Расчет параметров схемы замещения ТС – 1

Номинальное	$U_kB\text{-}C=$	16,7	$U_нB=$	115	$S=$	40,5
	$U_kB\text{-}H=$	9,6	$U_нC=$	38,5		
	$U_kC\text{-}H=$	6,43	$U_нH=$	6,3		

$U_{kв}=$ $0,5(U_k(B\text{-}C)+Uk(B\text{-}H)-U_k(C\text{-}H))=$ 9,935

$U_{kс}=$ $0,5(U_k(B\text{-}C)+Uk(C\text{-}H)-U_k(B\text{-}H))=$ 6,765

$U_{kн}=$ $0,5(U_k(B\text{-}H)+Uk(C\text{-}H)-U_k(B\text{-}C))=$ -0,335

Сопротивления приведенные к $U_{ВН}$

$X_В=\frac{U_{kв}*U_{нв}^2}{100*S_н}=32,44$

$X_С=\frac{U_{kс}*U_{нв}^2}{100*S_н}=22,09$

$X_Н=\frac{U_{kн}*U_{нв}^2}{100*S_н}=-1,09$

Сопротивления приведенные к $U_{НН}$

$X_В=\frac{U_{kв}*U_{нн}^2}{100*S_н}=0,1$

$X_С=\frac{U_{kс}*U_{нн}^2}{100*S_н}=0,07$

$X_Н=\frac{U_{kн}*U_{нн}^2}{100*S_н}=-0,0033$

Сопротивления приведенные к $U_{СН}$

$X_В=\frac{U_{kв}*U_{нс}^2}{100*S_н}=3,63$

$X_С=\frac{U_{kс}*U_{нс}^2}{100*S_н}=2,47$

$X_Н=\frac{U_{kн}*U_{нс}^2}{100*S_н}=-0,12$

Расчет параметров схемы замещения ТС – 2

Номинальное	$U_kB\text{-}C=$	18	$U_нB=$	115	$S=$	40,5
	$U_kB\text{-}H=$	10,6	$U_нC=$	38,5		
	$U_kC\text{-}H=$	6,8	$U_нH=$	6,3		

$U_{kв}=$ $0,5(U_k(B\text{-}C)+U_k(B\text{-}H)-U_k(C\text{-}H))=$ 10,9

$U_{kс}=$ $0,5(U_k(B\text{-}C)+U_k(C\text{-}H)-U_k(B\text{-}H))=$ 7,1

$U_{kн}=$ $0,5(U_k(B\text{-}H)+U_k(C\text{-}H)-U_k(B\text{-}C))=$ -0,3

Сопротивления приведенные к $U_{ВН}$

$X_В=\frac{U_{kв}*U_{нв}^2}{100*S_н}=35,59$

$X_С=\frac{U_{kс}*U_{нв}^2}{100*S_н}=23,184$

$X_Н=\frac{U_{kн}*U_{нв}^2}{100*S_н}=-0,98$

Сопротивления приведенные к $U_{НН}$

$X_В=\frac{U_{kв}*U_{нн}^2}{100*S_н}=0,11$

$X_С=\frac{U_{kс}*U_{нн}^2}{100*S_н}=0,07$

$X_Н=\frac{U_{kн}*U_{нн}^2}{100*S_н}=-0,003$

Сопротивления приведенные к $U_{СН}$

$X_В=\frac{U_{kв}*U_{нс}^2}{100*S_н}=4,0$

$X_С=\frac{U_{kс}*U_{нс}^2}{100*S_н}=2,6$

$X_Н=\frac{U_{kн}*U_{нс}^2}{100*S_н}=-0,11$

Расчет параметров схемы замещения РТСН

Номинальное

U_kB-(НН1+НН2)= 10,8

$U_kНН1$-НН2= 16,7

$U_нB$= 115 S= 25

$U_НН1$= 6,3

$U_kв$= U_kB-Н-0,25$U_kНН1$-Н2= 6,63

$U_kН$= 0,5$U_kНН1$-Н2= 8,35

Сопротивления приведенные к $U_{ВН}$

$X_В = \frac{U_{кв} * U_{нв}^2}{100 * S_н} = 35,05$

$X_Н = \frac{U_{кн} * U_{нв}^2}{100 * S_н} = 44,17$

Сопротивления приведенные к $U_{НН}$

$X_в = \frac{U_{кв} * U_{нн}^2}{100 * S_Н} = 0,1$

$X_н = \frac{U_{кв} * U_{нн}^2}{100 * S_н} = 0,13$

Расчет параметров схемы замещения токоограничивающих реакторов

Присоединение	наименование	напряжение, В	номинальный ток, А	сопротивление,%	сопротивление,Ом
Секция 1-2	РБ-6-2000-10	6300	2000	10	0,18
Секция 2-3	РБ-6-2000-10	6300	2000	10	0,18
Секция 3-4	РБ-6-2000-10	6300	2000	10	0,18
ЛСН-1	РБ-6-1000-10	6300	1000	10	0,36
ЛСН-2	РБ-6-1000-10	6300	1000	10	0,36
ЛСН-3	РБАМ-6-1500-8	6300	1500	8	0,2
ЛСН-4	РБ-6-1000-10	6300	1000	10	0,36
ЛСН-5	РБАМ-6-1500-8	6300	1500	8	0,19
ЛСН-6	РБАМ-6-1500-8	6300	1500	8	0,19
ЛСН-7	РБАМ-6-1000-8	6300	1000	8	0,29
ЛСН-8	РБУ-10-1600-0,14	10000	1600	0,14	0,35

