Министерство топлива и энергетики России.

Екатеринбургский энергетический техникум

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

по предмету “Электрические сети энергетических систем”

Тема: Электрическая сеть 110 кВ

КП 2102 С-514-Э

 Разработал:

Угренев С.Е.

 Руководил:

## Телегина И.А.

1999г.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|      |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |

Оценка

Пояснительная записка.

КП 2102 С-514-ЭСОДЕРЖАНИЕ:

 стр.

Введение

1.Выбор типа и мощности силовых трансформаторов

2. Составление вариантов схем электрической сети и

 расчет двух из них при максимальных нагрузках

3. Технико-экономические сравнение двух выбранных

 вариантов сети

4.Окончательный расчет оптимального варианта схемы

 проектируемой электрической сети

5.Определение напряжения на шинах подстанции

6.Список литературы

ВВЕДЕНИЕ

 Системообразующая сеть ЕЭС России сформирована электрическими сетями напряжения 220-1150 кВ от Байкала до Калининграда, общей протяженностью более 148 тыс. км.

 Наличие протяженной единой энергетической системы позволяет использовать максимумов нагрузки по часовым поясам суммарным эффектом до 8 млн.кВт.

 Развитие системообразующей сети должно осуществляться с использованием двух систем номинальных напряжений 110-220-500-1150 кВ на большей части территории России и 110-330-750 кВ в западной части ОЭС Центра и ОЭС Северо-Запада.

 В период до 2010г. на большей части Европейской территории России , включая Северный Кавказ , в Сибири и на Дальнем Востоке станет развиваться сложная многокольцевая сеть напряжением 500 кВ. В западных районах для выдачи мощности АЭС заканчивается формирование линий 750 кВ.

 В 1995 году в энергосистемах России напряжением 110 кВ и выше эксплуатировалось около 440 тыс. км ВЛ и почти 530 млн.кВА общей трансформаторной мощности.

 Для передачи избытков мощности из восточной части ОЭС Сибири в западные энергосистемы и через Казахстан на Южный Урал завершается строительство ВЛ 1150 кВ Итат-Барноул . Ее включение увеличит пропускную способность электромагистрали в отдельных сечениях на 800 МВт. Для создания связи между восточной и европейской частями ЕЭС России после 2000г. намечается сооружения ВЛ-1150 кВ Сибирь-Урал , которая пройдет по территории России.

 Тем не менее пропускная способность сети все еще не достаточна.

 В перспективе будут развиваться связи ЕЭС России с энергосистемами зарубежных стран по следующим направлениям:

1. Увеличение экспортных поставок электроэнергии в Финляндию (2х цепная ВЛ-330 кВ и ВЛ-400 кВ).

2. Экспорт мощности и электроэнергии в Германию( линия

 постоянного тока 4000 МВт на 500 кВ).

3. Увеличение экспортных поставок электроэнергии из Росси в страны восточной Европы через Украину.

4. Экспорт электроэнергии из восточных регионов и Сибири в Китай.

5. Экспорт мощности и электроэнергии из Калининградской энергосистемы в Белорусию , Польшу , Германию .

Новые тенденции: в перспективной структуре электропотребления будут определяться в первую очередь изменением соотношения между долей промышленного и коммунально-бытового электропотребления. На производство единицы сопоставимой продукции большинство российских заводов затрачивают в 2-3 раза больше энергии и топлива, чем их зарубежные конкуренты.

Причины:

 1.Изношенное оборудование многих предприятий.

 2.Низкий научно-технический уровень промышленности,

 особенно в части энергосберегающих технологий.

 3.Реконструкция энергооборудования должна сочетать

 демонтаж устаревшего оборудования, замену его новым

 более экономичным и экологически чистым, и продление

 сроков службы оборудования высокого давления путем

 замены выработавших свой ресурс узлов и деталей.

 Серьезная проблема для всех стран СНГ - старение оборудования электростанций и электрических сетей. Более 60% оборудования эксплуатируется свыше 15 лет, в том числе более 40% свыше 25 лет. Срок службы части электрических сетей превышает 30 лет.

