Министерство транспорта Российской Федерации

Департамент водного транспорта

Новосибирская Государственная Академия Водного Транспорта

Кафедра ЭСЭ

Электромеханический факультет

Расчётно-графическая работа

По дисциплине: “Автономные береговые электроэнергетические системы”

Выполнил: студент

группы ЭТУ - 41

Аладников А.Н.

Проверил: преподаватель

Малышева Е.П.

Новосибирск 2007 г.

Содержание

[1. Исходные данные](#_Toc249574736)

[2. Выбор вариантов схем соединения ЛЭП](#_Toc249574737)

[3. Выбор номинальных напряжений сооружаемых ЛЭП](#_Toc249574738)

[4. Определение сечений проводов сооружаемых ЛЭП](#_Toc249574739)

[5. Выбор трансформаторов на понижающих подстанциях](#_Toc249574740)

[5.1 Выбор трансформатора на понижающей подстанции ПС-1](#_Toc249574741)

[5.2 Выбор трансформатора на понижающей подстанции ПС-2](#_Toc249574742)

[5.3 Выбор трансформатора на понижающей подстанции ПС-3](#_Toc249574743)

[6. Принципиальная схема расчетного варианта развития энергосистемы](#_Toc249574744)

## 1. Исходные данные

Схема существующей электрической сети (Рис.1).

Мощности шин действующих подстанций (10 и 35кВ) режима максимальных нагрузок (Табл.1) на пятый год эксплуатации сооружаемой сети.

Геометрическое расположение существующих (Табл.2) и мест сооружения новых (Табл.3) подстанций в декартовой системе координат.

Максимальные мощности новых узлов нагрузки (новых подстанций) на пятый год их эксплуатации (Табл.3).

Время использования максимальной нагрузки Тmax (Табл.3), для общего годового графика энергосистемы с учетом мощностей новых нагрузок.

Ориентировочный состав видов нагрузок новых подстанций (Табл.4)

Зимние и летние суточные графики нагрузки характерных дней новых подстанций (Табл.5).

Напряжение пункта питания в режимах максимальных нагрузок поддерживается на уровне 242 кВ.

Номинальное напряжение на шинах низкого напряжения новых подстанций - 10кВ.

Место строительства - Западная Сибирь.

Материал опор для ВЛ всех напряжений - железобетон.

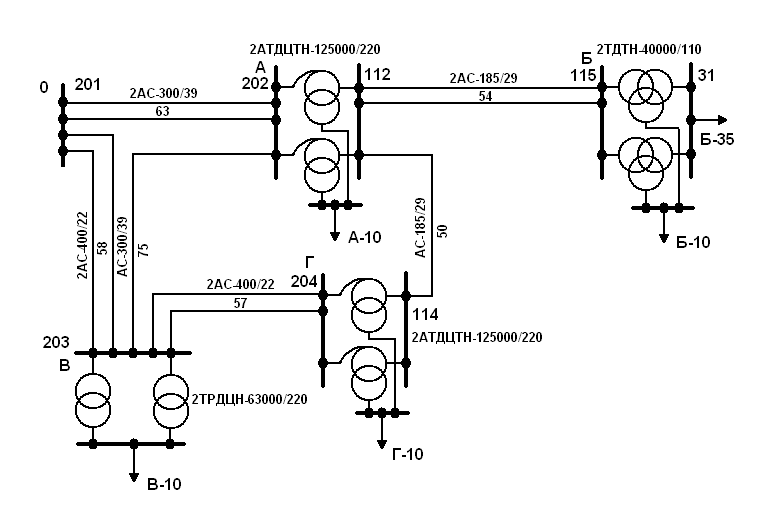


Рис.1. Схема существующей электрической сети 220/100 кВ

Таблица 1

Мощности режима максимальных нагрузок существующей сети

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Мощности нагрузок | А-10 | Б-35 | Б-10 | В-10 | Г-10 |
| Активная, МВт | 110 | 15 | 10 | 80 | 90 |
| Реактивная, МВАр | 70 | 10 | 5 | 50 | 60 |

Таблица 2

Координаты расположения существующих подстанций

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Подстанция | *х* | *у* |
| А | 63 | 0 |
| Б | 107 | -33 |
| В | 12 | -57 |
| Г | 66 | -50 |

