БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Кафедра _____Электрические системы_____

Утверждаю
Заведующий кафедрой _____ Фурсанов М. И.

«24» января 2019 г.

Задание на дипломный проект

Студенту группы 30602213 Яцынович А. В.

1. **Тема дипломного проекта:** «Комплексная оптимизация режимов электроэнергетической системы ОДУ РБ».
Утверждена приказом руководителя учреждения высшего образования от 22.03.2019 № 1222-лс

2. **Исходные данные к дипломному проекту:**

– Схемная и режимная информация по основным электрическим схемам РУП «ОДУ».
– Электрические системы. Электрические расчеты программирование и оптимизация режимов / В. А. Веников [и др.]. – М. : Высш. школа, 1973. – 320 с.
– Веников, В. А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем: Учеб. для вузов / В. А. Веников, В. Г. Журавлев, Т. А. Филиппова. – Изд. 2-е. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 352 с.

3. **Перечень подлежащих разработке вопросов или краткое содержание расчетно-пояснительной записки:**

1. Введение и постановка задачи.
2. Литературный обзор и анализ методов распределения активных и реактивных нагрузок энергосистемы.
3. Выполнение примера распределения активной мощности.
4. Подготовка схемы основной сети для распределения активных и реактивных мощностей в белорусской энергосистеме.
5. Распределение мощностей в РУП «ОДУ» РБ.
6. Распределение активных и реактивных мощностей и его анализ.
7. Технико-экономические показатели основных электрических сетей.
8. Охрана труда при эксплуатации основных электрических сетей.

Заключение.

4. **Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей и графиков):**

Общая постановка задачи об оптимизации (1 лист).
Методы распределения активных и реактивных нагрузок энергосистемы (1 лист).
Распределение мощностей в РУП «ОДУ» РБ (1 лист).
Режимная схема электрической сети после оптимизации (1 лист).
Режимная схема электрической сети после оптимизации, послеаварийный режим в «Западной области» (1 лист).

ЛР

Кулик Вик

Оптимизация
режимов
энергосистем

ОТЗЫВ

о работе Яцынович Анастасии Викторовны
над дипломным проектом «Комплексная оптимизация
режимов электроэнергетической системы ОДУ РБ»

Тема данного дипломного проекта соответствует профилю специальности и является достаточно актуальной. Дипломный проект выполнен в соответствии с методическими указаниями в полном объеме.

Проект состоит из восьми глав (первая – введение и постановка задачи), заключения и приложений. Во введении показана актуальность темы, во второй главе проанализированы различные литературные источники и в основном рассмотрены методы распределения активных и реактивных нагрузок энергосистемы. В третьей главе приведен пример распределения активной нагрузки. В четвертой описаны шаги подготовки схемы основной электрической сети для проведения ее оптимизации. В пятой главе автором выполнено и проанализировано распределение мощностей в схеме РУП «ОДУ» РБ. В шестой и седьмой главах для обеспечения максимальной экономичности режима энергосистемы рассмотрены оптимальное распределение активной и реактивной мощностей и приведены технико-экономические показатели до и после оптимизации режима. В восьмой главе изучены вопросы охраны труда при эксплуатации основных электрических сетей. В заключении проекта подведены итоги изучения темы дипломного проекта и сформулированы выводы. В приложениях размещен справочный материал, который является дополнением для более детального раскрытия темы дипломного проекта.

Дипломный проект содержит графический материал: рисунки, таблицы, схемы, плакаты, справочные приложения повышающие наглядность текстового материала. Плакаты и схемы выполнены качественно и полностью отражают содержание расчетно-пояснительной записки.

В работе автор все время показывала себя очень грамотной и компетентной по специальности.

Яцынович А. В. достойна присвоения ей диплома по специальности № 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети».

Руководитель
дипломного проекта
д. т. н., профессор М. И. Фурсанов

ОБЩАЯ ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ОБ ОПТИМИЗАЦИИ

Управление энергосистемой производиться за счет изменения ее состояния или параметров режима. Состояние ЭЭС определяется схемой системы, генераторным оборудованием, устройствами регулирования, устройствами автоматики и др. Главным параметром управления является активная мощность ЭЭС. Она может изменятся за счет состава включенного генераторного оборудования на станциях и за счет его загрузки.

Режимные задачи многообразны, и зависят от состава работающего оборудования и распределения нагрузки между агрегатами и станциями (для нормальных режимов):

составление балансов мощности и энергии;
определение перетоков мощности между энергосистемами;
выбор состава работающих агрегатов на электростанциях;
распределение нагрузки потребителей между агрегатами, станциями, энергосистемами, объединениями;
выбор эксплуатационной схемы электрической сети;
расчет потокораспределения и напряжения в электрической сети;
выбор и размещение оперативных резервных мощностей в ЭЭС;
регулирование частоты;
регулирование напряжения;
настройка систем автоматики и релейной защиты;
распределение топливных ресурсов;
регулирование стока водохранилищами ГЭС;
планирование ремонтов;
определение технико-экономических показателей.

Приведенный перечень является далеко не полным, причем в каждой из перечисленных задач имеется множество подзадач.

Методы определения оптимального режима энергетической системы базируются на отыскании минимума затрат. Отыскание минимума сложной функции представляет собой задачу оптимизации, поэтому и возникает термин «оптимизация режима энергетических систем».

Знание методов оптимизации режимов энергетических систем обязательно для всего инженерно-технического персонала, управляющего режимом энергосистемы: для ее руководящих работников, для диспетчеров энергосистем и работников службы режимов, а также для оперативного и технического персонала управляемых объектов (электростанций и электросетей).

Для оптимизации режима нужно найти минимум затрат, зависящих от большого числа переменных, связанных условиями ограничения.

Для обеспечения максимальной экономичности режима энергосистемы имеется ряд следующих возможностей:

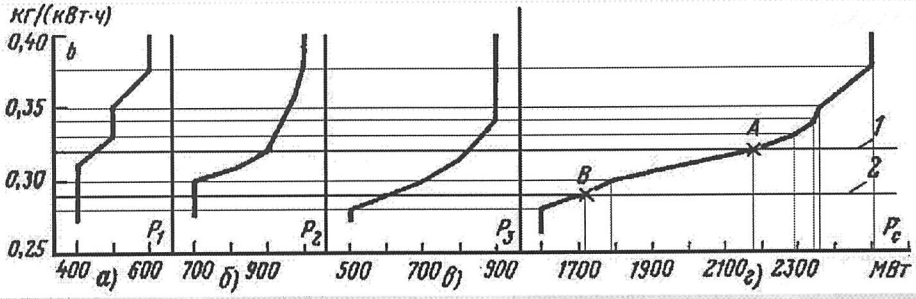
- ***оптимальное распределение активной и реактивной мощностей между генерирующими источниками, включенными в работу;***
- ***оптимальный выбор включенных в работу агрегатов (котлов, турбогенераторов);***
- ***оптимальное назначение оперативного резерва мощности в энергосистеме;***
- ***выбор оптимальной схемы энергосистемы;***
- ***оптимальное регулирование частоты и напряжений.***

Методы установления оптимального распределения мощностей. Назначение оптимальных мощностей для какой-либо станции имеет смысл лишь в том случае, если при таком назначении распределение мощностей между отдельными агрегатами внутри электростанции также является оптимальным и, кроме того, если режим нагрузки агрегата при заданной ему оптимальной мощности по всем параметрам агрегата является оптимальным. Это означает, что при заданной нагрузке котла выбраны и поддерживаются оптимальные значения избытка воздуха и величины разрежения; при заданной нагрузке турбины – оптимальное значение давления, температуры пара и вакуума и т. п.

МЕТОДЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ АКТИВНЫХ И РЕАКТИВНЫХ НАГРУЗОК ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

ПРОСТЫЕ

МЕТОД ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ПРИРОСТОВ



а - характеристика относительных приростов (ХОП) ТЭС № 1; *б* - ХОП ТЭС № 2; *в* - ХОП ТЭС № 3; *г* - эквивалентная (суммарная) характеристика относительных приростов; *1* - пример построения точки *А*; *2* - пример построения точки *Б*.

Рисунок 1 – Распределение активных мощностей между тремя ТЭЦ по принципу равенства относительных приростов расхода условного топлива b

ТАБЛИЦА ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ПРИРОСТОВ

Относительный прирост b, кг/(кВт·ч)	Мощности ТЭС, МВт			Мощности ЭС P_c, МВт
	P_1	P_2	P_3	
0,27	400	700	500	1600
0,28	400	700	500	1600
0,29	400	700	620	1720
0,30	400	700	700	1800
0,31	460	820	770	2050
0,32	460	900	830	2190
0,33	500	920	880	2300
0,34	500	940	900	2340
0,35	500	960	900	2360
0,36	540	980	900	2420
0,37	600	990	900	2490
0,38	600	1000	900	2500
0,39	600	1000	900	2500

ПРИ УЧЕТЕ ВЛИЯНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ ПОТЕРЬ В СЕТЯХ

$$\left.\begin{aligned}
&\frac{\partial S}{\partial P_1}=\frac{\partial T}{\partial P_1}+\lambda\frac{\partial W}{\partial P_1}=\varepsilon_1+\lambda\left(1-\frac{\partial \Delta P}{\partial P_1}\right)=0;\\
&\frac{\partial S}{\partial P_2}=\frac{\partial T}{\partial P_2}+\lambda\frac{\partial W}{\partial P_2}=\varepsilon_2+\lambda\left(1-\frac{\partial \Delta P}{\partial P_2}\right)=0;\\
&\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots
\end{aligned}\right\}$$

– условия оптимального распределения активной мощности.

$$\mu=-\lambda=\frac{\varepsilon_1}{1-\dfrac{\partial \Delta P}{\partial P_1}}=\frac{\varepsilon_2}{1-\dfrac{\partial \Delta P}{\partial P_2}}=\dots$$

– удельный прирост энергосистемы при учете потерь в сетях.

СЛОЖНЫЕ

МЕТОД ЛАГРАНЖА

Функция Лагранжа:

$$S=F+\sum_{i=1}^{k}\lambda_i W_i\,, \qquad (1)$$

где λ_i $(i=1,2,\dots,k)$ – неопределенные множители Лагранжа;

W_i – k уравнений связи:

$$\left.\begin{aligned}
&W_1(x_1,x_2,\dots,x_n)\ge 0;\\
&W_2(x_1,x_2,\dots,x_n)\ge 0;\\
&\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots;\\
&W_k(x_1,x_2,\dots,x_n)\ge 0.
\end{aligned}\right\} \qquad (2)$$

Для нахождения экстремума функции Лагранжа, дифференцируем ее по всем независимым переменным, считая неопределенный множитель λ постоянным, и приравниваем полученные частные производные к нулю:

$$\left.\begin{aligned}
&\frac{\partial S}{\partial x_1}=\frac{\partial F}{\partial x_1}+\sum_{i=1}^{k}\lambda_i\frac{\partial W_i}{\partial x_1}=0;\\
&\frac{\partial S}{\partial x_2}=\frac{\partial F}{\partial x_2}+\sum_{i=1}^{k}\lambda_i\frac{\partial W_i}{\partial x_2}=0;\\
&\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots
\end{aligned}\right\} \qquad (3)$$

Если $d^2F>0$ или $d^2S>0$, то данный экстремум является минимумом.

ГРАДИЕНТНЫЙ МЕТОД

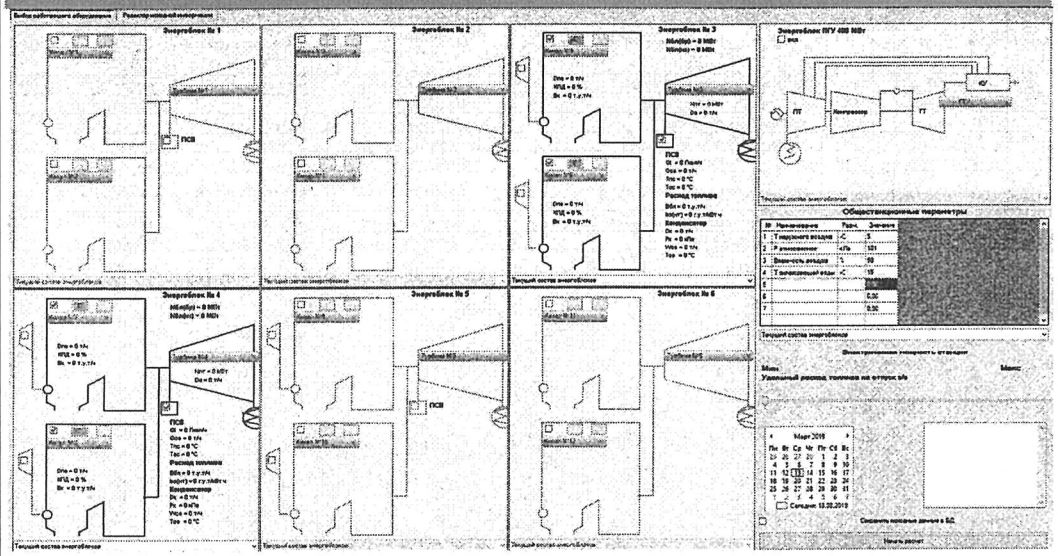
Градиентный метод требует предварительного определения некоторых произвольных исходных значений переменных, удовлетворяющих всем ограничениям. Затем вычисляются значения всех частных производных $\partial F/\partial x_{k+i}$ для независимых переменных x_{k+1}; x_{k+2}; …; x_n и по уравнениям

$$\left.\begin{aligned}
&\delta x_{k+1}=-\frac{h\,\partial F/\partial x_{k+1}}{\sqrt{(\partial F/\partial x_{k+1})^2+(\partial F/\partial x_{k+2})^2+\dots}};\\
&\delta x_{k+2}=-\frac{h\,\partial F/\partial x_{k+2}}{\sqrt{(\partial F/\partial x_{k+1})^2+(\partial F/\partial x_{k+2})^2+\dots}};\\
&\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots
\end{aligned}\right\} \qquad (4)$$

находятся изменения всех переменных δx_{k+1}; δx_{k+2}; …; δx_n. При новых изменившихся значениях переменных получают новые значения зависимых переменных x_1; x_2; …; x_k. Затем повторяется тот же цикл изменений переменных до тех пор, пока эти изменения не станут меньше заранее заданных величин. Найденное решение будет оптимальным.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТЕЙ В РУП «ОДУ» РБ

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗОК МЕЖДУ ЭНЕРГОБЛОКАМИ БГРЭС



ПУСКОВЫЕ И МАНЕВРЕННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТУРБИН ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

№ п/п	Наименование станции	Стационный номер агрегата	Тип агрегата	Мощность, МВт min	Мощность, МВт max	Скорость изменения мощности, МВт/мин	Время на расхолаживание, час	Время от подачи диспетчерской команды: До начала пролуск.амерений после простоя, час 6-8	16-20	30-40	мак. сост.	До разгона агрегата/до толчка ротора ТГ, час после простоя, час 6-8	16-20	30-40	мак. сост.	До синхронизации ТГ после простоя, час 6-8	16-20	30-40	мак. сост.	До полной нагрузки блока после простоя, час 6-8	16-20	30-40	мак. сост.	Расход топлива на пуск, т у.т. 6-8	16-20	30-40	мак. сост.
1	2	3	4	5		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
1	Лукомльская ГРЭС	бл. 1,4	К-315-240	120	315	2/4-10	8	3	3	3	6	6/6х50	6/7х35	6/7х55	9/10х15	7х10	7х55	8х20	12х10	8х40	11х55	12х20	17х10	99,9	119,5	139,6	165,5
		бл. 3	К-307-240	120	310	2/4-10	8	3	3	3	6	6/6х50	6/7х35	6/7х55	9/10х15	7х10	7х55	8х20	12х10	8х40	11х55	12х20	17х10	99,9	119,5	139,6	165,5
		бл. 2	К-315-240	100	315*	2/4-10	8	3	3	3	6	6/6х50	6/7х35	6/7х55	9/10х15	7х10	7х55	8х20	12х10	8х40	11х55	12х20	17х10	94,1	114,5	134,6	159,5
		бл. 5 - 8	К-300-240	120	300	2/4-10	8	3	3	3	6	6/6х50	6/7х35	6/7х55	9/10х15	7х10	7х55	8х20	12х10	8х40	11х55	12х20	17х10	81,3	111,6	116,2	154,6
		бл. 9 ПГУ-427						До розгона ГТУ: Горячий пост. Tр* max ≥200°С (8 часов)	Неостывшие пост. Tтр max >200÷100°С (48 часов)	Холодные пост. Tтр max <100°С (5 дней)		До синхронизации ГТУ: Горячий пост. Tр* max ≥200°С (8 часов)	Неостывшие пост. Tтр max >200÷100°С (48 часов)	Холодные пост. Tтр max <100°С (5 дней)		До толчка ПТУ: Горячий пост. Tр* max ≥200°С (8 часов)	Неостывшие пост. Tтр max >200÷100°С (48 часов)	Холодные пост. Tтр max <100°С (5 дней)		До синхронизации ПТУ: Горячий пост. Tр* max ≥200°С (8 часов)	Неостывшие пост. Tтр max >200÷100°С (48 часов)	Холодные пост. Tтр max <100°С (5 дней)		До окончания прогрева ПТУ (№ ГТУ=110 МВт) (№ ПТУ=70 МВт): Горячий пост. Tр* max ≥200°С (8 часов)	Неостывшие пост. Tтр max >200÷100°С (48 часов)	Холодные пост. Tтр max <100°С (5 дней)		До полной нагрузки: Горячий пост. Tр* max ≥200°С (8 часов)	Неостывшие пост. Tтр max >200÷100°С (48 часов)	Холодные пост. Tтр max <100°С (5 дней)		Расход топлива на пуск, т у.т. Горячий пост. Tр* max ≥200°С (8 часов)	Неостывшие пост. Tтр max >200÷100°С (48 часов)	Холодные пост. Tтр max <100°С (5 дней)	
		ГТУ		70	286	13		0,5ч			1ч				1,5ч				2,0ч				2,5ч				3,0ч				4,0ч				1,5ч				60			
		Комбинированный цикл ГТУ+ПГУ		180	427	4-15	0,5ч	4ч	8,5ч	1ч	4,5ч	9,0ч	2,0ч	7,0ч	12,0ч	2,3ч	8,0ч	15,0ч	3,0ч	13,0ч	23ч	4,0ч	14,0ч	24,0ч	24,3	30,2	40,9	

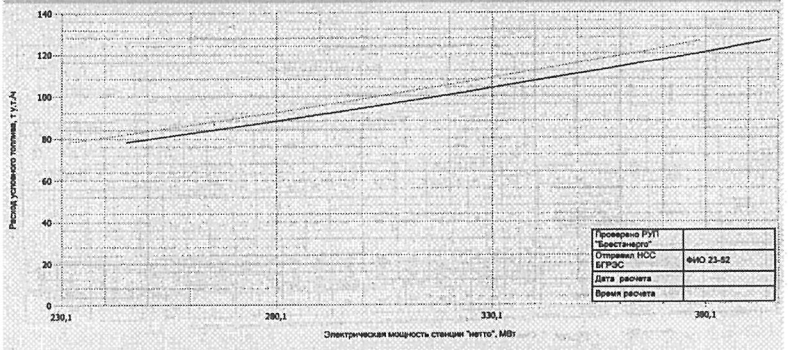
Примечание: для блока ПГУ-427 от 269 необходимая нагрузка ГТУ для прогрева ПТУ 60-110МВт;
* - Бл-2 - ограниченная нагрузка до 305 МВт из ограниченного давления пара в ПВД-7 "А".

№ п/п	Наименование станции	Стационный номер агрегата	Тип агрегата	Мощность, МВт min	Мощность, МВт max	Скорость изменения мощности, МВт/мин	Время на расхолаживание, час	Время от подачи диспетчерской команды: До начала пролуск.амерений после простоя, час 6-8	16-20	30-40	мак. сост.	До разгона агрегата/до толчка ротора ТГ, час после простоя, час 6-8	16-20	30-40	мак. сост.	До синхронизации ТГ после простоя, час 6-8	16-20	30-40	мак. сост.	До полной нагрузки блока после простоя, час 6-8	16-20	30-40	мак. сост.	Расход топлива на пуск, т у.т. 6-8	16-20	30-40	мак. сост.
2	Березовская ГРЭС	бл. 3,4	К-160-130	80	165	3	30	10мин	10мин	10мин	1ч	2ч 30/ 3ч40	3ч 30/ 5ч30	3ч 30/ 5ч30	4ч 20/ 5ч50	4ч 30	6ч 25	6ч 25	7ч 20	7ч	7ч 50	9ч 10	12ч	69,7	98,9	99,3	98,8
		бл 3,4 ГТЭ-1,2	ГТЭ-25Н(180	12	22	6	24	10мин	10мин	10мин	10мин	2ч 10	2ч 10	2ч 10	2ч 10	2ч 40	2ч 40	2ч 40	2ч 40	2ч 45	2ч 45	2ч 45	2ч 45	0,8	0,8	0,8	0,8
		бл. 5	К-175/180-12,8	80	180	3,8/5,8	30	10мин	10мин	10мин	1ч	2ч 30/ 3ч40	3ч 30/ 5ч30	3ч 30/ 5ч30	4ч 20/ 5ч50	4ч 25	6ч 35	6ч 35	7ч 30	5ч 50	8ч 45	10ч 15	11ч 20	97,4	92,8	97,7	93
		бл. 5 ГТЭ-1,2	SGT-700	9,5	29,06	4,5	16	10мин	10мин	10мин	10мин	1ч 10	2ч 10	2ч 10	2ч 10	1ч 30	2ч 30	2ч 30	2ч 30	1ч 35	2ч 35	2ч 35	2ч 35	0,83	0,83	0,83	0,83
		бл.7 ПГУ-427	SGTS-4000F(ГТ) LZN 140-12,7/9,2,937/0,39 1 (ПТ)	110 ГТ (130)	141 ПТ (427)	8-12 ГТ (12-18)	0	3ч	3ч	3ч	3ч	3ч 30 / 5ч 30	3ч 30 / 6ч	3ч 30 / 30	6ч	3ч 30 / 7ч	6ч 30	9ч	12ч 30	19ч	8ч	10ч 30	14ч 30	21ч	31	30	30	31

Примечание: для энергоблока №5 Березовской ГРЭС в числителе указано время для летнего периода; в знаменателе указано время для зимнего периода
* - работа в однокорпусном режиме

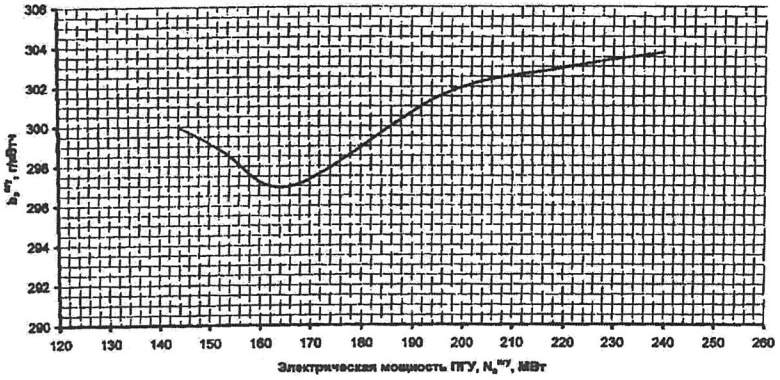
Для Березовской ГРЭС: для пусковых энергоблоков 10 часов и более, время до набора полной нагрузки увеличивается на 6 часов для прогревания отсекающих клапанов, 21 час времени необходимо от №3,4 более 2 часов, время до набора полной нагрузки увеличивается на 1 час для прогревания паровпускной паровыпускной перепускной турбины

ЭКВИВАЛЕНТНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА БЕРЕЗОВСКОЙ ГРЭС ПРИ ТЕКУЩЕМ СОТАВЕ ЭНЕРГОБЛОКОВ



Nст, МВт	Nст нт, МВт	Bст, т.у.т./ч	N6п1, МВт	B6п1, т.у.т./ч	N6п2, МВт	B6п2, т.у.т./ч	N6п3, МВт	B6п3, т.у.т./ч	N6п4, МВт	B6п4, т.у.т./ч	N6п5, МВт	B6п5, т.у.т./ч	N6п6, МВт	B6п6, т.у.т./ч	N6п7, МВт	B6п7, т.у.т./ч
245,3	232	78,3	0	0	0	0	113,5	38,89	118,5	39,37	0	0	0	0	0	0
250	236,6	79,6	0	0	0	0	113,5	38,89	123,1	40,68	0	0	0	0	0	0
255	241,6	81,0	0	0	0	0	113,5	38,89	128	42,09	0	0	0	0	0	0
260	246,6	82,3	0	0	0	0	113,5	38,89	133	43,46	0	0	0	0	0	0
265	251,4	83,7	0	0	0	0	113,5	38,89	137,9	44,83	0	0	0	0	0	0
270	256,4	85,1	0	0	0	0	113,5	38,89	142,8	46,23	0	0	0	0	0	0
275	261,3	86,5	0	0	0	0	118,4	40,3	142,8	46,23	0	0	0	0	0	0
280	266,2	88,0	0	0	0	0	123,4	41,76	142,8	46,23	0	0	0	0	0	0
285	271,2	89,5	0	0	0	0	128,3	43,23	142,8	46,23	0	0	0	0	0	0
290	276,1	91,0	0	0	0	0	128,3	43,23	147,8	47,72	0	0	0	0	0	0
295	281,1	92,5	0	0	0	0	133,3	44,73	147,8	47,72	0	0	0	0	0	0

УДЕЛЬНЫЙ РАСХОД ТОПЛИВА НА ОТПУСК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПГУ-240



ТЭЦ-5, БЛОК 1

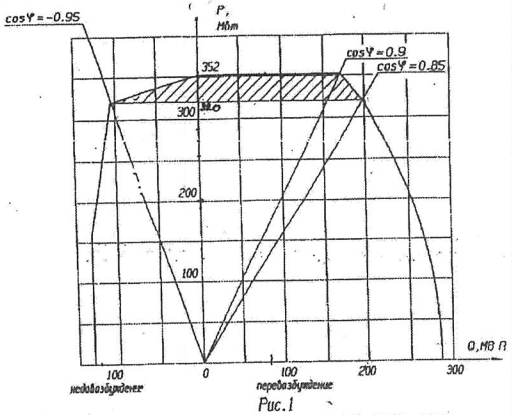


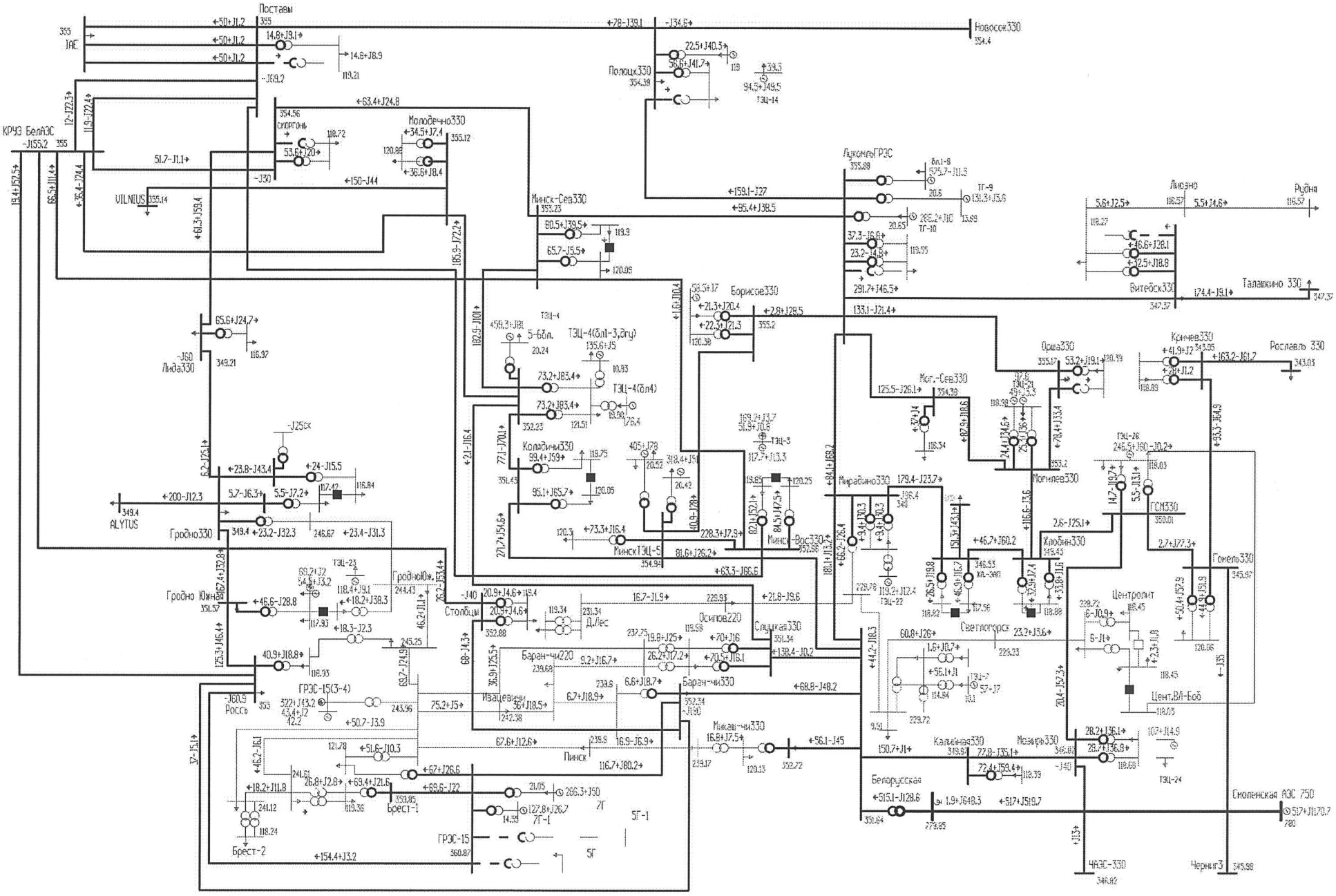
Рис.1
Диграмма мощности т/г ТЗВ-320-2У3

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ДП -3060221334-2019-03-ПЛ			
Разраб.		Яцкевич			Комплексная оптимизация режимов электроэнергетической системы ОДУ РБ	Лит.	Масса	Масштаб
Пров.		Фурсевич				Лист	Листов	
Т.контр.		Фурсевич						
Н.контр.		Мацкевич			Распределение мощностей в РУП «ОДУ» РБ	1-43 01 02 БНТУ, г. Минск		
Утв.		Фурсевич						

Перв. примен. | Справ. № | Подп. и дата | Инв. № дубл. | Взам. инв. № | Подп. и дата | Инв. № подл.

ДП-3060221334-2019-04

РЕЖИМНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПОСЛЕ ОПТИМИЗАЦИИ

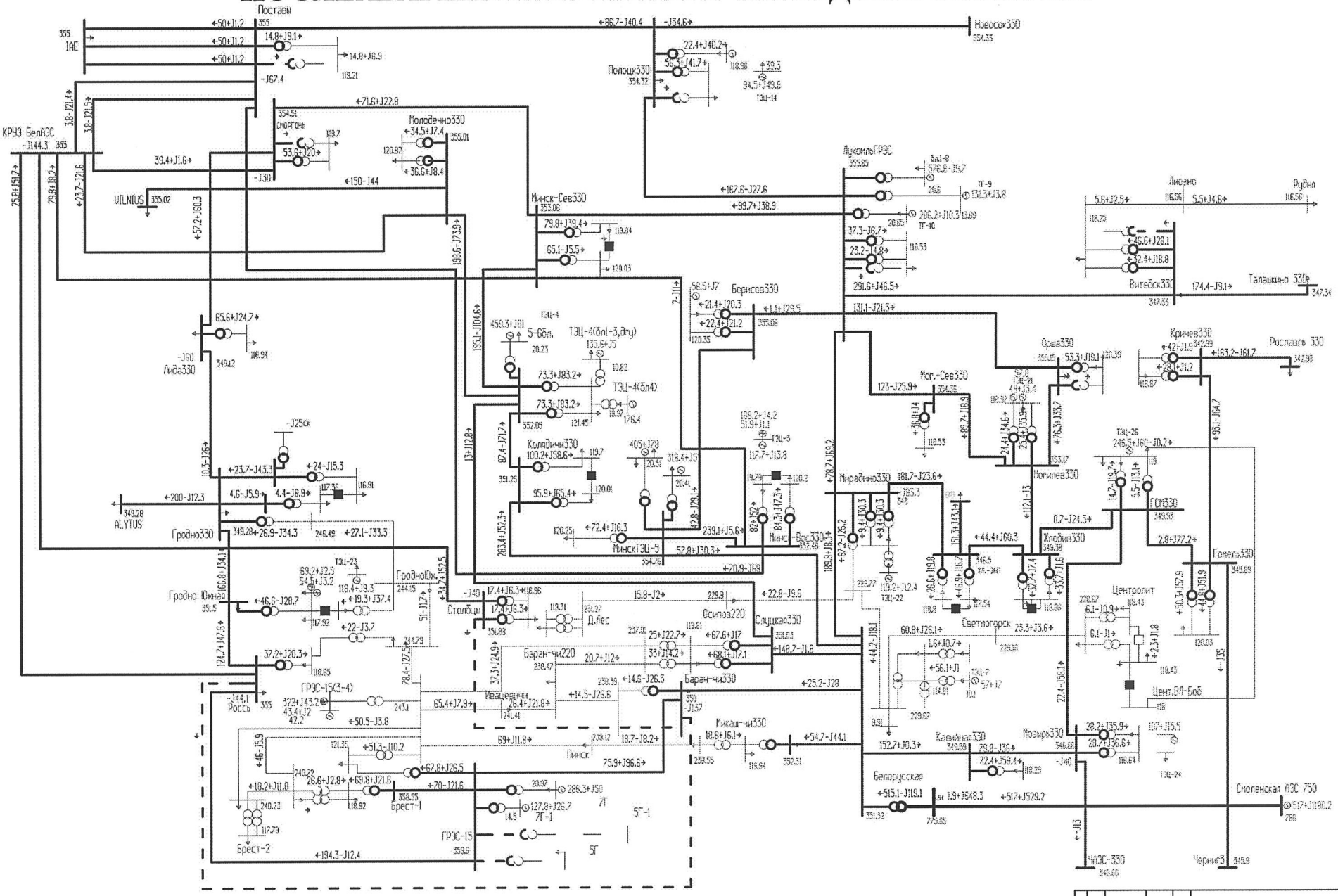


$\Sigma P_{ген} = 5001$ МВт; $\Sigma P_{н} = 4878$ МВт; $\Sigma P_{потр} = 4952$ МВт; $\Delta P_{\Sigma} = 73{,}66$ МВт;
$W_{\Sigma} = 43\ 808\ 760$ МВт·ч/год.

						ДП-3060221334-2019-04		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Комплексная оптимизация режимов электроэнергетической системы ОДУ РБ	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.		Кулешович						
Пров.		Фурсенко				Лист	Листов	
Т.контр.		Фурсенко						
Н.контр.		Мацкевич			Режимная схема электрической сети после оптимизации	1-43 01 02 БНТУ, г. Минск		
Утв.		Фурсенко						

ДП -3060221334-2019-05

РЕЖИМНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПОСЛЕ ОПТИМИЗАЦИИ, ПОСЛЕАВАРИЙНЫЙ РЕЖИМ В «ЗАПАДНОЙ ОБЛАСТИ»



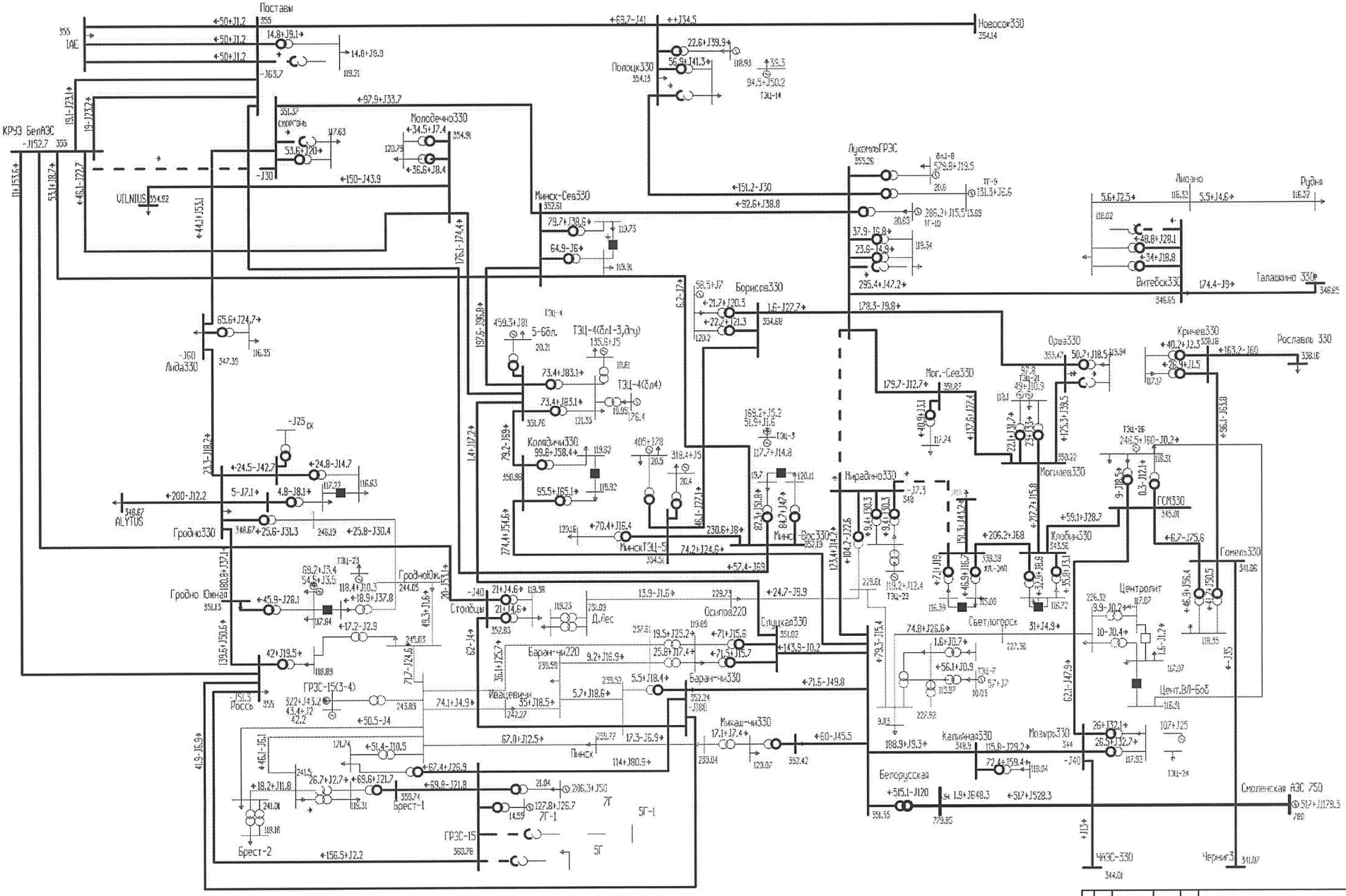
$\Sigma P_{\text{ген}} = 5002$ МВт; $\Sigma P_{\text{н}} = 4878$ МВт; $\Sigma P_{\text{потр}} = 4953$ МВт; $\Delta P_{\Sigma} = 74{,}83$ МВт;

$W_{\Sigma} = 43\ 817\ 520$ МВт·ч/год.

