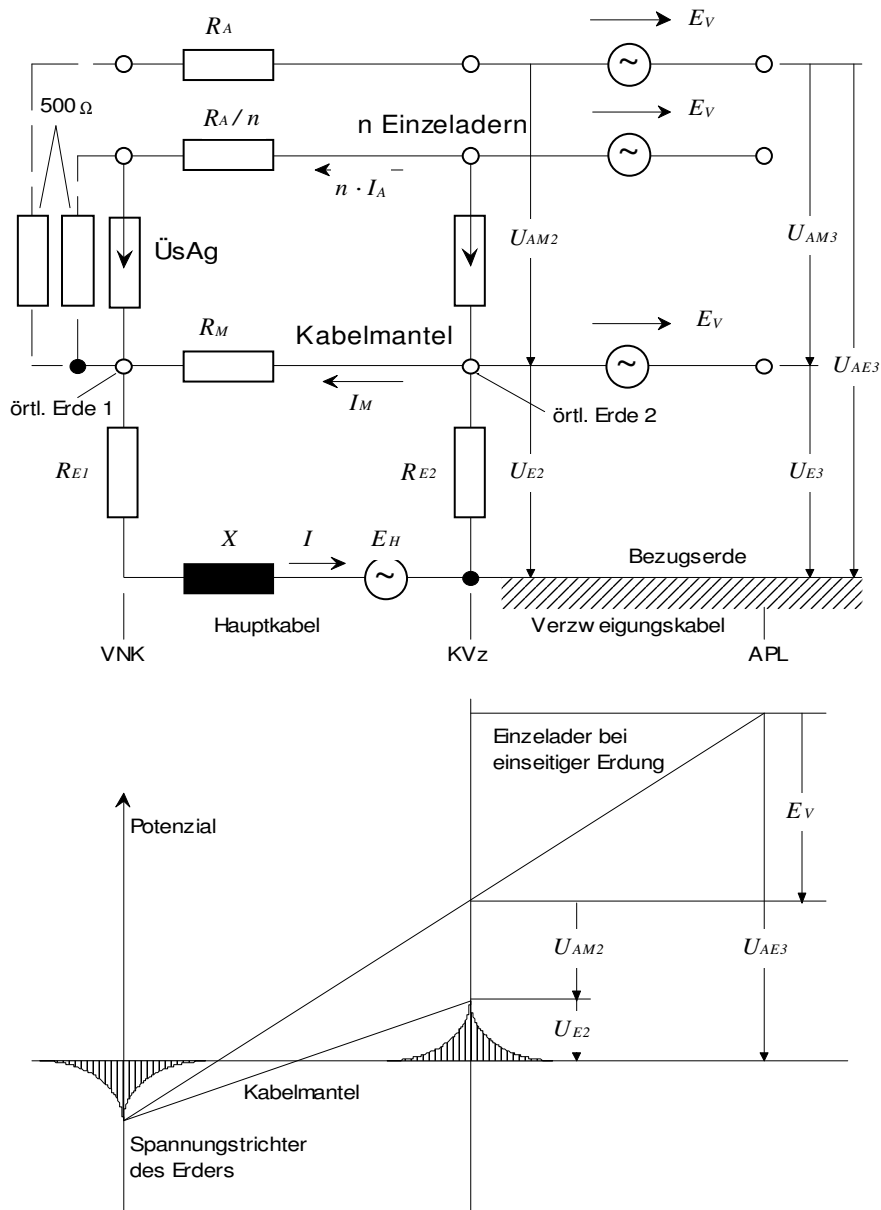


Bild A6-18 vereinfachtes Ersatzschaltbild der Beeinflussung und der Potentiale von Erdern, Kabelmantel und Adern (aus TE 3, Anhang 5)