[ 5 , стр. 6-7 ]

**1.ВЫБОР ТИПА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ**

1.1. Составление баланса мощности по ПС

 Для составления баланса мощности необходимо определить

 нагрузки ПС на шинах низкого и среднего напряжения.

S=P/cos (1)

Q= (2)

W=Pmax Tmax (3)

Результаты расчетов сводим в таблицу 1.

Таблица 1.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ПС | шины | Pmax МВт | Qmax МВар | Smax МВА | Tmax час | cos | WМВт ч |
| 1 | НН10кВ | 28 | 13,6 | 31,1 | 5700 | 0,9 | 159600 |
| 2 | НН35кВ | 12 | 5,7 | 13,3 | 4700 | 0,9 | 56400 |
| 3 | СН35кВ | 18 | 8,7 | 20 | 3500 | 0,9 | 63000 |
|  | НН10Кв | 10 | 4,8 | 11,1 | 3500 | 0,9 | 35000 |

П.С.1

Sном т.=31.1 0.7=21.77

П.С.2

Sном т.=13.3 0.7=9.31

П.С.3

Sмах п.т.=√(18+10)2+(8.7+4.8)2=31.1МВА

Sном.т.=31.1 0.7=21.77

1.2 Выбор количества и мощности трансформаторов на подстанции:

 на ПС1-2 2хобмоточных трансформатора ТРДН25000/110/10

 на ПС2-2 2хобмоточных трансформатора ТДН10000/110/10

 на ПС3-2 3хобмоточных трансформатора ТДТН 25000/110/35/10

 т.к. есть потребители I и II категории.

При установке 2х трансформаторов мощность каждого трансформатора выбирается порядка 70% от максимальной нагрузки ПС

Snom.тр(0,650,7)Smax.ПС

По справочнику[6,стр109-111] выбирается ближайший по мощности трансформатор.

Для трех обмоточного трансформатора

Smax.ПС=√(Pн+Рс)2+(Qн+Qc)2 (4)

 1.3.Проверяем правильно ли выбраны трансформаторы по

 коэффициенту загрузки при нормальном и послеаворийном

 режиме по формулам:

Кз=(Smax.ПС100%)/(2Snom.тр(спр)) в нормальном режиме (5)

Кз=(Smax.ПС100%)/Snom.тр(спр) в послеаворийном режиме (6)

Для нормального режима: Кз100%

Кз(ПС1)=(31.1 100%)/(2 25)=62.2%

Кз(ПС2)=(13.3 100)/(2 10)=66.5%

Kз(ПС)=(31.1 100)/(2 25)=62.2%

Для послеаворийного режима: Кз140%

Кз(ПС1)=(31.1 100)/25=124.4%

Кз(ПС2)=(13.3 100)/10=133%

Kз(ПС)=(31.1 100)/25=124.4%

Условие выполняется , значит трансформаторы выбраны правильно. Заносим данные трансформатора в таблицу 2.

Таблица 2.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ПС | Категориипотреблен. | SmaxМВА | Число тр-ров | Snom.тр-ровМВА | Коэффициент загрузки |
| норм. режим | послеавор. режим |
| 1 | I,II,III | 31.1 | 2 | 25 | 62.2 | 124.4 |
| 2 | I,II,III | 13.3 | 2 | 10 | 66.5 | 133 |
| 3 | I,II,III | 31.1 | 2 | 25 | 62.2 | 124.4 |

1.4. Определяем параметры трансформаторов по справочнику [6,стр109-111] :

Таблица 3

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| ПС | Типтрансфор-матора | Справочные данные | Расчетные данные |
| Unom кВ | Pхх | R ; Ом | X ; Ом | Qхх |
| ВН | СН | НН | кВт | ВН | СН | НН | ВН | СН | НН | кВар |
| 1 | ТРДН 25000/110/10  | 115 | - | 10.5 | 25  | 3,06 | - | - | 58.36 | - | - |  175 |
| 2 | ТДН 10000/110/35 | 115 | - | 11 | 14 | 7,9 | - | - | 136.5 | - | - | 70 |
|  | ТДТН25000/110/35/10 | 115 | 38,5 | 11,0 | 28,5 | 1.5 | 1.5 | 1.5 | 59.7 | 0 | 37.5 | 175 |

1. 1.5.Расчет приведенных нагрузок подстанции в МВА.

