МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ «МЭИ»
ИНСТИТУТ ДИСТАНЦИОННОГО И ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
ЦПП «ЭНЕРГЕТИК»

ИТОГОВАЯ АТТЕСТАЦИОННАЯ РАБОТА

по профессиональной переподготовке специалистов
по направлению

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

Программа «Электроэнергетические системы и сети»

Тема: «Создание проекта районной электрической сети с возможностью применения современных проводов воздушных линий электропередачи»

Слушатель: Мажонц М. Л.
группа ЭЭС-2-19
Руководитель : к.т.н., доцент
Максимкин В. Л.

Смоленск 2021 г.

Цель итоговой аттестационной работы

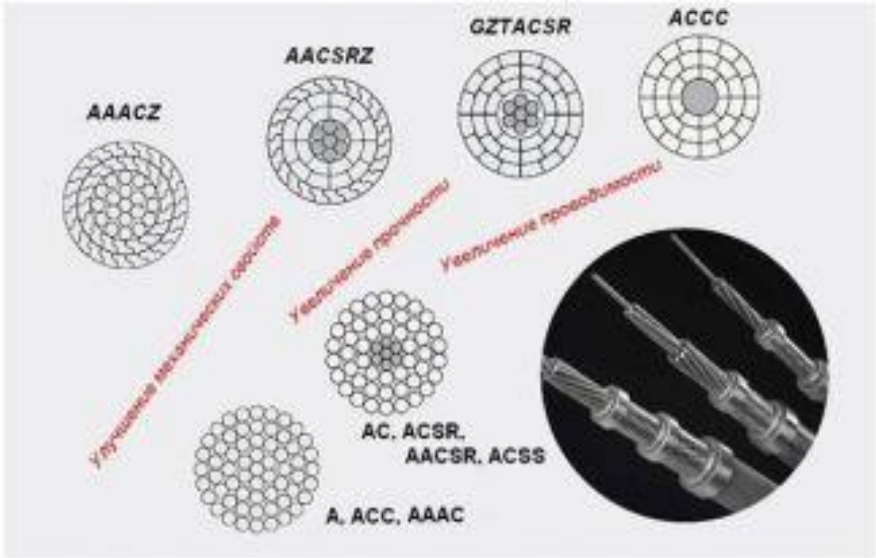
Выбор перспективной схемы электроснабжения промышленного узла, удовлетворяющей основным требованиям – надежность работы, практичность и экономичность

Задачи итоговой аттестационной работы

1. Современные провода воздушных линий электропередачи.
2. Анализ исходных данных. Составление балансов мощностей, выбор компенсирующих устройств.
3. Построение схемы районной электрической сети и расчет основных параметров: напряжения, сечение ВЛ, мощностей трансформаторов на ПС.
4. Технико-экономическое сравнение различных вариантов схем сети.
5. Расчет основных режимов работы сети по программе RastrWin, анализ расчета.

Современные провода

- Высоковольтные неизолированные **провода нового поколения:** это новые конструкции (с использованием Z-образных и трапециевидных проволок) и новые материалы повышенной прочности и проводимости.
- В проводах нового поколения используются материалы, обладающие высокими электрическими и механическими характеристиками (термообработанные алюминий и алюминиевые сплавы с добавками редкоземельных металлов, алюминий-циркониевые термостойкие сплавы) в соответствии с международными и европейским
МЭК 60004 (2007), МЭК 60121 (1960
Применение композитных матери
сердечника позволяет добиться у
нового поколения.



Высокоэффективные провода с композитным сердечником ACCC® (Aluminium Composite Core Conductor - алюминиевый провод с композитным сердечником) являются новинкой для российского электроэнергетического рынка. Это инновационная технология американской компании CTC с применением композитного материала из углеродного волокна – карбоновых нитей, которые значительно легче и прочнее стали.

