# **1.ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЙОННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ**

## 

## **1.1. Исходные данные (Вариант 18)**

- Масштаб: в 1 клетке - 14 км;

- Коэффициент мощности на подстанции "А", отн.ед. 0,94;

- Напряжение на шинах подстанции "А", кВ: = 116 = 105;

- Число часов использования максимальной нагрузки = 4400ч;

- Максимальная активная нагрузка на подстанции, МВт:

= 33, = 45, = 24, = 32;

- Коэффициенты мощности нагрузки на подстанциях имеют следующие значения:

= 0,81; = 0,78; = 0,79; = 0,83.

11 вариантов конфигурации районной электрической сети:

Схема №1 Схема №2

L=163 км L=266 км

Выключателей 15 Выключателей 18

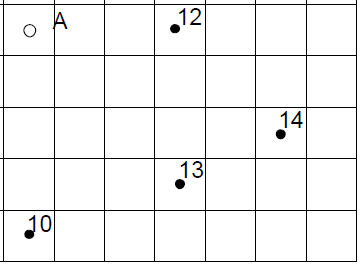
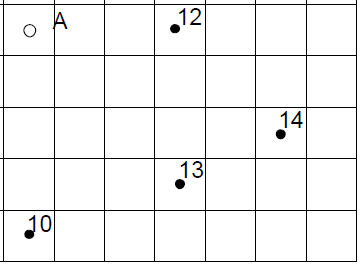
 

Схема №3 Схема №4

L=287 км L=189 км

Выключателей 20 Выключателей 22

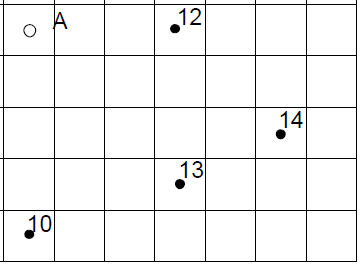
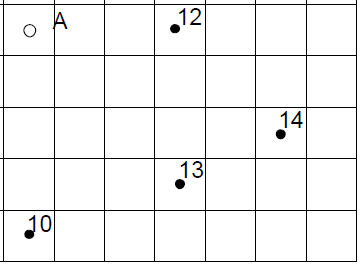
 

Схема №5 Схема №9

L=203 км L=259 км

Выключателей 16 Выключателей 24

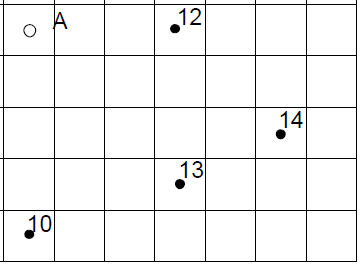
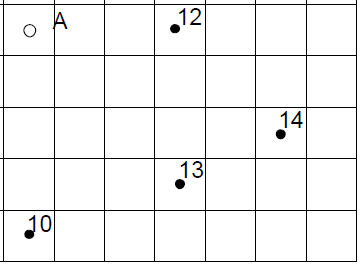
 

Схема №7 Схема №6

L=196 км L=175 км

Выключателей 18 Выключателей 16

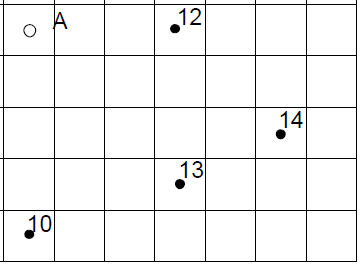
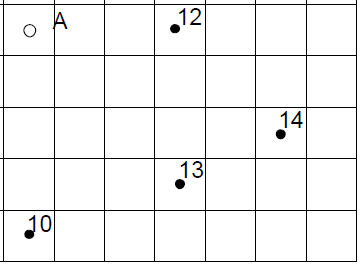
 