Подстанция 1

28.16+j15.52 28.11+j15.19 1.53+j29.18

 0.05+j0.33 0.11+j2.13 28+j13.6



;(7)

ΔSоб.н=282+13.62/ 1152 (1.53+j29.18)= 0.11+j2.13

 S/=S+ΔSоб.=28+j13.6+0.11+j2.13=28.11+j15.19

 Sпр=S/+Sхх;=28.11+j15.19+0.05+j0.33=28.16+j15.52

Подстанция 2

12.138+j6.1 12.11+j5.96 3,95+J69.5

 0.028+j0.18 0.11+j2.13 12+j5.7

ΔSoб.н=122 +5.72/ 1152 (8.38+j68.25)=0.11+j0.89

 S/=S+ΔSоб.н=12+j5.7+0.11+j0.89=12.11+j5.96

 Sпр=S/+Sхх=12.11+j5.96+0.028+j0.14=12.138+j6.1

Подстанция 3 18.023+j8.7 0.75+j0

 18+J8.7

28.169+j16.198 28.079+j15.748 0.75+j29.85 28.029+j13.6

 0.023+j0

 0.09+j0.45 0.05+j2.08 10.0+j4.97 10+J405

 0.006+J0.168

ΔSоб.н=102+4.82/1152(0.75+j18.75)=0.006+j0.168

ΔSоб.с=182+8.72/1152(0.75+j0)=0.023+j0

S/н=Sн+ΔSоб.н=10+j4.8+0.006+j0.168=10.006+j4.968

S/c=Sc+ΔSоб.с=18+j8.7+0.023+j0=18.023+j8.7

Sв=S/с+S/н=18.023+j8.7+10.006+j4.968=28.029+j13.668

ΔSоб.в=28.0292+13.6682/1152(0.75+j29.85)=0.05+j2.08

S/в=Sв+ΔSоб.в=28.029+j13.668+0.05+j2.08=28.079+j15.748

S=S/в+ΔSхх=28,079+j15.748+0.09+j0.45=28.169+j16.198

 **2.СОСТАВЛЕНИЕ ВАРИАНТОВ СХЕМ**

**ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ И РАСЧЁТ ДВУХ ИЗ**

**НИХ ПРИ МАКСИМАЛЬНЫХ НАГРУЗКАХ**

2,1 Составление вариантов схем сети.

### N Конфигурация схемы длинна длинна кол-во выключа-

 трассы провода телей на высоком

 км. км. напряжении.

 А-2

1-3

 2-3

1 156 156 3-3

 Итого 11

 А-6

 1-2

2 2-2

 151 302 3-2

 Итого 12

 А-4

3 1-2

 2-2

 3-2

 121 242 Итого 10

 А-4

 1-2

4 2-2

 186 224 3-2

 Итого 12

 По количеству выключателей, длине трассы, длине провода

выбираем варианты 1и3.

**2.СОСТОВЛЕНИЕ ВАРИАНТОВ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ И РАСЧЕТ ДВУХ ИЗ НИХ ПРИ МАКСИМАЛЬНЫХ НАГРУЗКАХ**

2.1.Состовление вариантов схем сети.

Таблица 4

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| N варианта | Конфигурация схемы | длинна трассыкм | длинна проводакм | Количество выключателей на вы-соком напряжении |
| l=50кмl=45кмl=75км1 |  1 2 А | 170 | 170 | ПС А+ПС1+ПС22+3+3=8 |
| l=75км*l*=50км2 |  1А 2 | 95 | 190 | 2+2+2=6 |
| *l*=75км*l*=45км3 |  1А 2 | 120 | 240 | 2+2+2=6 |
| 4 |  |  |  |  |

 По количеству выключателей , длине трассы и длине провода выберем более экономичные варианты 1 и 4 .

