Аннотация

Спроектирована линия электропередачи сверхвысокого напряжения.

Выбрана мощность блочных трансформаторов и автотрансформаторов.

Определены обобщенные постоянные линии, автотрансформаторов и всей передачи.

Построена расчетная схема сети и затем произведен расчет установившихся режимов в программе “Энергия”.

Выбраны схемы распределительных устройств на станции, подстанции и приемной системе.

Проведен технико-экономический расчет.

Содержание

Введение ………………………………………………………………………6

1 Исходные данные …………………………………………………………..8

2 Анализ исходных данных ……………………………………………… 10

3 Выбор номинального напряжения и числа цепей на участках электропередачи ……………………………………………………………………..12

4 Выбор основного оборудования электропередачи и конструкции линии электропередачи сверхвысокого напряжения ……………………….….14

4.1 Выбор трансформаторов и генераторов на электрической станции и подстанции …………………………………………………………........14

4.2 Выбор конструкции линии электропередачи и фазных проводов на участках линии электропередачи сверхвысокого напряжения ………17

5 Построение расчетной схемы электропередачи и определение параметров ее элементов …………………………………………………………..23

5.1 Расчетная схема и электрические параметры ЛЭП СВН ………........23

5.2 Расчетные схемы и электрические параметры трансформаторов, компенсирующих устройств, нагрузок и генераторов электрических станций ……………………………………………………………………….25

6 Расчет установившихся режимов ………………………………………...28

7 Разработка схем распределительных устройств………………………....31

7.1 Выбор схем распределительных устройств на электростанции……...31

7.2 Выбор схем распредустройств на подстанции ……………………..…32

7.3 Выбор схем распредустройств на приемной системе дальней электропередачи………………………………………………………………..…32

8Технико-экономический расчет…………………………………………..33

Заключение………………………………………………………...………...38

Список литературы….……. ..……………………………………………….39

Приложение А……………………………………………………………….40

Введение

Линии электропередачи с номинальным напряжением 330 – 1150 кВ называют линиями сверхвысокого напряжения (СВН), или межсистемными связями. Для таких линий характерны большая протяжённость (более 500 км) и значительная передаваемая мощность (более 500 МВ⋅А на одну цепь). Изоляция линий СВН определяется в основном кратностью внутренних перенапряжений с принудительным ограничением их специальной защитой до 2,5Uном и ниже. В линиях электропередачи СВН применяется расщепление проводов.

Целесообразность передачи электрической энергии по линиям электропередачи СВН от мощной электростанции определяется сравнением двух возможных вариантов:

- сооружение линий электропередачи СВН и передача электроэнергии от станции, сооружённой далеко от потребителя, но рядом с источником дешёвой энергии;

- перевозка топлива и строительство электрической станции в промышленной зоне, т.е. рядом с потребителем.

При сравнении обоих вариантов надо учитывать не только приведённые затраты, но и вопросы экологии.

Линия электропередачи СВН имеет ряд особенностей, отличающих её от других элементов электроэнергетической системы. Это в первую очередь учёт распределённости параметров и волновых свойств линии, необходимость применения специальных устройств и мероприятий для управления режимом линии и увеличения передаваемой по ней мощности.

Электропередачи СВН современных энергосистем характеризуются многоступенчатостью, т.е. большим числом трансформации на пути от источников электроэнергии к её потребителям. Топологическая структура отдельных звеньев этой многоступенчатой передачи достаточно сложна, она насчитывает десятки, а подчас и сотни узлов, ветвей и замкнутых контуров. На ряду со сложностью конфигурации характерной особенностью электропередачи является её многорежимность. Под этим понимается не только разнообразие загрузки элементов передачи в суточном и годовом разрезе при нормальном функционировании энергосистемы, вызываемое естественным изменением во времени нагрузки потребителей, но и обилие режимов, возникающих при выводе различных элементов в плановый ремонт и при их аварийных отключениях.

В связи с этим электропередача СВН должна проектироваться и эксплуатироваться таким образом, чтобы была обеспечена её работоспособность во всех возможных режимах – нормальных, ремонтных и послеаварийных. Это требование, в свою очередь, означает, что в перечисленных установившихся режимах параметры ветвей сети не должны превышать допустимых по тем или иным условиям значений.

Наличие технических ограничений параметров режима электропередачи СВН вызывает необходимость их контроля в процессе эксплуатации и выбора адекватных средств регулирования режима на этапе проектирования.

Наряду с обеспечением работоспособности, надежности функционирования и качества поставляемой потребителям электроэнергии электропередача СВН должна удовлетворять критериям экономической эффективности. При проектировании таким критерием на сегодняшний день выступает минимум приведенных затрат, а при эксплуатации минимум расхода энергоресурсов на выработку электроэнергии. Это означает, что при разработке вариантов развития передачи на перспективу выбор параметров элементов новой передачи необходимо осуществлять в соответствии с указанным критерием и с учетом технических ограничений.

1 Исходные данные

Задание включает в себя схему (рисунок 1.1) и данные из таблиц 1.1 – 1.8 [1] согласно выданному варианту (110).