Рис.1. Схема замещения в максимальном режиме

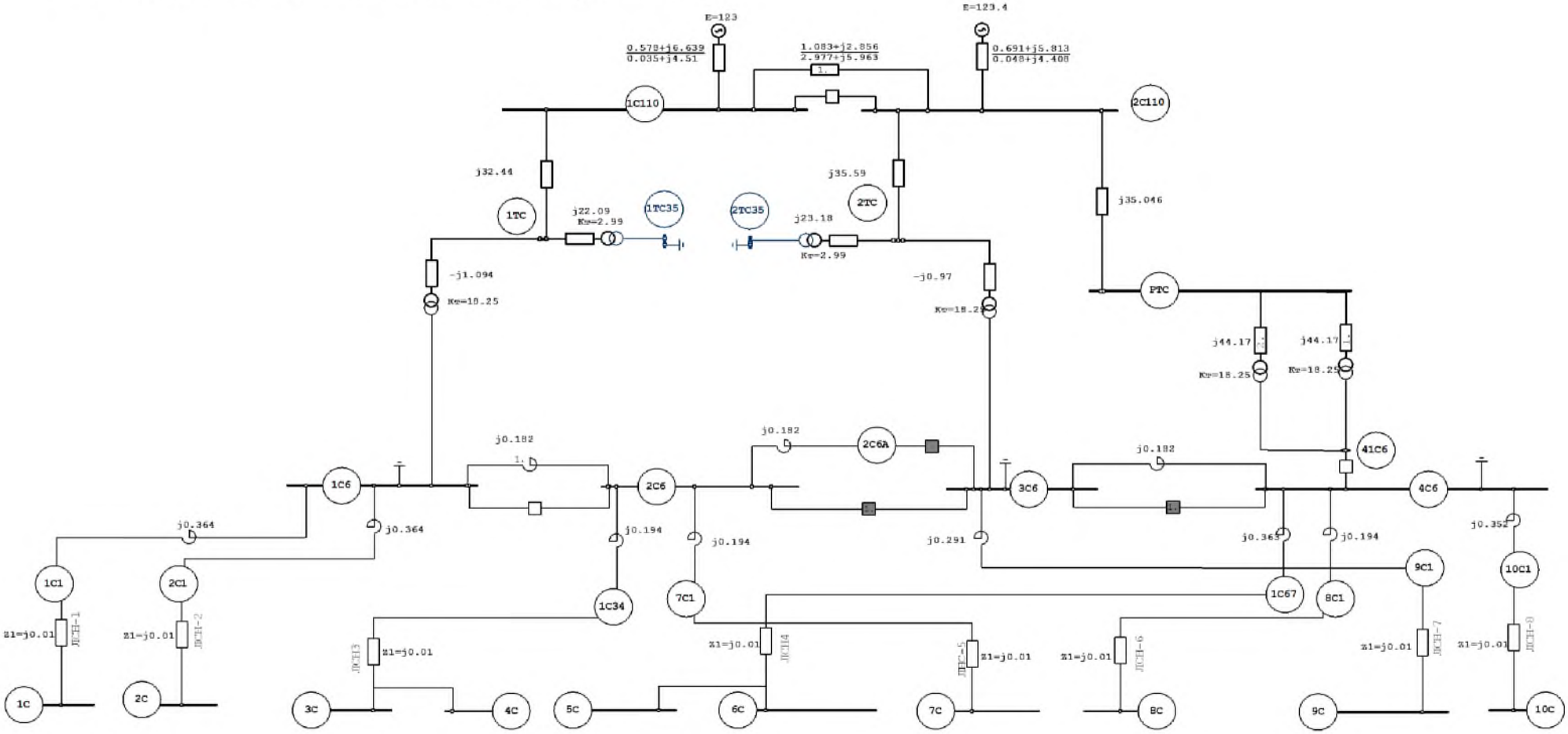


Рис.2. Схема замещения в минимальном режиме 1

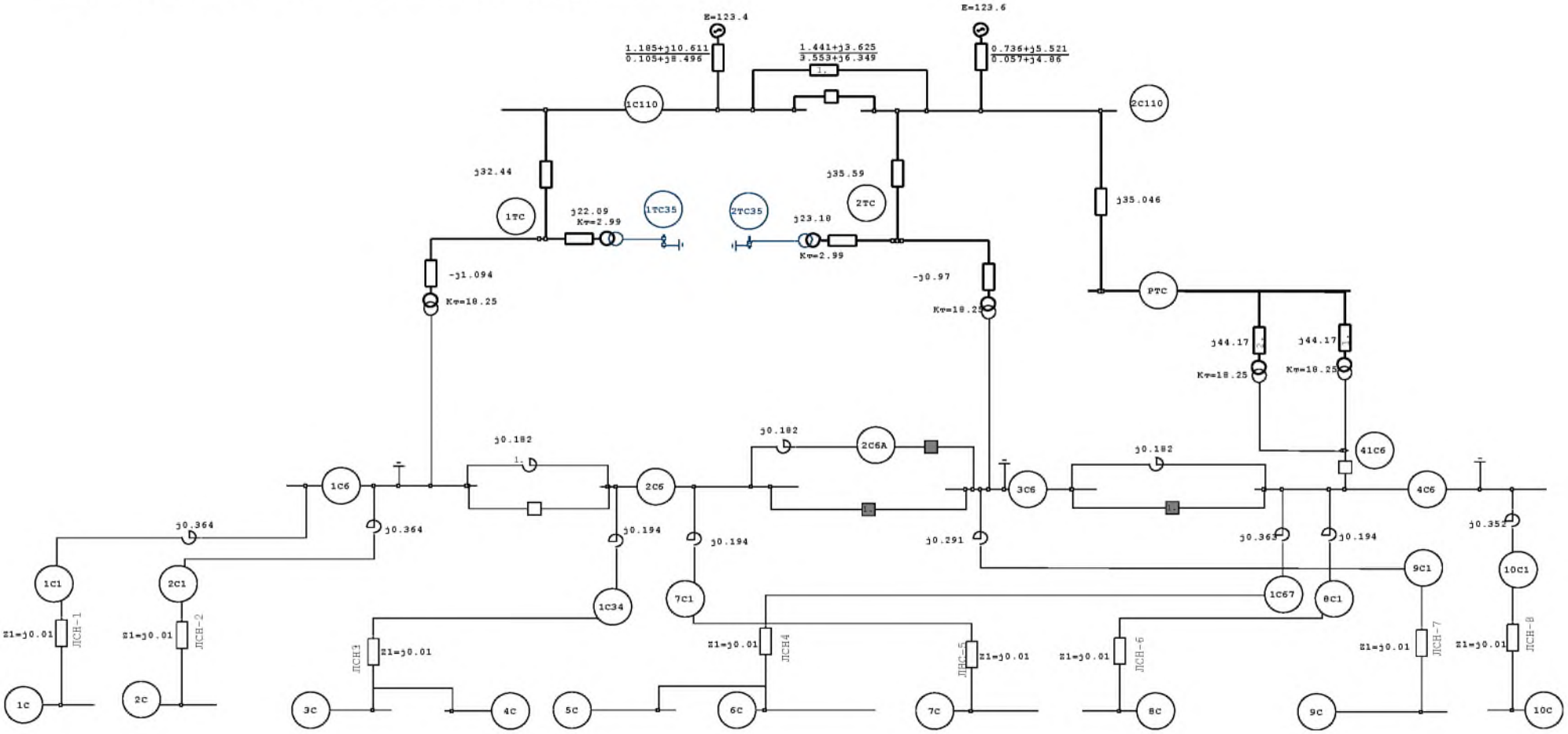
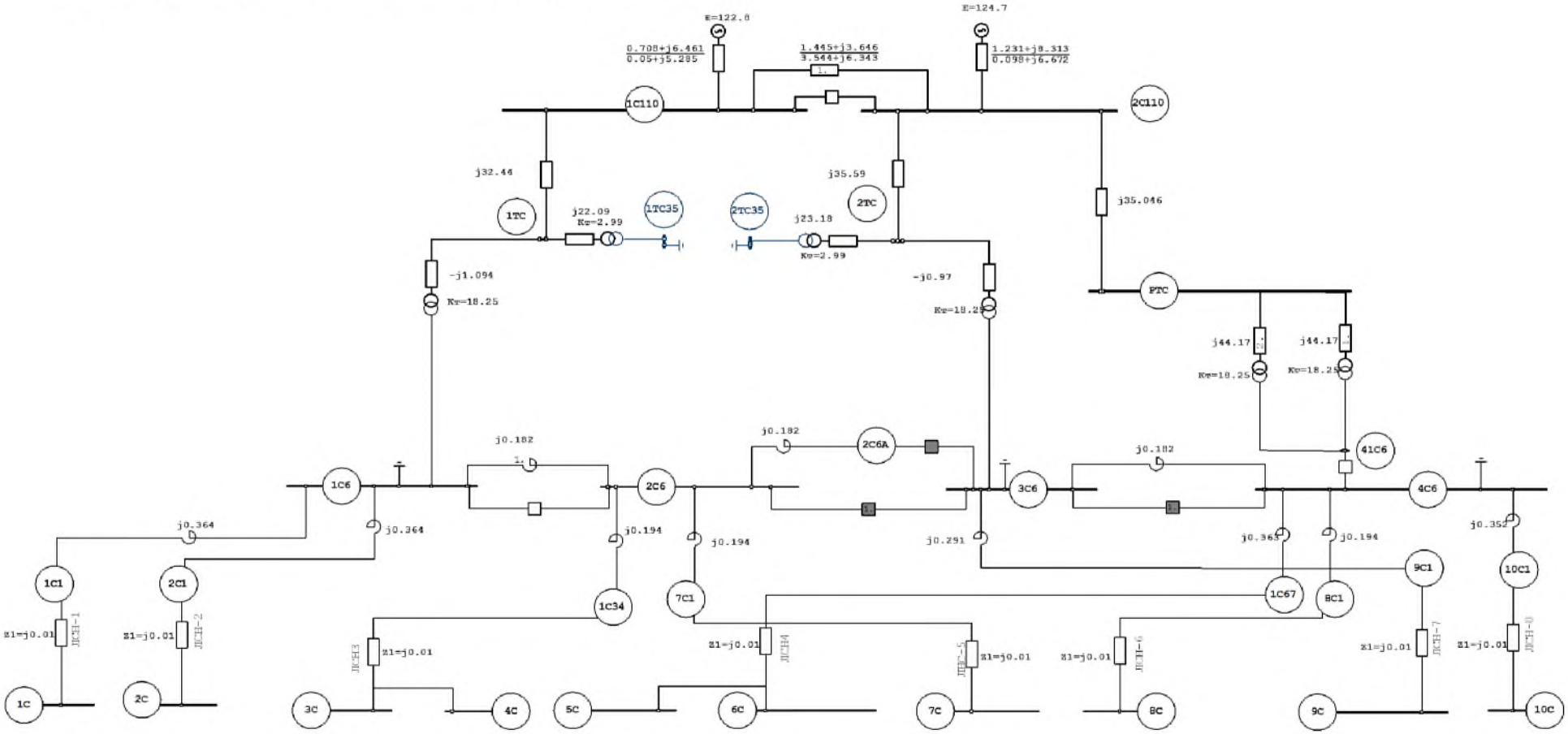


Рис.3. Схема замещения в минимальном режиме 2



Результаты расчетов тока короткого замыкания

========== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ ==========

Максимальный режим

ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-Волгоградская ТЭЦ2

УЗЕЛ-КЗ 2С110 4С6 3С6 2С6 1С6 3С 4С 5С 6С 7С 8С 9С 10С

Р Е З У Л Ь Т А Т Ы Р А С Ч Е Т А

1-Пояс Узла	Наименование Узла	3х-фазное КЗ I1(мод/фаза)		Одно-фазное КЗ(А0) I1(мод/фаза)		I2(мод/фаза)		3I0(м/ф)	
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.307			Z2=0.001+j0.307		Z0=0.000-j-0.000			
3С-		12679	90	0	153	0	0	0	0
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.307			Z2=0.001+j0.307		Z0=0.000-j-0.000			
4С-		12679	90	0	0	0	0	0	0
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.490			Z2=0.001+j0.490		Z0=0.000-j-0.000			
5С-		7963	90	0	0	0	0	0	0
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.490			Z2=0.001+j0.490		Z0=0.000-j-0.000			
6С-		7963	90	0	0	0	0	0	86
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.307			Z2=0.001+j0.307		Z0=0.000-j-0.000			
7С-		12679	90	0	153	0	0	0	0
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.321			Z2=0.001+j0.321		Z0=0.000-j-0.000			
8С-		12161	90	0	0	0	-101	0	-90
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.391			Z2=0.001+j0.391		Z0=0.000-j-0.000			
9С-		9978	90	0	-159	0	52	0	180
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.479			Z2=0.001+j0.479		Z0=0.000-j-0.000			
10С-		8146	90	0	88	0	87	0	76
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.103			Z2=0.001+j0.103		Z0=0.000-j-0.000			
1С6-		37688	91	0	0	0	0	0	0
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.103			Z2=0.001+j0.103		Z0=0.000-j-0.000			
2С6-		37688	91	18774	92	18774	92	56323	92
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.090			Z2=0.001+j0.090		Z0=0.000-j-0.000			
3С6-		43484	91	0	0	0	0	0	0
2ТС		33604	91	0	0	0	0	0	0
4С6		9880	91	0	0	0	0	0	0
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.117			Z2=0.001+j0.117		Z0=0.000-j-0.000			
4С6-		33451	90	0	0	0	0	0	0
3С6		12542	90	0	0	0	0	0	0
41С6		20908	90	0	0	0	0	0	0
U=123.2/0	Z1=0.322+j3.100			Z2=0.322+j3.100		Z0=0.015+j1.898			
2С110-		22824	96	8756	95	8756	95	26267	95
0	Общая нейтраль	12170	97	4680	96	4662	96	11308	95
2ТС		0	0	0	0	0	0	1442	94
РТС		0	0	0	0	0	0	873	94
1С110		10656	95	4077	94	4095	94	12645	95

```
====================== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =========================
 ЗАДАНИЕ-  СЕТЬ-Волгоградская ТЭЦ2
УЗЕЛ-КЗ   2С110
ПОДРЕЖИМ  1
ОТКЛ      0 РТС-2С110 //отключен РТСН
                              Подрежим  1
                    Р Е З У Л Ь Т А Т Ы    Р А С Ч Е Т А
```