Основные преимущества проводов ACCC®:

- позволяют удвоить номинальный ток и увеличить пропускную способность линии в 2 раза;

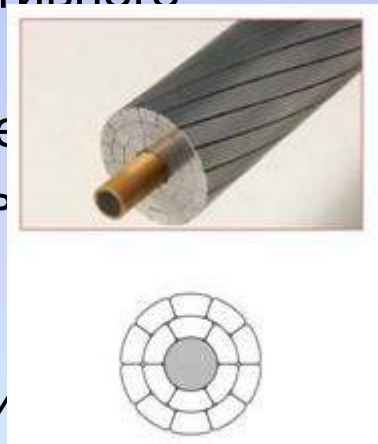
- позволяют сократить потери линии и связанные с ней выбросы в атмосферу на 20-30%;

- легче по сравнению с проводами АС аналогичного эффективного сечения на 50-60%;

- обеспечивают меньшие стрелы провеса, что позволяет уве длины пролетов линии, использовать анкерные опоры мень или меньшее количество опор;

- не подвержены коррозии;

- позволяют снизить нагрузку на опоры при обледенении и нагрузках,



Термостойкие провода с зазором G(Z)TACSR (Gap Type (Super) Thermal Resistant Aluminium Conductor Steel Reinforced) – это провода из термостойкого алюминиевого сплава со стальным сердечником. Эти провода позволяют существенно увеличить пропускную способность линии без замены опор, обеспечивая заданный габарит. На наш взгляд несмотря на дополнительные тепловые потери эта технология имеет хорошие перспективы при реконструкции отечественных ЛЭП, т.к. позволяют снизить затраты при строительстве (не потребуется замена опор для увеличения пропускной способности линии), а высокотемпературный режим может использоваться не только при пиковых нагрузках.

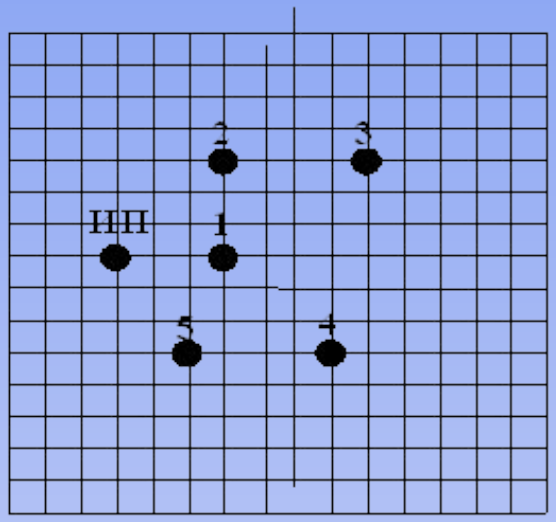
Энергоэффективность. Применение проводов нового поколения

Применение проводов нового поколения позволяет решать основные проблемы электросетей: повышение надежности, бесперебойности энергоснабжения, сокращение потерь и увеличения пропускной способности. Использование проводов нового поколения приводит к снижению потерь линий электропередач до 30% и увеличению их пропускной способности в 1,5 - 2 раза. Замена имеющихся проводов на провода нового поколения позволяет достичь экономии за счет более низких потерь около 98 тыс. руб. на 1 км линии в год и за счет дополнительной передаваемой мощности 150 - 250 млн руб. на линию в год.

Энергосбережение. Замена проводов

По причине очевидного роста стоимости энергоресурсов потери, которым ранее почти не уделялось внимание, сейчас стали обходиться слишком дорого. Высокий уровень потерь в российских электросетях (около 5% для ФСК и 8-11% для МРСК) определяется не только высоким уровнем изношенности электросетевого оборудования и сложными условиями климата России. При реализации пилотных проектов с проводами нового поколения выяснилось, что несмотря на все очевидные преимущества и экономический эффект существуют административные барьеры при внедрении инновационных проводов.

Исходные данные для проектирования электрической сети

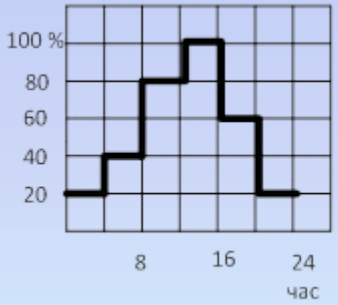


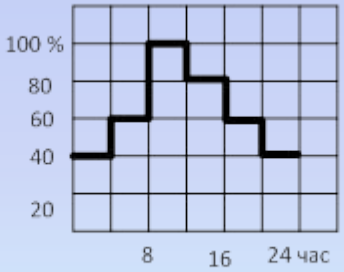
Данные	Пункт	1	2	3	4	5
Наибольшая зимняя нагрузка, тыс. кВт		20	19	15	16	18
Коэффициент мощности нагрузки cos φ		0,9	0,9	0,89	0,89	0,89
Состав потребителей, % по категориям	I кат.	20	30	15	20	25
	II кат.	30	20	25	20	25
	III кат.	50	50	60	60	50
Номинальное напряжение вторичной сети, кВ		10	10	10	10	10
Номер графика нагрузки		1	2	3	1	2