Zusammenstellung der Berechnungsparameter

Kurzzeichen	Bedeutung	Wert
E_H	Induzierte Spannung im Hauptkabel	1141 V
E_V	Induzierte Spannung im Verzweigungskabel	196 V
f	Frequenz des beeinflussenden Stromes	50 Hz
I	Beeinflussender Strom	
I_A	Strom in der Einzelader des Hauptkabels	
I_B	Beeinflussender Betriebsstrom	
I_E	Erdungsstrom	
I_F	Fehlerstrom	
I_K	Beeinflussender Kurzschlussstrom	
I_M	Mantelstrom des Hauptkabels	
L'	Längenbezogene Induktivität der Schleife Leiter-Erde	2 mH/km
ℓ	Näherungslänge bzw. Länge des beeinflussten Hauptkabels	5,161 km
M'	Längenbezogene Gegeninduktivität zwischen den Schleifen Hochspannungsleitung - Erde und Tk-Leitung - Erde	
n_G	Anzahl der Einzeladern mit gezündeten ÜsAg	
n_{max}	Anzahl der Einzeladern des Hauptkabels	600
r	Gesamtreduktionsfaktor	
r_K	Kabelmantelreduktionsfaktor	
R_{E1}	Erdungswiderstand des Schaltpunktes 1 (VNK)	0,5 Ω
R_{E2}	Erdungswiderstand des Schaltpunktes 2 (KVz)	
R_i	Eingangswiderstand (Innenwiderstand) eines Messgerätes	
R_M	Kabelmantellängswiderstand des Hauptkabels	3,97 Ω
R_A	Längswiderstand einer Einzelader (Hauptkabel)	266,8 Ω
R_P	Widerstand der Parallelschaltung Adern und Kabelmantel	
t	Dauer des Fehlstromes	
U_{AW}	Ansprechwechselspannung der Ableiter = $230 \text{ V} / \sqrt{2}$	163 V
U_{AM2}		
$U_{BFehler}$	Zulässiger Spannungsgrenzwert im Fehlerfall	650 V
X	Erdimpedanz $X = \omega L' * \ell$	3,24 Ω

Tabelle A6-10 Berechnungsparameter

Der zentrale Schutz im Kabelverzweiger (KVz) ist möglich, falls die Spannung U_{AE3} beim Zünden der ÜsAg den zulässigen Grenzwert von 650 V nicht überschreitet.

Die Anschaltung von ÜsAg sollte in zentralen Schaltpunkten (KVz, HVt) angestrebt werden.

$$U_{AE3} = E_V + I \cdot R_{E2} + I \cdot R_P \quad (1)$$

$$\text{mit } I = \frac{E_H}{\sqrt{(R_P + R_{E1} + R_{E2})^2 + X^2}} \quad (2)$$

$$\text{und } R_p = \frac{1}{\left(\frac{1}{R_M} + \frac{n}{R_A}\right)} \quad (3)$$

Zuerst muss berechnet werden, welches der maximal zulässige Erdungswiderstand des KVz ist. Der Erdungswiderstand hängt ab von der Anzahl der im Grenzfall ansprechenden Ableiter n_G , die die Einzelader als Reduktionsader schalten. Die Berechnung erfolgt entsprechend der Gleichungen aus der TE3 A.5 (4 - 9)

Zentraler Schutz am KVz

Der zentrale Schutz im KVz ist realisierbar, falls die Spannung im Verzweigungskabelbereich E_V kleiner ist als $(U_{BFehler} - U_{AW})$, bzw. der Wert von k_n gemäß Gleichung (5) einen Wert ≥ 1 ergibt.

$$k_n = \frac{(U_{BFehler} - E_V)}{U_{AW}} = \frac{(650V - 196V)}{163V} = 2,79 \geq 1 \quad (5)$$

Ein zentraler Schutz ist möglich.

Berechnung der benötigten Ableiter n_G im Kabelverzweiger

$$n_G = R_A \left(\frac{\frac{E_H^2}{U_{AW}^2} - k_n^2}{\sqrt{R_{E1}^2 \cdot k_n^2 + \left(\frac{E_H^2}{U_{AW}^2} - k_n^2\right) \cdot (R_{E1}^2 + X^2)} + R_{E1} \cdot k_n} - \frac{1}{R_M} \right) \quad (4)$$

$$n_G = 266,5 \left(\frac{\frac{1141^2}{163^2} - 2,79^2}{\sqrt{0,5^2 \cdot 2,79^2 + \left(\frac{1141^2}{163^2} - 2,79^2\right) \cdot (0,5^2 + 3,24^2)} + 0,5 \cdot 2,79} - \frac{1}{3,97} \right) = 422$$

Die Anzahl der benötigten Ableiter ist kleiner als die Anzahl der im Hk geführten Adern, so dass mit dem Fall B ($0 < n_G < n_{max}$) weitergerechnet wird.