Таблица 3

Координаты положения, мощности нагрузок новых подстанций и время использования максимальной нагрузки Тmax

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Подстанция | *x* | *y* | P | Q | Tmax |
| ПС-1 | 55 | 15 | 61 | 34 | 4500 |
| ПС-2 | 81 | 35 | 30 | 17 |
| ПС-3 | 107 | 46 | 14 | 8 |

Таблица 4

Состав нагрузки сооружаемых подстанций, %

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Под - станция | Состав нагрузки | | | | | |
| Осветительная нагрузка | Промышленная трёхсменная | Промышленная двухсменная | Промышленная односменная | Электрифициро-ванный транспорт | Сельско-хозяйственное производство |
| ПС-1 | 20 | 20 | 15 | 15 | 30 | - |
| ПС-2 | 20 | 20 | 40 | 10 | - | 10 |
| ПС-3 | 40 | 15 | - | - | - | 45 |

Таблица 5

Зимние и летние суточные графики характерных дней для новых подстанций, %

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Время | ПС-1 | | | | ПС-2 | | | | ПС-3 | | | |
| Зима | | Лето | | Зима | | Лето | | Зима | | Лето | |
| P | Q | P | Q | P | Q | P | Q | P | Q | P | Q |
| 0: 00 | 45 | 43 | 33 | 31 | 45 | 40 | 33 | 32 | 58 | 58 | 37 | 34 |
| 1: 00 | 42 | 41 | 24 | 23 | 34 | 32 | 26 | 25 | 50 | 52 | 33 | 32 |
| 2: 00 | 43 | 42 | 24 | 23 | 30 | 30 | 23 | 22 | 45 | 46 | 30 | 31 |
| 3: 00 | 44 | 44 | 22 | 22 | 30 | 29 | 27 | 27 | 44 | 44 | 28 | 30 |
| 4: 00 | 47 | 45 | 25 | 24 | 36 | 35 | 45 | 43 | 46 | 45 | 34 | 35 |
| 5: 00 | 53 | 52 | 30 | 30 | 56 | 55 | 60 | 58 | 52 | 50 | 44 | 46 |
| 6: 00 | 73 | 71 | 67 | 66 | 78 | 77 | 74 | 73 | 68 | 66 | 52 | 53 |
| 7: 00 | 90 | 92 | 76 | 77 | 100 | 99 | 75 | 74 | 80 | 80 | 56 | 55 |
| 8: 00 | 100 | 100 | 80 | 81 | 100 | 100 | 72 | 72 | 86 | 85 | 54 | 54 |
| 9: 00 | 100 | 100 | 70 | 71 | 96 | 95 | 62 | 60 | 84 | 82 | 50 | 50 |
| 10: 00 | 92 | 95 | 68 | 68 | 90 | 88 | 55 | 52 | 80 | 78 | 47 | 48 |
| 11: 00 | 91 | 93 | 69 | 70 | 80 | 81 | 50 | 50 | 72 | 70 | 45 | 46 |
| 12: 00 | 93 | 90 | 70 | 71 | 70 | 73 | 47 | 45 | 66 | 66 | 43 | 44 |
| 13: 00 | 88 | 86 | 68 | 68 | 66 | 67 | 46 | 44 | 65 | 65 | 42 | 45 |
| 14: 00 | 87 | 85 | 69 | 68 | 66 | 67 | 45 | 44 | 66 | 65 | 40 | 43 |
| 15: 00 | 92 | 94 | 70 | 71 | 66 | 68 | 45 | 45 | 67 | 66 | 41 | 44 |
| 16: 00 | 95 | 95 | 68 | 69 | 65 | 68 | 46 | 46 | 70 | 70 | 44 | 46 |
| 17: 00 | 100 | 100 | 70 | 72 | 64 | 67 | 48 | 47 | 86 | 85 | 48 | 49 |
| 18: 00 | 98 | 95 | 75 | 75 | 72 | 70 | 54 | 52 | 100 | 100 | 55 | 57 |
| 19: 00 | 97 | 94 | 80 | 78 | 83 | 80 | 62 | 60 | 98 | 99 | 65 | 65 |
| 20: 00 | 96 | 93 | 80 | 78 | 85 | 84 | 65 | 63 | 95 | 96 | 65 | 65 |
| 21: 00 | 88 | 86 | 70 | 72 | 80 | 80 | 64 | 62 | 80 | 80 | 60 | 63 |
| 22: 00 | 78 | 77 | 48 | 47 | 65 | 64 | 49 | 47 | 68 | 68 | 52 | 43 |
| 23: 00 | 58 | 56 | 34 | 35 | 53 | 50 | 35 | 34 | 63 | 62 | 41 | 42 |
| Среднее | 78,75 | 77,88 | 57,92 | 57,92 | 67,08 | 66,63 | 50,33 | 49,04 | 70,38 | 69,92 | 46,08 | 46,67 |

