

Р. Р. ОБАКИМЯН

ОПТИМИЗАЦИЯ ВНУТРИСТАНЦИОННЫХ РЕЖИМОВ ГЭС ПРИ НАЛИЧИИ ГРУППОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ

Распределение нагрузки между агрегатами на гидростанции подчас бывает неравномерным, если энергетические характеристики агрегатов однотипны и имеют монотонно возрастающий характер. Однако в некоторых случаях при наличии однотипных агрегатов в совершенном, одинаковыми характеристиками, не всегда равномерное распределение является оптимальным [1]. Как показано в [2], кривые потерь $\Delta P(P)$ и гидроагрегата на некоторых ГЭС в определенных зонах имеют точку перегиба (выпукло-вогнутая функция), и в силу чего характеристики относительных приростов агрегатов являются не монотонно возрастающими функциями.

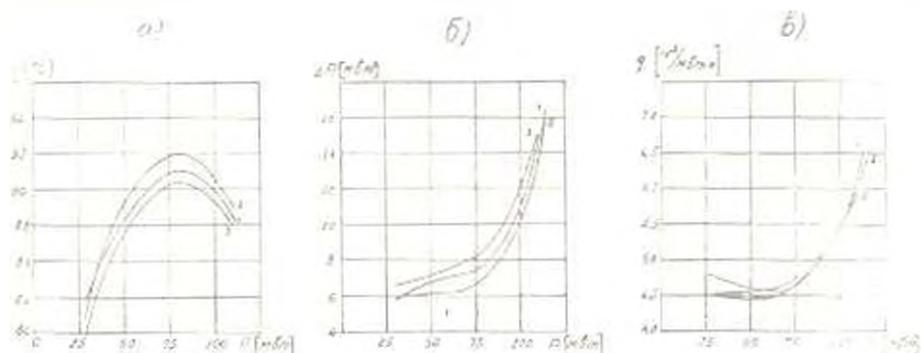


Рис. 1. Кривые зависимости: а) к.п.д. агрегата от нагрузки; б) — потерь мощности агрегата от нагрузки; в) — относительных приростов от нагрузки.

Чем же обусловлено наличие выпукло-вогнутых зон в кривых $\Delta P(P)$? Для выяснения этого вопроса рассмотрим несколько зависимостей $\gamma(P)$ (рис. 1, а). Причем, в качестве исходной взята кривая 1 [1], а кривые 2 и 3 получены некоторым ее смещением вверх и вниз. Используя эти кривые, посмотрим соответствующие им зависимости $\Delta P(P)$ (рис. 1, б). Из рисунка видно, что кривым $\gamma(P)$, имеющим вполне реальный характер, соответствуют различные формы кривых $\Delta P(P)$. Следовательно, зависимости $\Delta P(P)$ могут быть как строго вогнутыми функциями, так и с точкой перегиба. Значит, форма кривых $\Delta P(P)$ предопределена характером кривых к.п.д. Тем не менее, на-

личие выпукло-вогнутых зон в кривых $\Delta P(P)$ требует более основательного исследования для дальнейшего выявления физической сущности вопроса. Такой характер зависимости $\Delta P(P)$ приводит к тому, что характеристики относительных приростов $q(P)$ агрегатов (рис. 1, а) являются не монотонно возрастающими функциями.

Исследования, проведенные нами на примере Волжской ГЭС имени XXII съезда КПСС, показали реальность таких характеристик. Наличие выпукло-вогнутых зон в $\Delta P(P)$ подтверждено испытаниями на этой ГЭС НИСом Гидропроекта.

Таблица 1

Сумм. напр. $P_{\Sigma}, \text{Мвт}$		650			905			1240		
		25,0			24,2			22,6		
Режимы		факт.	оптим.	выравни. напр.	факт.	оптим.	выравни. напр.	факт.	оптим.	выравни. напр.
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
№№ агрегатов	1	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	2	—	—	—	65	87,3	87,3	75	30	30
	3	30	35	61,5	65	87,3	87,3	80	79,3	79,3
	4	80	35	61,5	105	87,3	87,3	90	79,3	79,3
	5	—	—	—	75	87,3	87,3	75	79,3	79,3
	6	20	35	61,5	70	87,3	87,3	75	79,3	79,3
	7	45	35	56,2	—	—	—	—	—	—
	8	55	35	56,2	40	30	30	50	79,3	52,4
	9	—	—	—	40	30	30	50	79,3	52,4
	10	—	—	—	30	30	30	45	79,3	52,4
	11	60	35	56,2	45	30	30	55	79,3	52,4
	12	—	—	—	—	—	—	15	79,3	52,4
	13	—	—	—	80	87,3	87,3	60	79,3	79,3
	14	20	88	61,5	80	87,3	87,3	70	79,3	79,3
	15	90	88	61,5	100	87,3	87,3	90	79,3	79,3
	16	40	88	61,5	70	87,3	87,3	75	79,3	79,3
	17	50	88	56,2	50	30	30	70	30	52,4
	18	—	—	—	40	30	30	50	30	52,4
	19	—	—	—	—	—	—	50	30	52,4
	20	—	—	—	40	30	30	45	30	52,4
	21	—	—	—	—	—	—	45	30	52,4
	22	50	88	56,2	—	—	—	45	30	52,4
Эффект в %			0,6	-0,4		0,35	0,35		0,3	0,2

Оптимизация внутростанционных режимов ГЭС связана с учетом определенных ограничений, накладываемых на гидроагрегаты станции, к тому же пределы и величины ограничений различны для разных

станций. Например, ограничение типа $P_i^* \leq P_i \leq P_i^{**}$ (где $P_i > 0$) не всегда исходит из минимальных возможностей агрегатов, так как по нижнему пределу мощности всегда накладываются ограничения как по подпитчикам агрегатов, так и по кавитации. Последнее существенно при минимальных отметках нижнего течения. На результаты расчетов оптимизации заметное влияние оказывают также ограничения по трансформаторам, кабелям (особенно при наличии переток на станции) и т. д. Немаловажное значение требует ограничение другого типа — наличие группового регулирования излучения ГЭС. Это обстоятельство диктуется как серийностью агрегатов на станции, так и целью быстрого подхвата аварийной нагрузки гидроагрегатами и более оперативного покрытия пиковых частей графика нагрузки. Однако, наличие группового регулирования не дает возможности индивидуального варьирования генерируемыми мощностями гидроагрегатов в отдельности, что в точках арены оптимизации внутри станции (по режиму ГЭС) менее эффективно.

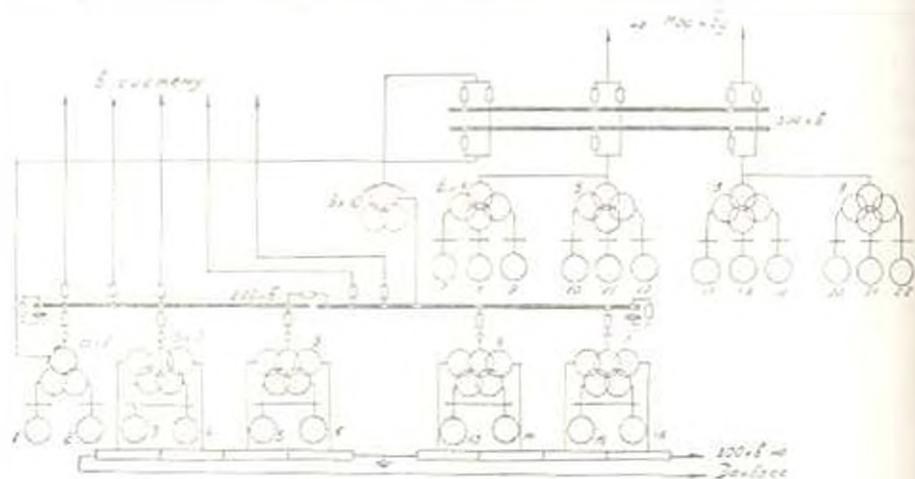


Рис. 2. Схема функционального распределения в одной ГЭС имении XXII съезда КПСС

Учитывая вышеуказанные замечания и используя алгоритмы оптимизации внутростанционных режимов ГЭС [1], на примере Волжской ГЭС им. XXII съезда КПСС приведены расчеты для некоторых реальных режимов (табл. 1). За исходную информацию приняты зависимости потерь в гидроагрегатах от нагрузки при различных павоках.

Результаты расчетов показали, что оптимальное распределение нагрузки между однотипными агрегатами с совершенно одинаковыми характеристиками при заданном составе агрегатов с учетом ограничений (по подпитчикам, кавитации, трансформаторам и т. д.) в определенной зоне нагрузок станции получается неравномерным; часть работающих агрегатов нагружается одной нагрузкой, а оставшая — другой.

В табл. 1 приведены данные по фактическим режимам за ряд характерных суток и значения полученных оптимальных режимов с уче-

том различных способов группового регулирования. На указанной ГЭС имеются две группы регулирования, каждая из которых охватывает агрегаты блоков стороны 220 кВ и 500 кВ в отдельности, кроме блоков 1 и 2 (рис. 2).