$$R_{E2} = \frac{k_n - 1}{\left(\frac{1}{R_M} + \frac{n_G}{R_A}\right)} = \frac{2,79 - 1}{\left(\frac{1}{3,97} + \frac{422}{266,5}\right)} = 0,97\Omega \quad (8)$$

Ermittlung der notwendigen ÜsAg bei bekannten Erdungswiderständen R_{E1} und R_{E2}

Nach Errichten der Erdungsanlage ist der tatsächliche Erdungswiderstand messtechnisch zu ermitteln und der Bedarf an ÜsAg ist entsprechend anzupassen.

$$n = R_A \left(\sqrt{\frac{R_E^2}{Z^4} + \frac{1 - k_L^2}{k_L^2 \cdot Z^2}} - \frac{R_E}{Z^2} - \frac{1}{R_M} \right) = 266,8 \left(\sqrt{\frac{1,47^2}{12,68^2} + \frac{1 - 0,143^2}{0,143^2 \cdot 12,68}} - \frac{1,47}{12,68} - \frac{1}{3,97} \right) = 422 \quad (10)$$

$$\text{mit } R_E = R_{E1} + R_{E2} = 0,5 + 0,96 = 1,47 \Omega \quad (11)$$

$$Z^2 = R_E^2 + X^2 = 1,47^2 + 3,24^2 = 12,68 \Omega^2 \quad (12)$$

$$k_L = \frac{U_{AW}}{E_H} = \frac{163V}{1141V} = 0,143 \quad (13)$$

Auf der ermittelten Anzahl von Überspannungsableitern entsprechend der Gleichung (10), ist ein Sicherheitszuschlag von 10% vorzusehen.

$$n' = n \cdot 1,1 = 422 \cdot 1,1 = 464$$

Es sind 464 Einzeladern beidseitig mit ÜsAg zu bestücken. bzw. 232 Doppeladern.