1-Пояс Узла	Наименование Узла	3х-фазное КЗ I1(мод/фаза)		Одно-фазное КЗ(А0) I1(мод/фаза)		I2(мод/фаза)		3I0(м/ф)	
U=123.2/0	Z1=0.322+j3.100			Z2=0.322+j3.100		Z0=0.016+j1.963			
2С110-		22824	96	8686	95	8686	95	26058	95
0	Общая нейтраль	12170	97	4643	95	4625	95	11603	95
2ТС		0	0	0	0	0	0	1479	94
РТС		0	0	0	0	0	0	0	0
1С110		10656	95	4044	94	4062	94	12976	95

```
====================== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =========================
 ЗАДАНИЕ-  СЕТЬ-Волгоградская ТЭЦ2
УЗЕЛ-КЗ   1С110
ПОДРЕЖИМ  1
ОТКЛ      0 2С110-1С110// отключен ШСВ110 кВ
ОТКЛ      0 РТС-2С110// Отключен РТСН
ОТКЛ      0 4С6-3С6 //откл ТОР 3-4
ВКЛ-ШСВ   1 2С6-3С6// включен СВ 2-3
                              Подрежим  1
                    Р Е З У Л Ь Т А Т Ы    Р А С Ч Е Т А
```

1-Пояс Узла	Наименование Узла	3х-фазное КЗ I1(мод/фаза)		Одно-фазное КЗ(А0) I1(мод/фаза)		I2(мод/фаза)		3I0(м/ф)	
U=123.2/0	Z1=0.503+j3.751			Z2=0.503+j3.751		Z0=0.248+j2.866			
1С110-		18790	98	6807	97	6807	97	20422	97
0	Общая нейтраль	10656	95	3851	94	3866	94	13037	92
1ТС		362	81	132	81	131	81	1866	94
2С110,1		7821	102	2843	101	2828	101	5691	109

Минимальный режим 1

========== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ ==========

ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-Волгоградская ТЭЦ мин 1

УЗЕЛ-КЗ 1С110 4С6 3С6 2С6 1С6 1С 2С 3С 5С 6С 7С 8С 9С 10С 4С

Р Е З У Л Ь Т А Т Ы Р А С Ч Е Т А

1-Пояс Узла	Наименование Узла	3х-фазное КЗ I1(мод/фаза)	Одно-фазное КЗ(А0) I1(мод/фаза)	I2(мод/фаза)	3I0(м/ф)
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.479	Z2=0.001+j0.479	Z0=0.000-j-0.000		
1С-		8158 90	0 -68	0 0	0 117
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.479	Z2=0.001+j0.479	Z0=0.000-j-0.000		
2С-		8158 90	0 -68	0 0	0 117
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.309	Z2=0.001+j0.309	Z0=0.000-j-0.000		
3С-		12646 90	0 96	0 0	0 45
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.309	Z2=0.001+j0.309	Z0=0.000-j-0.000		
4С-		12646 90	0 0	0 0	0 0
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.491	Z2=0.001+j0.491	Z0=0.000-j-0.000		
5С-		7957 90	0 0	0 0	0 0
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.491	Z2=0.001+j0.491	Z0=0.000-j-0.000		
6С-		7957 90	0 93	0 93	0 93
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.309	Z2=0.001+j0.309	Z0=0.000-j-0.000		
7С-		12646 90	0 96	0 0	0 45
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.322	Z2=0.001+j0.322	Z0=0.000-j-0.000		
8С-		12132 90	0 0	0 -163	0 -63
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.392	Z2=0.001+j0.392	Z0=0.000-j-0.000		
9С-		9963 90	0 0	0 94	0 63
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.480	Z2=0.001+j0.480	Z0=0.000-j-0.000		
10С-		8140 90	0 133	0 20	0 180
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.105	Z2=0.001+j0.105	Z0=0.000-j-0.000		
1С6-		37209 91	0 0	0 0	0 0
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.105	Z2=0.001+j0.105	Z0=0.000-j-0.000		
2С6-		37209 91	18536 92	18536 92	55608 92
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.091	Z2=0.001+j0.091	Z0=0.000-j-0.000		
3С6-		42831 91	0 0	0 0	0 0
2ТС		33099 91	0 0	0 0	0 0
4С6		9732 91	0 0	0 0	0 0
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.118	Z2=0.001+j0.118	Z0=0.000-j-0.000		
4С6-		33083 91	0 0	0 0	0 0
3С6		12404 91	0 0	0 0	0 0
41С6		20678 91	0 0	0 0	0 0
U=123.5/0	Z1=0.457+j3.632	Z2=0.457+j3.632	Z0=0.024+j2.489		
1С110-		19484 97	7280 95	7280 95	21839 95
0	Общая нейтраль	6673 96	2489 95	2496 95	6397 96
1ТС		0 0	0 0	0 0	1737 95
2С110		12812 98	4791 96	4784 96	13705 95

```
====================== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ ==========================
 ЗАДАНИЕ-  СЕТЬ-Волгоградская ТЭЦ мин 1
УЗЕЛ-КЗ   1С110 4С6 3С6 2С6 1С6 1С 2С 3С 5С 6С 7С 8С 9С 10С 4С
ПОДРЕЖИМ  1
ОТКЛ      0 3С6-2ТС// отключен ТС-2
                                Подрежим  1
                        Р Е З У Л Ь Т А Т Ы    Р А С Ч Е Т А
```

1-Пояс Узла	Наименование Узла	3х-фазное КЗ I1(мод/фаза)	Одно-фазное КЗ(А0) I1(мод/фаза)		I2(мод/фаза)		3I0(м/ф)	
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.479	Z2=0.001+j0.479		Z0=0.000-j-0.000			
1С-		8158	90	0	-86	0	-152	0	-45
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.479	Z2=0.001+j0.479		Z0=0.000-j-0.000			
2С-		8158	90	0	-86	0	-152	0	-45
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.309	Z2=0.001+j0.309		Z0=0.000-j-0.000			
3С-		12646	90	0	0	0	153	0	45
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.309	Z2=0.001+j0.309		Z0=0.000-j-0.000			
4С-		12646	90	0	0	0	0	0	0
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.555	Z2=0.001+j0.555		Z0=0.000-j-0.000			
5С-		7036	90	0	0	0	0	0	0
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.555	Z2=0.001+j0.555		Z0=0.000-j-0.000			
6С-		7036	90	0	0	0	0	0	-71
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.309	Z2=0.001+j0.309		Z0=0.000-j-0.000			
7С-		12646	90	0	0	0	153	0	45
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.386	Z2=0.001+j0.386		Z0=0.000-j-0.000			
8С-		10113	90	0	104	0	0	0	34
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.665	Z2=0.001+j0.665		Z0=0.000-j-0.000			
9С-		5873	90	0	94	0	133	0	0
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.544	Z2=0.001+j0.544		Z0=0.000-j-0.000			
10С-		7178	90	0	80	0	61	0	180
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.105	Z2=0.001+j0.105		Z0=0.000-j-0.000			
1С6-		37209	91	0	0	0	0	0	0
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.105	Z2=0.001+j0.105		Z0=0.000-j-0.000			
2С6-		37209	91	18536	92	18536	92	55608	92
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.364	Z2=0.001+j0.364		Z0=0.000-j-0.000			
3С6-		10723	90	0	0	0	0	0	0
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.182	Z2=0.001+j0.182		Z0=0.000-j-0.000			
4С6-		21420	90	0	0	0	0	0	0
	U=123.5/0	Z1=0.457+j3.632	Z2=0.457+j3.632		Z0=0.025+j2.565			
1С110-		19484	97	7224	95	7224	95	21671	95
0	Общая нейтраль	6673	96	2470	95	2477	95	6541	96
1ТС		0	0	0	0	0	0	1776	95
2С110		12812	98	4755	96	4747	96	13354	95

```
  ====================== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ ==========================
 ЗАДАНИЕ-  СЕТЬ-Волгоградская ТЭЦ мин 1
УЗЕЛ-КЗ   2С110
ПОДРЕЖИМ  1
ОТКЛ      0 2С110-РТС //отключен РТСН
                              Подрежим  1
                     Р Е З У Л Ь Т А Т Ы    Р А С Ч Е Т А
```

1-Пояс Узла	Наименование Узла	3х-фазное КЗ I1(мод/фаза)		Одно-фазное КЗ(А0) I1(мод/фаза)		I2(мод/фаза)		3I0(м/ф)	
U=123.5/0	Z1=0.457+j3.632			Z2=0.457+j3.632		Z0=0.026+j2.602			
2С110-		19484	97	7197	95	7197	95	21590	95
0	Общая нейтраль	12812	98	4737	96	4730	96	11558	96
2ТС		0	0	0	0	0	0	1625	95
1С110		6673	96	2460	95	2467	95	8407	95

```
====================== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ ==========================
 ЗАДАНИЕ-  СЕТЬ-Волгоградская ТЭЦ мин 1
УЗЕЛ-КЗ   2С110
ПОДРЕЖИМ  1
ОТКЛ      0 2С110-РТС // отключен РТСН
ОТКЛ      0 1С110-2С110// отключен ШСВ 110 кВ
ВКЛ-ШСВ   1 2С6-3С6// включен СВ 2-3
                              Подрежим  1
                     Р Е З У Л Ь Т А Т Ы    Р А С Ч Е Т А
```

1-Пояс Узла	Наименование Узла	3х-фазное КЗ I1(мод/фаза)		Одно-фазное КЗ(А0) I1(мод/фаза)		I2(мод/фаза)		3I0(м/ф)	
U=123.5/-0	Z1=0.576+j3.967			Z2=0.576+j3.967		Z0=0.236+j3.252			
2С110-		17794	98	6325	97	6325	97	18975	97
0	Общая нейтраль	12812	98	4558	96	4552	96	12747	93
2ТС		279	79	99	78	99	78	1777	95
1С110,1		4725	101	1676	100	1681	100	4573	109