Схема №8 Схема №10

L=259 км L=238 км

Выключателей 24 Выключателей 19

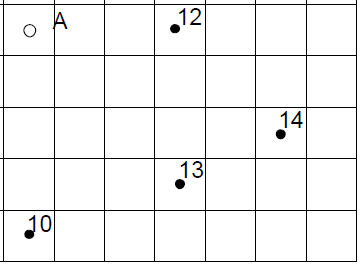
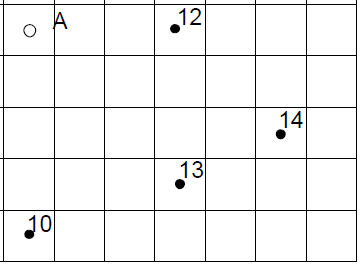
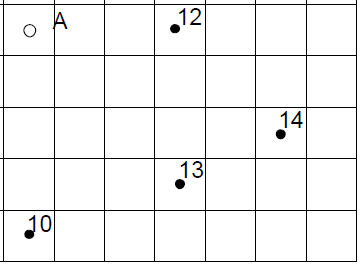
 

Схема №11

L=273 км

Выключателей 18

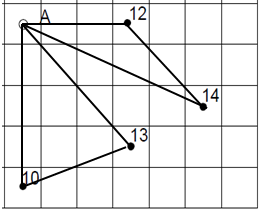


## **1.2.Выборноминального напряжения электрической сети**

Для выбранного варианта конфигурации электрической сети предварительно определим экономически целесообразное напряжение

Для этого необходимо определить длину линии и соответствующие передаваемые мощности:

Для схемы №1(на рис. Схема №3)



; ;

; ;

; .

Рассчитаем перетоки активных мощностей без учета потерь мощности.

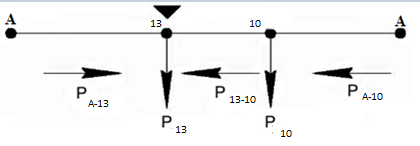


Рис.1.2.1

Точка потокораздела и направление мощностей контура А–13–10–А

Определим мощности, передаваемые по кольцевым линиям:

По первому закону Кирхгофа определим распределение мощности

;

Рассмотрим участки А-12 , 12-14 и A-14

По первому закону Кирхгофа определим распределение мощности

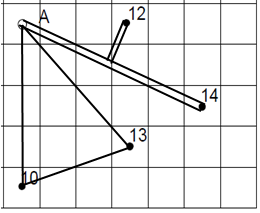
;

= -=48-28=20 МВт

Экономически целесообразными напряжениями для соответствующих линий являются:

Исходя из полученных результатов, видно, что выбранная схема электрической сети будет выполняться на напряжение

Для схемы №2 (на рис. Схема №8)



; ;.

; ; .

Рассчитаем перетоки активных мощностей без учета потерь мощности.

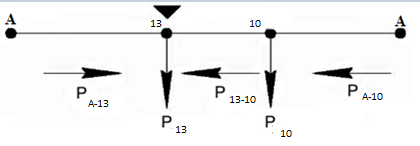


Рис.1.2.1

Точка потокораздела и направление мощностей контура А–4–12–А

Определим мощности, передаваемые по кольцевым линиям:

По первому закону Кирхгофа определим распределение мощности

;

Определим мощности, передаваемые по двухцепным линиям:

Экономически целесообразными напряжениями для соответствующих линий являются:

Исходя из полученных результатов, видно, что выбранная схема электрической сети будет выполняться на напряжение

## **1.3.Баланс активной и реактивной мощности**

## **в электрической сети**

Наибольшая суммарная активная мощность, потребляемая в проектируемой сети, составляет

(1.3.1.)

Где *P*нб*,i –* наибольшая активная нагрузка подстанции *i, i =* 1, 2,.*..,n*; *kо*(*Р*)=0,95–0,96 – коэффициент одновременности наибольших нагрузок подстанций; *∆\*Pc*=0,05 – суммарные потери мощности в сети в долях от суммарной нагрузки подстанций.

Согласно формуле (1.3.1.) определим наибольшую суммарную активную мощность, потребляемую в проектируемой сети, зная, что

, :

.