~

~

«А»

«В»

UА

UВ

Р1, Q1, U1

РА-В

Рисунок 1.1 – Упрощенная схема электропередачи

Полученное содержание задания:

- шкала напряжений: 110-220 – 500 кВ ([1], таблица 1.1), где 500 кВ – напряжение дальней электропередачи, а 220 кВ – среднее напряжение на ПС1.

- мощность передаётся от ТЭС, расположенной в системе “А” в систему “В”. Тип электропередачи – магистральная ([1], таблица 1.2).

- напряжения на шинах 500 кВ, согласно таблице 1.3 [1], необходимо поддерживать на следующих уровнях:

ТЭС: 1,05UН = 1,05∙500 = 525 кВ;

система “В”: (1,00 – 1,05)UН =500– 525 кВ;

ПС1: (0,95 – 1,05)UН = 475 – 525 кВ.

- длины участков l1 и l2 составляют соответственно 500 и 200 км ([1] таблица 1.4).

- на ТЭС установлено 6 блоков мощностью по 500 МВт ([1], таблица 1.6).

- электрические нагрузки ПС1 ([1], таблица 1.6):

a) на напряжении 500 кВ максимальная нагрузка 1200 МВт при tgφ1= =-0,3 и минимальная – 700 МВт при tgφ1= -0,3 и при времени использования максимальной нагрузки TМ = 6000 ч;

б) на напряжении 220 кВ максимальная нагрузка 600 МВт при tgφ1 *=* 0,3 и минимальная – 300 МВт при tgφ1 *=* 0,3 и при времени использования максимальной нагрузки TМ = 4300 ч;

в) на напряжении 10 кВ максимальная нагрузка 50 МВт при tgφ1 *=* 0,45 и минимальная – 35 МВт при tgφ1 *=* 0,45 и при времени использования максимальной нагрузки TМ = 4700 ч.

Примечания:

- со всех систем сборных шин ПС получают питание потребители всех трёх категорий по надежности электроснабжения;

- Тmax ЭС выдачи мощности системой типа ТЭС принять равным 6500 ч.

2 Анализ исходных данных

Для выполнения курсового проекта предлагается один из вариантов схемы электропередачи, представленной на рисунке 1.1. Каждый из вариантов представляет собой часть объединённой электроэнергетической системы (ОЭС) и включает в себя линию электропередачи сверхвысокого напряжения (ЛЭП СВН). Эта электропередача может служить как для выдачи мощности крупной электрической станции, так и для связи энергосистем. В задании на курсовое проектирование предусмотрено наличие потребительской подстанции, получающей питание от дальней электропередачи.

Режим работы электропередачи определяется либо режимом работы электрической станции, либо режимом передачи мощности из одной энергосистемы в другую, и режимом работы потребительской подстанции. В соответствии с этим в задании на курсовое проектирование указаны:

- мощность потребительской подстанции в режимах максимальных и минимальных нагрузок;

- число и мощность генераторов электрической станции;

- величина и направление потока мощности, передаваемой из одной энергосистемы в другую.

Для проектирования линии электропередачи необходимо определить значения максимального и минимального потоков мощности по ней. На первом этапе проектирования определяются только потоки активной мощности без учёта потерь активной мощности на основании баланса активной мощности в электропередаче.

Величина потоков мощности по ЛЭП СВН определяется мощностью, генерируемой электрической станцией и мощностью, потребляемой на подстанции. При этом, по ЛЭП СВН на обоих участках (от станции в системе “А” до подстанции - участок 1, и от подстанции до системы “В” – участок 2) передаётся максимальная мощность (по участкам соответственно РМ1 – на участке 1 и РМ2 – на участке 2), а минимальная мощность (РМИН) – при условии генерации на станции минимальной мощности при потреблении максимальной мощности на подстанции.

В электропередаче должен выполняться и баланс энергии. На основании баланса энергии может быть определена величина времени использования максимальной нагрузки ТМ на разных участках электропередачи, необходимая при выборе конструкции фазных проводов ЛЭП.

В варианте с электрической станцией в системе “А” величина ТМ на разных участках ЛЭП СВН определяется значениями ТМ электрической станции ТМ ЭС, значением ТМН электрических нагрузок подстанции.

Значение ТМН определяется по формуле:

(2.1)

ТМН = ∑( РМi ТМi)/ ∑( РМi),

где РМi – максимальная нагрузка подстанции на одном из напряжений, МВт;

ТМi – время использования максимальной нагрузки подстанции, ч;

ТМН = (1200 ∙ 6500+600 ∙ 4300+50∙4700)/ (1200+600+50) = 5413,5 ч.

На участке ЛЭП СВН от станции в системе “А” до подстанции время использования максимального потока мощности ТМ1 полностью определяется значением ТМ ЭС (ТМ1 = ТМ ЭС). На участке ЛЭП СВН от подстанции до системы “В” время использования максимального потока мощности ТМ2 определяется значениями ТМ ЭС и ТМН, максимальной мощностью, генерируемой на станции РМ ЭС, максимальной мощностью нагрузки подстанции ∑( РМi) и определяется по формуле:

(2.2)

ТМ2 = (РМ ЭС ∙ ТМ ЭС - ∑( РМi) ∙ ТМН)/ ( РМ ЭС - ∑( РМИНi)),

где ∑( РМИНi) – суммарная минимальная нагрузка подстанции, МВт.