15 Anhang G, Trassenpläne

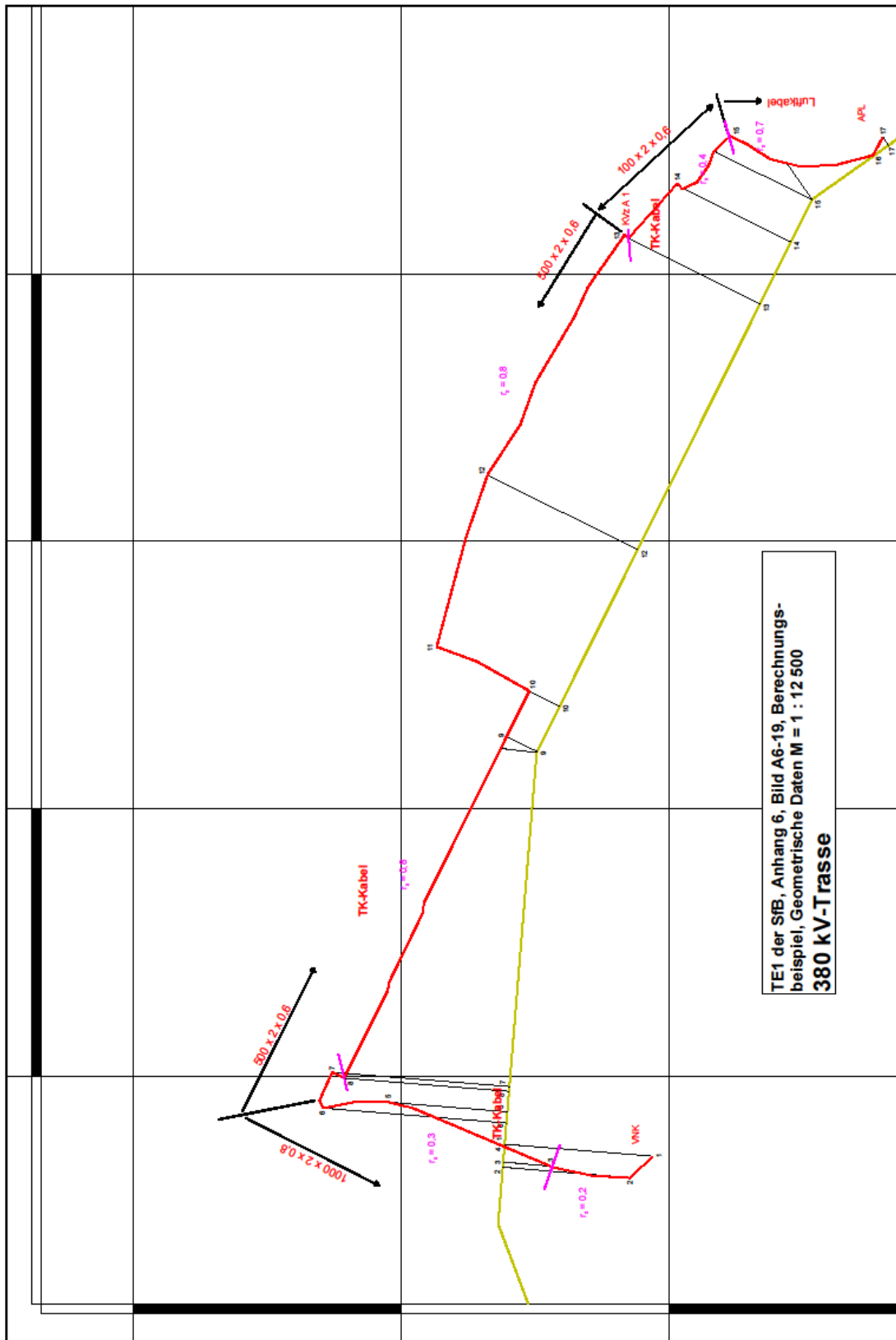


Bild A6-19: 380 kV-Trasse