						ДП -3060221334-2019-05			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Комплексная оптимизация режимов электроэнергетической системы ОДУ РБ	Лит.	Масса	Масштаб	
Разраб.		Надыкович							
Пров.		Фурсенко				Лист	Листов		
Т.контр.		Фурсенко			Режимная схема электрической сети после оптимизации, послеаварийный режим в «Западной области»	1-43 01 02 БНТУ, г. Минск			
Н.контр.		Мацкевич							
Утв.		Фурсенко							

ДП -3060221334-2019-06

РЕЖИМНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПОСЛЕ ОПТИМИЗАЦИИ, ПОСЛЕАВАРИЙНЫЙ РЕЖИМ В «ВОСТОЧНОЙ ОБЛАСТИ»



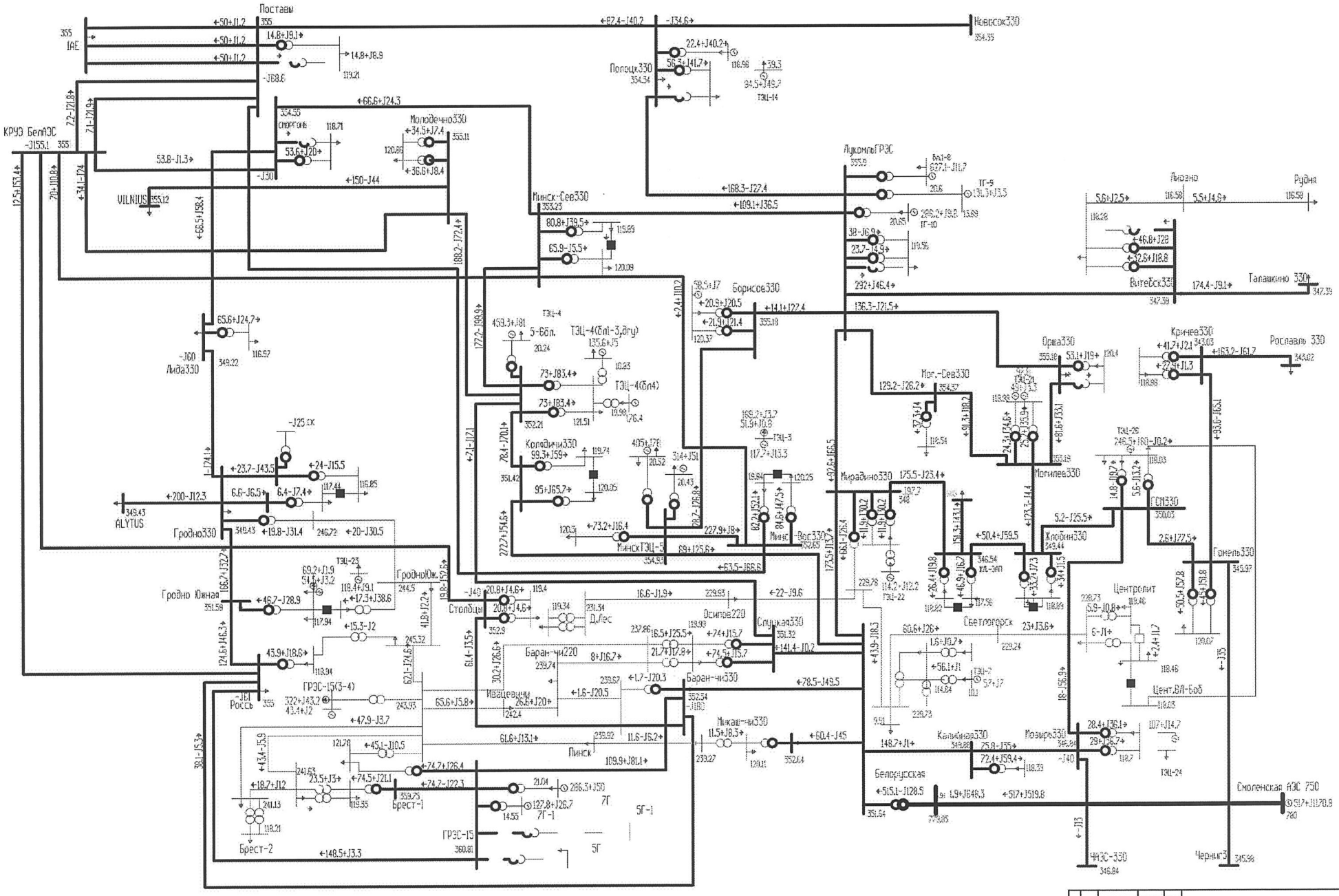
$\Sigma P_{ген} = 5005$ МВт; $\Sigma P_{н} = 4878$ МВт; $\Sigma P_{потр} = 4956$ МВт; $\Delta P_{\Sigma} = 77{,}83$ МВт;

$W_{\Sigma} = 43\ 843\ 800$ МВт·ч/год.

						ДП -3060221334-2019-06		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Комплексная оптимизация режимов электроэнергетической системы ОДУ РБ	Лит.	Масса	Масштаб
Разр.		Кудлович						
Пров.		Фурсенко				Лист	Листов	
Т.контр.		Фурсенко						
Н.контр.		Мандрович			Режимная схема электрической сети после оптимизации, послеаварийный режим в «Восточной области»	1-43 01 02 БНТУ, г. Минск		
Утв.		Фурсенко						

ДП -3060221334-2019-07

РЕЖИМНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ, ОПТИМИЗАЦИЯ ПО ОИК



$\Sigma P_{ген} = 5001$ МВт; $\Sigma P_{н} = 4878$ МВт; $\Sigma P_{потр} = 4952$ МВт; $\Delta P_{\Sigma} = 73{,}49$ МВт;

$W_{\Sigma} = 43\ 808\ 760$ МВт·ч/год.

						ДП -3060221334-2019-07		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Комплексная оптимизация режимов электроэнергетической системы ОДУ РБ	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.		Мурашко						
Пров.		Фурсенко				Лист	Листов	
Т.контр.		Фурсенко						
Н.контр.		Мацкевич			Режимная схема электрической сети, оптимизация по ОИК	1-43 01 02 БНТУ, г. Минск		
Утв.		Фурсенко						

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Параметры	Схема без установки СКРМ	Схема с установкой СКРМ после оптимизации
$\Sigma P_{ген}$, МВт	5003	5001
$\Sigma P_{н}$, МВт	4878	4878
$\Sigma P_{потр}$, МВт	4953	4952
ΔP_{Σ}, МВт	75,06	73,49
W_{Σ} (передаваемая энергия), МВт·ч	43 826 280	43 808 760
ΔW_{Σ} (суммарные потери электроэнергии), МВт·ч	657 525,6	643 684,8
$\Delta P_{\%}$ (относительные потери мощности), %	1,50	1,47
$\Delta W_{\%}$ (относительные потери электроэнергии), %	1,50	1,47
B_{Σ} (суммарный расход топлива), т. у. т	47 814	47 806
С (себестоимость выработки электроэнергии), б. р./кВт·ч	0,0844	0,0844
$И_{\Delta W\Sigma}$ (стоимость потерянной электроэнергии), б. р.	55 495 160,64	54 334 390,56

ОХРАНА ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОСНОВНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

ДП -3060221334-2019-09-ПЛ

РАБОТЫ НА ОПОРАХ И С ОПОРАМИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

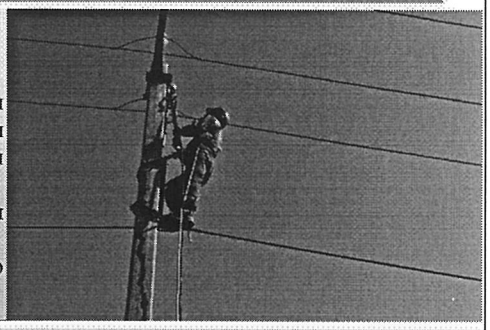
Работы по замене элементов опор, демонтажу опор и проводов ВЛ должны выполнятся по технологической карте или ППР в присутствии руководителя работ.

Разрешается подниматься на опору только после ее укрепления.

Отдельные виды работ на высоте должны выполняться не менее чем двумя работающими, имеющими группы по электробезопасности, установленные настоящим ТКП для выполнения этих работ.

При работе на опоре следует пользоваться страховочной привязью (поясом предохранительным лямочным) и опираться на оба когтя (лаза) при их применении.

РАБОТЫ В ПРОЛЕТАХ ПЕРЕСЕЧЕНИЯ С ДЕЙСТВУЮЩИМИ ВОЗДУШНЫМИ ЛИНИЯМИ



Работы в пролетах пересечения с действующими ВЛ должны проводиться с отключением напряжения на всех пересекаемых линиях и их заземления. В исключительных случаях, при невозможности снять напряжение на пересекаемой линии, работы проводятся при выполнении требований 7.15.2 [ТКП 427-2012 (02230)].

При выполнении работ на проводах ВЛ в пролете пересечения с другой ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо устанавливать заземление на опоре, где проводится работа.

Работы должны выполняться по наряду, производитель работ должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV.

РАБОТЫ НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ПОД НАВЕДЕННЫМ НАПРЯЖЕНИЕМ, НА ОДНОЙ ОТКЛЮЧЕННОЙ ЦЕПИ МНОГОЦЕПНОЙ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

На ВЛ под наведенным напряжением работы с земли с прикосновением к проводу, опущенному с опоры вплоть до земли, должны выполняться с применением электрозащитных средств (электроизолирующие перчатки, электроизолирующие штанги) или с металлической площадки, соединенной с этим проводом для выравнивания потенциалов проводников. Работы с земли без применения электрозащитных средств и металлической площадки допускаются при условии заземления провода в непосредственной близости к каждому месту прикосновения.

На отключенной цепи многоцепной ВЛ с расположением цепей одна над другой допускается работать только при подвеске этой цепи ниже цепей, находящихся под напряжением. Запрещается заменять и регулировать провода отключенной цепи.

При работе на одной отключенной цепи многоцепной ВЛ с горизонтальным расположением цепей на стойках опор должны быть вывешены красные флажки со стороны цепей, оставшихся под напряжением. Флажки вывешивают на высоте 2-3 м от земли производитель работ с членом бригады, имеющим группу по электробезопасности не ниже III.

РАБОТЫ НА ПЕРЕСЕЧЕНИЯХ И СБЛИЖЕНИЯХ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ С ДОРОГАМИ

При работах на участках пересечения ВЛ с транспортными путями (железными дорогами, судоходными реками, каналами и тому подобным) и необходимости временной приостановки движения транспорта либо на время его движения приостановки работ на ВЛ лицо, выдающее наряд, обязано вызвать на место работ представителя организации – владельца дороги. Этот представитель обязан обеспечить остановку движения транспорта на необходимое время или предупреждать работающую на ВЛ бригаду о приближающемся транспорте. Для пропуска транспорта провода ВЛ, препятствующие движению, должны быть подняты на безопасную высоту с помощью самоходного крана, мобильной подъемной рабочей платформы, универсальной штанги с зажимами для проводов или других средств и приспособлений.

РАСЧИСТКА ТРАССЫ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ОТ ДЕРЕВЬЕВ

Расчистка трассы ВЛ и вырубка угрожающих падением на провода ВЛ деревьев выполняются по наряду и технологическим картам на отдельные виды лесосечных работ.

Во избежание падения деревьев на провода до начала рубки должны быть применены оттяжки.

В случае падения дерева на провода ВЛ не допускается приближаться к нему на расстояние менее 8 м до снятия напряжения с ВЛ.

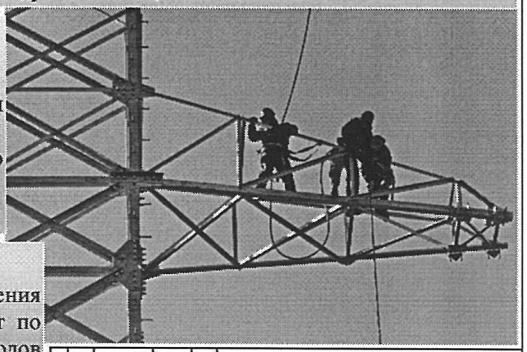
ОБРЕЗКА ДЕРЕВЬЕВ И ВЕТОК ВБЛИЗИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 0,4-10 КВ

Обрезку деревьев и их веток на высоте более 5 м проводят преимущественно с мобильной подъемной рабочей платформы, в том числе с электроизолирующим звеном (электроизолирующей люлькой).

Запрещается спиливать ветки и сучья, находясь в неустойчивом положении на лестнице или на дереве.

Уборку веток и сучьев после обрезки следует выполнять с использованием средств индивидуальной защиты лица и глаз.

ОБХОДЫ И ОСМОТРЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ



Во время осмотра ВЛ не допускается выполнять какие-либо ремонтные и восстановительные работы, а также подниматься на опору и ее конструктивные элементы.

Подъем на опору допускается только при верховом осмотре ВЛ и выполняется по наряду.

При осмотре ВЛ запрещается идти под проводами.

ОБСЛУЖИВАНИЕ СЕТЕЙ УЛИЧНОГО ОСВЕЩЕНИЯ

При техническом обслуживании и ремонте электрических сетей уличного освещения (включая чистку арматуры и замену ламп светильников) допускается выполнение работ по распоряжению без отключения сети освещения при расположении светильников ниже проводов на расстоянии не менее 0,6 м – на деревянных опорах без заземляющих спусков с опоры или с приставных электроизолирующих лестниц с закреплением их к опорам.

В остальных случаях необходимо отключать и заземлять все подвешенные на опоре ВЛ провода и работу выполнять по наряду.

					ДП -3060221334-2019-09-ПЛ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.		Лопанович			Комплексная оптимизация режимов электроэнергетической системы ОДУ РБ			
Пров.		Фурсанов				Лист	Листов	
Т.контр.		Фурсанов						
Н.контр.		Макарович			Охрана труда при эксплуатации основных электрических сетей	1-43 01 02 БНТУ, г. Минск		
Утв.		Фурсанов						

РЕФЕРАТ

Дипломный проект: 107 с., 9 рис., 10 табл., 17 источников, 17 прил.

КОМПЛЕКСНАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ, РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТЕЙ, ПОТЕРИ МОЩНОСТИ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Объектом исследования является схема ОЭС ОДУ РБ.

Цель проекта – комплексная оптимизация режимов электроэнергетической системы ОДУ РБ.

В процессе выполнения дипломного проекта рассмотрена комплексная оптимизация режимов электроэнергетической системы ОДУ РБ за счет оптимального распределения мощностей и введения в работу СКРМ.

Областью возможного практического применения является электроэнергетическая система ОДУ РБ.

Предложенный в ходе дипломного проектирования вариант распределения мощностей и ввод в работу СКРМ, приводящий к снижению потерь активной мощности, прошел апробацию. Были определены оптимальное количество СКРМ, введенных в работу, и оптимальный режим работы схемы ОЭС ОДУ РБ.

Я Яцынович Анастасия Викторовна подтверждаю, что приведенный в дипломном проекте расчетно-аналитический материал объективно отражает состояние исследуемого процесса, все заимствованные из литературных и других источников теоретические и методологические положения и концепции сопровождаются ссылками на их авторов.

THE ANNOTATION

MULTIFACETED OPTIMIZATION OF MODES OF ELECTRIC POWER SYSTEM OF THE INTERREGIONAL DISPATCHING OFFICE OF THE REPUBLICAN UNITARY ENTERPRISE

The goal of graduation project is multifaceted optimization of modes of electric power system of the Interregional Dispatching Office of the Republican Unitary Enterprise.

During steps of graduation project the multifaceted optimization of modes of electric power system of the Interregional Dispatching Office of the Republican Unitary Enterprise at the cost of optimal power division and release for use static reactive compensators were researched.

In this graduation project the optimal number of static reactive compensators lead in release for use and the optimal operating regime of card of the IPS of the Interregional Dispatching Office of the Republican Unitary Enterprise were determined. The technical and economic assessments of optimization measures were performed. Calculation and analysis of the optimal operating regime were carried on. The questions of labor protection were taken up.

ВЕДОМОСТЬ ОБЪЕМА ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

Формат	Обозначение	Наименование	Количество листов	Примечание
А4	–	Задание на дипломный проект	1	
А4	–	Расчетно-пояснительная записка	107	
А1	1	Общая постановка задачи об оптимизации	1	
А1	2	Методы распределения активных и реактивных нагрузок энергосистемы	1	
А1	3	Распределение мощностей в РУП «ОДУ» РБ	1	
А1	4	Режимная схема электрической сети после оптимизации	1	
А1	5	Режимная схема электрической сети после оптимизации, послеаварийный режим в «Западной области»	1	
А1	6	Режимная схема электрической сети после оптимизации, послеаварийный режим в «Восточной области»	1	
А1	7	Режимная схема электрической сети, оптимизация по ОИК	1	

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ДП-3060221334-ЗО-2019			
Разраб.		Яцынович А. В.			Ведомость объема дипломного проекта	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Фурсанов М.И.				У	1	2
Т. контр.		Фурсанов М.И.				1–43 01 02 БНТУ, г. Минск		
Н. контр.		Макаревич В.В.						
Утв.		Фурсанов М.И.						

Формат	Обозначение	Наименование	Количество листов	Примечание
A1	8	Технико-экономические показатели	1	
A1	9	Охрана труда при эксплуатации основных электрических сетей	1	

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 8
1 Постановка задачи 10
2 Литературный обзор и анализ методов распределения активных и реактивных нагрузок энергосистемы 16
3 Выполнение примера распределения активной мощности 32
4 Подготовка схемы основной сети для распределения активных и реактивных мощностей в белорусской энергосистеме 34
5 Распределение мощностей в РУП «ОДУ» РБ 36
6 Распределение активных и реактивных мощностей и его анализ 39
7 Технико-экономические показатели основных электрических сетей 45
8 Охрана труда при эксплуатации основных электрических сетей 46
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 56
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ 57
ПРИЛОЖЕНИЕ А 59
ПРИЛОЖЕНИЕ Б 61
ПРИЛОЖЕНИЕ В 63
ПРИЛОЖЕНИЕ Г 65
ПРИЛОЖЕНИЕ Д 67
ПРИЛОЖЕНИЕ Е 71
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж 74
ПРИЛОЖЕНИЕ И 79
ПРИЛОЖЕНИЕ К 82
ПРИЛОЖЕНИЕ Л 84
ПРИЛОЖЕНИЕ М 87
ПРИЛОЖЕНИЕ Н 91
ПРИЛОЖЕНИЕ П 98
ПРИЛОЖЕНИЕ Р 100
ПРИЛОЖЕНИЕ С 102
ПРИЛОЖЕНИЕ Т 104
ПРИЛОЖЕНИЕ У 106

ВВЕДЕНИЕ

Управление энергосистемой производиться за счет изменения ее состояния или параметров режима. Состояние ЭЭС определяется схемой системы, генераторным оборудованием, устройствами регулирования, устройствами автоматики и др. Главным параметром управления является активная мощность ЭЭС. Она может изменятся за счет состава включенного генераторного оборудования на станциях и за счет его загрузки.

Режимные задачи многообразны, и многие зависят от состава работающего оборудования и распределения нагрузки между агрегатами и станциями. Для нормальных режимов наиболее характерными являются следующие задачи:

- составление балансов мощности и энергии;
- определение перетоков мощности между энергосистемами;
- выбор состава работающих агрегатов на электростанциях;
- распределение нагрузки потребителей между агрегатами, станциями, энергосистемами, объединениями;
- выбор эксплуатационной схемы электрической сети;
- расчет потокораспределения и напряжения в электрической сети;
- выбор и размещение оперативных резервных мощностей в ЭЭС;
- регулирование частоты;
- регулирование напряжения;
- настройка систем автоматики и релейной защиты;
- распределение топливных ресурсов;
- регулирование стока водохранилищами ГЭС;
- планирование ремонтов;
- определение технико-экономических показателей.

Приведенный перечень является далеко не полным, причем в каждой из перечисленных задач имеется множество подзадач.

В общем случае задача распределения нагрузки сложна, что определяется большими масштабами энергетики, большим различием технических экономических и режимных характеристик отдельных элементов ЭЭС, влиянием энергетики н а другие отрасли народного хозяйства. Для создания практических методов расчета производится декомпозиция общей задачи на ряд более простых и взаимосвязанных подзадач.

Методы определения оптимального режима энергетической системы базируются на отыскании минимума затрат. Отыскание минимума сложной функции представляет собой задачу оптимизации, поэтому и возникает термин «оптимизация режима энергетических систем».

Знание методов оптимизации режимов энергетических систем обязательно для всего инженерно-технического персонала, управляющего режимом энергосистемы: для ее руководящих работников, для диспетчеров энергосистем и работников службы режимов, а также для оперативного и технического персонала управляемых объектов (электростанций и электросетей).

Для обеспечения максимальной экономичности режима энергосистемы имеется ряд следующих возможностей:

– оптимальное распределение активной и реактивной мощностей между генерирующими источниками, включенными в работу;

– оптимальный выбор включенных в работу агрегатов (котлов, турбогенераторов);

– оптимальное назначение оперативного резерва мощности в энергосистеме;

– выбор оптимальной схемы энергосистемы;

– оптимальное регулирование частоты и напряжений.

Рассмотрим, методы установления оптимального распределения мощностей. Назначение оптимальных мощностей для какой-либо станции имеет смысл лишь в том случае, если при таком назначении распределение мощностей между отдельными агрегатами внутри электростанции также является оптимальным и, кроме того, если режим нагрузки агрегата при заданной ему оптимальной мощности по всем параметрам агрегата является оптимальным. Это означает, что при заданной нагрузке котла выбраны и поддерживаются оптимальные значения избытка воздуха и величины разрежения; при заданной нагрузке турбины – оптимальное значение давления, температуры пара и вакуума и т. п.

Оптимальное распределение мощностей внутри станции подчиняется тем же законам, что и оптимальное распределение мощностей между станциями. В ряде случаев рассматривается распределение мощностей не между станциями, а между отдельными агрегатами всей энергосистемы.

Установление оптимальных параметров режима агрегата при заданной ему нагрузке осуществляется оперативным персоналом, обслуживающим агрегат, по нормальным эксплуатационным инструкциям.

Решение задачи оптимального распределения мощностей может базироваться на одном из излагаемых в дипломном проекте общих методов. Все эти методы обеспечивают получение таких значений мощностей, при которых суммарные затраты достигают минимума. Таким образом, с математической точки зрения задача сводится к отысканию минимума функции многих переменных. Эти переменные не являются независимыми, а имеют целый ряд ограничений или связей.

Для оптимизации режима нужно найти минимум затрат, зависящих от большого числа переменных, связанных условиями ограничения.

Общая постановка задачи об оптимизации ДП-3060221334-2019-01-ПЛ.

1 Постановка задачи

Существует определенная связь между эксплуатационными затратами З и управлением режимами электрической системы:

$$З = З_0 + З(P), \qquad (1.1)$$

где $З_0$ – составляющая мало зависящая от режима электрической системы и ею можно пренебречь (затраты на зарплату эксплуатационного персонала, на мероприятия по повышению надежности и экономичности оборудования за счет повышения КПД устройств передачи и преобразования энергии (парогенераторов, турбин, генераторов и ...)). Эти затраты почти не зависят от нагрузки и их уменьшение достигается усилиями эксплуатационного персонала электростанций и сетевых предприятий.

Вторая составляющая $З(P)$ характеризует затраты на энергоресурсы и зависит от режима энергосистемы, состава и загрузки включенного в работу оборудования. При этом основными носителями энергии являются вода для ГЭС и топливо для ТЭС. Нетрудно видеть, что величина $З(P)$ определяется затратами на топливо с учетом его транспортировки и добычи.

Решение задачи управления режимами энергосистемы заключается в определении таких управляющих воздействий, которые обеспечивают минимум народнохозяйственных затрат на производство, передачу и распределение электроэнергии. Эта задача сводится к минимизации затрат на энергоресурсы $З(P)$.

Величина суммарной нагрузки энергосистемы $P_н$ определяется поведением потребителей энергии и рассматривается в энергосистеме как заданный, параметр, характеризующий внешнее воздействие. С учетом потерь ΔP в каждый момент времени t должен быть баланс:

$$\sum_{i=1}^{n} P_i^t - P_н^t - \Delta P^t = 0\,, \qquad (1.2)$$

где P^t_i – активная мощность источника в момент времени t;

n – общее число энергоисточников.

Сформулированное условие должно выполняться при поддержании номинальной частоты. Оптимальное управление нормальными режимами энергосистемы заключается в экономичном распределении нагрузки системы между источниками, т. е. в определении значений P^t_i, обеспечивающих минимум затрат на энергоресурсы. При этом располагаемый запас гидроресурсов θ_j, на j-ой станции определяется природными условиями водотока (площадью бассейна, количеством осадков и т. д.), а также дополнительными условиями судоходства, сплава леса, прохождения рыбы и т. д.

Нельзя израсходовать гидроэнергии больше, чем это позволяет ресурс θ_j, а меньше невыгодно т. к. его недоиспользование приводит к холостому сбросу воды на ГЭС и означает, что заданная для системы выработка электроэнергии достигается за счет дополнительного сжигания топлива на ТЭС.

Расход топлива B_i, на i-ой ТЭС зависит от активной мощности станции и состава включенного в работу оборудования; при этом оба параметра могут быть переменными во времени, а следовательно за период T:

$$З(P) = \sum_{i=1}^{NT} d_i \int_0^T B_i(t)dt, \qquad (1.3)$$

где NT – количество ТЭС;

d_i – коэффициент стоимости добычи и транспортировки топлива для i-ой станции.

Полное использование гидроресурса за время T соответствует условию (баланс):

$$\sum_{j=1}^{NГ} (\int_0^T H_j(t)dt - \theta_j = 0, \qquad (1.4)$$

где $NГ$ – число ГЭС;

$H_j(t)$ – расход воды, как функция времени, зависящий от загрузки гидрогенераторов активной мощностью; θ_j известный (планируемый на год, период T) запас воды на ГЭС j.

Таким образом, задача оптимизации режима энергосистемы соответствует отысканию минимума $З(P)_{min}$ согласно:

$$З(P) = \sum_{i=1}^{NT} d_i \int_0^T B_i(t)dt, \qquad (1.5)$$

при выполнении условия (уравнение связи):

$$\sum_{j=1}^{NГ} (\int_0^T H_j(t)dt - \theta_j = 0. \qquad (1.6)$$

Это условие связывает переменные во времени и означает, что оптимальное значение параметров режима P в некоторый момент времени не может быть найдено только на основании текущей информации о системе, а должно вычисляться с учетом ее дальнейшего поведения. Решение такой общей задачи, относящейся к классу вариационных, затруднительно ввиду большой сложности.

Методы вариационного исчисления не позволяют выявить глобальный оптимум, и поэтому не пригодны для многоэкстремальных задач. Они не пригодны также и при решении одноэкстремальных задач, если ограничения заданы в виде неравенств.

Если в энергосистеме нет ГЭС (т. е. отсутствует уравнение связи), то задача резко упрощается, т. к. режим в целом за время T будет оптимальным, если:

$$\Delta З^t(P)_{\min} = \min \sum_{i=1}^{NT} d_i B_i^t. \qquad (1.7)$$

Далее, если принять для упрощения, что стоимость добычи и доставки топлива для всех станций одинакова $d_i = const$, то задача оптимизации для любого момента времени сведется к минимизации суммарного расхода топлива:

$$B = B_1 + B_2 + ... + B_{11} + B_Б. \qquad (1.8)$$

Здесь для удобства индекс t опущен;

n – число ТЭС без балансирующей: $n = NT–1$;

$B_Б$ – расход топлива на балансирующей станции. Необходимость такой станции покажем ниже.

Значение $B_Б$ необходимо иначе уравнение $B = f(B_1, \ldots, B_{n+1})$ не решается, но $B_Б = f(P_Б)$, а $P_Б$ можно найти только путем расчета режима энергосистемы. Расход топлива B_i на каждой станции зависит от ее активной мощности P_i и связан с ней через расходную характеристику $B_i = f(P_i)$ (рисунок 1.1).

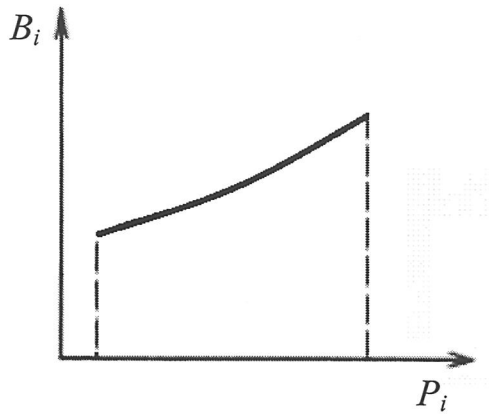


Рисунок 1.1 – Зависимость расхода топлива

Эта зависимость расхода топлива B (рисунок 1.1) (обычно в единицах условного топлива на часовую выработку электроэнергии при $P_i = const$).

Эта упрощенная характеристика (рисунок 1.1) соответствует блочным и конденсационным станциям. Особенностью ее является то, что она может быть представлена аналитической зависимостью, чаще полиномом второй степени:

$$B_i = d_i P^2{}_i + b_i P + c_i. \qquad (1.9)$$

Реальные характеристики $B(P)$ имеют изломы, а характеристики относительных приростов $\varepsilon = dB/dP$ скачки, появление которых обусловлено дискретностью регулирования доступа пара в турбину. Эти свойства должны учитываться при внутристанционной оптимизации (распределении нагрузок между агрегатами).

Расходная характеристика станции в существенной мере зависит от состава, включенного в работу оборудования. Поэтому более правильным был бы путь, в котором решение задачи минимизации суммарного расхода топлива и выбора оптимального состава оборудования осуществлялось бы совместно. Однако при этом возникают большие трудности, вызванные, в первую очередь, необходимостью минимизации значения

$$З(P) = \sum_{i=1}^{NT} d_i \int_0^T B_i(t)dt, \qquad (1.10)$$

на длительном интервале времени T.

И действительно – оптимальный состав оборудования не может быть найден только на основании текущей информации о нагрузке системы. Поскольку для оценки эффективности остановки того или иного агрегата станции необходимо исследовать вопрос – окажется ли экономия топлива от

отключения агрегата больше дополнительных расходов на его последующий пуск, а это можно выяснить лишь исследуя поведение агрегата во времени.

Поэтому задачу оптимизации режима энергосистемы решают в два этапа.

Первый этап – планируется состав оборудования всех электростанций и загрузки ГЭС на основании прогноза о поведении потребителя.

На втором этапе решают задачу экономического распределения нагрузки для заданного состава оборудования.

Таким образом, суммарный расход топлива в системе можно записать как функцию всех активных мощностей станций:

$$B = f(P_1, P_2, \dots, P_n, P_Б). \qquad (1.11)$$

При этом в любой момент времени должно выполняться условие баланса:

$$\sum_{i=1}^{n} P_i^t - P_н^t - \Delta P^t = 0. \qquad (1.12)$$

А так как потери активной мощности ΔP зависят от потокораспределения активных и реактивных мощностей, то:

$$\Delta P = f(P_i, Q_i). \qquad (1.13)$$

Мощность балансирующего узла можно определить по формуле

$$P_Б = P_н + \Delta P - \sum_{i=1}^{n} P_i, \qquad (1.14)$$

тогда очевидно, что

$$B = f(P_1, P_2, \dots, P_n, P_Б, Q_1, Q_2, \dots, Q_n). \qquad (1.15)$$

В свою очередь переменные, входящие в данную функцию, должны удовлетворять системе уравнений установившегося режима.

Таким образом, видно, что показатели системы зависят от распределения активных и реактивных мощностей, причем генерация и распределение активных и реактивных мощностей – взаимосвязанная задача. Например, от распределения реактивных мощностей системы зависят напряжения в узлах электрической системы и потери активной мощности в электрических сетях. Это, в свою очередь, влияет на перетоки активных мощностей и на расходы топлива на различных электростанциях. Таким образом, задача распределения нагрузок потребителей системы имеет комплексный характер. Режим электрической системы можно описать уравнением:

$$|Y|\dot{U} = \left(\frac{\dot{S}}{\hat{U}}\right); \qquad \dot{I} = \frac{\dot{S}}{\dot{U}}, \qquad (1.16)$$

где $|Y|$ – матрица проводимостей;

U – вектор напряжений узлов;

S – вектор полных мощностей.

Такие уравнения составляются для всех узлов кроме балансирующего узла. Уравнение режима отражает баланс токов в узлах.

Если в качестве опорного и балансирующего узла взять один и тот же узел с заданным напряжением $U_Б$, то для любого i-го узла (кроме балансирующего узла) можно записать:

$$\sum_{j=1}^{n+m} Y_{ij}\dot{U}_j = \frac{\underline{S}_i}{\hat{\underline{U}}_i} - Y_{iБ}\dot{U}_Б, \qquad (1.17)$$

j – нагрузочные узлы;

i – генераторные узлы;

$n+m$ – число узлов в системе без балансирующего;

m – число нагрузочных узлов;

n – число генераторных узлов.

Математическая формулировка задачи.

Если отыскивается экстремум некоторой функции многих переменных

$$F(X, Y) = f(x_1, \dots, x_n, y_1, \dots, y_m), \qquad (1.18)$$

и имеются m уравнений связи

$$\varphi_1(x_1, \dots, x_n, y_1, \dots, y_m) = 0;$$
$$\varphi_m(x_1, \dots, x_n, y_1, \dots, y_m) = 0, \qquad (1.19)$$

то m переменных называются зависимыми.

Для вычисления функции F при заданных значениях x_i, переменные y_j, должны быть предварительно найдены решением системы уравнений связи.

Вернемся к задаче оптимизации

$$B = f(P_1, P_2, \dots, P_n, P_Б, Q_1, Q_2, \dots, Q_n). \qquad (1.20)$$

Напомним: для ТЭС стоимость добычи и доставки топлива для всех станций одинакова $d_i = const$.

Уравнения связи:

$$\sum_{j=1}^{n+m} Y_{ij}\dot{U}_j = \frac{\underline{S}_i}{\hat{\underline{U}}_i} - Y_{iБ}\dot{U}_Б. \qquad (1.21)$$

В уравнениях связи считаются заданными для решения задачи оптимизации m (только m) комплексных значений мощностей нагрузок $S_{н1}, \dots, S_{нj}, \dots, S_{нm}$.

Так как число уравнений связи $m+n$, т. е. равно числу узлов без балансирующего узла, то к зависимым переменным могут быть отнесены напряжения $\dot{U}_{г1},\dots,\dot{U}_{гn},\dot{U}_{н1},\dots,\dot{U}_{нm}$ всех $n+m$ узлов. Оставшиеся n комплексных мощностей $S_г = \{S_{г1}, \dots, S_{гi}, \dots, S_{гn}\}$ станций образуют вектор независимых переменных $S_г$.

Любому вектору $S_г$ соответствует некоторый суммарный расход топлива $B = f(S_г)$, который можно вычислить лишь после решения системы узловых напряжений. Действительно, чтобы воспользоваться выражениями:

$$B = B_1+B_2+\dots + B_{11}+B_Б;$$
$$B = f(P_1, P_2, \dots, P_n, P_Б), \qquad (1.22)$$

при некоторых исходных значениях активных мощностей станций $P^o_1, \dots, P^o_n$ необходимо найти мощность балансирующего узла $P^o_б$. Эта мощность должна учитывать потери ΔP в сети, а поэтому она может быть вычислена только для конкретного режима при заданных значениях мощностей станций $Q^o_1, \dots, Q^o_n$.

Решив уравнения узловых напряжений можно найти напряжения $U_{гi}$, $U_{гj}$, т. е. напряжения в узлах сети. Затем по выражению:

$$S_б = \hat{U}_б I_б; \quad I_б = \sum I_{нj} - \sum I_{гi}; \tag{1.23}$$

$$S_Б = \hat{U}_б \left(\sum_{j=1}^{m} \frac{S_{нj}}{\hat{U}_{нj}} - \sum_{i=1}^{n} \frac{S_{гi}}{\hat{U}_{гi}} \right), \tag{1.24}$$

где j – индекс нагрузки узла;

i – генерация;

$U_б$ – задано.

Вычислить активную мощность:

$$P_б = Re(S_б). \tag{1.25}$$

Для удобства задачу оптимизации режима энергосистемы назовем задачей 1; решение ее связано с расчетом нормального режима – задачей 2. Она является вспомогательной подзадачей задачи 1 и сама по себе достаточно сложна в виду:

– большой размерности (число узлов до 1000);

– уравнения установившегося режима нелинейные и решение их возможно лишь итерационными методами, обеспечивающими сходимость вычислительного процесса.

Учитывая сложность комплексной постановки, чаще решаются две более простые подзадачи:

– наивыгоднейшее распределение активных нагрузок системы при постоянстве напряжений в узлах и с приближенным учетом потерь активной мощности;

– расчет режима электрических сетей при фиксированных активных мощностях генераторных узлов.

2 Литературный обзор и анализ методов распределения активных и реактивных нагрузок энергосистемы

В лабораторном практикуме по дисциплинам «Оптимизация режимов энергосистем и сетей» и «Оптимизация электроэнергетических систем» [1] рассмотрен случай когда, *в качестве затрат принят расход топлива на станциях*.

В простейшей постановке задача оптимального распределения заданной активной мощности станции (энергосистемы) между ее генераторами (электростанциями) решается для каждого часа суток отдельно и состоит в определении величин активных мощностей генераторов, при которых заданная суммарная мощность станции в течение рассматриваемого часа будет вырабатываться с минимальными суммарными затратами. В общем случае, это могут быть затраты денежных средств, расход условного топлива, трудозатраты на добычу и доставку топлива, выраженные в любых единицах и прочее. Говоря другими словами, нужно распределить нагрузку между агрегатами так, чтобы суммарные затраты были минимальными при условии покрытия заданной нагрузки.

В качестве затрат может быть принят расход топлива на станциях. В этом случае считается, что все станции в рассматриваемой энергосистеме работают на одном виде топлива и затраты на добычу и транспортировку топлива для всех станций одинаковы.