Вариант N1.

 1 Sпр=28.16+j15.52

А 2

 Sпр=12.138+j6.1

 3

 . Sпр=28.169+j16.198

Превращаем кольцевую сеть в линию с двухсторонним питанием.

 А А1

38км 37км 35км 46км

 28+j15.52 12.138+j6.1 28.169+j16.198



(8)

SA=[(28,16+j15.52 )118+(12.138+j6.1)81+(28.169+j16.198)46]/156=

=5601.832+j3070.568/156=35.9+j19.7

SA/=(28.16+j15.52)38+(12.138+j6.1)75+(28.169+J16.198)110=

=5078.99+j2829.04/156=32.6+j18.1

Делаем проверку

SA+SA/= (9)

68.5+j37.8=68.5+j37.8

Находим мощности на каждом участке и точку токораспредиления.

А A/

 35.9+j19.7 1 7.74+j4.18 2 4.43+j1.9 3. 32.6+j18.1

 28.16+j15.52 12.14+j6.1 28.17+j16.2

Подсчитываем токи на каждом участке и выберем сечение по экономической плотности тока. Для кольцевой сети находим Тср.

; (10)

Tcp=28.16\*5700+12.14\*4700+28.17\*3500/28.16+12.14+28.17=4617.57 ч.

Участок 3-2

Imax=; (11)

Imax=√4.432+1.92/√3\*110\*103=25А

Участок 2-1

Imax2-1= √7.742+4.182/√3\*110\*103=46А

Участок А-1

ImaxA-1=√35.92+19.72/√3\*110\*103=214А

Участок А1-3

Imax=√32.62+18.12/√3\*110\*103=196A

 Выбор сечения проводов методом экономических интервалов.

Iр = Iмах \* αi \* αт

Для участка А1-3

Ip=196\*1.05\*1=205.8A

 Для участка 3-2

Ip=25\*1.05\*1=26.25A

Для участка 2-1

Ip=46\*1.05\*1=48.3A

Для участка 1-А

Ip=214\*1.05\*1=224.7

 По карте для Северного Урала район II.

Опоры – железобетон, линия одноцепная, район Сибири.

Данные сводим в таблицу:

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| участок | Smax: МВА | Imax:A | IpA | Fctmm2 | IдопА | Iп.авА |
| А1-3 | 35,9 | 196 | 205,8 | 240 | 610 | 410 |
| 3-2 | 7,74 | 25 | 26,25 | 120 | 390 | 241 |
| 2-1 | 4,43 | 46 | 48,3 | 120 | 390 | 241 |
| 1-А | 32,6 | 214 | 224,7 | 240 | 610 | 410 |

Проверка выбранных проводов по нагреву в аварийном режиме.

А 68.5+j37.8 40.31+j22.3 28.17+j16.2 A1

 28,16+j15.52 12.14+j6.1 28.17+j16.2

Iав1-2=Iав3-2=√P2+Q2/√3\*U=241A

Iав1-А=Iав3-A1=410A

Iав≤Iдоп

Выбранные сечения провода проходят по нагреву.

ПАРАМЕТРЫ ЛИНИЙ.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| линия | длина.км | марка провода | Удельные параметры | Расчётные параметры |
| r0Ом/км | х0Ом/км | q0Мвар/км | R1Ом | X1ОМ | QcMвар |
| А1-3 | 46 | АС-240 | 0,120 | 0,405 | 0,0375 | 5,52 | 18,63 | 1,73 |
| 3-2 | 35 | АС-140 | 0,249 | 0,427 | 0,0355 | 8,72 | 14,95 | 1,24 |
| 2-1 | 37 | АС-140 | 0,249 | 0,427 | 0,0355 | 9,21 | 15,80 | 1,31 |
| 1-А | 38 | АС-240 | 0,120 | 0,405 | 0,0375 | 4,56 | 15,39 | 1,43 |

Расчёт ведём по формулам: R=Ro\*l/n; X=Xo\*l/n; Qc=n\*Qo\*l.

