

С.Сейфуллин атындағы Қазақ агротехникалық университетінің 60 жылдығына арналған «Сейфуллин оқулары– 13: дәстүрлерді сақтай отырып, болашақты құру» атты Республикалық ғылыми-теориялық конференциясының материалдары = Материалы Республиканской научно-теоретической конференции «Сейфуллинские чтения – 13: сохраняя традиции, создавая будущее», посвященная 60-летию Казахского агротехнического университета имени С.Сейфуллина. - 2017. - Т.1, Ч.5. - С.86-90

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ В ЗАПАДНОМ КАЗАХСТАНЕ

Тютебаева Г.М., Садуакасова Г.Б.

Существующее состояние электроэнергетики Казахстана характеризуется:

- высокой концентрацией энергопроизводящих мощностей - до 4000 МВт на одной электростанции;
- расположением крупных электростанций преимущественно вблизи топливных месторождений;
- высокой долей комбинированного способа производства электроэнергии и теплоты для производственных и коммунальных нужд;
- развитой схемой линий электропередачи, где в качестве системообразующих связей выступают высоковольтные линии напряжением 500 и 1150 кВ.

Территория Казахстана в энергетическом отношении делится на три новых региона:

Северный и Центральный регион, в который входят Акмолинская, Восточно-Казахстанская, Карагандинская, Костанайская и Павлодарская области, энергохозяйство которых объединено общей сетью и имеет развитую связь с Россией;

Южный регион, в который входят Алматинская, Жамбылская, Кызылординская и Южно-Казахстанская области, объединен общей электрической сетью и имеет развитую связь с Кыргызстаном и Узбекистаном. В настоящее время Южная зона включена на параллельную работу с Северным регионом;

Западный регион, в который входят Актюбинская, Атырауская, Западно-Казахстанская и Мангистауская области, энергохозяйство которых имеет электрическую связь с Россией.

Мангистауская, Атырауская и Западно-Казахстанская области объединены общей электрической сетью, а энергохозяйство Актюбинской области работает изолированно.

В настоящее время электрические станции Казахстана обладают потенциалом по мощности, способным полностью обеспечить собственную потребность, но в силу сложившейся схемы сетей и рыночной конъюнктуры Южный и Западный регионы импортируют электроэнергию и мощность.

Ожидается, что тенденция роста электропотребления продолжится в южных и западных областях Казахстана. На рисунке 1 представлен рост потребления электроэнергии по энергетическим зонам Казахстана. При этом сложность будет в обеспечении достаточного объема электроэнергии для удовлетворения внутреннего спроса. В настоящее время АО «KEGOC» (системный оператор Казахстана), как правило, передает мощность с севера страны, где имеются избыточные

генерирующие мощности, для удовлетворения спроса на электроэнергию в дефицитные регионы на юге страны. Кроме того, ранее Казахстан импортировал электроэнергию гидроэлектростанций Кыргызстана, главным образом, весной, когда там наблюдается рост объемов генерирующих мощностей. Однако, по мере того, как Казахстан улучшит ситуацию с газоснабжением, в особенности, на юге, появится возможность для большей газификации электроэнергетики.

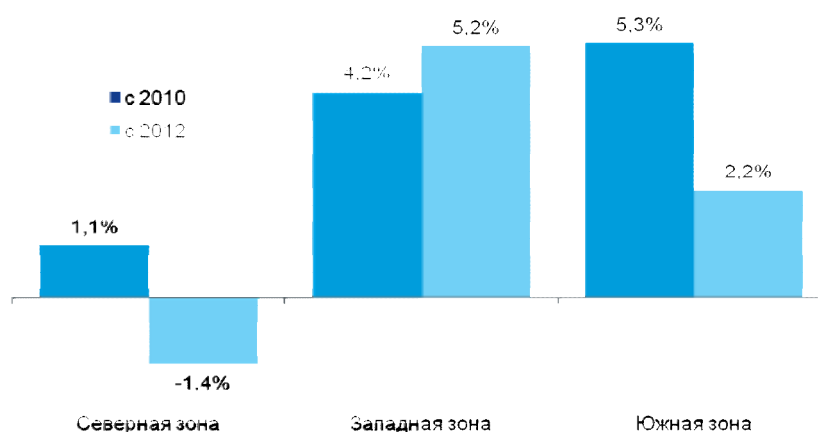


Рисунок 1 – Рост потребления электроэнергии по энергетическим зонам Казахстана

Общие прогнозные извлекаемые ресурсы углеводородного сырья в Республике Казахстан составляют 17 млрд. тонн, из них 8 млрд. тонн приходится на казахстанский сектор Каспийского моря.

Согласно вышеизложенного Казахстан имеет огромный потенциал использования энергоэффективных технологий выработки электрической и тепловой энергии. В таблице 1 представлены существующие газотурбинные ТЭС Казахстана, эксплуатируемые на сегодняшний день.