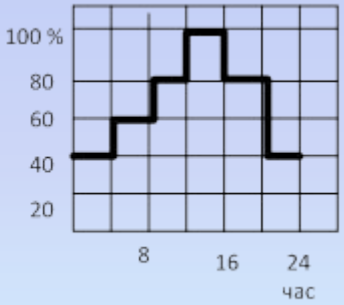
Данные о потребителях электроэнергии

Географическое расположение пунктов

Напряжение на шинах ИП при наибольших нагрузках 105 %;
при наименьших нагрузках 100 %;
при тяжёлых авариях в питающей сети 105 %.
Средний номинальный коэффициент мощности генераторов ИП 0,9.
Для всех пунктов летняя нагрузка 55% от зимней.
Стоимость 1 кВт·час потерянной электроэнергии 6,1 коп. (цены 2000 г.)



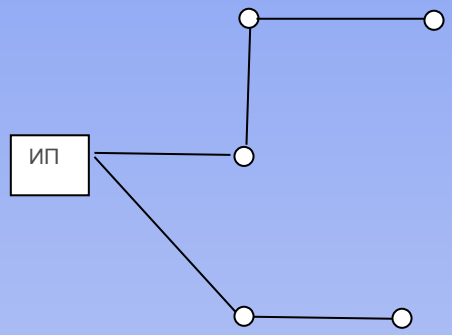




Графики нагрузок

Расчетные данные двух наиболее рациональных вариантов схемы электрической сети

Схема эл.сети 3



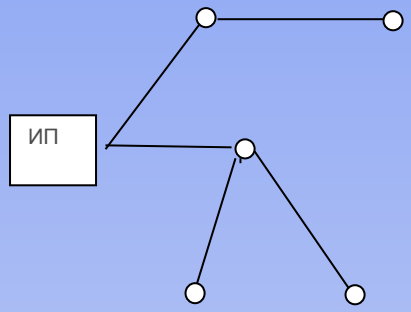


Схема эл.сети 4

Выбор напряжения и сечения проводов схемы 3

Участок ВЛ	L,км	$P_{3\ max}$, МВт	$U_{ном\ ВЛ}$, кВ	Fном, мм^2
ИП-1	21,6	50,2	110	185
ИП-5	25,9	30,8	110	120
1-2	21,6	31	110	120
2-3	28,8	15	110	70
5-4	28,8	16	110	70
Общая длинна Lобщ.*1,2 = 126,7				

Выбор напряжения и сечения проводов схемы 4

Участок ВЛ	L,км	$P_{3\ max}$, МВт	$U_{ном\ ВЛ}$, кВ	Fном, мм^2
ИП-2	30,6	31	110	120
ИП-1	21,6	50,4	110	185
1-4	30,6	16	110	70
1-5	22,8	18	110	70
2-3	28,8	15	110	70
Общая длинна Lобщ.*1,2 = 134,4				

Выбор трансформаторов у потребителей схемы 3

Пункт	1	5	2	3	4
$S_{ном\ тр\text{-}ра}$, МВА	16	16	16	10	10
Тр-р	ТДН – 16000/110	ТДН – 16000/110	ТДН – 16000/110	ТДН – 10000/110	ТДН – 16000/110

<u>Выбор трансформаторов для схемы №4</u>

Т.к. во всех пунктах нагрузки передаваемые мощности и номинальные напряжения по сравнению со схемой №3 не изменились, то можно оставить уже выбранные трансформаторы.

Затраты на сооружение электрической сети определяются по формуле:

- $З = Е_н \cdot К_\Sigma + И_\Sigma + З_{потерь}$ [тыс. руб.] , где

$Е_н$ = 0,12 – нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений.