Для дальнейших расчетов определим наибольшую реактивную нагрузку *i*-го узла [Мвар] и наибольшую полную нагрузку *i*-го узла [МВ·А]:

, (1.3.2.)

, (1.3.3.)

Где *Рнб,i* – максимальная активная нагрузка *i*- ого узла.

Наибольшую реактивную нагрузку *i*-го узла:

Наибольшую полную нагрузку *i*-го узла

Для оценки потерь реактивной мощности в трансформаторах воспользуемся формулой

(1.3.4.)

где-количество трансформаций напряжений от источника до потребителей в i-м пункте сети.

.

Так как мы рассматриваем электрическую сеть 110/10 кВ, то примем равным 1.

Для воздушных линий 110кВ в первом приближении допускается принимать равными потери и генерации реактивной мощности в линиях, т.е. 0.

Отсюда

**1.4.Выбор типа, мощности и места установки** **компенсирующих устройств**

Полученное значение суммарной потребляемой реактивной мощности сравниваем с указанным на проект значением реактивной мощности , которую экономически целесообразно получать из системы в проектируемую сеть.

(1.4.1.)

где - коэффициент мощности на подстанции “А”.

При в проектируемой сети должны быть установлены компенсирующие устройства, суммарная мощность которых определяется по формуле:

(1.4.2.)

Определим мощность конденсаторных батарей, которые должны быть установлены на каждой подстанции:

Так как проектируется сеть 110/10кВ, то базовый экономический коэффициент реактивной мощности ,

(1.4.3.)

Исходя из этого условия, на каждой подстанции должны быть установлены конденсаторные батареи мощностью:

(1.4.4.)

Окончательное решение о необходимости конденсаторных батарей на каждой из подстанций принимают по большей из величин

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № узла | Количество КУ | Тип КУ | Суммарная мощность, МВАр |
| 14 | 4 | УКРМ – 10,5 – 2700 | 16,2 |
| 12 | 4 | УКРМ – 10,5 – 3150 | 20,2 |
| 13 | 4 | УКРМ – 10,5 – 3150 | 12,6 |
| 10 | 4 | УКРМ – 10,5 – 2700 | 16,2 |

Таблица 1.4.1

Определим реактивную мощность, потребляемую в узлах из системы с учетом компенсирующих устройств:

(1.4.5.)

где*Qk,i* – мощность конденсаторных батарей, которые должны быть установлены на каждой подстанции, МВАр.

Полная мощность в узлах с учетом компенсирующих устройств:

, (1.4.6.)

где*Qi*– реактивная мощность, потребляемая в узлах из системы с учетом компенсирующих устройств, МВАр.

## **1.5.Выбор силовых трансформаторов понижающих**

## **подстанций**

В соответствии с существующей практикой проектирования и согласно ПУЭ, мощность трансформаторов на понижающих подстанциях рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах. Выбираем соответствующие типы трансформатора

Для ПС № 1:

Для ПС № 2:

Для ПС № 3:

Для ПС № 4: .

Результаты выбора трансформаторов приведены в таблице 1.5.1.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № узла | Полная мощность в узле, МВ·А | Расчетная мощность одного трансформатора | Количество и тип трансформаторов |
| 14 | 33,63 | 30,57 | 2хТРДЦН-40000/110 |
| 12 | 47,4 | 43,09 | 2хТРДЦН-40000/110 |
| 13 | 24,82 | 22,56 | 2хТРДЦН-25000/110 |
| 10 | 34,63 | 31,48 | 2хТРДЦН-40000/110 |

Таблица 1.5.1

## **1.6.Выбор сечения проводников воздушных**

## **линий электропередачи**

Определим распределение полной мощности (без учета потерь в линиях) в проектируемой сети.

Схема № 1

Рассмотрим линию с двухсторонним питанием (А-9-11-А).