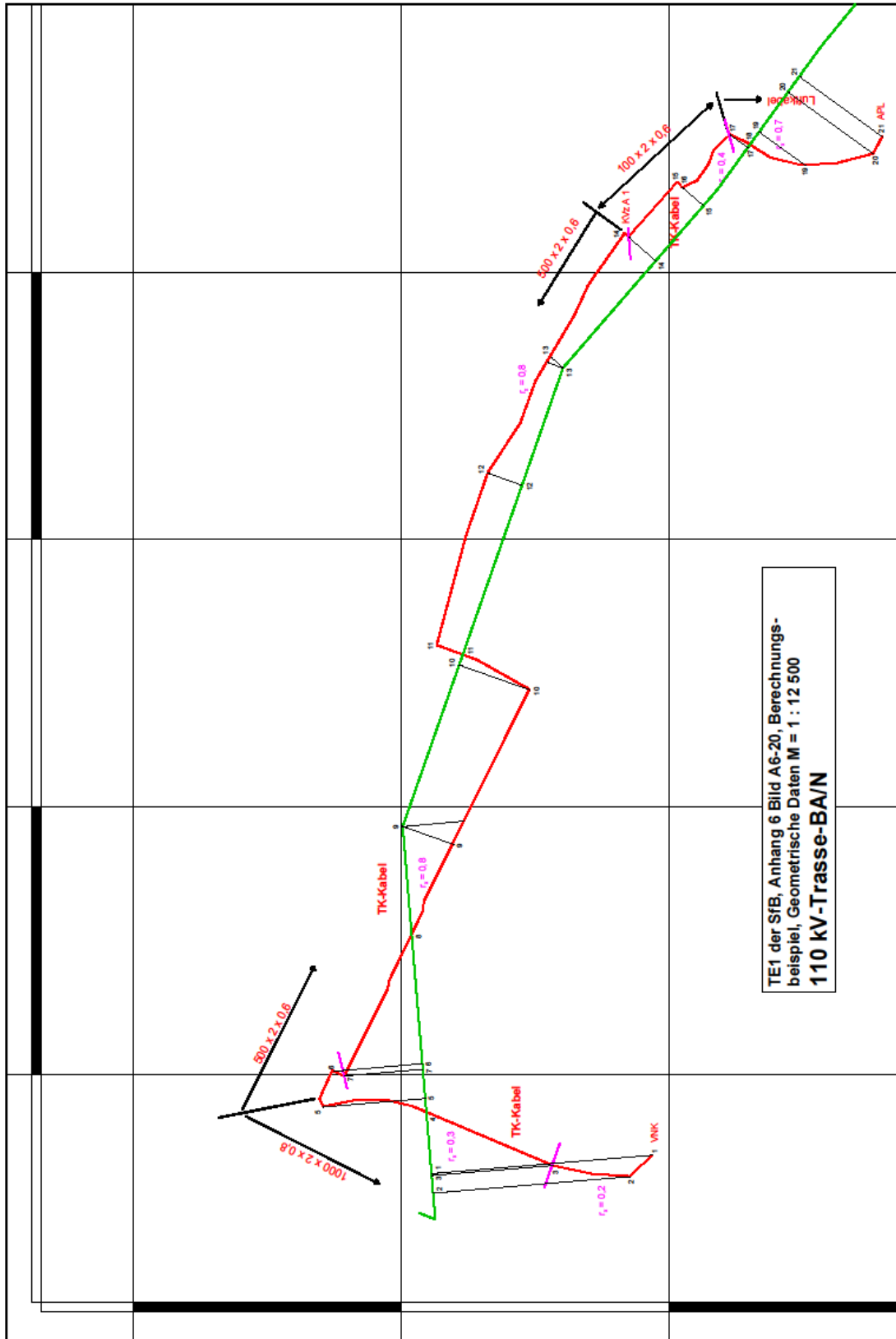


Bild A6-20: 110 kV-Trasse Ba-N

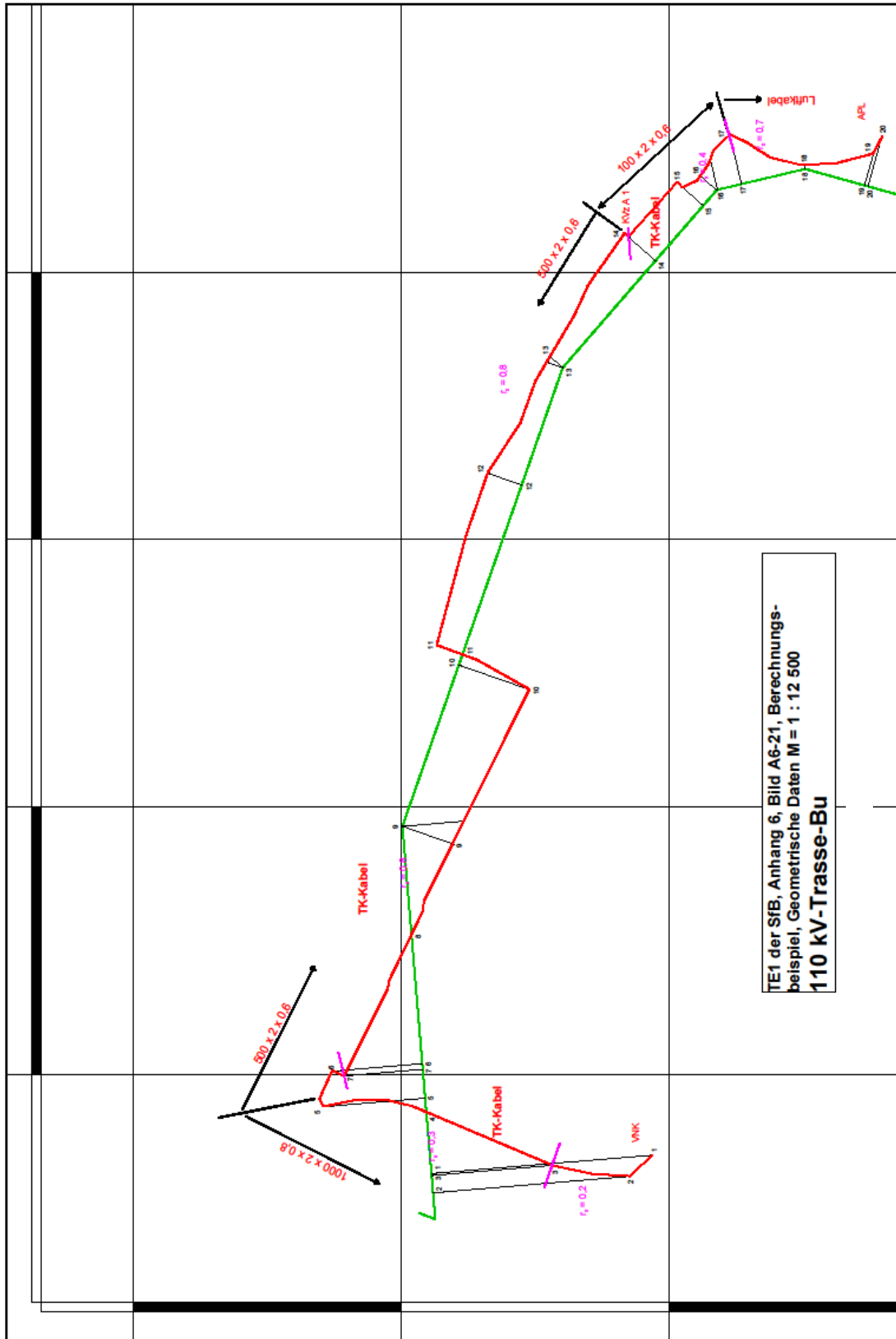