Составляем схему замещения сети:

 A 1 2 3 A1

 4.56+j15.39 9.21+j15.8 8.72+j14.95 5.52+j18.63

 j0.72 j0.72 j0.66 j0.66 j0.62 j0.62 j0.86 j0.86

 28.16+j15.52 12.14+j6.1 28.17+j16.2

Подсчитываем расчётные нагрузки ПС и упрощаем схему замещения сети;

Sp1= Snp1-j(Qc1/2+Qc2/2)=28.16+j15.52-(0.72+0.66)=28.16+j14.14

Sp2=12.14+j6.1-j(0.66+0.62)=12.14+j4.82

Sp3=28.17+j16.2-j(0.62+0.86)=28.17+j14.72

A 35.9+j17.2 1 7.7+j3.1 2 4.4+j1.7 3 32.6+j16.4 A1

 j0.72 28.16+j14.14 12.14+j4.82 28.17+j14.72 j0.86

Находим распределение мощностей в схеме с учётом действительных параметров

линий по формулам:

 PA=GAA∑(PiRiA+QiXiA)+BAA∑(PiXiA-QiRiA)

 QA=-GAA∑(PiXiA-QiXiA)+BAA∑(PiRiA+QiXiA) где,

 GAA=RAA/R2AA+X2AA BAA=XAA/R2AA+X2AA

GAA=28.01/28.012+64.772 =0.0056BAA=64.77/28.012+64.772=0.013

PA=0.0056(28.2\*23.45+12.1\*14.24+28.2\*5.52+14.1\*49.38+4.8\*33.58+14.7\*

\*18.63)+0.013(28.2\*49.38+12.1\*33.58+28.2\*18.63-14.1\*23.45+4.8\*14.24+

+14.7\*5.52)=35.95

QA=-0.0056\*1844.059+0.013\*2120.561=17.24

SA=35.9+j17.2

PA1=0.0056(28.2\*22.49+12.1\*13.77+28.2\*4.56+14.7\*46.14+4.8\*31.9+14.1\*

\*15.39)+0.013(28.2\*46.14+12.1\*31.9+28.2\*15.39-14.7+22.49+4.8\*13.77+

+14.1\*4.56)=32.65

QA1=-0.0056\*1660.141+0.013\*1977.804=16.4

SA1=32.6+j16.4

Проверка: SA+SA=S1p+S2p+S3p

 68.5+j33.6=28.2+j14.1+12.1+j4.8+28.2+j14.7

Линия с двухсторонним питанием разделяется в точке потокораздела на

две радиальные линии:

 35+j18.1 7.75+j4 4.4+j1.7 32.6+j14.4

 j0.72 28.2+j14.1 7.7+j3.1 4.4+j1.7 28.2+j14.7 j0.86

 0.61+j2.06 0.052+j0.9 0.016+j0.027 0.6+j2.04

Участок 1-2

Sк=7.7+3.1

ΔSл=Pk2+Qk2/Uн2(Rл+Xл)=7.72+3.12/1102(9.21+j15.8)= 0.052+J0.9

Sн=Sk+ΔSл=7.7+j3.1+0.052+j0.9=7.752+j4

Участок А-1

Sk=Sн1-2+Sp1=7.752+j4+28.2+j14.1=35.952+j18.1

ΔSл=35.952+18.12/1102(4.56+j15.39)=0.61+j2.06

Sн=35.95+j18.1+0.61+j2.06=36.56+j20.16

Sa=Sн-jQ/2=36.56+j20.16-j0.72=36.56+j19.44

Участок 2-3

Sk=4.4+j1.7

ΔS=4.42+1.72/1102(8.72+14.95)=0.016+j0.027

Sн=4.4+j1.7+0.016+j0.027=4.416+j1.727

Участок 3-А1

Sk=4.416+j1.727+28.2+j14.7=32.62+j16.43

ΔS=32.622+16.432/1102(5.52+18.63)=0.6+j2.04

Sн=32.62+j16.43+0.6+j2.04=33.22+j18.47

Sa1=33.22+j18.47-j0.86=33.22+j17.61

∑Sa=Sa+Sa1=36.56+j19.44+33.22+j17.61=69.78+j37.05

Вариант N 3

 1 Sпр=28.16+j15.52

A 2 Sпр=12.138+j6.1

1. Sпр=28.169+j16.198

А

40,29+j21.62 1 12.138+j6.1 2

 28.16+j15.52 T=5700 12.138+j6.1

 28.169+j16.198 3 T=4700

 28.169+j16.198

 T=3500

Tоки на каждом участке:

Imax=√P+Q/√3U

Участок А-1

Imax=√40.292+21.622/√3\*110\*2\*103=120A

Участок 1-2

Imax=√12.1382+6.12/380.6\*103=35A

Участок A-3

Imax=√28.1692+16.1982/380.6\*103=85A

Выбор сечения проводов:

Ip=Imax\*αi\*αt αi=1.05 αt=1

Для участка А-1

Ip=120\*1.05\*1=126A

Для участка 1-2

Ip=35\*1.05\*1=36.75A

Для участка А-3

Ip=85\*1.05\*0.8=71.4

По карте, район Северного Урала -II. Опоры железобетонные,

линия двуцепная.

Участок Smax Imax Ip Fct Iдоп Iп.ав.

 А-1 40,29 120 126 120 375 240

 1-2 12,138 35 36,75 95 330 70

 А-3 28,169 85 71,4 95 330 70

ПАРАМЕТРЫ ЛИНИЙ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| линия | длинакм | маркапровод | удельныепараметры | расчётные параметры |
| r0 | x0 | q0 | R1 | X1 | Q1 |
| A-1. | 38 | AC-120 | 0.249 | 0.427 | 0.0355 | 4.731 | 8.113 | 2.698 |
| 1.2 | 37 | AC-95 | 0.306 | 0.434 | 0.035 | 5.661 | 8.029 | 2.59 |
| A-3 | 46 | AC-95 | 0.306 | 0.434 | 0.035 | 7.038 | 9.982 | 3.22 |

 Расчётные формулы: r0\*l/n X=x0\*l/n Qc=n\*q0\*l

Схема замещения и действительные параметры:

 А 4.73+j8.11 1 5.66+j8.03 2

 j1.35 j1.35 j1.3 j1.3

 28.16+j15.52 12.14+j6.1

 7.04+j9.98

 3

 j1.61 j1.61 28.17+j16.2

Sp1=28.16+j15.52-j(1.35+1.3)=28.16+j12.87

Sp2=12.14+j6.1-j1.3=12.14+j4.8

Sp3=28.17+j16.2-j1.61=28.17+j14.6

A

 41.18+j21.81 12.22+j4.91

 j1.35 28.16+j12.87 12.14+j4.8

 28.75+j15.43

 j1.61 28.17+j14.6

Распределение мощностей по линиям с учётом потерь.

Участок 1-2

Sk=12.14+j4.8 ΔS=0.08+j0.11 Sн=12.22+j4.91

Участок А-1

Sk=40.38+j20.43 ΔS=0.8+j1.38 Sн=41.18+j21.81

Участок А-3

Sk=28.17+j14.6 ΔS=0.58+j0.83 Sн=28.75+j15.43

Sa=28.75+j15.43

∑Sa=69.93+j34.28

Вариант N1 Вариант N3

46км

37км

38км

 1

 1 2\*25 110/10

38км

 Sp28.16+j15.52

37км

 2 А

A Sp=12.14+j6.1 2

 2\*10 110/10

35км

 3 3

46км

 Sp=28.17+j16.2 2\*25 110/35/10

Вариант N1 Вариант N3

|  |  |
| --- | --- |
| КлА-1=38\*14=532т.рубКл1-2=37\*11.4=421.8т.рубKл2-3=35\*11.4=399т.руб.Kл3-A=46\*14=644т.руб.Кл=1996.8т.руб.Kи=530+380+560=1470т.руб.Kc=1996.8+1470=3466.8т.руб.Ил=2.8\*1996.8/100=55.9т.руб.Ип=9.4\*1470/100=138.18т.рубTcp=τ=4617.6=2500т.рубΔW=2500\*(0.052+0.61+0.016+0.6)=3195Иw=0.01\*3195=31.95т.рубИс=55.9+138.18+31.95=226.03т.рубЗпр=0.12\*3466.8+226.03=642.046т.руб | КлA-1=38\*18.1=687.8т.рубКл1-2=37\*17.8=652.6т.рубКлA-3=46\*17.8=818.8т.рубКл=2165т.рубКи=430+310+525=1265т.рубКс=2165.2+1265=3430.2т.рубИл=2.8\*2165.2/100=60.63т.рубИп=9.4\*1265/100=118.9т.рубΔW=3700\*0.8+2600\*0.08+1500\*0.58==4038т,рубИw=0.01\*4038=40.38т.рубИс=60.63+118.9+40.38=219.9т.рубЗпр=0.12\*3430.2+219.9=631.524т.руб |

631,5—100%

1. ---X%

X=642\*100/631.5=101.6%

Варианты схем равнозначны, т. к. 3 вариант схемы отличается менее, чем

на 3% от варианта 1. По инженерным параметрам выбираем вариант 3.

4. ОКОНЧАТЕЛЬНЫЙ РАСЧЁТ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА СХЕМЫ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Расчёт электрической сети в наиболее тяжёлом аварийном режиме.

1

### А

2

3

Расчёт участков А-1 и 1-2

 A 9,5+j16.2 1 11.3+j16.1 2

 j0.67 j0.67 j0.64 j0.64

 28.16+j15.52 12.14+j6.1

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| расчётные данные | А-1 | 1-2 |
| R=r0\*lX=x0\*lQc=q\*lQc/2 | 0.249\*38=9.50.427\*38=16.20.0355\*38=1.340.67 | 0.306\*37=11.30.434\*37=16.10.035\*37=1.290.64 |

Составляем баланс мощностей по участкам с учётом потерь и находим

мощность потребляемую от источника:

Sp1-2=12.14+j(6.1-0.64)=12.14+j5.46

SpA-1=28.16+j(15.52-j0.67-0.64)=28.16+j14.21

Участок 1-2

Sk=12.14+j5.46

ΔS=0.17+j0.24

Sн=12.31+j5.70

Участок А-1

Sk=12.31+j5.7+28.16+j14.21=40.47+j19.9

ΔS=1.6+j2.72

Sн=40.47+j19.9+1.6+j2.72=42+j22.6

Sп=42+j(22.6-0.67)=42+j22.07

Sист=28.17+j16.2+42+j22.07=70.17+j38.27

 Sk 40.47+j19.9 Sk 12.14+j5.46

70.17+j38.27 42.0+j22.6 12.31+j5.70

**5.ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ НА ШИНАХ ПОДСТАНЦИИ И ВЫБОР СПОСОБОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ**

Максимальный режим:

A

 4.73+j8.11 5.66+j8.03

41,18+j21.81 1 12.22+j4.91 2

112,8кВ

116кВ

111,8кВ

 7.04+j9.98 3

 28.75+j13.82

113кВ

U1=116-41.28\*4.73+21.81\*8.11/116=112.8кВ

U2=112.8-12.22\*5.66+4.91\*8.03/112.8=111.84кВ

U3=116-28.75\*7.04+13.82\*9.98/116=113.07кВ

Аварийный режим:

A 42+j22.6 9.5+j16.2 1 12.31+j5.7 11.3+j16.1 2

107,3кВ

109,4кВ

116кВ

### U1=116-42\*9.5+22.6\*16.2/116=109.37кВ

U2=109.4-12.31\*11.3+5.7\*16.1/109.4=107.3кВ

Выбор способов регулирования напряжения на шинах подстанции:

Подстанция 3.