$К_\Sigma$ – суммарные капиталовложения на сооружения ВЛ и подстанций: $К_\Sigma = К_{\Sigma ВЛ} + К_{\Sigma ПС}$

$И_\Sigma$ - суммарные издержки на обслуживание и ремонт ВЛ и ПС (эксплуатационные расходы): $И_\Sigma = И_{ВЛ} + И_{ПС}$

$З_{потерь}$ - суммарные затраты в элементах цепи: $З_{потерь} = ΔЭ_{\Sigma год} \cdot Ц$

Выбор наиболее экономичного варианта:

$$З_{сх1} = 0{,}12 \cdot (216327{,}2 + 208684) + 14040 + 368{,}647 = 65410 \text{ тыс. руб.}$$
$$З_{сх2} = 0{,}12 \cdot (215555{,}4 + 276081) + 18010 + 357{,}312 = 77360 \text{ тыс. руб.}$$

Определим разницу приведенных затрат между вариантами:

$$\varepsilon = \frac{77360 - 65410}{77360} \cdot 100\% = 15{,}4\ \%$$

Т.к. разница между приведенными затратами более 5%, то варианты не считаются равно-экономическими, выбираем наиболее дешевый. Выбираем вариант схемы №3.

Главная электрическая схема сети

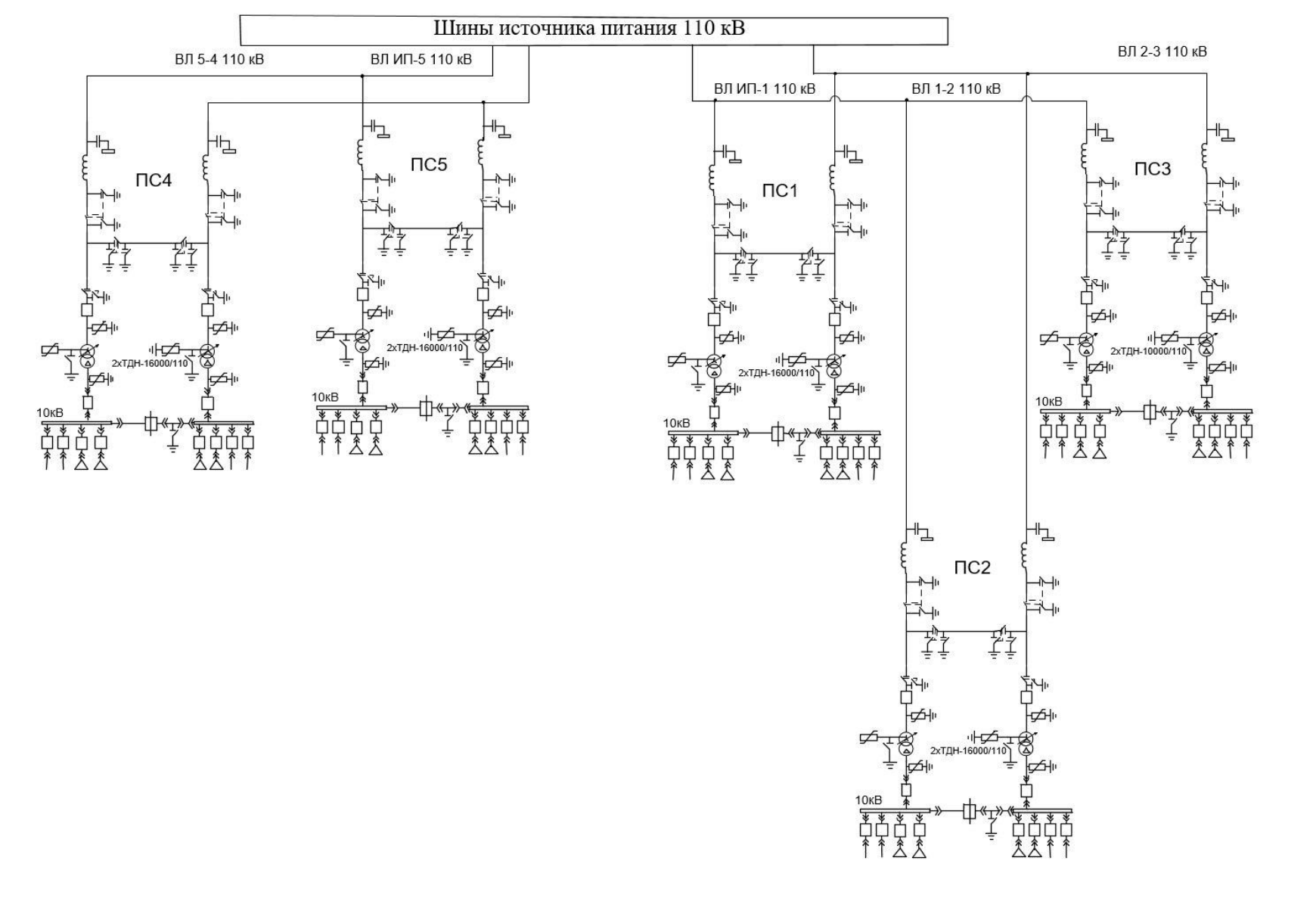
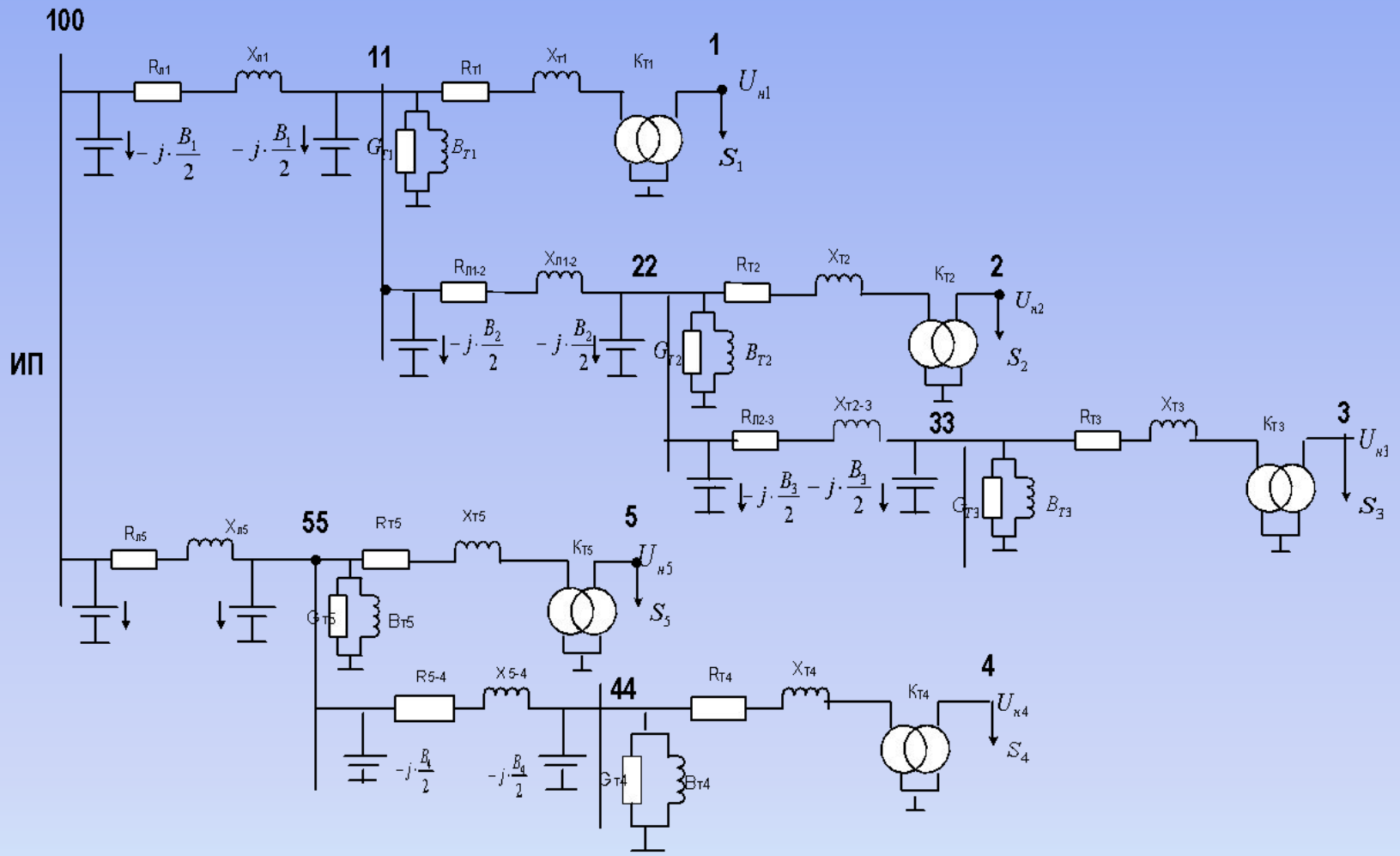