ТМ2 = (3000 ∙ 6500 – 1850 ∙ 5413,5)/ (3000 – (700+300+35)) = 4826,98 ч.

3 Выбор номинального напряжения и числа цепей на участках ЛЭП

Выбор номинального сверхвысокого напряжения электропередачи производится в соответствии со шкалой номинальных напряжений, принятой в ОЭС, в которой проектируется электропередача ([1], таблица 1.1).

При определении числа цепей ЛЭП СВН используются полученные данные о максимальных перетоках мощности РМАКС по участкам ЛЭП СВН РМ1 и РМ2. Число цепей ЛЭП СВН предварительно может быть выбрано по значениям натуральной мощности РН линии выбранного класса напряжения ([1], таблица 3.1).

Ориентировочное значение числа цепей ЛЭП СВН на участках электропередачи определяется по выражению:

(3.1)

NЦ = РМАКС/ РН,

РН500 = 900 МВт;





Принимаем значение , 

Определяем экономически целесообразные напряжения ЛЭП  на участках 1 и 2 по формуле:

,

(3.2)

где L – длина участка линии, км;

P – максимальная мощность, передаваемая по одной цепи, МВт;





Так как на обоих участках , то оставляем полученные значения числа цепей.

Выбор конструкции фазного провода производится для участка, на котором получено большее значение , то есть для участка 1.

4 Выбор основного оборудования электропередачи и конструкции линии электропередачи сверхвысокого напряжения

4.1 Выбор трансформаторов и генераторов на электрической станции и подстанции

4.1.1 Выбор генераторов

Принимаем на станции 6 генераторов марки ТВВ – 500-2. Их характеристики представлены в таблице 4.1 ([3] таблица 1.3).

Таблица 4.1 – Характеристики генератора

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип | P, МВт | Q, МВАр | xd’’, о.е. | КПД,% | U, кВ | cos |
| ТВВ-500-2 | 500 | 309,87 | 0,242 | 98,75 | 20 | 0,85 |

4.1.2 Выбор блочных трансформаторов.

Условия выбора блочного трансформатора:

;

(4.1)

;

,

где - номинальное напряжение генератора, кВ;

- номинальная мощность генератора, МВт;

- активная и реактивная мощности собственных нужд, МВт;

Мощность на собственные нужды определяется по формулам:

,

(4.2)

,

(4.3)

n% = 4,4 % ([2], таблица 1.6).

Выбор блочных трансформаторов для генератора типа ТВВ-500-2







Принимаем, согласно таблице 2.12 [2], трансформатор ТЦ–630000/500.

;





Параметры выбранного трансформатора приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Параметры трансформатора

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип | Sном | Uном, кВ | | Потери, кВт | | uk, | Ix, |
| МВА | ВН | НН | Px | Pк | % | % |
| ТЦ–630000/500 | 630 | 525 | 20 | 500 | 1300 | 14 | 0,35 |

4.1.3 Выбор автотрансформаторов связи на ПС

Условия выбора автотрансформатора:

;

;

(4.4)

;

.

Необходимо также учитывать, что автотрансформатор можно перегрузить лишь на 40%, то есть должно соблюдаться:

.

(4.5)

Определяем максимальную мощность, подходящую к ПС:





Принимаем, согласно таблице 1.39 [2], две группы из трех однофазных автотрансформаторов 3хАОДЦТН – 167000/500/220.

Проверка выбранного автотрансформатора по условиям выбора:







Проверка по условию перегрузки (условие 4.5):

.

Условие выполняется.

Принятый автотрансформатор проходит по всем показателям, его параметры приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Параметры автотрансформатора

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип | Sном | Uном, кВ | | | Потери, кВт | | Uкз,% | | |
| МВА | ВН | СН | НН | Px | Pк | ВН-СН | ВН-НН | СН-НН |
| АОДЦТН-167000/500/220 | 167 | 500/√3 | 220/√3 | 10,5 | 125 | 325 | 11 | 35 | 21,5 |

4.2 Выбор конструкции линии электропередачи и фазных проводов на участках линии электропередачи сверхвысокого напряжения

Выбор конструкции фазных проводов ЛЭП СВН связан с выбором конструкции линии в целом. В проекте следует выбрать традиционную конструкцию ЛЭП СВН с горизонтальным расположением фазных проводов. Все расчеты параметров линии должны проводиться для промежуточных опор. Конструктивные параметры ЛЭП на опорах наиболее распространённых типов приведены в таблицах 4.1 и 4.2 [1].

По таблице 4.1 [1] определяем конструктивные параметры ВЛ СВН:

- выбираем опоры портального типа;

- высота до траверсы: 27 м;

- расстояние между фазами: 12 м;

- стрела провеса: 14,7 м.

По таблице 4.2 [1] определяем конструктивные параметры фазных проводов ВЛ СВН:

- rР = 0,23 м;

- тип изолятора: ПС 160 – Б;

- число изоляторов: 24.