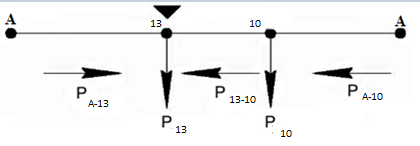


Рис.1.6.1

По первому закону Кирхгофа определим распределение мощности

; ;

; ;

Расчетную токовую нагрузку определим по формуле:

(1.6.1)

где αi – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии, для линий 110 – 220кВ принимается равным 1,05;

- коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии Тмах. Выбирается по [4, табл. 4.9].

В нормальном режиме работы сети наибольший ток равен :

(1.6.2.)

Расчетная токовая нагрузка линии А – 13 в нормальном режиме:

.

В линии А-10:

.

В линии 10-13:

.

В линии А – 12:

.

В линии А – 14:

.

В линии 12 – 14:

.

По найденным значениям расчетных токов определяем расчетные сечения проводов ВЛ по условию экономической (нормированной) плотности тока для нормального режима

(1.6.3.)

Определим расчетные сечения по участкам по условию экономической плотности тока для нормального режима:

Исходя из напряжения, расчетной токовой нагрузки в нормальном режиме выбираются сечения сталеалюминевых проводов. Для линии 110кВ наименьшее сечение сталеалюминевого провода по механической прочности равно 120 мм2. Использование проводов сечением 70 мм2 и 95 мм2, согласно [4] экономически невыгодно и нецелесообразно. Таким образом, для линии выбираем ближайшие стандартные сечения:

Для А – 13: АС – 120/27.

Для A – 10: АС – 120/27.

Для 13 – 10: АС – 120/27.

Для A – 12: АС – 185/29.

Для А – 14: АС – 185/29.

Для 12 – 14: АС – 120/27.

При послеаварийном режиме:

Проверка выбранных сечений по послеаварийному режиму осуществляется по формуле:

(1.6.4.)

где - наибольший ток в послеаварийном режиме, А;

Наибольшая токовая нагрузка в послеаварийном режиме будет иметь место при отключении одной цепи линии.

Расчетная токовая нагрузка линии А – 13 в послеаварийном режиме:

.

В линии А-10:

.

В линии 13 – 10:

.

В линии А – 12:

.

В линии А – 14:

.

В линии 12 – 14:

.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Линия | А–13 | А–10 | 13–10 | А–12 | А-14 | 12–14 |
|  | 149,07 | 178,39 | 12,29 | 261,23 | 185,34 | 20,44 |
| Марка провода | АС – 120/27 | АС – 120/27 | АС – 120/27 | АС – 185/29 | АС – 185/29 | АС – 120/27 |
|  |  |  |  |  |  |  |
|  | 390 | 390 | 390 | 510 | 510 | 390 |

Таблица 1.6.1.

Подбираем по размеру сечения соответствующие провода и полученные результаты запишем в таблицу 1.6.1.

**Схема № 2**

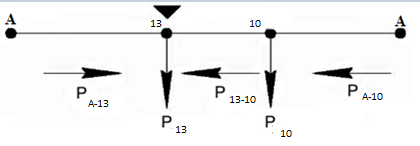


Рис.1.6.1

По первому закону Кирхгофа определим распределение мощности

; ;

Определим мощности, передаваемые по двухцепным линиям:

Расчетную токовую нагрузку определим по формуле:

(1.6.1)

где αi – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии, для линий 110 – 220кВ принимается равным 1,05;

- коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии Тмах. Выбирается по [4, табл. 4.9].

В нормальном режиме работы сети наибольший ток равен :

(1.6.2.)

Расчетная токовая нагрузка линии А – 13 в нормальном режиме:

.

В линии А-10:

.

В линии 10-13:

.

В линии А – 12’:

.

В линии 12’ – 12:

.

В линии 12’ – 14:

.

По найденным значениям расчетных токов определяем расчетные сечения проводов ВЛ по условию экономической (нормированной) плотности тока для нормального режима

(1.6.3.)

Определим расчетные сечения по участкам по условию экономической плотности тока для нормального режима:

Исходя из напряжения, расчетной токовой нагрузки в нормальном режиме выбираются сечения сталеалюминевых проводов. Для линии 110кВ наименьшее сечение сталеалюминевого провода по механической прочности равно 120 мм2. Использование проводов сечением 70 мм2 и 95 мм2, согласно [4] экономически невыгодно и нецелесообразно. Таким образом, для линии выбираем ближайшие стандартные сечения:

Для А – 13: АС – 120/27.

Для A – 10: АС – 120/27.

Для 13 – 10: АС – 120/27.

Для A – 12’: АС – 185/29.

Для 12’ – 12: АС – 120/27.

Для 12’ – 14: АС – 120/27.

При послеаварийном режиме:

Проверка выбранных сечений по послеаварийному режиму осуществляется по формуле:

(1.6.4.)

где - наибольший ток в послеаварийном режиме, А;

Наибольшая токовая нагрузка в послеаварийном режиме будет иметь место при отключении одной цепи линии.

Расчетная токовая нагрузка линии А – 13 в послеаварийном режиме:

.

В линии А-10:

.

В линии 13 – 10:

.

В линии А – 12’:

.

В линии 9’ – 9:

.

В линии 9’ – 11:

.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Линия | А–13 | А–10 | 13–10 | А–12’ | 12’-12 | 12’–14 |
|  | 149,07 | 178,39 | 12,29 | 223.31 | 130.61 | 92.69 |
| Марка провода | АС – 120/27 | АС – 120/27 | АС – 120/27 | АС – 185/29 | АС – 120/27 | АС – 120/27 |
|  |  |  |  | 396.08 |  |  |
|  | 390 | 390 | 390 | 510 | 390 | 390 |

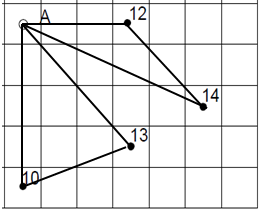
Таблица 1.6.1.

## **7. Выбор схем электрических подстанций**

### 7.1. Применение схем распределительных устройств (РУ)

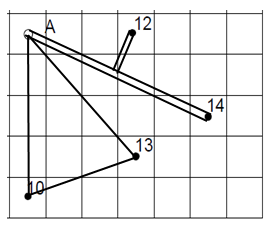
### на стороне ВН

Схема № 1



Для 1 схемы ПС 12.14.10.13 принимаем схему 5Н т.к они проходные

Схема № 2



Для 2 схемы ПС 10.13 5Н и 12.14 4Н т.к она тупиковая

Точка питания А – 13Н

### 

### 7.2. Применение схем РУ 10(6) кВ

На ПС 10,12,13,14 применяют схемы 10(6) – «две одиночные секционированные выключателями системы шин», так как на всех этих подстанциях установлены два трансформатора с расщепленной обмоткой НН.

**8. Расчет технико-экономических показателей районной электрической сети**

Обоснование решений при проектировании электрической сети осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети путем оценки их сравнительной эффективности. Обоснование решений производится по минимальному сроку окупаемости при условии, что сравниваемые варианты обеспечивают одинаковый энергетический эффект.

ВАРИАНТ 1

Определим капитальные вложения на сооружение воздушных линий электропередачи по формуле:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (8.1) |

коэффициент индексации цен на текущий 2020 год .

− для одноцепных ВЛ «кольца»:

Суммарные капиталовложения в линии:

Определим капитальные вложения в строительство ПС 110/10 кВ.

Определим стоимость трансформаторов.

Таблица 8.1. Стоимость трансформаторов

|  |  |
| --- | --- |
| Мощность трансформатора, кВ·А | Стоимость 1 шт., 106 руб. |
| 25000 | 5,5 |
| 40000 | 7,3 |
|  | |

Стоимость компенсирующих устройств. Ориентировочно стоимость можно определить по справочнику.

Таблица 8.2. Стоимость КУ.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Марка | Стоимость, тыс. руб. | Количество |
| УКРМ – 10,5 – 2700 | 1,125 | 4 |
| УКРМ – 10,5 – 3150 | 1,125 | 4 |
| УКРМ – 10,5 – 3150 | 1,125 | 4 |
| УКРМ – 10,5 – 2700 | 1,125 | 4 |
|  | | |

Стоимость РУ ВН с элегазовыми выключателями, стоимость постоянной части затрат по ПС 110/10 кВ.

Таблица 8.3.Стоимость ОРУ 110 с учетом постоянной части затрат.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование РУ | Стоимость, руб. | Постоянная часть затрат, руб. | Номер узла |
| РУ 110 кВ. Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий | 15,2·6 | 9·6·2 | 14,12 |
| РУ 110 кВ. Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий | 15,2·6 | 9·6·2 | 10,13 |
| РУ 110 кВ. Две рабочие и одна обходная система шин | 8·7,3·6= 350,4 | 12,25·6 | А |
| В сумме: | | | |

Стоимость 28 ячеек РУ НН для каждой ПС определим, используя справочник для вакуумных выключателей:

ТРДН:

Таким образом, вложения в распределительные устройства сети:

Итоговые капитальные затраты на строительство электрической сети 110/10 кВ определяются по формуле

:

Расчёт суммарных годовых потерь электроэнергии представлен ниже.

По потери электрической энергии в трансформаторе определяются формулой:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (8.2) |

где = 4400ч – время, в течение которого используется максимум нагрузки;

Суммарные потери в трансформаторах:

Потери электрической энергии в линиях электропередач определяются как:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (8.3) |

Суммарные потери энергии в линиях:

### Стоимость электроэнергии на сегодняшний день составляет 3,25 руб/кВт∙ч. Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (8.4) |

Проведём аналогичные расчёты для второго варианта конфигурации сети.

ВАРИАНТ 2

Определим капитальные вложения на сооружение воздушных линий электропередачи по формуле:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (8.5) |

коэффициент индексации цен на текущий 2020 год .

− для одноцепных ВЛ «кольца»:

Суммарные капиталовложения в линии:

Определим капитальные вложения в строительство ПС 110/10 кВ.

Определим стоимость трансформаторов.

Таблица 8.1. Стоимость трансформаторов

|  |  |
| --- | --- |
| Мощность трансформатора, кВ·А | Стоимость 1 шт., 106 руб. |
| 25000 | 5,5 |
| 40000 | 7,3 |
|  | |

Стоимость компенсирующих устройств. Ориентировочно стоимость можно определить по справочнику.

Таблица 8.2. Стоимость КУ.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Марка | Стоимость, тыс. руб. | Количество |
| УКРМ – 10,5 – 4050 | 1,125 | 4 |
| УКРМ – 10,5 – 3150 | 1,125 | 4 |
| УКРМ – 10,5 – 4050 | 1,125 | 4 |
| УКРМ – 10,5 – 3150 | 1,125 | 4 |
|  | | |

Стоимость РУ ВН с элегазовыми выключателями, стоимость постоянной части затрат по ПС 110/10 кВ.

Таблица 8.3.Стоимость ОРУ 110 с учетом постоянной части затрат.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование РУ | Стоимость, руб. | Постоянная часть затрат, руб. | Номер узла |
| РУ–110 кВ. Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий | 30·6 | 9·6·2 | 9, 11 |
| РУ 110 кВ. Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий | 15,2·6 | 9·6·2 | 4, 12 |
| РУ 110 кВ. Две рабочие и одна обходная система шин | 8·7,3·6= 350,4 | 12,25·6 | А |
| В сумме: | | | |

Стоимость РУ НН с вакуумными выключателями.

На каждой из ПС с трансформаторами ТРДН должны быть предусмотрены: четыре вводные ячейки, одна с секционным выключателем, одна с секционным разъединителем, четыре ячейки с трансформаторами напряжения и две ячейки для подключения трансформаторов собственных нужд. Кроме того, в РУ 10 кВ должны быть ячейки отходящих линий для электроснабжения потребителей и подключения конденсаторных установок. Принимаем, что на каждой секции НН (10 кВ) будет по четыре отходящие линии.

Стоимость 28 ячеек РУ НН для каждой ПС определим, используя справочник для вакуумных выключателей:

ТРДН:

Таким образом, вложения в распределительные устройства сети:

Итоговые капитальные затраты на строительство электрической сети 110/10 кВ определяются по формуле

:

Расчёт суммарных годовых потерь электроэнергии представлен ниже.

По потери электрической энергии в трансформаторе определяются формулой:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (8.6) |

где = 4400ч – время, в течение которого используется максимум нагрузки;

Суммарные потери в трансформаторах:

Потери электрической энергии в линиях электропередач определяются как:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (8.3) |

Суммарные потери энергии в линиях:

### Стоимость электроэнергии на сегодняшний день составляет 3,25 руб/кВт∙ч. Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (8.8) |

Сравним экономическую эффективность обоих вариантов.

Объём реализованной продукции:

Издержки на амортизацию, ремонт и обслуживание определяются по формуле:

|  |  |
| --- | --- |
| ИАРО = К ⋅α, | (8.9) |

где α = 2,8%:

Стоимость потерь электроэнергии:

Суммарные издержки рассчитываются по формуле:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (8.10) |

Определяем прибыль как

Налог на прибыль принимаем 20% на 2020 г.:

Рентабельности сети вычисляем по формуле

|  |  |
| --- | --- |
|  | (8.11) |

Т.е. рентабельность второго варианта выше, чем у первого.

Определим срок окупаемости по формуле:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (8.12) |

Так как в качестве критерия сравнения был взят срок окупаемости, то определив и проанализировав технико-экономические характеристики двух вариантов районных электрических сетей, приходим к выводу, что дальнейших расчетов можно выбрать вариант №1.

**9. Расчет режимов сети**

**9.1. Максимальный режим**

**9.1.1. Определение расчетной нагрузки ПС и расчет потерь в трансформаторах**

Перед тем, чтобы рассчитать режимы РЭС, необходимо определить расчётные нагрузки узлов (ПС) . Напряжение в сети принимается равным номинальному. Формула для расчёта нагрузки ПС:

=+∆ – j(+)

Где нагрузка i–й ПС ,учитывающая компенсацию реактивной мощности;

∆ потери полной мощности в трансформаторе, состоящие из потерь холостого хода и потерь короткого замыкания (нагрузочных) МВА;

и - генерируемые реактивные мощности линий, подходящих к узлу, Мвар.

Емкостные мощности линий и определяются по номинальным напряжениям:

=b

=b

где b – емкостная проводимость линий.

Для одноцепных линий емкостная проводимость рассчитывается:

где – удельная емкостная проводимость линии (выбирается по [4, табл. 7.5], исходя из марки провода), См/км; Lл – длина линии, км.

Для параллельных линий:

Рассчитаем потери мощности холостого хода и короткого замыкания в каждом трансформаторе, применяя следующие формулы:

∆+

∆

где – реальная загрузка одного трансформатора i–й ПС;

,– справочные данные [4 и ГОСТ].

Потери полной мощности в трансформаторе определяются по формуле:

Для ПС № 14 (2×ТРДН-40000/110):

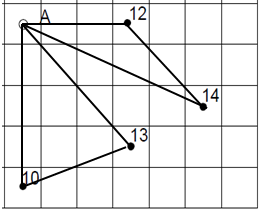
Для ПС №12 (2×ТРДН-40000/110):

Для ПС №13 (2×ТРДН-25000/110):

Для ПС №10 (2×ТРДН-40000/110):

Найдем расчетные нагрузки по каждому трансформатору соответствующих ПС:

**9.2. Расчет перетоков мощностей с учетом потерь в линии**



Для линии А-12:

МВА

Для линии А-14:

МВА

Для линии 12-14:

МВА

Для линии А-13:

МВА

Для линии А-10:

МВА

Для линии 13-10:

МВА

**9.2.1. Определение значения напряжения в узловых точках**

**(в точках на стороне ВН) в максимальном режиме**

Расчет проводим от начала к концам.