Если не учитывать потребление мощности на собственные нужды электростанции, то данную задачу при блочной схеме станции (каждый блок или агрегат включает в себя котел, паровую турбину и генератор) можно сформулировать следующим образом:

$$B_{\Sigma} = \sum_{i=1}^{n} B_i = \sum_{i=1}^{n} f(P_i) \to \min; \qquad (2.1)$$

$$\sum_{i=1}^{n} P_i = P_{\Sigma}; \qquad (2.2)$$

$$P_{i\min} \le P_i \le P_{i\max}; i = 1,2,...,n, \qquad (2.3)$$

где P_{Σ} и B_{Σ} – соответственно заданная распределяемая мощность станции и суммарный расход топлива на ней;

P_i – искомая активная мощность агрегата с порядковым номером τ;

P_{imin} и P_{imax} – технический минимум нагрузки и располагаемая мощность агрегата;

$f_i(P_i)$ – расходная характеристика;

n – количество агрегатов на станции. Выражение (2.1) называется целевой функцией, а выражения (2.2) и (2.3) – уравнениями связи (ограничениями задачи).

Задача нахождения экстремума функции многих переменных может быть решена методами вариационного исчисления, в частности – методом неопределенных множителей Лагранжа. Смысл данного метода состоит в том, что вместо отыскания экстремума функции $B = f(P_i)$, $i = 1,2...,n$ ищут экстремум составленной специальным образом функции – функции Лагранжа. Функция

Лагранжа представляет собой сумму оптимизируемой целевой функции и уравнений связи W, введенных с некоторыми, пока неопределенными множителями λ:

$$\Phi = \sum_{i=1}^{n} B_i + \lambda W , \qquad (2.4)$$

где Φ – функция Лагранжа;

λ – неопределенный множитель Лагранжа;

$W = \left(\sum_{i=1}^{n} P_i - P_\Sigma \right)$ – уравнение связи (баланса мощности).

Так как выражение в скобках (уравнение связи) равно нулю, то минимум функции Лагранжа совпадает с минимумом целевой функции, и будет иметь место при одних и тех же значениях независимых переменных.

Если бы ограничение (2.2) отсутствовало, то мы нашли бы абсолютный минимум целевой функции. В нашем случае это было бы тривиальное решение задачи $B_\Sigma = 0$, не имеющее практической ценности. Решая задачу с учетом ограничений, мы найдем относительный минимум (условный экстремум).

Для нахождения экстремума функции Лагранжа, дифференцируем ее по всем независимым переменным, считая неопределенный множитель λ постоянным, и приравниваем полученные частные производные к нулю:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_i} = \frac{\partial B_i}{\partial P_i} + \lambda \frac{\partial W}{\partial P_i} = 0 , \qquad (i = 1,...,n) , \qquad (2.5)$$

так как, например,

$$\frac{\partial W}{\partial P_i} = \frac{\partial (P_1 + P_2 + ... + P_n - P_\Sigma)}{\partial P_i} = 1 , \text{ то}$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_i} = \frac{\partial B_i}{\partial P_i} + \lambda = 0 , \qquad (i = 1,...,n) . \qquad (2.6)$$

Отношение: $\frac{\partial B_i}{\partial P_i} = \varepsilon_i$ – относительный прирост расхода топлива на станции.

Значение ε_i; показывает, на какую величину изменяется расход топлива на агрегате (электростанции) при изменении его активной нагрузки на единицу. Метод относительных приростов заключается в отыскании таких значений P_i, $i = 1,2,...,n$, при которых выполняются условия:

$$\frac{\partial B_1}{\partial P_1} = \frac{\partial B_2}{\partial P_2} = ... = \frac{\partial B_n}{\partial P_n} = -\lambda ;$$

$$\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = ... = \varepsilon_n = -\lambda , \qquad (2.7)$$

а также ограничения (2.2) и (2.3).

Выражение (2.7) называется правилом равенства относительных приростов расхода топлива ε_i.

При решении задачи предполагается, что функции $B_i(P_i)$ – расходные характеристики – дифференцируемы.

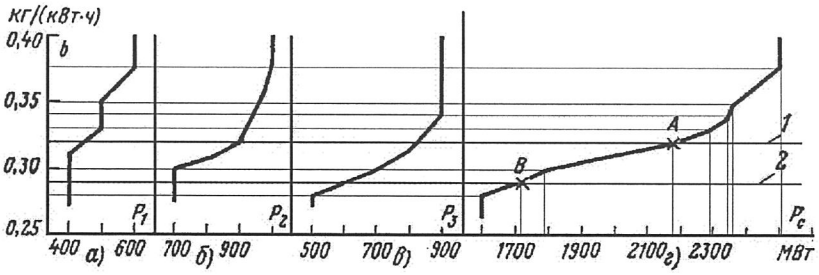
Методом относительных приростов задачи легко решаются вручную, что обусловило широкое применение метода в тот период, когда еще не были созданы АСУ энергосистемами, функционирующие на базе современных компьютеров. Однако даже в простейшей постановке задачи оптимизации метод относительных приростов не всегда применим. Дело в том, что правило равенства относительных приростов (2.7) и уравнение (2.2) представляют собой необходимые, но недостаточные условия минимума целевой функции (2.1). Для того чтобы при найденных мощностях агрегатов P_i действительно достигался минимум расхода топлива на станции, условия (2.2) и (2.7) должны быть дополнены требованием выпуклости расходных характеристик агрегатов $B_i = f(P_i)$. Для выпуклой функции справедливы неравенства:

$$\frac{d^2 B_i}{dP_i^2} = 0, \qquad i = 1,2,...,n, \tag{2.8}$$

во всех точках интервалов (2.3).

Данные неравенства означают, что характеристики относительных приростов агрегатов должны быть неубывающими во всем диапазоне нагрузок. В действительности эти характеристики не во всех случаях являются неубывающими, поэтому метод относительных приростов не всегда применим на практике. Другим недостатком метода является то, что отступление от режима, соответствующего условиям (2.7), (2.2), (2.3), приводит к перерасходу топлива, если это отступление достаточно малое. Но если режим изменить в значительной степени, то можно достичь и экономии топлива.

Метод относительных приростов при решении задачи вручную рассмотрен в книге Горштейна В. М. «Методы оптимизации режимов энергосистем» [2]. Применение принципа равенства относительных приростов позволяет найти оптимальный режим вручную с помощью графического построения, показанного на рисунке 2.1.



а – характеристика относительных приростов (ХОП) ТЭС № 1; *б* – ХОП ТЭС № 2; *в* – ХОП ТЭС № 3; *г* – эквивалентная (суммарная) характеристика относительных приростов; *1* – пример построения точки *А*; *2* – пример построения точки *Б*.

Рисунок 2.1 – Распределение активных мощностей между тремя ТЭЦ по принципу равенства относительных приростов расхода условного топлива *b*

На рисунке 2.1 приведены характеристики относительных приростов (ХОП) отдельных ТЭС (кривые *а*, *б*, *в*). Задаваясь произвольными значениями относительного прироста, например b = 0,32 кг/(кВт·ч) (прямая *1*), нетрудно найти соответствующе мощности отдельных ТЭС (P_1 = 460 МВт, P_2 = 900 МВт, P_3 = 830 МВт) и их суммарную мощность $P_с$ = 2190 МВт. Следовательно, найденный режим соответствует оптимальному при $P_с$ = 2190 МВт. Найденные значения b = 0,32 кг/(кВт·ч), $P_с$ = 2190 МВт дают точку *А* на рисунке 2.1,*г* эквивалентной (суммарной) ХОП ЭС. Задаваясь рядом значений b, можно построить всю эквивалентную характеристику ЭС, изображенную на рисунке 2.1,*г*. Наличие такой характеристики позволяет найти значение b и соответствующие мощности отдельных ТЭС для любой заданной мощности.

При практических расчета вместо графического построения удобнее пользоваться таблицей относительных приростов [3; 4] (таблица 2.1), в которой вычислены значения b, взятые с некоторым малым шагом, и соответствующие значения P_1, P_2, P_3, $P_с$.

Таблица 2.1 – Таблица относительных приростов b

Относительный прирост b, кг/(кВт·ч)	Мощности ТЭС, МВт			Мощность ЭС $P_с$, МВт
	P_1	P_2	P_3	
1	2	3	4	5
0,27	400	700	500	1600
0,28	400	700	500	1600
0,29	400	700	620	1720
0,30	400	700	700	1800
0,31	460	820	770	2050
0,32	460	900	830	2190
0,33	500	920	880	2300
0,34	500	940	900	2340
0,35	500	960	900	2360
0,36	540	980	900	2420
0,37	600	990	900	2490
0,38	600	1000	900	2500
0,39	600	1000	900	2500

Если заданная мощность лежит между значениями, то соответствующие мощности отдельных ТЭС можно найти интерполяцией. Описанная методика применима для расчета оптимального распределения мощностей между любым

числом станций при условии, что целевая функция является сепарабельной (сепарабельной [5] называется функция, распадающаяся на сумму членов, каждый из которых зависит только от одной независимой переменной).

Метод Лагранжа представлен в книге Веникова. В. А. «Электрические системы. Электрические расчеты, программирование и оптимизация режимов» [6].

При решении задач оптимизации режима широко применяется метод неопределенных множителей Лагранжа. При этом вместо условий экстремума функции $F(x_1, x_2, ..., x_n)$ n переменных, связанных между собой k соотношениями (2.37), ищут условия экстремума функции Лагранжа

$$S = F + \sum_{i=1}^{k} \lambda_i W_i , \qquad (2.9)$$

где λ_i $(i=1,2,...,k)$ – постоянные множители, определяемые при отыскании экстремума функции F. Эти множители называются неопределенными множителями Лагранжа.

Приравняв нулю частные производные от S по всем n переменным аргументам, получим следующие n уравнений:

$$\left.\begin{aligned} &\frac{\partial S}{\partial x_1} = \frac{\partial F}{\partial x_1} + \sum_{i=1}^{k} \lambda_i \frac{\partial W_i}{\partial x_1} = 0; \\ &\frac{\partial S}{\partial x_2} = \frac{\partial F}{\partial x_2} + \sum_{i=1}^{k} \lambda_i \frac{\partial W_i}{\partial x_2} = 0; \\ &\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots \end{aligned}\right\} . \qquad (2.10)$$

Из n уравнений (2.10) и k уравнений связи (2.37) составим всего $(n+k)$ уравнений. Число неизвестных также равно $(n+k)$, а именно: n искомых значений переменных – x_1, x_2, x_n – и k множителей Лагранжа – $\lambda_1, \lambda_2, ..., \lambda_k$.

Это дает возможность найти аргументы, соответствующие экстремуму функции F. Но эти же значения, как известно, характеризуют экстремум минимизируемой функции F.

В обоих рассмотренных выше методах определялись аргументы, соответствующие экстремуму минимизируемой функции F. Чтобы найденный экстремум действительно был бы минимумом, необходимо проверить знак второго дифференциала функций F или S (в методе Лагранжа). Если $d^2F > 0$ или $d^2S > 0$, то данный экстремум является минимумом.

Определение знака второго дифференциала в большинстве практических случаев оказывается очень сложным и поэтому на основании опыта исходят из ряда допущений, которые обычно позволяют считать, что найденный ранее экстремум является минимумом.

В качестве примеров применения метода Лагранжа рассмотрим ряд упрощенных задач по оптимизации распределения мощностей.

1. При неучете влияния изменения потерь в сетях ΔP и суммарных нагрузок узловых точек $\Sigma P_н$ оптимальное распределение активной мощности может быть найдено следующим образом.

Обозначим суммарные затраты, минимум которых соответствует оптимальному режиму, через T. Искомыми переменными здесь являются

значения активной мощности отдельных агрегатов (или станций) P_1, P_2, ... , P_n, где n – число агрегатов (станций).

Допустим, что суммарные затраты зависят только от величины активных мощностей, т. е.

$$T = f(P_1, P_2, \ldots, P_n). \qquad (2.11)$$

Далее будем считать, что все станции тепловые. Искомые переменные связаны одним уравнением баланса активных мощностей:

$$W = P_1 + P_2 + \ldots + P_n - \Sigma P_{\text{н}} - \Delta P = 0, \qquad (2.12)$$

где по допущению $\Sigma P_{\text{н}} = const$ и $\Delta P = const$.

При этом функция Лагранжа

$$S = T + \lambda W. \qquad (2.13)$$

Условия экстремума соответствуют равенству нулю частных производных от S по всем n переменным

$$\left.\begin{aligned} &\frac{\partial S}{\partial P_1} = \frac{\partial T}{\partial P_1} + \lambda \frac{\partial W}{\partial P_1} = \frac{\partial T}{\partial P_1} + \lambda = 0; \\ &\frac{\partial S}{\partial P_2} = \frac{\partial T}{\partial P_2} + \lambda \frac{\partial W}{\partial P_2} = \frac{\partial T}{\partial P_2} + \lambda = 0; \\ &\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \end{aligned}\right\}. \qquad (2.14)$$

Уравнения (2.14) можно записать иначе:

$$-\lambda = \frac{\partial T}{\partial P_1} = \frac{\partial T}{\partial P_2} = \ldots = \frac{\partial T}{\partial P_n}. \qquad (2.15)$$

Так как суммарные затраты равны сумме затрат по каждому из агрегатов, т. е.

$$T = T_1 + T_2 + \ldots + T_n, \qquad (2.16)$$

или

$$-\lambda = \frac{\partial T_1}{\partial P_1} = \frac{\partial T_2}{\partial P_2} = \ldots = \frac{\partial T_n}{\partial P_n}. \qquad (2.17)$$

Частная производная от затрат на каком-либо агрегате по активной мощности агрегата называется удельным приростом затрат агрегата и обозначается буквой ε. Она зависит от величины активной мощности:

$$\varepsilon_i = \frac{\partial T_i}{\partial P_i} = f(P_i). \qquad (2.18)$$

При этом условия оптимального распределения активных мощностей записываются следующим образом:

$$\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = \ldots = \varepsilon_n; \qquad (2.19)$$

$$P_1 + P_2 + \ldots + P_n = \Sigma P_{\text{н}} + \Delta P. \qquad (2.20)$$

Уравнения (2.19) и (2.20) определяют оптимальные значения P_1, P_2, ..., P_n, активных мощностей отдельных агрегатов. Таким образом, при неучете изменений суммарной нагрузки узловых точек и потерь в сетях условием оптимального распределения активных мощностей является принцип равенства удельных приростов отдельных агрегатов.

Найдем условия, при которых в данном случае получается минимум затрат. Найдем знак второго дифференциала от S:

$$d^2S = d^2T + \lambda d^2W, \qquad (2.21)$$

где $d^2T = \frac{\partial^2 T_1}{\partial P_1^2}(dP_1)^2 + \frac{\partial^2 T_2}{\partial P_2^2}(dP_2)^2 + \ldots$.

Вторые смешанные частные производные от T всегда равны нулю, так как удельный прирост одного агрегата не зависит от мощности второго агрегата.

Очевидно также, что $d^2W = 0$, так как $\frac{\partial W}{\partial P_1} = 1; \frac{\partial W}{\partial P_2} = 1; \ldots; \frac{\partial^2 W}{\partial P_1^2} = 0; \ldots; \frac{\partial^2 W}{\partial P_1 \partial P_2} = 0; \ldots$.

Следовательно, условие $d^2S > 0$ имеет место, если

$$\frac{\partial^2 T_1}{\partial P_1^2} \geq 0; \frac{\partial^2 T_2}{\partial P_2^2} \geq 0; \ldots; \frac{\partial^2 T_i}{\partial P_i^2} \geq 0, \qquad (2.22)$$

т. е. если из неубывающих кривых ε_1, ε_2, …, ε_n хотя бы одна является возрастающей. Это означает, что удельные приросты не снижаются при росте активной мощности, а хотя бы у одного из агрегатов возрастают.

2. При учете влияния изменения потерь в сетях, но при неизменности активных нагрузок узловых точек оптимальное распределение активной мощности находится следующим образом.

Пусть суммарные потери активной мощности в сетях ΔP зависят только от величины активных мощностей агрегатов, т. е.

$$\Delta P = f(P_1, P_2, \ldots, P_n). \qquad (2.23)$$

Тогда, исходя из уравнений (2.11) – (2.13), получим условия оптимального распределения активной мощности:

$$\left.\begin{aligned} &\frac{\partial S}{\partial P_1} = \frac{\partial T}{\partial P_1} + \lambda \frac{\partial W}{\partial P_1} = \varepsilon_1 + \lambda\left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_1}\right) = 0; \\ &\frac{\partial S}{\partial P_2} = \frac{\partial T}{\partial P_2} + \lambda \frac{\partial W}{\partial P_2} = \varepsilon_2 + \lambda\left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_2}\right) = 0; \\ &\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \end{aligned}\right\}, \qquad (2.24)$$

откуда

$$\mu = -\lambda = \frac{\varepsilon_1}{1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_1}} = \frac{\varepsilon_2}{1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_2}} = \ldots . \qquad (2.25)$$

Уравнения (2.25) совместно с уравнением (2.12) решают задачу оптимального распределения активной мощности с учетом изменения потерь в сетях. При этом необходимо знать не только зависимости

$$\varepsilon_i = f(P_i), \qquad (2.26)$$

но и зависимости потерь мощности и частных производных от потерь мощности по активным мощностям агрегатов от $P_1, P_2, \ldots, P_n$:

$$\Delta P = \Phi(P_1, P_2, \ldots, P_n); \ \partial \Delta P / \partial P_i = f_i(P_1, P_2, \ldots, P_n). \qquad (2.27)$$

Величина $\mu = -\lambda$ называется удельным приростом энергосистемы при учете потерь в сетях.

$\dfrac{\varepsilon_1}{1-\partial\Delta P/\partial P_i}$ – удельный прирост агрегата i с учетом потерь в сетях.

3. При наличии в энергосистеме гидростанций оптимальное распределение активной мощности усложняется. Это усложнение вызвано тем, что суммарный попуск воды через гидростанцию за сутки ограничен заданной величиной. Если бы попуск воды не был ничем ограничен, то следовало бы для максимального снижения затрат полностью использовать мощность гидростанций, а остальную нагрузку энергосистемы распределить между тепловыми станциями по принципам и критериям оптимального распределения, рассмотренным ранее.

Однако такое решение принимается лишь в период паводка, когда по возможности следует избегать холостых сбросов воды через плотину и выгодно полностью использовать мощность гидростанции круглосуточно. В остальное время года на каждые сутки задаются значения суммарного расхода воды по каждой гидростанции. Эти расходы устанавливаются так, чтобы получить оптимальную сработку водохранилища за год, соответствующую минимуму затрат.

Если суточный расход воды на гидростанциях задан, то появляются ограничения вида

$$\left.\begin{aligned} &W_\alpha = \sum_{i=1}^{24} B_{i\alpha} - B_{\alpha\Sigma} = 0;\\ &W_\beta = \sum_{i=1}^{24} B_{i\beta} - B_{\beta\Sigma} = 0;\\ &\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots \end{aligned}\right\}, \qquad (2.28)$$

где α, β, ... – индексы гидростанций;

$B_{i\alpha}$ – часовой расход воды в i-й час на гидростанции α;

$B_{\alpha\Sigma}$ – заданный суммарный расход воды на гидростанцию α за сутки.

При неизменности напора часовой расход воды однозначно определяется расходной характеристикой ГЭС:

$$B_\alpha = f(P_\alpha). \qquad (2.29)$$

Частная производная от B_α по P_α (ε_α) называется удельным приростом часового расхода воды на единицу увеличения активной мощности:

$$\varepsilon_\alpha = \partial B_\alpha / \partial P_\alpha. \qquad (2.30)$$

В отличие от случая, когда рассматривалось распределение активной мощности между тепловыми электростанциями и оптимизацию можно было проводить отдельно для каждого часа (так как режимы тепловых станций в разные часы не зависят друг от друга), для гидростанций при жестко заданном суммарном расходе воды такая зависимость есть. Поэтому будем искать минимум суммарных затрат в энергосистеме, состоящей из тепло- и гидростанций не за час, а за сутки.

Искомыми неизвестными будут активные мощности всех станций за 24 часа. Пусть нагрузки потребителей за каждый час известны и неизменны. Тогда функция Лагранжа будет иметь вид

$$S = T_1 + T_2 + \ldots + T_{24} + \lambda_1 W_1 + \lambda_2 W_2 + \ldots + \lambda_{24} W_{24} +$$

$$+ \lambda_2 W_2 + \lambda_2 W_2 + \ldots, \qquad (2.31)$$

где T_i – затраты за час i;

$W_i = 0$ – уравнение ограничения по балансу активных мощностей в час i.

Возьмем частные производные от S по переменным P_{1a}, P_{2a}, ..., P_{1b}, P_{2b}, ..., $P_{1\alpha}$, $P_{2\alpha}$, ..., $P_{1\beta}$, $P_{2\beta}$, (где a, b, ... – индексы тепловых станций; P_{ia} – активная мощность тепловой станции a в час i и т. п.) и приравняем их нулю:

$$\left.\begin{aligned} &\frac{\partial S}{\partial P_{1a}} = \varepsilon_{1a} + \lambda_1\left(1 - \frac{\partial \Delta P_1}{\partial P_{1a}}\right) = 0; \\ &\frac{\partial S}{\partial P_{2a}} = \varepsilon_{2a} + \lambda_2\left(1 - \frac{\partial \Delta P_2}{\partial P_{2a}}\right) = 0; \\ &\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \end{aligned}\right\}; \qquad (2.32)$$

$$\left.\begin{aligned} &\frac{\partial S}{\partial P_{1\alpha}} = \lambda_1\left(1 - \frac{\partial \Delta P_1}{\partial P_{1\alpha}}\right) + \lambda_\alpha \varepsilon_{1\alpha} = 0; \\ &\frac{\partial S}{\partial P_{2\alpha}} = \lambda_2\left(1 - \frac{\partial \Delta P_2}{\partial P_{2\alpha}}\right) + \lambda_\alpha \varepsilon_{2\alpha} = 0; \\ &\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \end{aligned}\right\}. \qquad (2.33)$$

Из уравнений (2.32) можно получить следующие условия оптимального распределения мощностей:

$$\left.\begin{aligned} &\mu_1 = -\lambda_1 = \frac{\varepsilon_{1a}}{1 - \dfrac{\partial \Delta P_1}{\partial P_{1a}}} = \frac{\varepsilon_{1b}}{1 - \dfrac{\partial \Delta P_1}{\partial P_{1b}}} = \ldots; \\ &\mu_2 = -\lambda_2 = \frac{\varepsilon_{2a}}{1 - \dfrac{\partial \Delta P_2}{\partial P_{2a}}} = \frac{\varepsilon_{2b}}{1 - \dfrac{\partial \Delta P_2}{\partial P_{2b}}} = \ldots; \\ &\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \end{aligned}\right\}. \qquad (2.34)$$

Эти условия ничем не отличаются от условий (2.25). Из уравнений (2.33) можно определить

$$\left.\begin{aligned} &\mu_1 = -\lambda_1 = \frac{\lambda_\alpha \varepsilon_{1\alpha}}{1 - \dfrac{\partial \Delta P_1}{\partial P_{1\alpha}}} = \frac{\lambda_\beta \varepsilon_{1\beta}}{1 - \dfrac{\partial \Delta P_1}{\partial P_{1\beta}}} = \ldots; \\ &\mu_2 = -\lambda_2 = \frac{\lambda_\alpha \varepsilon_{2\alpha}}{1 - \dfrac{\partial \Delta P_2}{\partial P_{2\alpha}}} = \frac{\lambda_\beta \varepsilon_{2\beta}}{1 - \dfrac{\partial \Delta P_2}{\partial P_{2\beta}}} = \ldots; \\ &\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \end{aligned}\right\}. \qquad (2.35)$$

Окончательно условия оптимального распределения активных мощностей запишутся как

$$\left.\begin{array}{l}\mu_1 = -\lambda_1 = \dfrac{\varepsilon_{1a}}{1-\dfrac{\partial \Delta P_1}{\partial P_{1a}}} = \dfrac{\lambda_\alpha \varepsilon_{1\alpha}}{1-\dfrac{\partial \Delta P_1}{\partial P_{1\alpha}}} = \ldots; \\ \mu_2 = -\lambda_2 = \dfrac{\varepsilon_{2a}}{1-\dfrac{\partial \Delta P_2}{\partial P_{2a}}} = \dfrac{\lambda_\alpha \varepsilon_{2\alpha}}{1-\dfrac{\partial \Delta P_2}{\partial P_{2\alpha}}} = \ldots; \\ \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\end{array}\right\} . \qquad (2.36)$$

Условия (2.36) представляют собой 24 *(n–1)* уравнений, где *n* – число всех электростанций. Вместе с 24 уравнениями баланса мощности за каждый час и γ уравнениями ограничений по суммарному расходу воды они составят $(24n+\gamma)$ уравнений. В число неизвестных входят: $24n$ активных мощностей всех электростанций и γ неизвестных коэффициентов λ_α, λ_β, ... Таким образом, число неизвестных равно числу уравнений, что позволяет определить все неизвестные.

Из сравнения условий (2.34) и (2.35) видно, что они сходны по форме и отличаются лишь тем, что для гидростанции а удельный прирост расхода воды в разные часы ($\varepsilon_{1\alpha}$, $\varepsilon_{2\alpha}$, ...) должен умножаться на один и тот же коэффициент λ_α; аналогично для гидростанции β – на коэффициент λ_β. Если коэффициенты λ_α, λ_β, ... были бы заранее известны, то гидростанции можно было бы заменить эквивалентными тепловыми электростанциями, причем роль удельных приростов затрат играло бы произведение соответствующего удельного прироста часового расхода воды на коэффициент λ_α.

Решение систем уравнений (2.12) и (2.36) для каждого часа очень сложно, так как эти уравнения не являются линейными. Поэтому практически их решают методом последовательных приближений. Сначала произвольно задаются коэффициентами λ_α, λ_β, ... Также произвольно для первого часа принимают, что $\mu_1 = -\lambda_1$, где μ_1 так называемый удельный прирост системы, и по (2.36) находят все значения мощностей P_{1a}, P_{2a}, ..., $P_{1\alpha}$, $P_{2\alpha}$, ...

Подставляя их в уравнение баланса мощности, для данного часа определяют, имеется ли баланс. Если баланса нет (например, суммарная мощность всех электростанций недостаточна для покрытия баланса активной мощности), то увеличивают величину μ_1 до тех пор, пока баланс активных мощностей в первый час не будет удовлетворяться. Затем проводят аналогичные расчеты для последующих часов при тех же значениях λ_α, λ_β, ... После окончания расчетов за все 24 часа проверяют соблюдение условий (2.28). Если на какой-либо гидростанции а за сутки израсходовано излишнее количество воды, то следует увеличить коэффициент λ_α. Тогда удельные приросты как бы вырастут, и мощности, задаваемые данной гидростанции, уменьшатся, что приведет к снижению на ней суммарного расхода воды. Если суммарный расход воды, наоборот, ниже заданной величины, то коэффициент λ_α следует уменьшить. Далее повторяют расчеты за все 24 часа, вновь проверяют суммарные расходы и корректируют значения коэффициентов λ_α, λ_β, ... до тех пор, пока отклонения суммарных расходов воды по всем гидростанциям от заданных значений не станут достаточно малыми. Полученное распределение мощностей будет оптимальным.

Градиентный метод представлен в книге Веникова. В. А. «Электрические системы. Электрические расчеты, программирование и оптимизация режимов» [6].

Определение оптимального режима по методу Лагранжа связано с решением сложной системы нелинейных уравнений путем последовательных приближений (итеративным способом).

Во многих случаях при большом числе ограничений этот способ не может быть реализован из-за не сходимости итеративного процесса. В этом случае целесообразно пользоваться для решения таких задач – градиентным методом.

Сущность градиентного метода заключается в том, что в начале расчета задаются некоторым исходным набором переменных, удовлетворяющим заданным ограничениям. Для этого, задаваясь произвольными величинами некоторых *(n–k)* независимых переменных, из *k* уравнений связи

$$\left.\begin{array}{l} W_1(x_1, x_2, ..., x_n) \geq 0; \\ W_2(x_1, x_2, ..., x_n) \geq 0; \\ .....; \\ W_k(x_1, x_2, ..., x_n) \geq 0 \end{array}\right\}, \qquad (2.37)$$

где W_1, W_2, …, W_n – некоторые функции переменных $x_i = (i=1,2,...,n)$.

находят значения остальных *k* зависимых переменных. Полученный набор величин, конечно, не соответствует оптимуму. Далее определяют, пользуясь уравнениями (2.38)

$$\left.\begin{array}{l} \dfrac{\partial F}{\partial x_{k+1}} = \left(\dfrac{\partial F}{\partial x_{k+1}}\right)' + \left(\dfrac{\partial F}{\partial x_1}\right)' \dfrac{\partial x_1}{\partial x_{k+1}} + \left(\dfrac{\partial F}{\partial x_2}\right)' \dfrac{\partial x_2}{\partial x_{k+1}} + ... = 0; \\ \dfrac{\partial F}{\partial x_{k+2}} = \left(\dfrac{\partial F}{\partial x_{k+2}}\right)' + \left(\dfrac{\partial F}{\partial x_1}\right)' \dfrac{\partial x_1}{\partial x_{k+2}} + \left(\dfrac{\partial F}{\partial x_2}\right)' \dfrac{\partial x_2}{\partial x_{k+2}} + ... = 0; \\ ..... \end{array}\right\}, \qquad (2.38)$$

где $\partial F/\partial x_{k+1}$, $\partial F/\partial x_{k+2}$, … – полные частные производные от функции *F*, определяемые при неизменности остальных независимых переменных, но при изменениях зависимых переменных;

$(\partial F/\partial x_1)'$, $(\partial F/\partial x_{k+1})'$, … – частные производные, определяемые при неизменности всех остальных переменных (как зависимых, так и независимых).

частные производные:

$$\partial F/\partial x_{k+1};\ \partial F/\partial x_{k+2};\ ...;\ \partial F/\partial x_{k+n}, \qquad (2.39)$$

которые в общем случае отличны от нуля. Затем изменяют независимые переменные на δx_{k+1}; δx_{k+2}; ...; δx_n так, чтобы знак этих изменений соответствовал уменьшению минимизируемой функции *F,* приводя к более экономичному режиму.

Для этой цели следует выбрать знак ∂x_{k+1} противоположный знаку $\partial F/\partial x_{k+1}$ и т. п. Для быстрейшего перехода к оптимальному режиму необходимо подобрать такие значения δx_{k+1}; δx_{k+2}; ...; δx_n, чтобы при некоторой заданной величине шага, равной

$$h = \sqrt{(\delta x_{k+1})^2 + (\delta x_{k+2})^2 + \ldots + (\delta x_n)^2}\,, \qquad (2.40)$$

и определяющей величину приближения к минимуму, изменение F, т. е. δF, было бы наибольшим и движение было бы обратным по отношению к градиенту. Другими словами, нужно найти такие значения δx_{k+1}; δx_{k+2}; ...; δx_n, при которых величина δF будет минимальна, имея наибольшую абсолютную величину при отрицательном знаке. Эти изменения ограничены условием

$$W = h^2 - (\delta x_{k+1})^2 - (\delta x_{k+2})^2 - \ldots - (\delta x_n)^2\,. \qquad (2.41)$$

При достаточно малых изменениях независимых переменных, пренебрегая высшими членами разложения, получим

$$\delta F = \frac{\partial F}{\partial x_{k+1}}\delta x_{k+1} + \frac{\partial F}{\partial x_{k+2}}\delta x_{k+2} + \ldots + \frac{\partial F}{\partial x_n}\delta x_n = 0\,. \qquad (2.42)$$

Применяя метод Лагранжа. Вместо минимума δF будем искать минимум функции Лагранжа S:

$$S = \delta F + \lambda W, \qquad (2.43)$$

где $W = 0$ – уравнение ограничения (2.41).

В ходе преобразований искомые значения δx_{k+1}; δx_{k+2}; ... запишутся как

$$\left.\begin{aligned} \delta x_{k+1} &= -\frac{h\partial F/\partial x_{k+1}}{\sqrt{(\partial F/\partial x_{k+1})^2 + (\partial F/\partial x_{k+2})^2 + \ldots}}; \\ \delta x_{k+2} &= -\frac{h\partial F/\partial x_{k+2}}{\sqrt{(\partial F/\partial x_{k+1})^2 + (\partial F/\partial x_{k+2})^2 + \ldots}}; \\ &\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \end{aligned}\right\}. \qquad (2.44)$$

Задаваясь произвольно значением h, по формулам (2.44) найдем величину и знак изменения независимых переменных.

При отыскании частных производных от F по независимым переменным можно пользоваться уравнениями (2.38). Градиентный метод, следовательно, требует предварительного определения некоторых произвольных исходных значений переменных, удовлетворяющих всем ограничениям. Затем вычислим значения всех частных производных $\partial F/\partial x_{k+i}$ для независимых переменных x_{k+1}; x_{k+2}; ...; x_n и описанным выше способом найдем изменения всех переменных δx_{k+1}; δx_{k+2}; ...; δx_n. При новых изменившихся значениях переменных получим новые значения зависимых переменных x_1; x_2; ...; x_k. Затем повторим тот же цикл изменений переменных до тех пор, пока эти изменения не станут меньше заранее заданных величин. Найденное решение будет оптимальным.

Для объяснения названия метода заметим, что, пологая потенциалом скалярного поля, условие движения в направлении, обратном градиенту, получаем как раз в виде уравнения

$$-2\lambda = -\frac{\partial F/\partial x_{k+1}}{\partial x_{k+1}} = -\frac{\partial F/\partial x_{k+2}}{\partial x_{k+2}} = \ldots, \qquad (2.45)$$

где $\lambda < 0$.

Распределение реактивных нагрузок описано в книге Веникова В. А. «Оптимизация режимов электростанций и энергосистем» [7].

Задача распределения реактивных нагрузок может быть также решена методом множителей Лагранжа. Поскольку генерация реактивной мощности влияет главным образом на режим напряжений и потокораспределение мощностей системы, то критерием оптимальности являются потери активной мощности. Минимизируя потери активной мощности, можно снизить и расход топлива станций системы. Запишем эту задачу.

1. Уравнение цели – минимум потерь активной мощности: $\pi \Rightarrow \min$.
2. Уравнение связи имеет вид $\pi_i(Q_i)$, где i – номер источника реактивной мощности.
3. Уравнение ограничения – балансовое уравнение реактивных нагрузок $Q_н$ и мощностей источников реактивной мощности Q_i, т. е.

$$W_Q = Q_н + \Delta Q - \sum_{i=1}^{r} Q_i = 0. \qquad (2.46)$$

4. Уравнение оптимизации с использованием метода множителей Лагранжа имеет вид

$$\frac{\dfrac{\partial \pi_i}{\partial Q_i}}{1 - \dfrac{\partial \Delta Q}{\partial Q_i}} = idem. \qquad (2.47)$$

Физический смысл условия (2.47). Запишем (2.47) в конечных разностях и домножим числитель и знаменатель на ΔQ, тогда

$$\lambda = \frac{\dfrac{\Delta \pi}{\Delta Q}\Delta Q}{\left[1 - \dfrac{\Delta(\Delta Q)}{\Delta Q}\right]} = \frac{\Delta \pi}{\Delta Q - \Delta(\Delta Q)} = \frac{\Delta \pi}{\Delta Q_н} = idem. \qquad (2.48)$$

Полученное условие показывает, что оптимальным будет такой режим, при котором для всех источников реактивной мощности будет иметь место равенство прироста потерь активной мощности на единицу прироста реактивной нагрузки потребителей.

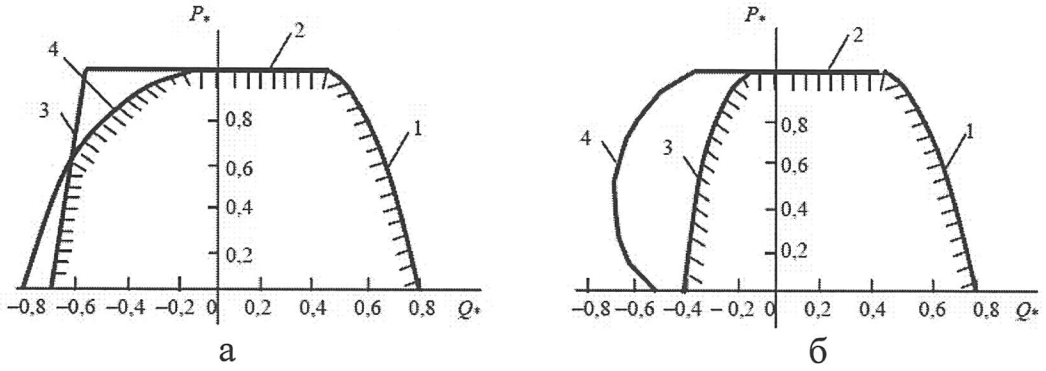
Распределение реактивной нагрузки между генераторами станции детально рассмотрено в научной статье Калентионока Е. В. «Управление реактивной мощностью генераторов электростанций для повышения устойчивости электроэнергетических систем» [8].

Значение реактивной мощности генераторов определяется требуемым уровнем напряжения на шинах электростанции. Для обеспечения данного уровня напряжения генераторы могут работать в режиме перевозбуждения, когда в электрическую сеть поступают как активная, так и реактивная мощности, или в режиме недовозбуждения – когда генератор потребляет реактивную мощность из электрической сети. Генератор может также работать в режиме и непотребления и невыдачи реактивной мощности, т. е. с нулевым значением реактивной мощности. Режим недовозбуждения обычно используется во время минимальных нагрузок. Поэтому на электростанции при

работе разнотипных синхронных генераторов или однотипных, но с различными значениями активной мощности возникает задача распределения реактивной мощности между ними таким образом, чтобы обеспечить максимальный уровень устойчивости электростанции.

Для обеспечения максимального уровня статической устойчивости электростанции необходимо, чтобы все генераторы работали с одинаковым углом δ_0 независимо от их типа и загрузки по активной мощности. Этого можно достичь путем изменения значения тока возбуждения на генераторах, т. е. распределять реактивную нагрузку между параллельно работающими синхронными генераторами, добиваясь выравнивания угла δ на всех генераторах электростанции.

Реактивная мощность, генерируемая в режиме перевозбуждения, ограничена токами ротора или статора по условиям допустимого нагрева. В режиме недовозбуждения потребление реактивной мощности ограничивается условиями устойчивости генератора или дополнительным нагревом крайних пакетов обмотки статора из-за увеличения магнитных потоков рассеяния (рисунок 2.2). Эти обстоятельства необходимо учитывать при разработке устройств распределения реактивной нагрузки между параллельно работающими синхронными генераторами. Практически это несложно реализовать, если учесть, что как в режиме перевозбуждения, так и недовозбуждения допустимая реактивная мощность зависит от его активной мощности.



а – турбогенератор ТВВ-320-2У3; б – типовые характеристики турбогенераторов; 1 – ограничения по условиям нагрева токов статора и ротора; 2 – ограничения номинальной мощности турбины; 3 – ограничения по условиям нагрева крайних пакетов статора; 4 – то же устойчивости.