Основными конструктивными параметрами расщепленного провода являются радиус расщепления rР, радиус составляющих расщепленного провода r0, и число составляющих n.Оптимальные геометрические параметры расщепленной фазы ВЛ СВН должны соответствовать:

- оптимальной степени ограничения коронного разряда, определяемой отношением фазного напряжения к начальному напряжению коронного разряда на проводе (UФ/UК);

- оптимальной плотности тока jэк.

Согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) [4] оптимальная степень ограничения коронного разряда принимается равной 0,9.

Оптимальная плотность тока jэк может быть определена в соответствии с данными таблицы 4.3 [1], jэк = 0,7 А/мм2 (для ОЭС Европейской части, при ТМ = 6500 ч.).

Оптимальное число и радиус составляющих определяется итерационным путем по следующим формулам:

;

(4.9)

.

(4.10)

На первом шаге итерационного расчета следует принять r0 = 10 мм для линий любого класса напряжения, а n – 4 для класса напряжения 750 кВ.

Входящие в формулы (4.4) и (4.5) параметры определяются в соответствии с выражениями приведенными ниже.

Удельная емкость линии  при расположении фазных проводов в горизонтальной плоскости при расстоянии между проводами соседних фаз D определяется по выражению:

,

(4.11)

в которой эквивалентный радиус расщепленного провода rэ определяется по формуле:

,

(4.12)

эквивалентная высота подвеса провода НЭ – по выражению:

.

(4.13)

где f – стрела провеса (находится по данным таблицы 4.1 [1]), м;

Нmin – минимальное расстояние от провода до земли в середине пролета, м.

При проектировании ЛЭП традиционной конструкции значение Нmin определяется по формуле:

(4.14)



где Нт – высота траверсы над землей, согласно таблице 4.1 [1], м;

lг - длина гирлянды изоляторов, м;

(4.15)

.

где Nи – число изоляторов в подвесной гирлянде [1, таблица 4.2];

lстр – строительная высота изолятора [1, таблица 4.4], м;

При расчетах конструктивных параметров фазных проводов в выражениях (4.9) и (4.10) используется значение коэффициента заполнения поперечного сечения провода активным материалом (алюминием) kЗ. Для сталеалюминиевых проводов, широко применяемых на линиях электропередачи, kЗ = 0,61 – 0,67. Данные о значениях kЗ некоторых марок приведены в таблице 4.5 [1]. При расчетах можно принять kЗ = 0,67.

Начальная напряженность короны ЕК, входящая в выражения (4.9) и (4.10), может быть определена по формуле:

 [кВ/см],

(4.16)

где δ – относительная плотность воздуха (принята равной 1);

mн – коэффициент негладкости поверхности провода (0,82 – 0,84);

r0 – радиус составляющих расщепленного провода, см;

Натуральная мощность линии РН может быть вычислена по формуле:

,

(4.17)

где Vв – скорость распространения электромагнитной волны вдоль линии или фазовая скорость, м/с;

Значение коэффициента мощности рекомендуется принять равным 0,85.

Рассчитаем вышеперечисленные параметры, проделав несколько итераций.

 м;

 м;

 м.

Первый шаг итерационного процесса:

 м;

;

 В/м;

 Вт;

  см;





– Итерационный процесс не сходится.

Второй шаг итерационного процесса:

 м;

;

 В/м;

 Вт;

  см;





– Итерационный процесс сходится.

Выбираем провод 2хАС 600/72; rр = 0,23 м; r0 = 16,6 мм; kЗ = 0,67. При D = 12 м и НЭ = 12,66 м линия характеризуется:

;

 В/м;

 Вт.

5 Построение расчетной схемы электропередачи и определение

параметров ее элементов

5.1 Расчетная схема и электрические параметры ЛЭП СВН

Отличительной особенностью расчета режимов электропередач, содержащих ЛЭП СВН значительной протяженности (более 300 км), является необходимость учета распределенности параметров этих линий по длине. Для этого линия разбивается на участки длиной порядка 50 – 100 км, составляется расчетная схема каждого участка (рисунок 5.1), параметры которой определяются по формулам:

; (5.1)

; (5.2)

, (5.3)

где l – длина участка ЛЭП СВН, Nц – число параллельных цепей линии, R0, X0, b0 – соответственно удельные активное и индуктивное сопротивления и емкостная проводимость линии.



Рисунок 5.1 – Расчетная схема участка ЛЭП СВН

Активная проводимость линии, определяемая в основном потерями на корону, при расчетах режимов не учитывается.

Удельные характеристики линии определяются по формулам:

 (5.4)

 (5.5)

 (5.6)

 (5.7)

Рассмотрим параметры участков по 100 км.

 Ом;

 Ом;

См.

5.2 Расчетные схемы и электрические параметры трансформаторов, компенсирующих устройств, нагрузок и генераторов электрических станций

Важнейшими элементами электропередачи СВН являются трансформаторы и автотрансформаторы: повышающие трансформаторы электрических станций, автотрансформаторы связи распределительных устройств различных классов напряжения электрических станций и автотрансформаторы (трансформаторы) потребительских подстанций.

Двухобмоточные трансформаторы представляются в расчетных схемах дальних электропередач ветвью, схема которой приведена на рисунке 5.2, где RТ и XТ – соответственно активное и индуктивное сопротивления трансформатора, а КТ – коэффициент трансформации, определяемый по номинальным напряжениям обмоток. Параметры приведены в таблице 5.1.



Рисунок 5.2 – Расчетная схема двухобмоточного трансформатора

Таблица 5.1 – Данные блочных трансформаторов

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип трансформатора | R | X | Uв | Uн |
| Ом | Ом | кВ | кВ |
| ТЦ–630000/500 | 0,9 | 61,3 | 500 | 20 |

Трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы представляются в расчетных схемах дальних электропередач представляются схемой, приведенной на рисунке 5.3, RТВ, RТС, RТН и XТВ, XТС, XТН – соответственно активные и индуктивные сопротивления обмоток высшего, среднего и низшего напряжений трансформатора (автотрансформатора), а КТВС, КТВН – соответственно коэффициенты трансформации обмоток высшего-среднего и высшего-низшего напряжений, определяемые по номинальным напряжениям соответствующих обмоток. Параметры приведены в таблице 5.1.



Рисунок 5.3 – Расчетная схема трёхобмоточного трансформатора

Таблица 5.2 – Данные автотрансформатора

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип трансформатора | Rв | Rс | Rн | Xв | Xс | Xн | Uв | Uс | Uн |
| Ом | Ом | Ом | Ом | Ом | Ом | кВ | кВ | кВ |
| АОДЦТН-167000/500/220 | 0,29 | 0,19 | 1,45 | 61,1 | 0 | 113,5 | 500/√3 | 220/  √3 | 10,5 |

Для обеспечения возможности передачи мощности по ЛЭП СВН в различ­ных режимах устанавливаются шунтирующие реакторы. Эти реакторы имеют однофазное исполнение. При расчетах установившихся режимов шун­тирующие реакторы учитываем в расчетных схемах поперечными ветвями, включенными между узлами, к которым подключены реакторы и узлом с ну­левым потенциалом – «землей».

Расчет сопротивления реактора производим по реактивной мощности. Потерями активной мощности пренебрегаем.

Индуктивное сопротивление реакторов определяются по формуле

 Ом. (5.8)

Проанализировав параметры и схемы отдельных элементов электропе­редачи, составим общую расчетную схему, в которой фигурируют все входя­щие в электропередачу элементы.

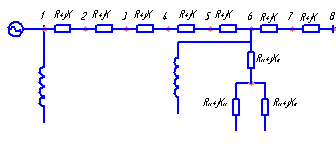


Рисунок 5.4- Расчетная схема электропередачи

6 Расчет установившихся режимов

При исследовании условий передачи мощности по дальней электропередаче необходимо провести расчеты основных режимов, которые могут возникнуть в процессе ее эксплуатации.

Для электропередачи, предназначенной для выдачи мощности ГЭС, следует рассмотреть следующие режимы:

1. Максимальная генерация мощности на ТЭС при максимальном потреблении мощности на подстанции;
2. Максимальная генерация мощности на ТЭС при минимальном потреблении мощности на подстанции;
3. Работа ТЭС с отключением одного блока и отключение одной цепи ЛЭП при максимальном потреблении мощности на подстанции;
4. Работа ТЭС с отключением одного блока и отключение одной цепи ЛЭП при минимальном потреблении мощности на подстанции;
5. Отключение одной цепи ЛЭП при максимальном потреблении мощности на подстанции;
6. Отключение одной цепи ЛЭП при минимальном потреблении мощности на подстанции.

Произведем расчет напряжений на участках ЛЭП СВН без учета шунтирующих реакторов. Результаты расчета сведены в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Напряжения в узлах в установившихся режимах без учета реакторов

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Режим | Напряжение, кВ | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1 | 525 | 532 | 538 | 541 | 542 | 541 | 535 | 525 |
| 2 | 525 | 532 | 536 | 539 | 540 | 538 | 531 | 525 |
| 3 | 525 | 529 | 533 | 535 | 536 | 536 | 533 | 525 |
| 4 | 525 | 529 | 532 | 534 | 535 | 535 | 531 | 525 |
| 5 | 525 | 521 | 519 | 519 | 519 | 522 | 525 | 525 |
| 6 | 525 | 520 | 517 | 516 | 516 | 517 | 521 | 525 |

По заданию проекта на шинах СВН подстанции ПС 1 и приемной системы необходимо поддерживать напряжение в пределах475–525 кВ и 500–525 кВ соответственно. Подстанции ПС 1 соответствует узел № 6, а приемной системе – № 8. Из таблицы 6.1 видно, что напряжение на шинах ПС1 и приемной системы превышает установленный предел. Отсюда вытекает необходимость на шинах СВН подстанции ПС1 и приемной системы установить шунтирующие реакторы для компенсации зарядной мощности линии с целью снижения напряжения.