Bild A6-21: 110 kV-Trasse Bu-Stadt

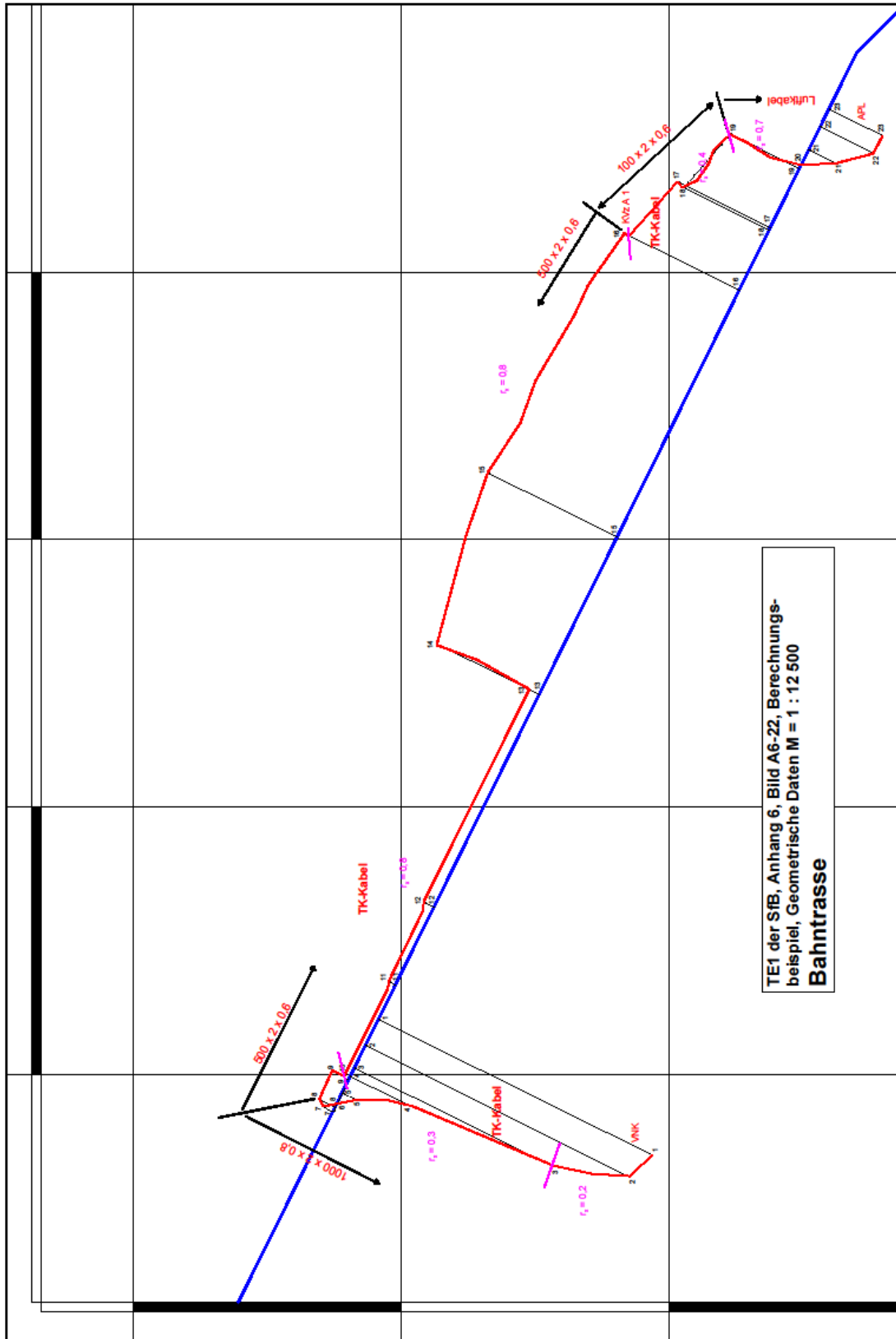


Bild A6-22: Bahntrasse