Для ПС № 14:

Для ПС № 12:

Для ПС № 13:

Для ПС № 10:

**9.2.2. Регулирование напряжения в электрической сети**

**в максимальном режиме**.

Напряжение на шинах НН, приведенное к стороне ВН для каждого из трансформаторов с расщепленными обмотками типа ТРДН для подстанций 6,8,10 и 12 *U′н*, определяется по формуле:

где , – активная и реактивная мощности, поступающие в трансформатор (после потерь холостого хода) на стороне ВН; , – активное и реактивное сопротивления обмотки ВН; , – активное и реактивное сопротивления обмотки НН1 или НН2 трансформаторов, определенные расчетным путем:

где:

Используя формулы, найдем соответствующие показатели для всех подстанций.

Для ПС № 13 (2×ТРДН-25000/110):

Ом

=113,851 кВ

Для ПС № 14,12,10 (2×ТРДН-40000/110):

Ом

=113,066 кВ

=112,57 кВ

=111,218 кВ

Ответвление регулируемой части обмотки, обеспечивающее желаемое напряжение на шинах низшего напряжения , найдем по следующему выражению:

где , %

Для ПС №14 :

Для ПС №12:

Для ПС №13:

Для ПС №10:

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № ПС | U′н, кВ |  | Uн, кВ | *, %* |
| 14 |  | 2 | 10,529 | 5,29 |
| 12 |  | -1 | 10,51 | 5,1 |
| 13 |  | -1 | 10,583 | 5,83 |
| 10 |  | -2 | 10,657 | 6,57 |

Рабочие ответвления понижающих трансформаторов обеспечивают поддержание требуемых отклонений напряжения на шинах 10 кВ подстанций во всех рассмотренных режимах работы.

**9.3. Послеаварийный режим**

Рассмотрим обрыв одной из цепей двухцепных линий А-4(рис. 9.3).

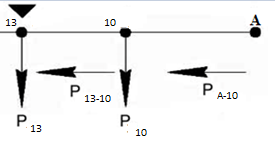


Рис. 9.3

Найдем расчетную мощность подстанций № 13:

Мощность в начале линии 13-10:

Найдем потоки мощности в начале и в конце линии A-13

МВА

Найдем потоки мощности A-10

МВА

**9.3.1. Определение значения напряжения в узловых точках**

**в послеаварийном режиме**

Расчет проводим от начала (от известного заданного значения напряжения в т. А) к концам.

Для ПС № 14:

Для ПС № 12:

Для ПС № 13

Для ПС № 10:

**9.3.2. Регулирование напряжения в электрической сети**

**в послеаварийном режиме**

Найдем значения напряжений в электрической сети в послеаварийном режиме:

=112.766 кВ

=114.097 кВ

115.204 кВ

114,125 кВ

Ответвление регулируемой части обмотки, обеспечивающее нужное напряжение на шинах низшего напряжения , найдем по следующему выражению.

Для ПС №14 :

Для ПС №12:

Для ПС №13:

Для ПС №10:

Результаты расчета запишем в таблицу 9.3.

Таблица 9.3

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № ПС | U′Н , кВ |  |  | UН , кВ |  |
| 14 |  | -9,1 | -9 | 10,39 | 3,91 |
| 12 |  | -6,27 | -6 | 10,44 | 4,41 |
| 13 |  | -8,39 | -8 | 10,41 | 4,14 |
| 10 |  | -6,544 | -7 | 10,59 | 5,97 |

Рабочие ответвления понижающих трансформаторов обеспечивают поддержание требуемых отклонений напряжения на шинах 10 кВ подстанций во всех рассмотренных режимах работы.