## 2. Выбор вариантов схем соединения ЛЭП

Имеются данные о расположении новых подстанций ПС-1, ПС-2 и ПС-3 в принятых координатах (табл.3). Намечаем несколько вариантов соединения точек новых подстанций с близлежащими подстанциями (рис.2).

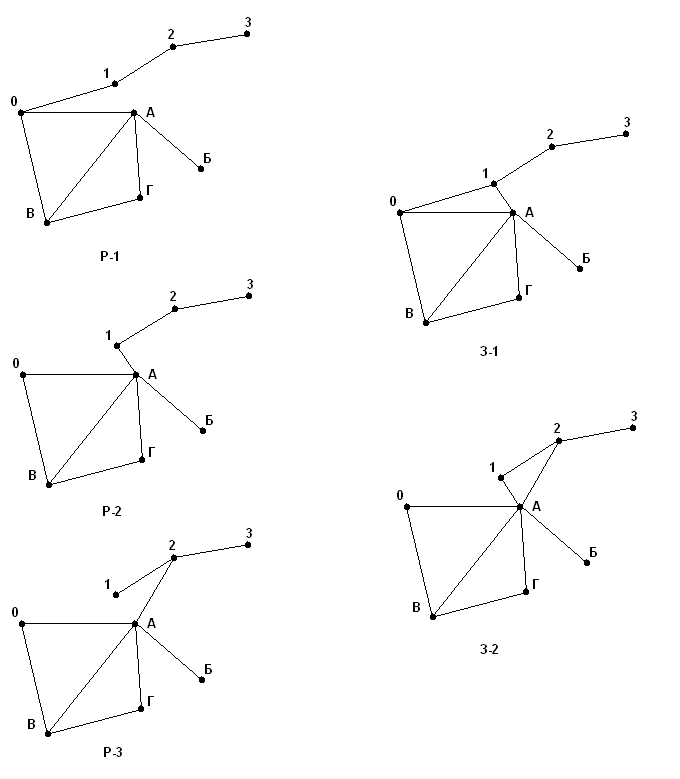


Рис.2. Варианты радиально-магистральных и замкнутых схем соединения новых ЛЭП

Расстояния между пунктами 1, 2 и 3, а также между ними и близрасположенными существующими подстанциями приведены ниже:











Сопоставим намеченные варианты по критерию суммарной длины новых ЛЭП.

Радиальные варианты:







Кольцевые варианты:





Из приведённых вариантов для дальнейшего рассмотрения выбираем радиально-магистральный вариант Р-2.

## 3. Выбор номинальных напряжений сооружаемых ЛЭП

Выбор номинальных напряжений выполняем по эмпирической формуле:

,

где *Р* - мощность (МВт) на одну цепь, *L* - длина линий (км).

Расстояния между подстанциями увеличиваем на 20% относительно воздушной прямой.

Исходные данные по нагрузкам подстанций приведены в таблице 6.

Таблица 6

Выбор номинальных напряжений ВЛ варианта радиально-магистральной сети

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ВЛ | *L*, км | *L*+20%, км | *P*, МВт | Цепей | *U*, кВ | *U*ном, кВ |
| А-1 | 17 | 20,4 | 105 | 2 | 108,8 | 110 (220) |
| 1-2 | 32,8 | 39,4 | 44 | 2 | 103,2 | 110 |
| 2-3 | 28,2 | 33,8 | 14 | 2 | 74,6 | 110 |

Для линии А-1 целесообразно выбрать напряжение 220 кВ, так как в этом случае придется поменять сечение проводов линии 0-А и, возможно, опоры. А если выбрать напряжение 110 кВ, то плюс ко всему этому придется менять трансформаторы подстанции А.