Минимальный режим 2

========== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ ==========

ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-Волгоградская ТЭЦ мин2

УЗЕЛ-КЗ 2С110 4С6 3С6 2С6 1С6 1С 2С 3С 4С 5С 6С 7С 8С 9С 10С

Р Е З У Л Ь Т А Т Ы Р А С Ч Е Т А

1-Пояс Узла	Наименование Узла	3х-фазное КЗ I1(мод/фаза)	Одно-фазное КЗ(А0) I1(мод/фаза)	I2(мод/фаза)	3I0(м/ф)
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.479	Z2=0.001+j0.479	Z0=0.000-j-0.000		
1С-		8164 90	0 -127	0 -70	0 -146
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.479	Z2=0.001+j0.479	Z0=0.000-j-0.000		
2С-		8164 90	0 -127	0 -70	0 -146
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.309	Z2=0.001+j0.309	Z0=0.000-j-0.000		
3С-		12656 90	0 -2	0 143	0 -63
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.309	Z2=0.001+j0.309	Z0=0.000-j-0.000		
4С-		12656 90	0 0	0 0	0 0
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.491	Z2=0.001+j0.491	Z0=0.000-j-0.000		
5С-		7963 90	0 0	0 0	0 0
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.491	Z2=0.001+j0.491	Z0=0.000-j-0.000		
6С-		7963 90	0 -86	0 -86	0 -86
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.309	Z2=0.001+j0.309	Z0=0.000-j-0.000		
7С-		12656 90	0 -2	0 143	0 -63
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.322	Z2=0.001+j0.322	Z0=0.000-j-0.000		
8С-		12141 90	0 -130	0 -53	0 -90
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.392	Z2=0.001+j0.392	Z0=0.000-j-0.000		
9С-		9971 90	0 32	0 154	0 -117
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.480	Z2=0.001+j0.480	Z0=0.000-j-0.000		
10С-		8146 90	0 -46	0 -76	0 -117
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.105	Z2=0.001+j0.105	Z0=0.000-j-0.000		
1С6-		37233 91	0 0	0 0	0 0
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.105	Z2=0.001+j0.105	Z0=0.000-j-0.000		
2С6-		37233 91	18548 92	18548 92	55644 92
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.091	Z2=0.001+j0.091	Z0=0.000-j-0.000		
3С6-		42858 91	0 0	0 0	0 0
2ТС		33120 91	0 0	0 0	0 0
4С6		9738 91	0 0	0 0	0 0
U=6.8/0	Z1=0.001+j0.118	Z2=0.001+j0.118	Z0=0.000-j-0.000		
4С6-		33105 91	0 0	0 0	0 0
3С6		12413 91	0 0	0 0	0 0
41С6		20692 91	0 0	0 0	0 0
U=123.6/0	Z1=0.459+j3.637	Z2=0.459+j3.637	Z0=0.023+j2.395		
2С110-		19472 97	7347 96	7347 96	22042 96
0	Общая нейтраль	8567 98	3279 97	3205 97	7913 96
2ТС		0 0	0 0	0 0	1527 95
РТС		0 0	0 0	0 0	924 95
1С110		10908 96	4070 95	4144 95	11678 95

```
====================== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ ==========================
 ЗАДАНИЕ-  СЕТЬ-Волгоградская ТЭЦ мин2
УЗЕЛ-КЗ   2С110 4С6 3С6 2С6 1С6 1С 2С 3С 4С 5С 6С 7С 8С 9С 10С
ПОДРЕЖИМ  1
ОТКЛ      0 3С6-2ТС// откл ТС-2
                              Подрежим  1
                      Р Е З У Л Ь Т А Т Ы    Р А С Ч Е Т А
```

1-Пояс Узла	Наименование Узла	3х-фазное КЗ I1(мод/фаза)	Одно-фазное КЗ(А0) I1(мод/фаза)		I2(мод/фаза)		3I0(м/ф)	
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.479	Z2=0.001+j0.479		Z0=0.000-j-0.000			
1С-		8164	90	0	-119	0	86	0	0
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.479	Z2=0.001+j0.479		Z0=0.000-j-0.000			
2С-		8164	90	0	-119	0	86	0	0
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.309	Z2=0.001+j0.309		Z0=0.000-j-0.000			
3С-		12656	90	0	-109	0	0	0	45
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.309	Z2=0.001+j0.309		Z0=0.000-j-0.000			
4С-		12656	90	0	0	0	0	0	0
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.555	Z2=0.001+j0.555		Z0=0.000-j-0.000			
5С-		7041	90	0	0	0	0	0	0
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.555	Z2=0.001+j0.555		Z0=0.000-j-0.000			
6С-		7041	90	0	0	0	0	0	-160
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.309	Z2=0.001+j0.309		Z0=0.000-j-0.000			
7С-		12656	90	0	-109	0	0	0	45
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.386	Z2=0.001+j0.386		Z0=0.000-j-0.000			
8С-		10120	90	0	129	0	105	0	63
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.665	Z2=0.001+j0.665		Z0=0.000-j-0.000			
9С-		5877	90	0	122	0	54	0	45
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.544	Z2=0.001+j0.544		Z0=0.000-j-0.000			
10С-		7183	90	0	0	0	-76	0	-63
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.105	Z2=0.001+j0.105		Z0=0.000-j-0.000			
1С6-		37233	91	0	0	0	0	0	0
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.105	Z2=0.001+j0.105		Z0=0.000-j-0.000			
2С6-		37233	91	18548	92	18548	92	55644	92
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.364	Z2=0.001+j0.364		Z0=0.000-j-0.000			
3С6-		10731	90	0	0	0	0	0	0
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.182	Z2=0.001+j0.182		Z0=0.000-j-0.000			
4С6-		21436	90	0	0	0	0	0	0
	U=123.6/0	Z1=0.459+j3.637	Z2=0.459+j3.637		Z0=0.024+j2.466			
2С110-		19472	97	7295	96	7295	96	21884	96
0	Общая нейтраль	8567	98	3256	97	3182	97	8087	96
2ТС		0	0	0	0	0	0	918	95
РТС		0	0	0	0	0	0	945	95
1С110		10908	96	4041	95	4114	95	11935	95

```
====================== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ ==========================
 ЗАДАНИЕ-  СЕТЬ-Волгоградская ТЭЦ мин2
УЗЕЛ-КЗ   2С110 4С6 3С6 2С6 1С6 1С 2С 3С 4С 5С 6С 7С 8С 9С 10С
ПОДРЕЖИМ  1
ОТКЛ      0 3С6-2ТС // отключен ТС-2
ВКЛ-ШСВ   1 4С6-3С6// Включен СВ3-4
                              Подрежим  1
                      Р Е З У Л Ь Т А Т Ы    Р А С Ч Е Т А
```

1-Пояс Узла	Наименование Узла	3х-фазное КЗ I1(мод/фаза)	Одно-фазное КЗ(А0) I1(мод/фаза)		I2(мод/фаза)		3I0(м/ф)	
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.479	Z2=0.001+j0.479		Z0=0.000-j-0.000			
1С-		8164	90	0	76	0	0	0	0
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.479	Z2=0.001+j0.479		Z0=0.000-j-0.000			
2С-		8164	90	0	76	0	0	0	0
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.309	Z2=0.001+j0.309		Z0=0.000-j-0.000			
3С-		12656	90	0	31	0	0	0	-146
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.309	Z2=0.001+j0.309		Z0=0.000-j-0.000			
4С-		12656	90	0	0	0	0	0	0
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.555	Z2=0.001+j0.555		Z0=0.000-j-0.000			
5С-		7041	90	0	0	0	0	0	0
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.555	Z2=0.001+j0.555		Z0=0.000-j-0.000			
6С-		7041	90	0	89	0	89	0	89
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.309	Z2=0.001+j0.309		Z0=0.000-j-0.000			
7С-		12656	90	0	31	0	0	0	-146
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.386	Z2=0.001+j0.386		Z0=0.000-j-0.000			
8С-		10120	90	0	45	0	113	0	-63
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.483	Z2=0.001+j0.483		Z0=0.000-j-0.000			
9С-		8090	90	0	45	0	113	0	-63
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.544	Z2=0.001+j0.544		Z0=0.000-j-0.000			
10С-		7183	90	0	45	0	113	0	-63
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.105	Z2=0.001+j0.105		Z0=0.000-j-0.000			
1С6-		37233	91	0	0	0	0	0	0
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.105	Z2=0.001+j0.105		Z0=0.000-j-0.000			
2С6-		37233	91	18548	92	18548	92	55644	92
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.182	Z2=0.001+j0.182		Z0=0.000-j-0.000			
3С6-		21436	90	0	0	0	0	0	0
	U=6.8/0	Z1=0.001+j0.182	Z2=0.001+j0.182		Z0=0.000-j-0.000			
4С6-		21436	90	0	0	0	0	0	0
	U=123.6/0	Z1=0.459+j3.637	Z2=0.459+j3.637		Z0=0.024+j2.466			
2С110-		19472	97	7295	96	7295	96	21884	96
0	Общая нейтраль	8567	98	3256	97	3182	97	8087	96
2ТС		0	0	0	0	0	0	918	95
РТС		0	0	0	0	0	0	944	96
1С110		10908	96	4040	95	4114	95	11934	95

```
====================== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ ==========================
 ЗАДАНИЕ-  СЕТЬ-Волгоградская ТЭЦ мин2
УЗЕЛ-КЗ   1С110
ПОДРЕЖИМ  1
ОТКЛ      0 1С110-2С110// отключен ШСВ 110кВ
ВКЛ-ШСВ   1 2С6-3С6// Включен СВ 2-3
ОТКЛ      0 РТС-2С110// отключен РТСН
                    Р Е З У Л Ь Т А Т Ы    Р А С Ч Е Т А
```

1-Пояс Узла	Наименование Узла	3х-фазное КЗ I1(мод/фаза)		Одно-фазное КЗ(А0) I1(мод/фаза)		I2(мод/фаза)		3I0(м/ф)	
U=123.5/0		Z1=0.610+j4.185		Z2=0.610+j4.185		Z0=0.280+j3.333			
1С110-		16856	98	6039	97	6039	97	18118	97
0	Общая нейтраль	10908	96	3870	95	3929	95	11481	93
1ТС		336	82	123	81	119	81	1923	95
2С110,1		5655	103	2062	102	2006	102	4859	109

Анализ расчета токов КЗ показывает незначительное изменение тока 1 фазного КЗ при заземлении нейтрали РТСН.

В максимальном режиме $\frac{\sum I_{кз2}^{(1)} - \sum I_{кз1}^{(1)}}{\sum I_{кз1}^{(1)}} 100\% = \frac{26267-26058}{26058} 100\% = 8\%.$

3. Расчет дифференциальной защиты РТСН на терминале БЭ2704 041.

Расчеты с учетом включения по токовым цепям на ТТ на ВН (Ктт=750/1), на НН РП-6, РП-7 (Ктт=600/5), на НН 4с ГРУ (Ктт=4000/5)

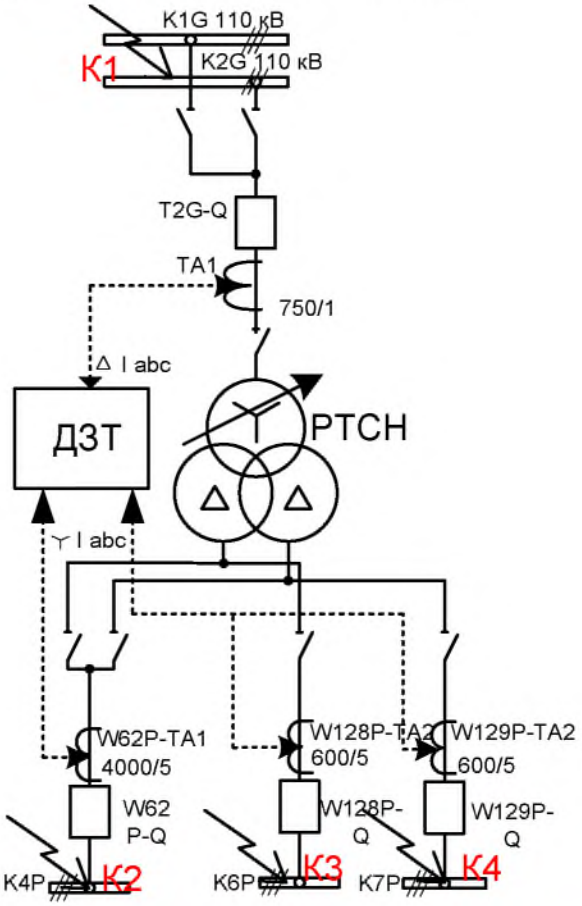


Рис. 3.1 - Поясняющая схема.

3. 1. Конфигурирование терминала.

Схема соединения силового трансформатора ВН/НН1/НН2 – Y-0/Δ./Δ.

Сторона	Наимен.	Сх. соед. обм. Т ($K_{СХ,ОБМ,СТОР}$)	Сх. соед. втор. обм.ТТ ($K_{СХ,ТТ,СТОР}$)	Сх. вкл. ТТ на ($K_{ВКЛ,ТТ,СТОР}$)	Коэфф. трансформации ТТ (
1	ВН	Y ($K_{СХ,ОБМ,ВН}$ =1)	Δ ($K_{СХ,ТТ,ВН}$=√3)	-	750/1
2	НН1	Δ ($K_{СХ,ОБМНН}$1=√3) Y ($K_{СХ,ТТ}$,НН1=1)		$K_{ВКЛ,ТТ,НН1}$ =1	4000/5
3	НН1	Δ ($K_{СХ,ОБМНН}$1=√3) Y ($K_{СХ,ТТ}$,НН1=1)		$K_{ВКЛ,ТТ,НН1}$ =1	600/5

Таким образом, в соответствии с выражением Б.1 Приложения Б получаем:

$$K_{СХ,ВН/НН1}=K_{СХ,ВН/НН2}=\frac{K_{СХ,ОБМ.ВН}}{K_{СХ,ОБМ.НН}}\cdot\frac{K_{СХ,ТТ.ВН}}{K_{СХ,ТТ.НН}\cdot K_{ВКЛ.ТТ.НН}}=\frac{1}{\sqrt{3}\cdot 1}\cdot\frac{\sqrt{3}}{1\cdot 1}=1$$

выбираем значение параметра: «Схема соединения ВН/ НН1» - D/D;.

ВН/ НН2-D/D

Определяем базисные токи, соответствующие номинальной мощности защищаемого тр-ра, при установленном положении РПН.

$$I_{в.ном}=\frac{S_{ном}\cdot K_{сх}}{\sqrt{3}\cdot U_{ном+РПН}\cdot n_{ТТ}}$$

115 кВ - $\frac{25000\cdot\sqrt{3}}{\sqrt{3}\cdot 115\cdot 750/1}=0.289A$

6,3 кВ(4 с ГРУ) - $\frac{25000\cdot 1}{\sqrt{3}\cdot 6{,}3\cdot 4000/5}=2{,}86A$

6,3 кВ(7 и 8 с РУСН) - $\frac{25000\cdot 1}{\sqrt{3}\cdot 6{,}3\cdot 600/5}=19{,}1\grave{A}$ так как 19,1 А больше допустимых 16 необходим к установке ПТТ типа АТ-32. Соответственно номинальному току выбираем ответвления АТ-32

Iотв ном = 19,25, Кт=5,3 Номера ответвлений: к ТТ 1-11 к защите 1-4

Рассчитываем базисный ток с учетом ПТТ:

6,3 кВ(7 и 8 с РУСН) - $\frac{25000\cdot 1}{\sqrt{3}\cdot 6{,}3\cdot 600/5\cdot 5{,}3}=3{,}6A$

По значениям базисных токов присоединений производится выбор числа витков первичных обмоток входных ТТ терминала для выравнивания токов в соответствии с таблицей.

Базисный ток	Фаза	Зажимы X1, X2 терминала БЭ2704V041			
		ВН	СН	НН1	НН2
0,251-1,000	A	**X2:1-X2:5**	X2:6-X2:10	X1:1-X1:5	X1:6-X1:10
	B	**X2:11-X2:15**	X2:16-X2:20	X1:11-X1:15	X1:16-X1:20
	C	**X2:21-X2:25**	X2:26-X2:30	X1:21-X1:25	X1:26-X1:30
1,001-4,000	A	X2:2-X2:5	X2:7-X2:10	**X1:2-X1:5**	**X1:7-X1:10**
	B	X2:12-X2:15	X2:17-X2:20	**X1:12-X1:15**	**X1:17-X1:20**
	C	X2:22-X2:25	X2:27-X2:30	**X1:22-X1:25**	**X1:27-X1:30**
4,001-16,000	A	X2:4-X2:5	X2:9-X2:10	X1:4-X1:5	X1:9-X1:10
	B	X2:14-X2:15	X2:19-X2:20	X1:14-X1:15	X1:19-X1:20
	C	X2:24-X2:25	X2:29-X2:30	X1:24-X1:25	X1:29-X1:30

4. Выбор уставок ДТЗ Т.

4.1 Относительный начальный ток срабатывания ДТЗ Т.

Определяется по выражению в соответствии с формулой:

$$I_{Д0*РАСЧ} = K_{ОТС} \cdot \left(K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР} + \Delta f_{ПТТ}\right)$$

$$\Delta U_{РПН} = \Delta U_{\alpha} \cdot K_{ТОК,\alpha} + \Delta U_{\beta} \cdot K_{ТОК,\beta}$$

Минимальный ток срабатывания защиты:

$$I_{Д_0 * расч} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.тормнач.}$$

$$I_{нб.тормнач.} = I'_{нб.тормнач.} + I''_{нб.тормнач.} + I'''_{нб.тормнач.}$$

$$I_{нб.тормнач.} = K_{пер} K_{одн} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР} + \Delta f_{ПТТ}$$

Принимаем Котс=1,3; Кодн=1,0; Кпер=2; Δfвыр=0,02; $\Delta f_{ПТТ}$=0,05

$\Delta U_{РПН} = 0$ т.к. регулирование РПН трансформатора использоваться не будет. Номинальные токи рассчитаны из условия крайнего положения РПН. (Кт=115/6,3кВ)

$I_{Д_0 * расч}$ =1,3(2·1·0,1+0,02+0,05)=0,351 о.е

Для исключения излишних срабатываний, исходя из опыта эксплуатации принимаем

Iд0*расч=0,4 о.е =50,2 А перв(приведенных к стороне ВН).

4.2. Ток начала торможения ДТЗ Т.

Согласно рекомендациям принимаем уставку начала торможения равной I Т .0=1,0 о.е.

4.3. Коэффициент торможения.

Принимаем для расчета ξ = 0,10, β=15о.

Максимальное значение тока протекающего через защиту при внешнем КЗ - 63824А (приведенные к стороне НН).

$$I_{СКВ} = \frac{I_{КЗ,Me,НН}}{I_{БАЗ,НН}} \cdot \frac{K_{СХ_ТТ_НН}}{K_{ТТ,НН}} = \frac{20908}{3,6 \cdot 5,3} \cdot \frac{1}{600/5} = 9.13;$$

$$I_{Д} = (K_{пер} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon - \Delta U_{РПН} - \Delta\phi_{ВЫР} + \Delta\phi_{ПТТ}) I_{СКВ} = 0.27 \cdot 9.13 = 2.4 о.е.$$

$$I_{T} = \sqrt{I_{СКВ} \cdot (I_{СКВ} - I_{Д}) \cdot \cos\beta} = \sqrt{9.13(9.13-2.4)\cos 15^0} = 7.2$$

$$K_{T} \geq K_{ОТС} \cdot \frac{I_{Д} - I_{Д0}}{I_{T} - I_{T0}} = 1,3 \frac{2,4-0,4}{7.2-1,0} = 0,42$$

Принимаем К $_{Т}$ =0,5.