Схема замещения электрической сети



Расчет режима работы сети в программе RastrWin

Исходные данные для расчёта режима наибольших нагрузок

	О	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	G	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I max
1		Тр-р	5	55	ПС 5 110кВ - ПС 5 10кВ	2,19	43,35	2,9	16,9	0,096	-14,5	-6,4	80
2		Тр-р	4	44	ПС 4 110кВ - ПС 4 10кВ	2,19	43,35	2,9	16,9	0,096	-16,1	-7,7	91
3		Тр-р	3	33	ПС 3 110кВ - ПС 3 10кВ	3,98	69,50	2,1	10,6	0,096	-15,1	-7,7	88
4		Тр-р	2	22	ПС 2 110кВ - ПС 2 10кВ	2,19	43,35	2,9	16,9	0,096	-15,3	-7,0	86
5		Тр-р	1	11	ПС 1 110кВ - ПС 1 10кВ	2,19	43,35	2,9	16,9	0,096	-20,1	-9,9	114
6		ЛЭП	100	1	ИП 110кВ - ПС 1 110кВ	1,70	4,50		-118,7		-51,3	-20,7	280
7		ЛЭП	100	5	ИП 110кВ - ПС 5 110кВ	3,20	5,50		-137,7		-30,9	-10,6	166
8		ЛЭП	1	2	ПС 1 110кВ - ПС 2 110кВ	2,60	4,60		-114,8		-30,7	-11,6	169
9		ЛЭП	2	3	ПС 2 110кВ - ПС 3 110кВ	6,10	6,40		-146,7		-15,2	-5,9	87
10		ЛЭП	5	4	ПС 5 110кВ - ПС 4 110кВ	6,10	6,40		-146,7		-16,2	-5,7	91

Исходные данные для расчёта режима наибольших нагрузок (Узлы)

	О	Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_max	V	Delta
1		База	100	ИП 110кВ	110	1			82,2	31,3	115,5	40,0	115,50	
2		Нагр	1	ПС 1 110кВ	110	1							113,92	-0,85
3		Нагр	2	ПС 2 110кВ	110	1							112,72	-1,33
4		Нагр	3	ПС 3 110кВ	110	1							111,51	-1,59
5		Нагр	4	ПС 4 110кВ	110	1							112,86	-0,86
6		Нагр	5	ПС 5 110кВ	110	1							114,10	-0,58
7		Нагр	11	ПС 1 10кВ	10	1	20,0	8,0					10,53	-4,73
8		Нагр	22	ПС 2 10кВ	10	1	15,2	5,8					10,51	-4,32
9		Нагр	33	ПС 3 10кВ	10	1	15,0	6,0					10,19	-6,50
10		Нагр	44	ПС 4 10кВ	10	1	16,0	6,4					10,50	-4,00
11		Нагр	55	ПС 5 10кВ	10	1	14,4	5,4					10,67	-3,34

Вывод: в режиме наибольших нагрузок на вторичной стороне подстанций должно быть напряжение не ниже $U_{ном.}$=10,5 кВ. В нашем случае, необходимо сделать регулирование напряжения с помощью РПН на ПС№3

Регулирование напряжения в режиме наибольших нагрузок (Ветви)

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/r	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач
1			Тр-р	55	5			-	2,19	43,35	16,9	0,095	7	5	-14	-6
2			Тр-р	44	4			-	2,19	43,35	16,9	0,096	6	4	-16	-8
3			Тр-р	33	3			-	3,98	69,50	10,6	0,099	4	3	-15	-8
4			Тр-р	22	2			-	2,19	43,35	16,9	0,096	6	2	-15	-7
5			Тр-р	11	1			-	2,19	43,35	16,9	0,096	6	1	-20	-10
6			ЛЭП	100	11			-	1,70	4,50	-118,7				-51	-21
7			ЛЭП	100	55			-	3,20	5,50	-137,7				-31	-11
8			ЛЭП	11	22			-	2,60	4,60	-114,8				-31	-12
9			ЛЭП	22	33			-	6,10	6,40	-146,7				-15	-6
10			ЛЭП	55	44			-	6,10	6,40	-146,7				-16	-6

Регулирование напряжения в режиме наибольших нагрузок (Узлы)