Рисунок 2.2 – Характеристики допустимой реактивной мощности генераторов от их активной мощности

Как видно из рисунка 2.2, факторами, ограничивающими значение выдачи реактивной мощности, являются токи статора или ротора, номинальная мощность генератора. В режиме потребления – условия устойчивости (рисунок 2а) или нагрев крайних пакетов статора. На практике в качестве зависимостей 1-3 можно использовать заводские данные. Зависимость 4 устанавливается расчетами статической и динамической устойчивости для конкретного

генератора, работающего в реальной энергосистеме. В большинстве случаев ограничивающим фактором потребления реактивной мощности генератора является нагрев крайних пакетов статора.

В книге Идельчика В. И. «Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем» [9] рассматриваются задачи оптимизации режимов и задача комплексной оптимизации режима.

Задачи оптимизации режимов. Оптимальное управление нормальными режимами в электроэнергетической системе заключается в том, чтобы за рассматриваемый отрезок времени обеспечить надежное электроснабжение потребителя электрической энергией требуемого качества (т. е. при соблюдении требуемых ограничений) при минимальных возможных эксплуатационных затратах в системе.

Оптимизация режимов соответствует требованиям достижения наибольшего минимума эксплуатационных затрат и проводится по критерию минимума расхода условного топлива при учете ограничений по использованию отдельных видов топлива [10]. В [11] отмечается, что этот критерий оптимизации режимов более целесообразен, чем минимум затрат на топливо.

Задача управления режимами электроэнергетических систем в нормальных и аварийных условиях является по существу единой задачей. Оптимальное управление нормальными режимами достигается путем выбора конфигурации схемы системы, состава включенных в работу ее элементов, а также управления параметрами ее режима. Исключительная сложность оптимального управления режимами определяется не только чрезвычайно большим количеством управляемых элементов, но и тем, что разные регулируемые и настраиваемые параметры следует поддерживать в процессе работы системы оптимальными на большой территории.

Оптимизация режима электроэнергетических систем производится всеми инженерами, связанными с расчетами и практической реализацией функционирования электрической системы. Этим занимаются проектировщики, работники служб режимов, диспетчеры энергосистем, оперативный технический персонал электростанций и электросетей. Во время эксплуатации системы для обеспечения оптимальности ее режима имеются следующие возможности:

– оптимальное распределение активной и реактивной мощностей между генерирующими источниками, включенными в работу;

– оптимальный выбор включенных в работу агрегатов (котлов, турбогенераторов);

– оптимальное регулирование частоты и напряжения;

– оптимизация оперативного резерва мощности в электрической системе;

– оптимизация схемы электрической системы.

Условно можно выделить три вида задачи оптимизации режимов.

Первый вид – задача распределения активных мощностей, которая позволяет найти активные мощности станций, соответствующие минимуму суммарного расхода (стоимости) условного топлива на тепловых электрических

станциях с учетом потерь в сети. Эта задача решается методом относительных приростов, т. е. методом множителей Лагранжа.

Второй вид – задача комплексной оптимизации режима, которая позволяет находить оптимальные значения не только активных мощностей станций, но и генерируемых реактивных мощностей, а также модулей и фаз напряжения в узлах сети, при учете технических ограничений на параметры режима, и в частности на *P, Q* генераторов, модули и фазы напряжений, токи и потоки мощности в линиях. Это задача нелинейного программирования с ограничениями в виде уравнений установившегося режима и нелинейных неравенств. Переменные в задаче этого типа непрерывны.

Третий вид – выбор оптимального состава работающего оборудования, при котором учитывается стоимость пуска и останова агрегатов станции. Эта целочисленная нелинейная задача, в которой часть переменных дискретна, недостаточно разработана и мало применяется в настоящее время.

Задача комплексной оптимизации режима состоит в определении оптимальных значений всех параметров режима при учете технических ограничений. При комплексной оптимизации режима определяются оптимальные значения активных и реактивных мощностей генерирующих источников, модулей и фаз напряжений в узлах, коэффициентов трансформации при учете технических ограничений на значения модулей узловых напряжений, углов сдвига фаз на дальних передачах, токов и потоков мощности в линиях, *P* и *Q* генераторов и т. д.

Оптимальный режим должен быть допустимым, т. е. удовлетворять условиям надежности электроснабжения и качества электроэнергии, и, кроме того, наиболее экономичным среди допустимых режимов. Условия надежности электроснабжения и качества электроэнергии при расчетах допустимых режимов учитывают ограничения в виде равенств и неравенств на контролируемые параметры режима. Наиболее экономичный режим – это такой из допустимых, при котором обеспечивается минимум суммарного расхода условного топлива (или издержек) при заданной в каждый момент времени нагрузке потребителей, т. е. при заданном полезном отпуске электроэнергии.

Оптимальный режим соответствует минимальному удельному расходу топлива (себестоимости) на полезно отпущенный 1 кВт·ч.

Методы распределения активных и реактивных нагрузок энергосистемы ДП-3060221334-2019-02-ПЛ.

3 Выполнение примера распределения активной мощности

Рассмотрим пример расчета распределения активной мощности методом относительных приростов между двумя станциями. Их расходные характеристики заданы в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Расходные характеристики

i	$P_i^{(1)}$	$B_i^{(1)}$	$P_i^{(2)}$	$B_i^{(2)}$	$P_i^{(3)}$	$B_i^{(3)}$	$P_i^{(4)}$	$B_i^{(4)}$	$P_i^{(5)}$	$B_i^{(5)}$	$P_i^{(6)}$	$B_i^{(6)}$	$P_i^{(7)}$	$B_i^{(7)}$	$P_i^{(8)}$	$B_i^{(8)}$
1	75	27,9	86	29,2	97	31,5	110	33,7	120	36,8	132	40,9	143	49,6	150	58,6
2	68	27,8	78	30,6	101	36,0	127	47,3	150	58,4	–	–	–	–	–	–

Единицы измерений: B – тонн каменного угля; распределяемая мощность $P = 250$ МВт.

По расходным характеристикам определим значения относительных приростов:

$$\varepsilon_i^{(\nu)} = \frac{B_i^{(\nu+1)} - B_i^{(\nu)}}{P_i^{(\nu+1)} - P_i^{(\nu)}}, \qquad (3.1)$$

где i – эксплуатационный номер агрегата;

ν – номер точки.

Значения $\varepsilon_i^{(\nu)}$ считаются неизменными на интервале $P_i^{(\nu+1)} \ldots P_i^{(\nu)}$.

$$\varepsilon_9^{(1)} = \frac{B_9^{(2)} - B_9^{(1)}}{P_9^{(2)} - P_9^{(1)}} = \frac{29.2 - 27.9}{86 - 75} = 0.1181818 \text{ т. к. у./МВт};$$

$$\varepsilon_9^{(2)} = \frac{B_9^{(3)} - B_9^{(2)}}{P_9^{(3)} - P_9^{(2)}} = \frac{31.5 - 29.2}{97 - 86} = 0.20909 \text{ т. к. у./МВт};$$

$$\varepsilon_9^{(3)} = \frac{B_9^{(4)} - B_9^{(3)}}{P_9^{(4)} - P_9^{(3)}} = \frac{33.7 - 31.5}{110 - 97} = 0.16923 \text{ т. к. у./МВт};$$

$$\varepsilon_9^{(4)} = \frac{B_9^{(5)} - B_9^{(4)}}{P_9^{(5)} - P_9^{(4)}} = \frac{36.8 - 33.7}{120 - 110} = 0.31 \text{ т. к. у./МВт};$$

$$\varepsilon_9^{(5)} = \frac{B_9^{(6)} - B_9^{(5)}}{P_9^{(6)} - P_9^{(5)}} = \frac{40.9 - 36.8}{132 - 120} = 0.341666 \text{ т. к. у./МВт};$$

$$\varepsilon_9^{(6)} = \frac{B_9^{(7)} - B_9^{(6)}}{P_9^{(7)} - P_9^{(6)}} = \frac{49.6 - 40.9}{143 - 132} = 0.7909 \text{ т. к. у./МВт};$$

$$\varepsilon_9^{(7)} = \frac{B_9^{(8)} - B_9^{(7)}}{P_9^{(8)} - P_9^{(7)}} = \frac{58.6 - 49.6}{150 - 143} = 1.28571 \text{ т. к. у./МВт};$$

$$\varepsilon_2^{(1)} = \frac{B_2^{(2)} - B_2^{(1)}}{P_2^{(2)} - P_2^{(1)}} = \frac{30.6 - 27.8}{78 - 68} = 0.28 \text{ т. к. у./МВт};$$

$$\varepsilon_2^{(2)} = \frac{B_2^{(3)} - B_2^{(2)}}{P_2^{(3)} - P_2^{(2)}} = \frac{36.0 - 30.6}{101 - 78} = 0.23478 \text{ т. к. у./МВт;}$$

$$\varepsilon_2^{(3)} = \frac{B_2^{(4)} - B_2^{(3)}}{P_2^{(4)} - P_2^{(3)}} = \frac{43.7 - 36.0}{127 - 101} = 0.4346 \text{ т. к. у./МВт;}$$

$$\varepsilon_2^{(4)} = \frac{B_2^{(5)} - B_2^{(4)}}{P_2^{(5)} - P_2^{(4)}} = \frac{58.4 - 47.3}{150 - 127} = 0.4826 \text{ т. к. у./МВт.}$$

Построим характеристики относительных приростов, заменяя «провалы» в этих характеристиках горизонтальными участками, и суммарную характеристику относительных приростов, рисунок 3.1.

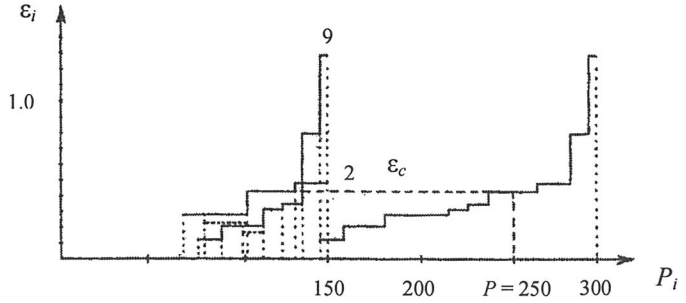


Рисунок 3.1 – Характеристики относительных приростов

По построенным характеристикам видно, что при распределяемой мощности 250 МВт, относительный прирост по системе в целом будет равен 0,4346 т. к. у./МВт, а мощности станций равны:

9 – 132 МВт;

2 – 250-132 = 118 МВт [1].

4 Подготовка схемы основной сети для распределения активных и реактивных мощностей в белорусской энергосистеме

Схема ОЭС ОДУ РБ была предоставлена по состоянию на 30.01.2019 года, оптимизация схемы ОЭС ОДУ РБ на 30.01.2019 г. проведена по оперативно-информационному комплексу (ОИК) «Заданный график работы электростанций ОЭС Беларуси на 30 января 2019 г., среда» (приложение А).

Для схемы ОЭС ОДУ РБ на 30.01.2019 г. также была проведена оптимизация по характеристикам относительных приростов (ХОП) электростанций «Детальный график работы электростанций ОЭС Беларуси на 30.01.2019» (приложение Б).

В случае использования программного комплекса оптимизации по ХОП ($N_{опт}$, МВт): была возможность разгрузить ГРЭС-15 (Береза) и загрузить ГРЭС-20 (Лукомль), тем самым экономия топлива составила бы dB = 5 т. у. т., в соответствии с приложениями А и Б.

По заданному графику работы электростанций ОЭС Беларуси (приложение А) максимальное потребление и максимальная генерация приходится на 10 часов утра.

В схеме ОЭС ОДУ РБ сальдо перетоков мощности не равнялось нулю, так как схема была взята из реального режима работы на 30.01.2019 и в ней сохранились алгебраические суммы перетоков мощности по всем межсистемным связям данной энергосистемы с другими энергосистемами.

Для составления режимной схемы электрической сети принято сальдо перетоков мощности равное нулю. Для поддержания напряжения в допустимых приделах [12]: сняли нагрузку с ГРЭС-20 (Лукомль) блоки 1-8 $P_г$ = 1053,2 МВт до $P_г$ = 577,1 МВт.

Изменения, внесенные в схему ОЭС ОДУ РБ:

– Смоленская АЭС: $P_г$ = 500 МВт, $Q_г$ = 0 МВт;

– осуществляется транзит электроэнергии, выработанной на Смоленской АЭС, на Алитус, Вильнюс и Игналинскую АЭС;

– включены все линии электропередач;

– в соответствии с «Перспективная схема ОЭС Беларуси на 2020 год с СКРМ» (приложение В) введены восемь новых линий электропередач таблица (4.1).

Таблица 4.1 – Перспективные линии электропередач

Тип	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	B
1	2	3	4	5	6	7	8
ЛЭП	700746	700241		БелАЭС ш330 – Столбцы ш330	6,31	55,81	–597,9
ЛЭП	700746	700705		БелАЭС ш330 – Россь	9,18	81,27	–870,6
ЛЭП	700746	706952		БелАЭС ш330 – Молодечно330	3,16	27,94	–299,3
ЛЭП	700746	700101		БелАЭС ш330 – Минск-Сев330	5,66	48,74	–522,1

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8
ЛЭП	700746	700565	1	БелАЭС ш330 – Поставы-330	3,51	31,09	–333
ЛЭП	700746	700565	2	БелАЭС ш330 – Поставы-330	3,53	31,26	–334,8
ЛЭП	700746	706955		БелАЭС ш330 – Сморгонь330	1,41	12,13	–129,9
ЛЭП	700642	700241		Барановичи330 – Столбцы ш330	3,5	23,1	–238

После ввода новых линий электропередач и рассмотрения перспективной схемы ОЭС (приложение В): линии электропередач Д. Лес ш220 – Столбцы ш220 и Столбцы ш220 – Барановичи ш220 отключены; ПС Столбцы 220 кВ заменена на ПС Столбцы 330 кВ (произведена замена трансформаторов на подстанции, класс напряжения: 330 кВ (высшая сторона), 110 кВ (низшая сторона));

– Белорусская АЭС: блоки не введены в эксплуатацию;

– Лукомльская ГРЭС принята в качестве балансирующего узла.

Уровни напряжений для узлов схемы 220 кВ и 330 кВ:

– максимум в соответствии с [12]: 330 кВ; 220 кВ

– минимум устанавливается с учетом критических напряжений на шинах 10 кВ и 110 кВ (приложение Г).

Для поддержания уровней напряжений в узлах:

– произведена корректировка $Q_г$ на генераторах станций: ГРЭС-15 (Береза) (приложение Г); ТЭЦ-5 (Минск) (приложение Е); ТЭЦ-4 (Минск) (приложение Ж); ТЭЦ-26 (Гомель) (приложение И). Для обеспечения статической устойчивости электростанций по диаграммам мощности $cos\varphi$ = = 0,85. Все генераторы работают или в режиме перевозбуждения или и непотребления и невыдачи реактивной мощности ($Q_г = 0$);

– включены СКРМ: ПС 330 кВ Барановичи УШР 180 Мвар; ПС 330 кВ Мирадино УШР 180 Мвар; ПС 330 кВ Поставы УШР 180 Мвар; ПС Гродно 330 кВ (на стороне напряжения 10 кВ) синхронный компенсатор, потребляющий 25 Мвар. На УШР заданы уставки по напряжению.

Для режимной схемы не учитывались потери на корону, в виду их зависимости от времени суток и погодных условий.

Расчеты производились в программе «RastrWin3» [13].

Суммарные потери активной мощности в энергосистеме, рисунок 4.1.

	Nр-н	Район	Nоб	Рген	Рнаг	Dp	Рпотр	Рвн
1	808	ЭС Литв.			500		500	-500
2	701	ОЭС Бел.		5 003	4 878	75,06	4 953	49
3	601	ОЭС Укр.			2		2	-2
4	502	Смол. ЭС		517	17		17	500
5	100	Ост. ЕЭС			4		4	-4
6	1 001	Брянск			44		44	-44
7	402	Пск. ЭС						

Рисунок 4.1 – Потери активной мощности в энергосистеме, зима максимум

5 Распределение мощностей в РУП «ОДУ» РБ

На каждой станции Белорусской ОЭС используются программные комплексы распределения нагрузок между энергоблоками станции, приложение К.

В программные комплексы распределения нагрузок между энергоблоками станции приложение К внесены: эквивалентная энергетическая характеристика при текущем составе энергоблоков приложение Л (зависимость расхода условного топлива от электрической мощности станции «нетто»), а также пусковые и маневренные характеристики турбин электростанций (приложение М).

В данных программных комплексах приложение К приведены схемы энергоблоков станции, для каждого из которых возможно выбрать режим работы «Выбор работающего оборудования» (оборудование включено/ оборудование отключено) и общестанционные параметры:

- *T* наружного воздуха;
- *P* атмосферное;
- влажность воздуха;
- *T* охлаждающей воды.

Принятие о включении (отключении) энергоблока станции и ввод общестанционных параметров осуществляется начальником смены станции.

Решение о загрузке или разгрузке энергоблока станции осуществляется на основании эксплуатационных характеристик: первыми загружают ПГУ, затем решение о загрузке принимают на основании опытных данных о зависимости расхода условного топлива на отпуск электроэнергии от электрической нагрузки энергоблоков приложение Н (эти опытные данные предоставлены или в заводских характеристиках, или испытания проводят БЭРН).

Загружают станции в следующей очередности: Лукомль (1-8 блоки), ТЭЦ (база по теплу), КЭС.

Порядок разгрузки оборудования электростанций ОЭС Беларуси разработан на основании: фактического технического состояния оборудования; удельных расходов условного топлива на конденсационных электростанциях; удельного расхода условного топлива на отпущенную электрическую энергию основных ТЭЦ в отопительном периоде 2018г.; имеющейся информации о маневренных характеристиках и регулировочных возможностях ТЭЦ.

Генерирующее оборудование распределено по очередям. В рамках каждой очереди определён приоритет разгрузки. В случае исчерпания регулировочных возможностей оборудования, относящегося к одной из очередей, к дальнейшему регулированию для обеспечения сбалансированной работы энергосистемы привлекают оборудование следующей очереди.

Первая очередь.

Снижение генерируемой мощности осуществляется за счёт равномерной разгрузки оборудования конденсационных электростанций вплоть до технического минимума:

- энергоблоки №5-8 Лукомльской ГРЭС, №3, 4 Березовской ГРЭС; №1 ТЭЦ-5;
- энергоблоки №1-4 Лукомльской ГРЭС;
- энергоблок №5 Березовской ГРЭС;

– энергоблоки №7 Березовской ГРЭС, №2 ТЭЦ-5, №9 Лукомльской ГРЭС.

Вторая очередь.

Снижение генерируемой мощности осуществляется за счёт разгрузки основных ТЭЦ энергосистемы на согласованную величину.

Согласованная величина снижения мощности для второй очереди определяется исходя из возможности обеспечить требуемый отпуск тепловой энергии за счёт перевода тепловой нагрузки на уже находящиеся в работе резервные и пиковые источники тепловой энергии (не прибегая к включению дополнительных единиц оборудования).

Величины согласованного снижения мощности и технологического минимума определяется на ТЭЦ энергосистемы в рамках краткосрочного планирования режимов работы и передаётся в ЦДС РУП-облэнерго. ЦДС РУП-облэнерго анализируют поступившую информацию, и направляет в РУП «ОДУ» посредством системы «Каскад».

Третья очередь.

Снижение генерируемой мощности осуществляется за счёт разгрузки основных ТЭЦ энергосистемы до технологического минимума генерирующего оборудования (без уменьшения объёма тепловой энергии, поставляемой конечным потребителям), сокращение объемов отпускаемой тепловой энергии от отборов турбин компенсируется переводом тепловых нагрузок на пиковые и резервные источники тепловой энергии:

– очередь 140 ата Минской ТЭЦ-3;
– очередь 140 ата Минской ТЭЦ-4;
– Бобруйская ТЭЦ-2, Могилевская ТЭЦ-2;
– энергоблоки №4 и №5 Минской ТЭЦ-4;
– энергоблок ПГУ-230 Минской ТЭЦ-3;
– Гродненская ТЭЦ-2;
– энергоблоки Гомельской ТЭЦ-2;
– Светлогорская ТЭЦ, Новополоцкая ТЭЦ;
– Мозырская ТЭЦ.

Четвертая очередь.

Разгрузка ТЭЦ среднего давления и мини-ТЭЦ.

При принятии решения о применении IV очереди регулирования на стадии планирования РУП «ОДУ» до 17.00 дня, предшествующего разгрузке, сообщает в ЦДС РУП-облэнерго о необходимости снижения мощности ТЭЦ среднего давления и мини-ТЭЦ.

При возникновении необходимости снижения генерации электрической энергии в процессе оперативного ведения режима – разгрузка ТЭЦ среднего давления и мини-ТЭЦ осуществляется по команде дежурного диспетчера РУП «ОДУ».

Пятая очередь регулирования электрической нагрузки.

– ограничение выдачи мощности потребительских блок-станций.
– включение в работу электрических водогрейных котлов Гомельской ТЭЦ-2.
– отключение в резерв газотурбинных установок энергоблоков №3, 4, 5 Березовской ГРЭС.

– поочерёдная разгрузка ТЭЦ энергосистемы (вплоть до величины технического минимума оборудования) со снижением температуры прямой сетевой воды.

– отключение в резерв энергоблоков конденсационных электростанций [14].

Внесенные в программу данные, проверяются на самой станции, отправляются в РУП «Минскэнерго» для проверки, затем поступают в РУП «ОДУ».

Потери активной мощности в комплексе программ закладывают в потребление, к ним относятся производственные потери и хозяйственные потери.

В номинальном режиме работы оборудования соблюдается соотношение

$$N_{ген} = N_{нетто} + N_{пот}. \qquad (5.1)$$

Если потребление превысит генерацию, произойдет увеличение частоты (свыше 50 Гц), останов генераторов. Для того чтобы этого не произошло производиться отключение потребителя или оборудования и подъем генерации.

В программном комплексе (ОИК) по оптимальному распределению нагрузок между основными ТЭС ОЭС РБ (Лукомльская ГРЭС-20, Березовская ГРЭС-15, Минская ТЭЦ-5) приложение А распределение активной мощности между станциями осуществляется не для каждого конкретного блока стации, а для станции в целом. Распределение активной мощности между блоками станции осуществляется начальником смены станции, после получения информации из РУП «ОДУ» о загрузке или разгрузке станции на конкретный день.

Распределение реактивной мощности между энергоблоками станций осуществляется на основании характеристик располагаемой реактивной мощности генераторов (приложения Д, Е, Ж, И). В зависимости от значения $P_г$ генератора по табличным данным о располагаемой реактивной мощности или по диаграммам мощности, а также с учетом факсимильных сообщений по ограничениям реактивной мощности генерирующего оборудования, принимают 30% от соответствующего $Q_г$. Для обеспечения статической устойчивости электростанции по диаграммам мощности $cos\varphi$ = 0,85. Распределение реактивной мощности между энергоблоками станций также осуществляется на основании данных о техническом состоянии оборудования.

Полученный режим оптимизируют с использованием программы «RastrWin3».

Распределение мощностей в РУП «ОДУ» РБ ДП-3060221334-2019-03-ПЛ.

6 Распределение активных и реактивных мощностей и его анализ

В режимной схеме электрической сети было произведено оптимальное распределение активной мощности по состоянию на 30.01.2019 года (раздел 4 дипломного проекта).

Произведем распределение реактивной мощности для режимной схемы электрической сети с учетом того, что суммарные потери активной мощности в энергосистеме (ΔP_{Σ}) должны уменьшаться.

Распределение реактивной мощности будем осуществлять путем последовательного включения в режимную схему СКРМ в соответствии с «План ввода в работу СКРМ в ОЭС Беларуси» (приложение П).

СКРМ РШ 20 Мвар на объекте ПС 330 кВ Микашевичи в работу не вводим.

Обязательные условия: «Перспективная схема ОЭС Беларуси на 2020 год с СКРМ» (приложение В) УШР 180 Мвар на объекте ПС 330 кВ Поставы и один из двух УШР 180 Мвар на объекте БАЭС должны быть включены в работу постоянно.

Расчеты производились в программе «RastrWin3» [13].

Результаты ввода СКРМ в соответствии с «Перспективная схема ОЭС Беларуси на 2020 год с СКРМ» (приложение В) и «План ввода в работу СКРМ в ОЭС Беларуси» (приложение П) приведены в таблице 6.1 и на рисунке 6.1.

Таблица 6.1 – Суммарные потери ΔP_{Σ} (МВт) в ОЭС после ввода в работу СКРМ

№ п/п	Объект	СКРМ	ΔP_{Σ}, МВт
1.	БАЭС	УШР 180 Мвар	74,46
2.	БАЭС	УШР 180 Мвар	74,45
3.	ПС 330 кВ Сморгонь	РШ 30 Мвар	74,42
4.	ПС 330 кВ Лида	РШ 2х30 Мвар	74,42
5.	ПС 330 кВ Калийная	РШ 30 Мвар (откл.)	74,44
6.	ПС 330 кВ Мозырь	РШ 2х20 Мвар	74,32
7.	ПС 330 кВ Россь	УШР 180 Мвар ($Q_{г}$ = –60 Мвар)	74,29
8.	ПС 330 кВ Столбцы	РШ 2х20 Мвар	74,24

	Np-н	Район	Nоб	Рген	Рнаг	Dp	Рпотр	Рвн
1	808	ЭС Литв.			500		500	-500
2	701	ОЭС Бел.		5 002	4 878	74,24	4 953	49
3	601	ОЭС Укр.			2		2	-2
4	502	Смол. ЭС		517	17		17	500
5	100	Ост. ЕЭС			4		4	-4
6	1 001	Брянск			44		44	-44
7	402	Пск. ЭС						

Рисунок 6.1 – Суммарные потери ΔP_{Σ} (МВт) в ОЭС, СКРМ введены в схему

Из таблицы 6.1 видно, что при включении СКРМ на БАЭС (ввод в работу двух СКРМ), ПС 330 кВ Сморгонь, ПС 330 кВ Лида суммарные потери активной мощности снижались. После ввода СКРМ РШ 30 Мвар на ПС 330 кВ Калийная потери активной мощности возросли (на 0,02 МВт, таблица 6.1) в связи с этим, было принято решение об отключении СКРМ на объекте ПС 330 кВ Калийная. Дальнейшее включение СКРМ на ПС 330 кВ Мозырь привело к снижению суммарных потерь активной мощности. На ПС 330 кВ Россь при задании на УШР 180 Мвар уставки по напряжению суммарные потери активной мощности остались неизменными 74,32 МВт, в связи с этим выбрано управление УШР 180 Мвар на ПС 330 кВ Россь подмагничиванием: при $Q_г = -60$ Мвар суммарные потери активной мощности 74,29 МВт. Включение в работу РШ 2х20 Мвар на ПС 330 кВ Столбцы привело к снижению суммарных потерь активной мощности (таблица 6.1).

В целях оптимальных технических условий работы генераторов на станциях ГРЭС-15 (Береза); ТЭЦ-5 (Минск); ТЭЦ-4 (Минск); ТЭЦ-26 (Гомель) восстановим условие распределения реактивной мощности между энергоблоками данных станций: в зависимости от значения $P_г$ генератора по табличным данным о располагаемой реактивной мощности, по диаграммам мощности, а также с учетом факсимильных сообщений по ограничениям реактивной мощности генерирующего оборудования, принимаем 30% от соответствующего $Q_г$ (приложения Д, Е, Ж, И). Для обеспечения статической устойчивости электростанции по диаграммам мощности $cos\varphi = 0,85$.

ГРЭС-15 7Г $Q_г = 50$ Мвар (30%), $\Delta P_\Sigma = 74,17$ МВт.

ГРЭС-15 7Г-1 $Q_г = 26,7$ Мвар (30%), $\Delta P_\Sigma = 74,19$ МВт – произошло увеличение потерь: обратно принимаем $Q_г = 0$ Мвар.

ГРЭС-15 (3-4) $Q_г = 43,2$ Мвар (30%), $\Delta P_\Sigma = 73,84$ МВт.

ГРЭС-15 7Г-1 $Q_г = 26,7$ Мвар (30%), $\Delta P_\Sigma = 73,83$ МВт – если сначала загрузить по реактивной мощности блоки (3-4) ГРЭС-15, а затем блок 7Г-1 ГРЭС-15, то произойдет уменьшение суммарных потерь активной мощности.

ТЭЦ-5 бл. 2 $Q_г = 78$ Мвар (30%), $\Delta P_\Sigma = 73,79$ МВт.

ТЭЦ-5 бл. 1 $Q_г = 51$ Мвар (30%), $\Delta P_\Sigma = 73,79$ МВт.

ТЭЦ-4 бл. 5-6 $Q_г = 81$ Мвар (30%), $\Delta P_\Sigma = 73,76$ МВт.

ТЭЦ-4 бл. 1-3 при увеличении $Q_г = 30$ Мвар – $\Delta P_\Sigma = 73,81$ МВт;
при уменьшении $Q_г = 5$ Мвар – $\Delta P_\Sigma = 73,70$ МВт.

ТЭЦ-4 бл. 1-3 при увеличении $Q_г = 20$ Мвар – $\Delta P_\Sigma = 73,76$ МВт;
при уменьшении $Q_г = 0$ Мвар – $\Delta P_\Sigma = 73,68$ МВт.

ТЭЦ-26 при увеличении $Q_г = 80$ Мвар – $\Delta P_\Sigma = 73,71$ МВт;
при уменьшении $Q_г = 60$ Мвар – $\Delta P_\Sigma = 73,66$ МВт (рисунок 6.2).

	Nр-н	Район	Nоб	Рген	Рнаг	Dр	Рпотр	Рвн
1	808	ЭС Литв.			500		500	-500
2	701	ОЭС Бел.		5 001	4 878	73,66	4 952	49
3	601	ОЭС Укр.			2		2	-2
4	502	Смол. ЭС		517	17		17	500
5	100	Ост. ЕЭС			4		4	-4
6	1 001	Брянск			44		44	-44
7	402	Пск. ЭС						

Рисунок 6.2 – Суммарные потери ΔP_Σ (МВт) в ОЭС при $Q_г$, Мвар (30%)

В целях снижения суммарных потерь активной мощности проверяем, какие СКРМ можно отключить:

Отключение РШ 30 Мвар ПС 330 кВ Сморгонь ΔP_{Σ} = 73,69 МВт.

Отключение РШ 2х30 Мвар ПС 330 кВ Лида ΔP_{Σ} = 73,72 МВт.

Отключение РШ 2х20 Мвар ПС 330 кВ Мозырь ΔP_{Σ} = 73,74 МВт.

При задании на УШР 180 Мвар ПС 330 кВ Россь уставки по напряжению ΔP_{Σ} = 73,67 МВт.

Отключение РШ 2х20 Мвар ПС 330 кВ Столбцы ΔP_{Σ} = 73,65 МВт.

При задании на УШР 180 Мвар ПС 330 кВ Россь уставки по напряжению ΔP_{Σ} = 73,64 МВт.

На ПС 330 кВ Столбцы в нормальном режиме можно отключить РШ 2х20 Мвар, после чего на ПС 330 кВ Россь задать уставку по напряжению на УШР 180 Мвар, что приведет к снижению суммарных потерь активной мощности.

Послеаварийные режимы.

Для рассмотрения послеаварийных режимов условно разделим ОЭС на две области «Западную» и «Восточную».

В «Западной области» произведем отключение следующих линий электропередач:

- отключаем ЛЭП Столбцы 330 кВ – Барановичи 330 кВ;
- включаем РШ 2х20 Мвар на ПС 330 кВ Столбцы;
- отключаем ЛЭП Барановичи 330 кВ – Россь 330 кВ.

Данные о суммарных потерях активной мощности в зависимости от отключаемой ЛЭП или включении СКРМ в «Западной области» – таблица 6.2.

Таблица 6.2 – Суммарные потери ΔP_{Σ} (МВт) в ОЭС, послеаварийный режим в «Западной области»

№ п/п	Объект	ΔP_{Σ}, МВт
1.	ЛЭП Столбцы 330 кВ – Барановичи 330 кВ (откл.)	74,55
2.	РШ 2х20 Мвар на ПС 330 кВ Столбцы (вкл.)	74,49
3.	ЛЭП Барановичи 330 кВ – Россь 330 кВ (откл.)	74,83

Если отключить РШ 2х20 Мвар на ПС 330 кВ Столбцы, то ΔP_{Σ} = 74,90 МВт. Реактор на ПС 330 кВ Столбцы в нормальном и послеаварийном режимах должен быть включен в целях снижения суммарных потерь активной мощности.

Режимная схема электрической сети после оптимизации чертеж ДП-3060221334-2019-04.

Режимная схема электрической сети после оптимизации, послеаварийный режим в «Западной области» чертеж ДП-3060221334-2019-05.

В «Восточной области» отключим следующие линий электропередач:

- отключаем ЛЭП Мирадино 330 кВ – Лукомль 330 кВ;

– УШР 180 Мвар на ПС 330 кВ Мирадино выбираем управление подмагничиванием;

– отключаем ЛЭП Мирадино 330 кВ – Жлобин зап. 330 кВ;

– отключаем ЛЭП БАЭС 330 кВ – Сморгонь 330 кВ. Отключение ЛЭП от КРУЭ БАЭС рассматриваем в послеаварийном режиме в «Восточной области».

Данные о суммарных потерях активной мощности в зависимости от отключаемой ЛЭП или включении СКРМ в «Восточной области» – таблица 6.3.

Таблица 6.3 – Суммарные потери ΔP_{Σ} (МВт) в ОЭС, послеаварийный режим в «Восточной области»

№ п/п	Объект	ΔP_{Σ}, МВт
1.	ЛЭП Мирадино 330 кВ – Лукомль 330 кВ (откл.)	73,99
2.	УШР 180 Мвар на ПС 330 кВ Мирадино (управление подмагничиванием)	74,93
2.1	УШР 180 Мвар на ПС 330 кВ Мирадино (уставка по напряжению)	73,99
3.	ЛЭП Мирадино 330 кВ – Жлобин зап. 330 кВ (откл.)	77,63
4.	ЛЭП БАЭС 330 кВ – Сморгонь 330 кВ (откл.)	77,83

Из таблицы 6.3: на ПС 330 кВ Мирадино при управлении УШР 180 Мвар подмагничиванием при $Q_{г} = -180$ Мвар суммарные потери активной мощности составили 74,93 МВт, принято решение оставить на УШР 180 Мвар уставку по напряжению, суммарные потери активной мощности 73,99 МВт остаются неизменными, после отключения ЛЭП Мирадино 330 кВ – Лукомль 330 кВ.

Режимная схема электрической сети после оптимизации, послеаварийный режим в «Восточной области» чертеж ДП-3060221334-2019-06.

Произведем оптимизацию схемы чертеж ДП-3060221334-2019-04 по ХОП электростанций. Используем программный комплекс «Детальный график работы электростанций ОЭС Беларуси», результат приведен в приложении Р.

Исходя из оптимизации по ХОП (приложение Р): необходимо догрузить на 2 МВт блок ТЭЦ-5 Минск и разгрузить на 4 МВт блоки 3-4 ГРЭС-15 Береза.

Суммарные потери активной мощности при оптимизации по ХОП электростанций, рисунок 6.3.

	Nр-н	Район	Nоб	Рген	Рнаг	Dр	Рпотр	Рвн
1	808	ЭС Литв.			500		500	-500
2	701	ОЭС Бел.		5 001	4 878	73,58	4 952	49
3	601	ОЭС Укр.			2		2	-2
4	502	Смол. ЭС		517	17		17	500
5	100	Ост. ЕЭС			4		4	-4
6	1 001	Брянск			44		44	-44
7	402	Пск. ЭС						

Рисунок 6.3 – Суммарные потери активной мощности при оптимизации по ХОП электростанций

Полученные данные из приложения Р внесем в ОИК, чтобы узнать расход топлива на электроэнергию и теплоэнергию, таблица 6.4.

Таблица 6.4 – Расход топлива на электроэнергию и теплоэнергию при оптимизации по ХОП электростанций

	Удельный расход	с. н.	Выработка э/э (отпуск тепла)	Расход топлива, т. у. т
Электроэнергия	221 г/кВт·ч	7,5 %	106 707 тыс. кВт·ч	21 785
Теплоэнергия	165 кг/ГКал		157 443 ГКал	26 028
Сумма:				47 813

Оптимизируем схему чертеж ДП-3060221334-2019-04 по ОИК – в приложении С представлен заданный график работы электростанций, рассчитанный ОИК.

Режимная схема электрической сети, оптимизация по ОИК ДП-3060221334-2019-07.

Суммарные потери активной мощности при оптимизации по ОИК, рисунок 6.4.

	Nр-н	Район	Nоб	Рген	Рнаг	Dр	Рпотр	Рвн
1	808	ЭС Литв.			500		500	-500
2	701	ОЭС Бел.		5 001	4 878	73,49	4 952	49
3	601	ОЭС Укр.			2		2	-2
4	502	Смол. ЭС		517	17		17	500
5	100	Ост. ЕЭС			4		4	-4
6	1 001	Брянск			44		44	-44
7	402	Пск. ЭС						

Рисунок 6.4 – Суммарные потери активной мощности при оптимизации по ОИК

Расход топлива на электроэнергию и теплоэнергию в схеме, оптимизированной ОИК, таблица 6.5.

Таблица 6.5 – Расход топлива на электроэнергию и теплоэнергию в схеме, оптимизированной ОИК

	Удельный расход	с. н.	Выработка э/э (отпуск тепла)	Расход топлива, т. у. т
Электроэнергия	221 г/кВт·ч	7,5 %	106 707 тыс. кВт·ч	21 779
Теплоэнергия	165 кг/Гкал		157 443 Гкал	26 028
Сумма:				47 806

Для режимной схемы электрической сети заданный график работы электростанций и расход топлива на электроэнергию и теплоэнергию по ОИК – приложение Т и таблица 6.6.

Таблица 6.6 – Расход топлива на электроэнергию и теплоэнергию в режимной схеме электрической сети

	Удельный расход	с. н.	Выработка э/э (отпуск тепла)	Расход топлива, т. у. т
Электроэнергия	221 г/кВт·ч	7,5 %	106 707 тыс. кВт·ч	21 786
Теплоэнергия	165 кг/Гкал		157 443 Гкал	26 028
Сумма:				47 814

Суммарные потери активной мощности для режимной схемы представлены на рисунке 4.1 (4 раздел дипломного проекта) и составляют $\Delta P_{\Sigma} = 75{,}06$ МВт.

Сравнивая приложение Т и приложение С: необходимо разгрузить на 4 МВт блок ТЭЦ-5 Минск, разгрузить на 42 МВт блоки 3-4 ГРЭС-15 Береза, разгрузить на 5 МВт ТЭЦ-22, догрузить блоки 1-8 на 51 МВт Лукомль.

Из таблиц 6.4; 6.5; 6.6: суммарный расход топлива для режимной схемы электрической сети 47 814 т. у. т., экономия топливных ресурсов при оптимизации по ХОП электростанций составит 1 т. у. т., экономия топливных ресурсов при оптимизации по ОИК – 8 т. у. т.