4.4. Ток торможения блокировки ДТЗ Т.

Для исключения отказа защиты при максимальных нагрузках трансформатора рассчитаем ток торможения блокировки в соответствии с формулой:

$$I_{Т.Бл.} = 1,1 \cdot 1,8 \cdot \frac{125,5}{0,289} \cdot \frac{\sqrt{3}}{750/1} = 1,98$$

Принимаем значение уставки ***I*** **$_{Т\ БЛ}$ =2,0 о.е.**

4.5. Ток срабатывания дифференциальной отсечки.

По условию отстройки от броска тока намагничивания:

$I_{отс} \geq 6{,}5$,

$$I_{Д} = (K_{пер} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta\phi_{ВЫР} + \Delta\phi_{ПТТ}) I_{СКВ} \cdot 1{,}5 = 0{,}27 \cdot 9{,}2 \cdot 1{,}5 = 3{,}73 о.е.$$

Принимаем $I_{отс}$ =6.5 о.е.= 815,8А (первичных приведенных к стороне ВН)

4.6. Уровень блокировки по 2-ой гармонике.

Принимаем $I_{*2\,БЛ}$ =0,15.

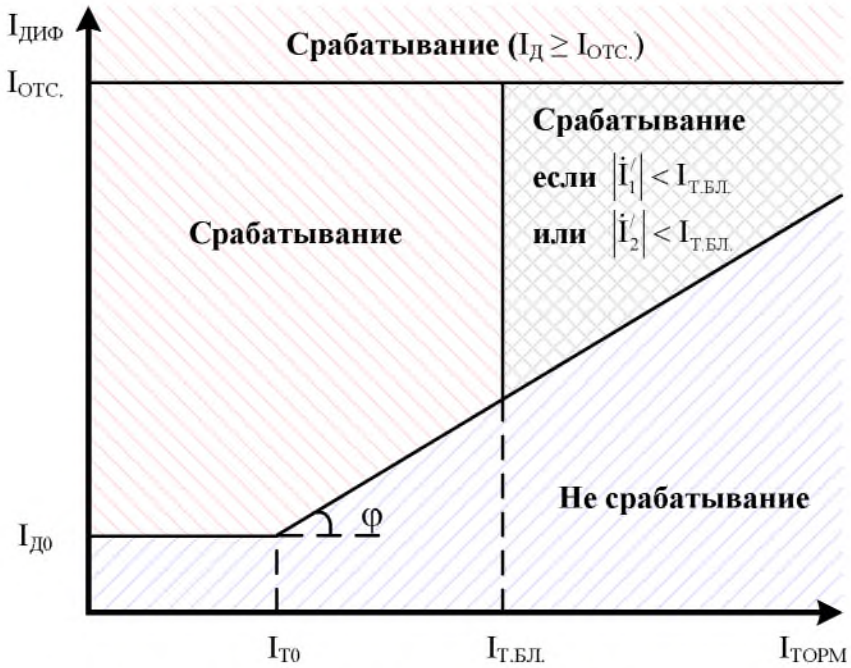
5. Проверка чувствительности при Imin$^{(2)}$

Минимальное значение тока КЗ будет в режиме двухфазного КЗ на стороне 110 кВ трансформатора в режиме отключенного выключателя стороны ВН и ТС-1(ТС-2). Ток приведен к напряжению 115 кВ.

$$K_{ч} = \frac{I^{(2)}_{к\,min}}{I_{сз.мин.}} = \frac{408}{0{,}4 \cdot 125{,}5} = 8{,}1$$

Таким образом, даже в минимальном режиме обеспечивается достаточная чувствительность к КЗ.

Тормозная характеристика ступени



$I_{Д0}$ - начальный ток срабатывания ДЗТ;
$I_{Т0}$ - ток начала торможения ДЗТ;
$I_{Т.БЛ.}$ - ток торможение блокировки ДЗТ;
$K_Т = tg\ \varphi$ - коэффициент торможения ДЗТ;
$I_{ОТС.}$ - ток срабатывания дифференциальной отсечки.

Подробные уставки срабатывания терминала защит трансформатора приведены в **Приложении 1 Бланк уставок ДЗТ**

6. Проверка ТТ на 10 % погрешность.

Исходные данные для проверки ТТ защиты РТСН 110/10 кВ на 10 % погрешность приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Исходные данные для проверки ТТ на 10 % погрешность

Наименование	Значение	
Тип трансформатора тока	ТРГ-УЭТМ - 110	ТЛШ-10-6.1.5.
Первичный номинальный ток ТТ, А	750	4000
Вторичный номинальный ток ТТ, А	1	5
$I_{макс\ РАСЧ}$, А	25400	20908

Расчетная проверка ТТ по условию $\varepsilon \leq 10$ % выполняется по условию обеспечения мощности нагрузки подключаемой к ТТ меньшей $S_{НОМ\ ДОП}$, ВА и предельной кратности в соответствии с Королев Е. П., Либерзон Э. М. Расчеты допустимых нагрузок в токовых цепях релейной защиты. — М.: Энергия, 1980. Для ТТ ТРГ-110 определяем максимально допустимую мощность нагрузки в соответствии с кривыми предельной кратности, предоставленными заводом:

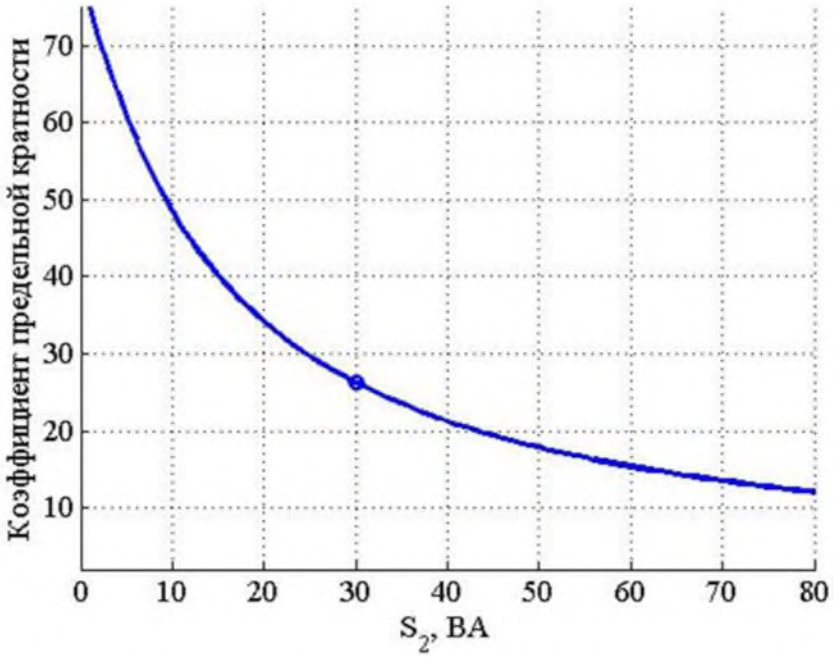


Рис. 6.1 - Кривая зависимости номинальной предельной кратности от нагрузки

Расчетная проверка ТТ на 10 % погрешность приведена в таблице 6.2.

Таблица.6.2 Результаты расчетной проверки ТТ на 10 % - ную погрешность

Наименование	Формула расчета	Результат	
		ТРГ-УЭТМ-110	ТЛШ-10-6.1-5
Предельная кратность, k_{10}	k_{10}		$K_{10ном}=10$
	$I_{макс\ РАСЧ} / I_{НОМ}$	$K_{10\ рас}=25400/750=33,87$	$K_{10\ рас}=20908/4000=5,225$
Номинальная мощность вторичной нагрузки	$S_{НОМ\ ДОП}$, ВА	23	30
Сопротивление нагрузки, которую предполагается подключать к рассматриваемому ТТ, Ом	$Z_{Н\ РАСЧ.} = Z_{РФ}+r_{ПЕР}+Z_{каб.}$	$Z_{Н\ РАСЧ.}=0,5+0,2+2,72$ $Z_{Н\ РАСЧ.}=3,42$ Ом	$Z_{НРАСЧ.}=0,12+0,2+0,51$ $Z_{Н\ РАСЧ.}=0,83$Ом
ZРФ - фактическое сопротивление реле	$Z_{РФ} = S_{Р\ НОМ} / I_{РНОМ}^2$	$Z_{РФ} = 0,5/1^2=0,5$ Ом	$Z_{РФ} = 3/5^2=0,12$Ом
rПЕР – переходное сопротивление соединительных контактов		0,2	0,2
Zкаб – сопротивление вторичных цепей	$Z_{каб}=Z_{уд}*l/S$	0,017*400/2,5=2,72	0,017*150/5,0=0,51
Sрасч, ВА	$S_{Р\ НОМ} = Z_{Н\ РАСЧ.}\ I_{Р\ НОМ}^2$	3,42*1=3,42ВА	0,83*25=20,75

7. Проверка ТТ с учетом апериодической составляющей переходного режима.

Проверка проводилась согласно Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденных Постановлением правительства РФ от 13 августа 2018 №937 и предварительного национального стандарта ПНСТ 283-218 «Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на трансформаторы тока». Расчетным для проверки выбрано однофазное КЗ на вводах 110 кВ трансформатора, обеспечивающее максимальный ток через устанавливаемые ТТ. Данный ток КЗ является сквозным для ДЗШ 110 кВ. Соответствие ТТ нормированной погрешности является условием не срабатывания ДЗШ при внешних КЗ.