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V
1			Нагр	1		10			20,0	8,0							10,59
2			Нагр	2		10			15,2	5,8							10,57
3			Нагр	3		10			15,0	6,0							10,60
4			Нагр	4		10			16,0	6,4							10,56
5			Нагр	5		10			14,4	5,4							10,55
6			Нагр	11		110											113,90
7			Нагр	22		110											112,68
8			Нагр	33		110											111,47
9			Нагр	44		110											112,82
10			Нагр	55		110											114,08
11			База	100		110					82,3	32,4	115,5				115,50

Исходные данные для расчёта режима наименьших нагрузок (Ветви)

	О	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	G	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I max
1		Тр-р	5	55	ПС 5 110кВ - ПС 5 10кВ	2,19	43,35	2,9	16,9	0,096	-4	-2	24
2		Тр-р	4	44	ПС 4 110кВ - ПС 4 10кВ	2,19	43,35	2,9	16,9	0,096	-2	-1	11
3		Тр-р	3	33	ПС 3 110кВ - ПС 3 10кВ	3,98	69,50	2,1	10,6	0,096	-3	-2	20
4		Тр-р	2	22	ПС 2 110кВ - ПС 2 10кВ	2,19	43,35	2,9	16,9	0,096	-4	-2	25
5		Тр-р	1	11	ПС 1 110кВ - ПС 1 10кВ	2,19	43,35	2,9	16,9	0,096	-2	-1	14
6		ЛЭП	100	1	ИП 110кВ - ПС 1 110кВ	1,70	4,50		-118,7		-10	0	55
7		ЛЭП	100	5	ИП 110кВ - ПС 5 110кВ	3,20	5,50		-137,7		-6	0	31
8		ЛЭП	1	2	ПС 1 110кВ - ПС 2 110кВ	2,60	4,60		-114,8		-8	-1	42
9		ЛЭП	2	3	ПС 2 110кВ - ПС 3 110кВ	6,10	6,40		-146,7		-3	0	20
10		ЛЭП	5	4	ПС 5 110кВ - ПС 4 110кВ	6,10	6,40		-146,7		-2	1	11

Исходные данные для расчёта режима наименьших нагрузок

	О	Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_max	V	Delta
1		База	100	ИП 110кВ	110	1			16,1	0,0	110,0	40,0	110,00	
2		Нагр	1	ПС 1 110кВ	110	1							109,79	-0,21
3		Нагр	2	ПС 2 110кВ	110	1							109,55	-0,36
4		Нагр	3	ПС 3 110кВ	110	1							109,32	-0,43
5		Нагр	4	ПС 4 110кВ	110	1							109,71	-0,20
6		Нагр	5	ПС 5 110кВ	110	1							109,81	-0,15
7		Нагр	11	ПС 1 10кВ	10	1	2,2	1,1					10,45	-0,65
8		Нагр	22	ПС 2 10кВ	10	1	4,2	2,0					10,39	-1,21
9		Нагр	33	ПС 3 10кВ	10	1	3,3	1,7					10,33	-1,51
10		Нагр	44	ПС 4 10кВ	10	1	1,8	0,9					10,45	-0,56
11		Нагр	55	ПС 5 10кВ	10	1	4,0	2,0					10,41	-0,96

Вывод: в режиме наименьших нагрузок на вторичной стороне подстанций должно быть напряжение не более $U_{ном.}$=10 кВ. В нашем случае требуется регулирование напряжения во всех пунктах потребления.

Регулирование напряжения в режиме наименьших нагрузок (Ветви)

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач
1			Тр-р	55	5			-	2,19	43,35	16,9	0,091	9	5	-4	-2
2			Тр-р	44	4			-	2,19	43,35	16,9	0,091	9	4	-2	-1
3			Тр-р	33	3			-	3,98	69,50	10,6	0,091	9	3	-3	-2
4			Тр-р	22	2			-	2,19	43,35	16,9	0,091	9	2	-4	-2
5			Тр-р	11	1			-	2,19	43,35	16,9	0,091	9	1	-2	-1
6			ЛЭП	100	11			-	1,70	4,50	-118,7				-10	-1
7			ЛЭП	100	55			-	3,20	5,50	-137,7				-6	0
8			ЛЭП	11	22			-	2,60	4,60	-114,8				-8	-1
9			ЛЭП	22	33			-	6,10	6,40	-146,7				-3	0
10			ЛЭП	55	44			-	6,10	6,40	-146,7				-2	1

Регулирование напряжения в режиме наименьших нагрузок (Узлы)