Принимаем к установке на шинах СВН подстанции ПС1 и приемной системы группы однофазных реакторов РОДЦ-60000 (таблица 6.2) .

Произведем расчет напряжений на участках ЛЭП СВН с учетом реакторов. Результаты расчета сведены в таблицу 6.3. Место установки и количество реакторов сведено в таблицу 6.4.

Т а блица 6.2 – Параметры шунтирующих реакторов

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип  реактора | Номинальное напряжение, кВ | Номинальный ток, А | Номинальная мощность, МВА | Потери активной мощности, кВт |
| РОДЦ | 525/√3 | 200 | 3\*60 | 3\*200 |

Таблица 6.3 – Напряжение в узлах в установившихся режимах после регулирования

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Режим | Напряжение,кВ | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1 | 525 | 528 | 528 | 527 | 525 | 520 | 524 | 525 |
| 2 | 525 | 528 | 530 | 530 | 527 | 523 | 524 | 525 |
| 3 | 525 | 526 | 526 | 525 | 523 | 520 | 525 | 525 |
| 4 | 525 | 525 | 525 | 524 | 522 | 518 | 524 | 525 |
| 5 | 525 | 515 | 508 | 502 | 498 | 497 | 513 | 525 |
| 6 | 525 | 514 | 505 | 498 | 494 | 492 | 508 | 525 |

Таблица 6.4 – Место установки и количество реакторов

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Режим | Шины СВН ПС1 | Система |
| 1 | 3 | 0 |
| 2 | 2 | 0 |
| 3 | 2 | 0 |
| 4 | 2 | 0 |
| 5 | 3 | 0 |
| 6 | 3 | 0 |

7 Разработка схем распределительных устройств

7.1 Выбор схем распределительных устройств на электростанции

Схемы распределительных устройств (РУ) на подстанции выбираются согласно [6].

Основные требования, предъявляемые к схемам:

- схемы РУ на подстанции должны обеспечить требуемую надёжность электроснабжения потребителей подстанции в соответствии с категориями электроприемников и транзитных перетоков мощности по межсистемным и магистральным связям в нормальном и послеаварийном режимах;

- учитывать перспективу развития подстанции;

- учитывать требования противоаварийной автоматики;

- обеспечить возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы без отключения

смежных присоединений;

- обеспечить наглядность, экономичность и автоматичность.

При числе присоединений 10 принимаем на РУ-500 кВ схему “трансформатор шины с полуторным присоединением линий”, которая отличается наибольшей экономичностью и надежностью.

В нормальном режиме все выключатели нормально включены.

7.2 Выбор схем распределительных устройств на подстанции

При числе присоединении 8 на РУ-500 кВ применяется схема “трансформатор шины с полуторным присоединением линий”.

При числе присоединений 4 на РУ-220 кВ применяется схема четырехугольника. В нормальном режиме все выключатели нормально включены.

На распределительном устройстве 10 кВ применяется, при двух трансформаторах, присоединенных каждый к одной секции, схема одна одиночная секционированная выключателем система шин.

В данной схеме секционный выключатель нормально отключен для ограничения токов короткого замыкания на шинах 10 кВ. Как правило, на отходящих линиях устанавливаются комплектные распределительные устройства. На секционном выключателе должен предусматриваться автоматический ввод резерва.

7.3 Выбор схем распределительных устройств на приемной системе

дальней электропередачи

При числе присоединений 4 на РУ-500 кВ применяется схема четырехугольник. В нормальном режиме все выключатели нормально включены.

8Технико-экономический расчет

Подсчет приве­денных затрат производится по следующей формуле

****,тыс. руб./ год, (8.1)

где - нормативный коэффициент эффективности (),

- суммарные капитальные вложения определяются по формуле:

, (8.2)

где - капитальные вложения в линии, тыс. руб.,

- капитальные вложения в подстанции, тыс. руб.,

- капитальные вложения в станции, тыс. руб.,

Капитальные вложения в линии для сечения 2хАС-600/72 при но­ми­нальном напряжении линии 500 кВ на стальных одноцепных опорах для II района по гололеду.

KЛ=С∙(l1∙n1+l2∙n2)=2450\*(500\*4+200\*2)=5880000 тыс.руб, (8.3)

где С - стоимость 1 км линии, тыс. руб.,

 *-* длина линии, км,

n *-* число параллельных линий.

Расчетные стоимости оборудования станций и подстанций, входящих в электропередачу сведем в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 Стоимость оборудования

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Оборудование | Цена, тыс. руб | Кол-во, шт. | Всего, тыс. руб | |
|  | Генератор ТВВ-500-2 | 260000 | 6 | 1560000 | |
| Трансформатор  ТЦ–630000/500 | 58500 | 6 | 351000 | |
| Ячейка ОРУ 500 кВ | 7600 | 6 | 45600 | |
| Ячейка генераторного выключателя | 8000 | 6 | 48000 | |
| Всего по ТЭС: |  | | | | 2004600 | |
| Подстанция | Ячейка выключателя 500 кВ | 7600 | 12 | 91200 | |
| Ячейка выключателя 220 кВ | 4400 | 4 | 17600 | |
| Трансформатор АОДЦТН-3х167000/500/220 | 48500 | 2 | 97000 | |
| 3\*РОДЦ -60000 | 4800 | 4 | 19200 | |
| Всего по ПС: |  | | | | 225000 | |
| Система | Ячейка выключателя 500 кВ | 7600 | 4 | 30400 | |
| Всего по Системе: |  | | | 30400 | |
| ВСЕГО: | | | | 2260000 | |

Суммарные капитальные вложения в электропередачу



Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание линий и подстанций:

; (8.3)

; (8.4)

где ,  – соответственно коэффициенты отчислений на амортизацию и обслуживание для линий и подстанций , , .

;



Для определения издержек на покрытие потерь электроэнергии необходимо найти па­раметры схемы:

 (8.5)

; (8.6)

. (8.7)

Подставив числовые значения в формулы (8.5) – (8.7), определим:

;

;

.

Потери холостого хода трансформаторов на ТЭС и подстанции соответственно:

; (8.8)

, (8.9)

где  и  – потери холостого хода трансформатора и автотрансформатора соответственно, МВт;  и  – количество трансформаторов и автотрансформаторов соответственно.

Подставим числовые значения в формулы (8.8) и (8.9):

;

.

Потери мощности в максимальном режиме на участках линии 1 и 2, а также на электростанции и подстанции:

; (8.10)

; (8.11)

. (8.12)

Подставляя числовые значения в (8.10) – (8.12), определим:

;

;

;

.

Число часов максимальных потерь определяется по формуле:

, (8.13)

где  – время использования максимальной нагрузки.

Число часов максимальных потерь на участках линии 1 и 2, а также на электростанции и подстанции:

;

;

;

.

Издержки:



, (8.14)

где  – удельная стоимость потерь электроэнергии, . Подставив числовые значения в выражение (8.14), определим величину издержек:





Суммарные издержки:



Приве­денные затраты определим по формуле (8.1):



# Заключение

Спроектирована линия электропередачи сверхвысокого напряжения. Произведен выбор номинального напряжения и числа цепей электропередачи. Произведен выбор трансформаторов и генераторов на электростанции и подстанции. Выбрана конструкция линии электропередачи и фазных проводов. Произведен расчет на ЭВМ установившегося режима и выбор средств регулирования напряжения. Разработаны схемы распределительных устройств электростанции, подстанции и приемной системы дальней электропередачи. Определены технико-экономические показатели сооружения и работы проектируемой линии электропередачи.

Список литературы

1. Методические указания по выполнению курсового проекта по дальним электропередачам.

2. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С.Ананичева. Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 1995. 55 с.

3. ПУЭ / Минэнерго СССР. – 6-е изд. М.: Энергоатомиздат, 2002.

4. Схемы электрических соединений подстанций: Методические указания по дисциплине «Электрическая часть станций и подстанций»/C.Е.Кокин. Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2001. 44 с.

5. Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2009.

Приложение А

Рисунок А.1 – Режим максимальной генерации мощности на ТЭС при максимальном потреблении мощности на подстанции.

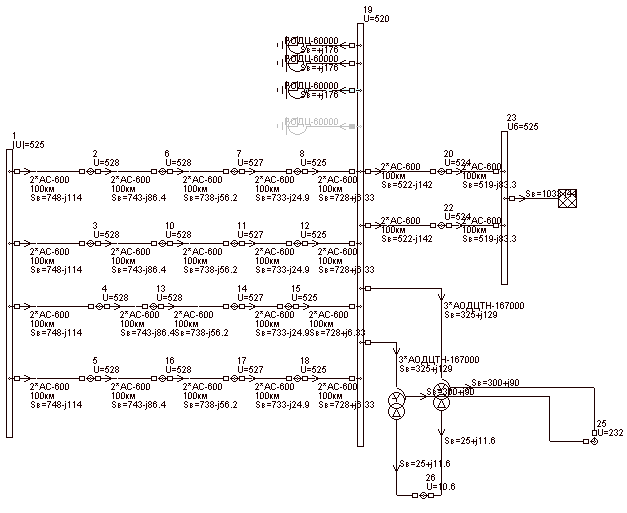
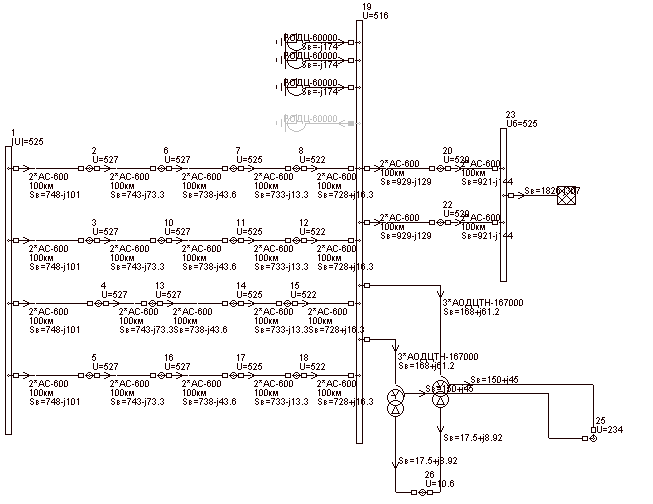


Рисунок А.2 – Режим максимальной генерации мощности на ТЭС при минимальном потреблении мощности на подстанции.