Суммарные потери активной мощности снижаются при оптимизации по ОИК (рисунки 4.1; 6.3; 6.4): для режимной схемы ΔP_{Σ} = 75,06 МВт; при оптимизации по ХОП электростанций ΔP_{Σ} = 73,58 МВт; при оптимизации по ОИК $\Delta P_{\Sigma} = 73{,}49$ МВт.

7 Технико-экономические показатели основных электрических сетей

Себестоимость выработки электроэнергии на станциях ОЭС Беларуси: 4 цента (0,0844 белорусских рубля) за 1 кВт·ч. Капитальные затраты, с учетом что СКРМ уже установлены, принимаются равными нулю. Желтым цветом выделены потери до и после оптимизации приложение У. В таблице приложения У потери активной мощности приведены для реальной схемы ОЭС Беларуси с учетом параллельной работы с ЭС Литвы и раздельной работы с ЭС Литвы, также учтена зависимость от пор года (зимний максимум, зимний минимум, летний максимум, летний минимум).

Из таблицы приложения У: потери активной мощности с установкой СКРМ и после оптимизации снижаются на 0,61 МВт по сравнению с вариантом без установки СКРМ и до проведения оптимизации.

В режимной схеме электрической сети ΔP_{Σ} = 75,06 МВт, в схеме после установки СКРМ и после оптимизации по ОИК ΔP_{Σ} = 73,49 МВт: снижение потерь при оптимизации: ΔP_{Σ} = 1,57 МВт. С учетом себестоимости выработки электроэнергии на станциях ОЭС Беларуси экономия денежных средств составит: 132,51 белорусских рублей (период один день), 1 160 770,08 белорусских рублей (период за один год).

Таблица 7.1 – Технико-экономические показатели

Параметры	Схема без установки СКРМ	Схема с установкой СКРМ после оптимизации
$\Sigma P_{ген}$, МВт	5003	5001
$\Sigma P_{н}$, МВт	4878	4878
$\Sigma P_{потр}$, МВт	4953	4952
ΔP_{Σ}, МВт	75,06	73,49
W_{Σ} (передаваемая энергия), МВт·ч	43 826 280	43 808 760
ΔW_{Σ} (суммарные потери электроэнергии), МВт·ч	657 525,6	643 772,4
$\Delta P_{\%}$ (относительные потери мощности), %	1,50	1,47
$\Delta W_{\%}$ (относительные потери электроэнергии), %	1,50	1,47
B_{Σ} (суммарный расход топлива), т. у. т	47 814	47 806
С (себестоимость выработки электроэнергии), б. р./кВт·ч	0,0844	0,0844
$И_{\Delta W\Sigma}$ (стоимость потерянной электроэнергии), б. р.	55 495 160,64	54 334 390,56

Технико-экономические показатели ДП-3060221334-2019-08-ПЛ.

8 Охрана труда при эксплуатации основных электрических сетей

Воздушные линии электропередач.

Работы на опорах и с опорами воздушных линий электропередач.

Работы по замене элементов опор, демонтажу опор и проводов ВЛ должны выполнятся по технологической карте или ППР в присутствии руководителя работ.

Разрешается подниматься на опору и работать на ней только после проверки достаточной прочности и устойчивости опоры.

Необходимость и способы укрепления опоры, прочность которой вызывает сомнение (недостаточное заглубление, вспучивание грунта, загнивание древесины, трещины и сколы в бетоне и т. п.), должны определяется на рабочем месте производителем или руководителем работ.

Работы по укреплению опоры с помощью растяжек следует выполнять без подъема на опору, то есть с мобильной подъемной рабочей платформы или другого механизма для подъема людей, или применять для этого специальные раскрепляющие устройства, для навески которых не требуется подниматься по опоре.

Разрешается подниматься на опору только после ее укрепления.

Опоры, не рассчитанные на одностороннее тяжение проводов и тросов и временно подвергаемые такому тяжению, должны быть предварительно укреплены для предотвращения их падения. До укрепления опор запрещается нарушать целостность проводов и снимать вязки на опорах.

Запрещается подъем работающих на опору с помощью лазов, лестниц при выполнении работ по демонтажу ВЛ 0,4-10 кВ, а также при наличии следующих дефектов:

– отклонение верхнего конца стойки от вертикальной оси вдоль или попрек линии превышает 10 см;

– заделка опоры в грунт выполнена не на проектную глубину;

– заделка опоры в грунт выполнена на проектную глубину, но котлован не засыпан полностью и не утрамбован грунт засыпки;

– в бетоне приставки или стойки наличие продольных или поперечных трещин, раковин, сколов с обнажение арматуры и сквозных отверстий;

– подгнила древесина стойки или приставки опоры более чем на 2,5 см по радиусу (при диаметре стойки 20-25 см), на 3 см (при диаметре стойки 25-30 см) и на 4 см (при диаметре стойки более 30 см);

– в пролете имеются два и более оборванных провода;

– на опоре видны последствия протекания токов замыканий на землю (оплавление на металлических конструкциях, растрескивание бетона, оплавление прилегающего к опоре грунта, выгорание травы и т. п.);

– оборваны провода бандажа, крепящего стойку к приставке.

При наличии перечисленных дефектов и выполнении работ необходимо пониматься к элементам опоры и работать на ней только с применением мобильных подъемных рабочих платформ.

При работе на опорах и с опорами запрещается:

– работать без применения мобильной подъемной рабочей платформы для устранения повреждений на крайних проводах Т-образных опор, имеющих железобетонные, металлические и деревянные траверсы;

– нарушать целостность двух и более проводов и снимать вязки двух и более проводов с изоляторов на промежуточных опорах без предварительного укрепления опор;

– пользоваться неиспытанными и неисправными когтями, лазами и страховочной привязью (поясом предохранительным лямочным) при подъеме на опору;

– на угловых опорах со штыревыми изоляторами подниматься и работать со стороны внутреннего угла;

– при работе на опоре пользоваться ударными инструментами для выравнивания металлических конструкций (штырей, крюков, траверс и другого);

– находиться около опоры в местах, над которыми проводится работа и возможно падение предметов с высоты;

– проводить работы на опоре с приближением грозы, при скорости ветра более 15 м/сек, в гололед, снегопад, дождь. При ликвидации аварийных отключений и повреждений в электросетях должны осуществляться дополнительные требования безопасности, определяемые НПА.

Подниматься на опору разрешается членам бригады, допущенным к верхолазным работам и имеющим группы по электробезопасности:

– не ниже III – при всех видах работ до верха опоры;

– II – при работах, выполняемых с отключением ВЛ, до верха опоры, а при работах на нетоковедущих частях неотключенной ВЛ – не выше уровня, при котором от головы работающего до уровня нижних проводов этой ВЛ остается расстояние 2 м. Исключение составляют работы по окраске опор в соответствии с требованиями 7.15.1.19 [15].

При подъеме на опору неотключенной ВЛ запрещается приближаться на расстояние менее допустимого (в соответствии с приложением Б [15]) к проводам ВЛ, находящимся под напряжением.

Отдельные виды работ на высоте должны выполняться не менее чем двумя работающими, имеющими группы по электробезопасности, установленные настоящим ТКП для выполнения этих работ.

При подъеме на деревянную и железобетонную опору строп страховочной привязи (пояса предохранительного лямочного) следует заводить за стойку.

При работе на опоре следует пользоваться страховочной привязью (поясом предохранительным лямочным) и опираться на оба когтя (лаза) при их применении.

При работе на стойке опоры следует располагаться таким образом, чтобы не терять из виду ближайшие провода, находящиеся под напряжением.

Замена проводов на опорах со штыревыми изоляторами проводится поочередно. При замене деталей опоры должна быть исключена возможность их смещения или падения.

Не разрешается откапывать одновременно обе стойки опоры при замене одиночных и сдвоенных приставок П-образных и АП-образных опор. Замену приставок следует начинать с одной стойки опоры. Только после замены на ней

приставок, закрепления бандажей и утрамбовки земли можно приступать к замене приставок на другой стойке. Заменять сдвоенные приставки следует поочередно.

При вытаскивании или опускании приставки запрещается находиться в котловане.

Способы валки и установки опоры, необходимость и способы ее укрепления для предотвращения падения определяет руководитель работ.

С поднятой опоры снимаются оттяжки и тросы только после закрепления ее в грунте или на фундаменте.

При работах на изолирующих подвесках (гирляндах изоляторов) разрешается перемещаться по поддерживающим одноцепным и многоцепным (с двумя и более гирляндами изоляторов) и по натяжным многоцепным подвескам.

Работать на одноцепной натяжной изолирующей подвеске допускается при использовании специальных приспособлений или лежа на ней и зацепившись ногами за траверсу для фиксации положения тела, при этом необходимо применять страховочную привязь (пояс предохранительный лямочный).

При работе на поддерживающей изолирующей подвеске строп страховочной привязи (пояса предохранительного лямочного) закрепляется за траверсу. Если длина стропа недостаточна, необходимо пользоваться закрепленными за пояс двумя страховочными канатами. Один канат привязывают к траверсе, а второй, предварительно заведенный за траверсу, подстраховывающий член бригады подает по мере необходимости.

При работе на натяжной изолирующей подвеске строп страховочной привязи (пояса предохранительного лямочного) закрепляется за траверсу или за предназначенное для этой цели приспособление.

На поддерживающих и натяжных многоцепных изолирующих подвесках допускается закреплять строп страховочной привязи (пояса предохранительного лямочного) за одну из гирлянд изоляторов, на которой работа не ведется. Закреплять этот строп за гирлянду, на которой идет работа, не допускается.

В случае обнаружения неисправности, которая может привести к расцеплению изолирующей подвески, работа должна быть прекращена.

При подъеме или опускании на траверсы проводов, тросов, а также при их натяжении не разрешается находиться работающим на этих траверсах или стойках под ними.

Выбирать схему подъема груза и размещать подъемные блоки следует с таким расчетом, чтобы не возникли усилия, которые могут вызвать повреждение опоры.

Окраску опоры с подъемом до ее верха могут выполнять работающие, имеющие группу по электробезопасности II и выше. При окраске опоры должны быть приняты меры для предотвращения попадания краски на изоляторы и провода (например, применены поддоны), изоляторы закрыты пленкой, полотнищем или иным материалом.

На ВЛП напряжением 6-10 кВ и на ВЛИ напряжением до 1000 В работы на проводах проводятся со снятием напряжения и заземлением их в предусмотренных проектами местах.

При измерении сопротивления заземления опор отсоединять и присоединять заземляющий спуск грозозащитного троса, изолированного от земли, необходимо после предварительного заземления троса.

На ВЛ допускается перемещение работающих по проводам сечением не менее 240 мм^2 и тросам сечением не менее 70 мм^2.

При перемещении по расщепленным проводам и тросам ВЛ строп страховочной привязи (пояса предохранительного лямочного) закрепляется за них, а в случае использования специальной тележки – за тележку.

Работы в пролетах пересечения с действующими воздушными линиями.

Работы в пролетах пересечения с действующими ВЛ должны проводиться с отключением напряжения на всех пересекаемых линиях и их заземления. В исключительных случаях, при невозможности снять напряжение на пересекаемой линии, работы проводятся при выполнении требований 7.15.2 [15].

При монтаже и замене проводов (тросов) раскатывать их следует плавно, без рывков, тяговые канаты направлять так, чтобы избежать подхлестывания и приближения к проводам, находящимся под напряжением. Для оттяжек и контроттяжек следует применять канаты из растительных или синтетических волокон, выбирая их минимальной длины и натягивая без слабины.

Лебедки и стальные канаты, используемые при работе, должны быть заземлены.

Провод (трос) каждого барабана перед раскаткой должен быть заземлен присоединением его конца к втулке барабана, а вала барабана – к заземлению либо ближайшей к барабану опоре.

При раскатке провода (троса) с помощью раскаточной тележки заземление устанавливается непосредственно на неподвижном конце провода (троса).

При выполнении работ на проводах ВЛ в пролете пересечения с другой ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо устанавливать заземление на опоре, где проводится работа.

Если в этом пролете подвешиваются или заменяются провода, то с обеих сторон от места пересечения должны быть заземлены подвешиваемый и заменяемый провода.

В пролетах пересечения ВЛ при замене проводов (тросов) и относящихся к ним изоляторов и арматуры, расположенных ниже проводов, находящихся под напряжением, через заменяемые провода (тросы) для предотвращения подсечки расположенных выше проводов должны быть перекинуты канаты из растительных или синтетических волокон. Канаты следует перекидывать в двух местах – по обе стороны от места пересечения, закрепляя их концы за якоря или конструкции. Подъем провода (троса) должен проводиться медленно и плавно.

Работы на проводах (тросах) и относящихся к ним изоляторах и арматуре, расположенных выше проводов, находящихся под напряжением, необходимо выполнять по ППР, утвержденному работодателем. В ППР должны быть предусмотрены требования безопасности для предотвращения опускания проводов (тросов) и для защиты работающих от воздействия наведенного напряжения.

Замена проводов (тросов) при этих работах должна выполняться со снятием напряжения с проводов пересекаемой ВЛ, а также ее заземлением в пролете пересечения.

Работы по регулировке, монтажу и замене проводов на ВЛ и на линиях уличного освещения, подвешенных на опорах ВЛ с совместной подвеской проводов 0,4 кВ и 6-10 кВ, должны выполняться с отключением всех ВЛ напряжением до 10 кВ включительно и заземлением их в соответствии с требованиями 6.4.3 [15].

Работы должны выполняться по наряду, производитель работ должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV.

Работы, выполняемые в местах пересечения ВЛ с ВЛС и проводного вещания, должны согласовываться с собственником пересекаемых линий.

Работы на воздушных линиях под наведенным напряжением, на одной отключенной цепи многоцепной воздушной линии электропередачи.

Организациям, выполняющим работы на ВЛ и ВЛС под наведенным напряжением, необходимо определить линии, при отключении и заземлении которых по концам (в РУ) на заземленных проводах наведенное напряжение превышает 25 В при наибольшем рабочем токе действующей ВЛ. К таким линиям относятся ВЛ, ВЛС и контактные сети электрифицированной железной дороги, которые по всей длине или на отдельных участках общей длиной не менее 2 км проходят на расстоянии от оси другой ВЛ напряжением 110 кВ и выше:

- для ВЛ напряжением 110 кВ – 100 м;
- для ВЛ напряжением 220 кВ – 150 м;
- для ВЛ напряжением 330 кВ – 200 м;
- для ВЛ напряжением 750 кВ – 250 м и менее.

Все виды работ, связанные с прикосновением к проводам этих ВЛ без применения основных электрозащитных средств, должны проводиться по технологическим картам или ППР. В них должно быть указано размещение заземлений исходя из требований обеспечения наведенного напряжения не выше 25 В на рабочих местах.

Структурные подразделения организации, обслуживающие ВЛ, должны иметь перечень линий, которые после отключения находятся под наведенным напряжением, ознакомлены с этим перечнем и величинами наводимого напряжения. Порядок составления указанного перечня и периодичность его пересмотра устанавливается локальными НПА. Наличие наведенного напряжения на ВЛ должно быть записано в строке наряда «Отдельные указания».

На ВЛ под наведенным напряжением работы с земли с прикосновением к проводу, опущенному с опоры вплоть до земли, должны выполняться с применением электрозащитных средств (электроизолирующие перчатки, электроизолирующие штанги) или с металлической площадки, соединенной с этим проводом для выравнивания потенциалов проводников. Работы с земли без применения электрозащитных средств и металлической площадки допускаются при условии заземления провода в непосредственной близости к каждому месту прикосновения.

Применяемые при монтаже проводов на ВЛ под наведенным напряжением стальные тяговые канаты сначала необходимо закреплять на тяговом механизме и для выравнивания потенциалов заземлять на тот же заземлитель, что и провод. После этого разрешается прикреплять канат к проводу. Разъединять провод и тяговый канат можно после выравнивания их потенциалов, то есть после соединения каждого из них с общим заземлителем.

При монтажных работах на ВЛ под наведенным напряжением (подъем, визировка, натяжка, перекладка проводов из раскаточных роликов в зажимы) провод должен быть заземлен на анкерной опоре, от которой ведется раскатка, на конечной анкерной опоре, через которую проводится натяжка, и на каждой промежуточной опоре, на которую поднимается провод.

После окончания работ на промежуточной опоре заземление провода на этой опоре может быть снято. В случае возобновления работы на промежуточной опоре, связанной с прикосновением к проводу, провод должен быть вновь заземлен на этой опоре.

На ВЛ под наведенным напряжением перекладку проводов из раскаточных роликов в поддерживающие зажимы следует проводить в направлении, обратном направлению раскатки. До начала перекладки необходимо, оставив заземленными провода на анкерной опоре, в сторону которой будет проводиться перекладка, снять заземление с проводов на анкерной опоре, от которой начинается перекладка.

При монтаже проводов на ВЛ под наведенным напряжением заземления с них можно снимать только после перекладки провода в поддерживающие зажимы и окончания работ на данной опоре.

Во время перекладки проводов в зажимы смежный анкерный пролет, в котором перекладка уже закончена, следует считать находящимся под наведенным напряжением. Выполнять на нем работы с прикосновением к проводам разрешается только после заземления их на рабочем месте.

При работе на проводах (тросах), выполняемой с мобильной подъемной рабочей платформы, рабочая площадка платформы должна быть соединена с помощью специальной штанги для переноса потенциала гибким медным проводником сечением не менее 10 мм^2 с проводом линии, а сама мобильная подъемная рабочая платформа заземлена. При этом провод должен быть заземлен на ближайшей опоре или в пролете.

При работе на проводах (тросах) запрещается:

– входить в кабину мобильной подъемной рабочей платформы и выходить из нее, а также прикасаться к корпусу платформы, стоя на земле, после соединения рабочей площадки мобильной подъемной рабочей платформы с проводом;

– использовать в качестве бесконечного каната металлический трос.

Петли (шлейфы) на анкерной опоре следует соединять только по окончании монтажных работ в смежных с этой опорой анкерных пролетах.

На анкерной опоре ВЛ напряжением 110 кВ и выше петли до соединения должны быть закреплены за провода или за натяжные изолирующие подвески,

но не ближе чем за четвертый изолятор, считая от траверсы, а на ВЛ 35 кВ и ниже – только за провода.

Если на отключенной ВЛ (цепи), находящейся под наведенным напряжением, не удается уменьшить это напряжение до 25 В, то:

– на линиях 0,4-10 кВ работы необходимо выполнять с заземлением проводов с двух сторон от места работ, при этом расстояние между заземлениями должно быть не более 100 м;

– на линиях выше 10 кВ работы необходимо выполнять с заземлением проводов только на одной опоре или двух смежных опорах. При этом заземлять ВЛ (цепь) в РУ запрещается. Допускается работа бригады только на опорах, на которых установлены заземления, и в пролете между ними. При необходимости проведения работы в двух и более пролетах (участках) ВЛ (цепь) должна быть разделена на электрически не связанные участки путем разъединения петель на анкерных опорах. На каждом из таких участков у мест установки заземлений может работать только одна бригада.

На отключенной цепи многоцепной ВЛ с расположением цепей одна над другой допускается работать только при подвеске этой цепи ниже цепей, находящихся под напряжением. Запрещается заменять и регулировать провода отключенной цепи.

При работе на одной отключенной цепи многоцепной ВЛ с горизонтальным расположением цепей на стойках опор должны быть вывешены красные флажки со стороны цепей, оставшихся под напряжением. Флажки вывешивают на высоте 2-3 м от земли производитель работ с членом бригады, имеющим группу по электробезопасности не ниже III.

Подниматься на опору ВЛ со стороны цепи, находящейся под напряжением, и переходить на участки траверс, поддерживающих эту цепь, запрещается. Если опора имеет степболты, подниматься по ним разрешается независимо от того, под какой цепью они расположены. При расположении степ-болтов со стороны цепей, находящихся под напряжением, подниматься на опору следует под наблюдением производителя работ или члена бригады, имеющего группу по электробезопасности не ниже III и находящегося на земле.

При работе на отключенной цепи многоцепной ВЛ, остальные цепи которой находятся под напряжением, заземление необходимо устанавливать на каждой опоре, на которой ведутся работы.

Работы на пересечениях и сближениях воздушных линий электропередачи с дорогами.

При работах на участках пересечения ВЛ с транспортными путями (железными дорогами, судоходными реками, каналами и тому подобным) и необходимости временной приостановки движения транспорта либо на время его движения приостановки работ на ВЛ лицо, выдающее наряд, обязано вызвать на место работ представителя организации – владельца дороги. Этот представитель обязан обеспечить остановку движения транспорта на необходимое время или предупреждать работающую на ВЛ бригаду о приближающемся транспорте. Для пропуска транспорта провода ВЛ, препятствующие движению, должны быть подняты на безопасную высоту с помощью самоходного крана, мобильной

подъемной рабочей платформы, универсальной штанги с зажимами для проводов или других средств и приспособлений.

При работах на участках пересечения или сближения ВЛ с автомобильными дорогами для предупреждения водителей транспорта и его движения производитель работ обязан выставить сигнальщиков и дорожные знаки в соответствии с требованиями [16]. При необходимости должен быть вызван работник Государственной автомобильной инспекции Министерства внутренних дел Республики Беларусь.

Сигнальщики и дорожные знаки должны находиться на расстоянии 100 м в обе стороны от места пересечения или сближения ВЛ с дорогами. Сигнальщики должны иметь при себе днем красные флажки, в темное время суток – красные фонари и сигнальную одежду повышенной видимости.

Расчистка трассы воздушной линии электропередачи от деревьев.

Работы по расширению трассы ВЛ от деревьев (лесосечные работы) должны выполняться в соответствии с требованиями [17].

Расчистка трассы ВЛ и вырубка угрожающих падением на провода ВЛ деревьев выполняются по наряду и технологическим картам на отдельные виды лесосечных работ.

Производитель работ должен перед началом работы предупредить всех членов бригады об опасности приближения сваливаемых деревьев, канатов и тому подобного к проводам ВЛ.

Во избежание падения деревьев на провода до начала рубки должны быть применены оттяжки.

Не допускается валить деревья без подпила или подруба, а также без оставления недопила. Наклоненные деревья следует валить в сторону их наклона, но при угрозе падения деревьев на ВЛ их валка не разрешается до отключения ВЛ.

В случае падения дерева на провода ВЛ не допускается приближаться к нему на расстояние менее 8 м до снятия напряжения с ВЛ.

Обрезка деревьев и веток вблизи воздушных линий электропередачи 0,4-10 кВ.

Необходимость назначения руководителя работ определяет выдающий наряд.

Допуск работающих, не являющихся владельцем действующих ВЛ, к работам по обрезке веток и сучьев на деревьях проводится согласно 8.1 [15].

Обрезку деревьев и их веток на высоте более 5 м проводят преимущественно с мобильной подъемной рабочей платформы, в том числе с электроизолирующим звеном (электроизолирующей люлькой).

Обрезку веток выполняют одноручной пилой с приставной лестницы и с дерева или специальной пилой и секатором на электроизолирующих штангах с земли. Обрезку на дереве выполняет один работающий.

Запрещается спиливать ветки и сучья, находясь в неустойчивом положении на лестнице или на дереве.

К обрезке разрешается приступать после закрепления стропом страховочной привязи (пояса предохранительного лямочного) за дерево или за тетиву лестницы, предварительно закрепленной за ствол дерева.

Разрешается обрезать ветки, сучья, находящиеся впереди работающего.

При ликвидации последствий стихийных явлений и снятии с проводов ВЛ упавших деревьев и веток, расчистке просеки и тому подобном с привлечением к работам работающих разных структурных подразделений организации – владельца линии и других организаций должны осуществляться дополнительные требования по безопасному проведению совмещенных видов работ.

При обрезке веток и сучьев деревьев на высоте запрещается:

– обрезка веток и сучьев на деревьях, наклоненных, сухих, подгнивших, горелых, растущих в болотистых грунтах или имеющих оголенную корневую систему;

– использовать неиспытанные и неинвентарные лестницы;

– обрубать ветки, сучья топором;

– обрезать ветки и сучья, за которые закрепляется строп страховочной привязи (пояса предохранительного лямочного) и на которые опирается работающий;

– находиться под деревом, на котором обрезаются ветки, сучья;

– устанавливать лестницу в сторону наклона дерева;

– закрепляться стропом страховочной привязи (пояса предохранительного лямочного) за сухие и гнилые сучья.

Уборку веток и сучьев после обрезки следует выполнять с использованием средств индивидуальной защиты лица и глаз.

Обходы и осмотры воздушных линий электропередачи.

Во время осмотра ВЛ не допускается выполнять какие-либо ремонтные и восстановительные работы, а также подниматься на опору и ее конструктивные элементы.

Подъем на опору допускается только при верховом осмотре ВЛ и выполняется по наряду.

В труднопроходимой местности (на болотах, водных преградах, в горах, в местах лесных завалов и тому подобном) и в условиях неблагоприятной погоды (при дожде, снегопаде, сильном морозе и тому подобном), а также в темное время суток осмотр должны выполнять не менее двух работающих, имеющих группу по электробезопасности II и выше, один из которых назначается старшим. В остальных случаях осматривать ВЛ может один работающий, имеющий группу по электробезопасности II и выше.

При осмотре ВЛ запрещается идти под проводами.

При поиске повреждений на ВЛ работающие обязаны иметь при себе предупреждающие плакаты и приспособления для их крепления в опасной зоне.

Запрещается приближаться на расстояние менее 8 м к находящимся под напряжением железобетонным опорам ВЛ напряжением 6-35 кВ при наличии признаков протекания тока замыкания на землю (повреждение изоляторов, прикосновение провода к стойке опоры, возникновение электрической дуги на стойках и в местах заделки опоры в грунт, испарение влаги из почвы и другое), а также к лежащему на земле проводу ВЛ напряжением выше 1000 В. В этих случаях вблизи провода или опоры ВЛ необходимо организовать охрану для предотвращения приближения людей и животных к месту замыкания,

установить по возможности предупреждающие знаки и сообщить о происшедшем владельцу ВЛ.

Обслуживание сетей уличного освещения.

Работы в электрических сетях уличного освещения при совместной подвеске проводов и светильников на общих опорах ВЛ напряжением до 1000 В должны выполняться по согласованию с владельцами линий.

При техническом обслуживании и ремонте электрических сетей уличного освещения (включая чистку арматуры и замену ламп светильников) допускается выполнение работ по распоряжению без отключения сети освещения при расположении светильников ниже проводов на расстоянии не менее 0,6 м – на деревянных опорах без заземляющих спусков с опоры или с приставных электроизолирующих лестниц с закреплением их к опорам.

В остальных случаях необходимо отключать и заземлять все подвешенные на опоре ВЛ провода и работу выполнять по наряду.

При работах на пускорегулирующей аппаратуре газоразрядных ламп до отключения ее от общей схемы светильника необходимо предварительно отсоединить от электрической сети питающие провода и разрядить статические конденсаторы (независимо от наличия разрядных резисторов) [15].

Охрана труда при эксплуатации основных электрических сетей ДП-3060221334-2019-09-ПЛ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте изучены следующие способы по комплексной оптимизации электроэнергетической системы ОДУ РБ:

– оптимизация исходного режима электрической сети по реактивной мощности за счет ввода в работу СКРМ, суммарные потери активной мощности уменьшились на 0,82 МВт;

– распределение реактивной мощности между энергоблоками станций на основании оптимальных технических условий работы генераторов, суммарные потери активной мощности уменьшились на 1,4 МВт;

– оптимизация режима электрической сети по реактивной мощности за счет проверки возможности отключения СКРМ или изменения режимов работы СКРМ (управление подмагничиванием/ уставка по напряжению) в нормальном и послеаварийных режимах;

– оптимизация режима электрической сети по ОИК, суммарные потери активной мощности уменьшились на 1,57 МВт.

По результатам использования данных способов определено оптимальное количество СКРМ, введенных в работу, и оптимальный режим работы электроэнергетической системы ОДУ РБ.

Экономический эффект составил 1 160 770,08 белорусских рублей (период за один год).

Рассмотрены вопросы охраны труда при эксплуатации основных электрических сетей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Прокопенко, В. Г. Лабораторный практикум по дисциплинам «Оптимизация режимов энергосистем и сетей» и «Оптимизация электроэнергетических систем» : учебное издание / В. Г. Прокопенко, М. И. Фурсанов. – Минск : БНТУ, 2005. – 72 с.

2. Горштейн, В. М. Методы оптимизации режимов энергосистем / В. М. Горштейн, Б. П. Мирошнеченко, А. В. Пономарев и др.; под ред. В. М. Горштейна. – М.: Энергия, 1981. – 336 с.: ил.

3. Горштейн, В. М. Наивыгоднейшее распределение нагрузок между параллельно работающими электростанциями / В. М. Горштейн. – М. – Л. : Госэнергоиздат, 1949. – 255 с.

4. Горштейн, В. М. Руководящие указания по выбору наивыгоднейшего распределения активной нагрузки между тепловыми электростанциями. – Информационные материалы ВНИИЭ, 1958. – вып. 24, – 84 с.

5. Химмельблау, Д. Прикладное нелинейное программирование / Д. Химмельблау. – М. : Мир, 1975. – 534 с.

6. Электрические системы. Электрические расчеты, программирование и оптимизация режимов : учебн. пособие для электроэнерг. вузов / В. А. Веников [и др.] ; под ред. В. А. Веникова. – М. : Высш. школа, 1973. – 320 с.: ил.

7. Веников, В. А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем: учеб. для вузов / В. А. Веников, В. Г. Журавлев, Т. А. Филиппова. – изд. 2-е. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 352 с.: ил.

8. Калентионок, Е. В. Управление реактивной мощностью генераторов электростанций для повышения устойчивости электроэнергетических систем / Е. В. Калентионок, Ю. Д. Филипчик // Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ – Энергетика : научно-технический и производственный журнал. – 2009. – № 6. – С. 23-30.

9. Идельчик, В. И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем / В. И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 1988. – 288 с.: ил.

10. Веников, В. А. Электрические системы. Электрические расчеты, программирование и оптимизация режимов / В. А. Веников, В. И. Горушкин, И. М. Маркович и др.; под ред. В. А. Веникова. – М. : Высшая школа, 1973. – Т. 4. – 318 с.

11. Совалов, С. А. Режимы единой энергосистемы / С. А. Совалов. – М. : Энергоатомиздат, 1983. – 384 с.

12. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции : ГОСТ 1516.3-96. – Введ. 01.07.1999 (Введен впервые). – Минск : Госстандарт РБ : Белорус. гос. ин-т стандартизации и сертификации, 1998. – 56 с.

13. Программный комплекс «RastrWin3» : руководство пользователя / сост.: В. Г. Неуймин, Е. В. Машалов, А. С. Александров, А. А. Багрянцев. – 2012. – 243 с.

14. Порядок разгрузки генерирующего оборудования Белорусской энергосистемы и применения иных регулировочных мероприятий по

обеспечению баланса электрических мощностей в часы минимальных нагрузок отопительного периода 2018/2019 годов : утвержденный порядок ГПО «Белэнерго» 2018 г. // ГПО «Белэнерго». – Минск, 2019.

15. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок = Правілы тэхнікі бяспекі пры эксплуатацыі электраўстановак : ТКП 427-2012 (02230). – Введ. 28.11.12 № 228 (Введен впервые). – Минск : Минэнерго, 2013. – 148 с.

16. Обустройство мест производства работ при строительстве, реконструкции, ремонте и содержании автомобильных дорог и улиц населенных пунктов = Падрыхтоўка месцаў правядзення работ пры будаўніцтве, рэканструкцыі, рамонце і ўтрыманні аўтамабільных дарог і вуліц населеных пункт : ТКП 172-2009 (02191). – Введ. 23.02.2009 г. № 38 (с отменой РД 0219.1.31-2003). – Минск : Департамент «Белавтодор», 2009. – 51 с.

17. Межотраслевые правила по охране труда в лесной, деревообрабатывающей промышленности и в лесном хозяйстве. Утверждены постановлением Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь и Министерства лесного хозяйства Республики Беларусь от 30 декабря 2008 г. № 211/39.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(справочное)

Заданный график работы электростанций ОЭС Беларуси на 30 января 2019 г., среда

Заданный график работы электростанций ОЭС Беларуси на 30 Январь 2019 г., среда

Время		потребление+эк	электрокотлы	Перетоки					ИМПОРТ(-) ЭКСПОРТ(+)				САЛЬДО	Нагрузка ТЭС													
Москва	Минск			Литва	Смоленск	Брянск	Псков	Украина	ЛИТВА	УКРАИНА	РОССИЯ	ЛИТВА		ОЭС	3	4	5	7	14	15	20	21	22	23	24	26	СУММ МАЛ+ БЛ
1	1	4000	0	943	-226	38	-105	-344	306,1	0	0	0	306,1	4306	327	750	335	45	160	419	523	155	107	242	105	240	898
2	2	3950	0	865	-154	36	-71	-293	382,8	0	0	0	382,8	4333	345	754	335	45	160	419	523	160	107	242	105	240	898
3	3	3900	0	914	-125	35	-47	-269	508	0	0	0	508	4408	345	810	335	45	160	431	530	160	107	242	105	240	898
4	4	3800	0	798	-95	36	-23	-243	473	0	0	0	473	4273	301	750	335	45	160	419	523	150	105	242	105	240	898
5	5	4000	0	792	-104	37	-25	-238	462	0	0	0	462	4462	345	810	344	45	160	453	553	160	107	242	105	240	898
6	6	4300	0	822	-152	37	-55	-265	386,1	0	0	0	386,1	4686	345	810	376	45	160	485	705	165	110	242	105	240	898
7	7	4800	0	583	-143	41	-54	-182	244	0	0	0	244	5044	345	810	491	45	160	600	820	165	110	242	105	240	911
8	8	5350	0	455	-71	47	-31	-90	310	0	0	0	310	5660	345	810	625	45	160	661	1240	165	110	242	105	240	912
9	9	5600	0	481	-85	50	-37	-147	260	0	0	0	260	5860	345	810	665	45	160	661	1399	165	110	242	105	240	913
10	**10**	**5744**	**0**	**559**	**-78**	**51**	**-37**	**-145**	**350**	**0**	**0**	**0**	**350**	**6094**	**339**	**771**	**723**	**57**	**134**	**820**	**1497**	**148**	**125**	**242**	**107**	**248**	**883**
11	11	5550	0	604	-74	50	-29	-151	400	0	0	0	400	5950	345	810	684	45	160	661	1473	165	110	242	105	240	910
12	12	5450	0	719	-79	48	-29	-158	500	0	0	0	500	5950	345	810	684	45	160	661	1474	165	110	242	105	240	909
13	13	5450	0	694	-71	46	-30	-146	493	0	0	0	493	5943	345	810	682	45	160	661	1469	165	110	242	105	240	909
14	14	5450	0	587	-93	48	-45	-167	330	0	0	0	330	5780	345	810	650	45	160	661	1338	165	110	242	105	240	909
15	15	5350	0	789	-137	47	-82	-187	430	0	0	0	430	5780	345	810	650	45	160	661	1338	165	110	242	105	240	909
16	16	5250	0	782	-141	45	-81	-175	430	0	0	0	430	5680	345	810	630	45	160	661	1258	165	110	242	105	240	909
17	17	5150	0	639	-103	45	-45	-116	420,4	0	0	0	420,4	5570	345	810	608	45	160	661	1169	165	110	242	105	240	910
18	18	5350	0	656	-90	48	-31	-130	452,1	0	0	0	452,1	5802	345	810	654	45	160	661	1355	165	110	242	105	240	910
19	**19**	**5500**	**0**	**674**	**-94**	**49**	**-48**	**-131**	**450**	**0**	**0**	**0**	**450**	**5950**	**345**	**810**	**684**	**45**	**160**	**661**	**1473**	**165**	**110**	**242**	**105**	**240**	**910**
20	20	5350	0	659	-67	47	-30	-109	500	0	0	0	500	5850	345	810	663	45	160	661	1391	165	110	242	105	240	913
21	21	5150	0	532	-82	46	-33	-75	388,6	0	0	0	388,6	5539	345	810	601	45	160	661	1142	165	110	242	105	240	913
22	22	4900	0	974	-293	45	-131	-304	291	0	0	0	291	5191	345	810	535	45	160	651	880	165	110	242	105	240	903
23	23	4550	0	1026	-297	42	-119	-338	315	0	0	0	315	4865	345	810	434	45	160	543	765	165	110	242	105	240	901
24	24	4200	0	1033	-262	38	-114	-359	336,2	0	0	0	336,2	4536	345	810	335	45	160	429	650	165	110	242	105	240	900
Сумма, МВтч		**118094**	**0**	**17579**	**-3115**	**1051**	**-1332**	**-4765**	**9418,3**	**0**	**0**	**0**	**9418,3**	**127512**	**8212**	**19225**	**13058**	**1092**	**3814**	**14262**	**25488**	**3903**	**2638**	**5808**	**2522**	**5768**	**21722**

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(справочное)

Детальный график работы электростанций ОЭС Беларуси на 30.01.2019 г.