 0.75+j0

 18+j8.7

 **••**

108,7кВ

 28+j15.7 0.75+j29.9

108,7кВ

 •

113кВ

 0.75+j18.75

 10+j4.9

107,8кВ

### U0=113-28\*0.75+15.7\*29.9/113=108.66

Ucн=0

Uнн=108.66-10\*0.75+4.9\*18.75=107.75

Задаёмся желаемым напряжением НН

Uж≥1,05\*Uном.сети=1.05\*10=10.5кВ

Напряжение ответвления на ВН

Uотв=Uн1\*Uном.н/Uж=107.8\*11/10.5=112.8кВ

По шкале Uотв.ст=112.95(-1\*1.78%)

Действительное напряжение на шинах НН

Uдн=Uн1\*Uнн.тр/Uот.ст=107.8\*11/112.95=10.49кВ

Задаёмся желаемым напряжением СН

Uж.с=≥1.05\*Uн.сети=1.05\*35=36.75кВ

Uд.с=108.7\*38.5/112095=37.05кВ

### Подстанция 1

 28,1+j15.2 1.53+j29.18

**• •**

10.6

10.3

108.5

112.8

109.4

|  |  |
| --- | --- |
| Максимальный режим | Аварийный режим |
| Uн=11208-28.1\*1.53+15.2\*29.18/112.8==108.5кВ | Uн=109.4-28.1\*1.53+15.2\*29.18/109.4==104.96кВ |
| Uж≥1.05\*10=10.5кВ | Uж=≤1.0\*10=10кВ |
| Uотв=108.5\*10.5/10.5=108.5кВ | Uотв=104.96\*10.5/10=110.2кВ |
| Uотв.ст106,81(-4\*1.78) | Uдн=104.96\*10.5/106.81=10.3кВ |
| Uдн=108\*10.5/106.81=10.6кВ |  |

Подстанция 2

 12,1+j5.96 3.95+j69.5

• •

10,6

10,2

103,17

111,8

107,3

|  |  |
| --- | --- |
| Максимальный режим | Аварийный режим |
| Uн=111.8-12.1\*3.95+5.96\*69.5/111.8==107.67кВ | Uн=107.3-12.1\*3.95+5.96\*69.5/11108==103.17кВ |
| Uж≥1.05\*10=10.5кВ | Uж≤1.0\*10=10кВ |
| Uотв=107.67\*11/10.5=112.79кВ | Uотв=103.17\*11/10=113.48кВ |
| Uотв.ст=110.91(-2\*1.78) |  |
| Uдн=107.67\*11/110.91=10.6кВ | Uдн=103.17\*11/110.91=10.2кВ |

Вывод: На подстанциях 1,2,3 в рассматриваемых режимах, имеющихся

на трансформаторах диапазонов регулировки напряжения оказывается достаточно для обеспечения требуемых уровней напряжения, так как

действительные напряжения близки к желаемым.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ**

1.Рокотян С.С. “Справочник по проектированию электроэнергетических

 систем” М. “ Энергия”,1987г.

2. “ Правила устройства электроустановок” М. “ Энергия”,1988г.

3. Боровиков В.А. “Электрические сети энергетические системы”,1989г.

4. Неклепаев Б.Н. “Электрическая часть электростанций и подстанций” М.

 “ Энергия”,1989г.

5. “Энергия” журнал №10 ,1996г.

6. Неклепаев Б.Н. “Электрическая часть электростанций и подстанций” М.

“ Энергия”, 1972г.

7. НТП ПС 1993г.

8. “Принципиальные электрические схемы РУ ПС 6-750 кВ”1991г.