Таблица 1 – Газотурбинные электрические станции Казахстана

№ п / п	Название	Топливо	Установленная мощность, МВт	Область
1	Кызылординская ГТЭС	газ	46	Кызылординская область
2	ГТЭС-45	газ	34	Актюбинская область
3	Уральская ГТЭС	газ	54	Западно-Казахстанская область
4	ГТЭС Акшабулак	попутный газ	87	Кызылординская область
5	ГТЭС Кумколь	попутный газ	102	Карагандинская область
6	ГТЭС Каламкас	природный газ	90	Мангистауская область
7	ГТЭС-480	газ	111	Атырауская область

8	ГТЭС-144	газ	136	Атырауская область
9	ГТЭС АЗФ (Актурбо)	газ	135	Актюбинская область
10	Жанажолская ГТЭС	газ	120	Актюбинская область
11	ГТЭС КПК	попутный газ	145	Западно-Казахстанская область
12	ГТЭС-242	газ	242	Атырауская область
13	ГТЭС Кашаган	попутный газ	314	Атырауская область

Проблемы отечественной энергетики часто связывают с выработкой ресурса оборудования, но не менее важно, что оборудование это устарело морально и простая его замена на новые установки старого образца принципиально ничего не решит.

Коэффициент полезного действия отечественных электростанций в среднем оценивается в 36%. Более десятой части электроэнергии и вовсе вырабатывается на установках, коэффициент полезного действия (КПД) которых равен 25% (эффективность, характерная для 30-х годов прошлого столетия). Между тем в развитых странах этот показатель в среднем не опускается ниже 45%. Рост эффективности зарубежных энергосистем связан с внедрением новых технологий, прежде всего речь идет об установках парогазового цикла (ПГУ), КПД которых колеблется от 52 до 60%.

Решением этой проблемы является использование теплоэнергетических установок, позволяющих снизить удельный расход топлива на выработку электроэнергии на 35-40 %.

Это вполне реально, если учесть, что КПД новейших ПГУ составляет 52-58 %, в то время как КПД современных КЭС - 38-40 %. Так же использование бинарных ПГУ единичной мощностью 100-500 МВт при строительстве новых электростанций на природном газе и реконструкции по парогазовому циклу действующих ТЭС [1].

Среди различных вариантов ПГУ наибольшее распространение получили следующие схемы: ПГУ с высоконапорным парогенератором (ВПГ), ПГУ со сбросом газов газовой турбины в топку парового котла, ПГУ с утилизационным паровым котлом (УПК), полузависимые ПГУ, ПГУ с внутри цикловой газификацией твердого топлива.

Экономия топлива ПГУ с ВПГ зависит от соотношения мощностей ГТУ и ПГУ и находится на таком же уровне, как и у сбросных ПГУ [2].

Парогазовую установку, электрической мощностью 250 мегаватт (МВт), предполагается построить в Казахстане на промышленной площадке ТОО «МАЭК-Казатомпром» г. Актау, где решена проблема с газоснабжением и водоснабжением ПГУ. Тем более что в ближайшее время с месторождения «Кашаган» пойдут значительные объемы попутного газа, которые можно направить на новые объекты по выработке электроэнергии.

В связи с тенденцией роста энергопотребления и большими запасами природного и попутного газов в Западном Казахстане, считаем актуальным строительство на юго-западе Казахстана парогазовых тепловых электростанций.

Оптимальные конструкции электростанции ПГУ, характеризующиеся максимальными значениями КПД, определяются для широкого диапазона требований к мощности и различных значений имеющейся площади теплообмена. Эти термодинамические оптимальные решения находятся в пределах допустимой области работы с помощью модели нелинейного математического программирования (НЛП), в которой производство энергии, скорости массового расхода, температуры и давления могут свободно изменяться. Технические отношения между ними используются для систематизации оптимальных значений проектирования и оперативных переменных электростанции ПГУ в оптимальных наборах решений, названных здесь как оптимальные семейства решений [3,4].

Список литературы

1. Указ Президента Республики Казахстан №874 от 01.08.2014 об утверждении «Государственной программы индустриально-инновационного развития Республики Казахстан на 2015-2019 годы» и внесении дополнения в Указ Президента Республики Казахстан № 957 от 19.03.2010;
2. Постановление Правительства Республики Казахстан №724 от 28.06.2014 об утверждении «Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года».
3. Roberto Canapera, Meihong Wang, Techno-economic analysis of a CO₂ capture plant integrated with a commercial scale combined cycle gas turbine (CCGT) power plant., Applied Thermal Engineering, Volume 74, 5 January 2015, Pages 10–19, IF = 3.043.
4. E. Godoy, N.J. Scenna, S.J. Benz, Families of optimal thermodynamic solutions for combined cycle gas turbine (CCGT) power plants., Applied Thermal Engineering, Volume 30, Issues 6–7, May 2010, Pages 569–576, IF = 3.043.