Детальный график работы электростанций ОЭС Беларуси на 30.01.2019

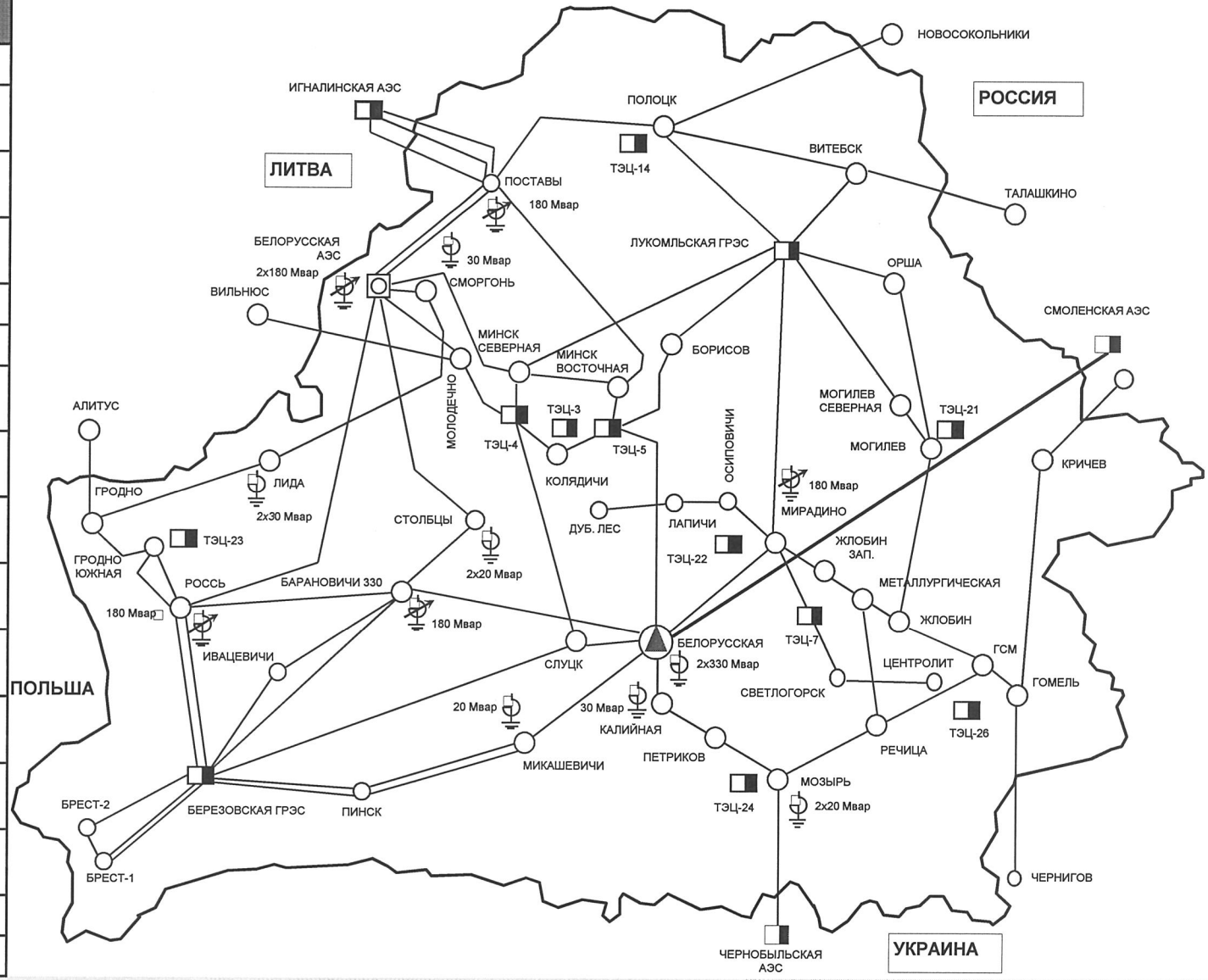
Время	Потребление	Нагрузка ТЭС																							
		ОЭС	ТЭЦ-3			ТЭЦ-4			ТЭЦ-5			ГРЭС-15			ГРЭС-20			ТЭЦ-26			В, т у.т./ч	dB, т у.т./ч	Nсумм факт, МВт	Nсумм опт, МВт
			Nфакт, МВт	Nопт, МВт	n опт э/бл.	Nфакт, МВт	Nопт, МВт	n опт э/бл.	Nфакт, МВт	Nопт, МВт	n опт э/бл.	Nфакт, МВт	Nопт, МВт	n опт э/бл.	Nфакт, МВт	Nопт, МВт	n опт э/бл.	Nфакт, МВт	Nопт, МВт	n опт э/бл.				
1	4000	4306	327	327	0	750	750	0	335	335	2	419	419	3	523	523	5	240	240	0	363	00	1 277	1 277
2	3950	4333	345	345	0	754	754	0	335	335	2	419	419	3	523	523	5	240	240	0	363	00	1 277	1 277
3	3900	4408	345	345	0	810	810	0	335	335	2	431	431	3	530	530	5	240	240	0	366	00	1 296	1 296
4	3800	4273	301	301	0	750	750	0	335	335	2	419	419	3	523	523	5	240	240	0	363	00	1 277	1 277
5	4000	4462	345	345	0	810	810	0	344	344	2	453	453	3	553	553	5	240	240	0	377	00	1 350	1 350
6	4300	4686	345	345	0	810	810	0	376	375	2	485	518	3	705	673	5	240	240	0	426	-01	1 566	1 566
7	4800	5044	345	345	0	810	810	0	491	540	2	600	563	3	820	807	5	240	240	0	490	-02	1 911	1 910
8	5350	5660	345	345	0	810	810	0	625	625	2	661	661	3	1240	1240	5	240	240	0	641	00	2 526	2 526
9	5600	5860	345	345	0	810	810	0	665	665	2	661	661	3	1399	1399	5	240	240	0	695	00	2 725	2 725
10	5744	6094	339	339	0	771	771	0	723	725	2	820	719	3	1497	1595	5	248	248	0	786	-05	3 040	3 039
11	5550	5950	345	345	0	810	810	0	684	725	2	661	684	3	1473	1407	5	240	240	0	722	-01	2 818	2 816
12	5450	5950	345	345	0	810	810	0	684	725	2	661	684	3	1474	1407	5	240	240	0	722	-01	2 819	2 816
13	5450	5943	345	345	0	810	810	0	682	725	2	661	684	3	1469	1402	5	240	240	0	720	00	2 812	2 811
14	5450	5780	345	345	0	810	810	0	650	650	2	661	661	3	1338	1338	5	240	240	0	674	00	2 649	2 649
15	5350	5780	345	345	0	810	810	0	650	650	2	661	661	3	1338	1338	5	240	240	0	674	00	2 649	2 649
16	5250	5680	345	345	0	810	810	0	630	595	2	661	648	3	1258	1305	5	240	240	0	647	-01	2 549	2 549
17	5150	5570	345	345	0	810	810	0	608	575	2	661	648	3	1169	1214	5	240	240	0	617	-01	2 438	2 437
18	5350	5802	345	345	0	810	810	0	654	636	2	661	648	3	1355	1387	5	240	240	0	680	-00	2 670	2 670
19	5500	5950	345	345	0	810	810	0	684	725	2	661	684	3	1473	1407	5	240	240	0	722	-01	2 818	2 816
20	5350	5850	345	345	0	810	810	0	663	663	2	661	661	3	1391	1391	5	240	240	0	693	00	2 715	2 715
21	5150	5539	345	345	0	810	810	0	601	540	2	661	648	3	1142	1214	5	240	240	0	607	-02	2 404	2 402
22	4900	5191	345	345	0	810	810	0	535	540	2	651	618	3	880	908	5	240	240	0	523	-01	2 066	2 065
23	4550	4865	345	345	0	810	810	0	434	415	2	543	523	3	765	802	5	240	240	0	457	-02	1 742	1 740
24	4200	4536	345	345	0	810	810	0	335	335	2	429	429	3	650	650	5	240	240	0	399	00	1 414	1 414

ПРИЛОЖЕНИЕ В
(справочное)

Перспективная схема ОЭС Беларуси на 2020 год с СКРМ

ПЕРСПЕКТИВНАЯ СХЕМА ОЭС БЕЛАРУСИ НА 2020 ГОД С СКРМ

Объект	СКРМ	Срок ввода
Схема выдачи Белорусской АЭС		
ПС 330 кВ Поставы	УШР 180 Мвар	2017 г. (введен)
БАЭС	УШР 180 Мвар	2018 г.
БАЭС	УШР 180 Мвар	2019 г.
Итого:	540 Мвар	
Дополнительные СКРМ		
ПС 330 кВ Сморгонь	РШ 30 Мвар	1 кв. 2019 г.
ПС 330 кВ Лида	РШ 2х30 Мвар	2019 г.
ПС 330 кВ Калийная	РШ 30 Мвар	1 кв. 2019 г.
ПС 330 кВ Мозырь	РШ 2х20 Мвар	2019 г.
ПС 330 кВ Столбцы	РШ 20 Мвар	2018 г.
	РШ 20 Мвар	2020 г.
ПС 330 кВ Микашевичи	РШ 20 Мвар	2021 г.
ПС 330 кВ Россь	УШР 180 Мвар	2020 г.
Итого:	400 Мвар	
Всего:	**940 Мвар**	



ПРИЛОЖЕНИЕ Г
(справочное)

Минимально допустимые уровни напряжения в аварийных режимах на шинах 750-220 кВ объектов ОЭС Беларуси

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер – главный диспетчер
РУП «ОДУ»
Д.В. Ковалев
«____» _____ 2012г.

Минимально допустимые уровни напряжения в аварийных режимах на шинах 750-220 кВ объектов ОЭС Беларуси, находящихся в ведении ДД ОДУ Беларуси, определяемые условиями статической устойчивости ОЭС Беларуси и узлов нагрузки.

№ п/п	Наименование объекта	U ном, (кВ)	U min, (кВ)
1	ЛУКОМЛЬСКАЯ ГРЭС	330	325
2	ПС 750 кВ БЕЛОРУССКАЯ	750	710
		330	320
3	БЕРЕЗОВСКАЯ ГРЭС	330	315
		220	220
4	ПС 330 кВ ВИТЕБСК	330	320
5	ПС 330 кВ ПОЛОЦК	330	320
6	ПС 330 кВ ОРША	330	320
7	ПС 330 кВ МОГИЛЕВ	330	320
		220	220
8	ПС 330 кВ МОГИЛЕВ СЕВ.	330	320
9	ПС 330 кВ КРИЧЕВ	330	315
10	ПС330 кВ МИРАДИНО	330	320
11	ПС 330 кВ ГОМЕЛЬ	330	315
12	ПС 330 кВ ГОМСЕЛЬМАШ	330	315
13	ПС 330 кВ ЖЛОБИН ЗАП.	330	315
14	ПС 330 кВ ЖЛОБИН	330	315
15	ПС 330 кВ МОЗЫРЬ	330	315
16	ПС 330 кВ БРЕСТ-1	330	315
17	СВЕТЛОГОРСКАЯ ТЭЦ	220	215

№ п/п	Наименование объекта	U ном, (кВ)	U min, (кВ)
18	МИНСКАЯ ТЭЦ-4	330	320
19	ПС 330 кВ МИНСК СЕВЕРНАЯ	330	315
20	ПС 330 кВ МИНСК ВОСТОЧНАЯ	330	315
21	МИНСКАЯ ТЭЦ-5	330	320
22	ПС 330 кВ КОЛЯДИЧИ	330	315
23	ПС 330 кВ БОРИСОВ	330	320
24	ПС 330 кВ МОЛОДЕЧНО	330	320
25	ПС 330 кВ СЛУЦК	330	315
		220	215
26	ПС 330 кВ БАРАНОВИЧИ	330	320
		220	215
27	ПС 330 кВ МИКАШЕВИЧИ	330	315
		220	220
28	ПС 330 кВ ГРОДНО	330	320
		220	220
29	ПС 330 кВ ЛИДА	330	320
30	ПС 330 кВ СМОРГОНЬ	330	315
31	ПС 330 кВ РОССЬ	330	315
		220	215
32	ПС 330 кВ ГРОДНО ЮЖНАЯ	330	315
		220	215

Начальник СР_____А.А. Драгун

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
(справочное)

Характеристики располагаемой реактивной мощности генераторов Березовской ГРЭС

Дзяржаўнае вытворчае аб'яднанне
электраэнергетыкі «Белэнерга»

БРЭСЦКАЕ РЭСПУБЛІКАНСКАЕ УНІТАРНАЕ
ПРАДПРЫЕМСТВА ЭЛЕКТРАЭНЕРГЕТЫКІ
«БРЭСТЭНЕРГА»
(РУП «Брэстэнерга»)

вул. Варонскага, 13/1, 224030, г. Брэст
Рэспубліка Беларусь
тэл. прыемнай: (0162) 27 13 59, 27 15 59
факс: (0162) 21 84 90, 27 14 32, тэл. (0162) 27 13 09
e-mail: box@brestenergo.by
р/р 3012125080019 у Рэгіянальнай дырэкцыі № 100
ААТ «БПС-Сбербанк», код 153001369, УНП 200050653

Государственное производственное объединение
электроэнергетики «Белэнерго»

БРЕСТСКОЕ РЕСПУБЛИКАНСКОЕ УНИТАРНОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ
«БРЕСТЭНЕРГО»
(РУП «Брестэнерго»)

ул. Воровского, 13/1, 224030, г. Брест
Республика Беларусь
тел. приемной: (0162) 27 13 59, 27 15 59
факс: (0162) 21 84 90, 27 14 32, тел.(0162) 27 13 09
e-mail: box@brestenergo.by
р/с 3012125080019 в Региональной дирекции № 100
ОАО «БПС-Сбербанк», код 153001369, УНП 200050653

16.05.2013 № 16/56

На № _____ ад _____

И.о. генерального директора
РУП «ОДУ»
Ковалеву Д.В.

О реактивной мощности

Предоставляем характеристики располагаемой реактивной мощности генераторов Березовской ГРЭС в изменение письма РУП «Брестэнерго» №201\056ф от 25.05.2005.

Генератор №1

P	МВт	160	150	130	120	90	60	0
- Q	МВАр	-52	-55	-60	-62	-65	-70	-70
+ Q	МВАр	100	105	105	115	120	123	125

Ограничитель развозбуждения настроен на Q не менее – 50 МВАр.

Генераторы № 3, 4, 6

P	МВт	150	143	135	120	90	60	0
- Q	МВАр	-27	-32	-35	-41	-50	-54	-54
+ Q	МВАр	90	96	100	108	120	130	135

При активной мощности более 150 МВт, генерация реактивной мощности определяется током статора. Потребление реактивной мощности для данного режима не предусмотрено СТП 09110.45.501 – 06 «Типовая инструкция по эксплуатации генераторов на электростанциях».

Генераторы 4Г-1, 4Г-2, 3Г-1, 3Г-2

P	МВт	30	25	20	15	10	5	0
- Q	МВАр	- 3	- 8	- 8	- 8	- 8	- 8	- 8
+ Q	МВАр	0	18	22	24	25	26	26

Ограничитель развозбуждения настроен на Q от - 2 до +10МВар.

Главный инженер С.В.Леоновец

16 Музыка 2262

РУП «ОДУ»
Вх. № 200-445
16 05 13

16

РУП «БРЕСТЭНЕРГО»

ул. Воровского, 13/1 г. Брест
224600 Республика Беларусь

факс (0162) 218490, тел. (0162) 271359, телетайп 229150 «КОНУС»

ФАКСИМИЛЬНОЕ СООБЩЕНИЕ

Дата 07.08.2006г

Исх. № 201/100ф

Кол-во листов 1

На № 10/2296 от 28.07.06

Главному инженеру –
главному диспетчеру
РУП «ОДУ»
Кушнерову В.В.

Предоставляем информацию по ограничениям реактивной мощности генерирующего оборудования Березовской ГРЭС:

- по генераторам ГТУ из-за конструктивных особенностей системы возбуждения: ограничитель может быть настроен на одну точку - на максимальную активную мощность генератора, и при этой нагрузке реактивная мощность может изменяться от –2 до +10 МВАр. Система возбуждения настроена РУП «БелТЭИ» на основании руководства по эксплуатации генератора. Также следует отметить, что на генераторе отсутствует непосредственное измерение тока ротора. Для оценки величины тока ротора используется ток возбуждения возбудителя;
- на блоках ст. № 5, 6 анцалфа трансформатора (ПБВ) настроена для работы на сетевой транзит и находится в 5 положении. Система автоматического регулирования настроена на максимальное напряжение статора 19,8 кВ. При данном коэффициенте трансформации трансформатора блок может быть загружен не более 60-65 МВАр при активной мощности 80 МВт;
- генераторы блоков ст. №3, 4 ограничиваются предельным током ротора, и при нагрузке 165МВт реактивная мощность может быть не более 75 МВАр;
- для генератора блока ст. №2 из-за критического состояния плотности прессовки активной стали вдоль расточки не рекомендуется маневренный режим работы и режим потребления реактивной мощности. Документ: «Протокол тех. обследования состояния изоляции и прессовки активной стали генератора №2 в период капремонта». БЭРН, 2001 год;
- для генератора блока ст. №5 из-за ненадежного состояния активной стали ограничено потребление реактивной мощности до –25МВАр. Документ: «Отчет по испытаниям на нагрев». БЭРН, 1995 год.

Следует также отметить, что персоналом ГРЭС выдерживаются параметры по выдаче реактивной мощности ниже граничных, чтобы исключить перегрузку оборудования и предупредить работу сигнализации и автоматики.

И.о. главного инженера А.И.Медников

Музыка, 362

РУП «ОДУ»
Уеаходны № 30/210-213
«07» 08 2006 г.

17

«Утверждаю»
Главный инженер
Берёзовской ~~ГРЭС~~
~~_____~~ В.Н.Радченко
«01» апреля 2014г
Зам. гл. инженера А.А. Чибук

Допустимые режимы работы генераторов блока №7 БГРЭС

1. **Генератор газовой турбины 7Г.**

P, МВт	10	50	100	150	200	250	300
Перевозбуждение, МВар	255	250	245	235	215	195	150
Недовозбуждение, МВар	-145	-140	-135	-130	-120	-110	-90

2. **Генератор паровой турбины 7Г-1.**

P, МВт	10	30	50	70	90	110	130	141
Перевозбуждение, МВар	132	128	124	120	112	104	92	88
Недовозбуждение, МВар	-76	-80	-84	-80	-76	-68	-56	-44

Допускается длительная работа блока ПГУ-427МВт БГРЭС при следующих уровнях напряжений на выводах генераторов газовой и паровой турбин, а также в системе собственных нужд 6кВ:

Напряжение	7Г	7Г-1	Система С.Н.
$U_{макс}$, кВ	21,0 -5%	14,5	6,6
$U_{ном}$, кВ	20,0	13,8	6,3
$U_{мин}$, кВ	19,0 * -5%	13,1 * -5%	5,7

Данные режимы приведены на основании диаграмм мощности и требований заводов-изготовителей оборудования.

Заместитель начальника ЭЦ по ПГУ-427МВт — А.С. Царюк

Начальник ЭЦ — С.Е. Омельянович

ПРИЛОЖЕНИЕ Е
(справочное)

Диаграммы мощности ТЭЦ-5

ТЭЦ

ТЭЦ-5
Бл. 1

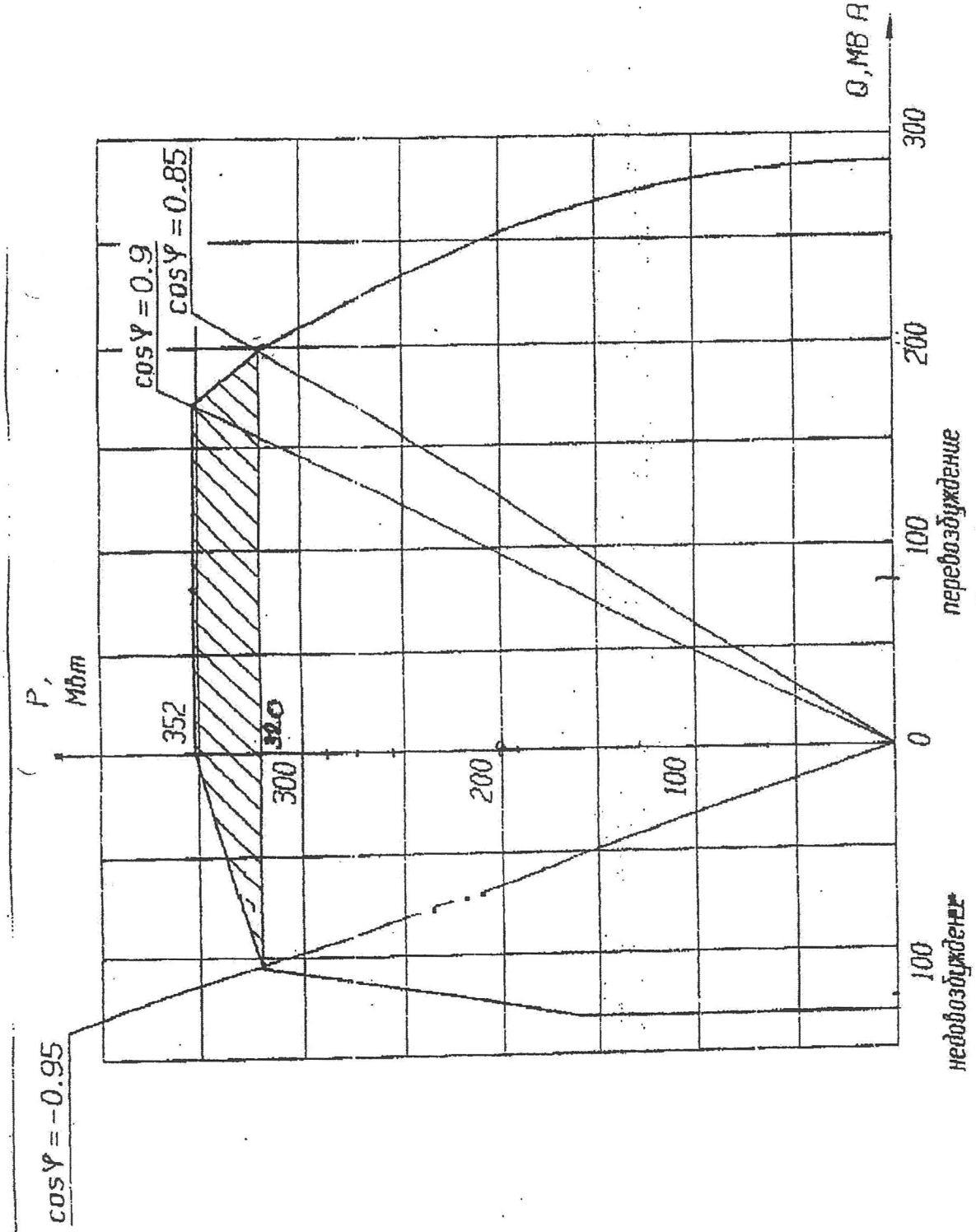


Рис. 1

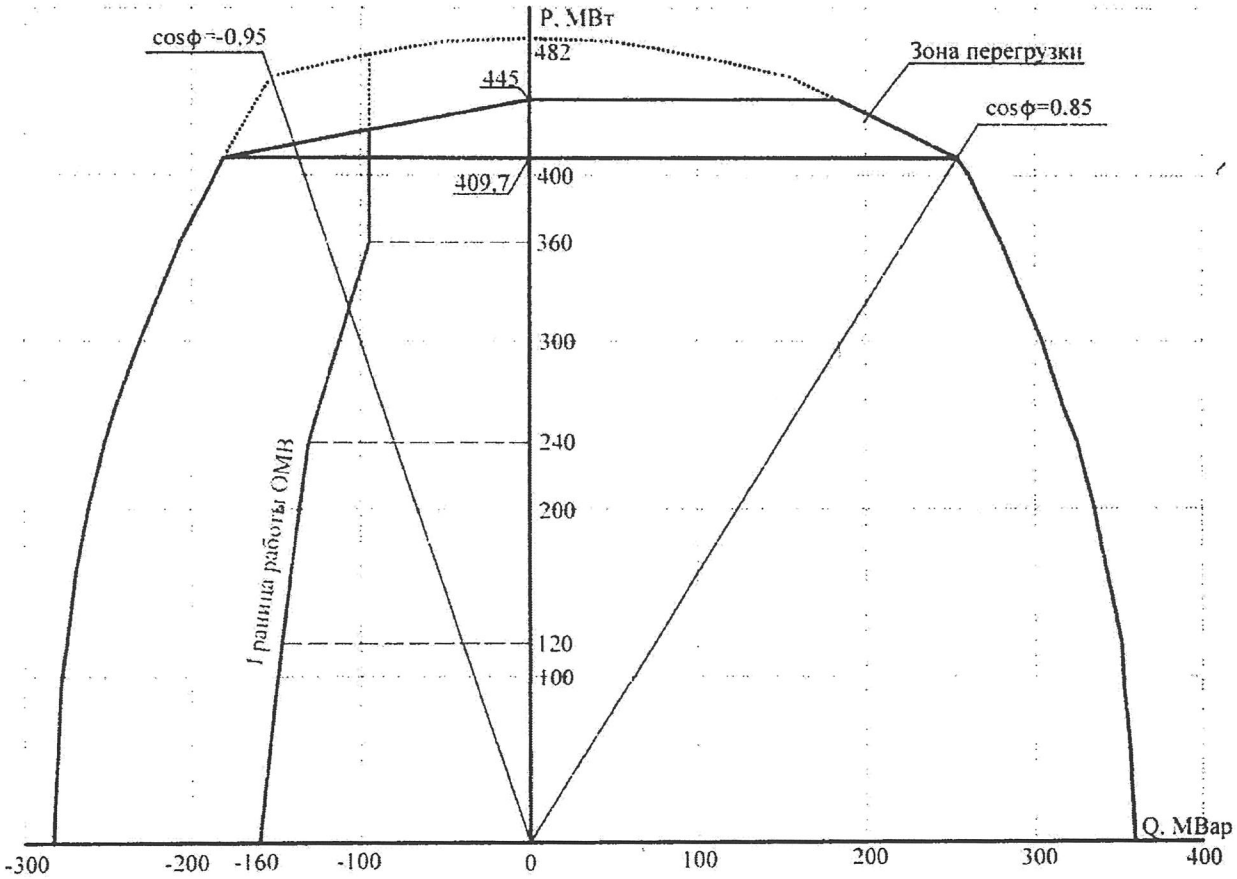
Диаграмма мощности т/г Т3В-320-2У3

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер ТЭЦ-5
_____ В.А. Дегтярев
«22» 05 _____ 2016 г.

Диаграмма допустимых нагрузок генератора ТГ-2 и работы ОМВ

Таблица уставок ОМВ

P		Q	
МВт	%	МВар	%
0	0	-160	-33.2
120	25	-147	-30.6
240	50	-131	-27.2
360	75	-95	-19.8
482	100	-95	-19.8



Начальник ЭЦ Ю.Н. Жирков

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж
(справочное)

Графики допустимой отрицательной реактивной мощности и диаграммы мощности ТЭЦ-4

Графики
допустимой отрицательной реактивной мощности

ТЭЦ-4

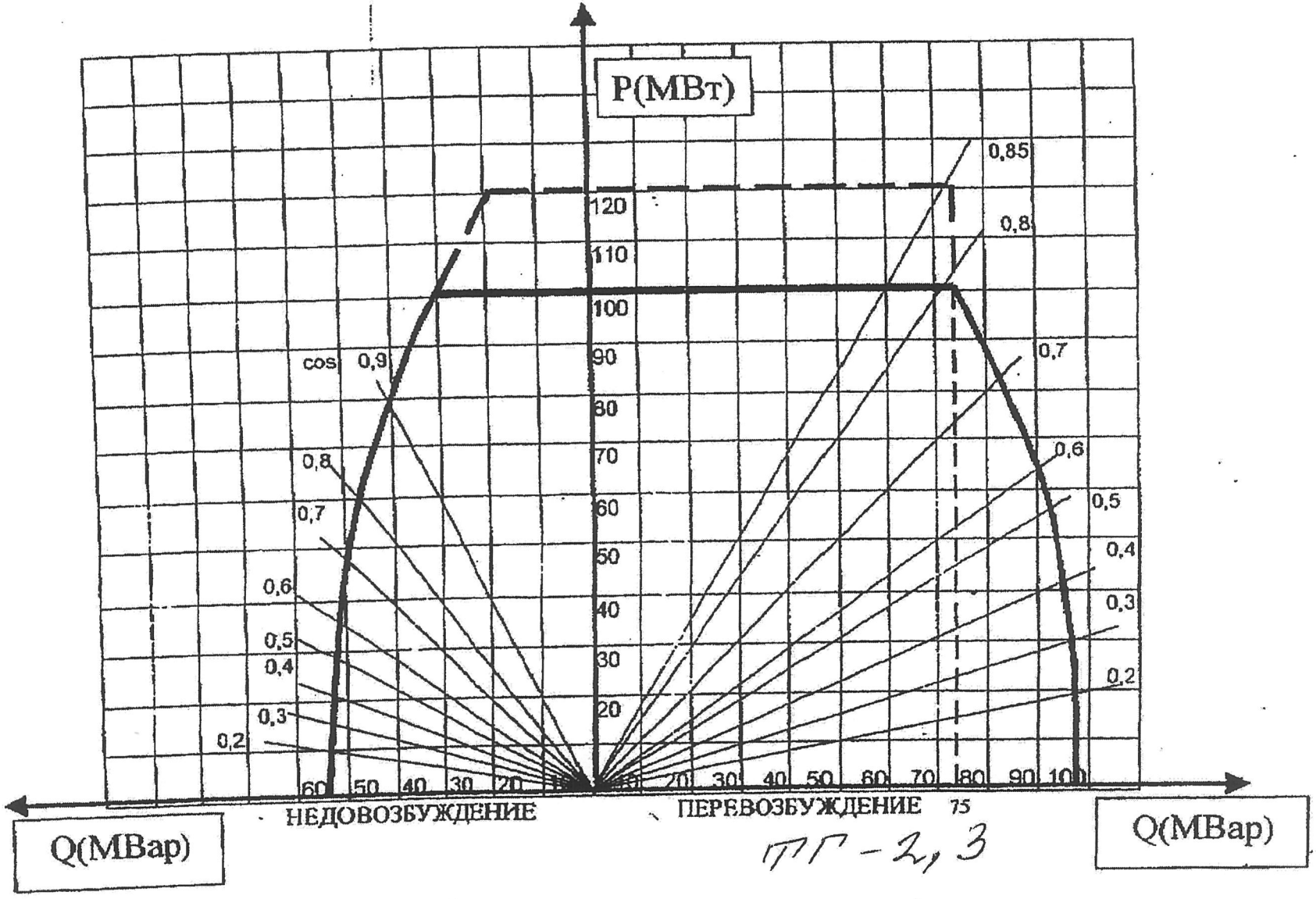
1 ГТ ТВФ-63-2 Рн = 60 мВт								
РмВт	60	50	40	30	20	10	0	
Qдопуст.завод.	-9	-20	-27	-32	-35	-36	-37	
Qдоп.с учетом работы ОМВ	-7,6	-17	-23	-27	-30	-30,6	-31,4	

2ГТ (3ГТ) ТВФ-120-2 Рн = 120 мВт								
РмВт	120	100	80	60	40	20	10	0
Qдопуст.завод	0	-30	-40	-47	-52	-53	-53	-53
Qдоп.с учетом работы ОМВ	0	-25	-34	-40	-44	-45	-45	-45

4ГТ (5ГТ) ТВВ-320-У3 Рн = 320 мВт								
РмВт	300	270	240	200	150	100	50	0
Qдопуст.завод.	-55	-85	-105	-120	-126	-127	-128	-128
Qдоп.с учетом работы ОМВ	-47	-72	-90	-102	-107	-108	-108	-108

6ГТ ТВВ-320-У3 Рн = 320 мВт								
РмВт	300	270	240	200	150	100	50	0
Qдопуст.завод.	-110	-120	-125	-130	-138	-148	-150	-150
Qдоп.с учетом работы ОМВ	-93	-102	-106	-110	-117	-125	-127	-127

Для запрета работы ТГ в режиме недовозбуждения в зоне недопустимых отрицательных реактивных мощностей, ОМВ настроен на вступление в работу раньше на 15% т.к. коэф. усиления ОМВ имеет конечную величину, а также возможно отклонение в работе ОМВ при разных условиях работы и учитывая что кривая ОМВ не повторяет кривую диаграммы допустимых отрицательных Q, предоставленных заводом изготовителем.


P(МВт)
120
110
100
90
80
70
60
50
40
30
20
cos
0,9
0,8
0,7
0,6
0,5
0,4
0,3
0,2
0,85
0,8
0,7
0,6
0,5
0,4
0,3
0,2
60
50
40
30
20
20
30
40
50
60
70
80
90
100
НЕДОВОЗБУЖДЕНИЕ
ПЕРЕВОЗБУЖДЕНИЕ
75
Q(MBap)
Q(MBap)

ТГ-2, 3

Таб-4

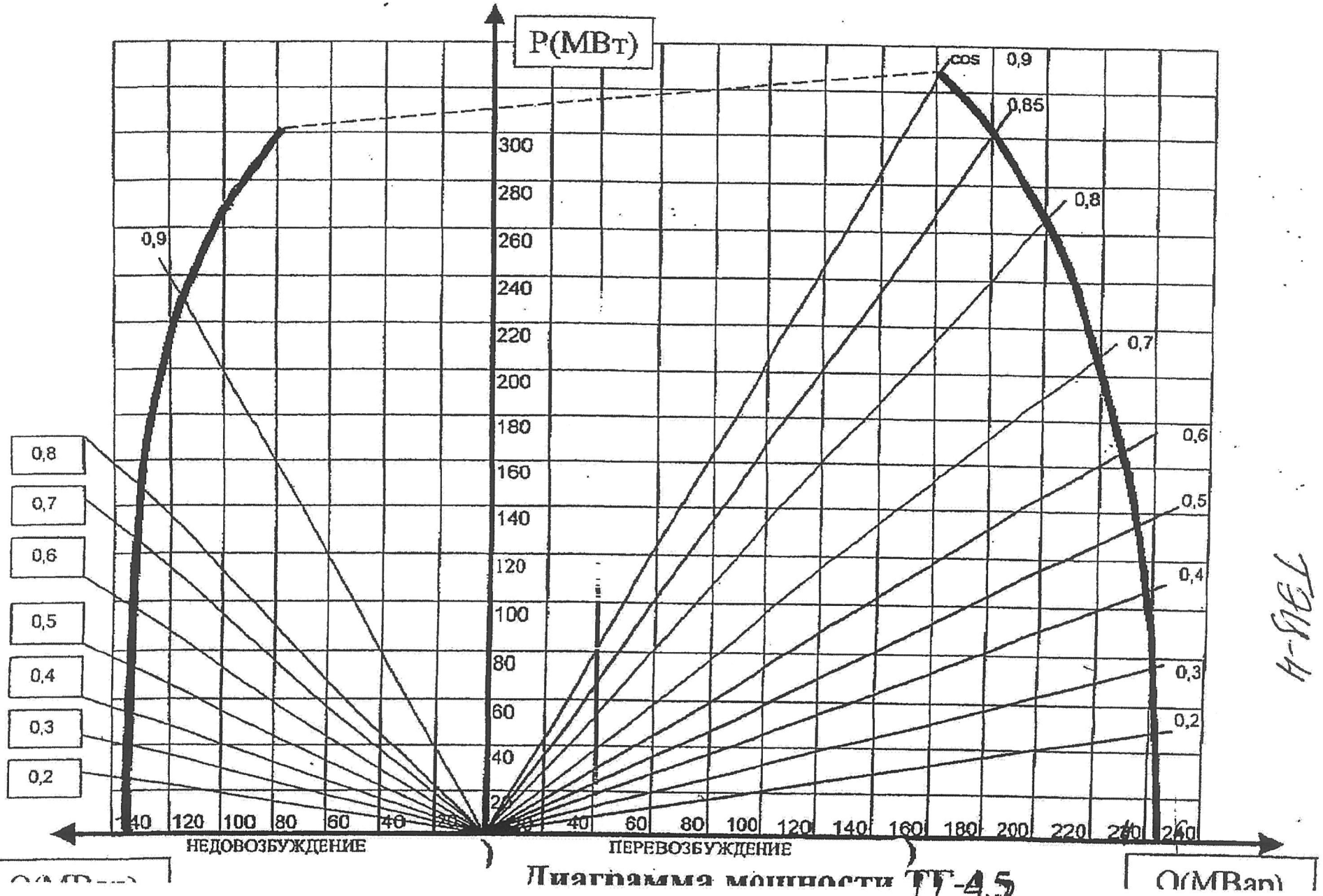
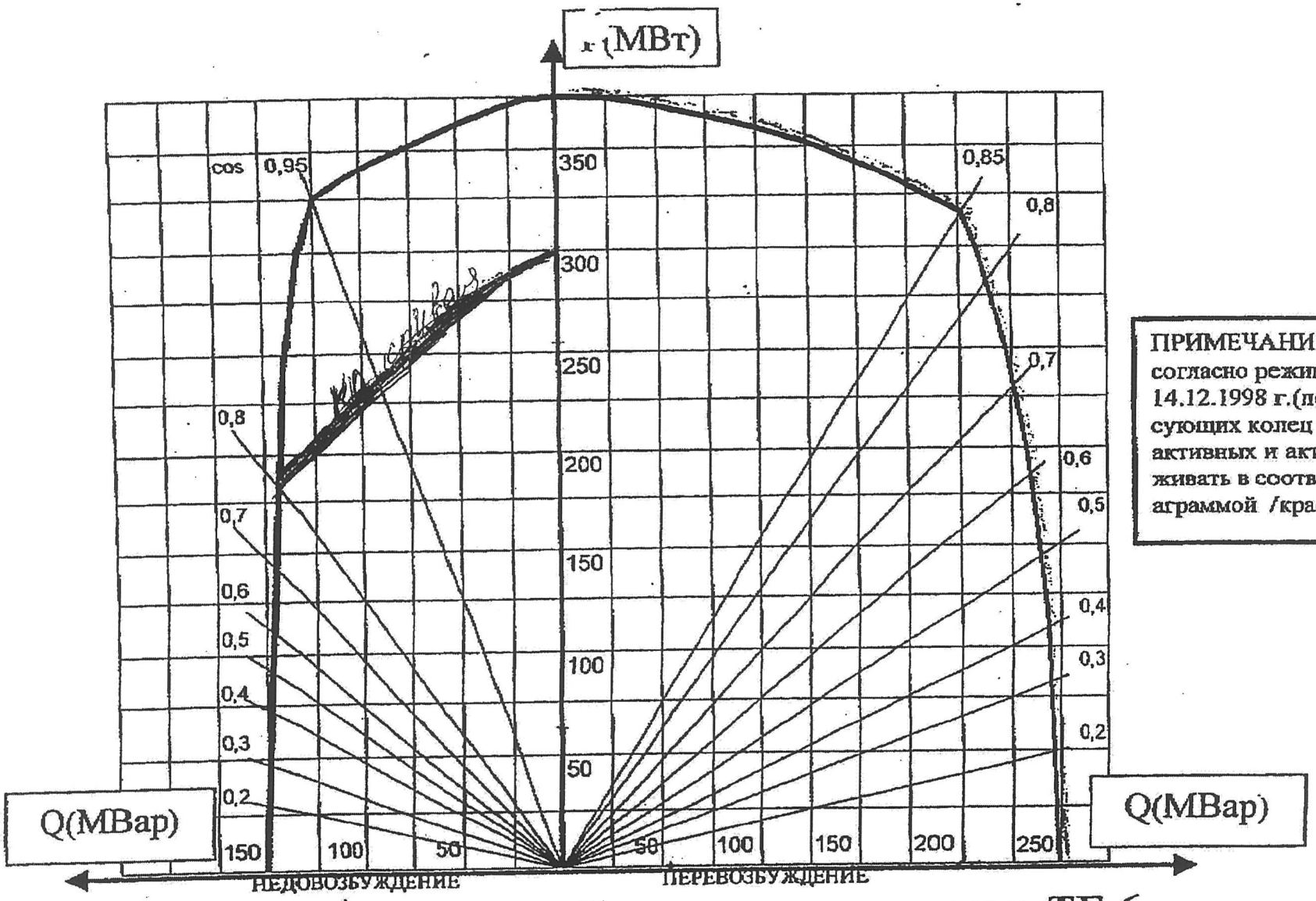


Диаграмма мощности ТГ-4,5

Таб-4



ПРИМЕЧАНИЕ:
согласно режимному указанию от 14.12.1998 г.(по условию нагрева прессующих колец на ТГ-6) диапазон реактивных и активных нагрузок выдерживать в соответствии с данной диаграммой /красная кривая/.