## 4. Определение сечений проводов сооружаемых ЛЭП

Суммарное сечение (F) проводов фазы проектируемой ВЛ составляет:

,

где *IP-*расчетный ток, А;

*jH*-нормированнаяплотность тока, А/мм2.

Для заданного числа использования максимальной нагрузки 4500 ч *jH* = 1,1 А/мм2.

Значение *IP* определяется по выражению:



где I5 - ток линии на пятый год её эксплуатации в нормальном режиме;

 - коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии. Для линий 110…220 кВ значение  может быть принято равным 1,05, что соответствует математическому ожиданию этого коэффициента в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки.

 - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки ВЛ (Тmax), а коэффициент Км отражает участие нагрузки ВЛ в максимуме энергосистемы.

Рассчитываем коэффициенты Км для нагрузок новых подстанций (табл.7).

Таблица 7

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Под - стан - ция | Активная мощность подстанции Р | Состав различных видов потребителей новых п/ст.,%, для Км, о. е. | | | | | | Км |
| Освещение | Пром. трёх-сменная | Пром. двух-сменная | Пром. одно-сменная | Электриф. транспорт | С/х |
| 1 | 0,85 | 0,75 | 0,15 | 1 | 0,75 |
| ПС-1 | 61 | 20 | 20 | 15 | 15 | 30 | 0 | 0,805 |
| ПС-2 | 30 | 20 | 20 | 40 | 10 | - | 10 | 0,76 |
| ПС-3 | 14 | 40 | 15 | - | - | - | 45 | 0,865 |

Результаты расчетов сечений проводов новых ЛЭП сведены в (табл.8).

Таблица 8

Расчет сечений проводов ЛЭП варианта радиально-магистральной сети

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ВЛ | Р, МВт | Q, МВАр | Uном, кВ | Цепей | I5, А |  | Iрасч, А | F, мм2 | Fстанд, мм2 |
| А-1 | 105 | 59 | 220 | 2 | 158 | 1,2 | 199,1 | 181 | 185 |
| 1-2 | 44 | 25 | 110 | 2 | 132,8 | 1,28 | 178,5 | 162,3 | 185 |
| 2-3 | 14 | 8 | 110 | 2 | 42,3 | 1,14 | 50,6 | 46 | 70 |

Для всех воздушных линий выбираем сталеалюминиевые провода.

При выборе стандартных сечений были учтены ограничения по механической прочности ВЛ свыше 1 кВ и условиям короны и радиопомех.

Выбранные сечения подлежат проверке по предельно допустимому току в послеаварийных и ремонтных режимах. Для двухцепных ЛЭП послеаварийным током является удвоенное значение нормального тока в режиме максимальных нагрузок (табл.9).



Таблица 9

Результаты расчетов при выборе проводов ВЛ для радиального варианта

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ЛЭП |  | Предварительное сечение |  | Марка провода |  |
| А-1 | 316 | 185 | 510 | АС-185/29 | 510 |
| 1-2 | 265,6 | 185 | 510 | АС-185/29 | 510 |
| 2-3 | 84,6 | 70 | 265 | АС-70/11 | 265 |

## 5. Выбор трансформаторов на понижающих подстанциях

Трансформаторы выбираем по условию:

,

где S5 - максимальная нагрузка подстанции в нормальном режиме на пятый год эксплуатации;

 - допустимый коэффициент перегрузки трансформаторов;

 - число трансформаторов на подстанции.

## 5.1 Выбор трансформатора на понижающей подстанции ПС-1

Выбираем трансформатор на понижающей подстанции ПС-1 220/110/10 кВ с максимальной мощностью нагрузки на пятый год эксплуатации подстанции: Рmax=61 МВт, Qmax=34 МВАр.

Строим зимний график нагрузки (рис.2), так как трансформатор наиболее загружен в зимний период.

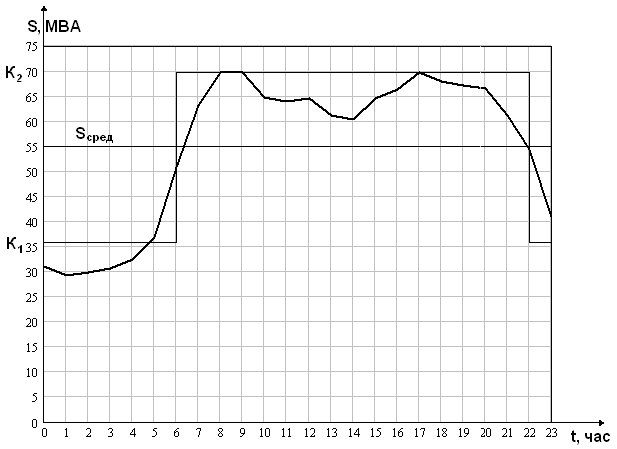


Рис.2. Зимний график нагрузки для подстанции ПС-1

Средняя нагрузка характерных зимних суток подстанции Sсред = 54,9 МВА. Выделим продолжительность ступени перегрузки К2 = 69,8 МВА, а К1 как среднеквадратичное значение оставшейся нагрузки. Оно равно К1 = 35,9 МВА.

Соотношение *a + b = c + d: a + b* = 40,8 МВА. ч*; c + d* = 30 МВА. ч.

Для данной подстанции с учетом длительности ступени перегрузки 16 часов = 1,4, для вида охлаждения OFAF (ДЦ - принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла).

Так как в разрабатываемой системе электроснабжения подстанции получают питание последовательно, а напряжение до подстанции ПС-1 220 кВ, а после 110 кВ. То целесообразнее на ПС-1 поставить автотрансформаторы. Для того, чтобы учесть мощности последующих подстанций и обеспечить запас мощности трансформатора с учетом развития, полную мощность ПС-2 и ПС-3 прибавляем к полной мощности ПС-1. Получаем S5 = 120 МВА.

 = 85,7 МВА

Выбираем два автотрансформатора АТДЦТН-125000/220.

## 5.2 Выбор трансформатора на понижающей подстанции ПС-2

Выбираем трансформатор на понижающей подстанции ПС-2 110/10 кВ с максимальной мощностью нагрузки на пятый год эксплуатации подстанции: Рmax = 30 МВт, Qmax = 17 МВАр.

Строим зимний график нагрузки (рис.3), так как трансформатор наиболее загружен в зимний период.

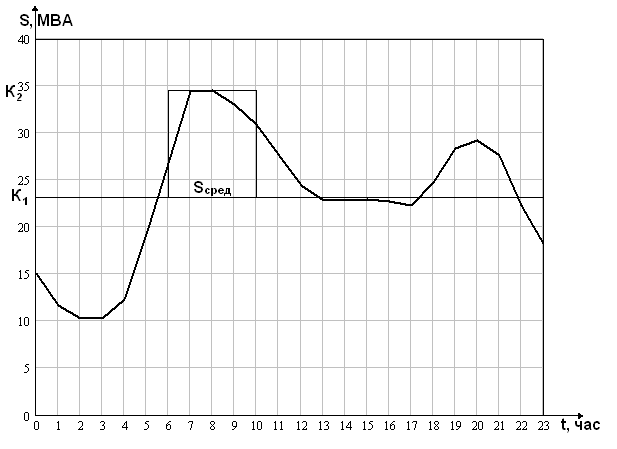


Рис.3. Зимний график нагрузки для подстанции ПС-2

Средняя нагрузка характерных зимних суток подстанции Sсред = 23,1 МВА. Выделим продолжительность ступени перегрузки К2 = 34,5 МВА, а К1 как среднеквадратичное значение оставшейся нагрузки. Оно равно К1 = 23,1 МВА.

Соотношение *a + b = c + d: a + b* = 9,6 МВА. ч*; c + d* = 11,4 МВА. ч.

Для данной подстанции с учетом длительности ступени перегрузки 4 часа = 1,5, для вида охлаждения *ONAF* (Д - принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла).

 = 23 МВА

Выбираем два трансформатора ТРДН-25000/110.

## 5.3 Выбор трансформатора на понижающей подстанции ПС-3

Выбираем трансформатор на понижающей подстанции ПС-2 110/10 кВ с максимальной мощностью нагрузки на пятый год эксплуатации подстанции: Рmax = 14 МВт, Qmax = 8 МВАр.

Строим зимний график нагрузки (рис.4), так как трансформатор наиболее загружен в зимний период.

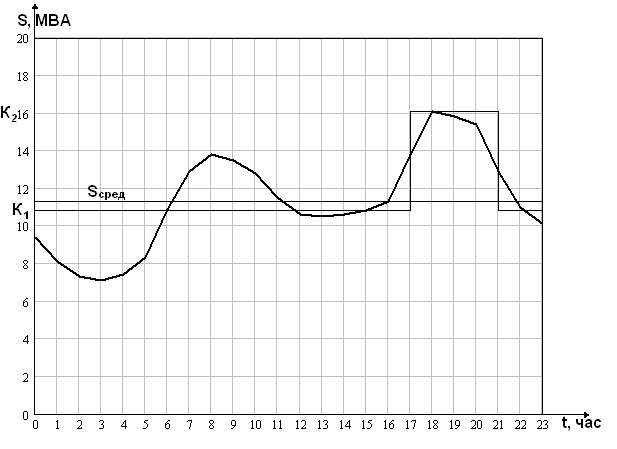


Рис.4. Зимний график нагрузки для подстанции ПС-3

Средняя нагрузка характерных зимних суток подстанции Sсред = 11,3 МВА. Выделим продолжительность ступени перегрузки К2 = 16,1 МВА, а К1 как среднеквадратичное значение оставшейся нагрузки. Оно равно К1 = 10,8 МВА.

Соотношение *a + b = c + d: a + b* = 3,2 МВА. ч*; c + d* = 3 МВА. ч.

Для данной подстанции с учетом длительности ступени перегрузки 4 часа = 1,5, для вида охлаждения *ONAF* (Д - принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла).

 = 7,5 МВА

Выбираем два трансформатора ТДН-10000/110.

## 6. Принципиальная схема расчетного варианта развития энергосистемы

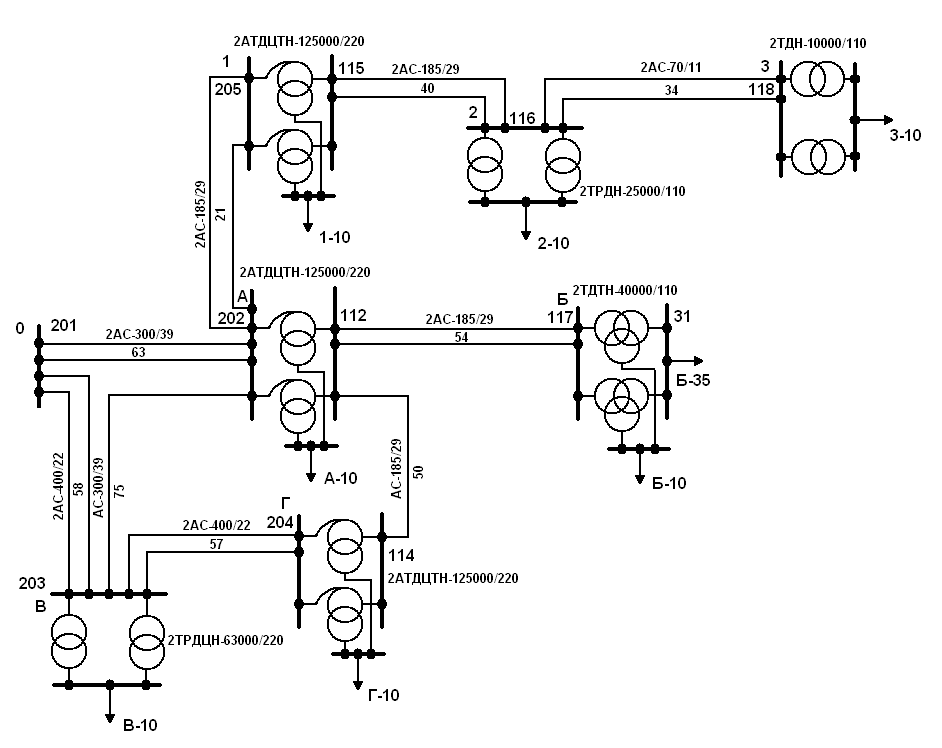


Рис.5. Принципиальная схема расчетного варианта развития энергосистемы