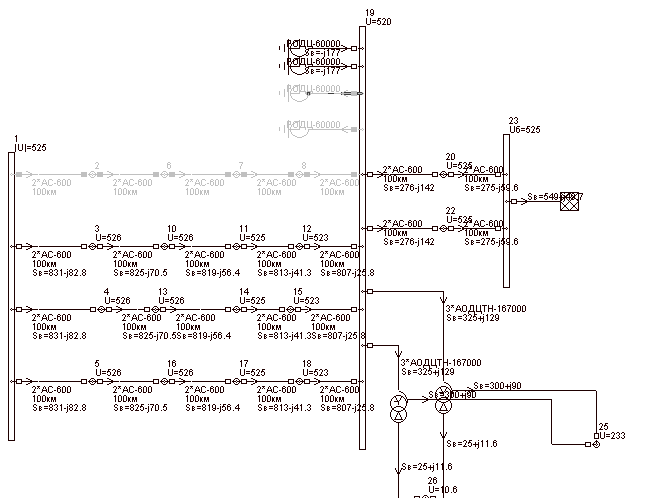


Рисунок А.3 – Режим работы ТЭС с отключением двух блоков и отключение одной цепи ЛЭП при максимальном потреблении мощности на подстанции.

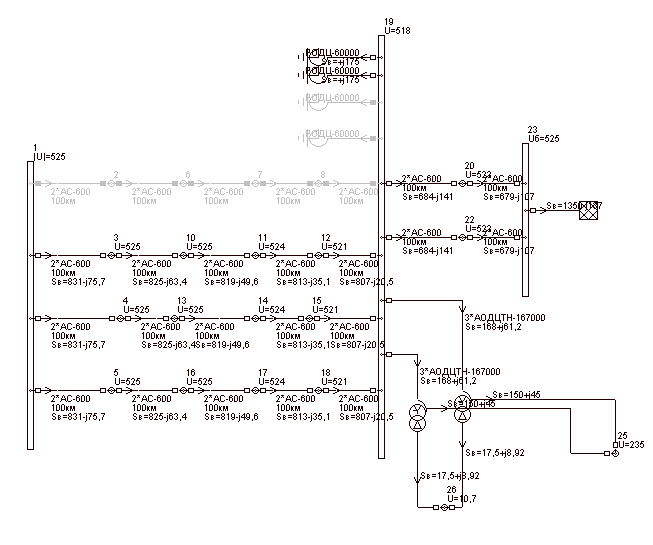


Рисунок А.4 – Режим работы ТЭС с отключением двух блоков и отключение одной цепи ЛЭП при минимальном потреблении мощности на подстанции.

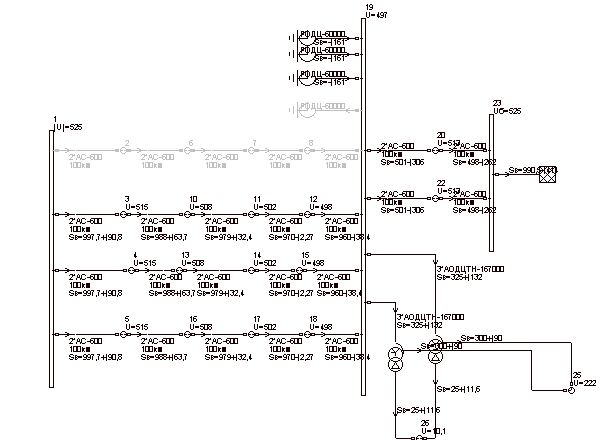


Рисунок А.5 – Режим отключение одной цепи ЛЭП при максимальном потреблении мощности на подстанции.

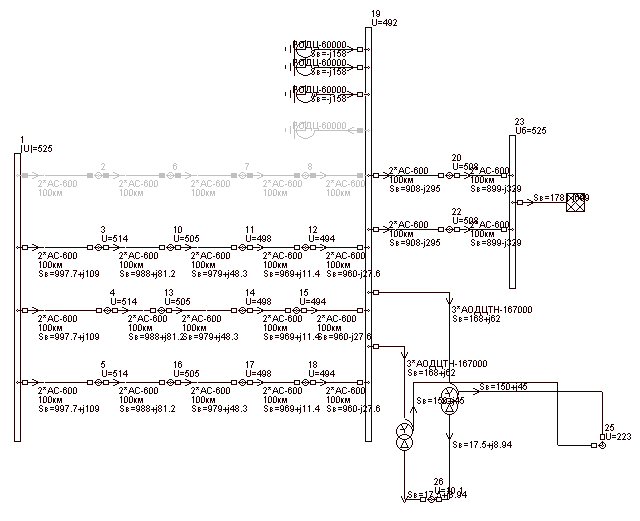


Рисунок А.6 – Режим отключение одной цепи ЛЭП при минимальном потреблении мощности на подстанции.