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V
1			Нагр	1		10			2,2	1,1							9,98
2			Нагр	2		10			4,2	2,0							9,92
3			Нагр	3		10			3,3	1,7							9,87
4			Нагр	4		10			1,8	0,9							9,98
5			Нагр	5		10			4,0	2,0							9,94
6			Нагр	11		110											109,78
7			Нагр	22		110											109,53
8			Нагр	33		110											109,28
9			Нагр	44		110											109,67
10			Нагр	55		110											109,79
11			База	100		110					15,4	1,0	110,0				110,00

Исходные данные для расчёта режима при тяжелых авариях в питающей сети (Ветви)

	О	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	G	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I max
1		Тр-р	5	55	ПС 5 110кВ - ПС 5 10кВ	2,19	43,35	2,9	16,9	0,096	-14,5	-6,4	80
2		Тр-р	4	44	ПС 4 110кВ - ПС 4 10кВ	2,19	43,35	2,9	16,9	0,096	-16,1	-7,7	91
3		Тр-р	3	33	ПС 3 110кВ - ПС 3 10кВ	3,98	69,50	2,1	10,6	0,096	-15,1	-7,8	89
4		Тр-р	2	22	ПС 2 110кВ - ПС 2 10кВ	2,19	43,35	2,9	16,9	0,096	-15,3	-7,0	87
5		Тр-р	1	11	ПС 1 110кВ - ПС 1 10кВ	2,19	43,35	2,9	16,9	0,096	-20,1	-9,9	115
6		ЛЭП	100	1	ИП 110кВ - ПС 1 110кВ	3,40	9,00		-59,4		-51,7	-23,1	285
7		ЛЭП	100	5	ИП 110кВ - ПС 5 110кВ	3,20	5,50		-137,7		-31,0	-11,0	168
8		ЛЭП	1	2	ПС 1 110кВ - ПС 2 110кВ	2,60	4,60		-114,8		-30,8	-12,1	173
9		ЛЭП	2	3	ПС 2 110кВ - ПС 3 110кВ	6,10	6,40		-146,7		-15,3	-6,1	89
10		ЛЭП	5	4	ПС 5 110кВ - ПС 4 110кВ	6,10	6,40		-146,7		-16,2	-5,9	91

Исходные данные для расчёта режима при тяжелых авариях в питающей сети (Узлы)

	О	Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_max	V	Delta
1		База	100	ИП 110кВ	110	1			82,7	34,1	115,5	40,0	115,50	
2		Нагр	1	ПС 1 110кВ	110	1							112,20	-1,71
3		Нагр	2	ПС 2 110кВ	110	1							110,96	-2,20
4		Нагр	3	ПС 3 110кВ	110	1							109,72	-2,46
5		Нагр	4	ПС 4 110кВ	110	1							112,82	-0,85
6		Нагр	5	ПС 5 110кВ	110	1							114,08	-0,57
7		Нагр	11	ПС 1 10кВ	10	1	20,0	8,0					10,36	-5,71
8		Нагр	22	ПС 2 10кВ	10	1	15,2	5,8					10,34	-5,29
9		Нагр	33	ПС 3 10кВ	10	1	15,0	6,0					10,01	-7,55
10		Нагр	44	ПС 4 10кВ	10	1	16,0	6,4					10,50	-3,99
11		Нагр	55	ПС 5 10кВ	10	1	14,4	5,4					10,67	-3,33

Заключение о проделанной работе

1. Рассмотрены современные провода воздушных линий электропередачи нового поколения. Рассмотрены преимущества.
2. Рассчитана активная мощность и составлен баланс реактивной мощности.
3. Составлены варианты схем сети, из них выбраны два наиболее рациональных варианта, для которых были рассчитаны напряжения каждой линии, сечения проводов и трансформаторы.
4. Произведен технико-экономический расчет для оставшихся вариантов схем, в результате которого был выбран вариант схемы 3, т.к. он оказался наиболее экономичным.
5. Составлена главная схема сети и ее схема замещения для программы RastrWin.
6. Проведен анализ основных режимов работы сети схемы 3 в программе RastrWin, который показал, что пропускная способность сети соответствует ожидаемым потокам мощности с учётом потерь.

ВЫВОД:

Данная сеть является экономически целесообразной, обеспечивает необходимое качество электроэнергии и требуемый уровень надёжности питания потребителей.

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ !