

Содержание

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Введение..... | 3 |
| 1. Исходные данные..... | 4 |
| 2. Прогнозирование суточных графиков активной, реактивной и полной нагрузок потребителей и энергосистемы..... | 7 |
| 3. Построение годового графика по продолжительности нагрузки..... | 9 |
| 4. Определение характеристик графиков нагрузки энергосистемы, подстанций и потребителей..... | 10 |
| 5. Описание и выбор главных схем электрических соединений электростанций и подстанций..... | 12 |
| 5.1. Составление приближенного баланса активной мощности. Выбор числа агрегатов на электростанциях..... | 12 |
| 5.2. Выбор числа питающих ЛЭП для нагрузок Н-7 и Н-8..... | 14 |
| 5.3. Составление главной схемы электрических соединений..... | 14 |
| 5.4. Выбор трансформаторов на электростанциях и подстанциях..... | 17 |
| 6. Выбор оперативной схемы энергосистемы..... | 19 |
| 6.1. Составление вариантов оперативной и ремонтной схем энергосистемы..... | 19 |
| 6.2. Расчет режимов КЗ для намеченных вариантов оперативной схемы..... | 19 |
| 6.3. Выбор и проверка выключателя 220 кВ для нагрузки Н-8..... | 19 |
| 7. Построение расходных характеристик электростанций. Экономическое распределение активной мощности между электростанциями..... | 21 |
| 8. Выбор регулирующей электростанции и уточнение суточных графиков нагрузки электростанций..... | 24 |
| 9. Экономическое распределение реактивной мощности для часа максимума системы..... | 25 |
| 10. Разработка режимных мероприятий по экономии электроэнергии..... | 26 |
| 11. Анализ расчетов установившихся режимов. Составление уточненных балансов активной и реактивной мощностей..... | 29 |
| 12. Составление диспетчерского графика по определенной форме..... | 30 |
| 13. Основные положения реформы электроэнергетики в России | 31 |
| Выводы..... | 36 |
| Список используемой литературы..... | 37 |
| Приложение А Режим максимальных нагрузок..... | 38 |
| Приложение Б Режим максимальных нагрузок 2..... | 39 |
| Приложение В Ремонтный режим (отключение ВЛ-1)..... | 40 |
| Приложение Г Ремонтный режим (отключение генератора на ЭС-1)..... | 41 |
| Приложение Д Расчет оптимального распределения мощности в энергосистеме..... | 42 |
| Приложение Е Расчет режимов короткого замыкания..... | 43 |
| Приложение Ж Режим минимальных нагрузок..... | 44 |
| Приложение З Отключение части трансформаторов..... | 45 |
| Приложение И Регулирование напряжения трансформаторов РПН..... | 46 |
| Приложение К Экономическое распределение Q для часа максимума системы..... | 47 |

Введение

В процессе курсовой работы по дисциплине «Эксплуатация электроэнергетических систем и сетей» сформировывается понимание целей и задач эксплуатации:

- современных методов ремонта основного оборудования электроэнергетических систем и сетей;
- методов прогнозирования и планирования режима, методы повышения экономичности режима, обеспечения надежности и качества электроэнергии;
- иметь представление о действиях диспетчера энергосистемы по ведению режима и его действиях в аварийных ситуациях; о структуре предприятия электрических сетей и конкретных мерах по организации технической эксплуатации элементов электрических сетей;

Прививаются навыки по составлению:

- прогноза суточной электрической нагрузки энергосистемы;
- по оптимальному распределению нагрузки между электростанциями, задание суточных графиков межсистемных перетоков и суточных графиков нагрузки каждой электростанции;
- решений по заявкам на вывод в ремонт или включение в работу оборудования с учётом мероприятий по ведению режима, изменению параметров настройки противоаварийной и режимной автоматики;
- проведение отдельных проверочных расчётов устойчивости, токов к.з., уставок РЗА.
- диспетчерского плана и планированию работ по техническому обслуживанию и капитальному ремонту основного оборудования;
- умение проводить расчеты нормальных и переходных режимов с помощью промышленных программ.

1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

В основу курсовой работы положена единая схема энергосистемы, представленная ниже.

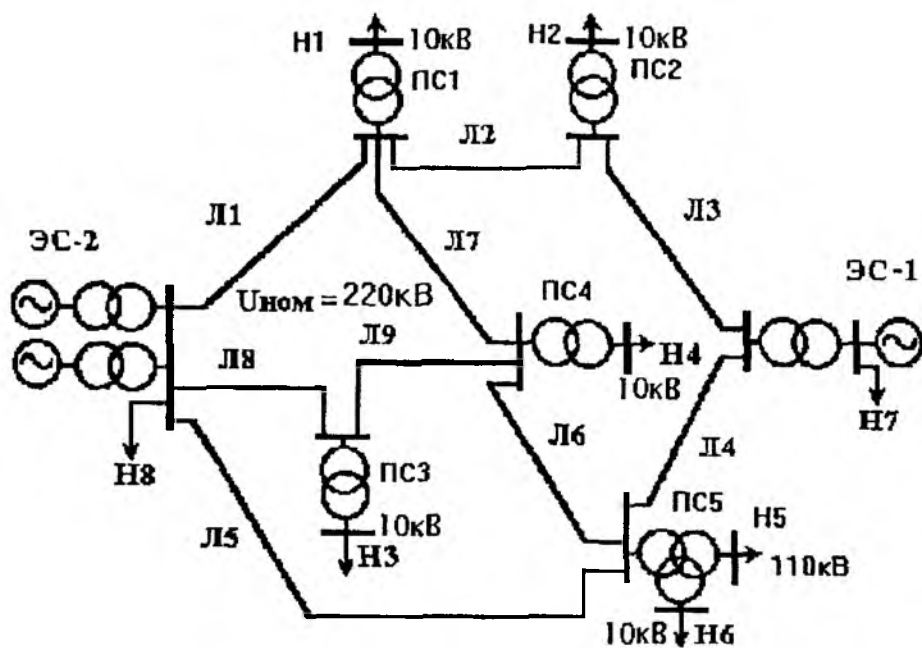


Рисунок 1 – Схема энергосистемы.

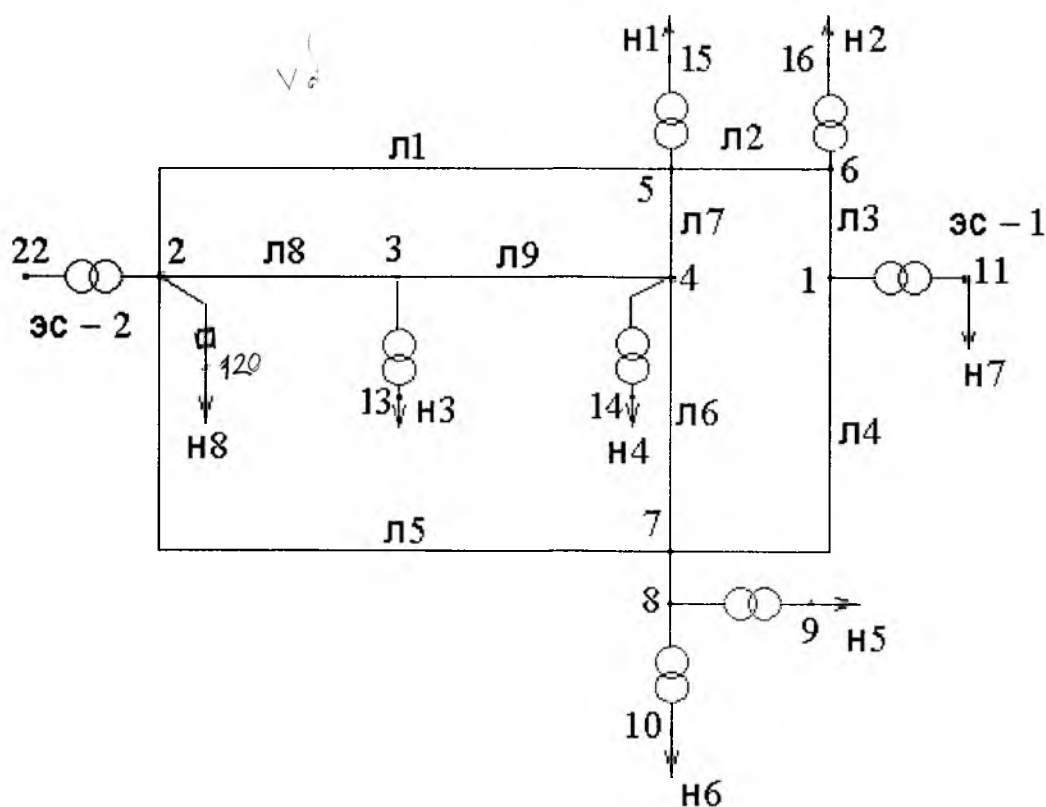


Рисунок 2 – Расчетная схема энергосистемы.

Таблица 1.1 – Характеристики отраслей промышленности.

| Наименование | Станко-строение | Машиностроение | Авто-строение | Сельское Хозяйство | Комунально-бытовая | Дерево-обрабатывающая | Черная Металлургия | Химическая |
|------------------------|-----------------|----------------|---------------|--------------------|--------------------|-----------------------|--------------------|------------|
| Номер Нагрузки | Н-1 | Н-2 | Н-3 | Н-4 | Н-5 | Н-6 | Н-7 | Н-8 |
| T _{max} , час | 6900 | 5800 | 5300 | 5000 | 5400 | 5600 | 8000 | 7600 |
| P _{max} МВт | 24 | 27 | 70 | 80 | 64 | 47 | 346 | 441 |
| cos φ | 0,88 | 0,89 | 0,85 | 0,88 | 0,91 | 0,89 | 0,87 | 0,85 |

Марка провода АСО-300.

Параметры провода АСО-300:

$$r_0 = 0,098 \text{ Ом/км}; \quad x_0 = 0,429 \text{ Ом/км}; \quad b_0 = 2,64 \cdot 10^{-6} \text{ См/км.}$$

Таблица 1.2 – Длины и сопротивления ЛЭП.

| ЛЭП | L, км | R, Ом | X, Ом | B, мкСм |
|-----|-------|-------|--------|---------|
| Л-1 | 44 | 4,312 | 18,876 | 116,16 |
| Л-2 | 52 | 5,096 | 22,308 | 137,28 |
| Л-3 | 56 | 5,488 | 24,024 | 147,84 |
| Л-4 | 20 | 1,96 | 8,58 | 52,8 |
| Л-5 | 30 | 2,94 | 12,87 | 79,2 |
| Л-6 | 58 | 5,684 | 24,882 | 153,15 |
| Л-7 | 40 | 3,92 | 17,16 | 105,6 |
| Л-8 | 45 | 4,41 | 19,305 | 118,8 |
| Л-9 | 27 | 2,646 | 11,583 | 71,28 |

Таблица 1.3 – Параметры турбогенераторов на электростанциях.

| Номер Электростанции | Тип агрегата | Номинальная мощность генератора S _{н.ген} , МВА | U _{ном} , КВ | β/(2,5·10 ⁻⁴), тут/кВт·ч. | cos φ _{ном} |
|----------------------|--------------|----------------------------------------------------------|-----------------------|---------------------------------------|----------------------|
| ЭС - 1 | ТВФ – 100 | 117.5 | 10.5 | 0.38+P* ^{2.8} | 0.85 |
| ЭС - 2 | ТВВ – 200 | 235 | 15.75 | 0.44+P* ^{3.4} | 0.85 |

β - удельная расходная характеристика агрегата на электростанциях.

Таблица 1.4 – Характеристики ремонтного режима и факторов, влияющих на нагрузку.

| Откл. ТГ на эл. станции | Откл. ВЛЭП | y ₀ | Похолодание на t°С, | Изменение Н-5 в 20 ч. | $\frac{\partial P}{\partial H}$ | ΔH | $\frac{\partial P}{\partial \tau}$ |
|-------------------------|------------|------------------------|---------------------|-----------------------|---------------------------------|------|------------------------------------|
| | | P _{руб/кВт·ч} | Δτ | % | МВт/л | Люкс | МВт/гр |
| ЭС-1 | Л-1 | 1 | 5 | 2 | 5 | 1 | 3 |

y₀ – удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии;

$\partial P/\partial \tau$, $\partial P/\partial H$ - зависимости изменения нагрузок на единицу изменения наружной температуры и естественной освещенности (облачности) в МВт/градус и МВт/люкс;

Δt , ΔH - разности между прогнозируемыми (фактическими) наружными температурами и освещенностью и их средними значениями.

Таблица 1.5 – Графики нагрузки потребителей и энергосистем

| Время (час) | Величина нагрузки для каждой отрасли промышленности и для каждого интервала времени, % | | | | | | | |
|-------------|----------------------------------------------------------------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | Н-1 | Н-2 | Н-3 | Н-4 | Н-5 | Н-6 | Н-7 | Н-8 |
| 00 – 02 | 47 | 87 | 67 | 75 | 50 | 36 | 83 | 93 |
| 02 – 04 | 47 | 87 | 45 | 80 | 50 | 33 | 83 | 90 |
| 04 – 06 | 47 | 87 | 44 | 73 | 60 | 32 | 83 | 95 |
| 06 – 08 | 81 | 87 | 62 | 63 | 90 | 50 | 100 | 95 |
| 08 – 10 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| 10 – 12 | 85 | 94 | 82 | 75 | 100 | 85 | 90 | 93 |
| 12 – 14 | 85 | 94 | 91 | 65 | 80 | 83 | 90 | 90 |
| 14 – 16 | 100 | 100 | 100 | 100 | 80 | 83 | 93 | 100 |
| 16 – 18 | 82 | 92 | 66 | 85 | 100 | 80 | 95 | 95 |
| 18 – 20 | 74 | 92 | 77 | 70 | 100 | 77 | 90 | 90 |
| 20 – 22 | 76 | 92 | 76 | 50 | 90 | 75 | 83 | 90 |
| 22 – 00 | 70 | 87 | 78 | 70 | 70 | 48 | 83 | 90 |

2. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ СУТОЧНЫХ ГРАФИКОВ АКТИВНОЙ, РЕАКТИВНОЙ И ПОЛНОЙ НАГРУЗОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ И ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

При прогнозировании графиков нагрузки учитывается характер изменения во времени нагрузки отдельных энергоузлов. Исходными данными являются часовые нагрузки за ряд предыдущих лет для характерных суток недели и времени года, изменение этих нагрузок подчиняется определенной закономерности.

Не имея графика нагрузки на следующие сутки, не возможно провести планирование режимов электростанций с целью задания им диспетчерского графика работы. Поэтому прогнозирование ожидаемого графика нагрузки энергосистемы - одна из существенных составных частей функции оперативно-диспетчерского управления энергосистемами.

Графики нагрузки позволяют проводить анализ работы электроустановок, для составления прогнозов электропотребления, планирование ремонтов оборудования, а также в процессе эксплуатации для ведения нормального режима работы.

Зная величины нагрузок для каждой отрасли промышленности и для каждого интервала времени в процентах (таблица 1.5), можно определить величины активной, реактивной и полной мощностей нагрузок в именованных единицах (таблицы 2.1, 2.2 и 2.3).

При этом график реактивной нагрузки определяется из соотношения $Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi$, а график полной нагрузки получается геометрическим суммированием активной и реактивной нагрузок $S = P + jQ$.

Таблица 2.1 – Графики активной нагрузки потребителей и энергосистемы

| Время (час) с t_i и по t_{i+1} | Величина активной нагрузки для каждой отрасли промышленности и для каждого интервала времени, МВт (кВ) | | | | | | | | Нагрузка энергосистемы, МВт |
|---------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|-----|-----|------|-------|-----|-----|--------------------------------|
| | Н-1 | Н-2 | Н-3 | Н-4 | Н-5 | Н-6 | Н-7 | Н-8 | |
| 00 - 02 | 11 | 23 | 47 | 60 | 32 | 16,92 | 287 | 410 | 886,92 |
| 02 - 04 | 11 | 23 | 32 | 64 | 32 | 15,51 | 287 | 397 | 861,51 |
| 04 - 06 | 11 | 23 | 31 | 58 | 38,4 | 15,04 | 287 | 419 | 882,44 |
| 06 - 08 | 19 | 23 | 43 | 50 | 57,6 | 23,5 | 346 | 419 | 981,1 |
| 08 - 10 | 24 | 27 | 70 | 80 | 64 | 47 | 346 | 441 | 1099 |
| 10 - 12 | 20 | 25 | 57 | 60 | 64 | 39,95 | 311 | 410 | 986,95 |
| 12 - 14 | 20 | 25 | 64 | 52 | 51,2 | 39,95 | 311 | 397 | 960,15 |
| 14 - 16 | 24 | 27 | 70 | 80 | 51,2 | 39,01 | 322 | 441 | 1054,21 |
| 16 - 18 | 20 | 25 | 46 | 68 | 64 | 37,6 | 329 | 419 | 1008,6 |
| 18 - 20 | 18 | 25 | 54 | 56 | 64 | 36,19 | 311 | 397 | 961,19 |
| 20 - 22 | 18 | 25 | 53 | 40 | 57,6 | 35,25 | 287 | 397 | 912,85 |
| 22 - 00 | 17 | 23 | 55 | 56 | 44,8 | 22,56 | 287 | 397 | 902,36 |

Таблица 2.2 – Графики реактивной нагрузки потребителей и энергосистемы

| Время (час) | Величина реактивной нагрузки для каждой отрасли промышленности и для каждого интервала времени, МВАр | | | | | | | | Нагрузка энергосистемы, МВАр |
|-------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------------------------------|
| | Н-1 | Н-2 | Н-3 | Н-4 | Н-5 | Н-6 | Н-7 | Н-8 | |
| 00 – 02 | 5,929 | 11,77 | 29,09 | 32,34 | 14,59 | 8,66 | 162,7 | 253,7 | 518,91 |
| 02 – 04 | 5,929 | 11,77 | 19,81 | 34,49 | 14,59 | 7,94 | 162,7 | 254,7 | 503,01 |
| 04 – 06 | 5,929 | 11,77 | 19,19 | 31,26 | 17,51 | 7,7 | 162,7 | 259,4 | 515,46 |
| 06 – 08 | 10,241 | 11,77 | 26,62 | 26,95 | 26,26 | 12,03 | 196,2 | 259,4 | 569,43 |
| 08 – 10 | 12,936 | 13,82 | 43,33 | 43,12 | 29,18 | 24,06 | 196,2 | 272,9 | 635,62 |
| 10 – 12 | 10,78 | 12,8 | 35,28 | 32,34 | 29,18 | 20,45 | 176,3 | 253,8 | 570,97 |
| 12 – 14 | 10,78 | 12,8 | 39,62 | 28,03 | 23,35 | 20,45 | 176,3 | 245,7 | 557,11 |
| 14 – 16 | 12,241 | 13,82 | 43,33 | 42,12 | 23,35 | 19,97 | 182,6 | 272,9 | 611,39 |
| 16 – 18 | 10,78 | 12,8 | 28,47 | 36,65 | 29,18 | 19,25 | 186,5 | 259,4 | 583,05 |
| 18 – 20 | 9,702 | 12,8 | 33,43 | 30,18 | 29,18 | 18,53 | 176,3 | 245,7 | 555,91 |
| 20 – 22 | 9,702 | 12,8 | 32,81 | 21,56 | 26,26 | 18,05 | 162,7 | 245,7 | 529,65 |
| 22 – 00 | 9,163 | 11,77 | 34,05 | 30,18 | 20,43 | 11,55 | 162,7 | 245,7 | 525,62 |

Таблица 2.3 – Графики полной нагрузки потребителей и энергосистемы

| Время (час) | Величина полной нагрузки для каждой отрасли промышленности и для каждого интервала времени, МВА | | | | | | | | Нагрузка энергосистемы, МВА |
|-------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|-----------------------------|
| | Н-1 | Н-2 | Н-3 | Н-4 | Н-5 | Н-6 | Н-7 | Н-8 | |
| 00 – 02 | 12,5 | 25,84 | 55,29 | 68,18 | 35,16 | 19,01 | 329,89 | 482,35 | 1028,22 |
| 02 – 04 | 12,5 | 25,84 | 37,65 | 72,73 | 35,16 | 17,43 | 329,89 | 467,06 | 998,26 |
| 04 – 06 | 12,5 | 25,84 | 36,47 | 65,91 | 42,19 | 16,89 | 329,89 | 429,94 | 1022,63 |
| 06 – 08 | 21,59 | 25,84 | 50,29 | 56,82 | 63,29 | 26,4 | 397,7 | 429,94 | 1135,17 |
| 08 – 10 | 27,27 | 30,34 | 82,35 | 90,91 | 70,33 | 52,81 | 397,7 | 518,82 | 1270,53 |
| 10 – 12 | 22,73 | 28,09 | 67,06 | 68,18 | 70,33 | 44,89 | 357,47 | 482,35 | 1141,09 |
| 12 – 14 | 22,73 | 28,09 | 75,29 | 59,09 | 56,26 | 44,89 | 357,47 | 467,06 | 1110,88 |
| 14 – 16 | 27,27 | 30,34 | 82,35 | 90,91 | 56,26 | 43,83 | 370,11 | 518,82 | 1219,89 |
| 16 – 18 | 22,73 | 28,09 | 54,12 | 77,27 | 70,33 | 42,23 | 370,11 | 492,94 | 1165,88 |
| 18 – 20 | 20,45 | 28,09 | 63,53 | 63,64 | 70,33 | 40,66 | 357,47 | 467,06 | 1111,23 |
| 20 – 22 | 20,45 | 28,09 | 62,35 | 45,45 | 63,29 | 39,61 | 329,47 | 467,06 | 1056,19 |
| 22 – 00 | 19,32 | 25,84 | 64,71 | 63,64 | 49,23 | 25,35 | 329,89 | 467,06 | 1045,04 |

3. ПОСТРОЕНИЕ ГОДОВОГО ГРАФИКА ПО ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ НАГРУЗКИ

Годовой график строится на основе характерных суточных графиков за весенне-летний и осенне-зимний период. Это пример упорядоченного графика, т.е. такого, в котором все значения нагрузки расположены в порядке убывания (рисунок 3.1). Такой график показывает длительность работы в течение года с различной нагрузкой. Начальная ордината этого графика равна максимальной нагрузке. По суточным графикам с учетом количества различных типов суток в году для каждого значения мощности нагрузки суммируем время, в течение которого данная нагрузка имела место в течение года. Вначале определяется время, в течение которого эта нагрузка имела максимальное значение, а затем отрезки времени для других значений мощности нагрузки, берущиеся в порядке убывания. В результате имеем годовой график, нагрузки, который показывает продолжительность работы при данной нагрузке. Поэтому такой график называют графиком по продолжительности.

| $P, \text{MВт}$ | $t_r, \text{ч}$ |
|-----------------|-----------------|
| 1099 | 730 |
| 1054,21 | 730 |
| 1008,6 | 730 |
| 986,95 | 730 |
| 981,1 | 730 |
| 961,19 | 730 |
| 960,15 | 730 |
| 912,85 | 730 |
| 902,36 | 730 |
| 886,92 | 730 |
| 882,44 | 730 |
| 861,51 | 730 |

t_r - продолжительность действия каждой величины нагрузки.

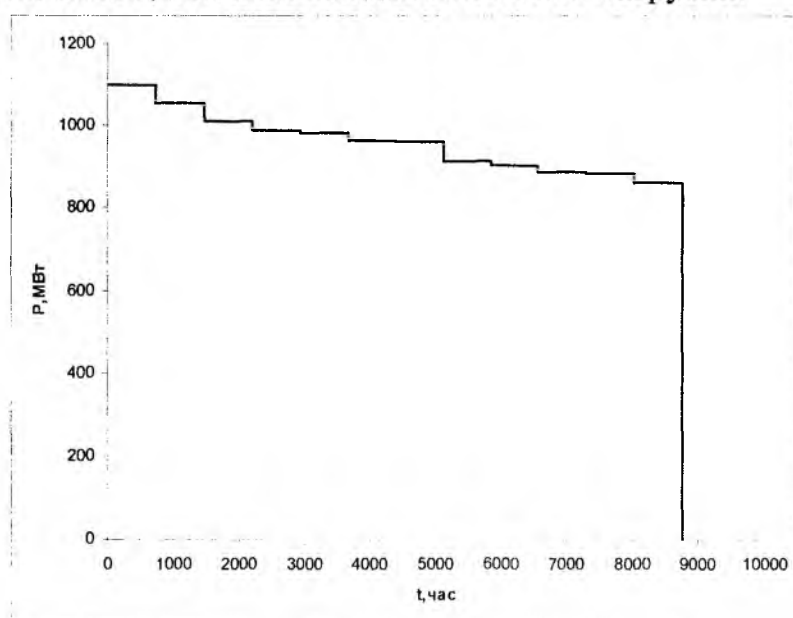


Рисунок 3.1 – Годовой график по продолжительности активной нагрузки.

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ, ПОДСТАНЦИЙ И ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Графики электрической нагрузки по активной мощности характеризуются следующими величинами:

1. P_{max} , P_{min} – максимальная, минимальная мощности нагрузки;

2. P_{cp} – средняя мощность нагрузки;

$$P_{cp} = \frac{\sum(P_i \cdot t_i)}{\sum t_i} \quad (1)$$

3. $P_{ск}$ – среднеквадратичная мощность;

$$P_{ск} = \sqrt{\frac{\sum(P_i^2 \cdot t_i)}{\sum t_i}} \quad (2)$$

4. $k_{зап}$ – коэффициент заполнения графика нагрузки;

$$k_{зап} = \frac{P_{cp}}{P_{max}} \quad (3)$$

5. $k_{нер}$ – коэффициент неравномерности графика нагрузки;

$$k_{нер} = \frac{P_{min}}{P_{max}} \quad (4)$$

6. $k_{ф}$ – коэффициент формы графика нагрузки;

$$k_{ф} = \frac{P_{ск}}{P_{cp}} \quad (5)$$

7. T_{max} – время максимальной нагрузки в год.

$$T_{max} = \frac{365 \cdot \sum(P_i \cdot t_i)}{P_{max}} = \frac{A_2}{P_{max}} \quad (6)$$

8. τ_{max} – годовое время использования максимальных потерь активной мощности

$$\tau_{max} = \frac{\sum_{i=1}^n [365 \cdot \sum(P_i^2 \cdot t_i)]}{P_{max}^2} = 365 \cdot \tau'_{max} \quad (7)$$

τ'_{max} – суточное время использования максимальных потерь активной мощности.

Для графиков пиковой формы величину годового τ_{max} можно определить по следующей эмпирической формуле:

$$\tau_{max} = (0,124 + T_{max} / 10000)^2 \cdot 8760 \quad (8)$$

А при меньших расчетных периодах времени (от суток до года) для повышения точности расчета используется выражение:

$$\tau_{max} = 2 T_{max} - T + (T - T_{max}) \cdot (1 - K_{нер})^2 / (1 + T_{max} / T - 2 K_{нер}), \quad (9)$$

где $T = (24 \div 8760)$ час.

9. K_{mi} – коэффициент участия i -ой нагрузки в максимуме системы

$$K_{mi} = P_{i max} / P_{max}, \quad (10)$$

где $P_{i\max}$ - активная мощность i -ой нагрузки в час максимума системы.

Количественные характеристики графиков электрической нагрузки представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Количественные характеристики графиков активной нагрузки

| Обозначения характеристик графиков | Значения параметров графиков активной нагрузки для разных отраслей и энергосистемы в целом | | | | | | | | |
|-------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------|----------|----------|--------|--------|--------|---------|---------|---------------|
| | Н-1 | Н-2 | Н-3 | Н-4 | Н-5 | Н-6 | Н-7 | Н-8 | Энергосистема |
| $\sum(P_i \cdot t_i), \text{МВт} \cdot \text{ч.}$ | 429,12 | 593,46 | 1243,2 | 1449,6 | 1241,6 | 736,96 | 7425,16 | 9887,22 | 23006,32 |
| $\sum(P_i^2 \cdot t_i), \text{МВт}^2 \cdot \text{ч.}$ | 8123,213 | 14712,53 | 68055,12 | 90493 | 67584 | 25406 | 2308573 | 4079161 | 6662108 |
| $P_{\max}, \text{МВт}$ | 24 | 27 | 70 | 80 | 64 | 47 | 346 | 441 | 1099 |
| $P_{\min}, \text{МВт}$ | 11,28 | 23,49 | 46,9 | 60 | 32 | 15,04 | 287,18 | 410,13 | 886,02 |
| $P_{\text{ср}}, \text{МВт}$ | 17,88 | 24,73 | 51,8 | 60,4 | 51,73 | 30,71 | 309,38 | 411,97 | 958,6 |
| $P_{\text{ск}}, \text{МВт}$ | 18,39 | 24,76 | 53,25 | 61,4 | 53,07 | 32,54 | 310,15 | 412,27 | 965,83 |
| K_f | 1,03 | 1,001 | 1,03 | 1,02 | 1,025 | 1,05 | 1,002 | 1,0007 | 1,008 |
| $K_{\text{зап}}$ | 0,745 | 0,916 | 0,74 | 0,755 | 0,808 | 0,653 | 0,894 | 0,934 | 0,872 |
| $K_{\text{нер}}$ | 0,47 | 0,87 | 0,67 | 0,75 | 0,5 | 0,32 | 0,83 | 0,93 | 0,806 |
| $A_g, \text{МВт} \cdot \text{час}$ | 156628,8 | 216612,9 | 453768,1 | 529104 | 453184 | 268990 | 2710183 | 3608835 | 7944122 |
| K_{mi} | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | - |
| $\tau_{\max}, \text{час}$ | 5283,5 | 7515,9 | 5224,1 | 5403,4 | 6065,3 | 4247,4 | 7211 | 7778,8 | 6282,3 |
| $T_{\max}, \text{час}$ | 6526,2 | 8022,7 | 6482,4 | 6613,8 | 7081 | 5723,2 | 7832,9 | 8183,3 | 7228,5 |

5. ОПИСАНИЕ И ВЫБОР ГЛАВНЫХ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

5.1. СОСТАВЛЕНИЕ ПРИБЛИЖЕННОГО БАЛАНСА АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ. ВЫБОР ЧИСЛА АГРЕГАТОВ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Особенность электроэнергетических систем состоит в практически мгновенной передаче энергии от источников к потребителям и невозможности накапливания выработанной электроэнергии в заметных количествах.

В каждый момент времени в установившемся режиме системы ее электрические станции должны вырабатывать мощность, равную мощности потребителей, и покрывать потери в сети – должен соблюдаться баланс вырабатываемой и потребляемой мощности.

Число агрегатов на электростанциях следует выбирать из условия соблюдения баланса активной мощности:

$$P_{уст1}^{расч} + P_{уст2}^{расч} \leq P_{треб}, \quad (1)$$

где $P_{уст1}^{расч}$, $P_{уст2}^{расч}$ – установленная мощность генераторов на ЭС-1 и ЭС-2, МВт;

$P_{треб}$ – мощность, необходимая для покрытия всех нагрузок и потерь активной мощности, МВт.

Для заданной схемы энергосистемы (рис.1) $P_{уст1}^{расч}$, $P_{уст2}^{расч}$ можно найти из следующих выражений:

$$P_{уст1}^{расч} = \left[P_{7maxc} + k_{\Delta P_{mp}} \cdot k_{\Delta P_l} \cdot 0.4 \cdot \sum P_{imaxc} \right] \cdot k_{сн} \cdot k_{рез}; \quad (2)$$

$$P_{уст2}^{расч} = \left[0.6 \cdot k_{\Delta P_l} \cdot \sum P_{imaxc} + P_{8maxc} \right] \cdot k_{\Delta P_{mp}} \cdot k_{сн} \cdot k_{рез}. \quad (3)$$

Здесь $k_{\Delta P_{mp}}$, $k_{\Delta P_l}$, $k_{сн}$, $k_{рез}$ – коэффициенты, учитывающие потери активной мощности в трансформаторах и ВЛЭП и нагрузки электроприемников собственных нужд электростанций

$$k_{\Delta P_{mp}}=1,02; k_{\Delta P_l}=1,08; k_{сн}=1,1; k_{рез}=1,1.$$

$$P_{уст1}^{расч} = (346 + 1,02 \times 1,08 \times 0,4 \times 312) \times 1,1 \times 1,1 = 585,01 \text{ МВт};$$

$$P_{уст2}^{расч} = (0,6 \times 1,08 \times 312 + 441) \times 1,02 \times 1,1 \times 1,1 = 793,808 \text{ МВт}.$$

Число агрегатов на электростанциях:

$$n_{эс} \geq \frac{P_{уст}^{расч}}{P_{НОМ}}; \quad (4)$$

$$n_{эс1} = \frac{585,01}{100} = 5,85;$$

принимаем в энергосистеме-1 $n_{эс1} = 6$ агрегатов.

$$n_{эс2} = \frac{793,808}{200} = 3,96;$$

принимаем в энергосистеме-2 $n_{эс2} = 4$ агрегатов.

Проверка правильности выбора числа агрегатов на электростанциях осуществляется путем сравнения:

$$P_{треб}^{n/ав} \leq P_{выраб}^{n/ав} \quad (5)$$

В качестве вырабатываемой мощностью в данном случае принимается сумма установленных мощностей первой и второй электростанций за вычетом мощности одного, наиболее мощного, агрегата:

$$P_{выраб}^{n/ав} = P_{уст1} + P_{уст2} - P_{макс\ agr}^{НОМ} \quad (6),$$

$$\text{где } P_{уст1} = n_{эс1} \cdot P_{ном1}$$

$$P_{уст2} = n_{эс2} \cdot P_{ном2}$$

$$P_{выраб}^{n/ав} = 6 \cdot 100 + 4 \cdot 200 - 200 = 1200 \quad \text{МВт.}$$

Определим послеаварийную требуемую мощность:

$$P_{треб}^{n/ав} = \left[P_{7\max c} + k_{\Delta P_{тр}} \cdot (k_{\Delta P_{л}} \cdot \sum P_{i\max c} + P_{8\max}) \right] \cdot k_{сн}; \quad (7)$$

$$P_{треб}^{n/ав} = [346 + 1,2 \cdot (1,08 \cdot 312 + 441)] \cdot 1,1 = 1253 \quad \text{МВт}$$

Проверка правильности выбора не выполняется, следовательно, необходимо в энергосистеме – 1 принять $n_{эс1} = 7$ агрегатов.

Тогда,

$$P_{выраб}^{n/ав} = 7 \cdot 100 + 4 \cdot 200 - 200 = 1300$$

Проверка правильности выбора выполняется.

В нормальном и послеаварийном режимах баланс активной мощности соблюдается. Следовательно, на электростанции ЭС-1 устанавливаем 7 агрегатов марки ТВФ-100, а на электростанции ЭС-2 – 4 агрегата марки ТВВ-200.

5.2. ВЫБОР ЧИСЛА ПИТАЮЩИХ ЛЭП ДЛЯ НАГРУЗОК Н-7 И Н-8

Количество питающих линий для нагрузок определяется как:

$$n = \frac{P_{\max}^{\text{нагр}}}{P_{\text{пр}}}, \text{ где } P_{\text{пр}} - \text{пропускная способность линии.}$$

Для ВЛЭП-10 кВ: $P_{\text{пр}} = 5 \text{ МВт}$.

Для ВЛЭП-220 кВ: $P_{\text{пр}} = 135 \text{ МВт}$

Для нагрузки Н-7:

$$n_{\text{Н-7}} = \frac{P_{7\max}}{P_{\text{пр}}} = \frac{346}{5} = 69,2 \Rightarrow n_{\text{Н-7}} = 70.$$

Для нагрузки Н-8:

$$n_{\text{Н-8}} = \frac{P_{8\max}}{P_{\text{пр}}} = \frac{441}{135} = 3,26 \Rightarrow n_{\text{Н-8}} = 4.$$

5.3. СОСТАВЛЕНИЕ ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ

Главная схема электрических соединений – это совокупность основного электрооборудования (генераторы, трансформаторы, линии), сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми выполненными между ними в натуре соединениями.

Примем следующие типовые схемы РУ, которые формируют главную схему электрических соединений:

- РУ-ВН ЭС-1 выполнено по схеме – одна секционированная система с обходной системой шин и с одним выключателем на цепь.
- РУ-ВН ЭС-2 выполнено по схеме с двумя несекционированными (рабочей и обходной) системами шин.
- ПС-2, 3 имеют схему четырехугольника.
- ПС-1, 4, 5 – одна секционированная система шин с обходной с отдельным секционным и обходным выключателями.

В схемах с обходной системой шин все присоединения с выключателями подключаются к обходной системе шин.

Главная схема электрических соединений представлена на рисунке 5.1.

Главная схема электрических соединений в ремонтном режиме представлена на рисунке 5.2.

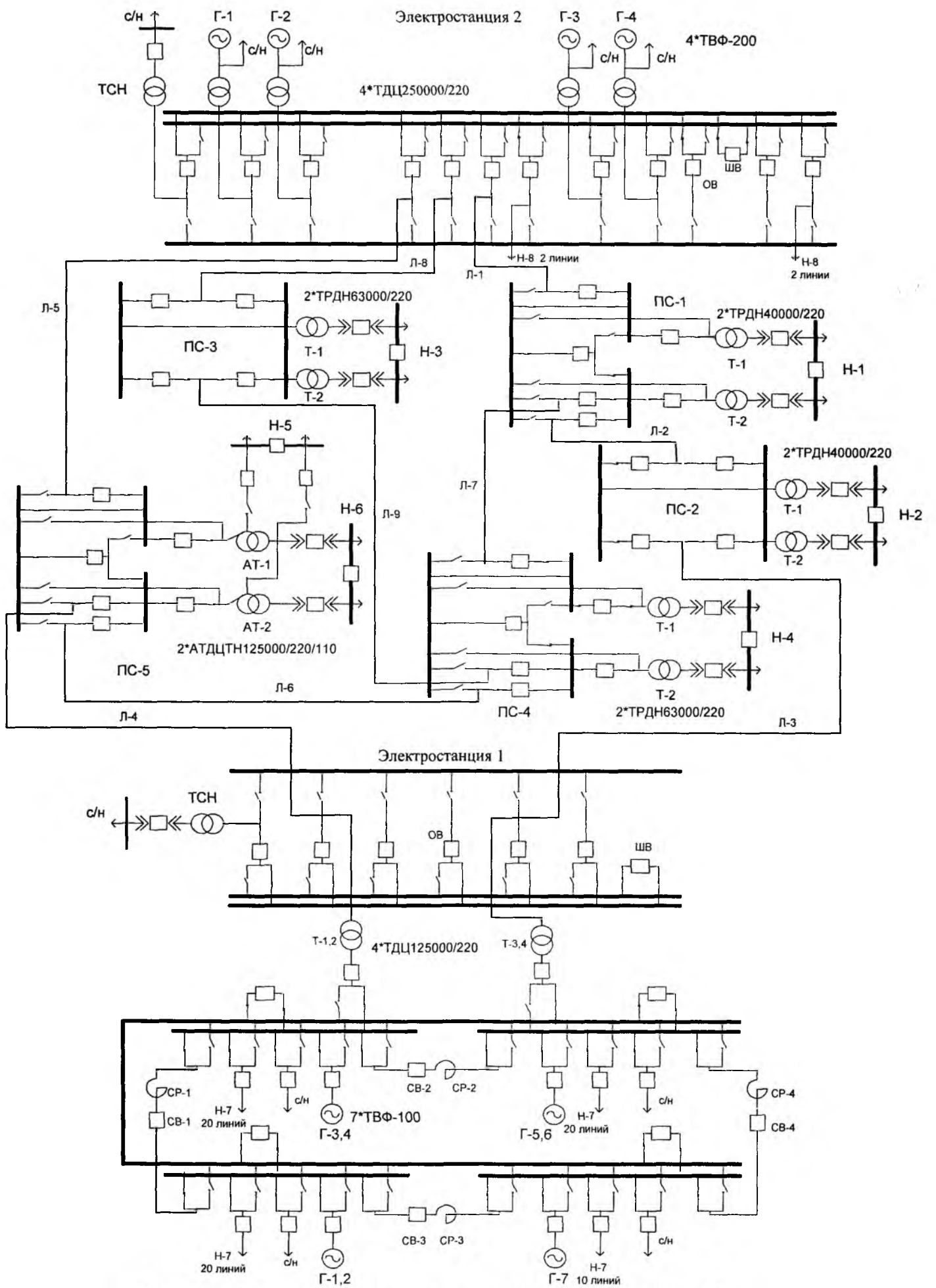


Рисунок 5.1 – Главная схема электрических соединений.

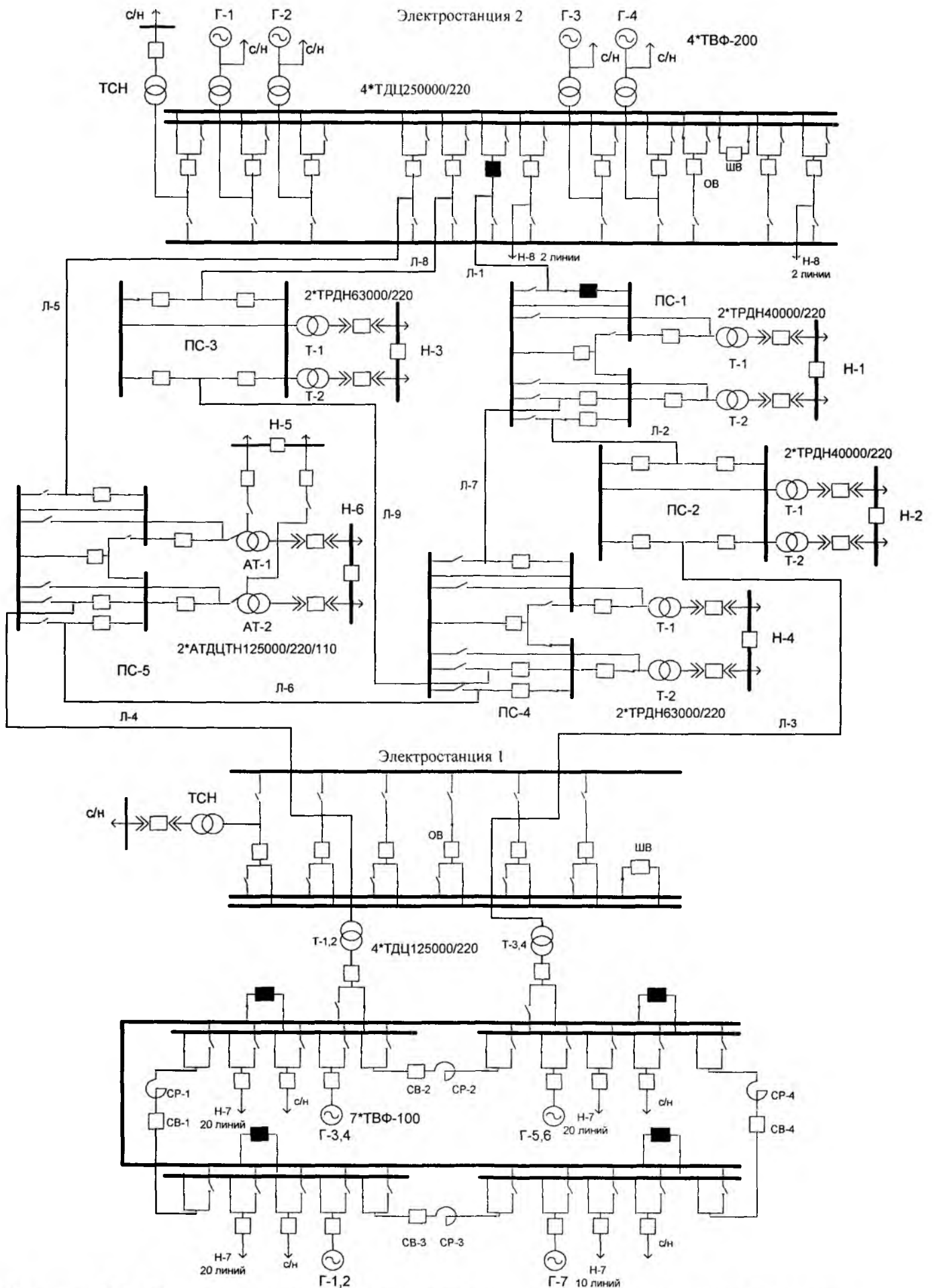


Рисунок 5.2 – Главная схема электрических соединений в ремонтном режиме

5.4. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ И ПОДСТАНЦИЯХ

При питании потребителей I, II категорий количество трансформаторов должно быть не менее двух, а их мощность определяется из соотношения:

$$S_{\text{тр.расч}} = \frac{P_{\text{max}}}{(n-1) \cdot \beta \cdot \cos \varphi}, \text{ где}$$

P_{max} - максимальное значение активной нагрузки;

n - число параллельно работающих трансформаторов;

β - коэффициент допустимой перегрузки.

$$\beta = \sqrt{\frac{R}{k_{\text{зап}}}}, \text{ где } R = 1.882 \text{ - районный коэффициент.}$$

$$\beta = \sqrt{\frac{1,882}{0,872}} = 1,469$$

Результаты расчета приведены в таблице 5.1.

Количество трансформаторов на электростанции ЭС-1 может быть любым, но не менее двух.

Поскольку нагрузка Н-7 подключена непосредственно на шины генераторного напряжения, то её мощность не протекает по трансформаторам связи, т.е. $P_{\text{тр.св.ЭС1}} = P_{\text{уст1}} - P_{\text{max7}} = 7 \cdot 100 - 346 = 354 \text{ MВт}$.

В нашем случае напряжение на шинах генераторного напряжения равно 10,5 кВ. Существуют две марки повышающих трансформаторов, удовлетворяющие данным условиям: ТДЦ-80000/220 и ТДЦ-125000/220.

$$S_{\text{тр.расч}} = \frac{P_{\text{тр.св.ЭС1}}}{(n-1) \cdot \beta_{\text{ср}} \cdot \cos \phi_{\text{ср}}} = \frac{354}{(n-1) \cdot 1,469 \cdot 0,865} = \frac{278,589}{(n-1)} \leq 125 \Rightarrow n \geq 3,23$$

Принимаем число трансформаторов марки ТДЦ-125000/220 на электростанции ЭС-1 равное 4.

На электростанции ЭС-2 установлены блоки «генератор-трансформатор». Поэтому число трансформаторов здесь соответствует числу агрегатов ($n_{\text{тр}} = 4$), а номинальная мощность определяется следующим образом:

$$S_{\text{ном тр}} = S_{\text{ном ген}} = 235 \text{ MVA.}$$

Выбираем трансформатор марки ТДЦ-250000/220.

Параметры трансформаторов, установленных на электростанциях и подстанциях, приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Параметры трансформаторов, установленных на электростанциях и подстанциях

| №ПС и ЭС | Расчётные данные | | | | | Справочные данные | | | | | | | | | | Диапазон регулировки | | | | | | | | | | |
|----------|----------------------------------------------------|---------|------|------------------|-------|-----------------------|---------------------------------------------------------------------|---------|---------------------------|----------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|----------|-------|-------|----------------------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|------|------|----------|
| | Р _{max} , МВт | β | cosφ | СпасМ ВА | N Ш Т | Тип трансформатора | U _{ном} , КВ | ΔРх кВт | ΔРк кВт | Uк, % | Rт, Ом | Xт, Ом | ΔQх кВАр | Uквс= | Uквн= | | Uксн= | Рквс= | Рквн= | Рксн= | Rтв= | Rтс= | Rтн= | Xтв= | Xтс= | Xтн= |
| ПС-1 | 24 | 1,59 | 0,88 | 17,16 (8,576) | 2 | ТРДН-40000/220 | U _{нв} =230 U _{нн} =11/11 | 50 | 170 | 12 | 5,6 | 158,7 | 360 | | | | | | | | | | | | | ± 8×1,5% |
| ПС-2 | 37 | 1,43 | 0,89 | 21,16 (10,6) | 2 | ТРДН-40000/220 | U _{нв} =230 U _{нн} =11/11 | 50 | 170 | 12 | 5,6 | 158,7 | 360 | | | | | | | | | | | | | ± 8×1,5% |
| ПС-3 | 70 | 1,59 | 0,85 | 51,64 (25,89) | 2 | ТРДН-63000/220 | U _{нв} =230 U _{нн} =11/11 | 82 | 300 | 12 | 3,9 | 100,7 | 360 | | | | | | | | | | | | | ± 8×1,5% |
| ПС-4 | 80 | 1,58 | 0,88 | 57,58 (28,77) | 2 | ТРДН-63000/220 | U _{нв} =230 U _{нн} =11/11 | 82 | 300 | 12 | 3,9 | 100,7 | 360 | | | | | | | | | | | | | ± 8×1,5% |
| ПС-5 | Р _{max} 5+ +Р _{max} 6 =111 | 1,56 | 0,9 | 78,88 (39,53) | 2 | АТДЦТН-125000/220/110 | U _{нв} =230 U _{сн} =121 U _{нн} =11 | 85 | Р _{квс} = 290 | U _{квс} = 31 U _{квн} = 19 U _{ксн} = 11 | R _{тв} = =0,5 R _{тс} = =0,5 R _{тн} = =1 | X _{тв} = =48,6 X _{тс} = =0 X _{тн} = =82,5 | 625 | | | | | | | | | | | | | ± 6×2% |
| ЭС-1 | Р _{эс-1} = =354 | 1,47 | 0,87 | 125 | 4 | ТДЦ-125000/220 | U _{нв} =242 U _{нн} =10,5 | 135 | 380 | 11 | 1,4 | 51,5 | 625 | | | | | | | | | | | | | ± 2×2,5% |
| ЭС-2 | Р _{н.ген} = =200 | 1 | 0,85 | 235 | 4 | ТДЦ-250000/220 | U _{нв} =242 U _{нн} =15,75 | 240 | 650 | 11 | 0,6 | 25,7 | 1125 | | | | | | | | | | | | | - |

6. ВЫБОР ОПЕРАТИВНОЙ СХЕМЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

6.1. СОСТАВЛЕНИЕ ВАРИАНТОВ ОПЕРАТИВНОЙ И РЕМОНТНОЙ СХЕМ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Оперативная и ремонтная схемы представлены на рисунках 5.1 и 5.2.

Оперативная схема: все генераторы работают, все выключатели включены, предусмотрена работа всех трансформаторов параллельно.

Ремонтная схема: при ремонте генератора на электростанции ЭС-1, соответствующий генераторный выключатель выключен. При ремонте ЛЭП Л-1 - отключен соответствующий выключатель на РУ ВН ЭС-2 и на ПС-1.

Результаты расчета режима при ремонте линии электропередачи Л-1 представлены в приложении В, а для расчета режима при ремонте генератора на ЭС-1 – в приложении Г.

6.2. РАСЧЕТ РЕЖИМОВ КЗ ДЛЯ НАМЕЧЕННЫХ ВАРИАНТОВ ОПЕРАТИВНОЙ СХЕМЫ

Расчет токов короткого замыкания для проверки выключателя 220 кВ для нагрузки Н-8 проведем в программном комплексе DAKAR. Результаты расчета представлены в приложении Е.

6.3. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ 220 кВ ДЛЯ НАГРУЗКИ Н-8

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

- Напряжение установки: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$;
- Длительный ток: $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}} = \frac{P_{\text{Н-8 max}}}{U_{\text{ср.н}} \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi}$.

$$I_{\text{max}} = \frac{P_{\text{Н-8 max}}}{U_{\text{ср.н}} \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi} = \frac{441}{230 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,85} = 1,302 \text{ кА.}$$

Предварительно выбираем воздушный выключатель типа ВВБ-220Б со следующими параметрами:

$$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}; S_{\text{откл}} = 12000 \text{ МВА}; I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}; i_{\text{уд}} = 80 \text{ кА}; i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}; I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}; i_{\text{вкл}} = 80 \text{ кА}; I_{\text{вкл}} = 35 \text{ кА}; I_{\text{тер}} = 40 \text{ кА}; t_{\text{тер}} = 3 \text{ с}; t_{\text{откл}} = 0,08 \text{ с}; t_{\text{вкл}} = 0,2 \text{ с}; \beta_{\text{н}} = 32 \text{ \%}.$$

Расчет токов КЗ в программном комплексе DAKAR показал, что периодическая слагаемая тока КЗ $I_{\text{п,0}} = 12,507 \text{ кА}$.

Выполним проверки выбранного выключателя:

- По отключающей способности:

- Периодической слагаемой тока КЗ: $I_{отк.ном} \geq I_{п,т}$; $31,5 \text{ кА} > 12,507 \text{ кА}$.

- Аperiodической составляющей: $i_{а,ном} \geq i_{а,т}$, где

$$i_{а,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{отк.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 32 \cdot 31,5}{100} = 14,26 \text{ кА};$$

$$i_{а,т} = \sqrt{2} \cdot I_{пк(0)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 12,507 \cdot e^{-\frac{0,09}{0,14}} = 9,34 \text{ кА};$$

$$\tau = t_{з,мин} + t_{с.в} = 0,01 + 0,08 = 0,09 \text{ с};$$

$t_{з,мин} = 0,01 \text{ с}$ - минимальное время действия релейной защиты;

$t_{с.в}$ - собственное время отключения выключателя;

$T_a = 0,14 \text{ с}$ - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока;

$\beta_H \%$ - допустимое относительное содержание аperiodической составляющей тока в отключаемом токе КЗ, которое зависит от τ .

Из расчетов видно, что условие $i_{а,ном} \geq i_{а,т}$ выполняется: $14,26 \text{ кА} > 9,34 \text{ кА}$.

- По включающей способности: $i_{вкл} \geq i_y$; $I_{вкл} \geq I_{пк(0)}$, где $i_y = \sqrt{2} \cdot I_{пк(0)} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}\right)$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{пк(0)} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}\right) = \sqrt{2} \cdot 12,507 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,14}}\right) = 34,159 \text{ кА}.$$

Условия $i_{вкл} \geq i_y$; $I_{вкл} \geq I_{пк(0)}$ выполняются: $80 \text{ кА} > 34,159 \text{ кА}$; $35 \text{ кА} > 12,507 \text{ кА}$.

- Проверка на электродинамическую стойкость: $I_{дин} \geq I_{пк(0)}$; $i_{дин} \geq i_y$.

Данные условия выполняются: $40 \text{ кА} > 12,507 \text{ кА}$; $102 \text{ кА} > 34,159 \text{ кА}$.

- Проверка на термическую стойкость: $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$, где

$$B_K = I_{пк(0)}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 12,507^2 \cdot (4 + 0,14) = 647,59 \text{ кА} \cdot \text{с};$$

$t_{отк} = 4 \text{ с}$ - время действия резервной защиты.

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА} \cdot \text{с} > 647,59 \text{ кА} \cdot \text{с} - \text{условие выполняется.}$$

Выбранный выключатель типа ВВБ-220Б проходит по всем важнейшим параметрам. Следовательно, для нагрузки Н-8 устанавливаем данный тип выключателя 220 кВ.

7. ПОСТРОЕНИЕ РАСХОДНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ МЕЖДУ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ

Расходные характеристики электростанций $B_k = f(P_k)$ строятся по выражению:

$$B_k = n_k \cdot P_{\text{ном.к}} \cdot \beta_k \cdot 10^3, \text{ т.у.т./час, где}$$

n_k - число агрегатов на k -ой станции;

β_k - удельная расходная характеристика агрегата для k -ой станции (таблица 1.3.).

Расходные характеристики представим в виде таблицы:

Таблица 7.1 – Расходные характеристики электростанций.

| ЭС-1 | | | | ЭС-2 | | | |
|-------|------------|-------------|-------------------|-------|------------|-------------|-------------------|
| n_1 | P_1 | β_1 | B_1 | n_2 | P_2 | β_2 | B_2 |
| | <i>МВт</i> | <i>о.е.</i> | <i>Т.у.т./час</i> | | <i>МВт</i> | <i>о.е.</i> | <i>Т.у.т./час</i> |
| 1 | 100 | 0,14 | 9,601648 | 1 | 200 | 0,25 | 22,44871 |
| 2 | 200 | 0,29 | 20,56201 | 2 | 400 | 0,50 | 53,47323 |
| 3 | 300 | 0,43 | 35,55948 | 3 | 600 | 0,75 | 122,4027 |
| 4 | 400 | 0,57 | 58,72286 | 4 | 800 | 1,00 | 288 |
| 5 | 500 | 0,71 | 95,4108 | | | | |
| 6 | 600 | 0,86 | 155,3302 | | | | |
| 7 | 700 | 1,00 | 241,5 | | | | |

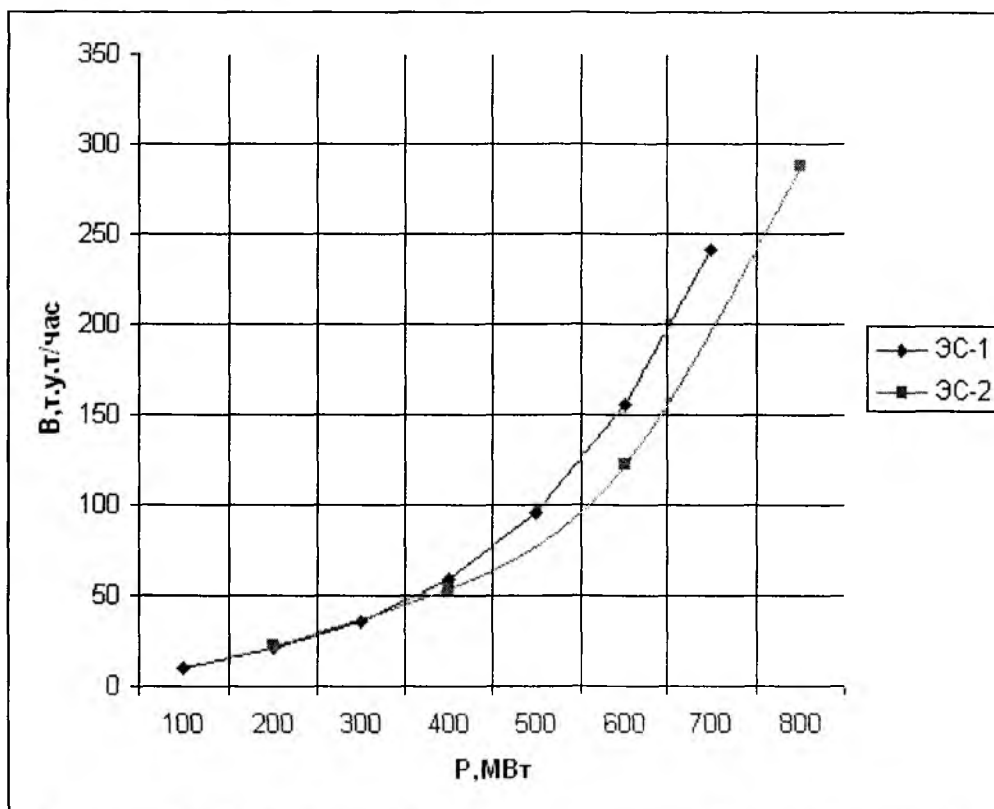


Рисунок 7.1 – Расходные характеристики электростанций.

Далее определяем экономическое распределение активной мощности между электростанциями.

Критерием экономичного распределения активной мощности является минимум затрат на ведение режима энергосистемы, который характеризуется равенством удельных приростов этих затрат.

Распределение активных мощностей между электростанциями ведётся с учётом изменения потерь в сетях. Для этого необходимо знать коэффициенты распределения активных мощностей C_1, C_2, C_{12} .

Данные коэффициенты определяются для часа максимума системного графика нагрузки и ремонтного режима. Сделать это можно аналитически при помощи метода наложения, поочередным питанием от обеих станций.

Для каждого из вышеперечисленных режимов следует произвести расчет потоков мощности в сетевой части схемы (рис.2) при поочередном питании от обеих станций:

- 1) питание осуществляется от ЭС-1;
- 2) питание осуществляется от ЭС-2.

Расчет потоков мощности произведен в ПК DAKAR.(Приложение А,Б,В,Г)

На основании проведенных расчетов определяются частичные потоки активной мощности в относительных единицах, когда одна из электростанций отключена

$$k_{1i} = \frac{P_i}{P_{ЭС1}}, \text{ (БУ-1);} \quad k_{2i} = \frac{P_i}{P_{ЭС2}}, \text{ (БУ-2)}$$

где: $P_i = P_{нач.i}$ - из расчета режимов. (Приложение А,Б,В,Г).

Для режимов, соответствующих часам максимума:

$$P_{ЭС1} = P_{л3} + P_{л4} + P_{Н7},$$

$$P_{ЭС2} = P_{л1} + P_{л5} + P_{л8} + P_{Н8},$$

где значения $P_{ли}, P_{ни}$ берутся из результатов расчетов. (Приложение А,Б,В,Г).

Таблица 7.2 – Коэффициенты распределения активной мощности в нормальном режиме.

| № ЛЭП | $R_{ли}, Ом$ | K_{1i} | K_{2i} | $K_{1i}^2 R_{ли}$ | $K_{2i}^2 R_{ли}$ | $K_{1i} K_{2i} R_{ли}$ |
|-------|--------------|----------|----------|-------------------|-------------------|------------------------|
| 1 | 4,312 | -0,081 | 0,157 | 0,028 | 0,106 | -0,055 |
| 2 | 5,096 | -0,132 | 0,101 | 0,089 | 0,052 | -0,068 |
| 3 | 5,488 | -0,159 | 0,077 | 0,139 | 0,033 | -0,067 |
| 4 | 1,96 | 0,537 | -0,286 | 0,565 | 0,16 | -0,301 |
| 5 | 2,94 | 0,305 | -0,343 | 0,273 | 0,346 | -0,308 |
| 6 | 5,684 | -0,113 | 0,042 | 0,073 | 0,01 | -0,027 |
| 7 | 3,92 | -0,029 | -0,032 | 0,00329 | 0,00401 | 0,00364 |
| 8 | 4,41 | -0,011 | 0,136 | 0,00534 | 0,082 | -0,00659 |
| 9 | 2,646 | -0,071 | 0,076 | 0,013 | 0,015 | -0,014 |
| | | | | C_1 | C_2 | C_{12} |
| | | | | 1,189 | 0,80801 | -0,84295 |

$$P_{ЭС1} = P_{л3} + P_{л4} + P_{Н7} = 181,258 + 611,092 + 346 = 1138,35 МВт.$$

$$P_{ЭС2} = P_{л1} + P_{л5} + P_{л8} + P_{Н8} = 190,144 + 415,001 + 165,232 + 441 = 1211,377 МВт.$$

Коэффициенты K_{1i} и K_{2i} определяются по формулам:

$$k_{1i} = \frac{P_i}{P_{ЭС1}}, \quad k_{2i} = \frac{P_i}{P_{ЭС2}}.$$

Таблица 7.3 – Коэффициенты распределения активной мощности в ремонтном режиме.

| № ЛЭП | $R_{Лi}, Ом$ | K_{1i} | K_{2i} | $K_{1i}^2 R_{Лi}$ | $K_{2i}^2 R_{Лi}$ | $K_{1i} K_{2i} R_{Лi}$ |
|-------|---------------------------|----------|----------|-------------------|-------------------|------------------------|
| 1 | Линия находится в ремонте | | | | | |
| 2 | 5,096 | -0,107 | 0,051 | 0,058 | 0,013 | -0,028 |
| 3 | 5,488 | -0,133 | 0,029 | 0,097 | 0,00462 | -0,021 |
| 4 | 1,96 | 0,565 | -0,333 | 0,626 | 0,217 | -0,369 |
| 5 | 2,94 | 0,352 | -0,429 | 0,364 | 0,541 | -0,444 |
| 6 | 5,684 | -0,092 | 0,00448 | 0,048 | 0,000114 | -0,00234 |
| 7 | 3,92 | -0,085 | 0,072 | 0,028 | 0,02 | -0,024 |
| 8 | 4,41 | -0,046 | 0,208 | 0,00933 | 0,191 | -0,042 |
| 9 | 2,646 | -0,107 | 0,144 | 0,03 | 0,055 | -0,041 |
| | | | | C_1 | C_2 | C_{12} |
| | | | | 1,26033 | 1,041734 | -0,97134 |

$$P_{ЭС1} = P_{Л3} + P_{Л4} + P_{Л7} = 152,586 + 648,229 + 346 = 1146,815 \text{ МВт}.$$

Так как линия Л-1 находится в ремонте, то $P_{Л1} = 0$:

$$P_{ЭС2} = P_{Л5} + P_{Л8} + P_{Л9} = 522,46 + 253,238 + 441 = 1216,698 \text{ МВт}.$$

Расчет оптимального распределения активной мощности в энергосистеме осуществлялся на ПЭВМ с помощью программы РОРТИМ.

Результаты расчета экономического распределения активной мощности между электрическими станциями для режимов, соответствующие часу максимума системного графика нагрузки и ремонтному режиму, а также с суточные графиками активной нагрузки системы, станций и потерь мощности в электрических сетях представлена ниже (см. приложение Д)

Прогнозируемые суточные графики нагрузки отдельных электростанций и энергосистемы представлены на рисунке 7.1.

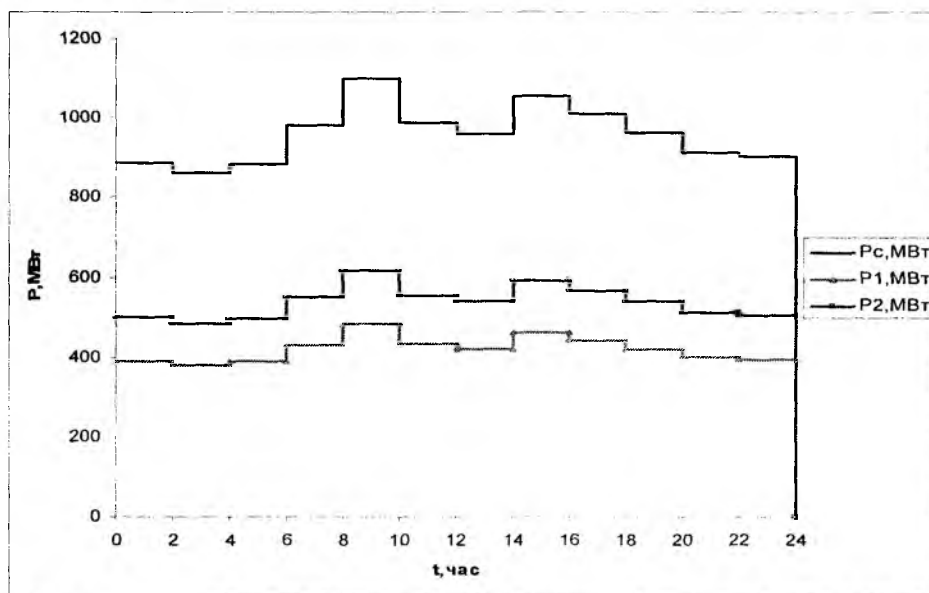


Рисунок 7.1 - Прогнозируемые суточные графики нагрузки отдельных электростанций и энергосистемы

8. ВЫБОР РЕГУЛИРУЮЩЕЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ И УТОЧНЕНИЕ СУТОЧНЫХ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Резервную мощность каждой электростанции можно определить следующим образом:

$$P_{\text{рез1}} = P_{\text{уст1}} - P_{\text{эк1}} = 7 \cdot 100 - 517,291 = 182,709 \text{ МВт.}$$

$$P_{\text{рез2}} = P_{\text{уст2}} - P_{\text{эк2}} = 4 \cdot 200 - 583,844 = 216,156 \text{ МВт.}$$

В качестве регулирующей выбирается электростанция, имеющая большую резервную мощность, т.е. электростанция ЭС-2. ЭС-1 будет работать в базовом режиме, с постоянной мощностью.

Уточненные суточные графики нагрузки электростанций с учетом вывода в ремонт агрегата на одной из станций (с 9 до 10 часов) представлены ниже.

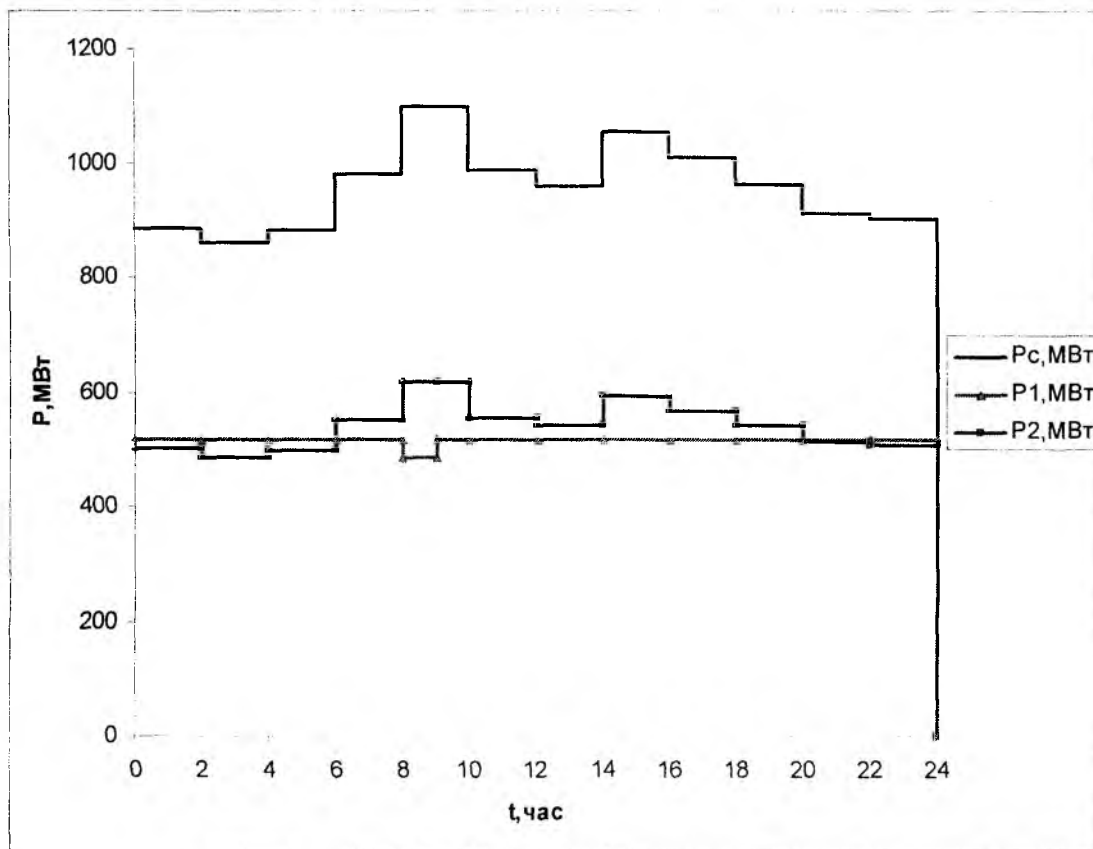


Рисунок 8.1 – Уточненные суточные графики нагрузки электростанции с учетом вывода в ремонт оператора на ЭС-1.

9. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ДЛЯ ЧАСА МАКСИМУМА СИСТЕМЫ

Помимо экономического распределения активных мощностей в энергосистеме следует определить экономическое распределение реактивной мощности между ЭС - 1 и ЭС - 2 для часа максимума системного графика нагрузки.

Рассматриваемая электрическая сеть принимается однородной. Для таких систем коэффициенты распределения реактивных мощностей B_1, B_2, B_{12} оказываются пропорциональными соответствующим коэффициентам распределения активных мощностей:

$$B_1 = \frac{r_0}{x_0} \cdot C_1 = \frac{0,098}{0,429} \cdot 1,189 = 0,2716;$$

$$B_2 = \frac{r_0}{x_0} \cdot C_2 = \frac{0,098}{0,429} \cdot 0,808 = 0,1846;$$

$$B_{12} = \frac{r_0}{x_0} \cdot C_{12} = \frac{0,098}{0,429} \cdot (-0,8429) = -0,1926.$$

C_1, C_2, C_{12} - коэффициенты распределения активных мощностей (таблица 7.2).

Определим экономическое распределение реактивной мощности между ЭС-1 и ЭС-2:

$$\begin{cases} Q_1 = Q_2 \cdot \frac{B_2 - B_{12}}{B_1 - B_{12}}, \\ aQ_2^2 + bQ_2 - c = 0. \end{cases}$$

Определим коэффициенты a, b, c :

$$\begin{aligned} a &= \frac{1}{U_{\text{сп}}^2} \cdot \left(C_1 \cdot \frac{B_2 - B_{12}}{B_1 - B_{12}} + C_2 + 2C_{12} \cdot \frac{B_2 - B_{12}}{B_1 - B_{12}} \right) = \\ &= \frac{1}{230^2} \cdot \left(1,189 \cdot \frac{0,1846 - (-0,1926)}{0,2716 - (-0,1926)} + 0,808 + 2 \cdot (-0,8429) \cdot \frac{0,1846 - (-0,1926)}{0,2716 - (-0,1926)} \right) = \\ &= 0,7643 \cdot 10^{-5}. \end{aligned}$$

$$b = 1 + \frac{B_2 - B_{12}}{B_1 - B_{12}} = 1 + \frac{0,1846 - (-0,1926)}{0,2716 - (-0,1926)} = 1,8126.$$

$$c = \sum Q_{\text{н}} + \frac{A_1}{U_{\text{сп}}^2} = 635,62 + \frac{84449,854}{230^2} = 637,216,$$

где $A_1 = P_1^2 C_1 + P_2^2 C_2 + 2P_1 P_2 C_{12} =$
 $= 517,291^2 \cdot 1,189 + 583,844^2 \cdot 0,808 + 2 \cdot 517,291 \cdot 583,844 \cdot (-0,8429) = 84449,854.$

Подставим полученные коэффициенты в систему уравнений для определения экономического распределения реактивной мощности между ЭС-1 и ЭС-2:

$$\begin{cases} Q_1 = Q_2 \cdot \frac{B_2 - B_{12}}{B_1 - B_{12}} = \frac{0,1846 - (-0,1926)}{0,2716 - (-0,1926)} \cdot Q_2 = 0,8126 \cdot Q_2, \\ aQ_2^2 + bQ_2 - c = 0,7643 \cdot 10^{-5} \cdot Q_2^2 + 1,8126 \cdot Q_2 - 637,216 = 0. \end{cases}$$

Решив данную систему уравнений, получим:

$$Q_1 = 270,628 \text{ МВАр};$$

$$Q_2 = 333,039 \text{ МВАр}.$$

10. РАЗРАБОТКА РЕЖИМНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭКОНОМИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Описание режимных мероприятий, используемых в энергосистемах

Мероприятия делятся на три группы: организационные, технические и мероприятия по совершенствованию систем расчетного и технического учета электроэнергии.

К организационным относят мероприятия по совершенствованию эксплуатационного обслуживания электрических сетей и оптимизации рабочих схем сетей режимов их работы.

Организационными мероприятиями являются:

- повышение уровня рабочего напряжения
- оптимизация режимов реактивной мощности
- перевод генераторов электростанций в режим СК при недостатке реактивной мощности в ЭЭС;
- отключение трансформаторов в режимах малых нагрузок;
- выравнивание нагрузок фаз в электрических сетях 0,38 кВ и др.

К техническим мероприятиям относятся мероприятия по реконструкции, модернизации или строительству сетей, замене или установке дополнительного оборудования. Технические мероприятия включают в себя:

- установку компенсирующих устройств;
- замену проводов на провода с большим сечением;
- замену перегруженных и недогруженных трансформаторов;
- установку трансформаторов с РПН, ЛР, ВДТ, шунтирующих реакторов и т. п.;
- установку устройств регулирования потоков мощности в неоднородных замкнутых сетях высокого и сверхвысокого напряжения;
- перевод сетей на более высокое номинальное напряжение и другие.

Разработка режимных мероприятий

В качестве одного из режимных мероприятий подробно рассматривается отключение части трансформаторов в режимах малых нагрузок.

Отключение одного из n -работающих трансформаторов целесообразно, когда происходящее при этом снижение потерь х.х. оказывается большим, чем увеличении нагрузочных потерь из-за перераспределения суммарной нагрузки между меньшим числом трансформаторов.

Количество работающих трансформаторов (2^x обмоточных) определяется из условия:

$$S_{нагр} < S_{эк} \text{ — в работе 1 трансформатор;}$$

$$S_{нагр} > S_{эк} \text{ — в работе 2 трансформатора.}$$

Экономическая мощность $S_{\text{ЭК}}$ для двухобмоточных трансформаторов определяется:

Для подстанций ПС-1, ПС-2:

$$S_{\text{ЭК}} = S_{\text{НОМ}} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{\Delta P_{\text{XX}}}{\Delta P_{\text{К}}}} = 40 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{50}{170}} = 30,68 \text{ МВт.}$$

Для подстанций ПС-3, ПС-4:

$$S_{\text{ЭК}} = S_{\text{НОМ}} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{\Delta P_{\text{XX}}}{\Delta P_{\text{К}}}} = 63 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{82}{300}} = 46,58 \text{ МВт.}$$

Так как на ПС-5 у нас остановлены автотрансформаторы, т.е. обмотки среднего и низшего напряжения могут иметь нагрузку, по разному изменяющуюся по времени, то и суммарные потери будут иметь более сложную зависимость от суммарной нагрузки, чем для двухобмоточных трансформаторов. Поэтому суммарные потери активной мощности в n автотрансформаторах можно найти по формуле:

Для ПС-5

$$\Delta P_{\text{ТР}}(n) = n \cdot \Delta P_{\text{XX}} + \frac{R_{\text{В}} \cdot S_{\text{В}}^2}{n \cdot U_{\text{НОМ}}^2} + \frac{R_{\text{С}} \cdot S_{\text{С}}^2}{n \cdot U_{\text{НОМ}}^2} + \frac{R_{\text{Н}} \cdot S_{\text{Н}}^2}{n \cdot U_{\text{НОМ}}^2}$$

Минимальный режим соответствует периоду с 02 до 04 часа.

Таблица 10.1 – Результаты расчета суммарных потерь активной мощности установленного на подстанции ПС5 автотрансформатора.

| Время | $S_{\text{В}}$ | $S_{\text{С}}$ | $S_{\text{Н}}$ | $\Delta P_{\text{ТР}} (n=1)$ | $\Delta P_{\text{ТР}} (n=2)$ |
|---------|----------------|----------------|----------------|------------------------------|------------------------------|
| | МВА | МВА | МВА | кВт | кВт |
| 00 – 02 | 54,17 | 35,16 | 19,01 | 131,251 | 193,126 |
| 02 – 04 | 52,59 | 35,16 | 17,43 | 128,568 | 191,784 |
| 04 – 06 | 59,08 | 42,19 | 16,89 | 140,208 | 197,604 |
| 06 – 08 | 89,69 | 63,29 | 26,4 | 212,068 | 233,534 |
| 08 – 10 | 123,14 | 70,33 | 52,81 | 327,794 | 291,397 |
| 10 – 12 | 115,22 | 70,33 | 44,89 | 295,323 | 275,162 |
| 12 – 14 | 101,15 | 56,26 | 44,89 | 249,714 | 252,357 |
| 14 – 16 | 100,09 | 56,26 | 43,83 | 245,92 | 250,46 |
| 16 – 18 | 112,56 | 70,33 | 42,23 | 285,216 | 270,108 |
| 18 – 20 | 110,99 | 70,33 | 40,66 | 279,438 | 267,219 |
| 20 – 22 | 102,9 | 63,29 | 39,61 | 252,599 | 253,799 |
| 22 – 24 | 74,58 | 49,23 | 25,35 | 172,628 | 213,814 |

По данным таблицы 10.1 строим графики зависимостей суммарных потерь активной мощности от мощности, передаваемой через автотрансформатор для одного и двух работающих автотрансформаторов. По графику определяется экономичное количество работающих автотрансформаторов на ПС-5.

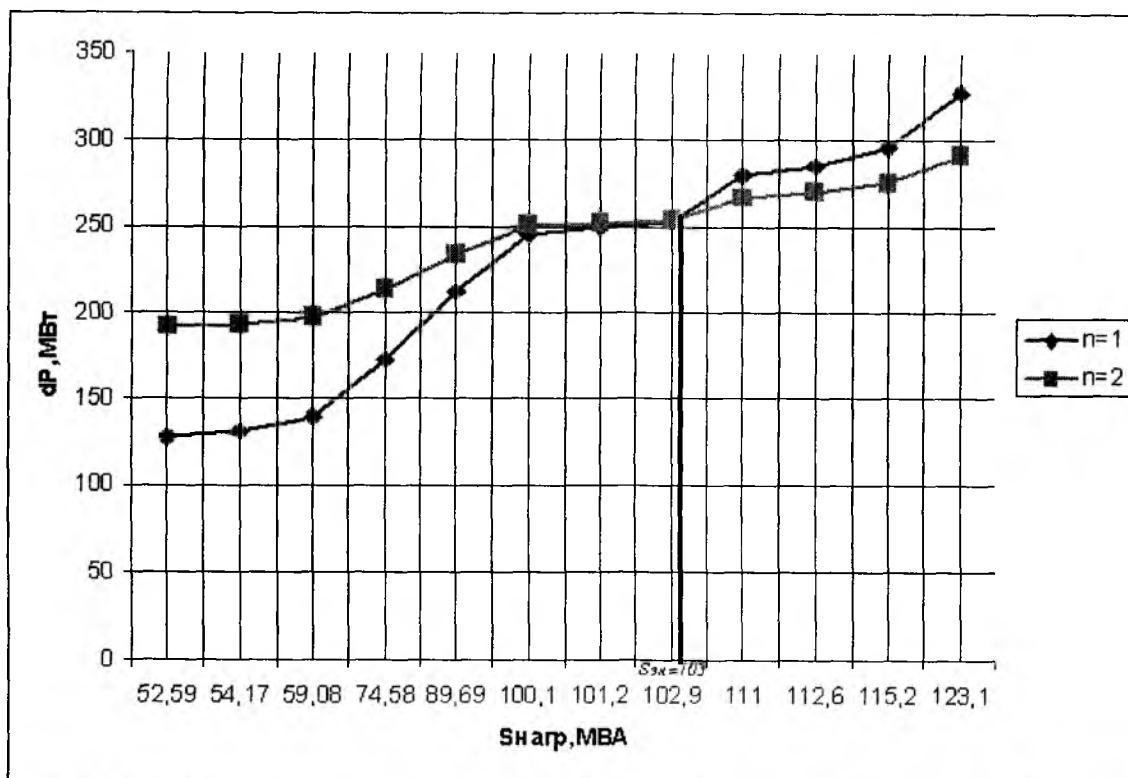


Рисунок 10.1 – Зависимости суммарных потерь активной мощности от мощности, передаваемой через трансформатор для одного или двух работающих трансформаторов.

Таблица 10.2 – Число трансформаторов, работающих на подстанциях.

| Время | ПС-1 | | ПС-2 | | ПС-3 | | ПС-4 | | ПС-5 | |
|---------|-------------------|-----------------|-------------------|-----------------|-------------------|-----------------|-------------------|-----------------|-------------------|-----------------|
| | S _{нагр} | n _{ТР} | S _{нагр} | n _{ТР} | S _{нагр} | n _{ТР} | S _{нагр} | n _{ТР} | S _{нагр} | n _{ТР} |
| 00 - 02 | 12,5 | 1 | 25,84 | 1 | 55,29 | 2 | 68,18 | 2 | 54,17 | 1 |
| 02 - 04 | 12,5 | 1 | 25,84 | 1 | 37,65 | 1 | 72,73 | 2 | 52,59 | 1 |
| 04 - 06 | 12,5 | 1 | 25,84 | 1 | 36,47 | 1 | 65,91 | 2 | 59,08 | 1 |
| 06 - 08 | 21,59 | 1 | 25,84 | 1 | 50,29 | 2 | 56,82 | 2 | 89,69 | 1 |
| 08 - 10 | 27,27 | 1 | 30,34 | 1 | 82,35 | 2 | 90,91 | 2 | 123,14 | 2 |
| 10 - 12 | 22,73 | 1 | 28,09 | 1 | 67,06 | 2 | 68,18 | 2 | 115,22 | 2 |
| 12 - 14 | 22,73 | 1 | 28,09 | 1 | 75,29 | 2 | 59,09 | 2 | 101,15 | 1 |
| 14 - 16 | 27,27 | 1 | 30,34 | 1 | 82,35 | 2 | 90,91 | 2 | 100,09 | 1 |
| 16 - 18 | 22,73 | 1 | 28,09 | 1 | 54,12 | 2 | 77,27 | 2 | 112,56 | 2 |
| 18 - 20 | 20,45 | 1 | 28,09 | 1 | 63,53 | 2 | 63,64 | 2 | 110,99 | 2 |
| 20 - 22 | 20,45 | 1 | 28,09 | 1 | 62,35 | 2 | 45,45 | 1 | 102,9 | 1 |
| 22 - 00 | 19,32 | 1 | 25,84 | 1 | 64,71 | 2 | 63,64 | 2 | 74,58 | 1 |

В результате анализа расчётов режима минимальных нагрузок и минимальных нагрузок с отключением части трансформаторов можно сделать вывод, что суммарные продольные активные потери увеличились меньше, чем уменьшилась суммарная активная нагрузка, следовательно можно сделать вывод о том, что мероприятие по отключению трансформаторов эффективно. (Приложения Ж,3)

Суммарная активная нагрузка: $\sum \Delta P_{\text{акт}} = 50 + 50 + 82 + 85 = 267 \text{ кВт} = 0,267 \text{ МВт}$

Суммарные потери продольные: $\Delta P = 3,589 - 3,450 = 0,131 \text{ МВт}$

11. АНАЛИЗ РАСЧЕТОВ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ. СОСТАВЛЕНИЕ УТОЧНЕННЫХ БАЛАНСОВ АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТЕЙ

С помощью программы **DAKAR**, проводим расчет режимов, соответствующих часам максимума и минимума графика нагрузки энергосистемы, а также ремонтного режима.

При проведении расчетов в качестве балансирующего узла принимаем узел, в котором подключена регулирующая электростанция.

Максимальный режим рассчитывается двумя способами:

1. Для базовой электростанции задаются такие параметры, как активная мощность $P_G = P_{эк} = 517,29$ МВт и фиксированное напряжение $|U_{зад}| = 10,5$ кВ, равное номинальной уставке АРВ генератора, то есть $U_{ном}$.

2. Для базовой электростанции задаются активная мощность $P_G = P_{эк} = 517,29$ МВт и реактивная мощность $Q_G = Q_{эк} = 270,628$ МВар, а напряжение на выводах генератора является величиной расчётной.

Результаты расчетов приведены в приложениях И, К.

Для этого производится сравнение результатов расчётов с точки зрения технической реализуемости режима ($0,95U_{ном} \leq U_G \leq 1,05U_{ном}$), обеспечения требуемых уровней напряжения у потребителей и экономичности.

Исходя из результатов расчета видно, что оптимальным является первый способ расчета, т.к. уровни напряжений при расчете первым способом ближе к желаемым, чем при расчете вторым способом. Первый вариант с номинальной уставкой АРВ оказался единственным, технически реализуемым, из двух вариантов.

По результатам расчета режима, соответствующего часу максимальной нагрузки энергосистемы с учётом определённой располагаемой мощности генераторов электростанций составим уточненный баланс активной и реактивной мощности. Для этого из приложения И из отрегулированного режима максимальных нагрузок возьмём данные. Регулировали с помощью отпайки. На первой и второй подстанциях установили «-1» отпайки, на третьей и четвертой подстанциях установили «2» отпайки.

Следовательно суммарная потребляемая мощность с учётом потерь равна $S = |1105,925 + j696,801| = 1307,13$ (МВА), а суммарная генерация равна $S = |1106,161 + j697,162| = 1307,527$ (МВА). Таким образом, небаланс равен $\Delta S = 0,3$ (МВА), что составляет 0,03% от суммарной генерации.

12. СОСТАВЛЕНИЕ ДИСПЕТЧЕРСКОГО ПЛАНА ПО ОПРЕДЕЛЕННОЙ ФОРМЕ

Конечным итогом работы по оперативному планированию режимов энергосистемы является составление диспетчерского плана. На различных предприятиях приняты различные формы составления этого документа. В данной работе составлен суточный план в виде таблиц 12.1 и 12.2.

Суточный план для нагрузок (табл.12.1) составлена для:

- часа максимальной нагрузки энергосистемы;
- часа минимальной нагрузки энергосистемы;
- часа, когда имел место послеаварийный режим.

Таблица 12.1 – Суточный план для нагрузок

| Время | Рсис _т , МВт | Qсис _т , МВАр | Рст ₁ , МВт | Qст ₁ , МВАр | Рст ₂ , МВт | Qст ₂ , МВАр | Ррез ₁ , МВт | Ррез ₂ , МВт | ΣРрез ₁ , МВт |
|-------|----------------------------|-----------------------------|---------------------------|----------------------------|---------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|-----------------------------|
| 0-2 | 886,9 | 514,52 | 517,291 | 300,099 | 369,609 | 214,4236 | 182,709 | 430,391 | 613,1 |
| 2-4 | 861,5 | 499,78 | 517,291 | 300,099 | 344,209 | 199,6881 | 182,709 | 455,791 | 638,5 |
| 4-6 | 882,4 | 511,91 | 517,291 | 300,099 | 365,109 | 211,813 | 182,709 | 434,891 | 617,6 |
| 6-8 | 981,1 | 569,17 | 517,291 | 300,099 | 463,809 | 269,0725 | 182,709 | 336,191 | 518,9 |
| 8-9 | 1099 | 637,57 | 483,65 | 280,58 | 615,35 | 356,9869 | 116,35 | 184,65 | 301 |
| 9-10 | 1099 | 637,57 | 517,291 | 300,099 | 581,709 | 337,4705 | 182,709 | 218,291 | 401 |
| 10-12 | 987 | 572,59 | 517,291 | 300,099 | 469,709 | 272,4953 | 182,709 | 330,291 | 513 |
| 12-14 | 960,2 | 557,05 | 517,291 | 300,099 | 442,909 | 256,9476 | 182,709 | 357,091 | 539,8 |
| 14-16 | 1054,2 | 611,58 | 517,291 | 300,099 | 536,909 | 311,4804 | 182,709 | 263,091 | 445,8 |
| 16-18 | 1008,6 | 585,13 | 517,291 | 300,099 | 491,309 | 285,0262 | 182,709 | 308,691 | 491,4 |
| 18-20 | 961,2 | 557,63 | 517,291 | 300,099 | 443,909 | 257,5277 | 182,709 | 356,091 | 538,8 |
| 20-22 | 912,8 | 529,54 | 517,291 | 300,099 | 395,509 | 229,4491 | 182,709 | 404,491 | 587,2 |
| 22-24 | 902,4 | 523,52 | 517,291 | 300,099 | 385,109 | 223,4157 | 182,709 | 414,891 | 597,6 |

Таблица 12.2 - Суточный план для нагрузок

| Время | Н-1 | | | | Н-2 | | | | Н-3 | | | |
|-------|-----------|------------|----------|-----------------|-----------|------------|----------|-----------------|-----------|------------|----------|-----------------|
| | Р, МВт | Q, МВАр | U, кВ | n _{тр} | Р, МВт | Q, МВАр | U, кВ | n _{тр} | Р, МВт | Q, МВАр | U, кВ | n _{тр} |
| 2-4 | 10,995 | 5,925 | 11,01 | 1 | 22,986 | 11,760 | 10,866 | 1 | 31,990 | 19,802 | 10,669 | 1 |
| 8-9 | 24,009 | 12,940 | 10,485 | 2 | 27,011 | 13,824 | 10,413 | 2 | 70,026 | 43,343 | 10,515 | 2 |
| 9-10 | 24,014 | 12,943 | 10,367 | 2 | 27,017 | 13,828 | 10,337 | 2 | 70,032 | 43,347 | 10,471 | 2 |

| Время | Н-4 | | | | Н-5 | | | | Н-6 | | | |
|-------|-----------|------------|----------|-----------------|-----------|------------|----------|-----------------|-----------|------------|----------|-----------------|
| | Р, МВт | Q, МВАр | U, кВ | n _{тр} | Р, МВт | Q, МВАр | U, кВ | n _{тр} | Р, МВт | Q, МВАр | U, кВ | n _{тр} |
| 2-4 | 63,976 | 34,472 | 10,736 | 2 | 31,984 | 14,579 | 121,661 | 1 | 15,501 | 7,933 | 10,916 | 1 |
| 8-9 | 80,031 | 43,133 | 10,526 | 2 | 64,031 | 29,188 | 118,972 | 2 | 47,023 | 24,068 | 10,588 | 2 |
| 9-10 | 80,042 | 43,140 | 10,458 | 2 | 64,039 | 29,193 | 118,669 | 2 | 47,028 | 24,072 | 10,559 | 2 |

13. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ РЕФОРМЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

Предпосылки реформирования электроэнергетики

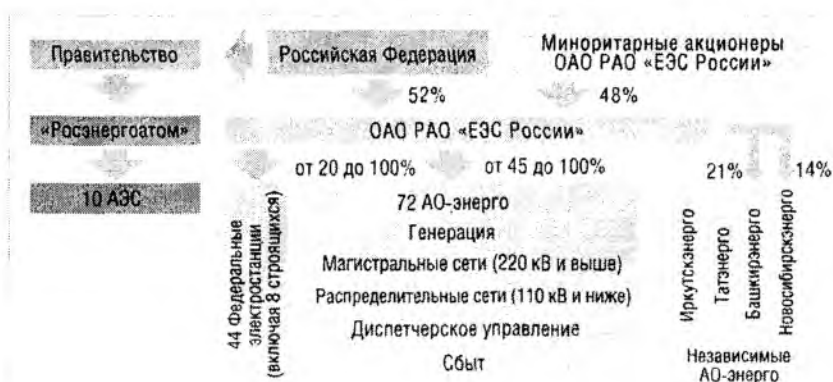
Еще в 1980-х годах в электроэнергетике страны стали проявляться признаки стагнации: производственные мощности обновлялись заметно медленнее, чем росло потребление электроэнергии. В 1990-е годы, в период общеэкономического кризиса в России, объем потребления электроэнергии существенно уменьшился, в то же время процесс обновления мощностей практически остановился.

Общая ситуация в отрасли характеризовалась следующими показателями:

- По технологическим показателям (удельный расход топлива, средний коэффициент полезного действия оборудования, рабочая мощность станций и др.) российские энергокомпании отставали от своих аналогов в развитых странах.
- Отсутствовали стимулы к повышению эффективности, рациональному планированию режимов производства и потребления электроэнергии, энергосбережению.
- В отдельных регионах происходили перебои энергоснабжения, наблюдался энергетический кризис, Существовала высокая вероятность крупных аварий.
- Отсутствовала платежная дисциплина, были распространены неплатежи.
- Предприятия отрасли были информационно и финансово "не прозрачными".
- Доступ на рынок был закрыт для новых, независимых игроков.

Все это вызвало необходимость преобразований в электроэнергетике, которые создали бы стимулы для повышения эффективности энергокомпаний и позволили существенно увеличить объем инвестиций в отрасли. В противном случае, при дальнейшем расширении внешнеэкономического сотрудничества, российские предприятия проиграли бы экономическое соревнование не только на зарубежных рынках, но и на внутреннем рынке страны.

Структура отрасли в 2000 году



Цели и задачи реформы

Основная цель реформирования электроэнергетики России – повышение эффективности предприятий отрасли, создание условий для ее развития на основе стимулирования инвестиций, обеспечение надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей.

В связи с этим в электроэнергетике России происходят радикальные изменения: меняется система государственного регулирования отрасли, формируется конкурентный рынок электроэнергии, создаются новые компании.

В ходе реформы меняется структура отрасли: осуществляется разделение естественно монопольных (передача электроэнергии, оперативно-диспетчерское управление) и потенциально конкурентных (производство и сбыт электроэнергии, ремонт и сервис) функций, и вместо прежних вертикально-интегрированных компаний, выполнявших все эти функции, создаются структуры, специализирующиеся на отдельных видах деятельности.

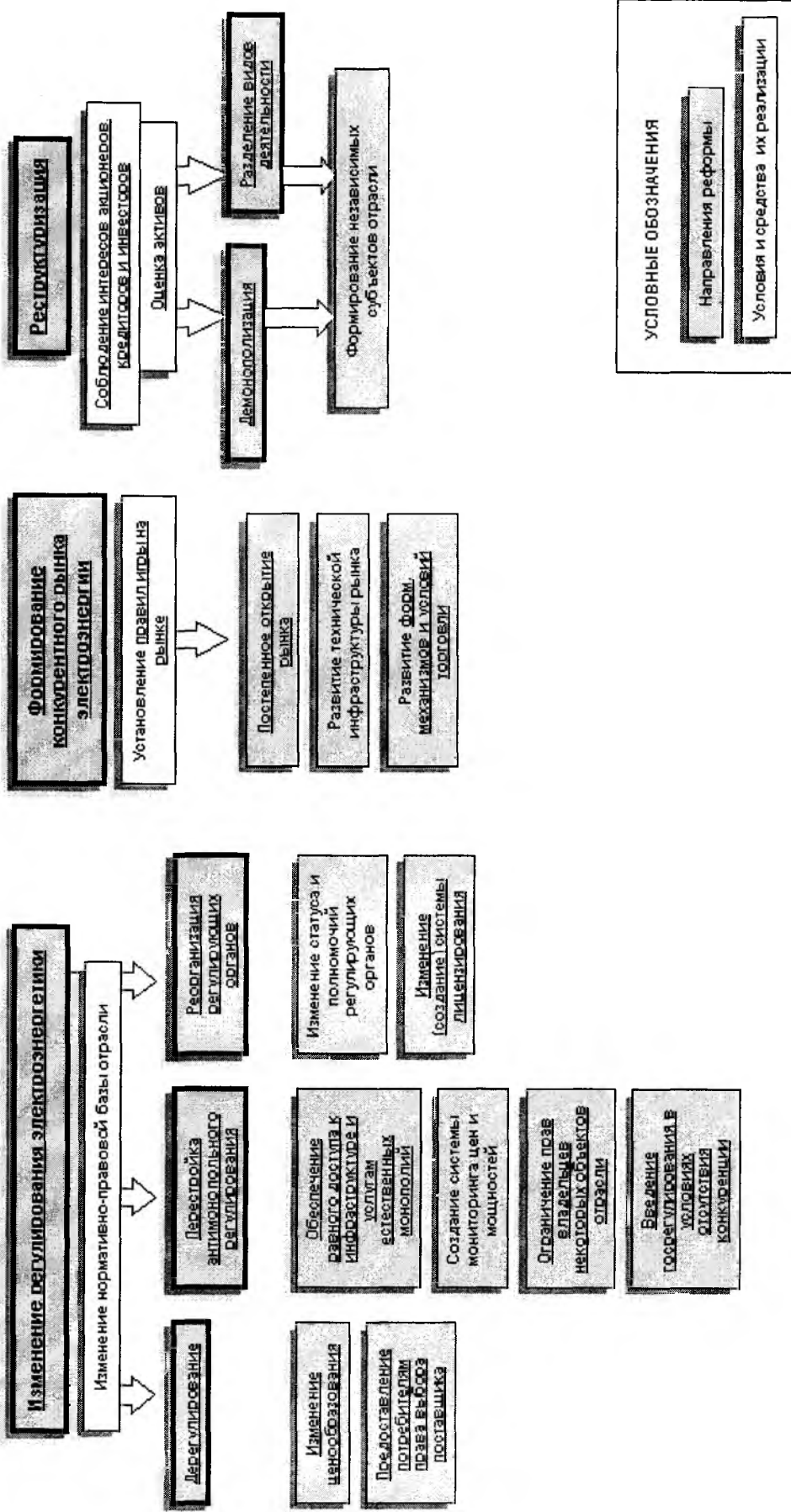
Генерирующие, сбытовые и ремонтные компании в перспективе станут преимущественно частными и будут конкурировать друг с другом. В естественно монопольных сферах, напротив, происходит усиление государственного контроля.

Таким образом, создаются условия для развития конкурентного рынка электроэнергии, цены которого не регулируются государством, а формируются на основе спроса и предложения, а его участники конкурируют, снижая свои издержки.

Цели и задачи реформы определены постановлением Правительства от 11 июля 2001 г. № 526 "О реформировании электроэнергетики Российской Федерации". С учетом последующих изменений в нормативно-правовой базе цели и задачи реформирования были конкретизированы в "Концепции Стратегии ОАО РАО "ЕЭС России" на 2005-2008 гг. "5+5".

В большинстве стран в ходе реформы электроэнергетики меняется система государственного регулирования отрасли, что в первую очередь требует пересмотра нормативно-правовой базы. Трансформация государственного регулирования электроэнергетики России началась с принятием "Основных направлений реформирования электроэнергетики РФ", утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 11 июля 2001 г. № 526. Вскоре вышел "План мероприятий первого этапа реформирования электроэнергетики Российской Федерации", принятый распоряжением Правительства от 3 августа 2001 г. № 1040-р. В содержательном плане перемены в регулировании сводятся к изменению нормативно-правовой базы отрасли: дерегулированию, перестройке антимонопольного регулирования, реорганизации регулирующих органов.

Основные направления реформирования электроэнергетики



СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Эксплуатация электроэнергетических систем и сетей. Методические указания по выполнению курсовой работы для студентов очного обучения специальности 100200 – Электроэнергетические системы и сети. – Томск: Изд. ТПУ, 2004. – 32с.
2. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 352с.: ил.
3. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.: ил.
4. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.: ил.

Приложение А

Режим максимальных нагрузок I

Начальное закрепление узлов
Выполнен расчет режима

**** Система N 1 ****

Балансирующие узлы - 1

| N узла | U кВ | фаза град | P МВт | Q Мвар | Pg МВт | Qg Мвар |
|--------|---------|-----------|---------|---------|---------|---------|
| 1 | 229.987 | -0.004 | 0.000 | 0.000 | 798.055 | 614.798 |
| 2 | 188.362 | -10.654 | 438.434 | 270.939 | 0.000 | 0.000 |
| 3 | 189.902 | -10.369 | 69.292 | 42.803 | 0.000 | 0.000 |
| 4 | 194.242 | -9.117 | 79.273 | 42.661 | 0.000 | 0.000 |
| 5 | 196.591 | -8.373 | 23.776 | 12.797 | 0.000 | 0.000 |
| 6 | 211.361 | -4.387 | 26.857 | 13.744 | 0.000 | 0.000 |
| 7 | 207.757 | -5.173 | 110.332 | 52.898 | 0.000 | 0.000 |

**** Система N 1 ****

Балансирующие узлы - 1

| Ветвь пар.ток кА | P нач.МВт | Q нач.Мвар | P кон.МВт | Q кон.Мвар | Pк МВт | Qс Мвар |
|------------------|-----------|------------|-----------|------------|----------|--------------|
| 2 5 0 | 0.34 | -91.721 | -61.667 | -93.175 | -63.733 | 0.000 4.299 |
| 5 6 0 | 0.52 | -150.322 | -93.963 | -154.401 | -106.111 | -0.000 5.708 |
| 6 1 0 | 0.59 | -181.258 | -119.855 | -186.963 | -137.608 | -0.000 7.220 |
| 1 7 0 | 1.95 | 611.092 | 477.521 | 588.755 | 382.286 | -0.000 2.546 |
| 7 2 0 | 1.18 | 347.053 | 246.010 | 334.669 | 194.906 | -0.000 3.106 |
| 4 7 0 | 0.44 | -128.108 | -75.287 | -131.371 | -83.379 | -0.000 6.188 |
| 4 5 0 | 0.12 | -33.219 | -20.816 | -33.370 | -17.431 | 0.000 4.048 |
| 2 3 0 | 0.06 | -12.043 | -14.367 | -12.080 | -10.271 | -0.000 4.257 |
| 3 4 0 | 0.30 | -81.372 | -53.074 | -82.055 | -53.443 | 0.000 2.620 |

Частота - 50.00000 Гц

Суммарная генерация

798.055 -активная 614.798 -реактивная

Суммарная нагрузка

747.964 -активная 435.843 -реактивная
0.000 -акт.синх.двиг. 0.000 -реак.'Д и КБ

Суммарные потери продольные

50.092 -активные 219.278 -реактивные

потери поперечные

-0.000 -в шунтах -39.992 -реактивные

0.000 -на корону

4 -Количество итераций

8.275 -Функционал

798.55 -Мощность БУ

Приложение Б

Режим максимальных нагрузок 2

Начальное закрепление узлов

Выполнен расчет режима

**** Система N 1 ****

Балансирующие узлы - 2

| N узла | U кВ | фаза град | P МВт | Q Мвар | Pg МВт | Qg Мвар |
|--------|---------|-----------|---------|---------|---------|---------|
| 1 | 194.339 | -9.189 | 438.296 | 270.890 | 0.000 | 0.000 |
| 2 | 229.988 | -0.004 | 0.000 | 0.000 | 786.480 | 558.248 |
| 3 | 217.755 | -3.091 | 69.802 | 43.206 | 0.000 | 0.000 |
| 4 | 213.563 | -4.215 | 79.659 | 42.930 | 0.000 | 0.000 |
| 5 | 216.021 | -3.491 | 23.899 | 12.881 | 0.000 | 0.000 |
| 6 | 204.541 | -6.479 | 26.782 | 13.697 | 0.000 | 0.000 |
| 7 | 207.410 | -5.539 | 110.234 | 52.843 | 0.000 | 0.000 |

**** Система N 1 ****

Балансирующие узлы - 2

| Ветвь | пар.ток | kA | P нач.МВт | Q нач.Мвар | P кон.МВт | Q кон.Мвар | Pк МВт | QсМвар |
|-------|---------|----|-----------|------------|-----------|------------|----------|--------------|
| 2 | 5 | 0 | 0.58 | 190.144 | 128.552 | 185.785 | 115.242 | 0.000 5.774 |
| 5 | 6 | 0 | 0.40 | 122.841 | 82.600 | 120.389 | 77.930 | -0.000 6.062 |
| 6 | 1 | 0 | 0.32 | 93.607 | 64.233 | 91.863 | 62.489 | -0.000 5.891 |
| 1 | 7 | 0 | 1.20 | -346.433 | -208.402 | -354.894 | -243.298 | 0.000 2.141 |
| 7 | 2 | 0 | 1.35 | -415.001 | -253.485 | -431.104 | -320.188 | 0.000 3.789 |
| 4 | 7 | 0 | 0.17 | 50.664 | 38.225 | 50.127 | 42.655 | 0.000 6.780 |
| 4 | 5 | 0 | 0.12 | -38.875 | -23.909 | -39.045 | -19.761 | -0.000 4.891 |
| 2 | 3 | 0 | 0.50 | 165.232 | 108.613 | 161.914 | 100.059 | 0.000 5.969 |
| 3 | 4 | 0 | 0.29 | 92.112 | 56.853 | 91.447 | 57.245 | 0.000 3.302 |

Частота - 50.00000 Гц

Суммарная генерация

786.480 -активная 558.248 -реактивная

Суммарная нагрузка

748.672 -активная 436.447 -реактивная

0.000 -акт.синх.двиг. 0.000 -реак. Д и КБ

Суммарные потери продольные

37.808 -активные 165.505 -реактивные

потери поперечные

0.000 -в шунтах -44.599 -реактивные

0.000 -на корону

3 -Количество итераций

7.681 -Функционал

786.480 -Мощность БУ

Приложение В Ремонтный режим (отключение ВЛ-1)

Выполнен расчет режима

**** Система N 1 ****

Балансирующие узлы - 1

| N узла | U кВ | фаза град | P МВт | Q Мвар | Pg МВт | Qg Мвар |
|--------|---------|-----------|---------|---------|---------|---------|
| 1 | 229.986 | -0.004 | 0.000 | 0.000 | 804.772 | 648.149 |
| 2 | 181.674 | -12.092 | 438.306 | 270.853 | 0.000 | 0.000 |
| 3 | 187.305 | -10.677 | 69.351 | 42.844 | 0.000 | 0.000 |
| 4 | 194.246 | -8.783 | 79.367 | 42.726 | 0.000 | 0.000 |
| 5 | 202.200 | -6.715 | 23.841 | 12.842 | 0.000 | 0.000 |
| 6 | 214.484 | -3.631 | 26.900 | 13.768 | 0.000 | 0.000 |
| 7 | 205.372 | -5.483 | 110.348 | 52.903 | 0.000 | 0.000 |

**** Система N 1 ****

Балансирующие узлы - 1

| Ветвь | пар.ток | кА | P нач.МВт | Q нач.Мвар | P кон.МВт | Q кон.Мвар | Pк МВт | Qс Мвар |
|-------|---------|------|-----------|------------|-----------|------------|--------|---------|
| 5 6 | 0 | 0.42 | -122.993 | -83.236 | -125.685 | -89.069 | -0.000 | 5.952 |
| 6 1 | 0 | 0.50 | -152.586 | -102.837 | -156.543 | -112.840 | 0.000 | 7.318 |
| 1 7 | 0 | 2.11 | 648.229 | 535.447 | 621.979 | 423.054 | 0.000 | 2.519 |
| 7 2 | 0 | 1.42 | 403.401 | 303.607 | 385.562 | 228.485 | 0.000 | 2.970 |
| 4 7 | 0 | 0.37 | -105.996 | -62.874 | -108.230 | -66.543 | 0.000 | 6.113 |
| 4 5 | 0 | 0.35 | -97.705 | -68.225 | -99.152 | -70.394 | 0.000 | 4.167 |
| 2 3 | 0 | 0.21 | -52.744 | -42.368 | -53.334 | -40.898 | 0.000 | 4.051 |
| 3 4 | 0 | 0.46 | -122.684 | -83.742 | -124.333 | -88.373 | -0.000 | 2.585 |

Частота - 50.00000 Гц

Суммарная генерация

804.772 -активная 648.149 -реактивная

Суммарная нагрузка

748.113 -активная 435.935 -реактивная

0.000 -акт.синх.двиг. 0.000 -реак.'Д и КБ

Суммарные потери продольные

56.659 -активные 248.027 -реактивные

потери поперечные

0.000 -в шунтах -35.675 -реактивные

0.000 -на корону

5 -Количество итераций

7.827 -Функционал

804.772 -Мощность БУ

Приложение Г
Ремонтный режим (отключение генератора на ЭС-1)

Начальное закрепление узлов

Выполнен расчет режима

**** Система N 1 ****

Балансирующие узлы - 2

| N узла | U кВ | фаза | град | P МВт | Q Мвар | Pg МВт | Qg Мвар |
|--------|---------|---------|------|---------|---------|---------|---------|
| 1 | 183.063 | -11.951 | | 439.274 | 271.555 | 0.000 | 0.000 |
| 2 | 229.986 | -0.004 | | 0.000 | 0.000 | 803.908 | 641.624 |
| 3 | 209.594 | -4.805 | | 69.728 | 43.153 | 0.000 | 0.000 |
| 4 | 201.043 | -7.138 | | 79.550 | 42.851 | 0.000 | 0.000 |
| 5 | 194.625 | -9.009 | | 23.824 | 12.826 | 0.000 | 0.000 |
| 6 | 188.083 | -10.843 | | 26.765 | 13.672 | 0.000 | 0.000 |
| 7 | 199.233 | -7.224 | | 110.298 | 52.862 | 0.000 | 0.000 |

**** Система N 1 ****

Балансирующие узлы - 2

| Ветвь | пар.ток | kA | P нач.МВт | Q нач.Мвар | P кон.МВт | Q кон.Мвар | Pк МВт | Qс Мвар | |
|-------|---------|----|-----------|------------|-----------|------------|----------|---------|-------|
| 5 | 6 | 0 | 0.22 | 62.472 | 41.048 | 61.690 | 42.646 | -0.000 | 5.018 |
| 6 | 1 | 0 | 0.14 | 34.925 | 28.974 | 34.581 | 32.565 | -0.000 | 5.098 |
| 1 | 7 | 0 | 1.48 | -404.693 | -238.990 | -417.587 | -293.496 | 0.000 | 1.940 |
| 7 | 2 | 0 | 1.79 | -522.460 | -330.069 | -550.670 | -449.904 | -0.000 | 3.657 |
| 4 | 7 | 0 | 0.03 | 5.455 | 10.288 | 5.426 | 16.288 | -0.000 | 6.129 |
| 4 | 5 | 0 | 0.30 | 87.345 | 54.316 | 86.296 | 53.874 | -0.000 | 4.150 |
| 2 | 3 | 0 | 0.80 | 253.238 | 190.709 | 244.758 | 159.348 | -0.000 | 5.761 |
| 3 | 4 | 0 | 0.58 | 175.030 | 116.194 | 172.350 | 107.455 | -0.000 | 2.994 |

Частота - 50.00000 Гц

Суммарная генерация

803.908 -активная 641.624 -реактивная

Суммарная нагрузка

749.439 -активная 436.918 -реактивная

0.000 -акт.синх.двиг. 0.000 -реак.'Д и КБ

Суммарные потери продольные

54.469 -активные 238.441 -реактивные

потери поперечные

-0.000 -в шунтах -34.746 -реактивные

0.000 -на корону

5 -Количество итераций

5.963 -Функционал

803.908 -Мощность БУ

Приложение Д

Расчет оптимального распределения мощности в энергосистеме

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ
7 4 1.1890 .8080 -.8430

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА
ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ
МЕЖДУ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СТАНЦИЯМИ :

НАГРУЗКА 1-ОЙ СТАНЦИИ (МВТ)..... 517.29130
НАГРУЗКА 2-ОЙ СТАНЦИИ (МВТ)..... 583.84380
ПОТЕРИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ (МВТ)..... 2.13212
КОЭФФИЦИЕНТ К (1/КВ2)..... .5053E-04
СР.ВЗВ.КОСИНУС СИСТЕМЫ..... .86498980

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ
6 4 1.2600 1.0420 -.9710

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА
ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ
МЕЖДУ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СТАНЦИЯМИ :

НАГРУЗКА 1-ОЙ СТАНЦИИ (МВТ)..... 483.65030
НАГРУЗКА 2-ОЙ СТАНЦИИ (МВТ)..... 618.18750
ПОТЕРИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ (МВТ)..... 2.83755
КОЭФФИЦИЕНТ К (1/КВ2)..... .5053E-04
СР.ВЗВ.КОСИНУС СИСТЕМЫ..... .86498980 ПРОВЕРКА РАСЧЕТА ЗАДАЧ

СУТОЧНЫЕ ГРАФИКИ АКТИВНОЙ НАГРУЗКИ СИСТЕМЫ, СТАНЦИЙ И ПОТЕРЬ
МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ((P)=(ПОТ)=МВт, (T)=ЧАС.)

: T,пАС : 1.00 : 2.00 : 3.00 : 4.00 : 5.00 : 6.00 : 7.00 : 8.00 : 9.00 : 10.00 : 11.00 : 12.00 :

: PC,МВТ: 886.9 : 886.9 : 861.5 : 861.5 : 882.4 : 882.4 : 981.1 : 981.1 : 1099.0 : 1099.0 : 987.0 : 987.0 :

: P1,МВТ: 389.88 : 389.88 : 378.65 : 378.65 : 387.90 : 387.90 : 431.49 : 431.49 : 483.65 : 483.65 : 434.08 : 434.08 :

: P2,МВТ: 498.89 : 498.89 : 484.60 : 484.60 : 496.37 : 496.37 : 551.87 : 551.87 : 618.19 : 618.19 : 555.16 : 555.16 :

: ЧОТ,МВТ: 1.85 : 1.85 : 1.74 : 1.74 : 1.83 : 1.83 : 2.26 : 2.26 : 2.84 : 2.84 : 2.29 : 2.29 :

: T,пАС : 13.00 : 14.00 : 15.00 : 16.00 : 17.00 : 18.00 : 19.00 : 20.00 : 21.00 : 22.00 : 23.00 : 24.00 :

: PC,МВТ: 960.2 : 960.2 : 1054.2 : 1054.2 : 1008.6 : 1008.6 : 961.2 : 961.2 : 912.8 : 912.8 : 902.4 : 902.4 :

: P1,МВТ: 422.23 : 422.23 : 463.83 : 463.83 : 443.65 : 443.65 : 422.69 : 422.69 : 401.33 : 401.33 : 396.70 : 396.70 :

: P2,МВТ: 540.08 : 540.08 : 592.99 : 592.99 : 567.34 : 567.34 : 540.67 : 540.67 : 513.48 : 513.48 : 507.58 : 507.58 :

: ЧОТ,МВТ: 2.17 : 2.17 : 2.61 : 2.61 : 2.39 : 2.39 : 2.17 : 2.17 : 1.96 : 1.96 : 1.91 : 1.91 :

Приложение Е

Расчет режимов короткого замыкания

| N ген | E _q " кВ | град. | Xg Ом |
|-------|---------------------|-------|-------|
| 11 | 11.299 | 4.7 | 0.0 |
| 22 | 16.844 | 5.5 | 0.0 |

Исходный симметричный режим

Токи источников питания

| N ген | I кА | гр. |
|-------|-------|-------|
| 11 | 33.66 | -33.6 |
| 22 | 25.49 | -32.1 |

Токи контролируемых ветвей

| Наименование ветви | I кА | фаза град. |
|--------------------|-------|------------|
| 2_12 | 1.295 | -35.9 |

Узел - 2_12

Сопротивление прямой последовательности - 1.823, 10.586

Трехфазное короткое замыкание

| | | |
|---------------------------------|-----------|----------|
| Ток в месте короткого замыкания | 12.507 кА | -84.0 гр |
| От узла ток кА фаза град. | | |
| 2 | 12.507 | -84.0 |

Токи источников питания

| N ген | I кА | гр. |
|-------|--------|-------|
| 11 | 94.87 | -75.0 |
| 22 | 137.82 | -84.0 |

Токи контролируемых ветвей

| Наименование ветви | I кА | фаза град. |
|--------------------|--------|------------|
| 2_12 | 12.507 | -84.0 |

Приложение Ж

Режим минимальных нагрузок

Начальное закрепление узлов

Выполнен расчет режима

**** Система N 1 ****

Балансирующие узлы - 22

| N узла | U кВ | фаза град | P МВт | Q Мвар | Pg МВт | Qg Мвар |
|--------|---------|-----------|---------|---------|---------|---------|
| 1 | 239.890 | -0.002 | 0.540 | 2.497 | 0.000 | 0.000 |
| 2 | 234.951 | -2.225 | 397.855 | 259.112 | 0.000 | 0.000 |
| 3 | 233.231 | -2.628 | 0.164 | 0.720 | 0.000 | 0.000 |
| 13 | 10.922 | -4.319 | 31.990 | 19.801 | 0.000 | 0.000 |
| 4 | 233.399 | -2.526 | 0.164 | 0.720 | 0.000 | 0.000 |
| 14 | 10.741 | -5.974 | 63.977 | 34.472 | 0.000 | 0.000 |
| 5 | 234.886 | -2.168 | 0.100 | 0.720 | 0.000 | 0.000 |
| 15 | 11.123 | -3.066 | 10.997 | 5.926 | 0.000 | 0.000 |
| 6 | 236.725 | -1.372 | 0.100 | 0.719 | 0.000 | 0.000 |
| 16 | 11.104 | -3.238 | 22.990 | 11.761 | 0.000 | 0.000 |
| 7 | 236.582 | -1.348 | 0.170 | 1.249 | 0.000 | 0.000 |
| 8 | 234.120 | -2.537 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 9 | 123.129 | -2.533 | 31.991 | 14.581 | 0.000 | 0.000 |
| 10 | 11.121 | -3.206 | 15.505 | 7.935 | 0.000 | 0.000 |
| 11 | 10.507 | 2.863 | 287.000 | 162.700 | 516.825 | 246.602 |
| 22 | 15.750 | -0.002 | 0.000 | 0.000 | 350.162 | 277.024 |

**** Система N 1 ****

Балансирующие узлы - 22

| Ветвь | пар.ток | кА | P нач.МВт | Q нач.Мвар | P кон.МВт | Q кон.Мвар | Pк МВт | Qс Мвар |
|-------|---------|------|-----------|------------|-----------|------------|--------|---------|
| 2 | 5 0 | 0.01 | -2.581 | -1.807 | -2.582 | 4.592 | 0.000 | 6.402 |
| 5 | 6 0 | 0.10 | -37.079 | -14.431 | -37.216 | -7.415 | -0.000 | 7.618 |
| 6 | 1 0 | 0.16 | -60.341 | -20.876 | -60.725 | -14.152 | 0.000 | 8.405 |
| 1 | 7 0 | 0.43 | 168.209 | 54.363 | 167.139 | 52.687 | -0.000 | 3.008 |
| 7 | 2 0 | 0.17 | 69.435 | 12.429 | 69.170 | 15.663 | -0.000 | 4.391 |
| 4 | 7 0 | 0.13 | -49.732 | -22.201 | -50.024 | -15.030 | 0.000 | 8.449 |
| 4 | 5 0 | 0.07 | -23.336 | -17.723 | -23.391 | -12.152 | -0.000 | 5.811 |
| 2 | 3 0 | 0.07 | 23.552 | 12.335 | 23.488 | 18.577 | -0.000 | 6.521 |
| 3 | 4 0 | 0.02 | -8.719 | -3.311 | -8.723 | 0.538 | 0.000 | 3.865 |
| 1 | 11 0 | 0.58 | -229.474 | -70.991 | -229.825 | -83.900 | 0.000 | 0.000 |
| 2 | 22 0 | 1.06 | -349.654 | -253.976 | -350.162 | -275.714 | -0.000 | -0.000 |
| 7 | 8 0 | 0.13 | 47.537 | 23.980 | 47.525 | 22.749 | -0.000 | 0.000 |
| 8 | 9 0 | 0.09 | 31.999 | 14.581 | 31.994 | 14.581 | 0.000 | -0.000 |
| 8 | 10 0 | 0.04 | 15.507 | 8.166 | 15.505 | 7.935 | -0.000 | 0.000 |
| 3 | 13 0 | 0.10 | 32.043 | 21.165 | 31.990 | 19.800 | 0.000 | 0.000 |
| 4 | 14 0 | 0.19 | 64.181 | 39.739 | 63.977 | 34.472 | 0.000 | -0.000 |
| 5 | 15 0 | 0.03 | 11.005 | 6.155 | 10.997 | 5.926 | 0.000 | 0.000 |
| 6 | 16 0 | 0.06 | 23.025 | 12.742 | 22.990 | 11.761 | -0.000 | -0.000 |

