

АНАЛИЗ ПУТЕЙ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И ЭКОНОМИЧНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ МОГИЛЕВСКОЙ ТЭЦ-2

Е. Н. Беловешкин

*Учреждение образования «Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого», Беларусь*

Научный руководитель К. М. Медведев

В связи со снижением тепловой и электрической нагрузки основных потребителей МТЭЦ-2 станция вынуждена работать с неоптимальными технико-экономическими показателями, что приводит к снижению надежности и экономичности электроснабжения потребителей.

Существуют следующие основные пути повышения надежности и экономичности электроснабжения Могилевской ТЭЦ-2:

1. Снятие ограничения выдачи мощности в энергосистему.
2. Замена секционных реакторов ГРУ-10 кВ.

Рассмотрим 1-й путь.

На Могилевской ТЭЦ-2 с 1993 г. началось резкое снижение объемов отпуска тепла, как с паром, так и с горячей водой, которые уже к 1996 г. достигли 750000–800000 Гкал и 900000–1100000 Гкал соответственно, что привело к уменьшению выработки электрической энергии до уровня 700000–850000 тыс. кВт · ч в год. В 2011–2014 гг. отпуск тепла с паром достиг своего минимума и составил 536000 Гкал.

Это привело к значительному снижению нагрузки потребителей с шин генераторного напряжения на 90 МВт по отношению к проектной и к ограничению выдачи избыточной мощности в энергосистему трансформаторами связи. Данная величина в период максимальных тепловых нагрузок достигает 60 МВт. Кроме того, в существующих режимах не обеспечиваются (без значительного ограничения электрической мощности генераторов) плановые ремонтные и аварийно-восстановительные работы на трансформаторах связи.

Из-за ограничения выдачи мощности станция вынуждена работать с менее экономичным составом оборудования. Варианты работы Могилевской ТЭЦ-2 в максимум нагрузок представлены в таблице.

Варианты работы МТЭЦ-2 в режиме максимума нагрузок

Показатель (размерность)	Состав турбин	
	1, 2, 3, 4	3, 4, 5
Мощность, МВт	205	209
Удельный расход теплоты на турбинную установку, ккал/кВт · ч	962	993
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г у. т. /кВт · ч	179,5	185,3

Причины возникновения режимов, при которых ограничивается электрическая нагрузка станции:

- потребляемая мощность ОАО «Могилевхимволокно» по токопроводам 10 кВ № 2 и 4 вместо проектной в размере 120 МВт составляет 30 МВт;
- вместо потребления по токопроводам 10 кВ № 1 и 3 проектных 10 МВт ОАО «Могилевхимволокно» выдает на шины ГРУ-10 кВ 1-й и 3-й секций МТЭЦ-2 от своего энерготехнологического комплекса 10 МВт.

Схема выдачи мощности в энергосистему представлена на рис. 1.

На схеме показано главное распределительное устройство ГРУ-10 кВ, генераторы, трансформаторы СН, трансформаторы связи, токопроводы ОАО «Могилевхимволокно», потребительские фидера КРУ-10 кВ и соответствующие перетоки мощности в режиме максимума нагрузок. Выдача вырабатываемой электрической мощности в энергосистему от турбогенераторов ТГ-1–ТГ-4 осуществляется через два трансформатора связи ТС-1 и ТС-2 марки ТДНГУ-63000/110.