Из таблицы видно, что полученные оптимальные режимы имеют два уровня нагрузок агрегатов. Данные столбцов 5—6 показывают, что существующая система группового регулирования при прочих равных условиях охватывает результаты оптимизации. При этом эффект от оптимизации по сравнению с фактическим составляет в среднем 0,3—0,4%.

Однако, не при всех значениях нагрузки станции и количества агрегатов становится возможным осуществить оптимальную двухступенчатую загрузку агрегатов из-за существующей системы группового регулирования (столбцы 2, 3, 8—9). Как видно, если в какой-нибудь группе имеются нагрузки в два уровня, то необходимо предварительно осреднить нагрузки и равномерно загрузить работающие агрегаты данной группы. В этом случае эффект от оптимизации резко снижается, а в некоторых случаях стационарные потери по сравнению с фактическими увеличиваются (столбцы 1, 3).

Замена существующей системы регулирования на иную — состоящую из двух групп с двумя степенями свободы — позволяет охватить весь диапазон изменения нагрузки станции с возможностью оперативного изменения нагрузок агрегатов в каждой группе, оставляя при этом неизменным число работающих агрегатов. Тогда реальное уменьшение общестанционных потерь по сравнению с фактическими достигает в среднем 0,5—0,55%. При этом автоматически разрешается ограничение на гидростанцию в виде группового регулирования.

Когда суммарная нагрузка ГЭС, деленная на общее число работающих агрегатов при данном напоре, большие мощности, соответствующей точке перегиба, эффект от оптимального распределения по сравнению с равномерным становится равным нулю, т. е. равномерное распределение является оптимальным. Это объясняется тем, что при этих и больших нагрузках на агрегаты кривые зависимости потерь от нагрузки имеют монотонно возрастающий характер.

Например, для рассмотренной ГЭС при $P - P_{г,н} = 70 - 80 \text{ Мвт}$ и $H = 21 - 26 \text{ м}$ равномерное распределение является оптимальным (число работающих агрегатов).

В ы в о д ы

1. В ряде случаев кривые потерь от нагрузки агрегатов могут иметь точку перегиба (выпукло-вогнутая функция), что предопределяется характером кривых к.п.д. агрегата при данном напоре. В силу этого относительные приросты нагрузки гидроагрегатов получаются не монотонно возрастающими функциями.

2. Наличие на станции двух групп регулирования не всегда позволяет без предварительных осреднений полностью охватить по-

лученные после оптимизации нагрузки, что приводит к снижению эффекта.

3. На гидростанциях, где энергетические характеристики агрегатов не монотонно возрастающие функции и существуют две группы регулирования, не обеспечивающие полную реализацию оптимальных режимов, желательно перейти на иную схему регулирования, состоящую из двух групп с двумя ступенями в каждой, так как в этом случае сохраняется реальный эффект от оптимизации.

АрмНИИЭ

Получено 9.XI.1970.

Ռ. Ռ. ՀՈՎԱԿԻՄՅԱՆ

ՀԷԿ-Ի ՆԵՐՄԱՅՈՒՆԱՅԻՆ ԵՊՏԻՄԱԼԱՅՈՒՄ ԽՈՐԱՅԻՆ
ԿԱՆՈՆԱԵԼՈՐՈՒՄԱՆ ԱՐԿԱՅՈՒԹՅԱՆ ԳԵՊՔՈՒՄ

Ա Վ Փ Ո Փ Ո Վ

Հողվածում լուստբանված է ՀԷԿ-ի ներկայանալին ռեժիմների օպտիմալացման հարցը խմբալին կանոնավորման առկայության գեպրում: Յույ՞ց է արված շրջման կեաի առկայությունը ազրեզատաի կորուսանների և բեռնվածքի կտիտան մեջ և նրա ազդեցությունը օպտիմալացման արդյունքների վրա: Բեռնվածքի օպտիմալ բաշխումը աշխատող ազրեզատանների միջև ստացվում է երկու մակարդակով: Այն հիդրոէլեկտրակայաններում, որտեղ էներգետիկ բնակարարները աշ մոնտառն աճող ֆունկցիաներ են և զոյալյուն ունի կանոնավորման երկու խումբ, որոնք չեն ապահովում օպտիմալ ռեժիմների լրիվ իրացում, նպատակահարմար է անցնել այլ արդի կանոնավորման բուղկացած երկու խմբից, չորարանչություն երկու ենթախումբ, ջանի որ ալը գեպրում ապահովվում է օպտիմալացումից ստացվող էֆեկտը:

Լ Ի Տ Ե Ր Ա Տ Ր Ա

1. Бурицкий Г. А., Шахвердян С. В. Оптимизация интританционных режимов ГЭС. „Электрические станции“, № 3, 1970.