Частота - 50.00000 Гц

Суммарная генерация

866.986 -активная 523.626 -реактивная

Суммарная нагрузка

863.542 -активная 522.913 -реактивная
0.000 -акт.синх.двиг. 0.000 -реак.СД и КБ

Суммарные потери продольные

3.450 -активные 53.892 -реактивные

потери поперечные

-0.000 -в шунтах -54.471 -реактивные

0.000 -на корону

7 -Количество итераций

0.992 -Функционал

350.162 -Мощность БУ

Приложение 3 Отключение части трансформаторов

Начальное закрепление узлов

Выполнен расчет режима

**** Система N 1 ****

Балансирующие узлы - 22

| N узла | U кВ | фаза град | P МВт | Q Мвар | Pg МВт | Qg Мвар |
|--------|---------|-----------|---------|---------|---------|---------|
| 1 | 239.833 | 0.003 | 0.540 | 2.497 | 0.000 | 0.000 |
| 2 | 234.902 | -2.224 | 397.853 | 259.114 | 0.000 | 0.000 |
| 3 | 233.117 | -2.623 | 0.082 | 0.360 | 0.000 | 0.000 |
| 13 | 10.669 | -6.088 | 31.990 | 19.802 | 0.000 | 0.000 |
| 4 | 233.303 | -2.522 | 0.164 | 0.720 | 0.000 | 0.000 |
| 14 | 10.736 | -5.972 | 63.976 | 34.472 | 0.000 | 0.000 |
| 5 | 234.807 | -2.165 | 0.050 | 0.360 | 0.000 | 0.000 |
| 15 | 11.010 | -3.978 | 10.995 | 5.925 | 0.000 | 0.000 |
| 6 | 236.621 | -1.366 | 0.100 | 0.360 | 0.000 | 0.000 |
| 16 | 10.866 | -5.185 | 22.986 | 11.760 | 0.000 | 0.000 |
| 7 | 236.505 | -1.344 | 0.085 | 0.625 | 0.000 | 0.000 |
| 8 | 231.364 | -3.750 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 9 | 121.661 | -3.742 | 31.984 | 14.579 | 0.000 | 0.000 |
| 10 | 10.916 | -5.128 | 15.501 | 7.933 | 0.000 | 0.000 |
| 11 | 10.506 | 2.870 | 287.000 | 162.700 | 516.913 | 247.625 |
| 22 | 15.750 | -0.002 | 0.000 | 0.000 | 349.975 | 279.027 |

**** Система N 1 ****

Балансирующие узлы - 22

| Ветвь | пар.ток | kA | P нач.МВт | Q нач.Мвар | P кон.МВт | Q кон.Мвар | Pк МВт | Qс Мвар | |
|-------|---------|----|-----------|------------|-----------|------------|----------|---------|--------|
| 2 | 5 | 0 | 0.01 | -2.625 | -1.424 | -2.626 | 4.971 | -0.000 | 6.398 |
| 5 | 6 | 0 | 0.10 | -37.076 | -14.155 | -37.213 | -7.142 | -0.000 | 7.612 |
| 6 | 1 | 0 | 0.16 | -60.372 | -21.311 | -60.758 | -14.601 | -0.000 | 8.400 |
| 1 | 7 | 0 | 0.43 | 168.264 | 54.892 | 167.190 | 53.200 | -0.000 | 3.007 |
| 7 | 2 | 0 | 0.17 | 69.545 | 11.867 | 69.280 | 15.098 | 0.000 | 4.389 |
| 4 | 7 | 0 | 0.13 | -49.746 | -22.348 | -50.039 | -15.187 | 0.000 | 8.443 |
| 4 | 5 | 0 | 0.07 | -23.333 | -17.941 | -23.389 | -12.378 | -0.000 | 5.807 |
| 2 | 3 | 0 | 0.07 | 23.517 | 13.126 | 23.452 | 19.355 | 0.000 | 6.517 |
| 3 | 4 | 0 | 0.02 | -8.731 | -3.669 | -8.735 | 0.176 | -0.000 | 3.861 |
| 1 | 11 | 0 | 0.58 | -229.561 | -71.969 | -229.913 | -84.924 | -0.000 | -0.000 |
| 2 | 22 | 0 | 1.06 | -349.465 | -255.718 | -349.975 | -277.552 | -0.000 | -0.000 |
| 7 | 8 | 0 | 0.13 | 47.528 | 25.519 | 47.502 | 22.991 | -0.000 | 0.000 |
| 8 | 9 | 0 | 0.09 | 31.990 | 14.579 | 31.978 | 14.579 | 0.000 | -0.000 |
| 8 | 10 | 0 | 0.04 | 15.507 | 8.413 | 15.501 | 7.934 | -0.000 | 0.000 |
| 3 | 13 | 0 | 0.10 | 32.101 | 22.663 | 31.990 | 19.802 | -0.000 | -0.000 |
| 4 | 14 | 0 | 0.19 | 64.180 | 39.743 | 63.976 | 34.472 | 0.000 | -0.000 |
| 5 | 15 | 0 | 0.03 | 11.012 | 6.392 | 10.995 | 5.925 | -0.000 | 0.000 |
| 6 | 16 | 0 | 0.07 | 23.059 | 13.808 | 22.987 | 11.760 | -0.000 | -0.000 |

Частота - 50.00000 Гц

Суммарная генерация

866.888 -активная 526.652 -реактивная

Суммарная нагрузка

863.307 -активная 521.207 -реактивная

0.000 -акт.синх.двиг. 0.000 -реак.СД и КБ

Суммарные потери продольные

3.589 -активные 58.425 -реактивные

потери поперечные

-0.000 -в шунтах -54.433 -реактивные

0.000 -на корону

7 -Количество итераций

0.888 -Функционал

349.975 -Мощность БУ

Приложение И

Регулирование напряжением трансформаторов РПН

Начальное закрепление узлов

Выполнен расчет режима

**** Система N 1 ****

Балансирующие узлы - 22

| N узла | U кВ | фаза | град | P МВт | Q Мвар | Pg МВт | Qg Мвар |
|--------|---------|--------|------|---------|---------|---------|---------|
| 1 | 237.130 | -3.314 | | 0.540 | 2.501 | 0.000 | 0.000 |
| 2 | 232.694 | -3.798 | | 442.041 | 277.436 | 0.000 | 0.000 |
| 3 | 228.050 | -5.130 | | 0.164 | 0.720 | 0.000 | 0.000 |
| 13 | 10.515 | -9.121 | | 70.026 | 43.343 | 0.000 | 0.000 |
| 4 | 228.475 | -5.181 | | 0.164 | 0.720 | 0.000 | 0.000 |
| 14 | 10.526 | -9.745 | | 80.031 | 43.133 | 0.000 | 0.000 |
| 5 | 230.950 | -4.606 | | 0.100 | 0.720 | 0.000 | 0.000 |
| 15 | 10.485 | -6.659 | | 24.009 | 12.940 | 0.000 | 0.000 |
| 6 | 233.193 | -4.283 | | 0.100 | 0.720 | 0.000 | 0.000 |
| 16 | 10.413 | -6.553 | | 27.011 | 13.824 | 0.000 | 0.000 |
| 7 | 232.652 | -4.227 | | 0.170 | 1.250 | 0.000 | 0.000 |
| 8 | 226.254 | -7.152 | | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 9 | 118.972 | -7.144 | | 64.031 | 29.188 | 0.000 | 0.000 |
| 10 | 10.588 | -9.357 | | 47.023 | 24.068 | 0.000 | 0.000 |
| 11 | 10.499 | -1.183 | | 346.000 | 196.200 | 516.785 | 328.039 |
| 22 | 15.749 | -0.003 | | 0.000 | 0.000 | 589.376 | 369.123 |

**** Система N 1 ****

Балансирующие узлы - 22

| Ветвь | пар.ток | кА | P нач. | МВт | Q нач. | Мвар | P кон. | МВт | Q кон. | Мвар | Pк | МВт | Qс | Мвар |
|-------|---------|----|--------|----------|----------|----------|----------|--------|--------|------|----|-----|----|------|
| 2 | 5 | 0 | 0.11 | 42.909 | 8.832 | 42.751 | 14.375 | 0.000 | 6.234 | | | | | |
| 5 | 6 | 0 | 0.07 | -17.994 | -22.722 | -18.060 | -15.631 | -0.000 | 7.379 | | | | | |
| 6 | 1 | 0 | 0.14 | -45.221 | -31.583 | -45.504 | -24.637 | -0.000 | 8.185 | | | | | |
| 1 | 7 | 0 | 0.38 | 124.468 | 94.666 | 123.605 | 93.816 | -0.000 | 2.924 | | | | | |
| 7 | 2 | 0 | 0.08 | -30.091 | 4.098 | -30.142 | 8.150 | 0.000 | 4.277 | | | | | |
| 4 | 7 | 0 | 0.13 | -42.076 | -32.439 | -42.357 | -25.534 | 0.000 | 8.134 | | | | | |
| 4 | 5 | 0 | 0.11 | -36.451 | -27.242 | -36.596 | -22.282 | -0.000 | 5.594 | | | | | |
| 2 | 3 | 0 | 0.20 | 73.052 | 36.809 | 72.486 | 40.651 | 0.000 | 6.316 | | | | | |
| 3 | 4 | 0 | 0.03 | 2.014 | -10.676 | 2.010 | -6.995 | -0.000 | 3.699 | | | | | |
| 1 | 11 | 0 | 0.51 | -170.512 | -121.785 | -170.785 | -131.838 | 0.000 | 0.000 | | | | | |
| 2 | 22 | 0 | 1.66 | -588.143 | -314.923 | -589.376 | -367.737 | 0.000 | -0.000 | | | | | |
| 7 | 8 | 0 | 0.32 | 111.181 | 62.935 | 111.106 | 55.607 | -0.000 | -0.000 | | | | | |
| 8 | 9 | 0 | 0.18 | 64.051 | 29.188 | 64.027 | 29.188 | -0.000 | -0.000 | | | | | |
| 8 | 10 | 0 | 0.14 | 47.051 | 26.414 | 47.023 | 24.068 | 0.000 | 0.000 | | | | | |
| 3 | 13 | 0 | 0.22 | 70.307 | 50.608 | 70.026 | 43.343 | -0.000 | -0.000 | | | | | |
| 4 | 14 | 0 | 0.24 | 80.373 | 51.969 | 80.031 | 43.133 | -0.000 | -0.000 | | | | | |
| 5 | 15 | 0 | 0.07 | 24.049 | 14.096 | 24.009 | 12.940 | 0.000 | 0.000 | | | | | |
| 6 | 16 | 0 | 0.08 | 27.061 | 15.231 | 27.011 | 13.824 | -0.000 | -0.000 | | | | | |

Частота - 50.00000 Гц

Суммарная генерация

1106.161 -активная 697.162 -реактивная

Суммарная нагрузка

1101.411 -активная 646.765 -реактивная

0.000 -акт.синх.двиг. 0.000 -реак.'Д и КБ

Суммарные потери продольные

4.764 -активные 101.778 -реактивные

потери поперечные

0.000 -в шунтах -52.742 -реактивные

0.000 -на корону

8 -Количество итераций

1.160 -Функционал

589.376 -Мощность БУ

Приложение К

Экономическое распределение Q для часа максимума системы

Начальное закрепление узлов

Выполнен расчет режима

**** Система N 1 ****

Балансирующие узлы - 22

| N узла | U кВ | фаза | град | P МВт | Q Мвар | Pg МВт | Qg Мвар |
|--------|---------|--------|------|---------|---------|---------|---------|
| 1 | 232.080 | -3.082 | | 0.540 | 2.497 | 0.000 | 0.000 |
| 2 | 231.067 | -3.808 | | 441.812 | 277.303 | 0.000 | 0.000 |
| 3 | 225.691 | -5.124 | | 0.164 | 0.720 | 0.000 | 0.000 |
| 13 | 10.394 | -9.200 | | 69.964 | 43.307 | 0.000 | 0.000 |
| 4 | 225.720 | -5.154 | | 0.164 | 0.720 | 0.000 | 0.000 |
| 14 | 10.384 | -9.832 | | 79.953 | 43.094 | 0.000 | 0.000 |
| 5 | 228.250 | -4.567 | | 0.100 | 0.720 | 0.000 | 0.000 |
| 15 | 10.356 | -6.667 | | 23.986 | 12.928 | 0.000 | 0.000 |
| 6 | 229.331 | -4.162 | | 0.100 | 0.719 | 0.000 | 0.000 |
| 16 | 10.233 | -6.508 | | 26.978 | 13.808 | 0.000 | 0.000 |
| 7 | 229.094 | -4.125 | | 0.170 | 1.249 | 0.000 | 0.000 |
| 8 | 222.580 | -7.140 | | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 9 | 117.039 | -7.132 | | 63.948 | 29.155 | 0.000 | 0.000 |
| 10 | 10.408 | -9.417 | | 46.963 | 24.040 | 0.000 | 0.000 |
| 11 | 10.158 | -0.805 | | 346.000 | 196.200 | 517.251 | 271.128 |
| 22 | 15.749 | -0.003 | | 0.000 | 0.000 | 588.281 | 430.536 |

**** Система N 1 ****

Балансирующие узлы - 22

| Ветвь | пар.ток | кА | P нач.МВт | Q нач.Мвар | P кон.МВт | Q кон.Мвар | Pк МВт | Qс Мвар |
|-------|---------|------|-----------|------------|-----------|------------|--------|---------|
| 2 | 5 0 | 0.12 | 42.722 | 21.865 | 42.524 | 27.118 | -0.000 | 6.118 |
| 5 | 6 0 | 0.05 | -18.147 | -10.420 | -18.183 | -3.409 | -0.000 | 7.171 |
| 6 | 1 0 | 0.12 | -45.313 | -19.392 | -45.552 | -12.562 | -0.000 | 7.878 |
| 1 | 7 0 | 0.34 | 124.940 | 51.827 | 124.269 | 51.706 | -0.000 | 2.818 |
| 7 | 2 0 | 0.11 | -29.215 | -30.450 | -29.308 | -26.674 | 0.000 | 4.182 |
| 4 | 7 0 | 0.12 | -42.039 | -24.571 | -42.284 | -17.730 | -0.000 | 7.913 |
| 4 | 5 0 | 0.12 | -36.394 | -27.517 | -36.543 | -22.709 | -0.000 | 5.462 |
| 2 | 3 0 | 0.21 | 73.086 | 45.184 | 72.451 | 48.615 | 0.000 | 6.208 |
| 3 | 4 0 | 0.01 | 2.035 | -2.832 | 2.035 | 0.783 | -0.000 | 3.617 |
| 1 | 11 0 | 0.46 | -171.032 | -66.866 | -171.251 | -74.928 | 0.000 | 0.000 |
| 2 | 22 0 | 1.73 | -586.927 | -371.021 | -588.281 | -429.041 | 0.000 | -0.000 |
| 7 | 8 0 | 0.32 | 111.042 | 63.178 | 110.964 | 55.621 | 0.000 | -0.000 |
| 8 | 9 0 | 0.18 | 63.976 | 29.153 | 63.951 | 29.153 | -0.000 | -0.000 |
| 8 | 10 0 | 0.14 | 46.992 | 26.462 | 46.963 | 24.040 | 0.000 | -0.000 |
| 3 | 13 0 | 0.22 | 70.252 | 50.729 | 69.964 | 43.307 | -0.000 | 0.000 |
| 4 | 14 0 | 0.24 | 80.304 | 52.155 | 79.953 | 43.094 | -0.000 | 0.000 |
| 5 | 15 0 | 0.07 | 24.027 | 14.111 | 23.986 | 12.928 | 0.000 | 0.000 |
| 6 | 16 0 | 0.08 | 27.029 | 15.262 | 26.978 | 13.808 | -0.000 | -0.000 |

Частота - 50.00000 Гц

Суммарная генерация

1105.532 -активная 701.664 -реактивная

Суммарная нагрузка

1100.841 -активная 646.459 -реактивная
0.000 -акт.синх.двиг. 0.000 -реак. СД и КБ

Суммарные потери продольные

4.704 -активные 105.102 -реактивные

потери поперечные

0.000 -в шунтах -51.366 -реактивные
0.000 -на корону

9 -Количество итераций

0.656 -Функционал

588.281 -Мощность ТЗ