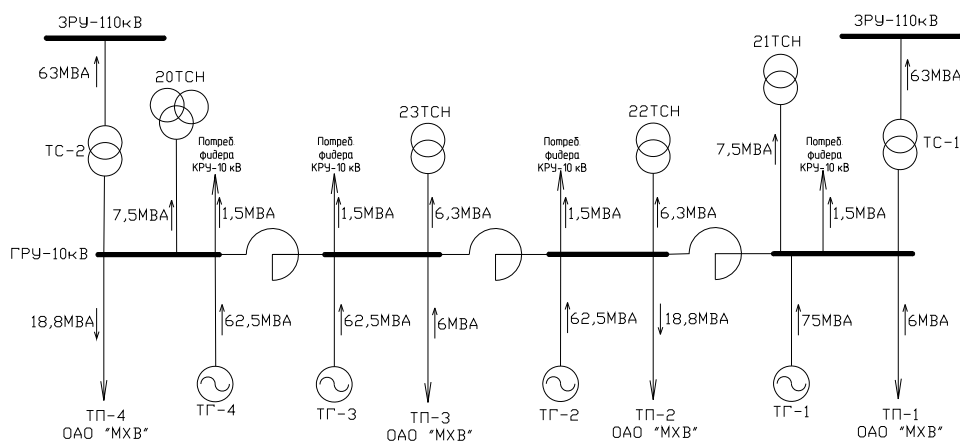


Рис. 1. Схема выдачи мощности в энергосистему

Режимы работы оборудования, при которых происходит ограничение выдачи избыточной мощности в энергосистему через трансформаторы связи ТС-1 и ТС-2:

- режим № 1 – осенне-зимний максимум нагрузок (нормальный режим), в работе генераторы ТГ-1–ТГ-4, блок ГТ-5 выведен или в ремонте;
- режим № 2 – осенне-зимний максимум нагрузок (аварийное отключение или ремонт одного из трансформатора связи ТС-1 или ТС-2), в работе генераторы ТГ-1–ТГ-4, блок ГТ-5 выведен или в ремонте.

Расчет режима № 1:

- суммарная вырабатываемая мощность $P_{\text{выр}}$, МВт, турбоагрегатов ТГ-1–ТГ-4:

$$P_{\text{выр}} = P_{\text{ТГ-1}} + P_{\text{ТГ-1}} + P_{\text{ТГ-1}} + P_{\text{ТГ-1}} = 60 + 50 + 50 + 50 = 210 \text{ МВт};$$

- максимальная мощность $P_{\text{выд}}$, МВт, которую можно выдавать в энергосистему:

$$P_{\text{выд}} = (P_{\text{выр}} + P_{\text{пр}}) - (P_{\text{сн}} + P_{\text{пот}}) = (210 + 7) - (21 + 35) = 161 \text{ МВт};$$

– суммарная активная мощность трансформаторов связи ТС-1, ТС-2т:

$$P_{\text{ТС}} = S \cdot \cos \varphi \cdot n = 63 \cdot 0,8 \cdot 2 = 110,8 \text{ МВт};$$

– избыточная мощность $P_{\text{из}}$, МВт, которая не может быть выдана в энергосистему:

$$P_{\text{из}} = P_{\text{выд}} - P_{\text{ТС}} = 161 + 100,8 = 60,2 \text{ МВт};$$

– недовыработка электрической энергии за период с декабря по февраль составит:

$$\mathcal{E}_{\text{нед}} = t_{\text{из}} \cdot P_{\text{из}} = 2160 \cdot 60,2 = 130032 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

что эквивалентно перерасходу топлива на замещающей станции

$$B = \mathcal{E}_{\text{нед}} (b_3^3 - b_3^{\text{МТЭЦ-2}}) = 130032 \cdot (320 - 193,6) \cdot 10^{-3} = 17528,3 \text{ т у. т.},$$

где b_3^3 – удельный расход топлива на замещающей ТЭС, т у. т./кВт · ч; $b_3^{\text{МТЭЦ-2}}$ – удельный расход топлива на Могилевской ТЭЦ-2, т у. т./кВт · ч.

В существующих условиях решением данной проблемы является увеличение мощности трансформаторов связи за счет установки дополнительного трансформатора связи 10/110 кВ с включением его по стороне низкого напряжения на 2-ю либо 3-ю секцию ГРУ-10 кВ, либо замена трансформаторов связи на более мощные.