Исходные данные. Значения токов в ветвях, питающих точку КЗ, их сопротивления и постоянные времени затухания апериодических составляющих токов в ветвях приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1

№ ветви	Наименование ветви	R ветви, Ом	X ветви, Ом	$T_p^{(1)}$, мс	$I_{КЗ}^{(1)}$,А
1	Блоки генератор-трансформатор и ТС-1(2)	0,1	3,3	105	7181
2	ВЛ	0,6	4,1	22	18219

Вычисляем эквивалентную постоянную времени затухания апериодической составляющей тока КЗ:

$$T_{Р.Э} = \frac{\sum_{k=1}^{n} I_{Н.k} \cdot T_{Р.k}}{\sum_{k=1}^{n} I_{Н.k}},$$

$$T_{РЭ}^{(1)} = \frac{7181 * 0{,}105 + 18219 * 0{,}022}{18219 + 7181} = 0{,}0454с$$

Определяем коэффициент, учитывающий соотношение между номинальными параметрами ТТ и реальными в месте его установки:

$$A = \frac{I_{1ном} K_{ном} \sqrt{(R_2 + R_{н.ном})^2 + (Z_{н.ном} \sin\varphi_{н.ном})^2}}{I_{к.э} \sqrt{(R_2 + R_{н.факт})^2 + \omega^2 (L_2 + L_{н.факт})^2}}$$

$$A = \frac{1500 * 25(13{,}2 + 30)}{25400(13{,}2 + 5{,}1)} = 3{,}48$$

Проверка ТТ с учетом остаточной индукции не имеет смысла, т.к. АПВ трансформатора при данном виде КЗ запрещено.

$$t_{нас} = T \ln \frac{\omega T}{\omega T - AK_{п.р.ном} + 1},$$

Данное выражение определяет время до насыщения ТТ. Оно имеет решение при соблюдении неравенства

$$\omega T + 1 > AK_{п.р.ном};$$

Невыполнение данного неравенства, т.е если $\omega T + 1 \leq AK_{п.р.ном}$, имеет тот физический смысл, что насыщения не наступает, соответственно отсутствует и время насыщения.

$$314 * 0{,}0454 + 1 < 3{,}48 * 25$$
$$15{,}25 < 87$$

Вывод: для ТТ условие 10 % - й погрешности обеспечивается при выполнении *токовых цепей стороны ВН сечением S=2,5мм²; стороны НН1 (ГРУ 6кВ) сдвоенным проводом в фазе – 2*2,5мм² общим сечением 5 мм².*

8. Проверка РТСН на устойчивость к внешним КЗ.

Согласно ПУЭ 1.4.2. силовые трансформаторы на термическую стойкость при токах КЗ не проверяются.

Согласно ГОСТ 11677-85: Трансформаторы должны выдерживать внешние короткие замыкания в эксплуатации на любом ответвлении обмотки при любых сочетаниях сторон питания, соответствующих режимам работы трансформатора, указанным в стандартах или технических условиях на этот трансформатор, при указанных ниже значениях тока короткого замыкания и его длительности:

Мощность короткого замыкания сети, согласно таблице 14 ГОСТа 11677-85:

Sc=15000МВА

Сопротивление системы, приведенное к 115 кВ:

Zc=1152/15000=0,88 Ом

Сопротивление трансформатора РТСН, приведенное к 115 кВ:

$Z_Т = \frac{U_К \cdot U_Н^2}{100 S_Н} = \frac{10{,}8 * 115^2}{100 \cdot 25000} = 57{,}1$

Допустимый ток КЗ:

$\mathbf{I_{кз}} = \frac{U_Н}{\sqrt{3} \cdot (Z_Т + Z_c)} = \frac{115000}{\sqrt{3}(57.1 + 0.88)} = \mathbf{1145}$А – приведенное к 115 кВ

$\mathbf{I_{кз}(6{,}3кВ) = 1145 \frac{115}{6{,}3} = 20{,}9}$ кА

Допустимая продолжительность КЗ (по ГОСТ 11677-85) на стороне 6,3 кВ – **4с**, на стороне 110 кВ 3с.

Максимальный ток трехфазного КЗ $I^{(3)}$кз протекающий через трансформатор при КЗ на стороне ВН =841А

Соответственно: $t = t_{kmax}\frac{I_{k\text{отв}}^2}{I_{\text{кз}}^2} = 3\frac{1145^2}{841^2} = \mathbf{5,56}$с

Допустимое время работы трансформатора при внешнем КЗ больше максимального времени работы резервных защит.

9. Расчет ДЗШ, РЗШ 3, 4 секции ГРУ 6кВ.

В связи с изменением нормальной схемы ГРУ 6кВ необходима проверка чувствительности ДЗШ и РЗШ 3 и 4 секции к току КЗ в минимальном режиме. В качестве минимального режима выбран режим двухфазного КЗ на 4 секции ГРУ при питании от РТСН, ТС-2 отключен.

$$К_ч = \frac{I_{\text{кз.мин}}^{(2)}}{I_{\text{уст}}}$$

*Кч=21420*0,866/21000=0,88*

Данной чувствительности не достаточно для работы защиты.

Выбираем уставку срабатывания ДЗШ по условию обеспечения чувствительности Кч =1,5 в минимальном режиме.

Iсз=21420*0,866/1,5=12366,5 А

Iср=12360/4000*5=15,45 А/втор.

Определяем чувствительность РЗШ в аналогичном минимальном режиме при двухфазном КЗ за реактором:

Кч=7036*0,866/4200=1,45

Уставка может быть оставлена без изменений.

10. Проверка чувствительности РЗШ 110 кВ.

Проверка чувствительности производилась при КЗ на I(II) системе шин 110 кВ в минимальном режиме 1 и 2 при отключенном ШСВ 110 кВ и РТСН. Данный режим создается при выводе ДЗШ 110кВ и срабатывании делительной защиты и позволяет обеспечить протекание тока КЗ через ТС-1, ТС-2 и срабатывание РЗШ 110 кВ.

$$К_ч = \frac{I^{(2)}_{кз.мин}}{I_{уст}}$$

$К_ч$=279(115/6,3)/4600=1,1 В минимальном режиме 1.*

$К_ч$=336(115/6,3)/4600=1,3 В минимальном режиме 2.*

$К_ч$=362(115/6,3)/4600=1,43 В максимальном режиме.*

11. Расчет уставок резервных защит 110 кВ РТСН 25000кВА.

Терминал БЭ 2704 041

Существующие защиты (МТЗ, ДЗ)

Uн, кВ	Т.Т.	Iн, А
max 115,0	1500√3/1 750√3/1	125,5
6,3	4000/5	2291

МТЗ

Отстройка от максимального тока нагрузки:

Iсз = 2*125,5 = 151 А

Согласование с защитами вводов 6,3 кВ НН1 и НН2:

Согласование по току с МТЗ НН1 (ГРУ 6кВ):

Iсз = 1,1*6600$\frac{6,3}{115}$= 397,7 А ;

Вторичные величины:

БЭ 2704 041 $398\frac{1}{433} = \mathbf{0,92}$ А;

РТ-40 $398\frac{1\sqrt{3}}{1500} = 0,46$ А;

Согласование по времени с защитами вводов 6,3 кВ НН1 и НН2:

tсз = 3,0+0,3 = 3,3 с

Проверка чувствительности защиты

Кч = $\frac{I_к^{(3)}\cdot 1,5}{K_т\cdot n_{тт}} / I_{уст}$

при 2-х фазном КЗ на 6(7)с 6,3кВ РУСН

$$Кч = \frac{\frac{15839\cdot 1,5}{\frac{115}{6,3}\cdot 750}}{0,92} = 1,88 > 1,5$$

при 2-х фазном КЗ на 4с 6,3кВ ГРУ

$$Кч = \frac{\frac{18846 \cdot 1,5}{\frac{115}{6,3} \cdot 750}}{0,92} = 2,06 > 1,5$$

Iу = 398А t = 3,3 с пуск по напряжению не используется.

Для возможности выполнения пуска по напряжению необходимо осуществление контроля 3 ТН (4с ГРУ 6кВ, 6 и 7 с 6кВ РУСН), что сильно усложняет схему и нецелесообразно. Уставка 398 А обеспечивает отстройку от трехкратного номинального тока трансформатора соответствует мощности 75МВА, что обеспечит нормальный самозапуск электродвигателей 4 секции ГРУ или РУСН.

Iу.втор = 0,92(0,46)А

Дистанционная защита

По чувствительности при 2-х фазном КЗ на 6(7)с 6,3кВ РУСН

Zуст=1,5*Zтр=79,22*1,5=119 Ом

Zуст. втор= Zуст$\frac{n_{ТТ}}{\cdot n_{ТН}} = \mathbf{119} \cdot \frac{\mathbf{1500}}{\mathbf{1100}}$**=162,3 Ом**

Пуск по току для обеспечения чувствительности дистанционной защиты необходимо выполнить с отстройкой от максимального тока нагрузки

Iуст = 2*125,5 = 151 А Iсз= $\mathbf{151}\frac{\mathbf{1\sqrt{3}}}{\mathbf{1500}} = \mathbf{0,174}$ А;

Согласование по времени с защитами вводов 6,3 кВ НН1 и НН2:

tсз = 3,0+0,3 = 3,3 с

ТЗНП

Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП) резервирует отключение замыканий на землю на шинах и линиях со стороны ВН защищаемого трансформатора, а также резервирует основные защиты трансформатора. Используется при наличии питания с других сторон трансформатора.

Основной защитой отключающей однофазное КЗ на вводах ВН РТСН является ДЗТ. Резервной защитой отключающей данный вид КЗ является МТЗ. Которая суммируя прямую и обратную последовательности тока (нулевая отсутствует, т.к. цепи ТТ собраны в треугольник) обладает достаточной чувствительностью, ввиду большого значения тока КЗ, практически равному суммарному току КЗ на 2 СШ 110 кВ.

Функцией дистанционной защиты является дополнительная защита от междуфазных КЗ. Чувствительность ее к однофазному КЗ не нормируется.

При внешних КЗ в сети 110 кВ через РТСН будет протекать ток обусловленный исключительно заземленной нейтралью трансформатора и отключения не требующий. Пропадает при отключении КЗ (присоединений питающих место КЗ). ТС-2 в данном случае не может рассматриваться как источник питания на стороне НН РТСН.

12. Расчет уставок МТЗ РТСН 25000кВА.

Терминал защит «Экра 217 0603»
Терминал БЭ 2704 041

Uн, кВ	Т.Т.	Iн, А
max 115,0	750√3/1	125,5
6,3	4000/5	2291

МТЗ

Ввод 6,3 кВ:
Отстройка от максимального тока нагрузки:
Iсз = 2*2291 = 4582 А

Согласование с защитами отходящих присоединений:
Согласование по току с МТЗ ЛСН-6:
Iсз = 1,1*6000 = 6600 А;
Согласование по времени с защитами отходящих присоединений и РЗШ:
tсз=2,5+0,5=3,0 с
при 2-х фазном КЗ на 4с 6,3кВ ГРУ
Кч = 16896/6600 = 2,56>1,5(значение минимального тока из приложения 1.)

Iу = 6600А t = 3,0 с пуск по напряжению не используется.
Iу.втор = 8,25А

Защита от перегруза: Iп = 1,05/0,9*2291 = 2673 А

Iп.втор=3,34А t = 3,0 с действие на сигнал

ЗОЗЗ

Защита от замыканий на землю на вводе ГРУ 6 кВ РТСН выполняется по напряжению нулевой последовательности с действием на сигнал.

3U0=900/15В(перв/втор) t=9с.

13. Выбор уставок АПВ.

АПВ выключателя 6,3 кВ яч.62 ГРУ 6 кВ выполняется с контролем отсутствия напряжения на шинах.

$$U_{ркон}=25В/втор$$

И контролем наличия напряжения на вводе

$$U_{ркнн\ вв}=85В/втор$$

Время работы АПВ определяется отстройкой от максимального времени работы защит смежных присоединений.

$$t_{АПВ}=t_{сз.прот.}+t_{деион.}+t_{зап}$$

$$t_{АПВ}=2,0+0,1+0,5=2,6\ с.$$

Время работы АПВ выбрано с учетом времени отключения КЗ РВ 3-4. При уменьшении времени АПВ ниже данного значения включение выключателя (при КЗ на 4 секции ГРУ и отказе или выводе ДЗШ) может произойти на КЗ подпитываемое ТС-2 через РВ 3-4.

Запрет АПВ предусмотрен при срабатывании основных защит трансформатора.

Время готовности цикла АПВ

$$T_{готов.АПВ}=20с.$$

АПВ **выключателя СВ 1-2** должно быть введено одностороннее (2 секции ГРУ 6кВ) КНН 1 секции и КОН 2 секции ГРУ 6кВ. При вводе АПВ без контроля напряжения после КЗ на 1 секции и неуспешного АПВ от выключателя ТС-1 произойдет повторное АПВ СВ 1-2 на устойчивое КЗ. Необходимость контроля синхронизма при АПВ данного выключателя отсутствует ввиду отсутствия генерации на ГРУ 6 кВ и раздельной работы ТС-1 и ТС-2, РТСН

$$t_{АПВ}=0,0+0,1+0,5=0,6\ с.$$

Остальные уставки АПВ целесообразно оставить без изменения.

14. Выбор уставок АВР СВ 2-3.

Защита минимального напряжения контролирует все три линейные напряжения 2 и 3 секции. При снижении одновременно 3 напряжений ниже уставки

$$U_{min}=0,6U_н(60В/втор)$$

и наличии на соседней секции напряжения большего

$$U_{КНН}=0,8U_н(80В/втор)$$

в течении времени $t_{авр}$ производит отключение вводных выключателей ТС-1 или ТС-2 и РТСН и с контролем их отключенного положения включение СВ 2-3.

Для обеспечения однократности включения на не устранившееся КЗ блокировка АВР осуществляется при работе:

- ДЗШ 2 секции. АПВ секции после работы ДЗШ выполняет СВ 1-2. При неуспешном опробовании АВР быть не должно.

- ДЗШ 3 секции. АПВ секции после работы ДЗШ выполняет В ТС-2. При неуспешном опробовании АВР быть не должно.

- Резервные защиты стороны 6 кВ ТС-1. АПВ выполняется своим выключателем. Срабатывание резервных защит ТС-1 может произойти только при отказе ДЗШ или защит (выключателей) отходящих присоединений, включая СВ 1-2(РВ 1-2). СВ 1-2(РВ 1-2) остается во включённом положении. Выполнение АВР в данном режиме не возможно.

- Резервные защиты стороны 6 кВ ТС-2. АПВ выполняется своим выключателем. Срабатывание резервных защит ТС-2 может произойти только при отказе ДЗШ или защит (выключателей) отходящих присоединений. При неуспешном опробовании АВР быть не должно.

- Защиты СВ 2-3. При включении выключателя на КЗ повторного АВР быть не должно.

В связи со сложностью первичной схемы, наличием 3 источников питания, наличием собственного АВР секций РУСН 6 кВ, электромеханической базы РЗА, отсутствием возможности организации ВНР при неселективном АВР и возраста используемого оборудования, организация быстродействующего АВР нецелесообразна.

Помимо сложности реализации и возможности ложных срабатываний быстродействующий АВР будет производить отключение вводов и включение СВ 2-3 при всех внешних КЗ, связанных с просадкой напряжения. Восстановление нормальной схемы работы придется выполнять оперативному персоналу.

Выдержка времени АВР обусловлена ожиданием срабатывания защит 110 кВ и АПВ шин 110 кВ. Время срабатывания АВР не может быть меньше времени работы резервных защит ТС-1, ТС-2.

$t_{авр}$=6,5+0,3=6,8 с

15. Расчет уставок отходящих присоединений 4 секции ГРУ 6кВ.

В связи с изменением нормальной схемы ГРУ 6кВ необходима проверка чувствительности МТЗ к току КЗ в минимальном режиме. В качестве минимального режима выбран режим двухфазного КЗ на 6 секции РУСН при питании от РТСН, ТС-2 отключен.

$$К_ч = \frac{I^{(2)}_{кз.мин}}{I_{уст}}$$

8 секция РУСН 6кВ.

Кч=10113*0,866/6000<1,45

Данной чувствительности недостаточно для работы защиты.

Выбираем уставку срабатывания МТЗ по условию обеспечения чувствительности Кч =1,3 в минимальном режиме.

Iуст=5782/1,3=4450 А

Iср=4450/1500*5=14,8 А/втор.

Уставка дополнительной защиты:

Iуст=5782/1,2=4818 А

Iср=4818/1500*5=16,0 А/втор.

10 секция РУСН 6кВ.

Кч=3261/4750<1,0

Данной чувствительности недостаточно для работы защиты.

Выбираем уставку срабатывания МТЗ по условию обеспечения чувствительности Кч =1,3 в минимальном режиме.

Iуст=3261/1,3=2508 А

Iср=2508/1500*5=8,36 А/втор.

Уставка дополнительной защиты:

Iуст=3261/1,2=2717 А

Iср=2717/1500*5=9,0 А/втор.

6 секция РУСН 6кВ.

Кч=3175/4000<1,0

Данной чувствительности недостаточно для работы защиты.

Выбираем уставку срабатывания МТЗ по условию обеспечения чувствительности Кч =1,3 в минимальном режиме.

Iуст=3175/1,3=2442 А

Iср=2442/1500*5=8,14 А/втор.

Уставка дополнительной защиты:

Iуст=3175/1,2=2646 А

Iср=2646/1500*5=8,8 А/втор.

СВ 3-4 ГРУ 6кВ.

Проверка чувствительности к 2 фазному КЗ на стороне 110 кВ РТСН для выполнения резервирования защит трансформатора и отказа выключателя ввода. Выполняется при отключенном В-110 кВ РТСН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{min}^{(2)}}{I_{\text{уст}}} = \frac{13815}{6100} = 2{,}26$$

Данной чувствительности достаточно изменения уставок не требуется.

РВ 3-4 ГРУ 6кВ.

Проверка чувствительности к 2 фазному КЗ на стороне 110 кВ РТСН для выполнения резервирования защит трансформатора и отказа выключателя ввода. Выполняется при отключенном В-110 кВ РТСН и отключенном ТС-1(ТС-2):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{min}^{(2)}}{I_{\text{уст}}} = \frac{8400}{5100} = 1{,}647$$

Данной чувствительности достаточно изменения уставок не требуется.

Отходящие фидера 4 секции ГРУ 6кВ.

Отсутствует необходимость перестройки защит отходящих присоединений. Уставки фидеров 6 кВ не питающих РУСН ниже по значению чем фидера РУСН. Селективность и чувствительность с данными защитами обеспечивается. Изменение уставок должен определять потребитель исходя из конфигурации прилегающей сети и максимальных нагрузок.

16. Расчет уставок отходящих присоединений 3 секции ГРУ 6кВ.

В связи с изменением нормальной схемы ГРУ 6кВ необходима проверка чувствительности МТЗ к току КЗ в минимальном режиме. В качестве минимального режима выбран режим двухфазного КЗ на 9 секции РУСН при питании от РТСН, ТС-2 отключен.

$_{Кч}=I_{(2)кз.мин}I_{уст}$

<u>9 секция РУСН 6кВ</u>

*$К_ч$=5872*0,866/4900<1,04*

Данной чувствительности недостаточно для работы защиты.

Выбираем уставку срабатывания МТЗ по условию обеспечения чувствительности Кч =1,3 в минимальном режиме.

$I_{уст}$=5085/1,3=3912 А

$I_{ср}$=3912/1500*5=**13,0 А/втор**.

Уставка дополнительной защиты:

$I_{уст}$=5872*0,866/1,2=4237 А

$I_{ср}$=4237/1500*5=**14,1 А/втор**.