Диаграмма мощности ТГ-6

ТГ-4

ПРИЛОЖЕНИЕ И
(справочное)

Диаграммы мощности ТЭЦ-26

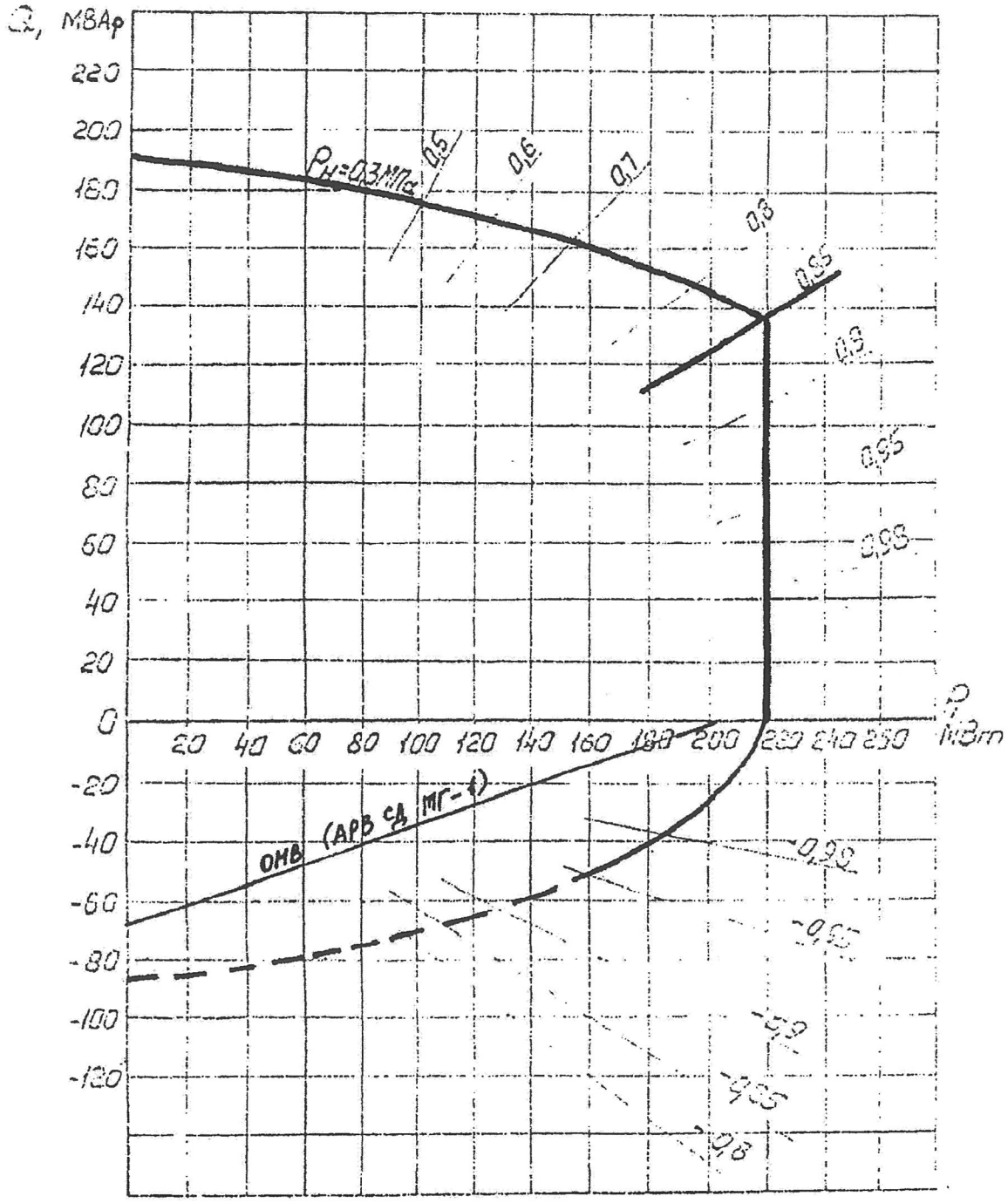


Диаграмма мощности (ТГ-1)

7.214-26

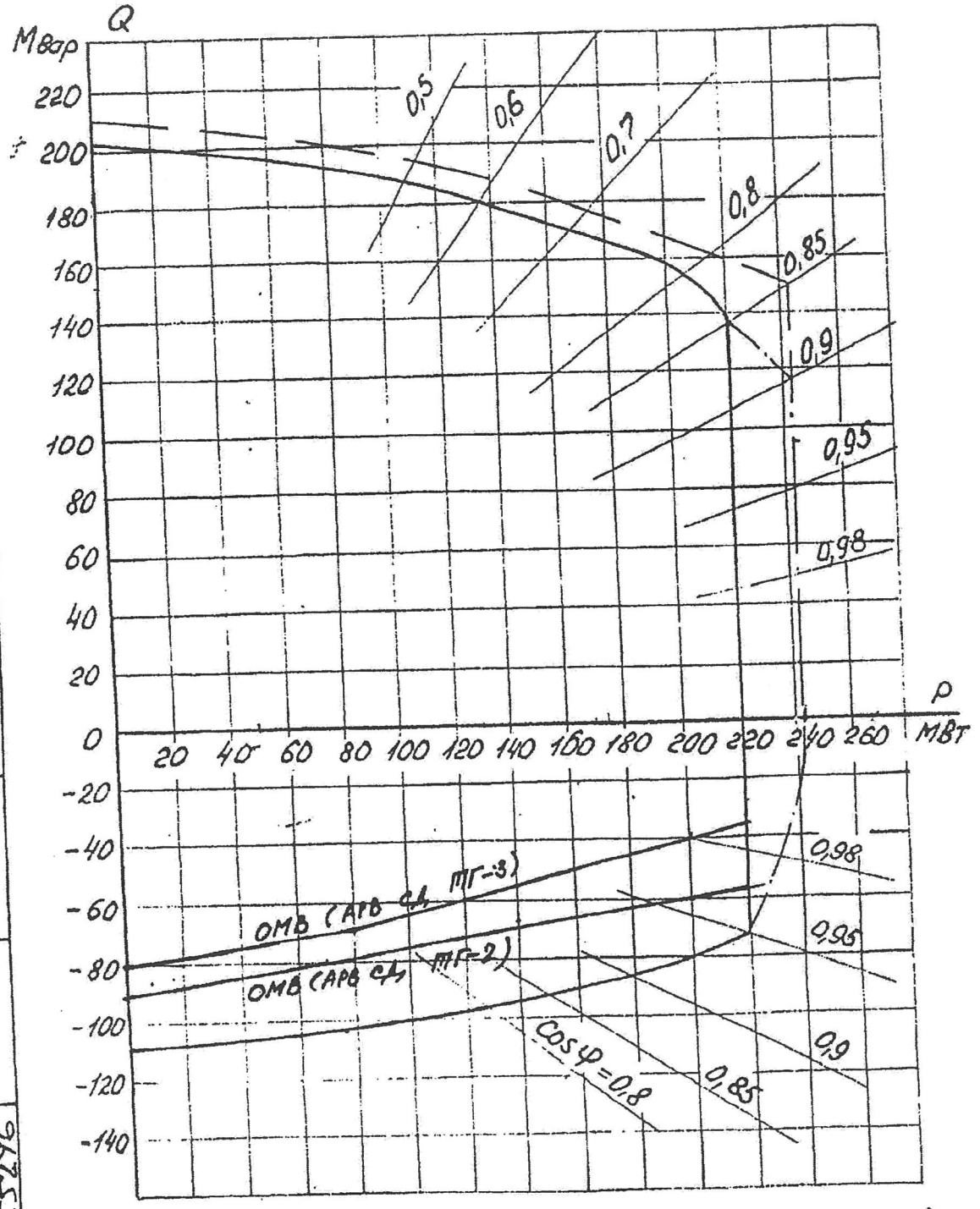


Диаграмма мощности (ТГ-2,3)

——— при температуре охлаждающей воды +33°С и избыточном давлении водорода 0,2-0,3 МПа

—·— при температуре охлаждающей воды +33°С и избыточном давлении водорода 0,3-0,4 МПа

— — — при температуре охлаждающей воды +20°С и избыточном давлении водорода 0,3-0,4 МПа

Взам. инв. №	2 552246
Подпись и дата	17.06.88
Инв № подл.	2552246

ПТХ 14П 150

ТЭЦ-26

ПРИЛОЖЕНИЕ К
(справочное)

Распределение нагрузок между энергоблоками БГРЭС

Распределение нагрузок между энергоблоками БГРЭС РУП "БЕЛТЭИ"

Выбор работающего оборудования | Редактор исходной информации

Энергоблок № 1

Котел №1
Котел №2
Турбина №1
ПСВ
Текущий состав энергоблоков

Энергоблок № 2

Котел №3
Котел №4
Турбина №2
Текущий состав энергоблоков

Энергоблок № 3

Nбл(бр) = 0 МВт
Nбл(нт) = 0 МВт
Котел №5
Dпе = 0 т/ч
КПД = 0 %
Вк = 0 т.у.т/ч
Котел №6
Dпе = 0 т/ч
КПД = 0 %
Вк = 0 т.у.т/ч
Турбина №3
Nпт = 0 МВт
Do = 0 т/ч
ПСВ
Qt = 0 Гкал/ч
Gсв = 0 т/ч
Tпс = 0 °С
Tос = 0 °С
Расход топлива
Вбл = 0 т.у.т/ч
bэ(нт) = 0 г.у.т/кВт ч
Конденсатор
Dк = 0 т/ч
Pк = 0 кПа
Wов = 0 т/ч
Tов = 0 °С
Текущий состав энергоблоков

Энергоблок № 4

Nбл(бр) = 0 МВт
Nбл(нт) = 0 МВт
Котел №7
Dпе = 0 т/ч
КПД = 0 %
Вк = 0 т.у.т/ч
Котел №8
Dпе = 0 т/ч
КПД = 0 %
Вк = 0 т.у.т/ч
Турбина №4
Nпт = 0 МВт
Do = 0 т/ч
ПСВ
Qt = 0 Гкал/ч
Gсв = 0 т/ч
Tпс = 0 °С
Tос = 0 °С
Расход топлива
Вбл = 0 т.у.т/ч
bэ(нт) = 0 г.у.т/кВт ч
Конденсатор
Dк = 0 т/ч
Pк = 0 кПа
Wов = 0 т/ч
Tов = 0 °С
Текущий состав энергоблоков

Энергоблок № 5

Котел №9
Котел №10
Турбина №5
ПСВ
Текущий состав энергоблоков

Энергоблок № 6

Котел №11
Котел №12
Турбина №6
Текущий состав энергоблоков

Энергоблок ПГУ 400 МВт

вкл

ПТ
Компрессор
ГТ
КУ
ГТУ

Текущий состав энергоблоков

Общестанционные параметры

№	Наименование	Разм.	Значение
1	T наружного воздуха	°С	5
2	P атмосферное	кПа	101
3	Влажность воздуха	%	50
4	T охлаждающей воды	°С	15
5			0,00
6			0,00
7			0,00

Текущий состав энергоблоков

Электрическая мощность станции

Мин **Макс**

Удельный расход топлива на отпуск э/э

Март 2019

Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс
25	26	27	28	1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	31
1	2	3	4	5	6	7

Сегодня: 13.03.2019

Сохранить исходные данные в БД

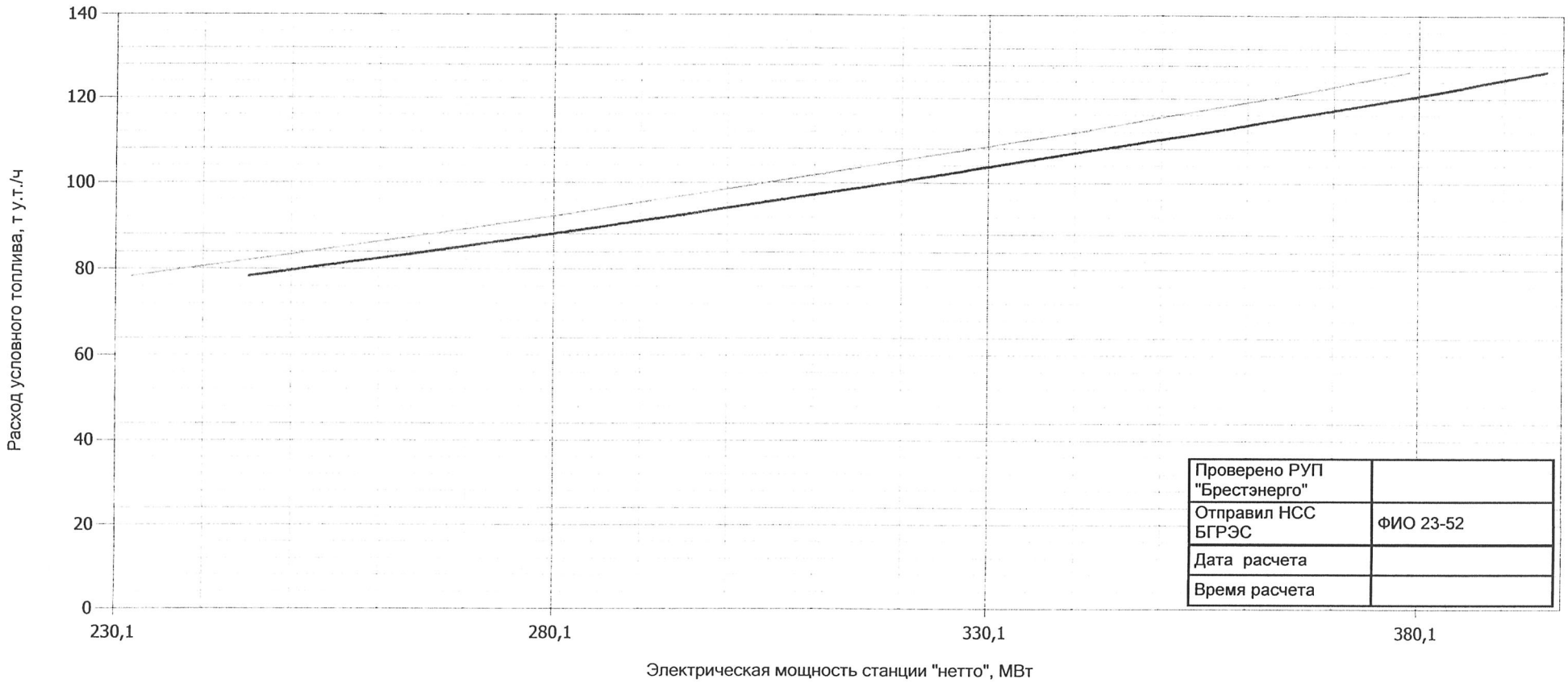
Начать расчет

ENG 9:22 13.03.2019

ПРИЛОЖЕНИЕ Л
(справочное)

Эквивалентная энергетическая характеристика Березовской ГРЭС при текущем составе энергоблоков

Эквивалентная энергетическая характеристика Березовской ГРЭС при текущем составе энергоблоков



Проверено РУП "Брестэнерго"	
Отправил НСС БГРЭС	ФИО 23-52
Дата расчета	
Время расчета	

Nст, МВт	Nстнт, МВт	Вст, ту.т./ч	Nбл1, МВт	Вбл1, ту.т./ч	Nбл2, МВт	Вбл2, ту.т./ч	Nбл3, МВт	Вбл3, ту.т./ч	Nбл4, МВт	Вбл4, ту.т./ч	Nбл5, МВт	Вбл5, ту.т./ч	Nбл6, МВт	Вбл6, ту.т./ч	Nбл7, МВт	Вбл7, ту.т./ч
245,3	232	78,3	0	0	0	0	113,5	38,89	118,5	39,37	0	0	0	0	0	0
250	236,6	79,6	0	0	0	0	113,5	38,89	123,1	40,68	0	0	0	0	0	0
255	241,6	81,0	0	0	0	0	113,5	38,89	128	42,09	0	0	0	0	0	0
260	246,5	82,3	0	0	0	0	113,5	38,89	133	43,45	0	0	0	0	0	0
265	251,4	83,7	0	0	0	0	113,5	38,89	137,9	44,83	0	0	0	0	0	0
270	256,4	85,1	0	0	0	0	113,5	38,89	142,8	46,23	0	0	0	0	0	0
275	261,3	86,5	0	0	0	0	118,4	40,3	142,8	46,23	0	0	0	0	0	0
280	266,2	88,0	0	0	0	0	123,4	41,76	142,8	46,23	0	0	0	0	0	0
285	271,2	89,5	0	0	0	0	128,3	43,23	142,8	46,23	0	0	0	0	0	0
290	276,1	91,0	0	0	0	0	128,3	43,23	147,8	47,72	0	0	0	0	0	0
295	281,1	92,5	0	0	0	0	133,3	44,73	147,8	47,72	0	0	0	0	0	0

300	286	94,0	0	0	0	0	133,3	44,73	152,8	49,23	0	0	0	0	0	0
305	290,9	95,5	0	0	0	0	133,3	44,73	157,7	50,75	0	0	0	0	0	0
310	295,9	97,1	0	0	0	0	138,2	46,31	157,7	50,75	0	0	0	0	0	0
315	300,8	98,7	0	0	0	0	138,2	46,31	162,5	52,35	0	0	0	0	0	0
320	305,7	100,3	0	0	0	0	143,2	47,94	162,5	52,35	0	0	0	0	0	0
325	310,7	101,9	0	0	0	0	148,1	49,59	162,5	52,35	0	0	0	0	0	0
330	315,5	103,6	0	0	0	0	153	51,25	162,5	52,35	0	0	0	0	0	0
335	320,4	105,3	0	0	0	0	153	51,25	167,4	54,04	0	0	0	0	0	0
340	325,3	106,9	0	0	0	0	153	51,25	172,3	55,64	0	0	0	0	0	0
345	330,2	108,5	0	0	0	0	153	51,25	177,2	57,27	0	0	0	0	0	0
350	335,1	110,1	0	0	0	0	153	51,25	182,1	58,89	0	0	0	0	0	0
355	340	111,8	0	0	0	0	153	51,25	187	60,53	0	0	0	0	0	0
360	344,9	113,6	0	0	0	0	157,8	53,03	187	60,53	0	0	0	0	0	0
365	349,7	115,3	0	0	0	0	162,7	54,81	187	60,53	0	0	0	0	0	0
370	354,6	117,1	0	0	0	0	167,6	56,56	187	60,53	0	0	0	0	0	0
375	359,5	118,8	0	0	0	0	172,5	58,31	187	60,53	0	0	0	0	0	0
380	364,4	120,6	0	0	0	0	177,4	60,05	187	60,53	0	0	0	0	0	0
385	369,3	122,5	0	0	0	0	182,3	61,94	187	60,53	0	0	0	0	0	0
388	372,2	123,7	0	0	0	0	185,1	63,18	187	60,53	0	0	0	0	0	0
393	377	125,6	0	0	0	0	185,1	63,18	191,9	62,45	0	0	0	0	0	0
395	378,9	126,4	0	0	0	0	185,1	63,18	193,8	63,23	0	0	0	0	0	0

ПРИЛОЖЕНИЕ М
(справочное)

Пусковые и маневренные характеристики турбин электростанций

Пусковые и маневренные характеристики турбин электростанций

№ п/п	Наименование станции	Станционный номер агрегата	Тип агрегата	Мощность агрегата, МВт		Скорость нагр/разгр., МВт/мин	Время на расконсервацию., час	Время от подачи диспетчерской команды, мин.																Расход топлива на пуск, т.у.т.			
								До начала предпуск. операций				До толчка ротора ТГ				До синхронизации ТГ				До полной нагрузки ТГ				после простоя, час			
								после простоя, час				после простоя, час				после простоя, час				после простоя, час							
				ном	мин			6-8	18-20	30-40	хол. сост.	6-8	18-20	30-40	хол. сост.	6-8	18-20	30-40	хол. сост.	6-8	18-20	30-40	хол. сост.	6-8	18-20	30-40	хол. сост.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
1	Минская ТЭЦ-4	ст.№ 1	ПТ-60-130	60	35	1/4	0	0	0	0	0	60	90	90	210	70	105	120	330	120	165	240	540	12	13	14	16
		ст.№ 2-3	Т-110-130	110	60	1/2	6	0	0	0	0	60	90	90	270	75	110	135	390	135	240	315	600	21	23	25	28

Примечание: данные по техническому минимуму ТЭЦ-4 РУП "Минскэнерго" не представлены, использованы ранее направленные данные.

2	Минская ТЭЦ-3	ст.№ 5	ПТ-60-130	60	30	2-3	0	60	60	60	60	70	70	80	140	90	100	110	252	150	170	210	440	6	8,2	8,2	15
		ст.№ 6	ПТ-60-130	60	25	4-5	0	60	60	60	60	70	70	80	140	90	100	110	252	150	[illegible]	210	440	6	8,2	8,2	15
		ст.№ 8	Т-100-130	100	42	0,7-1,5/ 1-1,5	0	60	60	60	60	70	70	80	120	85	95	110	200	155	220	260	470	8	11	11	20
3	Новополоцкая ТЭЦ	ст. № 1-2	ПТ-60-130	60	15	1,3/2(авар)	0	40	50	60	90	85	120	150	210	115	165	215	355	160	245	330	530	4,5	7	9,3	15
		ст.№ 4, 7	Р-50-130	50	15	1,3/2(авар)	0	30	45	60	90	60	100	140	200	70	120	175	290	135	215	295	470	4,3	6,9	9,4	15
		ст.№ 6	ПТ-50-130	50	15	1,3/2(авар)	0	40	50	60	90	70	105	140	210	90	130	170	375	160	230	295	505	4,8	6,7	8,8	15
4	Светлогорская ТЭЦ	ст.№ 1	Р-15-90/10	15	7	2	6	10	10	10	120	40	40	50	190	70	80	130	260	180	220	400	600	8	9,3	9,8	15
		ст.№ 3	ТР-16-10	16	7	2	3	10	10	10	120	90	90	110	240	90	155	140	340	210	315	440	530	8	9,3	9,8	15
		ст.№ 4	Т-14/25-10	14	10	2	3	10	10	10	120	90	90	110	210	90	155	130	340	210	315	440	530	8	9,3	9,8	15
		ст.№ 5	ПТ-60/130	60	22	2	1	10	10	10	120	90	90	110	240	90	130	130	470	150	230	340	830	8	9,3	9,8	15
		ст.№ 6	Р-50-130	50	12	2	3	10	10	10	120	40	40	50	190	90	100	135	330	150	200	235	510	8	9,3	9,8	15
5	Мозырская ТЭЦ	ст.№ 1	ПТ-70-130	70	30	2/5(авар)	24	10	10	10	10	100	130	190	270	210	260	350	475	335	385	475	600	10	12	17	17
		ст.№ 2	ПТ-135-130	118	60	2/5(авар)	24	10	10	10	10	100	130	190	270	130	210	305	385	240	415	540	620	10	15	20	20
6	Могилевская ТЭЦ-2	ст.№ 1	ПТ-65-130	60	20	1,3-2	3	15	15	15	15	90	90	90	185	125	130	150	380	170	235	275	560	6	9	12	19
		ст.№ 2	ПТ-50-130	50	25	0,5-1	3	15	15	15	15	90	90	90	185	140	150	185	350	210	230	340	550	6	7	10	18
		ст.№ 3	Т-50-130	50	20	0,5-1	3	15	15	15	15	90	90	100	185	140	150	185	410	210	230	340	670	6	7	10	25
		ст.№ 4	Р-50-130	50	5	1	3	15	15	15	15	75	70	85	180	140	150	165	325	220	240	275	475	6	7	9	16
		ст.№ 5	ПТ-135-130	135	45	1-1,5	3	20	20	20	20	115	120	130	205	175	200	230	345	275	310	370	555	15	18	22	34
7	Бобруйская ТЭЦ-2	ст.№ 1, 3	ПТ-60-130	60	15	1	10	50	50	50	55	40	40	115	150	75	115	220	300	120	220	385	480	4,5	6,5	11	16
		ст.№ 2	ПТ-60-130	60	18	1	10	50	50	50	55	40	40	115	150	75	115	220	300	120	220	385	480	4,5	6,5	11	16
8	Гродненская ТЭЦ-2	ст.№ 1	ПТ-70-130	70	23	2/3(авар)	4	---	---	---	---	75	90	---	400	105	130	---	350	165	210	---	705	6,1	10,3	---	15
		ст.№ 2	ПТ-70-12,8/1,27	70	21	2/3(авар)	4	---	---	---	---	75	90	---	400	105	130	---	350	165	210	---	705	6,1	10,4	---	15
		ст.№ 3	Р-50-130	50	12	1/6(авар)	4	---	---	---	---	75	90	---	480	120	130	---	210	180	200	---	640	6	10,3	---	15
		бл. №5	PG9171E(ГТ) HRSG-206-14,1-555/28-1,5-285 (КУ)	121,7	75/ 80(зима)	3/30 (авар)	-	---	---	---	---	240	240	---	240	270	270	---	270	360	360	---	280				3
		ГТУ-121,7		206	-	6	-	---	---	---	---	240	240	---	240	330	360	---	450	380	380	---	480				35,7

Примечание: Длительность этапов пусков и другие характеристики маневренности приведены ориентировочно, как типовые для данных типов агрегатов. Возможны расхождения с местными инструкциями. Пусковые и маневренные характеристики агрегатов будут уточняться после выполнения соотвествующих работ по замерам БЭРНом.

Пусковые и маневренные характеристики блоков электростанций

№ п/п	Наименование станции	Станционный номер агрегата	Тип агрегата	Мощность, МВт min	Мощность, МВт max	Скорость нагр/разгр., МВт/мин	Время на расконсервацию, час	Время от подачи диспетчерской команды: До начала предпуск.операций, после простоя, час 6-8	18-20	30-40	хол. сост.	До розжига котла/до толчка ротора ТГ, после простоя, час 6-8	18-20	30-40	хол. сост.	До синхронизации ТГ, после простоя, час 6-8	18-20	30-40	хол. сост.	До полной нагрузки блока, после простоя, час 6-8	18-20	30-40	хол. сост.	Расход топлива на пуск, т.у.т., после простоя, час 6-8	18-20	30-40	хол. сост.
1	2	3	4	5		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
1	Лукомльская ГРЭС	бл. 1,4	К-315-240	120	315	2/4-10	8	3	3	3	6	6 / 6ч 50	6 / 7ч 35	6 / 7ч 55	9 / 10ч15	7ч 10	7ч 55	8ч 20	12ч 10	8ч 40	11ч 55	12ч 20	17ч 10	99,8	149,5	159,6	195,5
		бл. 3	К-307-240	120	310	2/4-10	8	3	3	3	6	6 / 6ч 50	6 / 7ч 35	6 / 7ч 55	9 / 10ч15	7ч 10	7ч 55	8ч 20	12ч 10	8ч 40	11ч 55	12ч 20	17ч 10	99,8	149,5	159,6	195,5
		бл. 2	К-315-240	100	315*	2/4-10	8	3	3	3	6	6 / 6ч 50	6 / 7ч 35	6 / 7ч 55	9 / 10ч15	7ч 10	7ч 55	8ч 20	12ч 10	8ч 40	11ч 55	12ч 20	17ч 10	99,8	149,5	159,6	195,5
		бл. 5 - 8	К-300-240	120	300	2/4-10	8	3	3	3	6	6 / 6ч 50	6 / 7ч 35	6 / 7ч 55	9 / 10ч15	7ч 10	7ч 55	8ч 20	12ч 10	8ч 40	11ч 55	12ч 20	17ч 10	81,3	116,6	119,2	154,6

							До розжига ГТУ: Горячее сост. Тр^м цсд >200°С (8 часов)	Неостывшее сост. Трм цсд >200÷100°С (48 часов)	Холодное сост. Трм цсд <100°С (5 дней)	До синхронизации ГТУ: Горячее сост. Тр^м цсд >200°С (8 часов)	Неостывшее сост. Трм цсд >200÷100°С (48 часов)	Холодное сост. Трм цсд <100°С (5 дней)	До толчка ПГУ: Горячее сост. Тр^м цсд >200°С (8 часов)	Неостывшее сост. Трм цсд >200÷100°С (48 часов)	Холодное сост. Трм цсд <100°С (5 дней)	До синхронизации ПГУ: Горячее сост. Тр^м цсд >200°С (8 часов)	Неостывшее сост. Трм цсд >200÷100°С (48 часов)	Холодное сост. Трм цсд <100°С (5 дней)	До окончания прогрева ПГУ (Na ГТУ=110 МВт) (Na ПГУ=70 МВт): Горячее сост. Тр^м цсд >200°С (8 часов)	Неостывшее сост. Трм цсд >200÷100°С (48 часов)	Холодное сост. Трм цсд <100°С (5 дней)	До полной нагрузки: Горячее сост. Тр^м цсд >200°С (8 часов)	Неостывшее сост. Трм цсд >200÷100°С (48 часов)	Холодное сост. Трм цсд <100°С (5 дней)	Расход топлива на пуск, т.у.т.: Горячее сост. Трм цсд >200оС (8 часов)	Неостывшее сост. Трм цсд >200÷100оС (48 часов)	Холодное сост. Трм цсд <100оС (5 дней)
1	Лукомльская ГРЭС	бл. 9 ПГУ-427	ГТУ	70	286	13	0,5ч			1ч			-			-			-			1,5ч			5,0	
			Комбинированный цикл ГТУ+ПГУ	180	427	4-15	0,5ч	4ч	8,5ч	1ч	4,5ч	9,0ч	2,0ч	7,0ч	12,0ч	2,3ч	8,0ч	15,0ч	3,0ч	13,0ч	23ч	4,0ч	14,0ч	24,0ч	24,3	50,2	80,9

Примечание: для блока ПГУ-427 ст.№9 необходимая нагрузка ГТУ для прогрева ПГУ 60-110МВт;

* - Бл-2 - ограничение нагрузки до 305 МВт по ограничению давления пара в ПВД-7 "А".

2	Березовская ГРЭС	бл. 3,4	К-160-130	80	165	3	30	10мин	10мин	10мин	1ч	2ч 30/ 3ч40	3ч 30/ 5ч30	3ч 30/ 5ч30	4ч 20 / 5ч50	4ч 30	6ч 25	6ч 25	7ч 20	7ч	7ч 50	9ч 10	12ч	49,7	58,9	69,3	98,8
		бл. 3,4 ГТЭ-1,2	ГТЭ-25НГ80	12	22	6	24	10мин	10мин	10мин	10мин	2ч 10	2ч 10	2ч 10	2ч 10	2ч 40	2ч 40	2ч 40	2ч 40	2ч 45	2ч 45	2ч 45	2ч 45	0,8	0,8	0,8	0,8
		бл. 5	К-175/180-12,8	80	180	3,9/5,8	30	10мин	10мин	10мин	1ч	2ч 30/ 3ч40	3ч 30/ 5ч30	3ч 30/ 5ч30	4ч 20 / 5ч50	4ч 25	6ч 35	6ч 35	7ч 30	5ч 50	8ч 45	10ч 15	11ч 20	41,4	62,8	77,5	93
		бл. 5 ГТЭ-1,2	SGT-700	0,5	29,06	4,5	16	10мин	10мин	10мин	10мин	1ч 10	2ч 10	2ч 10	2ч 10	1ч 30	2ч 30	2ч 30	2ч 30	1ч 35	2ч 35	2ч 35	2ч 35	0,83	0,83	0,83	0,83
		бл.7 ПГУ-427	SGT5-4000F(ГТ) LZN 140-12,78/2,937/0,391 (ПТ)	110 70 (180)	141 286 (427)	8-12 2 (12-18)	0	3ч	3ч	3ч	3ч	3ч 30 / 5ч 30	3ч 30 / 6ч	3ч 30 / 6ч 30	3ч 30 / 7ч	6ч 30	9ч	12ч 30	19ч	8ч	10ч 30	14ч 30	21ч	25	50	50	75

Примечание: для энергоблока №5 Березовской ГРЭС в числителе указано время для летнего периода; в в знаменателе указано время для зимнего периода

* - работа в однокорпусном режиме

Для Березовской ГРЭС. 1) при простое энергоблока 10 суток и более, время до набора полной нагрузки увеличивается на 6 часов для проведения отмывки котлоагрегатов; 2) при простое энергоблоков ст.№3,4 более 2 месяцев время до набора полной нагрузки увеличивается на 1 час для проведения испытаний автоматов безопасности паровой турбины

Пусковые и маневренные характеристики блоков электростанций

№ п/п	Наименование станции	Станционный номер агрегата	Тип агрегата	Мощность, МВт		Скорость нагр/разгр., МВт/мин	Время на расконсервацию, час	Время от подачи диспетчерской команды																Расход топлива на пуск, т.у.т.			
								До начала предпуск.операций				До розжига котла/до толчка ротора ТГ, час				До синхронизации ТГ				До полной нагрузки блока				после простоя, час			
								после простоя, час				после простоя, час				после простоя, час				после простоя, час							
				min	max			6-8	18-20	30-40	хол. сост.	6-8	18-20	30-40	хол. сост.	6-8	18-20	30-40	хол. сост.	6-8	18-20	30-40	хол. сост.	6-8	18-20	30-40	хол. сост.
1	2	3	4	5		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
3	Минская ТЭЦ-3	бл.1 ПГУ-230 (222 МВт)	ПГУ-222	164/ 145*	222		-	30мин	30мин	30мин	30мин	3ч 30	3ч 30	3ч 30	8ч	3ч 55	3ч 55	4ч	8ч 35	4ч 50	5ч 30	6ч 20	11ч 30	13	17	24	24
			GT13E2	114/ 111	168,6	8/8	0	30мин	30мин	30мин	30мин	1ч 30	1ч 30	1ч 30	6ч	1ч 50	1ч 50	1ч 50	6ч 20	-	-	-	-	-	-	-	-
			Т-53/67-8,0 (если ГТУ в работе)	50/ 34	53	1-1,3/ 1-2	2	30мин	30мин	30мин	30мин	55 мин	1ч 30	1ч 30	-	1ч 20	1ч 55	2ч	-	2ч 15	3ч 30	4ч 20	-				
Примечание: технический минимум энергоблока ПГУ-230 - без включения БРОУ-2/с включением БРОУ-2 (протокол Минскэнерго от 25.05.2017).																											
4	Минская ТЭЦ-4	бл. 4-6	Т-250-240	150	250	1-2	0	---	---	---	---	4ч/5ч 10	4ч/5ч 10	6ч 30/ 8ч 50	10ч/12ч	5ч 30	7ч 10	9ч 20	15ч 10	6ч 30	10ч 40	11ч 50	18ч 40	96	119	135	154
Примечание: технический минимум энергоблоков ТЭЦ-4 РУП "Минскэнерго" не предоставлен, использованы ранее направленные данные.																											
5	ТЭЦ-5	бл.1*	ТК-330-240-3М	135	320	2-6	8,25	1 ч	2 ч	3 ч	4 ч 30	5 ч	6 ч	8 ч	10 ч 30	10 ч	11 ч	13 ч	18 ч 30	14 ч	15 ч	18 ч	26 ч 30	81,3	116,6	125,16	170,06
		бл.2	ПГУ399,6	200	399,6	18/8,5 ниже 200МВт 1/1	6	1 ч	2 ч	3 ч	4 ч	2ч	4ч	5ч	5ч	3ч	5 ч	6 ч	6 ч	10 ч	12 ч	13 ч	14 ч	90	122	122	153
			ГТУ М701F ПТ ТС2F-35.4		269,6 130																						
6	Гомельская ТЭЦ-2	бл. 1 - 3	Т-180/210-130	90/ 75***	180/ 210	2/3	3 - 16	10мин	10мин	10мин	10мин	50мин / 2ч	2ч40 / 5ч20	3ч / 5ч55	5ч / 8ч10	2ч 20	5ч 40	6ч 30	9ч 30	3ч 05	7ч 40	10ч 30	14ч 10	51,9	59,3	55,3	78,4

Примечание: Длительность этапов пусков и другие характеристики маневренности приведены ориентировочно, как типовые для данных типов агрегатов. Возможны расхождения с местными инструкциями. Пусковые и маневренные характеристики агрегатов будут уточняться после выполнения соответствующих работ по замерам БЭРНом

* - Для ТЭЦ-5 данные по энергоблоку ст №1 представлены исходя из условия, что ПРК находится в работе. В противном случае дополнительное время на растопку парового котла ПРК составит 3,5 часа

** - в числителе – при работе на мазуте или смеси «газ-мазут», в знаменателе – при работе на газе

ПРИЛОЖЕНИЕ Н
(справочное)

Факсимильное сообщение Березовская ГРЭС

БРЕСТСКОЕ РЕСПУБЛИКАНСКОЕ УНИТАРНОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ «БРЕСТЭНЕРГО»

ФИЛИАЛ РУП «БРЕСТЭНЕРГО»
БЕРЁЗОВСКАЯ ГРЭС

ул. Шоссейная, 6, 225215 г. Белоозёрск, Брестская обл., Республика Беларусь
тел.приемной: (01643) 5 91 83, факс: (01643) 5 91 70
e-mail: sichernivsky@brestenergo.by
р/с 3012121264015/974 в Региональной Дирекции № 100 ОАО «БПС-Сбербанк»
код 369 УНП 200050653 ОКПО 00112006

ФАКСИМИЛЬНОЕ СООБЩЕНИЕ

Дата 17.02.2015

Исх. № 04-02/ 347 ф

Количество листов 8

На № _____ от _____

Главному инженеру-главному диспетчеру РУП «ОДУ» Ковалёву Д.В.

О предоставлении данных

Предоставляем Вам опытные данные о зависимости удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии от электрической нагрузки энергоблоков ПГУ-427 (ст. №7) и ПГУ-240 (ст. №5) Березовской ГРЭС для нижеприведенных условий:

а) для энергоблока ПГУ-427:

1. работа энергоблока в полном составе (ГТУ и паровая турбина)

2. график нормативных удельных расходов топлива при работе одной газовой турбины. Испытания на данном режиме работы не проводились, однако, по нашим оценкам, нормативные и фактические удельные расходы топлива практически совпадают.

б) для энергоблока ПГУ-240:

1.Работа в режиме одной паросиловой установки;

2.Работа в режиме паросиловой установки и одной газовой турбины;

3. Работа энергоблока в полном составе (2ГТУ и ПСУ).

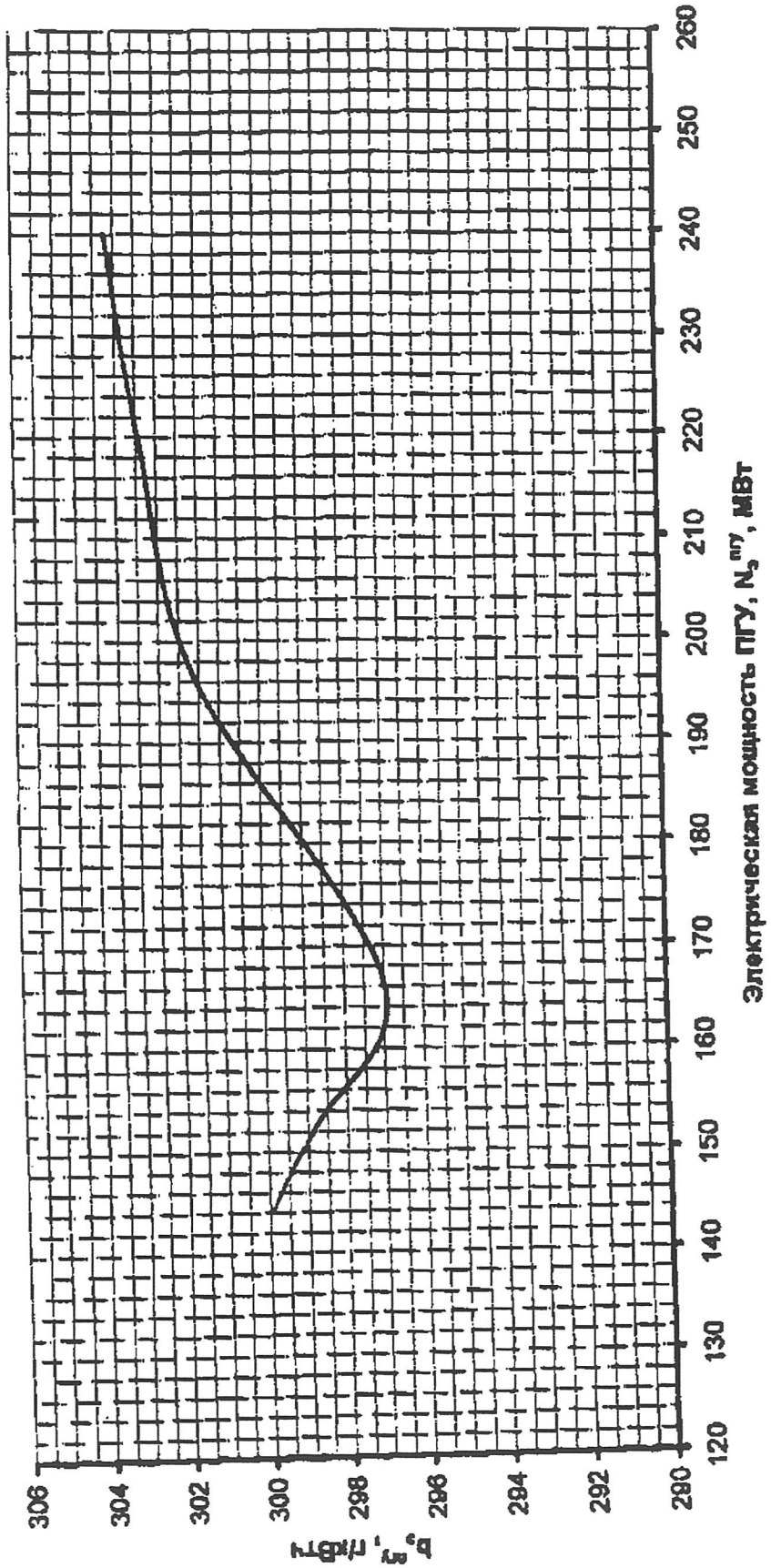
Опытные данные при работе паросиловой части блока ПГУ-240 на резервном топливе отсутствуют, так как блок не работал в запрашиваемых условиях. Данные, приведенные в нормативных характеристиках существенно отличаются от фактически достижимых.

Приложения: графики удельных расходов на 5л в 1 экз.

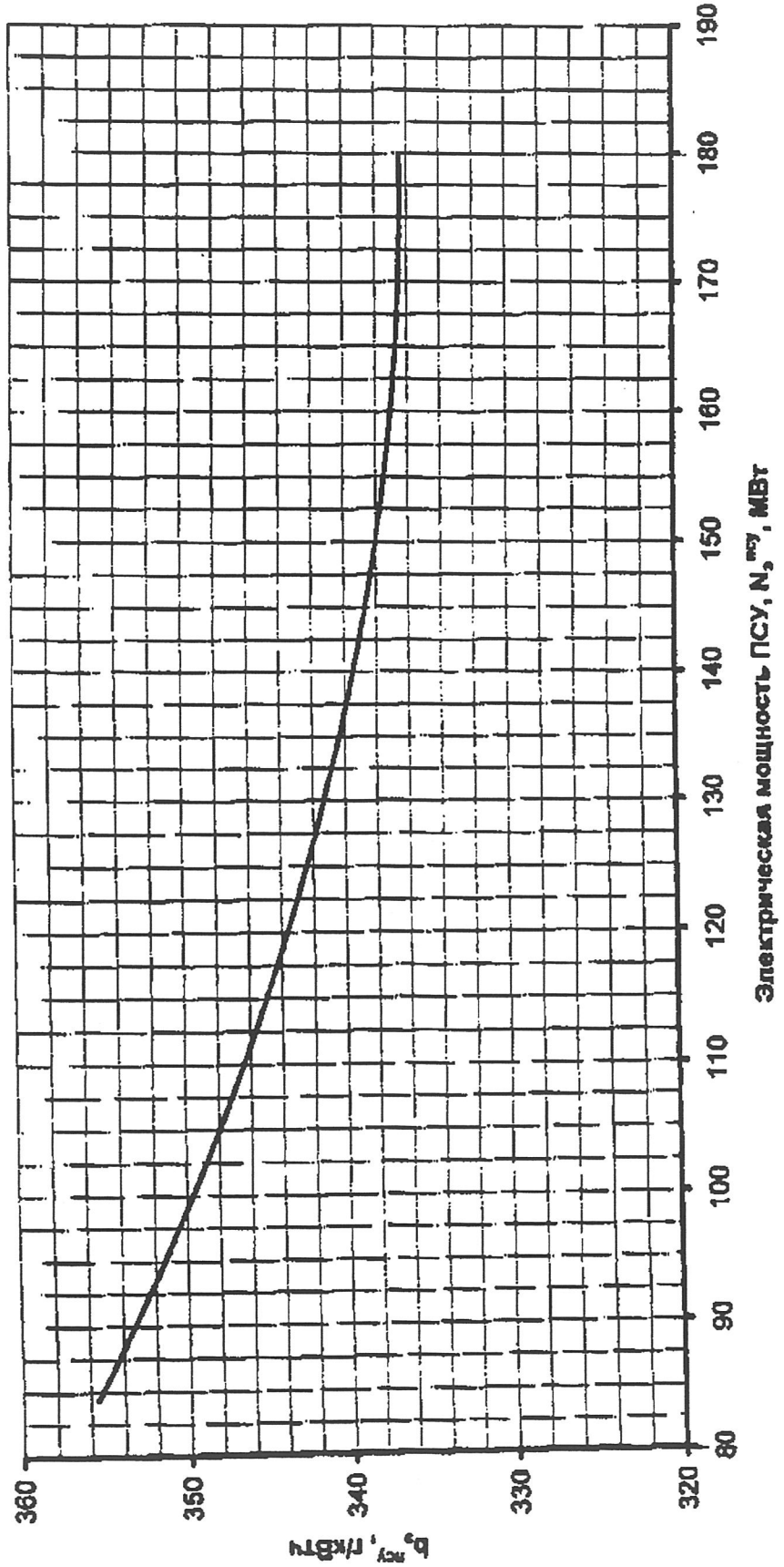
И.о. главного инженера А. А. Чибук

04 Стецик343
17.02.2015

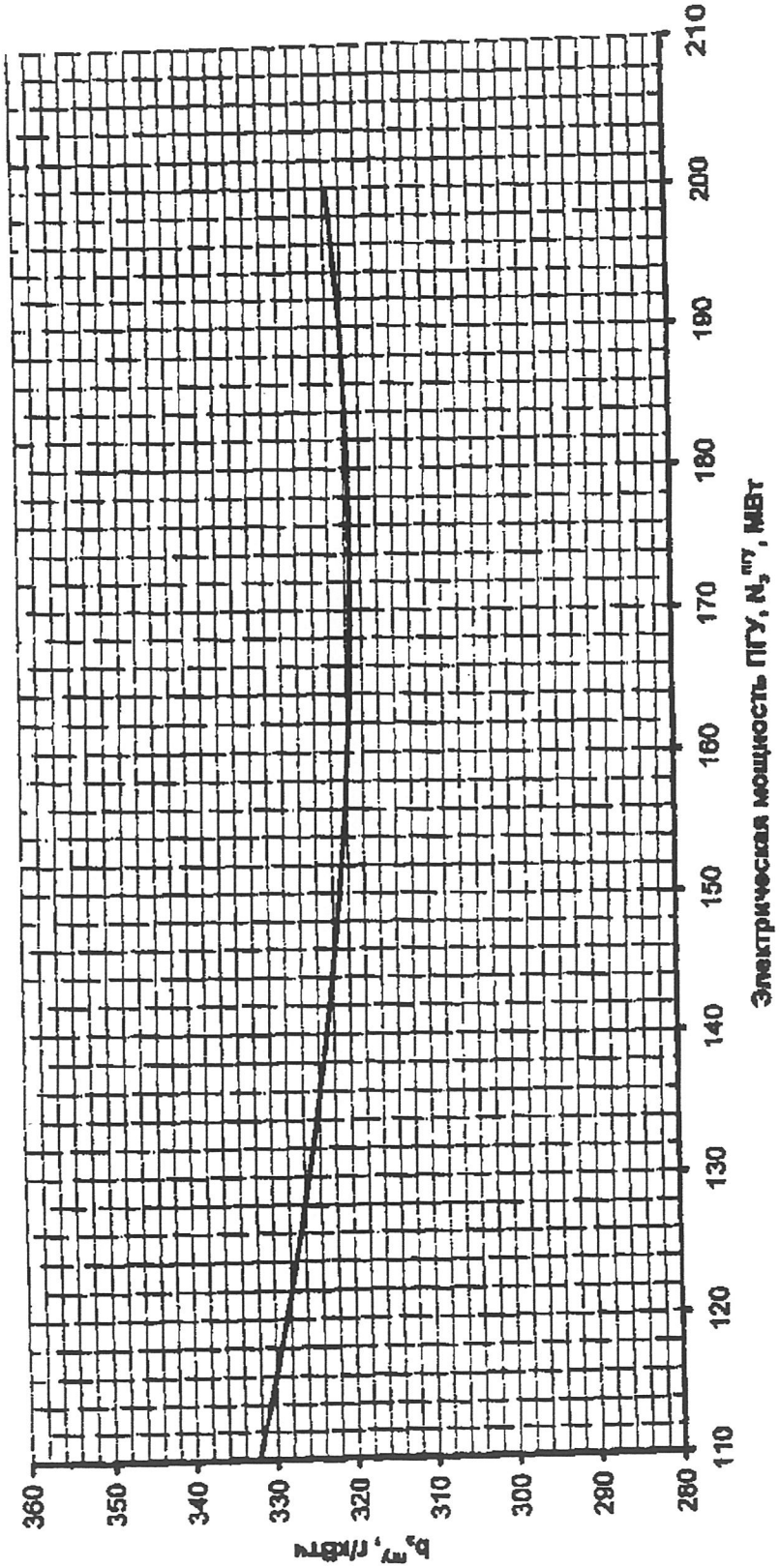
Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии ПГУ-240
(Режим ПГУ-газ. Бойлеры отключены)



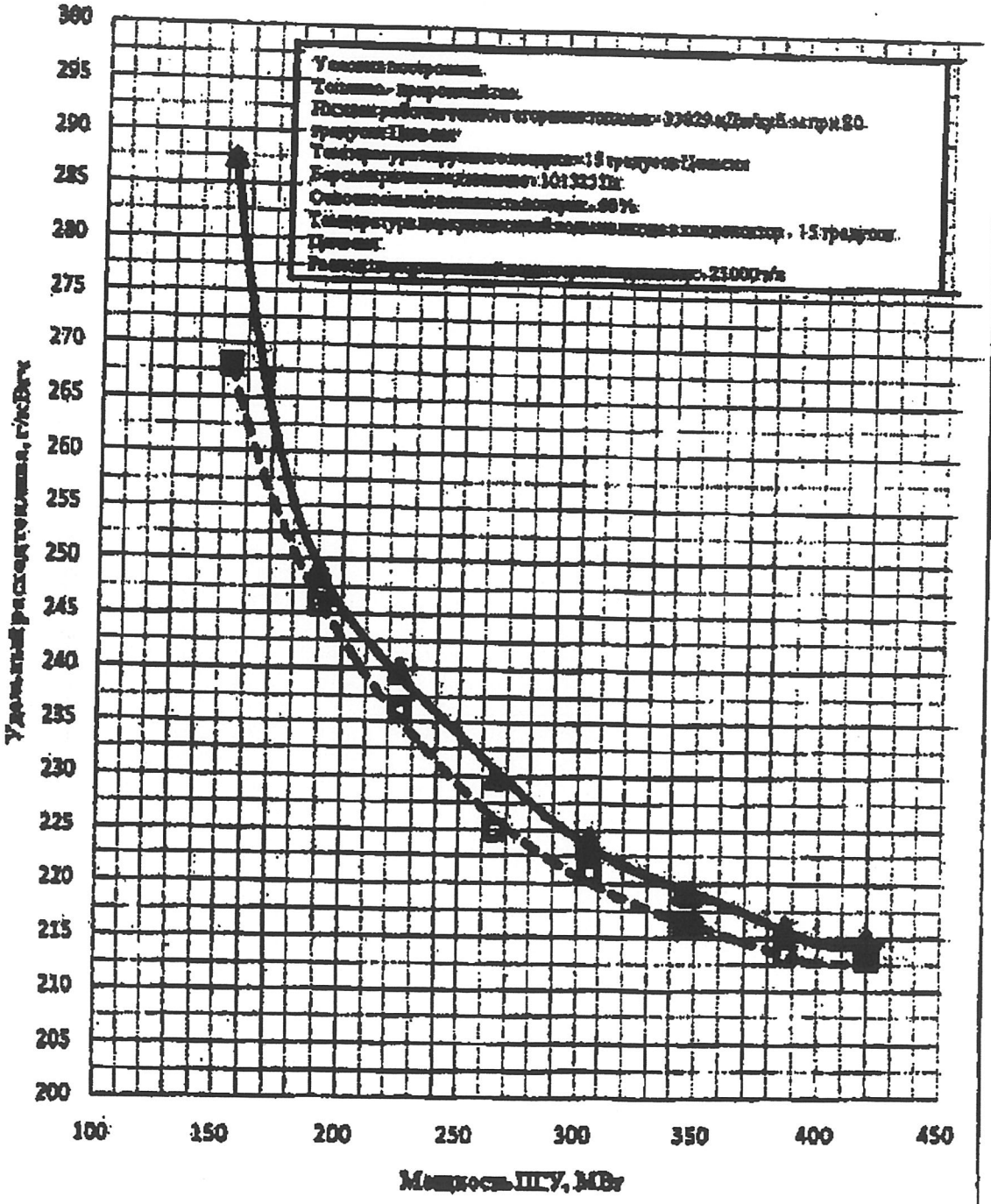
Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии ПГУ-240 (Режим ПСУ-газ. Бойлеры отключены)



Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии ПГУ-240 (Режим ПГУ-ПСУ-газ. Бойлеры отключены)



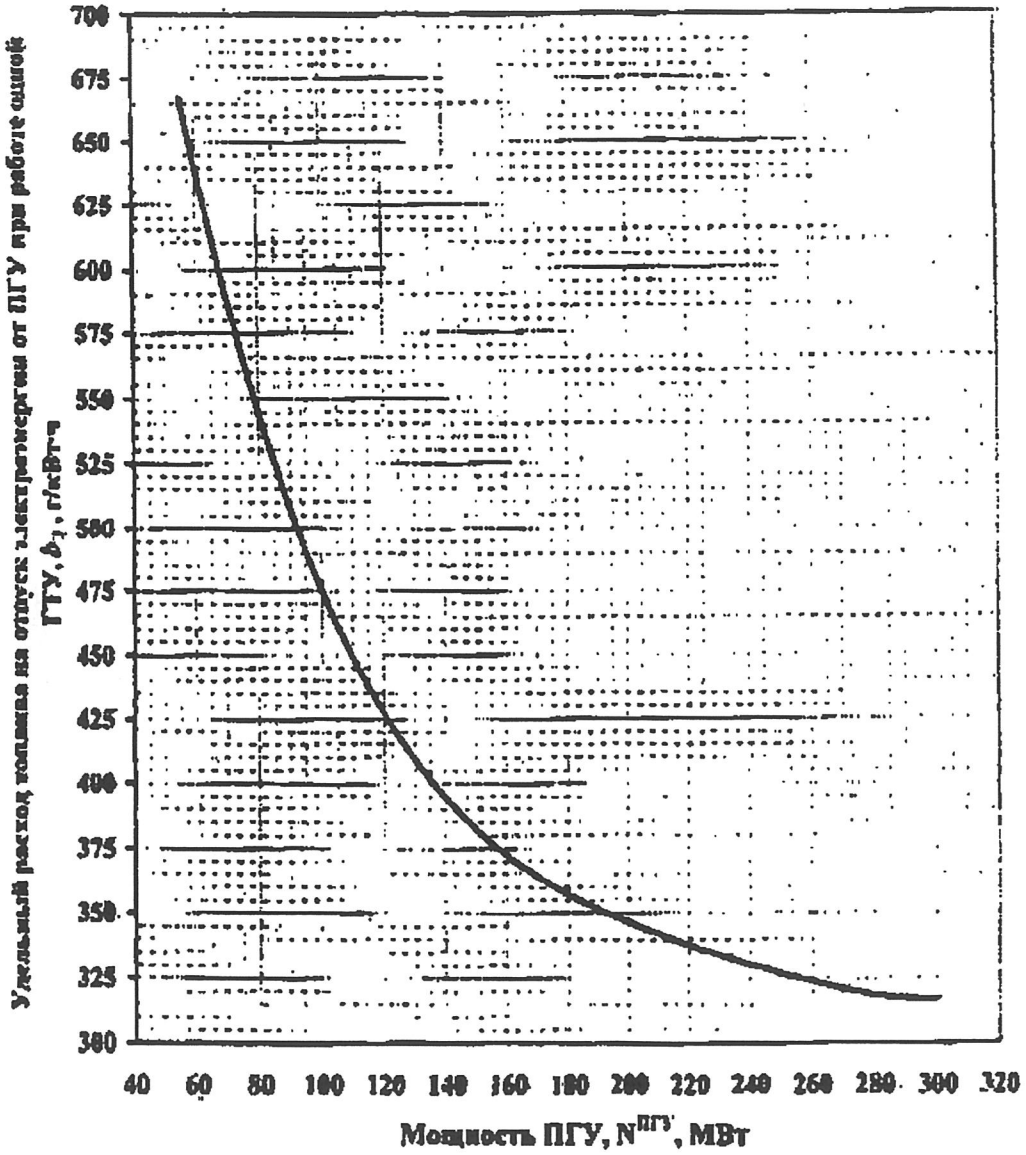
Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии в зависимости от мощности ПГУ



▲ Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии от ПГУ, приведенный без учета потерь мощности отопления, г/кВтч

■ Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии от ПГУ номинальный, г/кВтч

—— Полиномиальная (Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии от ПГУ, приведенный без учета потерь мощности отопления, г/кВтч)



ДЗЕРЖАЎНАЕ ВЫТВОРЧАЕ ВЕДАМАСНЕ «БЕЛЭНЕРГА»
АДКРЫТАЕ АКЦЫЯНЕРНАЕ ТАВАРЫСТВА
«БЕЛЭНЕРГАРАМНАЛАДКА»
УЗГОДНЕНА
Термін дзеяння ад «____» _____ 20__ г.
да «31» «12» 2014 г.
ПОДПІС _____

Изм.	Лист	Документ	Подпись	Дата	Нормативно-технические документы по топливоиспользованию.			
Гл. инженер		Радченко				Литера	Лист	Листов
Нач. ПТО		Растрыгина			Энергетические характеристики блока ПГУ-400		35	

ПРИЛОЖЕНИЕ П
(справочное)

План ввода в работу СКРМ в ОЭС Беларуси

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ГПО «Белэнерго»
Р.О. Воронов
_____ 2017 г.

План ввода в работу СКРМ в ОЭС Беларуси

№ п/п	Объект	СКРМ	Срок	Примечание
1.	ПС 330 кВ Сморгонь	РШ 30 Мвар	2018 г.	
2.	ПС 330 кВ Лида	РШ 2х30 Мвар	2019 г.	Выполняется в рамках реконструкции ПС 330 кВ Лида.
3.	ПС 330 кВ Калийная	РШ 30 Мвар	2019 г. (I квартал)	
4.	ПС 330 кВ Мозырь	РШ 2х20 Мвар	2019 г.	
5.	ПС 330 кВ Россь	УШР 180 Мвар	2020 г.	
6.	ПС 330 кВ Столбцы	РШ 20 Мвар	2018 г.	К моменту ввода в работу ВЛ 330 кВ Столбцы – Белорусская АЭС. Выполняется в рамках реконструкции ПС 220 кВ Столбцы (2-я очередь строительства).
		РШ 20 Мвар	2020 г.	К моменту ввода в работу ВЛ 330 кВ Столбцы – Барановичи. Выполняется в рамках реконструкции ПС 220 кВ Столбцы (3-я очередь строительства).
7.	ПС 330 кВ Микашевичи	РШ 20 Мвар	~~2021 г.~~	К моменту ввода в работу транзита 330 кВ Белоозерск – Пинск – Микашевичи.

Маманов / М.В. Бутневич / Бородуто / Чайковский

ПРИЛОЖЕНИЕ Р
(справочное)

Детальный график работы электростанций ОЭС Беларуси
(оптимизации по ХОП)

Детальный график работы электростанций ОЭС Беларуси на 30.01.2019

Время	Потребление	Нагрузка ТЭС																							
		ОЭС	ТЭЦ-3			ТЭЦ-4			ТЭЦ-5			ГРЭС-15			ГРЭС-20			ТЭЦ-26			В, т у.т./ч	dB, т у.т./ч	Nсумм факт, МВт	Nсумм опт, МВт
			Nфакт, МВт	Nопт, МВт	n опт э/бл.	Nфакт, МВт	Nопт, МВт	n опт э/бл.	Nфакт, МВт	Nопт, МВт	n опт э/бл.	Nфакт, МВт	Nопт, МВт	n опт э/бл.	Nфакт, МВт	Nопт, МВт	n опт э/бл.	Nфакт, МВт	Nопт, МВт	n опт э/бл.				
1	4000	4000	300	300	0	700	700	0	335	335	2	419	419	3	405	405	0	240	240	0	218	-00	754	754
2	3950	3950	250	250	0	700	700	0	335	335	2	419	419	3	405	405	0	240	240	0	218	-00	754	754
3	3900	3900	250	250	0	700	700	0	335	335	2	419	419	3	405	405	0	218	218	0	218	-00	754	754
4	3800	3800	250	250	0	690	690	0	335	335	2	419	419	3	405	405	0	180	180	0	218	-00	754	754
5	4000	4000	280	280	0	700	700	0	335	335	2	419	419	3	405	405	0	240	240	0	218	-00	754	754
6	4300	4300	345	345	0	810	810	0	335	335	2	453	453	3	405	405	0	248	248	0	223	00	788	788
7	4800	4800	339	339	0	771	771	0	491	535	2	600	558	3	632	632	0	248	248	0	278	-00	1 091	1 093
8	5350	5350	339	339	0	771	771	0	625	636	2	661	648	3	986	986	0	248	248	0	325	-01	1 286	1 284
9	5550	5550	339	339	0	771	771	0	665	725	2	761	699	3	1045	1045	0	248	248	0	366	-01	1 426	1 424
10	5591	5591	339	339	0	771	771	0	723	725	2	820	816	3	994	994	0	248	248	0	403	-01	1 543	1 541
11	5550	5550	339	339	0	771	771	0	684	684	2	745	745	3	1045	1045	0	248	248	0	367	00	1 429	1 429
12	5450	5450	339	339	0	771	771	0	684	656	2	661	689	3	1030	1030	0	248	248	0	342	-00	1 345	1 345
13	5450	5450	339	339	0	771	771	0	682	682	2	661	661	3	1032	1032	0	248	248	0	342	00	1 343	1 343
14	5450	5450	339	339	0	771	771	0	650	641	2	680	689	3	1045	1045	0	248	248	0	338	-00	1 330	1 329
15	5350	5350	339	339	0	771	771	0	650	626	2	661	684	3	964	964	0	248	248	0	332	-01	1 311	1 309
16	5250	5250	339	339	0	771	771	0	630	641	2	661	648	3	884	884	0	248	248	0	327	-01	1 291	1 289
17	5150	5150	339	339	0	771	771	0	608	620	2	661	648	3	805	805	0	248	248	0	321	-00	1 269	1 269
18	5350	5350	339	339	0	771	771	0	654	631	2	661	684	3	959	959	0	248	248	0	334	-01	1 315	1 314
19	5500	5500	339	339	0	771	771	0	684	684	2	695	695	3	1045	1045	0	248	248	0	352	00	1 379	1 379
20	5350	5350	339	339	0	771	771	0	663	636	2	661	689	3	947	947	0	248	248	0	337	-00	1 324	1 324
21	5150	5150	339	339	0	771	771	0	601	601	2	661	661	3	809	809	0	248	248	0	319	00	1 262	1 262
22	4900	4900	339	339	0	771	771	0	535	535	2	651	651	3	645	645	0	248	248	0	299	00	1 186	1 186
23	4550	4550	339	339	0	771	771	0	434	420	2	543	558	3	506	506	0	248	248	0	256	-00	977	978
24	4200	4200	339	339	0	756	756	0	335	335	2	419	419	3	405	405	0	248	248	0	218	-00	754	754

ПРИЛОЖЕНИЕ С
(справочное)

Заданный график работы электростанций ОЭС Беларуси
(оптимизации по ОИК)

Заданный график работы электростанций ОЭС Беларуси на 30 Январь 2019 г., среда

Время		потребление+эк	электрокотлы	Перетоки					ИМПОРТ(-) ЭКСПОРТ(+)				САЛЬДО	Нагрузка ТЭС													
Москва	Минск			Литва	Смоленск	Брянск	Псков	Украина	ЛИТВА	УКРАИНА	РОССИЯ	ЛИТВА		ОЭС	3	4	5	7	14	15	20	21	22	23	24	26	СУММ МАЛ+ БЛ
1	1	4000	0	637	-226	38	-105	-344	0	0	0	0	0	4000	300	700	335	45	134	419	405	145	101	173	105	240	898
2	2	3950	0	482	-154	36	-71	-293	0	0	0	0	0	3950	250	700	335	45	134	419	405	145	101	173	105	240	898
3	3	3900	0	406	-125	35	-47	-269	0	0	0	0	0	3900	250	700	335	45	134	419	405	145	101	145	105	218	898
4	4	3800	0	325	-95	36	-23	-243	0	0	0	0	0	3800	250	690	335	40	134	419	405	145	101	130	73	180	898
5	5	4000	0	330	-104	37	-25	-238	0	0	0	0	0	4000	280	700	335	45	134	419	405	145	101	193	105	240	898
6	6	4300	0	436	-152	37	-55	-265	0	0	0	0	0	4300	345	810	335	57	134	439	419	148	120	242	105	248	898
7	7	4800	0	339	-143	41	-54	-182	0	0	0	0	0	4800	339	771	508	57	134	617	598	148	120	242	107	248	911
8	8	5350	0	145	-71	47	-31	-90	0	0	0	0	0	5350	339	771	681	57	134	661	930	148	120	242	107	248	912
9	9	5550	0	221	-85	50	-37	-147	0	0	0	0	0	5550	339	771	719	57	134	707	1045	148	120	242	107	248	913
10	**10**	**5591**	**0**	**209**	**-78**	**51**	**-37**	**-145**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**5591**	**339**	**771**	**719**	**57**	**134**	**778**	**1045**	**148**	**120**	**242**	**107**	**248**	**883**
11	11	5550	0	204	-74	50	-29	-151	0	0	0	0	0	5550	339	771	719	57	134	710	1045	148	120	242	107	248	910
12	12	5450	0	219	-79	48	-29	-158	0	0	0	0	0	5450	339	771	716	57	134	661	998	148	120	242	107	248	909
13	13	5450	0	201	-71	46	-30	-146	0	0	0	0	0	5450	339	771	716	57	134	661	998	148	120	242	107	248	909
14	14	5450	0	257	-93	48	-45	-167	0	0	0	0	0	5450	339	771	716	57	134	661	998	148	120	242	107	248	909
15	15	5350	0	359	-137	47	-82	-187	0	0	0	0	0	5350	339	771	682	57	134	661	932	148	120	242	107	248	909
16	16	5250	0	352	-141	45	-81	-175	0	0	0	0	0	5250	339	771	649	57	134	661	865	148	120	242	107	248	909
17	17	5150	0	218	-103	45	-45	-116	0	0	0	0	0	5150	339	771	615	57	134	661	798	148	120	242	107	248	910
18	18	5350	0	204	-90	48	-31	-130	0	0	0	0	0	5350	339	771	682	57	134	661	931	148	120	242	107	248	910
19	**19**	**5500**	**0**	**224**	**-94**	**49**	**-48**	**-131**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**5500**	**339**	**771**	**719**	**57**	**134**	**661**	**1044**	**148**	**120**	**242**	**107**	**248**	**910**
20	20	5350	0	159	-67	47	-30	-109	0	0	0	0	0	5350	339	771	681	57	134	661	929	148	120	242	107	248	913
21	21	5150	0	143	-82	46	-33	-75	0	0	0	0	0	5150	339	771	614	57	134	661	796	148	120	242	107	248	913
22	22	4900	0	683	-293	45	-131	-304	0	0	0	0	0	4900	339	771	537	57	134	653	641	148	120	242	107	248	903
23	23	4550	0	711	-297	42	-119	-338	0	0	0	0	0	4550	339	771	428	57	134	537	518	148	120	242	107	248	901
24	24	4200	0	697	-262	38	-114	-359	0	0	0	0	0	4200	339	756	335	57	134	419	405	148	110	242	107	248	900
Сумма, МВтч		**117891**	**0**	**8161**	**-3115**	**1051**	**-1332**	**-4765**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**117891**	**7777**	**18163**	**13446**	**1303**	**3216**	**14226**	**17960**	**3537**	**2775**	**5412**	**2524**	**5830**	**21722**

ПРИЛОЖЕНИЕ Т
(справочное)

Заданный график работы электростанций ОЭС Беларуси
(для режимной схемы электрической сети)

Заданный график работы электростанций ОЭС Беларуси на 30 Январь 2019 г., среда

Время		потребление+эк	электрокотлы	Перетоки					ИМПОРТ(-) ЭКСПОРТ(+)				САЛЬДО	Нагрузка ТЭС													
Москва	Минск			Литва	Смоленск	Брянск	Псков	Украина	ЛИТВА	УКРАИНА	РОССИЯ	ЛИТВА		ОЭС	3	4	5	7	14	15	20	21	22	23	24	26	СУММ МАЛ+ БЛ
1	1	4000	0	637	-226	38	-105	-344	0	0	0	0	0	4000	300	700	335	45	134	419	405	145	101	173	105	240	898
2	2	3950	0	482	-154	36	-71	-293	0	0	0	0	0	3950	250	700	335	45	134	419	405	145	101	173	105	240	898
3	3	3900	0	406	-125	35	-47	-269	0	0	0	0	0	3900	250	700	335	45	134	419	405	145	101	145	105	218	898
4	4	3800	0	325	-95	36	-23	-243	0	0	0	0	0	3800	250	690	335	40	134	419	405	145	101	130	73	180	898
5	5	4000	0	330	-104	37	-25	-238	0	0	0	0	0	4000	280	700	335	45	134	419	405	145	101	193	105	240	898
6	6	4300	0	436	-152	37	-55	-265	0	0	0	0	0	4300	345	810	335	57	134	453	405	148	120	242	105	248	898
7	7	4800	0	339	-143	41	-54	-182	0	0	0	0	0	4800	339	771	491	57	134	600	632	148	120	242	107	248	911
8	8	5350	0	145	-71	47	-31	-90	0	0	0	0	0	5350	339	771	625	57	134	661	986	148	120	242	107	248	912
9	9	5550	0	221	-85	50	-37	-147	0	0	0	0	0	5550	339	771	665	57	134	761	1045	148	120	242	107	248	913
10	**10**	**5591**	**0**	**209**	**-78**	**51**	**-37**	**-145**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**5591**	**339**	**771**	**723**	**57**	**134**	**820**	**994**	**148**	**125**	**242**	**107**	**248**	**883**
11	11	5550	0	204	-74	50	-29	-151	0	0	0	0	0	5550	339	771	684	57	134	745	1045	148	120	242	107	248	910
12	12	5450	0	219	-79	48	-29	-158	0	0	0	0	0	5450	339	771	684	57	134	661	1030	148	120	242	107	248	909
13	13	5450	0	201	-71	46	-30	-146	0	0	0	0	0	5450	339	771	682	57	134	661	1032	148	120	242	107	248	909
14	14	5450	0	257	-93	48	-45	-167	0	0	0	0	0	5450	339	771	650	57	134	680	1045	148	120	242	107	248	909
15	15	5350	0	359	-137	47	-82	-187	0	0	0	0	0	5350	339	771	650	57	134	661	964	148	120	242	107	248	909
16	16	5250	0	352	-141	45	-81	-175	0	0	0	0	0	5250	339	771	630	57	134	661	884	148	120	242	107	248	909
17	17	5150	0	218	-103	45	-45	-116	0	0	0	0	0	5150	339	771	608	57	134	661	805	148	120	242	107	248	910
18	18	5350	0	204	-90	48	-31	-130	0	0	0	0	0	5350	339	771	654	57	134	661	959	148	120	242	107	248	910
19	**19**	**5500**	**0**	**224**	**-94**	**49**	**-48**	**-131**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**5500**	**339**	**771**	**684**	**57**	**134**	**695**	**1045**	**148**	**120**	**242**	**107**	**248**	**910**
20	20	5350	0	159	-67	47	-30	-109	0	0	0	0	0	5350	339	771	663	57	134	661	947	148	120	242	107	248	913
21	21	5150	0	143	-82	46	-33	-75	0	0	0	0	0	5150	339	771	601	57	134	661	809	148	120	242	107	248	913
22	22	4900	0	683	-293	45	-131	-304	0	0	0	0	0	4900	339	771	535	57	134	651	645	148	120	242	107	248	903
23	23	4550	0	711	-297	42	-119	-338	0	0	0	0	0	4550	339	771	434	57	134	543	506	148	120	242	107	248	901
24	24	4200	0	697	-262	38	-114	-359	0	0	0	0	0	4200	339	756	335	57	134	419	405	148	110	242	107	248	900
Сумма, МВтч		**117891**	**0**	**8161**	**-3115**	**1051**	**-1332**	**-4765**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**117891**	**7777**	**18163**	**13008**	**1303**	**3216**	**14411**	**18208**	**3537**	**2780**	**5412**	**2524**	**5830**	**21722**

ПРИЛОЖЕНИЕ У
(справочное)

Снижение потерь активной мощности с установкой СКРМ и при оптимизации

№ рис.	Наименование режима/ Наименование узла (№ узла)			Загрузка СКРМ															Потери активной мощности, МВт			
				ШР-1 180 МВА Белорусской АЭС	ШР-2 180 МВА Белорусской АЭС	ШР 180 МВА ПС 330 кВ Поставы	ШР 180 МВА ПС 330 кВ Барановичи	ШР 180 МВА ПС 330 кВ Мирадино	Итого по существующим СКРМ	ПС 330 кВ Лида	ПС 330 кВ Сморгонь	ПС 330 кВ Россь	ПС 330 кВ Столбцы	ПС 330 кВ Мозырь	ПС 330 кВ Калийная	ПС 330 кВ Микашевичи	Итого по намечаемым СКРМ	Всего СКРМ	Без установка СКРМ	С установкой СКРМ до оптимизации	С установкой СКРМ после оптимизации	Снижение потерь при оптимизации
				1140	1141	1103	642	318		710	720	705	1123	460	293	598						
-	Параллельная работа с ЭС Литвы	*Номинальная мощность СКРМ*		*180*	*180*	*180*	*180*	*180*	*900*	*60*	*30*	*180*	*40*	*40*	*30*	*20*	***400***	***1300***	-	-	-	-
4.9		Зимний максимум	Мвар	118	118	101	64	88	**489**	60	30	132	40	40	30	20	**352**	**841**	90,67	90,31	89,70	0,61
			%	66%	66%	56%	36%	49%	54%	100%	100%	73%	100%	100%	100%	100%	88%	65%				
4.10		Зимний минимум	Мвар	170	170	180	152	138	**809**	60	30	176	40	40	30	20	**396**	**1205**	90,91	91,30	89,12	2,18
			%	94%	94%	100%	85%	76%	90%	100%	100%	98%	100%	100%	100%	100%	99%	93%				
4.11		Летний максимум	Мвар	147,2	147	180	112	112	**698**	60	30	180	40	40	30	20	**400**	**1098**	80,26	80,42	79,40	1,02
			%	82%	82%	100%	62%	62%	78%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	84%				
4.12		Летний минимум	Мвар	180	180	94	175	180	**810**	60	30	180	40	40	30	20	**400**	**1210**	72,50	74,76	72,91	1,85
			%	100%	100%	52%	97%	100%	90%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	93%				
Минимальная загрузка, Мвар				*118*	*118*	*94*	*64*	*88*	-	*60*	*30*	*132*	*40*	*40*	*30*	*20*	-	-	-	-	-	-
Максимальная загрузка, Мвар				*180*	*180*	*180*	*175*	*180*	-	*60*	*30*	*180*	*40*	*40*	*30*	*20*	-	-	-	-	-	-
-	Раздельная работа с ЭС Литвы	*Номинальная мощность СКРМ*		*180*	*180*	*180*	*180*	*180*	*900*	*40*	*30*	*60*	*30*	*30*	*30*	-	*220*	*2020*	-	-	-	-
4.13		Зимний максимум	Мвар	102	102	65	81	75	**425**	40	30	60	30	30	30	-	**220**	**645**	103,30	102,90	101,48	1,42
			%	57%	57%	36%	45%	42%	47%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	-	100%	32%				
4.14		Зимний минимум	Мвар	49	49	9	120	95	**322**	40	30	60	30	30	30	-	**220**	**542**	101,98	101,62	100,86	0,76
			%	27%	27%	5%	67%	53%	36%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	-	100%	27%				
4.15		Летний максимум	Мвар	130,1	130,1	96	141	88	**585**	40	30	60	30	30	30	-	**220**	**805**	84,08	84,10	83,32	0,78
			%	72%	72%	53%	78%	49%	65%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	-	100%	40%				
4.16		Летний минимум	Мвар	178	178	19	72	180	**628**	40	30	60	30	30	30	-	**220**	**848**	77,91	78,00	77,19	0,81
			%	99%	99%	11%	40%	100%	70%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	-	100%	42%				
Минимальная загрузка, Мвар				*49*	*49*	*9*	*72*	*75*	-	*40*	*30*	*60*	*30*	*30*	*30*	-	-	-	-	-	-	-
Максимальная загрузка, Мвар				*178*	*178*	*96*	*141*	*180*	-	*40*	*30*	*60*	*30*	*30*	*30*	-	-	-	-	-	-	-