Экономия условного топлива в случае замены трансформаторов связи:

$$\Delta B = (b_1 - b_2) \cdot \mathcal{E}_{\Sigma} = (185,3 - 179,5) \cdot 348 = 2081,4 \text{ т у. т.},$$

где \mathcal{E}_{Σ} – суммарная выработка электроэнергии за три месяца, 348 млн кВт · ч; b_1 – удельный расход условного топлива при работе ТГ-3–ТГ-5, г у. т.; b_2 – удельный расход условного топлива при работе ТГ-1–ТГ-4, г у. т.

Годовая экономия в денежном эквиваленте ΔB , млн р.:

$$\Delta И = \Delta B \cdot Ц \cdot 10^{-6} = 2081,4 \cdot 2565 \cdot 10^{-6} = 5338,8 \text{ млн р.}$$

где Ц – цена 1 т у. т., 2565 тыс. р.

Рассмотрим 2-й путь – замену реакторов ГРУ-10 кВ.

Секционные реакторы расположены между 1-й и 2-й, 2-й и 3-й, 3-й и 4-й секциями ГРУ-10 кВ (рис. 1). В связи со значительным снижением нагрузки потребителей с шин генераторного напряжения переток мощности осуществляется через секционные реакторы и трансформаторы связи в энергосистему. Из-за этого секционные реакторы зачастую оказываются перегруженными и их шунтируют, объединяя секции шин генераторного напряжения, что снижает надежность работы МТЭЦ-2 и ее потребителей. Перегрузка реакторов может привести к выходу их из строя и отключению потребителей. Объединение секций шин приводит к тому, что при ближнем коротком замыкании напряжение на всех секциях ГРУ-10 кВ падает до нуля, что усугубляет самозапуск двигателей СН МТЭЦ-2 и потребителей. Кроме этого из-за сквозных токов короткого замыкания могут ложно срабатывать устройства РЗА.

На МТЭЦ-2 установлены реакторы РБГ-10-2500-14%, рассчитанные на ток 2500 А. Номинальный переток мощности через реактор:

$$S_p = I_p \cdot U_n = 2500 \cdot 10,5 = 26250 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Рассмотрим расчет режима для секционного реактора 1–2 (осенне-зимний максимум нагрузок, в работе ТГ-1–ТГ-4, блок ГТ-5 выведен или в ремонте).

Максимальная полная мощность генератора ТГ-2:

$$S_{\text{ТГ-2}} = P_p / \cos \varphi = 50 / 0,8 = 62,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Суммарная максимальная нагрузка S_n , 2 секции ГРУ-10 кВ:

$$S_n = S_{\text{сн}} + S_{\text{кpy}} + S_{\text{мхв}} = 6,3 + 1,5 + 18,8 = 26,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Максимальный переток мощности $S_{\text{макс}}$, через секционный реактор 1–2:

$$S_{\text{макс}} = S_{\text{ТГ-2}} - S_n = 62,5 - 26,6 = 35,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Нагрузка на секционный реактор 1–2 при этом составит 137 %, а в режиме аварийного отключения трансформатора связи ТС-1 реактор нагружается на 236 %.

Расчеты произведены для упрощенного режима, когда перетоки мощности через секционные реакторы и трансформаторы связи симметричны.

В существующих условиях решением данной проблемы является замена секционных реакторов ГРУ-10 кВ на более мощные.

Перечень планируемых к улучшению технико-экономических показателей от мероприятий по замене трансформаторов связи и реакторов: выбор оптимального состава работающего оборудования; снижение удельных расходов условного топлива; обеспечение надежного электроснабжения потребителей; увеличение выработки электроэнергии.

Экономический эффект от мероприятий обусловлен повышением экономичности работы оборудования при составе работающих турбин 1–4 по отношению к режиму с включением менее экономичного состава турбин 3–5, а также повышением надежности электроснабжения потребителей и оборудования собственных нужд.